

**ANALISIS PENYEBARAN RESERVOAR BATUPASIR
FORMASI TALANG AKAR DENGAN MENGGUNAKAN
METODE SEISMIC INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN
SEISMIC MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN FA,
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

(Skripsi)

Oleh
Ferry Anggriawan



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2016**

ABSTRACT

ANALYSIS OF SANDSTONE RESERVOIR DISTRIBUTION ON TALANG AKAR FORMATION BY USING SEISMIC ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION AND SEISMIC MULTIATTRIBUTE ON FA FIELD, BASIN SOUTH SUMATRA

By

Ferry Anggriawan

Seismic acoustic impedance inversion and seismic multiattribute is a seismic method that can be used to map the distribution of reservoir sandstones. By using this method, we can separate between sandstone and shale's Talang Akar Formation contained in the FA Fields, South Sumatra Basin. Both of these methods will be mutually compared with each other in order to get more valid results in the mapping of the reservoir sandstones. Acoustic seismic inversion method used in this study there are 3 types of bandlimited, modelbased and spike sparse linear programs. As for the seismic multiattribute used is multiattribute linear regression to map the volume of gamma ray and neutron porosity. The results of the analysis performed in acoustic impedance inversion, map the distribution of reservoir sandstones have a rated impedance of 8500 - 9100g / cc * m / s. As for multiattribute gamma ray, has a value of 20 - 100API, and the value of its multiattribute neutron porosity of 24-40%. From the analysis has been done, the distribution of sandstone reservoir located in the Northeast and regional anticline with a depth of 1600 - 1700m having a thickness of approximately 100m.

Keyword: Sandstones of Talang Akar Formation, Acoustic Impedance Inversion, dan Seismic Multiattribute.

ABSTRAK

ANALISIS PENYEBARAN RESERVOAR BATUPASIR FORMASI TALANG AKAR DENGAN MENGGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN SEISMIK MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN FA, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Oleh

Ferry Anggriawan

Seismik inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut merupakan salah satu metode seismik yang dapat digunakan dalam memetakan persebaran reservoir batupasir. Dengan menggunakan metode ini, kita dapat memisahkan dengan baik antara batupasir dan serpih Formasi Talang Akar yang terdapat pada Lapangan FA, Cekungan Sumatera Selatan. Kedua metode ini akan saling dibandingkan satu sama lain agar mendapatkan hasil yang lebih valid dalam pemetaan reservoir 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 *gamma ray* dan *neutron porosity*. Hasil analisis inversi impedansi akustik yang dilakukan, peta persebaran reservoir batupasir memiliki nilai impedansi sebesar 8500 – 9100g/cc*m/s. Sedangkan untuk multiatribut *gamma ray*, memiliki nilai 20 – 100API, dan nilai multiatribut *neutron porosity*-nya sebesar 24 – 40%. Dari analisis yang telah dilakukan, persebaran reservoir batupasir terletak pada daerah Timur Laut dan daerah antiklin dengan kedalaman 1600 – 1700m yang memiliki ketebalan sebesar kurang lebih 100m.

Kata Kunci: Batupasir Formasi Talang Akar, Inversi Impedansi Akustik, dan Seismik Multiatribut.

**ANALISIS PENYEBARAN RESERVOAR BATUPASIR
FORMASI TALANG AKAR DENGAN MENGGUNAKAN
METODE SEISMIC INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN
SEISMIC MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN FA,
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Oleh
FERRY ANGGRIAWAN

Skripsi
Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK

Pada
Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung



**UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2016**

Judul Skripsi : **ANALISIS PENYEBARAN RESERVOAR
BATUPASIR FORMASI TALANG AKAR
DENGAN MENGGUNAKAN METODE
SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK
DAN SEISMIK MULTIATRIBUT PADA
LAPANGAN FA, CEKUNGAN SUMATERA
SELATAN**

Nama Mahasiswa : **Ferry Anggriawan**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1215051023

Program Studi : Teknik Geofisika S-1

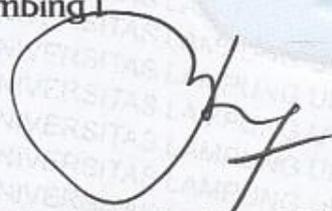
Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I



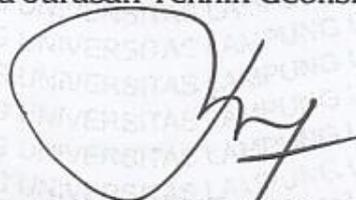
Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.
NIP 19700120 200003 1 001

Pembimbing II



Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199603 1 001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



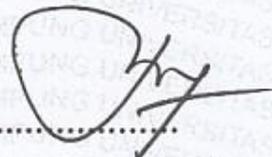
Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.
NIP 19700120 200003 1 001

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

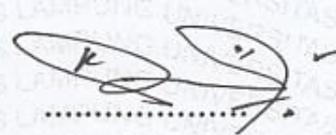
Ketua

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



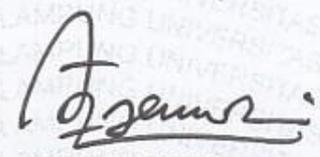
Sekretaris

: **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**



Penguji

Bukan Pembimbing : **Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.**



2. Dekan Fakultas Teknik



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



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **26 Agustus 2016**

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 pula bahwa skripsi ini dibuat oleh saya sendiri.

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

Bandar Lampung, 19 Oktober 2016

Penulis,



Ferry Anggriawan

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Bumi Dipasena Agung pada tanggal 17 September 1993. Penulis merupakan anak pertama dari pasangan Bapak Mardi dan Ibu Naziroh. Penulis menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-kanak di TK Xaverius Bumi Dipasena Agung pada tahun 2000. Pendidikan Sekolah Dasar di SD Xaverius Bumi Dipasena Agung, pada tahun 2006. Pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMP N 1 Ambarawa, pada tahun 2009. Pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMA N 1 Gading Rejo, pada tahun 2012.

Pada tahun 2012 penulis melanjutkan studi di perguruan tinggi dan terdaftar sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung. Pada periode 2012/2013 dan 2013/2014 di dalam organisasi jurusan penulis terdaftar sebagai anggota bidang Saintek Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana Universitas Lampung. Pada tahun 2012 s.d. 2016 penulis tercatat sebagai anggota HMGI Sumatera. Pada tahun 2013 s.d. 2015 penulis tercatat sebagai anggota SEG SC Universitas Lampung. Pada periode 2014/2015 penulis tercatat sebagai anggota *American association of Petroleum Geologist (AAPG) SC Universitas Lampung.*

Pada tahun 2015 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata pada Kampung Serdang Kuring, Kecamatan Bahuga, Kabupaten Tulang Bawang. Pada tahun 2015 penulis juga telah melaksanakan Kerja Praktek di PT. Bukit Asam (Persero), Sumatera Selatan dengan mengambil tema “Interpretasi Litologi dan Uji Statistik antara Nilai Densitas dengan Nilai kKalori Batubara Berdasarkan Data *Well Logging* Daerah Tambang Banko, Provinsi Sumatera Selatan”. Penulis melakukan Tugas Akhir (TA) untuk penulisan skripsi di bagian Eksplorasi, LEMIGAS, Jakarta Selatan. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada tanggal xx September 2016 dengan skripsi yang berjudul “**Analisis Penyebaran Reservoir Batupasir Formasi Talang Akar dengan Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut pada Lapangan FA, Cekungan Sumatera Selatan**”.

PERSEMBAHAN

Aku persembahkan karyaku ini untuk:

ALLAH SWT

Ayahanda Tercinta Bapak Mardi

dan Ibunda Tercinta Ibu Naziroh

Adikku Tersayang

Milla Rosiana Dewi dan Amalia Amanda

Teknik Geofisika Universitas Lampung 2012

Keluarga Besar Teknik Geofisika UNILA

Almamater Tercinta Universitas Lampung

SANWACANA

Puji syukur senantiasa penulis haturkan kehadiran Allah SWT yang telah memberikan nikmat dan kesempatan sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Kerja Praktik dengan judul **“Analisis Penyebaran Reservoir Batupasir Formasi Talang Akar Dengan Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut Pada Lapangan FA, Cekungan Sumatera Selatan”**.

Adapun dalam pelaksanaan dan penulisan laporan ini penulis menyadari bahwa selesainya proses ini tidak lepas dari bimbingan dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Allah SWT
2. Kedua orangtuaku Bapak Mardi dan Ibu Naziroh yang tak henti-hentinya mendidik, berkorban, berdoa dan mendukung penulis dalam segala hal terutama dalam pendidikan;
3. Adikku Milla Rosiana Dewi dan Amalia Amanda yang terus memberikan semangat kepada penulis;
4. PPPTMBG LEMIGAS sebagai institusi yang telah memberikan kesempatan untuk melaksanakan Tugas Akhir;

5. Bapak Ir. Bambang Widarsono, M.Sc selaku Kepala PPPTMGB LEMIGAS;
6. Bapak Sulistiyono, S.T., M.Si selaku pembimbing saya di PPPTMGB LEMIGAS di bagian Eksplorasi 3;
7. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si. M.T, selaku pembimbing I dan sebagai Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang selalu memberikan masukan, arahan serta motivasi dalam penulisan skripsi ini;
8. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., selaku pembimbing II yang memberikan bimbingan, saran dan kritik dalam proses penyelesaian skripsi ini;
9. Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T., selaku pembahas dalam Tugas Akhir;
10. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati terima kasih untuk semua ilmu yang diberikan;
11. Teman-teman TG 12. Vee, Lita, Niar, Elen, Andin, Gita, Azis, Nana, Vivi, Resti, Bella, Dilla, Zhai, Medi, Beta, Irfan, Virgi, Dedi Y, Dimas S, Sigit, Carta, Made, Agus, Gata, Zul, Sule, Rival, Dedi A, Edo, Onoy, Aldo, Dimastya, Kevin, Gifari, Esha, Hilman, Jordy, Legowo, Bari, ... Terima kasih untuk setiap kisah kita lalui bersama **Aku Sayang Kalian**
12. Orang tersayang, Andi Veanita L.A. yang selalu memberi dukungan dari awal hingga selesainya penulisan tugas akhir ini.
13. Teman-teman seperjuangan di Eksplorasi 3, Syamsudin, Hedy, Irzak, Citra, Desi, Wening, Fikri, Dimas, dan Virgian yang selalu membantu selama proses penelitian tugas akhir.
14. Teman-teman terbaik, KENDUR yang tidak henti-hentinya selalu memberi dorongan agar cepat selesai dalam penelitian.

Semoga dengan adanya laporan ini dapat bermanfaat bagi pembaca. Kritik dan saran yang membangun penulis sangat diharapkan untuk kebaikan penulis menjadi lebih baik.

Bandar Lampung, Oktober 2016
Penulis,

Ferry Anggriawan

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRACT	i
ABSTRAK	ii
HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
HALAMAN PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
HALAMAN PERSEMBAHAN	ix
SANWACANA	x
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xix
I. PENDAHULUAN	
A. Latar Belakang	1
B. Tujuan Penelitian	3
C. Batasan Masalah	3

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Kerangka Tektonik Regional Cekungan Sumatera Selatan	4
B. Struktur Geologi Cekungan Sumatera Selatan.....	5
C. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan	7
D. Potensi Hidrokarbon	13

III. TEORI DASAR

A. Konsep Dasar Seismik Refleksi	16
1. Koefisien Refleksi.....	18
2. <i>Wavelet</i>	18
3. <i>Checkshot</i>	20
4. Seismogram Sintetik	20
B. Metode Seismik Inversi	21
1. Inversi Seismik Rekursif/ <i>Bandlimited</i>	22
2. Inversi Seismik <i>Model Based</i>	22
3. Inversi Seismik <i>Sparse Spike</i>	24
C. Metode Multiatribut	25
1. Atribut <i>Input</i> Dalam Analisa Multiatribut (<i>Internal Attribute</i>)....	26
a. Atribut Sesaat (<i>Instantaneous Attribute</i>)/Atribut Kompleks ..	27
b. Atribut Jendela Frekuensi (<i>Windowed Freuency Attributes</i>)..	28
c. Atribut <i>Filter Slice</i>	28
d. <i>Derivative Attributes</i>	29
e. <i>Integrated Attributes</i>	29
f. Atribut waktu (<i>Time Attributes</i>).....	30
2. <i>Cross Plot</i>	30

3. Regresi Linier Multiattribute	32
4. Validasi Silang	35
D. Tinjauan Umum <i>Well Logging</i>	37
1. Log <i>Gamma Ray</i>	37
2. Log <i>Neutron Porosity</i> dan Log <i>Density</i>	39
3. Log <i>Sonic</i>	41

IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian	42
B. Persiapan Data	43
1. Data Seismik 3D	43
2. Data Sumur	43
3. Data <i>Checkshot</i>	43
4. <i>Marker Geologi</i>	44
5. <i>Software</i> dan <i>Hardware</i>	44
C. Pengolahan Data	44
1. Analisa Sumur.....	44
2. Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan <i>Well-Seismic Tie</i>	45
3. <i>Picking Horizon</i>	47
4. <i>Picking Fault</i>	48
5. Pembuatan <i>Cross Plot</i>	49
6. Inversi Impedansi Akustik	49
7. Seismik Multiatribut	51
D. Diagram Alir Penelitian	54

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Analisa Log dan <i>Cross Plot</i>	56
B. Peta Struktur Waktu dan Peta Struktur Kedalaman	61
C. Hasil Seismik Inversi Impedansi Akustik	64
D. Hasil Seismik Multiatribut	69
E. Perbandingan Hasil Seismik Inversi Impedansi Akustik dengan Seismik Multiatribut	75

VI. KESIMPULAN

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. Peta Lokasi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger, 2005)	5
Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Hadipandoyo, 2007)....	12
Gambar 3. Gelombang ketika melewati medium yang berbeda menurut hukum Snellius (Wolf, 1995)	17
Gambar 4. Sintetik seismogram yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> (Sukmono, 1999).....	21
Gambar 5. Alur metode inversi <i>Model Based</i> (Rachman, 2009)	23
Gambar 6. Penulisan <i>trace</i> kompleks dalam bentuk polar (Hampson, 2009)	27
Gambar 7. Konvensional <i>cross plot</i> antara log target dan atribut seismik (Hampson, 2009)	30
Gambar 8. Ilustrasi <i>cross plot</i> menggunakan (a) satu atribut dan (b) dua atribut (Hampson, 2009).....	32
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)	33
Gambar 10. Ilustrasi validasi silang (Hampson, 2009)	35
Gambar 11. Contoh <i>plot validation error</i> dan <i>prediction error</i> (Hampson, 2009)	36
Gambar 12. Contoh interpretasi log <i>gamma ray</i> (Abdullah, 2009).....	38
Gambar 13. <i>Cross over</i> antara <i>neutron porosity</i> dan <i>density</i> (Abdullah, 2009).....	40

Gambar 14.	Diagram alir proses seismik inversi impedansi akustik	54
Gambar 15.	Diagram alir proses seismik multiatribut	55
Gambar 16.	Analisa log FR-1	56
Gambar 17.	Analisa log FR-2.....	57
Gambar 18.	Korelasi antar sumur.....	59
Gambar 19.	<i>Crossplot</i> log <i>p-impedance</i> dengan log <i>gamma ray</i>	59
Gambar 20.	<i>Crossplot</i> log <i>density</i> dengan log <i>gamma ray</i>	60
Gambar 21.	<i>Crossplot</i> log <i>density</i> dengan log <i>neutron porosity</i>	60
Gambar 22.	Peta struktur waktu horizon TAF_A1-1	62
Gambar 23.	Peta struktur waktu horizon <i>bsmnt (Basement)</i>	63
Gambar 24.	Peta Struktur Kedalaman horizon TAF_A1-1	63
Gambar 25.	Peta Struktur Kedalaman horizon <i>bsmnt</i>	64
Gambar 26.	Hasil inversi <i>Model Based</i>	65
Gambar 27.	Hasil inversi <i>Bandlimited</i>	65
Gambar 28.	Hasil inversi <i>LP Sparse Spike</i>	66
Gambar 29.	Penyebaran batupasir berdasarkan hasil inversi AI.....	68
Gambar 30.	Hasil multiatribut <i>gamma ray</i>	71
Gambar 31.	Penyebaran batupasir berdasarkan multiatribut <i>gamma ray</i>	72
Gambar 32.	Hasil multiatribut <i>neutron porosity</i>	73
Gambar 33.	Penyebaran batupasir berdasarkan multiatribut <i>neutron porosity</i>	74
Gambar 34.	Perbandingan hasil seismik inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut; (a) Hasil seismik inversi impedansi akustik; (b) Hasil seismik multiatribut <i>gamma ray</i> ; (c) Hasil seismik multiatribut <i>neutron porosity</i>	75

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. <i>Time schedule</i>	42
Tabel 2. Kelengkapan data log tiap sumur	43
Tabel 3. Hasil korelasi seismogram sintetik dengan seismik.....	47

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Minyak dan gas bumi (migas) merupakan komoditas strategis bagi Indonesia. Selain menyediakan pasokan energi, migas juga menjadi kontributor utama penerimaan negara. Tidak heran jika sektor hulu migas dituntut untuk terus meningkatkan produksi migas nasional. Namun, dibalik tuntutan yang tinggi tersebut, banyak yang belum paham bahwa cadangan migas tidak serta merta ditemukan. Perlu kegiatan pencarian cadangan migas, atau eksplorasi yang bertahun-tahun, sampai suatu cadangan migas ditemukan. Salah satu metode yang baik untuk digunakan dalam eksplorasi migas yaitu metode seismik. Metode seismik yang sering digunakan dalam menggambarkan keadaan bawah permukaan yaitu metode seismik inversi dan seismik multiatribut.

Metode seismik inversi merupakan teknik inversi berupa suatu pendekatan keadaan geologi secara maju ke depan (*forward modelling*), metode ini dapat memberikan hasil penampakan geologi bawah permukaan sehingga dapat diidentifikasi karakter dan pola penyebaran reservoir di daerah target berupa interpretasi geologi, litologi dan fluida serta batas lapisan petrofisika bawah

permukaan (Sukmono, 2000). Dalam studi kali ini metode inversi yang digunakan adalah 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 reservoir 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. Hal ini telah banyak dibuktikan dari beberapa jurnal yang ada, yang di mana bahwa metode seismik multiatribut menghasilkan hasil yang lebih baik dalam memetakan penyebaran reservoir batupasir dari pada 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

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menganalisis persebaran reservoir batupasir menggunakan metode seismik inversi impedansi akustik
2. Menganalisis persebaran reservoir batupasir menggunakan metode seismik multiatribut
3. Membandingkan hasil seismik inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut dalam penentuan persebaran reservoir batupasir.

C. Batasan Masalah

Batasan masalah dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Data seismik yang digunakan merupakan data *3D Post Stack Time Migration (PSTM)*,
2. Data sumur sebanyak 2 buah, yaitu sumur FR-1 dan FR-2. Dari masing-masing sumur, data log yang digunakan adalah log *sonic*, log densitas, log *Gamma Ray*, dan log *Neutron porosity*.
3. Metode yang akan digunakan dalam analisis adalah metode seismik inversi *Model Based*, *Bandlimited*, dan *LP Sparse Spike* serta metode seismik multiatribut.
4. Log yang diprediksi pada proses multiatribut adalah log *gamma ray* dan log *neutron porosity*.

II. TINJAUAN PUSTAKA

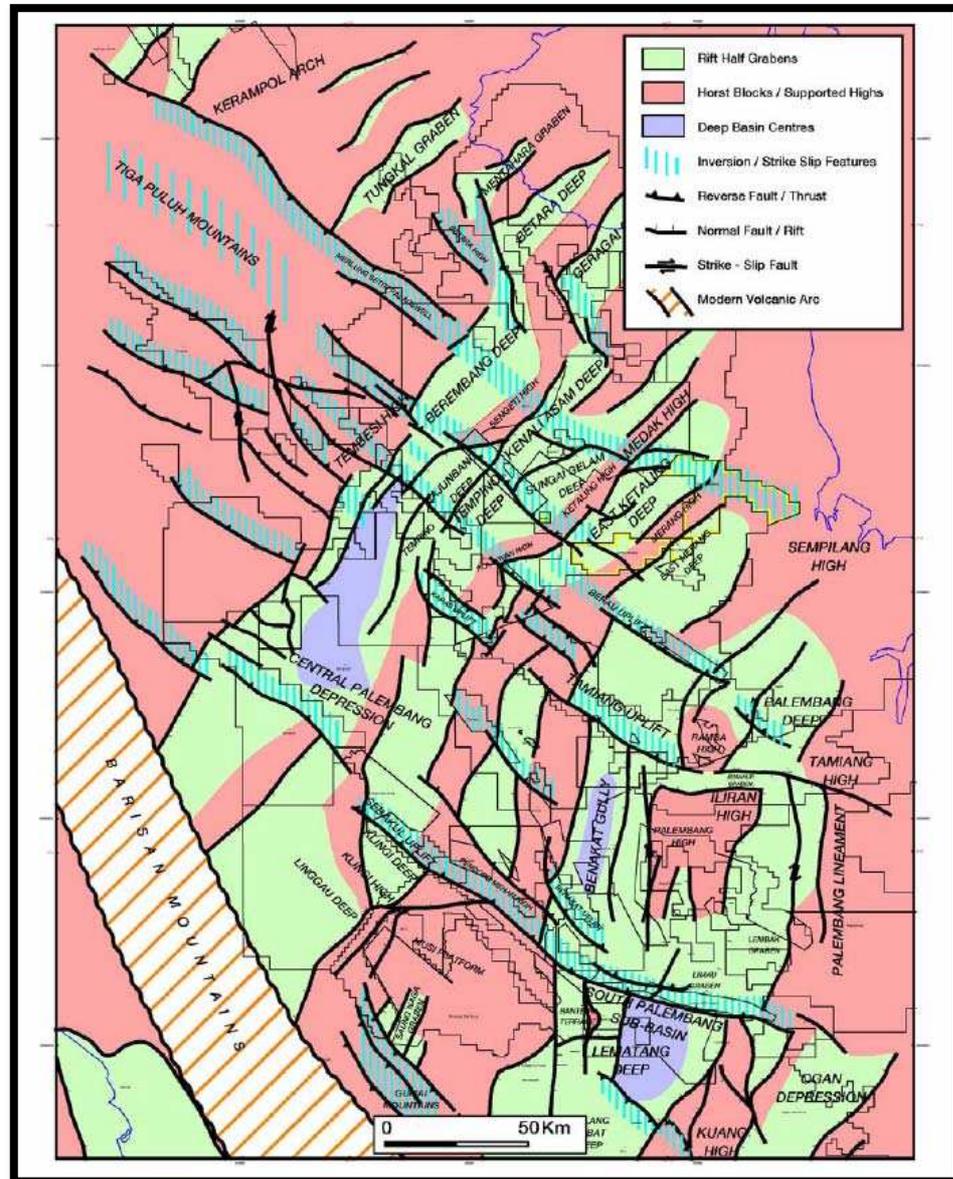
A. Kerangka Tektonik Regional Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan terletak memanjang berarah Baratlaut-Tenggara di bagian selatan Pulau Sumatera. Luas cekungan ini sekitar 85,670 km² 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 Sumatera Selatan ini berbentuk tidak simetris, di bagian Pegunungan Tigapuluh dan Pegunungan Duabelas, sedangkan di sebelah Timur dibatasi oleh Pulau-pulau Bangka-Biliton dan di sebelah Selatan dibatasi oleh Tinggian Lampung.

Batuan dasar di Cekungan Sumatera Selatan terdiri atas batuan ubahan Mesozoikum; granit dan granodiorit yang berumur Permian-Kapur. Cekungan Sumatera Selatan ini termasuk dalam klasifikasi cekungan busur belakang (Hadipandoyo, 2007).

Kenampakan Struktural pada Cekungan Sumatera Selatan merupakan hasil aktivitas orogenik yang terjadi pada 3 (tiga) periode yang terpisah, yakni: Orogenik Pertengahan Mesozoikum, Tektonisme Akhir Kapur – Awal Tersier,

dan Orogenesa Plio-Plistosen. **Gambar 1** menunjukkan peta tektonik dari Cekungan Sumatera Selatan (De Coster, 1974).



Gambar 1. Peta Tektonik Cekungan Sumatera Selatan (Ginger, 2005).

B. Struktur Geologi Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatra Selatan terbentuk sejak akhir Pra-Tersier sampai awal Pra-Tersier. Orogenesa pada akhir Kapur-Eosen membagi Cekungan Sumatra

Selatan menjadi 4 Sub-cekungan, yaitu Sub-cekungan Palembang Tengah dan Sub-cekungan Palembang Selatan. Pola Struktur di Cekungan Sumatra Selatan merupakan hasil dari 4 periode Tektonik Utama yaitu:

1. *Upper Jurassic – Lower Cretaceous*

Rezim tektonik yang terjadi adalah rezim tektonik kompresi, di mana intrusi, magmatisme, dan proses metamorfosa pembentuk batuan dasar masih berlangsung. Tegasan utama pada periode ini berarah N30⁰W yang mengakibatkan terbentuknya Sesar Lematang yang berarah N60⁰E.

2. *Late Cretaceous – Oligocene*

Fase yang berkembang pada periode ini adalah rezim tektonik regangan/tarikan di mana tegasan utamanya berarah N-S. Struktur geologi yang terbentuk adalah sesar-sesar normal dan pematihan bongkah batuan dasar yang menghasilkan bentukan *Horst* (tinggian), *Graben* (depresi) dan *Half Graben*. Periode ini merupakan awal terbentuknya Cekungan Sumatra Selatan dan mulainya pengendapan sedimen Formasi Lahat dan Talang Akar.

3. *Oligocene – Pliocene Basin Fill*

Fase tektonik yang terjadi pada daerah ini adalah fase tenang, tidak ada pergerakan pada dasar cekungan dan sedimen yang terendapkan lebih dulu (Formasi Lahat). Pengisian cekungan selama fase tenang berlangsung selama awal Oligosen-Pliosen. Sedimen yang mengisi cekungan selama fase tenang adalah Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai

(Telisa), Formasi *Lower* Palembang (Air Benakat), *Middle* Palembang Muara Enim) dan *Upper* Palembang (Kasai).

4. *Pliocene -Pleistocene Orogeny*

Fase Tektonik yang terjadi pada periode ini adalah fase kompresi, sesar-sesar bongkah dasar cekungan mengalami reaktifasi yang mengakibatkan pengangkatan dan pembentukan antiklinorium utama di Cekungan sumatra Selatan. Antiklinorium tersebut antara lain Antiklinorium Muara enim, Antiklinorium Pendopo-Benakat, dan Antiklinorium Palembang. Antiklinorium Palembang Utara, merupakan antiklinorium yang besar terdiri dari beberapa antiklin. Batuan tertua yang tersingkap adalah Formasi Talang Akar dan Batuan dasar Pra-Tersier. Sisi selatan cenderung menjadi lebih curam daripada sisi utara atau timur laut (De Coster, 1974).

C. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Stratigrafi daerah cekungan Sumatra 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 Sumatra Selatan menurut *De Coster (1974)* adalah sebagai berikut:

1. Kelompok Pra-Tersier

Formasi ini merupakan batuan dasar (*basement rock*) dari Cekungan Sumatra 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 pelipatan dan pensesaran akibat intrusi batuan beku selama episode orogenesis Mesozoikum Tengah (*Mid-Mesozoikum*).

2. Formasi Kikim Tuff dan *older* Lemat atau 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 Lemat Muda atau 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 Benakat dari Formasi Lemat terbentuk pada bagian tengah cekungan dan tersusun atas serpih berwarna coklat abu-abu yang berlapis dengan serpih

tuffaan (*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 diinterpretasikan 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 Sumatra 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 Sumatra 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 karbonan, 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 460-610m).

5. Formasi Baturaja

Anggota ini dikenal dengan Formasi Baturaja. Diendapkan pada bagian *intermediate-shelfal* 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).

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)

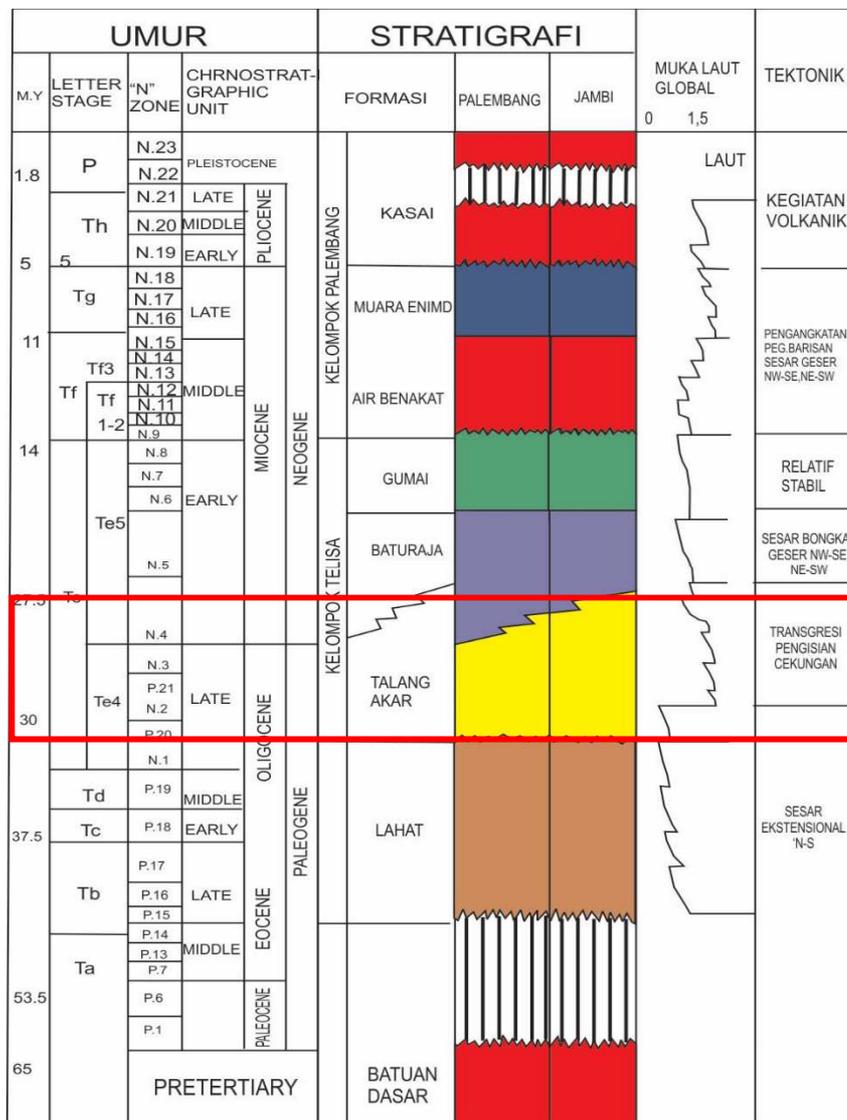
Formasi *Lower Palembang* diendapkan selama awal fase siklus regresi. Komposisi dari formasi ini terdiri dari batupasir glaukonitan, batulempung, batulanau, dan batupasir yang mengandung unsur karbonatan. Pada bagian bawah dari Formasi *Lower Palembang* kontak dengan Formasi Telisa. Ketebalan dari formasi ini bervariasi dari 3300 – 5000 kaki (sekitar 1000 – 1500 m).

8. Formasi *Middle Palembang* (Muara Enim)

Batuan penyusun yang ada pada formasi ini berupa batupasir, batulempung, dan lapisan batubara. Batas bawah dari Formasi *Middle Palembang* 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 *feet* (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 orogenesis pada Plio-Pleistosen dan dihasilkan dari proses erosi Pegunungan Barisan dan Tigapuluh. 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. **Gambar 2** menunjukkan stratigrafi dari Cekungan Sumatera Selatan.



Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Hadipandoyo, 2007).

D. Potensi Hidrokarbon

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan yang produktif. Hal ini disebabkan terdapat beberapa formasi yang dapat bertindak sebagai batuan induk yang baik, batuan reservoir yang memadai dan batuan penutup. Jalur migrasinya diperkirakan sesar-sesar yang terjadi di cekungan itu.

1. Batuan Induk

Batuan induk yang potensial berasal dari batulempung hitam Formasi Lahat, lignit (batubara), batulempung Formasi Talang Akar dan batulempung Formasi Gumai. Formasi Lahat mengalami perubahan fasies yang cepat ke arah lateral sehingga dapat bertindak sebagai batuan induk yang baik dengan kandungan material organiknya 1.2 - 5%.

Formasi Lahat diendapkan di bagian graben dan di bagian tengah Subcekungan Palembang. Landaian suhu berkisar $4.8 - 5.5$ °C/100m, sehingga kedalaman pembentukan minyak yang komersil terdapat pada kedalaman 2000 – 3000m.

Formasi yang paling banyak menghasilkan minyak hingga saat ini adalah Formasi Talang Akar, dengan kandungan materil organik yang berkisar antara 0.5 – 1.5%. diperkirakan di bagian tengah cekungan Formasi talang Akar telah mencapai tingkat lewat matang. Minyak di Cekungan Sumatera Selatan berasal dari batuan induk yang mengandung lignit (batubara) karena banyak mengandung kerogen *wax*.

Formasi Gumai mempunyai kandungan materil organik yang berkisar 1 – 1.38% di Sub-cekungan Jambi. Sedangkan, di Sub-cekungan Palembang tidak ada data yang menunjukkan bahwa formasi ini dapat bertindak sebagai batuan induk.

Kandungan materil organik Formasi Air Benakat berkisar antara 0.5 – 50% karena di formasi ini banyak mengandung lapisan lignit (batubara). Tetapi kandungan rata-ratanya adalah 1.1%. Temperatur jendela minyak (*oil window*) adalah 115 °C pada kedalaman 1700m, sedangkan jendela gas (*gas window*) adalah 320 °C pada kedalaman 2500m.

2. Batuan Reservoir

Lapisan batupasir yang terdapat dalam Formasi-formasi Lahat, Talang Akar, Gumai, Air Benakat dan Muara Enim dapat merupakan batuan reservoir. Selain itu, batugamping Formasi Baturaja juga dapat berlaku sebagai batuan reservoir. Di Sub-cekungan Jambi, produksi terbesar terdapat pada batuan reservoir Formasi Air Benakat. Batupasir alasnya mempunyai porositas 27%, batupasir delta porositasnya 20% dan batupasir laut dangkal mempunyai porositas 10%. Batupasir konglomeratan dari Formasi Talang Akar merupakan reservoir kedua yang memproduksi minyak yang berporositas 30% dan permeabilitas 12 – 180 mD. Batugamping Formasi Baturaja memproduksi minyak hanya di bagian tenggara Sub-cekungan Jambi dengan porositas 19%.

Di Sub-cekungan Palembang produksi minyak terbesar terdapat pada batuan reservoir Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja. Porositas

lapisan batupasir berkisar 15 -28%. Reservoir dari Formasi Air Benakat dan Muara Enim merupakan penghasil minyak kedua setelah formasi tersebut di atas. Batugamping Formasi Baturaja menghasilkan kondensat dan gas di tepi sebelah Barat dan Timur dari Sub-cekungan Palembang.

3. Batuan Tudung

Batuan tudung umumnya merupakan lapisan batulempung yang tebal dari Formasi Gumai, Air Benakat dan Muara Enim. Di samping itu, terjadinya perubahan fasies ke arah lateral dari Formasi Talang Akar dan Baturaja.

4. Perangkap dan Migrasi

Pada umumnya perangkap hidrokarbon di Cekungan Sumatera Selatan merupakan perangkap struktur antiklinal dari suatu antiklinorium yang terbentuk pada Pleo-Plistosen. Selain itu terdapat *drape* batuan sedimen terhadap batuan dasar di suatu tinggian. Struktur sesar, baik normal maupun geser, dapat bertindak sebagai perangkap untuk minyak. Perangkap stratigrafi terjadi pada batugamping terumb, bentuk membaji, bentuk kipas dan lensa dari batupasir karena perubahan fasies. Migrasi umumnya terjadi ke arah *up-dip* serta melalui sesar-sesar yang ada (Hadipandoyo, 2007).

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 di transmisikan. 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.

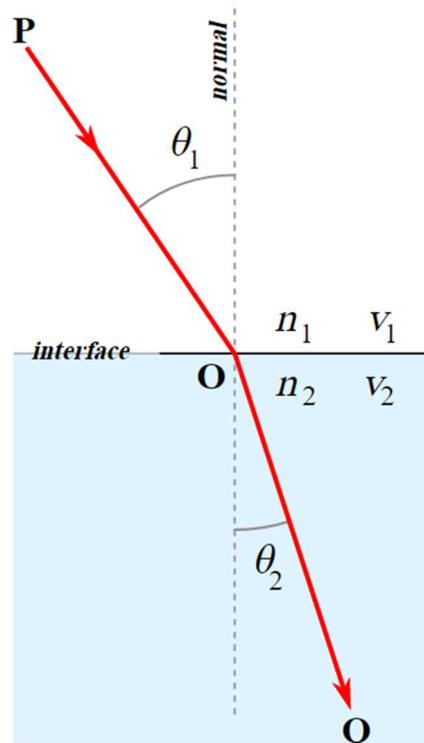
Dalam seismik eksplorasi, gelombang yang umumnya diselidiki adalah gelombang kompresi atau gelombang primer (P). Jika gelombang kompresi merambat dalam suatu medium menuju batas medium yang berbeda sifat, maka

merambat dalam suatu medium menuju batas medium yang berbeda sifat, maka gelombang akan terpatisi ke dalam empat komponen energi, yaitu energi gelombang pantul, *shear* pantul, kompresi bias dan *shear* 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:

$$\frac{\sin\theta_1}{\sin\theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_2}{n_1} \dots\dots\dots (1)$$

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 (Wolf, 1995).

1. Koefisien Refleksi

Refleksi seismik terjadi bila terdapat perubahan impedansi akustik di mana 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:

$$KR = \frac{(Z_2 - Z_1)}{(Z_2 + Z_1)} \dots\dots\dots (2)$$

$$Z = \rho v \dots\dots\dots (3)$$

Di mana:

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 pada 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.

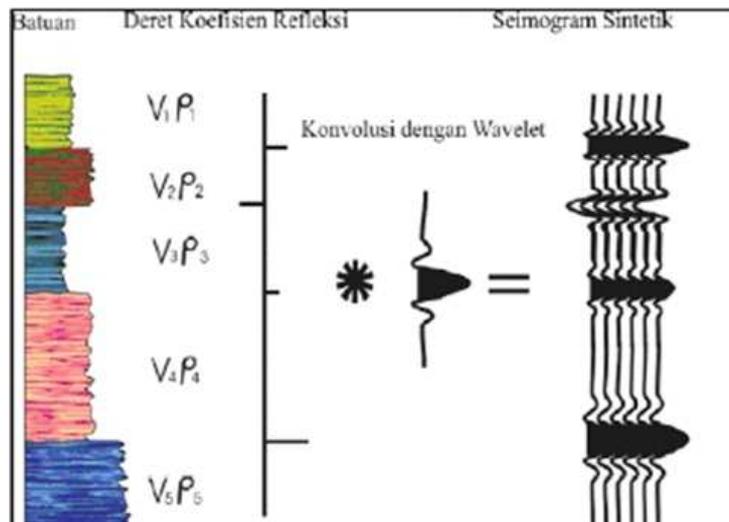
Wavelet sangat penting pada pembuatan sesismogram sintetik. Dalam inversi seismik, bentuk *wavelet* yang digunakan umumnya adalah fasa minimum dan fasa nol (Russel, 1997). Pada *wavelet* fasa minimum, energi terbesar terkonsentrasi di bagian depan *wavelet*. Kebanyakan *wavelet* pada eksplorasi seismik 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 di geser-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 di atur 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 di buat 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 kedalaman (*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 mengkonvolusikan 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, di mana 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:

$$r_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_i V_i} = \frac{Z_{i+1} - Z}{Z_{i+1} + Z} \dots\dots\dots (4)$$

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:

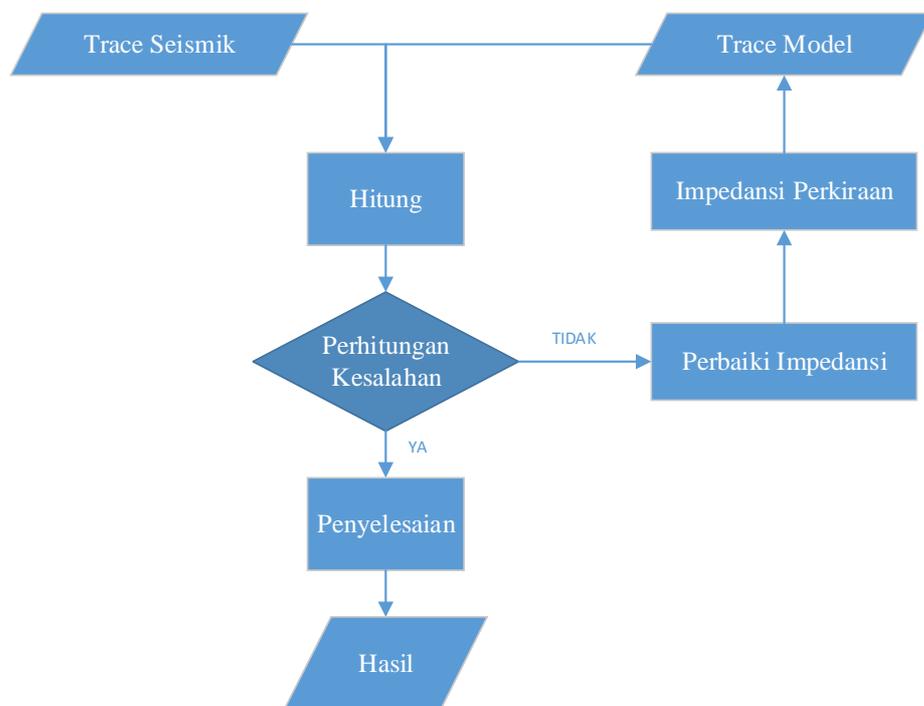
$$Z_{i+1} = Z_i * \Pi \left[\frac{1+r_i}{1-r_i} \right] \dots\dots\dots (5)$$

2. Inversi Seismik *Model Based*

Pada metode ini langkah yang pertama dilakukan adalah membangun model geologi, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik, diperbaharui 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 (F.R & Danusaputro, 2010).

Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbaiki 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 berikut:



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

Keuntungan penggunaan metode inversi berbasis 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:

$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t) \dots\dots\dots (6)$$

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 analisa ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volum dari properti log pada semua lokasi pada volum seismik.

Statistik dalam karakteristik reservoir 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 analisa multiatribut geostatik, 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:

$$P(x, y, z) = F[A_1(x, y, z), \dots, A_m(x, y, z)] \dots\dots\dots (7)$$

Di mana:

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

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

A_i : atribut m , di mana $i = 1, \dots, m$

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

$$P = w_0 + w_1A_1 + \dots + w_mA_m \dots\dots\dots (8)$$

Di mana:

W_i : nilai bobot dari $m+1$, di mana $i = 0, \dots, m$

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

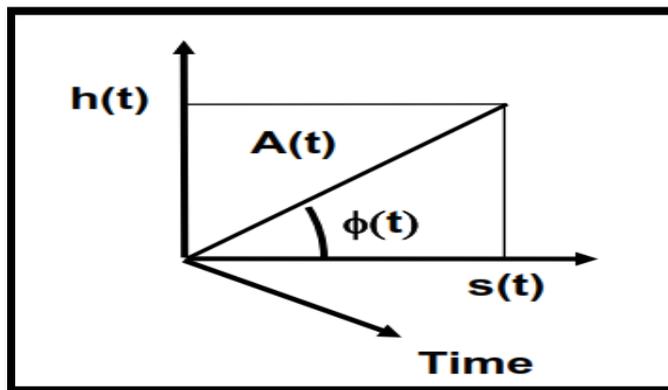
Atribut seismik di bagi ke dalam dua kategori, yaitu:

- *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 analisa 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 pergeseran fasa sebesar 90° dari *trace* seismik.



Gambar 6. Penulisan *trace* kompleks 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, $\Phi(t)$.

$$C(t) = s(t) + ih(t) \dots\dots\dots (9)$$

$$C(t) = A(t)e^{i\phi(t)} \dots\dots\dots (10)$$

$$C(t) = A(t)\cos\phi(t) + A(t)\sin\phi(t) \dots\dots\dots (11)$$

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

$$w(t) = \frac{d\phi(t)}{dt} \dots\dots\dots (12)$$

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

- $\cos\Phi(t)$ = kosinus fasa sesaat
- $A(t)\cos\Phi(t)$ = *amplitude weighted cos phase*
- $A(t)\Phi(t)$ = *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 Frequency Attributes*)

Set Atribut yang kedua didasarkan pada *windowed frequency analysis* atau analisa 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. Atribut *Filter Slice*

Set ketiga dari atribut terdiri dari *narrow band filter slice* dari *trace* seismic. 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. Derivative 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:

$$d1_i = \frac{s_i - s_{i-1}}{\Delta t} \dots\dots\dots (13)$$

$$d2_i = \frac{d1_i - d1_{i-1}}{\Delta t} = \frac{s_i - 2s_{i-1} - s_{i-2}}{\Delta t^2} \dots\dots\dots (14)$$

e. Integrated Attributes

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

$$I_i = s_i + I_{i-1} \dots\dots\dots (15)$$

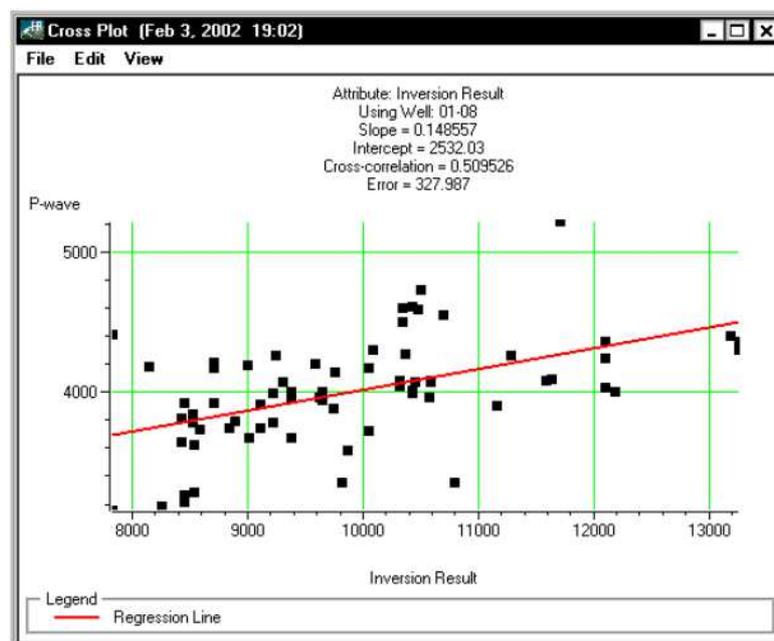
S_i = sampel ke-i dari *trace* seismik atau nilai kuat refleksinya, I_i = nilai integrasi. Perlu dicatat bahwa ini merupakan penjumlahan berjalan (*running sum*). Pada akhir dari penjumlahan berjalan, integrasi dari seismik di filter dengan menggunakan 50 titik, sehingga dihasilkan *trace* seismik dengan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

f. Atribut waktu (*Time Attributes*)

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 reservoir. *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:

$$y = a + b * x \dots\dots\dots (16)$$

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

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

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:

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \dots\dots\dots (18)$$

Di mana meannya adalah:

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \dots\dots\dots (19)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \dots\dots\dots (20)$$

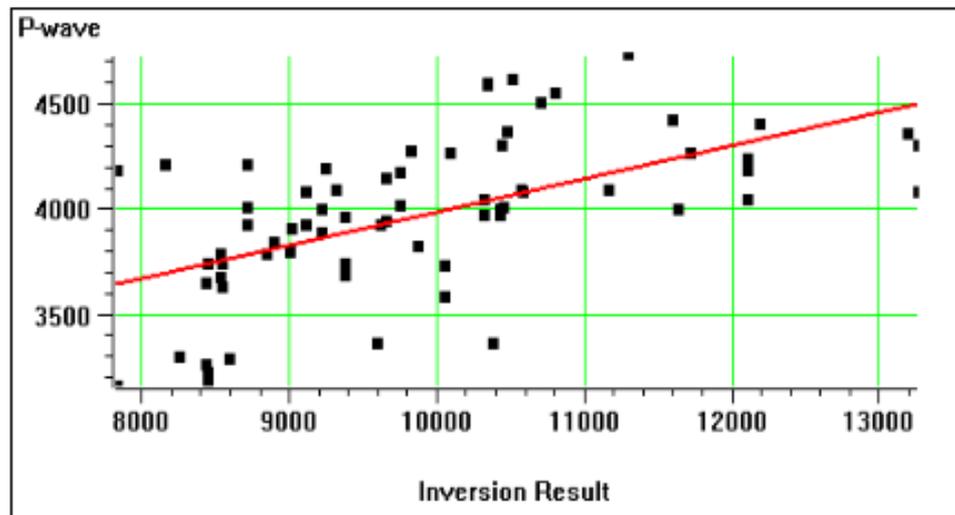
Nilai kovariansi yang sudah dinormalisasi adalah

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \dots\dots\dots (21)$$

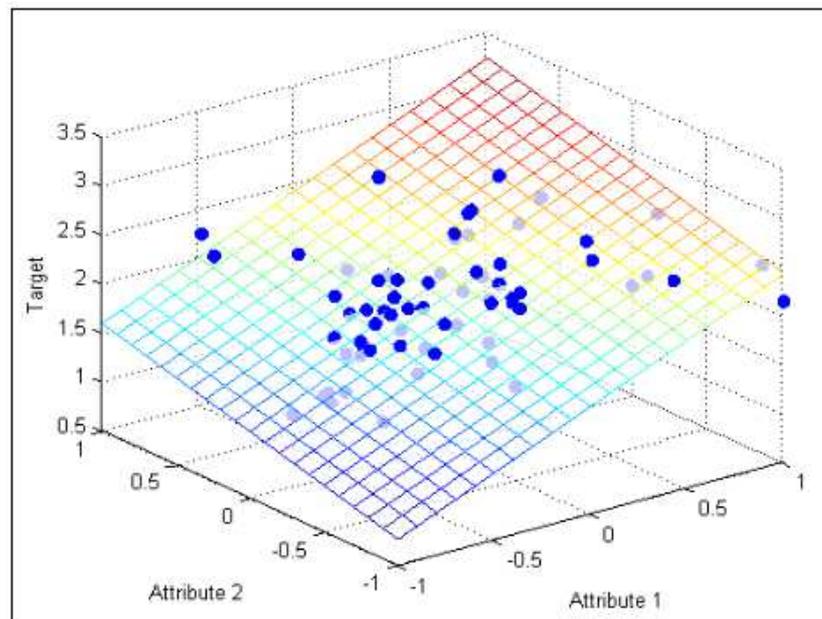
Nilai tersebut merupakan prediksi *error*, yaitu hasil pengukuran kecocokan untuk garis regresi. Prediksi *error* tersebut merupakan perbedaan RMS antara target log sebenarnya dan target log prediksi. Nilai korelasi terkadang dapat diperbaiki dengan mengaplikasikan transform non-linier untuk variabel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

3. Regresi Linier Multiattribute

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



(a)



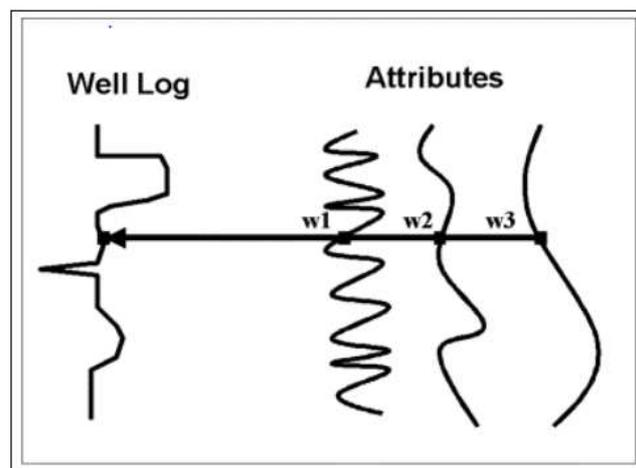
(b)

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 menganalisa 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*) analisa 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:

$$L(t) = w_0 + w_1A_1 + w_2A_2 + w_3A_3 \dots\dots\dots (22)$$

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

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1A_{1i} - w_2A_{2i} - w_3A_{3i})^2 \dots\dots\dots (23)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A^2 & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{1i}A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A^2A_{2i} & \sum A_{2i}A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i}A_{3i} & \sum A_{2i}A_{3i} & \sum A^2A_{3i} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i}L_i \\ \sum A_{2i}L_i \\ \sum A_{3i}L_i \end{bmatrix} \dots\dots\dots (24)$$

Seperti pada kasus atribut tunggal, *mean-squared error* yang dihitung menggunakan pembobotan, merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut, di mana 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*:

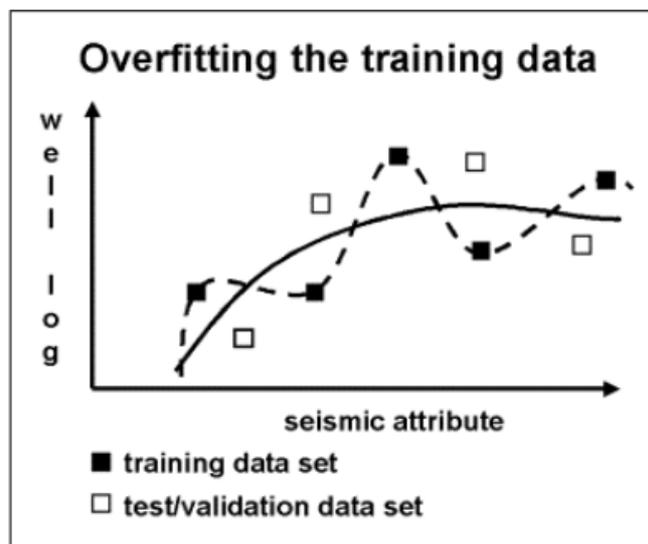
- a. Mencari atribut tunggal pertama yang paling baik menggunakan *trial and error*. Prediksi *error* setiap atribut yang terdapat pada *software* dihitung. Atribut terbaik adalah atribut yang memberikan prediksi *error* terendah. Atribut selanjutnya akan disebut atribut-a
- b. Mencari pasangan atribut 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, E_n , untuk n atribut selalu lebih kecil atau sama dengan E_{n-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*.



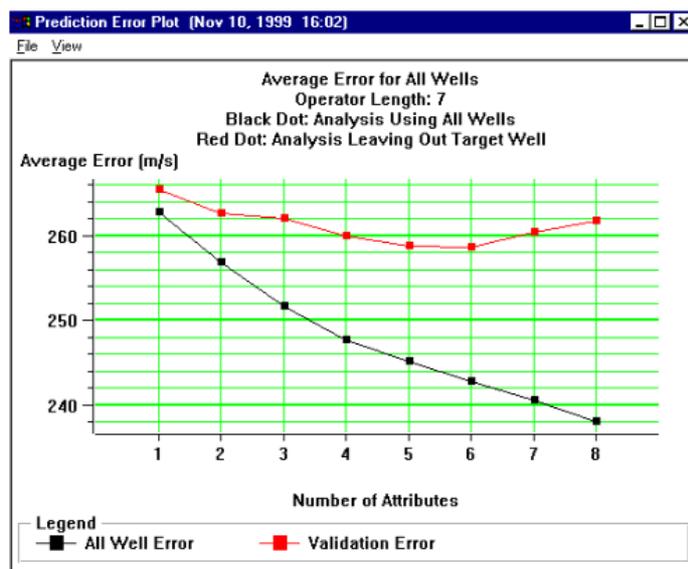
Gambar 10. Ilustrasi validasi silang (Hampson, 2009).

Kedua kurva digunakan untuk mencocokkan 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 diikuti 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:

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

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:

$$E_A = \frac{(E_1 + E_2 + E_3 + E_4 + E_5)}{5} \dots\dots\dots (26)$$



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

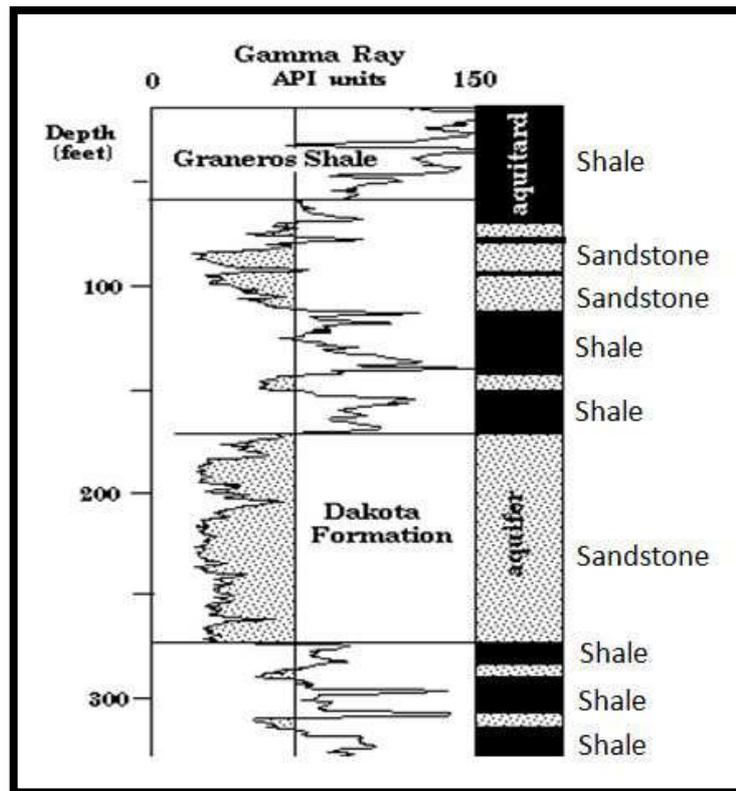
karena itu *shale* akan memberikan respon *gamma ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya.

Seperti halnya *logging* yang lainnya, pengukuran *gamma ray* log dilakukan dengan menurunkan *instrument gamma ray* log ke dalam 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 13 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 cm kubik batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75°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*

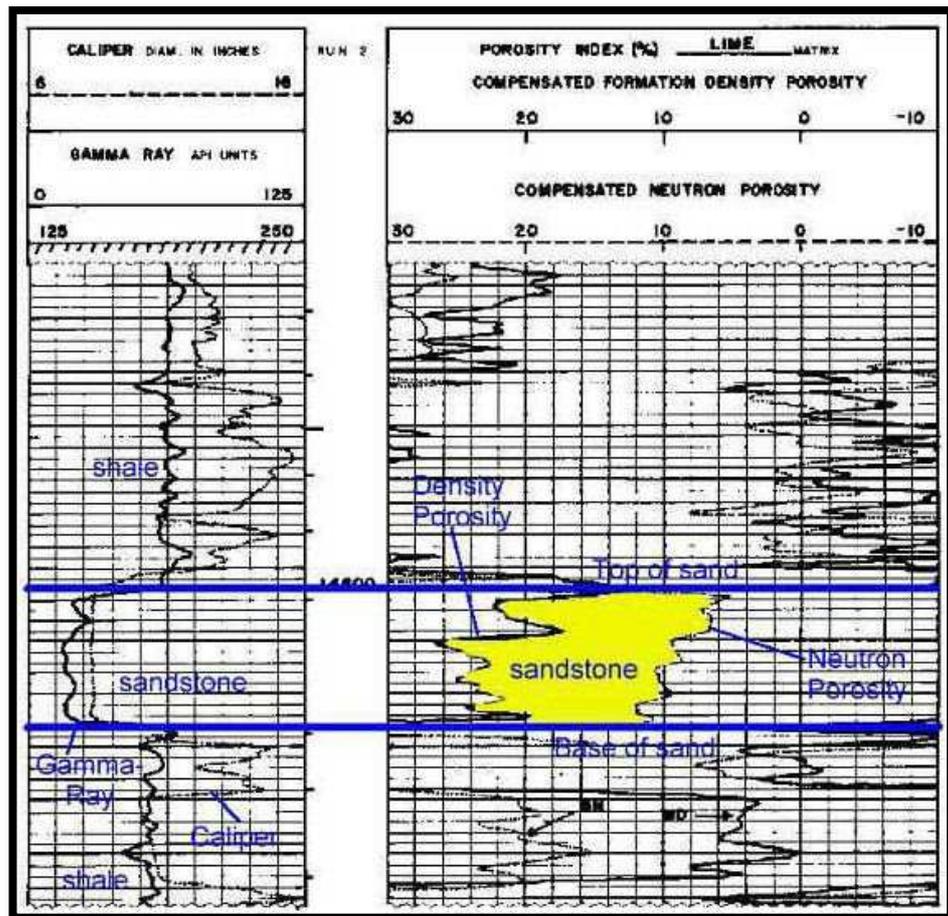
tersebut, maka pada praktiknya, interpretasi porositas dapat dilakukan dengan mengelaborasi log *density*.

Density logging sendiri dilakukan untuk mengukur densitas batuan disepanjang 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 reservoir. Zona gas ditunjukkan dengan 'cross-over' antara *neutron* dan *density*. Untuk lebih jelasnya perhatikan

Gambar 13.

Pada **Gambar 13** terlihat pada zona reservoir (*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 Δt . Besar atau kecilnya Δt yang melalui suatu formasi tergantung dari jenis batuan dan besarnya porositas batuan serta isi kandungan dalam batuan (Harsono, 1997).

IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian dilakukan pada bulan April – Juli 2016 di Kantor Bagian EKSPLOKORASI, Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi “LEMIGAS”, Jakarta Selatan dan di Gedung L Teknik Geofisika, Universitas Lampung. Di bawah ini merupakan tabel *time schedule* dari kegiatan tugas akhir penulis.

Tabel 1. *Time schedule*

No.	Kegiatan	April	Mei	Juni	Juli
1	Studi Pustaka				
2	Pengambilan Data				
3	Pengolahan Data				
4	Interpretasi Data				
5	Penyusunan Laporan				

B. Persiapan Data

1. Data Seismik 3D

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah *post stack time migration* dengan jumlah *in line* 383 (2227-2610), jumlah *cross line* 219 (10420-10201), dengan *sampling rate* sebesar 2ms dengan fasa nol. Hal ini ditentukan berdasarkan koefisien refleksi pada batas antar lapisan dalam data sumur, di mana kenaikan pada impedansi akustik ditunjukkan sebagai puncak (*peak*) pada seismik.

2. Data Sumur

Dalam penelitian ini digunakan 2 data sumur, yaitu FR-1 dan FR-2 yang di mana masing-masing sumur memiliki berbagai macam data log. Rincian dari data log yang dimiliki dari masing-masing sumur, dijelaskan pada

Tabel 2.

Tabel 2. Kelengkapan data log tiap sumur

Nama Sumur	Log Gamma Ray	Log Neutron porosity	Log Density	Log Sonic	Checkshot
FR-1	ada	ada	ada	ada	ada
FR-2	ada	ada	ada	ada	tidak ada

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 tie to seismic*).

4. Marker Geologi

Pada daerah penelitian ini *marker* geologi yang digunakan sebanyak 3 buah, yaitu TAF_A1-1, TOP_Coal-A, dan bsmnt.

5. Software dan Hardware

Software yang digunakan pada penelitian ini adalah *Hampson Russell (HRS)* versi CE8R1, *Petrel* versi 2009.1 dan *Surfer 12*. Sedangkan untuk *hardware* yang digunakan adalah sebuah laptop dengan spesifikasi *intel core i3-3217u*, *RAM 8Gb*, dan dukungan kartu grafis *Nvidia GT740m* dalam mendukung pengolahan data seismik 3D nantinya.

C. 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 reservoir 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* = 12.7Hz
- *Phase Rotation* = 0
- *Sample Rate* = 2ms
- *Wavelet Length* = 257.45
- *Phase type* = *Linier 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 *shifting*.

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 seismic tie*, didapatkan korelasi antara seismogram sintetik dengan seismik yang ada seperti yang terlihat pada **Tabel 3**.

Tabael 3. Hasil korelasi seismogram sintetik dengan seismik

No.	Nama Sumur	Korelasi
1	FR-1	0.822
2	FR-2	0.711

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 reservoir 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 reservoir.

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 reservoir 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 FR-1 dan FR-3.

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 di masukkan ke dalam hasil inversi nantinya. Dengan begitu, penulis dapat membandingkan hasil persebaran log yang diinginkan, yang di mana 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 berasal 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, untuk melihat metode mana yang sangat 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 50ms di atas *marker* TAF_A1-1 dan 50ms di bawah *marker* bsmnt. Parameter-parameter yang digunakan untuk setiap metode tersebut yaitu di antaranya:

- *Model Based*

<i>Processing time</i>	: 1200 – 1800ms
<i>Soft Constraint</i>	: 0.640 (1.0 = <i>initial model</i>)
<i>Average block size</i>	: 2ms
<i>Prewhitening</i>	: 1%

Number of iterations : 20

- *Bandlimited*

Processing time : 1200 – 1800ms

Constraint high-cut frequency : 12Hz

- *Linier Program Sparse Spike*

Processing time : 1200 – 1800ms

Sparseness : 50%

Maximum Constraint Frequency : 12

- 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 di dapatkan pada saat melakukan *cross plot*, di masukkan 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.

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 dipergunakan 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 *model based* yang telah dilakukan sebagai *external attribute*. Untuk data log yang akan diprediksi adalah log *gamma ray* dan log *neutron porosity*.
- b. Selanjutnya, yaitu menentukan kelompok atribut yang akan digunakan dalam memprediksi log *gamma ray* dan 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.

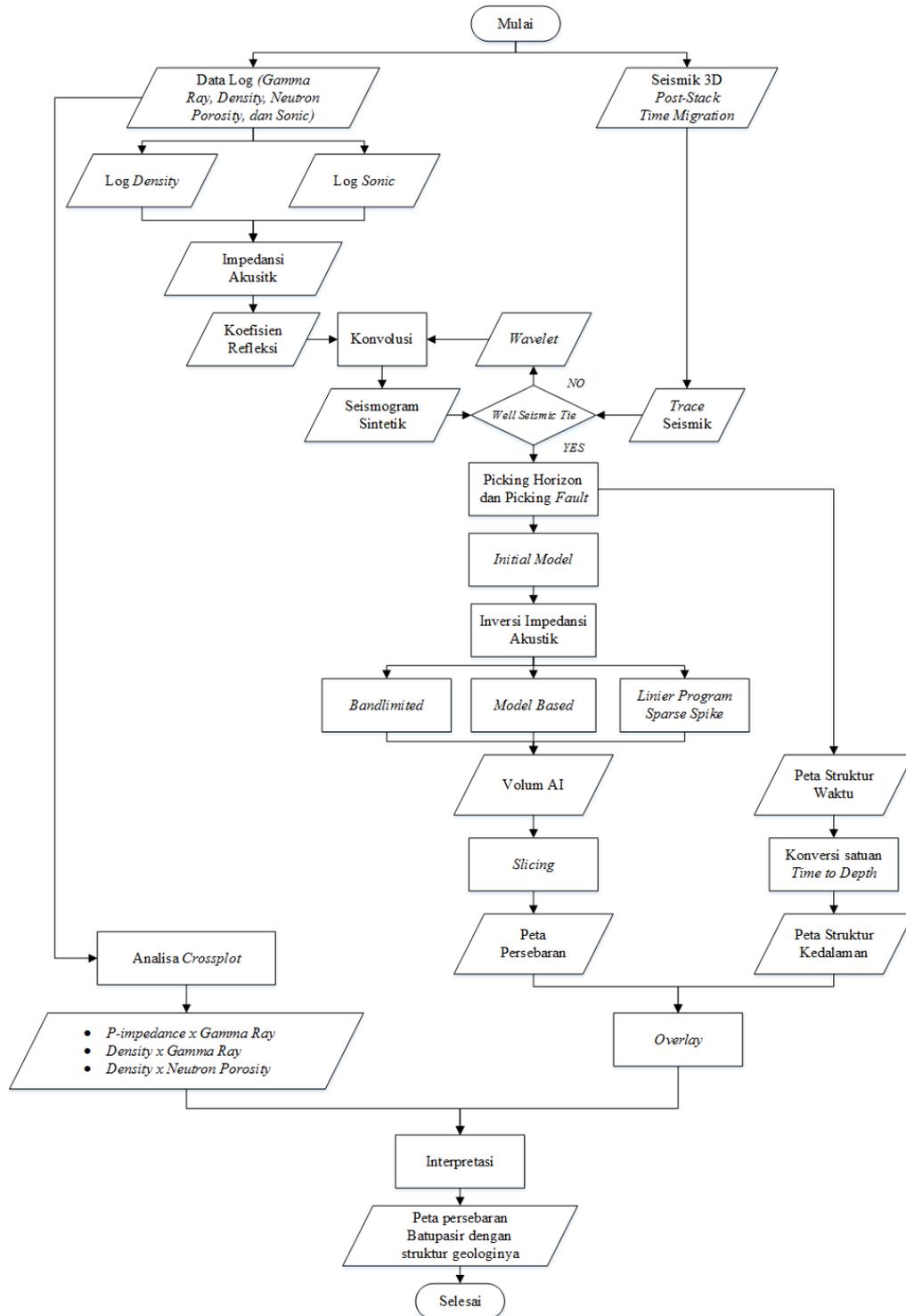
Dari hasil *training* telah diperoleh bahwa jumlah penggunaan atribut yang digunakan untuk memprediksi log *gamma ray* dan log *neutron porosity* memiliki hasil yang berbeda. Parameter yang dihasilkan pada analisis multiatribut ini yaitu:

- *Log Neutron Porosity*
Jumlah Atribut : 2
Operator *Length* : 1
- *Log Gamma Ray*
Jumlah Atribut : 4
Operator *Length* : 1

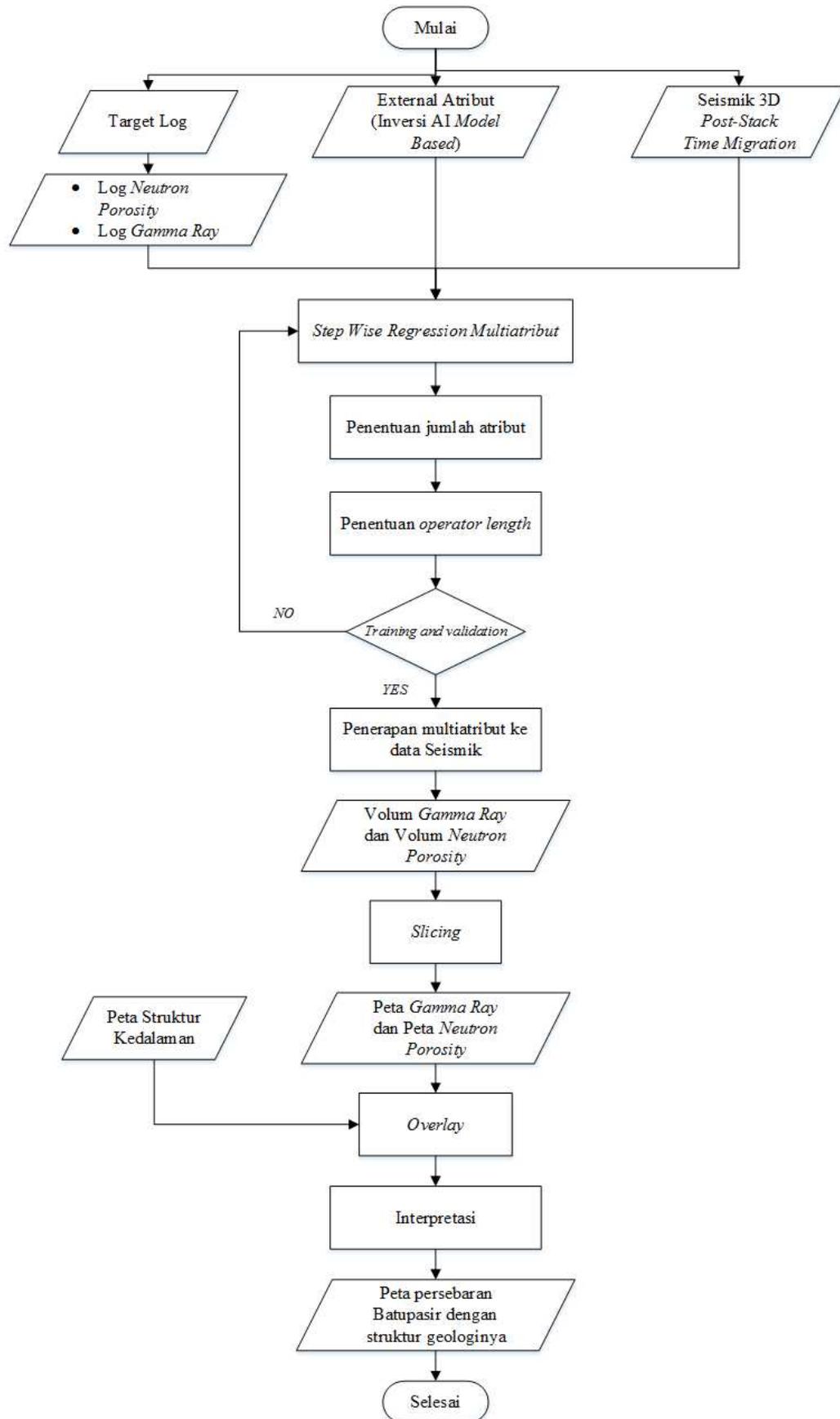
- c. Selanjutnya yaitu melihat seberapa besar korelasi log prediksi yang dihasilkan dari proses multiatribut dengan *original* log target. Korelasi yang baik adalah korelasi yang makin mendekati dengan nilai 1. Hasil korelasi ini dapat dilihat pada saat *cross plot* antara prediksi log dengan *original* log atau bisa juga dilihat pada saat mengaplikasikan hasil *training* multiatribut. Korelasi yang dihasilkan pada prediksi log *gamma ray* adalah sebesar 0.912 sedangkan untuk log *neutron porosity* adalah sebesar 0.720. Hal ini menunjukkan bahwa kelompok atribut yang akan digunakan, bisa memprediksi dengan baik kedua log tersebut, sehingga nantinya dapat membuat volum dari kedua 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 penelitian di bagi ke dalam 2 bagian, yaitu diagram alir seismik inversi impedansi akustik dan diagram alir seismik multiatribut.



Gambar 14. Diagram alir proses seismik inversi impedansi akustik



Gambar 15. Diagram alir proses seismik multiatribut

VI. KESIMPULAN

Dari penelitian yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa:

1. Reservoir batupasir, memiliki nilai *p-impedance* sebesar 8500 – 9100g/cc*m/s dengan menggunakan metode seismik inversi impedansi akustik.
2. Reservoir batupasir, memiliki nilai seismik multiatribut *gamma ray* sebesar 20 – 100API, sedangkan untuk seismik multiatribut *neutron porosity* memiliki nilai sebesar 23 – 26%.
3. Metode yang menjadi acuan dalam penentuan persebaran reservoir batupasir adalah seismik multiatribut *gamma ray*, sedangkan untuk metode seismik inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut *neutron porosity* digunakan sebagai pendukung.
4. Metode seismik inversi impedansi akustik tidak dapat digunakan untuk memetakan persebaran batupasir pada lapangan FA, dikarenakan hasil *crossplot* antara *p-impedance* dengan *gamma ray* tidak dapat memisahkan lapisan batupasir dan serpih dengan baik.
5. Persebaran reservoir batupasir, terletak pada daerah Timur Laut dan daerah antiklinnya yang terletak pada kedalaman 1600m – 1700m dengan ketebalan kurang lebih 100m.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A., 2011. *Ensiklopedia Seismik*. Indonesia: E-Book Ensiklopedia Seismik.
- De Coster, G. L., 1974. The Geology of Central Sumatera and South Sumatera Basins. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association Thirtieth Annual Convention & Exhibition, Indonesia*, pp. 77-110.
- F.R, T. & Danusaputro, H., 2010. Inversi Model Based Untuk Gambaran Litologi Bawah Permukaan. *Jurnal Sains & Matematika (JSM)*, pp. 88-93.
- Ginger, D. & Fielding, K., 2005. *The Petroleum Systems and Future Potential Of The South Sumatra Basin*. Jakarta, s.n., p. 79.
- Hadipandoyo, S. & et al, 2007. *Kuantifikasi Sumberdaya Hidrokarbon Indonesia*. Jakarta: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS".
- 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.
- Mushoddaq, M. & Sentosa, B. J., 2012. Deteksi Lapisan Hidrokarbon dengan Metode Inversi Impedansi Akustik dan EMD (Empirical Mode Decomposition) pada Formasi Air Benakat Lapangan "X". *Jurnal Teknik POMITS*, Vol. 1, pp. 1-6.
- Ogagarue, D. O. & Alaminikuma, G. I., 2016. Lateral Rock Property Prediction by Post Stack Acoustic Impedance Inversion: A Case Study from Offshore Niger Delta. *International Journal of Science: Basic and Applied Research (IJSBAR)*, Vol. 26, pp. 1-13.

- Rachman, 2009. *Pemetaan Distribusi Permeabilitas Berdasarkan Multiatribut dan Inversi Seismik (Studi Kasus Pada Daerah "XY")*. Depok: Program Studi Fisika, Universitas Indonesia.
- Reynolds, J. M., 1997. *An Introduction to Applied and Environmental Geophysics*. West Sussex: John Wiley & Sons Ltd.
- Russel, B., 1994. *Seismic Inversion*. USA: SEG course notes.
- Russel, B., 1997. Multiattribute Seismic Analysis. *The Leading Edge, Vol.16*, pp. 1439-1443.
- Sukmono, S., 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Jurusan Teknik Geofisika ITB.
- Sukmono, S., 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: Departemen teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung.
- Wolf, K., 1995. Geometry and Dynamics in Refracting Systems. *European Journal of Physics*, pp. 14-20.