KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN METODE INVERSI AI (*ACOUSTIC IMPEDANCE*) DAN METODE SEISMIK MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN "RM", FORMASI TALANG AKAR CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

(Skripsi)

RACHMAN MALIK

KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2018

RESERVOIR CHARACTERIZATION BY USING SEISMIC ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) INVERSION AND SEISMIC MULTIATRIBUT METHOD IN "RM" FIELD, TALANG AKAR FORMATION SOUTH SUMATERA BASIN

By

Rachman Malik

ABSTRACT

Seismic Acoustic impedance inversion and seismic multiattribute are the seismic methods that can be used to mapping the distribution of sandstone reservoir. By using these methods, we can distinguish between sandstone and shale in Talang Akar Formation at RM Field, South Sumatra basin. Both of these methods will be mutually comparable to each other in order to obtain more valid results in mapping of sandstone reservoirs. There are 3 types of seismic acoustic inversion that used in this research, which are bandlimited, modelbased, and linear sparse spike. seismic multi-attribute that used in this research is multiatribut linear regression to mapping neutron porosity volume and density. As the results of seismic acoustic impendance inversion, the value of sandstone reservoir is 27000 - 30000 g / cc * m/s. As the results of neutron porosity multiattribute, it has a value of 32-35%, and the value of density multiattribute is 2.4 - 2.6 gr / cc, and effective porosity value is 19 - 20%. Based on the Acoustic Impedance (AI) volume map, PHIE, NPHI volum, and density volum, the porous rocks located in SE-NW.

Keywords : Sandstone Talang Akar Formation, Acoustic Impedance inversion, and Seismic Multiattribute.

KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN METODE INVERSI AI (*ACOUSTIC IMPEDANCE*) DAN METODE SEISMIK MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN "RM", FORMASI TALANG AKAR CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Oleh

Rachman Malik

ABSTRAK

Seismik inversi *Acoustic Impedance* dan seismik multiatribut merupakan salah satu metode seismik yang dapat digunakan dalam memetakan persebaran reservoar batupasir. Dengan menggunakan metode ini, kita dapat memisahkan dengan baik antara batupasir dan serpih Formasi Talang Akar yang terdapat pada Lapangan RM, Cekungan Sumatera Selatan. Kedua metode ini akan saling dibandingkan satu sama lain agar mendapatkan hasil yang lebih valid dalam pemetaan reservoar batupasir. Metode seismik inversi akustik yang digunakan dalam penelitian ini ada 3 jenis yaitu *bandlimited, modelbased,* dan *linier program sparse spike*. Sedangkan untuk seismik multiatribut yang digunakan adalah multiatribut regresi linier dalam memetakan volum *neutron porosity* dan *density.* Hasil analisis inversi impedansi akustik yang dilakukan, peta persebaran reservoar batupasir memiliki nilai impedansi sebesar 27000 – 30000 g/cc*m/s. Sedangkan untuk multiatribut *neutron porosity*-nya, memiliki nilai 32-35%, dan nilai multiatribut *density*-nya sebesar 2.4 – 2.6 gr/cc, dan memiliki nilai porositas efektif sebesar 19 – 20%. Berdasarkan peta volume *Acoustic Impedance* (AI) , *PHIE* , Volum *NPHI,* dan Volum *density* diketahui batupasir yang poros, berada di arah SE-NW.

Kata kunci *:* Batupasir Formasi Talang Akar, Inversi *Acoustic Impedance*, dan Seismik Multiatribut.

KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN METODE INVERSI AI (*ACOUSTIC IMPEDANCE*) DAN METODE SEISMIK MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN "RM", FORMASI TALANG AKAR CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Oleh

RACHMAN MALIK

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung

KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK JURUSAN
TEKNIK GEOFISIKA
2018

Judul Skripsi	: **KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN METODE INVERSI AI (*ACOUSTIC IMPEDANCE*) DAN METODE SEISMIK MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN "RM", FORMASI TALANG AKAR CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**
Nama Mahasiswa	: Rachman Malik
Nomor Pokok Mahasiswa	: 1415051058
Program Studi	: Teknik Geofisika S-1
Jurusan	: Teknik Geofisika
Fakultas	: Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I	Pembimbing II
Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.	**Karyanto, S.Si., M.T.**
NIP 19700120 200003 1 001	NIP 19691230 199802 1 001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP 19750911 200012 1 002

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua : **Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.** .....

Sekretaris : **Karyanto, S.Si., M.T.** .....

Penguji
Bukan Pembimbing : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.** .....

2. Dekan Fakultas Teknik

Prof. Dr. Suharno, M.Sc., Ph.D.
NIP 19620717 198703 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **26 Februari 2018**

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan orang lain, dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka, selain itu saya menyatakan juga bahwa skripsi ini dibuat oleh saya sendiri.

Apabila pernyataan saya tidak benar maka saya bersedia dikenai sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 19 April 2018

Penulis

Rachman Malik

RIWAYAT HIDUP

Rachman Malik dilahirkan di Jakarta pada tanggal 16 Februari 1996 dari pasangan Bapak Untung Prasetya dan Ibu Indaryati. Penulis mengenyam pendidikan formalnya dimulai sejak Taman Kanak-kanak (TK) Raudhatul Huda, Bedahan Depok, Jawa Barat diselesaikan pada tahun 2002, Sekolah Dasar (SD) diselesaikan di SDN 1 Pasar Krui, Kabupaten Pesisir Barat diselesaikan pada tahun 2008, Sekolah Menengah Pertama (SMP) diselesaikan di SMPN 2 Pesisir Tengah, Krui, Kabupaten Pesisir Barat pada tahun 2011, dan Sekolah Menengah Kejuruan (SMK) yang diselesaikan di SMKN Unggul dan Terpadu Lampung pada tahun 2014. Selama di SMK Penulis tercatat aktif pada Organisasi Siswa Intra Sekolah (OSIS) sebagai Wakil Ketua Umum pada tahun 2011-2012, Ketua ROIS 2013 dan tercatat sebagai salah satu perwakilan Provinsi Lampung dalam acara Gelar Teknologi Tepat Guna Ke- XVI di Samarinda, Provinsi Kalimantan Timur pada tahun 2014.

Tahun 2014, penulis terdaftar sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung melalui jalur SBMPTN. Selama menjadi mahasiswa, penulis terdaftar dan aktif di beberapa Unit Kegiatan Kemahasiswaan dan Keilmuan. Di Bidang Kemahasiswaan, seperti HIMA TG BHUWANA sebagai Ketua Umum Masa Bakti 2016-2017, Koordinator *Student Volunteer* Pertemuan Ilmiah Tahunan (PIT) Himpunan Ahli Geofisika Indonesia (HAGI) Ke-41 Lampung tahun 2016, *Executive Commitee Education Division* SEG (*Society Exploration Geophysics*) *Student Chapter* Universitas Lampung 2017-2018, Kepala Dinas Pengembangan Sumber Daya Mahasiswa (PSDM) Badan

Eksekutif Mahasiswa Fakultas Teknik Universitas Lampung periode 2017-2018, serta Staff Saintek Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) Regional Sumatera 2016-2017. Pada tahun 2017 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) Kebangsaan di Desa Mongiilo, Kecamatan Bulango Ulu, Kabupaten Bone Bolango, Provinsi Gorontalo sebagai Koordinator Desa.

Di bidang Keilmuan, penulis dipercaya menjadi Asisten Praktikum Matematika Teknik pada tahun 2016, Asisten Praktikum Perpetaan di tahun 2016-2017, Asisten Praktikum Seismik Stratigrafi di tahun 2018.

Selama menjadi mahasiswa, dalam bidang akademik penulis pernah mendapatkan Beasiswa Bidik Misi pada tahun 2014 hingga tahun 2018. Dalam pengaplikasian ilmu di bidang Geofisika penulis juga telah melaksanakan Praktik Kerja Lapangan (PKL) Pada Bulan Januari 2017 di Montd'Or Oil Salawati Ltd. Jakarta dengan tema **"Interpretasi Seismik Pada Reservoar Karbonat, Lapangan Eksplorasi "TG 14", West Salawati Offshore menggunakan Softwere IHS Kingdom"**. Pada Bulan Oktober 2017 hingga Januari 2018, Penulis melakukan penelitian Tugas Akhir di Kelompok Pengkajian Sumberdaya Hidrokarbon, KP3 Teknologi Eksplorasi PPPTMGB "LEMIGAS" Cipulir, Jakarta Selatan. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada 7 Februari tahun 2018 dengan skripsi yang berjudul "**Karakterisasi Reservoar Menggunakan Metode AI (*Acoustic Impedance*) Dan Metode Seismik Multiatribut Pada Lapangan "RM", Formasi Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan**"**.**

Kupersembahkan Karya Ini Untuk Orangtua yang Luar Biasa,

Untung Prasetya

&

Indaryati

Keluargaku Tercinta,

Dany Yusuf Maulana
Ilham Syach Faturrahman
Rafli Putra Prasetya
Aisyah Salsabilla Putri

Beserta Doa Pengorbanan dan Perjuangan yang selalu meraka berikan,

MOTTO

"Maka sesungguhnya bersama kesulitan ada kemudahan. Maka apabila engkau telah selesai (dari suatu urusan), tetaplah bekerja keras (untuk urusan lain). Dan hanya kepada Tuhanmulah engkau berharap"

(Q.S Al Insyirah:6-8)

"Apabila di dalam diri seseorang masih ada rasa malu dan takut untuk berbuat suatu kebaikan, maka jaminan bagi orang tersebut adalah tidak akan bertemunya ia dengan kemajuan selangkah pun"

(Ir. Soekarno)

"There will always be people in your life who treat you wrong. Be sure to thank them for making you strong. "

(Zig Ziglar)

"Sebenarnya, saya tidak begitu pintar. Tapi, saya berusaha memecahkan masalah meski membutuhkan waktu yang lama."

(Albert Einstein)

"Man Jadda Wajada wa Man Saaro' Alard-darbi Washola wa Man Shabara Zafira"

Siapa yang bersungguh-sungguh, dia akan berhasil, dan Siapa yang berjalan pada lintasan yang benar, maka dia akan sampai di tujuan yang benar, dan siapa yang bersabar, akan beruntung

"Tidak Ada Jalan Pintas Untuk Meraih Suatu Keberhasilan, Pedih, Sakit , Luka adalah fakta dalam proses mencapainya"

(Rachman Malik, S.T)

KATA PENGANTAR

Asalamualaikum Wr. Wb

Puji syukur Alhamdulilah, saya panjatkan kepada Allah Swt, Tuhan Yang Maha Esa atas segala nikmat dan rahmatNya, sehingga saya dapat menyelesaikan Skripsi dengan judul **"Karakterisasi Reservoar Menggunakan Metode AI (*Acoustic Impedance*) Dan Metode Seismik Multiatribut Pada Lapangan "RM", Formasi Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan".** sesuai pada waktunya. Tak lupa shalawat serta salam mari kita haturkan kepada Nabi Muhammad SAW yang telah mengantarkan kita melewati masa jahiliyah sampai ke masa sekarang ini.

Skripsi ini merupakan syarat untuk menyelesaikan studi Strata-1 Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih terdapat banyak kekurangan. Oleh karena itu, diperlukan saran dan kritik yang membangun untuk perbaikan ke depannya. Semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua.

Demikianlah kata pengantar yang dapat disampaikan, apabila ada salah kata saya mohon maaf dan kepada Allah SWT saya mohon ampun.

Terimakasih
Wassalamualaikum Wr. Wb.

Penulis

Rachman Malik

DAFTAR ISI

Halaman

ABSTRACT i

ABSTRAK ii

HALAMAN JUDUL iii

HALAMAN PERSETUJUAN iv

HALAMAN PENGESAHAN v

HALAMAN PERNYATAAN vi

RIWAYAT HIDUP vii

HALAMAN PERSEMBAHAN viii

MOTTO ix

KATA PENGANTAR x

SANWACANA xii

DAFTAR ISI xvi

DAFTAR GAMBAR xix

DAFTAR TABEL. xxi

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang 1
B. Tujuan Penelitian 3
C. Batasan Masalah 4

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Geologi Regional 5
B. Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan 8
C. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan 8

1. Kelompok Pra Tersier 10
2. Formasi Lahat 10
3. Formasi Lahat Muda 10
4. Formasi Talang Akar 11
5. Formasi Baturaja 12
6. Formasi Telisa (Gumai) 13
7. Formasi Air Benakat 13
8. Formasi Muara Enim 14
9. Formasi Kasai 15

D. *Petroleum system* Cekungan Sumatera Selatan 15

1. Batuan Induk (*Source Rock*) 15
2. Reservoar 16
3. Batuan Penutup (*Seal*) 17
4. *Trap* 17
5. Migrasi 18

III. TEORI DASAR

A. Konsep Dasar Seismik Refleksi 19
1. Koefisien Refleksi 21
2. Wavelet 21
3. *Checkshot* 23
4. Seismogram Sintetik 23
B. Metode Seismik Inversi 25
1. Inversi Seismik Rekrusif/*Bandlimited* 25
2. Inversi Seismik *Model Based* 26
3. Inversi Seismik *Spirse Spike* 28
C. Metode Multiatribut 29
1. *Interal Attribute* 30
2. *Cross-Plot* 34
3. Regresi Linier Multiatribut 36
4. Validasi Silang 40
D. Tinjauan Umum *Well Logging* 42
1. *Log Gamma Ray* 42
2. *Log Neutron Porosity* dan *Log Density* 44
3. *Log Sonic* 45

IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian 46
B. Alat dan Bahan Penelitian 47
C. Persiapan Data 48
1. Data Seismik 3D 48
2. Data Sumur 48
3. Data *Checkshot* 49

4. Marker Geologi 49
5. *Softwere* dan *Hardwere* 59
D. Pengolahan Data 50
1. Analisis Sumur 50
2. Ekstraksi *Wavelet* dan *Well-Seismic Tie* 50
3. *Picking Horizon* 53
4. *Picking Fault* 54
5. Pembuatan *Cross-plot* 54
6. Inversi Impedansi Akustik 55
7. Seismik Multiatribut 56
E. Diagram Alir 59

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Analisis Zona Target 60
B. Analisis *Tunning Thickness* 62
C. Analisis Sensitivitas 63
D. Analisis *Well Seismic Tie* 65
E. *Picking Horizon* 68
F. Hasil Inversi Seismik *Acoustic Impedance* 71
G. Peta Persebaran Porositas Efektif Berdasarkan AI 78
H. Hasil Seismik Multiatribut 80
I. Analisis Pola Penyebaran Batupasir 85

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan 89
B. Saran 90

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

Halaman

Gambar 1. Lokasi Cekungan di pulau Sumatera 6
Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan 9
Gambar 3. Gelombang ketika melewati medium yang berbeda..... 20
Gambar 4. Sintetik Seismogram 24
Gambar 5. Alur metode inersi *Model Based* 26
Gambar 6. Penulisan *trace* komplek dalam bentuk polar..... 30
Gambar 7. Konvensional *cross-plot Log target Vs Atribut* 34
Gambar 8. Ilustrasi *cross plot* 36
Gambar 9. Contoh kasus tiga atribut seismik 37
Gambar 10. Ilustrasi Validasi Silang..... 39
Gambar 11. Contoh *plot validation error* dan *prediction eror*..... 40
Gambar 12. Contoh Interpretasi *Log gamma ray* 42
Gambar 13. *Cross-over* antara *neutron porosity* dan *density* 44
Gambar 14. Diagram alir proses inversi AI dan multiatribut 59
Gambar 15. *Quick Look* Zona Target Sumur RM-81..... 61
Gambar 16. *Amplitude Spectrum*..... 62
Gambar 17. *Cross-plot* antara *P-impedance* vs *NPHI*..... 64
Gambar 18. *Cross-section AI* vs *NPHI*..... 64
Gambar 19. Hasil ekstrak *wavelet* (a) *Time* (b) Frekuensi 65
Gambar 20. Hasil *well tie* sumur RM-81, korelasi 0.750..... 67
Gambar 21. Hasil *well tie* sumur RM-84, korelasi 0.719..... 67
Gambar 22. Hasil *picking horizon* melalui sumur RM-81 pada *xline* 10..... 68
Gambar 23. *Time structure map* SB-10..... 69
Gambar 24. *Time structure map* SB-8..... 70
Gambar 25. Hasil inversi *Model Based*..... 72
Gambar 26. Hasil inversi *Bandlimited* 73
Gambar 27. Hasil inversi *LP-Sparsespike*..... 74
Gambar 28. *Slicing* persebaran Batupasir berdasarkan AI..... 77

Gambar 29. Peta Persebaran Porositas Efektif 0 ms dari SB-10 setebal 20 ms 79
Gambar 30. Peta Persebaran Porositas Efektif 80 ms dari SB-10 setebal 20 ms 79
Gambar 31. Hasil multiatribut *volume neutron porosity* 81
Gambar 32. Penyebaran batupasir berdasarkan multiatribut *neutron porosity* 0 ms dari SB-10 setebal 20 ms 82
Gambar 33. Penyebaran batupasir berdasarkan multiatribut *neutron porosity* 80 ms dari SB-10 setebal 20 ms 83
Gambar 34. Hasil multiatribut *volume density* 83
Gambar 35. Penyebaran batupasir berdasarkan multiatribut *density* 0 ms dari SB-10 setebal 20 ms..... 84
Gambar 36. Penyebaran batupasir berdasarkan multiatribut *density* 80 ms dari SB-10 setebal 20 ms..... 84
Gambar 37. Perbandingan hasil seismik inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut; (a) Hasil seismik inversi impedansi akustik; (b) Hasil persebaran PHIE; (c) Hasil seismik multiatribut *neutron porosity*; (d) Hasil seismik multiatribut *density*, pada *slice* 0 ms dari SB-10 dengan ketebalan 20 ms..... 87

DAFTAR TABEL

Halaman

Tabel 1. *Time Schedule* Penelitian..... 46
Tabel 2. Kelengkapan data log tiap sumur 48
Tabel 3. Hasil korelasi seismogram sintetik dengan seismik 52
Tabel 4. Analisis *Tunning Thickness*..... 63
Tabel 5. Hasil Ekstraksi *Wavelet*..... 66
Tabel 6. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas atuan suatu Reservoar……81

BAB I
PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Tuntutan yang tinggi dalam upaya mengurangi resiko eksplorasi dewasa ini mendorong para geosains untuk melakukan studi lebih jauh mengenal reservoar. Banyak studi dan penelitian yang telah dilakukan untuk mempelajari karakter suatu reservoar, salah satunya bertujuan untuk mengetahui distribusi atau penyebaran dari paramter-parameter fisisnya, Informasi mengenai distribusi parameter-parameter fisis reservoar merupakan informasi yang sangat penting untuk menentukan lokasi pemboran dalam rangka pengembangan suatu lapangan minyak dan gas bumi. Amerika Serikat menjadi negara pengonsumsi minyak terbesar di dunia, dan disisi lain Arab Saudi menjadi penyumbang cadangan terbesar minyak bumi diantara negara-negara lain (BP *Statistical Review of World Energy*, 2004).

Pengembangan eksplorasi hidrokarbon dan optimalisasi studi mengenai cekungan semakin ditingkatkan. Dalam hal ini metode seismik yang merupakan bagian dari metode geofisika adalah metode utama yang digunakan dalam explorasi dan pengembangan dibidang industri minyak dan gas bumi.

salah satu yang mengalami pengembangan adalah metode seismik untuk interpretasi adalah Seismik Inversi. Para geosains telah mengembangkan banyak metode yang dapat digunakan secara langsung memprediksi penyebaran litologi dan fluida reservoarnya tanpa melakukan banyak pemboran. Hanya dengan menggunakan data seismik dan beberapa data sumur sebagai pengontrolnya, kita sudah dapat mengetahui informasi mengenai penyebaran reservoar dan keberadaan atau ketidak-beradaan minyak dan gas bumi. Dengan adanya kemajuan teknologi seismik ini dalam eksplorasi minyak dan gas bumi, resiko eksplorasi dapat diperkecil. Kondisi Reservoar dengan derajat ketidak teraturan yang tinggi terkadang dapat menurunkan tingkat keberhasilan eksplorasi, karena itu dalam penelitian ini, sebuah metode diterapkan dalam sebuah studi kasus untuk memetakan reservoar batupasir yang terakumulasi hidrokarbon dan memisahkan litologi reservoar dengan litologi lainnya.

Metode Seismik Inversi merupakan teknik inversi berupa suatu pendekatan keadaan geologi kebelakang (*invers modelling*), metode ini dapat memberikan hasil penampakan geologi bawah permukaan, sehingga dapat diidentifikasi karakter dan pola penyebaran reservoar di daerah target berupa interpretasi geologi, litologi dan fluida serta batas lapisan geologi bawah permukaan (Sukmono, 2000). Dalam studi kali ini metode inversi yang digunakan adalah Inversi Impedansi Akustik.

Multiatribut pada dasarnya suatu proses ekstraksi beberapa atribut dari data seismik yang mempunyai korelasi yang baik terhadap data log yang pada

akhirnya digunakan untuk memprediksi data log pada setiap lokasi di volume seismik. Sedangkan dengan inversi seismik ini, kita dapat menggali informasi sifat fisik batuan reservoar dan indikasi fluida secara langsung dari data seismik yang dilengkapi oleh data log.

Seismik inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut sama-sama bertujuan untuk mengidentifikasi litologi di bawah permukaan bumi dengan pola struktur yang ada. Akan tetapi, seismik multiatribut memiliki kelebihan yang lebih baik dari pada seismik inversi impedansi akustik dalam hal menafsirkan litologi yang ada di bawah permukaan (Abdullah, 2011). Hal ini telah banyak dibuktikan dari beberapa jurnal yang ada, bahwa metode seismik multiatribut memperlihatkan hasil yang lebih baik dalam memetakan penyebaran reservoar batupasir daripada Seismik Inversi Impedansi Akustik. Oleh karena itu, penulis akan melakukan penyebaran batupasir pada Formasi Talang Akar dengan kedua metode tersebut dan melihat hasil perbandingan dari kedua metode tersebut.

B. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut :

1. Menentukan persebaran reservoar batupasir menggunakan metode seismik inversi impedansi akustik.
2. Menentukan persebaran reservoar batupasir menggunakan metode seismik multiatribut.

3. Membandingkan hasil seismik inversi impedansi akustik.
4. Memetakan persebaran Reservoar Batupasir di Lapangan “RM”.

C. Batasan Masalah

Batasan masalah dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

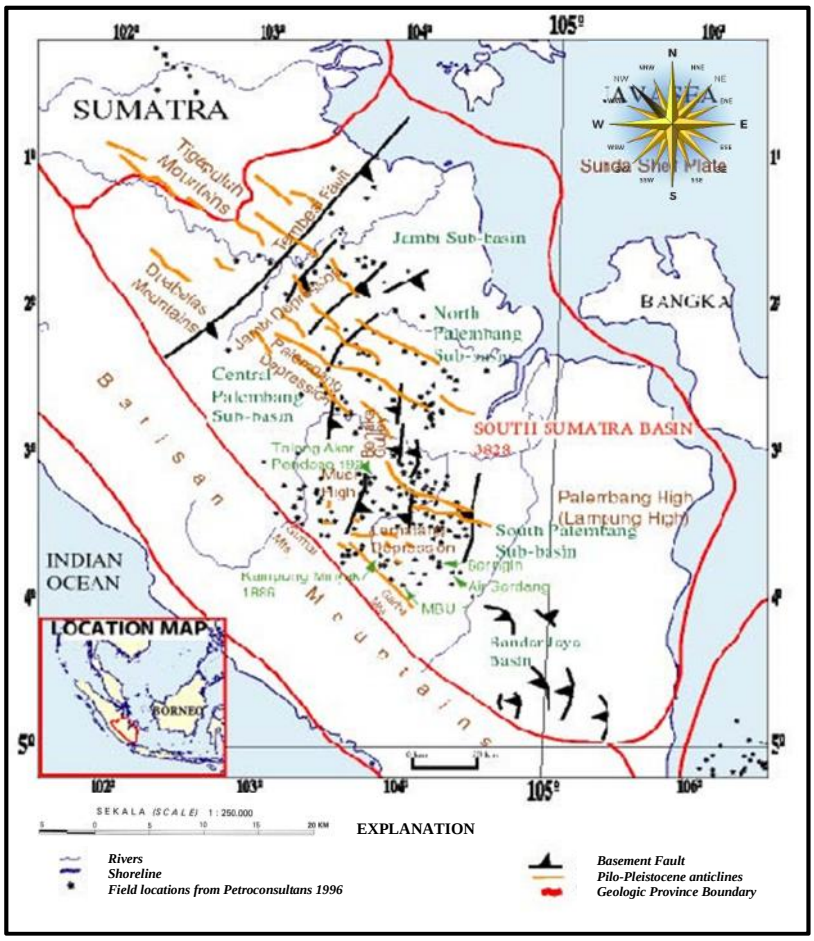
1. Penelitian dilakukan di daerah Formasi *Upper* Talang Akar pada Sub-Formasi *Upper Talang Akar Formation* (UTAF) SB-10 dan SB-8.
2. Daerah penelitian dibatasi pada reservoar *sandstone* di lapangan “RM”.
3. Penelitian ini difokuskan pada 2 Sumur dari 5 sumur yang ada pada Lapangan “RM”. Data Log yang digunakan adalah Log *Gamma Ray*, *Density*, NPHI, *Vp* dan parameter log lainnya.
4. Metode yang akan digunakan dalam analisis adalah metode seismik inversi *Model Based, Bandlimited,* dan *LP Spirse Spike* serta metode seismik multiatribut.

BAB II
TINJAUAN PUSTAKA

A. Geologi Regional

Geologi Cekungan Sumatera Selatan adalah suatu hasil kegiatan tektonik yang berkaitan erat dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia, yang bergerak ke arah utara hingga timurlaut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam. Zona penunjaman lempeng meliputi daerah sebelah barat Pulau Sumatera dan selatan Pulau Jawa. Beberapa lempeng kecil (*micro-plate*) yang berada di antara zona interaksi tersebut turut bergerak dan menghasilkan zona *konvergensi* dalam berbagai bentuk dan arah. Penunjaman Lempeng Indo-Australia tersebut dapat mempengaruhi keadaan batuan, morfologi, tektonik dan struktur di Sumatera Selatan. Tumbukan tektonik lempeng di Pulau Sumatera menghasilkan jalur busur depan, magmatik, dan busur belakang (Bishop, 2001).

Daerah penelitian termasuk ke dalam Cekungan Sumatra Selatan yang merupakan salah satu cekungan penghasil minyak yang berada di Indonesia bagian barat. Cekungan ini dibatasi oleh tinggian berarah timur laut-barat daya yang dikenal sebagai Tinggian Tiga Puluh (**Gambar 1**).



Gambar 1. Lokasi Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001).

Cekungan Sumatera Selatan terletak memanjang berarah Baratlaut-Tenggara di bagian selatan Pulau Sumatera. Luas cekungan ini sekitar 85,670 km^2 dan terdiri atas 2 sub-cekungan yaitu: Sub-Cekungan Jambi berarah Timurlaut-Baratdaya sedangkan Sub-Cekungan Palembang berarah Utara-Baratlaut-Selatan-Tenggara dan di antara keduanya dipisahkan oleh sesar normal Timurlaut-Baratdaya. Cekungan ini berbentuk asimetris. Di sebelah utara dan barat laut, cekungan Sumatera Selatan dibatasi oleh Pegunungan Dua Belas dan Tinggian Tiga Puluh. Di sebelah barat daya, cekungan ini di batasi oleh sesar-sesar dan singkapan-singkapan batuan umur Pra Tersier yang terangkat di sepanjang kawasan kaki Pengunungan Bukit Barisan.

Selain itu di sebelah timur laut dibatasi oleh Formasi-Formasi endapan dari Paparan Sunda. Di sebelah selatan dan timur, cekungan ini dibatasi oleh Pegunungan Garba dan Tinggian Lampung serta suatu tinggian yang sejajar dengan Pantai Timur Sumatera. Evolusi cekungan Sumatera Selatan ini diawali sejak Mesozoic, dimana cekungan ini merupakan salah satu dari seri cekungan *back arc* Tersier yang terletak sepanjang Sumatera-Jawa dan berkembang sepanjang pinggiran utama dari *Sunda Land Craton*, sebagai hasil subduksi dari *Indian Ocean Plate* ke bawah dari *South East Asian.*

Cekungan Sumatera Selatan termasuk ke dalam cekungan busur belakang (*Back Arc Basin*) yang terbentuk akibat interaksi antara Lempeng Indo-Australia dengan Lempeng Mikro-Sunda. Cekungan ini dibagi menjadi 4 (empat) sub cekungan (Pulonggono.dkk, 1984) yaitu:

1. Sub Cekungan Jambi.
2. Sub Cekungan Palembang Utara.
3. Sub Cekungan Palembang Selatan.
4. Sub Cekungan Palembang Tengah.

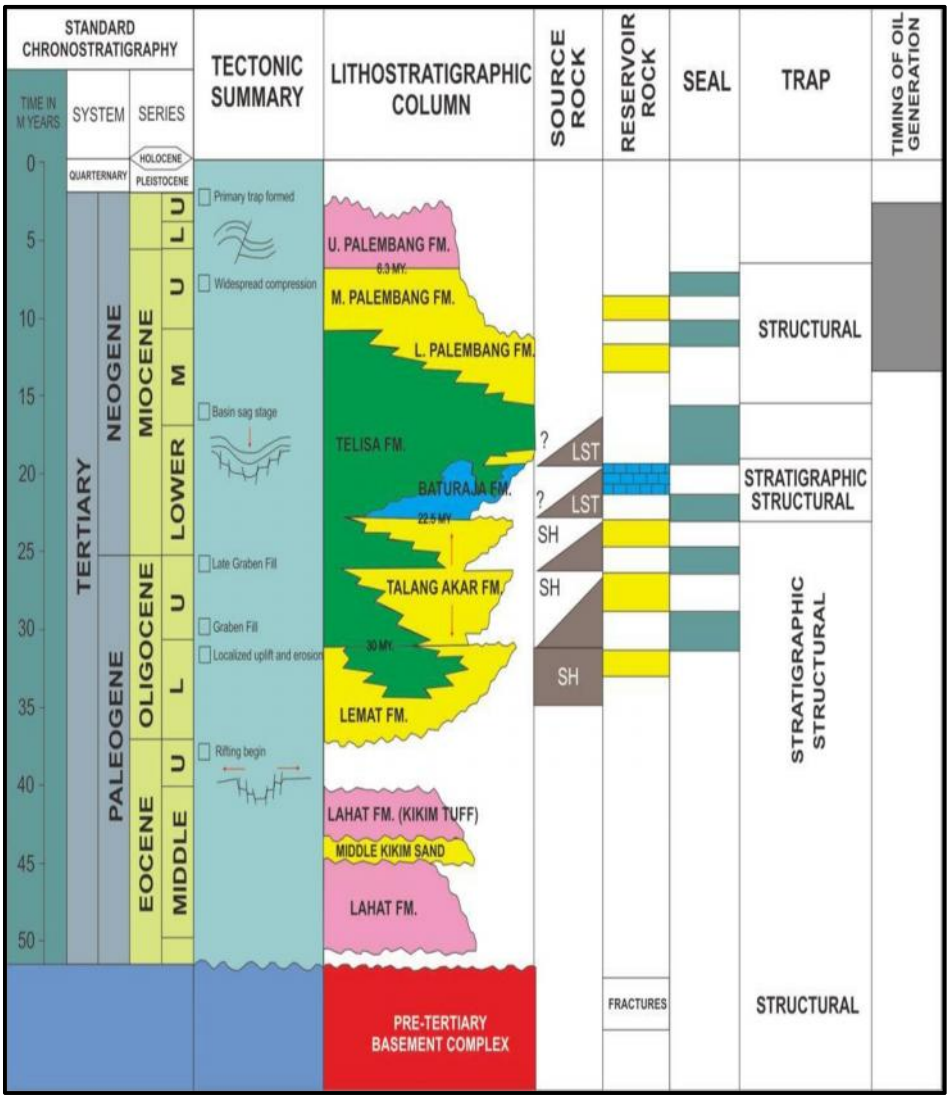
B. Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan

Secara fisiografis Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan tersier berarah barat laut-tenggara, yang dibatasi Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timurlaut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan

Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah baratlaut yang memisahkan Cekungan Sumatera Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah. Blake (1989) menyebutkan bahwa daerah Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan busur belakang berumur Tersier yang terbentuk sebagai akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda (sebagai bagian dari Lempeng Kontinen Asia) dan Lempeng Samudera Hindia. Daerah cekungan ini meliputi daerah seluas 330 x 510 km^2, dimana sebelah barat daya dibatasi oleh singkapan Pra-Tersier Bukit Barisan, di sebelah timur oleh Paparan Sunda (*Sunda Shield*), sebelah barat dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh dan ke arah tenggara dibatasi oleh Tinggian Lampung (Wisnu dan Nazirman, 1997).

C. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Stratigrafi daerah Cekungan Sumatera Selatan secara umum dapat dikenal satu *megacycle* (daur besar) yang terdiri dari suatu transgresi dan diikuti regresi. Formasi yang terbentuk selama fase transgresi dikelompokkan menjadi Kelompok Telisa (Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai). Kelompok Palembang diendapkan selama fase regresi (Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai), sedangkan Formasi Lemat dan *older* Lemat diendapkan sebelum fase transgresi utama. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan menurut (De Coster, 1974) dapat dilihat pada **Gambar 2.** di bawah ini :



Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (De Coster, 1974).

1. **Kelompok Pra Tersier**

Formasi ini merupakan batuan dasar (*basement rock*) dari Cekungan Sumatera Selatan. Tersusun atas batuan beku Mesozoikum, batuan metamorf Paleozoikum, Mesozoikum, dan batuan karbonat yang termetamorfosa. Hasil *dating* di beberapa tempat menunjukkan bahwa beberapa batuan berumur Kapur Akhir sampai Eosen Awal. Batuan metamorf Paleozoikum-Mesozoikum dan batuan sedimen mengalami

perlipatan dan pensesaran akibat intrusi batuan beku selama episode orogenesa Mesozoikum Tengah (Mid-Mesozoikum).

2. Formasi Lahat

Batuan tertua yang ditemukan pada Cekungan Sumatera Selatan adalah batuan yang berumur akhir Mesozoik. Batuan yang ada pada Formasi ini terdiri dari batupasir tuffan, konglomerat, breksi, dan lempung. Batuan-batuan tersebut kemungkinan merupakan bagian dari siklus sedimentasi yang berasal dari *Continental*, akibat aktivitas vulkanik, dan proses erosi dan disertai aktivitas tektonik pada akhir kapur-awal Tersier di Cekungan Sumatera Selatan.

3. Formasi Lahat Muda

Formasi Lemat tersusun atas klastika kasar berupa batupasir, batulempung, fragmen batuan, breksi, "*Granit Wash*", terdapat lapisan tipis batubara, dan tuf. Semuanya diendapkan pada lingkungan kontinen. Sedangkan anggota Air Benakat dari Formasi Lemat terbentuk pada bagian tengah cekungan dan tersusun atas serpih berwarna coklat abu-abu yang berlapis dengan serpih tufaan *(tuffaceous shales)*, batulanau, batupasir, terdapat lapisan tipis batubara dan batugamping *(stringer),* Glauconit, diendapkan pada lingkungan *fresh-brackish*. Formasi Lemat secara normal dibatasi oleh bidang ketidakselarasan *(unconformity)* pada bagian atas dan bawah Formasi. Kontak antara Formasi Lemat dengan Formasi Talang Akar yang

diintepretasikan sebagai *paraconformable*. Formasi Lemat berumur Paleosen-Oligosen, dan anggota Benakat berumur Eosen Akhir-Oligosen, yang ditentukan dari spora dan pollen, juga dengan *dating* K-Ar. Ketebalan Formasi ini bervariasi, lebih dari 2500 kaki (± 760 m). Pada Cekungan Sumatera Selatan dan lebih dari 3500 kaki (1070 m) pada zona depresi sesar di bagian tengah cekungan (didapat dari data seismik).

4. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar terdapat di Cekungan Sumatera Selatan, Formasi ini terletak di atas Formasi Lemat dan di bawah Formasi Telisa atau anggota Basal Batugamping Telisa. Formasi Talang Akar terdiri dari batupasir yang berasal dari *delta plain*, serpih, lanau, batupasir kuarsa, dengan sisipan batulempung karbonat, batubara dan di beberapa tempat konglomerat. Kontak antara Formasi Talang Akar dengan Formasi Lemat tidak selaras pada bagian tengah dan pada bagian pinggir dari cekungan kemungkinan *paraconformable*, sedangkan kontak antara Formasi Talang Akar dengan Telisa dan anggota Basal Batugamping Telisa adalah *conformable*. Kontak antara Talang Akar dan Telisa sulit di *pick* dari sumur di daerah palung disebabkan litologi dari dua Formasi ini secara umum sama. Ketebalan dari Formasi Talang Akar bervariasi 1500-2000 *feet* (sekitar 460-610 m). Umur dari Formasi Talang Akar ini adalah Oligosen Atas-Miosen Bawah dan kemungkinan meliputi N3 (P22), N7 dan bagian N5 berdasarkan zona

Foraminifera plangtonik yang ada pada sumur yang dibor pada Formasi ini berhubungan dengan *delta plain* dan daerah *shelf.*

5. Formasi Baturaja

Anggota ini dikenal dengan Formasi Baturaja. Diendapkan pada bagian *intermediate-shelfall* dari Cekungan Sumatera Selatan, di atas dan di sekitar *platform* dan tinggian. Kontak pada bagian bawah dengan Formasi Talang Akar atau dengan batuan Pra-Tersier. Komposisi dari Formasi Baturaja ini terdiri dari Batugamping *Bank* (*Bank Limestone)* atau *platform* dan *reefal*. Ketebalan bagian bawah dari Formasi ini bervariasi, namun rata-rata 200-250 feet (sekitar 60-75 m). Singkapan dari Formasi Baturaja di Pegunungan Garba tebalnya sekitar 1700 *feet* (sekitar 520 m). Formasi ini sangat *fossiliferous* dan dari analisis umur anggota ini berumur Miosen. Fauna yang ada pada Formasi Baturaja umurnya N6-N7.

6. Formasi Telisa (Gumai)

Formasi Gumai tersebar secara luas dan terjadi pada zaman Tersier, Formasi ini terendapkan selama fase transgresif laut maksimum, (*maximum marine transgressive*) ke dalam 2 cekungan. Batuan yang ada di Formasi ini terdiri dari napal yang mempunyai karakteristik *fossiliferous*, banyak mengandung foram plankton. Sisipan batugamping dijumpai pada bagian bawah. Formasi Gumai beda fasies dengan Formasi Talang Akar dan sebagian berada di atas Formasi

Baturaja. Ketebalan dari Formasi ini bervariasi tergantung pada posisi dari cekungan, namun variasi ketebalan untuk Formasi Gumai ini berkisar dari 6000–9000 feet (1800-2700 m). Penentuan umur Formasi Gumai dapat ditentukan dari *dating* dengan menggunakan foraminifera planktonik. Pemeriksaan mikropaleontologi terhadap contoh batuan dari beberapa sumur menunjukkan bahwa fosil foraminifera planktonik yang dijumpai dapat digolongkan ke dalam zona *Globigerinoides sicanus, Globogerinotella insueta*, dan bagian bawah zona *Orbulina Satiralis Globorotalia peripheroranda*, umurnya disimpulkan Miosen Awal-Miosen Tengah. Lingkungan pengendapan Laut Terbuka, Neritik.

7. Formasi *Lower* Palembang (Air Benakat)

Formasi *Lower* Palembang diendapkan selama awal fase siklus regresi. Komposisi dari Formasi ini terdiri dari batupasir glaukonitan, batulempung, batulanau, dan batupasir yang mengandung unsur karbonatan. Pada bagian bawah dari Formasi *Lower* Palembang kontak dengan Formasi Telisa. Ketebalan dari Formasi ini bervariasi dari 3300 – 5000 kaki (sekitar 1000 – 1500 m). Fauna-fauna yang dijumpai pada Formasi *Lower* Palembang ini antara lain *Orbulina Universa d'Orbigny, Orbulina Suturalis Bronimann, Globigerinoides Subquadratus* Bronimann, *Globigerina Venezuelana* Hedberg, *Globorotalia Peripronda* Blow & Banner, *Globorotalia Venezuelana* Hedberg, *Globorotalia Peripronda* Blow & Banner, *Globorotalia*

mayeri Cushman & Ellisor, yang menunjukkan umur Miosen Tengah N12-N13. Formasi ini diendapkan di lingkungan laut dangkal.

8. Formasi *Middle* Palembang (Muara Enim)

Batuan penyusun yang ada pada Formasi ini berupa batupasir, batulempung, dan lapisan batubara. Batas bawah dari Formasi *Middle* Palembnag di bagian selatan cekungan berupa lapisan batubara yang biasanya digunakan sebagai marker. Jumlah serta ketebalan lapisan-lapisan batubara menurun dari selatan ke utara pada cekungan ini. Ketebalan Formasi berkisar antara 1500–2500 kaki (sekitar 450-750 m). De Coster (1974) menafsirkan Formasi ini berumur Miosen Akhir sampai Pliosen, berdasarkan kedudukan stratigrafinya. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal sampai *brackist* (pada bagian dasar), *delta plain* dan lingkungan *non marine*.

9. Formasi *Upper* Palembang (Kasai)

Formasi ini merupakan Formasi yang paling muda di Cekungan Sumatera Selatan. Formasi ini diendapkan selama orogenesa pada Plio-Pleistosen dan dihasilkan dari proses erosi Pegunungan Barisan dan Tiga puluh. Komposisi dari Formasi ini terdiri dari batupasir tuffan, lempung, dan kerakal dan lapisan tipis batubara. Umur dari Formasi ini tidak dapat dipastikan, tetapi diduga Plio-Pleistosen. Lingkungan pengendapannya darat.

D. *Petroleum System* Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan yang produktif sebagai penghasil minyak dan gas. Hal itu dibuktikan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang dihubungkan oleh adanya antiklin. Letak rembesan ini berada di kaki Bukit Gumai dan Pegunungan Barisan, sehingga dengan adanya peristiwa rembesan tersebut, dapat digunakan sebagai indikasi awal untuk eksplorasi adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan *petroleum system* (Ariyanto, 2011).

1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk *lacustrine* Formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada Formasi Talang Akar. Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks *half-graben*, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* secara luas pada batas *half-graben.* Selain itu pada batugamping Formasi Batu Raja dan *shale* dari Formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hirdrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2001). Gradien temperatur di Cekungan Sumatera Selatan berkisar 49° C/Km. Gradien ini lebih kecil jika dibandingkan dengan Cekungan Sumatera Tengah, sehingga minyak akan cenderung berada pada tempat yang dalam. Formasi Batu Raja dan Formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada *petroleum system* (Bishop, 2001).

2. Reservoar Batupasir

Dalam Cekungan Sumatera Selatan, beberapa Formasi dapat menjadi reservoar yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada *basement,* Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Batu Raja, dan Formasi Gumai. Sedangkan untuk Sub-Cekungan Palembang Selatan produksi hidrokarbon terbesar berasal dari Formasi Talang Akar dan Formasi Batu Raja. *Basement* yang berpotensi sebagai reservoar terletak pada daerah *uplifted* dan *paleohigh* yang di dalamnya mengalami rekahan dan pelapukan. Batuan pada *basement* ini terdiri dari granit dan kuarsit yang memiliki porositas efektif sebesar 7 %. Untuk Formasi Talang Akar secara umum terdiri dari *quarzone sandstone, siltstone, dan* pengendapan *shale*, sehingga pada *sandstone* sangat baik untuk menjadi reservoar. Porositas yang dimiliki pada Formasi Talang Akar berkisar antara 15-30 dan permeabilitasnya sebesar 5 Darcy. Formasi Talang Akar diperkirakan mengandung 75% produksi minyak dari seluruh Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001). Pada reservoar karbonat Formasi Batu Raja, pada bagian atas merupakan zona yang *porous* dibandingkan dengan bagian dasarnya yang relatif ketat (*tight*). Porositas yang terdapat pada Formasi Baturaja berkisar antara 10-30 % dan permeabilitasnya sekitar 1 *Darcy* (Ariyanto, 2011).

3. Batuan Penutup (*Seal*)

Batuan penutup Cekungan Sumatera Selatan secara umum berupa lapisan *shale* cukup tebal yang berada di atas reservoar Formasi Talang Akar dan

Gumai itu sendiri *(intraformational seal rock)*. *Seal* pada reservoar batugamping Formasi Batu Raja juga berupa lapisan *shale* yang berasal dari Formasi Gumai. Pada reservoar batupasir Formasi Air Benakat dan Muara Enim, *shale* yang bersifat *intraformational* juga menjadi *seal rock* yang baik untuk menjebak hidrokarbon (Ariyanto, 2011).

4. *Trap*

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah baratlaut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat Awal Miosen dan berkisar pada 2-3 juta tahun yang lalu (Bishop, 2001). Selain itu jebakan hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan juga diakibatkan karena struktur. Tipe jebakan struktur pada cekungan Sumatera Selatan secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan struktur tua ini berkombinasi dengan sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Jebakan sturktur tua juga berupa sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon. Sedangkan jebakan struktur yang lebih muda terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan (Pliosen sampai Pleistosen) (Ariyanto, 2011).

5. Migrasi

Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara horisontal dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada Formasi Lahat dan Formasi Talang Akar. Migrasi horizontal terjadi di sepanjang kemiringan *slope*, yang membawa

hidrokarbon dari *source rock* dalam kepada batuan reservoar dari Formasi Lahat dan Formasi Talang Akar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Terdapatnya resapan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Formasi Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Pliestosen (Ariyanto, 2011).

BAB III
TEORI DASAR

A. Konsep Dasar Seismik Refleksi

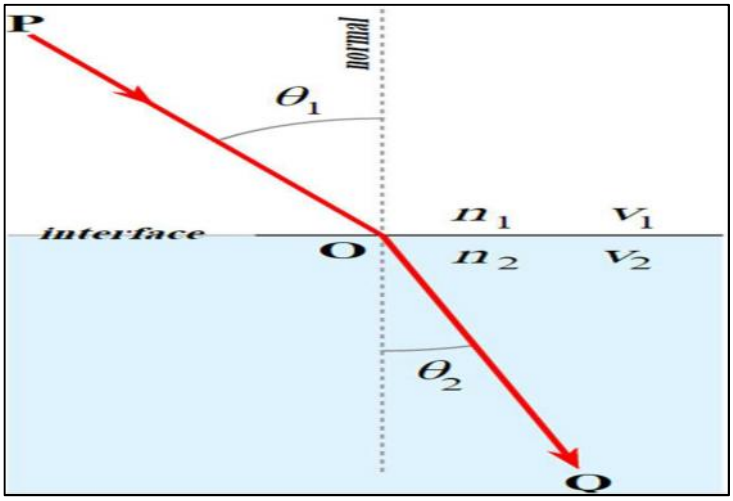
Metode seismik didasarkan pada respon bumi terhadap gelombang seismik yang merambat dari suatu gelombang buatan di permukaan bumi. Sumber gelombang pada permukaan bumi melepaskan energi ke dalam bumi dalam bentuk energi akustik dan dirambatkan ke segala arah. Apabila dalam perambatannya gelombang mengenai bidang batas antara dua medium yang memiliki perbedaan kontras impedansi akustik, maka sebagian energi akan dipantulkan kembali ke permukaan dan sebagian ditransmisikan. Pantulan gelombang inilah yang direkam pada permukaan tanah menggunakan alat yang dinamakan *geophone*, jika pengukurannya dilakukan di darat atau *hydrophone* jika pengukurannya dilakukan di laut. Perbedaan kontras impedansi akustik pada umumnya terjadi pada batas antara dua lapisan batuan, maka secara tidak langsung gelombang seismik membawa informasi tentang struktur batuan bawah permukaan bumi.

Dalam seismik eksplorasi, gelombang yang umumnya diselidiki adalah gelombang kompresi atau gelombang primer (P). Jika gelombang kompresi merambat dalam suatu medium menuju batas medium yang berbeda sifat, maka merambat dalam suatu medium menuju batas medium yang berbeda sifat, maka gelombang akan terpartisi ke dalam empat komponen energi, yaitu energi gelombang pantul, geser pantul, kompresi bias dan geser bias. Jumlah keempat komponen energi sama dengan energi gelombang mula-mula.

Perubahan arah gelombang seismik akibat mengenai batas dua medium yang berbeda dijelaskan oleh Hukum Snellius sebagai berikut:

$$\frac{sin\ \theta 1}{sin\ \theta 2} = \frac{V1}{V2} = \frac{n2}{n1} \qquad \textbf{(1)}$$

Lambang θ_1 dan θ_2 merujuk pada sudut datang dan sudut bias, v_1 dan v_2 pada kecepatan cahaya sinar datang dan sinar bias. Lambang n_1 merujuk pada indeks bias medium yang dilalui sinar datang, sedangkan n_2 adalah indeks bias medium yang dilalui sinar bias.



Gambar 3. Gelombang ketika melewati medium yang berbeda menurut Hukum Snellius (Shearer, 2009).

1. Koefisien Refleksi

Refleksi seismik terjadi bila terdapat perubahan impedansi akustik dimana suatu gelombang akustik dari amplitudo yang melalui batas antara dua lapisan dengan impedansi akustik yang berbeda. Koefisien refleksi tergantung dari sudut datang gelombang seismik. Koefisien refleksi sudut datang nol adalah besarnya koefisien refleksi untuk gelombang yang datang tegak lurus terhadap bidang pemantul. Koefisien refleksi gelombang *P* adalah:

$$KR = \frac{(Z2-Z1)}{(Z2+Z1)} \quad \textbf{(2)}$$

$$Z = \rho.v \quad \textbf{(3)}$$

Dimana :

ρ = Densitas.

v = Kecepatan gelombang seismik.

2. *Wavelet*

Wavelet merupakan sinyal *transient* yang mempunyai interval dan amplitudo terbatas. Ada empat macam tipe *wavelet* berdasarkan fasa gelombangnya, yaitu *wavelet* fasa nol, fasa maksimum, fasa minimum, dan fasa campuran. Tipe-tipe *wavelet* ini mempunyai letak konsentrasi energi yang berbeda-beda. *Wavelet* fasa nol mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah, mempunyai waktu tunda nol dan sempit dalam kawasan waktu. *Wavelet* fasa minimum mempunyai energi yang terpusat ada bagian depan dan mempunyai pergeseran fasa kecil pada setiap frekuensi. *Wavelet* fasa maksimum mempunyai konsentrasi energi

di akhir. Sedangkan *wavelet* campuran merupakan *wavelet* yang mempunyai energi campuran dari ketiga bentuk *wavelet* yang lain. *Wavelet* merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang harmonik yang mempunyai amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu. Suatu gelombang harmonik dapat dilihat secara unik melalui tiga karakter gelombang, yaitu:

a) Amplitudo maksimum adalah simpangan maksimum gelombang harmonik dari nilai simpangan rata-rata
b) Frekuensi adalah jumlah putaran gelombang per detik. Frekuensi dapat ditentukan dengan menghitung jumlah puncak dalam interval satu detik.
c) Fasa selalu diukur relatif terhadap suatu referensi.

Wavelet sangat penting pada pembuatan seismogram sintetik. Dalam inversi seismik, bentuk *wavelet* yang digunakan umumnya adalah fasa minimum dan fasa nol (Russel, 1997). Pada *wavelet* fasa minimum, energi terbesar terkonsentrasi di bagian depan *wavelet*. Kebanyakan *wavelet* pada eksplorasi seismik mendekati *wavelet* jenis ini. *Zero phase wavelet* memiliki bentuk yang simetris terhadap titik tengahnya. *Ricker wavelet* adalah suatu tipe *zero phase wavelet* untuk rekonstruksi pulsa seismik di mana di dalamnya terkandung informasi-informasi perpindahan partikel, kecepatan, dan percepatannya. *Wavelet* ini dibuat simetri *(zero phase)* dan skala waktunya dapat digeser-geser, sehingga

pusat *wavelet* dapat mengindikasikan waktu tiba. Dalam proses inversi seismik tersebut, bentuk *wavelet* yang digunakan adalah *zero phase.*

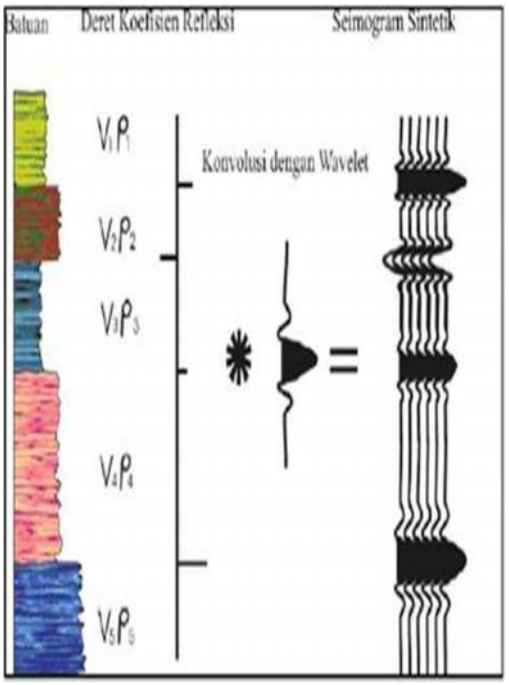
3. *Checkshot*

Checkshot adalah *shot* (tembakan) yang bertujuan untuk mengoreksi dan mengontrol hasil survei kecepatan *continue (well velocity survei)* atau log *sonic* dalam menentukan waktu referensi atau koreksi waktu tiba, karena geometri. Metode ini menentukan kecepatan rata-rata sebagai fungsi kedalaman dengan menempatkan *geophone* ke dalam lubang sumur, sedangkan sumber seismiknya diletakkan di permukaan dekat mulut sumur. Waktu yang terjumlahkan diatur dan dikontrol oleh *checkshot time*. Hal ini akan memberikan waktu rambat yang terbaik untuk kontrol waktu di dalam pembuatan seismogram sintetik.

4. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah data seismik buatan yang dibuat dari data sumur, yaitu log kecepatan, densitas dan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas, maka akan didapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet*, sehingga akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut. Seimogram sintetik ini digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Sebagaimana diketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT), sedangkan data sumur berada dalam domain ke dalaman *(depth)*, sehingga sebelum

dilakukan pengikatan, langkah awal yang harus dilakukan adalah konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat seismogram sintetik dari sumur.



Gambar 4. Sintetik Seismogram yang didapat dengan mengonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet* (Sukmono, 1999).

B. Metode Seismik Inversi

Pengertian secara lebih spesifik tentang seismik inversi dapat didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol (Russel, 1994).

Definisi tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metode ke depan *(forward modelling)* yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model

bumi. Russell (1994) membagi metode seismik inversi ke dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack.* Pada penelitian ini akan dibahas inversi *post-stack* yang berhubungan dengan inversi amplitudo, dimana dalam inversi ini terdiri dari beberapa algoritma, yaitu inversi *bandlimited* (rekursif), inversi berbasis *model based* dan inversi *spirse spike.*

1. Inversi Seismik Rekursif/*Bandlimited*

Inversi rekursif adalah algoritma inversi yang mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah *trace* seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet* fasa nol. Metode ini paling awal digunakan untuk menginversi data seismik dengan persamaan dasar :

$$r_i = \frac{\rho i+1^{v} i+1-\rho i^{v} i}{\rho i+1^{v} i+1+\rho i^{v} i} = \frac{Zi+1^{-z}}{Zi+1^{+z}} \quad \textbf{(4)}$$

Dengan:

r : koefisien refleksi

ρ : densitas

V : kecepatan gelombang P

Z : impedansi akustik

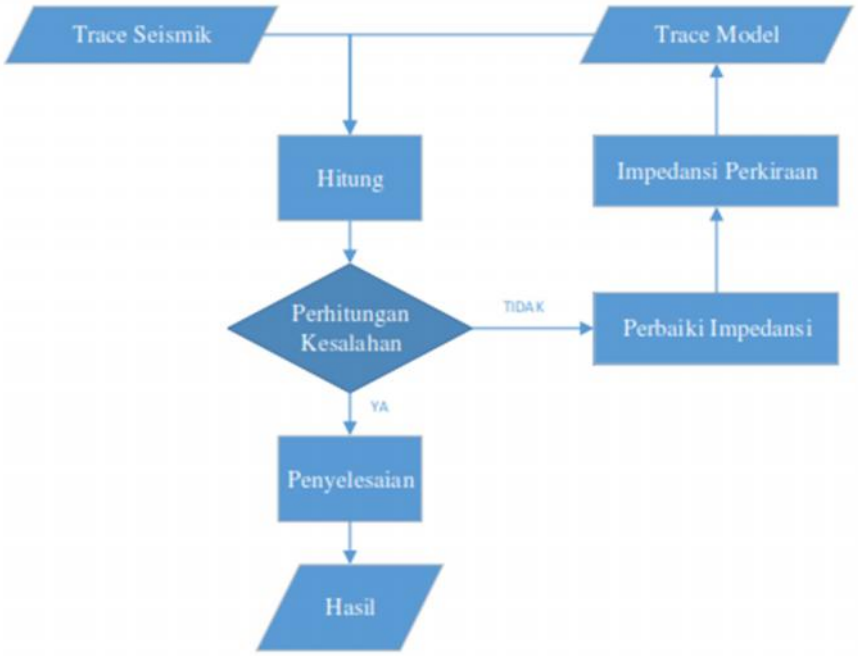
Dimulai dari lapisan pertama, impedansi lapisan berikutnya ditentukan secara rekursif dan tergantung nilai impedansi akustik lapisan di atasnya dengan perumusan sebagai berikut :

$$Z_{i+1} = Z_i * \prod [\frac{1+ri}{1-ri}] \quad \textbf{(5)}$$

2. Inversi Seismik *Model Based*

Pada metode ini langkah yang pertama dilakukan adalah membangun model geologi, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik, diperbarui secara iteratif, sehingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dengan data seismik. Semakin banyak iterasinya, maka koefisien korelasi antara seismik sintetik dan seismik riilnya akan semakin besar dan *error* semakin kecil (Danusaputro, 2010).

Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbarui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode rekursif. Teknik ini dapat dijelaskan melalui diagram alir pada Gambar 5, di bawah ini :



Gambar 5. Alur metode inversi *Model Based* (Rachman, 2009).

Keuntungan penggunaan metode inversi berbasiskan model adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginversi model geologinya. Sedangkan permasalahan potensial menggunakan metode ini adalah sifat sensitifitas terhadap bentuk *wavelet* dan sifat ketidakunikan *(non-uniqueness)* untuk *wavelet* tertentu.

3. Inversi Seismik *Spirse Spike*

Metode *Spirse Spike* ini mengasumsikan bahwa reflektivitas yang sebenarnya dapat diasumsikan sebagai seri dari *spike-spike* besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang lebih kecil sebagai *background.* Kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. *Spirse spike* mengasumsikan bahwa hanya *spike* yang besar yang penting. Inversi ini mencari lokasi *spike* yang besar dari *trace* seismik. *Spike-spike* tersebut terus ditambahkan sampai *trace* dimodelkan secara akurat. Amplitudo dari blok impedansi ditentukan dengan menggunakan algoritma inversi *model based. Input* parameter tambahan pada metode ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi pada tiap *trace* seismik dan *tracehold* pendeteksian seismik. Model dasar *trace* seismik didefinisikan oleh :

$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t) \qquad \textbf{(6)}$$

Persamaan mengandung tiga variabel yang tidak diketahui, sehingga sulit untuk menyelesaikan persamaan tersebut, namun dengan menggunakan asumsi tertentu permasalahan dekonvolusi dapat

diselesaikan dengan beberapa teknik dekonvolusi yang dikelompokkan dalam metode *spirse spike.* Teknik-teknik tersebut meliputi :

a. Inversi dan dekonvolusi *maximum likelihood*
b. Inversi dan dekonvolusi *norm-L1*
c. Dekonvolusi entropi minimum (MED)

C. Metode Multiatribut

Analisis seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisis ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volume dari properti log pada semua lokasi pada volume seismik.

Statistik dalam karakteristik reservoar digunakan untuk mengestimasi dan mensimulasikan hubungan spasi variabel pada nilai yang diinginkan pada lokasi yang tidak mempunyai data sampel terukur. Hal ini didasarkan pada kenyataan yang sering terjadi di alam bahwa pengukuran suatu variabel di suatu area yang berdekatan adalah sama. Kesamaan antara dua pengukuran tersebut akan menurun seiring dengan bertambahnya jarak pengukuran. Ada tiga sub-kategori utama pada teknik analisis multiatribut *geostatic*, yaitu :

a. Perluasan dari *co-kriging* untuk melibatkan lebih dari satu atribut sekunder untuk memprediksi parameter utama.

b. Metode ini yang menggunakan matriks kovariansi untuk memprediksi suatu parameter dari atribut *input* yang telah diberi bobot secara linier.

c. Metode yang menggunakan *Artificial Neural Networks (AANs)* atau teknik optimasi non-linier untuk mengombinasikan atribut-atribut menjadi perkiraan dari parameter yang diinginkan.

Dalam kasus yang paling umum, kita mencari sebuah fungsi yang akan mengonversi ***m*** atribut yang berbeda ke dalam properti yang diinginkan. Hal ini dapat ditulis sebagai berikut :

$$P\,(x,y,z) = F\,[A_1\,(x,y,z),\ \ldots\ \ldots,\ A_m\,(x,y,z)] \qquad \textbf{(7)}$$

Dimana :

P : properti log, sebagai fungsi dari koordinat x,y,z

F : fungsi yang menyatakan hubungan antara atribut seismik dan properti log.

Ai : atribut m, di mana i = 1, ..., m

Untuk kasus yang paling sederhana, hubungan antara log properti dan atribut seismik dapat ditunjukkan oleh persamaan jumlah pembobotan linier.

$$P = w_0 + w_1A_1 + \ldots + w_mA_m \qquad \textbf{(8)}$$

Dimana :

W_i : nilai bobot dari m+1, di mana 1= 0, …. , m

1. Atribut *Input* Dalam Analisis Multiatribut (*Internal Attribute*)

Atribut seismik di bagi ke dalam dua kategori, yaitu:

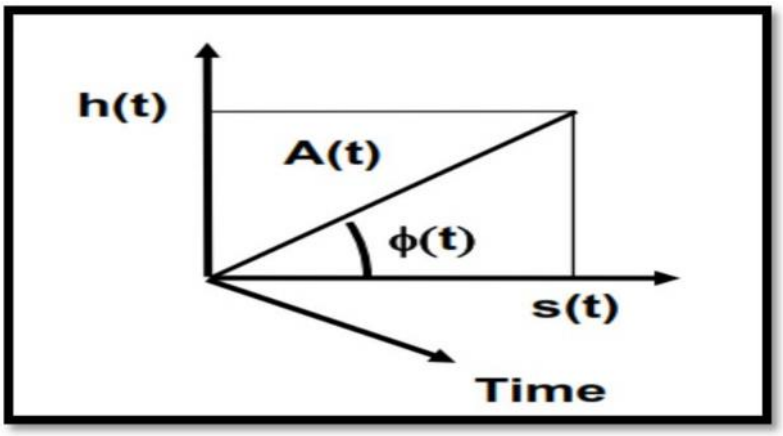
- *Horizon based attributes,* merupakan atribut yang dihitung sebagai nilai rata-rata antara dua horizon.

- *Sample based attributes*, merupakan transformasi dari *trace input* untuk menghasilkan *trace output* lainnya dengan jumlah yang sama dengan *trace input* (nilainya dihitung sampel per sampel).

Atribut yang digunakan dalam analisis multiatribut dengan menggunakan *software EMERGE* harus dalam bentuk *sample based attributes.*atribut-atribut ini dapat dikelompokkan ke dalam 6 kategori, yaitu :

a. Atribut Sesaat *(Instantaneous Attribute)/* Atribut Kompleks

Atribut ini dihitung dari *trace* kompleks *C(t),* yang terdiri dari *trace* seismik *s(t),* dan transformasi Hilbertnya *h(t),* yang merupakan pergesaran fasa sebesar 90^o dari *trace* seismik.



Gambar 6. Penulisan *trace* komplek dalam bentuk polar (Hampson,2009).

Penulisan *trace* kompleks dalam bentuk polar, seperti yang terlihat pada **Gambar 6.** memberikan kita dua atribut dasar, yaitu: kuat refleksi A(t) dan fasa sesaat, Φ(t).

$$C(t) = s(t) + ih(t) \quad \textbf{(9)}$$

$$C(t) = A(t)e^{i\Phi(t)} \quad \textbf{(10)}$$

$$C(t) = A(t)\cos\Phi(t) + A(t)\sin\Phi(t) \quad \textbf{(11)}$$

Atribut dasar yang ketiga adalah frekuensi sesaat, yang merupakan turunan waktu dari fasa sesaat. Persamaan frekuensi sesaat ini dapat ditulis sebagai berikut :

$$w(t) = \frac{d\Phi(t)}{dt} \quad \textbf{(12)}$$

Atribut-atribut lainnya merupakan kombinasi dari tiga atribut dasar tersebut, seperti yang terlihat di bawah ini :

- *cosΦ(t)*= kosinus fasa sesaat
- *A(t)cosΦ(t)= amplitude weighted cos phase*
- *A(t)Φ(t)= amplitude weighted phase*
- *A(t)w(t)= amplitude weighted frequency*

Sedangkan atribut polaritas semu merupakan kuat refleksi dikalikan tanda pada sampel seismik pada nilai puncaknya. Perhitungan ini memberikan tanda positif saat koefisien refleksi positif dan tanda negatif saat koefisien refleksi negatif.

b. Atribut Jendela Frekuensi *(Windowed Freuency Attributes)*

Set Atribut yang kedua didasarkan pada *windowed frequency analysis* atau analisis frekuensi menggunakan *window*. Pada proses ini, *fourier transform* dari setiap *trace seismic* diambil sebanyak 64 sampel *(default).* Dari *window* ini, baik amplitudo frekuensi rata-rata

maupun amplitudo frekuensi dominan sama-sama digunakan dan nilainya ditempatkan pada tengah-tengah *window*. *Window* baru lalu dipilih 32 sampel dan atribut frekuensi yang baru lalu dihitung dan demikian seterusnya.

c. *Filter Slice Attribute*

Set ketiga dari atribut terdiri dari *narrow band filter slice* dari *trace* seismik. Enam *slice* yang digunakan adalah sebagai berikut: 5/10 – 15/20 Hz, 15/20 – 25/30 Hz, 25/30 – 35/40 Hz, 35/40 – 35/50 Hz, 45/50 – 55/60 Hz, 55/60 – 65/70 Hz.

d. *Derevative Attributes*

Set keempat dari atribut didasarkan pada turunan pertama dan kedua dari *trace* seismik ataupun *amplitude envelope*-nya (amplitudo sesaat). Turunan tersebut dihitung melalui cara berikut, di mana "si" = sampel *trace* seismik atau *amplitude envelope* ke *i*, *d1i* = turunan pertama *i*, *d2i* = turunan kedua dari i dan Dt = interval *sampling* :

$$d1_i = \frac{Si - Si-1}{\Delta t} \quad \textbf{(13)}$$

$$d2i = \frac{d1i - d1i-1}{\Delta t} = \frac{Si - 2Si-1-Si-2}{\Delta t^2} \quad \textbf{(14)}$$

e. *Integratd Attributes*

Set kelima dari atribut yang terdapat pada *EMERGE* didasarkan pada integrasi dari *trace* seismik atau kuat refleksi. Nilai integrasi dihitung dengan cara berikut :

$$I_i = S_i + I_{i-1} \quad \textbf{(15)}$$

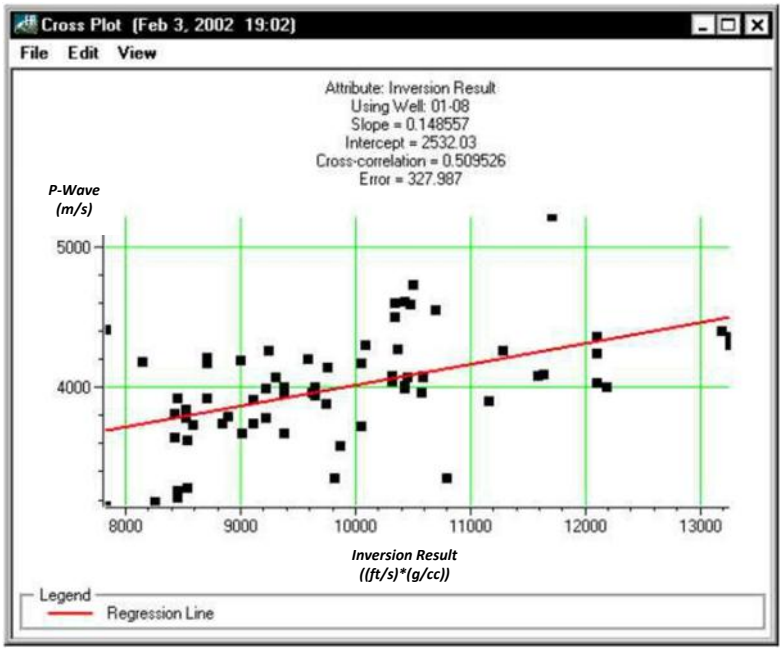
Si = sampel ke-i dari *trace* seismik atau nilai kuat refleksinya, Ii = nilai integrasi. Perlu dicatat bahwa ini merupakan penjumlahan berjalan *(running sum).* Pada akhir dari penjumlahan berjalan, integrasi dari seismik difilter dengan menggunakan 50 titik, sehingga dihasilkan *trace* seismik dengan frekuensi rendah. Integrasi dari kuat refleksi dinormalisasi dengan membagi hasil integrasinya dengan perbedaan antara sampel minimum dan maksimum dari keseluruhan sampel.

f. Atribut Waktu

Atribut terakhir dari EMERGE adalah atribut waktu. Atribut ini sangat sederhana, ia merupakan nilai waktu dari *trace* seismik, sehingga membentuk sebuah fungsi “ramp” yang dapat menambah sebuah tren dalam menghitung parameter reservoar. *Software EMERGE* lalu mencari hubungan antara properti log dan kombinasi atribut dari *trace* seismik pada interval target.

2. *Cross-Plot*

Salah satu cara untuk mengukur korelasi antara target dengan atribut adalah dengan melakukan *cross plot* antara keduanya.**Gambar 7** memperlihatkan target *(P-wave)* sebagai sumbu vertikal yang di *cross plot*-kan dengan suatu atribut tertentu, dalam hal ini adalah hasil inversi.



Gambar 7. Konvensional *Cross plot* antara log target dan atribut seismik (Hampson, 2009).

Hubungan linier antara log target dan atribut ditunjukkan oleh sebuah garis lurus yang memenuhi persamaan :

$$y = a + b * x \quad \textbf{(16)}$$

Koefisien a dan b pada persamaan ini diperoleh dengan meminimalisasikan *meansquare prediction error* :

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} (y_i - a - b * x_i)^2 \quad \textbf{(17)}$$

Di mana penjumlahan dilakukan pada setiap titik di *cross plot.* Pengaplikasian garis regresi tersebut dapat memberikan prediksi untuk atribut target. Lalu dihitung kovariansi yang didefinisikan dalam persamaan :

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N} xi \quad \textbf{(18)}$$

Di mana meannya adalah :

$$m_x = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} xi \quad \textbf{(19)}$$

$$m_y = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} yi \quad \textbf{(20)}$$

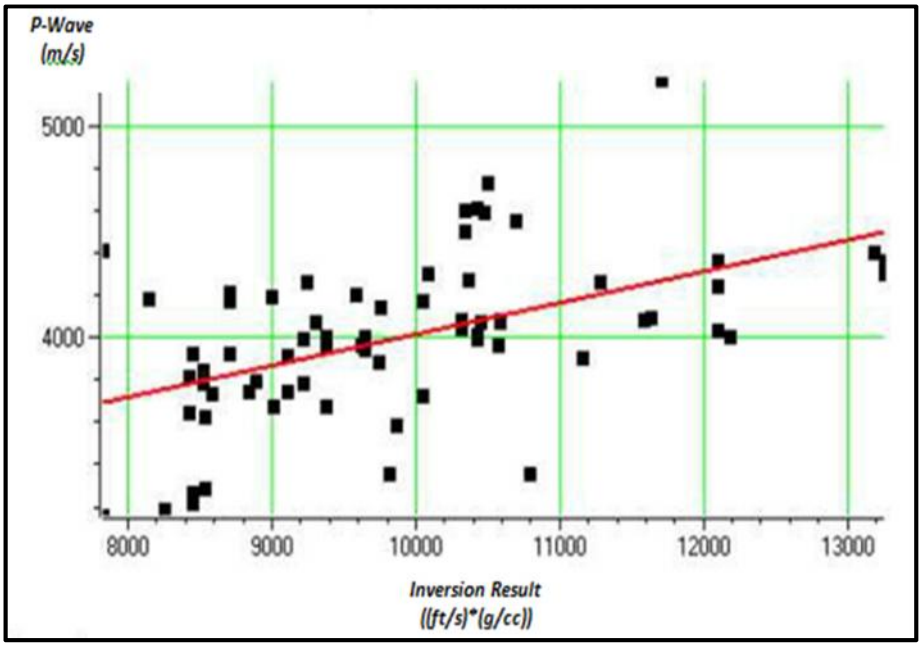
Nilai kovariansi yang sudah dinormalisasi adalah

$$\rho = \frac{\sigma xy}{\sigma x \sigma y} \quad \textbf{(21)}$$

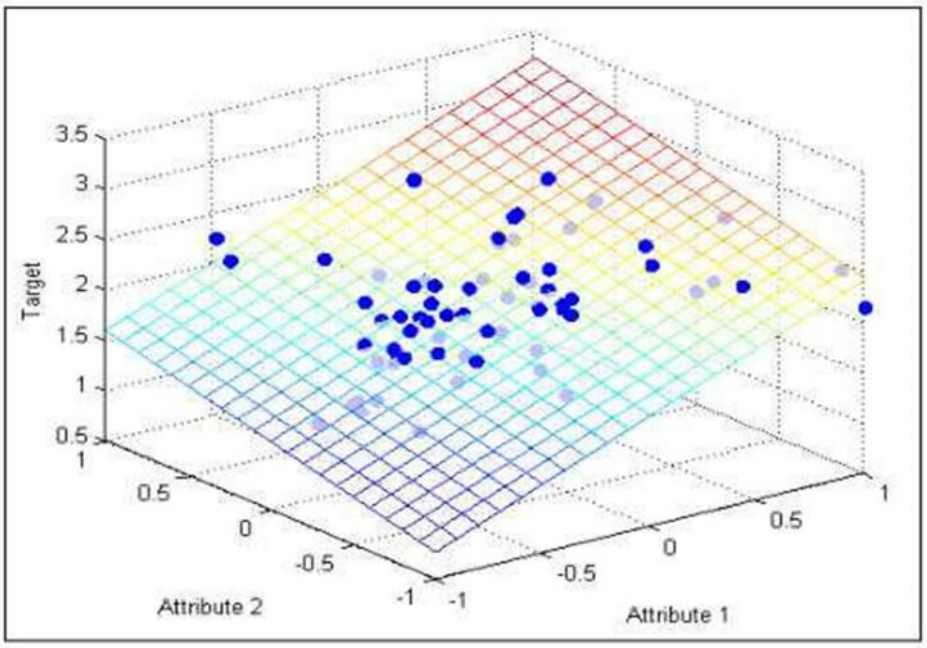
Nilai tersebut merupakan prediksi *error*, yaitu hasil pengukuran kecocokan untuk garis regresi. Prediksi *error* tersebut merupakan perbedaan RMS antara target log sebenarnya dan target log prediksi. Nilai korelasi terkadang dapat diperbaiki dengan mengaplikasikan transformasi non-linier untuk variabel target, variabel atribut, ataupun keduanya.

3. Regresi Linier *Multiattribute*

Pengembangan dari *cross plot* konvensional adalah dengan menggunakan *multiple attribute*.



(a)

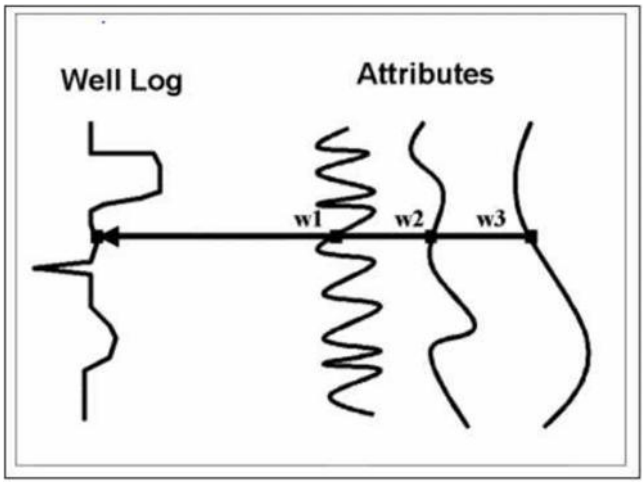


(b)

Gambar 8. Ilustrasi *cross plot* menggunakan (a) satu atribut dan (b) dua atribut (Hampson, 2009).

Metode tersebut bertujuan untuk mencari sebuah operator yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik di dekatnya. Pada kenyataannya, kita menganalisis data atribut seismik dan bukan data seismik itu sendiri. Salah satu alasan mengapa hal tersebut dilakukan, karena menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan dari pada data seismik itu sendiri. Banyak dari atribut tersebut bersifat non linier, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi.

Pengembangan *(extension)* analisis konvensional terhadap *multiple* atribut (regresi linier multivariat) dilakukan secara langsung. Sebagai penyederhanaan, kita mempunyai tiga atribut seperti terlihat pada **Gambar 9.**



Gambar 9. Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Hampson, 2009).

Pada setiap sampel waktu, log target dimodelkan oleh persamaan linier:

$$L(t) = w_0 + w_1 A_q + w_2 A_2 + w_3 A_3 \quad \textbf{(22)}$$

Pembobotan *(weights)* pada persamaan tersebut dihasilkan dengan meminimalisasi *mean-squared prediction error*

$$E^2 = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} (Li - w_0 + w_1 A_{1i} + w_2 A_{2i} + w_3 A_{3i})^2 \quad \textbf{(23)}$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar

$$\begin{bmatrix} W_o \\ W_1 \\ W_2 \\ W_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Sigma N & \Sigma A_{1i} & \Sigma A_{2i} & \Sigma A_{3i} \\ \Sigma A_{1i} & \Sigma A^2 & \Sigma A_{1i} A_{2i} & \Sigma A_{1i} A_{3i} \\ \Sigma A_{2i} & \Sigma A_{1i} A_{2i} & \Sigma A^2 A_{2i} & \Sigma A_{2i} A_{3i} \\ \Sigma A_{3i} & \Sigma A_{1i} A_{3i} & \Sigma A_{2i} A_{3i} & \Sigma A^2 A_{3i} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \Sigma L_i \\ \Sigma A_{1i} L_i \\ \Sigma A_{2i} L_i \\ \Sigma A_{3i} L_i \end{bmatrix}$$

(24)

Seperti pada kasus atribut tunggal, *mean-squared error* yang dihitung menggunakan pembobotan, merupakan pengukuran kesesuaian untuk

transformasi tersebut, dimana sekarang koordinat *x* merupakan nilai log yang diprediksi dan koordinat *y* merupakan nilai *real* dari data log.

Cara memilih kombinasi atribut yang paling baik untuk memprediksi log target adalah dengan melakukan sebuah proses yang dinamakan *step-wise regression:*

a. Mencari atribut tunggal pertama yang paling baik menggunakan *trial and error*. Prediksi *error* setiap atribut yang terdapat pada *software* dihitung. Atribut terbaik adalah atribut yang memberikan prediksi *error* terendah. Atribut selanjutnya akan disebut atribut-*a*.
b. Mencari pasangan atribut yang paling baik dengan mengasumsikan anggota pasangan yang pertama adalah atribut-*a*. Pasangan yang paling baik adalah pasangan yang memberikan *error* paling kecil. Atribut ini akan disebut atribut-*b*.
c. Mencari tiga buah atribut yang berpasangan paling baik, dengan mengasumsikan dua buah anggota yang pertama atribut-*a* dan atribut-*b*. Tiga buah atribut yang paling baik adalah memberikan *error* prediksi paling kecil. Prediksi tersebut terus berlangsung sebanyak yang diinginkan.

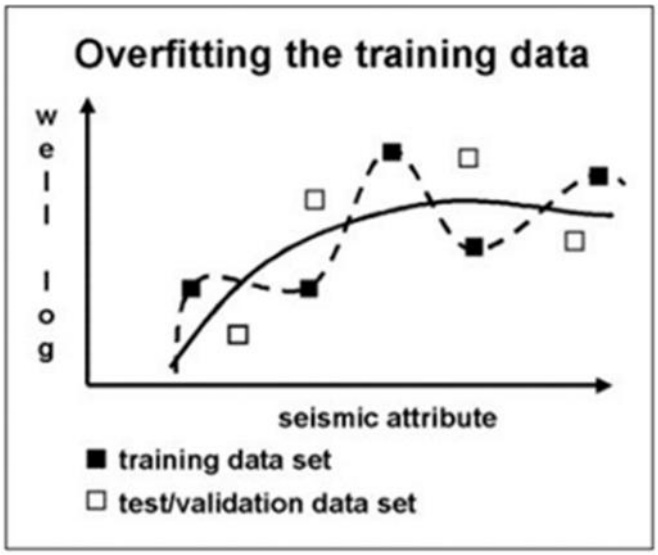
Error prediksi, *En*, untuk ***n*** atribut selalu lebih kecil atau sama dengan *En*-1 untuk *n*-1 atribut, tidak peduli atribut mana yang digunakan.

4. Validasi Silang

Pertanyaan selanjutnya yang harus dijawab adalah kapan kita harus berhenti menambahkan jumlah atribut. Bagaimanapun juga transformasi

multiatribut dengan jumlah atribut *n*+1 selalu mempunyai prediksi *error* lebih kecil atau sama dengan transformasi dengan *n* atribut. Menambah jumlah atribut sama dengan mencari kurva regresi yang cocok untuk sebuah plot data, dengan menggunakan polinomial yang ordenya semakin besar.

Apabila jumlah atribut yang digunakan semakin banyak, maka *error* prediksi akan semakin berkurang. Masalah yang kemudian timbul adalah biasanya data yang dihasilkan akan buruk bila diterapkan pada data baru (yang tidak termasuk dalam data *training),* karena atribut tersebut terlalu dicocokkan dengan data *training.* Hal tersebut biasa disebut dengan *over training.*



Gambar 10. Ilustrasi Validasi Silang (Hampson, 2009).

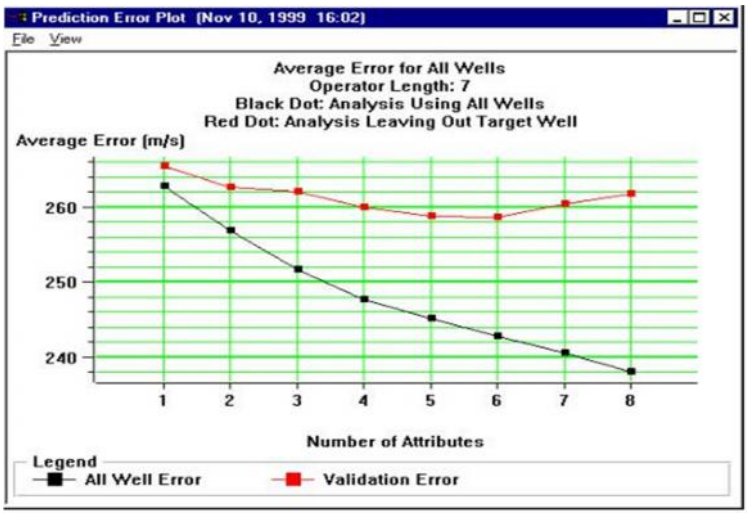
Kedua kurva digunakan untuk mencocokan data. Kurva putus-putus menunjukkan korelasi yang baik dengan data *training.* Namun buruk, jika kemudian digunakan set data validasi. Untuk mengukur validitas dari jumlah atribut yang digunakan, dilakukan prosedur sebagai berikut.

Misalnya, terdapat tiga buah atribut dan lima buah sumur. Sumur pertama tidak diikutkan pada perhitungan pertama. Koefisien regresi kemudian dihitung tanpa menggunakan data dari sumur pertama. Berdasarkan nilai koefisien yang dihasilkan, prediksi *error* kemudian dihitung dari sumur satu dengan rumus:

$$E^2 = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} (\varphi_i - w_0 * I_i - w_2 * E_i - w_3 * F_i)^2 \quad \textbf{(25)}$$

Hal tersebut adalah *error* validasi untuk sumur satu. Proses tersebut kemudian diulang untuk sumur 2, sumur 3, dan sumur 4. *Error* rata-ratanya dihitung dengan :

$$E_A = \frac{E1+E2+E3+E4+E5}{5} \quad \textbf{(26)}$$



Gambar 11. Contoh *plot validation error* dan *prediction error* (Hampson,2009)

Berdasarkan **Gambar 11,** kurva berwarna hitam menunjukkan *error* prediksi yang dihitung menggunakan data taining. Kurva berwarna merah menunjukkan *error* yang validasi dengan tidak mengikutkan satu sumur dalam perhitungannya (data validasi). Berdasarkan **Gambar 11**

dapat dilihat bahwa digunakan lebih dari enam atribut, *error* validasinya bertambah besar, yang artinya terjadi *over training* (Hampson, 2009).

D. Tinjauan Umum *Well Logging*

1. Log Gamma Ray

Gamma Ray Log adalah metode untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut di antaranya Uranium, Thorium, Potassium, Radium, dll. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone, limestone, dolomite, coal, gypsum*, dll. Oleh karena itu *shale* akan memberikan respon *gamma ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya.

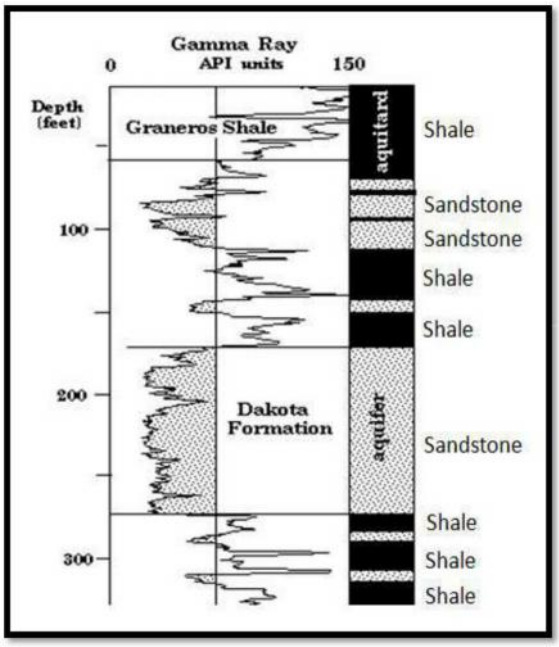
Seperti halnya *logging* yang lainnya, pengukuran *gamma ray* log dilakukan dengan menurunkan *instrument gamma ray* log *k* edalam lubang bor dan merekam radiasi sinar gamma untuk setiap interval tertentu. Biasanya interval perekaman *gamma ray* (baca: resolusi vertikal) sebesar 0.5 *feet.*

Dikarenakan sinar gamma dapat menembus logam dan semen, maka *logging gamma ray* dapat dilakukan pada lubang bor yang telah dipasang *casing* ataupun telah dilakukan *cementing*. Walaupun terjadi atenuasi sinar gamma karena *casing* dan semen, akan tetapi energinya

masih cukup kuat untuk mengukur sifat radiasi gamma pada formasi batuan di sampingnya.

Gamma ray log memiliki satuan API *(American Petroleum Institute),* di mana tipikal kisaran API biasanya berkisar antara 0 s/d 150. Walaupun terdapat juga suatu kasus dengan nilai *gamma ray* sampai 200 API untuk jenis *organic rich shale*.

Gambar 12. menunjukkan contoh interpretasi lapisan batuan untuk mendiskriminasi *sandstone* dari *shale* dengan menggunakan log *gamma ray.*



Gambar 12. Contoh interpretasi log *gamma ray* (Abdullah, 2011)

2. Log Neutron Porosity* dan *Log Density

Pengukuran *Neutron Porosity* pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks *hydrogen* yang terdapat pada formasi batuan. Indeks

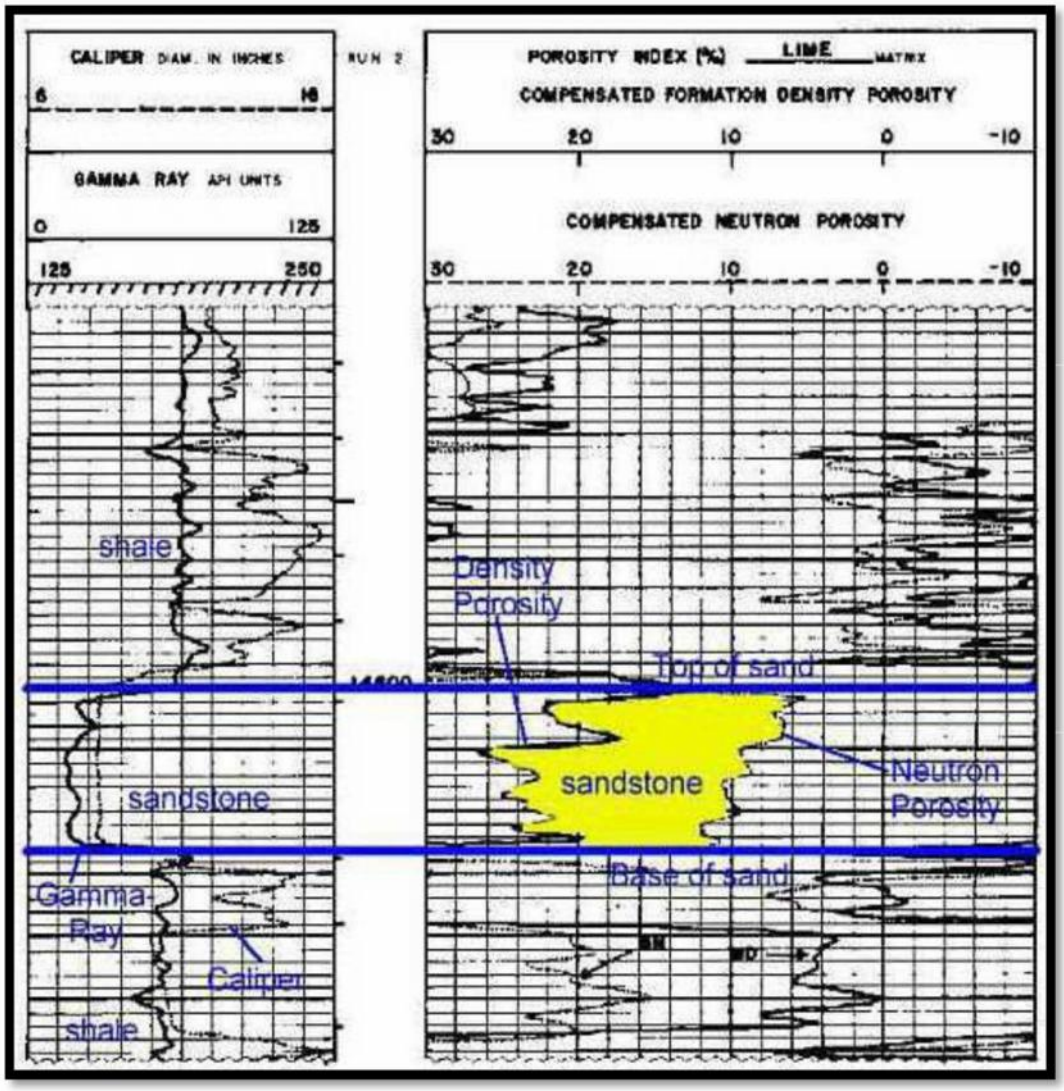
hydrogen didefinisikan sebagai rasio dari konsentrasi atom *hydrogen* setiap *centimeter* kubik batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75^{o}F.

Jadi, *Neutron Porosity log* tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Secara sederhana, semakin berpori batuan semakin banyak kandungan *hydrogen* dan semakin tinggi indeks *hydrogen*. Sehingga, *shale* yang banyak mengandung *hydrogen* dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula. Untuk mengantisipasi *uncertainty* tersebut, maka pada praktiknya, interpretasi porositas dapat dilakukan dengan mengelaborasikan log *density*.

Density logging sendiri dilakukan untuk mengukur densitas batuan di sepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari *matrix* batuan dan fluida yang terdapat pada pori. Prinsip kerja alatnya adalah dengan emisi sumber radioaktif. Semakin padat batuan semakin sulit sinar radioaktif tersebut ter-emisi dan semakin sedikit emisi radioaktif yang terhitung oleh penerima *(counter).*

Penggabungan *neutron porosity* dan *density porosity* log sangat bermanfaat untuk mendeteksi zona gas dalam reservoar. Zona gas ditunjukkan dengan *'cross-over'* antara *neutron* dan *density*.

Pada **Gambar 13.** terlihat pada zona reservoar *(low gamma ray)*, terdapat *'cross-over'* antara *density* dan *neutron*. Dalam hal ini *neutron porosity* lebih rendah dari *density porosity.*



Gambar 13. *Cross-over* antara *neutron porosity* dan *density* (Abdullah, 2011).

3. Log Sonic

Log sonik adalah log yang menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan/dipancarkan ke dalam formasi, sehingga pantulan suara yang kembali diterima oleh *receiver*. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut *" interval transit time"* atau Δ*t*. Besar atau kecilnya Δ*t* yang melalui suatu formasi tergantung dari jenis batuan

dan besarnya porositas batuan serta isi kandungan dalam batuan (Harsono, 1997). *Log* sonik pada prinsipnya mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu, sehingga memerlukan pemancar dan penerima yang dipisahkan dalam jarak tertentu (Ditunjukan Gambar 21). Waktu yang dibutuhkan tersebut biasanya disebut "*Interval Transit Time*" (Δt). Δt berbanding terbalik dengan kecepatan gelombang suara dan tergantung pada jenis litologi, porositas dan kandungan porinya.

BAB IV
METODOLOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian dilakukan pada bulan Oktober 2017 hingga Maret 2018. Penelitian ini dilakukan di Bidang KP3T Ekplorasi 3 Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) “LEMIGAS” di Jl. Ciledug Raya Kav. 109 Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan 12230 dan Laboratorium Geofisika Eksplorasi Fakultas Teknik Universitas Lampung.

Tabel 1. *Time Schedule* Penelitian

No	Kegiatan	Bulan (Minggu Ke-)																					
		Okt		Nov				Des				Jan				Feb				Mar			
		3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur																						
2	Persiapan dan Pengumpulan Data																						
3	Pengolahan data																						
4	Analisis dan Interpretasi Data																						
5	Penyusunan Laporan																						

6	Bimbingan Usul																					
7	Seminar Usul																					
8	Revisi																					
9	Seminar Hasil																					
10	Bimbingan dan Fixsasi Laporan																					
11	Ujian Komprehensif																					
12	Revisi, Bimbingan, dan Cetak Skripsi																					

B. Alat dan Bahan Penelitian

Adapun alat dan bahan yang digunakan saat penelitian tugas akhir ini yaitu sebagai berikut:

1. Data Sumur (*Gamma Ray*, Densitas, *Neutron, Resistivity, Sonic, Caliper,* Koordinat X-Y, *Marker*).
2. Data Eksplorasi Geofisika (Seismik 3D *CDP Gather, Checkshot*).
3. Data geologi regional dan stratigrafi area penelitian.
4. Laptop (Acer Aspire E1-431) dan *Software* Pengolahan (HRS. VCE8R1, Petrel 2010, dan Surfer 2011).

C. Persiapan Data

1. Data Seismik 3D

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah *pre-stack (cdp gather)* dengan jumlah *in line* 203 (2208-2410), jumlah *cross line* 85 (10484-10568), dengan *sampling rate* sebesar 2 *ms* dengan fasa nol. Hal ini ditentukan berdasarkan koefisien refleksi pada batas antar lapisan dalam data sumur, dimana kenaikan pada impedansi akustik ditunjukkan sebagai lembah *(through)* pada seismik.

2. Data Sumur

Dalam penelitian ini digunakan 2 data sumur, yaitu RM-81 dan RM-84 yang dimana masing-masing sumur memiliki berbagai macam data log. Rincian dari data log yang dimiliki dari masing-masing sumur, dijelaskan pada **Tabel.2** sebagai berikut :

Tabel 2. Kelengkapan data log tiap sumur

Nama Sumur	**Log *Gamma Ray***	**Log *Neutron Porosity***	**Log *Density***	**Log *Sonic***	***Log Resistivitas***	***Checkshot***
RM-81	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
RM-84	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada

Dari *checklist* data sumur yang ditampilkan pada **Tabel.2** menunjukkan kelengakapan data yang dimiliki pada penelitian untuk digunakan sebagai bahan dasar untuk proses dan tahapan selanjutnya.

3. Data *Checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan kedalaman dengan waktu. Dalam hal ini data sumur berada dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik berada dalam domain waktu. Data *checkshot* pada sumur dapat mengonversi domain sumur (kedalaman) menjadi domain waktu *(time to depth conversion)*. Oleh karena itu data *checkshot* ini digunakan untuk mengikat sumur dengan seismik *(well to seismic tie).*

4. Marker Geologi

Pada daerah penelitian ini *marker* geologi yang digunakan sebanyak 31 buah, yaitu Marker geologi yang digunakan sebanyak 31 buah, yaitu BRF, Base_BRF, UTAF, SB_2, SB_5, SB_8, SB_4, SB_3, SB_1, SB_7, SB_6, SB_9, SB_11, SB_10, FS_4, FS_5, FS_3, FS_2, FS_6, FS_7, FS_8, FS_9, FS_10, FS_11, L_4, L_5, L_6, L_7, L_8, L_9, dan L_10. namun dalam melakukan picking horizon marker yang digunakan 2 yaitu SB_10 dan SB_8.

5. *Software* dan *Hardware*

Software yang digunakan pada penelitian ini adalah *Hampson Russell (HRS)* versi CE8R1, *Petrel* versi 2010.2.2 dan *Surfer 11*. Sedangkan untuk *hardware* yang digunakan adalah sebuah laptop dengan spesifikasi *intel dual core, RAM 8Gb,* dalam mendukung pengolahan data seismik 3D nantinya.

D. Pengolahan Data

1. Analisis Sumur

Analisis sumur dilakukan dengan tujuan untuk melihat secara langsung zona batu pasir yang berpotensi memiliki kandungan hidrokarbon dan menentukan *marker* yang berfungsi untuk melihat batas atas dan batas bawah dari reservoar masing-masing sumur. Dengan demikian kita dapat tahu korelasi ketebalan rata-rata dari masing-masing sumur.

2. Ekstraksi *Wavelet* dan *Well-Seismic Tie*

Well-seismic tie adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik.

proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain sumur adalah kedalaman dalam meter sedangkan domain seismik adalah waktu dalam satuan milisekon. Pada proses ini, yang di rubah domainnya adalah domain sumur, dari kedalaman menjadi waktu. Tujuan akhir dari pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau *marker* geologi pada data seismik.

Karena yang diubah adalah domain data sumur, maka perlu dilakukan pembuatan seismogram sintetik untuk masing-masing sumur. Seismogram sintetik merupakan hasil dari koefisien refleksi yang di konvolusikan dengan *wavelet.*

Pada proses ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan dengan beberapa metode. Pertama dengan menggunakan cara statistik, yaitu dengan mengekstraksi *wavelet* dari data *cube* seismik di sekitar zona target. Kedua, dengan cara

membuat *wavelet ricker*. Sumur dikonversi dari fungsi kedalaman menjadi fungsi waktu dengan menggunakan data *checkshot.* Ketiga menggunakan data sumur, di mana *wavelet* diekstraksi di sekitar lokasi sumur. Pada penelitian kali ini, metode yang digunakan adalah metode yang kedua yaitu membuat *wavelet ricker* Dalam pembuatan *wavelet* dengan metode *ricker* yang sangat perlu di perhatikan adalah parameter yang akan diisi agar *wavelet* yang dibuat dapat sesuai dengan data seismik yang ada ketika nantinya *wavelet* ini dibuat menjadi seismogram sintetik. Parameter yang digunakan sebagai berikut:

- *Dominan Frequency* = *45* Hz
- *Phase Rotation* = 0
- *Sample Rate* = 2ms
- *Wavelet Length* = 100 ms
- *Phase type* = *Constant Phase*

Untuk mencari *Dominan Frequency,* didapatkan dari membaca diagram *amplitude spectrum* di zona target kita. Sedangkan, untuk *wavelet length* didapat dari hasil perhitungan antara kecepatan rata-rata *p-wave* dengan *dominan frequency. Wavelet* yang telah dibuat kemudian di konvolusi dengan koefisien refleksi untuk membuat seismogram sintetik yang akan digunakan dalam proses *well-seismic tie.* Sebelum melakukan proses *well-seismic tie,* data log *sonic (p-wave)* dikonversi terlebih dahulu menggunakan data *checkshot* yang ada, sehingga domainnya berubah

menjadi domain waktu. Proses *well-seismic tie* ini banyak dipengaruhi oleh *shifting dan stretching.*

Shifting merupakan proses memindahkan seluruh komponen seismogram ke posisi yang diinginkan. Proses ini dilakukan karena adanya perbedaan datum antara data seismik dan data sumur berbeda. Oleh karena itu harus dilakukan *shiftng.* Sedangkan *stretching* adalah proses meregangkan antara dua amplitudo yang berdekatan pada data seismogram. Pada proses *stretching,* tidak melebihi 5% dari perubahan *p-wave* atau kecepatan interval. Proses ini dilakukan karena adanya ketidaktepatan proses migrasi pada pengolahan data seismik, karena konsep dari migrasi adalah memindahkan reflektor ke posisi yang sebenarnya, apabila proses ini kurang tepat, maka akan mempengaruhi reflektor. Oleh karena itu proses *stretching* dilakukan. Dari proses *well seismik tie,* didapatkan korelasi antara seismogram sintetik dengan seismik yang ada seperti yang terlihat pada **Tabel 3.**

Tabel 3. Hasil korelasi seismogram sintetik dengan seismik

Nama Sumur	Korelasi
RM-81	0.750
RM-84	0.719

3. *Picking Horizon*

Picking horizon dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik. Informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran dari reservoar sangat dibutuhkan dalam melakukan *picking* horizon.

Dalam melakukan *picking* horizon diperlukan *well-seismic tie* untuk mengikat horizon seismik dengan data sumur, sehingga horizon dapat diletakkan pada horizon yang sebenarnya. Oleh karena itu proses *well seismic tie* sangat penting dan berpengaruh dalam menentukan horizon mana yang akan kita *picking* dan mewakili dari reservoar.

Sebelum melakukan *picking* horizon, sumur hasil *well-seismic tie* ditampilkan pada penampang seismik untuk melihat keberadaan *marker* pada penampang seismik. Acuan kita dalam melakukan *picking* yaitu dengan melihat *marker* tersebut terletak pada horizon yang mana, apakah pada *peak, trough,* atau *zero.* Pada penelitian ini, kedua *marker* tepat berada *trough,* sehingga *picking* horizon dilakukan pada *trough.*

Setelah kita melakukan *picking* horizon, maka akan didapatkan peta struktur waktu *(time structure map)* dari setiap horizon untuk melihat hasil *picking* horizon yang telah kita lakukan.

4. *Picking Fault*

Sesar merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran, sehingga sesar dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya horizon seismik oleh bidang sesar. *Picking fault* dilakukan mulai dari pergeseran horizon yang tampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertikal. Pada penelitian ini *picking fault* dilakukan setelah melakukan *picking* horizon agar lebih mudah menentukan kemenerusan dan arah sesar tersebut.

5. Pembuatan *Cross-plot*

Cross plot dilakukan untuk mengetahui lokasi reservoar dari data log. *Cross plot* berguna juga untuk *marker* saat akan melakukan *picking* horizon. *Cross plot* dilakukan antara dua log pada sumbu kartesian *X* dan *Y*, semakin sensitif log tersebut dengan log yang di *cross plot,* maka akan semakin jelas zona *cut-off,* sehingga dapat memisahkan litologinya. Berikut adalah contoh hasil *cross plot* dari sumur RM-81 dan RM-84.

Dari hasil analisis *cross plot* ini juga, kita akan mendapatkan sebuah persamaan garis linier. Persamaan tersebut dapat digunakan dalam memprediksi persebaran log yang di *cross plot*-kan dengan log *p-impedance* ketika persamaan tersebut dimasukkan ke dalam hasil inversi nantinya. Dengan demikian, penulis dapat membandingkan hasil persebaran log yang diinginkan, yang dimana untuk mengetahui persebaran batupasir yang mengandung hidrokarbon.

6. Inversi Impedansi Akustik

Inversi seismik didefinisikan sebagai pemodelan geologi bawah permukaan bumi, dengan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol. Sedangkan model geologi yang dihasilkan dari hasil inversi adalah model impedansi antara lain AI, SI, dan EI yang merupakan parameter fisis dari suatu lapisan batuan. Tahapan pada proses inversi ini sebagai berikut:

a. Langkah pertama yang dilakukan adalah membuat *initial model*, yaitu membuat penyebaran nilai *p-impedance* pada seismik. Nilai *p-impedance* ini berasa dari kurva *p-wave* dikalikan dengan nilai densitas dari masing-masing sumur. Hasil dari *initial model* ini akan menjadi dasar pada proses pembuatan model inversi seismik.

b. Setelah membuat *initial model* yang nantinya akan dijadikan *input* proses inversi, kita harus melakukan analisis inversi. Hal ini ditunjukkan sebagai simulasi inversi, agar hasil inversi yang kita lakukan memiliki hasil yang baik dengan memasukkan nilai parameter yang sesuai. Pada analisis inversi ini yang ingin dilihat adalah nilai *error* dari *P-impedance log* dengan *P-impedance* inversi serta melihat korelasi antara *synthetic trace* dan *seismic trace.*

   Pada penelitian ini, penulis melakukan analisis 3 metode inversi impedansi akustik, yaitu untuk mengetahui metode yang paling tepat dalam melihat persebaran batupasir. Metode inversi yang digunakan, yaitu diantaranya *model based, bandlimited,* dan *linier program sparse spike.* Batas inversi yang akan dilakukan untuk semua metode

inversi adalah sama, yaitu pada 10ms di atas *marker* SB-10 dan 10ms di bawah *marker* SB-8. Dan parameter-paramter analisis pre-inversi yang telah ditentukan sesuai dengan korelasi yang tinggi dan *eror* yang kecil.

c. Setelah melakukan analisis, maka tahap selanjutnya, yaitu tahap inversi. Dari ketiga metode tersebut, perlu pertimbangan dalam memilih metode inversi yang tepat, baik dari *total error* maupun dari *total correlation.* Penulis melakukan keseluruhan inversi untuk melihat hasil penampang inversi yang baik.

d. Tahap terakhir, persamaan yang didapatkan pada saat melakukan *cross plot*, dimasukkan ke dalam hasil inversi tersebut, untuk mendapatkan persebaran nilai log yang di *cross plot* kan dengan log *p-impedance.* Hasilnya, sebagai perbandingan dalam penentuan persebaran batupasir nantinya. Dan nantinya dapat dilakukan lanjutan untuk membuat peta persebaran porositas dan saturasi air dalam penelitian ini.

7. Seismik Multiatribut

Setelah kita melakukan analisis *cross plot* untuk mengetahui log apa saja yang sensitif terhadap litologi, maka log tersebut akan digunakan dalam proses multiatribut ini. untuk menentukan atribut mana saja yang akan digunakan dalam prediksi log ini, dilakukan *training* terhadap log target

dengan beberapa atribut seismik. Pada penelitian ini, log target yang akan digunakan untuk mengetahui persebaran batupasir, adalah log *density* dan log *neutron porosity*. Dari proses *training* yang dilakukan, akan didapatkan kelompok atribut seismik terbaik yang akan digunakan untuk memprediksi log target. Tahapan dalam proses multiatribut diantaranya :

a. Menentukan log yang akan digunakan pada tiap sumur. Setelah itu, di *import* data *raw seismic* dan data hasil inversi *LP-Sparsespike* yang telah dilakukan sebagai *external attribute.* Untuk data log yang akan diprediksi adalah log *neutron porosity.*

b. Selanjutnya, yaitu menentukan kelompok atribut yang akan digunakan dalam memprediksi log *neutron porosity*. Proses ini dilakukan secara *try and error* sampai menemukan kelompok atribut yang tepat. Penentuannya terdapat pada proses *training and validation.* Pada proses ini, penulis akan melihat nilai validasi *eror* dari setiap *operator length* yang ada. Validasi *eror* yang baik adalah, yang menunjukkan penurunan nilai validasinya untuk setiap kelompok atribut yang akan digunakan.

   Apabila ada kenaikan, maka hal itu menjadi batas dari penggunaan jumlah atribut yang akan diterapkan di data seismik.

   Dari hasil *training* telah diperoleh bahwa jumlah penggunaan atribut yang digunakan untuk memprediksi log *neutron porosity* memiliki hasil yang berbeda. Parameter yang dihasilkan pada analisis multiatribut ini, yaitu:

- Log *Neutron Porosity*

  Jumlah atribut = 8

  Operator length = 7

- Log *Density*

  Jumlah atribut = 10

  Operator length = 7

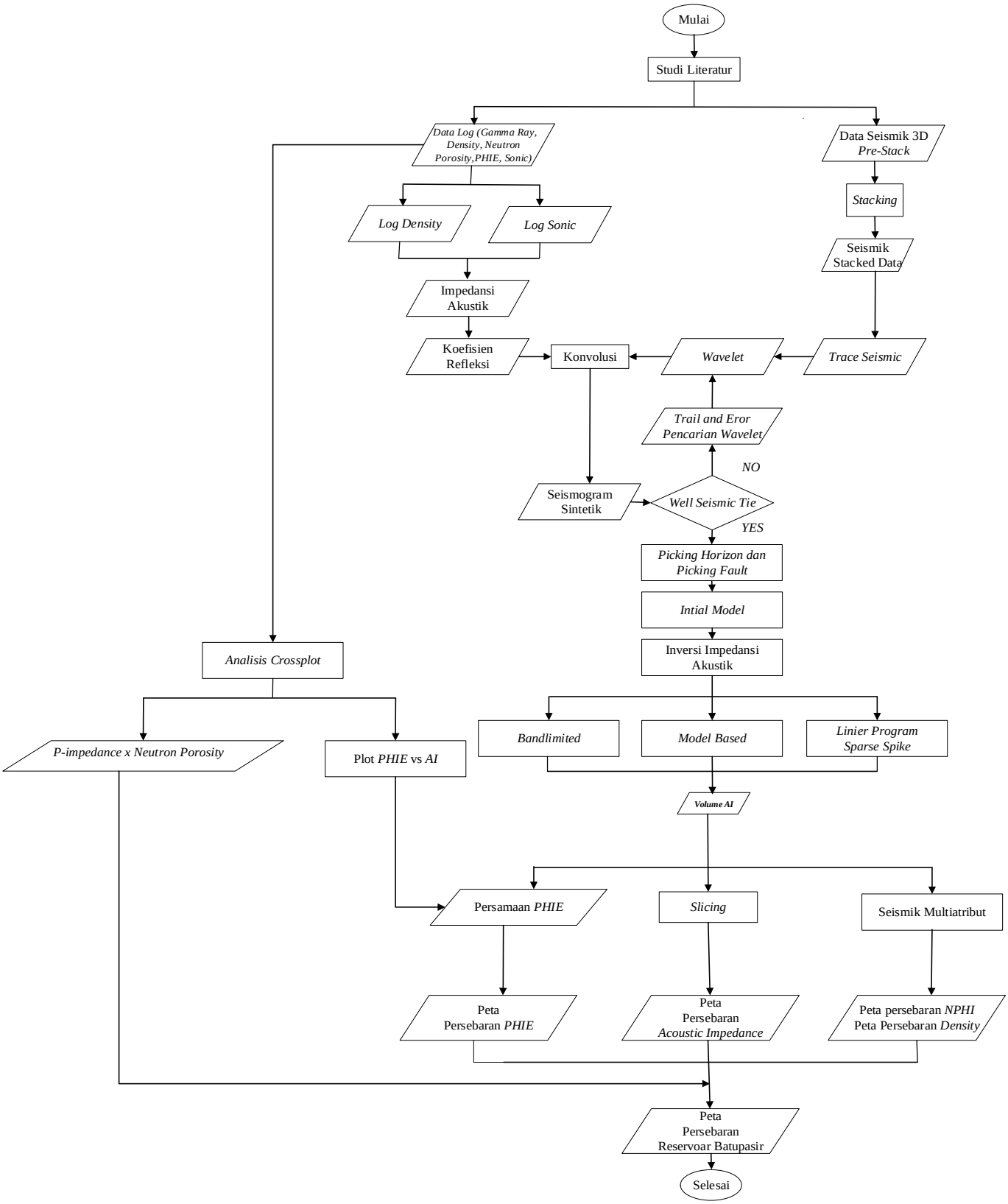
.

c. Selanjutnya, yaitu melihat seberapa besar korelasi log prediksi yang dihasilkan dari proses multiatribut dengan *original* log target. Korelasi yang baik adalah korelasi yang makin mendekati dengan nilai 1. Hasil korelasi ini dapat dilihat pada saat *cross plot* antara prediksi log dengan *original* log atau bisa juga dilihat pada saat mengaplikasikan hasil *training* multiatribut. Korelasi log *neutron porosity* adalah sebesar 0.750. Hal ini menunjukkan bahwa kelompok atribut yang akan digunakan, bisa memprediksi dengan baik log tersebut, sehingga nantinya dapat membuat volume dari log tersebut setelah diterapkan ke dalam data seismik.

d. Tahap terakhir, yaitu menerapkan kelompok atribut tersebut ke dalam data seismik untuk melihat hasil persebaran prediksi log yang dihasilkan dari proses multiatribut. Setelah itu, maka dilakukan perbandingan antara hasil seismik inversi impedansi akustik dengan hasil seismik multiatribut dalam menentukan penyebaran batupasir.

D. Diagram Alir Penelitian

Diagram alir pada penelitian ini dapat dilihat pada **Gambar 14** dibawah ini :



Gambar 14. Diagram alir proses inversi *AI* dan multiatribut.

BAB VI
KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Resevoar batupasir pada penelitian ini, memiliki nilai *p-impedance* sebesar 27000 – 30000 g/cc*m/s dengan menggunakan metode seimik inversi impedansi akustik.
2. Resevoar batupasir, memiliki nilai vol. *neutron porosity* sebesar 32 – 35%, *PHIE* (porositas efektif) sebesar 19 – 20% dimana menurut literatur yang ada harga porositas tersebut dalam skala “Baik”, dan *RHOB* (densitas) sebesar 2.4 – 2.6 gr/cc, sesuai literatur yang ada harga densitas akan menunjukan besarnya kerapatan medium beserta isinya.
3. Pada penelitian ini, Metode Inversi *LP-Sparsespike* menampilkan hasil inversi yang lebih baik dibandingkan dengan metode *Bandlimited*, dan *Model Based*.

4. Berdasarkan peta volume *Acoustic Impedance* (AI) , *PHIE* , Volum *NPHI,* dan Volum *density* diketahui batupasir yang poros, berada di arah SE-NW.

B. Saran

Saran dari penelitian ini antara lain:

1. Diperlukan data sumur tambahan agar data pengontrol semakin banyak.
2. Perlu dilakukan studi lanjutan analisis *EI/EEI/AV*O.

DAFTAR PUSTAKA

Abdullah,A., 2011. *Ensiklopedia Seismik.* Indonesia: E-Book Ensiklopedia Seismik.

Ariyanto,Y. 2011. Skripsi : *Pemodelan Impedansi Akustik untuk karakterisasi reservoar pada daerah "X", Sumatera Selatan*. FMIPA Universitas Indonesia.

Bishop, M. G.2001. *South Sumatra basin province,* Indonesia : The Lahat/Talang Akar – cenozoic total petroleum system, *USGS*.

Blake. 1989. The Geological Regional and Tectonic of South Sumatera Basins. *Proceeding Indonesia Petroleum Association 11th Annual Convention.*

De Coster, G. L., 1974. The Geology of Central Sumatera and South Sumatera Basins. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association Thirtirth Annual Convention & Exbition, Indonesia*, pp. 77-110.

Danusaputro, H., 2010. Inversi Model Based Untuk Gambaran Litologi Bawah Permukaan. *Jurnal Sains & Matematika (JSM),* pp. 88-93.

Hampson, D., 2009. *Emerge Theory.* Singapore Workshop: A CGG Veritas Company.

Harsono, A., 1997. *Pengantar Evaluasi Log, Schlumberger Data Services.* Jakarta:Schlumberger Oil Field Service.

Pulunggono A., Haryo A., dan Kosuma, C.G. 1984. Pre Tertiary and Tertiary fault system as a framework of the South Sumatera Basin a study. of SAR-maps. Jakarta : *Proceeding of the Indonesian Petroleum Association 21th Annual Convention.*

Rachman,2009. *Pemetaan Distribusi Permeabilitas Berdasarkan Multiatribut dan Inversi Seismik (Studi Kasus Pada Daerah "XY").* Depok: Program Studi Fisika, Universitas Indonesia.

Russel, B., 1994. *Seismic Inversion.* USA: SEG course notes.

Russel, B., 1997. Multiatribute Seismic Analysis. *The Leading Edge*, Vol.16, pp.1439-1443.

Shearer, P. 2009. *Introduction to Seismology; Second Edition*. Cambridge University Press : UK.

Sukmono,S., 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Jurusan Teknik Geofisika ITB.

Wisnu dan Nazirman. 1997. *Geologi Regional Sumatera Selatan*. Bandung : Pusat Survei Geologi Badan Geologi Kementrian ESDM.