

**PREDIKSI VOLUME 3D PROPERTI *LOG* MENGGUNAKAN METODE
SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK, ANALISIS MULTIATRIBUT
DAN ANALISIS SPASIAL UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR
PADA LAPANGAN “XYZ”, FORMASI BATURAJA DAN TALANG
AKAR, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

(Skripsi)

**Oleh
Muhammad Fauzan Murtadho
1515051005**



**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
2019**

**PREDIKSI VOLUME 3D PROPERTI LOG MENGGUNAKAN METODE
SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK, ANALISIS MULTIATRIBUT
DAN ANALISIS SPASIAL UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR
PADA LAPANGAN “XYZ”, FORMASI BATURAJA DAN TALANG
AKAR, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Oleh

Muhammad Fauzan Murtadho

ABSTRAK

Pendekatan terintegrasi antara geologi, geofisika, petrofisika, geostatistik dan teknik reservoir untuk karakterisasi reservoir dan propertinya secara detail adalah sangat penting. Untuk mendapatkan properti reservoir diperlukan metode untuk mengekstrak data sumur menjadi suatu volume properti reservoir. Teknik inversi impedansi akustik dan analisis multiatribut seismik merupakan teknik yang dapat digunakan untuk mengekstrak data sumur menjadi volume. Penelitian ini dilakukan dengan tujuan untuk memperoleh peta struktur geologi bawah permukaan, volume impedansi akustik, dan volume properti *log* yang kemudian digabungkan dengan menggunakan analisis spasial sehingga diketahui persebaran zona reservoir pada daerah penelitian. Daerah penelitian merupakan lapangan “XYZ” yang terletak pada Kabupaten Ogan Ilir, Provinsi Sumatera Selatan. Daerah reservoir pada lapangan ini berada pada Formasi Baturaja dan Talang Akar. Proses pengolahan pada data penelitian terdiri dari *well to seismic tie*, interpretasi data sumur dan data seismik, inversi impedansi akustik, analisis multiatribut dan analisis karakteristik reservoir. Zona reservoir pada lapangan ini memiliki rentang nilai Impedansi akustik $6000 \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ sampai dengan $7500 \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$, densitas 2 g/cc sampai dengan 2.3 g/cc , porositas lebih dari 10%, *gamma ray* kurang dari 100 API, *v-shale* kurang dari 2% dan saturasi kurang dari 60%. Hasil dari analisis spasial menunjukkan bahwa pada Lapisan BRF daerah yang mengindikasikan hidrokarbon berada pada bagian timur laut sampai timur peta dan pada Lapisan A daerah yang mengindikasikan hidrokarbon berada pada bagian barat laut menuju tengah peta sampai timur peta.

Kata Kunci: inversi impedansi akustik, analisis multiatribut, analisis spasial, karakteristik reservoir.

**3D VOLUME PREDICTION OF LOG PROPERTIES USING SEISMIC
ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION, MULTIATTRIBUTES
ANALYSIS AND SPATIAL ANALYSIS METHODS FOR RESERVOIR
CHARACTERIZATION ON “XYZ” FIELD, BATURAJA AND TALANG
AKAR FORMATIONS, SOUTH SUMATERA BASIN**

By

Muhammad Fauzan Murtadho

ABSTRACT

Integrated approach among geology, geophysics, petrophysics, geostatistics and reservoir engineering for reservoir characterization and properties clearly is very important. Reservoir properties is achieved through extracting well data into a reservoir properties volume. Acoustic impedance technique and seismic multi-attributes analysis can be used to extract well data into volume. The purpose of this research is to get subsurface geological structure map, acoustic impedance volume, and log properties volume which combined using spatial analysis so that the reservoir zone will be mapped. Location of research area, “XYZ” field, is in The Ogan Ilir City, South Sumatera Region. The reservoir area of this field is in The Baturaja and Talang Akar Formation. The processing step are well to seismic tie, seismic and well data interpretation, acoustic impedance inversion, multi-attributes analysis and reservoir characterization analysis. Reservoir zone in this field has acoustic impedance range of value between 6000 (m/s)*(g/cc) until 7500 (m/s)*(g/cc), density 2 g/cc until 2.3 g/cc, porosity more than 10%, gamma ray less than 100 API, v-shale less than 2% and saturation less than 60%. The result of spatial analysis shows that the hydrocarbon is in the northeast until the east region of the map for BRF layer and in the northwest until the center of the map for the A layer.

Keywords: acoustic impedance inversion, multi-attributes analysis, spatial analysis, reservoir characterization

**PREDIKSI VOLUME 3D PROPERTI *LOG* MENGGUNAKAN METODE
SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK, ANALISIS MULTIATRIBUT
DAN ANALISIS SPASIAL UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR
PADA LAPANGAN “XYZ”, FORMASI BATURAJA DAN TALANG
AKAR, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Oleh

MUHAMMAD FAUZAN MURTADHO

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar

SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2019**

Judul Skripsi : **PREDIKSI VOLUME 3D PROPERTI LOG
MENGUNAKAN METODE SEISMIK
INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK, ANALISIS
MULTIATRIBUT DAN ANALISIS SPASIAL
UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR
PADA LAPANGAN "XYZ", FORMASI
BATURAJA DAN TALANG AKAR,
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Nama Mahasiswa : **Muhammad Fauzan Murtadho**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1515051005

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik



1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

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

Pembimbing II

Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199603 1 001

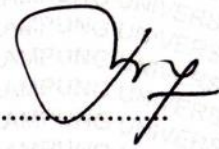
2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP 19750911 200012 1 002

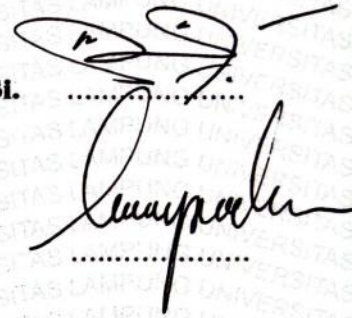
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

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



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



**Penguji
Bukan Pembimbing : Karyanto, S.Si., M.T.**

2. Dekan Fakultas Teknik



Prof. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.
NIP 19620717 198703 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 28 Juni 2019

PERNYATAAN

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

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

Bandar Lampung, 5 Juli 2019

Penulis



Muhammad Fauzan Murtadho

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Bandarlampung, pada tanggal 17 April 1997, anak pertama dari dua bersaudara dari pasangan Bapak Muhammad Fariduzzaman dan Ibu Endah Krismiati. Penulis menyelesaikan pendidikan formalnya di TK Aisyiyah Bengkulu yang diselesaikan pada tahun 2003.

Sekolah dasar di SD Negeri 2 Harapan Jaya Bandar Lampung yang diselesaikan pada tahun 2009. Sekolah Menengah Pertama di SMP Negeri 21 Bandar Lampung yang diselesaikan pada tahun 2012. Pada saat SMP penulis mengikuti organisasi Taekwondo. Kemudian penulis melanjutkan pendidikan di SMA Negeri 15 Bandar Lampung yang diselesaikan pada tahun 2015. Pada saat SMA penulis mengikuti organisasi Karya Ilmiah Remaja (KIR) dan *English Community*. Pada saat SMA penulis pernah mendapat penghargaan sebagai Siswa Terbaik 1 di kelas pada semester I,II,III dan IV serta terbaik 4 di kelas pada semester V, serta siswa terbaik 3 di kelas pada semester VI. Pada saat SMA juga penulis pernah mendapat penghargaan sebagai Siswa Terbaik 1 di angkatan pada semester III dan IV.

Pada tahun 2015, penulis terdaftar sebagai mahasiswa di Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung melalui jalur SNMPTN Undangan dan

diterima sebagai mahasiswa hingga Tahun 2019. Pada Tahun 2016, Penulis bergabung menjadi anggota Sains dan Teknologi di Himpunan Mahasiswa TG Bhuwana Universitas Lampung dan menjadi staff *Education* di *Society Exploration of Geophysicist Student Chapter* (SEG-SC) Unila.

Selama menjadi mahasiswa, penulis dipercaya menjadi Asisten Praktikum Geologi Struktur pada tahun 2018, Asisten Praktikum Metode Seismik pada tahun 2018, Asisten Praktikum Metode *Well Logging* pada tahun 2018 dan Asisten Praktikum Seismik Stratigrafi pada tahun 2019. Pada tahun 2018 penulis melaksanakan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Suka Jaya, Kecamatan Gunung Agung, Kabupaten Tulang Bawang Barat Provinsi Lampung. Dalam mengaplikasikan ilmu di bidang Geofisika, penulis telah melaksanakan Praktek Kerja Lapangan (PKL) pada Bulan Februari 2018 di Fungsi Prabumulih & Limau *Exploitation*, PT Pertamina EP Asset II Prabumulih, Sumatera Selatan dengan tema **“Aplikasi Metode *Seismic Attributes* dan *Automatic Fault Extraction* untuk Interpretasi Struktur Bawah Permukaan Lapangan “FZN”, Formasi *Top Gumai*, Cekungan Sumatera Selatan”**. Lalu pada Bulan Desember 2018 hingga Februari 2019, Penulis melakukan Penelitian Tugas Akhir di Fungsi Prabumulih & Limau *Exploitation*, PT Pertamina EP Asset II Prabumulih, Sumatera Selatan. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada **Juni 2019** dengan skripsi yang berjudul **“Prediksi Volume 3d Properti *Log* Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik, Analisis Multiatribut dan Analisis Spasial untuk Karakterisasi Reservoir pada Lapangan “XYZ”, Formasi Baturaja dan Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan”**.

PERSEMBAHAN

Alhamdulillah rabbil' alamin, ku persembahkan skripsi ini kepada :

Allah Subhanahu Wa Ta'ala

Dzat Maha Kuasa yang telah memberikan berkah, ilmu dan nikmat nya sehingga skripsi ini dapat diselesaikan dengan lancar.

*Kedua Orang Tuaku Tersayang dan Tercinta
Ayahanda Muhammad Fariduzzaman
Ibunda Endah Krismiati*

Atas segala jerih payah, perjuangan, keringat, tangis dan do'a yang telah kalian berikan padaku selama ini sehingga aku dapat merasakan nikmat bersekolah di Perguruan Tinggi. Terimakasih Ummi, Abi, semoga perjuangan kalian untukku takkan sia-sia, do'akan anakmu ini berhasil dan bisa membahagiakan kalian, Aamiin.

*Adikku Tersayang
Muhammad Jundi Hibatullah*

Terimakasih atas semua dukungan serta do'a yang telah kalian berikan untukku. Semoga kebersamaan kita sebagai saudara tak lekang oleh waktu dan akan terus saling menyanyangi hingga akhir hayat, Aamiin.

Teknik Geofisika Universitas Lampung 2015

Atas dukungan, do'a dan kebersamaan yang telah kita lalui selama 4 tahun ini, semoga silaturahmi kita tetap terjaga sampai kapanpun dan semoga ketika bertemu semua telah sukses, Aamiin.

*Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung
Almamater Tercinta, Universitas Lampung*

MOTTO

“Aku telah tinggalkan pada kamu dua perkara. Kamu tidak akan sesat selama berpegang kepada keduanya, (yaitu) Kitab Allah dan Sunnah Rasul-Nya”.

(Hadits Shahih Lighairihi, H.R. Malik; al-Hakim, al-Baihaqi, Ibnu Nashr, Ibnu Hazm. Dishahihkan oleh Syaikh Salim al-Hilali di dalam At Ta'zhim wal Minnah fil Intisharis Sunnah, hlm. 12-13).

KATA PENGANTAR

Dengan mengucapkan syukur kepada Allah SWT. atas berkat, rahmat serta karunia-Nya, Penulis dapat menyelesaikan skripsi berjudul **“Prediksi Volume 3D Properti Log Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik, Analisis Multiatribut dan Analisis Spasial untuk Karakterisasi Reservoir pada Lapangan “XYZ”, Formasi Baturaja dan Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan”**. Skripsi ini ditujukan untuk memenuhi salah satu persyaratan ujian guna memperoleh gelar Sarjana Teknik (S.T.) pada Jurusan Teknik Geofisika pada Fakultas Teknik Universitas Lampung. Penulis menyadari dalam penulisan skripsi ini masih jauh dari sempurna, dan banyak kekurangan baik dalam metode penulisan maupun dalam pembahasan materi. Hal tersebut dikarenakan keterbatasan kemampuan Penulis. Sehingga Penulis mengharapkan saran dan kritik yang bersifat membangun sehingga dikemudian hari dapat memperbaiki segala kekurangannya.

Bandar Lampung, 5 Juli 2019

Penulis,



Muhammad Fauzan Murtadho
NPM. 1515051005

SANWACANA

Dalam penulisan skripsi ini, Penulis selalu mendapatkan bimbingan, dorongan, serta semangat dari banyak pihak. Oleh karena itu Penulis ingin mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Hasriadi Mat Akin, M.P. selaku Rektor Universitas Lampung.
2. Bapak Prof. Drs. Suharno, B.Sc., M.S., M.Sc., Ph.D. selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
3. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si. M.Si, selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
4. Bapak Bagus Supto Mulyatno, M.T. selaku pembimbing 1 di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
5. Bapak Dr. Ordas Dewanto, M.Si. selaku pembimbing 2 di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
6. Bapak Karyanto, M.T. selaku penguji di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
7. Ibu Nurul Hikmah selaku pembimbing di PT Pertamina EP *Asset 2*.
8. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati terima kasih untuk semua ilmu yang diberikan.

9. Seluruh Staf Afiliasi PT Pertamina EP *Asset 2* yang telah memberi banyak bantuan.
 10. Seluruh Staf Tata Usaha Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah memberi banyak bantuan.
 11. Keluarga besar Teknik Geofisika Universitas Lampung Angkatan 2015 Yogi, Eka, Dyna, Putri, Ayu, Laras, Fikri, Ariyan, Zeallin, Ravi, Salma, Risma, Sunarni, Monang, Maulina, Adit, Dersan, Tiara, Maharani, Adib, Isti, Rindi, Juli, Nopi, Ester, Tata, Satria, Dian, Agam, Yuda, Angga, Desy, Dini, Alfin, Aldo, Ozza, Abil, Dana, Brian, Nurman, Ali, Renaldi, Ferdy, dan Ade.
 12. Seluruh Kakak Tingkat TG angkatan 2014, 2013, 2012, 2011, 2010, 2009, 2008, 2007 dan Adik Tingkat angkatan 2016, 2017 yang telah membantu penulis selama perkuliahan.
 13. Serta semua pihak yang terlibat, penulis mengucapkan banyak terima kasih.
- Akhirnya, Penulis mengucapkan rasa terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu dalam penulisan skripsi ini semoga segala amal dan kebaikannya mendapatkan balasan yang berlimpah dari Allah SWT., Aamiin.

Bandar Lampung, 5 Juli 2019

Penulis,



Muhammad Fauzan Murtadho
NPM. 1515051005

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	i
ABSTRAC	ii
HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
HALAMAN PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HUDUP	vii
PERSEMBAHAN	ix
MOTTO	x
KATA PENGANTAR	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI	xiv
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xxii
I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan	3
1.3 Batasan Masalah.....	4
II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Daerah Penelitian	5

2.2	Penemuan Migas di Cekungan Sumatera Selatan.....	6
2.3	Tektonik Cekungan Sumatera Selatan	8
2.4	Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan	9
2.5	Reservoar Cekungan Sumatera Selatan	11
2.6	<i>Source Rock</i> dan Tipe Hidrokarbon Cekungan Sumatera Selatan	13
2.7	<i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Selatan.....	13

III. TEORI DASAR

3.1	Aplikasi Metode Seismik	15
3.2	Analisis Struktur pada Penampang Seismik	15
3.3	Patahan pada Penampang Seismik.....	17
3.4	Interpretasi Geofisika pada Data Seismik.....	18
3.5	Polaritas <i>Wavelet</i> Seismik	20
3.6	<i>Picking Horizon</i>	22
3.7	Peta Struktur Waktu	23
3.8	Sejarah Atribut Seismik	24
3.9	Atribut Seismik Volumetrik dan Contoh Pengaplikasiannya	26
3.10	Konversi Waktu ke Kedalaman	31
3.11	Inversi Seismik dan Pengaplikasiannya	32
3.12	Konvolusi dan Dekonvolusi.....	36
3.13	Analisis Multi-atribut dan Pengaplikasiannya	38
3.14	Interpretasi Data <i>Well Logging</i>	41
3.15	<i>Log Gamma Ray</i>	42
3.16	<i>Log Resistivitas</i>	43
3.17	<i>Log Neutron</i>	44
3.18	<i>Log Densitas</i>	44
3.19	<i>Log Sonic</i>	45
3.20	<i>Log Porositas</i>	46
3.21	Saturasi.....	48
3.22	<i>Deviated Well</i>	49
3.21	Analisis Spasial	50
3.22	Interpretasi Koefisien Korelasi	51

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1	Waktu dan Tempat Penelitian	54
4.2	Alat dan Bahan.....	54
4.3	Jadwal Pelaksanaan.....	55
4.4	Data yang Digunakan.....	55
4.4.1	Data Seismik 3D PSTM	55
4.4.2	Data <i>Checkshot</i>	56
4.4.3	Data <i>Well Top</i>	56
4.4.4	Data Sumur (<i>Log</i>).....	57
4.5	Prosedur Penelitian.....	57
4.5.1	<i>Well to Seismic Tie</i>	57
4.5.2	Interpretasi Data	59
4.5.2.1	Interpretasi Data Sumur	59

4.5.2.2	<i>Running Attributes</i>	60
4.5.2.3	<i>Picking Horizon</i> dan Patahan	62
4.5.2.4	Pembuatan Peta Struktur Geologi Bawah Permukaan	63
4.5.3	Inversi Impedansi Akustik	63
4.5.3.1	Analisis Sensitivitas Data <i>Logs</i>	63
4.5.3.2	Inversi	64
4.5.4	Analisis Multi-atribut	65
4.5.5	Analisis Karakteristik Reservoir	66
4.6	Diagram Alir	67
4.6.1	<i>Well to Seismic Tie</i>	67
4.6.2	Interpretasi Data Sumur dan Seismik	68
4.6.3	Inversi Impedansi Akustik	69
4.6.4	Analisis Multi-atribut	70
4.6.4.1	Multi-atribut Target <i>Log</i> Densitas	70
4.6.4.2	Multi-atribut Target <i>Log</i> Porositas	71
4.6.5	Analisis Karakteristik Reservoir	72

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1	<i>Well to Seismic Tie</i>	73
5.2	Interpretasi Data	78
5.2.1	Interpretasi Data Sumur	78
5.2.2	<i>Running Attributes</i>	82
5.2.3	<i>Picking Horizon</i> dan Patahan	86
5.2.4	Peta Struktur Geologi Bawah Permukaan	89
5.3	Inversi Impedansi Akustik	94
5.3.1	Analisis Sensitivitas Data <i>Logs</i>	94
5.3.2	Inversi	101
5.4	Analisis Multi-atribut	111
5.4.1	Analisis Multi-atribut Properti <i>Log</i> Densitas	111
5.4.2	Analisis Multi-atribut Properti <i>Log</i> Porositas	122
5.5	Analisis Karakteristik Reservoir	133

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

7.1	Kesimpulan	141
7.2	Saran	142

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta Lokasi Daerah Penelitian Lapangan “XYZ”	5
2. Struktur dari Cekungan Sumatera Selatan	7
3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan	10
4. Bukti Patahan pada Dua Rekaman Penampang Seismik S-N dan W-E.....	18
5. Polaritas Seismik.....	21
6. Polaritas Seismik <i>Zero Phase</i>	22
7. Peta Struktur Waktu yang Memetakan Patahan dari Teluk Thailand	24
8. Perkembangan Atribut Seismik dan Kaitannya dengan Kemajuan Teknologi Seismik Eksplorasi	25
9. <i>Time Slice</i> pada $t = 1.200$ s. Dari Survei di Bagian Selatan Alberta, Canada.....	27
10. <i>Time Slice</i> yang menunjukkan patahan	28
11. <i>Edge Enhancement</i>	29
12. Kenampakan Patahan pada Volume Seismik	31
13. Contoh Proses Inversi Impedansi Akustik	35
14. Contoh Grafik <i>Error Validasi</i>	41
15. Contoh Korelasi dari <i>Crossplot</i> Sebaran Suatu Data	52
16. Diagram Alir <i>Well to Seismic Tie</i>	67
17. Diagram Alir Interpretasi Data Sumur dan Data Seismik	68

18. Diagram Alir Inversi Impedansi Akustik.....	69
19. Diagram Alir Analisis Multi-atribut Target <i>Log</i> Densitas	70
20. Diagram Alir Analisis Multi-atribut Target <i>Log</i> Porositas	71
21. Diagram Alir Analisis Karakteristik Reservoar	72
22. <i>Wavelet</i> Data Penelitian	73
23. <i>Well to Seismic Tie</i> Sumur XYZ-14.....	75
24. <i>Well to Seismic Tie</i> Sumur XYZ-31	75
25. <i>Well to Seismic Tie</i> Sumur XYZ-32.....	76
26. <i>Well to Seismic Tie</i> Sumur XYZ-33.....	76
27. <i>Well to Seismic Tie</i> Sumur XYZ-34.....	77
28. <i>Well to Seismic Tie</i> Sumur XYZ-35.....	77
29. <i>Well to Seismic Tie</i> Sumur XYZ-36.....	78
30. Interpretasi Kualitatif Data <i>Logs</i> Sumur XYZ-14.....	79
31. Interpretasi Kualitatif Data <i>Logs</i> Sumur XYZ-31.....	80
32. Interpretasi Kualitatif Data <i>Logs</i> Sumur XYZ-32.....	80
33. Interpretasi Kualitatif Data <i>Logs</i> Sumur XYZ-33.....	81
34. Interpretasi Kualitatif Data <i>Logs</i> Sumur XYZ-34.....	81
35. Interpretasi Kualitatif Data <i>Logs</i> Sumur XYZ-35.....	82
36. Interpretasi Kualitatif Data <i>Logs</i> Sumur XYZ-36.....	82
37. Data Seismik Hasil Pengukuran Lapangan	83
38. Data Seismik Hasil Perhitungan Atribut <i>Structural Smoothing</i>	84
39. Data Seismik Hasil Perhitungan Atribut <i>Variance</i>	84
40. Data Seismik Hasil Perhitungan Atribut <i>Ant-Tracking</i>	85
41. Data Seismik Hasil Perhitungan Atribut <i>Iso-Frequency Component</i>	85

42. Hasil <i>Picking Horizon</i> dan Patahan pada <i>Inline 1151</i>	87
43. Peta <i>Horizon 1</i>	87
44. Peta <i>Horizon 2</i>	88
45. Peta <i>Horizon 3</i>	88
46. Kenampakan Patahan pada <i>Time Slice 1150</i> Atribut <i>Iso-Frequency</i> <i>Component</i>	89
47. Peta Struktur <i>Slice</i> Lapisan BRF.....	91
48. Peta Struktur <i>Slice</i> Lapisan A	92
49. Penampang Melintang Seismik yang Memperlihatkan Patahan.....	93
50. <i>Crossplot Logs</i> Impedansi Akustik dan Densitas dengan Skala Porositas	94
51. <i>Crossplot Logs</i> Impedansi Akustik dan Densitas dengan Skala <i>Gamma Ray</i>	95
52. <i>Crossplot Logs</i> Impedansi Akustik dan Densitas dengan Skala <i>V-shale</i>	96
53. <i>Crossplot Logs</i> Impedansi Akustik dan Densitas dengan Skala Saturasi Air	97
54. <i>Crossplot Gamma Ray</i> (sumbu y).....	98
55. <i>Crossplot</i> Porositas (sumbu y).....	98
56. <i>Crossplot V-shale</i> (sumbu y).....	99
57. <i>Crossplot</i> Saturasi Air (sumbu y).....	100
58. Analisa Pra-Inversi.....	102
59. Grafik Hasil Kuantitatif Analisis Pra-Inversi.....	103
60. Hasil Inversi Volume Data Seismik pada <i>Inline 1150</i>	105
61. Hasil Inversi Volume Data Seismik pada <i>Inline 1151</i>	106
62. Hasil Inversi Volume Data Seismik pada <i>Inline 1153</i>	107
63. Hasil Inversi Volume Data Seismik pada <i>Inline 1219</i>	108

64. Hasil Inversi Volume Data Seismik pada <i>Inline</i> 1247	109
65. Volume 3D Properti Impedansi Akustik.....	110
66. <i>Crossplot</i> antara Jumlah Atribut yang Digunakan dengan Rata-Rata <i>Error</i> pada Analisis Multiatribut <i>Stepwise Regression</i> Target <i>Log</i> Densitas	112
67. <i>Crossplot</i> antara Nilai Densitas Hasil Pengukuran Lapangan dan Densitas Model	114
68. Perbandingan Model Data <i>Log</i> Densitas Hasil Pengukuran Lapangan (Garis Hitam) dan Data <i>Log</i> Densitas Hasil Prediksi (Merah)	115
69. Hasil Analisis Multiatribut Volume Densitas pada <i>Inline</i> 1150	116
70. Hasil Analisis Multiatribut Volume Densitas pada <i>Inline</i> 1151	117
71. Hasil Analisis Multiatribut Volume Densitas pada <i>Inline</i> 1153	118
72. Hasil Analisis Multiatribut Volume Densitas pada <i>Inline</i> 1219	119
73. Hasil Analisis Multiatribut Volume Densitas pada <i>Inline</i> 1247	120
74. Volume 3D Properti Densitas	121
75. <i>Crossplot</i> antara Jumlah Atribut yang Digunakan dengan Rata-Rata <i>Error</i> pada Analisis Multiatribut <i>Stepwise Regression</i> Target <i>Log</i> Porositas.....	123
76. <i>Crossplot</i> antara Nilai Porositas Hasil Pengukuran Lapangan dan Porositas Model	125
77. Perbandingan Model Data <i>Log</i> Porositas Hasil Pengukuran Lapangan (Garis Hitam) dan Data <i>Log</i> Porositas Hasil Prediksi (Merah).....	126
78. Hasil Analisis Multiatribut Volume Porositas pada <i>Inline</i> 1150	127
79. Hasil Analisis Multiatribut Volume Porositas pada <i>Inline</i> 1151	128
80. Hasil Analisis Multiatribut Volume Porositas pada <i>Inline</i> 1153	129
81. Hasil Analisis Multiatribut Volume Porositas pada <i>Inline</i> 1219	130

82. Hasil Analisis Multiatribut Volume Porositas pada <i>Inline</i> 1247	131
83. Volume 3D Properti Porositas	132
84. Peta Sebaran Impedansi Akustik.....	134
85. Peta Sebaran Densitas	136
86. Peta Sebaran Porositas	137
87. Peta Sebaran Daerah Hidrokarbon pada Lapisan BRF	139
88. Peta Sebaran Daerah Hidrokarbon pada Lapisan A.....	140

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Contoh Tabel Proses Konvolusi.....	36
2. Contoh Tabel proses Dekonvolusi	37
3. Contoh Daftar Analisis Multi-atribut untuk Memprediksi Porositas pada Suatu Lapangan.....	39
4. Nilai Densitas Beberapa Litologi.....	45
5. Kualitas Formasi <i>Sandstone</i> Berdasarkan Porositasnya	47
6. Interpretasi Suatu Koefisien Korelasi	52
7. Waktu Pelaksanaan Penelitian	55
8. Hasil <i>Well to Seismic Tie</i>	74
9. Hasil Interpretasi Kualitatif Data Sumur	79
10. Hasil Kuantitatif Analisis Pra-Inversi.....	101
11. Hasil Analisis Multiatribut Metode <i>Stepwise Regression</i> dengan Target <i>Log Densitas</i>	111
12. Hasil Perbandingan Metode <i>Stepwise Regression</i> dan PNN untuk Target <i>Log Densitas</i>	112
13. Hasil Analisis Multiatribut Metode <i>Stepwise Regression</i> dengan Target <i>Log Porositas</i>	121
14. Hasil Perbandingan Metode <i>Stepwise Regression</i> dan PNN untuk Target <i>Log Porositas</i>	122

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Dewasa ini, terdapat peningkatan permintaan energi di dunia sebagai akibat dari meningkatnya standar hidup dan kebutuhan teknologi yang semakin maju. Hal ini juga menyebabkan banyaknya tantangan yang berkaitan dengan penemuan lapangan-lapangan minyak dan gas bumi baru. Hal ini menyebabkan eksploitasi hidrokarbon berpindah menuju susunan geologi yang lebih menantang sehingga operasi sistematis untuk mengoptimalkan produksi minyak dibutuhkan untuk memenuhi kebutuhan energi global. Sebagai konsekuensinya, pendekatan terintegrasi antara geologi, geofisika, petrofisika, geostatistik, dan teknik reservoir untuk karakterisasi reservoir dan propertinya secara detail adalah sangat penting. Karakteristik reservoir adalah suatu teknik yang berkaitan dengan perhitungan properti batuan dan fluida (porositas, permeabilitas, dan saturasi hidrokarbon) dari suatu reservoir. Teknik tersebut terdiri dari semua informasi yang relevan yang dibutuhkan untuk mendeskripsikan reservoir dalam hal kemampuannya untuk menyimpan dan memproduksi hidrokarbon. Hal ini mencakup pengertian tentang struktur reservoir seperti geometri internal dan eksternal, model statik (distribusi properti reservoir seperti porositas, permeabilitas dan ketebalan *net pay*) dan dinamik (pengertian tentang aliran fluida di dalam reservoir). Pengetahuan tentang

informasi tersebut dapat digunakan untuk meningkatkan laju produksi, revitalisasi minyak, memprediksi reservoir dan membantu membangun suatu model finansial yang akurat untuk perusahaan minyak (Adelu, dkk., 2019).

Pemetaan impedansi akustik (IA) merupakan suatu pendekatan dengan cara melakukan inversi data seismik *post-stack* yang digunakan untuk menggambarkan properti reservoir. Teknik inversi *post-stack* digunakan untuk menghitung impedansi akustik dan densitas. Impedansi akustik dan densitas selanjutnya akan digunakan untuk mengestimasi porositas, volume *shale*, dan saturasi air dari data seismik. Tujuan dari metode seismik inversi untuk karakteristik reservoir adalah untuk menggambarkan properti petrofisika untuk daerah yang berdekatan dengan sumur (Kumar, dkk., 2016).

Menggunakan data seismik dalam mempelajari aspek aspek dari reservoir hidrokarbon membutuhkan pengetahuan tentang atribut atribut seismik dan metode yang digunakan untuk menghubungkan data data tersebut dengan parameter reservoir utama seperti porositas. Dewasa ini, bukanlah hal yang baru untuk mendeskripsikan batuan reservoir berdasarkan integrasi dari data geologi, petrofisika dan geofisika. Hal ini karena studi tentang hasil dari kombinasi ilmu ilmu ini satu sama lain dapat membantu kita untuk mencapai pemahaman karakteristik reservoir yang komprehensif. Sebagai tambahan, ada banyak metode untuk mengintegrasikan data dari sumber sumber yang berbeda. Tetapi, efisiensi dari masing masing metode mempunyai peran yang penting dalam interpretasi parameter parameter reservoir. Diantara *dataset* yang digunakan untuk karakteristik reservoir, data seismik memiliki peran yang penting dalam studi reservoir karena cakupan areanya yang luas. Terdapat dua aspek aplikasi utama

bagi data seismik dalam studi reservoir hidrokarbon. Data seismik 3D digunakan pada model reservoir untuk mengidentifikasi distribusi fitur-fitur bawah permukaan seperti struktur geologi, fasies sedimen dan elemen-elemen yang berkaitan dengan arsitektur. Secara lebih lanjut, hubungan *linier* dan *non-linier* antara data seismik dan data sumur menyediakan suatu acuan untuk mengekstrak properti petrofisika menggunakan atribut-atribut seismik (Ilkhchi, dkk., 2014).

Studi yang biasa dilakukan pada karakteristik reservoir adalah dengan menganalisis peta sebaran impedansi akustik dan properti reservoir secara terpisah sehingga didapatkan lokasi sebaran zona prospek hidrokarbonnya. Pada penelitian ini akan dilakukan karakteristik reservoir dari parameter impedansi akustik dan properti petrofisika yang akan digabungkan dengan analisis spasial sehingga hasil peta sebaran zona prospek yang dihasilkan akan lebih baik.

1.2 Tujuan

Adapun tujuan dari dilakukannya penelitian kali ini adalah sebagai berikut.

1. Memperoleh model peta struktur geologi bawah permukaan dengan melakukan interpretasi struktur geologi bawah permukaan menggunakan metode *seismic attributes*.
2. Memperoleh volume impedansi akustik dengan melakukan inversi impedansi akustik dan volume properti *log* reservoir dengan melakukan analisis multiatribut seismik.
3. Menentukan karakteristik dan sebaran zona reservoir dengan melakukan analisis spasial berdasarkan model peta struktur geologi bawah permukaan, volume impedansi akustik, dan volume properti *log*.

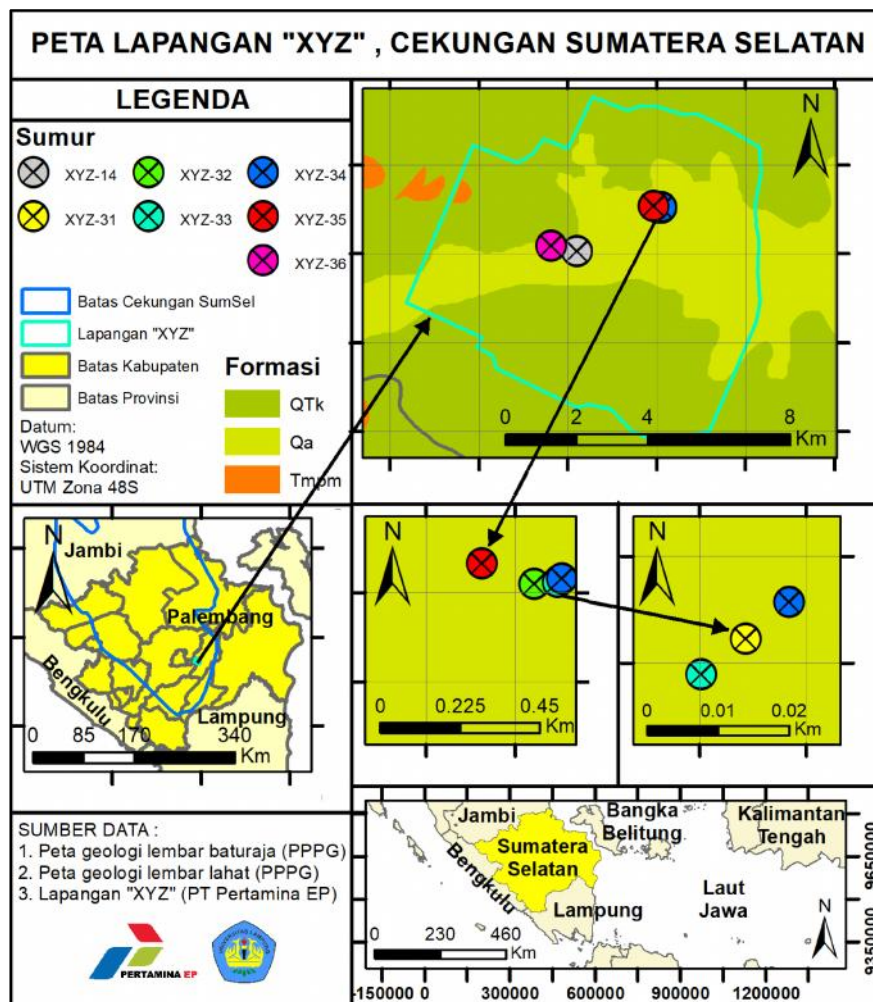
1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah pada penelitian kali ini adalah sebagai berikut.

1. Data yang digunakan merupakan data seismik 3D PSTM, data *checkshot*, data *marker* geologi dan data *log* (*gamma ray*, resistivitas, NPHI, RHOB, porositas efektif, *v-shale*, dan saturasi air).
2. Metode impedansi akustik dan analisis multiatribut digunakan untuk mendapatkan volume impedansi akustik dan volume properti *log* yang kemudian dibuat menjadi peta sebaran zona prospek hidrokarbon dengan menggunakan metode analisis spasial.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Daerah Penelitian

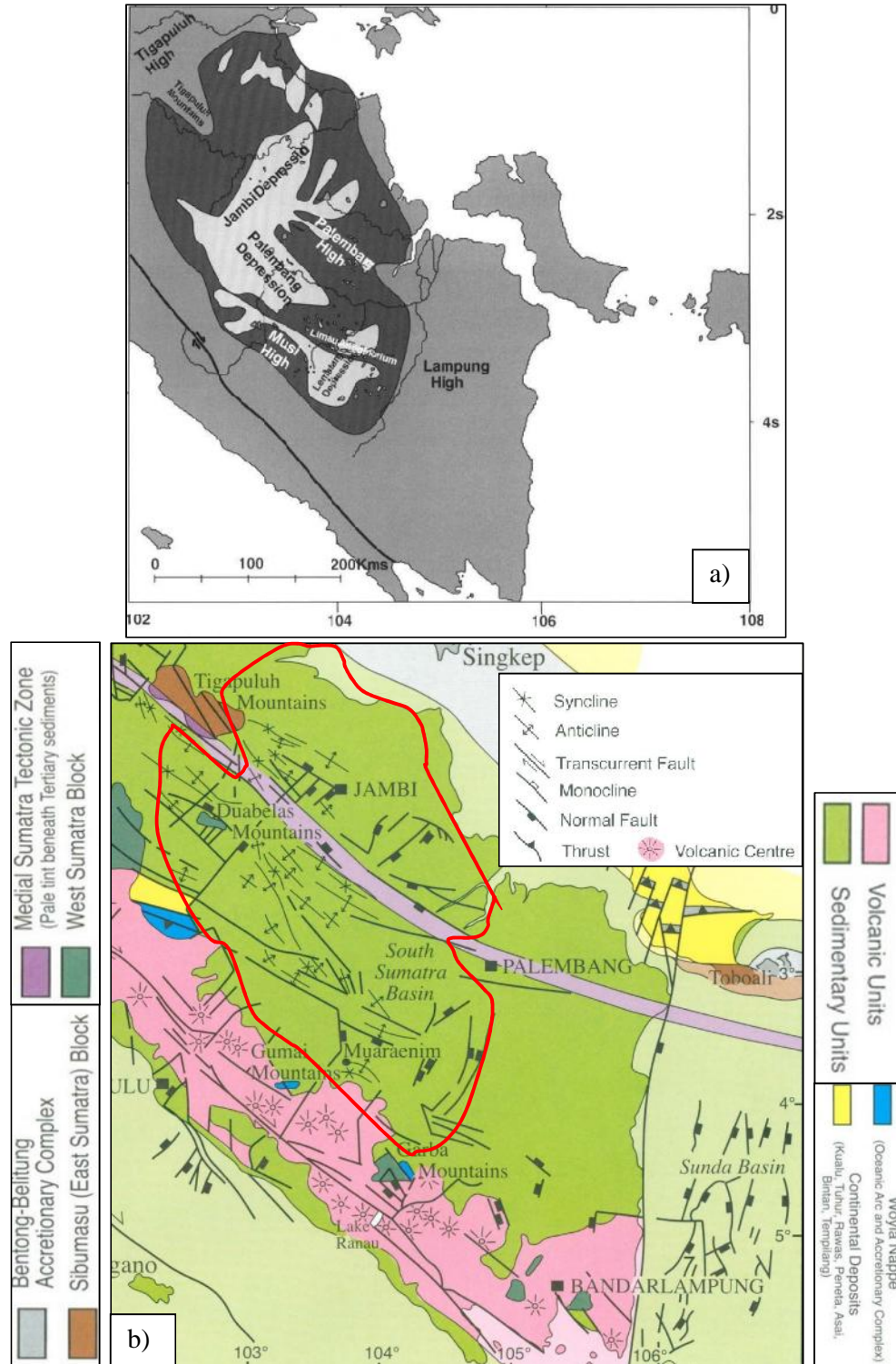


Gambar 1. Peta Lokasi Daerah Penelitian Lapangan "XYZ". Secara geologi regional QTK adalah Formasi Kasai, Qa adalah aluvium, dan Tmpm adalah Formasi Muaraenim (diubah dari Gafoer, dkk., 1986).

Secara geografis daerah penelitian terletak di bagian selatan Kabupaten Ogan Ilir, Provinsi Sumatera Selatan (Gambar 1.). Secara geologi regional daerah penelitian terletak di bagian tenggara Sub-Cekungan Palembang, Cekungan Sumatera Selatan. Secara geologi permukaan daerah penelitian terletak di Formasi Kasai dan aluvium.

2.2 Penemuan Migas di Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan mendapatkan perhatian yang khusus dalam eksplorasi migas karena jumlah rembesan minyak yang besar. Minyak pertama kali dilaporkan di Cekungan Sumatera Selatan dekat Muara Enim, sampai bagian timur Karangradja oleh Granberg di 1866. Dia menemukan tiga rembesan dari minyak yang dikumpulkan dan dijual oleh orang-orang lokal dan diindikasikan sebagai potensi untuk produksi yang lebih besar. Lapangan Kampoeng Minyak memproduksi sekitar 15 juta barel minyak. Pada tahun yang sama, perusahaan Belanda, menemukan 4 juta barel pada Lapangan Sumpal. Bagaimanapun, penemuan ini merupakan seperempat abad lalu sebelum penemuan pertama yang signifikan dilakukan pada 1922, ketika 370 mmbbls ditemukan di Talang Akar oleh NKPM, ini masih merupakan penemuan lapangan minyak yang paling besar di cekungan ini. Lapangan terbesar di Cekungan Sumatera Saat ini berada di Pendopo – Limau *Anticlinorium* (Gambar 2.) (Barber, dkk., 2005).



Gambar 2. Struktur dari Cekungan Sumatera Selatan. a) Menunjukkan posisi lapangan lapangan minyak (abu abu) dan lapangan lapangan gas (hitam). b) Menunjukkan struktur cekungan sumatera selatan, garis merah merupakan batas cekungan sumatera selatan (dimodifikasi dari Barber, dkk., 2005).

2.3 Tektonik Cekungan Sumatera Selatan

Tinggian Lampung memisahkan Cekungan Sumatera Selatan dari Cekungan Sunda di timur dan Tinggian Tigapuluh memisahkannya dari Cekungan Sumatera Tengah di barat laut. Di timur laut, cekungan ini menipis ke depan Bangka bagian dari Sunda *Craton* dan menuju barat daya, seperti cekungan di utara, bagian ini mendesak ke bawah Pegunungan Barisan (Gambar 2.) (Barber, dkk., 2005).

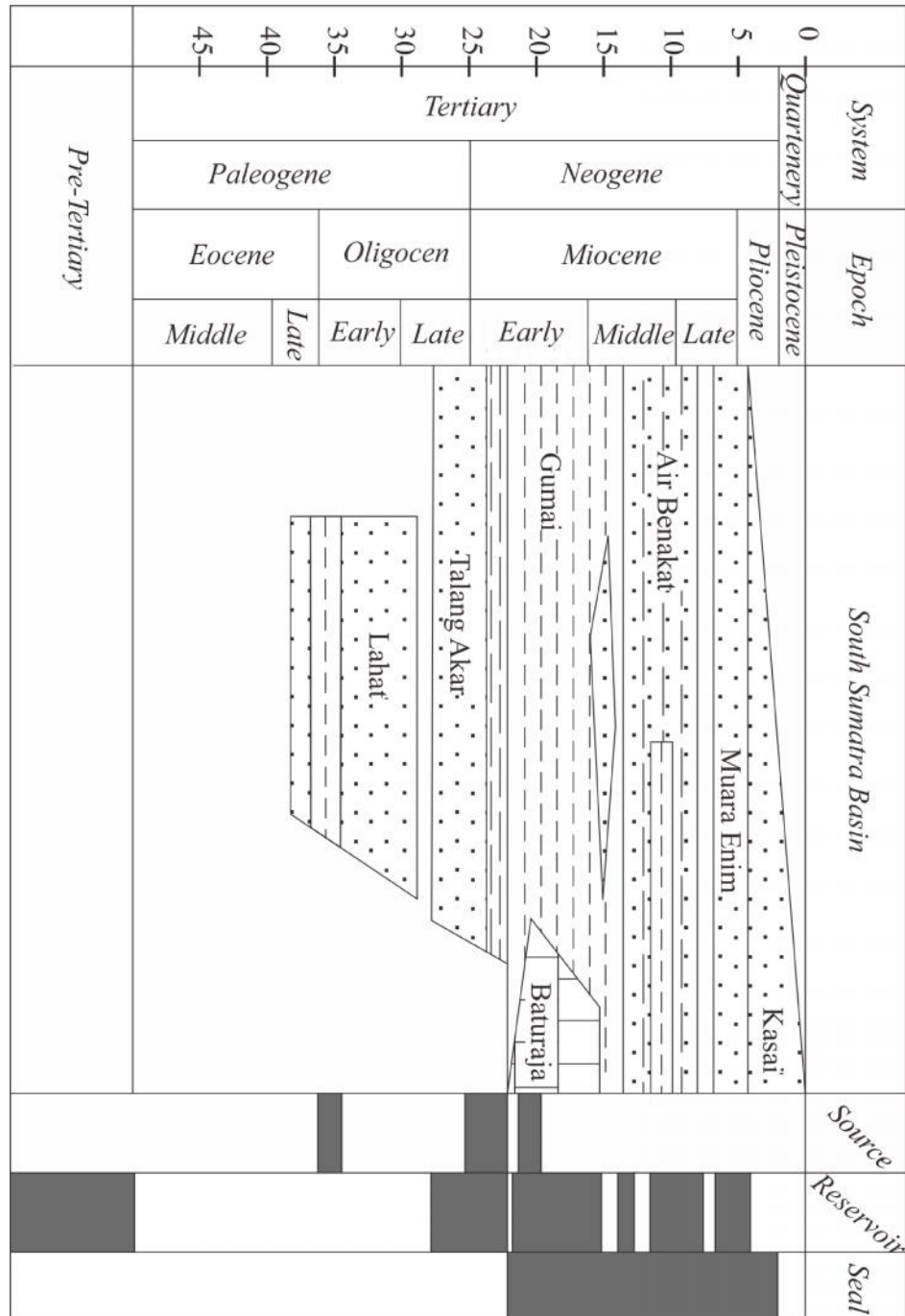
Cekungan Sumatera Selatan terbentuk selama *rifting* Eosen Akhir. Cekungan tersebut dapat dibagi ke dalam dua bagian berbeda, Sub-Cekungan Palembang di bagian selatan dan Sub-Cekungan Jambi di bagian utara. Kedua sub-cekungan ini sedikit berjauhan satu sama lain, dan *rift*-nya berorientasi utara-selatan di Sub-Cekungan Palembang dan timur laut-barat daya di Sub-Cekungan Jambi. Lembah *rift* juga terbentuk dan menjadi dapur sumber di sekitar tempat akumulasi minyak yang ditemukan kemudian hari. Tinggian *basement* yang membentuk area yang tererosi menyediakan sumber sedimen dan pada akhirnya tenggelam membentuk substrat dimana karbonat terbentuk. Sebuah fase *sag* pada Oligosen Akhir sampai Miosen Awal menyebabkan pertumbuhan tumpukan karbonat yang terbentuk pada struktur tinggian (Barber, dkk., 2005).

Pada saat bukaan Miosen Tengah terjadi, dan ini diikuti oleh sebuah periode subsiden sebelumnya menuju fase kompresional di Plio-Pleistosen. Hasil akhirnya adalah sebuah bentuk dari *horsts* dan *grabens* utara-selatan yang ditumpangi patahan paralel dengan *trend* barat laut-tenggara, dan berasosiasi dengan patahan kompresi sudut tinggi (Barber, dkk., 2005).

2.4 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Sedimen yang menunjukkan tahap *cratonic* tidak terdapat di Cekungan Sumatera Selatan. Sedimen *Tertiary* menimpa batugamping *Mesozoik*, metasedimen yang bermacam macam dan batuan beku dari *basement* secara langsung. Formasi Lahat merepresentasikan base *rifting* paling awal. Formasi ini tidak terlalu lama ditemukan di Sub-Cekungan Jambi, kemungkinan dikarenakan kedalamannya yang lebih dalam pada area ini. Formasi Lahat merepresentasikan sedimen lembah *rift* awal, yang terendapkan di atas Tuf Kikim, tererupsi karena *rift* tersebut terbuka. Karena itulah, Lahat terdiri dari kipas *alluvial*, konglomerat basal, sedimen *lacustrine* dan *fluvial*. Terdapat kemungkinan bahwa fasies *lacustrine* Eosen Akhir ini menyediakan salah satu sumber minyak untuk cekungan tersebut (Barber, dkk., 2005).

Lingkungan pengendapan sedimen Formasi Talang Akar dimulai dari *fluvio-deltaic* pada bagian dasar sampai *marine* pada bagian atas, dan merepresentasikan sebuah transisi dari komponen terakhir Fase *Rifting* menjadi komponen paling awal dari Fase *Transgressive*. Endapan *fluvio-deltaic* terdiri dari *source rocks*, baik sebagai batubara atau serpih dengan *gamma* tinggi, antara batupasir *fluvial*. Karena laut tertransgresi sepanjang tinggian *basement*, batuan karbonat berkembang sepanjang Formasi Baturaja. Karbonat ini terbentuk sepanjang paparan pesisir berdekatan dengan Paparan Sunda dan tinggian *basement* yang menonjol kedalam cekungan. Paparan pesisir ini termasuk yang terlebar di Sub-Cekungan Palembang sampai ke selatan, menjadi lebih sempit menuju ke utara dan tidak terdapat pada bagian utara dari Sub-Cekungan Jambi (Barber, dkk., 2005).



Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan, yang menunjukkan posisi batuan sumber, reservoir, dan penutup (dimodifikasi dari Barber, dkk., 2005).

Batuserpilh dari Formasi Gumai pada akhirnya menyusup ke bawah lapisan karbonat, membentuk batuan penutup atau *seal* regional. Batuan penutup ini lebih efektif di Sub-Cekungan Palembang daripada di Sub-Cekungan Jambi, karena serpilh tersebut lebih tebal. Formasi Gumai merepresentasikan ketinggian dari transgresi dan diikuti oleh Fase Regresif Formasi Air Benakat, dan oleh Formasi Muara Enim (Barber, dkk., 2018).

2.5 Reservoir Cekungan Sumatera Selatan

Basement pre-Tertiary menjadi reservoir yang signifikan pada Cekungan Sumatera Selatan, karena dengan perkembangan infrastrukturnya, gas menjadi lebih signifikan dalam keekonomisan pada area ini. Dayung adalah salah satu contoh dari lapangan *basement* yang memproduksi gas dari rekahan granit berumur *pre-Tertiary*. Litologi litologi rekahan metasedimen juga termasuk reservoir (Barber, dkk., 2005).

Formasi Talang Akar terdiri dari dua tipe reservoir, batupasir *fluvial* di bagian bawah dari formasi tersebut dan batupasir *marine* di bagian atasnya. Batupasir *fluvial* berbentuk tebal tetapi memiliki kualitas reservoir yang relatif buruk, terbentuk dari perpaduan *channel - channel*, sementara batupasir *marine* berbentuk tipis tetapi lebih poros dan lebih permeabel. Bagian basal dari Talang Akar terkadang terdiri dari konglomerat dan bergabung menjadi *basement* yang terlupakan (Barber, dkk., 2005).

Batugamping Formasi Baturaja bervariasi dari sangat poros hingga ketat. Porositasnya secara umum adalah porositas sekunder, dengan banyak fase diagenesis yang terlibat. Terkadang sebuah sistem porositas ganda terjadi karena

rekahan yang terkoneksi ke lubang lubang. Memprediksi perkembangan porositas adalah suatu hal yang rumit, karena dengan semua karbonat, tetapi terdapat sebuah kecenderungan batugamping yang memiliki porositas lebih baik di bagian atas dari tumpukannya. Di beberapa area, seperti pada bagian lapangan Air Sedang, bagian atas batugamping tidak bisa dibedakan dari batuserpih yang menutupinya pada data seismik. Hal ini dikarenakan porositas tinggi dari batugamping, yang menyebabkan penurunan kecepatan dari batuserpih. Bagaimanapun, Formasi Baturaja biasanya termasuk sangat jelas pada data seismik. Batuserpih yang ekuivalen dengan Formasi Baturaja biasanya menunjukkan sebuah kontras kecepatan dengan batuserpih yang menyimpannya, dikarenakan kandungan karbonatnya yang tinggi (Barber, dkk., 2005).

Formasi Gumai sering terdiri dari batupasir *marine glauconitic* yang kadang berbutir sangat halus dan ketat, tetapi bisa juga membentuk reservoir yang baik. Batupasir bisa juga bertindak sebagai lapisan yang bergerak ke bawah ke reservoir yang berada di bawah dan menyebabkan hidrokarbon keluar (Barber, dkk., 2005).

Formasi Air Benakat terdiri dari banyak batupasir yang bisa membentuk reservoir yang bertumpuk tumpuk. Karena Formasi ini adalah sebuah reservoir batupasir individu dengan sekuen regresif yang sangat bervariasi dalam kualitas dan perluasan area areanya. Pada Sub-cekungan Jambi biasanya menunjukkan beberapa derajat pada setiap pasir, tetapi pasir pasir ini terpotong keluar dan kedalam sepanjang pinggiran daratan Sunda dimana mereka sering keluar ke air meteorit. Perluasan area pasir tersebut bervariasi dan salinitas air masing masing pasir memiliki interval yang bervariasi juga, keadaan ini telah menyebabkan perluasan

biodegradasi hidrokarbon. Akhirnya, batupasir pada Formasi Muara Enim juga membentuk reservoir pada cekungan ini (Barber, dkk., 2005).

2.6 Source Rock dan Tipe Hidrokarbon Cekungan Sumatera Selatan

Hidrokarbon di Cekungan Sumatera Selatan adalah gas dan minyak, ini kemungkinan disebabkan oleh migrasi awal minyak dari *source rock* yang kemudian diikuti oleh migrasi gas. *Source rock* dengan fasies *lacustrinal* pada Formasi Lahat, yang kemungkinan merupakan sumber dari minyak mentah yang tinggi, dan batupasir dan batubara pada Formasi Talang Akar. Batupasir Formasi Talang Akar memiliki kandungan karbon organik total (TOC) yang tinggi. Formasi Gumai dapat menyediakan *marine source rock*, tetapi pada umumnya memiliki level organik yang rendah dan secara termal belum matang (*immature*) pada kebanyakan bagian dari cekungan ini (Barber, dkk., 2005).

2.7 Petroleum System Cekungan Sumatera Selatan

Seperti yang telah disebutkan sebelumnya, ada beberapa kemungkinan *source rock*. Analisis tipe minyak mengindikasikan bahwa terdapat lebih dari satu tipe minyak yang ada, tetapi semuanya dihasilkan dari Formasi Talang Akar atau yang lebih tua. Sistem primernya, oleh karena itu, berasosiasi dengan Batupasir Talang Akar dan/atau rekahan *basement* dasar, yang membentuk bagian reservoir dari sistem tersebut dan biasanya dalam kontak langsung dengan *source rock*-nya. Gas yang tersimpan telah ditemukan di reservoir *basement*. Area *graben* adalah dapurnya (Barber, dkk., 2005).

Batupasir Talang Akar juga merupakan saluran utama bagi migrasi hidrokarbon ke reservoir yang lainnya, baik secara langsung atau melalui patahan. Patahan terjadi

pada Mid-Miosen begitu pula pada Plio-Pleistosen, membentuk jalur perjalanan yang bermacam macam. Karena Formasi Talang Akar terdesak keluar ke tinggian *basement*, dan karbonat Baturaja terbentuk pada tinggian, sebuah koneksi tersedia antara *source* dan reservoir Baturaja. Batupasir Intra-Gumai yang bergerak *downlapping* menyediakan sebuah koneksi baik dengan Batupasir Talang Akar ataupun Baturaja pada migrasi yang lebih lanjut, sementara bagian berpasir dari Formasi Gumai dan patahan menghasilkan kontak akhir dengan Batupasir Air Benakat (Barber, dkk., 2005).

III. TEORI DASAR

3.1 Aplikasi Metode Seismik

Metode seismik memiliki tiga prinsip aplikasi yaitu:

1. Deliniasi geologi dekat permukaan untuk studi teknik, dan batubara dan eksplorasi mineral dengan kedalaman sampai dengan 1 km. Metode seismik yang diaplikasikan untuk studi dekat permukaan disebut dengan seismologi teknik atau *engineering seismology*.
2. Eksplorasi hidrokarbon dan pengembangannya dengan kedalaman sampai dengan 10 km. Metode seismik yang diaplikasikan untuk eksplorasi dan pengembangan lapangan minyak dan gas disebut dengan seismologi eksplorasi atau *exploration seismology*.
3. Investigasi struktur kerak bumi dengan kedalaman sampai dengan 100 km. Metode seismik yang diaplikasikan untuk studi kerak bumi dan gempa bumi disebut dengan seismologi gempa bumi atau *earthquake seismology* (Yilmaz, 1987).

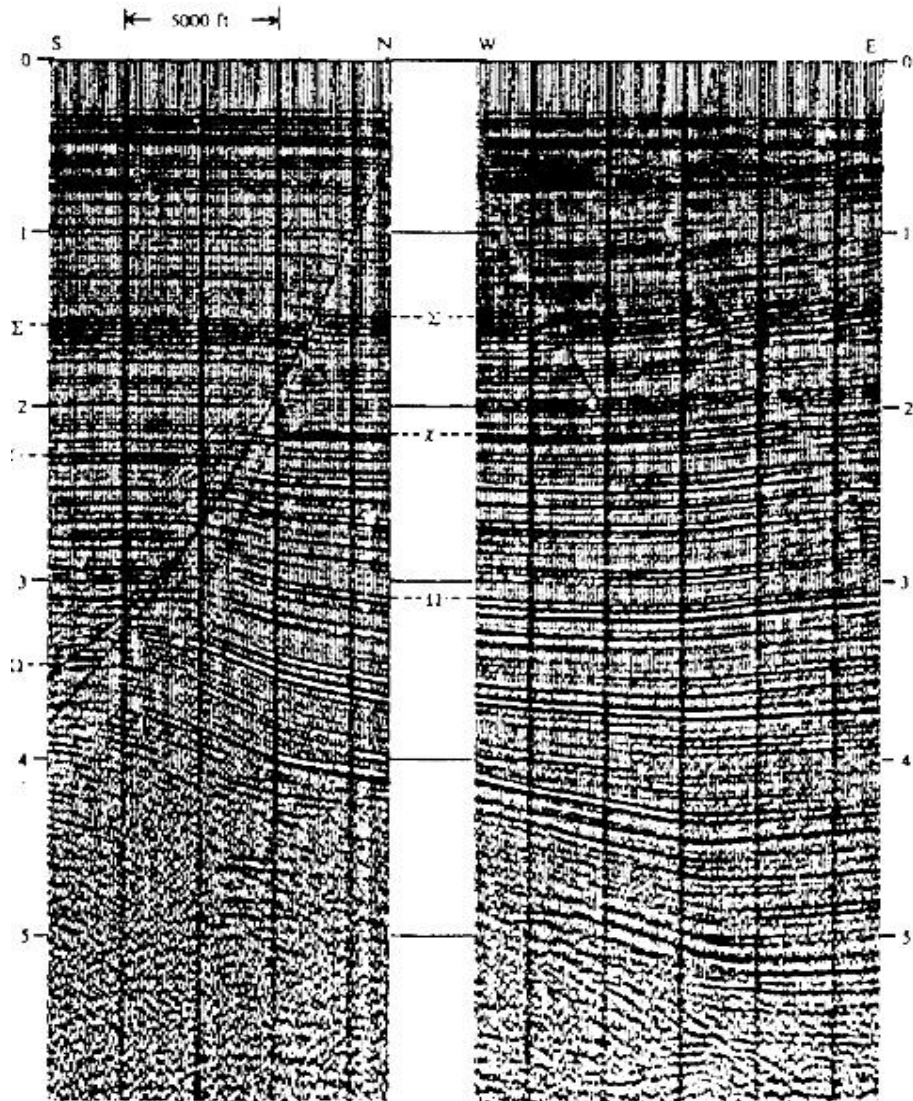
3.2 Analisis Struktur pada Penampang Seismik

Aplikasi utama analisis struktur dari penampang seismik adalah pada pencarian jebakan yang mengandung hidrokarbon. Interpretasi biasanya dilakukan dengan aktivitas eksplorasi yang berkelanjutan dan meningkatkan asosiasi informasi yang

berkaitan dengan geologi bawah permukaan. Reflektor dari penampang seismik biasanya berupa warna warna yang kemudian ditandai, misalnya reflektor merah, reflektor biru, sampai signifikansi geologinya ditentukan. Terkadang interpretasi awal dari reflektor yang ditampilkan pada penampang seismik mungkin kurang informasi geologi, dalam keadaan tertentu geologi alami dari reflektor dapat ditentukan dengan menganalisis kemenerusan reflektor. Reflektor bawah permukaan kemudian akan digantikan dengan indikator stratigrafi yang tepat. Kebanyakan interpretasi struktur dilakukan dalam satuan *two way time* daripada satuan kedalaman, dan peta struktur waktu kemudian dibentuk untuk menampilkan geometri dari reflektor yang dipilih dengan tujuan untuk melakukan *contouring* reflektor tersebut. Peta struktur kontur dapat dibuat dari peta struktur waktu dengan konversi dari satuan waktu menjadi satuan kedalaman menggunakan informasi kecepatan yang tepat. Peta struktur waktu sangat mirip dengan peta struktur kontur tetapi mengacu pada distorsi yang berkaitan dengan perubahan lateral atau vertikal dari kecepatan dalam interval reflektor bawah permukaan yang saling tumpang tindih. Aspek lain dari struktur yang mungkin muncul dari variasi kontur pada reflektor adalah peta *isochorn*, dan hal ini dapat dikonversi menjadi peta *isopach* dengan melakukan konversi interval waktu reflektor menjadi kedalaman menggunakan interval kecepatan yang tepat. Masalah sering terjadi dalam membuat peta struktur waktu atau peta *isochron*. Kesulitan dalam korelasi refleksi sepanjang area dengan *signal-to-noise ratio* yang rendah, kekompleksan struktur atau transisi stratigrafi yang cepat sering meninggalkan disposisi dari sebuah reflektor yang sulit untuk diinterpretasikan (Kearey, dkk., 2002).

3.3 Patahan pada Penampang Seismik

Patahan pada penampang seismik secara ideal merupakan reflektor yang berakhir secara tajam karena titik refleksi mencapai bidang patahan dan berlanjut lagi pada posisi yang berpindah di bagian lain dari patahan, refleksinya memiliki karakter yang cukup khusus yang menunjukkan bahwa bagian pada sisi yang berseberangan dari patahan tersebut dapat dikenali dan *fault throw* dapat ditentukan. Dalam prakteknya, difraksi biasanya memperpanjang reflektor sehingga lokasi dari bidang patahan tidak terlihat jelas, walaupun terkadang juga memperlihatkan bidang batas yang jelas. Terkadang refleksi yang sama dapat diidentifikasi dengan jelas pada sisi yang berseberangan dari patahan tersebut, tetapi pada kebanyakan kasus kita hanya dapat membuat korelasi tentatif. Dua rekaman penampang pada Gambar 4. bergabung pada ujung utara dan barat mereka pada sudut kanan. Pada penampang N-S, dapat dibaca korelasinya membentuk patahan normal, yang terlempar kebawah ke selatan sekitar 65 ms pada 1.6 s. Pada kecepatan 2.300 m/s, merepresentasikan sebuah *throw* vertikal sekitar 75 m. Reflektor dekat 2.3 s (ditandai dengan χ) mengindikasikan sebuah *throw* sekitar 120 ms. Pada kecepatan 3.000 m/s, merepresentasikan *throw* 180 m sehingga patahannya bertumbuh seiring kedalaman. Walaupun buktinya memperlihatkan bahwa patahan adalah kerusakan sederhana pada penampang yang dangkal, pada kedalaman yang lebih dalam akan terlihat sebuah zona patahan atau patahan bercabang. Jika korelasi yang lebih dalam sepanjang patahan dilakukan dengan benar, reflektor *throw* di bawah Ω pada 3.5 s ditemukan sekitar 2.9 s pada sisi *throw* atas, dan diasumsikan kecepatannya adalah 3.500 m/s, kita mendapatkan *throw* vertikal 1000 m (Telford, dkk., 1990).



Gambar 4. Bukti Patahan pada Dua Rekaman Penampang Seismik S-N dan W-E (Telford, dkk., 1990).

3.4 Interpretasi Geofisika pada Data Seismik

Interpretasi geofisika secara normal dimulai dari penampang hasil *stacking*, dengan urutan sebagai berikut.

1. Pemeriksaan penampang dan tes data untuk pengolahan yang tepat (contohnya, *mute patterns, deconvolution, operator lengths and windows, filters*), faktanya,

pengecekan secara hati hati pada kecocokan dari proses *picking*, manipulasi dan interpretasi dari kecepatan untuk *stacking* dan *migration* adalah penting.

2. Pemeriksaan penampang untuk relasi dalam yang masuk akal dan harmonis.
3. *Picking* penampang, secara khas dengan mewarnai sebuah *trough*, untuk masing masing *marker* geologi, pengecekan garis pengikatan dan *loop* tertutup. *Picking* biasanya dimulai pada garis *dip*, pada bagian terdalam dari cekungan.
4. Interpretasi dan penandaan patahan pada penampang.
5. Digitasi nilai waktu untuk masing masing horizon yang telah di-*pick*, pada sebuah interval horizontal yang cocok.
6. Menempatkan nilai waktu dan posisi patahan pada sebuah peta.
7. *Contouring* nilai waktu (dengan menggunakan mesin, tangan, atau keduanya). Pada proses ini, geofisikawan secara hati hati tidak memandang kontur hanya sebagai latihan penggabungan titik titik menjadi satu, tetapi merupakan upaya untuk merepresentasikan kenampakan tiga dimensi dari permukaan geologi sesungguhnya.
8. Membuat peta kontur untuk masing masing horizon yang dipilih, mengindikasikan tinggian dan rendahan.
9. Melakukan *picking* ulang analisis kecepatan pada level kontur horizon, konversi kecepatan *stacking* (biasanya diasumsikan sebagai kecepatan rms) menjadi kecepatan rata rata.
10. Menghaluskan, *contouring* dan penghalusan kembali nilai nilai kecepatan rata rata, untuk masing masing horizon, sampai mereka diindikasikan sebagai bentuk geologi yang masuk akal.
11. Membuat peta kedalaman dari peta waktu dan peta kecepatan.

12. Membuat peta waktu dan kedalaman *isopach*, dan membuat profil dan peta yang mengilustrasikan situasi pada periode geologi yang berbeda.
13. Jika *dip*-nya cukup besar tetapi *picking* waktunya jelas, migrasi kontur, jika penampang cukup membingungkan untuk membuat *picking* positif, hal pertama yang perlu dilakukan adalah migrasi waktu.

Melalui prosedur prosedur interpretasi tradisional ini fokus utamanya adalah struktur. Beberapa pembelajaran litologi mungkin dapat dilakukan (melalui kecepatan interval), tetapi kesenangannya adalah dengan memetakan struktur (Anstey, 1977).

3.5 Polaritas *Wavelet* Seismik

Secara empiris, nilai dari amplitudo seismik adalah sama dengan energi refleksi yang direkam oleh *receiver* (*geophone*, *hydrophone*, dll). Rasio energi refleksi dan energi insiden pada sudut normal ditunjukkan oleh persamaan (1), (2) dan (3).

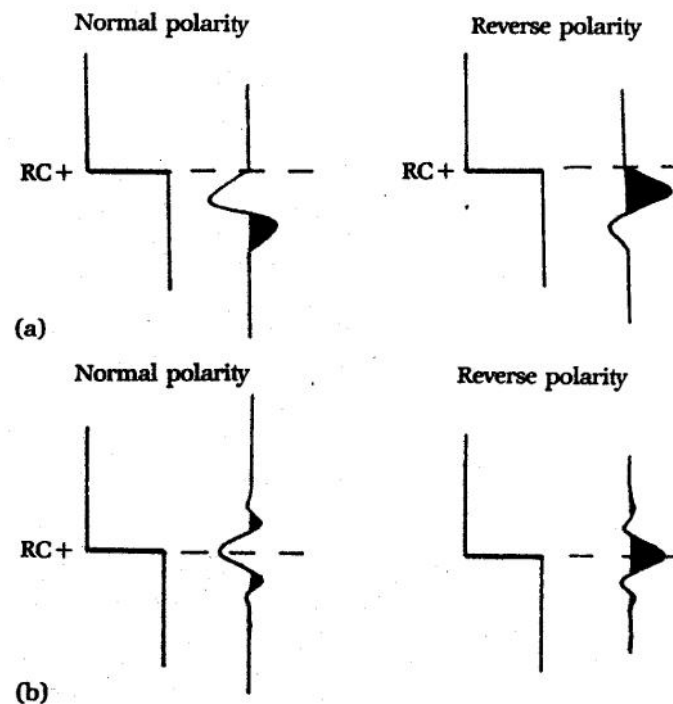
$$\frac{E_{(r)}}{E_{(i)}} = R^2 \dots\dots\dots (1)$$

$$R = \frac{(Z_{bawah} - Z_{atas})}{(Z_{bawah} + Z_{atas})} \dots\dots\dots (2)$$

$$Z = \rho \cdot V_p \dots\dots\dots (3)$$

dimana E adalah energi, Z_{atas} adalah AI lapisan atas, Z_{bawah} adalah AI lapisan bawah, R adalah koefisien refleksi, ρ adalah densitas *bulk* dari batuan, V_p adalah kecepatan gelombang P dari batuan. Impedansi akustik akan kebanyakan dikontrol oleh gelombang kecepatan. Kecepatan biasanya lebih penting daripada densitas dalam pengontrolan impedansi akustik. Sebagai contoh, variasi porositas atau konten dari

fluida poros (contohnya gas dalam batupasir) mempunyai sebuah efek lebih signifikan pada kecepatan daripada pada densitas batuan. Secara sederhana jalur gelombang seismik atau polaritas seismik digambarkan pada penampang seismik dapat dikelompokkan kedalam dua tipe utama yaitu *minimum phase* dan *zero phase* (Gambar 5.). Sebuah *minimum phase* memiliki konsentrasi energi di depan, dan kebanyakan berasosiasi dengan sumber ledakan. *Zero phase*, sebuah produk atau *wavelet* pengolahan dan data vibroseis darat, telah menjadi lebih populer baru baru ini terutama untuk interpretasi struktur (Sukmono, 2010).

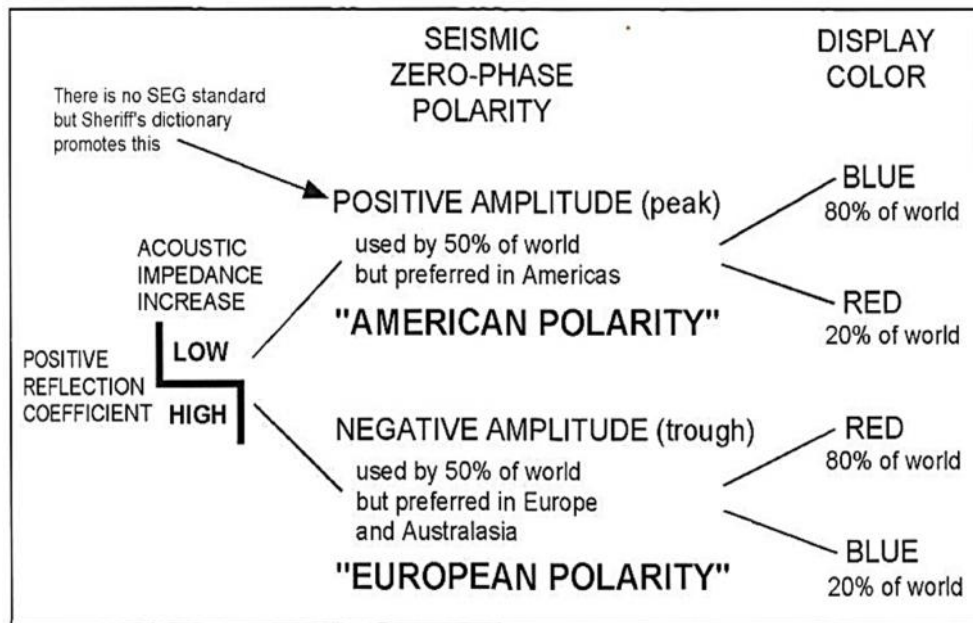


Gambar 5. Polaritas Seismik. a) *minimum phase*. b) *zero phase*. (Sukmono, 2010).

Kebanyakan interpreter sekarang ini lebih menyukai data *zero-phase* (Gambar 6.).

Alasan yang mereka berikan untuk mendukung pernyataan ini adalah sebagai berikut.

1. *Wavelet*-nya simetris dengan energi yang besar terkonsentrasi di tengah tengah *wavelet*.
2. Bentuk *wavelet* ini meminimalisir ambiguitas dalam kaitannya dengan *waveforms* dan batas lapisan bawah permukaan.
3. Kemenerusan horizon yang tergambar pada tengah tengah *wavelet* tepat pada waktu tempuh ke batas lapisan bawah permukaan yang menyebabkan refleksi.
4. Amplitudo maksimum terjadi pada tengah tengah *waveforms* dan tepat dengan waktu horizon.
5. Resolusinya lebih baik (Brown, 1999).



Gambar 6. Polaritas Seismik *Zero Phase* (Brown, 1999).

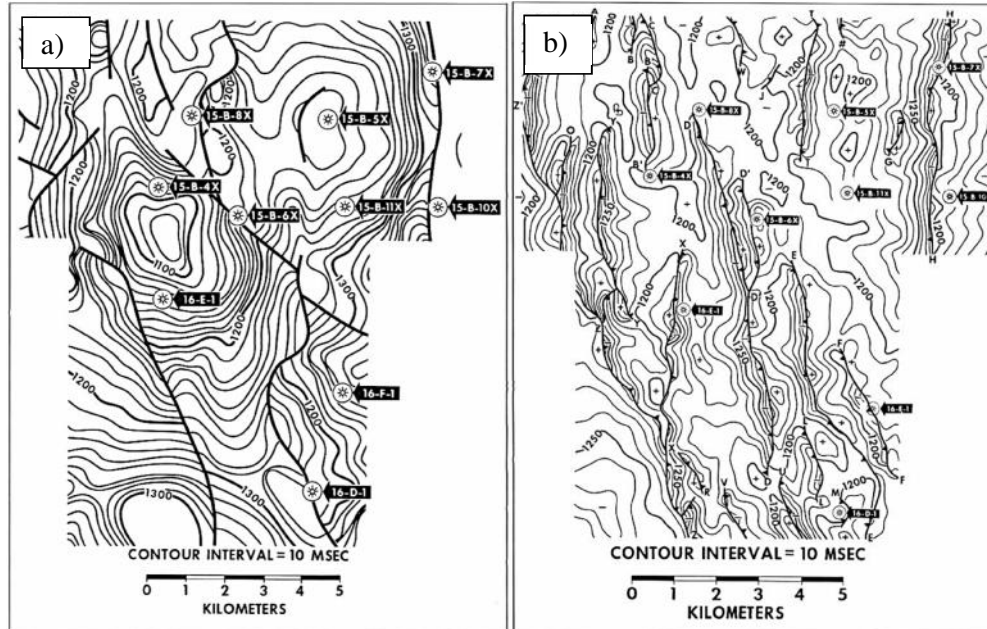
3.6 Picking Horizon

Tips Tips dalam melakukan *picking* horizon pada data seismik dapat dilakukan sebagai berikut.

1. *Minimum phase*, hal yang biasanya lebih baik adalah melakukan *picking* di atas, ingat bahwa refleksi terbentuk hanya pada batas impedansi akustik. Secara lebih jelas situasinya lebih kompleks ketika gangguan terjadi.
2. Jangan melakukan *picking* di bawah sebuah *strong peak* jika anda tidak punya alasan yang baik, ingat bahwa *peak* harus muncul dari manapun. Baik ini berasal dari koefisien refleksi negatif atau bahkan lebih dangkal dari koefisien refleksi positif (untuk polaritas normal data SEG).
3. *Zero phase*, lakukan *picking* pada amplitudo refleksi maksimum, baik itu *peak* atau *trough*. Refleksi tersebut seharusnya simetris di sekitar batas impedansi akustik (Badley, 1987).

3.7 Peta Struktur Waktu

Interpreter seismik 3-D bekerja dengan data volume. Secara normal, ini dilakukan dengan mempelajari masing masing dari tiga *slice* orthogonal melalui volume. Interpreter struktur butuh untuk dapat menentukan kapan untuk menggunakan penampang horizontal dan kapan untuk menggunakan penampang vertikal selama proses interpretasi. Kontur mengikuti *strike* dan mengindikasikan fakta fakta dalam domain waktu atau kedalaman. Ketika seorang interpreter melakukan *picking* sebuah reflektor pada penampang horizontal, secara langsung ini adalah sebuah kontur pada beberapa horizon dalam domain waktu atau kedalaman di tempat dimana penampang horizontal di *slice* melalui data volume. Ketika seorang interpreter bekerja dengan data 3-D yang sebelumnya telah dipetakan dengan data 2-D, perbedaan yang paling tampak antara peta tersebut adalah peningkatan kedetailan patahan pada peta 3-D (Gambar 7.) (Brown, 1999).

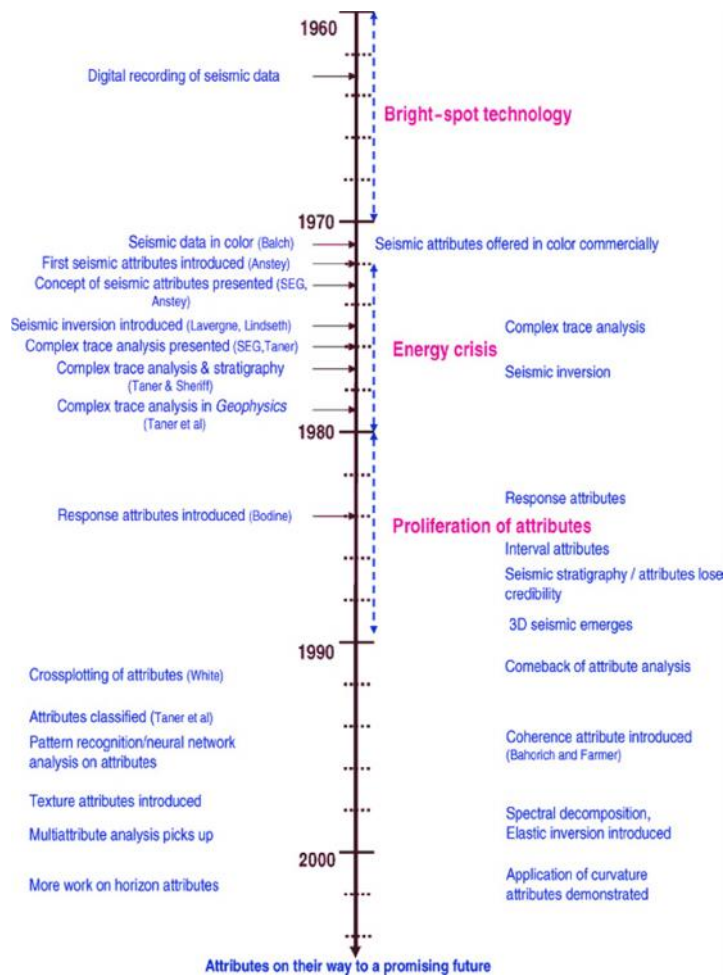


Gambar 7. Peta Struktur Waktu yang Memetakan Patahan dari Teluk Thailand. a) Hasil dari Seismik 2-D. b) Hasil dari Seismik 3-D (dimodifikasi dari Brown, 1999).

3.8 Sejarah Atribut Seismik

Sebuah atribut seismik adalah pengukuran kuantitatif karakteristik seismik dari zona target. Analisis atribut telah dilakukan untuk interpretasi seismik sejak 1930an ketika geofisikawan memulai melakukan *picking* waktu tempuh ke refleksi koheren pada perekaman data seismik (Gambar 8.). Sekarang ada lebih dari 50 atribut seismik yang berbeda yang dihitung dari data seismik dan diaplikasikan untuk keperluan interpretasi dari struktur geologi, stratigrafi, dan sifat sifat batuan atau porositas fluida. Evolusi dari atribut seismik sangat berkaitan dengan semakin baiknya teknologi komputer. Sebagai contohnya, perekaman digital yang semakin baik pada tahun 1960an menghasilkan peningkatan kualitas pengukuran dari amplitudo seismik dan menunjukkan korelasi antara fluida hidrokarbon berporos dan amplitudo tinggi (*“bright spot”*). Pengenalan warna percetakan pada awal 1970an membuat tampilan warna dari kekuatan refleksi, frekuensi, fase, dan interval

kecepatan yang menggantikan rekaman seismik hitam-putih. Stasiun kerja interpretasi pada tahun 1980an menyediakan interpreter interpreter dengan kemampuan untuk berinteraksi secara cepat dengan data untuk mengubah skala dan warna dan untuk mengintegrasikan *trace* seismik secara mudah dengan informasi lainnya seperti *well logs*. Hari ini, komputer yang sangat canggih dapat mengintegrasikan data dengan volume besar yang bermacam macam dan menghitung banyak atribut seismik adalah sebuah alat yang rutin digunakan oleh interpreter seismik yang mencari informasi geologi dan teknik reservoir dari data seismik (Chopra dan Marfurt, 2005).

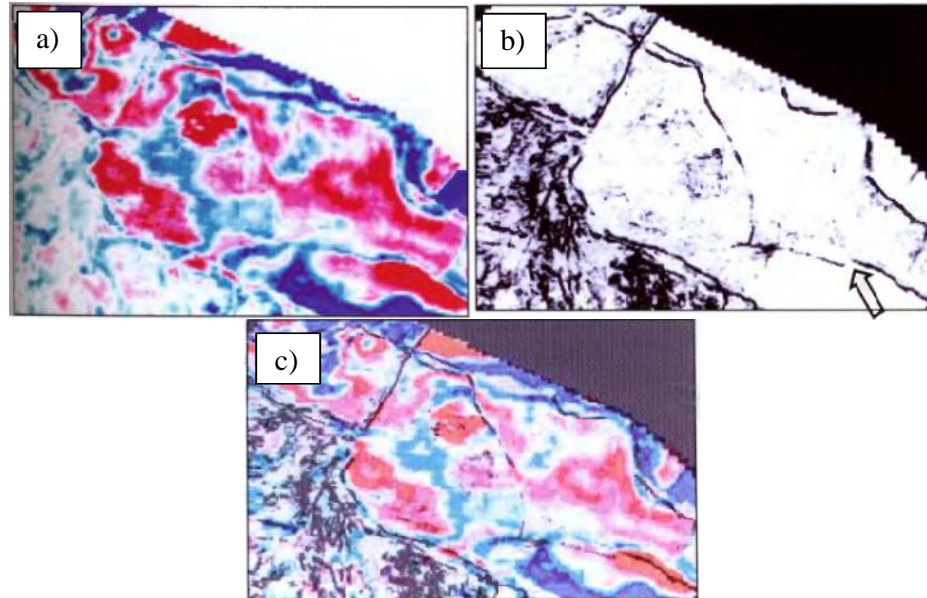


Gambar 8. Perkembangan Atribut Seismik dan Kaitannya dengan Kemajuan Teknologi Seismik Eksplorasi (Chopra dan Marfurt, 2005).

3.9 Atribut Seismik Volumetrik dan Contoh Pengaplikasiannya

Atribut volumetrik memiliki beberapa keuntungan dari pada atribut yang dihitung dari horizon. Keuntungan tersebut termasuk mengurangi waktu yang dibutuhkan untuk melakukan *picking* horizon, menghindari kesalahan interpreter, dan menggunakan jendela analisis vertikal. Memberikan waktu yang cukup dan kemampuan, seorang interpreter manusia dapat menghindari dua masalah awal. Bagaimanapun, atribut volumetrik tidak hanya dihitung untuk keseluruhan volume, mereka juga dihitung pada jendela analisis vertikal kecil, yang menyediakan estimasi *signal-to-noise* lebih tinggi dari reflektor *dip* dan *azimuth*. Atribut geometri dapat membuat kita dengan cepat mendefinisikan dan menamai jaringan patahan kasar. Mengingat koheren secara jelas mendefinisikan patahan yang muncul sebagai diskontinuitas diskrit (Gambar 9.), *volumetric curvature* membuat kita dapat memetakan lipatan halus yang berkaitan dengan deformasi tektonik. *Volumetric curvature* juga menjelaskan patahan patahan yang digambarkan secara tidak akurat atau yang memiliki *throw* vertikal yang sangat kecil. Atribut geometri membuat kita dapat memvisualisasikan deformasi plastis pada *shale* yang *ductile* dan deformasi *brittle* pada kebanyakan komponen karbonat dan batupasir. Pada umumnya, *time slice* dari atribut seismik memberikan kita gambaran patahan yang lebih baik (dengan bias interpreter) daripada *slice* horizon. Dengan cara yang sama, *time slice* menunjukkan gambaran yang lebih baik mengenai *salt* dan *shale diapirs*, gas, *pinnacle*, karst, dan fitur fitur geologi lainnya yang dipotong dari strata geologi. *Slice* yang dipilih untuk horizon yang di-*pick* oleh interpreter menyediakan gambaran lebih baik dari lingkungan pengendapan klastik dan karbonat, termasuk

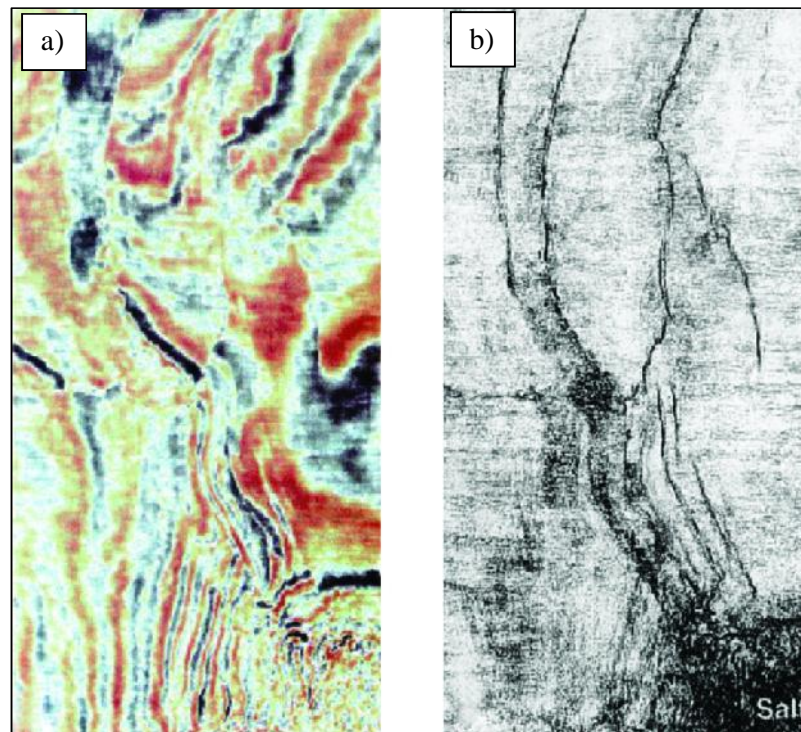
channels, levees, fans, turbidites, dan kekompleksan *mass-transport* (Chopra dan Marfurt, 2006).



Gambar 9. *Time Slice* pada $t = 1.200$ s. a) Volume Seismik. b) Volume Koheren. c) Volume Koheren yang Di-*overlay* pada Volume Seismik. Dari Survei di Bagian Selatan Alberta, Canada. (dimodifikasi dari Chopra dan Marfurt, 2006).

Koheren adalah volume atribut seismik yang hanya dapat dihitung pada data seismik 3D dan menghitung kemiripan *trace* ke *trace* dari *waveforms* seismik di dalam jendela analisis kecil. Teknologi koheren secara asli dikembangkan oleh Amoco untuk membuat kegunaan lebih lengkap dari informasi yang berlimpah yang terkandung pada volume seismik 3D untuk membandingkan dengan teknik interpretasi standar. Karena elemen penting dari geologi seperti patahan dan fitur stratigrafi (contohnya batas *channel*) adalah bukti sebagai diskontinuitas pada data seismik, sebuah atribut seperti koheren dapat sangat berguna dalam mengidentifikasi dan memvisualisasikan fitur-fitur ini (Gambar 10.). Membuat volume koheren adalah proses otomatis yang memerlukan memilih nilai untuk beberapa parameter masukan, yang paling penting adalah ukuran dari jendela

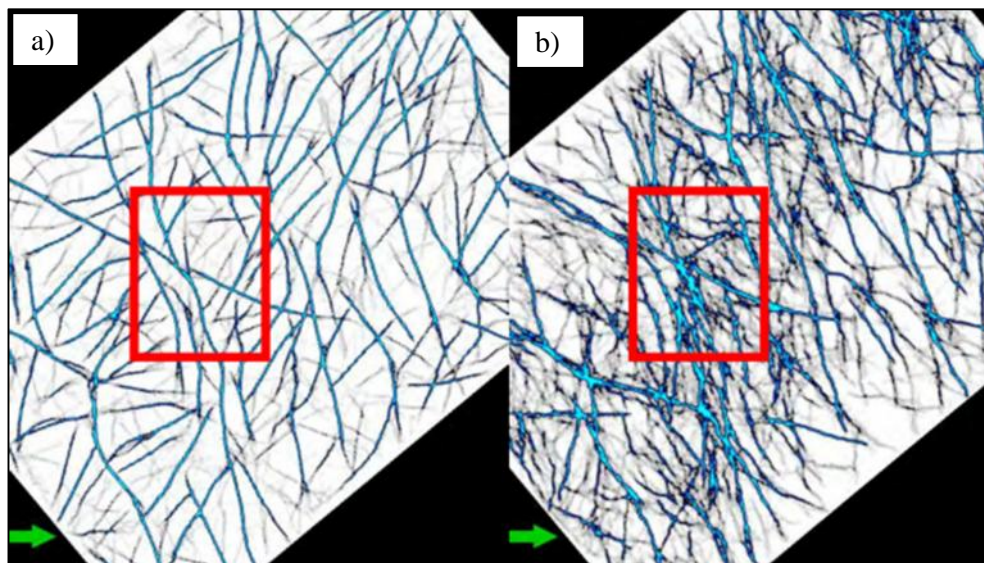
analisis data (dalam tiga dimensi). Jendela yang sangat besar akan termasuk terlalu banyak data, mengingat sebuah jendela yang terlalu kecil akan termasuk terlalu sedikit data dan akan menghasilkan banyak *noise* ketimbang data. Nilai parameter masukan biasanya dipilih berdasarkan sebuah deret tes tes untuk menentukan kombinasi yang mana yang dapat diinterpretasikan. Banyak interpreter membuat volume koheren dari data 3D mereka sebagai langkah awal dari proyek interpretasi. Koheren dapat sangat berguna untuk kontrol kualitas dari *picking* patahan untuk memastikan bahwa patahan tidak di-*pick* secara salah. Beberapa interpreter lebih suka untuk melakukan *picking* patahan pada *slice* koheren daripada penampang vertikal (Herron, 2011).



Gambar 10. *Time Slice* yang menunjukkan patahan. a) Volume Seismik. b) Volume Koheren. (Bahorich dan Farmer, 1995).

Filtering secara langsung yang berdasarkan pada metode Euler dapat menghilangkan *noise* dengan *muting* secara langsung. Metode ini juga dapat

digunakan untuk meningkatkan batas ketidakkontinuan data (*edge enhancement*). *Edge-detection* berdasarkan algoritma langsung dapat dilakukan untuk memperjelas patahan dan mendeteksi rekahan. Sebelum melakukan *edge enhancement* perlu dilakukan *preconditioning* data dengan menggunakan *filtering* frekuensi atau *Gaussian smoothing*. Hasil dari *edge enhancement* tanpa dilakukan *filtering* dan dengan dilakukan akan lebih jelas jika dilakukan *filtering* terlebih dahulu (Gambar 11.) (Aqrawi dkk, 2012).

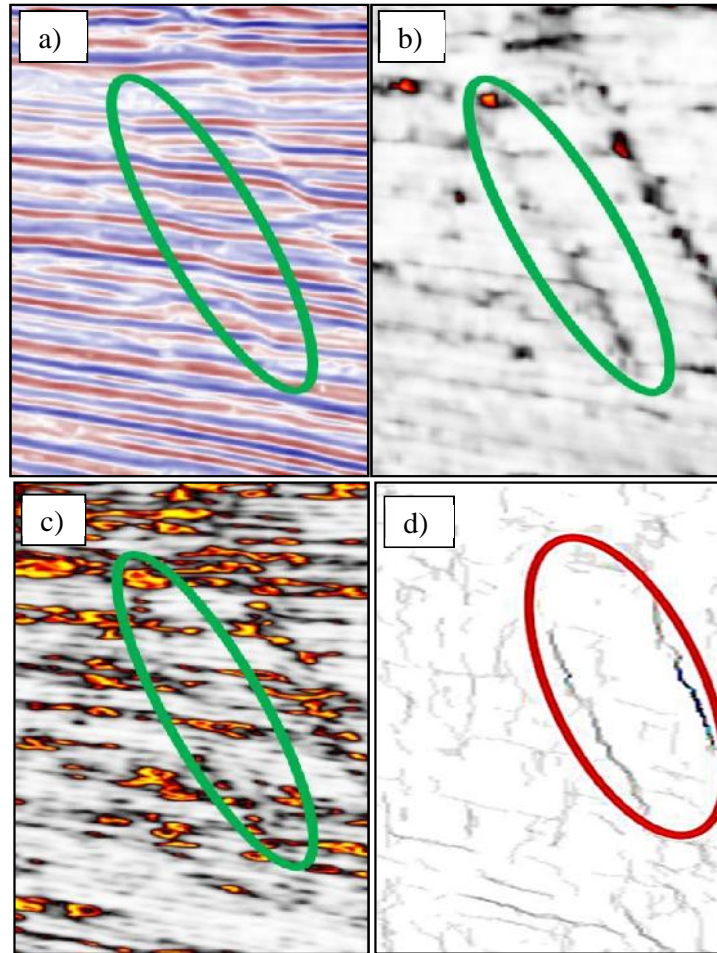


Gambar 11. *Edge Enhancement*. a) Dengan *Preconditioning*. b) Tanpa *Preconditioning*. (Aqrawi, dkk., 2012).

Atribut seismik koheren/*similarity* dan *variance* merupakan pengukuran kontinuitas lateral sinyal seismik. Variasi struktur, stratigrafi, litologi, porositas, dan kehadiran hidrokarbon pada formasi geologi menyebabkan perubahan pada respon seismik. Perubahan impedansi seismik yang dihasilkan juga cukup kuat, atribut seismik koheren/*similarity* dan *variance* menyediakan bantuan yang sangat besar dalam proses interpretasi seismik. Atribut seismik koheren/*similarity* dan *variance* menampilkan perbedaan antara *trace* yang berdampingan, menyediakan

informasi dalam derajat variasi pada kontinuitas mereka. Oleh karena itu, atribut atribut ini menyediakan data yang saling melengkapi satu sama lain dan menghasilkan tampilan yang lebih baik untuk mengidentifikasi bidang patahan (Backe, dkk., 2011).

Atribut seismik *ant tracking* merupakan atribut seismik yang bekerja seperti layaknya semut. Di alam, Semut (“ants”), secara individu mereka sederhana, menggunakan kecerdasan kelompok atau *swarm intelligence* (kecerdasan yang sederhana tetapi dengan individu yang banyak) untuk menyelesaikan tugas tugas yang kompleks seperti mencari makanan dan membangun sarang. Ketika mencari makanan, semut menggunakan jejak feromon (semacam zat kimia yang dikeluarkan serangga untuk mempengaruhi koloninya) untuk mengarahkan anggota anggota koloninya ke makanan yang telah mereka temukan. Melalui proses ini, semut menemukan jalan yang paling efisien dari sarang mereka menuju ke makanan. Dengan cara yang sama, dengan memenuhi sebuah volume seismik 3D *preprocessed* dengan kode agen komputer untuk mengikuti ketidakkontinuitasan, *swarm intelligence* digunakan untuk mengidentifikasi, memetakan, dan menajamkan patahan. Pada alir kerja *ant tracking* yang umum, *preprocessing* dapat melibatkan atribut *structural smoothing*, *filtering*, atau atribut lainnya untuk penyiapan awalnya, dan kemudian diikuti oleh atribut diskontinuitas seperti atribut *chaos*, *variance*, atau yang lainnya (Gambar 12.). Volume hasil dari proses ini dipetakan oleh agen “ant”, yang bergerak mengikuti patahan yang ada sembari menghindari sumber sumber *noise* (Cox, dkk., 2007).



Gambar 12. Kenampakan Patahan pada Volume Seismik. a) Volume Seismik. b) Volume Atribut *Variance*. c) Volume Atribut *Chaos*. d) Volume Atribut *Ant-Track*. (diubah dari Ngeri, dkk., 2015).

3.10 Konversi Waktu ke Kedalaman

Karena data seismik diperoleh dalam domain waktu T , data tersebut harus digambarkan atau dikonversi ke kedalaman karena pada kenyataannya domain vertikal adalah kedalaman dan data data sumur juga memiliki domain kedalaman. Hal ini dilakukan supaya data seismik tersebut dapat mendeskripsikan bawah permukaan geologi secara akurat. Kita tidak boleh lupa bahwa penampang yang diproses dalam domain waktu dapat, dan sangat sering, mengalami distorsi karena kekompleksan dari bidang kecepatan yang dilewati oleh energi seismik sehingga

penampang seismik yang akurat dan konversi ke kedalaman diperlukan bagi interpreter dan juga diperlukan dalam memetakan data seismik secara benar. Data kecepatan menyediakan hubungan esensial antara domain waktu dan kedalaman yang dapat membantu kita untuk (1) menyediakan peta spasial bawah permukaan yang akurat, (2) memprediksi kedalaman sumur, dan (3) mengkalkulasi volume *bulk* batuan dan cadangan hidrokarbon. Teknik konversi vertikal dari T ke D dibagi menjadi lima kategori umum, bergantung pada tipe dan kuantitas data kecepatan yang tersedia. Teknik berikut diterapkan pada konversi vertikal dengan tidak melakukan *repositioning* secara lateral dari titik titik di bawah permukaan:

-) Fungsi kecepatan tunggal (*sonic log, check-shot survey, VSP, trend curve*).
-) Fungsi kecepatan tidak tunggal (kombinasi dari fungsi tunggal).
-) Model kecepatan lapisan.
-) Model kecepatan yang kontinu (contohnya, volume kecepatan *stacking* dan *migration*).
-) Model kecepatan yang telah dikalibrasi (dengan fungsi T-D tunggal atau tidak tunggal) (Herron, 2011).

3.11 Inversi Seismik dan Pengaplikasiannya

Premis dasar dari metode inversi seismik dalam konteks aplikasinya berupa: (i) bumi direpresentasikan secara lokal oleh bidang *stack* dan lapisan lapisan paralel dengan sifat sifat fisika yang konstan; (ii) *trace* seismik $s(t)$ dapat direpresentasikan oleh konvolusi dari deret koefisien refleksi $r(t)$ dengan sebuah *wavelet bandlimited* $w(t)$ dan tambahan sebuah *random noise* $n(t)$ seperti pada persamaan (4). Koefisien refleksi sendiri dapat didefinisikan dengan menggunakan persamaan (5).

$$s(t) = w(t) * r(t), \quad r(t) = w(t) *^{-1} s(t) \dots\dots\dots (4)$$

$$r_j = \frac{L_{j+1} - L_j}{IA_{j+1} + L_j} \dots\dots\dots (5)$$

dimana r_j adalah koefisien refleksi pada batas lapisan ke- j dari sederet N lapisan lapisan, dan $IA = \rho v$ dimana ρ dan v adalah densitas dan kecepatan P-wave. Dalam kondisi ini dan mengasumsikan bahwa refleksi *multiple* telah dieliminasi dari data seismik, nilai IA dari masing masing lapisan dapat dihitung dari rumus nilai IA lapisan di atas, melalui persamaan rekursif yaitu persamaan (6).

$$L_{j+1} = L_j \left(\frac{1 + r_j}{1 - r_j} \right) \dots\dots\dots (6)$$

yang kemudian dapat digeneralisasi untuk menyediakan nilai IA pada sebuah lapisan *arbitrary* dengan cara seperti pada persamaan (7).

$$L_M = L_1 \prod_{j=2}^M \left(\frac{1 + r_j}{1 - r_j} \right) \dots\dots\dots (7)$$

Logaritma alami diaplikasikan pada kedua sisi dari persamaan di atas dengan tujuan untuk memperoleh pendekatan *linier* seperti pada persamaan (8).

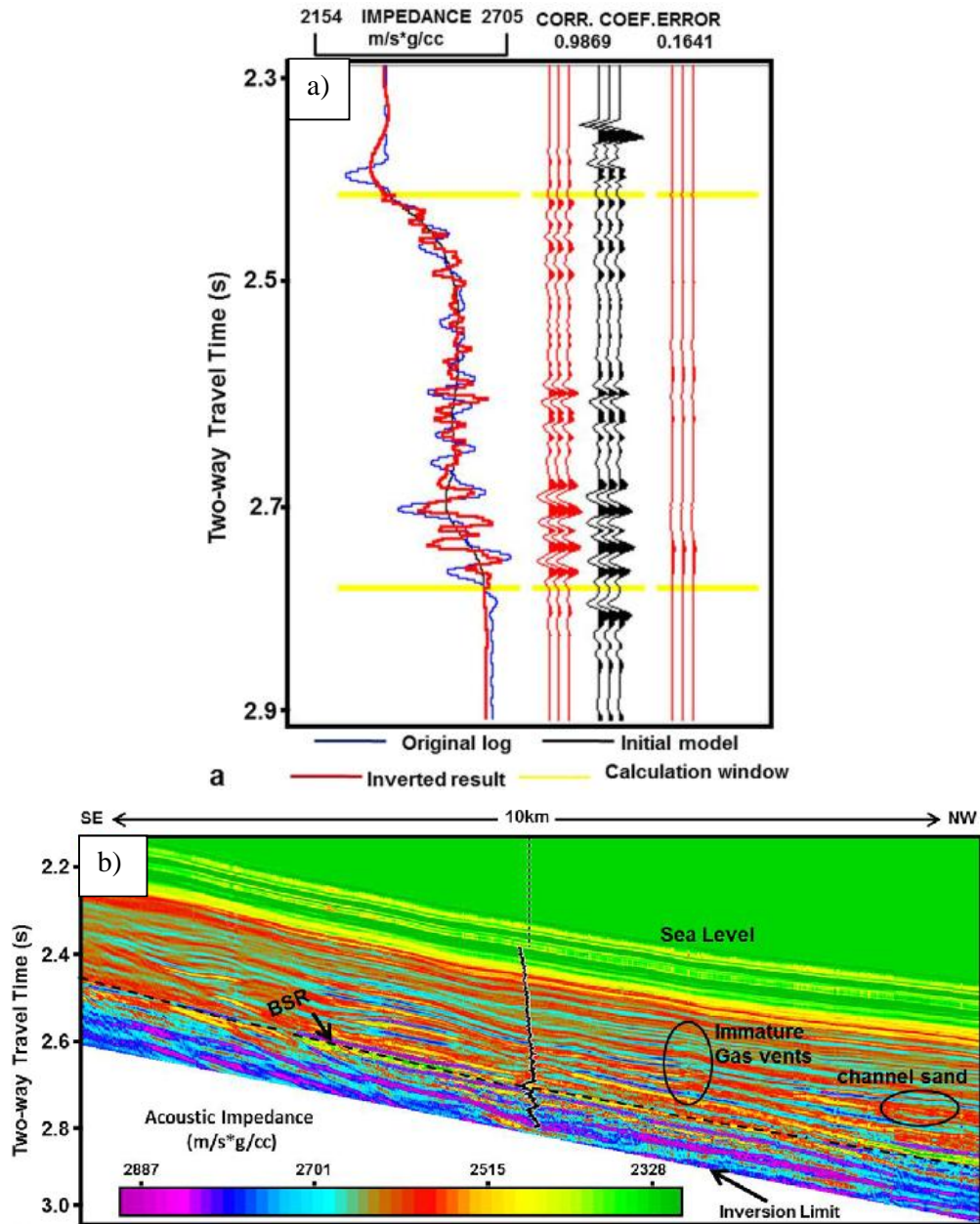
$$\ln(L_M) = \ln(L_1) + \sum_{i=2}^M 2 \left[r_i + \frac{r_i^3}{3} + \frac{r_i^5}{5} + \dots \right] \dots\dots\dots (8)$$

yang kemudian dapat dihilangkan bagian dengan orde tinggi yang menjadikan persamaan (8) menjadi persamaan (9).

$$L_M = L_1 e. \left(2 \sum_{j=2}^M r_j \right) \dots\dots\dots (9)$$

Persamaan di atas adalah formula praktis yang digunakan dalam inversi refraktif untuk mentransformasikan reflektivitas menjadi impedansi. IA_1 disebut dengan impedansi akustik pada lapisan atas dan IA_M merupakan lapisan ke- M . r_j adalah koefisien refleksi dari lapisan ke- j . Pendekatan ini valid untuk kebanyakan kasus praktis dimana $r_j \leq |0.3|$ (Leite dan Vidal, 2011).

Salah satu metode inversi impedansi akustik adalah metode *model based*. Analisis inversi *model based* dilakukan untuk memprediksi nilai impedansi akustik dari penampang data seismik. Contoh analisis *error* dari hasil inversi dan *log* asli ditunjukkan pada Gambar 13a. Gambar 13a. menunjukkan *plot* kontrol kualitas untuk analisa inversi yang ditunjukkan dengan kecocokan yang baik antara hasil inversi (garis merah) dan impedansi akustik hasil perhitungan (garis biru), garis hitam adalah garis *trend* dan model frekuensi rendah di dalam jendela perhitungan (garis kuning) pada kolom pertama. *Trace* seismik merah dan hitam merupakan *trace* sintetik dan data seismik yang digunakan, yang ditampilkan pada kolom kedua. Hasil dari inversi *IA* dari penampang seismik ini ditunjukkan oleh Gambar 13b. Pada metode inversi *model based*, solusinya adalah membatasi lingkungan dari model impedansi frekuensi rendah, yang diperoleh dan *well logs*. Solusi tersebut meningkatkan kecocokan antara *trace* sintetik dan data seismik yang diteliti (Kumar, dkk., 2016).



Gambar 13. Contoh Proses Inversi Impedansi Akustik. a) Contoh analisis inversi seismik yang menunjukkan kecocokan yang baik antara hasil inversi (garis merah) dan impedansi akustik hasil perhitungan (garis biru) di dalam jendela perhitungan (garis kuning). b) Contoh Hasil Inversi Impedansi Akustik dengan Metode *Model Based* (Kumar, dkk., 2016).

3.12 Konvolusi dan Dekonvolusi

Secara matematis, konvolusi merupakan operasi sebuah matematika pada dua buah fungsi yang bertujuan untuk menghasilkan fungsi ketiga yang menunjukkan perubahan bentuk sinyal pertama yang termodifikasi oleh sinyal kedua. Konvolusi juga dapat di definisikan sebagai perubahan bentuk sinyal karena dilewati oleh suatu filter. Konvolusi diaplikasikan pada probabilitas, statistik, komputer, bahasa pemrograman, gambar, pengolahan sinyal, teknik dan persamaan diferensial (Anonim, 2019).

Perhitungan inversi dari konvolusi disebut dekonvolusi. Secara matematis, dekonvolusi merupakan suatu algoritma yang digunakan untuk menghilangkan efek dari konvolusi pada suatu rekaman data. Konsep dekonvolusi digunakan secara luas dalam teknik pengolahan sinyal dan gambar. Karena teknik ini banyak digunakan dalam disiplin ilmu teknik dan sains, dekonvolusi memiliki banyak aplikasi seperti pada seismologi, pengolahan gambar, bidang radio astronomi dan aspek aspek transformasi forier (Anonim, 2019).

Salah satu cara untuk melakukan proses konvolusi adalah dengan menggunakan metode tabel. Misalkan kita memiliki sinyal A(1, 2, 3) dan sinyal B(1, 3, 1), maka untuk melakukan proses $A * B = C$ dilakukan sebagai berikut.

Tabel 1. Contoh Tabel Proses Konvolusi

A*B	1	2	3
1	1	2	3
3	3	6	9
1	1	2	3

$$C = [(1), (3 + 2), (1 + 6 + 3), (2 + 9), (3)]$$

$$C = (1, 5, 10, 11, 3)$$

Tabel 1. didapatkan dengan mengalikan masing masing komponen sinyal A dan sinyal B. Selanjutnya adalah menjumlahkan secara diagonal hasil dari perkalian sebelumnya sehingga menghasilkan sinyal C (Anonim, 2019).

Proses tersebut merupakan suatu proses perubahan bentuk sinyal A menjadi sinyal C karena dilewati oleh sinyal B. Kemudian jika kita ingin menghilangkan efek dari proses konvolusi tersebut yaitu mendapatkan sinyal A kembali ($A = C *^{-1} B$), maka prosesnya adalah sebagai berikut.

$$m + n - 1 = o \dots\dots\dots (10)$$

Persamaan (10) digunakan untuk menentukan jumlah digit sinyal A yang akan dicari dengan m adalah banyak digit sinyal A, n adalah banyak digit sinyal B dan o adalah banyak digit sinyal C. Kita ketahui dari perhitungan sebelumnya bahwa banyak digit sinyal B adalah 3 dan banyak digit sinyal C adalah 5 maka,

$$m + 3 - 1 = 5 \quad m + 2 = 5 \quad m = 5 - 2 \quad m = 3$$

dari perhitungan tersebut dapat diketahui bahwa banyak digit sinyal A adalah 3. Kemudian kita misalkan bahwa sinyal A adalah A(a, b, c). Maka dapat kita konvolusikan sinyal A dan sinyal B menjadi,

Tabel 2. Contoh Tabel Proses Dekonvolusi

A*B	a	b	c
1	a	b	c
3	3a	3b	3c
1	a	b	c

$$C = [(a), (3a + b), (a + 3b + c), (b + 3c), (c)]$$

$$C = (1, 5, 10, 11, 3)$$

Dari hasil sinyal C di atas, dapat kita ketahui bahwa,

$$a = 1$$

$$3a + b = 5 \quad 3 + b = 5 \quad b = 5 - 3 \quad b = 2$$

$$c = 3$$

Sehingga dihasilkan sinyal A(1, 2, 3). Hasil ini sesuai dengan proses perhitungan konvolusi sebelumnya (Anonim, 2019).

3.13 Analisis Multiatribut dan Pengaplikasiannya

Aplikasi dari grup atribut atribut seismik secara berkelanjutan, meningkatkan kekuatan prediksi untuk mengekstrak parameter petrofisika dari target *logs*. Sebuah analisis multiregresi adalah sebuah metode sederhana dan praktis untuk menemukan masukan terkuat untuk memprediksi sebuah parameter target. Dalam aplikasi regresi multiatribut untuk prediksi sebuah parameter petrofisika dari *well logs*, dua masalah yang harus diperhatikan adalah operator konvolusi dan regresi *stepwise*. Alasan untuk menggunakan operator konvolusi adalah konten frekuensi dari target *log* yang sangat tinggi melebihi atribut seismik, dan korelasi *log* tersebut dengan atribut seismik dari sampel ke sampel mungkin tidak optimum. Untuk memecahkan masalah ini, sebuah operator konvolusi dengan panjang yang spesifik digunakan. Bergantung pada operator ini, masing masing sampel *log* berkaitan dengan grup sampel sekitarnya pada operator seismik. Operator yang optimal dapat diperoleh dengan meminimalisasi RMS *error* prediksi antara *log* target sebenarnya dan *log* target prediksi. Pada metode regresi *stepwise*, diasumsikan jika kombinasi terbaik dari atribut M telah diketahui, lalu kombinasi terbaik untuk atribut M+1 termasuk atribut M sebelumnya sebagai anggotanya. Juga, koefisien yang telah dihitung sebelumnya harus di hitung ulang. Menurut prosedur ini pertama, atribut tunggal terbaik (atribut1) dengan *error* prediksi terendah ditemukan,. Kedua,

pasangan atribut terbaik dengan *error* prediksi terendah, mengasumsikan bahwa anggota pertama adalah atribut1 yang telah ditemukan. Ketiga, Pasangan ketiga terbaik dengan *error* prediksi terendah, mengasumsikan bahwa anggota lainnya adalah atribut1 dan atribut2 yang telah ditemukan. Proses ini dilakukan selama yang dibutuhkan. Hasil dari prosedur ini ditunjukkan pada Tabel 3. Menurut Tabel 3., terdapat penurunan nilai RMS *error* ketika ditambahkan atribut atribut. Tetapi, tes validasi biasanya digunakan untuk menentukan kapan penambahan atribut harus dihentikan yaitu ketika jumlah atribut yang optimal telah ditemukan (Ilkhchi, dkk., 2014).

Tabel 3. Contoh Daftar Analisis Multiatribut untuk Memprediksi Porositas pada Suatu Lapangan (Ilkhchi, dkk., 2014).

No	Target	<i>Final Attribute</i>	<i>Training error</i>	<i>Validation error</i>
1	Porositas	<i>1/(Inversion Result)</i>	0.029249	0.030098
2	Porositas	<i>Dominant Frequency</i>	0.028722	0.028987
3	Porositas	<i>Filter 5/10-1/20</i>	0.028403	0.028910
4	Porositas	<i>Cosine Instantaneous Phase</i>	0.028080	0.029073
5	Porositas	<i>Integrate</i>	0.027808	0.029193
6	Porositas	<i>Instantaneous Frequency</i>	0.027674	0.030731
7	Porositas	<i>Raw Seismic</i>	0.027534	0.030791
8	Porositas	<i>Filter 55/60-65/70</i>	0.027436	0.030813

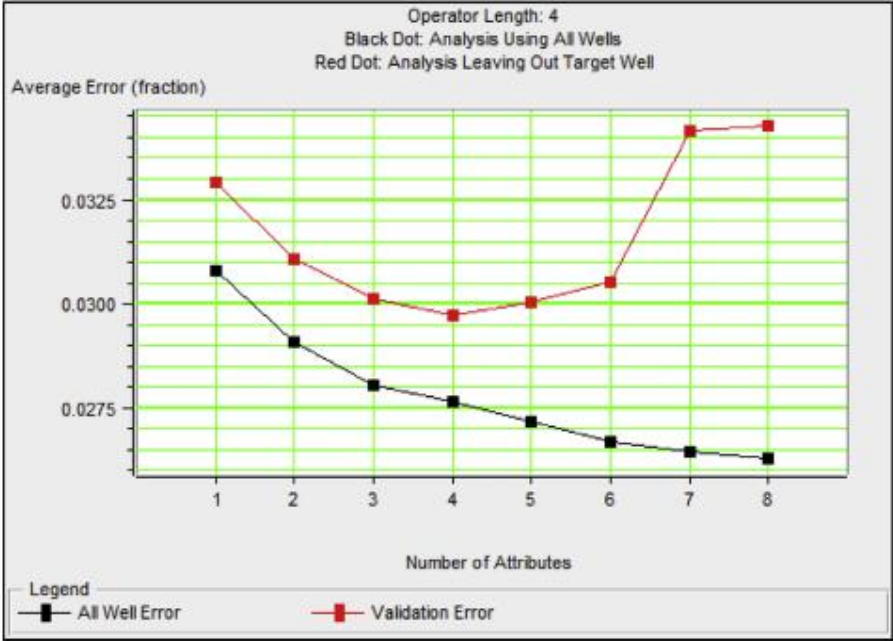
Tes validasi dilakukan dengan cara menyembunyikan sumur yang menjadi target *log* pada masing masing tahap dan menggunakan sumur lain dan atribut untuk menghitung nilai dari sumur yang tersembunyi. Proses ini berlanjut hingga semua target *log* terestimasi. Pada masing masing tahap, RMS *error* antara *log* prediksi dan *log* sebenarnya dihitung. Proses ini diulangi untuk atribut kedua, ketiga, dan seterusnya. Lalu, berdasarkan dengan *plot* dari validasi *error* dan jumlah atribut, sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 14., atribut yang cocok untuk prediksi telah teridentifikasi. Pada *plot* ini, jumlah atribut pada titik dimana *error* validasi berhenti

berkurang, dianggap sebagai jumlah atribut optimal yang digunakan untuk memprediksi target *log*. Sebagai tambahan dari hasil inversi, atribut atribut lain diekstrak untuk memprediksi porositas, yang terdiri dari *dominant frequency*, *average frequency*, *integrate*, *filter 55/60-65/70*, *filter 5/10-15/20*, *time* dan *second derivative*. Bagaimanapun, berdasarkan pada *plot tes error* validasi pada Gambar 14., hanya beberapa atribut yang digunakan dalam proses prediksi. Dapat dilihat bahwa atribut kelima memiliki *error* validasi yang lebih besar dari atribut keempat, hal ini menunjukkan bahwa empat atribut pertama adalah atribut yang optimal untuk digunakan sebagai masukan untuk mengestimasi porositas (Ilkhchi, dkk., 2014).

Metode multiatribut untuk memprediksi parameter petrofisika yang lainnya adalah dengan menggunakan algoritma *neural network*. *Neural network* merupakan metode *non-linier* untuk memprediksi parameter petrofisika yang nantinya hasilnya akan dibandingkan dengan metode multiatribut regresi *stepwise* sebelumnya. Sama seperti sebelumnya, atribut atribut optimal yang diperoleh dari regresi multiatribut digunakan dalam tahap ini untuk *neural network* (Ilkhchi, dkk., 2014).

Dalam studi ini, *probabilistic neural network* (PNN) digunakan untuk memprediksi porositas. PNN adalah *forward feed network*, yang dibuat dalam tiga lapisan, dan dapat digunakan untuk memprediksi data diskrit maupun kontinu. Metode ini adalah metode yang sederhana, cepat dan efisien untuk memetakan sebuah susunan masukan data menjadi keluarannya. Jadi, algoritma PNN dihitung dengan menggunakan atribut atribut optimal yang diekstrak dari tahap sebelumnya. Setelah dihitung, *network* tersebut digunakan untuk memprediksi porositas, dan hasilnya dilakukan tes *error* validasi seperti sebelumnya. Setelah *error* validasi dari regresi multiatribut dan PNN didapatkan, nilai validasi tersebut dibandingkan dan

ditentukan metode yang baik digunakan untuk memprediksi parameter petrofisika tersebut (Ilkhchi, dkk., 2009).



Gambar 14. Contoh Grafik *Error Validasi*. Grafik ini digunakan untuk menunjukkan jumlah atribut optimum yang baik digunakan untuk prediksi *log* porositas (Ilkhchi, dkk., 2014).

3.14 Interpretasi Data *Well Logging*

Kegunaan dari data *well-log* adalah petrofisika. Dari data *logs*, seorang petrofisikawan akan menghitung porositas, saturasi air, pergerakan hidrokarbon, densitas hidrokarbon, dan yang lainnya, semua faktor tersebut bertujuan untuk menghitung jumlah hidrokarbon pada reservoir untuk mengestimasi cadangan. Batuan reservoir, bagaimanapun, mungkin hanya terdiri dari 15 % sumur khas, dan 15 % ini hanya persentase yang kecil yang benar benar mengandung hidrokarbon. Oleh karena itu, petrofisikawan tidak tertarik dengan yang 85 % atau lebih dari rekaman data *logs*. Geologis eksplorasi, secara kebalikan, lebih tertarik kepada *well logs*, karena informasi geologinya yang sangat banyak (Rider, 2000).

Pengukuran geofisika yang dilakukan saat *logging* bersifat, sensitif, akurat dan mengkarakterisasi formasi yang di-*log*. Bagaimanapun, yang sudah lazim dengan aspek dari batuan yang terlihat pada *outcrop*, peran geofisika untuk batuan itu saja di bawah permukaan tidak mungkin dibayangkan. Untuk analisis geologi yang telah berpengalaman dengan *well logs*, cadangan adalah benar. Sebuah formasi dapat secara instan teridentifikasi pada *logs*. *Logs* dapat dan harus diinterpretasi dalam hal kegunaannya pada *outcrop*. *Logs* mengandung banyak informasi, bahkan terkadang lebih banyak dibandingkan *outcrop*, tetapi dapat dipelajari dengan mudah pada *desktop* atau layar komputer yang kecil (Rider, 2000).

3.15 Log Gamma Ray

Log gamma ray adalah sebuah rekaman dari radioaktivitas sebuah formasi. Radiasi tersebut berasal dari uranium, thorium, dan potasium yang terjadi secara alami. *Log gamma ray* sederhana memberikan radioaktivitas dari tiga komponen tersebut, sementara *log spectral gamma ray* menunjukkan jumlah dari masing-masing elemen yang berkontribusi pada radioaktivitas ini (Rider, 2000).

Informasi geologi dari radioaktivitas ditunjukkan oleh distribusi dari ketiga elemen ini. Batuan beku dan metamorf lebih radioaktif daripada sedimen. Dan dari semua batuan sedimen, *shales* memiliki radiasi yang paling kuat. *Log gamma ray* secara kuantitatif digunakan untuk menghitung volume *shale*. Secara kualitatif, *log gamma ray* dapat digunakan untuk korelasi, untuk fasies dan sekuen, dan untuk identifikasi litologi (Rider, 2000).

Ketika sinar *gamma* melalui medium tertentu, sinar *gamma* akan memancarkan cahaya. Cahaya ini ditangkap oleh alat *log gamma ray* dan disimpan dalam alat

tersebut dengan periode waktu tertentu. Energi yang terakumulasi selama periode waktu ini merupakan nilai yang terdeteksi pada kedalaman tersebut untuk periode tersebut. Alat tersebut secara harfiah mengukur sinar *gamma* (Rider, 2000).

3.16 Log Resistivitas

Log resistivitas adalah pengukuran dari resistivitas formasi, yang merupakan resistansi dari jalur yang dilewati oleh arus listrik. *Log* ini diukur dengan *resistivity tools*. Alat konduktivitas mengukur konduktivitas formasi atau kemampuannya untuk mengkonduksi sebuah arus listrik. Ini diukur dengan *induction tools*. Konduktivitas secara umum dikonversi secara langsung dan di-plot sebagai resistivitas pada *log plots*. Kebanyakan material batuan secara esensial adalah isolator, sementara fluida didalamnya adalah konduktor. Hidrokarbon adalah pengecualian untuk konduktivitas fluida, dan sebagai kebalikannya, hidrokarbon bersifat resistif. Ketika sebuah formasi bersifat poros dan mengandung air asin resistivitas keseluruhannya akan menjadi rendah. Ketika formasi yang sama mengandung hidrokarbon, resistivitasnya akan menjadi sangat tinggi. Karakter inilah yang dieksploitasi oleh *logs* resistivitas, nilai resistivitas yang tinggi mengindikasikan formasi yang poros, dan mengandung hidrokarbon (Rider, 2000).

Log resistivitas dikembangkan untuk mencari hidrokarbon. Kegunaan prinsip kuantitatif *log* resistivitas adalah untuk menyediakan informasi tertentu untuk perhitungan petrofisika. Bagaimanapun, sebuah resistivitas formasi adalah sebuah karakteristik geofisika yang khas dan yang seperti ini dapat berkontribusi untuk informasi litologi, tekstur, fasies, tekanan dan aspek batuan sumber (Rider, 2000).

3.17 Log Neutron

Log neutron menyediakan rekaman kontinu reaksi suatu formasi terhadap pancaran neutron yang cepat. Hal ini berkaitan dengan *neutron porosity unit*, yang berkaitan dengan indeks hidrogen suatu formasi, suatu indikasi kekayaan hidrogen. Suatu formasi akan bereaksi dengan cepat terhadap neutron ketika mengandung banyak hidrogen, yang dalam konten geologi disuplai oleh air (H₂O). Oleh karena itu *log* tersebut secara prinsip adalah suatu pengukuran konten air dalam suatu formasi, baik itu *bound water*, *water of crystallization* atau *free pore-water*. Kekayaan hidrogen ini disebut indeks hidrogen (HI) yang mendefinisikan % hidrogen dalam formasi berbanding dengan % hidrogen dalam air, dimana HI air = 1. Porositas neutron adalah porositas sebenarnya dalam *clean limestone*, untuk litologi lain diperlukan faktor konversi. Karena ini terkalibrasi untuk *limestone*, *log* tersebut terkadang tersebut kurva *limestones* (Rider, 2000).

Secara kuantitatif, *log* neutron digunakan untuk menghitung porositas. Secara kualitatif, ini adalah alat diskriminasi antara gas dan *oil* yang sangat baik. Ini dapat digunakan secara geologi untuk mengidentifikasi *gross lithology*, mineral evaporasi, mineral hidrat dan batuan vulkanik. Ketika dikombinasikan dengan *log* densitas pada skala yang tepat, *log* ini adalah indikator litologi bawah permukaan terbaik yang tersedia (Rider, 2000).

3.18 Log Densitas

Log densitas adalah rekaman kontinu dari *bulk density* suatu formasi. Ini adalah densitas secara keseluruhan dari batuan termasuk matriks padat dan fluida yang terdapat di dalam pori-pori. Secara geologi, *bulk density* adalah sebuah fungsi dari

densitas mineral mineral pembentuk batuan (matriks) dan volume dari fluida bebas yang berada didalamnya (porositas). Sebagai contoh, sebuah *sandstone* tanpa porositas akan memiliki *bulk density* sebesar 2.65 g/cc (Tabel 4.), densitas dari kuarsa murni. Pada porositas 10 % *bulk density*-nya hanya 2.49 g/cc, jumlah dari 90 % butiran kuarsa dan 10 % air (Rider, 2000).

Secara kuantitatif, *log* densitas digunakan untuk menghitung porositas dan secara tidak langsung, densitas hidrokarbon. Ini juga digunakan untuk menghitung impedansi akustik. Secara kualitatif, ini adalah indikator litologi yang berguna, dapat digunakan untuk mengidentifikasi mineral tertentu, dapat membantu untuk menghitung konten material organik dalam *source rock* (bahkan kuantitatif) dan dapat membantu untuk mengidentifikasi *overpressure* dan *fracture porosity*. Prinsip pengukuran densitas adalah dengan memancarkan energi sinar *gamma* dan menghitung atenuasinya dari sumber dan detektor. Pada formasi yang rapat, atenuasinya ekstrem dan hanya sedikit sinar *gamma* yang kembali dan dapat dideteksi oleh detektor, sementara pada formasi yang kurang rapat nilainya akan lebih tinggi (Rider, 2000).

Tabel 4. Nilai Densitas Beberapa Litologi (Rider, 2000).

Litologi	Rentang Nilai (g/cc)	Matriks (g/cc)
<i>Clay-shales</i>	1.8 – 2.75	Bervariasi (rata – rata 2.65 – 2.7)
<i>Sandstones</i>	1.9 – 2.65	2.65
<i>Limestones</i>	2.2 – 2.71	2.71
<i>Dolomites</i>	2.3 – 2.87	2.87

3.19 Log Sonic

Log sonic menyediakan informasi tentang interval waktu transit suatu formasi, yang dilambangkan dengan Δt (delta-t). Ini adalah suatu pengukuran kemampuan

formasi untuk mentransmisikan gelombang suara. Secara geologi, kemampuan ini bermacam-macam tergantung dengan tekstur litologi dan batuan, terutama porositas (Rider, 2000).

Secara kuantitatif, *log sonic* digunakan untuk mengevaluasi porositas pada lubang yang terisi cairan. Sebagai fungsi untuk interpretasi seismik, *log sonic* dapat digunakan untuk memberikan interval kecepatan, dan dapat dikalibrasi dengan penampang seismik. Ketika dikalikan dengan densitas, *log sonic* digunakan untuk menghasilkan *log impedansi* akustik, langkah awal dalam pembuatan *trace* seismik sintetik. Secara kualitatif, untuk geologis, *log sonic* sensitif terhadap variasi tekstur antara *sands* dan *shales*. *Log* ini dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi dan mungkin akan membantu mengindikasikan batuan sumber (*source rock*), *normal compaction* dan *overpressure* dan beberapa *extent fracture* (Rider, 2000).

3.20 Log Porositas

Volume total dari batuan V_b , yang juga disebut *bulk volume*, terdiri dari volume pori V_p dan volume matriks V_s seperti pada persamaan (11).

$$V_b = V_p + V_s \dots \dots \dots (11)$$

Porositas (φ) didefinisikan sebagai persentase rasio perbandingan volume pori V_p dalam suatu batuan terhadap *bulk volume* V_b batuan. Dituliskan secara matematika pada persamaan (12).

$$\varphi = \frac{V_p}{V_b} \times 100\% \dots \dots \dots (12)$$

Dengan mensubstitusikan kedua persamaan di atas, maka didapat persamaan (13).

$$\emptyset = \frac{V_b - V_s}{V_b} \times 100\% = \left(1 - \frac{V_s}{V_b}\right) \times 100\% \dots \dots \dots (13)$$

porositas total merupakan total volume pori suatu batuan V_a dibandingkan dengan volume total batuan V_b seperti pada persamaan (14).

$$\emptyset_a = \frac{V_a}{V_b} \times 100\% \dots \dots \dots (14)$$

porositas efektif adalah rasio perbandingan antara ruang pori yang saling berhubungan V_e dengan volume total dari batuan V_b yang disajikan dalam persentase seperti pada persamaan (15).

$$\emptyset_e = \frac{V_e}{V_b} \times 100\% \dots \dots \dots (15)$$

porositas efektif lebih sering digunakan untuk perhitungan cadangan dan evaluasi reservoir. Dilihat dari deskripsi di atas kita tahu bahwa porositas total lebih besar dari pada porositas efektif (Yang, 2017).

Porositas dari formasi *sandstone* biasanya memiliki rentang nilai antara 5 sampai 25 %. Secara normal, suatu formasi *sandstone* dengan porositas kurang dari 5 % tidak berharga untuk dikembangkan. Kualitas formasi *sandstone* berdasarkan porositas dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5. Kualitas Formasi *Sandstone* Berdasarkan Porositasnya (Yang, 2017).

Porositas (%)	Kualitas
25 – 20	Sangat baik
20 – 15	Baik
15 – 10	Sedang
10 – 5	Buruk
5 – 0	Tidak berharga

3.21 Saturasi

Ketika batuan reservoir secara keseluruhan terisi oleh satu jenis fluida, kita dapat mengatakan bahwa batuan itu telah tersaturasi dengan suatu fluida; dan ketika ada lebih dari 1 fluida yang terkandung di batuan reservoir, persentase volumetrik dari suatu komponen fluida disebut saturasi dari fluida tersebut.

Berdasarkan penjelasan di atas, saturasi minyak, saturasi air, dan saturasi gas dapat dituliskan seperti pada persamaan (16), (17) dan (18).

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} = \frac{V_o}{V_b \emptyset} \dots\dots\dots (16)$$

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} = \frac{V_w}{V_b \emptyset} \dots\dots\dots (17)$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} = \frac{V_g}{V_b \emptyset} \dots\dots\dots (18)$$

dimana S_o , S_w , S_g adalah saturasi minyak, saturasi air dan saturasi gas. V_o , V_w , V_g adalah volume pori batuan yang terisi oleh minyak, air, dan gas. V_p , V_b adalah volume pori dan *bulk volume*. \emptyset adalah porositas batuan dalam fraksi.

Lebih lanjut, korelasi antara tiga parameter S_o , S_w , S_g juga dapat dituliskan seperti pada persamaan (19).

$$S_o + S_w + S_g = 1 \dots\dots\dots (19)$$

Ketika hanya terdapat minyak dan air dalam batuan sehingga $S_g = 0$, hubungan antara S_o dan S_w dapat dituliskan seperti pada persamaan (20).

$$S_o + S_w = 1 \dots\dots\dots (20)$$

(Yang, 2017).

3.22 *Deviated Well*

Deviated well atau sumur deviasi merupakan sumur hasil dari pengeboran berarah atau *directional drilling*. Pengeboran terarah didefinisikan sebagai teknik mengendalikan arah dan penyimpangan sumur bor ke target atau lokasi di bawah permukaan yang telah ditentukan. Aplikasi dari *deviated well* ini diantaranya adalah:

1. Banyak sumur dari satu lokasi. Pengembangan lapangan, khususnya lepas pantai, melibatkan pengeboran sumur dengan jumlah yang optimal dari satu *platform* atau pulau buatan. Pengeboran terarah sangat membantu untuk mengurangi biaya dan dampak lingkungan dari aplikasi ini.
2. Lokasi permukaan yang tidak dapat diakses. Suatu sumur dibor secara terarah untuk mencapai zona produksi pada lokasi yang tidak dapat dilakukan secara pengeboran vertikal normal.
3. Zona target yang banyak. Suatu cara yang paling efektif untuk mengurangi biaya namun menghasilkan peningkatan laju produksi dapat dilakukan dengan melibatkan satu lubang bor permukaan yang kemudian mengarah ke banyak zona target.
4. *Sidetrack*. Teknik ini dapat dilakukan untuk mengebor daerah disekitar penghalang atau memposisikan kembali bagian bawah dari lubang bor karena alasan geologi tertentu.
5. Pengeboran pada daerah patahan. Pada daerah patahan sulit untuk dilakukan pengeboran vertikal normal karena sebuah lubang bor yang dibor melalui zona patahan dapat beresiko karena kemungkinan lubang bor dapat meleset dan

bergerak sepanjang patahan. Tekanan formasi sepanjang *fault plane* juga dapat mempengaruhi kondisi lubang.

6. Pengeboran pada daerah *salt dome*. Formasi yang produktif dapat ditemukan di bawah bagian *salt domes* yang keras dan menggantung. Pengeboran sumur vertikal melalui sebuah *salt domes* meningkatkan kemungkinan masalah masalah pengeboran, seperti korosi.
7. Pengeboran sumur bantuan. Suatu sumur yang tidak terkontrol kadang terjadi. Untuk menanggulangi masalah ini maka lumpur dan air dipompa kedalam sumur bantuan yang merupakan *deviated well* untuk menghentikan sumur yang tidak terkontrol tersebut (Anonim, 2019).

3.23 Analisis Spasial

Pada istilah konvensional, analisis spasial digunakan sebagai alat yang komprehensif untuk mengatasi masalah analisis visual yang baik digunakan untuk melakukan lokalisasi dari data referensi. Pendekatan dilakukan secara prinsip statistika, matematika, dan geografis untuk menghasilkan visualisasi spasial, termasuk eksplorasi dan interaksi antara ruang dan waktu. Mempelajari lokasi dan distribusi dari susunan objek, orang, kejadian, dan proses prosesnya di suatu ruang, dan faktor faktor penyebabnya yang dihitung dan menjadi beberapa tujuan analisis dari data geospasial (Oyana dan Margai, 2016).

Analisis spasial membuat ilmuwan memiliki kemampuan, alat, metode, algoritma, dan strategi analisis untuk lebih mengerti tentang bentuk distribusi, kejadian, dan proses yang diambil dalam data spasial. Melalui analisis spasial, kita dapat memanipulasi data secara visual, membuat klasifikasi data dalam beberapa kriteria

yang berarti, membandingkan atribut atribut yang diukur sepanjang jarak tertentu, dan menggunakan analisis untuk menemukan tes hipotesis. Melalui cara cara ini, kita dapat memperoleh informasi baru (Oyana dan Margai, 2016).

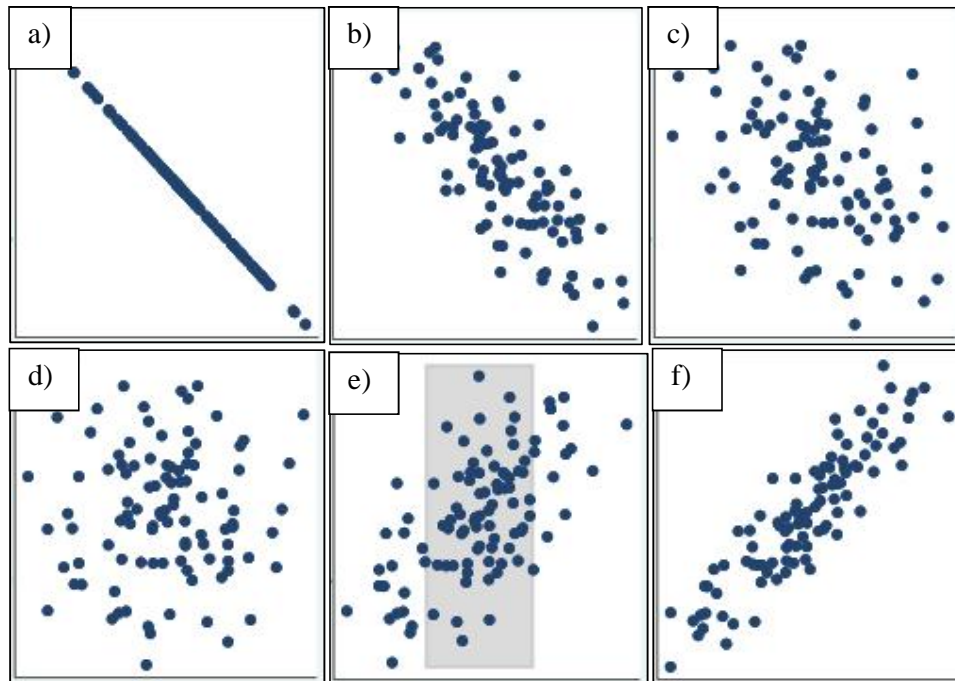
3.24 Interpretasi Koefisien Korelasi

Beberapa pendekatan telah disarankan untuk menterjemahkan koefisien korelasi menjadi beberapa istilah seperti “lemah”, “sedang” atau “kuat”. Titik *cutoff* ini bersifat berubah ubah dan tidak konsisten dan harus digunakan dengan bijaksana. Kebanyakan penelitian mungkin akan setuju bahwa suatu koefisien yang bernilai kurang dari 0.1 mengindikasikan bahwa korelasinya diabaikan dan yang bernilai lebih besar dari 0.9 mengindikasikan bahwa korelasinya sangat kuat, sementara nilai nilai diantara 0.1 sampai 0.9 dapat terbantahkan. Sebagai contoh, suatu koefisien korelasi 0.65 dapat diinterpretasikan sebagai korelasi “baik” atau “sedang”, bergantung pada peraturan yang digunakan. Beberapa penelitian juga yang menginterpretasikan koefisien korelasi 0.39 sebagai korelasi “lemah”, sementara penelitian lain menginterpretasikan 0.40 sebagai korelasi “sedang” (Schober, dkk., 2018).

Dibandingkan dengan menggunakan aturan yang terlalu disederhanakan, kami menyarankan suatu koefisien yang spesifik seharusnya diinterpretasi sebagai suatu pengukuran kekuatan suatu hubungan dalam konteks pertanyaan ilmiah. Perlu diingat bahwa rentang nilai seharusnya dipertimbangkan dalam interpretasi, karena nilai nilai dengan rentang yang lebih lebar akan menunjukkan korelasi yang lebih besar daripada rentang yang lebih kecil (Schober, dkk., 2018).

Tabel 6. Interpretasi Suatu Koefisien Korelasi (Schober, dkk., 2018).

Koefisien Korelasi	Interpretasi
0.00 – 0.10	Korelasi diabaikan
0.10 – 0.39	Korelasi lemah
0.40 – 0.69	Korelasi sedang
0.70 – 0.89	Korelasi kuat
0.90 – 1.00	Korelasi sangat kuat



Gambar 15. Contoh Korelasi dari *Crossplot* Sebaran Suatu Data. diketahui bahwa sumbu horizontal adalah variabel x dan sumbu vertikal adalah variabel y. a) Korelasi -1. b) Korelasi -0.8. c) Korelasi -0.4. d) Korelasi 0. e) Korelasi 0.6 dan 0.34 untuk daerah yang diarsir. f) Korelasi 0.9 (dimodifikasi dari Schober, dkk., 2018).

Gambar 15. menunjukkan *crossplot* hubungan antara variabel x dan variabel y.

Gambar 15a. menunjukkan nilai korelasi -1 yang berarti hubungan negatif sangat kuat (Tabel 6.), hal ini ditunjukkan dengan perubahan nilai variabel x dan y. Ketika variabel x semakin naik maka variabel y semakin turun dan begitupun sebaliknya. Hal ini juga berlaku untuk Gambar 15b dan c. yang menunjukkan korelasi masing masing yaitu -0.8 dan -0.4. Namun pada Gambar 15b. hubungan yang terbentuk adalah hubungan negatif kuat (Tabel 6.), sedangkan untuk Gambar 15c. hubungan

yang terbentuk adalah hubungan negatif sedang (Tabel 6.). Pada Gambar 15d. kedua variabel x dan y tidak memiliki hubungan dikarenakan nilai korelasinya 0 dan juga dapat dilihat dari perubahan datanya bahwa ketika nilai x semakin naik, terdapat nilai y yang naik dan juga turun. Pada Gambar 15e. hubungan yang terbentuk adalah hubungan positif sedang (Tabel 6.) dengan nilai korelasi 0.6. Hal ini dapat dilihat dari perubahan data yang menunjukkan bahwa ketika nilai x semakin naik, nilai y pun semakin naik, begitu pula sebaliknya. Hal ini juga berlaku untuk Gambar 15f. yang menunjukkan hubungan positif sangat kuat (Tabel 6.) dengan nilai korelasi 0.9. Namun pada Gambar 15e. ketika luasan daerahnya diperkecil yaitu hanya daerah yang diarsir saja, nilai korelasinya berubah menjadi 0.34 yang menunjukkan hubungan positif lemah (Tabel 6.). Hal ini menunjukkan bahwa semakin luas wilayah sebaran data maka nilai korelasi akan semakin naik. Dari Gambar 15. dapat disimpulkan bahwa, hubungan yang baik positif dapat terbentuk ketika nilai variabel x semakin naik maka nilai variabel y juga naik dan hubungan baik negatif dapat terbentuk ketika nilai variabel x semakin naik maka nilai variabel y semakin turun, demikian juga sebaliknya (Schober, dkk., 2018).

Untuk menghitung nilai dari koefisien korelasi dapat digunakan persamaan berikut,

$$r = \frac{N \sum X - \sum X \sum Y}{\sqrt{[N \sum X^2 - (\sum X)^2][N \sum Y^2 - (\sum Y)^2]}} \dots \dots \dots (21)$$

Pada persamaan (21), dapat diketahui bahwa r adalah nilai koefisien korelasi, N adalah ukuran data, X adalah variable bebas, dan Y adalah variable terikat (Howell, 2014).

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan selama tiga bulan pada:

Waktu : 3 Desember 2018 – 28 Juni 2019

Tempat : PT Pertamina EP Asset 2 Prabumulih, Fungsi *Prabumulih & Limau Exploration*, Jl. Jenderal Sudirman No. 03 Prabumulih Barat, Kec. Prabumulih, Sumatera Selatan.

Universitas Lampung, Fakultas Teknik, Jurusan Teknik Geofisika,
Jl. Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No.1 Bandar Lampung 35145.

4.2 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan adalah sebagai berikut.

1. Data seismik 3D PSTM
2. Data *checkshot*
3. Data *well top*
4. Data sumur (*log*):

Data sumur yang digunakan berupa *log gamma ray*, *log resistivitas*, *log densitas*, *log NPHI*, *log porositas efektif*, *log v-shale*, *log saturasi air*.

5. *Software* PETREL
6. *Software* Humpson-Russell
7. *Software* ArcGIS ArcMap
8. *Software* Microsoft Excel

4.3 Jadwal Pelaksanaan

Jadwal pelaksanaan penelitian secara rinci dapat dilihat pada Tabel 5.

Tabel 5. Waktu Pelaksanaan Penelitian

Kegiatan	Bulan (Minggu ke-)																											
	Desember				Januari				Februari				Maret				April				Mei				Juni			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi literatur	■	■																										
Pengolahan data			■	■	■	■	■	■																				
Interpretasi data								■	■	■																		
Penyusunan proposal usul												■	■															
Bimbingan proposal usul														■	■	■												
Seminar usul																												
Penyusunan laporan hasil																												
Bimbingan laporan hasil																												
Seminar hasil																												
Sidang komprehensif																											■	

4.4 Data yang Digunakan

4.4.1 Data Seismik 3D PSTM

Data utama yang digunakan dalam penelitian kali ini adalah data seismik 3D PSTM (*post-stack time migration*) yang berarti data ini merupakan data seismik 3 dimensi dengan domain waktu yang telah dilakukan *stack*. Data seismik ini terdiri dari 3

komponen pembentuk yaitu *inline*, *xline*, dan *time slice*. *Inline* merupakan lintasan yang sejajar dengan lintasan *receiver* pada saat akuisisi data. *Xline* atau bisa disebut *cross line* merupakan lintasan yang tegak lurus terhadap lintasan *receiver* pada saat akuisisi data. *Time slice* (waktu kedalaman) merupakan potongan kedalaman data seismik yang berdomain waktu. Data seismik yang digunakan pada penelitian ini memiliki jumlah *inline* sebanyak 371 yaitu mulai dari *inline* 1002 sampai dengan *inline* 1373, jumlah *xline* sebanyak 736 yaitu mulai dari *xline* 1 sampai 736, dan waktu kedalaman mulai dari 1000 ms sampai dengan 1600 ms. Data seismik yang digunakan merupakan data dengan fase minimum atau *minimum phase* yang berarti energi maksimum gelombang berpusat di depan. Data seismik berguna dalam proses *well to seismic tie*, interpretasi struktur geologi bawah permukaan, inversi impedansi akustik, dan analisis *multiattributes*.

4.4.2 Data Checkshot

Data *checkshot* merupakan data yang penting dalam proses penelitian karena data ini berperan penting dalam hal konversi domain dari waktu ke kedalaman ataupun sebaliknya. Data ini juga diperlukan dalam pengikatan data sumur ke data seismik pada proses *well to seismic tie*. Data *checkshot* berfungsi untuk memberi perkiraan awal letak sumur pada data seismik. Pada penelitian ini digunakan data *checkshot* yang dimiliki oleh sumur XYZ-34 yang didistribusikan ke semua sumur dalam proses *well to seismic tie*.

4.4.3 Data Well Top

Data *well top* merupakan data *marker* (penanda) geologi yang menandai lapisan lapisan bawah permukaan dari suatu sumur *logs*. Pada penelitian ini setiap sumur

memiliki data *well top* yang terdiri dari 10 lapisan yaitu lapisan BRF, a1, a2, a0, a01, a02, a03, a03b, a04, A dan 2 *maximum flooding surface* yaitu MFS4 dan MFS3. Data *well top* ini nantinya akan digunakan untuk membantu proses *well to seismic tie* dan interpretasi struktur geologi bawah permukaan (*picking horizon*).

4.4.4 Data Sumur (Log)

Data sumur merupakan data yang digunakan untuk validasi dari properti reservoir yang akan dikarakterisasi pada penelitian ini. Pada penelitian ini terdapat 7 sumur yaitu sumur XYZ-14, XYZ-31, XYZ-32, XYZ-33, XYZ-34, XYZ-35, dan XYZ-36. Dari semua sumur tersebut, sumur XYZ-14 dan sumur XYZ-31 merupakan sumur tegak. Sedangkan sumur XYZ-32, XYZ-33, XYZ-34, XYZ-35, dan XYZ-36 merupakan sumur miring yang memiliki geometri deviasi. Masing-masing sumur memiliki data *logs* berupa *gamma ray*, *sonic*, NPHI, RHOB, porositas efektif, *v-shale*, dan saturasi air. Data sumur ini digunakan dalam proses *well to seismic tie*, interpretasi zona prospek hidrokarbon, inversi impedansi akustik, dan analisis *multiattributes*.

4.5 Prosedur Penelitian

4.5.1 Well to Seismic Tie

Proses ini merupakan proses awal yang harus dilakukan dalam pengolahan data seismik dan data sumur. Sebagaimana kita ketahui bahwa data seismik memiliki domain waktu sedangkan data sumur memiliki domain kedalaman, sehingga kedua data ini tidak bisa digunakan secara bersamaan. Namun kedua data ini perlu untuk digunakan secara bersamaan untuk mendapatkan hasil yang maksimal. Untuk itulah diperlukan suatu proses yang harus dilakukan untuk menghubungkan antara data

seismik dengan domain waktu dan data sumur dengan domain kedalaman. Proses *well to seismic tie* merupakan proses pengikatan data sumur yang berdomain kedalaman ke data seismik yang berdomain waktu sehingga dihasilkan sebuah data hubungan antara waktu dan kedalaman dari data seismik dan data sumur yang digunakan yaitu data *time to depth relationship* (Data T-D). Data yang digunakan pada proses ini adalah data *log* densitas (RHOB), data *p-wave* (*sonic*), dan tentu data seismik itu sendiri. Proses ini juga memerlukan data *well top* untuk membantu menentukan kecocokan formasi dengan *wiggle* seismik. Data *checkshot* juga diperlukan pada proses ini untuk perkiraan awal letak dari sumur pada data seismik. Sebelum melakukan proses *well to seismic tie* dilakukan proses ekstraksi *wavelet*. *Wavelet* yang digunakan pada penelitian kali ini adalah *statistical wavelet* dengan fase minimum. Proses awal yang dilakukan terlebih dahulu adalah melakukan koreksi *p-wave* dengan data *checkshot*. Data densitas dan *p-wave* yang telah terkoreksi *checkshot* dikalikan untuk mendapatkan data impedansi akustik pada masing masing sumur. Kemudian dari data impedansi akustik ini didapatlah data koefisien refleksi pada masing masing sumur. Data koefisien refleksi kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga menghasilkan seismogram sintetik. Seismogram sintetik inilah yang kemudian dicocokkan dengan seismogram dari data seismik yang digunakan. Pencocokan ini dilakukan dengan proses *stretch* (proses pencocokan dengan merenggangkan kedalaman data) dan *squeeze* (proses pencocokan dengan merapatkan kedalaman data). Pada saat melakukan pencocokan *stretch* dan *squeeze* juga perlu diperhatikan distribusi kedalaman yang terbentuk, ketika data kedalaman terlalu *stretch* atau terlalu *squeeze* pada interval kedalaman tertentu dan sangat berbeda dengan interval kedalaman yang lainnya, maka *well to*

seismic tie yang dilakukan kurang baik. Dalam melakukan proses *well to seismic tie* terdapat parameter penting yang perlu diperhatikan yaitu koefisien korelasi dan *time shift* antara seismogram sintetis dan seismogram data seismik. Nilai korelasi berkisar dari -1 sampai 1. Nilai korelasi yang dianggap baik adalah lebih dari 0.6 (menurut Schober (2018) pada Tabel 4.) dengan *time shift* 0 ms. Semakin tinggi nilai koefisien korelasi dan semakin rendah nilai *time shift* maka semakin baiklah data T-D yang akan didapat dari proses *well to seismic tie* yang dilakukan.

4.5.2 Interpretasi Data

4.5.2.1 Interpretasi Data Sumur

Proses ini merupakan interpretasi data sumur secara kualitatif dengan tujuan untuk mengetahui lapisan manakah yang merupakan lapisan dengan indikasi terdapatnya hidrokarbon. Untuk mengetahui lapisan yang terindikasi terdapat hidrokarbon, diperlukan parameter parameter tertentu yang dapat dilihat secara kualitatif pada data *logs* di masing masing sumur. Lapisan yang yang kemungkinan terdapat hidrokarbon haruslah lapisan yang permeabel artinya dapat meloloskan fluida, memiliki porositas yang baik, dan kandungan air yang sedikit. *Log* yang biasa digunakan untuk menentukan indikasi suatu lapisan mengandung hidrokarbon atau tidak adalah *log gamma ray*, densitas (RHOB), NPHI, porositas efektif, volume *shale*, dan saturasi air. *Gamma ray* merupakan *log* yang mengindikasikan tentang butir batuan pada suatu lapisan. Ketika batuan berbutir kasar maka *log gamma ray* akan cenderung menuju defleksi rendah, begitu pula sebaliknya ketika butir batuan halus maka *log gamma ray* cenderung menuju defleksi tinggi. Lapisan permeabel memiliki butir batuan yang kasar, sehingga *log gamma ray* yang menunjukkan

lapisan permeabel adalah *log gamma ray* yang memiliki nilai yang rendah. *Log RHOB* dan *log NPHI* biasanya disusun dalam satu *track* dengan skala yang saling berlawanan pada saat interpretasi zona prospek hidrokarbon kualitatif dari data *logs*. Zona prospek hidrokarbon ditandai dengan *log RHOB* dan *NPHI* yang memiliki nilai rendah sehingga kedua kurva akan berpotongan satu sama lain karena skala kedua *log* tersebut saling berlawanan. Untuk *log* porositas dibutuhkan daerah dengan nilai yang tinggi karena hidrokarbon memerlukan lapisan dengan porositas yang baik. *Log volume shale* pada daerah hidrokarbon biasanya bernilai rendah karena nilai *v-shale* yang rendah menandakan lapisan tersebut memiliki sedikit kandungan *shale*. Sebagaimana diketahui bahwa *shale* memiliki permeabilitas yang buruk. *Log* saturasi air berperan dalam menentukan kandungan air dalam zona reservoir. Semakin besar nilai saturasi air maka semakin banyak air yang terdapat dalam reservoir tersebut, hal ini menyebabkan hidrokarbon yang terkandung dalam reservoir tersebut sedikit. Untuk itulah diperlukan lapisan dengan nilai saturasi air yang rendah untuk dapat diindikasikan sebagai zona hidrokarbon. Identifikasi zona zona ini dilakukan pada setiap sumur di daerah penelitian sehingga diperoleh lapisan yang berpotensi mengandung hidrokarbon.

4.5.2.2 Running Attributes

Proses *running attribute* ini merupakan proses perhitungan atribut atribut seismik yang akan digunakan. Proses ini dilakukan untuk menampilkan informasi informasi dari data seismik yang sulit untuk dilihat pada penampang seismik biasa. Atribut atribut yang dihitung pada proses ini merupakan atribut yang berperan untuk membantu dalam interpretasi struktur geologi bawah permukaan pada daerah penelitian. Tahap tahap proses *running attribute* ini adalah *conditioning*, *edge*

detection, *edge enhancement*, dan *post-conditioning*. Proses *conditioning* merupakan proses pengkondisian data seismik. Pada data seismik biasa sering terlihat reflektor reflektor yang seperti terputus putus (*discontinue*) yang sering diinterpretasikan sebagai patahan, namun pada kenyataannya tidak semua reflektor yang terputus adalah patahan. Atribut seismik yang digunakan pada tahap ini adalah atribut *structural smoothing*. Dengan menggunakan atribut ini amplitudo reflektor yang terlalu rendah dan terlalu tinggi akan dihilangkan sehingga reflektor seismik yang dihasilkan dari penampang atribut *structural smoothing* akan terlihat lebih kontinu jika dibandingkan dengan penampang seismik hasil pengukuran lapangan. Proses *edge detection* merupakan proses untuk mendeteksi ketidakkontinuan dari data seismik hasil dari proses *conditioning*. Ketidakkontinuan inilah yang dianggap sebagai rekahan/patahan. Atribut seismik yang digunakan pada proses ini adalah atribut *variance*. Secara sederhana, atribut ini menghitung variansi atau ketidakmiripan suatu titik pada data seismik dengan titik titik di sekitarnya sehingga ketidakkontinuan pada reflektor seismik akan terlihat dari penampang atribut *variance* ini. Proses *edge enhancement* merupakan tahap penajaman tampilan dari ketidakkontinuan data seismik yang telah di deteksi pada proses sebelumnya. Hal ini dilakukan untuk memperjelas proses interpretasi patahan yang akan dilakukan selanjutnya. Atribut seismik yang digunakan pada tahap ini adalah atribut *ant-tracking*. Atribut *ant-tracking* merupakan atribut yang mengekstrak ketidakkontinuan yang ada pada data seismik hasil atribut *variance* dengan meningkatkan nilainya. Ketidakkontinuan yang semula terlihat samar samar atau tidak jelas akan diperjelas pada perhitungan atribut ini. Proses *post-conditioning* merupakan tahap pengkondisian akhir data seismik yang akan diinterpretasi. Pada

proses *edge enhancement* ketidakkontinuan data ditingkatkan sehingga banyak ketidakkontinuan akan terlihat, baik yang merupakan patahan, rekahan, ataupun hanya sekedar *noise* atau sinyal pengganggu. Proses *post-conditioning* ini dilakukan untuk mereduksi *noise* yang kemungkinan muncul saat proses *edge enhancement*. Atribut yang digunakan pada proses ini adalah atribut *iso-frequency component*.

4.5.2.3 Picking Horizon dan Patahan

Dalam geologi, *fault*/sesar/patahan adalah fraktur atau rekahan planar atau diskontinuitas dalam volume batuan yang telah mengalami perpindahan secara signifikan sebagai akibat dari gerakan massa batuan. Dalam interpretasi data seismik, patahan diindikasikan dengan ketidakkontinuan data, atau dapat juga dilihat sebagai *horizon* yang terputus atau buram kemudian bergeser. Interpretasi patahan yang dilakukan dibantu dengan atribut atribut seismik yang telah dihitung sebelumnya, yaitu *iso-frequency component*. Dalam geologi, horizon adalah sebuah badan permukaan dimana terdapat batas perubahan litologi dalam sekuen batuan sedimen atau vulkanik, lapisan khusus, lapisan tipis dengan karakteristik litologi atau konten fosil dalam sebuah sekuen. Dalam interpretasi data seismik refleksi, horizon adalah reflektor (atau *seismic event*) yang di-*pick* pada profil batuan sepanjang batas antara dua lapisan batuan, terutama perubahan kecepatan seismik dan densitas. Pada data seismik, horizon diindikasikan dengan reflektor seismik yang terang, baik pada reflektor *peak* (amplitudo positif) atau *trough* (amplitudo negatif). Interpretasi *horizon* yang dilakukan dibantu dengan atribut *structural smoothing* yang telah dihitung sebelumnya. *Picking horizon* dilakukan pada lapisan

yang diperkirakan mengandung hidrokarbon pada proses sebelumnya dengan bantuan dari *well top*.

4.5.2.4 Pembuatan Peta Struktur Geologi Bawah Permukaan

Proses ini merupakan proses pembuatan peta struktur geologi bawah permukaan dari hasil interpretasi *horizon* dan patahan yang telah dilakukan sebelumnya. Hasil dari interpretasi *horizon* di-*grid* dengan metode tertentu sehingga membentuk peta *horizon* bawah permukaan. Peta *horizon* ini kemudian di-*grid* ulang dengan menambahkan model patahan sehingga terbentuklah peta struktur geologi bawah permukaan dengan domain waktu. Proses selanjutnya adalah melakukan konversi *time to depth* sehingga peta struktur yang semula memiliki domain waktu menjadi peta struktur dengan domain kedalaman. Peta struktur geologi bawah permukaan dengan domain kedalaman ini dibuat berdasarkan kedalaman lapisan lapisan yang telah diindikasikan mengandung hidrokarbon.

4.5.3 Inversi Impedansi Akustik

4.5.3.1 Analisis Sensitivitas Data Logs

Sebelum melakukan inversi data seismik menjadi impedansi akustik, perlu dilakukan analisis sensitivitas data *logs*. Hal ini dilakukan karena nilai IA yang didapat dari hasil inversi tidak memiliki arti. Walaupun secara umum, IA yang rendah mengindikasikan reservoir hidrokarbon, namun parameter batas nilai rendah dan tinggi tidak diketahui karena setiap daerah memiliki parameter batas rendah dan tinggi yang berbeda beda. Untuk itulah perlu dilakukan analisis sensitivitas data *logs* untuk mengetahui nilai IA yang seperti apakah yang mengindikasikan zona prospek hidrokarbon pada daerah penelitian. Analisis

sensitivitas ini dilakukan dengan *crossplot* antara *log IA* dan *logs* yang lainnya. Dari *crossplot* inilah didapatkan hubungan antara nilai *IA* dan nilai *logs* yang lainnya. Sehingga dapat diketahui rentang nilai *IA* yang mengindikasikan hidrokarbon. Analisis sensitivitas data *logs* ini juga digunakan untuk menentukan pembuatan volume properti log pada tahap analisa multiatribut.

4.5.3.2 Inversi

Untuk melakukan inversi, kita perlu menentukan metode yang akan digunakan. Pada penelitian ini digunakan metode *model based*. Proses ini memerlukan data *logs p-wave*, densitas, data hubungan waktu kedalaman, peta *horizon* hasil interpretasi dan data seismik. Proses awal yang dilakukan adalah membuat model awal (*initial*). Model *initial* merupakan model frekuensi rendah yang dibentuk dengan melakukan *gridding* data *IA* dari setiap sumur dengan luasan dari *horizon* masukan. Model awal berfungsi sebagai model dugaan sebelum dilakukannya inversi untuk seluruh volume seismik. Sebelum melakukan inversi pada keseluruhan volume data seismik, proses awal adalah melakukan inversi pada masing masing sumur dan menganalisis hasil inversi tersebut. Pada tahap ini kurva *IA* dari masing masing sumur dan kurva hasil inversi dari data seismik pada daerah dekat sumur harus dibuat semirip mungkin, begitu juga dengan *trace* seismik asli dengan *trace* sintetik dari inversi. Dalam proses ini terdapat beberapa parameter yang perlu diatur untuk mendapatkan hasil yang maksimal yaitu *constraint* atau batas nilai, jumlah iterasi, *sampling rate*, dan yang lainnya. Hasil yang baik diukur dengan parameter parameter tertentu seperti *RMS error* antara data *IA* dari sumur dan data *IA* hasil inversi seismik pada daerah dekat sumur, korelasi antara *trace* seismik asli dan *trace* sintetik hasil dari model *IA* yang dibuat, serta *relative error*

antara *trace* seismik asli dan *trace* sintetik hasil dari model IA yang dibuat. Setelah hasil yang didapat cukup baik, selanjutnya adalah menerapkan hasil inversi dari masing masing sumur tersebut untuk keseluruhan volume seismik yang digunakan. Volume seismik hasil dari proses ini kemudian diekstrak dan di-*overlay* dengan peta struktur geologi bawah permukaan domain kedalaman untuk tiap zona prospek hidrokarbon sehingga didapatkan peta sebaran IA pada tiap zona prospek hidrokarbon.

4.5.4 Analisis Multiatribut

Proses ini merupakan proses penyebaran data properti *logs* ke seluruh volume seismik dengan bantuan atribut atribut seismik dan hasil dari inversi IA seismik. Proses ini memiliki prinsip seperti regresi polinomial, penambahan orde pada regresi polinomial adalah penambahan atribut pada multiatribut. Tahap awal dari proses ini adalah *single attribute analysis*. Pada tahap ini dilakukan *crossplot* untuk tiap atribut yang digunakan dengan properti *log* yang menjadi target sehingga diketahui hubungan masing masing atribut dengan properti *log* target. Proses selanjutnya adalah proses *multi-attribute analysis* dengan menggunakan *step-wise regression*. Pada tahap ini dilakukan penentuan banyaknya atribut yang baik untuk digunakan berdasarkan dari nilai *error* validasi. Tes validasi dilakukan dengan cara menyembunyikan sumur yang menjadi target *log* pada masing masing tahap dan menggunakan sumur lain dan atribut seismik untuk menghitung nilai dari sumur yang tersembunyi. Proses ini berlanjut hingga semua target *log* terestimasi. Tahap selanjutnya adalah proses *neural network*. *Neural network* merupakan metode *non-linear* untuk memprediksi parameter petrofisika yang nantinya hasilnya akan dibandingkan dengan metode multiatribut regresi *stepwise* sebelumnya. *Neural*

network yang digunakan pada penelitian kali ini adalah *probabilistic neural network* (PNN). Pada proses analisis multiatribut ini parameter paling penting adalah nilai koefisien korelasi *training* dan *validation*. Antara *step-wise regression* dan PNN biasanya dipilih salah satu yang memiliki nilai korelasi *validation* yang paling tinggi. Setelah dipilih, selanjutnya adalah menerapkan analisis tersebut untuk seluruh volume seismik. Volume properti *logs* hasil dari proses ini kemudian diekstrak dan di-*overlay* dengan peta struktur geologi bawah permukaan domain kedalaman untuk tiap zona prospek hidrokarbon sehingga didapatkan peta sebaran properti *logs* pada tiap zona prospek hidrokarbon. Pada penelitian kali ini dilakukan proses analisis multiatribut dengan target *log* densitas dan porositas.

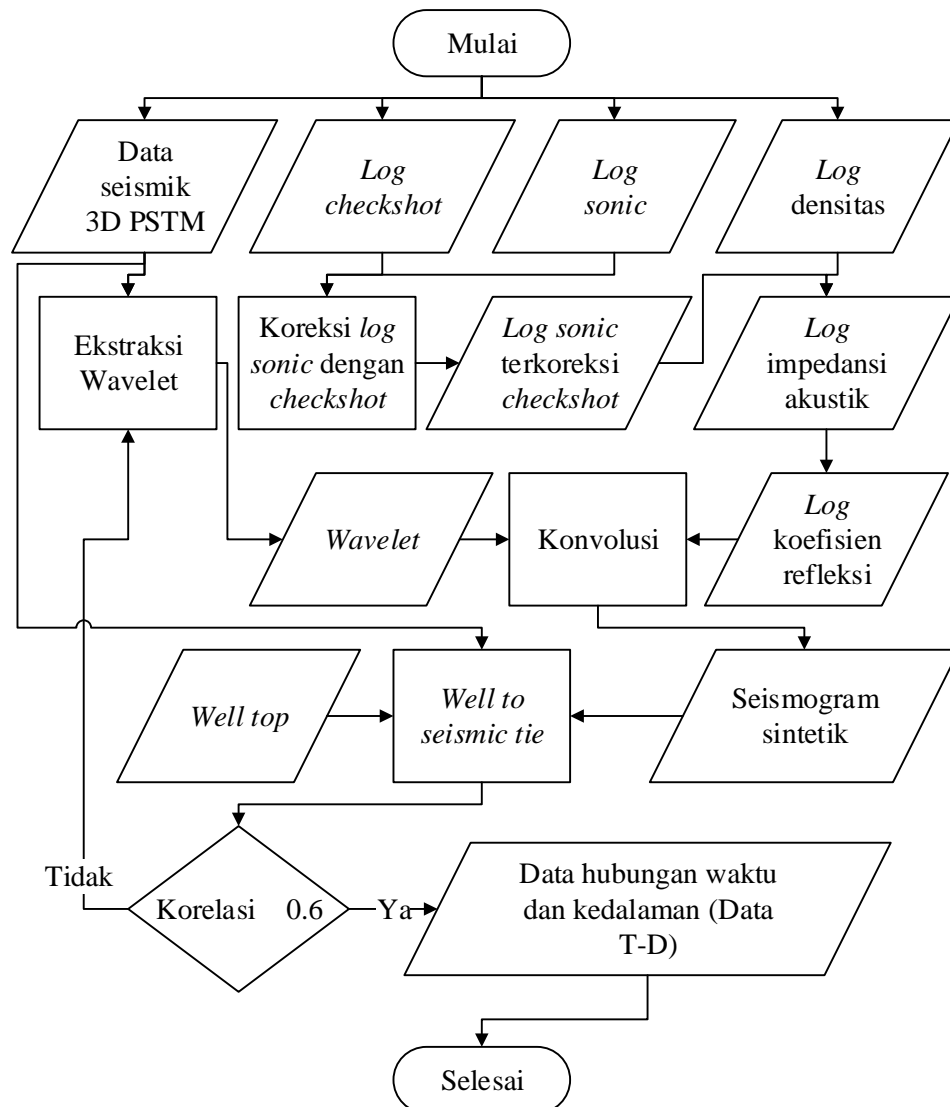
4.5.5 Analisis Karakteristik Reservoir

Proses ini merupakan proses karakterisasi reservoir dari data peta struktur bawah permukaan, peta sebaran IA, dan peta sebaran properti *log* pada setiap zona yang diindikasikan berpotensi mengandung hidrokarbon. Pada proses ini dilakukan klasifikasi nilai IA dan properti *log* berdasarkan hasil dari proses analisis sensitivitas data *logs* yang telah dilakukan sebelumnya dengan menggunakan metode analisis spasial. Karakteristik ini dilakukan untuk mengetahui lokasi dan sebaran daerah yang berpotensi mengandung hidrokarbon dari lapangan penelitian sehingga dapat diperkirakan lokasi untuk sumur produksi selanjutnya dari lapangan penelitian.

4.6 Diagram Alir

4.6.1 Well to Seismic Tie

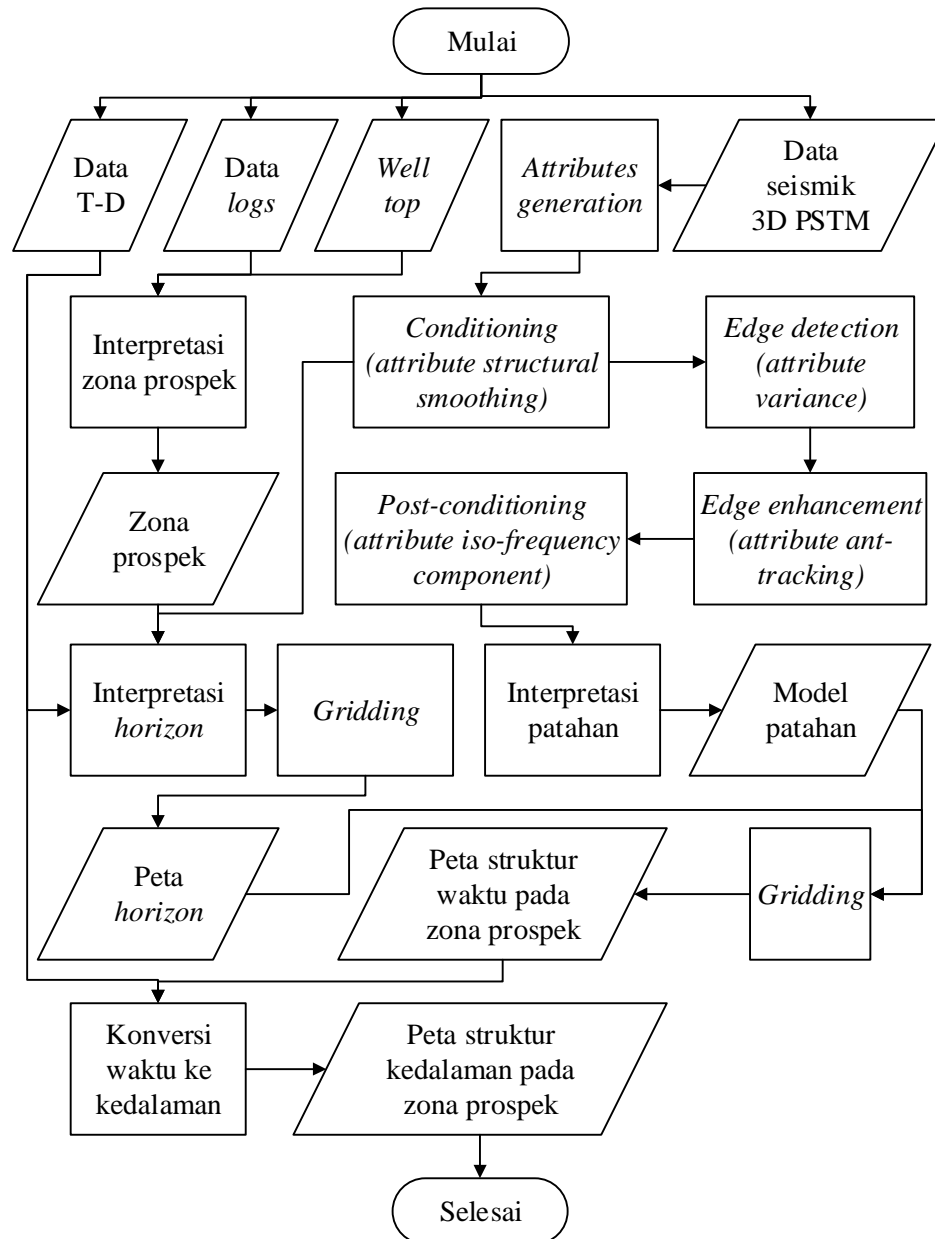
Proses *well to seismic tie* adalah proses mendapatkan hubungan antara domain kedalaman sumur dan waktu seismik sehingga sumur dapat diletakan pada data seismik di tempat yang tepat. Alur proses ini dapat dilihat pada Gambar 16.



Gambar 16. Diagram Alir *Well to Seismic Tie*

4.6.2 Interpretasi Data Sumur dan Seismik

Proses interpretasi ini dilakukan untuk mendapatkan peta struktur geologi bawah permukaan. Alur proses ini dapat dilihat pada Gambar 17.

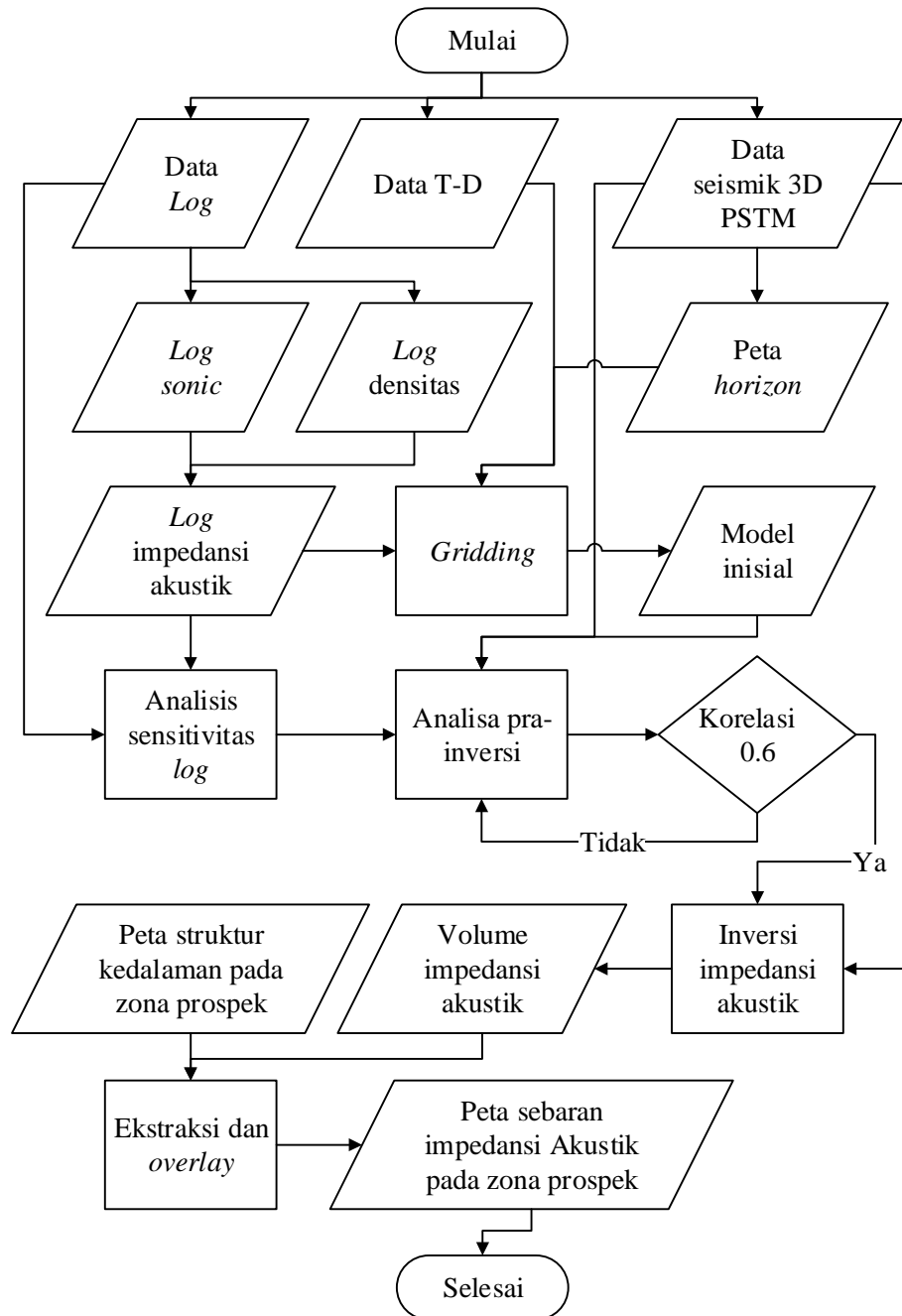


Gambar 17. Diagram Alir Interpretasi Data Seismik

4.6.3 Inversi Impedansi Akustik

Proses interpretasi ini dilakukan untuk mendapatkan volume impedansi akustik.

Alur proses ini dapat dilihat pada Gambar 18.



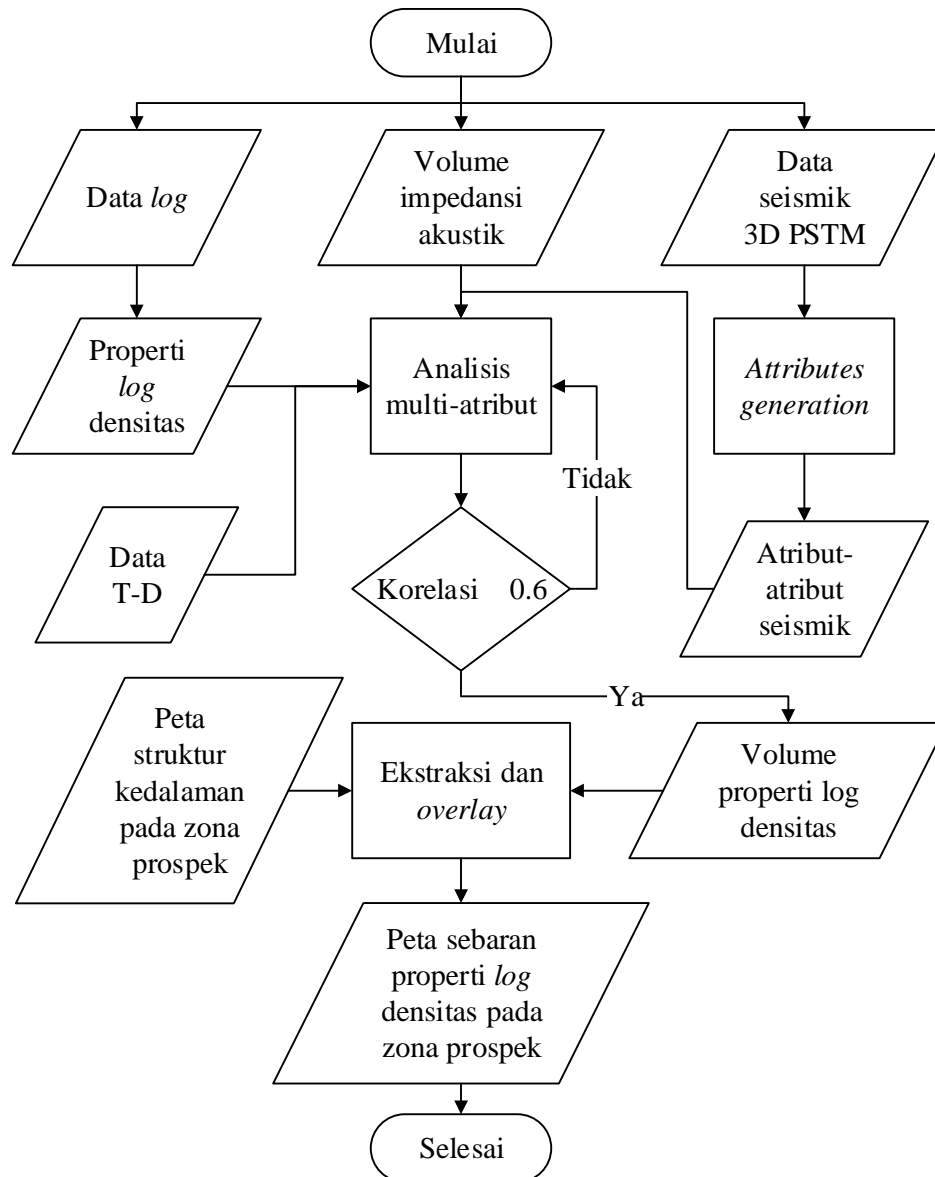
Gambar 18. Diagram Alir Inversi Impedansi Akustik

4.6.4 Analisis Multiatribut

4.6.4.1 Multiatribut Target *Log* Densitas

Proses interpretasi ini dilakukan untuk mendapatkan volume properti *log* densitas.

Alur proses ini dapat dilihat pada Gambar 19.

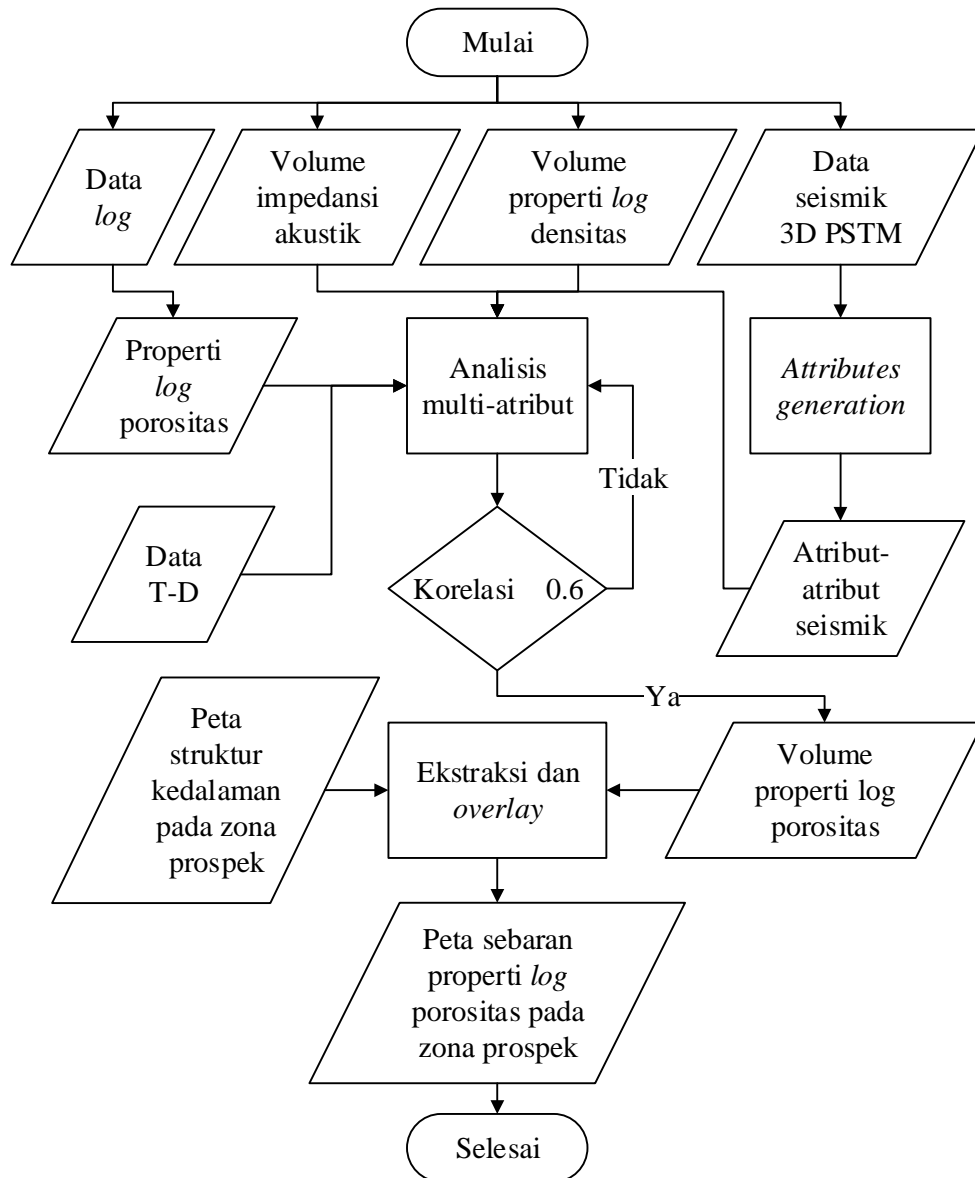


Gambar 19. Diagram Alir Analisis Multiatribut Target *Log* Densitas

4.6.4.2 Multiatribut Target *Log* Porositas

Proses interpretasi ini dilakukan untuk mendapatkan volume properti *log* porositas.

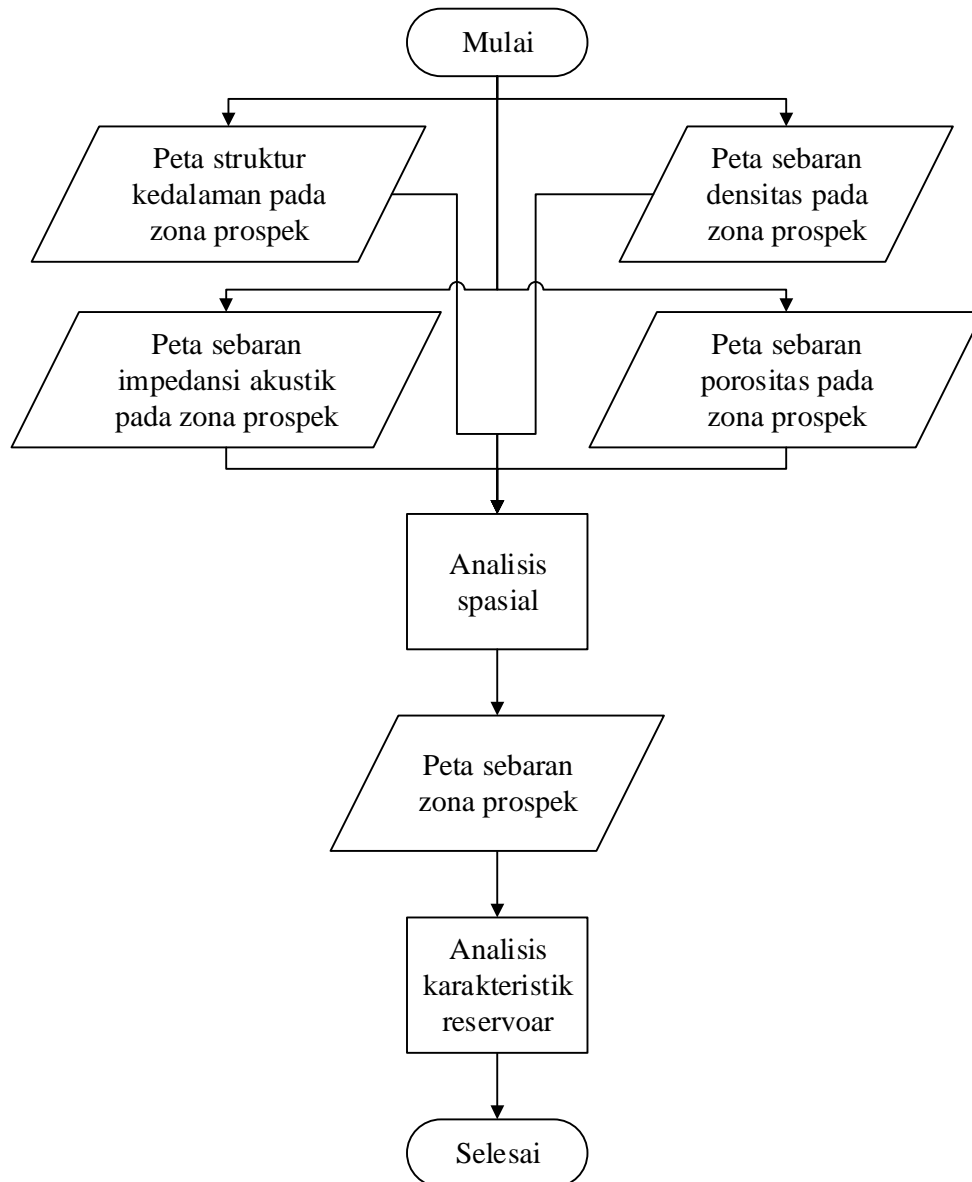
Alur proses ini dapat dilihat pada Gambar 20.



Gambar 20. Diagram Alir Analisis Multiatribut Target *Log* Porositas

4.6.5 Analisis Karakteristik Reservoir

Proses interpretasi ini dilakukan untuk mendapatkan peta sebaran reservoir untuk analisis karakteristik reservoir. Alur proses ini dapat dilihat pada Gambar 21.



Gambar 21. Diagram Alir Analisis Karakteristik Reservoir

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

7.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian yang telah dilakukan, maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Peta struktur bawah permukaan memiliki daerah tinggian di bagian tengah hingga ke timur peta (1170 m sampai 1050 m dibawah permukaan). Peta ini memperlihatkan 7 patahan turun dengan 2 orientasi patahan yang dominan yang memiliki arah dari barat daya menuju timur laut dan dari barat menuju ke timur.
2. Hasil dari volume inversi impedansi akustik dan volume properti *log* yang dibuat sudah baik secara kuantitatif maupun kualitatif. Dari analisa sensitivitas data *log* diketahui bahwa zona reservoir pada lapangan ini memiliki karakteristik nilai Impedansi akustik 6000 (m/s)*(g/cc) sampai dengan 7500 (m/s)*(g/cc), densitas 2 g/cc sampai dengan 2.3 g/cc, litologi *sandstone – limestone*, porositas lebih dari 10%, *gamma ray* kurang dari 100 API, *v-shale* kurang dari 2% dan saturasi kurang dari 60%.
3. Hasil dari analisis spasial menunjukkan bahwa pada Lapisan BRF daerah yang mengindikasikan hidrokarbon berada pada bagian timur laut sampai timur peta dan pada Lapisan A daerah yang mengindikasikan hidrokarbon berada pada bagian tengah peta menuju timur laut peta sampai timur peta.

7.2 Saran

Secara keseluruhan penelitian yang dilakukan sudah cukup baik, namun masih bisa ditingkatkan dibagian proses interpretasi zona hidrokarbon dengan menggunakan atribut yang dapat mengindikasikan hidrokarbon untuk memudahkan interpretasi hidrokarbon. Hal lainnya yang dapat ditingkatkan adalah pada proses inversi impedansi akustik dengan cara melakukan inversi impedansi akustik menggunakan metode lain seperti *bandlimited*, *sparse spike*, dan yang lainnya dan kemudian hasilnya dibandingkan. Dengan begitu hasil inversi impedansi akustik yang dilakukan akan lebih optimal.

DAFTAR PUSTAKA

- Anonim. 2019. *Convolution*. <https://en.wikipedia.org/wiki/Convolution>. (12 Juni 2019).
- Anonim. 2019. *Deconvolution*. <https://en.wikipedia.org/wiki/Deconvolution>. (12 Juni 2019).
- Anonim. 2019. *Directional Drilling*. https://petrowiki.org/Directional_drilling. (12 Juni 2019).
- Adelu, A.O., Aderemi, A.A., Akanji, A.O., Sanuade, O.A., Kaka, S.I., Afolabi, O., Olugbemiga, S., dan Oke, R. 2019. Application of 3D Static Modeling for Optimal Reservoir Characterization. *Journal of African Earth Sciences*. Vol. 152. Hal. 184 – 196.
- Anstey, N.A. 1977. *Seismic Interpretation: The Physical Aspects*. New York: Springer Science + Business Media.
- Aqrawi, A.A., Weinzierl, W., Daber, R. dan Boe, T.H. 2012. Directional Guided Seismic Attributes and Their Use in Assisting Structural, Stratigraphic and Lithological Interpretation. *SEG Las Vegas 2012 Annual Meeting*.
- Backe, G., Swierczek, E., MacDonald, J. dan Bailey, A. 2011. Seismic Attributes and Structural Interpretation – It Takes Two to Tango. *APPEA Journal 2012*. Hal. 437-454.
- Badley, M.E. 1987. *Practical Seismic Interpretation*. England: Badley, Ashton & Associates Limited.
- Bahorich, M.S. dan Farmer, S.L. 1995. *3-D Seismic Discontinuity for Fault and Stratigraphic Features: The Coherence Cube*. SEG.
- Barber, A.J., Crow, M.J. dan Milsom, J.S. 2005. *Sumatra: Geology, Resources and Tectonic Evolution*. London: Geological Society.
- Brown, A.R. 1999. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*. Oklahoma: AAPG & SEG.

- Chopra, S. dan Marfurt, J.K. 2005. Seismic Attributes – A Historical Perspective. *Geophysics*. Vol. 70. Hal. 3SO – 28SO.
- Chopra, S. dan Marfurt, J.K. 2006. *Seismic Attribute Mapping of Structure and Stratigraphic*. USA: SEG & EAGE.
- Cox, T. dan Seitz, K. 2007. Ant Tracking Seismic Volumes for Automated Fault Interpretation. *AAPG GeoConvention 2007*.
- Gafoer, S., Cobrie, T., dan Purnomo, J. 1986. *Peta Geologi Lembar Lahat, Sumatera Selatan*. Bandung: PPPG.
- Herron, D.A. 2011. *First Steps in Seismic Interpretation*. Oklahoma: SEG.
- Howell, D.C. 2014. *Fundamental Statistics for the Behavioral Sciences, 8th edition*. Wadsworth: Wadsworth Cengage Learning.
- Ilkhchi, R.K., Harami, R.M., Rezaee, R., Bidhendi, M.N. dan Ilkhchi, A.K. 2014. Seismic Inversion and Attributes Analysis for Porosity Evaluation of The Tight Gas Sandstones of The Whicher Range Field in The Perth Basin, Western Australia. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. Vol. 21. Hal. 1073-1083.
- Ilkhchi, A.K., Rezaee, R., Bonab, H.R. dan Chehrazi, A. 2009. Petrophysical Data Prediction from Seismic Attributes Using Committee Fuzzy Inference System. *Computers & Geosciences*. Vol. 35. Hal. 2314-2330.
- Kearey, K., Brooks, M. dan Hill, I. 2002. *An Introduction to Geophysical Exploration, Third Edition*. London: Blackwell Science Ltd.
- Kumar, R., Das, K., Chatterjee, R., dan Sain K. 2016. A Methodology of Porosity Estimation from Inversion of Post-Stack Seismic Data. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. Vol. 28. Hal. 356-364.
- Leite, E.P., dan Vidal, A.C. 2011. 3D Porosity Prediction from Seismic Inversion and Neural Networks. *Computers & Geosciences*. Vol. 37. Hal. 1174-1180.
- Ngeri, A.P., Tamudobereto-ari, I. dan Amakiri, A.R.C. 2015. Ant-Tracker Attributes: An Effective Approach to Enhancing Fault Identification and Interpretation. *IOSR Journal of VLSI and Signal Processing*. Vol. 5. Hal. 67-73.
- Oyana, T.J. dan Margai, F.M. 2016. *Spatial Analysis: Statistics, Visualization, and Computational Methods*. New York: Taylor & Francis Group.
- Rider, M. 2000. *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition*. Scotland: Rider-French Consulting Ltd.

Schober, P., Boer, C., dan Schwarte, L.A. 2018. Correlation Coefficients: Appropriate Use and Interpretation. *Anesthesia & Analgesia*. Vol. 126. Hal. 1763 – 1768.

Sukmono, S. 2010. *Application of Sequence & Seismic Stratigraphy In Field Exploration and Development*. Bandung: ITB.

Telford, W.N., Geldart, L.P. dan Sherrif, R.E. 1990. *Applied Geophysics*. Cambrige: Cambrige University Press.

Yang, S. 2017. *Fundamental of Petrophysics*. German: Springer.

Yilmaz, O. 1987. *Seismic Data Processing*. Tulsa: SEG.