



UNIVERSITAS INDONESIA

**PREDIKSI TEKANAN PORI DENGAN MENGGUNAKAN DATA
KECEPATAN SEISMIK : STUDI KASUS, LAPANGAN X LAUT
DALAM SELAT MAKASAR**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains

**HENDRI YANTO
0906576486**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
PEMINATAN GEOFISIKA RESERVOAR
JAKARTA
DESEMBER 2011**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : HENDRI YANTO

NPM : 0906576486

Tanda tangan :



Tanggal : 23 DESEMBER 2011

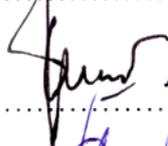
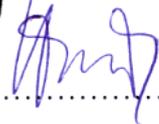
HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
 Nama : HENDRI YANTO
 NPM : 0906576486

Program Studi : Geofisika Reservoar
 Judul Tesis : PREDIKSI TEKANAN PORI DENGAN
 MENGGUNAKAN DATA KECEPATAN
 SEISMIK (STUDI KASUS, LAPANGAN
 X OFFSHORE SELAT MAKASAR)

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

Dewan Penguji

Pembimbing	: Dr.rer.nat. Abdul Haris	(..... )
Penguji	: Prof Dr. Suprayitno Munadi	(..... )
Penguji	: Dr. Ricky Adi Wibowo	(..... )
Penguji	: Dr. Waluyo	(..... )

Ditetapkan di : Universitas Indonesia, Salemba

Tanggal : 23 Desember 2011

Universitas Indonesia

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Tuhan Yang Maha Esa karena dengan segala rahmat-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Tesis ini.

Laporan Tesis dengan judul *Prediksi Tekanan Pori Dengan Menggunakan Data Kecepatan Seismik : Studi Kasus, Lapangan X Laut Dalam Selat Makasar* ini disusun untuk memenuhi prasyarat untuk memperoleh gelar Magister Sains dalam program peminatan Geofisika Reservoir, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Terima kasih yang sebesar-besarnya juga penulis sampaikan kepada pihak-pihak yang telah sangat membantu dalam proses penyusunan laporan Tesis ini, antara lain kepada:

1. Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku pembimbing I yang disela-sela kesibukannya telah banyak membantu, memberikan arahan dan masukan serta memberikan waktunya untuk berdiskusi dengan penulis.
2. Para-penguji : Prof Dr. Suprayitno Munadi, Dr. Ricky A. Wibowo, Dr. Waluyo yang telah bersedia meluangkan waktunya untuk berdiskusi dan memberikan segala masukan serta koreksinya dalam laporan Tesis ini.
3. Dr. Yunus Daud, selaku Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, yang telah banyak memberikan saran dan masukan yang sangat bermanfaat.
4. Agus Abdullah P.hD, Mahendra A Kusuma MSc, Vincent Favreu yang telah banyak membantu dalam menyelesaikan persoalan teknis pada Tesis ini.
5. Asep Sulaeman, Anton Kristanto, Agung Budi Cahyono selaku Managemen ExxonMobil Explorasi Indonesia yang telah memberikan dukungan materil dan inmateril.
6. Zulfitriadi Syamsir MSc, Kenri Pomar MSc, Alahudin Alan Gantyno MSc, Aditya Gunawan,ST serta teman-teman geoscientist dan Geoscience Support ExxonMobil yang telah banyak memberikan masukan dalam penulisan laporan Tesis ini.

7. Istri dan anakku dr. Dewi Citra Intan dan Faiqa Zihni Aliya yang selalu memberikan dukungan dan motivasi selama dalam proses pengerjaan Tesis ini.
8. Orang tua dan segenap keluarga penulis atas doa dan motivasinya sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Tesis ini.
9. Dosen – dosen Geofisika Reservoir, FMIPA UI atas ilmu yang diberikan selama proses belajar mengajar di kelas.
10. Karyawan Departemen Fisika FMIPA UI, yang telah banyak membantu penulis dalam mengurus surat – surat dan berbagai berkas untuk melengkapi syarat pengajuan Tesis ini.
11. Teman - teman Geofisika Reservoir UI angkatan 2009.
12. Semua pihak yang mungkin belum dapat disebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa laporan Tesis ini masih jauh dari sempurna, sehingga kritik dan saran yang membangun dari para pembaca sangat penulis harapkan. Akhirnya, penulis berharap agar Laporan Tesis ini dapat bermanfaat bagi para pembaca, serta dapat memperkaya pengetahuan kita semua dalam bidang industri migas, khususnya dalam analisa prediksi tekanan pori dengan menggunakan data kecepatan seismik.

Jakarta, Desember 2011

Penulis

Universitas Indonesia

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

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

Nama : Hendri Yanto
NPM : 0906576486
Program Studi : S2 Ilmu Fisika (Geofisika Reservoir)
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis karya : Tesis

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

**PREDIKSI TEKAMAN PORI DENGAN MENGGUNAKAN DATA
KECEPATAN SEISMIK : STUDI KASUS, LAPANGAN X LAUT DALAM
SELAT MAKASAR**

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 : Jakarta
Pada tanggal : 23 Desember 2011
Yang menyatakan



(Hendri Yanto)

ABSTRAK

Nama : Hendri Yanto
Program Studi : Magister Fisika (Geofisika Reservoir)
Judul : PREDIKSI TEKANAN PORI DENGAN MENGGUNAKAN
DATA KECEPATAN SEISMIK : STUDI KASUS, LAPANGAN
X LAUT DALAM SELAT MAKASAR

Penelitian ini dilakukan pada lapangan X yang terletak di laut dalam cekungan Selat Makasar, dimana dari regional geologi cekungan ini memiliki lapisan serpih yang tebal pada umur Eosin dan Awal-Oligosen. Lapisan serpih ini mempunyai kontribusi yang besar dalam pembentukan zona *overpressure*. Prediksi tekanan pori pada penelitian ini dilakukan dengan memakai metode yang dikembangkan oleh Eaton, metoda ini membutuhkan data pengukuran geofisika seperti data kecepatan seismik dan data sonik. Proses yang dilakukan dalam penelitian ini dimulai dengan menentukan parameter-parameter perhitungan pada sumur kalibrasi (sumur A) seperti koefisien Eaton (N), *shear factor* (K). Dan koefisien A, B pada persamaan Garner. Langkah selanjutnya melakukan perhitungan *overburden*, *fracture pressure* gradien dan perhitungan pori pada data 1 dimensi, 2 dimensi, dan 3 dimensi.

Hasil dari prediksi tekanan pori pada data yang dipakai memiliki kesesuaian dengan data hasil pengeboran sumur B dan ditemukan adanya zona *overpressure* yang memiliki rentang nilai antara 9-11.5 ppg di bagian selatan dari area penelitian. Hasil ini didukung dengan nilai laju sedimentasi pada wilayah penelitian yang mencapai 0.11m per 1000 tahun dimana kecepatan sedimentasi tersebut cukup untuk menjadi penyebab terjadinya *overpressure*. Hal ini menunjukkan bahwa analisa kecepatan yang dilakukan dapat dipercaya ketelitiannya serta pemakaian metode Eaton tepat untuk area serta data yang digunakan.

Kata Kunci:

Prediksi tekanan pori, kecepatan sedimentasi, Eaton teori, *overpressure*.

ABSTRACT

Nama : Hendri Yanto
Program Studi : *Magister of Physics (Reservoir Geophysics)*
Judul : *PORE PRESSURE PREDICTION USING SEISMIC VELOCITY DATA : CASE STUDY, X FIELD, DEEPWATER MAKASSAR STRAIT*

This study is located in deepwater area in Makassar Strait basin, the Eocene-Early Oligocene has a thick shale deposits. This shale deposits has major contribution to construct overpressure zone. This study is using the Eaton method to predict the pore pressure. The Eaton method requires geophysical data such as seismic velocity and sonic. The process of this study is starting from defining the parameters for pore pressure calculation such as Eaton coefficient (N), Shear factor(Ko) and Gardner A, B and use the parameters to calculate overburden, fracture pressure gradient and pore pressure gradient.

The result of pore pressure prediction was compared to post drill well B, and found the overpressure zone within the range between 9-11.5 ppg in the southern of the area. This result is supported by the rate of sedimentation data in this area with value 0.11 m per 1000 years, and was classified as medium-high sedimentation rate. This type of sedimentation rate is able to trap the fluid and develop overpressure zone.

Key word :

Pore pressure prediction, Sedimentation rate, Eaton theory, and Overpressure.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	vi
ABSTRAK	vii
<i>ABSTRACT</i>	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR	xi
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan Penelitian	3
1.3. Batasan Masalah	4
1.4. Manfaat Penelitian	4
1.5. Area Penelitian	4
1.6. Alur Penelitian	5
1.7. Sistematika Penulisan	7
BAB II. GEOLOGI REGIONAL DAN TEORI DASAR PENELITIAN	
2.1 Geologi Regional	9
2.2 Stratigrapi Regional.	10
2.3 Petroleum Sistem.	12
2.3.1 Source Rock	12
2.3.2 Reservoir Rock.	13
2.3.3 Seal Rock.	13
2.3.4 Trapping mekanism dan Hidrokarbon play.	14
2.4 Definisi dan Konsep Tekanan Bawah Permukaan	15
2.4.1 Tekanan Formasi/Tekanan Pori	16
2.4.2 Tekanan Hidrostatik	16
2.4.3 <i>Overburden</i>	18
2.4.5 <i>Fracture Pressure</i>	19

2.4.6 Tekanan Formasi Abnormal	20
2.4.7. Tekanan Efektif.....	21
2.5. Mekanisme Terbentuknya Overpressure.....	23
2.6. Metoda Prediksi Tekanan Pori.....	24
2.5.1. Teori Eaton.....	25
2.5.2. Teori Bower.	26
2.4.7. Metoda Analisa Kecepatan.....	28

BAB III. ANALISA KECEPATAN DAN PREDIKSI TEKANAN PORI

3.1 Alur Penelitian	32
3.2 Data Penelitian	33
3.3 Evaluasi Data Sumur	35
3.3.1 Penentuan <i>Normal Compaction Trend</i> (NCT).....	37
3.3.2 Penentuan Konstanta A dan B Persamaan Gardner.....	38
3.3.3 Penentuan Konstanta Eaton (N).....	40
3.3.4. Penentuan <i>Shear Factor</i> (Ko).....	40
3.4 Analisa Kecepatan.....	42
3.5 Prediksi Tekanan Pori.....	49

BAB IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisa Kecepatan Seismik.....	53
4.2 Analisa Hasil Prediksi Tekanan Pori	56

BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN.....	62
---	-----------

DAFTAR ACUAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Peta skematik dari keberadaan overpressure diseluruh dunia (modifikasi dari Huffman dan Bower 2002)	3
Gambar 1.1. Peta topografi dan bathimetri wilayah penelitian	5
Gambar 1.2. Diagram alur umum penelitian	7
Gambar 2.1. Geologi Regional Wilayah Selat makassar (Fraser,Thomas et all, IPA03-G-171, 2003)	10
Gambar 2.2. Stratigrafi Regional dari Cekungan Makassar Selatan	12
Gambar 2.3. Petroleum System Cekungan Makassar Selatan dan Cekungan	14
Gambar 2.4. Profil dari tekanan bawah permukaan pada sedimen klastik (modifikasi dari Dutta 2002)	15
Gambar 2.5. Hubungan tekanan dan gradien hidrostatik (modifikasi dari Stan Lee, 2010)	17
Gambar 2.6. Ilustrasi hubungan overburden, tekanan efektif dan tekanan pori (modifikasi dari Stan lee,2010)	19
Gambar 2.7. Beberapa persamaan yang digunakan untuk menghitung <i>fracture pressure</i> (persamaan 2.7)	20
Gambar 2.8. Kurva loading dan unloading (dimodifikasi dari bower 1995)	27
Gambar 2.9. Ilustrasi kecepatan interval dan Rms	29
Gambar 2.10 Hubungan Time dan offset pada rekaman seismik	30
Gambar 2.11 Contoh semblance dan gather	31
Gambar 3.1. Alur umum pengerjaan bab 3	32
Gambar 3.2a Jalur seismik dan plot titik rencana bor yang akan di prediksi	34
Gamba 3.2b. Jalur seismik dan titik sumur bor untuk kalibrasi data	34
Gambar 3.3. Gambar 3.3. Data RDT, LOT, PP Sumur Kalibrasi (Sumur A)	35

Gambar 3.4.	Alur Kerja pada sumur Kalibrasi (Sumur A)	36
Gambar 3.5.	Plot Sonik Log dan Normal Compaction Trend	37
Gambar 3.6.	Seismik korelasi antara sumur A dan Sumur B	38
Gambar 3.7.	Plot Kecepatan versus Density	38
Gambar 3.8.	Plot estimasi density dan overburden	40
Gambar 3.9.	Tabel hasil perhitungan parameter Eaton, Koefisien Garder, dan <i>Shear Factor</i> untuk wilayah penelitian	41
Gambar 3.10	Tampilan dari perangkat lunak geopressure dimana A merupakan tampilan plot antara kecepatan dan rancangan NCT dimana biru muda merupakan kalibrasi NCT, hijau adalah NCT prediksi sumur terdekat dan merah merupakan NCT pada titik prediksi, sedangkan gambar B merupakan hasil prediksi dimana merah merupakan pore pressure, kuning adalah fracture pressure serta hijau merupakan overburden pada lokasi prediksi	42
Gambar 3.11	Semblance yang memberikan indikasi awal keberadaan overpressure atau adanya perubahan litologi	43
Gambar 3.12	Diagram proses untuk melakukan analisa kecepatan	44
Gambar 3.13	Contoh tampilan penampang dari <i>stacking velocity</i>	45
Gambar 3.14	Initial kecepatan yang merupakan konversi langsung dari kecepatan hasil picking	45
Gambar 3.15	Interval velocity profil yang telah mengikuti horizon	46
Gambar 3.16	Residual semblance yang dianggap benar	47
Gambar 3.17	3D interval velocity lokasi penelitian	48
Gambar 3.18	Plot dari data kecepatan sonik warna biru, plot data kecepatan seismik warna merah muda dan garis warna hijau merupakan kecepatan seismik setelah diberi koreksi, serta kurva merah merupakan faktor koreksi yang digunakan	49
Gambar 3.19	Diagram alur proses prediksi tekanan pori	51

Gambar 3.20.	Contoh tabel penghitungan Pp dan hasil plot dengan menggunakan Microsoft Excel	51
Gambar 3.21.	Contoh Korelasi antara NCT kalibrasi dan data serta hasil prediksi pada perangkat lunak Geopressure.	52
Gambar 4.1.	Perbandingan residual semblance yang telah benar serta pemberian kecepatan NMO yang tepat	53
Gambar 4.2.	Kondisi data yang membutuhkan penambahan horizon	54
Gambar 4.3.	Zona penurunan kecepatan data konvensional dan shaping	55
Gambar 4.4.	Plot perbandingan antara prediksi tekanan pori dengan menggunakan data konvensional dan shaping pada sumur B	57
Gambar 4.5.	2D overpressure diatas 8.6 ppg	58
Gambar 4.6.	Zona overpressure diatas 8.6 ppg yang diperlihatkan oleh data 3D	59
Gambar 4.7.	Persebaran lateral overpressure pada kedalaman 4200m yang diasumsikan mulainya zona overpressure pada lokasi penelitian ini	60
Gambar 4.8.	Persebaran lateral overpressure pada kedalaman 4600m	61
Gambar 4.9.	Korelasi sumur A dan Seismik untuk mendapatkan tebalnya shale pada zona <i>overpressure</i>	61

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Industri minyak dan gas bumi di dunia memegang peranan penting dalam menunjang program pembangunan setiap negara. Ketergantungan terhadap bahan bakar fosil ini memicu eksploitasi secara terus menerus, sehingga diperlukan kegiatan eksplorasi yang dapat mempertahankan produksi minyak dan gas bumi secara konstan.

Asumsi ketersediaan cadangan minyak dan gas bumi menurun dari waktu ke waktu, peranan eksplorasi merupakan ujung tombak bagi pengadaan kebutuhan sumber daya alam tersebut. Eksplorasi tidak hanya diartikan sebagai usaha penambahan lapangan minyak baru atau perluasan daerah produksi, melainkan juga sebagai bagian satu kesatuan dari usaha produksi, paling tidak untuk mempertahankan besarnya cadangan yang dapat diproduksi. Normalnya untuk setiap barrel minyak yang diproduksi sedikitnya harus ditemukan satu barrel minyak lagi.

Oleh sebab itu, keberhasilan dalam melakukan proses pengeboran mempunyai arti besar dalam dunia perminyakan. Berkaitan dengan hal tersebut di atas, banyak faktor yang dapat mensukseskan suatu usaha eksplorasi seperti persiapan teknikal yang matang, logistik yang tepat, serta persiapan non teknis lainnya. Persiapan teknikal meliputi aspek-aspek geologi dan geofisika yang menghasilkan analisa secara komprehensif tentang prospek suatu lapangan sebelum dilakukannya pengeboran. Mengingat besarnya harapan akan keberhasilan suatu usaha penemuan cadangan baru, tentunya harus diikuti oleh persiapan yang matang dari semua aspek.

Salah satu aspek teknikal yang harus dipersiapkan secara matang adalah keakuratan dalam memprediksi tekanan pori. Prediksi tekanan pori merupakan

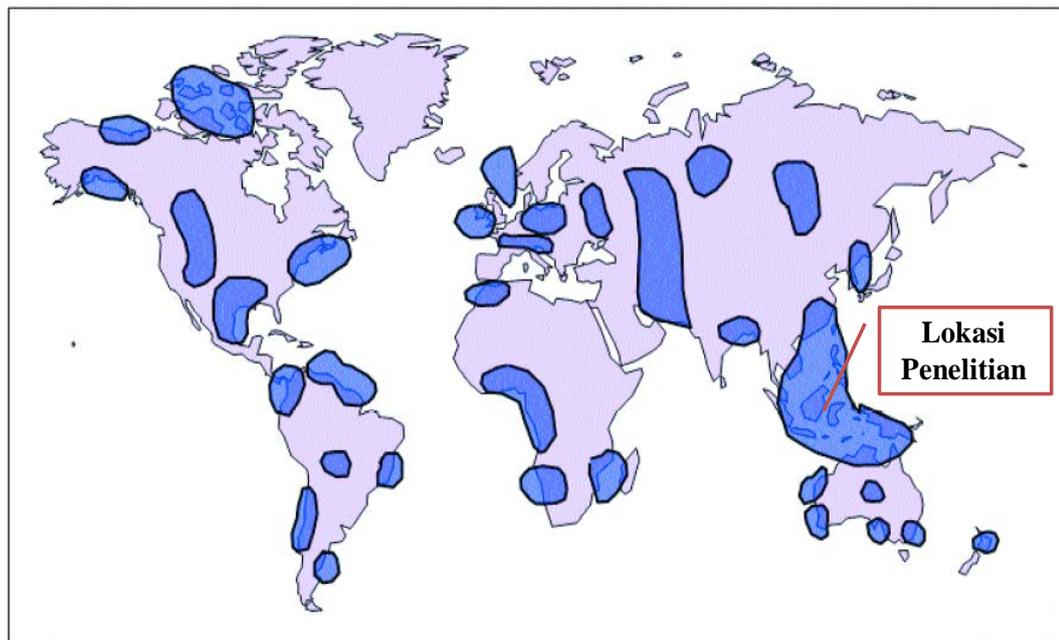
suatu proses yang mempunyai peranan penting dalam aktifitas eksplorasi dan pengeboran minyak dan gas bumi, hasil dari prediksi tekanan pori disuatu wilayah eksplorasi dan pengeboran dapat dipergunakan untuk berbagai keperluan seperti analisis dari migrasi hidrokarbon, kapasitas tudung perangkap, kemampuan suatu reservoir dan konektivitasnya, analisa dari bahaya pengeboran serta proses perencanaan *casing*. Ketepatan dalam memprediksi tekanan pori juga akan sangat berpengaruh terhadap waktu pengeboran, biaya, keselamatan, dan keberhasilan sebuah pengeboran eksplorasi.

Mukerji et al., (2002) menjelaskan bahwa prediksi tekanan pori yang buruk pada *abnormal pressure* dapat menyebabkan lambatnya penetrasi sumur, pemakaian mata bor yang berlebihan, meningkatkan biaya dan resiko pada aktivitas pengeboran. Mengingat kedalaman air laut, kedalaman target pengeboran dan biaya operasi yang sangat mahal menantang operator di Selat Makasar dan di seluruh dunia untuk melakukan sebuah analisa tekanan pori yang akurat untuk dapat meminimalkan peluang ketidak-berhasilan dalam kegiatan pengeboran, prediksi tekanan pori harus menjadi satu kesatuan utuh dari evaluasi prospek dan perencanaan.

Tiga jenis tekanan pori yang dapat menentukan keberhasilan dan keselamatan dari sebuah aktifitas pengeboran yaitu *pore pressure, fracture pressure, and overburden*. Untuk memprediksi tekanan-tekanan di atas telah berkembang beberapa metode prediksi, metode-metode tersebut mengutamakan hasil prediksi yang akurat dan meminimalkan kesalahan dalam operasi pengeboran. Salah satu metode prediksi tekanan pori yang berkembang adalah dengan menggunakan data kecepatan yang diturunkan dari data seismik.

Lapangan X merupakan wilayah eksplorasi di bagian Timur Indonesia tepatnya di wilayah Selat Makasar, yang hak izin operasinya dipegang oleh ExxonMobil. Wilayah ini termasuk dalam salah satu tempat yang memiliki zona *overpressure* seperti yang terlihat pada gambar 1.1. Target eksplorasi di wilayah Selat Makasar ini adalah perangkap stratigrafi dan karbonat reservoir. Beberapa tulisan

menjelaskan bahwa pada umur *Miocene* di wilayah Selat Makassar terjadi penurunan lempeng dan proses sedimentasi yang cepat, dalam periode ini juga terekam adanya penumpukan dari *marine shales* yang bertumbukan dan bertindihan dengan *carbonate build up*. Wilayah yang jauh dari sumber sedimentasi utama menunjukkan ketebalan dari shale yang dapat menjadi sebuah *seal* yang baik dalam petroleum sistem di wilayah ini.



Gambar 1.1. Peta skematik dari keberadaan *overpressure* diseluruh dunia (modifikasi dari Huffman dan Bower 2002)

1.2 Tujuan penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mendapatkan distribusi tekanan pori 1 dimensi lokasi target (Sumur B), 2 dimensi, dan 3 dimensi di lapangan X dengan menggunakan data kecepatan seismik dan informasi pada sumur A dengan memakai metoda yang dikembangkan oleh Eaton.

1.3. Batasan Masalah

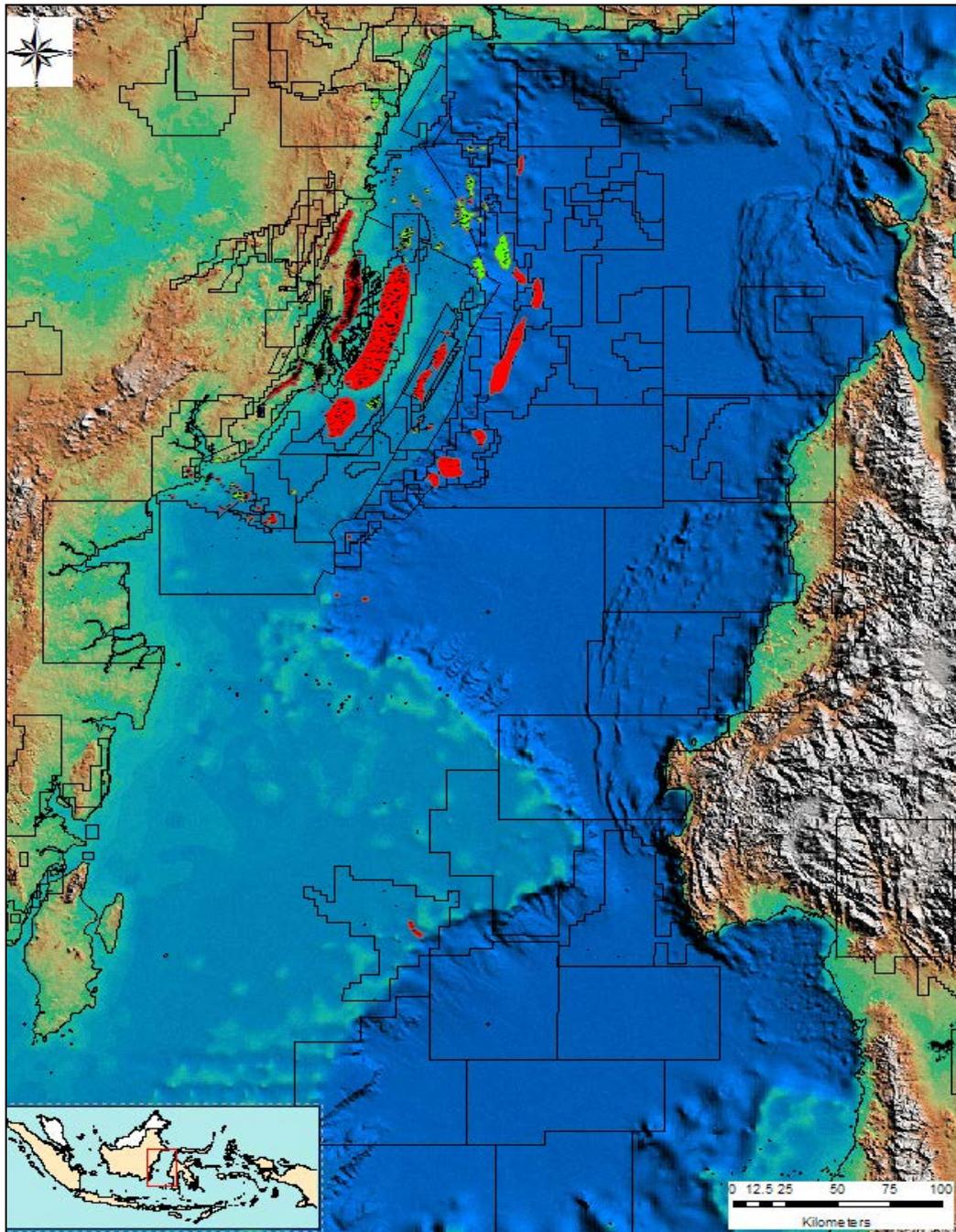
Penelitian ini dibatasi hanya pada prediksi tekanan pori yang di turunkan dari kecepatan seismik dengan menggunakan metoda yang dikembangkan oleh Eaton. penelitian ini memfokuskan pada lapisan di atas *top potensial carbonate* (TPR) untuk mengetahui keberadaan zona *overpressure*. Data seimik yang dihasilkan juga akan dikalibrasi dengan data sonik untuk mendapatkan kecepatan yang mewakili kondisi geologi yang sebenarnya pada lapangan X.

1.3 Manfaat Penelitian

Penelitian ini dapat digunakan sebagai acuan umum untuk proses pengeboran prospek-prospek yang ada disekitar lapangan X dalam hal prediksi tekanan pori. Dengan menggunakan metode yang sama, maka parameter-parameter Eaton yang dihasilkan dalam penelitian ini dapat digunakan untuk melakukan prediksi tekanan pori disekitar lapangan X khususnya dan umumnya pada cekungan Selat Makasar.

1.4 Area Penelitian

Secara geografis lapangan X merupakan sebuah lapangan operasi eksplorasi di wilayah Timur Indonesia yang terletak diantara Pulau Kalimantan dan Sulawesi. Wilayah ini secara umum masih belum tereksplorasi terutama bagian Barat dari Pulau Sulawesi. Batimetri wilayah ini merupakan wilayah laut dalam yang memiliki kedalaman laut rata-rata 2000 m di bawah permukaan laut rata-rata (MSL).



Gambar 1.2. Peta topografi dan bathimetri wilayah penelitian

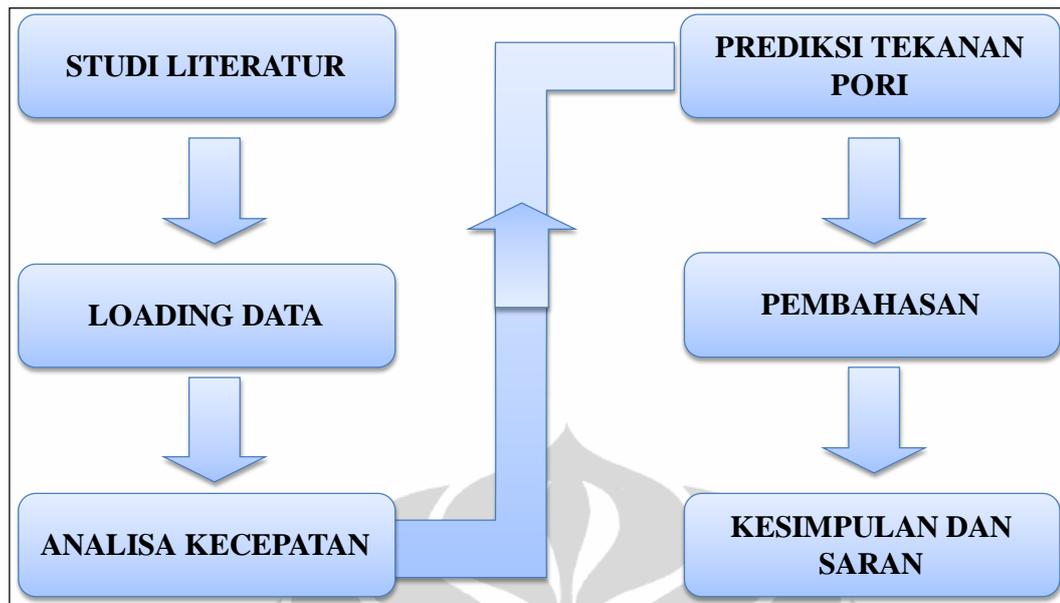
1.5 Alur Penelitian

Alur penelitian dalam penulisan tesis ini digambarkan pada Gambar 1.3. Pada tahap awal studi pustaka meliputi proses mempelajari *software geodepth*, *software geopressure*, konsep *geopressure*, dan metoda Eaton yang akan digunakan untuk

memprediksi tekanan pori serta studi pustaka geologi regional wilayah penelitian. Secara bersamaan pada tahap awal ini juga dilakukan proses permintaan izin kepada Perusahaan (ExxonMobil) selaku pemegang hak atas lapangan X dan MIGAS sebagai pemilik dari data. Proses input data kedalam sistem atau perangkat lunak yang akan digunakan merupakan bagian dari tahapan awal ini.

Tahapan berikutnya adalah proses untuk mendapatkan kecepatan seismik dari data seismik *gather* yang tersedia, tahap ini merupakan tahapan yang paling memakan waktu dari seluruh pengerjaan unsur teknis dari penelitian, dalam tahapan ini penulis mengerjakan dua kali proses yaitu untuk data konvensional dan data hasil *shaping*. Tahapan ini meliputi *picking velocity*, analisa kecepatan berdasarkan horizon, dan penerapan metoda tomografi untuk memperbaiki kecepatan seismik. Kecepatan yang diperoleh akan dipergunakan dalam proses inti dari pekerjaan ini yaitu memprediksi tekanan pori pada titik pengeboran dan lokasi sekitarnya. Tahapan ini dimulai dengan mengkalibrasi kecepatan seismik dengan data bor untuk memberikan keyakinan bahwa data yang kita gunakan telah mendekati benar serta mendapatkan parameter-parameter yang dibutuhkan untuk melakukan prediksi pada lokasi target (sumur B).

Pada tahapan berikutnya dilakukan evaluasi terhadap hasil prediksi dan membandingkannya dengan data hasil yang setelah pengeboran, hal tersebut tersebut di atas membantu dalam pengambilan kesimpulan mengenai metode yang digunakan. Kesimpulan ini meliputi metode, hasil, dan faktor yang memiliki kaitan dengan penelitian ini, seperti penyebab terjadinya *overpressure*, dan lainnya.



Gambar 1.3. Diagram alur umum penelitian

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan studi ini terdiri dari beberapa bab yang bisa dideskripsikan sebagai berikut:

- Bagian pertama dari tesis ini terangkum dalam **BAB I**, secara umum bab ini membahas latar belakang dilakukannya penelitian ini, tujuan penelitian, manfaat penelitian, batasan masalah, area penelitian, metodologi umum yang dilakukan pada studi serta sistematika penulisan.
- Pembahasan berikutnya akan dijelaskan pada **BAB II** yaitu studi pustaka mengenai pembahasan geologi dan stratigrafi regional, definisi dan konsep tekanan serta metode yang akan digunakan.
- Pada **BAB III** akan dilakukan pembahasan mengenai data yang digunakan, proses kalibrasi pada data sumur A, proses untuk mendapatkan kecepatan pada data yang ada dan prediksi tekanan pori
- **BAB IV** akan dibahas mengenai hasil dan analisa terhadap proses serta menginterpretasikan hasil yang didapat.

- Sebagai bagian akhir dari penulisan tesis ini diberikan beberapa kesimpulan dan rekomendasi yang diperoleh dari keseluruhan penelitian yang terangkum dalam **BAB V**.



BAB II

GEOLOGI REGIONAL DAN TEORI DASAR PENELITIAN

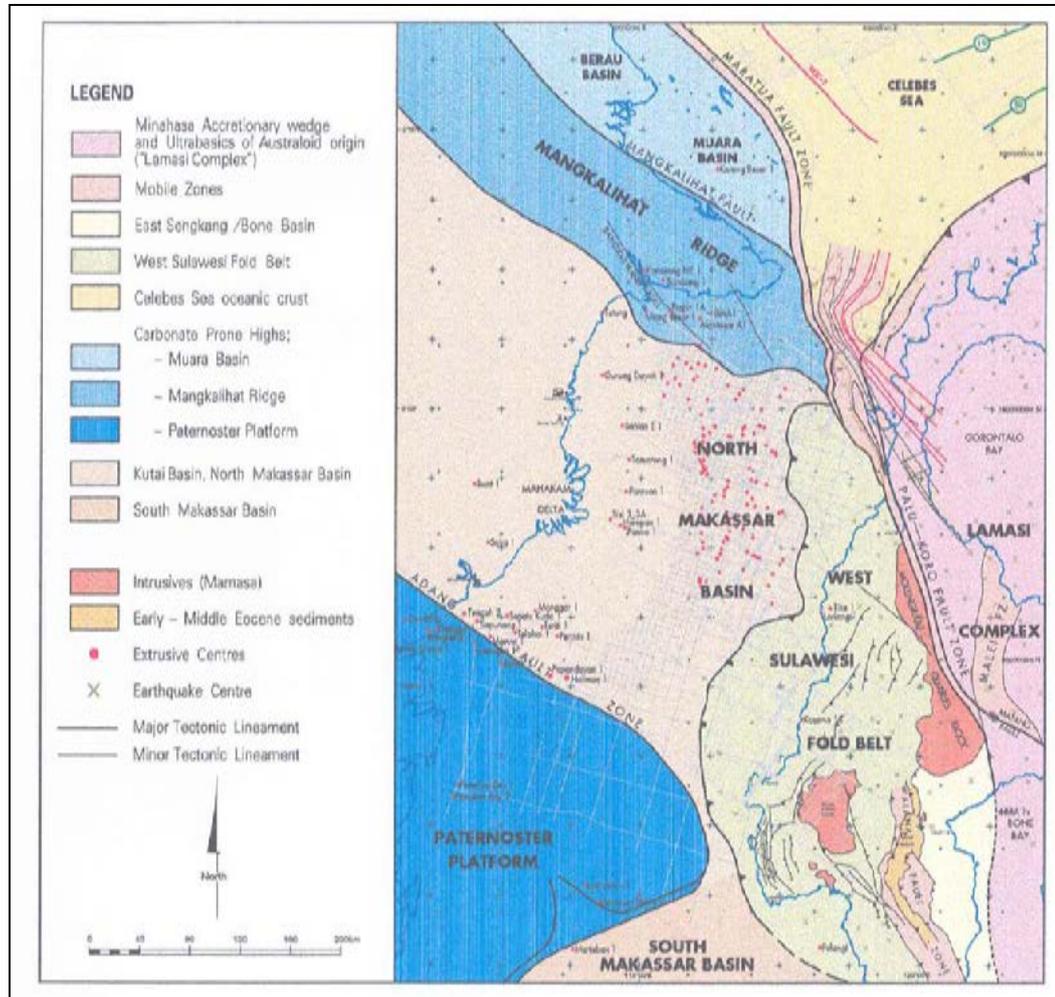
2.1. Geologi Regional

Secara geografis Selat Makasar terletak diantara dua daratan Kalimantan dan Sulawesi, di wilayah ini terdapat dua cekungan besar yaitu cekungan Selat Makasar Selatan yang memiliki kedalaman laut mencapai 2000 m di bawah muka air rata-rata (*Mean Sea Level*) dan cekungan Selat Makassar Utara yang memiliki kedalaman laut mencapai 2400m di bawah MSL. Disekitar cekungan ini terdapat berbagai jenis zona patahan, delta, paparan, *fold belts* seperti yang terlihat pada gambar 2.1

Bagian barat Sulawesi dan Selat Makasar umumnya dianggap sebagai bagian ujung timur dari Paparan Sunda, sebuah wilayah dari kerak benua Mezoikum. Bagian ini dilapisi oleh urutan klastik tersier, karbonat, dan vulkanik yang dipengaruhi oleh tektonik Australian-Indian, Lempeng Pasifik dan *micro plate* Asia Tenggara. Pembentukan cekungan Selat Makassar secara keseluruhan dimulai dari Awal-Tengah *Eocene* dan berlangsung sampai Akhir-*Miocene*. Katili (1977) mempublikasikan kesemuanya berlangsung pada zaman Kuartir.

Di Selat Makassar, pada saat *Eocene* awal hingga tengah saat terjadinya diformasi *extensional* yang mengakibatkan erosi pada bagian *footwall*. Pengendapan sedimen *non-marine (syn-rift clastics)* terjadi dibagian bawah dan diikuti oleh pengendapan karbonat. Lokal kontrol stratigrafi pada akhir *Eocene-oligocene* adalah *regional subsidence* dan *marine transgression*. Sistem pengendapan sedimen karbonat laut dangkal sampai ke campuran karbonat-klastik di laut dalam tergantung kepada interaksi dari struktur geologi, perubahan muka air laut, dan suplai sedimen klastik. Proses yang berlangsung terus menerus dan kecepatan sedimentasi yang tinggi akan mematikan pembentukan karbonat dan secara regional akan menjadi lingkungan laut dalam. Regresi regional pada *Pliocene*

yang mempengaruhi daerah dangkal yang menyebabkan terjadinya pengendapan butiran sedimen klastik.



Gambar 2.1. Geologi Regional Wilayah Selatan makassar (Fraser, 2003)

2.2. Stratigrafi Regional

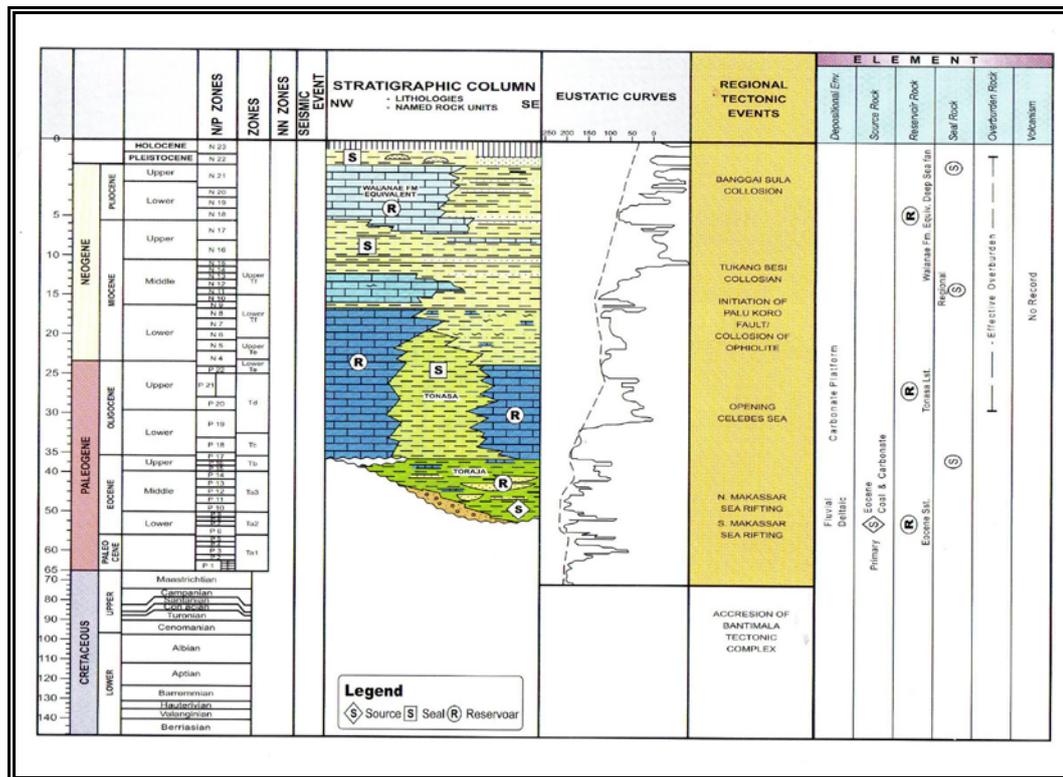
Stratigrafi regional daerah Selat Makassar dan Sulawesi bagian selatan dapat dibagi menjadi endapan *pre-rift* dan *syn-rift*, *post-rift*, dan *syn-orogeny* dari sedimen tersier (Garrad & Silalahi, 1989) (Gambar 2.2). Batuan tertua dari tektonik Bantimala adalah sikuen sedimen melange, batuan metamorfik dan batuan beku ultrabasa. Sikuen *pre-rift* disusun oleh komposisi formasi Balangbaru yang berumur jurassic sampai kapur dan terdiri dari endapan sedimen *flysch* yang

diendapkan pada kedalaman *bathyal* sampai *abyssal*, kemungkinan pada *trench system*. Ada kemungkinan bahwa batuan sedimen kapur terendapkan secara tidak selaras di atas kompleks subduksi batuan metamorfik dan secara tidak selaras ditindih oleh sedimen berumur *Eocene* (Coffield, 1993).

Batuan vulkanik kalk-alkali berumur *Paleocene* dari Formasi Langi terdapat di bagian Barat depresi Walanae. Batuan Vulkanik *Paleocene* ini terdiri dari *breksi* vulkanik dan *tuff* yang terlihat di bagian Selatan dan Tenggara Sengkang, dan menutupi formasi Balangbaru. Batuan sedimen berumur *Eocene* dari Formasi Malawa / Toraja terdiri dari batu lempung, batu pasir, batu konglomerat, batubara, batu gamping dan perselingan batuan vulkanik. Formasi ini pada umumnya adalah sedimen *non-marine* dimana secara lateral ke arah utara didominasi oleh sedimen batu lempung merah dari endapan fluvial pada bagian bawah dan berubah keatas menjadi endapan *fluvio-deltaik*, *marine clastic*, dan klastik laut dalam dan batuan karbonat.

Pada wilayah Sulawesi bagian Selatan, batuan sedimen *Oligo-Miocene* diwakili oleh Formasi Tonasa yang terdiri dari batu gamping, batu pasir, batulanau dan batu lempung. Di atas Formasi Toraja terendapkan kompleks batuan berumur *Oligo-Miocene* yang dinamakan formasi Makale. Batas antara formasi Makale yang berumur *Oligo-Miocene* dan Formasi Toraja di atasnya yang berumur *Eocene* adalah suatu *non-depositional hiatus*. Batuan vulkanik dari formasi Camba yang berumur *Middle Miocene* yang terekspos di daerah barat di Pegunungan Bone. Formasi ini terdiri dari sedikit dominasi *breksi* vulkanik dan konglomerat, lava, perselingan *tuff* dan sedimen laut (Sukanto dan Supriatna, 1982).

Di atas formasi Camba secara tidak selaras diendapkan karbonat berumur *late-Miocene* akhir dari Formasi Tacipi yang terdiri dari batu gamping dan *calcareous shale*. Formasi Walanae agak didominasi oleh komposisi perselingan antara batu lempung dan *siltstones*, batu pasir, batu gamping, dan *tuff*. Formasi ini dianggap sebagai Celebes Molasses (Van Bemmelen, 1949)



Gambar 2.2. Statigrafi Regional Wilayah Selat Makasar (unpublish report, 2003)

2.3. Petroleum Sistem

1.3.1. Source Rock

Serpihan karbonat *Eocene (black shale)* dianggap sebagai batuan sumber yang potensial di cekungan Selat Makasar. Bahan organik untuk *black shale* tergolong baik dengan sebagian besar mengandung kerogen tipe II III. *Black shale* berhubungan dengan fasies yang terbentuk dilingkungan air laut dalam pada lokasi *basinal* dalam tatanan *epicontinental*. Nilai TOC (*Total Organic Content*) rata-rata untuk *black shale* 11%. Batu bara dengan 33% TOC berisi kerogen tipe III *vitrititic* telah diamati di sumur Selat Makassar-1. *Geothermal gradient* yang dihasilkan memberikan perbandingan yang baik antara data yang dihasilkan dari perhitungan dan percobaan kematangan berupa peningkatan *Head Fluks Drom 1* HFU (*head flow unit*) pada 40 Ma dan 1,5 HFU pada saat sekarang.

2.3.2. Reservoir Rock

Kegiatan eksplorasi hidrokarbon pada cekungan ini memiliki target batuan reservoir klastik *Eocene-Oligocene* dan batuan karbonat. Stratigrafi batuan *Eocene non-marine* sampai lingkungan laut pada cekungan ini diwakili oleh Formasi Toraja. Reservoir batu pasir didominasi pada bagian bawah formasi, bagian atas dari formasi ini diisi oleh fasies laut serta batu bara yang mengisi bagian tengah dari formasi. Batu pasir *Eocene* pada Formasi Toraja terhampar secara luas di area Selatan Makasar dan terendapkan sebagai *distributary channels*, *distributary mouth bar* dan *point bar*. Reservoir *Oligocene* secara luas didistribusikan di cekungan Selatan Makasar. Batuan wilayah Sulawesi Selatan didominasi oleh batu gamping tebal yang berasal dari lingkungan Laut Dangkal (*Tonasa Limestone*) yang sebagian besar diendapkan di lingkungan *neritic*. Komposisi batu kapur pada formasi ini sangat bervariasi mulai dari batu gamping *micritic-biomitic* sampai ke *packstone-grainstone*. Studi lapangan yang mengamati singkapan menunjukkan bahwa kualitas reservoir pada umumnya adalah buruk dengan permeabilitas yang sangat rendah sekitar 0,06 mD dan memiliki porositas 6%, meskipun tekstur batuan relatif kasar.

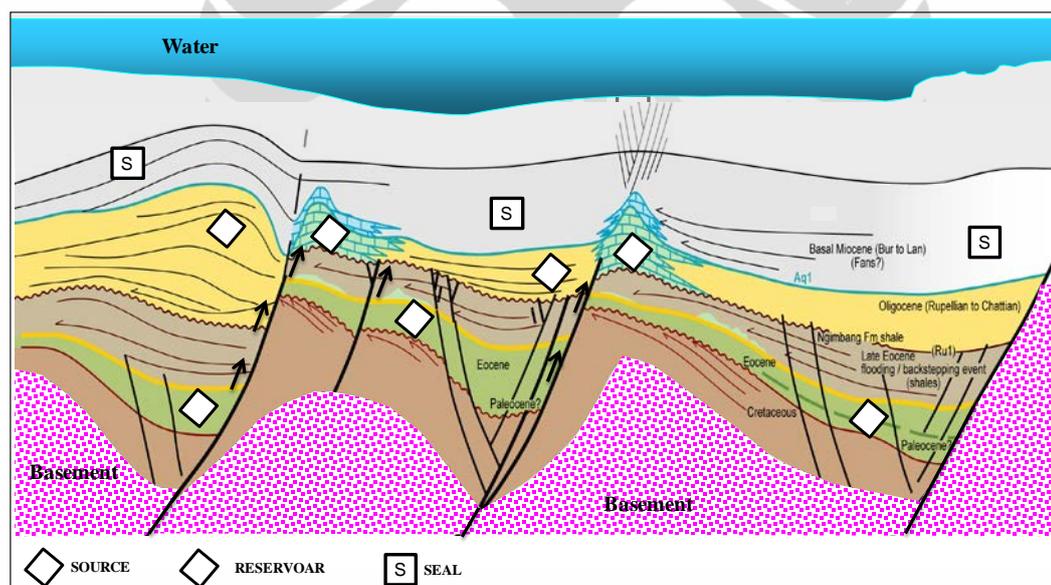
2.3.3. Seal Rock

Bagian atas dari sedimen *Eocene* yang mayoritas berupa serpih / *mudstones* yang diendapkan di lingkungan pengendapan laut dalam (*Bathyal*) yang dapat bertindak sebagai *seal* yang baik untuk menutupi reservoir *Eocene* di daerah ini. Batuan *seal* lainnya adalah sedimen *late-oligocene* pada bagian dasar Formasi Makale yang didominasi oleh lapisan serpih pada lingkungan laut dalam. Selain *Eocene* dan *Late-Oligocene*, batuan *Post-Oligocene* pada bagian atas Formasi Makale yang terutama dibentuk oleh karbonat laut dalam juga dapat bertindak sebagai *seal* pada area ini.

2.3.4. Trapping Mechanism dan Hydrocarbon Play

Pada umumnya struktur yang terbentuk pada wilayah ini merupakan struktur inversi pada masa *Middle-Upper Miocene* dan kemudian membentuk perangkap yang besar seperti antiklin dan kombinasi antara patahan-lipatan, akan tetapi pada beberapa area terbentuk *lateral seal*, terjadinya deformasi yang dipicu oleh aktifitas patahan, hal ini memungkinkan hidrokarbon merembes dari struktur ini ke permukaan.

Kombinasi antara patahan-lipatan yang berkaitan dengan struktur inversi berperan sebagai perangkap hidrokarbon utama di wilayah ini. Namun waktu pembentukan hidrokarbon dan perkembangan dari perangkap merupakan hal yang sangat penting dalam proses jebakan hidrokarbon (gambar 2.3).



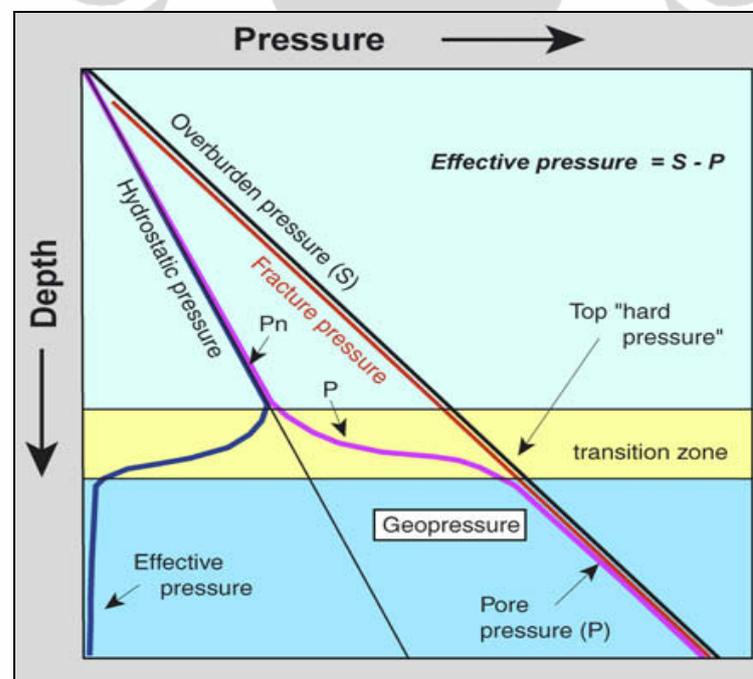
Gambar 2.3. Petroleum Sistem Cekungan Makasar Selatan (unpublish report, 2009)

Jika dibandingkan dengan cekungan yang ada dibagian utara yaitu cekungan selayar dan sekitarnya, proses tektonik dipengaruhi oleh struktur inversi pada *middle Eocene (15-10 Ma)* sama seperti di utara cekungan Jawa Timur. Daerah inversi terlihat membentuk *graben* atau struktur rendahan dimana bisa menjadi tempat dapur hidrokarbon.

Perkembangan perangkat stratigrafi di daerah ini meliputi *pinch-out* dari reservoir batupasir pada bagian bawah Formasi Toraja. Perangkat stratigrafi lain yang mungkin terbentuk di daerah ini adalah karbonat *build-ups* pada *Late Eocene*.

2.4. Definisi dan Konsep Tekanan Bawah Permukaan (Geopressure)

Dalam dunia eksplorasi dan drilling ada beberapa tekanan yang sangat penting untuk diketahui, pengetahuan terhadap pengertian, proses, dan mekanisme dari masing-masing tekanan tersebut merupakan hal yang perlu untuk dipahami sebelum kita melakukan proses-proses yang berkaitan dengan tekanan pori. Dutta menjelaskan beberapa tekanan yang saling berkaitan pada area *subsurface* (gambar 2.4). Tekanan-tekanan tersebut adalah tekanan pori/*pore pressure*, tekanan normal/*hidrostatik pressure*, tekanan *overburden*, *fracture pressure* dan *tekanan abnormal*. Pada sub bab ini akan dibahas secara singkat mengenai tekanan-tekanan yang dimaksud di atas.



Gambar 2.4. Profil dari tekanan pori pada sedimen klastik (Dutta, 2002)

Dalam hal ini ada beberapa satuan yang digunakan seperti dalam sistem SI (System Internasional), satuan tekanan adalah Pascal (Pa), dan dalam sistem Inggris, *pounds per square inch (psi)*. Korelasi antara kedua satuan ini sebagai berikut : $Pa = 1,45 \times 10^{-4} \text{ psi}$. Dalam proses pengeboran ada satuan lain yang sering dipakai yaitu ppg (pound per gallon) dimana satuan ini dapat diturunkan dari psi dengan menggunakan persamaan di bawah ini :

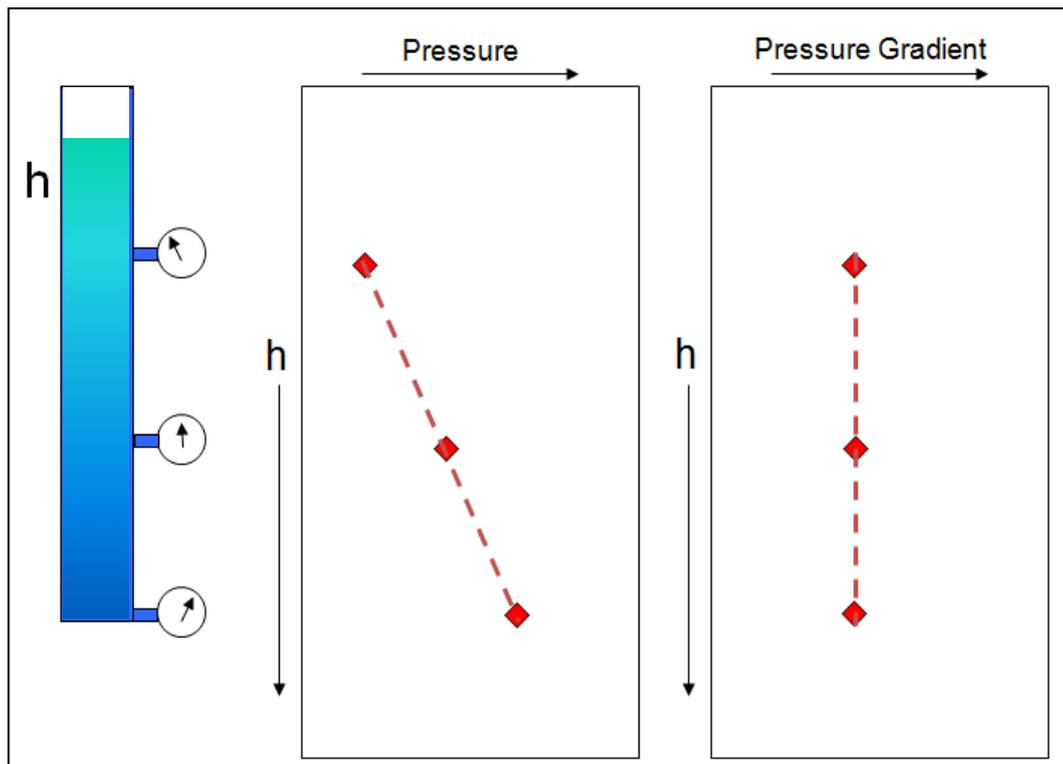
$$Psi = ppg * 0.052 * \text{depth (ft)} \quad (2.1)$$

2.4.2. Tekanan Hirostatik

Tekanan hidrostatik (P_h) adalah tekanan yang disebabkan oleh berat fluida dalam sebuah kolom ditulis dalam persamaan di bawah ini :

$$P_h = \rho g h \quad (2.2)$$

Dimana h adalah tinggi kolom, ρ adalah densitas fluida, dan g adalah percepatan gravitasi. Ukuran dan bentuk dari kolom tidak memberikan pengaruh pada tekanan hidrostatik dalam formasi. Densitas cairan tergantung pada jenis cairan, konsentrasi padatan mineral terlarut (seperti garam dan mineral lainnya), gas dalam kolom cairan dan suhu cairan formasi. Gambar 2.5 memberikan ilustrasi tentang tekanan hidrostatik



Gambar 2.5. Hubungan Tekanan dan Gradien Hidrostatik (modifikasi dari Stan Lee, 2010)

Gambar 2.5 menjelaskan bahwa secara umum tekanan akan bertambah dengan bertambahnya kedalaman kolom suatu fluida, namun jika kita berbicara tentang gradien tekanan hidrostatik tidak akan dipengaruhi oleh kedalaman selama tidak ada perubahan densitas disuatu kedalaman. Gradien tekanan formasi ditulis biasanya dalam pound per inch square per feet (psi / ft). Dalam sistem Inggris disebut rasio dari tekanan formasi, p , dalam psi dengan kedalaman (feet). Secara umum, gradien tekanan hidrostatik P_H (in psi/ft) dapat didefinisikan seperti berikut :

$$P_H \text{ (psi/ft)} = 0.433 \text{ (fluid density) (in g/cm}^3\text{)} \quad (2.3)$$

Dengan catatan 1 psi/ft = 0.0225 MPa/m. Gradien tekanan sebesar 0.465 psi/ft (0.0105 MPa/m) merupakan tipikal dari daerah Teluk Mesiko dengan asumsi kadar/konsentrasi garam 80 000 ppm dari NaCl pada 77degF.

2.4.3. Overburden

Tekanan Overburden merupakan tekanan pada setiap titik kedalaman S dihasilkan dari berat gabungan matrix batuan dan cairan dalam ruang pori, tekanan overburden ini tergantung pada kedalaman dan meningkat pada penambahan kedalaman. Berdasarkan literatur, tekanan overburden juga disebut sebagai tekanan geostatik atau litostatik. Hukum Terzaghi menyebutkan bahwa overburden merupakan hasil penjumlahan tekanan efektif yang dihasilkan matrik batuan dan tekanan pori yang dihasilkan dari fluida yang terletak diantara matrik-matrik tersebut (Terzaghi and Peck, 1968). Overburden ini di rumuskan sebagai berikut :

$$P_o = \sum \rho_b * \Delta L_i * C \quad (2.4)$$

Dimana :

P_o = Tekanan Overburden

ΔL_i = Interval Ketebalan

ρ_b = Rata-rata bulk densiti pada setiap interval

C = 0.433 (English unit ft)

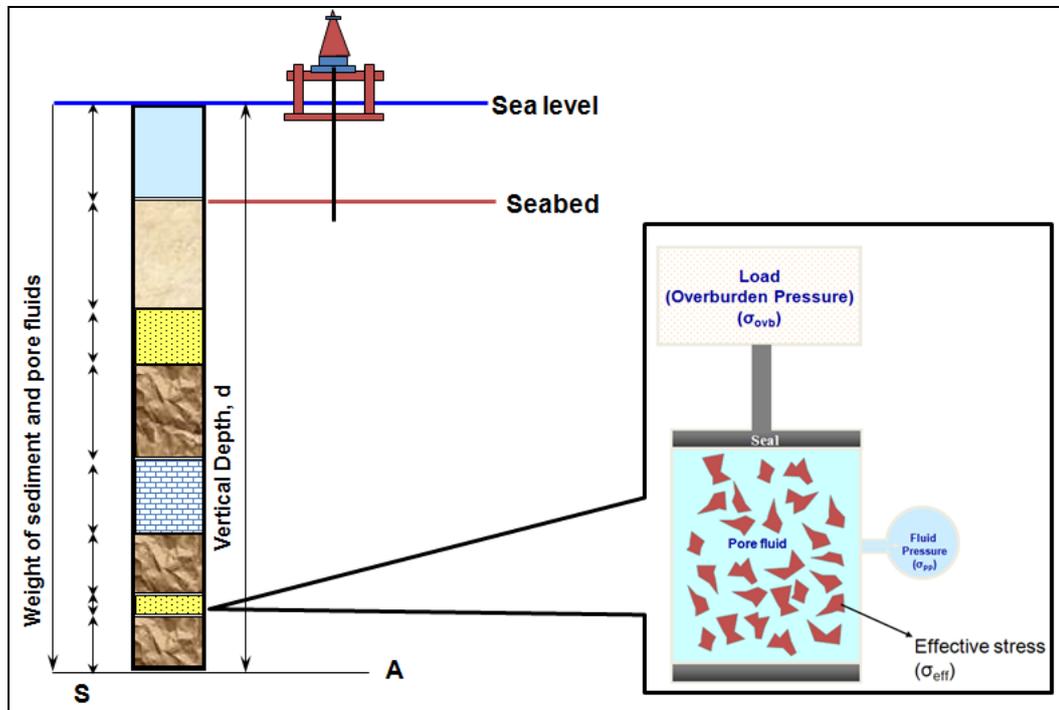
Dalam keperluan praktis tanpa informasi dari log densitas, maka kita dapat menggunakan persamaan Gardner untuk menentukannya, persamaan Gardner :

$$\text{Density} = A * V^B \quad (2.5)$$

Dimana : A dan B merupakan koefisien gardner yang biasanya bernilai $A = 0.23$ dan $B = 0.25$

Terzagi telah mendefinisikan secara ringkas bahwa overburden itu adalah penjumlahan tekanan yang terdapat pada matrik-matrik batuan dan fluida yang ada didalamnya pada suatu kedalaman, dengan kata lain secara konsep, semakin dalam penimbunan suatu sedimen maka akan semakin besar tekanan overburden

ataupun sebaliknya. Gambar 2.6 menunjukkan ilustrasi hubungan antara overburden, tekanan efektif dan tekanan pori pada sebuah formasi.



Gambar 2.6. Ilustrasi hubungan overburden, tekanan efektif dan tekanan pori (modifikasi dari Stan Lee, 2010)

2.4.5. Fracture Pressure

Fracture pressure merupakan total dari tekanan yang dapat ditahan oleh formasi sebelum suatu formasi tersebut rusak atau hancur. Prediksi dari *fracture pressure* ini harus lebih kecil dari tekanan overburden dan lebih besar dari tekanan pori (*pore pressure*). Ada tiga metode yang berkembang saat ini yang dapat menjelaskan atau memprediksi *fracture pressure*, metode-metode tersebut diringkas dalam bentuk tabel pada gambar 2.7

Tabel 2.1		
NO	Methods	Fracture Pressure Prediction
1	Eaton Method	$P_{\text{pore}} + (P_{\text{obv}} - P_{\text{pore}}) \frac{\gamma}{1 + \gamma}$
2	Geomechanical Method (XOM standard)	$P_{\text{pore}} + (P_{\text{obv}} - P_{\text{pore}}) K_o$
3	Mathew & Kelly method	$P_{\text{pore}} + (P_{\text{obv}} - P_{\text{pore}}) \frac{\sigma_h}{\sigma_v}$

Tabel 2.1. Persamaan yang digunakan untuk menghitung *fracture pressure* (persamaan 2.7)

P_{pore} = Pore pressure

γ = Poisson ration

σ_h = Horizontal stress

P_{obv} = Overburden Pressure

K = Shear Factor

σ_v = Vertical Stress

2.4.6. Tekanan Formasi Abnormal

Tekanan formasi abnormal didefinisikan sebagai tekanan yang menyimpang dari gradien tekanan normal. Penyimpangan ini dapat lebih kecil dari 0,465 psi/ft (*subnormal pressure*) atau lebih besar dari 0,465 psi/ft (*over pressure*). Pada umumnya tekanan subnormal tidak banyak menimbulkan masalah pengeboran jika dibandingkan dengan *overpressure*.

Tekanan abnormal (*subnormal pressure dan over pressure*) tersebut berasosiasi dengan adanya penyekat (*sealing*) yang akan mengganggu keseimbangan tekanan yang terjadi dalam urutan proses geologi. Penyekat ini terbentuk oleh adanya penghalang (*barier*) permeabilitas sebagai hasil dari proses fisika maupun kimia. *Physical seal* (penyekat fisik) dihasilkan dari patahan selama proses pengendapan atau pengendapan butir-butir material yang lebih halus. *Chemical seal* (penyekat kimia) berasal dari kalsium karbonat yang terendapkan sehingga terjadi pembatas permeabilitas. Contoh lain adalah diagnosa kimia selama proses kompaksi dari

material organik. Baik proses fisik maupun kimia dapat terjadi secara bersamaan membentuk seal (penyekat) seperti proses penguapan *gypsum*.

Pada tahapan awal tekanan formasi normal sama dengan tekanan hidrostatik fluida. Umumnya fluida berubah dari air tawar dengan densitas 8,33 ppg (0,433 psi/ft) menjadi air asin dengan densitas 9,0 ppg (0,465 psi/ft). Tanpa memperhatikan densitas fluida, tekanan formasi normal dapat diterangkan sebagai suatu sistem hidrolik yang terbuka dimana dengan mudah tekanannya saling berhubungan secara keseluruhan.

Pada formasi abnormal tidak mempunyai hubungan tekanan yang bebas. Bila hal ini terjadi, maka tekanan tinggi akan mengalir dengan cepat dan tidak teratur yang kemudian baru akan kembali normal setelah terjadi keseimbangan disekitarnya. Dengan demikian maka terjadinya tekanan abnormal membutuhkan mekanisme tertentu yang dapat menjebak tekanan. Dengan adanya mekanisme tersebut, maka penyebab tekanan abnormal tergantung dari litologi, mineralogi, gaya-gaya tektonik dan kecepatan sedimentasi.

Dalam kaitannya dengan operasi pengeboran dari kedua jenis tekanan abnormal di atas, tekanan *overpressure* yang sangat diperhitungkan untuk menghindari terjadinya *kick dan blowout*.

2.4.7. Tekanan Efektif

Tekanan efektif atau *differential pressure* merupakan tekanan yang bekerja pada batuan formasi yang menurut Terzaghi didefinisikan sebagai tekanan overburden dikurangi dengan tekanan pori batuan, dituliskan dalam persamaan 2.8 berikut :

$$\sigma = P_o - P_p \quad (2.8)$$

P_o adalah total komponen vertikal pada tekanan overburden dan P_p adalah tekanan pori. Tekanan ini merupakan tekanan yang berperan dalam mengontrol

proses pemadatan batuan sedimen. Setiap kondisi pada kedalaman yang menyebabkan pengurangan σ juga akan mengurangi tingkat pemadatan dan mengakibatkan terjadinya geopressure.

2.5. Mekanisme Terbentuknya *Overpressure*

Overpressure merupakan formasi-formasi yang mempunyai tekanan pori lebih besar dari kondisi normal (gradient tekanan 0,465 psi/ft). Adapun penyebab terbentuknya over pressure adalah sebagai berikut :

2.5.1. *Incomplete Sediment Compaction*

Sedimentasi clay atau shale yang berlangsung cepat mengakibatkan terbatasnya waktu bagi fluida untuk membebaskan diri. Di bawah kondisi normal, porositas awal yang tinggi ($\pm 50\%$) berkurang karena air terbebaskan melalui permeable sand atau penyaringan melalui clay atau shale. Jika proses sedimentasi berlangsung cepat maka proses pembebasan fluida tidak dapat terjadi, sehingga fluida terjebak didalamnya.

2.5.2. *Faulting*

Patahan dapat menyebabkan redistribusi sedimen dan menempatkan zona-zona permeabel berlawanan dengan zona-zona impermeabel, sehingga membentuk penghalang bagi aliran fluida (Neimann and Krolow, 1997). Hal ini akan mencegah keluarnya air dari shale yang dapat menyebabkan tekanan dalam shale di bawah kondisi terkompaksi.

2.5.3. Perubahan Fasa Selama Kompaksi

Mineral-mineral dapat mengalami perubahan fasa dengan bertambahnya tekanan seperti: *gypsum*, *anhydrite*, *freewater*. Hal ini telah diperkirakan bahwa *gypsum*

setebal 50 ft akan menghasilkan kolom air setinggi 24 ft. Sebaliknya *anhydrite* dapat dihindari pada kedalaman tertentu untuk menghasilkan *gypsum* yang meningkatkan volume batuan sebesar 40%.

2.5.4. Pengendapan Batuan Garam yang Padat.

Pengendapan garam dapat terjadi di beberapa tempat. Karena garam bersifat impermeabel, maka fluida pada formasi di bawahnya menjadi *overpressure*. Tekanan abnormal sering dijumpai pada zona-zona yang berada di bawah lapisan garam.

2.5.5. Kubah Garam (*Salt Diaperism*)

Gerakan keatas (intrusi) kubah garam dengan densitas rendah karena buoyancy (gaya apung) yang menerobos pelapisan sedimen normal akan menghasilkan anomali tekanan. Garam juga dapat berfungsi sebagai penyekat impermeabel untuk dewatering clays secara lateral.

2.5.6. Kompresi Tektonik

Kompresi sedimen secara lateral dapat menghasilkan pengangkatan sedimen atau rekahan/patahan untuk sedimen yang lebih kuat. Biasanya formasi terkompaksi pada kedalaman tertentu dapat muncul pada level yang lebih tinggi. Jika tekanan awal tetap terjaga maka pengangkatan formasi dapat menyebabkan adanya *over pressure*.

2.5.7. *Repressuring from Deeper Levels.*

Disebabkan oleh adanya migrasi fluida dari zona bertekanan tinggi ke zona bertekanan rendah pada zona yang tidak terlalu dalam. Hal ini terjadi karena adanya patahan atau proses penyemenan *casing* yang tidak baik. Tekanan tinggi ini dapat menyebabkan terjadinya kick karena tidak ada litologi yang

mengindikasikan. Tekanan yang tinggi ini dapat terjadi pada batu pasir yang dangkal jika dialiri gas dari formasi di bawahnya.

2.5.8. *Generation of Hydrocarbons*

Shale yang terendapkan dengan sejumlah besar kandungan material organik akan menghasilkan gas karena adanya proses kompaksi. Ketika gas terperangkap akan menyebabkan terjadinya over pressure. Produk organik juga akan membentuk garam didalam ruang pori, yang dapat menyebabkan berkurangnya porositas dan membentuk suatu penyekat.

2.6. **Metode Prediksi Tekanan Pori**

Metode perkiraan dan pendeteksian tekanan formasi terbagi atas dua bagian besar yaitu metode kualitatif dan metode kuantitatif. Masing-masing metode penerapannya disesuaikan dengan data-data yang diperoleh saat itu. Apakah sebelum operasi pengeboran berlangsung atau ketika operasi pengeboran sedang berlangsung. Jadi, bisa saja kedua metode ini diterapkan secara berurutan atau bersama-sama sejak survey geologi sampai operasi pengeboran selesai.

Metode kualitatif merupakan metode pendeteksian tekanan formasi ketika pengeboran sedang berlangsung. Metode ini tidak memberikan informasi besarnya tekanan abnormal pada suatu kedalaman. Metode kualitatif terbagi atas lima metode yaitu metode paleontologi, korelasi sumur offset, anomali temperatur, *resistivity cutting* dan *cutting*.

Metode kuantitatif yaitu metode pendeteksian tekanan formasi dimana informasi besarnya tekanan pada suatu kedalaman dapat diketahui. Metode kuantitatif ini terbagi lima metode yaitu: metode analisa seismic, analisa log, overlay, densitas bulk, dan *drilling equation*. Masing-masing metode saling berkaitan dan digunakan sesuai dengan kondisi pengeborannya.

Penulis tidak akan membahas satu persatu metode-metode di atas, adapun dalam penelitian ini penulis menggunakan metode yang dikembangkan oleh Eaton dan Bower dengan menggunakan data geofisika hasil pengeboran serta kecepatan seismik sebagai dasar di lakukannya penelitian ini.

2.5.1 Eaton Teori

Dalam teorinya, Eaton menjelaskan jika mayoritas tekanan bawah permukaan berasal dari pengaruh overburden atau disebut dengan *primary overpressure* (Eaton 1972). *Overpressure* ini terjadi karena proses penimbunan akibat cepatnya suplay sedimen yang berfungsi sebagai seal sehingga fluida yang ada sebelumnya tidak dapat bergerak. Cairan yang terperangkap dalam sebuah kolom batuan akan memberikan balasan sebagai aksi reaksi terhadap energi yang diberikan kepadanya. Balasan yang diberikan fluida terhadap energi yang datang akibat beban yang makin bertambah di atasnya yang disebut *overpressure primer*.

Untuk melakukan prediksi tekanan pori dengan menggunakan metoda ini pada suatu daerah tertentu cukup menggunakan data hasil pengukuran geofisika seperti data seismik dan data sonik. Data seismik didapat dari hasil survey seismik pada wilayah tersebut dan data sonik bisa kita gunakan dari sumur-sumur yang sudah ada disekitar lokasi yang akan kita prediksi. Berikut rumusan singkat dari teori Eaton yang biasa digunakan para ahli geofisika dalam memprediksi tekanan pori suatu prospek yang akan di bor.

Seperti yang telah disebutkan Eaton menggunakan semata-mata data geofisika untuk melakukan prediksi tekanan pori suatu formasi, persamaan Eaton secara sederhana dituliskan pada persamaan (2.9).

$$P_p = P_0 + (P_0 - P_h) [V_n / V_o]^B \quad (2.9)$$

dimana :

P_{pp} = Pore Pressure gradient

- P_{Ovb} = *Overburden Pressure gradient*
 P_{nr} = *Normal Pressure gradient (for sea water 8.5 ppg)*
 N = *Eaton exponent Coefficient (3 for GOM, W. Africa)*
 V_n = *Velocity from normal compaction trend (ft/s)*
 V_o = *Velocity from Seismik (ft/s)*

Dari persamaan 2.9 di atas, Eaton mengandalkan data transit time pada lokasi sumur kalibrasi untuk mendapatkan *normal compaction trend* (NCT). NCT ini nantinya akan digunakan untuk menghitung tekanan pori pada lokasi prediksi dengan menggunakan rumus persamaan Eaton.

2.5.2 Bower Theory

Pada dasarnya Bower hanya menambahkan variabel-variabel yang telah dikembangkan oleh Eaton. Dia menjelaskan selain faktor-faktor yang telah digunakan oleh Eaton ada parameter lain yang perlu diperhatikan yaitu : *normal pressure, under compaction, fluid expansion, and velocity reversal without unloading (cementation)*, dimana parameter-parameter ini disebut sebagai *secondary overpressure*. Metode yang digunakan Bower ini mempertimbangkan faktor geologi.

Dari parameter-parameter dari *secondary overpressure* yang dikemukakan oleh Bower, dia menuliskan sebuah hubungan empirik antara *secondary* parameter dengan tekanan yang dituliskan pada persamaan 2.10. Persamaan ini akan digunakan untuk mencari parameter A dan B dengan menggunakan data sumur kalibrasi.

$$V_{interval} = V_o + A \sigma^B \quad (2.10)$$

Dimana:

$V_{interval}$: *V interval in the zone of interest*

V_o : *V interval at the base of water column*

σ : *Effective stress at the zone of interest*

Parameter A dan B yang didapat dari data kalibrasi akan digunakan untuk menghitung *secondary overpressure* suatu wilayah prediksi.

$$V_{interval} = V_0 + A \left[\sigma_{max} \left(\frac{\sigma}{\sigma_{max}} \right)^{\left(\frac{1}{B} \right)} \right]^B \quad (2.11)$$

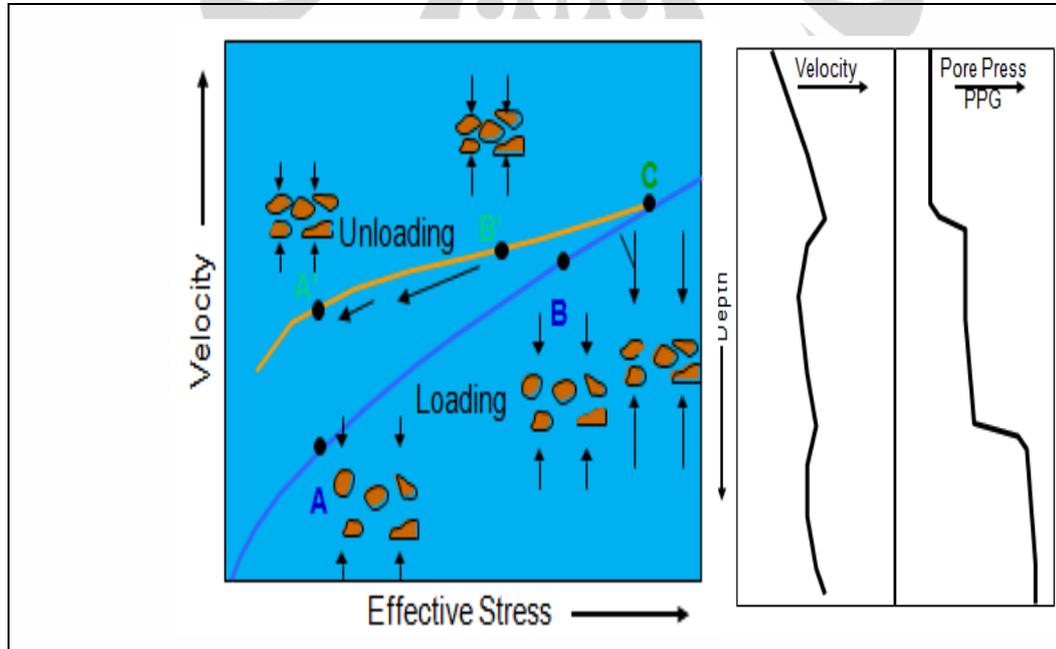
$V_{interval}$ = V interval in the zone of interest

V_0 = V interval at the base of water column

σ = Effective stress at the zone of interest

σ_{Max} = Effective stress max

Adanya proses geologi yang menyebabkan terjadinya *secondary overpressure* yang dikembangkan oleh Bower, dapat digambarkan secara sederhana pada gambar 2.8.



Gambar 2.8. Kurva loading dan unloading (dimodifikasi dari Bower 1995)

2.6. Metode Analisa Kecepatan

Kecepatan merupakan perpindahan/waktu yang dinyatakan dengan jarak yang ditempuh per-satuan waktu. Didalam aplikasi fisika misalnya seismic processing (*reflection*), harga kecepatan digunakan sebagai masukan/input proses pencitraan penampang bawah permukaan bumi. Harga yang diambil ketika melakukan picking haruslah tepat dengan tidak *overcorrected* atau *undercorrected*. Hal ini dimaksudkan untuk mendapatkan penampang bawah permukaan yang mewakili keadaan geologi yang sebenarnya. Analisis kecepatan (*velocity analysis*) merupakan proses pemilihan kecepatan gelombang seismik yang sesuai. Ada beberapa definisi kecepatan yang sering digunakan dalam analisis kecepatan antara lain :

- Kecepatan interval V_{int} merupakan kecepatan rata-rata antara dua titik kedalaman yang diukur tegak lurus terhadap kecepatan lapisan yang dianggap sejajar. Kecepatan interval diturunkan dari kecepatan RMS dengan menggunakan persamaan Dix. Persamaan Dix dapat dituliskan sebagai berikut :

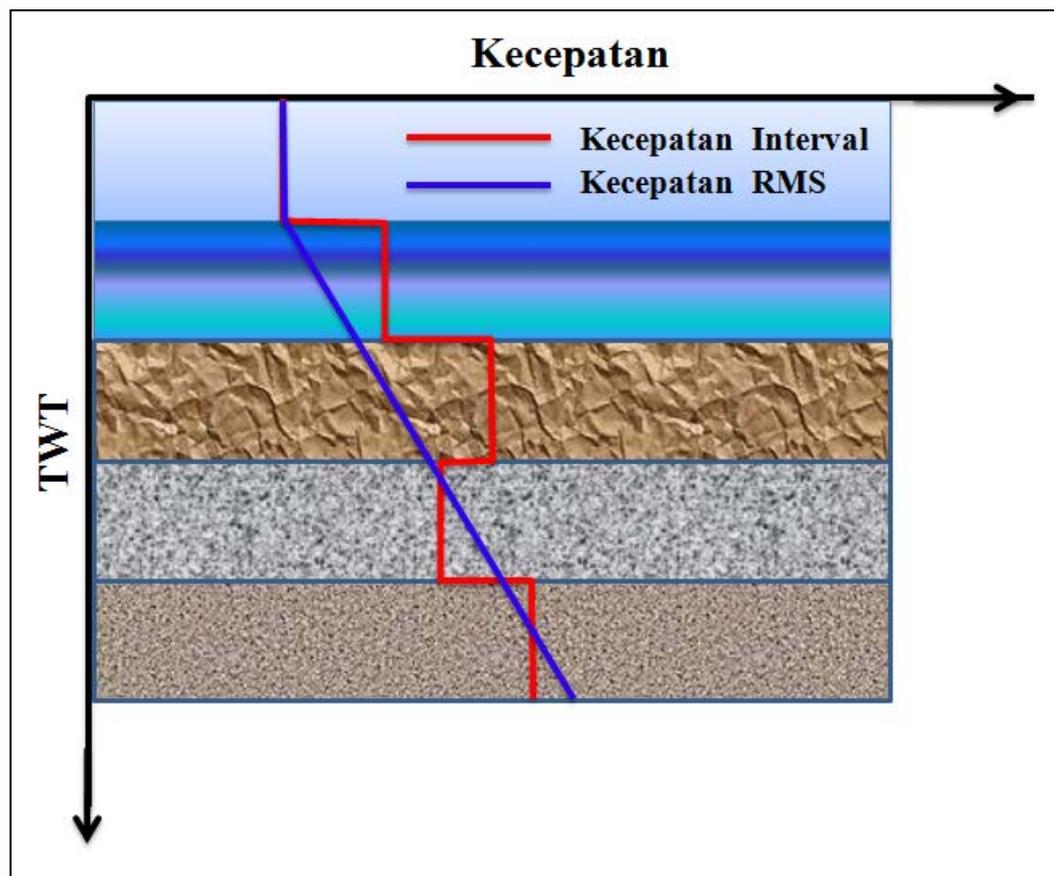
$$V_n^2 = \frac{v_{rms_n}^2 t(O)_n - v_{rms_{n-1}}^2 t(O)_{n-1}}{t(O)_n - t(O)_{n-1}} \quad (2.12)$$

- Kecepatan RMS (*root mean square*) V_{RMS} , yaitu kecepatan total dari sistem pelapisan horizontal dalam bentuk akar kuadrat. Apabila waktu rambat vertikal $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_n$ dan kecepatan masing-masing lapisan atau kecepatan yang menjalar pada lapisan yang homogen yang terletak diantara dua bidang batas lapisan adalah $V_{int 1}, V_{int 2}, \dots, V_{int n}$, maka kecepatan RMS-nya untuk n lapisan adalah akar kuadrat rata-rata (*root mean square*) dari kecepatan interval, dengan persamaan seperti berikut :

$$v_{rms}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n v_i^2 \Delta t_i(O)}{t(O)} \quad (2.13)$$

Dimana Δt_i adalah twt vertikal pada lapisan ke-i dan $t(0) = \sum_{k=1}^i \Delta t_k$

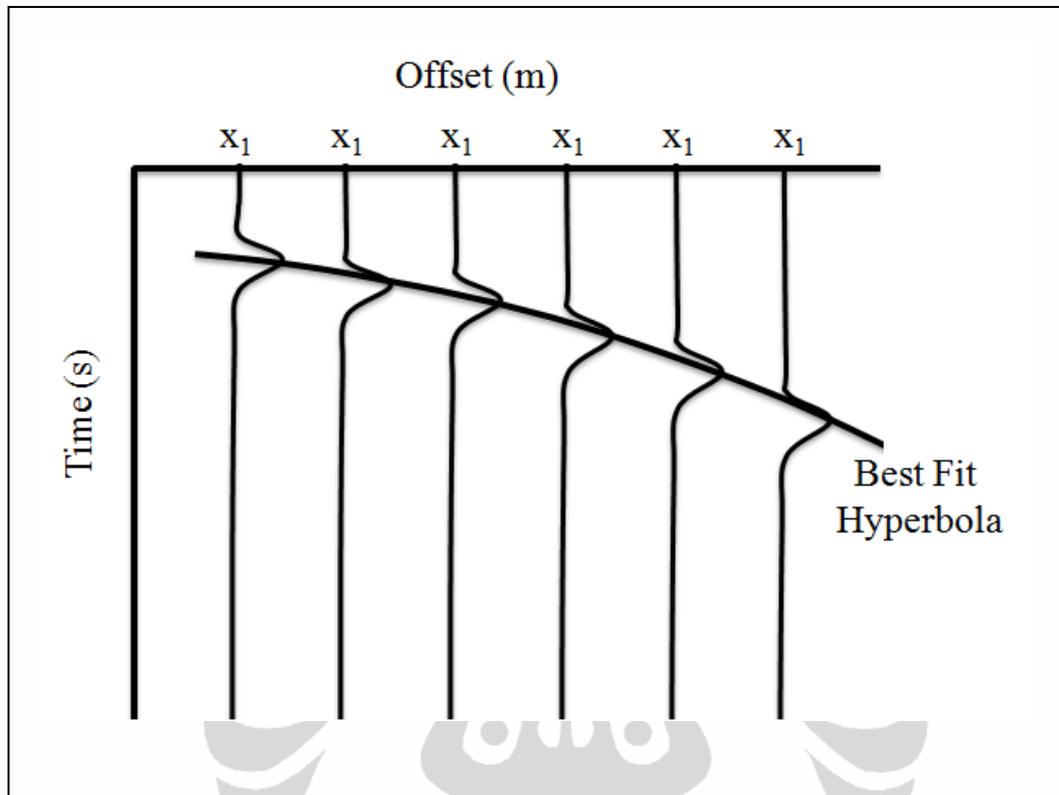
Perbandingan antara kecepatan interval dengan kecepatan RMS dapat digambarkan pada gambar 2.9 berikut :



Gambar 2.9. Ilustrasi kecepatan interval dan Rms

Secara prinsip, analisis kecepatan adalah mencari persamaan hiperbola yang sesuai dengan sinyal yang dihasilkan. Hal ini disebabkan karena semakin jauh jarak (offset) suatu *receiver* maka semakin besar waktu yang diperlukan gelombang untuk merambat dari *source* ke *receiver*. Efek yang ditimbulkan dari peristiwa ini adalah reflektor yang terekam berbentuk hiperbolik (Gambar 2.10). Estimasi kecepatan didapat dari pengukuran waktu rambat gelombang versus

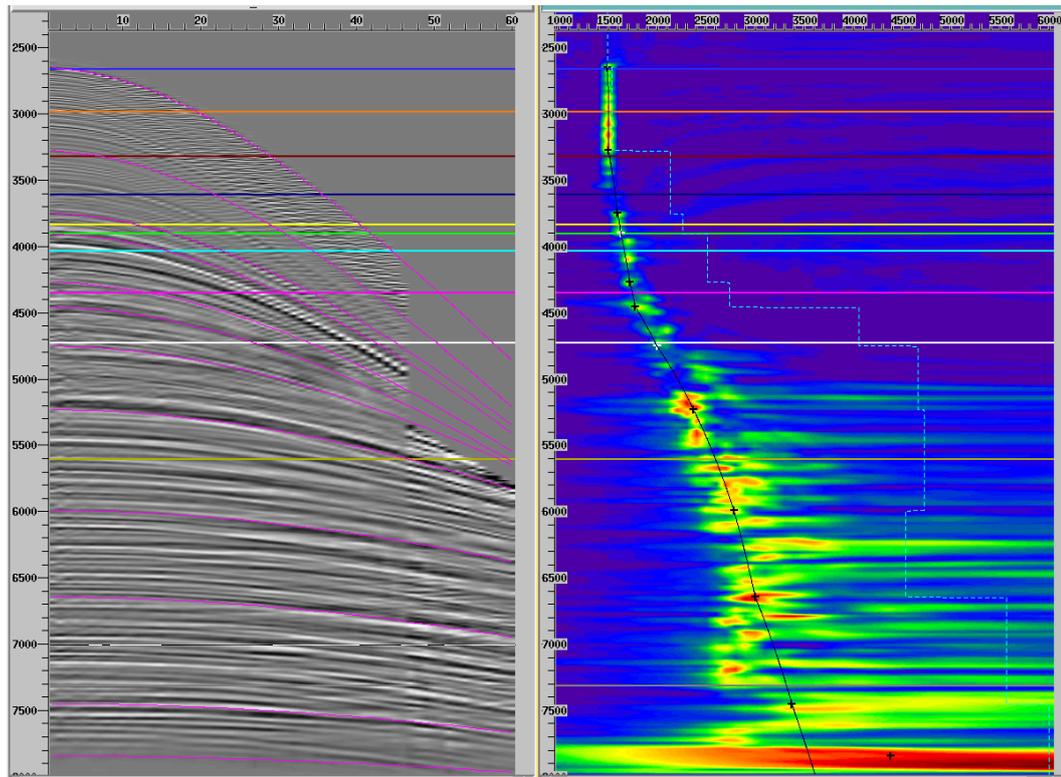
offset (dalam format CDP – common depth point) dengan pendekatan kecocokan kurva hiperbola terbaik (best fit approach).



Gambar 2.10. Hubungan Time dan Offset pada Rekaman seismik

Terdapat beberapa metoda dalam analisis kecepatan yaitu metode grafik, metode *constant velocity stack* dan metode semblance. Dalam seismik data processing, metode yang paling sering digunakan ialah metode semblance atau metode mengukur kesamaan.

Metoda semblance dilakukan dengan cara korelasi silang gather atau penjumlahan total dari seluruh data pada waktu refleksi zero-offset tertentu (seolah-olah antara *source* dengan *receiver* berada pada titik yang sama) dan kemudian nilai energi yang dihasilkan digunakan sebagai indikasi kecepatan stack yang sesuai. Nilai dari semblance atau stack power kemudian diplot sebagai fungsi dari kecepatan dan waktu refleksi. Metode ini menampilkan spektrum kecepatan dan CDP secara bersamaan seperti yang terlihat pada gambar 2.11 :



Gambar 2.11. Contoh semblance dan gather

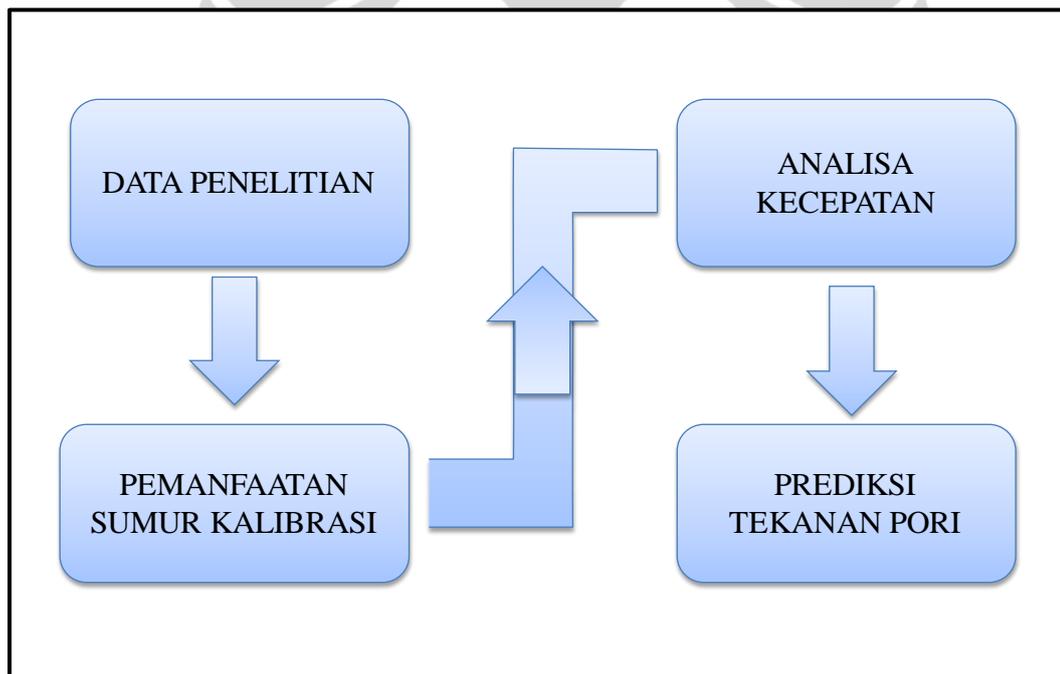
Gambar 2.11 merupakan gambaran antara gather dan semblance pada satu cmp yang di plot secara bersamaan. Bagian kiri merupakan data gather hasil PSTM, bagian kanan merupakan akumulasi energi yang dihasilkan oleh data gather. Semakin jelas akumulasi energi pada semblance maka semakin mudah kita dalam menempatkan kecepatan yang sebenarnya.

BAB III

ANALISA KECEPATAN DAN PREDIKSI TEKANAN PORI

3.1. Alur Umum

Proses yang berkesinambungan antara data, pengerjaan, dan hasil dalam penelitian ini akan dijelaskan secara ringkas untuk memberikan gambaran pengerjaan penelitian. Alur umum dari penelitian ini secara singkat dapat dilihat pada gambar 3.1 yang memberikan gambaran kepada para pihak dalam memahami proses yang ada pada penelitian ini. Bab ini akan menjelaskan mengenai data penelitian, pemanfaatan sumur kalibrasi untuk penentuan parameter-parameter matematika, proses analisis kecepatan, dan proses untuk melakukan prediksi tekanan pori.



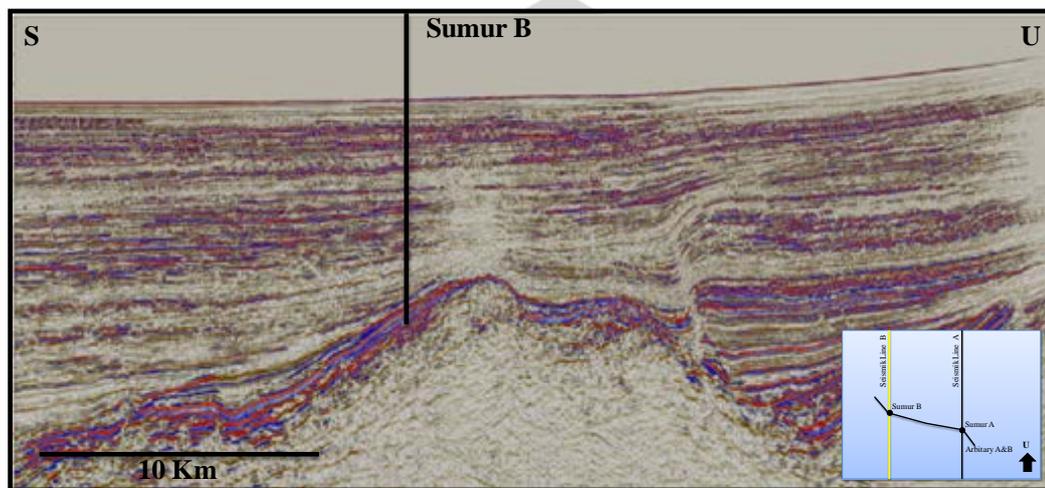
Gambar 3.1. Alur umum pengerjaan prediksi tekanan pori

3.2. Data Penelitian

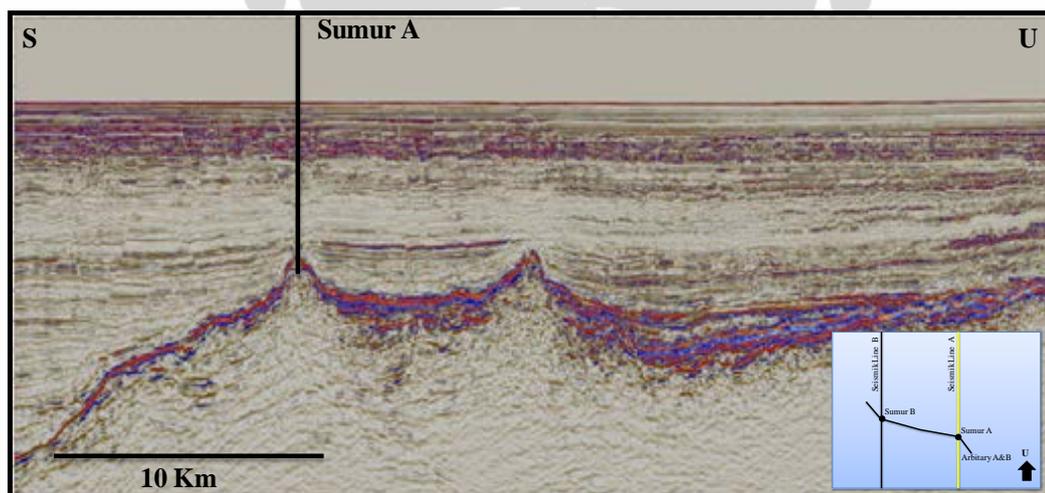
Penelitian ini menggunakan data seismik dan data sumur pada lapangan X. Untuk data sumur akan digunakan sebanyak dua sumur yaitu Sumur A berfungsi sebagai sumur kalibrasi dan Sumur B akan dipergunakan untuk pembandingan dari hasil prediksi. Untuk analisis kecepatan, menggunakan data seismik 3D hasil PSTM, dua lajur seismik yang melewati titik sumur A dan B dilakukan analisa kecepatan yang menditil, sedangkan untuk mendapatkan interval kecepatan 3D penulis menggunakan data *migration velocity* dengan cara mengkonversi menggunakan persamaan Dixs dan mengkalibrasi dengan data sonik dari sumur yang ada. Data seismik gather yang digunakan memiliki masing-masing sekitar 2597 CMP, dimana jarak antar CMP sejauh 12.5 meter menjadi panjang lintasan seismik yang digunakan mencapai 32.46 km. Tujuan pengambilan line sepanjang ini agar memungkinkan untuk melakukan penelitian tentang penyebaran *overpressure* pada daerah penelitian. Pada proses analisa kecepatan, pengetahuan tentang pengaruh *noise* terhadap data sangat dibutuhkan untuk mendapatkan kecepatan yang sebenarnya. Selain data konvensional juga digunakan data hasil proses shaping dimana untuk data ini penulis akan melakukan proses yang sama untuk analisa kecepatan dan prediksi tekanan pori, sehingga didapatkan suatu hasil yang komprehensif terhadap kualitas data yang digunakan.

Pada sumur kalibrasi (Sumur A), ada beberapa data yang akan digunakan seperti data log RFT , log sonik, log density dan data tekanan pori, *fracture pressure* dan *overburden* setelah pengeboran. Untuk data RFT terdapat 21 sample yang akan digunakan, data pengukuran sonik mulai dari kedalaman 7051.5 ft sampai kedalaman 11666.3 ft dengan rentang nilai dari 40 μ s sampai dengan 200 μ s, serta untuk data densitas mewakili kedalaman yang hampir sama dengan sonik. Adapun untuk data tekanan akan digunakan sebagai panduan dalam perhitungan parameter-parameter prediksi tekanan pori Eaton. Parameter-parameter yang dihasilkan akan digunakan untuk melakukan prediksi pada sumur B. Masing-masing data pada sumur A dan B adalah kunci penting dalam penelitian ini menyangkut masalah keakurasian.

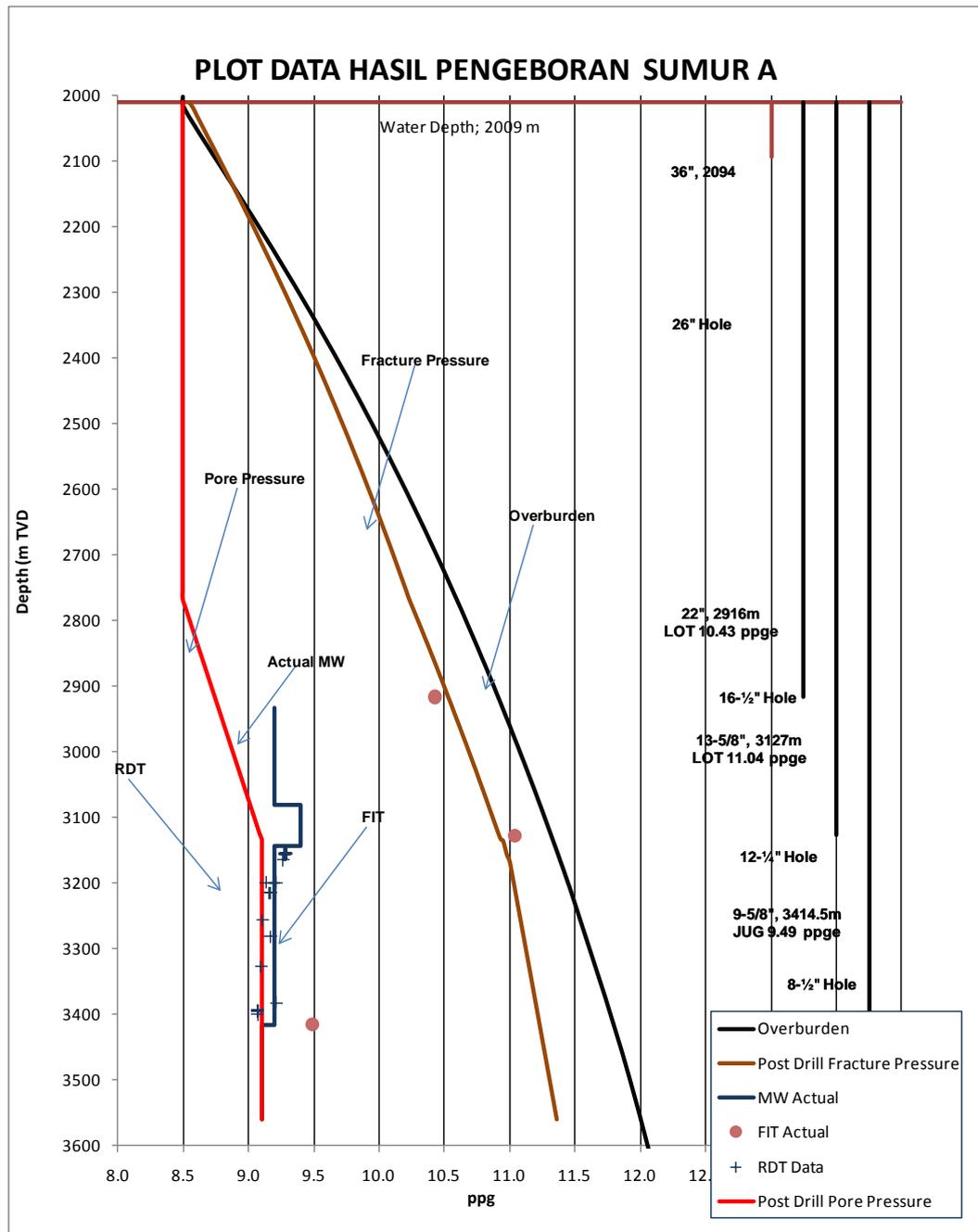
Gambar 3.2.a dan b menunjukkan jalur seismik yang digunakan yang overlay dengan lokasi sumur daerah penelitian dan gambar 3.3 merupakan hasil plot dari data-data pada sumur kalibrasi. Untuk melakukan pengujian terhadap metoda penelitian, penulis melakukan prediksi pada titik target (sumur B) untuk membuktikan metoda yang benar dan akan melakukan prediksi secara 2D untuk keseluruhan lintasan seismik.



Gambar 3.2a : Jalur seismik dan plot titik rencana bor yang akan diprediksi



Gambar 3.2b : Jalur seismik dan titik sumur bor untuk kalibrasi data



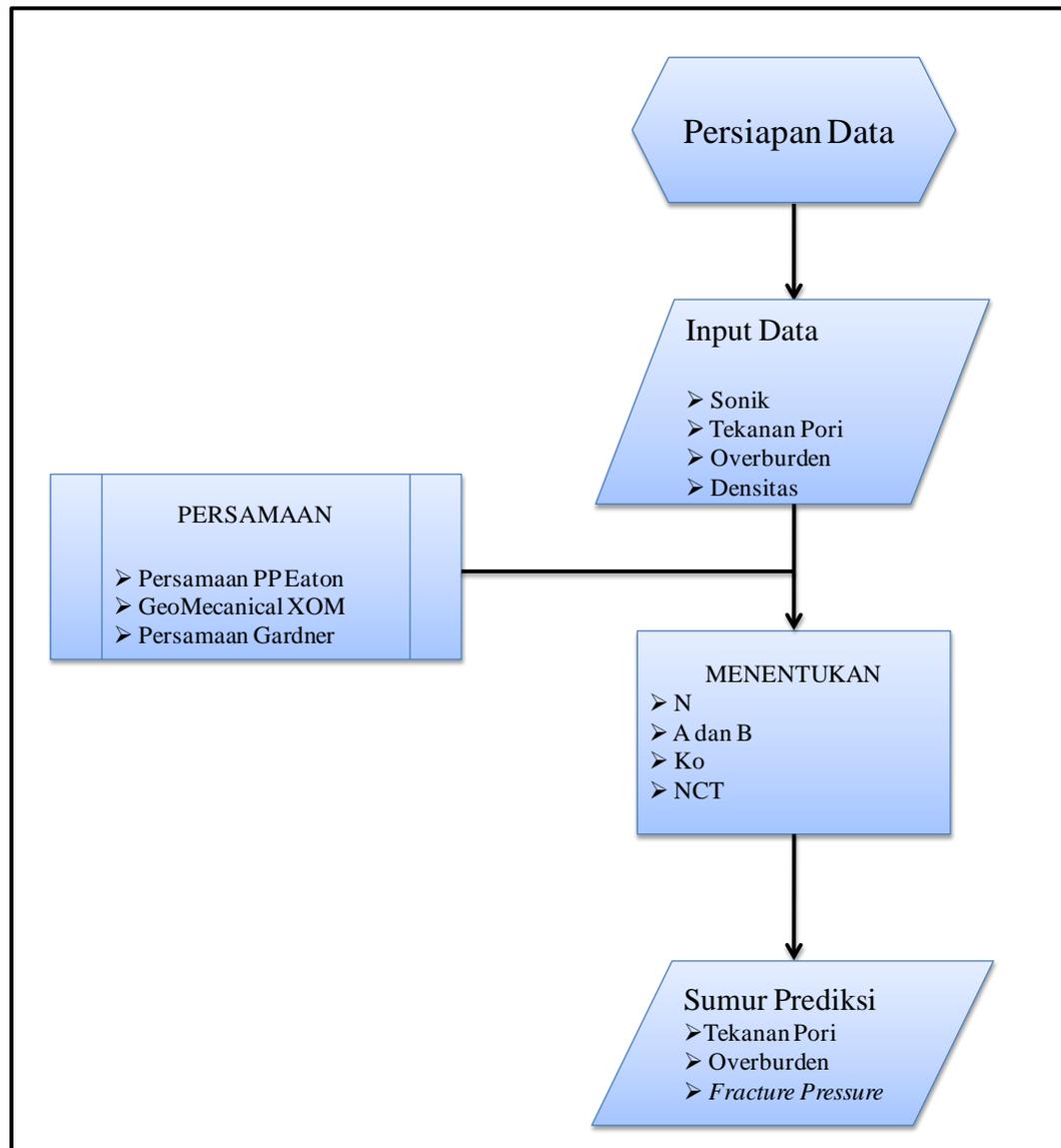
Gambar 3.3 : Data RDT, LOT, PP Sumur Kalibrasi (Sumur A)

3.3 Evaluasi Data Sumur

Evaluasi terhadap sumur kalibrasi (Sumur A) dilakukan untuk mendapatkan gambaran umum pada hasil prediksi tekanan pori pada lokasi target (sumur B). Hal yang dapat dihitung pada sumur kalibrasi ini adalah *normal compaction trend*,

dan parameter-parameter tekanan seperti Eaton Parameter (N), *shear factor* (K_o) dan hasil modifikasi persamaan Gardner. Analisa yang dilakukan menggunakan persamaan Eaton, Bower, dan Gardner.

Secara umum alur kerja pada evaluasi sumur ini digambarkan pada gambar 3.4.



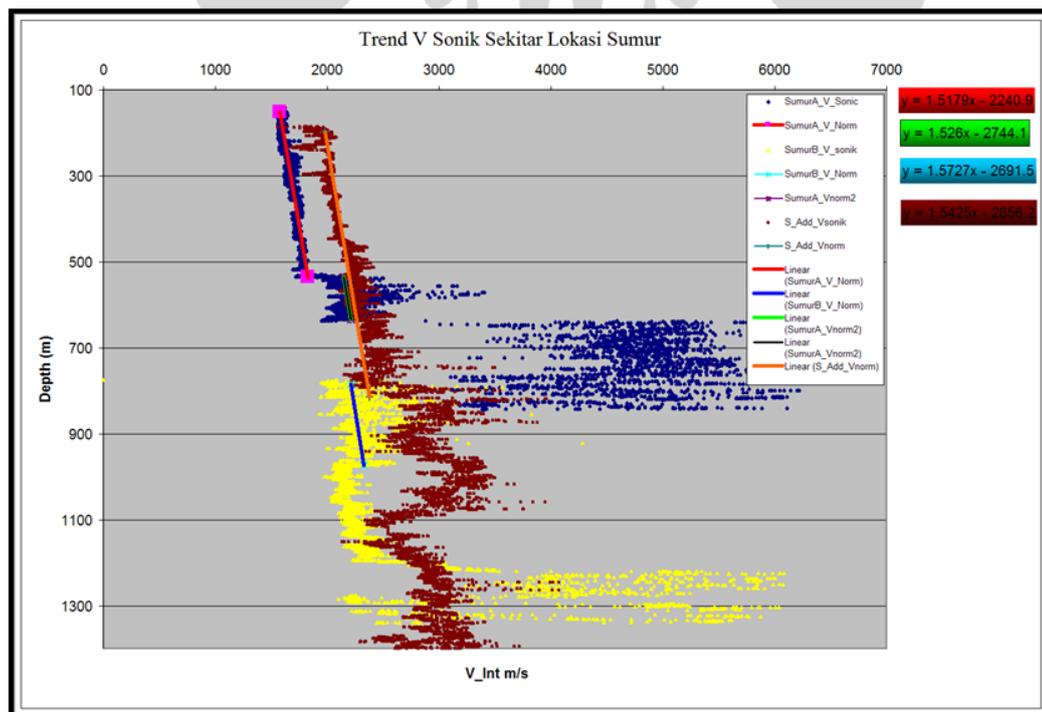
Gambar 3.4 : Alur kerja evaluasi data pada sumur kalibrasi (Sumur A)

Diagram di atas menunjukkan hubungan antara sumur kalibrasi dan sumur prediksi dalam kaitannya yang saling ketergantungan. Dengan kata lain, proses ini tidak

dapat dipisahkan satu sama lain. Dengan tidak baiknya evaluasi sumur kalibrasi akan menimbulkan hasil yang tidak tepat pada sumur prediksi, hal ini dapat mengakibatkan kegagalan dalam proses pengeboran.

3.3.1. Penentuan *Normal Compaction Trend* (NCT)

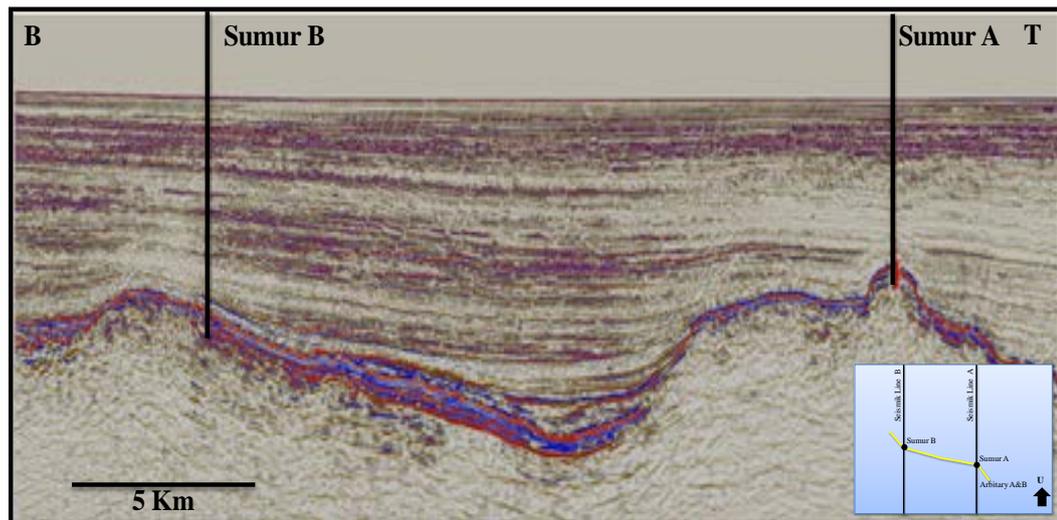
Proses ini merupakan salah satu kegiatan yang dilakukan pada sumur A dengan menggunakan data sonik hasil pengeboran. langkah awal pekerjaan ini adalah dengan melakukan plot terhadap data sonik yang dimiliki, salah satu data yang tersedia adalah data sonik pada sumur A yang secara formal dapat dipakai dalam penelitian ini, adapun beberapa data sonik dari sumur-sumur terdekat sengaja penulis tampilkan untuk memberikan gambaran umum dan melihat kecenderungan dari data yang tersedia. Plot dari data sonik dan perkiraan NCT nya dapat dilihat pada gambar 3.5.



Gambar 3.5. Plot Sonik Log dan Normal Compaction Trend

Gambar 3.5, di atas menunjukkan korelasi antara kecepatan dan kedalaman, hal ini dilakukan untuk menentukan gambaran NCT pada lokasi penelitian. Dari 3 sumur

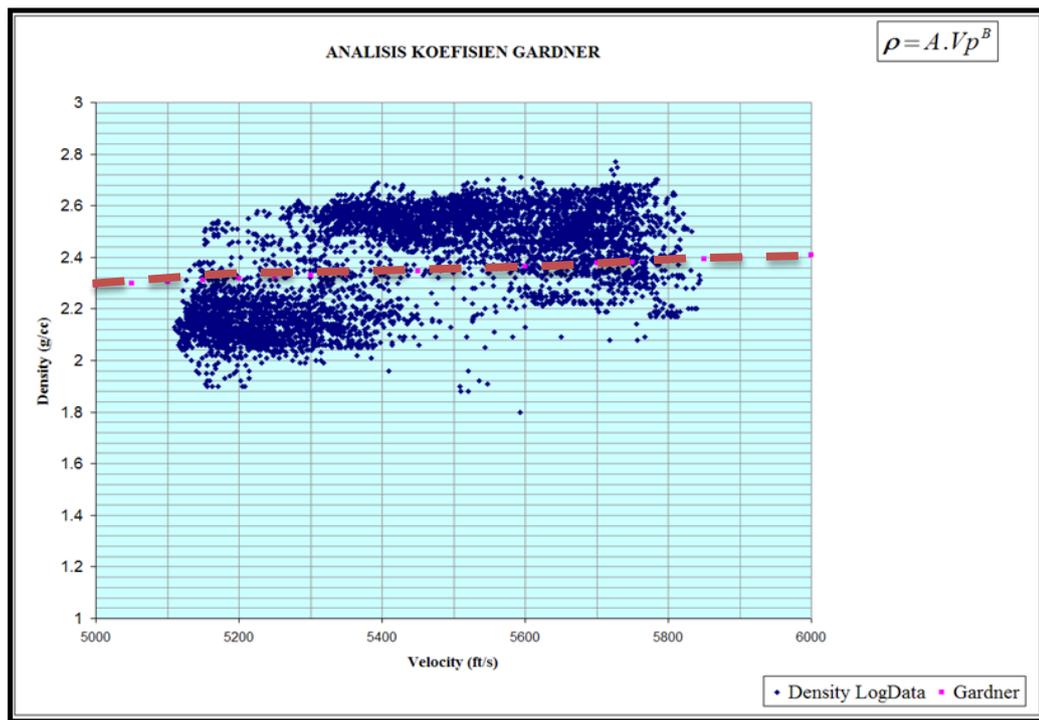
yang di analisa menunjukkan kecenderungan yang sama terhadap NCT, hal ini dapat disebabkan oleh proses sedimentasi pada lokasi sumur-sumur tersebut terjadi pada waktu yang sama. Asumsi ini diambil karena sifat dari sedimentasi serpih yang menyeluruh untuk seluruh area cekungan. Asumsi ini didukung oleh adanya seismik korelasi antara sumur A dan Sumur B seperti pada gambar 3.6.



Gambar 3.6 Seismik korelasi antara sumur A dan Sumur B

3.3.2. Penentuan Konstanta A dan B Persamaan Gardner

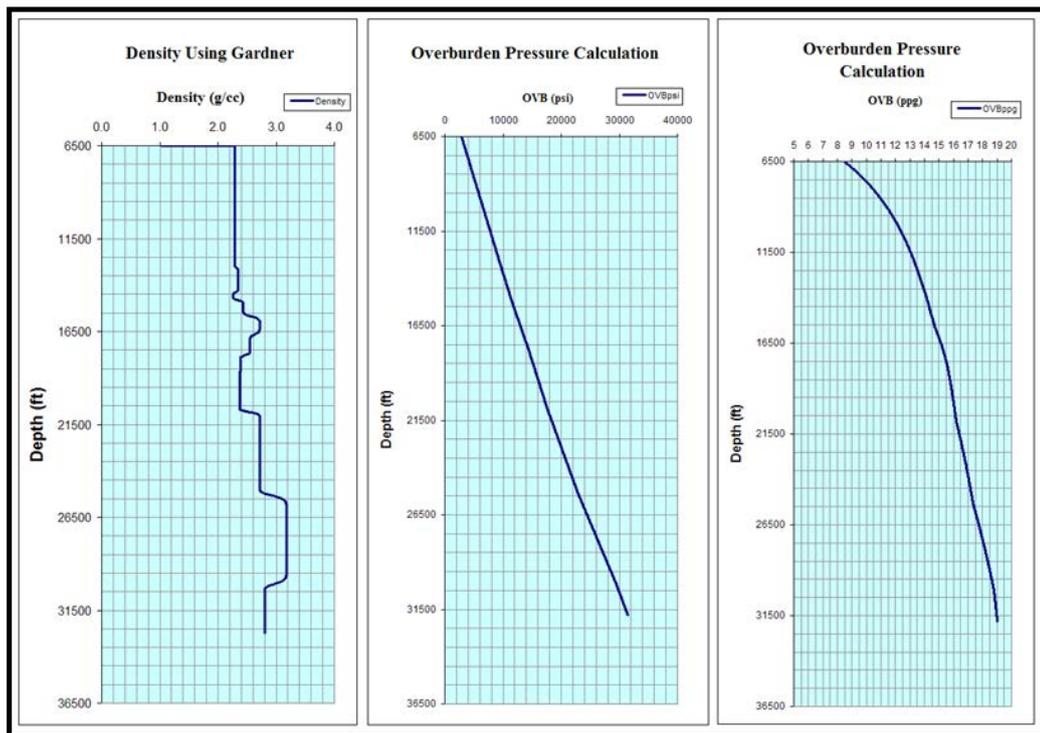
Tahap selanjutnya adalah mendapatkan konstanta A dan B pada persamaan Gardner, ini dilakukan dengan cara memodifikasi persamaan umum Gardner dengan cara *cross* korelasikan antara data kecepatan dan densitas pada sumur A. Dengan memberikan nilai acak pada A dan B maka kita melakukan perbandingan visual antara plot kecepatan dan densitas seperti pada gambar 3.7. Hasil modifikasi ini nantinya akan digunakan untuk menghitung nilai densitas pada sumur B dengan menggunakan kecepatan dari seismik.



Gambar 3.7. Plot Kecepatan versus Density

Gambar 3.7 menunjukkan hubungan yang tepat antara densitas dengan kecepatan, dimana proses untuk mendapatkannya adalah dengan memodifikasi persamaan Gardner untuk memperoleh korelasi yang cocok pada kedua data di atas. Dari hasil evaluasi ini di dapat nilai A dan nilai B pada persamaan Gardner adalah 0.23 dan 0.27 dimana telah terjadi kenaikan nilai dari koefisien B sebesar 0.2 unit.

Untuk tahap berikutnya dengan menggunakan data kecepatan seismik pada Sumur B, maka kita dapat menghitung nilai densitas dan menggunakan estimasi densitas ini untuk menentukan besarnya nilai overburden pada setiap kedalaman. Plot dari densitas *overburden* psi dan *overbuden* (ppg) untuk sumur B seperti gambar 3.8.



Gambar 3.8. Plot estimasi density dan overburden

3.3.3. Penentuan Konstanta Eaton (N)

Data yang digunakan dalam perhitungan ini adalah P_p , F_P , P_o yang didapat dari hasil pengeboran pada Sumur A dan melakukan modifikasi terhadap persamaan umum Eaton, hasil dari perhitungan untuk setiap sampel kedalaman dan diratakan adalah sebesar 2.9 dimana standar umum untuk wilayah Teluk Mesiko adalah 3.

3.3.4. Penentuan *Shear Factor* (K_o)

Dengan memakai data yang sama dengan perhitungan konstanta eaton (N) hal lain yang dapat kita tentukan dari data kalibrasi ini adalah K_o yaitu *shear factor*. K_o dapat ditentukan dengan menggunakan rumus geomekanikal yang ditemukan oleh ExxonMobil, dimana nilai K_o ini sendiri akan digunakan untuk mengitung besarnya nilai dari *fracture pressure* dilokasi prediksi. Untuk mendapatkan nilai

dari *shear faktor*, penulis melakukan modifikasi persamaan umum Geomekanikal yang digunakan sebagai standar ExxonMobil. Hal ini dilakukan untuk dapat menghitung besarnya konstanta K_o pada wilayah penelitian ini dengan meratakan hasilnya, maka didapat nilai K_o pada wilayah penelitian ini sebesar 0.8.

Pada proses berikutnya, nilai dari parameter-parameter ini akan digunakan untuk menghitung P_p , F_p , dan P_o pada lokasi sumur B dan sekitarnya. Untuk memudahkan pemakaiannya pada proses berikutnya, maka parameter-parameter ini diringkas pada gambar 3.9.

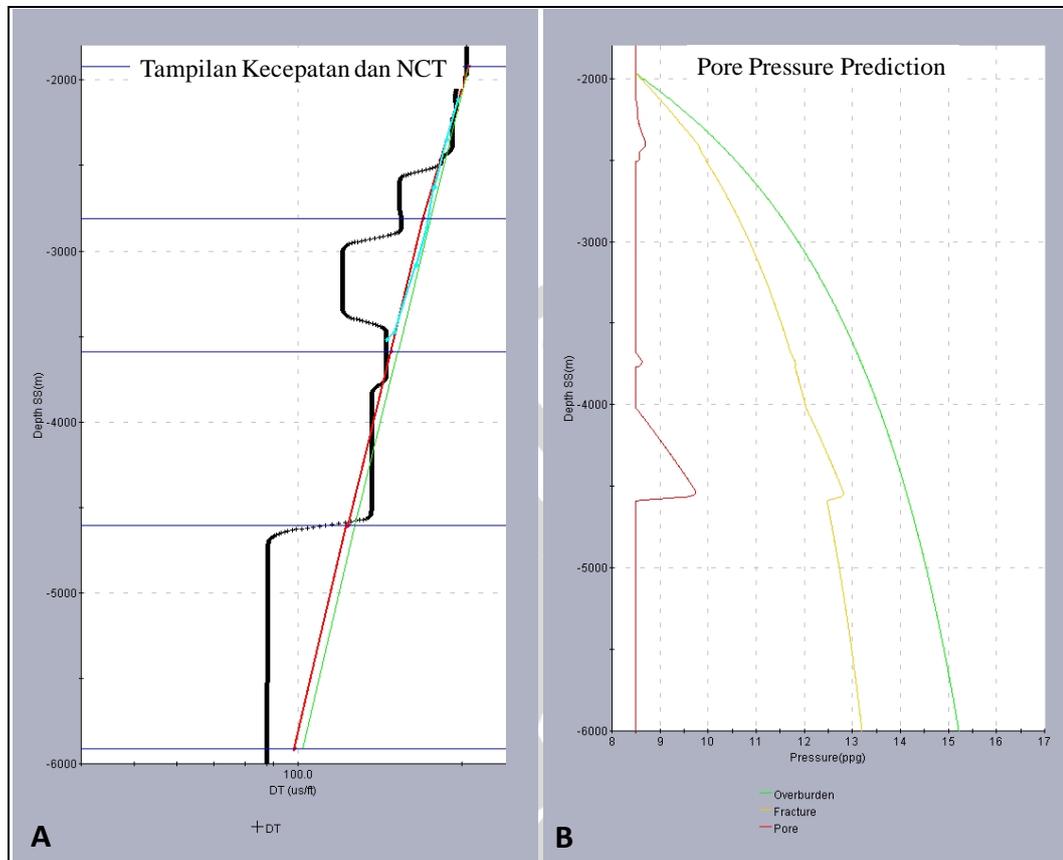
PARAMETER	GOM	LOKASI PENELITIAN	PERSAMAAN UMUM	KEGUNAAN
Eaton Parameter (N)	3	2.9	$P_p = P_o - (P_o - P_{nr}) * [V_{nr}/V_{obsr}]^N$	Menghitung Tekanan Pori
Coefisien Gardner	A= 0.23 B=0.25	A= 0.23 B=0.27	$\rho = A * V^B$	Menghitung Estimasi Density dan menentukan Overburden
Shear Factor (K_o)	0.7	0.8	$FP = P_{pore} + (P_{obv} - P_{pore}) K_o$	Menghitung Fracture Pressure

Gambar 3.9. Tabel hasil perhitungan parameter Eaton, Koefisien Garder, dan *Shear Factor* untuk wilayah penelitian

Dengan diketahuinya komponen Eaton, konstanta A dan B pada persamaan Gardner pada lokasi penelitian dari korelasi antara densitas dan kecepatan, serta *shear faktor* pada sumur kalibrasi, maka parameter-parameter ini dapat diterapkan pada sumur-sumur lain yang memiliki satu sejarah geologi yang sama dengan lapangan X ini.

Penerapannya secara praktis, penulis menggunakan perangkat lunak Geopressure yang dimiliki oleh ExxonMobil untuk menghitung nilai Tekanan Pori, Fracture Pressure, dan Overburden pada lokasi sumur target. Pemilihan perangkat lunak ini hanya untuk memudahkan perhitungan yang terintegrasi antara nilai Tekanan Pori, Fracture Pressure, dan Overburden. Dalam hal parameter, penulis

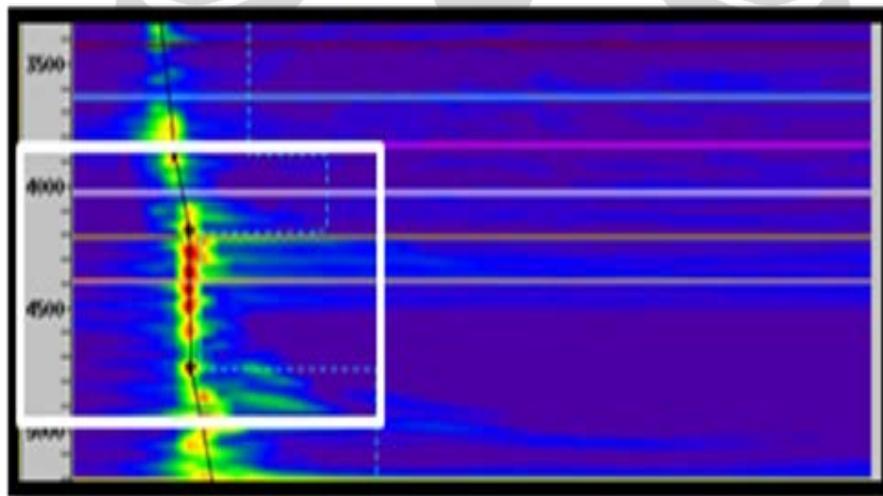
menggunakan parameter yang telah dihitung sebelumnya. Tampilan analisis yang dilakukan pada perangkat lunak ini seperti pada gambar 3.10.



Gambar 3.10 . Tampilan dari perangkat lunak geopressure dimana A merupakan tampilan plot antara kecepatan dan rancangan NCT dimana biru muda merupakan kalibrasi NCT, hijau adalah NCT prediksi sumur terdekat dan merah merupakan NCT pada titik prediksi, sedangkan gambar B merupakan hasil prediksi dimana merah merupakan pore pressure, kuning adalah fracture pressure serta hijau merupakan overburden pada lokasi prediksi

3.4. Analisis Kecepatan

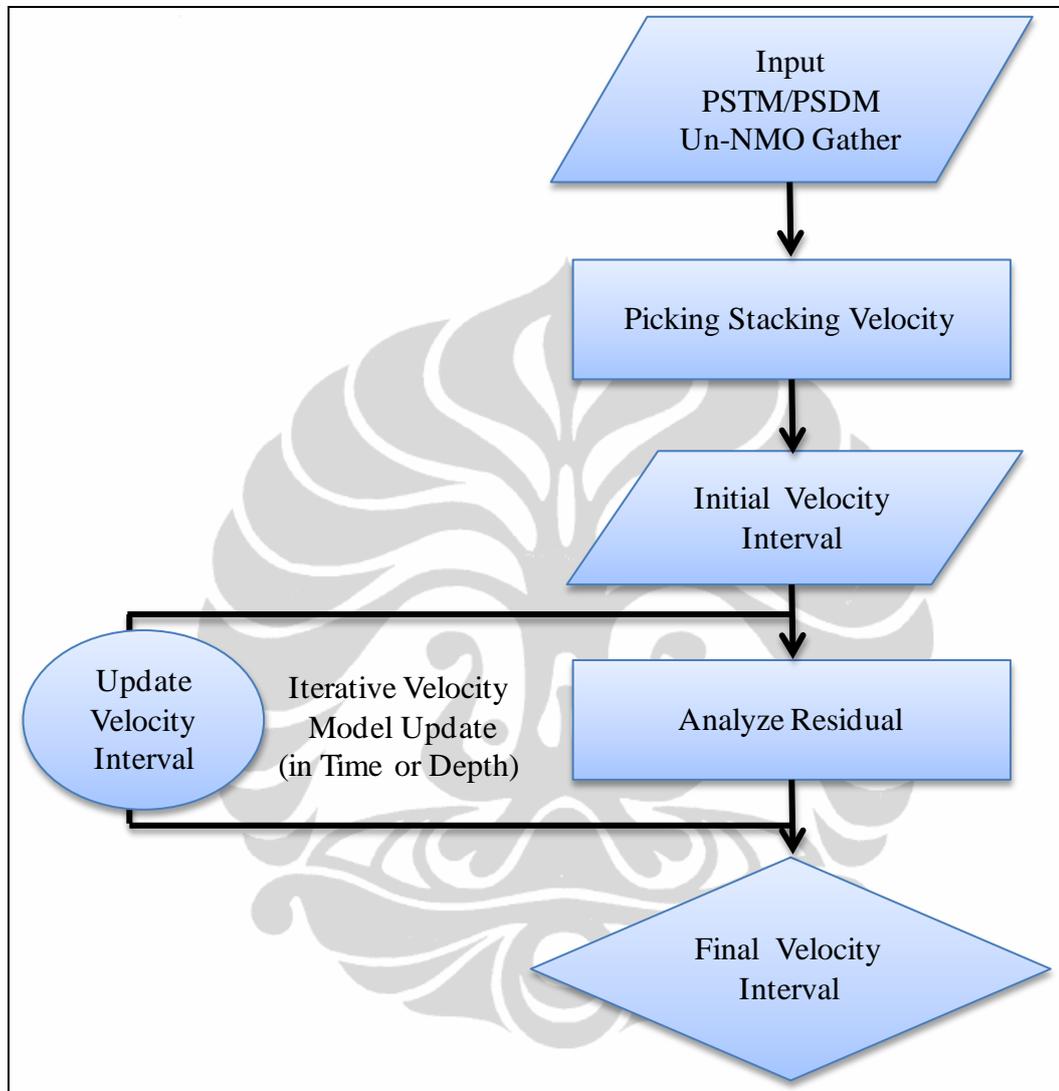
Tahap awal pemodelan kecepatan pada penelitian ini menggunakan analisa semblance, dan pada tahapan berikutnya melakukan analisa kecepatan untuk mendapatkan nilai kecepatan yang mengikuti horizon hasil interpretasi. Hasil dari picking kecepatan ini akan menjadi kecepatan awal yang akan kita gunakan dalam proses selanjutnya. Pada tahapan ini kita juga dapat mendeteksi lebih awal keberadaan *overpressure*, dimana hal ini diindikasikan dengan adanya semblance yang konstan atau membalik, dimana dalam kondisi normal semblance akan terus meningkat seiring bertambahnya kedalaman seperti halnya kecepatan. Namun dalam beberapa kasus pembalikan kecepatan atau penurunan kecepatan merupakan pengaruh dari perubahan lithologi atau fluida pada suatu formasi seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.11.



Gambar 3.11 .Semblance yang memberikan indikasi awal keberadaan overpressure atau adanya perubahan litologi

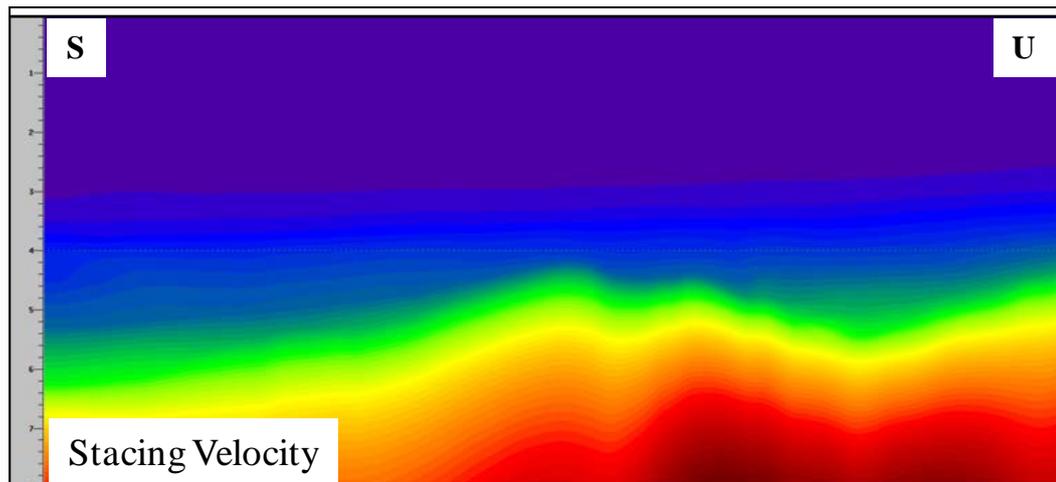
Picking kecepatan ini dilakukan pada setiap cmp-cmp pada data seismik yang digunakan, sehingga didapat sebuah inisial kecepatan yang akan digunakan pada tahap berikutnya yaitu melakukan analisa kecepatan berdasarkan horizon yang hasil interpretasi. Horizon ini dibuat berdasarkan adanya perubahan kecepatan pada layer tertentu, dengan kata lain horizon-horizon ini mewakili satu kecepatan

tertentu dalam sebuah *section* seismik. Adapun prosedur yang dilakukan dapat dilihat pada gambar 3.12 berikut :



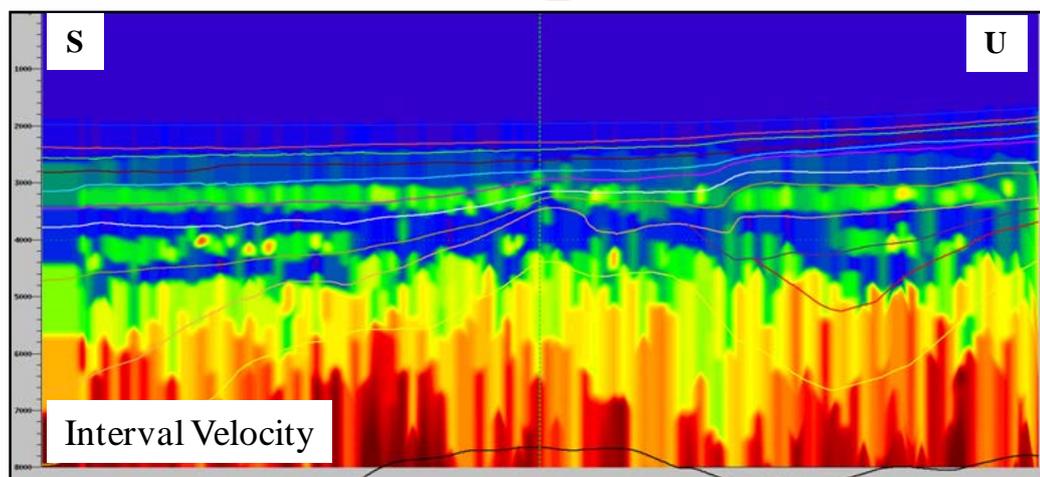
Gambar 3.12 : Diagram proses untuk melakukan analisa kecepatan

Diagram di atas menunjukkan gambaran suatu proses untuk mendapatkan hasil akhir dari sebuah kecepatan yang mendekati nilai yang sebenarnya. Tahap ini memakai *initial* kecepatan dari hasil picking yang kita konvesikan ke interval velocity dengan menggunakan *Dix's equation*, dimana proses pengerjaannya dilakukan dalam internal perangkat lunak Geodepth. Hasil dari stacking velocity yang di dapat dari proses picking seperti terlihat pada gambar 3.13.



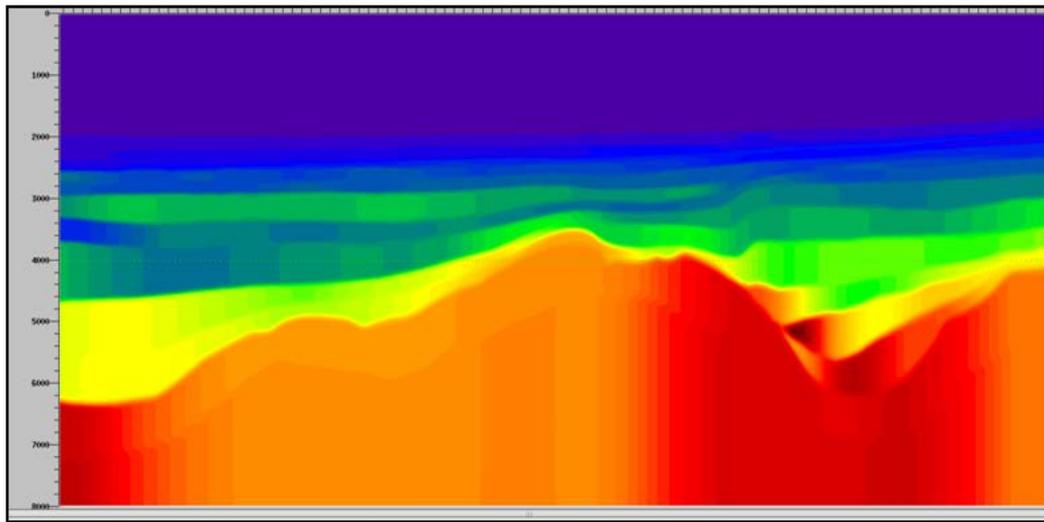
Gambar 3.13. Contoh tampilan penampang dari *stacking velocity*

Dengan menggunakan persamaan Dix maka kita dapat langsung menghitung interval kecepatan, hasil konversi langsung menggunakan Dix ini menunjukkan interval velocity yang belum mengikuti horizon hasil interpretasi sehingga dibutuhkan tahap berikutnya untuk menjadikan kecepatan ini menjadi kecepatan interval yang telah sesuai dengan horizon yang ada. Untuk melakukannya kita harus menyediakan model kecepatan berdasarkan horizon yang ada. Model ini nantinya akan memandu initial interval kecepatan untuk bisa menyesuaikan dengan horizon-horizon, sehingga kita mendapatkan initial interval velocity. contoh interval kecepatan hasil konversi langsung dengan menggunakan persamaan Dix seperti yang diperlihatkan seperti gambar 3.14.



Gambar 3.14. Initial kecepatan yang merupakan konversi langsung dari kecepatan hasil picking

Gambar 3.15 memberikan gambaran tentang interval kecepatan yang telah menyesuaikan dengan horizon. Kecepatan per-layer yang diperoleh belum bisa dianggap benar karena adanya kecepatan yang belum sesuai, hal ini disebabkan adanya pemaksaan penyatuan antara kecepatan dan model kecepatan itu sendiri, maka dari itu, dibutuhkan proses iterasi guna mendapatkan kecepatan yang kita anggap mewakili layer-later bawah bumi.

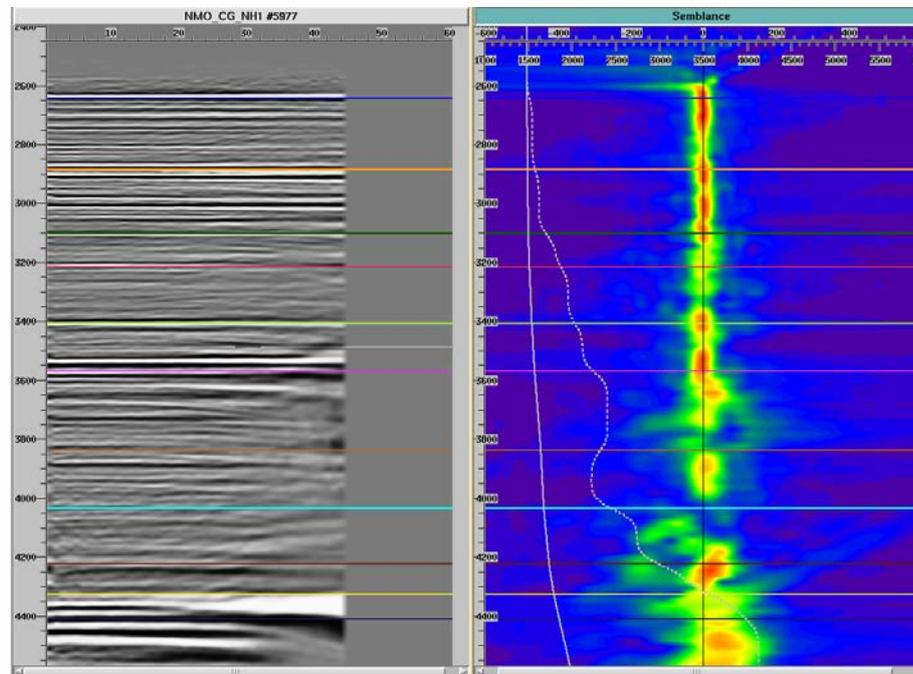


Gambar 3.15. Interval velocity profil yang telah mengikuti horizon.

Lebih lanjut akan dilakukan analisa residual, dimana dalam proses ini akan menjadi bagian dari proses iterasi yang panjang. Hal ini disebabkan karena tujuan kita untuk mencocokkan kecepatan dengan setiap horizon yang ada, tetapi tidak menutup kemungkinan pada pertengahan proses kita melakukan penambahan horizon diantara layer-layer yang sudah ada. Proses iterasi ini digambarkan secara umum pada diagram 3.12

Salah satu proses yang dapat memandu kita dalam melakukan proses iterasi ini adalah dengan penampilan residual semblance yang artinya jika semblance kita berada persis di titik 0 berarti kecepatan kita sudah mendekati nilai yang sebenarnya namun jika masih memiliki deviasi ke kiri atau ke kanan, maka akan diberikan informasi seberapa jauh kita akan memberikan koreksi terhadap CMP

tersebut. Gambar 3.16 memberikan informasi bahwa data kita sudah mendekati nilai yang sebenarnya dengan *residual semblance* mendekati nilai 0.

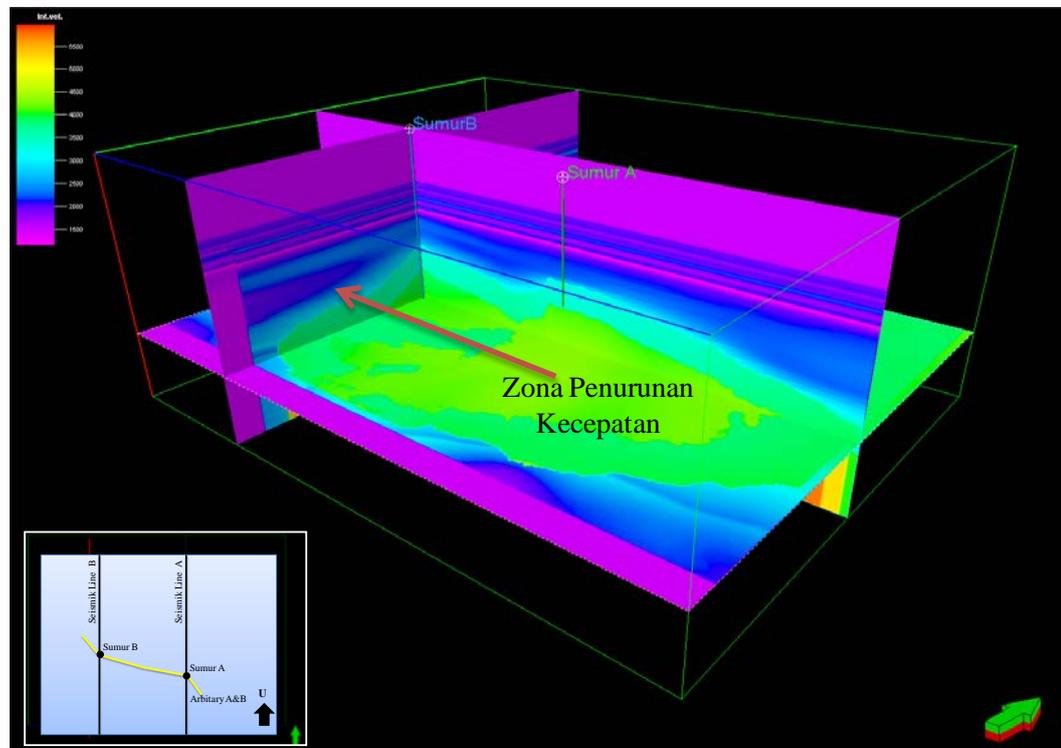


Gambar 3.16. Residual Semblance yang dianggap benar

Proses mendapatkan *residual semblance* seperti di atas dilakukan pada setiap CMP yang ada, dimana jumlah waktu yang dibutuhkan untuk mendapatkan residual semblance yang baik untuk setiap cmp-cmp pada lintasan seismik tergantung dari panjang lintasan, kompleksitas dari geologi serta kualitas dari data yang kita gunakan, dimana kualitas data ini sangat berkaitan erat dengan proses akuisisi dan prosesing.

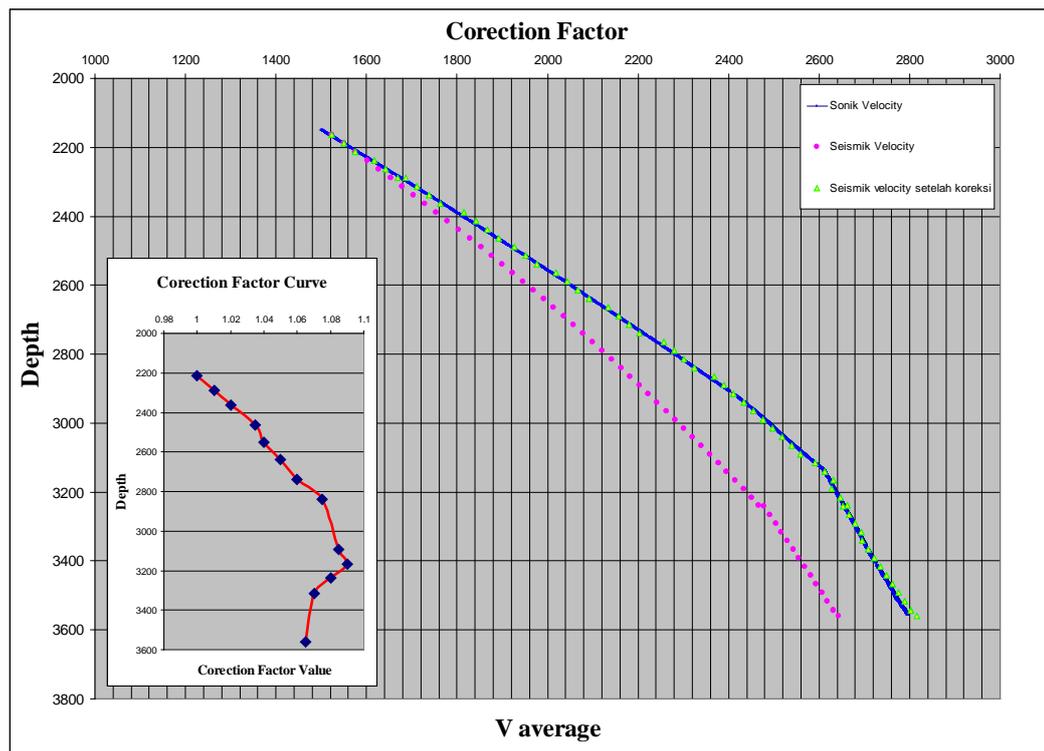
Proses yang dilakukan pada tahapan di atas adalah proses untuk mendapatkan kecepatan interval 2D, adapun proses untuk mendapatkan kecepatan interval 3D adalah dengan cara mengkonversi data *migration velocity* dengan menggunakan persamaan dixs. Secara reolusi data ini tergolong rendah karena picking dilakukan pada setiap 500m atau setiap 50 cmp, namun dalam penelitian ini cukup dapat diterima karena diperuntukan untuk mendapatkan persebaran secara lateral zona *overpressure* yang ditemukan pada analisa kecepatan 2D. Gambar 3.17 berikut

merupakan contoh visualisasi dari data 3D interval kecepatan pada lokasi penelitian.



Gambar 3.17. 3D interval velocity lokasi penelitian

Sebagai kontrol terhadap hasil analisa kecepatan baik 2D maupun 3D diperlukan cros check dengan data sonik untuk memberikan koreksi jika dibutuhkan, hal ini dilakukan karena data sonik merupakan data yang lebih dapat dipercaya ke akuratan hasilnya. Perlu tidaknya koreksi terhadap data kecepatan di tentukan oleh kualitas dari hasil analisa kecepatan yang dilakukan. Pemberian koreksi ini akan lebih baik jika menggunakan banyak data sonik yang menyebar diseluruh area sehingga akan sangat baik kontrol terhadap kualitas dari data itu sendiri. Contoh bentuk koreksi yang digunakan dapat diligat pada gambar 3.18.



Gambar 3.18. Plot dari data kecepatan sonik warna biru, plot data kecepatan seismik warna merah muda dan garis warna hijau merupakan kecepatan seismik setelah diberi koreksi, serta kurva merah merupakan faktor koreksi yang digunakan

Gambar 3.18 di atas menunjukkan data kecepatan yang dihasilkan dari seismik yang akan dikoreksi terlebih dahulu dengan data kecepatan pada sumur kalibrasi. Hal ini berguna untuk menentukan apakah data kecepatan yang kita peroleh perlu mendapatkan koreksi, dimana pengerjaannya cukup dilakukan dalam *Microsoft Office Excel* dan pembandingannya dilakukan secara visual sehingga mudah diamati. Sehingga jika terdapat koreksi terhadap data kecepatan seismik maka yang akan digunakan untuk prediksi tekanan pori adalah data kecepatan setelah diberikan koreksi.

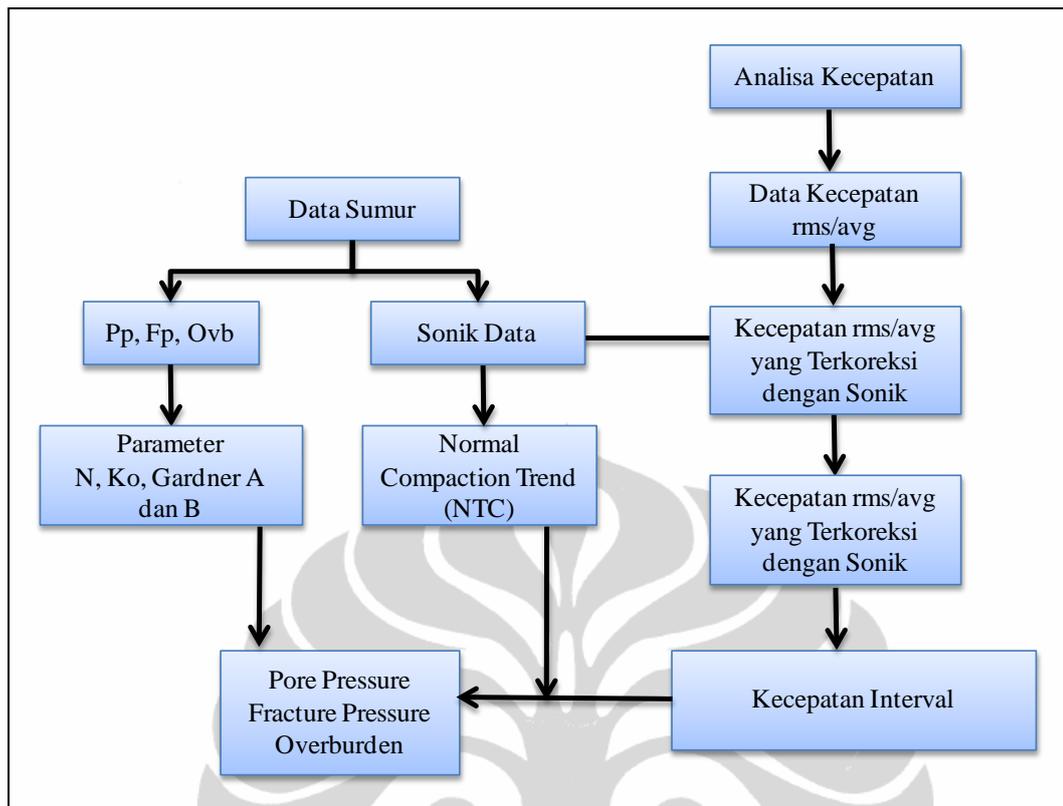
3.5. Prediksi Tekanan Pori

Prediksi tekanan pori dalam penelitian ini menggunakan metode Eaton, dimana penulis hanya memakai data geofisika sebagai bahan dasar untuk melakukan prediksi seperti yang telah dijelaskan pada sub bab 3.2. Pada sub bab ini penulis

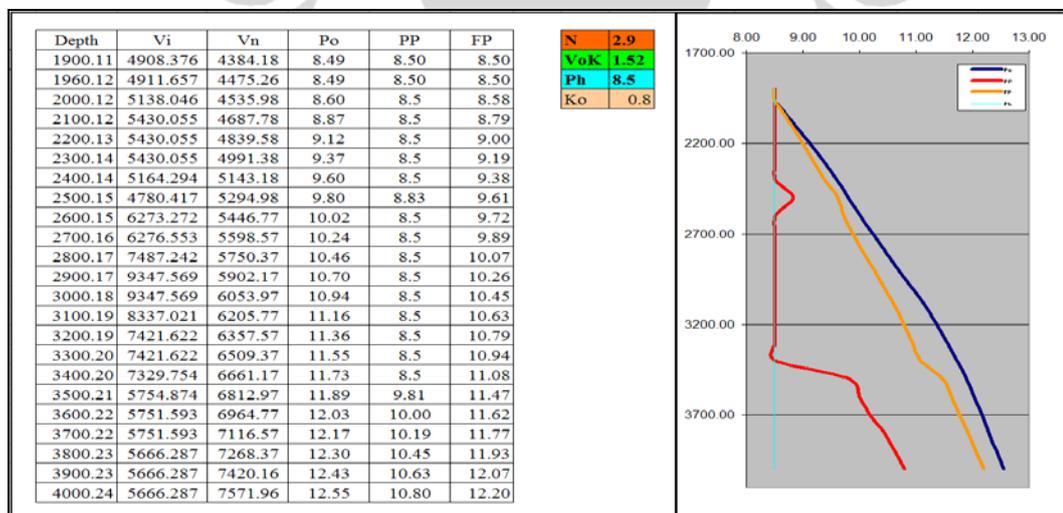
mengklasifikasikan tekanan pori berdasarkan dimensinya menjadi 3 yaitu 1 D, 2d, dan 3D. Proses prediksi tekanan pori 1 D merupakan proses yang sangat ditil dan memiliki kontrol sumur, sehingga hasil prediksi ini dapat divalidasi keakuratannya. Prediksi tekanan pori 2D sama memiliki kontrol sumur namun hanya pada satu titik dan proses mendapatkan kecepatannya memiliki pada proses 1D, hal lain terjadi pada prediksi 3D dimana penulis menggunakan migration velocity yang dikonversikan menjadi interval velocity, dilihat dari sampel pada saat picking velocity kualitas dari data 3D ini memiliki rental sampel setiap 250 cmp yang jauh dibandingkan dengan data 1D dan 2D yang memiliki sampel yang diambil setiap 25 cmp.

Untuk melakukan proses ini penulis mengintegrasikan beberapa perangkat lunak diantaranya microsoft office excel, geopresure, dan petrel. Semua perangkat lunak tersebut hanyalah sebuah alat untuk melakukan pekerjaan agar lebih menghemat waktu pengerjaan. Tentunya interpretasi dan pengetahuan geofisika dan geologi umum tentang wilayah ini sangat mendukung keberhasilan dari sebuah studi penentuan tekanan pori disuatu wilayah. Untuk mendapatkan alur dari pengerjaan tekanan pori ini penulis menggambarkan pada gambar 3.19. Gambar ini menunjukkan interaksi antara data sumur kalibrasi dan data seismik serta korelasinya dengan sumur prediksi. Hal penting lainnya adalah perlunya kontrol dari sumur-sumur terdekat untuk proses ini telah diakomodasi pada diagram di atas.

Setelah mendapatkan data kecepatan seismik yang mendekati nilai yang sebenarnya, proses berikutnya adalah melakukan penghitungan prediksi tekanan pori dengan menggunakan rumus yang dikembangkan oleh Eaton. Penghitungan secara sederhana dilakukan pada Microsoft Excel dengan mengambil sampel kedalaman tertentu seperti pada gambar 3.20.



Gambar 3.19. Diagram Alur Proses Prediksi Tekanan Pori

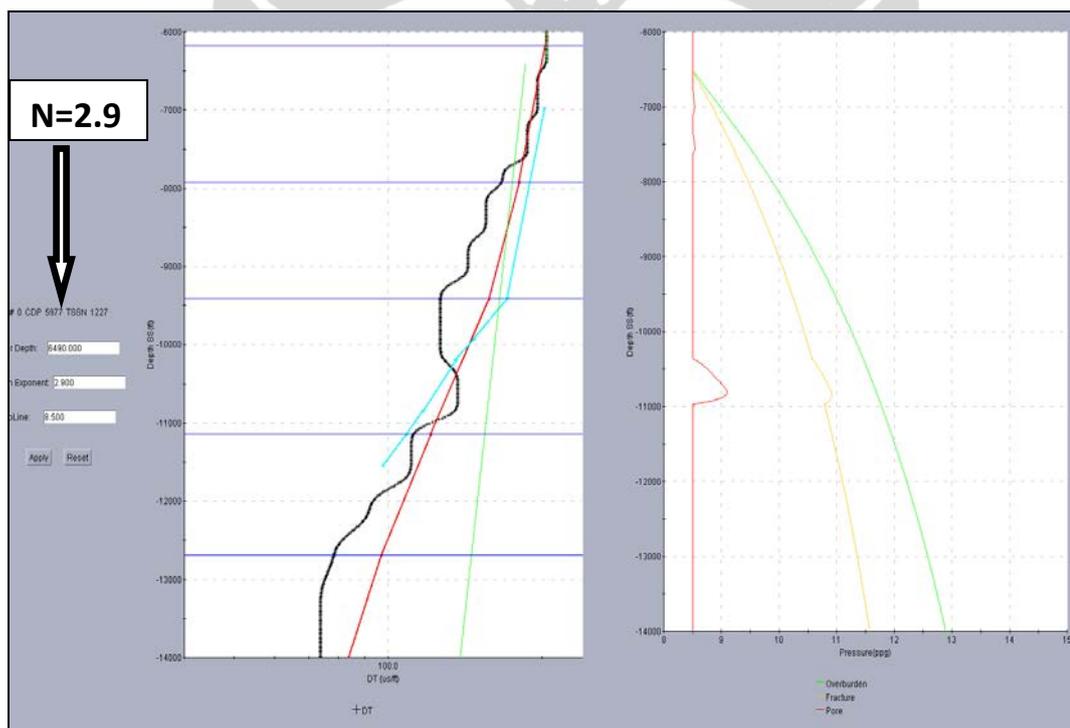


Gambar 3.20 : Contoh tabel penghitungan Pp dan hasil plot dengan menggunakan Microsoft Excel

Pada perangkat lunak Geopressure kita juga dapat melakukannya secara interaktif, dimana kita dapat melihat hubungan antara kecepatan, sonik, dan tekanan pori yang dihasilkan seperti terlihat pada gambar Gambar 3.21. Pada gambar tersebut Garis biru terang menggambarkan compaction trend pada sumur kalibrasi, garis

merah merupakan compaction trend yang kita rancang untuk menentukan tekanan pori titik bor prediksi. Selain kedua data tersebut, dibutuhkan juga data interval kecepatan sumur prediksi dan kecepatan pada sumur kalibrasi.

Meskipun sumur kalibrasi adalah acuan dalam menentukan compaction trend, kita tetap membutuhkan pengetahuan umum tentang kondisi wilayah tersebut yang ada kaitannya dengan tekanan pori, sehingga kita dapat melakukan interpretasi sendiri. Untuk kasus ini, tekanan pori yang dihasilkan tampak trend peningkatan tekanan pori pada kedalaman 3150 m dan mulai kembali normal pada kedalaman 3500 m, dimana peningkatan tekanan pori ini bisa menimbulkan dua kemungkinan gejala, dimana gejala ini adalah gejala penerusan dari *overpressure* area atau hanya pengaruh lithologi.



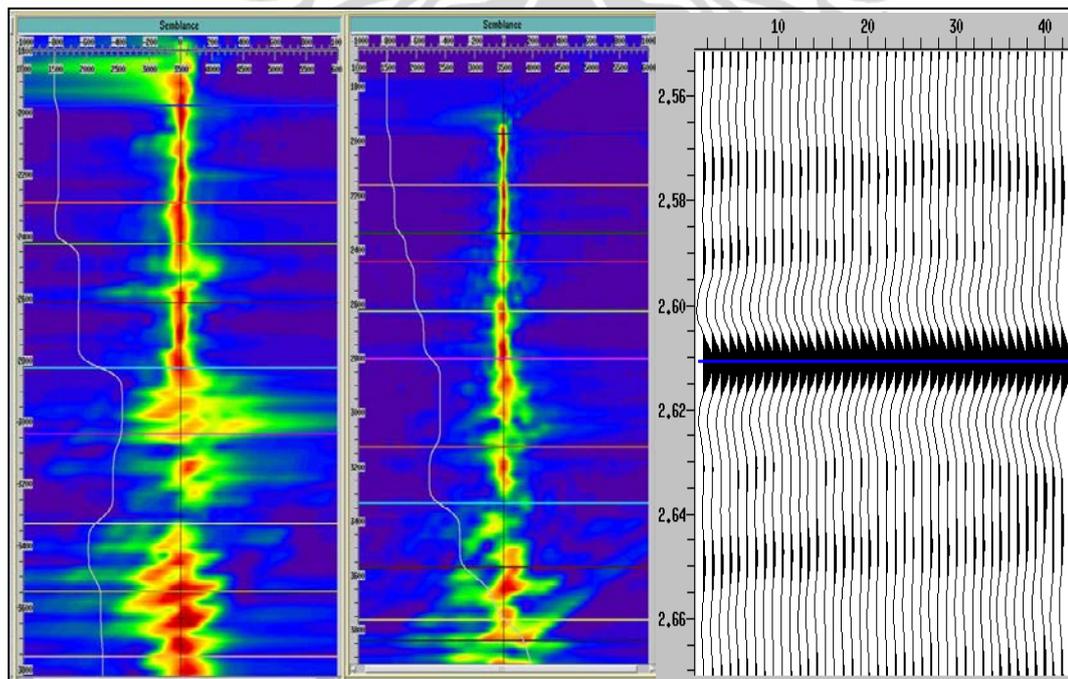
Gambar 3.21. Contoh Korelasi antara NCT kalibrasi dan data serta hasil prediksi pada perangkat lunak Geopressure.

Metode yang digunakan untuk prediksi tekanan pori ini dipakai untuk semua data yang ada mulai dari 1D, 2D, dan 3D. Perbedaan dari prediksi ini terletak pada alat yang digunakan dan kualitas dari masing-masing data kecepatan yang digunakan untuk melakukan prediksi.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Analisa Kecepatan Seismik

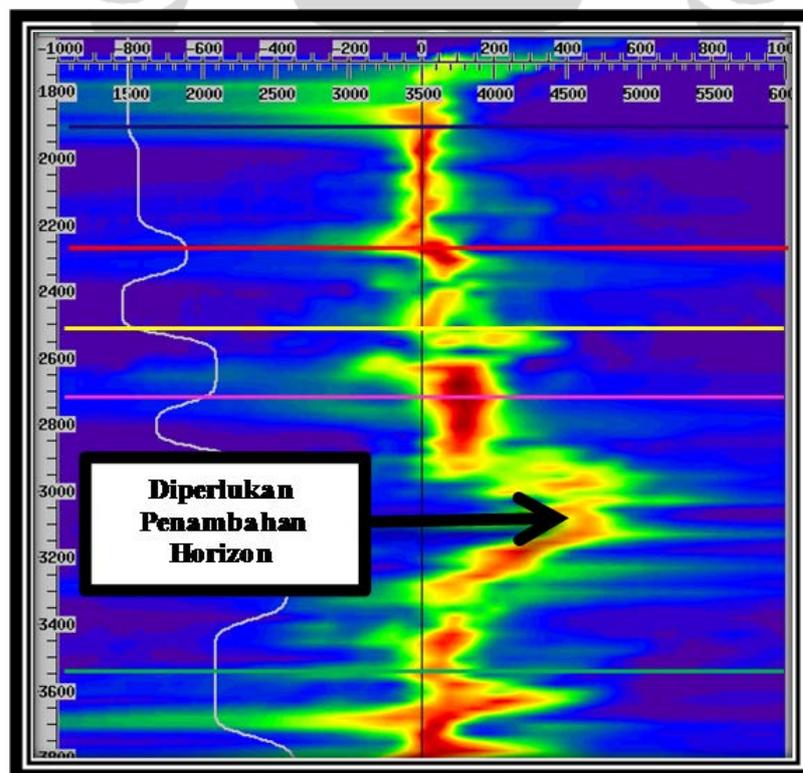
Analisa kecepatan seismik dilakukan pada dua data gather seismik. Kedua data ini merupakan data yang sama dimana salah satu data telah dilakukan proses shaping. Proses pengerjaan penelitian ini menggunakan metode yang sama untuk dapat memudahkan membandingkan produk yang dihasilkan. Kedua data ini menghasilkan kualitas yang sama namun secara nilai berbeda. Hal ini dilihat dari produk kecepatan yang dihasilkan dengan indikasi yang dapat dilihat adalah pada residual semblance. Pada residual semblance terlihat bahwa masing-masing data memiliki nilai yang mendekati nol. Hal lain yang dapat diperhatikan adalah jendela dari NMO yang menyatakan bahwa pada cmp-cmp yang kita analisa diberikan kecepatan yang cocok sehingga trace-trace dari awal sampai akhir berada pada satu garis lurus. Gambar 4.1 yang memperlihatkan hasil pengerjaan analisa kecepatan berdasarkan horizon dengan velocity navigator Geodepth.



Gambar 4.2. Perbandingan residual semblance yang telah benar serta contoh pemberian kecepatan NMO yang tepat

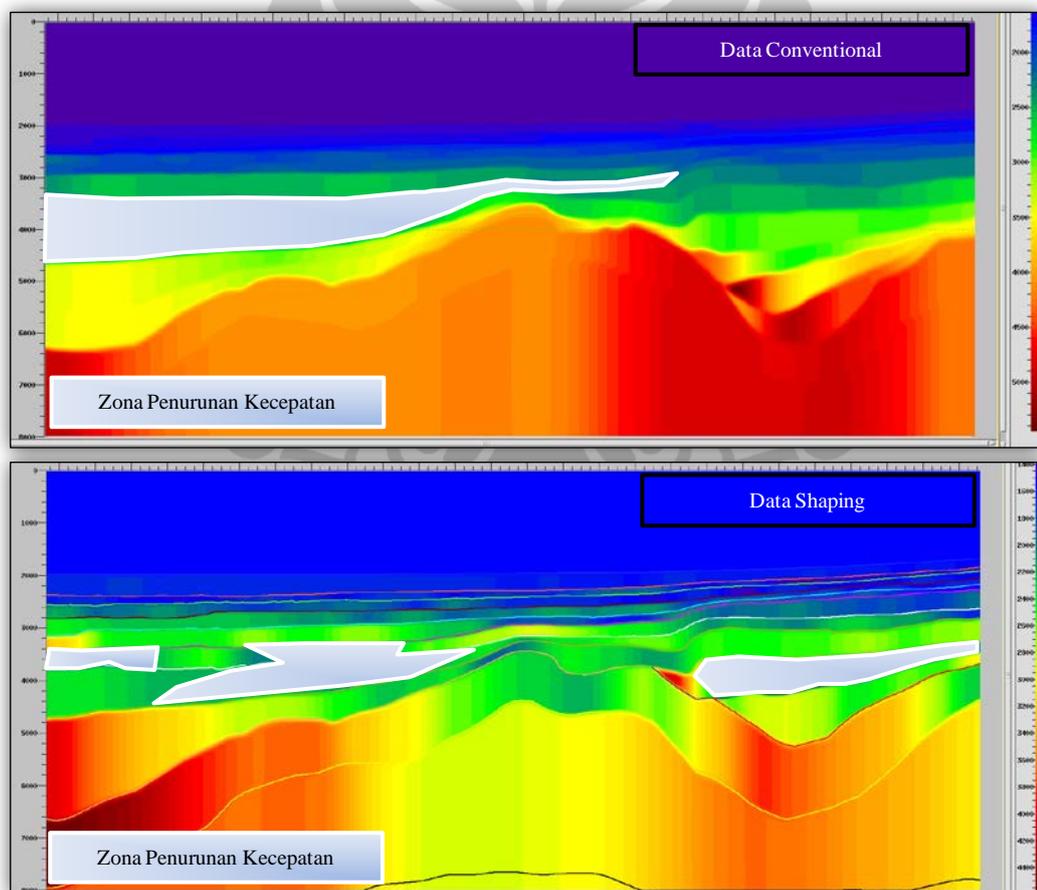
Gambar di atas menunjukkan residual dari semblance antara data konvensional dengan data shaping dimana pada kedua data di atas menggambarkan setiap horizon yang ada memiliki residual dengan nilai 0. Namun, pada seismik gather hasil shaping memiliki spectrum energi yang lebih lebar dibandingkan dengan data konvensional. Jika dilihat secara keseluruhan, hasil analisa residual semblance pada kedua data di atas dapat memberikan informasi bahwa proses untuk mendapatkan kecepatan ini dilakukan dengan benar. Kecepatan yang benar ini memiliki arti bahwa kecepatan tersebut telah mewakili kondisi geologi bawah permukaan.

Pada proses pengerjaan, tidak ada perbedaan yang dilakukan pada kedua data di atas, namun dari keduanya memiliki jumlah horizon yang berbeda. Hal ini disebabkan oleh kebutuhan akan penambahan horizon di antara horizon yang telah ada. Penambahan horizon ini dilakukan pada saat analisis residual semblance. Gambar 4.2 menggambarkan kondisi residual semblance yang membutuhkan penambahan horizon yang terletak diantara dua horizon yang sudah ada.



Gambar 4.2. Kondisi data yang membutuhkan penambahan horizon

Dari data kecepatan yang dihasilkan kedua data yang digunakan memberikan hasil yang berbeda, dimana penurunan kecepatan yang akan dijadikan sebagai indikasi adanya *overpressure* tidak berada pada kedalaman yang sama dan memiliki ketebalan yang berbeda. Hal ini bisa terjadi disebabkan oleh banyak faktor seperti kualitas dari masing-masing data yang berbeda, kesalahan dalam penempatan horizon, serta adanya kesalahan yang disebabkan oleh noise-noise yang masih melekat pada data, serta kesalahan dalam penggunaan filter pada data gather hasil proses shaping. Kondisi ini sangat memungkinkan terjadinya perbedaan nilai dan kedalaman pada kecepatan yang dihasilkan. Produk dari masing-masing data dapat dilihat pada gambar 4.3.



Gambar 4.3. Zona penurunan kecepatan data konvensional dan shaping

Gambar 4.3 memberikan gambaran tentang produk kecepatan sehingga kita dapat melakukan interpretasi awal keberadaan *overpressure* pada data seismik. Hasil yang diperoleh untuk kedua data memberikan indikasi yang berbeda-beda. Pada

data konvensional, zona penurunan kecepatan dari Utara ke Selatan dengan lebar rentang penurunan yang konstan, kecepatan yang dihasilkan semakin melebar ke arah Selatan. Sedangkan pada data seismik, hasil shaping keberadaan zona penurunan kecepatan tersebar secara tidak beraturan dan ketebalan dari zona ini juga tidak menunjukkan sebuah keteraturan yang dapat memberikan kita gambaran kondisi bawah permukaan.

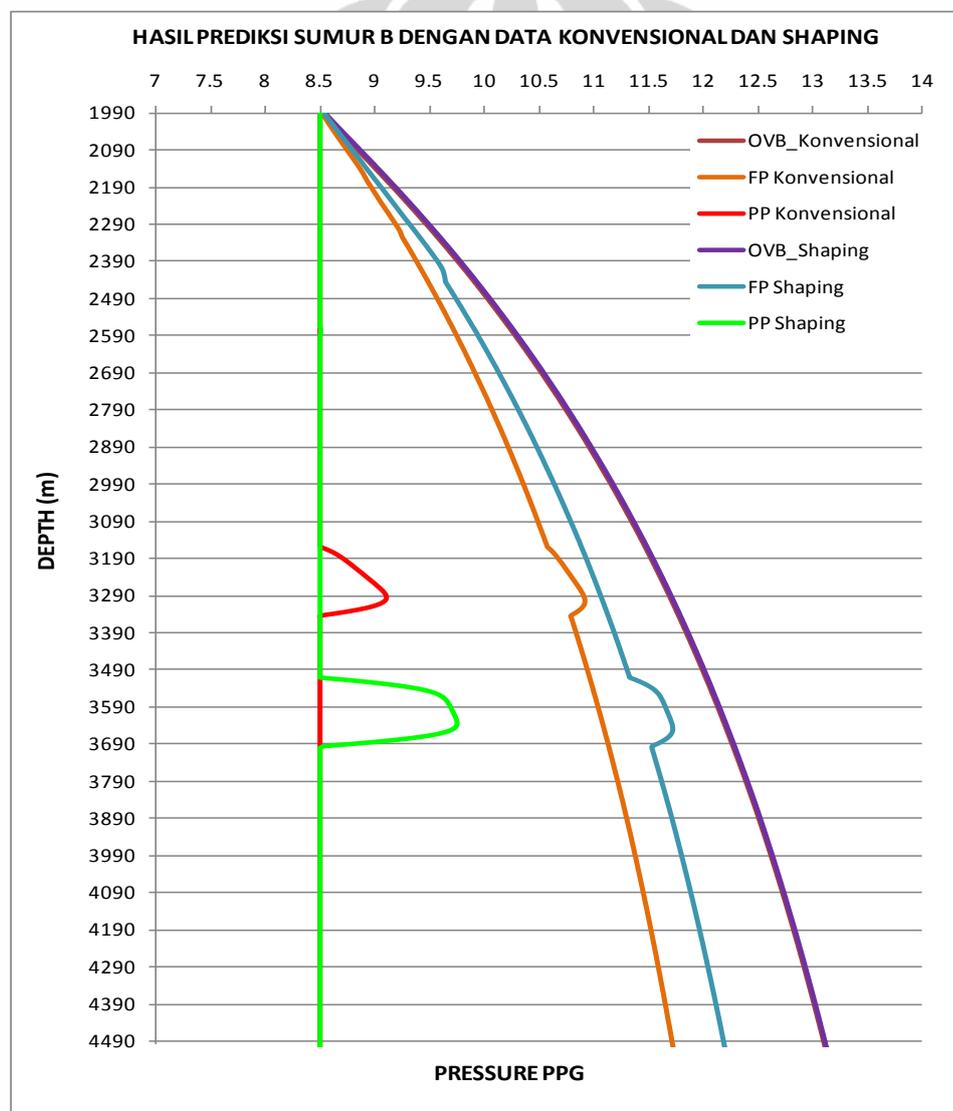
Secara geologi, kecepatan akan merambat lebih cepat pada batuan yang memiliki densitas tinggi dan akan memiliki gradien yang konstan pada setiap lapisan formasi. Dalam kasus ini, dari kedua data yang digunakan, data konvensional dapat menjadi analogi yang baik untuk menggambarkan kondisi geologi yang sebenarnya. Hal ini terlihat pada kondisi regional geologi daerah penelitian yang menggambarkan adanya proses geologi seperti meningkatnya jumlah sedimen, subsiden dan aktifitas tektonik pada daerah ini dapat menyebabkan terjadinya kondisi *overpressure*.

4.2. Analisa Hasil Prediksi Tekanan Pori

Metode yang digunakan dalam penghitungan tekanan pori ini membutuhkan data kecepatan, dengan kata lain, akurasi dari prediksi tekanan yang dihasilkan sangat bergantung pada kualitas dari kecepatan yang digunakan. Semakin baik data kecepatan, maka akan semakin akurat prediksi tekanan pori. Seperti yang telah dikemukakan oleh Eaton yang mengisyaratkan data-data hasil survey geofisika dalam metode yang dikembangkannya seperti : data kecepatan, densitas, serta *shear factor* sebagai bahan dasar perhitungannya. Keseluruhan data yang dibutuhkan untuk melakukan penghitungan tekanan pori sudah dijelaskan pada pembahasan sebelumnya, dimana dalam proses berikutnya perlu diketahui alasan secara kompleks dari hasil pekerjaan ini.

Hasil penghitungan tekanan pori pada dua data yang digunakan memiliki perbedaan yang sangat signifikan. Pada data seismik konvensional, tekanan pori pada lokasi target mengalami peningkatan pada kedalaman 3150-3350 m.

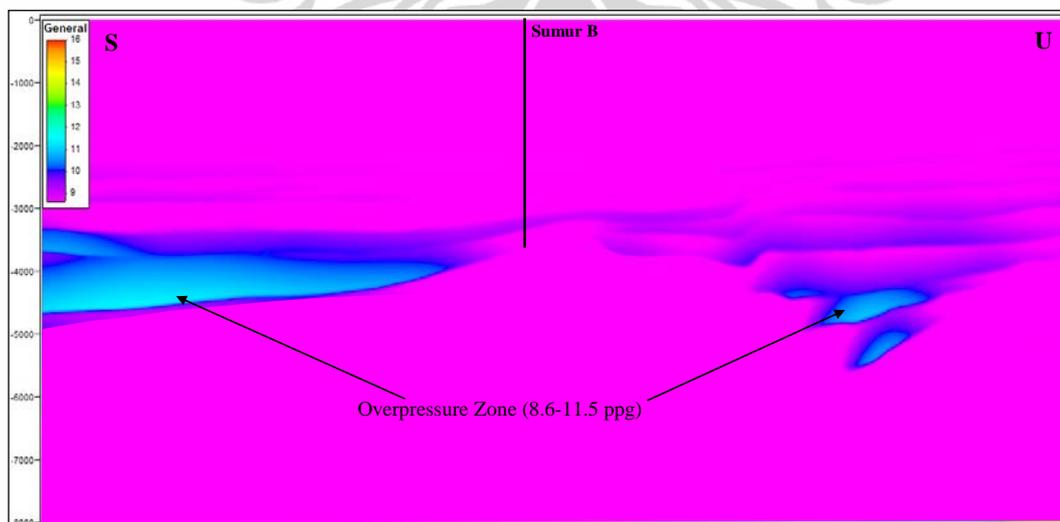
Peningkatan ini terjadi dari 8.5 ppg menjadi 9.1 ppg dan pada data seismik shaping juga mengalami peningkatan tekanan pori namun pada kedalaman yang berbeda (3500-3700m) dimana tekanan meningkat dari 8.5 ppg menjadi 9.7 ppg. Jika hasil ini dibandingkan dengan hasil pengeboran, maka data konvensional memberikan informasi yang tepat untuk prediksi tekanan pori ini, dimana terjadinya kenaikan tekanan pori dari 8.5 ppg menjadi 9.1 ppg. Gambar 4.4 memberikan gambaran plot perbandingan hasil prediksi dengan data konvensional dan shaping.



Gambar 4.4. Plot perbandingan antara prediksi tekanan pori dengan menggunakan data konvensional dan shaping pada sumur B

Dengan melihat hasil prediksi tekanan pori 1 dimensi pada sumur B dan telah dilakukan konfirmasi dengan data hasil pengeboran, maka penulis mengasumsikan dalam penelitian ini yang layak digunakan untuk prediksi tekanan pori keseluruhan area adalah data konvensional. Proses untuk mendapatkan prediksi 2D tekanan pori telah dibahas pada bab sebelumnya. Lebih lanjut, dalam bab ini akan dibahas seberapa besar nilai dari *overpressure* pada daerah tersebut dan faktor apa saja yang menyebabkan terjadinya *overpressure* pada daerah ini.

Dalam penelitian ini *overpressure* yang didefinisikan memiliki nilai tekanan di atas 8.6 ppg, memberikan gambaran umum zona-zona *overpressure*. Dengan asumsi nilai *overpressure* yang mungkin sangat rendah, maka kita dapat melihat perbedaan antara *overpressure* dan pengaruh litologi seperti yang terlihat pada gambar 4.5. Dari skala warna dapat dilihat bahwa daerah yang merupakan *overpressure* adalah daerah yang berwarna biru muda sampai orange yang memiliki nilai tekanan antara 8.6-12 ppg. Disini juga terlihat daerah peningkatan tekanan yang disebabkan oleh pengaruh lithologi seperti zona-zona yang berwarna biru tua.

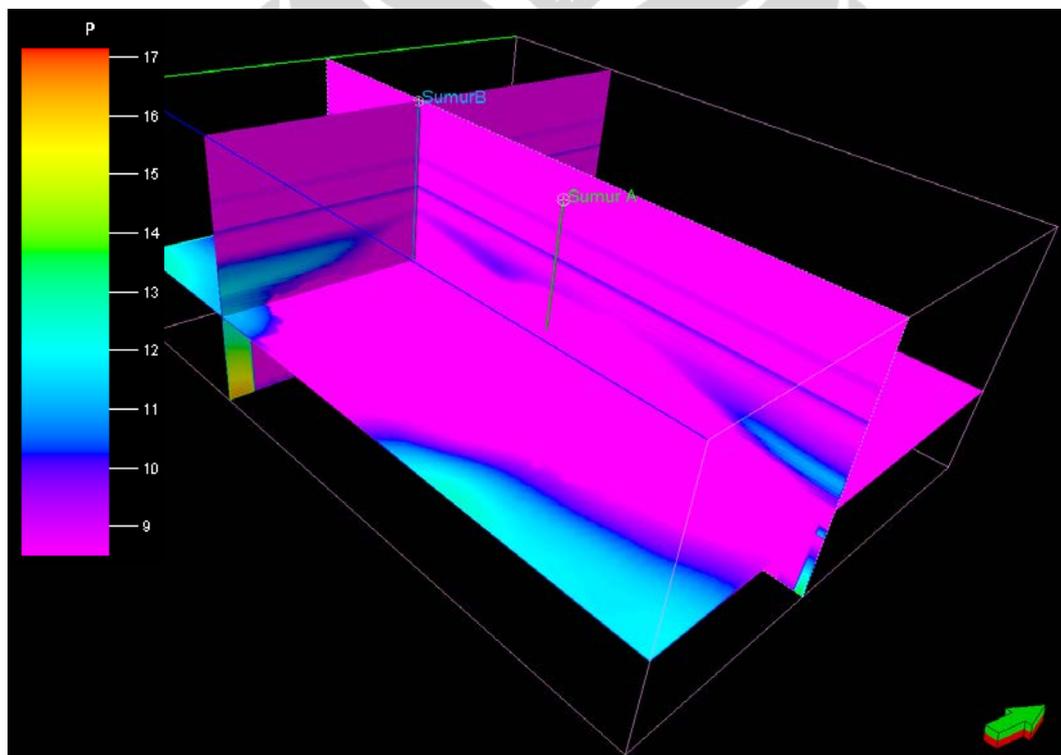


Gambar 4.5 2D Overpressure di atas 8.6 ppg

Dengan memfilter nilai dari tekanan pori sengan memberikan asumsi *overpressure* pada daerah yang memiliki tekanan melebihi 8.6 ppg dapat

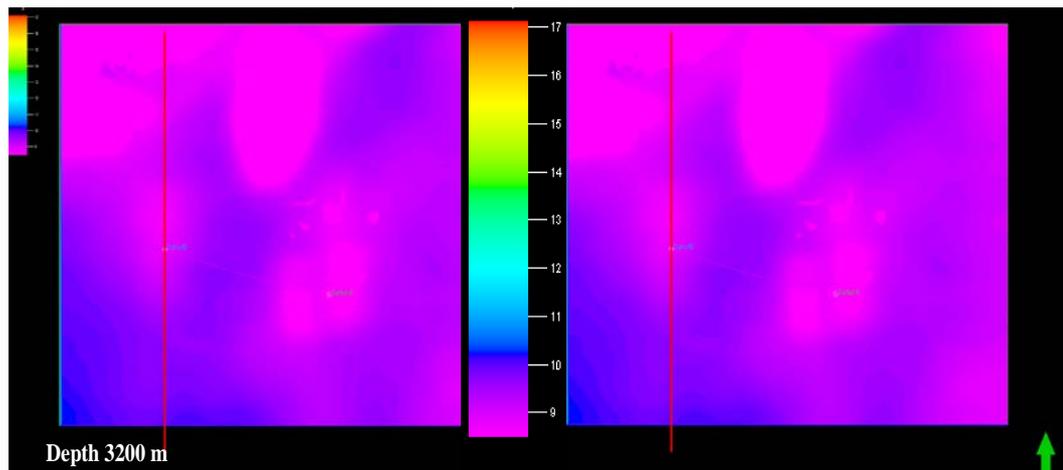
memberikan kita gambaran batas antara zona *overpressure* dengan peningkatan tekanan pori yang disebabkan oleh lithologi.

Hal yang sama diperlihatkan oleh hasil prediksi tekanan pori 3D dimana terdapat zona *overpressure* pada lokasi yang sama dan kedalaman yang relatif sama sehingga ini menunjukkan juga bahwa data kecepatan yang digunakan cukup memberikan tingkat kepercayaan yang tinggi namun berbeda resolusi. Tekanan pori 3D ini juga diperuntukan untuk melihat secara lateral persebaran dari zona *overpressure* ini pada lokasi penelitian. Deteksi keberadaan *overpressure* di lokasi ini pada hasil 3D dapat dilihat pada gambar 4.6.

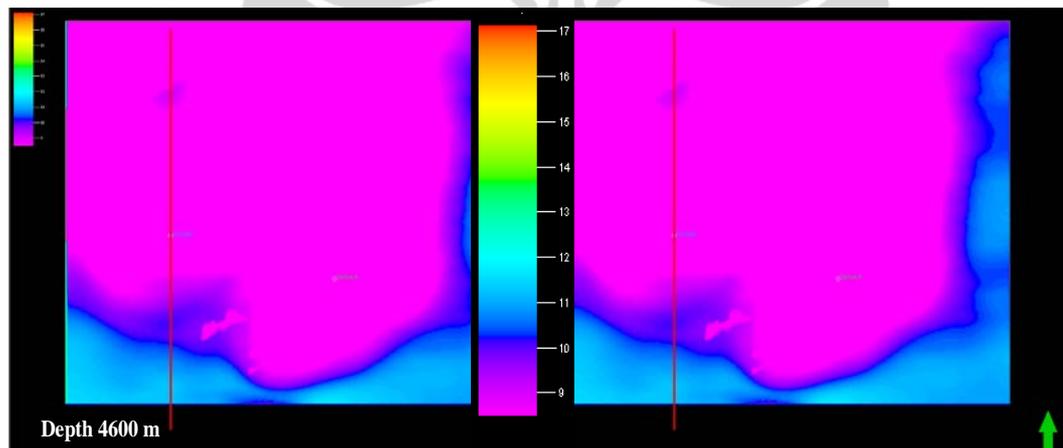


Gambar 4.6. Zona *overpressure* di atas 8.6 ppg yang diperlihatkan oleh data 3D

Jika dilihat persebaran lateralnya, zona *overpressure* ini di mulai pada kedalaman 3200m sampai kedalaman 4600m, ini menunjukkan kesesuaian dengan data 2D seperti yang digambarkan sebelumnya. Time slice dari perkiraan kedalaman awal dan akhir dari zona *overpressure* ini diperlihatkan pada gambar 4.7 dan 4.8

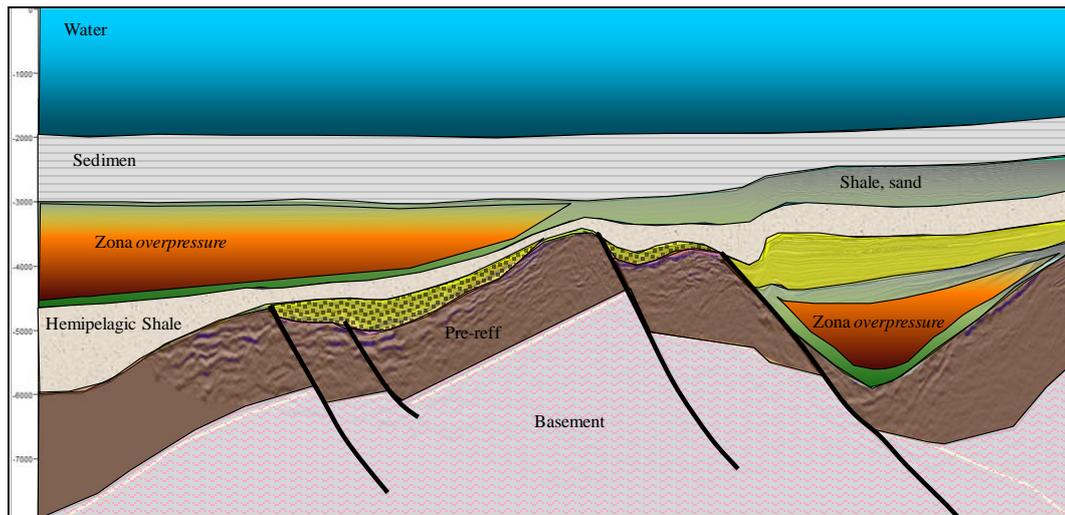


Gambar 4.7. Persebaran lateral overpressure pada kedalaman 4200m yang diasumsikan mulainya zona overpressure pada lokasi penelitian ini



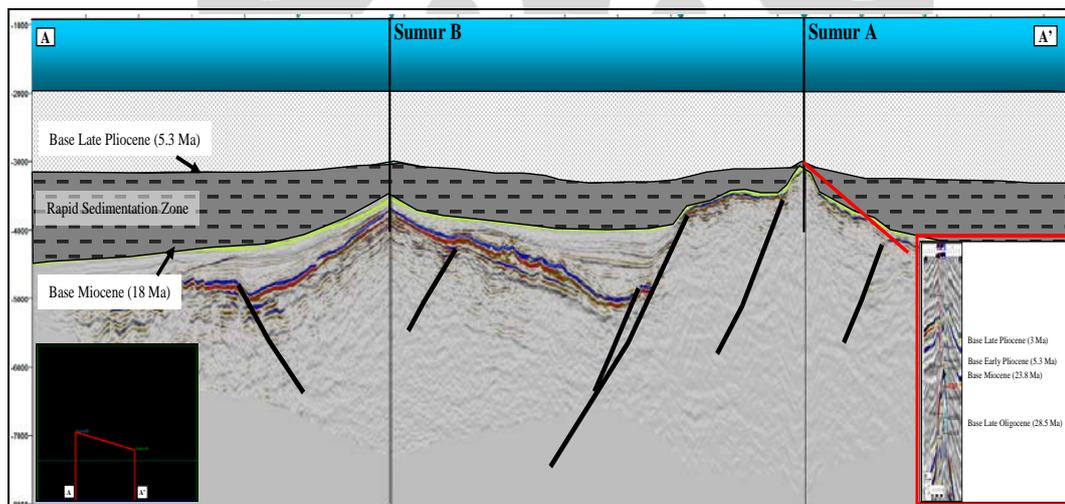
Gambar 4.8. Persebaran lateral overpressure pada kedalaman 4600m

Hal yang memungkinkan menjadi penyebab terjadinya zona *overpressure* seperti yang diperlihatkan sebelumnya adalah karena terdapatnya lapisan serpih yang tebal pada daerah tersebut. Tebanya serpih pada lapisan ini diakibatkan adanya ekstensi tektonik yang menyebabkan subsiden cekungan dan tersedianya ruang untuk menampung sedimen serta cepatnya laju sedimentasi di daerah ini seperti yang diilustrasikan pada gambar 4.9. Kondisi tersebut di atas merupakan faktor dominan terjadinya *overpressure* pada wilayah tersebut.



Gambar 4.9. Model tektonik dan lokasi keberadaan overpressure

Untuk mendapatkan besarnya nilai dari laju sedimentasi pada wilayah ini kita dapat membuat korelasi antara seismik dan sumur A seperti gambar 4.10.

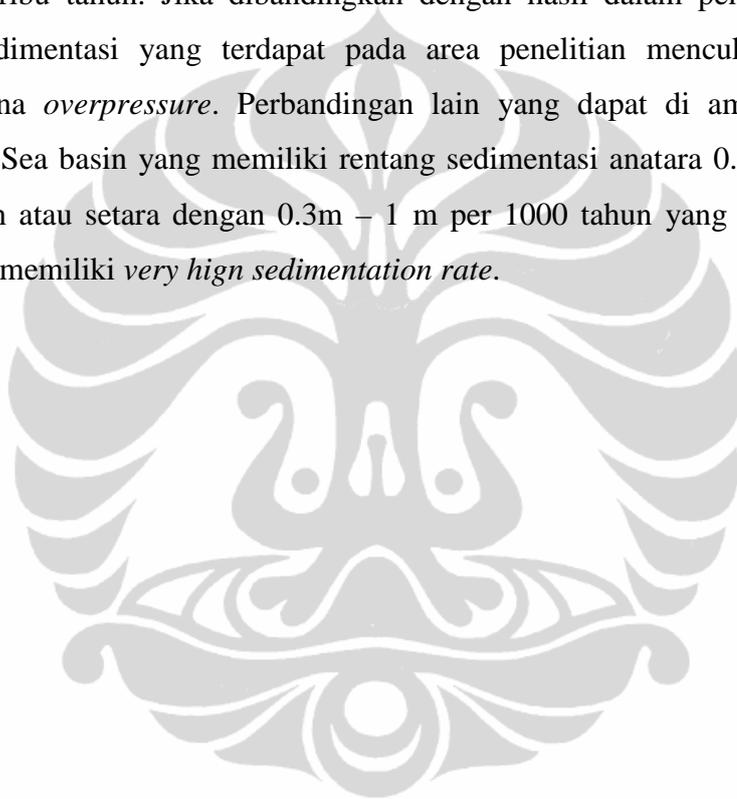


Gambar 4.9. Korelasi sumur A dan Seismik untuk mendapatkan tebalnya shale pada zona *overpressure*

Hasil dari korelasi sumur dan seismik di atas memberikan informasi bahwa zona *overpressure* terletak di antara *Base Miocene* dan *Early Pliocene* dengan rentang umur 18-5.3 Ma. Jika dilihat dari hasil interpretasi ketebalan sedimen serpih pada zona ini mencapai 1400 m (gambar 4.9). Dengan melakukan pembagian ketebalan lapisan sedimen dan rentang waktu geologi yang terdapat pada zona

overpressure, dapat ditentukan berapa besar dari laju sedimentasi pada daerah tersebut. Hasil perhitungan menunjukkan laju dari sedimentasi pada zona *overpressure* ini sebesar 110.24 mm pertahun atau 0.11 m per seribu tahun.

Menurut (Rubey dan Hubbert, 1959; Fertl, 1976) laju sedimen yang dapat membentuk *overpressure* area pada suatu cekungan di seluruh dunia adalah wilayah yang memiliki laju sedimentasi di atas 100 mm per tahun atau lebih dari 0.1 m per seribu tahun. Jika dibandingkan dengan hasil dalam penelitian ini, kecepatan sedimentasi yang terdapat pada area penelitian mencukupi untuk terjadinya zona *overpressure*. Perbandingan lain yang dapat di ambil adalah daerah Black Sea basin yang memiliki rentang sedimentasi anatar 0.3 sampai 1 mm per tahun atau setara dengan 0.3m – 1 m per 1000 tahun yang merupakan wilayah yang memiliki *very high sedimentation rate*.



BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

Beberapa kesimpulan yang dapat ditarik dalam pengerjaan tugas akhir ini sebagai berikut :

1. Kalibrasi yang dilakukan pada sumur A untuk mendapatkan parameter-parameter Eaton telah dilakukan dengan tepat. Hal ini dapat dilihat dari hasil kesesuaian antara hasil prediksi dengan hasil setelah pengeboran pada sumur B. Dari hasil ini didapat nilai $N = 2.9$, $K_0 = 0.8$ dan $A_{\text{gardner}} = 0.23$, $B_{\text{gardner}} = 0.27$
2. Dari hasil analisa kecepatan, ditemukan perbedaan yang signifikan antara kecepatan yang ditarik dari data seismik gather konvensional dan gather hasil proses shaping. Dalam hal ini data konvensional memiliki kualitas yang lebih baik.
3. Prediksi tekanan pori 2d maupun 3D pada daerah penelitian memberikan informasi bahwa wilayah yang memiliki lapisan shale cukup tebal adalah wilayah bagian selatan dan terdapat zona *overpressure* yang memiliki nilai antara 8.6-12 ppg
4. Daerah penelitian yang terdapat zona *overpressure*, ditemukan nilai dari kecepatan sedimentasi sebesar 0.11 m per 1000 tahun. Dan syarat minimal yang ditentukan oleh (Rubey dan Hubbert, 1959; Fertl, 1976) adalah 0.1 m per 1000 tahun. Hal ini memberikan informasi secara geologi bahwa keberadaan *overpressure* di daerah ini cukup dapat di akui kebenarannya.

Adapun saran untuk mengembangkan metoda ini agar lebih memberikan hasil yang sangat baik sebagai berikut :

1. Untuk melakukan analisa kecepatan, sedapat mungkin untuk menggunakan data original hasil PSTM atau PSDM tanpa melakukan proses tambahan pada data tersebut seperti *gain* dan lain-lain.
2. Untuk melakukan prediksi tekanan pori 3D yang ideal dibutuhkan kecepatan yang akurat untuk seluruh volume data, data yang akurat ini dimaksudkan dalam hal resolusi sehingga dapat memberikan gambaran penyebaran dari wilayah *overpressure* secara mendetail.



DAFTAR ACUAN

- Abdullah.Agus, *Ensiklopedia Seismik Online*, Jakarta, 2011
- Huffman, Alan and Chopra, Satinder, *Velocity determination for pore pressure prediction*. Houston, 2004
- Aminzadeh.F, chilingar.G.V ,and Robertson jr.J.o *Chapter 7 Seismic Methods Of Pressure Prediction*. from *Origin and Prediction of Abnormal Formation Pressures*. Elsevier, 2002
- Behrmann.JH, Flemings.PB, John.M.Cedric, and the IODP Expedition 308 scientists, *Rapid Sedimentation, Overpressure, and Focused Fluid Flow, Gulf of Mexico Continental Margin*, Scientific Drilling, No. 3, September 2006
- Bowers.L.Glenn, *Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction*. Exxon Production Research Co. 1995
- Dutta, Nader, Mukerji, T., Prasad, M., and Dvorkin, J. *Seismic estimation and detection of overpressure Part II: Field Applications*. CSEG Recorder, 2002
- Eaton. Ben. A, *Eaton_The Equation for Geopressure Prediction from well logs*, American Institute of mining. 1975
- Kusuma.A.Mahendra, Lee.S *Pore pressure Lecture* ,ExxonMobil. 2010
- Moos, D., and Zwart, G., *Predicting pore pressure from porosity and velocity, in Pressure regimes in sedimentary basins and their prediction*, Conference proceedings, Houston, 1998.

Morton, R. A., and C. W. Holmes, *Geological processes and sedimentation rates of wind-tidal flats, Laguna Madre, Texas*, Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 59, p. 519-538, 2009

Reynolds, E.B. *Predicting overpressured zones with seismic data* . World Oil, 1970

Sayer. C.M, Johnson. G.M, and Denyer. G. *Pre-drill pore-pressure prediction using seismic data*. Geophysics Vol.67. 2002

Shaker, S, *The Precision Of Normal Compaction Trend Delineation Is The Keystone Of Predicting Pore Pressure*, Geopressure Analysis Services (G.A.S.), AADE, 2007

Shaker, S, *Calibration of Geopressure Predictions Using the Normal Compaction Trend : Perception and Pitfall*, Geopressure Analysis Services (G.A.S.), USA, 2007

Terzaghi, K, *Theoretical soil mechanics*, John Wiley and Sons Inc., New York, 1943