

**ANALISIS ZONA BATUAN INDUK *BLACK SHALE* SERTA
STRUKTUR BAWAH PERMUKAAN MENGGUNAKAN
PEMODELAN 2D MAGNETOTELURIK DAN DATA
GAYABERAT, STUDI KASUS: SUB-CEKUNGAN BINTUNI,
PAPUA BARAT**

(Skripsi)

Oleh

**Sultan Al Ghifari
1915051041**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

**ANALISIS ZONA BATUAN INDUK *BLACK SHALE* SERTA
STRUKTUR BAWAH PERMUKAAN MENGGUNAKAN
PEMODELAN 2D MAGNETOTELURIK DAN DATA
GAYABERAT, STUDI KASUS: SUB-CEKUNGAN BINTUNI,
PAPUA BARAT**

Oleh

SULTAN AL GHIFARI

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 ZONA BATUAN INDUK *BLACK SHALE* SERTA STRUKTUR BAWAH PERMUKAAN MENGGUNAKAN PEMODELAN 2D MAGNETOTELURIK DAN DATA GAYABERAT, STUDI KASUS: SUB-CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT

Oleh
Sultan Al Ghifari

Studi tentang hidrokarbon di Sub-Cekungan Bintuni menemukan adanya potensi baru dari endapan batuan berumur Pre-Tersier dan Miosen. Hasil penelitian terdahulu menunjukkan hidrokarbon dihasilkan dari batuan sedimen Formasi Ainim dengan tipe koregen III dan IV dan Formasi Klasafet tipe koregen III. Penelitian ini menggunakan metode Magnetotelurik (MT) untuk mengetahui persebaran resistivitas bawah permukaan, serta identifikasi keberadaan cadangan *shale gas* dengan jumlah titik pengukuran sebanyak 22 titik dan dikorelasikan dengan tingkat maturitas hidrokarbon pada *source rock*. Selain itu, pada penelitian ini menggunakan data gayaberat sebagai identifikasi keberadaan struktur pengontrol sistem hidrokarbon. Tahapan pengolahan data MT meliputi, proses *robust*, seleksi *crosspower*, dan pembuatan model bawah permukaan 1D dan 2D. Selain itu, metode gayaberat melalui tahapan reduksi medan, transformasi fourier, pemisahan anomali, filter *derivative*, dan pemodelan 2D. Dari analisis dan interpretasi data MT diketahui keterdapatan *mature black shale* yang diduga sebagai potensi *source rock* baik *Tertiary-play* dan *Pre-Tertiary play* pada Sub-Cekungan Bintuni memiliki nilai resistivitas sebesar $8 \cdot 10^{-3} - 5 \cdot 10^0 \Omega\text{m}$ pada *mature black shale* Formasi Ainim dan Formasi Klasafet. Berdasarkan hasil analisis analisis *derivative* dan *forward modelling* 2D data gayaberat, pada lintasan 1 terdapat 4 struktur utama (sesar dan cekungan). Pada lintasan 2 terdapat satu struktur sesar naik dan 2 *closure* antiklin pada lapisan berumur Tersier-Jurasik. Keterdapatan struktur di kedua lintasan diprediksi dapat menjadi jalur migrasi dengan bukti adanya rembesan hidrokarbon di kedua lintasan, serta merupakan *trap* berjenis struktural.

Kata Kunci: Magnetotelurik, Gayaberat, Pemodelan, *Derivative*, *Shale*

ABSTRACT

ANALYSIS OF BLACK SHALE SOURCE ROCK ZONES AND SUBSURFACE STRUCTURES USING 2D MAGNETOTELLURIC MODELING AND GRAVITY DATA, CASE STUDY: BINTUNI SUB-BASIN, WEST PAPUA

By
Sultan Al Ghifari

A study on hydrocarbons in the Bintuni Sub-Basin has discovered new potential from Pre-Tertiary and Miocene-aged rock deposits. Previous research indicated that hydrocarbons are generated from the Ainim Formation sedimentary rock with Types III and IV kerogen and the Klasafet Formation with Type III kerogen. This study employs Magnetotelluric (MT) methods to assess subsurface resistivity distribution and identify the presence of shale gas reserves at 22 measurement points correlated with hydrocarbon maturity levels in source rocks. Additionally, gravity data is used to identify controlling structures in the hydrocarbon system. MT data processing involves robust processing, crosspower selection, and the creation of 1D and 2D subsurface models. Gravity method steps include field reduction, Fourier transformation, anomaly separation, derivative filtering, and 2D modeling. Analysis and interpretation of MT data reveal the presence of mature black shale, suspected as a potential source rock for both Tertiary and Pre-Tertiary plays in the Bintuni Sub-Basin, with resistivity values ranging from $8 \cdot 10^{-3}$ to $5 \cdot 10^0 \Omega m$ in the mature black shale of the Ainim Formation and mature shale of the Klasafet Formation. Based on derivative analysis and 2D forward modeling of gravity data, four main structures (faults and basins) are identified along profile 1, while profile 2 shows one upthrown fault structure and two anticlinal closures in the Tertiary-Jurassic layers. The presence of structures in both profiles is predicted to be potential migration pathways, supported by evidence of hydrocarbon seepage and representing structural trap types.

Key Words: Magnetotelluric, Gravity, Modelling, Derivative, Shale

Judul Skripsi : **ANALISIS ZONA BATUAN INDUK *BLACK SHALE* SERTA STRUKTUR BAWAH PERMUKAAN MENGGUNAKAN PEMODELAN 2D MAGNETOTELURIK DAN DATA GAYABERAT, STUDI KASUS: SUB-CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT**

Nama Mahasiswa : **Sultan Al Ghifari**

Nomor Pokok Mahasiswa : **1915051041**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**



Pembimbing 1

Pembimbing 2

Dr. Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si.
NIP. 19730716 200012 1002

Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.
NIP. 19700120 200003 1001

2. **Ketua Jurusan Teknik Geofisika**

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

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua : Dr. Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si, M.Si



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



Anggota : Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si, M.Si.



2. Dekan Fakultas Teknik

Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc.

NIP. 19750928 200112 1002



Tanggal Ujian Skripsi : 15 Desember 2023

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis dalam skripsi ini dengan judul "Analisis Zona Batuan Induk *Black Shale* serta Struktur Bawah Permukaan Menggunakan Pemodelan 2D Magnetotelurik dan Data Gayaberat, Studi Kasus: Sub-Cekungan Bintuni, Papua Barat" 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, 22 Desember 2023



Sultan Al Ghifari
NPM. 1915051041

RIWAYAT HIDUP



Penulis lahir di Tangerang pada 12 Maret 2001, sebagai anak kedua dari dua bersaudara dan merupakan putra dari Bapak Eko Priyanto dan Ibu Ningrum Mambar. Penulis menempuh pendidikan Sekolah Dasar di SDN Jatirahayu V hingga tahun 2013, kemudian penulis melanjutkan pendidikan Sekolah Menengah Pertama (SMP) di SMP 180 Jakarta hingga tahun 2016, dilanjutkan dengan pendidikan Sekolah Menengah Atas (SMA) di MAN 2 Jakarta 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 Multimedia Informasi dan pada tahun 2022 menjadi ketua pada bidang yang sama pada Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (Hima TG Bhuwana), selanjutnya pada tahun 2022-2023 menjadi presiden Seleksi Mahasiswa Ikatan Ahli Geologi Indonesia (SM-IAGI) Universitas Lampung. Penulis aktif dalam kegiatan *volunteer* seperti Joint Convention Bandung tahun 2021 sebagai *technical fasilitator*. Penulis juga mendapatkan beasiswa bernama Cendikia Baznas melalui jalur mahasiswa berprestasi pada tahun 2021 – 2023. Penulis juga aktif dalam mengikuti perlombaan dan mendapatkan penghargaan pemenang lomba seperti juara 3 lomba desain survei pada acara *Geophysical Whiz Event 2023*, juara 1 lomba paper pada acara *Energy Seminar and Competition 2022* (ESCO) dan juara 3 lomba interpretasi seismik pada HAGI SC WEEK 2023, juara 1 Lomba Karya Tulis Ilmiah (LKTI), Lampung Selatan, dan juara 2 lomba Geotrap, Universitas Padjajaran tahun 2023. Selain itu,

penulis juga mengikuti lomba Program Kreativitas Mahasiswa (PKM) dan lolos pendanaan pada bidang Video Gagasan Konstruktif (VGK) mengenai aplikasi tanggap bencana pada tahun 2021 dan Riset mengenai potensi likuefaksi di Kecamatan Kalianda, Lampung Selatan pada tahun 2023. Penulis juga aktif mengikuti kegiatan di luar kampus seperti mengikuti program MBKM dari Kemendikbudristek, yaitu program magang di Berau Coal sebagai *System Development Intern* pada tahun 2022 dan program studi independen di Bangkit Academy sebagai *Machine Learning Cohort* pada tahun 2023. Selain itu, pada tahun 2022 penulis melakukan Kerja Praktik di PT. Bukit Asam (Persero) yang berlokasi di Tanjung Enim dan melanjutkan Tugas Akhir pada tahun 2023 di Pusat Survey Geologi yang berlokasi di Bandung, kemudian penulis berhasil menyelesaikan penelitian untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada 15 Desember 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,

EKO PRIYANTO DAN NINGRUM MAMBAR

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,
AZHAR ALMASAH

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

“Sedikit lebih beda lebih baik, dari pada sedikit lebih baik”

-Unknown

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 ZONA BATUAN INDUK *BLACK SHALE* SERTA STRUKTUR BAWAH PERMUKAAN MENGGUNAKAN PEMODELAN 2D MAGNETOTELURIK DAN DATA GAYABERAT, STUDI KASUS: SUB-CEKUNGAN BINTUNI, PAPUA BARAT** 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, 21 Desember 2023

Penulis



Sultan Al Ghifari
NPM. 1915051041

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 Ningrum dan Bapak Eko yang selalu memberikan dukungan dan doa tiada henti kepada penulis.
3. Kakak satu-satunya dan tersayang, Azhar Almasah 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. Dr. Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si. selaku Dosen Pembimbing I dalam Tugas Akhir penulis yang selalu meluangkan waktunya untuk memberikan arahan serta masukan kepada penulis selama proses pengerjaan Tugas Akhir.
6. Bapak Ir. Bagus Spto Mulyatno, S.Si., M.T. selaku Dosen Pembimbing II dalam Tugas Akhir penulis yang selalu memberikan arahan serta bimbingan kepada penulis dari awal hingga akhir pengerjaan Tugas Akhir ini.
7. Mba Shofi, pak Hidayat, dan mba Nimas selaku pembimbing Tugas Akhir di

Pusat Survey Geologi yang telah selalu dengan sabar memberikan Ilmu serta arahan kepada penulis selama proses pengerjaan Tugas Akhir hingga selesai.

8. Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si. selaku Dosen Penguji dalam Tugas Akhir penulis yang telah memberikan saran dalam proses pengerjaan Tugas Akhir ini.
9. Sandri Erfani, S.Si., M.Eng. 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, Ihsan, Ambro, Restu Wildan yang sudah turut serta dalam segala proses penulis, membantu, memberikan dukungan, dan kepercayaan kepada penulis untuk bisa menyelesaikan Tugas Akhir.
12. Teman seperjuangan Tugas Akhir, Dany, Modjo, Restu Wildan yang telah dengan sabar membantu penulis dari awal hingga akhir kegiatan Tugas Akhir.
13. Kerajaan Orgil girls, Wawa, Mega, Zahra yang telah selalu mendukung dan membantu penulis serta selalu ada dalam setiap proses perjalanan penulis.
14. TG Boys Reborn, yang selalu memberikan semangat dan motivasi serta nasihat kepada penulis.
15. Keluarga Teknik Geofisika 2019 yang telah menjadi rumah kedua bagi penulis untuk pulang serta membersamai penulis disetiap waktunya.
16. Kakak-kakak Senior serta Alumni Teknik Geofisika yang telah menyalurkan ilmunya dan memberikan ruang untuk berdiskusi.
17. Serta seluruh pihak yang terlibat, penulis mengucapkan banyak terima kasih.

Bandar Lampung, 21 Desember 2023
Penulis



Sultan Al Ghifari
NPM. 1915051041

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	ii
ABSTRACT	iii
PERSETUJUAN	iv
PENGESAHAN	v
PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
PERSEMBAHAN	ix
MOTTO HIDUP	x
KATA PENGANTAR	xii
SANWACANA	xiii
DAFTAR ISI	xiv
DAFTAR GAMBAR	xviii
DAFTAR TABEL	xx
I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Tatanan Tektonik Regional Kepala Burung Papua	4
2.2 Struktur dan Tektonik Cekungan Bintuni	6
2.3 Stratigrafi Regional Cekungan Bintuni	8
2.4 <i>Petroleum System</i> Cekungan Bintuni	12
2.5 Geologi Regional Daerah Penelitian	15

III. TEORI DASAR

3.1 Metode Magnetotelurik (MT)	19
3.1.1 Persamaan Maxwell	20
3.1.2 <i>Skin Depth</i>	21
3.2 Metode Pengukuran MT.....	22
3.2.1 <i>Transverse Electric Mode</i>	22
3.2.2 <i>Transverse Magnetic Mode</i>	23
3.3 Pengolahan Data MT	23
3.3.1 <i>Data Time Series</i>	24
3.3.2 <i>Fourier Transform</i>	24
3.3.3 <i>Rhobust Processing</i>	24
3.3.4 Menghitung Impedansi, Resistivitas Semu, dan Fase	24
3.4 Inversi 1 Dimensi	26
3.4.1 Inversi <i>Bostick</i>	26
3.4.2 Inversi <i>Occam</i>	27
3.5 Inversi 2 Dimensi	27
3.6 Prinsip Dasar Metode Gayaberat	28
3.6.1 Teori Gayaberat Newton	29
3.6.2 Percepatan Gayaberat	30
3.6.3 Medan Gayaberat di Permukaan Bumi	31
3.7 Reduksi Gayaberat	31
3.8 Anomali Bouguer Lengkap (ABL)	32
3.9 Analisis Spektrum	33
3.10 Pemisahan Anomali Regional dan Residual	35
3.11 Analisis <i>Derivative</i>	36
3.11.1 Turunan Horizontal Pertama (<i>First Horizontal Derivative</i> atau FHD)	36
3.11.2 Turunan Vertikal Kedua (<i>Second Vertical Derivative</i> atau SVD) .	36
3.12 Pemodelan Data Gayaberat	38
3.13 <i>Petroleum System</i>	39
3.14 Resistivitas Batuan	40
3.14.1 Resistivitas Serpih Hitam	41

3.15 Densitas Batuan	44
IV. METODOLOGI PENELITIAN	
4.1 Tempat dan Waktu Penelitian	46
4.2 Alat dan Bahan	46
4.3 Prosedur Penelitian.....	48
4.3.1 Pengolahan Data MT	48
4.3.2 Pengolahan Data Gayaberat	52
4.4 Diagram Alir Penelitian.....	56
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	
5.1 Lokasi dan Elevasi Stasiun Pengukuran	58
5.2 Hasil Koherensi Data MT	59
5.3 Hasil Pemodelan Data Magnetotelurik (MT).....	60
5.3.1 Hasil Model 1D	60
5.3.1.1 Analisis Stasiun BN01	62
5.3.1.2 Analisis Stasiun BN35	64
5.3.2 Hasil Inversi 2D	65
5.3.2.1 Analisis Lintasan 1.....	66
5.3.2.2 Analisis Lintasan 2.....	69
5.4 Hasil Data Gayaberat.....	72
5.4.1 Anomali Bouguer Lengkap	74
5.4.2 Analisis Spektrum dan Pemisahan Anomali	77
5.4.3 Anomali Regional	79
5.4.4 Anomali Residual	80
5.4.5 Analisis <i>Derivative</i>	83
5.4.5.1 Analisis <i>First Horizontal Derivative</i> (FHD)	83
5.4.5.2 Analisis <i>Second Vertical Derivative</i> (SVD)	85
5.4.5.3 Analisis Grafik FHD dan SVD	87
5.4.6 <i>Forward Modelling</i>	90
5.4.6.1 Analisis Model Lintasan 1	91
5.4.6.2 Analisis Model Lintasan 2	94
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	
6.1 Kesimpulan.....	99

6.2 Saran..... 100

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Struktur regional Papua.....	5
2. Cekungan Bintuni pada Kepala Burung (KB)	6
3. Stratigrafi regional Cekungan Bintuni, Papua Barat	12
4. Peta geologi regional daerah penelitian	17
5. Penampang geologi lintasan A-B Lembar Ransiki	18
6. Mode TE (<i>Transverse Electric</i>)	22
7. Mode TM (<i>Transverse Magnetic</i>).....	23
8. Gaya tarik antara dua benda bermassa M dan m	30
9. Pembagian zona anomali melalui grafik $Ln A$ vs k	34
10. Variasi nilai resistivitas batuan.	41
11. Hidrokarbon butana dan benzena adalah dua contoh senyawa alifatik dan aromatik yang ditemukan dalam kerogen dan/atau bitumen.....	42
12. Kisaran suhu pada tahap pembentukan minyak dan gas	43
13. Model konseptual perkembangan struktur karbon dalam bahan organik pada a) tahap belum matang (minyak) ($<0,8\%$ R_o), b) tahap antrasit ($\sim 2\%$ R_o) dan c) tahap semi-grafit dan/atau grafit ($>10\%$ R_o)	44
14. Tampilan parameter transformasi fourier yang diedit.....	48
15. Proses konversi data time series menjadi fungsi frekuensi (kiri), proses konversi menjadi data .MTH, .MTL (kanan).....	49
16. Jendela <i>rhobust processing</i>	50
17. Contoh proses editing menggunakan <i>crosspower</i> (sebelum dan sesudah), (a) BN-24, (b) BN-31	51
18. Proses <i>gridding</i> peta Anomali Bouguer Lengkap (ABL)	53
19. Analisis spektrum menggunakan <i>radially average power spectrum</i>	54

20. Jendela proses FHD dari anomali residual	55
21. Jendela proses SVD dari anomali residual	55
22. Diagram alir	57
23. Peta stasiun pengukuran daerah penelitian.	59
24. Peta elevasi daerah penelitian	59
25. Model 1D stasiun BN01	62
26. Model 1D stasiun BN35	64
27. Penampang inversi 2D pada lintasan 1	67
28. Penampang inversi 2D pada lintasan 2	72
29. Analisis densitas dominan menggunakan metode parsnis	74
30. Peta Anomali Bouguer Lengkap (ABL)	75
31. Kedalaman anomali regional dan residual menggunakan <i>radially average</i> <i>power spectrum</i>	76
32. Pemisahan anomali regional menggunakan <i>butterworth filter (lowpass filter)</i>	77
33. Pemisahan anomali residual menggunakan <i>bandpass filter</i>	77
34. Kedalaman anomali regional dan residual lintasan 1.....	78
35. Kedalaman anomali regional dan residual lintasan 2.....	78
36. Peta anomali regional	79
37. Peta anomali residual	82
38. Peta <i>First Horizontal Derivative</i> (FHD)	84
39. Peta <i>Second Vertical Derivative</i> (SVD)	86
40. Grafik FHD dan SVD lintasan 1	87
41. Grafik FHD dan SVD lintasan 2	89
42. <i>Cross-section forward modelling</i> lintasan 1	92
43. <i>Cross-section forward modelling</i> lintasan 2	96

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Matriks Elkins (1951) (5x5) sebagai filter SVD	38
2. Nilai resistivitas listrik untuk mineral khas serpih hitam.....	41
3. Nilai resistivitas listrik dan/atau kisaran serpih hitam pada tahapan kematangan termal yang berbeda	44
4. Densitas batuan sedimen	45
5. Jadwal pelaksanaan penelitian	47
6. Perhitungan <i>rhobust</i> hingga <i>crosspower</i>	60
7. Nilai resistivitas sebenarnya hasil pemodelan 1D dari stasiun BN01	63
8. Nilai resistivitas sebenarnya hasil pemodelan 1D dari stasiun BN35.....	64
9. Hasil analisis grafik FHD dan SVD lintasan 1	88
10. Hasil analisis grafik FHD dan SVD lintasan 2	89

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Cekungan Bintuni merupakan cekungan sedimen yang terletak di wilayah timur Indonesia. Terbentuknya cekungan sedimen dipengaruhi oleh berbagai faktor seperti aktivitas tektonik, sedimentasi, dan subsidensi (Handyarso, 2017). Cekungan Bintuni diyakini terbentuk pada periode Tersier akibat tumbukan Lempeng Australia dan Pasifik (Toisuta, 2009). Cekungan Bintuni ini memiliki luas hingga ± 30.000 km, namun sampai sekarang ini hanya terdapat beberapa lapangan minyak dan gas yang berproduksi, yaitu Lapangan Minyak di Wiriagar (Petro Energy Utama Wiriagar), Lapangan Gas LNG Tangguh di Teluk Bintuni, Distrik Babo (BP), dan Lapangan Migas di Mogoi (Petro Papua Mogoi Wasian). Oleh karena itu Cekungan Bintuni menarik untuk dikaji lebih jauh. (Handyarso dan Padmawidjaja, 2017).

Berdasarkan beberapa sumber yang ditemukan, Cekungan Bintuni memiliki potensi sumberdaya gas alam yang besar. Beberapa informasi terkait potensi sumberdaya gas alam di Cekungan Bintuni adalah; Prakoso (2020), menyebutkan bahwa potensi gas alam di Teluk Bintuni mencapai 14,4 *Trillion Cubic Feet* (TCF). Hal ini menunjukkan bahwa Cekungan Bintuni memiliki potensi sumberdaya gas alam yang besar; Waples (1985) melakukan studi geokimia, Formasi Ainim yang didominasi oleh serpih hitam memiliki kerogen tipe III dan tipe IV dengan kandungan TOC sekitar 0.74 dan 1.53%, Formasi Klasafet memiliki rentang nilai TOC 0.21 – 1.35%

dengan korogen tipe III. Kedua formasi tersebut tergolong kategori cukup baik potensinya menghasilkan hidrokarbon; Chevallier dan Bordenave (1986), batuan induk utama sebagai penghasil hidrokarbon diduga berasal dari sedimen berusia Permian, yaitu pada Formasi Ainim.

Pada penelitian ini berfokus pada persebaran *shale gas* pada batuan induk (Formasi Ainim dan Klasafet). Warna gelap pada serpih hitam adalah tanda adanya kandungan material organik yang kaya di dalamnya. Banyak penelitian telah dilakukan untuk mengkaji serpih hitam karena hubungannya dengan menjadi batuan induk dalam suatu sistem hidrokarbon. Studi terdahulu telah menunjukkan hubungan antara *thermal maturity* dengan serpih hitam yang dikarakterisasi dengan nilai tahanan jenis rendah $8 \cdot 10^{-3} - 5 \cdot 10^0 \Omega\text{m}$ (Gauchier, 1983). Penyebabnya adalah suhu yang tinggi yang dapat mengubah komposisi kimia dari serpih hitam, menyebabkan perubahan dalam sifat fisiknya menjadi konduktif. Oleh karena itu, penelitian menggunakan metode geofisika telah menjadi umum untuk mengenali keberadaan serpih hitam yang telah matang secara termal di bawah permukaan, dengan menggunakan metode Magnetotelurik (MT) (Weckmann dkk., 2007). Dalam melakukan interpretasi struktur regional di sepanjang lintasan metode magnetotelurik (MT), validasi hasil penampang lateral inversi MT akan menggunakan data gaya berat satelit yang telah dikoreksi dan peta struktur geologi regional.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian kali ini, yaitu diantaranya:

1. Menentukan persebaran *mature black shale* ($8 \cdot 10^{-3} - 5 \cdot 10^0 \Omega\text{m}$) berdasarkan penampang inversi 2D magnetotelurik.
2. Menentukan struktur geologi pada daerah penelitian menggunakan analisis *derivative* data gayaberat.
3. Menentukan model 2D bawah permukaan menggunakan *forward modelling* pada data gayaberat.

1.3 Manfaat Penelitian

Dari penelitian ini diharapkan dapat memberikan informasi lebih mengenai konseptual model persebaran *mature black shale* serta struktur geologi pengontrol *petroleum system* di lokasi penelitian Sub-Cekungan Bintuni menggunakan penggabungan metode magnetotelurik dan gayaberat.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah penelitian ini adalah melakukan inversi 2D magnetotelurik, dan *forward modelling* serta analisis *derivative* pada data gayaberat untuk mengidentifikasi persebaran *mature black shale* serta struktur geologi di lokasi penelitian, Sub-Cekungan Bintuni.

II. TINJAUAN PUSTAKA

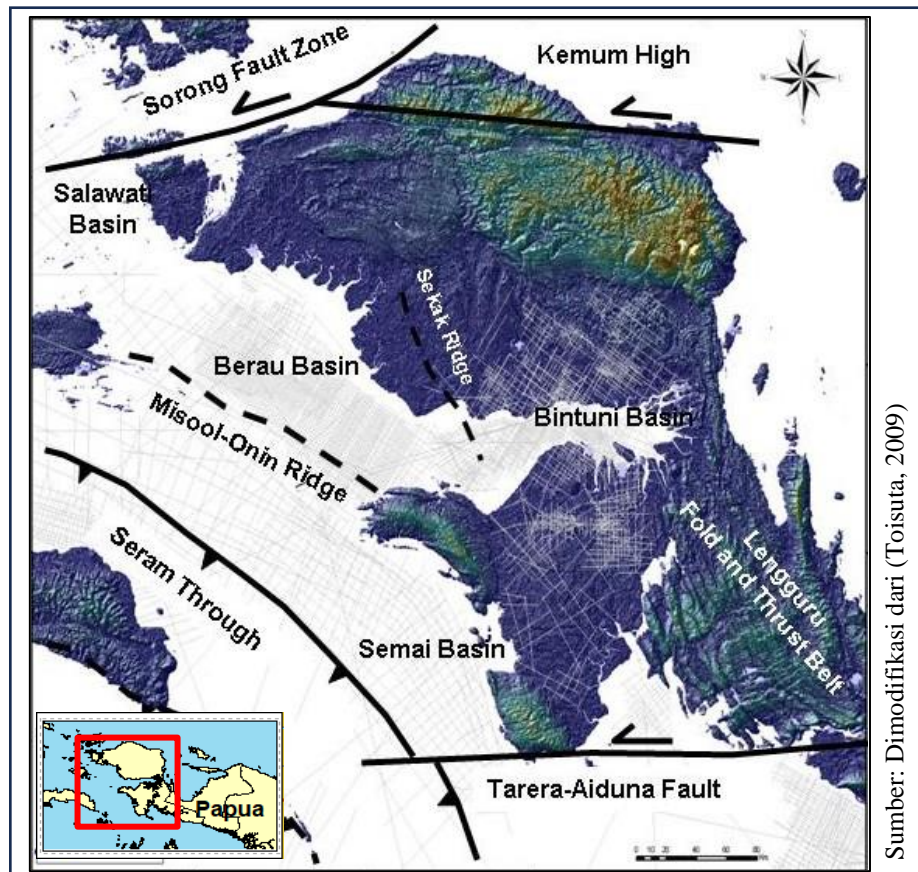
2.1 Tatanan Tektonik Regional Kepala Burung Papua

Geologi Papua dipengaruhi oleh dua elemen tektonik besar yang saling berinteraksi dan aktif secara bersamaan. Pada masa kini, Lempeng Samudera Pasifik-Carolintan bergerak ke barat-baratdaya dengan laju 7.5 cm/th, sementara Lempeng Benua Indo-Australia mengalami pergerakan ke utara dengan kecepatan 10.5 cm/th. Sudah sejak periode Eosen, tumbukan yang berlangsung telah membentuk struktur kompleks di wilayah Papua Barat (Papua), dengan mayoritas dasarnya terdiri dari kerak Benua Indo-Australia (Henage, 1993).

Periode tektonik kritis di wilayah Papua dan sebelah utara Benua Indo-Australia dapat dibagi menjadi empat episode, melibatkan (1) peristiwa *rifting* awal pada periode Jura di sepanjang batas utara Lempeng Benua Indo-Australia, (2) *rifting* awal periode Jura di wilayah Paparan Baratlaut Indo-Australia, terutama di sekitar Palung Aru, (3) peristiwa tumbukan Tersier antara Lempeng Samudera Pasifik-Carolintan dan Indo-Australia, dengan zona subduksi berlokasi di Palung New Guinea, dan (4) tumbukan Tersier antara Busur Banda dan Lempeng Benua Indo-Australia. Selama periode tektonik Tersier, terbentuklah struktur kompleks seperti Jalur Lipatan Anjakan Papua dan Lengguru, serta Antiklin Misool-Onin-Kumawa (Henage, 1993).

Tektonik di Papua dapat secara umum diklasifikasikan menjadi dua bagian, yakni Badan Burung atau wilayah timur Papua dan Kepala Burung atau wilayah barat Papua. Kedua wilayah ini menunjukkan pola kelurusan dari barat ke timur, yang tergambar dalam keberadaan Tinggian Kemum di Kepala Burung dan

Central Range di Badan Burung. Pola-pola ini terpisah oleh Jalur Lipatan Anjakan Lengguru yang bergerak ke arah barat daya di wilayah Leher Burung, dan juga oleh keberadaan Teluk Cenderawasih seperti yang ditunjukkan dalam **Gambar 1**.

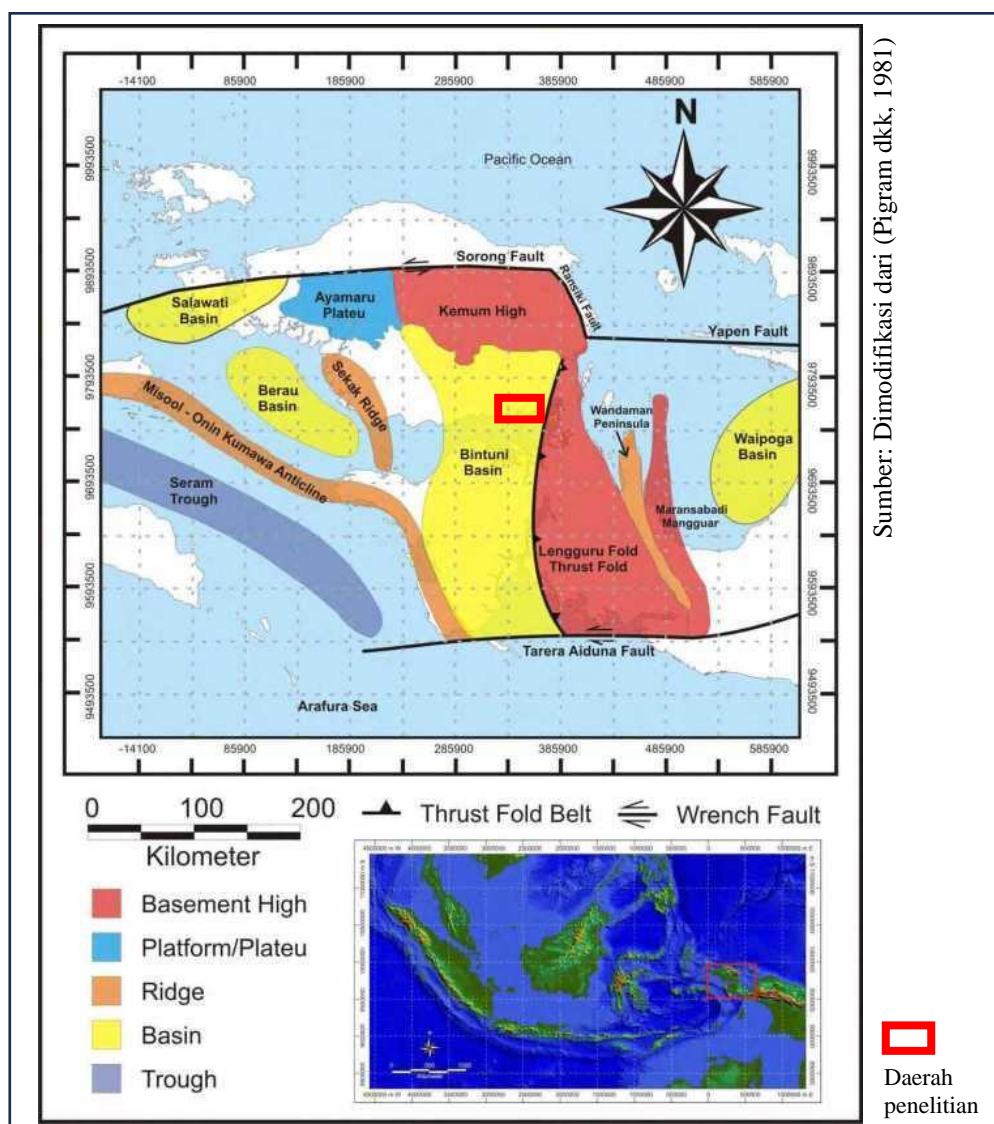


Gambar 1. Struktur regional Papua

Selama periode Oligosen hingga Resen, Kepala Burung mengalami tekanan ke arah selatan. Tekanan ini muncul akibat interaksi konvergen miring (*oblique*) antara Lempeng Benua Indo-Australia dan Lempeng Samudera Pasifik-Caroli. Elemen-elemen struktural utama melibatkan Sesar Sorong, Blok Kemum-Plateau Ayamaru di bagian utara, Sesar Ransiki, Jalur Lipatan-Anjakan Lengguru, dan Cekungan Bintuni serta Salawati di sebelah timur. Sementara itu, Sesar Tarera-Aiduna, Antiklin Misool-Onin-Kumawa, dan Cekungan Berau mendominasi wilayah selatan dan barat daya. Cekungan-Cekungan Bintuni, Berau, dan Salawati diidentifikasi sebagai cekungan Tersier (Toisuta, 2009).

Blok Kemum merupakan bagian dari ketinggian batuan dasar, yang dibatasi oleh Sesar Sorong di sebelah utara dan Sesar Ransiki di sebelah timur. Wilayah ini ditandai oleh adanya batuan metamorf, dengan beberapa bagian mengalami intrusi granit Permo-Trias. Batas selatannya dicirikan oleh kehadiran sedimen klastik yang belum mengalami metamorfosis, berasal dari periode Paleozoikum-Mesozoikum, serta batugamping Tersier (Pigram dkk, 1981). Blok Kemum mengalami pengangkatan pada masa Kenozoikum Akhir dan berfungsi sebagai daerah sumber utama untuk pengisian sedimen klastik di utara Cekungan Bintuni.

2.2 Struktur dan Tektonik Cekungan Bintuni



Gambar 2. Cekungan Bintuni pada Kepala Burung (KB)

Cekungan Bintuni memiliki luas sekitar $\pm 30.000 \text{ km}^2$ dan cenderung berorientasi dari utara ke selatan, mengalami perkembangan yang cepat selama proses pengangkatan LFB ke arah timur dan Blok Kemum dari utara. Bagian timur cekungan ini berbatasan dengan Sesar Arguni, di mana terdapat LFB yang terdiri dari batuan klastik Mesozoikum dan batugamping Tersier yang mengalami lipatan dan penyeseluran. Di sebelah barat, cekungan ini ditandai oleh keberadaan tinggian struktural, Pegunungan Sekak, yang meluas ke arah utara, sementara di utara terdapat Dataran Tinggi Ayamaru yang memisahkan Cekungan Bintuni dari Cekungan Salawati yang merupakan sumber minyak bumi. Di selatan, Cekungan Bintuni dibatasi oleh Sesar Tarera-Aiduna, yang sejajar dengan Sesar Sorong di utara Cekungan Bintuni. Kedua sesar ini merupakan patahan utama di wilayah Papua Barat (Martén, 2012). **Gambar 2** memberikan ilustrasi Cekungan Bintuni di kawasan Kepala Burung.

Struktur tektonik pada Cekungan Bintuni, dipengaruhi dalam beberapa tahapan tektonik, yaitu tahapan pemisahan Gondwana dan Asia; tahapan tumbukan Lempeng Australia dan Lempeng Pasifik; tahapan pembalikan zona subduksi. Cekungan Bintuni, sebagai suatu cekungan Tersier yang terletak di bagian selatan Blok Kemum, memiliki batasan di bagian timur oleh Jalur Lipatan-Anjakan Lengguru. Cekungan ini terpisah dari Cekungan Salawati oleh Paparan Ayamaru, dan dari Cekungan Berau oleh Perbukitan Sekak. Beberapa struktur elemen signifikan yang terdapat di wilayah KB (**Gambar 2**) melibatkan:

1. Sesar Sorong

Sesar Sorong merupakan salah satu patahan besar yang terletak di utara KB, memiliki arah bergerak dari timur ke barat. Tipe Sesar Sorong ini adalah jenis sesar mendatar kiri (*left-lateral strike-slip fault*).

2. Sesar Tarrera Aiduna

Sesar Tarera-Aiduna terdapat di wilayah selatan KB dan termasuk sebagai sesar mayor dengan orientasi Barat-Timur. Arah gesek pada Sesar Tarera-Aiduna hampir serupa dengan Sesar Sorong, yang cenderung mendatar ke kiri. Situasi ini menunjukkan bahwa Sesar Tarera-Aiduna dan Sesar Sorong

muncul sebagai hasil dari tekanan konvergen dari aktivitas tektonik antara Lempeng Australia dan Lempeng Pasifik.

3. Lengguna *Fold-Belt* (LFB)

LFB merupakan rangkaian antiklin yang mengikuti arah umum dari barat laut ke tenggara (NW-SE), kemudian mengalami pengangkatan akibat dari proses konvergen oblik antara Lempeng Pasifik dan Lempeng Australia. Di bagian selatan, LFB terpotong oleh Sesar Tarera-Aiduna. Pada saat terbentuknya LFB, terjadi penurunan yang mengakibatkan sedimentasi pada cekungan. Sebagian besar sesar di wilayah LFB terdiri dari kelompok NGL yang mengisi Cekungan Bintuni.

4. *Seram Through*

Palung Seram berlokasi di wilayah barat daya KB. Pembentukan Palung Seram disebabkan oleh konvergensi antara Lempeng Eurasia, Lempeng Indo-Australia, dan Lempeng Pasifik yang telah berlangsung sejak periode Oligosen. Palung Seram ini dikenal sebagai palung subduksi, yang ditandai oleh adanya struktur seperti zona deformasi intra-lempeng dan sesar mendatar.

2.3 Stratigrafi Regional Cekungan Bintuni

Dengan mengacu stratigradi Cekungan Bintuni menurut (Visser dan Hermes, 1962) (**Gambar 3**). Stratigradi Cekungan Bintuni dari tua ke muda yaitu:

1. *Basement* (Formasi Kenum)

Batu dasar (*basement*) Cekungan Bintuni terdiri dari Formasi Kenum yang berasal dari periode Silur-Devon (Paleozoikum). Formasi ini terdiri dari lapisan batu lempung, *gray wacke*, dan klastik kasar. Diduga bahwa formasi ini mengalami perlipatan dan juga terdapat Batuan Granit Devon. Formasi Kenum merupakan bagian dari batuan dasar dalam urutan sedimentasi turbidit dari Cekungan Bintuni. Terjadi kenaikan (*uplift*) pada Formasi Kenum di sebelah timurlaut KB dan sepanjang timurlaut Leher Burung.

2. Kelompok Aifam (Formasi Aimau, Aiduna/Aifat, dan Ainim)

Visser dan Hermes (1962) menjelaskan kelompok Aifam di bagian tengah KB, yang terbagi menjadi tiga formasi. Bagian bawah terdiri dari Formasi Aimau, yang mengandung batuan konglomerat basalt, batupasir, dan serpih. Formasi Aifat atau Aiduna terletak di atasnya dan terdiri dari mudstone, batugamping, dan sedikit batupasir. Di bagian selatan *Central Range*, terdapat Formasi Aiduna yang terdiri dari *feldspar* dan mika batupasir yang berselapis dengan batuan karbonat, serpih, dan *siltstone*. Formasi Ainim juga terdapat di wilayah tersebut, terdiri dari *mudstone*, batupasir, *greywacke*, *siltstone*, *black shale*, dan batubara dengan ketebalan sekitar 1 meter. Lapisan ini terbentuk sepanjang lingkungan pengendapan *paralic* (zona transisi), tepatnya di kawasan delta sungai dan rawa. Kelompok Aifam memiliki rentang umur dari Carboniferous Tengah hingga Akhir Permian. Mayoritas fosil yang teridentifikasi termasuk batang tumbuhan, brachiopoda, koral *bryozoa*, *crinoid*, *fusulinid*, dan *trilobita*. Meskipun tidak terdapat ciri-ciri reservoir yang khas dalam kelompok ini, batuan sumber dapat ditemukan dalam Aifat mudstone, Ainim, dan Formasi Aiduna.

3. Formasi Tipuma

Pada Formasi Tipuma, dikemukakan bahwa tidak ada temuan fosil yang dapat diidentifikasi. Formasi ini memiliki rentang umur sekitar Triasik hingga awal Jurasik, terletak di antara Kelompok Aifam dari Premo hingga Carboniferous dan Kelompok Kembelangan dari Jurasik Tengah hingga Cretaceous. Formasi Tipuma mengendap secara tidak selaras di atas Kelompok Aifam dan terdiri dari batupasir kuarsa dan batulempung karbonatan, yang terbentuk dalam lingkungan fluvial deltaik. Meskipun terdapat serpih yang tidak mendukung terbentuknya batuan sumber dalam Formasi Tipuma, sebagian batupasir di wilayah *central range* memiliki potensi sebagai reservoir (Perkins dan Livsey, 1993).

4. Kelompok Kembelangan (Kembelangan Bawah dan Kembelangan Atas)

Kembelangan Bawah memiliki rentang umur dari Jurasik Awal hingga Kapur Awal dan tumpang tindih secara tidak selaras di atas Formasi Tipuma. Terdiri

dari batupasir, batuan karbonat, dan batubara, dengan lingkungan pengendapan yang bervariasi mulai dari deltaik hingga laut tertutup. Dalam sub-Kelompok Kelembangan Bawah ini termasuk Formasi Kopai dan Formasi Ayot.

Kembelangan Atas memiliki rentang umur dari Kapur Awal hingga Akhir dan tumpang tindih secara tidak selaras di atas Formasi Kembelangan Bawah. Terdiri dari batupasir dan batulempung, dengan litologi pembentuk sub-kelompok ini melibatkan batugamping Piniya, batupasir Ekmai, dan Formasi Jass. Adanya ketidakselarasan Kapur Awal, yang juga dikenal sebagai *unconformity intra-cretaceous*, menjadi batas pemisah antara Formasi Kembelangan Bawah dan Kembelangan Atas, yang juga menandai awal dari fase *rifting* (Doust dan Noble, 2008).

5. Formasi Waripi

Formasi Waripi secara sejajar menindih Kelompok Kembelangan dengan rentang umur Paleosen. Litologi pembentuknya mencakup batupasir, batulempung, dan serpih, yang menunjukkan karakteristik endapan dari lingkungan laut dalam. Selain itu, terdapat batuan berupa *calcarenite olitik* pasir, *biocalcarenite*, batupasir kuarsa, dan batugamping, yang umumnya mengandung dolomit serta beberapa foraminifera miliolid.

6. Kelompok Batugamping New Guinea

Kelompok Batugamping New Guinea terbentuk selama periode Eosen hingga Miosen Tengah. Pada akhir Kapur, terjadi penghentian pasokan detritus klastik ke utara laut Australia, menyebabkan akumulasi karbonat dalam bentuk sekuensi batugamping yang cukup tebal. Kelompok ini terdiri dari tiga formasi yang diidentifikasi oleh Chevallier dan Bordenave (1986): Formasi Faumai, yang dominan terdiri dari batugamping *calcarenite* dengan fosil foraminifera besar berumur Eosen Tengah-Oligosen; Formasi Sirga, mencakup siltstone dan mudstone di bagian barat dan selatan, serta batupasir kuarsa dan konglomerat di bagian utara dan timur. Formasi ini menunjukkan keberadaan foraminifera berukuran kecil dan besar berumur awal Miosen,

terendapkan dalam lingkungan air dangkal yang mengalami transgresi; Formasi Kais, yang terdiri dari calcarenite dan muddy calcarenite dan merupakan bagian dari terumbu di Cekungan Salawati dengan umur Miosen Tengah.

7. Formasi Klasafet

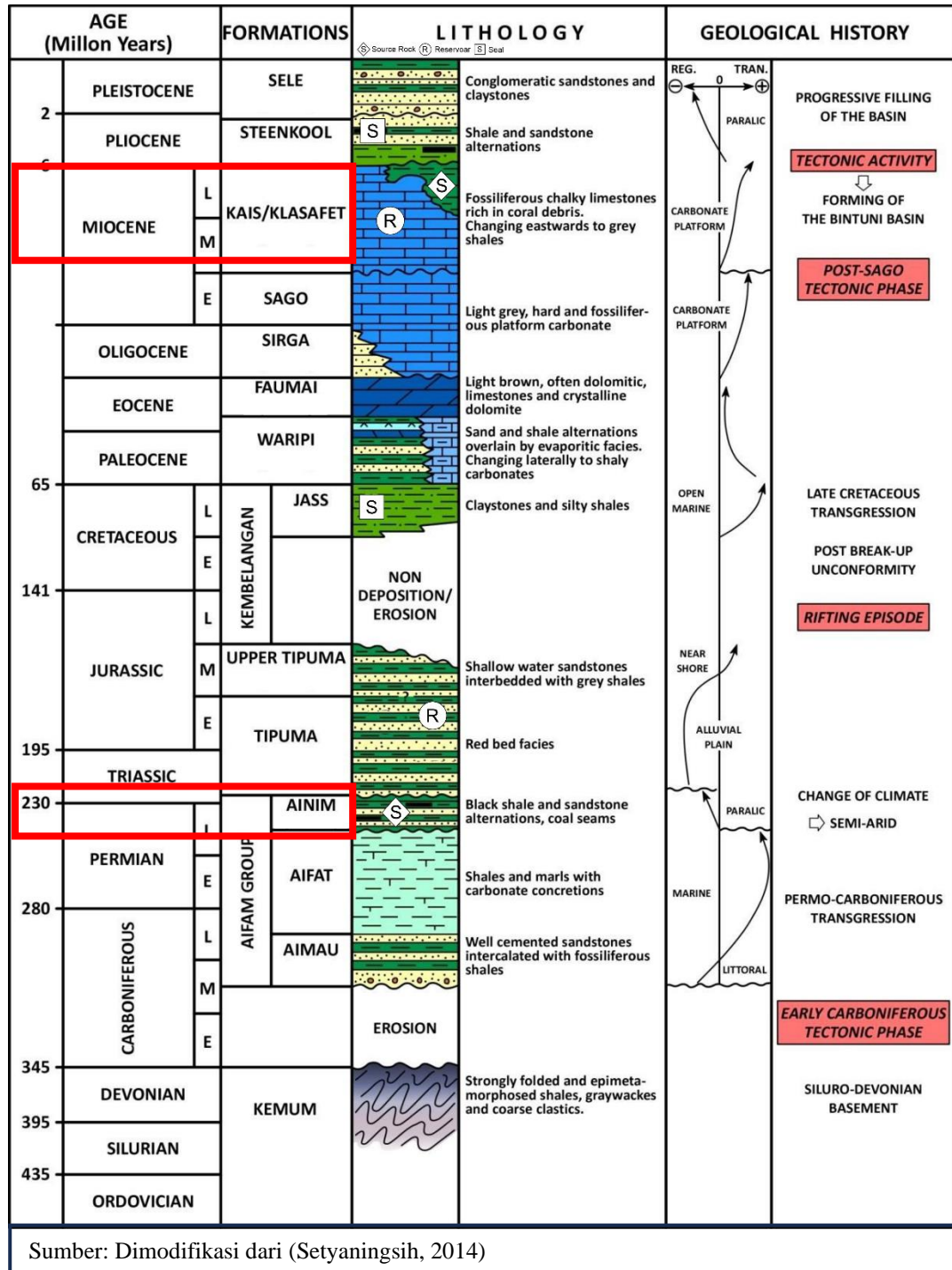
Formasi Klasafet terbentuk selama periode Miosen Awal hingga Miosen Tengah dan mengendap secara tidak selaras di atas Formasi Kais. Litologi pembentukannya terdiri dari serpih, yang terbentuk dalam lingkungan pengendapan laguna. Formasi ini memiliki peran sebagai lapisan penutup (*seal*) dan batuan induk di beberapa area di Cekungan Bintuni. Selain itu, kelompok ini juga berfungsi sebagai batuan sumber (*source rock*) dan reservoir di Cekungan Bintuni. Lapisan karbonat ini meluas di sepanjang Cekungan Bintuni dengan lingkungan pengendapan yang mencakup *shallow-seif*. Kelompok Batugamping New Guinea ini menandai akhir dari fase kompresi antara Lempeng Australia dan Lempeng Pasifik. Selain itu, kelompok ini juga berfungsi sebagai batuan sumber (*source rock*) dan reservoir di Cekungan Bintuni (Pieters dkk., 1983).

8. Formasi Steenkool

Formasi Steenkool terbentuk selama periode Pliosen Awal hingga Pleistosen, sebagai akibat dari aktivitas tektonik yang membentuk Cekungan Bintuni dan LFB. Formasi ini terdiri dari batuan lanau, batupasir serpihan, dan batulempung dengan lingkungan pengendapan yang bersifat neritik. Dalam konteks Cekungan Bintuni, Formasi Steenkool dikenal berperan sebagai penutup (*seal*) sekaligus batuan induk (Pieters dkk., 1983).

9. Formasi Sele

Formasi Sele terbentuk selama periode Pleistosen, yang terdiri dari endapan konglomerat dan batupasir yang relatif tidak padat, dihasilkan oleh proses erosi di sepanjang zona deformasi Sesar Sorong dalam lingkungan pengendapan aluvial. Formasi ini mengendap di atas Formasi Steenkool secara tidak selaras (Pieters, dkk., 1983).



Gambar 3. Stratigrafi regional Cekungan Bintuni, Papua Barat

2.4 Petroleum System Cekungan Bintuni

Cekungan Bintuni merupakan cekungan yang sudah berproduksi. Dimana minyak bumi pertama kali di temukan di Lapangan Mogoi dan Wasian oleh NNPGM pada tahun 1938. Penemuan paling akhir adalah Lapangan Wiriagar oleh Conoco pada tahun 1981.

Cekungan Bintuni terbentuk selama umur *Pra-Tertiary* sampai *Tertiary* (Perkins dan Livsey, 1993). Terbentuknya Cekungan Bintuni yang berasal dari tumbukan lempeng Eurasia dan Indo-Australia mengakibatkan kompleksitas geologi yang kuat. Berulangnya fase *rifting* juga mengakibatkan pengendapan pada Cekungan Bintuni terjadi secara terus menerus hingga sekarang. Maka dari itu, pada Cekungan Bintuni terbentuk multi-sistem hidrokarbon pada setiap fasenya.

1. Batuan Induk (*Source rock*)

Potensi berumur *Pra-Tertiary* Cekungan Bintuni terendapkan oleh Kelompok Formasi Aifam (Formasi Aimau, Formasi Aifat dan Formasi Ainim). Formasi Aimau terdiri dari batuan konglomerat basalt, batupasir dan serpih. Sementara pada Formasi Aifat memiliki litologi *mudstone*, batugamping, dan sedikit batupasir. Dibagian selatan *central range* terdapat Formasi Aiduna yang terdiri dari *feldspar* dan mika batupasir yang berlapis dengan batuan karbonat serpih dan *siltstone* (Perkins dan Livsey, 1993). Kematangan dari nilai TOC rata-rata pada Formasi Aifat yaitu 1.2% dimana nilai ini cukup merepresentasikan kematangan yang baik. Namun dari kandungan HI yang dibawah 40 mg HC/g of TOC menunjukkan bahwa kandungan material organik yang cenderung sedikit, sehingga Formasi Aifat tidak terlalu berpotensi sebagai *source rock* (Chevallier dan Bordenave, 1986). Pada formasi Ainim memiliki litologi *mudstone*, batupasir, *greywacke*, *siltstone*, *black shale*, dan batubara dengan tebal berkisar 1 meter (Perkins dan Livsey, 1993). Keterdapatannya alterasi batupasir secara umum menyebabkan Formasi Ainim memiliki porositas yang buruk dan lapisan yang impermeable. Kematangan yang diperoleh di Formasi Ainim meliputi nilai Indeks Hidrogen (Hydrogen Index HI) > 300 mg HC/g TOC yang masuk pada klasifikasi tipe Kerogen III (Chevallier dan Bordenave, 1986). Dengan adanya sifat karakteristik batuan yang memiliki porositas yang buruk, impermeable, dan kematangan termal yang tinggi, disinyalir nilai anomali resistivitas rendah pada kedalaman tersebut disinyalir sebagai *mature black shale* dari Formasi Ainim.

Potensi berumur *Tertiary source rock*, Formasi Klasafet memiliki kandungan batu serpih, batu lanau dan batu pasir (Perkins dan Livsey, 1993). Kematangan yang dicapai pada ketiga batuan tersebut dapat diklasifikasikan sebagai batuan yang matang dengan kerogen tipe III. Berdasarkan analisa Hamzah (2018), evaluasi pirolisis batuan, Formasi Klasafet yang berada pada Cekungan Bintuni memiliki Tmax dengan rentang 428-440° C dimana dapat diklasifikasikan sebagai batuan sumber dari matang - matang awal. Jika di tinjau dari TOC nya, Formasi Klasafet memiliki rentang nilai 0.21 – 1.35% yang dapat diklasifikasikan memiliki kandungan material organik buruk-baik. Sementara, jika di tinjau dari nilai HI, Formasi Klasafet memiliki rentang nilai 2 – 95 mg HC/g TOC yang mengindikasikan dapat memproduksi gas. Sehingga pada Formasi Klasafet berpotensi berperan sebagai *source rock* dengan jenis *unconventional source rock* yaitu *shale gas*.

2. Migrasi

Migrasi hidrokarbon adalah fenomena perpindahan hidrokarbon dari lapisan sumber ke lapisan reservoir dengan tujuan akumulasi di dalamnya. Secara spesifik, arah migrasi ini terjadi dari cekungan ke arah perangkap, yang dapat berupa suatu perangkap antiklin. Selama proses migrasi ini, terdapat perlintasan melalui sesar normal yang terbentuk di wilayah Bintuni.

3. Batuan Reservoir

Batuan reservoir merupakan batuan yang bersifat *porous* (berpori) dan *permeable* atau dapat meloloskan fluida, sehingga fluida hidrokarbon yang dihasilkan oleh batuan induk akan disimpan atau diakumulasikan. Batuan reservoir umumnya dicirikan oleh batuan yang memiliki porositas yang baik, baik itu porositas primer maupun porositas sekunder yang nantinya akan menjadi rongga yang terisi oleh fluida hidrokarbon. Batuan reservoir pada Cekungan Bintuni berupa batupasir pada Formasi Kembelangan Bawah (*upper Jurassic*) dan batugamping pada Formasi Kais dan Formasi Klasafet (*middle Miocene*) (Perkins dan Livsey, 1993).

4. Batuan Tudung (*Seal*)

Batuan tudung yang terdapat pada batuan Pra-Tersier terbentuk dari lapisan serpih abu-abu yang melapisi batupasir Formasi Tipuma. Sementara itu, batuan tudung pada batuan Tersier terbentuk dari lapisan batulempung (Formasi Klasafet) yang melapisi batugamping terumbu dari Formasi Kais.

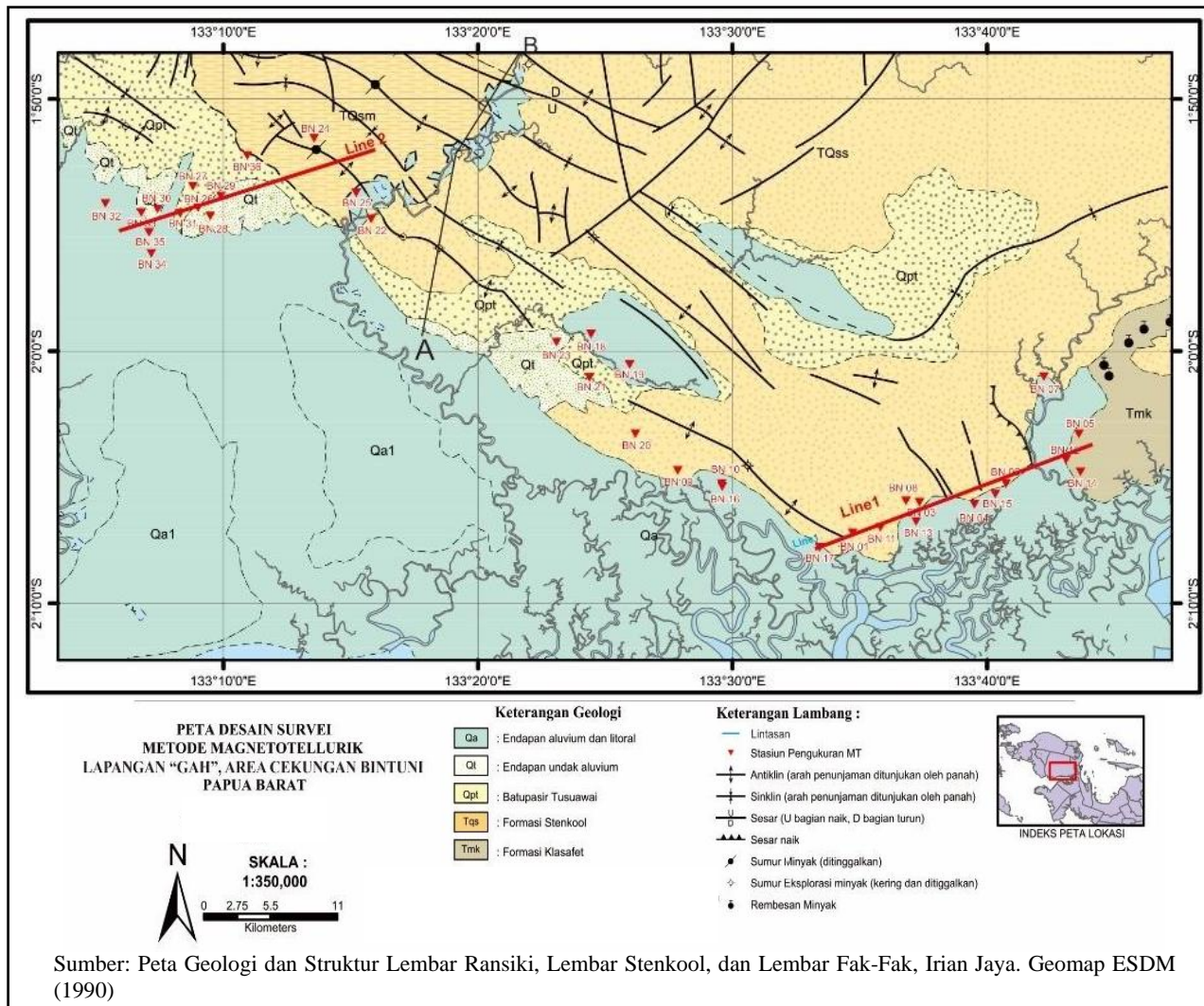
5. Perangkap (*Trap*)

Pembentukan perangkap dengan struktur tertentu terutama dipengaruhi oleh keberadaan sistem sesar bongkah yang terbentuk setelah fase break-up. Secara khusus, perangkap stratigrafi pada periode Tersier terdiri dari lapisan batulempung yang berasal dari Formasi Klasafet, yang melapisi batugamping terumbu dari Formasi Kais dan Formasi Sekau.

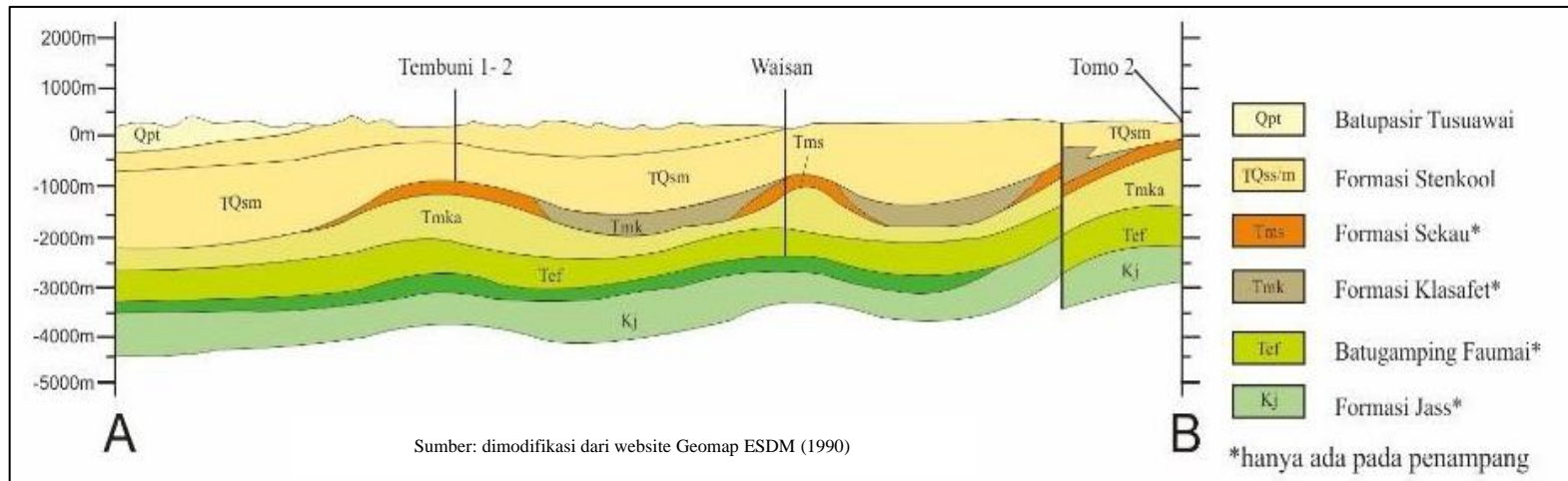
2.5 Geologi Regional Daerah Penelitian

Lokasi penelitian ini terletak di area Teluk Bintuni, Kabupaten Papua Barat, Provinsi Papua, yang dibatasi oleh luas Cekungan Bintuni. Lokasi penelitian ditunjukkan pada Gambar 1. Secara geografis, lokasi penelitian berada pada $01^{\circ}42'41.8''$ S - $02^{\circ}12'22.6''$ LS dan $133^{\circ}23'07.9''$ E - $134^{\circ}08'42.2''$ BT. Lintasan MT menyalang Formasi Stenkool dan Endapan Aluvial, sementara Formasi Ainim, yang menjadi fokus dalam penelitian ini, tidak terungkap sepanjang jalur MT. Namun, melihat pada konteks stratigrafi regional Cekungan Bintuni (pada **Gambar 3**), Formasi Ainim yang terbentuk selama Perem Tengah hingga Akhir mungkin terendapkan jauh di bawah permukaan pada lokasi survei MT. Ini dapat dipahami dengan mempertimbangkan sistem hidrokarbon secara regional, di mana Kelompok Kemblengan diidentifikasi sebagai formasi batuan tertua di wilayah penelitian. Batulanau dari Kelompok Kemblengan bisa berperan sebagai penyekat yang sangat efektif karena terendapkan dengan ketebalan yang signifikan. Ini didukung oleh temuan dalam beberapa sumur, seperti Roabiba-1 dan Owaferi-1, di mana ditemukan indikasi gas pada bagian bawah Kelompok Kemblengan yang terendapkan pada periode Jura-Kapur (Doust dan Noble, 2008).

Pada periode Miosen, Formasi Kais mengalami pengendapan, dan batugamping yang terdapat dalam formasi ini dapat berfungsi sebagai reservoir dalam sistem hidrokarbon Cekungan Bintuni. Diperkirakan bahwa perangkap dalam Cekungan Bintuni memiliki bentuk struktur antiklin dengan sumbu yang berorientasi barat-laut-tenggara. Lintasan MT yang melintasi beberapa sumbu antiklin dan sinklin (pada **Gambar 4**) dianggap sebagai alternatif untuk mengamati beberapa bentukan perangkap struktural di bawah permukaan. Meskipun demikian, perangkap stratigrafi di area studi ini tidak menjadi fokus dalam penelitian ini karena metode MT tidak dapat mengungkap keberadaannya (Doust dan Noble, 2008).



Gambar 4. Peta geologi regional daerah penelitian



Gambar 5. Penampang geologi lintasan A-B Lembar Ransiki

III. TEORI DASAR

3.1 Metode Magnetotelurik (MT)

Metode Magnetotelurik (MT) merupakan suatu pendekatan geofisika yang digunakan untuk mengidentifikasi struktur resistivitas yang terdapat di bawah permukaan bumi. Pendekatan MT ini mengandalkan arus listrik alami yang timbul secara spontan di alam, yang terdiri dari variasi medan listrik dan medan magnet yang berubah seiring waktu. Sumber medan elektromagnetik bumi ini berasal dari kegiatan meteorologis atau petir, yang kemudian menyebar di sekitar permukaan bumi (Unsworth, 2014). Arus telluric yang dihasilkan oleh medan listrik ini mengalir di dalam bumi (Berdichevsky, 2002).

Dengan memanfaatkan frekuensi yang sangat rendah, metode Magnetotelurik (MT) memiliki kemampuan untuk mengukur nilai resistivitas di bawah permukaan bumi hingga penetrasi yang signifikan, mencapai puluhan bahkan ratusan kilometer. Namun, kedalaman frekuensi ini dipengaruhi oleh periode perekaman dan karakteristik struktur konduktivitas bumi (Unsworth, 2014).

Resistivitas pada dua medium yang berbeda bergantung kepada konektivitas antara dua medium tersebut dan resistivitas dari fase konduktivitasnya. Resistivitas fluida sensitif terhadap salinitas, tekanan, dan suhu. Saat bertambahnya suhu, kecepatan pada suatu larutan akan menurun, menaikkan tingkat mobilitas ion pada larutan tersebut, sehingga cenderung meningkatkan konduktivitasnya (Berdichevsky, 2002).

3.1.1 Persamaan Maxwell

Gelombang elektromagnetik dapat dianggap sebagai gelombang bidang yang merambat secara vertikal ke dalam bumi tanpa memperhatikan sudut jatuhnya terhadap permukaan bumi. Pernyataan Maxwell merupakan hasil sintesis dari temuan eksperimental atau empiris mengenai fenomena listrik dan magnetik yang ditemukan oleh para ilmuwan seperti Faraday, Ampere, Gauss, dan Coulomb, selain kontribusi dari Maxwell sendiri (Suwardi, 2013). Dalam bentuk persamaan diferensial Maxwell dalam domain frekuensi, dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\nabla \times E = - \frac{\partial B}{\partial t} \quad (1)$$

$$\nabla \times H = j + \frac{\partial D}{\partial t} \quad (2)$$

$$\nabla \cdot D = q \quad (3)$$

$$\nabla \cdot B = 0 \quad (4)$$

Keterangan:

E = Intensitas medan listrik (volt/m)

B = Rapat fluks magnet (weber/m² atau tesla)

H = Intensitas medan magnet (ampere/m)

j = Rapat arus (ampere/m²)

D = Pergeseran arus (coloumb/m²)

q = Rapat muatan listrik (coloumb/m³)

Persamaan (1) berasal dari hukum Faraday yang menyatakan bahwa perubahan fluks magnetik dapat menghasilkan medan listrik dengan gaya gerak listrik yang berlawanan arah dengan variasi fluks magnetik yang menyebabkannya. Persamaan (2) merupakan generalisasi dari teorema Ampere yang memperhitungkan hukum kekekalan muatan. Persamaan ini menyatakan bahwa medan magnet dapat timbul akibat total fluks arus listrik yang disebabkan oleh arus konduksi dan arus perpindahan. Persamaan (3) menggambarkan hukum Coulomb, di mana fluks listrik dalam suatu ruang proporsional dengan muatan total yang terdapat dalam ruang tersebut.

Sementara Persamaan (4), yang identik dengan persamaan (3), berlaku untuk medan magnet, walaupun dalam hal ini tidak terdapat monopoli magnetik. Hubungan antara intensitas medan dengan fluks yang terjadi pada suatu medium dijelaskan oleh persamaan berikut:

$$B = \mu H \quad (5)$$

$$D = \varepsilon E \quad (6)$$

$$J = \sigma E = \varepsilon \frac{D}{\rho} \quad (7)$$

dimana,

μ = Permeabilitas magnetik (henry/m)

ε = Pemisivitas listrik (farad/m)

σ = Konduktivitas (Ω^{-1}/m)

ρ = Tahanan jenis (Ωm)

3.1.2 Skin Depth

Dengan merumuskan bahwa badan listrik dan medan magnet menyebabkan antenuasi eksponensial terhadap kedalaman, maka diperoleh formulasi untuk amplitudo gelombang elektromagnetik pada suatu kedalaman tertentu yang disebut sebagai kedalaman kulit (*skin depth*). *Skin depth* didefinisikan sebagai kedalaman pada suatu medium homogen di mana amplitudo gelombang elektromagnetik tereduksi menjadi $\frac{1}{e}$ (~37%) dan amplitudo di permukaan bumi ($\ln e = 1$ atau $e = 2.718\dots$). Nilai tersebut dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\delta = \sqrt{\frac{2}{\omega\mu_0\sigma}} = \sqrt{\frac{2\rho}{\omega\mu_0}} \quad (8)$$

Dengan menganggap harga μ sama dengan μ_0 di ruang hampa maka $\mu = \mu_0$ 1.256×10^{-6} H/m, sehingga persamaan di atas dapat dituliskan sebagai:

$$\delta \approx 503 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \quad (9)$$

Dengan menganggap f merupakan frekuensi gelombang elektromagnet (Hz) adalah *skin depth* dan ρ adalah tahanan jenis atau resistivitas. Besaran *skin*

digunakan untuk memperkirakan kedalaman penetrasi atau kedalaman investigasi gelombang elektromagnet. Pada keperluan praktis digunakan definisi kedalaman efektif yang lebih kecil dari *skin depth*, yaitu $\delta/\sqrt{2}$.

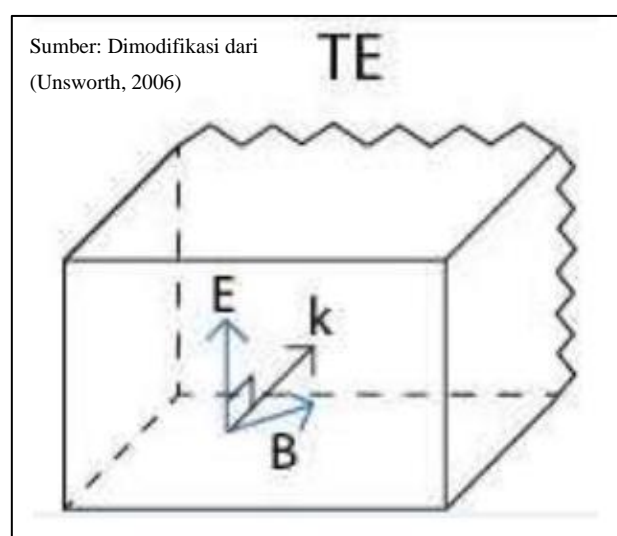
Tahanan jenis semu (ρ_{xy}) atau resistivitas semu merupakan rata-rata volume tahanan jenis bumi dari belahan bumi dengan radius sama dengan *skin*. Fase (ϕ_{xy}) mencerminkan perbedaan jenis antara komponen medan listrik dan magnetik. Tahanan jenis semu dan fase adalah dua parameter utama yang digunakan untuk mengekstrak informasi struktur tahanan jenis dari data yang diukur titik dengan menghitung tahanan jenis semu sebagai fungsi frekuensi, maka dapat menentukan variasi tahanan jenis kedalaman (Vozoff, 1991).

3.2 Metode Pengukuran MT

Dalam metode pengukuran MT, terdapat dua metode pengukuran yang dapat membantu dalam proses pemodelan atau interpretasi tahap awal, yaitu TE (*Transverse Electric*) mode dan TM (*Transverse Magnetic*) mode.

3.2.1 *Transverse Electric Mode*

Pada komponen yang mengindikasikan medan listrik sejajar dengan arah struktur utama disebut sebagai mode *Transverse Electric* (TE) atau kadang disebut E-Polarization.

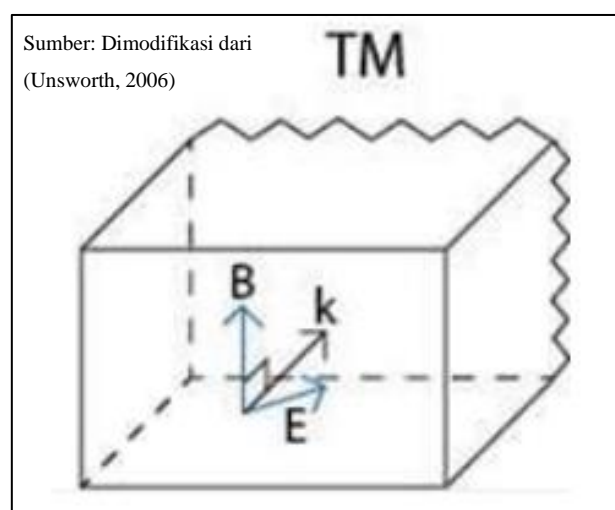


Gambar 6. Mode TE (*Transverse Electric*)

Mode TE menunjukkan pada bidang arah sumbu y dan z hanya komponen magnetiknya saja, sedangkan komponen medan listrik sejajar dengan arah struktur utama (Unsworth, 2006). Mode TE dapat dilihat pada (**Gambar 6**).

3.2.2 *Transverse Magnetic Mode*

Pada komponen yang menggambarkan medan magnet sejajar dengan arah struktur utama disebut sebagai mode *Transverse Electric* (TM) atau sering juga disebut sebagai *B-Polarization*.



Gambar 7. Mode TM (*Transverse Magnetic*)

Mode TM menunjukkan pada bidang arah sumbu y dan z hanya komponen medan listrik saja sedangkan komponen medan magnet sejajar dengan arah struktur utama (Unsworth, 2006). Mode TM dapat dilihat pada (**Gambar 7**).

3.3 Pengolahan Data MT

Proses pengolahan data MT dimulai dari data mentah berupa rangkaian waktu (time series) hingga mendapatkan nilai resistivitas semu dan fase. Teori yang diterapkan dalam tahapan pengolahan data MT mencakup transformasi Fourier untuk mengubah data domain waktu menjadi domain frekuensi, penggunaan metode *robust processing* sebagai penyaring awal untuk mengatasi noise, perhitungan impedansi, estimasi nilai resistivitas semu dan fase, serta implementasi inversi 1 dimensi dan inversi 2 dimensi.

3.3.1 Data Time Series

Sebuah rangkaian waktu (*time series*) mencakup informasi tentang periode dan penetrasi kedalaman. Proses awal dalam pengolahan data melibatkan transformasi dari domain waktu ke domain frekuensi menggunakan transformasi Fourier. Rangkaian waktu elektromagnetik direkam selama beberapa minggu atau bulan, menghasilkan data sebesar 10 megabita. Sebaliknya, fungsi transfer dari satu stasiun memiliki dataset yang sangat kecil, diwakili oleh tensor impedansi pada 30-50 frekuensi evaluasi (Simpson dan Karsten, 2005).

3.3.2 Fourier Transform

Transformasi Fourier adalah suatu fungsi yang mampu mengubah sinyal dari rangkaian waktu menjadi domain frekuensi. Fourier transform hanya dapat diterapkan pada space atau time series yang bersifat fungsi kontinu. Berikut adalah representasi fungsi Fourier transform, dengan $f(\omega)$ sebagai fungsi gelombang dalam domain frekuensi, $f(t)$ sebagai fungsi gelombang dalam domain waktu, i sebagai unit imaginari, $\omega=2\pi f$ sebagai frekuensi angular, t sebagai waktu, dan e sebagai eksponen (Rulia, 2012).

$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)e^{-i\omega t} dt \quad (10)$$

3.3.3 RhoBust Processing

Pemrosesan *rhoBust* merupakan suatu teknik statistik yang menggunakan bobot iteratif dari residu untuk mengidentifikasi dan menghilangkan data yang terpengaruh oleh noise. Teknik ini bekerja dengan menghilangkan dampak dari titik data yang tidak mencerminkan seluruh data, yang disebut sebagai *outlier*. *Outlier* adalah data dengan nilai yang jauh berbeda dari nilai rata-rata, umumnya dianggap sebagai noise, sehingga pemrosesan *rhoBust* berfungsi sebagai filter awal untuk menghilangkan noise pada data MT. Prinsip dasar dari pemrosesan *rhoBust* hampir sama dengan *least square* biasa, yaitu mencari tren data yang dominan dan mengurangi pengaruh *outlier* pada data. Perbedaannya terletak pada seberapa besar pengaruh *outlier* dalam data.

Pengaruh *outlier* pada pemrosesan *robust* cenderung lebih rendah dibandingkan *least square* (Rulia, 2012).

Proses ini menggunakan bantuan *software* SSMT 2000. Dengan bentuk dari *robust processing* adalah sebagai berikut:

1. *No Weight* (NW), adalah perlakuan terhadap perlakuan data yang tidak membobotkan rata-rata.
2. *Rho Variance* (RV), adalah perlakuan terhadap data dengan membobotkan data bernilai tinggi menjadi lebih besar.
3. *Ordinary Coherence* (OC), adalah perlakuan terhadap data dengan memberikan nilai bobot yang lebih besar untuk data dengan nilai eror kecil.

Pada *robust processing*, sesuatu yang diperhatikan adalah koherensi dari setiap bentuk *robust processing* yang dilakukan. Koherensi adalah variabel yang memiliki dimensi dengan nilai kisaran 0 hingga 1. Untuk nilai 1 mengindikasikan sinyal koheren yang sempurna (Simpson dan Karsten, 2005).

3.3.4 Menghitung Impedansi, Resistivitas Semu, dan Fase

Impedansi adalah perbandingan antara medan magnet dan medan listrik, fungsi transfer magnetotelurik untuk memperoleh tensor impedansi adalah sebagai berikut (Dewi, 2012):

$$\begin{pmatrix} E_x \\ E_y \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{xx} & Z_{xy} \\ Z_{yx} & Z_{yy} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} H \\ H_y \end{pmatrix} \quad (11)$$

Resistivitas semu untuk lapisan Bumi diperoleh dari (Persamaan 11) sebagai berikut :

$$\rho_a = \frac{1}{\omega\mu} \left| \frac{E_x}{H_y} \right|^2 \quad (12)$$

Dua modulus independen dari impedansi dianalisis dalam pendekatan Bumi 2-D dalam sistem koordinat kartesian, di mana sumbu *y* sejajar dengan arah strike dan sumbu *x* tegak lurus terhadap arah struktur geologi. Modus

Transverse Electric (TE) adalah modus di mana medan listrik searah dengan struktur geologi. Modus *Transverse Magnetic* (TM) adalah modus di mana medan magnet searah dengan struktur geologi. Komponen diagonal dari tensor impedansi untuk pendekatan Bumi 2-D adalah nol:

$$Z = \begin{bmatrix} 0 & Z_{xy} \\ Z_{xy} & 0 \end{bmatrix} \quad (13)$$

di mana

$$Z_{xy} = jZ_{TE} = \frac{E_x}{H_y} \quad (14)$$

$$Z_{xy} = jZ_{TE} = \frac{E_x}{H_y} \quad (15)$$

Dengan demikian, nilai resistivitas semu dapat didefinisikan sebagai:

$$\rho_{xy} = \frac{1}{\omega\mu} \left| \frac{E_x}{H_y} \right|^2 \quad (16)$$

$$\rho_{yx} = \frac{1}{\omega\mu} \left| \frac{E_x}{H_y} \right|^2 \quad (17)$$

di mana ρ resistivitas medium (Ωm), Z atau impedansi, $\omega=2\pi f$ atau frekuensi angular, μ adalah permeabilitas (henry/m). sedangkan fase, dapat didefinisikan sebagai :

$$\varphi_{xy} = \tan^{-1} \left(\frac{\text{im} \left(\frac{E_x}{H_y} \right)}{\text{re} \left(\frac{E_x}{H_y} \right)} \right) \quad (18)$$

$$\varphi_{yx} = \tan^{-1} \left(\frac{\text{im} \left(\frac{E_y}{H_x} \right)}{\text{re} \left(\frac{E_y}{H_x} \right)} \right) \quad (19)$$

Di mana φ , yaitu fase (*degrees*), $\text{im}(Z)$ yaitu imajiner impedansi, $\text{re}(Z)$, yaitu *real* impedansi.

3.4 Inversi 1 Dimensi

Model 1 dimensi berupa model berlapis horizontal, yaitu model yang terdiri dari beberapa lapisan, di mana tahanan jenis tiap lapisan homogen. Dalam hal ini

parameter model 1 dimensi adalah tahanan jenis dan ketebalan tiap lapisan. Inversi 1D terdiri dari dua jenis, yaitu:

3.4.1 Inversi *Bostic*

Proses inversi yang terjadi dalam metode ini, yaitu diterapkan pada data resistivitas semu dan fasa yang kemudian dilakukan transformasi hingga mendapatkan nilai resistivitas sebenarnya dan data kedalaman. Secara sederhana, transformasi ini dapat dihitung dengan persamaan sederhana yang diperkenalkan oleh (Goldberg dan Rotstein, 1982), yaitu:

$$\rho(D) = \rho_a(\omega) \left(\frac{\pi}{2\phi} - 1 \right) \quad (20)$$

dan

$$D = \left(\frac{\rho_a(\omega)}{\mu\omega} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (21)$$

dimana D adalah kedalaman, $\rho(D)$ adalah resistivitas sebagai fungsi dari kedalaman (D), $\rho_a(\omega)$ adalah resistivitas semu sebagai fungsi pada frekuensi (ω), ω adalah frekuensi radial, μ adalah permeabilitas magnetik, dan ϕ adalah fase.

3.4.2 Inversi *Occam*

Proses inversi yang terjadi dalam metode ini terbagi menjadi dua fase. Fase I adalah fase dimana proses inversi akan membawa RMS ke level yang diinginkan dengan mengubah λ . Sementara itu, fase II adalah fase dimana inversi akan meminimalisasi model norm (normalisasi model).

Hal ini dilakukan juga dengan mengubah λ untuk menemukan model dengan normalisasi terkecil sementara RMS tetap dijaga berada pada tingkat yang diinginkan. Dalam inversi ini, λ tidak ditetapkan di awal inversi, melainkan akan berubah dari iterasi 1 ke iterasi lainnya (Suparno, 2007).

3.5 Inversi 2 Dimensi

Inversi merupakan tahapan pengolahan data lapangan yang melibatkan metode penyelesaian matematis dan statistik guna memperoleh distribusi sifat fisik di bawah permukaan. Evaluasi terhadap data lapangan dilakukan dengan menyesuaikan kurva antara model matematis dan data yang terkumpul (Rodi dan Makie, 2001). Inversi 2 dimensi dapat dilakukan dengan menggunakan metode *Nonlintasanar Conjugate Gradient* (NLCG). Metode NLCG memiliki kemampuan untuk mengurangi suatu fungsi objek yang terkait dengan resistivitas. Metode NLCG dapat secara langsung mengurangi permasalahan yang bukan bersifat kuadratik, melepaskan kerangka iterasi, dan inversi lintasanar. Penyelesaian yang dapat digunakan untuk menangani permasalahan inversi MT adalah dengan meminimalkan persamaan fungsi *unconstraint* melalui pendekatan iteratif (Rodi dan Makie, 2001).

Pada data magnetotelurik, terdapat dua jenis fungsi utama *unconstraint* yang harus diminimalkan dengan menggunakan pendekatan iterasi untuk menghasilkan model yang *match* dengan data. Salah satunya adalah dengan fungsi berikut:

$$U(m, \lambda) = \lambda^{-1}(d - F[m])C_d^{-1}(d - F[m]) - X^{-2} + (m - m_0)^T C_m^{-1}(m - m_0) \quad (22)$$

Dimana m adalah model resistivity dalam dimensi M , m_0 adalah prior model, C_m adalah model *matrix covariance*, d adalah data observasi dengan dimensi N , $F[m]$ adalah *Forward model response*, C_d adalah data *Matrix covariance*, X^{-2} adalah misfit yang dicari, λ^{-1} adalah faktor pengali *Lagrange* (Amriyah, 2012).

3.6 Prinsip Dasar Metode Gayaberat

Metode gayaberat merupakan salah satu teknik dalam ilmu geofisika yang digunakan untuk menggambarkan struktur di bawah permukaan bumi. Pengukuran gayaberat dilakukan dengan memperhatikan variasi medan gayaberat bumi, yang terjadi karena adanya perbedaan densitas di sepanjang permukaan bumi. Penggunaan gayaberat membantu dalam memahami serta

memberikan informasi dan konfirmasi terkait struktur geologi yang mungkin tersembunyi di bawah permukaan tanah (Sugita dkk., 2020).

Metode gravimetri juga mengeksplorasi variasi percepatan gayaberat antara satu titik dan titik observasi lainnya. Sebagai hasilnya, zona massa di bawah permukaan bumi dapat menyebabkan gangguan pada medan gayaberat yang dapat diidentifikasi. Gangguan ini dikenal sebagai anomali gayaberat (Amaliah, 2013).

Perbedaan dalam distribusi massa jenis dapat timbul dari struktur geologi yang terdapat di bawah permukaan bumi. Meskipun kontribusi struktur geologi terhadap variasi percepatan gayaberat di permukaan bumi relatif kecil jika dibandingkan dengan nilai absolutnya. Selain distribusi massa jenis yang tidak merata, variasi nilai percepatan gayaberat juga dipengaruhi oleh letak titik observasi di permukaan bumi. Hal ini dikarenakan bentuk bumi yang tidak bulat sempurna dan adanya variasi relief topografi bumi (Waskito, 2009).

Dalam konteks minyak bumi, perbedaan densitas batuan menjadi fokus dalam penelitian menggunakan metode gayaberat. Metode gayaberat digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon untuk karakterisasi bumi secara regional, menentukan struktur kerak bumi, dan mengidentifikasi daerah atau wilayah potensial untuk eksplorasi sumber daya. Metode ini berdasarkan pada anomali medan gayaberat bumi yang diakibatkan oleh variasi rapat massa batuan. Pengukuran gayaberat umumnya digunakan untuk melihat respon perbedaan densitas dan ekstensi lateral, sehingga dapat membantu dalam menentukan potensi hidrokarbon di suatu wilayah. Salah satu faktor yang mempengaruhi besarnya nilai resistivitas dalam metode eksplorasi hidrokarbon adalah kandungan air dalam batuan (Raehanayati dkk., 2013).

3.6.1 Teori Gayaberat Newton

Prinsip dasar dari metode gayaberat didasarkan pada dua hukum Newton, yaitu Hukum Gayaberat Universal dan Hukum Kedua Gerak. Hukum Gayaberat Universal menjelaskan bahwa gaya tarik antara dua objek bermassa

berbanding lurus dengan hasil kali massa keduanya dan berbanding terbalik dengan kuadrat jarak antara pusat massa keduanya. Artinya, semakin besar jarak antara dua pusat massa, gaya tarik antara keduanya akan semakin kecil (**Gambar 8**) (Reynold, 2011). Persamaan yang menggambarkan besarnya gaya tarik antara dua partikel dengan massa m dan M diberikan oleh persamaan (Zarkasyi dkk., 2013):

$$\vec{F} = G \frac{Mm}{r^2} \hat{r} \quad (23)$$

di mana,

\vec{F} = Gaya tarik menarik antara dua benda (N)

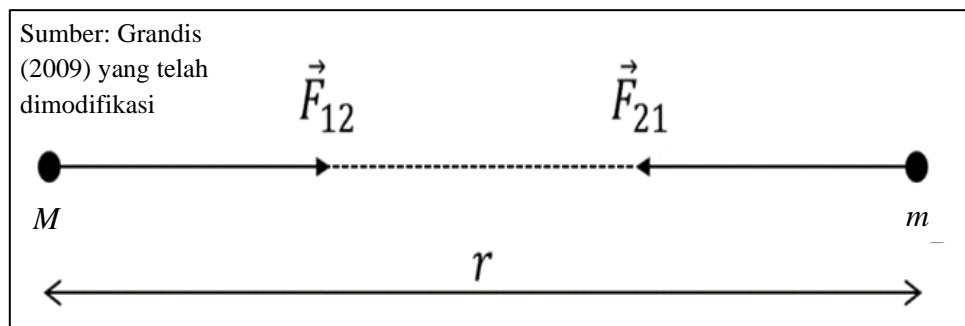
M = Massa bumi (kg)

m = Massa benda (kg)

\hat{r} = Vektor satuan berarah M ke m

r = Jarak antara kedua titik pusat massa (m)

G = Konstanta gayaberat ($6.67 \times 10^{-11} \text{ N m}^2 \text{ kg}^{-2}$)



Gambar 8. Gaya tarik antara dua benda bermassa M dan m

3.6.2 Percepatan Gayaberat

Dalam pengukuran gayaberat yang diukur bukanlah gaya gayaberat F , melainkan percepatan gayaberat g . Hubungan antara keduanya dijelaskan oleh hukum Newton II yang menyatakan bahwa sebuah gaya adalah hasil perkalian dari massa dengan percepatan (Bosy, 2016).

$$\vec{F} = m\vec{g} \quad (24)$$

Interaksi antara bumi (dengan massa M) dengan benda di permukaan bumi (dengan massa m) sejauh jarak r dari pusat keduanya juga memenuhi hukum tersebut, maka dari persamaan (24) dan (25) didapatkan:

$$G \frac{Mm}{r^2} = m\vec{g} \quad (25)$$

$$\vec{g} = G \frac{M}{r^2} \quad (26)$$

Pengukuran pertama mengenai percepatan gayaberat dilakukan oleh Galileo, sehingga untuk menghormati Galileo, kemudian didefinisikan (Bebe, 2021):

$$1 \text{ Gal} = 1 \text{ cm/s}^2 \quad (27)$$

Jika di masukkan kedalam satuan cgs :

$$1 \text{ Gal} = 10^{-2} \text{ m/s}^2 \quad (28)$$

Satuan anomali gayaberat dalam kegiatan eksplorasi di masukkan dalam orde miligal (mGal):

$$1 \text{ mGal} = 10^{-5} \text{ m s}^{-2} \quad (29)$$

Menurut persamaan (26), terlihat bahwa besar percepatan gayaberat g berbanding lurus dengan massa m , dimana massa adalah hasil dari perkalian antara densitas dengan volume, sehingga besar percepatan gayaberat yang terukur merupakan pencerminan dari densitas dan volume massa tersebut (Bosy, 2016).

3.6.3 Medan Gayaberat di Permukaan Bumi

Setiap benda yang memiliki massa menghasilkan medan gayaberat di sekitarnya, yang menyebabkan dua objek dengan medan gayaberat saling mengalami gaya tarik. Meskipun bentuk bumi sebenarnya berupa ellipsoid yang tidak bulat sempurna, namun hal ini disebabkan oleh rotasi bumi dengan kecepatan sudut tetap pada suatu sumbu yang tetap. Sumbu rotasi ini menghubungkan kedua kutub di bumi. Jari-jari bumi di khatulistiwa, kira-kira ± 21 km lebih besar dibandingkan dengan jari-jari bumi di kutub. Akibat dari bentuk dan rotasi ini, percepatan gayaberat di kutub lebih besar dibandingkan dengan percepatan gayaberat di khatulistiwa (Latifah, 2010).

Variasi ini menyebabkan gaya gayaberat di permukaan bumi menjadi tidak konstan. Selain itu, variasi dalam gaya gayaberat di permukaan bumi juga dipengaruhi oleh adanya percepatan sentrifugal yang terjadi di khatulistiwa, sehingga mengakibatkan nilai percepatan gayaberat di khatulistiwa menjadi lebih kecil (Latifah, 2010).

3.7 Reduksi Gayaberat

Terdapat lima faktor yang memengaruhi nilai gayaberat, yaitu lintang, elevasi, topografi daerah sekitar lokasi survei, pasang surut bumi, dan variasi densitas di bawah permukaan. Pada kegiatan eksplorasi gayaberat, perubahan nilai gayaberat dikaitkan dengan variasi densitas di bawah permukaan. Meskipun nilai gayaberat yang terukur oleh *gravimeter* mencakup selain variasi densitas, yaitu empat faktor lainnya, koreksi dalam metode gayaberat diperlukan untuk mengeliminasi dampak faktor-faktor tersebut. Dengan demikian, hasil pengukuran dapat mencerminkan nilai gayaberat yang hanya dipengaruhi oleh variasi densitas di bawah permukaan (Bebe, 2021).

3.8 Anomali Bouguer Lengkap (ABL)

Anomali Bouguer timbul karena adanya objek di dekat atau jauh dari permukaan dalam metode gaya berat, menghasilkan pembentukan anomali Bouguer. Anomali Bouguer merupakan perbedaan antara nilai gaya berat observasi (g_{obs}) dan nilai gaya berat teoritis atau gaya berat normal (g_n) (Bebe, 2021). Nilai Bouguer tereduksi adalah anomali Bouguer yang telah direduksi ke bidang referensi pengukuran. Reduksi Bouguer melibatkan beberapa koreksi, seperti koreksi pasang surut, koreksi apungan, koreksi lintang, koreksi udara bebas, koreksi medan, dan koreksi Bouguer (Zaenudin dkk., 2013). Persamaan untuk mendapatkan nilai Anomali Bouguer Lengkap (g_{ABL}) adalah (Telford dkk., 1990):

$$g_{ABL} = g_{obs} - g_t + (g_L + g_{FA} - g_{BC} + g_{TC}) \quad (30)$$

$$g_{obs} = g_{read} - g_{tide} - g_{drift} \quad (31)$$

di mana,

g_{read} = Nilai pembacaan gayaberat di lapangan

g_{tide} = Koreksi pasang surut

g_{FA} = Koreksi udara bebas

g_{obs} = Nilai gayaberat observasi

g_L = Koreksi lintang

g_{drift} = Koreksi apungan

g_{BC} = Koreksi bouguer

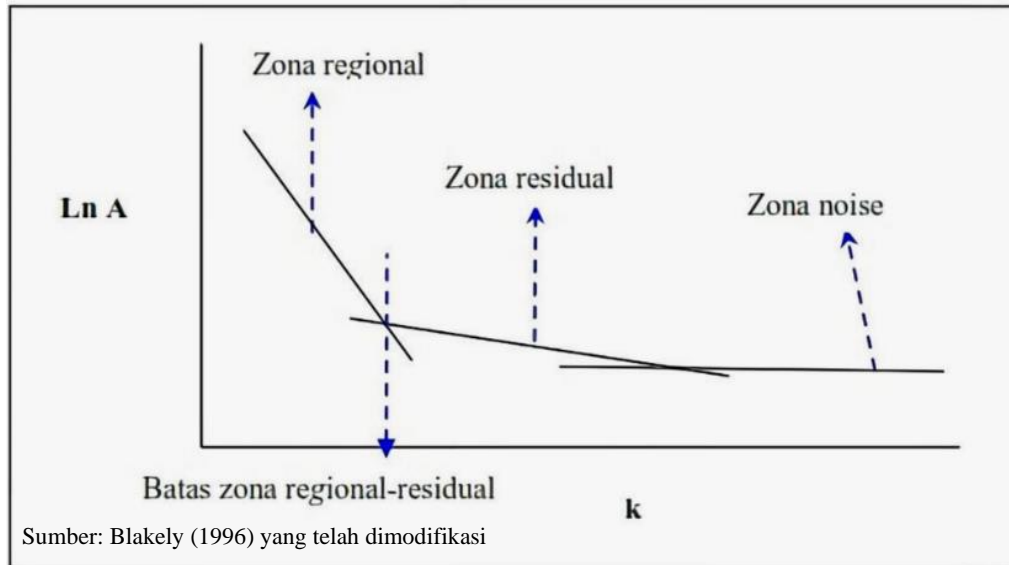
g_{TC} = Koreksi medan

Anomali Bouguer sederhana, dikenal sebagai *Simple Bouguer Anomali* atau SBA, adalah anomali Bouguer yang dihitung tanpa memasukkan nilai koreksi medan. Terdapat pula anomali udara bebas, atau *Free Air Anomali* (FAA), yang umumnya digunakan dalam survei daerah laut di mana nilai anomali tidak memperhitungkan efek massa batuan, termasuk koreksi Bouguer, dalam perhitungannya (Martha, 2011).

3.9 Analisis Spektrum

Analisis spektrum memiliki tujuan utama untuk mengestimasi lebar jendela dan kedalaman anomali gayaberat (Sihombing dkk., 2018). Melalui analisis spektrum, dapat mengevaluasi respons anomali yang berasal dari zona regional, residual, dan noise. Pendekatan menggunakan transformasi fourier dalam analisis spektrum berguna untuk mengubah suatu fungsi yang berkaitan dengan jarak atau waktu menjadi fungsi dalam bilangan gelombang atau frekuensi (Bosy, 2016).

Analisis spektrum dilakukan dengan mengambil sampel lintasan yang mencakup seluruh rentang nilai anomali percepatan gayaberat. Kemudian, sampel tersebut diubah melalui transformasi untuk menghasilkan kurva nilai logaritma terhadap frekuensi (Fitriani, 2020). **Gambar 9** menunjukkan hasil transformasi fourier yang direpresentasikan dalam grafik antara $\ln A$ (amplitudo) pada sumbu y dan k (bilangan gelombang) pada sumbu x .



Gambar 9. Pembagian zona anomali melalui grafik $\ln A$ vs k

Estimasi nilai kedalaman tiap anomali didapatkan dengan melakukan regresi lintasanar pada masing-masing zona. Kedalaman regional akan didapatkan dengan melakukan regresi linier pada zona regional, hal ini juga berlaku terhadap kedalaman residual dan noise. Spektral diturunkan dari potensi gayaberat yang teramati pada suatu bidang horizontal dimana persamaan transformasi fouriernya adalah (Bosy, 2016):

$$F(U) = \gamma\mu F\left(\frac{1}{r}\right) \quad (32)$$

$$F\left(\frac{1}{r}\right) = 2\pi \frac{e^{|k|(z_0 - z)}}{|k|} \quad (33)$$

Berdasarkan persamaan 32 dan 33 maka aka diperoleh:

$$F(U) = 2\pi\gamma\mu \frac{e^{|k|(z_0 - z)}}{|k|} \quad (34)$$

di mana,

U = Potensial gayaberat

π = Anomali rapat massa

γ = Konstanta gayaberat

r = Jarak

z_0 = Ketinggian titik amat

z = Kedalaman benda anomali

k = Bilangan gelombang

Dari persamaan 34, maka transformasi fourier dari anomali gayaberat di suatu lintasan (Sihombing, 2020):

$$F(g_z) = \left(\frac{\partial}{\partial z} \frac{1}{r} \right) = \gamma \mu \frac{\partial}{\partial z} F \left(\frac{1}{r} \right) \quad (35)$$

maka persamaannya menjadi,

$$F(g_z) = 2\pi\gamma\mu e^{|k|(z_0-z)} \quad (36)$$

di mana,

g_z = Anomali gayaberat

Ketika distribusi massa memiliki sifat random dan tidak memiliki korelasi antara masing-masing nilai gayaberat, maka $\mu=1$, sehingga membuat hasil Transformasi Fourier anomali gayaberat menjadi (Bosy, 2016):

$$\ln A = \ln C e^{|k|(z_0-z_1)} \quad (37)$$

di mana,

A = Amplitudo

C = Konstanta ($2\pi\gamma\mu$)

Hubungan yang terjadi antara A (amplitudo), K (bilangan gelombang), dan $(z_0 - z)$ dapat melakukan logaritma dari persamaan :

$$y = ax + b \quad (38)$$

Sehingga dapat diketahui persamaan garis lurus antara spektrum amplitudo ($\ln A$) dan bilangan gelombang (k). Komponen k berbanding lurus dengan spektral amplitudo:

$$\ln A = (z_0 - z)|k| + \ln C \quad (39)$$

3.10 Pemisahan Anomali Regional dan Residual

Anomali Bouguer merupakan sinyal geofisika yang kompleks dimana merefleksikan kombinasi efek gayaberat dibawah permukaan yang diakibatkan oleh sumber yang berbeda pada kedalaman dan ukuran yang berbeda. Dari pengukuran metode gayaberat dapat menghasilkan anomali Bouguer yang merupakan superposisi dari anomali regional dan anomali residual (Dewi, 2012). Anomali Bouguer tidak dapat langsung untuk

menginterpretasi sumber penyebab anomali tersebut, sehingga perlu dilakukan pemisahan anomali regional dan anomali residual gayaberat (Amriyah, 2012).

Anomali regional merupakan anomali gayaberat yang diakibatkan oleh sumber anomali pada kedalaman yang dalam dan memiliki ukuran yang besar (Latifah, 2010). Anomali residual merupakan anomali yang berhubungan dengan frekuensi tinggi, sedangkan anomali regional berhubungan dengan frekuensi rendah. Tujuan dari dilakukannya proses pemisahan anomali, yaitu untuk memperoleh nilai anomali regional dan anomali residual yang representatif dengan keadaan bawah permukaan yang sebenarnya (Oktobiyanti, 2009).

3.11 Analisis *Derivative*

3.11.1 Turunan Horizontal Pertama (*First Horizontal Derivative* atau FHD)

First Horizontal Derivative (FHD) merupakan analisis turunan pertama yang mengindikasikan batas-batas struktur pada anomali gayaberat. Prinsip dasar dalam analisis ini adalah penghitungan turunan horizontal pertama terhadap data anomali gayaberat. Nilai dari turunan ini mencerminkan perubahan nilai anomali gayaberat dari satu titik ke titik lainnya, dengan puncak maksimum dan minimum mengindikasikan adanya kontur batuan yang abnormal (Sihombing, 2020).

Persamaan matematis untuk menghitung FHD dapat dinyatakan dengan persamaan (Lase, 2020):

$$f(x, y) = \sqrt{\left(\frac{\partial \Delta g}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial \Delta g}{\partial y}\right)^2} \quad (40)$$

dimana, g = nilai anomali (mgal)

3.11.2 Turunan Vertikal Kedua (*Second Vertical Derivative* atau SVD)

Pendekatan *Second Vertical Derivative* (SVD) merupakan suatu teknik analisis *derivative* yang dimanfaatkan untuk mengidentifikasi jenis sesar.

Dalam metode ini, identifikasi jenis sesar dilakukan dengan melakukan *slicing* terhadap peta geologi regional daerah penelitian, dengan fokus pada deteksi keberadaan sesar yang tergambar pada peta geologi (Ramadhan dkk., 2020).

Analisis terhadap anomali menggunakan *Second Vertical Derivative* (SVD) dilaksanakan dengan menerapkan metode filter operasi matriks Elkins (Fitriani dkk., 2020). Pendekatan ini memiliki karakteristik *highpass filter*, memungkinkan penjelasan anomali residual yang terkait dengan struktur dangkal, yang bermanfaat dalam proses identifikasi jenis sesar. Perhitungan SVD diterive secara langsung dari Persamaan Laplace untuk anomali gayaberat di permukaan, dengan menggunakan persamaan (Aufia dkk., 2019):

$$\nabla^2 \Delta g = \frac{\partial^2(\Delta g)}{ax^2} + \frac{\partial^2(\Delta g)}{ay^2} + \frac{\partial^2(\Delta g)}{az^2} \quad (41)$$

Maka persamaannya menjadi (Lase, 2020):

$$\frac{\partial^2(\Delta g)}{ax^2} + \frac{\partial^2(\Delta g)}{ay^2} + \frac{\partial^2(\Delta g)}{az^2} = 0 \quad (42)$$

$$\frac{\partial^2(\Delta g)}{az^2} = - \left[\frac{\partial^2(\Delta g)}{ax^2} + \frac{\partial^2(\Delta g)}{ay^2} \right] \quad (43)$$

Untuk metode *Second Vertical Derivative* (SVD) ketika digunakan sebagai data penampang (1-D) yang berarti nilai y memiliki nilai yang sama, sehingga persamaan yang digunakan :

$$\frac{\partial^2(\Delta g)}{az^2} = - \left[\frac{\partial^2(\Delta g)}{ax^2} \right] \quad (44)$$

Analisis struktur peta SVD dilakukan dengan penarikan *slice*. Setelah di *slice*, dapat ditentukan jenis sesar dari *slice* profil lintasan yang diperkirakan akan tegak lurus dengan struktur geologi. Kemudian setelah di *slice*, akan dihasilkan nilai $\left(\frac{\partial^2(\Delta g)}{ax^2} \right)$ maksimum dan nilai $\left(\frac{\partial^2(\Delta g)}{az^2} \right)$ minimum (Bosy,

2016). Kriteria penentuan jenis sesar dalam metode SVD, yaitu sebagai berikut (Fitriani dkk., 2020):

$$\left(\frac{\partial^2(\Delta g)}{az^2}\right)_{maks} > \left|\left(\frac{\partial^2(\Delta g)}{az^2}\right)\right|_{min} \quad \text{Sesar normal/Cekungan} \quad (45)$$

$$\left(\frac{\partial^2(\Delta g)}{az^2}\right)_{maks} < \left|\left(\frac{\partial^2(\Delta g)}{az^2}\right)\right|_{min} \quad \text{Sesar naik} \quad (46)$$

$$\left(\frac{\partial^2(\Delta g)}{az^2}\right)_{maks} = \left|\left(\frac{\partial^2(\Delta g)}{az^2}\right)\right|_{min} \quad \text{Sesar mendatar} \quad (47)$$

Setelah mendapatkan jenis struktur sesarnya, maka akan dibandingkan dengan data geologi dan referensi pada daerah penelitian.

Tabel 1. Matriks Elkins (1951) (5x5) sebagai filter SVD

SVD Tipe Elkins (1951)				
0,00	-0,0833	0,00	-0,0833	0,00
-0,0833	-0,6667	-0,0334	-0,6667	-0,0833
0,00	-0,0334	-1,0668	-0,0334	0,00
-0,0833	-0,6667	-0,0334	-0,6667	-0,0833
0,00	-0,0833	0,00	-0,0833	0,00

Sumber: Fitriani (2020) yang telah dimodifikasi

3.12 Pemodelan Data Gayaberat

Forward modeling, atau pemodelan ke depan, adalah metode interpretasi yang berguna untuk memprediksi atau memperkirakan nilai densitas di bawah permukaan dengan membuat model benda geologi yang mungkin ada di bawah permukaan. Proses *forward modeling* melibatkan pembuatan dan perhitungan model awal berdasarkan estimasi geologi dan geofisika, yang kemudian dibandingkan dengan anomali hasil pengukuran. Melalui perbandingan ini, diharapkan dapat terlihat korelasi antara model awal dan anomali pengukuran (Blakely, 1996).

Pemodelan ke depan merupakan proses perhitungan data secara teoritis yang dapat diamati di permukaan bumi jika diketahui nilai parameter dari model bawah permukaan tertentu. *Forward modeling* sering disebut juga sebagai

proses percobaan and eror atau coba-coba, di mana dilakukan upaya untuk mendapatkan kesesuaian antara data teoritis dan data lapangan. Proses coba-coba ini diharapkan dapat menghasilkan model yang memberikan respons sesuai dengan data yang diamati (Grandis, 2009).

3.13 Petroleum System

Petroleum system merupakan sistem yang digunakan untuk mengetahui keadaan geologi dimana minyak dan gas bumi terakumulasi (Handyarso, 2017). Terdapat faktor- faktor yang mempengaruhi terbentuknya *petroleum system*, yaitu:

1. Batuan Sumber (*Source Rock*)

Batuan sumber merujuk pada jenis batuan di mana hidrokarbon terbentuk. Umumnya, batuan ini berupa batuan serpih (*shale*) yang mengandung bahan organik. Kandungan material organik dalam batuan sedimen dipengaruhi oleh berbagai faktor, termasuk lingkungan pengendapan di mana kehidupan organisme berkembang dengan baik, sehingga material organik dapat terakumulasi. Faktor lain yang berperan meliputi kecepatan pengendapan sedimen, yang memastikan material organik tidak hilang karena pembusukan atau teroksidasi (Handyarso, 2017).

2. Migrasi (*Migration*)

Migrasi merupakan istilah dalam *petroleum system* dimana hidrokarbon berpindah tempat dari *source rock* menuju tempat yang lebih tinggi melalui rekahan atau pori-pori batuan. Migrasi dapat terjadi karena dipengaruhi oleh kemiringan lapisan dan kejadian geologi seperti kompaksi, tegangan permukaan, gaya pelampungan, tekanan hidrostatik, tekanan gas, dan tekanan hidrodinamik (Handyarso, 2017).

3. Reservoir

Reservoir merujuk pada batuan tempat terkumpulnya hidrokarbon setelah mengalami proses migrasi. Secara umum, reservoir terbentuk dari

batupasir atau karbonat yang memiliki porositas dan permeabilitas yang tinggi (Talwani, 1969).

4. Lapisan Penutup (*Seal*)

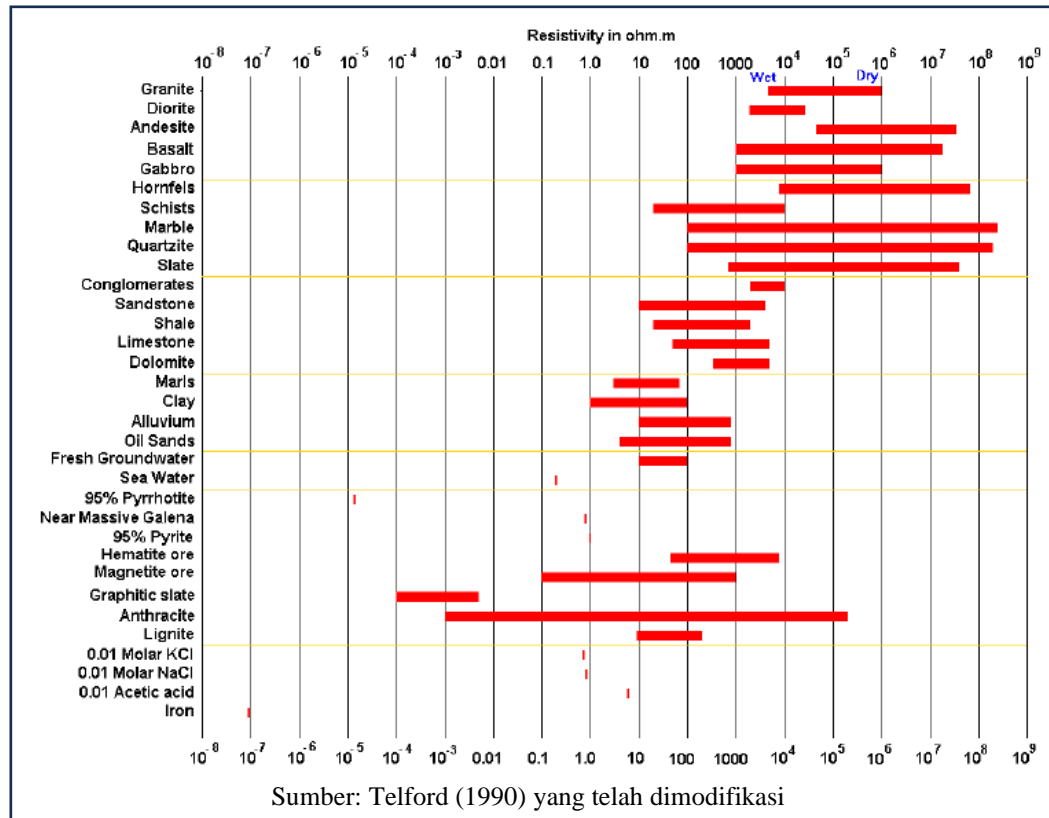
Lapisan penutup adalah lapisan impermeabel yang bertugas untuk mencegah pergerakan hidrokarbon ke permukaan, sehingga menjaga hidrokarbon tetap terperangkap. Umumnya, lapisan ini terdiri dari lempung, *shale* yang tidak retak, batugamping padat, atau lapisan tebal batuan garam (Talwani, 1969).

5. Perangkap (*Trap*)

Perangkap adalah kondisi geologis yang dapat menghentikan aliran hidrokarbon, memungkinkan akumulasi di dalam reservoir. Terdapat tiga jenis perangkap, yaitu perangkap struktur, perangkap stratigrafi, dan perangkap kombinasi. Perangkap struktur terbentuk melalui deformasi lapisan dengan pembentukan lipatan dan patahan. Perangkap stratigrafi dipengaruhi oleh variasi lapisan secara vertikal dan horizontal, perubahan fasies batuan, dan ketidakselarasan. Sementara perangkap kombinasi merupakan gabungan dari perangkap struktur dan stratigrafi (Talwani, 1969).

3.14 Resistivitas Batuan

Resistivitas suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut. Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik (Telford, 1990). Nilai resistivitas suatu batuan dipengaruhi oleh sejumlah faktor fisik dan kimia, termasuk kandungan air, porositas, kepadatan, permeabilitas, serta sifat kimia, jenis, dan mineral-mineral pembentuk batuan (Parkhomenko, 1967). Berikut beberapa persebaran nilai resistivitas berdasarkan jenis batuan seperti pada **Gambar 10**.



Gambar 10. Variasi nilai resistivitas batuan

3.14.1 Resistivitas Serpilh Hitam

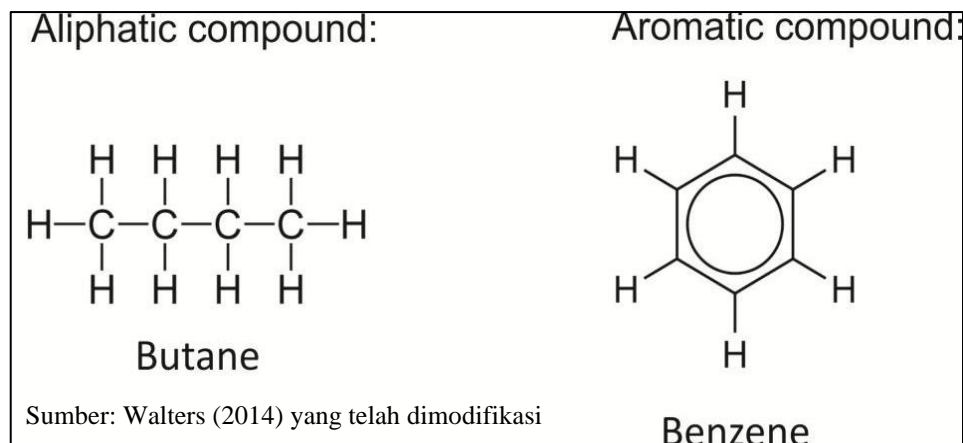
Nilai resistivitas listrik serpilh hitam bergantung terutama pada sejarah pengendapannya. Salah satu aspeknya adalah konstitusi mineral dan distribusinya. **Tabel 2** merangkum kelistrikan nilai resistivitas untuk mineral yang biasanya ditemukan pada serpilh hitam.

Tabel 2. Nilai resistivitas listrik untuk mineral khas serpilh hitam

Mineral	Resistivitas (Ωm)	Referensi
<i>Calcite</i>	$9 \cdot 10^{13}$; $5 \cdot 10^{12}$	1, 2
<i>Dolomite</i>	$4 \cdot 10^{13}$	1
<i>Quartz</i>	$10^{12} - 2 \cdot 10^{14}$	1
<i>Pyrite</i>	$1 \cdot 10^{-4} - 1 \cdot 10^{-1}$	1
<i>Pyrrhotite</i>	$6 \cdot 10^{-4} - 4 \cdot 10^{-2}$	2
<i>Muscovite</i>	$1 \cdot 10^{14} - 1 \cdot 10^{16}$	2
<i>Chlorite</i>	$2 \cdot 10^9$	1
<i>Kaolinite</i>	$3 \cdot 10^7$	1
<i>Feldspar</i>	$1 \cdot 10^7$	3

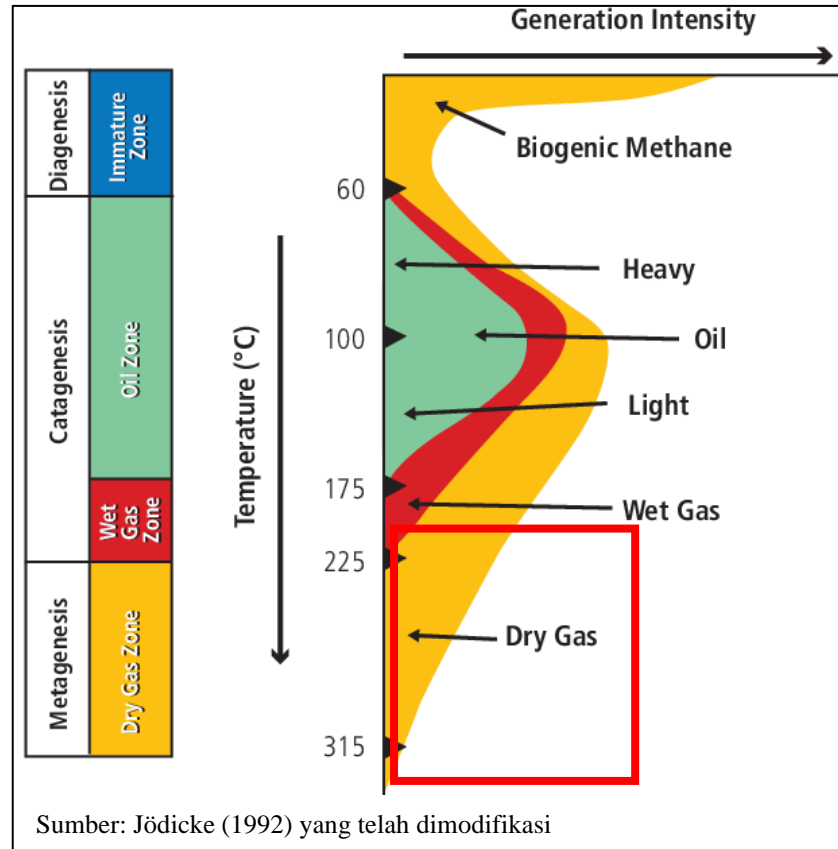
Sumber: 1 – (Schön, 2004); 2 – (Parkhomenko, 1967); 3 – (Manouchehri, dkk., 2001)

Sebagian besar mineral ini dapat dianggap sebagai isolator karena kandungan listriknya yang tinggi resistivitas. Satu-satunya pengecualian adalah besi sulfida (misalnya *pyrite*, *pyrrhorite*). Yang juga mempengaruhi resistivitas listrik serpih hitam adalah bahan organik yang ada pada butirannya batas dan kematangan termalnya (Jödicke, 1992). Secara kimiawi, merupakan serpih hitam yang belum matang karbon organik terdiri dari senyawa aromatik planar terdispersi yang dihubungkan oleh senyawa alifatik (Tissot dan Welte 1984). **Gambar 11** menunjukkan dua contoh alifatik dan senyawa aromatik yang terdapat pada kerogen dan/atau bitumen.

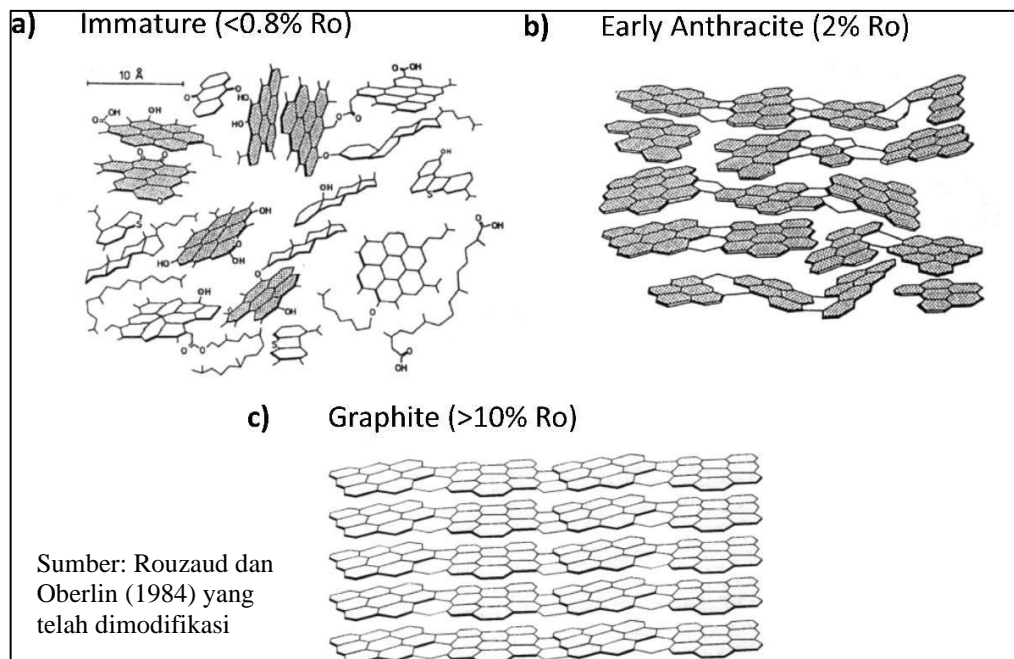


Gambar 11. Hidrokarbon butana dan benzena adalah dua contoh senyawa alifatik dan aromatik yang ditemukan dalam kerogen dan/atau bitumen

Cincin karbon aromatik mengandung elektron terdelokalisasi yang bebas bersirkulasi senyawa aromatik yang berdekatan. Namun, tautan alifatik mereka tidak mengizinkan hal ini elektron bersirkulasi secara bebas di dalam matriks organik. Karena itu, bahan organik belum matang karbon dapat dianggap sebagai zat non-konduktif (Walters dkk. 2014). Saat terekspos namun, terhadap pematangan termal, susunan kimia karbon organik yang belum matang perubahan. **Gambar 12** dan **Gambar 13** menunjukkan sketsa tahapan utama evolusi karbon organik dengan kematangan termal.



Gambar 12. Kisaran suhu pada tahap pembentukan minyak dan gas



Gambar 13. Model konseptual perkembangan struktur karbon dalam bahan organik pada a) tahap belum matang (minyak) (<math><0,8\% R_o</math>), b) tahap antrasit ($\sim 2\% R_o$) dan c) tahap semi-grafit dan/atau grafit (>math>10\% R_o</math>)

Ketika minyak mulai terbentuk dari kerogen dan bitumen, karbon organik yang tersisa mengalami de-oksidasi dan de-hidrogenasi (Tissot dan Welte 1984). Hal ini disertai dengan aromatisasi senyawa alifatik yang mendorong pembentukan struktur poli-aromatik (Rouzaud dan Oberlin 1990). Dalam tahap gas, struktur ini mulai menyatu yang menyebabkan penurunan resistivitas listrik serpih hitam (Rouzaud dan Oberlin 1990). Selanjutnya, struktur poli-aromatik semakin sejajar satu sama lain dan membentuk domain planar dengan sifat turbostratik (Walters dkk. 2014). Struktur ini terdiri dari tumpukan lapisan karbon poli-aromatik dengan ikatan sp^2 terkonjugasi yang diikat oleh gaya Van der Waals. Konfigurasi karbon ini bersifat anisotropik elektrik karena konduksi listrik lebih tinggi di sepanjang domain planar dibandingkan melintasi domain tersebut (Krishnan dan Ganguli, 1939). Tahap terakhir dari penyelarasan turbostratik adalah tahap grafit. Karbon grafit adalah struktur karbon yang paling konduktif secara listrik. Kisaran khas resistivitas listrik grafit berkisar antara 3.0×10^{-3} (batuan basalt) hingga 2.5×10^{-6} (batauan karbon) Ωm (Pierson, 1993).

Tabel 3. Nilai resistivitas listrik dan/atau kisaran serpih hitam pada tahapan kematangan termal yang berbeda

Formasi <i>Black Shale</i>	Electrical Resistivity (Ωm)	Maturation Stage	Referensi
Green River Oil Shale (USA)	$1 \cdot 10^7$	<i>Oil Window</i>	1
El-Lajjun Shale (Jordan)	$1 \cdot 10^7$	<i>Oil Window</i>	2
Altmark Shale (Jerman)	$3.6 \cdot 10^5$	<i>Early Anthracite</i>	3
Alum Shale (Jerman)	$2 \cdot 10^0 - 1.7 \cdot 10^1$	<i>Meta-Anthracite</i>	3, 4
Whitehill Shale (Afrika S.)	$4 \cdot 10^0 - 6 \cdot 10^0$	<i>Meta-Anthracite</i>	5
Prince Albert Shale (Afrika S.)	$8 \cdot 10^{-3} - 5 \cdot 10^0$	<i>Meta-Anthracite</i> <i>Graphite</i>	5

Sumber: 1 – (Duba, 1983); 2 – (Ahmad dkk., 1991); 3 – (Raab dkk., 1998); 4 – (Duba dkk., 1988); 5 – (Branch dkk., 2007)

3.15 Densitas Batuan

Dalam menentukan atau meninjau jenis-jenis dari litologi batuan penyusun dari suatu daerah diperlukannya tabel nilai densitas sebagai acuan dan juga tolak ukur dalam menentukan keterdapatannya suatu formasi batuan. Berdasarkan (Kirbani, 2001) rapat massa atau densitas batuan ialah besaran utama dalam menentukan nilai percepatan gayaberat. Densitas batuan dipengaruhi oleh

beberapa faktor, yaitu rapat massa, porositas, kandungan fluida yang mengisi pori-pori batuan, tekanan yang mengakibatkan pemadatan dan pelapukan pada batuan.

Tabel 4. Densitas batuan sedimen

<i>Material Type</i>	<i>Desity Type (g/cm³)</i>	<i>Approximate Average (g/cm³)</i>
<i>Sedimentary Rock</i>		
Aluvium	1.96-2.00	1.98
Lempung (<i>Clay</i>)	1.63-2.21	2.21
<i>Gravel</i>	1.70-2.40	2.00
<i>Loess</i>	1.40-1.93	1.64
<i>Silt</i>	1.80-2.20	2.40
<i>Sand</i>	1.70-2.30	2.00
Batupasir (<i>Sandstone</i>)	1.61-2.76	2.35
<i>Shale</i>	1.77-3.20	3.20
Batu kapur (<i>Limestone</i>)	1.93-2.90	2.55
<i>Dolomite</i>	2.28-2.90	2.70
<i>Chalk</i>	1.53-2.60	2.01
<i>Halite</i>	2.10-2.60	2.22

Sumber: Telford (1990) yang telah dimodifikasi

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun pada penelitian ini dilakukan pada:

Tempat : Laboratorium Pengolahan dan Pemodelan Gaya Berat, Pusat Survei Geologi dan Laboratorium Pengolahan dan Pemodelan Data Geofisika, Universitas Lampung

Alamat : Jln. Diponegoro, No. 57, Kota Bandung, Jawa Barat dan Jl. Prof. Sumantri Brojonegoro No. 1 Bandar Lampung 35145

Waktu : Juli – November 2023

4.2 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam tugas akhir ini, yaitu:

1. Peta digitasi Geologi Regional
2. *Raw data* MT
3. *Raw data* satelit GGMplus
5. *Software* Surfer
6. *Software* Global Mapper
7. *Software* Oasis Montaj
8. *Software* SSMT2000
9. *Software* MTEditor
10. *Software* WinGLink (VirtualBox)
11. *Software* ArcGIS

Tabel 2. Jadwal pelaksanaan penelitian

No	Kegiatan	Juli		Agustus				September				Oktober				November				Desember			
		3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	
1.	Studi Literatur	■																					
2.	Persiapan Penelitian	■																					
3.	Pengolahan data MT:																						
	1. Transformasi Fourier																						
	2. <i>Rhobust</i> Pengolahan																						
	3. Seleksi <i>Crosspower</i>																						
	4. Pemodelan Inversi 2D																						
4.	Pengolahan Data Gayaberat:																						
	1. Reduksi dan Koreksi Data																						
	2. Analisis Spektrum																						
	3. Pemisahan Anomali Regional dan Residual																						
	4. FHD dan SVD																						
	5. <i>Forward modelling</i>																						
5.	Penyusunan Laporan																			■			
6.	Seminar Proposal																			■			
7.	Seminar Hasil																					■	
8.	Penyelesaian Skripsi dan Pengajuan Sidang																					■	
9.	Sidang Akhir Skripsi																					■	

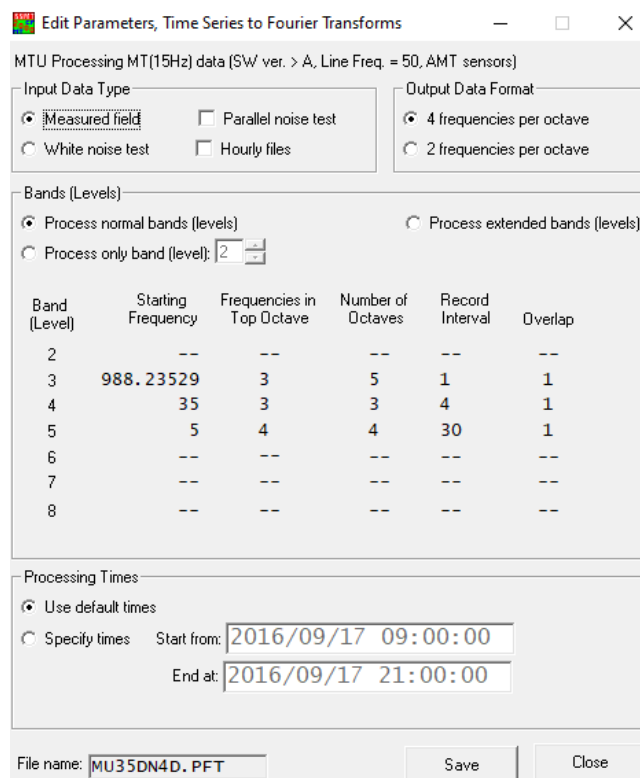
4.3 Prosedur Penelitian

Adapun alur yang digunakan penulis dalam Tugas Akhir ini, yaitu sebagai berikut:

4.3.1 Pengolahan Data MT

1. Transformasi Fourier

Transformasi Fourier merupakan proses untuk merubah sinyal dari domain waktu menjadi domain frekuensi dengan menggunakan persamaan 10. Dalam penelitian ini proses transformasi fourier dilakukan dengan menggunakan program SSMT2000. Tahapan yang dilakukan dalam proses ini, yaitu menentukan parameter transformasi meliputi *input file*, *band level* dan *processing time*. Hasil transformasi dalam domain frekuensi digunakan untuk memperoleh nilai impedansi, yang selanjutnya digunakan untuk mendapatkan nilai resistivitas bawah permukaan.



Gambar 14. Tampilan parameter transformasi fourier yang diedit

The image shows two terminal windows side-by-side. The left window displays the output of a DFT processing program, showing various parameters like channel count, frequency ranges, and file names. The right window shows the output of a System 2000 DFT Calculation Program, displaying a table of channel systems, receiver and sensor information, and window interval scans.

```

Microsoft Windows [Version 10.0.19045.3448]
DFT READ PROGRAM. VERSION:R2007-1127-B18
SETUP DFT PROCESSING PARAMETERS Type: *.MTH
Ndata: 1 Chan: 5 NPRs: 100 Frqmx: 100
c:\BN_PROSESI\BN_31\BN_OC\1872917B.TBL
c:\BN_PROSESI\BN_31\BN_OC
C:\BMT-SW\MTU-RBF
CHAN MAP: 101 102 103 104 105 0 0
RefTyp: 3 Freqs: All Fcn Frequencies.
WghTyp: 3 Cutoff: 0.0000000E+00
RbsTyp: 1 RotAng: 0.0000000E+00
RbsMin: 0.8500000 RbsRej: 0.3500000
VarMin: 0.7500000 VarRej: 0.2500000
File Name:c:\BN_PROSESI\BN_31\BN_OC\1872917B.FC3
File Name:c:\BN_PROSESI\BN_31\BN_OC\1872917B.FC4
File Name:c:\BN_PROSESI\BN_31\BN_OC\1872917B.FC5
TStoFT Ver: 30 INFO Name:c:\BN_PROSESI\BN_31\BN_OC\1872917B.INF
Chan Names: SExiSEy1SHx1SHy1SHz1
ReffId: 1 2 3 4 5 3 4
Nd: 1 1st Win Index:HAC3539C4
Nd: 1 1st Win Index:H3ASD99A0
Nd: 1 1st Win Index:H274BB334
Nd: 1 RecNum: 1 1 1
All Files are Synched.

CAEMT-SW\PROG\TSTOFT.EXE
System 2000 DFT Calculation Program - Version 30
Parameter file lines read: 33
Sitefile: c:\BN_PROSESI\BN_31\BN_OC\1872917B
Calibrated response in Level 4 at 3.0 Hz:
Channel System Receiver Sensor
1 1.62e+002 1.62e+000 1.00e+002
2 1.61e+002 1.61e+000 1.00e+002
3 1.76e+007 3.81e-001 4.63e+007 MT8C8105
4 1.84e+007 3.82e-001 4.82e+007 MT8C8107
5 1.85e+007 3.80e-001 4.88e+007 MT8C8108
Level Window interval - scans
3 17 exactly
4 30 exactly
Level 4 2016/09/17 16:32:00 63%

```

Gambar 15. Proses konversi data time series menjadi fungsi frekuensi (kiri), proses konversi menjadi data .MTH, .MTL (kanan)

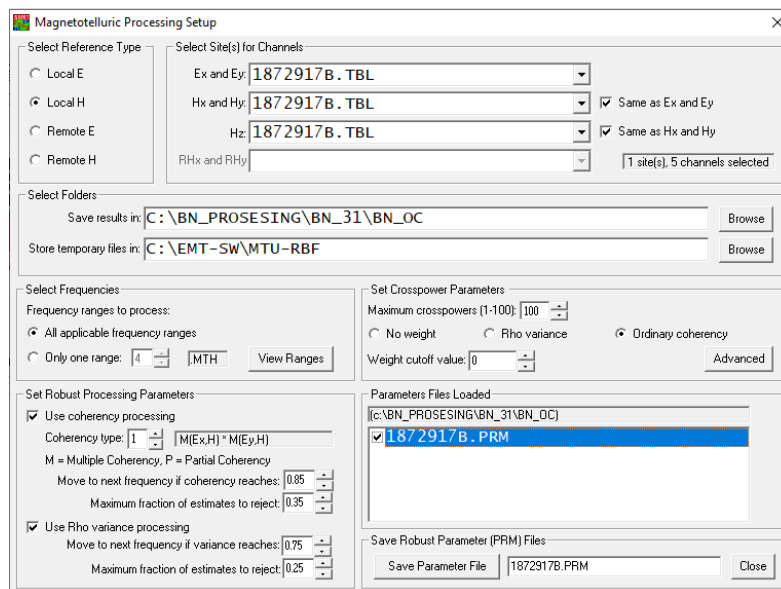
Data MT yang terukur tersimpan di dalam tiga time slotlength (TS), yaitu TS3, TS4, dan TS5. Ketiga TS ini memiliki frekuensi perekaman yang berbeda. TS3 merekam sinyal dengan rentang frekuensi antara (40-320) Hz, TS4 merekam sinyal dengan frekuensi antara (5.6-33) Hz dan TS5 merekam sinyal dengan frekuensi pada rentang (0.00034-4.7) Hz.

2. *Rhobust Processing*

Data dalam domain frekuensi akan dihitung nilai resistivitas dari setiap frekuensi dominannya. Nilai resistivitas setiap frekuensi dominan dibagi kedalam 100 data point (*crosspower*) yang selanjutnya dihitung rata-ratanya. Dalam perhitungan rata-rata resistivitas, semua nilai akan dihitung termasuk data memiliki nilai yang jauh dari nilai sebagian besar data. dalam hal ini data tersebut dikategorikan sebagai *outlier*. Dalam proses ini *Outlier* dianggap sebagai noise, karena itu perannya dalam perhitungan nilai data perlu diminimalisir. Untuk mengatasi hal tersebut dilakukan proses pembobotan (*rhobust*) pada data.

Terdapat tiga teknik *rhobust* yang digunakan, yaitu *Rho Variance* (RV), *Ordinary Coherence* (OC), dan *No Weight* (NW). Teknik RV memberikan bobot berdasarkan nilai eror data, dimana data dengan nilai eror yang tinggi akan diberi bobot kecil, sedangkan data dengan eror kecil akan diberi bobot besar. Teknik OC memberi bobot berdasarkan koherensi data, data dengan

koherensi tinggi akan diberi bobot yang besar dan data dengan koherensi yang rendah diberi bobot kecil. NW adalah teknik *robust* yang memberikan bobot yang sama pada semua data, dalam hal ini NW memberikan informasi mengenai kualitas data awal.



Gambar 16. Jendela *robust processing*

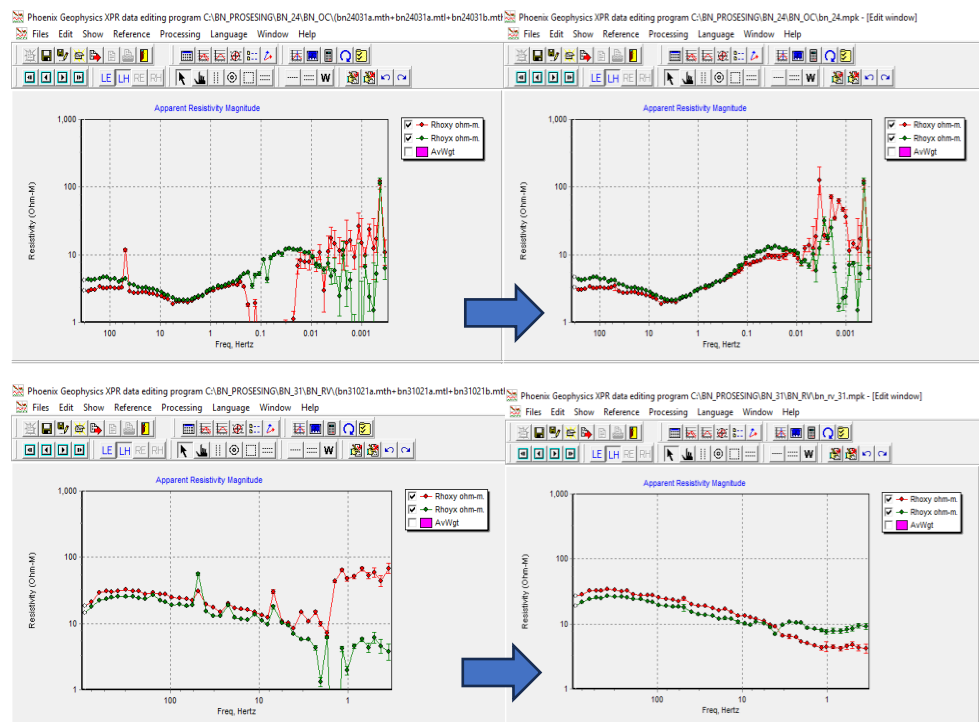
Proses *robust* dilakukan dengan menggunakan program SSMT2000. Adapun langkah kerja yang dilakukan, yaitu menentukan teknik *robust* yang digunakan, jumlah *crosspower*, memilih *channel* data yang akan diproses dan memilih lokasi penyimpanan data setelah proses *robust* dilakukan.

Setelah data diproses dengan tiga teknik *robust*, selanjutnya nilai koherensi dari setiap stasiun akan dihitung dan dibandingkan. Teknik *robust* yang menghasilkan koherensi tertinggi akan kembali diproses sesuai dengan teknik *robust*nya. Namun pada proses yang kedua ini, dilakukan *upgrade* koherensi atau *variance* pada teknik *robust*nya. Setelah proses kedua selesai, nilai koherensi datanya kembali dihitung dan dibandingkan dengan *robust* awalnya. Jika nilai koherensinya $>70\%$, maka pengolahan dilanjutkan ke tahap seleksi *crosspower*. Tetapi jika

koherensi data $\leq 70\%$, maka akan dilakukan proses analisis time series pada data.

3. Koreksi *Crosspower*

Proses ini merupakan tahapan pengolahan terakhir untuk meningkatkan kualitas data. Pada tahap ini dilakukan seleksi secara manual terhadap *crosspower* yang menjadi *outlier*. Adapun program yang digunakan, yaitu MTEditor, dan dalam proses seleksi *crosspower*, hal yang perlu diperhatikan adalah bobot data dan tren kurva resistivitas. Data dengan bobot besar menggambarkan kualitas data yang baik, karena itu data dengan bobot yang kecil dapat dihilangkan terlebih dahulu. Pada saat menyeleksi data berdasarkan bobot tren dari kurva resistivitas juga perlu diperhatikan, karena tren kurva resistivitas akan berpengaruh terhadap kedalaman data yang bisa diperoleh.



Gambar 17. Contoh proses editing menggunakan *crosspower* (sebelum dan sesudah), (a) BN-24, (b) BN-31

4. Pemodelan 1D

Pemodelan 1D data MT menggunakan transformasi *occam* dan *bostic* pada *software* WinGLink. Pada tahapan ini dilakukan proses *sounding* untuk mendapatkan informasi variasi nilai resistivitas tiap lapisan terhadap kedalaman. Kurva *sounding* ini terbagi ke dalam tiga tipe, yaitu mode TE, mode TM dan mode *invariant*. Dalam penelitian ini digunakan model *invariant*.

5. Pemodelan 2D

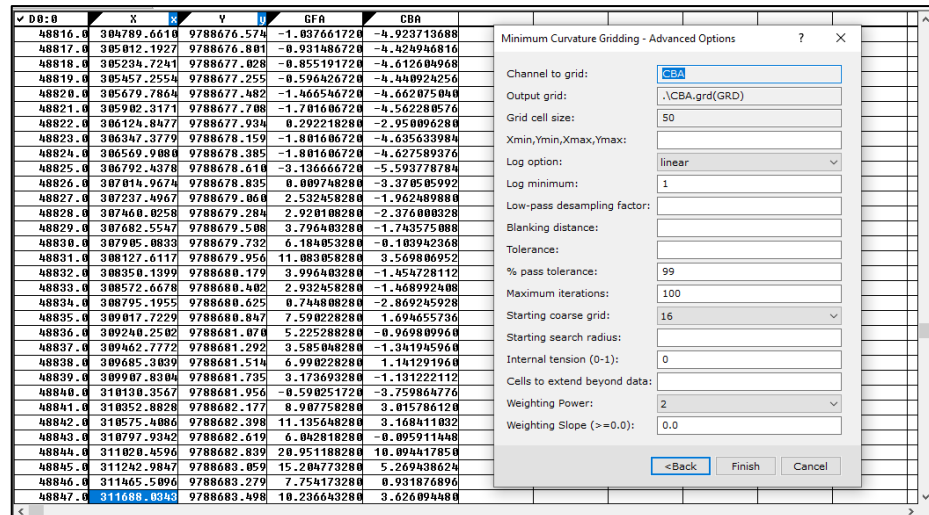
Pemodelan 2D dilakukan menggunakan perangkat *software* WinGLink. Metode inversi yang diterapkan adalah *Nonlinear Conjugate Gradient* (NLGC) dengan total 30 iterasi. Setelah proses inversi selesai, langkah selanjutnya adalah memodifikasi beberapa parameter hasil inversi 2D. Ini melibatkan penyesuaian tampilan warna, pengaturan skala resistivitas menjadi logaritmik, menetapkan nilai batas maksimum dan minimum skala, serta menentukan rentang skala yang diperlukan. Setelah semua prosedur pengolahan selesai, langkah berikutnya adalah melakukan interpretasi dengan menggunakan nilai resistivitas serta informasi geologi wilayah penelitian.

4.3.2 Pengolahan Data Gayaberat

1. Peta Anomali Bouguer

Data yang digunakan dalam penelitian ini bersumber dari data sekunder satelit yang sebelumnya telah diukur di wilayah Teluk Bintuni, Papua Barat. Dalam proses pengolahan data, dilakukan koreksi gaya berat dan penentuan nilai densitas rata-rata di titik pengukuran menggunakan metode Parasnis. Selanjutnya, diperoleh nilai Anomali Bouguer Lengkap (ABL). Data yang diperoleh kemudian diolah dengan melakukan proses *gridding* menggunakan perangkat lunak Geosoft Oasis Montaj untuk menghasilkan peta anomali Bouguer di wilayah penelitian. Proses *gridding* dilakukan pada data ini menggunakan perangkat lunak Oasis Montaj untuk memvisualisasikan sebaran anomali Bouguer Lengkap di wilayah penelitian. Langkah pembuatan *grid* dimulai dengan membuat *database* di

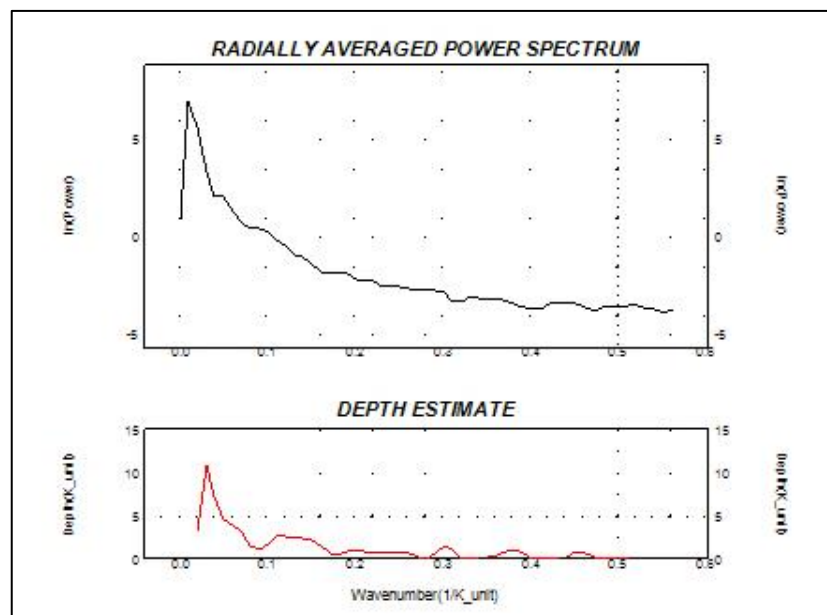
Oasis Montaj yang berisi nilai koordinat dan nilai Anomali Bouguer Lengkap (ABL). Selanjutnya, dilakukan proses *gridding* dengan menu *grid and image, gridding, minimum curvature*, dan penentuan ukuran *grid cell*, yang kemudian menghasilkan peta ABL.



Gambar 18. Proses *gridding* peta Anomali Bouguer Lengkap (ABL)

2. Analisis Spektrum

Analisis spektrum dilakukan pada peta Anomali Bouguer Lengkap (ABL). Tujuan dilakukannya analisa spektrum ini adalah untuk mengestimasi kedalaman sebagai salah satu parameter pemodelan. Penentuan *cut-off* anomali regional dan residual menggunakan FFT-2D, sedangkan untuk menentukan kedalaman dikedua lintasan menggunakan Transformasi Fourier 1D pada masing-masing *slice* lintasan. Proses analisis spektrum seperti yang telah dijelaskan sebelumnya, dilakukan menggunakan bantuan *software* Oasis Montaj dan Microsoft Excel. Penggunaan kedua teknik ini diharapkan bisa mendapatkan respon anomali gayaberat yang sesuai dengan aspek geologi menggunakan FFT-2D, serta kedalaman pemodelan yang sesuai dengan anomali gayaberat daerah penelitian menggunakan Transformasi Fourier 1D.



Gambar 19. Analisis spektrum menggunakan *radially average power spectrum*

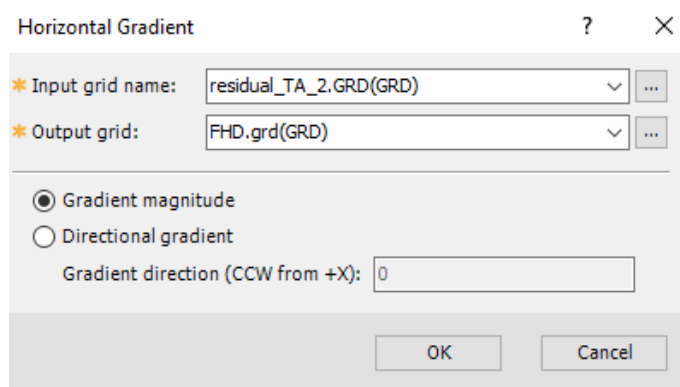
3. Pemisahan Anomali Regional dan Anomali Residual

Pada penelitian ini, dilakukan pemisahan anomali dengan menerapkan metode filter frekuensi. Metode ini menggunakan filter untuk memisahkan anomali berdasarkan kelompok frekuensi atau panjang gelombang tertentu. Proses *filtering* ini dilakukan menggunakan *software* Oasis Montaj. Tahap awal dari metode filter frekuensi melibatkan transformasi data spasial menjadi data frekuensi. Dua jenis filter frekuensi yang digunakan adalah filter *butterworth* dan *bandpass*. Filter *butterworth*, pada dasarnya, dapat berfungsi sebagai lowpass filter. Keunggulan dari filter *butterworth* terletak pada ketidakhadiran pemotongan sinyal. Sebaliknya, sinyal melemah secara bertahap.

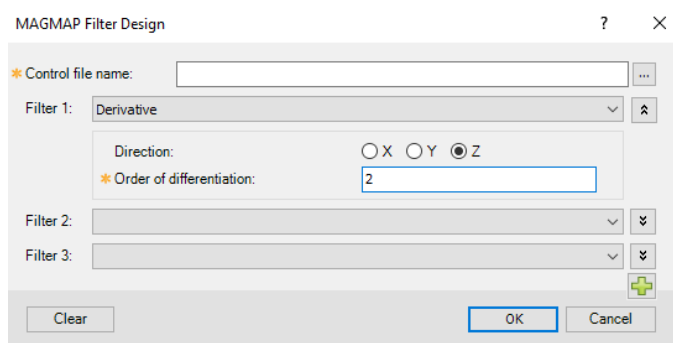
Bandpass filter adalah jenis filter frekuensi yang memungkinkan lolosnya frekuensi dalam rentang tertentu. Filter ini menggabungkan fungsi dari *highpass filter* dan *lowpass filter*. Dengan menggunakan *bandpass filter*, sinyal-sinyal dengan frekuensi antara (*median frequency*) dapat diteruskan, sementara frekuensi di bawah dan di atas median tersebut ditekan. Penggunaan *bandpass filter* bertujuan untuk memisahkan anomali residual dengan regional dan noise.

4. Analisis *Derivative*

Pada penelitian ini, digunakan analisis *derivative* khususnya *First Horizontal Derivative* (FHD) dan *Second Vertical Derivative* (SVD) dengan menggunakan metode orde 1 dan 2. Analisis ini diarahkan pada anomali residual untuk mengidentifikasi batas-batas struktur yang ada di wilayah penelitian. Data hasil analisis *derivative* ini memiliki peran sebagai informasi tambahan dalam menganalisis struktur di bawah permukaan, sehingga dapat memberikan wawasan tentang sebaran patahan yang ada di daerah penelitian.



Gambar 20. Jendela proses FHD dari anomali residual



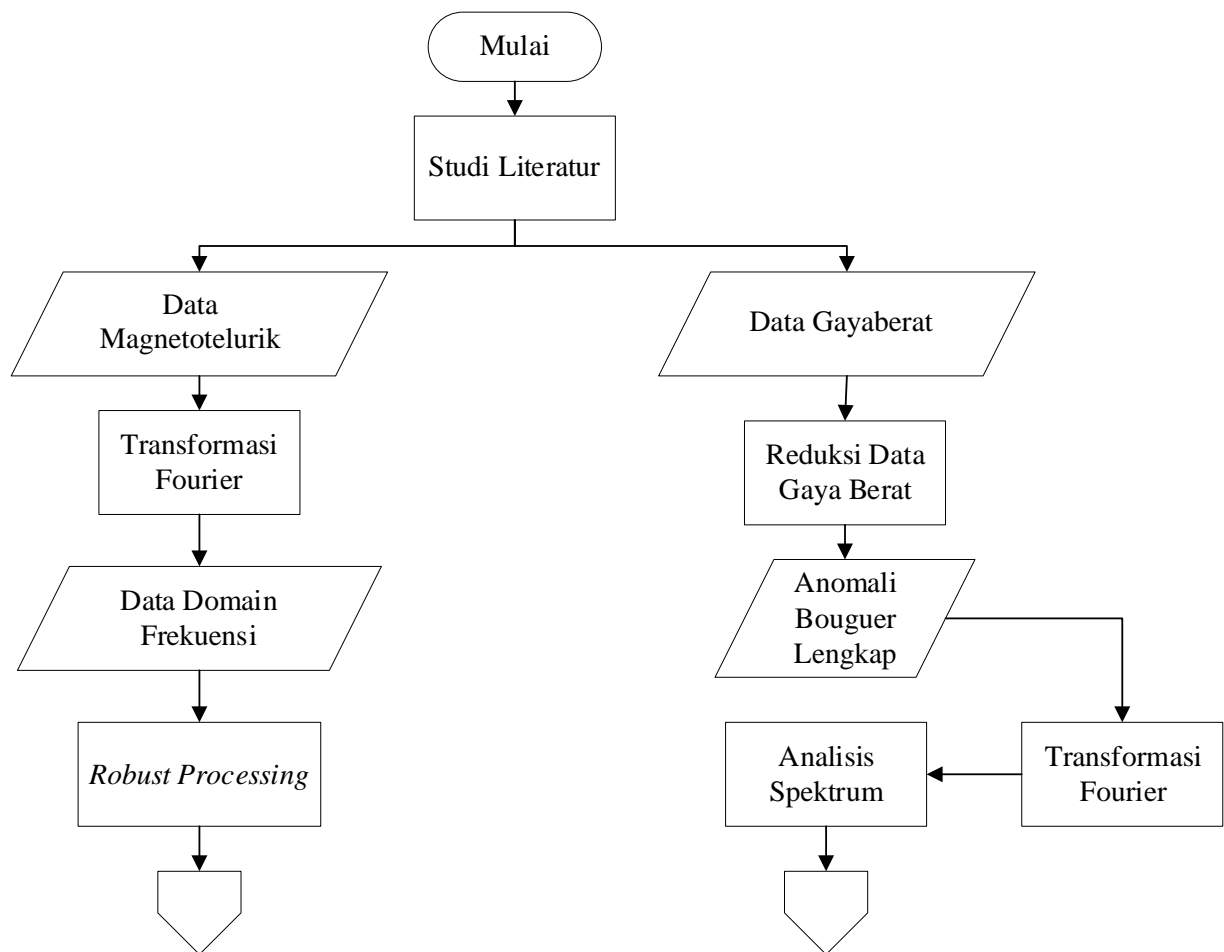
Gambar 21. Jendela proses SVD dari anomali residual

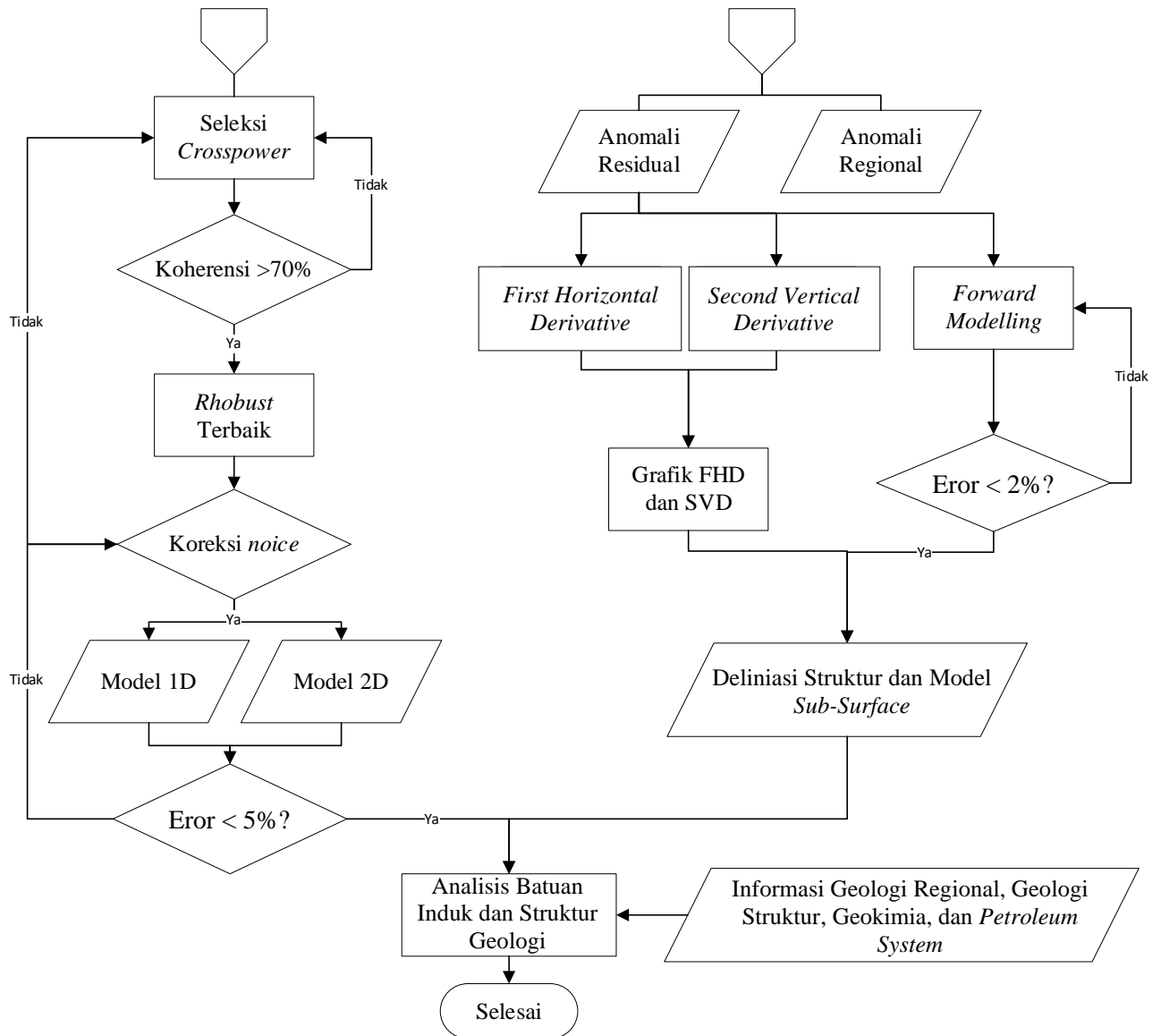
5. *Forward Modelling*

Pemodelan bawah permukaan dalam penelitian ini mengadopsi metode *forward modelling* (pemodelan ke depan) 2D. Proses *forward modelling* diimplementasikan menggunakan perangkat lunak Oasis Montaj dengan menu GMSYS untuk membuat model bawah permukaan berdasarkan parameter-parameter yang telah ditetapkan di wilayah penelitian. Tahapan

awal melibatkan input data, yang merupakan anomali residual, dan dilanjutkan dengan membuat *slice* sesuai dengan analisis patahan yang telah dilakukan sebelumnya. Selanjutnya, dilakukan penentuan litologi dan nilai densitas berdasarkan informasi kondisi geologi di daerah penelitian serta studi literatur.

4.4 Diagram Alir Penelitian





Gambar 22. Diagram alir

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang didapatkan pada penelitian ini, diantaranya yaitu:

1. Pada analisis model MT, potensi keberadaan *Pre-Tertiary source rock* pada daerah penelitian Sub-Cekungan Bintuni diidentifikasi pada nilai anomali sangat rendah ($8 \cdot 10^{-3} - 5 \cdot 10^0 \Omega\text{m}$) sebagai *mature black shale* dari Formasi Klasafet dan pada *Tertiary play* Formasi Ainim diperkirakan sebagai nonkonvensional dan konvensional *source rock* dengan kandungan *shale gas*. Nilai resistivitas rentang $8 \cdot 10^{-3} - 5 \cdot 10^0 \Omega\text{m}$ menunjukkan bahwa sebanding dengan jenis batuan yang terkandung, yaitu batuserpih hitam dengan sedikit sisipan batupasir teralterasi serta batulanau yang memiliki sifat *impermeable* dan konduktif akibat maturitas termal.
2. Berdasarkan hasil analisis *derivative* (FHD dan SVD), pada lintasan 1 terdapat 4 struktur utama, yaitu dekat dengan stasiun MT BN08, BN12 dan BN03. Struktur ini berperan sebagai jebakan serta jalur migrasi dengan bukti rembesan hidrokarbon di permukaan. Pada lintasan 2 terdapat 1 struktur sesar dan 2 pola antiklin. Hal ini disebabkan adanya peran tektonik lempeng pada Cekungan Bintuni mengakibatkan pengangkatan pada Formasi Kemum (batuan dasar) yang menyebabkan adanya deformasi serta pengangkatan pada formasi di atasnya.
3. Berdasarkan hasil *forward modelling* 2D menggunakan parameter pendukung berupa data inversi 2D MT, analisis *derivative* dan informasi geologi, keberadaan *source rock* pada Formasi Ainim dan Klasafet diidentifikasi dengan baik. Selain itu struktur pengontrol *petroleum play* di daerah penelitian dapat dicitrakan menggunakan metode gayaberat.

6.2 Saran

Adapun saran yang diberikan pada penelitian ini, diantaranya yaitu:

1. Diperlukan analisis mengenai karakterisasi reservoir menggunakan metode seismik maupun *well logging*.
2. Diperlukan data gayaberat dengan resolusi yang lebih baik (data lapangan), untuk membandingkan keakuratan data satelit gayaberat.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmad, M., Haj Abdallah, M., Zihlif, A. dan Abdelazeez, M. (1991). Electrical properties of oilshale rocks. *Journal of materials science*, 26, 203-207.
- Amriyah, Q. (2012). *Pemodelan Data Magnetotelurik Multidimensi Untuk Mendelintasanasi Sistem Geotermal Daerah Tawau, Malaysia*, Skripsi Studi Fisika-FMIPA, Depok : Universitas Indonesia.
- Aprilia, R., Dewanto, O., Karyanto. (2018). ANALISIS PETROFISIKA DAN PENYEBAB LOW RESISTIVITY RESERVOAR ZONE BERDASARKAN DATA LOG, SEM, XRD DAN PETROGRAFI PADA LAPANGAN X SUMATERA SELATAN. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. 2 (17).
- Aufia, Y. F., Karyanto, dan Rustadi. (2019). Pendugaan Sesar Daerah “Y” Berdasarkan Anomali Gayaberat Dengan Analisis Derivative. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 5(1), 75–88. <https://doi.org/10.23960/Jge.V>.
- Blakely, R. J. (1996). *Potensial Theory In Gravity and Magnrtic Applications* Cambridge: Cambridge University Press. Dari <https://www.cambridge.org/>.
- Bebe, M. (2021). *Studi Identifikasi Cekungan Sumatera Selatan Untuk Mendeliniasi Struktur Sub-Cekungan Sedimen Berpotensi Hidrokarbon Berdasarkan Data Gayaberat*. Skripsi. Fakultas Teknik Universitas Lampung.

- Berdichevsky, Mark N., Dimitriev, Vladimir I. (2002). *Magnetotellurik in the Context of the Theory of Ill-Posed Problems*. Moscow, Rusia: Society of Exploration Geophysicists.
- Bosy, R. S. (2016). *Analisis Gayaberat Untuk Menentukan Struktur Geologi Dan Analisis Petroleum System Cekungan Barito, Daerah Tanjung Area, Kalimantan Selatan*. Skripsi. Fakultas Teknologi Kebumihan Dan Energi Universitas Trisakti Jakarta.
- Branch, T., Ritter, O., Weckmann, U., Sachsenhofer, R. dan Schilling, F. (2007). The Whitehill formation: a high conductivity marker in the Karoo Basin. *South. Afr. J. Geol.*, 110, 465–476.
- Chevallier, L., dan Bordenave, M. L. (1986). *Petroleum Geology of Southeast Asia*. Institut Français du Pétrole.
- Dewi, R. (2012). *Pemrosesan Data Magnetotellurik Dengan Memperhitungkan Faktor Kalibrasi Menggunakan Matlab*, Skripsi Studi Fisika-FMIPA, Depok : Universitas Indonesia.
- Doust, H. dan Noble, R. A. (2008). *Petroleum System of Indonesia*. *Marine and Petroleum Geology* 25, pp. 103-129.
- Duba, A. (1983). Electrical conductivity of Colorado oil *shale* to 900 °C. *Fuel*, 62, 966– 972.
- Duba, A., Huenges, E., Never, G., Will, G. dan Jödicke, H. (1988). Impedance of black *shale* from Münsterland1 borehole: An anomalously good conductor? *Geophys. J.*, 94, 413-419.
- Fitriani, D. S., Putri, S. N. A., dan Putrajy, I. F. (2020). *Metode Gayaberat Untuk Identifikasi Sesar Weluki Dengan Analisis First Horizontal Derivative Dan Second Vertical Derivative*. *Prosiding Seminar Nasional Fisika*, Ix, 53–60.

- Gauchier, E. (1983). Estimation of Sulphide Content of a Potential Orebody from Surface Observations and Its Role in Optimising Exploration Programmes. In *Developments in Geophysical Exploration Methods 4*: 1-37. Springer, Dordrecht.
- Goldberg, S., dan Rotstein, Y. (1982). A Simple Presentation of Magnetotellurik data using The Bostick Transform, *Geophysical Prospecting*, Institute for Petroleum Research and Geophysics, Holon, Israel.
- Grandis, H. 2009. *Pengantar Pemodelan Inversi Geofisika* (Vol. 1). Himpunan Ahli Geofisika Indonesia.
- Hamzah, A. (2018). Depositional History and Organic Geochemistry of the Klasafet Formation: Implication to Potential Source Rock in The Bintuni, Basin, West Papua. s.l., Indonesian Petroleum Association.
- Handyarso, A., dan Padmawidjaja, T. (2017). Struktur Geologi Bawah Permukaan Cekungan Bintuni Berdasarkan Analisis Data Gayaberat. *Jurnal dan Sumberdaya Mineral*. Vol. 18, No. 2, Hal. 53 – 65.
- Handyarso, A. (2017). Geologi Cekungan Bintuni Dan Salawati, Kawasan Kepala Burung (Papua Barat). *JGSM*. 18 (2): 53-65.
- Henage, L. F. (1993). Mesozoic and Tertiary Tectonics of Irian Jaya: Evidence for Non-Rotation of “Kepala Burung”. *Proceedings Indonesian Petroleum Association (IPA), 22nd Annual Convention*. 763-792. Jakarta.
- Jödicke. (1992). Water and graphite in the Earth's crust: An approach to interpretation of conductivity model. *Surv. Geophys.*13: 381-407.
- Krishnan, K. dan Ganguli, N. (1939). Large Anisotropy of the Electrical Conductivity of Graphite. *Nature*, 144, 667-667.

- Lase, F. T. Z. (2020). Investigasi Zona Sesar Berdasarkan Analisis Fhd Dan Svd Data Gayaberat Di Area Panasbumi Kepahiang , Bengkulu. Skripsi. Fakultas Teknologi Eksplorasi Dan Produksi Universitas Pertamina.
- Latifah, I. (2010). Penentuan Anomali Bouguer Dan Densitas Rata-Rata Batuan Berdasarkan Data Gayaberat Di Daerah Semarang. Skripsi. Fakultas Sains Dan Teknologi Universitas Islam Negeri Syarif Hidayatullah Jakarta.
- Manouchehri, H., Rao, K., Hanumantha dan Forßberg, K. (2001). Triboelectriccharge, electrophysical properties and electrical beneficiation potential of chemically treated feldspar, quartz and wollastonite. *Mag. Electric. Separat.*, 1-24.
- Marten, R. (2012). *Lithology and Fluid Prediction refresher, The Use (and Abuse) of Geophysics in Hydrocarbon Exploration and Development*. BP Indonesia, Unpublished.
- Martha, A. (2011) Pemodelan 3D Data Gayaberat Lapangan Panas Bumi Ulubelu Tanggamus Lampung, *Thesis*. Institut Teknologi Bandung.
- Oktobiyanti, R. (2009). Pemodelan Sistem Geothermal Daerah Sibayak Menggunakan Data Magnetotellurik Dan Gayaberat. Skripsi. Fakultas Matematika Dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.
- Parkhomenko, E. (1967). *Electrical Properties of Rocks*. Plenum Press US, New York.
- Perkins, T.W., dan Livsey, A.R. (1993). Geology of the Jurassic Gas Discoveries in Bintuni Bay, Western Irian Jaya. Jakarta. *Proceedings Twenty Second Annual, Indonesian Petroleum Association*. 793-830.

- Pierson, H. (1993). Handbook of carbon, graphite, diamond and fullerenes: Properties, processing and applications. Park ridge, New York, USA: Noyes publications.
- Pigram, C.J., dan Sukanta, U. (1981). *Report on the geology of the Taminabuansheet area*. Indonesian Geological Research and Development Centre, Open File Report.
- Prakoso, B. A. (2020). Potensi Gas Alam di Teluk Bintuni Capai 14,4 TCF. Kementerian ESDM.
- Raab, S. (1998). Role of sulphur and carbon in the electrical conductivity of the middle crust. *Journal of geophysical research*, 13, 9681-9689.
- Raehanayati, Rachmansyah, A., dan Maryanto, S. (2013). Studi Potensi Energi Geothermal Blawan- Ijen, Jawa Timur Berdasarkan Metode Gravity. *Jurnal Neutrino*, 6(1), 31–39. <https://doi.org/10.18860/Neu.V0i0.2444>.
- Ramadhan, A. B., Djayus, Lepong, P., dan Rahadinata, T. (2020). Analisa Struktur Bawah Permukaan Daerah Prospek Panas Bumi “Gf-Tnh” Sumatera Barat Berdasarkan Metode Gayaberat. 3(1), 1–10.
- Reynold, J. M. (2011). *An Introduction To Applied And Environmental Geophysics* (2nd Ed.). John Wiley dan Sons, Ltd.
- Rodi, W dan Mackie, R 2001. *Magnetotelluric Inversion*. Earth Resources Laboratory : San Francisco.
- Rouzaud, J. dan Oberlin, A. (1990). The characterization of coals and cokes by transmission electron. Ed.: Charcosset, H.. Elsevier, Amsterdam.

- Rulia, C. (2012). Pengolahan Data Magnetotellurik 2-Dimensi Pada Lapangan Panasbumi Marana, Sulawesi Tengah, Skripsi Studi Fisika-FMIPA, Depok : Universitas Indonesia.
- Schön, J. (2004). Physical Properties of Rocks: Fundamentals and Principles of Petrophysics (Handbook of Geophysical Exploration: Seismic Exploration). Pergamon.
- Setyaningsih, C. A. (2014). Pollen Pra-Tersier Daerah Kapala Burung, Papua. *Lembar Publikasi Minyak dan Gas Bumi. 48. Lemigas. ISSN: 2089-3396. <https://doi.org/10.29017/LPMGB.48.1.226>.*
- Sihombing, R. B., Sarkowi, H. M., dan Rustadi. (2018). Pemodelan Dan Analisa Struktur Bawah Permukaan Daerah Prospek Panasbumi Kepahiang Berdasarkan Metode Gayaberat. *Jurnal Geofisika Eksplorasi, 4(2), 1–14.*
- Sihombing, W. L. (2020). Pemodelan Inversi 2d Pada Data Gayaberat Menggunakan Metode Compact Inversion Studi Kasus Lapangan Panas Bumi Karaha – Talaga Bodas, Jawa Barat. Skripsi. Fakultas Teknologi Eksplorasi Dan Produksi Universitas Pertamina.
- Simpson, F. dan Karsten, B. (2005). Pratical Magnetotelluriks, Cambridge : Cambride University Press.
- Sugita, M. I., Janah, A. F., Rahmawati, D., Supriyadi, dan Khumaedi. (2020). Analisis Data Gayaberat Di Daerah Bendan Duwur Semarang. *Journal Of Research and Technology, 6(1), 81–90.*
- Suparno, S. (2007). Analisis Data Geofisika: Memahami Teori Inversi, Departemen Fisika-MIPA, Depok: Universitas Indonesia.

- Suwardi, Boko N. (2013). Analisa Potensi Panasbumi Kepahiang, Bengkulu menggunakan Metode Gayaberat dan Magnetotellurik. Depok: Tesis Universitas Indonesia.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., dan Sheriff, R. E. (1990). Applied Geophysics Second Edition. In Applied Geophysics. Cambridge University Press.
- Tissot, B. dan Welte, D. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Springer.
- Toisuta, J. (2009). Pemetaan Bawah Permukaan dan Perhitungan Cadangan pada Formasi Kasi Berdasarkan Data Log dan Data Seismik di Lapangan “Julia” Cekungan Bintuni. *Skripsi*. UPN Veteran Yogyakarta. Yogyakarta.
- Unsworth. (2006). Overview of Electromagnetic Exploration Methods, University of Alberta.
- Visser, W. A. dan Hermes, J. J. (1962). *Geological Results of The Exploration for Oil in Netherland New Guinea*. s.l., Geologis Serie, deel XX.
- Vozoff, K. (1991). The Magnetotelluric Method. Chapter 8. Electromagnetic method in applied geophysics-Applications part A and part B, edit by Corbett, J.D., published by Society of Exploration Geophysicists, p.641-711.
- Walters, C., Kliewer, C., Awwiller, D. dan Rudnicki, M. (2014). Influence of turbostratic carbon nanostructures on electrical conductivity. *International Journal of Coal Geology*, 122, 105-109.
- Waples, D. W. (1985). Geochemistry in Petroleum Exploration. International Human Resources Development Corporation.

- Waskito, N. E. (2009). *Pemodelan Inversi Data Gayaberat 3-Dimensi Untuk Merekonstruksi Struktur Geologi Di Daerah Geothermal*. Skripsi. Fakultas Matematika Dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.
- Weckmann, U. Jung, A., Branch, T., and Ritter, O. (2007). *Comparison of Electrical Conductivity Structures and 2D Magnetic Modelling along Two Profiles Crossing the Beattie Magnetic Anomaly, South Africa* *South African Journal of Geology*, 110(2-3): 449-464.
- Zaenudin, A., Ahmad, R., dan Sarkowi, M. (2013). *Pemodelan Struktur Dan Reservoir Lapangan Panas Bumi Bonjol Dari Anomali Gayaberat*. *Prosiding Semirata Fmipa Universitas Lampung*, 207–213.
- Zarkasyi, A., Supriyadi, Y., dan Widodo, S. (2013). *Survei Magnetotellurik Dan Gayaberat Daerah Panas Bumi Bittuang, Provinsi Sulawesi Selatan*. Pusat Sumber Daya Geologi, Badan Geologi, Kesdm.