

**KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR
MENGUNAKAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA)
PADA LAPANGAN “TARIGAN” CEKUNGAN SUMATERA
SELATAN**

(Skripsi)

Oleh
PEBRIANTA TARIGAN



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI, DAN PENDIDIKAN TINGGI
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
UNIVERSITAS LAMPUNG
2017**

ABSTRACT

CHARACTERIZATION OF SANDSTONES RESERVOIR USING ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION (AI) IN "TARIGAN" FIELD, SOUTH SUMATRA BASIN

By

PEBRIANTA TARIGAN

Identification of sandstones reservoir characterization in “TARIGAN” Field, South Sumatra basin, conducted using acoustic impedance inversion (AI). “TARIGAN” Field is located in Talang Akar formation consisting of sandstone which is quite good as the accumulation of hydrocarbons. Acoustic impedance inversion methods (AI) is performed to get subsurface imaging of geological model with both use of 3D seismic pre-stack time migration (PSTM) data and four wells data as a control. In this study, acoustic impedance inversion (AI) with modelbased method, show a better result than the bandlimited method, and maximum likelihood sparse spike. Based on the acoustic impedance (AI) map, porosity and time structure map, a porous sandstone pointing towards the Southeast through the structure heights (anticline). Under the direction of the spread of porous sandstone, obtained the prospect area to serve as a new well proposal with the value of the acoustic impedance (AI) $\leq 9500 ((m / s) * (g / cc))$ and a high porosity ≥ 0.15 Fraction, and located at anticline structure Southeast direction of distribution map.

Keywords: Inversion, Acoustic Impedance (AI), *Modelbased*, *Bandlimited*, *Maximum Likelihood Sparse Spike*, Reservoir.

ABSTRAK

KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR MENGUNAKAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA) PADA LAPANGAN “TARIGAN” CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Oleh

PEBRIANTA TARIGAN

Identifikasi karakterisasi reservoir batupasir pada lapangan “TARIGAN” cekungan sumatera selatan ini, dilakukan menggunakan inversi impedansi akustik (IA). Lapangan “TARIGAN” berada pada formasi Talang Akar, yang terdiri dari batupasir yang cukup baik sebagai tempat terakumulasinya hidrokarbon. Metode inversi impedansi akustik (IA) ini, dilakukan untuk mendapatkan gambaran model geologi bawah permukaan dengan baik dari penggunaan data seismik 3D *pre-stack time migration* (PSTM), dan empat buah data sumur sebagai kontrolnya. Pada penelitian ini, inversi impedansi akustik (IA) dengan metode *modelbased* menampilkan hasil yang lebih baik dibandingkan dengan metode *bandlimited*, dan *maximum likelihood sparse spike*. Berdasarkan Peta Impedansi akustik (IA), porositas dan peta struktur waktu, batupasir yang poros mengarah kearah Tenggara menuju struktur tinggian (antiklin). Berdasarkan arah penyebaran batupasir yang poros, diperoleh daerah prospek untuk dijadikan sebagai tempat sumur usulan baru dengan nilai impedansi akustik (IA) ≤ 9500 ((m/s)*(gr/cc)) dan porositas yang tinggi ≥ 0.15 *Fraction*, dan berada pada struktur antiklin arah Tenggara peta penyebaran.

Kata Kunci: Inversi, Impedansi akustik (AI), *Modelbased*, *Bandlimited*, *Maximum likelihood Sparse Spike*, Reservoir.

**KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR
MENGUNAKAN INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA)
PADA LAPANGAN “TARIGAN” CEKUNGAN SUMATERA
SELATAN**

Skripsi

Oleh

PEBRIANTA TARIGAN

**Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK**

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**KEMENTRIAN RISET TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
2017**

Judul Skripsi : **KARAKTERISASI RESERVOAR
BATUPASIR MENGGUNAKAN
INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA)
PADA LAPANGAN "TARIGAN"
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Nama : **Pebrianta Tarigan**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1215051043

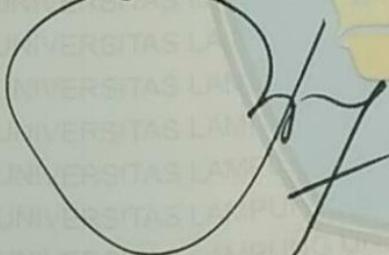
Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik

MENYETUJUI

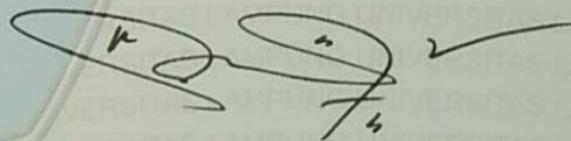
1. Komisi Pembimbing

Pembimbing 1



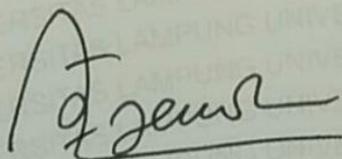
Bagus Sapto Mulyatho, S.Si., M.T.
NIP. 19700120200031001

Pembimbing 2



Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP. 196612221996031001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



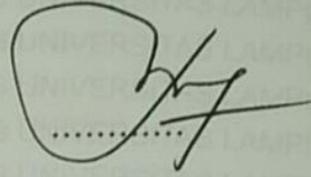
Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.
NIP. 19720928 199903 1001

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua

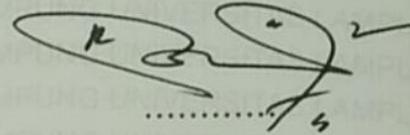
: **Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.**



.....

Sekretaris

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

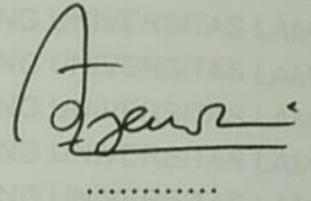


.....

Penguji

Bukan Pembimbing

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



.....

2. Dekan Fakultas Teknik



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

NIP. 19620717 198703 1 002#

Tanggal Lulus Ujian Skripsi: **22 Februari 2017**

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis bukan merupakan karya dari orang lain melainkan berdasarkan pemikiran saya sendiri, sebagai syarat memperoleh gelar sarjana. Adapun kutipan tertentu dalam penulisan skripsi ini terdapat karya atau pendapat orang lain yang ditulis menurut sumbernya sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka secara jelas sesuai dengan norma, kaidah dan etika penulisan ilmiah.

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

Bandar Lampung, 24 Februari 2017

Yang Membuat Pernyataan,



Pebrianta Tarigan
NPM. 1215051043

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Duri, 28 Februari 1994, dan merupakan anak terakhir dari tiga bersaudara. Pasangan Bapak Saudara Tarigan dan Ibu Serita Kaban.

Penulis pernah menempuh pendidikan sekolah dasar di SD Negeri 46 Gajah Sakti diselesaikan pada tahun 2006, dan penulis melanjutkan sekolah menengah pertama di SMP Negeri 4 Mandau, yang diselesaikan pada tahun 2009, penulis melanjutkan Sekolah Menengah Atas yang ditempuh di SMA Negeri 2 Mandau yang diselesaikan pada tahun 2012. Penulis terdaftar sebagai mahasiswa Fakultas Teknik, jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung melalui jalur SNMPTN pada tahun 2012.

Selama menjadi mahasiswa, penulis aktif di Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana di biro Sosial Kesekretariatan (KRT) periode 2013/2014, 2014/2015. *Staff Short Course Division, American Assosiation of Petroleum Geology (AAPG) chapter Universitas Lampung 2013-2014, Staff Workshop Division Society of Exploration Geophysicist (SEG) Chapter Universitas Lampung 2014-2015, Staff Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI)*

regional Sumatera 2015-2016. Bidang Kebudayaan sebagai Ketua Ikatan Mahasiswa Karo (IMKA) Rudang Mayang Lampung Masa Bakti 2015-2016. Pada tahun 2015, penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Tiyuh Daya Sakti, Kecamatan Tumijajar, Kabupaten Tulang Bawang Barat.

Penulis menyelesaikan Kerja Praktik di Pusat Vulkanologi Mitigasi Bencana Geologi (PVMBG) Bandung, Jawa Barat pada Bulan Februari 2016 dengan judul **“Analisis VS30 Dengan Menggunakan Metode HVSR Dari Data Mikrotremor Kabupaten Cilacap”**. Pada Bulan Juli hingga September 2016, Penulis melakukan penelitian tugas Akhir di PT. Pertamina EP Asset 2 Prabumulih, Sumatera Selatan. Dan akhirnya, penulis menyelesaikan studi pada 22 Februari 2017 dengan Skripsi yang berjudul **“Karakterisasi Reservoir Batupasir Menggunakan Inversi Impedansi Akustik (IA) Pada Lapangan “TARIGAN” Cekungan Sumatera Selatan”**.

PERSEMBAHAN

Dengan segala kerendahan hati
kupersembahkan skripsiku ini kepada:
Tuhan Yesus Kristus

Ayahku S.Tarigan dan Ibu ku S.Kaban Tercinta,
Terimakasih untuk setiap pengorbanan, peluh keringat, kesabaran, kasih dan
sayang, serta doa yang tiada henti diberikan sehingga aku mampu
mempersembahkan keberhasilan ini untuk mu ayah dan ibu.

Kepada Abang – abangku, Whendhy Tarigan, S.Si. dan
Brigadir Apu Teddy Tarigan, S.H.
Terimakasih selalu memberikan pengorbanan, inspirasi, semangat, moril,
mendukung, dan mendoakan keberhasilanku.

Seluruh Keluarga besar IMKA Rudang Mayang Lampung dan Permata GBKP
Runggun Bandar Lampung.

Keluarga Teknik Geofisika Angkatan 2012.

Almamater ku tercinta Universitas Lampung
Tempatku memperoleh ilmu dan merancang mimpi yang menjadi sebagian jejak
langkahku menuju kesuksesan.

MOTTO

Orang yang bijak lebih berwibawa dari pada orang kuat, juga orang yang berpengetahuan dari pada orang yang tegap kuat

[*Amsal 24:5*]

“Dalam konfrontasi antara aliran air dan batu, aliran air selalu menang, bukan lewat kekuatan, tetapi lewat kegigihan”

[J. Brown, Jr]

KATA PENGANTAR

Puji syukur Penulis panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena berkat dan rahmat-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul: **“Karakterisasi Reservoir Batupasir Menggunakan Inversi Impedansi Akustik (IA) Pada Lapangan “TARIGAN” Cekungan Sumatera Selatan”**. Skripsi ini dibuat sebagai salah satu syarat untuk memenuhi program Strata-1, Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung.

Penulis menyadari dalam penyusunan skripsi ini masih terdapat banyak kekurangan. Oleh karena itu, diperlukan saran dan kritik yang dapat membangun untuk perbaikan ke depannya. Semoga skripsi ini bermanfaat bagi semua.

Bandar Lampung, 25 Februari 2017

Pebrianta Tarigan

SANWACANA

Puji syukur senantiasa penulis haturkan kepada Tuhan Yang Maha Esa yang telah memberikan kesehatan dan berkat, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “ Karakterisasi Reservoir batupasir Menggunakan Inversi Impedansi Akustik (IA) Pada Lapangan “TARIGAN” Cekungan Sumatera Selatan”.

Untuk sampai dititik ini tidak lah sedikit pihak yang telah mendukung dan selalu memotivasi penulis. Termasuk selama penulis menjalani Tugas Akhir dan Penyusunan Skripsi. Penulis memperoleh bantuan dan kebaikan dari banyak pihak, maka dari itu, dalam kesempatan ini saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Tuhan Yesus Kristus atas berkat kasih dan karunia-Nya yang saya rasakan hingga saat ini.
2. Bapak (S.Tarigan) dan ibu (S.Kaban) serta Abang-abang ku tercinta (Whendhy Tarigan, S.Si. dan Brigadir Apu Teddi Tarigan, S.H.) yang telah memberikan segala pengorbanan, kasih sayang dan kesabaran serta doa yang di berikan tanpa rasa lelah.

3. Bapak Oki Satriawan selaku Manager *G&G* PT. Pertamina EP Asset 2 yang telah memberikan saya kesempatan untuk melaksanakan Tugas Akhir di *Departement G&G* PT. Pertamina EP Asset 2 Prabumulih;
4. Mas. Aji Arif Sulaksono selaku pembimbing di PT. Pertamina Asset 2 Prabumulih yang telah memberi saran dan petunjuk kepada penulis selama penelitian Tugas Akhir;
5. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T. selaku Pembimbing I Skripsi. Terimakasih atas saran serta masukan yang diberikan;
6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku Pembimbing II Skripsi. Terimakasih atas saran serta masukan selama proses pengerjaan Skripsi ini;
7. Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T. selaku Pembahas Skripsi, dan Ketua Jurusan Teknik Geofisika. Terimakasih atas saran serta bimbingan yang telah diberikan;
8. Bapak Dr.Muh.Sarkowi, S.Si., M.Si. Selaku Pembimbing Akademik di Jurusan Teknik Geofisika Universtitas Lampung.yang telah memberikan bimbingan selama penulis menjalani proses perkuliahan.
9. Bapak dosen Jurusan Teknik Geofisika atas didikan, bimbingan, serta ilmu pengetahuan yang telah diberikan;
10. Terimakasih juga buat seluruh *staff Departement G&G* PT.Pertamina Asset 2 yang telah banyak memberi kebahagiaan, saran dan masukan untuk dapat menyelesaikan Tugas akhir ini;
11. Dosen-Dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung; Bapak Prof. Drs. Suharno, M.Sc., Ph.D., Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T., Bapak Dr. Muh. Sarkowi, S.Si., M.Si., Bapak Dr. Ahmad Zainudin, S.Si.,

M.T., Bapak Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si., Bapak Alimuddin Muchtar, M.Si., Bapak Rustadi, M.T., Bapak Dr. Ordas Dewanto, M.Si., Bapak Karyanto, M.T., Bapak Bapak Nandi H, M.Si., Bapak Rahmat Catur Wibowo, M.Eng., Bapak I Gede Boy, M.Eng., telah memberikan ilmu yang luar biasa dan memotivasi penulis untuk selalu menjadi lebih baik selama perkuliahan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung;

12. Seluruh Staf Tata Usaha Jurusan Teknik Geofisika Unila, Pak Marsono, Mbak Dewi, Pak Legino dan Mas Pujiono, yang telah memberi banyak bantuan dalam proses administrasi;
13. Teman-teman Keluarga besar IMKA Rudang Mayang Lampung yang tidak dapat disebutkan satu persatu, terimakasih untuk suka, duka, dan kebersamaan selama ini.
14. Nika Lova Surbakti, S.H. yang telah menjadi tempat berbagi semangat dan motivasi;
15. Teman Seperjuangan Tugas Akhir; Ryan Mulyadi Saragih, S.T., dan Bimo Respati (Universitas Brawijaya) yang selalu menyemangati dan membantu dalam segala hal selama melaksanakan Tugas Akhir di PT.Pertamina Asset 2 Prabumulih;
16. Teman-teman Teknik Geofisika 2012 (CilokoRolas) tanpa terkecuali, yang selama ini mendukung dan menjadi tempat berbagi suka dan duka pada masa perkuliahan.
17. Sahabat-sahabat Kendur yang selama ini telah memberi semangat dan tempat berbagi kekocakan

18. Bang Eko Aprilando Sinulingga, S.T., bang ricky Fahlevi Sinulingga, S.T., bang Rio Pranata Milala, S.Hut., Terima kasih atas kebersamaan dan supportnya.
19. Deddi Adrian, Elen, Lita Samantha Manurung, Bethania Sinaga, Arianto F Silalahi, S.T., Ryan Mulyadi Saragih, S.T., Terima kasih atas kebersamaan dan supportnya. Succes for Us
20. Keluarga besar Teknik Geofisika Universitas Lampung serta almamater tercinta, Terimakasih banyak atas semuanya.

Masih banyak pihak lain yang berperan dalam membantu penulis menyelesaikan skripsi ini, Terimakasih Banyak.

Bandar Lampung, 25 Februari 2017

Penulis

Pebrianta Tarigan

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRACT	i
ABSTRAK	ii
HALAMAN JUDUL	iii
PERSETUJUAN	iv
PENGESAHAN	v
PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
PERSEMBAHAN	ix
MOTTO	x
KATA PENGANTAR	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI	xvi
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxii
I. PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan.....	3
1.3. Batasan Masalah	3

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Lokasi Penelitian	4
2.2. Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan.....	4
2.2.1. Stratigrafi Regional Sumatera Selatan.....	6
2.2.2. <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Selatan	13

III. TEORI DASAR

3.1. Metode Seismik	18
3.1.1. Seismik Refraksi.....	18
3.1.2. Seismik Refleksi	19
3.2. <i>Trace</i> Seismik	22
3.3. <i>Wavelet</i>	22
3.3.1. Ekstraksi <i>Wavelet</i>	23
3.4. Seismogram Sintetik.....	25
3.5. Inversi Seismik	26
3.5.1. Inversi <i>Modelbased</i>	28
3.5.2. Inversi Seismik <i>Bandlimited</i>	30
3.5.3. Inversi <i>Sparse Spike</i>	31
3.6. Impedansi Akustik	31
3.7. Well Logging	32
3.7.1. Log Gamma Ray (GR)	33
3.7.2. Log Densitas.....	34
3.7.3. Log Neutron	36
3.7.4. Log <i>Caliper</i>	37
3.7.5. Log <i>Sonic</i>	37
3.8. Porositas	38

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Waktu dan Tempat Penelitian	40
4.2. Jadwal Penelitian	40
4.3. Perangkat Lunak.....	40
4.4. Data Penelitian	41
4.4.1. Data Seismik	41
4.4.2. Data Sumur	42
4.4.3. Data Geologi	44
4.4.4. Data <i>Checkshot</i>	44
4.4.5. Data Marker	45
4.5. Pengolahan Data.....	45
4.5.1. Koreksi <i>Checkshot</i>	45
4.5.2. Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismik Tie</i>	45
4.5.3. <i>Picking</i> Horizon.....	47
4.5.4. Analisis <i>Sensitivitas</i>	48
4.5.5. Pembuatan Model Inisial.....	49
4.5.6. Analisa Pra-Inversi	49
4.5.7. Proses Inversi	50

4.6. Diagram Alir.....	52
------------------------	----

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Analisis Data Log	54
5.2. Analisis <i>Sensitivitas</i>	57
5.3. Analisis <i>Tuning Thickness</i>	62
5.4. Analisis <i>Well Seismik Tie</i>	63
5.5. Analisis Hasil Inversi	66
5.6. Volume Distribusi Porositas Reservoir	74
5.7. Analisa Pola Penyebaran Batu Pasir	75
5.8. Penentuan Sumur Usulan	78

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan.....	81
6.2. Saran.....	81

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. Lokasi Penelitian	4
Gambar 2. Peta Cekungan Pulau Sumatera	5
Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan	7
Gambar 4. <i>Petroleum system</i> cekungan Sumatera Selatan.....	14
Gambar 5. Hukum <i>Snellius</i>	20
Gambar 6. Hukum <i>Huygens</i>	21
Gambar 7. Hukum Fermat	21
Gambar 8. Jenis-jenis <i>wavelet</i> yaitu (1) <i>mixed phase wavelet</i> , (2) <i>minimum phase wavelet</i> , (3) <i>maximum phase wavelet</i> , dan (4) <i>zero phase wavelet</i>	23
Gambar 9. Seismogram Sintetik.....	25
Gambar 10. Proses inversi dari data seismik menjadi model IA	27
Gambar 11. Diagram alir penyelesaian Inversi <i>Modelbased</i>	29
Gambar 12. Respon Log <i>Gamma Ray</i> terhadap batuan.....	34
Gambar 13. Respon Log Densitas terhadap batuan.....	35
Gambar 14. Respon Log Neutron terhadap batuan	36
Gambar 15. Respon Log <i>Caliper</i>	37
Gambar 16. Respon Log <i>Sonic</i>	38

Gambar 17. <i>Basemap</i> Lintasan Seismik Pada Lapangan “TARIGAN”	41
Gambar 18. Tampilan Seismik 3D	42
Gambar 19. Tampilan Log Pada sumur TRG-07	43
Gambar 20. Tampilan Log Pada sumur TRG-09	43
Gambar 21. Tampilan Log Pada sumur TRG-18	43
Gambar 22. Tampilan Log Pada sumur TRG-44	44
Gambar 23. <i>Wavelet Ricker</i> 44	46
Gambar 24. Korelasi <i>Well Seismik Tie</i> sumur TRG-44.....	47
Gambar 25. <i>Picking Horizon</i>	48
Gambar 26. Diagram Alir Penelitian.....	53
Gambar 27. <i>Quick Look</i> Zona Target Sumur TRG 44	56
Gambar 28. <i>Crossplot</i> IA vs PHIE sumur TRG-44.....	57
Gambar 29. <i>Crosssection</i> IA vs PHIE sumur TRG-44	58
Gambar 30. Tampilan Zona Target Pada Sumur TRG-44.....	58
Gambar 31. <i>Crossplot</i> IA vs PHIE sumur TRG-07.....	59
Gambar 32. <i>Crossplot</i> IA vs PHIE sumur TRG-09.....	59
Gambar 33. <i>Crossplot</i> IA vs PHIE sumur TRG-18.....	59
Gambar 34. Pemetaan <i>Crossplot</i> IA vs PHIE disemua sumur	60
Gambar 35. <i>Crossplot</i> IA vs PHIE disemua sumur.....	61
Gambar 36. Frekuensi dominan	62
Gambar 37. Ekstraksi <i>Wavelet</i>	64
Gambar 38. Proses <i>Well seismic Tie</i> pada sumur TRG-44.....	65
Gambar 39. Proses <i>Well seismic Tie</i> pada sumur TRG-18.....	65
Gambar 40. Proses <i>Well seismic Tie</i> pada sumur TRG-09.....	66

Gambar 41. Proses <i>Well seismic Tie</i> pada sumur TRG-07.....	66
Gambar 42. Penampang Model Inisial yang melewati sumur TRG-44	67
Gambar 43. Analisis Pra-inversi <i>Modelbased</i> pada sumur (A)TRG-07, (B) TRG-09, (C) TRG-18, dan (D) TRG-44	69
Gambar 44. Analisis Pra-inversi <i>Bandlimited</i> pada sumur (A)TRG-07, (B) TRG-09, (C) TRG-18, dan (D) TRG-44	69
Gambar 45. Analisis Pra-inversi <i>Maximum Likelihood Sparse Spike</i> pada sumur (A)TRG-07, (B) TRG-09, (C) TRG-18, dan (D) TRG-44.....	70
Gambar 46. Penampang Inversi <i>Modelbased</i> yang melewati Sumur TRG-44.....	71
Gambar 47. Penampang Inversi <i>Bandlimited</i> yang melewati Sumur TRG-44.....	71
Gambar 48. Penampang inversi <i>Maximum Likelihood sparse spike</i> yang melewati sumur TRG-44	72
Gambar 49. Penampang Inversi <i>Modelbased</i> yang melewati sumur TRG-44.....	73
Gambar 50. Volume Distribusi Porositas yang melewati sumur TRG- 44	74
Gambar 51. Analisis <i>Slicing Window</i>	76
Gambar 52. Slice Zona 1 dari volume (a) IA , (b) Porositas, (c) dan Peta Struktur waktu	76
Gambar 53. Slice Zona 2 dari volume (a) IA , (b) Porositas, (c) dan Peta Struktur waktu	77
Gambar 54. Peta struktur waktu pada <i>horizon</i> (a) G1 _base dan (b)N2_base	79
Gambar 55. Penentuan Sumur usulan Baru dari <i>slice window</i> zona 1	80
Gambar 56. Penentuan Sumur usulan Baru dari <i>slice window</i> zona 2	80

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. Skala penentuan baik tidaknya porositas absolut batuan suatu reservoar	39
Tabel 2. Jadwal Penelitian	40
Tabel 3. Kelengkapan Data Sumur	42
Tabel 4. Korelasi <i>Well seismic tie</i> masing-masing Sumur	47
Tabel 5. <i>Tunning Thickness</i> masing-masing sumur.....	63
Tabel 6. Korelasi dan error pada masing-masing sumur.....	68

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Dalam kehidupan masyarakat sekarang ini, energi merupakan bagian yang sangat penting, karena hampir semua aktivitas manusia selalu membutuhkan energi. Misalnya saja untuk penerangan industri, kebutuhan rumah tangga, kendaraan, serta masih banyak peralatan disekitar kehidupan kita yang memerlukan energi, baik berupa listrik maupun bahan bakar. Bahan bakar fosil menjadi sumber daya alam yang sangat melimpah di bumi ini. Penggunaannya pun sangat luas, dan produksi energi listrik menjadi satu penggunaan bahan bakar fosil paling besar. Menurut *BP Statistical Review of World Energy 2004*, Amerika Serikat menjadi negara pengkonsumsi minyak terbesar di dunia, dan disisi lain Arab Saudi menjadi penyumbang cadangan terbesar minyak bumi diantara negara-negara lain.

Di Indonesia, energi fosil masih belum tergantikan posisinya sebagai sumber energi utama bagi kehidupan. Diambil dari sumber Wikipedia, bahan bakar fosil sendiri merupakan sumber daya alam berasal dari pelapukan sisa makhluk hidup yang mengandung hidrokarbon seperti batubara (padat), minyak bumi (cair), dan gas alam (gas). Bahan bakar fosil merupakan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui. Disamping itu, semakin

bertambahnya penggunaan sumber daya alam minyak bumi dan gas, semakin sulit juga menemukan hidrokarbon pada jebakan atau beberapa bentuk struktur yang dikenal sebagai tempat terakumulasinya hidrokarbon. Oleh karena itu, penggunaan metode seismik dalam peningkatan teknologi eksplorasi hidrokarbon sangat diperlukan untuk pencarian dan persebaran hidrokarbon tersebut.

Berbagai macam metode analisis seismik untuk pencarian dan persebaran hidrokarbon, dikembangkan untuk karakterisasi batuan reservoir, salah satunya yaitu seismik inversi. Metode inversi seismik, adalah suatu metode untuk mengubah data seismik menjadi data sumur semu yang memiliki dimensi dan karakter yang sama dengan data sumur konvensional. Salah satu metode yang digunakan dalam melakukan interpretasi data seismik adalah inversi impedansi akustik. Apabila data seismik konvensional melihat dibawah permukaan sebagai batas antar lapisan batuan, maka data impedansi akustik melihat dibawah permukaan sebagai susunan lapisan itu sendiri.

Aplikasi dari karakterisasi reservoir menggunakan inversi impedansi akustik ini, telah berhasil diaplikasikan pada berbagai lapangan minyak. Sebagai contoh penelitian yang dilakukan oleh Darmawan pada tahun 2010 di area Pagardewa Formasi Baturaja. Disamping itu, penelitian tentang inversi impedansi akustik untuk memprediksi litologi dan porositas di utara Teluk Meksiko berhasil dilakukan oleh Koesoemadinata dkk (2008). Hasil impedansi yang diperoleh cukup baik dalam melakukan karakterisasi reservoir.

1.2. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Membandingkan teknik inversi impedansi akustik (IA), menggunakan metode *Modelbased*, *Bandlimited*, dan *maksimum likelihood Sparse Spike*.
2. Analisis dan Interpretasi persebaran reservoir.
3. Menentukan sumur usulan baru.

1.3. Batasan Masalah

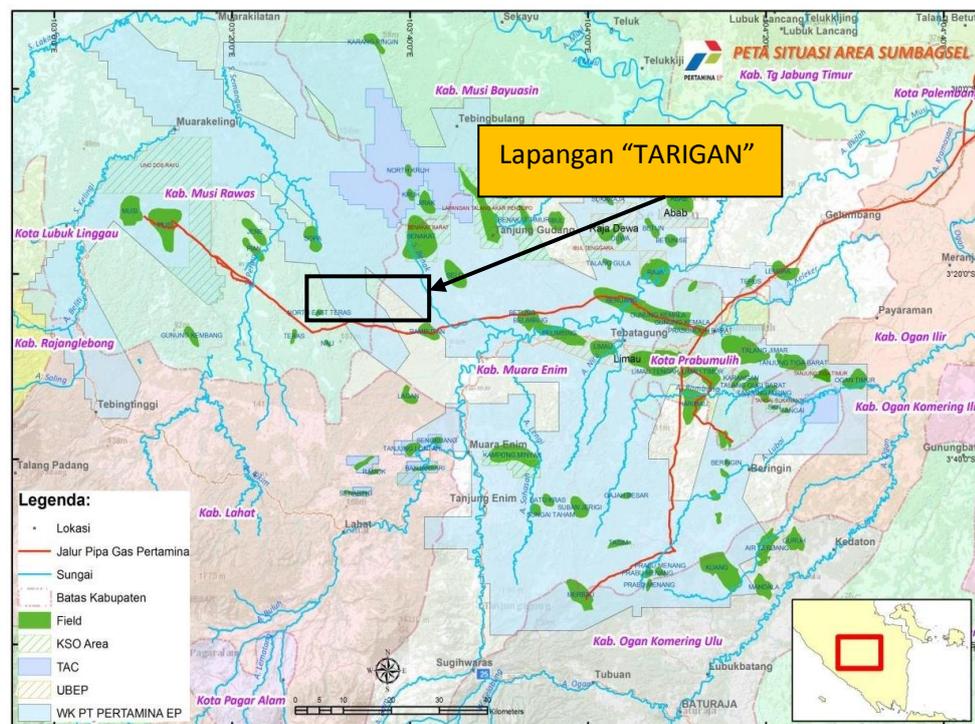
Batasan dari penelitian ini antara lain:

1. Daerah penelitian dibatasi oleh dua buah horizon yaitu G1_base dan N2_base.
2. Inversi yang dilakukan adalah inversi *model based*, *Bandlimited* dan *maximum likelihood sparse spike*.
3. Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *Pre-stack time migration* (PSTM).

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian saya berada disebelah Barat kota Prabumulih (Gambar 1).

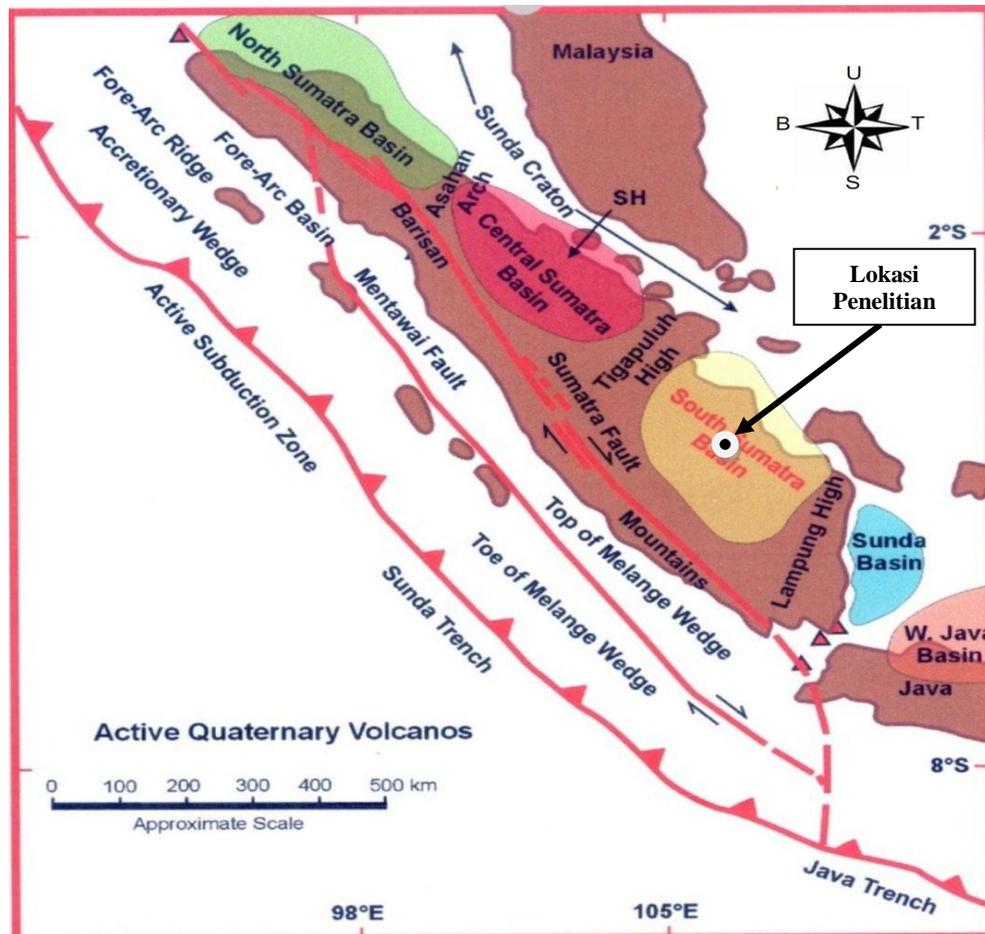


Gambar 1. Lokasi Penelitian (Laporan Internal Pertamina EP Asset 2, 2016)

2.2. Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan dibatasi oleh, Selat Malaka di bagian timur, Tinggian Tigapuluh di bagian utara, bentangan Bukit Barisan di bagian baratnya dan Tinggian Lampung di bagian Selatannya. Daerahnya hampir

semua berada di darat dan hanya sebagian kecil di lepas pantai. Cekungan Sumatera Selatan, mencakup luas area sekitar 119.000 km², dengan ketebalan sedimen tersier rata-rata 3,5 km.



Gambar 2. Peta Cekungan Pulau Sumatera (Hendrick dan Aulia, 1993)

Cekungan Sumatera Selatan ini, merupakan cekungan busur belakang karena posisinya berada di belakang Pegunungan Barisan sebagai *volcanic-arc*. Secara regional, perkembangan struktur geologi di Sumatera Selatan pada prinsipnya dipengaruhi oleh beberapa rejim tektonik. Pembentukan cekungan (basin) Sumatera Selatan pada suatu sistem reaksi gerak sesar geser makro (*strike slip fault*), yang umumnya akan menghasilkan pola-pola sesar normal (fase ekstensional), sesar naik dan sesar geser (fase *uplift*). Faktor utama yang sangat

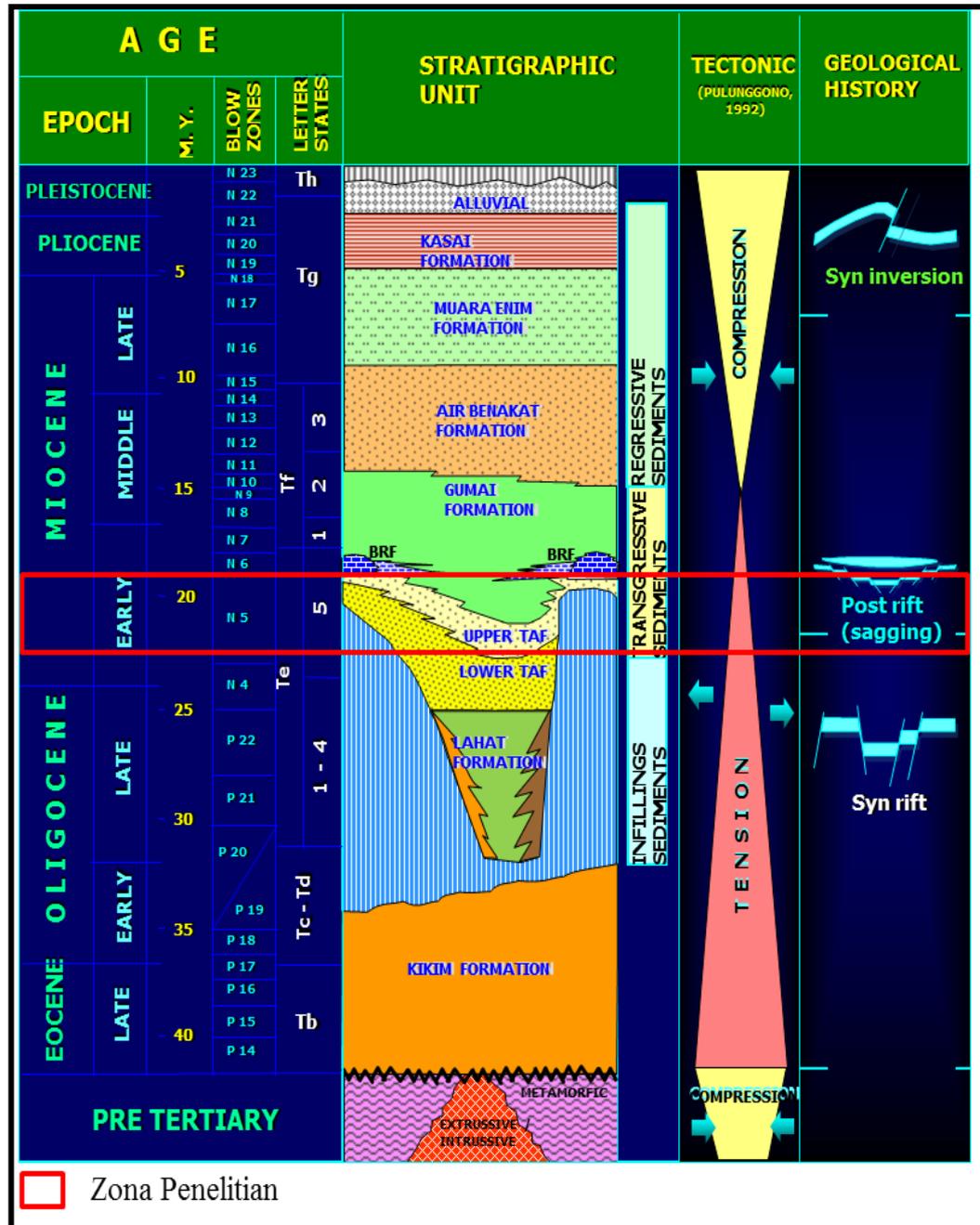
mempengaruhi pembentukan cekungan adalah konfigurasi dari *basement* dan adanya perubahan pada daerah subduksi baik spasial ataupun Temporal. Cekungan Sumatera Selatan merupakan tipe cekungan tersier, sehingga perkembangan cekungannya dikendalikan oleh *basement* pratersier (Pulunggono, 1992).

Basement pre-tersier pada Cekungan Sumatera Selatan, terdiri dari beberapa *micro-plate* kontinen dan samudra. Elemen-elemen struktur yang utama pada cekungan Sumatera Selatan, menunjukkan orientasi regangan berarah timurlaut-baratdaya pada eosenoligosen yang kemudian dipotong oleh *inverse* pliosen-pleistosen.

2.2.1. Stratigrafi Regional Sumatera Selatan

Urutan stratigrafi dari tua ke muda cekungan Sumatera Selatan (Ginger, 2005) :

1. *Pre-Tertiary Basement* (BSM)
2. Formasi Lahat (LAF)
3. Formasi Talang Akar (TAF)
4. Formasi Baturaja (BRF)
5. Formasi Gumai (GUF)
6. Formasi Air Benakat (ABF)
7. Formasi Muara Enim (MEF)
8. Formasi Tuff Kasai (KAF)
9. Endapan Kuarter



Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ryacudu, 2005)

Pada dasarnya, stratigrafi cekungan Sumatera Selatan terdiri dari suatu siklus besar sedimentasi, yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awal dari siklus ini, dimulai dengan suatu siklus *nonmarine*, yaitu proses diendapkannya formasi Lahat pada oligosen awal dan setelah itu diikuti oleh formasi Talang Akar yang diendapkan di atasnya secara

tidak selaras. Fase transgresi ini, terus berlangsung hingga miosen awal, dan berkembang formasi Batu Raja, yang terdiri dari batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan *back reef*, *fore reef* dan *intertidal*. Untuk fase transgresi maksimum, diendapkan formasi Gumai bagian bawah yang terdiri dari *shale* laut dalam secara selaras di atas formasi Batu Raja.

Fase regresi, terjadi pada saat diendapkannya formasi Gumai bagian atas, dan diikuti oleh pengendapan formasi Air Benakat secara selaras, yang didominasi oleh litologi batupasir pada lingkungan pantai dan delta. Pada pliosen awal, laut menjadi semakin dangkal karena terdapat dataran delta dan *non-marine* yang terdiri dari perselingan batupasir dan *claystone* dengan sisipan berupa batubara. Pada saat pliosen awal, ini menjadi waktu pembentukan dari formasi Muara Enim yang berlangsung sampai pliosen akhir, yang terdapat pada pengendapan batuan Konglomerat, batu Apung dan lapisan batupasir Tuffa.

1. Batuan Dasar (*Basement*)

Batuan dasar (*Basement*), terdiri dari batuan kompleks *paleozoikum* dan batuan *Mesozoikum*, batuan *metamorf*, batuan Beku, dan batuan Karbonat. Batuan dasar yang paling tua terdeformasi paling lemah, dianggap bagian dari lempeng-mikro Malaka, mendasari bagian utara dan timur cekungan. Lebih ke selatan lagi, terdapat Lempeng-mikro Mergui yang terdeformasi kuat, kemungkinan merupakan *fragmen* kontinental yang lebih lemah. Lempeng-mikro Malaka dan Mergui, dipisahkan oleh *fragmen* terdeformasi dari material yang berasal dari selatan dan bertumbukan. Bebatuan Granit, Vulkanik, dan *Metamorf* yang terdeformasi kuat (berumur Kapur Akhir)

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

2. Formasi Lahat

Formasi Lahat diperkirakan berumur Oligosen awal (Sardjito dkk, 1991). Formasi ini, merupakan batuan Sedimen pertama yang diendapkan pada Cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya, hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial, sampai dengan *lacustrine*. *Fasies* batupasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batupasir kasar, kerikilan, dan Konglomerat. Sedangkan *fasies shale*, terletak di bagian atas (Benakat *Shale*), terdiri dari batu Serpih sisipan batupasir halus, Lanau, dan Tufa. Sehingga, *Shale* yang berasal dari lingkungan *lacustrine* ini, dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi graben, ketebalannya sangat tipis, sedangkan pada bagian tinggian intra-graben sub Cekungan selatan dan tengah Palembang, ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger, 2005).

3. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar diperkirakan berumur oligosen akhir sampai miosen awal. Formasi ini, terbentuk secara tidak selaras dan kemungkinan *paraconformable* di atas Formasi Lahat, dan selaras di bawah Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa/formasi Batu Raja. Formasi Talang Akar pada

cekungan Sumatera Selatan, terdiri dari batu Lanau, batupasir dan sisipan batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Bagian bawah formasi ini, terdiri dari batupasir kasar, Serpih, dan sisipan batubara. Pada bagian atasnya, berupa perselingan antara batupasir dan Serpih.

Ketebalan Formasi Talang Akar, berkisar antara 460 m – 610 m di dalam beberapa area cekungan. Variasi lingkungan pengendapan formasi ini, merupakan *fluvial-deltaic* yang berupa *braided stream* dan *point bar* di sepanjang paparan (*shelf*), berangsur berubah menjadi lingkungan pengendapan *delta front*, *marginal marine*, dan *prodelta* yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan (*basinward*). Sumber sedimen batupasir Talang Akar bawah ini, berasal dari dua tinggian pada kala oligosen akhir, yaitu di sebelah timur (Wilayah Sunda) dan sebelah barat (deretan Pegunungan Barisan dan daerah tinggian dekat Bukit Barisan).

4. Formasi Batu Raja

Formasi Batu Raja diendapkan secara selaras di atas formasi Talang Akar pada kala miosen awal. Formasi ini, tersebar luas terdiri dari Karbonat *platforms* dengan ketebalan 20-75 m, dan tambahan berupa Karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan 60-120 m. Di dalam batuan Karbonatnya, terdapat *shale* dan *calcareous shale* yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah *platform* dan tinggian (Bishop, 2001).

Produksi Karbonat berjalan dengan baik, dan menghasilkan pengendapan dari

batugamping. Keduanya berada pada *platforms* di pinggiran dari cekungan, dan *reef* yang berada pada tinggian intra-basinal. Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik, umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara subcekungan (Ginger, 2005). Beberapa distribusi *facies* batugamping yang terdapat dalam formasi Batu Raja, diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Bagian bawah, terdiri dari batugamping kristalin yang didominasi oleh semen Kalsit, dan terdiri dari *wackstone* bioklastik, sedikit *plentic foram*, dan di beberapa tempat terdapat *vein*.

5. Formasi Gumai

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas formasi Batu Raja, pada kala Oligosen sampai dengan tengah Miosen. Formasi ini tersusun, oleh *fossiliferous marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari Serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batugamping, Napal dan batulanau. Sedangkan di bagian atasnya, berupa perselingan antara batupasir dan *shale*. Ketebalan formasi Gumai ini, diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas cekungan, dan pada saat tinggian ketebalannya cenderung tipis.

6. Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi, dan akhir dari pengendapan formasi Gumai pada kala tengah miosen (Bishop, 2001). Pengendapan pada fase regresi ini, terjadi pada lingkungan neritik hingga

shallow marine, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini, terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufaan . Ketebalan formasi ini diperkirakan antara 1000-1500 m.

7. Formasi Muara Enim

Formasi ini diendapkan, pada kala akhir miosen sampai pliosen, dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batu lempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (formasi Air Benakat), dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi, di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan cekungan Sumatra Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas.

Pengendapan berlanjut pada lingkungan *delta plain* dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batupasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama kala Miosen akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan *onset* pengendapan lingkungan *non marine*. Batupasir pada formasi ini, dapat mengandung Glaukonit dan Debris vulkanik. Pada formasi ini, terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan *silicified wood*. Sedangkan batubara, yang terdapat pada formasi ini umumnya berupa lignit. Ketebalan

formasi ini ,tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan sebesar 750 m .

8. Formasi Kasai

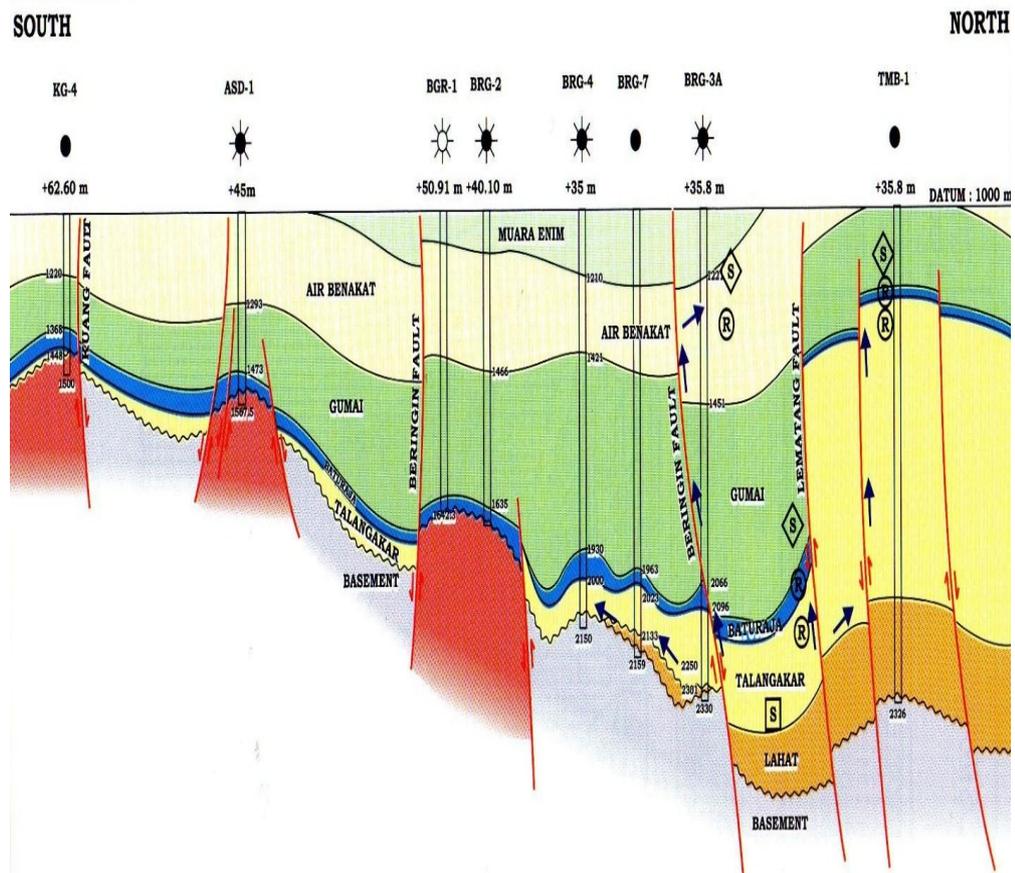
Formasi ini diendapkan pada kala pliosen sampai dengan kala pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil dari erosi dari pengangkatan Bukit Barisan dan Pegunungan Tigapuluh, serta akibat adanya pengangkatan pelipatan yang terjadi di cekungan. Pengendapan dimulai setelah tanda-tanda awal dari pengangkatan terakhir, Pegunungan Barisan yang dimulai pada miosen akhir. Kontak formasi ini dengan formasi Muara Enim ditandai dengan kemunculan pertama dari batupasir tufaan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresi ketiga ini adalah adanya kenampakan produk vulkanik.

Formasi Kasai tersusun oleh batupasir *continental*, dan lempung serta material piroklastik, formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah, terdiri atas *tuffaceous sandstone* dengan beberapa selingan lapisan-lapisan *tuffaceous claystone* dan batupasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan *tuff*, batu apung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu berstruktur sedimen silang siur. Lignit terdapat sebagai lensa-lensa dalam batupasir dan batulempung yang terdapat *tuff*.

2.2.2. Petroleum System Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan, merupakan cekungan yang produktif sebagai penghasil minyak dan gas. Hal itu dibuktikan, dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang dihubungkan oleh adanya antiklin. Letak rembesan ini

berada di kaki bukit Gumai dan Pegunungan Barisan. Sehingga dengan adanya peristiwa rembesan tersebut, dapat digunakan sebagai indikasi awal untuk eksplorasi adanya kandungan hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan *petroleum system*.



Gambar 4. *Petroleum system* cekungan Sumatera Selatan (Pertamina, 2013)

1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Hidrokarbon pada cekungan Sumatera Selatan, diperoleh dari batuan induk *lacustrine* formasi Lahat, dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada formasi Talang Akar. Batuan induk *lacustrine*, diendapkan pada kompleks *halfgraben*, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* secara luas

pada batas *halfgraben*. Selain itu pada batu gamping formasi Batu Raja dan *shale* dari formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2001).

Gradien temperatur pada cekungan Sumatera Selatan berkisar $49^{\circ}\text{C}/\text{Km}$. Gradien ini lebih kecil jika dibandingkan dengan cekungan pada Sumatera Tengah, sehingga minyak akan cenderung berada pada tempat yang dalam. Formasi Batu Raja dan juga formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada *petroleum system* (Bishop, 2001).

2. Reservoir

Dalam Cekungan Sumatera Selatan, beberapa formasi dapat menjadi reservoir yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada *basement*, formasi Lahat, formasi Talang Akar, formasi Batu Raja, dan formasi Gumai. Sedangkan untuk sub cekungan Palembang Selatan produksi hidrokarbon terbesar berasal dari formasi Talang Akar dan formasi Batu Raja. *Basement* yang berpotensi sebagai reservoir terletak pada daerah *uplifted* dan *paleohigh* yang didalamnya mengalami rekahan dan pelapukan. Batuan pada *basement* ini terdiri dari granit dan kuarsit yang memiliki porositas efektif sebesar 7%. Untuk formasi Talang Akar secara umum terdiri dari *quarzone sandstone*, *siltstone*, dan pengendapan *shale*. Sehingga pada *sandstone* sangat baik untuk menjadi reservoir. Porositas yang dimiliki pada formasi talang Akar berkisar antara 15-30 % dan permeabilitasnya sebesar 5 Darcy. Formasi

Talang Akar diperkirakan mengandung 75% produksi minyak dari seluruh cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001). Pada reservoir karbonat formasi Batu Raja, pada bagian atas merupakan zona yang *porous* dibandingkan dengan bagian dasarnya yang relative ketat (*tight*). Porositas yang terdapat pada formasi Batu Raja berkisar antara 10-30% dan permeabilitasnya sekitar 1 Darcy.

3. Batuan Penutup

Batuan penutup pada Cekungan Sumatra Selatan, secara umum berupa lapisan *shale* cukup tebal yang berada di atas reservoir formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri (*intraformational seal rock*). *Seal* pada reservoir batu gamping formasi Batu Raja juga berupa lapisan *shale* yang berasal dari formasi Gumai. Pada reservoir batupasir formasi Air Benakat dan Muara Enim, *shale* yang bersifat *intraformational* juga menjadi *seal rock* yang baik untuk menjebak hidrokarbon.

4. Trap

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah baratlaut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat awal miosen dan berkisar pada 2-3 juta tahun yang lalu (Bishop, 2001). Selain itu, jebakan hidrokarbon pada cekungan Sumatra Selatan juga diakibatkan karena struktur. Tipe jebakan struktur pada cekungan Sumatra Selatan, secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan struktur tua ini, berkombinasi dengan sesar naik system *wrench fault* yang lebih muda.

Jebakan struktur tua, juga berupa sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon. Sedangkan jebakan struktur yang lebih muda, terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan (Pliosen sampai Pleistosen).

5. Migrasi

Migrasi hidrokarbon ini, terjadi secara *horizontal* dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi *horizontal*, terjadi di sepanjang kemiringan *slope*, yang membawa hidrokarbon dari *source rock* dalam kepada batuan reservoir, dari formasi Lahat dan Talang Akar sendiri. Migrasi vertikal, dapat terjadi melalui rekahan-rekahan, dan daerah sesar turun mayor. Terdapatnya resapan hidrokarbon, di dalam Formasi Muara Enim dan Air Benakat, adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Pleistosen.

III. TEORI DASAR

3.1. Metode Seismik

Metode seismik merupakan salah satu metode eksplorasi, yang didasarkan pada pengukuran respon gelombang seismik dari bawah permukaan dan kemudian direfleksikan sepanjang perbedaan lapisan tanah atau batas – batas batuan. Metode seismik memiliki prinsip dasar, yaitu menempatkan beberapa *geophone* sebagai penerima getaran pada lokasi penelitian. Sumber getaran tersebut, dapat ditimbulkan oleh ledakan dinamit atau sejenisnya, yang dijatuhkan pada titik penelitian, gelombang yang dihasilkan akan menyebar ke segala arah yang kemudian direkam oleh *geophone* sebagai fungsi waktu (Munadi, 2002).

Data yang telah terekam oleh *receiver* tersebut, adalah waktu tempuh (*travel time*) gelombang pantul, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut. Pada gelombang seismik, variabel yang dapat dimanfaatkan adalah frekuensi, amplitudo dan fasa gelombang. Terdapat dua macam metode dasar seismik yang digunakan antara lain:

3.1.1. Seismik Refraksi

Metode seismik refraksi bertujuan, untuk memetakan karakteristik dari

Lapisan dekat permukaan (*near offset*) pada suatu kedalaman lapisan lapuk (*weathering*), *bed rock*, pemetaan, dll. Seismik refraksi ditujukan, untuk memberikan informasi geofisika berupa kecepatan dan kedalaman lapisan bawah permukaan. Hal tersebut, dapat diperoleh dari *first break* serta geometri sumber-penerima.

3.1.2. Seismik Refleksi

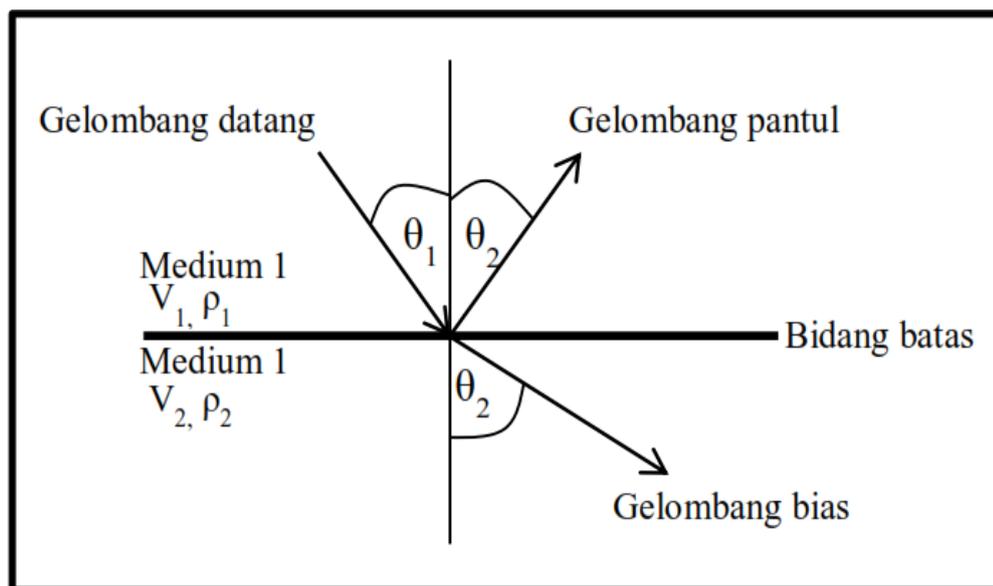
Metode seismik refleksi merupakan salah satu metode pada geofisika, dengan menggunakan perambatan gelombang elastik yang dihasilkan oleh suatu sumber pada permukaan, kemudian berpropagasi ke bawah permukaan dan sebagian energinya direfleksikan dan direkam oleh penerima permukaan. Setiap bidang batas batuan memiliki impedensi akustik yang berbeda-beda. Impedensi akustik yaitu, kemampuan suatu bahan untuk memantulkan atau meneruskan gelombang yang mengenai medium tersebut. Adapun metode seismik refleksi merupakan aplikasi dari hukum *snellius*, hukum *Huygens*, dan hukum fermat.

a) Hukum *Snellius*

Hukum *Snellius* menunjukkan hubungan, antara sudut refleksi muka gelombang pada batas antar medium yang memiliki perbedaan kecepatan gelombang. Gelombang refleksi, ketika melewati daerah perbatasan antar dua medium, maka gelombang akan terbagi sebagian terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan ke bawah permukaan.

Penjalaran gelombang seismik mengikuti Hukum *Snellius*, yang kemudian dikembangkan dari hukum *Huygens*, menyatakan bahwa sudut

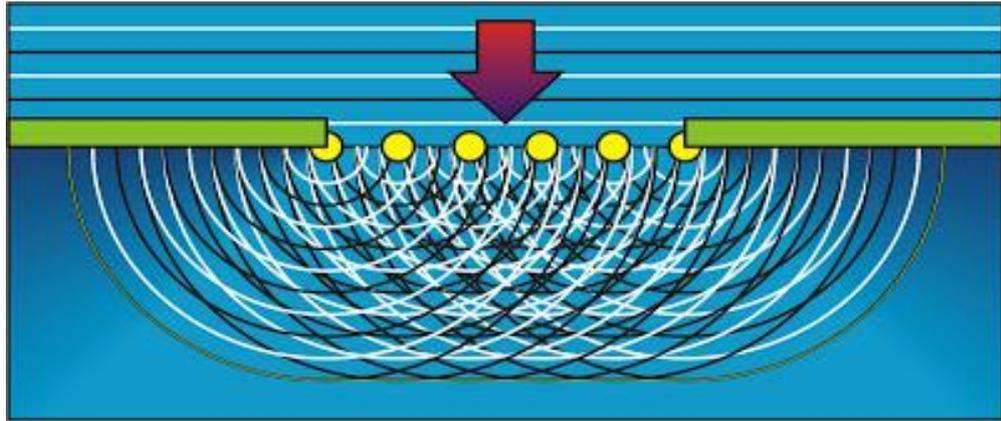
pantul, dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Kemudian gelombang yang datang, akan mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda dan menimbulkan gelombang refraksi dan refleksi (Hutabarat, 2009).



Gambar 5. Hukum Snellius (Abdullah.A., 2011)

b) Hukum Huygens

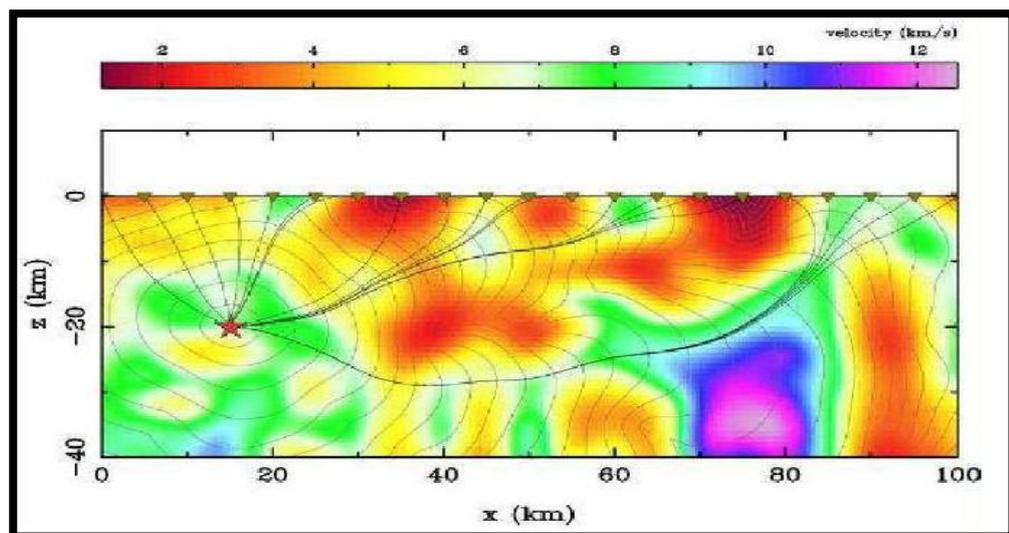
Hukum *huygens* dikemukakan pada tahun 1680, yang berisi bahwa setiap titik pada permukaan gelombang dapat menghasilkan sumber gelombang baru. Hukum *huygens* mengatakan, bahwa setiap titik-titik pengganggu yang berada di depan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya gelombang baru. Jumlah energi total dari gelombang baru tersebut sama dengan energi utama. Pada eksplorasi seismik, titik-titik di atas dapat berupa patahan, rekahan, pembajian, antiklin, dan lain-lain. Prinsip Huygens mengungkapkan, sebuah mekanisme dimana sebuah pulsa energi akan kehilangan energi seiring dengan bertambahnya kedalaman (Aspirini, 2011).



Gambar 6. Hukum *Huygens* (Abdullah. A., 2011)

c) Hukum Fermat

Hukum Fermat menyatakan, bahwa gelombang memilih lintasan dengan waktu yang minimum (tersingkat). Gelombang menjalar dari satu titik ke titik lain melalui jalan tersingkat waktu penjarannya. Dengan demikian, jika gelombang melewati sebuah medium yang memiliki variasi kecepatan gelombang seismik, maka gelombang tersebut akan cenderung melalui zona-zona kecepatan tinggi dan menghindari zona-zona kecepatan rendah (Jamady, 2011).



Gambar 7. Hukum Fermat (Abdullah, A., 2011)

3.2. *Trace* Seismik

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

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \dots\dots\dots (1)$$

dimana :

$S(t)$ = *trace* seismik

$W(t)$ = *wavelet* seismik

$r(t)$ = reflektivitas bumi, dan

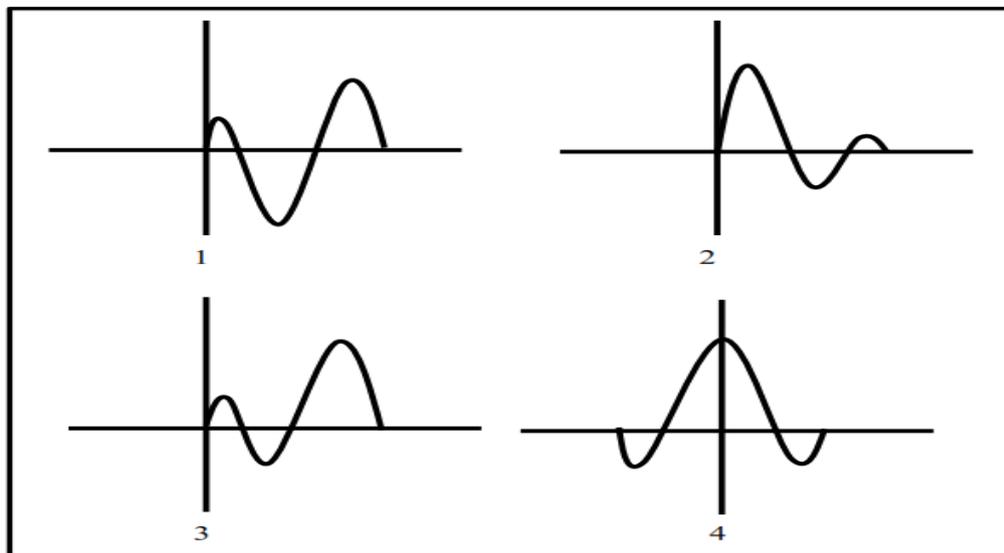
$n(t)$ = *noise*

3.3. *Wavelet*

Wavelet adalah gelombang mini atau pulsa, yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Dalam istilah praktis, *wavelet* dikenal dengan gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone*. Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 8**.

Perbedaan keempat *wavelet* itu adalah terletak pada konsentrasi energi yang dipakai oleh masing-masing *wavelet*. *Zero phase wavelet* mempunyai konsentrasi energi yang maksimum di tengah dan waktu tunda nol,

membuat resolusi dan *standout* dari *wavelet* ini maksimum. Jenis *wavelet* ini, merupakan paling baik karena mempunyai spektrum amplitudo yang sama.



Gambar 8. Jenis-jenis *wavelet* yaitu *mixed phase wavelet* (1), *minimum phase wavelet* (2), *maximum phase wavelet* (3), dan *zero phase wavelet* (4)
(Sukmono, 1999)

Minimum phase wavelet mempunyai energi yang terpusat di bagian depan. Dibanding *wavelet* yang lain, *wavelet* ini memiliki perubahan atau pergesaran fasa terkecil pada tiap-tiap frekuensi. *Maximum phase wavelet*, mempunyai energi yang terpusat maksimal di bagian akhir dari *wavelet*. Jenis *wavelet* ini merupakan kebalikan dari *minimum phase wavelet*. *Mixed phase wavelet* memiliki energi, yang tidak terkonsentrasi di bagian depan atau belakang (Sukmono,1999).

3.3.1 Ekstraksi *Wavelet*

Jenis dalam pembuatan (ekstraksi) *wavelet* adalah sebagai berikut:

a) Ekstraksi *Wavelet* Secara Teoritis

Wavelet ini dibuat sebagai *wavelet* awal, untuk menghasilkan seismogram sintetik. Seismogram sintetik ini, kemudian diikatkan dengan data seismik dengan bantuan *checkshot*. Apabila ternyata *checkshot* sumur itu tidak ada, maka korelasi dilakukan dengan cara memilih *event-event* target pada Sintetik dan menggesernya pada posisi event-event data seismik (*shifting*).

Korelasi antara data seismogram sintetik dan data seismik ini, akan mempengaruhi hasil pembuatan *wavelet* tahap selanjutnya. Korelasi yang dihasilkan dengan cara ini biasanya kurang bagus karena *wavelet* yang digunakan bukan *wavelet* dari data seismik.

b) Ekstraksi *Wavelet* Secara Statistik dari Data Seismik

Jenis ekstraksi *wavelet* selanjutnya, adalah ekstraksi *wavelet* dari data seismik secara statistik. Ekstraksi dengan cara ini, hanya menggunakan data seismik dengan masukan posisi serta window waktu target yang akan diekstrak. Untuk memperoleh korelasi yang lebih baik, maka dilakukan *shifting* pada *event-event* utama. Jika perlu dilakukan *stretch* dan *squeeze* pada data sintetik. Namun karena *stretch* dan *squeeze* sekaligus akan merubah data log, maka yang direkomendasikan hanya *shifting*. Biasanya, korelasi yang didapatkan dengan cara statistik dari data seismik akan lebih besar bila dibandingkan dengan *wavelet* teoritis.

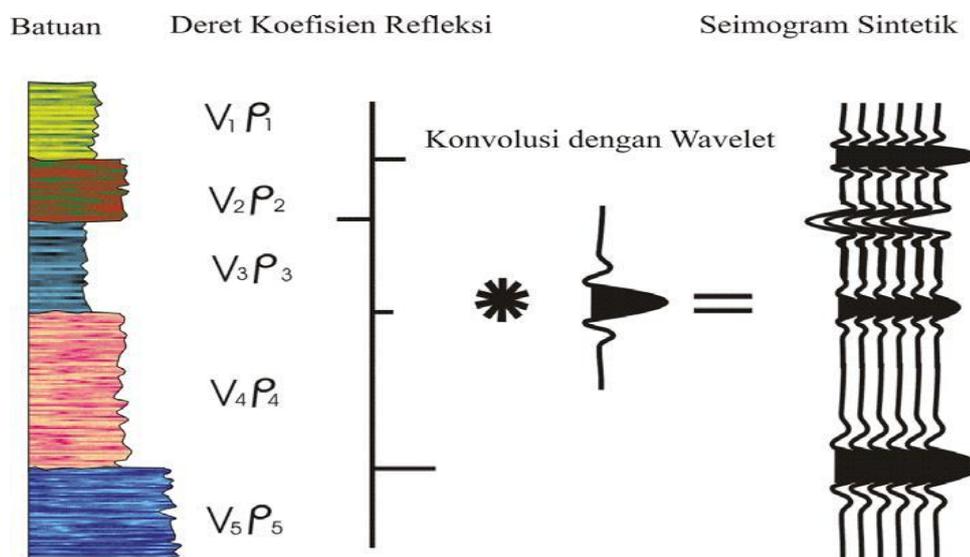
c) Ekstraksi *Wavelet* Secara Deterministik

Ekstraksi *wavelet* dengan cara ini, akan memberikan *wavelet* yang akan lebih

mendekati *wavelet* sebenarnya dari data seismik. Ekstraksi ini dilakukan terhadap data seismik, sekaligus dengan kontrol data sumur, sehingga akan memberikan *wavelet* dengan fasa yang tepat. Namun ekstraksi ini, hanya akan memberikan hasil yang maksimal jika data sumur sudah terikat dengan baik. Ekstraksi *wavelet* secara statistik dan pengikatan yang baik sangat diperlukan, untuk mendapatkan hasil ekstraksi *wavelet* secara deterministik dengan kualitas yang baik. Untuk menghasilkan sintetik dengan korelasi optimal, maka dilakukan *shifting* dan bila diperlukan maka dapat dilakukan *stretch* dan *squeeze*, akan tetapi hal tersebut tidak dianjurkan.

3.4. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu *wavelet*.



Gambar 9.Seismogram sintetik (Sismanto, 1999)

Proses mendapatkan rekaman seismik ini, merupakan sebuah proses pemodelan kedepan (*forward modeling*), yang secara matematis dapat ditulis sebagai berikut :

$$S_t = W_t * K_r + n(t) \dots\dots\dots (2)$$

dengan : $S_t = trace$ seismik

$W_t = wavelet$

$KR = koefisien$ refleksi

$n(t) = noise$

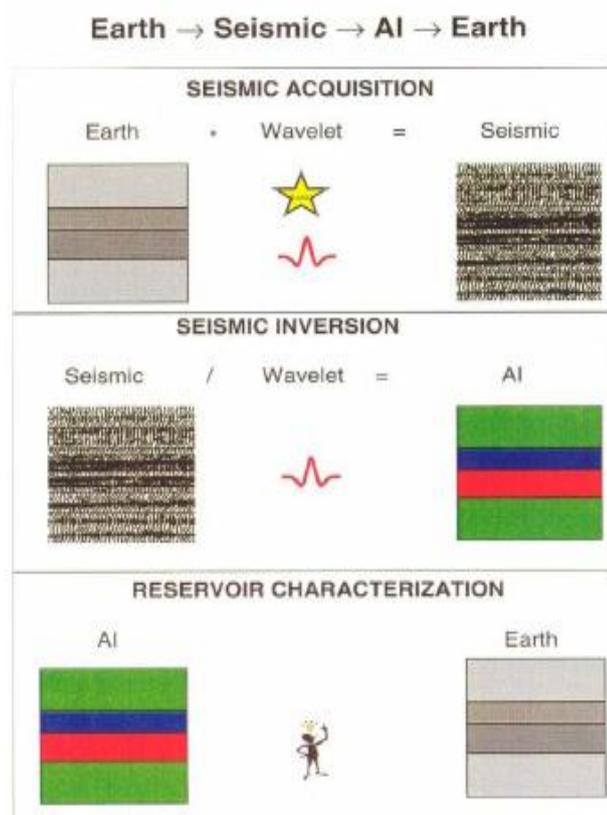
Koefisien refleksi diperoleh dari perkalian antara kecepatan gelombang seismik dengan densitas batuan. Sedangkan *wavelet*, dari pengekstrakan pada data seismik dengan atau tanpa menggunakan data sumur dan juga dengan *wavelet* buatan. Seismogram sintetik sangat penting, karena merupakan sarana untuk mengidentifikasi horison seismik yang sesuai dengan geologi bawah permukaan yang diketahui dalam suatu sumur hidrokarbon (Munadi dan Pasaribu, 1984). Identifikasi permukaan atau dasar lapisan formasi pada penampang seismik, memungkinkan untuk ditelusuri kemenerusannya pada arah lateral dengan memanfaatkan data seismik.

Konvolusi antara koefisien refleksi dengan *wavelet* seismik, menghasilkan model *trace* seismik yang akan dibandingkan dengan data *riil* seismik dekat sumur. Seismogram sintetik dibuat untuk mengorelasikan antara informasi sumur (litologi, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap penampang seismik, guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif (Sismanto, 1999).

3.5. Inversi Seismik

Proses inversi merupakan, proses pembalikan data seismik yang berupa *time* (domain waktu) menjadi model fisis yang kita inginkan. Dalam hal ini, kita akan melakukan proses inversi untuk mendapatkan model impedansi akustik.

Dalam melakukan proses inversi, kita memerlukan data log (sumur) yang harus kita korelasikan dengan data seismik, proses pengikatan data log (sumur) dengan data seismik ini memerlukan pengekstraksian *wavelet* (*wavelet extracting*) yang digunakan untuk merubah data *sonic* log menjadi data sintetik seismogram. Seperti kita ketahui *RC* (*Reflectivity coefficient*) merupakan perubahan koefisien dari perubahan impedansi antar batuan. Maka, untuk merubah data log sonik menjadi data sintetik seismogram diperlukan proses dekonvolusi yang merubah data log sonik (*depth domain*) menjadi data sintetik seismik (*time domain*).



Gambar 10. Proses inversi dari data seimik menjadi model IA (Sukmono, 1999)

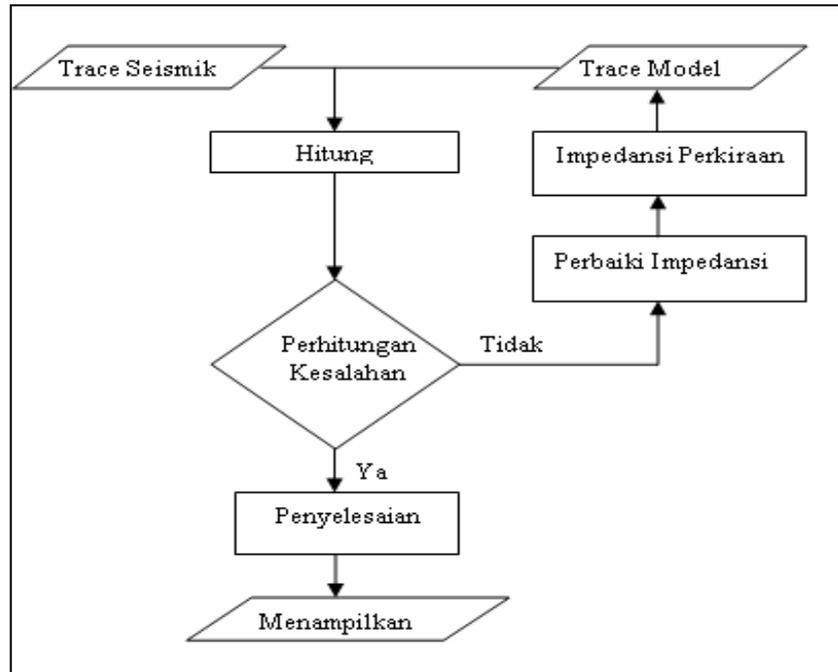
Data seismik pada umumnya hanya menggambarkan batas lapisan (*interface layer*), namun setelah dilakukan proses inversi impedansi akustik hasil yang didapat merepresentasikan data bawah permukaan yang sesungguhnya. Data impedansi

akustik ini, cukup akurat untuk menggambarkan lapisan baik secara vertikal maupun lateral (Ariyanto, 2011).

Pengertian secara lebih spesifik tentang inversi dapat didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (*constraints*). Definisi tersebut menjelaskan, bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metode kedepan (*forward modeling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. Russel (1988) membagi metode seismik inversi dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Pada penelitian ini, metode yang digunakan adalah metode seismik inversi *post-stack* karena hasil model impedansi akustik didapat dari inversi data seismik amplitudo. Dalam metode inversi seismik ini dibagi menjadi inversi *bandlimited* (rekursif), inversi *modelbased* (berbasis model) dan inversi *sparse spike* (*maximum likelihood*).

3.5.1. Inversi *Modelbased*

Prinsip metode ini adalah, membuat model geologi dan membandingkannya dengan data *riil* seismik (Russel, 1998). Hasil perbandingan tersebut, digunakan secara iteratif memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini, dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan oleh metode rekursif. Keuntungan menggunakan metode inversi berbasis model adalah, metode ini tidak menginversi langsung dari seismik namun menginversi model geologinya (Ariyanto, 2011).



Gambar 11.Diagram alir penyelesaian inversi *modelbased* (Sukmono, 2000)

Secara matematis digambarkan sebagai berikut :

$$T(i) = \sum_{j=i}^N r(j)W(i - \tau(j) + 1) + n(i) \dots\dots\dots (3)$$

dimana : T(i) = jejak seismik

r(j) = reflektivitas pada *offset* nol

$\tau(j)$ = ekspresi pertambahan sampel

I, j = jumlah sampel dan pertambahan sampel

jika diasumsikan bahwa reflektivitas sebenarnya adalah :

$$r(i) = r_0(i) + \Delta r(i) \dots\dots\dots(4)$$

dengan $\Delta r(i)$ = selisih reflektivitas dugaan awal dengan reflektivitas sebenarnya.

Maka untuk memperoleh $\Delta r(i)$ dilakukan dengan cara meminimalkan jumlah *error* atau selisih menggunakan fungsi obyektif :

$$J = \sum_i^{N_{sampel}} [e(i) - \sum_j^N \Delta r(j) W(i - r(j) + 1)]^2 \dots\dots\dots (5)$$

dengan J = fungsi obyektif

3.5.2. Inversi Seismik *Bandlimited*

Inversi seismik *bandlimited* merupakan, algoritma inversi yang mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah *trace* seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang difilter oleh *wavelet* berfasa nol (Ariyanto, 2011). Persamaan dasar dari inversi jenis ini adalah:

$$KR_i = \frac{\rho_{i+1}V_{pi+1} - \rho_i V_{pi}}{\rho_{i+1}V_{pi+1} + \rho_i V_{pi}} = \frac{IA_{i+1} - IA_i}{IA_{i+1} + IA_i} \dots\dots\dots (6)$$

Impedansi lapisan ke-i + 1, dapat dihitung dari lapisan ke-i dengan persamaan:

$$IA_{i+1} = IA_i \left[\frac{1 + KR_i}{1 - KR_i} \right] \dots\dots\dots (7)$$

Dimulai dari lapisan pertama, impedansi dari setiap lapisan berturut-turut dapat diketahui secara rekursif menggunakan persamaan dibawah ini :

$$IA_n = IA_i \prod_{i=1}^{n-1} \left[\frac{1 + KR_i}{1 - KR_i} \right] \dots\dots\dots (8)$$

Dimana:

IA_n = Impedansi Akustik pada lapisan ke n

IA_i = Impedansi Akustik pada lapisan ke i

KR_i = Koefisien Refleksi pada lapisan ke i

Metode *rekursif* ini mempunyai beberapa kelebihan, antara lain: perhitungan yang sangat sederhana, menggunakan seluruh *trace* seismik dalam perhitungannya, cepat dan stabil jika diterapkan pada data seismik yang bersih dari *noise*, dan metode ini merupakan metode paling sederhana yang tidak memperlebar frekuensi data yang ada. Namun ada kekurangan dari penerapan metode inversi antara lain, *noise* yang ada pada data seismik akan dianggap sebagai reflektivitas yang akan ikut diproses dalam inversi,

tidak ada kontrol geologi, dan hilangnya frekuensi rendah.

3.5.3. Inversi *Sparse spike*

Jenis metode inversi ini mengasumsikan bahwa, reflektivitas yang sebenarnya merupakan seri dari *spike-spike* besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang kecil sebagai *background*. Kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. *Sparse-spike* mengasumsikan bahwa, hanya *spike* yang besar yang penting. Inversi ini mencari lokasi *spike* yang besar dari *trace* seismik. *Spike-spike* tersebut terus ditambahkan, sampai *trace* dimodelkan secara cukup akurat. Amplitudo dari blok impedansi, ditentukan dengan menggunakan algoritma inversi *modelbased*. Input parameter tambahan dalam jenis inversi ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi (Ariyanto, 2011).

3.6. Impedansi Akustik

Hasil akhir dari suatu proses inversi data seismik adalah, berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap dibandingkan data seismik. Impedansi Akustik merupakan kemampuan fisis batuan, untuk dilewati oleh gelombang akustik. Secara matematis impedansi akustik batuan adalah, hasil perkalian antara kecepatan dengan densitas suatu batuan.

$$IA = V_p \times \rho \quad \dots\dots\dots (9)$$

dimana:

IA = Impedansi Akustik

V_p = Kecepatan gelombang seismik

ρ = densitas batuan

Dalam mengontrol harga impedansi akustik, kecepatan mempunyai arti yang lebih penting daripada densitas. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Sukmono (1999), menganalogikan impedansi akustik dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras (*"hard rock"*) dan sukar dimampatkan, seperti batu gamping mempunyai impedansi akustik yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang mudah dimampatkan mempunyai impedansi akustik rendah. Setiap adanya perubahan impedansi akustik dibawah permukaan bumi akan menimbulkan koefisien refleksi yang dirumuskan sebagai berikut:

$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \dots\dots\dots (10)$$

Dimana:

KR = koefisien refleksi

IA_1 = impedansi akustik lapisan pertama

IA_2 = impedansi akustik lapisan kedua

ρ = densitas

V = kecepatan

3.7. Well Logging

Well Logging merupakan, suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1958). Tujuan dari *Well Logging* adalah, untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran

resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Tujuan utama dari penggunaan log ini adalah, untuk menentukan zona, dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir. Log adalah suatu grafik ke dalaman (waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997).

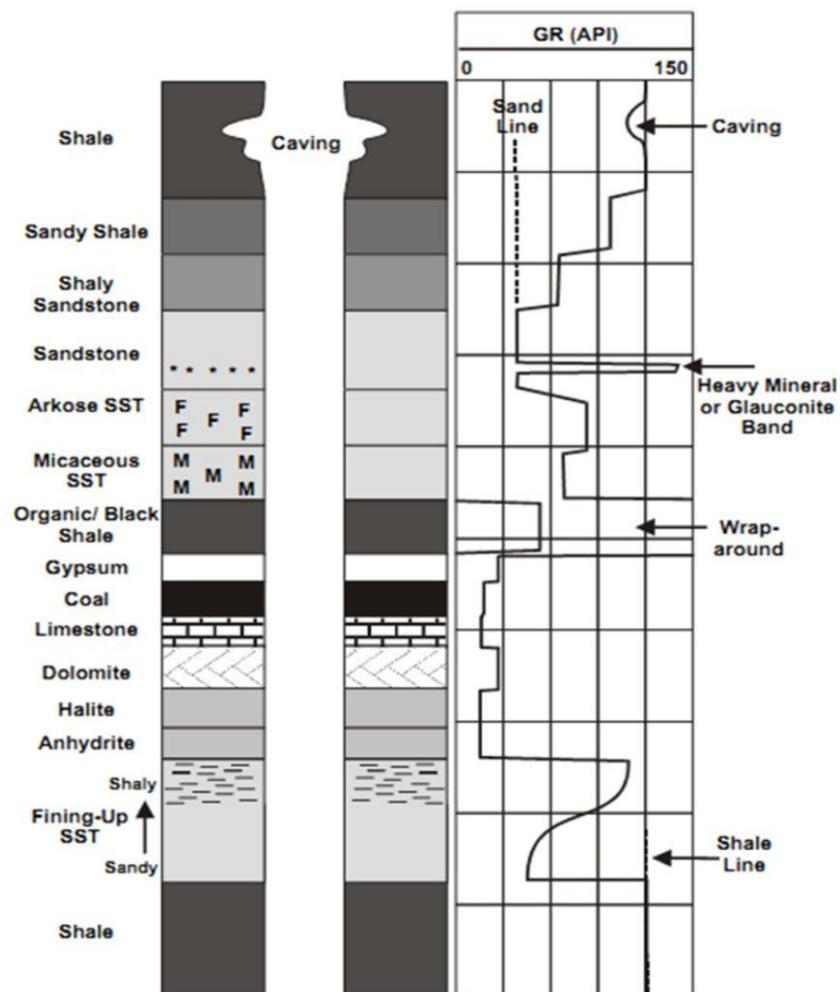
Logging dapat mengetahui gambaran yang lengkap, dari lingkungan di bawah permukaan tanah, tepatnya dapat mengetahui dan menilai batu-batuan yang mengelilingi lubang bor tersebut. Selain itu, *Logging* dapat memberikan keterangan kedalam lapisan yang mengandung hidrokarbon serta sejauh mana penyebaran hidrokarbon pada suatu lapisan (Dewanto, 2016).

3.7.1. Log Gamma Ray (GR)

Log Gamma Ray merupakan suatu kurva dimana kurva tersebut, menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi. Log ini bekerja dengan merekam radiasi sinar gamma alamiah batuan, sehingga berguna untuk mendeteksi/mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif seperti Potasium (K), Thorium (Th), atau bijih Uranium (U).

Pada batuan sedimen, unsur-unsur radioaktif banyak terkonsentrasi dalam serpih dan lempung, sehingga besar kecilnya intensitas radioaktif akan menunjukkan ada tidaknya mineral-mineral lempung. Batuan yang mempunyai kandungan lempung tinggi, akan mempunyai konsentrasi radioaktif yang tinggi, sehingga nilai gamma ray-nya juga tinggi, dengan defleksi kurva kekanan. Log GR merupakan log yang sangat bagus untuk menentukan permeabilitas suatu batuan, karena mampu memisahkan dengan

baik antara lapisan serpih dari lapisan *permeabel*. Kegunaan log GR ini antara lain adalah, untuk menentukan kandungan serpih (V_{sh}), kandungan lempung, menentukan lapisan *permeabel*, evaluasi mineral bijih yang radioaktif, evaluasi lapisan mineral tidak radioaktif, dan korelasi antar sumur (Dewanto,2016).



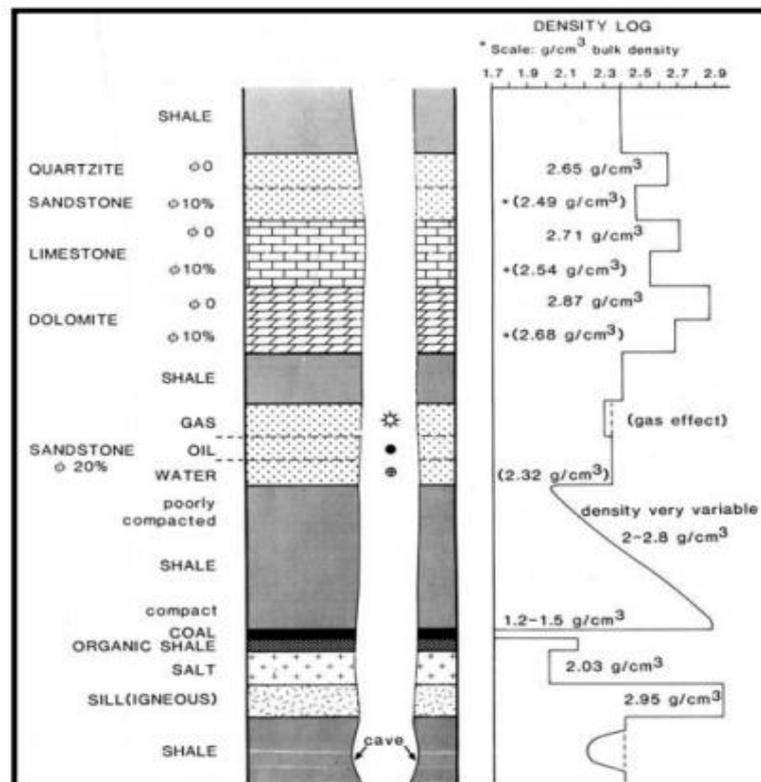
Gambar 12. Respon Log *Gamma Ray* terhadap batuan (G. Asquith & D.Krygowsky, 2004)

3.7.2. Log Densitas

Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan, besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor. Prinsip dasar dari log ini

adalah menembakkan sinar gamma kedalam formasi, dimana sinar gamma ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Banyaknya energi sinar gamma yang hilang, menunjukkan densitas elektron di dalam formasi, dimana densitas elektron merupakan indikasi dari densitas formasi.

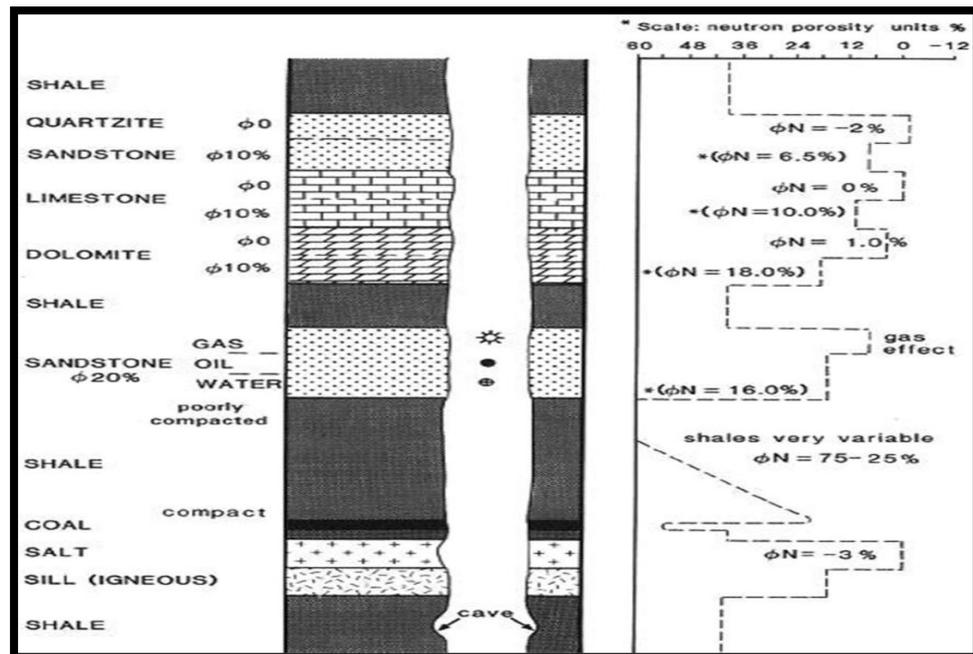
Bulk density merupakan indikator yang penting untuk menghitung porositas, bila dikombinasikan dengan kurva log neutron, karena kurva log densitas ini akan menunjukkan besarnya kerapatan medium beserta isinya. Selain itu apabila log densitas dikombinasikan dengan Log neutron, maka akan dapat dipakai untuk memperkirakan kandungan hidrokarbon atau fluida yang terdapat di dalam formasi, menentukan besarnya densitas hidrokarbon dan membantu dalam evaluasi lapisan *shaly*.



Gambar 13. Respon Log Densitas terhadap batuan (Rider,2002)

3.7.3. Log Neutron

Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen, yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Neutron adalah suatu partikel listrik netral, yang mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen. Kandungan air akan memperbesar harga porositas neutron. Jika pori-pori didominasi oleh minyak dan air, harga porositas neutron kecil. Apabila formasi terisi oleh gas, maka nilai log neutron kecil mendekati batuan sangat kompak (2–6%), karena konsentrasi atom hidrogen pada gas lebih kecil daripada minyak dan air.

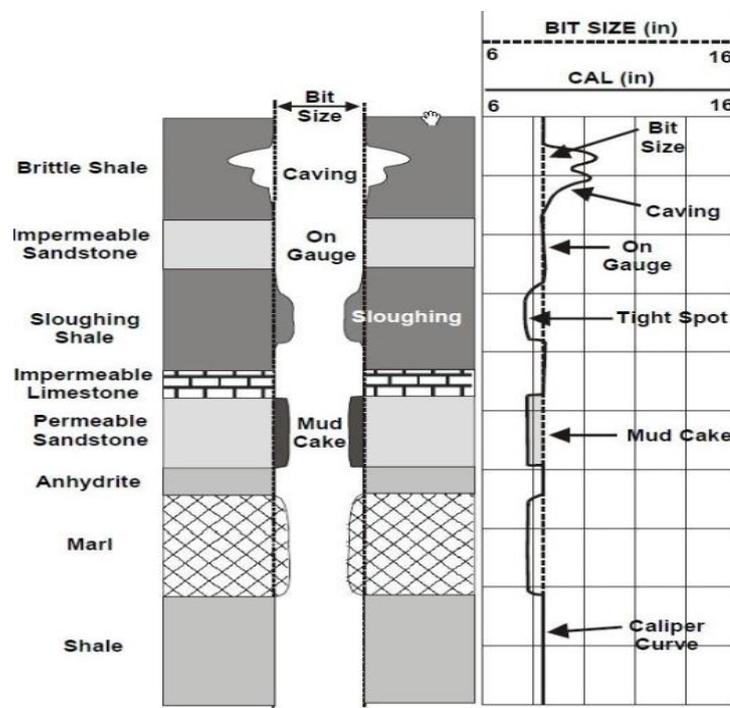


Gambar 14. Respon Log Neutron terhadap batuan (Rider,2002)

Batuan yang kompak dimana porositas mendekati nol, akan menurunkan harga neutron. Lapisan serpih mempunyai porositas besar antara 30–50% dalam kurva log, tetapi permeabilitas mendekati nol. Kandungan air asin atau air tawar dalam batuan akan memperbesar harga porositas neutron.

3.7.4. Log Caliper

Log ini digunakan untuk mengukur diameter lubang bor yang sesungguhnya, dapat merefleksikan lapisan *permeable*, dan lapisan yang *impermeable*. Pada lapisan yang *permeable*, diameter lubang bor akan semakin kecil karena terbentuknya kerak lumpur (*mud cake*) pada dinding lubang bor. Sedangkan pada lapisan yang *impermeable* diameter lubang bor akan bertambah besar karena ada dinding yang runtuh (*vug*).



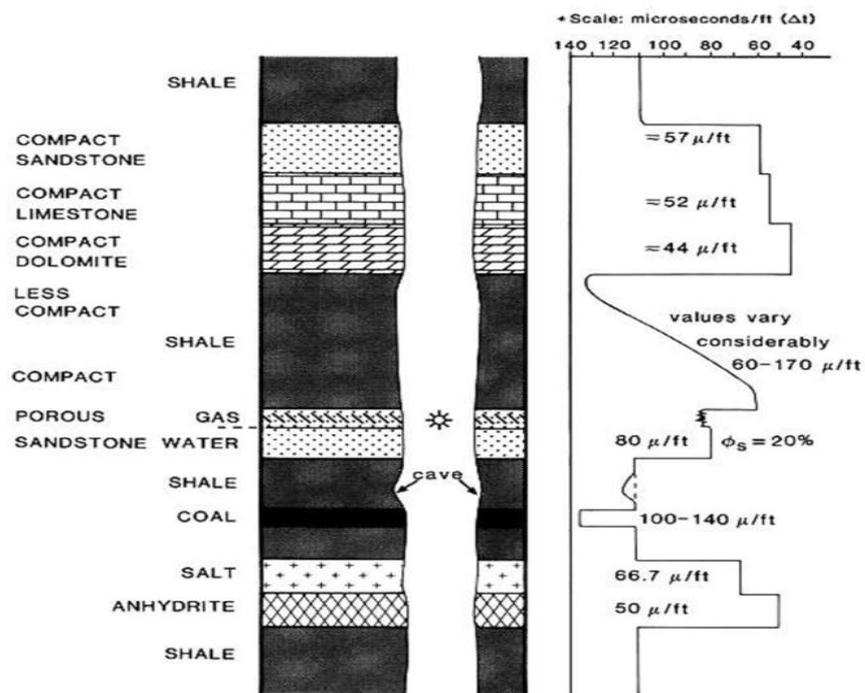
Gambar 15. Respon Log *Caliper* (Rider,2002)

3.7.5. Log Sonic

Log *Sonic* merupakan log akustik, dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu didalam lapisan batuan. Prinsip kerja alat ini adalah, bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (*transmitter*) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan (Δt). Lamanya waktu

perambatan bunyi tergantung kepada litologi batuan dan porositas batuanya. Semakin lama waktu tempuhnya, berarti batuan itu mempunyai pori-pori yang besar atau porositasnya tinggi, dan semakin padat atau kompak batuan itu maka lama waktu tempuhnya semakin kecil (Dewanto, 2016).

Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara. Secara kuantitatif, log sonik dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida, dalam interpretasi seismik dapat digunakan untuk menentukan interval *velocities* dan *velocity profile*, selain itu juga dapat dikalibrasi dengan penampang seismik (Harsono, 1997).



Gambar 16. Respon Log Sonic (Rider, 2002)

3.8. Porositas

Porositas suatu medium adalah bagian dari *volume* batuan yang tidak terisi oleh benda padat (Harsono, 1997). Porositas (\emptyset) merupakan perbandingan

antara *volume* pori batuan dengan *volume* totalnya. Yang dirumuskan dengan:

$$\emptyset (\%) = \left(\frac{\text{Volume pori total}}{\text{Volume batuan total}} \right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (11)$$

Tabel 1. Skala penentuan baik tidaknya porositas absolut batuan suatu reservoir
(Koesoemadinata, 1978).

Harga Porositas	Skala
0 – 5 %	Diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10 %	Buruk (<i>poor</i>)
10 – 15 %	Cukup (<i>fair</i>)
15 – 20 %	Baik (<i>good</i>)
20 – 25 %	Sangat baik (<i>very good</i>)
>25 %	Istimewa (<i>excellent</i>)

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

$$\emptyset (\%) = \left(\frac{\text{Volumeporiyangberhubungan}}{\text{Volumebatuantotal}} \right) \times 100\% \quad \dots\dots\dots (12)$$

Dalam penelitian ini, jenis porositas yang digunakan adalah porositas efektif karena dianggap sebagai bagian *volume* yang produktif.

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Waktu Dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan dari bulan Juli 2016 - September 2016 di *Departement* Geologi dan Geofisika (G&G) PT. Pertamina EP Asset 2 Prabumulih, Sumatera Selatan.

4.2. Jadwal Penelitian

Adapun rincian waktu jadwal penelitian diperlihatkan pada **Tabel 2**:

Tabel 2. Jadwal Penelitian

No	Kegiatan	Juli		Agustus				September	
		Minggu ke		Minggu ke				Minggu ke	
		3	4	1	2	3	4	1	2
1	Studi Literatur								
2	Pengumpulan Data								
3	Pengolahan Data								
4	Interpretasi Data								
5	Penyusunan Laporan								
6	Presentasi Hasil								

4.3. Perangkat Lunak

Perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini antara lain:

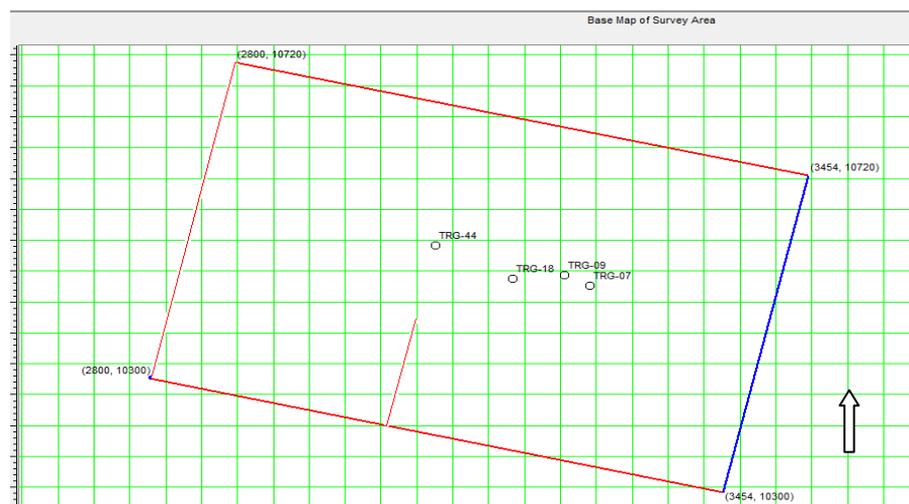
1. *Software* Hampson-Russel CE/8R3 yang terdiri dari:
 - a. *GEOVIEW*, untuk menyimpan *data base* sumur.
 - b. *Well Explorer*, untuk pengolahan data sumur.
 - c. *ELOG*, untuk melakukan *crossplot*, *editing*, *smoothing*, korelasi sumur, *well seismic tie*, dan ekstraksi *wavelet*.
 - d. *STRATA*, untuk pembuatan inisial model dan proses inversi sesimik *3D post stack*.
2. *Petrel Schumberger* 2009 untuk *picking horizon*.

4.4. Data Penelitian

Penelitian ini menggunakan beberapa data utama antara lain sebagai berikut:

4.4.1. Data Seismik

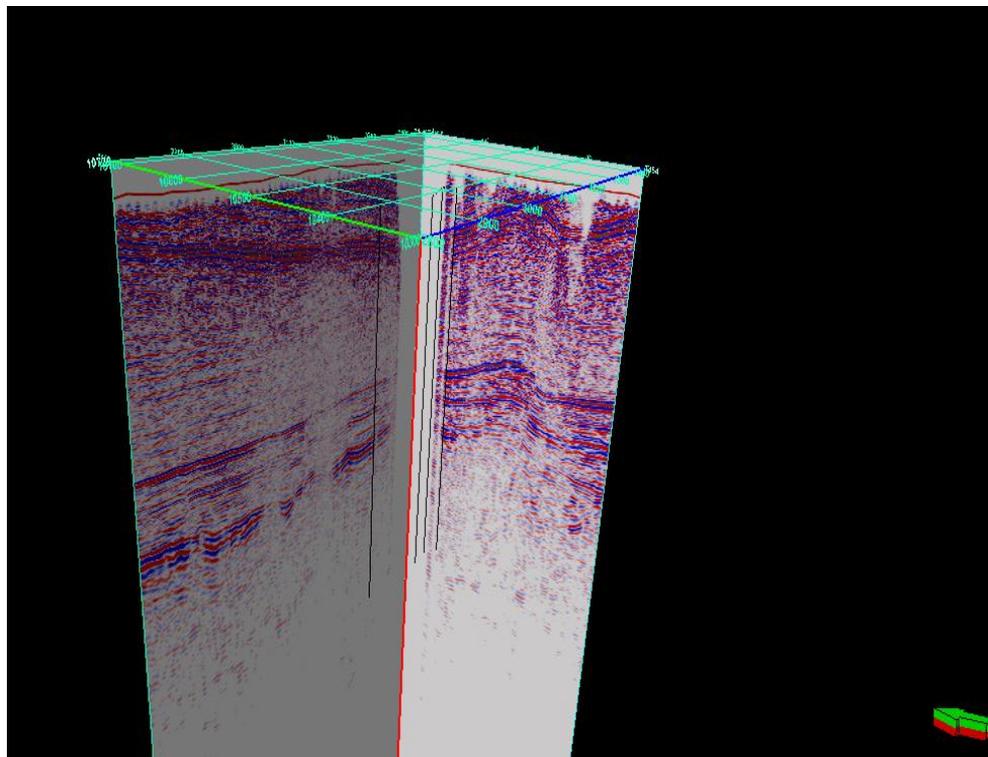
Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik tiga dimensi (3D) *pre-Stack Time Migration*, berbentuk *non-preserve* (data yang sudah dilakukan processing dan pemfilteran).



Gambar 17. *Basemap* lintasan seismik pada lapangan "TARIGAN"

Data seismik ini memiliki interval *sampling rate* 2 ms dengan fasa nol dalam format SEG-Y, meliputi 655 (2800-3454) inline dan 421 (10300-

10720) *crossline* yang selanjutnya dipakai untuk proses inverse seismic (Gambar 18).



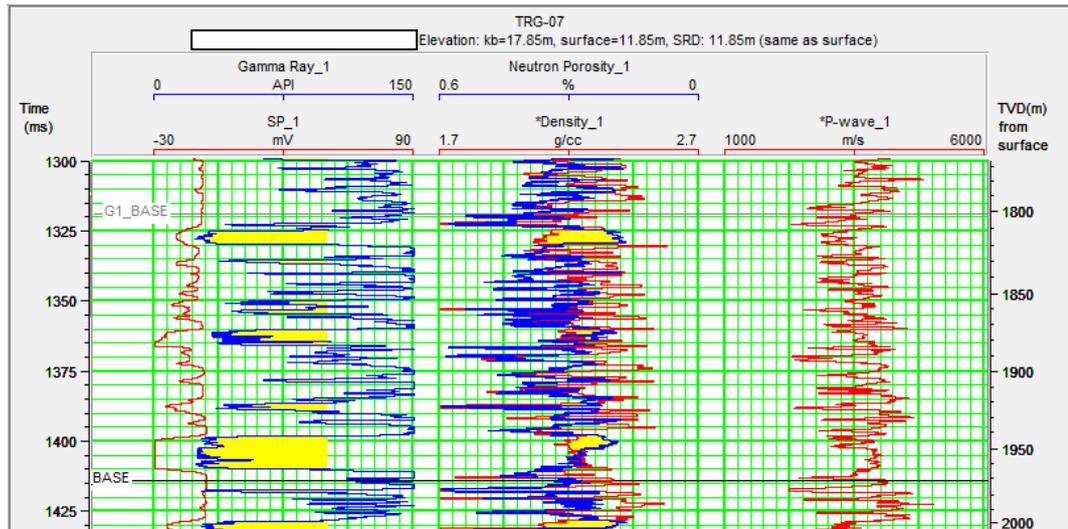
Gambar 18. Tampilan Seismik 3D

4.4.2. Data Sumur

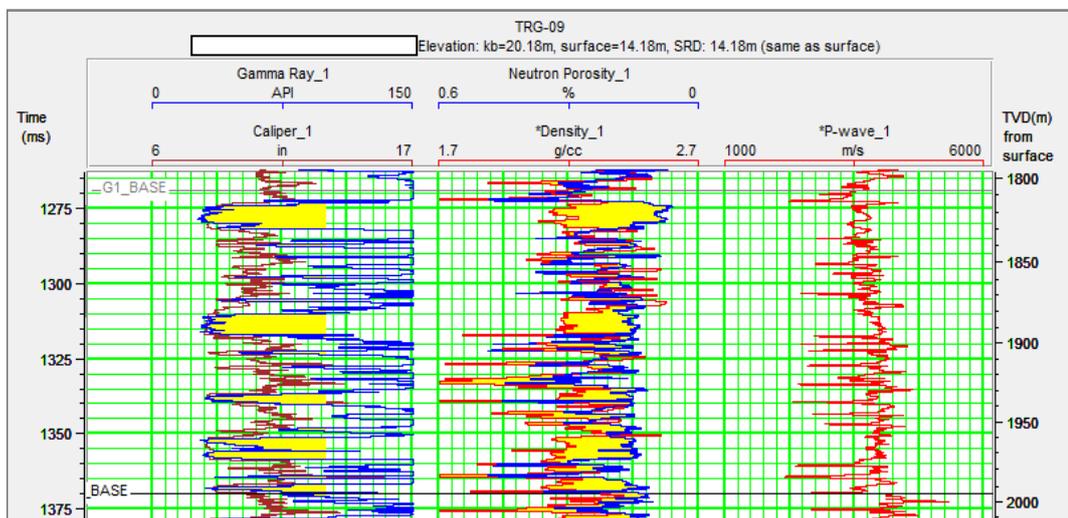
Lapangan “TARIGAN” menggunakan 4 buah data sumur yang digunakan untuk melakukan pengolahan data. Untuk kelengkapan data dapat dilihat pada Tabel 1. Dan tampilan log dari masing-masing sumur dapat dilihat pada Gambar 19 sampai Gambar 22.

Tabel 3. Kelengkapan Data Sumur

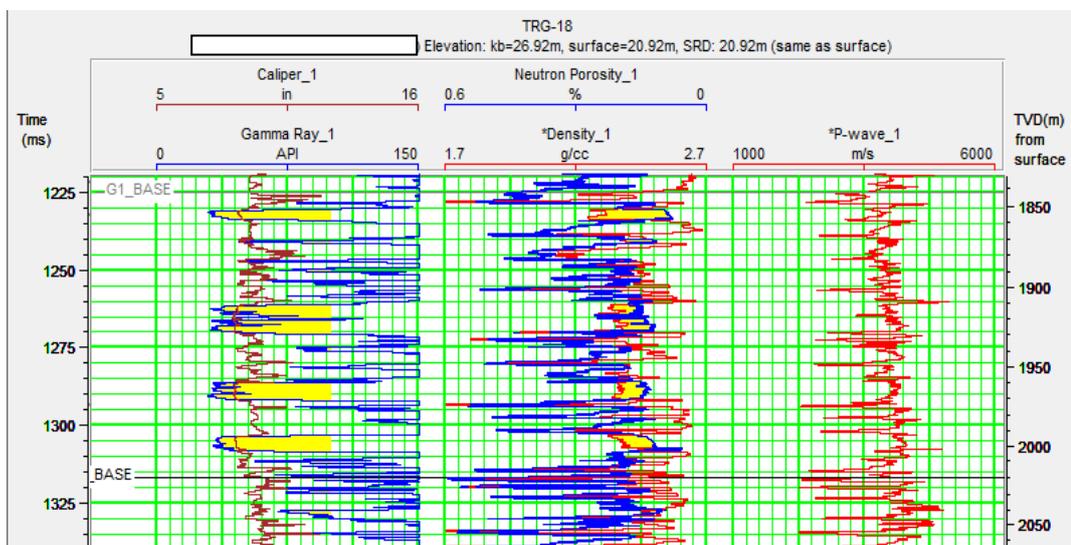
Well	GR	CAL	NPHI	RHOB	DT	CHECK SHOT
TRG 07	Y	N	Y	Y	Y	N
TRG 09	Y	Y	Y	Y	Y	N
TRG 18	Y	Y	Y	Y	Y	N
TRG 44	Y	Y	Y	Y	Y	Y



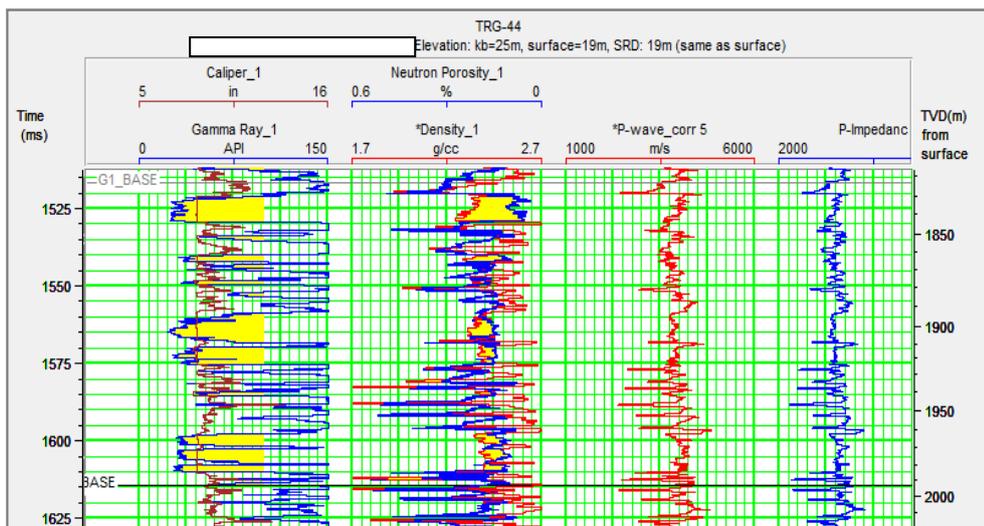
Gambar 19. Tampilan Log pada Sumur TRG-07



Gambar 20. Tampilan Log pada Sumur TRG-09



Gambar 21. Tampilan Log pada Sumur TRG-18



Gambar 22. Tampilan Log pada Sumur TRG-44

4.4.3. Data Geologi

Data geologi regional, digunakan untuk mengetahui gambaran umum mengenai kondisi geologi yang ada pada daerah target lapangan “TARIGAN”, Sumatera Selatan. Di dalam data geologi tersebut, terdapat beberapa data mengenai kondisi umum regional cekungan sumatera selatan yang berupa kondisi stratigrafi, tektonik, stratigrafi dan *petroleum system*. Data geologi ini, digunakan untuk menunjang dan menjadi perpaduan yang efektif dengan data geofisika untuk memberikan gambaran dan karakterisasi reservoir daerah target.

4.4.4. Data Checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk mengonversi data dari domain waktu untuk dijadikan menjadi domain kedalaman. Data *checkshot* sangat bermanfaat dalam proses pengikatan sumur dan seismik (*Well Seismic Tie*). Pada dasarnya, data sumur sudah dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik masih dalam domain waktu.

4.4.5. Data Marker

Marker geologi memberikan informasi mengenai kedalaman lapisan batuan atau formasi batuan yang ada di daerah penelitian. Data ini digunakan untuk melakukan *Picking horizon*, saat melakukan pengikatan data sumur dan data seismik (*Well Seismic Tie*) berfungsi sebagai acuan (patokan). Marker geologi yang digunakan adalah *G1_base* dan *N2_base*, yang memiliki nama yang sama dengan *horizon* yang digunakan.

4.5. Pengolahan Data

Adapun Pengolahan data yang dilakukan dalam penelitian ini untuk menghasilkan model Impedansi Akustik (IA) adalah sebagai berikut: Koreksi *Checkshot*, Ekstraksi *wavelet* dan *Well seismic tie*, *Picking horizon*, Analisis *sensitivitas*, Pembuatan model Inisial, analisis pra-inversi, dan proses inversi.

4.5.1. Koreksi *Checkshot*

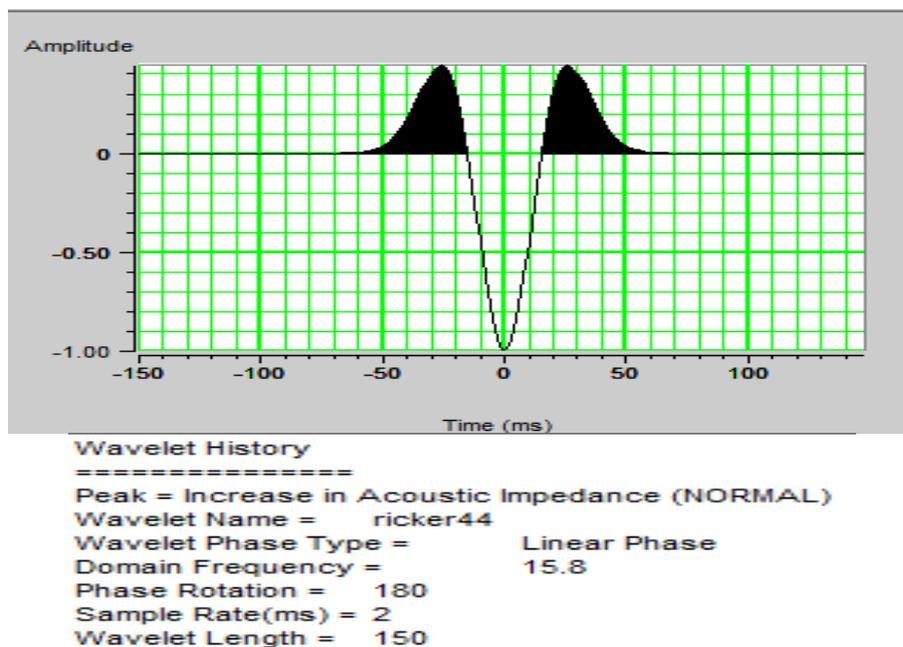
Pada langkah ini, data yang digunakan adalah data log *sonic* atau lebih dikenal dengan sebutan *P-wave* dan data *checkshot*. Fungsi dari dilakukannya koreksi *Checkshot* ini, adalah untuk melakukan konversi antara data sumur yang merupakan data dengan domain kedalaman terhadap data seismik yang memiliki domain waktu. Hasil dari koreksi *checkshot* ini, akan mendapatkan kurva waktu kedalaman yang mengindikasikan bahwa kedalaman telah dikonversi dengan waktu.

4.5.2. Ekstraksi *Wavelet* dan *Well seismic tie*

Well Seismic Tie merupakan proses pengikatan data sumur dengan data

seismik. *Well seismic Tie* ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur yang merupakan kedalaman (dalam meter) dengan domain seismik yang merupakan waktu (dalam satuan milisekon). Domain sumur yang diubah menjadi domain waktu agar sama dengan seismiknya. Dimana tujuan akhir dari proses ini adalah untuk mengetahui posisi atau marker geologi pada data seismik.

Untuk perubahan domain data sumur ke waktu ini, maka perlu dilakukan pembuatan seismogram sintetis untuk setiap sumur. Dimana seismogram sintetis ini, merupakan hasil dari koefisien refleksi yang dikonvolusikan dengan *wavelet*. Ekstraksi *wavelet* ini akan berperan penting dalam pembuatan inisial model. Dimana semakin cocok *wavelet* yang digunakan, maka semakin *match* antara sintetis dengan *trace* seismik. Berikut merupakan tampilan *wavelet* yang digunakan pada penelitian ini:



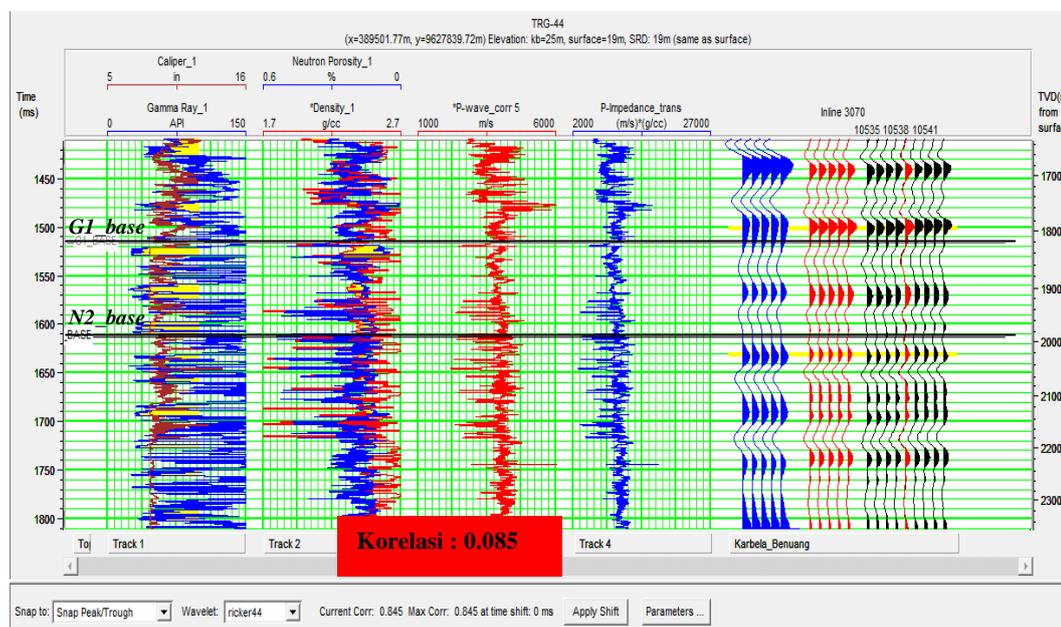
Gambar 23. *Wavelet* Ricker 44

Dalam proses *well seismic tie*, dilakukan dengan cara memilih *event-event* target pada sintetis dan menggesernya pada posisi *event-event* data seismik (*shifting* dan

stretching). Pada pengikatan ini akan menghasilkan koefisien korelasi atau kesesuaian antara data seismik dengan seismogram sintetik dengan nilai 0 sampai 1. Semakin koefisien korelasi mendekati nilai 1, maka akan semakin mirip antara data seismik terhadap seismogram sintetiknya. Berikut adalah hasil *Well seismic tie* pada tiap-tiap sumur:

Tabel 4. Korelasi *Well seismic tie* masing-masing sumur

Wavelet	TRG-07		TRG-09		TRG-18		TRG-44		rata-rata corr
	Corr	Shifting	Corr	Shifting	Corr	Shifting	Corr	Shifting	
Wave 2	0.432	1	0.546	-2	0.406	2	0.76	-2	0.536
ricker 44	0.665	1	0.779	-1	0.693	0	0.845	0	0.745
Bandpass 2	0.248	2	0.367	2	0.447	-3	0.321	2	0.346
wave_statis	0.42	-2	0.491	2	0.302	0	0.31	-1	0.381

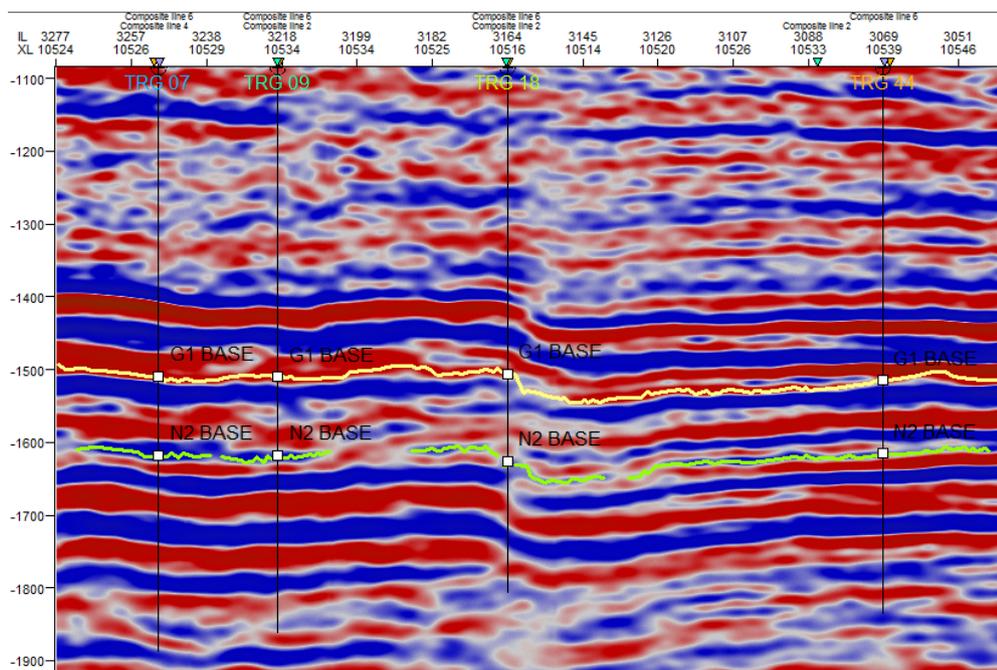


Gambar 24. Korelasi *Well seismic Tie* sumur TRG-44

4.5.3. Picking Horizon

Picking horizon merupakan, proses yang dilakukan dengan membuat garis *horizon* pada suatu kemenerusan lapisan pada penampang seismik. *Picking*

ini bertujuan untuk membantu dalam menginterpretasikan struktur stratigrafi. *Picking horizon* ini dilakukan dengan mengikatkan satu lintasan seismik yang memiliki data sumur agar dapat diketahui korelasi antara data seismik dengan data log. Proses *Picking horizon* ini dilakukan pada *software* petrel 2009. Data acuan dari *picking horizon* ini adalah data marker geologi. *Picking horizon* dilakukan sebanyak marker target yang diketahui. Marker yang digunakan pada penelitian ini ada dua yaitu *G1_base* dan *N2_base*. Pada proses *picking horizon*, posisi *G1_base* terletak di *Peak*, dan *N2_base* terletak di *Through*.



Gambar 25. *Picking Horizon*

4.5.4. Analisis *Sensitivitas*

Analisis *sensitivitas* perlu dilakukan terlebih dahulu sebelum dilakukan proses inversi, hal ini dilakukan untuk mengetahui bisa atau tidaknya dilakukan inversi pada *range* yang ditentukan. Analisis *sensitivitas*, digunakan untuk memperoleh distribusi litologi dan karakteristik dari

reservoir atau zona *interest*. Pemisahan litologi ini berdasarkan hasil data *crossplot* antara *P-impedance*, *gamma ray*, *density*, dan *porosity* pada interval yang telah ditentukan. Nilai *P-impedance* kita dapatkan dari perkalian antara *p-wave* dengan *density*. Hasil *crossplot* uji *sensitivitas* ini, dapat melihat nilai *cut off* dari batuan target dalam penelitian.

4.5.5. Pembuatan Model Inisial

Model inisial (Model Awal) ini, sangatlah diperlukan untuk membuat suatu inversi karena merupakan pengontrol suatu hasil inversi. Model inisial ini dibuat dengan menggunakan penampang seismik 3D, *wavelet* hasil analisis, menggunakan 2 *horizon* serta empat data sumur sebagai kontrol. Model awal dibuat dari data sumur yang telah diikat dengan data seismik dengan bantuan *horizon* yang telah di petakan sebelumnya. Prinsipnya yaitu, nilai impedansi akustik pada masing-masing sumur disebarkan pada lintasan seismik pada batas *horizon* tertentu, semakin banyak data sumur sebagai kontrolnya, maka semakin bagus hasil yang didapat. Berikut merupakan parameter-parameter yang digunakan dalam pembuatan model inisial ini:

Sumur : 4 buah, yaitu sumur TRG-07, TRG-09, TRG-18, dan TRG-44.

Horizon : 2 buah, yang terdiri dari *G1_base* dan *N2_base*.

Wavelet : *ricker* 44.

Filter : *High cut filter* 10/15 Hz.

4.5.6. Analisis Pra-Inversi

Tahap selanjutnya sebelum menginversi menjadi *volume* impedansi akustik, maka perlu dilakukan analisis pra-inversi yang bertujuan untuk menguji

parameter-parameter seperti *sparseness*, *maximal constrain frequency* dan *window length*. Nilai parameter tersebut dapat dianalisis dengan melihat nilai *error* dan *correlasi*.

Untuk mendapatkan nilai *error* yang kecil dan korelasi yang tinggi, ada beberapa parameter yang berpengaruh antara lain adalah: *Wavelet*, *sample rate*, *horizon*, nilai pembatas (*soft constraints* atau *Hard constrains*), dan jumlah iterasi yang digunakan. Besarnya nilai korelasi ini, akan mempengaruhi hasil dari inversi, karena makin tinggi nilai korelasi maka hasil inversi akan semakin bagus.

4.5.7. Proses Inversi

Proses inversi ini menggunakan beberapa metode inversi antara lain; *modelbased*, *bandlimited*, dan *maximum likelihood sparse spike*.

a. Inverse *Modelbased*

Proses inversi berbasis *modelbased* ini menggunakan metode *hard constrained*, yang artinya ditentukan sejauh apa impedansi dari hasil inversi dapat berubah dari model inisialnya (ditentukan batas atau *constrain-nya*). *Average block size* digunakan untuk menentukan besarnya nilai resolusi dari model impedansi akustik yang dihasilkan. Semakin besar nilainya, maka resolusi impedansi akustik yang dihasilkan akan semakin *detail* dan baik. Parameter-parameter yang akan digunakan merupakan parameter hasil dari proses analisis pra-inversi, antara lain sebagai berikut:

Window :10 ms diatas *G1_base* sampai 10 ms dibawah
N2_base

Constrained : *Hard Constraint* (*Up* : 20 dan *Low* : 20)

Average block size : 2 ms

Iterasi : 20

b. Inversi *Bandlimited*

Inversi berbasis *bandlimited* ini merupakan metode paling sederhana dalam menghasilkan penampang Impedansi Akustik (IA). Hal ini dikarenakan, apabila nilai IA *di lapisan* pertama diketahui, maka nilai IA di lapisan berikutnya dapat diketahui melalui perhitungan. Parameter-parameter yang digunakan merupakan parameter hasil proses analisis pra-inversi, antara lain sebagai berikut:

Window : 10ms diatas *GI_base* sampai 10ms dibawah *N2_base*

Constrained
high cut frequensi : 20 Hz

Sample rate : 2 ms

c. Inversi *Maximum likelihood sparse spike*

Inversi *Maximum likelihood sparse spike* ini mengasumsi bahwa nilai *spike* yang besar saja yang penting dengan nilai *spike* yang kecil sebagai *background*. Metode ini mencari *spike* yang besar dari seluruh *trace seismic* dan kemudian menambahkan *spike-spike* baru yang lebih kecil untuk mendapat *trace* yang termodelkan secara akurat. Parameter *maximum number of spike*, berarti parameter yang membatasi jumlah *spike* maksimum pada setiap *trace* seismik. *Spike detection threshold*, merupakan parameter pengontrol amplitudo *spike* yang akan ditambahkan. *Maximum impedance*

change , merupakan parameter yang mengatur batas atas dan bawah perubahan hasil inversi yang dilakukan dari model awal. Berikut merupakan parameter-parameter yang digunakan pada inversi *maximum likelihood sparse spike* ini:

Window : 10ms diatas *G1_base* sampai 10ms dibawah
N2_base

maximum number of spike : 150

Spike detection threshold : 5%

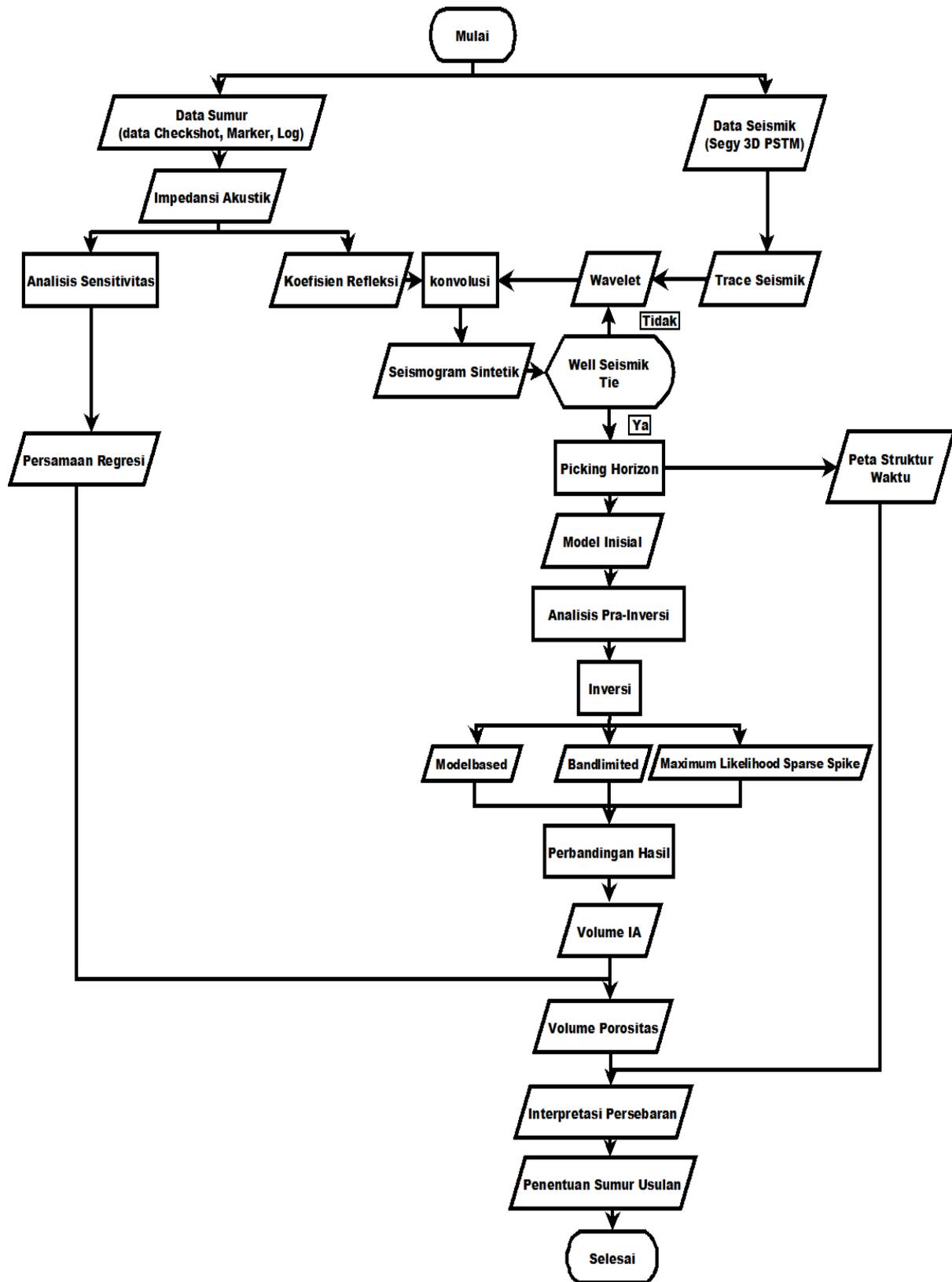
Iterasi : 20

Maximum impedance change : *Lower* 20% , *Upper* 20%

Sampling rate : 2 ms

4.6. Diagram Alir

Adapun Diagram alir pada penelitian ini adalah sebagai berikut:



Gambar 26. Diagram Alir Penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

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

1. Pada penelitian ini, Metode Inversi *Modelbased* menampilkan hasil inversi yang lebih baik dibandingkan dengan metode *Bandlimited*, dan *Maximum Likelihood Sparse Spike*.
2. Berdasarkan peta volume Impedansi akustik (IA) dan porositas, diketahui batupasir yang poros, berada di arah tenggara daerah penelitian.
3. Penentuan sumur usulan selanjutnya terletak dibagian tenggara dari daerah penelitian, yang memiliki nilai Impedansi akustik rendah $<9500((\text{m/s}) * (\text{gr/cc}))$, dan nilai porositas yang tinggi >0.15 *Fraction* (15%), dan terletak pada zona tinggian atau antiklin.

6.2. Saran

Saran dari penelitian ini antara lain:

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

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A., 2011. *E-book Ensiklopedi Seismik Online*.
- Ariyanto, Y., 2011. Pemodelan Impedansi Akustik untuk karakterisasi reservoir pada daerah "X" Sumatera selatan. . *Skripsi S-1 Program Studi Fisika, Universitas Indonesia*. Depok.
- Aspirini, D., 2011. *Penerapan Metode Stacking dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut di Perairan Barat Aceh*. Institut Pertanian Bogor. Bogor.
- Ginger, D., 2005. The Petroleum System And Future Potensial Of The South Sumatera Basin. *Indonesian Petroleum Association, 30th Annual Convention*. Indonesia
- Harsono. A., 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Schlumberger, Edisi-8*. Jakarta.
- Hendrick dan Aulia, 1993. A Structural and Tectonic model of the Coastal Plains Block, South Sumatera Basins. Indonesian: *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 22nd Annual Convention*. Indonesia.
- Hutabarat, R., (2009). Integrasi Inversi Seismik dengan Atribut Amplitudo Seismik untuk Memetakan Distribusi Reservoir pada Lapangan Blackfoot. *Skripsi S-1 Program Studi Fisika, Universitas Indonesia*. Depok..
- Jamady, A., (2011). *Kuantifikasi Frekuensi dan Resolusi Menggunakan Seismik Refleksi di Perairan Maluku Utara*. Institut Pertanian Bogor. Bogor.
- Koesoemadinata, R.P., 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi. Jilid I Edisi kedua*, Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Munadi, S., dan Pasaribu, D.P., 1987. Seismogram Sintetik dari Rekaman Geofisika Sumur, *Lembaran Publikasi LEMIGAS no 4/1987*, Halaman 298-311.
- Munadi, S., (2002). *Pengolahan Data Seismik Prinsip Dasar Dan Metodologi*. Universitas Indonesia. Depok.

- Pertamina, 2013. *Laporan Internal Pertamina*. PT. PERTAMINA EP Asset 2 (tidak dipublikasikan).
- Pulunggono, 1972. Recent Knowledge of Hydrocarbon Potentials in Sedimentary Basin of Indonesia. *Proceedings AAPG, Indonesia, Memoir 25*.
- Pulunggono, A., Haryo, S.A., and Kosuma, C.G., 1992. Pre Tertiary and Tertiary Fault System as A Framework of The South Sumatra Basin; A Study of SAR Maps, *Proceedings Indonesian Petroleum Association*, Indonesia, Halaman 339-360.
- Ryacudu, R., 2005. Study Endapan Syn-Rift Paleogen di Cekungan Sumatera Selatan. *Disertasi S3*. Institut Teknologi Bandung.
- Rider, M., 2002. *The Geological interpretation of well logs*, 2nd Edition, revised 2002. Scotland: Whittles Publishing.
- Russell, B. H., 1996. *Installation and Tutorials*. Hampson-Russell Software Service Ltd. USA.
- Russell, B., 1998. *A simple seismic imaging exercise*. The Leading Edge 17, Halaman 85.
- Schlumberger, 1958. *Log Interpretation Principles/application*. Seventh Printing. Texas.
- Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M., and Corbett, C., 1994. *Seismic Guided Estimation of Log Properties*, The Leading Edge, Vol. 13, Halaman 305-315.
- Sismanto, 1999. Interpretasi Data Seismik. *Modul : 3*, Geofisika FMIPA UGM, Yogyakarta.
- Sukmono, S., 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi, Teknik Geofisika ITB*, Bandung.
- Sukmono. S., 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*, Institut Teknologi Bandung, Bandung.