

**KARAKTERISASI RESERVOAR KARBONAT PADA
LAPANGAN “FA”, SUBCEKUNGAN JAMBI
MENGUNAKAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (AI) DAN
MULTIATRIBUT SEISMIK**

(Skripsi)

FILZA AUPAR



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2019**

CHARACTERIZATION OF CARBONATE RESERVOIR IN "FA" FIELD, JAMBI SUB-BASIN USING ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) AND SEISMIC MULTIATTRIBUT

By

Filza Aupar

ABSTRACT

Analysis of physical properties of carbonate reservoirs in this study was carried out using the acoustic impedance inversion method and seismic multi-attribute carried out in the "FA" field of the Jambi Sub-basin. In this study the distribution of acoustic impedance which was then derived to obtain a saturation distribution map and also the volume log property, to predict pseudo gamma ray, density and porosity by multi-attribute analysis using linear regression method with step wise regression technique. From the results of crossplot analysis of well data for the analysis of tight-porous carbonate sensitivity and inversion analysis on carbonates filled with hydrocarbon fluids were obtained acoustic impedance values $<39,000 \text{ ft} / \text{s} * \text{g} / \text{cc}$ also the value of the acoustic impedance of the zone of prospect slicing with value $32205 - 35077 \text{ ft/s} * \text{g/cc}$. In the Central and Southeast part of the research area is the prospect area, namely the PG-1 Well and PGE which have gamma ray values with a range of 30-65 API, density with a range of 2.41-2.50 gr / cc and porosity with a range of 10-16 % and SW of 10-26% which indicates the presence of gas hydrocarbon accumulation.

Keywords: acoustic impedance, multiattribut seismic, carbonates, hydrocarbons, stepwise regression

**KARAKTERISASI RESERVOAR KARBONAT PADA
LAPANGAN “FA”, SUBCEKUNGAN JAMBI
MENGUNAKAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (AI) DAN
MULTIATRIBUT SEISMIK**

Oleh

Filza Aupar

ABSTRAK

Analisis sifat fisis pada reservoir karbonat dalam penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode inversi impedansi akustik dan multiatribut seismik yang dilakukan pada lapangan “FA” Sub-cekungan Jambi. Pada penelitian ini dihasilkan sebaran impedansi akustik yang kemudian diturunkan hingga mendapatkan peta sebaran saturasi dan juga prediksi volume properti log untuk mendapatkan pseudo *gamma ray*, densitas dan porositas dengan analisis multiatribut menggunakan metode regresi *linear* dengan teknik *step wise regression*. Dari hasil analisis *crossplot* data sumur untuk analisis sensitifitas *tight-porous carbonate* dan analisis inversi pada karbonat yang terisi oleh fluida hidrokarbon diperoleh nilai impedansi akustik <39.000 ft/s*g/cc Serta nilai hasil *slicing* impedansi akustik zona prospek dengan nilai 32205 – 35077 ft/s*g/cc. Pada bagian Tengah dan Tenggara daerah penelitian merupakan daerah prospek yaitu pada Sumur PG-1 dan PGE yang memiliki nilai *gamma ray* dengan *range* 30-65 API, *densitas* dengan *range* 2,41-2,50 gr/cc dan porositas dengan *range* 10-16% serta SW sebesar 10-26% yang mengindikasikan adanya akumulasi hidrokarbon gas.

Kata kunci: impedansi akustik, multiatribut seismik, karbonat, hidrokarbon, *stepwise regression*

**KARAKTERISASI RESERVOAR KARBONAT PADA LAPANGAN “FA”,
SUBCEKUNGAN JAMBI MENGGUNAKAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK
(AI) DAN MULTITRIBUT SEISMIC**

Oleh
FILZA AUPAR

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
2019**

Judul Skripsi

**: KARAKTERISASI RESERVOAR KARBONAT
PADA LAPANGAN "FA", SUBCEKUNGAN
JAMBI MENGGUNAKAN INVERSI
IMPEDANSI AKUSTIK (AI) DAN
MULTIATRIBUT SEISMIK**

Nama Mahasiswa

: *Filza Aupar*

Nomor Pokok Mahasiswa : 1415051027

Program Studi

: Teknik Geofisika S-1

Jurusan

: Teknik Geofisika

Fakultas

: Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

Pembimbing II



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



Rustadi, S.Si., M.T.
NIP 19720511 199703 1 002

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



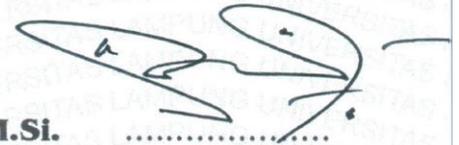
Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP 19750911 200012 1 002

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

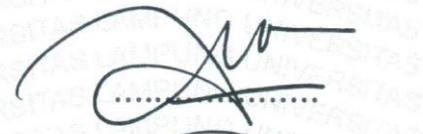
Ketua

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



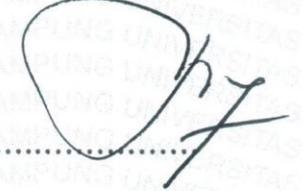
Sekretaris

: **Rustadi, S.Si., M.T.**



Penguji

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



2. Dekan Fakultas Teknik

Prof. Dr. Suharno, M.Sc., Ph.D.

NIP 19620717 198703 1 002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **31 Januari 2019**

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, 06 Februari 2019

Penulis,



Filza Aupar

RIWAYAT HIDUP



Filza Aupar dilahirkan di Kotabumi pada tanggal 25 September 1996. Mengenyam pendidikan formalnya dimulai sejak Taman Kanak-kanak (TK) Nusa Indah, Tulang Bawang Barat diselesaikan pada tahun 2002, Sekolah Dasar (SD) diselesaikan di SDN 1 Pulung Kencana, Kabupaten Tulang Bawang Barat diselesaikan pada tahun 2008, Sekolah Menengah Pertama (SMP) diselesaikan di SMPN 1 Tumijajar Kabupaten Tulang Bawang Barat pada tahun 2011, dan Sekolah Menengah Atas (SMA) yang diselesaikan di SMAN 1 Tumijajar pada tahun 2014. Tahun 2014, penulis terdaftar sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung melalui jalur SNMPTN. Selama menjadi mahasiswa, penulis terdaftar dan aktif di beberapa Unit Kegiatan Kemahasiswaan dan Keilmuan. Di Bidang Kemahasiswaan, seperti HIMA TG BHUWANA sebagai Anggota Masa Bakti 2016-2017, Ketua Pelaksana Seminar “ENGIPRENEUR” tahun 2016, *Staff of Company Visit Division SEG (Society Exploration Geophysics) Student Chapter* Universitas Lampung 2016-2017, Anggota UKM Unila Robotika Otomasi (URO) Universitas Lampung periode 2014-2015, serta *Head Vice* Danus Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) Regional Sumatera 2016-2017. Pada tahun 2017 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Gunung Agung, Kecamatan Anak Tuha, Kabupaten Lampung Tengah, Provinsi Lampung.

Di bidang Keilmuan, penulis dipercaya menjadi Asisten Praktikum Sistem Informasi Geografis (SIG) pada tahun 2016. Dalam pengaplikasian ilmu di bidang Geofisika penulis juga telah melaksanakan Praktik Kerja Lapangan (PKL) Pada Bulan Maret 2017 di JOB Pertamina-Talisman, Jakarta Selatan dengan tema **“Penggunaan Metode Inversi Impedansi Akustik (AI) Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan “PG-1” Subcekungan Jambi”**. Pada Bulan Juli 2018 hingga September 2018, Penulis melakukan penelitian Tugas Akhir di JOB Pertamina-Talisman, Jakarta Selatan. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada 31 Januari tahun 2019 dengan skripsi yang berjudul **“Karakterisasi Reservoir Karbonat Pada Lapangan “FA”, Subcekungan Jambi Menggunakan Inversi Impedansi Akustik (AI) dan Multiatribut Seismik”**

*Kupersembahkan Karya Ini Untuk Kedua Orangtua
yang Luar Biasa,
Mama & Papa*

*Keluargaku Tercinta,
Adikku*

*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)

"Dalam Hidup ini saya memiliki mental seperti orang yang bermain sepeda, bila saya tidak mengayuh sepeda maka saya akan jatuh, jika saya berhenti bekerja maka saya akan mati."
(B.J. Habibie)

"It's fine to celebrate success but it is more important to heed lessons of failure."
(Bill Gates)

"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

"Nyatanya kita masih saling membutuhkan, untuk saling mengutuhkan."
(Filza Aupar, S.T)

KATA PENGANTAR

Asalamualaikum Wr. Wb

Puji syukur Alhamdulillah, saya panjatkan kepada Allah Swt, Tuhan Yang Maha Esa atas segala nikmat dan rahmatNya, sehingga saya dapat menyelesaikan Skripsi dengan judul **“Karakterisasi Reservoir Karbonat Pada Lapangan “FA”, Subcekungan Jambi Menggunakan Inversi Impedansi Akustik (AI) dan Multiatribut Seismik”**. 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

Filza Aupar

SANWACANA

Assalamu'alaikum warahmatullahi wabarakatuh,

Alhamdulillah Rabbil `alamin, rasa syukur yang mendalam penulis panjatkan kepada Allah SWT atas rahmat dan karuniaNya, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul “**Karakterisasi Reservoir Karbonat Pada Lapangan “FA”, Subcekungan Jambi Menggunakan Inversi Impedansi Akustik (AI) dan Multiatribut Seismik**”. dengan baik dan benar.

Banyak pihak yang terlibat dalam memberikan kontribusi ilmiah, spiritual, dan informasi baik secara langsung maupun tidak langsung hingga terbentuk Laporan Praktek Kerja Lapangan ini. Pada kesempatan kali ini penulis ingin menyampaikan terimakasih kepada :

1. **Mama dan Papa tercinta**, yang tak henti-hentinya mendidik, berkorban, berdoa, dan mendukung penulis dalam segala hal terutama dalam pendidikan.
2. **Bapak Dody Apriadi dan Adi Wibowo Johannes**. selaku pembimbing Tugas Akhir di Kelompok Pengkajian Sumberdaya Hidrokarbon, KPPP Teknologi Eksplorasi PPPTMGB “LEMIGAS”.
3. **Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.** selaku Pembimbing I yang telah banyak membimbing, mengarahkan serta mengingatkan dalam penyusunan skripsi ini. Terimakasih banyak atas pembelajaran support, dan motivasinya penyusunan skripsi ini. Terimakasih banyak atas pembelajaran support, dan motivasinya selama ini.
4. **Bapak Rustadi, S.Si, M.T.** selaku Pembimbing II yang telah memberikan banyak motivasi dan bimbingan yang sangat baik dalam penyusunan skripsi ini.

5. **Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.** selaku Penguji yang telah memberikan banyak masukan dan koreksi dengan sangat luar biasa dalam penyusunan skripsi ini.
6. **Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.** selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung dan Pembimbing Akademik yang senantiasa membimbing dan mengarahkan selama proses studi berlangsung.
7. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung; **Bapak Prof.Drs. Suharno, M.Sc., Ph.D., Bapak Dr. Muh Sarkowi, S.Si., M.Si., Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T., Bapak Nandi H, M.Si., Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T., Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., Bapak Karyanto, S.Si., M.T., Bapak Rustadi, M.T., Bapak Syamsurijal Rasimeng., M.Si., Bapak Alimuddin Muchtar, M.Si., Bapak Rahmad Catur Wibowo, M.Eng., Bapak I Gede Boy, M.Eng.,** yang telah memberikan banyak pembelajaran dan bantuan selama menempuh studi di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
8. Seluruh staff Tata Usaha Jurusan Teknik Geofisika Unila, **Pak Marsono, Pak Legino, Pak Pujono,** dan **Mbak Dhea,** yang telah memberikan banyak bantuan dalam proses administrasi.
9. Adiku tercinta **Edwin Arrafi** yang telah banyak memberi dukungan & semangat.
10. Teruntuk **Sdri. Aufara Mahayum,** Terimakasih atas semua Motivasi dan segala dukungan yang telah diberikan selama ini, untuk menggapai semua impian dan cita-cita kita.
11. Sahabat,Saudara,Teman, **Teknik Geofisika 2014** yang “Luar Biasa Biasa Diluar Behhh” dimana selama ini menjadi orang-orang hebat tempat bermain, bertengkar, tertawa, berbagi ilmu dan pengalaman, dalam suka dan duka menghadapi kehidupan di masa perkuliahan ini.
12. Teman seperjuangan Tugas Akhir **Nana Maulana** dan **Wahyu Aji Pulungan** yang telah berjuang bersama dalam suka dan duka dan berbagi semangat serta bantuan semoga mimpi kita semua terwujud dan selalu diberkahi oleh Allah SWT.

13. Teman-teman seperjuangan “Kantin Uye”, **Aldi Sempak, Alpa Torek, Aul, Arif Tomo, Aji, Delpia, Dimas Batu, Desta Bayi, Gapar Tepong Vespa, Ghiat Biji, Idenk Badai, Iji Codet, Ipeh Mancung, Ical Gintung, Jubir, Jawir, Morales Engas, Nana Tompel, Onta Ngimiw, Pajar Peler, Rhaka Celeng, dan Sopler Kuplex.**
14. Serta semua pihak yang telah membantu pelaksanaan Tugas Akhir hingga Skripsi.

Semoga Allah Subhanahu wa Ta'ala membalas semua bantuan dari semua pihak dengan sebaik-baiknya. Penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan dalam penulisan Skripsi ini. Oleh karena itu, penulis sangat mengharapkan kritik dan saran yang membangun demi perbaikan mendatang. Penulis juga berharap Skripsi ini membawa manfaat positif bagi kita semua. Aamiin.

Wa'alaikumussalām warahmatullahi wabarakatuh.

Bandar Lampung, 06 Februari 2019

Penulis,

Filza Aupar

DAFTAR ISI

	halaman
<i>ABSTRACT</i>	ii
ABSTRAK	iii
HALAMAN JUDUL	iv
HALAMAN PERSETUJUAN	v
HALAMAN PENGESAHAN	vi
PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN	x
MOTTO	xi
KATA PENGANTAR	xii
SANWACANA	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xviii
DAFTAR TABEL	xxiii
I. PENDAHULUAN	
A. Latar Belakang	1
B. Tujuan Penelitian	3
C. Batasan Masalah	3

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Lokasi Penelitian.....	5
B. Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan	5
C. Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan	8
D. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan	8
E. Tektonik Regional.....	15
F. Stratigrafi Lapangan Jambi Merang.....	17
G. <i>Petroleum System</i>	18

III. TEORI DASAR

A. Konsep Dasar Seismik Refleksi.....	20
B. Hukum Fisika Gelombang Seismik	22
C. <i>Trace</i> Seismik	24
D. <i>Wavelet</i> dan Polaritas	25
E. Seismogram Sintetik	27
F. <i>Checkshoot</i>	28
G. Resolusi Vertikal.....	29
H. Metode Seismik Inversi	30
I. Metode Multiatribut	31
J. Korelasi	43
K. Tinjauan Umum <i>Well Logging</i>	43
L. Fisika Batuan	47

IV. METODELOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian.....	56
B. Alat dan Bahan Penelitian.....	57
C. Persiapan Data	57
D. Pengolahan Data	60
E. Diagram Alir	66

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Interpretasi Kualitatif.....	68
B. Interpretasi Kuantitatif.....	71
C. Analisis <i>Tunning Thickness</i>	84
D. Analisis Sensitivitas	85
E. Analisis <i>Well Seismic Tie</i>	88
F. Interpretasi Horizon	91
G. <i>Time Structure</i> dan <i>Depth Structure Map</i>	92
H. Analisis Model Inisial	94
I. Analisis Inversi	95
J. Analisis Multiatribut	101
K. Analisis Persebaran Saturasi Air (Sw).....	116

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

	halaman
Gambar 1. Lokasi daerah penelitian (Apriadi, 2017)	5
Gambar 2. Cekungan Sumatera Selatan (Heidrick, 1993)	6
Gambar 3. Kolom stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Modifikasi dari Sardjito, 1991)	15
Gambar 4. Tektonik regional Sub-cekungan Jambi (Lemigas, 2005)	17
Gambar 5. Kolom Stratigrafi Blok Jambi Merang (JOBPTJM, 2017).....	18
Gambar 6. Gelombang ketika melewati medium yang berbeda menurut hukum <i>Snellius</i> (Shear, 2009)	21
Gambar 7. Ilustrasi penjalaran gelombang P beserta refleksinya dan representasi <i>shot gather</i> (Simm dan Bacon, 2014).....	21
Gambar 8. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang <i>P</i> (Bhatia, 1986)	22
Gambar 9. Prinsip <i>Huygens</i> (Sheriff, 1995)	23
Gambar 10. Prinsip <i>Fermat</i> (Abdullah, 2011).....	24
Gambar 11. Jenis – jenis <i>Wavelet</i> dan spektra amplitudonya (Simm dan Bacon, 2014).....	26
Gambar 12. Polaritas standar <i>SEG</i> dan European (Simm dan Bacon, 2014)	26

Gambar 13. Sintetik seismogram yang didapatkan dari proses konvolusi koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> (Simm dan Bacon, 2014).....	27
Gambar 14. Efek Interfensi yang berhubungan dengan batuan dengan AI tinggi yang tertak diantara batuan rendah (Sukmono, 2000).....	29
Gambar 15. Ilustrasi Inversi <i>AI</i> dari refleksi seismik menjadi model hasil Inversi <i>AI</i> (Simm dan Bacon, 2014)	31
Gambar 16. Penulisan <i>trace</i> kompleks dalam bentuk polar (Hampson, 2009).....	33
Gambar 17. Konvensional <i>Cross plot</i> antara log target dan atribut seismik (Hampson, 2009)	36
Gambar 18. Ilustrasi <i>cross plot</i> menggunakan (a) satu atribut dan (b) dua atribut (Hampson, 2009).....	38
Gambar 19. Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Hampson, 2009)	39
Gambar 20. Ilustrasi validasi silang (Hampson, 2009).....	41
Gambar 21. Contoh <i>plot validation error</i> dan <i>prediction error</i> (Hampson,2009)	42
Gambar 22. Contoh interpretasi log <i>gamma ray</i> (Abdullah, 2011).....	44
Gambar 23. <i>Cross-over</i> antara <i>neutron porosity</i> dan <i>density</i> (Abdullah, 2011)..	46
Gambar 24. Identifikasi litologi berdasarkan <i>log sonic</i> (Glover, 2000).....	47
Gambar 25. Grafik <i>Linear Buckles Plot</i> hubungan antara PHIE vs <i>Sw</i> (Crain, 2009).....	54
Gambar 26. Data seismik 3D PSTM	58
Gambar 27. Tampilan data sumur pada <i>Triple Combo</i>	59

Gambar 28. Interpretasi <i>horizon</i> pada data sesimik.....	62
Gambar 29. <i>Time structure map (Brf)</i>	63
Gambar 30. <i>Time structure map (Pdp)</i>	63
Gambar 31. Model inisial	64
Gambar 32. Diagram alir penelitian	67
Gambar 33. Hasil interpretasi sumur PG-1.....	69
Gambar 34. Hasil interpretasi sumur PGE	69
Gambar 35. Nilai <i>Vsh</i> sumur PG-1.....	74
Gambar 36. Nilai <i>Vsh</i> sumur PGE.....	74
Gambar 37. Perhitungan <i>R_w</i> sumur PG1	80
Gambar 38. Perhitungan <i>R_w</i> sumur PGE	81
Gambar 39. Tampilan akhir pada sumur PG-1	82
Gambar 40. Tampilan akhir pada sumur PGE.....	83
Gambar 41. <i>Amplitude spectrum</i>	85
Gambar 42. <i>Crossplot</i> antara <i>P-Impedance</i> vs <i>NPHI</i> sumur PG1	86
Gambar 43. <i>Cross-section</i> antara <i>P-Impedance</i> vs <i>NPHI</i> sumur PG1.....	86
Gambar 44. <i>Crossplot</i> antara <i>P-Impedance</i> vs <i>NPHI</i> sumur PGE.....	87
Gambar 45. <i>Cross-section</i> antara <i>P-Impedance</i> vs <i>NPHI</i> sumur PGE	87
Gambar 46. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur PG-1	89
Gambar 47. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur PGE.....	90
Gambar 48. Interpretasi <i>horizon</i>	90
Gambar 49. <i>Depth Structure Map Brf</i>	92
Gambar 50. <i>Depth Structure Map Pdp</i>	93
Gambar 51. <i>Isopach Map</i>	93

Gambar 52. Model inisial	94
Gambar 53. Analisis model inisial sumur PG-1	95
Gambar 54. Analisis model inisial sumur PGE	95
Gambar 55. Hasil inversi impedansi akustik <i>Modelbased</i>	96
Gambar 56. Peta persebaran impedansi akustik	97
Gambar 57. Peta persebaran kecepatan	99
Gambar 58. Peta persebaran densitas	99
Gambar 59. Grafik densitas VS PHIE	100
Gambar 60. Peta distribusi porositas	101
Gambar 61. Data <i>input log gamma ray</i> (merah), data seismik (hitam) dan inversi seismik (biru)	102
Gambar 62. Multiatribut <i>pseudo gamma ray</i>	103
Gambar 63. Kurva <i>validation gamma ray</i>	103
Gambar 64. <i>Crossplot</i> prediksi <i>gamma ray</i> dengan <i>actual gamma ray</i>	103
Gambar 65. Hasil <i>training</i> atribut 2 <i>gamma ray</i>	104
Gambar 66. Hasil <i>validation</i> atribut 2	104
Gambar 67. Data <i>input log density</i> (merah), data seismik (hitam) dan inversi seismik (biru)	105
Gambar 68. Multiatribut <i>pseudo density</i>	106
Gambar 69. Kurva <i>validation density</i>	106
Gambar 70. <i>Crossplot</i> prediksi <i>density</i> dengan <i>actual density</i>	107
Gambar 71. Hasil <i>training</i> atribut 3 <i>density</i>	107
Gambar 72. Hasil <i>validation</i> atribut 3	107

Gambar 73. Data <i>input log porosity</i> (merah), data seismik (hitam) dan inversi seismik (biru)	108
Gambar 74. Multiatribut <i>pseudo porosity</i>	109
Gambar 75. Kurva <i>validation porosity</i>	109
Gambar 76. <i>Crossplot</i> prediksi <i>porosity</i> dengan <i>actual porosity</i>	109
Gambar 77. Hasil <i>training</i> atribut 2 <i>porosity</i>	110
Gambar 78. Hasil <i>validation</i> atribut 2	110
Gambar 79. <i>Pseudo gamma ray</i> yang melewati sumur.....	111
Gambar 80. <i>Pseudo density</i> yang melewati sumur.....	112
Gambar 81. <i>Pseudo porosity</i> yang melewati sumur	113
Gambar 82. <i>Slice volume pseudo gamma ray</i>	114
Gambar 83. <i>Slice volume pseudo density</i>	114
Gambar 84. <i>Slice volume pseudo porosity</i>	114
Gambar 85. Peta <i>Iso-Sw</i>	114

DAFTAR TABEL

	halaman
Tabel 1. Interpretasi angka korelasi (Santoso, 2009)	43
Tabel 2. Skala kualitas porositas reservoir (Koesomadinata, 1978).....	50
Tabel 3. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum. (Koesomadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005).....	51
Tabel 4. <i>Time schedule</i> penelitian	57
Tabel 5. Parameter data seismik	58
Tabel 6. Kelengkapan data log tiap sumur	59
Tabel 7. Interpretasi kualitatif sumur.....	70
Tabel 8. <i>Range</i> kandungan lempung pada zona target terindikasi reservoir	77
Tabel 9. <i>Range</i> porositas total (<i>PHIT</i>) dan porositas efektif (<i>PHIE</i>) pada zona target terindikasi reservoir	76
Tabel 10. Hasil perhitungan R_w dengan <i>Picked Plot</i>	78
Tabel 11. Hasil perhitungan S_w pada reservoir.....	78
Tabel 12. Analisis <i>Tuning Thickness</i>	83
Tabel 13. Korelasi <i>well to seismic tie</i>	90

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Memetakan sifat fisika dari bawah permukaan bumi (*subsurface*) adalah hal yang esensial untuk memperkirakan cadangan dan merencanakan operasional produksi pada reservoir hidrokarbon. Sifat-sifat fisika seperti kecepatan gelombang-P, kecepatan gelombang-S, densitas, porositas, permeabilitas dan lain lain, dapat diukur secara langsung di lokasi sumur menggunakan alat log sumur atau *core sample*. Tetapi, model geologis yang dikembangkan oleh interpolasi dari pengukuran itu seringkali tidak bisa memenuhi kebutuhan karena jaranganya lokasi sumur, letaknya, atau kompleksitas dari struktur geologinya. Survey seismik 3D menyediakan cakupan yang lebih menyeluruh pada area *development*. Tetapi, data seismik juga mempunyai keterbatasan seperti *band-limited frequency* serta terkontaminasi dengan bising sinyal (*noise*) serta *error* fasa. Menguraikan dan mengaplikasikan metoda inversi dan multi-atribut untuk mengintegrasikan kedua sumber informasi tersebut untuk memetakan sifat fisika *subsurface* merupakan tujuan penelitian ini.

Metoda inversi seismik *post-stack* (Russell, 1991) memberikan gambaran impedansi akustik. Metode ini sangat tergantung pada hubungan

teoritis antara sifat fisika dan amplitudo seismik. Tiga jenis metoda inversi yaitu, *recursive*, *sparse-spike*, dan *model-based* diuji terhadap dataset. Metoda yang terbaik dipilih dengan kriteria koefisien korelasi terbaik dan *error* paling rendah kemudian digunakan sebagai atribut eksternal untuk analisa multi-atribut.

Koesoemadinata (1985) menyatakan bahwa porositas merupakan ukuran ruang kosong pada sebuah batuan. Nilai porositas batuan reservoir dapat ditentukan dari hasil perbandingan volume pori dengan volume total batuan. Semakin tinggi nilai porositas maka semakin besar rongga batuan. Rongga tersebut akan diisi oleh fluida yang terdiri dari minyak dan gas bumi. Karena keberadaan batuan reservoir yang jauh di bawah permukaan bumi mengakibatkan sulit untuk mengetahui nilai porositas secara pasti sehingga nilai porositas hanya dapat diprediksi. Metode-metode yang dapat digunakan untuk memprediksi nilai porositas batuan reservoir diantaranya: metode *logging* sumur (*well-logging*), analisis atribut, dan kombinasi analisis multi-atribut dengan jaringan syaraf tiruan.

Untuk meningkatkan keakuratan prediksi porositas tersebut digunakan analisa multi-atribut. Analisis multiatribut seismik adalah suatu hubungan dengan pendekatan geostatistik yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk prediksi beberapa properti fisik bumi. Regresi linier multiatribut bertujuan untuk mencari sebuah operator, yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya. Validasi merupakan parameter untuk menentukan kebenaran jumlah atribut yang digunakan (Sukmono, 2001). Hubungan ini kemudian dipakai untuk menghasilkan volume kubus seismik dari properti batuan yang diinginkan. Reliabilitas dari hubungan ini ditentukan oleh analisa validasi silang.

B. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut :

1. Memperoleh persebaran reservoir karbonat menggunakan metode seismik inversi impedansi akustik
2. Memperoleh pseudo log *porosity* dan *density* menggunakan metode seismik multiatribut.
3. Memperoleh perbandingan nilai porositas dan densitas hasil inversi impedansi akustik dengan hasil analisis multiatribut.

C. Batasan Masalah

Batasan masalah dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Data seismik yang digunakan merupakan data 3D *Post Stack Time Migration*.
2. Daerah penelitian dibatasi oleh dua buah horizon yaitu *Baturaja Formation (Brf)* dan *Pendopo Formation (Pdp)*.
3. Penelitian ini difokuskan pada 2 buah sumur, 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 *Spark Spike*, serta metode seismik multiatribut.
5. Metode seismik multiatribut yang digunakan metode multiatribut *seismic regresi linier (SWR)*.

D. Manfaat Penelitian

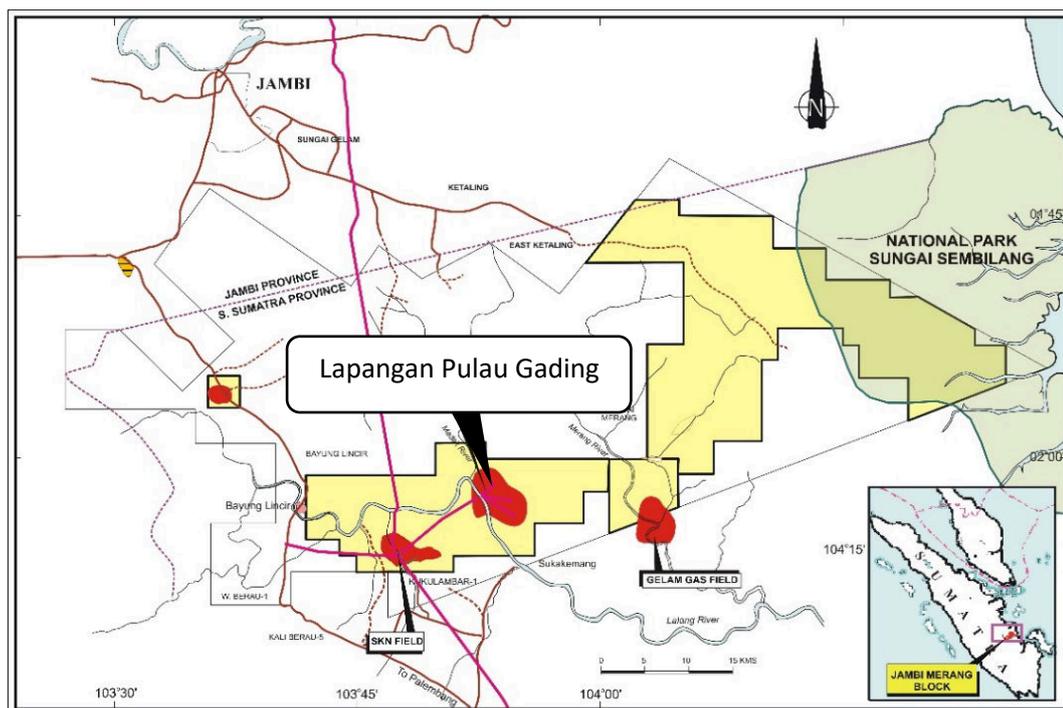
Adapun manfaat dari dilakukannya penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Penelitian ini dapat digunakan sebagai referensi oleh penulis lain yang akan melakukan penelitian yang serupa atau berkaitan.
2. Dapat memberikan kontribusi hasil penelitian di bidang Geofisika khususnya jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung.

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Lokasi Penelitian

Lokasi pada penelitian ini berada pada blok Jambi Merang, tepatnya Lapangan Pulau Gading, yang terletak di sebelah Barat Daya Taman Nasional Sungai Sembilang seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 1**.

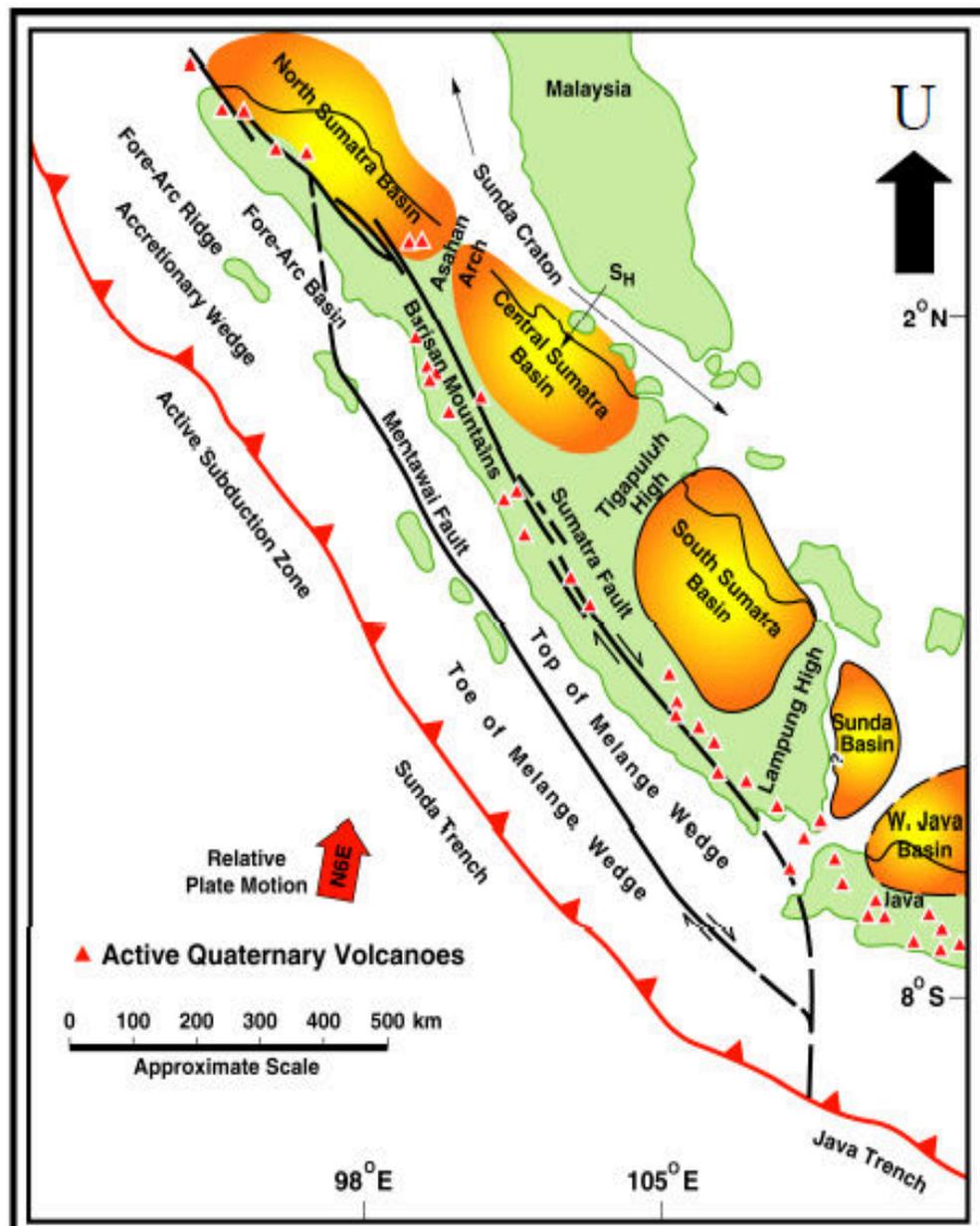


Gambar 1. Lokasi daerah penelitian (Apriadi, 2017)

B. Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur yang dibatasi oleh Bukit Barisan di sebelah Barat dan Paparan Sunda di sebelah Timur.

Cekungan Sumatera Selatan terbentuk pada periode tektonik ekstensional Pra-Tersier sampai Tersier Awal yang berarah relatif Barat – Timur. Daerah penelitian termasuk ke dalam cekungan Sumatera 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 2**).



Gambar 2. Cekungan Sumatera Selatan (Heidrick, 1993).

Cekungan Sumatera Selatan terletak memanjang berarah Barat Laut - Tenggara di bagian Selatan Pulau Sumatera. Luas cekungan ini sekitar 85,670 km² dan terdiri atas 2 sub-cekungan yaitu: sub-cekungan Jambi berarah Timur Laut – Barat Daya sedangkan sub-cekungan Palembang berarah Utara - Barat Laut – Selatan - Tenggara dan di antara keduanya dipisahkan oleh sesar normal Timur Laut - Barat Daya. Cekungan ini berbentuk asimetris. Di sebelah Utara dan Barat Laut, cekungan Sumatra 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 disepanjang kawasan kaki Pegunungan 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 Sumatra. Evolusi cekungan Sumatra Selatan ini diawali sejak Mesozoic, dimana cekungan ini merupakan salah satu dari seri cekungan *back arc* Tersier yang terletak sepanjang Sumatra-Jawa dan berkembang sepanjang pinggir utama dari *Sunda Land Craton*, sebagai hasil subduksi dari *Indian Ocean Plate* ke bawah dari *South East Asian*.

Cekungan Sumatera Selatan termasuk kedalam 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, 1984), yaitu:

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

4. Sub Cekungan Palembang Tengah.

C. Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan

Pertemuan tiga lempeng tektonik utama yang terjadi di Indonesia yaitu lempeng Eurasia, lempeng samudra Hindia-Australia dan lempeng Pasifik memengaruhi terhadap tektonisasi yang berada di Indonesia. Lempeng Eurasia yang bergerak relatif ke arah Selatan dan lempeng samudra Hindia-Australia yang bergerak ke arah Utara memengaruhi tektonisasi di pulau Jawa dan pulau Sumatera. Subduksi dari Lempeng Hindia-Australia dengan batas Lempeng Eurasia pada masa Paleogen diperkirakan menyebabkan rotasi Lempeng Eurasia termasuk Sumatera searah jarum jam. Perubahan posisi Sumatra yang sebelumnya berarah *E-W* menjadi *SE-NW* dimulai pada Eosen Oligosen. Perubahan tersebut juga mengindikasikan meningkatnya pergerakan sesar mendatar Sumatra seiring dengan rotasi. Subduksi *oblique* dan pengaruh sistem mendatar Sumatra menjadikan kompleksitas regim *stress* dan pola *strain* pada Sumatra.

D. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Pada dasarnya stratigrafi cekungan Sumatera Selatan terdiri dari satu siklus besar sedimentasi yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awalnya siklus ini dimulai dengan siklus *non-marine*, yaitu proses diendapkannya formasi Lahat pada Oligosen awal dan setelah itu diikuti oleh Formasi Talang Akar yang diendapkan di atasnya secara tidak selaras. Fase transgresi ini terus berlangsung hingga Miosen awal, dan berkembang Formasi

Baturaja yang terdiri dari batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan *back reef*, *fore reef* dan intertidal. Sedangkan untuk fase transgresi maksimum diendapkan Formasi Gumai bagian bawah yang terdiri dari *shale* laut dalam secara selaras di atas Formasi Baturaja. Fase regresi terjadi pada saat diendapkannya Formasi Gumai bagian atas dan diikuti oleh pengendapan Formasi Air Benakat secara selaras yang didominasi oleh litologi batupasir pada lingkungan pantai dan delta. Pada Pliosen awal, laut menjadi semakin dangkal karena terdapat dataran delta dan *non-marine* yang terdiri dari perselingan batupasir dan *claystone* dengan sisipan berupa batubara. Pada saat Pliosen awal ini menjadi waktu pembentukan dari Formasi Muara Enim yang berlangsung sampai Pliosen akhir yang terdapat pengendapan batuan konglomerat, batu apung dan lapisan batupasir *tuffa*.

Proses tektonik cekungan tersebut telah membuat stratigrafi regional cekungan Sumatera Selatan dengan urutan dari tua ke muda adalah sebagai berikut:

1. Batuan Dasar

Batuan dasar (pra tersier) terdiri dari batuan kompleks Paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, dan batuan karbonat. Batuan dasar yang paling tua, terdeformasi paling lemah, dianggap bagian dari lempeng-mikro Malaka, mendasari bagian Utara dan Timur cekungan. Lebih ke Selatan lagi terdapat Lempeng-mikro Mergui yang terdeformasi kuat, kemungkinan merupakan fragmen kontinental yang lebih lemah. Lempeng-mikro Malaka dan Mergui dipisahkan oleh fragmen terdeformasi dari material yang berasal dari Selatan dan bertumbukan. Bebatuan granit, vulkanik, dan metamorf yang terdeformasi kuat (berumur Kapur Akhir) mendasari bagian lainnya dari cekungan

Sumatera Selatan. Morfologi batuan dasar ini dianggap mempengaruhi morfologi *rift* pada Eosen-Oligosen, lokasi dan luasnya gejala inversi/pensesaran mendatar pada Plio-Pleistosen, karbondioksida lokal yang tinggi yang mengandung hidrokarbon gas, serta rekahan-rekahan yang terbentuk di batuan dasar (Ginger & Fielding, 2005).

2. Formasi Lahat

Formasi Lahat diperkirakan berumur Oligosen awal (Sardjito, 1991). Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial sampai dengan *lacustrine*. Sehingga *shale* yang berasal dari lingkungan *lacustrine* ini merupakan dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi *graben* ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian *intra-graben* sub cekungan Selatan dan tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m. Pembagian secara lebih terperinci dapat dijelaskan sebagai berikut :

- Di bagian bawah berupa endapan vulkanik Kikin yang terdiri dari aliran lava andesit dan piroklastik (dapat mencapai ketebalan 800 m).
- Di bagian tengah diendapkan anggota klastik kasar Lemat yang terdiri dari endapan kipas aluvial dan dataran aluvial (ketebalan beberapa ratus meter).
- Di bagian atas diendapkan anggota Serpih Benakat yang berselingan dengan lapisan batubara (ketebalan 400 – 600 m) (Ginger & Fielding, 2005).

3. Formasi Talang Akar

Formasi ini berumur Oligosen akhir sampai Miosen awal. Formasi ini terbentuk secara tidak selaras dan kemungkinan *paraconformable* di atas Formasi Lahat dan selaras di bawah Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa/Formasi Baturaja. Formasi Talang Akar pada cekungan Sumatera Selatan terdiri dari batulanau, batupasir dan sisipan batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batupasir kasar, serpih dan sisipan batubara. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih. Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 460 – 610 m di dalam beberapa area cekungan. Variasi lingkungan pengendapan formasi ini merupakan *fluvial-deltaic* yang berupa *braided stream* dan *point bar* di sepanjang paparan (*shelf*) berangsur berubah menjadi lingkungan pengendapan *delta front*, *marginal marine*, dan *prodelta* yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan (*basin ward*).

4. Formasi Batu Raja

Formasi Batu Raja diendapkan secara selaras di atas formasi Talang Akar pada kala Miosen awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat *platforms* dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan 60-120 m. Di dalam batuan karbonatnya terdapat *shale* dan *calcareous shale* yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah *platform* dan tinggian (Bishop, 2001). Produksi karbonat berjalan dengan baik pada masa sekarang dan menghasilkan pengendapan dari batugamping. Keduanya berada pada *platforms* di pinggiran dari cekungan dan *reef* yang berada pada tinggian *intra-basinal*. Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik umumnya berada di

Selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara sub-cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005). Beberapa distribusi facies batugamping yang terdapat dalam Formasi Baturaja diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Bagian bawah terdiri dari batugamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan terdiri dari *wackestone* bioklastik, sedikit *plentic foram*, dan di beberapa tempat terdapat *vein*.

5. Formasi Gumai

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas Formasi Baturaja pada kala Oligosen sampai dengan tengah Miosen. Formasi ini tersusun oleh *fosilliferous marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batugamping, napal dan batu lanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan *shale*. Ketebalan Formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan.

6. Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi dan akhir dari pengendapan formasi Gumai pada kala Miosen tengah (Bishop, 2001). Pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan *neritik* hingga *shallow marine*, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, *glaukonitan* setempat mengandung *lignit* dan di bagian atas mengandung tufaan sedangkan bagian

tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini diperkirakan antara 1000-1500 m.

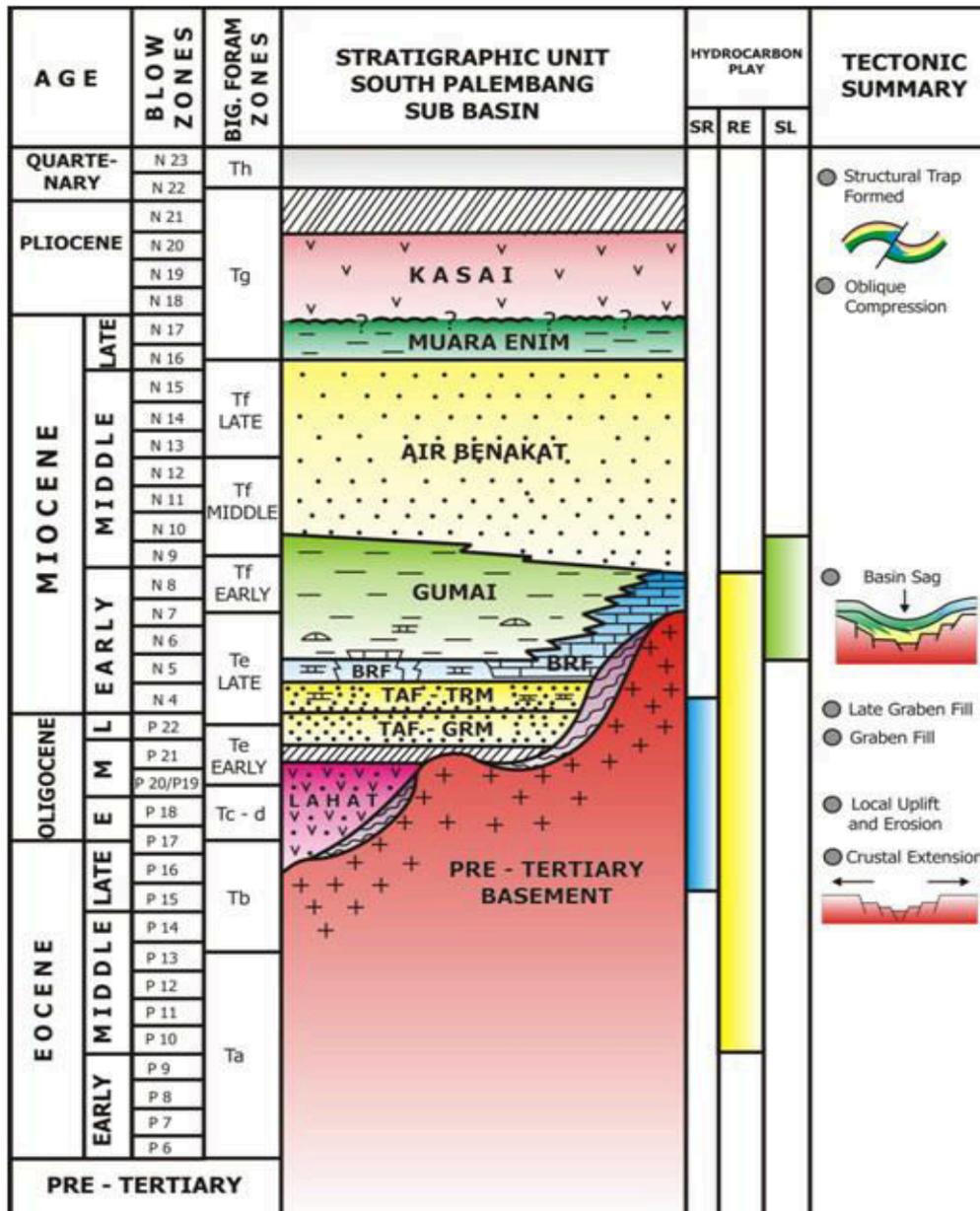
7. Formasi Muara Enim

Formasi ini diendapkan pada kala Miosen akhir sampai Pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batu lempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (Formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir *glaukonit* dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian Selatan cekungan Sumatra Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada lingkungan *delta plain* dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batupasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama kala Miosen akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan *onset* pengendapan lingkungan *non marine* batupasir pada formasi ini dapat mengandung *glaukonit* dan *debris volkanik*. Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan *silisified wood*. Sedangkan batubara yang terdapat pada formasi ini umumnya berupa *lignit*. Ketebalan formasi ini tipis pada bagian Utara dan maksimum berada di sebelah Selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2001).

8. Formasi Kasai

Formasi ini diendapkan pada kala Pliosen sampai dengan Pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil dari erosi dari pengangkatan Bukit Barisan dan pegunungan Tigapuluh, serta akibat adanya pengangkatan pelipatan yang terjadi

di cekungan. Pengendapan dimulai setelah tanda-tanda awal dari pengangkatan terakhir Pegunungan Barisan yang dimulai pada Miosen akhir. Kontak formasi ini dengan Formasi Muara Enim ditandai dengan kemunculan pertama dari batupasir tufaan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresi ketiga ini adalah adanya kenampakan produk vulkanik. Formasi Kasai tersusun oleh batupasir kontinental dan lempung serta material piroklastik. Formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah terdiri atas *tuffaceous sandstone* dengan beberapa selingan lapisan-lapisan *tuffaceous claystone* dan batupasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan *tuff*, batu apung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu berstruktur sedimen silang siur. *Lignit* terdapat sebagai lensa-lensa dalam batupasir dan batulempung yang terdapat *tuff*, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 3.**



Gambar 3. Kolom stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Modifikasi dari Sardjito, 1991).

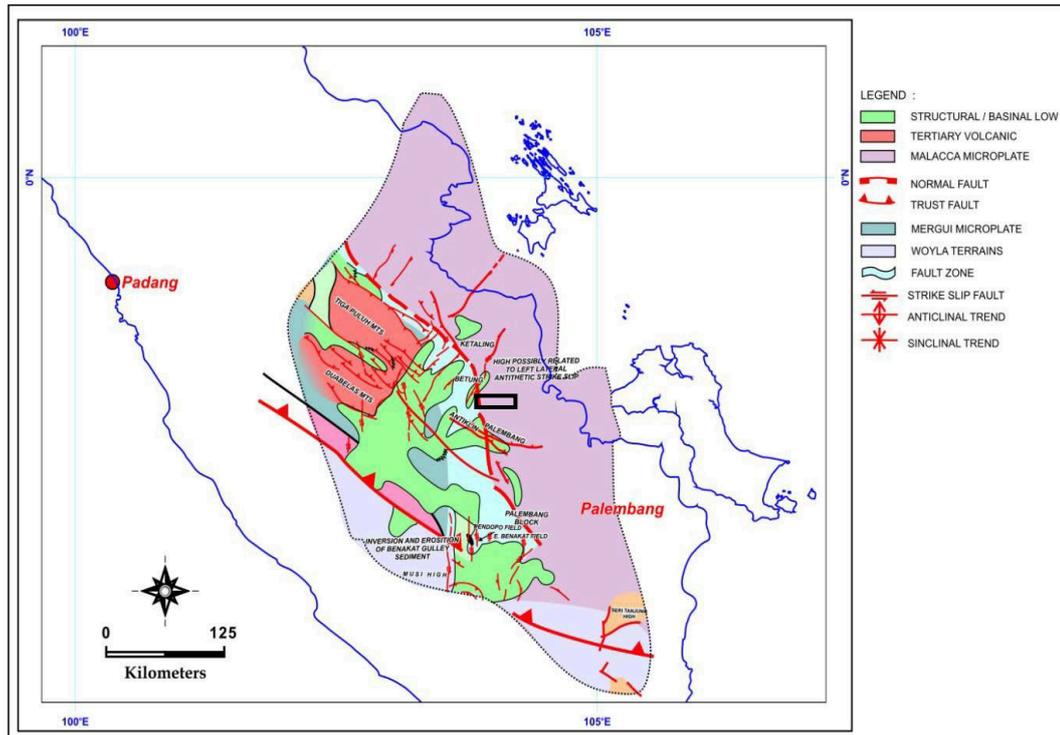
E. Tektonik Regional

Kerangka tektonik cekungan Sumatera Selatan terdiri dari Paparan Sunda di sebelah Timur dan jalur tektonik Bukit Barisan di sebelah Barat. Daerah cekungan ini dibatasi dari cekungan Jawa Barat oleh daerah Tinggi Lampung. Di dalam daerah cekungan terdapat daerah peninggian batuan dasar pra-Tersier dan

berbagai depresi. Perbedaan relief dalam batuan dasar ini diperkirakan karena pematahan dasar dalam bongkah-bongkah. Hal ini ditunjukkan depresi-Lematang di cekungan Palembang yang jelas dibatasi oleh jalur patahan Lematang dari Pendopo-Antiklinorium dan oleh patahan Lahat di sebelah Barat Laut dari Paparan Kikim. Gerakan diferensial dari blok-blok patahan mengendalikan sedimentasi, fasies serta pelipatan pada lapisan Tersier di atasnya sehingga dapat mengendalikan terdapatnya minyak (Koesoemadinata, 1985). Pada umumnya daerah cekungan ini dapat dibagi menjadi 3 cekungan:

- a. Cekungan Jambi atau Palembang Utara yang menjorok ke Selatan
- b. Cekungan Palembang Tengah
- c. Cekungan Palembang Selatan atau juga disebut Kompleks Palembang Selatan

Struktur utama dari *Jambi sub-basin* adalah *horst* dan *graben* yang terbentuk pada zaman Palaeogene, yang memiliki arah Utara-Timur ke Selatan-Barat, berpotongan dengan arah Utara-Selatan dari Cekungan Sumatra Selatan. Pada area Jambi Merang, *Merang High* dan *Ketaling High* adalah *horsts* dan *rift* diantara kedua tersebut membentuk area *East Ketaling depocenter*.



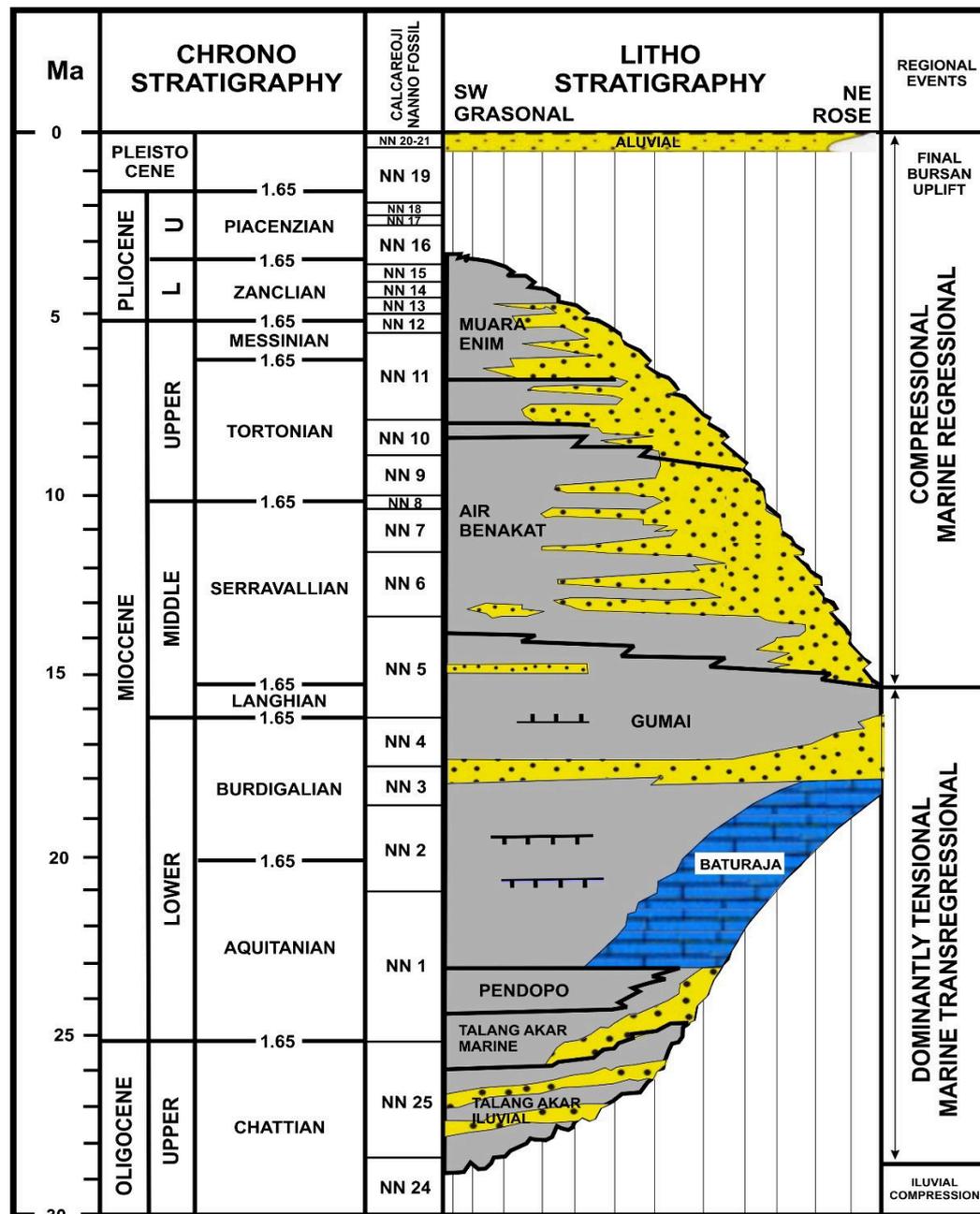
Gambar 4. Tektonik regional Sub-cekungan Jambi (Lemigas, 2005).

F. Stratigrafi Lapangan Jambi Merang

Batuan sedimen yang pertama pada *Jambi Sub-basin* terbentuk pada jaman Oligocene yaitu Formasi Talang Akar, yang merupakan *fluvial channel sands*. Peningkatan muka air laut cenderung membuat daerah tersebut memiliki deposit air yang tinggi sehingga memunculkan lapisan karbonat. *Shale* pada Formasi Talang Akar berfungsi sebagai *seal* untuk *channel sands* namun juga terlapiskan oleh batu pasir. Karbonat awal yang terbentuk bercampur dengan lempung, dan terbentuk *buildup* pada *platform* karbonat. Karbonat mulai tertutupkan dan digantikan oleh Formasi Gumai sebagai *seal* karbonat.

Formasi Air Benakat berada pada area Jambi bagian Utara. Dominasi batu pasir pada formasi ini lebih dominan dan bersifat *argillaceous* dan meliputi hanya

beberapa bagian cekungan Sumatra Selatan. Terdapat *unconformity* pada Formasi Muara Enim dimana jelas terlihat pada seismik *section* yang ditunjukkan oleh indikasi batu bara dengan adanya amplitudo yang kuat, seperti pada Gambar 5.



Gambar 5. Kolom Stratigrafi Blok Jambi Merang (JOBPTJM, 2017)

G. Petroleum System

Batu bara pada Formasi Muara Enim memungkinkan menghasilkan gas namun dengan jumlah yang sedikit. Formasi Gumai juga memiliki potensial namun hanya dalam segi kematangan bukan dalam hal jumlah hidrokarbon yang dihasil Formasi Baturaja telah ditemukan potensi gas dan tergolong dalam Kerogen Tipe III/II.

Lempung pada Pendopo menunjukkan rendahnya indikasi potensial hidrokarbon berbeda dengan Talang Akar yang memiliki tingginya indikasi potensi hidrokarbon. Hidrokarbon pada Formasi Talang Akar bermula pada *Late Miocene*. Minyak pada Formasi Talang Akar umumnya terdapat di tepi Paparan Sunda dan daerah peninggian batuan dasar, sedangkan dalam Formasi Benakat pada bagian-bagiab dalam air cekungan, seperti di Jambi. *Top oil window* bervariasi sesuai dengan pengangkatan dan erosi juga dipengaruhi oleh intrusi batuan zaman Plio-Pleistosen.

Perangkap minyak berupa struktur antiklin. Selain itu dalam Formasi Talang Akar, minyak terjebak dalam perangkap stratigrafi seperti pembajian yang naik dari lapisan pasir, terutama terhadap daerah yang tinggi. Terumbu dari Formasi Baturaja dapat merupakan perangkap.

III. TEORI DASAR

A. Konsep Dasar Seismik Refleksi

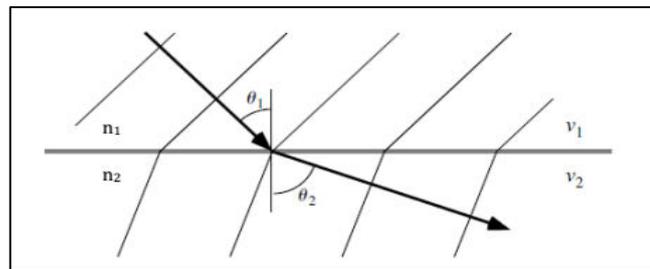
Metode seismik didasarkan pada respon bumi terhadap gelombang seismik yang merambat dari suatu gelombang buatan di permukaan bumi. Sumber gelombang pada permukaan bumi melepaskan energi ke dalam bumi dalam bentuk energi akustik dan dirambatkan ke segala arah. Apabila dalam perambatannya gelombang mengenai 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 yang memiliki perbedaan sifat, maka yang merambat dalam suatu medium menuju batas medium yang berbeda sifat, maka gelombang akan terpartisi ke dalam empat

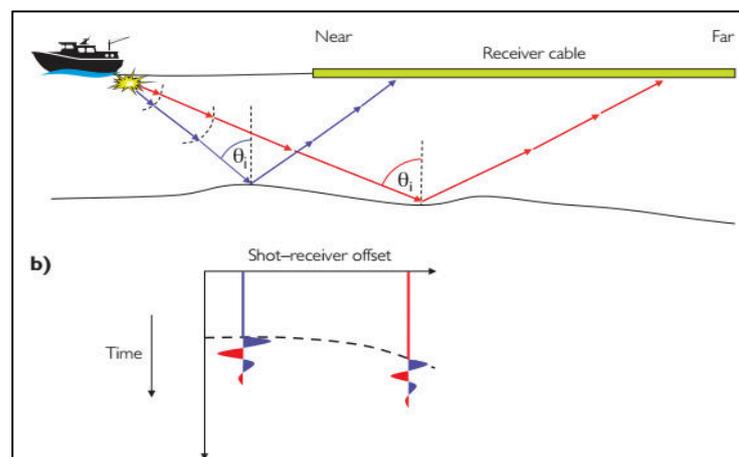
komponen energi, yaitu energi gelombang pantul, *shear* pantul, kompresi bias dan *shear* bias. Jumlah keempat komponen energi sama dengan energi gelombang mula-mula. Perubahan arah gelombang seismik akibat mengenai batas dua medium yang berbeda dijelaskan oleh hukum *Snellius* sebagai berikut:

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

Lambang θ_1 dan θ_2 merujuk pada sudut datang dan sudut bias, v_1 dan akhir 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, yang ditunjukkan pada **Gambar 6**. Simulasi penjalaran gelombang seismik pada akuisisi yang ditunjukkan pada **Gambar 7**.



Gambar 6. Gelombang ketika melewati medium yang berbeda menurut hukum Snellius (Shear, 2009).



Gambar 7. Ilustrasi penjalaran gelombang P beserta refleksinya dan representasi *shot gather* (Simm dan Bacon, 2014).

B. Hukum Fisika Gelombang Seismik

1. Hukum Snellius

Hukum Snellius mengatakan bahwa apabila suatu gelombang datang pada bidang batas dua media yang sifat fisiknya berbeda akan dibiaskan, jika sudut datang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya dan akan dipantulkan, jika sudut datang lebih besar dari sudut kritis, seperti yang diilustrasikan pada **Gambar 8**. Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum *Snellius*, yaitu:

$$\frac{\sin \theta_1}{v_{p1}} = \frac{\sin \theta_{1'}}{v_{p1}} = \frac{\sin \theta_2}{v_{p2}} = \frac{\sin \phi_1}{v_{s1}} = \frac{\sin \phi_2}{v_{s2}} = p \quad (2)$$

Dengan, θ_1 = sudut datang gelombang P

$\theta_{1'}$ = sudut pantul gelombang P

ϕ_1 = sudut pantul gelombang S

θ_2 = sudut bias gelombang S

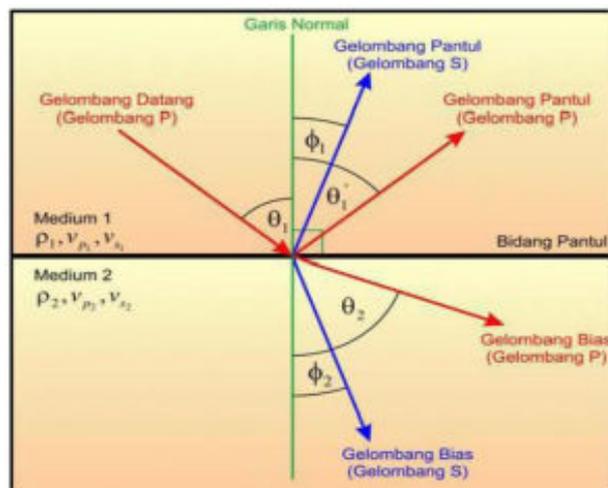
v_{p1} = Kecepatan gelombang P pada medium pertama

v_{p2} = Kecepatan gelombang P pada medium kedua

v_{s1} = Kecepatan gelombang S pada medium pertama

v_{s2} = Kecepatan gelombang S pada medium kedua

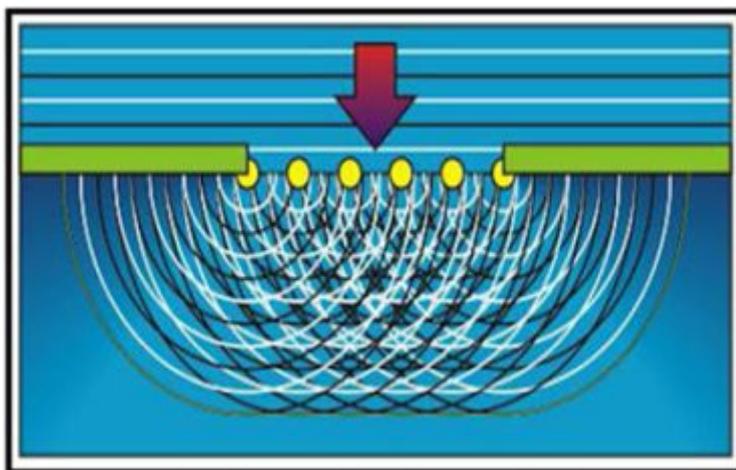
p = Parameter gelombang



Gambar 8. Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang P (Bhatia, 1986)

2. Prinsip *Huygens*

Huygens mengatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Prinsip *Huygens* mengatakan bahwa setiap titik-titik pengganggu yang berada di depan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya gelombang baru. Jumlah energi total dari gelombang baru tersebut sama dengan energi utama. Pada eksplorasi seismik titik titik di atas dapat berupa patahan, rekahan, pembajian, antiklin, dan lainnya. Sedangkan gelombang baru tersebut disebut sebagai gelombang difraksi. **Gambar 9** merupakan ilustrasi konsep Prinsip *Huygens*.

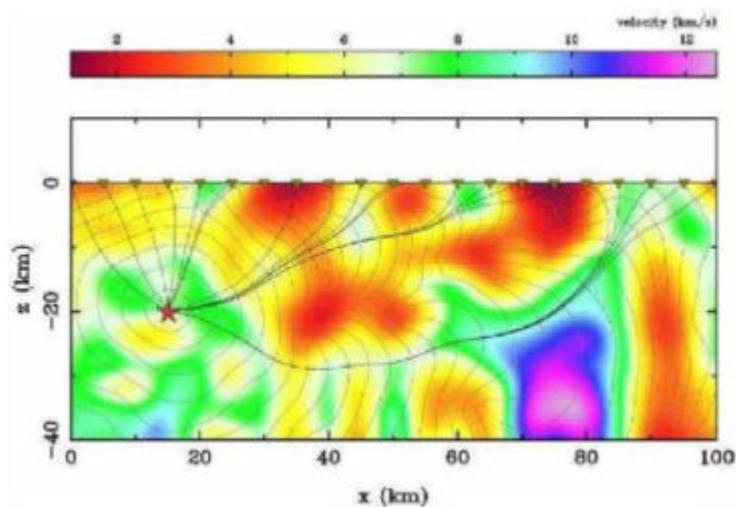


Gambar 9. Prinsip *Huygens* (Sheriff, 1995)

3. Prinsip *Fermat*

Prinsip *Fermat* menyatakan bahwa gelombang yang menjalar dari satu titik ke titik yang lain akan memilih lintasan dengan waktu tempuh tercepat. Prinsip *Fermat* dapat diaplikasikan untuk menentukan lintasan sinar dari satu titik ke titik yang lainnya, yaitu lintasan yang waktu tempuhnya bernilai minimum. Dengan diketahuinya lintasan dengan waktu tempuh minimum, maka dapat dilakukan penelusuran jejak sinar yang telah merambat di dalam medium. Penelusuran jejak

sinar seismik ini akan sangat membantu dalam menentukan posisi reflektor di bawah permukaan. Jejak sinar seismik yang tercepat ini tidaklah selalu berbentuk garis lurus. **Gambar 10** merupakan ilustrasi konsep Prinsip Fermat.



Gambar 10. Prinsip Fermat (Abdullah, 2011)

C. *Trace* Seismik

Model dasar dan yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk *trace* seismik, yaitu mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap *trace* seismik merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise* (Russell, 1996). Dalam bentuk persamaan dapat dituliskan sebagai berikut (tanda ***(*asterisk*)) menyatakan konvolusi:

$$S(t) = w(t) * (t) + n(t) \quad (3)$$

Dengan, $S(t)$ = *trace* seismik

$r(t)$ = reflektivitas bumi

$W(t)$ = *wavelet* seismik

$n(t)$ = *noise*.

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai “penggantian (*replacing*)” setiap koefisien refleksi dalam skala *wavelet* kemudian menjumlahkan hasilnya (Russell, 1996).

D. *Wavelet* dan Polaritas

Wavelet adalah gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 jenis (**Gambar 11**), yaitu:

1. Zero Phase Wavelet

Wavelet berfasa nol (*zero phase wavelet*) mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi dan *standout* yang maksimum.

2. Minimum Phase Wavelet

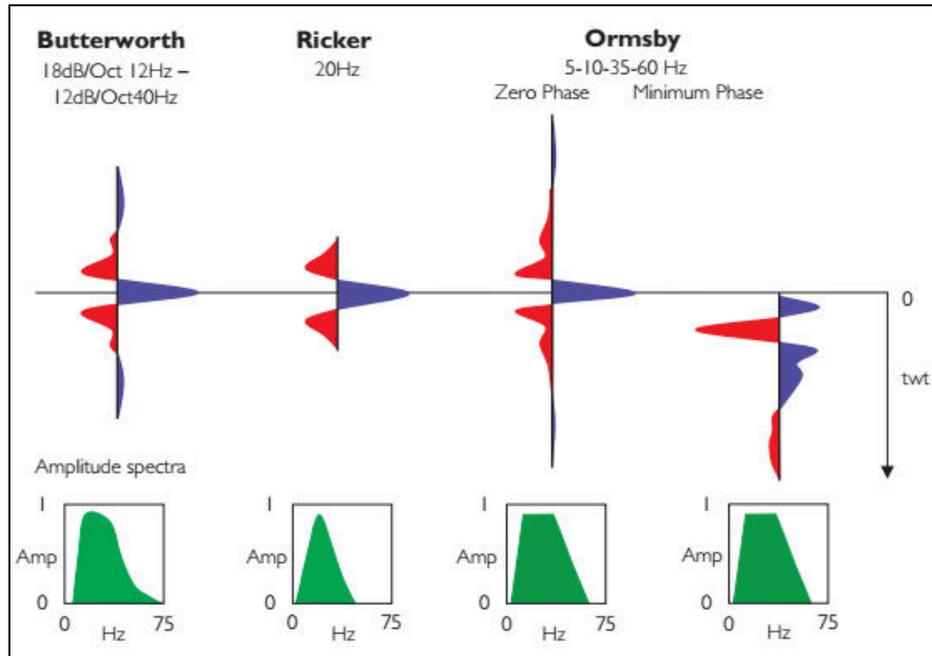
Wavelet berfasa minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan.

3. Maximum Phase Wavelet

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

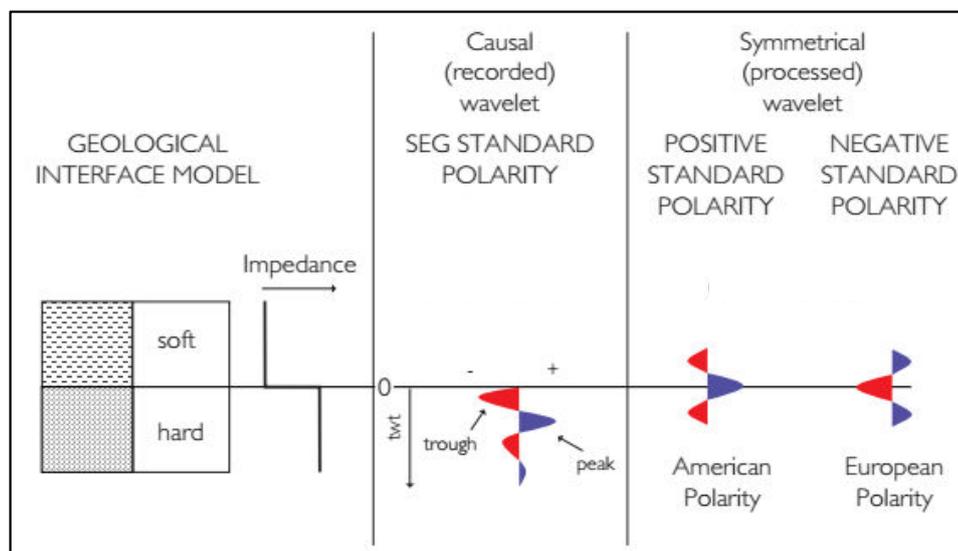
4. Mixed Phase Wavelet

Wavelet berfasa campuran (*mixed phase wavelet*) merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.



Gambar 11. Jenis – jenis *Wavelet* dan spektra aplitudonya (Simm dan Bacon, 2014).

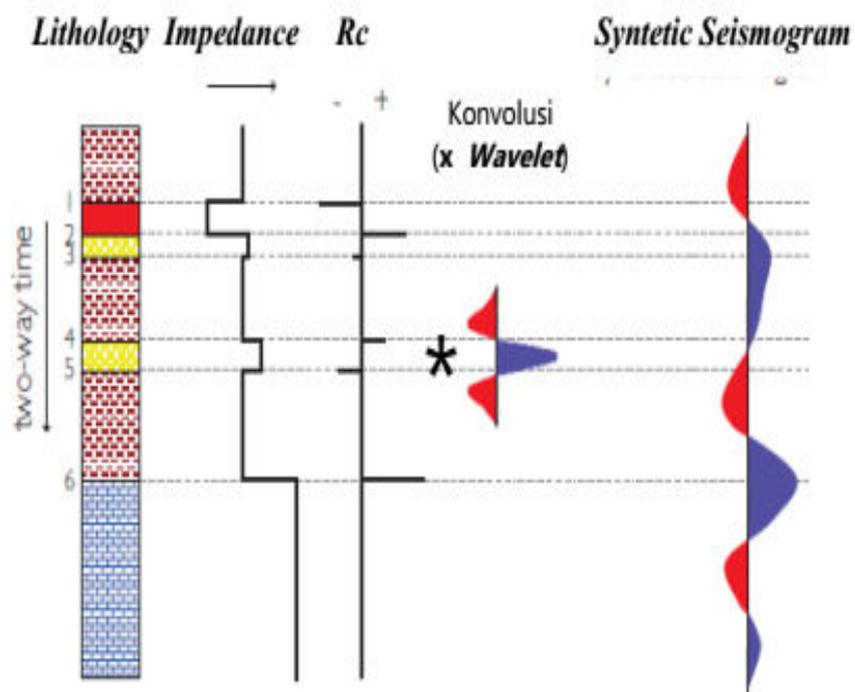
Perubahan polaritas terkadang memberikan informasi penting mengenai keberadaan batuan-batuan reservoir yang potensial seperti litologi, porositas dan kandungan zat cair (fluida). Polaritas dalam seismik mempunyai dua tipe yaitu polaritas *SEG* dan polaritas Eropa. Kedua polaritas ini saling berkebalikan seperti ditunjukkan pada **Gambar 12**.



Gambar 12. Polaritas standar *SEG* dan European (Simm dan Bacon, 2014).

E. 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 yang ditunjukkan pada **Gambar 13**. Seismogram 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 13. Sintetik seismogram yang didapatkan dari proses konvolusi koefisien refleksi dengan *wavelet* (Simm dan Bacon, 2014)

F. CheckShot

Data *checkshot* merupakan data penting yang digunakan dalam interpretasi seismik, terutama pada proses pengikatan antara data sumur dan data seismik atau yang dikenal dengan proses *well seismic tie* yang berfungsi untuk penerjemah dari domain kedalaman dari data sumur ke domain waktu dari data seismik. Penerjemahan domain tersebut dilakukan oleh log *sonic* dari data sumur. Log *sonic* berupa pengukuran *transit time* atau DT dapat diubah menjadi log kecepatan *sonic*. Kecepatan *sonic* dapat menerjemahkan domain kedalaman ke dalam domain waktu, tetapi kecepatan *sonic* dalam proses *well seismic tie* masih terdapat beberapa kelemahan sehingga masih diperlukannya data kecepatan lain yaitu data *checkshot* yang domainnya, yaitu (TWT).

Adapun kelemahan dari data *sonic* sehingga masih memerlukan data *checkshot* antaralain yaitu:

- Data *sonic* mengukur volume batuan tidak seperti data seismik saat mengukur
- Kandungan frekuensi yang ada dalam data *sonic* jauh lebih tinggi daripada data seismik
- Resolusi vertikal dari data *sonic* jauh lebih baik daripada data seismik

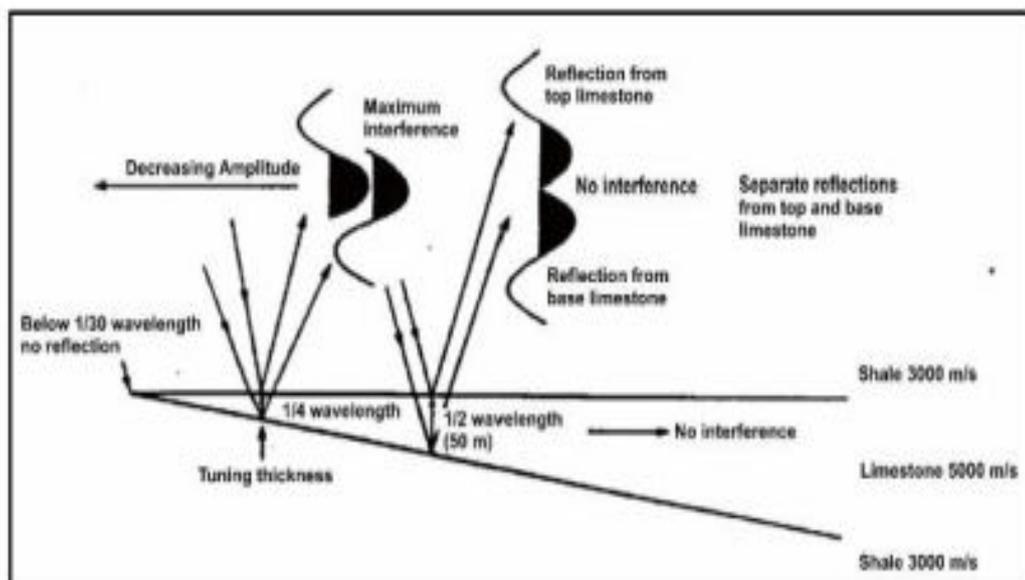
Karena hal tersebut di atas, data *checkshot* sangat penting pada proses pembuatan seismogram sintetik dan juga diperlukan data log densitas. Sebelum membuat seismogram sintetik biasanya terlebih dahulu dilakukan proses *smoothing* pada log *sonic* dan log densitas.

G. Resolusi Vertikal

Resolusi adalah jarak minimum antara dua obyek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 2000). Resolusi dalam gelombang seismik didefinisikan sebagai kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua obyek yang berbeda. Resolusi vertikal dapat dihitung menggunakan **Persamaan 4**.

$$\text{Resolusi vertikal} = \frac{\text{kecepatan} \times \text{frekuensi}}{4} \quad (4)$$

Ketebalan minimum suatu obyek bervariasi untuk dapat memberikan refleksi sendiri antara $1/8 \lambda$ sampai $1/30 \lambda$, dimana λ adalah panjang gelombang seismik. Resolusi tubuh batuan setara dengan $1/4 \lambda$ dalam waktu bolak-balik atau TWT. Hanya batuan yang memiliki ketebalan diatas $1/4 \lambda$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. **Gambar 14** menunjukkan efek interferensi batuan saat ketebalan dua litologi sama dengan nilai resolusi vertikal.



Gambar 14. Efek Interferensi yang berhubungan dengan batuan dengan AI tinggi yang tertak diantara batuan rendah (Sukmono, 2000).

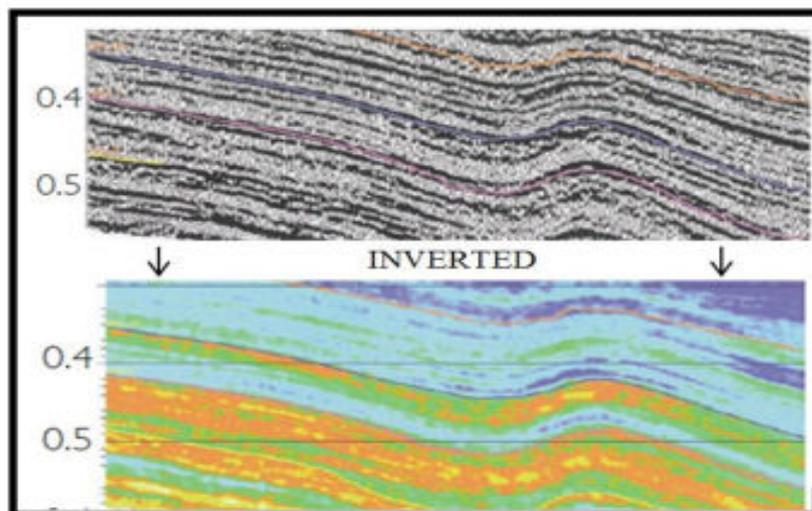
H. Metode Seismik Inversi

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*.

Prinsip dari metode ini ialah dengan membuat model geologi bumi serta membandingkan dengan data riil seismiknya, kemudian hasil dari perbandingan model tersebut diperbaharui secara iteratif untuk mencocokkan dengan data seismiknya. Metode inversi AI dikembangkan untuk memecahkan permasalahan yang belum dapat diselesaikan menggunakan metode rekursif.

Keuntungan menggunakan metode inversi yang berbasis model ini adalah metode ini menginversikan model geologinya atau tidak menginversikan secara langsung dari seismiknya. Sedangkan permasalahan potensial menggunakan metode inversi AI ini adalah sifat sensitifitas terhadap bentuk *wavelet* dan sifat (*non-uniqueness*) ketidakunikan untuk *wavelet* tertentu. Ilustrasi inversi seismik ditunjukkan pada

Gambar 15.



Gambar 15. Ilustrasi Inversi AI dari refleksi seismik menjadi model hasil Inversi AI (Simm dan Bacon, 2014)

I. 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 volume dari properti log pada semua lokasi pada volume seismik.

Statistik dalam karakteristik reservoir digunakan untuk mengestimasi dan mensimulasikan hubungan spasial 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 :

$$P(x, y, z) = F[A_i(x, y, z), \dots, A_m(x, y, z)] \quad (5)$$

Dengan, 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.

$$P = w_0 + w_1A_1 + \dots + w_mA_m \quad (6)$$

Dengan, 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:

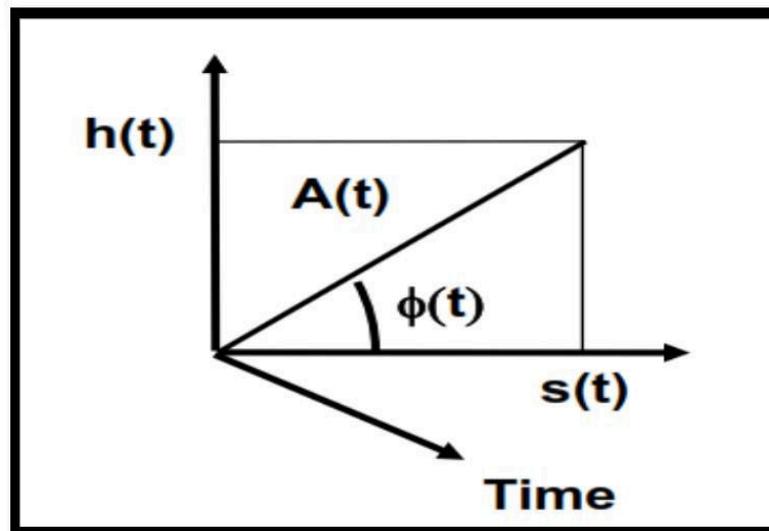
- a. *Horizon based attributes*, merupakan atribut yang dihitung sebagai nilai rata-rata antara dua horizon.

- b. *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 16. Penulisan *trace* kompleks dalam bentuk polar (Hampson, 2009)

Penulisan *trace* kompleks dalam bentuk polar, seperti yang terlihat pada **Gambar 16.** memberikan kita dua atribut dasar, yaitu: kuat refleksi $A(t)$ dan fasa sesaat, $\Phi(t)$.

$$C(t) = s(t) + ih(t) \quad (7)$$

$$C(t) = A(t)e^{i\Phi(t)} \quad (8)$$

$$C(t) = A(t) \cos \Phi(t) + A(t) \sin \Phi(t) \quad (9)$$

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

$$w(t) = \frac{d\Phi(t)}{dt} \quad (10)$$

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

- a. $\cos\Phi(t)$ = kosinus fasa sesaat
- b. $A(t)\cos\Phi(t)$ = *amplitude weighted cos phase*
- c. $A(t)\Phi(t)$ = *amplitude weighted phase*
- d. $A(t)w(t)$ = *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* seismik 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* 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 s_i = sampel *trace* seismik atau *amplitude envelope* ke i , $d1_i$ = turunan pertama i , $d2_i$ = turunan kedua dari i dan Δt = *interval sampling* :

$$d1_i = \frac{S_i - S_{i-1}}{\Delta t} \quad (11)$$

$$d2_i = \frac{d1_i - d1_{i-1}}{\Delta t} = \frac{S_i - 2S_{i-1} - S_{i-2}}{\Delta t^2} \quad (12)$$

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:

$$I_i = S_i + I_{i-1} \quad (13)$$

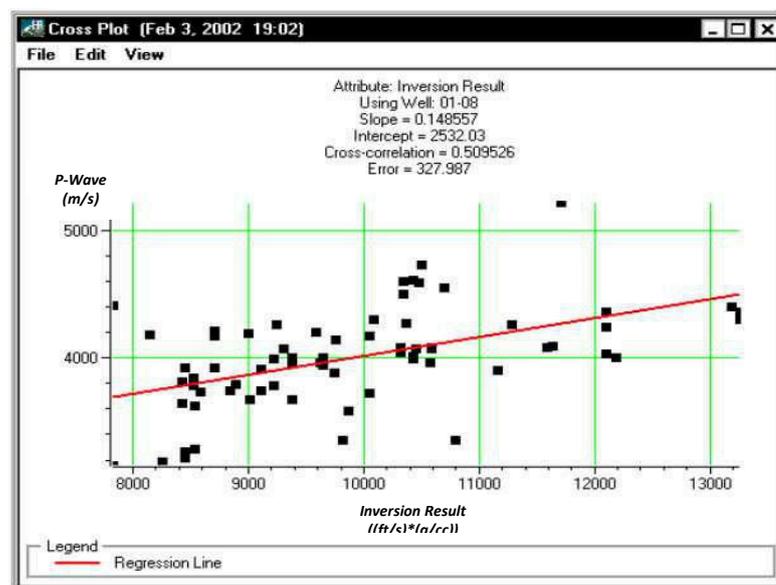
S_i = sampel ke- i dari *trace* seismik atau nilai kuat refleksinya, I_i = nilai integrasi. Perlu dicatat bahwa ini merupakan penjumlahan berjalan (*running sum*). Pada akhir dari penjumlahan berjalan, integrasi dari seismik di *filter* dengan menggunakan 50 titik, sehingga dihasilkan *trace* seismik 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

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 *trend* dalam menghitung parameter reservoir. *Software EMERGE* lalu mencari hubungan antara properti log dan kombinasi atribut dari *trace* seismik pada interval target.

a) Cross-Plot

Salah satu cara untuk mengukur korelasi antara target dengan atribut adalah dengan melakukan *cross plot* antara keduanya. **Gambar 17** memperlihatkan target (*P-wave*) sebagai sumbu vertikal yang di *cross plot*-kan dengan suatu atribut tertentu, dalam hal ini adalah hasil inversi.



Gambar 17. 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 :

$$y = a + b * x \quad (14)$$

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

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - b * x_i)^2 \quad (15)$$

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:

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (16)$$

Di mana *meannya* adalah :

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (17)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (18)$$

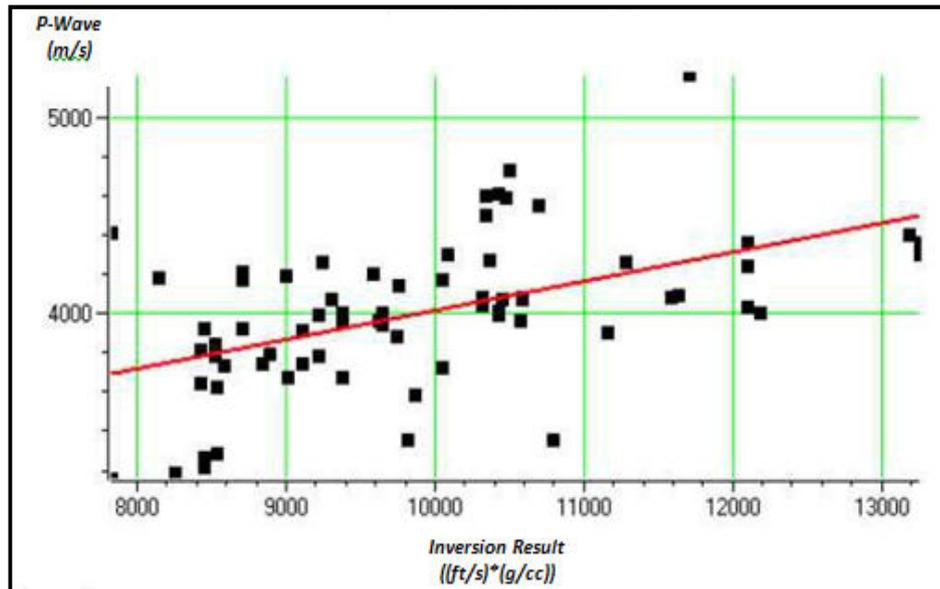
Nilai kovariansi yang sudah dinormalisasi adalah

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (19)$$

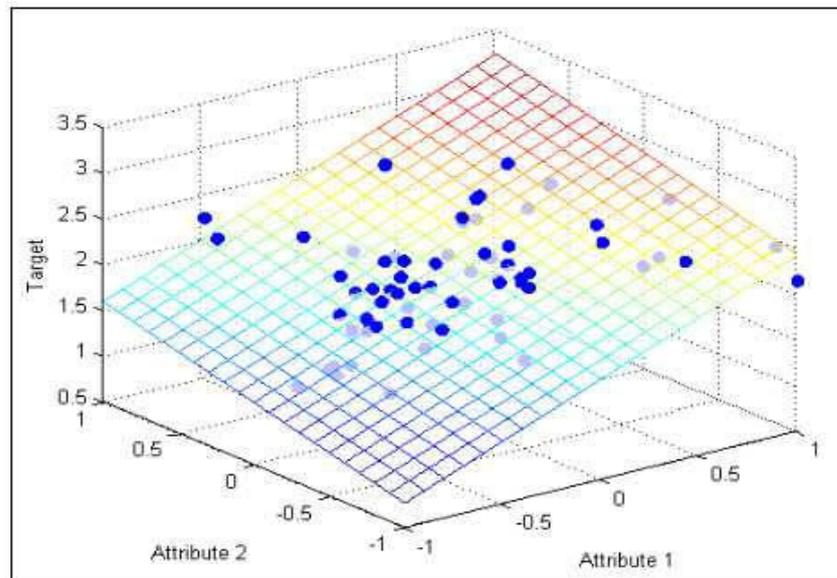
Nilai tersebut merupakan prediksi *error*, yaitu hasil pengukuran kecocokan untuk garis regresi. Prediksi *error* tersebut merupakan perbedaan RMS antara target log sebenarnya dan target log prediksi. Nilai korelasi terkadang dapat diperbaiki dengan mengaplikasikan *transform non-linear* untuk variabel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

b) Regresi Linear Multiatribut

Pengembangan dari *cross plot* konvensional adalah dengan menggunakan *multiple attribute*, seperti pada **Gambar 18**.



(a)

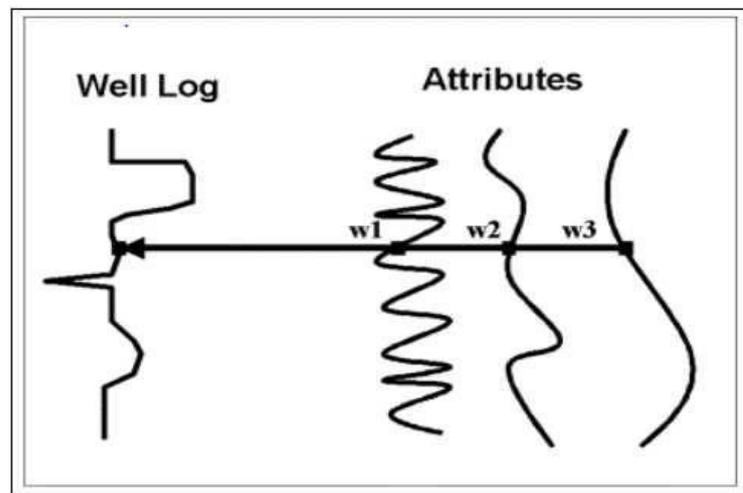


(b)

Gambar 18. 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 nonlinier, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi.

Pengembangan (*extension*) analisa konvensional terhadap *multiple* atribut (*regresi linier multivariat*) dilakukan secara langsung. Sebagai penyederhanaan, kita mempunya tiga atribut seperti terlihat pada **Gambar 19**.



Gambar 19. 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:

$$L(t) = w_0 + w_1A_{1i} + w_2A_{2i} + w_3A_{3i} \quad (20)$$

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

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 + w_1A_{1i} + w_2A_{2i} + w_3A_{3i})^2 \quad (21)$$

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*:

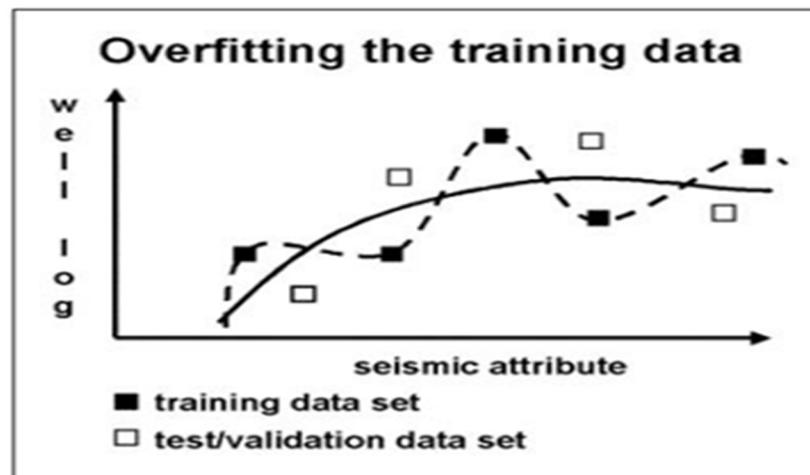
- a. Mencari atribut tunggal pertama yang paling baik menggunakan *trial and error*. Prediksi *error* setiap atribut yang terdapat pada *software* dihitung. Atribut terbaik adalah atribut yang memberikan prediksi *error* terendah. Atribut selanjutnya akan disebut atribut-*a*.
- b. Mencari pasangan atribut 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.

c) 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* seperti yang ditunjukkan **Gambar 20**.



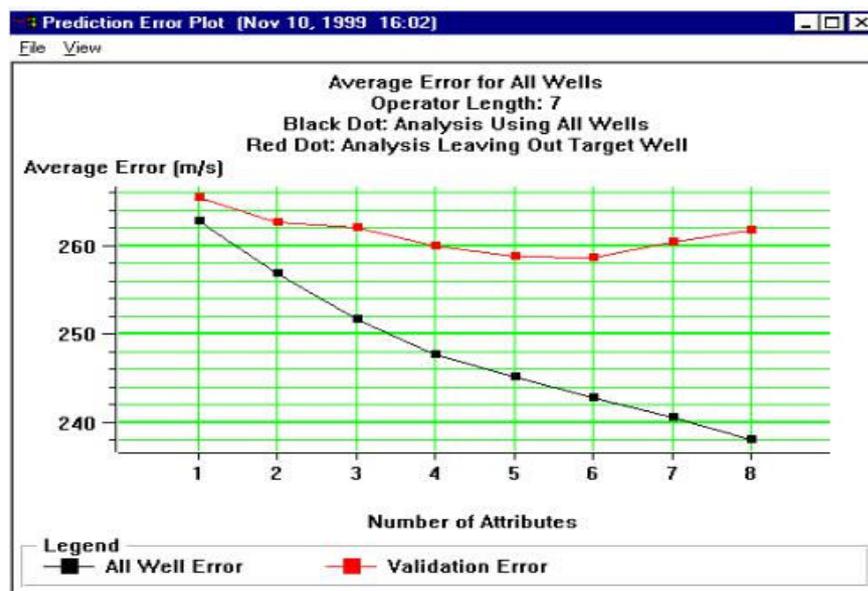
Gambar 20. Ilustrasi Validasi Silang (Hampson, 2009).

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:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\varphi_i - w_0 * I_i - w_2 * E_i - w_3 * F_i)^2 \quad (22)$$

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 :

$$E_A = \frac{E_1 + E_2 + E_3 + E_4 + E_5}{5} \quad (23)$$



Gambar 21. Contoh *plot validation error* dan *prediction error* (Hampson,2009)

Berdasarkan **Gambar 21**, kurva berwarna hitam menunjukkan *error* prediksi yang dihitung menggunakan data *training*. Kurva berwarna merah menunjukkan *error* yang validasi dengan tidak mengikutkan satu sumur dalam perhitungannya (data validasi). Berdasarkan **Gambar 21** dapat dilihat bahwa digunakan lebih dari enam atribut, *error* validasinya bertambah besar, yang artinya terjadi *over training* (Hampson, 2009).

J. Korelasi

Korelasi merupakan teknik analisis yang termasuk dalam salah satu teknik pengukuran asosiasi atau hubungan (*measures of association*). Analisis korelasi *Product Moment Pearson* digunakan untuk menjelaskan kekuatan dan arah hubungan antara dua variabel. Angka korelasi berkisar antara -1 hingga +1. Semakin mendekati 1 maka korelasi semakin mendekati sempurna. Sementara nilai negatif dan positif mengindikasikan arah hubungan. Arah hubungan yang positif

menandakan bahwa pola hubungan searah atau semakin tinggi A menyebabkan kenaikan pula B (A dan B ditempatkan sebagai variabel). **Tabel 1** menjelaskan tentang interpretasi angka korelasi menurut Santoso (2009).

Tabel 1. Interpretasi angka korelasi (Santoso, 2009)

Nilai Range Korelasi	Keterangan
0-0.199	Sangat Lemah
0.20-0.399	Lemah
0.40-0.599	Sedang
0.60-0.799	Kuat
0.80-1.00	Sangat Kuat

K. Tinjauan Umum *Well Logging*

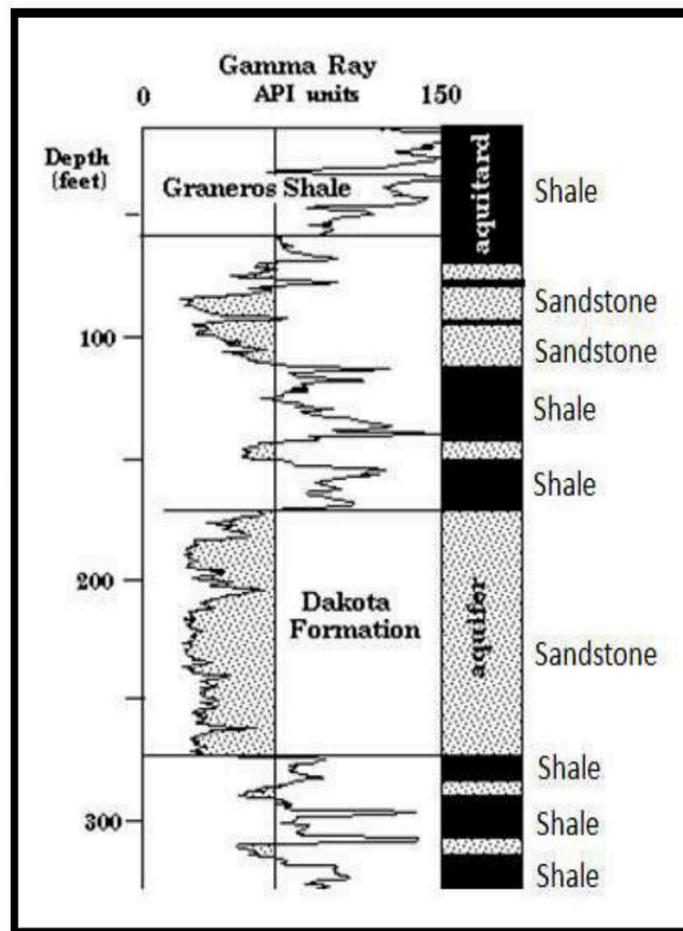
1. Log *Gamma Ray*

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.

Gambar 22. menunjukkan contoh interpretasi lapisan batuan untuk mendiskriminasi *sandstone* dari *shale* dengan menggunakan log *gamma ray*.



Gambar 22. Contoh interpretasi log *gamma ray* (Abdullah, 2011)

2. Log Neutron Porosity dan Log Density

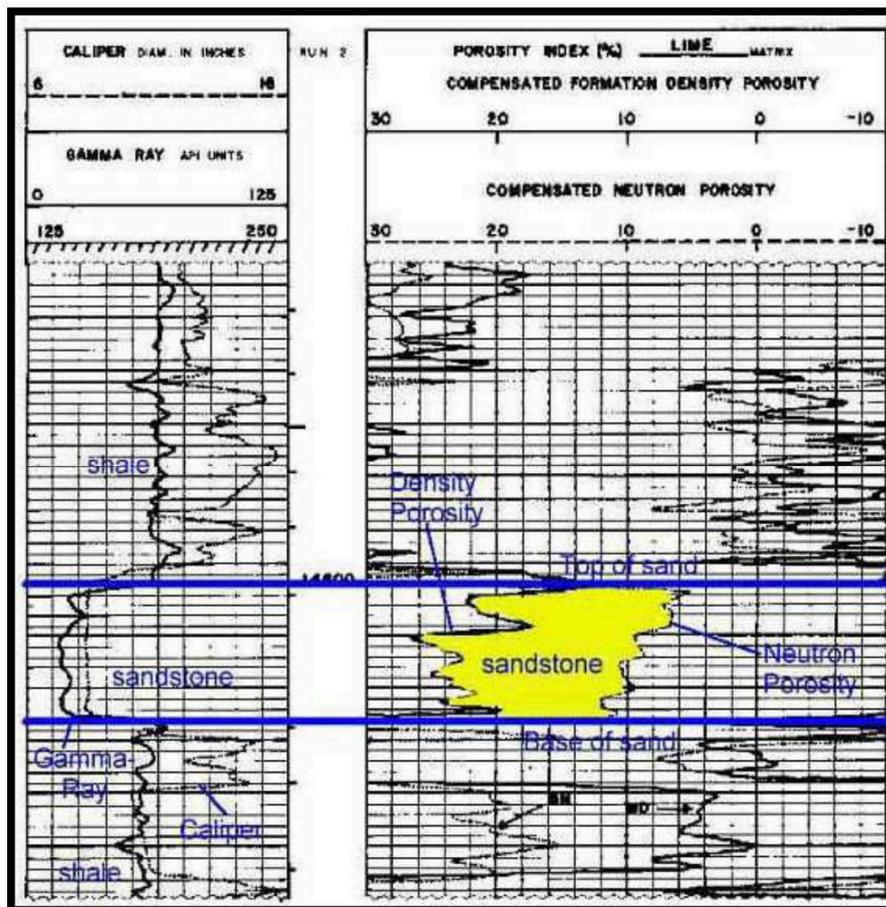
Pengukuran *Neutron Porosity* pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks *hydrogen* yang terdapat pada formasi batuan. Indeks *hydrogen* didefinisikan

sebagai rasio dari konsentrasi atom *hydrogen* setiap cm kubik batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75°F.

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*.

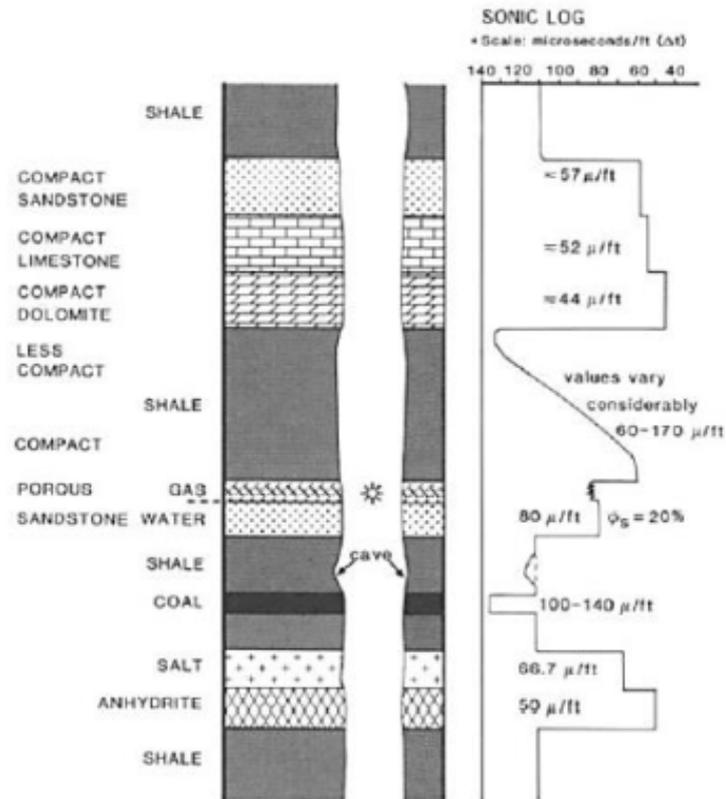
Pada **Gambar 23**, terlihat pada zona reservoir (*low gamma ray*), terdapat 'cross-over' antara *density* dan *neutron*. Dalam hal ini *neutron porosity* lebih rendah dari *density porosity*.



Gambar 23. *Cross-over* antara *neutron porosity* dan *density* (Abdullah, 2011).

3. Log Sonic

Log *Sonic* adalah log yang menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan/dipancarkan ke dalam formasi sehingga pantulan suara yang kembali diterima oleh *receiver* seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 24**. 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).



Gambar 24. Identifikasi litologi berdasarkan *log sonic* (Glover, 2000)

L. Fisika Batuan

1. Volume *Shale*

Volume *shale* dapat didefinisikan sebagai persentase dari kandungan *shale* dalam sebuah lapisan batuan dimana *shale* dapat dikatakan sebagai zat pengotor dalam suatu batuan sehingga mengurangi persentase dari porositas batuan tersebut (Rukmana, dkk., 2017).

Kandungan sangat penting dihitung karena dapat mempengaruhi parameter lainnya seperti porositas. Volume *shale* paling sering dihitung menggunakan persamaan terhadap bacaan dari log GR. Biasanya kandungan *shale* dihitung menggunakan rumus (Harsono, 1997):

$$IGR = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min} \quad (24)$$

Dengan, IGR = Indeks gamma ray

$GR \log$ = GR hasil pembacaan *log* gamma ray

$GR \max$ = GR maksimum

$GR \min$ = GR minimum

Dimana volume *shale* (V_{sh}) dapat dihitung dengan persamaan:

Untuk batuan yang lebih tua (*older rock*), *consolidated*:

$$V_{sh} = 0.33[2^{(2 \times IGR)} - 1.0] \quad (25)$$

Untuk batuan tersier (*tertiary rock*), *unconsolidated*:

$$V_{sh} = 0.083[2^{(3.7 \times IGR)} - 1.0] \quad (26)$$

2. Porositas

Porositas batuan didefinisikan adalah salah satu sifat akustik dari reservoir sebagai parameter kemampuan batuan dalam menyimpan fluida, dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi. Terdapat dua jenis porositas dalam karakterisasi reservoir, antara lain:

- a. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan.

$$\phi = \frac{\text{Volume pori - pori}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \quad (27)$$

- b. Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori batuan yang saling berhubungan dengan volume total batuan.

$$\phi_{efektif} = \frac{\text{Volume pori yang berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \quad (28)$$

Adapun perhitungan nilai porositas berdasarkan log densitas atau nilai densitasnya maka secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut:

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (29)$$

Untuk nilai porositas total dapat dihasilkan dengan rumus:

$$\phi_{tot} = \frac{\phi D + \phi N}{2} \quad (30)$$

Sehingga untuk menentukan nilai porositas efektif dapat menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi D^2 + \phi N^2}{2}} \quad (31)$$

Dimana,

$$\phi Dc = \phi D - (\phi Dsh \times Vsh) \quad (32)$$

$$\phi Nc = \phi N - (\phi Nsh \times Vsh) \quad (33)$$

Keterangan:

ϕD = Porositas Densitas

ρ_{ma} = Densitas matriks batuan (gr/cc)

ρ_b = Densitas matriks batuan dari log (gr/cc) atau *RHO_B*

ρ_f = Densitas fluida batuan (nilai 1,1 untuk *mud*, 1 untuk *fresh water*)

ϕ_{tot} = Porositas total

ϕN = Porositas Neutron / *NPHI*

ϕDc = Koreksi porositas densitas

ϕNc = Koreksi porositas neutron

ϕDsh = Porositas densitas *shale* terdekat

ϕNsh = Porositas neutron *shale* terdekat

Vsh = *Volume shale*

Menurut Koesoemadinata (1978), kualitas baik atau buruknya nilai porositas dari suatu reservoir dapat ditentukan seperti yang terlihat pada **Tabel 2**.

Tabel 2. Skala kualitas porositas reservoir (Koesomadinata, 1978)

No	Nilai Porositas	Skala
1	0 – 15 %	Diabaikan (<i>Negligible</i>)
2	5 – 10 %	Buruk (<i>poor</i>)
3	10 – 15 %	Cukup (<i>Fair</i>)
4	15 – 20 %	Baik (<i>Good</i>)
5	20 – 25 %	Sangat Baik (<i>Very good</i>)
6	>25 %	Istimewa (<i>Excellent</i>)

3. Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan batuan berporous untuk meloloskan fluida, dengan satuan *milidarcy* (md). Permeabilitas tidak selalu berbanding lurus terhadap porositas efektif namun saling berkaitan. Semakin besar porositas efektif, maka akan semakin besar juga permeabilitasnya. Permeabilitas dikontrol oleh ukuran pori yang berhubungan dan direpresentasikan dengan simbol K. Terkadang satuan untuk permeabilitas digunakan dalam *Darcy*. Satu *Darcy* dapat diartikan sebagai kemampuan batuan dalam meloloskan fluida dengan viskositas 1cc dengan laju alir 1 cc/detik pada luas penampang 1 cm² dengan penurunan tekanan 1 atm/cm. Permeabilitas suatu batuan bergantung pada beberapa faktor diantaranya porositas batuan, bentuk pori, ukuran pori, susunan pori dan batang pori, morfologi permukaan pori bagian dalam, ukuran butir dan distribusinya serta sementasi dan kompaksi.

Besarnya permeabilitas batuan sangat dipengaruhi oleh porositas serta saturasi air dan dapat dihasilkan dengan menggunakan persamaan 34. Sedangkan kualitas dari permeabilitas secara umum menurut Koesoemadinata,1978 dalam Nurwidyanto dkk, seperti pada **Tabel 3**.

$$K = a \cdot \frac{\phi^b}{S_w^c} \quad (34)$$

Dengan, K = permeabilitas (*milidarcies*)

ϕ = Porositas efektif (fraksi)

S_w = Saturasi air (fraksi)

a = konstanta Schlumberger = 10000

b = konstanta Schlumberger = 4.5

c = konstanta Schlumberger = 2

Tabel 3. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum. (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005).

No	Nilai Permeabilitas	Kualitas (umum)
1	< 5 mD (1 mD – 5 mD)	Ketat (tight)
2	5 – 10 mD	Cukup (fair)
3	10 – 100 mD	Baik (good)
4	100 – 1000 mD	Sangat Baik (very good)
5	>1000 mD	Istimewa (excellent)

4. Saturasi Fluida

Dalam simulasi dan pemodelan reservoir, salah satu yang dilakukan adalah persebaran saturasi fluida pada reservoir. Saturasi fluida adalah perbandingan volume pori batuan yang terisi oleh suatu fluida tertentu dengan volume pori batuan (Nurwidyanto, 2015). Adapun macam-macam saturasi batuan pada reservoir, yaitu:

1. Saturasi gas merupakan volume pori yang diisi oleh fluida gas dibagi dengan volume total, dinyatakan dengan S_g .
2. Saturasi minyak merupakan volume pori yang diisi oleh fluida minyak dibagi dengan volume pori total, dinyatakan dengan S_o .
3. Saturasi air merupakan volume pori yang diisi oleh fluida air dibagi volume pori total, dinyatakan dengan S_w .

Persamaan untuk saturasi suatu fluida secara matematis sebagai berikut :

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100\% \quad (35)$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \times 100\% \quad (36)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \times 100\% \quad (37)$$

Dengan, V_w = volume air, cc

V_p = Volume pori, cc

V_g = Volume gas, cc (Baiyegunhi, 2014).

Secara matematis, total ketiga saturasi bernilai 1 atau 100%. Saturasi juga termasuk dalam parameter sifat fisik batuan yang penting dalam melakukan estimasi sumberdaya hidrokarbon serta evaluasi formasi. Hubungan matematisnya dapat ditulis sebagai berikut:

$$S_w + S_g + S_o = 1 \quad (38)$$

Dari persamaan (38) dapat dilihat bahwa dalam suatu reservoir nilai fluida hidrokarbon dicari apabila kita mengetahui nilai saturasi airnya. Hal ini menjelaskan bahwa mencari nilai saturasi air dapat membantu kita untuk

mengetahui banyaknya kandungan hidrokarbon dalam suatu reservoir guna mengetahui persebaran kandungan hidrokarbon dalam suatu area atau reservoir. Salah satu parameter fisis yang sangat penting pada karakterisasi reservoir untuk menentukan keberadaan minyak dan gas dalam batuan adalah *Water saturation* (S_w). S_w tidak dapat diukur secara langsung, namun untuk mendapatkan nilainya dapat diketahui dengan pendekatan menggunakan persamaan-persamaan matematis yang telah dirumuskan oleh para peneliti sebelumnya. Persamaan tersebut di antaranya persamaan *Archie*, persamaan Indonesia, dan persamaan *Simandoux*. Selain itu mengetahui nilai saturasi air juga membantu kita apakah reservoir yang akan kita eksploitasi memiliki nilai yang ekonomis atau tidak, sehingga hal ini membantu dalam menentukan cadangan yang akan kita dapatkan hingga penghasilan dari hasil eksploitasi hidrokarbon.

a. Peta Persebaran S_w dari persamaan Buckles

- **Porositas Efektif**

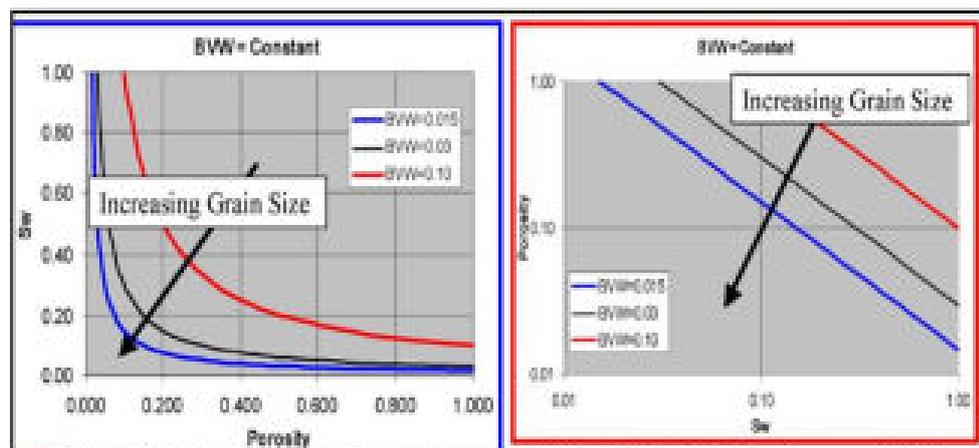
Triyanto (2016), Longley (2002) dan Whittam (1996) mengungkapkan porositas efektif merupakan salah satu parameter yang penting dalam menentukan persebaran S_w dengan metode buckles, maka dari itu sebelum masuk kepada pembahasan persebaran S_w terlebih dahulu kita pahami cara mencari porositas efektif. Porositas pada suatu medium merupakan perbandingan antara volume rongga rongga pori dengan volume total batuan yang dinyatakan dalam persen. Suatu batuan dikatakan mempunyai porositas efektif, apabila porositas dalam batuan tersebut saling berhubungan.

- **Persamaan Buckles**

Peta persebaran S_w berdasarkan persamaan Buckles diambil berdasarkan prinsip hubungan Porositas Efektif terhadap Saturasi Air yang ditunjukkan dengan persamaan linier. Pernyataan tersebut didasarkan pada persamaan:

$$\text{Bulk Volume Water (BVW)} = \text{PHI} \times S_w \quad (39)$$

Dari persamaan (39) dapat dilihat bahwa volume total air akan sebanding dengan nilai porositas dan saturasi airnya, ketika nilai $BVW = \text{konstan}$, maka nilai porositas dan saturasi airnya akan sama, seperti yang dijelaskan pada gambar 1 (Crain, 2009).



Gambar 25. Grafik *Linear Buckles Plot* hubungan antara PHIE vs S_w (Crain, 2009).

Secara matematis dituliskan sebagai berikut:

$$\text{Porosity } (\phi) \times \text{Saturation Water } (S_w) = \text{Constant} \quad (40)$$

$$S_w = \frac{\text{Constant}}{\phi} \quad (41)$$

Persamaan Buckles ini memiliki kelemahan, yakni peta persebaran saturasi air yang didapatkan tidak memiliki identitas sendiri melainkan mengikuti data porositas

efektif yang digambarkan dengan persamaan linier. Sehingga hasil yang didapatkan kurang menunjukkan adanya persebaran Hidrokarbon dalam suatu area. Persamaan ini juga memiliki kelemahan, yaitu nilai dari persebaran tidak dapat dikontrol dengan adanya data seismik, sehingga kurang dapat dipercaya kebenaran hasil persebarannya.

IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian dilakukan pada bulan Juli hingga September 2018. Penelitian ini dilakukan di JOB Pertamina Talisman Jambi Merang, PHE Tower Lt.12, Jl. TB Simatupang Kav. 99, Jakarta Selatan dan Laboratorium Ekplorasi Gedung L Teknik Geofisika, Universitas Lampung. Tahapan penelitian dipaparkan pada **Tabel 4**.

Tabel 4. *Time schedule* penelitian

No	Kegiatan	Bulan (Minggu Ke-)																		
		Sept		Oktober				November				Desember				Januari				
		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 dan Bimbingan Hasil																			
9	Seminar Hasil																			
10	Bimbingan dan Fixasi Laporan																			
11	Ujian Komprehensif																			

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*, *P-Wave*, *Self Potential (SP)*, *Koordinat X-Y*, *Horizon*).
2. Data eksplorasi Geofisika (*Seismik 3D PSTM* dan *Checkshot*).
3. Data geologi regional dan stratigrafi area penelitian.
4. Laptop (Asus A455L) dan *Software* Pengolahan.

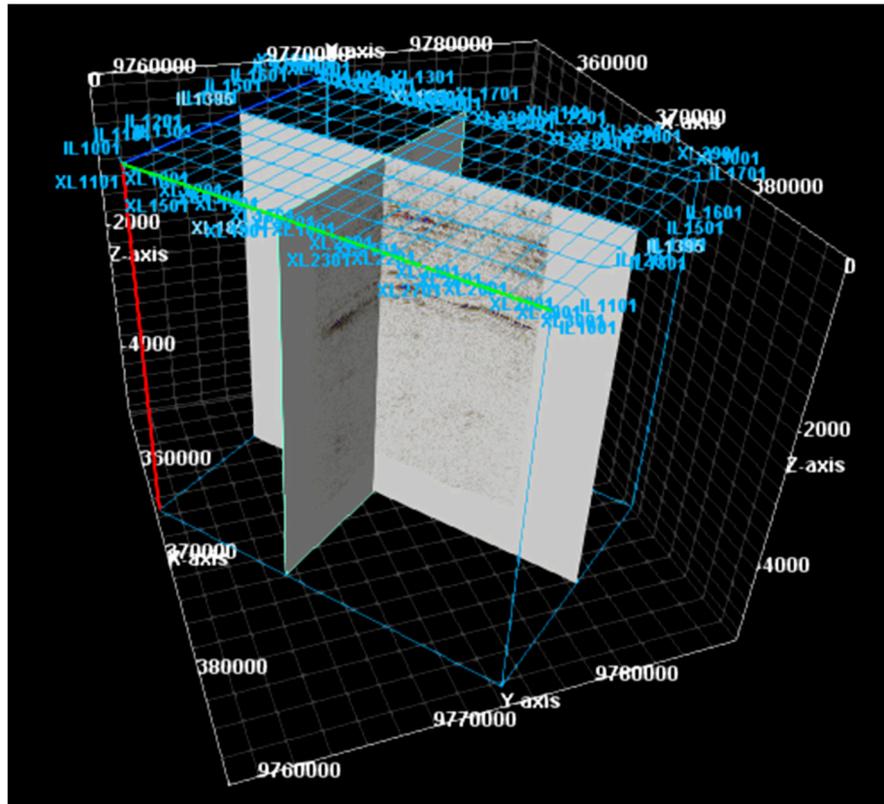
C. Persiapan Data

1. Data Seismik 3D

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah *post-stack time migration* dengan kelengkapan seperti **Tabel 5** serta penampang seismik seperti pada **Gambar 26**.

Tabel 5. Parameter data seismik

Parameter	Inline	Xline
<i>Number of</i>	750	2076
<i>Start Number</i>	1001	1001
<i>End Number</i>	1751	3077
<i>Number of Increment</i>	1	1
<i>Spacing</i>	12.5	25
<i>Record Length</i>	5000 ms	
<i>Sampling Rate</i>	2 ms	
<i>Length Unit</i>	Meter	
<i>Orientation</i>	53°	



Gambar 26. Data seismik 3D PSTM

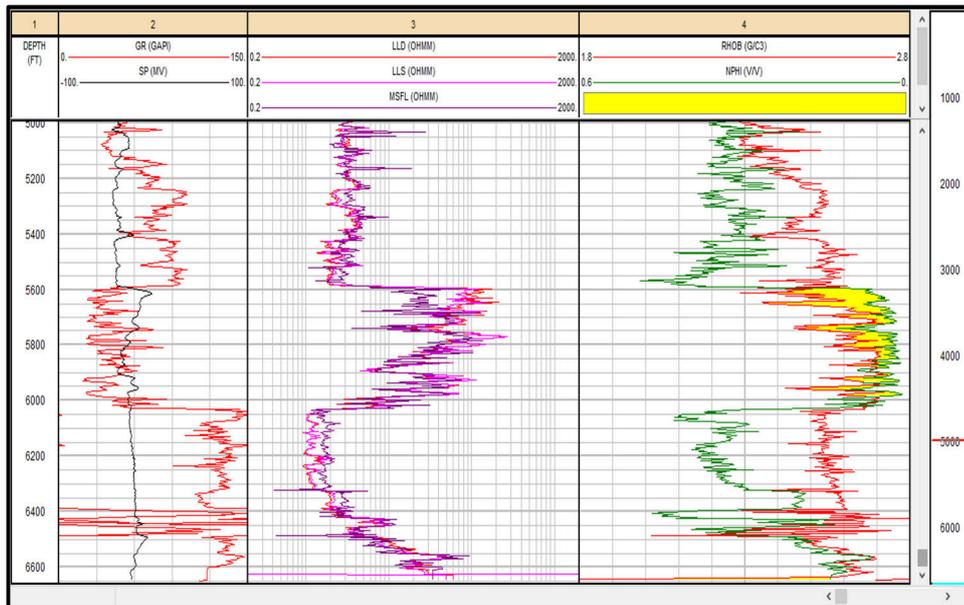
2. Data Sumur

Dalam penelitian ini digunakan 2 data sumur, yaitu PG-01 dan PGE yang di mana sumur memiliki berbagai macam data log. Rincian dari data log yang dimiliki dari masing-masing sumur, dijelaskan pada **Tabel 6.** sebagai berikut:

Tabel 6. Kelengkapan data log tiap sumur

Nama Sumur	Log GR	Log NPHI	Log RHOB	Log PWave	Log Res.	Log SP	Checkshot
PG-01	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
PGE	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada

Dari *checklist* data sumur yang ditampilkan pada **Tabel 6** menunjukkan kelengkapan data yang dimiliki pada penelitian untuk digunakan sebagai bahan dasar untuk proses dan tahapan selanjutnya.



Gambar 27. Tampilan data sumur pada *Triple Combo*

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 2 buah, yaitu *Brf* dan *Pdp*.

5. Software dan Hardware

Software yang digunakan pada penelitian ini adalah *Hampson Russell (HRS)* versi 10.0.2, *Petrel* versi 2015, *Interactive Petrophysics 3.5*, *Oasis Montaj* dan *Microsoft Excel 2015*.

D. Pengolahan Data

1. Pengolahan Data Sumur dan Perhitungan Properti Petrofisika

Pengolahan data sumur dilakukan untuk interpretasi kualitatif dan kuantitatif dari properti petrofisika dari zona penelitian yang memiliki prospek hidrokarbon. Interpretasi kualitatif dilakukan dengan menentukan zona prospek pada suatu lapangan penelitian dengan mengidentifikasi zona *permeable* dan *impermeable* atau zona produktif untuk area prospek hidrokarbon. Kemudian penulis melakukan perhitungan properti petrofisika, yaitu menghitung kandungan *clay/shale* dengan formula log *gamma ray*, melakukan perhitungan porositas efektif, serta melakukan perhitungan (S_w) saturasi air dengan formula *Archie* karena lapangan penelitian terdapat di Indonesia dan daerah tersebut merupakan perselingan antara batuan karbonat dan *shale* yang sedikit.

2. Koreksi *Checkshot*

Tujuan dari survei *checkshot* adalah untuk mendapatkan hubungan domain waktu dan kedalaman yang digunakan untuk melakukan proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Pada prinsipnya survei *checkshot* sama seperti survei pada seismik, akan tetapi letak geophon pada *checkshot* diletakkan pada sumur, sehingga didapatkan waktu *one way time* yang direkam oleh geophon pada kedalaman tertentu. Dari sinilah dapat diketahui hubungan waktu penjarangan gelombang seismik pada sumur tersebut.

3. Ekstraksi *Wavelet*

Pada Penelitian ini dipilih *wavelet usewell*. *Wavelet* ini dipilih, karena menghasilkan korelasi yang paling tinggi pada saat melakukan *well seismic tie*.

Wavelet Usewell yang digunakan mempunyai frekuensi dominan sekitar 15.5 Hz dan fasanya minimum dengan panjang gelombang 200 ms.

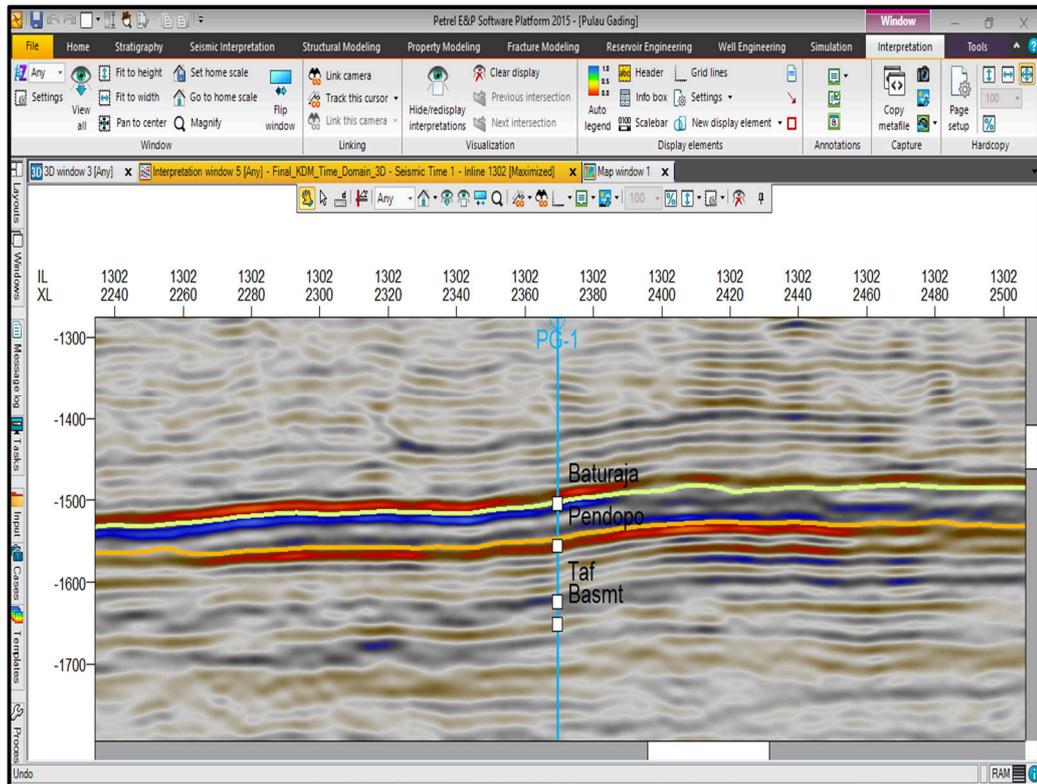
4. Well To Seismic Tie

Proses *well seismic tie* pada dasarnya banyak dipengaruhi oleh proses *bulkshifting* ataupun *stretch/squeeze* dengan toleransi pergeseran sekitar 10 ms akan menyebabkan data sumur mengalami *shifting*. Hal ini akan berpengaruh pada saat penentuan nilai fasa dari data sumur tersebut, dimana nilai fasanya akan mengalami pergeseran dari fasa sebenarnya.

5. 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*.

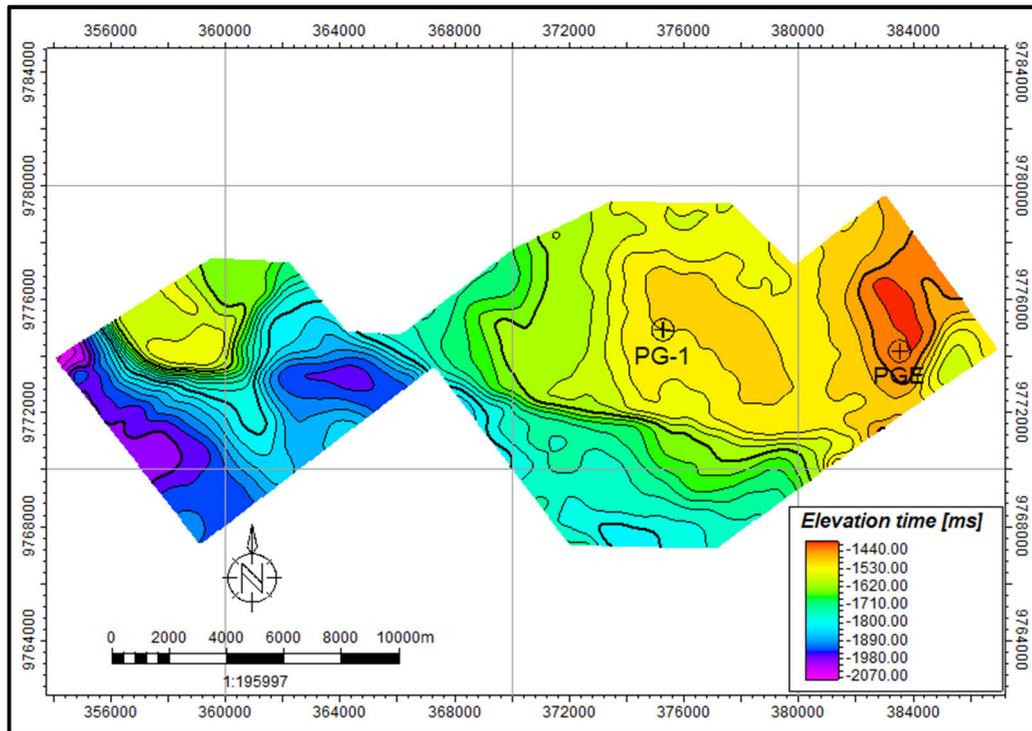
Dalam melakukan *picking horizon* diperlukan *well-seismic tie* untuk mengikat horizon seismik dengan data sumur, sehingga horizon dapat diletakkan pada horizon yang sebenarnya. Oleh karena itu proses *well seismic tie* sangat penting dan berpengaruh dalam menentukan horizon mana yang akan kita *picking*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



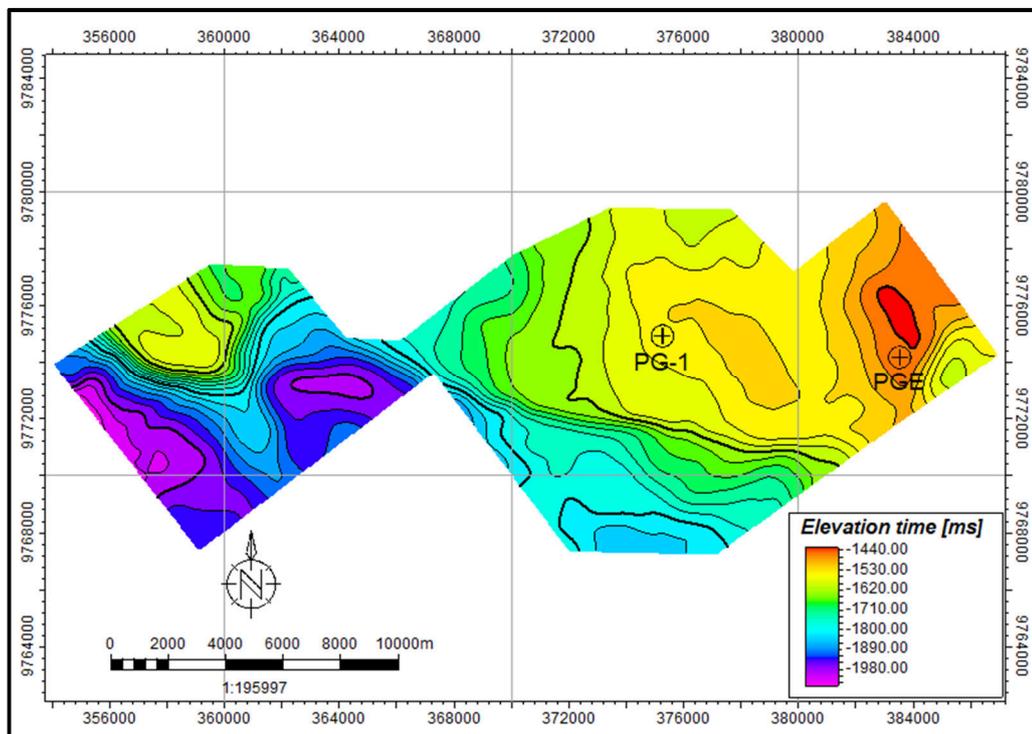
Gambar 27. Interpretasi *horizon* pada data sesimik

6. Time Structure dan Depth Structure Map

Setelah melakukan *picking horizon*, maka tahap selanjutnya membuat peta struktur waktu, yang bertujuan untuk melihat bagaimana struktur pada lapangan penelitian dalam domain waktu (*time*). Kemudian dikonversi menjadi domain kedalaman (*depth*).



Gambar 28. Time structure map (Brf)



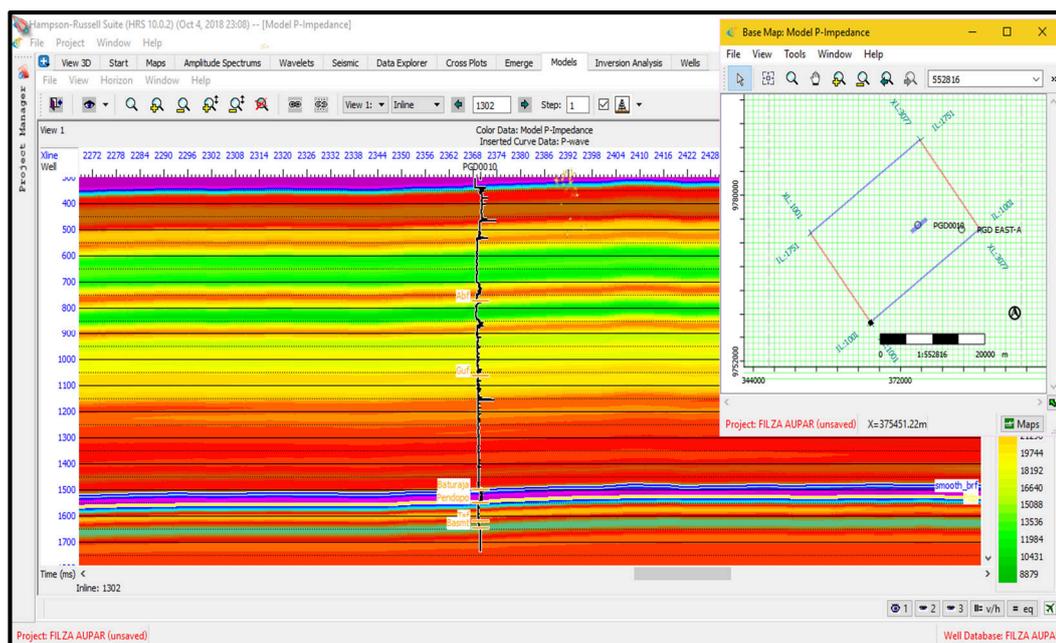
Gambar 29. Time structure map (Pdp)

7. Analisis Sensitifitas

Sebelum memasuki tahap inversi terlebih dahulu dilakukan pengecekan zona litologi berdasarkan nilai impedansinya dengan *crossplot* antara impedansi dengan log yang ada pada sumur tersebut (*gamma ray*, *porosity*, dan *P-Impedance*). Kemudian dilakukan pemisahan antara zona impedansi rendah dan zona impedansi tinggi lalu dilakukan *cross section*. Interval *marker* yang digunakan dalam proses *crossplot* ini adalah antara horizon *Brf* sampai *Pdp*. Hasil dari analisis sensitifitas ini menjadi acuan untuk melihat benar atau tidak pada proses inversi.

8. Seismik Inversi

Inversi seismik juga disebutkan sebagai proses ekstraksi sifat fisika geologi bawah permukaan dari data seismik. Tujuan dasar dari inversi seismik adalah melakukan transformasi data seismik menjadi nilai kuantitatif sifat fisik serta deskripsi reservoir. Sebelum melakukan proses inversi terlebih dahulu dibuat model inisial dengan menggunakan data sumur, *wavelet* dan horizon yang ada.



Gambar 30. Model inisial

9. Seismik Multiatribut

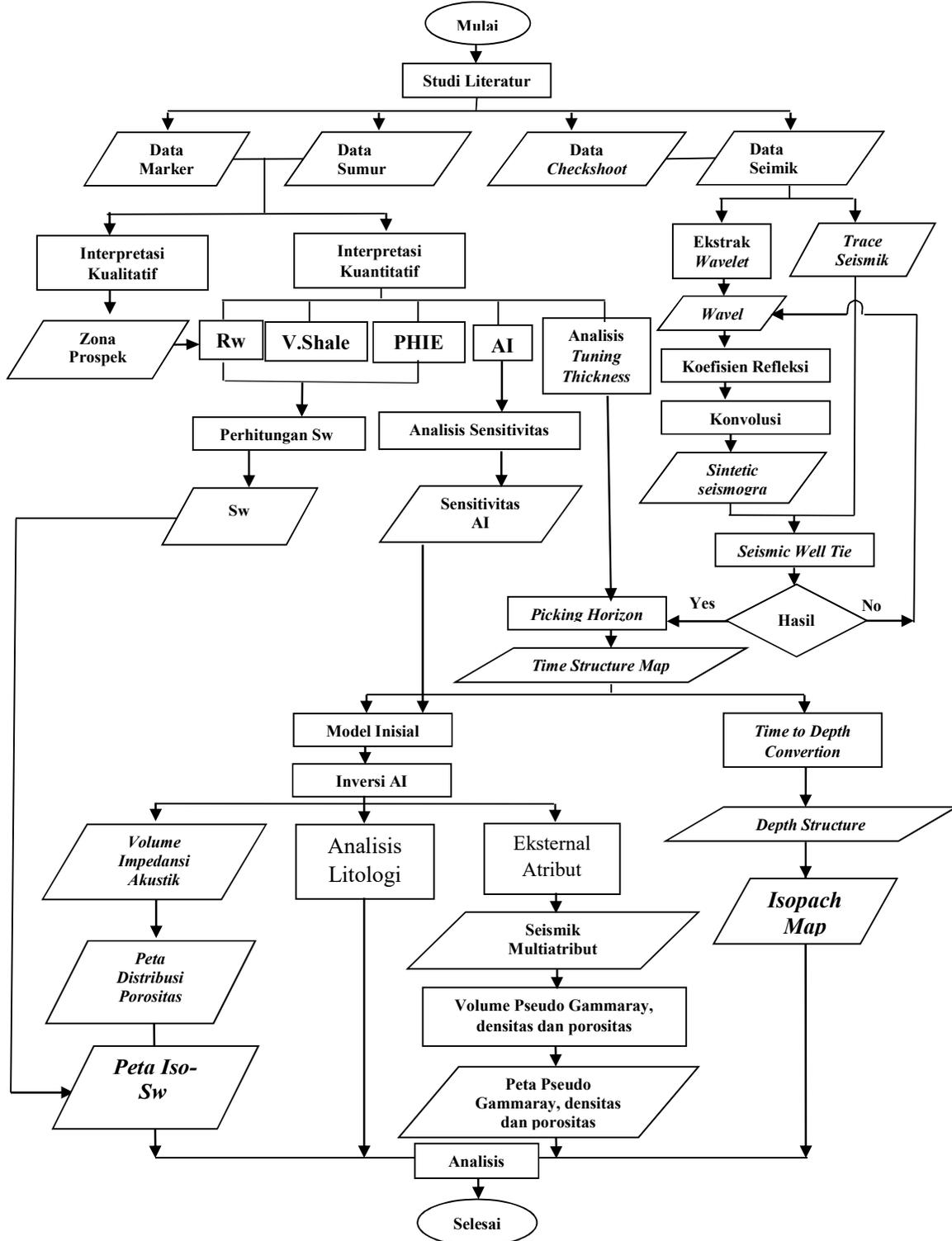
Setelah dilakukan analisis *cross plot* untuk mengetahui log apa saja yang sensitif terhadap litologi, maka log tersebut akan digunakan dalam proses multiatribut ini. Untuk menentukan atribut mana saja yang akan digunakan dalam prediksi log ini, dilakukan *training* terhadap log target dengan beberapa atribut seismik. Pada penelitian ini, log target yang akan digunakan untuk mengetahui persebaran karbonat, 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.

10. Interpretasi Data

Interpretasi data yang dilakukan dalam penelitian pada peta sebaran porositas. Pada tahap interpretasi juga dilakukan tahap *Quality Control (QC)* hasil pengolahan. *QC* dilakukan pada tahap pengolahan data seismik, yaitu analisis petrosika, *QC* inversi *AI* serta dalam pengolahan *Seismic multiatribut*.

E. Diagram Alir

Proses berjalannya penelitian ini dapat dilihat pada diagram alir sebagai berikut:



Gambar 32. Diagram Alir Penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang penulis dapat dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Hasil analisis *crossplot* data sumur untuk analisis sensitif *tight carbonate* dengan nilai impedansi akustik $>39.000 \text{ ft/s} \cdot \text{g/cc}$ dan analisis inversi pada reservoir yang terisi hidrokarbon pada zona *porous carbonate* dengan nilai impedansi akustik $<39.000 \text{ ft/s} \cdot \text{g/cc}$. Serta nilai hasil *slicing* nilai impedansi akustik zona prospek dengan nilai $32205 - 35077 \text{ ft/s} \cdot \text{g/cc}$.
2. Properti reservoir dari hasil multiatribut dengan nilai *gamma ray* dengan *range* 30-65 API, *densitas* dengan *range* 2,41-2,58 gr/cc dan porositas dengan *range* 10-16%. Saturasi Air (SW) sebesar 12 - 26%, berdasarkan nilai tersebut, maka dapat diketahui bahwa fluida pengisi reservoir berisi gas.
3. Properti reservoir dari hasil multiatribut dan inversi impedansi akustik memiliki kesamaan pola atau *trend*. Pada bagian Tengah sekitar Sumur PG-1 dan PGE serta bagian Timur daerah penelitian merupakan daerah prospek yang memiliki karbonat dengan densitas dan porositas yang cukup baik dengan Saturasi Air (*Sw*) sebesar 12 - 26%, berdasarkan nilai tersebut, maka dapat diketahui bahwa fluida pengisi reservoir berisi gas.

B. Saran

Berdasarkan hasil penelitian dan pembahasan di atas, maka saran yang dapat diberikan, yaitu diperlukan lebih banyak sumur dari penelitian ini serta penambahan data V_s , guna meningkatkan keakuratan data, sehingga menghasilkan korelasi dan hubungan spasial yang cukup baik agar penyebaran dari properti reservoir dapat ditampilkan dengan jelas dan dapat dilakukan proses Inversi EEI dan AVO yang sensitif terhadap reservoir dengan fluida gas.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A., 2011. *Ensiklopedia Seismik*. Indonesia: E-Book Ensiklopedia Seismik. Diakses pada Senin, 07 Juni 2018 pukul 20.00 WIB.
- Apriadi, D, dan Rizqi, A.M., 2017. A Powerful Petrographic Analysis for Diagenesis Development of Carbonate Build-up Baturaja Formation in Jambi Merang Block, Jambi Sub-basin, Indonesia. *Joint Convention Malang (JCM) 2017*. Indonesia.
- Bhatia, A.B., dan Sing, R.N. 1986. *Mechanics of Deformable Media*. Adam Hilger Imprint, Bristol. University of Sussex Press. England.
- Bishop, M. G., 2001. *South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat / Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. Geology Survey. United States.
- Danusaputro, H., 2010. Inversi Model Based Untuk Gambaran Litologi Bawah Permukaan. *Jurnal Sains & Matematika (JSM)*, pp. 88-93.
- Ginger, D, dan Fielding., 2005. The Petroleum System And Future Potential Of The South Sumatera Basin. *Indonesian Petroleum Association, 30th Annual Convention*. Indonesia.
- Glover, P. W. J. 2000. *Petrophysics*. Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen, UK.
- 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.
- Heidrick, T.L., dan K. Aulia., 1993, A *Structural and Tectonic Model of the Coastal Plain Block, Central Sumatra Basin*, Proceeding Indonesian Petroleum Association, 22nd Annual Convention p. 285-303.
- Koesoemadinata, R.P., 1985, *Geologi Minyak dan Gasbumi*. Edisi kedua, Jilid 2. Penerbit Institut Teknologi Bandung.

- 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*.
- Russel, B.H., 1994. *Seismic Inversion*. USA: SEG course notes.
- Russel, B.H., 1996. Multiattribute Seismic Analysis. *The Leading Edge*, Vol.16, pp.1439-1443.
- Ryan, H. 1994. *Ricker, Ormsby, Klauder, Butterworth – A Choice of Wavelets*. CSEG Recorder Hi-res Geocpnsulting.
- Santoso, H. 2009. *Analisis Korelasi Berdasarkan Koefisien Kontingensi C Menurut Creamer dan Simulasinya*. Skripsi Sarjana FMIPA Universitas Negeri Semarang: tidak diterbitkan.
- Sardjito, Fadanto, Eddy, Djumlati, dan Hansen, S., 1991. Hydrocarbon prospect of the pre-Tertiary basement in Kuang area, South Sumatra: *Proceedings Indonesian Petroleum Association 21th Annual Convention*.
- Shearer, P. 2009. *Introduction to Seismology; Second Edition*. Cambridge University Press : UK.
- Sheriff, R.E., dan Geldart, L.P. 1995. *Exploration Seismology*. Cambridge University Press, Second Edition.
- Simm, R. dan Bacon, M. 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge University Press: UK.
- Sismanto. 2006. *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*, Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam. Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Sukmono, S., 2001. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Jurusan Teknik Geofisika ITB.
- Vicri, H.T. dan Danusaputro, H., 2016. Analisis Persebaran Zona Reservoir Lapangan DT-1 Menggunakan Metode Inversi Impedansi Akustik dan Atribut Variasi. *Youngster Physics Journal*. Vol. 5, No. 1. Semarang: UNDIP.