

**KARAKTERISASI RESERVOIR MENGGUNAKAN  
INVERSI SEISMIK AKUSTIK IMPEDANSI  
PADA PERAIRAN ARU BARATDAYA**

S K R I P S I



**M PANJI ADHAR**

**F1D315030**

**PROGRAM STUDI TEKNIK GEOFISIKA  
JURUSAN TEKNIK KEBUMIHAN**

**FAKULTAS SAINS DAN TEKNOLOGI  
UNIVERSITAS JAMBI**

**2021**

## **HALAMAN PERNYATAAN**

Yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : M Panji Adhar  
NIM : F1D315030  
Program Studi : Teknik Geofisika  
Fakultas : Sains dan Teknologi  
Universitas : Universitas Jambi

Dengan ini saya menyatakan bahwa karya laporan skripsi yang berjudul:

**Judul: KARAKTERISTASI RESERVOIR MENGGUNAKAN INVERSI SEISMIK  
AKUSTIK IMPEDANSI PADA PERAIRAN ARU BARATDAYA**

Merupakan hasil Karya saya sendiri, tidak terdapat karya atau pendapat atau diterbitkan oleh orang lain kecuali hanya untuk acuan atau kutipan sebagai tuntunan tata cara penulisan karya ilmiah yang telah lazim. Tanda tangan yang tertara dalam halaman pengesahan adalah asli. Jika tidak asli, saya siap menerima sanksi sesuai dengan peraturan yang berlaku.

Jambi, 12 Juli 2021

Penulis

**M Panji Adhar**

**F1D315030**

## RINGKASAN

Upaya kegiatan eksplorasi hidrokarbon sedang gencar dilakukan untuk keperluan industri masyarakat Indonesia yang terus meningkat. Sub-Cekungan Barakan merupakan salah satu cekungan yang memiliki potensi cadangan hidrokarbon di wilayah timur karena berdekatan dengan lapangan gas abadi blok Masela. Metode inversi Akustik impedansi dapat digunakan untuk melihat karakterisasi dari reservoir batuan untuk mengetahui potensi ada atau tidaknya hidrokarbon di Perairan Aru Baratdaya. Berdasarkan parameter yang diperlukan dalam mengkarakterisasi reservoir dilakukan 2 analisis yaitu analisis sensitivitas crossplot dan hasil interpretasi data seismik 2D. Penelitian ini merupakan pengolahan dengan menggunakan 2 data sumur utama yaitu PNJ-2, PNJ-3, serta 2 sumur tambahan yaitu PNJ-1 dan PNJ-4, menggunakan 9 data lintasan seismik 2D. Berdasarkan analisa ketebalan tuning untuk sumur PNJ-2 memiliki nilai sebesar 43.09 m dengan tebal zona target 24.92 m dan untuk sumur PNJ-3 ketebalan tuning 38.18 dengan tebal zona target 25.16 m. Hasil dari analisa *crossplot* pada sumur PNJ-2 pada *gamma ray* sebesar 20-60 API dan nilai akustik impedansi sebesar 25000-50000 ((ft/s)(g/cc)) pada zona target dimana litologi diisi oleh batupasir dan untuk *crossplot* pada sumur PNJ-3 memiliki nilai *gamma ray* sebesar 20-60 API dan densitas 2-2.5 g/cc zona target juga diisi oleh batupasir bersisipan dengan shale kemudian digunakan peta struktur untuk melihat zona target dari area penelitian.

Kata Kunci: Akustik impedansi, Inversi, Reservoir, Batupasir, Perairan Aru Baratdaya

## **SUMMARY**

*Exploration of hydrocarbon reserves is very intense in line with the increasing need for processed oil and gas for the industrial needs of the Indonesian people. The Barakan Sub-Basin is one of the basins that has potential for hydrocarbon reserves in the eastern region because it is close to the Masela Block eternal gas field. The Akustik impedansi inversion method can be used to see the characterization of rock reservoirs to determine the potential for hydrocarbons in the Aru Southwest Waters. Based on the parameters needed to characterize the reservoir, two analyzes were carried out, namely the sensitivity analysis of the crossplot and the results of interpretation of 2D seismic data. This research is a processing using 2 main well data namely PNJ-2, PNJ-3, and 2 additional wells namely PNJ-1 and PNJ-4, using 9 2D seismic path data (.segy), to get the required parameters on the PNJ field. Based on the tuning thickness analysis for PNJ-2 wells it has a value of 43.09 m with a target zone thickness of 24.92 m and for PNJ-3 wells a tuning thickness of 38.18 with a target zone thickness of 25.16 m. The results of the crossplot analysis on PNJ-2 wells showed gamma ray values of 20-60 API and the range of values for acoustic impedance were 25000-50000 ((ft / s) (g / cc)) in the target zone where lithology was filled by sandstones and for crossplots in PNJ-3 wells it has a gamma ray range of 20-60 API and a density of 2-2.5 g / cc of the target zone also filled with shale sandstone. After that a structure map is made to see the target zone of the study area.*

*Keywrod : Acoustic Impedance, Inversion, Reservoir, Sandstones, Southwest Aru Waters.*

**KARAKTERISTASI RESERVOIR MENGGUNAKAN  
INVERSI SEISMIC AKUSTIK IMPEDANSI  
PADA PERAIRAN ARU BARATDAYA**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh Gelar Sarjana pada  
Program Studi Teknik Geofisika



**M PANJI ADHAR**

**F1D315030**

**PROGRAM STUDI TEKNIK GEOFISIKA**

**JURUSAN TEKNIK KEBUMIHAN**

**FAKULTAS SAINS DAN TEKNOLOGI**

**UNIVERSITAS JAMBI**

**2021**

## HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi dengan Judul **KARAKTERISTASI RESERVOIR MENGGUNAKAN INVERSI SEISMİK AKUSTIK IMPEDANSI PADA PERAIRAN ARU BARATDAYA** yang disusun oleh **M PANJI ADHAR, NIM: F1D315030** telah berhasil dipertahankan di depan tim penguji pada tanggal 09 Juli 2021 dan dinyatakan lulus.

### Susunan Tim Penguji

Ketua : Drs. Nasri MZ, M.S  
Sekretaris : Ira Kusuma Dewi S.Si., M.T  
Anggota : 1. Ir. Gindo Tampubolon M.S  
2. Sigit Suhardianto S.T., M.T  
3. Ichy Lucya Resta, S.Pd, M.Si

Disetujui:

Pembimbing Utama



Drs. H. Nasri MZ, M.S  
NIP. 195812171989021001

Pembimbing Pendamping



Ira Kusuma Dewi S.Si., M.T  
NIP. 198701172019032015

Diketahui:

Dekan,

Prof. Drs. Damris M, M.Sc., Ph.D.  
NIP. 196605191991121001

Ketua Jurusan,

Dr. Lenny Marlinda, S.T., M.T.  
NIP. 197907062008122002

## RIWAYAT HIDUP



M Panji Adhar, dilahirkan di Bajubang pada tanggal 24 April 1996. Penulis telah mengenyam pendidikan formal dimulai sejak Sekolah Dasar di SD YKPP Bajubang pada tahun 2008. Kemudian melanjutkan Sekolah Menengah Pertama di SMPN 2 Batanghari dan lulus pada tahun 2011. Lalu melanjutkan Sekolah Menengah Atas yang diselesaikan di SMAN Titian Teras H Abdurrahman Sayoeti Kota Jambi pada tahun 2014.

Pada tahun 2014 penulis diterima di salah satu perguruan tinggi swasta di Palembang dengan jurusan Teknik Informatika, penulis hanya menyelesaikan perkuliahan selama 2 semester, dalam 2 semester itu penulis merupakan anggota aktif dari Himpunan Mahasiswa Teknik Informatika (HIMTIK) dan Himpunan Mahasiswa Islam (HMI). Pada tahun 2015, penulis melanjutkan perkuliahannya dan terdaftar sebagai mahasiswa S-1 Program Studi Teknik Geofisika, Fakultas Sains dan Teknologi, Universitas Jambi.

Selama studi menjadi mahasiswa Teknik Geofisika Universitas Jambi, penulis aktif dalam kegiatan non akademik baik dalam ruang lingkup program studi maupun fakultas. Penulis merupakan anggota dari Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ANTAREJA Universitas Jambi (HMTGF ANTAREJA) dan penulis juga tergabung di SEG-UNJA SC (*Society Exploration of Geophysicist – Universitas Jambi Student Chapter*). Pada tahun 2017 penulis mengikuti seminar nasional yang diselenggarakan oleh HMGI di Kalimantan. Selain berpartisipasi dalam kegiatan non akademik.

Penulis juga telah menyelesaikan Praktek Kerja Lapangan di PT. Timah Tbk Bangka-Belitung dengan tema **“Potensi Timah Primer menggunakan Resistiviti”** dan terakhir penulis telah melaksanakan penelitian tugas akhir skripsi ini dari bulan November 2019 hingga Februari 2020 di Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan (PPPGL) Bandung dengan tema **“Karakterisasi Reservoir menggunakan Inversi Akustik impedansi di Perairan Aru Baratdaya”**.

## **PRAKATA**

Puji syukur penulis sampaikan kepada ALLAH SWT atas segala limpahan rahmat dan berkah-Nya kepada penulis selama pelaksanaan penelitian tugas akhir hingga penyusunan laporan hasil penelitian ini selesai dengan baik dan berjalan dengan lancar. Adapun laporan hasil penelitian ini diajukan sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan studi pada program S-I Teknik Geofisika.

Dalam kesempatan ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada semua pihak, yakni:

1. Kedua orang tua, Ayah dan Ibu yang selalu memberikan dukungan dan mendoakan penulis selama kegiatan penelitian tugas akhir ini hingga selesai dengan lancar.
2. Bapak Tumpal Bernhard Nainggolan selaku pembimbing yang telah membantu dan memberikan saran, arahan dan masukan selama kegiatan penelitian tugas akhir ini.
3. Bapak Nasri MZ beserta ibu Ira Kusuma Dewi selaku pembimbing yang telah memberikan saran dan masukan selama saya berada di lingkungan kampus universitas Jambi.
4. Ari Saputra, Abdullah Ali, Ana Okta, dan Rafida Aulia yang telah meluangkan waktunya selama berada diluar lingkungan kampus.
5. Seluruh teman-teman Teknik Geofisika 2015 Universitas Jambi yang selalu memberikan segala bentuk dukungan dan semangat sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian tugas akhir ini di PPPGL.
6. Delviana Ayu N, yang selalu memberikan semangat dan membantu saya dalam menyelesaikan skripsi saya.
7. Seluruh pihak yang telah turut berkontribusi dalam pelaksanaan kegiatan penelitian tugas akhir saya, yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu.

Penulis sangat menyadari bahwa laporan ini masih banyak kekurangan yang harus diperbaiki. Oleh karena itu, penulis dengan terbuka menerima segala bentuk kritik dan saran agar laporan ini dapat menjadi lebih baik lagi. Pada akhirnya, penulis mengucapkan terima kasih kembali atas dukungan semua pihak dan semoga laporan ini dapat bermanfaat.

Jambi, 12 Juli 2021

M Panji Adhar

F1D315030

## DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN PERNYATAAN.....	i
RINGKASAN.....	ii
SUMMARY.....	iii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iv
RIWAYAT HIDUP.....	v
PRAKATA.....	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL.....	x
I. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Identifikasi dan Perumusan Masalah.....	2
1.3. Tujuan.....	2
1.4. Manfaat Penelitian.....	2
II. TINJAUAN PUSTAKA.....	3
2.1 Penelitian yang Relevan.....	3
2.2 Geologi Regional Daerah Penelitian.....	6
2.3 <i>Tectonic Setting</i> .....	6
2.4 Stratigrafi Regional.....	7
2.5 <i>Petroleum System</i> .....	10
2.6 <i>Well Logging</i> .....	12
2.7 Gelombang Seismik.....	18
2.8 Karakterisasi Reservoir.....	22
III. METODOLOGI PENELITIAN.....	27
3.1 Waktu dan Tempat.....	27
3.2 Data dan Peralatan.....	28
3.3 Metode Penelitian.....	29
3.4 Diagram Alir Penelitian.....	32
IV. HASIL DAN PEMBAHASAN.....	33
4.1 Identifikasi Zona Target.....	33
4.2 Analisis Ketebalan Tuning.....	35
4.3 Analisa Sensitivitas.....	36
4.4 Well Seismic Tie.....	38

4.5	Hasil Penelusuran <i>Horizon</i> .....	39
4.6	Analisis Pra Inversi .....	40
4.7	Inversi Akustik impedansi.....	42
4.8	Peta Struktur Waktu ( <i>Time Structure Map</i> ).....	44
V.	KESIMPULAN DAN SARAN .....	46
5.1	Kesimpulan .....	46
5.2	Saran .....	46
	DAFTAR PUSTAKA .....	47
	LAMPIRAN.....	

## DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Blok Area Penelitian.....	6
2. <i>Kerangka Tektonik Sub-Cekungan Barakan</i> .....	7
3. Kolom Stratigrafi Sumur PNJ-2 .....	8
4. Skema Petroleum System.....	10
5. Interpretasi Lapisan Batuan dengan Log Gamma Ray .....	12
6. Respon Log Porosity Terhadap Litologi Dan Perbedaan Fluida.....	13
7. Grafik Log Density Terhadap Respon Litologi.....	14
8. Interpretasi Log Porosity & Log Densitas (Schlumberger,1989).....	14
9. Crossover Neutron Porosity Log & Density Log (Geomore) .....	15
10. Respon Log Resistivity Perbedaan Air Formasi (Rider,1996).....	16
11. Grafik Log Sonic Terhadap Respon Litologi (Rider, 2002).....	17
12. Respon Log Calliper Terhadap Diameter Dinding Sumur .....	17
13. <i>Wavelet</i> tiap Fasa (Agus Abdullah, 2007) .....	21
14. Sintetik Seismogram (Sukmono, 1999) .....	22
15. Konsep Dasar Inversi Seismik (Sukmono, 2007) .....	21
16. Klasifikasi Seismik Atribut (Brown, 2000).....	24
17. Daerah Penelitian.....	25
18. Data Log Sumur PNJ-2.....	28
19. Data Log Sumur PNJ-3.....	28
20. Korelasi Sumur PNJ-2 dan PNJ-3.....	31
21. Korelasi Sumur PNJ-3 dan PNJ-4.....	31
22. Data Log dan Zona Target Sumur PNJ-2 .....	32
23. Data Log dan Zona Target Sumur PNJ-3.....	33
24. Ekstraksi <i>Wavelet</i> Sumur PNJ-2.....	33
25. Ekstraksi <i>Wavelet</i> Sumur PNJ-3 .....	34
26. Crossplot Sumur PNJ-2 .....	35
27. Crossplot Sumur PNJ-3.....	35
28. <i>Wavelet Bandpass</i> Sumur PNJ-2.....	36
29. <i>Wavelet Ricker</i> Sumur PNJ-3.....	37
30. <i>Picking Horizon</i> Sumur PNJ-2.....	37
31. <i>Picking Horizon</i> Sumur PNJ-3.....	38
32. Analisis Pra Inversi Metode Model Based .....	39
33. Analisis Pra Inversi Metode Bandlimited .....	39
34. Analisis Pra Inversi Metode Sparse Spike.....	40
35. Inversi Bandlimited Sumur PNJ-2 .....	41
36. Inversi Model Based Sumur PNJ-3 .....	42
37. Peta Struktur Formasi Ekmai.....	43
38. Peta Struktur Formasi Flamingo and Flover.....	43

## **DAFTAR TABEL**

Tabel	Halaman
1. Batuan Reservoir Daerah Penelitian .....	21
2. Respon Litologi Batuan Terhadap Log Sonic.....	24
3. Jadwal Penelitian .....	25
4. Data Log Sumur.....	32
5. Perbandingan Ketebalan Tuning dengan Ketebalan Target .....	33

# I. PENDAHULUAN

## 1.1. Latar Belakang

Minyak dan gas bumi masih merupakan komoditi utama dunia. Di Indonesia, meskipun telah banyak ditemukan sumberdaya alternatif lainnya, sumberdaya ini masih menjadi pilihan utama baik sebagai penghasil devisa maupun pasokan kebutuhan energi dalam negeri. Dalam kegiatan industri Hulu Migas, tahapan eksplorasi dianggap sangat penting karena berhubungan dengan capaian target serta keberlangsungan kegiatan tersebut. Tahapan eksplorasi Migas diharapkan dapat efektif dengan memperkecil risiko ketidakpastian dan memperbesar akurasi serta realisasi dari prediksi yang dilakukan dengan pendekatan kajian Geologi dan Geofisika (G&G). Kajian geologi dilakukan dengan studi geologi regional, stratigrafi, analisis, cekungan, kehadiran source rock, reservoir, seal, jalur migrasi, dan sebagainya.

Wilayah timur Indonesia merupakan salah satu wilayah yang memiliki cadangan hidrokarbon yang cukup besar namun belum banyak dilakukannya survei lanjutan di daerah Indonesia timur dan potensi migas pada kawasan tersebut belum diketahui secara pasti, maka kajian sumber daya minyak dan gas bumi yang intensif dan efektif perlu dilakukan. Penelitian ini dilakukan di kepulauan Aru bagian Baratdaya salah satu wilayah bagian timur tepatnya di Provinsi Maluku, yang kemungkinan memiliki sumber cadangan hidrokarbon, Pemilihan lokasi ini didasari antara lain oleh penemuan Lapangan Abadi oleh Inpex Masela di daerah selatan Baratdaya dari Kepulauan Aru. dengan dilakukannya penelitian di daerah ini dapat menghasilkan data yang baik dan dapat digunakan untuk tahapan selanjutnya dalam penemuan hidrokarbon.

Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses untuk menjabarkan secara kualitatif dan atau kuantitatif karakter reservoir menggunakan semua data yang ada (Sukmono, 2002). Karakterisasi reservoir penting dilakukan untuk mengetahui keadaan bawah permukaan, terutama bagian reservoir minyak dan gas. Karakterisasi reservoir dapat ditentukan dengan mengetahui persebaran porositasnya. Dalam penentuan karakterisasi reservoir metode yang banyak digunakan adalah metode seismik inversi akustik impedansi. Akustik impedansi (AI) adalah suatu kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang merupakan hasil perkalian dari densitas batuan dan kecepatan. Akustik impedansi atau *acoustic impedance* (AI) merupakan sifat yang khas pada batuan yang merupakan hasil perkalian antar densitas ( $\rho$ ) dan kecepatan gelombang seismik ( $v$ ), setiap Perubahan nilai AI dapat menandakan perubahan karakteristik batuan seperti litologi, porositas kekerasan, dan kandungan fluida. AI dapat dianalogikan berbanding lurus terhadap kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas.

Atribut seismik sebagai ukuran kuantitatif lateral dari data seismik diintegrasikan dengan data well-logging dengan resolusi vertikal yang baik menjadi pilihan untuk dapat diterapkan. Respon fisika dari litologi yang teridentifikasi dalam well logging dapat membantu mengidentifikasi litologi reservoir yang dapat berupa sandstone maupun unconventional reservoir seperti karbonat. Perpaduan antara atribut seismik dan inversi akustik impedansi efektif untuk dijadikan sebagai landasan dalam mengambil tindakan terhadap reservoir. Dari perpaduan tersebut akan diperoleh berupa peta persebaran reservoir pada lapangan yang telah ditentukan sehingga dapat membantu

penentuan lokasi pemboran dan menghemat anggaran eksplorasi, hal tersebut membuat penulis berkeinginan untuk menjadikan topik karakterisasi reservoir.

### **1.2. Identifikasi dan Perumusan Masalah**

Identifikasi dan rumusan masalah pada penelitian ini yaitu:

1. Bagaimana litologi di daerah penelitian?
2. Bagaimana karakter reservoir dari analisa sensitivitas?
3. Bagaimana hasil inversi dan persebaran reservoir lapangan 'PNJ'?
4. Bagaimana zona sebaran yang mempunyai prospek hidrokarbon?

### **1.3. Tujuan**

Penelitian ini bertujuan untuk:

1. Mengidentifikasi karakter dari litologi yg berada di lapangan PNJ.
2. Mengidentifikasi zona reservoir dari parameter log yang sensitive terhadap perbedaan litologi batuan.
3. Menentukan nilai akustik impedansi hasil inversi pada persebaran reservoir.
4. Mengidentifikasi zona prospek hidrokarbon.

### **1.4. Manfaat Penelitian**

Hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan beberapa manfaat diantaranya:

1. Memberikan informasi tentang lapangan PNJ pada wilayah Aru Baratdaya.
2. Sebagai perbandingan data untuk melakukan tahapan pengembangan prospek di daerah penelitian.
3. Sebagai kontribusi penelitian di bidang Geofisika, di lingkup Jurusan Teknik Kebumihan, Fakultas Sains dan Teknologi, Universitas Jambi

## II. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Penelitian yang Relevan

Nofriadel dan Arif Budiman (2013) melaksanakan penelitian yaitu interpretasi data penampang seismik 2D dan data sumur pemboran Area "X" Cekungan Jawa Timur untuk mengetahui litologi penyusun batuan, pada penelitian tersebut didapat hasil arah penyebaran batuan, dan bentuk struktur dan ketebalan dari Formasi Kujung. Untuk data sumur yang digunakan mencakup *log gamma ray*, *log densitas*, *log resistivitas*, dan *log neutron*. Dalam tahap pengolahan data, dilakukan beberapa tahapan untuk mendapatkan hasil akhir berupa bentuk geometri dari formasi batuan hasil pengendapan yang ada di Cekungan Jawa Timur. Diantara tahapan tersebut adalah tahap pengolahan data sumur pemboran, pembuatan korelasi antar sumur, pembuatan peta struktur dan ketebalan dari formasi batuan yang diinterpretasikan. Pembuatan peta struktur diawali dengan melakukan proses pengikatan antara data penampang seismik dengan data sumur pemboran (*well-seismic tie*).

*Well-seismic tie* dilakukan berdasarkan log densitas, data *checkshot*, dan data *sonic*. Dari data-data ini, dihitung besar nilai akustik impedansi batuan, nilai koefisien refleksi antar batuan, dan pembuatan sintetik seismogram yang disesuaikan dengan bentuk data seismik. Setelah proses *well-seismic tie* maka dilanjutkan dengan *picking horizon* dan *fault* (patahan). Pada proses ini dilihat ada atau tidaknya sesar. Adanya sesar dapat dikenali dengan ketidakmenerusan refleksi gelombang seismik pada penampang seismik maupun dengan menggunakan peta atribut seismik dari nilai koherensi yang rendah. Setelah *picking horizon* dan struktur selesai, dilanjutkan dengan proses *gridding* dan *mapping* untuk bisa menghasilkan bentuk peta struktur dan ketebalan dari Formasi Kujung.

Hasil *picking horizon* dibuat menjadi peta struktur domain waktu. Konversi peta struktur domain waktu ke domain kedalaman dilakukan dengan menggunakan kecepatan regional yang telah dibuat PT.CPI dan dari kurva *vertical function (time-depth)* dari *checkshot* pada lapangan X kemudian dibandingkan. Dari perbandingan didapat peta struktur kedalaman yang di konversi menggunakan *vertical function (time-depth)* yang dibuat dari *checkshot* memiliki *mistie* yang lebih kecil kemudian peta struktur kedalaman yang baru ini dibandingkan dengan peta struktur kedalaman yang terdahulu kemudian dianalisis. Berdasarkan penelitian ini diketahui bahwa penyebab kesalahan karena *Well Seismic Tie* dan adanya *fault* kecil di dekat sumur terbaru. Sehingga berakibat kesalahan peletakan *marker* formasi, dan menyebabkan kesalahan *picking horizon*.

Fahmi Aulia Rahman (2016) telah melakukan penelitian *Time To Depth Conversion* dalam suatu tahapan interpretasi seismik merupakan hal yang penting, hal ini dikarenakan domain seismik yang masih dalam domain waktu harus diubah menjadi domain kedalaman untuk merepresentasikan dalam kondisi sesungguhnya. Pada penelitian ini digunakan metode *single function time to depth conversion*. Metode *single function* adalah salah satu metode konversi domain kedalaman yang mengacu terhadap hubungan domain waktu dan kedalaman dari data *checkshot* tiap sumur yang tercakup dalam peta struktur (Abdullah, 2009). Pada penelitian ini terdapat beberapa tahap konversi domain kedalaman, yaitu yang pertama adalah mendapatkan persamaan regresi linier yang merepresentasikan hubungan domain waktu dengan kedalaman tiap sumur

pada masing-masing formasi, selanjutnya adalah mengkalkulasikan persamaan tersebut terhadap peta struktur domain waktu, kemudian mencocokkan peta hasil kalkulasi dengan tops data sumur tiap formasi.

Dida kusnida et al (2018) melakukan penelitian Stratigrafi Seismik Cekungan Aru, Papua Barat Menurutny berdasarkan model polisekuen dari Sapin dr. (2009), penafsiran rekaman seismik dari Cekungan Aru dapat dibagi menjadi 4 sekuen seismik. 4 sekuen seismik berupa sekuen pre-ekstensi, sin-ekstensi, pos-ekstensi

dan sin-inversi. Morfologi yang terdapat di daerah survey terdiri atas Punggungan Kepulauan Aru bagian barat, Cekungan Aru dan Punggungan Kepulauan Kai bagian timur. Litostratigrafi Sedimen Dasar Laut Penginti gayaberat menunjukkan bahwa sedimen permukaan dasar laut Cekungan Aru pada umumnya tersusun atas lempung-serpihan lunak berwarna abu-abu kehijauan. Sedimen yang mengisi Cekungan Aru dicirikan oleh sedimen fraksi halus pasca deformasi berumur Pliosen sampai Resen yang dapat diklasifikasikan sebagai sedimen terigenus, atau sedimen pelagik terutama terdiri dari sisa-sisa cangkang mikroorganisme baik terigen maupun biogenik. Sedimen pengisi yang berprogradasi ke arah utara-baratlaut dan tersesarkan di tengah-tengah cekungan, serta hampir tidak adanya sesar-sesar yang memotong sekuen seismik 4 (lihat sesar di tenggara Aru 3) menunjukkan bahwa sesar-sesar normal ini tidak aktif sebelum fase inversi pada jaman Plistosen Akhir. Tipe sesar normal yang dijumpai di Cekungan Aru menunjukkan tektonik sin-ekstensi yang berhubungan dengan pergerakan zona sesar geser mengiri pembentuk Cekungan Aru, dimana pergerakan ekstensi memodifikasi lingkungan tektonik ekstensi sebelumnya di dalam cekungan.

Sri Nofrianti et al (2016) melakukan penelitian Karakterisasi Reservoir Menggunakan Inversi Deterministik Pada Lapangan F3 Laut Utara, Belanda Mengatakan bahwa *crossplot* antara *gamma ray* dan densitas yang berkisar antara 0-25 API dan densitas berkisar antara 2400- 2900 kg/m<sup>3</sup> merupakan *limestone* (kotak warna hitam), sedangkan nilai *log gamma ray* yang berkisar antara 25-75 API dan densitas berkisar antara 2100-2200 kg/m<sup>3</sup> (kotak warna merah) merupakan *sandstone*. Dapat disimpulkan ketika *gamma ray* sangat rendah dan densitasnya sangat tinggi maka terdapat *limestone* dan ketika *gamma ray* sangat tinggi dan densitasnya sangat rendah maka terdapat *shale*.

Timur Dikman et al (2015) dengan topik Korelasi Data Log Sumur dan Seismik untuk Penyebaran Litologi dan Porositas Reservoir Hidrokarbon Formasi Gumai Cekungan Sumatera Selatan mengatakan Secara umum, inversi akustik impedansi mirip dengan log sumur. Kesesuaian antara tras sintetis dan data sumur menunjukkan korelasi yang sangat baik dengan total korelasi 0,932. Error residual bervariasi dari 1668,39 sampai 12832,3 (m/s)\*(gr/cm<sup>3</sup>).

Fakta bahwa kecilnya error yang koheren mengindikasikan bahwa model yang dihasilkan merupakan representasi yang sangat baik dari data seismik asli. Hasil inversi akustik impedansi dengan algoritma *model based* dibandingkan dengan log asli. Kesesuaian antara tras sintetis dan data sumur menunjukkan korelasi yang sangat baik untuk sebagian besar sumur. Kedua algoritma inversi diatas menunjukkan nilai korelasi yang tinggi dan nilai error yang rendah. Sementara pada hasil inversi *model based* memiliki korelasi yang kurang baik. Korelasi log impedansi pada bagian sumur yang dangkal mirip dengan hasil inversi dan semakin dalam semakin kurang mirip kemungkinan disebabkan adanya

perbedaan resolusi antara seismik dan log sumur serta kualitas data seismik yang lebih buruk pada zona yang lebih dalam.

N F Isniarno et al (2017) dengan topik Implementasi Metode Seismik Inversi akustik impedansi dalam Memetakan Batuan Pasir dengan Pengoptimalan Parameter error dan Korelasi Serta Mentransformasikan Penyebaran Porositas. Dalam penelitiannya diketahui bahwa Crossplot antara gamma ray dan p-impedance memperlihatkan harga AI dapat digunakan untuk memisahkan litologi antara sand dan shale. Untuk mengetahui hubungan yang sesuai antara akustik impedansi dengan porositas, maka nilai porositas yang digunakan haruslah nilai porositas efektif, dengan harapan porositas efektif mewakili nilai porositas yang sebenarnya. Nilai porositas efektif yang digunakan telah dipilah berdasarkan kesamaan trend antara porositas efektif dan porositas total. Dari hasil inversi bandlimited dan model-based *Hard Constraint* serta model-based *Soft Constraint*, maka hasil inversi model-based *Hard Constraint* menghasilkan impedansi yang paling baik dibandingkan dengan kedua jenis inversi lain.

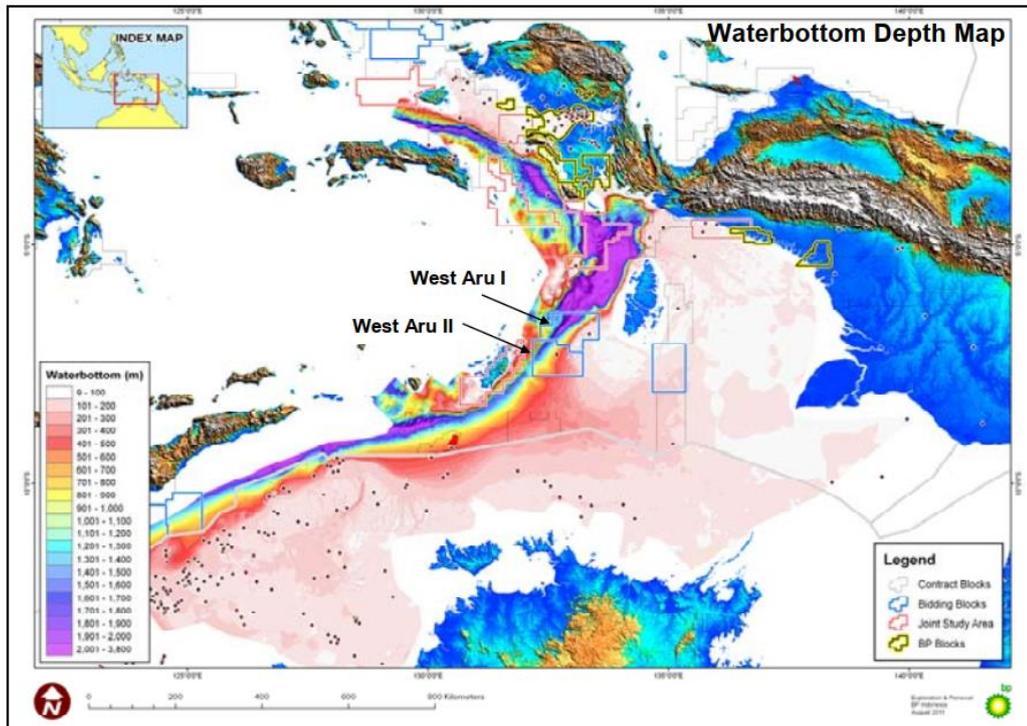
Ridho Fahmi et al (2016) dengan topik Karakterisasi Reservoir Karbonat Dengan aplikasi seismik atribut dan inversi seismik akustik impedansi. Menalisa bahwa *depth structure maps* membantu untuk melihat kemungkinan kedalaman dari reservoir. Analisa Atribut Amplitudo RMS pada Top Reservoir Karbonat menunjukkan zona *brightspot* yang mengindikasikan porositas tinggi dan hidrokarbon. Hasil inversi akustik impedansi dari model ini menunjukkan bahwa terdapat zona AI tinggi yang menunjukkan bahwa zona reservoir merupakan lapisan karbonat dengan intrusi zona impedansi rendah yang diindikasikan sebagai hidrokarbon pada zona reservoir.

Nur Najmiah et al (2016) Meneliti tentang Karakterisasi Reservoir Karbonat Menggunakan Analisis Seismik Atribut dan Inversi akustik impedansi (AI) Pada Formasi Kais Lapangan "NNT", Cekungan Salawati, Papua. Dimana Analisis Atribut Variance dapat menunjukkan delineasi bentuk dari bodi karbonat reef ditunjukkan dengan nilai diskontinuitas yang tinggi. Analisis crossplot dilakukan antar log neutron-porosity (NPHI) dan nilai akustik impedansi oleh log p-impedansi yang didapatkan dari perkalian antara log sonic (p\_wave) dan log density, untuk memisahkan zona yang memiliki porositas yang baik (porous) dan zona yang kompak (tight) pada reservoir karbonat. hasil crossplot antara log Neutron-porosity (NPHI) dan log akustik impedansi (AI) pada litologi karbonat digunakan untuk membedakan karbonat yang bersifat porous dan karbonat yang tight. Sebagaimana diketahui karbonat yang porous ditunjukkan dengan nilai impedansi yang relatif rendah dan neutron-porosity yang tinggi.

Sri Wahyuni (2017) Penerapan Metode Inversi akustik impedansi Untuk Karakterisasi Reservoir Minyak dan Gas Bumi Di Selat Madura. Dalam penelitiannya mengatakan bahwa lapisan batu pasir pada sumur A1 memiliki nilai akustik impedansi yang cukup tinggi. Secara geologi, hal ini dapat disebabkan oleh sementasi lapisan pasir yang sangat tinggi sehingga menyebabkan lapisan batu pasir lebih padat. Berdasarkan analisis korelasi, galat (error) dan penampang hasil inversi, disimpulkan bahwa inversi seismik dengan menggunakan metode berbasis model lebih baik dibandingkan dengan metode rekursif baik secara kuantitatif maupun kualitatif dalam mengkarakterisasi reservoir hidrokarbon.

## 2.2 Geologi Regional Daerah Penelitian

Secara regional Sub-Cekungan Barakan terletak di lepas pantai ujung barat Wilayah Arafura dan merupakan bagian dari barat laut Paparan Kontinen Australia. Di sebelah utara dan barat dibatasi oleh Palung Aru dan busur kepulauan, sementara ke timur dibatasi oleh Pulau dan Tinggian Aru.



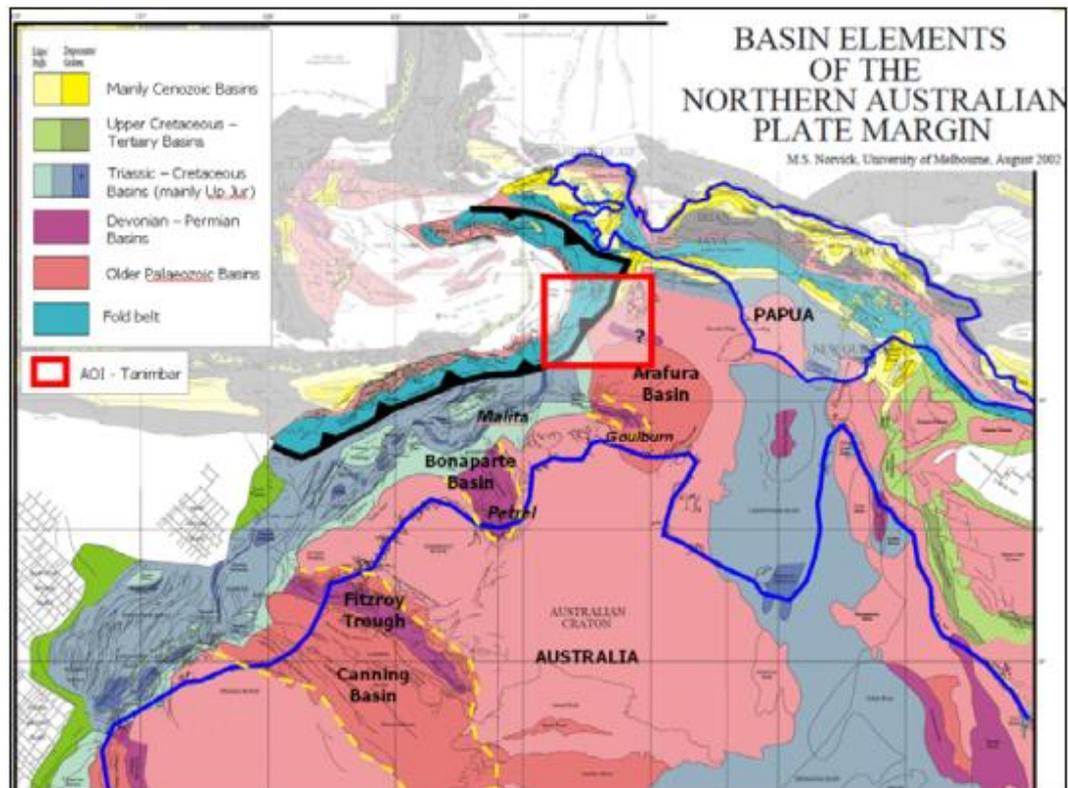
**Gambar 1.** Blok Area Penelitian (BP Indonesia, 2011)

Cekungan ini terisi oleh seri sedimen Paleozoik, Mesozoik dan Kenozoik yang terendapkan pada lingkungan darat hingga laut dalam. Pada peta-peta kontur struktur yang sudah dibuat berdasarkan 6 batas sikuen (SB) yang ditentukan menunjukkan adanya beberapa pola struktur yang berkembang sejak Paleozoikum. Arah struktur yang terbentuk relative berarah utara-selatan sampai timurlaut baratdaya. Struktur-struktur terban yang berarah relative utara-selatan terbentuk selama Paleozoikum akibat tektonik ekstensi yang terjadi di daerah ini, secara regional terjadi 3 periode tektonik ekstensi selama Paleozoikum sampai Mesozoikum. Tektonik tersebut yang bertanggung jawab terhadap terbentuknya struktur terban dan Sub-Cekungan Barakan. Selanjutnya pada fase ekstensi terjadi pengisian seri sedimen pada daerah cekungan tersebut dan pada Kapur terjadi tektonik kompresi yang mengangkat daerah tersebut. Tektonik yang terakhir adalah kompresi pada Tersier Akhir berkaitan dengan penunjaman lempeng pada busur banda. Tektonik tersebut di atas menyebabkan terban-terban yang pernah terbentuk mengalami reaktivasi kembali menjadi sesar naik dan membentuk lipatan serta beberapa turun kembali.

## 2.3 Tectonic Setting

Kawasan Timur Indonesia secara tektonik berada dalam zona interaksi antara tiga wilayah lempeng tektonik utama Bumi: lempeng Eurasia, Indo-Australia dan Pasifik. Tiga lempeng utama telah bertabrakan, tertekuk dan saling mendorong melewati satu sama lain sejak sebelum Miosen. Secara tektonik,

cekungan ini berada didaerah yang kompleks dan telah aktif sejak zaman Paleozoikum dan berlanjut hingga saat ini. Sejumlah benua mikro dan sebagian samudera telah ditemukan atau bertambah pada margin aktif yang sedang mengalami evolusi tektonik Kenozoikum di Indonesia Timur. Hasil dari tektonik ini merupakan interaksi ditampilkan dalam konfigurasi cekungan Present Day area di mana NW Shelf of Australia dan cekungan Arafura / Barakan di Indonesia adalah didominasi oleh cekungan Paleozoikum ke Mesozoikum yang berkaitan dengan sistem tektonik ekstensional sedangkan area kepala burung didominasi oleh cekungan Tersier yang telah dipengaruhi oleh sistem tektonik kompresional Gambar 2.



**Gambar 2.** Kerangka Tektonik Sub-Cekungan Barakan (BP Indonesia, 2011)

#### 2.4 Stratigrafi Regional

Stratigrafi daerah Sub-Cekungan Barakan masih terbelang sedikit dalam hal pembahasan dikarenakan daerah kompleks yang masih banyak misteri didalamnya.

SYSTEM	LITHOLOGY	MDRKB (TVSS)	FORMATION	LITHOLOGY DESCRIPTION	
QUARTERNARY		1894' (-1836')	BURU	MASSIVE CLAYSTONE WITH MINOR INTERBEDDED SANDSTONE	
			<hr/>		
TERTIARY		3548' (-3526')	YAWEE	MASSIVE LIMESTONE	
			4400' (-4338')	ADI MB	MASSIVE SANDSTONE AND MINOR LIMESTONE
			5237' (-5173')	WARUPI	INTERBEDDED DOLOMITE AND LIMESTONE
			<hr/>		
UPPER CRETACEOUS		5300' (-5566')	EKMAI	MASSIVE SANDSTONE AND MINOR CLAYSTONE	
			6245' (-6381')	WANGARLU	INTERBEDDED SANDSTONE AND CLAYSTONE
			<hr/>		
			<hr/>		
			8525' (-8462')	MONTARA	INTERBEDDED SANDSTONE GAUCONITIC SANDSTONE AND CLAYSTONE
CAMBRIAN		8750' (-8687')	WESSEL GROUP	INTERBEDDED SANDSTONE AND CLAYSTONE	
			INTERBEDDED SHALE, SILTSTONE AND CLAYSTONE		

**Gambar 3.** Kolom Stratigrafi (Setiawan, 2013)

### Group Wessel

Formasi ini setara dengan Group Goulburn merupakan batuan sedimen yang tertua di Sub-Cekungan Barakan yang menumpang tidak selaras di atas batuan basement. Group Goulburn disusun oleh perlapisan batulempung pasiran bagian bawah dan batugamping serta batugamping dolomitan di bagian atas, secara umum satuan batuan ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal (inner neritik-sublitoral), beumur Ordovician.

### Group Montara

Mewakili Formasi Flamingo dan Formasi Echuca Shoals. Formasi-formasi yang secara stratigrafi berada di atas Group Goulburn tidak semuanya berkembang di daerah Barakan, seperti Formasi Hyland Bay, Formasi Flover, dan Formasi Piniya. Group Montara diwakili oleh Formasi Flamingo. Formasi Flamingo diendapkan selaras di atas Formasi Plover yang disusun oleh perselingan batupasir, siltstone dan batulempung; batupasir abu-abuputih, lunak, halus-sedang, rounded, well sorted, argillaceous, glauconite, micromicaceous, carbonaceous, pyrite. Silt coklat-hitam, lunak, amorphous, micromicaceous, carbonaceous, pyrite, glauconite, halus. Batulempung abu-abu terang lunak, amorphous, carbonaceous, argillaceous. Pada akhir zaman Yura formasi ini sebagian mengalami pengangkatan dan penurunan sehingga pada

awal zaman Cretaceous terjadi ketidakselarasan pengendapan dengan seri sedimen di atasnya. Formasi Echuca Shoals diendapkan tidak selaras di atas Formasi Flamingo, satuan batuan ini disusun oleh perselingan antara silt, batulempung dan batupasir yang diendapkan pada lingkungan Middle-Outer Sublittoral, umur satuan batuan ini Lower Cretaceous. Tidak selaras di atasnya Formasi Eshuca Shoals diendapkan sedimentasi genanglaut Jura akhir-Eosen (Formasi Piniya, Formasi Ekmai, dan Formasi Waripi) pada cekungan-cekungan passive margin.

#### **Formasi Wangarlu**

Diendapkan selaras di atas Formasi Piniya disusun oleh perselingan batupasir, batulempung dan *silt stone* berumur *Middle-Upper Cretaceous* dan diendapkan pada lingkungan *outer sublithoral-upper bathyal*. Batulempung; abu-abu kehijauan, lunak, *calcareous, glauconite, pyrite, sticky*. *Siltstone*; putih, keras, *calcareous, grading* ke batupasir, halus-sedang, subangular, quarta, *glauconite*. Batupasir; putih, keras, *calcareous*, sedangkasar, subangular, quarta, *glauconite*.

#### **Formasi Ekmai**

Diendapkan selaras di atas formasi Wangarlu terdiri atas perselingan batupasir dan batulempung yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal *middle-outer sublittoral*, Umur satuan batuan ini *Upper Cretaceous*. Batupasir; bersih, putih, sangat halus-halus, subangular, *moderately well sorted, calcareous, argillaceous, glauconite*. Batulempung; abu-abu, kehijauan, lunak, *calcareous, subfissile, pyrite, glauconite*. Di atas sedimen ber umur *Cretaceous* diendapkan satuan batuan berumur Tersier yang terdiri antara lain:

#### **Formasi Waripi**

Diendapkan tidak selaras di atas Formasi Ekmai. Formasi ini diendapkan pada laut dangkal berupa batugamping dolomite berumur Eocene. Selaras di atasnya diendapkan sedimentasi *drift* yang ditunjukkan oleh adanya genang laut Oligosen (Adi Member).

#### **Adi Member**

Adi Member diendapkan tidak selaras di atas Formasi Waripi, satuan batuan ini disusun oleh lapisan batupasir putih, *cream green, unconsolidated*, sangat halusedang, *subrounded, moderately sorted, calcareous, pyrite, glauconite, carbonaceous, fossiliferous*. Satuan batuan ini diendapkan pada lingkungan *inner to middle sublittoral*, berumur Oligosen.

#### **Formasi Yawee**

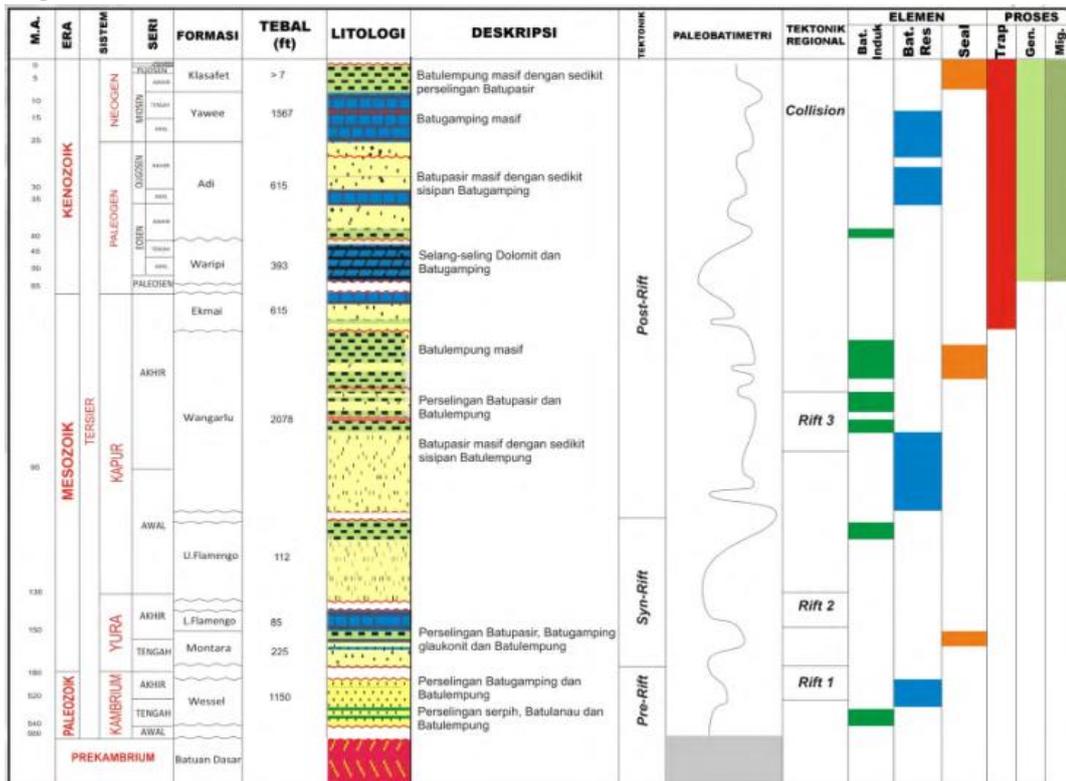
Formasi Yawee diendapkan tidak selaras di atas Adi Member, disusun oleh perlapisan batugamping dan batugamping Dolomite. Diendapkan pada lingkungan *innermiddle sublithoral*. Batugamping putih-abu-abu, keras, *microcrystalline, choky, fossiliferous*. Dolomite colat, keras, *crystalline, sacchoroidal, well sorted, fossiliferous, glauconite*. Formasi Yawee diperkirakan berumur Miocene-Pliocen.

**Formasi Buru**

Formasi ini diendapkan tidak selaras di atas Formasi Yawee, disusun oleh perselingan batulempung, batupasir, dan batugamping yang diendapkan pada lingkungan middle- outer sublittoral, berumur Plistocene. Batulempung: abu-abu, lunak, sticky, calcareous, fossiliferous, carbonaceous, pyrite, glauconite. Batupasir: abu-abu, sedang- kasar, subrounded, poorly sorted, very argillaceous, calcareous, fossiliferous. Batugamping: abu-abu-putih, argillaceous, macrocrystalline, fossiliferous, glauconite, dolomite.

**2.5 Petroleum System**

*Petroleum system* merupakan kumpulan dari faktor-faktor yang tidak dapat lepas dari keberadaan akumulasi hidrokarbon pada suatu daerah. Menurut Morris et al., (1985) petroleum system terdiri dari: batuan induk (*source rock*) yang matang, batuan reservoir (*reservoir rock*) yang porous dan permeabel, batuan tudung/penutup (*cap rock/seal*) yang *impermeable*, perangkap (*trap*), serta waktu migrasi yang tepat (*proper timing of migration*). Akumulasi hidrokarbon tidak akan terbentuk apabila terdapat salah satu aspek dalam *petroleum system* yang tidak terpenuhi. Pada suatu lapangan minyak, keterdapatannya akumulasi karbon akan selalu menjadi target eksplorasi minyak bumi dimana dalam pekerjaan eksplorasi minyak bumi dibutuhkan pengetahuan dan pemahaman detail mengenai kondisi geologi bawah permukaan, terutama mengenai kondisi reservoir pada lapangan Migas tersebut.



**Gambar 4.** Skema Petroleum System (Setiawan, 2013)

**Batuan Sumber (Source Rock).**

Sedimen yang kaya akan material organik yang mungkin telah terdeposit dalam berbagai lingkungan termasuk *deep water marine*, *lacustrine* dan *delta*. Dalam *Petroleum geology*, batuan induk mengacu pada batuan dimana

hidrokarbon telah atau mampu dihasilkan. Mereka membentuk salah satu elemen penting dari sebuah sistem petroleum (Koesoemadinata, 1980). Batuan induk utama di Cekungan Barakan berasal dari shale berumur lower-upper Jurassic dari Formasi Flaminggo dengan kandungan TOC 0,65-1,83 % dengan tingkat kematangan awal matang, diperkirakan oil window pada sub-Cekungan Barakan mulai pada kedalaman 7500'-8740', berdasarkan modeling geokimia berada pada kedalaman 2200-2500 meter. Batuan induk shale berumur Late Cretaceous dengan kandungan TOC 0,37%-1,27% menunjukkan gas prone (poor quality source rock). Batuan Induk shale berumur Middle Cambrian TOC 0,27-0.86% HI: 29-78, PY 230- 670 ppm (poor source rock potential).

#### **Perangkap.**

Perangkap hidrokarbon yang berkembang di Cekungan Barakan secara umum terbagi menjadi beberapa bagian. Prospek di bagian barat laut perangkap hidrokarbon berupa perangkap struktur berupa tilted fault block, sedangkan prospek-prospek di bagian timur berkembang dip closure, dan di bagian tenggara berkembang perangkap berupa kombinasi antara lipatan dan sesar (fault closure).

#### **Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*).**

Batuan yang mampu menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon. Dengan kata lain batuan tersebut harus memiliki porositas dan permeabilitas Batuan reservoir yang potensial di wilayah Arafura meliputi batugamping endapan laut dangkal dan dolomite dari Lower Flamengo Equivalen, Formasi Waripi dan Formasi Yawee yang berumur Yura awal sampai miosen. Beberapa batupasir dari Upper Flamengo Equivalen, Formasi Kopae, Formasi Ekmai dan Anggota Adi juga diketahui mempunyai porositas sedang sampai baik.

Reservoir berumur Paleozoik (Kambrium) yang sudah diobservasi melalui data sumur umumnya berkualitas rendah, tetapi diharapkan kenaikan porositas dapat terjadi melalui perubahan fasies secara lateral dan pembentukan porositas sekunder. Sebaliknya reservoir berumur Mesozoik umumnya mempunyai porositas yang baik yang memungkinkan penampungan hidrokarbon dari batuan sumber yang berumur Paleozoik.

Batuan reservoir utama di Cekungan Barakan berasal dari batupasir berumur Middle Jurassic (Formasi Plover), Batupasir berumur Late Yurassic, (Formasi Flaminggo), Batupasir berumur Early Cretaceous (Formasi Echuca Shoal), Batupasir berumur Late Cretaceous (Formasi Wangarlu), dan batupasir berumur Oligosen (Adi Member).

**Tabel 1.** Batuan Reservoir dari beberapa sumur (Setiawan, 2013)

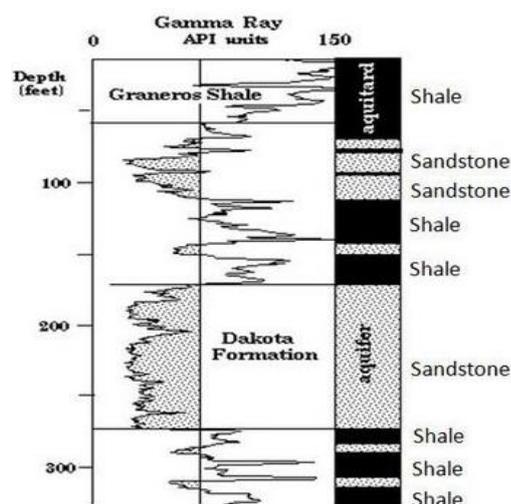
UMUR	SUMUR															
	Koba-1				Barakan-1				Kola-1				South Oeta-1			
	Fm.	Lit.	Tbl. (ft)	Por. (%)	Fm.	Lit.	Tbl. (ft)	Por. (%)	Fm.	Lit.	Tbl. (ft)	Por. (%)	Fm.	Lit.	Tbl. (ft)	Por. (%)
<b>Tersier</b>	Yawee	Btgp	1200	22	Adi Mbr	Btps	615	35	Yawee	Btgp	750	18	Yawee	Btgp	850	14
<b>Kapur</b>	Ekmai	Btps	75	24	Wangarlu	Btps	2070	15	Ekmai	Btps	180	11	Ekmai	Btps	125	8
<b>Jura</b>	Tipuma	Btps	270	19	Flamingo	-	-	10	Tipuma	Btps	310	17	-	-	-	-
<b>Trias</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Paleozoik</b>	-	-	-	-	Wessel	Btps	1150	10	Modio	Btps	716	16	Modio	Btps	135	4

## 2.6 Well Logging

*Logging* adalah metode atau teknik untuk mengkarakterisasi formasi di bawah permukaan dengan pengukuran parameter – parameter fisis batuan dalam lubang bor, sedangkan log adalah hasil rekaman dalam fungsi kedalaman terhadap proses *logging*. Tujuan dilakukannya *logging* adalah untuk mengetahui karakter fisik batuan di dalam lubang sumur secara in-situ sehingga dapat mengetahui kondisi bawah permukaan seperti litologi, porositas, saturasi air, permeabilitas, dan kandungan serpih yang ada dalam formasi. Data – data ini yang kemudian dapat diaplikasikan untuk tujuan – tujuan tertentu seperti karakterisasi reservoir, struktur, dan perhitungan volumetrik hidrokarbon (Serra, 1984). Secara umum Log terbagi atas:

### Log Gamma Ray.

Log *Gamma Ray* (GR) merupakan log yang memanfaatkan sinar gamma dalam perekaman, yaitu dengan memanfaatkan unsur-unsur radioaktif. Prinsip Log *Gamma Ray* digunakan untuk mengukur sifat keradioaktifan alami dalam suatu formasi dan untuk mengidentifikasi litologi dan untuk mengkorelasikan antar zona. Ketika terdapat suatu keadaan dimana terjadi peningkatan kandungan serpih (*shale*), maka hasil dari respon *Gamma Ray* akan meningkat karena konsentrasi unsur radioaktif dalam *shale*. Berbanding terbalik ketika log melewati litologi *Sandstone* dan *Carbonate* yang tidak mengandung *shale*, maka akan memiliki konsentrasi radioaktif yang rendah, dan menghasilkan hasil bacaan log *Gamma Ray* yang rendah pula. Sebenarnya *clean sandstone* juga dapat menghasilkan nilai respon bacaan log *Gamma Ray* yang tinggi jika batupasir tersebut mengandung *Potassium Feldspars*, *Micas*, *Glauconite*, ataupun *Uranium* kaya akan air. Selain kegunaannya untuk mengidentifikasi litologi dan korelasi zona, Log *Gamma Ray* juga dapat menyajikan informasi perhitungan volume serpih pada batupasir ataupun batuan karbonat. (George dan Charles, 1982).

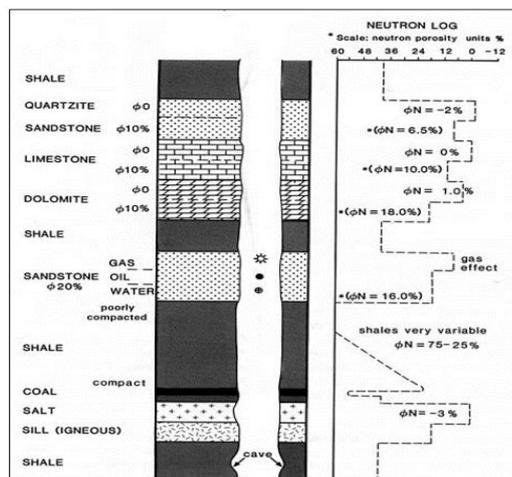


**Gambar 5.** Interpretasi Lapisan Batuan dengan Log *Gamma Ray* (kgs.ku.edu)

### Log Neutron Porosity.

Log ini digunakan untuk mengetahui karakteristik atau sifat dari litologi yang memiliki pori, dengan memanfaatkan sifat – sifat fisika batuan yang didapat dari sejumlah interaksi fisika di dalam lubang bor. Hasil interaksi dideteksi dan

dikirim ke permukaan barulah porositas dijabarkan. Pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks hidrogen yang terdapat pada formasi batuan. Indeks hidrogen didefinisikan sebagai rasio dari konsentrasi atom hidrogen setiap cm kubik batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75°F. Jadi, Log *Neutron Porosity* tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan.



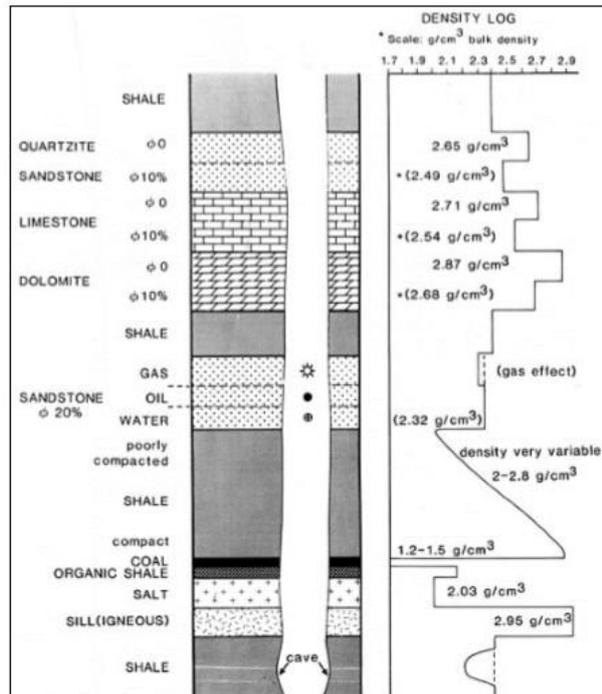
**Gambar 6.** Respon Log *Neutron Porosity* Terhadap Litologi Dan Perbedaan Fluida Pengisi Reservoir (Rider, 1996).

Secara sederhana, semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga, *shale* yang banyak mengandung hidrogen dan ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula. Untuk mengantisipasi *uncertainty* tersebut, maka pada praktiknya interpretasi porositas dapat dilakukan dengan mengelaborasi log densitas.

### Log Densitas.

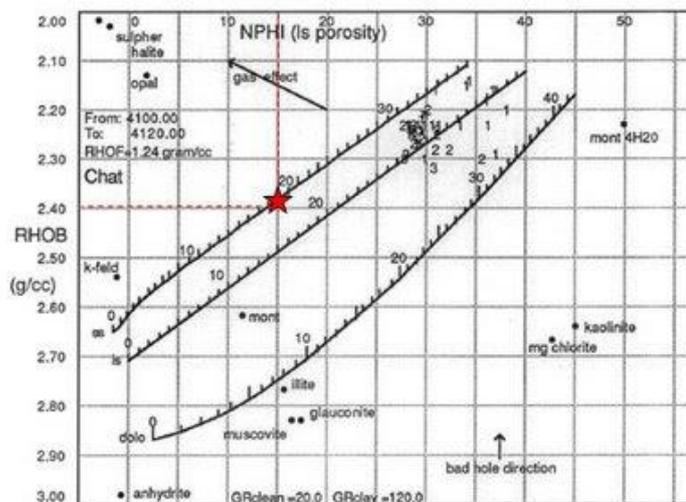
Log yang merekam secara terus menerus dari *bulk density* formasi. Densitas yang diukur merupakan semua densitas dari batuan termasuk batubara. Secara geologi *bulk density* adalah fungsi dari densitas dari mineral-mineral pembentuk batuan (misalnya matriks) dan volume dari fluida bebas yang mengisi pori (Rider, 1996). Dilakukan untuk mengukur densitas batuan disepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matrix batuan dan fluida yang terdapat pori-pori batuan.

Prinsip kerja log ini adalah memancarkan Sinar Gamma energi menengah ke dalam suatu formasi sehingga bertumbukan dengan elektron-elektron yang ada. Tumbukan tersebut akan menyebabkan hilangnya energi Sinar Gamma yang kemudian dipantulkan dan diterima oleh detektor yang akan diteruskan untuk direkam ke permukaan. Hal ini mencerminkan fungsi dari harga rata-rata kerapatan batuan. Kegunaan lainnya adalah menentukan harga porositas batuan, mendeteksi adanya gas, menentukan densitas batuan dan hidrokarbon, serta bersama-sama log neutron dapat digunakan untuk menentukan kandungan lempung dan jenis fluida batuan.



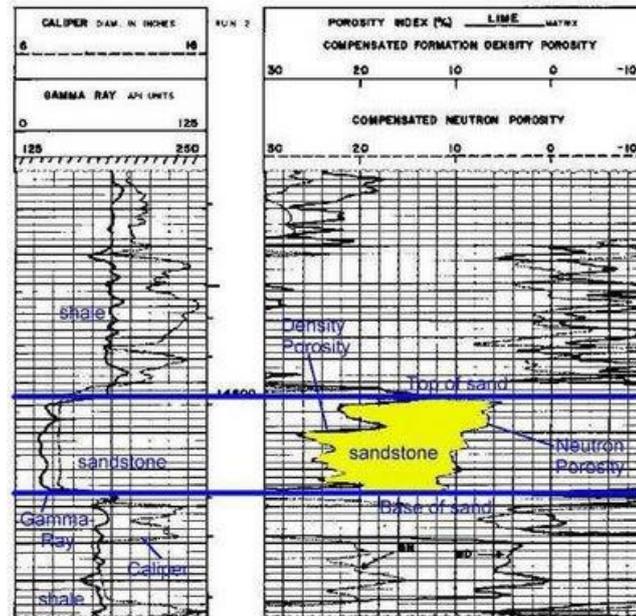
**Gambar 7.** Grafik Log Density Terhadap Respon Litologi (Rider, 1996).

Gambar dibawah ini menunjukkan teknik interpretasi porositas dan litologi dari data *density log* (RHOB) dan *neutron porosity* (NPHI) . Pada contoh dibawah, jika kita memiliki data dengan NPHI=15% dan RHOB=2.4 g/cc maka porositas yang sesungguhnya adalah 18% dan batuanya berupa SS (*Sandstone*).



**Gambar 8.** Interpretasi Menggunakan Log Neutron Porosity & Log Densitas (Schlumberger, 1989)

Penggabungan *neutron porosity* dan *density porosity log* sangat bermanfaat untuk mendeteksi zona gas dalam reservoir. Zona gas ditunjukkan dengan ‘*cross-over*’ antara *neutron* dan *density*. Untuk lebih jelasnya perhatikan gambar dibawah ini:



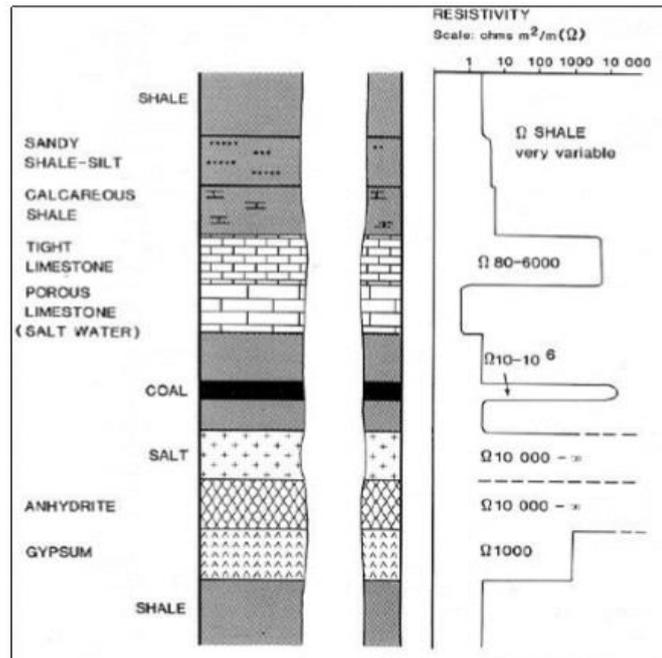
**Gambar 9.** Crossover Neutron Porosity Log & Density Log (Geomore)

### Log Resistivitas.

Metode untuk mengukur sifat batuan dan fluida berpori (minyak, gas, dan air) disepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahan kelistrikkannya. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan *Ohmmeter*, dan biasanya dibuat dalam skala *logarithmic*. Didalam pengukuran Log Resistivitas biasanya terdapat tiga jenis penetrasi resistivitas, yakni *shallow (borehole)*, *medium (invaded zone)*, dan *deep penetration*. Perbedaan kedalaman penetrasi ini dimaksudkan untuk menghindari salah tafsir pada pembacaan log resistivitas karena *mud invasion* (efek lumpur pengeboran).

Log Resistivitas memiliki kegunaan lain yakni untuk mendeterminasi tingkat kejenuhan atau saturasi air (*Water Saturation*), karena semakin tinggi saturasi air maka resistivitas akan semakin rendah. Dan juga dapat digunakan untuk membedakan lapisan reservoir dan non-reservoir, identifikasi jenis fluida (air formasi dan hidrokarbon) dan batas kontak fluidanya, menghitung nilai resistivitas air formasi dan salinitas air formasi.

Pada reservoir, nilai konduktifitas dipengaruhi oleh salinitas dan distribusi dari air formasi yang dikontrol oleh tipe porositas dan wettability dari formasi (Harsono, 1997).



**Gambar 3.** Respon Log Resistivity Terhadap Litologi dan Perbedaan Air Formasi (Rider, 1996)

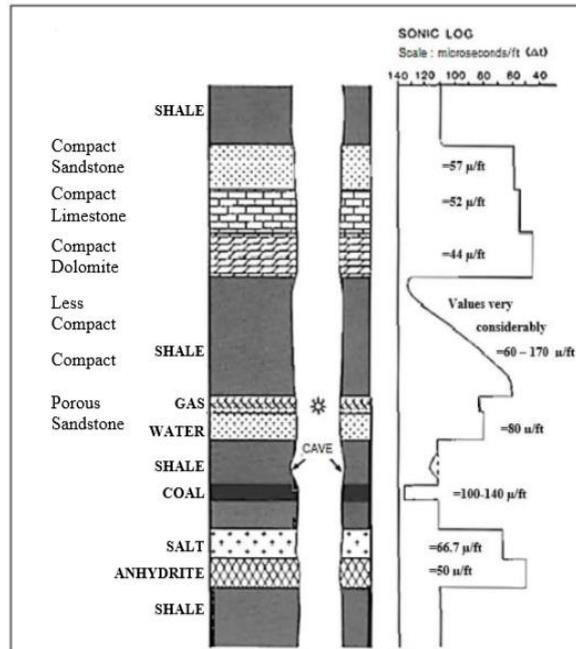
### Log Sonik.

Log yang bekerja berdasarkan kecepatan rambat gelombang suara. Gelombang suara yang dipancarkan kedalam suatu sumur pengeboran akan direspon berbeda-beda pada tiap formasi bergantung pada sifat geologinya seperti litologi, dan tekstur batuan, dalam hal ini adalah porositas.

**Tabel 2.** Nilai Litologi Batuan terhadap Respon Log Sonik

<b>Litologi</b>	$\Delta_{tma}$ ( $\mu s/ft$ )
Batu Pasir	55,5
Gamping	47,5
Dolomit	43,5
Garam	67
Air	189

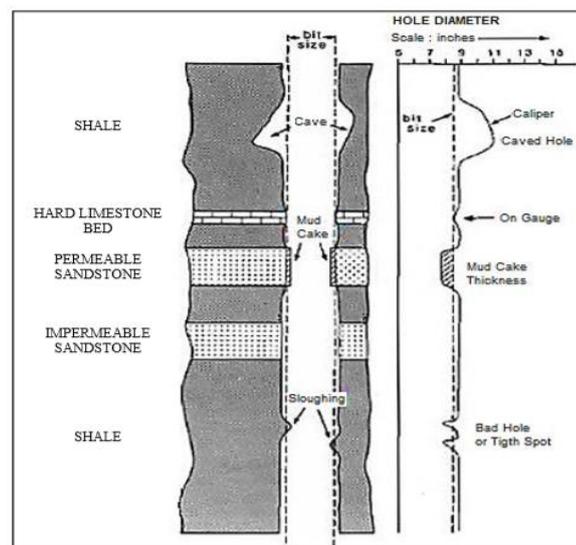
Respon dari log sonik merupakan respon litologi terhadap cepat rambat gelombang dimana gelombang yang merambat pada massa jenis batuan yang besar maka cepat rambatnya juga semakin besar dikecualikan jika batuan tersebut memiliki pori yang berisikan fluida sehingga gelombang mengalami penurunan akibat fluida pengisi pori tersebut. Seperti yang terdapat pada Gambar 12 yaitu grafik respon log sonik.



**Gambar 4.** Grafik Log Sonic Terhadap Respon Litologi (Rider, 2002)

### Log Calliper.

Alat untuk mengukur diameter dan bentuk suatu lubang bor. Alat ini memiliki 2, 4, atau lebih lengan yang dapat membuka di dalam lubang bor. Pergerakan lengan-lengan ini pada lubang akan diubah menjadi sinyal elektrik oleh *potentiometer*.



**Gambar 5.** Respon Log Calliper Terhadap Diameter Dinding Sumur (Rider, 1996)

Dalam sebuah lubang bor, diameter bersifat heterogen dari atas hingga dasar karena adanya efek tekanan dari lapisan batuan yang berbeda-beda akibat gaya tektonik. Kondisi ini yang menjadikan perbedaan dalam jumlah lengan *calliper*. Hasil logging calliper diplot pada suatu trek yang menggunakan ukuran *drilling bit* sebagai perbandingan atau dengan menggambarkan selisih hasil pembacaan calliper terhadap ukuran *bit* diameter.

Pada Gambar 12 menunjukkan respon log *calliper* terhadap diameter dinding sumur. Pada grafik *logging*, dapat ditemukan titik tertentu yang mengindikasikan volume dari lubang bor. Informasi berguna dalam mengestimasi jumlah lumpur pemboran di dalam lubang bor dan jumlah semen yang dibutuhkan untuk casing lubang. Dalam memenuhi kebutuhan ini, dapat dilakukan perhitungan secara matematis untuk memperoleh nilainya.

### **Ketebalan Tuning (Tuning Thickness)**

Ketebalan tuning adalah batas minimal ketebalan lapisan batuan yang mampu dilihat atau dibedakan oleh gelombang seismik. Besaran ketebalan tuning yang biasanya dipakai oleh kalangan geofisikawan adalah  $1/4$  panjang gelombang seismik.

### **2.7 Gelombang Seismik**

Gelombang seismik adalah gelombang elastik yang merambat dalam bumi. Bumi sebagai medium gelombang terdiri dari beberapa lapisan batuan antar satu lapisan dengan lapisan lainnya mempunyai sifat fisis yang berbeda. Ketidak kontinuan sifat medium ini menyebabkan gelombang seismik yang merambatkan sebagian energinya dan akan dipantulkan serta sebagian energi lainnya akan diteruskan ke medium di bawahnya (Telford et al., 1979).

Konsep dari metode seismik ini didasari oleh 3 hukum fisika yaitu Hukum Snellius, Prinsi Huygens dan Prinsip Fermat. Pertama adalah Hukum Snellius, yang menyatakan bahwa bila suatu gelombang jatuh pada bidang batas dua medium yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang tersebut akan dibiarkan, jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sam dengan sudut kritisnya. Gelombang akan dipantulkan, jika sudut datangnya lebih besar dari sudut kritisnya. Gelombang datang, gelombang bias gelombang pantul terletak pada suatu bidang datar.

Selanjutnya adalah Prinsip Huygens menyatakan bahwa setiap titik-titik pengganggu yang berada di depan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya deretan gelombang yang baru. Jumlah energi total deretan gelombang baru tersebut sama dengan energi utama.

Prinsip fermat menyatakan bahwa, jika sebuah gelombang merambat dari satu titik ke titik yang lain, maka gelombang tersebut akan memilih jejak yang tercepat. Jika gelombang melewati sebuah medium yang memiliki variasi kecepatan gelombang seismik, maka gelombang tersebut akan cenderung melalui zona-zona kecepatan tinggi dan menghindari zona-zona kecepatan rendah.

Metode seismik refleksi mengukur waktu yang diperlukan suatu impuls suara untuk melaju dari sumber suara, terpantul oleh batas-batas formasi geologi, dan kembali ke permukaan tanah pada suatu geopon. Refleksi dari suatu horizon geologi mirip dengan gema pada suatu muka tebing atau jurang. Metode seismik refleksi banyak dimanfaatkan untuk keperluan eksplorasi perminyakan, penentuan sumber gempa ataupun mendeteksi struktur lapisan tanah. Seismik refleksi hanya mengamati gelombang pantul yang datang dari batas-batas formasi geologi.

Gelombang pantul ini dapat dibagi atas beberapa jenis gelombang, yaitu Gelombang-P, Gelombang-S, Gelombang *Stoneley*, dan Gelombang *Love*. Sedangkan dalam seismik pantul, analisis dikonsentrasikan pada energi yang diterima setelah getaran awal diterapkan. Secara umum, sinyal yang dicari adalah gelombang-gelombang yang terpantulkan dari semua interface antar

lapisan di bawah permukaan. Analisis yang dipergunakan dapat disamakan dengan *echosounding* pada teknologi bawah air, kapal dan sistem radar.

Menurut Sanny (1998), kualitas seismik sangat ditentukan oleh kesesuaian antara parameter pengukuran lapangan yang menggunakan dengan kondisi lapangan yang ada. Kondisi lapangan yang dimaksud adalah berkaitan dengan kondisi geologi daerah yang akan disurvei.

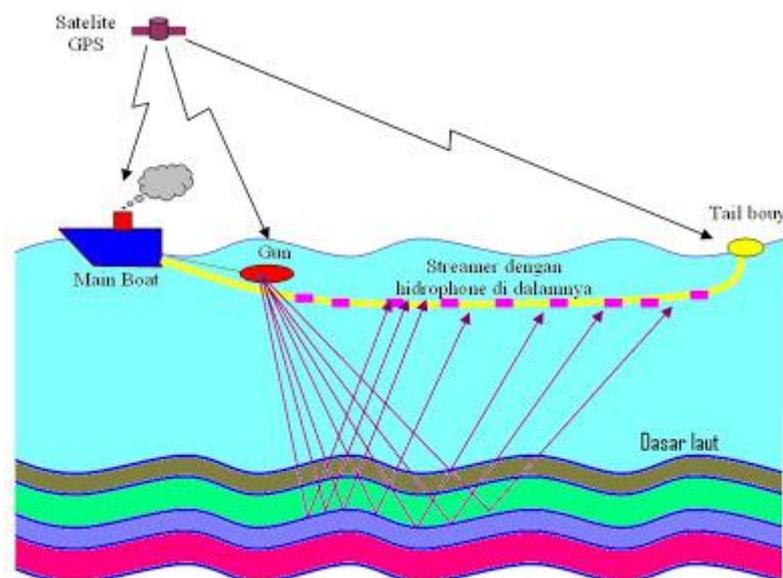
Tahap dalam Eksplorasi Geofisika meliputi :

1. Akuisisi Data Seismik.
2. Prosesing Data Seismik.
3. Intepretasi Data Seismik.

### **Akuisisi Data Seismik Laut.**

Akuisisi data seismik laut 2D dilakukan untuk memetakan struktur geologi di bawah laut dengan menggunakan peralatan yang cukup rumit seperti: streamer, air gun, perlengkapan navigasi dll.

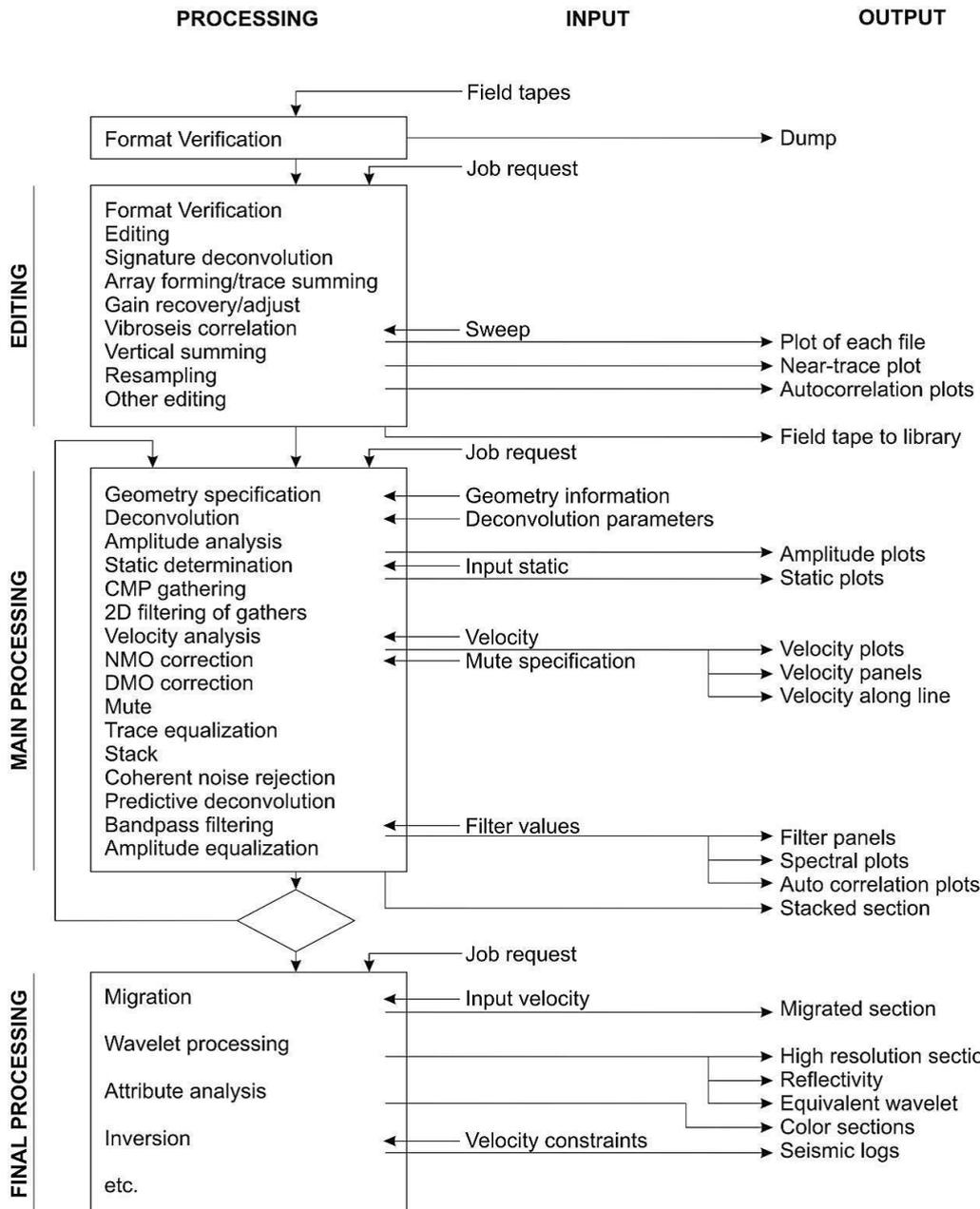
Skema akuisisi marin 2D dapat dilihat pada gambar dibawah ini:



Dalam praktiknya akuisisi seismic marin terdiri atas beberapa komponen: kapal utama, gun, streamer, GPS, kapal perintis dan kapal pengawal dan kadang-kadang perlengkapan gravity (ditempatkan di dalam kapal) dan magnetik yang biasanya ditempatkan 240 meter di belakang kapal utama (3 meter di dalam air).

### **Prosesing Data Seismik.**

Data hasil pengukuran seismik di lapangan akan dilakukan ke tahapan pengolahan data seismik. Tujuan dari pengolahan data seismik adalah untuk menghasilkan penampang seismik dengan S/N (signal to noise ratio) yang baik tanpa mengubah bentuk dari refleksi, sehingga dapat diinterpretasikan keadaan dan bentuk dari peralapisan dibawah permukaan bumi seperti apa adanya (Sismanto, 1996). Dengan demikian mengolah data seismik merupakan kegiatan untuk meredam noise atau memperkuat signal.



### Interpretasi Data Seismik

Interpretasi data seismik merupakan langkah terakhir dari tahapan seismik. Interpretasi merupakan penafsiran dari makna geologi yang terdapat pada data seismik dengan cara penelusuran horizon, pembacaan waktu, dan plotting pada penampang seismik yang hasilnya disajikan dalam penampang seismik. Penampang ini berguna untuk mengetahui struktur atau model geologi bawah permukaan. Interpretasi data seismik bertujuan untuk menentukan makna geologi dari suatu data seismik (Yilmaz, O. 1995).

### Koefisien Refleksi.

Suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki akustik impedansi yang berbeda. Untuk gelombang yang mengenai

batas lapisan pada normal impedans, koefisien refleksinya dapat ditulis dalam persamaan (1):

$$R = \frac{Z_1 - Z_0}{Z_1 + Z_0} \quad (1)$$

Dimana  $Z_0$  dan  $Z_1$  adalah impedans medium pertama dan medium kedua.

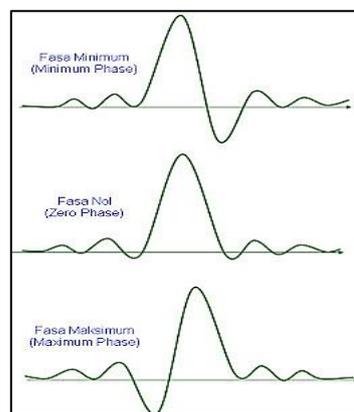
### **Wavelet.**

Sinyal *transient* yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Dapat dikatan juga bahwa *wavelet* merupakan gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone*. Terdapat dua jenis polaritas dalam *wavelet*, yaitu polaritas normal (*normal polarity*) dan terbalik (*reverse polarity*). Pada polaritas normal, kenaikan akustik impedansi akan digambarkan sebagai lembah (*trough*) pada trace seismik, sedangkan pada polaritas negatif, kenaikan akustik impedansi akan dilambangkan dengan puncak (*peak*) pada trace seismik (berdasarkan konvensi SEG, Yilmaz, O., 2001).

Ada empat jenis *wavelet* yang diketahui yaitu *wavelet* fase nol (*zero phase*), fasa minimum (*minimum phase*), fasa maksimum (*maximum phase*), dan fasa campuran (*mixed phase*). Dalam eksplorasi seismik, *wavelet* yang biasa digunakan adalah *zero phase* dan *minimum phase* (Russel, 1998). Sebuah *wavelet* memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Didalam istilah eksplorasi seismik, fasa sebuah *wavelet* dikenal sebagai fasa minimum, fasa nol dan fasa maksimum. Tapi yang paling banyak dipakai didalam pengolahan data dan interpretasi seismik adalah *wavelet* fase nol (Prihadi, S, 2004).

*Wavelet* fasa nol lebih menguntungkan dibandingkan dengan *wavelet* fase minimum. *Wavelet* fasa nol dengan puncak tunggal pada *arrival time*, dengan ekor seminim mungkin, akan memudahkan interpreter dalam penentuan waktu refleksi sehingga proses interpretasi kecepatan (*picking*) – dalam rekaman hiperbolik reflektor pada *gather* – menjadi lebih mudah dan akurat. *Wavelet* fasa nol simetri pada waktu sama dengan nol dan amplitudo maksimum umumnya berimpit dengan *spike* refleksi.

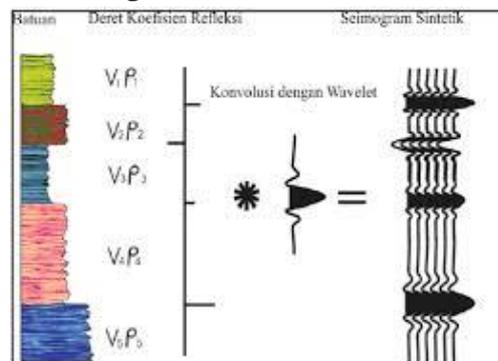
Gelombang seismik yang terekam (trace seismic) merupakan hasil konvolusi antara *wavelet* sumber dengan reflektor series. Konvolusi adalah suatu proses matematika yang mana diperoleh keluaran dari suatu masukan pulsa gelombang ke dalam sistem LTI (*Linear Time Invariant*) yang dioperasikan dengan notasi asterik (\*) (Sismanto, 1996). Sebagaimana dikemukakan oleh Fred J. Taylor (1994) bahwa “*The response of an at-rest, causal LTI system having an impulse response  $h(t)$  to a causal signal  $x(t)$ , is defined by the convolution process  $y(t) = h(t) * x(t)$ ”.*



**Gambar 13.** *Wavelet* tiap Fasa (Agus Abdullah, 2007)

### Sintetik Seismogram.

Data seismik buatan yang dibuat dari data sumur antara lain data log kecepatan, densitas dan *wavelet* yang di ekstrak dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka kita akan mendapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga akan didapatkan seismimogram sintetik pada daerah sumur tersebut. Seismogram sintetik ini digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Sebagaimana yang kita ketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (*Two Way Time*) sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*), sehingga sebelum kita melakukan pengikatan, langkah awal yang harus kita lakukan adalah konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat sintetik seismogram dari sumur.



**Gambar 146.** Sintetik Seismogram (Sukmono, 1999)

## 2.8 Karakterisasi Reservoir

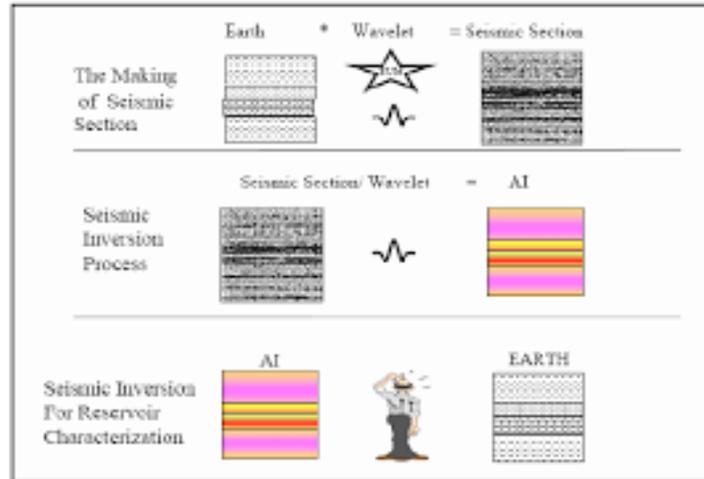
Pengertian karakterisasi reservoir adalah suatu proses untuk menjelaskan secara kualitatif maupun kuantitatif informasi yang terkandung dalam reservoir dengan menggunakan semua data yang ada. (Sukmono, 2002). Data yang digunakan utamanya adalah data seismik dan data well log (sonic dan density).

Proses karakterisasi reservoir sendiri ada tiga macam, yaitu deliniasi, deskripsi, dan monitoring. (Sheriff, 1991, opcite, Sukmono, 2002). Deliniasi reservoir berarti memberikan informasi geometri, struktur, atau facies dari reservoir. Deskripsi reservoir berarti memberikan informasi berupa parameter fisis dari reservoir tersebut seperti porositas, permeabilitas, dan sebagainya. Sedangkan monitoring berarti pengamatan perubahan-perubahan yang terjadi di dalam reservoir selama proses produksi.

### Seismik Inversi

Pengertian secara lebih spesifik tentang seismik inversi dapat didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data log sebagai kontrol. Definisi tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metode ke depan (*forward modelling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. (Russel, 1998) membagi metode seismik inversi ke dalam dua kelompok, yaitu inversi pre-stack dan inversi post-stack. Inversi adalah sebuah pemodelan goefisika yang dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi

rekaman seismik yang diperoleh. Akustik impedansi merupakan sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kedalaman, tekanan, dan temperatur. Dengan diketahuinya faktor-faktor tersebut menyebabkan akustik impedansi dapat digunakan sebagai indikator litologi.



**Gambar 15.** Konsep Dasar Inversi Seismik (Sukmono, 2007).

Data seismik akustik impedansi dapat digolongkan sebagai data atribut seismik yang diturunkan dari amplitudo. Hasil akhir dari inversi seismik adalah nilai impedansi. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa inversi seismik merupakan suatu usaha untuk merubah data seismik yang semula merupakan nilai amplitudo sebagai fungsi waktu menjadi nilai akustik impedansi sebagai fungsi waktu. Secara matematis, proses inversi seismik ditulis dengan persamaan:

$$R = T(s) * w^{-1} \quad (2)$$

Data seismik konvensional memandang batuan di bawah permukaan bumi sebagai batas antar lapisan batuan, sedangkan data akustik impedansi melihat batuan di bawah permukaan bumi sebagai susunan lapisan batuan itu sendiri. Dengan begitu data akustik impedansi relatif lebih realistis dalam menggambarkan lapisan di bawah permukaan bumi. Data akustik impedansi hasil inversi mampu memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai penyebaran batuan baik secara vertikal maupun lateral.

### **Akustik impedansi**

Akustik impedansi (AI) didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik. Semakin keras suatu batuan, maka nilai akustik impedansinya semakin besar. Secara fisis, akustik impedansi merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan, dapat dilihat dalam persamaan berikut:

$$AI = V \cdot \rho \quad (ms^{-1}kgm^{-3}) \quad (3)$$

Akustik impedansi dianalogikan sebagai *acoustic hardness* (Sukmono, 1999). Batuan yang keras (*hard rock*) dan sukar dimampatkan seperti batugamping (*limestone*) dan granit mempunyai akustik impedansi yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung (*clay*) yang lebih mudah dimampatkan mempunyai nilai akustik impedansi yang rendah. Nilai akustik impedansi yang dihasilkan juga dijadikan parameter dalam menentukan koefisien refleksi (KR). Nilai reflektifitas juga berbanding lurus dengan amplitude gelombang seismik. Koefisien refleksi merupakan kontras akustik impedansi pada setiap batas lapisan batuan sedimen. Nilai koefisien refleksi tersebut diperoleh dengan persamaan:

$$KR = \frac{AI2-AI1}{AI2+AI1} \quad (4)$$

### Metode Model Based

Metode inversi ini menggunakan model geologi sebagai input. Initial model ini didapatkan dari hasil interpretasi horizon dan juga ekstrapolasi impedansi dari well. Kemudian dilakukan ekstraksi *wavelet* dari data seismik. Setelah mendapatkan *wavelet*, dilakukan konvolusi *wavelet* tersebut dengan rangkaian nilai RC yang didapat dari model geologi awal, maka didapat sintetik seismik. Sintetik tersebut dibandingkan dengan data seismik asli untuk mengetahui besar error. Kemudian dilakukan revisi interpretasi baik horizon ataupun impedansi untuk meminimalisasi error. Berikut merupakan persamaan matematis yang digunakan dalam menyeimbangkan informasi data seismik dan data interpretasi:

$$J = \text{Weight}_1 ( T - W * RC ) + \text{weight}_2 ( M - H * RC ) \quad (5)$$

Dimana, T: seismic trace

W: *wavelet*

RC: reflectivity coefficient

M: estimasi model AI awal

H: operator integrasi untuk mendapat nilai impedansi

Nilai dari *weight*<sub>1</sub> dan *weight*<sub>2</sub> harus berjumlah satu. Apabila menggunakan persamaan seperti yang di atas maka disebut *stochastic inversion*, tetapi bila hanya menggunakan *weight*<sub>2</sub> (*weight*<sub>1</sub> = 0) maka disebut *constrained model*. Umumnya, inversi dengan menggunakan *constraint* lebih banyak digunakan daripada *stochastic* karena perubahan parameter impedansi maksimum lebih penting daripada perubahan parameter model constraint pada metoda *stochastic*.

### Metode Sparse Spike

Metoda inversi ini berusaha mencari rangkaian RC seminimal mungkin dan yang bernilai besar. Karena reflektor kuat menunjukkan adanya perubahan dalam geologi yang signifikan. Seperti ketidakselarasan, batas litologi, dan

sebagainya. Metode ini menggunakan proses dekonvolusi untuk mendapatkan rangkaian RC. Data seismik didekonvolusi dengan *wavelet* yang didapat dari hasil ekstraksi seismik. Ada beberapa metode dekonvolusi dalam proses sparse spike, yaitu maximum likelihood, linear programming, dan minimum entropy.

Secara singkat, prinsip sparse spike yaitu untuk menghasilkan rangkaian koefisien refleksi dengan prinsip dekonvolusi setelah mendapatkan *wavelet* yang bagus dari ekstraksi seismik. Metode ini hanya menggunakan spikes yang besar karena minor spikes dianggap hanya berupa multiple atau perbedaan geologi yang tidak begitu signifikan. Sedangkan prinsip inversi sparse spike dengan metode Norm L1 yaitu melakukan pembaruan RC hingga mendapatkan error yang kecil antara data seismik asli dengan initial model (Jason Geosystem, 1999 dalam Sukmono, 2007).

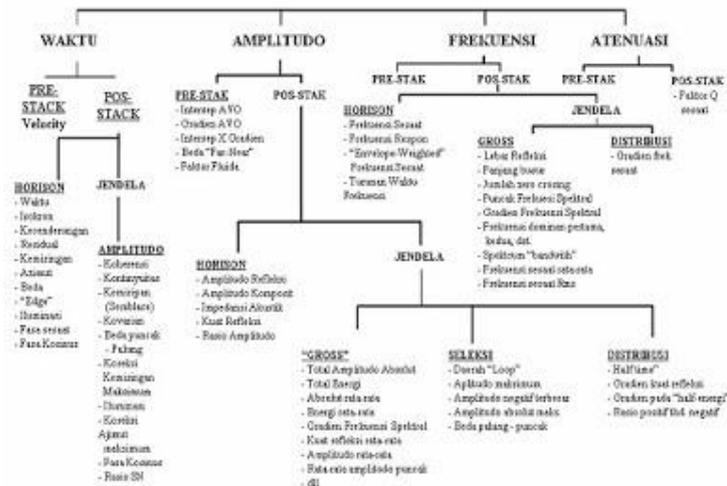
### **Metode Inversi Rekursif (Bandlimited)**

Metode rekursif atau biasa juga disebut dengan bandlimited inversion, mengabaikan efek dari *wavelet* dan memperlakukan trace seismik RC yang telah difilter oleh zero phase *wavelet*. Metode ini merupakan metode paling awal dan sederhana untuk menginversi data seismik. Metode ini merupakan metode paling sederhana yang tidak melakukan pelebaran frekuensi data yang ada. Namun ada juga kelemahan dari penerapan metode inversi ini seperti, noise yang ada pada data seismik akan dianggap sebagai reflektifitas yang akan ikut diproses dalam inversi, tidak ada kontrol geologi, dan hilangnya frekuensi rendah.

### **Seismik Atribut**

Analisa atribut seismik mulai diterapkan pada interpretasi seismik refleksi sejak tahun 1930-an, dimana saat itu para geophysicist mulai menelusuri refleksi yang menerus pada trace seismik yang terekam (Chopra dan Marfurt, 2005).

Perkembangan atribut seismik hampir sejalan dengan perkembangan pada teknologi komputer, contohnya penemuan digital recording pada tahun 1960an membantu meningkatkan kualitas data seismik khususnya pada pengukuran amplitudo, sehingga terdapat suatu korelasi yaitu pori-pori batuan yang terisi suatu hidrokarbon akan menunjukkan nilai amplitudo yang besar (dikenal dengan istilah bright spot). Lalu munculnya teknologi printer berwarna pada awal 1970 membantu menerapkan skala warna pada nilai kuat pada refleksi, frekuensi, dan fase. Selanjutnya pada tahun 1980-an muncul workstation yang sangat membantu interpreter hingga dapat mengintegrasikan data seismik dengan data lainnya seperti log dari sumur. Akhirnya saat ini dengan adanya workstation yang berteknologi semakin maju interpreter mengetahui atribut seismik dari data seismik yang semakin banyak pula (Chopra dan Marfurt, 2005).



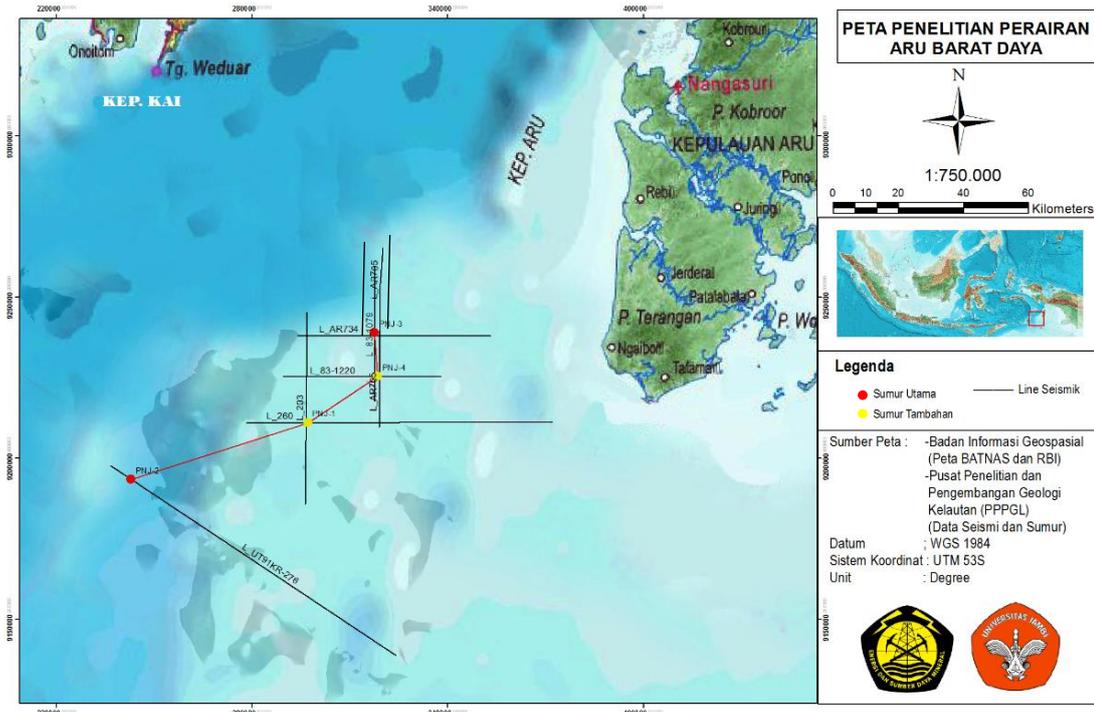
**Gambar 16.** Klasifikasi Seismik Atribut (Brown.2000)

Brown (2000) mendefinisikan atribut seismik sebagai suatu informasi dasar derivatif dari data seismik. Menurut Brown (2000) semua atribut yang ada bukanlah merupakan informasi yang mandiri, melainkan menurut cara yang berbeda-beda untuk menampilkan nilai tertentu suatu informasi dasar dari data seismik. Informasi dasar yang dapat diturunkan dari data seismik adalah waktu, amplitudo, frekuensi dan atenuasi yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut seismik.

### III. METODOLOGI PENELITIAN

#### 3.1 Waktu dan Tempat

Penelitian dilaksanakan selama 4 bulan dari bulan November 2019 sampai dengan Februari 2020. Tempat penelitian dilaksanakan di Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan (PPPGL) dengan studi kasus Aru Barat Daya, dengan titik koordinat pada sumur PNJ-1  $133^{\circ} 9' 00.48''$  dan PNJ-4  $133^{\circ} 21' 29.7''$ .



Gambar 17. Daerah Penelitian

Tabel 3. Kerangka Penelitian

Agenda Kegiatan	November				Des-Jan				Februari			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Studi Literatur												
Pengambilan & Pengolahan Data												
Pembahasan dan Diskusi												
Interpretasi Data												
Penyusunan Laporan												

### 3.2 Data dan Peralatan

#### Data

Adapun peralatan dan data yang dibutuhkan dalam penelitian ini:

**Data Seismik 2D PSM.** Data seismik 2D yang telah dilakukan proses *stacking* dan migrasi, terdapat 9 lintasan data seismik sebagai input data untuk didapatkan peta struktur.

**Data Sumur.** Menggunakan 2 data sumur yang mempunyai data *log* dan 2 sumur pendukung, berisikan beberapa data log sebagai parameter analisis inversi akustik impedansi pada penelitian ini. Hasil analisis inversi impedansi ini untuk mengetahui karakter reservoir di daerah penelitian

**Data Well Header.** Data yang memuat tentang riwayat pengeboran suatu sumur. Komponen yang ada pada well header yang digunakan pada penelitian ini antara lain nilai koordinat x dan y suatu sumur, nilai *kelly bushing surface* (KB), *Ground Level* (GL) dan total kedalaman sumur.

**Data Checkshot.** Digunakan untuk konversi domain waktu ke domain kedalaman dan nantinya akan digunakan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik pada saat *well-seismic-tie*. Data *checkshot* juga digunakan untuk mendapatkan hubungan kedalaman dengan waktu. Dalam hal ini data sumur berada dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik berada dalam domain waktu.

**Data Geologi Regional.** Digunakan untuk mengetahui kondisi geologi daerah penelitian dan sebagai referensi serta data acuan.

#### Peralatan

1. *Personal Computer.*  
Melakukan pengoperasian software untuk menunjang dan membantu dalam proses pengolahan data penelitian.
2. Alat tulis, buku catatan, dan buku referensi.  
Untuk menunjang dan membantu dalam penelitian dari awal hingga akhir.

#### Software Yang Digunakan

1. *Petrel*  
Untuk *picking fault*, *picking horizon*, operasi konversi *time to depth*, *structure map*, pembuatan peta akustik impedansi.
2. *Techlog Schlumberger*  
Digunakan untuk *well section* yaitu korelasi antar sumur penelitian.
3. *HRS (Hampson Russel)*  
Digunakan untuk pengolahan data seismik yang bertujuan untuk memperoleh nilai korelasi *well to seismic tie*, analisa *crossplot*, mengetahui ketebalan tuning dan untuk melakukan inversi akustik impedansi.
4. *ArcGIS*  
Digunakan untuk meng-*overlay* dan layout peta sehingga lebih informatif.
5. *Microsoft Office Excel*  
Digunakan untuk pengolahan data-data sumur.

#### 6. *Microsoft Office Word*

Digunakan untuk penyusunan laporan penelitian.

### 3.3 Metode Penelitian

Kegiatan penelitian ini dilakukan dengan mengikuti tahapan penelitian sebagai berikut:

#### Studi Literatur

Studi literatur dilakukan pada tahapan awal untuk mengumpulkan data data yang berkaitan dengan penelitian seperti tinjauan pustaka dan teori dasar sehingga dapat mempermudah dalam penelitian.

#### Persiapan dan Pengumpulan Data

Tahapan persiapan dan pengumpulan data merupakan tahapan untuk mengumpulkan data sesuai target dalam penelitian ini. Adapun beberapa data yang telah tersedia pada penelitian ini, yaitu data sumur dan data seismik 2D PSM.

#### Pengolahan Data

Dalam pengolahan data pada penelitian ini menggunakan data PSM dan data log yang dilakukan hingga sampai tahapan inversi AI dengan tahapan sebagai berikut:

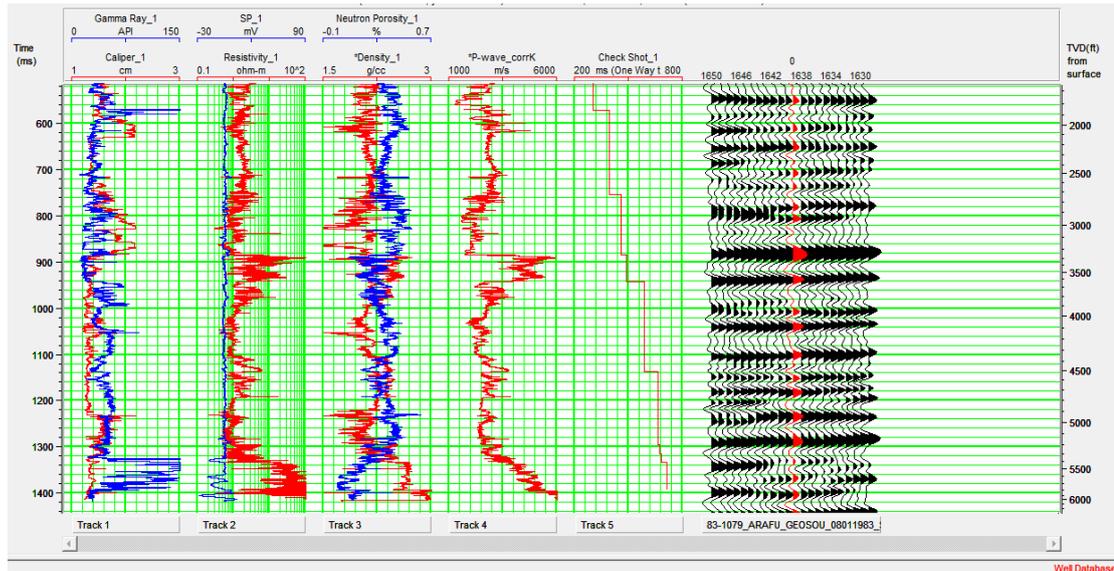
#### Data Well Log

Melakukan input data log beserta informasinya seperti marker formasi, selanjutnya dilakukan koreksi terhadap data log untuk melihat ketersediaan sebagai kontrol data seismik saat melakukan proses inversi nantinya dan analisis parameter yang sensitif terhadap litologi batuan dalam penelitian ini.

**Tabel 4.** Informasi kelengkapan data log

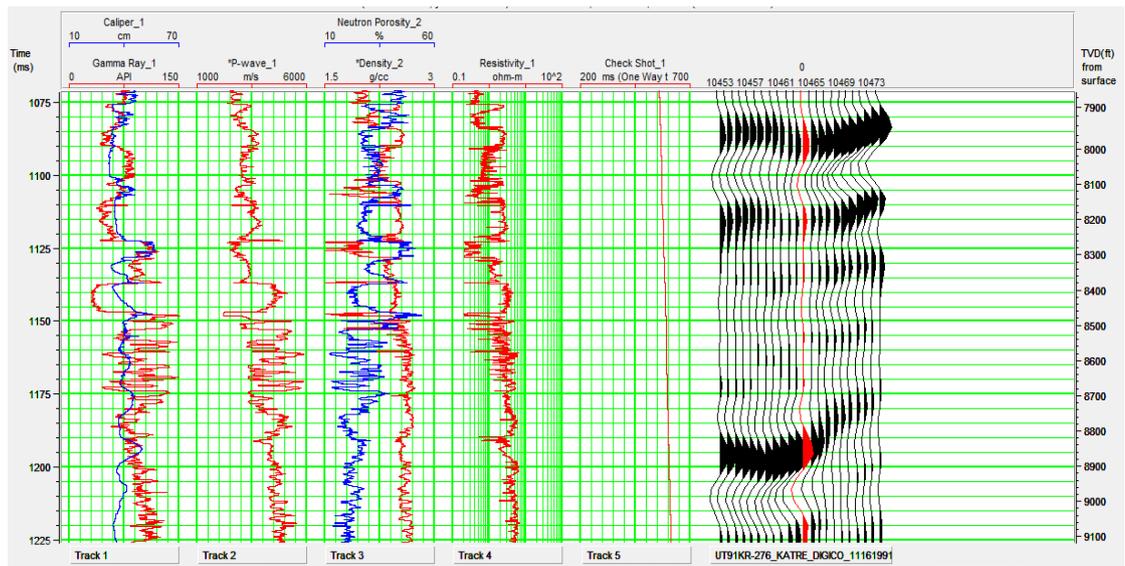
Sumur	Atribut Log									
	GR	CALI	SP	IND	MLL	CS	RHOB	DT	NPHI	DRHO
"PNJ-1"	-	√	-	-	-	-	-	-	-	-
"PNJ-2"	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
"PNJ-3"	√	√	√	√	√	√	√	√	√	√
"PNJ-4"	√	√	√	-	-	-	-	-	-	-

Tabel 4 merupakan data log yang digunakan untuk menganalisa zona target dan sebagai control data seismik, log-log tersebut ialah: log *gamma ray* (GR), caliper (CALI), *spontaneous potential* (SP), *deep induction* (IND), *microlaterolog* (MLL), *check shot* (CS), *density* (RHOB), *p-wave* (DT), *neutron porosity* (NPHI), dan *density correction* (DRHO).



**Gambar 18.** Data log sumur PNJ-2

Log yang digunakan pada sumur PNJ-2 pada software HRS yaitu *caliper*, *resistivity*, *gamma ray*, *sp*, *neutron porosity*, *density*, *p-wave* dan *check shot*.



**Gambar 19.** Data log sumur PNJ-3

Log yang digunakan pada sumur PNJ-3 sama dengan sumur PNJ-2 yaitu *log caliper*, *resistivity*, *gamma ray*, *sp*, *neutron porosity*, *density*, *p-wave* dan *check shot*.

### **Pengolahan Seismik Inversi**

Proses seismik inversi dilakukan pada software Hampson Russel C.E 8. Hal yang pertama kali dilakukan ialah menginput data sumur dan data seismik untuk sumur PNJ-2 menggunakan line seismik UT91KR dan untuk sumur PNJ-3 menggunakan line seismik 83-1079. Selanjutnya melakukan analisis sensitivitas antara log *gamma ray*, Log akustik impedansi (AI) serta log densitas

untuk memisahkan litologi batuan pada zona target. Proses berikutnya melakukan ekstraksi *wavelet* secara statistik dari seismik yang kemudian *wavelet* tersebut digunakan dalam proses pembuatan sintetik seismogram yang selanjutnya digunakan pada proses *Well Seismic Tie*. *Well seismic tie* digunakan untuk memperoleh korelasi antara data sumur dan data seismik. Langkah pertama pada *well seismic tie* yaitu melakukan *checkshot*. Pada langkah ini, data yang digunakan adalah data sonik (p-wave) dan data *checkshot*. Kegunaan dari korelasi *checkshot* ini adalah untuk melakukan konversi antara data sumur yang merupakan data domain kedalaman terhadap data seismik yang memiliki domain waktu. Setelah melakukan *checkshot*, langkah selanjutnya yaitu mengekstraksi *wavelet*, dari ekstraksi *wavelet* lalu dapat dibuat hasil seismogram sintetik yang merupakan hasil konvolusi dari koefisien reflektifitas terhadap *wavelet*. Hasil seismogram sintetik ini dianggap telah mirip dengan bentuk trace seismik aslinya akan digunakan untuk *well seismic tie*, pada penelitian ini dilakukan *well seismic tie* menggunakan 3 metode ekstraksi *wavelet* dimana *wavelet* dengan nilai korelasi paling tinggi yang digunakan karena akan menentukan hasil dari inversi. Data sumur dan data seismik yang telah melalui proses *well seismic tie* dan telah terikat dengan baik dengan korelasi yang tinggi, selanjutnya membuat model awal akustik impedansi dengan kontrol AI dari data sumur yang di ekstrapolasi pada data seismik dengan Kontrol horizon.

#### **Inversi Seismik**

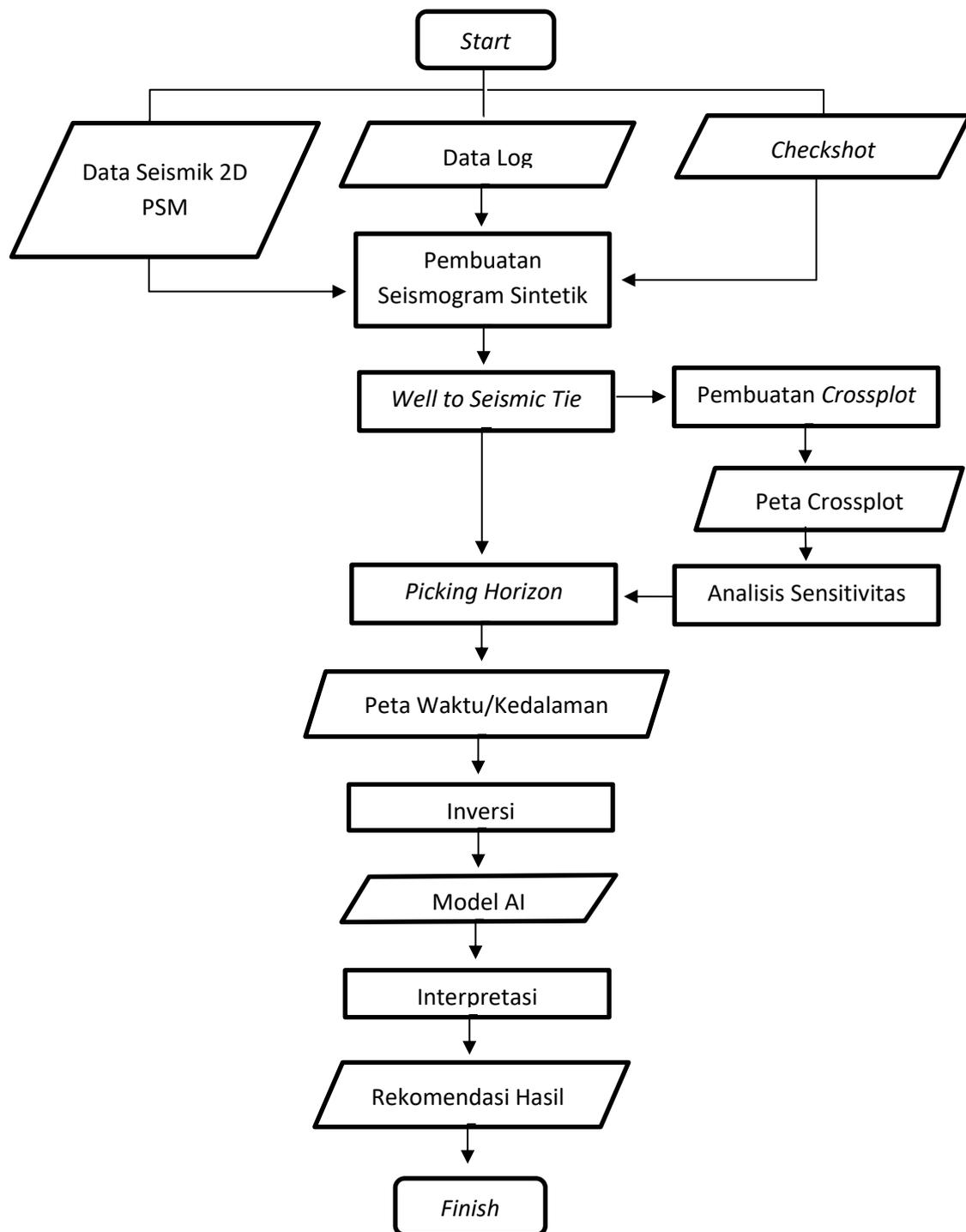
Setelah model awal terbentuk, langkah selanjutnya ialah melakukan analisis pre-inversi pada model awal menggunakan metode *model based*, *bandlimited* dan *sparse spike* dengan mengatur beberapa parameter untuk menghasilkan korelasi yang baik antara sintetik seismogram dengan seismik asli dan korelasi antara log AI dari sumur dengan log AI hasil inversi. Setelah melakukan analisis pre-inversi, selanjutnya melakukan inversi untuk menghasilkan penampang akustik impedansi menggunakan metode *model based*, *bandlimited* dan *sparse spike*.

Produk inversi AI adalah penampang AI yang selanjutnya dilakukan pemetaan nilai AI berdasarkan hasil inversi.

#### **Penyusunan Laporan (Skripsi)**

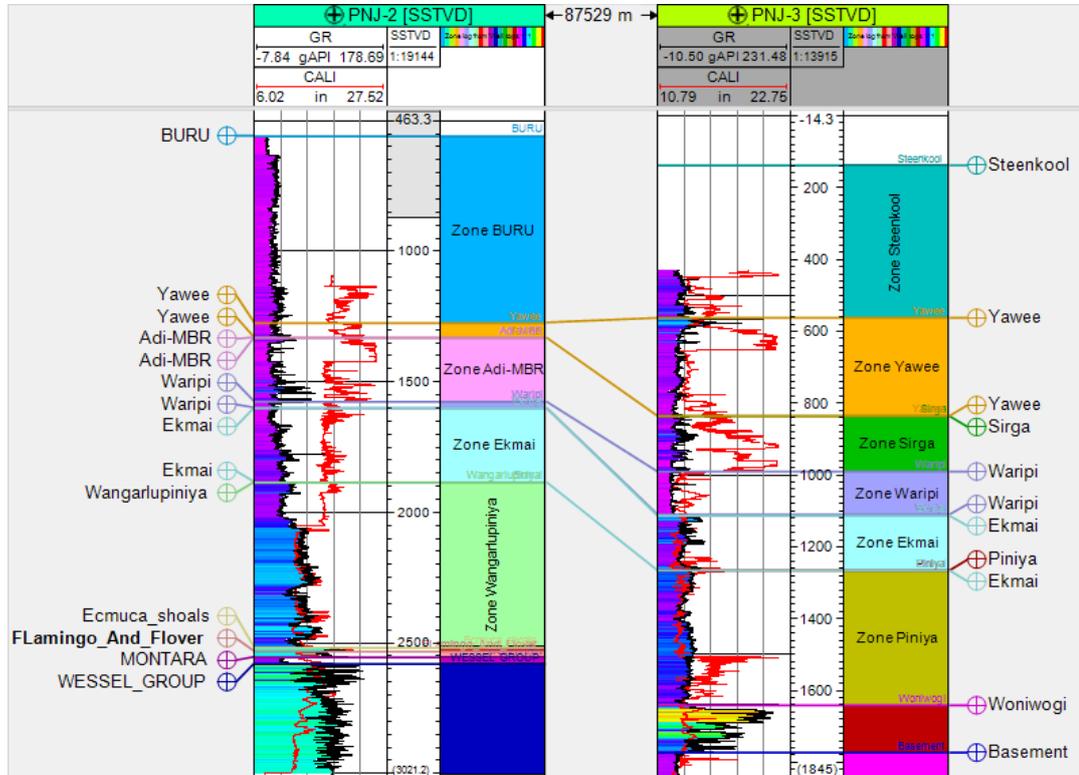
Penyusunan laporan dibuat sesuai format Fakultas Sains dan Teknologi yang telah ada. Laporan tersebut berisikan semua perihal penelitian yang dilakukan, baik dari latar belakang penelitian, teori dasar, metodologi penelitian, hasil penelitian, hingga kesimpulan yang diambil.

### 3.4 Diagram Alir Penelitian

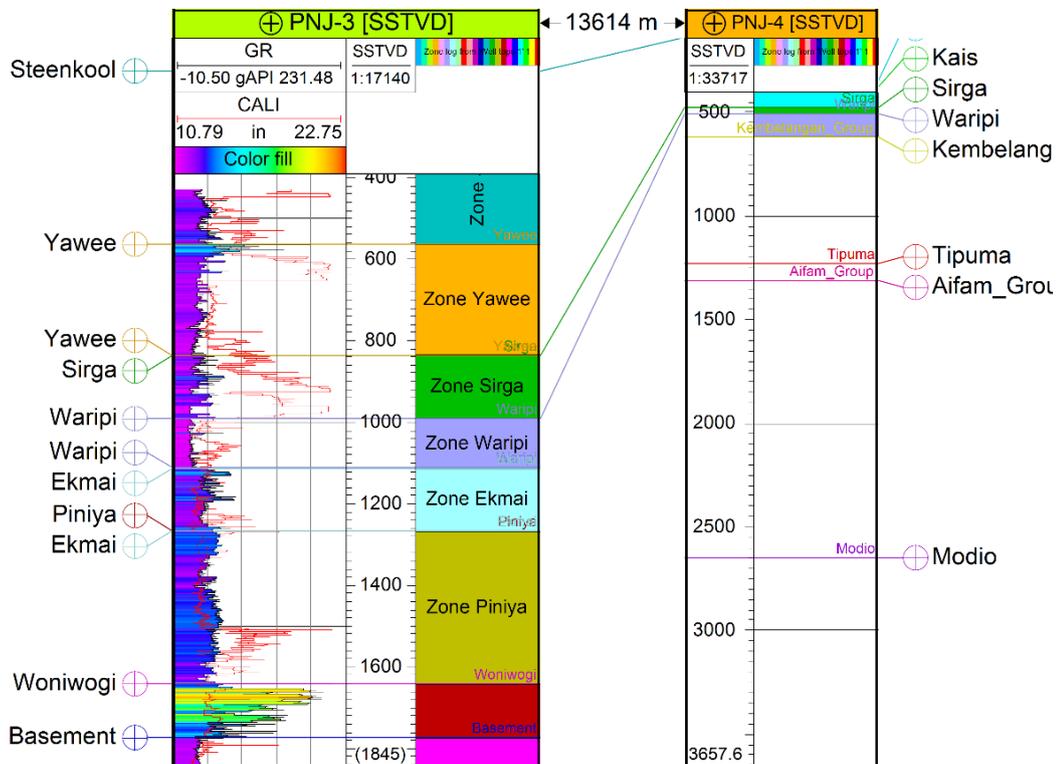


## IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1 Identifikasi Zona Target



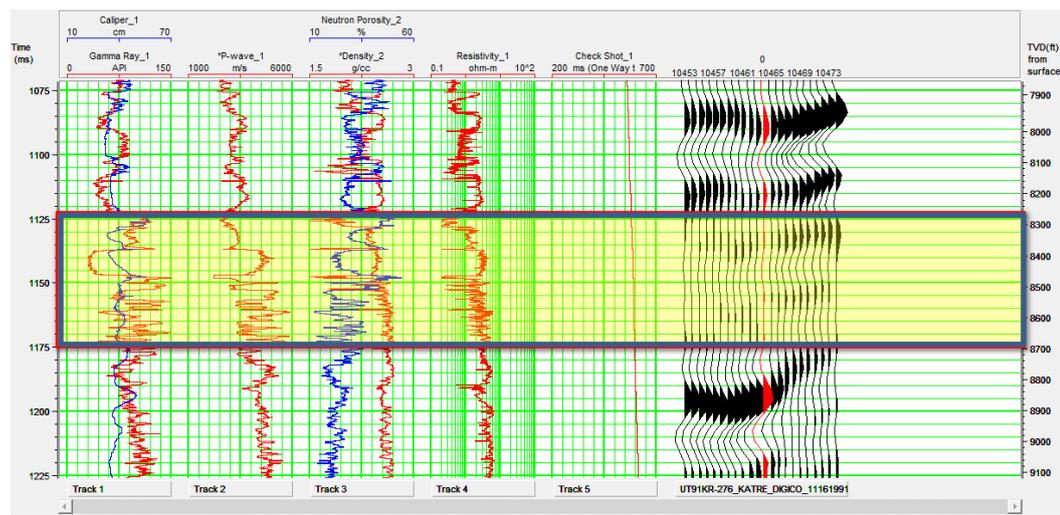
**Gambar 20.** Korelasi Antara Sumur PNJ-2 dan PNJ3



**Gambar 21.** Korelasi Antara Sumur PNJ-3 dan PNJ-4

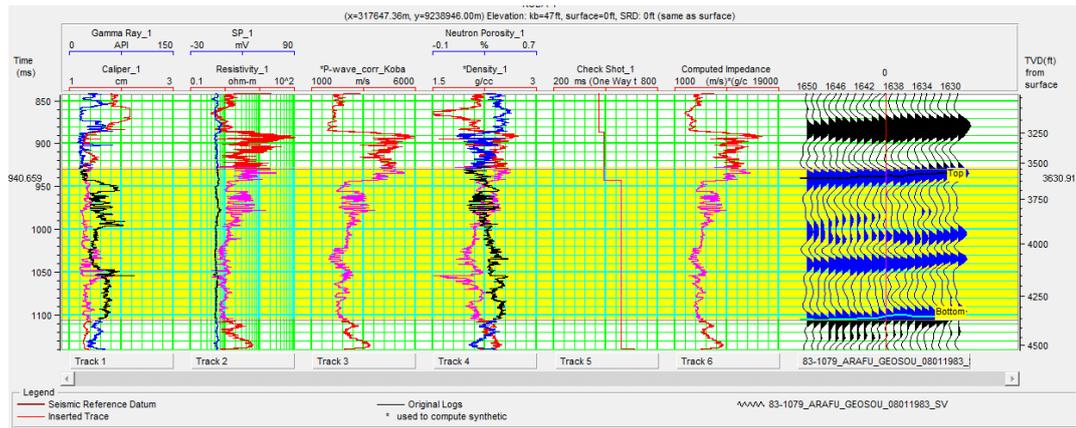
Hasil korelasi antara sumur PNJ-2 dan PNJ-3 terdapat perbedaan signifikan dimana pada kedua sumur memiliki formasi yang kompleks dan memiliki kedalaman berbeda dimana sumur PNJ-2 lebih dalam dari sumur PNJ-3, sehingga zona target dikedua sumur berada pada formasi yang berbeda. Identifikasi zona target bertujuan untuk mengetahui jenis litologi penyusun batuan reservoir pada daerah penelitian, batuan reservoir memiliki karakter tersendiri yaitu berupa batuan berpori dan memiliki permeabilitas yang baik, batuan yang memiliki porositas dan permeabilitas yang baik adalah batupasir dan batugamping. Pada penelitian kali ini reservoir berada pada litologi batupasir yang berada antara formasi Ecmuca Shoals dan formasi Flamingo dan Flover pada kedalaman 8323 ft sampai 8750 ft untuk kasus pada sumur PNJ-2, sumur PNJ-2 memiliki kedalaman hingga 9900 feet (3017,52 meter) dengan *Ground Level* (GL) -1894 ft dengan nilai *Kelly bushing* 59 ft. Zona target sumur PNJ-3 memiliki kedalaman hingga 6092 ft setara dengan 1856,842 meter berada pada formasi Ekmai dengan *Ground Level* (GL) -270 ft dengan *Kelly bushing* 47 ft.

Mengidentifikasi zona target dapat menggunakan data log, data log yang biasa digunakan adalah log *gamma ray* (GR), log resistivitas, log *sonic* (*P-wave*), dan hasil persilangan log neutron porosity dan log densitas (RHOB). Keberadaan reservoir ditandai dengan nilai *gamma ray* (GR) yang relative rendah (Hijria dan Danusaputro 2016).



**Gambar 22.** Data log dan zona target sumur PNJ-2

Berdasarkan data pada log sumur PNJ-2 diprediksi zona target berada diantara batulempung (*claystone*) yang terdapat pada kedalaman 8085 ft hingga kedalaman 8795 ft, zona target memiliki ketebalan 710 ft dikisaran waktu 1125 ms sampai 1200 ms dengan batuan penyusun batupasir (*sandstone*). Zona ini juga dianggap sebagai zona target karena memiliki nilai *gamma ray* yang rendah dan nilai densitas menengah.



**Gambar 23.** Data log dan zona target sumur PNJ-3

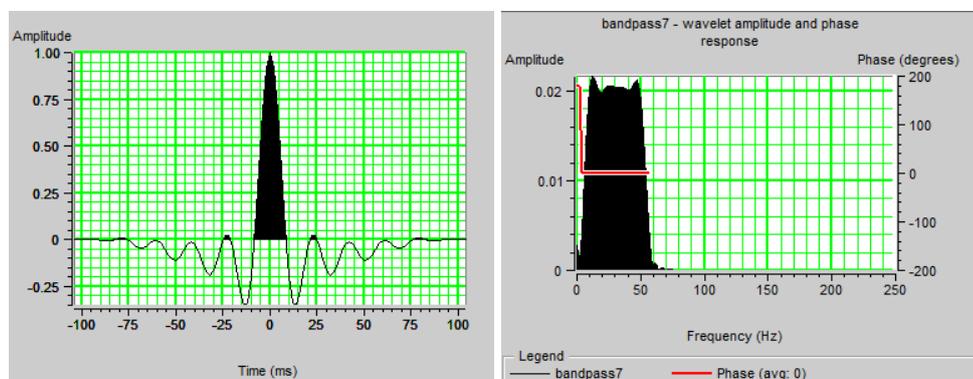
Berdasarkan data log pada sumur PNJ-3 diprediksi berada diantara batulempung (*claystone*) yaitu terdapat pada kedalaman 3640 ft hingga 4200 ft yang memiliki ketebalan 760 ft dikisaran waktu 940 ms sampai 1053 ms dengan batuan penyusun batupasir (*sandstone*). Zona tersebut dianggap sebagai zona target karena memiliki nilai *gamma ray* yang rendah dan nilai densitas yang sesuai dengan batupasir, selain itu berdasarkan hasil dari *well report* area tersebut merupakan batupasir.

#### 4.2 Analisis Ketebalan Tuning

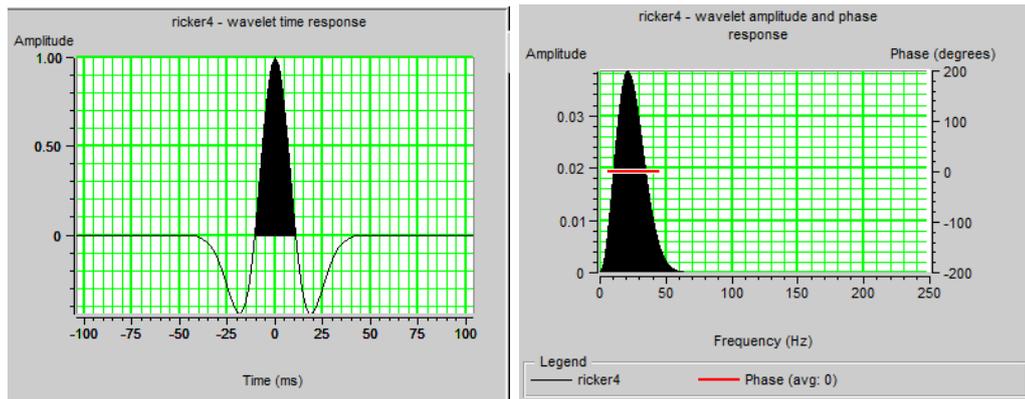
Analisis ketebalan tuning merupakan cara untuk mengetahui ketebalan lapisan batuan yang mampu dibedakan oleh gelombang seismic, ketebalan tuning melibatkan kecepatan p-wave dan frekuensi dominan yang melalui lapisan tersebut, secara matematis besar nilai ketebalan tuning yaitu  $\lambda/4$  dari gelombang seismic yang melintasi lapisan (Nainggolan, 2012).

**Tabel 5.** Perbandingan Ketebalan Tuning dengan Ketebalan Target

Sumur	V rata-rata Zona Target	Frekuensi Dominan	$\lambda = V/f$ (m)	Ketebalan Tuning $\lambda/4$ (m)	Ketebalan Zona Target (m)
	(m/s)	(Hz)			
PNJ-2	3791	22	172.32	43.08	24.92
PNJ-3	3207	21	152.71	38.18	25.16



**Gambar 24.** Ekstraksi *Wavelet* Sumur PNJ-2

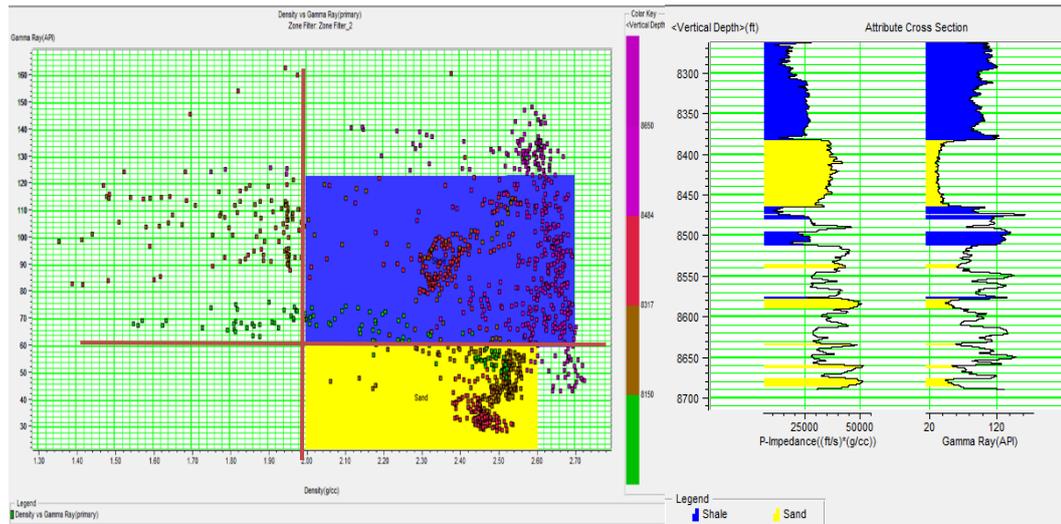


**Gambar 25.** Ekstraksi *Wavelet* Sumur PNJ-3

Dari interval lapisan batupasir dari sumur PNJ-2 dan PNJ-3, terlihat bahwa ketebalan target jauh dari ketebalan tuning. Ketebalan target sangat tipis yang merupakan batupasir, hal ini disebabkan oleh ketidakmampuan data seismik dalam memisahkan litologi batuan dengan baik, dan juga dikarenakan persebaran batupasir pada formasi zona target tidak merata. Dilakukannya inversi akustik impedansi untuk mengatasi hal ini dan memperoleh sebaran batupasir yang lebih baik.

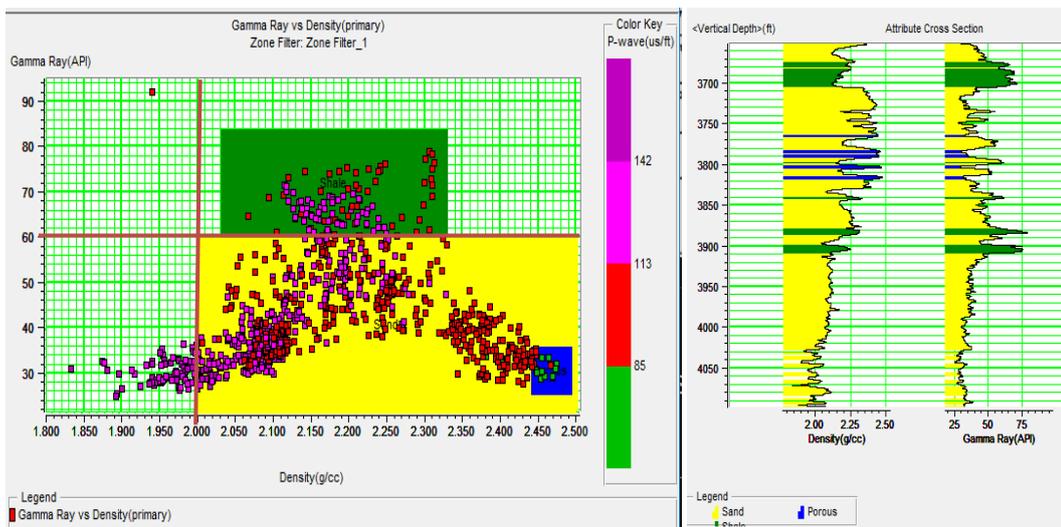
#### 4.3 Analisa Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk memvalidasikan pada zona target dengan parameter yang sensitive terhadap batuan reservoir. Analisis sensitivitas dapat dilakukan dengan menggunakan crossplot. Crossplot digunakan untuk memisahkan litologi antara reservoir batu pasir (sandstone) dengan batulempung dan shale di zona target. Selanjutnya dilakukan zonasi terhadap data yang mempunyai kecenderungan tertentu. Hasil dari zonasi ini kemudian akan ditampilkan melalui cross section sehingga dapat dilihat zonasi data secara lateral (Fitri dan Elistia 2016). Peninjauan zona target dapat dilakukan secara kuantitatif dan kualitatif. Peninjauan secara kuantitatif dilakukan dengan cara menentukan nilai cut-off parameter yang digunakan dalam crossplot untuk mendeterminasi litologi dan fluida hidrokarbon, sedangkan secara kualitatif dilakukan dengan melihat zonasi yang terdapat pada distribusi harga cut-off parameter crossplot yang digunakan. Parameter analisis crossplot yang dilakukan pada penelitian ini adalah porositas, AI, densitas, dan kecepatan gelombang P dan *gamma ray*. Analisis sensitivitas dilakukan pada kedalaman 8085 sampai kedalaman 8795 ft pada sumur PNJ-2.



**Gambar 26.** Densitas vs *Gamma Ray* Sumur PNJ-2

Berdasarkan *crossplot* log *gamma ray* (GR) dan log densitas dengan *colorkey* data kedalaman digunakan untuk melihat litologi batuan pada sumur. Hasil *crossplot* log *gamma ray* (GR) dan log impedansi menunjukkan bahwa *crossplot* dapat memisahkan litologi pada zona target. Terdapat 2 zona hasil dari *crossplot* yaitu zona biru dimana memiliki nilai densitas sebesar 2 – 2.75 (g/cc) dengan nilai *gamma ray* 60-130 API zona ini diidentifikasi sebagai *shale* dan untuk zona kuning merupakan litologi batupasir sebagai reservoir dimana nilai densitas 2 – 2.5 (g/cc) dan nilai *gamma ray* 20 – 60 API, litologi memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi dikarenakan adanya unsur radioaktif yang terdapat pada shale, dilihat dari *crossplot* bahwa batupasir sebagai zona target beselingan dengan shale.



**Gambar 27.** Crossplot Densitas vs *Gamma Ray* Sumur PNJ-3

Hasil *crossplot* pada gambar 27 menunjukkan adanya perbedaan zona yang dibedakan oleh zona berwarna kuning dan zona berwarna hijau. Pada zona berwarna kuning memiliki rentang nilai densitas dari 2 – 2.5 (g/cc) dan nilai *gamma ray* 20-60 API dengan *color key p-wave* merupakan litologi batupasir

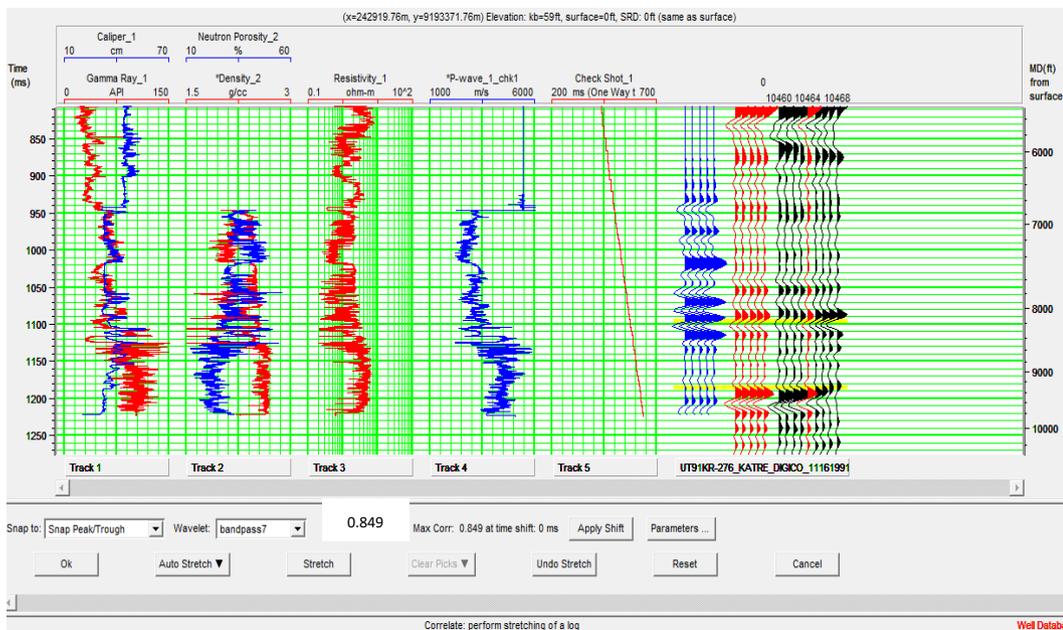
yang bersisipan dengan batulempung. Zona hijau merupakan *shale* dimana memiliki nilai *gamma ray* tinggi sebesar 60-85 API dengan nilai densitas yang relative rendah sebesar 2.1 – 2.3 (g/cc) dan disisipi oleh batuan lain. Zoan biru merupakan zona poros hal ini dapat dilihat dari nilai *p-wave* yang rendah. Zona target pada sumur PNJ-3 didominasi oleh batuan pasir yang berselingan dengan *shale* yang terlihat pada *cross section* gambar 27.

#### 4.4 Well Seismic Tie

*Well Seismic Tie* atau pengikatan data seismik terhadap data sumur, dimana pada proses ini data seismik maupun data sumur yang memiliki domain yang berbeda akan disamakan domainnya dengan tahap *time depth conversion*. Ketika telah didapatkan nilai korelasi *wavelet* yang baik dan mendekati dengan *trace* seismik yang sebenarnya, maka *output* yang didapatkan dari proses *Well Seismic Tie* ini berupa hasil dari konversi domain waktu dan kedalaman. *Wavelet Bandpass* merupakan *wavelet* yang sangat *match* dan tepat dengan hasil nilai korelasi yang paling baik diantara *use well* ataupun *ricker*.

Sebelum ditentukan *wavelet* yang tepat yang akan digunakan untuk tahapan selanjutnya, perlu diperhatikan bahwa diperlukan pembuatan seismogram sintetik. Pembuatan seismogram sintetik ini dilakukan dengan cara mengalikan antara log sonik dan log densitas yang didapatkan dari data sumur (.las). Pada tampilan Hampson Russel, dapat dilihat hasil dari perkalian tersebut menghasilkan nilai akustik impedansi yang kemudian diubah menjadi nilai koefisien refleksi.

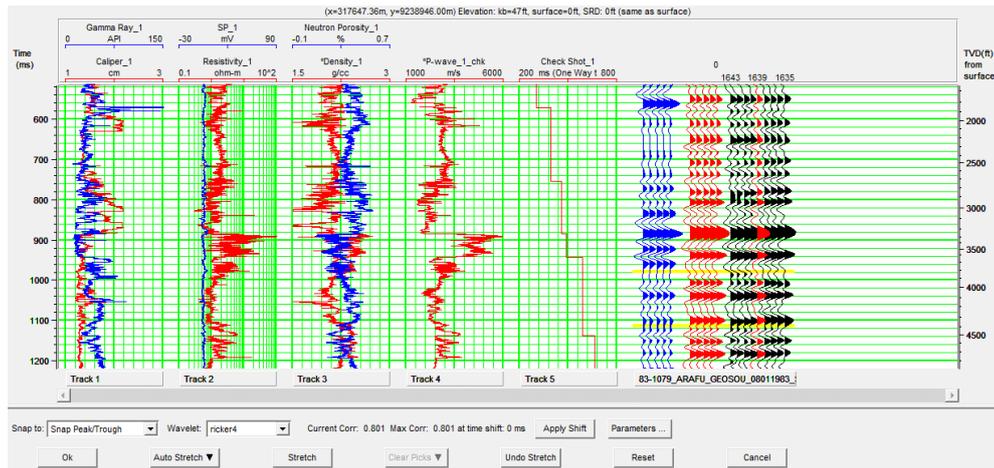
Data yang dibutuhkan dalam proses pengikatan data sumur terhadap data seismik adalah log P-sonic (DT) dan densitas (RHOB). Data lain yang membantu dalam pengikatan sumur yaitu data checkshot. Data checkshot digunakan untuk mengkonversi data sumur dari domain kedalaman menjadi domain waktu.



**Gambar 28.** Pemilihan *Wavelet* Bandpass Sumur PNJ-2

Penentuan *wavelet* sangat berperan penting dalam kelanjutan proses pengikatan data seismik terhadap data sumur, karena harus didapatkan hasil

sintetik seismogram yang mendekati bentuk seismik aslinya. Dalam penelitian kali ini estimasi *wavelet* dilakukan pada 2 sumur yaitu sumur PNJ-2 dan sumur PNJ-3, untuk sumur PNJ-2 *wavelet* yang digunakan adalah metode *bandpass* dengan panjang gelombang 210ms dan frekuensi 22Hz dan korelasi sumur PNJ-2 sebesar 0.849 korelasi ini dianggap baik karena mendekati nilai 1. Menurut Santoso (2005) bahwa nilai korelasi lebih dari 0.5 artinya memiliki hubungan yang erat antar variabel, variabel yang dimaksud adalah penampang seismic dengan seismogram sintetik.

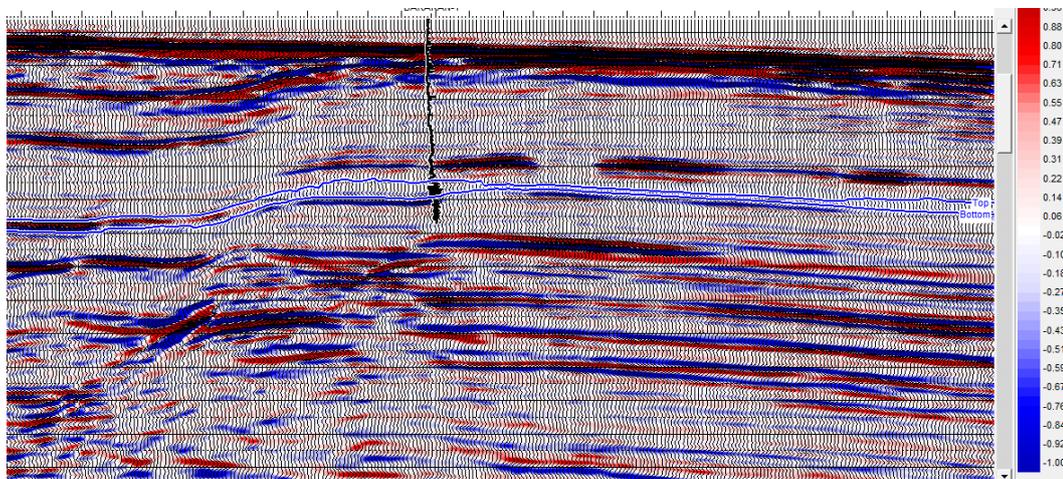


**Gambar 29.** Pemilihan *Wavelet Ricker* Sumur PNJ-3

Pada sumur PNJ-3 *wavelet* yang digunakan adalah *wavelet ricker* dengan panjang gelombang 210 ms dengan frekuensi 21 Hz dan sample rate sebesar 2, nilai korelasi setelah dilakukan *stretch* dan *shift* adalah sebesar 0.801 dengan *time shift* 0, proses pengikatan sumur dan seismic ini juga dianggap baik karena mendekati 1 dan dianggap telah sesuai.

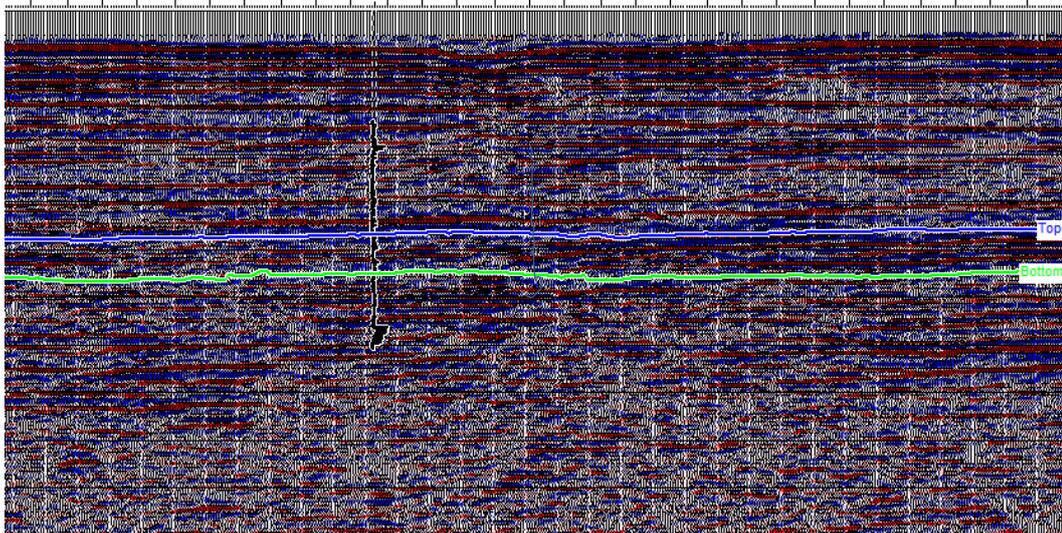
#### 4.5 Hasil Penelusuran *Horizon*

Proses *well seismic tie* akan menyamakan domain antara seismic dan sumur penelitian berguna untuk menentukan garis horizon pada zona target. *Picking horizon* digunakan untuk memudahkan interpreter dalam memperlihatkan struktur geologi pada daerah penelitian.



**Gambar 30.** Hasil *picking horizon* sumur PNJ-2.

Hasil *picking horizon* pada sumur PNJ-2 memiliki 2 buah *horizon* yang diberi kode top untuk bagian atas formasi target dan bottom untuk bagian bawah formasi target, dari gambar 30 terlihat bahwa kedua *horizon* sangat berdekatan hal ini dikarenakan formasi pada zona target memiliki kedalaman yang cukup dangkal yang bisa dilihat pada tabel 5 proses analisis ketebalan tuning.



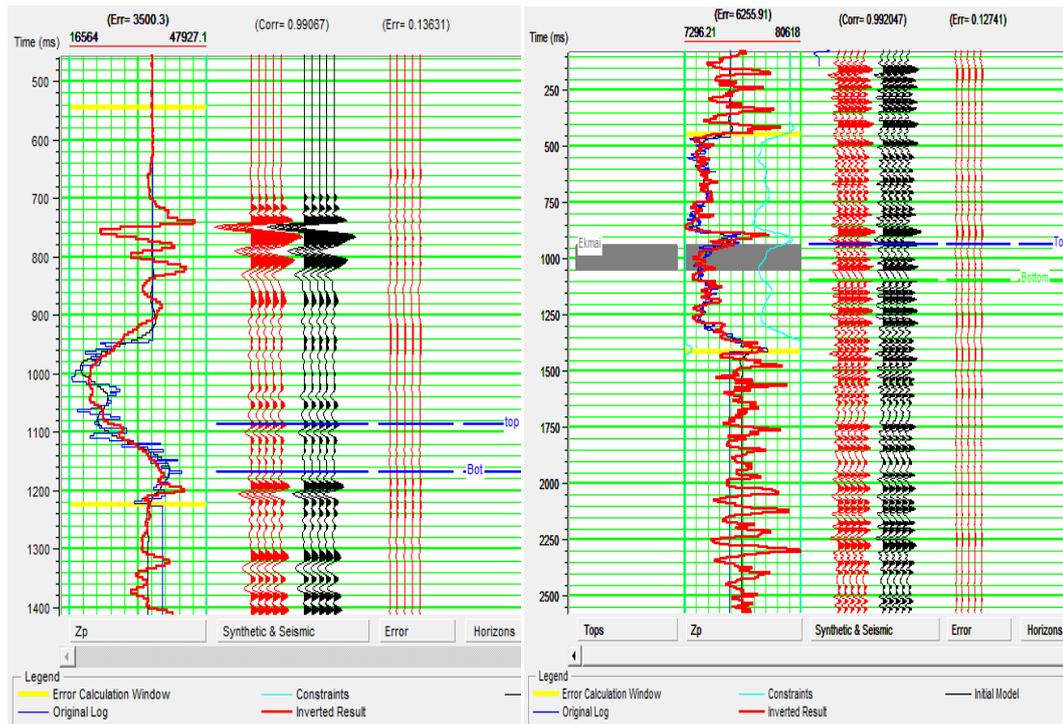
**Gambar 31.** Hasil *picking horizon* sumur PNJ-3.

Hasil *picking horizon* pada sumur PNJ-3 juga memiliki 2 buah *horizon* yang diberi kode top untuk bagian atas formasi target dan bottom untuk bagian bawah formasi target, dari gambar 31 terlihat bahwa kedua *horizon* tidak terlalu berdekatan seperti halnya pada sumur PNJ-2 hal ini dikarenakan formasi pada zona target memiliki kedalaman yang cukup lebar, hal ini juga dapat dilihat pada tabel 4 proses analisis ketebalan tuning.

#### 4.6 Analisis Pra Inversi

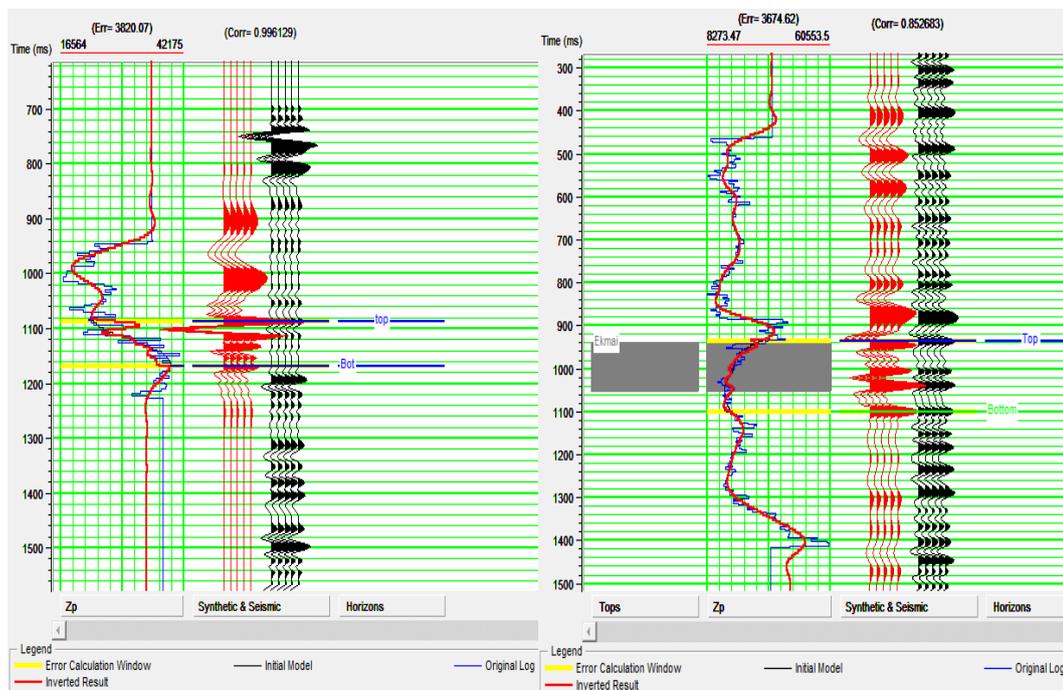
Analisis pra-inversi dilakukan dengan membandingkan kurva nilai hasil inversi AI, *initial model*, dan impedansi pada data *log* secara kuantitatif. Pada analisis pra-inversi ini, sumur yang digunakan adalah dua sumur yaitu sumur PNJ-2 dan PNJ-3. Metode inversi yang digunakan pada analisis ini adalah metode *model based*, *bandlimited* dan *sparse spike* dimana hasil analisis terbaik dari kedua metode tersebut akan digunakan sebagai metode komputasi dalam proses inversi.

Hasil perbandingan secara kuantitatif menggunakan metode *model based* menunjukkan hasil korelasi sebesar 0.99067 dengan kalkulasi error sebesar 0.13631 pada sumur PNJ-2 dan 0.992047 dengan kalkulasi error sebesar 0.12741 pada sumur PNJ-3. Parameter kontrol yang digunakan pada analisis inversi menggunakan metode *model based* ini adalah nilai pembatas (*constraints*), ukuran blok rata-rata, dan banyak iterasi yang dilakukan. Lebar window zona target yang akan dilakukan inversi juga menentukan hasil akhir inversi. Berdasarkan nilai korelasi dan error pada kedua sumur tersebut memiliki hasil yang cukup baik untuk dilakukan inversi.



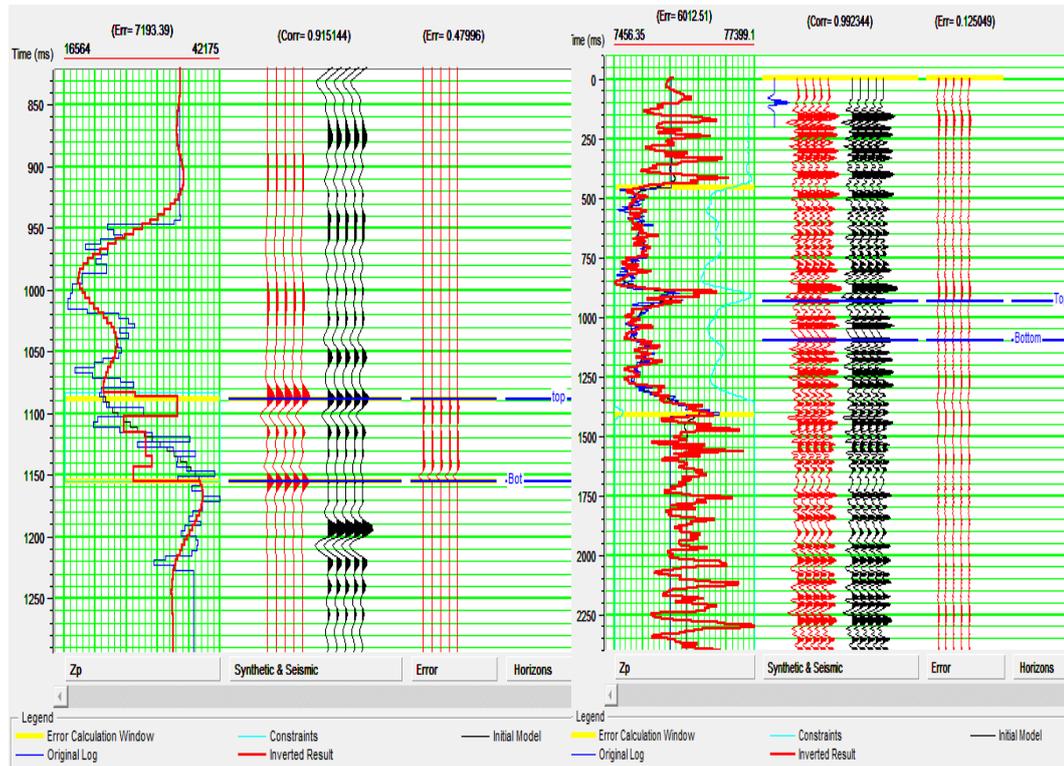
**Gambar 32.** Analisis Pra Inversi *Model Based*

Hasil perbandingan secara kuantitatif menggunakan metode bandlimited (Gambar 33) menunjukkan hasil korelasi sebesar 0.996129 pada sumur PNJ-2 dan 0.852683 pada sumur PNJ-3. Pada analisis pra-inversi menggunakan metode bandlimited ini tidak dilakukan kalkulasi error dikarenakan perhitungan pada metode ini yang sangat sederhana.



**Gambar 33.** Analisis Pra Inversi *Bandlimited*

Analisis pra-inversi yang terakhir dilakukan dengan menggunakan metode *sparse spike* (Gambar 34), secara kuantitatif menunjukkan hasil korelasi pada sumur PNJ-2 sebesar 0.915144 dengan nilai hasil kalkulasi error sebesar 0.47996, sedangkan pada sumur PNJ-3 didapatkan nilai hasil korelasi sebesar 0.954452 dengan nilai kalkulasi error sebesar 0.125049. Hasil analisis pada kedua sumur dengan menggunakan metode *sparse spike* ini memiliki hasil yang cukup baik untuk dilakukan proses inversi.



**Gambar 34.** Analisis Pra Inversi *Sparse Spike*

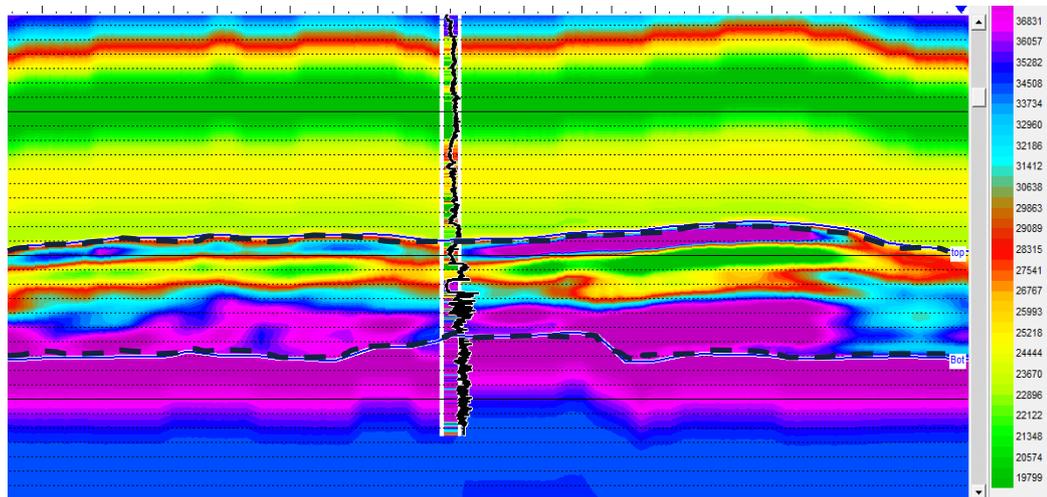
Berdasarkan hasil dari ketiga metode diatas untuk sumur PNJ-2 metode yang paling baik berdasarkan nilai korelasi adalah metode *bandlimited* dan akan digunakan untuk melakukan inversi akustik impedansi, dan untuk sumur PNJ-3 metode yang paling baik adalah metode *model based*. Hasil dari analisis pra inversi ini juga akan sangat mempengaruhi hasil dari inversi akustik impedansi.

#### 4.7 Inversi Akustik impedansi

Inversi yang digunakan pada penelitian ini menggunakan 3 metode inversi yaitu *model based*, *bandlimited*, dan *sparse spike*. Dari ketiga metode tersebut untuk sumur PNJ-2 metode *bandlimited* merupakan metode yang paling baik diantara 2 metode lainnya, hal ini berdasarkan hasil analisis pra inversi terhadap *initial model* dimana korelasi memiliki nilai 0.996129 dan menunjukkan kemenerusan litologi dengan baik. Pada zona target terlihat bahwa nilai akustik impedansi 36000-38500 ((ft/s)(g/cc)). dari analisa *crossplot* diketahui bahwa zona target merupakan batupasir.

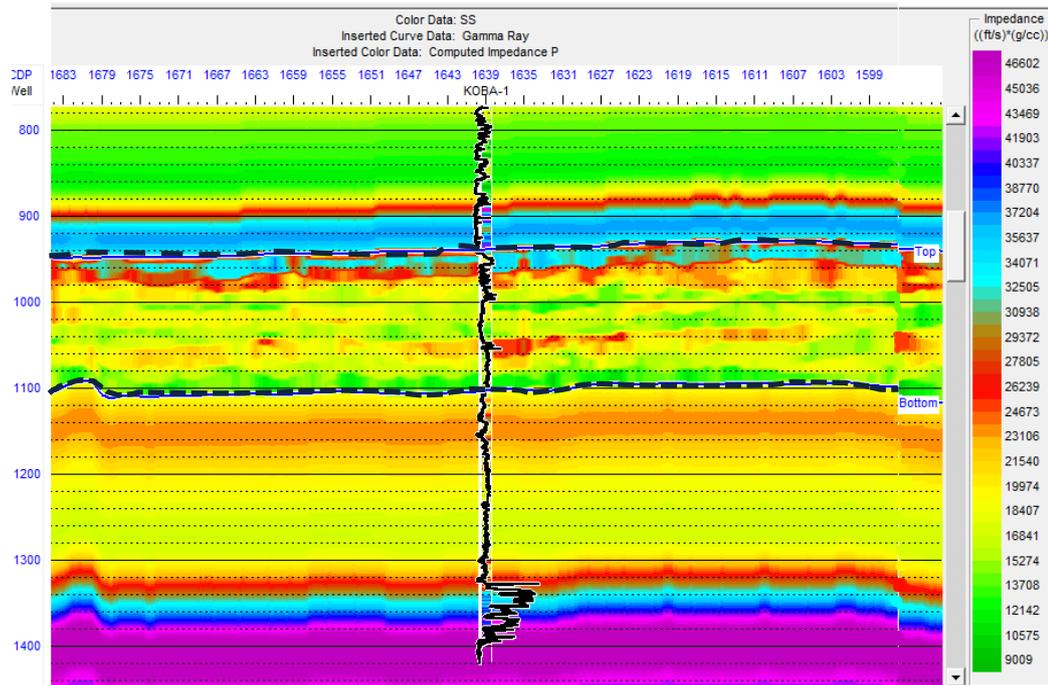
Hasil dari proses inversi AI berupa penampang akustik impedansi (Gambar 35) yang menunjukkan persebaran nilai AI yang tersebar pada horizon target yaitu Formasi Ecmuca Shoal dan Flamingo and Flover. Pada hasil inversi terdapat

beberapa bagian warna pada sumur dan penampang akustik impedansi yang kurang representatif. Hal ini diduga tingginya kandungan batuan lempung pada kedalaman tersebut sehingga dapat mempengaruhi kesensitifan pembacaan *p-wave log* (Pratiwi 2018). Hasil inversi nilai akustik impedansi cenderung homogen dan relative tinggi. Menurut, Putri dan bagus (2014) tingginya nilai impedansi secara geologi disebabkan oleh terjadinya sementasi pada lapisan batuan sehingga batuan akan menjadi lebih padat atau kompak.



**Gambar 35.** Metode *Bandlimited* Sumur PNJ-2

Penampang AI hasil inversi pada (gambar 36) menunjukkan sebaran nilai AI di daerah sekitar sumur PNJ-3 dengan rentang nilai AI antara 9000 – 42000 (ft/s)\*(g/cc), dengan warna hijau menggambarkan nilai AI dengan harga rendah dan warna ungu menggambarkan nilai AI dengan harga tinggi. Sebaran nilai AI rendah berada tepat pada horizon hasil *picking* pada *bottom* Formasi Flamingo and Flover dan diselingi oleh zona yang memiliki nilai AI dengan harga yang sedikit lebih tinggi dibagian tengah dan *top* formasi. Hasil inversi menunjukkan kecocokan dengan nilai AI pada sumur yang ditunjukkan dengan warna yang sesuai antara sumur dengan lapisan hasil inversi disekitar sumur. Zona dengan nilai AI yang tinggi menunjukkan zona reservoir batupasir yang lebih padat, sedangkan zona dengan nilai AI yang lebih rendah menunjukkan zona reservoir batupasir yang lebih berpori. Hal tersebut dikarenakan nilai AI yang merupakan hasil dari nilai kecepatan gelombang P dan densitas mendeskripsikan karakter dari suatu batuan, dimana gelombang P yang merambat pada suatu batuan akan merambat pada matriks dari batuan yang dilaluinya, sehingga semakin rapat matriks suatu batuan dan pori batuan yang semakin kecil akan menghasilkan nilai kecepatan yang lebih tinggi saat dilalui oleh gelombang, sebaliknya semakin besar pori dan matriks yang renggang pada suatu batuan akan menghasilkan kecepatan gelombang yang lebih rendah. Sedangkan nilai densitas pada batuan juga dipengaruhi oleh kerapatan matriks suatu batuan. Sehingga nilai AI merupakan parameter yang mampu mendeskripsikan karakter suatu batuan dengan baik, dan nilai AI sebagian besar dikontrol oleh nilai kecepatan gelombang P.



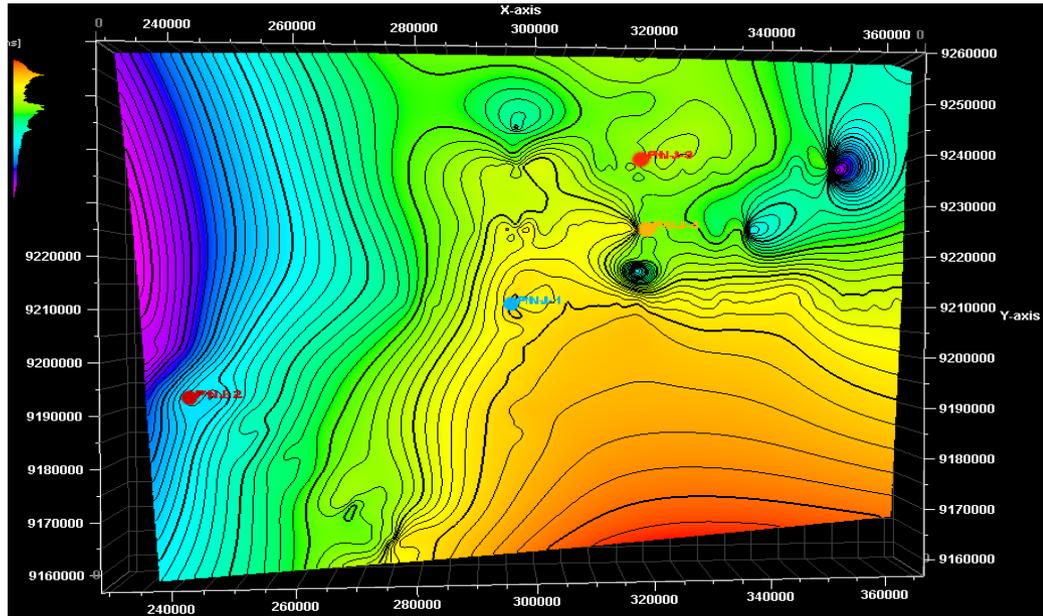
**Gambar 36.** Inversi AI Model Based Sumur PNJ-3

#### 4.8 Peta Struktur Waktu (*Time Structure Map*)

Dari proses *picking fault* dan *picking horizon* maka dilanjutkan dengan input nilai model kecepatan. Model kecepatan ini bertujuan untuk mengkonversi domain waktu menjadi domain kedalaman pada saat pembuatan peta struktur waktu maupun peta struktur kedalaman. Nilai dari model kecepatan ini merupakan nilai kecepatan interval tiap-tiap horizon yang dihitung dari kedalaman top hingga base horizon.

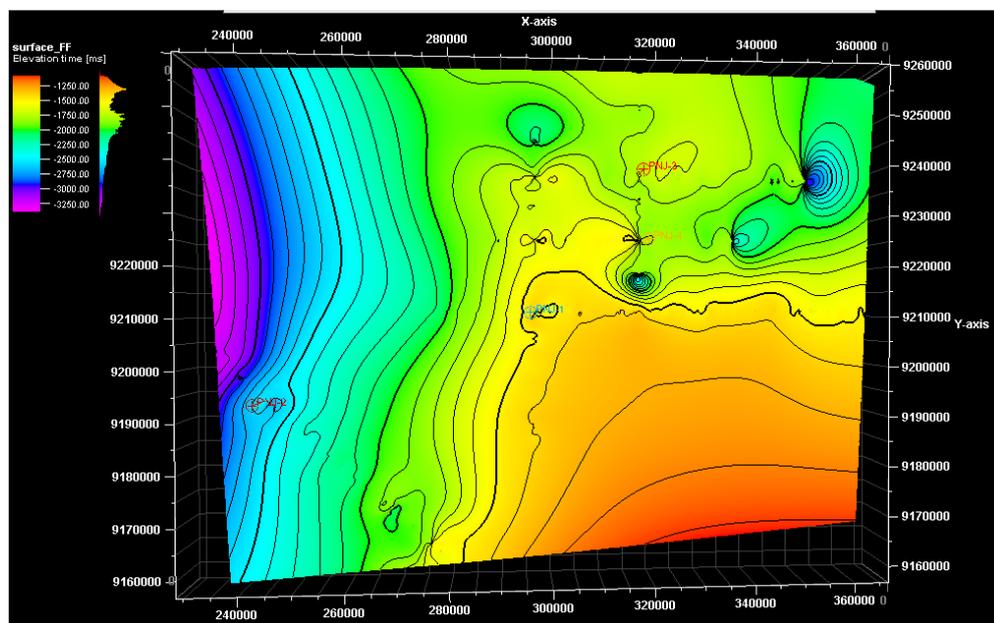
Metode *Gridding* diterapkan dalam pembuatan peta struktur waktu agar mendapatkan hasil peta yang terinterpolasi dan terekstrapolasi dikarenakan keterbatasan jumlah data sehingga dilakukan proses tersebut. Peta penampang struktur dalam domain waktu ini menunjukkan adanya informasi struktural lapisan. Dari peta ini dapat ditentukan indikator letak keberadaan struktur geologi.

Struktur pada Formasi Ekmai dapat dilihat dengan menggunakan peta struktur waktu yang didapatkan dari horizon pada *top* Formasi Ekmai. Peta ini menjelaskan struktur dalam domain waktu dikarenakan pembuatan peta ini dikontrol sepenuhnya oleh horizon hasil *picking* pada data seismik. Berikut merupakan peta struktur waktu pada Formasi Ekmai :



**Gambar 37.** Peta Struktur Formasi Ekmai

Secara kualitatif peta tersebut dapat dijelaskan dengan warna hijau yang merupakan zona struktur batupasir dengan elevasi menengah (top structure) dan warna ungu yang merupakan zona dengan elevasi struktur yang lebih rendah. Lokasi sumur yang digunakan dalam proses inversi yaitu sumur PNJ-2 dan PNJ-3 dapat dilihat berada pada zona top structure Formasi Ekmai berdasarkan peta struktur waktu, tidak terlihat adanya tinggian pada sumur PNJ-3, struktur tinggian antiklin lebih mengarah kearah utara sumur.



**Gambar 38.** Peta Struktur Formasi Flamingo and Flover

Pada peta struktur waktu formasi Flamingo and Flover juga sama halnya dengan peta struktur waktu formasi ekmai tidak terlihat adanya struktur antiklin didekat sumur PNJ-2, daerah yang memiliki struktur tinggian lebih mengarah kearah tenggara sumur PNJ-2.

## V. KESIMPULAN

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisa hasil dan pembahasan yang telah dilakukan, dapat ditarik beberapa kesimpulan, yaitu:

1. Berdasarkan dari hasil korelasi sumur antar sumur PNJ-2 dan PNJ-3 terlihat banyak perbedaan formasi yang menyebabkan reservoir pada tiap-tiap sumur berada pada formasi yang berbeda hal ini juga dikarenakan geologi yang kompleks dan jarak yang cukup jauh antar sumur.
2. Hasil analisa sensitivitas menunjukkan parameter AI, *Gamma ray*, *Sonic*, dan Densitas dapat memisahkan antara zona reservoir batupasir dan *shale* baik secara kualitatif maupun kuantitatif.
3. Berdasarkan hasil inversi didapatkan rentang nilai AI pada reservoir Formasi Ecmuca Shoal dan Flamingo and Flover adalah 36000-38500 ((ft/s)(g/cc) dengan jenis reservoir adalah batupasir yang diduga memiliki kandungan hidrokarbon minor gas, sedangkan rentang nilai AI pada resevoar Formasi Ekmai adalah 9000–42000 (ft/s)\*(g/cc) yang merupakan batupasir. Hasil ini sesuai dengan nilai cutoff pada analisis sensitivitas.
4. Hasil dari peta struktur waktu tidak terlihat adanya struktur antiklin sebagai perangkap hidrokaron, sumur PNJ-2 dan PNJ-3 merupakan *dry well*, namun terlihat adanya kemungkinan struktur tinggian pada tenggara sumur PNJ-2 dan arah utara sumur PNJ-3.

### 5.2 Saran

Perlu adanya kajian lebih lanjut untuk melihat potensi hidrokarbon yang terdapat di Sub-Cekungan Barakan, penambahan titik sumur dan lintasan seismik untuk mendapatkan hasil yang lebih akurat, serta adanya pengolahan lanjutan seperti petrofisik dan AVO. Penggunaan data 3D juga akan sangat membantu untuk mendapatkan hasil stratigrafi yang lebih baik.

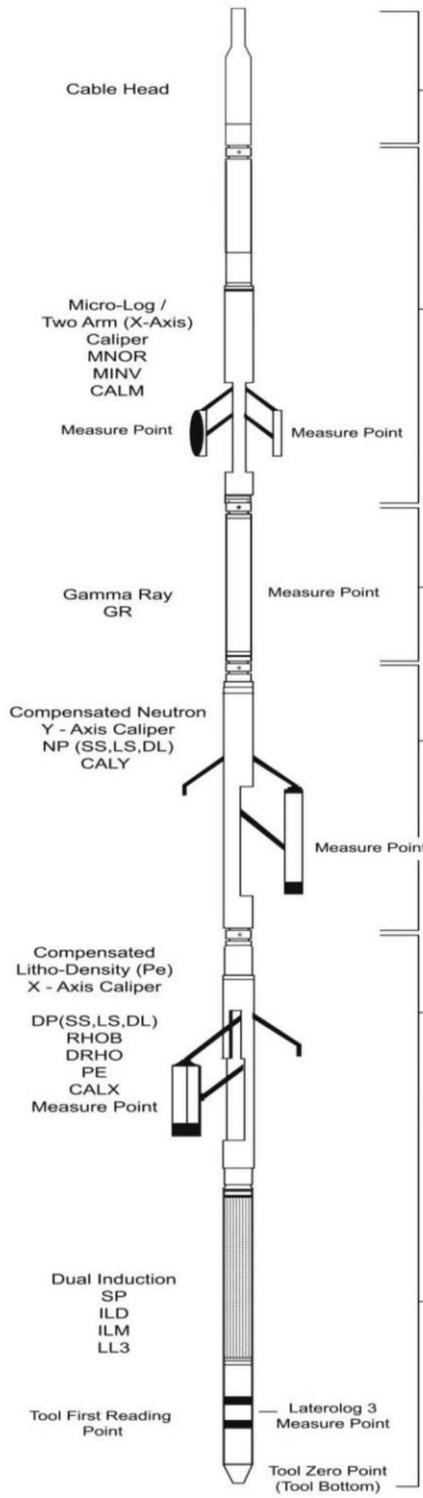
## DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. 2007. Ensiklopedia Seismik Online. Availbale from: <http://ensiklopediseismik.blogspot.com>
- Alifudin R F, dkk. 2016. Karakterisasi Reservoir Karbonat Dengan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Seismik Akustik impedansi. Surabaya: FTSP ITS
- Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis: Second Edition*. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists (AAPG).
- BP Indonesia. 2011. *Technical Report West Aru II*.
- Brown, A.R. 2000. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*, Fifth Edition, AAPG Memoir 42 SEG Investigations in Geophysics, No. 9. Oklahoma.
- Chopra, S.dan Marfurt, K. 2005. *Seismic Attributes – A Historical Perspective*. Geophysics.70 no.5, 3SO – 28SO.
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oil Field Services.
- Isniarno N F dkk., 2017, Implementasi Metode Seismik Inversi Akustik impedansi dalam Memetakan Batuan Pasir dengan Pengoptimasian Parameter error dan Korelasi Serta Mentransformasikan Penyebaran Porositas.
- Kusnida. 2018. Stratigrafi Seismik Cekungan Aru, Papua Barat. *Jurnal Geologi Kelautan*, Volume 16, No. 2.
- Koesumadinata R.P. 1980. “Geologi Minyak dan Gasbumi, Edisi-2. Jilid 1 dan 2”. Bandung: ITB.
- Nainggolan TB. 2012. Sebaran reservoir batu pasir pada formasi talang akar di Cekungan Sumatra Selatan dengan metode Inversi EEI dan multiatribut. [tesis]. Bandung (ID): Institut Teknologi Bandung.
- Nofriyanti S, Namigo EL. 2016. Karakterisasi reservoir menggunakan inversi deterministik pada lapangan F3 Laut utara, Belanda. *Jurnal Fisika Unand*. Vol 5(2): 142-146.
- Pratiwi IW. 2018. Aplikasi atribut seismik dan inversi Akustik impedansi (AI) untuk prediksi penyebaran reservoir batu pasir pada lapangan “Kanaka” Formasi Bakasap Cekungan Sumatra Tengah. [Skripsi]. Yogyakarta (ID): UPN Veteran Yogyakarta.
- Putri, Intan Andriani, Bagus Jaya Sentosa. 2014. Integrasi Seismik Inversi Akustik Impedance (AI) dan Elastic Impedance (EI) untuk Karakterisasi Reservoir, Studi Kasus: Lapangan Muon. *Pomits*. 1 (1): 1-5
- Rider, M., 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Rider-French Ltd. Scotland
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs: Second Edition*. Sutherland: Skotlandia. R.M. Larsen, T. Fjaeran, Skarpnes. 1993. *Hydrocarbon potensial of the Norwegian Barents sea Based on Recent Well Result*.
- Russel B. 1998. *A Simple Imaging Exercise. The Leading Edge* 17. P85.
- Schlumberger. 1989. “*Log Interpretation Principles/ Application*”. Seventh Printing. Texas.

- Serra, Oberto. 1984. *Fundamental of Well Log Interpretation*. USA: Elsevier.
- Setiawan HL dan Sofyan. 2013. Petroleum Geologi Sub-Cekungan Barakan, Daerah Arafura, Maluku Tenggara. Lemigas. M&E, Vol. 11, No. 4.
- Sukmono, S. 1999. Interpretasi Seismik Refleksi. Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Sukmono, S., dan Abdullah, A., 2002, Karakterisasi Reservoir Seismik, Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung, Bandung
- Sukmono, Sigit, 2007. *Fundamental of Seismic Interpretation*. Dept. of Geophysical Engineering. Bandung: ITB.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., & Sherrif, R. E. (1979). *Applied Geophysics*. Cambridge University Press. Widjajono, Partowidagdo, 2009.
- Tullailah N N, dkk (2016). Karakterisasi Reservoir Karbonat Menggunakan Analisis Seismik Atribut dan Inversi Akustik impedansi (AI) Pada Formasi Kais, Lapangan "NNT", Cekungan Salawati, Papua. Makassar: UNHAS
- Wahyuni Sri. 2017. Penerapan metode inversi Akustik impedansi untuk karakterisasi reservoir minyak dan gas bumi di Selat Madura. [skripsi]. Bogor (ID): IPB.
- Yilmaz O. 2001. *Seismic data analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data Vol.1*, Invest. Geophys 2nd ed. Tulsa (US) : Society of Exploration Geophysics.

# Lampiran

## Logging Tools



Log Sumur PNJ-2

