

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN
SPEKTRAL DEKOMPOSISI BERBASIS *CONTINUOUS*
WAVELET TRANSFORM (CWT), SEISMIK INVERSI DAN
ANALISIS PETROFISIKA: STUDI KASUS CEKUNGAN
BONAPARTE**

(Skripsi)

Oleh
Sri Rizky



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2018**

RESERVOIR CHARACTERIZATION USING SPECTRAL DECOMPOSITION BASED ON CONTINUOUS WAVELET TRANSFORM (CWT), SEISMIC INVERSION AND PETROPHYSICAL ANALYSIS: CASE STUDY BONAPARTE BASIN

By

Sri Rizky

ABSTRACT

Seismic data is a non-stationary signal that has multiple frequencies that change with time. One of the seismic attributes capable of characterizing the changing frequency response to the time of rocks and reservoirs is the spectral decomposition. The selection of the right frequency can provide a detail characterization of the target zone. In this study, the analysis of low frequency spectral decomposition based on Continuous Wavelet Transform (CWT) combined with petrophysical analysis and seismic inversion of acoustic impedance applied to Flover Formation, Bonaparte Basin to identify sandstone reservoir saturated gas. In the CWT process, FFT (Fast Fourier Transform) is performed from each window of signal time continuously until the most appropriate frequency is reached in the target zone. The results of the research shows the existence of low frequency shadow as DHI (Direct Hydrocarbon Indicator) at frequency 12 Hz in reservoir zone of research area. This is supported by the inversion results indicating low AI values ranging from 10000-22000 ((ft/s)*(gr/cc)). Based on the calculation of petrophysics, reservoir zone has a porosity value of about 5-25%, V_{shale} 0.11-0.14, S_w value 2-30%, and density value about 2.00-2.25 gr/cc. The combination of CWT method, seismic inversion, and petrophysical analysis indicate the accumulation of gaseous hydrocarbons in the reservoir zone located in the southeast area of the study area.

Keywords: *Spectral Decomposition, Continuous Wavelet Transform (CWT), Inversion, Petrophysical*

KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN SPEKTRAL DEKOMPOSISI BERBASIS *CONTINUOUS WAVELET TRANSFORM* (CWT), SEISMIK INVERSI DAN ANALISIS PETROFISIKA: STUDI KASUS CEKUNGAN BONAPARTE

Oleh
Sri Rizky

ABSTRAK

Data seismik, secara alami merupakan sinyal non stasioner yang mempunyai bermacam frekuensi yang berubah terhadap waktu. Salah satu atribut seismik yang mampu mencirikan tanggap frekuensi yang berubah terhadap waktu dari batuan dan reservoir adalah dekomposisi spektral. Pemilihan frekuensi yang tepat dapat memberikan penggambaran zona target yang lebih jelas.. Pada penelitian ini, analisis dekomposisi spektral frekuensi rendah berbasis *Continuous Wavelet Transform* (CWT) dikombinasikan dengan analisis petrofisika dan seismik inversi impedansi akustik diterapkan pada Formasi Flover, Cekungan Bonaparte untuk mengidentifikasi reservoir batupasir tersaturasi gas. Pada proses CWT dilakukan FFT (*Fast Fourier Transform*) dari setiap *window* waktu sinyal secara menerus sampai diperoleh frekuensi yang paling tepat pada zona target. Dari hasil penelitian menunjukkan adanya *low frequency shadow* sebagai DHI (*Direct Hydrocarbon Indicator*) pada frekuensi 12 Hz di zona reservoir daerah penelitian. Hal ini didukung dengan hasil inversi yang menunjukkan nilai AI yang rendah yaitu berkisar 10000–22000 ((ft/s)*(gr/cc)). Berdasarkan hasil perhitungan petrofisika, zona reservoir memiliki nilai porositas sekitar 5-25%, nilai V_{shale} 0.11-0.14, nilai S_w 2-30%, dan nilai densitas sekitar 2.00–2.25 gr/cc. Kombinasi metode dekomposisi spektral berbasis CWT, inversi seismik, dan analisis petrofisika mengindikasikan adanya akumulasi hidrokarbon berupa gas pada zona reservoir yang terletak di area tenggara daerah penelitian.

Kata kunci: *Dekomposisi spektral, Continuous Wavelet Transform (CWT), Inversi, Petrofisika*

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN SPEKTRAL
DEKOMPOSISI BERBASIS *CONTINUOUS WAVELET TRANSFORM*
(CWT), SEISMIK INVERSI DAN ANALISIS PETROFISIKA: STUDI
KASUS CEKUNGAN BONAPARTE**

Oleh

SRI RIZKY

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar

SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung



**KEMENTRIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2018**

**Judul Skripsi : KARAKTERISASI RESERVOAR
MENGUNAKAN SPEKTRAL DEKOMPOSISI
BERBASIS *CONTINUOUS WAVELET*
TRANSFORM (CWT), SEISMIK INVERSI DAN
ANALISIS PETROFISIKA : STUDI KASUS
CEKUNGAN BONAPARTE**

Nama Mahasiswa : Sri Rizky

Nomor Pokok Mahasiswa : 1415051068

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik

MENYETUJUI

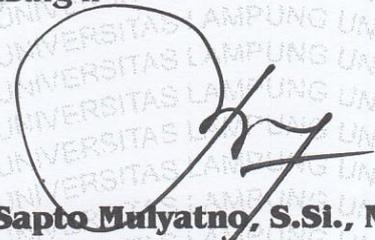
1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

Pembimbing II

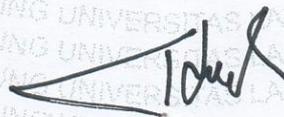


Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199603 1 001



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

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



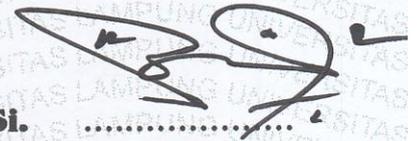
Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP 19750911 200012 1 002

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

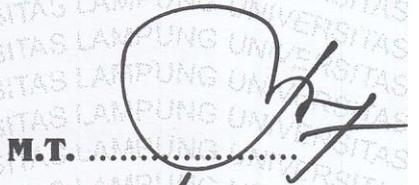
Ketua

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



Sekretaris

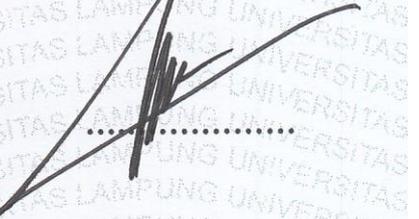
: Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.



Penguji

Bukan Pembimbing

: Dr. Muh Sarkowi, S.Si., M.Si.



2. Dekan Fakultas Teknik



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

NIP 19620717 198703 1 002

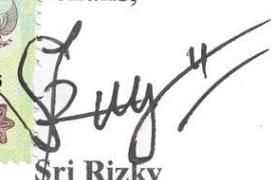
Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 22 Mei 2018

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, 22 Mei 2018

Penulis,

Sri Rizky



RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Palembang, pada tanggal 30 Mei 1996, anak bungsu dari lima bersaudara dari pasangan Bapak Zainuri dan Ibu Romyati. Riwayat pendidikan formal penulis dimulai sejak sekolah dasar, yakni Madrasah Ibtidaiyah Negeri (MIN) 3 Bitis, Kec. Gelumbang Kab. Muara Enim, lalu Sekolah Menengah Pertama (SMP) 1 Gelumbang, Kec. Gelumbang Kab. Muara Enim, kemudian melanjutkan ke Sekolah Menengah Atas (SMA) 1 Indralaya Utara, Kec. Indralaya Utara, Kab. Ogan Ilir.

Pada tahun 2014, penulis terdaftar sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung melalui jalur SBMPTN. Selama menjadi mahasiswa, penulis aktif di berbagai kegiatan organisasi kampus atau Unit Kegiatan Mahasiswa (UKM), antara lain sebagai Anggota Bidang Kaderisasi Himpunan Mahasiswa (HIMA) TG Bhuwana (2015/2016 dan 2016/2017), Anggota Dinas Eksternal Badan Eksekutif Mahasiswa (BEM) Fakultas Teknik (2015/2016), Sekretaris Departemen Mushola dan Kesekretariatan Forum Silaturahmi dan *Study* Islam (FOSSI) Fakultas Teknik (2015/2016), Sekretaris Departemen Kaderisasi Forum Silaturahmi dan *Study* Islam (FOSSI) Fakultas

Teknik (2016/2017), Bendahara Umum Seksi Mahasiswa Ikatan Ahli Geologi Indonesia (SM IAGI) (2016/2017), Staff Saintek Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) Regional Sumatera (2016/2017), Anggota *Education Division Society Exploration Geophysics (SEG) Student Chapter* Universitas Lampung (2016/2017 dan 2017/2018), dan Sekretaris Komisi III Bidang Keuangan Dewan Perwakilan Mahasiswa Fakultas Teknik (2017/2018).

Dalam bidang akademik, penulis aktif mengikuti lomba maupun pertemuan ilmiah di bidang geosaintis di tingkat nasional maupun internasional, antara lain sebagai Peserta *Paper Competition* dalam CELEBES *GEO SUMMIT* oleh Universitas Hasanuddin, Makassar (2015), sebagai pemenang *Best Oral Presenter* dalam 2nd *South Asian Geosciences Student Conference (SAGSC)* oleh Universitas Gadjah Mada di Yogyakarta (2016), sebagai pemenang juara 2 *Paper Competition* GEOSTONES oleh UPN “Veteran” di Yogyakarta (2016), sebagai *Oral Presenter* dalam Pertemuan Ilmiah Tahunan Himpunan Ahli Geofisika Indonesia (PIT HAGI) ke-41 di Bandar Lampung (2016), sebagai pemenang juara 3 *Paper Competition* dalam *Geoscience Atmosphere* oleh Institut Teknologi Surabaya (ITS) di Surabaya (2017), sebagai *Oral Presenter* dalam *Indonesian Petroleum Association (IPA) Convention and Exhibition* ke-41 di Jakarta (2017), dan pemenang 2nd *runner up Paper Competition* dalam *SPE SC Malaysia Oil and Gas Convention* oleh Universiti Teknologi Malaysia di Kuala Lumpur (2017). Penulis juga pernah meraih gelar juara 1 Mahasiswa Berprestasi Fakultas Teknik, serta juara 3 Mahasiswa Berprestasi tingkat Universitas Lampung pada tahun 2017.

Dalam bidang keilmuan, penulis dipercaya menjadi Asisten Mata Kuliah Fisika Teknik (2016), Asisten Praktikum Geologi Struktur (2017), dan Asisten Praktikum *Well Logging* (2017).

Dalam pengaplikasian ilmu di bidang Geofisika, penulis telah melaksanakan Praktik Kerja Lapangan (PKL) di perusahaan minyak dan gas, yaitu Petrochina Jabung Ltd Jakarta dengan judul **“Karakterisasi Reservoir Menggunakan Inversi Impedansi Akustik Model Based dan Band Limited pada Lapangan “ZR” Cekungan Sub Sumatra Selatan”**. Penulis juga melakukan penelitian Tugas Akhir di Kelompok Pengkajian Sumberdaya Hidrokarbon, KP3 Teknologi Eksplorasi PPPTMGB “LEMIGAS” Cipulir, Jakarta Selatan yang digunakan sebagai skripsi yang berjudul **“Karakterisasi Reservoir Menggunakan Spektral Dekomposisi Berbasis *Continuous Wavelet Transform* (CWT), Seismik Inversi dan Analisis Petrofisika: Studi Kasus Cekungan Bonaparte”**.

Aku persembahkan karya ini untuk:

*ALLAH Subhanahu wa Ta'ala
Rasulullah Muhammad Sallallahu 'Alaihi Wasalam*

Orangtua yang luar biasa dan terbaik sedunia:

*ZAINURI
&
ROMYATI*

Saudara- saudariku tersayang:

Irwan & Istri

Rosita & Yadi Idris

Sri Oktavia & Henky Wijaya

Sri Etika & Syamsul

Dan almamaterku tercinta:

Universitas Lampung

MOTTO

“Man jadda wa jada wa man saaro’ alard-darbi washola wa man shabara zafira”

Siapa yang bersungguh-sungguh, dia akan berhasil, dan Siapa yang berjalan pada lintasan yang benar, maka dia akan sampai di tujuan yang benar, dan siapa yang bersabar, akan beruntung

“Barang siapa keluar rumah untuk menuntut ilmu, maka ia dalam keadaan jihad fisabilah hingga kembali”

(H.R. Tirmizi)

“Lokasi lahir boleh di mana saja, tapi lokasi mimpi harus di langit”

(Anies Baswedan)

“Jangan takut bermimpi, kamu punya Allah, tak ada yang mustahil bagi-Nya”

(Sri Rizky)

“Jangan khawatir, kamu tidak sendirian, Allah tak pernah pergi dari sisimu”

(Sri Rizky)

“Jika kau lelah berjuang, ingatlah tetesan keringat orang tuamu yang berjuang untuk kesuksesanmu”

(Sri Rizky)

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb

Alhamdulillah, puji dan syukur penulis haturkan kepada Allah **Subhanawata'ala** yang telah memberikan rahmat, nikmat serta karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **“Karakterisasi Reservoir Menggunakan Spektral Dekomposisi Berbasis *Continuous Wavelet Transform* (CWT), Seismik Inversi dan Analisis Petrofisika: Studi Kasus Cekungan Bonaparte”**. Skripsi ini ditulis sebagai hasil dari kegiatan Penelitian Tugas Akhir yang dilakukan di Kelompok Pengkajian Sumberdaya Hidrokarbon, KP3 Teknologi Eksplorasi PPPTMGB “LEMIGAS” Cipulir, Jakarta Selatan

Skripsi ini merupakan syarat untuk menyelesaikan studi Strata-1 Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Penulis mengucapkan terima kasih kepada seluruh pihak yang telah membantu dalam pembuatan skripsi ini. Penulis sangat menyadari bahwa dalam penulisan ini banyak kekurangan. Oleh sebab itu, penulis sangat mengharapkan kritik dan saran yang membangun agar skripsi ini dapat menjadi pedoman yang baik bagi pembaca yang lain.

Penulis berharap semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi perkembangan ilmu pengetahuan, ilmu geofisika khususnya.

Wassalamu'alaikum Wr. Wb.

Penulis

Sri Rizky

SANWACANA

Banyak pihak yang telah berperan serta membantu penulis dalam menyelesaikan skripsi ini, bukan saja dari segi keilmuan, tetapi juga dukungan moril maupun materil. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. **Allah subhanahu wa ta'ala** yang selalu memberikan kemudahan, rahmat dan karunia-Nya dari awal mulai penelitian sampai terselesaikannya skripsi ini. *Alhamdulillahilladzi bi ni'matihi tatimmus shalihaat.*
2. **Rasulullah Muhammad sallallahu 'alaihi wasalam** yang selalu menjadi teladanku, yang dengan membaca siroh nya membuatku kembali semangat bahwa kesabaran dan perjuangan akan berbuah keberhasilan. *Allahumma salli `ala muhammadin wa`ala ali muhammad.*
3. **Kedua orangtuaku, Ayah dan Ibu tercinta Bapak Zainuri dan Ibu Romyati.** Kalian merupakan motivasi terbesarku untuk menyelesaikan pendidikanku, agar kelak aku bisa membahagiakan dan membanggakan kalian. Sungguh, aku sangat beruntung dan bahagia dititipkan oleh Allah kepada orang tua sebaik kalian. Kalian selalu mendukung keputusan dan cita-citaku. Terima kasih atas tetesan keringat kalian sampai aku bisa seperti sekarang. Semoga Allah memberikan kita umur yang panjang dalam kesehatan agar kelak kita dapat bersama-sama menikmati keberhasilanku dimasa depan nanti.

4. **Saudara-saudariku**, A' Iwan & istri, Yuk Ros & Kak De, Yuk Ita & Kak Hengky, dan Yuk Tika & Kak Sam serta keluarga yang selalu mendoakan, memberi motivasi dan semangat yang tiada henti serta dukungan finansial kepadaku. *I know you always got my back.*
5. **Bapak Dr. Ir. Muhammad Wafid, M.Sc.** selaku kepala Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas (LEMIGAS) yang telah memberikan izin dan kesempatan kepada penulis untuk melakukan penelitian Tugas Akhir di LEMIGAS.
6. **Bapak Sulistiyono, S.T, M.Si.** selaku pembimbing Tugas Akhir di LEMIGAS yang selalu memberi arahan, *sharing* ilmu, dan tak pernah lelah setiap sore menanyakan *progress* penelitian penulis. Terima Kasih atas ilmu yang Bapak berikan, semoga menjadi amal jariyah sebagai pemberat amal kebaikan di akhirat kelak.
7. **Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.** selaku Pembimbing I dan dosen Pembimbing Akademik yang telah banyak membantu, berkorban, membimbing, serta mengingatkan dalam kebaikan selama kuliah maupun dalam penyusunan skripsi ini. Bapak sudah seperti Bapak saya sendiri. *I will never ever forget your kindness.*
8. **Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.** selaku Pembimbing II yang telah banyak memberikan arahan, koreksi, motivasi, dan bimbingan dalam penyusunan skripsi ini.
9. **Bapak Dr. Muh Sarkowi, S.Si., M.Si.** selaku Penguji yang telah banyak memberikan kritik, koreksi, dan saran dalam penyusunan skripsi ini.

10. **Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.** selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang senantiasa membimbing dan mengarahkan selama proses studi berlangsung.
11. **Seluruh Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung;** Bapak Prof.Drs. Suharno, M.Sc., Ph.D., Bapak Dr. Muh Sarkowi, S.Si., M.Si., Bapak Rustadi, M.T., Bapak Karyanto, S.Si., M.T., Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T., Bapak Syamsurijal Rasimeng., M.Si., Bapak Alimuddin, M.Si., Bapak Rahmad Catur Wibowo, M.Eng., Bapak I Gede Boy, M.Eng., yang telah mengajarkan ilmu dan memberikan banyak bantuan selama penulis menempuh studi di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
12. **Seluruh staff Tata Usaha Jurusan Teknik Geofisika Unila,** Pak Marsuno, Pak Pujono, Pak Legino, Mbak Bella dan Mbak Dhea, yang telah memberikan banyak bantuan dalam proses administrasi selama penulis menempuh studi di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
13. **Mas Tio** yang selalu membimbing secara teknis selama melakukan penelitian Tugas Akhir, serta Mas Ongky, Pak Egi, Pak Joko, dan seluruh karyawan LEMIGAS atas dukungan dan bantuan kepada penulis selama mengerjakan penelitian Tugas Akhir di LEMIGAS.
14. **Mik Not, Kak Budi, Rauf, Laura, dan Wak Kon** selaku keluarga keduaku selama menempuh hidup di perantauan. Terima Kasih atas jasa-jasa kalian terutama kepada Mik Not, Terima Kasih Banyak. Jika aku sukses kelak, aku takkan lupa dengan kebaikan kalian.
15. **Teman Kontrakan.** Mba Ade, Mba Rara, Isti, Dias, Rara, Imah, dan Yana. Terima kasih atas 3 tahun kebersamaan kita.

16. **Teman seperjuangan Tugas Akhir**, Sidharta Pratiknyo, Rachman Malik, M. Niko Febridon, Alfian Hidayah Kusuma, Nabila Prastika Putri, dan Chintia Dewi Maharani yang telah berjuang bersama-sama di Jakarta sebagai tempat berbagi *kegubehan*. Semoga kelak cita-cita kita tercapai.
17. **Teruntuk kepada Alfian Hidayah Kusuma**, *my best friend forever*. Teman seperjuangan dari maba sampai wisuda yang selalu ikhlas membantu bahkan disaat aku tak meminta sekalipun. Tak bisa ku sebutkan satu persatu kebaikanmu disini. “Kebahagiaanku adalah penderitaanmu, penderitaanku adalah kebahagiaanmu”. Jika sukses kelak jangan lupakan aku. *A friend in need is a friend indeed*.
18. **Terkhusus untuk Ukhtina-ukhtinaku**, Witta Putri Anggraini, Evi Muharoroh, Nabila Prastika Putri, dan Cinthia Dewi Maharani sebagai tempat ku berbagi dan berkeluh kesah. Makasih semuanya.
19. **Ukhtina TG14**, Aul, Malin, Rita, Isti, Susila, Ino, Fitriana, Adel, Agnes, Diana Umami, Desta, Ida, Ideng, Nupit, Ratih, Tiwi, Viska, dan Fhera. Tetap menjadi ukhtina-ukhtina yang baik hatinya yaaa. Sayang kalian.
20. **Akhina TG14**, Alfian, Agra, Agung, Budi, Amir, Andi, Alfa, Arief, Aziz, Deni, Dicky, Dimas, Ewin, Fajar, Faqih, Filza, Gaffar, Galang, Ghiat, Helbrat, Ikhwan, Ilham, Indra, Jefri, Martin, Azri, Mora, Farizi, Ical, Asrin, Niko, Nurdin, Zaki, Romi, Nana, Norman, Pungky, Malik, Iqbal, Raka, Ridho, Aldi, Pak De, Darta, Sofyan, dan Yudha. **TG 14, LUAR BIASA, BIASA DILUAR. BEEHHH.**
21. **Teman seperjuangan selama penelitian Tugas Akhir di LEMIGAS**, Mas Nino (Unpad), Mas Anggi (UPN”V”Yogyakarta), Kak Gipita (Undip), Mas Pata (Unja), Mas Hanif (Itera), dan Mas Jamal (University Of China) yang telah

banyak membantu dan berbagi ilmu kepada penulis selama penelitian di LEMIGAS.

22. Teman seperjuangan 40 hari di Gayam. Malik, Bang Anggi, Fietra, dan Priska.

Terima kasih atas kebersamaan nya.

23. Keluarga Besar Teknik Geofisika Unila angkatan 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2014, 2015 dan 2016 yang telah memberikan dukungan, do'a dan semangat untuk penulis.

24. Terimakasih banyak atas semua pihak yang telah terlibat.

Penulis

Sri Rizky

DAFTAR ISI

	Halaman
<i>ABSTRACT</i>	i
ABSTRAK	ii
HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
HALAMAN PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
HALAMAN PERSEMBAHAN	x
MOTTO	xi
KATA PENGANTAR	xii
SANWACANA	xiii
DAFTAR ISI	xviii
DAFTAR GAMBAR	xxii
DAFTAR TABEL	xxviii
I. PENDAHULUAN	
A. Latar Belakang	1
B. Tujuan Penelitian	2
C. Batasan Masalah	3
D. Manfaat	3

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Lokasi Penelitian.....	4
B. Geologi Regional.....	5
C. Tektonik dan Struktur Geologi.....	5
D. Stratigrafi Cekungan	9
1. Batuan sedimen tertua	9
2. Formasi Johnson (<i>Base Eocene</i>)	10
3. Formasi Wangarlu (Turonian MFS).....	10
4. Formasi Echuca Shoal (<i>Base Aptian</i>).....	10
5. Formasi Elang (<i>Base Flamingo</i>).....	10
E. <i>Petroleum System</i> Cekungan Bonaparte.....	11
1. <i>Source Rock</i>	11
2. <i>Reservoir dan Seal</i>	13
3. <i>Trap</i>	14
4. <i>Maturity/Kematangan</i>	14
F. <i>Reservoir Formasi Plover</i>	15

III. TEORI DASAR

A. Konsep Dasar Seismik Refleksi.....	17
B. Komponen Seismik Refleksi	19
1. Impedansi Akustik.....	20
2. Koefisien Refleksi	21
3. Polaritas	23
4. Fasa.....	24
C. Atribut Seismik	24
D. Dekomposisi Spektral	26
E. <i>Continuous Wavelet Transform (CWT)</i>	28
1. Sejarah <i>Continuous Wavelet Transform (CWT)</i>	28
2. Konsep Dasar <i>Continuous Wavelet Transform (CWT)</i>	30
3. Analisis Frekuensi Rendah sebagai Indikasi Gas.....	36
4. <i>Wavelet</i>	38
5. Jenis-jenis <i>wavelet</i>	40
F. Seismik Inversi	44

IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Lokasi dan Waktu Penelitian	66
B. Perangkat Lunak.....	67
C. Data Penelitian	67
D. Pengolahan Data	73
1. Pengolahan Data Sumur	74
2. Pengolahan Data Seismik.....	83
3. Dekomposisi Spektral	89
4. Seismik Inversi	94
5. Pengolahan Data Petrofisika	99

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Analisis Data Petrofisika.....	101
1. Penentuan Zona Reservoir.....	101
2. Analisis Nilai <i>Volume Shale (Vsh)</i>	104
3. Analisis Nilai Resistivitas Air (<i>Rw</i>).....	107
4. Analisis Nilai Porositas dan <i>Sw</i>	109
5. <i>Well Correlation</i>	112
B. Analisis Data Seismik.....	113
1. Interpretasi Lapisan.....	113
2. Peta Struktur Waktu.....	115
3. Peta Struktur Kedalaman.....	117
4. Peta <i>Isopach</i>	120
C. Analisis Inversi Seismik.....	121
1. Analisis Sensitivitas.....	121
2. Model Inisial.....	124
3. Analisis <i>Error</i>	125
4. Analisis Hasil Inversi.....	127
5. Peta Persebaran Porositas.....	131
6. Peta Persebaran Saturasi Air.....	134
D. Analisis <i>Continuous Wavelet Transform</i>	136
1. Penentuan <i>Tuning Frequency</i> dan <i>wavelet</i>	136
2. Analisis Hasil CWT Pada Frekuensi Rendah.....	141
3. Pengujian CWT pada frekuensi tinggi.....	145
4. Pengujian CWT pada frekuensi kurang dari <i>Tuning Frequency</i>	150
5. Pengujian CWT pada frekuensi dominan.....	151
E. Kombinasi Hasil CWT dan Inversi Impedansi Akustik (AI).....	153
F. Analisis Kombinasi Hasil Peta Parameter Reservoir.....	155

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan.....	158
B. Saran.....	159

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. Cekungan Bonaparte	4
Gambar 2. Tektonik Cekungan Bonaparte	9
Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Bonaparte	11
Gambar 4. Proses seismik refleksi.....	18
Gambar 5. Pemantulan dan pembiasan gelombang pada bidang batas	19
Gambar 6. Komponen dasar tras seismik	20
Gambar 7. Koefisien Refleksi	22
Gambar 8. Ilustrasi hubungan geologi dan seismik.....	22
Gambar 9. Polaritas normal dan polaritas <i>reverse</i>	23
Gambar 10. Macam-macam fasa pada <i>wavelet</i>	24
Gambar 11. Klasifikasi atribut seismik	25
Gambar 12. Proses dalam pengolahan atribut dekomposisi spektral	27
Gambar 13. Transformasi Fourier	32
Gambar 14. Ilustrasi transformasi dengan transformasi <i>wavelet</i> kontinyu yang menghasilkan komponen <i>wavelet</i> dari skala dan posisi.....	33
Gambar 15. Analisis Fourier dalam mentransform <i>time</i> menjadi frekuensi... 33	33
Gambar 16. Analisa <i>Wavelet</i> dalam mengubah time menjadi fungsi skala.... 33	33
Gambar 17. Perbedaan dari beberapa transformasi sinyal <i>non-stationer</i> 34	34
Gambar 18. <i>Seismic low-frequency effect</i> 36	36
Gambar 19. <i>Seismic section</i> konvensional di lapangan West-Siberian	37
Gambar 20. <i>Low frequency Seismic section</i> di lapangan West-Siberian..... 38	38
Gambar 21. <i>Wavelet</i> fasa nol dengan frekuensi 20, 30, dan 40 Hz	38
Gambar 22. <i>Wavelet</i> Morlet..... 42	42
Gambar 23. <i>Wavelet</i> Gaussian	43

Gambar 24. <i>Wavelet Mexican hat</i>	44
Gambar 25. Proses Inversi Seismik.....	45
Gambar 26. Konsep dari inversi impedansi akustik. Panah merah memperlihatkan pemodelan ‘ke depan’ sementara panah hitam menunjukkan inversi.....	46
Gambar 27. Representasi dari impedansi akustik dan rekaman seismik beserta masing-masing sifatnya	47
Gambar 28. Operasi kegiatan <i>Logging</i>	48
Gambar 29. Defleksi log <i>gamma ray</i>	49
Gambar 30. Grafik Log <i>Neutron Porosity</i>	51
Gambar 31. Defleksi log densitas	52
Gambar 32. Defleksi log resistivitas	54
Gambar 33. Grafik hubungan porositas vs log permeabilitas batupasir.....	61
Gambar 34. Hubungan <i>RHOB</i> dan <i>PHIE</i>	64
Gambar 35. Geometri data seismik yang digunakan.....	68
Gambar 36. Tampilan log pada sumur ZR-1	69
Gambar 37. Tampilan log pada sumur ZR-2.....	69
Gambar 38. Tampilan log pada sumur ZR-3	70
Gambar 39. Tampilan log pada sumur ZR-4.....	70
Gambar 40. Base Map pada survei area penelitian	70
Gambar 41. <i>Arbitrary Line</i>	71
Gambar 42. Diagram alir penelitian	73
Gambar 43. Koreksi <i>Checkshot</i> pada Sumur ZR-1	75
Gambar 44. Koreksi <i>Checkshot</i> pada Sumur ZR-2	76
Gambar 45. Koreksi <i>Checkshot</i> pada Sumur ZR-3	76
Gambar 46. Koreksi <i>Checkshot</i> pada Sumur ZR-4	77
Gambar 47. <i>Wavelet</i> hasil ekstraksi <i>wavelet statistical</i>	78
Gambar 48. Spektrum frekuensi data seismik hasil ekstraksi <i>wavelet</i>	78
Gambar 49. <i>Wavelet Ricker</i> yang digunakan dalam pengikatan data sumur..	79
Gambar 50. Diagram alir proses ekstrak <i>wavelet</i>	80
Gambar 51. Proses <i>Well Tie</i> pada Sumur ZR-1	80
Gambar 52. Proses <i>Well Tie</i> pada Sumur ZR-2	81

Gambar 53. Proses <i>Well Tie</i> pada Sumur ZR-3.....	81
Gambar 54. Proses <i>Well Tie</i> pada Sumur ZR-4.....	82
Gambar 55. Diagram alir proses <i>Well Tie</i>	83
Gambar 56. <i>Picking horizon top reservoir dan base reservoir</i>	86
Gambar 57. Diagram alir proses <i>Time-Depth Conversion</i>	87
Gambar 58. <i>Velocity Map</i> pada <i>Top Reservoir</i>	87
Gambar 59. <i>Velocity Map</i> pada <i>Base Reservoir</i>	88
Gambar 60. Proses pembuatan Peta <i>Isopach</i>	88
Gambar 61. Tampilan data seismik pada <i>software Opendtech</i>	89
Gambar 62. Tampilan pengaturan atribut dekomposisi spektral pada <i>software OpendTect</i>	90
Gambar 63. <i>Window</i> pengaturan ekstrak volume seismik.....	91
Gambar 64. Proses pembuatan <i>cube</i> seismik baru	91
Gambar 65. Tampilan <i>cube</i> seismik baru frekuensi 12Hz.....	91
Gambar 66. Diagram alir proses <i>Continuous Wavelet Transform (CWT)</i>	93
Gambar 67. Pembuatan Log <i>P-Impedance</i>	94
Gambar 68. Tampilan Log <i>P-Impedance</i> pada Sumur ZR-1.....	95
Gambar 69. Tampilan Log <i>P-Impedance</i> pada Sumur ZR-2.....	95
Gambar 70. Tampilan Log <i>P-Impedance</i> pada Sumur ZR-3.....	96
Gambar 71. Tampilan Log <i>P-Impedance</i> pada Sumur ZR-4.....	96
Gambar 72. Diagram alir proses inversi seismik	98
Gambar 73. Diagram alir proses perhitungan parameter petrofisika.....	99
Gambar 74. Diagram alir proses pembuatan peta persebaran porositas dan saturasi air (<i>Sw</i>).....	100
Gambar 75. Lapisan reservoir pada Sumur ZR-1	102
Gambar 76. Lapisan reservoir pada Sumur ZR-2	102
Gambar 77. Lapisan reservoir pada Sumur ZR-3	103
Gambar 78. Lapisan reservoir pada Sumur ZR-4	104
Gambar 79. Analisis <i>Vsh</i> Reservoir Sumur ZR-1	105
Gambar 80. Analisis <i>Vsh</i> Reservoir Sumur ZR-2	106
Gambar 81. Analisis <i>Vsh</i> Reservoir Sumur ZR-3	106
Gambar 82. Penentuan Nilai <i>Rw</i> Menggunakan <i>Picket Plot</i> Sumur ZR-1	108

Gambar 83. Penentuan Nilai R_w Menggunakan <i>Picket Plot</i> Sumur ZR-2.....	108
Gambar 84. Penentuan Nilai R_w Menggunakan <i>Picket Plot</i> Sumur ZR-3.....	109
Gambar 85. Grafik Nilai Porositas ($PHIE$) dan S_w Sumur ZR-1	111
Gambar 86. Grafik Nilai Porositas ($PHIE$) dan S_w Sumur ZR-2.....	111
Gambar 87. Grafik Nilai Porositas ($PHIE$) dan S_w Sumur ZR-3.....	111
Gambar 88. Korelasi Sumur ZR-1, ZR-2, dan ZR-3	112
Gambar 89. <i>Picking horizon top reservoir dan base reservoir pada Xline</i> 1191	113
Gambar 90. <i>Picking horizon top reservoir dan base reservoir pada inline</i> 1237	114
Gambar 91. Penampang seismik interpretasi patahan pada <i>inline</i> 1288.	114
Gambar 92. Peta Strukur Waktu pada <i>Top Reservoir</i>	116
Gambar 93. Peta Strukur Waktu pada <i>Base Reservoir</i>	117
Gambar 94. Peta Struktur <i>Domain</i> Kedalaman <i>Top reservoir</i>	118
Gambar 95. Peta Struktur <i>Domain</i> Kedalaman <i>Base Reservoir</i>	119
Gambar 96. Peta 3D Struktur <i>Domain</i> Kedalaman <i>Top Reservoir</i>	120
Gambar 97. Peta Ketebalan Reservoar	122
Gambar 98. <i>Cross plot</i> antara impedansi akustik, porositas dan <i>gamma ray</i> pada Sumur ZR-1	122
Gambar 99. <i>Cross plot</i> antara impedansi akustik, porositas dan <i>gamma ray</i> pada Sumur ZR-2.....	122
Gambar 100. <i>Cross plot</i> antara impedansi akustik, porositas dan <i>gamma</i> <i>ray</i> pada Sumur ZR-	123
Gambar 101. <i>Cross plot</i> antara impedansi akustik, porositas dan <i>gamma</i> <i>ray</i> pada Sumur ZR-4.....	123
Gambar 102. Model inisial inversi impedansi akustik	125
Gambar 103. Analisis <i>error</i> hasil inversi	126
Gambar 104. Hasil inversi dengan menggunakan metode <i>Model Based</i>	128
Gambar 105. Kesesuaian <i>P-Impedance Log</i> Terhadap Inversi AI.....	129
Gambar 106. Peta Persebaran AI.....	130
Gambar 107. Peta Persebaran Kecepatan	131
Gambar 108. Peta Persebaran Densitas	132

Gambar 109. Grafik Hubungan Densitas dengan Porositas	133
Gambar 110. Peta Persebaran Porositas	134
Gambar 111. Peta Persebaran <i>Sw</i>	135
Gambar 112. <i>Trace</i> pada <i>Xline</i> 1191 dan <i>Inline</i> 1273 yang dilewati sumur ZR-1	136
Gambar 113. Gelombang <i>trace</i> pada <i>Xline</i> 1191 dan <i>Inline</i> 1273	137
Gambar 114. Spektrum <i>time-frequency wavelet Morlet</i>	137
Gambar 115. Spektrum <i>time-frequency wavelet Gaussian</i>	138
Gambar 116. Spektrum <i>time-frequency wavelet Mexican-hat</i>	138
Gambar 117. Analisis spektrum frekuensi pada zona target	139
Gambar 118. Spektrum frekuensi data seismik pertemuan antara <i>Xline</i> 1911 dan <i>Inline</i> 1273	140
Gambar 119. Penampang seismik pada <i>xline</i> 1191 dengan Dekomposisi Spektral Berbasis Transformasi <i>Wavelet</i> Kontinyu (CWT) pada frekuensi 12 Hz.	141
Gambar 120. Penampang seismik pada <i>inline</i> 1281 dengan Dekomposisi Spektral Berbasis Transformasi <i>Wavelet</i> Kontinyu (CWT) pada frekuensi 12 Hz.	142
Gambar 121. Kombinasi Peta <i>Amplitude</i> hasil CWT pada frekuensi 12 Hz dan <i>Time Structure Top reservoir</i>	145
Gambar 122. Kombinasi Peta <i>Amplitude</i> hasil CWT pada frekuensi 12 Hz dan <i>Time Structure Top reservoir +50ms</i>	144
Gambar 123. Grafik spektrum frekuensi data seismik 3D.	146
Gambar 124. Perbandingan hasil CWT pada <i>Xline</i> 1191 dengan menggunakan frekuensi 12 Hz, 25 Hz, 35 Hz, 50 Hz, 60 Hz, dan 80 Hz	147
Gambar 125. Perbandingan Peta <i>Amplitude</i> hasil CWT dengan menggunakan frekuensi 12 Hz, 25 Hz, 35 Hz, 50 Hz, 60 Hz, dan 80 Hz	148
Gambar 126. Perbandingan hasil CWT pada <i>Xline</i> 1191 dengan menggunakan frekuensi 2 Hz, 5 Hz, 10 Hz, dan 12 Hz.....	150
Gambar 127. Analisis frekuensi dominan pada spektrum frekuensi.....	152

Gambar 128. Perbandingan hasil CWT pada <i>Xline</i> 1191 dengan menggunakan frekuensi 14 Hz dan 12 Hz.	152
Gambar 129. Kombinasi hasil CWT frekuensi 12 Hz dan Inversi (AI) pada <i>Inline</i> 1281	153
Gambar 130. Kombinasi hasil CWT frekuensi 12 Hz dan Inversi (AI) pada <i>Xline</i> 1191	154
Gambar 131. Analisis Kombinasi Hasil Peta Parameter Reservoar	157

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu dari beberapa lapangan minyak bumi	53
Tabel 2. Defleksi log <i>sonic</i>	55
Tabel 3. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu Reservoir	59
Tabel 4. <i>Time schedule</i> penelitian	66
Tabel 5. Analisis <i>tunning thickness</i>	84
Tabel 6. Hasil analisis perhitungan <i>vclay</i>	105
Tabel 7. Hasil analisis perhitungan petrofisika	113
Tabel 8. Nilai korelasi hasil inversi Sumur ZR-1, ZR-2, ZR-3 dan ZR-4.....	126

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Data seismik yang selama ini digunakan untuk mengidentifikasi lapisan bawah permukaan memiliki sifat *non-stationer*, artinya gelombang seismik tersebut memiliki *wavelet* dan frekuensi yang selalu berubah terhadap waktu. Penampang seismik yang menggunakan kandungan frekuensi gelombang yang berbeda akan menunjukkan kenampakan geologi yang berbeda pula. Hal ini terjadi karena sifat geologi, seperti ketebalan lapisan, jenis batuan, dan kandungan fluida hanya akan lebih jelas bila diamati pada rentang frekuensi yang sesuai (Purnama, 2008).

Salah satu atribut seismik yang mampu mencirikan tanggap frekuensi yang berubah terhadap waktu dari batuan dan reservoir adalah dekomposisi spektral. Dekomposisi spektral merupakan metode yang memisahkan tras seismik ke dalam kumpulan tras yang memiliki frekuensi yang sama, sehingga menghasilkan *single-frequency maps*. Para ilmuwan telah mengembangkan pengolahan sinyal berbasis *time-frequency* dengan menggunakan analisis Fourier biasa yang menghasilkan sinyal 2D dalam *domain time-frequency*. Pengolahan sinyal semakin berkembang dengan ditemukannya metode baru, yakni metode *Short-Time Fourier Transform* (STFT). Metode ini

mengaplikasikan *short-time window* setelah dilakukan transformasi Fourier. Akan tetapi, resolusi waktu-frekuensi dengan menggunakan metode STFT terbatas karena harus menggunakan lebar *window*. Permasalahan penentuan lebar *window* dalam analisis *time-frequency* pada metode STFT dapat diatasi dengan metode dekomposisi spektral yang terbaru, yakni *Continuous Wavelet Transform* (CWT) (Daubechies, 1992).

Metode *Continuous Wavelet Transform* (CWT) telah berhasil dikembangkan oleh Nurcahya (2014) dan Sudarmaji (2016) dengan menerapkan frekuensi rendah (di bawah 20 Hz) untuk memetakan zona reservoir gas dengan citra resolusi yang lebih tinggi. Selain itu, Kresandi *et al.* (2013) berhasil melakukan penelitian dengan menggabungkan metode CWT dengan analisis petrofisika untuk digunakan sebagai DHI (*Direct Hydrocarbon Indicator*).

Pada penelitian ini, analisis frekuensi rendah berbasis *Continuous Wavelet Transform* (CWT) dikombinasikan dengan analisis petrofisika dan seismik inversi impedansi akustik diterapkan pada Formasi Flover, Cekungan Bonaparte untuk mengidentifikasi reservoir batupasir tersaturasi gas. Dengan kombinasi ketiga analisis ini diharapkan dapat memberikan hasil yang maksimal dalam menentukan karakteristik reservoir target, sehingga dapat dibedakan antara *sand* yang prospektif dengan yang tidak prospektif.

B. Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan zona target menggunakan analisis petrofisika, inversi seismik impedansi akustik, dan analisis *spectral decomposition* berbasis *Continuous*

Wavelet Transform (CWT).

2. Menentukan karakter reservoir menggunakan analisis petrofisika, inversi seismik impedansi akustik, dan menerapkan frekuensi rendah dengan metode *Continuous Wavelet Transform (CWT)*.
3. Menentukan persebaran secara lateral reservoir gas batupasir dengan menggabungkan hasil parameter yang didapat dari analisis petrofisika, inversi seismik impedansi akustik, dan analisis *spectral decomposition* berbasis *Continuous Wavelet Transform (CWT)*.

C. Batasan Masalah

Adapun batasan masalah penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Analisis waktu-frekuensi menggunakan transformasi *wavelet* kontinu atau *Continuous Wavelet Transform (CWT)*.
2. Analisis frekuensi, perhitungan petrofisika dan inversi seismik dibatasi pada *Top Reservoir* dan *Base Reservoir*.
3. Analisis zona target difokuskan di area dekat sumur, yakni area tenggara daerah penelitian.

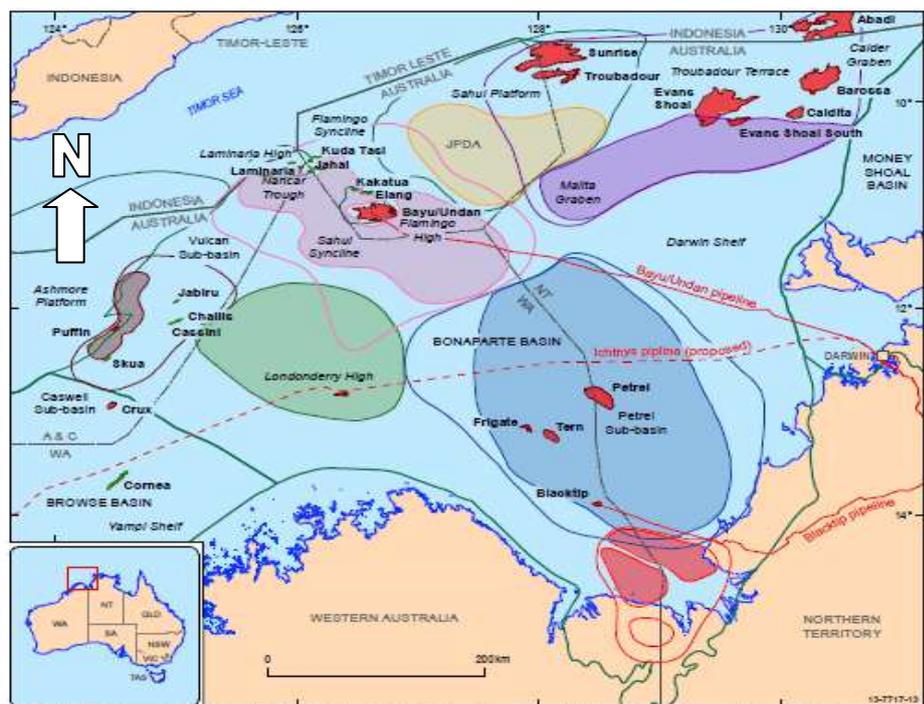
D. Manfaat

Manfaat yang diharapkan dari penelitian ini, yaitu memberikan informasi mengenai penggunaan dekomposisi spektral berbasis *Continuous Wavelet Transform (CWT)* untuk meningkatkan resolusi data seismik, melihat persebaran hidrokarbon, dan dapat mengetahui penampang seismik yang lebih jelas dan akurat, sehingga informasi yang diperoleh berupa karakter reservoir yang lebih detail.

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Lokasi Penelitian

Lokasi pada penelitian ini terletak di Cekungan Bonaparte seperti yang terlihat pada Gambar 1 di bawah ini:



Well symbol information is sourced either from "open file" data from wellholders where this is publicly available as at 1 November 2013 or from other public sources. Pipelines and field outlines are provided by Dinosaur Oilfield, a Plover Source Software (PSS) Pty Ltd product. Whilst all care is taken in the compilation of the field outlines by PSS, no warranty is provided in the accuracy or completeness of the information, and it is the responsibility of the Customer to ensure, by independent means, that those parts of the information used by it are correct before any reliance is placed on them.

Source pods	Petroleum system limit	
Vulcan-Plover(I)		Oil field
Elang-Elang(I)		Gas field
Perman-Hyland Bay(7)		Basin boundary
Hyland Bay-Hyland Bay(7)		Sub-basin boundary
Plover-Plover(I)		Gas pipeline
Hyland Bay/Keyling-Hyland Bay(I)		Gas pipeline (proposed)
Milligans-Kurylppi/Milligans(I)		Scheduled area boundary (DPS GSA 2006)

Gambar 1. Cekungan Bonaparte (Barret *et al*, 2004).

B. Geologi Regional

Daerah penelitian terletak di Cekungan Bonaparte lepas pantai Laut Arafura dan telah dikenal sebagai salah satu cekungan penghasil hidrokarbon di Indonesia, terutama gas dan kondensat. Cekungan ini terletak di antara Paparan Kontinen Australia dan Paparan Eurasia (Sundaland), berada di lepas pantai (*offshore*) dengan luas area sekitar 270.000 m² yang terletak di bagian Utara batas Kontinen Australia. Cekungan Bonaparte sendiri tersusun oleh beberapa sub-cekungan berumur *Paleozoic* dan *Mesozoic* dan beberapa area paparan. Lingkungan pengendapan cekungan ini adalah laut (*marine* dan *fluvial*). Cekungan ini berada di kawasan *onshore* dan *offshore* NW Australia yang meliputi tiga negara, yaitu Australia, Indonesia dan Timor Timur (Gambar 1). Batas-batas Cekungan Bonaparte, yaitu barat berbatasan dengan laut lepas Indonesia, selatan berbatasan dengan Darwin Australia, dan utara berbatasan dengan Timor Gap (*offshore*).

C. Tektonik dan Struktur Geologi

Secara umum, pembentukan Cekungan Bonaparte dikontrol oleh dua fase penting, yakni proses ekstensi pada umur *Paleozoic* yang diikuti oleh kompresi pada umur *Trias*. Kemudian ekstensi kembali terjadi pada umur *Mesozoic* dan mengalami puncaknya ketika pecahnya Gondwana Land di umur Jura Tengah (O'brien *et al*, 1993).

Secara geologi, Cekungan Bonaparte didominasi oleh *rift* yang berhubungan dengan adanya patahan pada cekungan tersebut. Patahan tersebut membentuk beberapa struktur deposenter, yaitu Sub-Cekungan Petrel dan Sub-Cekungan

Sahul *syncline* yang merupakan deposenter utama. Selain itu, ada juga deposenter yang lain seperti: Dalam Laminaria *High*, Dalam Sahul *Platform*, dan Dalam Malita Graben. Struktur geologi yang penting di Cekungan Bonaparte adalah terdapatnya bermacam-macam area tinggian yang membatasi satu sub-cekungan dengan cekungan lainnya. Tinggian tersebut berupa blok tinggian (*horst block*) dan antiklin yang terpatahkan. Struktur kompresional hanya terjadi pada periode *Jurassic* yang merupakan awal pembentukan *rift* pertama yang berarah relatif timur laut-tenggara. Pada masa *Cretaceous* dan *Neogene* sesar ini aktif kembali (Gunn, 1988).

Bagian selatan Cekungan Bonaparte dibatasi oleh Plover *Shelves* dan Darwin. Pada bagian utara dibatasi oleh Timor *gap* (*Timor Trough*) dimana kedalaman air laut sekitar 3000 meter. Batas utara ini termasuk Laminaria dan Flamingo *high*, namun Flamingo *Syncline* terpisah dengan Sahul *Platform* dari Flamingo *high*. Secara struktur geologi, Cekungan Bonaparte sangat kompleks terdiri dari umur *Paleozoic* dan *Mesozoic* pada sub-cekungan daerah *Platform*. Deposenter utama cekungan tersebut terbentuk di lepas pantai (*offshore*) Sub-Cekungan Petrel. Deposenter *orthogonal* cekungan tersebut adalah cekungan yang terdapat di bagian Timor *gap* pada Sahul *syncline* dan Graben Malita (Gunn, 1988).

Proses terbentuknya struktur Cekungan Bonaparte adalah sebagai berikut:

- a. Akhir *Jurassic* sampai awal *Cretaceous* terjadi struktur pengangkatan patahan.

- b. *Cretaceous* dan *Neogene* terjadi pengaktifan kembali (*reactivation*) di bawah *oblique, left lateral, strongly strike-slip*.
- c. *Miocene* terjadi patahan ekstensional (*extensional faulting*) signifikan *strike-slip* yang berasosiasi dengan Palung Timor bagian utara Graben Malita sampai selatan.
- d. Akhir *Jurassic* sampai awal *Cretaceous* terjadi *rifting* dan pengangkatan yang membentuk patahan. Pada *Trend* Timor sampai barat adanya patahan dari *northeast* sampai *southeast* (Gunn, 1988 dan Cadman *et al*, 2003).

Menurut Barret *et al.* (2004), Cekungan Bonaparte terdiri dari struktur *Paleozoic* sampai *Mesozoic* terdiri dari dua fase ekstensi pada umur *Paleozoic* :

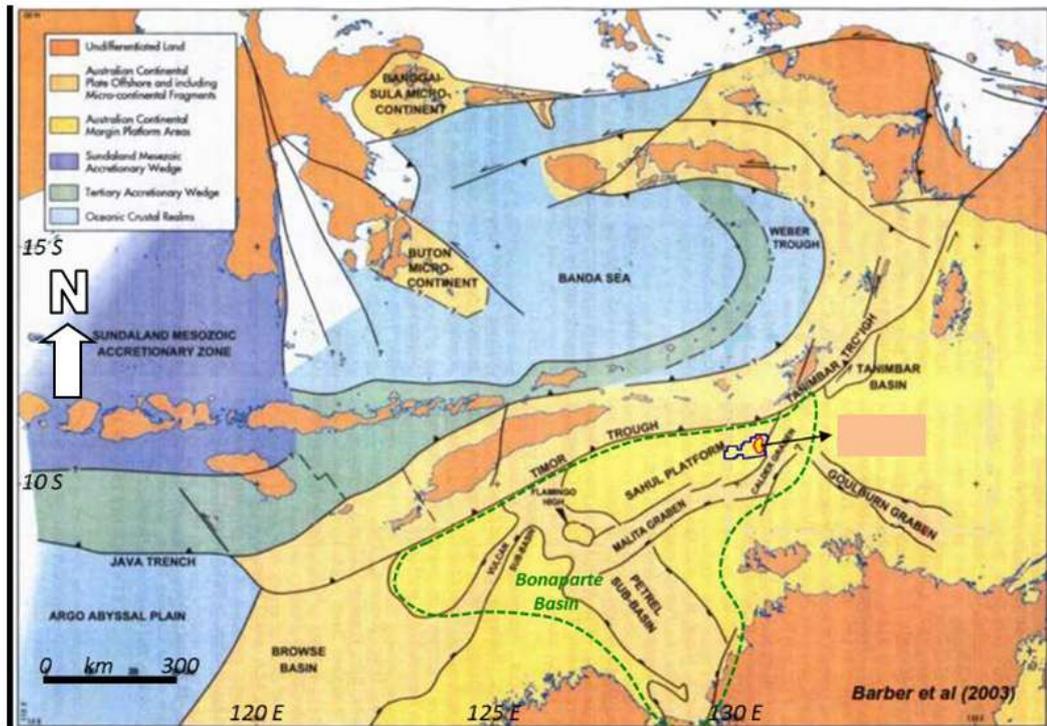
- a. *Trend* dari *northwest* sampai umur (akhir) *Late Devonian* - (awal) *early Carboniferous* pada sistem pengangkatan (Sub-Cekungan Petrel).
- b. *Trend Northeast* dari umur (akhir) *Late Carboniferous* - (awal) *Early Permian* pada sistem pengangkatan (Cekungan Proto Vulcam dan Proto Malita Graben).
- c. Regional *Late Triassic north - south* kompresi. Struktur antiklin, erosi inversi, dan pengangkatan (*Uplift*).
- d. Ekstensi pada umur akhir *Jurassic* berhubungan *trend northeast* (Sub-Cekungan Vulcam, Malita dan Graben Calder) dan *trend southeast* graben (Cekungan Sahul *Syncline*).
- e. Umur *Late Miocene* sampai *Pliocene* konvergen Lempengan Australia dan Eurasia mengalami penurunan pada Palung Timor, patahan aktif kembali dan meluas.

Menurut Gunn (1988), stratigrafi Cekungan Bonaparte dimulai sejak diendapkannya sedimen Paleozoik yang sebagian besar terendapkan di daerah darat dan beberapa di Sub-Cekungan Petrel, sedangkan sikuen Mesozoik dan Kenozoik tersebar pada bagian luar dari Cekungan Bonaparte.

Menurut Barber *et al.* (2003), pada umur Jura awal terjadi erosi secara masif pada Abadi *High* yang memotong batuan berumur Pra-Kambrium hingga Trias. Pengendapan pada lingkungan kontinen hingga laut dangkal berlangsung selama Jura Awal - Jura Tengah, yaitu pengendapan *red beds* Formasi Malita yang dilanjutkan oleh *fluvio - deltaic* setebal 1500 – 2000 m dan diakhiri oleh pemekaran (*break-up*) kerak kontinen Australia.

Formasi Plover diendapkan pada lingkungan *shoreface* dengan arah barat - timur dan menjadi reservoir utama di lapangan ini maupun di lapangan lain pada Cekungan Bonaparte. Berdasarkan karakter litologi yang diperkuat oleh data biostratigrafi pada penelitian Barber *et al.* (2003), mengindikasikan bahwa pola pengendapan Formasi Plover didominasi oleh pengendapan jenis sungai teranyam (*braided fluvial*) di selatan daerah penelitian hingga lingkungan pantai yang dipengaruhi oleh gelombang (*wave dominated shoreline*) dan lingkungan laut dangkal di sebelah utara. Arah pengendapan sungai teranyam (*braided fluvial*) relatif barat laut – tenggara, mengikuti zona lemah dari pola cekungan sebelumnya, yakni Graben Goulburn. Pada umur *Thitonian* (Jura Akhir) *palaeo-shoreline* telah mengalami pemunduran sejauh 120 km ke arah Kraton, sehingga di seluruh daerah penelitian diendapkan *fasies argillaceous* kecuali di beberapa daerah yang terdapat batupasir turbidit yang terbentuk selama

eustatic lowstand. Penurunan terus berlangsung hingga Kapur Awal dengan pengendapan *shale* dan batupasir turbidit Grup Flamingo Atas pada lingkungan laut dangkal setebal 500-1500 km (Barber *et al*, 2003).



Gambar 2. Tektonik Cekungan Bonaparte (Barber *et al*, 2003).

D. Stratigrafi Cekungan

Stratigrafi Cekungan Bonaparte berturut - turut dari umur tua sampai umur muda , yakni dari umur *Precambrian* sampai *Quaternary* dapat dijelaskan sebagai berikut :

1. Batuan sedimen tertua

Batuan sedimen tertua terbentuk pada umur *Permian*, *Triassic*, *Jurassic*, *Cretaceous* sampai umur muda *Tertiary*. Umur *Permian* dibagi lagi, yaitu umur *Lower* dan *Upper* (umur bawah dan atas), kemudian umur *Triassic*

dibagi menjadi tiga masa, yakni umur *Lower*, *Middle*, dan *Upper* (bawah, tengah, dan atas)

2. Formasi Johnson (*Base Eocene*)

Satuan endapan Formasi Johnson dominan mengandung batulempung *calclutites*, napal, *interbedded*, dan batulempung gampingan.

3. Formasi Wangarlu (Turonian MFS)

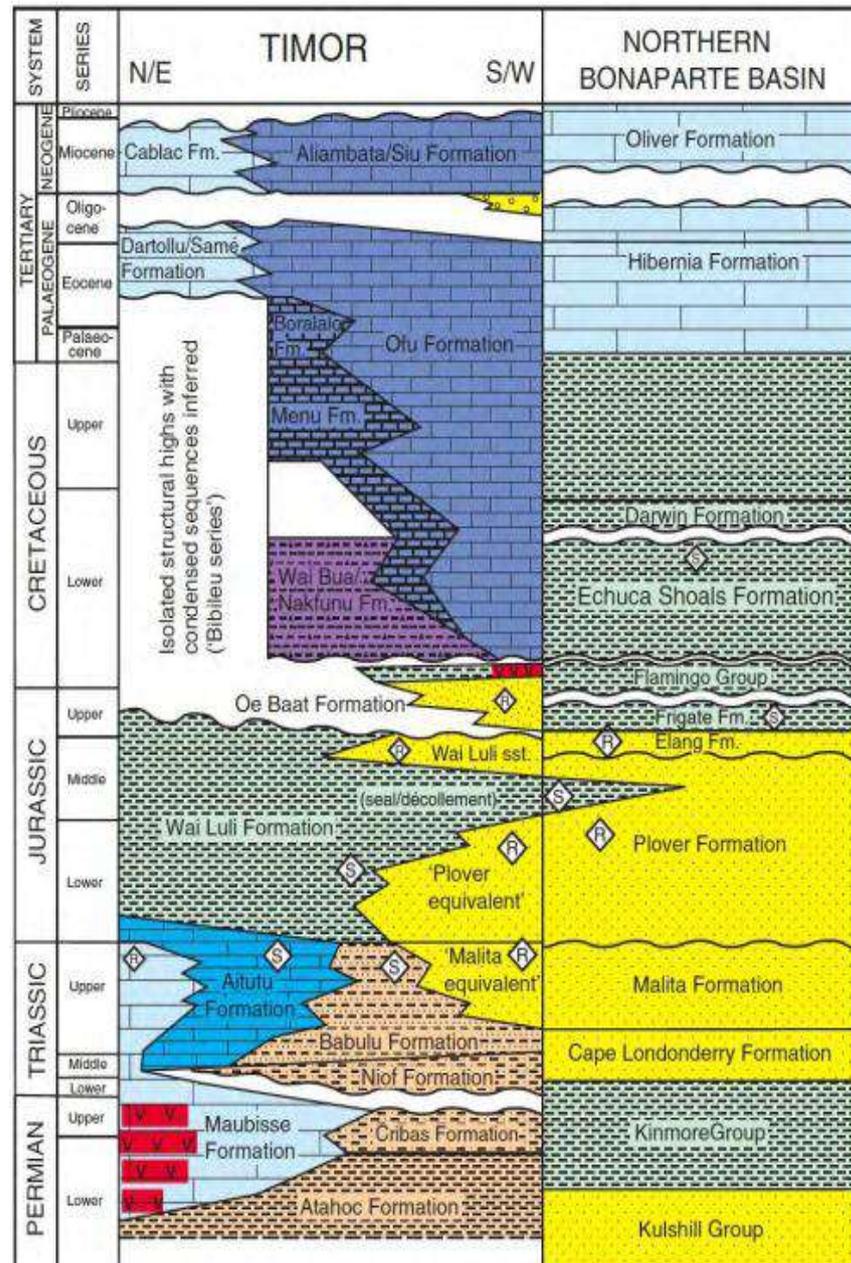
Satuan endapan Formasi Wangarlu dominan mengandung batulempung (*claystone*) yang cukup konsisten, dan mengandung batulempung silika.

4. Formasi Echuca Shoal (*Base Aptian*)

Satuan endapan Formasi Echuca Shoal terbentuk pada umur Barrimian. Formasi ini terdiri dari material batulempung dan jejak material karbonat.

5. Formasi Elang (*Base Flamingo*)

Formasi Elang Callovian selaras dengan Formasi Flamingo, dimana tersusun oleh batupasir, batulempung *agillaceous*, dan batuan berpasir (*sandy sandstone*) (Gunn, 1988).



Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Bonaparte (Charton, 2002).

E. Petroleum System Cekungan Bonaparte

1. Source Rock

Pada Cekungan Bonaparte, penelitian tentang potensi *source rock* hidrokarbon telah dilakukan oleh Brooks *et al.* (1996a, 1996b), Preston dan Edwards (2000), dan Abbassi *et al.* (2013). Korelasi minyak-minyak

dan minyak-*source rock* pada daerah ini telah dibuat oleh Gorter dan Hartung (1998), dan Preston dan Edwards (2000).

Pada bagian tengah Cekungan Bonaparte pada daerah Luminaria dan Flamingo *high*, minyak yang tersimpan di Formasi *Jurassic* Plover dan Formasi Elang telah dibagi menjadi dua keluarga oleh Preston dan Edward (2000). Minyak dari akumulasi Laminaria dan Corallina dari wilayah Sahul *Syncline* terbentuk dari campuran *land-plant* dan *marine source affinity*, sedangkan minyak / kondensat dari akumulasi Elang, Kakatua dan Bayu/Undan di sebelah tenggara, dan di dekat Flamingo *High*, mengandung *marine source affinity*. Penelitian terbaru menunjukkan bahwa *marine shale* pada *Jurassic – Lower Cretaceous* dalam Flamingo *Group* adalah *source rock* minyak utama yang terakumulasi di Laminaria dan Corallina. Formasi Lower Cretaceous Echuca Shoals berpotensi sebagai *source rock wet gas* dan beberapa *light oil* (Abbassi *et al*, 2013). Barrett *et al*. (2004) mengklasifikasikan mereka dalam Sistem Petroleum Elang-Elang.

Akumulasi minyak yang berada di Formasi Lower Cretaceous Darwin dari Elang Barat 1, Layang 1 dan Kakatua Utara 1 (Preston dan Edwards, 2000), serta gas di Firebird 1 merupakan berasal dari sedimen laut organik di Formasi Lower Cretaceous Echuca Shoals di Sahul *Syncline*. Studi geokimia terbaru tentang gas dari daerah Sahul *Platform Greater Sunrise* utara, dan di Graben Malita dan Calder menunjukkan bahwa hidrokarbon ini bersumber dari Formasi Plover di Heron dan Troubadour *terraces*

(Longley *et al*, 2002), sehingga akumulasi gas Cekungan Bonaparte ini dikategorikan sebagai Sistem Petroleum Westralian 1, dimana Barrett *et al*. (2004) menyebut mereka sebagai Sistem Petroleum Plover-Plover.

2. Reservoir dan Seal

Yang bertindak sebagai reservoir yang ekonomis di Cekungan Bonaparte adalah formasi *sandstone* yang ada di Formasi Elang yang ada di lapangan minyak Corallina dan Laminaria dan Formasi *Jurassic* Plover yang ada di lapangan gas Bayu/Undan. Reservoir ini juga menjadi target utama di *Northern Sahul Platform*, Graben Malita dan Graben Calder, sama seperti akumulasi gas di Barossa, Blackwood, Caldita, Chuditch, Evans Shoal, Heron dan Greater Sunrise. Batuan *seal*/penutupnya adalah *thick claystone* yang ada di Formasi Enchuca Shoals. Batuan *seal*/penutup lainnya adalah batuan *claystones* yang merupakan bagian dari *Flamingo Group* yang memiliki peningkatan kapasitas *seal* pada bagian barat, khususnya Troubadour Terrace dan Sahul *Platform*.

Sandpiper sandstone dari *Flamingo Group* adalah reservoir sekunder di wilayah ini. *Clastics* kuarsa ini disimpan di *marine shelf* dan mungkin di kompleks dan *basin-floor fan complexes* (Anderson *et al*, 1993 dan Barber *et al*, 2004). Bathurst Island *Group* berisi reservoir berkualitas tinggi, termasuk Formasi Wangarlu atas yang dikembangkan secara regional dan Formasi Maastrichtian Puffin yang batuan *seal* nya adalah karbonat oleh Formasi Johnson.

3. *Trap*

Kejadian ekstensional pada masa *tithonian* (akhir jura) yang mengakibatkan berkembangnya *horst east-trending* dan graben yang menjadi ciri dari Sahul *Syncline* dan Lamingo *Syncline Region*, yang telah terbukti menjadi perangkap struktural paling prospektif di area Cekungan Bonaparte Utara (Whittam *et al*, 1996).

4. *Maturity/Kematangan*

Preston dan Edwards (2000) membuat peta suhu permukaan '*Top Elang*' yang menunjukkan *isotherm* 120°C dan 140°C, yang mereka anggap sebagai batas efektif untuk pembentukan hidrokarbon dari masing-masing formasi Elang / Plover dan basal Frigate *Shale*. Mereka menyimpulkan bahwa formasi Elang dan Plover sudah matang untuk pembentukan hidrokarbon di Sahul *Syncline*, Flamingo *Syncline* utara dan barat daya Graben Malita dan merupakan sumber kemungkinan sebagai akumulasi hidrokarbon utama di daerah tersebut, termasuk di area lapangan produksi.

Terbentuknya gas dari cairan di area timur laut *Platform* Sahul, Graben Malita dan Calder telah terbentuk oleh sumber yang memiliki kualitas yang rendah dari Formasi Plover (Ambrose, 2004) dan kemungkinan tidak adanya *syn-rift* Callovian-Oxfordian (*Middle-Upper Jurassic*) serpih yang kaya organik dalam Formasi Elang, yang didominasi batupasir di wilayah ini. Pemodelan oleh West dan Passmore (1994) di Heron 1 di Malita Graben menunjukkan bahwa Grup Flamingo dan Grup Bathurst *Island*

berada di dalam gas *window* pada *Late Cretaceous* hingga *Paleogen*. Geothermal gradien tinggi tercatat di seluruh Graben Malita dan Calder.

Unit basal pada Grup Bathurst *Island*, Formasi Echuca Shoals, memiliki karakter sumber yang baik dan bisa menjadi sumber potensial dari hidrokarbon cair dan gas di Cekungan Bonaparte (West dan Passmore, 1994). Sampai saat ini, penemuan minyak dalam Formasi Darwin (misalnya Elang West 1) dan penemuan gas di *Firebird 1* dalam Flamingo *Group* telah dikaitkan dengan sumber ini.

F. Reservoir Formasi Plover

Reservoir pada penelitian ini terletak pada Formasi Plover. Formasi ini didominasi oleh batupasir yang cukup tebal dan berselingan dengan batulempung. Formasi Plover terdiri dari dua sub formasi, yaitu Plover Atas dan Plover Bawah. Plover Atas tersusun oleh sikuen fasies laut dangkal hingga *shoreline* (pantai) yang diendapkan pada fase transgresif, sedangkan Plover Bawah tersusun oleh sikuen *fluvio-deltaic* yang diendapkan pada fase regresif (Barber *et al*, 2003). Formasi Plover Atas memiliki ciri batupasir berlapis atau masif berukuran sedang sampai kasar, dengan ketebalan lebih dari 5 meter dan ada sisipan batulempung. Proses pengendapan pada Formasi Plover Atas terjadi pada lingkungan pengendapan dengan energi yang tinggi, ini di buktikan dengan bentuk dari kurva log *gamma ray* pada lapisan batupasir adalah tipe silinder atau *blocky*. Formasi Plover Bawah dicirikan dengan lapisan batupasir halus sampai sedang dan terdapat selingan batulempung. Ketebalan batupasir pada Plover Bawah lebih tipis dibandingkan batupasir

Plover Atas. Bentuk log *gamma ray* pada formasi ini kombinasi antara tipe *seratted* dan *blocky* (Barber *et al*, 2003).

Barber *et al*. (2003) telah membagi suksesi stratigrafi Formasi Plover menjadi beberapa seri yang berhubungan dengan adanya batas *Maximum Flooding Surface* (MFS). Batas sekuen ini merupakan pembagian zona reservoir pada Formasi Plover. Batas ini dinamai berdasarkan referensi dari palinologi yang ditemukan pada interval tersebut. Beberapa *marker* Formasi Plover Atas adalah *base* pemula MFS, *base* indotata MFS, *verucosa* MFS dan Interval sedimen yang ditembus oleh sumur terdalam adalah interval di atas *caddaense flooding* yang sama ditemukan di Lapangan Sunrise-Trobadour (Barber *et al*, 2003).

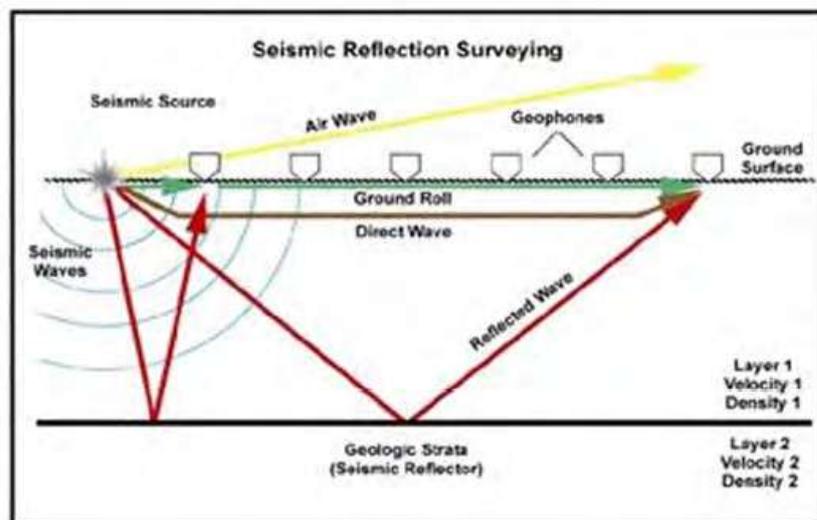
III. TEORI DASAR

A. Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik adalah salah satu metode eksplorasi geofisika yang memanfaatkan prinsip penjalaran gelombang untuk mengidentifikasi lapisan yang terletak di bawah permukaan bumi. Gelombang seismik menjalar ke bawah permukaan dengan kecepatan yang berbeda-beda yang dipengaruhi oleh sifat elastisitas batuan. Setiap batuan yang menyusun kerak bumi memiliki rapat massa atau densitas yang berbeda-beda tergantung pada komposisi penyusunnya. Perbedaan rapat massa inilah yang mempengaruhi kecepatan rambat gelombang seismik yang menjalar dalam batuan di bawah permukaan bumi. Fenomena perambatan gelombang merupakan efek dari adanya gangguan sumber gelombang yang menyebabkan terjadinya peregangan ataupun pergeseran partikel-partikel penyusun medium (Haq, 2009).

Penggunaan gelombang seismik diawali dengan membuat getaran dari suatu sumber getar. Getaran yang timbul dari sumber getar tersebut secara alami akan merambat ke segala arah melalui medium batuan di bawah permukaan bumi sebagai gelombang getar. Gelombang seismik tersebut akan mengenai lapisan-lapisan batuan di bawah permukaan, kemudian

akan mengalami tiga respon, yaitu pembiasan, pemantulan, dan penyerapan. Respon batuan terhadap gelombang seismik yang mengenainya akan berbeda-beda tergantung sifat fisik batuan tersebut yang meliputi, yaitu porositas, kepadatan, densitas, kedalaman batuan, umur batuan, dan sifat fisis batuan lainnya. Gelombang yang dipantulkan akan kembali ke permukaan dan akan terekam oleh geofon. Hasil rekaman tersebut akan menghasilkan penampang seismik.



Gambar 4. Proses seismik refleksi (Oktavinta, 2008).

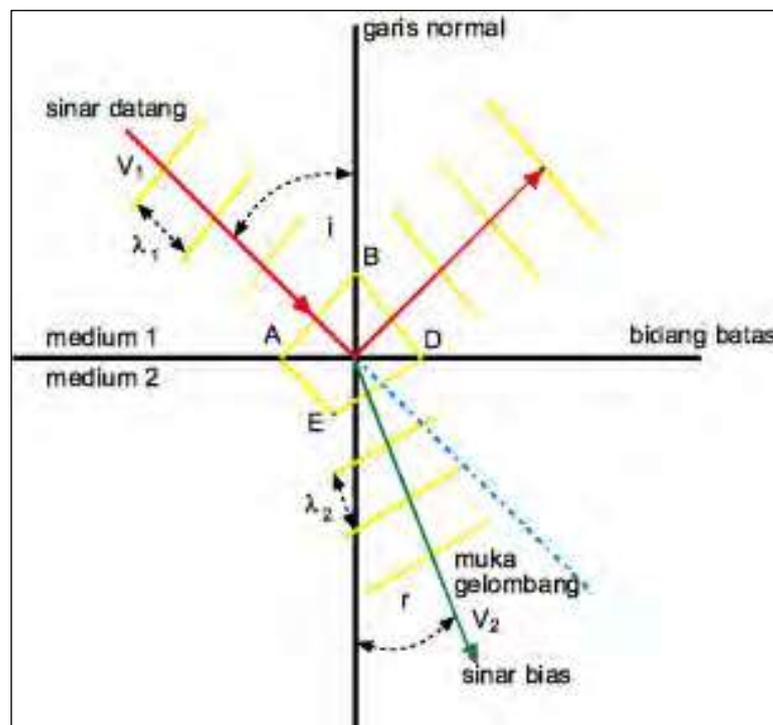
Hukum-hukum yang berlaku pada gelombang cahaya berlaku juga untuk gelombang seismik, ini disebabkan karena gelombang seismik mempunyai respon yang sama dengan respon gelombang cahaya. Hukum-hukum tersebut antara lain, prinsip Huygens yang menyatakan bahwa gelombang yang bersumber pada satu titik akan menyebar ke segala arah dengan bentuk bola (Kapralos dan Jenkin, 2005). Snellius mengembangkan hukum tersebut dan menyatakan bahwa bila suatu gelombang jatuh di atas bidang batas dua medium yang mempunyai densitas yang berbeda, maka gelombang tersebut

akan dibiaskan, jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya.

Secara matematis hukum Snellius dijelaskan sebagai persamaan berikut:

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_2}{n_1} \dots \dots \dots (1)$$

dimana v_1 dan v_2 adalah kecepatan gelombang pada medium 1 (n_1) dan medium 2 (n_2), sedangkan θ_1 adalah sudut pantul gelombang, dan θ_2 adalah sudut bias gelombang P (Pojman *et al*, 2007).

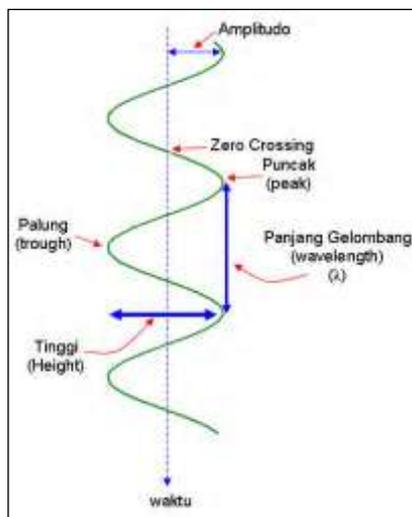


Gambar 5. Pemantulan dan pembiasan gelombang pada bidang batas (Oktavinta, 2008).

B. Komponen Seismik Refleksi

Komponen seismik refleksi menunjukkan komponen sebuah gelombang (tras seismik), yakni panjang gelombang, tinggi gelombang, amplitudo, puncak, palung, dan *zero crossing*. Dari parameter data dasar tersebut dapat diturunkan

beberapa komponen lain seperti: koefisien refleksi, *wavelet*, resolusi vertikal, impedansi akustik, fasa, polaritas, dan sintetik seismogram.



Gambar 6. Komponen dasar tras seismik (Abdullah, 2007).

1. Impedansi Akustik

Impedansi akustik (*Acoustic Impedance/AI*) adalah kemampuan batuan untuk meloloskan atau melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, impedansi akustik adalah parameter hasil perkalian antara densitas batuan dengan kecepatan gelombang. Dari sifat ini kita dapat menyimpulkan semakin keras suatu batuan, maka impedansi akustiknya semakin besar pula dan sebaliknya. Contohnya, batupasir mempunyai nilai impedansi akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batulempung, karena batupasir bersifat lebih kompak jika dibandingkan dengan batulempung.

Secara matematis, impedansi akustik batuan dapat dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$IA = \rho v \dots \dots \dots (2)$$

dimana IA adalah nilai impedansi akustik, ρ adalah densitas (gr.cc^{-1}) dan v adalah kecepatan ($\text{ft} \cdot \text{s}^{-1}$).

Pantulan gelombang seismik terjadi disebabkan oleh perubahan impedansi akustik lapisan. Nilai kontras impedansi akustik batuan dapat dilihat dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudo refleksi seismik, maka semakin besar pula kontras impedansi akustik pada batas lapisan tersebut. Jadi dapat disimpulkan bahwa data seismik konvensional “melihat” obyek bawah permukaan dalam bentuk bidang batas antara lapisan-lapisan batuan, sedangkan impedansi akustik sebagai hasil inversi akan “melihat” obyek bawah permukaan tersebut sebagai lapisannya itu sendiri, sehingga tampilan impedansi akustik akan lebih mendekati dunia riil dan lebih mudah dipahami (Sukmono, 2007).

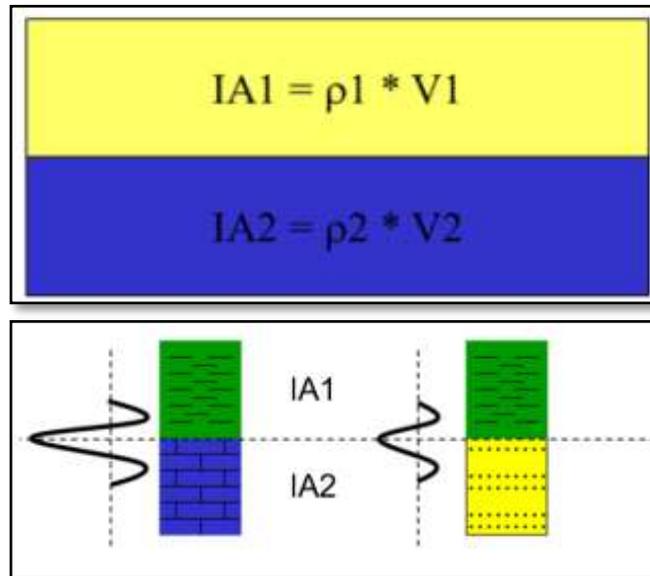
2. Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan konsep fisika fundamental dalam metode seismik. Pada dasarnya, koefisien refleksi merupakan bentuk respon dari *wavelet* seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik (Sukmono, 2000). Pada saat gelombang seismik menjalar kebawah permukaan dan membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (normal *incidence*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$KR = \frac{\rho_{i+1} V_{pi+1} - \rho_i V_{pi}}{\rho_{i+1} V_{pi+1} + \rho_i V_{pi}} = \frac{IA_{i+1} - IA_i}{IA_{i+1} + IA_i} \dots\dots\dots(3)$$

dimana KR adalah koefisien refleksi medium i , ρ_i , ρ_{i+1} adalah densitas medium i dan $i+1$, V_{pi} , V_{pi+1} adalah kecepatan gelombang P pada

medium i dan $i+1$, ρV_p adalah IA , yaitu impedansi akustik medium (Russel, 1991).



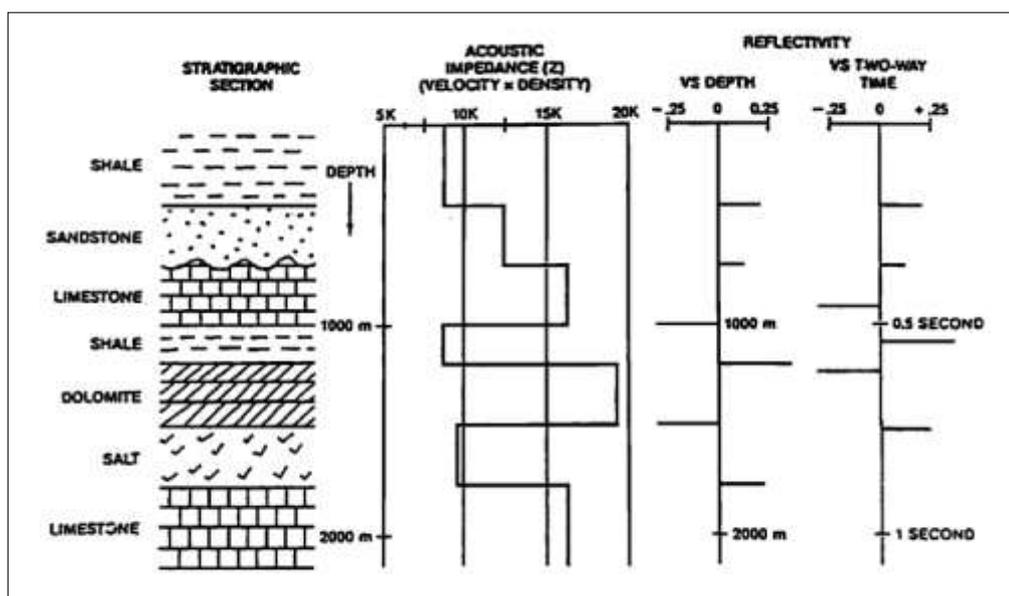
Gambar 7. Koefisien Refleksi (Delisatra, 2012).

Keterangan pada Gambar 7 adalah sebagai berikut:

KR = Koefisien refleksi

$IA1$ = Impedansi akustik lapisan atas

$IA2$ = Impedansi akustik lapisan bawah.

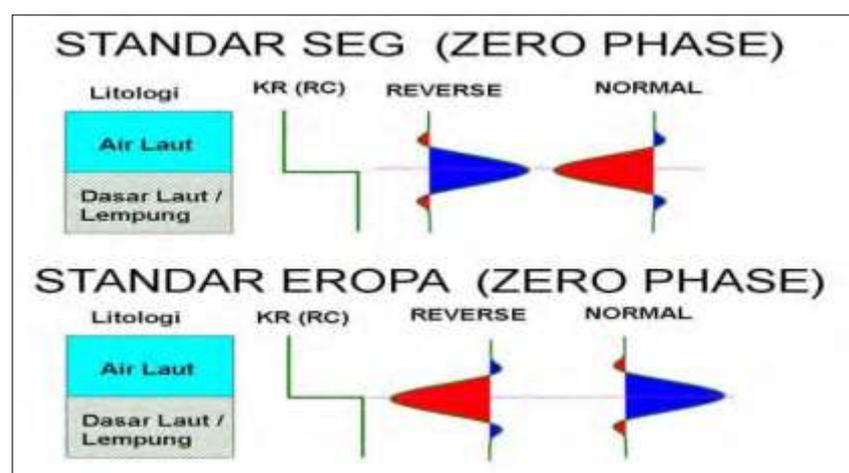


Gambar 8. Koefisien refleksi yang menggambarkan batas lapisan (Russel, 1991).

Koefisien refleksi pada Persamaan 3 mempunyai nilai antara -1 sampai 1. Jika impedansi akustik pada $A/2$ lebih besar dari impedansi akustik pada $A/1$, atau gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas/kecepatan rendah ke batuan dengan harga densitas/kecepatan yang lebih tinggi, maka nilai koefisien refleksi positif, begitu juga sebaliknya (Sukmono, 1999).

3. Polaritas

Menurut Haq (2009), polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $Z_2 > Z_1$, maka akan berbentuk puncak (*peak*), namun jika $Z_2 < Z_1$, maka berbentuk palung (*trough*). Terdapat dua jenis bentuk pendekatan polaritas yang berbeda, yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*), ini disebabkan terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam. Saat ini terdapat dua jenis konvensi polaritas, yaitu standar SEG (*Society of Exploration Geophysicist*) dan standar Eropa, dimana keduanya memiliki sifat saling berkebalikan.

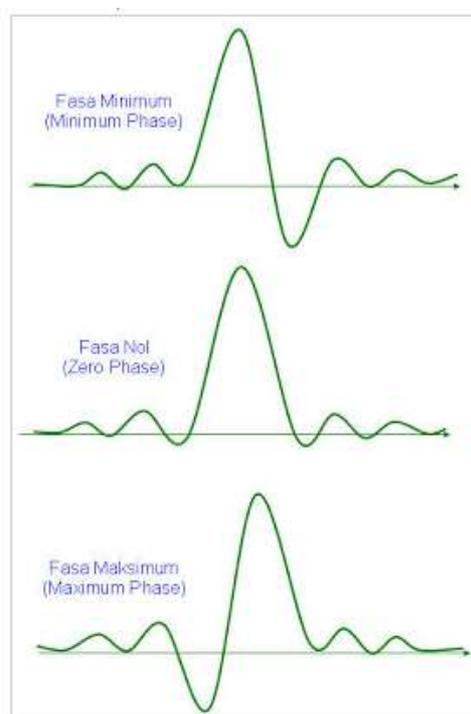


Gambar 9. Polaritas normal dan polaritas *reverse* (Abdullah, 2007).

4. Fasa

Sebuah *wavelet* memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Terdapat tiga jenis fasa sebuah *wavelet* pada gelombang seismik, yaitu fasa nol, fasa minimum, dan fasa maksimum (Abdullah, 2007).

Berdasarkan Gambar 10, fasa minimum memiliki ciri sebagian besar energi amplitudo *wavelet* berada diawal, fasa nol dengan simetris di tengah-tengah, dan fasa maksimum energi berada diakhir *wavelet*.

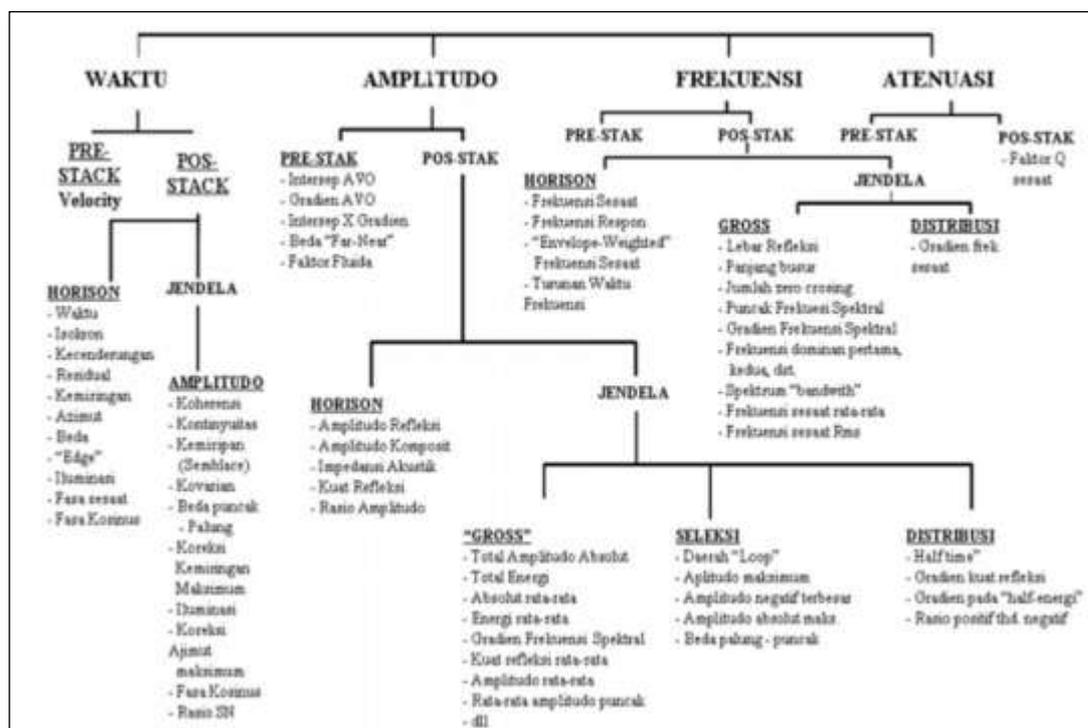


Gambar 10. Macam-macam fasa pada *wavelet* (Abdullah, 2007).

C. Atribut Seismik

Atribut seismik dapat didefinisikan sebagai semua informasi berupa besaran spesifik dari geometri, dinamika, kinematika, atau statistik yang diperoleh dari data seismik. Data seismik tidak selalu memberikan informasi parameter petrofisika atau geologi secara langsung. Jika terdapat hubungan atau relasi

antara atribut seismik dan parameter geologi pada suatu titik *log* sumur, maka parameter geologi di luar titik *log* sumur dapat dilakukan ekstrapolasi. Atribut seismik juga dinyatakan sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif data seismik yang dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data aslinya (Brown, 1996). Gambar 11 menunjukkan macam-macam atribut seismik beserta turunannya.



Gambar 11. Klasifikasi atribut seismik (Brown, 1996).

Atribut seismik dapat didefinisikan sebagai penurunan dari pengukuran seismik. Semua atribut seismik untuk horizon dan formasi saling terkait, namun detail analisis yang dilakukan berbeda, yaitu pada informasi dasar gelombang seismik dan penampilan hasilnya. Informasi dasar pada gelombang seismik tersebut adalah frekuensi, amplitudo, waktu, dan atenuasi. Setiap atribut seismik memiliki kekurangan dan kelebihan masing-masing. Penggunaan atribut seismik disesuaikan dengan kebutuhan. Pada suatu

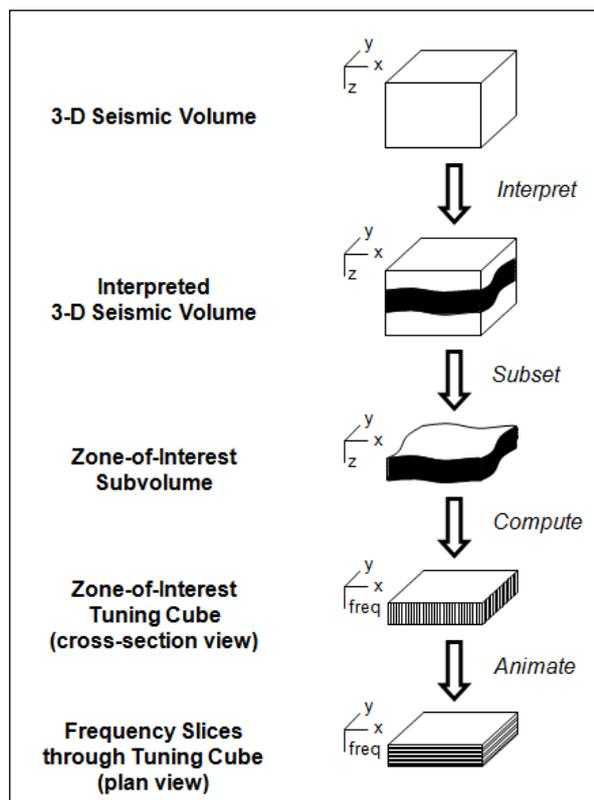
reservoar hidrokarbon tertentu beberapa atribut lebih sensitif dibandingkan dengan atribut lainnya. Ini disebabkan atribut seismik yang tepat dapat menampilkan informasi bawah permukaan yang mula-mula tidak tampak menjadi tampak. Beberapa atribut seismik bahkan dapat menunjukkan keberadaan hidrokarbon secara langsung atau juga dikenal dengan istilah DHI (*Direct Hydrocarbon Indicator*). Pada penelitian ini digunakan salah satu atribut seismik, yakni frekuensi. Pengolahan frekuensi menggunakan metode spektral dekomposisi untuk mengetahui kandungan hidrokarbon.

D. Dekomposisi Spektral

Dekomposisi spektral adalah salah satu atribut seismik yang digunakan untuk mencirikan tanggap frekuensi yang bergantung pada waktu dari batuan dan reservoar bawah permukaan. Konsep yang digunakan dalam *spectral decomposition* adalah berdasarkan fakta bahwa respon dari seismik refleksi yang melakui lapisan batuan yang tipis (pada atau di bawah resolusi vertikal seismik/*tuning thickness*) akan memberikan suatu respon karakteristik frekuensi tertentu. Jika frekuensi diasosiasikan dengan ketebalan zona target, maka hal tersebut dapat memberikan informasi gambaran yang lebih detail, jika dibandingkan dengan *processing* seismik konvensional yang biasa digunakan. Dengan menggunakan *spectral decomposition*, maka dapat dilihat spektrum amplitudo dan fase ke dalam spesifik panjang gelombang.

Dekomposisi spektral adalah suatu metode pemrosesan sinyal seismik berbasis analisis spektrum waktu-frekuensi. Metode ini telah banyak digunakan untuk eksplorasi minyak dan gas dalam hal deteksi adanya *Direct*

Hydrocarbon Indicator (DHI) seperti *low frequency shadow*. Metode ini juga bisa diimplementasikan untuk prediksi ketebalan lapisan dimana lapisan tipis akan berhubungan dengan spektrum frekuensi tinggi dan lapisan yang lebih tebal akan berhubungan dengan spektrum frekuensi rendah, selain itu juga digunakan untuk menggambarkan *geologic discontinuities* seperti adanya pola sesar pada data seismik 3D. Metode transformasi dari kawasan waktu ke kawasan waktu-frekuensi yang sering digunakan untuk dekomposisi spektral adalah *Short Time Fourier Transform* (STFT), *Continous Wavelet Transform* (CWT), dan *Matching Pursuit Decomposition* (MPD) (Partyka *et al*, 1999).



Gambar 12. Proses dalam pengolahan atribut dekomposisi spektral. (Partyka *et al*, 1999).

Urutan proses pengolahan atribut dekomposisi spektral dapat dilihat pada Gambar 12. Pada gambar tersebut tampak bahwa dalam melakukan

karakterisasi frekuensi menggunakan atribut dekomposisi spektral, langkah awal yang dilakukan adalah melakukan *picking* horizon pada data seismik 3D dan menentukan *window* (batas lapisan) untuk menghasilkan bagian volume dari zona target yang akan diselidiki.

Gelombang seismik refleksi pada zona tersebut akan terproses ke dalam karakteristik *berdomain* frekuensi pada tiap kedalaman lapisan. Efek tersebut disebut dengan *tuning cube*, dengan sumbu z dari data seismik berubah menjadi besaran frekuensi. Dari proses *tuning cube* dapat dipilih frekuensi yang sesuai untuk melihat tampilan geologi yang diinginkan. Pemilihan frekuensi yang tepat ini merupakan tahap yang paling penting, karena setiap frekuensi akan menghasilkan tampilan penampang yang berbeda. Tiap frekuensi yang dipilih akan menampilkan model animasi dekomposisi spektral yang menggambarkan kondisi geologi pada lapisan zona target (Partyka *et al*, 1999).

E. Continuous Wavelet Transform (CWT)

1. Sejarah Continuous Wavelet Transform (CWT)

Data seismik, secara alami merupakan sinyal *non-stasioner* yang mempunyai bermacam frekuensi dan dalam bentuk waktu (frekuensi berubah terhadap perubahan waktu). Dekomposisi waktu-frekuensi (*time-frequency decomposition*), yang merupakan dekomposisi spektral sinyal seismik untuk mengetahui karakteristik waktu terhadap frekuensi yang menunjukkan respon batuan bawah permukaan (*subsurface rocks*) dan reservoir. Castagna *et al.* (2003) menggunakan dekomposisi dalam Analisis Spektra Sesaat (*Instantaneous Spectral Analysis*) untuk

mendeteksi hidrokarbon dengan pemilihan frekuensi untuk memperjelas batuan reservoir.

Studi yang pernah dilakukan dalam penggunaan dekomposisi spektral untuk interpretasi oleh Peyton *et al.* (1998). Partyka *et al.* (1999) menggunakan *window spectral analysis* untuk menghasilkan energi diskrit dalam aplikasi karakteristik reservoir. Hardy *et al.* (2003) menunjukkan bahwa rata-rata atribut frekuensi dihasilkan dari *fitting* kurva sinus yang mempunyai korelasi yang kuat dengan *volume shale* pada area tertentu. Sejarah transformasi bermula dari Denis Gabor yang mengaplikasikan dalam bentuk *Windowed (Short-Time) Fourier Transform* tahun 1946, dilanjutkan oleh James W. Cooley dan John W. Tukey pada tahun 1965 yang mengembangkan *Fast Fourier Transform*. Jean Morlet melanjutkan perkembangan transformasi yang dikenal dalam metode *Continuous Wavelet Transform*. Kemudian dilanjutkan oleh Stephane Mallat dan Yves Meyer yang mengembangkan *Discrete Wavelet Transform*.

Transformasi *wavelet* sudah diaplikasikan pada berbagai ilmu pengetahuan dan teknik sejak lebih dari dua dekade terakhir. Transformasi *wavelet* memberikan sebuah pendekatan yang berbeda pada analisis waktu-frekuensi dibandingkan dengan metode lain. Spektrum waktu-frekuensi yang dihasilkan direpresentasikan dalam bentuk peta *time-scale* yang disebut *scalogram* (Rioul dan Vetterli, 1991). Beberapa peneliti sebelumnya seperti Hlawatsch dan Boudreaux (1992) menggunakan skala

yang sebanding terhadap frekuensi tengah dari *wavelet* yang digunakan dan merepresentasikan *scalogram* sebagai peta waktu-frekuensi.

Penelitian tentang CWT semakin berkembang, Sudarmaji dan Nurcahya (2013) berhasil memetakan reservoir batupasir tersaturasi minyak menggunakan analisis frekuensi rendah berbasis CWT yang dikombinasikan dengan analisis AVO. Analisis frekuensi rendah sebagai indikasi adanya hidrokarbon semakin dikembangkan oleh Sudarmaji (2016) untuk identifikasi reservoir batupasir dengan memanfaatkan hasil analisis CWT untuk estimasi nilai petrofisika reservoir.

2. Konsep Dasar *Continuous Wavelet Transform* (CWT)

Transformasi *wavelet* adalah salah satu metode dalam mendekomposisi sinyal dalam lingkup waktu ke dalam lingkup waktu-frekuensi dengan resolusi yang lebih baik jika dibandingkan dengan *Short Time Fourier Transform* (STFT) (Chakraborty dan Okata, 1995). Seperti halnya STFT, transformasi *wavelet* mentransformasikan sinyal dalam domain waktu menjadi sinyal dalam domain waktu dan frekuensi, yang dalam hal ini dibentuk menjadi domain translasi dan skala. Translasi adalah sebuah bentuk transformasi dari domain waktu yang terkait dengan lokasi dari fungsi *window*, dimana *window* dipindahkan sepanjang sinyal yang masuk. Skala merupakan bentuk transformasi dari frekuensi *wavelet*, dimana nilai skala berbanding terbalik dengan nilai frekuensi.

CWT merupakan proses konvolusi sinyal $x(t)$ dengan sebuah fungsi *window*, fungsi *window* dapat berubah di setiap waktu dan skala yang

berubah-ubah secara kontinyu. Fungsi *window* adalah bentuk dari *mother wavelet* yang menjadi fungsi dasar dari *wavelet*. Secara matematis, CWT dari suatu sinyal $x(t)$ dapat diselesaikan dengan persamaan

$$W_x^\psi(s, \tau) = \frac{1}{\sqrt{|s|}} \int x(t) \psi\left(\frac{t-\tau}{s}\right) dt \dots\dots\dots(4)$$

$$C(\text{skala}, \text{posisi}) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi(\text{skala}, \text{posisi}, t) dt \dots\dots\dots(5)$$

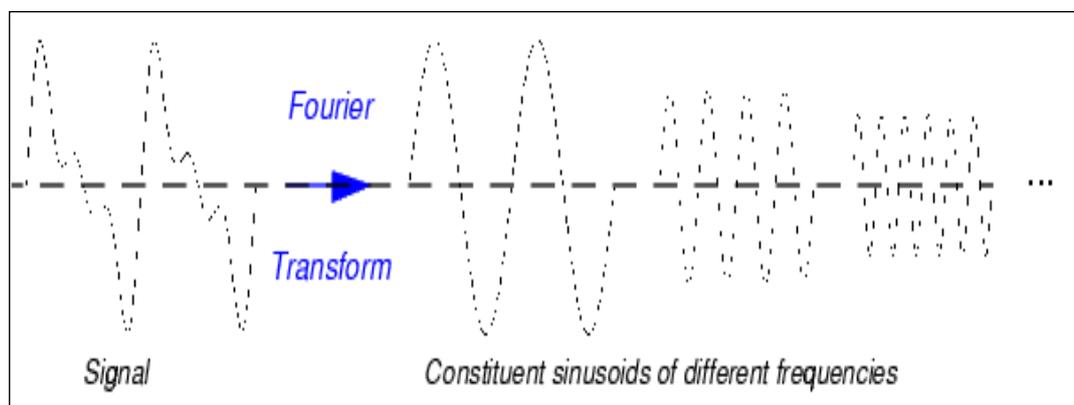
Dimana s adalah skala, dimana nilainya berbanding terbalik dengan frekuensi ($s > 0$), τ adalah *time shift* yang menunjukkan translasi atau pergeseran dari *mother wavelet* dan $\psi\left(\frac{t-\tau}{s}\right)$ menunjukkan *mother wavelet* (Daubechies, 1992).

Hasil dari CWT adalah koefisien *wavelet* C yang merupakan fungsi skala dan posisi. Perkalian dari tiap koefisien dengan skala dan posisi yang tepat akan menghasilkan konstituen *wavelet* dari sinyal aslinya. Informasi yang akan didapat dalam transformasi *wavelet* adalah representasi sinyal dalam ‘*domain waktu*’ berubah ke dalam ‘*domain waktu-frekuensi*’. Dalam transformasi *wavelet*, proses yang dilakukan pertama kali adalah memilih *wavelet* dengan cara melakukan translasi dan dilatasi. Proses selanjutnya adalah mengintegrasikan perkalian antara *wavelet* dengan fungsi yang ditransformasi (Daubechies, 1992).

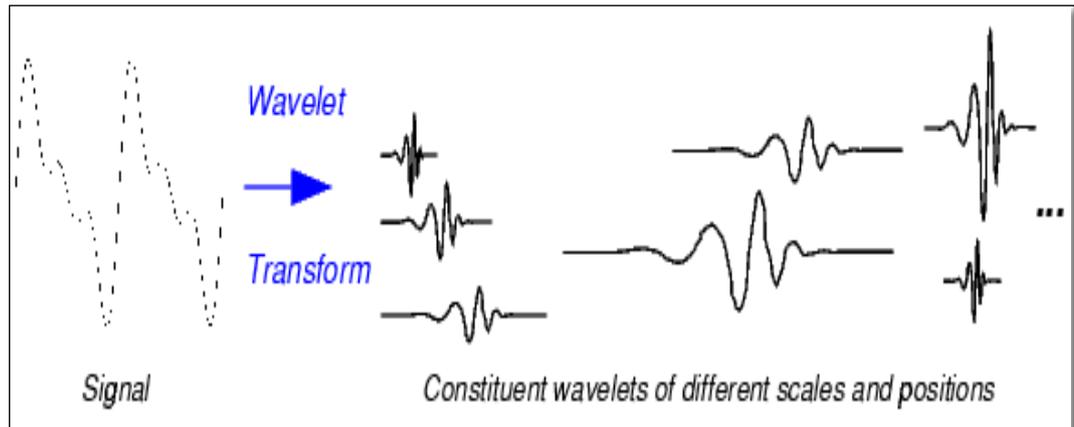
Ide dasar dari metode ini adalah dilakukannya FFT (*Fast Fourier Transform*) dari setiap *window* waktu sinyal yang dianalisis secara menerus (*continuous*) sampai diperoleh gambaran kisaran frekuensi yang

tepat pada zona target. Hasil dari CWT adalah koefisien *wavelet* yang merupakan fungsi skala dan posisi. Perkalian dari setiap koefisien dengan skala dan posisi yang tepat akan menghasilkan *konstituten wavelet* dari sinyal aslinya. Pada CWT sinyal berdilatasi sesuai dengan prinsip bahwa frekuensi selalu berubah terhadap waktu. Perubahan terhadap waktu tersebut meningkatkan atau menurunkan frekuensi, sehingga frekuensi bergeser antara frekuensi tinggi dan frekuensi rendah.

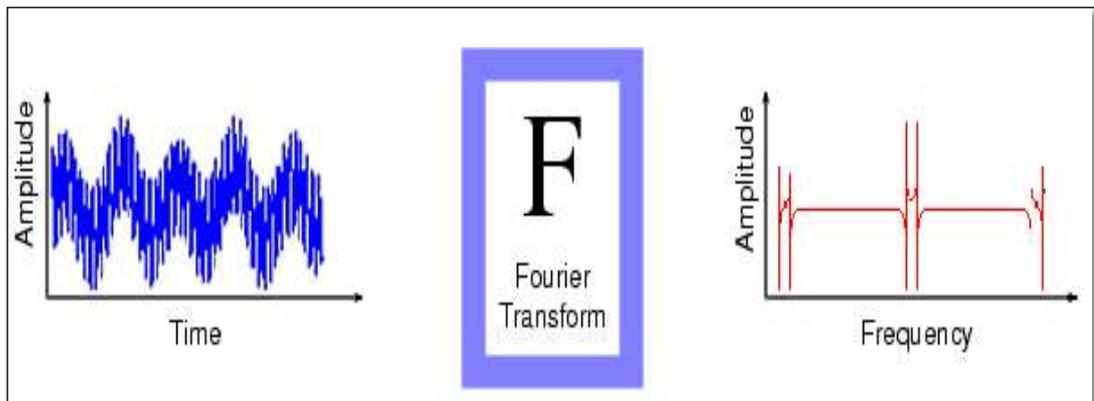
Dengan demikian, ketika resolusi frekuensi meningkat, maka resolusi waktu menurun, demikian juga sebaliknya. Transformasi *wavelet* menggunakan CWT dapat menghasilkan *window* waktu-frekuensi yang biasanya akan terbatas ketika diamati pada fenomena frekuensi tinggi dan melebar ketika analisis dilakukan pada frekuensi rendah. Hasilnya resolusi waktu akan baik pada frekuensi tinggi dan resolusi frekuensi akan baik pada frekuensi rendah. Analisis ini akan tepat bila diterapkan pada sinyal dengan komposisi komponen frekuensi tinggi pada durasi yang singkat dan frekuensi rendah pada durasi tinggi (Helbert, 2007).



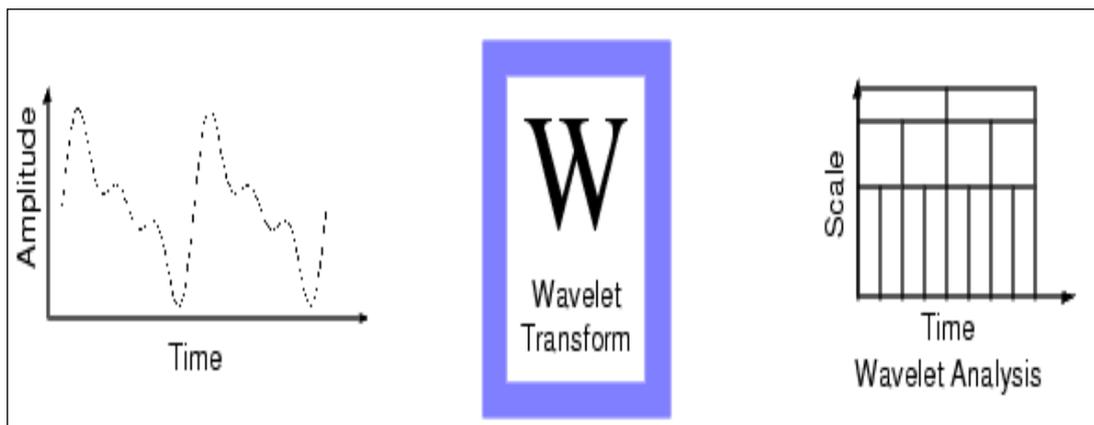
Gambar 13. Transformasi Fourier (Misiti *et al*, 1996).



Gambar 14. Ilustrasi transformasi dengan transformasi *wavelet* kontinyu yang menghasilkan komponen *wavelet* dari skala dan posisi (Misiti *et al*, 1996).

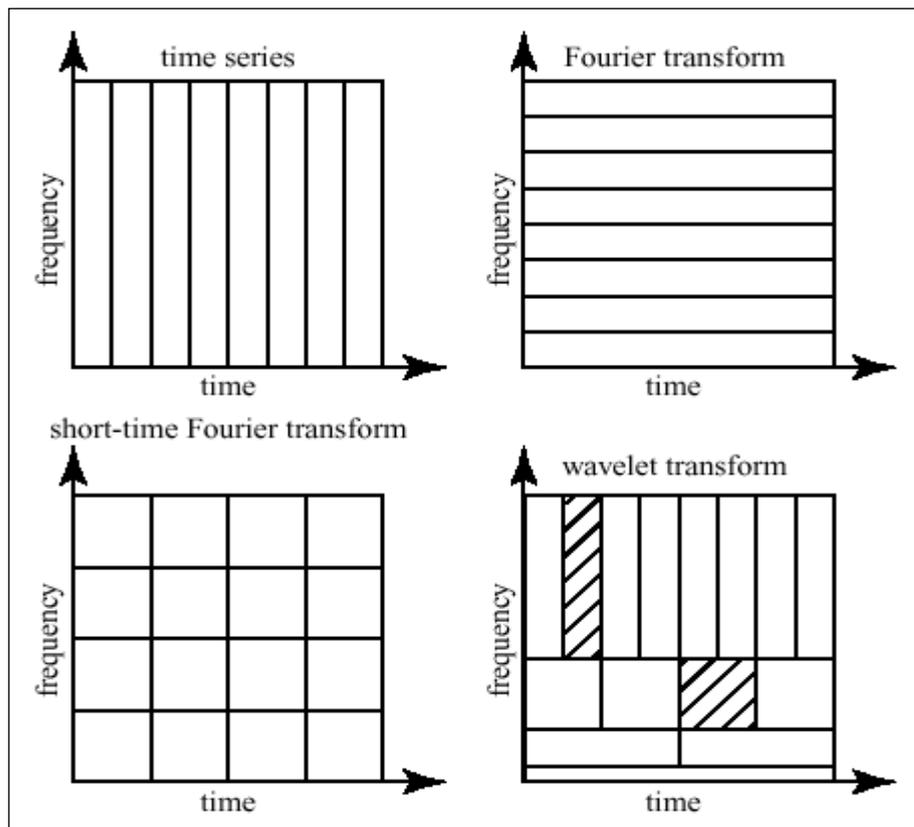


Gambar 15. Analisis Fourier dalam mentransform *time* menjadi frekuensi (Misiti *et al*, 1996).



Gambar 16. Analisis *Wavelet* dalam mengubah *time* menjadi fungsi skala (Misiti *et al*, 1996).

Gambar 13, 14, 15, dan 16 di atas menunjukkan adanya perbedaan mendasar pada bentuk transformasi sinyal yang dilakukan pada transformasi *wavelet* dan transformasi Fourier. Pada transformasi Fourier, dari sinyal sinusoidal akan ditransformasikan dalam bentuk sinyal sinus atau cosinus, sedangkan pada transformasi *wavelet*, sinyal yang ditransformasikan mengalami penskalaan, translasi, dan dilatasi. Proses penskalaan, translasi, dan dilatasi inilah yang membuat transformasi *wavelet* lebih detail dibandingkan dengan transformasi Fourier biasa.



Gambar 17. Perbedaan dari beberapa transformasi sinyal *non-stationer* (Misiti *et al*, 1996).

Dari Gambar 17 di atas dapat dilihat perbedaan dari tiga metode transformasi *wavelet*. Pada transformasi Fourier terlihat lokalisasi frekuensi baik dalam domain frekuensi, tetapi kurang baik dalam lokalisasi

waktu. Pada Transformasi Fourier Waktu Singkat (STFT) lokalisasi waktu-frekuensi memiliki *window* yang tetap dalam waktu dan frekuensi. Adanya *window* waktu yang tetap pada semua frekuensi dan resolusi frekuensi yang tetap pada semua waktu. Terakhir adalah Transformasi *Wavelet* Kontinu (CWT) dengan menerapkan skala untuk melokalisasi waktu-frekuensi, resolusi frekuensi yang bagus pada skala besar dan resolusi waktu yang baik pada skala rendah. Transformasi *Wavelet* Kontinu merupakan metoda yang akan diterapkan pada penelitian ini.

Skala mempresentasikan *range* frekuensi dan bukan frekuensi tunggal. Untuk merubah peta waktu-skala menjadi waktu-frekuensi *map* beberapa pendekatan digunakan. Langkah yang paling mudah adalah merenggangkan skala mendekati frekuensi. Pada waktu-frekuensi analisis untuk merubah *scalogram* menjadi spektrum waktu-frekuensi digunakan fc/f dimana fc merupakan frekuensi tengah dari *wavelet*.

Untuk mencari hubungan antara skala dengan frekuensi secara matematis, maka akan berhubungan dengan frekuensi semu (*pseudo frequency*) yang berhubungan dengan skala yang diberikan dalam persamaan:

$$Fa = \frac{Fc}{a\Delta} \dots\dots\dots(6)$$

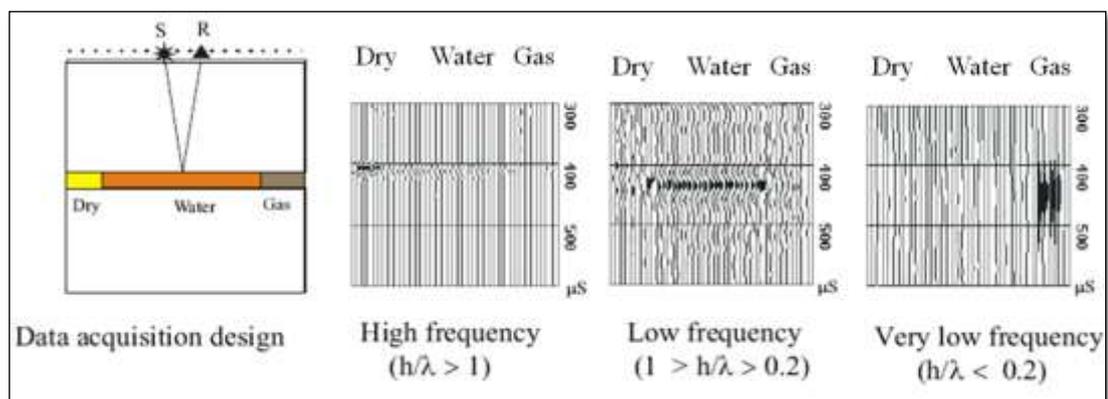
Dimana a adalah skala, Δ adalah sampling periode, Fc adalah frekuensi tengah *wavelet* dalam Hz dan Fa adalah frekuensi semu yang berhubungan dengan skala dalam Hz. Dari persamaan 6 dapat dilihat bahwa yang memegang peranan penting dalam menghubungkan antara skala dengan frekuensi adalah frekuensi tengah yang didapat dari osilasi *wavelet* yang

utama untuk menentukan nilai dari frekuensi tengah. Skala yang besar berhubungan dengan *wavelet* yang diregangkan. Semakin renggang *wavelet*, maka akan semakin besar ruang yang akan dikorelasikan, sehingga akan dapat ditarik suatu kesimpulan bahwa hubungan antara skala *wavelet* dengan frekuensi dalam analisis *wavelet* adalah :

- ❖ Skala rendah → *compress wavelet* → frekuensi tinggi
 - ❖ Skala tinggi → *stretch wavelet* → frekuensi rendah
- (Helbert, 2007).

3. Analisis Frekuensi Rendah sebagai Indikasi Gas

Sinyal frekuensi rendah yang dihasilkan dari refleksi seismik pada batuan berpori tersaturasi fluida, dapat dijelaskan dari hasil penyelesaian persamaan poroelastik, gelombang *diffusive*, dan hasil *well test* (Silin *et al*, 2004).



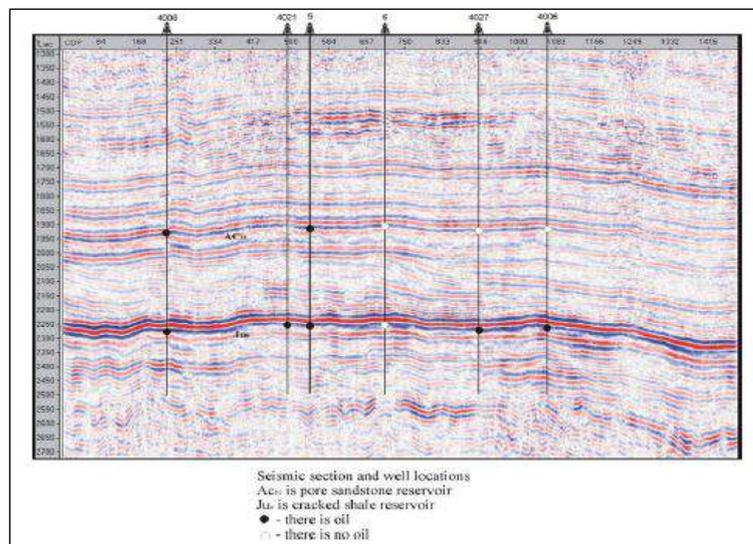
Gambar 18. *Seismic low-frequency effect* (Gennady, 2002).

Secara matematis, koefisien refleksi gelombang seismik pada batuan elastis berpori yang tersaturasi fluida besarnya secara umum sebanding dengan akar dari perkalian antara frekuensi gelombang seismik dengan mobilitas fluida pada reservoir, yang dinyatakan dalam persamaan berikut:

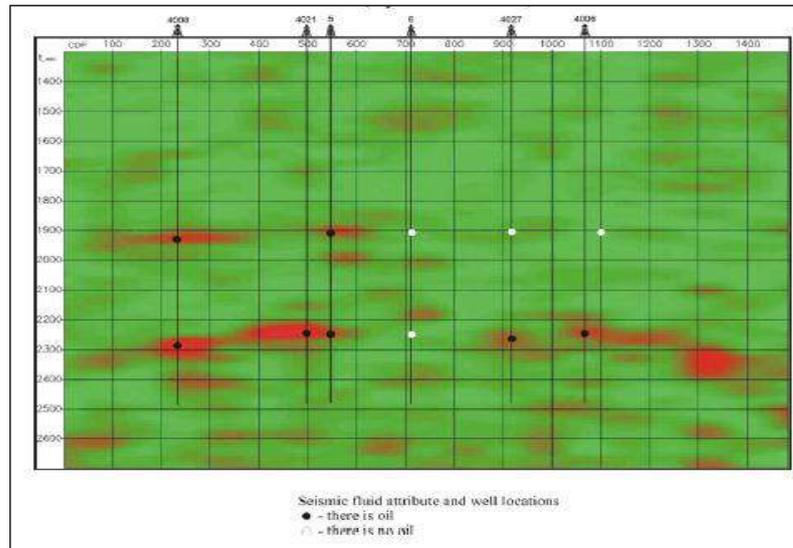
$$R = R_0 + (1 + i) \sqrt{\frac{k\rho}{\mu}} \omega R_1 \dots \dots \dots (7)$$

dengan ω adalah frekuensi gelombang seismik, ρ densitas batuan, k permeabilitas batuan dan μ viskositas fluida hidrokarbon.

Hasil penelitian di laboratorium menunjukkan bahwa pada suatu lapisan reservoir yang *dry*, berisi air, dan berisi gas akan menghasilkan respon yang berbeda pada berbagai frekuensi seperti terlihat pada Gambar 18. Suatu gelombang, jika melewati medium yang berbeda, dalam hal ini air dan gas akan mengalami atenuasi. Atenuasi ini adalah penyerapan energi gelombang oleh medium, seperti gas, yang menyebabkan adanya pengurangan frekuensi gelombang, sehingga dengan menggunakan frekuensi rendah kita dapat mengidentifikasi keberadaan gas dalam suatu reservoir (Gennady, 2002).



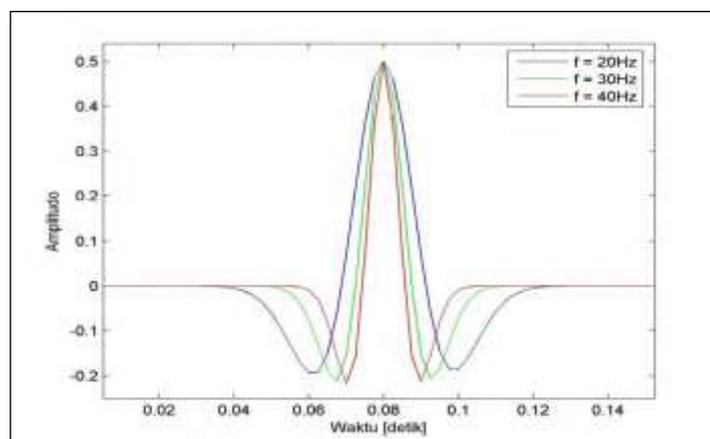
Gambar 19. *Seismic section* konvensional di lapangan minyak West-Siberian (Gennady, 2002).



Gambar 20. *Low frequency Seismic section* di lapangan minyak West-Siberian (Gennady, 2002).

4. *Wavelet*

Menurut Veeken (2007), *wavelet* adalah gelombang mini atau pulsa yang memiliki komponen frekuensi, panjang gelombang, amplitudo, dan fasa. Pada gelombang seismik, *wavelet* merupakan gelombang yang merepresentasikan satu reflektor gelombang yang terekam oleh satu geofon (Gambar 21).



Gambar 21. *Wavelet* fasa nol dengan frekuensi 20, 30, dan 40 Hz (Veeken, 2007)

Veeken (2007) mendefinisikan *wavelet* sebagai gelombang mini yang mempunyai kemampuan mengelompokkan energi citra gelombang yang terkonsentrasi pada sekelompok parameter koefisien, sedangkan kelompok koefisien yang lainnya hanya mengandung sedikit energi yang dapat dibuang tanpa mengurangi nilai informasi aslinya. *Wavelet* juga didefinisikan sebagai parameter analisis yang biasa digunakan untuk menyajikan data atau fungsi ke dalam komponen-komponen frekuensi yang berlainan berdasarkan sifatnya, dan kemudian mengkaji setiap komponen dengan suatu resolusi yang sesuai dengan skalanya (Daubechies, 1992).

Wavelet merupakan sebuah fungsi variabel *real* t , diberi notasi ψ_t dalam ruang fungsi $L^2(\mathbb{R})$. Fungsi ini dihasilkan oleh parameter dilatasi dan translasi yang dapat dijelaskan dalam persamaan berikut:

$$\Psi_{a,b}^{(t)} = a^{-1/2} \left(\frac{t-b}{a} \right); a > 0, b \in \dots\dots\dots (8)$$

$$\Psi_{j,k}^{(t)} = a^{j/2} (2^j t - k); j, k \in \mathbb{Z} \dots\dots\dots (9)$$

Dimana :

a = parameter dilatasi

b = parameter translasi

2^j = parameter dilatasi

k = parameter waktu atau lokasi ruang

\mathbb{Z} = mengkondisikan nilai j dan k bernilai integer

\mathbb{R} = mengkondisikan nilai a dan b bernilai real

Untuk persamaan pertama dirumuskan pertama kali oleh Morlet dan Grossman, sedangkan persamaan kedua dirumuskan oleh Daubechies. Dalam melakukan transformasi, transformasi *wavelet* menggunakan dua komponen penting, yaitu fungsi *wavelet* dan fungsi skala. Fungsi *wavelet* dapat disebut juga sebagai *highpass filter*, sedangkan fungsi skala disebut juga sebagai *lowpass filter*. Kedua fungsi tersebut digunakan pada saat transformasi *wavelet* dan *inverse transformasi wavelet*.

1. Fungsi *wavelet*

Pada fungsi *wavelet*, citra dengan gradasi intensitas yang tinggi akan diambil, sedangkan perbedaan intensitas yang rendah akan dibuang atau dikurangi. Oleh karena itu, fungsi *wavelet* disebut juga dengan *highpass filter*.

2. Fungsi skala

Pada fungsi skala, citra dengan gradasi intensitas yang halus akan diambil, sedangkan perbedaan intensitas yang tinggi akan dikurangi atau dibuang. Oleh karena itu, fungsi skala disebut juga dengan *lowpass filter*.

Kedua fungsi di atas dapat disebut sebagai *mother wavelet* yang harus memenuhi kondisi berikut:

$$\int_{-\infty}^{\infty} \psi(x) dx = 0 \in \dots\dots\dots(10)$$

(Sinha *et al*, 2005).

5. Jenis-jenis wavelet

Terdapat beberapa jenis *wavelet* pada metode *Continuous Wavelet Transform*. Jenis *wavelet* yang digunakan dalam penelitian ini adalah *wavelet* Morlet.

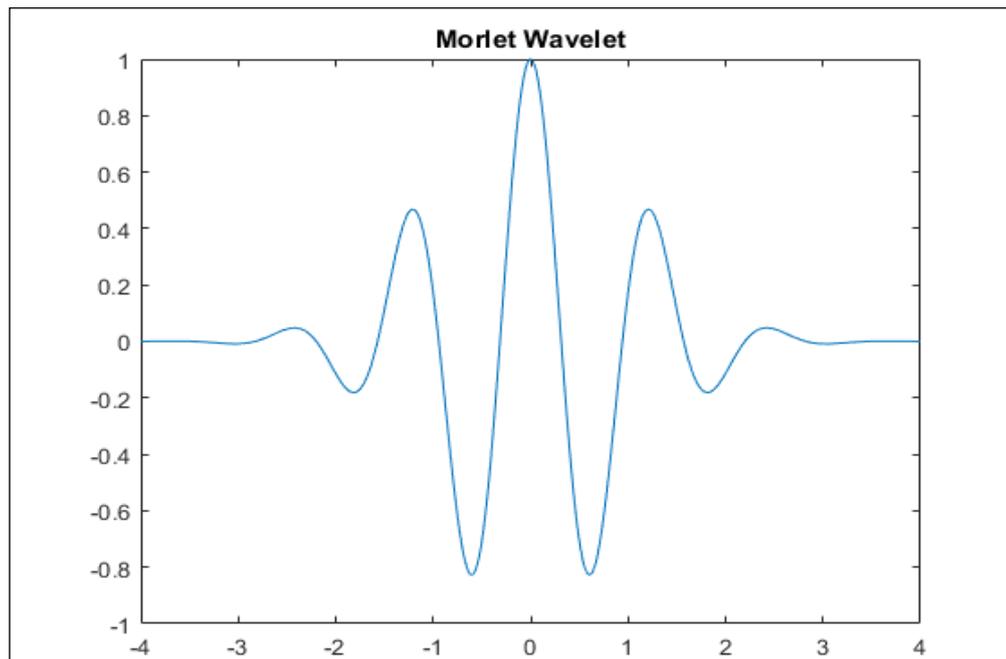
a. Morlet

Wavelet yang baik adalah *wavelet* yang memiliki rata-rata nol, non-ortogonal dan simetri. Pada penggunaannya, yang paling sering digunakan dalam metode CWT adalah *wavelet* Morlet. Demikian pula pada penelitian ini, *wavelet* yang digunakan adalah *wavelet* Morlet sesuai penggunaannya pada *software* Opendtect.

Wavelet Morlet merupakan *wavelet* yang memiliki fungsi *window* Gaussian kompleks sinusoid pada domain waktu dan frekuensi. Fungsi *wavelet* yang ada merupakan fungsi *wavelet* yang kompleks, karenanya transformasi *wavelet* yang dihasilkan juga kompleks. Sifat-sifat Morlet antara lain :

- 1) Tidak bersifat *biortogonal*, *orthogonal*, dan tidak *compactly supported*.
- 2) Tidak mendukung pada transformasi *wavelet* diskrit.
- 3) Dapat digunakan pada *Continuous Wavelet Transform* (CWT).
- 4) *Support width*-nya tak berhingga.
- 5) Efektivitasnya dari -4 hingga 4.
- 6) Bersifat simetris.

Wavelet Morlet dapat digambarkan seperti pada gambar berikut:



Gambar 22. *Wavelet* Morlet (Misiti *et al*, 1996).

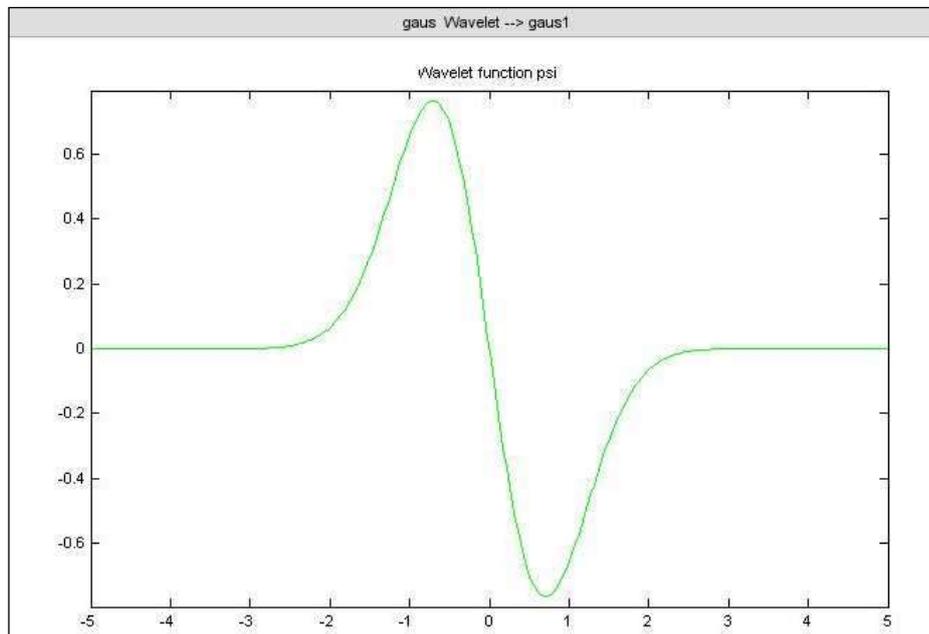
b. Gaussian

Jenis *wavelet* ini merupakan turunan dari fungsi kerapatan probabilitas Gaussian.

Sifat-sifatnya antara lain :

- 1) Tidak bersifat *biorthogonal*, *orthogonal*, dan tidak *compactly supported*.
- 2) Tidak mendukung pada transformasi *wavelet* diskrit.
- 3) Dapat digunakan pada *Continuous Wavelet Transform* (CWT).
- 4) *Support width*-nya tak berhingga.
- 5) Bersifat simetris.

Wavelet Gaussian dapat digambarkan seperti pada gambar berikut:



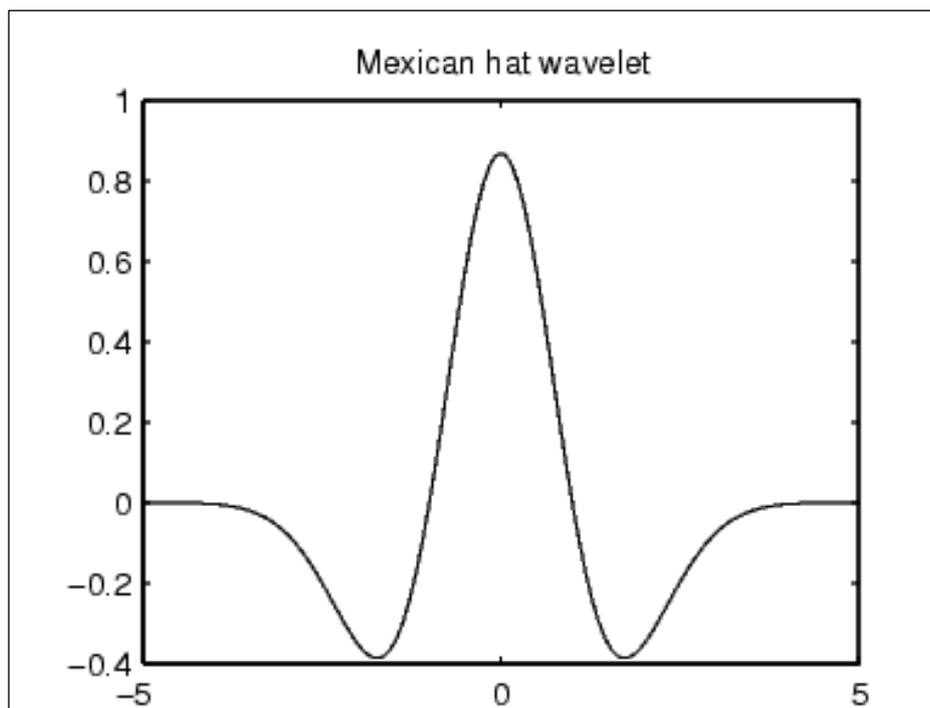
Gambar 23. *Wavelet* Gaussian (Misiti *et al*, 1996).

c. *Wavelet Mexican hat*

Wavelet Mexican hat merupakan *wavelet* yang *compactly supported* dengan sejumlah besar *vanishing moments*, baik untuk fungsi $w(t)$ maupun $q(t)$ untuk *support width* tertentu.

Sifat-sifatnya antara lain:

- a) Bersifat *biorthogonal*, *orthogonal*, dan *compactly supported*
- b) Dapat digunakan pada transformasi *wavelet* diskrit maupun kontinu.
- c) Panjang tapis $6N$
- d.) *Support width*-nya $6N-1$
- e) Bersifat *simetris regular*



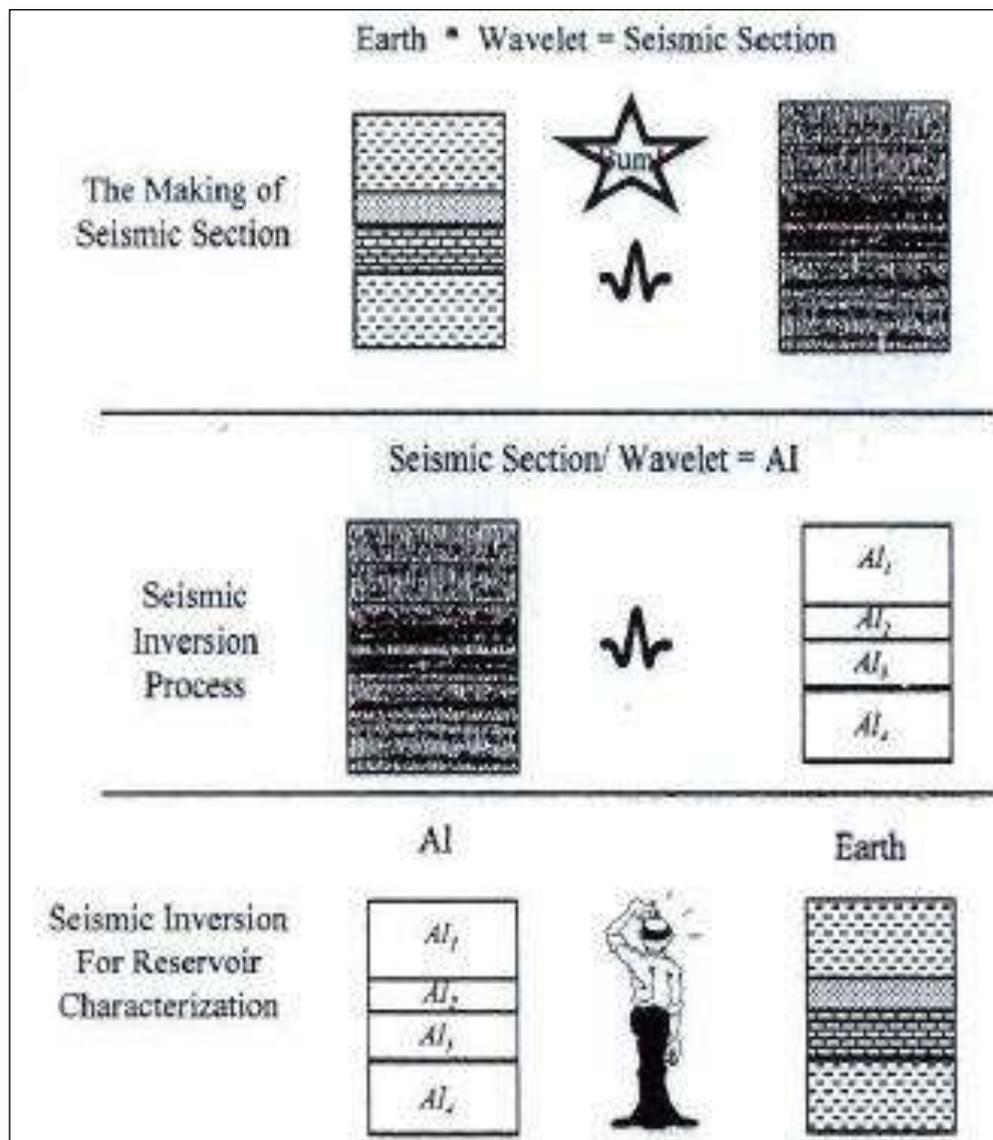
Gambar 24. *Wavelet Mexican hat* (Misiti *et al*, 1996).

F. Seismik Inversi

Seismik inversi adalah salah satu metode dalam pengolahan data seismik untuk mendapatkan informasi model geologi bawah permukaan dengan menggunakan dua data utama, yaitu data seismik sebagai data input utama dan data sumur sebagai data kontrol (Sukmono, 2002). Hasil yang didapatkan dengan menggunakan metoda inversi adalah informasi yang terkandung di dalam lapisan batuan berupa impedansi (akustik atau elastik). Dari informasi impedansi ini dapat dikorelasikan secara kuantitatif dengan parameter fisis lain pada reservoir yang terukur pada sumur, seperti porositas, densitas, saturasi air, dan sebagainya.

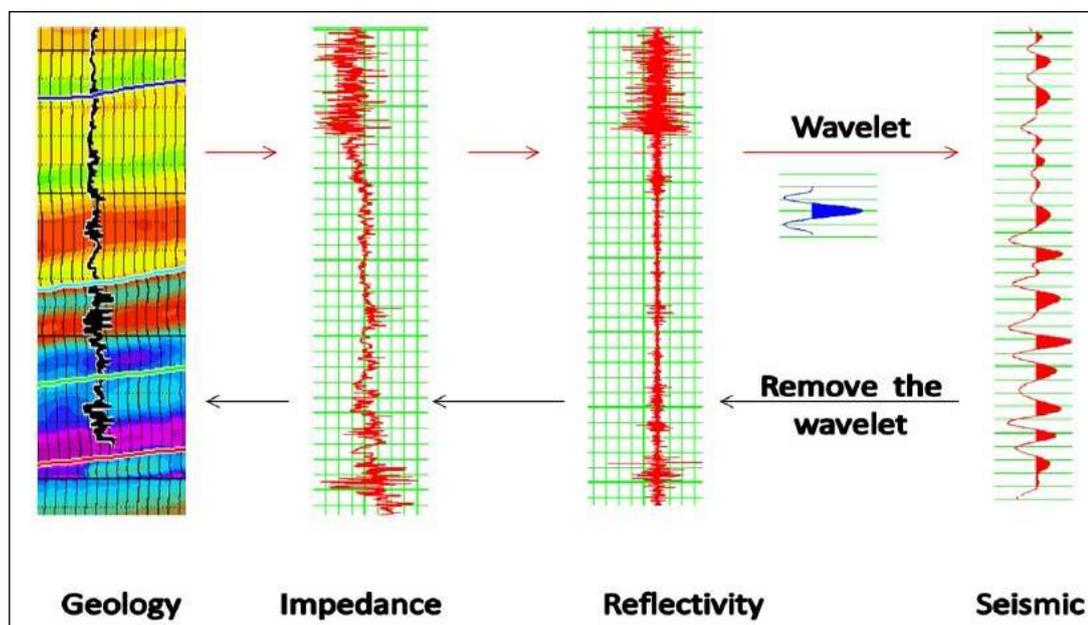
Inversi seismik tidak hanya menghasilkan kurva-kurva yang menyerupai log sonik, inversi seismik akan mengubah kandungan informasi pada data seismik yang awalnya berkaitan dengan bidang batas antar lapisan menjadi informasi

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



Gambar 25. Proses Inversi Seismik (Sukmono 1999).

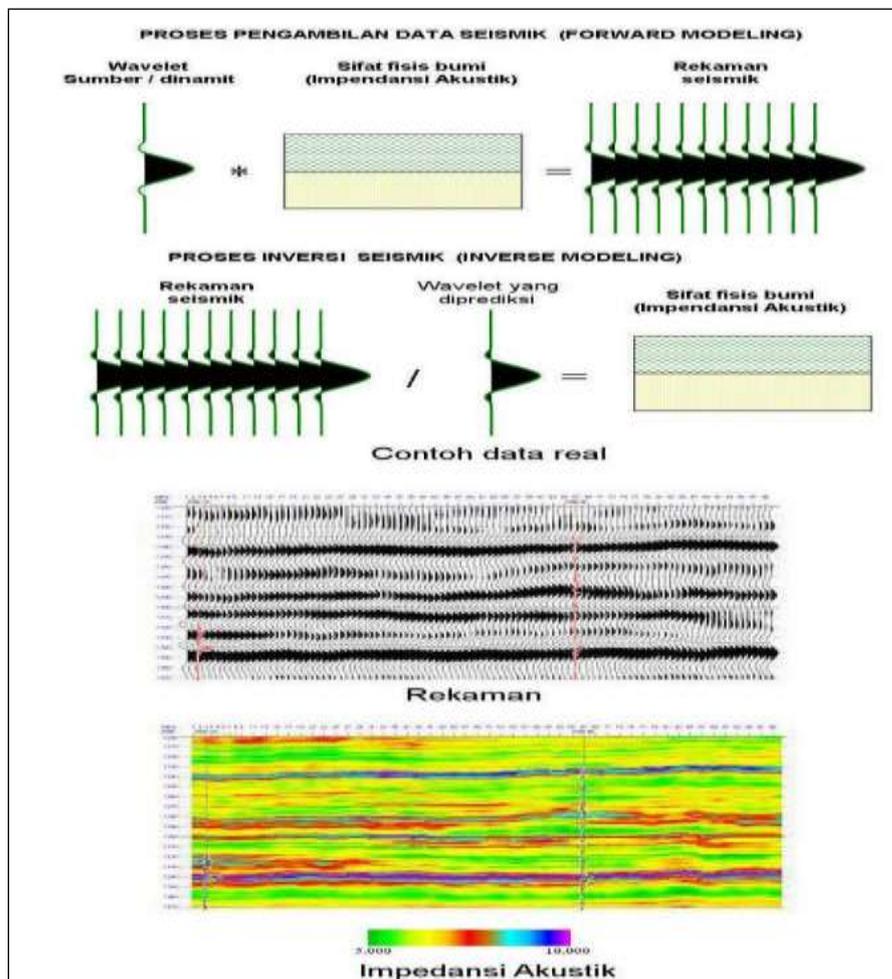
Inversi tergantung pada bentuk pemodelan 'ke depan' yang menghasilkan respon bumi terhadap suatu parameter model dengan menggunakan hubungan matematis. Gambar 26 mengilustrasikan prinsip umum metode inversi impedansi akustik *post-stack*. Diperlukan pengetahuan tentang *wavelet* dan model impedansi inisial pada algoritma inversi dimana informasi ini diekstrak dari data seismik dan log sumur.



Gambar 26. Konsep dari inversi impedansi akustik. Panah merah memperlihatkan pemodelan 'ke depan' sementara panah hitam menunjukkan inversi (Sukmono 1999).

Proses inversi yang merupakan proses 'pembagian' rekaman seismik yang didapat dari hasil pengukuran di lapangan terhadap *wavelet* sumber gelombang yang diprediksi. Berdasarkan Gambar 27 berikut kita akan terlihat bahwa secara umum dapat dikatakan bahwa parameter impedansi akustik merepresentasikan sifat fisis 'internal' batuan, sedangkan rekaman seismik merepresentasikan 'batas batuan', sehingga hasil inversi seismik dapat

digunakan untuk menginterpretasi perubahan fasies dalam suatu horizon geologi.

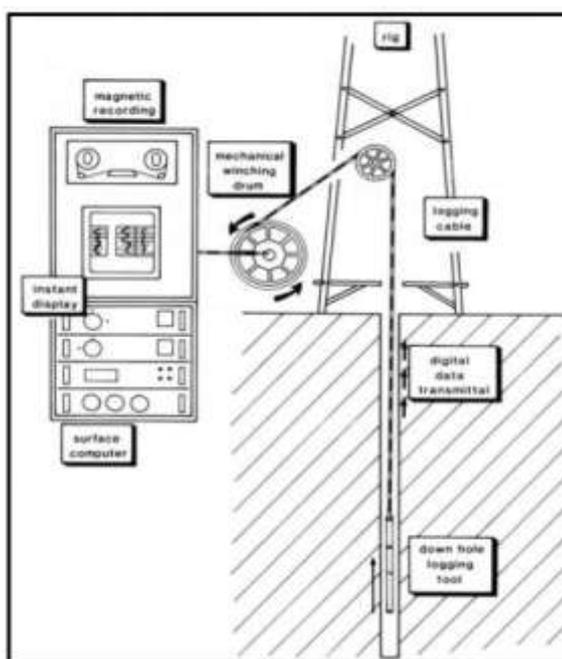


Gambar 27. Representasi dari impedansi akustik dan rekaman seismik beserta masing-masing sifatnya (Sukmono, 1999).

G. Konsep Dasar *Well logging*

Well logging adalah suatu metode untuk mendapatkan informasi bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang disebut sonde yang dimasukkan ke dalam lubang sumur. Data fisis yang didapat digunakan untuk evaluasi formasi dan mengidentifikasi karakteristik batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1958). Secara umum, tujuan utama dari proses *well*

logging adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran resistivitas, pengukuran porositas, pengukuran densitas, kejenuhan hidrokarbon, serta parameter fisis reservoir lainnya. Tujuan utama dari penggunaan log ini adalah untuk menentukan zona, kandungan hidrokarbon, ketebalan lapisan, kedalaman lapisan, dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir.



Gambar 28. Operasi kegiatan *Logging* (Rider, 1996).

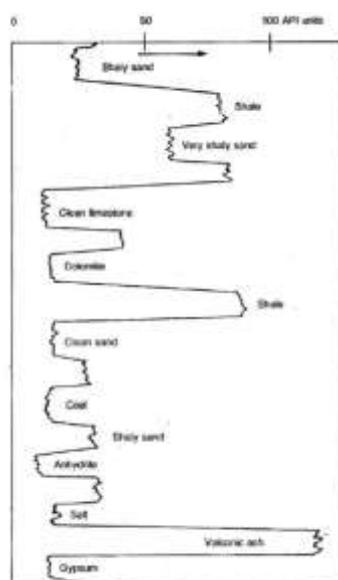
Proses *wireline logging* merupakan kegiatan yang diawali dengan memasukkan alat (biasa disebut sonde) ke dalam sumur lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Proses perekaman data dilakukan dengan menarik kembali sonde tersebut dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan menerus dan menerus. Hasil perekaman atau pengukuran tersebut disajikan dalam bentuk kurva *log* vertikal yang berisi nilai parameter yang terekam yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai keperluan.

Tampilan data yang didapat dari proses *well logging* adalah dalam bentuk kurva *log*, yaitu grafik kedalaman dan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Dari hasil kurva-kurva tersebut dapat diinterpretasikan urutan-urutan dan jenis-jenis litologi serta ada tidaknya kandungan hidrokarbon pada suatu formasi di daerah penelitian.

1. Jenis-Jenis *Wireline Log*

a. Log *Gamma Ray*

Log *Gamma ray* memanfaatkan prinsip dasar dari perekaman tingkat radiasi alami atau radioaktivitas atau dari suatu lapisan bawah permukaan bumi. Radioaktivitas *gamma ray* berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan, yaitu Potasium –K, Thorium –Th, dan Uranium –U yang secara kontinu memancarkan *gamma ray* dalam bentuk pulsa-pulsa energi dengan radiasi tinggi. Harga defleksi *log gamma ray* terekam dalam satuan API unit.



Gambar 29. Defleksi log *gamma ray* (Serra, 2004)

Pada batugamping dan batupasir kandungan unsur-unsur radioaktif sangat rendah, bahkan hampir tidak mengandung unsur-unsur radioaktif. Serpih mempunyai komposisi radioaktif yang tinggi, yaitu rata-rata 2% Potassium, 12 ppm Thorium, dan 6 ppm Uranium (Schlumberger, 1958). Berdasarkan hal ini, maka *log gamma ray* dapat digunakan untuk mengetahui kandungan serpih pada suatu formasi.

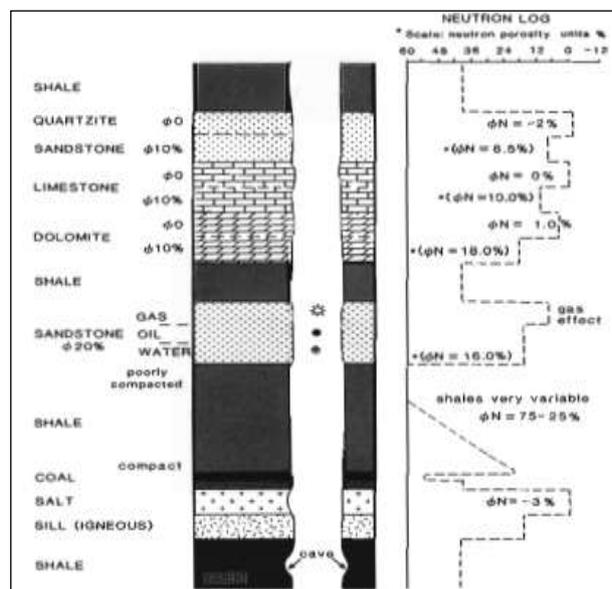
Pada lapisan permeabel yang bersih (*clean*), seperti lapisan batupasir yang tidak ada pengotornya, kurva *gamma ray* menunjukkan intensitas radioaktif yang sangat rendah, kecuali jika lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif, sedangkan pada lapisan yang kotor (*shally*), seperti lapisan batulempung, kurva *gamma ray* akan menunjukkan intensitas radioaktif yang tinggi. Pada lapisan batubara, *log sinar gamma* akan menunjukkan nilai yang sangat rendah. Hal ini disebabkan batubara terbentuk dari material organik, sehingga tidak mempunyai komposisi unsur radioaktif.

b. Log Neutron

Menurut Schlumberger (1958), pemanfaatan *log neutron* dapat digunakan untuk mendapatkan besar porositas batuan. Prinsip dasar penggunaan alat ini adalah dengan cara memancarkan *neutron* secara kontinyu dan terus menerus ke lapisan bawah permukaan. Partikel-partikel *neutron* tersebut akan memancar dan menembus formasi batuan dan bertumbukan dengan material-material yang ada di formasi tersebut, akibatnya *neutron* sedikit hilang. Besar kecilnya energi yang

hilang tersebut tergantung dari perbedaan massa *neutron* dengan massa material pembentuk batuan atau formasi (Doveton, 1986).

Hilangnya energi yang terekam paling besar terjadi bila *neutron* yang dipancarkan bertumbukan dengan suatu atom yang ada di batuan yang mempunyai massa yang hampir sama atau bahkan sama, seperti atom hidrogen. Peristiwa ini akan ditangkap dengan cepat oleh detektor alat pengukur dalam skala waktu *microsecond*. Bila konsentrasi hidrogen dalam batuan besar, maka hampir semua *neutron* mengalami pengurangan energi serta tidak tertangkap dari sumber radioaktifnya yang terletak jauh. Sebaliknya, bila konsentrasi hidrogen dalam batuan kecil, maka partikel-partikel *neutron* akan memancar lebih jauh menembus formasi yang lebih dalam sebelum tertangkap.



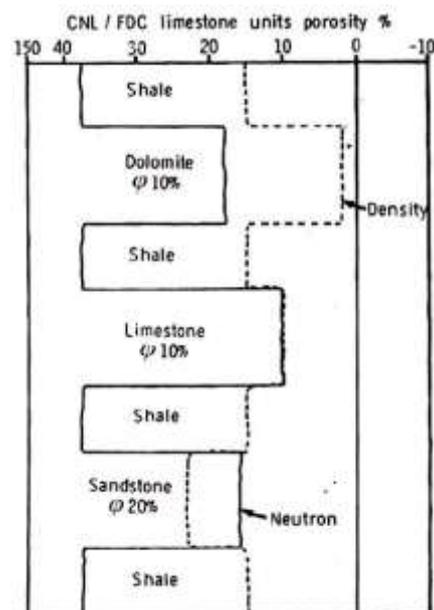
Gambar 30. Grafik Log *Neutron Porosity* (Rider, 1996)

c. Log Densitas

Log densitas menunjukkan besarnya densitas dari batuan yang ditembus

lubang bor. Besaran ini dapat digunakan untuk menentukan besar porositas suatu batuan. Selain itu, dapat juga mendeteksi adanya indikasi hidrokarbon atau air yang digunakan bersamaan dengan log *neutron*.

Prinsip dasar dari log densitas adalah dengan menggunakan energi yang berasal dari sinar gamma. Pada saat sinar gamma dipancarkan ke batuan di bawah permukaan dan bertumbukan dengan elektron dalam batuan tersebut akan mengalami penurunan energi. Energi yang kembali sesudah mengalami benturan tersebut akan diterima dan terekam oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya. Semakin lemah energi yang terekam menunjukkan semakin banyaknya elektron-elektron yang terdapat dalam batuan, sehingga makin padat butiran/mineral penyusun batuan persatuan volume. Satuan dalam log densitas pada kurva dinyatakan dalam gram/cc.



Gambar 31. Defleksi log densitas (Doveton, 1986).

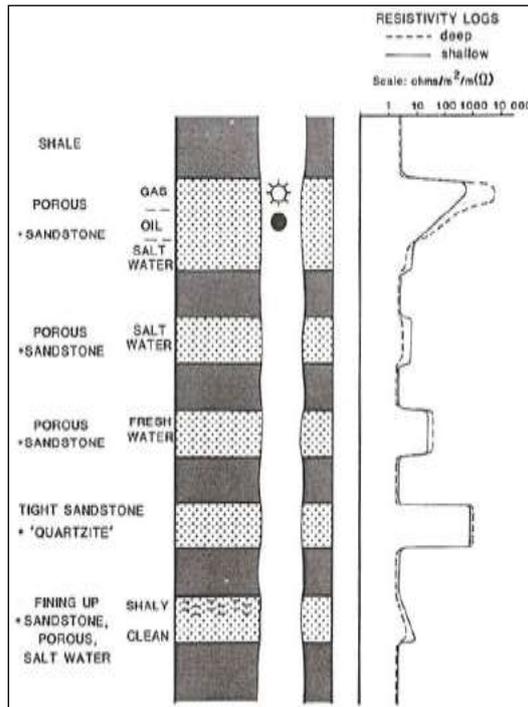
Dalam log densitas, kurva dinyatakan dalam gram/cc, yang merupakan besaran *bulk density* batuan. Porositas batuan dapat dihitung bila *density matrik* (ρ_{ma}) diketahui. Setiap jenis batuan mempunyai harga *density matrik* berbeda-beda, seperti batupasir=2,56 gr/cc; batugamping =2,71 gr/cc; batugamping = 2.68 gr/cc; *shale* atau *clay* = 2,2 – 2,65 gr/cc. Harga *bulk density* akan kecil pada batuan yang mengandung gas, dan rendahnya harga densitas dari formasi akan menaikkan harga porositas dari log densitas.

Tabel 1. Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu dari beberapa lapangan minyak bumi (Harsono, 1997)

Batuan	Kandungan Fluida	Densitas (gr/cc)
<i>Shale</i>	-	2.20 – 2.50
Lapisan <i>Clean</i>	Air Asin	2.25 – 2.45
Lapisan <i>Clean</i>	Minyak	2.20 – 2.35
Lapisan <i>Clean</i>	Gas	2.00 – 2.25

d. Log Resistivity

Prinsip kerja dari log resistivitas adalah dengan mengukur kemampuan formasi untuk menghantarkan arus listrik, dimana semakin besar arus listrik yang dapat dialirkan, *resistivity* batuan semakin kecil dan sebaliknya. Daya hantar listrik dapat menunjukkan batuan dan jenis fluida yang mengisi ruang pori batuan, sehingga log *resistivity* sangat membantu dalam menentukan jenis fluida dalam batuan. Untuk lapisan yang mengandung minyak, gas atau air tawar akan mempunyai tahanan jenis lebih besar dibanding air asin.



Gambar 32. Defleksi log resistivitas (Rider, 1996).

Sifat atau karakter batuan diantaranya adalah porositas, salinitas dan jenis batuan, berdasarkan log resistivitas hal ini dapat dianalisis sebagai berikut:

- Pada lapisan permeabel yang mengandung air tawar, nilai resistivitasnya tinggi, karena air tawar mempunyai salinitas rendah bahkan lebih rendah dari air filtrasi sehingga konduktivitasnya rendah.
- Pada lapisan permeabel yang mengandung air asin, nilai resistivitasnya rendah, karena air asin mempunyai salinitas yang tinggi, sehingga konduktivitasnya tinggi.
- Pada lapisan yang mengandung hidrokarbon, nilai resistivitasnya tinggi.

- Pada lapisan yang mengandung sisipan *shale*, nilai resistivitasnya menunjukkan penurunan yang berbanding lurus dengan persentase sisipan tersebut.
- Pada lapisan kompak nilai resistivitas tinggi, karena lapisan kompak mempunyai porositas mendekati nol, sehingga celah antar butir yang menjadi media penghantar arus listrik relatif kecil.

e. Log Akustik (*Sonic Log*)

Sonic log merupakan salah satu log akustik dengan cara mengukur waktu tempuh gelombang bunyi yang merambat dapat suatu jarak tertentu di dalam lapisan batuan. Hasil dari kecepatan gelombang bunyi yang mencapai *receiver* di dalam formasi dinyatakan dalam satuan *microsecond per feet*.

Sonic log dapat digunakan untuk mengetahui porositas dan kerapatan batuan. Batuan yang *porous* memiliki kerapatan yang lebih kecil, sehingga kurva log *sonic* akan mempunyai nilai yang besar, seperti pada serpih organik atau lignit, dan sebaliknya. Log *sonic* juga digunakan sebagai pengikat antara data sumur dengan data seismik.

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

Material	Sonic Velocity, V (feet per sec)
Air (S.T.P.)	1088
Methane (S.T.P.)	1417
Oil	4300
Water (mud)	5000 - 5300
Neoprene (typical)	5300
Shales	6000 - 16,000
Rock Salt	15,000
Sandstones	up to 18,000
Anhydrite	20,000
Limestones	up to 23,000
Dolomite	24,500

H. Analisis Petrofisika

Petrofisika adalah salah satu cabang geofisika yang mempelajari tentang sifat fisik dari suatu batuan. Beberapa sifat fisik tersebut adalah sebagai berikut:

1. *Volume Shale*

Volume shale dapat didefinisikan sebagai persentase dari kandungan *shale* dalam sebuah lapisan batuan dimana *shale* dapat dikatakan sebagai zat pengotor dalam suatu batuan, sehingga mengurangi persentase dari porositas batuan tersebut.

Perhitungan *volume shale* adalah menghitung kandungan serpih dalam batuan reservoir dengan memanfaatkan log *Gamma Ray*. Oleh sebab itu, perhitungan *volume shale* dilakukan untuk koreksi pada porositas total, sehingga dapat diperoleh porositas efektif batuan reservoir. Perhitungan volume serpih (*Vsh*) dapat dilakukan dengan menggunakan Log *Gamma Ray* sebagai berikut:

$$IGR = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min} \dots\dots\dots(11)$$

Dimana:

IGR = Indeks *gamma ray*

GR log = GR hasil pembacaan log *gamma ray*

GR max = GR maksimum

GR min = GR minimum

Dimana *volume shale (Vsh)* dapat dihitung dengan persamaan:

Untuk batuan yang lebih tua (*older rock*), *consolidated*:

$$Vsh = 0.33 [2^{(2 \times IGR)} - 1.0] \dots\dots\dots(12)$$

Untuk batuan tersier (*tertiary rock*), *unconsolidated*:

$$V_{sh} = 0.083 [2^{(3.7 \times IGR)} - 1.0] \dots\dots\dots(13)$$

(Harsono, 1997).

2. Porositas

Porositas merupakan perbandingan antara volume pori batuan yang tidak terisi oleh fluida terhadap volume batuan secara keseluruhan. Terdapat dua jenis porositas yang dikenal dalam proses karakterisasi reservoir, yaitu porositas efektif dan porositas absolut. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan dengan persamaan berikut berikut:

$$Por\ absolut\ (\phi) = \frac{(Volume\ pori-pori\ total)}{(Volume\ total\ batuan)} \times 100\% \dots\dots\dots(14)$$

Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total. Secara matematis dapat dituliskan dengan persamaan berikut berikut:

$$Por\ efektif\ (\phi_e) = \frac{(Vol\ pori-pori\ berhubungan)}{(Vol\ total\ batuan)} \times 100\% \dots\dots\dots (15)$$

Adapun perhitungan nilai porositas berdasarkan log densitas atau nilai densitasnya. Secara matematis dapat dituliskan dengan persamaan berikut berikut:

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots(16)$$

Untuk nilai porositas total dapat ditentukan dengan rumus:

$$\phi_{tot} = \frac{\phi D + \phi N}{2} \dots\dots\dots(17)$$

Sehingga untuk menentukan nilai porositas efektif dapat menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi Dc^2 + \phi Nc^2}{2}} \dots\dots\dots(18)$$

Dimana,

$$\phi Dc = \phi D - (\phi Dsh \times Vsh) \dots\dots\dots(19)$$

$$\phi Nc = \phi N - (\phi Nsh \times Vsh) \dots\dots\dots(20)$$

Keterangan:

ϕD = Porositas densitas

ρ_{ma} = Densitas matriks batuan (gr/cc)

ρ_f = Densitas fluida batuan (nilai 1,1 untuk *mud*, 1 untuk *fresh water*)

ρ_b = Densitas matriks batuan dari log (gr/cc) atau *RHOB*

ϕ_{tot} = Porositas total

ϕN = Porositas Neutron / *NPHI*

ϕNc = Koreksi porositas neutron

ϕDc = Koreksi porositas densitas

ϕNsh = Porositas neutron *shale* terdekat

ϕDsh = Porositas densitas *shale* terdekat

Vsh = *Volume shale*

(Schoen, 2011).

Koesoemadinata (1980) telah membuat klasifikasi kualitas baik atau tidaknya porositas dari suatu reservoir yang dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1980).

Harga Porositas %	Skala
0-5	Diabaikan
5-10	Buruk
10-15	Cukup
15-20	Baik
20-25	Sangat Baik
>25	Istimewa

Nilai porositas batuan biasanya didapatkan dari hasil perhitungan data log sumur, yaitu log *neutron*, log densitas, dan log kecepatan. Secara umum, porositas batuan akan semakin menurun dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan batuan di atasnya. Nilai porositas pada batuan juga akan mempengaruhi kecepatan pada gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan, maka semakin kecil kecepatan gelombang seismik yang melewatinya, demikian pula sebaliknya

3. Permeabilitas

Permeabilitas adalah parameter yang digunakan untuk mengetahui seberapa besar kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida yang

terkandung didalamnya. Hendry Darcy dalam percobaan menggunakan sampel batupasir tidak kompak yang dialiri fluida pada alat yang ia rancang menyimpulkan bahwa permeabilitas 1 Darcy apabila batuan mampu mengalirkan fluida dengan laju $1 \text{ cm}^3/\text{s}$ dengan viskositas fluida 1 cp, sepanjang 1 cm dan mempunyai penampang 1 cm^2 serta bertekanan 1 atm. Sehingga secara matematis dapat dituliskan:

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot \Delta \ell}{A \cdot \Delta P} \dots \dots \dots (21)$$

Keterangan:

K = permeabilitas media berpori. Darcy

Q = debit aliran, cm^3/s

μ = viskositas fluida yang menjauhi, cp

A = luas penampang media, cm^2

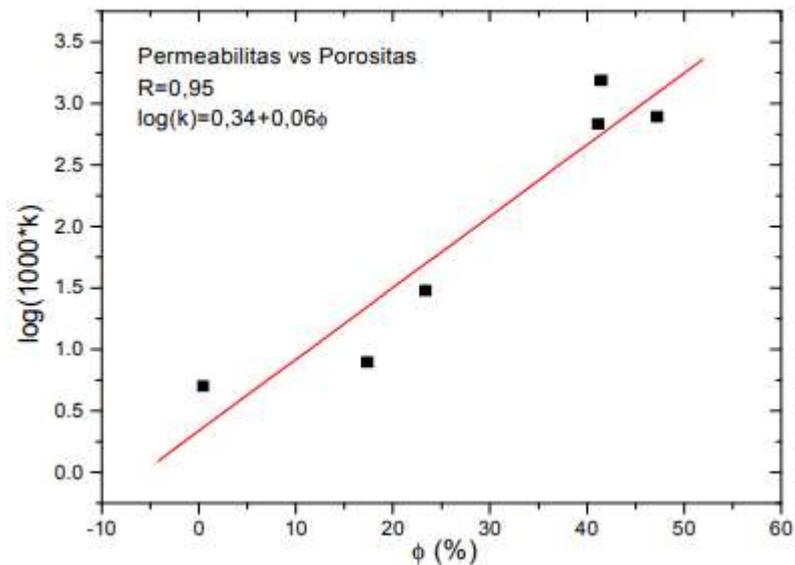
ΔP = beda tekanan masuk dengan tekanan keluar, atm

$\Delta \ell$ = panjang media berpori, cm

Beberapa anggapan yang digunakan oleh Darcy dalam persamaan permeabilitas di atas, yaitu:

- a. Alirannya mantap (*steady state*)
- b. Fluida yang mengalir satu fasa
- c. Viskositas fluida yang mengalir konstan
- d. Kondisi aliran *isothermal*
- e. Formasinya homogen dan alirannya konstan
- f. Fluidanya *incompressible*

Hubungan antara permeabilitas dengan porositas secara umum memiliki hubungan sebanding lurus dengan keduanya seperti yang terlihat pada Gambar 33 merupakan grafik hubungan porositas dengan permeabilitas.



Gambar 33. Grafik hubungan porositas vs log permeabilitas batupasir (Nurwidyanto *et al*, 2006).

4. Saturasi Fluida

Saturasi air atau kejenuhan air adalah perbandingan volume suatu fluida dengan pori-pori batuan tempat fluida tersebut berada. Saturasi dapat menunjukkan besar persentase dari suatu pori yang terisi fluida. Karena tidak mungkin ada pori-pori yang tidak terisi oleh fluida (vakum), maka $S_w + S_o + S_g = 1$. Saturasi fluida didefinisikan sebagai nilai total dari komponen fluida penyusun reservoir, dimana secara matematis dapat dituliskan sebagai berikut:

$$S_f = S_w + S_o + S_g \dots \dots \dots (22)$$

Dimana $S_f = 1$, sehingga:

$$S_o + S_g = 1 - S_w \dots \dots \dots (23)$$

Keterangan:

S_f = saturasi fluida

S_w = saturasi air

S_{hc} = saturasi hidrokarbon

S_o = saturasi minyak

S_g = saturasi gas

Saturasi air (S_w) adalah banyak kandungan air formasi yang mengisi pori batuan yang dihitung dalam fraksi (Asquith dan Krygowsky, 2004). Untuk formasi yang bersih digunakan persamaan perhitungan Archie, sedangkan untuk formasi kotor atau nilai V_{sh} besar, maka biasanya digunakan menggunakan perhitungan Simandoux, sedangkan untuk daerah Indonesia sering menggunakan Indonesian, karena formasi batuan Indonesia yang sangat kompleks. Secara matematis dapat dituliskan dengan persamaan berikut berikut:

S_w Archie:

$$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t} \dots \dots \dots (24)$$

Keterangan:

S_w = saturasi Air (%)

n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2.0)

a = faktor turtuositi (gamping =1; batu pasir = 0.62)

R_w = resistivtas air (ohm.m)

ϕ = porositas efektif (%)

m = faktor sementasi (gamping = 2; batu pasir = 2.15)

R_t = resistivitas sebenarnya dari bacaan log (ohm.m)

Sw Simandoux

$$S_w = \frac{0.4 \cdot R_w}{\phi e^2} \left[- \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) + \sqrt{\frac{5 \cdot \phi e^2}{R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2} \right] \dots\dots\dots(25)$$

Keterangan:

S_w = Saturasi Air (%)

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

ϕe = porositas efektif (%)

V_{sh} = Volume *shale* (%)

R_t = Resistivitas Formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

R_{sh} = Resistivitas *shale* (ohm.m)

Sw Indonesian

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi e^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \dots\dots\dots(26)$$

Keterangan:

S_w = Saturasi Air (%)

R_t = Resistivitas Formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

V_{sh} = Volume *shale* (%)

ϕe = porositas efektif (%)

m = faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2.15)

a = faktor turtuositi (gamping = 1; batupasir = 0.62)

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

R_{sh} = Resistivitas *shale* (ohm.m)

n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2.0)

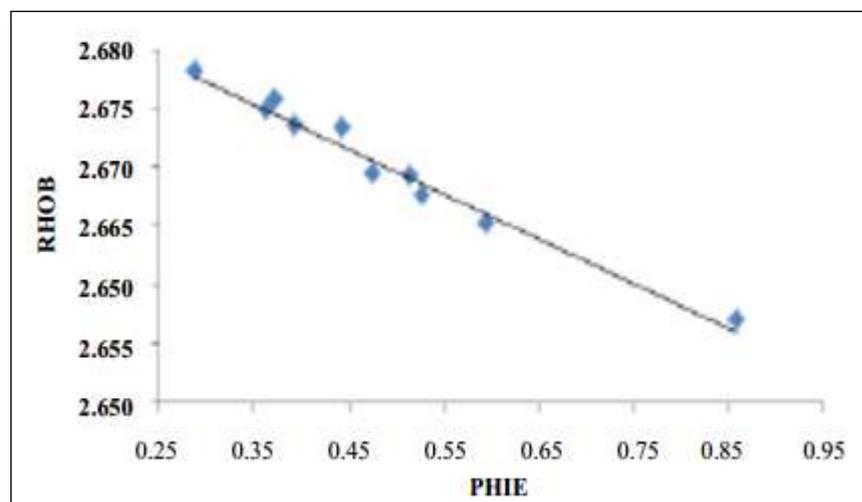
(Krygowski, 2003).

5. Hubungan Properti Reservoar

Merupakan hubungan antara properti reservoir yang satu terhadap yang lainnya.

a. Hubungan Porositas Efektif ($PHIE$) dan $Bulk Density$ ($RHOB$)

Korelasi antara porositas efektif dan $bulk density$ merupakan korelasi yang berbanding lurus, dimana menurut Baiyegunhi *et al.* (2014), semakin besar nilai densitas, maka nilai porositasnya akan semakin kecil, dan demikian juga sebaliknya. Hal ini semakin diperkuat dengan beberapa pengujian yang dilakukan pada beberapa lapangan migas yang menunjukkan hubungan yang linear seperti yang ditunjukkan pada Gambar 34.



Gambar 34. Hubungan $RHOB$ dan $PHIE$ (Baiyegunhi *et al.*, 2014).

b. Hubungan Porositas Efektif ($PHIE$) terhadap Saturasi Air (S_w)

Hubungan Porositas Efektif terhadap saturasi air ditunjukkan oleh persamaan linear Buckles. Secara matematis dituliskan sebagai berikut:

$$\text{Porosity } (\phi) \times \text{Saturation Water } (S_w) = \text{Constant} \dots \dots \dots (27)$$

$$S_w = \frac{\text{Constant}}{\phi} \dots \dots \dots (28)$$

Berdasarkan hubungan di atas, kita dapat mengetahui nilai saturasi air dengan mengetahui nilai porositas dari log. Hasil perhitungan nilai saturasi air tersebut dibuat peta persebaran yang didapat dari hasil inversi impedansi akustik.

(Holmes *et al*, 2009).

B. Perangkat Lunak

Proses dekomposisi spektral CWT untuk data seismik pada penelitian ini digunakan beberapa *open source software* sebagai berikut:

1. *Hampson-Russel Suite* (HRS-9/R-1.2)

Software HRS digunakan untuk pengolahan data sumur dan inversi seismik

2. *Opendtect* versi 5.0.9

Software Opendtect digunakan untuk melakukan proses *Continuous Wavelet Transform* (CWT).

3. *Petrel*

Software Petrel digunakan untuk interpretasi dan visualisasi 3D data seismik.

4. *Interactive Petrophysics* V3.5

Software IP digunakan untuk pengolahan data sumur dan analisis petrofisika.

5. *Matlab*

Software Matlab digunakan untuk mengekstrak satu *trace* seismik pada data 3D *cube* seismik.

C. Data Penelitian

Penelitian ini menggunakan beberapa data yang diolah dan dianalisis antara lain sebagai berikut:

1. Data Seismik

Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *Post Stack Time Migration* (PSTM) dengan rentang *domain* waktu sebesar 0 – 5.000 ms.

Data seismik yang dilengkapi dengan *inline* pada arah timur-barat sebanyak 300 *line* (1.100 – 1.400) dan *xline* pada arah utara-selatan sebanyak 800 *line* (1.000 – 1.800), dengan jarak antar garis adalah 18,75m.

Geometry Grid Page

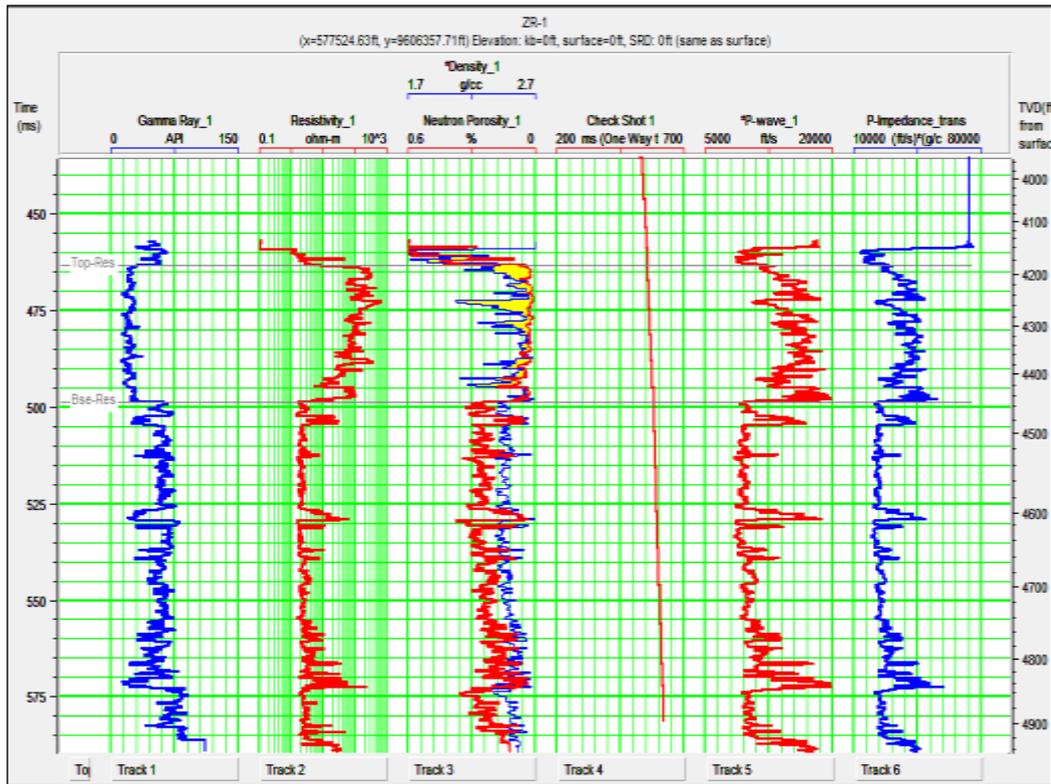
	Inlines:	Cross-lines:	# of Traces 241101
Number of:	<input type="text" value="301"/>	<input type="text" value="801"/>	
Start Number:	<input type="text" value="1100"/>	<input type="text" value="1000"/>	
Number Increment:	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="1"/>	
Spacing:	<input type="text" value="18.75"/>	<input type="text" value="18.75"/>	
<input type="button" value="Set orientations by corners ..."/>			
Origin P1 (UTM):	X: <input type="text" value="576847.00"/>		
	Y: <input type="text" value="9601582.00"/>		
Orientation:	<input type="text" value="-34.098"/>	<input type="text" value="55.902"/>	
Xline Direction:		<input type="text" value="+90"/>	<input type="button" value="v"/>
Length Units:	<input checked="" type="radio"/> Meters <input type="radio"/> Feet		
<input type="button" value="Copy geometry from ..."/>			
<input type="button" value="Display Statistics...."/>			
<input type="checkbox"/> Display in new seismic window.			

— — — — inline
— — — — xline

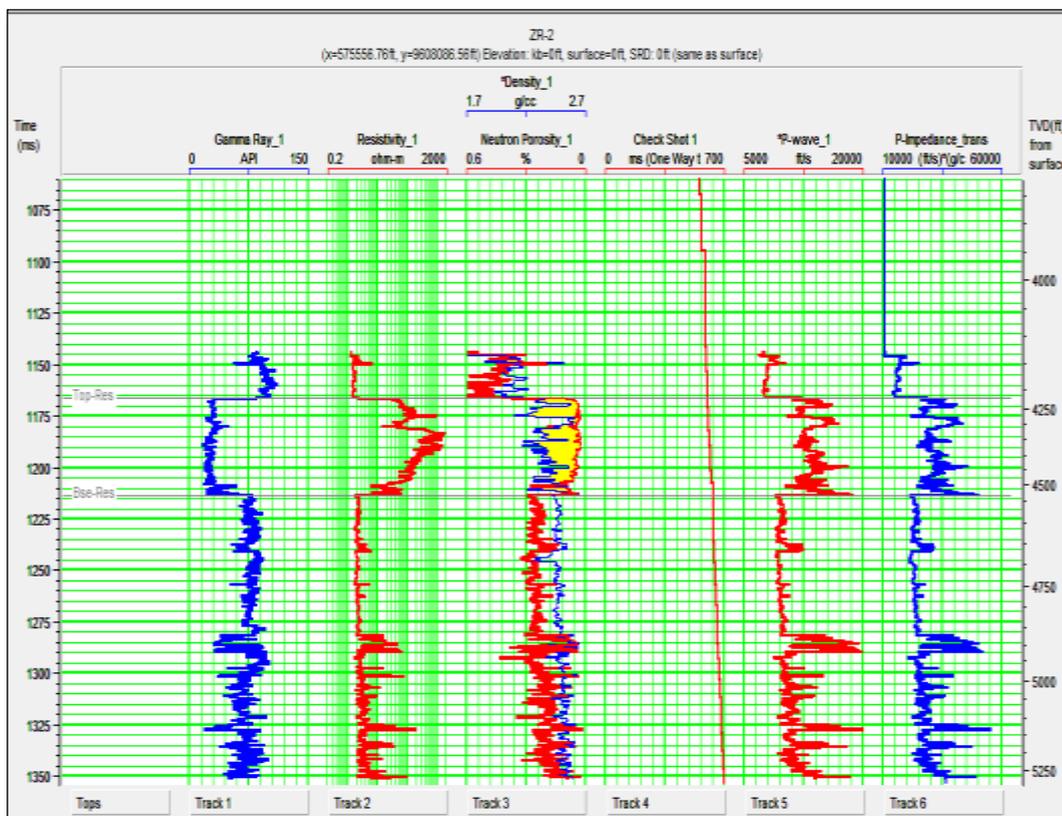
Gambar 35. Geometri data seismik yang digunakan.

2. Data Log Sumur

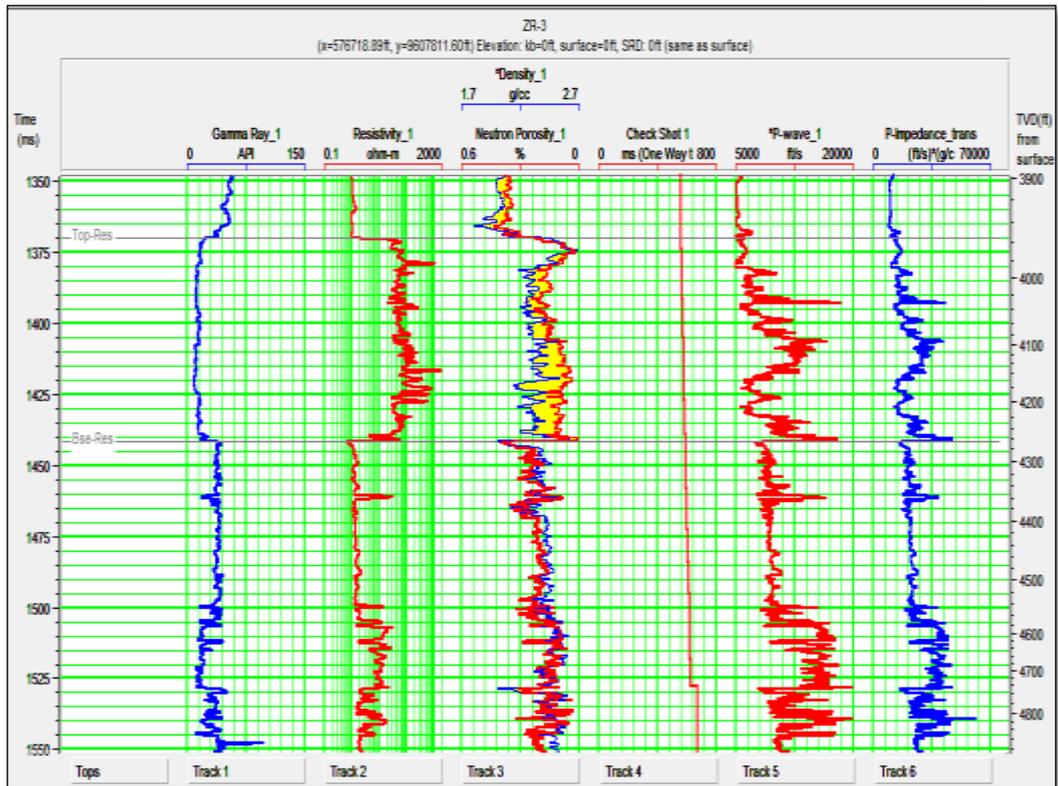
Data log sumur akan membantu memberikan informasi tentang karakter litologi di daerah penelitian. Penelitian ini menggunakan empat sumur, yaitu ZR-1, ZR-2, ZR-3 dan ZR-4. Data log yang digunakan adalah log *Gamma Ray*, log resistivitas, log *neutron*, log densitas dan log *sonic*. Bentuk kurva data log dapat dilihat pada Gambar 36 sampai Gambar 39.



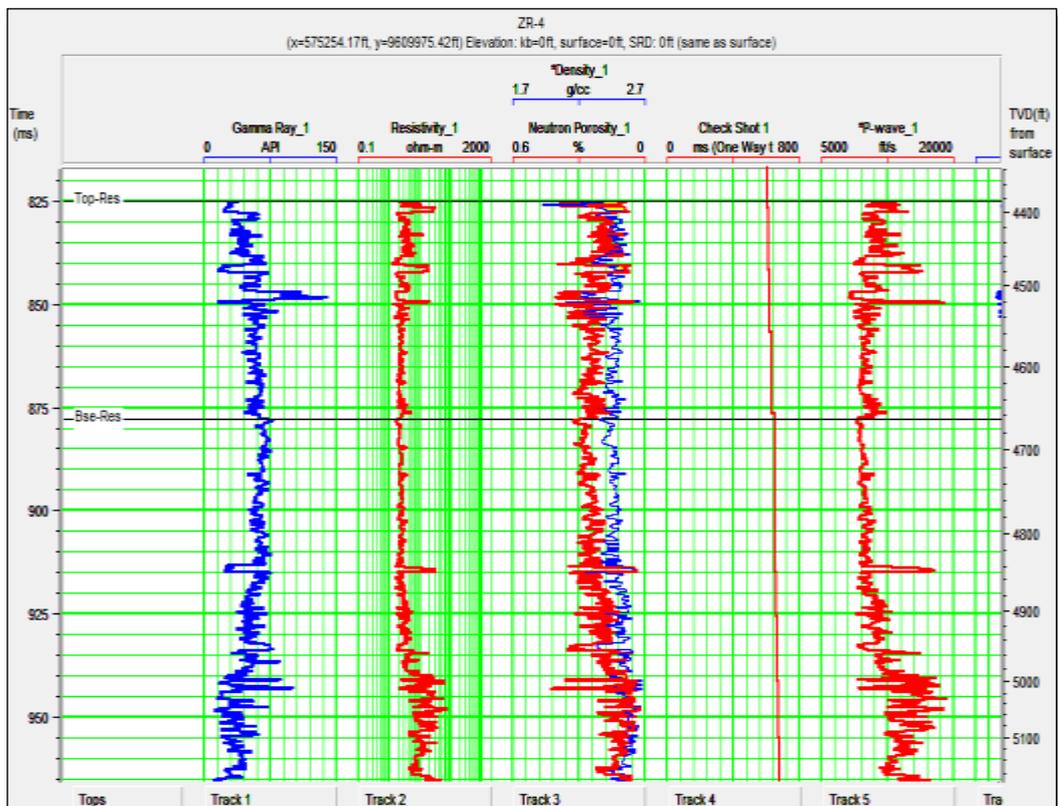
Gambar 36. Tampilan log pada sumur ZR-1.



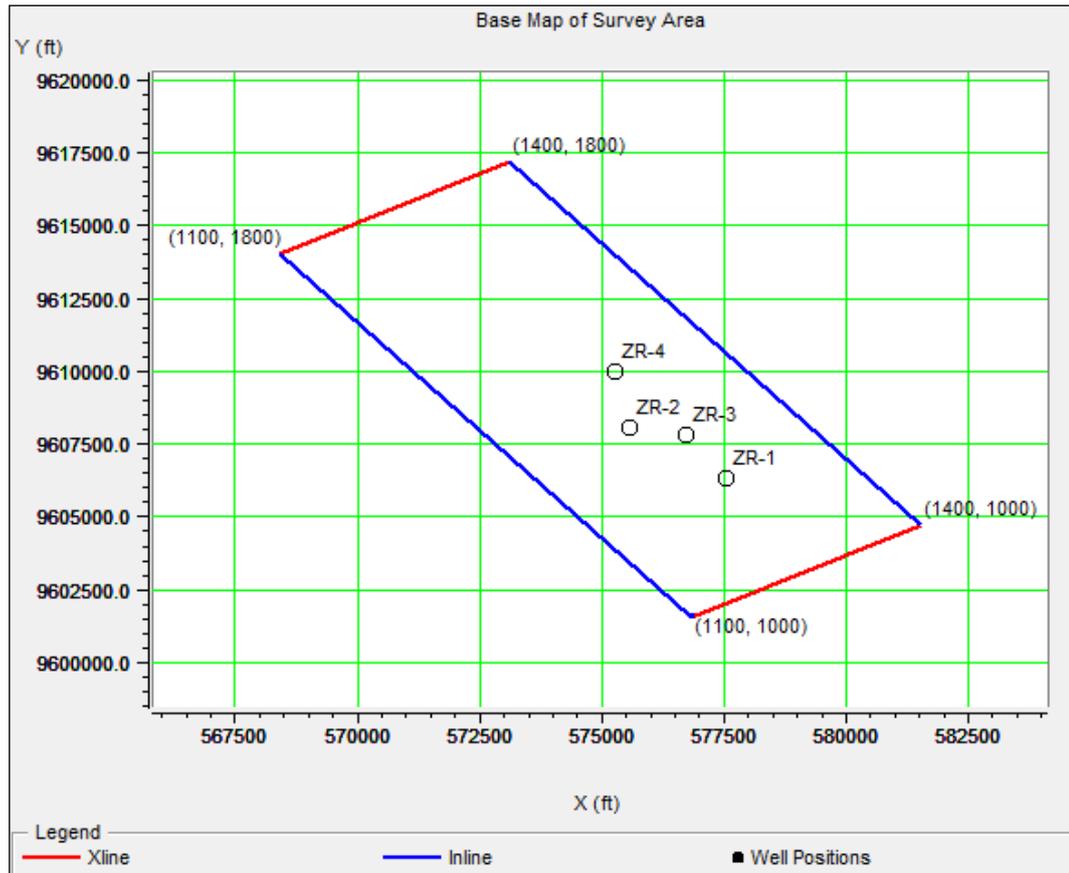
Gambar 37. Tampilan log pada sumur ZR-2.



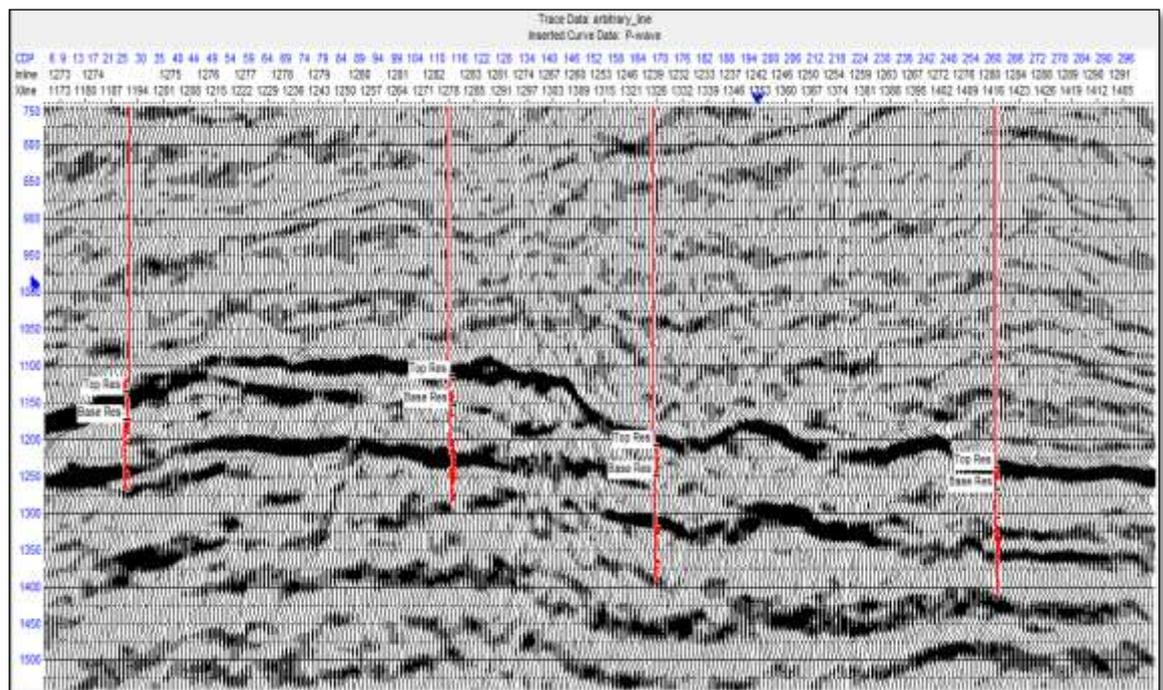
Gambar 38. Tampilan log pada sumur ZR-3.



Gambar 39. Tampilan log pada sumur ZR-4.



Gambar 40. Base Map pada survei area penelitian.



Gambar 41. Arbitrary Line.

3. Data *Marker*

Data *marker* geologi berisi informasi mengenai kedalaman lapisan batuan atau formasi batuan yang ada di daerah penelitian. Data ini digunakan untuk menentukan batas lapisan atau *top structure* dari suatu lapisan. Pada penelitian ini, data *marker* berisikan batas atas dan batas bawah reservoir (*Top dan Base Reservoir*)

Data *marker* pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

Sumur ZR-1:

Top Reservoir: 4188.24 ft

Base Reservoir: 4457.18 ft

Sumur ZR-2

Top Reservoir: 4220 ft

Base Reservoir: 4541 ft

Sumur ZR-3:

Top Reservoir: 3957.95 ft

Base Reservoir: 4271.94 ft

Sumur ZR-4

Top Reservoir: 4386 ft

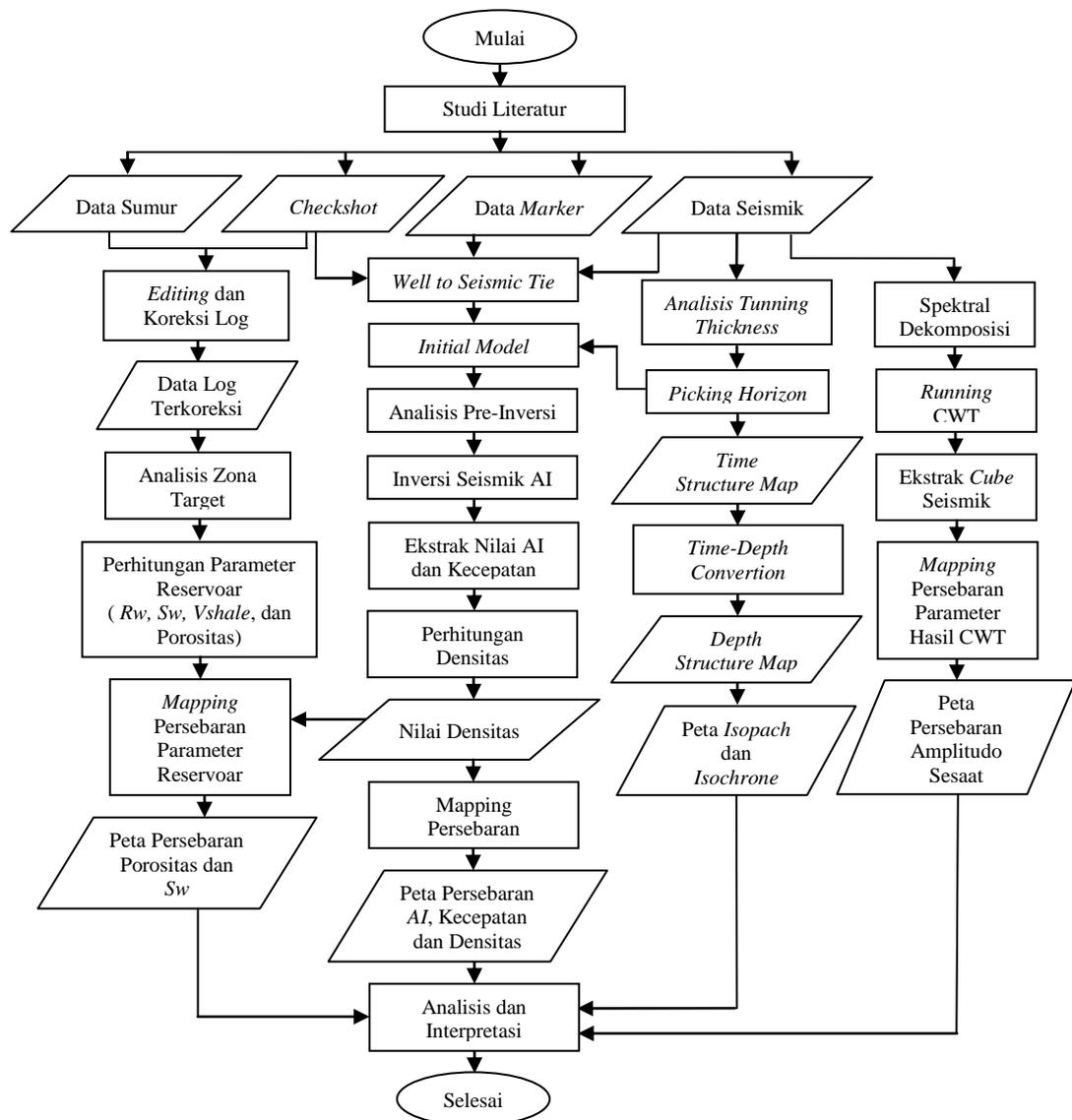
Base Reservoir: 4666 ft

4. Data *Check shot*

Data *Checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman (*time-depth curve*).

D. Pengolahan Data

Secara umum, pengolahan data yang dilakukan pada penelitian ini terdiri dari pengolahan data sumur yang akan menghasilkan zona target dan parameter-parameter fisika reservoir hasil perhitungan petrofisika yang terdiri dari nilai porositas, *water resistivity* (R_w), *Vshale* dan *Water Saturation* (S_w). Kemudian pengolahan inversi seismik impedansi akustik serta pengolahan data seismik dengan menggunakan metode *Continuous Wavelet Transform*.



Gambar 42. Diagram alir penelitian.

1. Pengolahan Data Sumur

1.1 *Input Data*

Input data dilakukan dengan cara memasukkan data-data yang dibutuhkan seperti data seismik, data log sumur, data *marker*, dan data *check shot* ke dalam *software* aplikasi pendukung untuk dilakukan pengolahan lebih lanjut.

1.2 Analisis data log

Analisis dilakukan pada data log untuk mengetahui kedalaman zona target yang mengandung hidrokarbon. Analisis dilakukan dengan melihat respon kurva log pada masing-masing sumur yang digunakan. Pertama-tama dengan melihat log *Gamma Ray* yang menunjukkan nilai yang rendah, yang menunjukkan zona *permeable (sand)*. Nilai log resistivitas yang tinggi menunjukkan keberadaan hidrokarbon (*oil* atau *gas*), karena hidrokarbon merupakan fluida yang bersifat resistif. Selain itu, didukung juga dengan adanya *cross section* atau separasi antara log *neutron* dan log densitas, dimana masing-masing log menunjukkan nilai yang rendah.

1.3 Pengikatan data sumur dengan data seismik

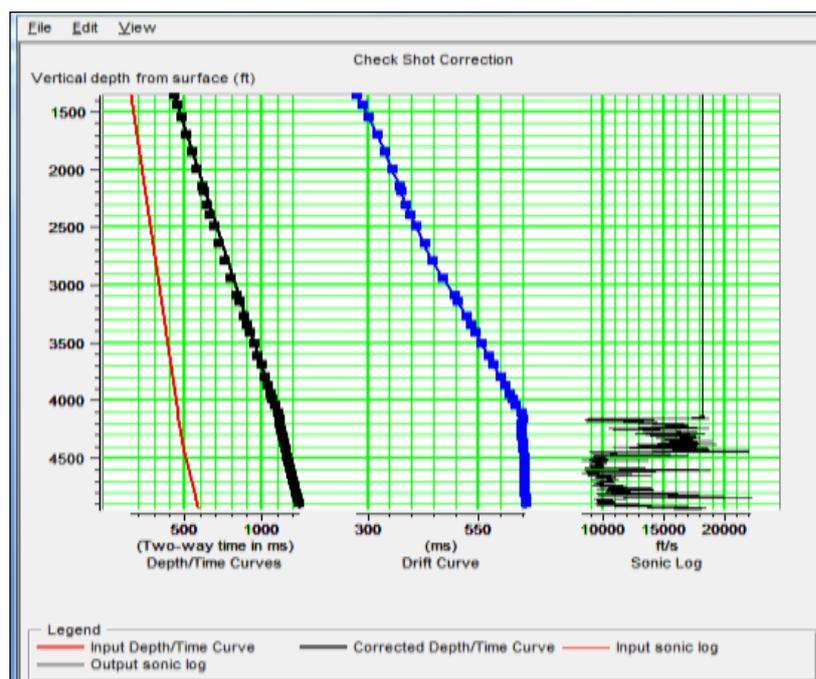
Well to seismic tie adalah proses pengikatan data sumur (*well*) terhadap data seismik. Hal ini dilakukan karena data seismik memiliki *domain waktu (time)*, sedangkan data *well* memiliki *domain kedalaman (depth)*. Seismogram sintetik yang sudah dibuat sebelumnya diikatkan dengan data seismik. Pengikatan ini akan

menghasilkan koefisien korelasi atau kesesuaian antara data seismik yang ada dengan seismogram sintetis dengan nilai antara 0 sampai 1.

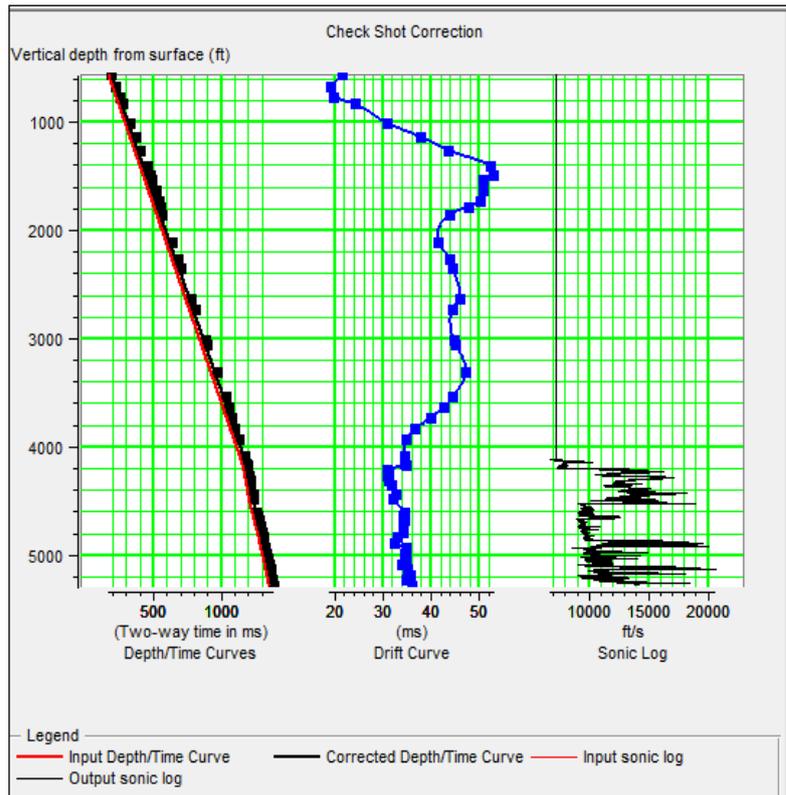
Sebelum melakukan *well to seismic tie*, dilakukan proses sebagai berikut:

1. Koreksi *Checkshot*

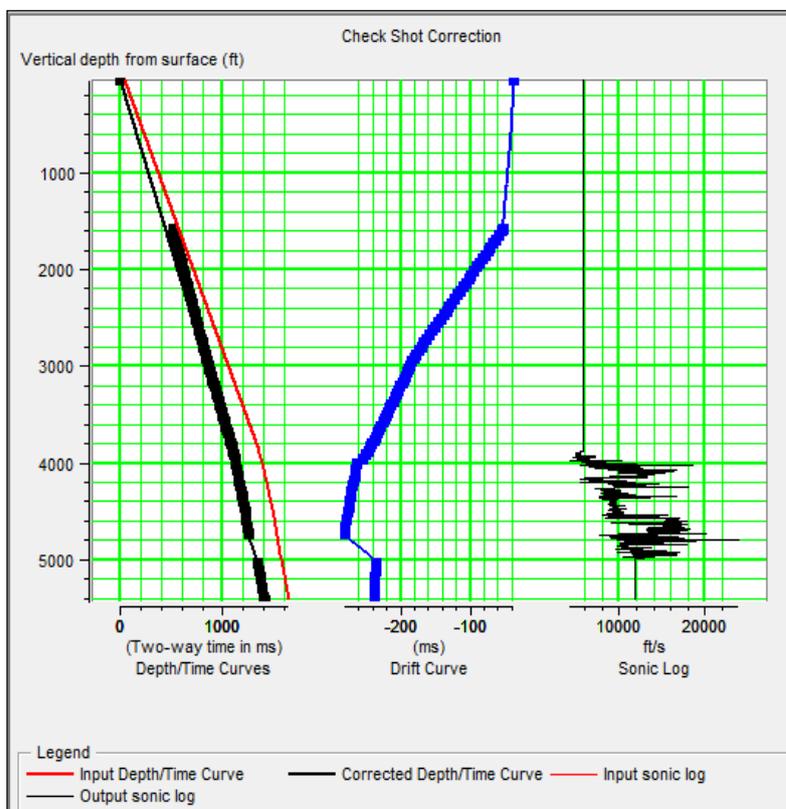
Langkah pertama dalam pengikatan data sumur dengan data seismik adalah melakukan koreksi *checkshot*. Pada langkah ini, data yang digunakan adalah data kecepatan/*sonic* (*p-wave*) dan data *checkshot*. Koreksi ini dilakukan untuk mengkonversi antara data sumur yang merupakan data dengan *domain* kedalaman terhadap data seismik yang memiliki *domain* waktu. Setelah melakukan koreksi *checkshot*, maka didapatkan kurva waktu-kedalaman atau *time-depth curve* yang mengindikasikan bahwa kedalaman telah dikorelasikan dengan waktu.



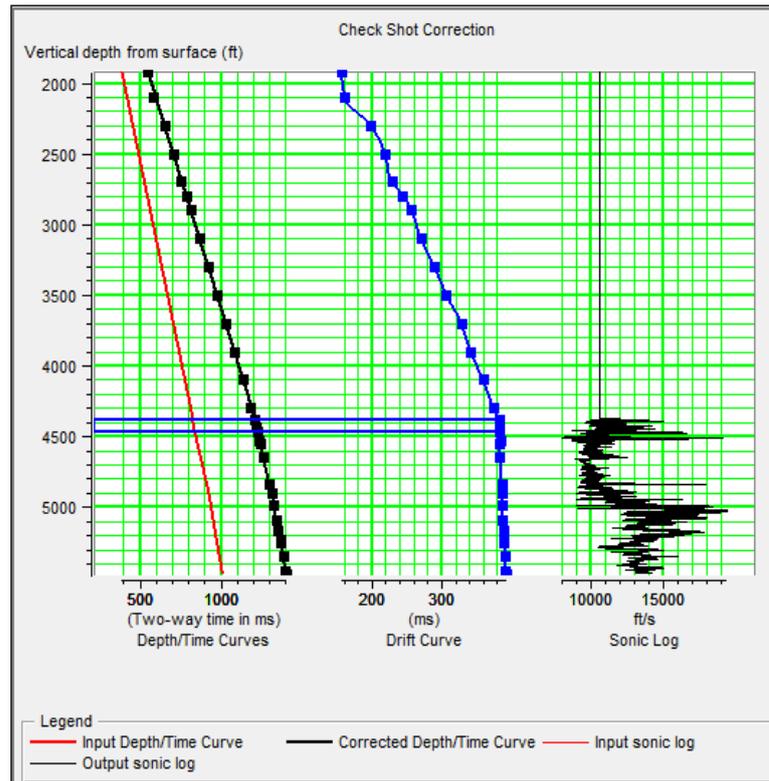
Gambar 43. Koreksi *Checkshot* pada Sumur ZR-1.



Gambar 44. Koreksi *Checkshot* pada Sumur ZR-2.



Gambar 45. Koreksi *Checkshot* pada Sumur ZR-3.



Gambar 46. Koreksi *Checkshot* pada Sumur ZR-4.

2. Ekstraksi *Wavelet*

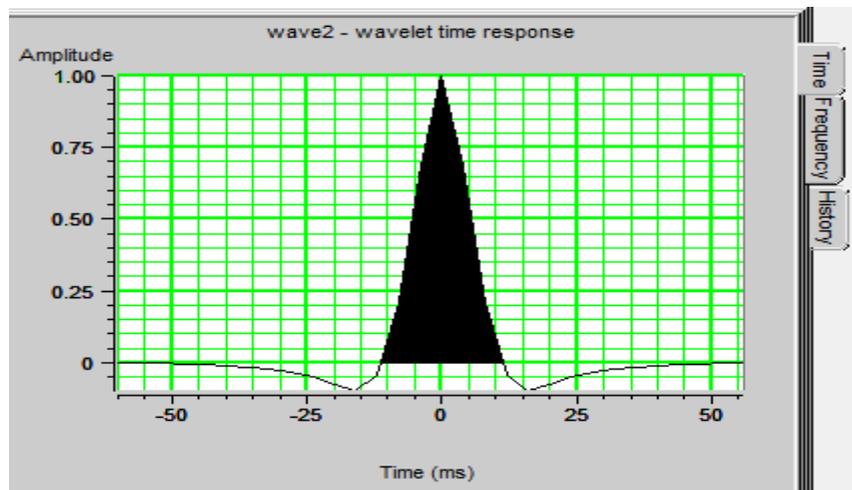
Dalam melakukan *well to seismic tie* diperlukan sebuah *wavelet* yang kemudian *wavelet* tersebut akan berperan penting dalam pembuatan model inisial. Pembuatan *wavelet* dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu:

a. Ekstraksi *Well*

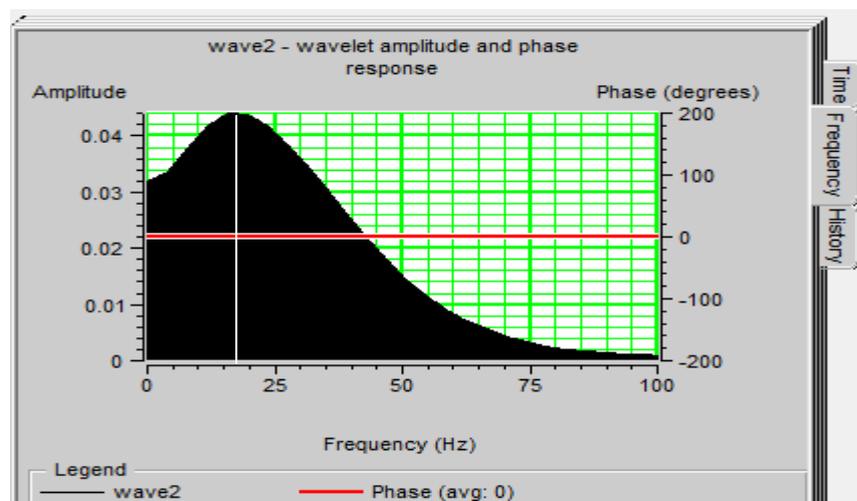
Ekstraksi *wavelet* ini dibuat dari hasil data *well* yang didukung oleh data log yang dimiliki oleh lapangan ini. Kemudian dilakukan *auto shifting* agar mendapat nilai korelasi yang baik. Namun, karena bukan merupakan data seismik, maka korelasinya belum maksimal. Oleh karena itu, dilakukan proses ekstraksi *wavelet* dengan menggunakan data seismik.

b. Ekstraksi *wavelet Statistical*

Wavelet ini yang dibuat dengan cara mengekstraksi *wavelet* data seismik secara berulang, sehingga mendapatkan *wavelet* yang paling baik. Pada penelitian ini tahap pertama dilakukan ekstraksi *wavelet* dengan menggunakan *statistical* untuk melihat panjang gelombang dan frekuensi dominan pada data seismik. Berikut adalah hasil ekstraksi *wavelet* dan spektrum frekuensi pada data seismik ini.

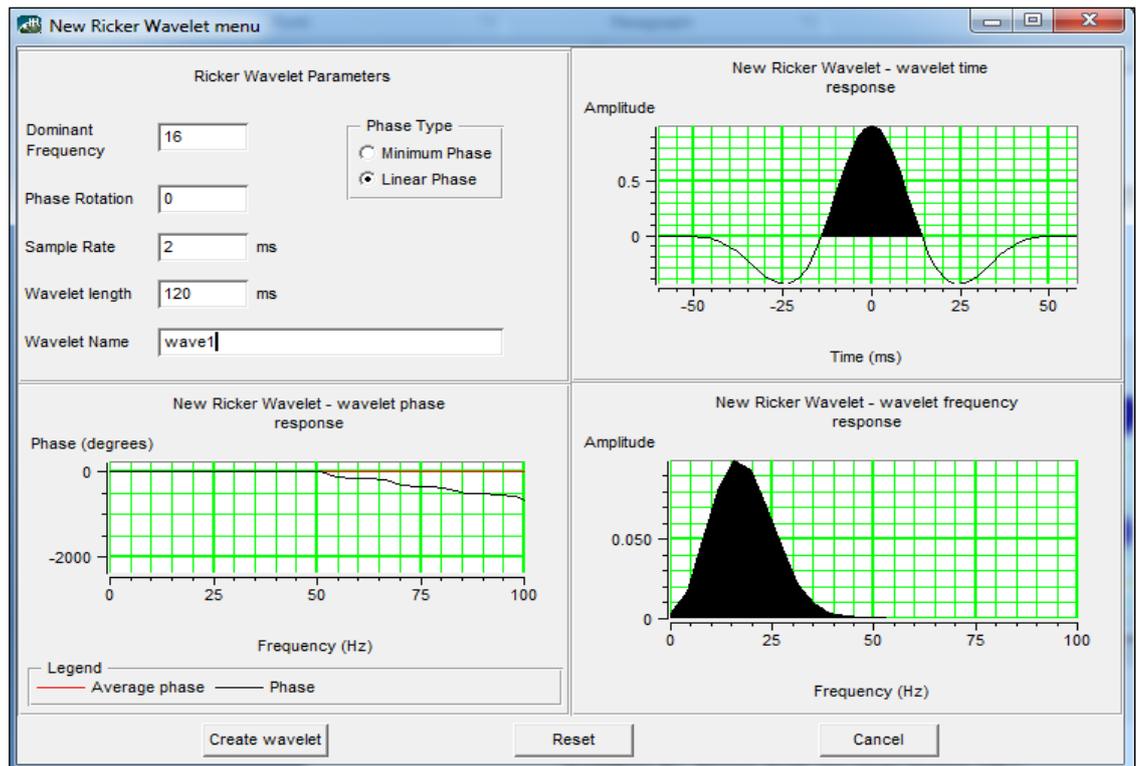


Gambar 47. *Wavelet* hasil ekstraksi *wavelet statistical*.



Gambar 48. Spektrum frekuensi data seismik hasil ekstraksi *wavelet*.

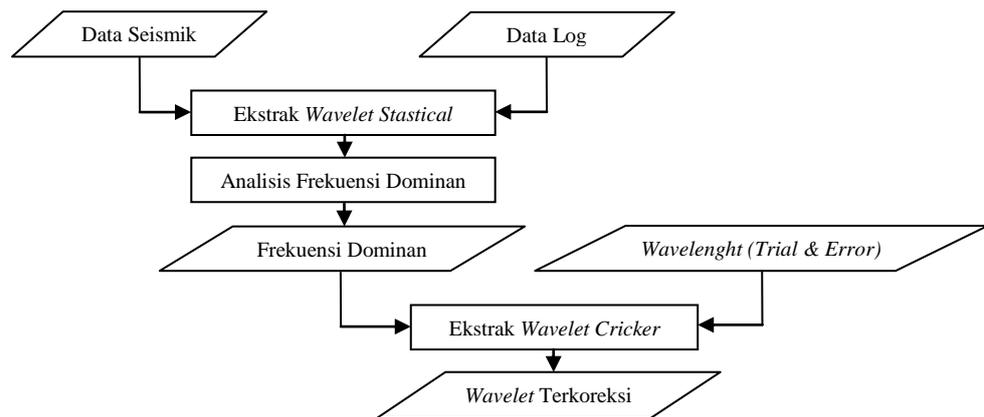
Setelah mengetahui panjang gelombang dan frekuensi dominan, maka selanjutnya dilakukan pembuatan *wavelet Ricker*, karena dianggap jenis *wavelet* yang terbaik untuk melakukan *well to seismic tie*.



Gambar 49. *Wavelet Ricker* yang digunakan dalam pengikatan data sumur

Satu *wavelet* di atas yang digunakan dalam proses pengikatan data sumur dan seismik, yang memiliki parameter sebagai berikut:

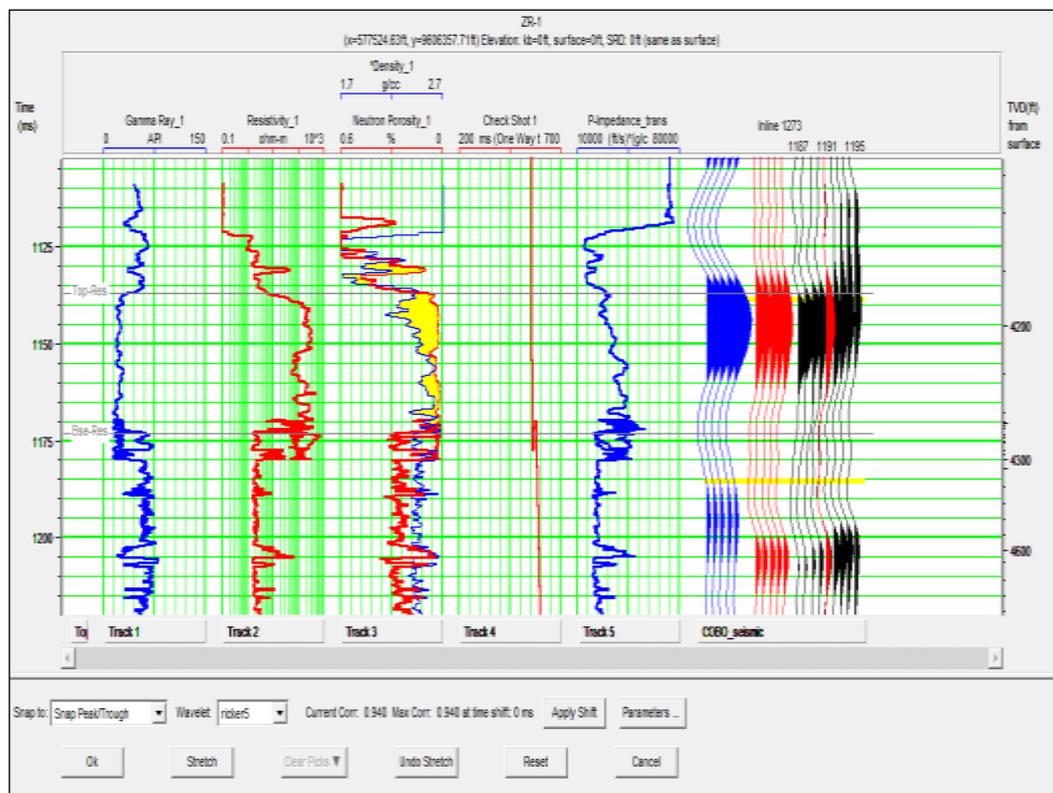
- Time Window* = top res – base res
- Dominant Frequency* = 16 ms
- Wavelet Length* = 120 ms
- Sample Rate* = 2 ms
- Phase* = 0



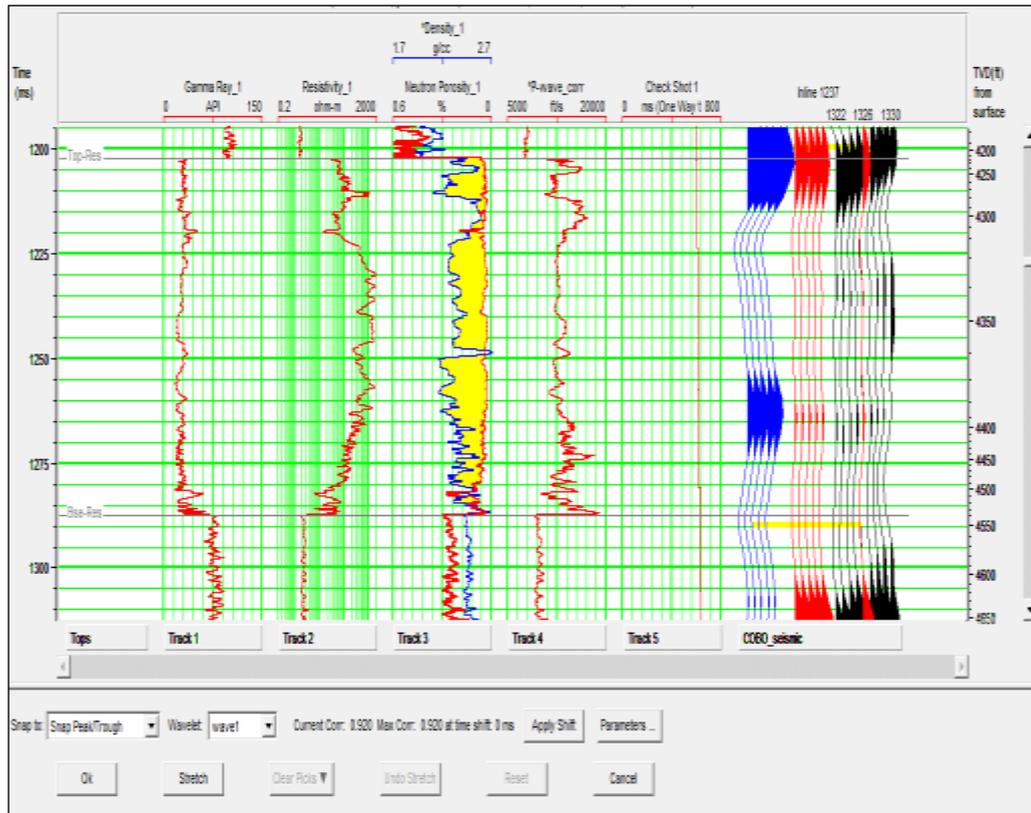
Gambar 50. Diagram alir proses ekstrak wavelet.

3. Proses pengikatan data sumur

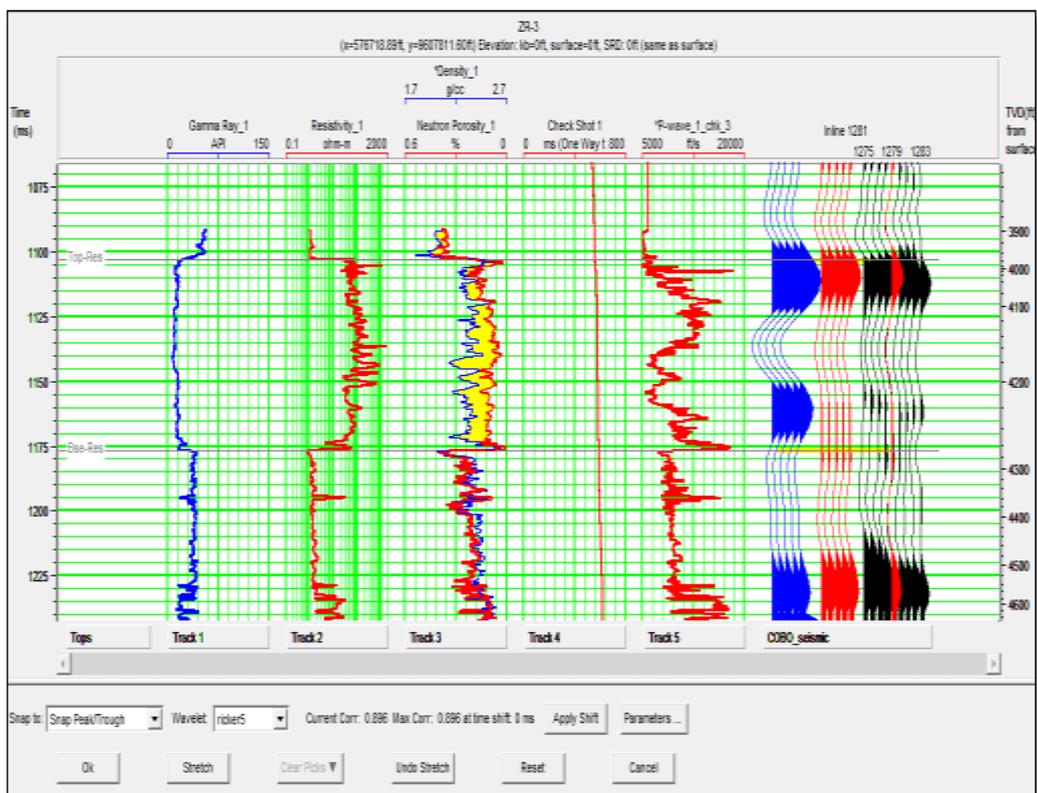
Untuk mendapatkan nilai korelasi yang bagus saat melakukan pengikatan, maka dilakukan proses *auto shifting* serta *stretch*. Dimana saat melakukan *stretch* diharapkan tidak berlebihan karena sebenarnya proses *stretching* akan mengubah data log.



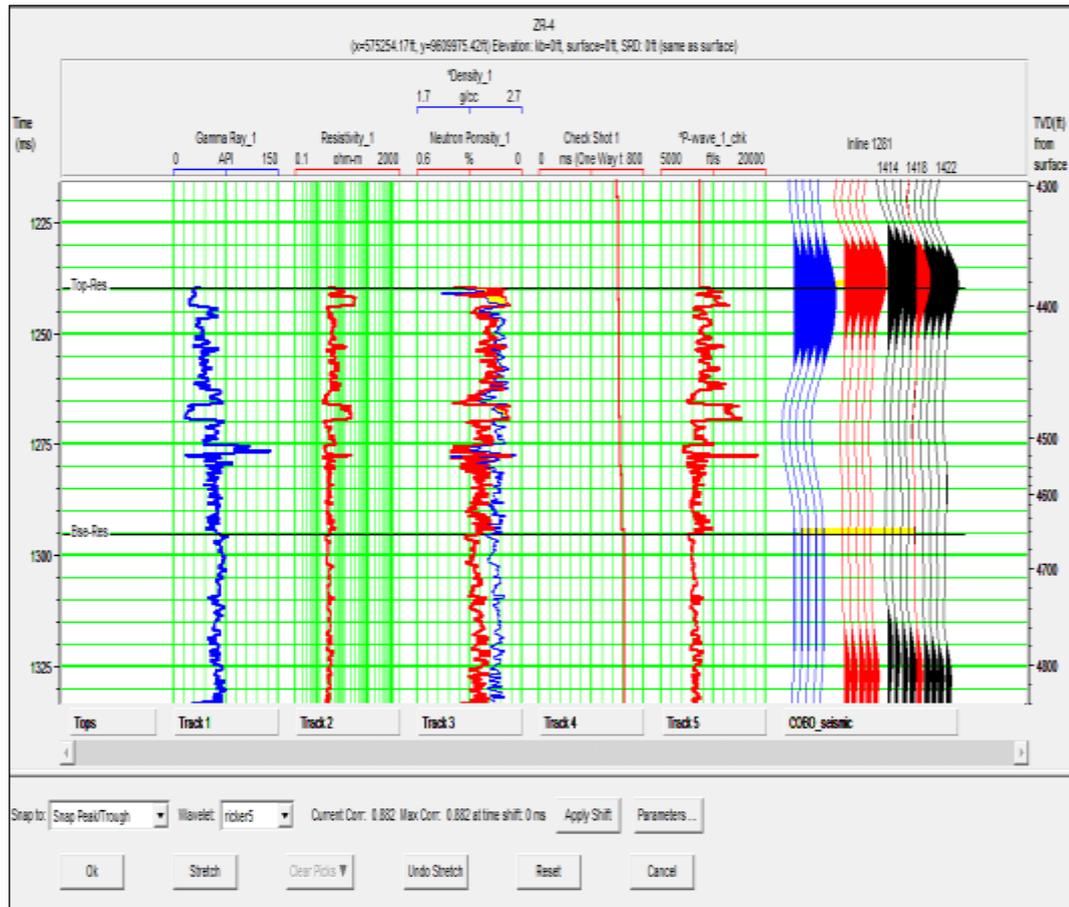
Gambar 51. Proses *Well Tie* pada Sumur ZR-1.



Gambar 52. Proses Well Tie pada Sumur ZR-2.

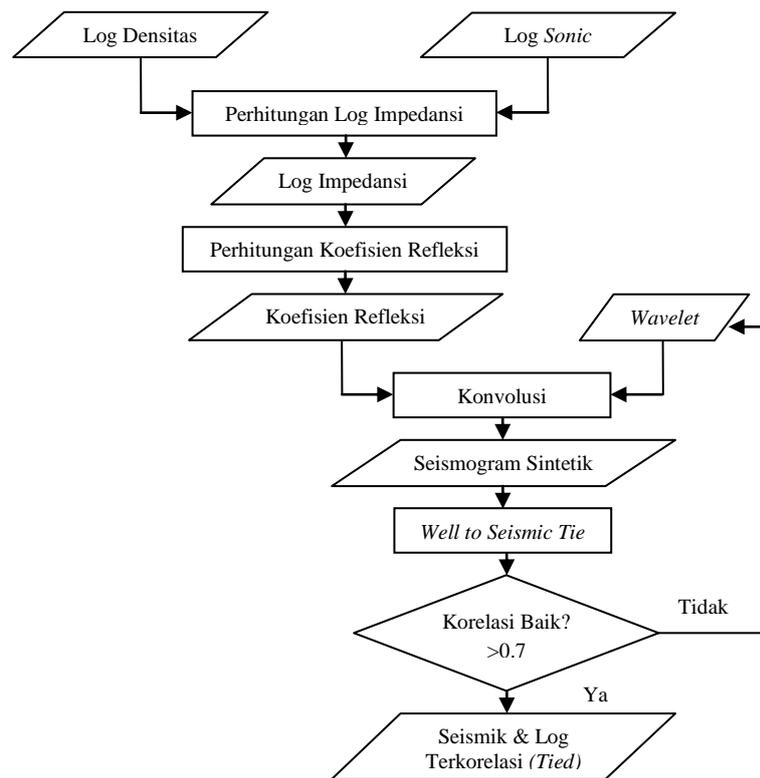


Gambar 53. Proses Well Tie pada Sumur ZR-3.



Gambar 54. Proses *Well Tie* pada Sumur ZR-4.

Proses *well tie* dilakukan untuk semua sumur pada batas *top reservoir* dan *base reservoir*. Pada proses *well tie* Sumur ZR-1 menghasilkan korelasi sebesar 0.940, Sumur ZR-2 menghasilkan korelasi sebesar 0.920, Sumur ZR-3 menghasilkan korelasi sebesar 0.896, dan Sumur ZR-4 menghasilkan korelasi sebesar 0.882. Berdasarkan hasil korelasi yang telah dilakukan untuk keempat sumur dapat disimpulkan bahwa data sumur dan data seismik pada penelitian ini sudah terikat (*tied*) atau telah terkorelasi dengan baik, sehingga dapat dilakukan proses pengolahan selanjutnya. Gambar 55 menunjukkan diagram alir proses *well tie*..



Gambar 55. Diagram alir proses *Well Tie*.

2. Pengolahan Data Seismik

2.1 Analisis *Tuning Thickness*

Analisis *tuning thickness* dilakukan untuk mengetahui ketebalan batas minimal gelombang seismik yang masih dapat teresolusi dengan baik oleh seismik yang dapat mengidentifikasi ketebalan reservoir pada zona target. Dengan bertambahnya kedalaman, kecepatan bertambah tinggi, frekuensi semakin kecil, maka ketebalan *tuning* akan semakin bertambah besar. Apabila ketebalan zona target reservoir lebih kecil dari *tuning thickness*, maka lapisan tersebut tidak akan terbaca. *Tuning thickness* yang baik adalah yang nilainya lebih kecil dibandingkan dengan tebal lapisan reservoir yang akan diamati, karena artinya gelombang seismik tersebut mampu menggambarkan

tebal reservoir tersebut dengan baik. Untuk mengetahui besarnya nilai *tuning thickness* pada penelitian ini digunakan persamaan 29

$$\lambda = \frac{v}{f} \dots\dots\dots(29)$$

Dimana : λ = Panjanggelombang (m)

v = kecepatan (m/s)

f = Frekuensi (Hz)

Nilai kecepatan didapat dari nilai rata-rata dari log *sonic* pada daerah *interest* (reservoir), yang merupakan log yang berisi informasi kecepatan. Frekuensi didapat dari nilai frekuensi dominan yang didapat dari analisis sebelumnya, yakni 16 Hz. Dengan perhitungan *tuning thickness* adalah $1/4\lambda$, maka didapat nilai *tuning thickness* sebagai berikut:

Tabel 5. Analisis *tuning thickness*

N o	Sumur	Rata-rata Kecepatan (V) ft/s	Frekuensi Dominan (f) Hz	Panjang Gelombang (λ) ft	Panjang Gelombang (λ) m	<i>Tuning Thickness</i> m	Tebal Reservoir m
1	ZR-1	15487.80	16	967.98782	295.04	73.76	81
2	ZR-2	13747.21	16	859.20125	261.88	65.47	97
3	ZR-3	10868.53	16	679.28358	206.95	51.73	95
4	ZR-4	9402.33	16	587.64584	178.91	44.72	85

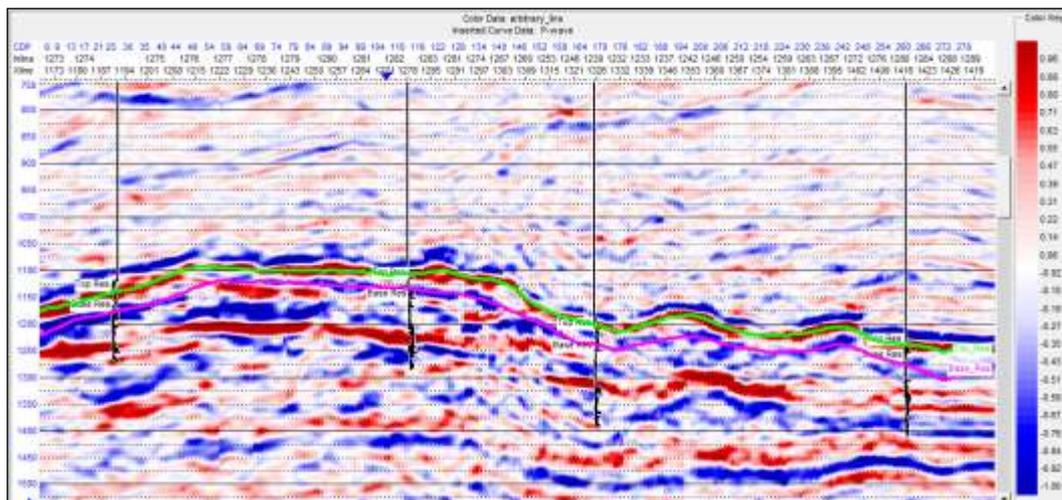
Berdasarkan perhitungan, didapat nilai *tuning thickness* pada Sumur ZR-1 adalah 73 m, untuk Sumur ZR-2 adalah 65 m, untuk Sumur ZR-

3 adalah 515 m, dan untuk Sumur ZR-4 adalah 44 m, sedangkan tebal reservoir yang akan diselidiki adalah 81 m pada Sumur ZR-1, 97 m pada Sumur ZR-2, 95 m pada Sumur ZR-3, dan 85 m pada Sumur ZR-4. Dari nilai perbandingan ketebalan *tuning thickness* dan ketebalan reservoir dapat dilihat bahwa ketebalan reservoir lebih besar daripada tebal *tuning thickness*, maka dapat disimpulkan bahwa data seismik ini mampu meng-cover atau menggambarkan zona reservoir dengan baik.

2.2 *Picking horizon* dan *Picking Fault*

Picking horizon adalah suatu proses penelusuran horizon yang digunakan sebagai kontrol secara lateral dari data seismik.. *Picking horizon* ini dilakukan dengan menghubungkan lintasan seismik yang memiliki data sumur agar menjadi patokan dalam memilih *reflektor* yang sama dan dapat diketahui korelasi antara data seismik dengan data log. Posisi awal dilakukan *picking horizon* berada pada area yang dilalui oleh data sumur, hal ini disebabkan oleh adanya data *marker* yang digunakan sebagai patokan dalam melakukan *picking horizon*. *Picking horizon* dilakukan dengan ketentuan *increment 5* untuk *inline* maupun *xline*. Penulis melakukan *picking horizon* dengan pertimbangan yang didapat dari hasil studi geologi regional sebagai data kontrol.

Pada penelitian ini, dilakukan *picking horizon* pada *top reservoir* dan *base reservoir*. *Top reservoir* berada di amplitudo *peak* (positif) dan *base reservoir* berada pada amplitudo *through* (negatif).



Gambar 56. *Picking horizon top reservoir dan base reservoir.*

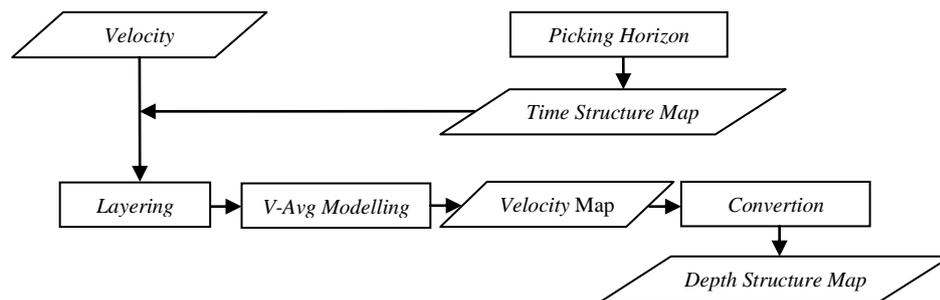
Picking fault dilakukan untuk menganalisis bentuk struktur pada daerah penelitian, sebagaimana diketahui bahwa kehadiran struktur dapat menjadi jalur migrasi bagi hidrokarbon serta menjadi perangkap untuk membentuk reservoir minyak dan gas bumi. *Picking fault* dapat dilakukan dengan melihat dari adanya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

2.3 Pembuatan Peta Struktur Waktu

Setelah dilakukan *picking* untuk seluruh *inline* dan *xline* di data seismik 3D ini, akan dihasilkan peta struktur waktu, yang merupakan peta kedalaman dari *top reservoir* dan *base reservoir* dengan domain *time/waktu*. Peta ini didapatkan dengan cara melakukan *gridding* dari horizon hasil dilakukannya *picking*.

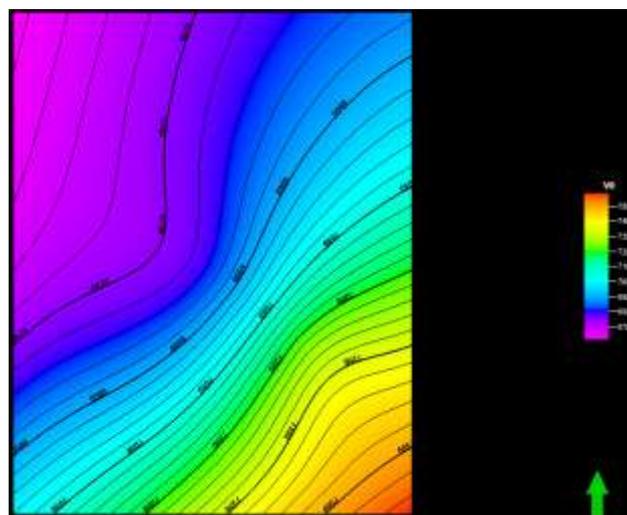
2.4 Pembuatan Peta Struktur Kedalaman

Peta kedalaman ini merupakan peta hasil dari konversi waktu ke kedalaman. Peta ini menunjukkan kedalaman dari reservoir. Konversi dari *time* ke kedalaman dilakukan dengan menggunakan *stacking velocity*.

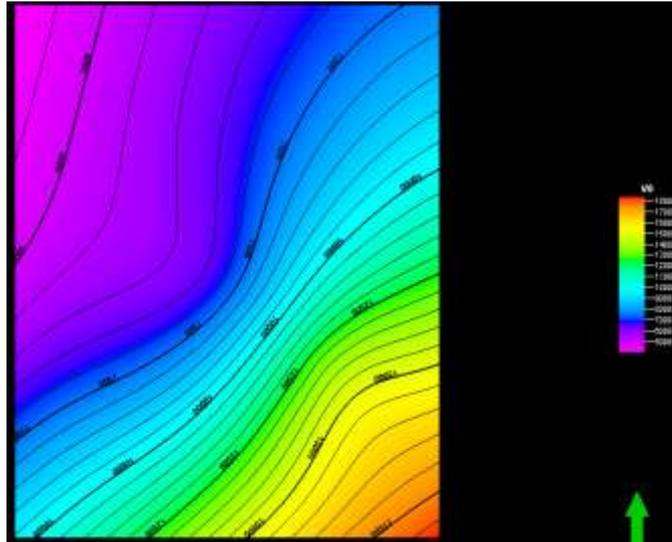


Gambar 57. Diagram alir proses *Time-Depth Conversion*

Proses konversi data seismik dari kawasan waktu ke kawasan kedalaman membutuhkan masukan data model kecepatan, yang berasal dari berbagai sumber. Untuk proses pembuatan pemodelan kecepatan dibutuhkan *input* kecepatan rata-rata, yang sebelumnya telah dilakukan *editing* kecepatan terlebih dahulu.



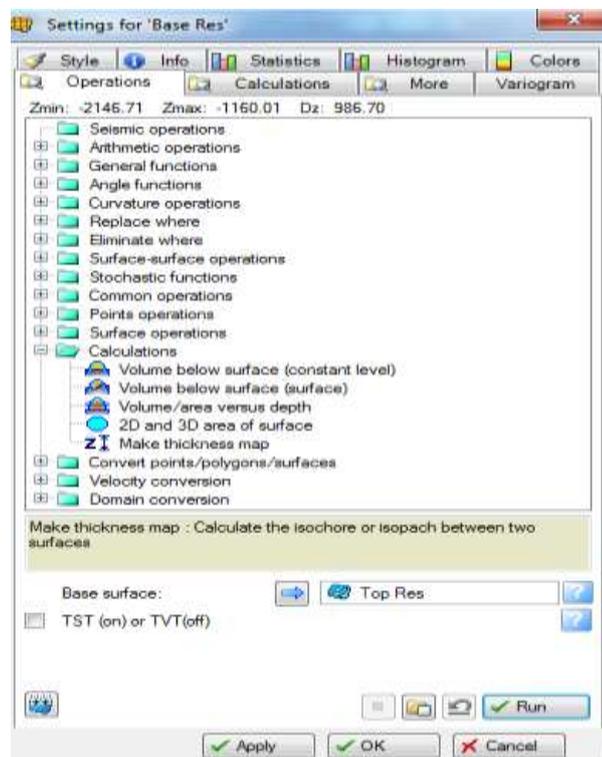
Gambar 58. *Velocity Map* pada *Top Reservoir*.



Gambar 59. *Velocity Map* pada *Base Reservoir*.

2.5 Pembuatan Peta *Isopach*

Peta *isopach* ini merupakan peta yang menggambarkan ketebalan lapisan reservoir, yang dibuat dengan cara mengurangi kedalaman pada *top reservoir* dengan *base reservoir*.



Gambar 60. Proses pembuatan Peta *Isopach*

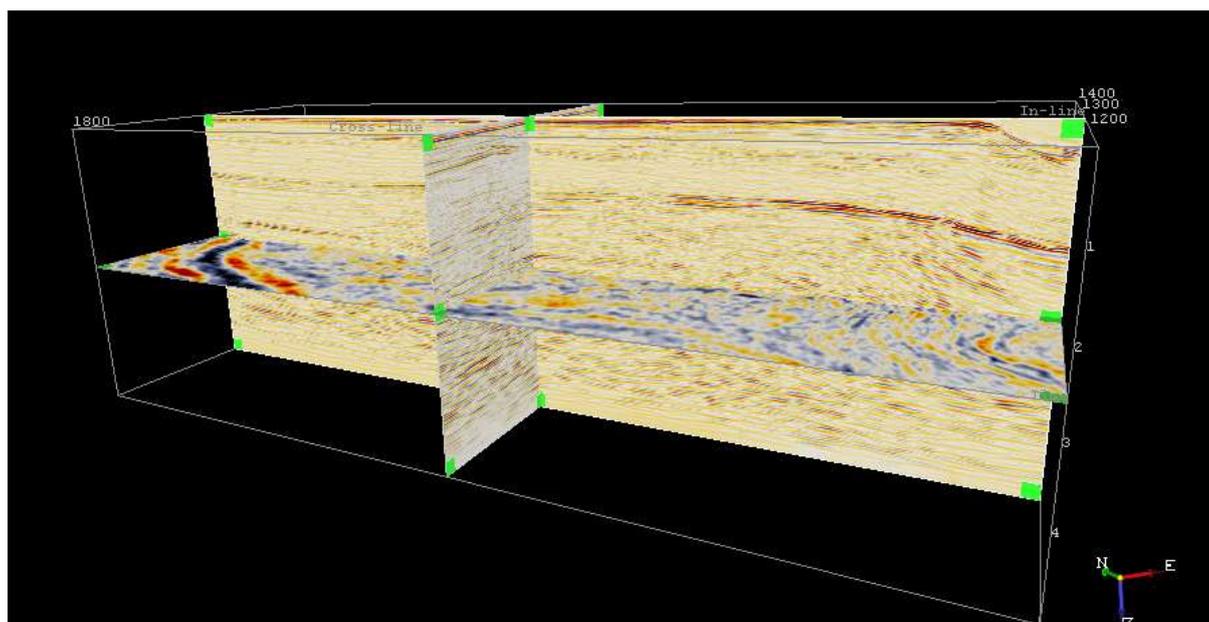
3. Dekomposisi Spektral

Pada penelitian ini, diterapkan atribut dekomposisi spektral berbasis *Continuous Wavelet Transform* (CWT). Interpretasi dilakukan pada *software Petrel*, sedangkan dalam pengolahan data *Continuous Wavelet Transform* (CWT), *software* yang digunakan adalah *OpenDtect*. Penulis melakukan *loading* data SEGY di kedua *software* tersebut, kemudian hasil pengolahan data SEGY yang telah dilakukan dekomposisi spektral pada *OpenDtect*, dikeluarkan dari *OpenDtect*. Data SEGY hasil CWT tersebut kemudian di masukkan ke dalam *software Petrel* untuk kemudian dilakukan interpretasi.

Berikut proses dalam melakukan CWT:

3.1 *Input* data seismik

Sebelum melakukan proses *spektral dcomposition*, data seismik diinput kedalam *software Opendtech*.



Gambar 61. Tampilan data seismik pada *software Opendtech*.

3.2 Running CWT

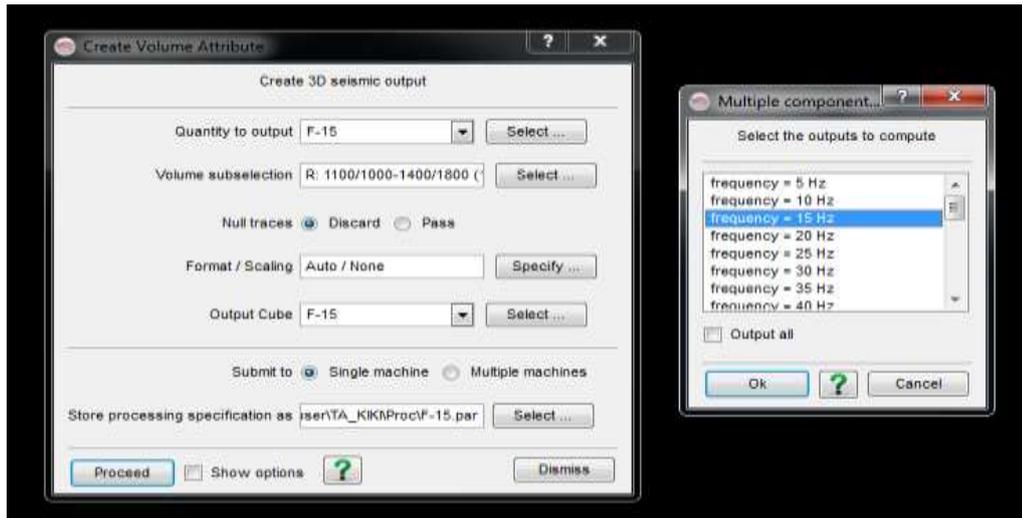
Setelah itu, dilakukan penerapan atribut dekomposisi spektral pada aplikasi *OpendTect*. *Running* atribut ini dilakukan menggunakan metode CWT. Metode ini adalah jenis metode dekomposisi waktu-frekuensi yang dikenal juga dengan dekomposisi spektral yang ditujukan untuk melakukan karakterisasi respon seismik pada frekuensi tertentu.



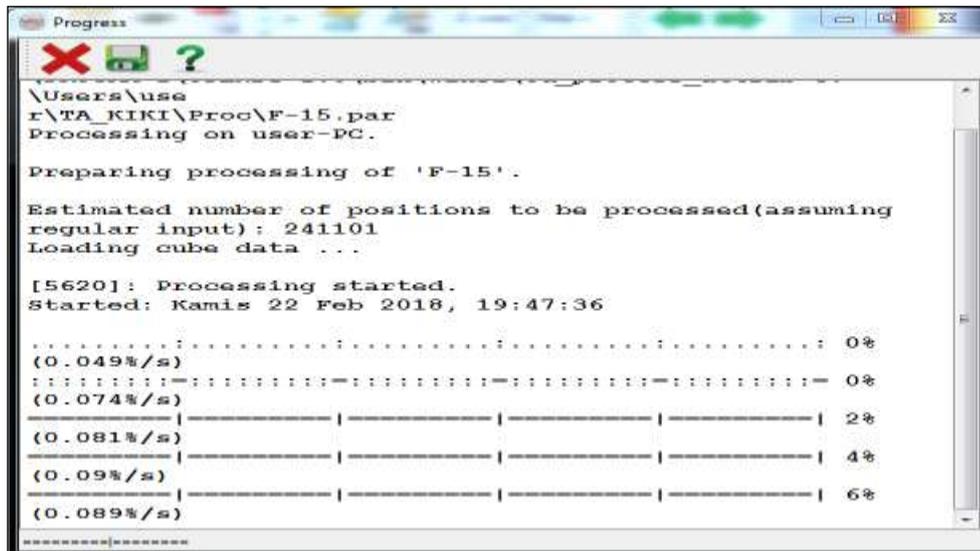
Gambar 62. Tampilan pengaturan atribut dekomposisi spektral pada software *OpendTect*.

3.3 Ekstrak Volume seismik

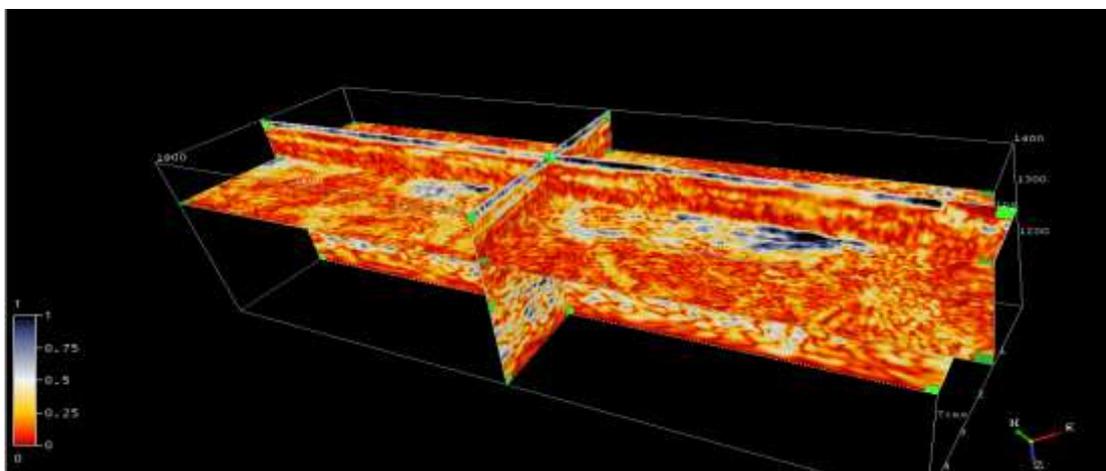
Langkah selanjutnya adalah melakukan ekstrak volume seismik. Nantinya akan didapat tiga volume seismik baru dengan kandungan frekuensi yang sama, yakni sesuai dengan frekuensi hasil analisis sebelumnya.



Gambar 63. Window pengaturan ekstrak volume seismik.



Gambar 64. Proses pembuatan *cube* seismik baru.

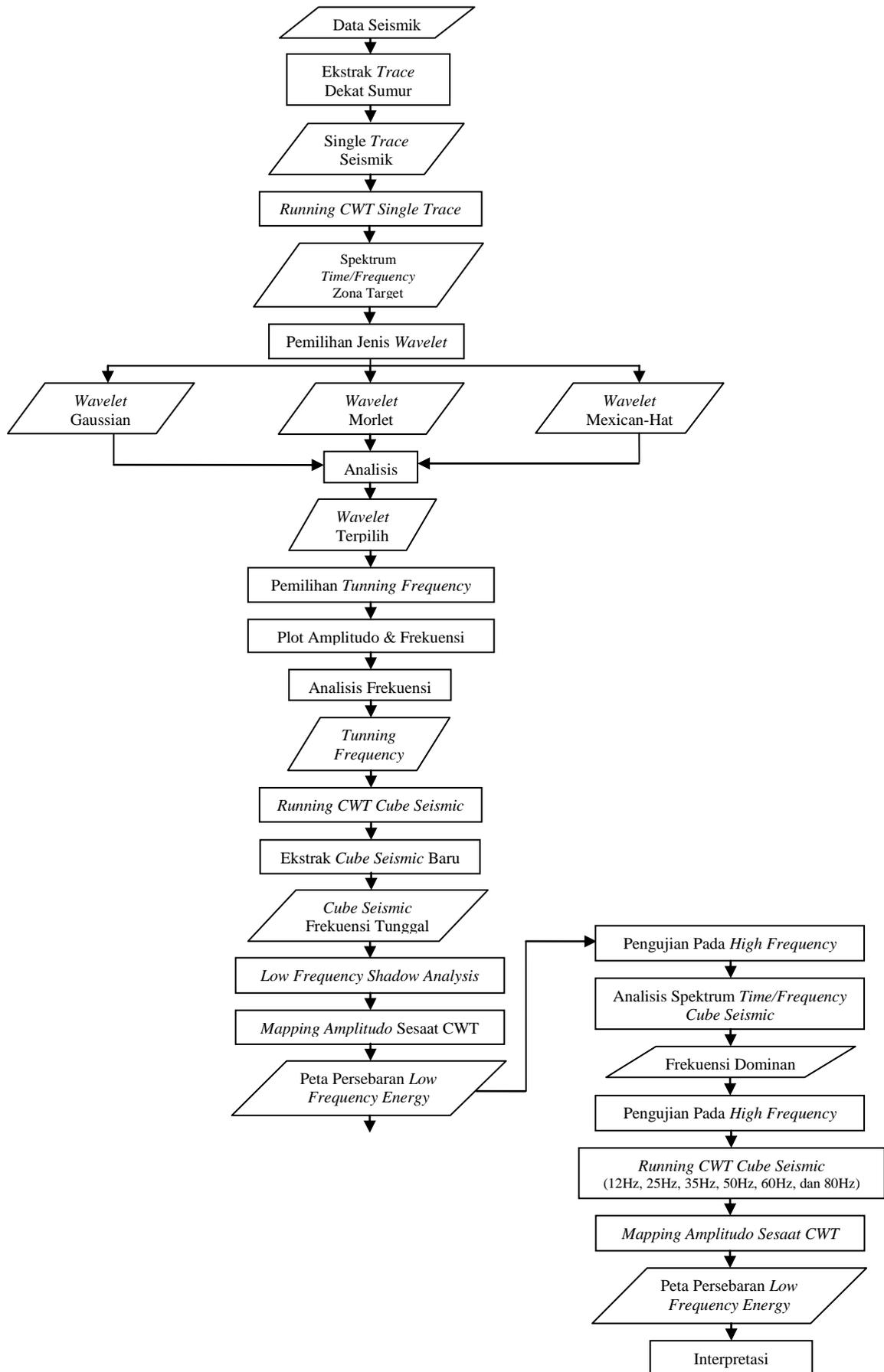


Gambar 65. Tampilan *cube* seismik baru frekuensi 12 Hz.

Interpretasi dilakukan pada *software Petrel*, sedangkan dalam pengolahan data *Continuous Wavelet Transform (CWT)*, *software* yang digunakan adalah *OpenDtect*. Hasil dari proses CWT ini merupakan *cube* seismik baru yang memiliki frekuensi tunggal sesuai dengan besar frekuensi yang diinginkan saat melakukan proses *running* CWT. *Cube* seismik baru tersebut memiliki resolusi yang lebih baik dibandingkan dengan data seismik biasa, sehingga kenampakan adanya hidrokarbon dapat dilihat dengan lebih jelas.

3.4 Analisis Hasil CWT

Dari hasil penerapan atribut dekomposisi spektral berbasis CWT akan diperoleh penampang data seismik CWT dari frekuensi yang terendah hingga frekuensi tertinggi. Analisis peta atribut disini berkaitan dengan pemisahan lapisan reservoir yang ditandai dengan adanya anomali amplitudo pada penampang seismik tersebut. Pada analisis peta atribut ini akan diketahui pada frekuensi berapa lapisan reservoir pada penampang seismik yang terlihat tidak terpisah, tetapi dengan menggunakan metode ini dapat terlihat terpisah. Peningkatan resolusi dianalisis dengan melihat persebaran amplitudo yang semakin tajam pada penampang spektral dianalisis dengan mengidentifikasi kenampakan penampang seismik yang terlihat terpisah baik secara vertikal maupun secara lateral. Gambar 66 menunjukkan diagram alir proses *Continuous Wavelet Transform (CWT)*.

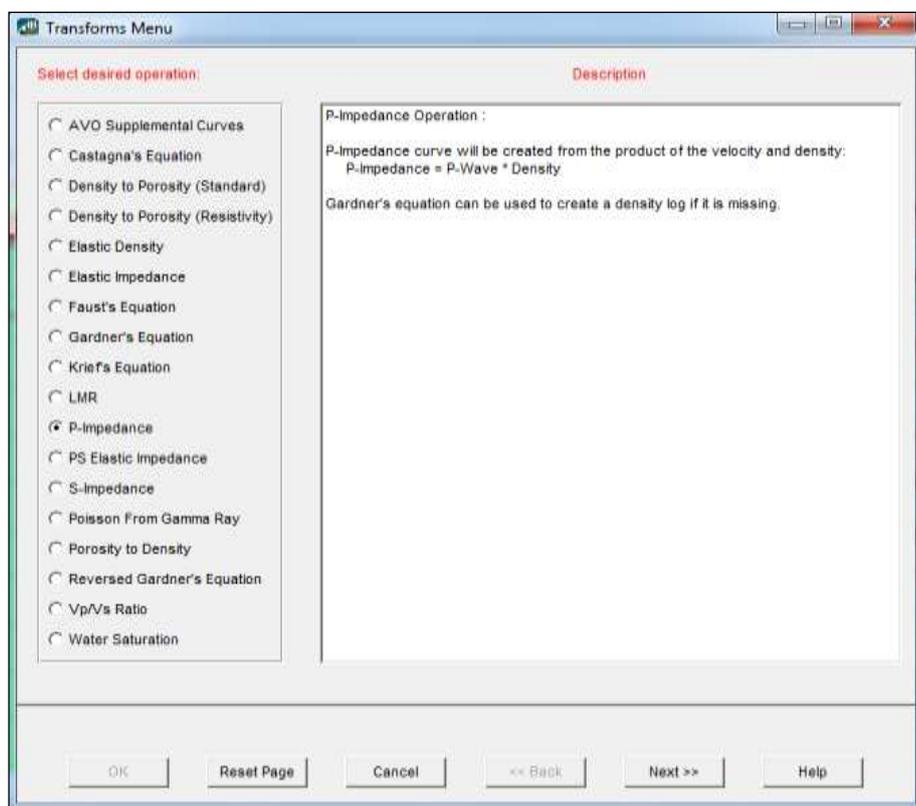


Gambar 66. Diagram alir proses *Continuous Wavelet Transform (CWT)*.

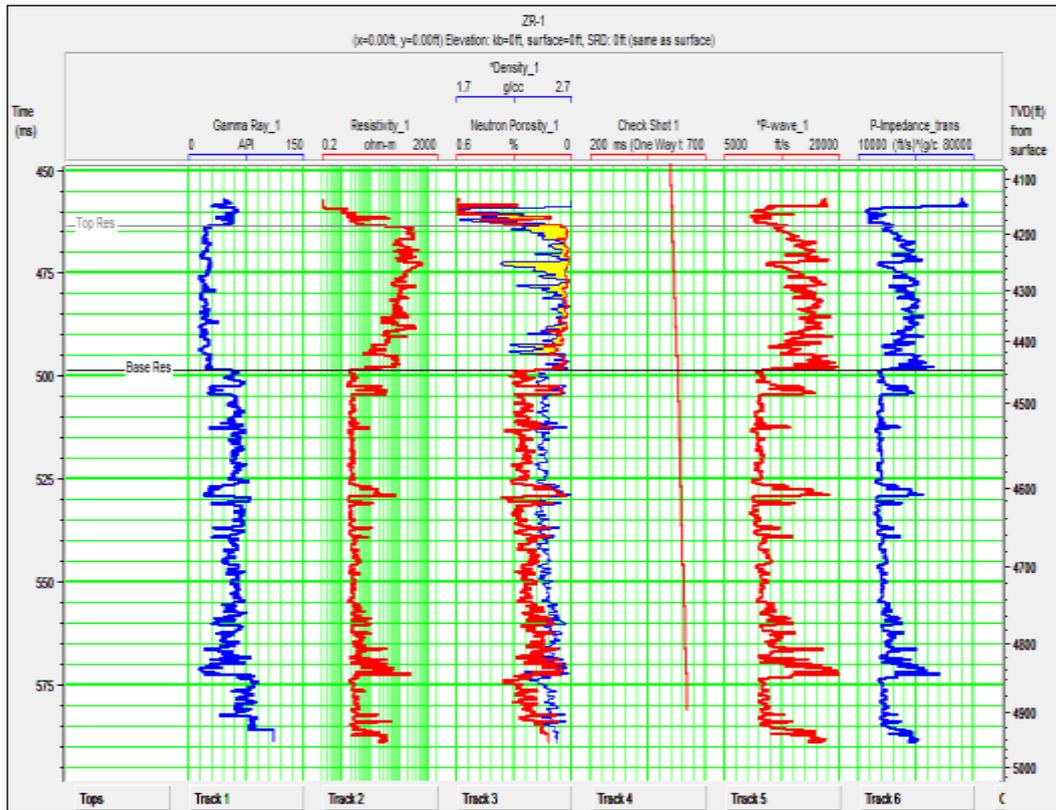
4. Seismik Inversi

4.1 Pembuatan log *P-Impedance*

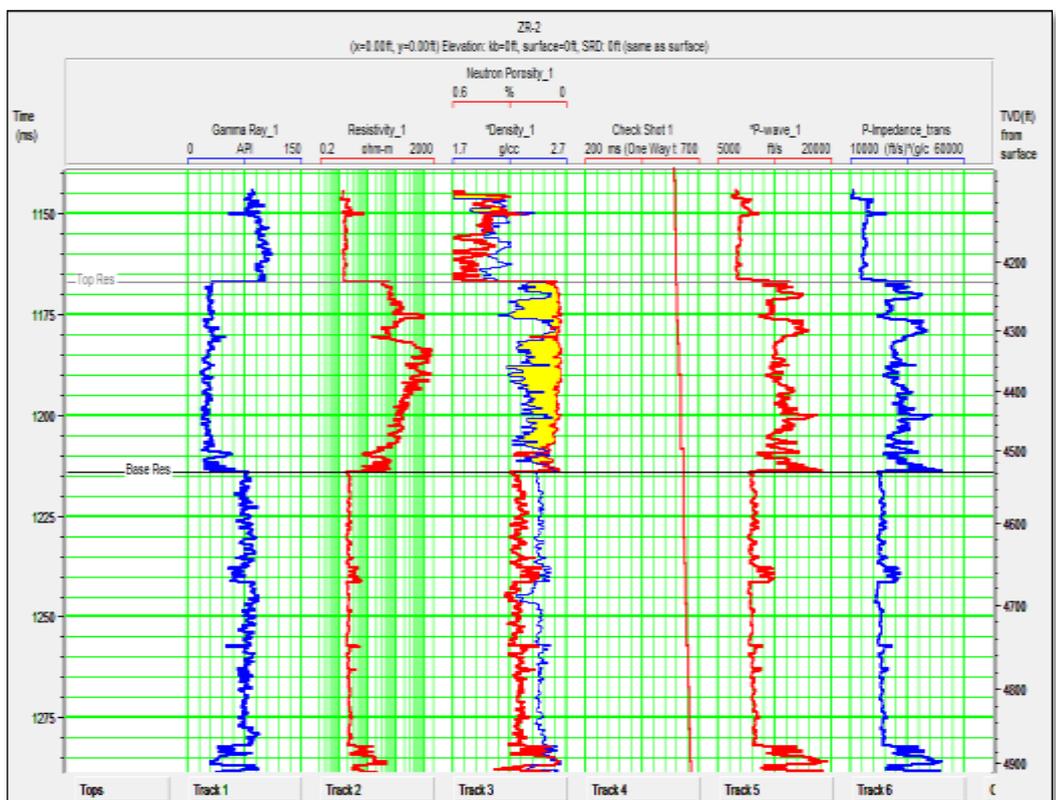
Log *P-Impedance* ini akan digunakan sebagai kontrol pada saat pembuatan model inversi, sehingga nantinya akan dibandingkan nilai AI dari log dan nilai AI dari seismik. Log *P-Impedance* dibuat dengan cara mengalikan log densitas dan log *sonic*.



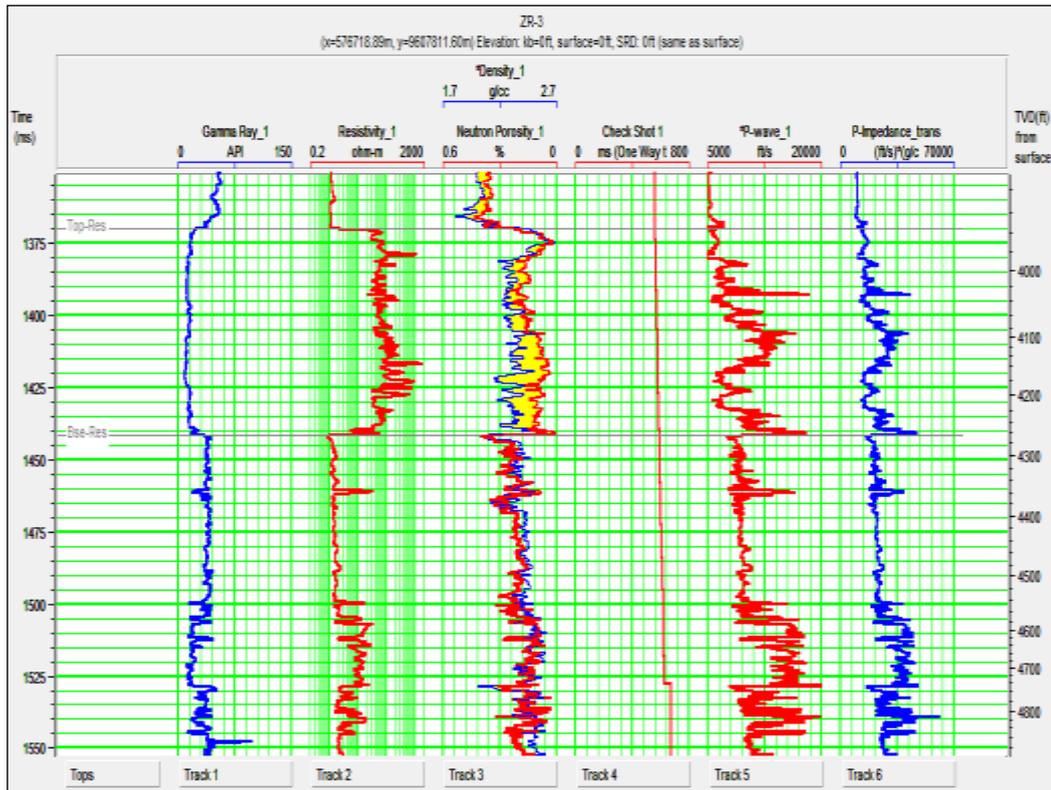
Gambar 67. Pembuatan Log *P-Impedance*



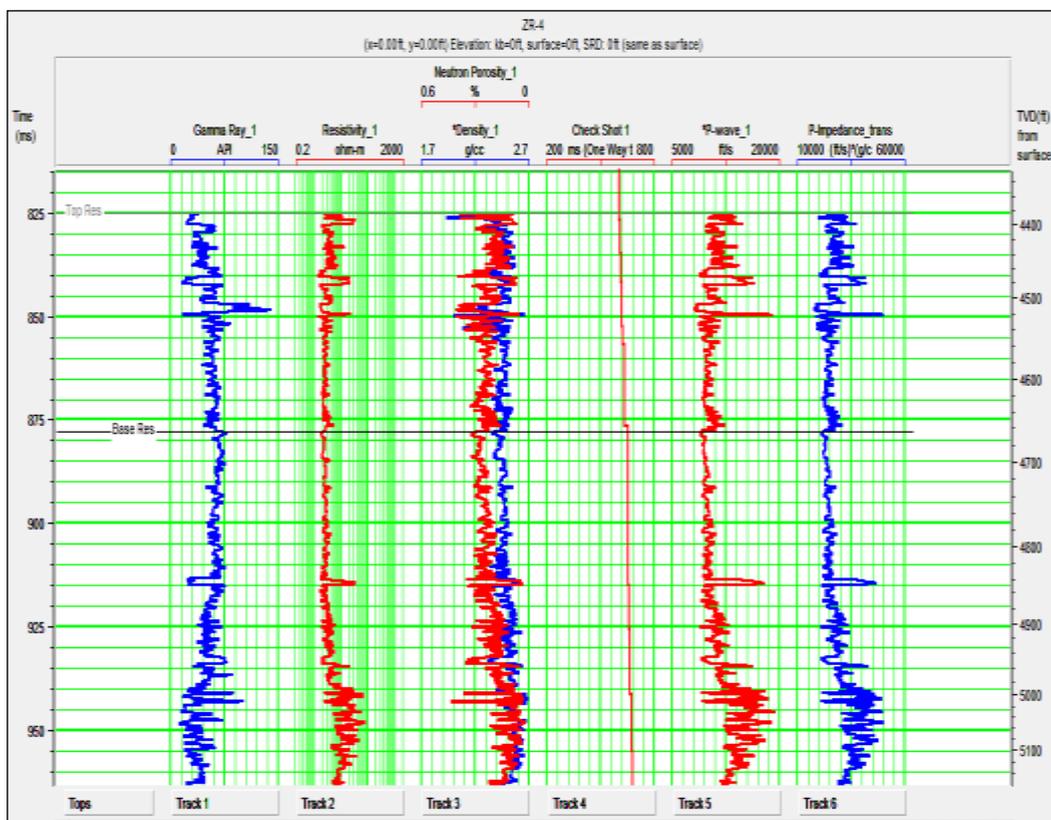
Gambar 68. Tampilan Log *P-Impedance* pada Sumur ZR-1.



Gambar 69. Tampilan Log *P-Impedance* pada Sumur ZR-2.



Gambar 70. Tampilan Log P-Impedance pada Sumur ZR-3.



Gambar 71. Tampilan Log P-Impedance pada Sumur ZR-4.

4.2 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan dengan cara membuat *crossplot* antara log *p-impedance*, *gamma ray*, dan *porosity*. Dengan melakukan analisis sensitivitas ini kita dapat mengetahui nilai impedansi akustik pada reservoir. Nilai ini akan menjadi acuan dalam menginterpretasi penampang persebaran impedansi akustik hasil inversi seismik.

4.3 Model inisial

Model inisial dibuat dari data seismik dan data log. Data log yang digunakan adalah data log impedansi akustik. Log impedansi akustik ini didapatkan dari log *sonic* (kecepatan) dan log densitas. Hal ini dilakukan agar ada kontrol secara vertikal serta deviasi terhadap model inisial. Sebelum membuat model inisial terlebih dahulu dilakukan *picking* pada *top horizon* yang menjadi zona target untuk membatasi pembuatan model inisial dan juga hasil inversinya. Model inisial ini dibuat dengan *input* sebagai berikut:

- Semua sumur yang telah mengalami *well to seismic tie*.
- Horizon target.
- Memasukkan *high cut frequency* yang diinginkan, dalam *project* ini dilakukan *cut frequency* di 10/15 Hz.

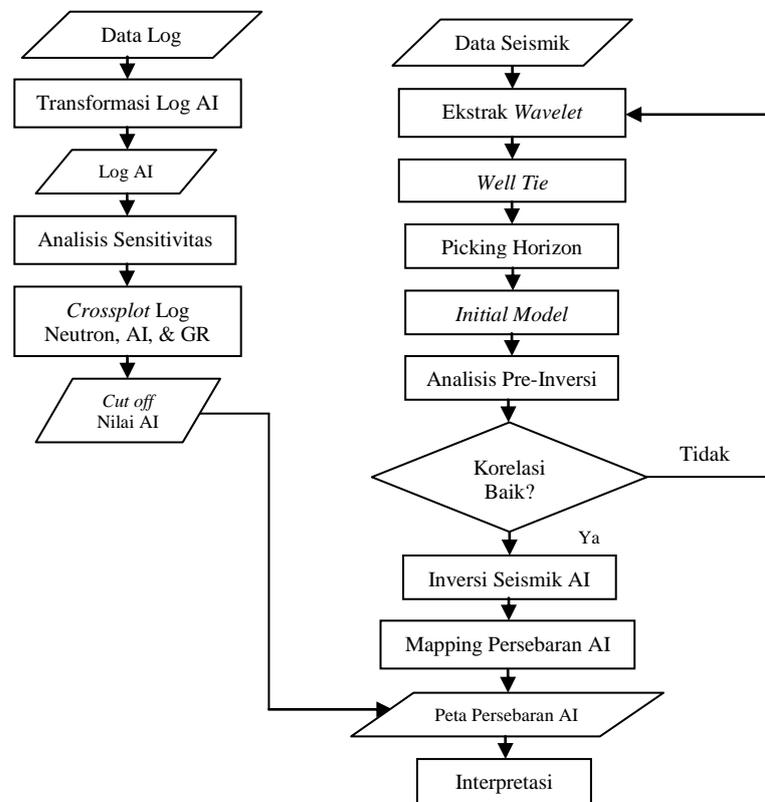
4.4 Analisis Error

Setelah didapatkan model inisial inversi, maka selanjutnya melakukan analisis *error*. Analisis *error* ini untuk melihat apakah model yang kita buat sebelumnya cocok dan memiliki korelasi yang baik atau

tidak dengan nilai impedansi akustik hasil inversi dan nilai impedansi akustik dari data log. Ketiga nilai impedansi ini di bandingkan, jika korelasi baik yakni mendekati 1, maka inversi dapat dilakukan.

4.5 Analisis Hasil Inversi

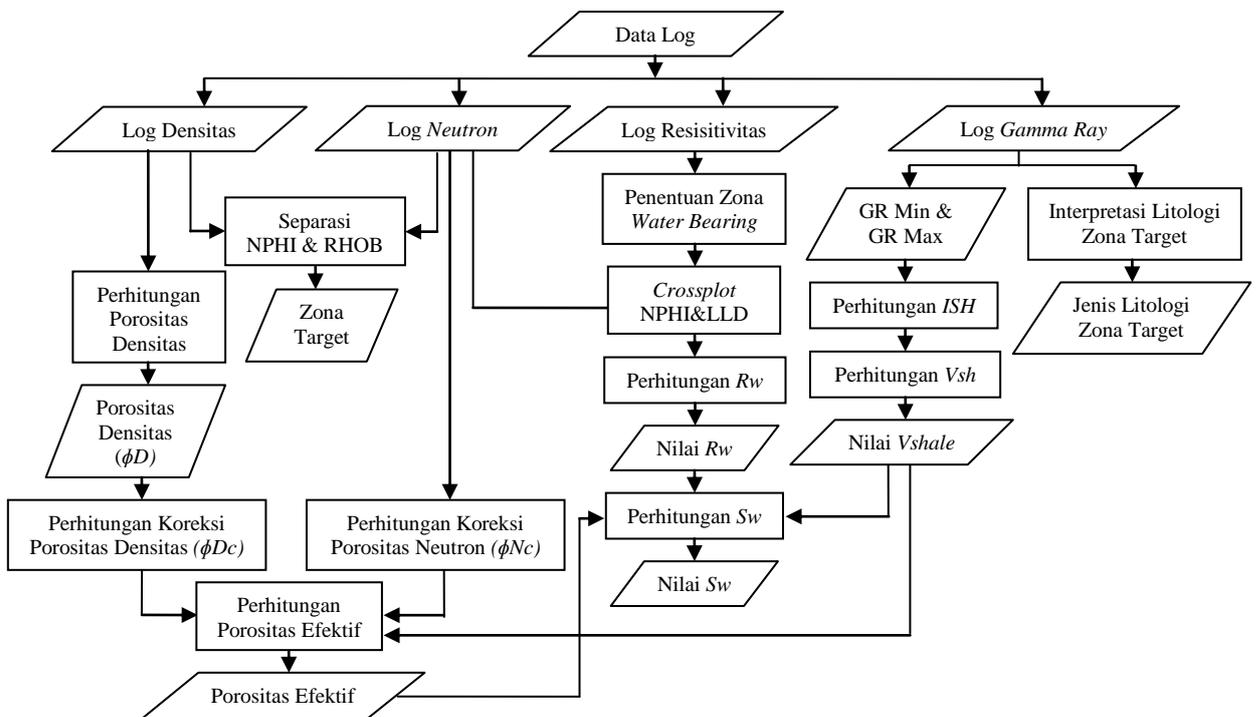
Setelah diketahui *error* hasil inversi kecil dan dinyatakan layak untuk dilakukan inversi, maka selanjutnya dilakukan proses inversi. Pada penelitian ini dengan menggunakan metode inversi *model based*, karena dianggap paling baik dan memiliki nilai *error* yang paling kecil. Selanjutnya, hasil inversi yang berupa penampang nilai akustik impedansi dianalisis. Gambar 72 menunjukkan diagram alir proses inversi seismik impedansi akustik.



Gambar 72. Diagram alir proses inversi seismik.

5. Pengolahan Data Petrofisika

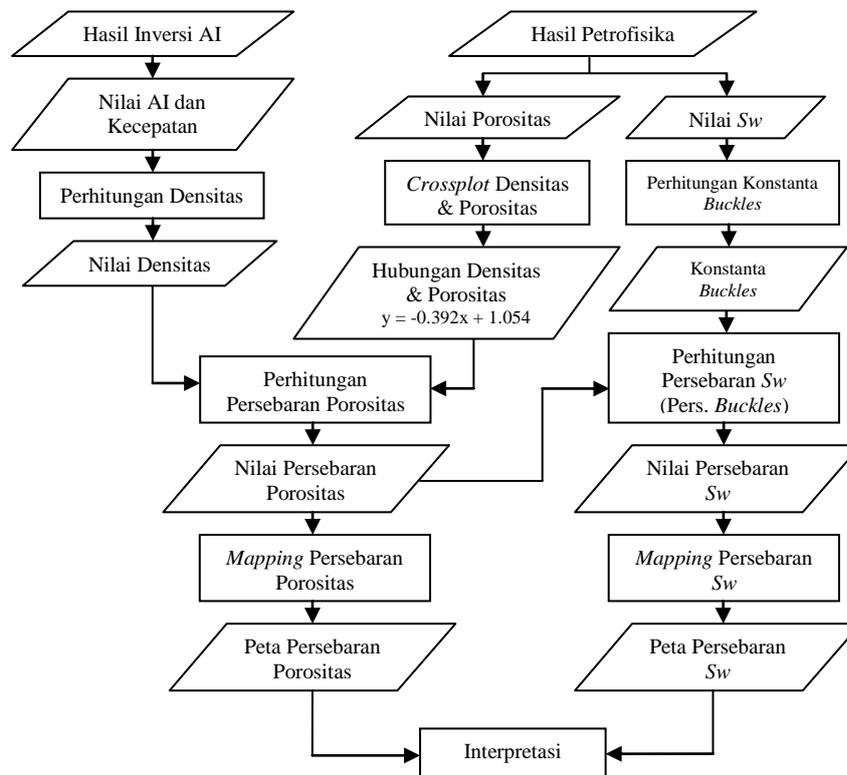
Pengolahan dan analisis data petrofisika pada penelitian ini menggunakan 4 data sumur, yaitu ZR-1, ZR-2, ZR-3, dan ZR-4. Pengolahan dimulai dengan analisis *quick look*, yakni penentuan awal daerah prospek, lalu melakukan perhitungan nilai R_w (Resistivitas air), V_{clay} (*Volume of Clay*), porositas, permeabilitas dan S_w (Saturasi air). Gambar 73 menunjukkan diagram alir proses perhitungan parameter-parameter petrofisika yang dilakukan dalam penelitian ini.



Gambar 73. Diagram alir proses perhitungan parameter petrofisika.

Nilai parameter petrofisika hasil perhitungan, yaitu porositas dan saturasi air (S_w) digunakan sebagai nilai *input* untuk membuat peta persebaran porositas dan saturasi air (S_w). Pembuatan peta persebaran porositas dan saturasi air (S_w) tersebut dikombinasi dengan parameter

hasil pengolahan inversi seismik, yakni nilai densitas. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada Gambar 74 yang menunjukkan proses pembuatan peta persebaran porositas dan saturasi air (S_w) yang menggunakan parameter hasil perhitungan petrofisika dan inversi seismik.



Gambar 74. Diagram alir proses pembuatan peta persebaran porositas dan saturasi air (S_w)

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

Dari penelitian yang telah dilakukan dapat disimpulkan beberapa hal, diantaranya adalah sebagai berikut:

1. Dengan menentukan frekuensi seismik zona target dengan metode CWT pada *trace* yang dekat dengan sumur dapat menghasilkan analisis spektral dekomposisi yang bagus, sehingga rasio sinyal terhadap *noise* lebih baik. Pada penelitian ini frekuensi zona target adalah 12 Hz.
2. Metode CWT yang diterapkan untuk semua *line* seismik menunjukkan adanya bayangan frekuensi rendah (*low-frequency shadow*) yang mengindikasikan keberadaan gas pada reservoir target.
3. Berdasarkan analisis petrofisika, pada Sumur ZR-1 kandungan gas berada di kedalaman 4188-4425 ft, pada Sumur ZR-2 pada kedalaman 4225-4540 ft dan pada Sumur ZR-3 pada kedalaman 3978-4258 ft, sedangkan pada Sumur ZR-4 tidak mengandung hidrokarbon. Analisis hasil CWT menunjukkan persebaran gas berada di area tenggara daerah penelitian.
4. Distribusi anomali *low frequency* hasil CWT pada area target (tenggara) menunjukkan korelasi yang baik dengan distribusi *low* impedansi akustik hasil metode inversi seismik dengan nilai AI sekitar 10000 – 22000 ((ft/s)

*(gr/cc)). Hal ini mengindikasikan adanya akumulasi hidrokarbon pada area prospek daerah penelitian.

5. Proses CWT menghasilkan penampang seismik dengan resolusi yang lebih baik dibandingkan dengan hasil inversi seismik impedansi akustik, sehingga pemetaan hidrokarbon gas hasil CWT lebih baik dibandingkan dengan hasil inversi seismik.
6. Distribusi anomali *low frequency* hasil CWT dari penelitian ini menunjukkan korelasi yang baik dengan distribusi parameter hasil perhitungan petrofisika dengan nilai porositas sekitar 5-25%, nilai V_{shale} 0.11-0.14, nilai S_w 2-30%, dan nilai densitas sekitar 2.00 – 2.25 gr/cc. Hal ini membuktikan bahwa reservoir pada area prospek memiliki kualitas yang baik.

B. Saran

Adapun saran yang diberikan untuk pelaksanaan penelitian ini untuk keberlanjutannya, diantaranya yaitu :

1. Sebaiknya dilakukan metode dekomposisi spektral lain juga untuk mendeteksi ketebalan lapisan hidrokarbon untuk mendapatkan studi perbandingan dengan metode dekomposisi spektral CWT.
2. Sebaiknya dilakukan proses *color blending* untuk melihat persebaran frekuensi rendah, sedang, dan tinggi pada lapisan reservoir untuk analisis lingkungan pengendapan pada area penelitian.

DAFTAR PUSTAKA

- Abbassi, S., George, S.C., Edwards, D.S., Diprimio, R., Horsfield, B. dan Volk, H., 2013. *Generation characteristics of Mesozoic syn- and post-rift source rocks, Bonaparte Basin, Australia: new insights from compositional kinetic modelling. Marine and Petroleum Geology, accepted manuscript.* <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817213002626> (Diakses pada tanggal 8 Januari 2018).
- Abdullah, A., 2007. *Polaritas Normal dan Polaritas Reverse.* <http://ensiklopedi-seismik.blogspot.co.id/PolaritasNormalPolaritasReverse.html>. (pada tanggal 29 Januari 2018 pukul 19:00 WIB).
- Ambrose, G.J., 2004. Jurassic pre-rift and syn-rift sedimentation in the Bonaparte Basin – new models for reservoir and source rock development. In: Ellis, G.K., Baillie, P.W. dan Munson, T.J. (eds). Timor Sea Petroleum Geoscience, Proceedings of the Timor Sea Symposium, Darwin Northern Territory, 19–20 June 2003. *Northern Territory Geological Survey, Special Publication 1*, 125-142.
- Anderson, A.D., Durham, M.S. dan Sutherland, A.J., 1993. The integration of geology and geophysics to post-well evaluations – example from Beluga-1, offshore northern Australia. *The APEA Journal*, 33,15–27.
- Asquith, G., dan Krygowski, D., 2004, *Basic Well Log Analysis Second Edition*, The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa.
- Barber, P., Carter, T., Fraser, P., Baillie., and Myers., 2003: Paleozoic and Mesozoic Petroleum System in Timor and Arafura Seas, Eastern Indonesia. *Proceedings, IPA Twenty -Ninth Annual Convention and Exhibition*, 16 p.
- Barber, P., Carter, P., Fraser, T., Baillie, P.W. dan Myers, K., 2004. Under-explored Palaeozoic and Mesozoic petroleum systems of the Timor and Arafura seas, northern Australian continental margin. In: Ellis, G.K., Baillie, P.W. and Munson, T.J. (eds), Timor Sea Petroleum Geoscience, Proceedings of the Timor Sea Symposium, Darwin, Northern Territory, 19–20 June 2003. *Northern Territory Geological Survey, Special Publication, 1*, 143–154.

- Barrett, A.G., Hinde, A.L., dan Kennard, J.M., 2004, *Undiscovered Resource Assessment Methodologies and Application to The Bonaparte Basin*. Geoscience Australia, Canberra.
- Baiyegunhi, C., 2014. The correlation of dry density and porosity of some rocks from the Karoo Supergroup: A case study of selected rock types between Grahamstown and Queenstown in the Eastern Cape Province, South Africa. *IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN)*, 04 (12), p. 30 – 40.
- Brooks, D.M., Goody, A.K., Reilly, J.B. dan Mccarty, K.L., 1996a. Discovery and petroleum geology of the Bayu-Undan gas-condensate field: Timor Gap Zone of Cooperation, Area A. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, Twenty-fifth Silver Anniversary Convention*, Jakarta, October 1996, 25(1), 131–145.
- Brooks, D.M., Goody, A.K., Reilly, J.B. dan Mccarty, K.L., 1996b. Bayu/Undan gas-condensate discovery: western Timor Gap Zone of Cooperation, Area A. *The APPEA Journal*, 36(1), 142–160.
- Brown, A. R., 2002. *Seismic Attributes for Reservoir Characterization*. USA: Society of Exploration Geophysicists.
- Cadman, S.J., dan Temple, P.R., 2003. *Bonaparte Basin, NT, WA, AC & JPDA*. Australian Petroleum Accumulations Report 5, 2nd Edition, Geoscience Australia, Canberra.
- Castagna, J.P., Sun, S. dan Siegfried, R.W. 2003. Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons, *The Leading Edge*, p. 120-127
- Chakraborty, A., dan Okaya, D., 1995. Frequency-Time Decomposition of Seismic Data Using Wavelet Based Methods. *Geophysics*, Vol. 60. 1906-1916.
- Charlton, T.R., 2002. The Petroleum Potential of East Timor. *The APPEA Journal*.
- Chen, Q., dan Sydney, S., 1997. Seismic Attribute Technology for Reservoir Forecasting and Monitoring. *The Leading Edge*.
- Daubechies, I., 1992. *Ten Lectures on Wavelets*. SIAM, Philadelphia, PA.
- Delisatra, G., 2012. *Short Course: Seismic Interpretation & Reservoir Characterization*. Universitas Gajah Mada, Yogyakarta.
- Doveton, H., 1986. *Log Analysis of Subsurface Geology Concepts and Computer Methods*, John Wiley and Sons, Inc
- Gennady, M.G., Valeri ,A.K., Vjacheslav, M.V., 2002. *Seismic Low-Frequency Effect from Oil-Saturated Reservoir Zones*. University of California, California.

- Gorter, J.D. dan Hartung, B., 1998. Hydrous pyrolysis of samples from Bayu-1, Zone of Co-operation, Bonaparte Basin, Australia: relevance to the potential misidentification of source rock facies in cap rocks and interbedded reservoir shales. *PESA Journal*, No. 26, 82–96.
- Gunn, P.J., 1988. Bonaparte Basin Evolution and struktur framework. In Purcell, P.G. and Purcell, R.R. (editors), *The North West Shelf Australia, Proceedings of Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, Perth, 275-285.
- Hardy, H. H., Richard, A. B., and Gaston, J. D., 2003, *Frequency Estimates of Seismik Traces: Geophysics*, **68**, 370-380.
- Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Service, Jakarta.
- Haq, M., 2009. *Analisa Atribut Amplitudo Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir pada Cekungan Sumatera Selatan*. FMIPA Universitas Indonesia, Jakarta.
- Helbert, R., 2007. *Evaluasi Penerapan Transformasi Wavelet Kontinyu (CWT) untuk Pemodean Lapisan Tipis Membaji*. Jurusan Geofisika Universitas Indonesia, Jakarta.
- Hlawatsch, F., and G. F. Boudreaux-Bartels, 1992, *Linear and quadratic timefrequency signal representations: IEEE Signal Processing*, **9**, no. 2, 21–67.
- Johan, J., Nurwidyanto, M., Yuliyanto. J., 2006. *Analisis Atribut Seismik untuk Identifikasi Potensi Hidrokarbon*. Jurusan Fisika MIPA, Universitas Diponegoro, Semarang. ISSN 1410-9662.
- Koesoemadinata. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Kresandi, R. R., Haris, H., dan Triyana. E., 2013. *Metode Dekomposisi Spektral Dengan Metode Continous Wavelet Transform (Cwt) Dalam Mengidentifikasi Shale Prospektif Di Lapangan "X" Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, FMIPA, Universitas Indonesia, Depok*.
- Krygowski, D.A., 2003, *Guide to Petrophysical Interpretation*, The American Association of Petroleum Geologists, Austin, Texas.
- Lasono, L., 2011. *Kombinasi Spektral Dekomposisi Berbasis Transformasi Wavelet Kontinyu (Cwt) Dan Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir Prospect "L" : Studi Kasus Cekungan Sumatera Selatan*. FMIPA Universitas Indonesia, Jakarta.
- Longley, I.M., Buessenschuett, C., Clydsdale, L., Cubitt, C.J., Davis, R.C., Johnson, M.K., Marshall, N.M., Murray, A.P., Somerville, R., Spry, T.B. dan Thompson, N.B., 2002. *The North West Shelf of Australia - a*

- Woodside Perspective. In: Keep, M. and Moss, S.J. (eds), 2002, *The Sedimentary Basins of Western Australia 3: Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, Perth, WA, 2002, 28–88.
- Misiti, M., Misiti, Y., Oppenheim, G., dan Poggi J. M., 1996. *Wavelet Toolbox User's Guide*. The MathWorks Inc., 24 Prime Park Way, Natick, MA 01760-1500.
- Munadi, S., 2002. *Pengolahan Data Seismic Prinsip Dasar Dan Metodologi*. Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, FMIPA, Universitas Indonesia, Jakarta.
- Nurchaya, B.E., 2014. *Penggunaan Transformasi Wavelet Kontinyu Untuk Menganalisis Gempa Vulkanik Gunung Merapi Dan Pembuatan Atribut Seismik Indikasi Hidrokarbon Pada Eksplorasi Minyak Dan Gas Bumi*. Ilmu Fisika Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Nurwidyanto, M.I., Noviyanti, I. dan Widodo, S. 2005. Estimasi Hubungan Porositas dan Permeabilitas pada Batupasir (Study Kasus Formasi Kerek, Ledok, Selorejo). *Jurnal Berkala Fisika*. 8 (3), p. 87 – 90.
- Oktavinta, A., 2008. *Konsep Gelombang Seismik*, <http://duniaseismik.blogspot.com/2008/06/konsep-gelombang-seismik.html> (Diakses tanggal 1 Februari 2018 pukul 09:00 WIB).
- Partyka, G. J., Gridley, J., dan Lopez, J., 1999. Interpretasional Applications of Spectral Decomposition in Reservoir Characterization. *The Leading Edge*, Vol. 18, 353-360.
- Peyton, L., Bottjer, R. and Partyka, G., 1998, Intepretation of Incised Valleys Using New 3-D Seismik Techniques: A case History Using Spectral Decomposition and Coherency, *The Leading Edge*, **17**, 1294-1298.
- Preston, J.C. dan Edwards, D.S., 2000. The petroleum geochemistry of oils and source rocks from the northern Bonaparte Basin, offshore northern Australia. *The APPEA Journal*, 40(1), 257–28
- Rider, M., 1996, *The Geological Interpretation of Well Logs*, Caithness, Scotland.
- Rioul, O., and Vetterli, M., 1991, *Wavelets and signal processing*: IEEE Signal Proc. Magazine, no. 11, 14-38.
- Russell, B. H., 1991. *Introduction to Seismic Inversion Methods, S.N. Domenico*. Editor Course Notes Series, Volume 2nd edition.
- Santoso, H. 2009. *Analisis Korelasi Berdasarkan Koefisien Kontingensi C Menurut Creamer dan Simulasinya*. Skripsi Sarjana FMIPA Universitas Negeri Semarang: tidak diterbitkan. Shearer, P. 2009. *Introduction to Seismology; Secobd Edition*. Cambridge University Press. UK.
- Schoen, J.H., 2011, *Physical Properties of Rocks: A Workbook*, Elsevier, USA.

- Schlumberger, 1958, *Log Interpretation Principles/Application*, Schlumberger Educational Services, Texas.
- Serra, O., 2004, *Well Logging Data Acquisition and Applications*, Editions Serralog, Mary Corbon, France.
- Silin,D.,B., Korneev,V.,A., Goloshubin,G.,M., dan Patzek,T.,W.,2004, *Low-Frequency Asymptotic Analysis Of Seismic Reflection From A Fluid-Saturated Medium*, Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Sinha, S., 2005. *Spectral Decomposition of Seismic Data with Continuous-Wavelet Transform*. Geophysics, Vol. 70. 19-25.
- Sudarmaji dan Nurcahya, E.N., 2013. *Identifikasi Reservoir Batu Pasir Tersaturasi Minyak Menggunakan Analisa Frekuensi Rendah Berbasis CWT dan AVO*. Ilmu Fisika Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Sudarmaji, 2016. *Analisis Atribut Refleksi Seismik Frekuensi Rendah Untuk Identifikasi Hidrokarbon Dan Estimasi Permeabilitas Pada Reservoir Batupasir*. Ilmu Fisika Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Sukmono, S., 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Lab. Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Sukmono, S., 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Jurusan Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Sukmono, S., 2002. *Seismik Inversion and AVO Analysis For Reservoir Characterization*. Program Studi Teknik Geofisika ITB, Bandung.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., Sheriff, R. E., dan Keys, D. A., 1976. *Applied Geophysics*. New York : Cambridge University Press.
- Veeken, P. C.H., Bruno, VM., 2007. *Seismic Stratigraphy and Depositional Facies Models*. ISBN 978-90-73834-43-9. Netherland. *EAGE Publications*
- West, B.G. dan Passmore, V.L., 1994. Hydrocarbon potential of the Bathurst Island Group, Northeast Bonaparte Basin: implications for future exploration. *The APEA Journal*, 34(1), 626–643.
- Whittam, D.B., Norvick, M.S. dan McIntyre, C.L., 1996. Mesozoic and Cainozoic tectonostratigraphy of western ZOCA and adjacent areas. *The APPEA Journal*, 36(1), 209–231.