

**ANALISIS SIFAT FISIS PADA RESERVOAR BATUPASIR
MENGGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI
AKUSTIK (AI) DAN MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN
“MNF” CEKUNGAN BONAPARTE**

(Skripsi)

Oleh:

Muhammad Niko Febridon



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

ABSTRACT

ANALYSIS OF PHYSICAL PROPERTIES IN RESERVOAR SANDSTONE USING SEISMIC METHOD ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION (AI) AND MULTI ATTRIBUTE IN THE FIELD "MNF" BONAPARTE BASIN

by

Muhammad Niko Febridon

Physical properties analysis of sandstone reservoir carried out by using acoustic impedance inversion method and seismic multi-attribute which was carried out at the Bonaparte Basin "MNF" Field. In this study, the acoustic impedance distribution is generated and derived to obtain water saturation distribution map and the volume of the log property is predicted to obtain pseudo gamma ray, density and porosity with multi-attribute analysis using linear regression method with step wise regression technique. From the results of well data crossplot analysis for sand-shale sensitivity analysis and inversion analysis on sandstones filled with hydrocarbon fluid obtained the acoustic impedance value is between 12,000 ft / s * g / cc - 27,000 ft / s*g / cc. In the Middle and Southeastern part of the research area around the NN-1, NN-3 and NN4 wells and the are prospect areas that have gamma ray values range of 5-70 API, density range of 2.1-2.3 gr / cc and porosity range 18-23% and SW of 10-13% which indicated as the accumulation of hydrocarbon gas in the research field.

Keywords: acoustic impedance, seismic multiatributes, sandstone, hydrocarbons, step wise regression.

ABSTRAK

ANALISIS SIFAT FISIS PADA RESERVOAR BATUPASIR MENGGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (AI) DAN MULTIATTRIBUT PADA LAPANGAN “MNF” CEKUNGAN BONAPARTE

Oleh

Muhammad Niko Febridon

Analisis sifat fisis pada reservoir batupasir dalam penelitian ini dilakukan dengan menggunakan metode inversi impedansi akustik dan multiatribut seismik yang dilakukan pada lapangan “MNF” Cekungan Bonaparte. 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 *sand-shale* dan analisis inversi pada batupasir yang terisi oleh fluida hidrokarbon diperoleh nilai impedansi akustik antara 12.000 ft/s*g/cc – 27.000 ft/s*g/cc. Pada bagian Tengah dan Tenggara daerah penelitian merupakan daerah prospek yaitu pada Sumur NN-1, NN-3, dan NN4 yang memiliki nilai *gamma ray* dengan range 5-70 API, *densitas* dengan range 2,1-2,3 gr/cc dan porositas dengan range 18-23% serta SW sebesar 10-13% yang mengindikasikan adanya akumulasi hidrokarbon gas.

Kata kunci: impedansi akustik, multiatribut seismik, batupasir, hidrokarbon, *step wise regression*

**ANALISIS SIFAT FISIS PADA RESERVOAR BATUPASIR
MENGGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI
AKUSTIK (AI) DAN MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN
“MNF” CEKUNGAN BONAPARTE**

Oleh
Muhammad Niko Febridon

Skripsi
Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK

Pada
Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung



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

Judul Skripsi

**: ANALISIS SIFAT FISIS PADA RESERVOAR
BATUPASIR MENGGUNAKAN METODE
SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK
(AI) DAN MULTIATTRIBUT PADA LAPANGAN
“MNF” CEKUNGAN BONAPARTE**

Nama Mahasiswa

: Muhammad Niko Febridon

Nomor Pokok Mahasiswa : 1415051046

Program Studi : Teknik Geofisika S-1

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

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

NIP 19700120 200002 1 002

Pembimbing II

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

NIP 19661222 199603 1 001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.

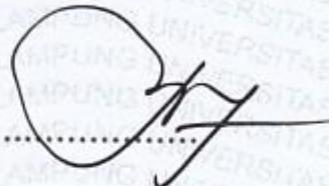
NIP 19750911 200012 1 002

MENGESAHKAN

1. Tim Pengaji

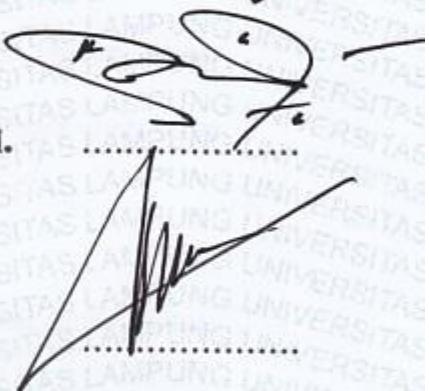
Ketua

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



Sekretaris

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



Pengaji

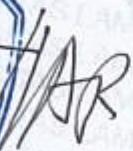
Bukan Pembimbing : **Dr. Muh. Sarkowi, S.Si., M.Si.**

2. Dekan Fakultas Teknik



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

NIP 19620717 198703 1 002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **9 Agustus 2018**

PERNYATAAN

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

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

Bandar Lampung, 9 Agustus 2018

Penulis,



Muhammad Niko Febridon

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Bandar Lampung pada tanggal 5 Februari 1996. Penulis merupakan anak ke-tiga dari pasangan Bapak Djufri Js dan Ibu Arita. Penulis menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-kanak di TK Karya Utama pada tahun 2000 dan Taman Kanak-kanak di TK Kartika II-26 pada tahun 2001. Pendidikan Sekolah Dasar di SD Kartika II-5 Bandar Lampung, yang selesai pada tahun 2008. Pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMP N 29 Bandar Lampung, yang selesai pada tahun 2011. Selanjutnya, pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMA N 1 Bandar Lampung hingga tahun 2014.

Pada tahun 2014 penulis melanjutkan studi di perguruan tinggi dan terdaftar sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung. Pada tahun 2015 penulis menjadi anggota aktif Bidang Kaderisasi Himpunan Mahasiswa (HIMA) TG Bhuwana Universitas Lampung, anggota divisi *Company Visit* pada *Society of Exploration Geophysicist* (SEG) serta penulis tercatat juga sebagai anggota divisi *Public Relation American association of Petroleum Geologist* (AAPG) SC Universitas Lampung. Pada tahun 2016 s.d

2017 penulis diangkat menjadi Kepala Bidang Kaderisasi Himpunan Mahasiswa (HIMA) TG Bhuwana Universitas Lampung serta *Executive Committee* untuk divisi *Public Relation American association of Petroleum Geologist (AAPG)* SC Universitas Lampung. Pada tahun 2017 penulis mengemban amanah yang luar biasa sebagai Wakil Gubernur Badan Eksekutif Mahasiswa Fakultas Teknik (BEM-FT) Universitas Lampung. Penulis juga tercatat telah menjadi Asisten Dosen mata kuliah Sistem Informasi Geografis.

Pada tahun 2017 di bulan Januari-Februari, penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Kota Gajah Timur, Kecamatan Kota Gajah, Kabupaten Lampung Tengah Provinsi Lampung dengan menjabat sebagai Kordinator Desa. Selanjutnya, dibulan Agustus 2017 penulis melakukan Kerja Praktek (KP) di Joint Operating Body Pertamina-Petrochina East Java (JOB-PPEJ) Menara Kuningan, Jakarta Selatan dengan mengambil tema “Interpretasi Seismik Melalui Peta Struktur Waktu Untuk Menentukan Jebakan Hidrokarbon Pada Lapangan N Cekungan Jawa Timur Utara”.

Pada tahun 2018 di bulan Januari-Maret, penulis melakukan Tugas Akhir (TA) untuk penulisan skripsi di PPTMBG LEMIGAS, Jakarta. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada tanggal 9 Agustus 2018 dengan skripsi yang berjudul **“Analisis Sifat Fisis Reservoar Batupasir Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik (AI) dan Multiatribut Pada Lapangan “MNF” Cekungan Bonaparte”**.

PERSEMBAHAN

Bismillahirrohmaanirrohiim

Dengan penuh rasa syukur,ku persembahkan karya sederhanaku ini untuk:

Mama dan Papa Tercinta

Salah satu tujuan hidupku adalah membahagiakan kedua orangtuaku, karya sederhana ini menjadi bekal dalam mencapai tujuan tersebut. Panjang umur mama dan papa,aamiin.

Abang,Kakak dan Adikku Tersayang

Partner hidup dengan satu visi yang sama, yaitu membahagiakan mama dan papa.

ORL FAMILY

Cerita-cerita lucu dunia perkuliahan ini akan jadi cerita kita untuk masa depan nanti.

Teknik Geofisika Universitas Lampung 2014

Keluarga Besar Teknik Geofisika UNILA

Almamater Tercinta Universitas Lampung

MOTTO

Karena sesungguhnya sesudah kesulitan itu ada kemudahan

(Q.S. 94. AL-INSYIRAH : 5)

Nakal Jangan, Goblok apalagi.

(Penulis)

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadirat Allah Subhanawata'ala berkat rahmat dan kuasa- Nya lah penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **“Analisis Sifat Fisis Pada Reservoar Batupasir Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik (AI) dan Multiatribut Pada Lapangan “MNF“ Cekungan Bonaparte”**. Skripsi ini merupakan hasil penelitian Tugas Akhir Penulis di Pusat Survei Geologi sekaligus bagian dari persyaratan meraih gelar S-1 Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Harapan penulis dengan adanya penelitian ini semoga dapat menambah khazanah ilmu dibidang pengembangan perangkat lunak pengolahan data terutama dibidang keilmuan Geofisika, penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan skripsi ini. Karenanya, kritik dan saran sangat dibutuhkan guna membangun agar kedepannya penulis dapat memberikan yang lebih baik lagi. Demikian kata pengantar ini, semoga penelitian dapat bermanfaat untuk masa kini dan mendatang.

Penulis

Muhammad Niko Febridon

SANWACANA

Alhamdulillah, puji syukur senantiasa penulis haturkan kehadirat Allah SWT yang telah memberikan nikmat dan kesempatan sehingga penulis dapat menyelesaikan Skripsi ini. Dalam pelaksanaan dan penyelesaian skripsi ini tentunya tidak lepas dari bimbingan dan dukungan berbagai pihak, maka pada kesempatan ini penulis ingin menyampaikan terimakasih kepada :

1. Kedua orang tua penulis, Mama (Arita) dan Papa (Djufri Js) yang selalu mendidik, berkorban, berdoa dan mendukung penulis dalam segala hal terutama dalam pendidikan. Terimakasih atas segalanya yang telah diberikan, sehingga anakmu ini berhasil menyelesaikan pendidikan program sarjana.
2. Abang, Kakak dan Adikku tersayang yang selalu memberikan semangat kepada penulis.
3. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si, M.Si. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika.
4. Bapak Dr. Ahmad Zaenuddin, M.T. selaku dosen pembimbing akademik selama penulis menempuh pendidikan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

5. Bapak Egi Wijaksono, S.T., M.T selaku pembimbing lapangan di PPTMBG LEMIGAS Eksplorasi 3 atas ilmu yang sangat membantu penulis selama mengerjakan tugas akhir.
6. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T. selaku dosen pembimbing I atas bimbingan, diskusi, arahan serta motivasi dalam mengerjakan tugas akhir ini.
7. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing II yang memberikan bimbingan, saran dan kritik dalam proses penyelesaian tugas akhir ini.
8. Bapak Dr. Muh. Sarkowi. S.Si., M.Si selaku pembahas dalam tugas akhir;
9. Dosen-dosen dan Staff Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati terima kasih untuk semua ilmu yang diberikan.
10. Kak Edo Pratama, S.T yang selalu menjadi tempat bertanya dan berdiskusi dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
11. Sahabat dan keluarga seperjuangan #ORLJAYA (Ridho Reski Saputra dan Agra Kuasa Julian) terimakasih telah menjadi partner selama perkuliahan. Sukses terus bro!
12. Sahabat-sahabatku Jub'els (Adi, Andrian, Taufiq, Ijal, Ridho, Dewi, Oci, Indri, Ica, Dhea) yang selalu setia menjadi teman yang selalu mewarnai hari-hariku.
13. Sahabat – Sahabat lucuku, Naura Nisrina, Nabila Prastika, Adi Wijaya, Utu April dan Lutfhi Dermawan terima kasih telah menjadi semangat, motivator, dan sahabat penulis semoga impian-impian lucu kita akan tercapai.
14. Sahabat Seperjuangan Kampus penulis Aulia Huda, Indah Idenk, Winona Audia, Rachman Malik, Sidharta Pratiknyo, Romi, Aziz Bibir, Dicki, Budi,

Alfan, Agung Alek, Amir, Norman, Martin, Diana Malinda, Nufit, Agnes, Dita, Naura, Viona terima kasih telah menjadi semangat, motivator, dan sahabat penulis semoga kelak masa depan kita cerah dan persahabatan ini akan selamanya.

15. Teman seperjuangan dalam melakukan Tugas Akhir Nabila Prastika, Cinthia Dewi Maharani dan Sri Rizky terima kasih telah banyak membantu penulis hingga mendapatkan gelar sarjana.
16. Keluarga Besar Teknik Geofisika Angkatan 2014, Terima kasih banyak telah menjadi angkatan yang luar biasa banyak sekali kenangan yang tidak dapat dilupakan, terima kasih banyak untuk motivasi, bantuan, dan segalanya.
17. Pimpinan Hima TG Bhuwana Periode 2016/2017, Braderisasi 2016/2017 yang telah banyak sekali memberikan pengalaman dan pelajaran yang sangat luar biasa.
18. M. Rizki Al Safar selaku Gubernur BEM FT 2017 yang menjadi partner dalam menjalankan amanah sebagai Wakil Gubernur BEM FT 2017.
19. Presidium dan Pimpinan BEM FT 2017 serta Tim TeknikSatu_Unila (Puwala, Heni, Lihin, Malik, Agra, Bora, Tiwi, Dendi, Ardhi, Nina, Jefri, Nay Ganteng, Umam, Taufiq, Ari, Firyan, Dewa dan Bram) terimakasih telah menjadi warna hidup.
20. Teman seperjuangan Kuliah Kerja Nyata (Adi, Reski, Olpa, Vincha, Dila dan Widya) serta masyarakat Kota Gajah Timur Lampung Tengah.
21. Teman seperjuangan Tugas Akhir di Lemigas, Rizky, Pata, Surya, Vebi, Teddy, dan Kadri terima kasih telah memotivasi penulis, saling tolong menolong, semoga kita sukses di masa depan.

22. Kak Sinku, Kak Eki, Bang Rian, Bang Yuda, Bang Wilyan, Bang Irwan, Kak Bari, Kak Esa, Kak Himan, Kak Kepin, Kak Ghifari, Kak Betha, Kak Agung serta senior-senior Teknik Geofisika yang banyak memberikan bantuan dan ilmunya.
23. Semua pihak yang tidak dapat dituliskan satu per satu atas bantuan dan dukungannya dalam perjalanan penulis dari perkuliahan hingga menyelesaikan skripsi.

Penulis memohon maaf apabila dalam penulisan skripsi ini memiliki kesalahan atau ketidak sempurnaan. Semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi pembaca dan dapat digunakan sebagai acuan untuk penelitian berikutnya.

Bandar Lampung, 9 Agustus 2018
Penulis,

Muhammad Niko Febridon

DAFTAR ISI

	halaman
<i>ABSTRACT</i>	ii
ABSTRAK	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	v
HALAMAN PENGESAHAN	vi
HALAMAN PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
HALAMAN PERSEMBAHAN	ix
MOTTO	x
KATA PENGANTAR	xii
SANWACANA	xiii
DAFTAR ISI	xiv
DAFTAR GAMBAR	xx
DAFTAR TABEL	xxx
I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian	3
1.3 Batasan Masalah	3

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Fisiografi Daerah Penelitian.....	5
2.2 Tektonik dan Struktur Geologi Cekungan Bonaparte.....	6
2.3 Stratigrafi Regional.....	9

III. TEORI DASAR

3.1 Seismik Refleksi	12
3.2 Prinsip Dalam Gelombang Seismik	13
3.3 Komponen Dasar Seismik Refleksi	16
3.4 Seismogram Sintetik	23
3.5 Resolusi Seismik.....	24
3.6 <i>CheckShot</i>	25
3.7 <i>Well Seismic Tie</i>	27
3.8 Seismik Inversi	28
3.9 Seismik Atribut.....	30
3.10 Analisis Multiatribut	33
3.11 Analisa Log	44
3.12 Fisika Batuan.....	50

IV. METODE PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat Penelitian.....	61
4.2 Metode Penelitian	62
4.3 Diagram Alir.....	73

V. HASIL PENGAMATAN DAN PEMBAHASAN

5.1 Pengolahan Data Sumur dan Analisis Petrofisika	74
5.2 Analisis <i>Tunning Thickness</i>	78
5.3 Analisis <i>Well to Seismic tie</i>	79
5.4 Interpretasi <i>Fault</i> dan <i>Horizon</i>	83
5.5 <i>Time Structure</i> dan <i>Depth Structure Map</i>	85
5.6 Analisis Sensitivitas	87
5.7 Analisis Model Inisial	89

5.8 Analisis Inversi	90
5.9 Analisis Multiatribut	97
5.10 Analisis Persebaran Saturasi Air (Sw).....	112

VI. KESIMPULAN

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

Halaman

Gambar 1. Daerah Penelitian Cekungan Bonaparte	5
Gambar 2. Tektonik Cekungan Bonaparte	8
Gambar 3. Stratigrafi regional Cekungan Bonaparte.....	11
Gambar 4. Ilustrasi Gelombang Seismik Refleksi	13
Gambar 5. Prinsip Huygens	13
Gambar 6. Prinsip Fermat.....	14
Gambar 7. Hukum Snellius.....	16
Gambar 8. Komponen dasar tras seismik	16
Gambar 9. Koefisien Refleksi.....	18
Gambar 10. Ilustrasi hubungan geologi dan seismik	19
Gambar 11. Jenis-jenis <i>wavelet</i> berdasarkan konsentrasi energinya.....	21
Gambar 12. Polaritas Normal dan Terbalik Menurut SEG.....	22
Gambar 13. Sintetik seismogram yang didapatkan dari proses konvolusi koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i>	23
Gambar 14. Ilustrasi akuisisi <i>checkshot</i>	26
Gambar 15. <i>Well Seismik Tie</i>	28

Gambar 16. Ilustrasi Inversi <i>AI</i> dari refleksi seismik menjadi model hasil Inversi <i>AI</i>	30
Gambar 17. Alur Kerja Inversi Model Based	30
Gambar 18. Klasifikasi Atribut Seismik.....	33
Gambar 19. <i>Conventional cross-plot</i>	35
Gambar 20. Representasi Penerapan transformasi non-linier terhadap target dan atribut mampu meningkatkan korelasi diantara keduanya	37
Gambar 21. Contoh kasus tiga atribut seismik	38
Gambar 22. Plot dari prediksi <i>error</i> terhadap jumlah atribut yang digunakan dalam transformasi	40
Gambar 23. Ilustrasi <i>cross-validation</i>	42
Gambar 24. Validasi <i>error</i>	43
Gambar 25. Grafik <i>Linear Buckles Plot</i> hubungan antara PHI vs SW	60
Gambar 26. Data Seismik 3D PSTM	62
Gambar 27. Data <i>log</i> Sumur NN-4	63
Gambar 28. Diagram Alir <i>Well Seismic Tie</i>	66
Gambar 29. Interpretasi <i>Fault</i> pada data seismik	67
Gambar 30. Interpretasi <i>Horizon</i> pada data seismik.....	68
Gambar 31. <i>Time Structure Map (Top Res)</i>	68
Gambar 32. <i>Time Structure Map (Base Res)</i>	69
Gambar 33. <i>Depth Structure Map (Top Res)</i>	69
Gambar 34. <i>Depth Structure Map (Base Res)</i>	70
Gambar 35. Modal Inisial.....	71

Gambar 36. Diagram alir penelitian	73
Gambar 37. <i>Quick Look</i> Analisis Reservoar Sumur NN-1.....	75
Gambar 38. <i>Quick Look</i> Analisis Reservoar Sumur NN-2.....	76
Gambar 39. <i>Quick Look</i> Analisis Reservoar Sumur NN-3.....	77
Gambar 40. <i>Quick Look</i> Analisis Reservoar Sumur NN-4.....	77
Gambar 41. <i>Amplitude Spectrum</i>	78
Gambar 42. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur NN-1.....	80
Gambar 43. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur NN-2.....	81
Gambar 44. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur NN-3.....	81
Gambar 45. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur NN-4.....	82
Gambar 46. Tampilan pada Sumur NN-3 yang telah di <i>well to seismic tie</i>	83
Gambar 47. Interpretasi <i>Fault</i>	84
Gambar 48. Interpretasi <i>Horizon</i>	85
Gambar 49. <i>Depth Structure Map</i>	86
Gambar 50. <i>Isopach Map</i>	86
Gambar 51. Analisis Sensitivitas pada sumur NN-1.....	87
Gambar 52. Analisis Sensitivitas pada sumur NN-2.....	88
Gambar 53. Analisis Sensitivitas pada sumur NN-3.....	88
Gambar 54. Analisis Sensitivitas pada sumur NN-4.....	88
Gambar 55. Model Inisial.....	89
Gambar 56. Analisis Model Inisial Sumur NN-1 dan NN-2.....	90
Gambar 57. Analisis Model Inisial Sumur NN-3 dan NN-4.....	90
Gambar 58. Hasil Inversi Impedansi Akustik.....	91
Gambar 59. Peta persebaran Impedansi Akustik	92

Gambar 60. Peta persebaran kecepatan	94
Gambar 61. Peta persebaran densitas	94
Gambar 62. Grafik Denistas VS PHIE	95
Gambar 63. Peta distribusi porositas.....	96
Gambar 64. Data <i>input log gamma ray</i> (merah) , data seismik (hitam) dan inversi seismik(biru).. ..	97
Gambar 65. <i>Operator Length Pseudo Gamma Ray</i>	98
Gambar 66. Multiatribut <i>pseudo Gamma Ray</i>	98
Gambar 67. Kurva <i>validation Gamma Ray</i>	99
Gambar 68. <i>Crossplot</i> prediksi <i>Gamma Ray</i> dengan <i>actual Gamma Ray</i>	99
Gambar 69. Hasil <i>Training Atribut 2 Gamma Ray</i>	99
Gambar 70. Hasil <i>Validation Atribut 2</i>	100
Gambar 71. Data <i>input log</i> densitas (merah) , data seismik (hitam) dan inversi seismik(biru).....	101
Gambar 72. <i>Operator Length Pseudo</i> densitas.....	101
Gambar 73. Multiatribut <i>Pseudo</i> densitas	102
Gambar 74. Kurva <i>validation</i> densitas	102
Gambar 75. <i>Crossplot</i> prediksi densitas dengan <i>actual</i> densitas	102
Gambar 76. Hasil <i>Training Atribut 4</i> densitas	103
Gambar 77. Hasil <i>Validation Atribut 4</i>	103
Gambar 78. Data <i>input log</i> porositas (merah) , data seismik (hitam) dan inversi seismik(biru).....	104

Gambar 79. Operator Length Pseudo Porositas	104
Gambar 80. Multiatribut Pseudo porositas.....	104
Gambar 81. Kurva validation porositas.....	105
Gambar 82. Crossplot pseudo porositas dengan <i>actual</i> porositas	105
Gambar 83. Hasil <i>Training Atribut 3</i> porositas	105
Gambar 84. Hasil <i>Validation Atribut 3</i> porositas	106
Gambar 85. Pseudo Gamma Ray yang melewati Sumur	107
Gambar 86. Pseudo Densitas yang melewati Sumur	108
Gambar 87. Pseudo Porositas yang melewati Sumur	109
Gambar 88. Slice volume Gamma Ray	110
Gambar 89. Slice volume densitas.....	110
Gambar 90. Slice volume porositas	111
Gambar 91. Peta Iso-SW.....	113

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. Skala kualitas porositas reservoar.....	52
Tabel 2. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum....	54
Tabel 3. <i>Time Schedule</i> Penelitian	61
Tabel 4. Kelengkapan data Log	63
Tabel 5. Posisi Sumur pada seismik	64
Tabel 6. Analisis <i>Tuning Thickness</i>	79
Tabel 7. Korelasi <i>well to seismic tie</i>	82

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam eksplorasi industri minyak dan gas bumi (migas), reservoar dan *petroleum system* lainnya merupakan target utama dalam eksplorasi tersebut. Reservoar merupakan tempat terakumulasinya hidrokarbon dibawah permukaan bumi yang mengandung fluida minyak dan gas. Tempat penyimpanan minyak dan gas dalam reservoar adalah berupa pori-pori yang berada diantara butiran-butiran mineral atau dapat pula didalam rekahan batuan yang porositasnya rendah. Jenis batuan reservoar pada umumnya ialah batuan yang dapat meloloskan dan menyimpan fluida, sedangkan yang dapat meloloskan serta menyimpan fluida terdapat pada batuan sedimen yaitu pada batupasir dan batu gamping.

Untuk mengidentifikasi keberadaan dari reservoar dibawah permukaan bumi maka dilakukan eksplorasi seismik. Akuisisi data seismik merupakan salah satu kegiatan awal dalam eksplorasi migas dengan menggunakan metode geofisika yang memanfaatkan penjalaran gelombang melalui sumber seismik buatan di bawah permukaan dan *receiver* sebagai alat perekamnya. *Receiver* menerima rekaman bawah permukaan dari sumber seismik buatan tersebut yang menghasilkan gelombang ke bawah pemukaan kemudian dipantulkan kembali ke permukaan oleh lapisan-lapisan batuan. Hasilnya berupa penampang seismik

sebagai bahan untuk interpretasi data seismik yang menggambarkan lapisan batuan di bawah permukaan untuk mengetahui letak keberadaan dari reservoir hidrokarbon sebagai tempat sumber terakumulasinya cadangan minyak dan gas bumi. Informasi-informasi struktur geologi dan perlapisan batuan bawah permukaan dapat digambarkan cukup baik dan relatif akurat dengan metode seismik.

Data bawah permukaan yang lengkap dalam proses analisis dan interpretasi kondisi geologi yang ada di bawah permukaan pada lapangan hidrokarbon merupakan hal yang sangat mendukung dalam eksplorasi hidrokarbon seperti kelengkapan dari data sumur dan data seismik. Untuk mengintegrasikan antara data sumur serta data seismik dapat digunakan beberapa metode, antara lain, yaitu dengan metode seismik inversi yang merupakan metode yang dapat digunakan analisis sifat fisis reservoir dengan membuat model geologi di bawah permukaan bumi yang telah terekam oleh *receiver* dengan menggunakan data seismik sebagai *input* datanya dan dikontrol oleh data sumur serta multiatribut seismik yang memanfaatkan lebih dari satu atribut seismik.

Salah satu parameter fisis yang sering digunakan dalam metode inversi adalah impedansi akustik (*Acoustic Impedance / AI*). AI merupakan fungsi perkalian dari kecepatan gelombang (P) dan densitas yang dapat membantu dalam menginterpretasikan parameter-parameter petrofisika. Sedangkan, multiatribut didasarkan oleh proses ekstraksi dari beberapa jenis atribut dari data seismik yang terkorelasi cukup baik dengan data sumur, kemudian data tersebut digunakan untuk memprediksi data sumur pada setiap lokasi di volume seismik.

Target reservoar pada lapangan “MNF” adalah batupasir. Metode inversi AI digunakan untuk memberikan informasi geologi bawah permukaan yang lebih detail dibandingkan dengan seismik konvensional, karena pada umumnya seismik konvensional amplitudo hanya akan memberikan gambaran batas lapisan. Sedangkan metode multiatribut ini digunakan untuk melihat persebaran reservoir batupasir pada lapangan tersebut. Kemudian dari kedua metode ini dibandingkan dalam menganalisis sifat fisis reservoir batupasir pada lapangan “MNF”.

1.2 TujuanPenelitian

Tujuan dari penelitian yang dilakukan sebagai berikut :

1. Mengetahui karakter impedansi akustik dari reservoar hidrokarbon batupasir.
2. Menentukan daerah berpotensi hidrokarbon berdasarkan analisis inversi dan multiatribut sesmik.
3. Membandingkan porositas dan densitas hasil inversi impedansi akustik dengan hasil analisis multiatribut.

1.3 BatasanMasalah

Batasan masalah yang dapat dibatasi dalam penelitian sebagai berikut :

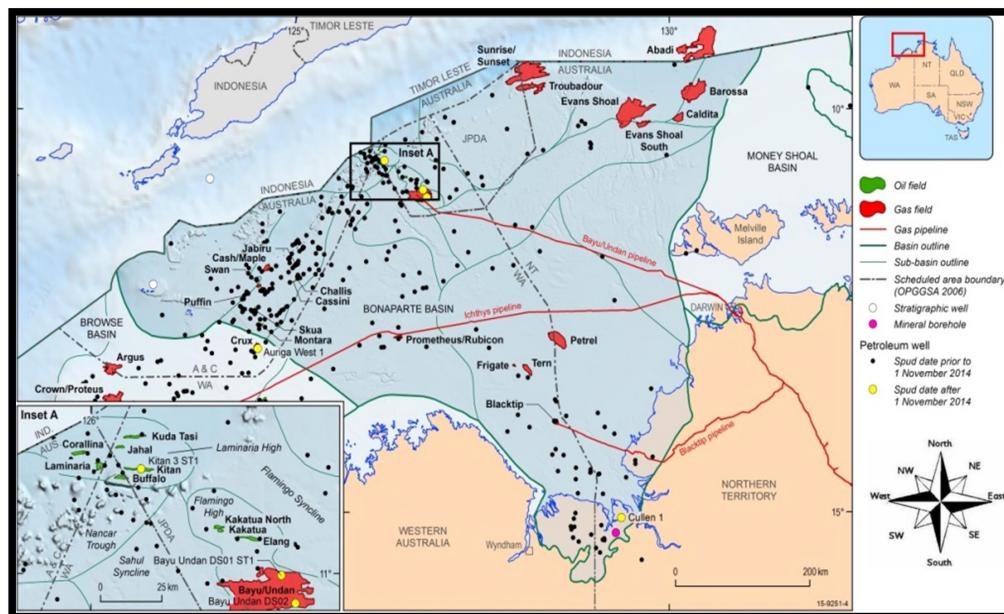
1. Inversi impedansi akustik yang dilakukan adalah inversi *model based*.
2. Metode yang digunakan dalam multiatribut yaitu menggunakan *step wise regression*.

3. Penelitian terfokus pada analisis sifat fisis batupasir dari data seismik pada Formasi Plover.
4. Volume yang diprediksi yaitu *pseudo* volume *gamma ray*, *pseudo* volume porositas dan *pseudo* volume densitas.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Fisiografi Daerah Penelitian

Dalam tugas akhir ini penulis melakukan penelitian di Cekungan Bonaparte pada lapangan “MNF” yang termasuk kedalam Graben Calder yang termasuk bagian dari batas pasif Lempeng Australia sebelah utara. Cekungan Bonaparte tersusun saat umur Mesozoik dan Palezoik dan beberapa area paparan dari beberapa sub-cekungan. Secara umum pembentukan cekungan dikontrol oleh dua fase penting, yaitu ekstensi pada Paleozoik yang diikuti oleh kompresi pada umur Trias kemudian kembali mengalami fase ekstensi pada Mesozoik puncaknya ketika pecahnya daratan Gondwana di umur Jurasic Tengah.



Gambar 1. Daerah Penelitian Cekungan Bonaparte (Cadman, 2003)

2.2 Tektonik dan Struktur Geologi Cekungan Bonaparte

Cekungan Bonaparte berada pada lepas pantai (*offshore*) dibagian Utara *margin Continent Australia* dengan luas area kurang lebih 270.000 m². Pada umur *Phanerozoic* luas cekungan yang terletak diantara paparan Eurasia (*Sundaland*) dengan paparan kontigen Australia tersebut berkisar 15 kilometer, tersusun atas sedimen *siliciclastic* dan *carbonat* serta lingkungan endapan laut (*marine* dan *fluvial*). Terdapat dua proses dalam pembentukan Cekungan Bonaparte, yaitu saat umur *Paleozoic* daerah ini terjadi fase ekstensi sedangkan fase kedua pada umur akhir *Triassic* mengalami fase kompresi. Pada Utara Cekungan Bonaparte berbatasan dengan Gap Timor (*offshore*), pada Selatan yang langsung berbatasan dengan Darwin Australia, sedangkan pada bagian Barat Cekungan ini langsung berbatasan dengan laut lepas Indonesia.

Patahan-patahan ekstensional (*extensional faulting*) sangat mendominasi dalam cekungan tersebut dan terdapat juga sedikit struktur kompresional. *Rift* yang saling berkaitan dengan patahan-patahan yang membentuk beberapa struktur-struktur deposenter mendominasi pada Cekungan Bonaparte, antara lain deposenter utamanya ialah Sub-Cekungan Sahul dan Sub-Cekungan Petrel, serta deposenter yang lainnya seperti: Sahul Platform, Malita Graben, dan Laminaria High. Struktur pada Cekungan Bonaparte yang terpenting yaitu tersusun dari bebagai macam daerah tinggian yang membatasi dari satu sub-cekungan dengan cekungan lainnya, berupa (*horst block*) blok tinggian dan antiklin yang terpatahkan, dibagian yang turun pada lipatan di patahan utama serta pada tinggian batuan dasar. Pada periode Jurassic struktur kompresional yang terbentuk hanya terdapat pada awal mula terbentuknya *rift* pertama yang arahnya relatif ke

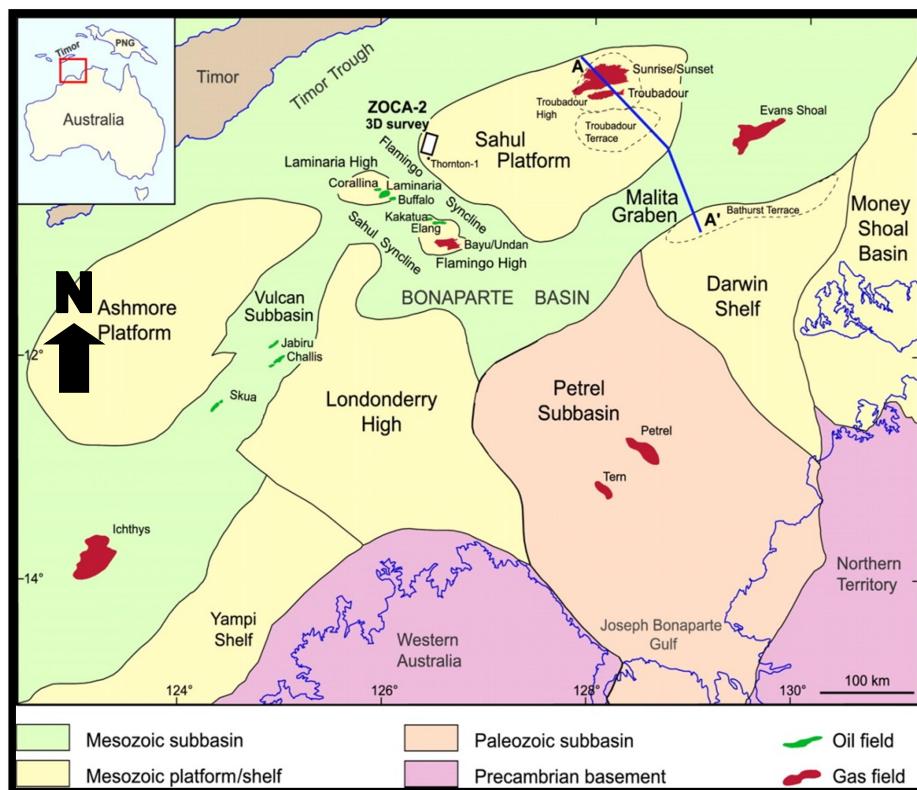
timur laut-tenggara dan akan aktif kembali pada periode Createceous dan Neogene.

Secara struktur Cekungan Bonaparte sangat kompleks, terdiri dari umur Mesozoic dan Paleozoic pada sub-cekungan daerah *Platform*. Cekungan Bonaparte deposenter utamanya terdapat di lepas pantai (*offshore*). Dari ekstensi luar Sub-cekungan Petrel, cekungan sebelah Timor Gap merupakan deposenter orthogonal pada Sahul Sinklin dan Malita Graben. Daerah selatan Cekungan Bonaparte ini dibatasi dengan Plover Shelves dan Darwin. Sahul Platform dari Flamingo high terpisah dengan Flamingo Sinklin, dalam hal ini regional konstituen (*constituents*) adalah bagian dari Sahul platform. Terjadinya struktur-struktur pada Cekungan Bonaparte meliputi:

- a. Terjadi struktur pengangkatan patahan pada Late Jurassic sampai dengan awal Cretaceous.
- b. Pada umur Cretaceous dan Neogene terjadi pengaktifan kembali pada bagian bawah *oblique, left lateral, strongly strike-slip domain*.
- c. Pada Miocene Precent Day, terjadi patahan eksensional (*extensional faulting*) yang signifikan *Stike-slip assosiation* dengan bagian utara dari palung Timor Malita Graben sampai dengan selatan.
- d. Rift selama akhir umur Jurassic hingga Createceous awal, terjadi pengangkatan yang berhubungan dengan patahan, *trend timor sampai barat* terdapat patahan dari *northwest* sampai *southeast*.

Cekungan Bonaparte merupakan daerah yang sangat kompleks, terdiri dari struktur Paleozoik hingga Mesozoik terdiri dari dua fase ekstensi pada umur Paleozoik :

- a. Tren dari Northwest hingga pada umur Late Devonian-Early Carboniferous pada sistem pengangkatan (Cekungan Sub Petrel).
- b. Tren Northeast dari umur Late Carboniferous-Early Permian pada sistem pengangkatan (Proto Malita Graben dan Cekungan Sub Proto Vulcam).
- c. Regional Late Triassic North-South kompresi. Terjadi struktur antiklin, inversi, pengangkatan (*Uplift*), dan erosi.
- d. Pada umur akhir Jurassic, Ekstensi berhubungan dengan Tren Northeast (Cekungan Sub Vulkam, Calder Graben dan Malita) dan Tren Southeast Graben (Cekungan Sahul Sinklin).
- e. Umur Late Miocene sampai Pliocene, terjadi penurunan konvergen lempengan Australia dan Eurasia pada Palung Timor sehingga patahan aktif kembali dan meluas (Barret, dkk., 2004).



Gambar 2. Tektonik Cekungan Bonaparte (Mory, 1988)

2.3 Stratigrafi Regional

Stratigrafi Cekungan Bonaparte dari umur yang tertua sampai dengan umur muda berturut-turut dari *Precambrian* sampai dengan *Quaternary* sebagai berikut:

2.3.1 Batuan sedimen tertua

Pada batuan sedimen tertua terbentuk pada umur *Creataceous, Jurassic, Triassic* dan *Permian* hingga umur muda *Tertiary*. umur *Permian* terdapat lagi yaitu dari *Upper* serta *Lower* (umur atas dan bawah). Lalu pada umur *Triassic* juga dibagi lagi menjadi umur *Lower, Middle, Upper*.

2.3.2 Formasi Johnson (Base Eocene)

Endapan pada Formasi Johnson ini dominan pembentuknya yaitu mengandung batulempung *calcilutities, interbended*, napal dan batulempung gampingan.

2.3.3 Formasi Wangarlu (Turonian MFS)

Endapan Formasi *Wangarfu* tersusun atas batulempung (*Claystone*) yang cukup konsisten dan cukup dominan serta mengandung batulempung silika.

2.3.4 Formasi Echuca Shoal (Base Aptian)

Satuan yang ada pada Formasi *Echuca shoal* terdiri dari material batulempung serta jejak material karbonat pembentukan pada umur *Barrimian*.

2.3.5 Formasi Elang (*Base Flamingo*)

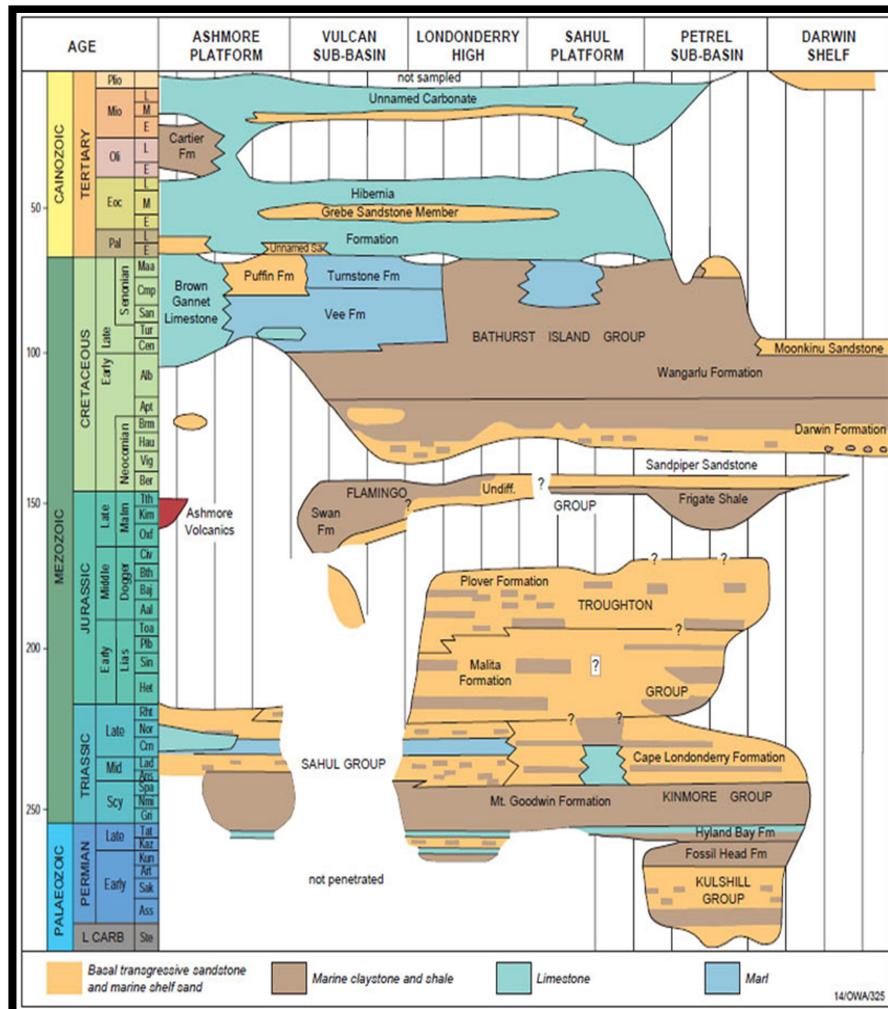
Formasi *Elang Callovian* selaras dengan Formasi Flamingo tersusun dengan batulempung, batulempung *agillaceous* dan batupasir.

2.3.6 Formasi Plover

Formasi Plover pada umumnya didominasi oleh batupasir yang berselingan dengan batulempung. Formasi Plover terdiri atas Plover Atas dan Plover Bawah. Pada fase transgresif terdapat pengendapan sikuen fasies laut dangkal hingga *shoreline* (pantai) yang menyusun Plover Atas, sedangkan Plover Bawah tersusun oleh sikuen *fluvio-deltaic* yang diendapkan pada fase regresif. Ciri dari Formasi Plover Atas yaitu batupasir masif atau berlapis yang berukuran sedang-kasar, dengan ketebalan yang hingga lebih dari 5 meter yang tersisipkan oleh batulempung. Pada Plover Atas, respon dari kurva *log gamma ray* lapisan batupasir adalah tipe silinder atau *blocky* yang menunjukkan lingkungan pengendapan yang memiliki energi tinggi sedangkan pada Ciri-ciri dari Plover Bawah adalah dengan terdapatnya lapisan batupasir yang memiliki butiran halus hingga sedang yang tersisipkan dengan batulempung, dimana ketebalan dari batupasir lebih tipis dibandingkan dengan batupasir Plover Atas, respon dari *log gamma ray* yaitu berbentuk kombinasi antara tipe *serattted* dan *blocky* (Nagura dkk., 2003).

Suksesi stratigrafi Formasi Plover dibagi menjadi beberapa bagian yang secara genetik memiliki hubungan dengan adanya batas periode

dari genang laut maksimum (MFS). Penamaan batas ini didasarkan dari referensi palinologi yang dilihat pada interval tersebut. Selain dari itu , pada Formasi Plover batas tersebut merupakan pembagian zona reservoir.

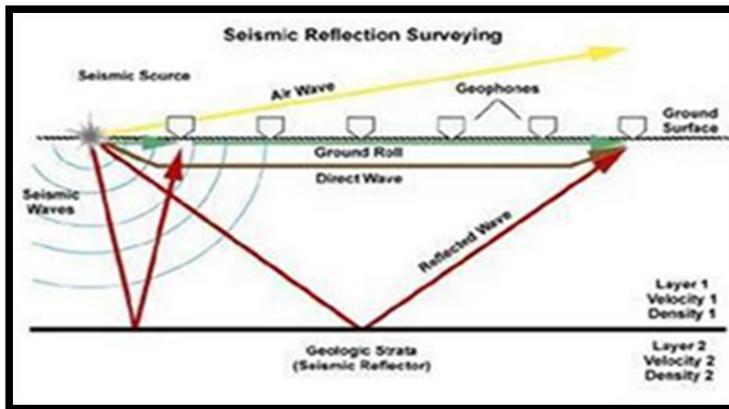


Gambar 3. Stratigrafi regional Cekungan Bonaparte (Struckmeyer, 2006)

III. TEORI DASAR

3.1 Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi didasarkan pada respon bumi terhadap gelombang seismik yang merambat dari suatu gelombang buatan di permukaan bumi yang memanfaatkan sumber seismik buatan yang dapat berupa dentuman, pukulan, dan lainnya. Setelah sumber seismik buatan diberikan, maka gelombang yang berasal dari sumber tersebut merambat melalui batuan atau medium tanah di bawah permukaan, kemudian dari perambatan gelombang tersebut akan memenuhi hukum-hukum elastisitas ke segala arah dan mengalami pemantulan maupun pembiasan ketika melalui pelapisan medium yang berbeda disebabkan oleh adanya perbedaan kecepatan. Pantulan gelombang tersebut direkam pada permukaan tanah menggunakan alat yang dinamakan *geophone* untuk pengukuran yang dilakukan di darat atau *hydrophone* jika pengukurannya dilakukan di laut. Dari hasil pemantulan gelombang tersebut pada *receiver* direkam sebagai fungsi waktu. Perbedaan kontras impedansi akustik pada umumnya terjadi pada batas antara dua lapisan batuan, maka secara tidak langsung gelombang seismik memberikan informasi-informasi tentang struktur batuan bawah permukaan bumi (Cordson dan Pierce, 2000).

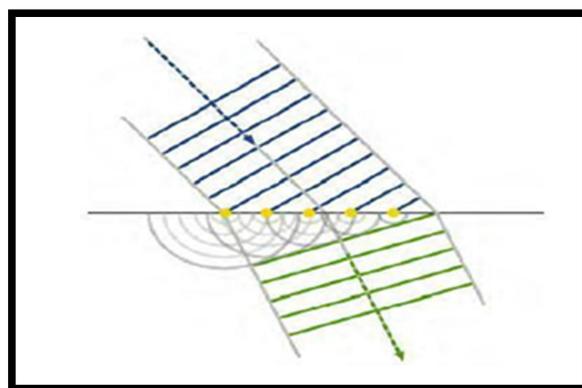


Gambar 4. Ilustrasi Gelombang Seismik Refleksi (Badley,1985)

3.2 Prinsip Dalam Gelombang Seismik

3.2.1 Prinsip Huygens

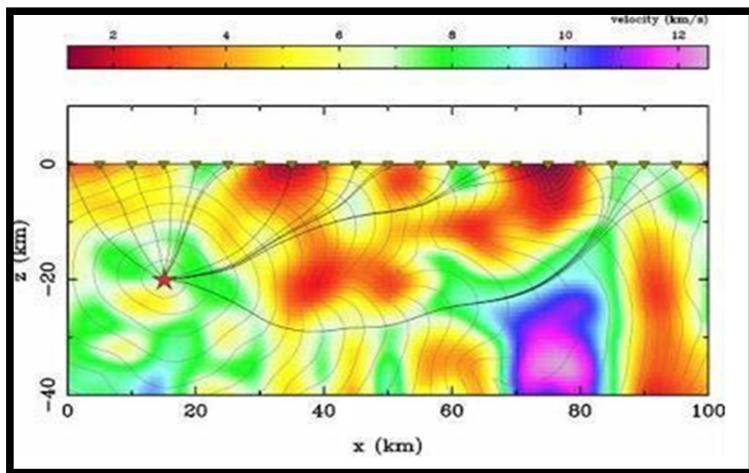
Huygens menjelaskan bahwa gelombang menyebar dengan bentuk seperti bola dari sebuah titik sumber gelombang (*source*) ke segala arah dan setiap titik-titik penganggu yang berada didepan muka gelombang utama menjadi sumber untuk terbentuknya gelombang baru. Jumlah energi total dari gelombang baru tersebut sama dengan energi utama. Pada eksplorasi seismik, titik-titik penganggu dapat berupa rekahan, patahan, pembajian, antiklin, dll. Hasil gelombang baru tersebut disebut sebagai gelombang difraksi. Seismik akan kehilangan energinya seiring bertambahnya kedalaman.



Gambar 5. Prinsip Huygens (Telford, dkk, 1990)

3.2.2 Prinsip Fermat

Prinsip Fermat menjelaskan bahwa gelombang yang menjalar dari suatu titik ke titik yang lain dengan waktu tempuh tercepat penjalarannya dengan memilih lintasan yang tercepat. Prinsip Fermat dapat dimanfaatkan dalam membuat lintasan gelombang dari satu titik ke titik yang lainnya yaitu lintasan yang memiliki waktu tempuh bernilai minimum. Dapat dilakukan penelusuran jejak gelombang yang telah merambat di dalam medium dengan diketahuinya lintasan dengan waktu tempuh minimum. (Jamady,2011).



Gambar 6. Prinsip Fermat (Abdullah, 2007)

3.3.3 Hukum Snellius

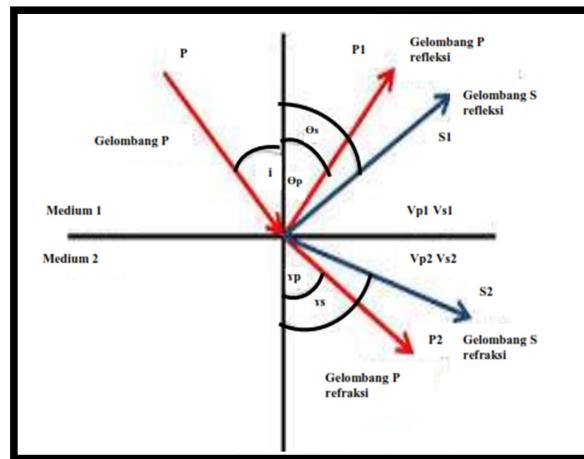
Pembiasan arah perambatan gelombang adalah salah satu pristiwa perambatan gelombang. Jika gelombang merambat melalui suatu medium, akan memiliki nilai parameter fisis yang berbeda seperti halnya densitas yang berbeda akan menyebakan nilai kecepatan gelombang berbeda pula. Hukum Snellius berbicara tentang pembiasan yang menyatakan bahwa:

1. Sinar datang, garis normal, dan sinar bias, terletak pada satu bidang datar.
2. Sinar yang datang oleh medium dengan indeks bias kecil ke medium dengan indeks bias yang lebih besar dibiaskan mendekati garis normal, dan sebaliknya.
3. Perbandingan nilai sinus sudut datang terhadap sinus sudut bias dari satu medium ke medium lainnya selalu tetap. Perbandingan ini disebut sebagai indeks bias relatif suatu medium terhadap medium lain.

Secara matematis Hukum Snellius dapat ditulis dengan rumus berikut:

$$\frac{v}{\sin i} = \frac{v_{p1}}{\sin \phi_p} = \frac{v_{p2}}{\sin r_p} = \frac{v_{s1}}{\sin \phi_s} = \frac{v_{s2}}{\sin r_s} \quad (3.1)$$

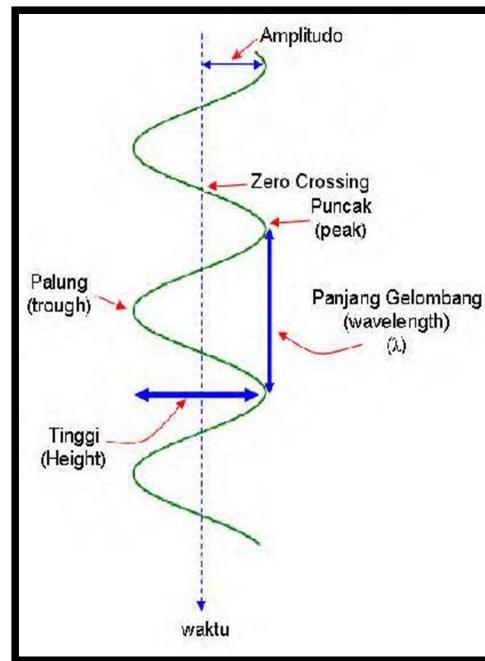
Pada saat gelombang seismik melalui suatu lapisan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya maka gelombang tersebut akan terbagi. Sebagian dari Gelombang tersebut akan terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian dari gelombang tersebut diteruskan merambat dibawah permukaan bumi. Penjalaran dari gelombang seismik dengan menggunakan Hukum Snellius yang dikembangkan dari Prinsip Huygens yang mendefinisikan bahwa sudut pantul dan sudut bias adalah fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Gelombang P yang datang akan mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda akan menghasilkan gelombang refraksi dan refleksi (Hutabarat, 2009).



Gambar 7. Hukum Snellius (Hutabarat, 2009)

3.3 Komponen Dasar Seismik Refleksi

Komponen dasar seismik refleksi menunjukkan pola dari komponen sebuah *trace* seismik seperti panjang gelombang, tinggi gelombang, amplitudo, puncak, palung, zero crossing. Kemudian dari parameter-parameter tersebut dapat diturunkan beberapa komponen lain seperti : impedansi akustik, koefisien refleksi, polaritas, fasa, resolusi vertikal, wavelet, dan seismogram sintetik.



Gambar 8. Komponen dasar tras seismik (Abdullah, 2007)

3.3.1 Acustic Impedance (Impedansi Akustik)

Salah satu dari parameter fisis yang dapat digunakan dalam analisis karakteristik litologi reservoir hidrokarbon adalah impedansi akustik. Impedansi akustik (*Acustic Impedance / AI*) merupakan hasil perkalian dari kecepatan gelombang P (V_p) dan densitas (ρ), dinyatakan dalam persamaan :

$$AI = \rho \cdot V_p \quad (3.2)$$

AI = Impedansi akustik (m/s)(g/cc)

ρ = Densitas (g/cc)

V_p = Kecepatan gelombang (m/s)

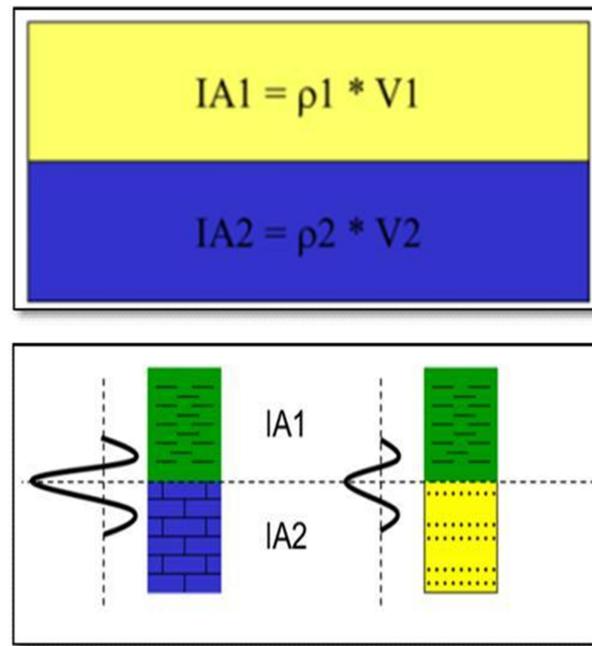
Teori ini mendefinisikan bahwa *incident angle* sama dengan nol atau tegak lurus bidang pantul. Sehingga tidak ada pengaruh sudut pada parameter ini. Kecepatan gelombang P adalah fungsi dari unsur batuan, sehingga impedansi akustik ini akan memberikan informasi keadaan litologi, porositas serta hidrokarbon dari batuan pada lapisan (Muhsin, 2012).

3.2.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan kontras antar lapisan yang memiliki perbedaan nilai impedansi akustik atau terdapat dua lapisan batuan yang saling berbatasan maka refleksi gelombang seismik dapat terjadi pada bidang batas antara kedua lapisan. Pada saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (normal incidence), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$KR = \frac{\rho_i + 1}{\rho_i + 1} \frac{Vpi + 1 - \rho_i Vpi}{Vpi + 1 + \rho_i Vpi} = \frac{IAi + 1 - IAi}{IAi + 1 + IAi} \quad (3.3)$$

dimana KRi adalah koefisien Refleksi medium i, ρ_i , ρ_{i+1} adalah densitas medium i dan i+1, V_i , V_{i+1} adalah kecepatan gelombang P pada medium i dan i+1, ρ V ρ adalah IA yaitu Impedansi akustik medium.



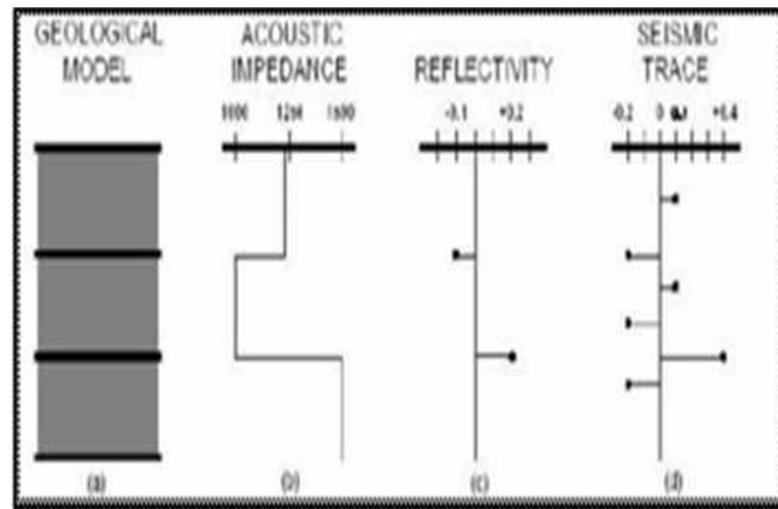
Gambar 9. Koefisien Refleksi (Delisatra, 2012)

dimana:

KR = Koefisien refleksi

$IA1$ = Impedansi akustik lapisan atas

$IA2$ = Impedansi akustik lapisan bawah



Gambar 10. Ilustrasi hubungan geologi dan seismik, dimana, (a) model geologi tiga lapisan, (b) merupakan impedansi akustik dari model geologi, (c) merupakan reflektivitas yang diperoleh dari impedansi akustik, (d) jejak seismik yang diperoleh dari konvolusi antara reflektivitas dan *wavelet* (Russel, 1991).

Koefisien refleksi pada Persamaan 3.3 mempunyai nilai antara -1 sampai 1. Nilai koefisien refleksi akan bernilai positif apabila terjadi kenaikan impedansi akustik seperti pada AI_2 memiliki nilai AI yang lebih besar dibandingkan dengan nilai AI pada AI_1 , atau gelombang melewati lapisan batuan dengan nilai kecepatan atau densitas rendah ke batuan dengan harga kecepatan atau densitas yang lebih tinggi (Sukmono, 1999).

3.2.3 *Wavelet*

Wavelet adalah gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). Berdasarkan

fase gelombangnya *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 jenis yang memiliki letak konsentrasi energi yang berbeda, yaitu :

a. Zero Phase Wavelet

Wavelet berfasa nol (*zero phase wavelet*) memiliki resolusi dan *standout* yang maksimum karena konsentrasi energi maksimum atau amplitudonya terdapat di tengah dan waktu tunda nol. *Wavelet* berfasa nol ini disebut *wavelet* simetris yang mempunyai *spectrum amplitudo* yang sama sehingga jenis *wavelet* ini lebih baik dari semua jenis *wavelet*.

b. Minimum Phase Wavelet

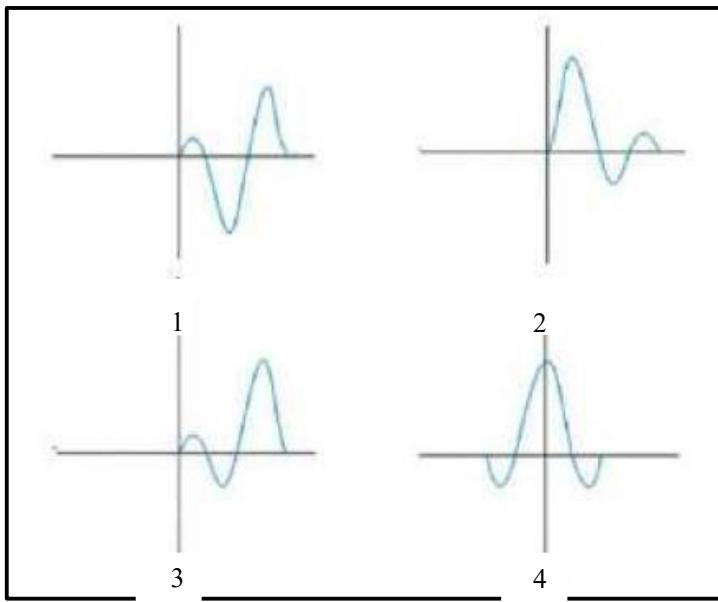
Wavelet berfasa minimum (*minimum phase wavelet*) terdapat pergeseran atau perubahan fasa terkecil pada setiap frekuensi. Pada *wavelet* ini memiliki energi yang terkonsentrasi dibagian depan. *Wavelet* berfasa minimum ini memiliki waktu tunda terkecil dari energinya dibandingkan dengan jenis *wavelet* lain dengan spektrum amplitudo yang sama.

c. Maximum Phase Wavelet

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

d. Mixed Phase Wavelet

Wavelet berfasa campuran (*mixed phase wavelet*) adalah *wavelet* dengan energi yang tidak terkonsentrasi di kedua bagian, baik di belakang maupun di bagian depan.



Gambar 11. Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan letak konsentrasi energinya, yaitu *mixed phase wavelet* (1), *minimum phase wavelet* (2), *maximum phase wavelet* (3), dan *zero phase wavelet* (4), (Sismanto, 2006).

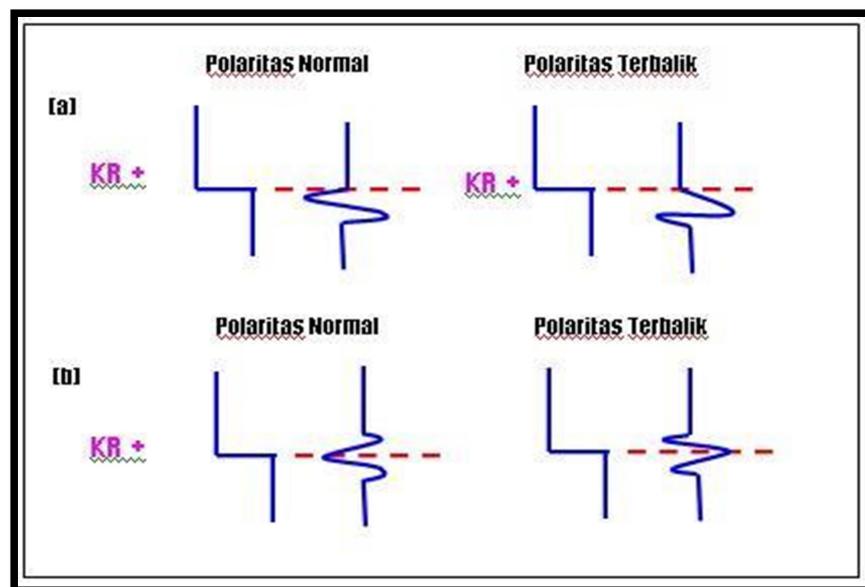
3.2.4 Polaritas dan Phasa

Polaritas dan phasa hanya mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan. Properti yang ada dalam wavelet antara lain yaitu Polaritas dan phasa. Dalam polaritas sendiri terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik. Dari *Society of Exploration Geophysicist* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut:

1. Sinyal yang memiliki polaritas postif yang menandakan adanya kenaikan impedansi akustik direkam dengan angka negatif dan ditampilkan sebagai lembah (*through*) pada tampilan seismik.
2. Sinyal yang memiliki polaritas negativ yang menandakan adanya penurunan nilai impedansi akustik dan ditampilkan sebagai puncak (*peak*) pada tampilan seismik.

Pulsa seismik dibagi menjadi dua tipe, yaitu fasa minimum dan fasa nol. Pulsa fasa minimum adalah dengan energi yang terkonsentrasi dibagian awal, seperti umumnya banyak sinyal seismik. Pulsa fasa nol tersusun dari puncak utama serta dua *side lobes* dengan tanda berlawanan dengan amplitudo utama dan lebih kecil. Pada fasa nol, batas koefisien refleksi terletak pada puncak. Tipe pulsa ini memiliki kelebihan walaupun fasa nol bersifat teoritis, yaitu:

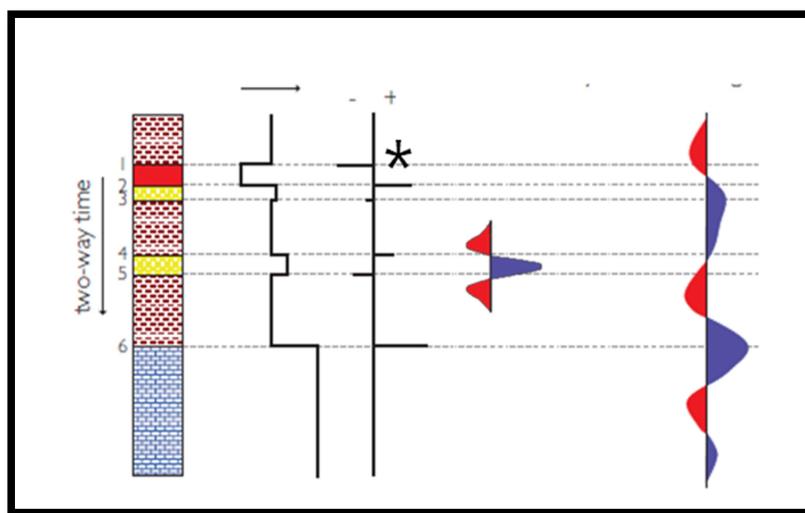
1. Spektrum amplitudo yang sama, sinyal fasa nol selalu lebih pendek serta beramplitudo lebih besar dari fasa minimum, sehingga *s/n* rasio akan lebih besar.
2. Amplitudo maksimum sinyal fasa nol pada umumnya akan selalu berhimpit dengan *spike* refleksi, sedangkan dalam kasus fasa minimum amplitudo maksimum tersebut terjadi setelah *spike* refleksi tersebut.



Gambar 12. Polaritas Normal dan Terbalik Menurut SEG
a) *MinimumPhase* b) *Zero Phase* (Sukmono, 1999)

3.4 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah data seismik buatan yang diperoleh dari koefisien refleksi dikonvolusikan dengan wavelet dari data sumur, yaitu log kecepatan, densitas dan juga *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan antara densitas dengan kecepatan sehingga akan didapatkan impedansi akustik hingga mendapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi tersebut kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* hingga menghasilkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut sebagaimana dilustrasikan pada Gambar 13. yang *output* dari seismogram sintetik tersebut dapat digunakan dalam proses *well to seismic tie*. Diketahui bahwa data seismik yang umumnya dalam domain waktu (*time*) sedangkan data sumur dengan domain kedalaman (*depth*). Sehingga dalam proses *well to seismic tie*, proses awal yang harus dilakukan adalah mengkonversi data sumur ke dalam domain waktu dengan seismogram sintetik .



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

3.5 Resolusi Seismik

Resolusi seismik merupakan kemampuan untuk memisahkan dua kenampakan yang sangat berdekatan (Sheriff, 1992). Terdapat dua macam resolusi pada seismik, yaitu resolusi vertikal dan resolusi lateral.

3.5.1 Resolusi Vertikal

Resolusi vertikal seismik merupakan kemampuan dari gelombang seismik dalam membedakan atau memisahkan lapisan atas dengan lapisan yang ada di bawahnya secara vertikal. Setiap lapisan akan dapat terpisahkan dengan ketebalan $\frac{1}{4}$ dari panjang gelombang, sedangkan jika ketebalannya kurang dari $\frac{1}{4}$ dari panjang gelombang maka hanya akan terlihat satu *interface* saja. Pemisahan secara vertikal yang minimal dapat dilakukan dengan analisis *tunning thickness* sebagai proses pertama sebelum interpretasi seismik. Kemampuan perubahan seismik jauh lebih besar sekitar 100 kali lipat karena frekuensi pada gelombang seismik lebih kecil daripada frekuensi yang dihasilkan pada data log sumur, semakin kecil kecepatan serta frekuensinya maka gelombang akan semakin besar. Panjang gelombang (λ) tergantung pada kecepatan V dan frekuensi F seperti pada persamaan dibawah ini:

$$\lambda = v/f \quad (3.4)$$

Dimana :

$$\lambda = \text{Panjang gelombang (m)}$$

$$V = \text{Kecepatan rata rata (m/s)}$$

Dari persamaan 3.4 dapat disimpulkan bahwa semakin besar panjang gelombang, maka perlapisan yang dapat terekam akan semakin baik.

3.5.2 Resolusi Lateral

Resolusi lateral atau resolusi secara horizontal atau yang biasa disebut Zona Fresnell untuk melihat lebar bidang anomali yaitu bagian dari reflektor dimana energi akan dipantulkan ke *geophone* atau *hydrophone* sesudah separuh siklus atau seperempat dari panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama. Radius Zona Fresnel secara matematis sebagai berikut :

$$rf = \frac{v}{2} \sqrt{t/f} \quad (3.5)$$

Dimana:

rf = Radius zona Fresnel (m)

V = Rata rata kecepatan (m/s)

f = Fekuensi dominan seismic (Hz)

t = TWT (s)

3.6 *CheckShot*

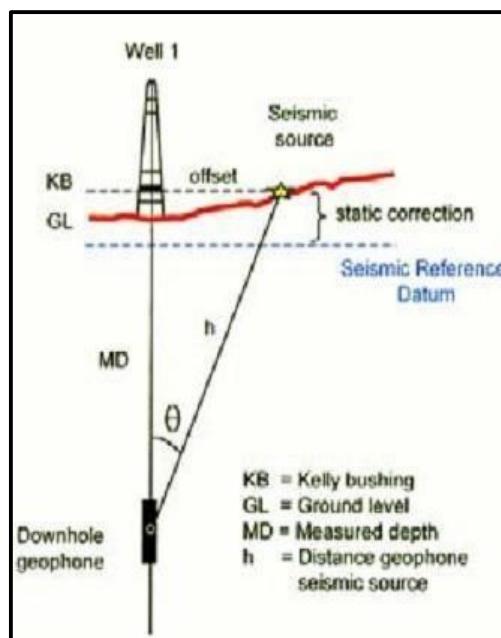
Data *checkshot* merupakan data penting yang digunakan dalam interpretasi seismik, terutama pada proses pengikatan antara data sumur dan data seismik atau yang dikenal dengan proses *well seismic tie* yang berfungsi untuk penerjemah dari domain kedalaman dari data sumur ke domain waktu dari data seismik. 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.

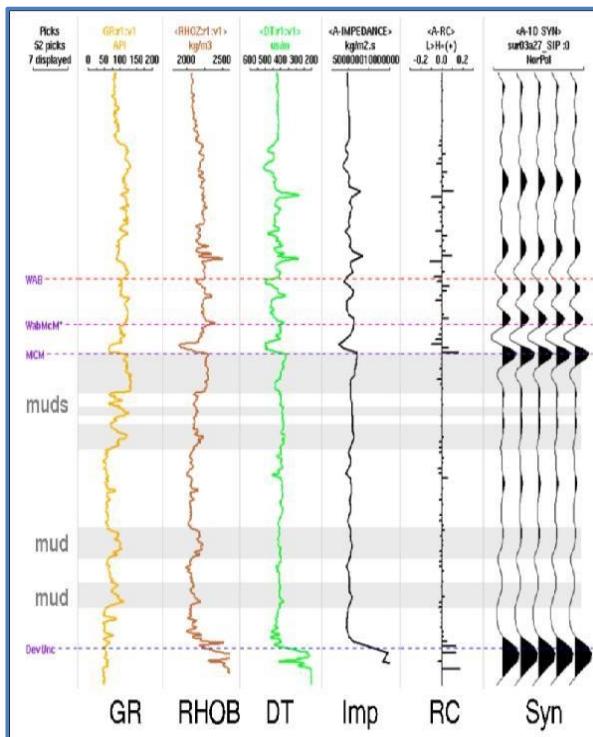


Gambar 14. Ilustrasi akuisisi *checkshot* (Veeken, 2007)

3.7 Well to Seismic Tie

Well to Seismic Tie merupakan proses dasar yang harus dilakukan dalam interpretasi seismik, yaitu proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, seperti diketahui bahwa domain pada sumur adalah kedalaman (*depth*), sedangkan domain pada seismik adalah domain waktu dengan satuan milisikon. Pada proses ini yang dirubah domainnya adalah domain sumur menjadi domain waktu. Dari proses *well to seismic tie* ini adalah untuk mengetahui posisi dari data sumur akan tepat jatuh pada kedalaman data seismic yang sebenarnya. Langkah awal yang harus dilakukan untuk melakukan pengikatan adalah mengkonversi data well ke domain waktu dengan menggunakan data log dan *checkshot*.

Data sumur (*log*) yang dibutuhkan dalam proses *well to seismic tie* antaralain yaitu log *sonic* (DT), densitas (RHOB). Sebelum diproses, untuk menghilangkan efek seperti *casing shoe*, *washout zone* serta artifak-artifak lainnya, data sumur tersebut terlebih dahulu harus dikoreksi dengan data *checkshot*. Proses pengikatan ini juga digunakan pula *wavelet*. Untuk mempermudah pengikatan data sumur dengan data seismik, *wavelet* yang dipilih adalah *wavelet* yang memiliki frekuensi serta *band width* yang sama dengan penampang seismik. Seismogram sintetik dapat dilakukan korelasi dengan horizon-horizon pada data seismik yang menggambarkan perubahan suatu bidang perlapisan batas koefisien refleksi batuan. Kemudian sdiikat atau dalam hal ini dicocokan. Seismogram sintetik berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon (Hardiansah, 2015).



Gambar 15. Well Seismik Tie (Matt Hall, 2013)

3.8 Seismik Inversi

Seismik inversi secara umum yang spesifik dapat diartikan sebagai suatu cara atau teknik memodelkan bawah permukaan bumi dengan menggunakan data seismik sebagai *input* serta data sumur sebagai kontrol (Simm dan Bacon, 2014).

Definisi tersebut menjelaskan bahwa pada metode inversi ini adalah kebalikan dari (*forward modelling*) atau pemodelan ke depan yang memiliki hubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. Inversi seismik juga mengubah kandungan informasi data seismik dari informasi yang berkaitan dengan bidang batas setiap lapisan menjadi informasi yang berkaitan dengan lapisannya. Kandungan informasi yang berkaitan dengan lapisan ini yakni impedansi akustik (*AI*) yang dapat dihubungkan

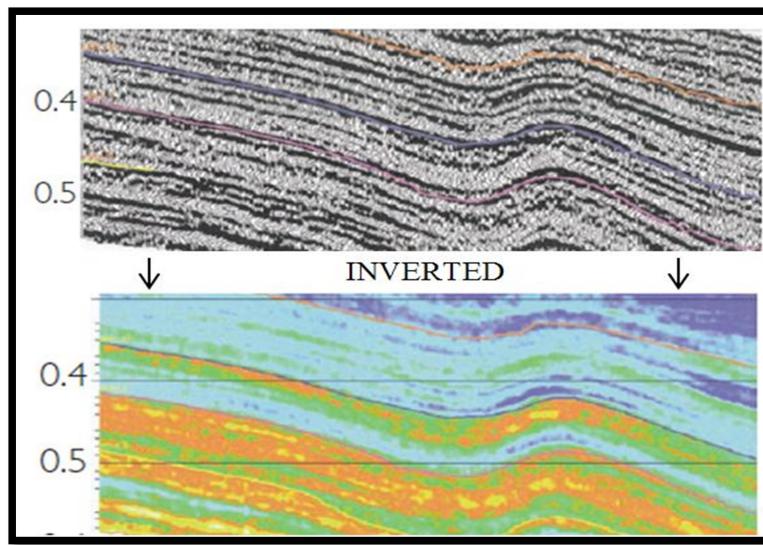
dengan porositas batuan. Karena AI adalah perkalian antara densitas dengan kecepatan, maka secara logika semakin besar AI , semakin rendah porositasnya. Selanjutnya, hasil AI dapat digunakan dalam interpretasi pola penyebaran litologi dengan penggabungan parameter AI , densitas dan P -Wave termasuk dalam penyebaran distribusi *sandstone* pada area inversi.

Metode seismik inversi AI terbagi menjadi dua, yaitu inversi inversi *post-stack* dan *pre-stack*. Pada penelitian ini yang akan digunakan yaitu inversi *poststack* dan yang digunakan adalah Inversi *model based*. Pada metode inversi *model based* ini, dengan langkah awal yaitu membuat model bumi, dari hasil model tersebut kemudian dibandingkan dengan data seismik dan secara iteratif diperbaharui hingga mendapatkan kecocokan atau keserasian yang lebih baik dengan data seismik.

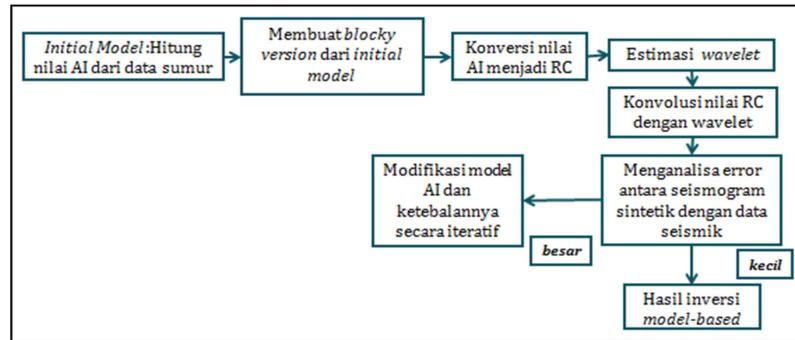
Prinsip dari metode ini ialah dengan membuat model geologi bumi serta membandingkan dengan data riil seismiknya, kemudian hasil dari perbandingan model tersebut diperbaharui secara iteratif untuk mencocokkan dengan data seismiknya. Metode inversi AI dikembangkan untuk memecahkan permasalahan yang belum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

Keuntungan menggunakan metode inversi yang berbasis model ini adalah metode ini menginversikan model geologinya atau tidak menginversi 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 ditunjukan pada Gambar 16.



Gambar 16. Ilustrasi Inversi *AI* dari refleksi seismik menjadi model hasil Inversi *AI* (Simm dan Bacon, 2014)



Gambar 17. Alur Kerja Inversi Model Based (Sukomo, 2002)

3.9 Seismik Atribut

Seismik atribut merupakan karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Barnes, 1999). Dengan definisi tersebut bahwa seismik atribut adalah pengukuran spesifik dari geometri, kinematika, dinamika serta analisis statistik yang diturunkan langsung dari data seismik. Hasil dari ekstraksi atribut memberi informasi tampilan yang berbeda dari data seismik berdasarkan fungsi matematis yang kita inginkan. Informasi-informasi yang diberikan dapat memudahkan dalam interpretasi seismik seperti dalam penentuan *horizon* pada

penampang seismik. Dari seismik atribut ini, informasi yang paling utama adalah frekuensi, amplitudo, serta atenuasi yang kemudian menjadi dasar dalam klasifikasi atribut seismik lainnya yang ditunjukan pada Gambar 18.

Secara umum, dari atribut turunan amplitudo akan cendereung menunjukkan informasi tentang stratigrafi dan reservoir sedangkan atribut turunan waktu akan lebih cenderung memberikan informasi-informasi perihal struktur. Fungsi dari atribut turunan frekuensi hingga saat ini belum benar-benar dapat dipahami, namun dapat diyakini atribut ini dapat menggambarkan informasi-informasi tambahan yang berguna dalam menganalisa reservoir dan stratigrafi. Atribut atenuasi hingga saat ini juga belum dapat dimanfaatkan, namun dipercaya pada masa yang akan datang atribut ini akan berguna untuk lebih mengetahui informasi tentang permeabilitas.

Menurut (Chen dan Sidney, 1997) atribut seismik dibagi menjadi 2 kategori yaitu:

1. *Horizon-based attributes*, yaitu dihitung sebagai nilai dari rata-rata antara dua horizon
2. *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).

Dalam analisa multiatribut yang menggunakan perangkat EMERGE pada HRS, atribut harus dilakukan dalam bentuk *sample-based attributes*, dimana 23 jenis atribut yang digunakan sebagai *input*, atribut- atribut tersebut dapat dibagi ke dalam 6 kelompok kategori, yaitu :

1. Atribut sesaat
 - a. *Instantaneous Phase*

- b. Instantaneous frequency*
- c. Cosine Instantaneous Phase*
- d. Apparent Polarity*
- e. Amplitude Weighted cosine phase*
- f. Amplitude weighted frequency*
- g. Amplitude weighted phase*

2. *Windowed Frequency Attributes*

- a. Average frequency Amplitude*
- b. Dominant Frequency*

3. *Filter slice (Band filter)*

- a. 5/10 – 15/20 Hz*
- b. 15/20 – 25/30 Hz*
- c. 25/30 -35/40 Hz*
- d. 35/40 Hz – 45/50 Hz*
- e. 45/50 – 55/60 Hz*
- f. 55/60 – 65/70 Hz*

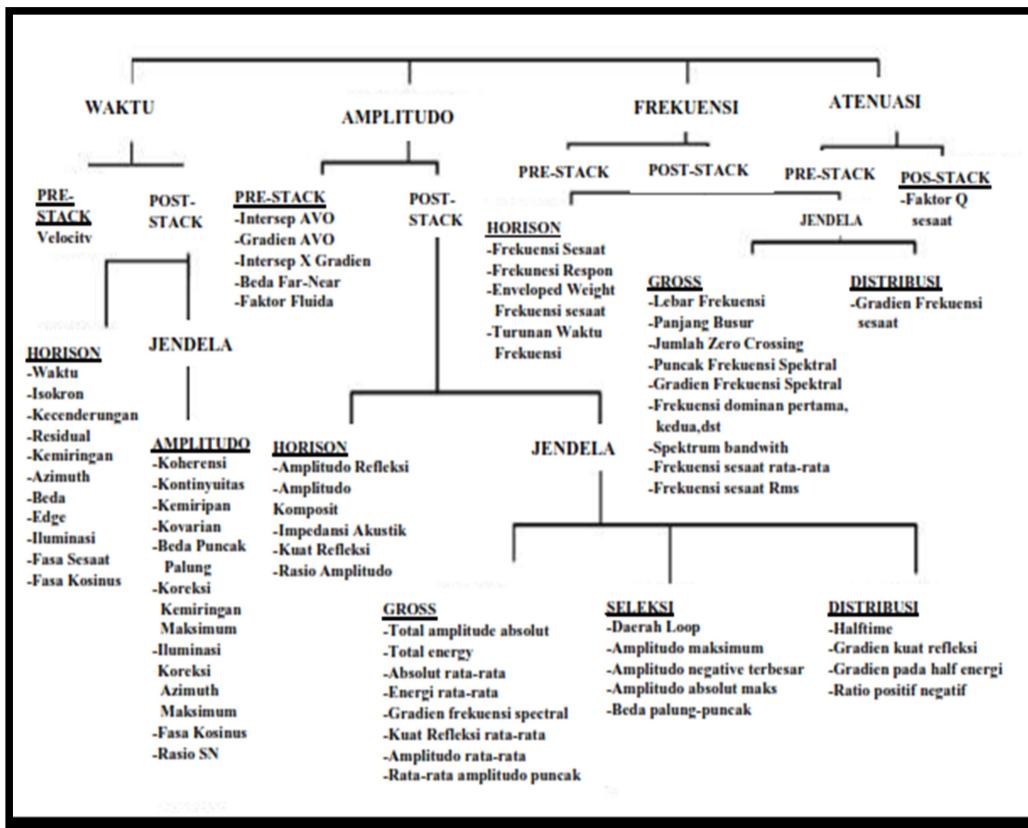
4. *Derivative Attributes*

- a. Derivative of the seismic trace*
- b. Derivative Instantaneous Amplitude*
- c. Second Derivative of the seismic trace*
- d. Second derivative instantaneous Amplitude*

5. *Integrated Attributes*

- a. Integrated seismic trace*
- b. Integrated reflection Strength*

6. Atribut waktu



Gambar 18. Klasifikasi Atribut Seismik (Brown, 2000)

3.10 Analisis Multiatribut

Analisis multiatribut seismik merupakan teknik atau cara dalam memprediksi beberapa dari properti fisik dari dalam bumi yang merupakan salah satu metode statistik dengan menerapkan lebih dari satu atribut seismik.

Dalam analisa multiatribut, pada lokasi sumur dicari hubungan antara log dengan data seismik kemudian megaplikasikan hubungan tersebut dalam mengestimasi volume atau memprediksi dari properti log disemua lokasi pada volume seismik. Statistik pada karakterisasi reservoar digunakan dalam mengestimasi dan mensimulasikan hubungan spasial variable pada nilai yang dikehendaki pada lokasi yang tidak memiliki data sampel yang terukur.

Pengukuran suatu variabel pada suatu area yang berdekatan adalah sama yang

didasari pada kenyataan di alam yang sering terjadi. Kesamaan antara dua pengukuran tersebut akan menurun seiring dengan bertambahnya jarak pada pengukuran.

Schultz dkk. (1994) mengidentifikasi pada teknik analisa multiatribut geostatistik menjadi tiga subkategori utama adalah sebagai berikut :

1. Perluasan dari *co-kriging* yang menggunakan lebih dari satu atribut sekunder dalam memprediksi parameter utama.
2. Metode yang digunakan dalam memprediksi suatu parameter secara *linear* dari atribut input yang telah diberi bobot dengan menggunakan matriks kovariansi.
3. Metode dengan menggunakan teknik optimisasi non-linear atau *Artificial Neural Networks* (AANs) yang mengkombinasikan beberapa atribut seismik menjadi perkiraan dari parameter sesuai dengan yang diinginkan.

Analisis multiatribut pada penelitian ini untuk menganalisis sifat fisis pada reservoar menggunakan metode yang kedua. Proses yang dilakukan yaitu menggunakan pembuatan yang berasal dari volume *pseudo* log atau log semu yang nantinya digunakan dalam memetakan penyebaran batupasir. Seperti pada kasus yang paling umum, mengkonversi multiatribut yang berbeda ke dalam properti yang diinginkan dapat dilakukan dengan mencari sebuah fungsi, secara matematis ditulis sebagai:

$$P(x,y,z) = F[A_1(x,y,z), \dots, A_m(x,y,z)] \quad (3.5)$$

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

F = fungsi hubungan antara atribut seismik dan properti log.

A_i = atribut m , dimana $i = 1, \dots, m$.

Pada masalah yang sederhana, hubungan antara atribut seismik dengan properti log dapat dijelaskan seperti persamaan jumlah pembobotan linier.

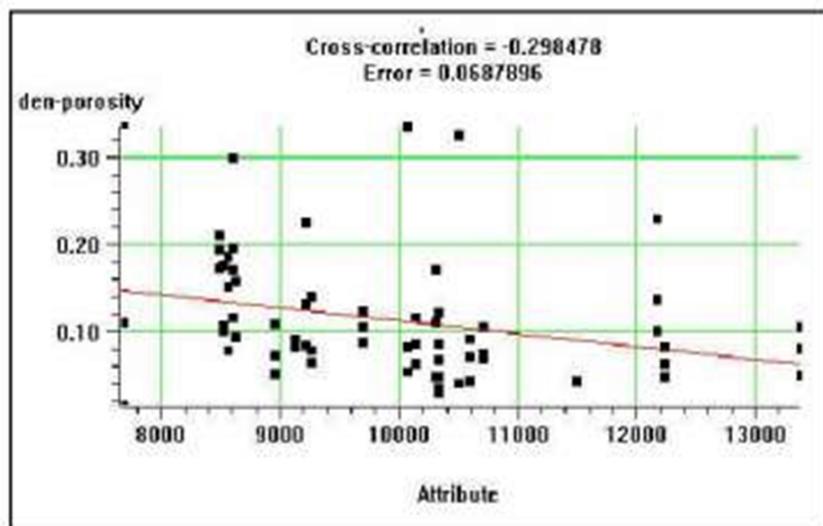
$$P = W0 + WiAi + \dots + WmAm \quad (3.6)$$

dengan :

w_i = nilai bobot dari $m+1$, dimana $i = 0, \dots, m$

3.10.1 *Crossplot Atribut (Tunggal)*

Crossplot di antara kedua data tersebut (data log target dan atribut seismik) digunakan untuk menentukan hubungan antara data log target dan atribut seismik.



Gambar 19. *Conventional cross-plot* antara “log target” dan “atribut seismik”(Russel, 1997)

Dari Gambar 19 menunjukkan *cross-plot* antara log target (*denporosity*) dengan sebuah atribut seismik, yang disebut dengan

(*Attribute*). Dengan mengasumsikan bahwa log target tersebut sudah dikonversi menjadi satuan waktu serta mempunyai *sample rate* yang sama dengan atribut seismik serta setiap titik pada *cross- plot* terdiri dari beberapa data yang memiliki hubungan dengan sampel waktu tertentu.

Hubungan linier antara atribut dan log target dapat ditunjukkan oleh sebuah garis lurus dengan persamaan berikut :

$$y = a + bx \quad (3.7)$$

Dari persamaan diatas, koefisien a dan b pada diperoleh dengan meminimalkan *mean-square prediction error* :

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (yi - a - bxi)^2 \quad (3.8)$$

Penjumlahan dilakukan pada semua titik di *cross-plot*. Pengaplikasian dari garis regresi persamaan linier tersebut dapat memberikan prediksi pada atribut target. Kemudian dihitung nilai kovariansi seperti dalam persamaan :

$$\rho = \frac{\partial xy}{\partial x \partial y} \quad (3.9)$$

Dimana : $\partial xy = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (xi - mx)(yi - my)$

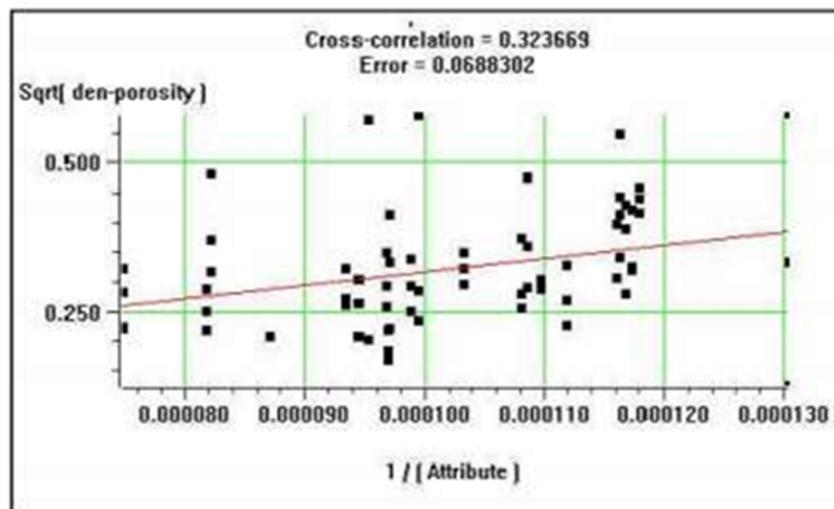
$$\partial x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (xi - mx)^2$$

$$\partial y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (yi - my)^2$$

$$mx = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N xi$$

$$my = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N yi$$

Hubungan linier kemungkinan dihasilkan dengan mengaplikasikan transformasi non-linier pada data atribut atau data log target, ataupun pada keduanya.

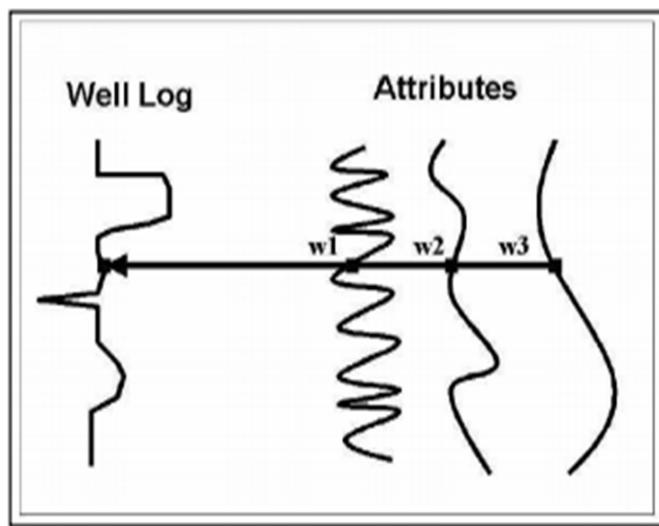


Gambar 20. Penerapan transformasi non-linier terhadap target dan atribut mampu meningkatkan korelasi di antara keduanya (Russel,1997)

3.10.2 Regresi Linier Multiatribut

Metode ini bertujuan dalam menentukan sebuah operator, yang dapat digunakan untuk memprediksikan log sumur dari data seismik disekitarnya. Pada kenyataannya, dalam analisis data atribut seismik

adalah bukan merupakan data dari seismik itu sendiri. Dari pada menggunakan data seismik sendiri, lebih banyak menguntungkan menggunakan multiatribut seismik, banyak dari atribut ini bersifat non linier, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi yang merupakan alasan untuk melakukan hal tersebut. Dalam pengembangan dilakukan secara langsung (*extension*) analisis linier konvensional terhadap *regresi linier multivariat* atau *multiple* atribut. Sebagai penyederhanaan, terlihat pada Gambar 21 terdapat tiga atribut.



Gambar 21. Contoh kasus tiga atribut seismik (Russel, dkk, 1997).

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

$$L(t) = W_0 + w_1 A_1(t) + w_2 A_2(t) + w_3 A_3(t) \quad (4.0)$$

Pembobotan (*weights*) pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalkan *mean-squared prediction error* :

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - W_0 - W_1 A_{1i} - W_2 A_{2i} - W_3 A_{3i})^2 \quad (4.1)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar :

$$\begin{bmatrix} W_0 \\ w_1 \\ W_2 \\ W_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{1i}A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i}A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i}A_{3i} & \sum A_{2i}A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i}AL_i \\ \sum A_{2i}AL_i \\ \sum A_{3i}AL_i \end{bmatrix} \quad (17)$$

Seperti pada kasus atribut tunggal, *mean-squared error* dihitung dengan pembobotan yang merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut, seperti koefisien korelasi, yang mana pada koordinat x adalah nilai log yang diprediksi serta koordinat y adalah nilai real dari data log.

3.10.3 Metode *Step-wise Regression*

Metode ini adalah cara untuk memilih atribut-atribut yang paling baik digunakan untuk memprediksikan log target, sehingga dilakukan sebuah teknik yang disebut dengan *step-wise regression*:

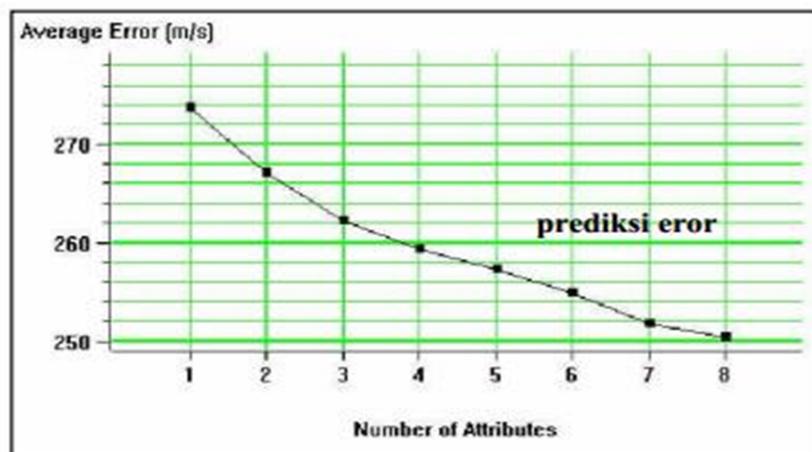
1. Untuk mencari atribut tunggal pertama yang paling baik maka dilakukan *trial and error*. Setiap atribut yang terdapat pada *software* dihitung *error* prediksinya. Jika hasil tersebut menghasilkan *error* prediksi yang terendah, maka atribut tersebut merupakan atribut yang paling baik. Atribut tersebut kemudian disebut atribut-A.
2. Untuk mencari pasangan atribut yang paling baik maka selanjutnya dari atribut-A dilakukan asumsi anggota pasangan yang pertama. Pasangan yang dianggap paling baik adalah pasangan yang menghasilkan *error* paling rendah. Atribut ini kemudian disebut dengan atribut-B.

3. Untuk mencari pasangan tiga buah atribut paling baik adalah juga yang menghasilkan prediksi *error* paling rendah dengan mengasumsikan dari kedua anggota yang pertama dari atribut-A dan atribut-B.

Banyaknya prediksi yang ingin dilakukan sesuai dengan yang dikehendaki. Prediksi dari nilai *error*, E_n , untuk n atribut selalu akan lebih kecil atau sama dengan E_{n-1} untuk $n-1$ atribut dengan tidak melihat atribut mana yang digunakan.

3.10.4 Validasi

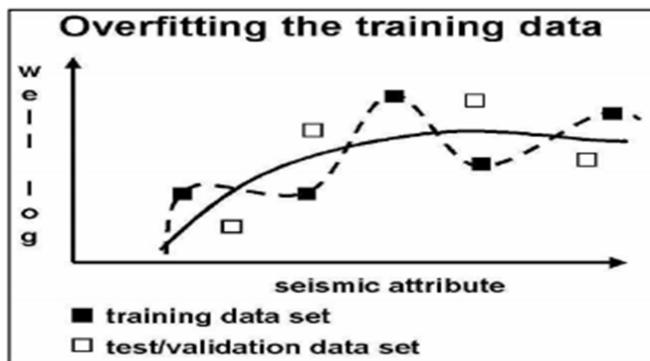
Transformasi multiatribut dengan jumlah atribut $N+1$ selalu memiliki suatu prediksi *error* lebih kecil atau sama dengan transformasi dengan N atribut. Dari ditambahkannya beberapa jumlah atribut, akan diharapkan penurunan secara asimptotis dari prediksi *error*, seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 22**.



Gambar 22. Plot dari prediksi *error* terhadap jumlah atribut yang digunakan dalam transformasi (Russel, dkk, 1997)

Karena bertambahnya atribut maka akan meningkatkan kecocokan atau keserasian dari data *training*, namun dalam hal ini dapat menjadi buruk apabila diterapkan pada data yang terbaru atau bukan pada set data *training*. Atau yang biasanya dinamakan dengan “*over training*”. Dengan pencocokan *cross-plot* dengan order polinomial yang dianalogikan dengan jumlah atribut yang besar.

Dalam mengukur keandalan dari kecocokan order atribut yang besar dengan menerapkan teknik-teknik statistik telah dihasilkan. Kebanyakan teknik-teknik tersebut tidak diterapkan pada prediksi linier menggunakan *neural network* namun teknik ini hanya diterapkan pada regresi linier. Dari alasan tersebut dapat dipilih proses *Cross Validasi*, yang dapat diaplikasikan kedalam semua macam prediksi. *Cross Validasi* terbagi menjadi dua dari data *training*, yaitu: data *training* dan data validasi. Pada data validasi digunakan dalam hasil akhir untuk mengukur prediksi *error* sedangkan pada data *training* digunakan untuk menghasilkan transformasi. Dengan asumsi bahwa *over-training* pada data *training* dapat menghasilkan kecocokan atau keserasian yang kurang baik (buruk) pada data validasi. Hal tersebut dapat dijelaskan seperti pada **Gambar 23**.



Gambar 23. Ilustrasi cross-validasi (Russel, dkk, 1997)

Pada kedua grafik digunakan untuk mencocokkan titik-titik dalam data. Grafik tegas merupakan polinomial order kecil sedangkan garrafik dengan garis putus-putus merupakan polinomial order tinggi agar dapat mencocokkan data *training* secara lebih baik, dapat menunjukkan kecocokan yang buruk bila dibandingkan dengan data validasi.

Data validasi terdiri dari sampel dalam data sumur yang disembunyikan sedangkan data *training* terdiri dari sampel *training* dari semua sumur, kecuali apabila terdapat beberapa sumur yang disembunyikan. Proses analisis pada proses *Cross Validasi* dilakukan beberapa kali untuk semua sumur setiap kali pengukuran meninggalkan 4 sumur yang berbeda. Validasi *error* total merupakan rata-rata rms *error* individual.

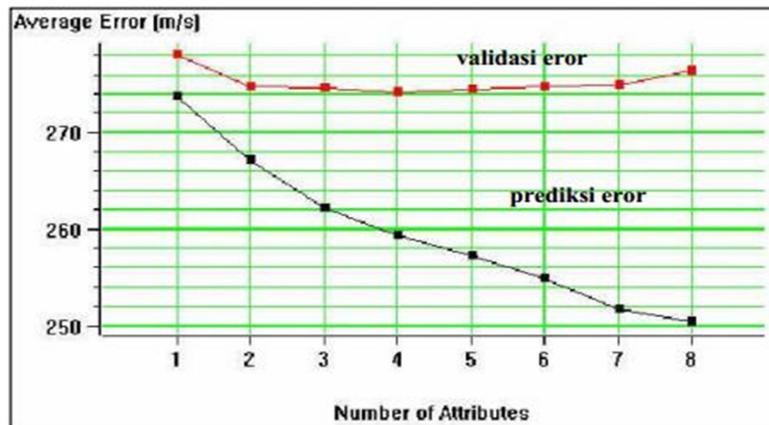
$$E_v^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 \quad (4.2)$$

E_v : validasi *error* total

E_{vi} : validasi *error* untuk sumur i

N : jumlah sumur

Training error yang dihasilkan selalu akan lebih kecil dari validasi *error* dalam setiap jumlah atribut. Hal tersebut disebabkan karena hasil kemampuan prediksi dalam memindahkan suatu sumur dari *set training* akan menurunkan. Dapat digaris bawahi bahwa validasi *error* pada grafik tidak menurun secara spontan. Kenyataannya, grafik tersebut memperlihatkan lokal minimum disekitar empat atribut yang selanjutnya secara bertahap meningkat. Hal tersebut dapat diinterpretasikan memiliki arti setelah yang keempat dalam setiap penambahan atribut, sistem menghasilkan *over training*. Pada umumnya, apabila grafik validasi *error* menunjukkan paling minimum secara jelas, dapat diasumsikan jumlah atribut pada titik tersebut adalah optimum. Jika grafik validasi *error* menunjukkan regional minimum seperti pada **Gambar 24**, atau menunjukkan sekumpulan lokal minimum, dapat dipilih titik dimana grafik berhenti menurun secara spontan dan meyakinkan.



Gambar 24. Validasi *error* (Russel, dkk, 1997).

Plot yang sama seperti **Gambar 24**, kecuali pada validasi *error* total sekarang yang menunjukkan sebagai grafik paling atas. Dapat dicatat,

setelah atribut yang kedua, atribut lainnya menunjukkan validasi *error* dengan peningkatan yang kecil pada dan secara bertahap menyebabkan peningkatan pada prediksi *error* (Russel, dkk, 1997).

3.11 Analisa Log

Analisa log merupakan suatu cara atau teknik dalam mengidentifikasi formasi di bawah permukaan dengan pengukuran parameter-parameter fisis batuan dengan menggunakan alat ukur pada lubang bor yang dapat digunakan untuk evaluasi formasi serta mengkarakterisasi batuan secara vertikal di bawah permukaan. Tujuan dari analisa log adalah untuk mengidentifikasi informasi dari litologi bawah permukaan, pengukuran resistivitas, pengukuran porositas, dan kejemuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utamanya adalah untuk menentukan zona, yaitu zona *permeable* yang merupakan zona reservoir batupasir lapangan penelitian serta zona yang tidak prospek atau zona *impermeable*, melihat batas-batas lapisan dan digunakan memperkirakan atau mencari informasi fluida pengisi dari reservoir lapangan penelitian dengan cara interpretasi secara kualitatif serta kuantitatif yang dikorelasikan dengan data seismik.

3.11.1 Log Radioaktif

Log radio aktif adalah jenis log yang menggunakan perekaman dari elemen-elemen pada radioaktif seperti log gamma Ray, Neutron dan Densitas.

a) Log Gamma Ray

Pada dasarnya log gamma ray merekam dengan memanfaatkan unsur-unsur radioaktif dari suatu formasi. Sinar radioaktif alami dari prinsip kerja log Gamma Ray (GR) yang direkam berupa unsur thorium (Th), uranium (U), dan potassium (K). Log GR sederhana dapat menghasilkan rekaman kombinasi dari tiga unsur radioaktif tersebut, sedangkan *spectral gamma ray* menunjukkan masing-masing unsur radioaktif.

Perekaman unsur-unsur radioaktif pada log gamma ray (GR) dengan skala API (*American Petroleum Institute*). Pada umumnya log gamma ray direkam bersamaan dalam satu kolom log *caliper*. Unsur-unsur radioaktif yang terdapat pada suatu batuan cenderung untuk terkonsentrasi di dalam batuan dengan kadar radio aktif tinggi, pada batuan jenis ini defleksi dari kurva sinar gamma akan relatif besar seperti contoh pada batu lempung. Namun sebaliknya, jika defleksi kurva sinar gamma yang relatif kecil jika melalui batuan yang hanya mengandung sedikit unsur radioaktifnya, seperti contoh pada batubara (Rider, 1996).

b) Log Densitas

Menurut Rider (1996), perekaman log densitas secara terus menerus dari *bulk density* formasi. Densitas yang terukur adalah semua densitas dari batuan. Secara geologi, *bulk density* merupakan fungsi dalam densitas dari mineral-mineral sebagai pembentuk batuan (misalnya matriks) serta volume yang mengisi pori dari fluida bebas. Prinsip kerja dari log densitas adalah dengan memancarkan sinar gamma dari suatu

sumber radioaktif sehingga menyebabkan partikel foton masuk ke dalam formasi pada batuan, kemudian partikel-partikel tersebut bertumbukan dengan elektron yang ada didalam formasi tersebut. Setiap kali bertumbukan akan berdampak pada banyaknya energi sinar gamma yang hilang untuk menunjukkan densitas elektron pada suatu formasi yang mengindikasikan nilai dari densitas formasi tersebut.

Akibat benturan antara sinar gamma dan elektron karena masuknya sinar gamma ke dalam batuan menyebabkan sinar gamma akan mengalami pengurangan energy. Sisa energi yang kembali sesudah mengalami benturan akan diterima oleh detektor sinar gamma. Apabila energi yang diterima oleh detektor semakin lemah, artinya di dalam batuan tersebut jumlah elektronnya semakin banyak , yang berarti bahwa semakin padatnya butiran yang menjadi penyusun batuan per satuan volume menjadikan indikasi densitas batuan tersebut.

c) Log Neutron

Menurut Rider (1996), Log neutron merekam *Hidrogen index (HI)* dari formasi. *HI* adalah indikator dari banyaknya kandungan hidrogen yang ada dalam suatu formasi. Satuan dalam pengukurannya adalah satuan PU atau *Porosity Unit*. Dalam pengukuran log Neutron ini dengan menembakan ke dalam formasi partikel neutron berenergi tinggi yang dapat menyebabkan energi neutron melemah karena tumbukan atom H (dimana atom H berasal dari HC atau air) dengan neutron, selanjutnya jumlah partikel neutron yang kembali dari formasi diukur pada detektor.

Partikel neutron yang kembali akan semakin sedikit apabila atom H dalam suatu formasi semakin banyak. Respon dari log *neutron* pada batupasir biasanya akan memberikan respon defleksi yang relatif lebih kecil atau rendah dibandingkan jika melewati litologi batubara, karena batupasir kerapatannya lebih rendah (densitas batuan kecil) dari pada batubara yang lebih kompak.

Dalam pori yang berisi fluida (*water* atau *oil*) atom pada hidrogen akan terkonsentrasi, sehingga jumlah yang hilang dari energi neutron besarnya sama dengan porositas batuan. Respon kurva log neutron pada pori yang berisi fluida gas akan memiliki respon lebih rendah dari yang seharusnya (*gas effect*). Hal tersebut terjadi akibat konsentrasi hidrogen dalam gas lebih kecil dibandingkan pada minyak dan air.

3.11.2 Log Listrik

Log listrik merupakan jenis pengukuran log dapat dipakai untuk mengetahui sifat kelistrikan dari batuan serta dapat menentukan jenis kandungan yang terdapat pada porinya.

a) Log SP (*Spontaneous Potential*)

Menurut Rider (1996), Log SP digunakan untuk mengukur dari beda potensial yang alamiah antara elektroda yang bergerak pada lubang bor dengan yang ada pada permukaan. Penggunaan log SP juga dipakai dalam mengindikasikan permeabilitas batuan, mengukur nilai resistivitas air formasi, untuk menentukan volume *shale*, mengindikasikan fasies, dan

juga dalam beberapa kasus tertentu digunakan untuk mengkorelasi. Faktor terpenting untuk menghasilkan arus SP adalah terdapatnya fluida yang bersifat konduktif dalam lubang bor, adanya lapisan permeable dan porous yang dikelilingi oleh lapisan yang impermeabel, serta adanya perbedaan salinitas atau tekanan antara fluida lubang bor dengan fluida pada formasi.

Rekaman log SP yang terekam pada *shale* atau serpih akan relatif konstan dan menghasilkan garis lurus yang disebut *shale base line*. Pada lapisan yang memiliki sifat yang *impermeable*, lapisan tersebut tidak akan terjadi pencampuran antara R_w dan R_{mf} sehingga pada log SP respon kurva akan berbentuk lurus. Jika melewati lapisan yang *porous* dan *permeable* respon kurva log SP akan mengalami defleksi terhadap *shale base line*. Apabila salinitas fluida dalam lapisan batuan lebih besar daripada salinitas lumpur ($R_w < R_{mf}$) maka defleksi menunjukkan negatif (ke arah kiri *shale base line*), defleksi tersebut memperlihatkan bahwa pada lapisan ini adalah *saline water formation*. Sedangkan defleksi yang positif (ke arah kanan *shale base line*) apabila salinitas fluida dalam lapisan batuan lebih kecil daripada salinitas lumpur ($R_w > R_{mf}$, defleksi ini menunjukkan lapisan tersebut adalah *fresh water formation*. Apabila dalam lapisan yang permeabel salinitas dari fluidanya adalah sama dengan salinitas pada lumpur maka respon defleksi kurva SP juga sama seperti pada *shale* berupa garis lurus.

b) Log Resistivitas

Log resistivitas merupakan jenis log yang mengukur tahanan jenis dari suatu batuan atau formasi serta fluida terhadap arus listrik yang mengalir melaluinya.

Terdapat dua jenis dari log resistivitas, yaitu antara lain :

1. Lateralog

- *Lateralog Deep (LLD)*
- *Lateralog Shallow (LLS)*
- *Micro Spherically Focused Log (MSFL)*

2. Induction

- *Induction Lateralog Deep (ILD)*
- *Induction Lateralog Medium (ILM)*
- *Spherically Focused Log (SFL)*

Secara umum tahanan jenis air akan selalu lebih kecil daripada minyak, tahanan jenis minyak akan selalu lebih kecil daripada tahanan jenis gas. Pada batuan dengan litologi yang relatif tidak porous akan menunjukkan resistivitas yang kecil atau rendah, sedangkan pada batuan porous dengan fluida minyak atau gas yang ada pada batuan tersebut akan menunjukkan nilai resistivitas yang tinggi yang dapat dilihat dari kurva ILD/LLD yang berada di sebelah kanan dari kurva MSFL/SFL dan LLS/LLD. Untuk batuan yang fluidanya terkandung air maka kurva ILD/LLD akan terletak di sebelah kiri dari kurva MSFL/SFL serta ILM/ILS. Respon defleksi pada batugamping akan memberikan respon

defleksi yang lebih besar daripada batupasir dan serpih, karena sifat dari batugamping sendiri kurang baik dalam menghantarkan arus listrik.

3.12 Fisika Batuan

3.12.1 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):

$$IGR = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min} \quad (4.3)$$

Dimana:

IGR = Indeks gamma ray

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

GR *max* = GR maksimum

GR *min* = GR minimum

Dimana volume shale (*Vsh*) dapat dihitung dengan persamaan:

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

$$Vsh = 0.33 [2^{(2 \times IGR)} - 1.0]$$

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

$$Vsh = 0.083 [2^{(3.7 \times IGR)} - 1.0] \quad (4.4)$$

3.12.2 Porositas

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

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

$$\phi = \frac{\text{volume pori-pori}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (4.5)$$

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

$$\phi_{\text{efektif}} = \frac{\text{volume pori yang berhubungan}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (4.6)$$

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

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (4.7)$$

Untuk nilai porositas total dapat dihasilkan dengan rumus:

$$\phi_{tot} = \frac{\phi D + \phi N}{2} \quad (4.8)$$

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

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi D c^2 + \phi N c^2}{2}} \quad (4.9)$$

Dimana,

$$\phi D c = \phi D - (\phi D s h \times V sh) \quad (4.10)$$

$$\phi N c = \phi N - (\phi N s h \times V sh) \quad (4.11)$$

Keterangan:

ϕD = Porositas Densitas

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

ρ_b = Densitas matriks batuan dari log (gr/cc) atau $RHOB$

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

$\phi Dnsh$ = 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 1.

Tabel 1. Skala kualitas porositas reservoir (Koesomadinata, 1978)

No	Nilai Porositas	Skal
1	0 – 5 %	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>)

Secara umum, semakin bertambahnya kedalaman maka porositas batuan akan berkurang, karena semakin dalam batuan tersebut maka batuan semakin kompak akibat dari tekanan di atasnya. Nilai porositas

sangat berpengaruh terhadap kecepatan dari gelombang seismik. Jika gelombang seismik melewati suatu formasi yang memiliki porositas yang semakin besar maka kecepatan gelombang seismik akan semakin kecil, begitu pula sebaliknya (Koesomadinata, 1978).

3.12.3 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 dipresentasikan 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 4.12. Sedangkan kualitas dari permeabilitas secara umum menurut Koesoemadinata, 1978 dalam Nurwidjanto dkk, seperti pada tabel 2.

$$K = a \cdot \frac{\phi^b}{S_w^c} \quad (4.12)$$

Keterangan:

- k = permeabilitas (*mildarcies*)
 ϕ = Porositas efektif (fraksi)
 S_w = Saturasi air (fraksi)
 a = konstanta Schlumberger = 10000
 b = konstanta Schlumberger = 4.5
 c = konstanta Schlumberger = 2

Tabel 2. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum.
(Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005).

Nilai Permeabilitas	Kualitas (umum)
< 5 mD (1 mD – 5 mD)	Ketat (<i>tight</i>)
5 – 10 mD	Cukup (<i>fair</i>)
10 – 100 mD	Baik (<i>good</i>)
100 – 1000 mD	Sangat Baik (<i>very good</i>)
>1000 mD	Istimewa (<i>excellent</i>)

Permeabilitas Absolut (*Kabs*). Permeabilitas absolut merupakan permeabilitas yang terjadi apabila fluida yang mengalir dalam media berpori terdiri hanya satu macam fluida atau disaturasi 100% fluida. Permeabilitas Efektif (*Keff*) adalah terjadi apabila fluida yang mengalir dalam media berpori lebih dari satu macam fluida, misalnya (minyak – air), (air – gas), (gas – minyak) atau bahkan ketiga-tiganya. Nilai dari permeabilitas efektif dapat ditulis sebagai k_w , k_g , k_o , dimana masing-masing untuk air, gas, dan minyak. Permeabilitas Relatif (*Krel*). Permeabilitas relatif merupakan perbandingan antara permeabilitas efektif dalam kondisi saturasi yang tertentu dengan permeabilitas absolut. Harga permeabilitas relatif (*Krel*) yaitu 0 – 1 darcy.

3.12.4 Saturasi Fluida

Dalam simulasi dan pemodelan reservoar, salah satu yang dilakukan adalah persebaran saturasi fluida pada reervoar. Saturasi fluida adalah perbandingan volume pori batuan yang terisi oleh suatu fluida tertentu dengan volume pori batuan (Nurwidjanto dkk, 2015).

Adapun macam-macam saturasi batuan pada reservoar 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 :

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100\% \quad (4.13)$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \times 100\% \quad (4.14)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \times 100\% \quad (4.15)$$

Dimana :

V_w = volume air, cc

V_p = Volume pori, cc

V_g = Volume gas, cc (Baiyegunhi, dkk, 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:

$$Sw + Sg + So = 1 \quad (4.16)$$

Dari persamaan (4) 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* (Sw). *Water saturation* (Sw) 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 eksploras memiliki nilai yang ekonomis atau tidak, sehingga hal ini membantu dalam menentukan cadangan yang akan kita dapatkan hingga penghasilan dari hasil eksplorasi hidrokarbon. Tentunya dengan adanya manfaat itu semua kita harus mengetahui bagaimana cara memodelkan suatu saturasi air hingga kita mendapat persebaran hidrokarbon dalam suatu reservoir.

3.12.5 Cara menentukan Saturasi Air (SW)

Dalam menentukan saturasi air dapat dilakukan dengan sebagai berikut :

a. **Berdasarkan data log**

Korelasi Saturasi air dapat ditentukan dengan cara menghitung dari data log yang telah kita dapatkan dari suatu pengukuran well logging.

Ada beberapa cara perhitungan untuk mendapatkan nilai saturasi air diantaranya yaitu :

Persamaan Archie

$$Sw^n = \frac{a}{\phi^m} \frac{Rw}{Rt} \quad (4.17)$$

Di mana :

Sw = Saturasi Air

Rw = Resistivitas Air

Rt = Resistivitas batuan yang dijenuhi air kurang dari 100%

a = Konstanta batuan (pada sandstone = 0.81 dan limestone = 1)

ϕ = Porositas batuan (%).

m = Faktor sementasi.

n = Faktor saturasi (Harsono, 1997).

Formula Archie ini dapat digunakan apabila reservoir yang akan kita teliti tidak memiliki kandungan shale/clay sehingga dapat dikatakan reservoir bersih.

Persamaan Sw Indonesia

Awalnya persamaan Sw Indonesia digunakan sebagai cara dalam memodelkan formasi-formasi di Indonesia yang litologi volume serpihnya besar dan air formasi terdiri dari air tawar. Persamaan Indonesia adalah

persamaan yang menggunakan pendekatan porositas efektif. Porositas efektif adalah porositas total yang terkoreksi terhadap kandungan serpih atau *shale* dalam formasi. Persamaan tersebut adalah persamaan empiris yang diturunkan dari persamaan Archie untuk formasi bersih.

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left[\frac{Vsh(1 - \frac{Vsh}{2})}{\sqrt{Rsh}} + \frac{\phi e^{m/2}}{\sqrt{a \cdot RW}} \right] \cdot SW^{n/2} \quad (4.18)$$

Keterangan:

SW = Saturasi Air (%)

Rt = Resistivitas Formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

RW = Resistivitas air formasi (ohm.m)

Rsh = Resistivitas *shale* (ohm.m)

Vsh = Volume *shale* (%)

ϕe = porositas efektif (%)

a = faktor turtuositi (gamping = 1; batupasir = 0.62)

m = faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2.15)

n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2.0) (Harsono, 1997).

Sw Simandoux

Sama dengan Sw Indonesian, Sw simandoux ketika reservoar pada sutau lapangan masih mengandung material pengotor seperti clay dan shale Sismanto (2006).

$$SW = \frac{0.4 \cdot RW}{\phi e^2} \left[-\left(\frac{Vsh}{Rsh} \right) + \sqrt{\frac{5 \cdot \phi e^2}{RW \cdot Rt} + \left(\frac{Vsh}{Rsh} \right)^2} \right] \quad (4.19)$$

Keterangan,

SW = Saturasi Air (%)

Rt = Resistivitas Formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

Vsh = Volume shale (%)

Rsh = Resistivitas shale (ohm.m)

Rw = Resistivitas air formasi (ohm.m)

ϕe = porositas efektif (%) (Harsono, 1997).

b. Peta Persebaran Sw dari persamaan Buckles

Porositas Efektif

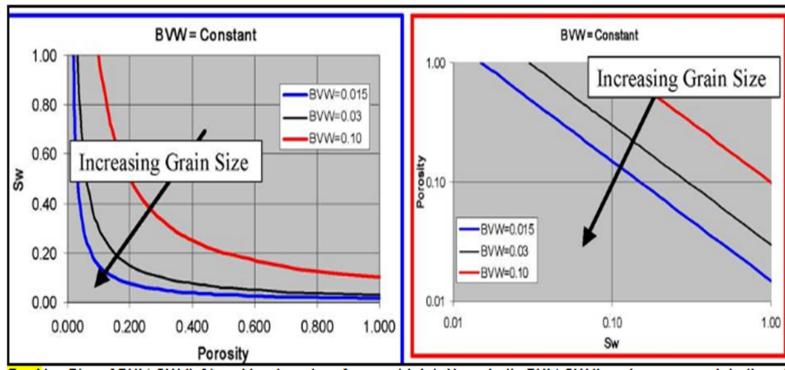
Triyanto (2016), Longley (2002) dan Whittam (1996) mengungkapkan porositas efektif merupakan salah satu parameter yang penting dalam menentukan persebaran Sw dengan metode buckles, maka dari itu sebelum masuk kepada pembahasan persebaran Sw terlebih dahulu kita pahami cara mencari cara mencari porositas 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 prositas dalam batuan tersebut saling berhubungan.

Persamaan Buckles

Peta persebaran Sw berdasarkan persamaan Buckless diambil berdasarkan prinsip hubungan Porositas Efektif terhadap Saturasi Air yang ditunjukkan dengan persamaan linear. Pernyataan tersebut didasarkan pada persamaan:

$$\text{Bulk Volume Water (BVW)} = \text{PHI} \times \text{Sw} \quad (4.20)$$

Dari persamaan 4.20 dapat dilihat bahwa volume total air akan sebanding dengan nilai porositas dan saturasi airnya, ketika nilai BVW = 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 PHI vs SW (Crain, 2009).

Secara matematis dituliskan sebagai berikut:

$$\text{Porosity } (\phi) \times \text{Saturation Water } (Sw) = \text{Constant} \quad (4.21)$$

$$Sw = \frac{\text{Constant}}{\phi} \quad (4.22)$$

Persamaan Buckles ini memiliki kelemahan yaitu peta persebaran saturasi air yang didapatkan tidak memiliki identitas sendiri melainkan mengikuti data porositas efektif yang digambarkan dengan persamaan linear. 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 persebaran.

IV. METODE PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan pada tanggal 24 Januari 2018 sampai dengan 10 Maret 2018 di PPPTMBG LEMIGAS di Satuan Kerja Unit Eksplorasi 3 Kebayoran Lama Jakarta Selatan. Dilanjutkan sampai dengan Juli 2018 di Laboratorium Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Tabel 3. *Time Schedule Penelitian*

4.2 Metode Penelitian

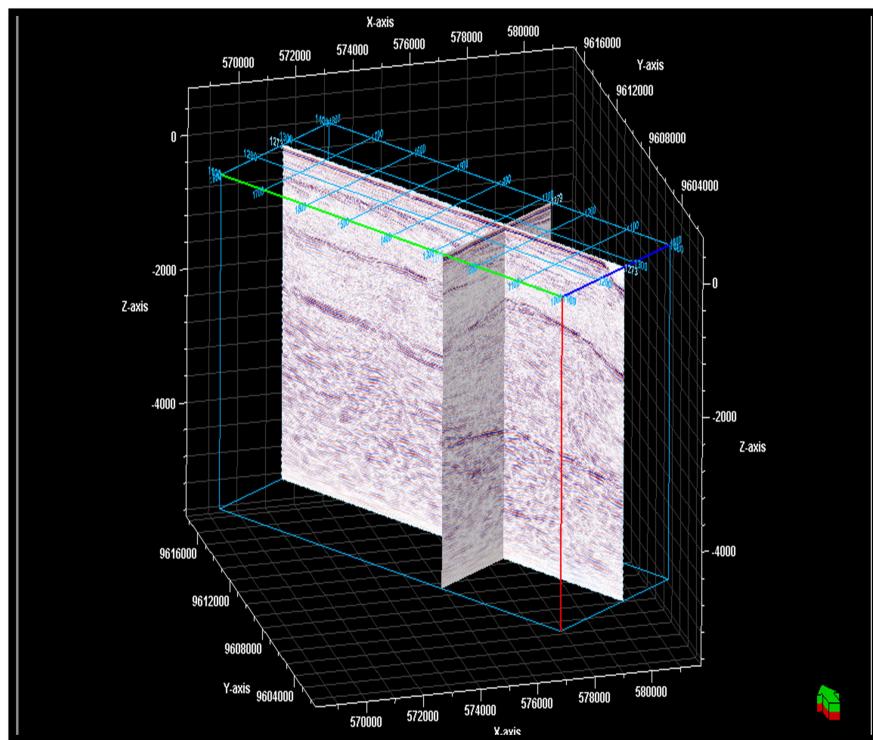
Berikut merupakan urutan metode penelitian yang penulis lakukan di PPPTMBG LEMIGAS, dan di Lab. Teknik Geofisika Univesitas Lampung:

4.2.1 Data Penelitian

Dalam penyusunan tugas akhir ini, penulis menggunakan data yang meliputi :

A. Data Seismik PSTM 3D

Data seismik yang digunakan pada penelitian ini adalah data seismik 3D PSTM (*Post Stack Time Migration*) dengan jumlah *in line* 301 (1100 – 1401), *cross line* 801 (1000-1801), memiliki interval *sampling rate* 4 ms dengan fasa nol yang dimana kenaikan impedansi akustik ditunjukan sebagai puncak (*peak*) dalam seismik.



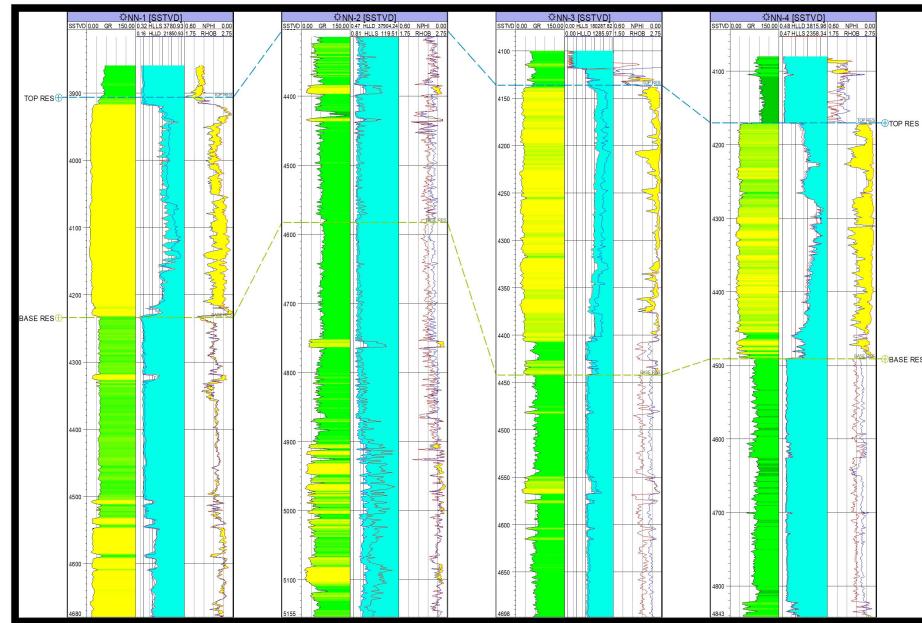
Gambar 26. Data seismik 3D PSTM

B. Data Sumur

Data sumur yang digunakan dalam penelitian sebanyak 4 sumur, yang meliputi Sumur NN-1, NN-2, NN-33, dan NN-4 yang didalamnya dilengkapi dengan log Gamma Ray, RHOB, NPHI, *P-Wave*, Resistivitas, dan Caliper. Berikut kelengkapan log yang diperlukan dalam proses pengolahannya :

Tabel 4. Kelengkapan data Log

Nama Sumur	Log GR	Log NPHI	Log RHOB	Log PWave	Log Res.	Log CAL	Checkshot
NN-1	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
NN-2	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
NN-3	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
NN-4	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada



Gambar 27. Data log sumur NN1, NN-2, NN-3 dan NN-4

Dengan posisi sumur pada data seismik seperti berikut :

Tabel 5. Posisi Sumur pada seismik

Well Name	Units	X Location	Y Location	Inline	Xline	CDP
NN-1	ft	576718.89	9607811.60	1281	1279	145261
NN-2	ft	575254.17	9609975.42	1281	1418	145400
NN-3	ft	577524.63	9606357.71	1273	1191	138765
NN-4	ft	575556.76	9608086.56	1237	1326	110064

C. Data *Checkshot*

Data *checkshot* digunakan dalam proses *well to seismic tie* untuk mendapatkan hubungan antara kedalaman dengan waktu. Dalam hal ini data sumur dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik dalam domain waktu.

D. Data Marker

Marker yaitu data acuan yang berisikan informasi dari suatu batas-batas suatu formasi. Data marker digunakan sebagai patokan dalam melakukan *picking horizon*. Kemudian digunakan juga dalam acuan pada saat melakukan *well to seismic tie* antara data sumur dan seismik. Pada penelitian digunakan sebanyak dua buah marker untuk patokan dalam pengolahan data.

E. Software dan Hardware

Software yang digunakan pada penelitian ini adalah *Hampson Russell (HRS)* versi CE8R1 untuk pengolahan data seismik inversi *AI* hingga multiatribut, *software Petrel* versi 2009.1 untuk operasi konversi *time to depth structure map* dan tampilan peta.

4.2.2 Pengolahan Data

Pada penelitian ini pengolahan data yang dilakukan meliputi persiapan data, pengolahan data sumur dan perhitungan properti petrofisika, *well seismic tie*, interpretasi *fault*, interpretasi horizon, *time structure map*, konversi *depth structure map*, *isopach map*, pembuatan model inisial, pembuatan model akustik impedansi dan pembuatan model multiatribut.

A. Pengolahan Data Sumur dan Perhitungan Properti Petrofisika

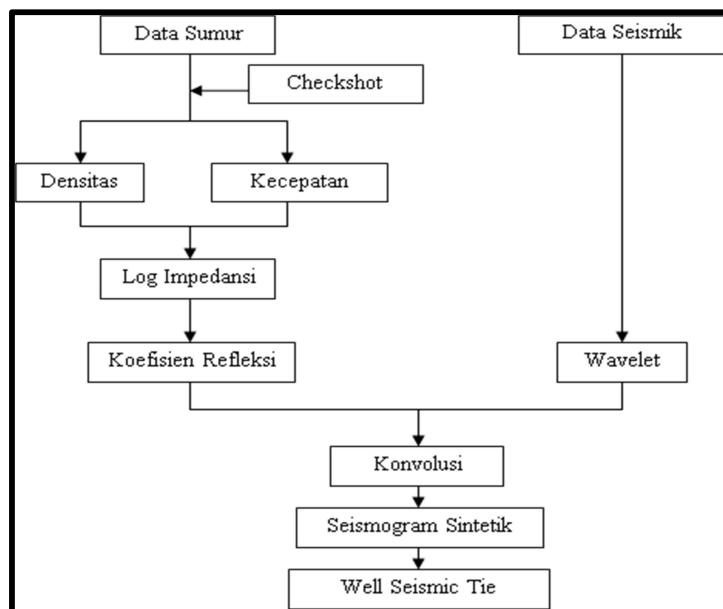
Pengolahan data sumur dilakukan untuk interpretasi kualitatif dan kuantitatif dari properti petrofisika dari zona penelitian yang memiliki prospek hidrokarbon. Interpretasi kualitatif dilakukan dengan menentukan zona prospek pada suatu lapangan penelitian dengan mengidentifikasi zona permeable dan impermeable atau zona produktif untuk area prospek hidrokarbon. Kemudian penulis melakukan perhitungan properti petrofisika yakni menghitung kandungan *Clay/Shale* dengan formula *log Gamma Ray*, melakukan perhitungan porositas efektif, serta melakukan perhitungan (SW) saturasi air dengan formula Indonesia dikarenakan lapangan penelitian terdapat di Indonesia dan daerah tersebut merupakan perselingan antara batupasir dan *shale*.

B. Well to Seismic tie

Proses well to seismic tie dilakukan untuk pengikatan antara data sesimik dengan data sumur, yang mana data sumur berdomain kedalaman (*depth*) dan data seismik berdomain waktu (*time*) yang akan disamakan domainnya. Dalam prosesnya yaitu menempatkan reflektor sesimik pada

kedalaman sebenarnya dengan seismogram yang bersesuaian dengan suatu bidang batas.

Proses well tie dengan menggunakan data sumur densitas (log RHOB) dan data survey kecepatan atau log sonic (log DT) yang menghasilkan Impedansi Akustik antar lapisannya sehingga akan mendapatkan kontras perbedaan dari Koefisien Refleksi. Dari Koefisien Refleksi tersebut dikonvolusikan dengan wavelet sehingga mendapatkan *synthetic seismogram*. Proses *Ekstrak wavelet* dilakukan dengan metode *statistical*. Hasil analisis *well to seismic tie* akan memperlihatkan bahwa pada *synthetic seismogram* dapat dilakukan korelasi dengan horison-horison pada data seismik yang merepresentasikan perubahan koefisien refleksi atau suatu bidang batas perlapisan batuan. Kemudian seismogram sesimik (data sismik asli) dan *synthetic seismogram* (berdasarkan data sumur) diikat atau dalam hal ini dicocokan.



Gambar 28. Diagram Alir Well Seismic Tie

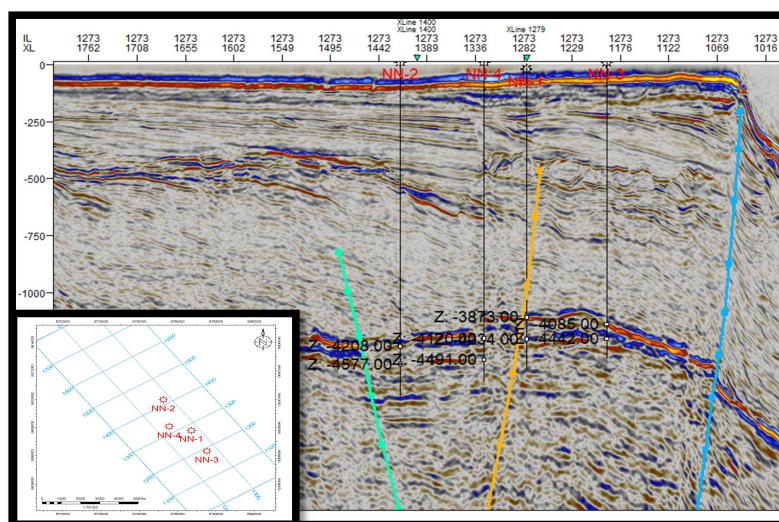
C. Analisis Tuning Thickness

Analisis tuning thickness dilakukan untuk menentukan dan melihat apakah benar daerah target penelitian sesuai dengan ketebalan *tunning*. Untuk melakukan analisa *tunning thickness* dengan persamaan $\frac{1}{4}\lambda$. Diperlukan nilai rata-rata kecepatan gelombang P (Vp) daerah target dan nilai frekuensi dominan pada data seismik.

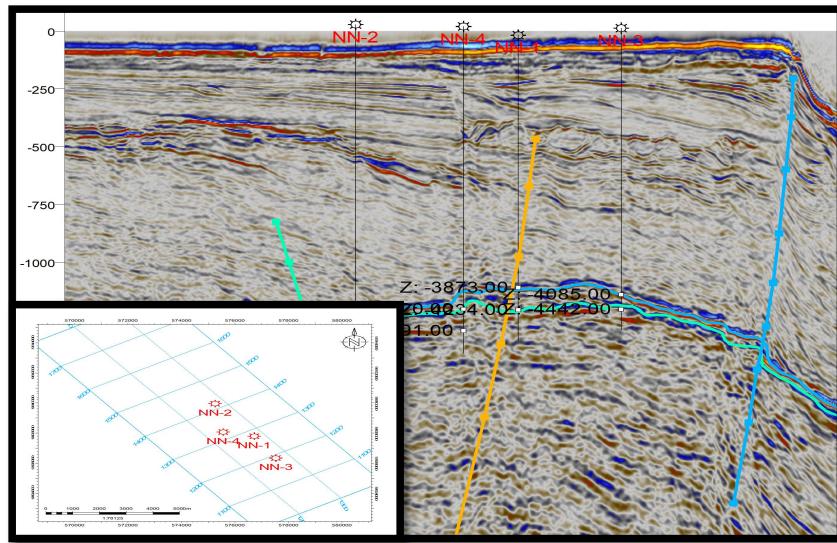
D. Interpretasi Fault dan Interpretasi Horizon

Pada penampang seismik *fault* ditampilkan dengan adanya suatu ketidakmenerusan atau diskontinuitas horizon yang tiba-tiba dari reflektor seismik yang merefleksikan bidang perlapisan secara lateral. Picking *fault* pada penelitian dilakukan disepanjang penampang seismik dan setelah itu dilakukan *picking horizon*.

Picking horizon dilakukan dengan cara membuat garis kemenerusan pada penampang seismik. Picking dilakukan dengan acuan hasil *well seismic tie* dan *marker*. Dalam penelitian dilakukan picking di *horizon top* dan *horizon base* pada lapangan penelitian.



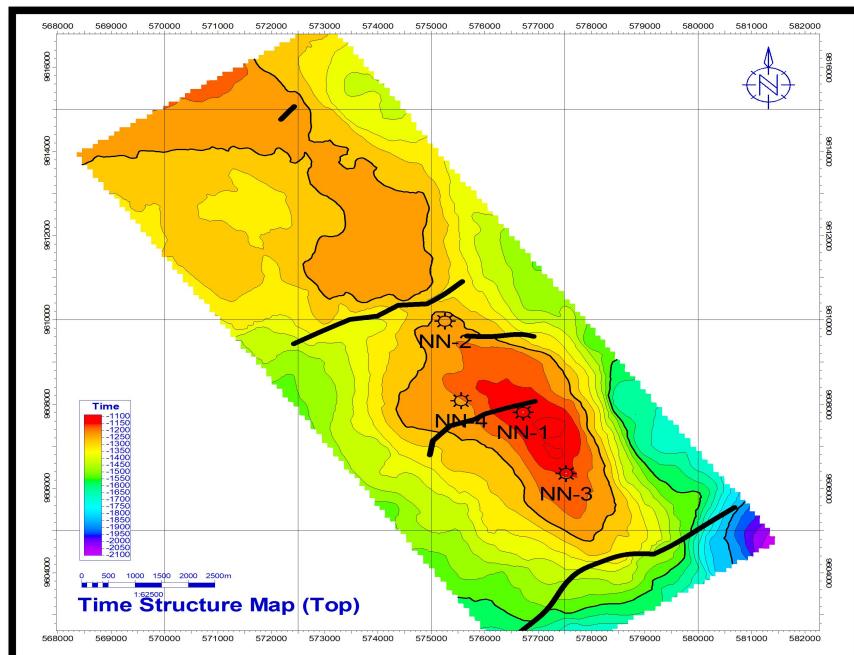
Gambar 29. Interpretasi *Fault* pada data seismic



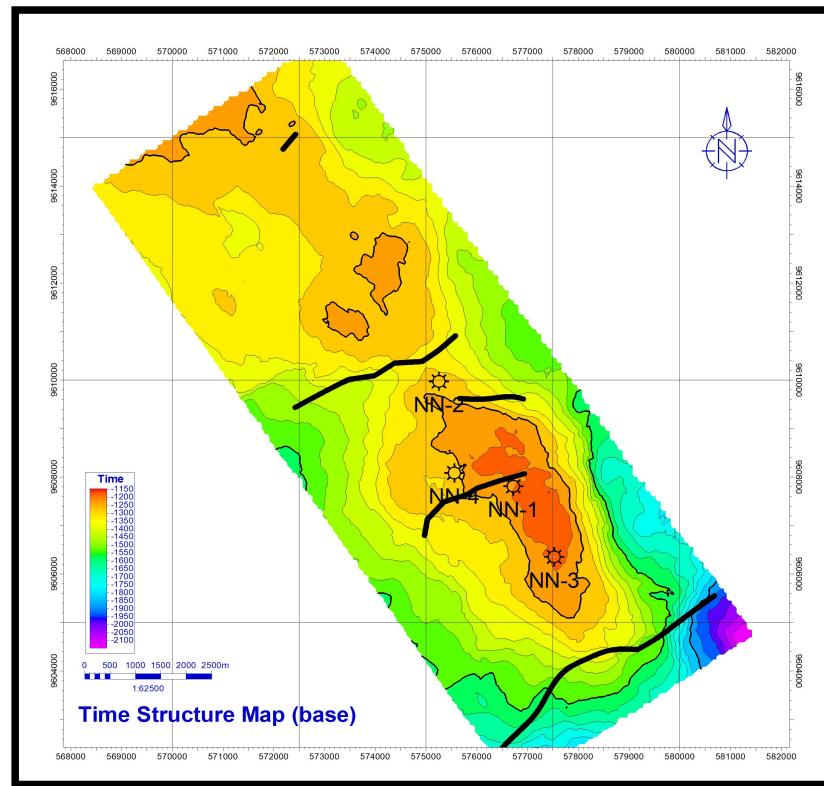
Gambar 30 Interpretasi *Horizon* pada data seismik

E. Time Structure dan Depth Structure Map

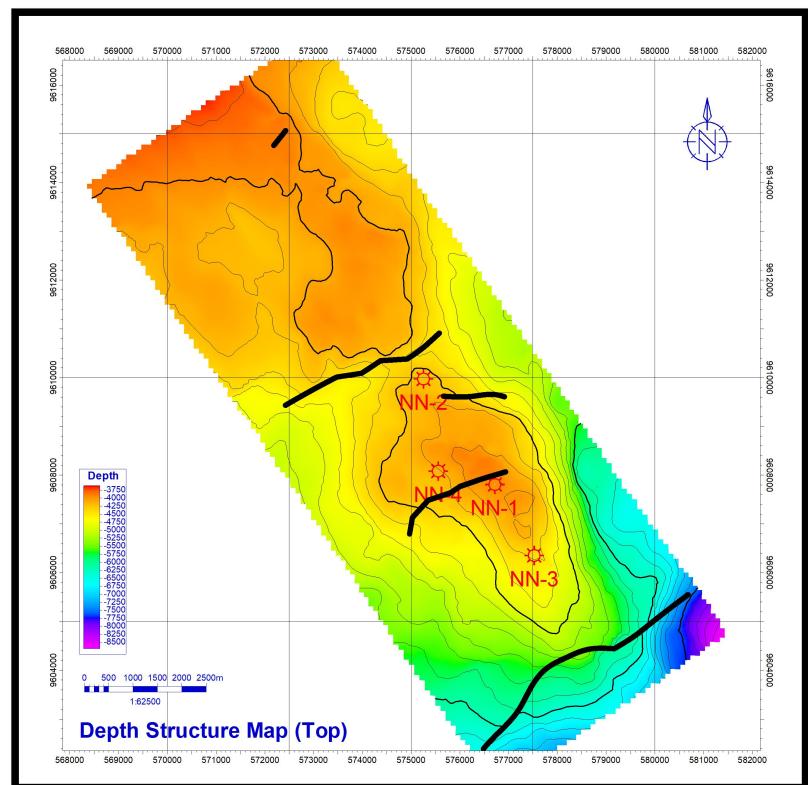
Setelah melakukan *picking fault* dan *picking horizon*, maka tahap selanjutnya membuat peta struktur waktu, yang bertujuan untuk melihat bagaimana struktur pada lapangan penelitian dalam domain waktu (*time*). Kemudian di konversi menjadi domain kedalaman (*depth*) untuk menghasilkan peta ketebalan (*isopach map*).



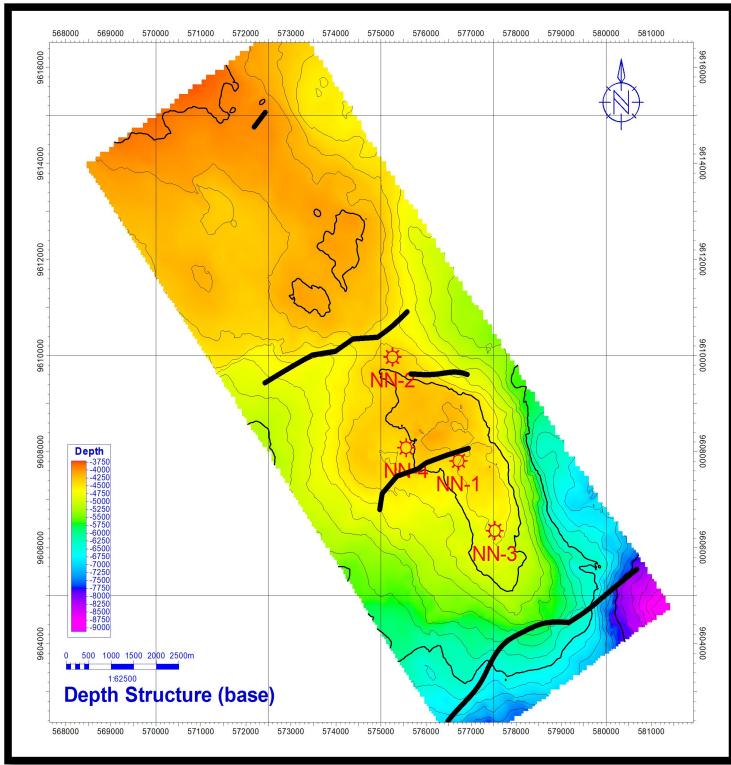
Gambar 31. *Time Structure Map (Top Res)*



Gambar 32. Time Structure Map (Base Res)



Gambar 33. Depth Structure Map (Top Res)



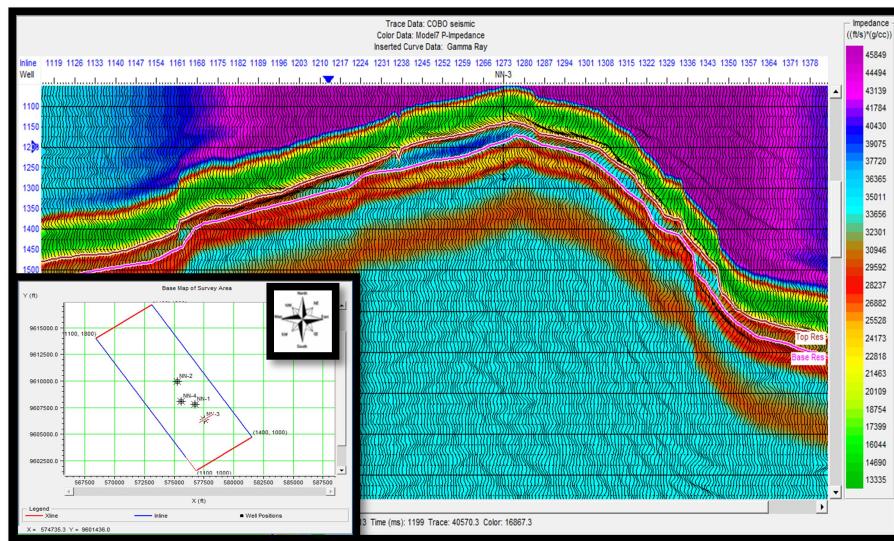
Gambar 34. Depth Structure Map (Base Res)

F. 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 *Top Res* sampai *Base Res*. Hasil dari analisis sensitifitas ini menjadi acuan untuk melihat benar atau tidak pada proses inversi.

G. Model Inisial

Model inisial dibuat dari data seismik dan data log. Data log yang digunakan adalah data log AI (impedansi akustik). Log AI (impedansi akustik) ini didapatkan dari log *sonic* (DT) dan log densitas (RHOB). Model inisial dan data seismik menentukan bagus tidaknya hasil inversi. Pada penelitian ini pembuatan model inisial dilakukan dengan input empat sumur (NN-1, NN-2, NN-3 dan NN-4) dan dua horizon (*top res* dan *base res*) dengan filter *High cut filter* 10/15 Hz. Dan dari hasil model inisial dapat dilakukan analisis dari hasil model yang telah dibuat untuk mengetahui nilai korelasi dan eror dari model yang dibuat.



Gambar 35. Model Inisial

H. Inversi Model Based

Proses inversi ini menggunakan metode inversi *modelbased*. Metode pada penelitian ini yaitu *hard constrained* yang artinya ditentukan sejauh apa impedansi dari hasil inversi dapat berubah dari model inisialnya (ditentukan batas atau *constraint*-nya).

Parameter yang dipakai adalah sebagai berikut:

Window : *Top res sampai Base res*

Average block size : 4 ms

Iterasi : 10

Pada penelitian ini juga dibuat volume prediksi persebaran porositas.

Hasil volume impedansi akustik ini selanjutnya akan digunakan pada analisis multi atribut sebagai eksternal atributnya.

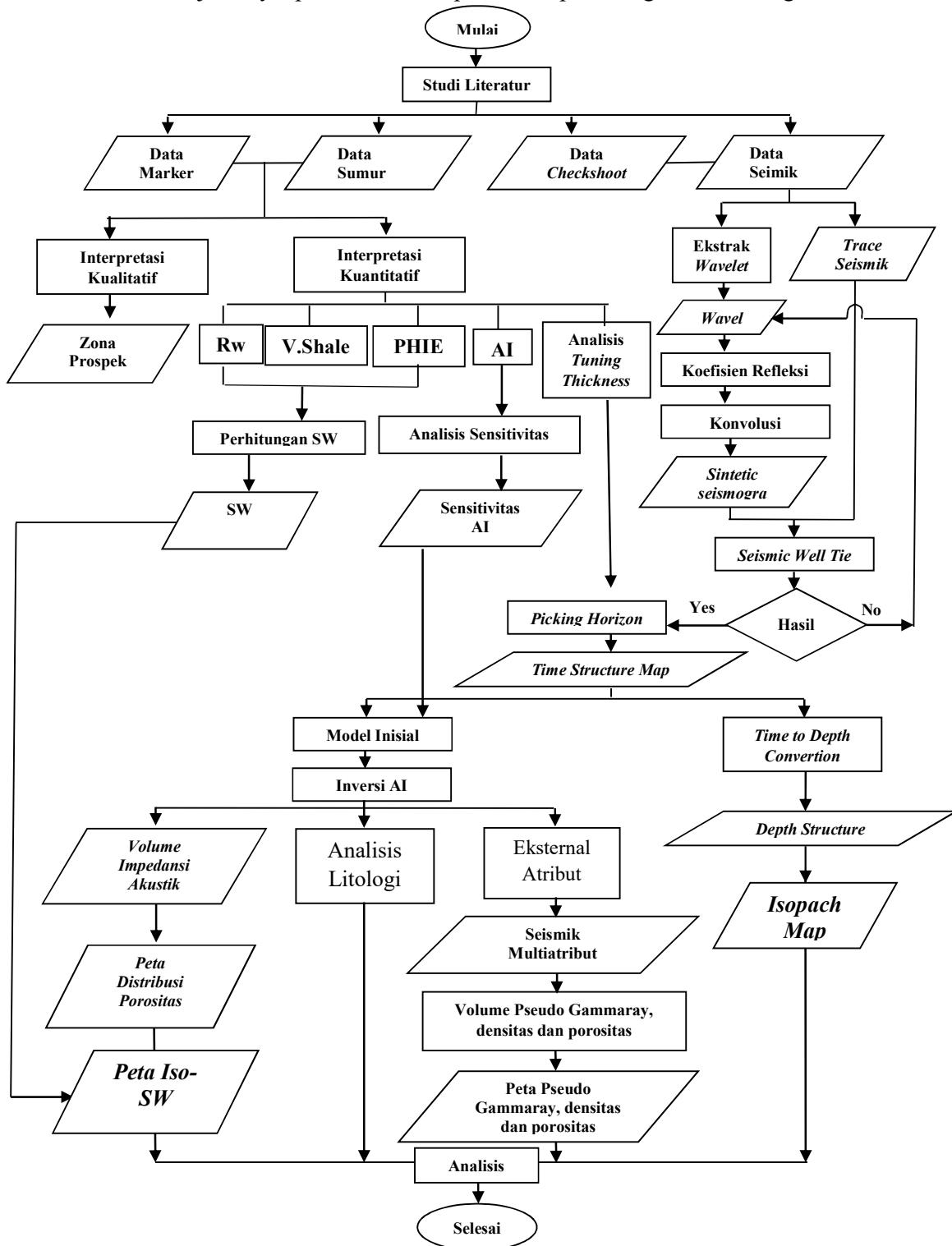
I. Analisis Multiatribut

Dalam proses analisis multiatribut penelitian ini, atribut internal menggunakan data seismik segy dan hasil inversi dijadikan sebagai *eksternal* atribut bertujuan untuk memetakan persebaran batu pasir dengan menggunakan prediksi *gamma ray*, *neutron porosity* dan *density*.

Dalam pengolahan multiatribut ini menggunakan metode *step wise regression*. Kemudian melakukan penginputan antara data sumur dan seismik pada setiap prediksi data log, setelah itu dilakukan analisis multiatribut, untuk menentukan atribut mana saja yang akan dipilih dalam prediksi log, maka dilakukan *training* terlebih dahulu, dengan melihat *training error* dan *validation error* yang dijadikan dasar pemilihan atribut yang digunakan.

4.3 Diagram Alir

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



Gambar 36. Diagram Alir Penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

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

1. Hasil analisis *crossplot* data sumur untuk analisis sensitiv *sand-shale* dan analisis inversi pada batupasir yang terisi hidrokarbon diperoleh nilai impedansi akustik antara 12.000 ft/s*g/cc – 27.000 ft/s*g/cc.
2. Properti reservoir dari hasil multiatribut dan inversi impedansi akustik memiliki kesamaan pola atau *trend* dengan diketahui nilai *gamma ray* dengan *range* 5-70 API, *densitas* dengan *range* 2,1-2,3 gr/cc dan porositas dengan *range* 18-23% .
3. Pada bagian Tengah sekitar Sumur NN-1, NN-3, dan NN4 serta bagian Tenggara daerah penelitian merupakan daerah prospek yang memiliki batupasir dengan densitas dan porositas yang cukup baik dengan Saturasi Air (SW) sebesar 10 hingga 13%.

6.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian dan pembahasan diatas, maka saran yang dapat diberikan yaitu diperlukan lebih banyak sumur dari penelitian ini, guna

meningkatkan keakuratan data sehingga menghasilkan korelasi dan hubungan spasial yang cukup baik agar penyebaran dari properti reservoar dapat ditampilkan dengan jelas.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah. A. 2007. *E-book Ensiklopedi Seismik Online*
- Barrett, A. G., Hinde, A.L. dan Kennard, J.M., 2004, *Undiscovered Resource Assessment Methodologies and Application to The Bonaparte Basin*, Geoscience Australia, Canberra.
- Barnes. A.E., 1999. *Seismic attributes past, present, and future*, SEG Technical Program Expanded Abstracts.
- Baiyegunhi, C., Oloniniyi, T.L. dan Gwava, O. 2014. The correlation of dry density and porosity of some rocks from the Karoo Supergroup: A case study of selected rock types between Grahamstown and Queenstown in the Eastern Cape Province, South Africa. *IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN)*, 04 (12), p. 30 – 40.
- Brown. A.R., 2000. *Interpretation Of Three-Dimensional Seismic Data*, AAPG Memoir 42.
- Cadman, S.J, 2003. *Bonaparte Basin, NT, WA, AC & JPDA*, Australian Petroleum Accumulations Report 5, 2nd Edition, Geoscience Australia, Canberra.
- Chen. Q., dan Sidney. S., 1997. *Seismic Attribute Technology For Reservoir Forecasting and Monitoring*. *The Leading Edge*, V. 16, no. 5, p. 445-456.
- Crain, E.R. dan Hume, D.W., 2011, *Productivity Estimation in the Milk River Laminated Shaly Sand, Southeast Alberta and Southwest Saskatchewan*, Canadian Well Logging Society.
- Cordson, A. dan Pierce, J. 2000. *Planning land 3D seismic surveys*. SEG Geophysical Developments : USA
- Delisatra, G., 2012. *Short Course: Seismic Interpretation & Reservoir Characterization*. Universitas Gajah Mada, Yogyakarta

- Hardiansyah, I. 2015. *Identifikasi Zona Reservoir Sand Menggunakan Seismik Inversi Akustik Impedansi dan Analisis Atribut pada Lapangan "Bisma" Formasi Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan*. Skripsi Sarjana pada Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta: tidak diterbitkan.
- Harsono, A. 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Services, Jakarta.
- Hutabarat, R.G. 2009. *Integrasi Inversi Seismik dengan Atribut Amplitudo Seismik untuk Memetakan Distribusi Reservoir pada Lapangan Blackfoot*. Jakarta. Universitas Indonesia
- Jamady, Aris. 2011. *Kuantifikasi Frekuensi dan Resolusi Menggunakan Seismik Refleksi di Perairan Maluku Utara*. Bogor. IPB.
- Koesoemadinata. R.P., 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi. Jilid I Edisi kedua*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Longley. 2002. *Undiscovered Resource Assessment Methodologies and Application to The Bonaparte Basin*, Geoscience Australia, Canberra.
- Mory, A.J., 1988—*Regional geology of the offshore Bonaparte Basin*. In: Purcell, P.G. and Purcell, R.R. (eds), *The North West Shelf Australia, Proceedings of Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, Perth, 1988, 287–309.
- Muhsin, Dhafit M. 2012. *Aplikasi Metode Elastic Impedance dan Inversi Seismik Stokastik Untuk Mengetahui Persebaran Reservoir Batupasir Pada Lapangan "MDM"*. Skripsi Sarjana Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan ITB: tidak diterbitkan
- Nagura, H., Suzuki I., Teramoto T., Hayashi, Y., Yoshida, T., Bandjarnahor, H. MP., Kihara, K., Swiecicki, T., Bird, R., 2003, The Abadi Gas Field, *Proceedings Indonesia Petroleum Association 29th*, Jakarta, Indonesia. IPA03-G-141
- Nurwidyanto, M.I., Noviyanti, I. dan Widodo, S. 2005. Estimasi Hubungan Porositas dan Permeabilitas pada Batupasir (Study Kasus Formasi Kerek, Ledok, Selorejo). *Jurnal Berkala Fisika*. 8 (3), p. 87 – 90.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs : Second Edition*. Interprint Ltd.: Malta.
- Russel, B., Hampson, D., Schuelke, J., and Qurein, J., 1997. *Multi-attribute Seismic Analysis, The Leading Edge*, Vol. 16.

Russell, B. H., 1991, Introduction to Seismic Inversion Methods, S.N. Domenico, Editor Course Notes Series, Volume 2nd edition

Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M., dan Corbett, C., 1994. *Seismic Guided Estimation of Log Properties, The Leading Edge*, Vol. 13, p. 305-315.

Sherrif, R. E., 1992. *Reservoir Geophysics*, Press Syndicate of The University of Cambridge, USA.

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.

Struckmeyer, Heike I.M., 2006, *Petroleum Geology of the Arafura and Money Shoal Basins*, Geoscience Australia.

Sukmono. S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi, Geophysical Engineering*. Bandung Institute of Technology, Bandung.

Sukmono. S. 2002. *Seismic Attributes for Reservoir Characterization*, Departement of Geophysical Engineering, FIKTM, Institut Teknologi Bandung.

Telford, W. M., Geldart, L. P., & Sheriff, R. E. 1990. *Applied Geophysics Second Edition*. Cambridge: Cambridge University Press.

Triyanto, D. 2016. *Evaluasi Formasi Untuk Menentukan Cadangan Hidrokarbon Pada Reservoir Karbonat Lapangan "X" Menggunakan Data Well Logging dan Petrofisika*. Skripsi Sarjana FT Universitas Lampung: tidak diterbitkan.

Veeken, P. C. H. 2007. *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation*. Elsevier.

Whittam et al. 1996. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. London: Schlumberger Oil field Services.