

**KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON
MENGUNAKAN METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK
(IA) PADA LAPANGAN “MP” FORMASI TALANG AKAR
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

(Skripsi)

Oleh

**Muhammad Farhan Yassar
NPM 1815051039**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2022**

**KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON
MENGUNAKAN METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK
(IA) PADA LAPANGAN “MP” FORMASI TALANG AKAR
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**Oleh
Muhammad Farhan Yassar**

**Skripsi
Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK**

**Pada
Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2022**

ABSTRAK

KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON MENGGUNAKAN METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA) PADA LAPANGAN “MP” FORMASI TALANG AKAR CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Oleh

Muhammad Farhan Yassar

Karakterisasi reservoir merupakan salah satu tahapan terpenting dan menjadi salah satu kunci keberhasilan dari suatu proses eksplorasi, dengan melakukan karakterisasi maka akan diketahui sifat fisis dari reservoir target di suatu cekungan. Berdasarkan hal tersebut maka penelitian ini dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui parameter fisis reservoir hidrokarbon pada Formasi Talang Akar dengan memanfaatkan metode inversi impedansi akustik. Adapun metode pengolahan data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi analisis kualitatif, *well seismic tie*, analisis sensitivitas, pembuatan model inisial dan diakhiri dengan melakukan proses inversi. Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan kemudian diketahui bahwa zona reservoir pada setiap sumur terdapat pada kedalaman 6037 hingga 6150 ft (MPA), 6040 s.d 6170 ft (MPB) dan 6405 s.d 6525 ft (MP-C). pemilihan zona tersebut didasarkan atas ketebalan reservoir dan juga pendugaan prospek yang terdapat di dalamnya. Selanjutnya setelah dilakukan proses inversi impedansi akustik maka didapatkan bahwa area reservoir memiliki nilai IA berkisar antara 19.000 hingga 40.000 (ft/s)*(gr/cc). Adapun nilai IA yang berada disekitar area sumur memiliki nilai berkisar 25.000 (ft/s)*(gr/cc) s.d 30.000 (ft/s)*(gr/cc) (MPA), 15.000 (ft/s)*(gr/cc) s.d 25.000 (ft/s)*(gr/cc) (MPB) dan 35.000 (ft/s)*(gr/cc) s.d 40.000 (ft/s)*(gr/cc) (MPC). Dengan memanfaatkan hubungan antara nilai impedansi akustik, kecepatan dan densitas maka dapat diketahui nilai parameter petrofisika seperti saturasi dan porositas. Sehingga dari analisis yang telah dilakukan kemudian didapatkan area target memiliki nilai porositas berkisar 12 – 28 % dengan saturasi air 25 sampai dengan 70 % di sekitar area sumur MPA, kemudian 10 sampai 60 % di sekitar area sumur MPB dan 50 hingga 90 % di sumur MPC.

Kata kunci : Inversi, Petrofisika, Seismik, Well Log

ABSTRACT

CHARACTERIZATION OF HYDROCARBON RESERVOIR USING ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION (IA) METHOD IN THE “MP” FIELD OF THE TALANG AKAR FORMATION IN THE SOUTH SUMATRA BASIN

by

Muhammad Farhan Yassar

Reservoir characterization is one of the most important stages and is one of the keys to the success of an exploration process, by carrying out characterization it will be known the physical properties of the target reservoir in a basin. Based on this, this research was conducted to know the physical parameters of the hydrocarbon reservoir in the Talang Akar Formation by utilizing the acoustic impedance inversion method. The data processing methods used in this research include qualitative analysis, well seismic tie, sensitivity analysis, initial modeling, and ending with an inversion process. Based on the research that has been done, it is known that the reservoir zone in each well is at a depth of 6037 to 6150 ft (MPA), 6040 to 6170 ft (MPB), and 6405 to 6525 ft (MP-C). the selection of the zone is based on the thickness of the reservoir and also the estimation of the prospects contained therein. Furthermore, after the acoustic impedance inversion process was carried out, it was found that the reservoir area had IA values ranging from 19,000 to 40,000 (ft/s)*(gr/cc). The IA values around the well area have values ranging from 25,000 (ft/s)*(gr/cc) to 30,000 (ft/s)*(gr/cc) (MPA), 15,000 (ft/s)*(gr/cc) up to 25,000 (ft/s)*(gr/cc) (MPB) and 35,000 (ft/s)*(gr/cc) up to 40,000 (ft/s)*(gr/cc) (MPC). By utilizing the relationship between the values of acoustic impedance, velocity, and density. The values of petrophysical parameters such as saturation and porosity can be determined. So from the analysis that has been carried out, it is found that the target area has a porosity value ranging from 12 – 28% with a water saturation of 25 to 70% around the MPA well area, then 10 to 60% around the MPB well area and 50 to 90% in the MPC well.

Keywords : Inversion, Petrophysics, Seismic, Well Log

Judul Skripsi : **KARAKTERISASI RESERVOAR
HIDROKARBON MENGGUNAKAN
METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK
(IA) PADA LAPANGAN "MP" FORMASI
TALANG AKAR CEKUNGAN SUMATERA
SELATAN**

Nama Mahasiswa : *Muhammad Farhan Yassar*

Nomor Pokok Mahasiswa : 1815051039

Program Studi : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik


MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing


Pembimbing 1

Pembimbing 2


Ir. Bagus Sapto Mulyatno, M.T.
NIP. 197001202000031001


Rahmi Mulyasari, M.T.
NIP. 199102072018032001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika


Karyanto, S.Si., M.T.
NIP. 19691230 199802 1001

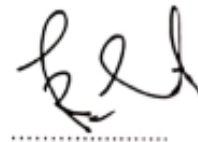
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji


Ketua : **Ir. Bagus Supto Mulyatno, M.T.**



Sekretaris : **Rahmi Mulyasari, M.T.**



Anggota : **Prof. Ir. Suharno, Ph.D., IPU., ASEAN Eng.**



2. Dekan Fakultas Teknik



Dr. Eng. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc.
NIP. 19750928 200112 1002

Tanggal Ujian Skripsi : **14 Desember 2022**

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis ini 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.

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

Bandar Lampung, 28 Desember 2022



Muhammad Farhan Yassar

1815051039

RIWAYAT HIDUP



Penulis memiliki nama lengkap Muhammad Farhan Yassar, lahir di Karawang, 23 Januari 2000, merupakan anak pertama dari dua bersaudara dari pasangan Bapak Agus Sutikno dan Ibu Setiawati. Riwayat pendidikan formal penulis di mulai dari sekolah dasar, yakni Madrasah Ibtidaiyah Al-Murtadlo, lalu melanjutkan pada jenjang Sekolah Menengah Pertama (SMP) Negeri 1 Cikampek, dan kemudian melanjutkan ke Sekolah Menengah Atas (SMA) Negeri 2 Cikampek. Pada tahun 2018, Penulis terdaftar sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung melalui jalur SBMPTN. Selama menjadi mahasiswa, penulis aktif di berbagai kegiatan organisasi baik secara internal pada lingkungan jurusan, fakultas dan universitas maupun secara organisasi eksternal, antara lain : sebagai anggota dari bidang Sains dan Teknologi (Saintek) Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (2019/2020 dan 2020/2021), Anggota Dinas Eksternal dan Advokasi Badan Eksekutif Mahasiswa (BEM) Fakultas Teknik (2020/2021), Ketua Divisi Edukasi SM-IAGI Unila (2020/2021), Ketua Divisi Sponsorship GEOSC 2019, Anggota Divisi Akademik Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (2020/2021), Wakil Ketua Divisi Akademik Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (2021/2022), Anggota Divisi Akademik SM-IAGI Unila (2021/2022), Anggota *Education Division Society Exploration Geophysics (SEG) Student Chapter* Universitas Lampung (2021/2022).

Dalam bidang keilmuan dan akademik penulis aktif dan beberapa kali melakukan publikasi paper, sebagai penerima pendanaan pada program PKM-KC dan PKM-P di tahun 2020, sebagai pemateri dalam acara Simposium Nasional Ilmu Teknik (SIMTEK) yang dilaksanakan oleh Fakultas Teknik Unila pada tahun 2020. Serta dipercaya menjadi asisten pada beberapa mata kuliah seperti, Geologi Dasar, Geologi Struktur, Citra Satelit, Perpetaan, Seismik, Well Logging, dan Seismik Stratigrafi.

Pada tahun 2020 penulis melaksanakan kegiatan Kuliah Kerja Nyata (KKN) secara mandiri pada area desa tempat asal penulis yakni Desa Cikampek Utara Kecamatan Kotabaru, Kabupaten Karawang Jawa Barat. Kemudian dalam pengaplikasian keilmuan bidang Geofisika, penulis telah melaksanakan kegiatan Praktik Kerja Lapangan (PKL) pada *Project* Akuisisi Vibroseismik Sub-Vulkanik Jawa yang dilaksanakan oleh PT. Pertamina Hulu Energi dengan judul atau tema yang diangkat yakni **“Akuisisi Dan *Field Processing* Data 2-D Vibroseismik Sub Vulkanik Jawa Menggunakan Metode Migrasi Kirchoff Pada Zona Kendeng Wilayah Jawa Tengah”**. Penulis juga kemudian melakukan kegiatan penelitian Tugas Akhir pada perusahaan minyak dan gas yakni Petrochina International Jabung Ltd dengan **“Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon Menggunakan Metode Inversi Impedansi Akustik (IA) Pada Lapangan “Mp” Formasi Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan**

PERSEMBAHAN

Puji syukur saya panjatkan pada Allah SWT atas terselesaikannya skripsi ini dengan baik dan lancar. Skripsi ini saya persembahkan untuk:

AYAH DAN IBU TERCINTA

Yang tiada hentinya memberikan kasih sayang, doa, dukungan, motivasi, semangat dan segala dukungan lainnya yang tidak terhingga

ADIK TERCINTA

Terimakasih atas segala doa, semangat dan dukungannya.

Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung

Semua pihak yang terlibat dalam proses pembuatan dan penyusunan skripsi ini. saya ucapkan terimakasih banyak.

“Nikmati Segala Proses Yang Kamu Sedang Jalani Saat Ini Karena Dari Proses
Tersebut Kita Akan Belajar Banyak Hal, Baik Tentang Kebahagiaan,
Maupun Kegagalan Dan Jangan Pernah Takut Untuk Memulai
Sesuatu, Serta Selesaikan Yang Sudah Kamu Mulai
Dengan Baik. Hal Itulah Yang Akhirnya Akan
Menuntun Menuju *Goals* Kita”

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah SWT, karena berkat rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan Skripsi yang berjudul **“KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON MENGGUNAKAN METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA) PADA LAPANGAN “MP” FORMASI TALANG AKAR CEKUNGAN SUMATERA SELATAN”**. Adapun maksud dan tujuan dari penulisan Skripsi ini adalah untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar sarjana teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung. Selama penulisan Skripsi ini banyak sekali terdapat hambatan yang dialami. Namun berkat adanya bantuan, serta bimbingan dari berbagai pihak, hingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik. Penulis menyadari bahwa tidak tertutup kemungkinan di dalam Skripsi ini terdapat kekurangan. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun demi kesempurnaan Skripsi ini. Semoga Skripsi ini dapat berguna dan bermanfaat bagi penulis khususnya dan bagi para pembaca pada umumnya, serta bagi perkembangan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 28 Desember 2022

Penulis



Muhammad Farhan Yassar

NPM. 1815051039

SANWACANA

Puji dan syukur penulis panjatkan kehadiran Allah Subhanahu Wa Ta'ala, karena berkat rahmat dan karunianya penulis dapat menyelesaikan Skripsi ini. Tak lupa shalawat seta salam penulis selalu tercurahkan kepada Nabi Muhammad Shallallahu 'alaihi wasallam yang menjadi suri tauladan bagi kita semua.

Skripsi ini berjudul “**KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON MENGGUNAKAN METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK (IA) PADA LAPANGAN “MP” FORMASI TALANG AKAR CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**” merupakan syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik.

Adapun dalam proses pelaksanaan hingga penyusunan Skripsi ini penulis sangat menyadari bahwa banyak sekali pihak yang terlibat, untuk itu dalam kesempatan ini penulis ingin mengucapkan rasa terimakasih kepada :

1. **Allah, SWT**, yang selalu memberikan karunia dan anugerah-Nya baik berupa kesehatan dan kemudahan dalam setiap langkah serta jalan yang dilalui oleh penulis.
2. **Kedua orang tua yakni bapak dan ibu tercinta, Bapak Agus Sutikno dan Ibu Setiawati**. Yang tidak henti – hentinya memberikan kasih sayang, semangat, motivasi, do'a, saran, masukan, dan dukungan baik secara langsung maupun tidak langsung.
3. **Saudari perempuanku yakni Husna Gustia Zhafrani** yang selalu memberikan dukungan dan semangat
4. **Bapak Karyanto. S.Si., M.T.** selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

5. **Bapak Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.** selaku dosen Pembimbing 1 Skripsi di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah memberikan masukan, saran dan pengarahan selama proses pelaksanaan dan penyusunan Skripsi ini
6. **Ibu Rahmi Mulyasari, M.T.** selaku dosen pembimbing 2 yang telah memberikan pengarahan dengan penuh kesabaran dan kebaikan hati dalam membimbing serta memberikan kritik, masukan dan motivasi dalam pengerjaan skripsi ini
7. **Bapak Prof. Ir. Suharno, Ph.D., IPU., ASEAN Eng.** selaku penguji yang telah meluangkan waktunya dan senantiasa memberikan masukan, kritik dan saran.
8. **Bapak Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si.** selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan dalam pengambilan keputusan selama proses pendidikan di Teknik Geofisika.
9. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah mengajarkan banyak ilmu dan wawasan dan staf akademik Jurusan Teknik Geofisika.
10. **Mr. Lu Xueying**, selaku Manager *Exploitation Division* Pada Petrochina International Jabung Ltd yang telah memberikan izin dan kesempatan penulis untuk dapat melakukan penelitian Tugas Akhir di perusahaan dan divisi yang beliau pimpin
11. **Bapak M Noor Alamsyah dan Mohammad Risyad** selaku mentor dan pembimbing dari Petrochina International Jabung Ltd yang selalu memberi arahan, *sharing* ilmu, dan tak pernah lelah menanyakan *progress* penelitian .penulis. Terima Kasih atas ilmu yang Bapak berikan, semoga menjadi amal jariyah sebagai pemberat amal kebaikan di akhirat
12. Warga kontrakan Nurul, Tecto, Nanda, Aiz, Arnas, joy, ikram dan Andiko yang selalu memberikan semangat dan motivasi
13. Keluarga Besar Teknik Geofisika 2018 yang tidak dapat disebutkan satu persatu, terimakasih banyak karena telah menjadi motivasi dan memberikan semangat serta doa selama pembuatan laporan ini berlangsung.

14. Semua pihak yang terlibat selama pelaksanaan kegiatan Tugas Akhir ini dimana telah memberikan kesempatan, bantuan dan pengalaman yang sangat luar biasa, sekali lagi penulis ucapkan terimakasih banyak. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati terima kasih untuk semua ilmu yang diberikan.

Bandar Lampung, 28 Desember 2022

Penulis



Muhammad Farhan Yassar

NPM. 1815051039

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	ii
ABSTRACT	iii
PERSETUJUAN	iv
PENGESAHAN	v
PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
PERSEMBAHAN	ix
KATA PENGANTAR	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxii
I. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan Penelitian.....	3
1.3. Batasan Masalah.....	3
1.4. Manfaat	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1. Lokasi Penelitian	4
2.2. Tektonik Regional	5
2.3. Geologi Regional.....	8
2.3.1. Fisiografi.....	8

2.3.2. Stratigrafi	10
2.3.2.1. Batuan Dasar (<i>Basement</i>)	13
2.3.2.2. Formasi Lahat.....	13
2.3.2.3. Formasi Talang Akar.....	13
2.3.2.4. Formasi Batu Raja.....	14
2.3.2.5. Formasi Gumai.....	17
2.3.2.6. Formasi Air Benakat	17
2.3.2.7. Formasi Muara Enim	17
2.3.2.8. Formasi Kasai	18
2.3.3. Struktur Geologi	18
2.4. Petroleum System.....	21
2.4.1. Batuan Induk	21
2.4.2. Migrasi	22
2.4.3. Batuan Reservoir	22
2.4.4. Perangkap.....	25
2.4.4.1. Perangkap Struktur.....	25
2.4.4.2. Perangkap Stratigrafi.....	25
2.4.5. <i>Seal</i> atau Lapisan Tudung	26
III. TEORI DASAR	33
3.1. Konsep Dasar Metode Seismik	33
3.2. Prinsip Penjalaran Gelombang Seismik	33
3.2.1. Hukum Snellius.....	33
3.2.2. Hukum Huygens	30
3.2.3. Hukum Fermat	30
3.3. Konsep Dasar Seismik Refleksi	30
3.4. Komponen Seismik Refleksi	32
3.4.1. Impedansi Akustik	32
3.4.2. Koefisien Refleksi.....	34
3.4.3. Polaritas.....	34
3.4.4. Fasa	36
3.5. Resolusi Vertikal	36
3.6. Atribut Seismik.....	37

3.7. Seismik Inversi	39
3.8. Konsep Dasar Well Logging	41
3.8.1. Log Gamma Ray	42
3.8.2. Log Neutron	44
3.8.3. Log Densitas	46
3.8.4. Log Resistivitas	48
3.8.5. Log Sonic	50
3.9. Analisis Petrofisika.....	52
3.9.1. Porositas	52
3.9.2. Permeabilitas	53
3.9.3. Saturasi Air (Sw).....	54
IV METODE PENELITIAN	59
4.1. Lokasi dan Waktu Penelitian.....	59
4.2. Perangkat Lunak	59
4.3. Data Penelitian.....	59
4.3.1. Data Seismik.....	59
4.3.2. Data Sumur.....	58
4.3.3. Data Marker.....	62
4.3.4. Data <i>Checkshot</i>	62
4.4. Pengolahan Data.....	64
4.4.1. Pengolahan Data Sumur	64
4.4.2. Pengolahan Data Seismik.....	73
4.4.3. Seismik Inversi	77
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	78
5.1. Interpretasi Data Sumur	78
5.1.1. Penentuan Zona Reservoir.....	78
5.1.2. Analisis Zona Prospek	87
5.1.3. Analisis Nilai Porositas Efektif (PHIE)	91
5.1.4. <i>Well Correlation</i>	92
5.1.5. Analisis Sensitivitas	94
5.2. Interpretasi Data Seismik	106
5.2.1. Interpretasi Lapisan.....	106

5.2.2. Peta Struktur Waktu	110
5.2.3. Peta Struktur Kedalaman.....	113
5.2.4. Isopach Map	116
5.2.5. Model Inisial	117
5.2.6. Analisis Model Inisial	117
5.2.7. Analisis Hasil Inversi	121
5.3. Analisis dan Pembahasan	123
5.3.1. Analisis Data Sumur	123
5.3.2. Analisis Data Seismik	125
5.3.3. Analisis Hasil Inversi AI.....	125
5.3.4. Analisis Sebaran Densitas	128
5.3.5. Analisis Sebaran Porositas	131
5.3.6. Analisis Sebaran Sw.....	132
5.3.7. Rekomendasi Titik Pengeboran Sumur Baru.....	135
VI. KESIMPULAN DAN SARAN.....	137
6.1 Kesimpulan.....	137
6.2 Saran	138
DAFTAR PUSTAKA	139

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Cekungan Sumatera Selatan.....	4
2. Fase kompresi jurasik awal sampai kapur dan elipsoid model	6
3. Fase tensional kapur akhir sampai tersier awal dan elipsoid model	7
4. Fase kompresi miosen tengah sampai sekarang dan elipsoid model	8
5 . Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan	9
6. Geologi Cekungan Sumatera Selatan.....	11
7. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan.	12
8. Lingkungan pengendapan dan fasies lower Formasi Talang Akar	15
9. Lingkungan pengendapan dan fasies upper Formasi Talang Akar	16
10. Elemen-elemen struktur utama cekungan Sumatera Selatan	20
11. Ilustrasi petroleum system cekungan Sumatera Selatan	27
12. Hukum Snellius.....	29
13. Hukum Huygens	30
14. Hukum fermat.	31
15. Konsep penjalaran gelombang seismik refleksi.....	32
16. Faktor yang mempengaruhi kecepatan gelombang seismik.....	33
17. Koefisien refleksi.	35
18. Polaritas Normal Dan Polaritas Reverse	35
19. Jenis fasa pada wavelet.	36
20. Klasifikasi atribut seismik.....	38
21 . Proses inversi seismik	40
22. Konsep inversi impedansi akustik.....	41

23. Skematik proses logging	42
24. Respon gamma ray log pada litologi.....	43
25. Respon neutron log pada litologi.	45
26. Respon density log pada litologi.....	47
27. Respon resistivity log pada litologi.....	49
28. Respon sonic log pada litologi	51
29. Geometri data seismik yang digunakan.	58
30. Tampilan data log pada sumur MP-A.	59
31. Tampilan data log pada sumur MP-B.	60
32. Tampilan data log pada sumur MP-C.	61
33. Koreksi checkshot pada sumur MP-A.	66
34. Koreksi checkshot pada sumur MP-B.....	66
35. Koreksi checkshot pada sumur MP-C.....	67
36. Wavelet hasil ekstraksi statistical.....	68
37. Wavelet hasil ekstraksi ricker.	68
38. Proses well to seismic tie pada sumur MP-A.....	70
39. Proses well to seismic tie pada sumur MP-B.	71
40. Proses well to seismic tie pada sumur MP-C.....	72
41. Pembuatan arbitrary line.....	75
42. Hasil picking horizon top reservoir.	79
43. Diagram alir penelitian.....	82
44. Zona yang terindikasi sebagai reservoir pada sumur MP-A.	84
45. Zona yang terindikasi sebagai reservoir pada sumur MP-B.....	85
46. Zona yang terindikasi sebagai reservoir pada sumur MP-C.....	86
47. Hasil pengujian potensi hidrokarbon pada sumur MP-A.....	88
48. Hasil pengujian potensi hidrokarbon pada sumur MP-B.	90
49. Korelasi sumur MP-A, MP-B dan MP-C.....	93
50. Cross plot P-impedance vs porosity sumur MP-A.....	95
51. Cross plot P-impedance vs porosity sumur MP-B.	96
52. Cross plot P-impedance vs porosity sumur MP-C.	97
53. Cross plot gamma ray vs porosity sumur MP-A.....	99
54. Cross plot gamma ray vs porosity sumur MP-B.	100

55. Cross plot gamma ray vs porosity sumur MP-C.	101
56. Cross plot gamma ray vs density sumur MP-A.	103
57. Cross plot gamma ray vs density sumur MP-B.....	104
58. Cross plot gamma ray vs density sumur MP-C.....	105
59. Picking horizon top reservoir dan base reservoir pada Xline 5720.	107
60. Picking horizon top reservoir dan base reservoir pada Inline 1480.	108
61. Interpretasi patahan pada penampang seismik.....	109
62. Peta struktur waktu top resevoar.	111
63. Peta struktur waktu base resevoar.	112
64. Hubungan antara waktu dan kedalaman	113
65. Depth structure map top reservoir.	114
66. Depth structure map top reservoir.	115
67. Peta ketebalan reservoir.....	116
68. Model inisial inversi impedansi akustik.....	118
69. Analisis error sumur MP-A.	119
70. Analisis error sumur MP-B.	119
71. Analisis error sumur MP-C.	120
72. Hasil inversi seismik model based.	122
73. Sebaran nilai impedansi akustik pada top reservoir.	126
74. Sebaran nilai impedansi akustik pada base reservoir.	127
75. Sebaran nilai densitas pada top reservoir.	129
76. Sebaran nilai densitas pada base reservoir.	130
77. Sebaran nilai porositas pada top reservoir.....	131
78. Sebaran nilai porositas pada base reservoir.....	132
79. Sebaran nilai Sw pada top reservoir.	133
80. Sebaran nilai Sw pada base reservoir.	134
81. Pengajuan Titik Sumur Pengeboran Baru (Kotak Berwarna Merah).....	133

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Variasi Harga Densitas Batuan Dengan Kandungan Fluida Tertentu	49
2. Defleksi <i>Log Sonic</i>	53
3. Skala Kualitas Porositas Batuan	56
4. Waktu Penelitian	60
5. Kelengkapan Data Seismik	61
6. Kelengkapan Data Sumur	61
7. Kelengkapan Data <i>Checkshot</i> , Marker dan Deviasi.....	65
8. Data Marker Lokasi Penelitian	66
9. Hasil Ekstraksi <i>Wavelet</i> Pada Sumur MPA, MPB dan MPC.....	70
10. Hasil Analisis <i>Tuning Thickness</i>	76
11. Zona Prospek Pada Sumur MP-A	84
12. Zona Prospek Pada Sumur MP-B	85
13. Zona Prospek Pada Sumur MP-C	85
14. Kualitas Porositas Reservoir Pada Sumur MP	94
15. Nilai Korelasi Inversi Sumur MPA, MPB dan MPC	124
16. Analisis Kuantitatif Zona Prospek	127

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Proses penelitian dan pengembangan terhadap lapangan eksplorasi hidrokarbon sangat perlu dilakukan untuk mengetahui kondisi terkini dari reservoir dan jumlah cadangan yang terdapat di dalamnya. Hal ini ditujukan guna membantu menentukan dan mengevaluasi keberlangsungan kegiatan eksplorasi. Karakterisasi reservoir merupakan salah satu metode yang umum digunakan dalam proses penelitian dan pengembangan terhadap reservoir. Menurut Sukmono (2002), karakterisasi didefinisikan sebagai proses untuk menjelaskan karakter batuan reservoir secara kualitatif dan kuantitatif dengan tujuan untuk mengetahui sifat fisis dan keberadaan reservoir yang dapat dieksplorasi. Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Akhmad (2014), sifat fisis yang umum diamati dalam karakterisasi meliputi porositas, permeabilitas, saturasi air (sw), distribusi fasies dan lingkungan pengendapan.

Lapangan MP yang digunakan sebagai lokasi penelitian merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Selatan, dengan lapisan penghasil hidrokarbon utama berasal dari Formasi Talang Akar. Berdasarkan penelitian sebelumnya yang telah dilakukan oleh Ginger dan Fielding (2005) diketahui bahwa Formasi Talang Akar terbagi menjadi dua lapisan produktif dengan potensi sebesar 1918 MMBO dan 5.8 TCF gas dengan rasio 66% minyak dan 34% gas. Potensi tersebut sebagian besar terletak pada bagian bawah Formasi Talang Akar. Adapun berdasarkan data log dan stratigrafi diketahui bahwa Formasi ini setidaknya tersusun oleh *sandstone*, *claystone*, dan *siltstone* dengan lingkungan pengendapan berupa *fluvial deltaic*.

Untuk melakukan proses karakterisasi dibutuhkan dua data berbeda berupa data seismik seismik dan *well logging*. Data seismik memiliki peran dalam memberikan gambaran yang baik dari kondisi bawah permukaan namun data ini tidak memiliki kemampuan dalam memberikan gambaran sifat fisis, sehingga dibutuhkan data pendukung dan kontrol berupa data *well logging* untuk melengkapi kekurangan tersebut. Parameter yang digunakan dalam inversi IA berupa kecepatan perambatan gelombang dan juga densitas batuan. Hasil dari inversi nantinya dapat dikombinasikan dengan parameter lain seperti porositas dan saturasi air sehingga dapat diketahui sebaran dan gambaran parameter tersebut di area yang dipilih.

Berdasarkan beberapa penelitian terdahulu dengan menggunakan metode inversi impedansi akustik untuk identifikasi sifat fisis reservoir bawah permukaan seperti yang telah dilakukan oleh Alifudin pada tahun 2016 dengan tema “Karakterisasi Reservoir Karbonat Dengan Aplikasi Seismik Atribut Dan Inversi Seismik Impedansi Akustik Pada Lapangan RF, Job Pertamina Petrochina East Java”, kemudian penelitian oleh Ginting tahun 2019 dengan tema “Karakterisasi Reservoir Menggunakan Metode Inversi Akustik Impedansi Dan Atribut Seismik Di Lapangan RST New Zealand” dan penelitian Muttaqin tahun 2019 dengan tema “Karakterisasi Reservoir Menggunakan Inversi Impedansi Akustik Dan Analisis Porositas Sub Cekungan Palembang Selatan (Studi Kasus: Formasi Talang Akar)”. Hasil dari beberapa penelitian tersebut menunjukkan bahwa metode inversi impedansi akustik dapat memberikan gambaran sifat fisis dari lapisan reservoir di bawah permukaan dengan sangat baik sehingga hal tersebut yang kemudian menjadi acuan dan dasar dalam penggunaan metode IA dalam penelitian ini.

Faktor lain yang melatarbelakangi penelitian ini dikarenakan proses eksplorasi pada Formasi Talang Akar telah berlangsung sejak tahun 1950 dan mulai dari tahun 2015 terjadi penurunan produksi yang cukup signifikan. Sehingga dengan dilakukannya penelitian ini maka diharapkan dapat memberikan informasi terbaru terkait dengan kondisi reservoir pada Lapangan MP, yang dapat digunakan untuk membantu dalam proses dan rencana pengembangan selanjutnya

1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari dilakukannya penelitian ini yakni:

1. Menentukan zona target berdasarkan data sumur dengan memanfaatkan analisis parameter fisis dan petrofisika.
2. Mengetahui hasil sebaran nilai impedansi akustik pada reservoir.
3. Menentukan karakter dari reservoir hidrokarbon zona target berdasarkan analisis petrofisika dan inversi seismik Impedansi Akustik.
4. Memberikan rekomendasi titik sumur pengeboran baru yang dianggap memiliki prospek berdasarkan parameter petrofisika dan analisis yang telah dilakukan.

1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah yang diterapkan dalam penelitian ini yakni menginterpretasikan zona prospek hidrokarbon berdasarkan data log yang telah disediakan dan merupakan hasil *logging* pada lapangan MP. Melakukan interpretasi seismik dengan metode inversi AI dan mengintegrasikannya dengan data logging sebagai data pendukung.

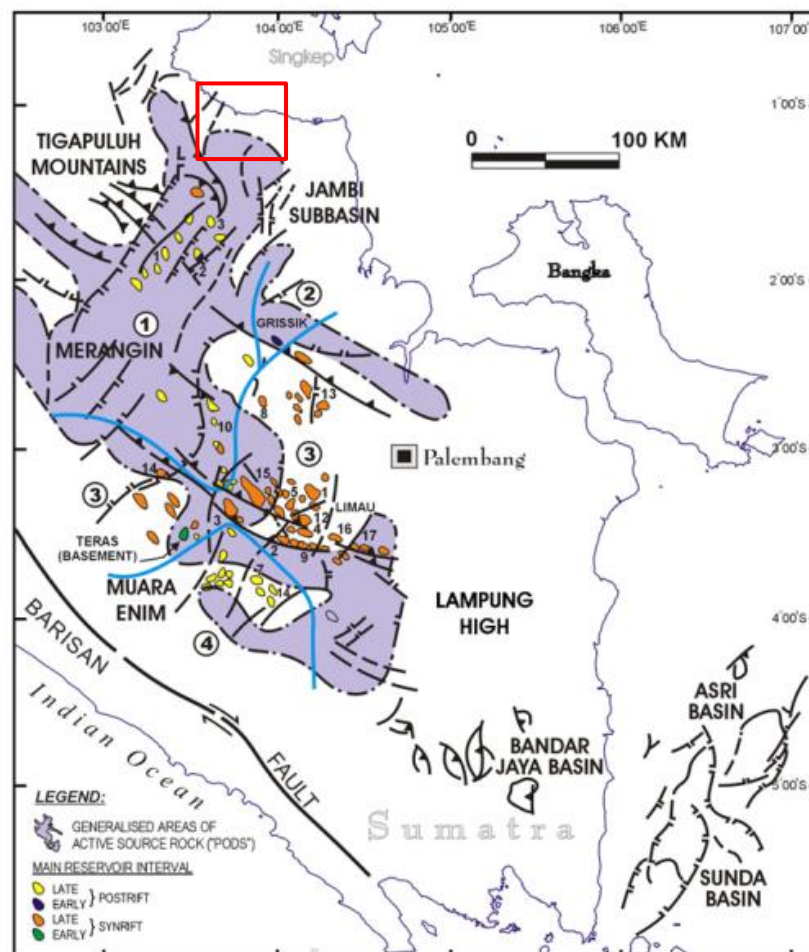
1.4. Manfaat

Manfaat yang diharapkan dari dilaksanakannya penelitian ini, yakni memberikan informasi terkait dengan karakter dari reservoir yang berada pada Formasi Talang Akar dengan memanfaatkan parameter fisis dari batuan dan fluida yang terdapat di zona target.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Lokasi Penelitian

Lokasi Penelitian terletak pada lapangan “MP” yang berada pada Sub- Cekungan Jambi dan termasuk ke dalam bagian dari Cekungan Sumatera Selatan yang ditunjukkan oleh **Gambar 1**. Adapun target utama dari lapisan hidrokarbon pada penelitian ini berada di Formasi Talang Akar.



Gambar 1. Cekungan Sumatera Selatan (Doust dan Noble, 2008).

2.2. Tektonik Regional

Secara tektonik Pulau Sumatera merupakan jalur konvergensi antara Lempeng Hindia-Australia yang menyusup di sebelah barat Lempeng Eurasia. Konvergensi ini kemudian menghasilkan zona subduksi di sepanjang palung Sunda dan pergerakan lateral pada sistem Sesar Sumatera. Selain itu peristiwa subduksi ini terjadi pada masa Paleogen dan diperkirakan menyebabkan terjadinya rotasi pada Lempeng Asia termasuk Sumatera searah jarum jam. Perubahan posisi yang terjadi mengakibatkan Sumatera yang sebelumnya memiliki orientasi arah E-W menjadi SE-NW yang dimulai pada Eosen hingga Oligosen. Perubahan tersebut kemudian mengindikasikan meningkatnya pergerakan sesar mendatar Sumatera seiring dengan rotasi. (Darman dan Sidi, 2000).

Karakteristik dari pola Awal Tersier Sumatera ditandai dengan pembentukan cekungan-cekungan belakang busur sepanjang Pulau Sumatera, yakni Cekungan Sumatera Utara, Cekungan Sumatera Tengah, dan Cekungan Sumatera Selatan Pulau Sumatera diinterpretasikan dibentuk oleh kolisi dan *striving* dari mikrokontinen di Akhir Pra-Tersier (Pulunggono dan Cameron, 1984; dalam Barber dkk., 2005). Konfigurasi cekungan pada daerah Sumatera berhubungan langsung dengan kehadiran zona subduksi yang menyebabkan terbentuknya dua buah pola berbeda yakni *non-volcanic fore-arc* dan *volcano-plutonic back-arc*. Menurut Darman dan Sidi (2000) Pulau Sumatera dapat dibagi menjadi 5 bagian yakni:

1. *Sunda outer-arc ridge*.

Zona ini berada di sepanjang batas cekungan *fore-arc* Sunda yang memisahkan dari lereng *trench*.

2. Cekungan *Fore-arc* Sunda.

Zona ini terbentang di sepanjang zona akresi non-vulkanik punggung *outer-arc* dengan bagian bawah permukaan dan vulkanik *back-arc* Sumatera.

3. Cekungan *Back-arc* Sumatera.

Zona ini meliputi beberapa bagian mulai dari Cekungan Sumatera Utara, Tengah, dan Selatan. Sistem ini berkembang sejalan dengan adanya depresi berbeda pada bagian bawah Bukit Barisan.

4. Bukit Barisan.

Zona ini terbentuk pada bagian axial dari Pulau Sumatera dan terbentuk pada zaman Perm sampai Karbon hingga batuan Mesozoik.

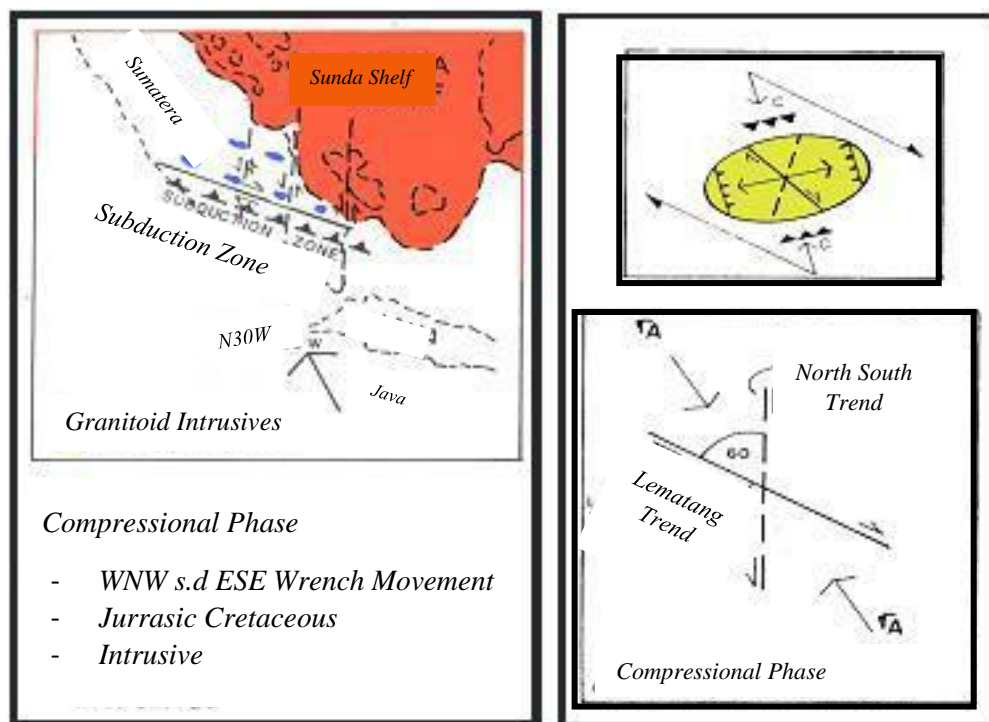
5. *Intra-arc* Sumatera.

Zona ini dipisahkan oleh peristiwa *uplift* yang kemudian berlanjut dengan mengalami erosi dari daerah pengendapan terdahulu sehingga memiliki litologi yang mirip dengan zona *fore-arc* dan *back-arc basin*.

Proses pembentukan dari pulau Sumatera dan Cekungan di dalamnya dipengaruhi oleh beberapa peristiwa tektonik yang diantaranya menurut Pullonggono dkk.. (1992) adalah:

1. Fase kompresi yang berlangsung dari Jurasik awal sampai Kapur.

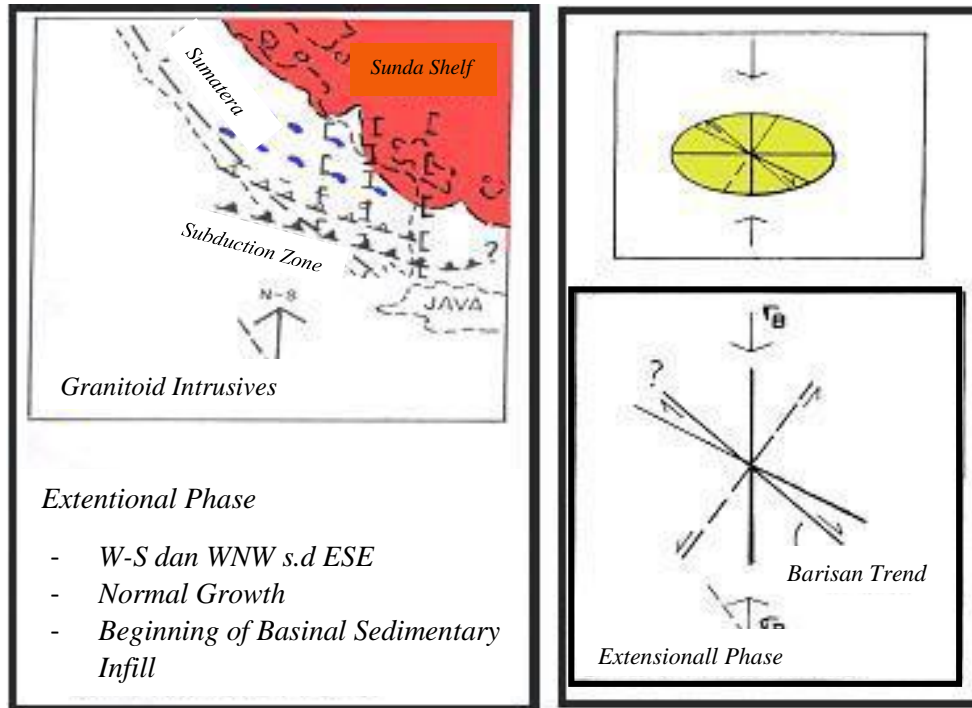
Peristiwa tektonik ini menghasilkan sesar geser dekstral dengan orientasi arah WNW – ESE seperti Sesar Lematang, Kepayang, Saka, Pantai Selatan Lampung, Musi *Lineament* dan N – S *trend*. Terjadi *wrench movement* dan intrusi granit berumur Jurasik – Kapur (**Gambar 2**).



Gambar 2. Fase kompresi jurasik awal sampai kapur dan elipsoid model (Pullonggono dkk., 1992).

2. Fase tensional pada Kapur Akhir sampai Tersier Awal.

Fase ini menghasilkan sesar normal dan sesar tumbuh dengan orientasi arah N – S dan WNW – ESE. Selain itu terjadi peristiwa sedimentasi yang mengisi cekungan atau terban di atas batuan dasar bersamaan dengan kegiatan gunung api. Terjadi pengisian awal dari cekungan yakni Formasi Lahat (**Gambar 3**).



Gambar 3. Fase tensional kapur akhir sampai tersier awal dan elipsoid model (Pullonggono dkk., 1992).

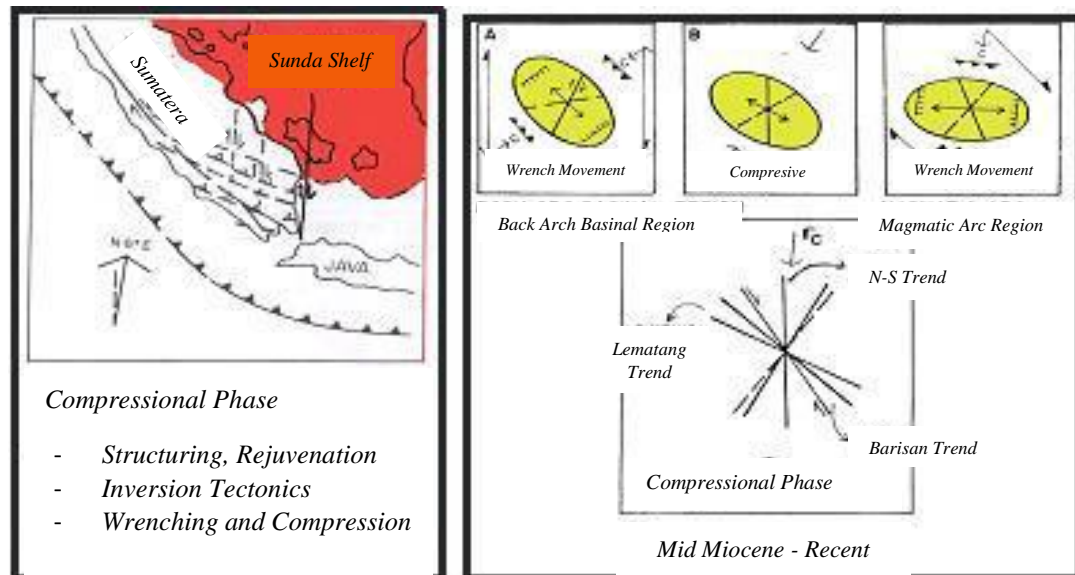
3. Fase ketiga yakni adanya aktivitas tektonik Miosen atau Intra Miosen.

Pada fase ini terjadi proses pengangkatan tepi-tepi cekungan dan diikuti pengendapan bahan-bahan klastik, seperti mulai terendapkannya Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat, dan Formasi Muara Enim.

4. Fase keempat berupa gerak kompresional pada Plio-Plistosen.

Peristiwa yang terjadi pada fase ini mengakibatkan sebagian dari Formasi yang berada pada Cekungan Sumatera Selatan mengalami dan menjadi tinggian tererosi seperti Formasi Air Bekanat dan Muara enim, sedangkan untuk wilayah yang relatif turun atau berada pada zona rendahan maka diendapkan Formasi Kasai. Selain itu sebagai tahapan lanjutan, terjadi pula peristiwa

pengangkatan dan perlipatan berarah barat laut di seluruh daerah cekungan yang mengakhiri pengendapan Tersier di Cekungan Sumatera Selatan. Proses lain yang terjadi dalam fase ini yakni adanya aktivitas volkanisme pada cekungan belakang busur (**Gambar 4**).



Gambar 4. Fase kompresi miosen tengah sampai sekarang dan elipsoid model (Pullongono dkk., 1992).

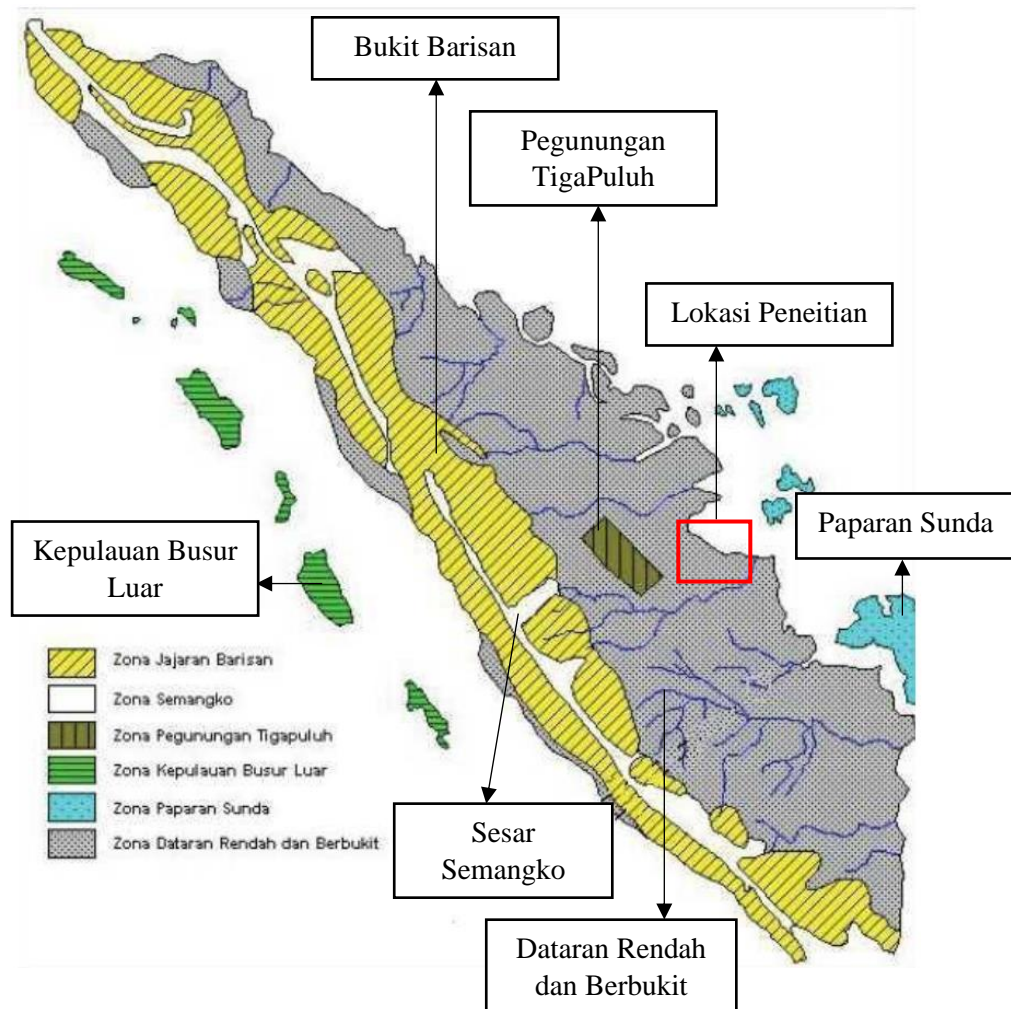
2.3. Geologi Regional

2.3.1. Fisiografi

Pulau Sumatera merupakan pulau dengan orientasi fisiografi berarah Barat laut dan terletak di bagian Barat Paparan Sunda dan di Selatan Lempeng Eurasia. Geografi yang khas dari Pulau Sumatera yaitu adanya Pegunungan Bukit Barisan di sebelah Barat pulau ini dan memanjang pada seluruh panjang pulau dalam bentuk sabuk yang sempit, paralel, dan umumnya berjarak hanya beberapa puluh kilometer dari pantai Barat daya.

Secara fisiografis Cekungan Sumatera Selatan memiliki orientasi arah barat laut hingga tenggara dan merupakan cekungan dengan umur tersier. Menurut Van Bemmelen (1949) pulau Sumatera dibagi menjadi 6 zona fisiografi berupa Zona Pegunungan Barisan, Zona Sesar Semangko, Zona Pegunungan Tigapuluh, Zona

Dataran rendah dan dataran bergelombang, Zona Paparan Sunda, dan Zona Kepulauan Busur Luar seperti yang dapat dilihat pada **Gambar 5**.



Gambar 5. Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan (Van Bemmelen, 1949).

Cekungan Sumatera Selatan sendiri secara fisiografis menurut Blake (1989) dibatasi oleh:

1. Sesar Semangko dan Bukit Barisan pada bagian barat daya.
2. Pegunungan Tiga Puluh dan Pegunungan Dua belas dibagian barat laut.
3. Paparan Sunda pada bagian timur laut.
4. Tinggian Lampung yang berada di sebelah tenggara.

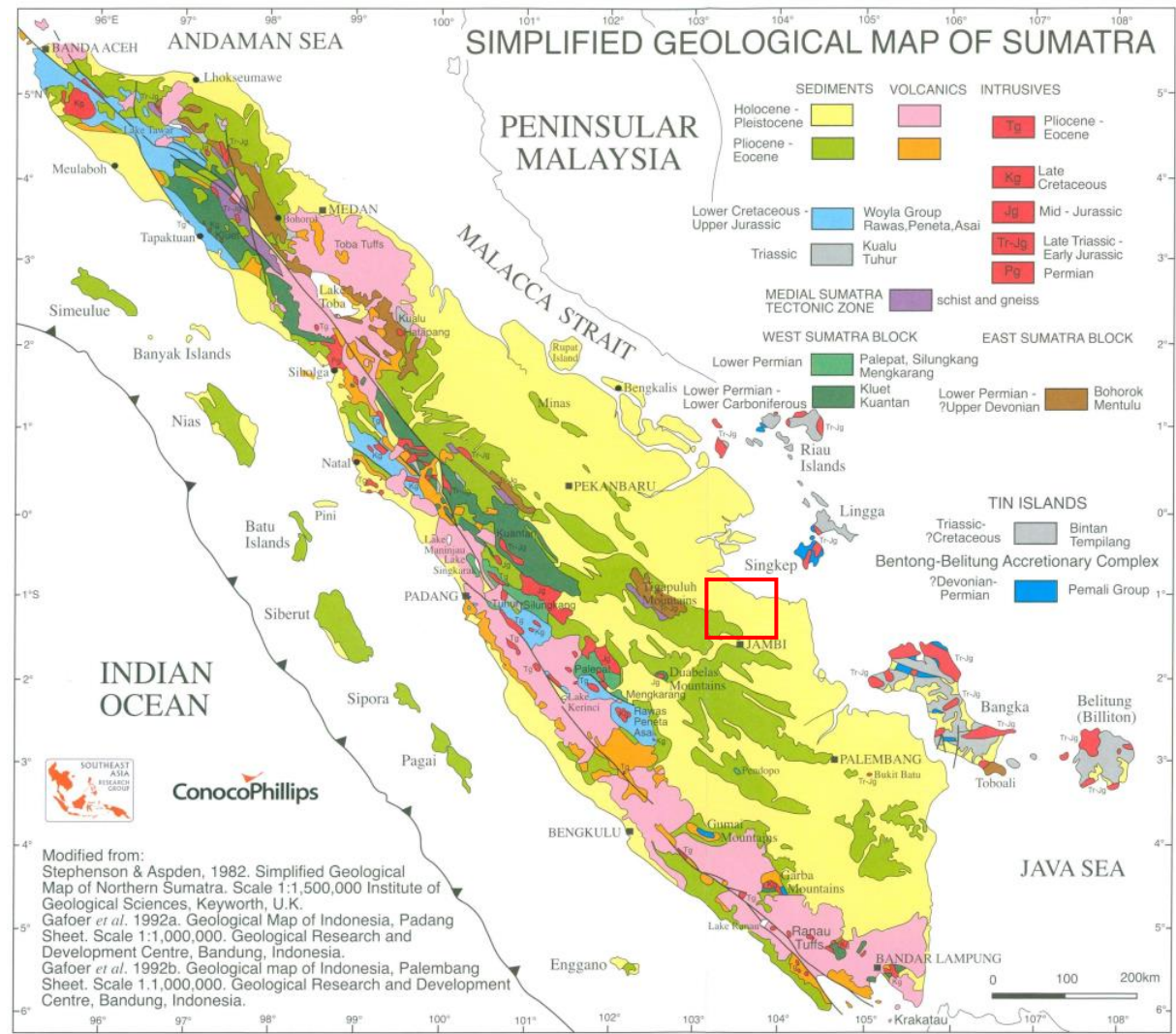
Sedangkan area penelitian sendiri apabila ditinjau dari **Gambar 5**, berbatasan dan memiliki kontak secara langsung dengan Pegunungan Tiga Puluh di bagian barat laut dan Paparan Sunda pada bagian Timur Laut.

2.3.2. Stratigrafi

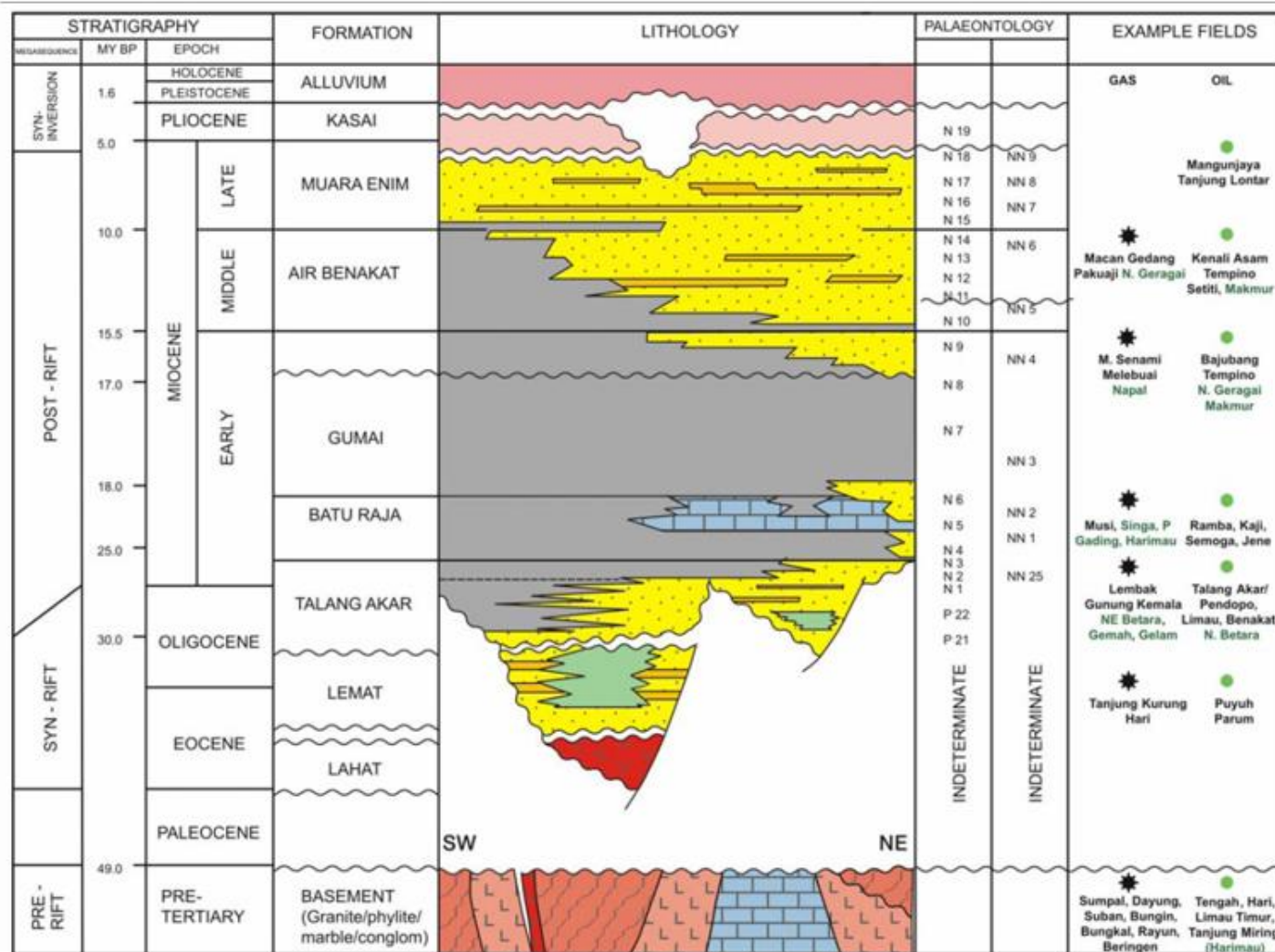
Berdasarkan peta geologi regional dari pulau Sumatera yang dibuat oleh Barber., dkk (2005) diketahui bahwa area penelitian yang berada pada Sub-Cekungan Jambi dan merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Selatan tersusun dan didominasi oleh batuan sedimen dengan umur Holocene hingga Pleistocene yang ditandai oleh warna kuning dan batuan sedimen berumur Pliocene hingga Eocene pada bagian yang berwarna hijau, seperti yang dapat dilihat pada **Gambar 6**.

Pada dasarnya stratigrafi cekungan Sumatera Selatan yang dapat dilihat pada **Gambar 7**. Terdapat satu siklus besar sedimentasi yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awalnya siklus ini dimulai dengan siklus *non-marine*, yakni 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*. Sedangkan 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 batu pasir pada lingkungan pantai dan delta. Pada pliosen awal, laut menjadi semakin dangkal karena terdapat dataran delta dan *non-marine* yang terdiri dari perselingan batu pasir dan *claystone* dengan sisipan berupa batubara. Pada saat pliosen awal ini menjadi waktu pembentukan dari Formasi Muara Enim yang berlangsung sampai pliosen akhir yang terdapat pengendapan batuan konglomerat, batu apung dan lapisan batu pasir *tuffa*.



Gambar 6. Geologi Cekungan Sumatera Selatan (Barber dkk., 2005).



Gambar 7. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan.

2.3.2.1. Batuan Dasar (*Basement*)

Batuan dasar (pra tersier) terdiri dari batuan kompleks Paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, dan batuan karbonat. Batuan dasar yang paling tua, terdeformasi paling lemah, dianggap bagian dari lempeng-mikro Malaka, mendasari bagian utara dan timur cekungan. Lebih ke selatan lagi terdapat Lempeng-mikro 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. Batuan 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 atau pensesaran mendatar pada Plio-Pleistosen, karbon dioksida lokal yang tinggi yang mengandung hidrokarbon gas, serta rekahan-rekahan yang terbentuk di batuan dasar (Ginger dan Fielding, 2005).

2.3.2.2. Formasi Lahat

Formasi Lahat diperkirakan berumur oligosen awal. 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 atau *aluvial-fluvial* sampai dengan *lacustrine*. Fasies batu pasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batu pasir kasar, kerikil, dan konglomerat. Sedangkan fasies *shale* terletak di bagian atas (*Benakat Shale*) terdiri dari batu serpih sisipan batu pasir halus, lanau, dan tufa. Sehingga *shale* yang berasal dari lingkungan *lacustrine* ini merupakan dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi *graben* ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian *intra-graben* sub cekungan selatan dan tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger & Fielding, 2005).

2.3.2.3. Formasi Talang Akar

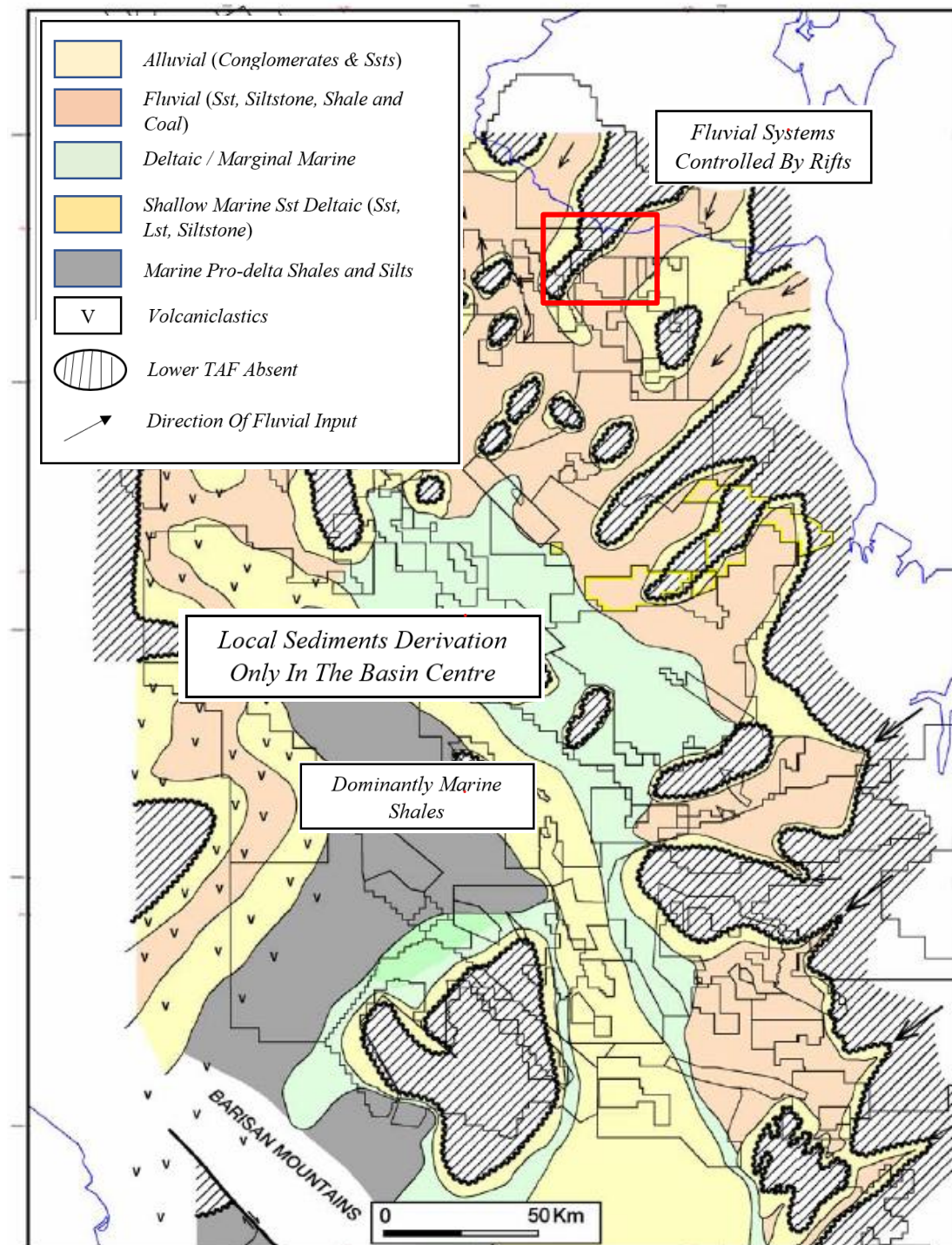
Formasi Talang Akar diperkirakan memiliki umur oligosen akhir hingga miosen awal. Formasi ini diendapkan secara tidak selaras di bawah Formasi Lahat dan

diendapkan secara selaras diatas Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa atau Formasi Batu Raja. Formasi ini secara umum terdiri atas litologi berupa batu lanau, pasir dan sisipan baturaja yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Menurut penelitian yang telah dilakukan Formasi ini terendapkan dalam kondisi *fluvial-deltaic*.

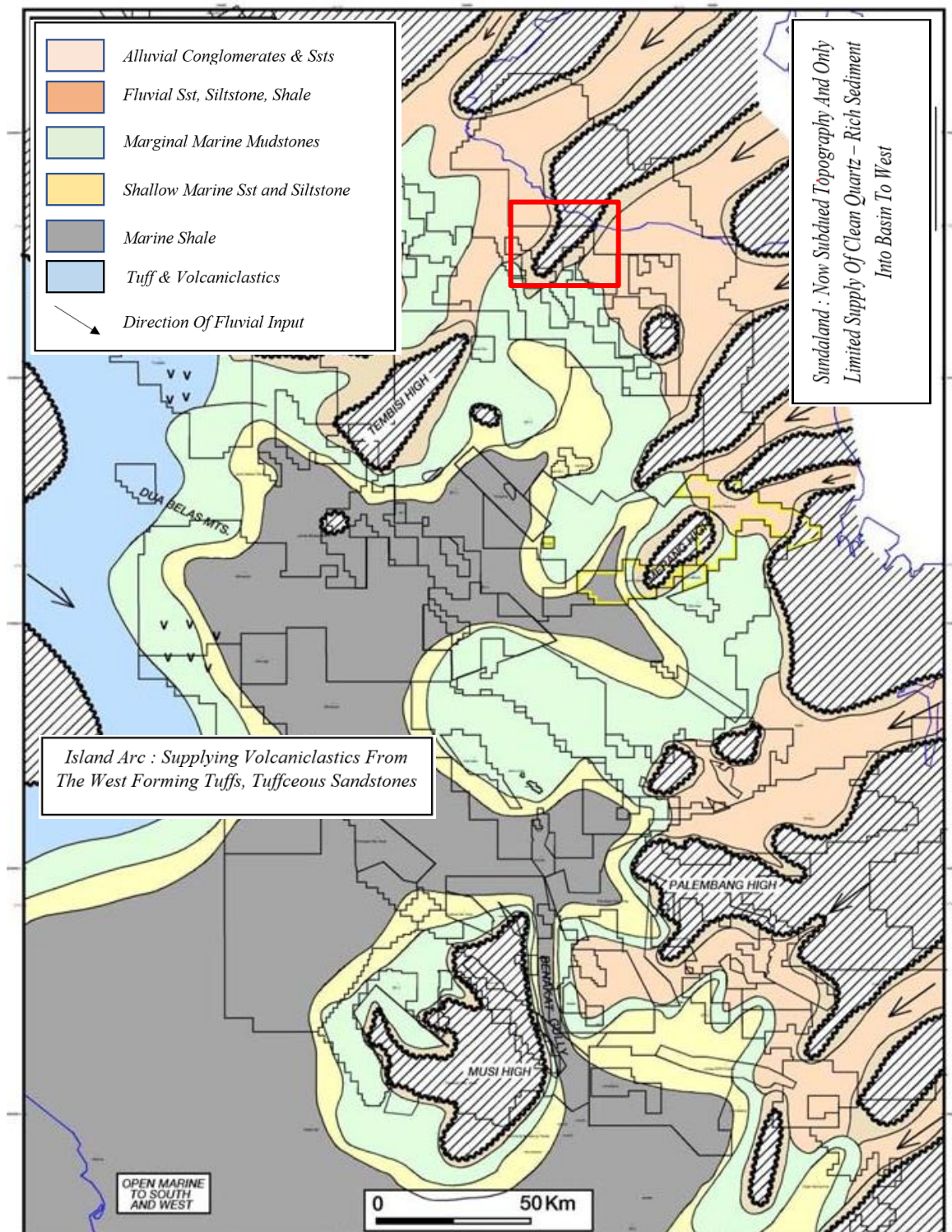
Formasi Talang Akar sendiri terbagi menjadi 2 bagian yakni *top* dan *lower*. Pada bagian bawah Formasi (**Gambar 8**) ini terdiri dari batu pasir kasar, serpih dan sisipan batubara. Sedangkan pada bagian atas Formasi (**Gambar 9**) terdiri atas perselingan antara batu pasir dengan serpih. Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 460 – 610 m di dalam beberapa area cekungan. Variasi lingkungan pengendapan Formasi berupa *braided stream* dan *point bar* di sepanjang paparan (*shelf*). Proses pengendapan berangsur berubah menjadi lingkungan pengendapan *delta front*, *marginal marine*, dan *prodelta* yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan (*basinward*). Sumber sedimen batu pasir Talang Akar Bawah ini berasal dari dua tinggian pada kala oligosen akhir, yakni di sebelah timur (Wilayah Sunda) dan sebelah barat (deretan Pegunungan Barisan dan daerah tinggian dekat Bukit Barisan).

2.3.2.4. 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). Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara sub-cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005). Beberapa distribusi *facies* batu gamping yang terdapat dalam Formasi Batu Raja diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Bagian bawah terdiri dari batu gamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan terdiri dari *wackestone* bioklastik, sedikit *plentic foram*, dan *vein*.



Gambar 8. Lingkungan pengendapan dan fasies *lower* Formasi Talang Akar (Ginger dan Fielding, 2005).



Gambar 9. Lingkungan pengendapan dan fasies *upper* Formasi Talang Akar Ginger dan Fielding, 2005).

2.3.2.5. Formasi Gumai

Formasi Gumai mengalami pengendapan secara selaran diatas Formasi Batu Raja pada kala oligosen hingga pertengahan miosen. Formasi ini terdiri atas beberapa litologi berupa *fosilli ferous marine shale* dan lapisan batu gamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah Formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batu gamping, napal dan batu lanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batu pasir dan *shale*. Ketebalan Formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas cekungan dan pada saat melewati tinggian ketebalannya cenderung tipis.

2.3.2.6. Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat terendapkan selama fase regresi dan berakhir pada pertengahan miosen (Bishop, 2001). Pada regresi terjadi pengendapan di dalam lingkungan neritik hingga *shallow marine*, yang kemudian mengalami perubahan menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini tersusun atas litologi berupa batulempung putih kelabu dengan sisipan batu pasir halus, batu pasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan pada bagian atas terdapat kandungan tufaan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera, dengan ketebalan Formasi berkisar antara 1000-1500 m.

2.3.2.7. Formasi Muara Enim

Formasi ini diendapkan pada akhir miosen hingga pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batulempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama dengan ketidakhadiran batu pasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan cekungan Sumatera Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada lingkungan *delta plain* dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batu pasir 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*. Batu pasir pada Formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada Formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan *silisified wood*. Sedangkan batubara yang terdapat pada Formasi ini umumnya berupa lignit. Ketebalan Formasi ini tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2001).

2.3.2.8. Formasi Kasai

Formasi ini diendapkan pada kala pliosen sampai dengan pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil 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 batu pasir tufaan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresi ketiga ini adalah adanya kenampakan produk vulkanik.

Formasi Kasai tersusun oleh batu pasir kontinental dan lempung serta material piroklastik. Formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah terdiri atas *tuffaceous sandstone* dengan beberapa selingan lapisan-lapisan *tuffaceous claystone* dan batu pasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan *tuff*. Lignit terdapat sebagai lensa-lensa dalam batu pasir dan batulempung yang terdapat *tuff*.

2.3.3. Struktur Geologi

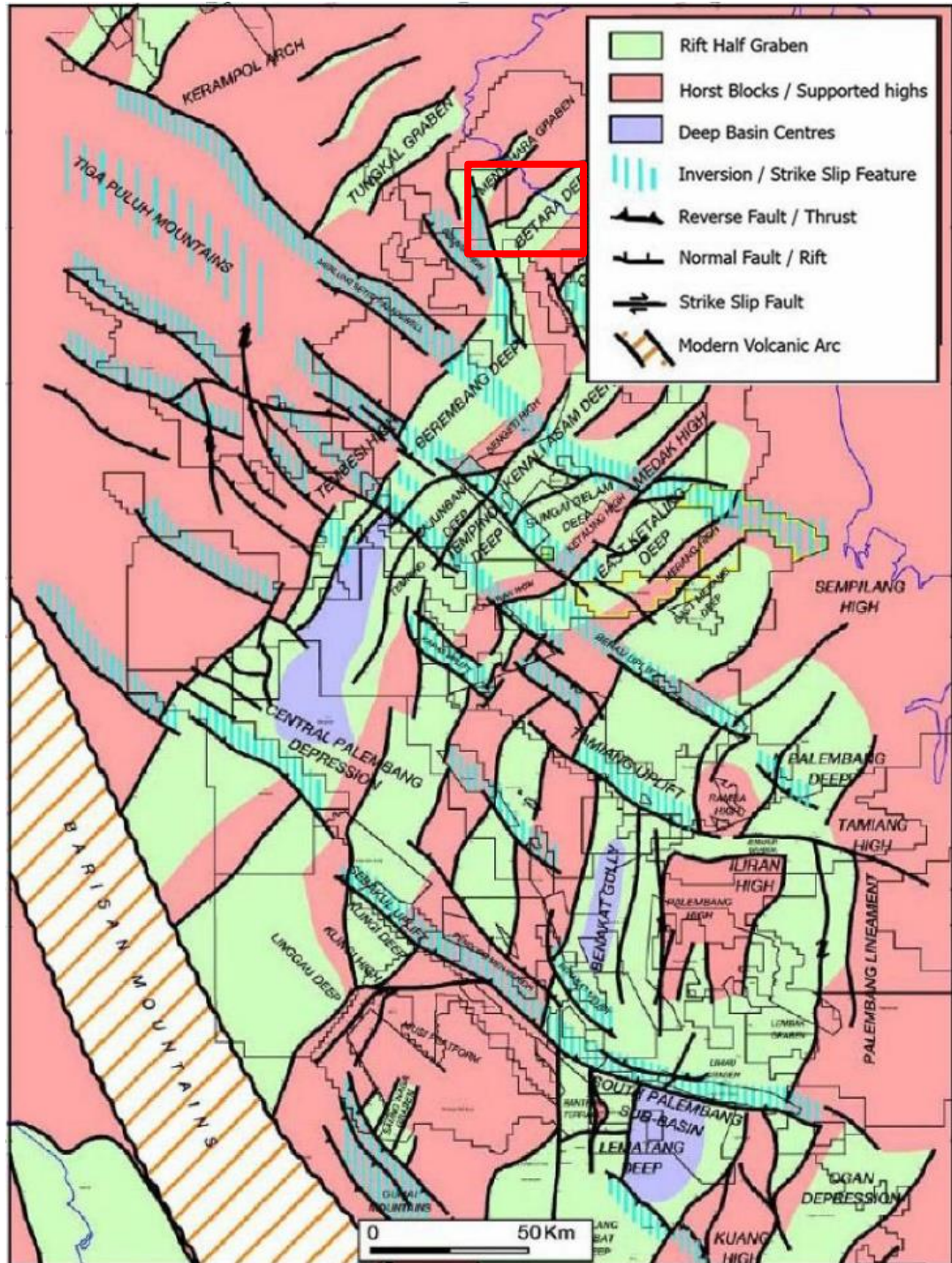
Menurut Salim dkk. (1995), Cekungan Sumatera Selatan termasuk kedalam bagian cekungan belakang busur karena berada di bagian belakang Pegunungan Barisan sebagai *volcanic-arc*-nya dan meliputi area sebesar 30 x 510 km². Cekungan ini memiliki umur Tersier dan terbentuk sebagai akibat dari adanya interaksi dan aktivitas antara Paparan Sunda dengan Lempeng Samudera Hindia. Menurut Suta dan Xiaoguang (2005; dalam Satya, 2010) perkembangan struktur maupun evolusi

cekungan sejak zaman Tersier merupakan hasil interaksi dari ketiga arah struktur utama yakni:

1. Pola jambi yang memiliki orientasi arah timur laut hingga barat daya.
2. Pola Sumatera yang berarah barat laut hingga tenggara atau disebut Pola Sumatera.
3. Pola Sunda dengan orientasi arah utara hingga selatan.

Hal inilah yang membuat struktur geologi di daerah Cekungan Sumatera Selatan lebih kompleks dibandingkan cekungan lainnya di Pulau Sumatera. Struktur geologi berarah timur laut hingga barat daya atau Pola Jambi sangat jelas teramati di Sub-Cekungan Jambi. Terbentuknya struktur berarah timur laut-barat daya di daerah ini memiliki hubungan dengan proses pembentukan sistem graben yang terdapat pada Cekungan Sumatera Selatan. Struktur atau pola lipatan yang berkembang pada struktur pola Jambi disebabkan oleh aktivitas sesar normal pada periode pliosen hingga plistosen dan berasosiasi dengan sesar mendatar (*wrench fault*). Namun, intensitas perlipatan pada arah ini tidak begitu kuat.

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 mempengaruhi pembentukan cekungan adalah konfigurasi dari *basement* dan adanya perubahan pada daerah subduksi baik spasial maupun temporal. Cekungan Sumatera Selatan merupakan tipe cekungan tersier, sehingga perkembangan cekungannya dikendalikan oleh *basement* pra-tersier (Pulunggono dan Cameron, 1984). *Basement* pre-tersier pada Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari beberapa *micro-plate* kontinen dan samudra. Elemen-elemen struktur yang utama pada cekungan Sumatera Selatan (**Gambar 10**) menunjukkan orientasi regangan berarah timur laut - barat daya pada eosen-oligosen yang kemudian dipotong oleh inversi pliosen-pleistosen.



Gambar 10. Elemen-elemen struktur utama cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005).

2.4. Petroleum System

2.4.1. Batuan Induk

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan sebelumnya diketahui bahwa, batuan induk yang potensial berasal dari batulempung hitam Formasi Lahat, lignit, batulempung Formasi Talang Akar dan batulempung Formasi Telisa). *Source* adalah batuan sumber dari minyak dan gas bumi terbentuk. Pada umumnya batuan sumber ini berupa lapisan serpih atau *shale* yang tebal dan mengandung material organik. Secara statistik disimpulkan bahwa persentase kandungan hidrokarbon tertinggi terdapat pada serpih yakni 65%, batu gamping 21%, napal 12% dan batubara 2%. Proses selanjutnya yang terjadi dalam batuan sumber ini adalah pematangan. Dari beberapa hipotesa pematangan hidrokarbon (Koesoemadinata, 1980) diketahui bahwa pematangan hidrokarbon dipandang dari perbandingan hidrogen dan karbon yang akan meningkat sejalan dengan umur dan kedalaman batuan sumber itu sendiri.

Daerah source pre-dominan dari pembentukan hidrokarbon di Sumatera yakni di graben- graben dan half-graben yang terbentuk selama kala Kapur Bawah sampai Tersier Awal. Kebanyakan hidrokarbon di Sumatera Selatan telah ditemukan pada daerah-daerah graben ini. *Source rock* yang paling memungkinkan untuk cekungan ini adalah batuan-batuan *fluvio- deltaic, marginal marine, lakustrin* yang lokal dan *coaly facies* berumur Eosen Akhir sampai Oligosen Awal (*syn-rift*) dari Formasi Lahat atau Lemat dan Formasi Talang Akar.

Unit-unit ini menunjukkan suatu kedalaman yang sangat baik bagi proses kematangan (maturasi), yang memungkinkannya untuk berubah menjadi reservoir hidrokarbon pada batu pasir anggota Formasi Lemat dan Talang Akar, dan hal ini analogi dengan cekungan-cekungan lain di seluruh Indonesia. *Source rock* yang ekuivalen dalam suatu proses *syn-depositional* telah dipetakan. Waktu pembentukan minyak umumnya disebabkan oleh proses penimbunan dan 'heat flow' yang berasosiasi dengan tektonik Miosen Akhir. Potensi *source rock* dari Formasi Lemat atau Lahat dan Talang Akar ada pada kedalaman 5000 - 7400 feet pada saat itu untuk memungkinkannya mengalami proses menjadi hidrokarbon

2.4.2. Migrasi

Sarjono dan Sardjito berpendapat bahwa migrasi pertama dari hidrokarbon yang berasal dari Sub cekungan Palembang dimulai pada akhir dari Miosen Tengah, dengan kemungkinan awal dari terakumulasinya hidrokarbon yang telah mengalami distribusi ulang akibat proses orogenik Plio-Pleistosen. Baik migrasi lateral maupun vertikal terjadi pada masa ini. Migrasi vertikal pada proses *shallow* reservoir oleh adanya *fault* yang berpengaruh langsung dari *source rock* menjadi reservoir. Migrasi lateral terjadi di sepanjang kemiringan *slope*, yang membawa hidrokarbon dari *source rock* yang lebih dalam kepada batuan reservoir dari Formasi Lemat atau Lahat dan Talang akar.

2.4.3. Batuan Reservoir

Batuan reservoir merupakan batuan berpori atau retak-retak, yang dapat menyimpan dan melewatkan fluida. Batuan reservoir pada umumnya tersusun atas batu pasir atau batuan karbonat. Faktor-faktor yang mempengaruhi kualitas dari suatu reservoir adalah tingkat porositas dan permeabilitas, yang sangat dipengaruhi oleh tekstur batuan sedimen yang secara langsung dipengaruhi sejarah sedimentasi dan lingkungan pengendapannya.

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu dari cekungan penghasil hidrokarbon yang terbesar. Sedikitnya 120 lapangan minyak (*field*) yang telah ditemukan sejak dibangunnya sumur pemboran pertama oleh Belanda di akhir tahun 1800 an. Minyak dan gas ditemukan pada hampir semua Formasi yang ada, termasuk juga pada basement kristalin dan metasedimen, Formasi Lahat, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, Formasi Telisa atau Gumai, Formasi Air Benakat dan Formasi Muara Enim. Reservoir Hidrokarbon yang paling utama terdapat pada Formasi Talang Akar dan Baturaja.

- Basement Pre-Tersier.

Di beberapa tempat pada batuan ini di Cekungan Sumatera Selatan menunjukkan adanya *shows* minyak dan gas. Litologi-litologi yang berasosiasi dengan basement ini antara lain batuan-batuan granit, metasedimen, vulkanik, *limestone* dan *marble*.

- Batu pasir dari Formasi Lahat dan Formasi Lemat.

Sedimen-sedimen Lahat merupakan reservoir Tersier paling tua yang terdapat pada Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan ini terakumulasi sebagai endapan *fluvial* sampai lakustrin yang mengisi struktur-struktur graben. Komponen dari batuan klastik kasar terutama memiliki pemilahan yang buruk, membundar baik, konglomerat polimik, dan tersementasikan dengan baik, serta pemilahan batu pasir kuarsa yang buruk. Batuan ini mengalami oksidasi tinggi, dengan semen berwarna coklat kemerahan dan adanya perlapisan batu pasir tuffaan menjadi karakteristik *facies* ini. Potensial reservoir rendah dengan porositas kurang dari 8%.

- Batu pasir Formasi Talang Akar.

Formasi Talang Akar sebagian besar terdiri dari *facies-facies* daratan dan laut dangkal. Batu pasir dari Talang Akar Bawah merupakan endapan *aluvial* dan *alluvial fan*, dengan pemilahan buruk dan mengandung kuarsa berbutir kasar. Bagian atas dari Formasi ini merupakan endapan *deltaic*, *shallow marine* dan endapan pantai. Secara tekstural batu pasir ini memiliki kematangan yang tinggi, hal ini menunjukkan adanya reduksi pada topografi tinggian graben.

Komposisi sedimen Formasi Talang Akar Atas ialah batu pasir kuarsa berbutir halus sampai sedang, yang memiliki pemilahan lebih baik, mengandung gamping, kadang-kadang mengandung lempung. Porositas Reservoir Talang Akar antara 14% - 29% dan permeabilitas besar antara kurang dari 5 sampai hampir 3000 mD. Hubungan antar reservoir sangat baik dan bagus dengan lapisan pasir yang tipis (1/2 meter) yang dapat memproduksi sekitar 500.000 bbls of oil.

- Batu gamping Formasi Batu Raja.

Batu gamping Formasi ini merupakan reservoir paling bagus di Sumatera Selatan. *Build-up* yang ada pada Formasi ini berasosiasi dengan platform

karbonat. Bersifat masif, koral dan *boundstone* alga dengan *greenstone* foraminifera, *wackestone*, *packstones* dan *marl*. Fasiesnya menunjukkan endapan-endapan *open reef shoal*, *fore-reef* dan *back-reef*. Karbonat dari Formasi Baturaja tumbuh sebagai *patchy banks* dan *build up-build up* pada *horst-horst basement* yang terisolasi dan berada di sepanjang sisi-sisi cekungan. Suatu *reef* dengan relief rendah dapat tumbuh dengan komponen dominan terdiri dari coral, alga *coralline*, dan foraminifera bentik yang besar-besar. Porositas tumbuh sejalan dengan terbentuknya sub sekuen pada permukaan air laut relatif, pada saat batu gamping tererosi sebagian dan menjadi batuan karst. Konsentrasi klorit yang rendah merecover air Formasi pada sub areal tertentu dan merubahnya menjadi meteorik fluida. Kontinuitas lateral dari tipe reservoir ini sering kali sulit untuk diprediksi pada perubahan *faciesnya*. *Facies reef* tumbuh, porositasnya berkisar antara 16% dan 26%, dan permeabilitasnya antara 33 dan 3800 mD.

- Batu pasir Formasi Gumai.

Sedimen *marine* dari Formasi Gumai terutama terbentuk oleh *basinal shales*. Satu seri dari interkalasi batu pasir dan batu gamping tumbuh pada bagian terendah dari sekuen ini, dan hal ini yang membuktikan adanya reservoir di lapangan minyak pada Cekungan Jambi. Batu pasir ini berwarna abu-abu terang, berbutir halus, banyak mengandung gamping, dan juga sedikit glaukonit. Porositas berkisar antara 19% dan 21%.

- Batu pasir Formasi Air Benakat.

Formasi ini merupakan sekuen regresif, terdiri dari interkalasi *marine shales* dan batupasir. Reservoir batu pasir yang produktif berukuran butir halus sampai sedang, bentuk butir menyudut tanggung sampai membulat, pemilahan sedang dan mengandung glaukonit.

Hal ini banyak terdapat pada daerah Jambi di Cekungan Sumatera Selatan. Porositas dari batu pasir Formasi Air Benakat berkisar dari 18% sampai 30%, tetapi umumnya memiliki permeabilitas buruk sampai seperti permeabilitas lempung, yang berkisar antara 10 dan 3200 mD.

2.4.4. Perangkap

2.4.4.1. Perangkap Struktur

Dikontrol topografi dari basement. Biasanya bentuk-bentuk umum dari sesar yang ada diakibatkan oleh adanya sesar normal, seperti di Sub Cekungan Jambi (struktur- struktur Malapari dan Sogo), di depresi Tebo (struktur Jambi) dan di Sub cekungan Palembang (tinggian *basement* Palembang).

- Hubungan antiklin dengan sesar-sesar *syn* sedimentari. Kebanyakan penyebaran ketebalan untuk sedimen terjadi di sisi tinggian.
- Antiklin kompresif, berhubungan dengan fase Plio-akhir Plistosen yang, membungkus bagian-bagian pada tersier.
- *Disharmonic folding*. Kejadian antiklin ini terjadi pada bagian atas yang memanjang yakni lipatan. *Basement* atau seri kompetent, tidak termasuk dalam deFormasi. Struktur- struktur terbentuk di Sub cekungan Jambi, Formasi Gumai menekan batulempung Gumai yang homogen, tetapi tidak untuk lapisan-lapisan batu gamping.
- *Structures related to wrench tectonism*. Wrench tectonism pergerakannya pada sisi lateral suatu blok yang konsekuen sampai plate konvergen. Tipe dari struktur untuk deFormasi ini dideskripsikan oleh Eubank dan Maliki.
- *Structures by dip slip inversion*. Model deFormasi ini diberikan oleh Harding dan Lowell. Dasar dari tipe struktur ini adalah yang pertama ekstensional dan episode yang lain adalah kompresif.

2.4.4.2. Perangkap Stratigrafi

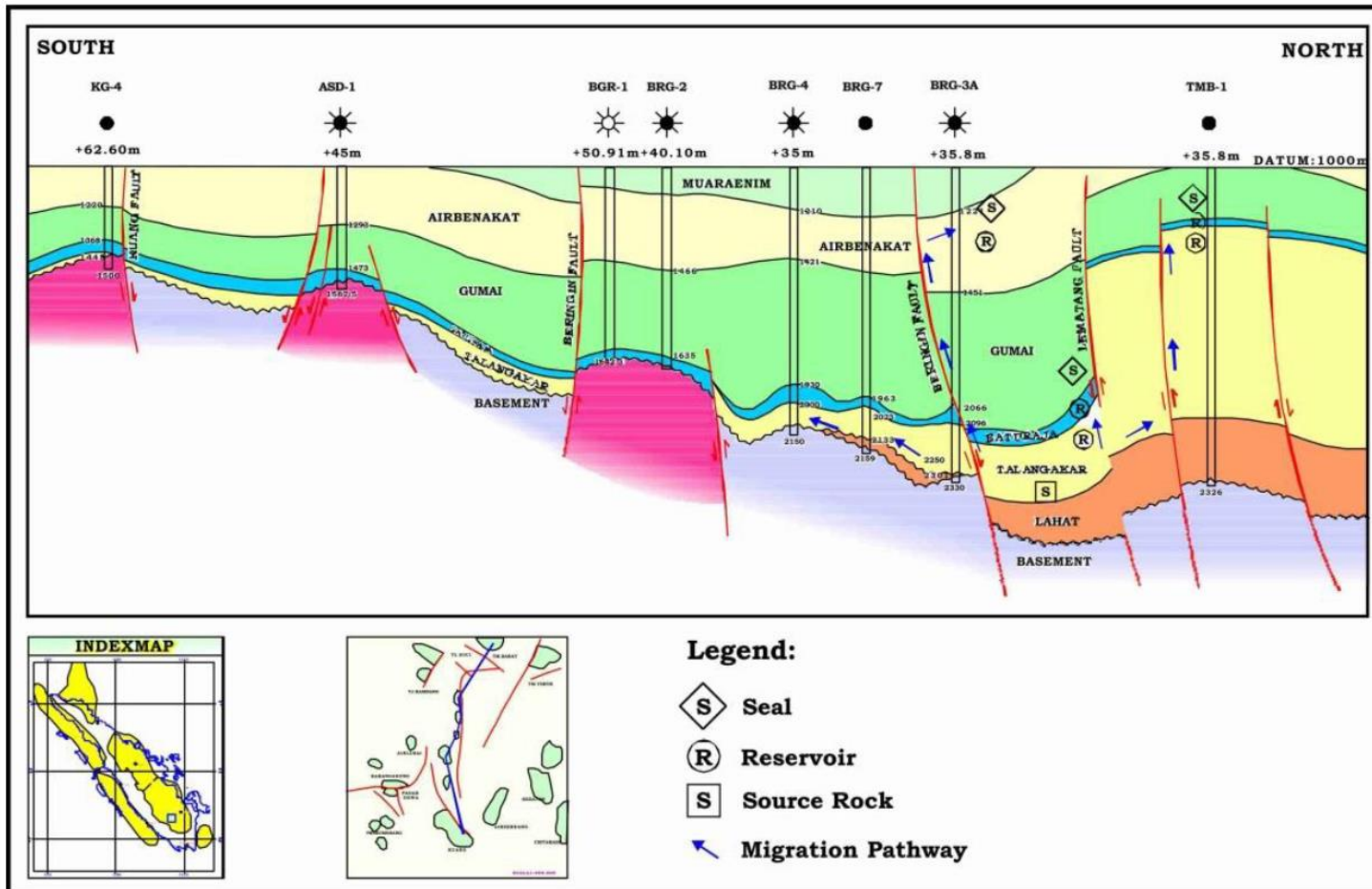
- *Reefal build-up*.
Pada Formasi Baturaja sangat erat kaitannya dengan tinggian-tinggian basement. Sangat banyak dijumpai di Sub cekungan Palembang. Mengandung tuff dan lapisan tipis batu gamping.
- *Sand bodies*.
Hidrokarbon membawa endapan-endapan sungai, deltaic dan batu pasir litoral. Frekuensi terbesar adalah cebakan-cebakan efektif stratigrafi onlap *wedges*, *up-dip pinchouts* di sisi atas dari daerah yang positif, dan seterusnya. Dapat dikatakan bahwa perangkap minyak terutama merupakan

struktur antiklin. Pada Formasi Air Benakat, trap berupa struktur dan stratigrafi. Ada tiga tipe antiklin yang dapat diidentifikasi : yang pertama adalah *wrench faulting subsequent* sampai *growth-faulting* (*Sunda Fold*). Tipe kedua terjadi pada tinggian-tinggian basement, dengan sedimen tipis menjadi lebih menipis. Tipe yang ketiga berasosiasi dengan aliran dan pergerakan batulempung. Reservoir tertekan, masing-masing terdapat di bagian bawah delta pada batu pasir Formasi Air Benakat. Selain itu, dalam Formasi Talang Akar minyak terjebak dalam perangkap stratigrafi seperti pembajian yang naik dari lapisan pasir, terutama terhadap daerah – daerah tinggi.

2.4.5. Seal atau Lapisan Tudung

Seal atau lapisan tudung merupakan lapisan pelindung yang bersifat tidak permeabel yang dapat berupa lapisan lempung, *shale* yang tidak retak, batu gamping pejal atau lapisan tebal dari batuan garam. Lapisan ini bersifat melindungi minyak dan gas bumi yang telah terperangkap agar tidak keluar dari perangkapnya. Umumnya merupakan lapisan batulempung yang tebal dari Formasi Telisa, Formasi *Lower Palembang* dan Formasi *Middle Palembang*. Batulempung yang saling membentuk suatu *seal* bagi semua akumulasi hidrokarbon di Cekungan Sumatera Selatan.

Seal muncul sebagai lapisan tudung yang konkordan, atau *facies* yang berubah secara lateral dari batuan hidrokarbon yang porous kepada lapisan batu gamping atau lempung yang padat. Contoh *facies* lateral yang berubah menjadi *seal* muncul pada batu gamping *reef* Baturaja dan pada reservoir batu pasir fluvial dari Formasi Talang Akar. Kebanyakan lapangan minyak memiliki *gas/oil* dan *oil/water contact* yang relatif sama memotong rata-rata reservoir yang terjebak. *Seal* ini dilengkapi dengan informasi patahan dan pola pengendapan dari batupasir, terutama pada Formasi Talang Akar, dengan masing-masing *channel* membentuk *intersection* bagi kontinuitas reservoir.



Gambar 11. Ilustrasi petroleum system cekungan Sumatera Selatan (Hedriana dkk., 2017).

III. TEORI DASAR

3.1. Konsep Dasar Metode Seismik

Seismik berasal dari kata *seismos* yang berarti gempa bumi. Sedangkan gelombang secara umum adalah fenomena perambatan gangguan (usikan) fisis pada suatu medium yang merambat pada medium di sekitarnya. Gelombang seismik adalah gelombang mekanis yang muncul akibat adanya suatu sumber pada bumi. Bumi sebagai medium gelombang terdiri dari beberapa lapisan batuan yang antar satu lapisan dengan lapisan lainnya mempunyai sifat elastis yang berbeda. Ketidak-kontinuan sifat medium ini menyebabkan gelombang seismik yang merambatkan sebagian energinya dan akan dipantulkan serta sebagian energi lainnya akan diteruskan ke medium di bawahnya (Telford dkk., 1990). Gelombang seismik disebut juga gelombang elastik karena osilasi partikel-partikel medium terjadi akibat interaksi antara gaya gangguan (gradien stress) melawan gaya-gaya elastik. Dari interaksi ini muncul gelombang longitudinal (P), gelombang transversal (S) dan kombinasi diantara keduanya. Apabila medium hanya memunculkan gelombang longitudinal saja (misalnya di dalam fluida) maka dalam kondisi ini gelombang seismik sering dianggap sebagai gelombang akustik. Dalam eksplorasi minyak dan gas bumi, seismik refleksi lebih lazim digunakan daripada seismik refraksi. Hal ini disebabkan karena kemampuan penetrasinya lebih dalam (Minarti, 2010).

3.2. Prinsip Penjalaran Gelombang Seismik

3.2.1. Hukum Snellius

Menurut Hukum Snellius, jika suatu berkas gelombang P datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda maka sebagian energi

gelombang tersebut akan dipantulkan (*reflected*) dan ditransmisikan (*refracted*) sebagai gelombang P dan gelombang S (Sheriff dan Geldart, 1995). Ketika suatu gelombang datang dari medium dengan kecepatan yang lebih rendah ke medium dengan kecepatan yang lebih tinggi maka gelombang tersebut akan menjauhi garis normal dan jika gelombang datang dari medium dengan kecepatan lebih tinggi ke medium dengan kecepatan rendah maka gelombang tersebut akan mendekati garis normal. Hukum Snellius dapat dinyatakan dengan persamaan matematis sebagai berikut:

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

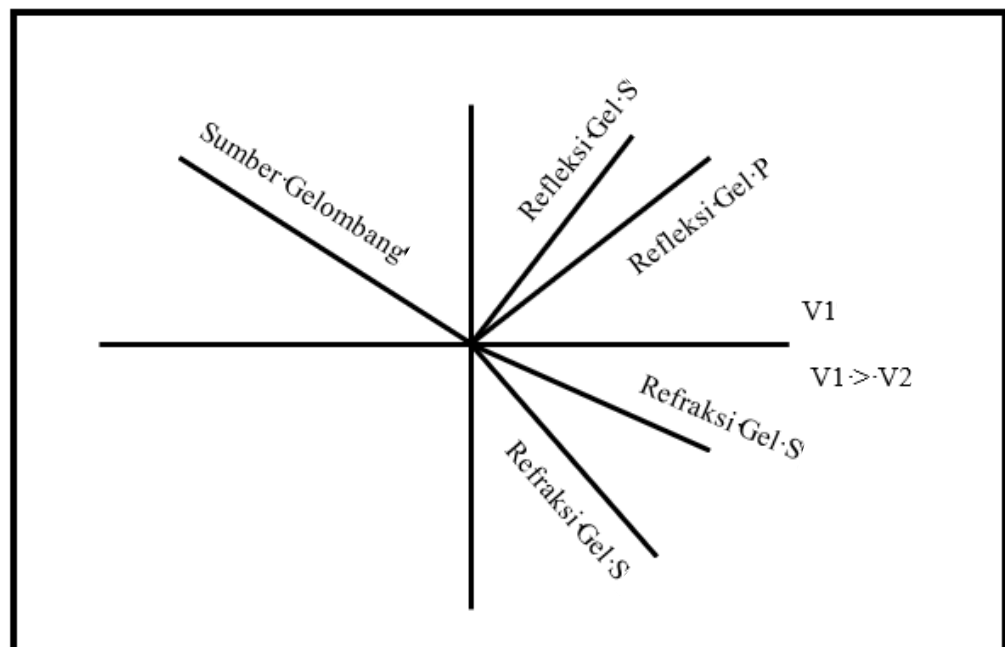
Dengan keterangan:

$\sin\theta_1$ = Sudut datang pada medium 1.

$\sin\theta_2$ = Sudut datang pada medium 2.

v_1 = Kecepatan pada medium 1.

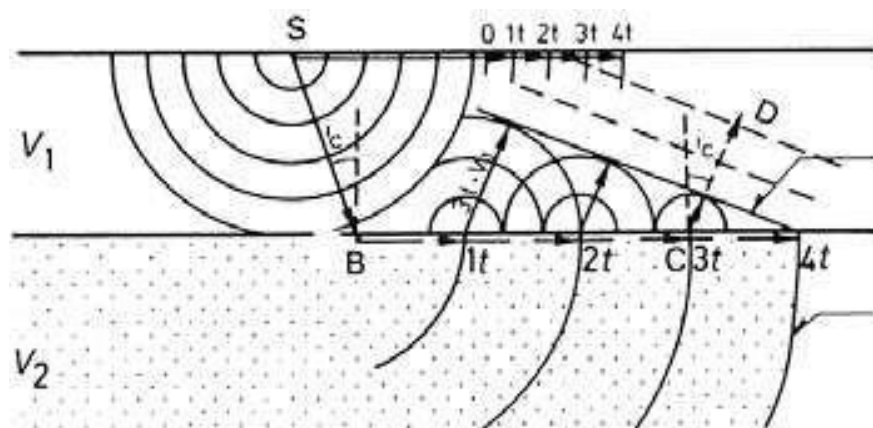
v_2 = Kecepatan pada medium 2.



Gambar 12. Hukum Snellius (Shearer, 2007).

3.2.2. Hukum Huygens

Hukum Huygens menjelaskan bahwa ketika gelombang melewati suatu celah atau titik maka pada setiap titik tersebut dapat menjadi suatu sumber gelombang yang baru. Mekanisme dari gelombang tersebut yakni sebuah pulsa seismik akan kehilangan energi seiring dengan bertambahnya kedalaman. Perumpamaan celah pada seismik yakni adanya patahan atau rekahan pada daerah bawah permukaan.



Gambar 13. Hukum Huygens (Akyas, 2007).

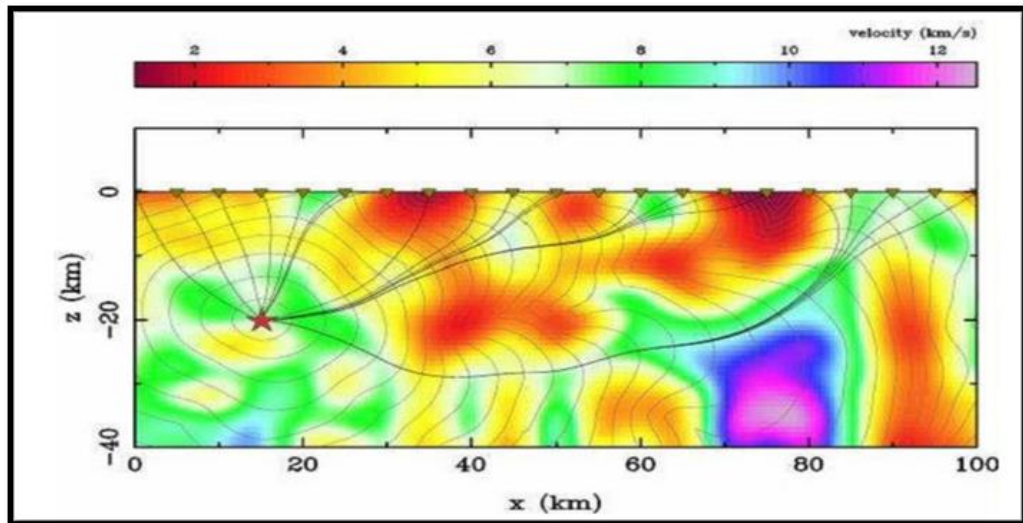
3.2.3. Hukum Fermat

Hukum Fermat (**Gambar 14**) menjelaskan jika gelombang yang merambat ke dalam permukaan tanah maka gelombang akan memilih jejak yang tercepat. Dengan demikian variasi kecepatan pada suatu medium sangat mempengaruhi dalam penjalaran suatu gelombang. Jika suatu gelombang melewati medium dengan kecepatan yang berbeda maka gelombang akan cenderung memilih zona-zona dengan variasi kecepatan yang tinggi dan akan menghindari zona-zona yang rendah.

3.3. Konsep Dasar Seismik Refleksi

Seismik refleksi merupakan salah satu bentuk pengaplikasian metode seismik untuk menggambarkan kondisi bawah permukaan dengan memanfaatkan peristiwa pemantulan gelombang yang terbentuk karena adanya perbedaan atau kontras nilai impedansi akustik antara dua lapisan di bawah permukaan (**Gambar 15**). Pada umumnya seismik refleksi diaplikasikan dalam proses eksplorasi minyak dan gas bumi yang memerlukan penetrasi kedalaman yang sangat, sumber getaran yang

diberikan untuk membangkitkan gelombang pada metode ini biasanya berupa ledakan dinamit. Gelombang yang dihasilkan dari ledakan tersebut akan merambat ke permukaan tanah yang kemudian gelombang tersebut akan mengalami pemantulan kembali ketika melewati medium yang berbeda.



Gambar 14. Hukum fermat (Ubaidillah, 2009).

Setiap bidang batas atau medium yang dilewati oleh suatu gelombang memiliki nilai impedansi yang berbeda-beda. Pengertian dari impedansi akustik yakni kemampuan suatu batuan yang mampu memantulkan dan membiaskan gelombang yang dilewatinya. Impedansi akustik memiliki persamaan rumus sebagai berikut:

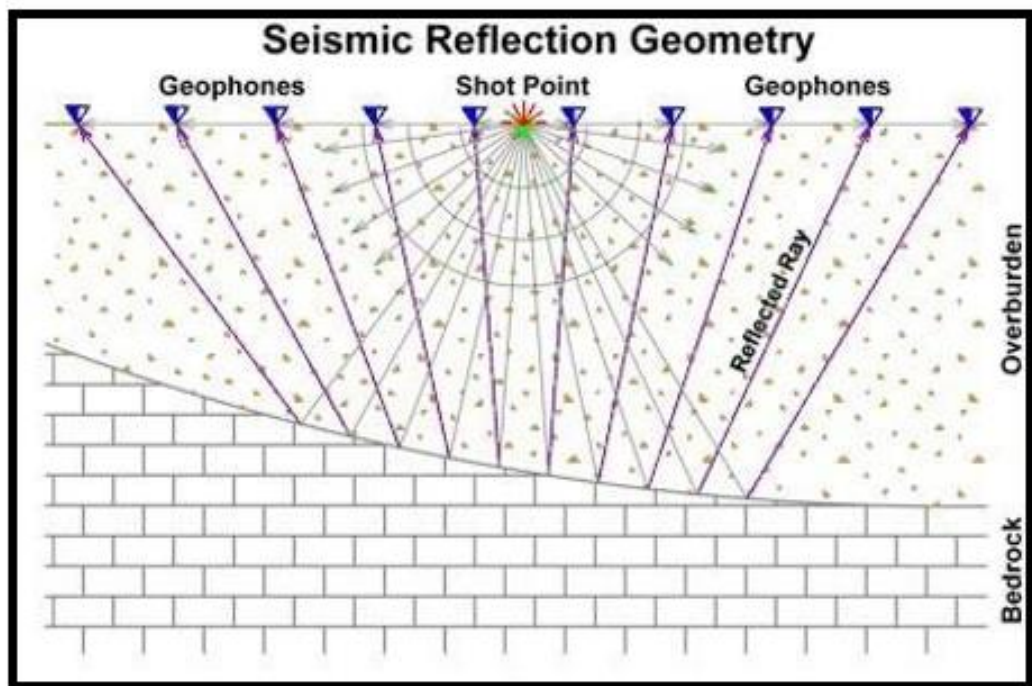
$$Z = \rho * Vp \quad (2)$$

keterangan :

Z = Impendansi Akustik.

ρ = Densitas Batuan.

Vp = kecepatan Gelombang-P (m/s).



Gambar 15. Konsep penjalaran gelombang seismik refleksi (Ubaidillah, 2009).

3.4. Komponen Seismik Refleksi

3.4.1. Impedansi Akustik

Impedansi akustik (*Acoustic Impedance* atau *AI*) didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, Impedansi Akustik merupakan hasil perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan. Semakin keras suatu batuan maka Impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batu pasir yang sangat kompak memiliki Impedansi Akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batulempung.

Pantulan gelombang seismik terjadi disebabkan oleh perubahan impedansi akustik lapisan. Nilai kontras impedansi akustik dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudo refleksi maka semakin besar pula kontras impedansi akustik. Sehingga tampilan impedansi akustik akan lebih mendekati dunia *riil* dan lebih mudah dipahami.

$$IA = \rho * Vp \quad (3)$$

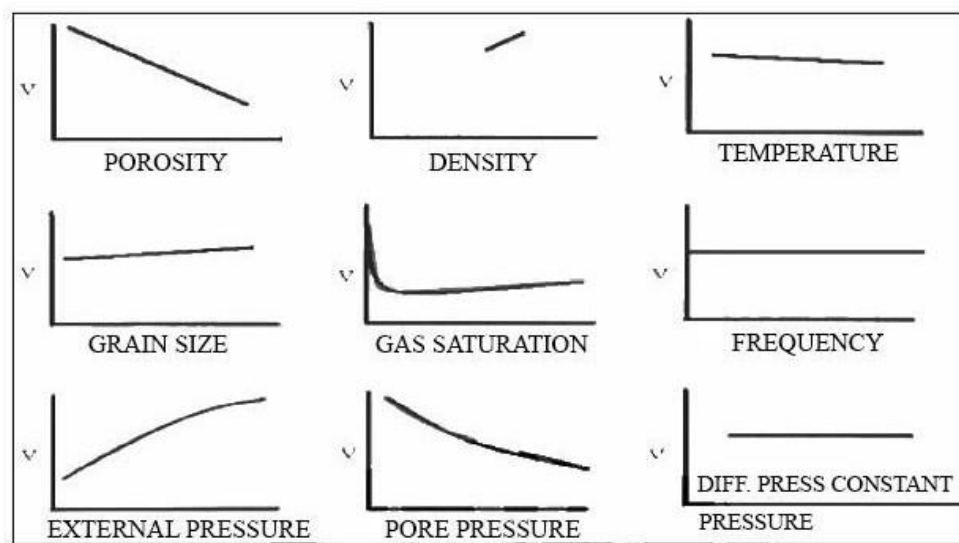
keterangan :

Z = Impendansi Akustik.

ρ = Densitas Batuan.

Vp = kecepatan Gelombang-P (m/s).

AI adalah parameter batuan yang dipengaruhi oleh tipe dari litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan suhu. Oleh sebab itu AI dapat digunakan untuk identifikasi litologi, porositas, hidrokarbon, dan yang lainnya. Dalam mengontrol nilai AI , kecepatan mempunyai arti lebih penting dibandingkan dengan densitas. Pada **Gambar 16** dapat dilihat beberapa faktor yang dapat mempengaruhi nilai kecepatan gelombang seismik.



Gambar 16. Faktor yang mempengaruhi kecepatan gelombang seismik (Sherriff dan Geldart, 1995).

3.4.2. Koefisien Refleksi

Refleksi gelombang seismik terjadi ketika ada perubahan akustik impedansi sebagai fungsi dari kecepatan dan densitas pada kedudukan sinar datang yang tegak lurus (Sukmono, 2000) (**Gambar 17**). Gelombang seismik dipancarkan melalui batuan dalam bentuk gelombang elastis yang mentransfer energi menjadi pergerakan partikel batuan, sehingga pergerakan partikel tersebut mengalirkan energi yang menentukan kecepatan gelombang seismik dalam batuan. Persamaan dasar dari koefisien refleksi adalah:

$$KR = \frac{IA_{i+1} - IA_i}{IA_i + IA_{i+1}} \quad (4)$$

Keterangan :

KR = koefisien refleksi.

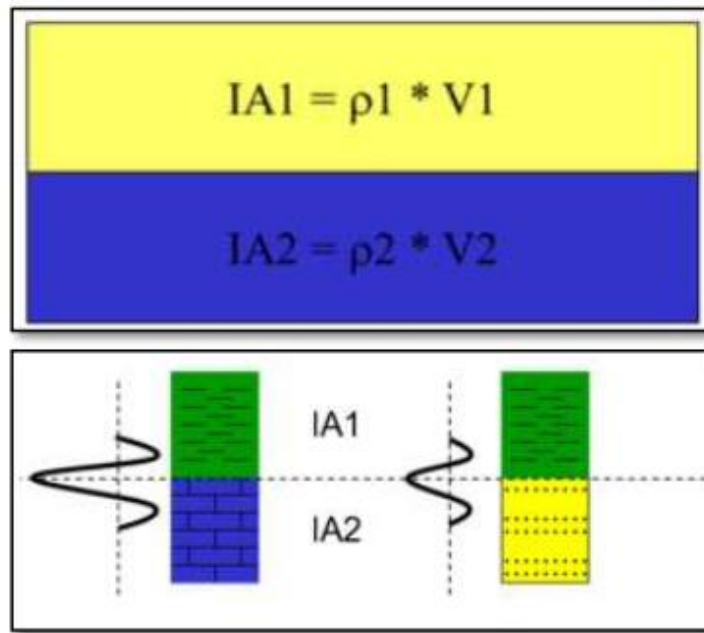
IA_i = Impedansi akustik lapisan atas.

IA_{i+1} = Impedansi akustik lapisan bawah.

Koefisien refleksi pada Persamaan 4 mempunyai nilai antara -1 sampai 1. Sehingga jika nilai impedansi akustik pada lapisan ke-2 lebih besar dari nilai impedansi akustik pada lapisan pertama, atau gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas atau kecepatan rendah ke batuan dengan harga densitas atau kecepatan yang lebih tinggi, maka koefisien refleksi akan bernilai positif, begitu, hal tersebut kemudian berlaku sebaliknya (Sukmono, 1999).

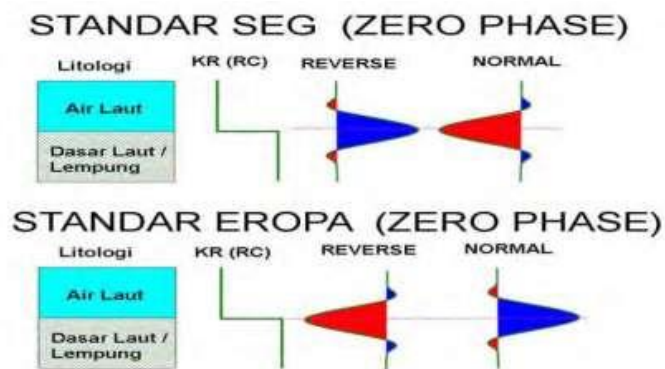
3.4.3. Polaritas

Polaritas memberikan gambaran mengenai bentuk dan nilai dari koefisien refleksi yang dinyatakan oleh nilai positif dan negatif dalam bentuk gelombang (**Gambar 18**). Jika nilai impedansi akustik lapisan kedua lebih besar dibandingkan lapisan pertama maka akan membentuk pola berupa puncak (*peak*), dan jika sebaliknya maka akan membentuk pola berupa palung (*trough*) (Haq, 2009).



Gambar 17. Koefisien refleksi (Delisatra, 2012).

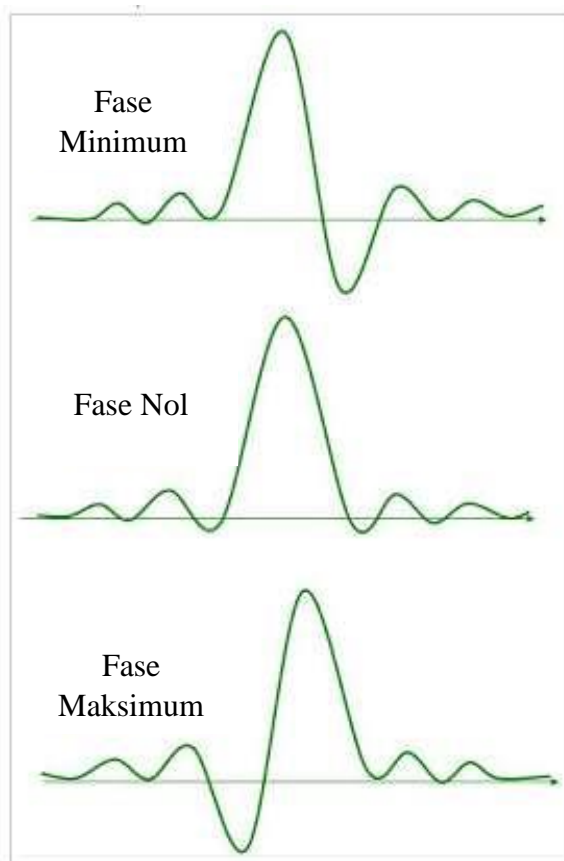
Terdapat dua jenis bentuk pendekatan polaritas yang berbeda, yakni polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*), ini disebabkan terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam. Saat ini terdapat dua jenis konversi polaritas, yakni standar SEG (*Society of Exploration Geophysicist*) dan standar Eropa, kedua *standar* ini memiliki sifat saling berkebalikan.



Gambar 18. Polaritas normal dan polaritas reverse (Abdullah, 2007).

3.4.4. Fasa

Suatu *wavelet* memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Di dalam eksplorasi seismik terdapat beberapa jenis fasa dari wavelet yakni fasa minimum, fasa nol dan fasa maksimum (Abdullah,2011).



Gambar 19. Jenis fasa pada *wavelet* (Abdullah, 2007).

Berdasarkan **Gambar 19** diketahui bahwa wavelet dengan fasa minimum dicirikan dengan adanya pemusatan energi amplitudo yang berada di bagian awal, kemudian pada fasa nol energi terpusatkan pada bagian tengah dan pada wavelet pada fasa maksimum energi terpusatkan pada bagian akhir.

3.5. Resolusi Vertikal

Resolusi berkaitan dengan seberapa dekat lapisan yang masih bisa dipisahkan. Tolok ukur untuk resolusi vertikal adalah panjang gelombang yang dominan, yang merupakan kecepatan gelombang dibagi oleh frekuensi dominan. Dekonvolusi mencoba untuk meningkatkan resolusi vertikal dengan memperluas spektrum,

sehingga menekan *wavelet* seismik (Yilmaz, 2001). Resolusi vertikal seismik berhubungan dengan nilai-nilai kecepatan, frekuensi dan panjang gelombang yang dirumuskan :

$$\lambda = v/f \quad (5)$$

Keterangan :

Λ = Panjang Gelombang.

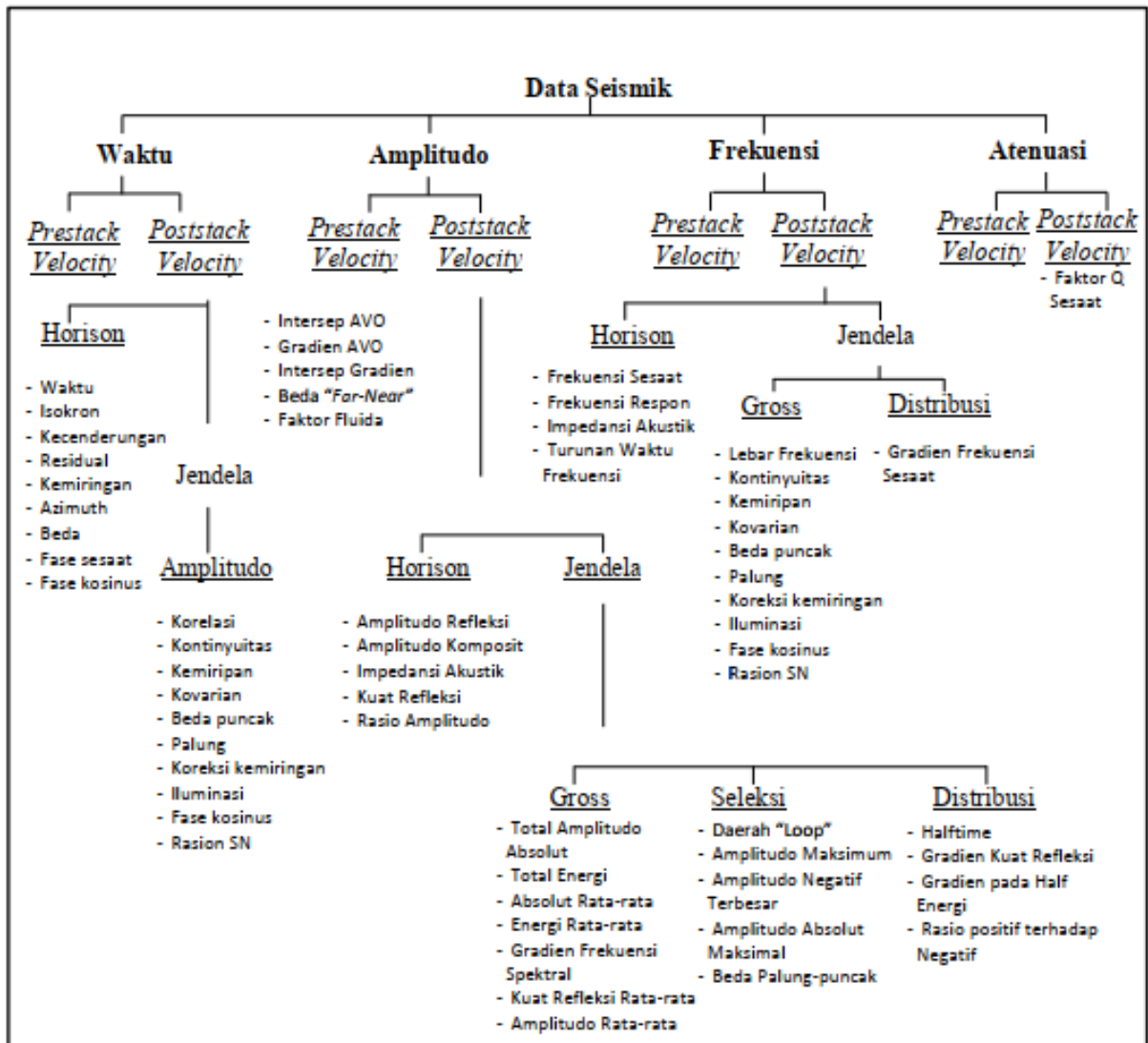
v = Kecepatan gelombang (m/s).

f = Frekuensi Gelombang (Hz).

Ketebalan minimum dari suatu batuan untuk dapat memberikan refleksi secara mandiri memiliki variasi dan nilai yang berbeda - beda mulai dari $1/8 \lambda$ - $1/30 \lambda$. Resolusi vertikal dari suatu batuan setara dengan $1/4 \lambda$ dalam waktu bolak-balik. Hanya batuan yang mempunyai ketebalan diatas $1/4 \lambda$ yang dapat dibedakan atau diinterpretasikan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut dengan *Thinning Thickness*. Teknik pemodelan dapat dilakukan untuk memperkirakan lapisan yang tebalnya kurang dari $1/4 \lambda$ dengan melihat variasi amplitudo refleksi. Seiring dengan bertambahnya kedalaman, maka kecepatan akan menjadi semakin tinggi tinggi dan frekuensi semakin kecil maka ketebalan tuning akan menjadi bertambah besar.

3.6. Atribut Seismik

Menurut Barnes (1999), seismik atribut didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (**Gambar 20**). Seismik atribut merupakan suatu transformasi matematis dari data tras seismik yang mempresentasikan besaran waktu, amplitudo, fasa, frekuensi, dan atenuasi guna menampilkan beberapa informasi properti fisik ataupun anomali bawah permukaan yang mula-mula tidak teridentifikasi oleh data konvensional.



Gambar 20. Klasifikasi atribut seismik (Brown, 2000).

Sedangkan menurut Brown (1996) Atribut seismik dapat didefinisikan sebagai semua inFormasi berupa besaran spesifik dari geometri, dinamika, kinematika, atau statistik yang diperoleh dari data seismik. Data seismik tidak selalu memberikan inFormasi parameter petrofisika atau geologi secara langsung. Jika terdapat hubungan atau relasi antara atribut seismik dan parameter geologi pada suatu titik *log* sumur, maka parameter geologi di luar titik *log* sumur dapat dilakukan ekstrapolasi. Atribut seismik juga dinyatakan sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif data seismik yang dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data aslinya.

Brown (2000) mengklasifikasikan atribut seismik sebagai atribut turunan waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi (**Gambar 20**). Secara umum, atribut turunan waktu akan cenderung memberikan inFormasi perihal struktur, atribut turunan amplitudo cenderung memberikan inFormasi stratigrafi dan *reservoir*, sedangkan peran atribut turunan frekuensi dan atenuasi sampai saat ini belum betul-betul dipahami, namun diyakini akan menyediakan inFormasi tambahan yang berguna perihal *reservoir*, stratigrafi dan inFormasi mengenai permeabilitas dimasa mendatang.

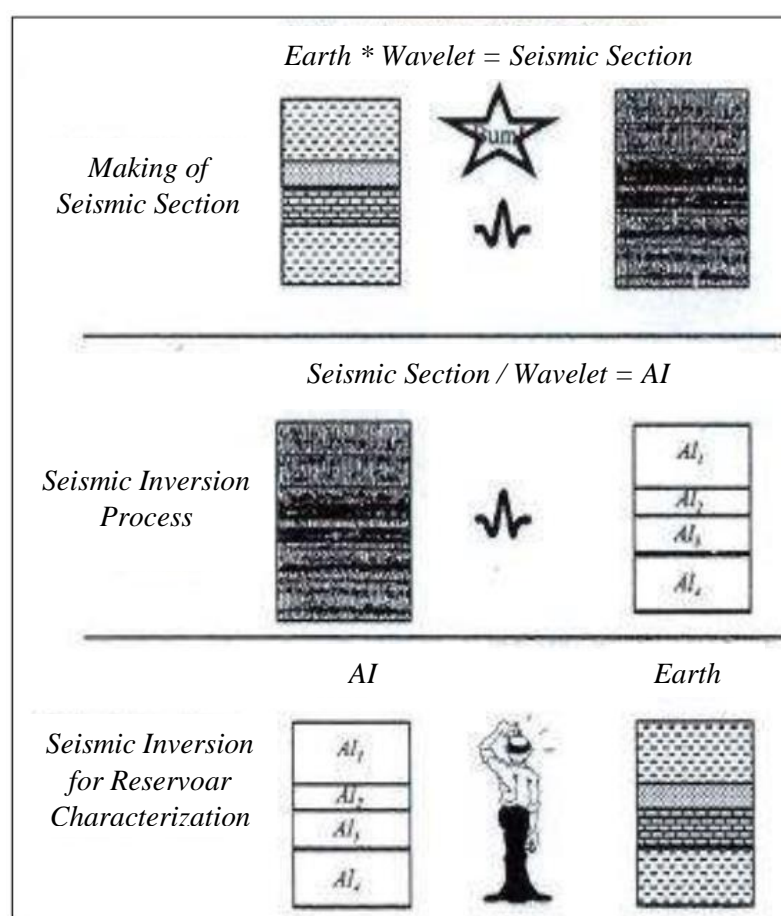
3.7. Seismik Inversi

Seismik inversi merupakan salah suatu metode yang dapat digunakan dalam pengolahan data seismik untuk mendapatkan inFormasi model geologi dan sifat fisis bawah permukaan dengan menggunakan dua data utama, yakni data seismik sebagai data input utama dan data sumur sebagai data kontrol (Sukmono, 2002).

Hasil yang didapatkan dari digunakannya metode ini yakni berupa inFormasi mengenai kandungan yang terdapat di dalam lapisan batuan dan dinyatakan dalam bentuk impedansi akustik (IA). Berdasarkan inFormasi tersebut maka kemudian dapat dikorelasikan dengan parameter fisis lain pada *reservoir* dengan memanfaatkan data sumur seperti densitas, porositas, saturasi air, permeabilitas dan lainnya. Inversi seismik tidak hanya menghasilkan kurva-kurva yang menyerupai *log* sonik, namun inversi seismik juga akan mengubah kandungan inFormasi pada

data seismik yang awalnya berkaitan dengan bidang batas antar lapisan menjadi informasi yang berkaitan dengan isi lapisan itu sendiri.

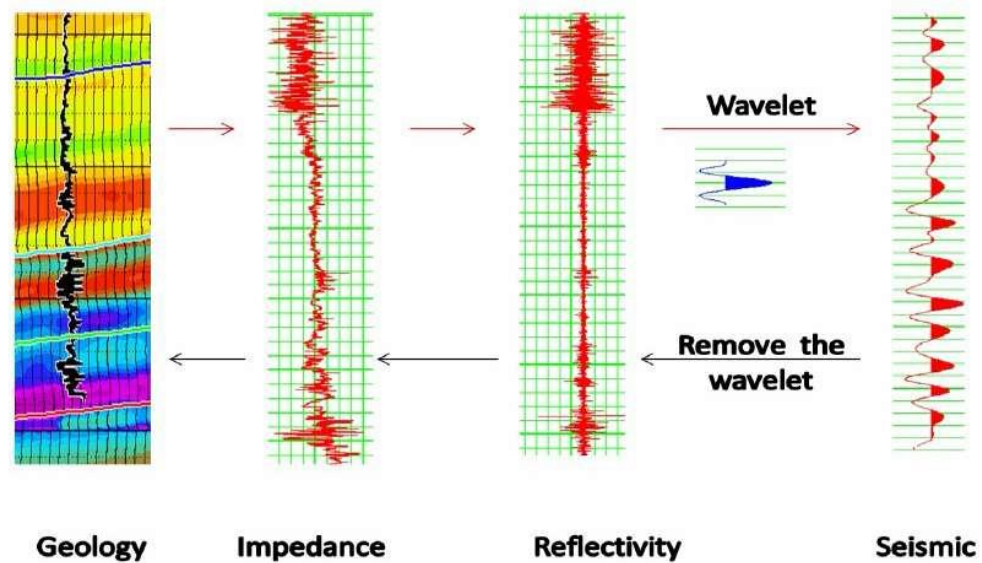
Kandungan informasi sifat fisis yang berkaitan dengan isi lapisan ini adalah parameter impedansi akustik (AI) yang nantinya dapat dihubungkan dengan porositas batuan reservoir. Secara fisis impedansi akustik (AI) merupakan perkalian antara densitas dengan kecepatan, sehingga semakin besar AI akan semakin rendah porositasnya (Munadi, 2002).



Gambar 21 . Proses inversi seismik (Sukmono, 1999).

Inversi seismik bergantung pada bentuk pemodelan ke depan atau *forward modeling* yang menghasilkan respon bumi terhadap suatu parameter model dengan menggunakan hubungan matematis. **Gambar 21** memberikan ilustrasi dari prinsip umum metode inversi impedansi akustik post-stack. Diperlukan pengetahuan

tentang wavelet dan model impedansi inisial pada algoritma inversi, informasi ini diekstrak dari data seismik dan log sumur.



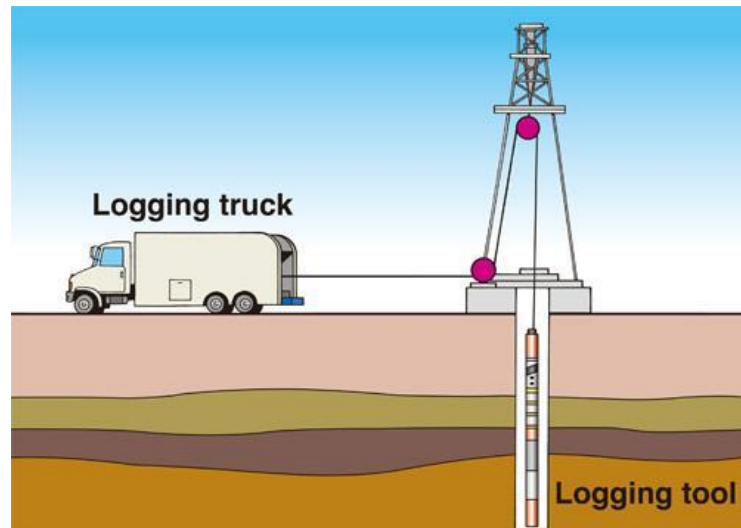
Gambar 22. Konsep inversi impedansi akustik (Sukmono, 1999).

3.8. Konsep Dasar Well Logging

Well Logging merupakan suatu teknik pengukuran parameter fisis batuan pada lubang bor guna memperoleh informasi mengenai karakteristik batuan di bawah permukaan (**Gambar 23**). Hasil rekaman data yang diperoleh berupa grafik dengan fungsi kedalaman/waktu yang disebut log. Adapun tujuan dilakukannya logging yakni untuk mengetahui karakter fisik batuan yang dilakukan secara langsung pada lubang bor sehingga dapat mengetahui kondisi bawah permukaan seperti jenis litologi, porositas, saturasi air, permeabilitas, dan kandungan serpih yang terdapat dalam suatu Formasi. Data-data tersebut dapat dijadikan acuan untuk tujuan – tujuan tertentu seperti karakterisasi reservoir, struktur, dan perhitungan volumetrik hidrokarbon.

Berdasarkan proses kerjanya, logging dibagi menjadi dua jenis yakni *Wireline logging* dan *logging while drilling* bor (Ellis dan Singer, 2008). *Wireline logging* dilakukan pada saat pemboran telah berhenti dan kabel digunakan sebagai alat untuk mentransmisikan data. Sedangkan *logging while drilling*, logging dapat

dilakukan bersamaan dengan pemboran karena logging jenis ini tidak memerlukan kabel untuk mentransmisi data.

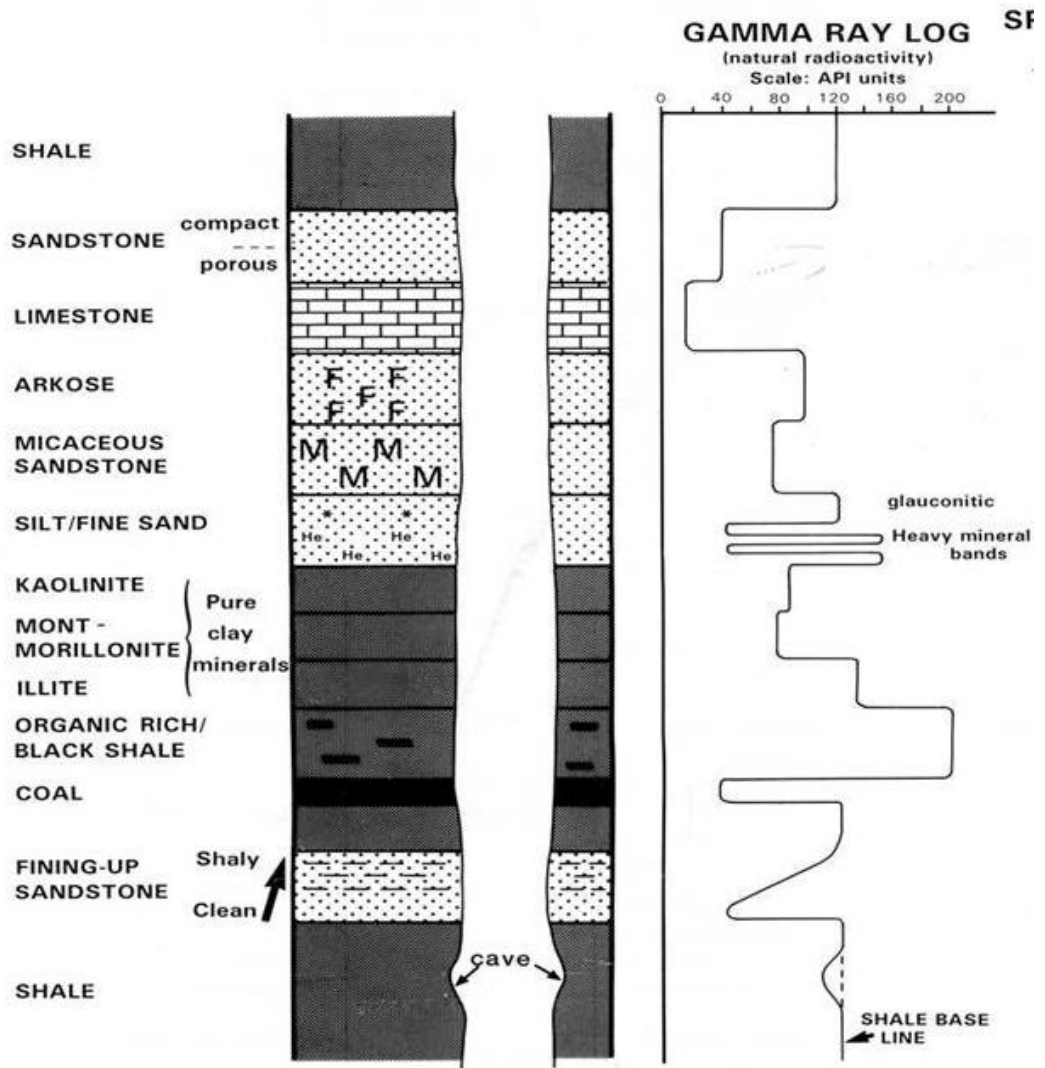


Gambar 23. Skematik proses *logging* (Ellis dan Singer, 2008).

3.8.1. Log Gamma Ray

Log Gamma Ray merupakan suatu kurva hasil perekaman kondisi lubang bor yang menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam Formasi (Harsono, 1997). Prinsip kerja log ini yakni 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 pada serpih dan lempung. Batuan yang mempunyai kandungan mineral lempung tinggi cenderung memiliki konsentrasi radioaktif yang tinggi, sehingga nilai gamma ray-nya juga tinggi, dengan defleksi kurva ke arah kanan (**Gambar 24**).

Unsur radioaktif yang utama adalah potasium yang sering dijumpai pada *illite*. Pada kasus lapisan permeabel yang bersih, kurva log GR akan menunjukkan intensitas radioaktif yang sangat rendah, kecuali bila kondisi lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif, atau lapisan yang mengandung air asin yang mengandung garam-garam potasium yang terlarutkan.



Gambar 24. Respon gamma ray log pada litologi (Rider, 1996).

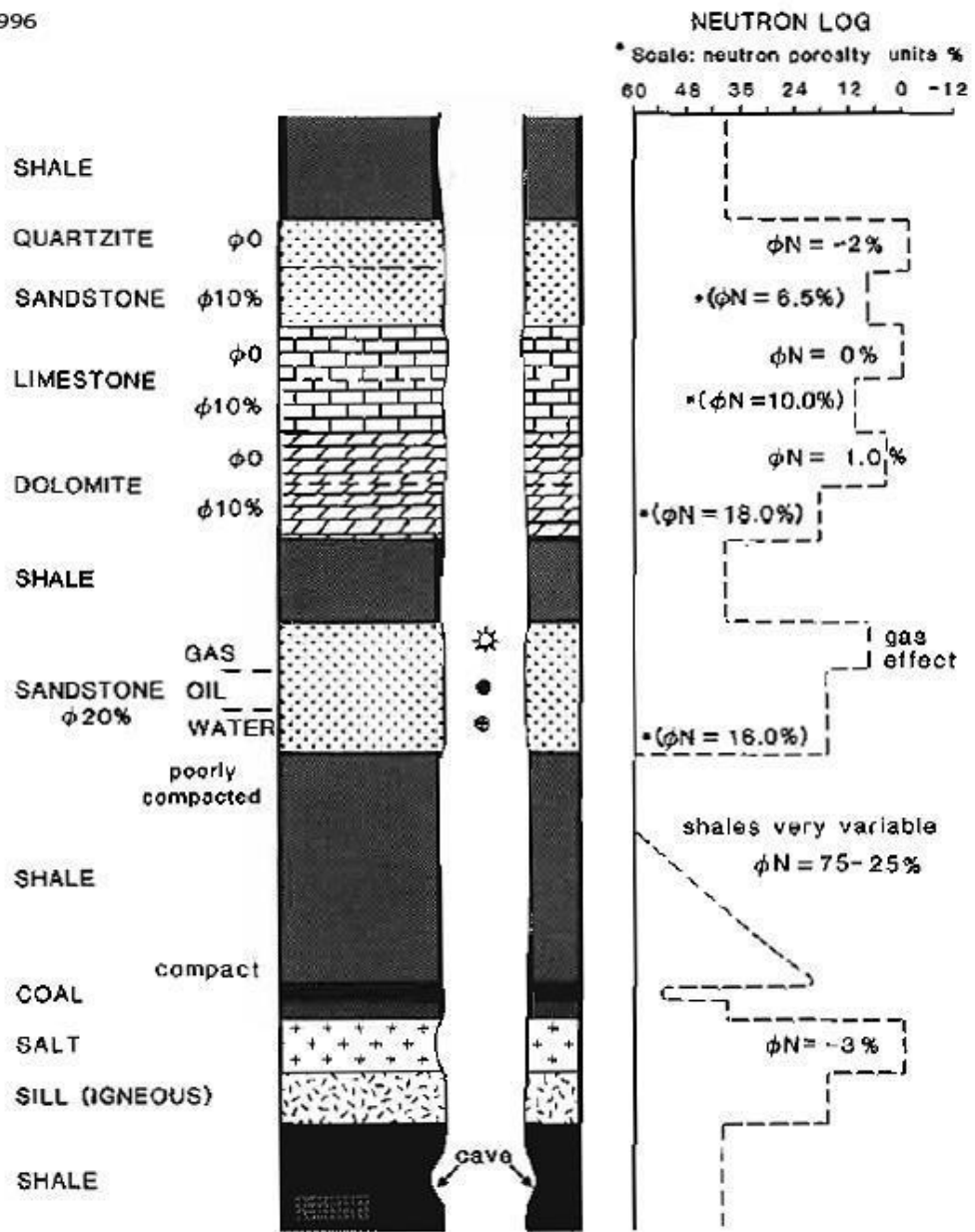
Mineral-mineral dalam batuan yang menyebabkan respon gamma ray memiliki nilai tinggi antara lain (Boggs, 2009). Log gamma ray sangat bagus digunakan untuk menentukan permeabilitas suatu batuan karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih dari lapisan permeabel. Pada lapisan permeabel yang bersih (*clean*), seperti lapisan batu pasir yang tidak ada pengotornya, kurva gamma ray menunjukkan intensitas radioaktif yang sangat rendah, kecuali jika lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif, sedangkan pada lapisan yang kotor (*shally*), seperti lapisan batulempung, kurva gamma ray akan menunjukkan intensitas radioaktif yang tinggi.

3.8.2. Log Neutron

Log neutron merupakan log untuk mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam Formasi batuan dinyatakan dalam persen (%) (**Gambar 25**). Prinsip dari log ini menembakan atom neutron ke Formasi dengan energi tinggi yang bertujuan untuk menentukan primary porosity batuan, yakni ruang pori-pori batuan yang terisi air, minyak bumi, atau gas (Harsono, 1997). *Neutron* adalah suatu partikel listrik bersifat *netral* yang mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen.

Partikel-partikel neutron memancar dan menembus Formasi sehingga akan bertumbukan dengan material Formasi, akibat dari tumbukan tersebut neutron akan kehilangan energi. Energi yang hilang saat berbenturan dengan atom di dalam Formasi batuan disebut sebagai porositas Formasi (ϕN). Hilangnya energi terbesar akan terjadi bila neutron bertumbukan dengan sesuatu yang mempunyai massa sama atau hampir sama, contohnya atom hidrogen. Dengan demikian besarnya energi neutron yang hilang hampir semuanya tergantung pada jumlah atom hidrogen dalam Formasi.

©RIDER, 1996



Gambar 25. Respon neutron log pada litologi (Rider, 1996).

3.8.3. Log Densitas

Log densitas merupakan suatu kurva hasil perekaman kondisi lubang bor yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram atau cm^3 (Harsono, 1997). bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi (**Gambar 26**). *Bulk density* bila dikombinasikan dengan kurva log neutron maka akan membentuk suatu pola separasi yang menunjukkan keberadaan fluida.

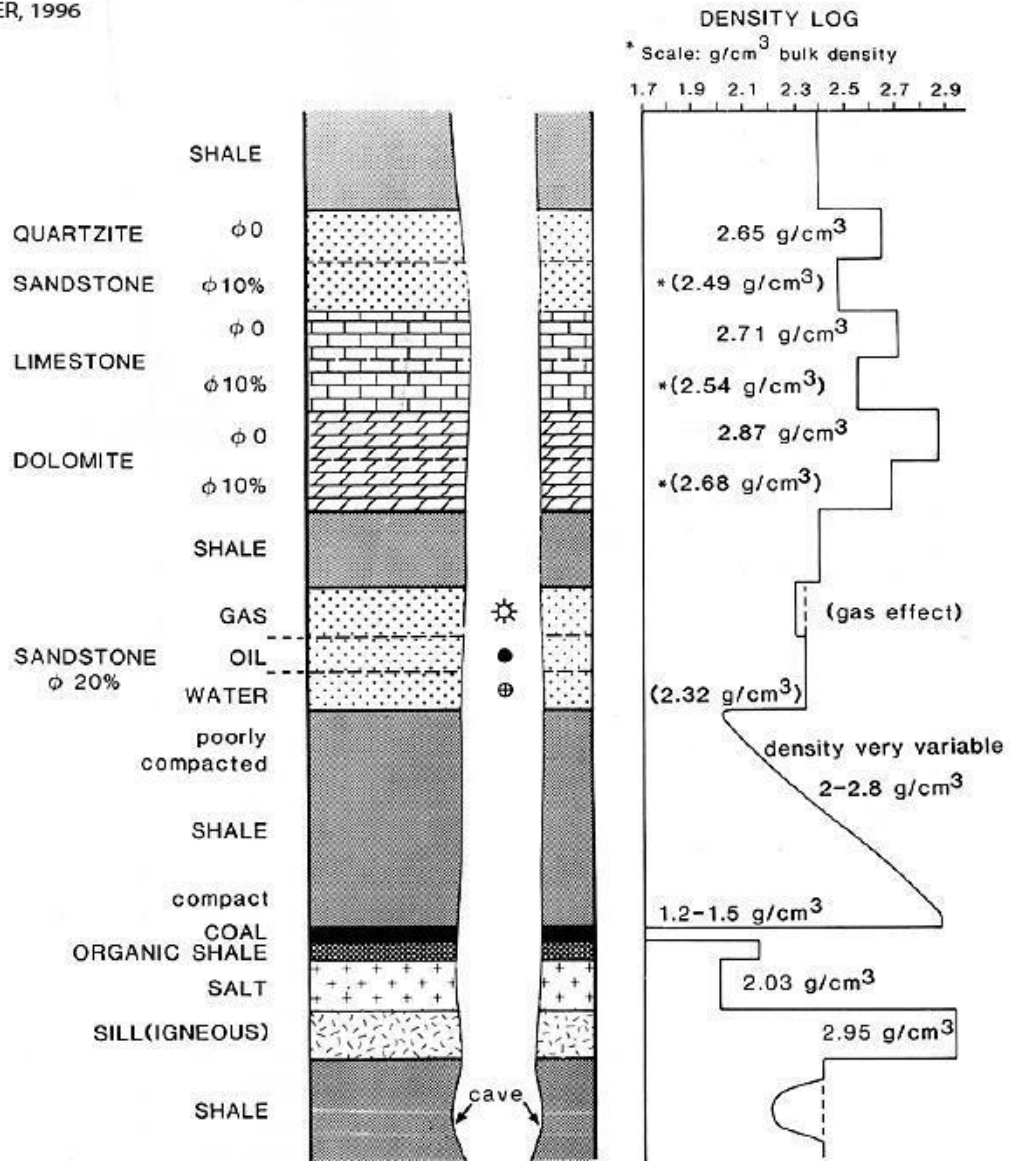
Prinsip dasar dari log ini adalah menembakkan sinar gamma kedalam Formasi. Sinar gamma ini dianggap sebagai partikel yang menjadi indikator yang penting untuk menghitung porositas, karena kurva log densitas ini akan menunjukkan besarnya kerapatan medium beserta isinya. Selain itu, log densitas dapat dipakai untuk memperkirakan kandungan hidrokarbon atau fluida yang terdapat di dalam Formasi, menentukan besarnya densitas hidrokarbon dan membantu dalam evaluasi lapisan *shaly*.

Tabel 1. Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu (Harsono, 1997).

Batuan	Kandungan Fluida	Densitas (g/cc)
<i>Shale</i>	-	2.20 – 2.50
Lapisan <i>Clean</i>	Air asin	2.25 – 2.45
Lapisan <i>Clean</i>	Minyak	2.20 – 2.35
Lapisan <i>Clean</i>	Gas	2.00 – 2.25
Lapisan Batubara	-	1.60 – 1.90

Pada lapisan yang mengandung hidrokarbon, kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri sedangkan defleksi log netron ke kanan. Besar kecilnya nilai densitas batuan dipengaruhi oleh kekompakan batuan, porositas, serta kandungan fluida yg mengisi pori batuan.

©RIDER, 1996



Gambar 26. Respon *density log* pada litologi (Rider, 1996).

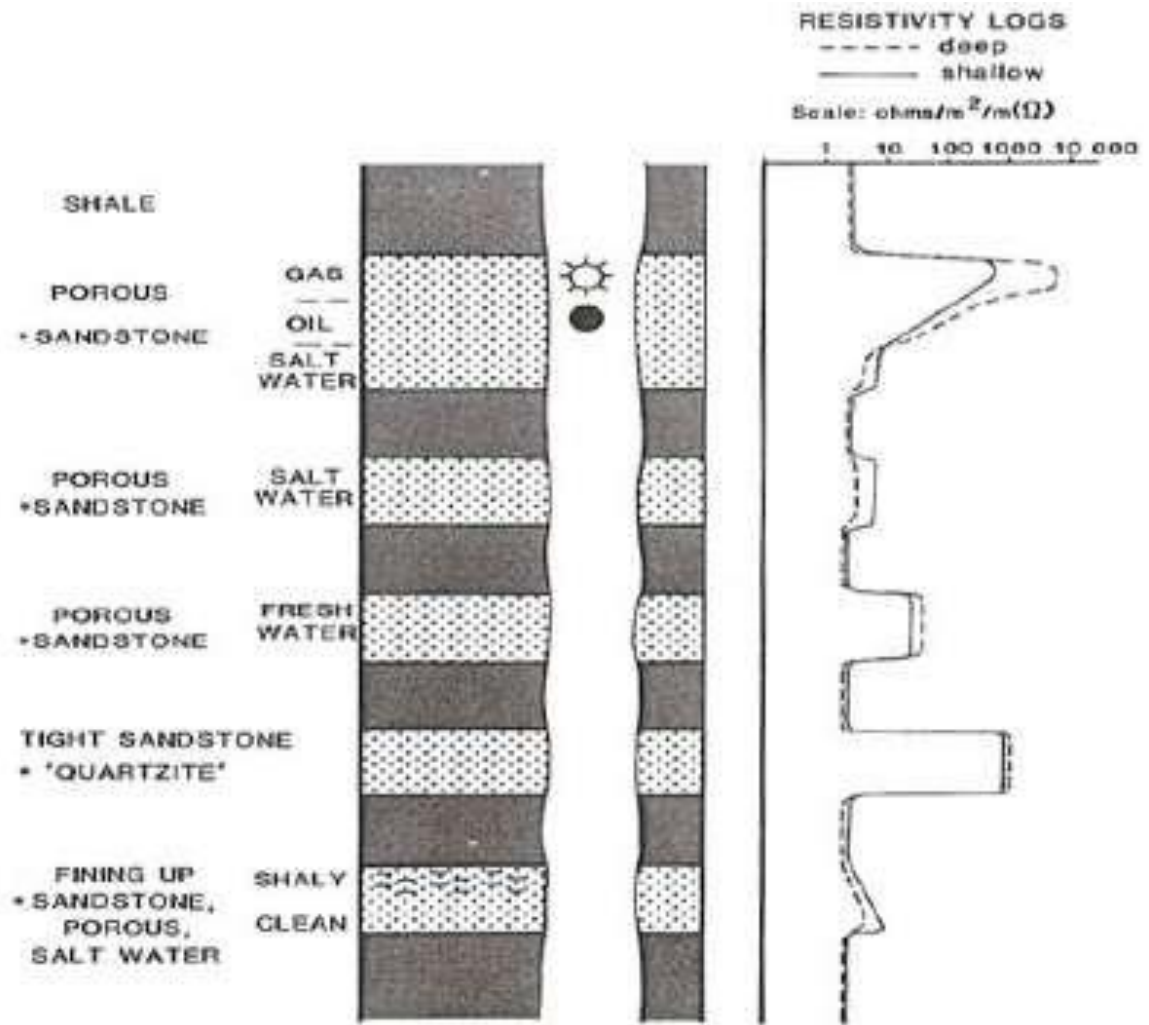
Pada batuan homogen dengan porositas tertentu, apabila batuan tersebut mengandung air asin akan mempunyai densitas lebih rendah dibanding dengan batuan yang seluruhnya terdiri dari matrik sedangkan dalam batuan homogen yang mengandung fluida tertentu, jika batuan mengandung minyak, densitas batuan lebih rendah dari pada yang mengandung air asin, hal ini dikarenakan densitas air asin lebih besar dari minyak. Pada batuan homogen yang mengandung fluida gas, densitas batuan lebih rendah lagi dari yang berisi minyak. Sedangkan contoh kasus batuan yang mengandung batubara, mempunyai densitas paling rendah di antara jenis batuan yang mengandung fluida.

3.8.4. Log Resistivitas

Prinsip kerja dari log resistivitas adalah dengan mengukur kemampuan Formasi untuk menghantarkan arus listrik. Semakin besar arus listrik yang dapat dialirkan, *resistivity* batuan semakin kecil dan sebaliknya. Untuk lapisan yang mengandung minyak, gas atau air tawar akan mempunyai tahanan jenis lebih besar dibanding air asin. Berdasarkan log resistivitas hal ini dapat dianalisis sebagai berikut:

1. Pada lapisan permeabel yang mengandung air tawar, nilai resistivitasnya tinggi, karena air tawar mempunyai salinitas rendah bahkan lebih rendah dari air filtrasi sehingga konduktivitasnya rendah.
2. Pada lapisan permeabel yang mengandung air asin, nilai resistivitasnya rendah, karena air asin mempunyai salinitas yang tinggi, sehingga konduktivitasnya tinggi.
3. Pada lapisan yang mengandung hidrokarbon, nilai resistivitasnya tinggi.
4. Pada lapisan yang mengandung sisipan shale, nilai resistivitasnya menunjukkan penurunan yang berbanding lurus dengan persentase sisipan tersebut.

(Rizki, 2018).



Gambar 27. Respon resistivity log pada litologi (Rider, 1996)..

3.8.5. Log Sonic

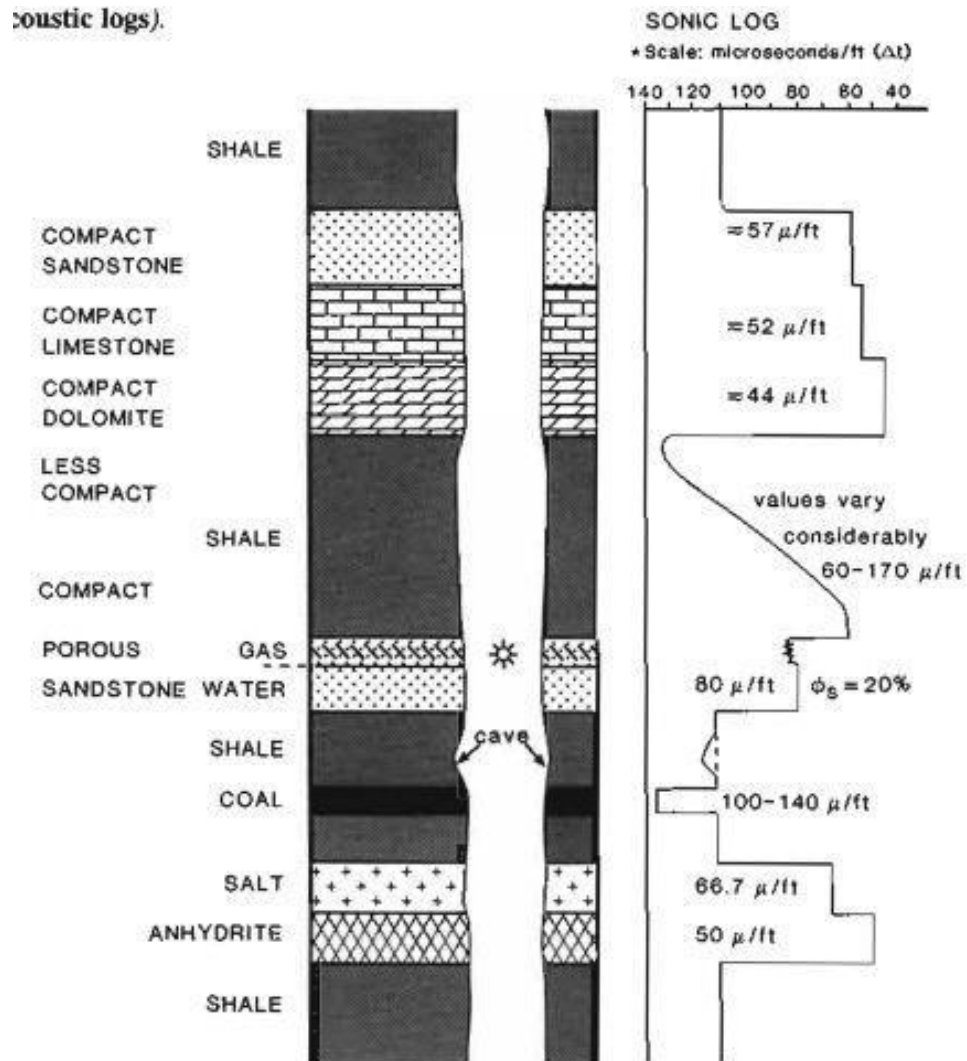
Sonic log merupakan log akustik yang mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu di dalam lapisan batuan (Harsono, 1997). Prinsip kerja alat ini adalah memancarkan gelombang bunyi dengan interval yang teratur dari sebuah sumber bunyi (sebagai *transmitter*) dan alat penerima (*Receiver*) akan mencatat lamanya waktu penjalaran bunyi di dalam batuan (Δt). Lamanya waktu penjalaran gelombang bunyi tergantung kepada litologi, porositas serta kandungan fluida pada batuan (**Gambar 28**). 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. Secara kualitatif dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan pasir-*shale* dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 1996).

Tabel 2. Defleksi log *sonic* (Rider, 1996).

Material	Sonic Velocity (ft/s)
Air (S.T.P)	1088
Methane (S.T.P)	1417
Oil	4300
Water (mud)	5000 – 5300
Neoprene (typical)	5300
Shales	6000 – 16000
Rock Salt	15000
Sandstones	>18000
Anhydrite	20000
Limestones	>23000
Dolomite	24500

Alat yang sering dipakai untuk merekam log sonik pada saat ini adalah BHC (*Borehole Compensated Sonic Tool*). Alat ini sangat kecil dipengaruhi oleh perubahan-perubahan lubang bor maupun posisi alat sewaktu pengukuran

dilakukan. Faktor- faktor yang mempengaruhi defleksi kurva sonik antara lain adalah kepadatan, komposisi serpih, hidrokarbon, rekahan dan pori/gerohong, serta pengaruh dari lubang bor.



Gambar 28. Respon *sonic log* pada litologi (Rider, 1996).

3.9. Analisis Petrofisika

3.9.1. Porositas

Porositas merupakan perbandingan antara volume pori batuan yang tidak terisi oleh fluida terhadap volume batuan secara keseluruhan. Terdapat dua jenis porositas yang dikenal dalam proses karakterisasi reservoir, yakni porositas efektif dan porositas absolut (Harsono, 1997). Secara matematis persamaan yang dapat digunakan untuk menyatakan nilai porositas absolut dan porositas efektif adalah sebagai berikut.

$$\text{Porositas absolut } (\varphi) = \frac{(\text{Volume pori-pori total})}{(\text{Volume total batuan})} \times 100\% \quad (6)$$

Sedangkan untuk porositas efektif sendiri dinyatakan sebagai perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total

$$(\varphi_e) = \frac{(\text{Volume pori-pori berhubungan})}{(\text{Volume total batuan})} \times 100\% \quad (7)$$

Secara umum porositas batuan akan berkurang seiring bertambahnya kedalaman batuan, sebab semakin dalam suatu batuan maka akan semakin kompak dikarenakan efek tekanan di atasnya. Nilai porositas juga mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil.

Menurut Koesoemadinata (1980) baik atau buruknya kondisi porositas pada suatu batuan dapat dinyatakan dalam skala tertentu yang dapat dilihat pada **Tabel 3**.

Tabel 3. Skala kualitas porositas batuan (Koesoemadinata, 1980).

Nilai Porositas (%)	Skala
0 – 5	Diabaikan
5 - 10	Buruk
10 - 15	Cukup
15 – 20	Baik
20 – 25	Sangat Baik
>25	Istimewa

3.9.2. Permeabilitas

Permeabilitas menyatakan kemampuan suatu batuan dalam mengalirkan fluida di dalamnya baik itu untuk memasuki batuan maupun keluar dari dalam batuan tersebut. Semakin besar nilai permeabilitas maka semakin besar pula jumlah fluida yang dapat dialirkan oleh suatu reservoir. Permeabilitas pada suatu batuan tergantung dari beberapa faktor diantaranya ialah porositas batuan, bentuk pori, ukuran pori, morfologi permukaan pori bagian dalam, susunan pori dan batang pori (topologi dari jaringan pori). Ukuran butir dan distribusinya serta kompaksi dan sementasi (Asquith dan Krygowski, 2004).

Besarnya nilai permeabilitas dari suatu batuan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut ini:

$$k = a \frac{\phi^b}{S_w^c} \quad (8)$$

Keterangan

k = permeabilitas (millidarcies).

ϕ = porositas efektif (fraksi).

S_w = saturasi air (fraksi).

3.9.3. Saturasi Air (S_w)

Saturasi air atau kejenuhan air adalah besarnya fraksi dari pori-pori batuan Formasi yang terisi oleh air. Simbol untuk saturasi air adalah S_w . Perhitungan saturasi air dapat dibagi menjadi dua perhitungan S_w , yakni pada *clean formation* dan *shaly formation* (Anastasya, 2016). Saturasi dapat menunjukkan besaran persentase dari suatu pori batuan yang terisi oleh fluida. Hal ini dikarenakan tidak mungkin suatu pori pada batuan tidak terisi oleh fluida atau berada pada keadaan vakum sehingga pada umumnya jumlah fluida yang terkandung dalam batuan dinyatakan dengan :

$$S_w + S_o + S_g = 1. \quad (9)$$

Saturasi fluida didefinisikan sebagai nilai total dari komponen fluida penyusun reservoir, secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut:

$$SF = S_w + S_o + S_g \quad (10)$$

jika $SF = 1$ Maka

$$S_{hc} (S_o + s_g) = 1 - S_w \quad (11)$$

Keterangan

S_f = saturasi fluida.

S_w = saturasi air.

S_{hc} = saturasi hidrokarbon.

S_o = saturasi minyak.

S_g = saturasi gas.

Untuk menyatakan nilai saturasi air pada Formasi yang bersih digunakan persamaan perhitungan *Archie*, sedangkan untuk menghitung nilai s_w pada Formasi kotor atau nilai V_{sh} besar, maka biasanya digunakan menggunakan perhitungan *Simandoux*, dan untuk daerah Indonesia sering menggunakan *Indonesian*, karena Formasi batuan Indonesia yang sangat kompleks. Secara matematis dapat dituliskan dengan persamaan berikut berikut:

Sw Archie

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \quad (12)$$

Sw Simandoux

$$S_w = \frac{a \cdot R_w}{\phi^2} \left[\sqrt{\frac{4\phi^2}{R_w \cdot R_t}} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (13)$$

Sw Indonesia

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (14)$$

Keterangan

- Sw** = saturasi air (%).
m = faktor sementasi (batu gamping = 2; batu pasir = 2, 2.15).
a = faktor turtuosity (batu gamping = 1; batu pasir = 0.62).
n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5, umumnya 2.0).
Ø = porositas efektif (%).
Rw = Resistivitas air Formasi (Ωm).
Rt = Resistivitas sebenarnya (Ωm).
Rsh = Resistivitas *shale* (Ωm).

IV METODE PENELITIAN

4.1. Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilakukan selama 7 bulan yang dimulai pada bulan Juni sampai dengan Oktober 2022 pada salah satu perusahaan minyak dan gas yang terdapat di Indonesia yakni Petrochina International Jabung Ltd, pada divisi eksploitasi. Adapun progres dari penelitian ini dapat dilihat pada **Tabel 4**.

4.2. Perangkat Lunak

Proses inversi seismik pada data seismik untuk melakukan karakterisasi pada penelitian ini memanfaatkan perangkat lunak berupa:

1. *Hampson-Russel Suite (HRS-9)*.

Software HRS digunakan untuk pengolahan data sumur dan inversi seismik

2. *Petrel E&P*.

Software Petrel digunakan untuk melakukan dan membentuk dalam interpretasi serta visualisasi 3D data seismik.

4.3. Data Penelitian

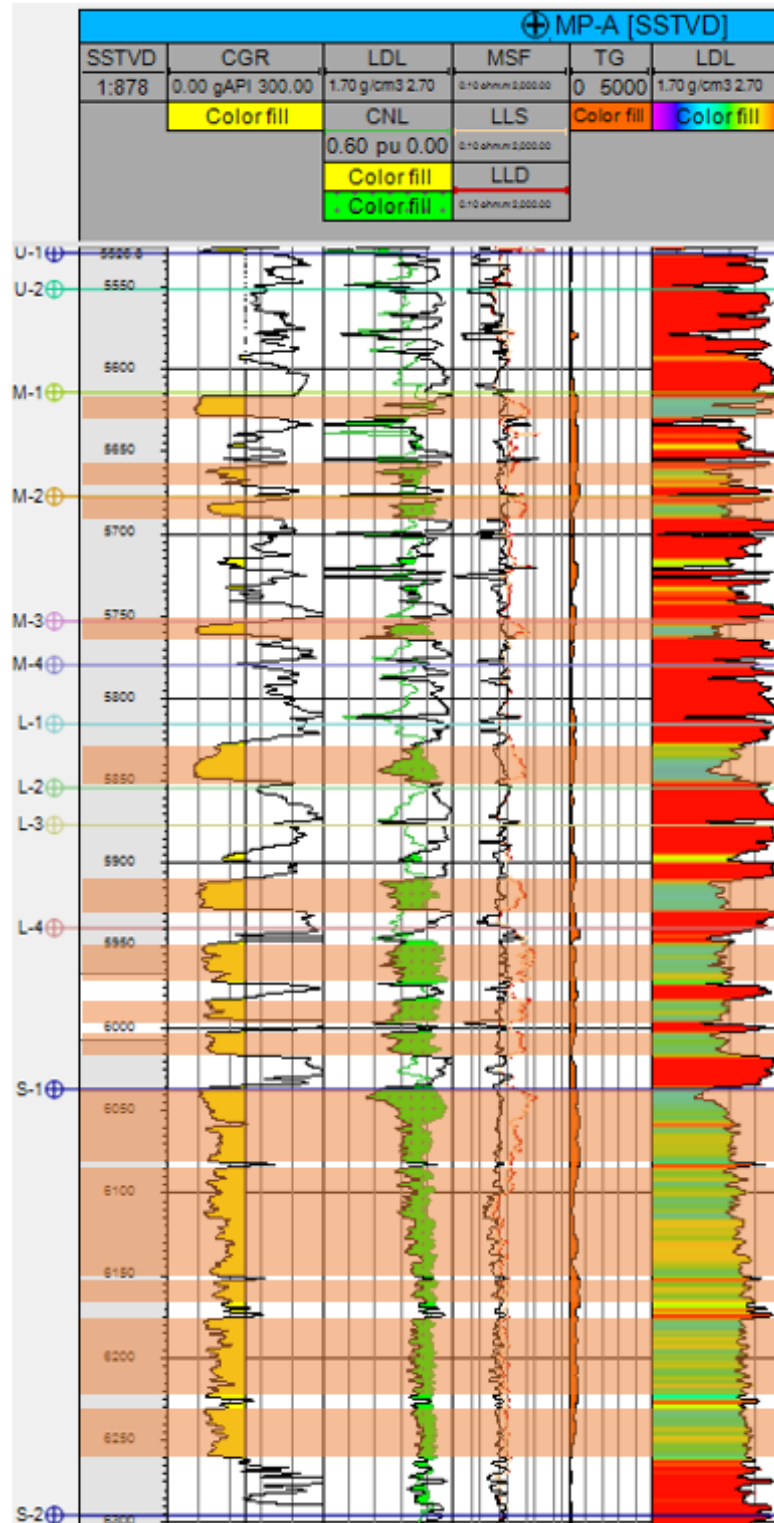
4.3.1. Data Seismik

Data seismik yang digunakan merupakan data seismik 3D *Post Stack Time Migration* dari hasil *processing Pre Stack Time Migration (PSTM)* dengan rentang domain waktu 0 s.d 2.100 ms. Dengan dilengkapi data *inline* sebanyak 330 yang dimulai dari *inline* (1.300 s.d 1.630), dan *xline* sebanyak 250 yang dimulai dari *xline* (5.600 s.d 5.850). *Sampling rate* dari data seismik yakni 4 ms dengan *spacing* antar garis 20 meter.

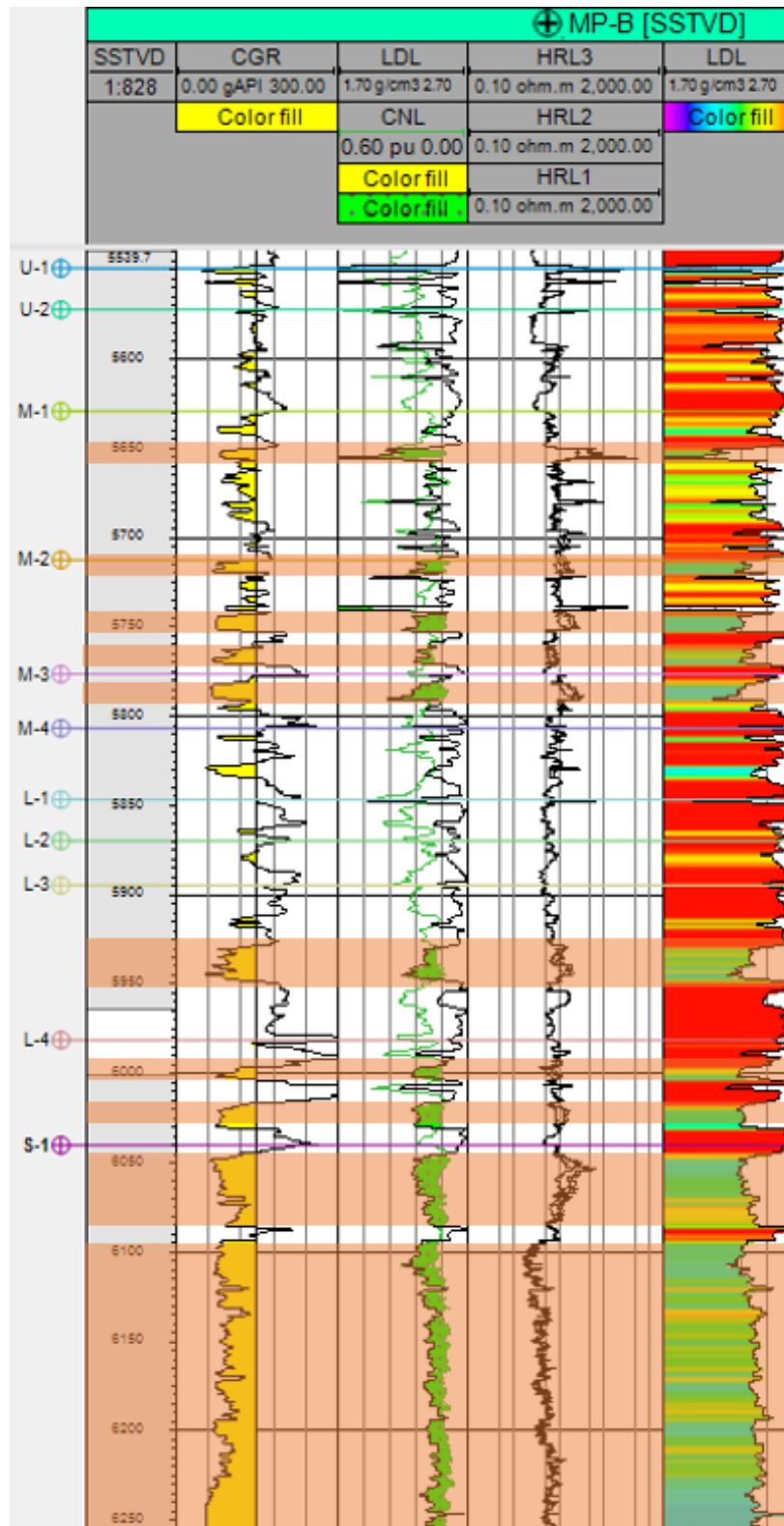
Tabel 4. Waktu penelitian.

No	Kegiatan	Bulan (Minggu Ke-)																										
		Juni				Juli				Agustus				September				Oktober				November				Desember		
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3
1	Studi Literatur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2	Persiapan dan Pengumpulan Data	■																										
3	Pengolahan Data	■	■	■	■	■	■	■																				
4	Analisis dan Interpretasi				■	■	■	■	■																			
5	Penyusunan Laporan						■	■	■																			
6	Bimbingan dan Seminar Usul								■	■	■	■																
7	Penyusunan Skripsi									■	■	■																
8	Revisi dan Bimbingan Hasil										■	■	■	■														
9	Seminar Hasil														■													
10	Revisi dan Persiapan Sidang Komprehensif														■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
11	Sidang Komprehensif																											■

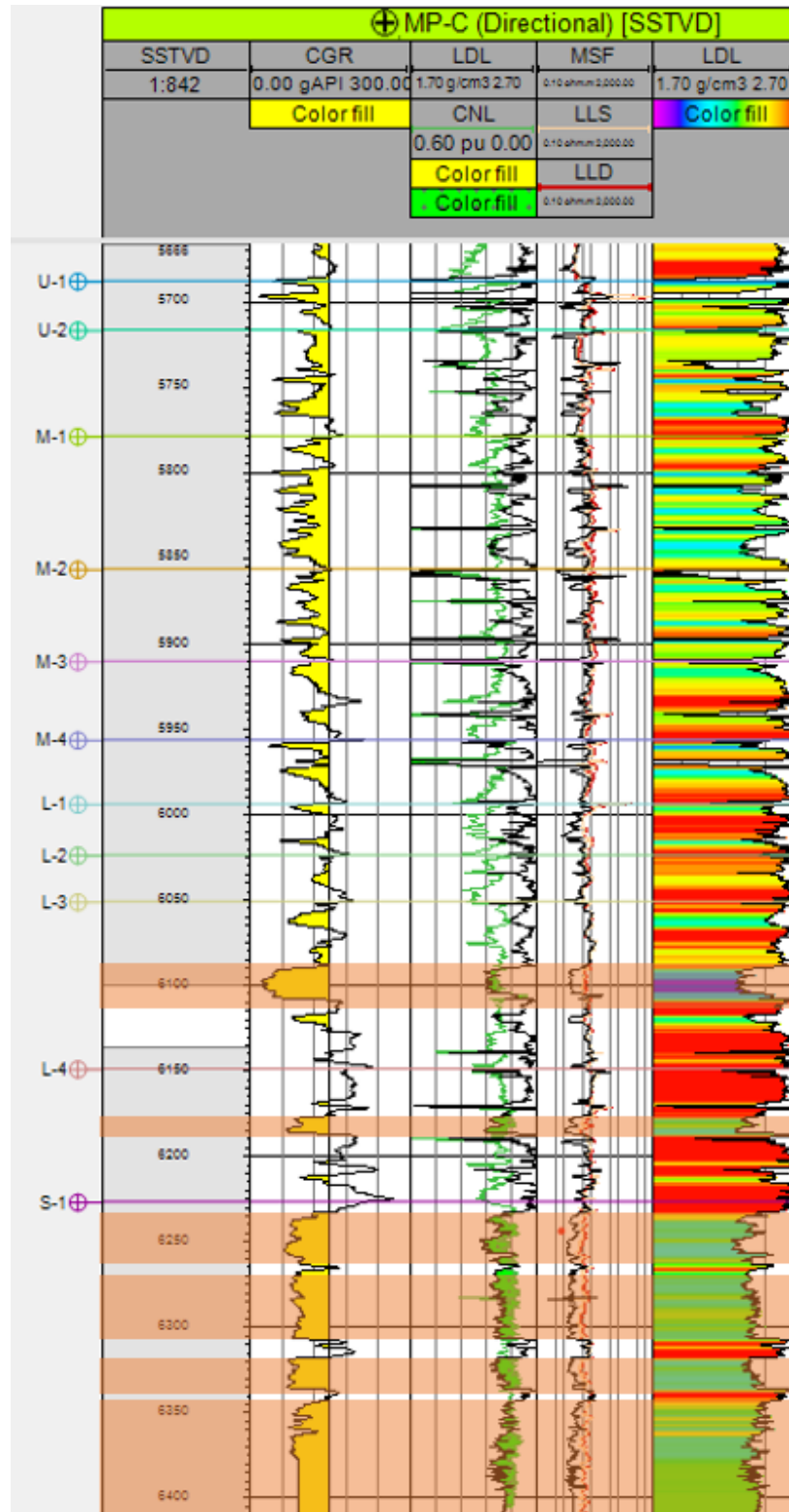
Dalam data sumur yang digunakan pada penelitian ini terbagi menjadi dua jenis yakni sumur vertikal dan sumur directional dengan datum yang digunakan berupa “KB”.



Gambar 30. Tampilan data log pada sumur MP-A.



Gambar 31. Tampilan data log pada sumur MP-B.



Gambar 32. Tampilan data log pada sumur MP-C.

4.3.3. Data Marker

Data marker berisi mengenai informasi kedalaman lapisan batuan atau Formasi yang terdapat di area penelitian. Data ini digunakan dalam menentukan batas atas lapisan atau *top structure* dan batas bawah atau *base structure* dari zona – zona yang terdapat pada suatu Formasi. Komponen data marker yang digunakan dalam penelitian ini dapat dilihat pada **Tabel 8**.

4.3.4. Data Checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman antara data seismik dan data sumur, kemudian data ini juga dapat digunakan untuk membawa data sumur yang memiliki domain kedalaman kedalam domain waktu, sehingga posisi data sumur berada pada posisi yang sesuai di data seismik.

Tabel 7. Kelengkapan data checkshot, marker dan deviasi.

Sumur	Checkshot	Marker	Deviasi
MP-A	✓	✓	X
MP-B	✓	✓	X
MP-C	✓	✓	✓

Tabel 8. Data marker lokasi penelitian.

Well Name	Well Type	KB (ft)	TD (MDft)	Well Marker	TVDSS (ft)	MD (ft)
MP-A	Vertical	53	6520	U-1	5529	5582
				U-2	5551	5604
				M-1	5614	5667
				M-2	5677	5730
				M-3	5753	5806
				M-4	5779	5832
				L-1	5815	5868
				L-2	5854	5907
				L-3	5876	5929
				L-4	5939	5992
				S-1	6037	6090
				S-2	6297	6350
MP-B	Vertical	46	6375	U-1	5549	5595
				U-2	5572	5618
				M-1	5629	5675
				M-2	5712	5758
				M-3	5776	5823
				M-4	5806	5852
				L-1	5846	5892
				L-2	5869	5915
				L-3	5894	5940
				L-4	5981	6027
S-1	6040	6087				
MP-C	<i>Directional</i>	62	6640	U-1	5687	5830
				U-2	5716	5861
				M-1	5778	5927
				M-2	5856	6010
				M-3	5910	6068
				M-4	5956	6117
				L-1	5993	6156
				L-2	6023	6188
				L-3	6050	6217
				L-4	6148	6321
				S-1	6226	6405

4.4. Pengolahan Data

Secara umum pengolahan data yang dilakukan dalam penelitian ini terdiri dari pengolahan data sumur yang menghasilkan zona target berdasarkan parameter petrofisika dari batuan, selain itu juga berdasarkan data sumur diketahui elektrofisika dan lingkungan pengendapan dari data. kemudian pengolahan terhadap data seismik dilakukan meliputi proses *picking fault*, *picking horizon* dan inversi seismik impedansi akustik.

4.4.1. Pengolahan Data Sumur

Tahapan pertama yang dilakukan untuk melakukan proses karakterisasi adalah melakukan pengolahan terhadap data sumur untuk mendapatkan beberapa parameter yang dibutuhkan.

- *Input Data*

Proses *input* data yang dalam penelitian ini dilakukan dengan cara memasukkan data – data seperti data seismik, data sumur, data marker dan data *checkshot* kedalam perangkat lunak pendukung untuk dilakukan pengolahan lebih lanjut.

- Analisis Data Log

Analisis yang dilakukan pada data log bertujuan untuk mengetahui kedalaman zona target yang mengandung hidrokarbon, proses ini dilakukan dengan cara melihat respon kurva log yang terbentuk pada masing – masing sumur. Parameter yang digunakan untuk membentuk proses analisis ini yakni:

- Data Log Gamma Ray.
- Data Log *Density*.
- Data Log *Neutron*.
- Data Log *Resistivity*.
- Data Log *sonic* atau P-wave.
- Data Log Saturasi Air.
- Data Log *Permeability*.
- Data Log Porositas Efektif.

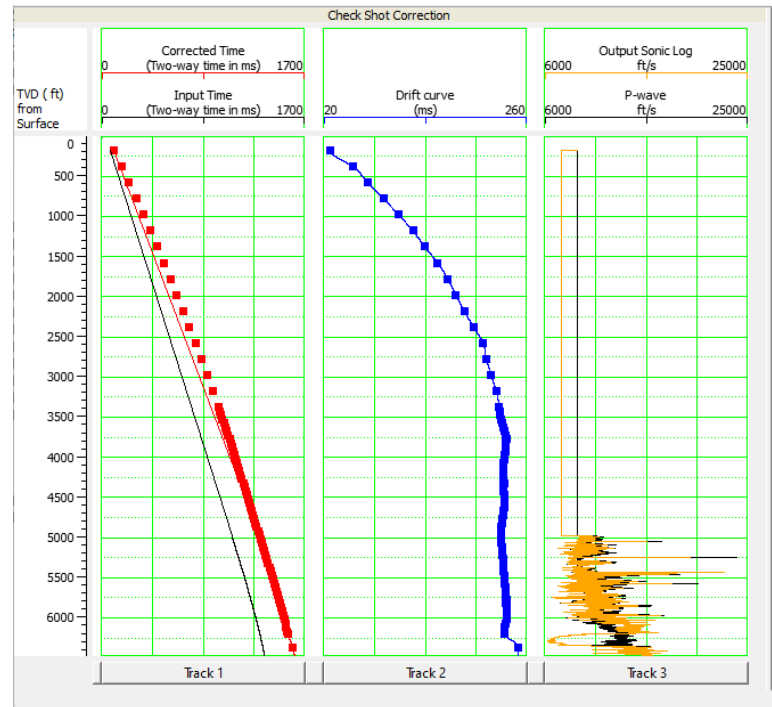
Pada masing – masing data log tersebut maka kemudian dilihat pola defleksi dari kurva yang terbentuk, untuk log gamma ray nilai yang rendah menunjukkan zona *permeabel* dan umumnya akan diasosiasikan dengan *sand*, kemudian pada log resistivitas nilai yang tinggi akan menunjukkan keberadaan kandungan fluida hidrokarbon (*oil* atau *gas*), selanjutnya untuk melakukan validasi akan keberadaan atau potensi pada zona target maka akan dilihat melalui *cross section* atau separasi antara log *neutron* dan log densitas yang masing – masing menunjukkan nilai rendah.

- *Checkshot Correlation*

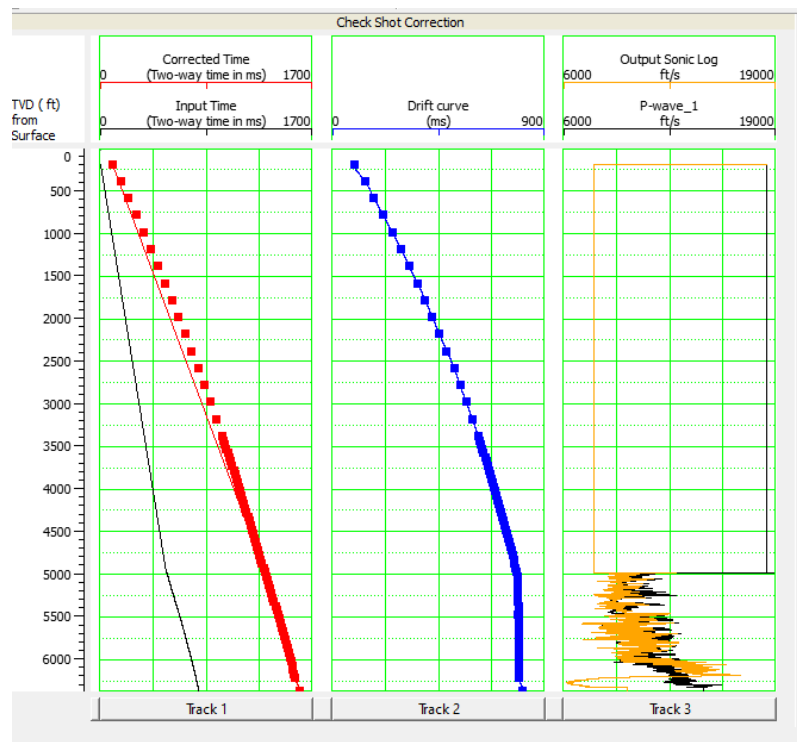
Proses *checkshot correlation* dilakukan sebagai tahapan awal dalam melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik. Data yang digunakan dalam proses ini meliputi data kecepatan atau *sonic (p-wave)* dan data *checkshot*.

Koreksi ini dilakukan untuk membawa data sumur yang memiliki domain kedalaman menjadi domain waktu, sehingga sesuai dengan domain data seismik. Setelah melakukan koreksi ini maka akan didapatkan kurva hubungan antara waktu dengan kedalaman yang mengindikasikan bahwa kedalaman telah dikorelasikan dengan waktu.

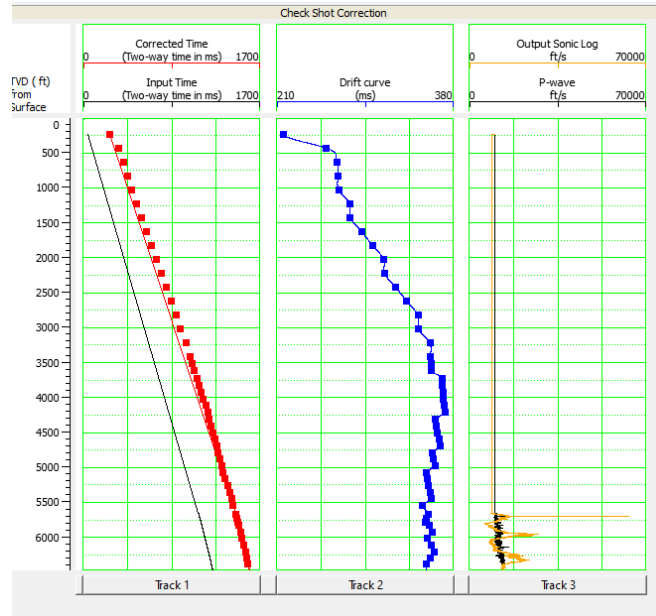
Hal yang perlu diperhatikan dalam proses ini yakni berkaitan dengan kesesuaian bentuk ketiga kurva yang terbentuk, apabila terdapat ketidaksesuaian dari data *checkshot* yang digunakan sebagai *input* dalam proses ini maka akan mengakibatkan adanya *miss interpretation* atau dapat pula menyebabkan posisi data sumur berada dalam domain waktu yang tidak sesuai pada data seismiknya.



Gambar 33. Koreksi *checkshot* pada sumur MP-A.



Gambar 34. Koreksi *checkshot* pada sumur MP-B.



Gambar 35. Koreksi *checkshot* pada sumur MP-C.

- Ekstraksi Wavelet

Untuk melakukan proses *well to seismic tie* diperlukan sebuah *wavelet* yang memiliki peran penting dalam pembuatan model inisial yang menyatakan kesesuaian model dengan kondisi sebenarnya dalam melakukan inversi. Proses ekstraksi wavelet sendiri dilakukan berdasarkan data sumur, dan dapat dilakukan dengan menggunakan beberapa cara yakni *statistical*, *Ricker* dan *Use well*.

Tabel 9. Hasil ekstraksi wavelet pada sumur MP-A, MP-B dan MP-C.

	MP-A	MP-B	MP-C
Statistical	0.653	0.630	0.515
Ricker	0.718	0.644	0.714
Well	0.494	0.596	0.672

Berdasarkan proses ekstraksi wavelet yang telah dilakukan terhadap data sumur maka diketahui bahwa korelasi terbaik ditunjukkan oleh wavelet hasil ekstraksi dengan menggunakan metode *ricker* yang dapat dilihat pada **Tabel 9**.

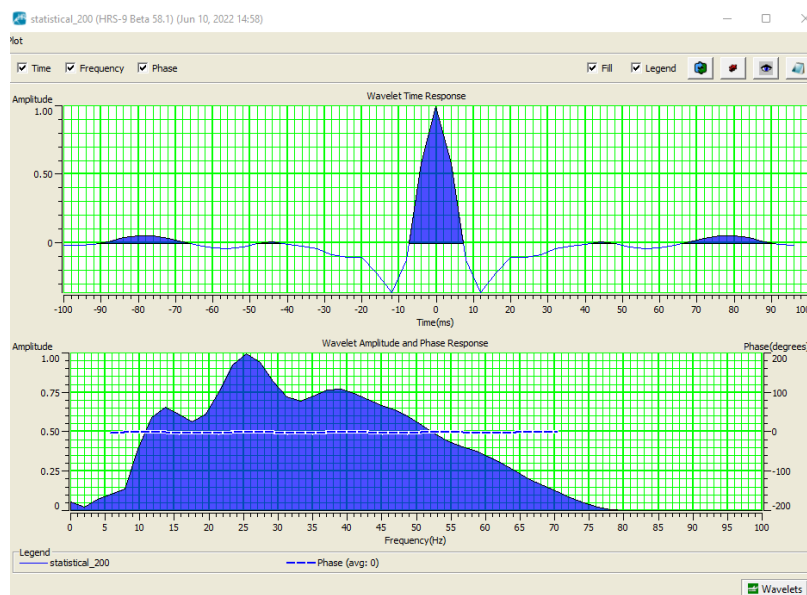
Adapun parameter yang digunakan dalam proses ekstraksi wavelet ricker adalah sebagai berikut:

Dominan Frequency = 25 Hz.

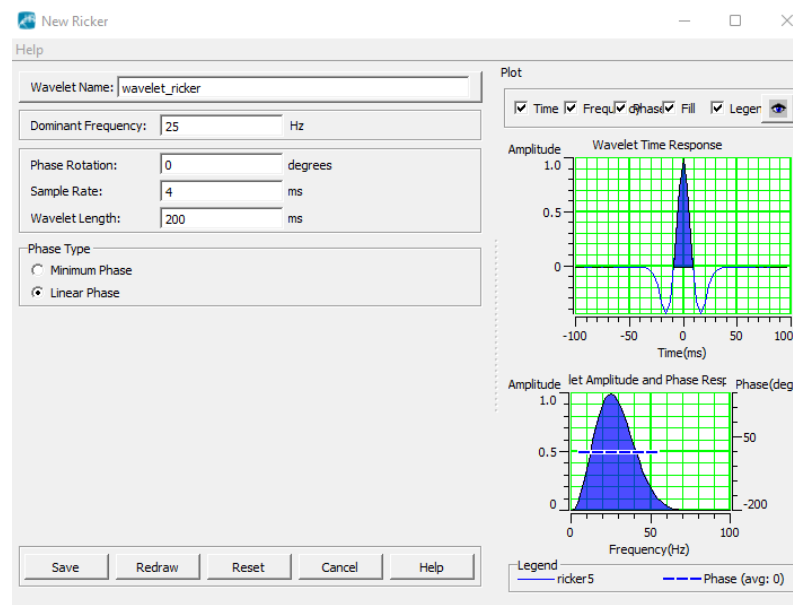
Wavelet Length = 200 ms.

Sample Rate = 4 ms.

Phase = 0.



Gambar 36. Wavelet hasil ekstraksi statistical.



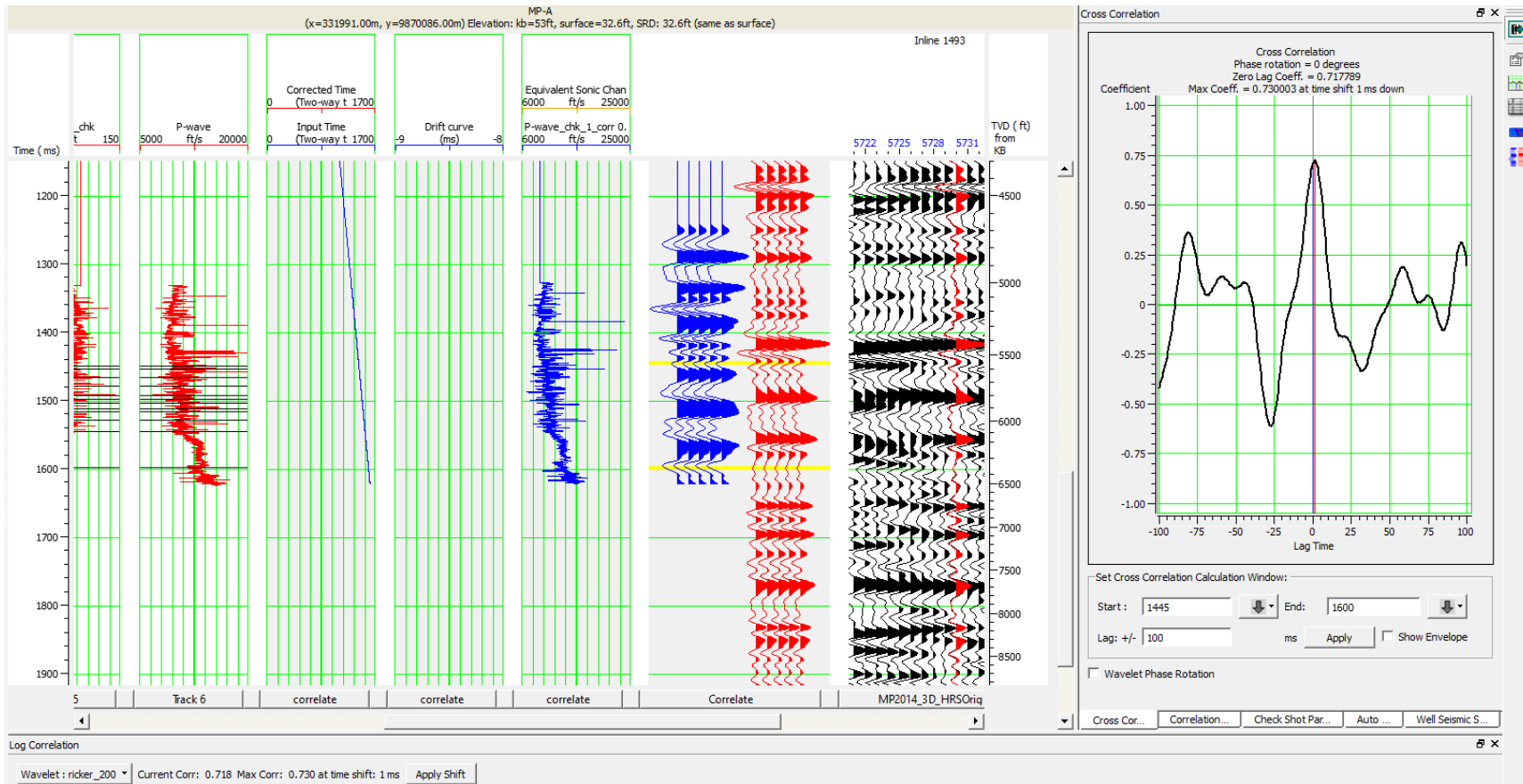
Gambar 37. Wavelet hasil ekstraksi ricker.

- *Well To Seismic Tie*

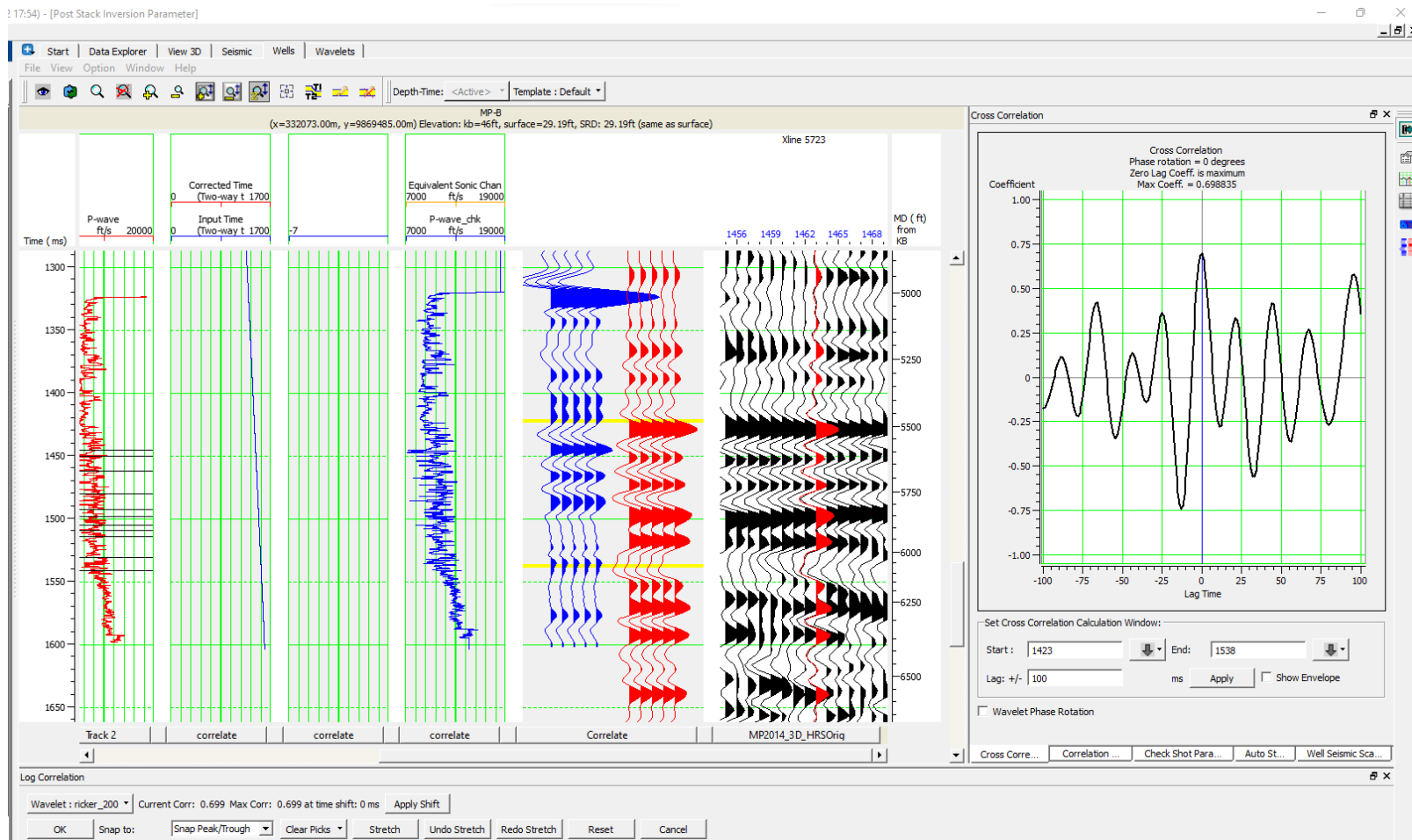
Untuk mendapatkan nilai dan korelasi yang baik pada saat melakukan data sumur, maka dimanfaatkan metode *auto shifting* dan *stretching*. Hal yang perlu diperhatikan dalam melakukan proses ini tidak hanya terbatas dengan melihat nilai korelasi yang terbentuk namun juga pergeseran dan kesesuaian antara pola atau *wiggle* dari model sintetik dan ditunjukkan oleh kurva warna biru serta kurva berwarna merah yang menyatakan data seismik. Selain itu pada saat melakukan *stretching* diharapkan tidak berlebihan karena akan dapat merubah data log.

Proses *well to seismic tie* dilakukan pada seluruh data marker yang terdapat pada seluruh sumur, dengan menggunakan hasil ekstraksi wavelet yang sama yakni ricker (**Gambar 37**), pada proses *well tie* sumur MP-A menghasilkan korelasi sebesar 0.718, sedangkan pada sumur MP-B menghasilkan korelasi sebesar 0.699, dan pada sumur MP-C menghasilkan korelasi sebesar 0.714 (**Tabel. 9**).

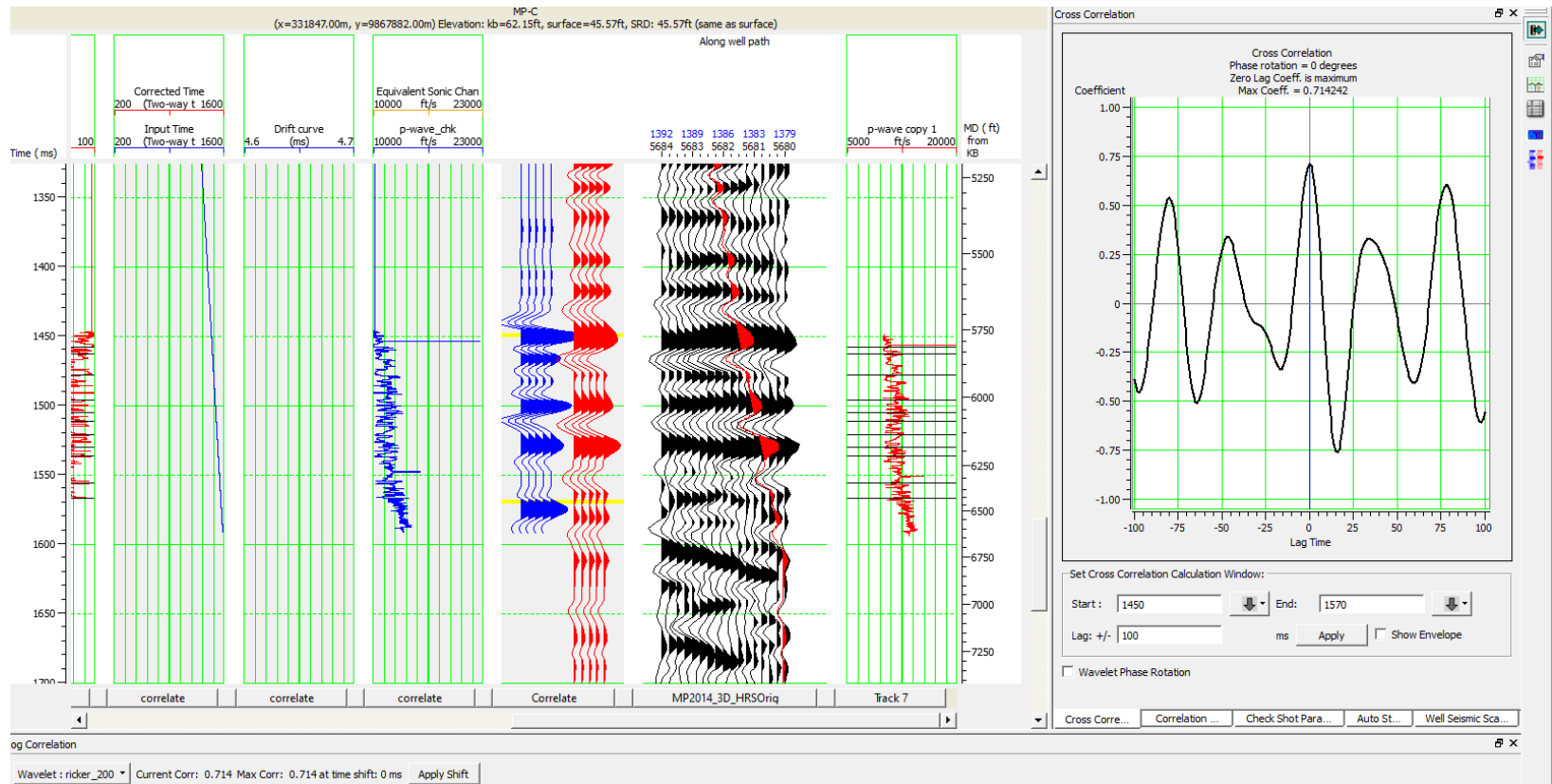
Berdasarkan hasil korelasi yang telah dilakukan pada ketiga sumur maka disimpulkan bahwa data sumur dan data seismik pada penelitian ini telah terikat dan terkorelasi dengan baik. namun untuk hasil korelasi memang tidak sangat tinggi hingga mencapai 0.9, hal ini dikarenakan proses *well tie* tidak hanya dilakukan pada zona target melainkan pada seluruh data sumur yang dibatasi oleh marker, sehingga karena *well tie* berlangsung pada zona yang tidak homogen maka menyebabkan sulitnya mencapai nilai korelasi yang sangat tinggi.



Gambar 38. Proses well to seismic tie pada sumur MP-A.



Gambar 39. Proses well to seismic tie pada sumur MP-B.



Gambar 40. Proses well to seismic tie pada sumur MP-C.

4.4.2. Pengolahan Data Seismik

- Analisis *Tuning Thickness*

Analisis *Thinning Thickness* dilakukan untuk mengetahui ketebalan minimum yang dapat didefinisikan dengan baik oleh data seismik, hal tersebut kemudian akan berkaitan dengan identifikasi ketebalan reservoir pada zona target. dengan bertambahnya kedalaman, maka kecepatan gelombang akan bertambah tinggi dan frekuensi akan semakin kecil, sehingga ketebalan tuning akan semakin besar yang menyebabkan lapisan dengan ketebalan yang kecil tidak dapat dicitrakan dengan cukup baik oleh data seismik. Apabila ketebalan lapisan reservoir yang diamati lebih kecil dibandingkan dengan nilai *Tuning thickness* yang dihasilkan maka lapisan tersebut tidak akan terbaca.

Tuning thickness dapat dinyatakan baik apabila memiliki nilai yang lebih kecil dibandingkan dengan ketebalan reservoir, jika seperti itu maka dapat diartikan bahwa gelombang seismik mampu menggambarkan tebal reservoir dengan baik.

Tabel 10. Analisis *tuning thickness*.

Sumur	Kecepatan		Frekuensi (Hz)	Wavelength (ft)	Wavelength (m)	Thuning	
	Rata - Rata (ft/s)	Rata - Rata (m/s)				Thickness (ft)	Thickness (m)
MP-A	11241	3372.3		449.64	134.89	112.41	33.72
MP-B	10969	3290.7	25	438.76	131.63	109.69	32.91
MP-C	12052	3615.6		482.08	144.62	120.52	36.16

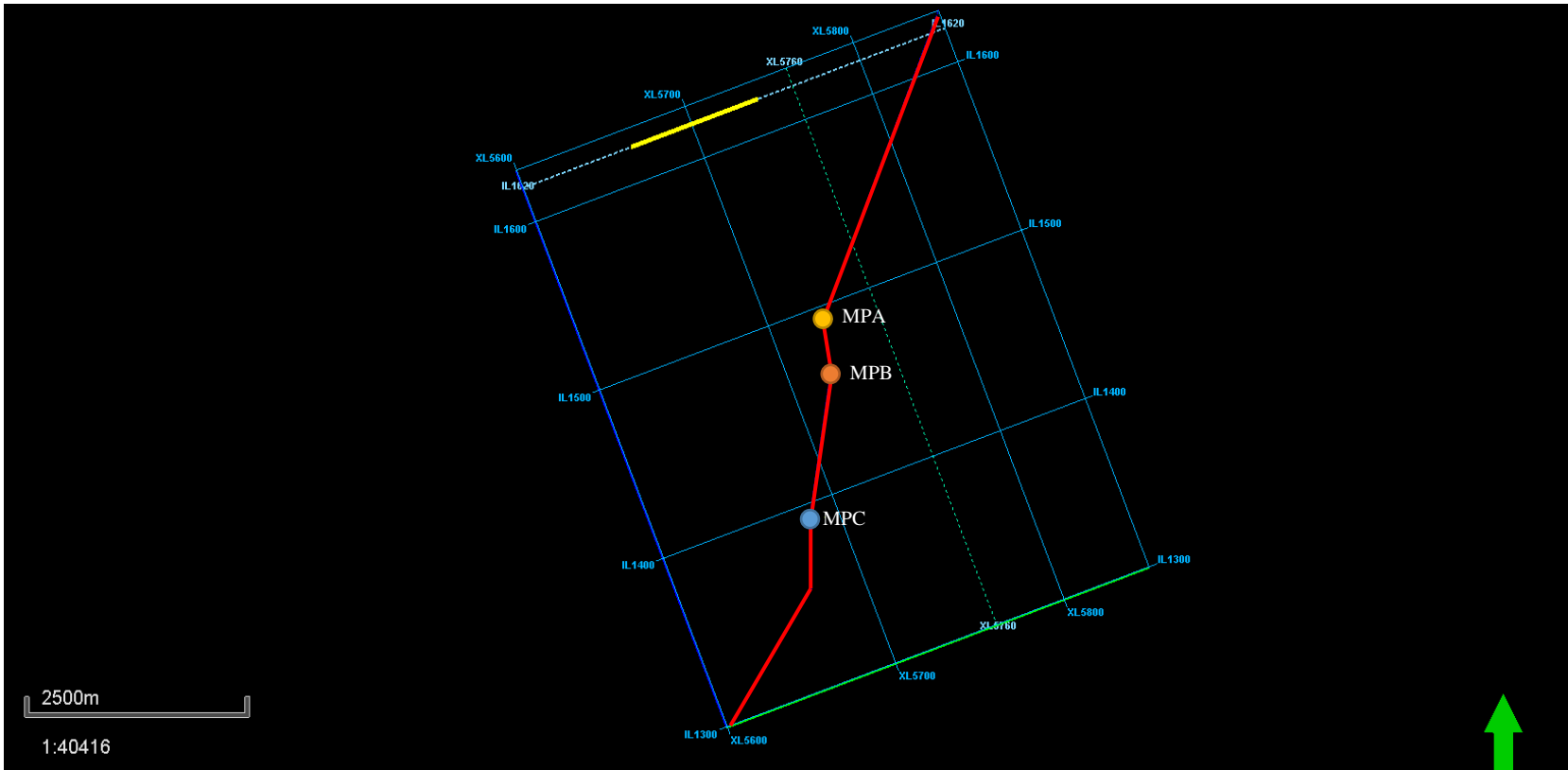
- *Picking Horizon* dan *Picking Fault*

Picking horizon merupakan suatu proses penelusuran horizon yang digunakan sebagai kontrol secara lateral dari data seismik. *Picking horizon* dilakukan dengan cara menghubungkan lintasan seismik yang memiliki data sumur agar menjadi acuan dalam memilih reflektor yang sama dan dapat diketahui korelasi antara data seismik dengan data log. Posisi awal dilakukan *picking horizon* berada pada area yang dilalui oleh data sumur, hal ini disebabkan oleh adanya data marker yang digunakan sebagai patokan dalam melakukan *picking horizon*, untuk membantu dan memudahkan dalam proses *picking horizon* ini maka terlebih dahulu dilakukan pembuatan *arbitrary line* (**Gambar 41**). *Picking horizon* (**Gambar 42**) dilakukan dengan ketentuan *increment* 10 untuk *inline* maupun *xline*. Penulis melakukan *picking horizon* dengan pertimbangan yang didapat dari hasil studi geologi regional sebagai data kontrol.

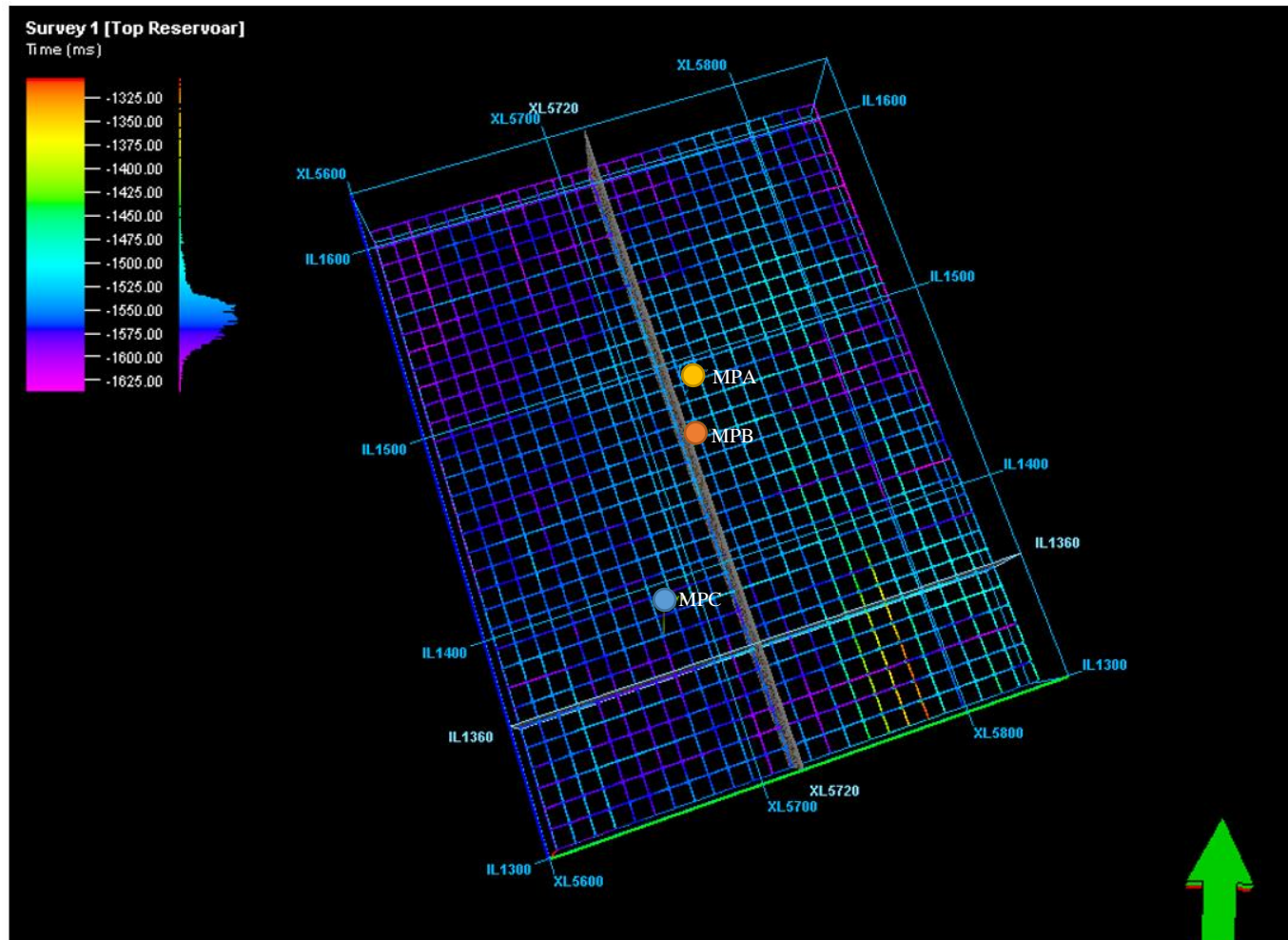
Picking fault dilakukan untuk menganalisis bentuk struktur pada daerah penelitian, sebagaimana diketahui bahwa kehadiran struktur dapat menjadi jalur migrasi bagi hidrokarbon serta menjadi perangkap untuk membentuk reservoir minyak dan gas bumi. *Picking fault* dapat dilakukan dengan melihat dari adanya ketidakmenerusan gelombang, adanya pergeseran bidang perlapisan diantara kedua sumur yang berdekatan dan dengan memperhatikan sudut serta naik turunnya tiap perlapisan batuan.

- Pembuatan Peta Struktur Waktu
- Peta Struktur Kedalaman
- Peta Ketebalan (*Isopach Map*)

Pembuatan peta struktur waktu dilakukan setelah selesai *picking horizon* pada seluruh *inline* dan *xline* dari data seismik. Peta ini menyatakan kondisi *surface* dari bagian *top* dan *bottom* reservoir serta dinyatakan dalam domain waktu, semakin kecil *increment* yang digunakan dalam melakukan *picking* maka gambaran yang dihasilkan pada peta akan semakin *detail*.



Gambar 41. Pembuatan *arbitrary line*.



Gambar 42. Hasil picking horizon top reservoir.

4.4.3. Seismik Inversi

- Analisis Sensitivitas

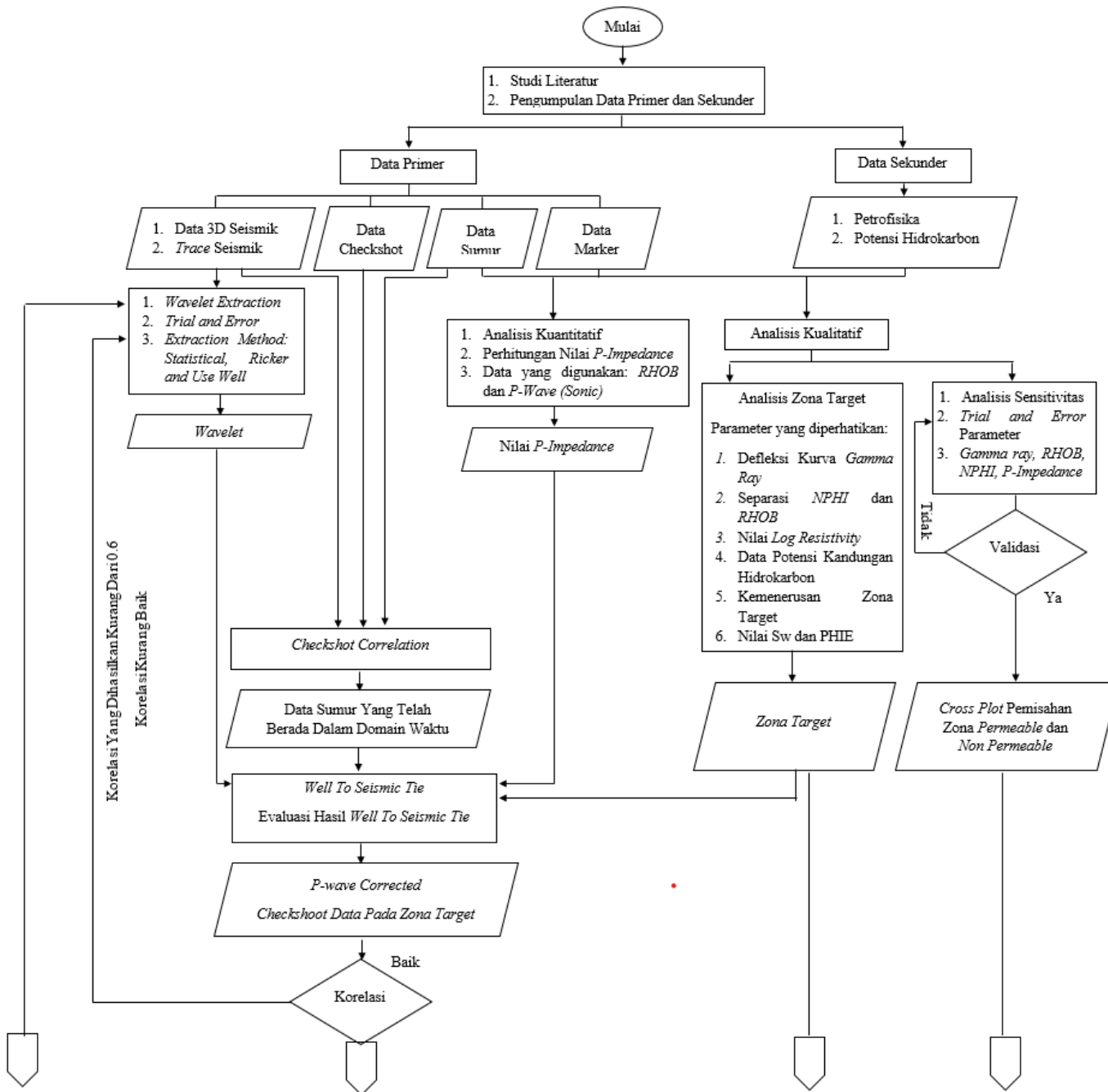
Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui kemampuan dan parameter yang dapat digunakan dalam membedakan antara zona *permeabel* dan *non permeabel*. Proses ini dilakukan dengan cara membuat *crossplot* antara log *p-impedance*, gamma ray, *porosity* dan *density*. Berdasarkan analisis ini juga akan diketahui range nilai impedansi akustik pada zona reservoir yang dapat digunakan sebagai acuan dalam menginterpretasi hasil inversi seismik.

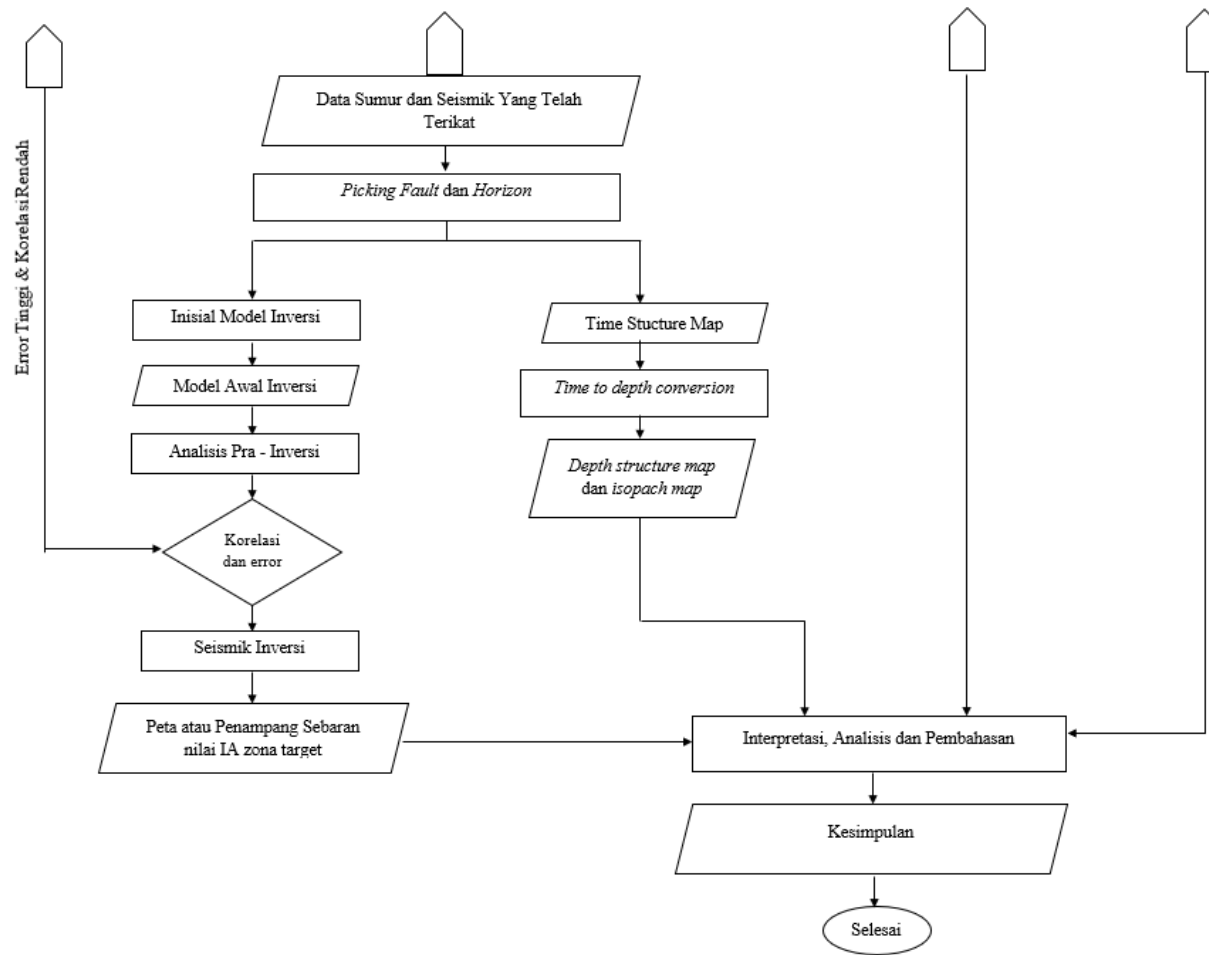
- Pembuatan Model Inisial dan Analisis Error

Model inisial dibuat berdasarkan data seismik dan data sumur, pembuatan model ini bertujuan untuk mengetahui kesesuaian antara data dan model yang dihasilkan dengan kondisi sebenarnya di bawah permukaan. Sebelum dilakukan pembuatan model inisial terlebih dahulu dilakukan *picking* terhadap pada *top horizon* yang menjadi zona target untuk membatasi pembuatan model inisial dan juga hasil inversi Analisis *error* dilakukan terhadap insial model dengan tujuan untuk mengetahui apakah model yang dibuat memiliki kecocokan dengan kondisi geologi atau bawah permukaan sebenarnya. Model dapat dikatakan baik apabila nilai error yang dihasilkan mendekati 1 (satu). Apabila nilai korelasi yang dihasilkan rendah maka kemungkinan dapat terjadi karena kurang maksimalnya hasil *picking horizon* maupun atau *wavelet* yang digunakan.

- Analisis Hasil Inversi

Setelah model inisial dinyatakan memiliki kesesuaian dengan kondisi sebenarnya yang ditandai dengan nilai error mendekati 1 maka selanjutnya dilakukan proses inversi. Pada penelitian ini proses inversi dilakukan dengan metode *model based*, hasil dari proses ini berupa penampang impedansi akustik yang selanjutnya dilakukan analisis.





Gambar 43. Diagram alir penelitian.

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka dapat disimpulkan bahwa

1. Zona reservoir dalam penelitian ini berada pada daerah top marker S-1 yang terdapat di kedalaman 6.037 hingga 6.150 ft pada sumur MPA, kemudian pada sumur MP-B terletak pada kedalaman 6040 s.d 6170 ft dan 6405 s.d 6525 ft pada sumur MP-C. pemilihan zona tersebut didasarkan atas ketebalan reservoir dan juga pendugaan prospek yang terdapat di dalamnya.
2. Berdasarkan hasil proses inversi dengan menggunakan metode impedansi akustik diketahui bahwa zona reservoir memiliki range nilai impedansi berkisar antara 19.000 hingga 40.000 (ft/s)*(gr/cc). Berdasarkan proses extract value pada top dan base reservoir kemudian diketahui bahwa pada area sumur MPA berada pada zona dengan nilai impedansi 25.000 (ft/s)*(gr/cc) di bagian *top* dan 30.000 (ft/s)*(gr/cc) pada basenya. untuk sumur MPB berada pada nilai impedansi 15.000 (ft/s)*(gr/cc) untuk bagian *top* dan 25.000 (ft/s)*(gr/cc) di bagian *base*. Sedangkan untuk sumur MPC memiliki nilai impedansi 35.000 (ft/s)*(gr/cc) untuk bagian *top* dan 40.000 (ft/s)*(gr/cc) di bagian *base* reservoir.
3. Reservoir yang berada pada area target penelitian memiliki karakteristik cukup baik. hal ini ditandai dengan nilai porositas yang berkisar antara 12 sampai dengan 26 % pada top dan 18 sampai dengan 28 % di area base reservoir. Dengan nilai saturasi air 25 sampai dengan 70 % di sekitar area sumur MPA, kemudian 10 sampai 60 % pada sekitar area sumur MPB dan 50 hingga 90 % di sumur MPC, Dari karakteristik yang didapatkan kemudian diketahui bahwa sumur MPC tidak memiliki potensi HC yang baik dan dinyatakan tidak produktif.

4. Berdasarkan analisis dan penerapan metode yang diterapkan pada penelitian ini kemudian didapatkan dua buah zona titik usulan yang ditandai dengan kotak berwarna merah dan memiliki parameter petrofisika berupa porositas berkisar 22 s.d 24 % dan saturasi air kurang dari 20%.

6.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan maka untuk memperbaiki hasil dan interpretasi kedepannya maka perlu diperhatikan pemilihan zona prospek dengan lebih baik lagi dengan mempertimbangkan dan mengkombinasikan beberapa parameter, kemudian untuk zona yang akan dilakukan *well tie* sebaiknya berada pada zona prospek yang dipilih sehingga dapat menghasilkan nilai korelasi lebih baik karena memiliki lapisan yang lebih homogen, dan proses pembuatan horizon perlu lebih diperhatikan karena jika banyak horizon yang mengalami banyak *jump* atau berpindah posisi di tempat yang tidak seharusnya maka akan mempengaruhi hasil dari inversi yang dilakukan. kombinasi parameter yang dijelaskan diatas perlu diperhatikan untuk melakukan inversi seismik impedansi akustik karena jika terdapat kesalahan atau kurang baiknya parameter yang digunakan maka hasil inversi akan menjadi kurang baik. Selain itu untuk memperkuat hasil interpretasi maka dapat menambahkan data sumur yang digunakan khususnya pada area penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- Akyas. 2007. Pemodelan Gelombang Seismik Untuk Memvalidasi Interpretasi Data Seismik Refraksi. *Skripsi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung
- Alifudin. R.F. 2016. Karakterisasi Reservoir Karbonat Dengan Aplikasi Seismik Atribut Dan Inversi Seismik Impedansi Akustik Pada Lapangan RF. Job Pertamina Petrochina East Java. *Skripsi*. Surabaya. Jurusan Teknik Geofisika. Institut Teknologi Sepuluh November.
- Asquith. G. dan Krygowski. D. 2004. *Basic Well log Analysis Second Edition*. AAPG Methods in Exploration series no.16. USA. American Association of Petroleum Geologist.
- Barber. A.J. Crow. M.J. dan Milsom. J.S. 2005. *Sumatera: Geology Resources And Tectonic Evolution*. London. Geological Society.
- Barnes. A.E. 1999. Seismic Attributes Past, Present, And Future. *69th Annual Internat. Mtg. Soc. Expl. Geophys. Expanded Abstracts*. 892-895
- Bishop. dan Michele. G. 2001. *South Sumatera Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. U.S. Geological Survey.
- Blake. 1989. The Geological Regional and Tectonic of South Sumatera Basins. *Proceeding Indonesia Petroleum Association 11th Annual Convention*.

- Boggs. S. 2009. *Petrology Of Sedimentary Rocks*. New York. Cambridge University Press.
- Brown. A.R. 2000. *Interpretation Of Three-Dimensional Seismic Data: Fifth Edition*. AAPG Memoir 42 SEG Investigations In Geophysics, No. 9, Oklahoma.
- Chalik. M. Pujasmadi. B. Fauzi. M. dan Bazed. M., 2004. Sumpal Field South Sumatera - Case History Of The Delineation And Production Of A Fractured Basement Reservoir: Indonesian Petroleum Association. *Proceedings, Deepwater And Frontier Exploration In Asia & Australasia Symposium*.
- Darman. H. dan Sidi. F.H. 2000. *An Outline Of The Geology Of Indonesia*. Ikatan Ahli Geologi Indonesia.
- De Coster. G. L. 1974. The Geology Of The Central And South Sumatera Basin. *Proceeding Indonesia Petroleum Association. 4th Annual Convention*.
- Delisatra. G. 2012. *Short Course: Seismic Interpretation & Reservoir Characterization*. Yogyakarta. Universitas Gajah Mada.
- Ginger. D. dan Fielding. K. 2005. Petroleum Systems And Future Potential Of South Sumatera Basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Association. 3rd Annual Convention & Exhibition*.
- Ginting. H.B. 2018. Karakterisasi Reservoir Menggunakan Metode Inversi Akustik Impedansi Dan Atribut Seismik Di Lapangan RST New Zealand. *Skripsi*. Makassar: Prodi Studi Geofisika Universitas Hasanudin.
- Hall. R. 1995. Plate Tectonic Reconstructions Of The Indonesian Region. *Proceedings Indonesian Petroleum Association. 24th Annual Convention*.

- Haq, M. 2009. *Analisa Atribut Amplitudo Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Cekungan Sumatera Selatan*. Jakarta. Universitas Indonesia.
- Harsono, A. 1997. *Pengantar Evaluasi Formasi Dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.
- Heidrick, T.L. dan Aulia, K. A. 1993. Structural And Tectonic Model Of The Coastal Plains Block, Central Sumatera Basin Indonesia. *Proceeding IPA 22nd Annual Convention*.
- Koesoemadinata, R.P. 1980. *Geologi Minyak Dan Gas Bumi Jilid I*. ITB. Bandung.
- Minarti. 2010. Studi Pencitraan Bawah Permukaan Bumi Menggunakan Metode Pre-Stack Depth Migration (PSDM). *Skripsi*. Makasar: Prodi Studi Geofisika Universitas Hasanudin.
- Munadi, S. 2002. *Pengolahan Data Seismic Prinsip Dasar Dan Metodologi*. Jakarta. Program Studi Geofisika. Jurusan Fisika. FMIPA. Universitas Indonesia.
- Muttaqin, U.M. 2019. Karakterisasi Reservoir Menggunakan Inversi Impedansi Akustik Dan Analisis Porositas Sub Cekungan Palembang Selatan (Studi Kasus: Formasi Talang Akar). *Skripsi*. Bandung: Prodi Studi Fisika. Universitas Pendidikan Indonesia.
- Pulunggono, A. dan Cameron, N.R. 1984, Sumatera Microplates Their Characteristic And Their Roll In The Evolution Of The Central And South Sumatera Basins: *13th Annual IPA Proceedings*.
- Pulunggono, A. S. Haryo, A. Kosuma, C. G. 1992. Pre-Tertiary And Tertiary Fault Systems As A Framework Of The South Sumatera Basin; A Study Of SAR-

MAPS. *Proceedings Indoensian Petroleum Association. Twenty First Annual Convention.*

Rider. M. 1996. *The Geological Interpretation Of Well Logs Second Edition.* Scotland: Interprint Ltd.

Shearer. M. 2007. *Introduction To Seismology. Second Edition.* New York. USA: Cambridge University Press.

Sheriff. R.E. dan Geldart. L.P. 1995. *Exploration Seismology.* Cambridge University Press, Second Edition.

Sukmono. S. 2002. *Seismic Inversion & AVO Analysis For Reservoir Characterization.* Laboratorium Geofisika Reservoir. Program Studi Teknik Geofisika. Institut Teknologi Bandung.

Sukmono. S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi.* Lab. Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung. Bandung.

Sukmono. S. 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir.* Jurusan Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung. Bandung.

Suta. I.N. Xiaoguang. L. 2005. *Complex Stratigraphic And Structural Evolution Of Jabung Basin And Its Hydrocarbon Accumulation. Case Study From Lower Talang Akar Reservoir South Sumatera Basin Indonesia.* Jakarta: *Proceedings Indonesian Petroleum Association Annual Convention.*

Telford. W. Geldart. L. dan Sheriff, R. 1990. *Applied Geophysics. Second Edition.* New York: Cambridge University Press.

Ubaidillah. N. 2009. Analisis Proses Pre-Stack Time Migration Dan Post-Stack Time Migration Di Lapangan X Di Daerah Sumatera Selatan. *Skripsi*. Depok: Program Studi Fisika Fakultas Matematika Dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.