



TUGAS AKHIR - SF 141501

PREDIKSI TEKANAN PORI DAN IDENTIFIKASI ZONA GEOPRESSURE MENGGUNAKAN MARKOV CHAIN MONTE CARLO

LAILI MUFLICH
NRP 1112 100 033

Dosen Pembimbing
PROF. DR. RER-NAT. BAGUS JAYA SANTOSA, S.U
SUNGKONO, M.SI.

JURUSAN FISIKA
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016



FINAL PROJECT - SF 141501

PORE PRESSURE PREDICTION AND GEOPRESSURE ZONE IDENTIFICATION USING MARKOV CHAIN MONTE CARLO

LAILI MUFLICH
NRP 1112 100 033

Advisors
PROF. DR. RER. NAT. BAGUS JAYA SANTOSA, S.U
SUNGKONO, M.Si.

PHYSICS DEPARTMENT
Faculty of Mathematic and Natural Science
Sepuluh Nopember Institute of Technology
Surabaya 2016

**PREDIKSI TEKANAN PORI DAN IDENTIFIKASI ZONA
GEOPRESSURE BERBASIS MARKOV CHAIN MONTE
CARLO**

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh
Gelara Sarjana Sains
pada
Bidang Studi Fisika Bumi
Program Studi S-1 Jurusan Fisika
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh :

LAILI MUFLICH
NRP. 1112 100 033

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir :

Prof. Dr.rer.nat Bagus Jaya Santosa, S.U

Sungkono M.Si



(.....)
(.....)

PORE PRESSURE PREDICTION AND GEOPRESSURE ZONE IDENTIFICATION USING MARKOV CHAIN MONTE CARLO

Name : Laili Muflich
NRP : 1112100033
Department : Fisika FMIPA – ITS
Advisors : Prof. DR. rer. nat. Bagus Jaya Santosa, SU
Sungkono, M.Si

ABSTRACT

Pore pressure prediction used to determine mud weight that would be used in a drilling processing, casing design well-bore, and to prevent drilling hazard. Pore pressure prediction can be done using sonic log and resistivity log through Eaton's approximation and equivalent depth method to estimate Normal Compaction Trend (NCT) Curve. Both of methods generally effected by noise from some unknown source. Thats why, NCT curve estimation using Markov Chain Monte Carlo (MCMC) Algorithm with generalized likelihood uncertainty estimation (GLUE) principle. This process shows that this method is robust for noise in both sonic log and resistivity log in result. And then, this petrophysics parameter used to predicting pore pressure. This prediction has a result that the largest pore pressure using sonic log in well #XX, #YY, and #ZZ respectively are 6990.79 psi, 6901 psi, 10068 psi, whereas using by resistivity log in same wells respectively are 6375.18 psi, 7780 psi, and 9990 psi. From this result, known that well #XX is a normal well, whereas well #YY and #ZZ is an overpressure well in depth 2585.9 meter and 2083.8 meter. Cause of overpressure in both wells respectively are loading (undercompaction) and unloading process.

***Key Word : Geopressure, GLUE, MCMC, Normal Compaction
Trend, Pore Pressure, Well Data***

PREDIKSI TEKANAN PORI DAN IDENTIFIKASI ZONA GEOPRESSURE BERBASIS MARKOV CHAIN MONTE CARLO

Nama : Laili Muflich
NRP : 1112100033
Jurusan : Fisika FMIPA – ITS
Dosen Pembimbing : Prof. DR. rer. nat. Bagus Jaya Santosa,
SU
Sungkono, M.Si

ABSTRAK

Prediksi tekanan pori digunakan untuk menentukan berat lumpur yang digunakan dalam proses pengeboran, desain casing lubang sumur dan mencegah bencana pengeboran. Prediksi tekanan pori ini dilakukan menggunakan data log sonic dan resistivitas melalui pendekatan Eaton dan ekuivalen kedalaman untuk estimasi kurva Normal Compaction Trend (NCT). Baik data log sonic dan resistivitas umumnya terkontaminasi noise dari berbagai sumber dengan karakter yang belum diketahui secara pasti, oleh karena itu estimasi kurva NCT menggunakan algoritma Markov chain Monte Carlo (MCMC) dengan memanfaatkan prinsip generalized likelihood uncertainty estimation (GLUE). Hasil process ini menunjukkan bahwa metode ini robust terhadap noise-noise pada log sonic dan log resistivitas. Selanjutnya, parameter petrofisika ini digunakan untuk memprediksi tekanan pori. Hasil prediksi tekanan pori terbesar menggunakan data log sonic pada sumur #XX, #YY, #ZZ secara berurutan ialah 6990.79 psi, 6901 psi, 10068 psi, sedangkan berdasarkan log resistivitas masing-masing sebesar 6375.18 psi, 7780 psi, dan 9990 psi. Berdasarkan hasil ini, dapat

diketahui juga bahwa sumur #XX merupakan sumur normal sedangkan sumur #YY dan #ZZ merupakan sumur overpressure pada masing-masing kedalaman 2585.9 meter dan 2083.8 meter. Overpressure pada kedua sumur ini secara berurutan disebabkan oleh proses loading (undercompaction) dan unloading.

Kata kunci : Data Well-Log, Geopressure, GLUE, MCMC, Normal Compaction Trend, Tekanan Pori

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa karena atas limpahan taufik, rahmat, dan hidayah-Nya, penulis mampu menyelesaikan laporan tugas akhir yang berjudul '**Prediksi Tekanan Pori Dan Identifikasi Zona Geopressure Menggunakan Markov Chain Monte Carlo**' ini dengan baik. .

Laporan tugas akhir ini diselesaikan guna memenuhi persyaratan menempuh studi Strata-1 di Jurusan Fisika, Fakultas Matematika Ilmu Pengetahuan Alam, Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Penulis menyadari bahwa penyelesaian laporan tugas akhir '**Prediksi Tekanan Pori Dan Identifikasi Zona Geopressure Menggunakan Markov Chain Monte Carlo**' ini bukanlah tujuan akhir dari pembelajaran karena belajar merupakan sesuatu yang tidak terbatas.

Dengan terselesaikannya laporan tugas akhir ini, tentunya tak lepas dari dorongan dan uluran tangan berbagai pihak. Oleh karena itu, sudah sepantasnya bila penulis mengungkapkan rasa terimakasih dan penghargaan kepada:

1. Prof. Dr. Bagus Jaya Santosa sebagai Dosen Pembimbing Tugas Akhir
2. Bapak Sungkono, M.Si sebagai Dosen Pembimbing Tugas Akhir
3. Bapak Zeppy Irwanzah Budianto sebagai Pembimbing Tugas Akhir yang telah memberikan pengetahuan, arahan, saran, dan kritik yang membangun selama kegiatan Tugas Akhir berlangsung.

4. Bapak Benni Nugroho A. yang telah memberikan pengetahuan dan arahan selama kegiatan Tugas Akhir berlangsung.
5. Ibu Tri Handayani yang telah memberikan pengetahuan dan arahan selama kegiatan Tugas Akhir berlangsung.
6. Keluarga Besar PT Pertamina EP Asset 5, fungsi Eksploitasi, Jakarta Selatan
7. Orangtua dan keluarga yang telah memberikan doa dan dukungan
8. Teman-teman yang selalu mendukung dan membantu dalam pengerjaan tugas akhir, khususnya Amalia, Ari, Irwansyah, Dyah Ayu, Elis, Mega, Lita, Deril, dan teman-teman seperjuangan di Jurusan Fisika ITS Angkatan 2012
9. Semua pihak yang telah membantu proses terselesaikannya Laporan Tugas Akhir ini

Penulis menyadari Laporan Tugas Akhir ini masih memiliki banyak kekurangan, untuk itu penulis mengharapkan saran dan kritik demi kesempurnaan dan perbaikan laporan ini. Semoga Laporan Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat dan kebaikan bagi banyak pihak demi kemaslahatan bersama, serta bernilai ibadah di hadapan Allah SWT. Amin.

Surabaya, 26 Juli 2016

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN DEPAN	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
ABSTRAK	vi
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR TABEL	xiv
DAFTAR LAMPIRAN	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Perumusan Masalah	3
1.3 Batasan Masalah	3
1.4 Tujuan Penelitian	4
1.5 Manfaat Penelitian	4
1.6 Sistematika Penulisan	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	7
2.1 Tekanan Formasi	7
2.1.1 Tekanan Pori (<i>Pore Pressure</i>)	7
2.1.2 Tekanan Rekah (<i>Fracture Pressure</i>)	9
2.1.3 <i>Overburden Pressure</i>	10
2.2 Zona Tekanan Pori	10
2.2.1 <i>Unconfined Zone</i>	11
2.2.2 <i>Transition Zone (Hydrodynamic)</i>	11
2.2.3 <i>Confined Zone</i>	11
2.3 Penyebab Zona <i>Geopresure</i>	12
2.3.1 <i>Loading</i>	12

2.3.2	<i>Unloading</i>	14
2.3.3	Tektonik	15
2.4	Penentuan NCT Berdasarkan Metode Eaton	15
2.5	Metode <i>Eaton</i>	16
2.6	Metode <i>Markov Chain Monte Carlo</i>	18
2.7	Data <i>Well Log</i>	21
2.7.1	Log <i>Gamma Ray</i>	21
2.7.2	Log Densitas	22
2.7.3	Log Sonik	22
2.7.4	Log Resistivitas	24
BAB III	METODOLOGI	25
3.1	Pengumpulan Data Log	25
3.2	Prosedur Kerja	25
BAB IV	ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN	35
4.1	Penentuan <i>Sand-Shale</i>	35
4.2	Tekanan <i>Overburden</i>	36
4.3	Tekanan Hidrostatik	38
4.4	Prediksi Eksponensial Eaton	39
4.5	Pembentukan Kurva NCT	47
4.6	Zonasi Tekanan Pori	49
4.7	Identifikasi Mekanisme <i>Geopressure</i>	59
BAB V	PENUTUP	69
DAFTAR	PUSTAKA	71
LAMPIRAN	75

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Bencana <i>blow out</i> akibat <i>kick</i> pada zona <i>overpressure</i>	8
Gambar 2.2 Zona Tekanan Formasi	12
Gambar 2.3 Proses <i>Loading</i> yang terjadi pada suatu formasi	13
Gambar 2.4 Proses <i>Unloading</i> pada suatu formasi	15
Gambar 2.5 Skema sinyal yang terimisi oleh <i>transducer</i>	23
Gambar 3.1 Diagram Alir Penentuan <i>Pore pressure</i>	26
Gambar 3.2 Grafik Log Sonik Sumur #YY (a) Sebelum dan (b) Setelah dilakukan <i>despike filter</i>	27
Gambar 4.1 Grafik volume clay untuk (a) Sumur #XX; (b) Sumur #YY; (c) Sumur #ZZ	36
Gambar 4.2 Grafik <i>Overburden</i> Gradien dan Pressure pada (a) Sumur #XX; (b) Sumur #YY; (c) Sumur #ZZ	37
Gambar 4.3 Grafik gradien tekanan horisontal pada lapangan #AA	38
Gambar 4.4 Konvergensi dari sample chain model Eaton pada sumur #YY dengan log sonik	41
Gambar 4.5 Grafik Hubungan tegangan efektif terhadap log sonik dengan (a) <i>noise</i> berbasis Gaussian pada Microsoft Excel; (b) metode MCMC menggunakan prinsip GLUE dengan interval ketidakpastian simulasi 95% pada sumur #XX	43
Gambar 4.6 Plot Konvergensi <i>Chain</i> untuk (a) Parameter 1; dan (b) parameter 2 pada sumur #XX dengan log sonik	45
Gambar 4.7 Kurva Normal Resistivitas dan Waktu Tempuh pada sumur #XX	50
Gambar 4.8 Grafik Tekanan Pori pada sumur #XX	51

Gambar 4.9 Kurva Normal Resistivitas dan Waktu Tempuh pada sumur #YY	54
Gambar 4.10 Tekanan Pori pada sumur #YY	55
Gambar 4.11 Kurva Normal Resistivitas dan Waktu Tempuh pada sumur #ZZ	57
Gambar 4.12 Tekanan pori pada sumur #ZZ	59
Gambar 4.13 Plot Densitas <i>shale</i> dan porositas <i>shale</i> pada sumur #XX	62
Gambar 4.14 Zona tekanan formasi pada sumur #XX	61
Gambar 4.15 Plot porositas <i>shale</i> dan densitas <i>shale</i> pada sumur #YY	63
Gambar 4.16 Zona Tekanan Formasi pada sumur #YY	64
Gambar 4.17 (a) Plot Densitas <i>shale</i> dan porositas <i>shale</i> ; (b) log RHOB pada sumur #ZZ	66
Gambar 4.18 Zona tekanan formasi pada sumur #ZZ	67

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 Parameter Input pada metode Markov Chain Monte Carlo	40
Tabel 4.2 Nilai Eksponensial Eaton	47
Tabel 4.3 Parameter model pada metode resistivitas	48
Tabel 4.4 Parameter model pada metode sonik	49
Tabel 5.1 Pembagian Zona Tekanan Formasi	69

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran Output MCMC	71
----------------------------	----

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Evaluasi formasi perlu dilakukan untuk mengetahui karakteristik formasi batuan yang akan dieksplotasi (dibor). Salah satu parameter penting dalam evaluasi formasi adalah tekanan formasi, sebab tekanan formasi ini berfungsi untuk keperluan desain casing (*casing design*), penentuan berat lumpur pengeboran (*mud weight*), serta prediksi adanya zona *overpressure* (Abdullah, 2009). Jika zona abnormal (*overpressure*) tidak diprediksi secara akurat, maka dapat mengakibatkan waktu dalam proses pengeboran yang tidak efisien dan bencana pengeboran, berupa *blowout*, *kick*, dan bencana geologi, seperti *mud volcano* (Zhang, 2011).

Tekanan pori dapat diestimasi dengan metode *Eaton* menggunakan log *Sonic* dan log *Resistivity*, selanjutnya menggunakan metode analisa kecepatan terhadap kedalaman dengan acuan *normal compaction trend* (NCT) (Van Ruth et al., 2002). Secara umum, suatu formasi dapat dibagi menjadi 3 segmen berdasarkan tekanan porinya, yakni *Unconfined Zone* (zona dangkal), *Hydrodynamic Zone* (zona transisi yang mengalami kompaksi normal), dan *Confined Zone* atau *Geopressure Zone* (zona dimana tekanan pori melebihi tekanan hidrostatik). Pada zona transisi, *normal compaction trend* menunjukkan tren linear yang optimum dari data pengukuran pada batuan dasar permeabel yang kecil dalam zona ini. Di sisi lain, pada zona *geopressure* dimana air tidak mampu mengukur kecepatan, densitas, dan resistivitas di dalam lapisan *seal* (Shaker, 2007). Adanya zona *geopressure* dapat diakibatkan oleh beberapa hal, yakni proses *loading*, *unloading*, dan tektonik.

Berbagai penelitian telah dilakukan untuk mengidentifikasi penyebab adanya zona *overpressure*, di antaranya adalah dengan mengestimasi nilai eksponensial *Eaton*, tegangan efektif, porositas dan densitas *shale*. Hasil dari estimasi nilai eksponensial *Eaton* dapat digunakan untuk mengetahui bahwa zona *overpressure* disebabkan oleh proses *undercompacted* (Bruce, 2002). Selain itu, penyebab zona *overpressure* dapat diketahui dari hasil plotting porositas dan densitas *shale* pada suatu formasi dengan melihat tren porositas dan densitas *shale* yang menunjukkan adanya kompaksi secara normal (Hunt et al., 1998). Semakin bertambahnya kedalaman, normalnya formasi akan mengalami penurunan porositas dan peningkatan densitas, namun pada zona *overpressure* penurunan porositasnya semakin berkurang. Proses inilah yang disebut dengan *undercompaction* atau *compaction disequilibrium* (Zhang, 2011).

Salah satu hal yang penting dalam analisis tekanan pori ialah penentuan parameter model (misalnya: parameter model untuk metode Eaton, Weakly, dan lain-lain), sebab akurat tidaknya suatu perhitungan tekanan pori tergantung dari akurasi penentuan parameter tersebut. Umumnya, parameter-parameter ini dihitung menggunakan metode *Least-Squares* (error terkecil) atau biasa disebut sebagai metode Gauss. Metode ini sangat riskan terhadap keberadaan “*outlier*” dari suatu data. *Outlier* dari suatu data pada data *well-log* biasanya disebabkan oleh berbagai sumber *noise* serta keberadaan *overpressure* ataupun *underpressure* pun juga dapat menyebabkan *outlier*. Akibatnya ialah, hasil estimasi parameter model untuk prediksi tekanan pori tidaklah akurat, begitu pula dengan tekanan pori hasil estimanya. Selain itu, Vrugt (2016) menunjukkan bahwa metode *Markov Chain Monte Carlo* (MCMC) menggunakan prinsip *general likelihood uncertainty estimation* (GLUE) mampu mengestimasi

parameter dan ketidakpastiannya secara akurat tanpa perlu mengetahui karakteristik *noise* yang terkandung dalam data tersebut. Oleh karena itu, dalam penelitian ini estimasi parameter-parameter untuk estimasi tekanan pori dilakukan menggunakan metode MCMC dengan prinsip GLUE.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang mendasari dilakukannya penelitian ini adalah:

1. Bagaimana menentukan tekanan pori menggunakan NCT (*Normal Compaction Trend*) pada log sonik dan log resistivitas berbasis MCMC dan prinsip GLUE?
2. Bagaimana membagi suatu formasi menjadi *Unconfined Zone*, *Transition Zone (Hydrodynamic)*, dan *Confined Zone (Geopressured)*?
3. Bagaimana menentukan besarnya nilai eksponensial *Eaton* dengan metode MCMC dan prinsip GLUE?
4. Bagaimana mengidentifikasi penyebab adanya *Geopressure Zone*?

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Estimasi tekanan formasi yang dilakukan adalah tekanan pori (*pore pressure*) dengan metode *Eaton* dan tekanan *overburden*.
2. Sumber data log yang digunakan adalah log sonik, log resistivitas, log densitas, dan log *gamma ray*.

3. Asumsi yang digunakan untuk menentukan tekanan normal adalah dengan menggunakan gradien tekanan hidrostatik sebesar 0,437 psi/feet.
4. Identifikasi penyebab zona *geopressure* didasarkan pada perubahan besarnya tegangan efektif pada zona *geopressure* dan tren kurva porositas-densitas *shale*.
5. Grafik NCT dan konstanta Eaton diestimasi dengan menggunakan Algoritma MCMC yang berbasis *differential evolution*.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan yang ingin dicapai dalam tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan tekanan pori menggunakan NCT (*Normal Compaction Trend*) pada log sonik dan log resistivitas berbasis MCMC dan prinsip GLUE
2. Membagi suatu formasi menjadi *Unconfined Zone*, *Transition Zone (Hydrodynamic)*, dan *Confined Zone (Geopressure)*
3. Menentukan besarnya nilai eksponensial *Eaton* dengan metode MCMC dan prinsip GLUE
4. Mengidentifikasi penyebab adanya *Geopressure Zone*

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat yang diberikan dalam penyelesaian kerja praktek ini adalah:

1. Memperoleh data tekanan pori dari sumur #XX, #YY, dan #ZZ.
2. Data tekanan pori ini dapat digunakan untuk menentukan zona *geopressure* dari sumur #XX, #YY, dan #ZZ, sehingga dapat mencegah kesalahan dalam pengeboran selanjutnya.

3. Data tekanan pori ini juga dapat digunakan sebagai acuan bagi para *drilling engineer* agar ke depannya dalam melakukan pengeboran pada daerah di sekitar sumur #XX, #YY, dan #ZZ untuk memprediksi berat lumpur yang digunakan agar mencegah terjadinya *kick* dan *blow out*.

1.6 Sistematika Penulisan

Tugas Akhir ini tersusun atas beberapa bab yang secara sistematika tersusun atas:

1. Bab I : PENDAHULUAN
Bab ini berisi latar belakang, perumusan masalah, batasan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, dan sistematika penelitian
2. Bab II : TINJUAN PUSTAKA
Bab ini berisi mengenai teori-teori yang mendukung dalam penelitian, yakni tentang Tekanan Formasi, Zona Tekanan Pori, Penyebab Zona *Geopressure*, Metode *Eaton*, Metode *Markov Chain Monte Carlo*, dan Data *Well Log* yang digunakan.
3. Bab III : METODOLOGI PENELITIAN
Bab ini berisi mengenai pemaparan metode yang digunakan dan langkah-langkah penelitian yang dilakukan, sehingga menghasilkan prediksi tekanan pori dan kurva NCT (*Normal Compaction Trend*) untuk mengidentifikasi adanya zona *geopressure* dan penyebabnya.

4. Bab IV : ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN
Bab ini berisi mengenai tahap-tahap dalam pengolahan data dan analisa data hingga mendapatkan hasil yang ingin dicapai dalam pelaksanaan tugas akhir
5. Bab V : PENUTUP
Bab ini merupakan bagian penutup dari tugas akhir yang berisi kesimpulan dan saran

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Tekanan Formasi

Secara umum, tekanan formasi dibagi menjadi 3, yakni tekanan pori (*pore pressure*), tekanan rekah (*fracture pressure*), dan tekanan beban (*overburden pressure*).

2.1.1 Tekanan Pori (*Pore pressure*)

Tekanan pori (*pore pressure*) adalah tekanan yang berasal dari fluida di dalam pori-pori batuan suatu formasi. Fluida ini dapat berupa gas, minyak, maupun air. Prediksi tekanan pori formasi merupakan salah satu pengukuran terpenting dalam proses pengeboran karena digunakan untuk menentukan berat lumpur yang akan digunakan dan desain *casing* suatu sumur. Penentuan berat lumpur pengeboran (*drilling mud weight*) sangat penting dalam proses eksploitasi dan eksplorasi hidrokarbon pada suatu formasi. Dikatakan penting karena dengan penentuan berat lumpur pengeboran secara tepat akan mengurangi resiko terjadinya bencana pengeboran seperti *kick*, *blow out*, *mud volcano*, dan *lost circulation*. Gambar di bawah ini menunjukkan contoh bencana *blow out* akibat *kick* pada zona *overpressure*.

Gambar 2.1 merupakan salah satu contoh yang diakibatkan oleh kesalahan dalam prediksi tekanan pori yang berupa *blowout*. Hal ini dapat terjadi karena tekanan lumpur pengeboran lebih kecil dari tekanan pori formasi. *Drilling Mud* (lumpur pengeboran) digunakan untuk membentuk tekanan lumpur agar mencegah runtuhnya sumur bor selama proses pengeboran. Untuk menghindari masuknya fluida ke dalam lumpur pengeboran, *kick*, dan ketidakstabilan sumur pada bagian lubang terbuka, dibutuhkan tekanan lumpur yang lebih berat dari tekanan pori.



Gambar 2.1 Bencana *blow out* akibat *kick* pada zona *overpressure* (Abdullah, 2009)

Terdapat tiga jenis tekanan pori, yakni tekanan normal, tekanan *abnormal*, dan tekanan subnormal.

1. Tekanan Normal

Tekanan pori normal merupakan tekanan yang berasal dari fluida asal yang tersimpan di dalam pori-pori batuan suatu formasi (air formasi). Karena itulah tekanan pori normal biasa disebut dengan tekanan hidrostatik. Air formasi terdiri dari air yang mengandung konsentrasi garam, sehingga memiliki salinitas. Untuk air murni, memiliki gradien sebesar 0,4333 psi/feet, sedangkan untuk air formasi biasanya memiliki gradien antara 0,4333 psi/feet sampai dengan 0,465 psi/feet sesuai dengan formasi yang diteliti.

2. Tekanan *Abnormal*

Tekanan *abnormal* merupakan tekanan pori yang memiliki nilai yang lebih besar dari tekanan hidrostatik (tekanan

normal), sehingga seringkali disebut dengan *overpressure* atau *geopressure*. Faktor-faktor yang menyebabkan tingginya tekanan pori dapat berasal dari perubahan geologis formasi, perubahan geokimia, geotermal, dan mekanika. Tekanan *abnormal* biasanya ditandai dengan adanya anomali tekanan pada kedalaman tertentu. Anomali tekanan ini seringkali disebabkan oleh adanya fluida yang terjebak di dalam formasi akibat adanya lapisan penutup (*seal*) yang bersifat *impermeable*, sehingga fluida tidak dapat melewatinya.

3. Tekanan Subnormal

Tekanan subnormal merupakan tekanan pori yang memiliki nilai yang lebih rendah dari tekanan hidrostatik (tekanan normal), sehingga seringkali disebut dengan *underpressure*. Faktor-faktor yang menyebabkan rendahnya tekanan pori ini berhubungan dengan sejarah stratigrafi, tektonik, dan geokimia dari sebuah area. Namun, penyebab paling utama adalah karena aktifitas produksi (terutama peralatan produksi artifisial).

2.1.2 Tekanan Rekah (*Fracture pressure*)

Fracture pressure adalah besarnya tekanan yang membuat suatu batuan merekah atau hancur (sampai pada titik *fracture*). Artinya, ketika suatu batuan diberikan tekanan untuk menghancurkan batuan tersebut, maka tekanan tersebut merupakan tekanan rekah (*fracture pressure*). Besarnya tekanan rekah dapat diformulasikan dengan menggunakan persamaan berikut

$$P_f = P_p + k(P_o - P_p) \quad (2.1)$$

dengan k adalah *matrix stress coefficient* yang diperoleh secara empirik dengan nilainya yang bervariasi untuk setiap lapangan. Tekanan rekah sangat berguna untuk desain *casing* dalam proses pengeboran.

2.1.3 Overburden Pressure

Overburden pressure adalah tekanan total yang didapatkan dari material yang melapisi formasi, baik matriks batuan yang berupa tegangan efektif, maupun fluida yang ada di dalam suatu formasi berupa tekanan pori. Menurut *Terzaghi*, tekanan *overburden* diidentifikasi dengan persamaan:

$$P_o = P_p + \sigma \quad (2.2)$$

dengan P_o adalah tekanan *overburden*, P_p adalah tekanan pori, dan σ adalah tegangan efektif.

$$P_o = \frac{14.220 \times \rho_b \times z}{10} \quad (2.3)$$

dengan ρ_b adalah densitas bulk dan z adalah kedalaman.

2.2 Zona Tekanan Pori

Setiap formasi tersusun atas litologi yang berbeda-beda dan memiliki kekompakan antar batuan yang berbeda pula. Normalnya, semakin bertambahnya kedalaman suatu formasi, maka semakin besar kompaksi yang terjadi antar batuan penyusun dan semakin besar pula tegangan efektif yang dihasilkan. Kompaksi pada formasi ini dapat diketahui berdasarkan kurva NCT (*Normal Compaction Trend*) pada log sonik. Berdasarkan kurva NCT, formasi dapat dibagi menjadi 3 zona, yakni *Unconfined Zone*, *Transition Zone (Hydrodynamic)*, dan *Confined Zone (Geopressure)*.

2.2.1 *Unconfined Zone*

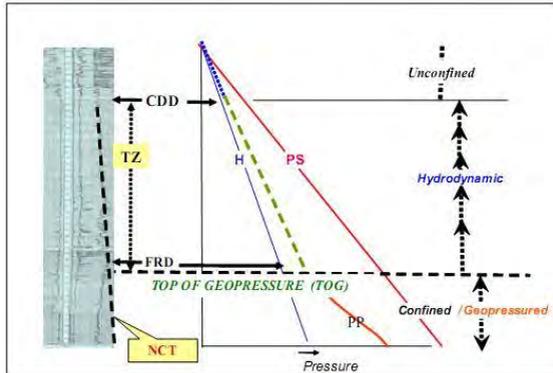
Pada kedalaman dangkal (*shallow*), zona *unconfined* biasanya berupa formasi yang memiliki air formasi yang masih tercampur atau mendapatkan pengaruh aliran fluida dari luar. Artinya, batuan sedimen yang ada pada *Unconfined Zone* masih belum mengalami kompaksi dan memiliki tegangan efektif yang kecil, sehingga mudah hancur dan rapuh.

2.2.2 *Transition Zone (Hydrodynamic)*

Pada zona ini, proses pengaliran fluida mengambil alih di antara titik CDD (*Compaction Disequilibrium Dewatering*) bawah sampai pada kedalaman dimana tekanan dan stratigrafi mencegah fluida untuk menerobos lapisan atas dari *seal*. Fluida yang mengalir di lapisan atas dari zona ini merupakan hasil dari gradien tekanan yang dialami secara berangsur-angsur dari lapisan terdalam sampai dengan lapisan terdangkal.

2.2.3 *Confined Zone (Geopressure)*

Zona *Geopressure* merupakan zona dimana tekanan *abnormal* berada. Zona ini dapat terjadi mulai dari kedalaman beberapa ratus feet hingga kedalaman lebih dari 25000 feet. Zona *Geopressure (abnormal pressure)* diakibatkan oleh tekanan lapisan *seal* (batuan penutup hidrokarbon). Tekanan pada lapisan *seal* ini merupakan zona ketika batuan suatu formasi mampu menutup aliran hidrolis atau mencegah pergerakan fluida (minyak, gas, dan air) untuk keluar karena *seal* tidak memiliki permeabilitas.



Gambar 2.2 Zona Tekanan Formasi (Shaker, 2007)

Gambar 2.2 di atas merupakan pembagian formasi berdasarkan tekanan porinya. Zona *geopressure* dapat diidentifikasi dengan menggunakan kurva *Normal Compaction Trend* (NCT), yakni ketika kurva sonik atau resistivitas mengalami defleksi terhadap kurva. Adanya kurva NCT menunjukkan proses kompaksi yang terjadi di dalam formasi.

2.3 Penyebab Zona Geopressure

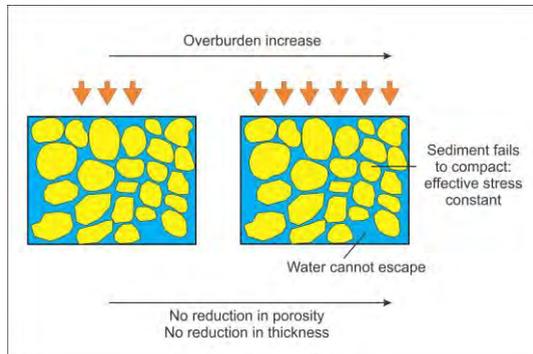
Menurut Zhang (2011), terdapat beberapa hal yang dapat menyebabkan adanya zona *geopressure*, yaitu *Loading* dan *Unloading*. Masing-masing bagian ini akan dideskripsikan sebagaimana di bawah ini.

2.3.1 Loading

Loading merupakan proses pembebanan pada suatu formasi batuan yang terjadi jika keluarnya fluida di dalam formasi terhalang oleh lapisan *seal* yang bersifat *impermeable*, sehingga fluida tidak dapat mengalir keluar. Proses ini biasanya terjadi pada formasi yang proses sedimentasinya masih

berlangsung atau pada formasi cekungan sedimen yang masih muda, sehingga mengalami kegagalan untuk kompaksi yang mengakibatkan tegangan efektif konstan.

Proses pembentukan *overpressure* ini mengarah pada proses *undercompaction* atau *compaction disequilibrium*. Kebanyakan, *overpressure* terjadi ketika fluida terjebak oleh lapisan yang memiliki permeabilitas rendah yang ditekan oleh berat dari batuan yang baru terdeposit.



Gambar 2.3 Proses *Loading* yang terjadi pada suatu formasi (Ramdhan, 2010)

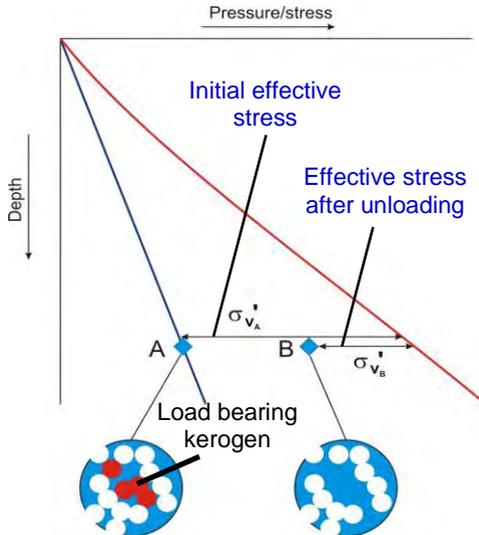
Gambar 2.3 menunjukkan proses *Loading* yang terjadi pada suatu formasi. Proses ini ditandai dengan peningkatan tekanan *overburden*, namun tegangan efektif batuan konstan, sehingga menyebabkan tekanan pori batuan meningkat, seiring dengan peningkatan tekanan *overburden*. Akibatnya pada zona tersebut, formasi tidak mengalami pengurangan porositas dan ketebalan. Adanya proses ini dapat diketahui dengan melihat tren

porositas normal dan perhitungan porositas formasi (dapat diketahui dari data *well log*).

Kompaksi sedimen terjadi akibat peningkatan tekanan efektif rata-rata. Jika fluida lolos dari proses kompaksi sedimen, beberapa (semua) penambahan tekanan efektif akibat fluida akan memperlambat kompaksi dan menyebabkan *overpressure*. Sedimen menjadi *overpressure* (akibat *disequilibrium compaction*) memiliki porositas lebih besar dibandingkan dengan sedimen yang memiliki kedalaman yang sama untuk tekanan pori hidrostatik.

2.3.2 Unloading

Unloading merupakan proses pada suatu formasi batuan dimana tidak ada penambahan beban (tekanan *overburden* konstan), namun tegangan efektif batuan berkurang, sehingga menyebabkan peningkatan tekanan pori batuan tinggi, seiring dengan pengurangan tegangan efektif. Proses ini dapat terjadi akibat adanya *fluid expansion*, seperti pemanasan, pembentukan hidrokarbon, pembebanan dari zona-zona yang lain, dan pengembangan dari *intergranular water* selama diagenesa lempung (*clay diagenesis*).



Gambar 2.4 Proses *Unloading* pada suatu formasi (Ramdhan, 2010)

Gambar 2.4 merupakan proses *Unloading* pada suatu formasi, yang merupakan proses perubahan dari material kerogen menjadi fluida yang berupa gas, sehingga menambah jumlah volume fluida dalam formasi pada kedalaman tersebut. Bertambahnya fluida inilah yang menyebabkan meningkatnya tekanan pori yang mengakibatkan adanya zona *geopressure (overpressure)*. Dimana proses ini biasanya menandai adanya proses pembentukan material hidrokarbon dalam suatu formasi.

2.4 Penentuan NCT Berdasarkan Metode Eaton

Dalam prediksi tekanan pori dengan menggunakan metode Eaton untuk log resistivitas, dibutuhkan data *shale*

normal dari resistivitas yang menunjukkan bahwa formasi berada pada kondisi tekanan hidrostatik. Salah satu pendekatan yang digunakan adalah dengan mengasumsikan bahwa resistivitas *shale* normal adalah konstan. Padahal dalam banyak kasus, nilai resistivitas ini tidak selalu konstan, namun berubah sebagai fungsi kedalaman. Persamaan empirik hasil pengukuran resistivitas sebagai fungsi kedalaman pada tekanan normal, sebagaimana dikemukakan oleh Zhang adalah sebagaimana Persamaan (2.4).

$$R_n = R_0 e^{-bZ} \quad (2.4)$$

dengan R_n adalah resistivitas normal, R_0 adalah resistivitas di mudline, b adalah konstanta resistivitas, dan Z adalah kedalaman.

Sama halnya dengan log sonik, bahwa kecepatan kompresi diasumsikan sebagai fungsi dari kedalaman dimana kecepatan akan meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman pada suatu formasi di bawah tanah. Sehingga, NCTL dari waktu tempuh juga diasumsikan sebagai fungsi kedalaman sebagaimana yang dikemukakan oleh Zhang (2011), yakni:

$$\Delta t_n = \Delta t_m + (\Delta t_{ml} - \Delta t_m) e^{-cZ} \quad (2.5)$$

dengan Δt_n adalah waktu tempuh normal, Δt_m adalah waktu tempuh matriks *shale*, Δt_{ml} adalah waktu tempuh di *mudline*, dan c adalah konstanta sonik.

2.5 Metode Eaton

Salah satu metode yang paling banyak digunakan dalam prediksi tekanan pori adalah metode Eaton. Eaton memformulasikan persamaan empiris untuk gradien tekanan pori dari *transit time* dan resistivitas, yakni:

$$P_p = P_o - (P_o - P_{pn}) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_i} \right)^\gamma \quad (2.6)$$

$$P_p = P_o - (P_o - P_{p_n}) \left(\frac{R_i}{R_n} \right)^\gamma \quad (2.7)$$

dengan P_{p_n} adalah tekanan pori normal yang memiliki gradien tekanan 0.433 hingga 0.465 psi/feet, Δt_n adalah *transit time* sonik atau kelambatan di dalam *shale* pada tekanan normal ($\mu\text{sec}/\text{ft}$), Δt adalah *transit time* sonik di dalam *shale* yang didapatkan pada log sumur ($\mu\text{sec}/\text{ft}$), R_i adalah nilai resistivitas hasil observasi, R_n adalah resistivitas normal, dan γ adalah konstanta *Eaton* (biasanya 3 untuk log sonik dan 1.2 untuk log resistivitas).

Metode *Eaton* menggunakan pendekatan tegangan efektif (*effective stress*) sebagai fungsi *normal compaction trend* yang didefinisikan dengan persamaan:

$$\sigma = \sigma_n \left(\frac{R_i}{R_n} \right)^\gamma \quad (2.8)$$

$$\sigma = \sigma_n \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t_i} \right)^\gamma \quad (2.9)$$

$$\Delta t_i^\gamma = \frac{\sigma_n \Delta t_n^\gamma}{\sigma} \quad (2.10)$$

$$\Delta t_i = \sigma_n^{1/\gamma} \Delta t_n \sigma^{-(1/\gamma)} \quad (2.11)$$

$$\Delta t_i = C \sigma^{-(1/\gamma)} \quad (2.12)$$

$$R_i = C \sigma^{(1/\gamma)} \quad (2.13)$$

dengan σ_n , R_n dan Δt_n merupakan tegangan efektif, resistivitas dan *transit time* pada kondisi normal (berdasarkan penentuan kurva NCT). Dari Persamaan (2.11), $\sigma_n^{1/\gamma} \Delta t_n$ diasumsikan sama

dengan konstanta C , sehingga didapatkan Persamaan (2.12) dan Persamaan (2.13) yang akan digunakan untuk menentukan eksponensial *Eaton*.

Metode ini diaplikasikan pada beberapa industri perminyakan, tetapi ini tidak dapat mendeteksi efek *unloading*. Aplikasi dari metode ini terbatas pada area yang memiliki kondisi geologi yang rumit, seperti formasi dengan *uplift*. Untuk mengaplikasikan metode ini, hal utama yang dibutuhkan adalah penentuan *normal transit time* (Δt_n).

Besarnya eksponensial *Eaton* bergantung pada litologi formasi yang digunakan. Hal ini membuktikan bahwa eksponensial *Eaton* dapat menunjukkan mekanisme terjadinya *overpressure* pada suatu formasi. Ketika eksponensial *Eaton* ≤ 3 , maka mekanisme *overpressure* adalah proses *disequilibrium compaction (loading)*. Sedangkan ketika eksponensial *Eaton* > 3 , maka mekanisme *overpressure* adalah proses *unloading*.

2.6 Metode *Markov Chain Monte Carlo*

Metode *Monte Carlo* adalah algoritma komputasi yang digunakan untuk mensimulasikan berbagai perilaku sistem fisika dan matematika. Penggunaan klasik metode ini adalah untuk mengevaluasi integral definit, terutama integral multidimensi dengan syarat dan batasan yang rumit. *Markov Chain Monte Carlo* merupakan salah satu algoritma yang digunakan untuk sampling dari sebuah distribusi probabilitas berdasarkan pembentukan *Markov Chain* yang menginginkan distribusi yang seimbang.

Nilai eksponensial *Eaton* dapat dicari dengan menggunakan metode *Markov Chain Monte Carlo (MCMC)*. Metode ini sangat populer pada *hydrocarbon reservoir management* dalam konteks masalah inversi nonlinier, termasuk dalam pembentukan model komputasi dari reservoir minyak dan

gas untuk mengestimasi konsistensi observasi data produksi. Metode ini menggunakan formula probabilitas dari masalah-masalah invers yang menuju pada distribusi probabilitas dalam ruang model. Distribusi probabilitas ini mengkombinasikan informasi prior dengan informasi baru yang didapatkan dari pengukuran beberapa parameter observasi (data). Salah satu keunggulan metode ini adalah masih dapat digunakan meskipun tidak terdapat distribusi informasi priori secara eksplisit.

Oleh karena itu, penggunaan metode algoritma MCMC dengan fungsi *generalized likelihood* akan digunakan untuk menghasilkan parameter yang dihitung ini dengan akurat. Dengan demikian, perhitungan tekanan pori suatu formasi juga akan akurat. Pada perumusan Bayesian yang biasanya digunakan sebagai dasar dapat menyediakan *posterior distribusi model* pada data observasi Y dapat dijabarkan menjadi

$$p(x|Y) = \frac{p(x)L(x|Y)}{p(Y)} \quad (2.14)$$

Dengan $p(x)$ dan $p(x|Y)$ merupakan distribusi dan *posterior parameter model* dan $L(x|Y)$ adalah fungsi *likelihood*. Berdasarkan Persamaan (2.9) dapat diketahui bahwa hasil posterior distribusi model tergantung pada fungsi *likelihood* yang digunakan. Untuk sembarang jenis noise yang mengkontaminasi data pengukuran, sebagainya menggunakan fungsi *generalized likelihood* agar posterior modelnya menghasilkan solusi yang sesuai dengan kondisi geologi yang sebenarnya.

Dasar dari MCMC ialah Markov Chain yang dibangkitkan dari *random walk*, yang biasa dikenal dengan *random walk* Metropolis (RWM). Akhir-akhir ini telah dikembangkan beberapa metode MCMC yang lebih efisien dari pada metode RWM, misalnya: algoritma *adaptive* dan *Differential Evolution Adaptive Metropolis* (DREAM). Algoritma ini menggunakan *subspace sampling* dan koreksi *outlier chain* untuk mempercepat konvergensi pada distribusi target. *Subspace sampling* diimplementasikan di dalam DREAM hanya dengan memperbaharui dimensi yang terpilih secara random. Jika A adalah subset dari d^* -dimensi dari parameter ruang sebenarnya, $R^{d^*} \subseteq R^d$, dX^i adalah *chain* ke- i , $i = \{1, \dots, N\}$ adalah jumlah iterasi pada $t = \{2, \dots, T\}$ yang dihitung dari chain, $X = \{x_{t-1}^1, \dots, x_{t-1}^N\}$ menggunakan *differential evolution*.

$$dX_A^i = \zeta_{a^*} + (1_{a^*} + \lambda_{a^*}) \gamma_{(\delta, a^*)} \sum_{j=1}^{\delta} (X_A^{aj} - X_A^{bj}) \quad (2.15)$$

$$dX_{\neq A}^i = 0, \quad (2.16)$$

dengan $\gamma = \frac{2.38}{\sqrt{2\delta d^*}}$ adalah dasar rasio, δ menunjukkan nomor pasangan dari *chain* yang digunakan untuk generalisasi rasio, serta a dan b adalah vektor yang terdiri atas integer δ yang didapatkan tanpa penggantian dari $\{1, \dots, i-1, i+1, \dots, N\}$. Nilai dari λ dan ζ disampel secara bebas dari $\mathcal{U}_{a^*}(-c, c)$ dan $\mathcal{N}_{d^*}(0, c_*)$, secara berurutan, multivariansi seragam dan distribusi normal. *Candidate Point* dari *chain* ke- i pada iterasi yang digunakan menjadi

$$X_p^i = X^i + dX^i \quad (2.17)$$

Apabila $p_{acc}(X^i \rightarrow X_p^i) \geq \mathcal{U}(0,1)$, *candidate point* diterima dan pergerakan chain ke- i sampai pada posisi baru adalah $x_t^i = X_p^i$, atau $x_t^i = x_{t-1}^i$.

2.7 Data Well Log

Dalam pengukuran tekanan pori, digunakan data *well log* yang berupa Log *Gamma Ray* digunakan untuk menentukan volume *shale*, Log Densitas digunakan untuk menentukan tekanan *overburden* dan densitas *shale*, dan Log Sonik digunakan untuk prediksi tekanan pori.

2.7.1 Gamma Ray Log

Setiap batuan, memiliki komposisi radioaktif yang berbeda-beda. Sehingga dibutuhkan log *Gamma Ray* untuk menangkap sinar gamma yang terbentuk akibat peluruhan unsur-unsur radioaktif yang dipancarkan oleh suatu formasi batuan. Intensitas sinar gamma inilah yang selanjutnya diukur oleh Log *Gamma Ray*. Unsur-unsur radioaktif tersebut dapat berupa Uranium (U), Thorium (Th), dan Potasium (K). Di antara jenis batuan sedimen, batu pasir dan batu gamping hampir tidak mengandung unsur radioaktif, sehingga intensitas sinar gamma yang ditangkap oleh log *gamma ray* sangat kecil. Sedangkan, pada batu serpih (*shale*) memiliki komposisi radioaktif yang tinggi. Hal ini dapat terlihat dari intensitas sinar gamma yang ditangkap oleh log *gamma ray* bernilai besar.

Berdasarkan hal ini, maka log sinar gamma dapat digunakan untuk mengetahui komposisi serpih pada suatu formasi, yakni dengan menggunakan persamaan:

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.18)$$

Dimana Volume *shale* (V_{sh}) diasumsikan sama dengan intensitas *gamma ray* (I_{GR}). GR_{log} = intensitas *gamma ray* pada log, GR_{min} = intensitas *gamma ray* minimum, dan GR_{max} = intensitas *gamma ray* maksimum.

Fungsi utama log *gamma ray* adalah untuk membedakan suatu formasi tersusun atas batuan *reservoir* dan *non reservoir*. Satuan dari log *gamma ray* adalah API (*American Petroleum Institute*). Nilai dari log *gamma ray* berkisar antara 0-200 GAPI.

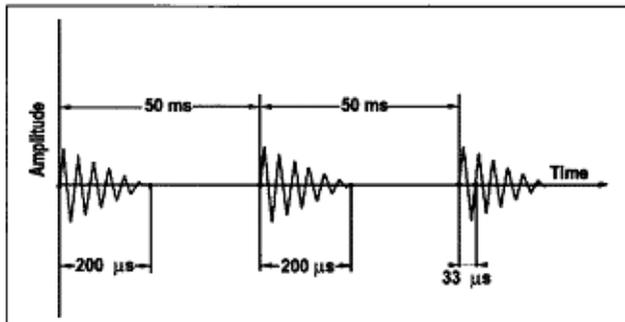
2.7.2 Density Log

Log ini menunjukkan besarnya densitas dari batuan yang ditembus oleh lubang bor. Dari besaran ini, sangat berguna dalam penentuan besaran porositas. Selain itu juga dapat mendeteksi adanya indikasi hidrokarbon atau air bersama-sama dengan log neutron. Prinsip dasar dari log densitas ini adalah menggunakan energi yang berasal dari sinar gamma. Pada saat sinar gamma bertabrakan dengan elektron dalam batuan akan mengalami pengurangan energi. Energi yang kembali sesudah mengalami benturan akan diterima oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya (makin lemah energi yang kembali menunjukkan makin banyaknya elektron-elektron dalam batuan, yang berarti makin padat butiran atau mineral penyusun batuan persatuan volume. Dalam log densitas, besarnya nilai kurva dinyatakan dalam satuan gram/cc.

2.7.3 Sonic Log

Dalam suatu proses pengeboran, log sonik berfungsi untuk mengetahui besarnya harga porositas dari batuan. Pada log ini, sebuah *magnetostrictive transducer* tereksitasi dari permukaan dalam bentuk sinyal yang memancarkan gelombang suara yang memiliki frekuensi rata-rata antara 20 hingga 40 kHz. Emisi ini berdurasi pendek (kurang dari 1 ms) tetapi dilakukan

berulang kali dalam satu detik (10 sampai 60 kali tergantung dari *tool* yang digunakan). Gelombang menyebar ke semua arah dari transmitter, jadi memproduksi *wavefront* yang berbentuk bola. *Wavefront* ini berjalan melalui lumpur datang dengan penambahan waktu dan peningkatan sudut datang seiring dengan bertambahnya jarak dari transmitter.



Gambar 2.5 Skema sinyal yang terimisi oleh *transducer* (Oberto Serra and Lorenzo Serra, 2004)

Slowness dan amplitudo dari gelombang akustik dalam sebuah lubang bor adalah fungsi dari parameter geologi dan lingkungan. Pengukuran transit time sonik dari pemampatan (*compressional*) dan pergeseran (*shear*) akan digunakan untuk identifikasi litologi. Pengaruh lingkungan terhadap pengukuran akustik adalah terjadinya *transit time stretching* (ketika gelombang suara tiba pada receiver kedua yang memiliki panjang lebih, sinyal akan semakin lemah) dan *cycle skipping* (sinyal yang dideteksi oleh receiver pertama lemah, sehingga terdeteksi di receiver kedua).

2.7.4 Resistivity Log

Umumnya, pembentukan mineral batuan menunjukkan sifat kelistrikan yang sangat kecil, dan secara efektif memiliki konduktivitas nol. Setiap perubahan resistivitas sebuah batuan akan bergantung pada jumlah air, salinitasnya, jumlah hidrokarbon, dan distribusi fluida di dalam batuan. Hal itu menyebabkan perubahan porositas, salinitas air, kandungan hidrokarbon, dan distribusi porositas di dalam batuan yang sama akan menyebabkan perubahan resistivitas yang terukur dari peralatan yang berbeda. Peralatan resistivitas yang selama ini digunakan adalah:

- *Normal and Lateral Type*
- *Micrologs*
- *Focused Resistivity Type*
- *Induction Devices*

Masing-masing memiliki kegunaan dan aplikasi tersendiri dalam analisa petrofisika. Untuk tujuan *geopressure*, log terbaik yang digunakan adalah *induced* dan *microlog types*. *Induction Log* dikhususkan untuk membaca konduktivitas sebenarnya (C_t) dari formasi tak terganggu (*undisturbed formation*). Nilai yang didapatkan dari log ini dalam fungsi porositas, distribusi porositas, dan salinitas air. *Microlog* mengukur 2 area, yaitu: (1) *micro-lateral* yang terdampak oleh *mud-cake*, dan (2) *micro-normal* yang mengukur resistivitas dari *flushed zone*. Selama resistivitas dari mud filtrate diketahui dan harus sama untuk semua formasi *flushed* (koreksi temperatur), resistivitas dari flushed zone (R_{xo}) hanya merupakan fungsi porositas dan pori geometri. Bagaimanapun, peralatan terakhir dilarang dalam penggunaan untuk formasi yang memiliki porositas lebih dari 5 % dan filter cake kurang dari 0.5 inci.

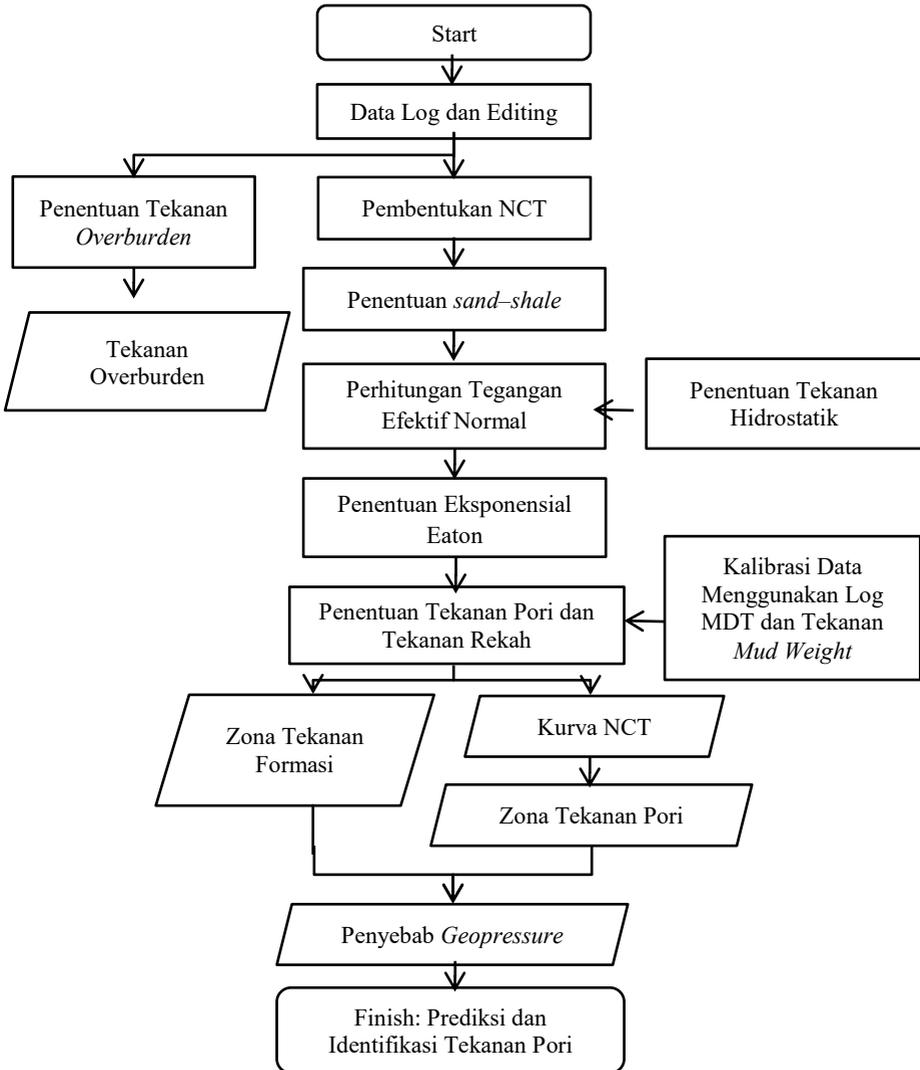
BAB III METODOLOGI

3.1 Pengumpulan Data Log

Penelitian ini menggunakan 3 sumur yang berbeda, yakni sumur #XX, sumur #YY, dan sumur #ZZ. Data log yang digunakan dalam pengukuran *pore pressure* pada ketiga sumur ini adalah Log *Gamma Ray* (GR Log) yang digunakan untuk menentukan volume *clay*, Log Sonik (DT Log) yang digunakan dalam menentukan *pore pressure* dan *fracture pressure*, Log Densitas (RHOB Log) yang digunakan untuk menentukan besarnya tekanan *overburden*, *Modular Dynamic Testing* (MDT Log) yang merupakan log *pressure* yang terukur secara langsung pada saat proses *logging* dan digunakan sebagai komparasi dengan *pore pressure*, *Mud Log* yang digunakan untuk mendapatkan informasi mengenai *drilling mud* yang digunakan dalam proses pengeboran untuk dihitung dan dibandingkan antara gradien *pore pressure* dengan berat lumpur yang digunakan dalam setiap kedalaman, dan *Trajectory Well* yang digunakan untuk sumur yang memiliki *directory* (dalam hal ini sumur #XX yang memiliki *directory* S).

3.2 Prosedur Kerja

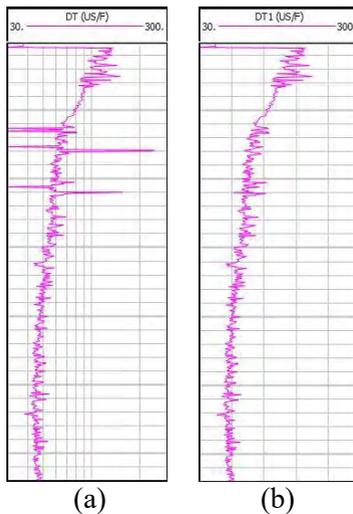
Dalam proses pengolahan data, dibutuhkan software Interactive Petrophysics (IP) 3.6, Matlab 2010, dan Microsoft Excel. Metodologi dalam penelitian ini disusun dengan diagram alir (*Flow Chart*) yang ditunjukkan pada Gambar 3.1 di bawah. Untuk lebih rinci, dapat dijelaskan oleh tahapan sebagai berikut:



Gambar 3.1 Diagram Alir Penentuan Pore pressure

1. *Data Log dan Editing*

Data log yang didapatkan berupa log GR (*Gamma Ray*), log DT (Sonik), log RHOB (Densitas), log MDT (*Modular Dynamic Testing*), *Mud Log*, dan *Trajectory Well* untuk sumur yang memiliki *directional*, seperti sumur #XX yang memiliki *directional S*.



Gambar 3.2 Grafik Log Sonik Sumur #YY (a) Sebelum dilakukan *despike filter* dan (b) Setelah dilakukan *despike filter*

Dalam penentuan *pore pressure*, digunakan log *sonic* yang menggunakan *waktu tempuh* (waktu tempuh) suatu gelombang suara (akustik) dari suatu *transmitter* yang

dipancarkan ke dalam lubang bor dan ditangkap oleh *Receiver* di permukaan. Waktu tempuh dari gelombang waktu dalam suatu formasi bergantung pada sejumlah variabel, seperti kondisi lubang bor dan litologi. Pada analisa yang dilakukan pada *sonic log*, kemungkinan dapat terjadi *cycle skipping*, yaitu tidak terdeteksinya gelombang karena adanya pelemahan pada gelombang yang sangat tinggi. Gambar 3.2 di atas menunjukkan grafik log sonik sumur #YY sebelum dan sesudah dilakukan *despike filter*. Jika dilihat dari grafik sebelum dilakukan *despike filter*, terlihat terdapat beberapa *spike* di beberapa kedalaman. Hal ini dapat disebabkan oleh adanya formasi yang tidak terkompaksi, terdapatnya hidrokarbon ringan, adanya gas *sand*, adanya rekahan, atau karena *aerated mud*. Selain itu, *Cycle skipping* juga disebabkan oleh kondisi lubang bor yang buruk, sehingga menghasilkan *noise spikes*. Untuk menghilangkan *noise spikes* yang terdapat pada log sonik, dilakukan *despike filter*.

2. Penentuan Tekanan Overburden

Pada tahap ini, tekanan *overburden* dihitung. Penentuan tekanan *overburden* digunakan untuk membagi zona tekanan formasi. Dalam penelitian ini, perhitungan tekanan *overburden* menggunakan persamaan:

$$P_o = \frac{14.22 \times \rho_b \times z}{10}$$

dimana OB = Tekanan *overburden*, ρ_b = densitas *bulk* yang didapatkan dari log densitas, dan z = kedalaman. Namun, jika pada suatu kedalaman log densitas sumur tidak terdeteksi, maka pengukuran tekanan *overburden* menggunakan metode *Amoco Compaction Relationship*, yakni:

$$P_{o\ grad} = \frac{[(8,5 \times W) + (\rho_{avg}) \times (D - W - A)]}{D} \quad (3.1)$$

Dengan $P_{o\ grad}$ = Overburden Gradient, W = Water Depth, ρ_{avg} = bulk density average, D = kedalaman dan A = kedalaman Kelly Bushing. Dengan ρ_{avg} didapatkan dengan menggunakan persamaan:

$$\rho_{avg} = 16,3 + \left[\frac{D - W - A}{3125} \right]^{0,6} \quad (3.2)$$

Tahap ini diproses menggunakan software IP 3.6.

3. Penentuan Sand-shale

Sand-shale Determination digunakan untuk membedakan batuan *impermeable (shale)* dan *permeable (sand)* pada formasi. *Sand-shale determination* ini dapat dilakukan dengan menghitung volume *shale* yang didapatkan dari log *gamma ray* dengan menggunakan persamaan (2.13), yakni:

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Dari grafik log gamma ray, untuk menentukan volume shale ditarik atau disesuaikan antara *shale base line* dan *sand base line*, yang sebelumnya dizonasi terlebih dulu sesuai dengan tren yang terlihat pada *plot Gamma Ray Log*.

4. Penentuan Tekanan Hidrostatik

Untuk menentukan Tekanan Hidrostatik (tekanan normal), digunakan asumsi bahwa tekanan hidrostatik memiliki gradien tekanan sebesar 0,433 psi/feet hingga 0,465 psi/feet tergantung dari formasinya. Namun, pada formasi penelitian,

gradien hidrostatik memiliki nilai 0,437 psi/feet atau sama dengan 1,4337 psi/meter. Tekanan hidrostatik menentukan adanya zona *geopressure*, yakni ketika terjadi peningkatan atau defleksi kurva tekanan pori terhadap tekanan hidrostatik.

5. Perhitungan Tegangan Efektif Normal

Pada tahap ini, dilakukan perhitungan tegangan efektif normal dengan menggunakan prinsip Terzaghi, yakni dengan Persamaan (2.2). Dengan menggunakan persamaan ini dapat dilakukan perhitungan tegangan efektif sebagaimana persamaan:

$$\sigma_n = P_o - P_{p_n} \quad (3.3)$$

dimana σ_n merupakan tegangan efektif normal, P_o adalah tekanan overburden, dan P_{p_n} adalah tekanan pori normal yang didapatkan dari tahap sebelumnya.

6. Penentuan Eksponensial *Eaton*

Pada tahap ini, dilakukan penentuan eksponensial *Eaton* yang selanjutnya akan digunakan untuk perhitungan tekanan pori menggunakan persamaan *Eaton*. Eksponensial *Eaton* ditentukan berdasarkan regresi linier yang dihasilkan pada plot antara tegangan efektif dengan *waktu tempuh* (Δt) atau tegangan efektif dengan resistivitas, sesuai dengan Persamaan (2.8) dan (2.9). Karena dalam proses pengambilan data log terdapat *noise* (gangguan) yang berupa tidak terdeteksinya gelombang akibat adanya pelemahan pada gelombang yang tinggi, sehingga terdapat beberapa data yang mengalami *outlier*. Untuk menghilangkannya, dibutuhkan metode yang dapat “mereduksi” efek *outlier* agar nilai eksponensial *Eaton* yang didapatkan bisa akurat, sesuai dengan litologi masing-masing sumur. Metode yang digunakan dalam proses ini ialah *MCMC* dengan prinsip *GLUE*.

7. Pembentukan Kurva NCT

Tahap ini dilakukan untuk menentukan kurva *normal compaction trend* (NCT). Kurva ini akan digunakan untuk melihat tren kompaksi normal dari sumur. Berdasarkan kurva NCT, dapat dilakukan pembagian zona formasi menjadi zona *unconfined*, zona transisi (*hydrodynamic*), dan zona *confined* (*geopressure*). Keberadaan defleksi kurva *sonic* terhadap NCT, menunjukkan adanya abnormal stress (*geopressure zone*).

Kurva NCT (*Normal Compaction Trend*) ini digunakan untuk membagi formasi berdasarkan kekompakan antar matriks batuan. Selain itu, kurva NCT juga digunakan dalam pengukuran tekanan pori yang menggunakan waktu tempuh normal (Δt_n), resistivitas normal (R_n) dan tegangan efektif normal (σ_n) dalam pengukuran menggunakan metode Eaton. Kurva NCT ini menunjukkan proses kompaksi yang terjadi pada suatu formasi. Jika tren dari kurva sonik maupun resistivitas sama dengan kurva NCT, maka formasi normal. Namun, ketika tren kurva sonik maupun resistivitas melenceng dari kurva NCT, maka terdapat zona *geopressure*. Penentuan adanya zona *geopressure* ini sangat penting dalam dunia pengeboran.

Dalam penelitian ini, kurva NCT diestimasi dengan menggunakan modifikasi dari metode Eaton untuk log sonik maupun log resistivitas, seperti yang ditunjukkan pada Persamaan (2.4) untuk log resistivitas dan (2.5) untuk log sonik. Pada kedua persamaan ini, terdapat beberapa parameter yang belum diketahui, seperti R_0 (resistivitas di *mudline*), b (konstanta resistivitas), Δt_m (waktu tempuh matriks), Δt_m (waktu tempuh di *mudline*), dan c (konstanta sonik). Parameter-parameter ini diestimasi melalui proses inversi menggunakan metode Markov Chain Monte Carlo dengan prinsip GLUE. .

8. Penentuan Tekanan Pori

Tahap ini merupakan tahap yang paling penting, dimana tekanan pori dihitung menggunakan metode *Eaton*, yakni dengan Persamaan (2.4) dan (2.5) secara berurutan untuk tekanan pori menggunakan log sonik dan log *resistivity*. Dalam penentuan tekanan pori, dibutuhkan nilai eksponensial *Eaton* yang didapatkan dan kurva *normal compaction trend* (NCT) yang telah diestimasi dari tahap sebelumnya, menggunakan metode Markov Chain Monte Carlo.

9. Zona Tekanan Pori

Pada pengukuran ini, zona tekanan pori didapatkan dari interpretasi kurva NCT yang digunakan untuk membagi formasi menjadi *Unconfined Zone*, *Transition Zone (Hydrodynamic)*, dan *Confined Zone (Geopressure)*. Pembagian zona ini berdasarkan pada *Normal Compaction Trend Line* (NCTL) dari log Sonik dan log resistivitas.

10. Kalibrasi Tekanan Pori Menggunakan Log MDT dan *Mud Weight Pressure*

a. Menggunakan *Mud Weight*

Prediksi tekanan pori dapat dilihat dari beratnya lumpur pengeboran yang digunakan saat proses *drilling*. Pengukuran *mud weight pressure* digunakan ketika tidak terdapatnya informasi log *pressure* dari sumur formasi.

b. Menggunakan *MDT Log*

MDT Log adalah salah satu log *pressure* yang didapatkan dari pengukuran secara langsung pada saat proses *logging* yang merupakan data tekanan formasi yang diambil dari formasi (*sandstone*). Karena pada saat *logging* tidak ada tekanan lain yang mempengaruhi formasi, sehingga *MDT*

Log yang didapatkan dari proses *logging* merupakan tekanan pori formasi, sekaligus sebagai tekanan formasi.

11. Zona Tekanan Formasi

Zona tekanan formasi dibagi menjadi 3, yakni tekanan pori (*pore pressure*), tekanan rekah (*fracture pressure*), dan tekanan *overburden*. Pembagian zona ini dilakukan untuk mengetahui bahwa proses pengeboran dapat dilakukan dengan aman, untuk mengetahui peningkatan atau defleksi tekanan pori terhadap tekanan normal (hidrostatik), dan untuk mengestimasi besarnya tegangan efektif yang akan digunakan untuk mendeteksi mekanisme terbentuknya *overpressure*.

12. Penyebab *Geopressure*

Untuk menentukan penyebab dari adanya zona *geopressure*, dapat dilakukan dengan melakukan identifikasi menggunakan tren porositas-densitas *shale*, dan asumsi tren tegangan efektif.

a. Menggunakan tren porositas-densitas *shale*

Dalam menggunakan porositas dan densitas *shale*, penyebab zona *overpressure* dapat ditentukan dengan melihat tren kurva porositas dan densitas *shale* terhadap kedalaman. Ketika proses sedimentasi berkurang secara cepat, atau formasi memiliki permeabilitas yang terlampau kecil, fluida di dalam sedimen hanya dapat keluar secara terpisah atau bertahap. Dalam hal ini, pengurangan porositas yang seharusnya terjadi sesuai dengan bertambahnya kedalaman, menjadi berkurang atau terhenti daripada yang seharusnya. Hal ini mengindikasikan bahwa zona

overpressure diakibatkan oleh *undercompaction (loading)* atau pembentukan hidrokarbon (*unloading*).

Untuk itu, perlu dilakukan estimasi porositas dan densitas *shale*, yakni dengan menggunakan langkah-langkah sebagai berikut:

- 1) Menentukan porositas total sonik dengan menggunakan metode Wyllie, sesuai dengan persamaan:

$$\phi = \frac{1}{C_p} \left(\frac{\Delta t_{obs} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \right) \quad (3.4)$$

Dengan ϕ adalah porositas total, Δt_{obs} adalah *waktu tempuh* observasi, Δt_{ma} adalah matriks *waktu tempuh*, Δt_f adalah waktu tempuh fluida, dan C_p adalah *Compaction factor*.

- 2) Porositas *shale* menggunakan *cut off volume shale* sama dengan 0,95
- 3) Densitas *shale* didapatkan dari *cut off volume shale* sama dengan 0,95

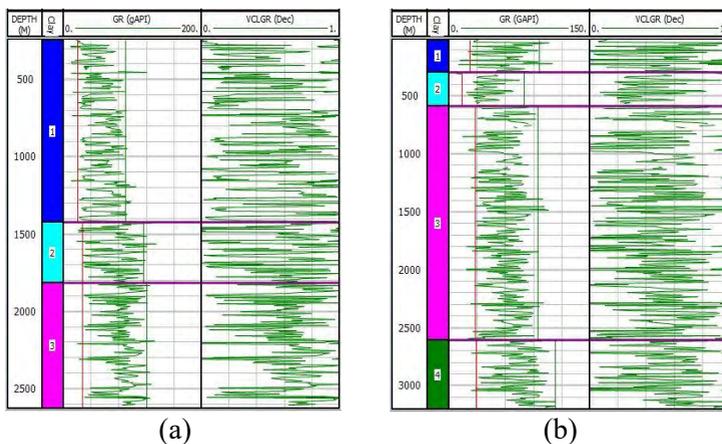
b. Asumsi tegangan efektif (*effective stress*)

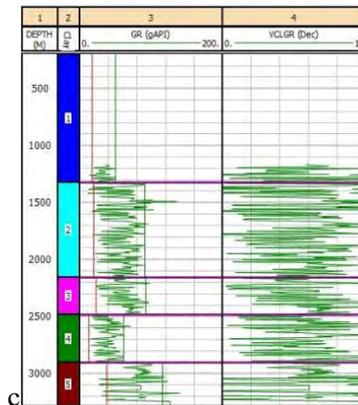
Dengan menggunakan *plotting* zona tekanan formasi, dapat diketahui tren dari besarnya tegangan efektif dari setiap sumur, yakni dengan melihat selisih antara tekanan *overburden* dengan tekanan porinya. Jika tegangan efektif konstan, tekanan pori meningkat, dan tekanan *overburden* meningkat, maka mekanisme *overpressure* adalah proses *loading*. Namun, ketika tegangan efektif berkurang, tekanan pori meningkat, dan tekanan *overburden* konstan, maka mekanisme *overpressure* adalah proses *unloading*.

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Penentuan *Sand-Shale*

Volume Shale dapat dicari dengan membedakan *facies* antara pasir (*sand*) dengan lempung (*shale*). Perhitungan *volume shale* ini dapat dicari dengan melihat tren dari log gamma ray, kemudian dilakukan zonasi sesuai dengan tren-nya. Setelah dilakukan zonasi, selanjutnya dengan menentukan *sand base line* (garis dasar pasir) dan *shale base line* (garis dasar serpih). *Sand base line* terletak di sebelah kiri atau ketika tren dari gamma ray kecil, sedangkan *shale base line* terletak di sebelah kanan atau ketika tren dari gamma ray tinggi. Dengan menggunakan software IP 3.6, dapat diberikan plot pembagian *sand-shale* sebagai berikut:





(c)

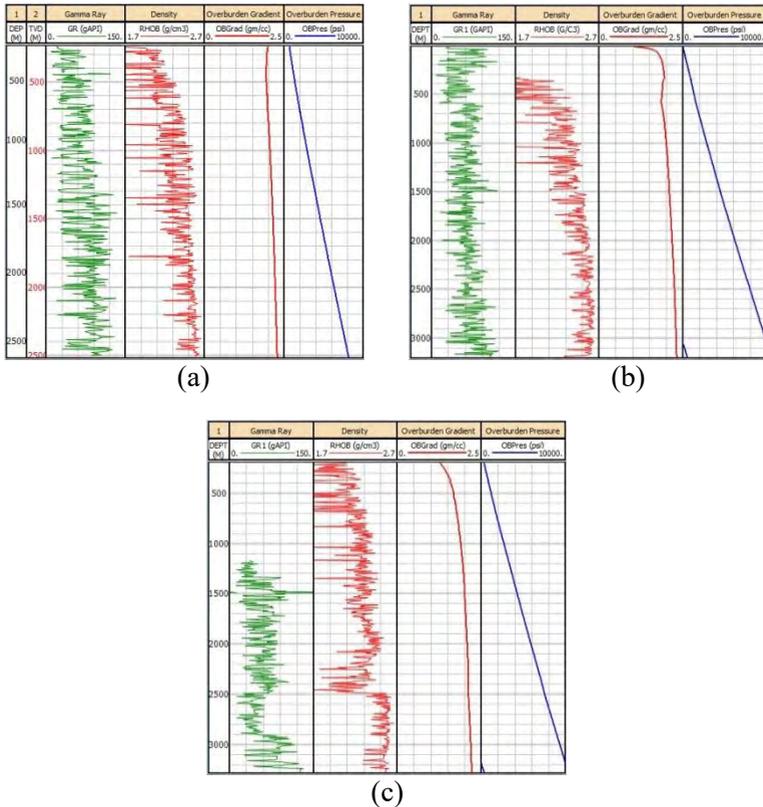
Gambar 4.1 Grafik volume *clay* untuk (a) Sumur #XX; (b) Sumur #YY; (c) Sumur #ZZ

Dari gambar (4.1), dapat dilihat bahwa *shale base line* ditunjukkan oleh garis hijau di sebelah kanan, sedangkan *sand base line* ditunjukkan oleh garis merah di sebelah kiri. Kedua garis inilah yang selanjutnya sangat penting dalam prediksi tekanan pori.

4.2 Tekanan *Overburden*

Tekanan *Overburden* merupakan salah satu tekanan formasi yang harus diukur sebelum dilakukan estimasi tekanan pori. Tujuannya adalah estimasi tekanan *Overburden* nantinya akan digunakan untuk menentukan tegangan efektif normal dengan menggunakan prinsip Terzaghi. Tekanan *Overburden* juga menunjukkan bagaimana proses pembebanan berlangsung pada suatu daerah *geopressure*.

Berikut adalah grafik tekanan *Overburden* yang dihasilkan:



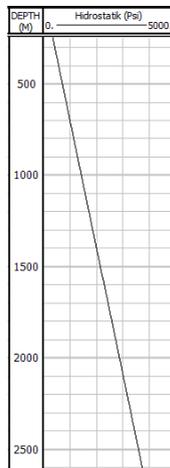
Gambar 4.2 Grafik *Overburden* Gradien dan Tekanan pada: (a) Sumur #XX; (b) Sumur #YY; (c) Sumur #ZZ

Gambar di atas menunjukkan gradien dan besarnya tekanan *Overburden* yang terjadi pada masing-masing sumur. Dalam suatu pengukuran log, ada kalanya terdapat data yang

tidak terdeteksi (*nan / not a number*) yang ditunjukkan oleh angka -999 pada kurva log. Hal ini akan menyebabkan tidak akuratnya pengukuran. Sama halnya dengan log densitas yang nilainya berpengaruh terhadap besarnya tekanan *Overburden*, sehingga untuk menghilangkannya digunakan persamaan *Amoco Compaction Relationship*.

4.3 Tekanan Hidrostatik

Tekanan Hidrostatik merupakan tekanan yang berasal dari fluida formasi. Sumur yang diteliti berada di Cekungan Tarakan. Fluida formasi yang diteliti memiliki densitas sebesar 1.01 SG atau 0.437 psi/feet atau sama dengan 1.4337 psi/meter. Sehingga, dapat diberikan kurva gradien tekanan hidrostatik yakni sebagai berikut:



Gambar 4.3 Grafik gradien tekanan hidrostatik pada lapangan #AA

Dalam pengukuran tekanan pori suatu formasi, tekanan hidrostatik memiliki peran yang paling penting dimana tekanan

hidrostatik digunakan sebagai tekanan pori normal dari suatu formasi. Jadi, jika tekanan pori terhitung bernilai lebih dari tekanan pori normal ada kemungkinan mengindikasikan adanya zona *geopressure*.

4.4 Prediksi Eksponensial Eaton

Dalam metode Eaton, salah satu parameter yang paling penting adalah Eksponensial Eaton. Sehingga, sebelum dilakukan prediksi tekanan pori, harus diketahui terlebih dahulu besarnya eksponensial Eaton dari suatu sumur. Karena eksponensial Eaton berbeda untuk setiap litologi yang berbeda. Dengan menggunakan Persamaan (2.8) dan (2.9), dapat diketahui bahwa eksponensial Eaton untuk masing-masing sumur. Estimasi nilai konstanta Eaton ini menggunakan metode Markov Chain Monte Carlo yang menggunakan algoritma DREAM (*Differential Evolution Adaptive Metropolis*) dengan *generalized likelihood uncertainty estimation* (GLUE) yang dapat digunakan untuk data yang mengandung noise Gaussian maupun non-Gaussian. Pada penentuan konstanta Eaton, digunakan Persamaan (2.8) untuk log sonik dan Persamaan (2.9) untuk log resistivitas.

Kedua persamaan ini, terdapat 2 parameter yang akan dicari dengan menggunakan metode Markov Chain Monte Carlo ini. Parameter pertama adalah konstanta C yang merupakan parameter normal yang didapatkan dari resistivitas normal (R_n) atau *travel time* normal (Δt_n) dan tegangan efektif normal (σ_n), sedangkan parameter kedua adalah ($1/\gamma$) dengan γ adalah konstanta Eaton.

Sebelum dilakukan proses inversi, dilakukan penentuan model awal dengan menggunakan Microsoft Excel untuk mendapatkan interval *searchspace* dengan menggunakan metode Power. Setelah didapatkan model awal, dilakukan penentuan parameter yang dibutuhkan dalam metode Markov Chain Monte Carlo, seperti yang ditampilkan pada Tabel (4.1) di bawah ini:

Tabel 4.1 Parameter Input pada metode Markov Chain Monte Carlo

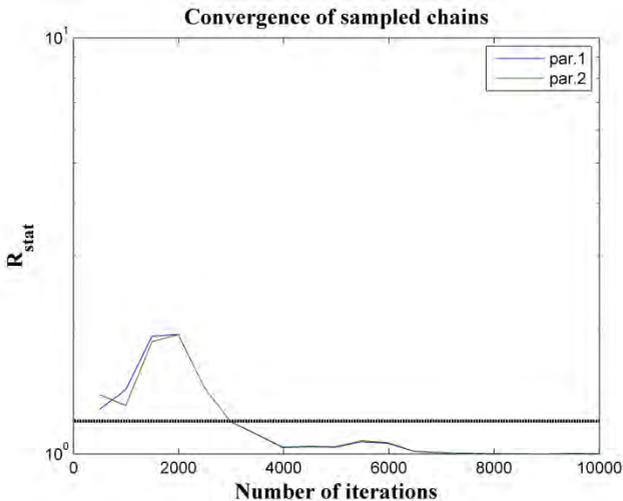
No.	Input	Deskripsi	Nilai
1.	D	Banyaknya parameter	2
2.	N	Banyaknya Markov Chain	10000
3.	T	Banyaknya generasi	2
4.	$\mathcal{Q}(x \hat{Y})$	Fungsi <i>Likelihood</i>	11 (GLUE)
5.	n_{CR}	<i>Crossover</i>	3
6.	K	<i>Thinning</i>	10
7.	$p_{(Y=1)}$	<i>Jump rate</i>	0.2

Setelah dilakukan penentuan parameter input di atas, maka didapatkan hasil sebagai berikut:

a. Diagnosa Konvergensi

Tahap ini dilakukan untuk menunjukkan konvergensi *sample chain* terhadap Rstatistik dari setiap iterasi. Dalam pengolahan data, dilakukan iterasi sebanyak 10000 kali, sehingga dihasilkan hasil yang lebih akurat. Uji konvergensi yang dilakukan adalah dengan menggunakan *multi chain* R statistik dari Gelman dan Rubin (1992) yang membandingkan setiap parameter dalam *chain* dan antar *chain* yang berbeda. Nilai dari

$\hat{R}_j \leq 1.2$ untuk setiap parameter, atau nilai dari T akan semakin meningkat dan proses *running chain* akan lebih lama.

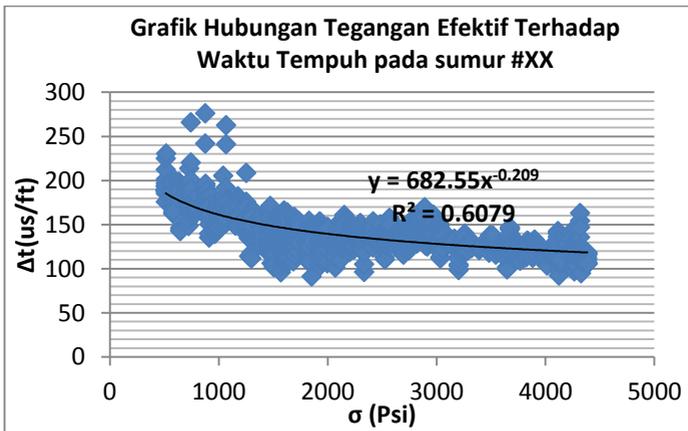


Gambar 4.4 Konvergensi dari sample chain model Eaton pada sumur #YY dengan log sonik

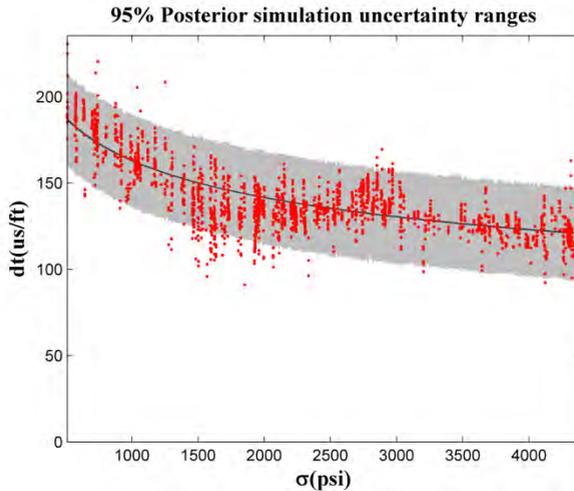
Dari gambar yang ditunjukkan oleh gambar 4.4 di atas, didapatkan bahwa pada iterasi pertama hingga iterasi ke 3000 R_{stat} menunjukkan nilai lebih dari 1.2. Sesuai dengan toleransi konvergensi yang dikemukakan oleh Gelman dan Rubin, maka pada interval iterasi tersebut tidak menunjukkan konvergensi dari *sample chain*, baik untuk parameter 1 maupun parameter 2. Namun pada iterasi 3000 hingga 10000, nilai R_{stat} kembali seimbang dengan menunjukkan angka kurang dari 1.2, sehingga menghasilkan distribusi konvergensi yang seimbang.

b. Model Eaton

Kurva log sonik dapat menunjukkan proses kompaksi yang terjadi pada suatu formasi dengan melihat transit time gelombang akustik dari *transmitter* menuju ke *receiver* yang berada di suatu kedalaman. Setelah dilakukan perhitungan tekanan *Overburden* dan tekanan pori normal (hidrostatik), didapatkan tegangan efektif normal dari formasi, sehingga dengan menggunakan Persamaan (2.8) didapatkan kurva hubungan antara tegangan efektif dengan *transit time* sebagai berikut:



(a)



(b)

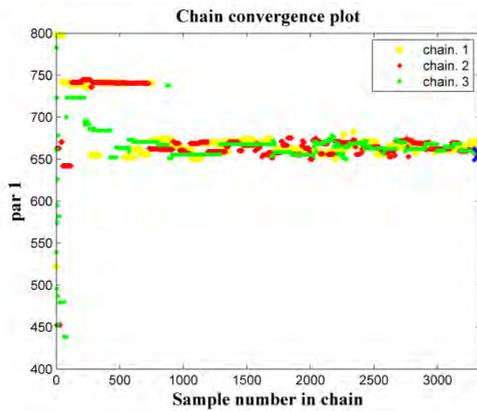
Gambar 4.5 Grafik Hubungan tegangan efektif terhadap log sonik dengan (a) *noise* berbasis Gaussian pada Microsoft Excel; (b) metode MCMC menggunakan prinsip GLUE dengan interval ketidakpastian simulasi 95% pada sumur #XX

Gambar 4.5 merupakan kurva hubungan antara tegangan efektif dengan *travel time* pada log sonik untuk sumur #XX. Gambar (4.5.a) menunjukkan bahwa data log sonik dipengaruhi oleh *noise non-Gaussian*. Hal ini ditunjukkan oleh adanya *outlier* yang berkorelasi antar kedalaman, sehingga mempengaruhi penarikan kurva regresi. Akibatnya, dihasilkan ketidakpastian kurva model yang rendah, yakni sekitar 0.6079 atau 60 %. Sehingga, hasil yang didapatkan kurang akurat.

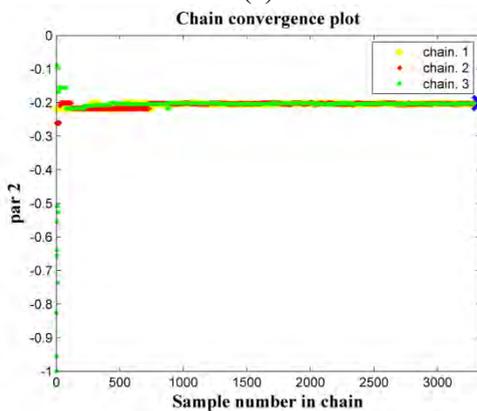
Namun, dengan menggunakan metode MCMC berbasis GLUE dapat menghasilkan distribusi ketidakpastian posterior sebesar 95 % yang ditunjukkan oleh Gambar (4.5.b). Garis berwarna hitam menunjukkan 95 % ketidakpastian simulasi model Eaton terhadap ketidakpastian parameter, sedangkan daerah berwarna abu-abu menunjukkan simulasi ketidakpastian total (parameter ditambah dengan jumlah eror sampel secara random). Nilai dari *travel time* observasi ditunjukkan dengan lingkaran merah. Dari gambar (4.5.b), didapatkan bahwa model Eaton mendekati *travel time* observasi dengan *Root Mean Square Error* (RMSE) dari simulasi *posterior* rata-rata sebesar 13.3367 us/ft. Sekitar 95 % dari observasi berada dalam daerah berwarna abu-abu. Hal ini mengindikasikan bahwa *range* ketidakpastian simulasi memenuhi secara statistik jika dibandingkan dengan metode biasa dengan *noise* berbasis Gaussian. Sehingga, dapat dikatakan bahwa metode MCMC yang digunakan dalam metode ini menghasilkan parameter model yang lebih baik.

c. Konvergensi *Chain*

Tahap ini dilakukan untuk melihat bagaimana pergerakan *chain* untuk mendapatkan parameter model terbaik yang diinginkan. Setelah dilakukan proses *running* pada Matlab, didapatkan hasil plot konvergensi *chain* sebagai berikut:



(a)



(b)

Gambar 4.6 Plot Konvergensi *Chain* untuk (a) Parameter 1; dan (b) parameter 2 pada sumur #XX dengan log sonik

Gambar (4.6) menunjukkan pergerakan ketiga *chain* untuk mencari parameter model yang terbaik. Hasil yang didapatkan menunjukkan bahwa distribusi parameter posterior dengan menggunakan metode Gaussian biasa akan menghasilkan grafik yang lebih menyebar atau adanya *outlier* yang mempengaruhi kurva regresi. Sedangkan dengan menggunakan metode GLUE menghasilkan kurva regresi yang lebih baik dan lebih akurat karena tidak dipengaruhi oleh *outlier* yang ada pada data.

Pada dasarnya, metode GLUE digunakan untuk data yang berhubungan dengan permasalahan ketidakpastian estimasi yang sederhana dimana asumsi *likelihood* tidak tepat. Metode GLUE menghilangkan basis statistik tradisional pada fungsi *likelihood* untuk mencari model representatif (model input, model struktur, model parameter, model error) yang bersifat konsisten dengan parameter observasi non-error. Penggunaan metode GLUE ini dikarenakan Nott et al. (2012) mendemonstrasikan bahwa metode GLUE mendekati prosedur Bayesian meskipun ketika '*general likelihood*' yang digunakan bukan fungsi *likelihood* yang seharusnya.

Dalam penelitian ini, metode MCMC menggunakan prinsip GLUE disamping banyaknya fungsi *likelihood* yang ada. Fungsi-fungsi *likelihood* yang ada hanya dapat digunakan untuk masalah regresi yang sederhana, namun asumsi distribusi residual error Gaussian tidak dapat diaplikasikan pada model yang berhubungan dengan lingkungan (Vrugt et al., 2013). Sedangkan metode GLUE dapat diaplikasikan pada situasi dimana error residu berkorelasi dan non-Gaussian dengan variasi yang tidak simetri. Dari pergerakan *chain* yang ditunjukkan oleh Gambar (4.6), didapatkan bahwa hasil pencarian parameter model untuk

kedua parameter dengan menggunakan metode MCMC dengan GLUE mulai stabil pada sampel chain ke 500. Hal ini menunjukkan bahwa metode ini *robust* terhadap *noise* yang terkandung di dalam data baik log sonik, maupun log resistivitas.

Dengan menggunakan cara yang sama, maka nilai Eksponensial Eaton untuk masing-masing sumur akan disajikan dalam tabel di bawah ini:

Tabel 4.2 Nilai Eksponensial Eaton

No.	Sumur	Resistivitas		Sonik	
		Eks. Eaton	STD	Eks. Eaton	STD
1.	#XX	2.86	0.0078	4.9	0.0009
2.	#YY	3.12	0.0068	4.03	0.0015
3.	#ZZ	4.24	0.0076	5.5	0.0019

Nilai eksponensial Eaton ini akan digunakan dalam perhitungan tekanan pori, baik menggunakan metode resistivitas maupun sonik.

4.5 Pembentukan kurva NCT

Dalam metode Eaton, dibutuhkan parameter normal baik untuk resistivitas maupun sonik, seperti pada Persamaan (2.6) dan (2.7). Dalam beberapa kasus, penentuan kurva NCT bersifat subyektif dimana setiap peneliti dapat memiliki pendapat yang berbeda dalam penentuannya. Seharusnya, kurva NCT dapat ditentukan dengan menggunakan Persamaan (2.4) untuk log resistivitas dan Persamaan (2.5) untuk log sonik.

Namun, dari kedua persamaan di atas, terdapat beberapa parameter yang tidak diketahui, seperti R_0 (resistivitas di

mudline), b (konstanta), Δt_m (waktu tempuh matriks), Δt_m (waktu tempuh di *mudline*), dan c (konstanta). Untuk mengestimasi, dilakukan proses inversi dengan menggunakan metode MCMC untuk mendapatkan parameter model terbaik yang lebih akurat. Pencarian parameter model ini dilakukan dengan menggunakan algoritma DREAM yang dengan GLUE akan mendapatkan 95 % ketidakpastian. Tabel 4.2 dan Tabel 4.3 merupakan hasil model terbaik dan ketidakpastiannya dari proses inversi menggunakan MCMC.

Tabel 4.3 Parameter model pada metode resistivitas

No.	Sumur	Resistivitas			
		R_0	STD	b	STD
1.	#XX	1.412	0.2664×10^{-3}	0.0003	0.6×10^{-6}
2.	#YY	1.4956	0.0375	0.0003	0
3.	#ZZ	2.7182	0.0138	0.0001	0

Tabel 4.4 Parameter model pada metode sonik

No.	Sumur	Sonik					
		Δt_m	STD	$\Delta t_{ml} - \Delta t_m$	STD	c	STD
1.	#XX	114.62 77	0.7123	113.07 28	1.8569	-0.0011	0
2.	#YY	82.442 7	0.846	120.98 25	0.8947	-0.001	0
3.	#ZZ	85.325 7	0.1121	255.35 89	6.2826	-0.0019	0

Dari hasil yang didapatkan pada Tabel (4.2) dan (4.3), maka dapat dilakukan perhitungan R_n dan Δt_n dengan menggunakan software Microsoft Excel yang selanjutnya

digunakan untuk pembentukan kurva NCT dan sebagai parameter normal dalam perhitungan tekanan pori pada tahap selanjutnya.

4.6 Zonasi Tekanan Pori

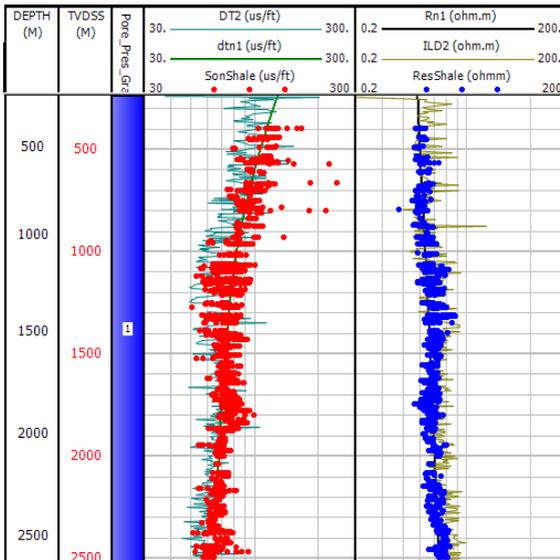
1. Sumur #XX

Sumur #XX merupakan sumur yang memiliki *directional* S, sehingga dibutuhkan data *Trajectory Well* untuk mendapatkan *True Vertical Depth*/TVD (Kedalaman yang sebenarnya) sesuai dengan data kedalaman, *inclinasi*, dan *azimuth* untuk setiap titik pengambilan. Setelah didapatkan parameter model melalui metode MCMC pada tahap sebelumnya, didapatkan bahwa kurva normal sumur #XX untuk waktu tempuh dan resistivitas secara berurutan sebagaimana berikut:

$$\Delta t_n = 114.6277 + 113.0728e^{-0.0011Z} \quad (4.1)$$

$$R_n = 1.412e^{0.0003Z} \quad (4.2)$$

Dengan menggunakan kedua persamaan ini, dapat dihasilkan kurva NCT sebagaimana Gambar 4.7 untuk log sonik dan log resistivitas.

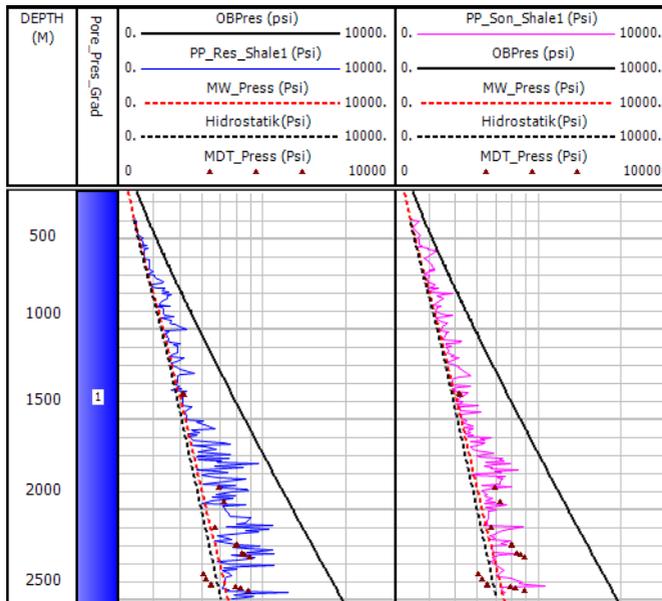


Gambar 4.7 Kurva Normal Resistivitas dan Waktu Tempuh pada sumur #XX

Gambar (4.7) menunjukkan bahwa pada sumur #XX, mulai dari kedalaman 245,875 meter sampai dengan 2629,25 meter belum ditemukan zona *geopressure*. Artinya, pada sumur #XX untuk interval kedalaman tersebut proses *drilling* dapat dilakukan dengan aman.

Selain itu, pada grafik juga dapat dilihat bahwa log sonik dan log resistivitas stabil semakin bertambahnya kedalaman. Hal ini ditunjukkan oleh kurva NCT yang selalu berhimpit dengan data log sonik dan log resistivitas di sepanjang interval kedalaman. Dengan demikian, formasi pada sumur #XX memiliki susunan sedimen yang terkompaksi dengan baik. Selain itu, dapat dilihat dari log sonik bahwa defleksi yang terjadi adalah defleksi ke kiri yang menunjukkan bahwa semakin dalam formasi, cepat

rambat gelombang pada formasi batuan yang ditangkap oleh log sonik semakin cepat. Artinya, semakin dalam formasi pada sumur #XX, semakin kuat juga kompaksi yang terjadi pada batuan sedimen penyusunnya. Berbeda halnya dengan log resistivitas yang menunjukkan kemiringan ke arah kanan yang menunjukkan semakin bertambahnya kedalaman resistivitas semakin besar. Hal ini menunjukkan bahwa porositas batuan formasi semakin berkurang (Hughes, 1996). Pengurangan porositas ini menunjukkan bahwa proses kompaksi yang terjadi pada formasi batuan berjalan secara normal (Ramdhan, 2010; Zhang, 2011).



Gambar 4.8 Grafik Tekanan Pori pada sumur #XX

Gambar 4.8 menunjukkan grafik tekanan pori pada sumur #XX, baik menggunakan log sonik maupun menggunakan log resistivitas. Pada formasi sumur #XX dengan menggunakan log sonik, didapatkan tekanan pori terbesar adalah 6990.79 Psi pada kedalaman 2573.5 meter dan 6375.18 Psi pada kedalaman 2564.625 meter dengan menggunakan log resistivitas.

Untuk mengetahui keakuratan prediksi tekanan pori, dibutuhkan suatu data pembanding dimana dalam penelitian ini digunakan data *direct pressure* yang didapatkan dari log MDT dan tekanan dari berat lumpur yang didapatkan dari data *mud log*.

Setelah dikalibrasi dengan data *mud weight pressure* dan *MDT log* sumur #XX, didapatkan perbedaan yang cukup signifikan antara prediksi tekanan pori dengan data tekanan dari berat lumpur (*mud weight pressure*). Dari hasil perhitungan menunjukkan tekanan pori terbesar adalah 3840 psi pada kedalaman 2624,1 meter dan tekanan pori sebesar 4771.096 psi pada kedalaman 2369.9 meter untuk data log MDT. Namun, jika dibandingkan dengan data dari *direct pressure* (log MDT), didapatkan kemiripan data untuk beberapa kedalaman. Hal ini disebabkan oleh log MDT merupakan log tekanan yang dihitung dari *sandstone* yang tidak homogen (Azadpour et al., 2015), sedangkan pada penelitian ini, tekanan pori dihitung pada *shale* yang memiliki homogenitas (Ramdhan, 2010). Sehingga, membuktikan bahwa tekanan pori hasil perhitungan dapat dikatakan cukup akurat jika dibandingkan dengan data tekanan berat lumpur.

Salah satu fungsi tekanan pori adalah untuk menentukan berat lumpu yang akan digunakan dalam proses *drilling*. Lumpur pengeboran digunakan untuk membentuk tekanan lumpur yang dapat mendukung dinding sumur bor untuk mencegah terjadinya *influx* dan runtuhnya dinding bor selama proses pengeboran. Untuk mencegahnya, dibutuhkan tekanan dari lumpur yang lebih

berat daripada tekanan pori (Zhang, 2011). Sehingga, data tekanan dari berat lumpur dapat digunakan sebagai kalibrasi tekanan pori dari suatu formasi jika tidak terdapat data *direct pressure*, namun tidak dapat digunakan sebagai acuan utama karena pada proses *drilling* biasanya digunakan berat lumpur yang melebihi tekanan pori seharusnya pada formasi.

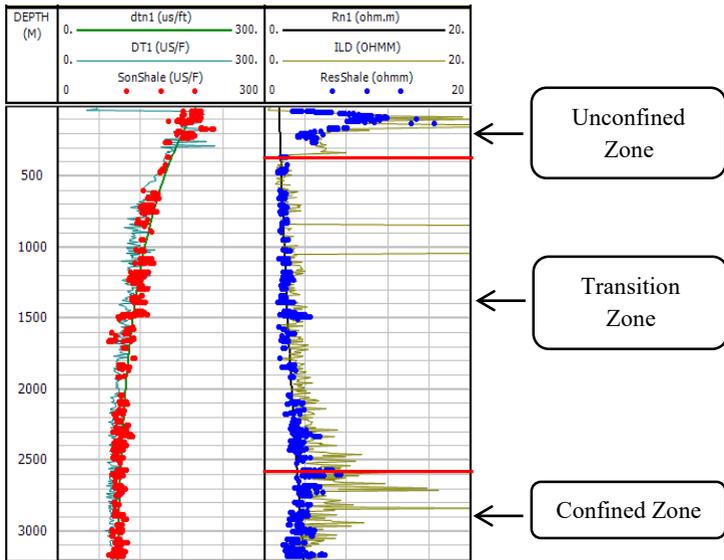
2. Sumur #YY

Sebagaimana pada sumur #XX, pada sumur ini, yang pertama kali dilakukan ialah mengestimasi untuk mendapatkan parameter model untuk kurva normal dari resistivitas dan sonik menggunakan algoritma MCMC dan didapatkan persamaan empiris sebagaimana Persamaan berikut:

$$\Delta t_n = 82.4227 + 120.9825e^{-0.001Z} \quad (4.3)$$

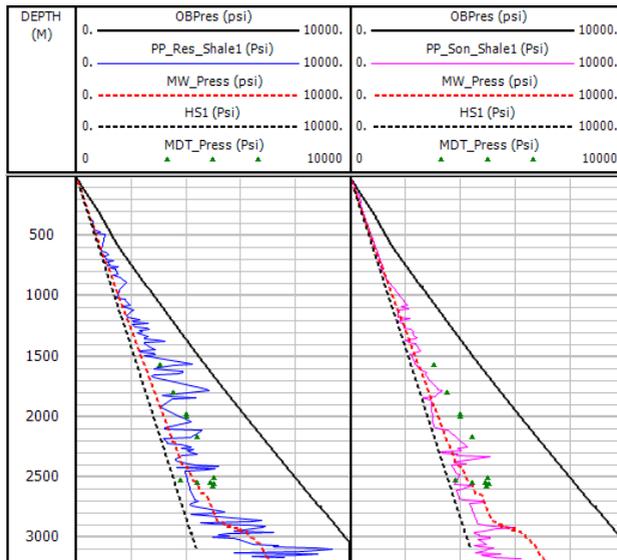
$$R_n = 1.4956e^{0.0003Z} \quad (4.4)$$

Gambar 4.9 menunjukkan hasil inversi untuk estimasi kurva NCT menggunakan MCMC, dari log resistivitas dan log sonik. Kurva NCT untuk log resistivitas menunjukkan bahwa kurva NCT berbasis MCMC ini tidak terpengaruh oleh keberadaan *outlier* atau penyimpangan data pada kedalaman diatas 500 meter. Artinya, proses inversi menggunakan algoritma MCMC dengan prinsip GLUE ini *robust* terhadap *noise*. Namun, jika dilihat dari grafik NCT yang ditunjukkan oleh log resistivitas, terdapat defleksi antara kurva NCT dengan tren resistivitas observasi.



Gambar 4.9 Kurva Normal Resistivitas dan Waktu Tempuh pada sumur #YY

Gambar 4.9 menunjukkan keberadaan beberapa zona yang mengalami defleksi dari kurva NCT. Berdasarkan defleksi ini, formasi pada data log dapat dibagi menjadi 3 zona, yakni zona *unconfined* yang terdapat pada kedalaman 33.4 meter hingga 357.5 meter, zona transisi pada kedalaman 357.5 meter hingga 2585.9 meter, sedangkan zona *confined* atau *geopressure* pada kedalaman 2585.9 meter hingga 3172.4 meter.



Gambar 4.10 Tekanan Pori pada sumur #YY

Setelah dilakukan pengukuran tekanan pori menggunakan metode *Eaton* dengan log sonik, didapatkan bahwa nilai tekanan pori terbesar adalah 6901 Psi pada kedalaman 3077.8704 meter. Sedangkan dengan log resistivitas didapatkan nilai tekanan pori terbesar adalah 7790 Psi pada kedalaman 3095.092 meter.

Gambar (4.10) ini juga menunjukkan bahwa hasil estimasi tekanan pori menggunakan resistivitas memiliki perbedaan yang cukup signifikan dengan data *mud weight pressure* dan log MDT. Data tekanan pori dari log MDT menunjukkan tekanan pori terbesar ada pada kedalaman 2563.5 sebesar 5032.746 Psi. Sedangkan data tekanan dari berat lumpur

menunjukkan tekanan pori terbesar pada kedalaman 3199.5 meter yakni sebesar 7099 Psi. Namun, dari kalibrasi data menunjukkan kemiripan dengan perhitungan tekanan pori menggunakan log sonik.

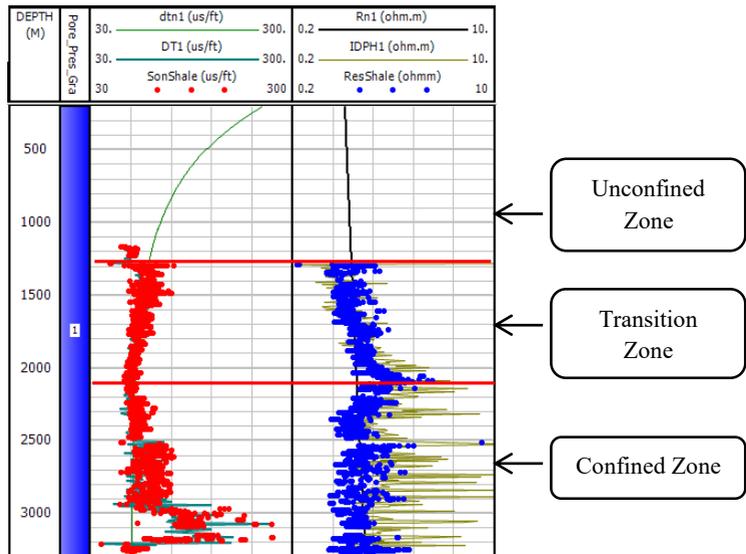
3. Sumur #ZZ

Hasil inversi parameter-parameter NCT pada data sumur #ZZ menggunakan algoritma MCMC didapatkan persamaan berikut:

$$\Delta t_n = 85.3257 + 255.3589e^{-0.0019Z} \quad (4.5)$$

$$R_n = 2.7182e^{0.0001Z} \quad (4.6)$$

Gambar 4.11 merupakan kurva NCT pada log resistivitas dan log sonik beserta data masing-masing log tersebut. Gambar ini menunjukkan bahwa kurva NCT tidak terpengaruh adanya defleksi pada log sonic dan log resistivitas yang masing-masing pada kedalaman 3000-3200 meter dan 2000-2200 meter. Artinya, algoritma MCMC *robust* untuk estimasi kurva NCT dari kedua log tersebut. Selanjutnya, berdasarkan keberadaan defleksi data log terhadap NCT, formasi bawah permukaan pada sumur ini dibagi menjadi 3 zona.



Gambar 4.11 Kurva Normal Resistivitas dan Waktu Tempuh pada sumur #ZZ

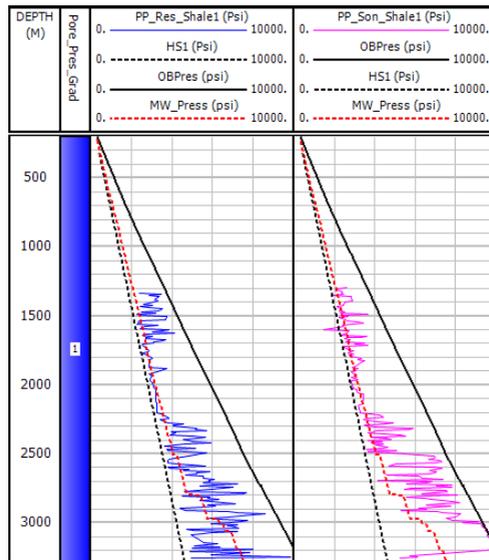
Zona *confined* dapat diidentifikasi hingga kedalaman 1273.5 meter. Dimana pada Zona *Confined* fluida yang mengisi pori-pori di antara batuan merupakan fluida campuran antara fluida formasi dengan fluida yang berasal dari formasi lain. Selain itu, tidak terdeteksinya kurva NCT pada zona ini menunjukkan bahwa pada interval kedalaman tersebut, susunan matriks batuan sedimen masih belum terkompaksi dengan baik, sehingga menyebabkan tegangan efektif antar matriks batuan kecil dan cement perekat formasi mudah hancur.

Zona transisi terdapat pada kedalaman 1273-2083.8 meter. Hal ini ditunjukkan dengan kurva normal yang dapat

diidentifikasi di sepanjang interval kedalaman. Artinya, pada kedalaman tersebut tekanan formasi masih memiliki tekanan yang normal, yakni tekanan fluida yang mempengaruhi hanya tekanan fluida yang berasal dari formasi itu sendiri. Selain itu, pada interval kedalaman tersebut matriks batuan penyusun formasi sumur #ZZ memiliki kompaksi yang bagus atau mengalami *normal compaction*. Yang artinya, pada kedalaman tersebut formasi masih dapat mengeluarkan fluida yang ada di dalam formasi batuan jika diberikan tekanan berlebih dari permukaan (*Overburden stress*).

Zona *confined* atau *geopressure* terdapat pada kedalaman 2083.8-3280.9 meter. Pada zona ini, formasi batuan tidak mengalami kompaksi dengan baik. Artinya, fluida dalam formasi tidak bisa membebaskan diri atau keluar dari formasi ketika diberikan beban atau tekanan dari arah vertikal (*Overburden pressure*), sehingga membuatnya terkungkung di dalam formasi batuan selama kurun waktu tertentu sampai suatu saat terdapat tekanan yang bisa mengeluarkannya. Pada kedalaman tersebut, sedimen mengalami kegagalan untuk berkompaksi, sehingga menyebabkan tegangan efektif formasi menjadi konstan dan fluida atau air di dalam formasi tidak bisa keluar.

Akibatnya, pada interval kedalaman tersebut formasi tidak mengalami pengurangan porositas, maupun pengurangan ketebalan. Kegagalan kompaksi ini dapat terjadi akibat dari proses *Disequilibrium Compaction*, maupun proses *Unloading*. Fluida di dalam formasi tidak dapat keluar karena formasi didominasi oleh *shale* (batu serpih) pada kedalaman tersebut. Pada zona *Geopressure*, tekanan *Overburden* terus bertambah. Hal ini diakibatkan oleh proses sedimentasi yang terus berjalan atau bisa juga karena cekungan sedimentasi yang masih muda.



Gambar 4.12 tekanan pori pada sumur #ZZ

Dari Gambar (4.12), didapatkan bahwa tekanan pori terbesar untuk metode log sonik sebesar 10068 Psi pada kedalaman 3181.7864 meter, sedangkan tekanan pori terbesar untuk metode resistivitas adalah 9990 Psi pada kedalaman 3250.911 meter. Jika dilihat besarnya tekanan pori tertinggi dari kedua metode, terdapat sedikit perbedaan di antara keduanya. Namun, jika dibandingkan dengan data tekanan dari berat lumpur yang memiliki tekanan terbesar adalah 7559 psi pada kedalaman 3280,5 meter.

Gambar 4.12 menunjukkan bahwa besarnya perbedaan antara keduanya yang mencapai 2000 psi. Tingginya perbedaan

tekanan ini menyebabkan terjadinya *kick* dimana fluida dari formasi tercampur ke dalam lumpur hal ini dibuktikan dengan data *mud log* yang menyatakan bahwa dimulai dari kedalaman 2900–3275 meter gas yang keluar memiliki rentang 500-1300 unit.

4.7 Identifikasi Mekanisme *Geopressure*

Mekanisme *geopressure* dibagi menjadi 3, yakni proses *loading* (*Compaction Disequilibrium/Undercompaction*), proses *unloading* (*fluid expansion, hydrocarbon generation, clay diagenesis, dan lain-lain*), dan maksimum *horizontal stress* (tektonik). Untuk proses *loading* dan *unloading* dapat diidentifikasi melalui 2 cara, yakni dengan menganalisa tren dari porositas-densitas *shale* dan tegangan efektif untuk masing-masing sumur.

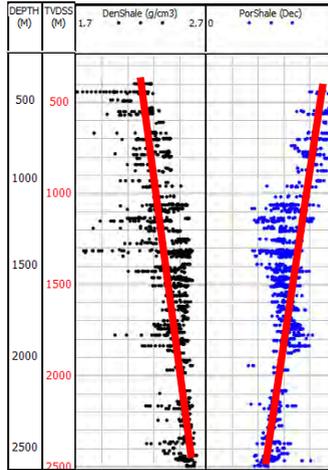
Menurut Zhang (2011), ketika formasi memiliki permeabilitas yang terlalu kecil, fluida di dalam sedimen hanya dapat keluar secara parsial. Fluida yang tersimpan di dalam pori dari sedimen harus menopang semua atau sebagian besar dari berat sedimen, sehingga menyebabkan tekanan pori dari fluida meningkat atau disebut dengan tekanan pori yang tinggi secara abnormal. Dalam keadaan ini, pengurangan porositas akan semakin melemah dibandingkan dengan yang seharusnya pada kedalaman tersebut. Hal ini dapat diakibatkan oleh baik *undercompaction* (*loading*) maupun pembentukan hidrokarbon (*unloading*). Sehingga, mekanisme ini dapat diketahui dari tren porositas normal dan porositas terukur dari formasi (dapat dicari dari data well log).

Menurut Terzaghi (1925), tekanan *Overburden* merupakan tekanan total dari tekanan pori yang berasal dari fluida formasi dan tegangan efektif yang berasal dari matriks penyusun batuan. Penyebab utama adanya *overpressure* adalah

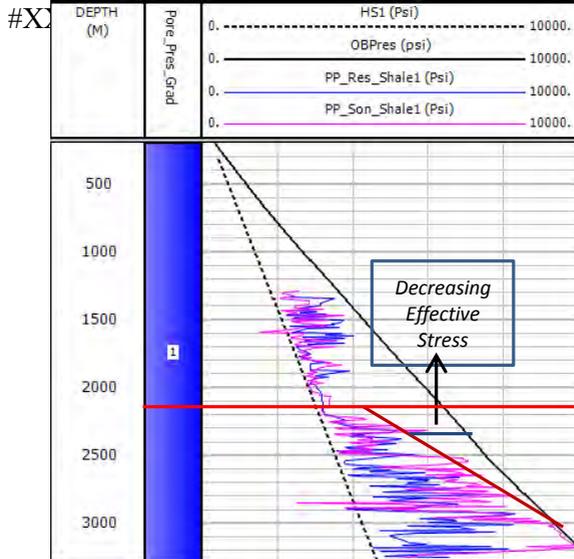
peningkatan tekanan pori secara tidak normal. Sehingga, dengan menggunakan persamaan Terzaghi dapat diidentifikasi mekanisme pembentukannya dengan memandang penyebab dari peningkatan tekanan pori tersebut. Jika terdapat faktor pembebanan (peningkatan tekanan *Overburden*) dan tegangan efektifnya konstan, maka penyebabnya adalah proses *loading (undercompaction)*. Sedangkan ketika tidak terdapat faktor pembebanan (tekanan *Overburden* konstan) dan tegangan efektifnya menurun, maka penyebabnya adalah proses *unloading*.

1. Sumur #XX

Setelah dilakukan pengolahan data untuk mendapatkan porositas dengan menggunakan metode Wyllie, dapat diberikan kurva porositas dan densitas *shale* dengan *cut off* 0,95. Gambar 4.13 merupakan tren kurva porositas dan densitas *shale* sebagai fungsi kedalaman. Gambar ini menunjukkan bahwa sumur #XX merupakan sumur normal kompaksi. Artinya, pada interval kedalaman tersebut formasi masih mengeluarkan fluida yang ada di dalamnya selama kompaksi berlangsung. Hal ini ditunjukkan oleh densitas memiliki tren yang membesar sebagai fungsi kedalaman, dan sebaliknya untuk porositas. Ini membuktikan bahwa semakin dalam formasi, maka semakin besar kerapatan antar matriks batuan penyusunnya dan porositas *shalenya* semakin kecil.



Gambar 4.13 Plot Densitas *shale* dan porositas *shale* pada sumur



Gambar 4.14 Zona tekanan formasi pada sumur #XX

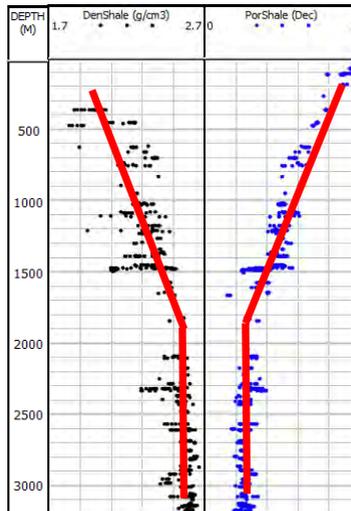
Pendekatan lain yang dapat dilakukan untuk mengidentifikasi adanya zona *geopressure* adalah dengan menganalisa tren dari tegangan efektif formasi. Gambar 4.14 merupakan perbandingan dari beberapa tekanan. Gambar ini menunjukkan besarnya tekanan pori baik dengan metode sonik maupun dengan metode resistivitas. Jika dilihat dari tren tegangan efektifnya, dapat terlihat bahwa semakin dalam tegangan efektifnya semakin bertambah pula seiring dengan bertambahnya tekanan pori dan tekanan overburden. Sesuai dengan persamaan Terzaghi, hal ini mengindikasikan bahwa formasi masih normal dan mengindikasikan bahwa pada interval kedalaman tersebut formasi mengalami kompaksi secara normal.

2. Sumur #YY

Mekanisme terbentuknya zona *geopressure* ini dapat dilihat dari tren porositas-densitas *shale* dan tren tegangan efektifnya. Pengukuran densitas dan porositas shale ini menggunakan *cut off* sebesar 0.95.

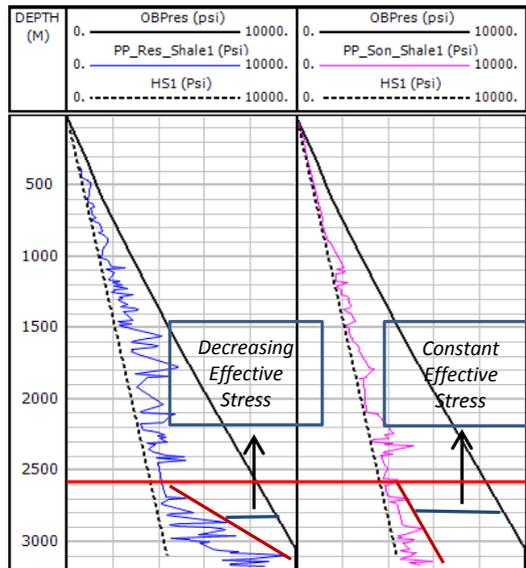
Gambar (4.15) merupakan plot porositas-densitas *shale* sebagai fungsi kedalaman. Grafik ini menunjukkan bahwa densitas semakin besar dengan semakin bertambahnya kedalaman. Namun, ketika sampai pada zona *overpressure* densitas *shale* tidak mengalami perubahan. Ini menunjukkan bahwa pada zona *overpressure* memiliki densitas yang tetap dan fluida di dalam batuan masih tetap tersimpan dengan kapasitas yang sama. Kejadian yang mirip juga terjadi pada porositas, pada kurva porositas *shale* berkurang sebagai fungsi kedalaman dan dan ketika berada pada zona *overpressure* porositas *shalenya* bernilai tetap. Hal ini menunjukkan bahwa pada zona

overpressure tidak ada fluida yang keluar mengalir dari dalam formasi. Ini menunjukkan bahwa penyebab adanya zona *overpressure* adalah *undercompacted (loading)*.



Gambar 4.15 Plot porositas *shale* dan densitas *shale* pada sumur #YY

Pendekatan lain yang dapat digunakan untuk mengidentifikasi penyebab adanya zona *geopressure* adalah dengan menggunakan tren dari tegangan efektif (Gambar 4.16).



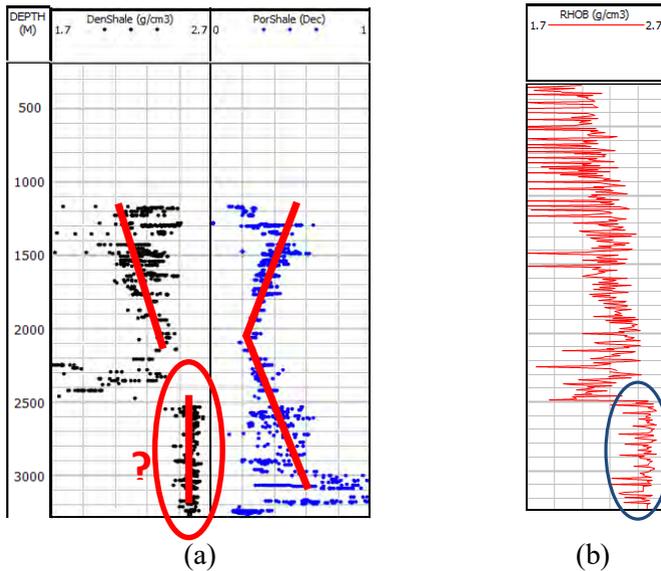
Gambar 4.16 Zona Tekanan Formasi pada sumur #YY

Gambar (4.16) memperlihatkan bahwa tren dari tegangan efektif pada log sonik adalah konstan semakin bertambahnya kedalaman. Hal ini menunjukkan bahwa peningkatan tekanan pori diakibatkan oleh peningkatan tekanan *Overburden* yang menandai adanya proses pembebanan (*loading*) dalam formasi. Namun, jika dilihat dari tren tegangan efektif yang terdapat pada log resistivitas, terjadi penurunan tegangan efektif semakin bertambahnya kedalaman. Hal ini menunjukkan bahwa mekanisme *geopressure* sumur #YY adalah proses *unloading* jika dilihat dari tren tegangan efektif pada log resistivitas. Dari perbedaan tersebut, jika dibandingkan dengan hasil analisa menggunakan tren porositas dan densitas shale, maka dapat

dikatakan bahwa metode menggunakan log sonik lebih akurat dibandingkan dengan metode menggunakan log resistivitas.

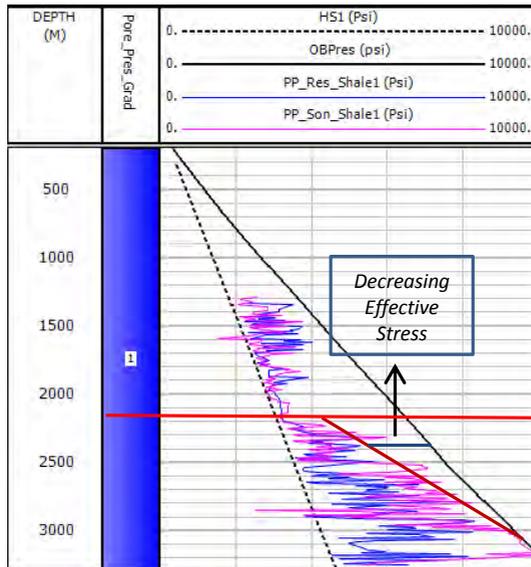
3. Sumur #ZZ

Gambar (4.17) merupakan porositas *shale* menunjukkan pengurangan porositas dan densitas bertambah dengan semakin bertambahnya kedalaman. Namun, pada saat sampai di zona *overpressure* kurva menunjukkan bertambahnya porositas. Ini membuktikan bahwa pada zona *overpressure* pada sumur #ZZ, fluida yang terjebak di dalam formasi semakin besar sebagai fungsi kedalaman. Hal ini akan mengakibatkan bertambahnya nilai tekanan pori. Karena tekanan pori formasi dipengaruhi oleh banyaknya fluida yang tersimpan di dalam formasi, bertambahnya tekanan pori berkorelasi dengan pengurangan tegangan efektif dengan tekanan *Overburden* yang konstan. Dengan demikian, dapat diketahui bahwa penyebab dari adanya zona *Geopressure* pada sumur #ZZ adalah akibat dari proses *unloading*. Namun, densitas shale yang hampir konstan pada Artinya, log densitas tidak menunjukkan bahwa *geopressure* disebabkan oleh peristiwa *unloading*. Lebih lanjut, terdapat perbedaan antara hasil analisa data porositas dan densitas. Namun, jika dilihat dari grafik RHOB sumur #ZZ, didapatkan hasil yang hampir sama dengan densitas *shalenya*. Ini mungkin terjadi karena kesalahan dalam pengambilan data log densitas ketika sampai pada zona *overpressure*. Sehingga, perlu penyelidikan lebih lanjut mengenai keakuratan log densitas dengan cara mengkalibrasikan dengan data XRD.



Gambar 4.17 (a) Densitas *shale* dan porositas *shale*; (b) log RHOB

Selanjutnya, dilakukan analisis pada tren dari tegangan efektif untuk mengetahui penyebab zona *geopressure* pada sumur #ZZ ini. Gambar 4.18 merupakan tekanan formasi pada sumur #ZZ.

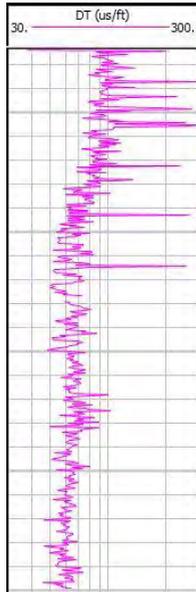


Gambar 4.18 Zona tekanan formasi pada sumur #ZZ

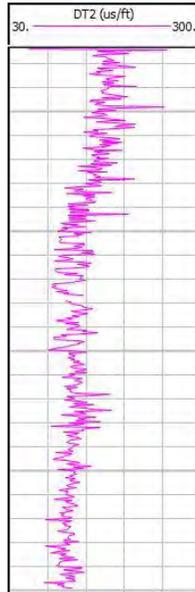
Gambar 4.18 menunjukkan besarnya tegangan efektif (*effective stress*) yang terus berkurang semakin bertambahnya kedalaman pada zona *geopressure*, menunjukkan bahwa penyebab dari adanya zona *geopressure* pada sumur #ZZ-16 adalah proses *unloading*. Hal ini dibuktikan dengan tekanan *overburden* yang konstan, sehingga menyebabkan tekanan porinya naik (sesuai dengan prinsip Terzaghi).

Lampiran 1

Editing log sonik sumur #XX

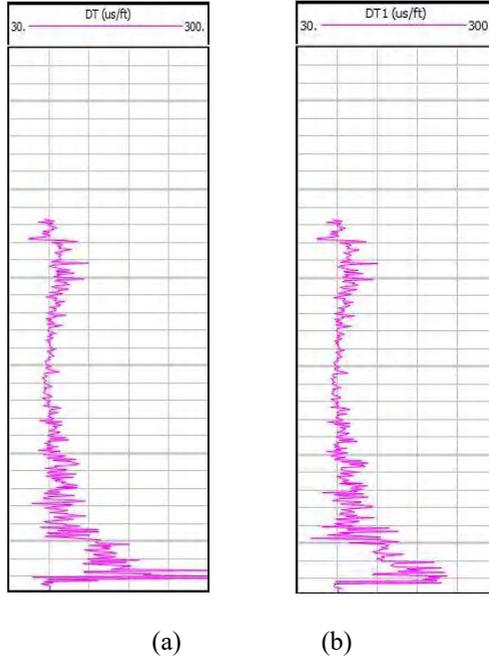


(a)



(b)

Grafik Log Sonik Sumur #XX (a) Sebelum dilakukan *despike filter* (b) Setelah dilakukan *despike filter*

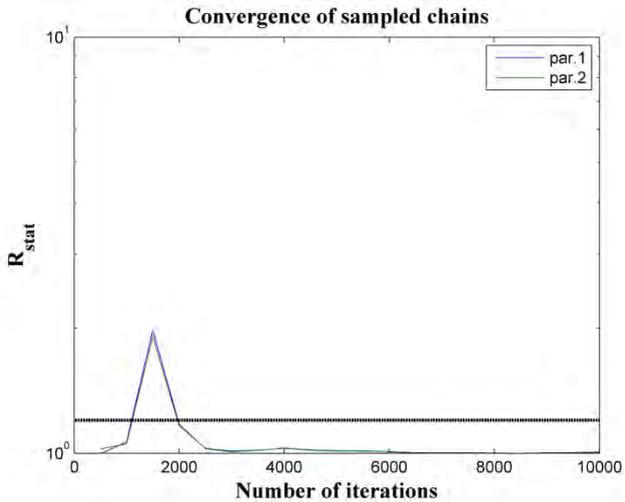
Lampiran 2**Editing log sonik sumur #ZZ**

Gambar 4.3 Grafik Log Sonik Sumur #ZZ (a) Sebelum dilakukan *despiking filter* (b) Setelah dilakukan *despiking filter*

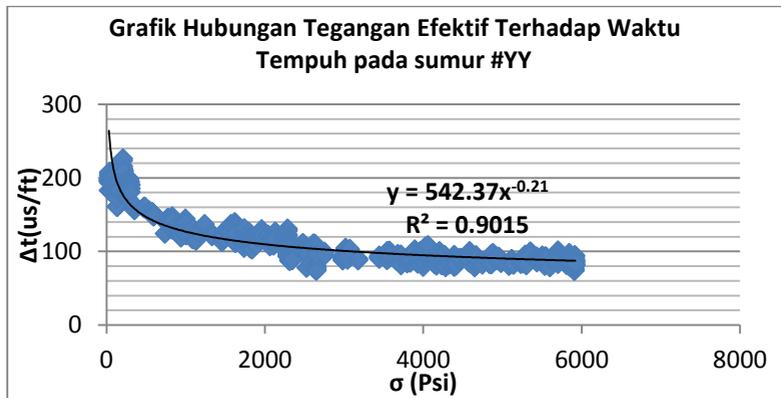
Lampiran 3

Prediksi Konstanta Eaton dengan metode MCMC pada log sonik sumur #YY

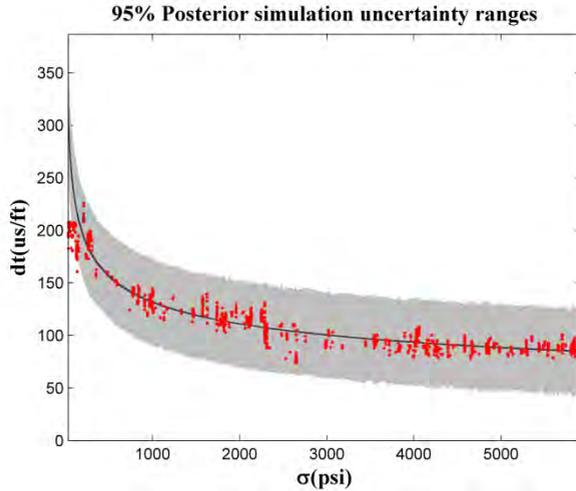
a. Diagnosa Konvergensi



b. Model Eaton



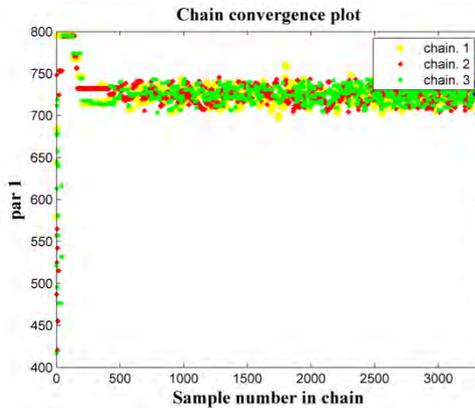
(a)



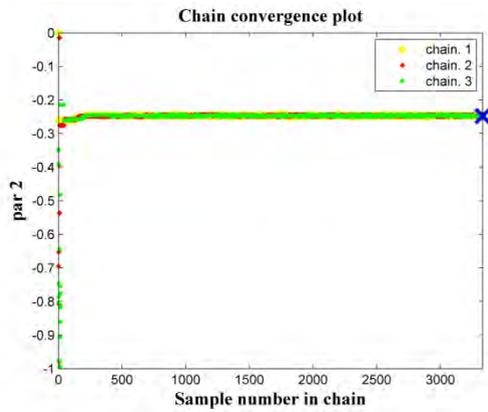
(b)

Grafik Hubungan tegangan efektif terhadap log sonik dengan (a) noise berbasis Gaussian pada Microsoft Excel; (b) metode MCMC menggunakan prinsip GLUE dengan interval ketidakpastian simulasi 95% pada sumur #YY

c. Konvergensi Chain



(a)



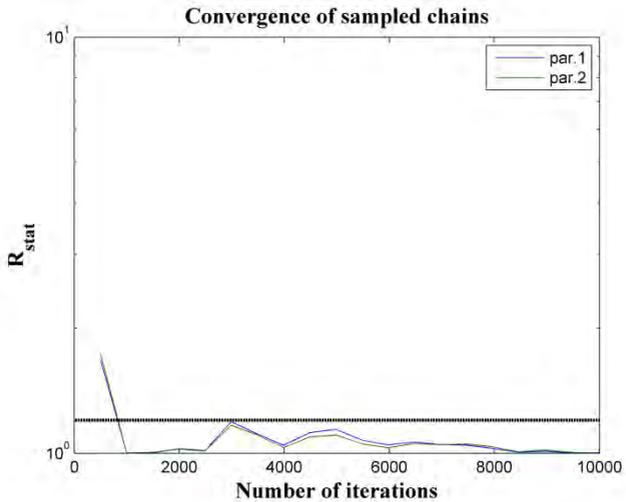
(b)

Plot Konvergensi *Chain* untuk (a) Parameter 1; dan (b) parameter 2 pada sumur #YY dengan log sonik

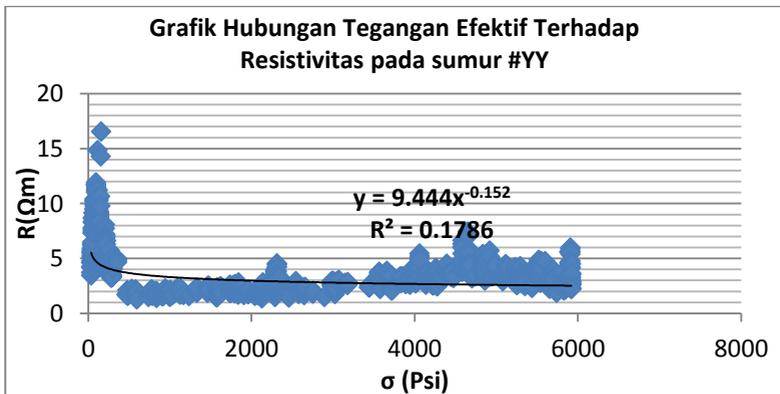
Lampiran 4

Prediksi Konstanta Eaton dengan metode MCMC pada log resistivitas sumur #YY

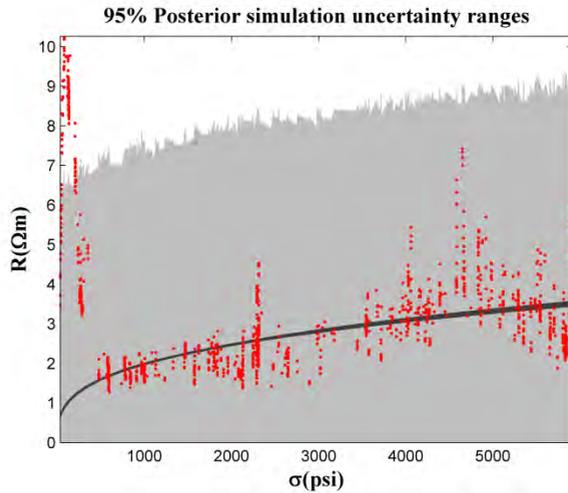
a. Diagnosa Konvergensi



b. Model Eaton



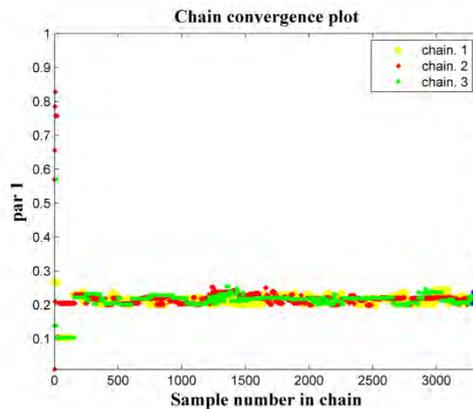
(a)



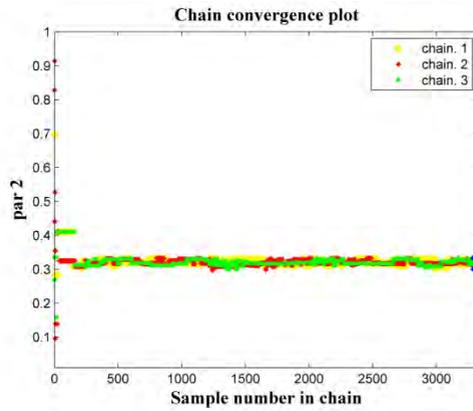
(b)

Grafik Hubungan tegangan efektif terhadap log resistivitas dengan (a) noise berbasis Gaussian pada Microsoft Excel; (b) metode MCMC menggunakan prinsip GLUE dengan interval ketidakpastian simulasi 95% pada sumur #YY

c. Konvergensi Chain



(a)



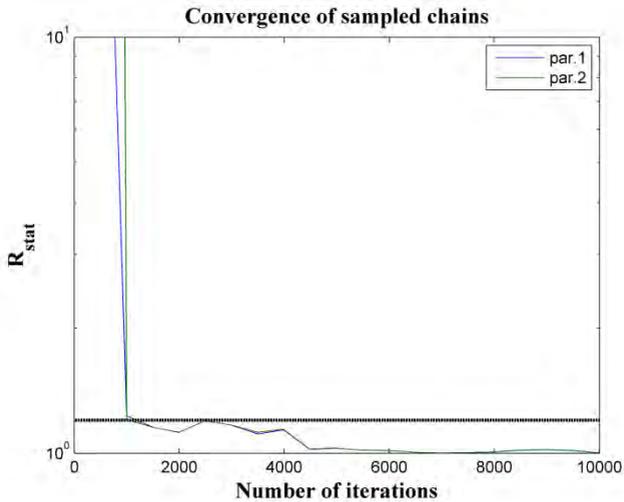
(b)

Plot Konvergensi *Chain* untuk (a) Parameter 1; dan (b) parameter 2 pada sumur #YY dengan log resistivitas

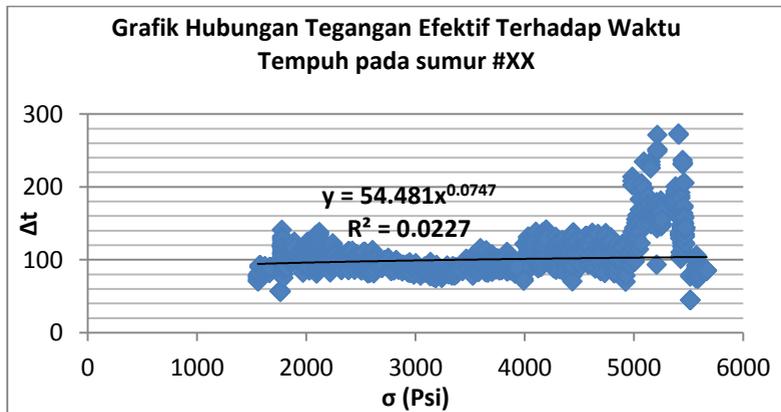
Lampiran 5

Prediksi Konstanta Eaton dengan metode MCMC pada log sonik sumur #ZZ

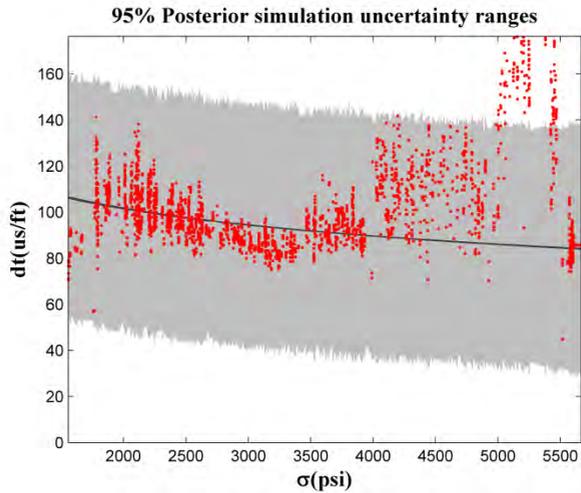
a. Diagnosa Konvergensi



b. Model Eaton



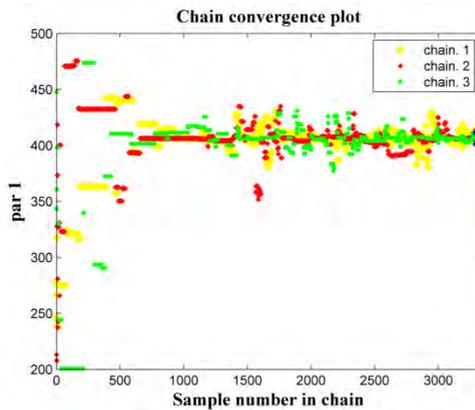
(a)



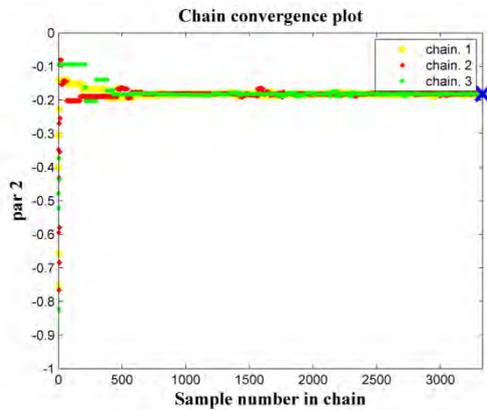
(b)

Grafik Hubungan tegangan efektif terhadap log sonik dengan (a) noise berbasis Gaussian pada Microsoft Excel; (b) metode MCMC menggunakan prinsip GLUE dengan interval ketidakpastian simulasi 95% pada sumur #ZZ

c. Konvergensi Chain



(a)



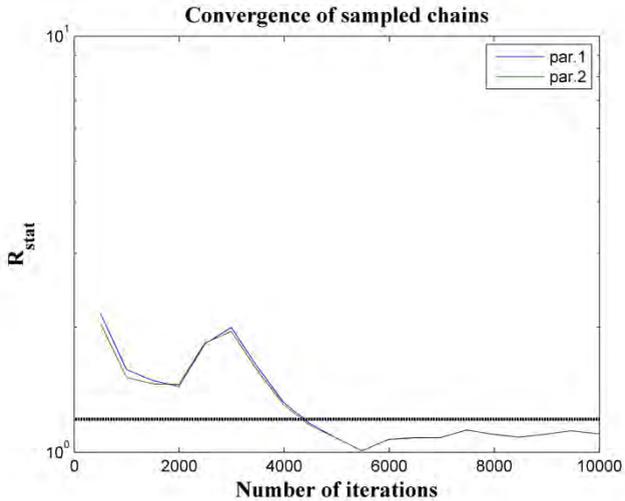
(b)

Plot Konvergensi *Chain* untuk (a) Parameter 1; dan (b) parameter 2 pada sumur #ZZ dengan log sonik

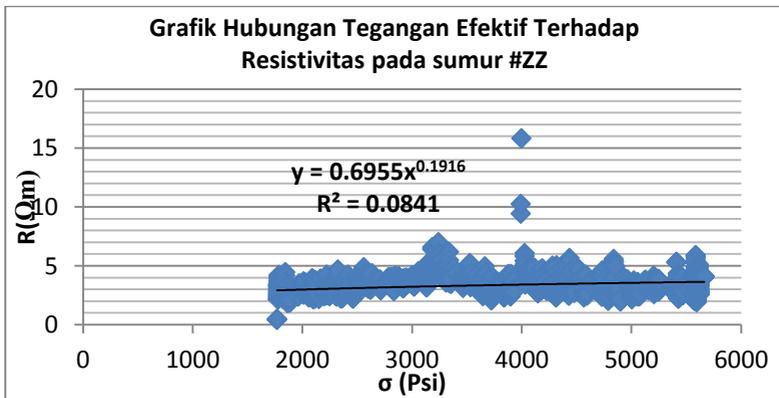
Lampiran 6

Prediksi Konstanta Eaton dengan metode MCMC pada log resistivitas sumur #ZZ

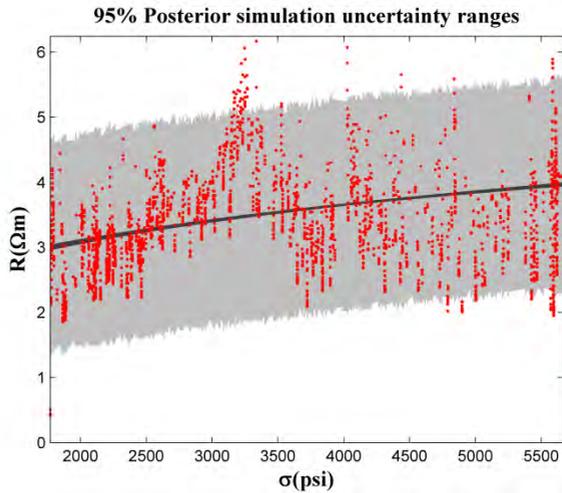
a. Diagnosa Konvergensi



b. Model Eaton

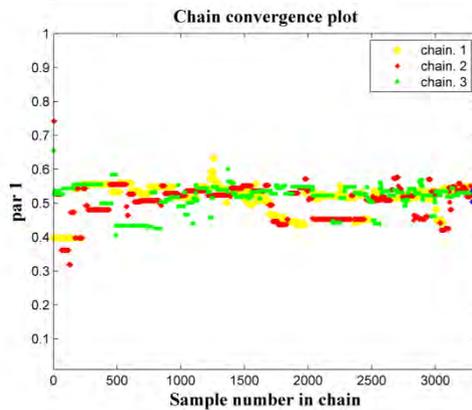


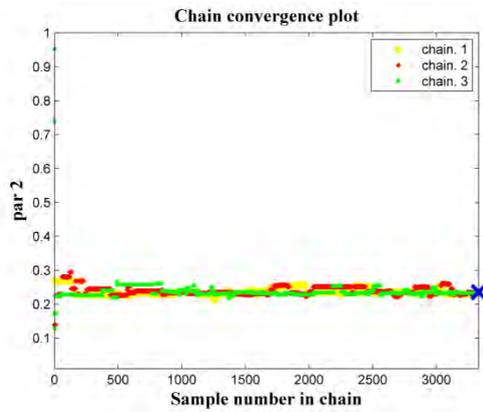
(a)



Grafik Hubungan tegangan efektif terhadap log resistivitas dengan (a) *noise* berbasis Gaussian pada Microsoft Excel; (b) metode MCMC menggunakan prinsip GLUE dengan interval ketidakpastian simulasi 95% pada sumur #ZZ

c. Konvergensi Chain





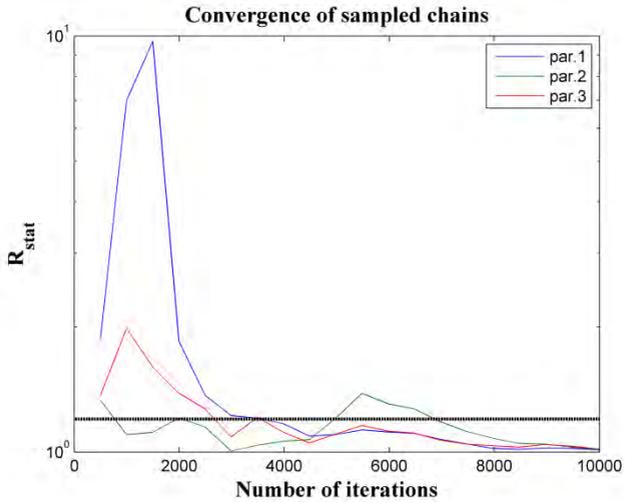
(b)

Plot Konvergensi *Chain* untuk (a) Parameter 1; dan (b) paramater 2 pada sumur #ZZ dengan log resistivitas

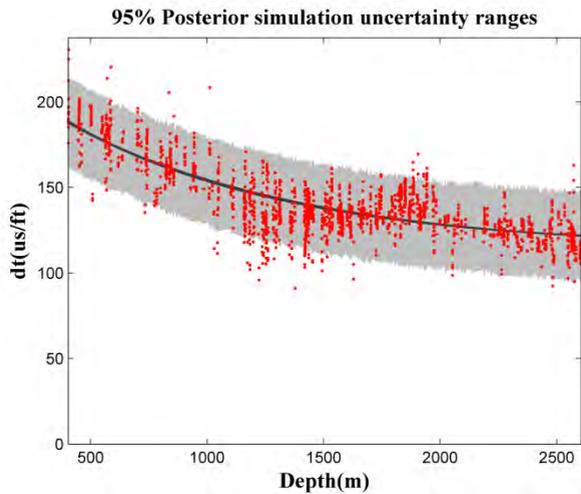
Lampiran 7

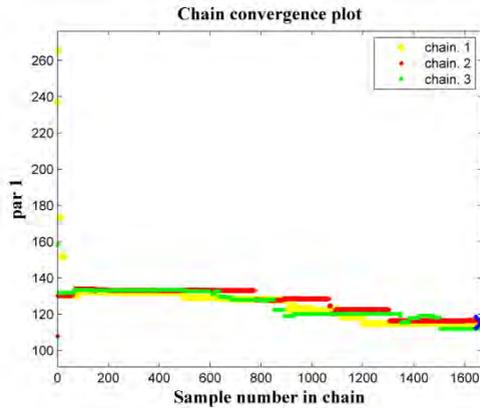
Prediksi parameter NCT Sonik pada sumur #XX

a. Diagnosa Konvergensi

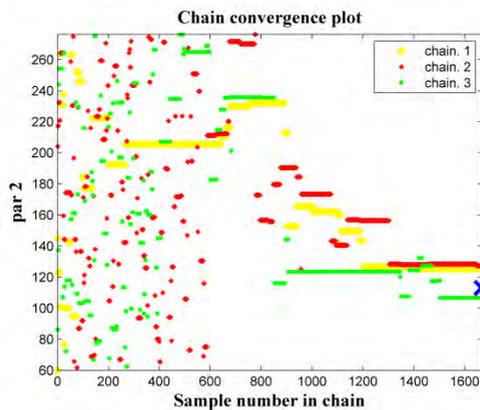


b. Model Eaton

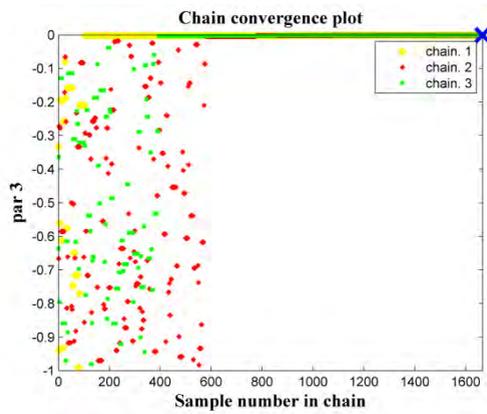


c. Konvergensi Chain

(a)

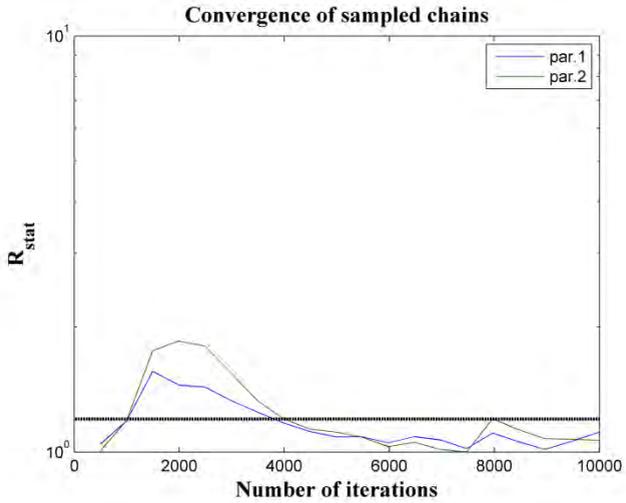
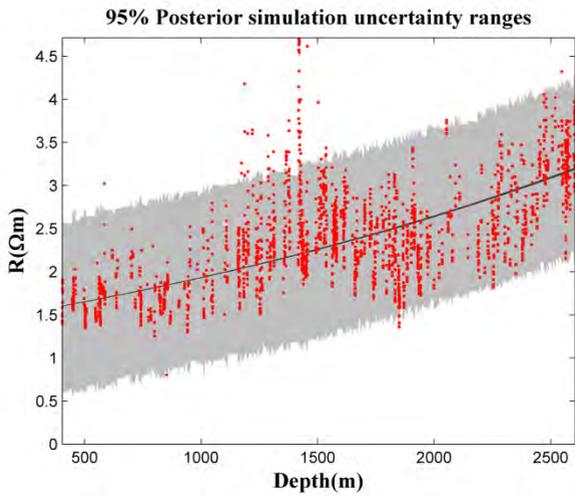


(b)

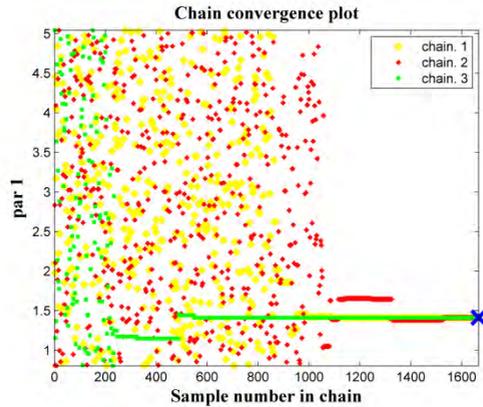


(c)

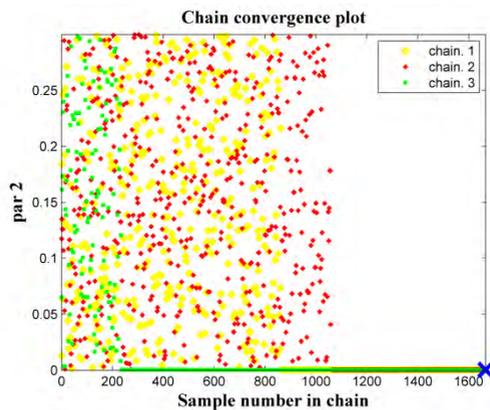
Plot Konvergensi *Chain* penentuan NCT untuk (a) parameter 1; (b) parameter 2; dan (c) parameter 3 pada sumur #XX dengan log sonik

Lampiran 8**Prediksi parameter NCT Resistivitas pada sumur #YY****a. Diagnosa Konvergensi****b. Model Eaton**

c. Konvergensi Chain

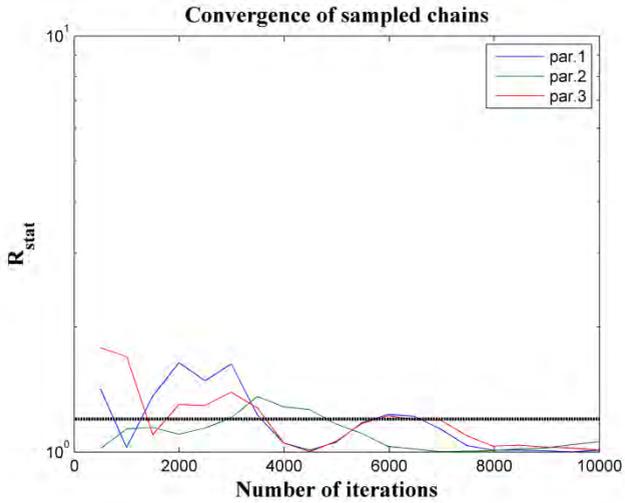
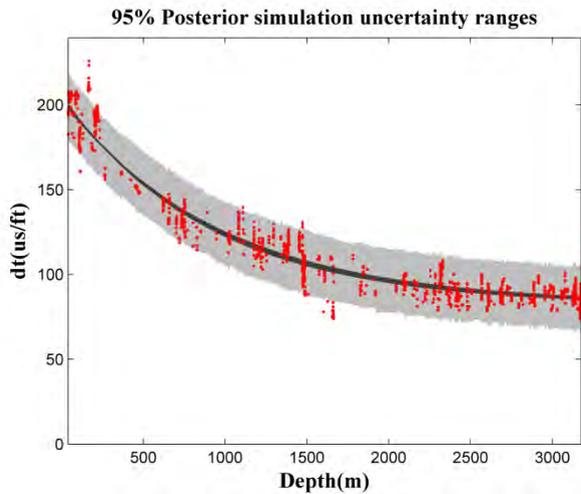


(a)

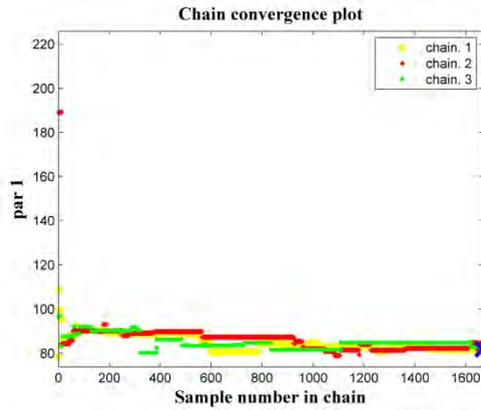


(b)

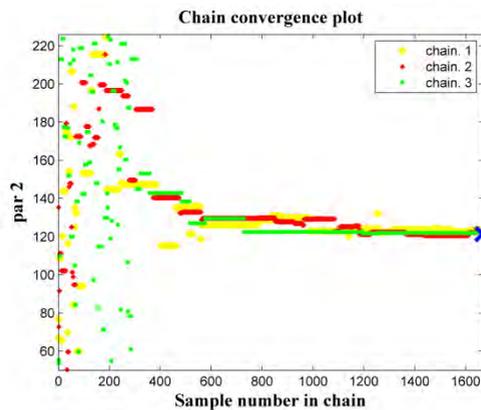
Plot Konvergensi *Chain* penentuan NCT untuk (a) Parameter 1; dan (b) parameter 2 pada sumur #XX dengan log resistivitas

Lampiran 9**Prediksi Parameter NCT Sonik pada sumur #YY****a. Diagnosa Konvergensi****b. Model Eaton**

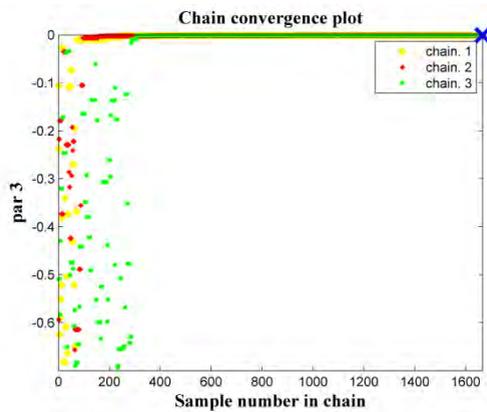
c. Konvergensi Chain



(a)



(b)



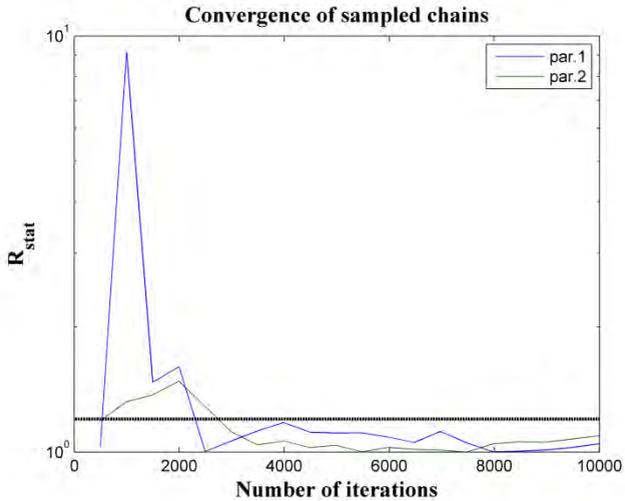
(c)

Plot Konvergensi *Chain* penentuan NCT untuk (a) Parameter 1; (b) parameter 2; dan (c) parameter 3 pada sumur #YY dengan log sonik

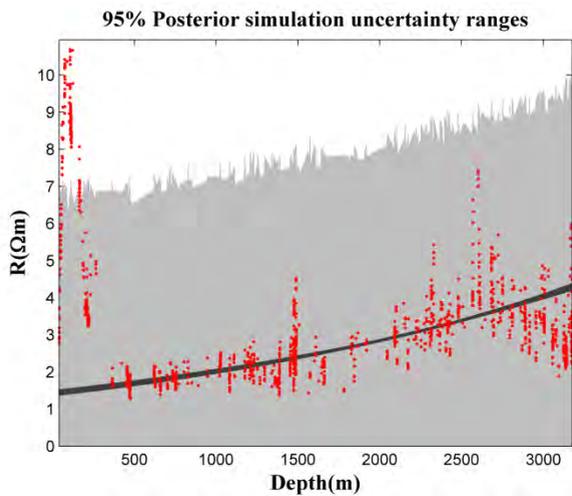
Lampiran 10

Prediksi Parameter NCT Resistivitas pada sumur #YY

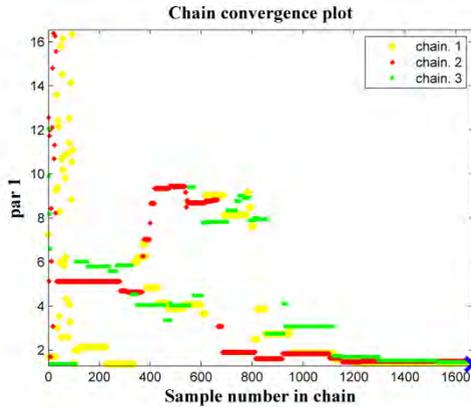
a. Diagnosa Konvergensi



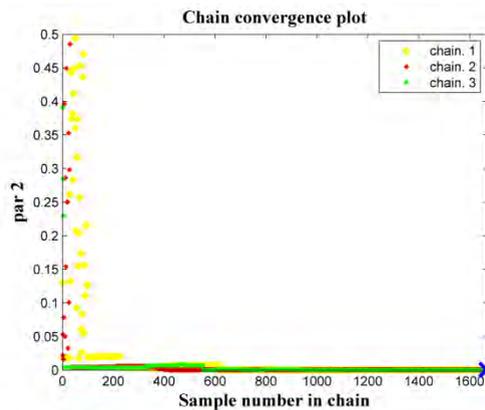
b. Model Eaton



c. Konvergensi Chain



(a)



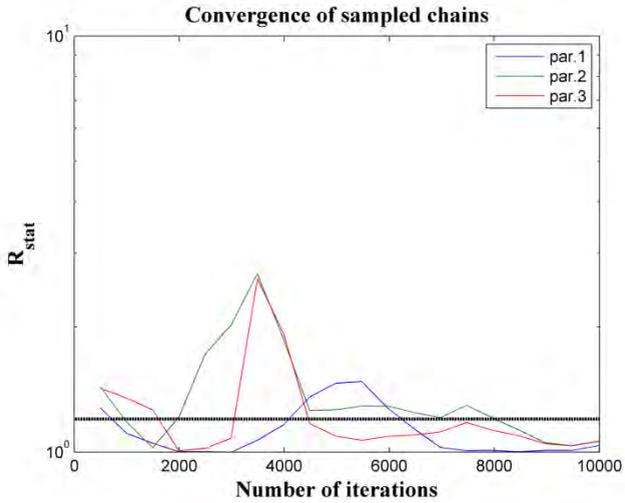
(b)

Plot Konvergensi *Chain* penentuan NCT untuk (a) Parameter 1; dan (b) parameter 2 pada sumur #YY dengan log resistivitas

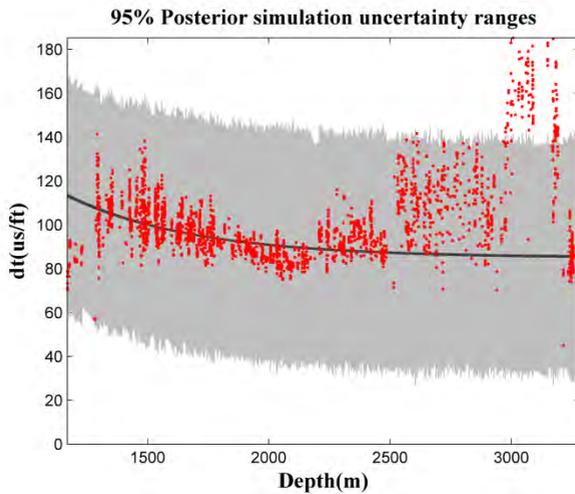
Lampiran 11

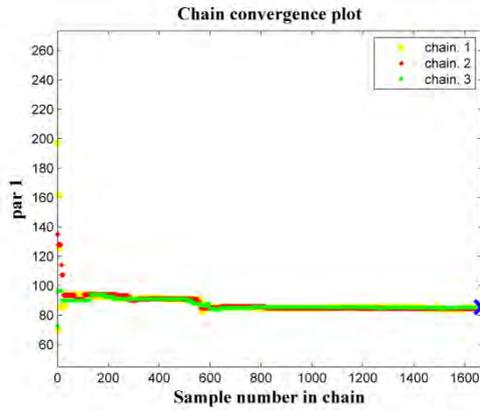
Prediksi Parameter NCT Sonik pada sumur #ZZ

a. Diagnosa Konvergensi

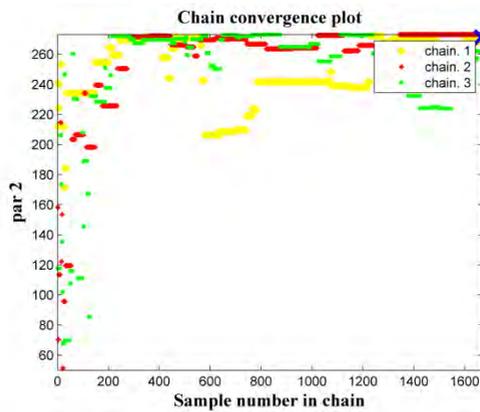


b. Model Eaton

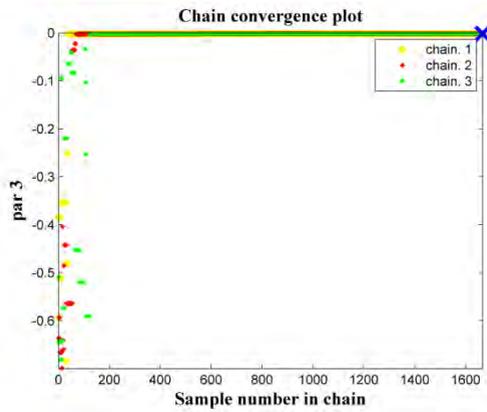


c. Konvergensi Chain

(a)

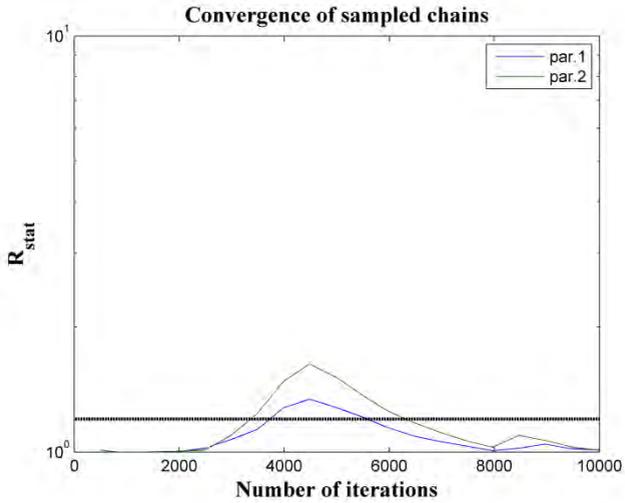
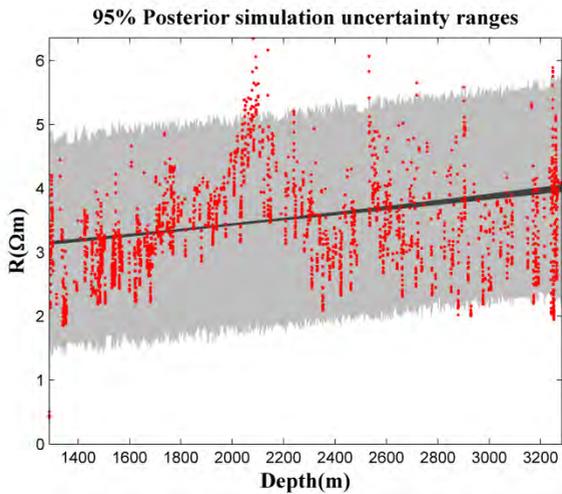


(b)

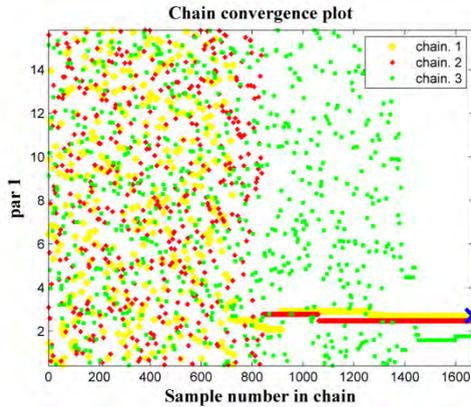


(c)

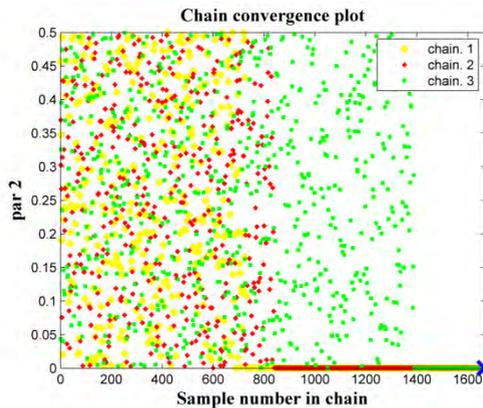
Plot Konvergensi *Chain* penentuan NCT untuk (a) Parameter 1; (b) parameter 2; dan (c) parameter 3 pada sumur #ZZ dengan log sonik

Lampiran 12**Prediksi Parameter NCT Resistivitas pada sumur #ZZ****a. Diagnosa Konvergensi****b. Model Eaton**

c. Konvergensi Chain



(a)



(b)

Plot Konvergensi *Chain* penentuan NCT untuk (a) Parameter 1; dan (b) parameter 2 pada sumur #ZZ dengan log resistivitas

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisa data dan pembahasan yang telah dilakukan dalam menentukan tekanan pori dan identifikasi zona geopressure, dapat disimpulkan bahwa:

1. Eksponensial Eaton hasil analisis menggunakan algoritma MCMC dari log sonik untuk sumur #XX, #YY dan #ZZ secara berurutan sebesar 4.9, 4.03, dan 5.5, sedangkan dari log resistivitas sumur #YY dan #ZZ secara berurutan sebesar 2.86, 3.12, dan 4.24.
2. Kurva NCT diestimasi menggunakan algoritma MCMC dengan prinsip GLUE yang *robust* terhadap defeksi dari data log resistivitas dan sonic maupun keberadaan noise-noise pengukuran.
3. Tekanan pori terbesar yang dihasilkan oleh ketiga sumur dengan menggunakan log sonik pada sumur #XX, #YY, dan #ZZ secara berurutan adalah 6990.79 Psi, 6901 psi, 10068 psi, sedangkan berdasarkan log resistivitas masing-masing sebesar 6375.18 psi, 7780 psi, dan 9990 psi.
4. Dari ketiga sumur formasi yang telah diteliti, didapatkan pembagian zona tekanan formasi sebagaimana pada Tabel 5.1.

Tabel 5.1 Pembagian Zona Tekanan Formasi

	#XX	#YY	#ZZ
<i>Unconfined</i>	NORMAL	33.4 m – 357.5 m	1160,8 m – 1273.5 m

<i>Transition</i>		357.5 m – 2585.9 m	1273.5 m – 2083.8 m
<i>Geopressured</i>		2585.9 m – 3172.4 m	2083.8 m – 3280,9 m

5. Setelah mengidentifikasi tegangan efektif, porositas *shale* dan densitas *shalnya*, didapatkan bahwa penyebab adanya zona *geopressure* pada sumur #YY adalah *undercompacted (loading)*, sedangkan pada sumur #ZZ adalah *unloading*.

5.2 Saran

Adapun saran yang diajukan penulis untuk pengerjaan tugas akhir lebih lanjut terkait studi prediksi tekanan pori dan identifikasi zona *geopressure* adalah dengan menentukan mekanisme *overpressure* berdasarkan eksponensial Eaton yang didapatkan untuk setiap formasi. Selain itu juga untuk mekanisme *overpressure unloading* lebih spesifik untuk prosesnya, yakni *fluid expansion*, *clay diagenesis*, maupun *hydrocarbon generation*.

DAFTAR PUSTAKA

- Anugrah, M. (2008). Optimasi Desain Casing. Dalam M. Anugrah, *Optimasi Desain Casing* (hal. 7-67). Jakarta: UI Press.
- Berry, A. (2009). Estimasi Tekanan Formasi Menggunakan Metode Tekanan Efektif dan Tekanan Minimum dengan Kalibrasi Data Log (DST, RFT, FIT, dan LOT): Studi Kasus Lapangan NN#. 1-9.
- Bikas Kumar, Sri Niwas, Bikram K. Mangaraj. (2012). Pore Pressure Prediction from Well Logs and Seismic Data. *9th Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics* (hal. 1-7). SPG.
- Bowers, G. L. (1995). Pore Pressure Estimation From Velocity Data : Accounting for Overpressure Mechanism Besides Undercompaction. *SPE Drilling & Completion*, 89-95.
- Bruce, B. (2002). An Introduction to This Special Section: Pore Pressure. *The Leading Edge*, 169.
- C. M Sayers, G. M. Johnson, and G. Denyer. (2002). Predrill Pore Pressure Prediction Using Seismic Data. *Geophysics*, vol. 67 no. 4, 1286-1292.
- Huges, B. (1996). *Formation Pressure Evaluation Reference Guide*. Houston: INTEQ.
- Hunt, J. M., J. K. Whelan, L. B. Eglinton, and L. M. Cathles III. (1998). Relation of Shale Porosities, Gas Generation, and Compaction to Deep Overpressures in the U.S. Gulf Coast. *AAPG Memoir*, 87-104.
- Iman, W. A. (2008). *Interpretasi Log Sonik Dalam Rekahan*. Bandung: ITB Press.
- John M. Hunt, Jean K. Whelan, Lorraine Buxton Eglinton, and Lawrence M. Cathles III. (1998). Relation of Shale Porosities, Gas Generation, and Compaction to Deep Overpressures in the U.S. Gulf Coast. *AAPG*, 87-104.
- M. Sadegh and J.A. Vrugt. (2013). Bridging the gap between GLUE and formal statistical approaches: approximate Bayesian computation. *Hydrologi and Earth System Sciences*, 4831-4850.
- Morteza Azadpour and Navid Shad Manaman. (2015). Determination of Pore Pressure from Sonic Log: a Case Study on One of Iran

- Carbonate Reservoir Rocks. *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*, 37-50.
- Oberto Serra and Lorenzo Serra. (2004). *Well Logging Data Acquisition and Applications*. Mery Corbon: Serralog.
- Ozkale, A. (2006). *Overpressure Prediction By Mean Total Stress Estimate Using Well Logs For Compressional Environments With Strike-Slip Or Reverse Faulting Stress State*. Texas: Texas A&M University.
- P.J. Van Ruth, R.R. Hillis, and R.E Swarbrick. (2002). Detecting Overpressure Using Porosity-Based Techniques in the Carnarvon Basin, Australia. *APPEA Journal*, 559-569.
- Ramdhani, A. M. (2010). *Overpressure and Compaction in the Lower Kutai Basin, Indonesia*. United Kingdom: Durham e-Theses.
- Sayers, C. M. (2005). *Regional Trends in Undercompaction and Overpressured in the Gulf of Mexico*. SEG 75th Annual Technical Program.
- Shaker, S. S. (2007). The Precision of Normal Compaction Trend Delineation is the Keystone of Predicting Pore Pressure. *American Association of Drilling Engineers*, 1-8.
- Shaker, S. S. (2012). Drilling Challenges due to the Disparity Between Reservoir and Seal Pressure Gradients : Based on Case Histories from the Gulf of Mexico. *AADE*, 1-9.
- Terzaghi, K. (1943). *Theoretical Soil Mechanics*. New York: John Wiley and Sons Inc.
- Vrugt, J. A. (2016). Markov Chain Monte Carlo Simulation using the DREAM Software Package : Theory, Concept, and MATLAB Implementation. *ELSEVIER*, 273-316.
- Wahyu, C. S. (2008). Penentuan Daerah Overpressure Melalui Pendekatan Metode Eaton dan Metode Bowers (Studi Kasus Lapangan Sun#).
- Zhang, J. (2011). Pore Pressure Prediction From Well Logs : Methods, Modifications, and New Approaches. *ELSEVIER*, 50-63.

BIODATA PENULIS



Penulis berasal dari kota Sidoarjo dan dilahirkan di kota yang sama pada tanggal 21 Januari 1994 dari pasangan Nurhadi dan Arifah. Penulis merupakan anak kedua dari empat bersaudara dan telah menempuh pendidikan formal di SDN Keboan Anom pada tahun 2001-2006, SMPN 2 Sidoarjo pada tahun 2006-2009, SMAN 1 Gedangan pada tahun 2009-2012. Penulis diterima di Jurusan Fisika FMIPA-ITS pada tahun 2012 melalui jalur SNMPTN dan terdaftar dengan NRP 1112100033. Selama masa perkuliahan, penulis aktif dalam organisasi Forum Studi Islam Fisika yaitu sebagai Staf Divisi Pengembangan Kader Departemen Kaderisasi (2013-2014) dan Sekretaris Divisi Tablighul Islam Departemen Syiar (2014-2015). Penulis juga pernah aktif dalam berbagai kegiatan ilmiah, seperti Program Kreativitas Mahasiswa. Penulis memiliki hobi bernyanyi, menulis, mengarang, membaca, dan menonton drama Korea. Waktu luang penulis sering diisi dengan jalan-jalan dan membaca novel. Akhir kata, apabila ada kritik dan saran kirim ke: lailimuflich@gmail.com.