

**INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK IDENTIFIKASI  
RESERVOAR BATUPASIR PADA LAPANGAN “AMH”**

Skripsi

Oleh

Agung Mahesya Hakim



**FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG  
2016**

## **ABSTRAK**

### **INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK IDENTIFIKASI RESERVOAR BATUPASIR PADA LAPANGAN “AMH”**

Oleh

**AGUNG MAHESYA HAKIM**

Formasi Talangakar yang terletak pada lapangan AMH, Cekungan Sumatera selatan merupakan reservoir batupasir yang cukup baik sebagai tempat terakumulasinya hidrokarbon. Dalam penelitian ini, telah dilakukan inversi seismik 3D untuk mengetahui karakteristik dari Formasi talangakar pada Lapangan AMH, Cekungan Sumatera Selatan. Penelitian ini menggunakan inversi *model based* yang bertujuan untuk mendapatkan nilai *acoustic impedance* yang berguna untuk identifikasi sebaran, nilai porositas dan kondisi reservoir dari zona target. Dari hasil inversi diperoleh penyebaran reservoir di Lapangan AMH. Dari proses inversi yang dilakukan pada data seismik 3D di Lapangan AMH diperoleh harga impedansi akustik untuk reservoir Horizon TOP dan BSM adalah antara 28000 ft/s\*g/cc - 30000 ft/s\*g/cc. Zona prospek hidrokarbon berada pada patahan yang tersebar di sekitar lapangan bawah TOP Horizon.

Kata kunci : Inversi seismik, Impedansi Akustik, Porositas dan Formasi Talangakar

## **ABSTRACT**

### **ACOUSTIC IMPEDANCE INVERSION FOR SAND RESERVOIR IDENTIFICATION IN "AMH" FIELD**

By

**AGUNG MAHESYA HAKIM**

Talangakar formation that lies in the field of AMH , south Sumatra Basin is a reservoir sandstones are quite good as hydrocarbons accumulation. In this study, we conducted 3D seismic inversion to determine characteristics of Talangakar formation on AMH Field , South Sumatra Basin . This study using inversion based models that aim to get acoustic impedance values that are useful for identification of distribution, porosity, and reservoir conditions of the interest zone . Inversion results show the reservoir distribution in the Field AMH and from inversion process gets acoustic impedance value for Horizon reservoir TOP and BSM are between  $28000 \text{ ft} / \text{s} * \text{g} / \text{cc}$  -  $30000 \text{ ft} / \text{s} * \text{g} / \text{cc}$  . hydrocarbon prospects zone located at the fault that spreading below TOP Horizon.

Key word : Seismic inversion, Acoustic Impedance, Porosity, and Talangakar Formation

**INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK IDENTIFIKASI  
RESERVOAR BATUPASIR PADA LAPANGAN “AMH”**

Oleh

Agung Mahesya Hakim

Skripsi

Sebagai Syarat Untuk Mencapai Gelar  
SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Universitas Lampung



**FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG  
2016**

Judul Penelitian : **INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK  
IDENTIFIKASI RESERVOAR BATUPASIR  
PADA LAPANGAN “AMH”**

Nama : Agung Mahesya Hakim

No. Pokok Mahasiswa : 1115051004

Jurusan : Teknik Geofisika


Fakultas : Teknik

**MENYETUJUI**

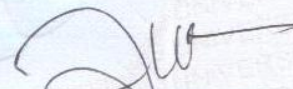
1. Komisi Pembimbing,

Pembimbing I

Pembimbing II

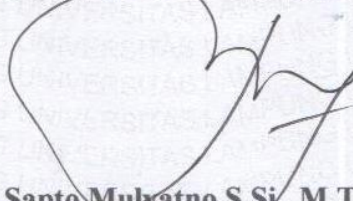


**Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.**  
NIP. 19700120 200003 1001



**Rustadi, S.Si., M.T.**  
NIP. 19730716 200012 1002

2. Ketua Jurusan ~~Teknik~~ Geofisika



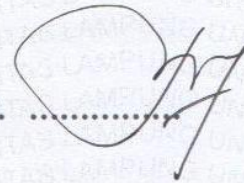
**Bagus Sapto Mulyatno S.Si., M.T.**  
NIP. 19700120 200003 1001



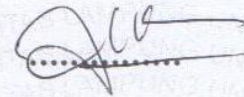
## MENGESAHKAN

### 1. Tim Penguji

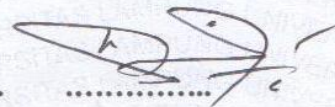
Ketua : **Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.** .....



Sekretaris : **Rustadi, S.Si., M.T.**



Penguji  
Bukan Pembimbing : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.** .....

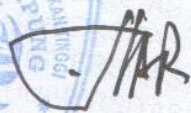


### 2. Dekan Fakultas Teknik



**Prof. Drs. Suharno, M.Sc, Ph.D**

NIP. 19620717 198703 1 002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **22 Februari 2016**

## PERNYATAAN

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

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

Bandar Lampung, 29 Februari 2016



**Agung Mahesya Hakim**



## RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Kota Bandar Lampung, Tanjung Karang pada tanggal 29 Maret 1993 yang merupakan anak pertama dari tiga bersaudara dari pasangan Bapak Nurman Hakim dan Ibu Elidawati. Penulis menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-kanak di Departemen Agama (DEPAG) pada tahun 1999, kemudian melanjutkan pendidikan di SD N 6 Kelapa Tujuh Kotabumi pada Tahun 2005, SMP N 1 Kotabumi pada Tahun 2008, dan pada tahun 2011 menyelesaikan pendidikan sekolah menengah atas di SMA N 12 Bandar Lampung, penulis tercatat aktif pada berbagai organisasi, Organisasi Siswa Intra Sekolah (OSIS) sebagai Kepala Bidang Kepemimpinan dan Disiplin pada tahun 2009, Majelis Permusyawaratan Kelas (MPK) sebagai Ketua Umum pada tahun 2010, dan mengikuti Ekstrakurikuler Paskibra Pada tahun 2008 sampai 2011.

Selanjutnya, pada tahun 2011 penulis terdaftar sebagai mahasiswa di Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung melalui



jalur UML. Selama menjadi mahasiswa, penulis aktif di berbagai kegiatan kampus antara lain sebagai Anggota Divisi *Course* dan Intelektual Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) Lampung (2012/2013), Anggota Biro Dana dan Usaha (DANUS) di Teknik Geofisika (2012/2013), Anggota umum Biro Dana dan Usaha (DANUS) Hima TG Bhuwana (2013/2014). Pada Tahun 2015 Penulis melakukan Kerja Praktek (KP) di PT. Dizamatra Powerindo Lahat Sumatera Selatan. Kemudian penulis melakukan penelitian sebagai bahan penyusun Tugas Akhir (TA) di PT. Pertamina Asset 2 Prabumulih, Sumatera Selatan.

## PERSEMBAHAN

Aku persembahkan ini untuk :

Allah SWT

Untuk Orangtuaku yang terbaik sedunia,  
Nurman Hakim Bin M. Siddik  
dan  
Elidawati Binti H. Tarmizi, Beserta  
segenap harapan dan cinta mereka

Saudara Kandungku Syafrillah Amanda  
Dan Akhyatul Fikri

Sahabat hati yang selalu mendukungku dan memberi  
motivasi

Teknik Geofisika UNILA 2011  
Keluarga Besar Teknik Geofisika UNILA  
Almamater Tercinta UNILA

## MOTTO

“Bersabar, Berusaha, dan Bersyukur  
Bersabar dalam berusaha  
Berusaha dengan tekun dan pantang menyerah  
Dan Bersyukur atas apa yang telah diperoleh”  
(Agung M.H)

“Imagination is more important than knowledge  
Knowledge is limited  
Imagination encircles the world”  
(Albert Einstein)

فَإِن مَّعَ الْعُسْرِ يَسْرًا

Karena sesungguhnya sesudah kesulitan itu ada kemudahan.

(Qs 94. Alam Nasyrah: 5)

-Alhamdulillah-

## **KATA PENGANTAR**

*Assalamu'alaikum Wr.Wb.*

Alhamdulillah, puji syukur bagi Allah Subhanawata'ala yang telah memberikan nikmat, karunia dan perlindungan-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul "Inversi Impedansi Akustik Untuk Identifikasi Reservoir Batu Pasir pada Lapangan "AMH". Skripsi ini merupakan salah satu bagian dari kurikulum dan salah satu syarat bagi penulis untuk menyelesaikan studi pada Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung. Skripsi ini merupakan hasil kegiatan Tugas Akhir di PT.Pertamina Asset 2 Sumatera Selatan Penulis menyadari masih banyak ketidaksempurnaan dan kelemahan dalam skripsi ini. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun agar kedepannya penulis bisa jauh lebih baik lagi. Semoga Skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua.

*Wassalamu'alaikum Wr. Wb.*

Bandar lampung, 29 Februari 2016  
Penulis,

Agung Mahesya Hakim



## SANWACANA

Segala puji hanya bagi Allah Tuhan semesta alam yang karena kehendakNya lah penulis bisa menyelesaikan Skripsi ini. Banyak pihak yang telah berperan serta membantu penulis dalam menyelesaikan Skripsi ini. Oleh karena itu, penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Allah S.W.T karena dengan rahmat dan hidayahnya penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Serta tidak lupa hanya kepadanya lah penulis memohon dan meminta agar selalu di berikan kemudahan dalam segala hal, khusus nya dalam menyelesaikan skripsi ini.
2. Kedua Orang tuaku, Ayahku Nurman Hakim dan Bundaku Elidawati yang selalu menyayangiku, memberi memotivasi, serta semangat yang tiada henti dan dukungan finansial kepada penulis.
3. Juga adik – adikku Syafrillah Amanda dan Akhyatul Fikri yang selalu membuatku semangat agar cepat menyelesaikan skripsi ini.
4. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.T, M.T . Selaku ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
5. Bapak Prof. Suharno, Selaku Pembimbing Akademik di Jurusan Teknik Geofisika Universtitas Lampung.
6. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si,M.T. Selaku Pembimbing I yang telah membimbing dan memberi masukan bagi perbaikan skripsi.

7. Bapak Rustadi S.Si, M.T selaku pembimbing II yang telah membimbing dan memberikan banyak masukan bagi perbaikan skripsi.
8. Bapak Dr. Ordas Dewanto S.Si, M.Si selaku penguji yang telah menguji dan memberikan banyak masukan bagi perbaikan skripsi.
9. Mas. Aji Arif Sulaksono selaku pembimbing utama di PT. Pertamina Asset 2 Prabumulih yang telah memberi saran dan petunjuk kepada penulis selama penelitian Tugas Akhir.
10. Terimakasih juga buat Pak. Nanang, Mas. Rifki, Mas. Yoga, Mas. Zahri, Mas. Aziz, Mas. Adit, Mas. Dismas, Mba. Indah dan seluruh staff G & G Department PT. Pertamina Asset 2 yang telah banyak membantu memberikan masukan dan saran, serta motivasi agar penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir.
11. Mas. Detra staf HRD yang sudah mengurus keperluan Penulis selama Penelitian Tugas Akhir di PT. Pertamina Asset 2 Prabumulih.
12. Teman-teman seperjuangan Teknik Geofisika Angkatan 2011. Achmadi, alwi, annisa, arenda, asri, bagus, sibu, dian triyanto, dian rizki, doni, farid, fitri rusmala, fitri wahyu, guspri, hardeka, hilda, leo, lia, wanda, mezzrin, nanda, rahmi, ratu, rika, cici, sari, syamsul, titi, tri, wilyan, dan yusuf teman-teman yang selalu dan akan menjadi keluarga baru dan tempat untuk selalu belajar serta bertukar pikiran.
13. Teman seperjuangan TA di PT. Pertamina Asset 2 Prabumulih, Khususnya Tri Pamungkas Universitas Lampung yang selalu memberiku masukan dan semangat.

14. Sahabat – sahabatku Alwi Karya Sasmita, Bagus Hardiansyah, Doni Zulfafa dan Hardeka Pameramba yang selama ini membantuku baik dalam senang maupun susah dan memberiku motivasi untuk terus maju sehingga menjadi lebih baik.
15. Keluarga besar teknik geofisika UNILA khususnya kakak tingkat 2007, 2008, 2009, 2010, serta adik-adik tingkat 2012, 2013, 2014 dan 2015, yang selalu memberi semangat.

Terimakasih atas persaudaraan kita selama ini dan motivasinya kepada penulis sejak sebelum TA hingga penyelesaian skripsi ini. Semoga skripsi yang sederhana ini dapat berguna untuk kita semua. Aminnn.

Bandar Lampung, 29 Februari 2016

Agung Mahesya Hakim

## DAFTAR ISI

	Halaman
<b>ABSTRAK</b> .....	i
<b>ABSTRACT</b> .....	ii
<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	iii
<b>HALAMAN PERSETUJUAN</b> .....	iv
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	v
<b>HALAMAN PERNYATAAN</b> .....	vi
<b>RIWAYAT HIDUP</b> .....	vii
<b>PERSEMBAHAN</b> .....	ix
<b>MOTTO</b> .....	x
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	xi
<b>SANWACANA</b> .....	xii
<b>DAFTAR ISI</b> .....	xv
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	xviii
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xx
<b>I. PENDAHULUAN</b>	
A. Latar Belakang .....	1
B. Tujuan Penelitian .....	2
C. Batasan Masalah .....	2
<b>II. TINJAUAN PUSTAKA</b>	
A. Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan .....	4
B. Letak Geografis Cekungan Sumatera Selatan .....	5
C. Latar Belakang Geologi Regional Sumatera Selatan .....	6
1. Fasa rifting ( Paleogene) .....	6
2. Fasa sagging ( Oligocene Akhir – Miocene Akhir ) .....	6
3. Fasa kompresi (Plio – Pleistocene) .....	6
D. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan	
1. Batuan pra-tersier .....	7
2. Batuan tersier .....	8
a. Formasi lahat (LAF) .....	8
b. Formasi talang akar (TAF) .....	10
c. Formasi baturaja (BRF) .....	10
d. Formasi gumai (GUF) .....	11
e. Formasi air benakat (ABF) .....	11
f. Formasi muara enim (MEF) .....	11



g. Formasi kasai (KAF) .....	11
E. Petroleum System	
1. Batuan induk .....	12
2. Batuan reservoir .....	12
3. Batuan penyekat (Seal) .....	13
4. Perangkap (Trap) .....	13
5. Migrasi .....	13
<b>III. TEORI DASAR</b>	
A. Metode Inversi Seismik .....	14
1. Metode inversi <i>Model Based</i> .....	15
2. Impedansi akustik .....	19
3. Koefisien refleksi .....	20
4. Wavelet .....	21
5. Seismogram sintetik .....	22
B. Porositas Batuan .....	23
<b>IV. METODE PENELITIAN</b>	
A. Waktu dan Tempat Penelitian .....	26
B. Jadwal Penelitian .....	26
C. Perangkat Lunak .....	27
D. Data Penelitian .....	27
1. Data seismik 3D .....	27
2. Data sumur .....	28
3. Peta <i>basemap</i> .....	31
4. Data geologi Regional .....	31
5. Data <i>checkshot</i> .....	32
6. Data <i>marker</i> .....	32
7. Data <i>interpretasi horizon</i> .....	32
E. Pengolahan Data .....	33
1. Loading data .....	33
2. Editing log .....	33
3. Analisis data log .....	33
4. Pembuatan <i>log</i> .....	33
5. Penentuan <i>marker</i> .....	34
6. Peningkatan data sumur dengan data seismik .....	34
7. Wavelet .....	34
a. Ekstraksi wavelet .....	34
b. Ekstraksi wavelet ricker30 .....	35
8. Well seismik tie .....	37
9. Picking horizon .....	37
10. Analisis sensitivitas .....	37
11. Model initial .....	38
12. Analisa hasil inversi .....	39
13. Diagram alir pengolahan data .....	39

<b>V. HASIL DAN PEMBAHASAN</b>	
A. Analisis Well Seismik Tie .....	41
1. Analisis tuning thickness .....	44
2. Penelusuran dan interpretasi horizon .....	45
3. Pembuatan model awal ( <i>initial model</i> ) .....	48
4. Inversi model based .....	49
B. Analisis Sensitivitas .....	56
1. <i>Crossplot log</i> impedansi akustik dan <i>log porosity</i> .....	56
C. Hasil Inversi Model Based .....	59
1. Inversi berbasis model ( <i>model based inversion</i> ) .....	59
2. Analisis <i>log</i> dan porositas .....	60
3. Interpretasi hasil .....	64
<b>VI. KESIMPULAN DAN SARAN</b>	
A. Kesimpulan .....	68
B. Saran .....	69

## **DAFTAR PUSTAKA**

## DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1. Geologi regional penelitian .....	5
Gambar 2.2. Stratigrafi cekungan penelitian .....	9
Gambar 3.1. Berbagai macam metode inversi seismik .....	14
Gambar 3.2. Diagram alir penyelesaian inversi <i>model based</i> .....	18
Gambar 3.3. Ilustrasi hubungan geologi dan seismik .....	20
Gambar 3.4. Konvolusi deret koefisien refleksi .....	23
Gambar 4.1. Seismik 3D pre stack <i>time migration</i> .....	28
Gambar 4.2. Tampilan log pada sumur AMH 77 pada zonna target .....	29
Gambar 4.3. Tampilan log pada sumur AMH 85 pada zonna target .....	29
Gambar 4.4. Tampilan log pada sumur AMH 86 pada zonna target .....	30
Gambar 4.5. Tampilan log pada sumur AMH 91 pada zonna target .....	30
Gambar 4.6. Peta <i>basemap</i> lapangan “AMH” .....	31
Gambar 4.7. <i>Wavelet</i> ricker30 hasil ekstraksi dari data seismik .....	35
Gambar 4.8. Diagram alir pengolahan data .....	40
Gambar 5.1. Peta <i>Well seismic tie</i> pada sumur AMH 77 .....	42
Gambar 5.2. Peta <i>Well seismic tie</i> pada sumur AMH 85 .....	42
Gambar 5.3. Peta <i>Well seismic tie</i> pada sumur AMH 86 .....	43
Gambar 5.4. Peta <i>Well seismic tie</i> pada sumur AMH 91 .....	44
Gambar 5.5. Proses <i>picking horizon Top dan BSM inline 2258</i> .....	46
Gambar 5.6. Peta <i>time structure</i> pada Horizon TOP .....	47
Gambar 5.7. Peta <i>time structure</i> pada Horizon BSM .....	47
Gambar 5.8. Model awal AI lapangan “AMH” pada inline 2258 .....	48
Gambar 5.9. <i>Error plot</i> pada inversi <i>Model Based</i> pada sumur AMH 77, AMH 85, AMH 86, dan AMH 91 .....	52
Gambar 5.10. <i>Korelasi total</i> pada inversi <i>Model Based</i> pada sumur AMH 77, AMH 85, AMH 86, dan AMH 91 .....	53
Gambar 5.11 <i>Pre analisis</i> inversi <i>model based</i> AMH 77 .....	54
Gambar 5.12 <i>Pre analisis</i> inversi <i>model based</i> AMH 85 .....	54
Gambar 5.13. <i>Pre analisis</i> inversi <i>model based</i> AMH 86 .....	55
Gambar 5.14. <i>Pre analisis</i> inversi <i>model based</i> AMH 91 .....	55
Gambar 5.15. <i>Crossplot log</i> Impedansi Akustik terhadap <i>porosity</i> sumur AMH 77 .....	57
Gambar 5.16. <i>Crossplot log</i> Impedansi Akustik terhadap <i>porosity</i> sumur AMH 85 .....	58
Gambar 5.17. <i>Crossplot log</i> Impedansi Akustik terhadap <i>porosity</i> sumur AMH 86 .....	58

Gambar 5.18. <i>Crossplot log</i> Impedansi Akustik terhadap <i>porosity</i> sumur AMH 91 .....	59
Gambar 5.19. Hasil inversi <i>model based</i> sumur AMH 77 .....	60
Gambar 5.20. Tampilan <i>Log Gamma Ray</i> , <i>porosity</i> dan AI pada AMH 77 .....	61
Gambar 5.21. Tampilan <i>Log Resistivity</i> dan <i>Density</i> pada AMH 77 .....	62
Gambar 5.22. Hubungan antara porositas dan impedansi akustik untuk mendapatkan model porositas .....	63
Gambar 5.23. Hasil porositas pada sumur AMH 77 .....	64
Gambar 5.24. Penampang lateral impedansi akustik di bawah 30 ms .....	65
Gambar 5.25. Penampang lateral struktur waktu di bawah 30 ms zona prospek .....	66
Gambar 5.26. Penampang peta persebaran <i>porosity</i> zona prospek .....	67



## DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 3.1. Skala penentuan nilai porositas absolut .....	24
Table 4.1. Jadwal penelitian .....	26
Tabel 5.1. Hasil Analisa Tabel Tuning Thickness .....	45
Tabel 5.2. Nilai <i>korelasi</i> uji parameter <i>soft constraint</i> pada <i>Pre analysis Model Based</i> .....	51
Tabel 5.3. Nilai <i>korelasi</i> uji parameter <i>soft constraint</i> pada <i>Pre analysis Model Based</i> .....	51

## **I. PENDAHULUAN**

### **A. Latar Belakang**

Metode seismik merupakan metode geofisika yang cukup handal dalam mencitrakan kondisi bawah permukaan dengan menggunakan prinsip perambatan gelombang seismik. Metode seismik ini paling sering digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon, karena mampu memberikan gambaran struktur bawah permukaan bumi baik dengan tingkat keakuratan yang lebih baik dibandingkan dengan metode geofisika lainnya. Selain itu, metode ini juga dapat mengukur sifat elastis batuan dan mendeteksi variasi sifat-sifat batuan bawah permukaan.

Interpretasi seismik merupakan salah satu tahapan yang penting dalam eksplorasi hidrokarbon dimana dilakukan pengkajian, evaluasi, pembahasan data seismik hasil pemrosesan ke dalam kondisi geologi yang mendekati kondisi geologi bawah permukaan sebenarnya agar lebih mudah untuk dipahami. Pada tahapan interpretasi seismik ini dibutuhkan pengetahuan dasar yang baik dari ilmu geofisika dan geologi mengenai keberadaan dan karakterisasi sebuah reservoir hidrokarbon. Salah satu metode yang digunakan dalam melakukan interpretasi data seismik adalah metode inversi impedansi akustik.

Metode inversi impedansi akustik merupakan suatu proses konversi dari data seismik menjadi data impedansi akustik yang merupakan sifat dasar dari suatu batuan. Apabila data seismik konvensional melihat batuan di bawah permukaan sebagai interfacing antar lapisan batuan, maka data impedansi akustik melihat batuan di bawah permukaan sebagai susunan lapisan batuan itu sendiri. Hal tersebut menyebabkan data impedansi akustik lebih mendekati gambaran nyata lapisan di bawah permukaan sehingga menjadi lebih mudah untuk dimengerti, namun membutuhkan dukungan data untuk mengoptimalkan gambarannya secara lateral yang di dukung oleh data seismik.

## **B. Tujuan Penelitian**

Tujuan dalam penelitian ini adalah :

1. Menentukan nilai impedansi akustik hasil inversi pada reservoir.
2. Mengidentifikasi pola sebaran dan kualitas reservoir melalui analisis impedansi akustik serta porositasnya.
3. Menentukan zona prospek hidrokarbon.

## **C. Batasan Masalah**

Pada Penelitian ini perlu dibuat penyerderhanaan permasalahan yang ada.

Pembatasan masalah ini meliputi :

1. Daerah penelitian di batasi oleh dua buah horizon yaitu TOP dan BSM pada TAF.
2. Metode inversi yang digunakan adalah metode inversi berbasis *model based inversion*.

3. Data seismik yang di gunakan ialah data seismik 3D *pre stack time migrasion (PSTM)*.

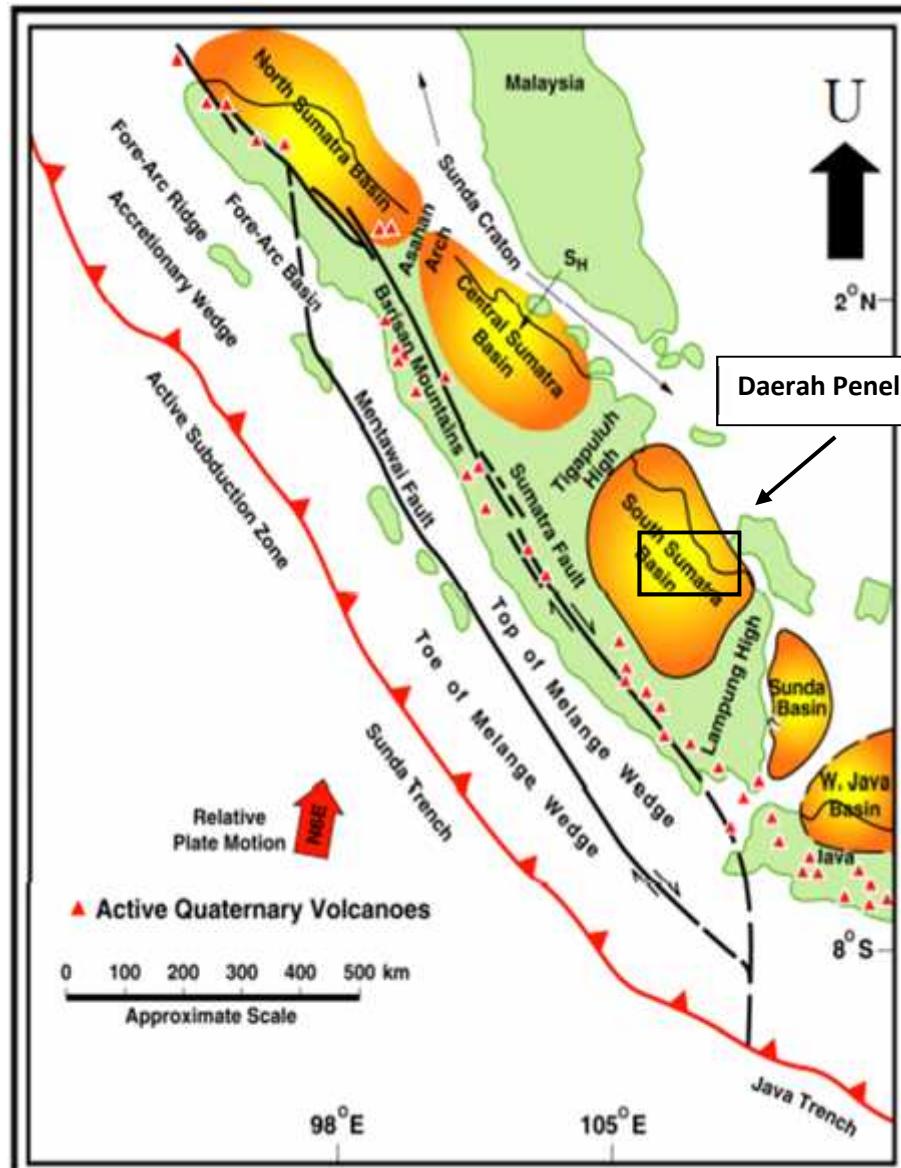


## II. TINJAUAN PUSTAKA

### A. Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan

Secara umum, Pulau Sumatra terdiri atas tiga buah cekungan besar. Ketiga buah cekungan itu adalah *North Sumatra Basin*, *Central Sumatra Basin* dan *South Sumatra Basin*. Wilayah penelitian berada di South Sumatra Basin atau Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan (*South Sumatra Basin*) dibatasi oleh Paparan Sunda di sebelah timurlaut, daerah *Lampung High* di sebelah Tenggara, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah baratdaya serta Pegunungan Dua Belas dan *Tiga Puluh High* di sebelah barat laut. Evolusi cekungan ini diawali sejak Mesozoic dan merupakan cekungan busur belakang *back arc basin* (Pulunggono, 1992).

Tektonik cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda (Hendrick dan Aulia, 1993). Geologi regional Cekungan Sumatera Selatan dapat dilihat pada Gambar 2.1.



**Gambar 2.1.** Geologi Regional Penelitian (Heidrick dan Aulia, 1993).

### B. Letak Geografis Cekungan Sumatra Selatan

Lapangan Prabumulih terletak di Cekungan Sumatera Selatan (*South Sumatra Basin*) yang merupakan cekungan tersier berarah barat laut tenggara, cekungan ini dipisahkan dari Cekungan Sunda pada arah SE oleh Tinggian Lampung, dan dipisahkan dari Cekungan Sumatra Tengah oleh Tinggian Bukit Tiga Puluh.

### C. Latar belakang Geologi Regional Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan dan Cekungan Sumatera Tengah mempunyai sejarah pembentukan yang sama dimana kedua cekungan tersebut merupakan suatu cekungan *back-arc basin*. Perkembangan dan pembentukan cekungan Sumatra Selatan dipengaruhi oleh tiga fasa tektonik utama : Fasa Rifting, Fasa Sagging dan Fasa Kompresi.

#### 1. Fasa Rifting ( Paleogene)

Fasa ini dimulai dengan adanya subduksi miring Lempeng Samudra Hindia terhadap Lempeng Benua Asia (Sunda Land) pada masa Pre-Tersier (Jura Akhir-Kapur Awal), dengan arah konvergensi N 30 W sebagai fasa kompresi. Gerak penujaman miring ini membentuk sesar geser Jura Akhir dan sesar geser Kapur Awal yang diduga berkembang sebagai Sesar Geser Musi dan Sesar Geser Lematang.

#### 2. Fasa Sagging ( Oligocene Akhir – Miocene Akhir )

Fasa ini diduga terbentuk karena proses penyeimbangan-penyeimbangan isostatik yang menghasilkan depresi – depresi dangkal yang selanjutnya merubah cekungan Sumatera Selatan menjadi bersifat “*back arc*”. Dari Oligosen Akhir sampai Miosen, di seluruh cekungan terjadi penurunan (subsistensi) yang meluas. Penurunan ini bergabung dengan perubahan “*eustatic sea level*” mengubah fasies sedimentasi dari yang bersifat darat/lacustrine menjadi laut dangkal (Formasi Upper Talang Akar/TRM, Batu Raja).

#### 3. Fasa Kompresi (Plio – Pleistocene)

Pada akhir Miocene – Pliocene, Cekungan Sumatra Selatan mengalami

peningkatan tektonik sebagai akibat tumbukan konvergensi lempeng Samudra Hindia dengan lempeng “Sunda Land”. Tektonik kompresi ini mengangkat Bukit Barisan dan menjadi “source sedimen” baru di bagian barat cekungan. Fasa tektonik kompresi ini sangat penting di dalam industri perminyakan, karena struktur-struktur yang terbentuk pada perioda ini banyak menghasilkan struktur-struktur cebakan minyak bumi. Cebakan-cebakan yang terbentuk bukan hanya terbatas pada sedimen-sedimen berumur Miosen Tengah dan Akhir, tetapi juga memperbesar cebakan-cebakan terdahulu (Pre-Early Miocene).

#### **D. Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Selatan**

Pada dasarnya stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dikenal satu daur besar (*megacycle*) yang terdiri dari suatu transgresi dan kemudian diikuti oleh regresi. Kelompok fase transgresi disebut kelompok Telisa yang terdiri dari Formasi Lahat, Talang Akar, Baturaja dan Formasi Gumai, sedangkan kelompok fase regresi disebut kelompok Palembang yang terdiri dari Formasi Air Benakat, Muara Enim dan Formasi Kasai. Berikut diberikan gambaran secara umum mengenai stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan.

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi tiga kelompok yaitu kelompok batuan Pra-Tersier, kelompok batuan Tersier serta kelompok batuan Kuarter.

##### **1. Batuan Pra-Tersier**

Batuan Pra-Tersier Cekungan Sumatera Selatan merupakan dasar cekungan (Basement). Batuan ini ditemukan sebagai batuan beku,

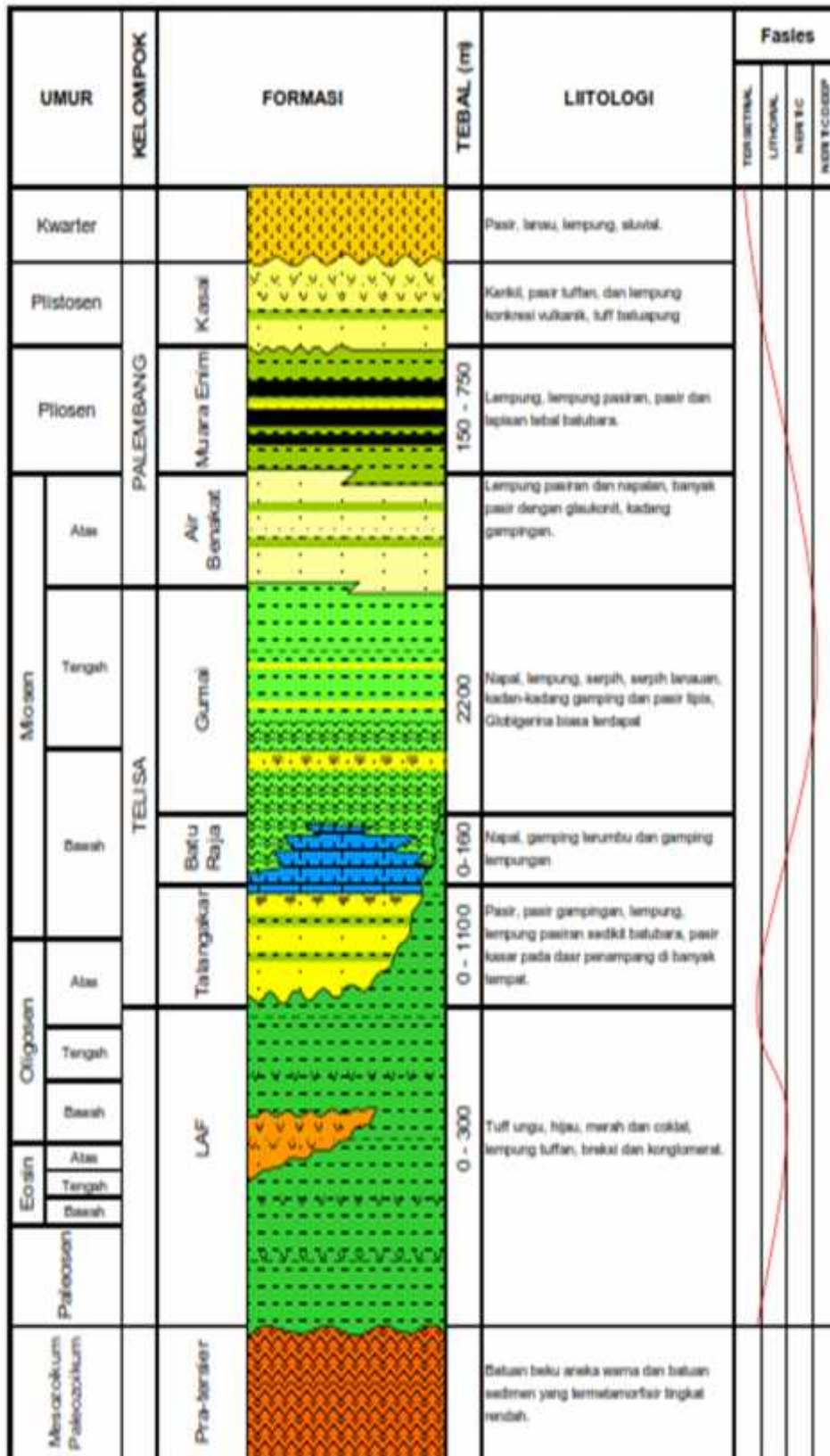
batuan metamorf dan batuan sedimen. Batuan Pra-Tersier ini diperkirakan telah mengalami perlipatan dan patahan yang intensif pada zaman Kapur Tengah sampai zaman Kapur Akhir dan diintrusi oleh batuan beku sejak orogenesis Mesozoikum Tengah.

## 2. Batuan Tersier

Urutan sedimentasi Tersier di Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi dua tahap pengendapan, yaitu tahap genang laut dan tahap susut laut. Sedimen-sedimen yang terbentuk pada tahap genang laut disebut Kelompok Telisa, dari umur Eosen Awal hingga Miosen Tengah terdiri atas Formasi Lahat (LAF), Formasi Talang Akar (TAF), Formasi Baturaja (BRF), dan Formasi Gumai (GUF). Sedangkan yang terbentuk pada tahap susut laut disebut Kelompok Palembang dari umur Miosen Tengah – Pliosen terdiri atas Formasi Air Benakat (ABF), Formasi Muara Enim (MEF), dan Formasi Kasai (KAF).

### a. Formasi Lahat (LAF)

Formasi ini terletak secara tidak selaras diatas batuan dasar, yang terdiri atas lapisan-lapisan tipis tuf andesitik yang secara berangsur berubah keatas menjadi batu lempung tufaan. Selain itu breksi andesit berselingan dengan lava andesit, yang terdapat dibagian bawah. Formasi ini terdiri dari tuf, aglomerat, batulempung, batupasir tufaan, konglomeratan dan breksi yang berumur Eosen Akhir hingga Oligosen Awal. Ketebalan dan litologi sangat bervariasi dari satu tempat ke tempat yang lainnya karena bentuk cekungan yang tidak teratur.



Gambar 2.2. Stratigrafi Cekungan Penelitian (Koesomadinata, 1980).

b. Formasi Talang Akar (TAF)

Formasi Talang akar di beberapa tempat bersentuhan langsung secara tidak selaras dengan batuan Pra Tersier. Formasi ini di beberapa tempat menindih selaras Formasi Lahat, hubungan itu disebut rumpang stratigrafi, ia juga menafsirkan hubungan stratigrafi diantara kedua formasi tersebut selaras terutama dibagian tengahnya, ini diperoleh dari data pemboran sumur Limau yang terletak disebelah Barat Daya Kota Prabumulih (Anonim, 2012), Formasi Talang Akar terdiri atas batupasir, yang mengandung kuarsa dan ukuran butirnya pada bagian bawah kasar dan semakin atas semakin halus. Pada bagian teratas batupasir ini berubah menjadi batupasir konglomeratan atau breksian. Batupasir berwarna putih sampai coklat keabuan dan mengandung mika, terkadang terdapat selangseling batulempung coklat dengan batubara, pada anggota ini terdapat sisa-sisa tumbuhan dan batubara, ketebalannya antara 40 – 830 meter. Sedimen-sedimen ini merupakan endapan fluviatil sampai delta. Formasi ini berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal. Ketebalan formasi ini pada bagian selatan cekungan mencapai 460 – 610 meter, sedangkan pada bagian utara cekungan mempunyai ketebalan kurang lebih 300 meter.

c. Formasi Baturaja (BRF)

Formasi ini diendapkan secara selaras diatas Formasi Talang Akar. Terdiri dari batugamping terumbu dan batupasir gampingan. Di gunung Gumai tersingkap dari bawah keatas berturut-turut napal tufaan, lapisan batugamping koral, batupasir napalan kelabu putih. Ketebalannya antara 19 - 150 meter dan berumur Miosen Awal. Lingkungan Pengendapannya adalah



laut dangkal.

d. Formasi Gumai (GUF)

Formasi Gumai ini terdiri atas napal tufaan berwarna kelabu cerah sampai kelabu gelap. Kadang-kadang terdapat lapisan-lapisan batupasir glaukonit yang keras, tuff, breksi tuff, lempung serpih dan lapisan tipis batugamping. Umur dari formasi ini adalah Awal Miosen Tengah (Tf2) (Van Bemmelen, 1949).

e. Formasi Air Benakat (ABF)

Formasi ini berumur dari Miosen Akhir hingga Pliosen. Litologinya terdiri atas batupasir tufaan, sedikit atau banyak lempung tufaan yang berselang-seling dengan batugamping napalan atau batupasirnya semakin keatas semakin berkurang kandungan glaukonitnya. Ketebalan formasi ini berkisar 250 – 1550 meter. Lokasi tipe formasi ini terletak diantara Air Benakat dan Air Benakat Kecil (kurang lebih 40 km sebelah utara-baratlaut Muara Enim (Lembar Lahat).

f. Formasi Muara Enim (MEF)

Formasi ini terdiri atas batulempung dan batupasir coklat sampai coklat kelabu, batupasir berukuran halus sampai sedang. Didaerah Palembang terdapat juga lapisan batubara. Juga terdapat batulempung pasiran dan batulempung tufaan yang berwarna biru hijau, beberapa lapisan batubara berwarna merah-tua gelap, batupasir kasar halus berwarna putih sampai kelabu terang. Ketebalan formasi ini sekitar 450 -750 meter.

g. Formasi Kasai (KAF)

Formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah terdiri atas

batupasir tufan dengan beberapa selingan batulempung tufaan, kemudian terdapat konglomerat selang-seling lapisan-lapisan batulempung tufaan dan batupasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan tuf batuapung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu terkonsolidasi berstruktur sediment silang siur, lignit terdapat sebagai lensa-lensa dalam batupasir dan batulempung tufan.

### **E. Petroleum System**

Besarnya jumlah dan jenis hidrocarbon yang dihasilkan oleh suatu batuan tergantung pada tiga parameter pokok, yaitu: jenis material organik, kadar dan tingkat kematangannya. Jenis material organik (tipe kerogen) I & II berpotensi menghasilkan minyak. Sedangkan tipe kerogen III berpotensi menghasilkan gas. Kadar organik diukur dari jumlah TOC (*Total Organic Carbon*). Untuk tingkat tekanan didapat dari analisa temperatur dan tekanan.

#### **1. Batuan Induk**

Batuan yang dianggap sebagai sumber utama penghasil hidrokarbon di lapangan minyak Prabumulih Barat adalah *shale*/serpih pada Formasi Talang Akar dan Lahat. Batuserpih tersebut dinilai berpotensi karena telah dalam kondisi matang (*mature*), dan telah meregenerasikan hidrokarbon. Pada Miosen Akhir-Pliosen pada kedalaman antara 2800 m terjadi proses pematangan hidrokarbon.

#### **2. Batuan Reservoir**

Reservoir utama di lapangan Prabumulih adalah batupasir formasi talang akar yang telah terbukti berproduksi di sumur-sumur existing. Batupasir ini umumnya dari kelompok arenit yang didominasi oleh butiran ketimbang

matrik. Penyusun utamanya adalah Kuarsa, sebagian feldspar dan fragmen batuan, sortasi sedang.

### 3. Batuan Penyekat (Seal)

Batuan penyekat adalah batuserpilh dari formasi Talang akar yang berselang seling dengan reservoir batupasir.

### 4. Perangkap (Trap)

Perangkap yang berkembang di Struktur Prabumulih merupakan kombinasi antara perangkap struktur dan stratigrafi.

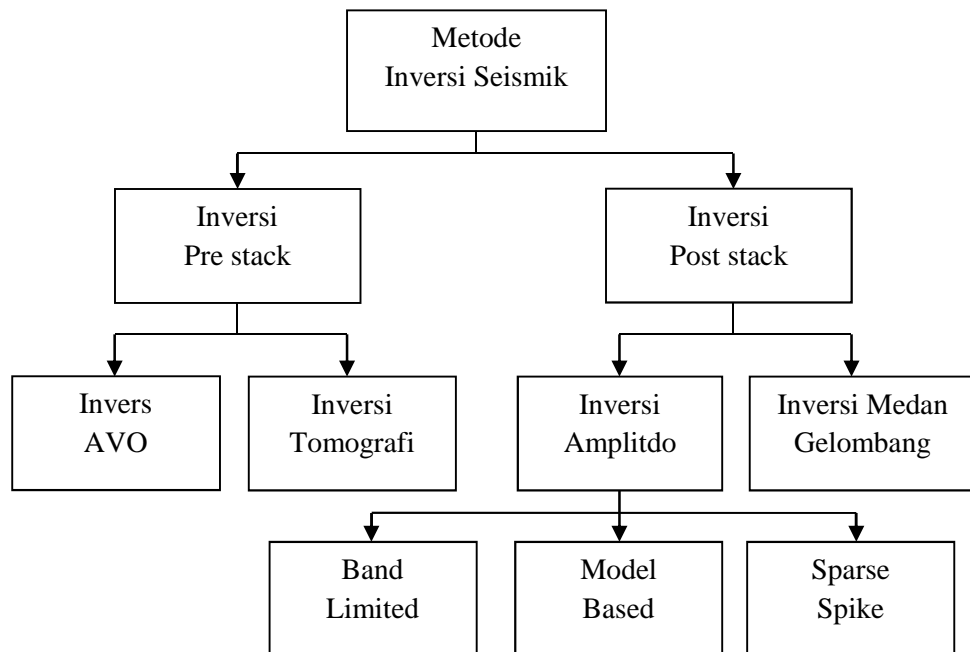
### 5. Migrasi

Migrasi Hidrokarbon di Lapangan Prabumulih diperkirakan terjadi secara *insitu migration*. Kematangan batuan induk Formasi Talang akar tercapai di dalaman (*Half-Graben*). Hidrokarbon umumnya terperangkap secara stratigrafi di Lapisan lapisan *rift-climax*. Kemudian pada Plio-Pleistosen, terjadi lagi migrasi (*secondary migration*) melalui pola patahan yang terbentuk pada saat itu.

### III. TEORI DASAR

#### A. Metode Inversi Seismik

Metode inversi seismik adalah suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Proses yang dilakukan dalam metode ini adalah dekonvolusi terhadap data jejak seismik.



**Gambar 3.1.** Berbagai macam metode inversi seismik (Sukmono, 2000).

Metode inversi seismik terbagi atas inversi *pre stack* dan inversi *post stack*. Inversi *post stack* terdiri atas inversi amplitudo (*AVO = Amplitude Versus Offset*) dan inversi waktu jalar (*travel time*) atau tomografi. *AVO* merupakan metode inversi yang mencoba menentukan parameter elastisitas dari amplitudo refleksi hasil pengukuran sebagai fungsi *offset* (sudut datang), sedangkan inversi tomografi merupakan inversi yang mencoba menentukan struktur bumi dari sejumlah waktu jalar gelombang seismik hasil pengukuran. Inversi *prestack* terdiri atas inversi amplitudo dan inversi medan gelombang. Inversi amplitudo sendiri berdasarkan algoritmanya dibedakan menjadi inversi *model based*, *band limited*, dan *sparse spike*. Untuk selanjutnya pembahasan akan dibatasi hanya pada metode inversi *prestack*, inversi amplitudo, dengan teknik *model based*.

#### 1. Metode inversi *model based*

Di antara ketiga jenis metode inversi amplitudo, metode inversi *model based* dengan menggunakan teknik inversi *Generalized Linear Inversion (GLI)* memiliki hasil dengan ralat yang terkecil.

Menurut Russell (1991), proses inversi linear umum (*GLI*) merupakan proses untuk menghasilkan model impedansi akustik yang paling cocok dengan data hasil pengukuran berdasarkan harga rata-rata kesalahan terkecil (*least square*).

Secara matematis, model dan data pengukuran dapat dirumuskan sebagai vector :

$$M = (m_1, m_2, m_3, \dots, m_k)^T \quad (3.1)$$

$$D = (d_1, d_2, d_3, \dots, d_n)^T \quad (3.2)$$

dengan  $M$  adalah vektor model dengan parameter  $k$  dan  $D$  adalah vektor data pengukuran dengan parameter  $n$ .

Hubungan antara model dan data pengukuran dinyatakan dengan persamaan:

$$d_i = F(m_1, m_2, m_3, \dots, m_k), i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (3.3)$$

dengan  $F$  adalah suatu fungsi hubungan antara model dan data pengukuran.

Proses ini akan membentuk model dengan metode *trial and error* dengan cara menganalisa perbandingan antara keluaran model dengan data hasil pengukuran yang pasti memiliki tingkat kesalahan tertentu. Proses ini dilakukan secara berulang-ulang dengan jumlah iterasi tertentu sehingga diperoleh hasil dengan tingkat kesalahan yang terkecil. Secara matematis  $F$  dapat dituliskan sebagai berikut:

$$F(M) = F(M_0) + \frac{\partial F(M_0)}{\partial M} \Delta M \quad (3.4)$$

dengan,  $M_0$  adalah model dugaan awal,  $M$  adalah model bumi sebenarnya,  $\Delta M$  adalah perubahan parameter model  $F(M)$  adalah data pengukuran,  $F(M_0)$  adalah harga perhitungan dari model dugaan, dan  $\frac{\partial F(M_0)}{\partial M} \Delta M$  adalah perubahan harga perhitungan terhadap model.

Kesalahan antara keluaran model dengan data pengukuran dinyatakan sebagai:

$$F = F(M) - F(M_0) \quad (3.5)$$

dan dalam bentuk matriks dapat ditulis sebagai berikut:

$$F = A \quad M \quad (3.6)$$

dengan  $A$  adalah matriks derivatif dengan jumlah baris  $n$  dan kolom  $k$ .

Penyelesaian dari rumusan tersebut adalah:

$$M = A^{-1} \quad F \quad (3.7)$$

dengan  $A^{-1}$  adalah invers dari matriks A.

Matriks A biasanya tidak berupa matriks segi empat, karena biasanya jumlah data pengukuran lebih banyak daripada parameter model (*over determined*). Hal ini menyebabkan matriks A tidak memiliki invers sebenarnya yang dikenal sebagai kasus overdeterminasi (Sukmono, 2000).

Untuk mengatasi hal ini biasanya dipakai metode *least square* yang dikenal sebagai metode Marquart-Levenburg. Solusi yang didapatkan adalah:

$$M = (A^T A)^{-1} A^T F \quad (3.8)$$

dengan  $A^T$  adalah matriks tranpose dari matriks A.

Metode ini membutuhkan suatu model dugaan impedansi akustik awal yang biasanya diperoleh dari data log sumur, yaitu dengan mengalikan antara data log kecepatan dengan data log densitas untuk mendapatkan data log impedansi akustik sumur.

$$IA = \rho \cdot v \quad (3.11)$$

dengan  $IA$  adalah harga impedansi akustik, dan  $\rho$  adalah densitas ( $\text{gr} \cdot \text{cc}^{-1}$ ) dan kecepatan ( $\text{ft} \cdot \text{s}^{-1}$ ).

Model awal kemudian dibangun dengan cara interpolasi dan ekstrapolasi data log impedansi akustik antar sumur yang dikontrol oleh horizon sekuen stratigrafi yang ada. Dari data impedansi akustik ini kemudian diturunkan harga koefisien refleksinya dengan persamaan :

$$KR = \frac{IA_{i+1} - IA_i}{IA_{i+1} + IA_i}, i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (3.9)$$

dengan,  $KR$  adalah koefisien refleksi,  $IA_i$  adalah harga impedansi akustik pada lapisan ke I,  $IA_{i+1}$  adalah harga impedansi akustik pada lapisan ke i+1.

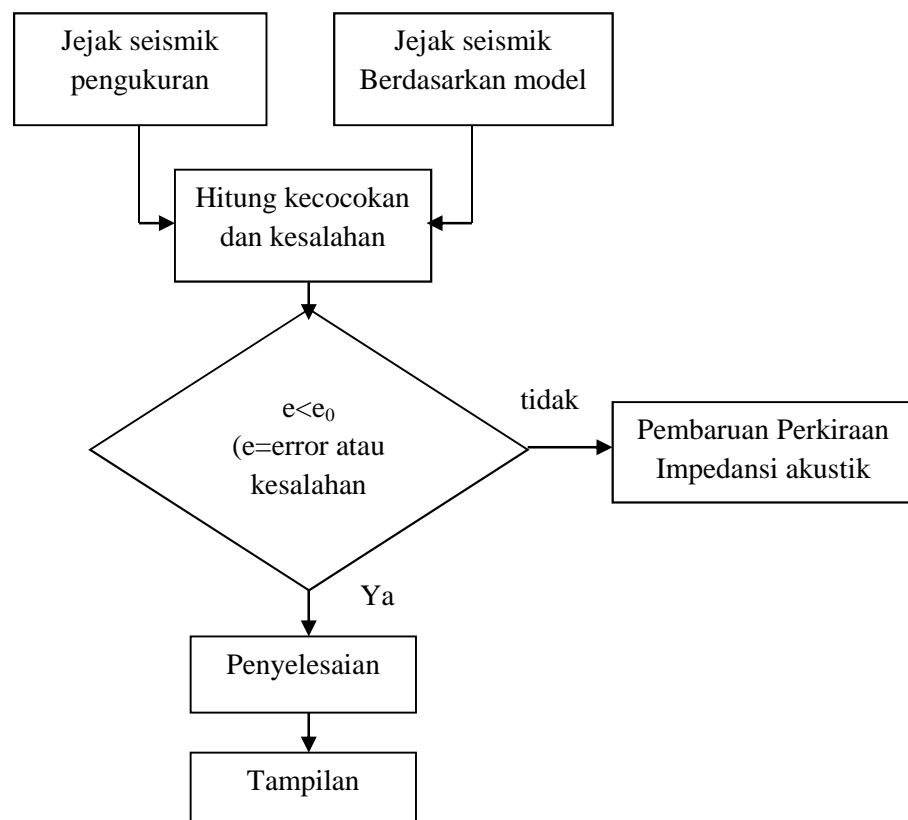
Harga koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* yang ada

$$s(t) = w(t) * r(t) \quad (3.10)$$

dengan,  $s(t)$  adalah seismogram sintetik,  $w(t)$  adalah *wavelet*, dan  $r(t)$  adalah deret koefisien refleksi.

Sehingga diperoleh seismogram sintetik yang memiliki dimensi dan karakter yang sama dengan data jejak seismik berdasarkan harga impedansi model.

Seismogram sintetik ini kemudian dibandingkan dengan jejak seismik sebenarnya dan secara iteratif model awal diubah-ubah parameternya sehingga diperoleh kecocokan yang bagus antar kedua data ini dengan tingkat kesalahan yang terkecil (Gambar 3.2).



**Gambar 3.2.** Diagram alir penyelesaian inversi *model based* (Russell, 1996).



Keunggulan metode inversi *model based* adalah hasil yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data log), kurang sensitif terhadap *noise* karena menghindari inversi langsung dari data seismik, dan nilai impedansi akustik yang didapat rata-rata adalah berbentuk *blocky* yang memiliki harga impedansi akustik yang kontras sehingga mempermudah dalam penentuan batas atas dan batas bawah suatu lapisan reservoir. Adapun kekurangan dari metode *model based* ini antara lain solusi lengkap yang diperoleh secara iteratif dan mungkin tidak pernah dicapai. Dan dimungkinkan bisa didapat lebih dari satu model yang cocok dengan data seismik (*no uniqueness*).

## 2. Impedansi akustik

Hasil akhir dari suatu proses inversi data seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap dibandingkan data seismik. Perubahan amplitudo pada data seismik hanyalah mencerminkan suatu bidang batas antar lapisan batuan sehingga bisa dikatakan bahwa data seismik adalah atribut dari suatu bidang batas lapisan batuan. Sedangkan impedansi akustik mencerminkan sifat fisis dari batuan. Secara matematis impedansi akustik batuan adalah hasil perkalian antara harga kecepatan dengan harga densitas suatu batuan. Dengan demikian, impedansi akustik adalah merupakan sifat fisis batuan yang dengan mudah dapat langsung dikonversikan menjadi karakter suatu batuan (reservoir) seperti ketebalan, porositas, maupun fluida pengisi batuan. Pada penelitian ini, obyek studi akan dibatasi pada estimasi porositas reservoir dengan menggunakan data impedansi akustik hasil inversi data seismik yang dipadukan dengan data log porositas efektif (Russell, 1998).

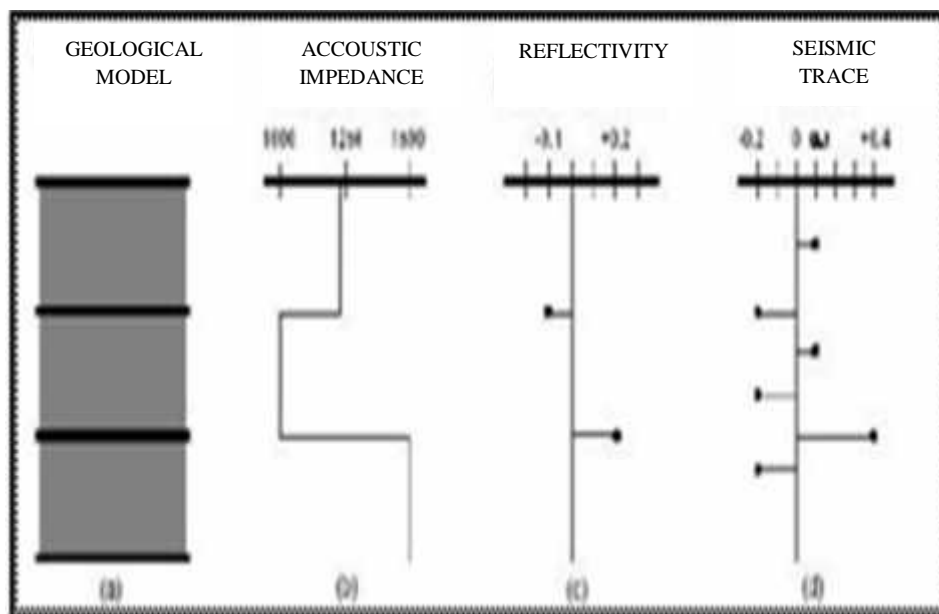
### 3. Koefisien refleksi

Koefisien refleksi atau disebut juga sebagai reflektivitas merupakan konsep fisika fundamental dalam metode seismik. Pada dasarnya setiap koefisien refleksi dapat dianggap sebagai sebuah respon dari *wavelet* seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik (Sukmono, 2000).

Pada saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (*normal incidence*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$KR = \frac{\rho_{i+1}Vp_{i+1} - \rho_i Vp_i}{\rho_{i+1}Vp_{i+1} + \rho_i Vp_i} = \frac{IA_{i+1} - IA_i}{IA_{i+1} + IA_i} \quad (3.15)$$

dimana  $KR_i$  adalah koefisien Refleksi medium  $i$ ,  $\rho_i$ ,  $\rho_{i+1}$  adalah densitas medium  $i$  dan  $i+1$ ,  $Vp_i$ ,  $Vp_{i+1}$  adalah kecepatan gelombang P pada medium  $i$  dan  $i+1$ ,  $\rho V_p$  adalah  $IA$  yaitu Impedansi akustik medium.



**Gambar 3.3.** Ilustrasi hubungan geologi dan seismik, dimana, (a) model geologi tiga lapisan, (b) merupakan impedansi akustik dari model geologi, (c) merupakan reflektivitas yang diperoleh dari impedansi akustik,

(d) jejak seismik yang diperoleh dari konvolusi antara reflektivitas dan *wavelet* (Russel, 1991).

Gambar 3.3 dan Persamaan 3.1 menyatakan semakin kompak/keras batuan, maka kecepatan rambat gelombang pada batuan tersebut makin tinggi, sehingga semakin tinggi juga nilai impedansi akustik dan sebaliknya.

Koefisien refleksi pada Persamaan 3.1 mempunyai nilai antara -1 sampai 1. Jika impedansi akustik pada  $AI_2$  lebih besar dari impedansi akustik pada  $AI_1$ , atau gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas/kecepatan rendah ke batuan dengan harga densitas/kecepatan yang lebih tinggi, maka nilai koefisien refleksi positif.

#### 4. Wavelet

*Wavelet* adalah sinyal transien yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Ledakan sumber gelombang menggambarkan suatu *wavelet*, karena setelah ledakan terjadi (saat  $t > 0$ ), energi yang dibebaskan cukup besar dan dalam selang waktu tertentu energi tersebut akan habis.

Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*. Dalam eksplorasi seismik, jenis *wavelet* yang umum dipakai adalah *zero phase* dan *minimum phase* (Russell, 1991).

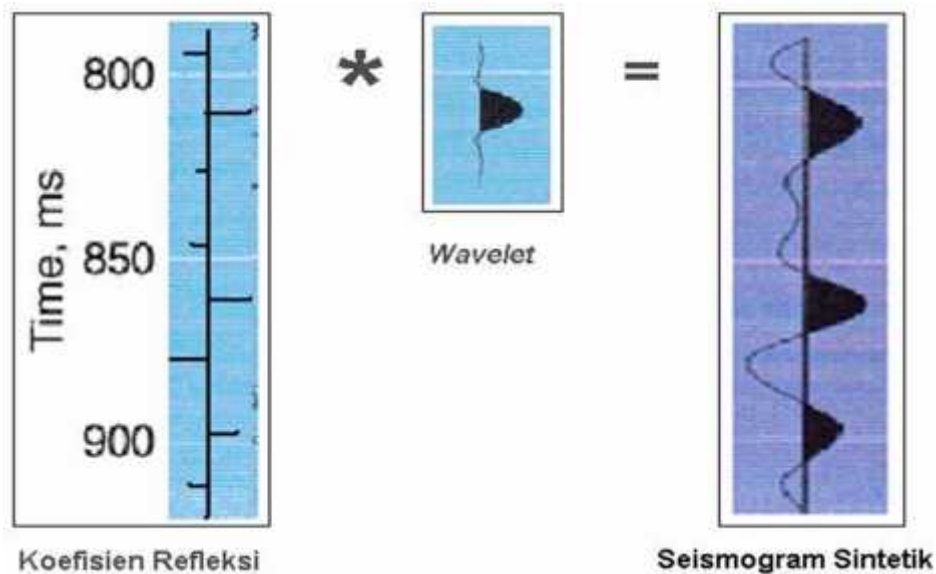
Perbedaan keempat *wavelet* tersebut terletak pada konsentrasi energi yang dipakai oleh masing-masing *wavelet*. *Wavelet* berfase nol (*zero phase wavelet*) mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi dan *standout* yang

maksimum. *Wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris) merupakan jenis *wavelet* yang lebih baik dari semua jenis *wavelet* yang mempunyai spektrum amplitudo yang sama. *Wavelet* berfase minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan. Dibandingkan jenis *wavelet* yang lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *wavelet* berfase minimum mempunyai perubahan atau pergeseran fase terkecil pada tiap-tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet* berfase minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya. *Wavelet* berfase maksimum (*maximum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet* tersebut, jadi merupakan kebalikan dari *wavelet* berfase minimum. *Wavelet* berfase campuran (*mixed phase wavelet*) merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.

##### 5. Seismogram sintetik

Seismogram sintetik adalah hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu *wavelet* (Gambar 3.4). Koefisien refleksi diperoleh dari data impedansi akustik dengan menggunakan Persamaan 3.12, dan *wavelet* diperoleh dengan melakukan pengekstrakan pada data seismik dengan atau tanpa menggunakan data sumur atau dengan *wavelet* buatan.

Menurut Sukmono (1999), salah satu kelemahan dari seismogram sintetik adalah mereka pada umumnya dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang, padahal frekuensi yang dipakai tersebut umumnya diambil dari zona target (misal daerah reservoir). Hal ini sering mengakibatkan *miss tie* pada di luar daerah zona target tersebut.



**Gambar 3.4.** Konvolusi deret koefisien refleksi dengan *wavelet* untuk membuat seismogram sintetik (Sismanto, 1999).

Seismogram sintetik merupakan sarana untuk mengidentifikasi horizon seismik yang sesuai dengan geologi bawah permukaan yang diketahui dalam suatu sumur hidrokarbon (Munadi dan Pasaribu, 1987). Identifikasi permukaan atau dasar formasi pada penampang seismik memungkinkan ditelusurinya kontinuitas formasi tersebut pada arah lateral dengan memanfaatkan data seismik.

## B. Porositas Batuan

Porositas batuan adalah salah satu sifat akustik dari reservoir yang didefinisikan sebagai ukuran kemampuan batuan untuk menyimpan fluida, dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi. Ada 2 jenis porositas yang dikenal dalam teknik reservoir, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan sebagai persamaan berikut:

$$= \{(volume\ pori\ total)/(volume\ batuan\ total)\} \times 100\% \quad (3.15)$$

dengan adalah porositas dalam %.

Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan sebagai:

$$= (volume\ pori\ yang\ berhubungan)/(volume\ batuan\ total) \quad (3.16)$$

dengan adalah porositas (fraksi).

Perbedaan satuan dari kedua jenis porositas diatas hanyalah untuk mempermudah dalam pengidentifikasian jenis porositas. Dalam penelitian ini, jenis porositas yang digunakan adalah nilai porositas efektif karena dianggap sebagai bagian volume yang produktif. Penentuan baik tidaknya nilai porositas absolut dari suatu reservoir menurut Koesoemadinata (1978) adalah seperti yang terlihat pada Tabel 3.1.

**Tabel 3.1.** Skala penentuan baik tidaknya nilai porositas absolut batuan suatu reservoir.

Harga Porositas	Skala
0 – 5 %	diabaikan ( <i>negligible</i> )
5 – 10 %	buruk ( <i>poor</i> )
10 – 15 %	cukup ( <i>fair</i> )
15 – 20 %	baik ( <i>good</i> )
20 – 25 %	sangat baik ( <i>very good</i> )
> 25 %	istimewa ( <i>excellent</i> )

Nilai atau harga porositas batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data log sumur, yaitu dari data log densitas, log neutron, dan log kecepatan. Pada

penelitian ini, nilai porositas efektif yang digunakan adalah berasal dari log *PIGE* (*effective porosity less irreducible water*) yang merupakan log porositas efektif yang telah menghilangkan efek fluida yang menempel pada permukaan batuan sebagai membran (*bound water*).

Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Harga porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya.

## IV. METODE PENELITIAN

### A. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan pada tanggal 1 September s.d. 31 Oktober 2015 dan bertempat di fungsi Geologi dan Geofisika (G&G), PT. Pertamina *Asset 2* Prabumulih, Kecamatan Merapi Barat, Kota Prabumulih, Provinsi Sumatera Selatan.

### B. Jadwal Penelitian

Adapun rincian waktu jadwal penelitian diperlihatkan pada **tabel 4.1** :

**Tabel 4.1.** Jadwal penelitian

NO	Kegiatan	Bulan ke 1				Bulan ke 2			
		Minggu ke				Minggu ke			
		1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur	■	■	■					
2	Pengambilan Data	■	■	■					
3	Pengolahan Data			■	■				
4	Interpretasi Data				■	■	■		
5	Presentasi dan Diskusi					■	■	■	
6	Penyusunan Laporan					■	■	■	



### C. Perangkat Lunak

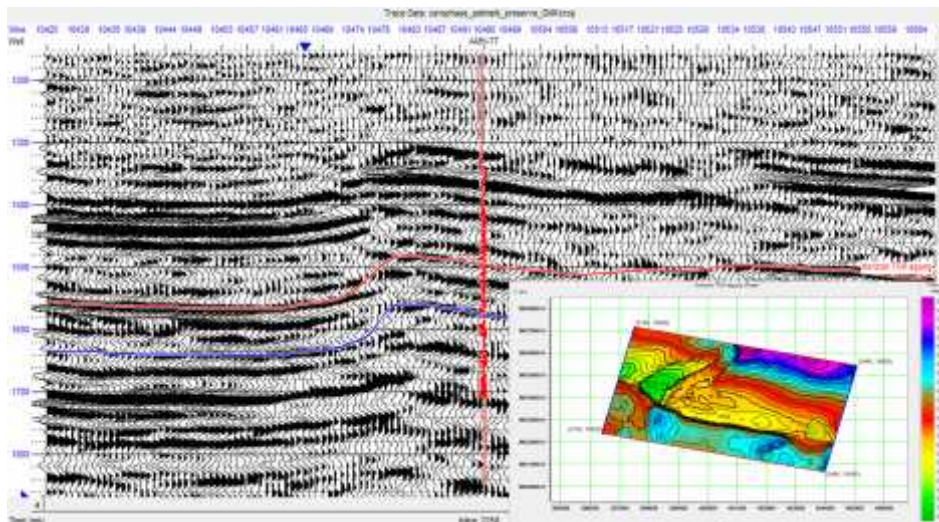
1. Hampson-Russel CE8/R4 yang terdiri dari:
  - a) *Geoview* untuk menyimpan *data base* sumur.
  - b) *Well Explorer*, untuk pengolahan data sumur.
  - c) *Strata* untuk melakukan membuat model inisial, dan inversi seismik 3D *pre stack*.
  - d) *eLog* untuk melakukan *crossplot*, *editing*, *smoothing*, korelasi sumur, *well seismic tie*, dan ekstraksi *wavelet*.

### D. Data Penelitian

Penelitian menggunakan beberapa data sebagai berikut sebagai data utama dan data penunjang, antara lain sebagai berikut :

#### 1. Data seismik 3D

Data seismik yang digunakan adalah data seismic *pre stack time migration* (PSTM) dengan *polarity* normal fase minimum (standar SEG) dengan jumlah 310 *inline* (2150-2460) dan 195 *xline* (10425-10620). Spasi antar *inline* sebesar 25 m dan *sampling rate* sebesar 2 ms. Yang di perhatikan pada **Gambar 4.1**.

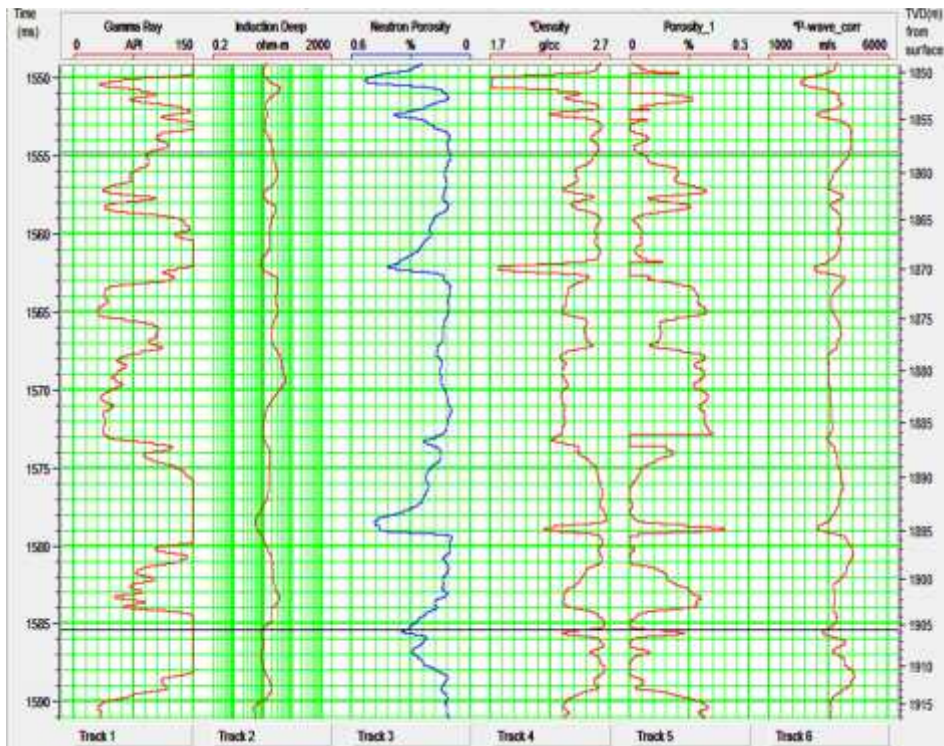


**Gambar 4.1.** Seismik 3D pre stack *time migration* (PSTM) pada inline 2258 yang melewati sumur AMH 77 beserta *horizon*, dan peta struktur waktu *sand* (reservoir target)

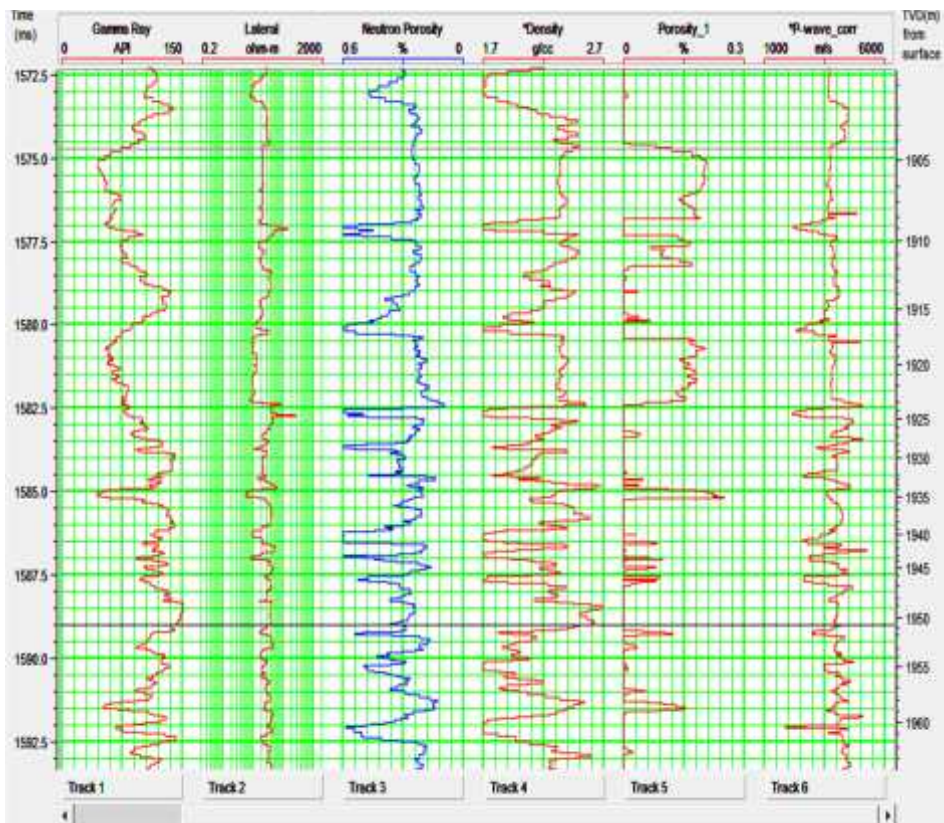
## 2. Data sumur

Pada penelitian ini digunakan enam data sumur produksi, yaitu sumur AMH 77, AMH 85, AMH 86 dan AMH 91. Sumur AMH 77 terletak pada perpotongan *inline* 2258 dan *xline* 10495, sumur AMH 85 terletak pada perpotongan *inline* 2387 dan *xline* 10499, sumur AMH 86 terletak pada perpotongan *inline* 2237 dan *xline* 10499, sumur AMH 91 terletak pada perpotongan *inline* 2352 dan *xline* 10498. Didalam data sumur ini terdapat beberapa *log* yang digunakan pada **Gambar 4.2**, **Gambar 4.3**, **Gambar 4.4**, dan **Gambar 4.5**. *Log gamma ray* yang digunakan untuk mengetahui kandungan zat radioaktif pada batuan didalam lubang bor serta dapat mengetahui batas lapisan atau litologi, *log* porositas yang digunakan untuk melihat nilai porositas pada zona lateral dan vertical, *log* resistivitas untuk mengetahui kandungan fluida, *density* untuk mengetahui nilai impedansi akustik dari masing masing lapisan batuan.

Berikut ini adalah tampilan data log :

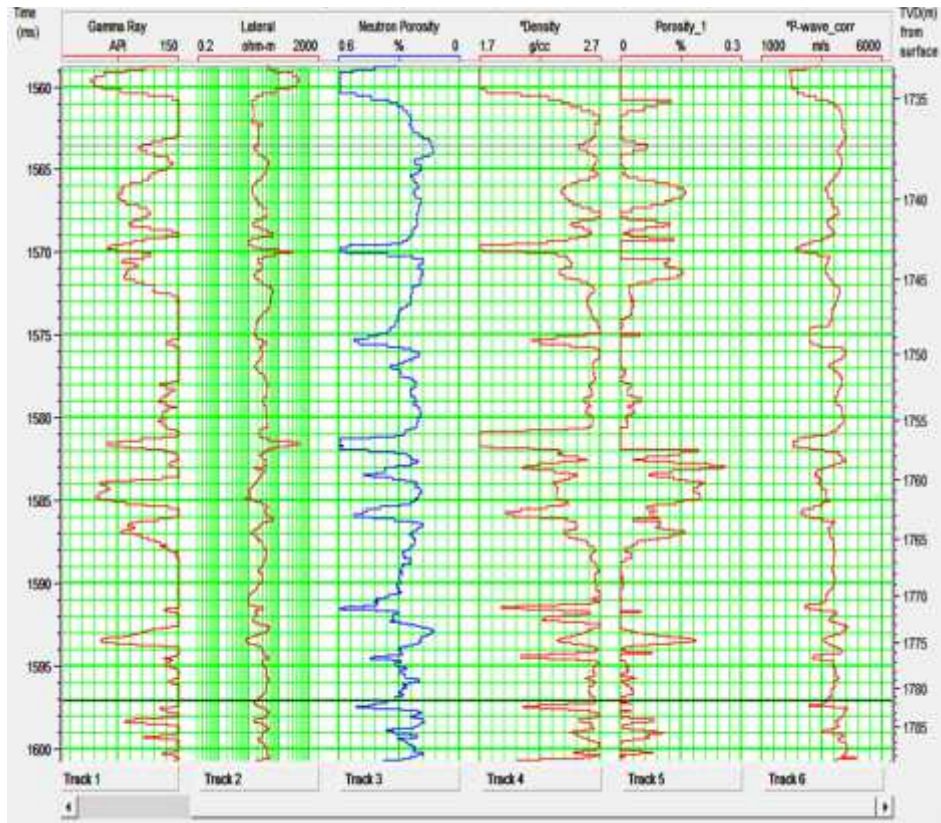


**Gambar 4.2.** Tampilan log pada sumur AMH 77

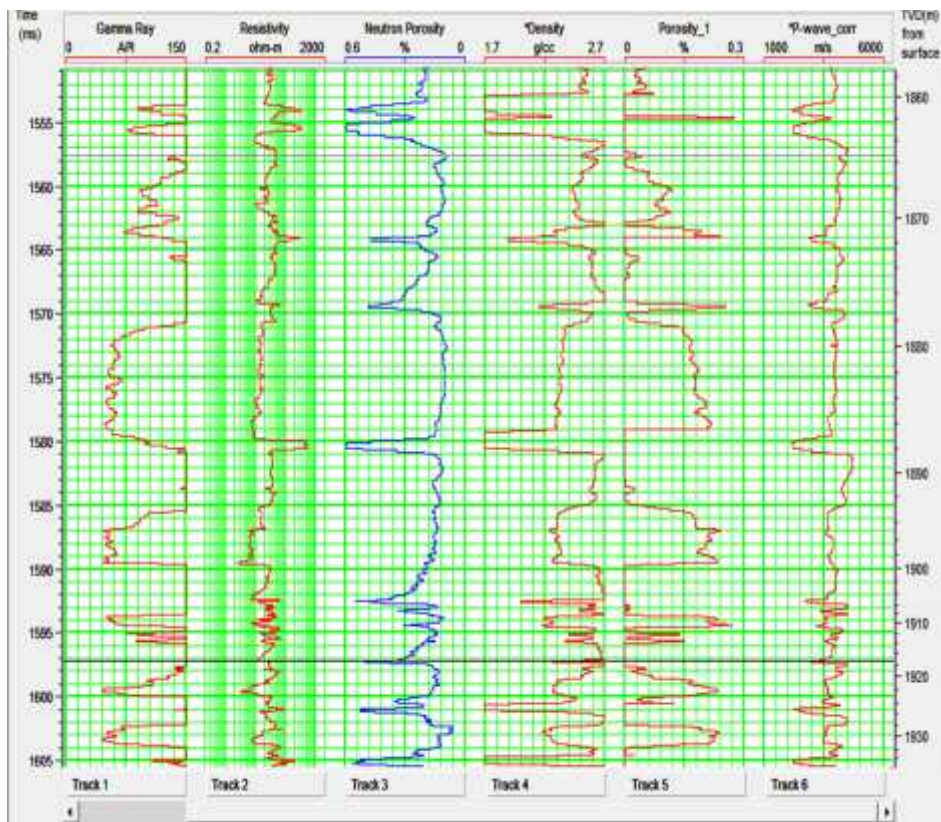


**Gambar 4.3.** Tampilan log pada sumur AMH 85





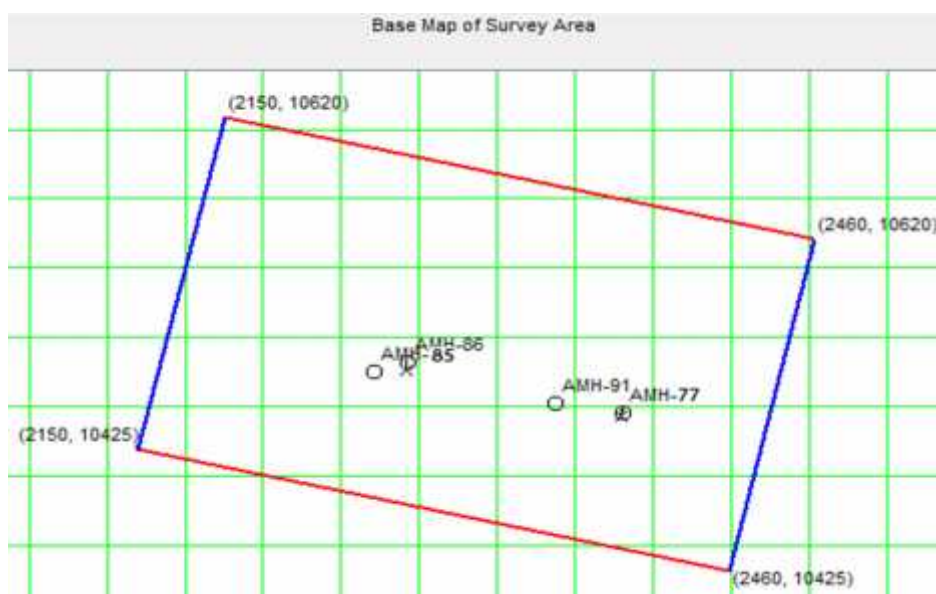
Gambar 4.4. Tampilan log pada sumur AMH 86



Gambar 4.5. Tampilan log pada sumur AMH 91

### 3. Peta *basemap*

Peta *basemap* digunakan untuk melihat posisi sumur terhadap *base* atau daerah pengukuran seismik. Peta *basemap* juga digunakan untuk melihat posisi *inline* dan *xline*, yang nantinya juga digunakan sebagai acuan analisis dalam peta persebaran impedansi akustik dan porositasnya.



**Gambar 4.6.** Peta *basemap* lapangan “AMH”

### 4. Data geologi regional

Data geologi regional digunakan untuk mengetahui gambaran umum mengenai kondisi geologi yang ada daerah target lapangan “AMH”, Sumatera Selatan. Didalam data geologi tersebut terdapat beberapa data mengenai kondisi umum regional cekungan Sumatera Selatan yang berupa kondisi stratigrafi, tektonik, stratigrafi dan *petroleum system*. Data geologi ini digunakan untuk menunjang dan menjadi perpaduan yang efektif dengan data geofisika untuk memberikan gambaran dan karakterisasi reservoir daerah target.

#### 5. Data *checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman. Pada dasarnya data sumur sudah dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik masih dalam domain waktu. Oleh karena itu data *checkshot* sangat bermanfaat dalam proses pengikatan sumur dan seismik (*well seismic tie*).

#### 6. Data *marker*

*Marker* merupakan data yang menyediakan informasi dari suatu batas atas suatu formasi. Dalam data *marker* ini terdapat data time dan *measured depth* (kedalaman terukur) sebagai informasi *top* dari formasi tersebut. Data *marker* digunakan sebagai patokan untuk melakukan *picking horizon*. Selain itu digunakan juga untuk patokan pada saat melakukan pengikatan data sumur dan seismik. Data *marker* yang digunakan untuk studi ini berasal dari studi sebelumnya. Pada penelitian ini *marker-marker* tersebut mempunyai nama-nama yang sama dengan *horizon* yang digunakan. *Marker-marker* tersebut memiliki arti geologi sebagai *flooding surface*, *prograding surface*, atau perubahan formasi.

#### 7. Data *interpretasi horizon*

Untuk melakukan inversi juga diperlukan *horizon* hasil interpretasi daerah target. Interpretasi *horizon* dilakukan dengan melakukan *picking* terhadap data seismik 3D, pada penelitian ini penulis melakukan interpretasi terhadap 2 *horizon*, yaitu *TOP horizon*, dan *BSM horizon* sebagai *horizon* yang melewati zona target.

## E. Pengolahan Data

Pada pengolahan data sumur langkah-langkah yang dilakukan diantaranya :

### 1. Loading data

Mengumpulkan serta memeriksa kelengkapan sumur serta *positioning* data sumur dimulai dari elevasi, penempatan posisi sumur pada seismik, serta penentuan satuan parameter. Penentuan satuan parameter sangat penting agar pada proses selanjutnya perbedaan satuan tidak menjadi masalah.

### 2. Editing log

Menghilangkan atau mengganti harga pembacaan pada interval yang tidak digunakan dalam analisis terutama interval harga yang tidak valid dan melakukan proses *smoothing* untuk menghilangkan *noise* pembacaan harga *log*.

### 3. Analisis data log

Dilakukan analisis terhadap data *log* untuk melihat daerah prospek yang mengandung hidrokarbon. Analisis dilihat dari respon *log* yang berada pada masing-masing sumur. Zona *interest* dapat diprediksi dengan nilai *gamma ray* yang rendah dimana nilai GR rendah menunjukkan non *shale*, nilai resistivitas dimana nilai resistivitas tinggi menunjukkan keberadaan hidrokarbon (*oil* atau *gas*), selain itu dapat pula dilihat dari nilai densitasnya dimana hidrokarbon seperti *oil* mempunyai nilai densitas yang lebih rendah dibandingkan air.

### 4. Pembuatan *log*

Membuat Log P-Impedansi (AI)

## 5. Penentuan *marker*

*Marker* yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan *marker* yang telah diinterpretasi oleh studi sebelumnya.

## 6. Peningkatan data sumur dengan data seismik

Peningkatan data sumur dengan data seismik digunakan untuk memperoleh korelasi antara keduanya. Sehingga menempatkan hasil sintetik seismogram agar memiliki kemiripan *event* dengan seismik aslinya.

Langkah pertama dalam peningkatan data sumur dengan data seismik adalah melakukan *checkshot*. Pada langkah ini, data yang digunakan adalah data *sonic (p-wave)* dan data *checkshot*. Kegunaan dari koreksi *checkshot* ini adalah untuk melakukan konversi antara data sumur yang merupakan data dengan domain (kawasan) kedalaman terhadap data seismik yang memiliki domain waktu. Setelah melakukan *checkshot* akan didapatkan *time-depth curve* (kurva waktu-kedalaman) yang mengindikasikan bahwa kedalaman telah dikonversi dengan waktu.

## 7. Wavelet

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

### a. Ekstraksi wavelet

Ekstraksi *wavelet* ini dibuat dari hasil data *well* yang didukung oleh data log yang dimiliki oleh lapangan ini. Yang kemudian dilakukan *auto shifting* agar mendapat nilai korelasi yang baik. Namun karena

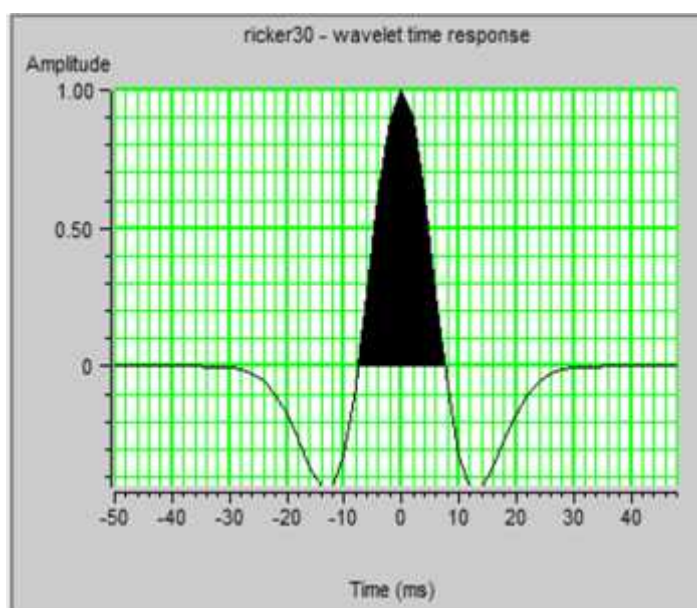


bukan merupakan data seismik maka korelasinya belum maksimal. Oleh karena itu dilakukan proses ekstraksi *wavelet* dengan menggunakan data seismik.

b. Ekstraksi wavelet ricker30

Wavelet ini yang dibuat dengan cara mengekstraksi *wavelet* data seismik secara berulang, sehingga mendapatkan wavelet yang paling baik. Untuk mendapatkan nilai korelasi yang bagus maka dilakukan proses *auto shifting* serta *stretch*. Dimana saat melakukan *stretch* diharapkan jangan berlebihan karena sebenarnya proses *stretching* akan mengubah data log.

Langkah tersebut diaplikasikan pada tiap-tiap sumur, sehingga pada tiap sumur tersebut mempunyai *wavelet* yang berbeda-beda. Sedangkan untuk proses inversi, hanya akan digunakan satu *wavelet* yang konstan. Untuk mengatasi hal ini perlu dilakukan pemilihan satu *wavelet* yang mewakili semua sumur.



**Gambar 4.7.** Ekstraksi wavelet ricker30 pada *time dan frequency*

Parameter yang digunakan dalam proses ricker30 wavelet ini adalah :

- *Time Window = 1550 – 1650 ms*
- *Domain Frequency = 30 ms*
- *Wavelet Length = 100 ms*
- *Sample Rate = 2 ms*
- *Phase = 0*

Setelah melakukan proses ricker30 wavelet lalu dapat di buat hasil sintetik seismogram yang merupakan hasil konvolusi dari koefisien reflektifitas terhadap *wavelet*. Koefisien reflektifitas didapatkan dari hasil perubahan impedansi akustik (*p-impedance*). Nilai perubahan impedansi akustik didapatkan dari perkalian log densitas terhadap log kecepatan gelombang (*p-wave*). Hasil sintetik seismogram ini yang dianggap telah mirip dengan bentuk *trace* seismik aslinya akan di pakai untuk pengikatan. Proses perenggangan dan perapatan akan membuat TVD (*True Vertical Depth*) akan berubah oleh karena itu perubahan hanya diperbolehkan 10% dari lognya.

Proses well seismic tie diawali dengan penentuan *wavelet* yang tepat untuk mendapatkan sintetik seismogram yang memiliki kecocokan atau korelasi yang cukup baik dengan *trace* seismik. *Wavelet* yang digunakan dalam *well seismic tie* ini adalah *wavelet* ricker30 dengan panjang gelombang 100 ms dan *domain frequency* 30 ms. Ekstraksi data seismik yang di tentukan adalah 1550 – 1650 ms. Pemilihan ini didasarkan pada zona daerah target reservoir. Fasa *wavelet* yang digunakan adalah fasa *constant* yang disesuaikan dengan tipe data

seismiknya yang merupakan *polarity* normal.

#### 8. Well seismic tie

*Well seismic tie* adalah proses pengikatan data sumur (*well*) terhadap data seismik. Hal dilakukan karena data seismik umumnya berada dalam domain waktu (*time*) sedangkan data *well* berada dalam domain kedalaman (*depth*). Seismogram sintetik yang sudah dibuat sebelumnya pada Lapangan “AMH” kemudian diikatkan dengan data seismik. Pengikatan ini akan menghasilkan koefisien korelasi atau kesesuaian antara data seismik yang ada dengan seismogram sintetik dengan nilai antara 0 sampai 1.

#### 9. Picking horizon

*Picking* horizon adalah suatu proses penelusuran horizon yang digunakan sebagai kontrol secara lateral dari data seismik yang kemudian akan digunakan untuk membuat inisial model pada metode inversi.

#### 10. Analisis sensitivitas

Analisis sensitivitas digunakan untuk memperoleh distribusi litologi dan karakteristik dari reservoir atau zona *interest*. Pemisahan litologi ini berdasarkan hasil data crossplot antara *p-impedance*, *gamma ray*, serta *p-impedance* dan *porosity*. Nilai *p-impedance* kita dapatkan dari perkalian antara *p-wave* dengan *density*. Hasil *crossplot* analisis sensitivitas ini dapat melihat pemisahan antara zona *interest* yang merupakan batuan karbonat dengan litologi *shale* dan *sand* di atasnya.

Berdasarkan hasil *crossplot* yang telah dilakukan, pemisahan *sand* dan *shale* dianggap sensitif karena mampu memisahkan batas antara *sand*

dan *shale* yang dilakukan pada zona target pada *time* AMH 77 yaitu dari 1554.97 ms – 1584.31 ms, AMH 85 dari 1574.66 ms – 1589.36 ms, AMH 86 dari 1544.24 ms – 1580.31 ms, AMH 91 dari 1563.97 ms – 1596.04 ms.

#### 11. Model inisial

Model inisial dibuat dari data seismik dan data log. Data log yang digunakan adalah data log impedansi akustik. Log impedansi akustik ini didapatkan dari log *sonic* (kecepatan) dan log densitas. Dalam pembuatan model inisial ini dilakukan pada 4 sumur 2 vertikal dan 2 sumur lainnya deviasi.

Lintasan yang akan dilakukan untuk membuat model inisial dititikberatkan pada lintasan yang dekat atau melintasi sumur yang ada. Hal ini dilakukan agar ada kontrol secara vertical serta deviasi terhadap model inisial. Model inisial dan data seismik menentukan bagus tidaknya hasil inversi. Model inisial ini akan digunakan sebagai kontrol dalam melakukan inversi.

Sebelum membuat model inisial terlebih dahulu dilakukan *picking* pada top horizon yang menjadi zona target untuk membatasi pembuatan model inisial dan juga hasil inversinya. Model inisial ini dibuat dengan input sebagai berikut:

Semua sumur yang telah mengalami *well seismik tie*.

Horizon target.

Memasukkan *high cut frequency* yang diinginkan, dalam

*project* ini dilakukan *cut frequency* di 10/15 Hz.

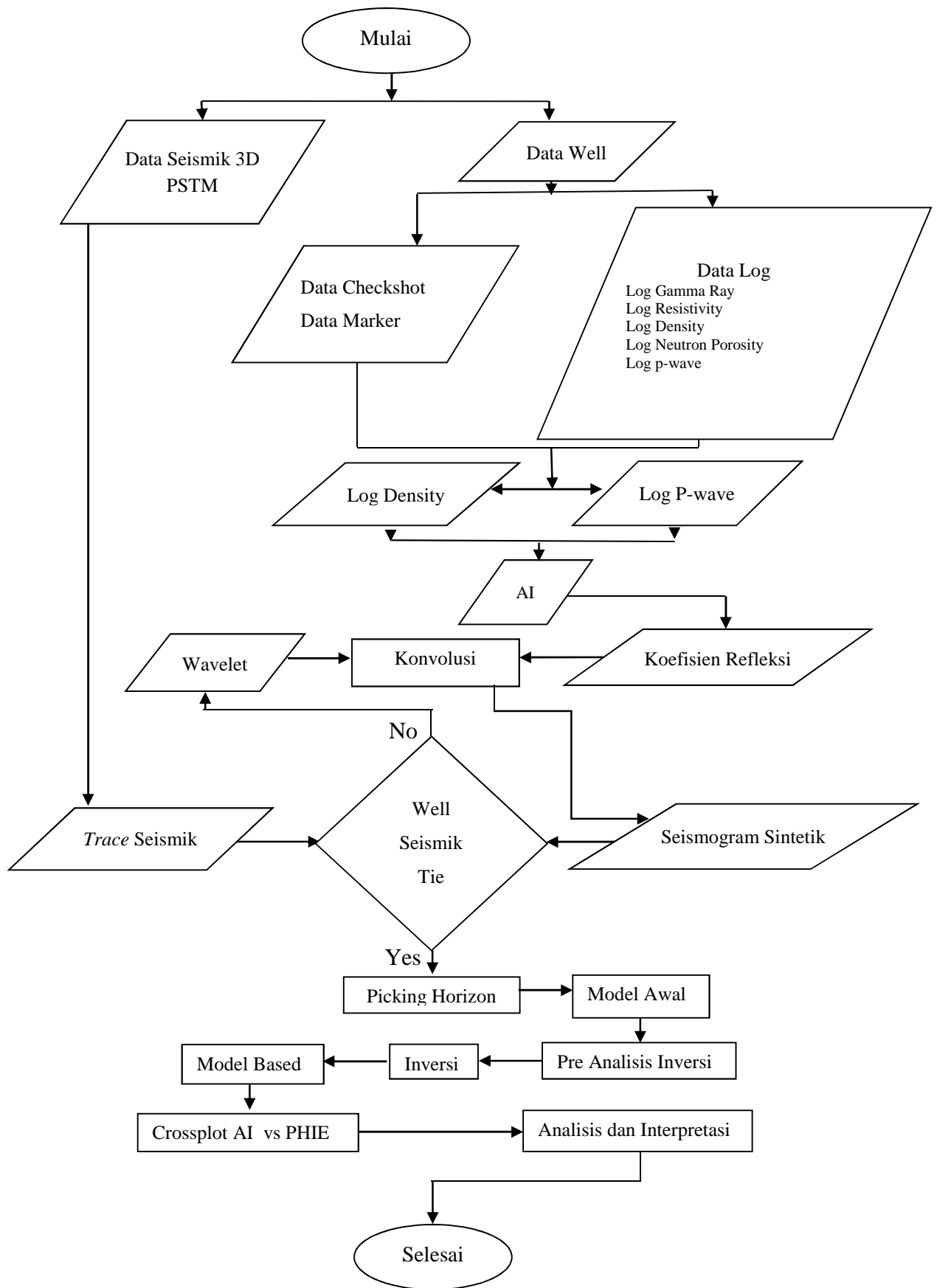
## 12. Analisa hasil inversi

Setelah didapatkan model inisial maka dilakukan analisis terlebih dahulu sebelum melakukan inversi. Analisis ini dilakukan dengan menggunakan *model based inversion* yang kemudian akan didapatkan nilai korelasi dan error antara model inisial dengan hasil inversi. Untuk mendapatkan nilai korelasi yang tinggi maka dalam mengekstraksi *wavelet* dipilih satu *wavelet* yang paling cocok untuk semua sumur.

Namun selain ekstraksi *wavelet* ada beberapa parameter yang perlu diubah untuk mendapatkan nilai korelasi yang tinggi. Antara lain adalah : *sample rate*, horizon, data log impedansi akustik sumur yang digunakan, ukuran blok rata-rata, nilai pembatas (*soft constraints*), dan jumlah iterasi yang digunakan. Besarnya nilai korelasi ini akan mempengaruhi hasil dari inversi, karena makin tinggi nilai korelasi maka hasil inversi akan semakin bagus. Pembatasan *window* difokuskan pada Talangakar Formasi.

## 13. Diagram alir pengolahan data

Diagram alir pengolahan data adalah sebagai berikut :



**Gambar 4.8.** Diagram alir pengolahan data

## VI. KESIMPULAN DAN SARAN

### A. Kesimpulan

1. Dari proses ini diperoleh harga impedansi akustik untuk reservoir Horizon TAF dan BSM *sand* adalah berkisar antara 28000 ft/s\*g/cc - 30000 ft/s\*g/cc.
2. Hasil *cut off crossplot log porosity* dan impedansi akustik menunjukkan nilai porositas 0.07%. Nilai *porosity* < 0.07% memiliki litologi *shale*, sedangkan nilai *porosity* > 0.07% memiliki litologi *sand*.
3. Zona prospek berada pada zona dibawah batas atas horizon TAF *sand* yang membuat penyebaran reservoirnya efektif dan porositasnya baik.

### B. Saran

Berdasarkan hasil penelitian ini, penulis menyarankan beberapa hal diantaranya :

1. Sebaiknya dilakukan studi terpadu karakterisasi reservoir dengan menyertakan pemetaan fasies dan analisis petrofisika.
2. Sebaiknya digunakan lebih dari satu model inversi impedansi akustik agar mendapatkan perbandingan.

3. Adanya tambahan dari metode lain seperti multiatribut sehingga dapat menganalisa lebih detail dan dapat di interpretasikan dengan lebih baik.



## DAFTAR PUSTAKA

- Anonim. 2012. POFD Limau Barat Tengah. Indonesia : PT. PERTAMINA EP Asset 2 ( tidak dipublikasikan ).
- Bemmelen. Van. 1949. *The Geology of Indonesia*, Martinus Nyhoff Haque Nederland.
- Hendrick dan Aulia. 1993. *A Structural and Tectonic model of the Coastal Plains Block, South Sumatera Basins*. Indonesian: Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 22 Annual Convetion.
- Koesoemadinata. R.P., 1978. Geologi Minyak dan Gas Bumi, Jilid I Edisi kedua. Institut Teknologi Bandung., Bandung.
- Munadi, S., dan Pasaribu, D.P., 1987, Seismogram Sintetik dari Rekaman Geofisika Sumur, Lembaran Publikasi LEMIGAS no 4.
- Pulunggono, A. 1992. *Pre-Tertiary and Tertiary Fault system as a Framework of the South Sumatra basin, a study of sar-maps*. Proceedings Indonesia Petroleum Association Twenty First Annual Convention.
- Russell. B.H., 1991, *Introduction to Seismic Inversion Methods*, third edition, Volume 2, S.N. Domenico, Editor Course Notes Series.
- Russell. B.H., 1996, *Strata Workshop*, Hampson-Russell Software ServicesLtd.
- Russell. B. 1998. *Introdction to Seismic Inversion*, SEG. Tulsa.
- Sismanto. 1999. Modul : 3, Interpretasi Data Seismik, Geofisika FMIPA UGM. Yogyakarta.

Sukmono. S. 1999. Interpretasi Seismik Refleksi, Institut Teknologi Bandung.  
Bandung.

Sukmono. S. 2000. Seismic Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir, Institut  
Teknologi Bandung., Bandung.