

**PEMODELAN 3D TEKANAN PORI BERDASARKAN  
*INTERVAL VELOCITY CUBE* DAN *ACOUSTIC IMPEDANCE*  
*CUBE* PADA LAPANGAN J CEKUNGAN JAWA TIMUR**

**SKRIPSI**

oleh:  
**JIHAN HARDIYANTI ARIEF**  
**155090701111007**



**JURUSAN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
MALANG  
2019**



**PEMODELAN 3D TEKANAN PORI BERDASARKAN  
INTERVAL VELOCITY CUBE DAN ACOUSTIC IMPEDANCE  
CUBE PADA LAPANGAN J CEKUNGAN JAWA TIMUR**

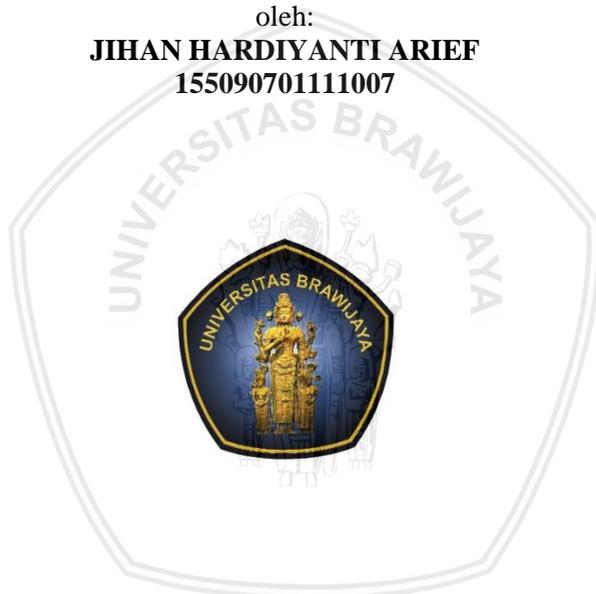
**SKRIPSI**

Sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik  
dalam bidang Teknik Geofisika

oleh:

**JIHAN HARDIYANTI ARIEF**

**155090701111007**



**JURUSAN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
MALANG  
2019**



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

# LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI

## PEMODELAN 3D TEKANAN PORI BERDASARKAN *INTERVAL VELOCITY CUBE* DAN *ACOUSTIC IMPEDANCE* CUBE PADA LAPANGAN J CEKUNGAN JAWA TIMUR

Oleh:  
**Jihan Hardiyanti Arief**  
**155090701111007**

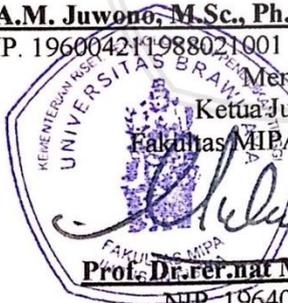
Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji pada tanggal  
.....  
dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar Sarjana  
Teknik dalam bidang Teknik Geofisika

Pembimbing I

**Drs. A.M. Juwono, M.Sc., Ph.D**  
NIP. 196004211988021001

Pembimbing II

**Muhajir, S.T.**  
Nopeg. 750522



Mengetahui,  
Ketua Jurusan Fisika  
Fakultas MIPA Univ. Brawijaya

**Prof. Dr. rer. nat Muhammad Nurhuda**  
NIP. 19640910199021001



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**LEMBAR PERNYATAAN**

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Jihan Hardiyanti Arief  
NIM : 155090701111007  
Prodi/Jurusan : Teknik Geofisika/Fisika  
Penulis skripsi berjudul :

**Pemodelan 3D Tekanan Pori Berdasarkan *Interval Velocity Cube*  
dan *Acoustic Impedance Cube* pada Lapangan J Cekungan Jawa  
Timur**

Dengan ini menyatakan bahwa:

1. Isi dari skripsi yang saya buat adalah benar-benar karya sendiri dan tidak menjiplak karya orang lain. Karya dari nama-nama yang dirujuk dalam teks, dan dicantumkan dalam Daftar Pustaka, semata-mata digunakan sebagai rujukan/referensi.
2. Apabila di kemudian hari ternyata skripsi yang saya tulis terbukti hasil jiplakan, maka saya bersedia menanggung segala resiko yang akan saya terima.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, .....

Yang menyatakan,



**Jihan Hardiyanti Arief**  
**NIM. 155090701111007**



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## ABSTRAK

Pengeboran menjadi salah satu tahap yang penting dalam eksplorasi minyak dan gas bumi. Keberhasilan pengeboran didukung oleh berbagai persiapan, baik teknis maupun non-teknis. Salah satu faktor teknis yang penting untuk diperhatikan adalah adanya aspek bahaya saat pengeboran yang dapat mengakibatkan kecelakaan kerja hingga kerugian material. Untuk meminimalisir bahaya tersebut, langkah awal yang dapat dilakukan adalah menganalisis tekanan pori formasi batuan. Tekanan pori berbahaya bagi pengeboran apabila tekanan pori tersebut abnormal, yang dapat terjadi karena proses kompaksi yang gagal atau adanya proses diagenesa *clay*. Analisis tekanan pori dapat dilakukan dengan menggunakan data sumur dan/atau seismik sehingga hasilnya dapat digunakan untuk memetakan indikasi kehadiran zona tekanan pori abnormal. Lapangan J merupakan lapangan produksi yang terletak di Jawa Timur, tetapi memiliki data yang minim akan hasil analisis tekanan pori. Pemodelan 3D tekanan pori dibuat untuk Lapangan J di mana hasilnya dapat digunakan untuk dasar studi dan perencanaan desain sumur baru. Variabel kecepatan digunakan dalam pemodelan 3D karena tekanan pori sensitif terhadap perubahan nilai kecepatan, utamanya pada zona *claystone*. Pemodelan 3D pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan dua variabel kecepatan yang berbeda, yaitu kecepatan interval dan kecepatan inversi yang diperoleh dari model inversi impedansi akustik. Hasil penelitian menunjukkan model tekanan pori dapat dibuat, baik secara 1D yang berdasarkan data sumur dan secara 3D (berdasarkan data kecepatan interval dan model inversi impedansi akustik). Secara lateral, persebaran tekanan pori pada kedua model 3D cenderung homogen, di mana jika dilakukan *blind test*, kedua model 3D menunjukkan tren yang relatif sama terhadap model 1D tekanan pori pada sumur lain, sehingga secara kualitatif kedua model telah merepresentasikan persebaran tekanan pori pada Lapangan J. Dari kedua model tekanan pori 3D, terlihat adanya indikasi zona *overpressure* pada kedalaman  $\pm 5900 - 7000$  ft, yang terletak pada formasi Wonocolo, dengan nilai tekanan pori  $\pm 3500 - 4500$  psi.

**Kata Kunci:** tekanan pori, kecepatan, model tekanan pori, *overpressure*



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## ABSTRACT

Drilling is one of the important processes in oil and gas exploration. The succession of drilling is supported by any preparations, both technical and non-technical. One of the important technical parts is drilling hazard that can lead to a work accident up to the material loss. To minimize the drilling hazard, the first step that can be done is to analyze the pore pressure. Abnormal pore pressure is hazardous for drilling, which can occur through failed compacting process or clay diagenetic process. The pore pressure analysis can be done using well data and/or seismic data that its result can be used for overpressure indication zone mapping. J Field is a production field located in East Java, however, J Field has a minimum pore pressure analysis data. 3D pore pressure modeling made for J Field where the results can be used for the basic study and in the planning of new well design. Velocity variable is applied in this 3D modeling because pore pressure is sensitive to change in velocity value, particularly on the claystone zone. In this research, 3D modeling is completed using two different velocity variables, i.e. interval velocity and inversion velocity that is obtained from the acoustic impedance inversion model. The results showed pore pressure models, both in the 1D model that based on well data and in 3D models that based on interval velocity data and acoustic impedance inversion model. Laterally, pore pressure distribution on both 3D models is quite homogeneous, where the result of the blind test revealed both 3D models showed similar trends with other well's 1D pore pressure model, hence qualitatively both models have represented pore pressure distribution of J Field. From both 3D pore pressure models, there is an indication of overpressure zone in  $\pm 5900 - 7000$  ft, that located in the Wonocolo formation, with pore pressure value is  $\pm 3500 - 4500$  psi.

**Keywords:** pore pressure, velocity, pore pressure model, overpressure



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## KATA PENGANTAR

Bismillahirrahmanirrahim.

Segala puji bagi Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya kepada makhluk-Nya, salah satunya adalah untuk penulis sehingga dapat menyelesaikan laporan tugas akhir yang kemudian disebut sebagai skripsi ini dengan baik. Skripsi dengan judul **Pemodelan 3D Tekanan Pori Berdasarkan *Interval Velocity Cube* dan *Acoustic Impedance Cube* pada Lapangan J Cekungan Jawa Timur** ini dibuat oleh penulis untuk memenuhi salah satu syarat wajib dalam memperoleh gelar Sarjana Teknik dalam bidang Teknik Geofisika.

Dalam penyelesaiannya, penulis memperoleh dukungan, motivasi, pembelajaran, dan bantuan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang tertulis di bawah ini:

1. Kedua orang tua tercinta, Arief R. Pabettingi & Musdalifa Arief, yang senantiasa memberikan semangat, dukungan, dan bantuan kepada penulis dalam memiliki kehidupan di dunia ini.
2. Kedua adik tersayang, Reihan Rahadian Arief & Rafeyfa Nayla Arief, yang selalu menguatkan dan menyadarkan penulis untuk dapat memberikan teladan terbaik untuk mereka.
3. Ketua Jurusan Fisika, Bapak Prof. Dr.rer.nat. Muhammad Nurhuda dan Pembimbing Akademik, Bapak Dr. Sukir Maryanto, yang berperan penting dalam banyak hal semenjak penulis menjadi mahasiswa Universitas Brawijaya.
4. Ketua Prodi Teknik Geofisika, Bapak Drs. Alamsyah M. Juwono, M.Sc., Ph.D., yang sekaligus merupakan Pembimbing I penelitian tugas akhir, atas dukungan, semangat, bantuan, serta bimbingan yang selalu diberikan kepada penulis.
5. Bapak Muhajir selaku Pembimbing II penelitian tugas akhir dan pembimbing lapangan di PT. Pertamina Hulu Energi Tuban East Java yang senantiasa memberikan bimbingan, saran, pembelajaran, dan ilmu yang sangat berharga dalam proses penelitian tugas akhir.
6. Mas Dzikra dan Mas Ibrahim selaku pembimbing teknis di PT. Pertamina Hulu Energi Tuban East Java yang telah bersedia

menjadi teman diskusi dan sumber ilmu tambahan selama proses penelitian tugas akhir.

7. Mas Nurcholis yang telah memberikan “jalan” kepada penulis dalam memulai penelitian tugas akhir.
8. *General Manager* dan seluruh staf PT. Pertamina Hulu Energi Tuban East Java & Randugunting yang telah mengizinkan, membantu, dan menyemangati penulis dalam melakukan penelitian tugas akhir.
9. Bapak M. Noor Alamsyah, Bapak Oddy A. Pranidhana, Kak Lucky Kriski Muhtar, Kak Ahmad Ridho, Mbak Rizqi Fadlilah, dan Kak Hadi Tulus Wibowo yang telah menjadi inspirasi, teman diskusi, serta sumber ilmu tambahan bagi penulis dalam penyelesaian penelitian tugas akhir.
10. Para sahabat (*you know who you are without I should mention*) yang selalu mengingatkan dan menyemangati penulis untuk menyelesaikan tugas akhir dengan baik.
11. Teknik Geofisika Universitas Brawijaya 2015 secara khusus dan Ikatan Mahasiswa Geofisika Universitas Brawijaya (IMGF UB) secara umum yang telah menjadi keluarga, teman, sahabat, dan saudara untuk penulis sejak detik pertama menginjakkan kaki di Malang. Atas kebersamaan, pengalaman, dan pembelajarannya, penulis bersyukur telah mengenal kalian.
12. Dara Daeng Brawijaya, khususnya angkatan 2015, yang telah menjadi penyemangat dan keluarga selama hidup merantau di Kota Malang.
13. Seluruh pejuang skripsi di mana pun berada, atas berbagi semangat, motivasi, dan dukungannya, baik di dunia nyata maupun di dunia maya.
14. Pihak-pihak lain yang tidak dapat disebutkan oleh penulis atas bantuan, semangat, dorongan, dan motivasi yang diberikan kepada penulis bahkan dari hari pertama memasuki dunia perkuliahan hingga menyelesaikannya melalui penelitian tugas akhir.

Penulis menyadari bahwa skripsi yang telah diselesaikan ini belum sempurna dikarenakan terbatasnya pengalaman dan pengetahuan yang dimiliki oleh penulis. Atas keterbatasan dan kekurangan tersebut penulis mohon maaf. Namun, besar harapan bahwa skripsi ini dapat bermanfaat dalam ilmu penelitian di Indonesia

repository.ub.ac.id

secara umum dan eksplorasi minyak dan gas bumi secara khusus. Apabila pembaca ingin memberikan saran, masukan, atau mencanangkan suatu diskusi, penulis dengan senang hati menerimanya melalui alamat surel yang tercantum di bawah. Semoga kita semua sebagai makhluk yang diberikan akal dan pikiran oleh Allah SWT dapat bermanfaat bagi sesama.

Malang, Agustus 2019

Jihan Hardiyanti Arief

[jihan.hardiyanti@gmail.com](mailto:jihan.hardiyanti@gmail.com)





*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR ISI

LEMBAR JUDUL.....	i
LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI.....	iii
LEMBAR PERNYATAAN .....	v
ABSTRAK .....	vii
ABSTRACT .....	ix
KATA PENGANTAR.....	xi
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR .....	xix
DAFTAR TABEL .....	xxiii
DAFTAR LAMPIRAN .....	xxv
DAFTAR ISTILAH / SINGKATAN .....	xxvii
<b>BAB I PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Tujuan Penelitian .....	2
1.5 Manfaat Penelitian .....	2
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>5</b>
2.1 Tinjauan Geologi.....	5
2.2 Definisi dan Konsep Tekanan Bawah Permukaan .....	8
2.2.1 Tekanan hidrostatik .....	9
2.2.2 Tekanan <i>overburden</i> .....	10
2.2.3 Tekanan pori.....	11
2.2.4 Tekanan efektif.....	11
2.2.5 Tekanan formasi abnormal.....	12
2.3 Mekanisme Penyebab Tekanan Abnormal (Overpressure)....	13

2.3.1 Mekanisme pembebanan ( <i>loading mechanism</i> ) .....	13
2.3.2 Mekanisme tanpa pembebanan ( <i>unloading mechanism</i> ).....	14
2.4 Identifikasi <i>Overpressure</i> .....	16
2.4.1 Prinsip dasar dari log sumur dalam analisis <i>overpressure</i> .....	16
2.4.2 Prinsip dasar dari data seismik dalam analisis <i>overpressure</i> .....	18
2.5 Metode Prediksi Tekanan Pori .....	19
2.5.1 Metode Eaton .....	19
2.5.2 Metode Bowers.....	20
2.6 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi .....	21
2.7 <i>Wavelet</i> .....	22
2.8 Seismogram Sintetik .....	23
2.9 <i>Well-seismic tie</i> .....	24
2.10 Inversi Seismik Impedansi Akustik.....	25
2.11 Pemodelan Geologi ( <i>Geomodeling</i> ) .....	27
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN</b> .....	<b>31</b>
3.1 Waktu dan Tempat Penelitian .....	31
3.2 Data dan Perangkat Penelitian.....	31
3.3 Analisis Ketersediaan Data .....	31
3.4 Analisis Tekanan Pori dari Data Sumur .....	32
3.4.1 Pemisahan <i>shale</i> atau <i>claystone interval</i> .....	32
3.4.2 Analisis log sonik dan NCT log sonik.....	32
3.4.3 Perhitungan nilai tekanan <i>overburden</i> .....	33
3.4.4 Analisis tekanan pori 1D .....	33
3.5 Interpretasi Seismik 3D .....	33

3.5.1	Estimasi <i>wavelet</i> dan <i>well-seismic tie</i> .....	33
3.5.2	Interpretasi patahan dan horizon .....	34
3.5.3	Konversi domain waktu ke domain kedalaman .....	35
3.6	Inversi Seismik Impedansi Akustik .....	35
3.6.1	Pembuatan model awal inversi.....	35
3.6.2	Analisis inversi.....	36
3.6.3	Inversi seismik impedansi akustik dan <i>quality control</i> ...	36
3.7	Pemodelan 3D.....	37
3.7.1	Pemodelan patahan.....	37
3.7.2	<i>Gridding</i> , pembuatan horizon, dan <i>layering</i> .....	37
3.7.3	Pembuatan <i>cube</i> densitas.....	38
3.7.4	Pembuatan <i>cube</i> kecepatan inversi.....	39
3.7.5	Pembuatan tren densitas dan kecepatan .....	40
3.7.6	<i>Upscaling well logs</i> .....	40
3.7.7	Pembuatan properti model densitas dan kecepatan.....	41
3.8	Analisis Tekanan Pori 3D .....	41
3.8.1	Pembuatan model tekanan bawah permukaan .....	41
3.8.2	Pembuatan model 3D tekanan pori .....	42
3.9	Diagram Alir Penelitian .....	43
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....</b>		<b>45</b>
4.1	Analisis Tekanan Pori 1D .....	45
4.1.1	Sumur A1 .....	45
4.1.2	Sumur B2 .....	47
4.1.3	Sumur C3 .....	48
4.1.4	Zona <i>Overpressure</i> .....	50
4.2	Interpretasi Seismik 3D.....	50

4.2.1 <i>Well-seismic tie</i> .....	50
4.2.2 Interpretasi patahan dan horizon .....	52
4.3 Inversi Impedansi Akustik.....	54
4.3.1 Model awal inversi .....	54
4.3.2 Analisis inversi.....	55
4.3.3 Inversi seismik impedansi akustik.....	55
4.4 Pemodelan 3D Tekanan Pori.....	57
4.4.1 Pemodelan struktur.....	57
4.4.2 <i>Cube</i> densitas.....	58
4.4.3 <i>Cube</i> kecepatan inversi.....	59
4.4.4 Properti model .....	60
4.4.5 <i>Cube</i> NCT kecepatan.....	63
4.4.6 <i>Cube</i> tekanan <i>overburden</i> .....	64
4.4.7 <i>Cube</i> tekanan hidrostatik.....	65
4.4.8 Model 3D tekanan pori.....	66
<b>BAB V PENUTUP</b> .....	<b>75</b>
5.1 Kesimpulan.....	75
5.2 Saran.....	75
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	<b>77</b>
<b>LAMPIRAN</b> .....	<b>79</b>

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2. 1</b>	Setting struktural Cekungan Jawa Timur.....	5
<b>Gambar 2. 2</b>	Stratigrafi regional Cekungan Jawa Timur .....	7
<b>Gambar 2. 3</b>	Profil tekanan bawah permukaan secara umum pada cekungan sedimen klastik (Dutta, 2002) .....	9
<b>Gambar 2. 4</b>	Ilustrasi penjabaran Prinsip Terzaghi mengenai tekanan pori (Syaputra dkk., 2011).....	12
<b>Gambar 2. 5</b>	Ilustrasi terjadinya overpressure pada kondisi batuan gagal kompak / disequilibrium compaction (Juhatta, dkk., 2017).....	13
<b>Gambar 2. 6</b>	Pola ideal plot tekanan terhadap kedalaman, log porositas, log sonik, dan log densitas yang menunjukkan karakteristik overpressure dengan mekanisme disequilibrium compaction (Juhatta dkk., 2017).....	14
<b>Gambar 2. 7</b>	Ilustrasi kartun overpressure karena mekanisme unloading (Juhatta dkk., 2017).....	14
<b>Gambar 2. 8</b>	Pola ideal plot kedalaman terhadap tekanan, log porositas, log sonik, dan log densitas yang menunjukkan karakteristik overpressure dengan mekanisme unloading (Juhatta dkk., 2017)....	16
<b>Gambar 2. 9</b>	Terjadinya overpressure akibat penurunan densitas bulk yang drastis dan patah pada kurva kompaksi normal. Log gamma ray menunjukkan interval shale (Rider, 2000) .....	17
<b>Gambar 2. 10</b>	Ilustrasi log sonik terhadap terjadinya overpressure berdasarkan mekanisme unloading (sebelah kiri) dan mekanisme loading (sebelah kanan) (Juhatta dkk., 2017).....	18
<b>Gambar 2. 11</b>	Hubungan antara amplitudo, reflektivitas, dan kontras impedansi akustik (Sukmono, 1999).....	22
<b>Gambar 2. 12</b>	Jenis wavelet berdasarkan konsentrasi energinya; (1) wavelet berfasa minimum; (2) wavelet berfasa maksimum; (3) wavelet berfasa campuran; (4) wavelet berfasa nol (Sismanto, 2006) .....	23
<b>Gambar 2. 13</b>	Contoh seismogram sintetik (Arohman, 2016).....	24
<b>Gambar 2. 14</b>	Contoh pengikatan data sumur ke data seismik (Jackson et al., 2010).....	25
<b>Gambar 2. 15</b>	Data masukan secara umum untuk inversi seismik (Veeken, 2007).....	26
<b>Gambar 2. 16</b>	Diagram alir pengerjaan inversi seismik metode model-based (Russell, 1988) .....	27
<b>Gambar 2. 17</b>	Kegunaan model geologi 3D (Zakrevsky, 2011) .....	28

<b>Gambar 2. 18</b> Tahap utama pembuatan model geologi digital 3D (Zakrevsky, 2011).....	29
<b>Gambar 3. 1</b> Ilustrasi hasil interpretasi patahan dan horizon .....	35
<b>Gambar 3. 2</b> Hasil pemodelan patahan .....	37
<b>Gambar 3. 3</b> Ilustrasi hasil proses layering .....	38
<b>Gambar 3. 4</b> Plot silang impedansi akustik dan log densitas .....	39
<b>Gambar 3. 5</b> Plot silang impedansi akustik dan log kecepatan .....	40
<b>Gambar 3. 6</b> Menu kalkulator .....	42
<b>Gambar 3. 7</b> Ilustrasi hasil pemodelan 3D tekanan pori .....	43
<b>Gambar 3. 8</b> Diagram alir penelitian.....	44
<b>Gambar 4. 1</b> Plot log sonik, NCT sonik, dan kurva tekanan pori Sumur A1.....	45
<b>Gambar 4. 2</b> Plot log sonik, NCT sonik, dan kurva tekanan pori ...	47
<b>Gambar 4. 3</b> Plot log sonik, NCT sonik, dan kurva tekanan pori sumur C3 .....	48
<b>Gambar 4. 4</b> Korelasi sumur untuk zona overpressure .....	50
<b>Gambar 4. 5</b> Interpretasi patahan pada inline 1680.....	52
<b>Gambar 4. 6</b> Interpretasi horizon pada crossline 830 (atas) dan inline 1676 (bawah) .....	53
<b>Gambar 4. 7</b> Model awal inversi .....	54
<b>Gambar 4. 8</b> Hasil seismik inversi impedansi akustik .....	56
<b>Gambar 4. 9</b> Hasil pemodelan struktur Lapangan J .....	58
<b>Gambar 4. 10</b> Plot silang AI seismik dan log densitas.....	59
<b>Gambar 4. 11</b> Cube densitas .....	59
<b>Gambar 4. 12</b> Plot silang AI seismik dan log kecepatan.....	60
<b>Gambar 4. 13</b> Properti model densitas .....	61
<b>Gambar 4. 14</b> Properti model kecepatan inversi .....	62
<b>Gambar 4. 15</b> Properti model kecepatan interval .....	63
<b>Gambar 4. 16</b> Cube NCT Kecepatan.....	64
<b>Gambar 4. 17</b> Cube tekanan overburden.....	65
<b>Gambar 4. 18</b> Cube tekanan hidrostatik .....	66
<b>Gambar 4. 19</b> Model 3D Tekanan Pori dengan Variabel Kecepatan Inversi .....	67
<b>Gambar 4. 20</b> Sayatan Model 3D Tekanan Pori dengan Variabel Tekanan Inversi .....	68

repository.ub.ac.id

<b>Gambar 4. 21</b> Model 3D Tekanan Pori dengan Variabel Kecepatan Interval .....	69
<b>Gambar 4. 22</b> Sayatan Model 3D Tekanan Pori dengan Variabel Kecepatan Interval.....	70
<b>Gambar 4. 23</b> Blind test model 3D tekanan pori dengan variabel kecepatan inversi dan tekanan pori sumur D4.....	72
<b>Gambar 4. 24</b> Perbandingan Tren Tekanan Pori dari Model 3D dan Model 1D.....	73





*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR TABEL

**Tabel 4. 1** Daftar Wavelet dan Nilai Koefisien Korelasinya ..... 51





*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1. Cuplikan data tekanan pori berdasarkan sumur (Sumur A1).....	79
Lampiran 2. Cuplikan data tekanan pori berdasarkan sumur (Sumur B2).....	80
Lampiran 3. Cuplikan data tekanan pori berdasarkan sumur (Sumur C3).....	81
Lampiran 4. Hasil well-seismic tie Sumur A1 .....	81
Lampiran 5. Hasil well-seismic tie Sumur B2.....	82
Lampiran 6. Hasil well-seismic tie Sumur C3.....	82
Lampiran 7. Depth Structure Map Top Tuban .....	83
Lampiran 8. Depth Structure Map Top Ngrayong .....	83
Lampiran 9. Depth Structure Map Top Wonocolo.....	84
Lampiran 10. Depth Structure Map Top Ledok .....	84
Lampiran 11. Analisis inversi sumur A1.....	85
Lampiran 12. Analisis inversi sumur B2.....	85
Lampiran 13. Analisis inversi sumur C3.....	86
Lampiran 14. Cube kedalaman.....	86
Lampiran 15. Histogram model 3D tekanan pori berdasarkan kecepatan interval.....	87
Lampiran 16. Histogram model 3D tekanan pori berdasarkan kecepatan inversi .....	88



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

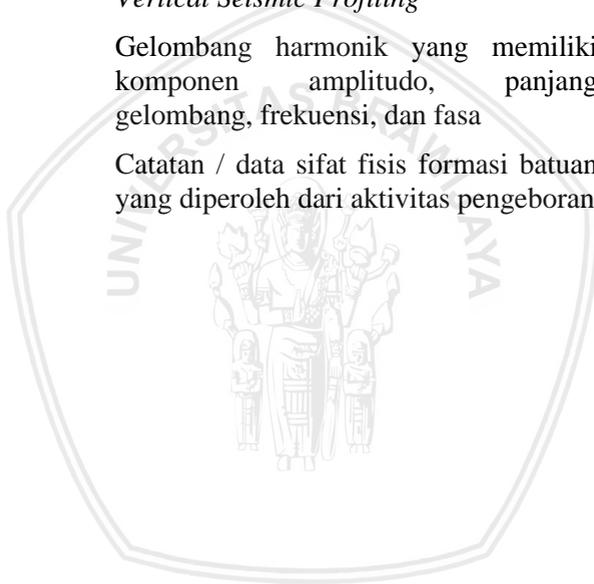
## DAFTAR ISTILAH / SINGKATAN

<u>Simbol / Singkatan</u>	<u>Keterangan</u>
1D	1 Dimensi
3D	3 Dimensi
AI	Impedansi Akustik
Batugamping <i>qoquina</i>	Batugamping yang tersusun dari cangkang-cangkang moluska
<i>Blow out</i>	<i>Kick</i> yang terjadi di permukaan
<i>Check-shot</i>	Data pengeboran yang mengukur waktu perpindahan seismik dari permukaan hingga kedalaman tertentu
<i>Claystone</i>	Batuan sedimen yang memiliki ukuran butir sangat halus (< 0,004 mm) dan tersusun oleh mineral lempung dari grup alumina silikat
<i>Claystone interval</i>	Rentang <i>claystone</i> tertentu pada formasi bawah permukaan
<i>Convergent gridder</i>	Metode yang digunakan untuk menyelaraskan suatu horizon ke horizon lain
<i>Crossline</i>	Garis semu yang tegak-lurus dengan <i>inline</i>
<i>Cube</i>	Kubus; Bentuk 3D dari persebaran sifat fisis batuan
<i>Effective stress</i>	Tekanan efektif; tekanan yang bekerja pada antar-matriks dalam formasi batuan padat
ft	<i>feet</i> ; satuan yang digunakan untuk menggambarkan panjang atau kedalaman dengan nilai konversi 1 ft = 0,3048 m

<i>Globigerined sand</i>	Batupasir yang terdiri dari organisme planktonik genus globigerina
Horizon	Reflektor yang merepresentasikan suatu lapisan batuan di bawah permukaan bumi
<i>Inline</i>	Garis-garis semu yang sejajar dengan bentangan <i>receiver</i>
Karbonat <i>build-up</i>	Batuan karbonat yang terdiri dari material-material organik yang selalu mencari tempat paling tinggi agar bisa lebih dekat dengan matahari sehingga saling tumpuk-menumpuk
Karbonat <i>pelagic</i>	Karbonat yang tumbuh di daerah zona pelagik, yaitu zona yang tidak terlalu dekat dengan dasar laut
Karbonat <i>reef</i>	Tubih karbonat yang terbentuk oleh kerangka organisme benthik seperti koral
<i>Kick</i>	Suatu keadaan saat tekanan formasi melebihi tekanan pada sumur pengeboran
KR	Koefisien Refleksi
Lempung <i>calcareous</i>	Lempung yang memiliki kandungan kalsium karbonat dalam bentuk kalsit atau aragonit dengan jumlah yang tinggi
<i>Loss</i>	Suatu keadaan saat tekanan formasi lebih kecil dibandingkan dengan tekanan pada sumur pengeboran
<i>Monotonous calcareous claystone</i>	Lempung yang hanya memiliki kandungan kalsium karbonat dalam bentuk kalsit atau aragonit
<i>Moving average</i>	Metode interpolasi yang menetapkan rata-rata tertimbang dari titik-titik di sekitar data input

<i>Mudline</i>	Garis batas permukaan tanah yang dapat berubah akibat pergerakan arus laut
MW	<i>Mudweight</i> ; Beban / densitas lumpur yang digunakan dalam pengeboran
NCT	<i>Normal Compaction Trend</i> ; Tren sifat fisis batuan yang terjadi selama proses kompaksi dalam keadaan normal berjalan
<i>Null data</i>	Data yang tidak memiliki nilai
OP	<i>Overpressure</i> ; Tekanan bawah permukaan yang melebihi tekanan pori normal
Pa	pascal; satuan turunan Sistem Internasional untuk tekanan atau tegangan
ppg	<i>pound per galloon</i> ; satuan yang biasanya digunakan untuk menggambarkan densitas lumpur dengan nilai konversi 1 ppg = 19,23 psi
psi	<i>pounds per square inch</i> ; satuan yang digunakan untuk mengukur tekanan dengan nilai konversi 1 psi = 6.894,76 Pa
psi/ft	<i>pounds per square inch per ft</i> ; satuan yang digunakan untuk menggambarkan ukuran gradien tekanan
QC	<i>Quality control</i> ; Proses yang dilakukan untuk meninjau hasil atau proses yang sedang berlangsung
<i>Seismic header</i>	Bagian data seismik yang terdiri dari informasi akuisisi seismik
<i>Semblance picking</i>	Salah satu metode analisis kecepatan dalam proses pengolahan data seismik

<i>Shale</i>	Batuan sedimen yang berukuran sangat halus ( $< 0,004$ mm) yang terdiri dari mineral lempung dan non lempung
<i>Vertical stress</i>	Tekanan yang disebabkan oleh lapisan batuan yang berada di atas suatu zona tertentu
$V_{int}$	Kecepatan interval; kecepatan pada suatu lapisan tertentu
$V_{inv}$	Kecepatan inversi; kecepatan yang diekstrak dari <i>cube</i> impedansi akustik
VSP	<i>Vertical Seismic Profiling</i>
<i>Wavelet</i>	Gelombang harmonik yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi, dan fasa
<i>Wireline log</i>	Catatan / data sifat fisis formasi batuan yang diperoleh dari aktivitas pengeboran



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Dalam tahap eksplorasi minyak dan gas bumi, pengeboran menjadi salah satu tahap yang penting. Keberhasilan dalam melakukan proses pengeboran didukung oleh banyak persiapan, baik teknis maupun non-teknis. Salah satu faktor teknis yang penting untuk diperhatikan adalah adanya aspek bahaya dari proses pengeboran yang dapat mengakibatkan kecelakaan kerja hingga kerugian material yang besar, misal dengan terjadinya *kick*, *loss*, atau *blow out*. Salah satu contoh terjadinya kerugian akibat pengeboran yang gagal adalah terjadinya semburan lumpur yang cukup besar di Sidoarjo pada tahun 2006 yang kemudian dikenal dengan Lumpur Sidoarjo (LuSi). Salah satu hal penting yang harus diperhatikan sebelum dimulainya pengeboran untuk meminimalisir bahaya adalah analisis tekanan pori.

Tekanan pori merupakan tekanan yang diakibatkan oleh fluida yang berada pada pori-pori batuan (Ramdhan, 2010). Analisis tekanan pori memegang persentase sebesar 27,5% dalam meminimalisir bahaya pengeboran, disusul dengan kestabilan lubang bor sebesar 17% (Syaputra dkk., 2011). Tekanan pori yang berbahaya bagi pengeboran adalah tekanan pori abnormal, yang dapat terjadi karena proses kompaksi yang gagal ataupun karena adanya proses diagenesa *clay*. Analisis tekanan pori dapat dilakukan menggunakan data sumur dan/atau data seismik, yang kemudian hasilnya dapat digunakan untuk memetakan indikasi kehadiran zona tekanan pori abnormal. Salah satu jenis data yang dapat digunakan adalah data kecepatan, di mana tekanan pori sensitif terhadap perubahan nilai kecepatan, utamanya pada zona *claystone*.

Lapangan J yang menjadi lokasi penelitian ini terletak di Cekungan Jawa Timur, yang hingga saat ini masih memproduksi dan dalam tahap pengembangan (*workover*). Berdasarkan data yang dimiliki oleh perusahaan, lapangan ini minim akan hasil analisis tekanan pori. Karena keadaan tersebut, peneliti melakukan pemodelan 3 dimensi (3D) tekanan pori sehingga hasilnya dapat digunakan untuk dasar studi dan perencanaan desain sumur baru ke depannya. *Cube* kecepatan interval ( $v_{int}$ ) dan *cube* impedansi akustik (AI) digunakan sebagai dasar dalam menyebarkan tekanan pori dalam suatu model 3D

repository.ub.ac.id

dilakukan dengan pertimbangan kedua *cube* tersebut memiliki variabel yang sama, yaitu nilai kecepatan, yang diindikasikan berkorelasi terhadap tekanan pori.

## 1.2 Rumusan Masalah

Dari latar belakang penelitian yang telah diuraikan, maka dirumuskan permasalahan untuk penelitian ini, yaitu:

1. Bagaimana bentuk model 3D tekanan pori Lapangan J?
2. Apakah ada indikasi zona tekanan abnormal (*overpressure*) pada Lapangan J?

## 1.3 Batasan Masalah

Dalam pelaksanaan penelitian, penulis memberikan beberapa batasan, yaitu:

1. Target penelitian adalah Lapangan J secara regional, dengan fokus interval adalah formasi Ledok hingga *top* formasi Tuban.
2. Analisis persebaran tekanan pori hanya dilakukan pada interval batulempung (*claystone*).
3. Analisis persebaran tekanan pori menggunakan Metode Eaton.

## 1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dari dilakukannya penelitian ini adalah:

1. Membuat model persebaran tekanan pori Lapangan J secara 3D berdasarkan *cube* impedansi akustik (AI) dan *cube* kecepatan interval ( $v_{int}$ ).
2. Mengetahui indikasi persebaran zona tekanan abnormal (*overpressure*) pada Lapangan J.

## 1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat dari hasil penelitian ini adalah:

1. Dapat dijadikan pertimbangan dalam studi evaluasi dan penentuan desain sumur pengeboran di Lapangan J.
2. Dapat digunakan sebagai referensi penelitian lain yang memiliki kesamaan atau keterkaitan topik penelitian.

3. Sebagai bentuk kontribusi dari penulis untuk penelitian di Indonesia secara umum dan di Universitas Brawijaya secara khusus.



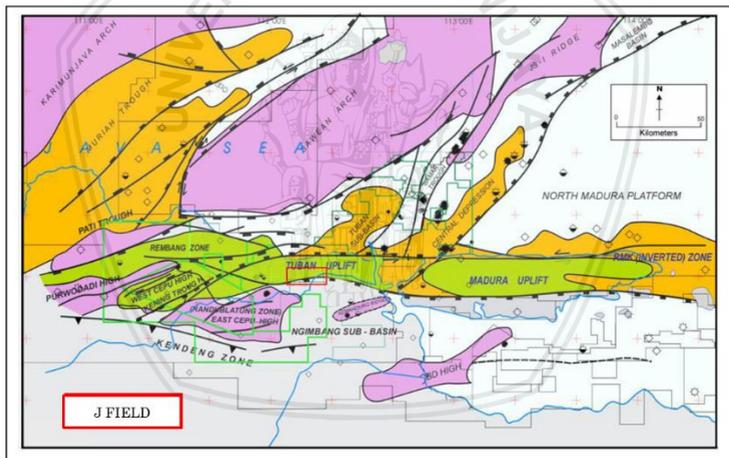


*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Tinjauan Geologi

Cekungan Jawa Timur merupakan bagian dari sistem cekungan *back-arc* yang berkembang di sekitar batas Paparan Sunda. Sub-cekungan dari Cekungan Jawa Timur merupakan bagian dari sistem cekungan yang ekstensif dan rumit. Terdapat 2 sistem patahan berbeda yang dapat ditemukan pada Cekungan Jawa Timur. Pada area lepas pantai sub-cekungan Jawa Timur, sistem patahan utama berorientasi timur laut – barat daya (Tren Meratus) dan patahan berorientasi timur – barat yang hadir sepanjang wilayah Rembang – Madura – Kangean, sehingga disebut zona patahan RMK (Gambar 2. 1). Kompleksitas struktural zona patahan RMK kemudian menjadi penting pada penelitian ini karena lapangan penelitian, yang ditandai dengan kotak berwarna merah, berada di bagian selatan wilayah RMK.



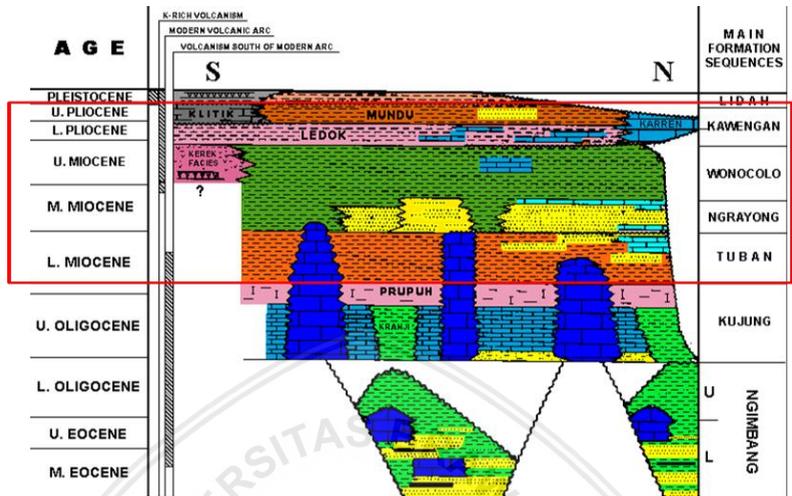
**Gambar 2. 1** Setting struktural Cekungan Jawa Timur

Lokasi zona patahan RMK secara geologis merupakan zona yang secara struktural lemah dan zona sedimen antar-fasies. Pada bagian utara zona patahan ini, terdapat mikrokontinen yang disebut Paternoster-Kangean yang juga mendasari *Northern Platform*. Sehingga, zona patahan RMK membatasi mikrokontinen pada bagian

selatan. Bagian selatan zona patahan RMK merupakan wilayah depresi yang sangat dalam dengan batuan *basement* adalah *basement* transisional. Dengan demikian, zona patahan RMK membatasi dua tipe *basement*, yaitu pada bagian utara terdapat *basement* kontinental yang terangkat dan bagian selatan adalah *basement* transisional. Oleh karena itu, lokasi zona RMK adalah batas struktur / tektonik *basement* (Satyana, 2004).

Lokasi zona patahan RMK merupakan area sisi paparan cekungan Jawa Timur yang memisahkan *Northern Platform*, yang secara representatif terletak di lepas pantai Laut Jawa Timur, pada sebelah utara Pulau Madura dan *Central Deep* yang terletak pada sebelah selatan Pulau Madura. *Northern Platform* merupakan lokasi untuk karbonat air dangkal dan endapan siliklastik, sedangkan *Central Deep* merupakan lokasi untuk karbonat laut dalam dan endapan siliklastik. Sehingga, lokasi zona patahan RMK disebut sebagai lokasi atau zona sedimen antar-fasies (Pertamina-Petrochina East Java, 2011).

Secara umum, penamaan stratigrafi pada Cekungan Jawa Timur sangat kompleks, di mana terdapat beberapa penamaan secara lokal yang digunakan oleh berbagai perusahaan minyak & gas serta institusi penelitian, sehingga menghasilkan penaman yang berbeda-beda. Perusahaan, yang menjadi tempat penelitian ini, telah mengklasifikasikan stratigrafi Cekungan Jawa Timur, dari zaman Paleogen hingga Kuartar menjadi 7 unit stratigrafi atau 7 sekuen formasi utama, yaitu Ngimbang, Kujung, Tuban, Ngrayong, Wonocolo, Kawengan, dan Lidah. Dalam penelitian, penulis memiliki fokus analisis untuk persebaran tekanan pori pada Formasi Kawengan hingga Formasi Tuban, yang ditandai dengan kotak merah pada Gambar 2. 2.



**Gambar 2. 2** Stratigrafi regional Cekungan Jawa Timur

Formasi Ngimbang dapat dibagi menjadi Formasi Ngimbang Bawah yang berumur Eosen Tengah – Muda dan Formasi Ngimbang Atas yang berumur Oligosen Muda. Secara litologi, Formasi Ngimbang dapat dibagi berdasarkan karakter litologinya, yaitu Klastik Ngimbang dan Karbonat Ngimbang (Gambar 2. 2).

Formasi Kujung merupakan endapan pada kondisi laut dangkal yang berumur Oligosen Muda hingga Miosen Tua dan dapat diklasifikasikan menjadi Batu Lempung Kujung dan Karbonat Kujung. Berdasarkan karakter reservoirnya, Karbonat Kujung dibagi menjadi 3, yaitu Kujung-I, Kujung-II, dan Kujung-III (diurutkan berdasarkan umur paling muda hingga paling tua). Penamaan litostratigrafi lain sering menyebutkan Kujung-I sebagai Formasi Prupuh. Pada Oligosen Muda, wilayah cekungan terdiri dari lapisan paralel lempung *calcareous* dan batu gamping (Pertamina-Petrochina East Java, 2011).

Pada zaman Miosen Tua hingga Miosen Tengah, Cekungan Jawa Timur bagian daratan memiliki tiga unit litostratigrafi, yaitu Formasi Tuban, Ngrayong, dan Wonocolo yang berada di atas Formasi Prupuh. Sedimen Miosen Tua terkarakterisasi oleh sedimen batu

lempung laut dalam dari Formasi Tuban pada wilayah cekungan, dan terjadi progradasi lanjutan membentuk karbonat *build-up* dari Formasi Tuban pada area yang lebih tinggi (Susilohadi, 1995).

Formasi Ngrayong ditandai dengan adanya masukan pertama pasir kuarsa pada Formasi Tuban. Pasir kuarsa dari Formasi Ngrayong telah menjadi produsen hidrokarbon utama pada Cekungan Jawa Timur bagian darat. Lapisan di atas Formasi Wonocolo yang berumur Miosen Tengah – Miosen Muda didominasi oleh lempung *calcareous* dan lapisan tipis *intercalations* batupasir kuarsa (Htwe dkk., 2015).

Pada umur Pleistosen, penampang stratigrafi ditandai dengan kehadiran Formasi Kawengan yang secara umum didominasi oleh *monotonous calcareous claystone* (Formasi Mundu) dengan masukan (influks) sedimen klastik Formasi Ledok, dan batugamping bioklastik Formasi Klitik. Pola sedimen dikontrol oleh topografi, khususnya di area Zona Patahan RMK. Pada bagian dangkal tererosi, kemudian terbentuk karbonat *reef* (Formasi Bulu, Batugamping Karen / Formasi Paciran). Pada daerah basinal (cekungan) terurai karbonat *pelagic* yang menghasilkan *globigerined sand* yang membentuk reservoir yang baik dan menghasilkan gas biogenik (Formasi / Pasir Selorejo) (Pertamina-Petrochina East Java, 2011).

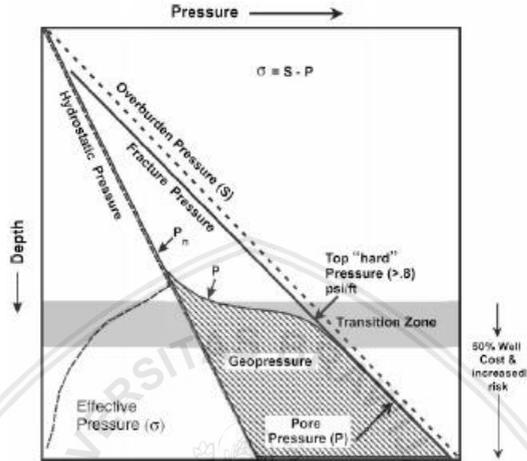
Formasi Lidah didominasi oleh mineral lempung (*clay*) berwarna abu kehijauan dan biru dengan *intercalation* batugamping *goquina* dari Anggota Dander, kemudian di atasnya terdapat lagi lapisan *claystone* hijau yang merupakan bagian dari Formasi Turitambakromo (Pertamina-Petrochina East Java, 2011).

Pada lapangan penelitian, Lempung Tuban, Karbonat Tuban, dan Batupasir Ngrayong terletak di atas karbonat *build-up* Formasi Kujung. Formasi Tuban berkembang menjadi lempung laut dalam pada wilayah graben, tetapi pada daerah laut dangkal (daerah yang lebih tinggi) Formasi Tuban berkembang menjadi karbonat *build-up reef* yang besar. Terdapat dua unit reservoir yang telah teridentifikasi pada daerah penelitian, yaitu reservoir Karbonat Masif dan Karbonat Klastik (Pertamina-Petrochina East Java, 2011).

## 2.2 Definisi dan Konsep Tekanan Bawah Permukaan

Di bawah permukaan bumi, terdapat beberapa tekanan yang memengaruhi aktivitas pengeboran eksplorasi hingga produksi minyak dan gas bumi. Jenis-jenis tekanan tersebut perlu untuk

diketahui dan dipahami, terutama terhadap mekanisme dari masing-masing tekanan hingga dapat memahami proses yang berkaitan dengan tekanan pori. Jenis tekanan tersebut antara lain, tekanan *overburden*, tekanan hidrostatik, tekanan pori, dan tekanan efektif (Gambar 2. 3)



**Gambar 2. 3** Profil tekanan bawah permukaan secara umum pada cekungan sedimen klastik (Dutta, 2002)

Dalam satuan internasional (SI), satuan untuk tekanan adalah pascal (Pa), sedangkan pada sistem Inggris digunakan satuan psi. Nilai 1 Pa senilai dengan  $1.45 \times 10^{-4}$  psi.

Dalam proses pengeboran, terdapat satuan lain yang sering digunakan, yaitu ppg di mana satuan ini diturunkan dari psi dengan menggunakan persamaan: (Dutta, 2002)

$$1 \text{ psi} = \text{ppg} \times 0.052 \times \text{kedalaman (ft)} \quad (2.1)$$

Dalam subbab ini, hanya terdapat beberapa tekanan yang dibahas secara ringkas, yaitu tekanan hidrostatik, tekanan *overburden*, tekanan pori, tekanan formasi abnormal, dan tekanan efektif.

### 2.2.1 Tekanan hidrostatik

Tekanan hidrostatik merupakan tekanan yang disebabkan oleh berat kolom fluida yang berada di dalam pori-pori batuan. Dalam

konsep tekanan bawah permukaan, tekanan hidrostatik dianggap sama dengan tekanan normal. Nilai tekanan hidrostatik untuk tiap fluida akan berbeda-beda, misal untuk air tawar yang memiliki densitas 1 gr/cc, nilai gradien tekanan hidrostatiknya sebesar 0,433 psi/ft (Syaputra dkk., 2011). Nilai tekanan hidrostatik dapat dicari dengan persamaan berikut:

$$P_h = \rho_f g z \quad (2.2)$$

di mana  $z$  adalah tinggi kolom,  $\rho_f$  adalah densitas fluida, dan  $g$  adalah percepatan gravitasi. Ukuran dan bentuk dari penampang kolom fluida tidak memberikan dampak pada tekanan hidrostatik. Densitas fluida pada persamaan di atas bergantung pada tipe fluida, konsentrasi padatan mineral terlarut dan gas pada kolom fluida, serta temperatur dan tekanan (Dutta, 2002).

Gradien tekanan formasi biasanya dituliskan dalam satuan psi/ft dalam satuan sistem Inggris. Gradien tekanan formasi merupakan rasio antara tekanan formasi (psi) terhadap kedalaman (ft). Secara umum, gradien tekanan hidrostatik ( $P_g$ ) dituliskan dalam persamaan:

$$P_g = 0.433 \times \text{densitas fluida} \quad (2.3)$$

### 2.2.2 Tekanan *overburden*

Tekanan *overburden* atau tekanan batuan penindih merupakan tekanan pada kedalaman tertentu yang dihasilkan dari kombinasi matriks batuan dan fluida pada ruang pori yang berada di atas zona *interest formation*. Tekanan *overburden* dalam Dutta (2002) didefinisikan sebagai:

$$\sigma = g \rho_b z \quad (2.4)$$

di mana  $\rho_b$  merupakan densitas *bulk* yang bergantung pada kedalaman dengan persamaan:

$$\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_g \quad (2.5)$$

di mana:

- $\phi$  = porositas fraksi
- $\rho_f$  = densitas fluida pori
- $\rho_g$  = densitas matriks

Terzaghi telah mendefinisikan bahwa *overburden* merupakan tekanan yang terdapat pada matriks batuan dan fluida yang ada di dalamnya pada suatu kedalaman. Secara konseptual, tekanan *overburden* bergantung pada kedalaman, yakni berbanding lurus dengan kedalaman (Yanto, 2011).

### 2.2.3 Tekanan pori

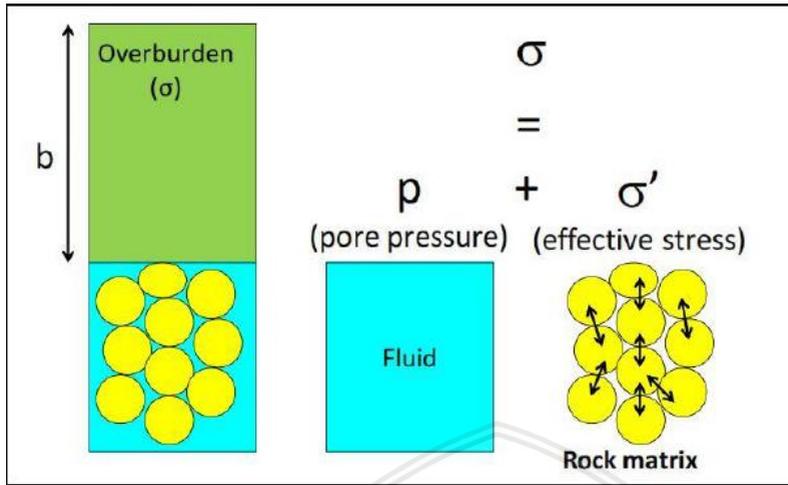
Tekanan pori merupakan tekanan yang diakibatkan oleh fluida yang berada di pori-pori batuan. Garis tekanan pori akan mengikuti garis normal hidrostatik apabila mengalami proses kompaksi normal. Tekanan pori dapat diukur dengan instrumen pengukur tekanan seperti *repeat formation tester* (RFT), *modular dynamic tester* (MDT), dan *formation interval tester* (FIT). RFT dan MDT merupakan teknologi terbaru yang menyajikan data tekanan berkualitas tinggi (Ramadhan, 2010).

### 2.2.4 Tekanan efektif

Tekanan efektif ( $\sigma'$ ) merupakan tekanan yang bekerja dalam suatu formasi batuan yang padat. Berdasarkan Prinsip Terzaghi (dimodifikasi pada Gambar 2. 4) tekanan efektif didefinisikan sebagai selisih antara tekanan *overburden* ( $\sigma$ ) dan tekanan pori ( $P$ ) (Dutta, 2002).

$$\sigma = P + \sigma' \quad (2.6)$$

Tekanan efektif mengontrol proses kompaksi dari batuan sedimen. Berdasarkan prinsipnya, jika terdapat suatu kondisi pada kedalaman tertentu menghasilkan pengurangan tekanan efektif, maka akan mengurangi laju kompaksi dan menyebabkan *overpressure* (Dutta, 2002).



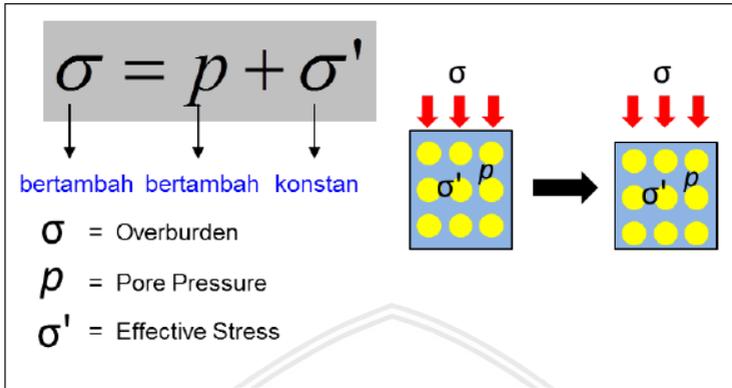
**Gambar 2. 4** Ilustrasi penjabaran Prinsip Terzaghi mengenai tekanan pori (Syaputra dkk., 2011)

### 2.2.5 Tekanan formasi abnormal

Tekanan formasi abnormal didefinisikan sebagai tekanan yang menyimpang dari gradien tekanan normal. Penyimpangan tersebut dapat lebih kecil dari gradien tekanan normal yang kemudian disebut sebagai *underpressure* atau lebih besar dari gradien tekanan normal (*overpressure*). Formasi abnormal tidak memiliki 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 di sekitarnya. Dengan demikian, terjadinya tekanan abnormal membutuhkan mekanisme tertentu yang dapat menjebak tekanan. Penyebab tekanan abnormal tergantung dari beberapa hal, antara lain litologi, mineralogi, gaya tektonik, serta kecepatan sedimentasi (Yanto, 2011).

## 2.3 Mekanisme Penyebab Tekanan Abnormal (Overpressure)

### 2.3.1 Mekanisme pembebanan (*loading mechanism*)



**Gambar 2. 5** Ilustrasi terjadinya *overpressure* pada kondisi batuan gagal kompak / *disequilibrium compaction* (Juhatta dkk., 2017)

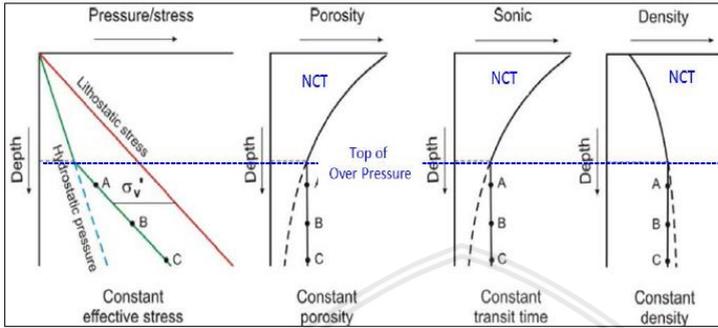
#### ***Disequilibrium compaction***

Pengendapan sedimen menyebabkan pertambahan *vertical stress* yang berpotensi menyebabkan *overpressure* akibat *disequilibrium compaction*. Dalam proses *disequilibrium compaction*, *overpressure* dihasilkan dari kompetisi yang terjadi antara laju fluida untuk keluar dari ruang pori dan laju kompaksi vertikal yang terjadi seiring peningkatan pembebanan gravitasi dari proses sedimentasi. Jika laju pengendapan lebih tinggi dibandingkan dengan laju fluida keluar dari ruang pori maka akan menyebabkan batuan gagal untuk terkompaksi sehingga menyebabkan *overpressure* (Muhazzib dkk., 2017). Secara sederhana, *overpressure* yang diakibatkan oleh *disequilibrium compaction* dapat diketahui apabila nilai tekanan pori bertambah dan nilai tekanan efektif konstan (Gambar 2. 5). Dalam analisis *overpressure* menggunakan data *wireline log*, *overpressure* dapat teridentifikasi melalui kecenderungan tren nilai pada log porositas, sonik, dan densitas menjadi konstan dan tidak mengikuti tren kompaksi normal (NCT) (Gambar 2. 6).

#### **Kompresi tektonik**

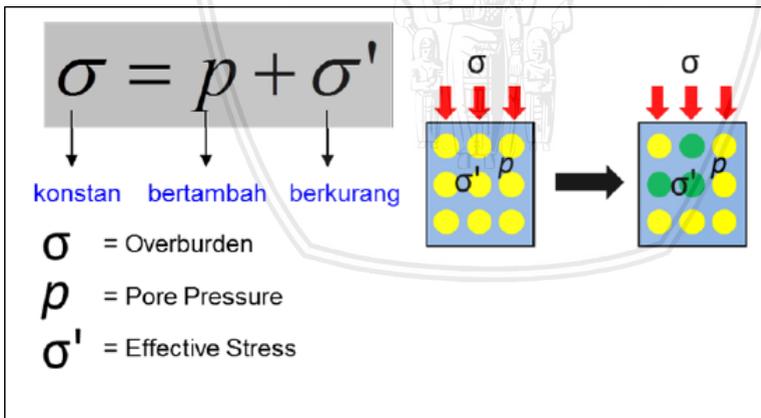
Suatu peningkatan pada *lateral stress* disebabkan oleh kompresi tektonik juga dapat menyebabkan *overpressure*, di mana

sama seperti *disequilibrium compaction*, yang disebabkan oleh pembebanan gravitasi. Sedimen dapat terkompaksi secara horisontal dan vertikal. Jika fluida dalam ruang pori tidak dapat keluar, maka tekanan pori akan meningkat dan sedimen akan tidak terkompaksi dengan baik (Ramdhan, 2010).



**Gambar 2. 6** Pola ideal plot tekanan terhadap kedalaman, log porositas, log sonik, dan log densitas yang menunjukkan karakteristik *overpressure* dengan mekanisme *disequilibrium compaction* (Juhatta dkk., 2017)

**2.3.2 Mekanisme tanpa pembebanan (*unloading mechanism*)**



**Gambar 2. 7** Ilustrasi kartun *overpressure* karena mekanisme *unloading* (Juhatta dkk., 2017)

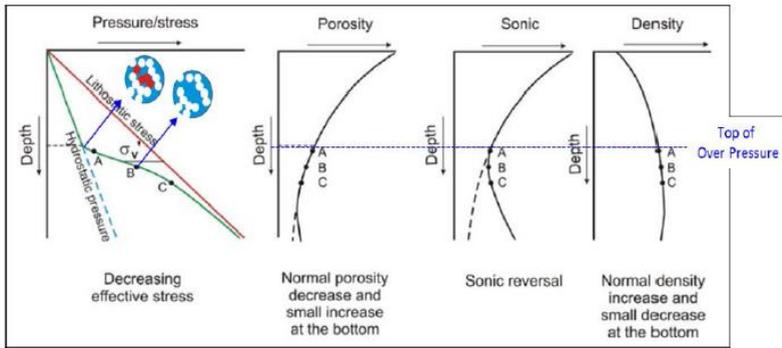
Mekanisme tanpa pembebanan dapat membentuk *overpressure* yang tinggi melalui proses yang memindahkan beban dari kontak antar butir ke dalam fluida pori. Sebuah influks dari fluida pori atau konversi matriks bahan padat menjadi fluida akan meningkatkan tekanan pori secara otomatis, apabila fluida pori tidak dapat keluar dari sistem (Ramdhan, 2010). Secara sederhana, *overpressure* yang diakibatkan oleh mekanisme *unloading* dapat diketahui apabila nilai tekanan pori bertambah dan nilai tekanan efektif konstan (Gambar 2. 7). Dalam analisis *overpressure* menggunakan data *wireline log*, *overpressure* yang diakibatkan oleh mekanisme tanpa pembebanan dapat diidentifikasi melalui tiga jenis data log, yaitu log porositas, log sonik, dan log densitas. Tren log porositas akan berkurang secara normal pada awal terjadi *overpressure* lalu bertambah sedikit pada bagian akhir *overpressure*, tren sonik akan berbalik (*reversal*) secara umum saat terjadinya *overpressure*, dan tren densitas bertambah secara normal pada awalnya lalu berkurang sedikit pada bagian akhir *overpressure* (Gambar 2. 8).

#### **Proses diagenesa clay**

Proses diagenesa *clay* menyebabkan *overpressure* dalam dua cara, yaitu ekspansi fluida pori dan pemindahan beban. Proses diagenesa *clay* sangat bergantung pada temperatur (Ramdhan, 2010).

#### **Pembentukan hidrokarbon**

Pembentukan hidrokarbon mencakup dua proses, yaitu transformasi kerogen yang berada dalam batuan induk menjadi minyak atau gas, dan retakan minyak menjadi gas. Transformasi kerogen menjadi gas diindikasikan berkontribusi terhadap *overpressure* melalui dua proses, yaitu ekspansi fluida pori dan pemindahan beban. Sedangkan retakan minyak hanya berkontribusi melalui ekspansi pori fluida (Ramdhan, 2010).



**Gambar 2. 8** Pola ideal plot kedalaman terhadap tekanan, log porositas, log sonik, dan log densitas yang menunjukkan karakteristik *overpressure* dengan mekanisme *unloading* (Juhatta dkk., 2017)

## 2.4 Identifikasi *Overpressure*

### 2.4.1 Prinsip dasar dari log sumur dalam analisis *overpressure*

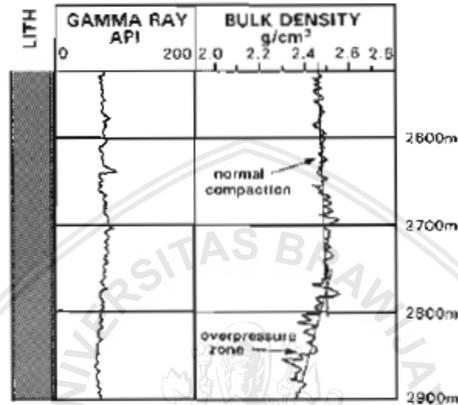
Tujuan analisis *overpressure*, berdasarkan log sumur (*wireline log*), pada dasarnya adalah mengkalibrasi parameter-parameter prediksi untuk sumur-sumur rencana eksplorasi melalui bacaan tekanan pori aktual. Resolusi dari *wireline log* yang baik cocok digunakan untuk memprediksi adanya persebaran *overpressure* pada suatu lapangan secara detail.

Prediksi *overpressure* berdasarkan log harus dilakukan pada litologi yang konsisten untuk menghindari berubahnya tren log akibat perubahan tren tekanan pori (Ramdhan, 2010). Jenis *wireline log* yang dapat digunakan dalam analisis *overpressure*, antara lain adalah log gamma ray, log densitas, log resistivitas, dan log sonik. Dalam penelitian ini, hanya dilakukan analisis pada log sonik dan log densitas.

#### Log densitas

Log densitas mengukur densitas keseluruhan (*bulk density*) suatu formasi. Densitas *bulk* merupakan densitas total yang mencakup matriks padatan dan fluida yang berada di dalam pori. Secara kuantitatif, log densitas digunakan untuk mengukur porositas dan secara tidak langsung mengukur densitas hidrokarbon. Secara

kualitatif, log densitas digunakan untuk mengindikasikan litologi, mengidentifikasi berbagai mineral dalam batuan, serta dapat membantu untuk mengidentifikasi *overpressure* dan porositas rekahan. Peningkatan densitas pada lempung seiring pertambahan kedalaman ditunjukkan pada log densitas. Nilai porositas pada lempung relatif rendah, di mana jika terjadi *overpressure* maka nilai porositas akan bertambah seiring pertambahan kedalaman (Gambar 2.9) (Rider, 2000).



**Gambar 2.9** Terjadinya *overpressure* akibat penurunan densitas *bulk* yang drastis dan patah pada kurva kompaksi normal. Log gamma ray menunjukkan *interval shale* (Rider, 2000)

Dalam menghitung porositas berdasarkan data log densitas, diperlukan untuk mengetahui nilai densitas seluruh bahan yang tercakup. Perhitungan nilai porositas berdasarkan log densitas dapat menggunakan persamaan:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.7)$$

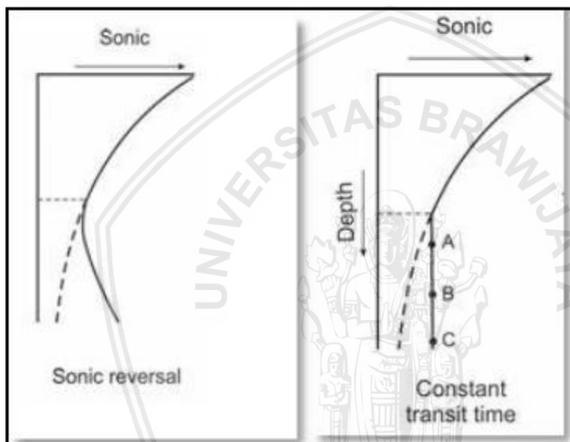
di mana  $\phi$  adalah porositas,  $\rho_{ma}$  adalah densitas matriks,  $\rho_b$  adalah densitas *bulk*, dan  $\rho_f$  adalah densitas fluida.

### Log sonik

Log sonik merupakan log yang mengukur interval waktu perpindahan dari gelombang akustik yang melewati setiap satuan kedalaman dari formasi. Secara kuantitatif, log sonik digunakan untuk

mengevaluasi porositas dalam sumur, memberikan informasi kecepatan interval dan profil kecepatan. Jika dikombinasikan dengan densitas, data log sonik dapat digunakan untuk menghasilkan log impedansi akustik. Sedangkan secara kualitatif, log sonik sangat membantu untuk mengidentifikasi litologi, kompaksi normal, dan *overpressure* karena sensitif terhadap porositas berbagai batuan (Rider, 2000).

Interpretasi *overpressure* dari log sonik memerlukan pemisahan antara *interval transit time* lempung (*shale*) dan pasir (*sand*) dengan menggunakan log gamma ray. *Overpressure* akan dicirikan oleh stagnansi maupun naiknya interval waktu perpindahan secara tiba-tiba (Gambar 2. 10) (Juhatta dkk., 2017).



**Gambar 2. 10** Ilustrasi log sonik terhadap terjadinya *overpressure* berdasarkan mekanisme *unloading* (sebelah kiri) dan mekanisme *loading* (sebelah kanan) (Juhatta dkk., 2017)

#### 2.4.2 Prinsip dasar dari data seismik dalam analisis *overpressure*

Pada dasarnya, data seismik yang digunakan dalam analisis *overpressure* adalah analisis nilai kecepatan. Terdapat beberapa jenis kecepatan yang digunakan dalam analisis kecepatan, antara lain kecepatan RMS ( $v_{rms}$ ) dan kecepatan interval ( $v_{int}$ ). Namun dalam analisis *overpressure*, sering digunakan analisis kecepatan interval.

Kecepatan interval merupakan kecepatan rata-rata antara dua titik kedalaman yang diukur tegak lurus terhadap kecepatan lapisan

yang dianggap sejajar. Zona yang tidak terkompaksi dengan baik dapat dikenali dari densitas yang rendah, porositas yang tinggi, ketidaknormalan *vertical stress*, sehingga nilai kecepatannya akan rendah. Pada kondisi normal, kecepatan akan berbanding lurus dengan kedalamannya, yang dijabarkan dalam Hukum Chiarelli-Serra:

$$v_{int} = Ae^{BZ} \quad (2.8)$$

di mana  $v_{int}$  adalah kecepatan interval,  $A$  dan  $B$  adalah konstanta, dan  $Z$  adalah kedalaman.

## 2.5 Metode Prediksi Tekanan Pori

Terdapat beberapa metode dalam memprediksi tekanan pori, antara lain metode kedalaman ekuivalen, Metode Eaton, dan metode Bowers. Metode kedalaman ekuivalen hanya dapat digunakan pada lingkungan lempung yang tidak terkompaksi dengan baik yang disederhanakan. Sedangkan menurut teori yang dikemukakan oleh Eaton, mayoritas tekanan bawah permukaan berasal dari pengaruh *overburden*. Metode Bowers merupakan pengembangan dari Metode Eaton yang lebih mempertimbangkan faktor mekanisme *unloading*. Pada penelitian ini, digunakan Metode Eaton dalam memprediksi tekanan pori, baik dari data sumur maupun data seismik.

### 2.5.1 Metode Eaton

Dalam teorinya, Eaton menjelaskan jika mayoritas tekanan bawah permukaan berasal dari pengaruh *overburden* atau yang disebut dengan *primary overpressure*. *Overpressure* ini terjadi karena penimbunan akibat laju sedimentasi yang cepat sehingga fluida yang ada sebelumnya tidak dapat bergerak. Fluida yang terperangkap dalam sebuah kolom batuan akan memberikan reaksi terhadap energi yang datang akibat beban (*overburden*) yang bertambah di atasnya (Budiman dkk., 2017).

Eaton mengandalkan data *transit time* untuk memperoleh tren kompaksi normal (NCT) (Syaputra dkk., 2011). NCT adalah garis yang menunjukkan bagaimana porositas berkurang seiring dengan bertambahnya kedalaman. Bila suatu kompaksi berjalan dengan normal, maka akan mengikuti garis NCT di mana porositas akan berkurang, *effective stress* akan bertambah, dan tekanan pori dalam

kondisi normal akan sama dengan tekanan normal hidrostatik (Juhatta dkk., 2017).

Secara sederhana, Persamaan Eaton dituliskan dengan:

$$P = \sigma - [(\sigma - P_h) \left( \frac{v_{int\ NCT}}{v_{int}} \right)^x] \quad (2.9)$$

di mana  $P$  adalah tekanan pori,  $\sigma$  adalah tekanan *overburden*,  $P_h$  adalah tekanan hidrostatik,  $v_{int}$  adalah kecepatan interval,  $v_{int\ NCT}$  adalah kecepatan interval pada NCT, dan  $x$  adalah koefisien empiris Eaton (Budiman dkk., 2017).

### 2.5.2 Metode Bowers

Metode yang dikembangkan oleh Bowers pada tahun 1995 pada dasarnya menggunakan konsep yang mirip dengan Metode Eaton, yaitu persamaan untuk menentukan nilai *effective stress*. Namun, persamaan yang diajukan oleh Bowers lebih baik dibandingkan dengan Eaton, karena mempertimbangkan faktor mekanisme *unloading*. Sehingga, metode Bowers dianggap lebih cocok untuk memprediksi formasi yang memiliki nilai tekanan pori yang tinggi (Budiman dkk., 2017).

Dalam persamaan untuk menentukan nilai *effective stress* pada kasus mekanisme pembebanan, Bowers mengemukakan persamaan yang menghubungkan antara kecepatan interval dan *effective stress*. Secara sederhana, persamaan Bowers dituliskan sebagai berikut.

$$v_{int} = v_0 + A\sigma'^B \quad (2.10)$$

di mana  $v_{int}$  adalah kecepatan interval yang terukur,  $v_0$  adalah kecepatan interval pada *mudline*,  $\sigma'$  adalah tekanan efektif, serta  $A$  dan  $B$  adalah koefisien empiris Bowers. Sedangkan untuk kasus mekanisme tanpa pembebanan, Bowers juga merumuskan suatu persamaan empiris dengan modifikasi dari persamaan (2.10), yaitu:

$$v_{int} = v_0 + A[\sigma'_{max} \left( \frac{\sigma'}{\sigma'_{max}} \right)^{\frac{1}{B}}]^B \quad (2.11)$$

di mana  $v_{int}$  adalah kecepatan interval yang terukur,  $v_0$  adalah kecepatan interval pada *mudline*,  $\sigma'$  adalah tekanan efektif,  $\sigma_{max}$  adalah tekanan efektif maksimum,  $U$  adalah koefisien empiris Bowers pada kasus *unloading*, serta  $A$  dan  $B$  adalah koefisien empiris Bowers (Budiman dkk., 2017).

## 2.6 Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

Impedansi akustik (AI) didefinisikan sebagai salah satu sifat fisis batuan di mana nilainya dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan temperatur. Berdasarkan definisi tersebut, impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator jenis litologi, nilai porositas, jenis hidrokarbon, dan pemetaan litologi dari suatu zona reservoir.

Impedansi akustik secara matematis dapat dirumuskan sebagai:

$$AI = \rho v \quad (2.12)$$

di mana  $\rho$  adalah densitas suatu batuan atau lapisan, dan  $v$  adalah kecepatan gelombang seismik pada suatu batuan atau lapisan.

Pemantulan gelombang seismik akan terjadi jika terdapat perubahan atau kontras AI antara lapisan yang berbatasan. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang pada keadaan normal dapat ditulis sebagai:

$$\frac{E_{pantul}}{E_{datang}} = KR^2 \quad (2.13)$$

di mana nilai KR dapat diperoleh dari perhitungan berikut.

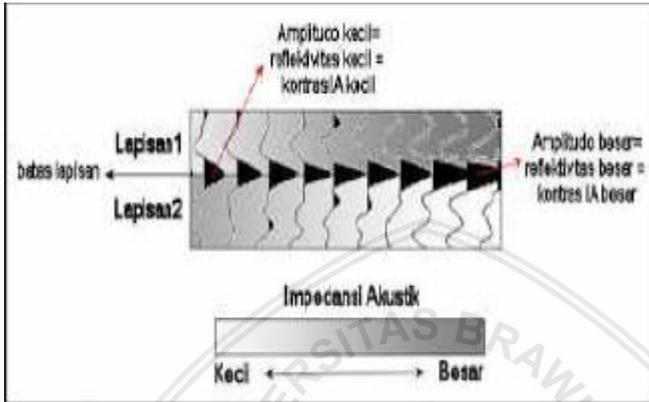
$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (2.14)$$

dengan:

- E adalah energi,
- KR adalah koefisien refleksi,
- $AI_1$  adalah impedansi akustik lapisan atas, dan
- $AI_2$  adalah impedansi akustik lapisan bawah.

Harga kontras AI dapat diperkirakan dari harga amplitudo refleksi, di mana semakin besar amplitudo refleksi, maka kontras AI

juga semakin (Gambar 2. 11). Impedansi akustik seismik memberikan resolusi lateral yang bagus (12,5 – 25 m), tetapi dengan resolusi vertikal yang buruk (5 – 10 m), sedangkan impedansi akustik sumur memberikan resolusi vertikal yang sangat baik (s/d 0,15 m), tetapi memiliki resolusi lateral yang buruk (Sukmono, 1999).



**Gambar 2. 11** Hubungan antara amplitudo, reflektivitas, dan kontras impedansi akustik (Sukmono, 1999)

## 2.7 Wavelet

*Wavelet* merupakan gelombang harmonik yang memiliki interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). *Wavelet* akan tajam dalam kawasan waktu apabila terdapat semua frekuensi. Berdasarkan konsentrasi energinya, *wavelet* dibagi menjadi empat jenis, yaitu (Gambar 2. 12):

### a. *Wavelet* Berfasa Nol (*Zero Phase Wavelet*)

*Wavelet* berfasa nol memiliki konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini memiliki resolusi dan *standout* yang maksimum. *Wavelet* berfasa nol merupakan jenis *wavelet* yang lebih baik dari semua jenis *wavelet* yang memiliki spektrum amplitudo yang sama (Sismanto, 2006).

### b. *Wavelet* Berfasa Minimum (*Minimum Phase Wavelet*)

*Wavelet* berfasa minimum memiliki energi yang terpusat di bagian depan. Dibandingkan jenis *wavelet* lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *wavelet* berfasa minimum memiliki perubahan

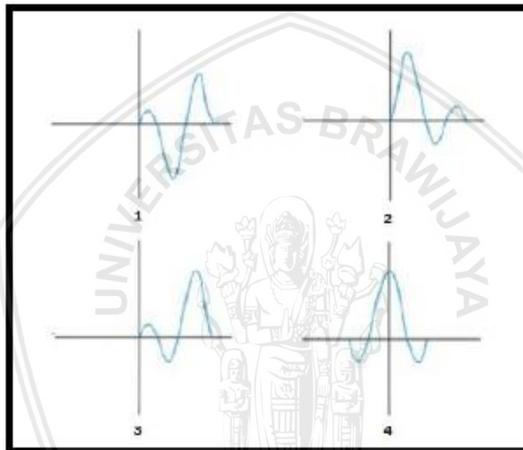
atau pergeseran fasa terkecil pada tiap-tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet* berfasa minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya (Sismanto, 2006).

c. *Wavelet* Berfasa Maksimum (*Maximum Phase Wavelet*)

*Wavelet* berfasa maksimum memiliki energi yang terpusat secara maksimal di bagian akhir dari *wavelet* tersebut, jadi merupakan kebalikan dari *wavelet* berfasa minimum (Sismanto, 2006).

d. *Wavelet* Berfasa Campuran (*Mixed Phase Wavelet*)

*Wavelet* berfasa campuran merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang (Sismanto, 2006).



**Gambar 2. 12** Jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya; (1) *wavelet* berfasa minimum; (2) *wavelet* berfasa maksimum; (3) *wavelet* berfasa campuran; (4) *wavelet* berfasa nol (Sismanto, 2006)

## 2.8 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet* (Gambar 2. 13) . Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat fisis lainnya) terhadap *trace* seismik guna

memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif (Arohman, 2016).

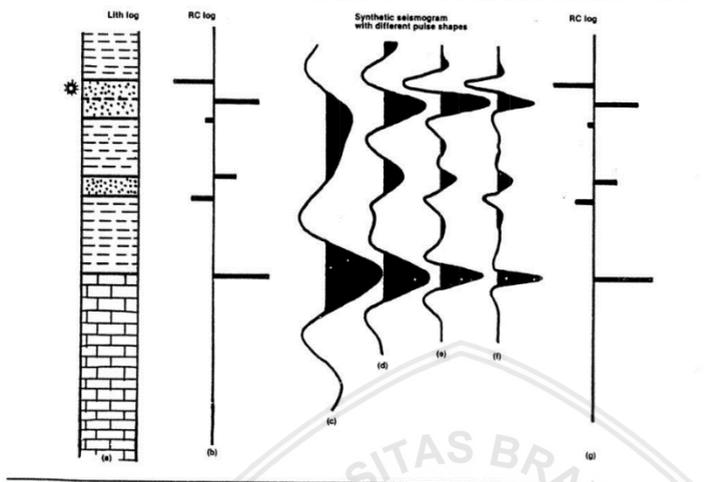


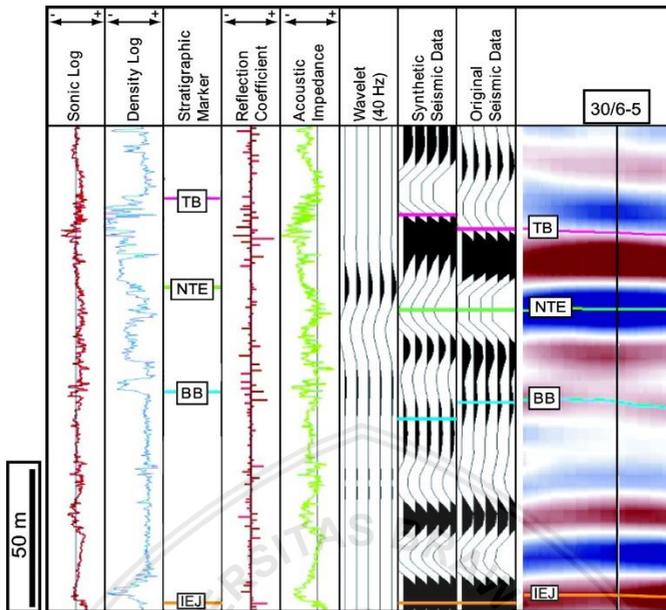
FIGURE 2.23 The effect of wavelet frequency on the seismic response. Reprinted by permission of IHRDC Press from Anstey, 1980a.

**Gambar 2. 13** Contoh seismogram sintetik (Arohman, 2016)

## 2.9 Well-seismic tie

Untuk meletakkan horizon seismik skala waktu pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umumnya diplot pada skala kedalaman, maka perlu dilakukan *well-seismic tie*. *Well-seismic tie* merupakan proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Data sumur yang diperlukan untuk *well-seismic tie* adalah log sonik, log densitas, dan *check-shot* (Abdullah, 2008).

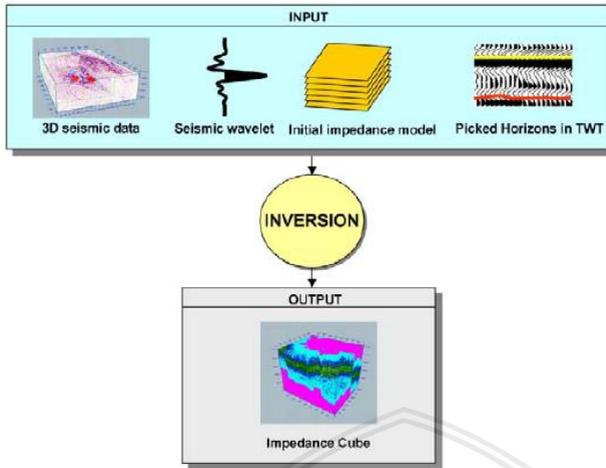
Umumnya, teknik yang digunakan dalam pengikatan data ini adalah memanfaatkan seismogram sintetik dari hasil survei kecepatan (Gambar 2. 14). Seperti pada penjelasan pada Bab 2.8, seismogram sintetik dibuat dengan cara mengkonvolusikan *wavelet* dengan data reflektivitas, di mana *wavelet* yang digunakan sebaiknya memiliki frekuensi dan *bandwidth* yang sama dengan penampang seismik. Data reflektivitas diperoleh dari data log sonik dan densitas.



**Gambar 2. 14** Contoh pengikatan data sumur ke data seismik (Jackson dkk., 2010)

## 2.10 Inversi Seismik Impedansi Akustik

Inversi seismik secara dasar merupakan suatu teknik untuk membuat model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai masukan dan data sumur sebagai kontrol. Algoritma pemodelan inversi merupakan hasil dekonvolusi antara rekaman seismik dan gelombang seismik yang kemudian menghasilkan penampang AI (Gambar 2. 15) (Sukmono, 2016).



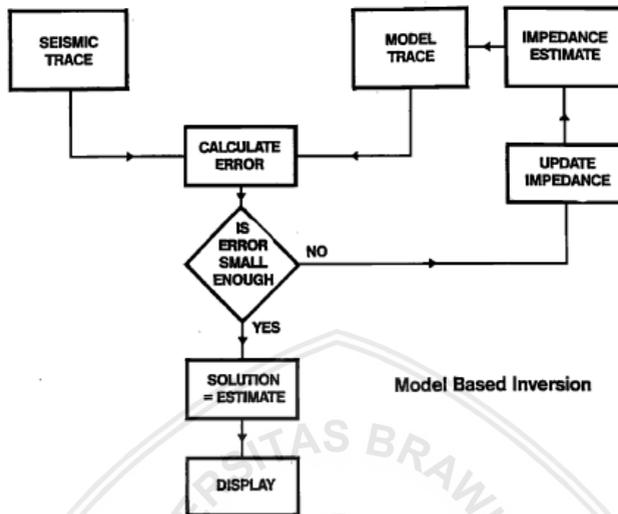
**Gambar 2. 15** Data masukan secara umum untuk inversi seismik (Veeken, 2007)

Impedansi akustik (AI) sendiri merupakan properti batuan dan nilainya cukup dipengaruhi dengan kecepatan log sonik ( $P$ -wave). Inversi AI mentransformasikan data seismik menjadi log *pseudo* AI pada tiap *trace*. Karena AI adalah properti lapisan dan amplitudo seismik adalah atribut batas lapisan, secara alami penampang AI memberi gambaran bawah permukaan yang lebih detail dibanding data seismik. Selain itu, AI berelasi dengan litologi, porositas, serta fluida pori sehingga AI sering digunakan untuk menemukan hubungan empiris yang kuat antara AI dan properti batuan (Sukmono, 2016).

Terdapat beberapa jenis seismik inversi yang dapat dilakukan, salah satunya adalah inversi *model-based*. Inversi *model-based* dilakukan dengan membuat model geologi berdasarkan impedansi seismik dan sumur (Gambar 2. 16). Keuntungan dari metode inversi *model-based* ini adalah metode ini tidak menginversi langsung dari data seismik yang ada, melainkan menginversi model geologinya. Namun, terdapat pula kekurangan dari metode ini, antara lain (Sukmono, 2016):

1. Sensitif terhadap *wavelet* (dua *wavelet* yang berbeda dapat menghasilkan *trace* seismik yang sama).

2. Solusi ketidakunikan untuk *wavelet* tertentu di mana semua hasil sesuai dengan *trace* seismik pada lokasi sumur yang sama.

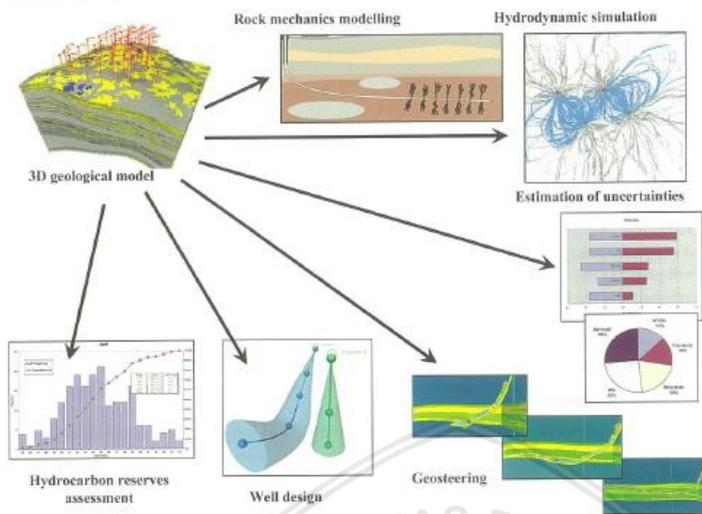


**Gambar 2. 16** Diagram alir pengerjaan inversi seismik metode *model-based* (Russell, 1988)

### 2.11 Pemodelan Geologi (*Geomodeling*)

Membuat suatu model digital 3D saat ini menjadi prosedur umum dalam proses pengerjaan eksplorasi dan produksi (E&P) minyak dan gas bumi. Umumnya, pembuatan model geologi 3D dapat menyelesaikan beberapa masalah (Gambar 2. 17), antara lain:

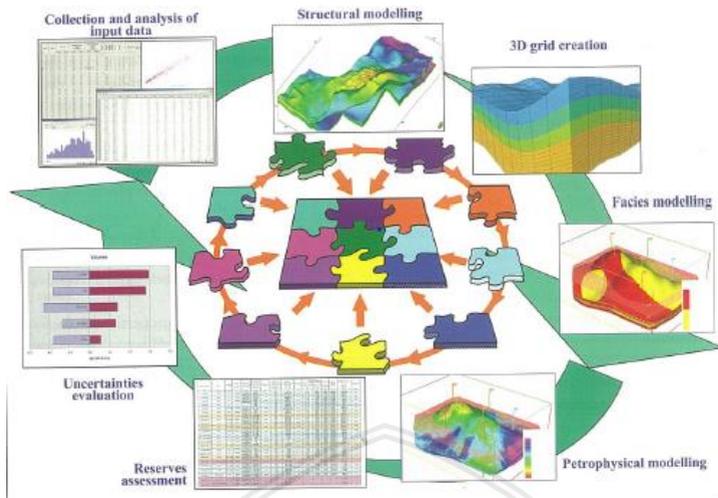
1. Penentuan cadangan hidrokarbon;
2. Perancangan sumur;
3. Koreksi arah sumur dalam proses pengeboran;
4. Penentuan resiko dan ketidakpastian;
5. Pengembangan dari basis simulasi hidrodinamik dan estimasi biaya; dan
6. Pengembangan dari basis pemodelan mekanika batuan (rancangan perlakuan rekahan)



**Gambar 2. 17** Kegunaan model geologi 3D (Zakrevsky, 2011)

Membuat suatu model geologi 3D secara digital menjadi komponen penting dalam proses perencanaan lubang pengeboran serta pengembangan lapangan hidrokarbon. Walaupun ilmu geologi memiliki banyak tradisi, membuat suatu model geologi 3D digital untuk lapangan minyak dan gas bumi merupakan salah satu hal yang baru pada pengaplikasian ilmu geologi perminyakan, yang sampai saat ini masih terus berkembang. Munculnya studi khusus untuk pemodelan geologi 3D terjadi karena beberapa faktor, antara lain: (Zakrevsky, 2011)

1. Pengembangan prinsip matematis dan algoritma pemodelan 3D dimensi;
2. Pengembangan peleburan ilmu geofisika dan geologi – Pengolahan dan interpretasi data seismik 3D, sekuen stratigrafi, dan simulasi hidrodinamik 3D;
3. Munculnya perangkat keras yang semakin canggih untuk mengerjakan suatu kasus yang kompleks dengan waktu yang singkat dan hasilnya dapat divisualisasikan;
4. Pengembangan program komersial yang dapat menyajikan siklus pemodelan 3D secara lengkap.



**Gambar 2. 18** Tahap utama pembuatan model geologi digital 3D (Zakrevsky, 2011)

Secara umum, teknologi pemodelan geologi mengikuti tahap utama berikut (Gambar 2. 18):

1. Pengumpulan, analisis, dan pra-pengolahan data input: memasukkan data.
2. Pemodelan struktur (membuat *framework*).
3. Membuat grid 3D, memindahkan data log sumur ke dalam grid (*scale up*).
4. Pemodelan litologi (fasies).
5. Pemodelan petrofisika.
6. Penentuan cadangan hidrokarbon.
7. Evaluasi ketidakpastian dan resiko.

Tergantung dari obyektif penelitian, beberapa tahap di atas dapat tidak digunakan dan/atau diulang (Zakrevsky, 2011).



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian Tugas Akhir yang berjudul “Pemodelan 3D Tekanan Pori Berdasarkan *Interval Velocity Cube* dan *Acoustic Impedance Cube* pada Lapangan J Cekungan Jawa Timur” dilakukan dari tanggal 4 Maret 2019 hingga 17 Mei 2019 bertempat di PT. Pertamina Hulu Energi (PHE) Tuban East Java, Gedung D Perkantoran Hijau Arkadia, Jl. T.B. Simatupang, Jakarta Selatan, Indonesia.

### 3.2 Data dan Perangkat Penelitian

Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi data seismik *Post Stack Time Migration* (PSTM) 3D, data volume kecepatan interval, serta 3 buah data sumur yang terdiri dari data *wireline log*, survei deviasi, VSP atau *check-shot*, dan *final well report*. Ketiga buah data sumur yang digunakan dalam penelitian kemudian diberi nama sumur A1, B2, dan C3. Sumur A1 dan B2 adalah sumur vertikal, sedangkan sumur C3 adalah sumur deviasi.

Perangkat yang digunakan dalam penelitian ini adalah satu buah *laptop* dengan sistem operasi Windows10, perangkat lunak CGG Hampson-Russell 10, Schlumberger Petrel 2015, dan Microsoft Office16.

### 3.3 Analisis Ketersediaan Data

Analisis ketersediaan data dilakukan dengan cara memeriksa kelengkapan data yang diberikan sehingga dapat digunakan dalam penelitian. Kelengkapan data seismik 3D dilihat pada kolom *seismic header*, di mana *seismic header* berisi informasi seperti jumlah *offset*, jumlah *trace*, *shot interval*, dan lainnya. Seperti data seismik 3D, data volume (*cube*) kecepatan interval juga diperiksa melalui isi *header data*. Jika sudah sesuai, maka kedua data tersebut dapat digunakan sebagai data input. Untuk data sumur yang memiliki beberapa sub-data, maka harus diperiksa kelengkapannya satu per satu. Dalam penelitian ini dibutuhkan beberapa jenis log, yaitu log sonik, log densitas, dan log gamma ray. Dari pemeriksaan *wireline log*, ditemukan *null data* pada beberapa interval untuk log sonik dan log densitas pada sumur B2 dan C3, sehingga pada kedua sumur tersebut

dibuatkan log sintetik saat proses pengerjaan data. Data survei deviasi hanya ada untuk sumur C3, karena sumur A1 dan B2 adalah sumur vertikal. Kemudian, ketiga sumur juga memiliki data VSP dan *final well report* yang lengkap. Dari tahap ini maka diketahui bahwa data yang tersedia sudah lengkap dan dapat digunakan untuk penelitian.

### **3.4 Analisis Tekanan Pori dari Data Sumur**

Analisis tekanan pori dari data sumur yang hasilnya disebut sebagai tekanan pori 1D dilakukan menggunakan perangkat lunak Microsoft Excell16. Terdapat beberapa tahapan yang dilakukan sebelum mendapatkan nilai tekanan pori 1D yang akan dijabarkan sebagai berikut.

#### **3.4.1 Pemisahan *shale* atau *claystone interval***

Pemisahan *shale* atau *claystone interval* dilakukan karena perhitungan tekanan pori menggunakan *shale* atau *claystone interval*. Pada penelitian ini, analisis tekanan pori dilakukan pada *claystone interval* dan tidak dilakukan pada *reservoir interval*. Batuan *claystone* dianggap sebagai batuan impermeabel sehingga fluida dapat mudah terperangkap dalam batuan. Apabila laju sedimentasi dari *claystone* yang ada terjadi secara cepat, terdapat indikasi zona *overpressure* karena laju sedimentasi yang cepat dapat menyebabkan kegagalan kompaksi.

Pemisahan *claystone interval* dilakukan dengan menggunakan nilai penggal (*cut off*) log gamma ray pada tiap interval formasi. Nilai penggal tersebut diperoleh dari hasil perhitungan nilai tengah (median) log gamma ray pada tiap interval formasi. Dari nilai penggal log gamma ray dan berdasarkan literatur yang ada, *claystone* diindikasikan memiliki nilai gamma ray yang lebih besar dibanding nilai penggal yang ada. Setelah menentukan *claystone interval* per formasi, *claystone interval* tersebut dikelompokkan menjadi *claystone interval* per satu sumur yang akan digunakan untuk analisis tekanan pori 1D.

#### **3.4.2 Analisis log sonik dan NCT log sonik**

Setelah diperoleh *claystone interval* per sumur, dilakukan analisis log sonik dan NCT log sonik. Analisis ini dilakukan sebagai *quick look analysis* dari persebaran tekanan pori secara vertikal pada tiap sumur. Nilai NCT diperoleh dari persamaan tren eksponen log

sonik. Nilai log sonik dan NCT log sonik kemudian digunakan dalam analisis tekanan pori 1D.

### 3.4.3 Perhitungan nilai tekanan *overburden*

Tekanan *overburden* dihitung pada satu interval sumur, tidak hanya dilakukan pada *claystone interval* saja, tetapi untuk seluruh lapisan, karena keseluruhan lapisan batuan adalah yang menyebabkan tekanan *overburden*. Nilai tekanan *overburden* diperoleh dari persamaan (2.4) yang menggunakan data densitas. Data densitas ini diperoleh dari log densitas tiap sumur. Nilai tekanan *overburden* ini kemudian digunakan dalam analisis tekanan pori 1D.

### 3.4.4 Analisis tekanan pori 1D

Analisis tekanan pori 1D pada penelitian ini menggunakan Metode Eaton. Dalam perhitungan Metode Eaton, diperlukan nilai tekanan *overburden*, nilai tekanan hidrostatik, nilai NCT log sonik, nilai log sonik, dan nilai Eaton exponent. Nilai tekanan *overburden* dan nilai NCT log sonik telah diperoleh dari tahap sebelumnya, sedangkan nilai tekanan hidrostatik diperoleh dari persamaan  $P_h = 0.433 * kedalaman$ . Nilai Eaton exponent yang digunakan adalah 1. Hasil analisis tekanan pori 1D ini kemudian dibandingkan dengan data pengeboran, yaitu data berat lumpur (*mud weight*; MW), di mana data berat lumpur dapat menggambarkan perubahan tekanan formasi bawah permukaan.

## 3.5 Interpretasi Seismik 3D

### 3.5.1 Estimasi *wavelet* dan *well-seismic tie*

Estimasi *wavelet* dilakukan untuk mencari satu *wavelet* terbaik yang akan digunakan pada proses *well-seismic tie* dan inversi seismik. Satu *wavelet* terbaik ditinjau dari nilai korelasi terbaik yang dihasilkan dari *wavelet* tersebut. Dalam melakukan estimasi *wavelet*, digunakan ekstraksi *wavelet* statistik dengan fase minimum.

*Well-seismic tie* bertujuan untuk mengikat data sumur yang berdomain kedalaman terhadap data seismik yang berdomain waktu. Data yang digunakan pada proses ini adalah data seismik, log densitas, log sonik terkoreksi *check-shot* atau VSP, dan *wavelet*. Hasil *well-seismic tie* berupa seismogram sintetik. Kualitas hasil *well-seismic tie* dapat ditinjau secara kualitatif dan kuantitatif. Secara kualitatif, *wiggle*

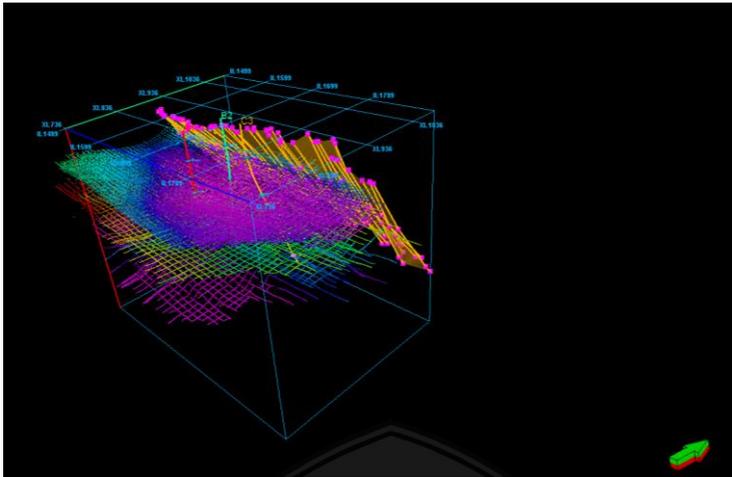
seismogram sintetik dicocokkan dengan *wiggle* dari data seismik orisinal. Sedangkan secara kuantitatif hasil *well-seismic tie* ditinjau dari nilai korelasi yang tinggi (mendekati 1) antara seismogram sintetik dengan *trace* seismik yang ditampilkan pada *software* Hampson-Russell. Dalam penelitian ini, nilai korelasi yang dianggap baik adalah minimal 0,65.

### 3.5.2 Interpretasi patahan dan horizon

Interpretasi patahan dilakukan sebagai analisis struktur, di mana pada penampang seismik patahan dicirikan dengan ketidakterusan lateral suatu perlapisan. Sebelum melakukan interpretasi patahan, diperlukan pemahaman yang komprehensif mengenai geologi regional lapangan sehingga interpretasi patahan sesuai atau mendekati keadaan aslinya.

Dalam proses ini, penulis melakukan interpretasi patahan pada penampang *inline* karena reflektor seismik pada penampang tersebut lebih jelas secara kualitatif. Interpretasi patahan tersebut kemudian dicocokkan pada penampang *crossline* sehingga diperoleh interpretasi patahan secara 3D.

Interpretasi horizon dilakukan dengan menandai penyebaran atau kemenerusan reflektor seismik pada suatu penampang seismik. Interpretasi horizon memerlukan pemahaman yang komprehensif mengenai geologi regional, utamanya stratigrafi atau litologi formasi agar interpretasi patahan sesuai atau mendekati keadaan aslinya. Proses interpretasi horizon dimulai dengan menentukan *top* formasi yang dilanjutkan dengan menandai horizon yang melalui tiap *top* formasi berdasarkan kenampakan reflektor seismik. *Top* formasi pada penelitian diperoleh dari data *final well report*. Setelah melakukan interpretasi patahan dan horizon, kemudian diperoleh hasil seperti pada Gambar 3. 1.



**Gambar 3. 1** Ilustrasi hasil interpretasi patahan dan horizon

### 3.5.3 Konversi domain waktu ke domain kedalaman

Hasil interpretasi patahan dan horizon yang berdomain waktu dikonversi ke dalam domain kedalaman menggunakan data kecepatan, yaitu *cube* kecepatan interval. Konversi ini dilakukan untuk memperoleh peta dan *cube* hasil interpretasi seismik berdomain kedalaman.

## 3.6 Inversi Seismik Impedansi Akustik

### 3.6.1 Pembuatan model awal inversi

Model awal inversi dibuat menggunakan data impedansi sumur, horizon seismik, dan data seismik. Secara vertikal, model ini dikontrol oleh impedansi sumur, sedangkan secara lateral penyebarannya dikontrol dan dibatasi oleh horizon seismik. Sesuai dengan persamaan  $AI = \rho v$  untuk memperoleh nilai impedansi, maka dibutuhkan data log sonik yang telah dikonversi sebagai nilai kecepatan dan data log densitas sebagai nilai densitas yang akan dimasukkan pada persamaan tersebut.

Pada penelitian ini, digunakan data sumur A1, B2, dan C3 untuk membuat model awal inversi. Karena terdapat *null data* pada interval *top Ledok – top Wonocolo* untuk log densitas sumur B2 dan sumur C3, maka digunakan log densitas sintetik. Untuk log densitas sintetik

sumur B2 diperoleh dari persamaan Gardner, sedangkan log densitas sintetik C3 diperoleh dari nilai log densitas sumur A1, karena pada interval tersebut sumur C3 juga tidak memiliki data sonik (*null data* untuk log sonik) sehingga tidak dapat menggunakan persamaan Gardner untuk memperoleh nilai log densitas sintetik.

*Null data* untuk log sonik pada interval *top* Ledok – *top* Wonocolo sumur C3 diisi dengan data log sonik sumur A1, karena dianggap interval formasi tersebut homogen secara lateral. Horizon yang digunakan pada tahap pembuatan model awal berjumlah 4 buah, yaitu horizon Ledok, Wonocolo, Ngrayong, dan Tuban.

### 3.6.2 Analisis inversi

Analisis inversi digunakan untuk memperoleh parameter inversi yang akan digunakan dalam pembuatan inversi seismik. Model awal inversi yang telah dibuat sebelumnya digunakan untuk membatasi perubahan impedansi hasil inversi berdasarkan parameter pembatas (*constraint*) yang ditetapkan. Karena berdasarkan model awal yang telah dibuat sebelumnya, analisis inversi juga dilakukan pada ketiga sumur, disesuaikan dengan data input pada model awal. Tahap ini dilakukan dengan menganalisis tingkat korelasi antara seismik sintetik dari model awal inversi dan seismik orisinal. Tingkat korelasi yang dianggap baik secara kuantitatif sehingga proses pengerjaan inversi seismik dapat dilanjutkan adalah minimal 0,8.

### 3.6.3 Inversi seismik impedansi akustik dan *quality control*

Setelah dilakukan analisis inversi dan diperoleh tingkat korelasi lebih dari 0,8, maka proses dapat dilanjutkan dengan membuat inversi seismik impedansi akustik. Inversi impedansi akustik dilakukan dengan metode *model-based inversion*, di mana jendela inversi yang digunakan terletak pada 50 ms di atas horizon Ledok hingga 100 ms di bawah horizon Tuban. Pembatas (*constraint*) yang digunakan adalah *hard constraint* sebesar 100% untuk *lower* dan *upper value*. *Output* dari proses ini adalah *cube* inversi impedansi akustik.

Setelah diperoleh *cube* inversi impedansi akustik, dilakukan *quality control* pada *cube* tersebut untuk memastikan hasil inversi berkualitas baik. *Quality control* dilakukan dengan cara membandingkan impedansi sumur (log impedansi) dan persebaran impedansi hasil inversi di sekitar lokasi sumur terkait. Jika sudah

sesuai, maka *cube* inversi impedansi akustik yang dihasilkan dianggap berkualitas baik.

### 3.7 Pemodelan 3D

#### 3.7.1 Pemodelan patahan

Pemodelan patahan dilakukan untuk memperoleh model patahan. Model patahan berguna dalam berbagai hal, utamanya untuk akurasi pemetaan struktur dan pemodelan stratigrafi bawah permukaan. Pada penelitian ini, digunakan satu buah patahan berorientasi timur-barat hasil interpretasi patahan untuk dibuatkan model patahan (Gambar 3. 2).



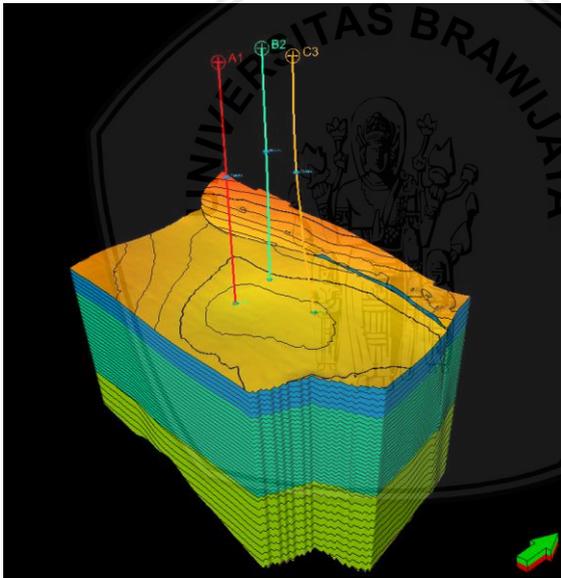
Gambar 3. 2 Hasil pemodelan patahan

#### 3.7.2 *Gridding*, pembuatan horizon, dan *layering*

*Gridding* adalah proses menggunakan model patahan untuk membuat *grid* 3D dengan membuat batasan zona *interest*. Pada penelitian, *output* dari proses *gridding* berbentuk kumpulan pilar sepanjang patahan dan mengikuti bentuk zona *interest* yang telah ditentukan. *Grid* yang dihasilkan tidak memiliki lapisan, di mana lapisan dapat dibuat pada proses pembuatan horizon.

Pembuatan horizon merupakan proses untuk mendefinisikan lapisan 3D secara vertikal. Pada penelitian ini, data yang dimasukkan pada proses pembuatan horizon adalah *well tops (tops formation)*, *surface* hasil interpretasi horizon, dan model patahan. *Output* dari pembuatan ini adalah horizon yang telah terkarakterisasi dengan model patahan.

*Layering* merupakan proses untuk mendefinisikan resolusi vertikal akhir dari *grid* dengan cara mengatur ketebalan *cell* dan menentukan jumlah *cell* per lapisannya. Pada proses ini, terdapat tahap *zone division*, yaitu cara membagi zona menjadi *cell* lapisan. Pada tahap ini, dapat mengikuti beberapa cara, antara lain *proportional*, *follow top*, *follow base*, dan *follow surface* yang disesuaikan dengan keadaan stratigrafi di lapangan. Setelah melakukan ketiga tahap di atas, maka diperoleh hasil seperti pada Gambar 3. 3.

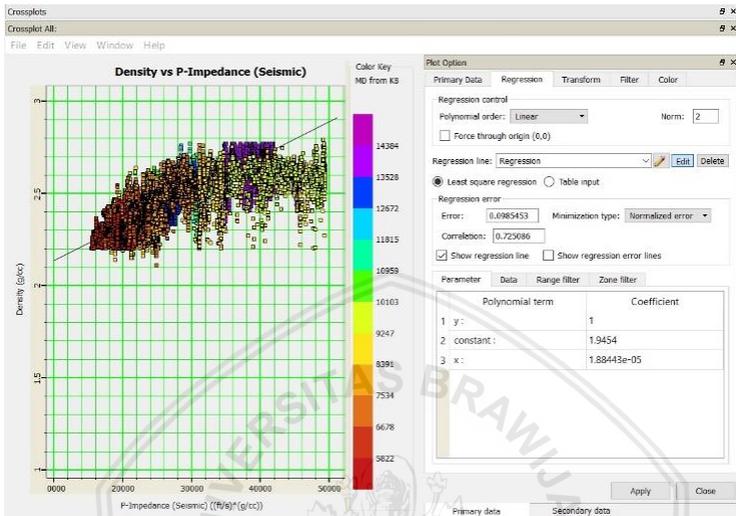


**Gambar 3. 3** Ilustrasi hasil proses *layering*

### 3.7.3 Pembuatan *cube* densitas

*Cube* densitas diperoleh dari *cube* inversi impedansi akustik menggunakan suatu persamaan regresi linear. Persamaan tersebut

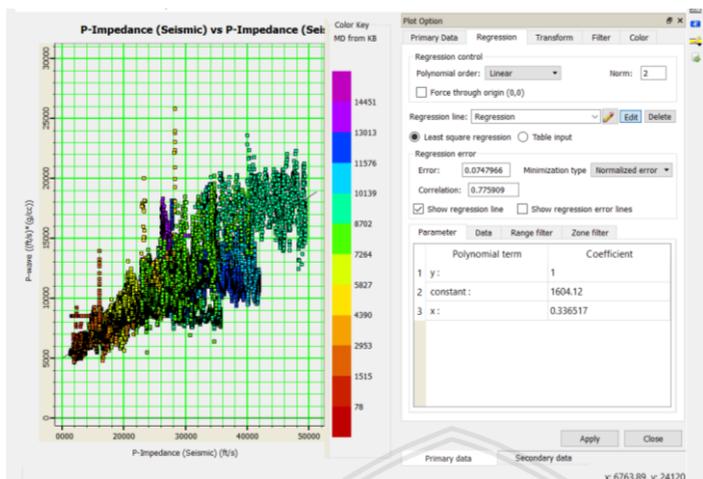
diperoleh dari hasil tren linear plot silang impedansi akustik dengan log densitas (Gambar 3. 4). Untuk memperoleh persamaan yang tepat, secara kuantitatif korelasi plot silang dianggap baik apabila memiliki nilai minimal 0,7.



**Gambar 3. 4** Plot silang impedansi akustik dan log densitas

### 3.7.4 Pembuatan *cube* kecepatan inversi

Seperti *cube* densitas, *cube* kecepatan inversi juga diperoleh dari *cube* inversi impedansi akustik menggunakan suatu persamaan regresi linear. Disebut sebagai kecepatan inversi dalam penelitian ini karena data kecepatan diekstrak dari proses inversi seismik dan menjadi pembeda yang mudah teridentifikasi dengan data kecepatan yang berupa *cube* kecepatan interval. Perbedaan dari proses pembuatan *cube* densitas adalah data yang digunakan saat mencari tren linear plot silang, di mana untuk membuat *cube* kecepatan inversi digunakan data impedansi akustik dan log kecepatan (Gambar 3. 5). Log kecepatan tersebut diperoleh dari konversi log sonik. Untuk memperoleh persamaan yang tepat, secara kuantitatif korelasi plot silang dianggap baik apabila memiliki nilai minimal 0,7.



**Gambar 3. 5** Plot silang impedansi akustik dan log kecepatan

### 3.7.5 Pembuatan tren densitas dan kecepatan

Tren densitas dan kecepatan dibutuhkan dalam tahap pemodelan properti untuk memperoleh model 3D tekanan pori. Tren densitas dan kecepatan diperoleh dari pemodelan geometri dengan metode *seismic resampling* dari *cube* densitas dan kecepatan yang telah ada. Karena terdapat dua jenis *cube* kecepatan, yaitu *cube* kecepatan interval dan kecepatan inversi, maka dari proses ini terdapat 3 tren yang dihasilkan, yaitu tren densitas, tren kecepatan interval, dan tren kecepatan inversi.

### 3.7.6 Upscaling well logs

*Upscaling well logs* merupakan proses yang dilakukan pada data sumur sebelum data sumur dimasukkan ke *grid*. Data sumur dimasukkan ke dalam *grid* yang kemudian hasilnya menjadi data input untuk pemodelan properti. Dalam proses ini, digunakan log densitas dan log kecepatan sumur dari ketiga sumur. Log kecepatan diperoleh dari konversi log sonik ke log kecepatan sintetik. Selain itu, log NCT kecepatan yang diperoleh dari rata-rata NCT sonik ketiga sumur juga dimasukkan dalam proses ini sehingga dapat dibuat ke dalam properti model.

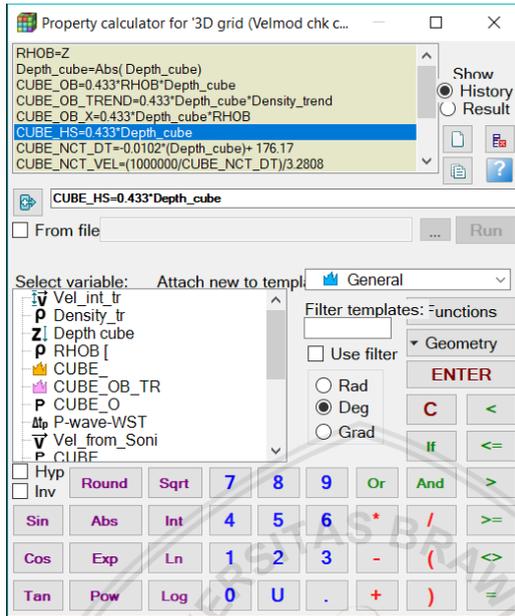
### 3.7.7 Pembuatan properti model densitas dan kecepatan

Pemodelan properti merupakan salah satu cara untuk melihat persebaran properti di antara sumur yang tersedia dengan mempertahankan heterogenitas lapisan yang realistis dan menyesuaikan dengan data sumur. Pemodelan properti memerlukan data sumur, yaitu data log densitas dan log kecepatan yang sudah dimasukkan ke *grid* serta tren yang telah dibuat sebelumnya. Pada proses pengerjaan pemodelan properti kecepatan dan densitas, digunakan modul *petrophysical modeling* dengan algoritma interpolasi *moving average*. Dari pemodelan properti ini kemudian diperoleh 3 properti model, yaitu densitas, kecepatan interval terkoreksi, dan kecepatan inversi terkoreksi yang akan digunakan dalam pembuatan model 3D tekanan pori.

## 3.8 Analisis Tekanan Pori 3D

### 3.8.1 Pembuatan model tekanan bawah permukaan

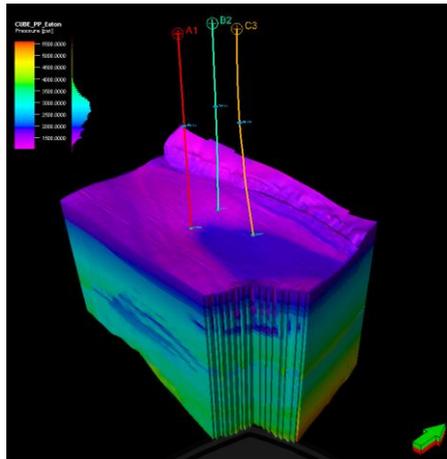
Model tekanan bawah permukaan dibuat dengan bantuan menu Calculator pada properti model (Gambar 3. 6). Dalam tahap ini, dibuat model tekanan *overburden*, model tekanan hidrostatik, dan model NCT kecepatan. Model tersebut dibuat sesuai kebutuhan dalam pembuatan model 3D tekanan pori berdasarkan Metode Eaton. Model tekanan hidrostatik diperoleh dari persamaan  $0,433 * kedalaman$ , sedangkan model tekanan *overburden* diperoleh dari persamaan  $0,433 * densitas * kedalaman$ . Model NCT kecepatan diperoleh dari konversi rata-rata nilai NCT log sonik ketiga sumur.



Gambar 3. 6 Menu kalkulator

### 3.8.2 Pembuatan model 3D tekanan pori

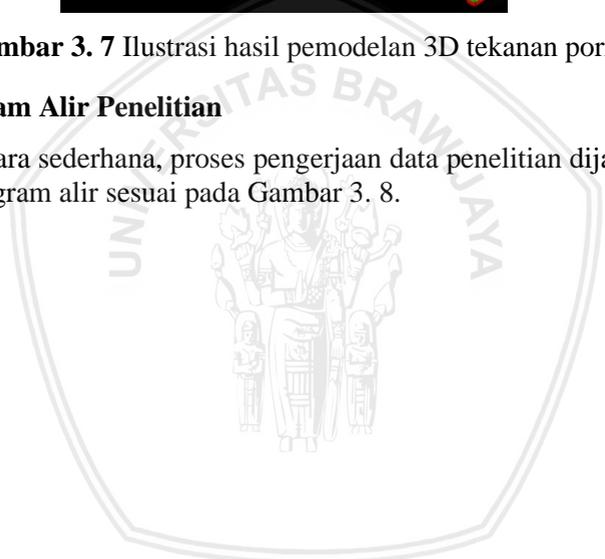
Model 3D tekanan pori dibuat berdasarkan Metode Eaton. Dari proses ini diperoleh 2 jenis model 3D tekanan pori (Gambar 3. 7). Perbedaan dari kedua produk model adalah data kecepatan yang digunakan, di mana terdapat 2 jenis data kecepatan, yaitu kecepatan interval terkoreksi dan kecepatan inversi terkoreksi. Dari kedua model tersebut juga dibandingkan hasilnya secara kualitatif dalam proses analisis model 3D tekanan pori.



**Gambar 3. 7** Ilustrasi hasil pemodelan 3D tekanan pori

### 3.9 Diagram Alir Penelitian

Secara sederhana, proses pengerjaan data penelitian dijabarkan dalam diagram alir sesuai pada Gambar 3. 8.

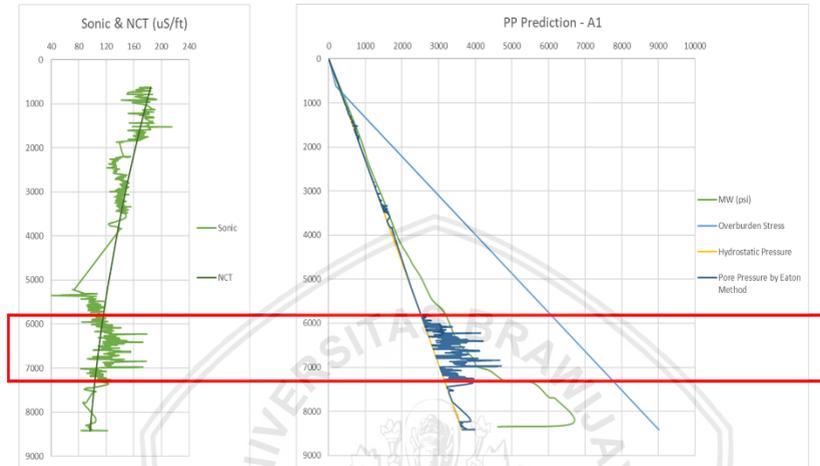




## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Analisis Tekanan Pori 1D

#### 4.1.1 Sumur A1



**Gambar 4. 1** Plot log sonik, NCT sonik, dan kurva tekanan pori Sumur A1

Gambar 4. 1 menunjukkan plot log sonik dan NCT sonik serta kurva tekanan pori pada sumur A1. Pada log sonik, terlihat bentuk log yang renggang pada kedalaman  $\pm 4000 - 5000$  ft yang merupakan bagian dari formasi Ledok. Formasi Ledok memiliki sisipan *claystone* yang tipis dibandingkan dengan formasi lainnya. Selain itu, pemisahan *claystone interval* telah dilakukan sebelum menganalisis log sonik dan NCT sonik sehingga pada interval kedalaman tersebut log sonik cenderung renggang. Pemisahan *claystone interval* ini menghasilkan rentang data pada kedalaman  $0 - 8300$  ft, karena pada kedalaman lebih dari  $8300$  ft merupakan Formasi Tuban yang hampir seluruhnya terdiri dari reservoir karbonat Lapangan J, sehingga tidak dimasukkan dalam analisis tekanan pori.

Terlihat bentuk NCT sonik pada sumur sesuai dengan literatur yang ada, yaitu semakin mengecil seiring bertambahnya kedalaman. Pada log sonik sumur A1, terlihat pada kedalaman  $\pm 5900 - 7000$  ft

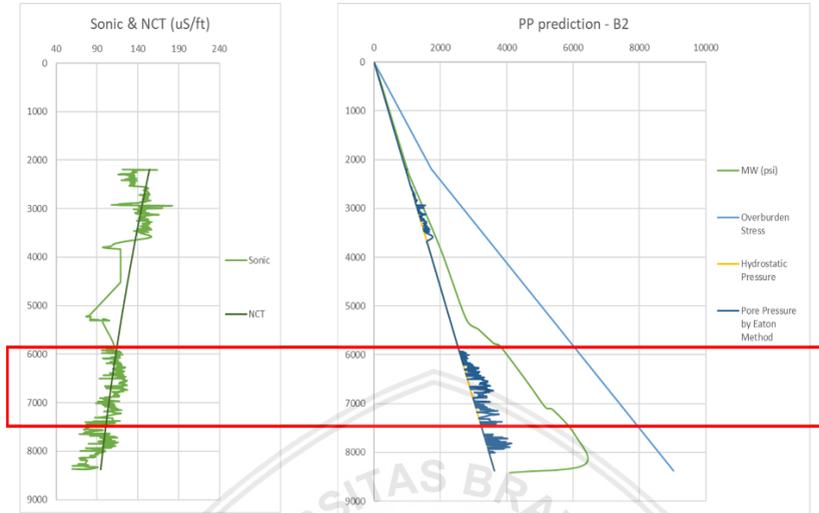
cenderung konstan. Berdasarkan literatur yang ada, log sonik yang cenderung konstan mengindikasikan terjadinya *overpressure* pada kedalaman tersebut, tetapi hal ini dapat divalidasi setelah menghitung tekanan pori pada keseluruhan *claystone interval*.

Pada kurva tekanan pori sumur A1, terdapat 4 jenis kurva, yaitu kurva MW (berat lumpur), kurva tekanan *overburden*, kurva tekanan hidrostatik, dan kurva tekanan pori. Seperti yang telah dijelaskan pada Bab 3.4.4., kurva tekanan *overburden* diperoleh dari fungsi linear kedalaman dan densitas *bulk* batuan, serta tekanan hidrostatik merupakan fungsi linear kedalaman. Tekanan hidrostatik sendiri dianggap sebagai tekanan pori normal dalam konsep tekanan bawah permukaan (Bab 2.2.1).

Nilai tekanan *overburden* sumur A1 secara kuantitatif berkisar 0 – 9000 psi, di mana jika ditinjau secara kualitatif tekanan *overburden* pada sumur A1 sudah sesuai dengan literatur yang ada, yaitu nilai tekanan *overburden* akan meningkat seiring kedalaman. Sumur A1 memiliki rentang nilai tekanan hidrostatik 0 – 3500 psi, yang bertambah seiring kedalaman.

Kurva tekanan pori diperoleh dari Metode Eaton, sesuai yang ada pada Bab 3.4.4. Jika dilihat dari kurva tekanan pori, sumur A1 memiliki tekanan pori yang cenderung bertambah seiring kedalaman atau linear terhadap tekanan hidrostatik. Namun, pada kedalaman  $\pm$  5900 – 7000 ft terjadi defleksi ke kanan atau penambahan nilai tekanan pori yang lebih besar dibanding tekanan hidrostatik, sehingga pada rentang kedalaman tersebut diindikasikan terjadinya *overpressure*. Hal ini kemudian divalidasi dengan kurva MW, di mana pada kedalaman tersebut beban lumpur bertambah. Fungsi dari berat lumpur sendiri dalam pengeboran adalah menahan tekanan formasi, sehingga apabila tekanan formasi besar maka terjadi penambahan berat lumpur. Terjadinya *overpressure* yang melebihi berat lumpur pada kedalaman  $\pm$  6200 – 7000 ft diindikasikan menyebabkan terjadinya *kick* atau *blow out* pada saat pengeboran. Hal ini dapat divalidasi menggunakan *drilling event report*. Mekanisme terjadinya *overpressure* pada sumur A1 dapat ditinjau melalui plot silang (*crossplot*) log densitas dan log sonik yang mana pada penelitian ini tidak dilakukan.

### 4.1.2 Sumur B2



**Gambar 4. 2** Plot log sonik, NCT sonik, dan kurva tekanan pori

Gambar 4. 2 menunjukkan plot log sonik dan NCT sonik serta kurva tekanan pori pada sumur B2. Sama halnya pada sumur A1, pemisahan *claystone interval* juga dilakukan pada sumur B2, yang menghasilkan rentang kedalaman untuk analisis tekanan pori 1D sumur B2 adalah 0 – 8200 ft.

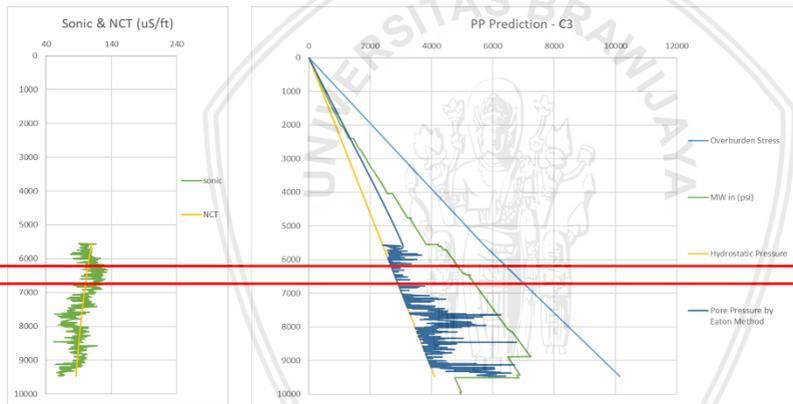
Sumur B1 tidak memiliki data log sonik pada kedalaman 0 – 2000 ft, sehingga pada interval tersebut tidak dilakukan analisis tekanan pori 1D. Terlihat kurva NCT sonik sumur B2 pada kedalaman ± 2000 – 8200 ft bertambah seiring kedalaman, sedangkan log sonik sumur B2 menunjukkan pola yang cenderung konstan pada kedalaman 5900 – 6500 ft. Pola log sonik yang cenderung konstan ini diindikasikan sebagai terjadinya *overpressure* yang dapat divalidasi saat menganalisis tekanan pori sumur B2.

Pada sumur B2, log densitas yang digunakan untuk menghitung tekanan *overburden* diperoleh dari gabungan log densitas sumur B2 dan log densitas sintetik dari persamaan Gardner. Hal ini dilakukan karena sumur B2 tidak memiliki log densitas pada kedalaman ± 2000 – 5000 ft, sedangkan pada kedalaman tersebut terdapat lapisan

claystone yang cukup tebal dan dibutuhkan dalam analisis tekanan pori.

Pada plot kurva tekanan *overburden* sumur B2, terlihat bahwa tekanan *overburden* bertambah seiring bertambahnya kedalaman, dengan rentang nilai 0 – 9000 psi. Tekanan hidrostatik sumur B2 juga bertambah seiring bertambahnya kedalaman, dengan rentang nilai tekanan pori 0 – 3800 psi. Tekanan pori sumur B2 menunjukkan pola yang cenderung linear terhadap tekanan hidrostatik, tetapi pada kedalaman  $\pm$  5900 – 7500 ft terjadi defleksi ke kanan atau pertambahan tekanan pori yang diindikasikan sebagai *overpressure*. Hal ini divalidasi dengan kurva MW di mana pada kedalaman tersebut berat lumpur juga bertambah. Tidak adanya *overpressure* yang melebihi besar berat lumpur mengindikasikan pada sumur B2 tidak terjadi *blow out* atau *kick* saat pengeboran berlangsung.

### 4.1.3 Sumur C3



**Gambar 4. 3** Plot log sonik, NCT sonik, dan kurva tekanan pori sumur C3

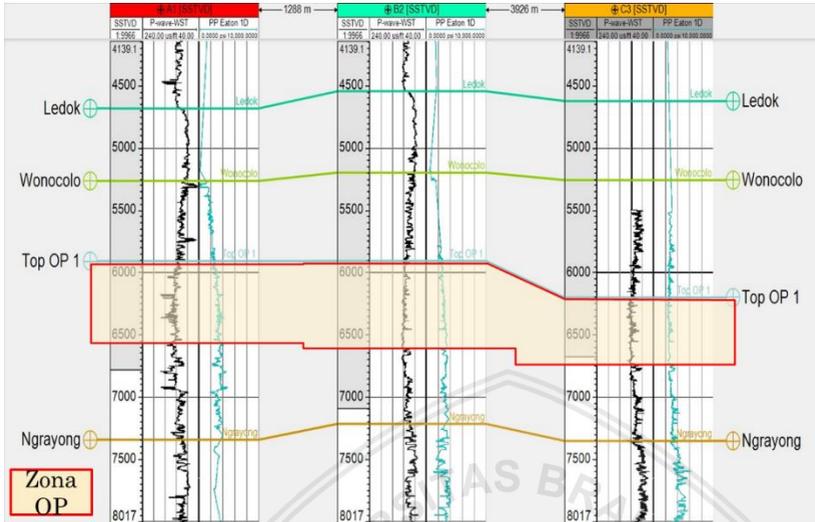
Gambar 4. 3 menunjukkan plot log sonik, NCT sonik, dan kurva tekanan pori pada sumur C3. Seperti kedua sumur sebelumnya, pada sumur C3 juga dilakukan pemisahan *claystone interval* untuk menghitung tekanan pori pada sumur C3. *Claystone interval* sumur C3 yang digunakan untuk analisis tekanan pori terletak pada kedalaman 5500 – 9500 ft. Sumur C3 tidak memiliki data log sonik pada kedalaman 0 – 5500 ft, sehingga pada kedalaman tersebut tidak dilakukan analisis tekanan pori 1D.

Kurva NCT sonik sumur C3 menunjukkan nilai NCT sonik yang bertambah seiring dengan kedalaman. Pada log sonik, terlihat pola yang cenderung konstan pada kedalaman 6200 – 6800 ft yang diindikasikan sebagai *overpressure*. Hal ini kemudian divalidasi kembali pada saat perhitungan tekanan pori sumur C3.

Sumur C3 pada kedalaman 0 – 5500 ft juga tidak memiliki data log densitas. Kemudian pada kedalaman (MD) 7497,5 – 8651 ft, 8875 – 8885 ft, dan 12448 – 13269 ft terdapat *null data* log densitas, sehingga pada rentang tersebut dibuatkan log densitas sintetik sumur C3 menggunakan transformasi Gardner.

Plot tekanan *overburden* menunjukkan pertambahan nilai seiring pertambahan kedalaman, dengan rentang nilai 0 – 11000 psi. Tekanan hidrostatik sumur C3 juga bertambah seiring pertambahan kedalaman, dengan rentang nilai 0 – 4200 psi. Tekanan pori pada sumur C3 menunjukkan defleksi atau pertambahan nilai tekanan pori pada seluruh *claystone interval*. Namun, peneliti mengindikasikan terjadinya *overpressure* hanya pada kedalaman  $\pm$  6200 – 6700 ft karena pada kedalaman tersebut log sonik juga menunjukkan bentuk yang konstan. Pada kedalaman  $\pm$  7000 – 7500 ft terlihat indikasi *overpressure*, tetapi log sonik cenderung berkurang. Log sonik berbanding terbalik dengan nilai kecepatan, sehingga apabila log sonik berkurang maka kecepatan bertambah. Hal tersebut tidak sesuai dengan yang ada pada literatur, di mana apabila tren log sonik berkurang, maka interval tersebut adalah lapisan batuan yang kompak, sehingga seharusnya tidak terjadi *overpressure*. Namun, anomali pada kedalaman  $\pm$  7000 – 7500 ft tersebut dapat divalidasi apabila dilakukan analisis mekanisme pembentukan *overpressure* dan memvalidasi data dengan *drilling event report* sehingga dapat dipastikan apakah pada kedalaman tersebut benar terjadi *overpressure*.

### 4.1.4 Zona Overpressure



Gambar 4. 4 Korelasi sumur untuk zona overpressure

Indikasi zona *overpressure* pada tiap sumur kemudian dikorelasikan sehingga dapat diketahui prakiraan persebaran zona *overpressure* (zona OP). Zona OP ditandai dengan kolom kuning yang dibatasi garis merah (Gambar 4. 4). Dari analisis tekanan pori 1D pada ketiga sumur diindikasikan *overpressure* terjadi pada Formasi Wonocolo, yaitu pada rentang kedalaman ± 5900 – 6700 ft. Hal ini ditandai dengan log sonik yang cenderung konstan dan terdapat pertambahan nilai tekanan pori yang signifikan pada rentang kedalaman tersebut dan pada kedalaman yang lebih dalam pertambahan tekanan pori cenderung konstan.

## 4.2 Interpretasi Seismik 3D

### 4.2.1 Well-seismic tie

Proses *well-seismic tie* dilakukan setelah melakukan estimasi *wavelet*. Estimasi *wavelet* dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui *wavelet* terbaik yang akan digunakan dalam proses *well-seismic tie* dengan melihat nilai korelasi yang dihasilkan. Peneliti membuat 9 *wavelet* (Tabel 4. 1). Dari kesembilan *wavelet* yang dibuat, diperoleh

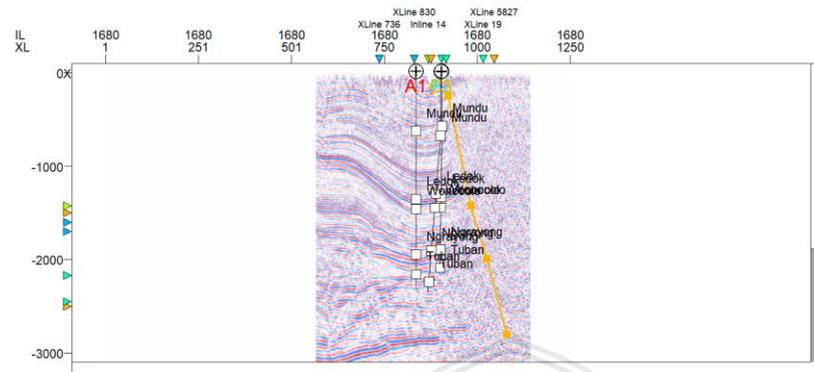
bahwa *wavelet* “Stats07” memiliki nilai korelasi terbaik untuk ketiga sumur yang digunakan dalam proses *well-seismic tie*, di mana karakteristik dari *wavelet* tersebut adalah memiliki panjang gelombang 200 ms, rotasi fase 30<sup>0</sup>, berfase minimum, dan memiliki sample rate 2 ms.

**Tabel 4. 1** Daftar *Wavelet* dan Nilai Koefisien Korelasinya

Wavelet Name	Time Range (ms)	Wavelet Length (ms)	Taper Length	Phase Rotation	Phase Type	Correlation Coefficient		
						A1	B2	C3
Stats01	1400 – 2250	200	25	0	minimum	0,672	0,619	0,639
Stats02	1400 – 2250	200	15	30		0,663	0,648	0,658
Stats03	1400 – 2250	100	15	0		0,590	0,558	0,539
Stats04	1400 – 2250	100	25	0		0,538	0,518	0,489
Stats05	1200 – 2300	200	20	30		0,667	0,602	0,628
Stats05a	1200 – 2300	200	10	45		0,674	0,628	0,662
Stats06	1200 – 2300	150	25	0		0,618	0,575	0,556
Stats07	1200 – 2300	200	10	30		0,688	0,703	0,686
Stats08	1200 – 2300	150	10	60	0,650	0,614	0,622	

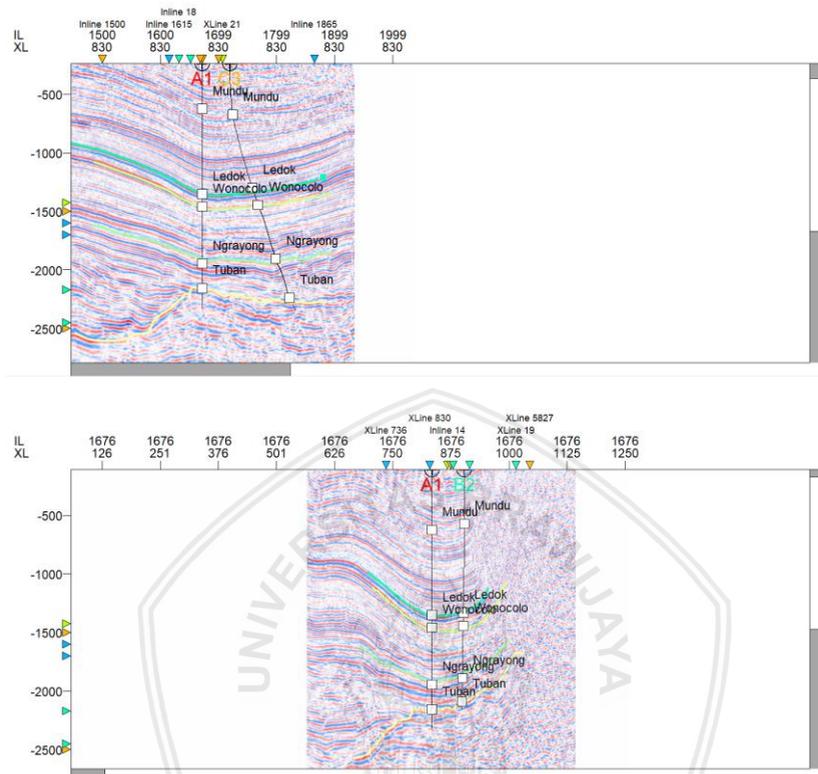
Setelah diaplikasikannya *wavelet* Stats07 dalam proses *well-seismic tie*, diperoleh nilai korelasi yang cukup baik untuk ketiga sumur. Nilai korelasi minimum yang dianggap layak untuk digunakan dalam proses selanjutnya adalah 0,65. Secara berturut-turut nilai korelasi pada sumur A1, B2, dan C3 adalah 0,688, 0,703, dan 0,686 dengan fokus rentang yang diikat adalah formasi Ledok hingga formasi Tuban.

## 4.2.2 Interpretasi patahan dan horizon



**Gambar 4. 5** Interpretasi patahan pada *inline* 1680

Interpretasi patahan dilakukan sebagai analisis struktur, di mana pada penampang seismik patahan dicirikan dengan ketidakterusan lateral dari reflektor seismik. Interpretasi patahan dilakukan pada penampang *inline* yang kemudian diperiksa kembali pada penampang *crossline* secara berulang. Gambar 4. 5 menunjukkan *picking* patahan pada penampang *inline* 1680 yang diindikasikan patahan tersebut adalah patahan naik. Dari hasil interpretasi patahan yang dilakukan, diketahui terdapat satu buah patahan naik berorientasi timur – barat yang melintasi Lapangan J. Terdapat beberapa rekahan kecil tetapi pada interpretasi patahan ini tidak ditandai dengan pertimbangan rekahan tersebut tidak memengaruhi migrasi ataupun perangkap hidrokarbon pada Lapangan J. Patahan naik tersebut terjadi akibat proses inversi struktur yang terjadi pada Cekungan Jawa Timur pada zaman Miosen Akhir – saat ini.



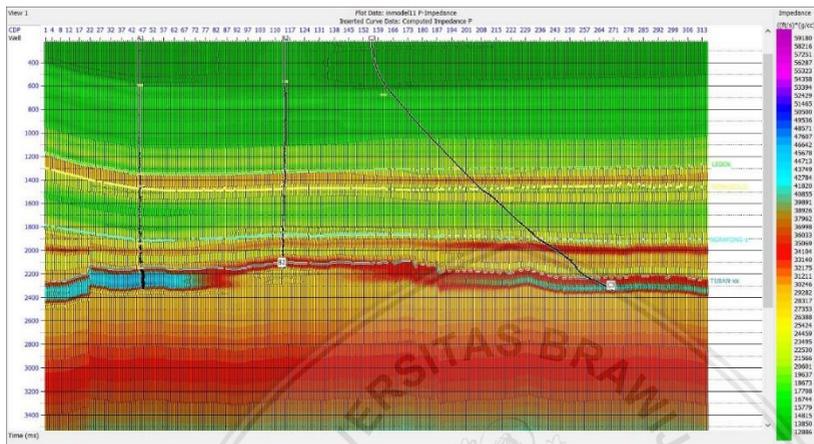
**Gambar 4. 6** Interpretasi horizon pada *crossline* 830 (atas) dan *inline* 1676 (bawah)

Setelah melakukan interpretasi patahan, dilakukan interpretasi horizon. Penarikan kemenerusan horizon dilakukan dengan menelusuri pola reflektor seismiknya. Pada penelitian ini, interpretasi horizon dilakukan berdasarkan data *top* formasi yang tersedia, tetapi terdapat 1 *top* formasi yang tidak digunakan, yaitu *top* formasi Mundu. *Top* formasi yang digunakan dalam interpretasi horizon adalah *top* formasi Ledok, Wonocolo, Ngrayong, dan Tuban. Horizon yang diinterpretasi tersebut telah disesuaikan dengan hasil proses *well-seismic tie*, di mana penarikan kemenerusan horizon dilakukan pada horizon tipe *peak/through* yang ditandai dengan skala warna putih. *Tracking* horizon dilakukan pada penampang *crossline* dan *inline* dengan spasi 10 untuk tiap horizonnya pada rentang *inline* 1501 - 1876

dan *crossline* 710 - 1030. Gambar 4. 6 menunjukkan hasil *tracking* horizon pada *crossline* 830 dan *inline* 1676.

### 4.3 Inversi Impedansi Akustik

#### 4.3.1 Model awal inversi



**Gambar 4. 7** Model awal inversi

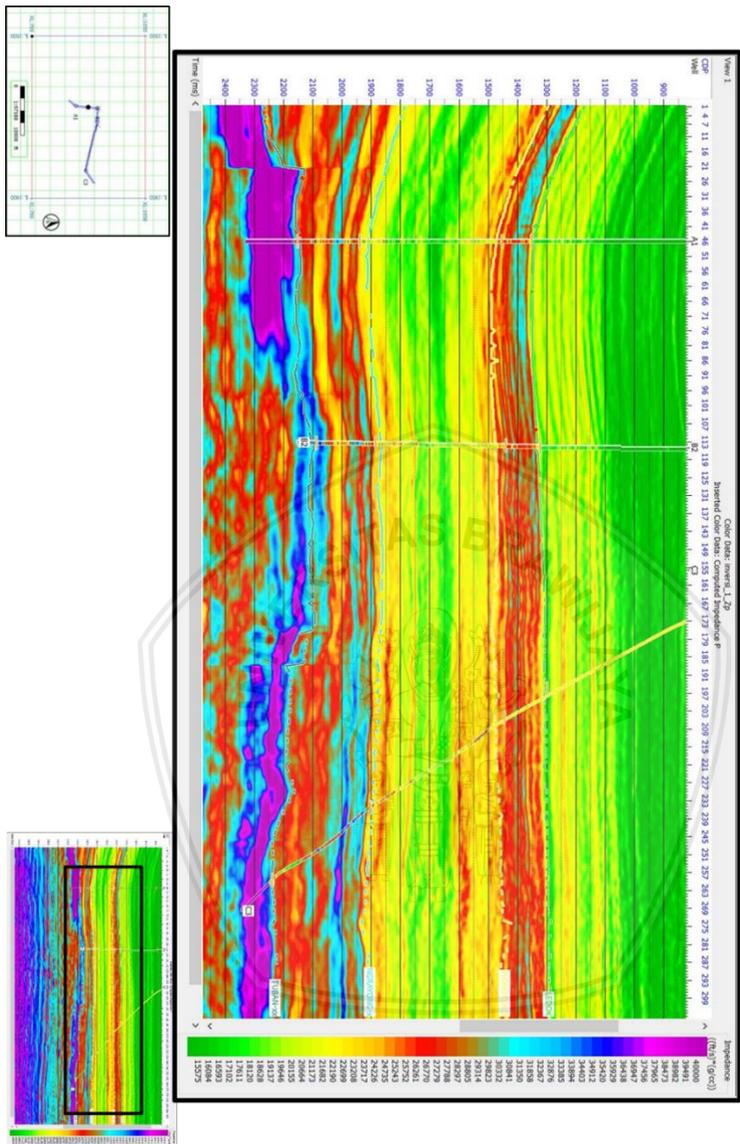
Gambar 4.7 menunjukkan model awal yang akan digunakan dalam proses inversi seismik. Pada pembuatannya, digunakan data sumur dan hasil interpretasi horizon. Data sumur yang digunakan adalah data sumur A1, B2, dan C3 yaitu data log densitas dan log kecepatan sumur untuk memperoleh nilai impedansi akustik sumur. Namun, sumur C3 tidak memiliki log sonik pada formasi Ledok, sehingga pada rentang tersebut log sonik diekstrak dari log sonik sumur A1. Ekstrak log sonik dari sumur A1 dilakukan dengan pertimbangan bahwa pada formasi Ledok, sumur A1 dan sumur C3 memiliki tubuh batuan yang sama sehingga nilai kecepatannya akan sama. Nilai impedansi akustik sumur kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* yang menghasilkan persebaran nilai impedansi akustik secara lateral. *Wavelet* yang digunakan pada pembuatan model awal inversi sama dengan *wavelet* yang digunakan dalam proses *well-seismic tie*.

### 4.3.2 Analisis inversi

Analisis inversi dilakukan dengan tujuan untuk memperoleh parameter inversi saat korelasi antara data sumur dan data seismik memiliki nilai yang tinggi. Analisis inversi dilakukan pada sumur A1, B2, dan C3 yang disesuaikan dengan sumur yang digunakan dalam pembuatan model awal inversi. Secara kuantitatif, diperoleh nilai korelasi pada sumur A1, B2, dan C3 berturut-turut adalah 0,99, 0,99, dan 0,98. Nilai korelasi tersebut dianggap baik sehingga parameter inversi dari hasil analisis ini dapat digunakan.

### 4.3.3 Inversi seismik impedansi akustik

Inversi seismik pada penelitian ini dilakukan menggunakan metode inversi *model-based*, di mana hasil yang diperoleh menunjukkan kesesuaian antara impedansi seismik dan impedansi sumur. Secara kualitatif, impedansi seismik dan impedansi sumur yang dihasilkan dari proses inversi ini ditandai dengan kesesuaian warna (Gambar 4.8). Nilai AI yang diperoleh dari hasil seismik inversi ini adalah sekitar  $\pm 15000 - 40000 \text{ ft/s} \cdot \text{g/cc}$ . Hasil akhir dari inversi seismik impedansi akustik ini adalah volume impedansi akustik (AI). Volume AI ini selanjutnya digunakan dalam membuat volume densitas dan kecepatan inversi.



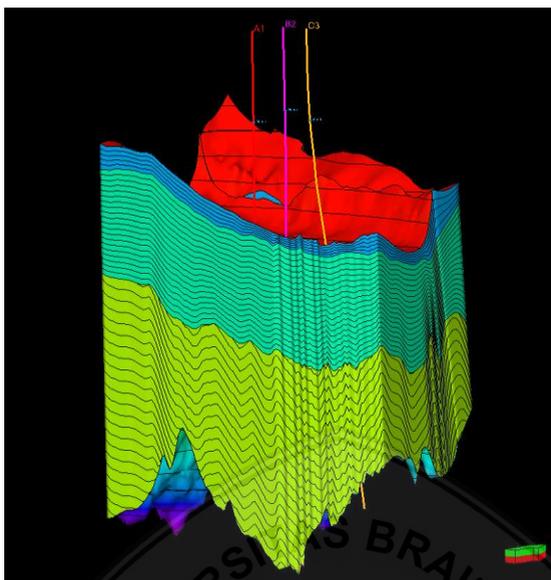
Gambar 4. 8 Hasil seismik inversi impedansi akustik

## 4.4 Pemodelan 3D Tekanan Pori

### 4.4.1 Pemodelan struktur

Pemodelan struktur dilakukan untuk memperoleh templat model yang akan digunakan dan telah dijustifikasi dengan pola struktur yang ada pada daerah penelitian. Pemodelan struktur dalam penelitian ini terdiri dari 3 tahap, yaitu pemodelan patahan, pembuatan horizon, dan *layering*.

Pemodelan patahan menggunakan satu buah patahan berorientasi timur – barat yang terletak di utara ketiga sumur. Dalam pengisian *gaps* pada proses pembuatan horizon, digunakan *convergent gridder* yang umum digunakan dan baik untuk mengekstrapolasi data. Dalam memasukkan model patahan, digunakan jarak 200 & 250 yang merupakan hasil terbaik dalam proses iterasi pembuatan horizon sehingga model dianggap mendekati keadaan riil di lapangan. Proses *layering* dilakukan untuk merincikan zona dari suatu model. Dalam penelitian ini, terdapat 3 zona, yaitu zona 1 yang dibatasi dengan *top* Ledok (bagian atas) dan *top* Wonocolo (bagian bawah), zona 2 yang dibatasi dengan *top* Wonocolo (bagian atas) dan *top* Ngrayong (bagian bawah), dan zona 3 yang dibatasi dengan *top* Ngrayong (bagian atas) dan *top* Tuban (bagian bawah) (Gambar 4. 9). Dalam pembagian zona, zona 1 menggunakan metode *proportional* dengan jumlah lapisan 5, zona 2 menggunakan metode *proportional* dengan jumlah lapisan 20, dan zona 3 menggunakan metode *follow top* dengan ketebalan *cell* 250. Metode *proportional* digunakan pada zona 1 dan zona 2 karena ditinjau dari seismik stratigrafinya perlapisan pada kedua zona tersebut adalah paralel. Untuk zona 3 digunakan metode *follow top* karena berdasarkan seismik stratigrafi pada zona 3, pola yang terbentuk adalah sedimen *onlap*. Jumlah lapisan serta ketebalan *cell* ditentukan dari selisih *surface* batas atas dan batas bawah yang kemudian dirata-ratakan. Pada Gambar 4. 9, zona 1 ditandai dengan warna biru, zona 2 dengan warna hijau, dan zona 3 dengan warna hijau muda.



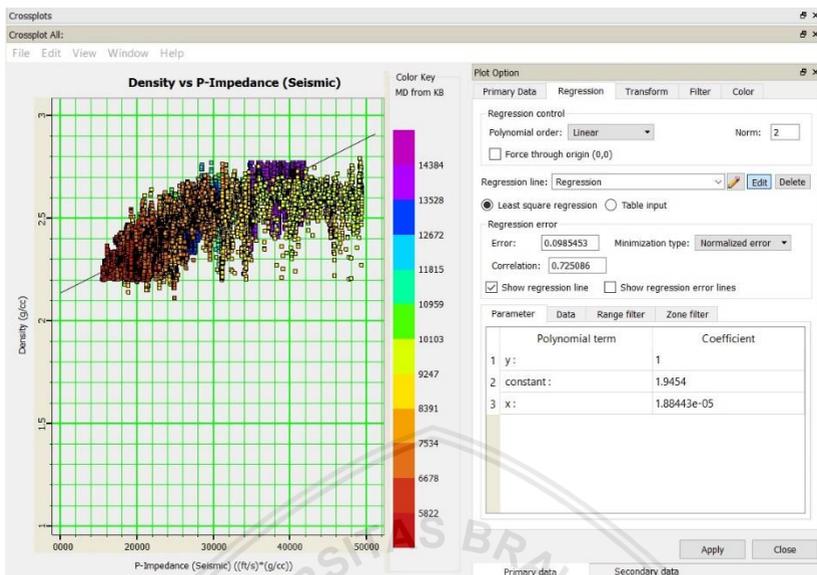
**Gambar 4. 9** Hasil pemodelan struktur Lapangan J

#### 4.4.2 *Cube* densitas

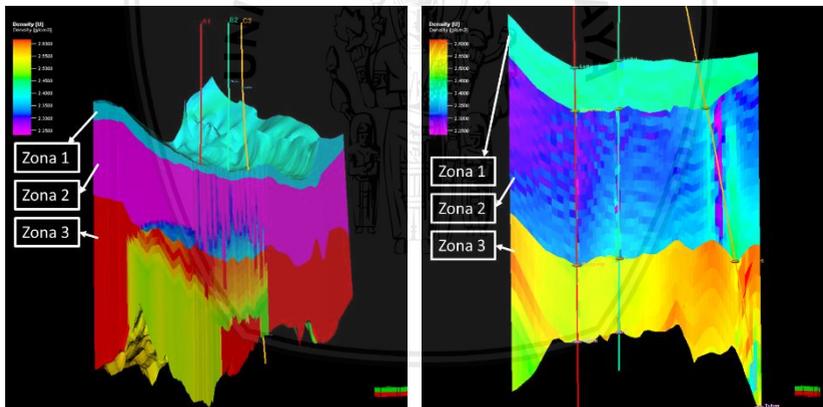
*Cube* densitas diperoleh dari persamaan regresi linear plot silang antara impedansi akustik (AI) seismik dan log densitas (Gambar 4. 10). Dari plot silang yang dilakukan, diperoleh nilai korelasi terbaik sebesar 0,725 dengan nilai *error* 0,09, di mana dengan nilai korelasi tersebut diperoleh persamaan regresi linear (4.1) yang digunakan dalam membuat *cube* densitas.

$$y = 1,88e^{-05} x + 1,9454 \quad (4.1)$$

Pada Gambar 4. 11, terlihat bahwa densitas bertambah seiring kedalaman, yang ditandai dengan warna merah adalah densitas tinggi dan ungu adalah densitas rendah. Terlihat bahwa zona 1 memiliki densitas yang lebih tinggi dibanding zona 2, karena zona 1 merupakan formasi Ledok yang memiliki tubuh batuan karbonat, di mana batuan karbonat memiliki rata-rata densitas *bulk* yang lebih besar dibanding *claystone*. Zona 3 merupakan formasi Ngrayong memiliki besaran densitas yang lebih heterogen karena formasi tersebut secara regional memiliki lapisan yang lebih heterogen, yaitu batuan *claystone*, sisipan batupasir, dan sisipan karbonat.



Gambar 4. 10 Plot silang AI seismik dan log densitas



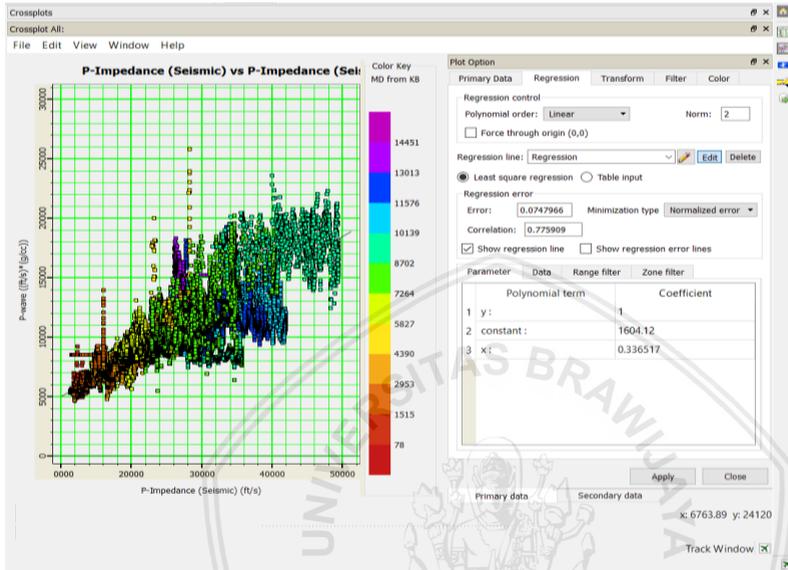
Gambar 4. 11 Cube densitas

#### 4.4.3 Cube kecepatan inversi

Plot silang juga dilakukan antara AI seismik dan log kecepatan (Gambar 4. 12) untuk memperoleh persamaan regresi linier sehingga *cube* kecepatan inversi dapat dibuat. Secara kuantitatif, diperoleh nilai korelasi terbaik dari plot silang kedua data tersebut adalah 0,775

dengan *error* sebesar 0,7. Dengan nilai korelasi tersebut diperoleh persamaan (4.2) yang digunakan dalam membuat *cube* kecepatan inversi.

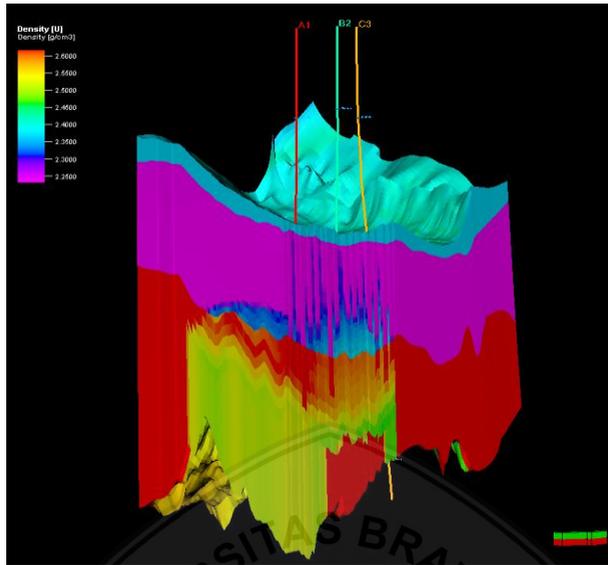
$$y = 0,34 x + 1.604,12 \quad (4.2)$$



**Gambar 4. 12** Plot silang AI seismik dan log kecepatan

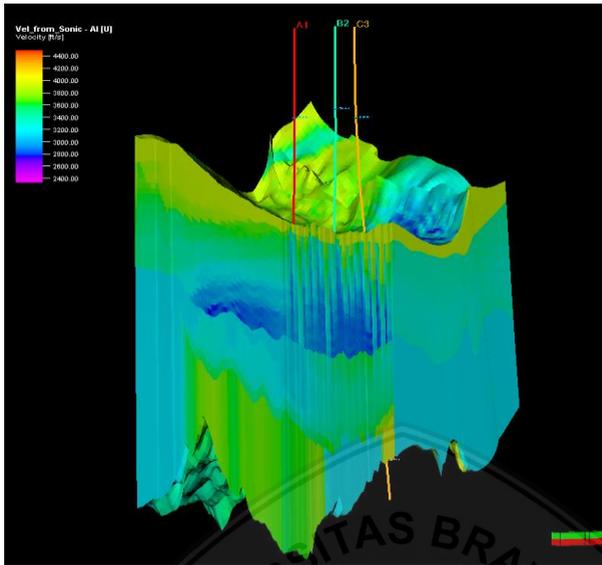
#### 4.4.4 Properti model

Seperti yang telah dijelaskan pada Bab 3.7.5 dan Bab 3.7.6, dilakukan pembuatan tren densitas, tren kecepatan, dan *upscaling well logs* sebelum pembuatan properti model densitas dan model kecepatan. Properti model yang diperoleh adalah properti model densitas, kecepatan inversi terkoreksi, dan kecepatan interval terkoreksi. Ketiga properti model ini kemudian digunakan untuk membuat *cube* yang dibutuhkan dalam menganalisis tekanan pori.



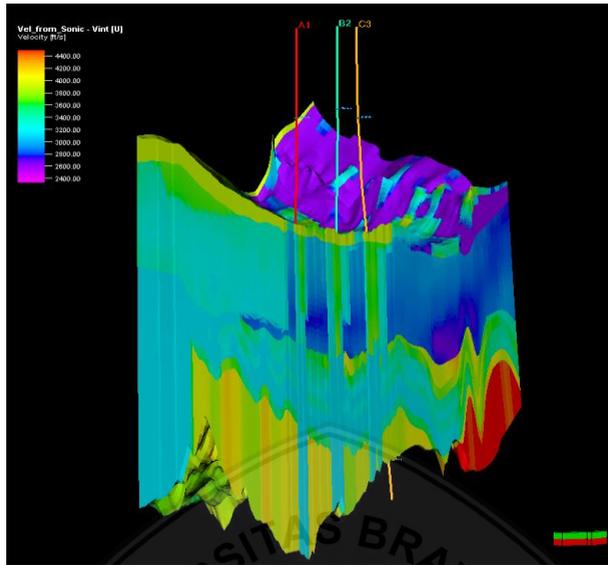
**Gambar 4. 13** Properti model densitas

Pada Gambar 4. 13 terlihat bahwa hasil properti model densitas tidak berbeda dengan *cube* densitas yang digunakan sebagai tren model. Gambar 4. 14 merupakan hasil properti model log kecepatan yang menggunakan tren kecepatan inversi, yang kemudian disebut sebagai properti model kecepatan inversi. Dari properti model ini terlihat bahwa kecepatan cenderung homogen secara lateral per zonanya, kecuali pada formasi Wonocolo yang terdapat indikasi zona *overpressure*.



**Gambar 4. 14** Properti model kecepatan inversi

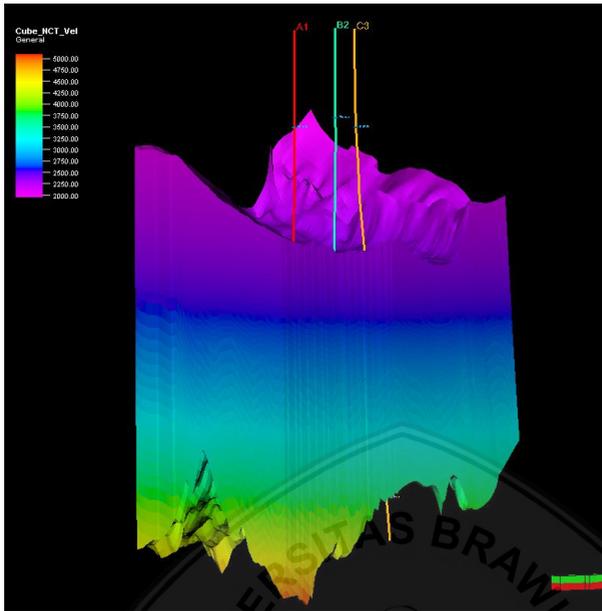
Gambar 4. 15 merupakan hasil properti model log kecepatan menggunakan tren kecepatan interval yang kemudian disebut sebagai properti model kecepatan interval. Dibandingkan dengan properti model kecepatan inversi, pada model kecepatan interval nilai kecepatan cenderung heterogen secara lateral per zonanya, yang diindikasikan dipengaruhi oleh proses *semblance picking* saat proses pengolahan data *cube* kecepatan interval. Selain karena proses *semblance picking*, kecepatan pada model kecepatan interval lebih heterogen karena tidak dipengaruhi oleh batasan (*constraint*) seperti pada *cube* kecepatan inversi.



Gambar 4. 15 Properti model kecepatan interval

#### 4.4.5 *Cube* NCT kecepatan

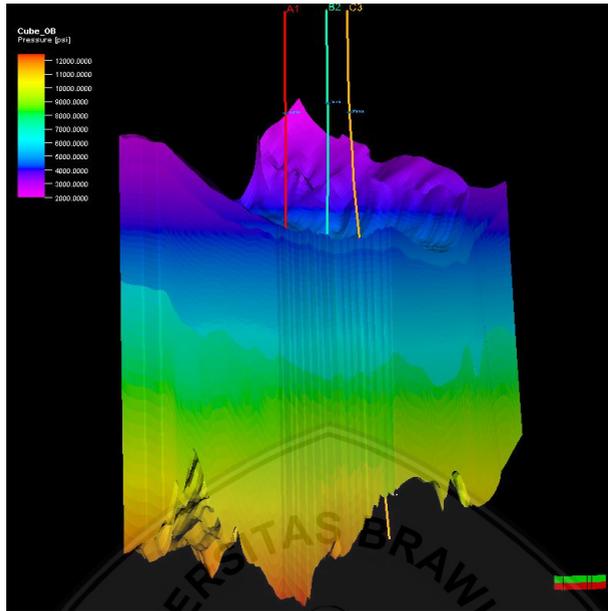
*Cube* NCT kecepatan diperoleh dari konversi rata-rata NCT sonik ketiga sumur yang digunakan pada analisis tekanan pori 1D (Bab 4.1). Gambar 4. 16 menunjukkan bahwa *cube* NCT kecepatan merupakan fungsi linear dari kedalaman, sehingga nilai NCT kecepatan akan bertambah seiring pertambahan kedalaman.



Gambar 4. 16 *Cube* NCT Kecepatan

#### 4.4.6 *Cube* tekanan *overburden*

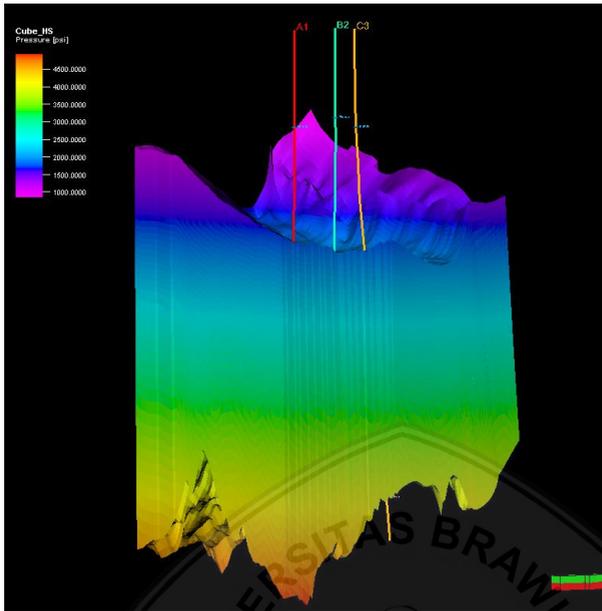
Gambar 4. 17 merupakan *cube* tekanan *overburden* yang diperoleh dari persamaan seperti pada Bab 3.8.1. Pada Gambar 4. 17 terlihat bahwa tekanan *overburden* Lapangan J bertambah seiring bertambahnya kedalaman, dengan rentang nilai tekanan *overburden* 2000 – 12000 psi.



Gambar 4. 17 *Cube* tekanan overburden

#### 4.4.7 *Cube* tekanan hidrostatik

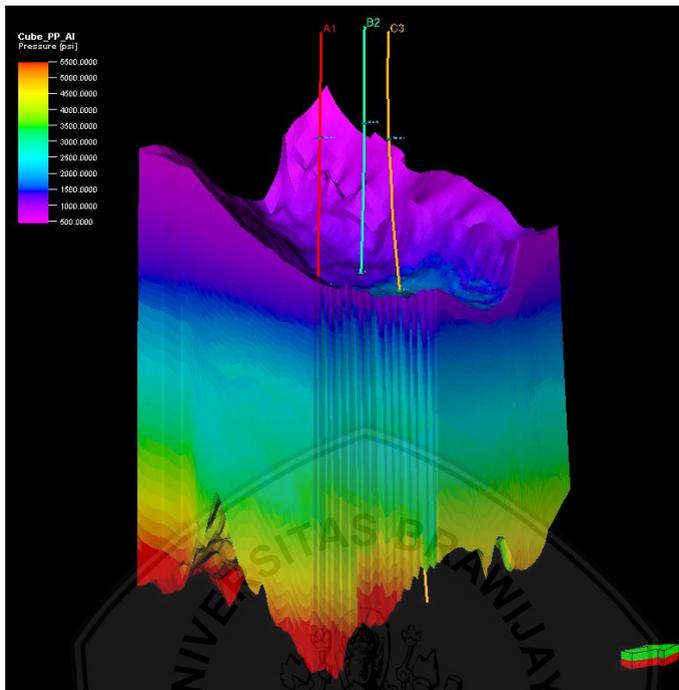
Gambar 4. 18 merupakan *cube* tekanan hidrostatik Lapangan J yang diperoleh dari persamaan seperti pada Bab 3.8.1. Terlihat bahwa nilai tekanan hidrostatik secara lateral cenderung homogen dan bertambah seiring bertambahnya kedalaman. Nilai tekanan hidrostatik Lapangan J berada pada rentang 1000 – 4500 psi, di mana yang rendah ditandai dengan warna ungu, sedangkan yang tinggi ditandai dengan warna kuning kemerahan.



**Gambar 4. 18** *Cube* tekanan hidrostatik

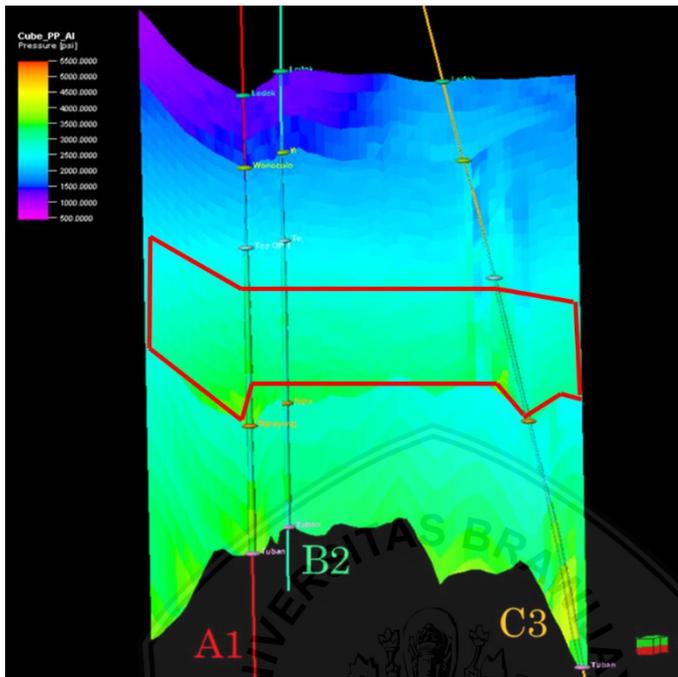
#### 4.4.8 Model 3D tekanan pori

Dalam membuat model 3D tekanan pori menggunakan Metode Eaton, terdapat beberapa data variabel yang harus tersedia, yaitu tekanan *overburden*, tekanan hidrostatik, kecepatan, dan NCT kecepatan. Dalam penelitian ini, terdapat dua variabel kecepatan yang digunakan, yaitu kecepatan interval dan kecepatan inversi yang diperoleh dari properti model (Bab 4.4.4), sehingga diperoleh dua jenis model 3D tekanan pori.



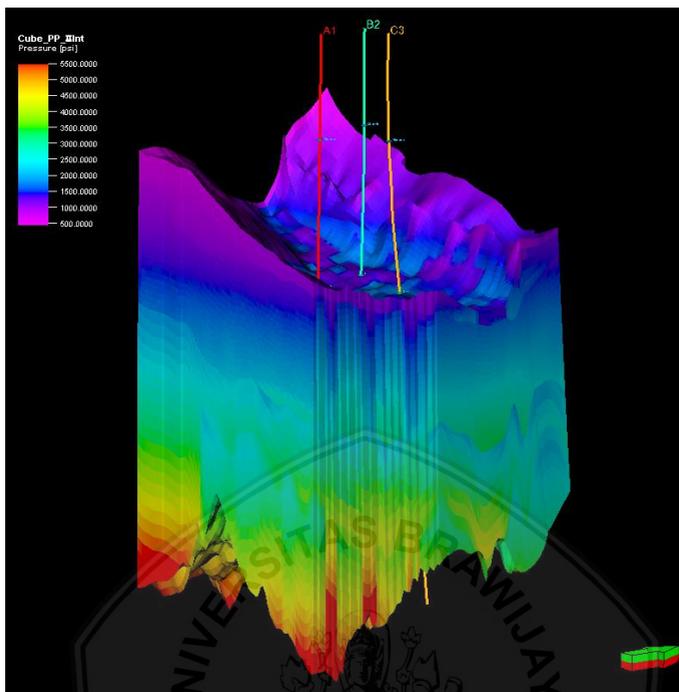
**Gambar 4. 19** Model 3D Tekanan Pori dengan Variabel Kecepatan Inversi

Gambar 4. 19 merupakan model 3D tekanan pori menggunakan variabel kecepatan inversi. Terlihat bahwa tekanan pori Lapangan J cenderung homogen secara lateral, dan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, dengan rentang nilai tekanan pori 500 – 5500 psi. Untuk memvalidasi hasil analisis tekanan pori 1D di mana terdapat indikasi zona *overpressure* pada formasi Wonocolo (zona 2), maka dilakukan penyayatan vertikal (*vertical slicing*) pada model yang melewati ketiga sumur, sehingga dapat terlihat persebaran tekanan pori secara lateral (Gambar 4. 20).



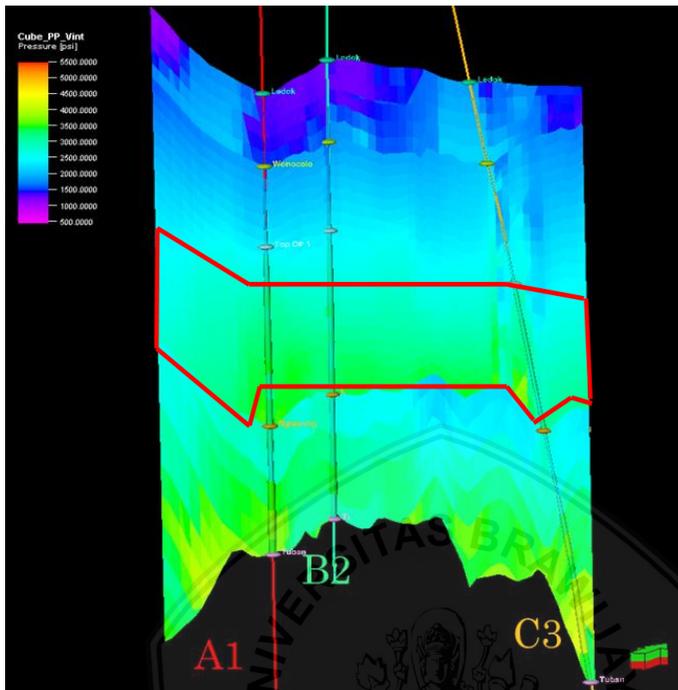
**Gambar 4. 20** Sayatan Model 3D Tekanan Pori dengan Variabel Tekanan Inversi

Gambar 4. 20 menunjukkan bahwa pada formasi Wonocolo (zona 2) terdapat indikasi zona *overpressure* yang ditandai dengan kotak merah, dengan nilai tekanan pori sekitar 3000 – 4000 psi. Secara lateral, persebaran zona *overpressure* (zona OP) cenderung berada di tengah area penelitian dan memiliki persebaran yang rendah pada area barat dari ketiga sumur.



**Gambar 4. 21** Model 3D Tekanan Pori dengan Variabel Kecepatan Interval

Gambar 4. 21 merupakan model 3D tekanan pori menggunakan variabel kecepatan interval. Terlihat bahwa tekanan pori Lapangan J cenderung homogen secara lateral, dan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, dengan rentang nilai tekanan pori 500 – 5500 psi. Dibandingkan dengan Gambar 4. 19, model 3D tekanan pori dengan variabel kecepatan interval cenderung lebih heterogen secara lateral. Hal tersebut dipengaruhi oleh properti model kecepatan interval (Gambar 4. 15) yang digunakan dalam membuat model ini. Perbedaan yang cukup mencolok antara kedua model 3D tekanan pori yang dibuat terletak pada persebaran tekanan pori pada zona 1 (formasi Ledok), di mana pada Gambar 4. 21 secara lateral persebaran tekanan porinya cenderung lebih bervariasi, dengan rentang nilai sekitar 500 – 2500 psi. Secara lateral, persebaran zona *overpressure* (zona OP) cenderung berada di tengah area penelitian dan memiliki persebaran yang rendah pada area barat dari ketiga sumur.



**Gambar 4. 22** Sayatan Model 3D Tekanan Pori dengan Variabel Kecepatan Interval

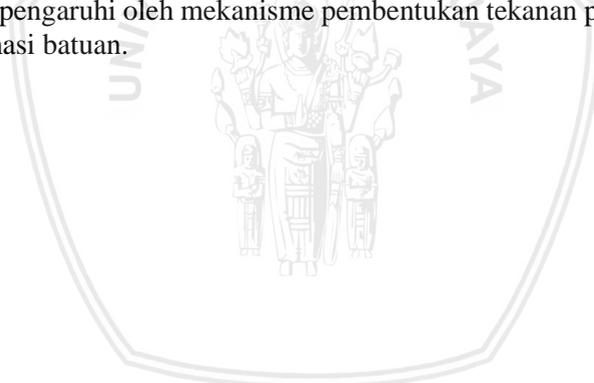
Model 3D tekanan pori dengan variabel kecepatan interval juga digunakan untuk memvalidasi hasil analisis tekanan pori 1D di mana terdapat indikasi zona *overpressure* pada formasi Wonocolo (zona 2), sehingga dilakukan penyayatan vertikal (*vertical slicing*) pada model yang melewati ketiga sumur. Gambar 4. 22 menunjukkan bahwa pada formasi Wonocolo (zona 2) terdapat indikasi *zona overpressure* yang ditandai dengan kotak merah, dengan nilai tekanan pori sekitar 3000 – 4000 psi.

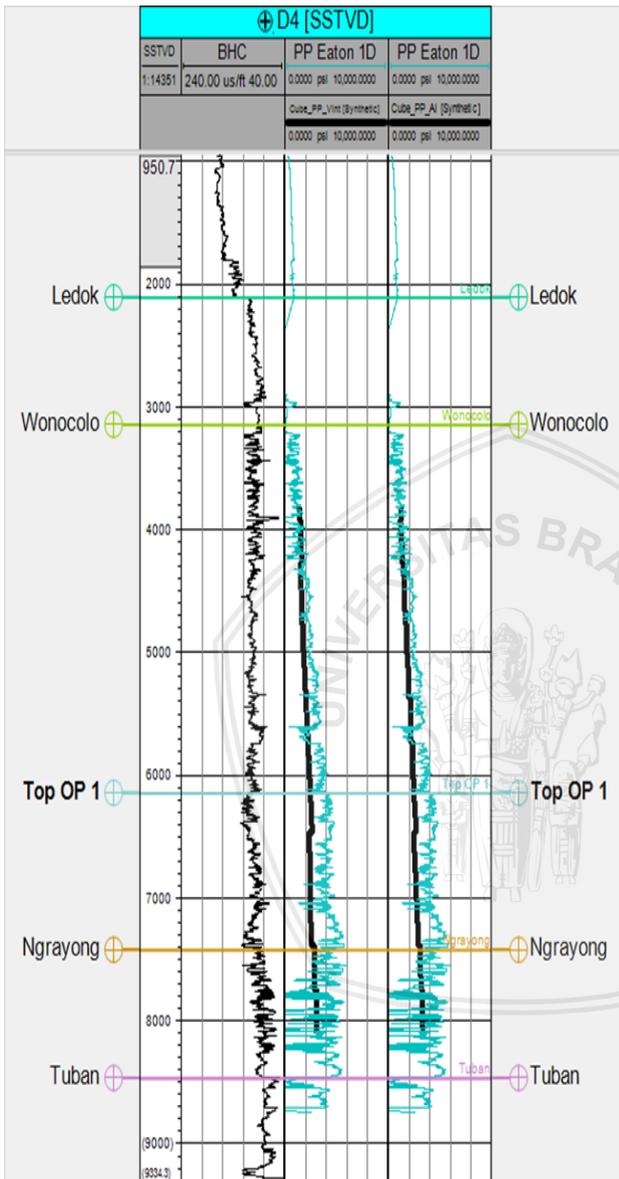
Selanjutnya, dilakukan *blind test* pada kedua model. *Blind test* merupakan proses yang menggunakan data tekanan pori 3D yang telah diekstrak ke dalam bentuk log dan data tekanan pori 1D sumur lain yang tidak digunakan dalam analisis tekanan pori 1D penelitian ini. Hal ini bertujuan untuk memvalidasi bahwa persebaran tekanan pori dari model 3D merepresentasikan persebaran tekanan pori secara

menyeluruh pada lapangan penelitian, dengan melihat bahwa pada sumur lain secara vertikal persebaran tekanan pori sudah sesuai secara kualitatif.

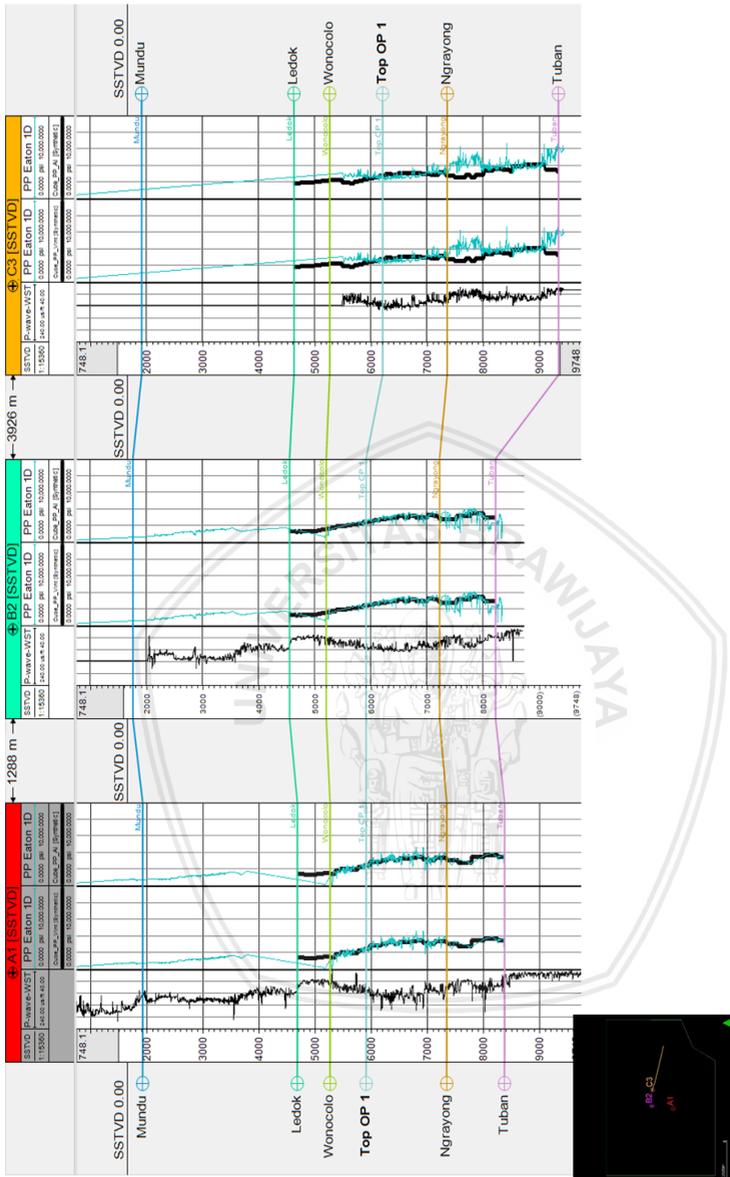
Pada Gambar 4. 23 terlihat bahwa tren log dari ekstrak model 3D tekanan pori (grafik hitam), baik dengan variabel kecepatan interval dan kecepatan inversi, memiliki tren yang mirip dengan tren tekanan pori 1D (grafik biru muda) pada sumur D4. Hal ini memvalidasi bahwa model 3D tekanan pori yang dibuat sudah merepresentasikan persebaran tekanan pori secara menyeluruh pada Lapangan J, sehingga dapat digunakan dalam pertimbangan mendesain operasional sumur baru pada Lapangan J.

Selain itu, dilakukan pula perbandingan tren kurva tekanan pori dari model 3D dengan tren kurva tekanan pori 1D pada ketiga sumur yang digunakan dalam penelitian. Dari Gambar 4. 24 terlihat bahwa tren tekanan pori dari model 3D (grafik hitam) dengan tren tekanan pori 1D (grafik biru muda) pada ketiga sumur sudah sama atau sesuai secara kualitatif. Adanya perbedaan tren pada sumur C3 kedalaman  $\pm 7300 - 8000$  ft perlu diuji lebih lanjut, karena diindikasikan hal tersebut dipengaruhi oleh mekanisme pembentukan tekanan pori pada suatu formasi batuan.





**Gambar 4. 23** Blind test model 3D tekanan pori dengan variabel kecepatan inversi dan tekanan pori sumur D4



Gambar 4. 24 Perbandingan Tren Tekanan Pori dari Model 3D dan Model 1D



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

## BAB V PENUTUP

### 5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian, maka dapat disimpulkan bahwa pemodelan 3D tekanan pori dapat dilakukan berdasarkan data sumur, data kecepatan (dalam hal ini adalah *cube* kecepatan interval), serta model inversi impedansi akustik.

Secara lateral, persebaran tekanan pori pada kedua model, baik berdasarkan kecepatan interval dan kecepatan inversi, cenderung homogen. Kedua model tekanan pori 3D menunjukkan tren yang relatif sama dengan tekanan pori 1D pada ketiga sumur. Hasil *blind test* juga menunjukkan tren yang relatif sama, sehingga dianggap bahwa kedua model 3D secara kualitatif telah merepresentasikan persebaran tekanan pori pada Lapangan J.

Dari model tekanan pori 3D, terlihat adanya indikasi zona *overpressure* pada kedalaman  $\pm 5900 - 7000$  ft, yang terletak pada formasi Wonocolo, dengan nilai tekanan pori  $\pm 3500 - 4500$  psi, di mana, secara lateral, zona *overpressure* tersebut cenderung berada di tengah area penelitian dan memiliki persebaran yang rendah pada area barat dari ketiga sumur.

### 5.2 Saran

Berdasarkan kesimpulan dari penelitian yang telah dilakukan, penulis memberikan saran yang ditujukan sebagai pengembangan penelitian, yaitu:

1. Dilakukannya analisis mekanisme pembentukan zona *overpressure* pada daerah penelitian.
2. Model 3D tekanan pori dapat divalidasi dengan data kejadian pengeboran (*drilling event*).
3. Hasil penelitian dapat digunakan dalam perancangan operasional sumur pengeboran baru.



*Halaman ini sengaja dikosongkan*

**DAFTAR PUSTAKA**

- Abdullah, A. 2008. *Well Seismic Tie*. Diambil dari <http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2008/11/well-seismic-tie.html>, tanggal akses: 3 Juli 2019.
- Arohman, Z. 2016. *Karakterisasi Reservoir Migas Menggunakan Seismik Inversi Impedansi Akustik dan Analisis Seismik Multiatribut pada Lapangan "ZA", Formasi Baturaja, Cekungan Sumatera Selatan*. Universitas Lampung. Lampung.
- Budiman, M. A., D. D. Warnana dan F. Syaifuddin. 2017. Kajian dan Komparasi Teoritis Metode Prediksi Tekanan Pori: Metode Eaton dan Metode Bower. *Jurnal Teknik ITS*, 6(2), 2–6.
- Dutta, N. C. 2002. Geopressure prediction using seismic data: Current status and the road ahead. *Geophysics*, 67(6), 2012–2041.
- Htwe, P., S. S. Surjono, D. H. Amijaya dan K. Sasaki. 2015. Depositional Model of Ngrayong Formation in Madura Area , North East Java Basin, Indonesia. *SE Asian Applied Geology*, 7(2), 51–60.
- Jackson, C. A.-L., H. Grunhagen, J. A. Howell, A. L. Larsen, A. Andersson, F. Boen dan A. Groth. 2010. 3D seismic imaging of lower delta-plain beach ridges: lower Brent Group, northern North Sea. *Journal of the Geological Society*, 167(6), 1225–1236.
- Juhatta, T., A. M. Ramdhan dan Fatkhan. 2017. Prediksi Tekanan Pori dengan Data Seismik 3D dan Data Log Sumur Menggunakan Metode Eaton (Studi Kasus di Cekungan Bonaparte Utara). *Bulletin of Geology*, 1(2), 107–122.
- Muhazzib, A. S. Bahri dan A. Widodo. 2017. Prediksi Tekanan Pori Menggunakan Metode Kompresibilitas di Reservoir Karbonat, Studi Kasus: Lapangan MZ. *Jurnal Teknik ITS*, 6(2).
- Pertamina-Petrochina East Java, J. 2011. *Geological and Geophysical Re-evaluation Fieldwork Report*. Unpublished.
- Ramdhan, A. M. 2010. *Overpressure and compaction in the lower Kutai Basin, Indonesia*. Durham e-Theses. Durham.

- Rider, M. 2000. *The Geological Interpretation of Well Logs 2nd Edition*. Rider-French Consulting Ltd.. Rogart.
- Russell, B. 1988. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Society of Exploration Geophysicists. Texas.
- Satyana, A. H. 2004. Rembang-Madura-Kangean-Sakala ( RMKS ) Fault Zone , East Java Basin : The Origin and Nature of a Geologic Border. *IAGI 33<sup>rd</sup> Annual Convention (Proceedings)* (December), 1–23.
- Sismanto. 2006. *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Seismik*. Universitas Gadjah Mada. Yogyakarta.
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Sukmono, S. 2016. *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*. Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Susilohadi. 1995. *Late tertiary and quaternary geology of the East Java Basin , Indonesia*. University of Wollongong. New South Wales.
- Syaputra, M. R., B. S. Mulyatno, Karyanto dan Y. Herdiana. 2011. Pemodelan Prediksi Tekanan Pori Menggunakan Metode Eaton ' S Berdasarkan Data Interval Velocity Pada Lapangan Hidrokarbon “ Ertiga ”, Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(1).
- Veeken, P. C. H. 2007. *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation* (K. Helbig & S. Treitel, Ed.) (Volume 37). Elsevier Ltd. Oxford.
- Yanto, H. 2011. *Prediksi Tekanan Pori Dengan Menggunakan Data Kecepatan Seismik : Studi Kasus , Lapangan X Laut Dalam Selat Makasar*. Universitas Indonesia. Depok.
- Zakrevsky, K. E. 2011. *Geological 3D Modelling*. EAGE Publications. Houten.

## LAMPIRAN

Lampiran 1. Cuplikan data tekanan pori berdasarkan sumur (Sumur A1)

Depth	Depth (TVDGL)	DT	NCT	Overburden Stress	Hydrostatic Pressure	Eaton Expi	Eaton PP	Eaton PP smoothed
0	0	0	0	0	0	0	0	0
646	625	175.6	184.043	198.4675	270.625	1	274.0944	274.0943779
647	626	181.33	184.0259	199.5982	271.058	1	272.1204	272.120422
648	627	182.19	184.0088	200.7289	271.491	1	272.1974	272.1974351
649	628	182.44	183.9918	201.8596	271.924	1	272.5199	272.5199499
650	629	182.6	183.9747	202.9903	272.357	1	272.8792	272.8792335
651	630	179.19	183.9577	204.121	272.79	1	274.6171	274.6170633
652	631	176.6	183.9406	205.2517	273.223	1	276.0483	276.0483161
653	632	171.38	183.9236	206.3824	273.656	1	278.5799	278.5798591
654	633	170.6	183.9065	207.5131	274.089	1	279.2818	279.2818055
655	634	168.88	183.8895	208.6438	274.522	1	280.377	280.3770253
656	635	168.3	183.8724	209.7745	274.955	1	280.986	280.9860044
657	636	169.88	183.8554	210.9052	275.388	1	280.6928	280.6927511
658	637	171.1	183.8383	212.0359	275.821	1	280.5698	280.5697712
664	643	174.69	183.7361	218.8201	278.419	1	281.5052	281.5052489
665	644	180.35	183.7191	219.9508	278.852	1	279.9523	279.9523083
666	645	181.1	183.702	221.0815	279.285	1	280.1213	280.1212563
667	646	183.38	183.685	222.2122	279.718	1	279.8136	279.8136403
668	647	183.6	183.668	223.3429	280.151	1	280.172	280.1720236
669	648	185.5	183.6509	224.4736	280.584	1	280.0247	280.584
670	649	186	183.6339	225.6043	281.017	1	280.3121	281.017
671	650	184.13	183.6169	226.735	281.45	1	281.2975	281.45
672	651	183.6	183.5999	227.8657	281.883	1	281.883	281.883
673	652	177	183.5828	228.9964	282.316	1	284.299	284.2990156
674	653	175.5	183.5658	230.1271	282.749	1	285.1675	285.1674506
675	654	175.63	183.5488	231.2578	283.182	1	285.5232	285.5231529
676	655	174.69	183.5318	232.3885	283.615	1	286.2078	286.2077807
708	687	163	182.988	268.5709	297.471	1	301.0149	301.0148928
713	692	170.99	182.9031	274.2244	299.636	1	301.4065	301.4064654
714	693	171.3	182.8862	275.3551	300.069	1	301.7406	301.7405695
715	694	173.69	182.8692	276.4858	300.502	1	301.7712	301.7712161
716	695	174.69	182.8523	277.6165	300.935	1	302.0245	302.0245407
717	696	175.19	182.8353	278.7472	301.368	1	302.3552	302.3551743

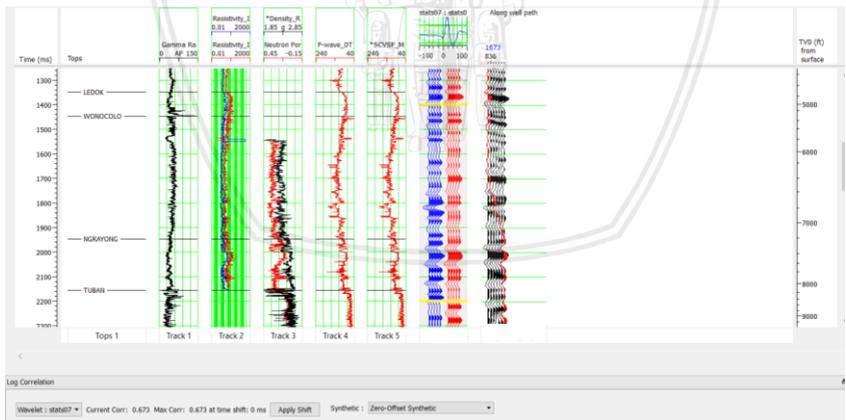
Lampiran 2. Cuplikan data tekanan pori berdasarkan sumur (Sumur B2)

Depth	Depth (TVDGL)	DT	DT NCT	Overburden Stress	Hydrostati	Eaton Exp	Eaton PP	Eaton PP smoothed
0	0	0	0	0	0	0	0	0
2210	2189	121.5	154.5609	1724.7289	947.837	1	736.4402	947.837
2219	2198	163.66	154.4456	1735.3498	951.734	1	995.8532	995.8531975
2220	2199	164.03	154.4328	1736.5299	952.167	1	998.0591	998.059137
2221	2200	156.88	154.42	1737.71	952.6	1	964.9111	964.9111334
2222	2201	145.1	154.4072	1738.8901	953.033	1	902.6255	953.033
2229	2208	136.16	154.3176	1747.1508	956.064	1	850.5685	956.064
2231	2210	134.1	154.2921	1749.511	956.93	1	837.5875	956.93
2234	2213	135.27	154.2537	1753.0513	958.229	1	846.6843	958.229
2241	2220	134.99	154.1642	1761.312	961.26	1	847.6194	961.26
2243	2222	135.19	154.1386	1763.6722	962.126	1	849.7788	962.126
2244	2223	134.8	154.1259	1764.8523	962.559	1	847.5367	962.559
2246	2225	133.63	154.1003	1767.2125	963.425	1	840.2956	963.425
2247	2226	134.47	154.0875	1768.3926	963.858	1	846.4862	963.858
2248	2227	135.61	154.0748	1769.5727	964.291	1	854.6432	964.291
2249	2228	136.53	154.062	1770.7528	964.724	1	861.2208	964.724
2250	2229	136.16	154.0492	1771.9329	965.157	1	859.1597	965.157
2251	2230	134.46	154.0365	1773.113	965.59	1	848.0203	965.59
2252	2231	133.55	154.0237	1774.2931	966.023	1	842.1124	966.023
2253	2232	135.55	154.0109	1775.4732	966.456	1	856.2738	966.456
2254	2233	137.19	153.9981	1776.6533	966.889	1	867.6789	966.889
2255	2234	137.3	153.9854	1777.8334	967.322	1	868.8246	967.322
2256	2235	137.61	153.9726	1779.0135	967.755	1	871.2917	967.755
2257	2236	136.32	153.9598	1780.1936	968.188	1	863.1143	968.188
2258	2237	135.83	153.9471	1781.3737	968.621	1	860.2156	968.621
2259	2238	135.3	153.9343	1782.5538	969.054	1	857.014	969.054
2260	2239	135.55	153.9216	1783.7339	969.487	1	859.1293	969.487
2261	2240	136.27	153.9088	1784.914	969.92	1	864.4271	969.92
2263	2242	137.8	153.8833	1787.2742	970.786	1	875.4898	970.786
2264	2243	137.32	153.8705	1788.4543	971.219	1	872.7216	971.219
2267	2246	137.75	153.8323	1791.9946	972.518	1	876.8444	972.518
2268	2247	138.19	153.8195	1793.1747	972.951	1	880.1824	972.951
2269	2248	138.05	153.8068	1794.3548	973.384	1	879.68	973.384

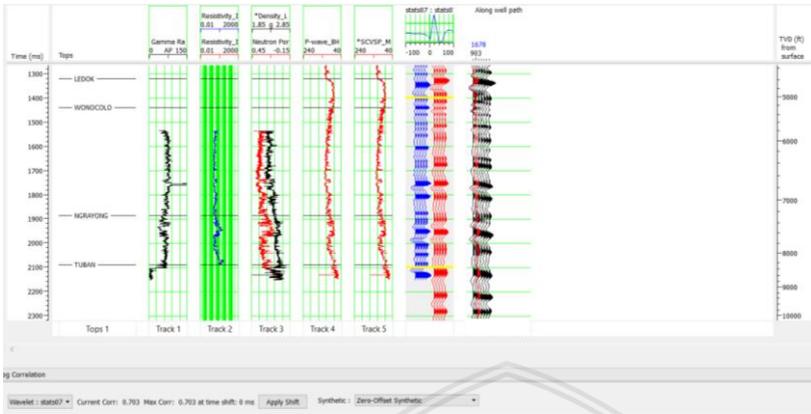
### Lampiran 3. Cuplikan data tekanan pori berdasarkan sumur (Sumur C3)

Depth (MD)	Depth (TVD)	Depth (TVDGL)	DT	NCT	Overburden Stress	Hydrostatic Pressure	Eaton Exponent	Eaton PP	Eaton PP smoothed
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7518	5587.6514	5554.6514	90.55196	115.1927	5700.48399	2405.164056	1	3059.65	3059.65095
7537.5	5599.0459	5566.0459	113.8892	115.0978	5713.428142	2410.097875	1	2435.68	2435.675097
7538	5599.3389	5566.3389	114.9607	115.0954	5713.76099	2410.224744	1	2413.05	2413.048894
7538.5	5599.6318	5566.6318	110.1858	115.093	5714.093725	2410.351569	1	2517.7	2517.697737
7539	5599.9248	5566.9248	112.9164	115.0905	5714.426573	2410.478438	1	2456.89	2456.890577
7540	5600.5107	5567.5107	113.4604	115.0856	5715.092155	2410.732133	1	2445.26	2445.26362
7540.5	5600.8037	5567.8037	116.6914	115.0832	5715.425003	2410.859002	1	2377.63	2410.859002
7541	5601.0972	5568.0972	115.7185	115.0808	5715.758419	2410.986088	1	2397.7	2410.986088
7541.5	5601.3901	5568.3901	112.384	115.0783	5716.091154	2411.112913	1	2468.92	2468.918794
7542.5	5601.9766	5568.9766	113.1908	115.0735	5716.757418	2411.366868	1	2451.47	2451.473606
7544.5	5603.1494	5570.1494	108.9607	115.0637	5718.089718	2411.87469	1	2546.97	2546.965732
7545.5	5603.7363	5570.7363	114.2605	115.0588	5718.756437	2412.128818	1	2428.98	2428.981284
7546.5	5604.3232	5571.3232	113.3695	115.0539	5719.423155	2412.382946	1	2448.23	2448.225125
7548	5605.2036	5572.2036	111.3406	115.0466	5720.42329	2412.764159	1	2493.07	2493.073785
7587	5628.2021	5595.2021	92.99982	114.8557	5746.549586	2422.722509	1	2992.09	2992.087379
7620	5647.8169	5614.8169	104.0853	114.6934	5768.831998	2431.215718	1	2679	2679.000203
7620.5	5648.1152	5615.1152	104.0557	114.691	5769.170867	2431.344882	1	2679.85	2679.847061
7621	5648.4136	5615.4136	104.5432	114.6885	5769.50985	2431.474089	1	2667.43	2667.434958
7621.5	5648.7119	5615.7119	104.1945	114.6861	5769.848718	2431.603253	1	2676.45	2676.447298
7664.5	5674.4502	5641.4502	99.47311	114.4738	5799.087427	2442.747937	1	2811.12	2811.118457
7666.5	5675.6514	5642.6514	100.2705	114.4639	5800.45199	2443.268056	1	2789.12	2789.115436
7673	5679.5571	5646.5571	103.6572	114.4318	5804.888866	2444.959224	1	2699.1	2699.100872
7673.5	5679.8579	5646.8579	104.5432	114.4293	5805.230574	2445.089471	1	2676.31	2676.309247
7674.5	5680.459	5647.459	102.9347	114.4244	5805.913424	2445.349747	1	2718.3	2718.301473
7675	5680.7598	5647.7598	102.3812	114.4219	5806.255133	2445.479993	1	2733.08	2733.084081
7677.5	5682.2632	5649.2632	102.8326	114.4096	5807.962995	2446.130966	1	2721.52	2721.519205
7678	5682.564	5649.564	103.2437	114.4071	5808.304704	2446.261212	1	2710.77	2710.767235
7678.5	5682.8647	5649.8647	103.9087	114.4046	5808.646299	2446.391415	1	2693.5	2693.502597
7681	5684.3691	5651.3691	103.9796	114.3922	5810.355298	2447.04282	1	2692.09	2692.091712
7681.5	5684.6704	5651.6704	104.137	114.3898	5810.697574	2447.173283	1	2688.11	2688.108593
7682	5684.9712	5651.9712	103.3592	114.3873	5811.039283	2447.30353	1	2708.42	2708.422798
7682.5	5685.272	5652.272	102.4538	114.3848	5811.380992	2447.433776	1	2732.44	2732.444182

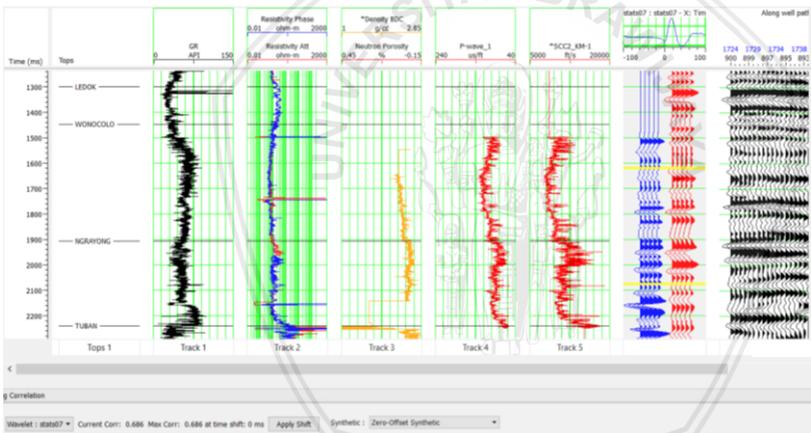
### Lampiran 4. Hasil well-seismic tie Sumur A1



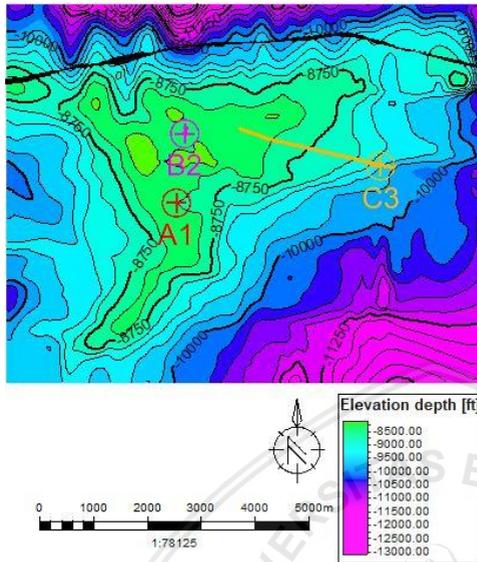
### Lampiran 5. Hasil well-seismic tie Sumur B2



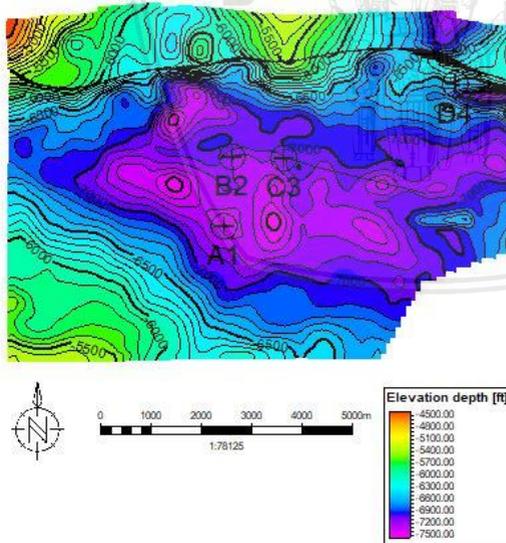
### Lampiran 6. Hasil well-seismic tie Sumur C3



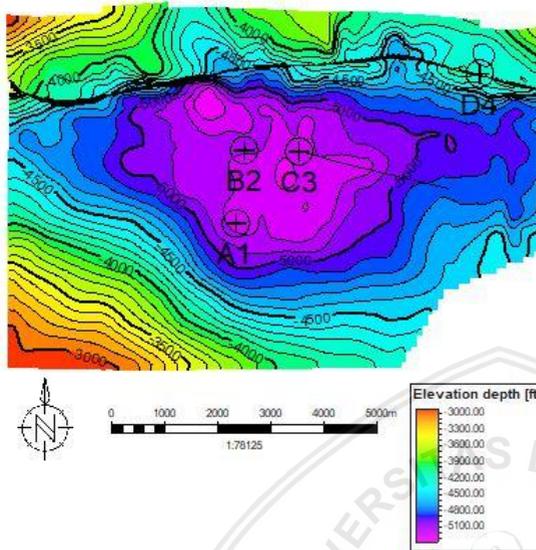
Lampiran 7. *Depth Structure Map Top Tuban*



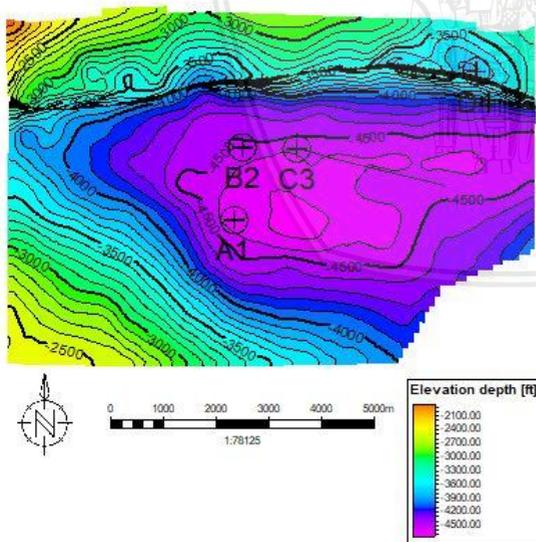
Lampiran 8. *Depth Structure Map Top Ngrayong*



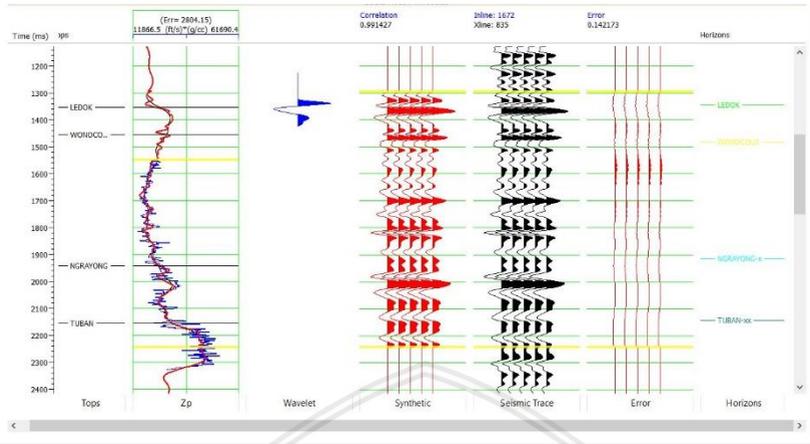
Lampiran 9. *Depth Structure Map Top Wonocolo*



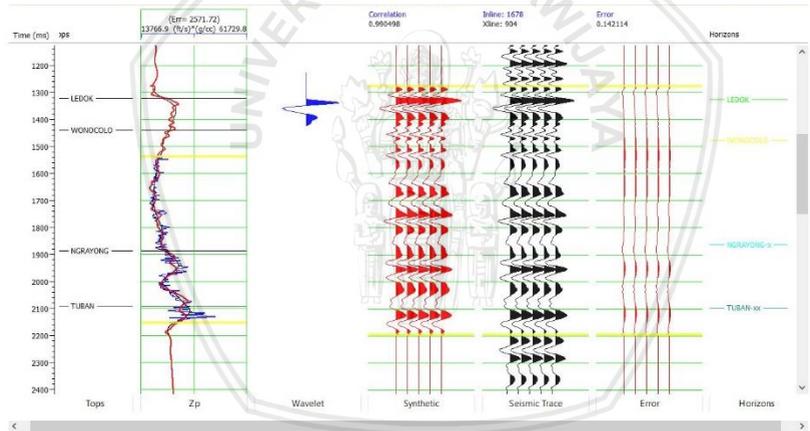
Lampiran 10. *Depth Structure Map Top Ledok*



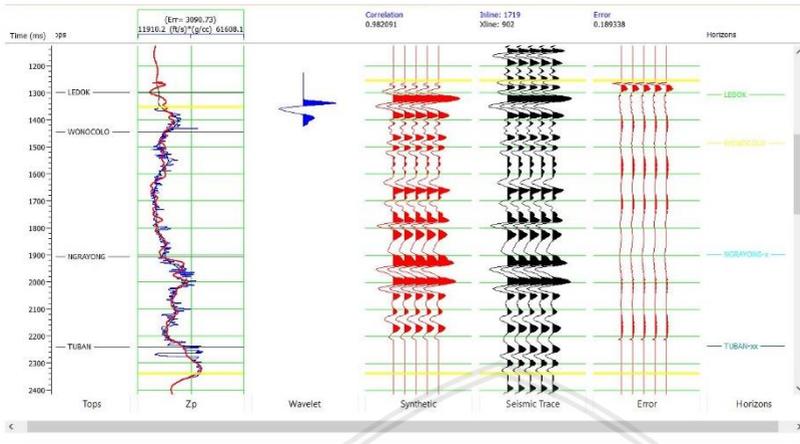
### Lampiran 11. Analisis inversi sumur A1



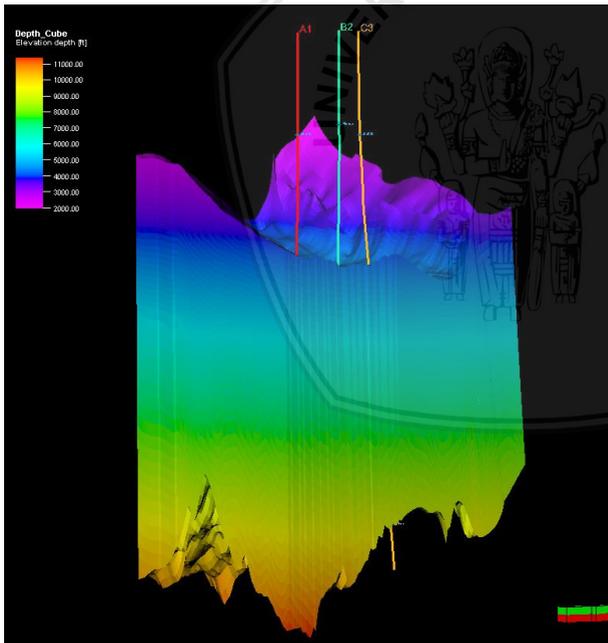
### Lampiran 12. Analisis inversi sumur B2



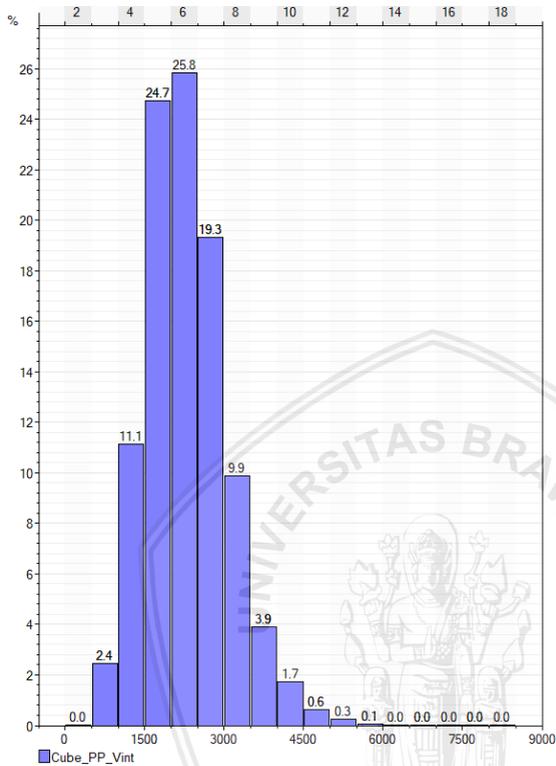
### Lampiran 13. Analisis inversi sumur C3



### Lampiran 14. *Cube* kedalaman



Lampiran 15. Histogram model 3D tekanan pori berdasarkan kecepatan interval



Lampiran 16. Histogram model 3D tekanan pori berdasarkan kecepatan inversi

