

**ANALISIS KORELASI PERSEBARAN AI, DENSITAS,
POROSITAS TERHADAP POTENSI RESERVOAR
MENGUNAKAN SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC*
IMPEDANCE DAN MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN “BIL”
CEKUNGAN KUTAI KALIMANTAN TIMUR**

(Skripsi)

Oleh

**Bilal Anargya Putra
1915051036**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

**ANALISIS KORELASI PERSEBARAN AI, DENSITAS,
POROSITAS TERHADAP POTENSI RESERVOAR
MENGUNAKAN SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC*
IMPEDANCE DAN MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN “BIL”
CEKUNGAN KUTAI KALIMANTAN TIMUR**

Oleh

BILAL ANARGYA PUTRA

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2023

ABSTRAK

ANALISIS KORELASI PERSEBARAN AI, DENSITAS, POROSITAS TERHADAP POTENSI RESERVOAR MENGGUNAKAN SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* DAN MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN “BIL” CEKUNGAN KUTAI KALIMANTAN TIMUR

Oleh

Bilal Anargya Putra

Minyak dan gas bumi merupakan salah satu sumber energi yang paling dibutuhkan, terbentuk dan terakumulasi melalui suatu proses yang disebut sebagai *petroleum system*. Reservoir merupakan komponen penting dalam *petroleum system* yang menjadi medium terbaik untuk mengakumulasi minyak dan gas bumi. Cekungan Kutai diakui sebagai cekungan yang paling luas dan dalam dibagian barat Indonesia dengan keistimewaan kandungan cadangan minyak dan gas melimpah. Seismik inversi impedansi akustik dan multiatribut merupakan metode yang digunakan untuk menggambarkan lapisan bawah permukaan berdasarkan penampang vertikal dan horizontal. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis korelasi persebaran nilai impedansi akustik, densitas, dan porositas terhadap potensi reservoir pada lapangan “BIL”, cekungan Kutai, Kalimantan Timur. Penelitian ini menggunakan 4 data sumur (BA-1, BA-2, BA-3, dan BA-4) dan data seismik 3D PSTM (*Post Stack Time Migration*). Hasil analisis seismik inversi dan multiatribut didapatkan nilai AI, densitas, dan porositas pada zona target umur formasi 13.5 Ma dengan nilai impedansi akustik *low impedance* 5000 – 7000 ((m/s)*(g/cc)), densitas 1.9 – 2.2 g/cc, dan porositas 0.1– 0.13 v/v. Pada zona target umur formasi 9.5 Ma dengan nilai impedansi akustik *low impedance* 6200 – 7800 ((m/s)*(g/cc)), densitas 1.9 – 2.4 g/cc, dan porositas 0.09 – 0.11 v/v. Pada zona target umur formasi 7.6 Ma dengan nilai impedansi akustik *low impedance* 3800 – 4700 ((m/s)*(g/cc)), densitas 1.8 – 2 g/cc, dan porositas 0.11– 0.15 v/v. Berdasarkan korelasi nilai AI, densitas dan porositas pada setiap zona target umur formasi menunjukkan korelasi nilai AI rendah, densitas rendah, dan porositas cukup baik untuk menjadi zona potensial reservoir.

Kata kunci : Cekungan Kutai, Inversi Impedansi Akustik, Multiatribut, Densitas, Porositas

ABSTRACT

ANALYSIS OF THE CORRELATION BETWEEN AI, DENSITY, AND POROSITY DISTRIBUTION FOR RESERVOIR POTENTIAL USING SEISMIC INVERSION OF ACOUSTIC IMPEDANCE, AND MULTI-ATTRIBUTES IN THE 'BIL' FIELD, KUTAI BASIN, EAST KALIMANTAN.

By

Bilal Anargya Putra

Oil and gas are one of the most needed energy sources, formed and accumulated through a process called the petroleum system. Reservoirs are an important component in the petroleum system that serve as the best medium for accumulating oil and gas. The Kutai Basin is recognized as the largest and deepest basin in western Indonesia, with the special feature of abundant reserves of oil and gas. Seismic inversion of acoustic impedance and multi-attribute methods are used to describe subsurface layers based on vertical and horizontal cross-sections. This study aims to analyze the correlation of the distribution of acoustic impedance, density, and porosity values for reservoir potential in the 'BIL' field, Kutai Basin, East Kalimantan. This study uses data from four wells (BA-1, BA-2, BA-3, and BA-4) and 3D PSTM (Post Stack Time Migration) seismic data. The results of seismic inversion and multi-attribute analysis show AI, density, and porosity values in the target zones with an age of 13.5 million years, with low acoustic impedance values of 5000 - 7000 ((m/s)(g/cc)), density of 1.9 - 2.2 g/cc, and porosity of 0.1 - 0.13 v/v. In the target zones with an age of 9.5 million years, the low impedance acoustic impedance falls within the range of 6200 - 7800 ((m/s)(g/cc)), density between 1.9 - 2.4 g/cc, and porosity from 0.09 - 0.11 v/v. In the target zones with an age of 7.6 million years, the low impedance acoustic impedance ranges from 3800 - 4700 ((m/s)(g/cc)), density from 1.8 - 2 g/cc, and porosity from 0.11 - 0.15 v/v. Based on the correlation of AI, density, and porosity values in each target zone, it is evident that low AI values, low density, and reasonably good porosity are indicative of potential reservoir zones.*

Keywords: Kutai Basin, Acoustic Impedance Inversion, Multi-attribute, Density, Porosity

Judul Skripsi

**: ANALISIS KORELASI PERSEBARAN AI, DENSITAS,
POROSITAS TERHADAP POTENSI RESERVOAR
MENGUNAKAN SEISMIC INVERSI *ACOUSTIC
IMPEDANCE* DAN MULTITRIBUT PADA
LAPANGAN "BIL" CEKUNGAN KUTAI
KALIMANTAN TIMUR**

Nama Mahasiswa

: Bilal Anargya Putra

Nomor Pokok Mahasiswa

: 1915051036

Program Studi

: Teknik Geofisika

Fakultas

: Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing 1



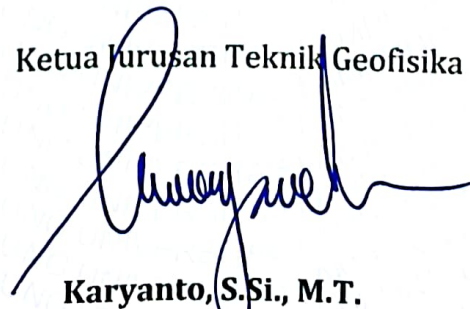
Ir. Bagus Supto Mulyatno, S.Si., M.T.
NIP 19700120 200003 1 001

Pembimbing 2



Ilham Dani, S.T., M.T.
NIP 19850917 201903 1 004

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



Karyanto, S.Si., M.T.
NIP 19691230 199802 1 001

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua : Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.



Sekretaris : Ilham Dani, S.T., M.T.



Anggota : Prof. Dr. Ir. Muh Sarkowi, S.Si, M.Si, IPU.



2. Dekan Fakultas Teknik



Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc. ✓
NIP 19750928 200112 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 13 Oktober 2023

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis dalam skripsi ini dengan judul "Analisis Korelasi Persebaran AI, Densitas, Porositas Terhadap Potensi Reservoir Menggunakan Seismik Inversi Acoustic Impedance Dan Multiatribut Pada Lapangan "BIL" Cekungan Kutai Kalimantan Timur" adalah murni dibuat oleh saya sendiri berdasarkan pemikiran saya, bukan merupakan karya yang pernah dilakukan orang lain kecuali kutipan tertentu yang tertulis dalam skripsi ini sebagaimana telah disebutkan menurut sumbernya dalam daftar pustaka secara jelas sesuai kaidah dan etika penulisan ilmiah.

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

Bandar Lampung, 19 Oktober 2023



Bilal Anargya Putra
NPM. 1915051036

RIWAYAT HIDUP



Penulis lahir di Tangerang pada 25 Agustus 2001, sebagai anak kedua dari dua bersaudara dan merupakan putra dari Bapak Machfullah dan Ibu Tumini. Penulis menempuh pendidikan Sekolah Dasar di SDIT Al-Fatih 1 hingga tahun 2013, kemudian penulis melanjutkan pendidikan Sekolah Menengah Pertama (SMP) di SMPIT Al-Fatih 1 hingga tahun 2016, dilanjutkan dengan pendidikan Sekolah Menengah Atas (SMA) di SMA Negeri 1 Kabupaten Tangerang hingga tahun 2019. Penulis melanjutkan pendidikan ke jenjang perguruan tinggi negeri di Universitas Lampung di Jurusan Teknik Geofisika melalui jalur SBMPTN pada tahun 2019.

Selama masa kuliah, penulis aktif mengikuti kegiatan organisasi kemahasiswaan. Pada tahun 2021-2022 menjadi anggota bidang Sains dan Teknologi dan pada tahun 2022 menjadi ketua pada bidang yang sama pada Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (Hima TG Bhuwana), selanjutnya pada tahun 2021-2022 menjadi staff divisi akademik pada Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI). Penulis juga aktif dalam mengikuti perlombaan dan mendapatkan penghargaan pemenang lomba seperti juara 3 lomba poster pada acara *Geophysical Whiz Event 2022*, juara 2 lomba poster pada acara *Energy Seminar and Competition 2022 (ESCO)* dan juara 3 lomba interpretasi seismik pada HAGI SC WEEK 2023. Penulis juga aktif mengikuti kegiatan di luar kampus seperti mengikuti program MBKM dari Kemendikbudristek. Selain itu, pada tahun 2022 penulis melakukan Kerja Praktik di Pertamina PHE ONWJ yang berlokasi di Jakarta dan melanjutkan Tugas Akhir pada tahun 2023 di Saka Energi Indonesia yang berlokasi di Jakarta, kemudian penulis berhasil menyelesaikan penelitian untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada 13 Oktober 2023.

PERSEMBAHAN

Dengan mengucapkan rasa syukur kepada Allah SWT atas segala karunia yang telah diberikan sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik. Shalawat serta salam semoga selalu tercurahkan kepada Nabi Muhammad SAW.

Skripsi ini penulis persembahkan kepada orang-orang yang telah berjasa dalam hidup penulis,

Ayah dan Ibu tercinta,
MACHFULLAH dan TUMINI

Ucapan dan rasa terimakasih yang tiada henti tidak akan pernah bisa membalas segala doa dan cinta kasih tak terhingga yang diberikan kepada penulis. Berkat dukungan dan ridhonya penulis dapat menyelesaikan skripsi ini hingga akhir. Terimakasih sudah selalu menjadi alasan penulis untuk berjuang tiada henti dengan harapan dapat memberikan kebahagiaan dan kebanggaan. Penulis berharap pada skripsi ini dapat menjadi langkah awal untuk bisa kembali membanggakan ayah dan ibu di hari yang akan datang.

Kakak-ku satu-satunya yang tersayang,
MENTARI CIPTA SEPTIKA

Terimakasih sudah menjadi kakak terbaik, yang selalu memberikan arah ketika penulis tersesat, menjadi pendengar terbaik, serta memberikan dukungan tiada henti kepada penulis. Rasa bersyukur dan bangga penulis memiliki kakak yang hebat. Semoga kita berdua dapat selalu membahagiakan orang tua di dunia dan khususnya di akhirat kelak.

Keluarga tidak sedarah namun satu arah,
TEKNIK GEOFISIKA 2019 MAKKOUTANDING

Terimakasih sudah menjadi salah satu keluarga terbaik yang penulis miliki. Serta ucapan terimakasih telah mengizinkan penulis menjadi bagian penting dalam keluarga ini. Permintaan maaf penulis ucapkan apabila penulis bukanlah kepala keluarga terbaik. Namun, rasa sayang yang tulus serta keinginan membahagiakan kalian selalu ada pada setiap langkah penulis pada keluarga ini.

MOTTO HIDUP

“Jadilah mata air yang jernih yang memberikan kehidupan kepada sekitarmu”
-B.J. Habibie

“

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah *Subhanahu Wa Ta'ala* yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya sehingga penyusunan skripsi dengan judul **ANALISIS KORELASI PERSEBARAN AI, DENSITAS, POROSITAS TERHADAP POTENSI RESERVOAR MENGGUNAKAN SEISMIC INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* DAN MULTIATRIBUT PADA LAPANGAN “BIL” CEKUNGAN KUTAI KALIMANTAN TIMUR** dapat terselesaikan dengan baik. Penulis mengucapkan terima kasih banyak kepada berbagai pihak yang sudah terlibat dan membantu penulis dalam penggarapan skripsi ini hingga akhirnya rampung. Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam skripsi ini sehingga penulis mengharapkan adanya kritik dan saran yang membangun sebagai evaluasi kedepannya demi kesempurnaan skripsi ini. Semoga apa yang tertulis dalam skripsi ini dapat memberikan manfaat terlebih menambah wawasan dan pengetahuan bagi penulis dan juga khalayak umum.

Bandar Lampung, 19 Oktober 2023

Penulis



Bilal Anargya Putra
NPM. 1915051036

SANWACANA

Puji Syukur penulis haturkan atas kehadiran Allah *Subhanahu Wa Ta'ala*, yang telah melimpahkan ridho, rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sarjana Jurusan Teknik Geofisika. Tidak lupa shalawat serta salam semoga selalu tercurah kepada junjungan kita Nabi Muhammad *Shallallahu 'alaihi wassallam*.

Dalam penyusunan skripsi ini, tentunya melibatkan bantuan dan kerjasama dari berbagai pihak. Pada kesempatan ini penulis mengucapkan banyak terimakasih kepada :

1. Allah SWT, Tuhan Yang Maha Esa. Berkat segala rahmat, karunia dan kehendak-Nya, penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan penuh keyakinan dan percaya diri.
2. Kedua orang tua, Bapak dan Ibu tercinta, Ibu Tumini dan Bapak Machfullah yang selalu memberikan dukungan dan doa tiada henti kepada penulis.
3. Kakak satu-satunya dan tersayang, Mentari Cipta Septika yang selalu memberikan dukungan serta nasihat kepada penulis.
4. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah memberikan saran dan dukungannya.
5. Bapak Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T. selaku Dosen Pembimbing utama dalam Tugas Akhir penulis yang selalu memberikan arahan serta bimbingan kepada penulis dari awal hingga akhir pengerjaan Tugas Akhir ini.
6. Bapak Achmad Andi Kaswandi, selaku pembimbing Tugas Akhir di Saka Energi Indonesia yang telah selalu dengan sabar memberikan Ilmu serta arahan kepada penulis selama proses pengerjaan Tugas Akhir hingga selesai.

7. Bapak Ilham Dani, S.T., M.T. selaku Dosen Pembimbing II dalam Tugas Akhir penulis yang selalu meluangkan waktunya untuk memberikan arahan serta masukan kepada penulis selama proses pengerjaan Tugas Akhir.
8. Prof. Dr. Ir. Muh Sarkowi, S.Si, M.Si, IPU selaku Dosen Penguji dalam Tugas Akhir penulis yang telah memberikan saran dan kritik dalam proses pengerjaan Tugas Akhir ini.
9. Bapak Rustadi, S.Si., M.T. selaku Dosen Pembimbing Akademik yang telah memberikan dukungan serta masukan kepada penulis.
10. Seluruh dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung atas ilmu pengetahuan dan segala bentuk bantuan yang telah diberikan selama 4 tahun.
11. *Partner* dalam segala hal, Mega, yang sudah turut serta dalam segala proses penulis, membantu, memberikan dukungan, dan kepercayaan kepada penulis untuk bisa menyelesaikan Tugas Akhir hingga selesai.
12. Teman seperjuangan Tugas Akhir, Alike, yang telah dengan sabar membantu penulis dari awal hingga akhir kegiatan Tugas Akhir.
13. Sahabat dan saudara 10 tahun, Reza Putra, yang telah selalu mendukung dan membantu penulis serta selalu ada dalam setiap proses perjalanan penulis.
14. IBU aka Niteworks Co, Imam dan Urfa, yang selalu memberikan semangat dan motivasi serta nasihat kepada penulis.
15. Keluarga Besar Bapak Bagus, Kakak wanda, dan Kakak Halim yang selalu membantu dan kebersamai penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir.
16. Keluarga Teknik Geofisika 2019 yang telah menjadi rumah kedua bagi penulis untuk pulang serta kebersamai penulis disetiap waktunya.
17. Kakak-kakak Senior serta Alumni Teknik Geofisika yang telah menyalurkan ilmunya dan memberikan ruang untuk berdiskusi.
18. Serta seluruh pihak yang terlibat, penulis mengucapkan banyak terima kasih.

Bandar Lampung, 19 Oktober 2023
Penulis



Bilal Anargya Putra
NPM. 1915051036

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	ii
<i>ABSTRACT</i>	iii
PERSETUJUAN	iv
PENGESAHAN	v
PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
PERSEMBAHAN	viii
MOTTO HIDUP	ix
KATA PENGANTAR	x
SANWACANA	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xvi
DAFTAR TABEL	xx
I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	2
1.2 Tujuan Penelitian	3
1.3 Batasan Masalah	3
1.4 Manfaat Penelitian	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Lokasi Daerah Penelitian.....	4
2.2 Fisiografi Cekungan Kutai.....	4

2.3	Stratigrafi Cekungan Kutai.....	6
2.3.1	Fase Transgresi Paleogen	9
2.3.2	Fase Regresi Neogen	10
2.4	Struktur Geologi Regional Cekungan Kutai.....	10
2.5	<i>Petroleum System</i> Cekungan Kutai	12
2.5.1	Batuan Induk	12
2.5.2	Batuan Reservoir.....	13
2.5.3	Perangkap	13
2.5.4	Batuan Penyekat (<i>seal</i>)	13
2.5.5	Migrasi.....	13
III.	TEORI DASAR	16
3.1	Metode Seismik Refleksi.....	16
3.2	Prinsip Dasar Gelombang Seismik	18
3.2.1	Hukum Snelius	18
3.2.2	Prinsip <i>Huygens</i>	20
3.2.3	Azas Fermat	20
3.3	Komponen Gelombang Seismik.....	21
3.3.1	<i>Wavelet</i>	21
3.3.2	Impedansi Akustik (AI)	22
3.3.3	Koefisien Refleksi	24
3.3.4	Polaritas dan Fasa	25
3.4	Seismogram Sintetik.....	26
3.5	<i>Well Logging</i>	27
3.5.1	Log <i>Resistivity</i>	27
3.5.2	Log <i>Gamma Ray</i>	28
3.5.3	Log <i>Neutron Porosity</i>	29
3.5.4	Log <i>Density</i>	31
3.5.5	Log Akustik (Log <i>Sonic</i>)	32
3.6	<i>Checkshot</i>	33
3.7	<i>Well Seismic Tie</i>	34
3.8	<i>Picking Horizon</i>	34
3.9	Metode Seismik Inversi	35

3.10	Metode Seismik Inversi <i>Model Based</i>	38
3.11	Seismik Atribut	39
3.12	Seismik Multiatribut	40
3.13	Interpretasi Data Seismik	41
3.14	<i>Petroleum System</i>	41
3.14.1	<i>Source Rock</i>	42
3.14.2	Migrasi	43
3.14.3	Reservoar	43
3.14.4	<i>Caprock</i>	44
3.14.5	Perangkap (<i>Trap</i>)	44
IV.	METODOLOGI PENELITIAN	46
4.1	Waktu dan Tempat Pelaksanaan	46
4.2	Alat dan Bahan	47
4.2.1	Perangkat Penelitian	47
4.2.2	Data Penelitian	47
4.3	Diagram Alir Penelitian	55
4.4	Prosedur Penelitian	57
V.	HASIL DAN PEMBAHASAN.....	63
5.1	Analisis Data Sumur	63
5.2	<i>Well to Seismic Tie</i>	73
5.3	<i>Picking Horizon dan Faults</i>	78
5.4	<i>Time Structure Map</i>	80
5.5	Analisis Inversi AI (<i>Acoustic Impedance</i>)	82
5.6	Analisis Persebaran Densitas	96
5.7	Analisis Multiatribut Porositas	104
5.8	Analisis Korelasi AI, Densitas, dan Porositas Terhadap Potensi Reservoar.	115
VI.	KESIMPULAN.....	118
	DAFTAR PUSTAKA.....	120
	LAMPIRAN.....	124

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta Lokasi Daerah Penelitian.	4
2. Fisiografi Cekungan Kutai.....	5
3. Stratigrafi Cekungan Kutai.....	7
4. Elemen struktur regional Cekungan Kutai.....	12
5. <i>Cross section of Mahakam petroleum systems</i>	14
6. <i>Lithostratigraphy</i> cekungan kutai.....	15
7. Sketsa partisi refleksi gelombang seismik.	16
8. Ilustrasi akuisisi data seismik refleksi di lautan.....	17
9. Pemantulan dan pembiasan gelombang.	19
10. Prinsip <i>Huygens</i>	20
11. Azas Fermat	21
12. Jenis <i>wavelet</i> berdasarkan energinya.....	22
13. Koefisien Refleksi (R_c) mendefinisikan perbedaan AI.....	24
14. Fasa polaritas menurut standar SEG dan Eropa.....	26
15. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan <i>wavelet</i>	27
16. Respon log resistivitas.....	28
17. Interpretasi <i>log gamma ray</i>	29
18. Grafik <i>log neutron</i>	30
19. Grafik log densitas.....	31
20. Log akustik Sonic.....	33
21. <i>Survey checkshot</i>	34
22. (a) teknik pemodelan kedepan, (b) teknik inversi.....	36
23. Konsep dasar inversi seismik.....	37
24. Ilustrasi inversi AI dari refleksi seismik menjadi model hasil Inversi AI.....	38

25. Pembentukan hidrokarbon dari sisa organik dan tumbuh-tumbuhan dalam batuan induk hingga terkumpul dalam batuan reservoir	42
26. <i>Base map</i> daerah penelitian.....	47
27. Geometri Data Seismik Penelitian.....	48
28. <i>Well section window</i> Sumur BA-1.....	50
29. <i>Well section window</i> Sumur BA-2.....	51
30. <i>Well section window</i> Sumur BA-3.....	52
31. <i>Well section window</i> Sumur BA-4.....	53
32. Tampilan sebaran data sumur pada <i>map view</i>	54
33. Diagram Alir.....	56
34. Koreksi <i>checkshot</i> pada sumur BA-2.....	58
35. Ekstraksi <i>Wavelet Statistical</i> sumur BA-2.....	59
36. <i>Quick look Triple Combo</i> Zona Target Reservoir 13.5 Ma	64
37. <i>Quick look Triple Combo</i> Zona Target Reservoir 9.5 Ma	65
38. <i>Quick look Triple Combo</i> Zona Target Reservoir 7.6 Ma	66
39. Analisis Sensitivitas AI vs PHIE BA-1.....	67
40. <i>Cross Section</i> AI vs PHIE BA-1.....	68
41. Analisis Sensitivitas AI vs PHIE BA-2.....	69
42. <i>Cross Section</i> AI vs PHIE BA-2.....	69
43. Analisis Sensitivitas AI vs PHIE BA-3.....	70
44. <i>Cross Section</i> AI vs PHIE BA-3.....	71
45. Analisis Sensitivitas AI vs PHIE BA-4.....	72
46. <i>Cross Section</i> AI vs PHIE BA-4.....	72
47. <i>Statistical Wavelet</i> BA-1.....	74
48. <i>Statistical Wavelet</i> sumur BA-2.....	74
49. <i>Statistical Wavelet</i> sumur BA-3.....	75
50. <i>Statistical Wavelet</i> sumur BA-4.....	75
51. <i>Well to seismic tie</i> BA-1.....	76
52. <i>Well to seismic tie</i> BA-2.....	76
53. <i>Well to seismic tie</i> BA-3.....	77
54. <i>Well to seismic tie</i> BA-4.....	77
55. <i>Picking Horizon</i> dan <i>fault</i> pada <i>Arbitrary Line</i>	79

56. <i>Picking Horizon dan fault pada 3D Window.</i>	79
57. <i>Time Structure Map Horizon 13.5 Ma.</i>	80
58. <i>Time Structure Map Horizon 9.5 Ma.</i>	81
59. <i>Time Structure Map Horizon 7.6 Ma.</i>	82
60. Model inisial inversi pada <i>arbitrary line.</i>	83
61. Analisis <i>Pre-Inversi</i> AI sumur B-1.	85
62. Analisis <i>Pre-Inversi</i> AI sumur BA-2.....	85
63. Analisis <i>Pre-Inversi</i> AI sumur B-3.	86
64. Analisis <i>Pre-Inversi</i> AI sumur B-4.	86
65. <i>Crossplot P-Impedance (Inverted Log) vs P-</i>	87
66. <i>Profile Plot Pre-Inversi</i> Analisis.	87
67. Penampang Inversi <i>Acoustic Impedance</i> pada <i>arbitrary Line.</i>	89
68. Peta <i>slicing</i> persebaran impedansi akustik pada 13.5 Ma	91
69. Peta Persebaran Impedansi Akustik zona target pada	92
70. Peta <i>slicing</i> persebaran impedansi akustik pada 9.5 Ma.	93
71. Peta Persebaran Impedansi Akustik zona target pada	94
72. Peta <i>slicing</i> persebaran impedansi akustik pada 7.6 Ma.	95
73. Peta Persebaran Impedansi Akustik zona target pada	96
74. Hasil Densitas zona target pada <i>Arbitrary Line.</i>	97
75. Peta <i>slicing</i> persebaran densitas pada 13.5 Ma.	99
76. Peta <i>slicing</i> persebaran densitas pada zona target 13.5 Ma	100
77. Peta <i>slicing</i> persebaran densitas pada 9.5 Ma.	101
78. Peta <i>slicing</i> persebaran densitas pada zona target 9.5 Ma	102
79. Peta <i>slicing</i> persebaran densitas pada 7.6 Ma.	103
80. Peta <i>slicing</i> persebaran densitas pada zona target 7.6 Ma	104
81. Validasi <i>error</i> hasil multiatribut Log PHIE.....	106
82. <i>Operator Length</i> hasil Multiatribut Log PHIE.	106
83. Hasil korelasi multiatribut Log PHIE.	107
84. <i>Crossplot actual porosity vs predicted porosity.</i>	107
85. Hasil multiatribut <i>porosity</i> pada <i>arbitrary line.</i>	108
86. <i>Slicing</i> hasil multiatribut <i>porosity</i> pada 13.5 Ma.	110
87. <i>Slicing</i> zona target hasil multiatribut <i>porosity</i> pada 13.5 Ma.....	111

88. <i>Slicing</i> hasil multiatribut <i>porosity</i> pada 9.5 Ma.	112
89. <i>Slicing</i> zona target hasil multiatribut <i>porosity</i> pada 9.5 Ma	113
90. <i>Slicing</i> hasil multiatribut <i>porosity</i> pada 7.6 Ma.	114
91. <i>Slicing</i> zona target hasil multiatribut <i>porosity</i> pada 7.6 Ma.....	115

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Nilai resistivitas beberapa litologi batuan	28
2. Tabel densitas litologi batuan	32
3. <i>Time Schedule</i> Pelaksanaan Penelitian.....	46
4. <i>Completion log</i> sumur daerah penelitian.....	49
5. Hasil Korelasi <i>Well to Seismic Tie</i>	78
6. Parameter Pre-Inversi AI.	84
7. Hasil Kuantitatif analisis <i>pre-inversi</i>	87
8. Skala penentuan kualitas nilai porositas batuan reservoir	109

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi adalah salah satu penghasil sumber energi yang paling dibutuhkan. Minyak dan gas bumi merupakan jenis sumber daya alam yang terbentuk dan terakumulasi melalui suatu proses yang dikenal sebagai *petroleum system* (Koesmadinata, 1980). Menurut Satyana (2013) terdapat lima komponen pada *petroleum system* yang menjadi syarat hidrokarbon dapat terakumulasi di bawah permukaan bumi. Pertama, adanya batuan asal (*source rock*) yang kaya akan kandungan zat organik yang telah mengalami pematangan dan migrasi. Kedua, terdapat batuan reservoir sebagai tempat terakumulasinya hidrokarbon. Ketiga, terdapat jebakan (*trap*) yang menahan hidrokarbon sehingga terperangkap. Keempat, batuan penyekat (*caprock*) yang mencegah hidrokarbon yang sudah terjebak tidak keluar dari jebakan (*trap*). Kelima, terdapat migrasi yaitu perpindahan hidrokarbon dari batuan induk (*source rock*) menuju reservoir yang selanjutnya akan terperangkap. Kelima komponen ini harus terpenuhi dalam *petroleum system*. Apabila salah satu dari kelima komponen tidak terpenuhi maka hidrokarbon tidak dapat terakumulasi.

Reservoir merupakan komponen penting dalam sistem *petroleum* yang berfungsi sebagai wadah dan medium terbaik untuk mengakumulasi minyak dan gas bumi. Reservoir menjadi perhatian utama bagi para ahli geologi minyak dan gas bumi sebelum melakukan tahap eksplorasi. Reservoir terdiri dari berbagai jenis batuan berpori yang memiliki sifat permeabel, yang dimana memungkinkan pergerakan fluida menuju titik serapan di bawah pengaruh tekanan internal dan eksternal reservoir.

Metode seismik inversi adalah metode yang memungkinkan pembuatan model geologi di bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol. Proses seismik inversi dapat dianggap sebagai suatu teknik pemodelan yang melibatkan dekonvolusi data seismik terhadap *wavelet*. Hasilnya berupa penampang impedansi akustik yang memberikan interpretasi informasi geologi yang lebih rinci (Yilmaz, 2006). Analisis multiatribut adalah suatu proses ekstraksi beberapa atribut dari data seismik dengan korelasi yang baik terhadap data log yang akan diprediksi pada setiap volume seismik.

Cekungan kutai menjadi salah satu cekungan yang berumur tersier dan memiliki nilai ekonomi yang tinggi di Indonesia. Proses terbentuknya cekungan kutai dimulai pada kala Eosen tengah sebagai cekungan regangan, kemudian diisi oleh endapan genang laut yang berasal dari periode Eosen hingga Oligosen, dan diikuti oleh lapisan endapan susut laut pada era Miosen. Cekungan Kutai diakui sebagai cekungan dengan dimensi yang paling luas dan kedalaman terbesar di bagian barat Indonesia. Keistimewaan tambahan dari cekungan ini adalah adanya kandungan yang melimpah berupa cadangan minyak, batubara, dan gas (Umar dan Ikhwan, 2017). Oleh karena itu perlu dilakukan penelitian lebih lanjut dalam rangka pengoptimalan potensi sumber daya minyak dan gas bumi pada wilayah cekungan ini dengan melakukan persebaran impedansi akustik dan properti petrofisika (porositas dan densitas) menggunakan metode seismik inversi dan multiatribut.

Penelitian ini bertujuan untuk melakukan korelasi persebaran AI, porositas, dan densitas terhadap potensi reservoir pada cekungan Kutai Kalimantan Timur menggunakan metode seismik inversi *acoustic impedance* (AI) dan metode seismik multiatribut. Melalui penerapan kedua metode tersebut, diharapkan dapat memperoleh informasi yang komprehensif tentang korelasi AI, porositas, dan densitas terhadap potensi reservoir yang ada pada cekungan Kalimantan Timur.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Menentukan persebaran Impedansi Akustik dan densitas dengan melakukan seismik inversi pada lapangan “BIL”.
2. Menentukan persebaran properti porositas dengan melakukan seismik multiatribut pada lapangan “BIL”.
3. Menentukan zona potensial reservoir berdasarkan korelasi AI, densitas, dan porositas pada lapangan “BIL”.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Digunakan 4 data sumur yaitu sumur BA-1, BA-2, BA-3, dan BA-4.
2. Data yang digunakan dalam penelitian adalah data seismik 3D PSTM (*Post Stack Time Migration*), data sumur, data *checkshot*, dan data marker geologi.
3. Terdapat 3 Horizon yang digunakan yaitu 13.5 Ma, 9.5 Ma, dan 7.6 Ma.

1.4 Manfaat Penelitian

Dapat memberikan informasi mengenai korelasi persebaran AI, porositas, dan densitas terhadap potensi reservoir pada lapangan “BIL” cekungan Kutai Kalimantan Timur yang dapat digunakan sebagai acuan dalam pengembangan eksplorasi migas pada lapangan yang menjadi studi penelitian.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Daerah Penelitian

Lokasi daerah penelitian terletak pada lapangan *off-shore* “BIL” cekungan Kutai, Kalimantan Timur. Secara geografis daerah penelitian terletak pada koordinat $1^{\circ}48'41.7547''$ LS dan $117^{\circ}09'13.7832''$ BT. Adapun letak sumur dan daerah penelitian dapat terlihat pada **Gambar 1**.



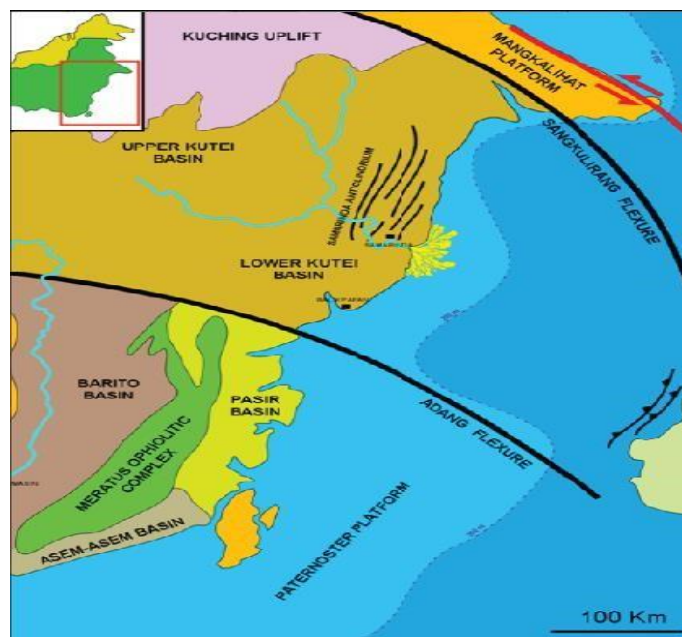
Gambar 1. Peta Lokasi Daerah Penelitian.

2.2 Fisiografi Cekungan Kutai

Cekungan Kutai merupakan cekungan dengan luas 165.000 km^2 dan memiliki ketebalan sedimen antara 12.000 – 14.000 meter. Hal ini menyebabkan cekungan Kutai dikatakan sebagai cekungan terluas dan terdalam di Indonesia yang terletak di pantai timur Kalimantan dan daerah paparan sebelumnya.

cekungan Kutai merupakan cekungan hidrokarbon yang berumur Tersier dimana minyak dan gas bumi terperangkap pada batupasir berumur Miosen dan Pleistosen. Cekungan ini terbentuk dan berkembang akibat proses-proses pemisahan diri akibat tegangan di dalam lempeng Mikro Sunda yang menyertai interaksi antara lempeng Sunda dan lempeng Pasifik disebelah timur. Lempeng Hindia-Australia di selatan, dan lempeng Laut Cina Selatan di utara (Satyana, et al., 1999).

Secara tektonik, pada bagian utara cekungan Kutai terdapat cekungan Tarakan yang dipisahkan oleh punggung Mangkalihat yang merupakan suatu daerah tinggian batuan dasar yang terjadi pada Oligosen. Di sebelah selatan, cekungan ini dijumpai cekungan Barito yang dibatasi sesar Adang, yang terjadi pada zaman Miosen Tengah. Pada bagian tenggara cekungan ini, terdapat paparan Paternoster dan gugusan pegunungan Meratus, sedangkan batas barat dari cekungan adalah daerah Tinggi Kuching (pegunungan Kalimantan Tengah) yang berumur pra-tersier dan merupakan bagian dari inti benua. Tinggian ini menghasilkan sedimen tebal yang berumur Neogen. Pada bagian timur dari cekungan ini terdapat *delta* Mahakam yang terbuka ke Selat Makassar. Gambar cekungan Kutai dapat dilihat pada **Gambar 2** sebagai berikut :

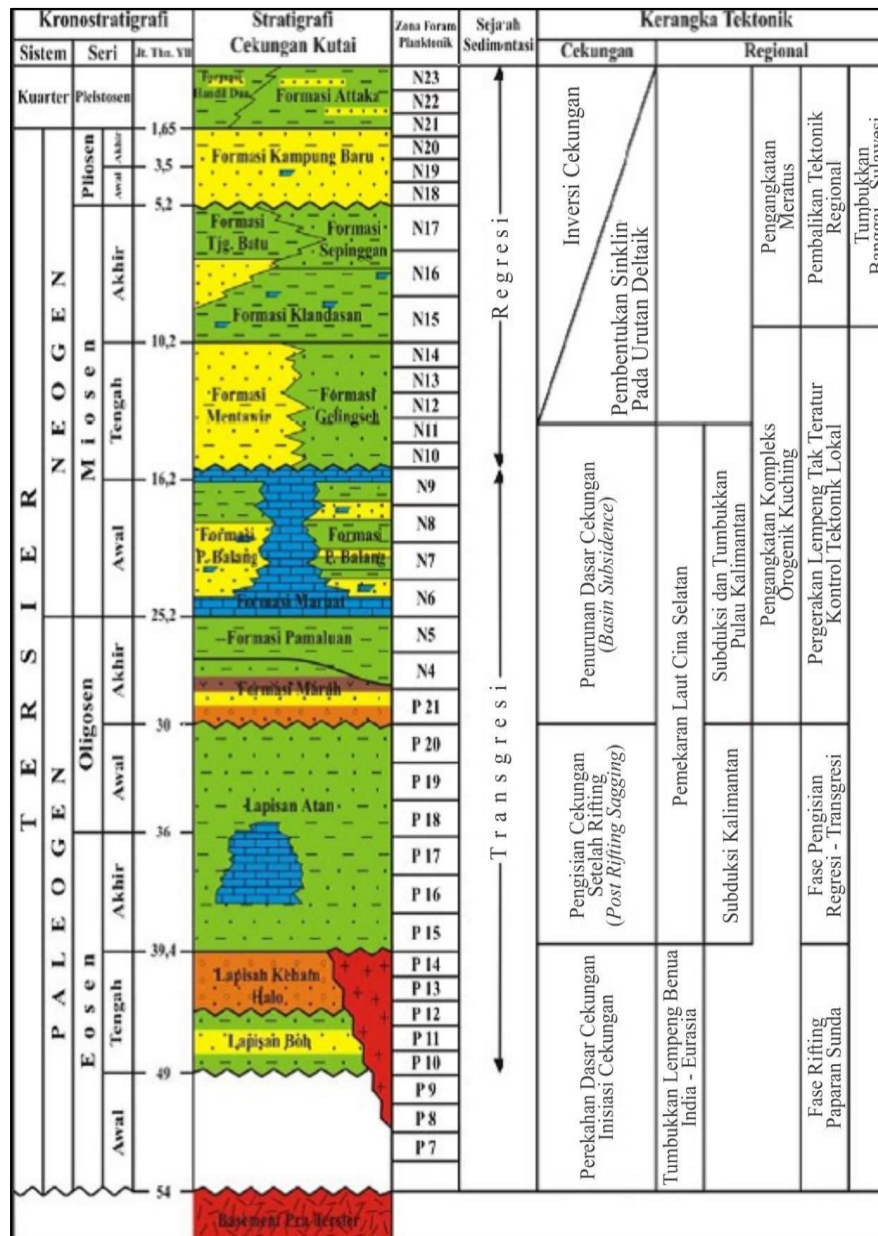


Gambar 2. Fisiografi Cekungan Kutai (Peterson et. al., 1997 dalam Mora et. al., 2001).

2.3 Stratigrafi Cekungan Kutai

Stratigrafi di daerah ini juga terdiri dari siklus transgresi dan regresi. Pada daerah ini fasa regresi jauh lebih mendominasi. Cekungan ini dimulai pada umur tersier bawah Eosen, dengan suatu transgresi yang diikuti oleh regresi yang mengisi cekungan ini pada seluruh tersier dan kuartar. Data stratigrafi menunjukkan bahwa cekungan diisi dari barat ke timur secara progradasi dengan sumbu ketebalan sedimen maksimum, diendapkan pada setiap jenjang tersier yang bergeser secara progresif ke arah timur menumpang di atas sedimen laut dalam yang tipis dari Selat Makasar.

Gerard dan Oesterle (1973) maupun Schwartz, et al. (1973) menginterpretasikan endapan dalam fasa regresif ini sebagai *delta*. Di sini fasies *prodelta*, *delta front*, *delta plain* terdapat dalam urutan vertikal secara berganti-ganti dan merupakan nenek moyang delta Mahakam yang sekarang. Delta tersebut berprogradasi ke arah laut, akan tetapi beberapa kali ditransgresi sehingga memberikan siklus kecil. Salah satu progradasi yang jauh ke timur terjadi di awal Miosen, dimana kompleks *delta* mencapai pinggiran paparan. Setiap fasa regresi siklus kecil ini mengendapkan lapisan pasir reservoir. Di muka *delta* ini terbentuk terumbu pinggiran paparan (*shelf-edge-reefs*) sebelum lereng kontinen *outer shelf*. Di dalam siklus regresi besar ini dapat dibedakan antara Formasi Pulubalang, Formasi Balikpapan dan Formasi Kampung Baru, yang berumur dari Miosen sampai Pliosen yang dapat terlihat pada **Gambar 3**.



Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Kutai (Satyana, et. al.,1999).

Stratigrafi Tersier Cekungan Kutai dimulai dengan pengendapan sedimen alluvial Formasi Kilam Haloq pada cekungan bagian dalam (Satyana, et. al., 1999). Berkaitan dengan pemekaran *basement*, cekungan Kutai mengalami penurunan selama akhir Paleosen hingga Oligosen dan menjadi tempat pengendapan lempung mengindikasikan adanya pengangkatan yang menginterupsi penurunan cekungan. Pasir Berium ini berasosiasi dengan serpih pada beberapa tempat yang mengindikasikan terjadinya pengangkatan secara lokal. Setelah pengendapan Pasir Berium ini cekungan mengalami

penurunan secara cepat yang diakibatkan oleh mekanisme pelenturan cekungan (*basin sagging*), menghasilkan pengendapan lempung laut Formasi Atan dan karbonat Formasi Merah (Satyana, et. al., 1999). Kemudian aktivitas tektonik mengangkat sebagian dari batas Cekungan Kutai pada Oligosen Akhir, pengangkatan ini berkaitan dengan pengendapan Vulkanik Sembulu di bagian timur dari cekungan.

Fase kedua stratigrafi terjadi berkaitan dengan pengangkatan cekungan dan inversi yang dimulai pada Awal Miosen (Satyana, et al., 1999). Pada kala ini mulai diendapkan serangkaian endapan alluvial dan *delta* yang terdiri dari sedimen delta Formasi Pamaluan, Formasi Pulaubalang, Formasi Balikpapan, dan Formasi Kampung Baru. Endapan-endapan ini berprogradasi ke arah timur dan mulai diendapkan sejak Awal Miosen hingga Pleistosen.

Diatas Formasi Atan diendapkan Formasi Merah dan Formasi Pamaluan. Formasi Merah tersusun atas batupasir dan konglomerat dengan perselingan serpih dan batubara. Formasi Pamaluan tersusun atas batulempung, serpih dengan sisipan napal, batupasir, dan batugamping. Formasi ini terbentuk pada Akhir Oligosen hingga Miosen Awal dengan lingkungan pengendapan berupa laut dalam. Formasi Pamaluan adalah fase regresi yang berkembang di cekungan Kutai dan mengalami progradasi secara cepat ke arah timur (Satyana, et. al., 1999).

Kelompok Bebulu yang diendapkan di atas Formasi Pamaluan terdiri atas Formasi Pulau Balang dan Formasi Maruat. Formasi Pulau Balang tersusun oleh batulempung, batupasir, dan batulempung karbonat. Sedangkan Formasi Maruat tersusun oleh batugamping paparan. Kelompok ini terbentuk pada Miosen Awal bagian bawah hingga Miosen Awal bagian atas dengan lingkungan pengendapan delta-delta dangkal (Satyana, et. al., 1999).

Kelompok Balikpapan terdiri dari Formasi Mentawir dan Foemasi Gelingseh. Formasi Mentawir tersusun atas batupasir dengan perlapisan batulanau, mengalami interkelasi dengan batunapal dan batugamping Formasi Gelingseh. Tidak ada struktur pada Formasi yang diendapkan selama Miosen Tengah ini.

Sedangkan Formasi Gelingsih terdiri atas batupasir, batulanau, batulempung, dan lapisan batugamping. Diendapkan pada neritik tengah selama Miosen Tengah.

Kelompok Kampung Baru yang diendapkan di atas kelompok Balikpapan terdiri Formasi Tanjung Batu dan Formasi Sepinggan. Formasi Tanjung Batu tersusun oleh batupasir, batulempung, dan batulanau. Sedangkan Sepinggan tersusun oleh batupasir, batulempung, batulanau, dan batubara. Kelompok ini terbentuk pada Miosen Akhir hingga Plio-Pleistosen dengan lingkungan pengendapan delta hingga laut dangkal (Satyana, et. al., 1999).

Kelompok Mahakam yang diendapkan di atas kelompok Kampung Baru terdiri dari Formasi Attaka, Formasi Handil Dua, dan endapan Kuarter Delta Mahakam. Formasi Attaka tersusun oleh batulempung, batupasir dan kalkarenit boiklastik yang diendapkan pada daerah neritik pada kala Pleistosen sampai Resen. Sedangkan Formasi Handil Dua tersusun oleh batupasir yang diendapkan pada lingkungan delta pada kala Holosen. Sementara itu endapan kuarter Delta Mahakam tersusun oleh pasir, lumpur, kerikil, dan endapan pantai yang terbentuk. Pada lingkungan sungai, rawa, pantai, delta dengan hubungan yang tidak selaras terhadap batuan yang ada di bawahnya.

Sedimen cekungan Kutai secara umum menurut (Allen dan Chambers, 1998), tersusun oleh endapan-endapan sedimen berumur tersier yang memperlihatkan endapan fase transgresi dan regresi laut. Adapun fase transgresi dan regresi laut adalah sebagai berikut :

2.3.1 Fase Transgresi Paleogen

Fase sedimen Paleogen di mulai ketika terjadi fase tektonik ekstensional dan pengisian *rift* pada kala Eosen. Pada masa ini, cekungan Barito, Kutai, dan Tarakan merupakan zona *Subsidence* yang saling berhubungan (Moss dan Chambers, 1999), kemudian sedimentasi Paleogen mencapai puncak pada fase pengisian di saat cekungan tidak mengalami serpih laut dalam secara regional dan batuan karbonat pada Oligosen Akhir.

2.3.2 Fase Regresi Neogen

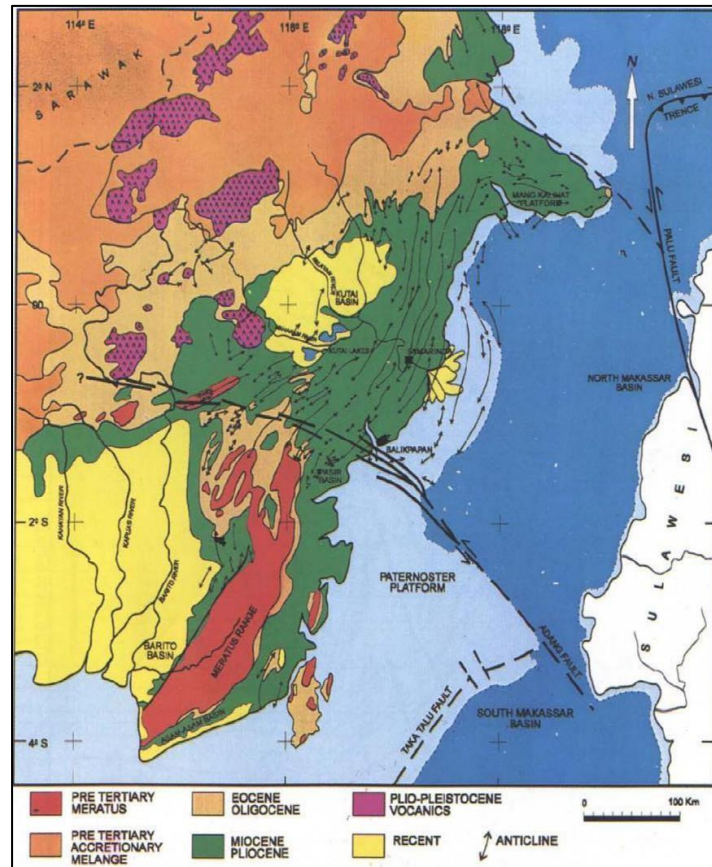
Fase ini dimulai pada Miosen Akhir hingga sekarang, yang menghasilkan progradasi delta yang masih berlanjut hingga sekarang. Sedimen regresi ini terdiri dari lapisan-lapisan sedimen klastik delta hingga paralis atau laut dangkal dengan Progradasi dari barat ke arah timur dan banyak dijumpai lapisan batubara.

2.4 Struktur Geologi Regional Cekungan Kutai

Cekungan Kutai dalam (Van de Weerd dan Armin, 1992) di sebelah utara berbatasan dengan Bengalon dan zona Sesar Sangkulirang, di selatan berbatasan dengan zona Sesar Adang, di barat dengan sedimen-sedimen Paleogen dan metasedimen Kapur yang terdeformasi kuat dan terangkat dan membentuk daerah Kalimantan Tengah, sedangkan di bagian timur terbuka dan terhubung dengan laut dalam dari Cekungan Makassar bagian utara.

Cekungan Kutai dapat dibagi menjadi fase pengendapan transgresif Paleogen dan pengendapan regresif Neogen. Fase Paleogen dimulai dengan ekstensi pada tektonik dan pengisian cekungan selama Eosen dan memuncak pada fase longSORAN tarikan *post-rift* dengan diendapkannya serpih laut dangkal dan karbonat selama Oligosen Akhir. Fase Neogen dimulai sejak Miosen Bawah sampai sekarang, menghasilkan progradasi delta dari Cekungan Kutai sampai lapisan Paleogen. Pada Miosen Tengah dan lapisan yang lebih muda di bagian pantai dan sekitarnya berupa sedimen klastik regresif yang mengalami progradasi ke bagian timur dari Delta Mahakam secara progresif lebih muda menjauhi timur. Sedimen-sedimen yang mengisi Cekungan Kutai banyak terdeformasi oleh lipatan-lipatan yang *sub-paralel* dengan pantai. Intensitas perlipatan semakin berkurang ke arah timur, sedangkan lipatan di daerah dataran pantai dan lepas pantai terjal, antiklin yang sempit dipisahkan oleh sinklin yang datar. Kemiringan cenderung meningkat sesuai umur lapisan pada antiklin. Lipatan-lipatan terbentuk bersamaan dengan sedimentasi berumur Neogen. Banyak lipatan-lipatan yang asimetris terpotong oleh sesar-sesar naik yang kecil, secara umum berarah timur, tetapi secara lokal berarah barat.

Pada Kala Oligosen (Tersier Awal) Cekungan Kutai mulai turun dan terakumulasi sedimen-sedimen laut dangkal khususnya *mudstone*, batupasir sedang dari Formasi serpih Bogan dan Formasi Pamaluan. Pada awal Miosen, pengangkatan benua (Dataran Tinggi Kucing) ke arah barat dari tunjaman menghasilkan banyak sedimen yang mengisi Cekungan Kutai pada formasi delta-delta sungai, salah satunya di kawasan Sangatta. Ciri khas sedimen-sedimen delta terakumulasi pada Formasi Pulau Balang, khususnya sedimen dataran delta bagian bawah dan sedimen batas laut, diikuti lapisan-lapisan dari Formasi Balikpapan yang terdiri atas *mudstone*, bataulanau, dan batupasir dari lingkungan pengendapan sungai yang banyak didominasi substansi gambut *delta plain* bagian atas yang kemudian membentuk lapisan-lapisan batubara pada endapan di bagian barat kawasan Pinang. *Subsidence* yang berlangsung terus pada waktu itu kemungkinan tidak seragam dan menyebabkan terbentuknya sesar-sesar pada sedimen-sedimen. Pengendapan pada Formasi Balikpapan dilanjutkan dengan akumulasi lapisan-lapisan Kampung Baru pada kala Pliosen. Selama Kala Pliosen, serpih dari serpih Bogan dan Formasi Pamaluan yang sekarang terendapkan sampai kedalaman 2000 meter, menjadi kelebihan tekanan dan tidak stabil, menghasilkan pergerakan diapir dari serpih ini melewati sedimen-sedimen di atasnya menghasilkan struktur antiklin-antiklin rapat yang dipisahkan oleh sinklin lebih datar melewati cekungan Kutai dan pada kawasan Pinang terbentuk struktur Kerucut Pinang dan Sinklin Lembak.



Gambar 4. Elemen struktur regional Cekungan Kutai (Van de Weerd dan Armin, 1992).

2.5 *Petroleum System* Cekungan Kutai

Petroleum System adalah konsep yang menyatukan elemen berbeda dan proses geologi minyak bumi. Aplikasi praktis dari sistem minyak bumi dapat digunakan dalam eksplorasi, evaluasi sumber daya, dan penelitian. Sebuah sistem *petroleum* meliputi lapisan batuan induk aktif dan semua minyak dan akumulasi gas. Ini mencakup semua elemen geologi dan proses yang penting pada akumulasi minyak dan gas. Elemen-elemen tersebut adalah : batuan induk (*source rock*), batuan Reservoir, *seal* (lapisan penutup), migrasi dan perangkap (*trap*).

2.5.1 Batuan Induk

Batuan induk utama terdiri dari Formasi Pamaluan, Pulau Balang, dan Balikpapan. Formasi Pamaluan, kandungan material organiknya cukup (1-2%), tetapi hanya terdapat di bagian utara dari cekungan Kutai. Pada Formasi Bebulu terdapat kandungan material organik yang cukup dengan

HI di atas 300. Formasi Balikpapan merupakan batuan induk yang terbaik di cekungan Kutai karena kandungan material organiknya tinggi dengan HI lebih besar dari 400 dan matang. Formasi ini ketebalannya mencapai lebih dari 3000 m, sehingga diperkirakan mampu menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah yang cukup banyak (Hadipandoyo, et al., 2007).

2.5.2 Batuan Reservoir

Batuan Reservoir terdapat pada Formasi Kiham Haloq, Balikpapan, dan Kampung Baru, tetapi yang produktif hanya Formasi Balikpapan dan Kampung Baru (Hadipandoyo, et. al., 2007).

2.5.3 Perangkap

Jenis perangkap didominasi oleh perangkap struktur khususnya tutupan (*closure*) *four-way* yang diikat oleh sesar. Perangkap stratigrafi menjadi perangkap yang penting namun lebih sulit diidentifikasi keberadaannya bila dibandingkan dengan perangkap struktur. Kombinasi dari perangkap struktur dan stratigrafi lebih umum ditemukan pada cekungan Kutai.

2.5.4 Batuan Penyekat (*seal*)

Seal yang ada pada cekungan ini berasal dari serpih dan dijumpai hampir di semua Formasi yang berumur Miosen. Kelompok Balikpapan dan Kelompok Kampung Baru memiliki serpih yang sangat potensial sebagai *seal*.

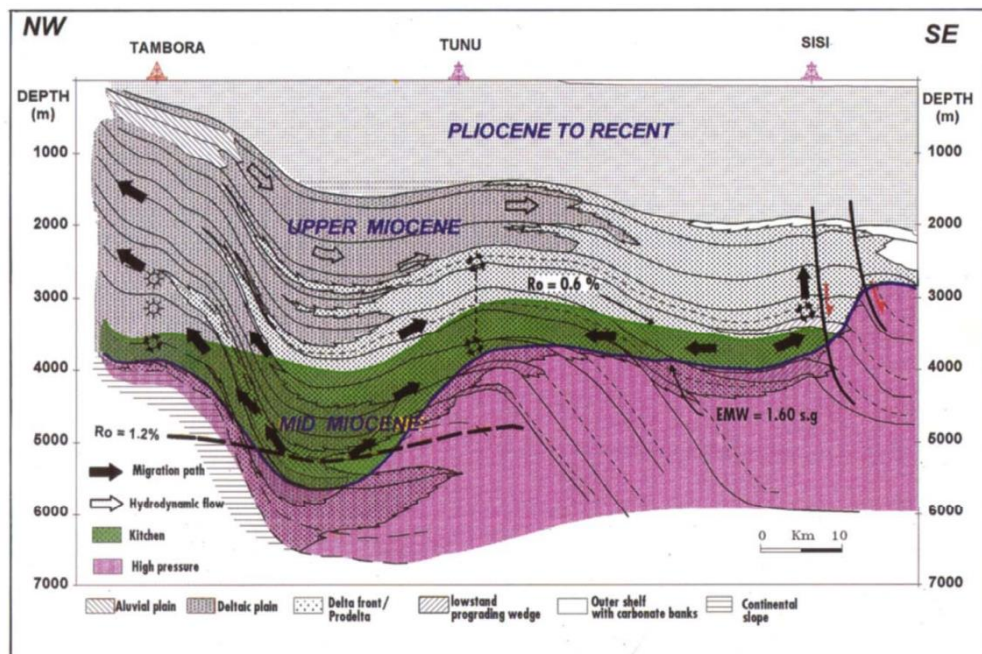
2.5.5 Migrasi

2.5.5.1 Paleogen Play

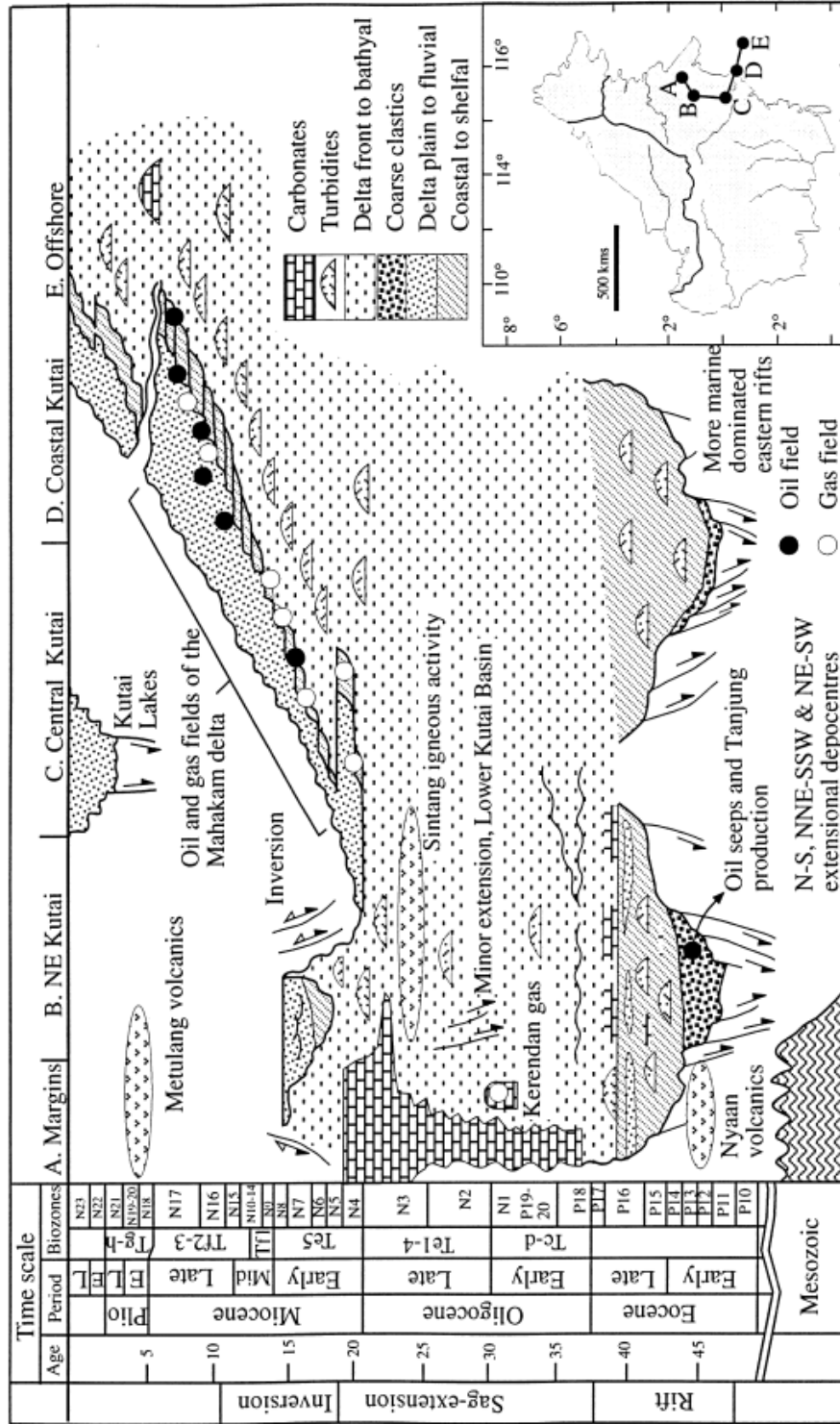
Migrasi primer hidrokarbon terjadi pada batuan induk Eosen Tengah – Eosen Akhir secara vertical maupun lateral. Pada bagian lepas pantai dari cekungan Kutai, jalur migrasi *vertical* dari *Paleogen Kitchen* terjadi sesar – sesar berarah NNE – SSW menuju reservoir *lowstand* berumur Miosen Tengah – Miosen Akhir. Migrasi lateral dari daerah *mature kitchen* juga difasilitasi melalui reservoir *lowstand* yang miring ke timur menuju perangkap stratigrafi atau struktur yang ada pada daerah tersebut.

2.5.5.2 Neogen Play

Migrasi hidrokarbon dari batuan induk berumur Miosen Awal – Miosen Tengah terjadi setelah Miosen Tengah. Jalur migrasi pada umumnya vertikal dan mungkin memiliki migrasi lateral yang berasal dari pusat cekungan. Pembentukan perangkap terjadi sejak Miosen Tengah sampai sekarang.



Gambar 5. Cross section of Mahakam petroleum systems (Pertamina BPPKA, 1996).

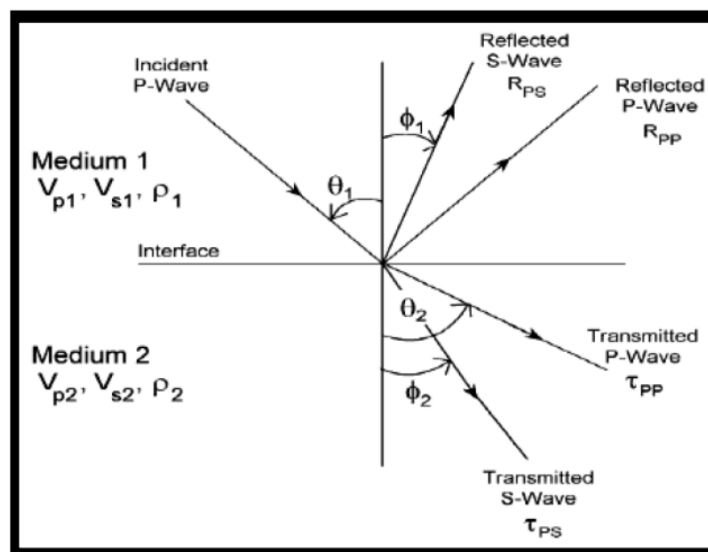


Gambar 6. Lithostratigraphy cekungan kutai (Moss dan Chambers, 1999).

III. TEORI DASAR

3.1 Metode Seismik Refleksi

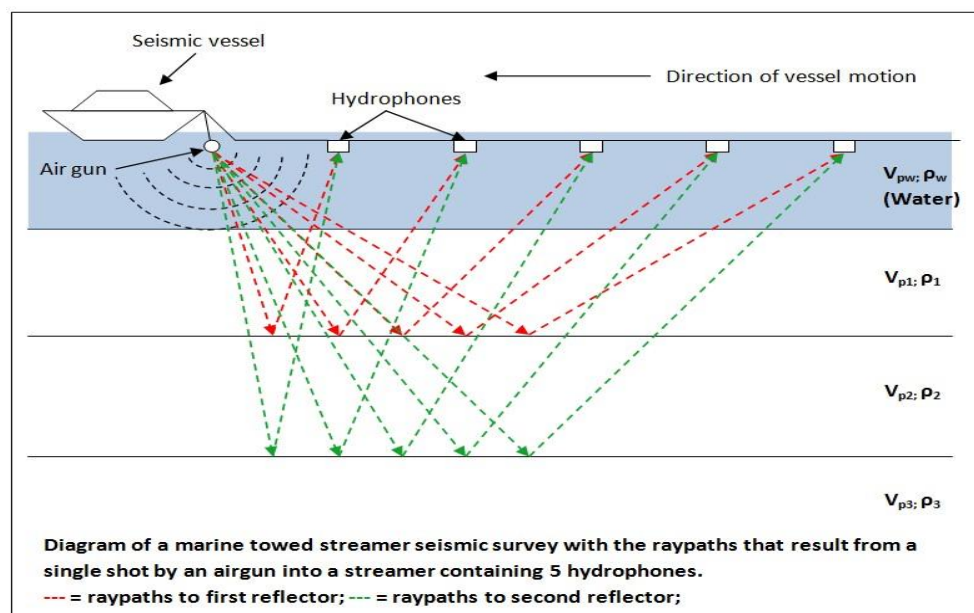
Metode seismik refleksi adalah salah satu metode eksplorasi geofisika yang digunakan untuk mencari cadangan minyak dan gas bumi di daerah lepas pantai (*offshore*) dan di darat (*onshore*). Prinsip dasar metode ini melibatkan penggunaan *receiver*, seperti *hydrophone* (di lepas pantai) atau *geophone* (di darat), untuk mendeteksi gelombang yang dikirimkan ke dalam lapisan bawah permukaan. Sumber getaran dapat berupa ledakan dinamit atau pemberat yang dijatuhkan ke tanah (*weight drop*). Gelombang yang dihasilkan oleh sumber getaran tersebar ke segala arah dan direkam oleh *receiver* sebagai fungsi waktu. Dengan menganalisis data gelombang, didapatkan informasi mengenai litologi bawah permukaan, termasuk waktu rambat gelombang (*travel time*), amplitudo refleksi, dan variasi fasa. Hal ini membantu dalam memperkirakan struktur dan lapisan bawah permukaan yang sebenarnya.



Gambar 7. Sketsa partisi refleksi gelombang seismik (Russell, 1996).

Dalam metode seismik refleksi, alat perekam digunakan untuk merekam komponen gelombang seismik dalam bentuk waktu datang gelombang. Dengan menganalisis waktu datang dapat dihitung waktu tempuh gelombang seismik dan memperoleh informasi tentang kecepatan gelombang seismik dalam lapisan bumi. Gelombang seismik merambat dari sumber ke penerima melalui lapisan bumi, mentransfer energi, dan mempengaruhi pergerakan partikel batuan. Metode seismik refleksi memanfaatkan gelombang seismik yang terrefleksi, dimana gelombang yang dipantulkan kembali dari batas lapisan batuan digunakan untuk mendapatkan data (Fitri dan Namigo, 2016).

Dalam praktiknya, seismik refleksi digunakan untuk mendeteksi struktur bawah permukaan yang terletak jauh di dalam tanah. Metode ini mampu merekam struktur bawah permukaan dengan cakupan yang luas menggunakan frekuensi rendah. Metode seismik refleksi mengukur waktu yang diperlukan gelombang seismik untuk bergerak dari *source* dipantulkan oleh batas formasi geologi, dan kembali ke permukaan dan ditangkap oleh *receiver*. Refleksi dari *horizon* geologi menyerupai gema yang terjadi pada tebing atau jurang. Metode ini sering digunakan dalam eksplorasi minyak dan gas, penentuan sumber gempa, serta identifikasi struktur lapisan tanah (Danusaputro, 2010).



Gambar 8. Ilustrasi akuisisi data seismik refleksi di lautan (Henriksen, S., 2020).

Metode seismik refleksi memanfaatkan sumber gelombang seismik buatan, yang dapat berupa ledakan dinamit atau pemberat (*weight drop*) yang dijatuhkan ke tanah, dengan prinsip dasar memasang *geophone* sebagai alat penerima getaran (*receiver*) di lokasi penelitian. Proses ini menghasilkan gelombang yang merambat ke berbagai arah dan mengalami pemantulan serta pembiasan oleh lapisan bumi karena perbedaan kecepatan saat melewati medium yang berbeda dalam lapisan bumi (Telford, et al., 1990). Gelombang yang dihasilkan oleh sumber seismik ini kemudian direkam oleh *geophone* yang terpasang di permukaan.

Pergerakan partikel akibat gelombang direkam sebagai fungsi waktu pada jarak tertentu di permukaan. Dari data yang diterima oleh penerima (*receiver*), dapat diperoleh informasi mengenai litologi, amplitudo refleksi, serta variasi fasa. Setiap *trace* merupakan hasil dari konvolusi sederhana antara reflektivitas lapisan bumi dengan respons fungsi sumber seismik, ditambah dengan gangguan (*noise*) yang ada (Russel, 1996).

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

Dimana

$S(t)$: *Trace seismic*

$w(t)$: *Wavelet seismic*

$r(t)$: Reflektivitas bumi

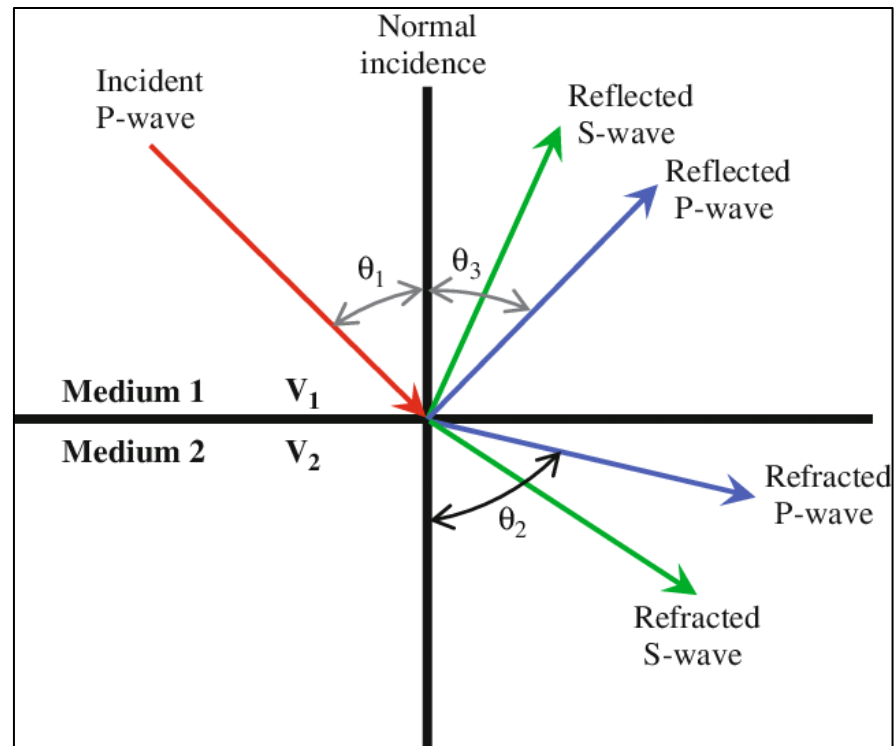
$n(t)$: *Noise*

3.2 Prinsip Dasar Gelombang Seismik

3.2.1 Hukum Snellius

Menurut Hukum *Snellius*, penjalaran gelombang seismik melibatkan hubungan antara sudut datang, sudut pantul, dan sudut bias, yang ditentukan oleh kecepatan gelombang dan sifat fisik medium yang dilewati. Dalam konteks ini, gelombang P yang tiba pada bidang batas antara dua medium yang berbeda akan menghasilkan gelombang refraksi dan refleksi (Hutabarat, 2009).

Saat gelombang seismik menjalar dari satu medium ke medium lain dengan karakteristik fisik yang berbeda, seperti perbedaan kecepatan dan densitas, gelombang akan mengalami pembelokan saat melewati bidang batas antarmuka. Apabila sudut datang lebih besar daripada sudut kritis, gelombang akan memantul. Sudut kritis ini merupakan sudut datang yang menyebabkan gelombang mengalami pembiasan sebesar 90° .



Gambar 9. Pemantulan dan pembiasan gelombang.

Adapun perumusan hukum *Snellius* adalah sebagai berikut:

$$\frac{\sin\theta_1}{\sin\theta_2} = \frac{v_1}{v_2} \dots\dots\dots(2)$$

Dimana,

θ_1 : Sudut datang

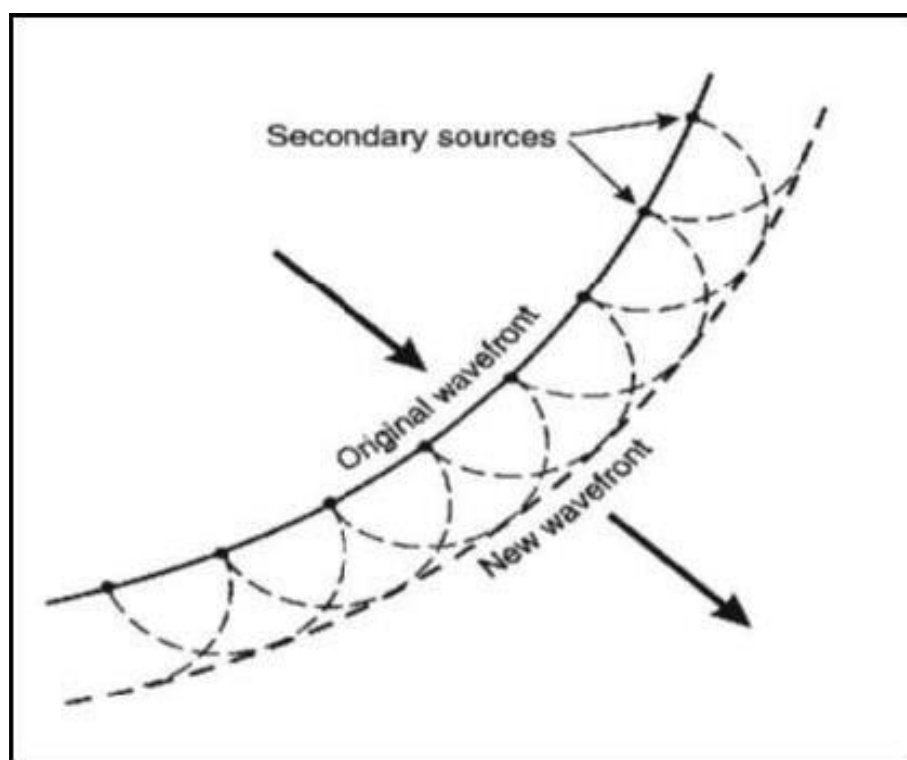
θ_2 : Sudut bias

v_1 : Kecepatan cahaya sinar datang

v_2 : Kecepatan cahaya sinar bias

3.2.2 Prinsip Huygens

Prinsip *Huygens* mengemukakan bahwa setiap titik pada permukaan gelombang berperan sebagai sumber untuk gelombang baru yang menjalar dalam pola tertentu. Prinsip ini menunjukkan bahwa energi pulsa seismik akan merambat dengan penurunan energi seiring dengan peningkatan kedalaman (Asparini, 2011). Ketika gelombang tiba di perbatasan antara dua medium dengan perbedaan densitas, seperti di atas dua lapisan, gelombang datang (*P-wave*) akan sampai ke batas antarmuka dan menghasilkan gelombang refraksi dan refleksi. Prinsip *Huygens* dapat diilustrasikan seperti yang terlihat pada **Gambar 10**.

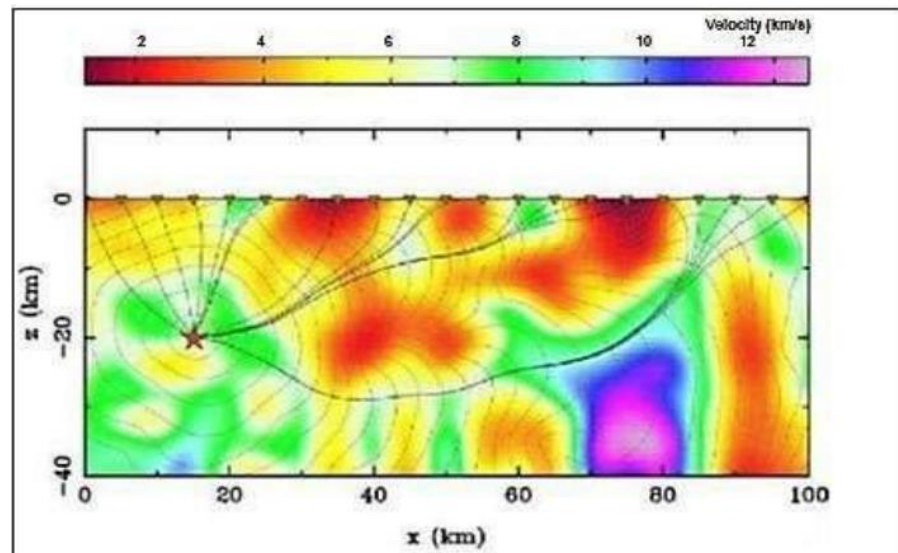


Gambar 10. Prinsip *Huygens* (Giancoli, 2001).

3.2.3 Azas Fermat

Prinsip Fermat mengemukakan bahwa gelombang yang merambat dari satu titik ke titik lain akan memilih jalur dengan waktu tempuh terpendek. Konsep ini dapat diterapkan untuk menentukan lintasan sinar dari suatu titik ke titik lain di mana lintasan dengan waktu tempuh minimal yang dipilih. Dengan mengetahui lintasan yang memiliki waktu tempuh

minimum, dapat melakukan pelacakan jejak sinar yang telah merambat melalui medium tersebut. Pelacakan jejak sinar seismik ini sangat berguna dalam menentukan lokasi reflektor di bawah permukaan, walaupun jejak sinar seismik tercepat ini tidak selalu berbentuk garis lurus. Prinsip Fermat diilustrasikan dalam **Gambar 11** dibawah ini.



Gambar 11. Azas Fermat (Abdullah, 2007).

3.3 Komponen Gelombang Seismik

3.3.1 *Wavelet*

Wavelet merupakan suatu bentuk gelombang harmonik yang memiliki interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu. *Wavelet* dapat digambarkan sebagai gelombang yang mewakili reflektor tunggal yang terekam oleh suatu *geophone* dalam rekaman seismik (Sismanto, 2006).

Berdasarkan konsentrasi energinya, *wavelet* dapat dibagi menjadi empat jenis, yaitu:

a. *Zero Phase Wavelet*

Zero phase wavelet memiliki konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol. Dengan demikian, *wavelet* ini memiliki resolusi dan kejelasan (*stand out*) yang maksimum. *Zero phase wavelet*, yang juga dikenal sebagai *wavelet* simetris, merupakan jenis *wavelet* yang lebih baik dari jenis *wavelet* lainnya dengan spektrum amplitudo yang sama.

b. *Minimum Phase Wavelet*

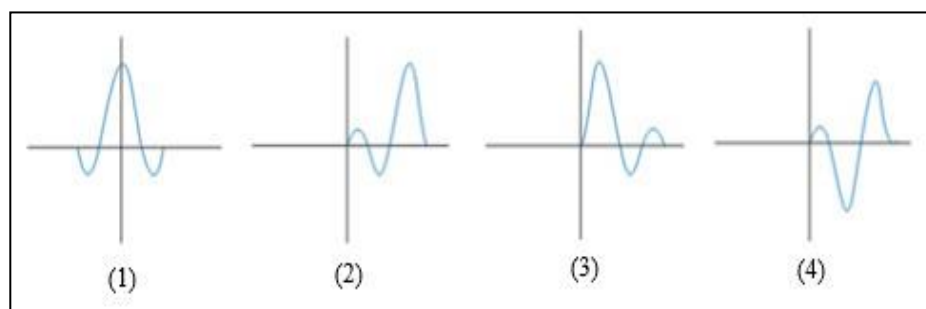
Minimum phase wavelet memiliki energi yang terpusat di bagian depan. Dibandingkan dengan jenis *wavelet* lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *minimum phase wavelet* memiliki perubahan fase yang paling kecil pada setiap frekuensi. Dalam domain waktu, *minimum phase wavelet* memiliki waktu tunda yang paling kecil dari energinya.

c. *Maximum Phase Wavelet*

Maximum phase wavelet memiliki energi yang terpusat secara maksimal di bagian akhir gelombang. Dengan demikian, *maximum phase wavelet* merupakan kebalikan dari *minimum phase wavelet*.

d. *Mixed Phase Wavelet*

Mixed phase wavelet merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang gelombang.



Gambar 12. Jenis *wavelet* berdasarkan energinya, (4) *Mixed phase wavelet*, (3) *Minimum phase wavelet*, (2) *Maximum phase wavelet*, (1) *Zero phase wavelet* (Sismanto, 2006).

3.3.2 Impedansi Akustik (AI)

Impedansi akustik (*Acoustic Impedance*) adalah karakteristik batuan yang dipengaruhi oleh berbagai faktor, termasuk jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan suhu. Impedansi akustik dapat digunakan sebagai indikator untuk mengidentifikasi litologi, porositas, keberadaan hidrokarbon, hingga kuantifikasi karakter reservoir. Secara teori, AI didefinisikan sebagai kemampuan suatu batuan dalam melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara

fisis, AI merupakan hasil perkalian antara densitas batuan dengan gelombang primer batuan. Rumus yang digunakan untuk menghitung impedansi akustik adalah :

$$IA = \rho \times v \quad (3)$$

Dengan:

AI = Impedansi akustik

ρ = Densitas batuan

v = Cepat rambat gelombang

Amplitudo refleksi gelombang seismik dapat digunakan sebagai perkiraan kontras impedansi akustik. Semakin besar amplitudo refleksi, semakin besar pula refleksi dan kontras impedansi akustik. Menurut (Abdullah dan Sukmono, 2001) impedansi akustik memiliki beberapa aplikasi penting, yaitu:

1. Indikator Litologi Batuan: Impedansi Akustik dapat digunakan sebagai indikator untuk mengidentifikasi jenis litologi batuan.
2. Pemetaan Litologi: Impedansi Akustik dapat digunakan untuk memetakan litologi dan menunjukkan persebarannya dengan tingkat akurasi yang cukup tinggi.
3. Indikator Porositas: Impedansi Akustik juga dapat digunakan sebagai indikator untuk mengestimasi porositas batuan.
4. Identifikasi Fasies Seismik: Impedansi Akustik dapat membantu dalam identifikasi dan interpretasi fasies seismik.
5. Pembentukan Model Geologi Bawah Permukaan: Impedansi Akustik dapat digunakan dalam pembentukan model geologi bawah permukaan dengan menggabungkan data seismik dan data sumur sebagai pembatas.
6. *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI): Impedansi Akustik juga dapat digunakan sebagai indikator langsung untuk mendeteksi keberadaan hidrokarbon di dalam reservoir.

3.3.3 Koefisien Refleksi

Secara prinsip, setiap koefisien refleksi dapat dianggap sebagai respons dari *wavelet* seismik terhadap perubahan impedansi akustik. Koefisien refleksi mempengaruhi nilai amplitudo gelombang pada penampang seismik serta polaritas gelombang seismik. Kontras impedansi akustik (AI) yang lebih besar akan menghasilkan refleksi yang lebih kuat, sehingga amplitudo gelombang seismik juga akan lebih besar (Sukmono, 2000). Untuk menghitung koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat, dapat digunakan rumus berikut ini.

$$KR = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} \dots\dots\dots (3)$$

Dimana:

KR = Koefisien refleksi suatu medium

ρ_1 = Densitas medium 1

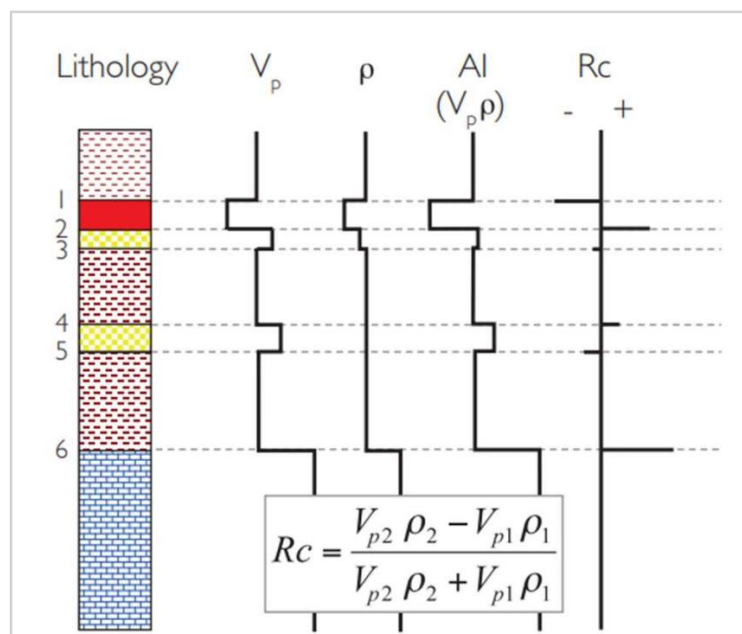
v_1 = Kecepatan gelombang 1

ρ_2 = Densitas medium 2

v_2 = Kecepatan gelombang 2

IA_1 = Impedansi akustik lapisan 1

IA_2 = Impedansi akustik lapisan 2



Gambar 13. Koefisien Refleksi (Rc) mendefinisikan perbedaan AI pada batas litologi (Simm dan Bacon, 2014).

3.3.4 Polaritas dan Fasa

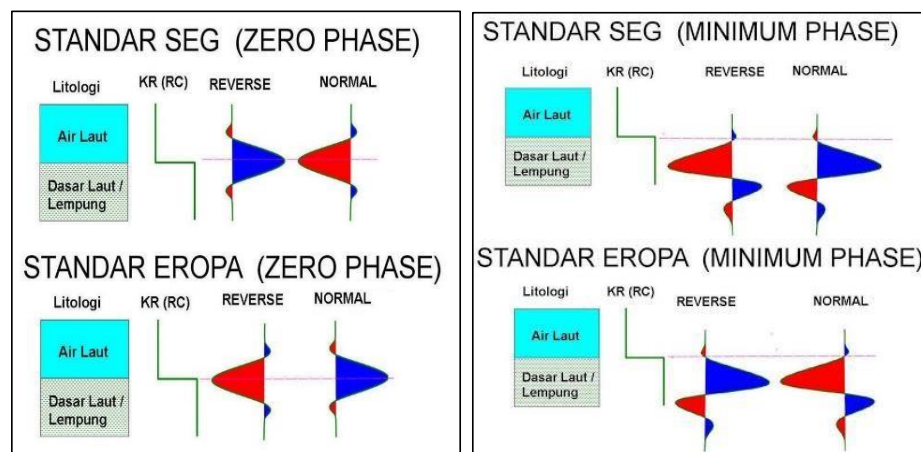
Polaritas normal seismik, seperti yang didefinisikan oleh SEG (*Society of Exploration Geophysicists*) dan dikemukakan oleh (Badley M. E., 1985), memiliki karakteristik sebagai berikut:

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada *hydrophone* di air atau gerakan awal ke atas pada *geophone* di darat.
2. Sinyal seismik positif akan direkam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor, dan sebagai "*trough*" (lembah) pada penampang seismik.

Pulsa seismik dapat dikelompokkan menjadi tiga tipe, yaitu fasa minimum, fasa maksimum, dan fasa nol. Pulsa fasa minimum umumnya memiliki energi terkonsentrasi pada awal pulsa, seperti kebanyakan sinyal seismik. Pulsa fasa nol terdiri dari dua *side lobes* dan puncak utama dengan tanda yang berlawanan dengan amplitudo utama, dan memiliki amplitudo yang lebih kecil. Pada fasa nol, batas koefisien berada di puncak, meskipun fasa nol hanya bersifat teoritis, jenis pulsa ini memiliki beberapa kelebihan, antara lain:

1. Untuk spektrum yang memiliki amplitudo yang sama, sinyal fasa nol akan selalu lebih pendek dan memiliki amplitudo yang lebih besar daripada fasa minimum, sehingga rasio sinyal terhadap *noise* (*signal-to-noise ratio*) yang diperoleh akan lebih besar.
2. Amplitudo maksimum sinyal fasa nol umumnya berdekatan dengan *spike* refleksi, sedangkan pada kasus fasa minimum, amplitudo maksimum tersebut terjadi setelah *spike* refleksi tersebut.

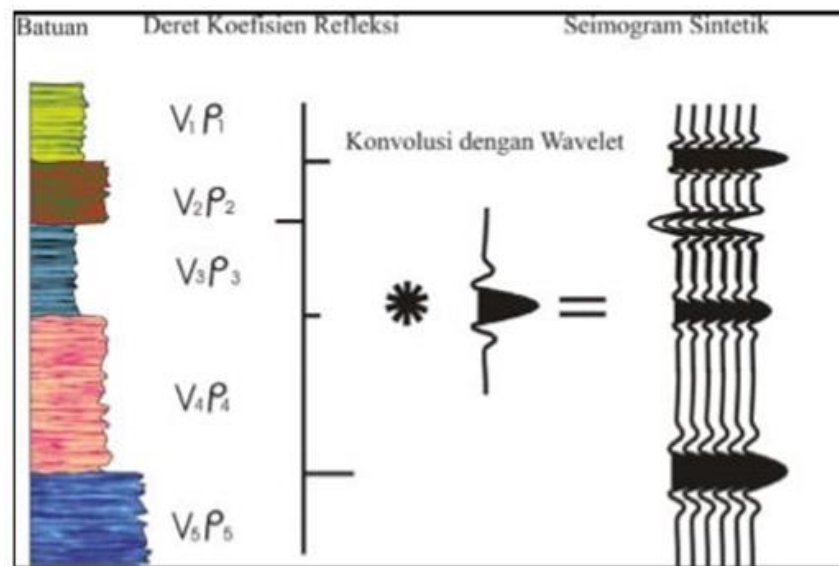
Gambar yang disertakan menunjukkan polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*) untuk sebuah *wavelet* fasa nol (*zero phase*) dan fasa minimum (*minimum phase*).



Gambar 14. Fasa polaritas menurut standar SEG dan Eropa (Abdullah dan Sukmono, 2001).

3.4 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat menggunakan data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas digunakan untuk menghitung impedansi akustik yang selanjutnya dihitung nilai koefisien refleksi, kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet*. Tujuan pembuatan seismogram sintetik adalah untuk melakukan korelasi dengan formasi sumur, seperti umur, kedalaman, dan sifat fisik lainnya. Untuk mendapatkan seismogram sintetik yang baik, *wavelet* yang digunakan sebaiknya memiliki karakteristik yang sama baik dari segi fase maupun kandungan frekuensi dengan *wavelet* yang digunakan (Sukmono, 1999). Proses pembuatan seismik sintetik ini dikenal sebagai *forward modeling*, di mana koefisien refleksi dihasilkan dari perkalian antara kecepatan gelombang seismik dengan densitas batuan. Sedangkan, *wavelet* diperoleh dengan melakukan ekstraksi pada data seismik, baik dengan menggunakan data sumur maupun ekstraksi *wavelet*. Seismogram sintetik digunakan untuk mengidentifikasi *horizon* seismik yang sesuai dengan geologi bawah permukaan yang diketahui dari sumur hidrokarbon (Munaidi dan Pasaribu, 1984).



Gambar 15. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan *wavelet* (Sukmono, 2002).

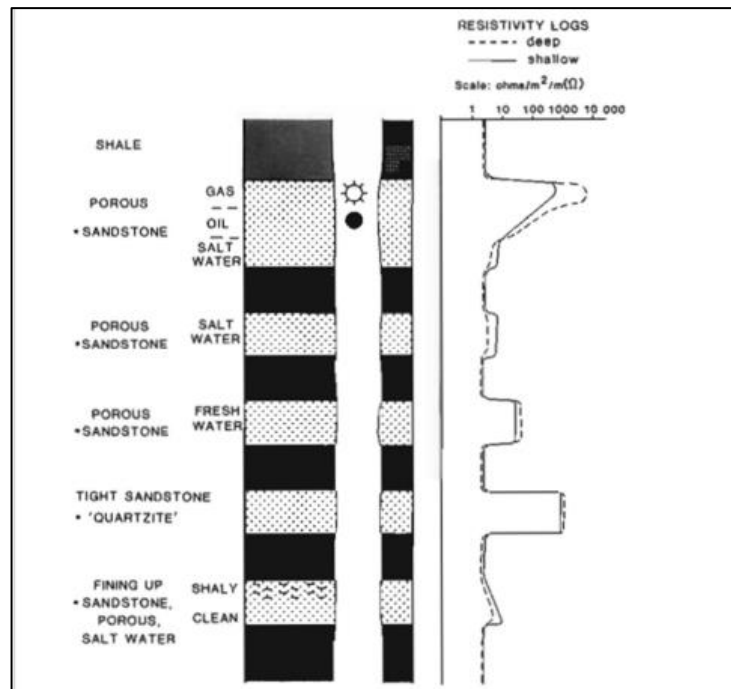
3.5 Well Logging

Log adalah sebuah grafik yang menampilkan parameter-parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sumur, dalam satuan kedalaman atau waktu. Setiap jenis log mengukur sifat-sifat tertentu dari batuan sekitarnya dan memiliki karakteristik yang khas. Dalam interpretasi sumur, terdapat lima jenis log yang sering digunakan, (1) *Log* listrik, terdiri dari *log* Resistivitas (mengukur tahanan jenis) dan *log* SP (*Spontaneous Potential*), (2) *Log* Radioaktif, terdiri dari *log* GR (*Gamma Ray*), (3) *Log* Porositas, terdiri dari *log* densitas (RHOB) dan *log* neutron (NPHI), (4) *Log* Akustik, terdiri dari *log* Sonic (mengukur interval transit *time*), (5) *Log* Mekanik berupa *log* Caliper.

3.5.1 Log Resistivity

Satuan atau besaran nilai resistivitas pada suatu batuan didefinisikan dengan satuan *Ohm meter* dengan skala yang biasa digunakan adalah 0.2 – 2000 meter. Apabila jumlah air yang terkandung dalam pori semakin banyak maka semakin kecil nilai resistivitas pada suatu batuan dan berlaku sebaliknya, karena hidrokarbon merupakan isolator atau non konduktif (Asquith dan Krygowski, 2004). Log resistivitas digunakan untuk menentukan zona hidrokarbon dan air, dimana log ini dapat mengindikasikan zona permeable dengan mendeterminasi porositas resistivitas, karena batuan dan matriks tidak bersifat konduktif maka

kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik bergantung pada fluida yang terkandung dan pori pada batuan (Mauladika, 2018).



Gambar 16. Respon log resistivitas (Rider, 2002).

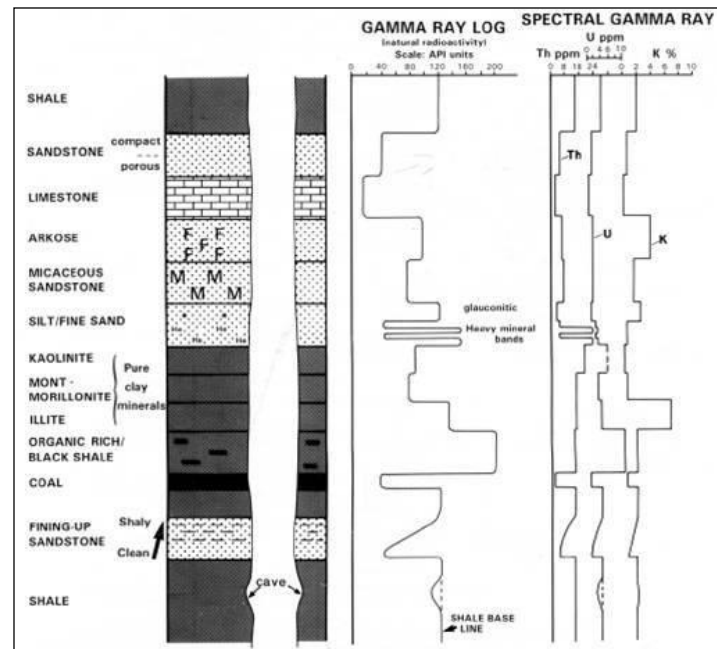
Tabel 1. Nilai resistivitas beberapa litologi batuan (Asquith dan Krygowski, 2004).

Material	Resistivitas
<i>Limestone</i>	5 – 10 ²
<i>Sandstone</i>	5 – 10 ⁸
<i>Shale</i>	2 – 2 × 10 ³
<i>Dolomite</i>	100 – 10.000
<i>Sand</i>	1 – 1000
<i>Clay</i>	1 – 100
<i>Sea Water</i>	0.2

3.5.2 Log Gamma Ray

Log *gamma ray* adalah salah satu jenis log yang memanfaatkan prinsip dasar perekaman tingkat radiasi alami atau radioaktivitas dari lapisan bawah permukaan bumi. Radioaktivitas *gamma ray* dihasilkan oleh tiga unsur radioaktif yang terkandung dalam batuan, yaitu *Potassium-K*,

Thorium-Th, dan *Uranium-U*, yang terus-menerus memancarkan *gamma ray* dalam bentuk pulsa energi dengan tingkat radiasi tinggi. Data log *gamma ray* direkam dan dinyatakan dalam satuan unit API.



Gambar 17. Interpretasi *log gamma ray* (Schlumberger, 1989).

Pada lapisan permeabel yang bersih (*clean*), seperti lapisan batu pasir yang tidak ada lapisan kotor (tidak mengandung shale), kurva *gamma ray* pada log akan menunjukkan intensitas radioaktif yang sangat rendah, kecuali jika lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang memiliki sifat radioaktif. Namun, pada lapisan yang kotor (*shally*), seperti lapisan batu lempung, kurva *gamma ray* akan menunjukkan intensitas radioaktif yang tinggi.

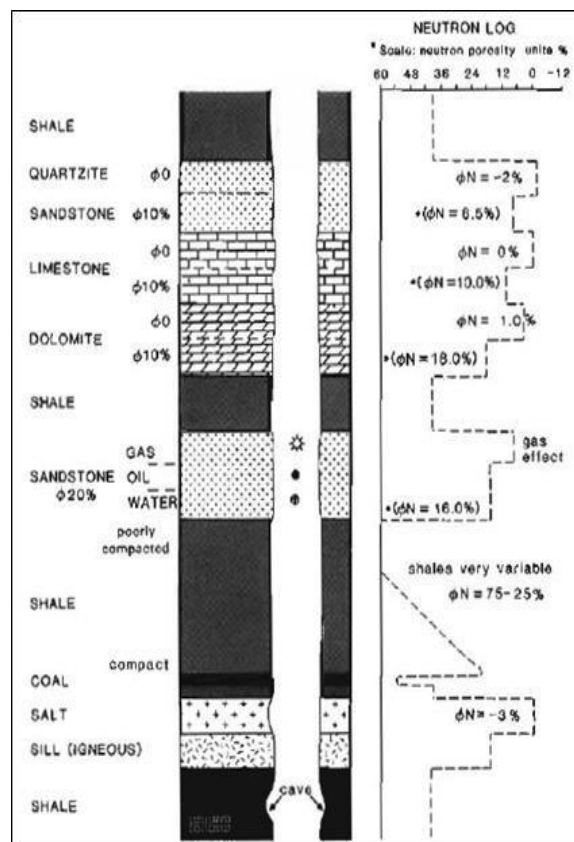
3.5.3 Log Neutron Porosity

Menurut (Schlumberger, 1989), log *neutron* digunakan untuk mengestimasi besaran nilai porositas batuan. Prinsip dasar log *neutron* adalah dengan memancarkan *neutron* secara terus-menerus ke lapisan bawah permukaan. Partikel-partikel *neutron* tersebut akan menembus formasi batuan dan bertumbukan dengan material yang ada di dalamnya. Akibat tumbukan ini, sebagian *neutron* akan sedikit kehilangan energi.

Jumlah energi yang hilang tergantung pada perbedaan massa *neutron* dengan massa material pembentuk batuan atau formasi (Doveton, 1986).

Apabila konsentrasi hidrogen dalam batuan tinggi, hampir semua *neutron* akan mengalami penurunan energi dan tidak akan tertangkap kembali oleh sumber radioaktif yang berada jauh. Sebaliknya, jika konsentrasi hidrogen dalam batuan rendah, partikel neutron akan menembus formasi lebih jauh sebelum akhirnya tertangkap kembali (Rider, 1996).

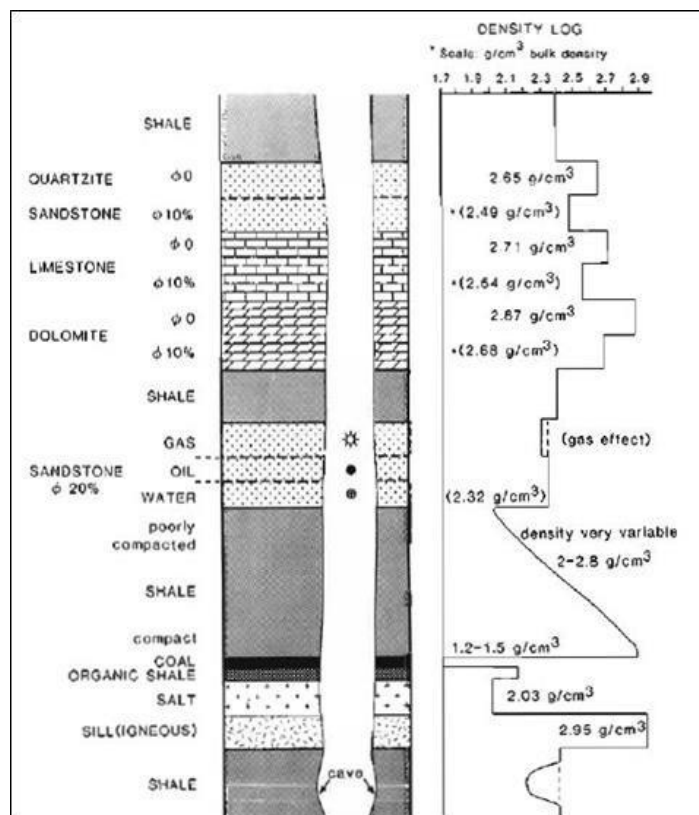
Dengan memanfaatkan informasi tentang energi yang hilang oleh *neutron*, *log neutron* dapat memberikan indikasi mengenai kandungan hidrogen dalam batuan, yang berkorelasi dengan porositas batuan. Informasi ini digunakan untuk mengestimasi porositas batuan dan membantu dalam penilaian sifat reservoir.



Gambar 18. Grafik *log neutron* (Rider, 1996).

3.5.4 Log Density

Log *Density* adalah jenis log yang menunjukkan nilai densitas batuan yang ditembus oleh lubang bor. Informasi ini dapat digunakan untuk menentukan porositas batuan. Selain itu, log densitas juga dapat mendeteksi adanya indikasi hidrokarbon atau air yang digunakan bersama dengan log *neutron*. Prinsip dasar dari log densitas adalah menggunakan energi dari sinar *gamma*. Ketika sinar *gamma* dipancarkan ke dalam batuan di bawah permukaan dan bertumbukan dengan elektron dalam batuan, energinya akan berkurang. Energi yang kembali setelah tumbukan ini akan diterima dan terekam oleh detektor yang berjarak tertentu dari sumbernya. Semakin lemah energi yang tercatat, menunjukkan keberadaan elektron lebih banyak dalam batuan. Hal ini menunjukkan kepadatan butiran atau mineral yang menyusun batuan dalam volume yang sama. Satuan yang digunakan dalam log densitas pada kurva adalah gram/cc (Doveton, 1986).



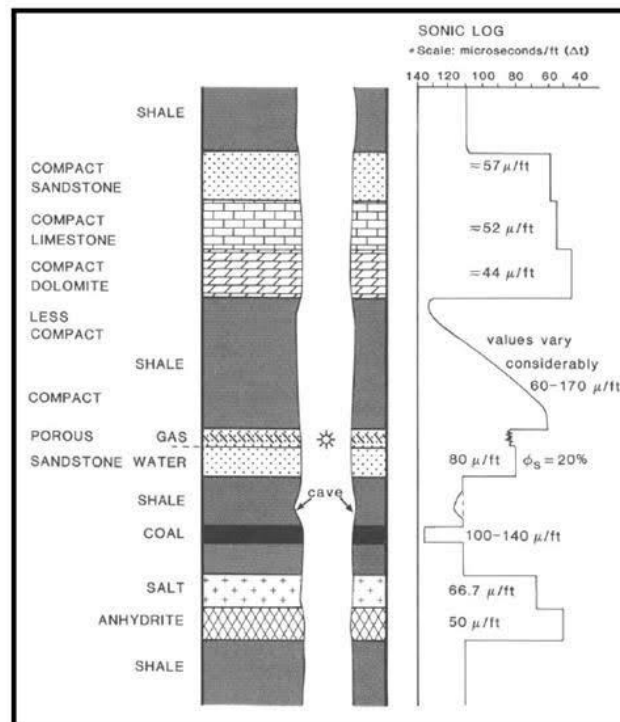
Gambar 19. Grafik log densitas (Doveton, 1986).

Tabel 2. Tabel densitas litologi batuan (Telford et. al., 1990).

Litologi/Mineral	ρ_{ma} (gr/cm³)
Batu Kapur (<i>Limestone</i>)	1.93 – 2.90
Batu Pasir (<i>Sandstone</i>)	1.61–2.76
Serpilh (<i>Shale</i>)	1.77 – 3.2
<i>Dolomite</i>	2.28 – 2.90
Tanah liat (<i>Clay</i>)	1.63 – 2.6

3.5.5 Log Akustik (Log Sonic)

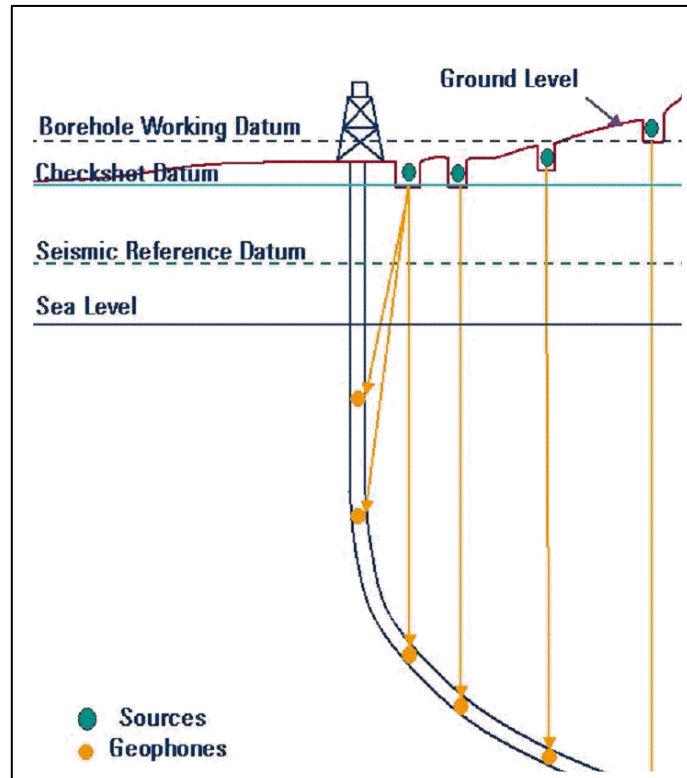
Log Sonic adalah jenis log yang menggunakan kecepatan rambat gelombang suara dalam batuan. Dalam prosesnya memancarkan gelombang suara ke dalam formasi batuan, kemudian gelombang tersebut dipantulkan dan diterima oleh *receiver*. Waktu yang dibutuhkan gelombang suara untuk mencapai *receiver* disebut sebagai *interval transit time*. Perbedaan waktu ini tergantung pada jenis batuan dan porositasnya, sehingga *log Sonic* digunakan untuk menentukan porositas batuan dan membantu dalam interpretasi data seismik dengan mengkalibrasi kedalaman formasi. Log ini juga bermanfaat dalam menentukan jenis batuan, terutama dalam mengidentifikasi evaporit. Pada batuan dengan porositas yang rendah, kurva log Sonic akan menunjukkan nilai yang tinggi, seperti pada serpih organik atau lignit. Di sisi lain, batuan dengan porositas tinggi, seperti batugamping, akan menunjukkan nilai yang rendah pada kurva *log Sonic*. *Log Sonic* juga digunakan untuk menentukan interval kecepatan dan digunakan dalam pembuatan seismik sintetik yang dapat digunakan untuk korelasi antara data sumur dan data seismik.



Gambar 20. Log akustik Sonic (Glover, 2000).

3.6 Checkshot

Data *checkshot* merupakan komponen yang sangat penting dalam interpretasi seismik, terutama dalam proses *well seismic tie*, yang berperan sebagai data untuk menghubungkan domain kedalaman data sumur dengan domain waktu data seismik. Biasanya, penerjemahan dari domain kedalaman ke domain waktu dapat dilakukan menggunakan data sumur seperti *log Sonic*. *Log Sonic* ini mengukur waktu transit yang disingkat DT, yang kemudian dapat diubah menjadi log kecepatan *sonic*. Kecepatan *sonic* ini digunakan untuk menerjemahkan domain kedalaman ke domain waktu. Meskipun demikian, kecepatan sonic dalam *well seismic tie* memiliki beberapa kelemahan, sehingga diperlukan data kecepatan tambahan yang diperoleh melalui metode *checkshot* (Veeken, 2007). Pada survei *checkshot*, kecepatan diukur di dalam lubang bor dengan menggunakan sumber gelombang yang dipancarkan di atas permukaan (Abdullah dan Sukmono, 2001).



Gambar 21. Survey *checkshot* (Sukmono, 1999).

3.7 *Well Seismic Tie*

Well Seismic Tie adalah proses pengikatan data sumur (*well*) yang berdomain kedalaman dengan data seismik dengan domain waktu. Dalam proses *well seismic tie*, data sumur yang digunakan meliputi *log sonic* (DT), densitas (RHOB), dan *checkshot*. Sebelum dilakukannya proses *well to seismic tie*, perlu dilakukan koreksi untuk menghilangkan efek *washout zone*, *casing shoe*, dan artefak lainnya. Dalam hal ini, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT), sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*). Oleh karena itu, langkah awal yang harus dilakukan sebelum melakukan pengikatan (*tie*) adalah mengkonversi data sumur ke dalam domain waktu. Konversi ini memerlukan data *log sonic* dan *checkshot* sebagai acuan (Hall et al., 2006).

3.8 *Picking Horizon*

Proses *picking horizon* dilakukan untuk menentukan batas-batas lapisan zona target dalam data seismik dengan melihat kemenerusannya secara lateral. Sebelum melakukan *picking horizon*, penting untuk memperhatikan struktur-

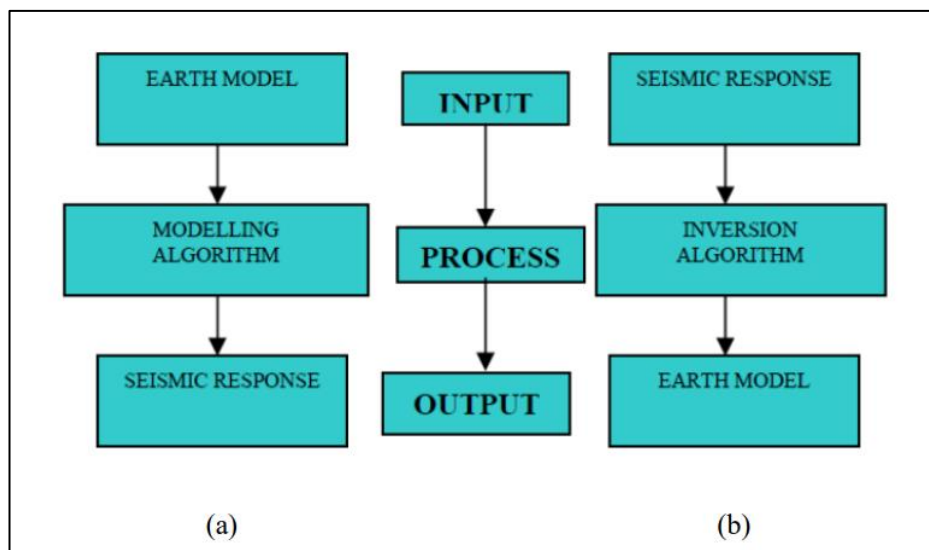
struktur yang terlihat dalam data seismik, seperti patahan, lipatan, dan sebagainya. *Picking horizon* dilakukan khususnya pada zona target yang terdapat dalam formasi yang menjadi fokus penelitian.

Menurut (Badley, 1987), terdapat beberapa kiat dalam melakukan *picking horizon* pada data seismik, yaitu:

1. Pada *minimum phase* lebih baik melakukan *picking* pada *peak*, mengingat refleksi hanya terjadi pada batas impedansi akustik. Namun, perlu diingat bahwa situasinya dapat lebih kompleks ketika adanya gangguan dalam data seismik.
2. Hindari melakukan *picking* di bawah puncak (*peak*) yang kuat kecuali jika ada alasan yang jelas untuk melakukannya. Puncak dapat muncul dari berbagai sumber, baik itu berasal dari koefisien refleksi negatif maupun lebih dangkal dari koefisien refleksi positif (untuk polaritas normal data SEG).
3. Pada fase nol (*zero phase*), lakukan *picking* pada refleksi dengan amplitudo maksimum, baik itu berupa puncak (*peak*) atau lembah (*trough*). Refleksi tersebut seharusnya simetris di sekitar batas impedansi akustik.

3.9 Metode Seismik Inversi

Seismik inversi adalah suatu metode atau pendekatan yang digunakan untuk menghasilkan model bawah permukaan dengan memanfaatkan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai pengendali atau kontrol (Sukmono, 2002). Metode inversi memiliki konsep yang berlawanan dengan pemodelan kedepan (*forward modeling*), yang berkaitan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model geologi. Perbandingan antara metode *forward modeling* dan inversi dapat ditemukan pada ilustrasi di bawah ini.

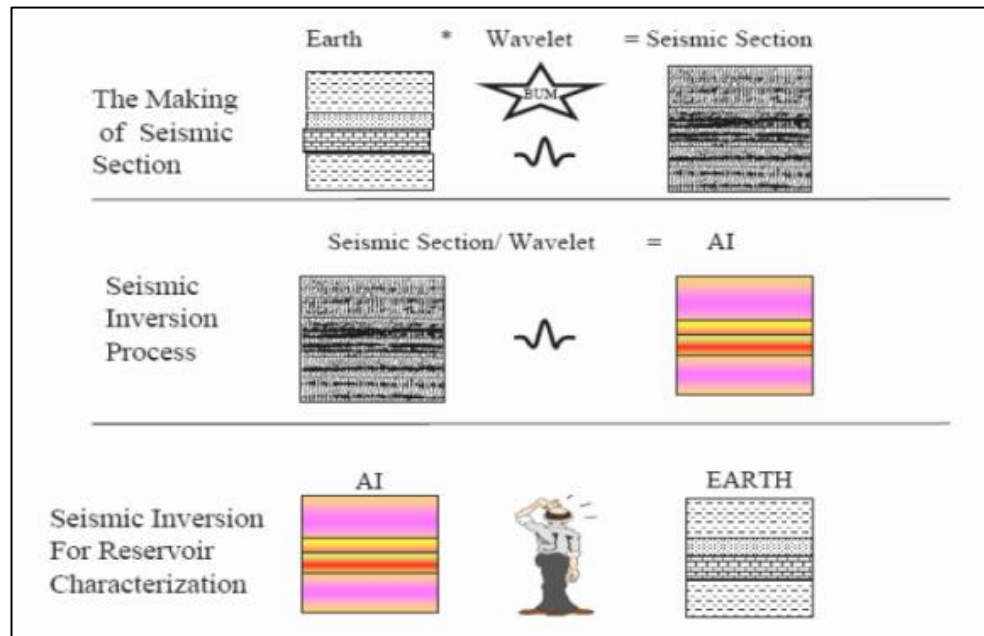


Gambar 22. (a) teknik pemodelan kedepan, (b) teknik inversi (Sukmono, 1999).

Berdasarkan proses penggabungan data seismik (*stacking*), metode inversi seismik dapat dikelompokkan menjadi dua kategori utama, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *pre-stack* melibatkan dua pendekatan utama, yaitu inversi waktu tempuh (tomografi) dan inversi amplitudo (AVO / *Amplitude Versus Offset*). Inversi waktu tempuh fokus pada pemetaan struktur bawah permukaan berdasarkan informasi waktu tempuh gelombang seismik, sedangkan AVO inversi parameter elastisitas melalui variasi amplitudo seismik terhadap jarak *offset*. Di sisi lain, inversi *post-stack* juga terdiri dari dua jenis, yaitu inversi amplitudo dan inversi medan gelombang. Inversi amplitudo terdiri dari beberapa pendekatan seperti *band limited*, *model based*, dan *sparse spike*.

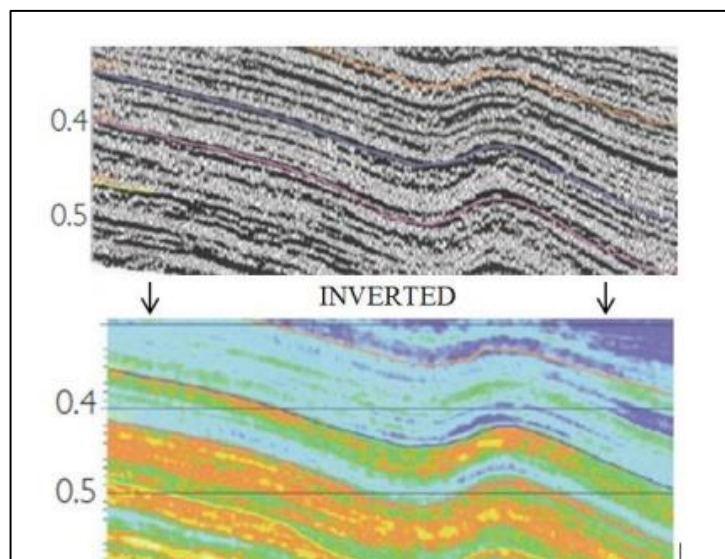
Menggunakan metode inversi seismik, penampang seismik dapat diubah menjadi representasi impedansi akustik (AI) yang mencerminkan sifat fisik batuan. Hal ini memungkinkan interpretasi lebih lanjut untuk mendapatkan parameter petrofisika seperti ketebalan, porositas, dan distribusi batuan. Metode inversi juga memungkinkan transformasi informasi dari data seismik yang awalnya berkaitan dengan batas lapisan menjadi informasi yang berkaitan dengan lapisan-lapisannya. Informasi ini terkait dengan impedansi akustik (AI), yang memiliki keterkaitan dengan porositas batuan. AI merupakan hasil perkalian antara densitas dan kecepatan gelombang, di mana secara logis

semakin besar nilai AI, semakin rendah porositas batuan tersebut. Data AI juga dapat diartikan sebagai indikator distribusi litologi dengan memadukan parameter AI, densitas, dan kecepatan gelombang P, termasuk dalam identifikasi sebaran batuan pasir di area inversi (Ramdhani, 2017).



Gambar 23. Konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2000).

Prinsip dasar dari metode inversi *model-based* adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data seismik asli (Russel, 1999). Metode inversi *model-based* dapat mengembalikan informasi frekuensi rendah dan tinggi yang terkadang hilang, dengan menghubungkan data seismik dengan respons seismik dari model geologi. Namun, dalam penggunaan metode ini terdapat potensi permasalahan seperti sensitivitas terhadap bentuk gelombang (*wavelet*) dan sifat ketidakunikannya untuk beberapa jenis *wavelet* tertentu. Gambaran konsep inversi seismik dapat dilihat pada Gambar yang ditampilkan di bawah.



Gambar 24. Ilustrasi inversi AI dari refleksi seismik menjadi model hasil inversi AI (Simm dan Bacon, 2014).

3.10 Metode Seismik Inversi *Model Based*

Metode inversi model berbasis seismik dengan prinsip pembuatan model geologi dan membandingkannya dengan data seismik yang ada. Dalam metode ini, perbandingan antara model dan data seismik digunakan secara iteratif untuk memperbaharui model secara bertahap hingga cocok dengan data yang diamati (Russel, 1988) Pendekatan ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan dengan metode eksplorasi seismik konvensional. Salah satu keuntungan utama penggunaan metode inversi *model based* adalah tidak dilakukan inversi langsung dari data seismik, melainkan melalui proses inversi model geologi yang telah dibuat sebelumnya.

Namun, terdapat beberapa permasalahan potensial dalam penggunaan metode inversi *model based* pada seismik, antara lain:

1. Sensitivitas terhadap bentuk *wavelet*, di mana perbedaan antara dua *wavelet* yang berbeda dapat menghasilkan *trace* seismik yang serupa. Hal ini dapat mempengaruhi ketepatan hasil inversi.
2. Sifat ketidakunikannya (*non-uniqueness*) untuk *wavelet* tertentu, di mana terdapat berbagai hasil inversi yang dapat cocok dengan data seismik pada lokasi sumur yang sama.

Dalam mengimplementasikan metode inversi *model based*, perlu diperhatikan pemilihan *wavelet* yang tepat, pengaturan parameter inversi, dan interpretasi yang tepat untuk meminimalkan efek permasalahan tersebut dan menghasilkan model geologi yang lebih akurat.

3.11 Seismik Atribut

Seismik atribut merujuk pada karakterisasi data seismik secara kuantitatif dan deskriptif yang dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Barnes, 1999). Secara umum, atribut yang berasal dari turunan waktu cenderung memberikan informasi tentang struktur, sementara atribut yang berasal dari turunan amplitudo cenderung memberikan informasi tentang stratigrafi dan reservoir. Meskipun peran atribut turunan frekuensi masih belum sepenuhnya dipahami, diyakini bahwa atribut ini akan memberikan informasi tambahan yang berguna terkait reservoir dan stratigrafi. Saat ini, atribut atenuasi belum banyak dimanfaatkan, namun dipercaya bahwa di masa depan atribut ini dapat membantu dalam memahami informasi tentang permeabilitas. Atribut seismik memungkinkan langsung untuk menampilkan kondisi geologi atau karakteristik reservoir serta membedakan berbagai lingkungan pengendapan struktural. *Brightspot*, yang sering terlihat pada data seismik, adalah indikator langsung adanya hidrokarbon (Basri, et. al., 1972). Dalam analisis multiatribut menggunakan perangkat *EMERGE*, atribut-atribut yang digunakan sebaiknya dalam bentuk *sample-based attributes*. Biasanya, beberapa jenis atribut dijadikan input, dan ini dapat dikelompokkan menjadi enam kategori :

1. Atribut sesaat, meliputi:
 - a. *Instantaneous Phase*
 - b. *Instantaneous frequency*
 - c. *Cosine Instantaneous Phase*
 - d. *Apparent Polarity*
 - e. *Amplitude Weighted cosine phase*
 - f. *Amplitude weighted frequency*
 - g. *Amplitude weighted phase*
2. *Windowed Frequency Attributes*

- a. *Average frequency Amplitude*
- b. *Dominant Frequency*
- 3. *Filter slice (Bandfilter)*
 - a. 5/10-15/20 Hz
 - b. 15/20-25/30 Hz
 - c. 25/30-35/40 Hz
 - d. 35/40 45/50 Hz
 - e. 45/50 - 55/60 Hz
 - f. 55/60- 65 Hz
- 4. *Derivative Attributes*
 - a. *Derivative of The Seismic Trace*
 - b. *Derivative Instantaneous Amplitude*
 - c. *Second Derivative of The Seismic Trace*
 - d. *Second Derivative Instantaneous Amplitude*
- 5. *Integrated Attributes*
 - a. *Integrated Seismic Trace*
 - b. *Integrated Seismic Trace*
 - c. *Atribut Waktu*

3.12 Seismik Multiatribut

Analisis seismik multiatribut adalah salah satu pendekatan statistik yang melibatkan penggunaan lebih dari satu atribut untuk memprediksi berbagai properti fisik dari lapisan bumi. Dalam konteks analisis *Reservoir*, statistik ini digunakan untuk memperkirakan dan mensimulasikan hubungan spasial antara variabel-variabel pada nilai yang diinginkan di lokasi yang tidak memiliki data pengukuran yang terukur. Hal ini didasarkan pada asumsi yang sering terjadi di alam bahwa pengukuran variabel di area yang berdekatan akan memiliki kesamaan. kesamaan ini akan semakin menurun sejalan dengan meningkatnya jarak antara pengukuran tersebut. (Schultz, et. al., 1994) mengidentifikasi tiga subkategori utama dalam analisis multiatribut geostatistik, yakni :

1. Perluasan dari metode *co-kriging* untuk memasukkan lebih dari satu atribut sekunder dalam memprediksi parameter utama.

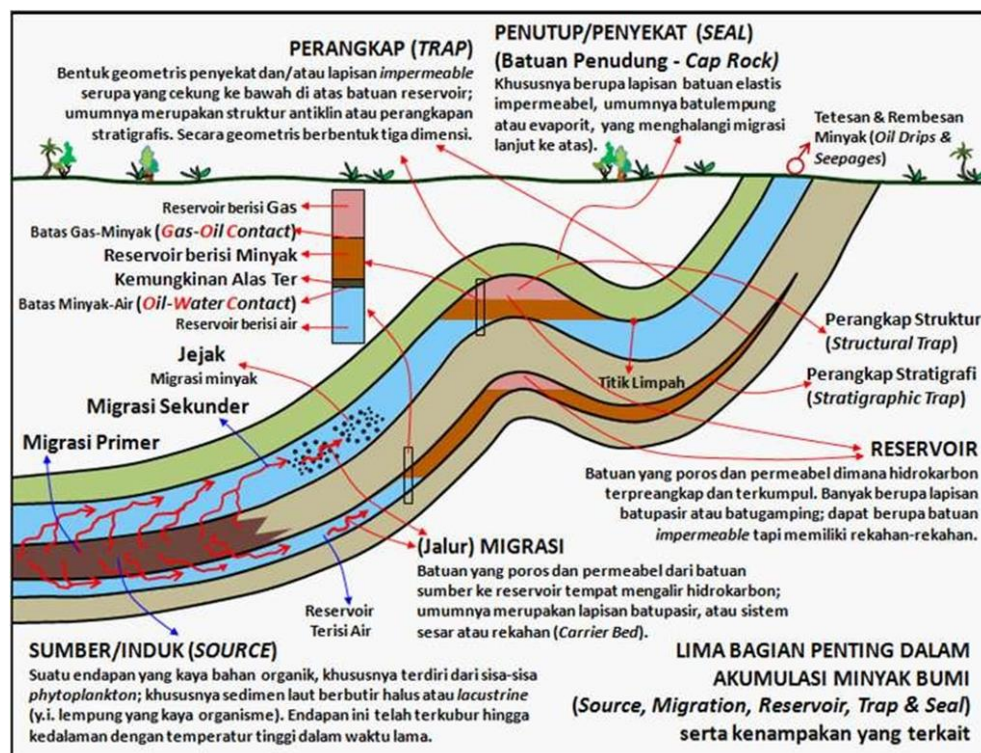
2. Metode yang menggunakan matriks kovariansi untuk memprediksi suatu parameter dengan menerapkan bobot linear pada atribut input.
3. Metode yang menggunakan Jaringan Saraf Tiruan (*Artificial Neural Networks/ANNs*) atau teknik optimasi non-linier untuk menggabungkan atribut-atribut menjadi perkiraan dari parameter yang diinginkan. Secara umum, pendekatan ini bertujuan untuk menemukan suatu fungsi yang mampu mengkonversi beragam multiatribut menjadi properti yang diinginkan.

3.13 Interpretasi Data Seismik

Interpretasi data seismik merupakan hasil akhir dan tujuan utama dari proses analisis seismik. Interpretasi ini melibatkan penafsiran dan pemahaman terhadap konteks geologi yang terdapat dalam data seismik. Hal ini dilakukan melalui penelusuran *horizon*, pengukuran waktu, dan visualisasi pada penampang seismik, yang kemudian digunakan untuk menggambarkan dan memahami struktur dan model geologi di bawah permukaan. Penampang seismik ini sangat berguna dalam mengidentifikasi informasi geologi berupa struktur bawah permukaan yang terdapat dalam data seismik (Yilmaz, *Seismik Data Analysis*, 2001).

3.14 Petroleum System

Sistem perminyakan (*Petroleum System*) merupakan sebuah konsep yang menggabungkan berbagai unsur dan proses geologis yang terlibat dalam pembentukan kondisi geologi pada daerah terdapat minyak bumi atau hidrokarbon. Sistem ini meliputi beberapa elemen yaitu batuan sumber (*source rock*), batuan reservoir, perangkap (*trap*), batuan penutup serta proses terbentuknya minyak bumi melalui proses generasi, migrasi, dan akumulasi dalam perangkap. Konsep ini menyatukan semua aspek yang terkait dengan minyak bumi yang memiliki hubungan genetik (berasal dari sumber batuan yang sama) dan memberikan petunjuk tentang adanya minyak, rembesan, atau akumulasi. Sistem perminyakan juga dikenal sebagai sistem hidrokarbon.



Gambar 25. Pembentukan hidrokarbon dari sisa organik dan tumbuhan dalam batuan induk hingga terkumpul di dalam batuan reservoir. (Sumotarto, 2016).

3.14.1 *Source Rock*

Batuan induk (*source rock*) merupakan jenis batuan yang mengandung endapan yang kaya akan bahan organik, terutama dari sisa-sisa *phytoplankton* yang terendapkan pada sedimen laut berbutir halus atau *lacustrine* (lempung yang kaya kandungan organisme). Seiring dengan proses pengendapan dan pematangan lapisan sedimen yang semakin tebal dan terjadi penurunan kedalam bumi mengakibatkan kenaikan tekanan dan temperatur akibat dari adanya gradien tekanan dan temperatur bumi. Proses kenaikan temperatur dan tekanan dalam waktu ribuan bahkan jutaan tahun dalam skala waktu geologi mengakibatkan sisa-sisa organisme terutama unsur karbon dan hidrogen mengalami proses penggabungan secara kimiawi membentuk senyawa hidrokarbon yang dikenal dengan senyawa alkana (C_nH_{2n+2}). Proses tersebut merupakan asal-usul pembentukan minyak dan gas bumi.

3.14.2 Migrasi

Migrasi merupakan pergerakan minyak dan gas bumi (hidrokarbon) dari kedalaman dengan tekanan dan temperatur tinggi menuju ke lokasi pada bawah permukaan bumi yang memiliki tekanan dan temperatur lebih rendah. Proses migrasi biasanya melalui batuan yang memiliki porositas dan permeabilitas tinggi sehingga dapat mengalirkan fluida dari batuan sumber (*source rock*) menuju reservoir.

3.14.3 Reservoir

Batuan reservoir merujuk pada bagian dari lapisan batuan sedimen yang ada dalam sistem perminyakan. Batuan reservoir memiliki kapasitas untuk menyimpan akumulasi hidrokarbon dan air formasi (*formation water*) yang bermigrasi bersama hidrokarbon. Untuk menahan hidrokarbon dan air formasi yang ada dibawahnya, dua syarat esensial harus dipenuhi: adanya perangkap (*trap*) yang mencegah pergerakan hidrokarbon, dan lapisan batuan penutup (*cap rock*) yang mampu menahan pergerakan ke atas. Umumnya, batuan sedimen menjadi jenis batuan yang membentuk reservoir karena memiliki porositas yang lebih tinggi daripada batuan beku dan metamorf. Batuan sedimen juga biasanya terbentuk pada suhu dan kondisi yang memungkinkan penyimpanan hidrokarbon. Batuan reservoir memiliki peran penting dalam sistem perminyakan. Mayoritas lapangan minyak dan gas bumi ditemukan dalam batuan-batuan sedimen, seperti batupasir dan batugamping, yang memiliki sifat pori-pori yang terhubung satu sama lain, memungkinkan adanya sifat permeabilitas. Sebagai akibat dari karakteristik pori-pori yang dimiliki, minyak dan gas bumi bisa mengalir dan terakumulasi dalam batuan reservoir. Oleh karena itu, reservoir merupakan komponen penting dalam sistem perminyakan yang utuh dan menyediakan tempat untuk akumulasi serta produksi hidrokarbon yang bernilai ekonomi. (Sumotarto, 2016).

3.14.4 *Caprock*

Batuan penutup (*caprock*) merupakan suatu lapisan yang bersifat tidak *permeable* atau tidak dapat dilewati minyak yang terdapat pada bagian atas reservoir sehingga menahan aliran minyak dan gas bumi untuk tidak keluar dari reservoir atau biasa disebut dengan *seal*. Jenis batuan yang umumnya berperan sebagai batuan penutup (*caprock*) antara lain batu lempung, batu gamping berbutir halus (*chalks*) anhydrite (*salt*) dan evaporite (Sumotarto, 2016).

3.14.5 Perangkap (*Trap*)

Perangkap (*trap*) didefinisikan sebagai susunan geometris batuan yang memiliki potensi untuk mengakumulasi hidrokarbon di dalam lapisan bumi. Suatu perangkap umumnya melibatkan batuan *Reservoir* sebagai tempat terakumulasinya hidrokarbon, serta lapisan penyekat atau struktur batuan kedap lainnya yang menghambat atau mencegah migrasi hidrokarbon dari Reservoir. Meskipun bentuk geometris dari *Reservoir* dan lapisan penyekat menjadi faktor penentu dalam pembentukan perangkap. Perangkap (*trap*) dapat diklasifikasikan menjadi tiga kategori, yaitu perangkap struktural, perangkap stratigrafi, dan perangkap kombinasi yang menggabungkan perangkap struktural dan stratigrafi. Selanjutnya, perangkap struktural dibagi menjadi perangkap lipatan (*fold traps*) dan perangkap yang terkait dengan patahan atau sesar (*fault traps*) (Sumotarto, 2016)

1. Perangkap Struktural

Perangkap struktural terbentuk akibat perubahan dalam struktur di bawah permukaan, yang dipicu oleh proses-proses seperti pelipatan (*folding*) dan patahan (*faulting*). Hal ini mengakibatkan pembentukan berbagai bentuk struktur geologis, termasuk kubah (*domes*), antiklin, dan lipatan.

a. Perangkap antiklin

Antiklin adalah suatu daerah di kulit bumi dimana formasi batuanannya telah mengalami deformasi akibat gaya tektonik sehingga membentuk cembungan ke atas. Ketika lapisan

batuan kedap berada di atas struktur antiklin ini, maka hidrokarbon memiliki potensi untuk terakumulasi di puncak antiklin yang terisi sehingga mencapai titik tumpah (*spill point*) (Sheriff dan Geldart, 1995).

b. Perangkap Sesar

Perangkap sesar terbentuk akibat pergeseran lapisan batuan yang memiliki karakter permeabel dan kedap sepanjang jalur zona patahan. Fenomena sesar terjadi di dalam lapisan Reservoar yang bersifat permeabel, sehingga posisinya berdekatan dengan batuan yang memiliki sifat kedap. Hal ini memiliki efek penghalang terhadap pergerakan lanjutan hidrokarbon. (Sumotarto, 2016).

2. Perangkap Stratigrafi

Perangkap stratigrafi adalah perangkap yang terjadi ketika penyekat (*seal*) atau penjebak (*barrier*) mengalami pembentukan akibat perubahan litologi atau jenis batuan yang juga dapat mengubah porositas dan permeabilitasnya. Variasi jenis litologi dapat terjadi akibat beberapa kondisi seperti pengendapan di laut, sungai, delta dan termasuk pada pembentukan terumbu karang.

3. Perangkap Kombinasi

Perangkap jenis kombinasi merupakan jenis perangkap yang terdiri dari dua jenis perangkap yaitu perangkap stratigrafi dan perangkap struktur.

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat Pelaksanaan

Adapun penelitian Tugas Akhir ini dilaksanakan pada :

Waktu : 22 Mei 2023 s.d. 21 Juli 2023.

Tempat : Saka Indonesia Pangkah Limited.

Alamat : The Manhattan Square, Jl. TB Simatupang, RT.3/RW.3, Cilandak.

Tim., Ps. Minggu, Kota Jakarta Selatan, Daerah Khusus Ibukota Jakarta.

Di bawah ini disajikan tabel *Time Schedule* dari pelaksanaan Penelitian yang telah dilakukan.

Tabel 3 *Time Schedule* Pelaksanaan Penelitian

No	Kegiatan	Waktu																					
		Mei				Juni				Juli				Agustus				September				Oktober	
		4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2			
1	Studi Literatur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■					
2	Pengolahan Data	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■									
3	Analisis dan Interpretasi Data				■	■	■	■	■	■	■	■	■	■									
4	Penyusunan laporan Usul						■	■	■	■	■	■	■	■									
5	Bimbingan Laporan Usul										■	■	■	■									
6	Seminar Usul														■	■	■	■					
7	Bimbingan Laporan Hasil														■	■	■	■					
8	Seminar Hasil																		■				
9	Bimbingan Komprehensif																			■			
10	Ujian Komprehensif																			■			

4.2 Alat dan Bahan

Alat dan Bahan yang digunakan pada pelaksanaan penelitian ini adalah sebagai berikut:

4.2.1 Perangkat Penelitian

Adapun perangkat penelitian yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. *Software Geoview Hampson – Russel Suite (HRS 10.0.2)*

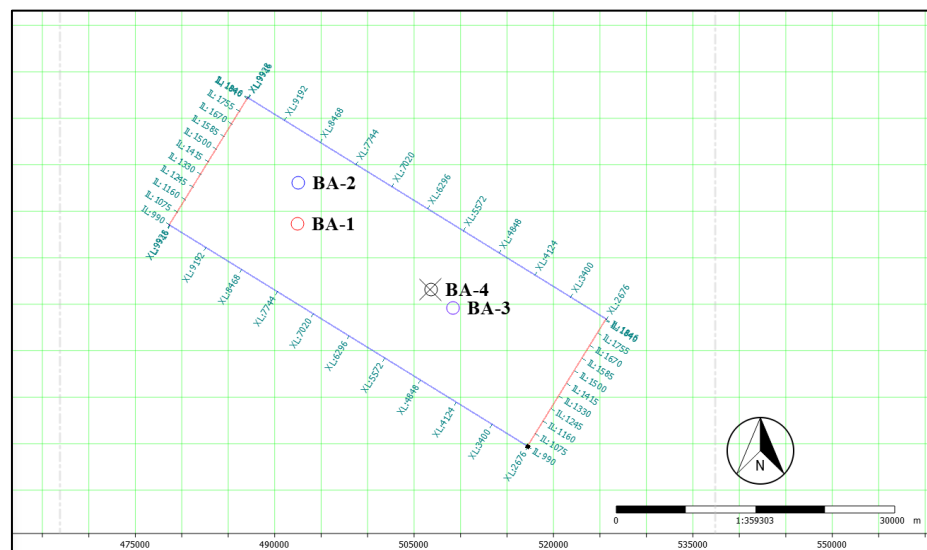
Software HRS ini digunakan untuk melakukan proses pengolahan data sumur dan seismik yang meliputi analisis sensitivitas, *well to seismic tie*, seismik inversi, dan multiatribut.

2. *Software Petrel 2017*

Software Petrel ini digunakan untuk melakukan proses *picking horizon* dan *fault*, serta pembuatan peta struktur waktu.

4.2.2 Data Penelitian

Data yang digunakan pada penelitian ini merupakan data sekunder dari Saka Indonesia Pangkah Limited yang berupa empat data sumur beserta data *marker*, data *checkshot* pada masing-masing sumur, dan data seismik 3D PSTM. Data penelitian berlokasi di lapangan “BIL”, cekungan Kutai, Kalimantan Timur.



Gambar 26. Base map daerah penelitian.

Adapun data penelitian yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Data Seismik 3D

Data seismik yang digunakan pada penelitian ini adalah data Seismik 3D PSTM (*Post Stack Time Migration*) dengan kedalaman 0 – 6.000 ms. Data seismik ini memiliki data inline sebanyak 857 line (990-1846) dan data xline sebanyak 3627 line (2676-9928) dengan *spacing* inline 18.75 dan xline 12.5 serta memiliki *sampling rate* 4 ms.

	Inlines:	Cross-lines:
Number of:	857	3627
Start Number:	990	2676
Increment:	1	2
Spacing:	18.75	12.5
Xline Direction:		90.0
Orientation:	-58.254	31.746
Origin (UTM): X:	517163.00	Y: 9799729.00

Angles are measured from Map North with clockwise direction being positive.

Length Units:
 Meters Feet

Gambar 27. Geometri Data Seismik Penelitian.

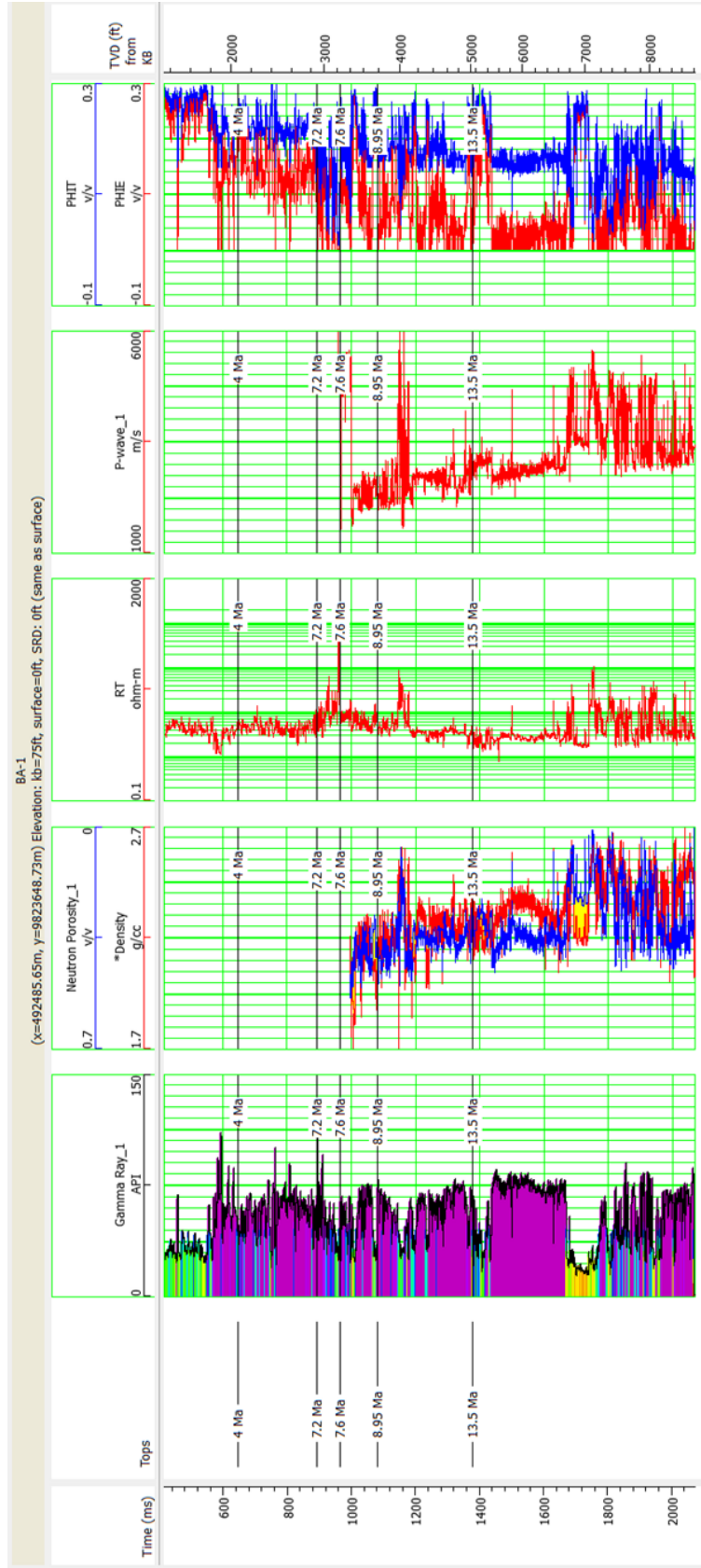
2. Data Sumur

Data sumur digunakan untuk memberikan informasi mengenai karakteristik litologi daerah penelitian. Pada penelitian ini menggunakan 4 data sumur yaitu BA-1, BA-2, BA-3, dan BA-4. Keempat data sumur memiliki kedalaman dalam satuan *feet* dari ketinggian *kelly bushing*. Data sumur melingkupi data log *Gamma Ray*, log Resistivitas, log *Neutron*, log Densitas, log *Sonic*, PHIT, dan PHIE. Adapun *completion log* sumur daerah penelitian sebagai dasar

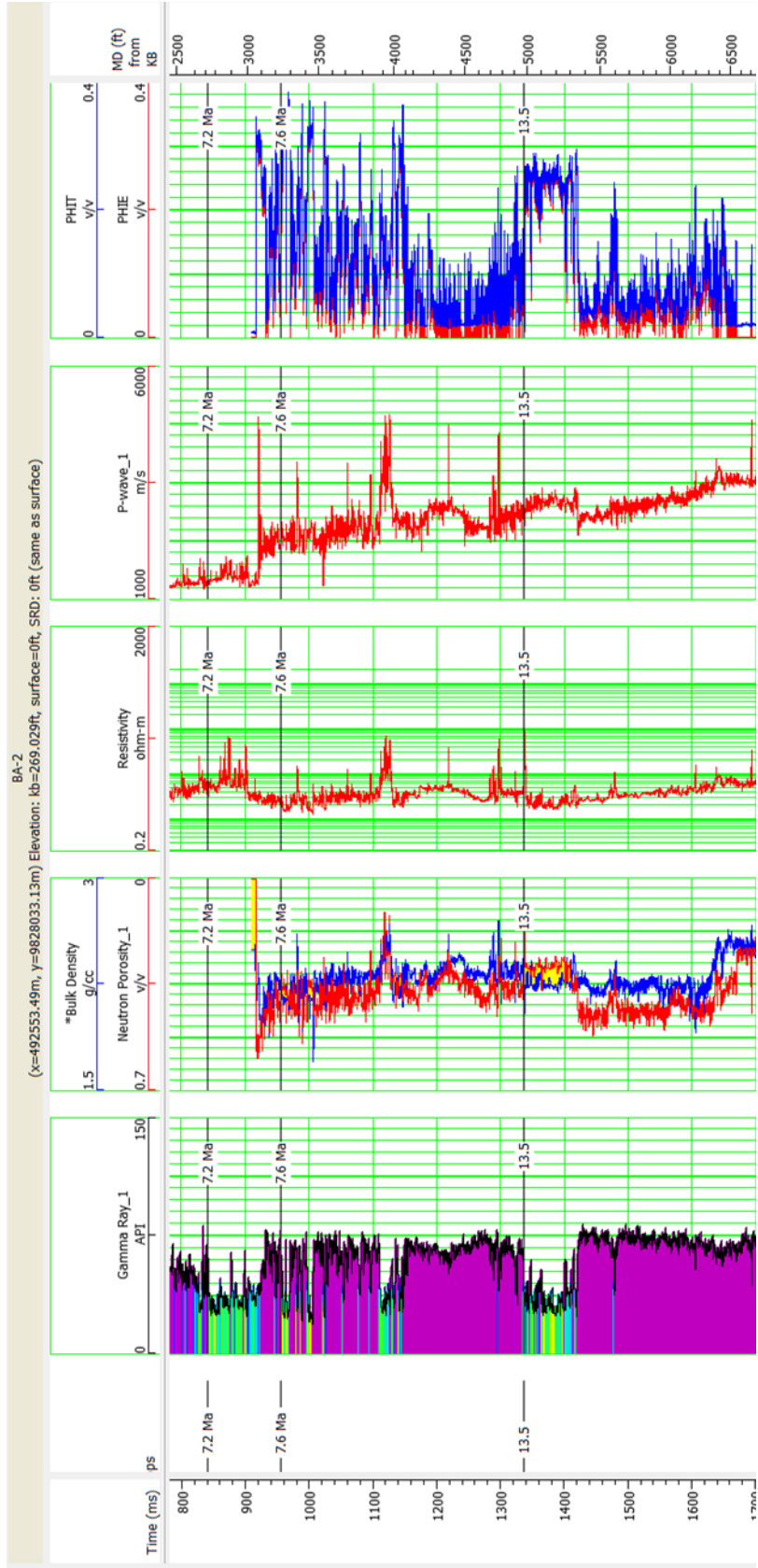
menentukan litologi, properti dan kandungan fluida dapat terlihat pada **Tabel 4.**

Tabel 4 *Completion log* sumur daerah penelitian

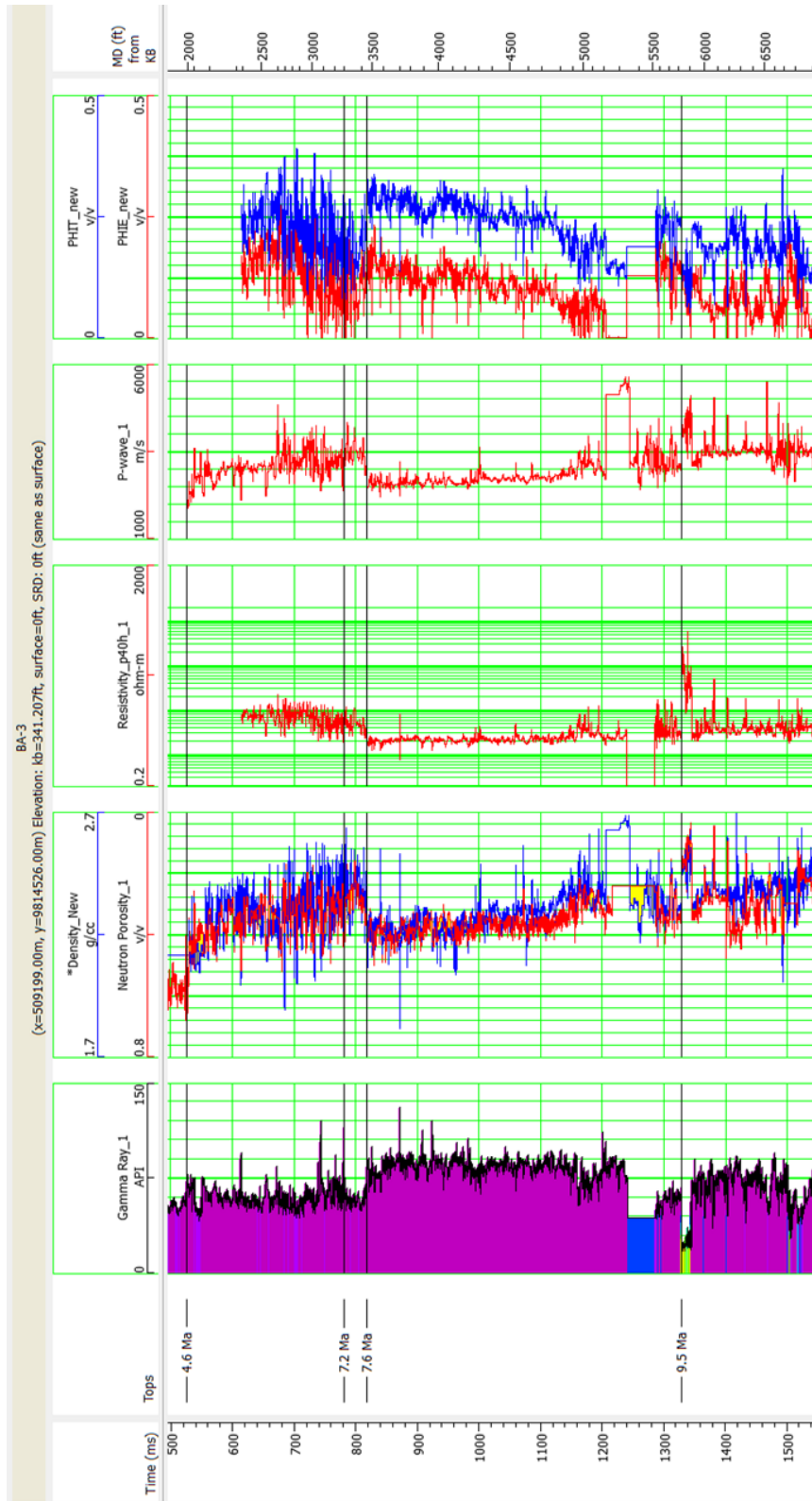
<i>Well</i>	GR	<i>Resistivity</i>	ROHB	NPHI	<i>P-Wave</i>	<i>PHIT</i>	<i>PHIE</i>
BA-1	v	v	v	v	v	v	v
BA-2	v	v	v	v	v	v	v
BA-3	v	v	v	v	v	v	v
BA-4	v	v	v	v	v	v	v



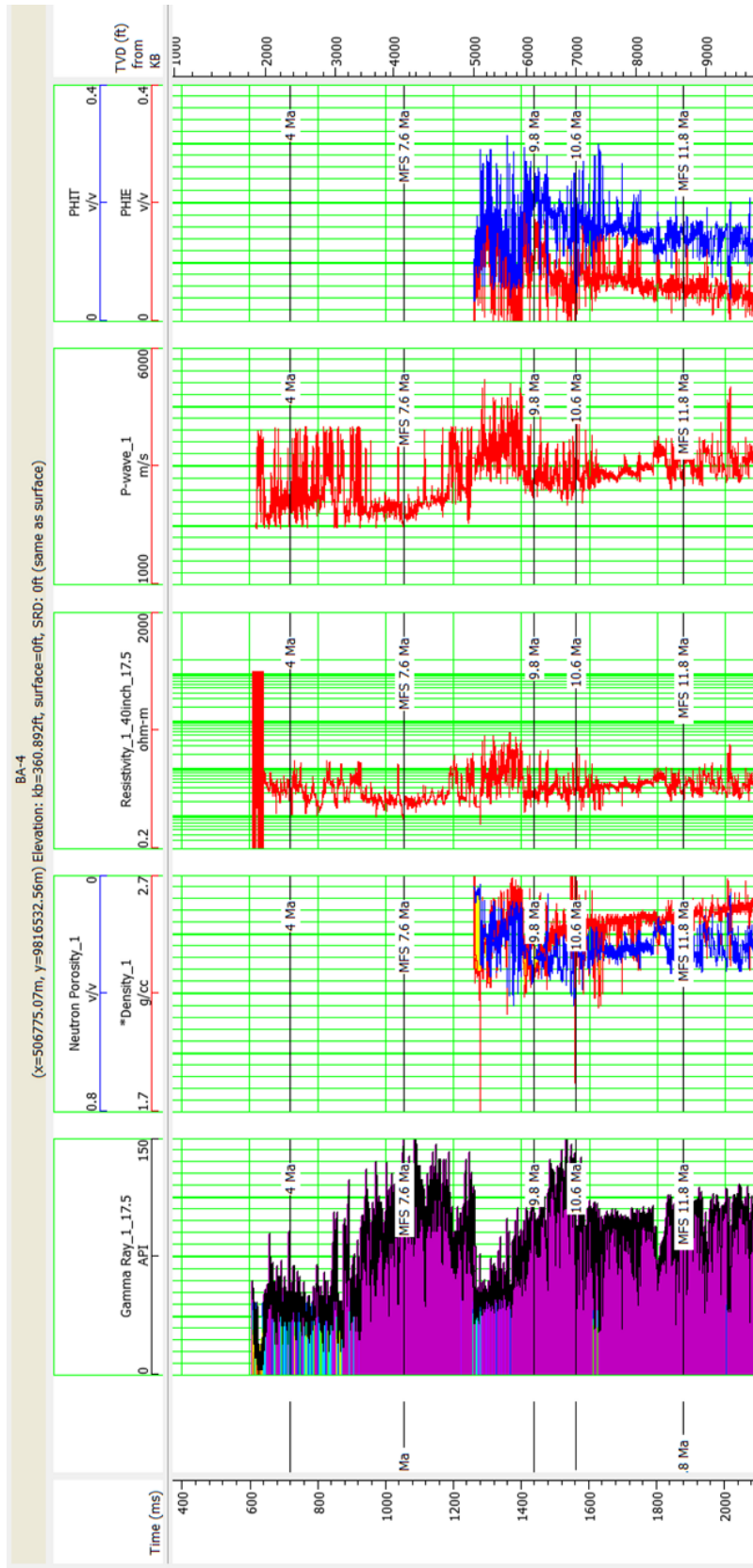
Gambar 28. Well section window Sumur BA-1.



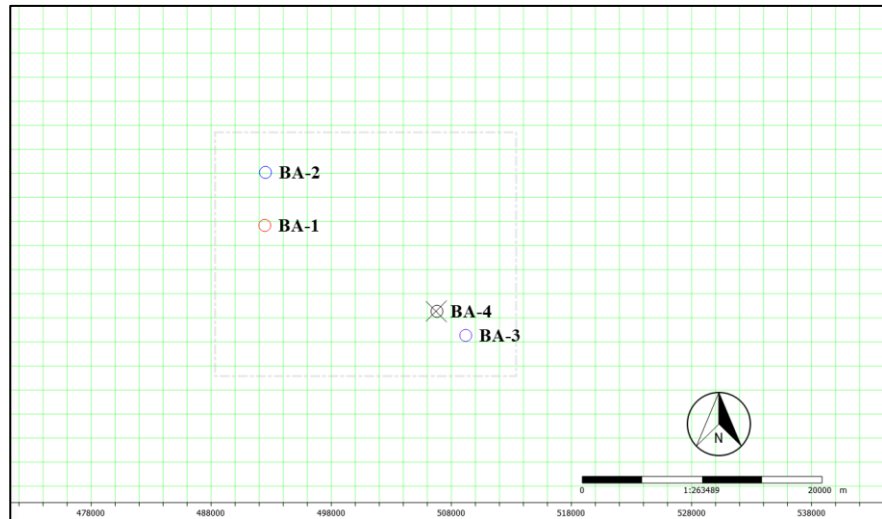
Gambar 29. Well section window Sumur BA-2.



Gambar 30. Well section window Sumur BA-3.



Gambar 31. Well section window Sumur BA-4.



Gambar 32. Tampilan sebaran data sumur pada *map view*.

3. Data Marker

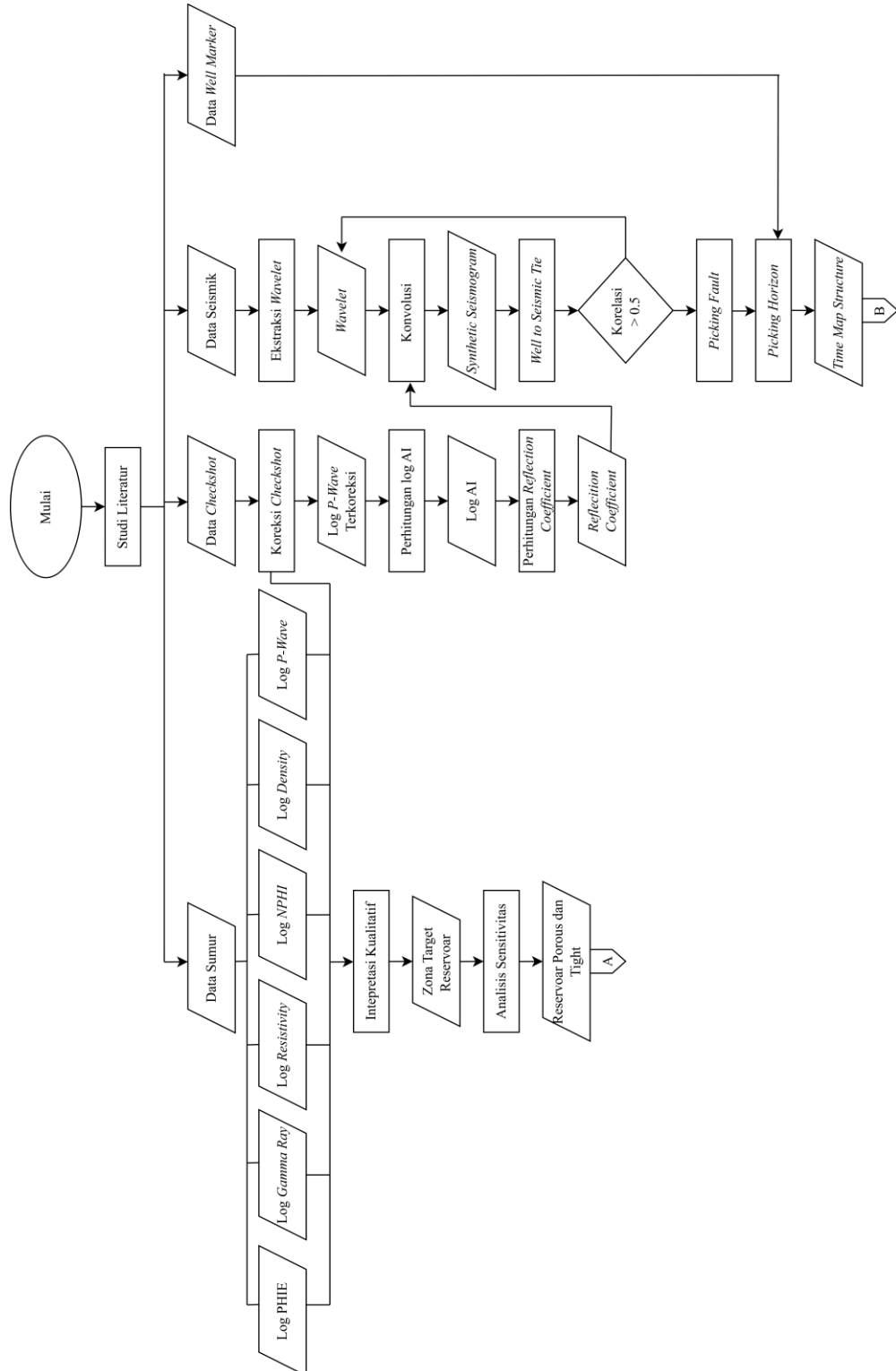
Data marker digunakan untuk menentukan Batasan lapisan dari suatu lapisan litologi pada data sumur. Pada data marker memiliki informasi mengenai kedalaman dari suatu lapisan batuan berdasarkan formasi dan umur suatu lapisan yang terdapat pada daerah penelitian. Data marker yang digunakan dalam penelitian ini berjumlah 4 data marker yaitu 13.5 Ma, 9.5 Ma, 7.6 Ma, dan 4 Ma. Data marker akan digunakan sebagai acuan dalam melakukan proses *well to seismic tie* dan *picking horizon*.

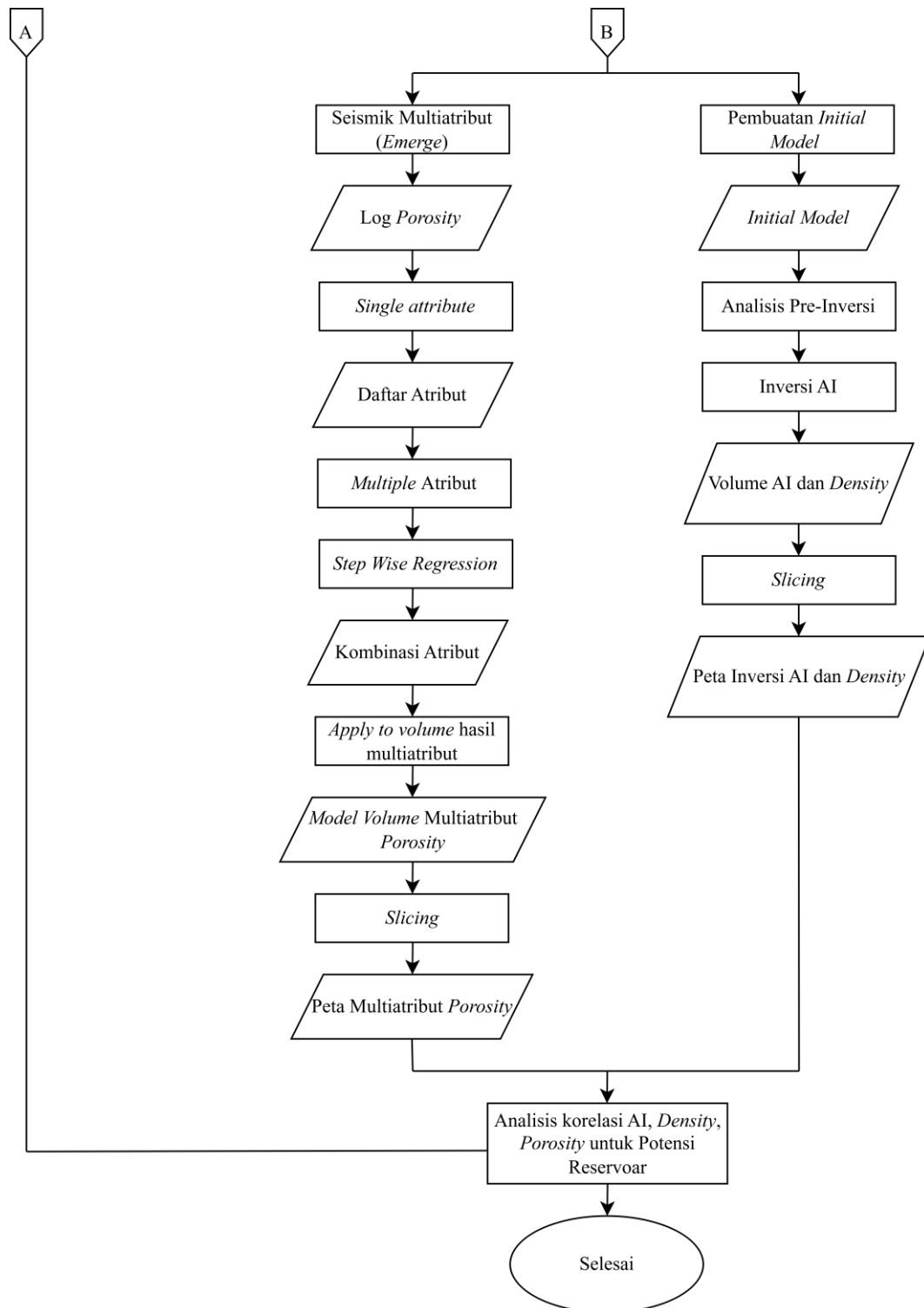
4. Data Checkshot

Data *Checkshot* merupakan data yang berisikan data *two way travel time* beserta *measure depth* yang digunakan dalam proses *well to seismic tie*. Data *checkshot* digunakan sebagai penerjemah data seismik yang berdomain waktu dengan data sumur yang berdomain kedalaman.

4.3 Diagram Alir Penelitian

Adapun diagram alir penelitian dari pengolahan data ini adalah sebagai berikut :





Gambar 33. Diagram Alir.

4.4 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

4.4.1 Input Data

Proses penginputan data yang dibutuhkan dalam penelitian ini dilakukan pada *software* Petrel dan HRS. Adapun data yang diinput pada kedua *software* tersebut adalah data seismik, data log sumur, data marker, dan data *checkshot*.

4.4.2 Penentuan Zona Target

4.4.2.1 Metode *Quick Look*

Metode *Quick look* merupakan salah satu metode dalam analisis kualitatif data sumur. Pada metode ini dilakukan interpretasi secara langsung berdasarkan penglihatan secara cepat pada data sumur. Umumnya, data log yang dianalisis pada metode ini yaitu data log *gamma ray* untuk melakukan interpretasi litologi zona target, log resistivitas untuk melakukan *quality control* mendeteksi keberadaan fluida hidrokarbon dan analisis *cross-over* antara data log RHOB dan NPHI pada zona target reservoir.

4.4.2.2 Analisis Sensitivitas

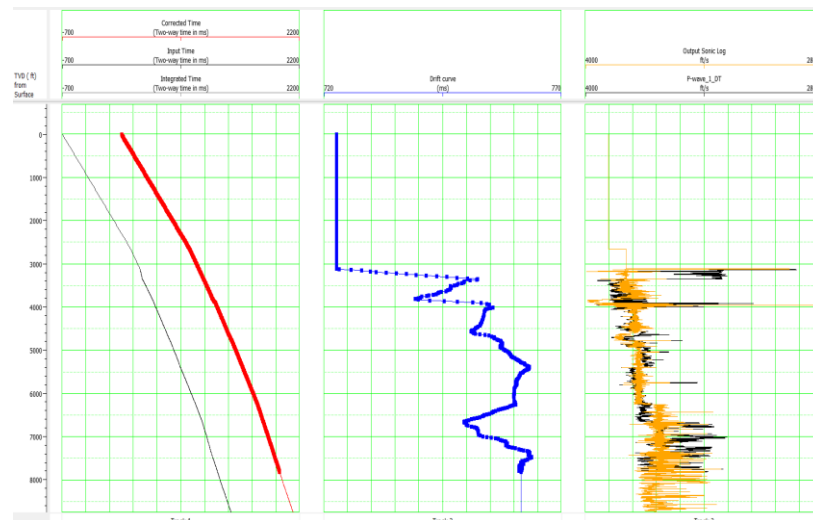
Analisis sensitivitas merupakan tahapan yang dilakukan sebelum melakukan proses inversi. analisis sensitivitas menguji seberapa sensitif log *P-Impedance* memisahkan properti batuan dengan melakukan *crossplot* dengan data log sumur, dimana dapat digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir. Analisis sensitivitas dilakukan dengan melakukan *crossplot antara p-impedance* dan log porositas dengan interval warna densitas. Hasil dari *crossplot* akan menunjukkan zona yang menjadi target reservoir *porous* dengan membandingkan nilai AI yang rendah dengan porositas yang tinggi dan memiliki interval warna densitas yang rendah.

4.4.3 Well to Seismic Tie

Setelah semua data yang dibutuhkan seperti data seismik, data log sumur, data *checkshot*, dan data *marker* telah berhasil diinput selanjutnya dapat dilakukan proses *well to seismic tie*. *Well to seismic tie* merupakan proses pengikatan data sumur yang berdomain kedalaman terhadap data seismik yang berdomain waktu. proses ini perlu dilakukan karena kedua data memiliki domain yang berbeda, *well to seismic tie* akan mengikat data sumur yang berdomain kedalaman terhadap data seismik yang berdomain waktu.

1. Koreksi *Checkshot*

Langkah awal dalam proses *well to seismic tie* adalah koreksi *checkshot*. Pada tahap ini, data yang digunakan adalah data log sonic sumur (*P-wave*) dan data *checkshot*. Koreksi *checkshot* dilakukan dengan tujuan mengkonversi data sumur yang berdomain kedalaman terhadap data seismik yang berdomain waktu. koreksi *checkshot* akan menampilkan *depth-time curve* sebagai kedalaman sumur yang dikonversikan menjadi domain waktu.

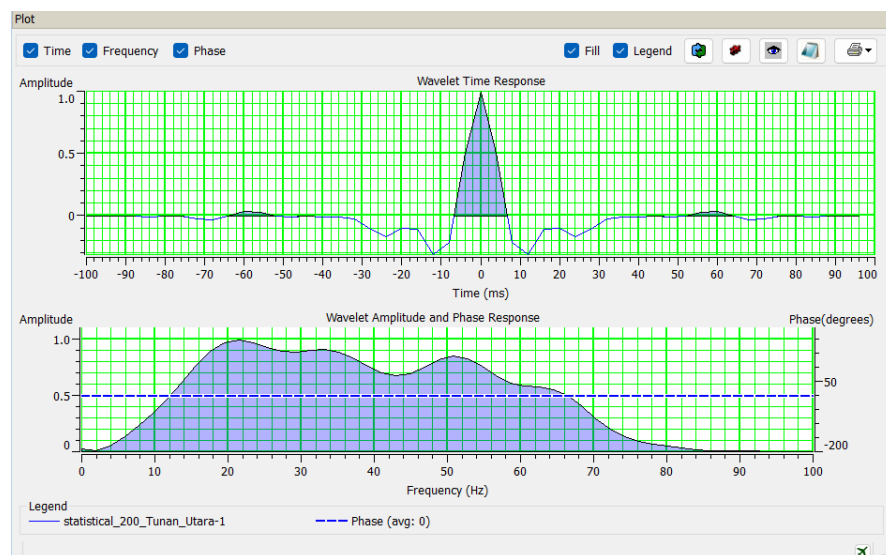


Gambar 34. Koreksi *checkshot* pada sumur BA-2.

2. Ekstraksi *Wavelet*

Proses ekstraksi *wavelet* melibatkan pembuatan seismogram sintetik yang kemudian akan dikorelasikan dengan *trace* seismik. Hal ini dilakukan untuk mencari korelasi yang tepat dengan melihat sejauh

mana *wiggle* pada seismogram sintetik cocok dengan *trace* seismik yang ada. Dalam ekstraksi *wavelet* ini, menggunakan metode *statistical* dan "*use well*" yang menggunakan data sumur sebagai acuan utama.



Gambar 35. Ekstraksi *Wavelet Statistical* sumur BA-2.

3. Pengikatan data *seismic* (*Well to Seismic Tie*)

Tujuan dari proses pengikatan data sumur terhadap seismik, adalah untuk mendapatkan korelasi antara data sumur dan data seismik dengan menggunakan seismogram sintetik. Dalam proses ini, dilakukan *shifting* dan *stretch* untuk mencocokkan data sumur dengan *wavelet* seismik sintetik terhadap *wavelet* seismik yang ada. *Stretch* digunakan untuk meregangkan atau menyempitkan data agar sesuai dengan *wavelet* seismik yang digunakan. Proses *shifting* dan *stretch* ini dapat meningkatkan korelasi data, tetapi perlu dilakukan dengan hati-hati agar tidak merusak data asli. Nilai korelasi pada proses ini berkisar antara 0 hingga 1, dimana semakin tinggi nilai korelasi, semakin baik korelasi antara seismogram sintetik dan *wavelet* seismik. Dalam penelitian ini, proses *Well to Seismic Tie* dilakukan dengan korelasi lebih besar dari 0.5 dan *time shift* sebesar 0 ms, yang menandakan korelasi yang baik antara data sumur dan data seismik.

4.4.4 *Picking Horizon dan Fault*

Setelah melakukan *well to seismic tie* antara data sumur dan data seismik, langkah selanjutnya adalah proses *picking horizon* dan *fault*. Proses ini sama pentingnya dengan proses *well to seismic tie*, karena dapat mempengaruhi hasil pembuatan model inversi secara lateral. Sebelum melakukan *picking horizon* dilakukan proses *picking fault* terlebih dahulu untuk menentukan struktur pada lapisan data seismik yang selanjutnya menjadi acuan dalam *picking horizon* dalam melihat kemenerusan lapisan/horizon yang dipilih. Selanjutnya dilakukan *picking horizon* dengan menghubungkan lintasan seismik yang melalui data sumur, sehingga dapat digunakan sebagai referensi dalam memilih reflektor yang sama dan memahami korelasi antara data seismik dan data log sumur. Posisi awal *picking horizon* biasanya berada di area yang dilalui oleh data sumur, karena terdapat data marker yang digunakan sebagai panduan dalam proses *picking horizon*. *Picking horizon* dilakukan menggunakan perangkat lunak Petrel, dengan acuan pada data marker pada sumur. Proses *picking horizon* harus dilakukan dengan tepat, karena jika terjadi kesalahan dalam zona *picking*, maka inversi yang dilakukan tidak akan sesuai dengan model inisial yang diinginkan.

4.4.5 Pembuatan *Time Structure Map*

Setelah proses *picking horizon* selesai selanjutnya membuat *time structure map*, pembuatan peta ini dilakukan untuk memodelkan bawah permukaan berdasarkan *horizon* yang sudah selesai melalui proses *picking horizon*. Hasil dari *picking horizon* sangat mempengaruhi hasil dari peta struktur waktu yang akan dibuat.

4.4.6 Seismik Inversi

1. Pembuatan Log *P-Impedance*

Tahap pertama dalam seismik inversi adalah pembuatan log *P-impedance*. Log ini akan digunakan dalam proses pembuatan model inisial. Log *P-impedance* dari data sumur akan dibandingkan dengan AI

dari data seismik. Pembuatan *log P-impedance* dengan cara mengalikan log sonic (*P-wave*) dan log densitas pada data sumur.

2. Model Inisial

Model inisial dibuat dengan menggabungkan data seismik dan data log. Data log yang digunakan adalah data log *P-Impedance* yang diperoleh dengan mengalikan data log densitas dengan data log sonic (*P-wave*). Dalam proses pembuatan model inisial, diperlukan beberapa data input, termasuk data sumur yang telah melewati proses *well to seismic tie*, data *horizon* yang diperoleh selama proses *picking horizon* dari zona target berdasarkan data marker, dan pengaturan frekuensi *cut-off* tinggi (*high cut frequency*).

3. Analisis Pre-Inversi

Setelah pembuatan model inisial, langkah selanjutnya adalah melakukan *error analysis* untuk mengevaluasi sejauh mana model yang telah dibuat sesuai dan memiliki korelasi yang baik dengan nilai impedansi akustik hasil inversi dan nilai impedansi akustik dari data log. Korelasi yang baik ditandai dengan nilai yang mendekati 1. Untuk meningkatkan korelasi, iterasi dapat ditambahkan pada proses pre-inversi. Pada penelitian ini, dilakukan 15 iterasi. Jika nilai korelasi mendekati angka 1, maka proses inversi dapat dilanjutkan.

4.4.7 Analisis Multiatribut

Dalam proses analisis multiatribut, atribut internal menggunakan data seismik dalam format SEG Y, sedangkan hasil inversi digunakan sebagai atribut eksternal. Tujuannya adalah untuk memetakan persebaran batu pasir dengan menggunakan prediksi log porositas. Metode yang digunakan dalam pengolahan multiatribut ini adalah metode *step-wise regression*. Langkah pertama adalah melakukan penginputan antara data sumur dan data seismik pada setiap prediksi data log porositas. Selanjutnya, dilakukan analisis atribut untuk menentukan atribut mana yang akan dipilih dalam prediksi log. Proses ini melibatkan tahap *training* dengan memperhatikan *training error* dan *validation error* sebagai acuan dalam pemilihan atribut yang digunakan.

4.4.8 *Slicing*

Setelah mendapatkan hasil volume inversi, densitas, dan multiatribut seismik selanjutnya dilakukan proses *slicing* pada setiap *horizon* atau formasi yaitu 13.5 Ma, 9.5 Ma, dan 7.6 Ma. Hasil dari *slicing* pada setiap volume akan digunakan sebagai analisis korelasi inversi, densitas, dan multiatribut porositas untuk menentukan potensi reservoir.

VI. KESIMPULAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan pada penelitian ini antara lain

1. Berdasarkan analisis peta persebaran nilai Impedansi Akustik pada masing-masing zona target reservoir didapatkan nilai Impedansi Akustik dan densitas dengan rentang nilai 5000 – 7000 ((m/s)*(g/cc)) dan 1.9 – 2.2 g/cc pada zona target umur formasi 13.5 Ma dengan indikasi litologi *sandstone*, 6200 – 7800 ((m/s)*(g/cc)) dan 1.9 – 2.4 g/cc pada zona target umur formasi 9.5 Ma dengan indikasi litologi *limestone*, dan 3800 – 4700 ((m/s)*(g/cc)) dan 1.8 – 2 g/cc pada zona target umur formasi 7.6 Ma dengan indikasi litologi *limestone*. Berdasarkan rentang tersebut ketiga zona target reservoir memiliki nilai impedansi akustik (*low impedance*) dan densitas rendah sebagai zona potensial reservoir.
2. Berdasarkan analisis peta persebaran nilai Porositas pada masing-masing zona target reservoir didapatkan nilai porositas dengan interval nilai 0.1– 0.13 v/v pada zona target umur formasi 13.5 Ma, 0.09 – 0.11 v/v pada zona target umur formasi 9.5 Ma, dan 0.11 – 0.15 v/v pada zona target umur 7.6 Ma, Berdasarkan interval nilai tersebut ketiga zona target reservoir memiliki porositas yang cukup baik untuk menjadi zona potensial reservoir.
3. Berdasarkan analisis korelasi nilai AI, Densitas, dan Porositas pada setiap umur formasi zona target menunjukkan korelasi dimana pada setiap umur formasi zona target memiliki nilai impedansi akustik rendah, densitas rendah dan nilai porositas yang cukup. Dari adanya korelasi ini ketiga umur formasi dapat menjadi zona potensial reservoir.

6.2 Saran

Adapun saran yang dapat diberikan pada penelitian ini adalah perlu dilakukan penelitian lebih lanjut dengan menambah jumlah sumur pada zona-zona yang menjadi zona potensi reservoir. Dan juga perlu dilakukan penambahan analisis pada data seismik menggunakan metode lain serta penambahan analisis properti petrofisika untuk menunjang interpretasi lebih tepat.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A., dan Sukmono, S. (2001). *Karakterisasi Reservoir Seismik*. Bandung: Teknik Geofisika ITB.
- Abdullah, M. (2007). *Konsep Dasar Seismik Refleksi-Edisi Revisi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Allen, G. P., dan Chambers, J. L. (1998). *Sedimentation in the Modern and Miocene Mahakam Delta*. Indoensia: Indonesian Petroleum Association.
- Asparini, D. (2011). Penerapan Metode Stacking dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut di Perairan Barat Aceh. *SKRIPSI*, Institut Pertanian Bogor.
- Asquith, G., dan Krygowski, D. (2004). *Second Edition Basic Well Log Analysis*. The American Association of Petroleum Geologist.
- Bachtiar, A., Bates, J. A., Moon, J. A., Surdam, R. C., dan Peterson, D. W. (1997). Petroleum System of the Kutai Basin, Kalimantan, Indonesia. *Petroleum System of SE Asia Australia Conference*. Jakarta: Proceedings Indonesia Petroleum Association.
- Badley, M. (1987). *Practical Seismic Interpretation*. England: Badley, Ashton and Associates Limited.
- Badley, M. E. (1985). *Practical Seismic Interpretation*. USA: Prentice-Hall Inc.
- Barnes, A. E. (1999). Seismic attributes past, present, and future. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*.
- Basri, I., Aswad, S., Suryana, dan Priatama, N. I. (2018). Porosity Prediction Using Multiattribute Transforms and Probabilistic Prediction Neural Networks Analysis From Limestone Formation In BSJ Gas Field, Central Sulawesi, Indonesia. *Proceedings Indonesian Petroleum Association Forty-Second Annual Convention dan Exhibiton*.
- Danusaputro, H. (2010). Inversi Model Based Untuk Gambaran Litologi Bawah Permukaan. *Jurnal Sains dan Matematika (JSM)*, 88-93.
- Delisatra, G. (2012). *Short Course: Seismic Interpretation dan Reservoir Characterization*. Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada.

- Doveton, J. H. (1986). *Log analysis of subsurface geology: Concepts and computer methods*. United States: John Wiley and Sons, Inc.
- Fitri, R., dan Namigo, E. L. (2016). Analisis atribut seismik dan seismic coloured inversion (SCI) pada lapangan F3 Laut Utara, Belanda. *Jurnal Fisika UNAND*, 107-114.
- Gerard, J., dan Oesterle, H. (1973). Facies study of the offshore Mahakam area. *proceedings Indonesian Petroleum Association 2nd Ann. Conference*. Jakarta.
- Giancoli, D. C. (2001). *Fisika Jilid 2*. Jakarta: Erlangga.
- Glover, P. W. (2000). *Petrophysics Msc Petroleum Geology*. United Kingdom: University of Aberdeen.
- Hadipandoyo, S., Setyoko, J., Suliantara, Guntur, A., Riyanto, H., Saputro, H. H., . . . Firdaus, N. (2007). Kualifikasi Sumberdaya Hidrokarbon Indonesia. *Pusat Penelitian dan Pengembangan Energi dan Sumberdaya Mineral "LEMIGAS"*.
- Hall, Ellis, Darwin, V., dan Singer, J. M. (2006). *Well Logging for Earth Scientist*. New York: Springer.
- Hutabarat, R. (2009). Integrasi Inversi Seismik dengan Atribut Amplitudo Seismik untuk Memetakan Distribusi Reservoir pada Lapangan Blackfoot. *SKRIPSI*, FMIPA Universitas Indonesia.
- Koesmadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Koesmadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: ITB.
- Magoon, L. B., dan Schmoker, J. W. (2000). The petroleum system: From source to trap. *American Association of Petroleum Geology (AAPG)*.
- Mauladika, A. I. (2018). Analisis Sifat Petrofisika Batuan Menggunakan Metode Multimineral Probabilistik untuk Karakterisasi Reservoir Pada Sumur A-1 dan A-2 Lapangan X, Cekungan Bonoparte. *SKRIPSI*, Universitas Lampung.
- Mora, S., Gardini, M., Kusumanegara, Y., dan Wiwoko, A. (2001). Modern Ancient Deltaic Deposits and Petroleum System of Mahakam Area. *Proceeding Indonesia Petroleum Association*. Total EdanP Indonesia.
- Moss, S. J., dan Chambers, J. L. (1999). Tertiary facies architecture in the Kutai Basin, Kalimantan, Indonesia. *Journal of Asian Earth Science*.
- Mudirman, I., dan Namigo, E. L. (2016). Analisis Kecepatan Seismik Dengan Metode Tomografi Residual Moveout. *Jurnal Fisika UNAND*.

- Munaidi, S., dan Pasaribu. (1984). *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Jakarta: Universitas Indonesia.
- Pertamina (Organization). B.P.P.K.A. (1996). *Petroleum geology of Indonesian basins : principles, methods, and application*. Jakarta: Pertamina BPPKA (Foreign Contractors Ventures Development Body).
- Ramdhani, E. (2017). Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Formasi Talang Akar menggunakan Analisis Petrofisika dan Seismik Inversi AI dengan Pendekatan Map Algebra pada Lapangan Bisma, Cekungan Sumatera Selatan. *SKRIPSI. Teknik Geofisika Universitas Lampung*.
- Rider, M. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Scotland: Whittles Publishing.
- Rider, M. H. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Caithness: Whittles Publ.
- Russel, B. (1988). *Introduction to Seismic Inversion*. Tusla: Society of Exploration Geophysicist.
- Russell, B. (1996). *Introduction to Seismic Methods*. United States: Society of Exploration Geophysicist.
- Satyana, A. H. (2008). On the Origin of the Meratus Uplift, Southeast Kalimantan, Tectonic and Gravity Constrains : A Model for Exhumation of Collisional Orogen in Indonesia. *Proceeding Indonesian Association of Geophysicists*.
- Satyana, A. H. (2013). Menyigi Geologi, Mencari Migas Indonesia. *Geomagz*.
- Satyana, A. H., Nugroho, D., dan Surantoko, I. (1999). Tectonic Controls on The Hydrocarbon Habitats of The Barito, Kutai and Tarakan Basin, Eastern Kalimantan, Indonesia : Major Dissimilarities. *Journal of Asian Earth Sciences Spesial Issue*.
- Schlumberger. (1989). *Interpretation Principles/Aplication*. Texas: Schlumberger Educational Services.
- Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M., dan Corbett, C. (1994). Seismic Guided Estimation of Log Properties. *The Leading Edge*, 305-315.
- Schwartz, C. M., Laughbaum, G. B., Samsu, B. S., dan Armstrong, J. D. (1973). Geology of the Attaka oil field, East Kalimantan, Indonesia. *Proceedings Indonesian Petrol Association*. Jakarta.
- Sheriff, R. E., dan Geldart, L. P. (1995). *Exploration Seismology*. UK: Cambridge University.
- Simm, R., dan Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude : An Interpreter's Handbook*. UK: Cambridge University Press.

- Sismanto. (2006). *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik. Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam.* Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada.
- Sroor, M. (2010). *Geology and geophysics in oil exploration.* Geology and geophysics in oil exploration.
- Sukmono, S. (1999). *Interpretasi Seismik Refleksi.* Bandung: Jurusan Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2000). *Inversi untuk Karakterisasi Reservoir.* Bandung: Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2002). *An Introduction to Seismic Reservoir Analysis, in Seismic Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization.* Bandung: Departement of Geophysical Engineering ITB.
- Sumotarto, U. (2016). *Geologi Minyak dan Gas Bumi.* Yogyakarta: Penerbit Ombak.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., dan Sheriff, R. E. (1990). *Applied Geophysics Second Edition.* Cambridge University Press.
- Telford, W., Keys, A., Sheriff, E., dan Geldart, P. (1976). *Applied Geophysics.* New York: Cambridge University Press.
- Umar, H., dan Ikhwan, C. (2017). Dinamika Sedimentasi dan Lingkungan Pengendapan Berdasarkan Litofasies Daerah Air Putih, Kecamatan Samarinda Ulu, Kota Samarinda. *Prosiding Seminar Nasional Teknologi IV*, (ss. 52-59).
- Van de Weerd, A., dan Armin, R. A. (1992). Origin and Evolution of the Tertiary Hydrocarbon Bearing Basins in Kalimantan (Borneo). *AAPG Bulletin.*
- Yilmaz, O. (2001). *Seismic Data Analysis.* Tulsa: Society of Exploration Geophysicist.
- Yilmaz, O. (2006). *Seismic data analysis: processing, Inversion and Interpretation of seismic data.* USA: Society of exploration geophysics.