

**KARAKTERISASI RESERVOIR DENGAN MENGGUNAKAN  
SEISMIK INVERSI *SPARSE SPIKE* UNTUK MENENTUKAN  
PERSEBARAN POROSITAS HORIZON MMC PADA  
LAPANGAN “SIAGIAN-BARAT”  
CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

**SKRIPSI**

Oleh:  
**GIFTSON FERNANDO HUTABARAT**  
**135090700111012**



**JURUSAN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
MALANG  
2018**





repository.ub.ac.id

**KARAKTERISASI RESERVOIR DENGAN MENGGUNAKAN  
SEISMIK INVERSI *SPARSE SPIKE* UNTUK MENENTUKAN  
PERSEBARAN POROSITAS HORIZON MMC PADA  
LAPANGAN “SIAGIAN-BARAT”  
CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

**SKRIPSI**

Sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Sains  
dalam bidang fisika

Oleh :  
GIFTSON FERNANDO HUTABARAT  
135090700111012



JURUSAN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS BRAWIJAYA  
MALANG  
2018

**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**



**LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI**

**KARAKTERISASI RESERVOIR DENGAN MENGGUNAKAN SEISMIK INVERSI *SPARSE SPIKE* UNTUK MENENTUKAN PERSEBARAN POROSITAS HORIZON MMC PADA LAPANGAN “SIAGIAN-BARAT” CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

Oleh:

**GIFTSON FERNANDO HUTABARAT  
135090700111012**

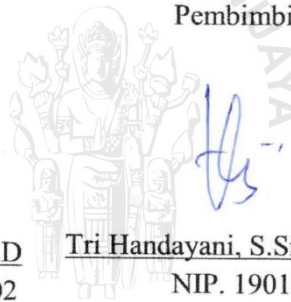
Setelah dipertahankan di depan majelis penguji pada tanggal...~~27~~ **27 MAY 2018** dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Sains dalam bidang fisika

Pembimbing I

Pembimbing II



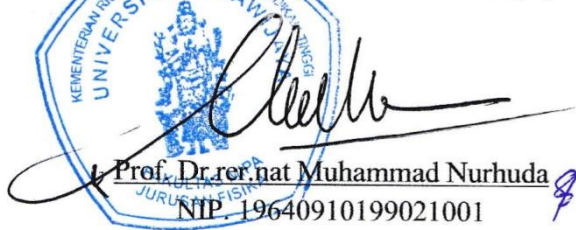
Drs. Adi Susilo, M.Si., Ph.D  
NIP. 196312271991031002



Tri Handayani, S.Si., M.Si., M.T.  
NIP. 19010935

Mengetahui,

**Ketua Jurusan Fisika  
Fakultas MIPA Universitas Brawijaya**



Prof. Dr. rer. nat Muhammad Nurhuda  
NIP. 19640910199021001

**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**



## LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Giftson Fernando Hutabarat  
NIM : 135090700111012  
Jurusan : Fisika  
Penulis Skripsi berjudul :

**KARAKTERISASI RESERVOIR DENGAN MENGGUNAKAN  
SEISMIK INVERSI *SPARSE SPIKE* UNTUK MENENTUKAN  
PERSEBARAN POROSITAS HORIZON MMC PADA  
LAPANGAN “SIAGIAN-BARAT”  
CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

Dengan ini menyatakan bahwa :

1. Tugas akhir ini adalah benar-benar karya saya sendiri, dan bukan hasil plagiat dari karya orang lain. Karya-karya yang tercantum dalam daftar pustaka Tugas Akhir ini, semata-mata digunakan sebagai acuan atau referensi.
2. Apabila di kemudian hari diketahui bahwa isi Tugas Akhir saya merupakan hasil plagiat, maka saya bersedia menanggung akibat dari keadaan tersebut.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, Mei 2018  
Yang menyatakan,

(Giftson Fernando Hutabarat)  
NIM. 135090700111012



**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**



repository.ub.ac.id

**KARAKTERISASI RESERVOIR DENGAN MENGGUNAKAN  
SEISMIK INVERSI *SPARSE SPIKE* UNTUK MENENTUKAN  
PERSEBARAN POROSITAS HORIZON MMC PADA  
LAPANGAN “SIAGIAN-BARAT”  
CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

**ABSTRAK**

Lapangan “Siagian-Barat” merupakan salah satu lapangan dalam cekungan Jawa Barat Utara yang memiliki potensi hidrokarbon pada reservoir target dengan litologi batuan karbonat (batugamping). Pada penelitian ini dilakukan karakterisasi reservoir untuk memetakan persebaran porositas pada zona reservoir target dan selanjutnya untuk menentukan zona prospek untuk tahap pengembangan lanjutan. Dengan mendapatkan persebaran porositas maka potensi lapangan “Siagian-Barat” akan dapat dikembangkan secara efisien dan dapat dieksploitasi secara maksimal. Karakterisasi reservoir pada penelitian ini menggunakan metode seismik inversi impedansi akustik pada horizon *Mid Main Carbonat* Formasi Cibulakan Atas Cekungan Jawa Barat Utara. Sebelum seismik inversi, perlu dilakukan terlebih dahulu analisis sensitivitas batuan, analisis *well seismic tie*, dan interpretasi seismik. Setelah melakukan seismik inversi impedansi akustik maka akan didapatkan persebaran porositas pada zona target lapangan “Siagian-Barat” dengan memanfaatkan hubungan impedansi akustik dengan porositas. Dari tahapan seismik inversi pada penelitian ini, maka didapatkan zona prospek dengan nilai impedansi akustik sebesar 6000 – 6500 ((gr/cc).(m/s)) atau  $6 - 6,5 \times 10^6$  ((kg/m<sup>3</sup>).(m/s)). Dengan memanfaatkan hubungan impedansi akustik dengan porositas maka didapatkan nilai porositas tertinggi pada lapangan “Siagian-Barat” sebesar >25%. Nilai porositas paling tinggi ini terletak pada daerah disekitar sumur GLN-03 yang dapat dilakukan pengembangan lanjutan.

**Kata Kunci:** Karakterisasi Reservoir, Seismik Inversi, *Sparse Spike*, Impedansi Akustik, Porositas, MMC

**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**



repository.ub.ac.id

**RESERVOIR CHARACTERIZATION USING SPARSE SPIKE  
INVERSION SEISMIC TO DETERMINE THE  
DISTRIBUTION OF HORIZON MMC POROSITY ON  
“SIAGIAN-BARAT” FIELD  
NORTH WEST JAVA BASIN**

**ABSTRACT**

The “Siagian-Barat” field is one of the fields in the North West Java Basin which has a hydrocarbon potential in the target reservoir with the lithology of carbonate rock (limestone). In this study, it was conducted characterization of reservoir to mapping the distribution of porosity in the target reservoir zone and then to determine the prospect zone for the advanced development stage. By getting the distribution of porosity, the potential of “Siagian-Barat” field will be developed efficiently and can be maximally exploited. The reservoir characterization in this study uses seismic inversion of acoustic impedance seismic method on the Mid Main Carbonate horizon of Cibulakan Atas Formation on the North West Java Basin. Before seismic inversion, it is necessary to first conduct rock sensitivity analysis, well seismic tie analysis and seismic interpretation. After doing seismic inversion of acoustic impedance will be obtained the distribution of porosity in the target zone “Siagian-Barat” field by utilizing the relationship of acoustic impedance with porosity. From the seismic inversion stage in this study, the prospect zone is obtained with an acoustic impedance value of 6000 – 6500 ((gr/cc).(m/s)) atau  $6 - 6,5 \times 10^6$  ((kg/m<sup>3</sup>).(m/s)). By using the relationship of acoustic impedance with porosity, the highest value of porosity in “Siagian-Barat” field is more than 25 %. This highest porosity value located in the area around the well GLN-03 which can be continued development.

**Keyword: Reservoir Characterization, Seismic Inversion,  
Sparse Spike, Porosity, Acoustic Impedance, MMC**

**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**



## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis ucapkan pada Tuhan Yesus Kristus yang telah memberikan berkat dan kasih-Nya yang begitu besar dalam hidup penulis sehingga dapat terselesaikannya Tugas Akhir dengan judul **“KARAKTERISASI RESERVOIR DENGAN MENGGUNAKAN SEISMIK INVERSI *SPARSE SPIKE* UNTUK MENENTUKAN PERSEBARAN POROSITAS HORIZON MMC PADA LAPANGAN “SIAGIAN-BARAT” CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA”**. Laporan tugas akhir ini disusun sebagai salah satu syarat kelulusan di Jurusan Fisika Universitas Brawijaya Malang.

Ucapan terima kasih penulis sampaikan kepada seluruh pihak yang terlibat dalam pembuatan tugas akhir ini, diantaranya:

1. Kedua orang tua penulis yaitu Hiras Hutabarat, S.Pd. dan Hotmaria Siagian, S.Pd., M.M. yang tanpa henti selalu memberikan kasih sayang dan selalu mendukung penulis melalui doa, semangat dan materil hingga detik ini.
2. Adik – adik dari penulis yaitu Andika Dearson Hutabarat dan Alvin Maurit Hutabarat, seluruh keluarga besar Hutabarat dan Siagian serta Sesilia Juwita Zega, S.Pd yang selalu memberikan doa, dukungan dan semangat sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir.
3. Dekan Fakultas MIPA, Bapak Drs. Adi Susilo, M.Si., Ph.D sekaligus sebagai dosen pembimbing skripsi yang telah meluangkan waktu untuk memberikan bimbingan, ilmu, nasihat, motivasi dan arahan selama penulis mengerjakan tugas akhir ini.
4. Mbak Tri Handayani, S.Si., M.Si., M.T. sebagai pembimbing perusahaan yang telah memberikan bimbingan, ilmu dan arahan tentang materi penelitian selama penulis melakukan tugas akhir ini di Pertamina EP 3 Cirebon.
5. Ketua Jurusan Fisika, Bapak Prof. Dr.rer.nat. Muhammad Nurhuda yang berperan penting dalam proses administrasi dan izin yang telah diberikan kepada penulis untuk melaksanakan tugas akhir.

6. Ketua Prodi Geofisika, Bapak Drs. Alamsyah M. Juwono, M.Sc., Ph.D sekaligus sebagai dosen pembimbing akademik yang telah memberikan ilmu dan motivasi selama masa perkuliahan.
7. Pertamina EP Asset 3 Cirebon sebagai institusi yang telah memberikan kesempatan untuk dapat melakukan penelitian tugas akhir.
8. Mas Aji Rahmat Ginanjar, S.T. & Mas Agung Dwi Alfianto, S.Si sebagai pembimbing *workstation* G&G Pertamina EP 3 Cirebon dan teman diskusi yang memberikan penjelasan tentang materi penelitian dan perangkat lunak dalam penelitian tugas akhir.
9. Teman-teman dalam pengerjaan tugas akhir yaitu Astri, Nanda, Afnan, Pipit, Ichwan, Fatah, Meulana, Pratama, Yusuf, Adam, Mada dan adik-adik dalam kerja praktek yaitu Satrio, Fatih, Tedo, Lady, Fritz, Tio, Regi, Milya, Suci dan Neneng yang selalu memberikan bantuan selama penulis mengerjakan Tugas Akhir di workstation G&G Pertamina EP 3 Cirebon.
10. Keluarga Naposobulung HKBP Malang terkhusus keluarga Kontrakan Bunga Camalia 09 yang menjadi teman berkumpul dalam Tuhan dan menjadi sahabat sepermainan dalam setiap kegiatan di gereja.
11. Keluarga PMK Philadelphia terkhusus Mandala Sinaga, Jordi Silalahi, Olben Siahaan, dan Willy Pakpahan yang menjadi sahabat sepermainan dan selalu memberikan semangat kepada penulis.
12. Keluarga dan teman-teman Geofisika angkatan 2013 khususnya Mandala Tunggul Sinaga, Mochammad Ersyad Rahman, Risiko Pratama Yuda dan Jesica Sinaga yang telah meluangkan waktu menemani penulis mengerjakan laporan tugas akhir ini dan selalu memberikan dukungan kepada penulis.
13. Seluruh pihak yang terlibat secara langsung maupun tidak langsung dalam membantu penulis menyelesaikan tugas akhir ini yang tidak dapat disebutkan satu per satu.

repository.ub.ac.id

Penulis tidak dapat membalas semua kebaikan dan dukungan yang telah diberikan pihak-pihak yang telah terlibat secara langsung maupun tidak langsung kepada penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini. Penulis hanya bisa berdoa kiranya Tuhan Yesus Kristus membalas perbuatan baik pihak yang telah membantu penulis. Penulis menyadari bahwa dalam penulisan laporan ini masih jauh dari kata sempurna sehingga saran dan kritik dari pembaca sangat diperlukan untuk pembuatan penelitian selanjutnya yang lebih baik.

Malang, Mei 2018

Giftson Fernando Hutabarat





**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**



## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI.....	iii
LEMBAR PERNYATAAN.....	v
ABSTRAK .....	vii
ABSTRACT.....	ix
KATA PENGANTAR.....	xi
DAFTAR ISI.....	xiv
DAFTAR GAMBAR.....	xvi
DAFTAR TABEL.....	xviii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xvix
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Manfaat.....	3
1.5 Batasan Masalah.....	4
<b>BAB II TINJAUAN TEORI.....</b>	<b>5</b>
2.1 Tinjauan Geologi.....	5
2.2 Kerangka Tektonik.....	6
2.3 Stratigrafi.....	6
2.4 <i>Petroleum System</i> .....	11
2.5 Metode Seismik.....	13
2.5.1 Konsep Gelombang Seismik.....	13
2.5.2 Prinsip Fisika yang berlaku pada Gelombang Seismik.....	17
2.6 Interpretasi Seismik.....	20
2.6.1 Tras Seismik.....	22
2.6.2 <i>Wavelet</i> .....	23
2.6.3 Polaritas.....	25
2.6.4 Resolusi Vertikal Seismik.....	26
2.6.5 <i>Well Seismic Tie</i> .....	29
2.7 Karakterisasi Reservoir.....	31
2.7.1 Impedansi Akustik.....	31
2.7.2 Koefisien Refleksi.....	32

2.8	Seismik Inversi.....	33
2.8.1	<i>Initial Model</i> .....	36
2.8.2	Inversi <i>Sparse Spike</i> .....	36
2.9	Porositas.....	37
2.10	Koefisien Korelasi.....	38
<b>BAB III METODOLOGI.....</b>		<b>39</b>
3.1	Waktu dan Tempat Penelitian.....	39
3.2	Ketersediaan Data.....	39
3.2.1	Data Seismik & <i>Basemap</i> .....	39
3.2.2	Data Sumur.....	40
3.2.3	Data <i>Marker</i> Sumur.....	40
3.3	Diagram Alir Penelitian.....	42
3.4	Pengolahan Data.....	42
3.4.1	Analisis <i>Tuning Thickness</i> .....	42
3.4.2	Analisis Sensitivitas.....	43
3.4.3	Ekstraksi <i>Wavelet</i> .....	44
3.4.4	<i>Well Seismic Tie</i> .....	44
3.4.5	Interpretasi Seismik.....	46
3.4.6	Peta Struktur Waktu.....	47
3.4.7	Konversi Kedalaman.....	48
3.4.8	Pembuatan <i>Initial Model</i> .....	52
3.4.9	Inversi <i>Sparse Spike</i> .....	53
3.4.10	Pembuatan Peta Porositas.....	54
<b>BAB IV HASIL &amp; PEMBAHASAN.....</b>		<b>56</b>
4.1	Analisis <i>Tuning Thickness</i> .....	56
4.2	Analisis Sensitivitas.....	57
4.3	Analisis <i>Well Seismic Tie</i> .....	58
4.4	Interpretasi Seismik.....	60
4.5	Analisis Seismik Inversi.....	63
4.6	Peta Porositas.....	66
<b>BAB V PENUTUP.....</b>		<b>69</b>
5.1	Kesimpulan.....	69
5.2	Saran.....	69
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>		<b>71</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>		<b>75</b>

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Cekungan Jawa Barat Utara.....	5
Gambar 2.2	Geologi Cekungan Jawa Barat Utara.....	6
Gambar 2.3	Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara... 10	
Gambar 2.4	Proses Refleksi dan Refraksi Gelombang Seismik .....	13
Gambar 2.5	Tipe Utama Gelombang Elastik Progresif.....	14
Gambar 2.6	Deformasi dari Sebuah Medium yang Dilalui Gelombang dari Kiri ke Kanan.....	15
Gambar 2.7	Gerakan Partikel dari Gelombang Permukaan....	16
Gambar 2.8	Prinsip Fermat.....	17
Gambar 2.9	Prinsip Huygen.....	18
Gambar 2.10	Hukum Snellius.....	19
Gambar 2.11	<i>Slice Data</i> Seismik.....	20
Gambar 2.12	Interpretasi Penampang Seismik.....	22
Gambar 2.13	Tras Seismik.....	22
Gambar 2.14	Tipe <i>Wavelet Minimum-Phase</i> dan <i>Zero-Phase</i> ..	23
Gambar 2.15	Jenis-jenis <i>Wavelet</i> Berdasarkan Konsentrasi Energi.....	25
Gambar 2.16	Bentuk Polaritas dan Fase Seismik.....	26
Gambar 2.17	Sifat Frekuensi, Kecepatan, dan Panjang Gelombang.....	28
Gambar 2.18	Resolusi Refleksi Tergantung pada Interaksi Gelombang.....	29
Gambar 2.19	Pembuatan Seismogram Sintetik.....	30
Gambar 2.20	Koefisien Refleksi Ditentukan dengan Perbedaan Log.....	33
Gambar 2.21	Skema Proses <i>Forward Modelling</i> dan <i>Inversion</i> .....	34
Gambar 2.22	Beberapa Jenis Masukan untuk Pengolahan Seismik.....	35
Gambar 3.1	<i>Basemap</i> Daerah Penelitian.....	40
Gambar 3.2	Data <i>Marker</i> Sumur.....	41
Gambar 3.3	Diagram Alir Penelitian .....	42
Gambar 3.4	<i>Wavelet</i> Daerah Penelitian.....	44
Gambar 3.5	Spektrum Amplitudo <i>Wavelet</i> .....	44
Gambar 3.6	Proses <i>Well Seismic Tie</i> .....	45

Gambar 3.7	<i>Picking Fault</i> .....	46
Gambar 3.8	<i>Picking Horizon</i> .....	47
Gambar 3.9	Peta Struktur Waktu.....	48
Gambar 3.10	Kurva $v_0$ -k.....	49
Gambar 3.11	Peta $v_0$ .....	50
Gambar 3.12	Peta Struktur Kedalaman.....	51
Gambar 3.13	Peta Struktur Kedalaman Hasil Kalibrasi.....	52
Gambar 3.14	Model Awal.....	53
Gambar 3.15	Hasil Inversi Impedansi Akustik.....	54
Gambar 3.16	Persamaan Linear Konversi AI ke Porositas.....	54
Gambar 3.17	Peta Persebaran Porositas.....	55
Gambar 4.1	Perbandingan <i>Tuning Thickness</i> dengan Tebal Lapisan.....	56
Gambar 4.2	Analisis Sensitivitas.....	57
Gambar 4.3	Proses <i>Well Seismic Tie</i> Sumur GLN-01.....	59
Gambar 4.4	Perbandingan Koefisien Korelasi Ketiga Sumur.....	60
Gambar 4.5	Peta Struktur Waktu.....	61
Gambar 4.6	Nilai <i>Mistie</i> Hasil Konversi Kedalaman Metode $v_0$ -k.....	62
Gambar 4.7	Peta Struktur Kedalaman Hasil Kalibrasi.....	62
Gambar 4.8	Hasil Seismik Inversi <i>Sparse Spike</i> .....	65
Gambar 4.9	Peta Impedansi Akustik.....	66
Gambar 4.10	Persamaan Linear Impedansi Akustik dengan Porositas.....	67
Gambar 4.11	Peta Persebaran Porositas.....	68

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Skala Kualitas Porositas Batuan.....	38
Tabel 2.2	Skala Nilai Koefisien Korelasi.....	38
Tabel 3.1	Rincian Data Sumur.....	40
Tabel 3.2	Perhitungan <i>Tuning Thickness</i> .....	43
Tabel 3.3	Perhitungan Nilai $k$ dan $v_0$ .....	49
Tabel 4.1	Nilai <i>Tuning Thickness</i> .....	56

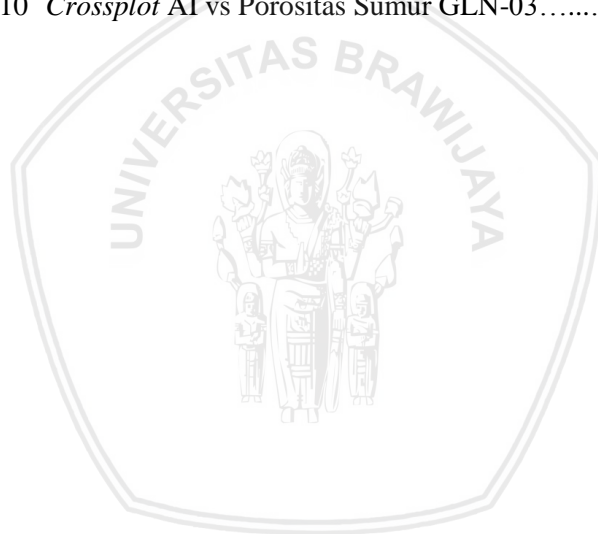


**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**



## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	<i>Well Seismic Tie</i> Sumur GLN-02.....	75
Lampiran 2	<i>Well Seismic Tie</i> Sumur GLN-03.....	76
Lampiran 3	<i>Picking Horizon</i> di <i>Crossline</i> .....	77
Lampiran 4	<i>Picking Horizon</i> di <i>Traverse</i> .....	77
Lampiran 5	Peta Struktur Waktu Lapisan <i>Bottom MMC</i> .....	78
Lampiran 6	Nilai <i>Mistie</i> Konversi Kedalaman Lapisan <i>Bottom MMC</i> .....	78
Lampiran 7	Peta Struktur Kedalaman Hasil Kalibrasi Lapisan <i>Bottom MMC</i> .....	79
Lampiran 8	<i>Crossplot</i> AI vs Porositas Sumur GLN-01.....	79
Lampiran 9	<i>Crossplot</i> AI vs Porositas Sumur GLN-02.....	80
Lampiran 10	<i>Crossplot</i> AI vs Porositas Sumur GLN-03.....	80





**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**





# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Dalam kehidupan sehari-hari manusia, energi menjadi salah satu kebutuhan pokok yang tidak dapat dipungkiri lagi. Hampir seluruh aspek kehidupan manusia membutuhkan energi. Hingga saat ini, energi yang dipakai oleh manusia sebagian besar berasal dari energi fosil khususnya minyak dan gas bumi. Bahkan beberapa kegiatan manusia menggunakan energi fosil ini sebagai sumber utama. Diperkirakan kondisi ini masih akan bertahan hingga beberapa dekade kedepan.

Ketergantungan yang sangat besar terhadap minyak dan gas bumi, sayangnya tidak didukung oleh tingkat produksi dari minyak dan gas bumi. Berdasarkan data Kementerian ESDM tahun 2017, bahwa ditahun 2016 produksi minyak bumi dalam negeri berada disekitar 831.000 barel per hari. Namun hal ini tidak sebanding dengan tingkat konsumsi masyarakat Indonesia yang sangat tinggi. Pada November 2017, Kepala Urusan Administrasi dan Keuangan SKK Migas, Supriono, menyampaikan bahwa kebutuhan konsumsi minyak di Indonesia sepanjang tahun 2016 adalah 1,6 juta barel per hari. Maka dari itu, diperlukan suatu terobosan baru untuk meningkatkan produksi agar sebanding dengan permintaan dari masyarakat. Salah satu cara untuk meningkatkan persediaan minyak dan gas bumi adalah dengan melakukan eksplorasi.

Eksplorasi ialah semua kegiatan yang telah direncanakan dari awal hingga akhir dalam usaha penemuan dan penambahan cadangan minyak dan gas bumi yang baru. Tetapi eksplorasi jangan hanya diartikan sebagai usaha penambahan lapangan minyak baru atau perluasan daerah produksi namun juga harus mendapatkan cadangan minyak bumi yang lebih banyak (Koesoemadinata, 1980). Namun kegiatan eksplorasi ini membutuhkan biaya yang sangat besar. Menurut wakil Menteri ESDM, Arcandra Tahar pada Oktober 2016, total biaya yang dibutuhkan untuk sekali eksplorasi minyak bumi sebesar 13 triliun rupiah. Biaya yang sangat besar ini tentunya sangat mempengaruhi kelangsungan suatu perusahaan migas. Sehingga perusahaan yang bergerak dibidang migas harus mempunyai perhitungan yang sangat matang untuk melakukan eksplorasi.

Kondisi tersebut makin diperparah dengan rendahnya harga minyak dunia. Berdasarkan data Kementerian ESDM tahun 2018 bahwa harga minyak mentah Indonesia pada Desember 2017 berada di kisaran USD 60,90 per barel. Dengan harga jual yang rendah tersebut, membuat eksplorasi yang menghasilkan cadangan minyak bumi yang tidak prospek hanya akan menimbulkan kerugian bagi perusahaan itu sendiri.

Namun kebutuhan akan minyak bumi yang sangat vital bagi kehidupan sehari-hari masyarakat, menyebabkan dibutuhkan suatu terobosan untuk menyelesaikan masalah ini. Terobosan yang dapat dilakukan adalah dengan melakukan pengembangan lapangan. Pengembangan lapangan bertujuan untuk melakukan produksi secara efisien. Dengan kata lain dengan biaya yang minimal namun hasil produksi maksimal sehingga semua potensi dari lapangan tersebut dapat diperoleh. Salah satu metode yang sering digunakan dalam pengembangan lapangan yaitu dengan melakukan karakterisasi reservoir seismik.

Karakterisasi reservoir seismik didefinisikan sebagai proses pendeskripsian secara kualitatif dan atau kuantitatif karakter reservoir dengan memakai data seismik sebagai data utama (Sukmono & Abdullah, 2001). Pada tahap ini parameter karakter reservoir seperti porositas dideskripsikan secara maksimal sehingga nilai ekonomis dari reservoir tersebut lebih efisien digunakan.

Salah satu metode seismik utama dalam karakterisasi reservoir adalah analisis seismik inversi. Seismik inversi adalah suatu teknik membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono & Abdullah, 2001). Seismik inversi merupakan metode yang digunakan untuk mencari nilai impedansi akustik dari suatu lapisan batuan. Dengan didapatkan nilai impedansi akustik maka dimungkinkan untuk mendapatkan parameter lain dari lapisan batuan. Dalam penelitian ini, parameter yang dicari adalah porositas dari batuan.

Dalam penelitian sebelumnya disebutkan bahwa formasi Cibulakan Atas khususnya pada horizon *Mid Main Carbonate* (MMC) merupakan salah satu cadangan reservoir paling besar dalam Cekungan Jawa Barat Utara (Noble et al, 2006). Hal inilah yang menjadi dasar oleh penulis untuk melakukan penelitian lanjutan. Dalam hal ini dilakukan karakterisasi reservoir seismik menggunakan seismik inversi *Sparse Spike* untuk mendapatkan informasi karakter dari reservoir berupa porositas dan merekomendasikan zona prospek dari lapangan Siagian-Barat.

## 1.2 Rumusan Masalah

1. Bagaimana hasil metode seismik inversi impedansi akustik dengan metode *Sparse Spike* untuk karakterisasi reservoir lapisan *Mid Main Carbonate* formasi Cibulakan Atas?
2. Bagaimana properti fisika batuan berupa porositas dari hasil inversi impedansi akustik?
3. Bagaimana zona prospek dengan nilai porositas tinggi dalam daerah penelitian?

## 1.3 Tujuan

Tujuan dari penelitian ini adalah

1. Menganalisis metode inversi impedansi akustik dengan metode *Sparse Spike* untuk karakterisasi reservoir lapisan *Mid Main Carbonate* pada formasi Cibulakan Atas.
2. Mengestimasi properti fisika batuan berupa porositas dari hasil inversi impedansi akustik.
3. Menentukan zona prospek yang memiliki nilai porositas tinggi untuk pengembangan lapangan.

## 1.4 Manfaat

Manfaat penelitian ini yaitu sebagai input untuk pemodelan karakterisasi reservoir untuk pengembangan lapangan “Siagian-Barat”.

## 1.5 Batasan masalah

Batasan masalah dari penelitian ini adalah

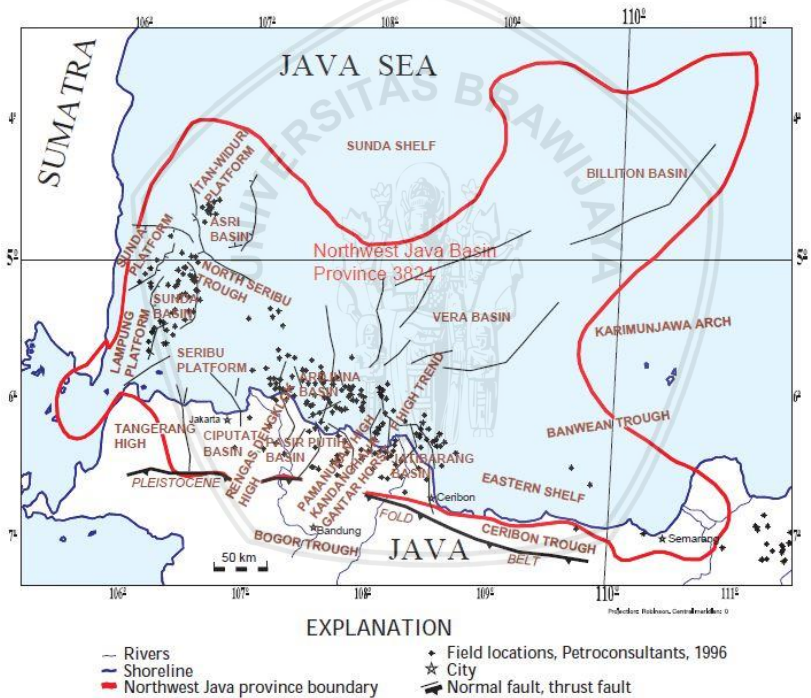
1. Metode yang digunakan adalah inversi impedansi akustik dengan metode *Sparse Spike*.
2. Studi difokuskan pada prediksi porositas pada data seismik 3D lapangan “Siagian-Barat” lapisan MMC formasi Cibulakan Atas.
3. Data yang digunakan adalah 3 data log sumur dan data seismik 3D *Post Stack Time Migration* pada lapangan “Siagian-Barat”.



## BAB II TINJAUAN TEORI

### 2.1 Tinjauan Geologi

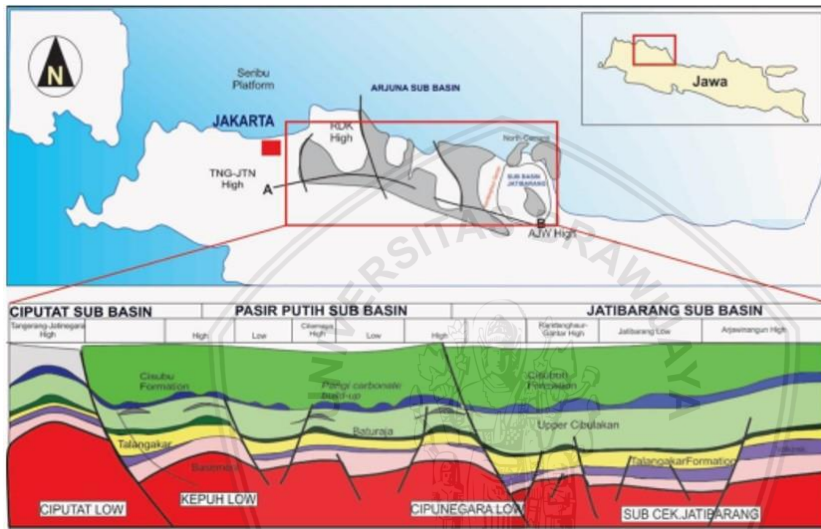
Cekungan Jawa Barat Utara sebagian besar berada pada wilayah perairan Indonesia dan beberapa wilayah darat pulau Jawa (Gambar 2.1). Bagian Cekungan Jawa Barat Utara yang berada di laut Jawa ini terdiri dari beberapa sub cekungan seperti sub cekungan Sunda, Asri, Vera dan Arjuna. Sedangkan untuk bagian yang berada di daratan utara pulau Jawa seperti sub cekungan Ciputat, Pasir Putih dan Jatibarang. Batas selatan dari cekungan ini yang terletak pada daratan pulau Jawa dibatasi oleh palung Bogor (Bishop, 2000).



Gambar 2.1 Cekungan Jawa Barat Utara (Bishop, 2000)

## 2.2 Kerangka Tektonik

Cekungan Jawa Barat Utara memiliki kerangka tektonik yang merupakan bagian dari kerangka tektonik Indonesia Barat. Pada Cekungan Jawa Barat Utara ini terdapat Paparan Sunda yang merupakan suatu sistem subduksi yang mengalami fase tektonik. Terdapat 4 sub cekungan dalam cekungan ini dari barat ke timur yaitu sub cekungan Ciputat, Kepuh, Cipunegara dan Jatibarang (Suyono dkk, 2005).



Gambar 2.2 Geologi Cekungan Jawa Barat Utara (Hareira, 1991)

## 2.3 Stratigrafi

Sedimen pada Cekungan Jawa Barat Utara berumur dari *Eocene* hingga *Quaternary*. Ketebalan lapisan tersebut bervariasi pada beberapa lokasi berbeda. Kedalaman dimulai dari kurang dari 500 meter pada paparan, 2500 meter pada bagian tinggian dan maksimum pada 3500 – 4000 meter pada area terdalam (Arpandi & Patmosukismo, 1975).

Menurut Noble et al (2006), urutan stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara dimulai dari yang tertua hingga yang termuda yaitu:



a) Batuan Dasar

Bagian *basement* dari cekungan ini berupa batuan beku berumur Kapur Tengah hingga Kapur Atas dan batuan metamorf berumur Pra-Tersier. Lingkungan pembentukannya merupakan permukaan dengan sisa vegetasi tropis (Koesoemadinata, 1980).

b) Formasi Jatibarang

Formasi Jatibarang tersusun oleh endapan *early synrift*, terutama dijumpai pada bagian tengah dan timur dari Cekungan Jawa Barat Utara. Pada bagian barat cekungan ini (daerah Tambun-Rengasdengklok), kenampakan Formasi Jatibarang tidak banyak (sangat tipis) dijumpai. Pada bagian bawah formasi ini, tersusun oleh batuan *tuff* bersisipan lava (aliran), sedangkan pada bagian atas tersusun oleh batupasir. Formasi ini diendapkan pada *facies continental-fluvial*. Minyak dan gas di beberapa tempat pada rekahan – rekahan *tuff*. Umur pada formasi ini adalah kala Eosen Akhir sampai Oligosen Awal. Formasi ini terletak secara tidak selaras di atas Batuan Dasar.

c) Formasi Talangakar

Formasi ini diendapkan pada fase *synrift* berikutnya. Litologi pada Formasi Talang Akar diawali oleh perselingan sedimen batupasir dengan serpih *non-marine* dan diakhiri oleh perselingan antara batugamping, serpih, dan batupasir dalam *facies marine*. Ketebalan pada formasi ini sangat bervariasi dari beberapa meter di Tinggian Rengasdengklok sampai 254 m di Tinggian Tambun-Tangerang, hingga diperkirakan lebih dari 1500 m pada pusat Dalaman Ciputat.

Pada akhir sedimentasi, Formasi Talang Akar ditandai dengan berakhirnya sedimentasi *synrift*. Formasi ini diendapkan pada kala *Oligosen* sampai dengan Miosen Awal. Pada formasi ini juga dijumpai batubara yang kemungkinan terbentuk pada lingkungan delta. Batubara dan serpih merupakan batuan induk untuk hidrokarbon.

d) Formasi Baturaja

Formasi Baturaja diendapkan secara selaras di atas Formasi Talang Akar. Litologi penyusun Formasi Baturaja terdiri dari karbonat baik berupa paparan maupun yang berkembang sebagai *reef build-up* (menandai fase *post rift*) secara regional menutupi seluruh sedimen klastik pada formasi Talang Akar pada Cekungan Jawa Barat Utara.

Pada bagian bawah tersusun oleh batugamping masif yang semakin ke atas semakin berpori. Namun sekarang diketahui sebagai daerah dalaman. Selain itu ditemukan dolomit, interkalasi serpih glaukonit, napal, batubara.

Batuan ini terbentuk pada kala Miosen Awal – Miosen Tengah. Lingkungan pembentuk pada formasi ini adalah kondisi laut dangkal, air cukup jernih, sinar matahari cukup (terutama melimpahnya *foraminifera Spiroclypens* Sp). Ketebalan pada formasi ini berkisar pada 50 – 300 meter.

e) Formasi Cibulakan Atas

Pada Formasi ini terjadi perselingan antara serpih dengan batupasir dan batugamping. Batugamping pada formasi ini umumnya merupakan batugamping klastik serta batugamping terumbu yang berkembang secara lokal. Batugamping terumbu ini dikenal sebagai *Mid Main Carbonate* (MMC). Formasi Cibulakan dibagi menjadi dua anggota berdasarkan lingkungan pengendapan, yaitu anggota Cibulakan Atas berada pada lingkungan pengendapan endapan *neritic* dan anggota Cibulakan Bawah berada pada lingkungan pengendapan endapan transisi (paralik).

Secara umum Formasi Cibulakan berumur Miosen Awal sampai Miosen Tengah. Formasi Cibulakan Atas dibagi menjadi tiga anggota, yaitu:

➤ **Massive**

Anggota ini terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Baturaja. Litologi pada anggota ini adalah perselingan batulempung dengan batupasir yang mempunyai ukuran butir dari halus-sedang. Pada massive ini dijumpai kandungan hidrokarbon, terutama pada bagian atas.

➤ **Main**

Anggota ini terendapkan secara selaras diatas anggota Massive. Litologi pada anggota ini adalah batulempung berselingan dengan batupasir yang mempunyai ukuran butir dari halus-sedang. Pada awal terbentuknya, berkembang batugamping dan juga blanket-blanket pasir, dimana pada bagian ini dibedakan dengan anggota Main sendiri yaitu *Mid Main Carbonate*.

➤ **Pre Parigi**

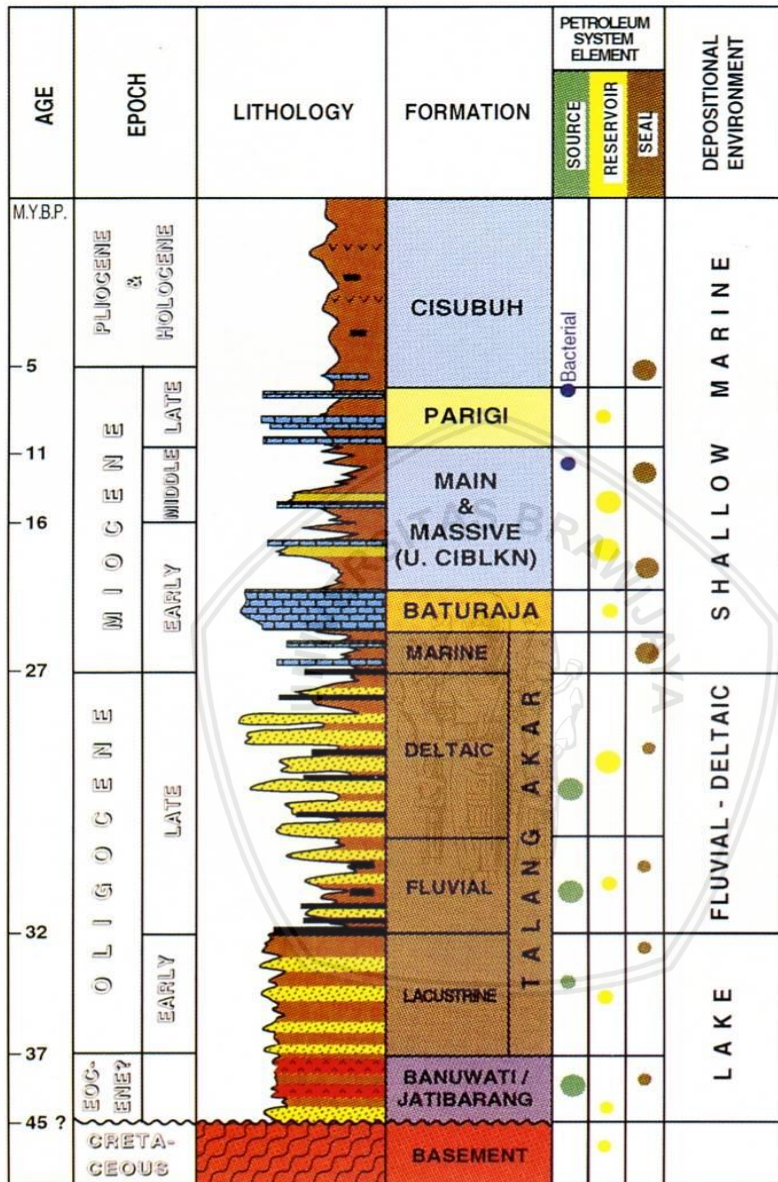
Anggota bagian ini terendapkan secara selaras diatas Main. Litologi pada anggota ini adalah perselingan batugamping, dolomit, dan batupasir. Anggota ini terbentuk pada kala Miosen Tengah sampai Miosen Akhir yang diendapkan pada lingkungan Neritik Tengah – Neritik Dalam, dengan dijumpa fauna – fauna laut dangkal dan kandungan batupasir galukonitan.

f) **Formasi Parigi**

Litologi pada anggota ini adalah batugamping abu – abu terang, berfosil, berpori dengan sedikit dolomit. Litologi penyusun lainnya adalah serpih karbonatan, napal yang dijumpai pada bagian bawah. Formasi Parigi berkembang sebagai batu gamping terumbu namun di beberapa tempat memiliki ketebalan yang menipis. Anggota ini terbentuk pada kala Miosen Akhir - Pliosen yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal-neritik tengah.

g) **Formasi Cisubuh**

Anggota ini terendapkan secara selaras diatas Formasi Parigi. Litologi pada formasi ini adalah perselingan batulempung dengan batupasir dan serpih gampingan. Formasi ini terbentuk pada kala Miosen Akhir – Pliosen – Pleistosen. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal yang semakin ke atas menjadi lingkungan litoral-paralik.



Gambar 2.3 Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Noble et al, 2006)

## 2.4 *Petroleum System*

Elemen *petroleum system* yang harus ada untuk dapat memproduksi minyak dan gas bumi yaitu *source rock* yang matang, jalur migrasi, reservoir, jebakan (*trap*) dan waktu pematangan minyak bumi. Hampir pada seluruh Formasi di Cekungan Jawa Barat Utara dapat menghasilkan hidrokarbon yang mempunyai sifat berbeda, baik dari lingkungan pengendapan maupun porositas batuananya. Elemen *petroleum system* yang terdapat pada Cekungan Jawa Barat Utara sebagai berikut (Noble et al, 2006).

### a. Batuan Sumber (*source rock*)

Pada Cekungan Jawa Barat Utara terdapat tiga tipe utama *source rock* yaitu *lacustrine shale*, *fluvio deltaic coals and shales* serta *marine claystone*. Studi geokimia dari *crude oil* yang ditemukan di pulau Jawa dan lepas pantai Arjuna menunjukkan bahwa *fluvio deltaic coals and shale* dari Formasi Talang Akar bagian atas berperan dalam pembentukan *source rock* yang utama (Noble et al, 2006).

### b. Reservoir

Hampir semua cadangan terbesar reservoir dari cekungan ini berupa *sand* pada Formasi Cibulakan Atas dan Talang Akar. Daerah pada *limestone* Formasi Batu Raja yang memiliki porositas yang baik, akumulasi yang cukup besar dapat terjadi (misalnya lapangan Bima). Namun, kinerja reservoir tidak selalu menguntungkan. Karbonat yang mengalami *build-up* pada Formasi Parigi biasanya sangat porous dan sering mengandung gas dalam jumlah besar yang bisa berasal dari *thermogenic* atau bakteri. Formasi Parigi juga dapat menjadi reservoir minyak di beberapa bagian daratan Jawa (Noble et al, 2006).

c. Jalur Migrasi

Migrasi hidrokarbon dapat dibagi menjadi 3 bagian yaitu migrasi primer, migrasi sekunder dan migrasi tersier. Migrasi primer yaitu migrasi yang terjadi dari batuan induk masuk ke dalam reservoir melalui lapisan penyalur. Migrasi sekunder adalah pergerakan fluida di dalam batuan penyalur menuju jebakan (*trap*). Sedangkan migrasi tersier merupakan pergerakan hidrokarbon setelah terbentuknya akumulasi yang nyata (Koesoemadinata, 1980).

Jalur migrasi dari hidrokarbon dapat terbentuk secara lateral dan atau vertikal yang keluar dari *source rock*. Pada cekungan ini, jalur utama dari migrasi secara lateral melalui lapisan *sand* pada Formasi Talang Akar yang berorientasi utara-selatan dan juga lapisan *sand* pada Formasi Cibulakan Atas (Main/Massive). Patahan merupakan jalur utama untuk migrasi secara vertikal pada cekungan ini.

(Noble et al, 2006)

d. Perangkap (*trap*)

Tipe struktur dan mekanisme jebakan dalam *petroleum system* pada Cekungan Jawa Barat Utara memiliki kemiripan. Hal ini disebabkan oleh evolusi tektonik dari semua cekungan sedimen sepanjang batas selatan dari Kraton Sunda. Pertumbuhan karbonat di dalam Formasi Baturaja, *Mid-Main* dan Parigi juga dapat menjadi perangkap yang baik. Jebakan stratigrafi dapat ditemukan ketika batupasir mengalami *onlap* dan menutupi tinggian batu dasar. Hingga saat ini, jebakan ini terbatas hanya pada Formasi Talang Akar. Perangkap stratigrafi berkembang karena terbatasnya penyebaran batugamping dan perbedaan fasies (Noble et al, 2006).

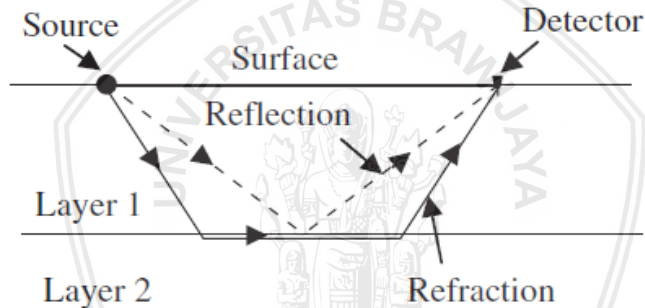
e. Lapisan Penutup

Lapisan penutup merupakan lapisan *impermeable* yang dapat menghambat atau menutup jalannya hidrokarbon. Lapisan yang sangat baik adalah batu lempung. Pada cekungan Jawa Barat Utara hampir setiap formasi memiliki lapisan penutup yang efektif. Formasi yang bertindak sebagai lapisan penutup utama adalah Formasi Cisubuh karena pada formasi ini terdapat litologi yang *impermeable* sehingga cocok sebagai penghalang bagi hidrokarbon untuk bermigrasi (Noble et al, 2006).

## 2.5 Metode Seismik

Hal yang perlu diperhatikan dalam metode seismik terkait dengan sumber energi dan alat penerima gelombang seismik adalah peristiwa refleksi (pantulan) dan refraksi (pembiasan). Dari gambar 2.4 jika lapisan pertama dan kedua memiliki jenis batuan yang berbeda maka akan mempunyai nilai kecepatan seismik dan nilai densitas yang berbeda pula.

Ketika gelombang seismik melewati batas lapisan ke 1 dan ke 2, sebagian energi akan terpantulkan kembali ke lapisan ke 1 dan sebagian lagi akan terbiaskan ke lapisan ke 2. Jika kecepatan seismik di lapisan ke 2 lebih besar dari lapisan ke 1, maka akan terbentuk sudut dimana gelombang seismik yang ditransmisikan akan direfraksikan sepanjang batas peralapisan (Gadallah & Fisher, 2009).



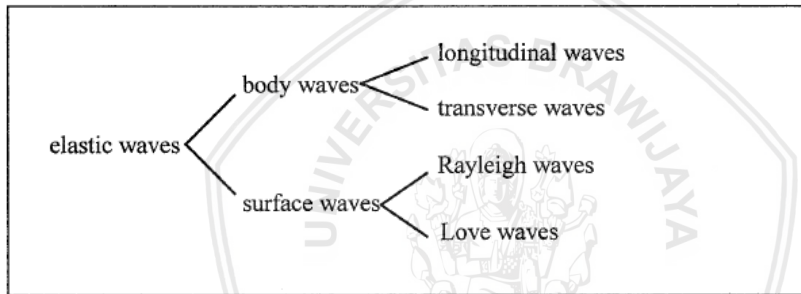
Gambar 2.4 Proses Refleksi dan Refraksi Gelombang Seismik (Gadallah & Fisher, 2009)

### 2.5.1 Konsep Gelombang Seismik

Ketika sebuah gelombang seismik melewati batuan dalam bentuk gelombang elastis, maka gelombang seismik itu akan mentransfer energinya dalam bentuk getaran pada partikel batuan. Penjalaran gelombang seismik ini dapat ditampilkan dalam bentuk kecepatan dan tekanan partikel yang disebabkan oleh getaran selama penjalarannya. Pergerakan partikel yang mengalirkan energi dalam batuan menentukan kecepatan gelombang seismik (Sukmono, 1999).

Gelombang dibagi menjadi dua yaitu gelombang progresif (*progressive*) dan berdiri (*standing*). Dimana gelombang seismik termasuk ke dalam keduanya. Gelombang seismik progresif menyebar dari sumber, sedangkan gelombang berdiri dikenal sebagai osilasi bebas pada bumi yang merepresentasikan getaran pada bumi dimana osilasi ini dihasilkan dari gempa bumi yang besar. Dari segi konsentrasi energi, gelombang dibagi menjadi dua yaitu *body wave* (badan) dan *surface wave* (permukaan) (Gambar 2.5). *Body wave* dapat menyebar ke bagian dalam dari medium, sedangkan *surface wave* terkonsentrasi sepanjang permukaan medium.

Contoh dari *body wave* adalah gelombang akustik di udara atau gelombang elektromagnetik di dalam ruang hampa.



Gambar 2.5 Tipe Utama Gelombang Elastik Progresif (Novotny, 1999)

Berdasarkan medium penjarannya, gelombang seismik dapat dibagi menjau dua tipe yaitu:

### 2.5.1.1 Gelombang Badan

Dari gambar tipe utama gelombang (Gambar 2.5) maka gelombang badan dibagi menjadi dua lagi, yaitu :

- 1) Gelombang longitudinal, disebut juga gelombang kompresi atau irasional. Disebut juga gelombang primer (*P-wave*), karena merepresentasikan gelombang yang pertama kali tercatat dalam seismogram. Gelombang ini terlibat dalam kompresi dan penghalusan pada material yang dilaluinya. Semua partikel atau medium dapat dilalui gelombang ini. Contoh dari gelombang ini adalah gelombang suara.



Persamaan dari gelombang P adalah sebagai berikut:

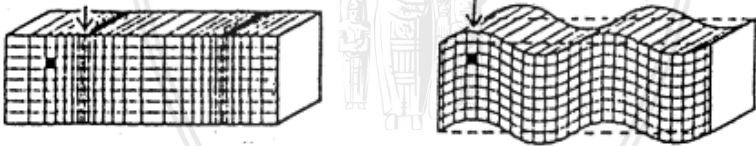
$$v_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (2.1)$$

Dimana:  $\lambda$  = Konstanta Lamé  
 $\mu$  = Rigiditas  
 $\rho$  = Densitas

2) Gelombang transversal, disebut juga *shear* atau gelombang rotasional. Dalam dunia seismik disebut juga dengan gelombang sekunder (*S-wave*). Gelombang ini terlibat dalam rotasi pada material yang dilaluinya tetapi tidak ada perubahan dalam volume. Gerakan partikelnya tegak lurus dengan arah rambat gelombangnya. Persamaan untuk gelombang-S adalah:

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.2)$$

Dimana:  $\mu$  = Rigiditas  
 $\rho$  = Densitas



Gambar 2.6 Deformasi dari sebuah medium yang dilalui gelombang dari kiri ke kanan: gelombang longitudinal (kiri) dan gelombang transversal (kanan) (Novotny, 1999)

### 2.5.1.2 Gelombang Permukaan

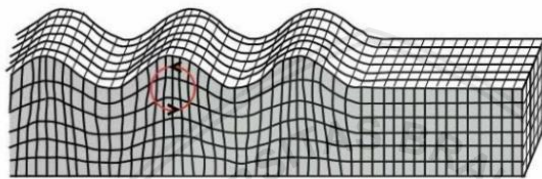
Hanya gelombang longitudinal dan transversal dapat merambat dalam medium yang homogen, isotropik dan tidak terbatas. Jika medianya terbatas, jenis gelombang lain, gelombang permukaan, dapat dipandu di sepanjang permukaan medium yang dilewati (Novotny, 1999).

repository.ub.ac.id

Gelombang permukaan (Gambar 2.7) dibedakan menjadi dua jenis yaitu:

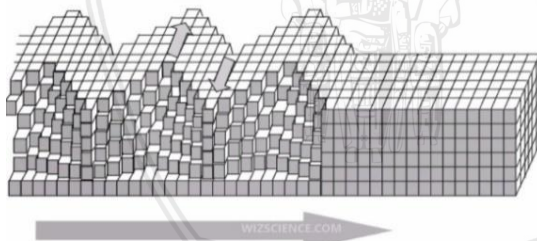
- 1) Gelombang *rayleigh*, merupakan gelombang yang menjalar dipermukaan bumi dengan pergerakan partikelnya menyerupai *ellips*.
- 2) Gelombang *love* (*love wave*), gerakan partikelnya sejajar dengan permukaan. Gelombang *love* lebih cepat daripada gelombang *rayleigh* dan lebih cepat sampai di seismograf (Novotny, 1999).

Rayleigh Wave



(a)

Love Wave



(b)

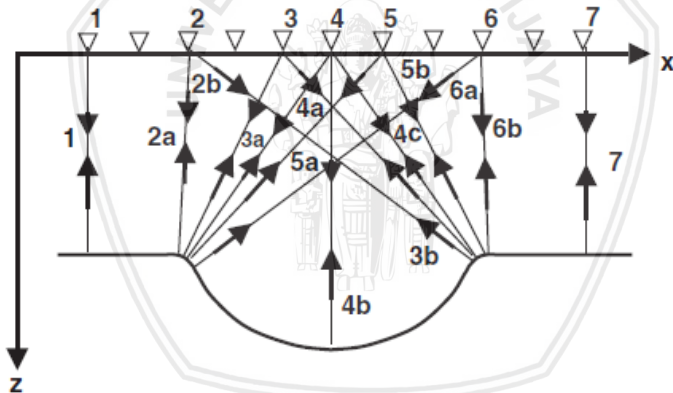
Gambar 2.7 Gerakan partikel dari gelombang permukaan (a) Gelombang Rayleigh dan (b) Gelombang Love (Novotny, 1999)

### 2.5.2 Prinsip Fisika yang berlaku pada Gelombang Seismik

Metode seismik memanfaatkan gelombang seismik yang mempunyai sifat seperti gelombang cahaya. Sehingga prinsip-prinsip fisika yang berlaku pada gelombang cahaya dapat berlaku pula pada gelombang seismik. Prinsip fisika tersebut antara lain yaitu :

1. Prinsip Fermat

Sebuah pulsa seismik yang di tembakkan dari *source* dalam suatu medium akan mengikuti jalur yang menghubungkan antara *source* dan *receiver*. Namun menurut prinsip Fermat, kejadian tersebut hanya akan berlaku pada beberapa jalur perambatan. Hal ini berarti akan ada lebih dari satu fenomena refleksi. Dalam penjalaran dari satu titik ke titik lainnya melewati suatu medium, gelombang seismik akan mencari suatu lintasan dengan waktu tempuh yang paling sedikit (jarak yang terdekat) (Gadallah & Fisher, 2009).

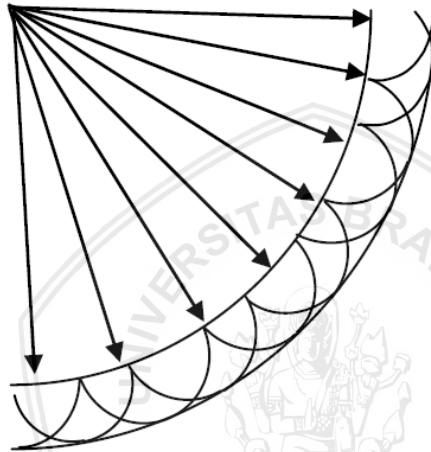


Gambar 2.8 Prinsip Fermat (Gadallah & Fisher, 2009)

Dari gambar 2.8 contoh dari sebuah sinklin dan jalur perambatan dari dan menuju tujuh *sources* dan *receivers*. Terlihat jika hanya ada satu jalur perambatan dari *source* ke-1 dan ke-7. Sedangkan *source* ke 2,3,5, dan 6 memiliki dua jalur perambatan dan terdapat tiga jalur perambatan dari *source* ke-4 (Gadallah & Fisher, 2009).

## 2. Prinsip Huygen

Prinsip ini menyatakan “Setiap titik pada muka gelombang merupakan sumber bagi gelombang baru”. Posisi dari muka gelombang dapat seketika ditemukan dengan membentuk garis singgung permukaan untuk semua *wavelet*. Prinsip Huygen juga menyatakan sebuah mekanisme dimana sebuah pulsa seismik akan kehilangan energi jika bertambah kedalaman (Gadallah & Fisher, 2009).



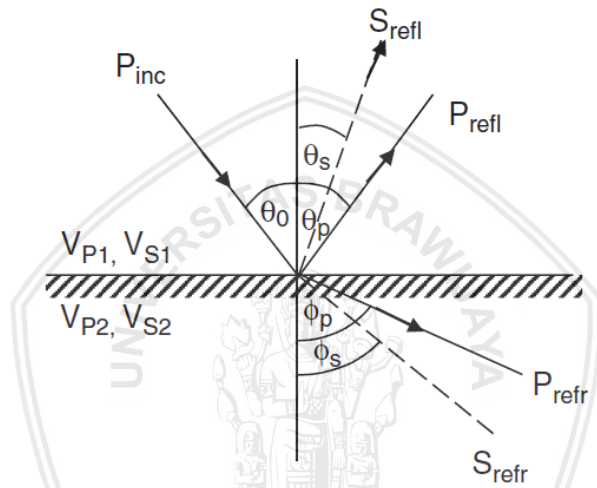
Gambar 2.9 Prinsip Huygen (Gadallah & Fisher, 2009)

## 3. Hukum Snellius

Aplikasi utama dari hukum Snellius yaitu untuk menentukan sudut refleksi dan refraksi yang muncul dari insiden gelombang seismik pada bidang batas lapisan dengan sudut selain  $90^\circ$ . Hukum Snellius menyatakan bahwa sudut refleksi sama dengan sudut pantul. Kedua sudut ini dihitung dari garis normal antar dua lapisan yang memiliki impedansi seismik yang berbeda.

Energi yang ditransmisikan jika melewati bidang batas lapisan dan mengalami perubahan arah perambatan disebut sebagai sinar bias (sinar refraksi). Arah dari sinar refraksi bergantung pada perbandingan kecepatan dari dua lapisan yang dilewati.

Jika kecepatan pada lapisan kedua lebih besar daripada lapisan pertama, maka sinar refraksi akan dibengkokkan ke arah horizontal (menjauhi garis normal). Namun jika kecepatan pada lapisan kedua lebih kecil dari lapisan pertama, maka sinar bias akan dibengkokkan ke arah vertikal (mendekati garis normal). Gambar 2.10 menunjukkan hubungan antara variasi kecepatan dimana  $v_{p2} > v_{s2} > v_{p1} > v_{s1}$ . Akibatnya sudut pembiasan untuk gelombang P dan S lebih besar dari sudut datang (Gadallah & Fisher, 2009).



Gambar 2.10 Hukum Snellius (Gadallah & Fisher, 2009)

- dimana :
- $P_{inc}$  = Gelombang P datang
  - $P_{refl}$  = Refleksi gelombang P
  - $P_{refr}$  = Refraksi gelombang P
  - $S_{refl}$  = Refleksi gelombang S
  - $S_{refr}$  = Refraksi gelombang S
  - $\theta_0$  = Sudut datang terhadap garis normal
  - $\theta_p$  = Sudut refleksi gelombang P
  - $\theta_s$  = Sudut refleksi gelombang S
  - $\Phi_p$  = Sudut refraksi gelombang P
  - $\Phi_s$  = Sudut refraksi gelombang S

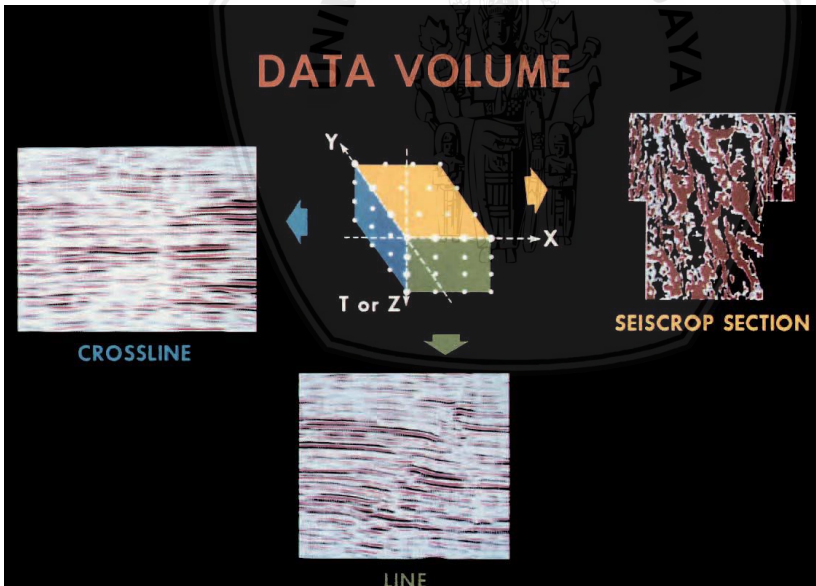
Secara matematis, hukum Snellius dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\frac{\sin \theta_0}{\sin \theta_p} = \frac{v_1}{v_2} \quad (2.3)$$

- dimana:  $\theta_0$  = sudut datang  
 $\theta_p$  = sudut bias  
 $v_1$  = kecepatan seismik sebelum dibiaskan  
 $v_2$  = kecepatan seismik sesudah dibiaskan

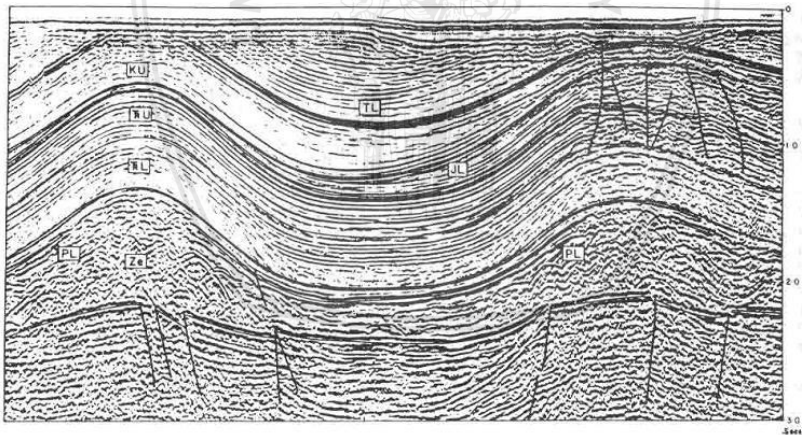
## 2.6 Interpretasi Seismik

Umumnya interpretasi secara 3-D dilakukan pada *slice* volume data. Tidak terdapat batasan pada jangkauan dinamik untuk tampilan pada suatu *slice*, dan oleh karena itu warna dan polaritas dapat dieksploitasikan. Tiga contoh tampilan *slice* ditunjukkan pada gambar 2.10. Penampang vertikal pada arah pergerakan kapal atau rangkaian kabel disebut sebagai *line* ( biasanya *inline*). Penampang vertikal yang tegak lurus terhadap *inline* disebut *crossline*. Penampang horisontal disebut sebagai *time slice*, *seiscrop section*, atau *depth slice* (Brown, 2011).

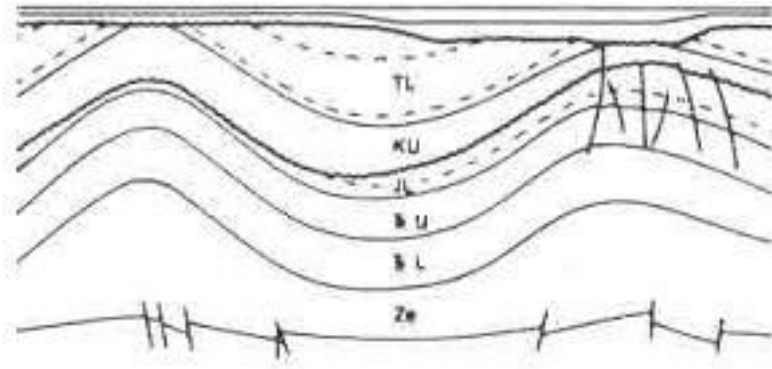


Gambar 2.11 *Slice* Data Seismik 3D (Brown, 2011)

Interpretasi seismik umumnya menganggap bahwa kejadian koheren pada rekaman seismik berasal dari kontras impedansi dari bumi dan hal tersebut mengindikasikan batas lapisan yang merepresentasikan struktur geologi. Pertama yang harus dilakukan adalah pembuatan horizon refleksi. *Interpreter* akan membuat suatu garis yang menghubungkan pola refleksi berdasarkan pola data seismik (*peak, through, zero crossing*) dan juga patahan (Gambar 2.12). Lalu *interpreter* akan membuat suatu peta horizon untuk mengetahui indikasi adanya suatu jebakan. Pemetaan jebakan sangat penting karena hal tersebut akan menentukan dimana target yang akan dieksplorasi lebih lanjut. Setelah itu *interpreter* akan membuat suatu gambaran geologi mengenai peta tersebut, *interpreter* akan membuat cerita mengenai bagaimana daerah tersebut dapat terbentuk dan mengetahui proses-proses yang mempengaruhinya (aktivitas tektonik dan sistem pengendapan). Pada akhirnya *interpreter* akan membuat suatu kesimpulan mengenai interpretasinya dengan menulis suatu laporan. Langkah ini merupakan langkah tersulit, *interpreter* harus menunjukkan hasil temuannya untuk memilih langkah selanjutnya yang akan diambil (Sheriff & Geldart, 1995).



(a)

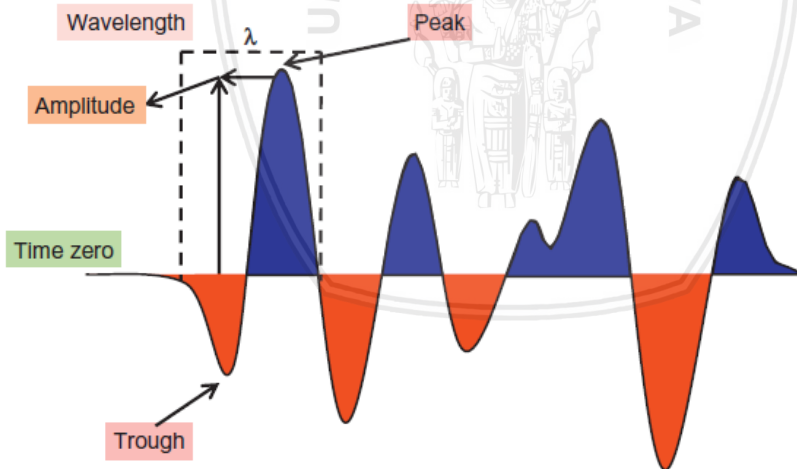


(b)

Gambar 2.12 Interpretasi penampang Seismik (a) Interpretasi Horizon (b) Model Interpretasi (Sheriff & Geldart, 1995)

### 2.6.1 Tras Seismik

Data perekaman seismik pada permukaan terhadap respon lapisan bumi dari sumber seismik disebut tras (Onajite, 2014).



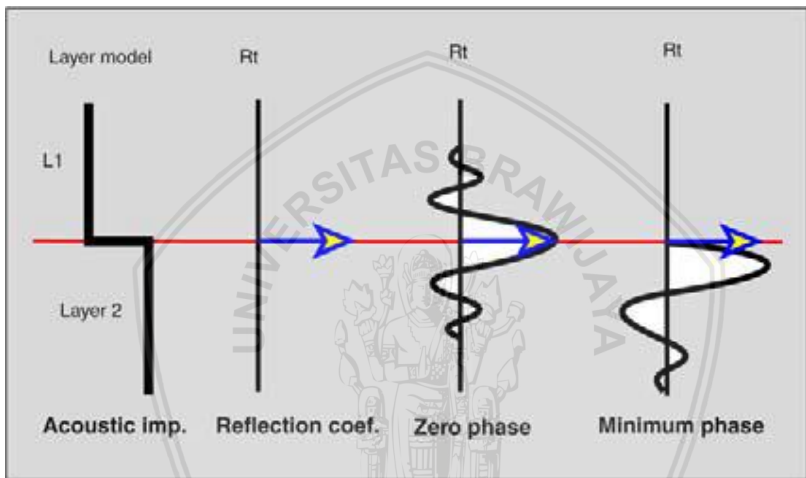
Gambar 2.13 Tras Seismik (Onajite, 2014)



### 2.6.2 Wavelet

*Wavelet* atau disebut juga sinyal seismik merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang seismik yang mempunyai amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu. Menurut Veeken (2007), ada dua bentuk dasar dari *wavelet* seismik dalam pengolahan data (Gambar 2.13) yaitu sebagai berikut:

- *Wavelet minimum-phase*, dimana awal *wavelet* ini bertepatan dengan posisi dari antarmuka bawah permukaan.
- *Wavelet zero-phase*, dimana amplitudo maksimum *wavelet* ini bertepatan dengan antarmuka litologi.



Gambar 2.14 Tipe *wavelet minimum phase* dan *zero phase* (Veeken, 2007)

Menurut Sukmono & Abdullah (2001) konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibedakan menjadi 4 jenis, seperti ditunjukkan pada Gambar 2.15 yaitu :

### 1. *Zero Phase 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.

### 2. *Minimum Phase Wavelet*

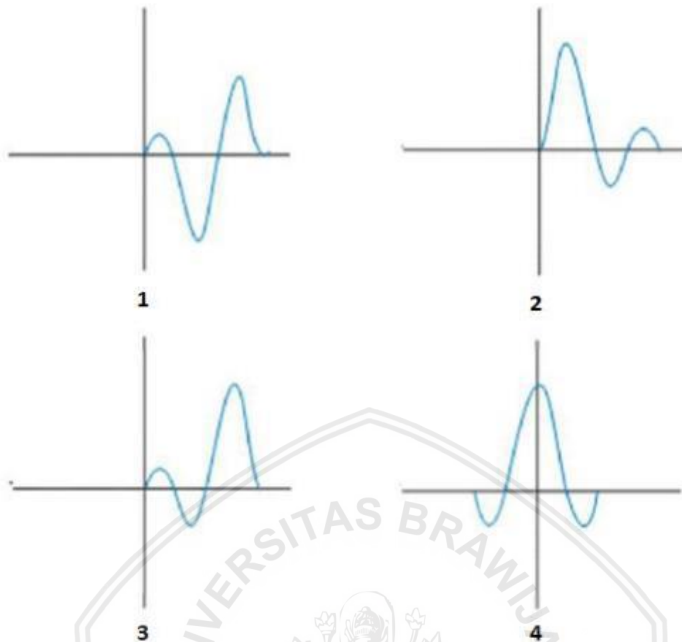
*Wavelet* berfase minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan. Dibandingkan jenis *wavelet* yang lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *wavelet* berfase minimum mempunyai perubahan atau pergeseran fasa terkecil pada tiap-tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet* berfase minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya.

### 3. *Maximum Phase Wavelet*

*Wavelet* berfase maksimum (*maximum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet* tersebut, sehingga merupakan kebalikan dari *wavelet* berfase minimum.

### 4. *Mixed Phase Wavelet*

*Wavelet* berfase campuran (*mixed phase wavelet*) merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.



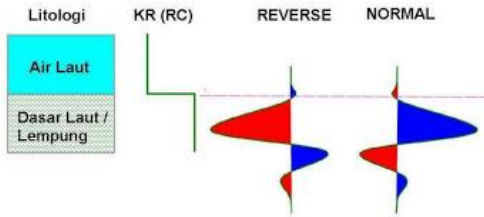
Gambar 2.15 Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energi, (1) *Mixed phase*, (2) *Minimum phase*, (3) *Maximum phase*, (4) *Zero phase* (Sukmono & Abdullah, 2001)

### 2.6.3 Polaritas

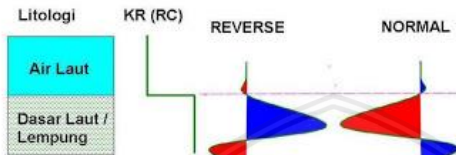
Polaritas didefinisikan sebagai tampilan *wiggle* seismik yang digambarkan dalam penampang seismik. Refleksi amplitude negatif pada pita rekaman dapat digambarkan sebagai garis *wiggle* ke kiri atau kanan terhadap sumbu waktu vertikal. Selain dengan *wiggle* seismik, polaritas juga sering ditampilkan dalam *loop* seismik hitam atau putih (Sukmono & Abdullah, 2001).

Menurut Sukmono & Abdullah (2001) saat ini terdapat dua jenis konvensi polaritas yaitu standar SEG (*Society of Exploration Gephysicist*) dan Standar Eropa dimana keduanya saling berkebalikan. Perbedaan tersebut dapat dilihat pada gambar 2.16 berikut:

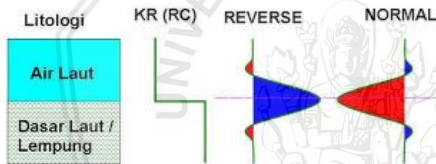
### STANDAR SEG (MINIMUM PHASE)



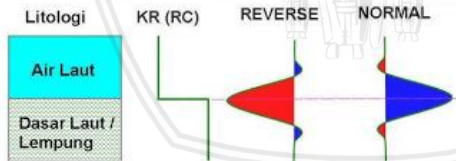
### STANDAR EROPA (MINIMUM PHASE)



### STANDAR SEG (ZERO PHASE)



### STANDAR EROPA (ZERO PHASE)



Gambar 2.16 Bentuk polaritas dan fase seismik. (a) Fase minimum; (b) Fase nol (Sukmono & Abdullah, 2001)

#### 2.6.4 Resolusi Vertikal Seismik

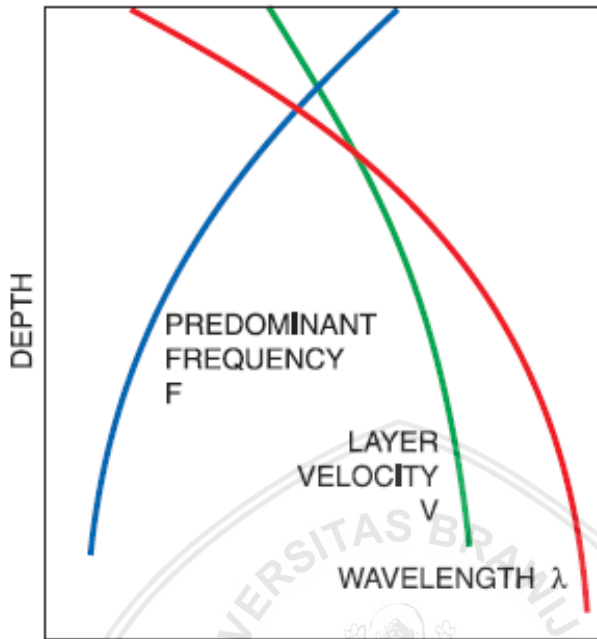
Resolusi dapat diartikan sebagai jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono & Abdullah, 2001). Tujuan mendasar dari survei seismik 3D adalah meningkatkan resolusi bawah permukaan.

Resolusi memiliki aspek vertikal dan horizontal dan sangat dipengaruhi oleh metode pengumpulan dan pemrosesan data. Penyelesaian utama dari data seismik adalah dengan mencari panjang gelombang, yang berarti jarak dalam meter atau kaki dari satu puncak ke puncak satunya. Panjang gelombang ( $\lambda$ ) dapat dihitung sebagai hasil bagi dari kecepatan seismik ( $v$ ) dengan frekuensi dominan ( $f$ ) dari zona target yang ditunjukkan oleh persamaan berikut:

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (2.4)$$

Kecepatan seismik akan bertambah seiring dengan penambahan kedalaman dikarenakan batuan yang semakin tua dan lebih kompak. Frekuensi dominan akan berkurang seiring penambahan kedalaman dikarenakan frekuensi yang tinggi dari sinyal seismik akan lebih cepat teratenuasi. Hal ini menyebabkan nilai panjang gelombang akan bertambah ketika kedalamannya bertambah namun membuat nilai resolusi semakin jelek seperti pada gambar 2.17 (Brown, 2011).

Nilai resolusi biasanya menurun dengan bertambahnya kedalaman. Fenomena ini disebabkan oleh fakta bahwa frekuensi yang lebih tinggi akan terserap ketika seismik menjalar ke kedalaman yang lebih dalam. Hal ini berarti gelombang menempuh jarak yang lebih jauh sebelum ditangkap oleh *receiver*. Selain itu kecepatan seismik pada level yang lebih dalam adalah lebih tinggi dikarenakan respon seismik itu sendiri terhadap faktor kompaksi yang semakin besar (Veeken, 2007).



Gambar 2.17 Sifat frekuensi, kecepatan dan panjang gelombang (Brown, 2011)

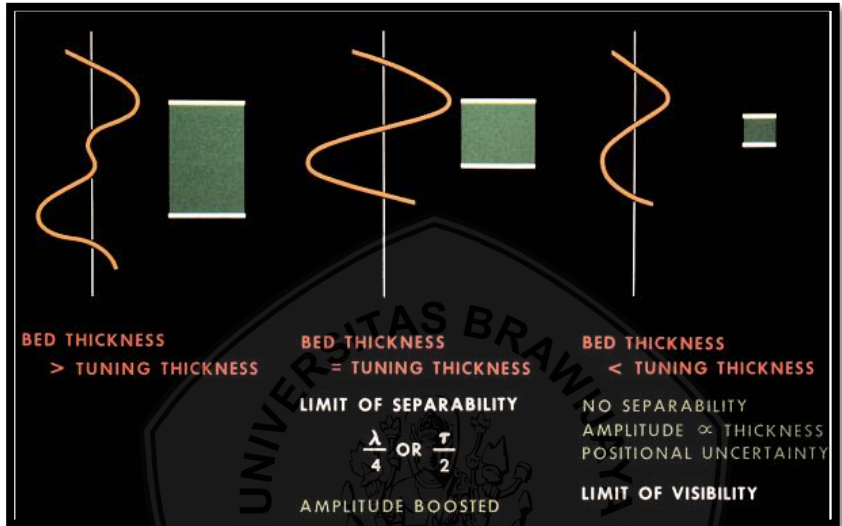
Resolusi vertikal memiliki dua keterbatasan yaitu *limit of separability* dan *limit of visibility* atau sering disebut *tuning thickness*, dimana keduanya dihasilkan dari interaksi wavelet yang dipantulkan dari puncak dan dasar dari lapisan yang diteliti. *Limit of separability* sama dengan seperempat panjang gelombang (atau setengah periode) dan secara sederhana dapat dikatakan resolusi vertikal dipengaruhi oleh ketebalan dua lapisan yang berdekatan seperti pada gambar 2.18 (Brown, 2011).

Resolusi minimum yang masih dapat ditampilkan oleh gelombang seismik adalah  $\frac{1}{4} \lambda$  disebut juga *tuning thickness*, yaitu panjang gelombang minimum yang masih dapat dibedakan oleh gelombang seismik (Sukmono & Abdullah, 2001). Nilai *tuning thickness* dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$r_v = \frac{1}{4} \lambda = \frac{v}{4f} \quad (2.5)$$

Dimana:  $r_v$  = resolusi vertikal (m)  
 $\lambda$  = panjang gelombang (m)  
 $v$  = kecepatan rata – rata (m/s)  
 $f$  = frekuensi (Hz)

(Brown, 2011)



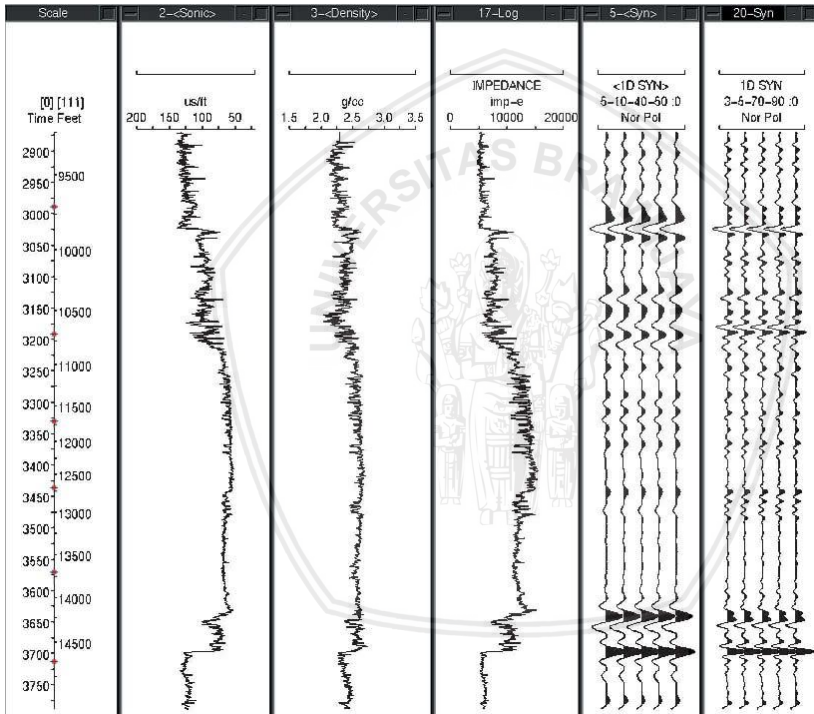
Gambar 2.18 Resolusi refleksi tergantung pada interaksi gelombang (Brown, 2011)

### 2.6.5 Well Seismic Tie

Langkah awal yang harus dilakukan ketika menginterpretasi data seismik adalah menyatakan hubungan antara penampang seismik dengan penampang sumur. Penampang seismik yang memiliki domain waktu akan dikorelasikan terhadap domain kedalaman dari data sumur.

Untuk meletakkan horison seismik pada posisi kedalaman sebenarnya perlu dilakukan proses *well seismic tie*. Terdapat bermacam teknik dalam melakukan *well seismic tie*, namun umumnya dengan memakai seismogram sintetik (Sukmono & Abdullah, 2001).

Seismogram sintetik dibuat dengan menggunakan *log sonic* dan *log densitas*. Dari *log sonic* dan *log densitas* nantinya akan didapatkan *log impedansi akustik*. *Log impedansi akustik* nantinya akan dirubah menjadi *reflektivitas* yang akan dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga didapatkan respon seismik buatan yang berasal dari data sumur (Gambar 2.19). Seismogram sintetik ini nantinya akan dikorelasikan dengan respon tras seismik pada lokasi sumur sehingga didapatkan koreksi domain waktu terhadap domain kedalaman (Bacon dkk, 2003).



Gambar 2.19 Pembuatan Seismogram Sintetik (Bacon dkk, 2003)



## 2.7 Karakterisasi Reservoir

Karakterisasi reservoir merupakan kegiatan multidisiplin yang terdiri dari pendiskripsian cadangan minyak dan gas bumi serta sifat batuan yang mengandung minyak dan gas bumi. Karakterisasi reservoir dilakukan berdasarkan keahlian dari ahli teknik perminyakan, geologi dan geofisika. Tujuan dasar dari karakterisasi reservoir ini adalah untuk menentukan keberadaan hidrokarbon, porositas reservoir dan permeabilitas reservoir (Lines, 2004).

Karakterisasi reservoir juga didefinisikan sebagai proses pendiskripsian secara kualitatif dan atau kuantitatif karakter reservoir dengan menggunakan semua data yang tersedia. Karakterisasi reservoir terdiri dari tiga bagian utama. Pertama adalah delineasi yang bertujuan untuk mendefinisikan geometri sebuah reservoir, termasuk patahan dan fasies yang dapat mempengaruhi produksi reservoir tersebut. Kedua adalah deskripsi reservoir yang bertujuan untuk mendiskripsikan sifat-sifat dari reservoir. Dan yang ketiga adalah monitoring yang bertujuan untuk memantau reservoir dengan adanya penambahan data primer dan sekunder (Sukmono & Abdullah, 2001).

### 2.7.1 Impedansi Akustik

Kecepatan gelombang dalam batuan (umumnya bernilai ribuan feet per meter) dimana pergerakan partikel mengalirkan energi yang terjadi, menentukan kecepatan gelombang seismik dalam batuan tersebut (Sukmono & Abdullah, 2001).

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah impedansi akustik (IA) yang merupakan hasil perkalian densitas ( $\rho$ ) dan kecepatan ( $v$ ):

$$IA = \rho \cdot v \quad (2.6)$$

Nilai kecepatan dalam menentukan nilai IA lebih banyak menentukan daripada nilai densitas. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih memengaruhi harga kecepatan daripada densitas (Sukmono & Abdullah, 2001).

repository.ub.ac.id

Anstey (1977) menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras (*hard rock*) dan sulit dimampatkan seperti batugamping mempunyai nilai IA yang tinggi, sedangkan batuan lunak seperti lempung mempunyai nilai IA yang rendah sehingga mudah dimampatkan (Sukmono & Abdullah, 2001).

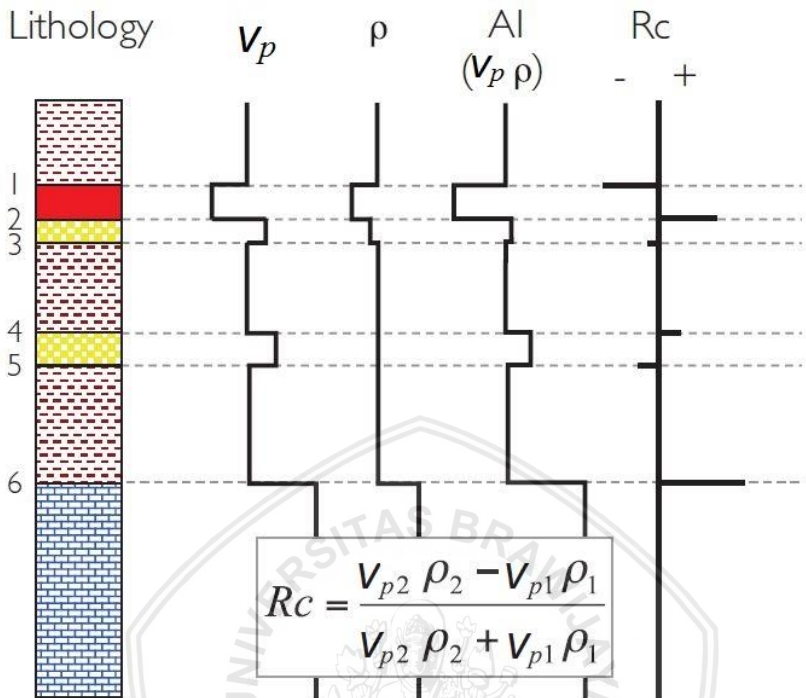
### 2.7.2 Koefisien Refleksi

Pondasi dari pemodelan seismik adalah model konvolusi, dimana jejak seismik dapat dimodelkan sebagai konvolusi dari pulsa seismik dengan serangkaian nilai koefisien refleksi. Dalam bentuk sederhana, koefisien refleksi terkait dengan perubahan nilai impedansi akustik (IA), dimana impedansi akustik (IA) adalah perkalian dari kecepatan ( $v$ ) dan densitas ( $\rho$ ) seperti gambar 2.20 (Simm & Bacon, 2014).

Koefisien refleksi ditunjukkan oleh persamaan berikut:

$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} \quad (2.7)$$

Dimana  $IA_1$  adalah nilai impedansi akustik pada sisi datang dan  $IA_2$  merupakan nilai impedansi akustik pada sisi gelombang seismik di transmisikan. Persaman tersebut menunjukkan bahwa koefisien refleksi dapat berharga positif maupun negatif, tergantung pada besarnya impedansi akustik kedua medium yang bersangkutan (Simm & Bacon, 2014).



Gambar 2.20 Koefisien refleksi ditentukan dengan perbedaan log impedansi akustik (dalam Simm dan Bacon, 2014, digambar dan dimodifikasi dari Anstey, 1982)

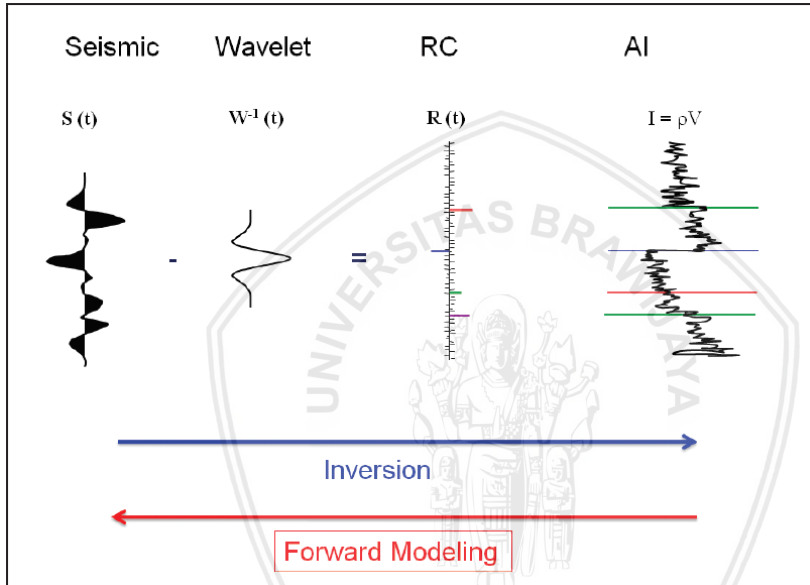
## 2.8 Seismik Inversi

Tugas penting dari ilmu fisika ialah membuat kesimpulan tentang parameter fisika dari data yang didapat dengan menjalani proses menebak, menghitung dan membandingkan untuk menarik kesimpulan. Begitu pun juga dengan proses inversi yang memerlukan langkah yang sama. Teori inversi dapat didefinisikan sebagai seperangkat teknik matematika untuk mengurangi data agar mendapatkan informasi yang berguna tentang dunia fisika berdasarkan kesimpulan yang diambil dari pengamatan (Sen, 2006).

Menurut Russel (1988), inversi geofisika meliputi pemetaan sifat fisik objek bawah permukaan dengan menggunakan pengukuran yang dilakukan di permukaan dan bila memungkinkan dengan kontrol data sumur.

Seismik inversi dapat didefinisikan sebagai teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan dan sumur sebagai kontrol. Seismik inversi merupakan teknik pemodelan kebelakang (*backward modeling*) untuk karakterisasi reservoir (Sukmono & Abdullah, 2001).

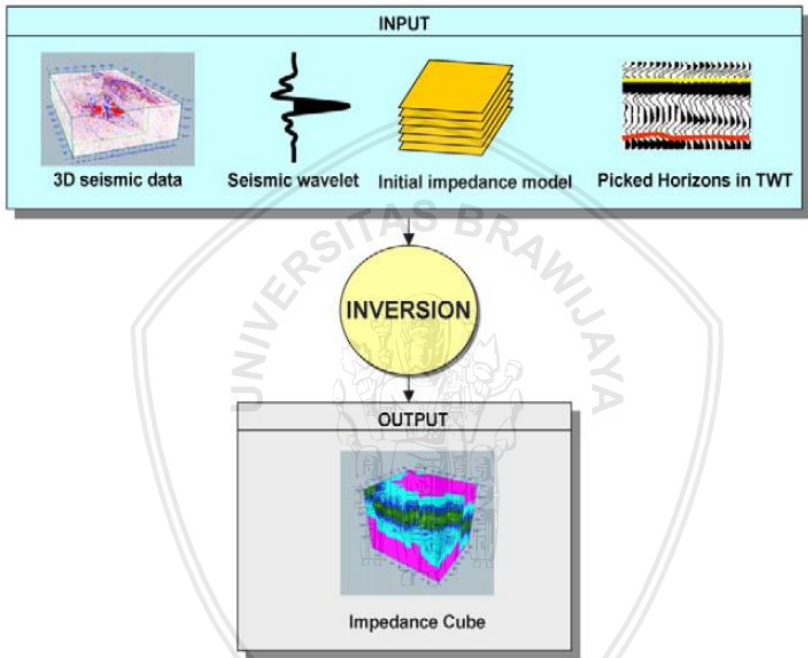
Perbedaan proses pemodelan kedepan (*forward modeling*) dan pemodelan kebelakang (*inversion*) dapat ditunjukkan oleh gambar 2.21 berikut:



Gambar 2.21 Skema Proses *Forward Modelling* dan *Inversion* (Brown, 2011)

Seismik inversi mencoba untuk menempatkan respon *spike* pada batas geologi (perubahan litologi) dan antarmuka karakteristik reservoir utama. Hal ini dilakukan dengan melakukan melakukan proses inversi dari data *Seismic Cube* menjadi *Acoustic Impedance Cube* (Gambar 2.22). Penghubung antara *seismic cube* dan *acoustic impedance cube* adalah *wavelet* seismik.

Proses seismik inversi ini agak membingungkan. Di satu sisi inversi itu sendiri membatalkan operasi tetapi di satu sisi digunakan untuk transformasi *seismic cube* menjadi *acoustic impedance cube* (*elastic impedance cube*). Salah satu keuntungan dari proses inversi adalah bertambahnya resolusi seismik. Fenomena ini telah diselidiki oleh Hill (2005) dan menemukan bahwa peningkatan dalam menghitung ketebalan lapisan yang melebihi nilai *tuning thickness* (Veeken, 2007).



Gambar 2.22 Beberapa jenis masukan untuk pengolahan seismik inversi (Veeken, 2007).

### 2.8.1 *Initial Model*

Dalam pembuatan tras seismik diperlukan konvolusi antara *wavelet* dengan reflektivitas. Sebagai catatan *wavelet* bersifat *band-limited* dimana *wavelet* hanya terdiri dari cakupan frekuensi tertentu saja. Sedangkan reflektivitas bersifat *broadband* yang terdiri dari rangkaian fungsi delta yang ditempatkan pada *two-way time* normal pada tiap reflektor. Konvolusi antara *wavelet* dan reflektivitas dapat berarti perkalian dalam domain frekuensi maka spektrum hasil seismogram akan bersifat *band-limited* (kehilangan frekuensi rendah dan tinggi akibat *filtering* oleh *wavelet*). (Sen, 2006).

### 2.8.2 *Inversi Sparse Spike*

Inversi *sparse spike* adalah nama untuk sekelompok teknik inversi dimana nilai koefisien refleksi yang mendasari nilai impedansi akustik dianggap suatu lapisan tipis; yaitu data tras seismik dapat dimodelkan dengan lebih sedikit koefisien refleksi daripada sampel data tras seismik. Dalam metode ini, hubungan dengan data seismik juga dapat melalui model konvolusi, yang mana dapat digabungkan berbagai *wavelet* (Brown, 2011).

Jenis metode inversi yang satu ini menganggap jika reflektivitas pada data seismik merupakan *spike-spike* besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang kecil sebagai *background*. Kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. Inversi *sparse spike* menganggap data yang penting hanya *spike* yang besar. Inversi ini akan mencari lokasi *spike* yang besar dari tras seismik. *Spike-spike* tersebut terus ditambahkan sampai tras dimodelkan secara cukup akurat. Input parameter tambahan dalam jenis inversi ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi (Ariyanto, 2011).

Metode inversi ini mengasumsikan bahwa reflektivitas suatu model dianggap sebagai rangkaian *spike* yang jarang dan bernilai besar, ditambahkan dengan deret *spike* yang kecil kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. Tras seismik akan mengalami penambahan jumlah *spike* baru yang lebih kecil dari *spike* sebelumnya sehingga akan membuat menjadi lebih akurat.

Dalam metode *sparse spike* ini terdapat beberapa teknik dekonvolusi, karena metode ini mengasumsikan beberapa model reflektivitas dan membuat estimasi *wavelet* berdasarkan model asumsi tersebut. Teknik-teknik tersebut adalah :

1. Metode inversi dan dekonvolusi *Maximum Likelihood* (MLD).
2. Metode inversi dan dekonvolusi Norm L-1.
3. Dekonvolusi entropi minimum.

Metode inversi ini memiliki kelebihan dibandingkan metode dekonvolusi biasa karena estimasi *sparse spike* dengan batas, sehingga dapat digunakan untuk estimasi reflektivitas *full-bandwidth* (Oldenburg, 1983). Hasil inversi dengan menggunakan *maximum likelihood* ini diasumsikan bahwa model yang dicari merupakan hasil dari beberapa kemungkinan model terbaik yang didapatkan melalui proses iterasi sehingga model yang digunakan merupakan model yang memiliki *error* yang paling kecil dari proses inversi tersebut.

## 2.9 Porositas

Batuan reservoir ialah tempat di bawah permukaan yang mengandung minyak dan gas. Ruang penyimpanan minyak dalam reservoir berupa rongga-rongga atau pori-pori yang terdapat diantara butiran mineral. Bagian berpori atau berongga dalam batuan inilah yang sering disebut sebagai zona porositas. Porositas suatu medium adalah perbandingan volum rongga-rongga pori terhadap volum total seluruh batuan. Perbandingan ini biasanya dinyatakan dalam persen (Koesoemadinata, 1980).

Skala Porositas	Kualitas Porositas
0 - 5 %	Dapat diabaikan
5 - 10 %	Buruk
10 - 15 %	Cukup
15 - 20 %	Baik
20 - 25 %	Sangat baik
> 25 %	Istimewa

Tabel 2.1 Skala Kualitas Porositas Batuan (Koesoemadinata, 1980)

### 2.10 Koefisien Korelasi

Korelasi merupakan istilah yang digunakan untuk mengukur kekuatan hubungan antar variabel. Analisis korelasi adalah cara untuk mengetahui ada atau tidak adanya hubungan antar variabel. Kekuatan hubungan antar variabel dapat dilihat dari hasil nilai koefisien korelasi. Koefisien korelasi merupakan indeks atau bilangan yang digunakan untuk mengukur keeratan (kuat, lemah, atau tidak ada) hubungan antar variabel. Koefisien korelasi ini memiliki nilai antara -1 dan +1 (Nurjannah, 2005). Koefisien korelasi ini dapat bernilai positif yang berarti searah: jika variabel pertama bertambah besar maka variabel kedua juga akan bertambah besar juga. Koefisien korelasi yang bernilai negatif yang berarti berlawanan arah: jika variabel pertama bertambah besar maka variabel kedua akan semakin mengecil (Sarwono, 2006).

Keeratan hubungan atau korelasi antar variabel diberikan nilai – nilai dari koefisien korelasi sebagai patokan seperti pada tabel berikut:

Nilai Koefisien Korelasi	Hubungan
< 0,2	Dapat dianggap tidak ada
0,2 – 0,4	Ada tetapi rendah
0,4 – 0,7	Cukup
0,7 – 0,9	Tinggi
0,9 - 1	Sangat tinggi

Tabel 2.2 Skala Nilai Koefisien Korelasi (Sarwono, 2006)



## BAB III METODOLOGI

### 3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan pada tanggal 7 Agustus 2017 – 9 Januari 2018 di PT. Pertamina EP Asset 3 Cirebon, Jalan Patra Raya No. 1 Klayan, Cirebon, Jawa Barat

### 3.2 Ketersediaan Data

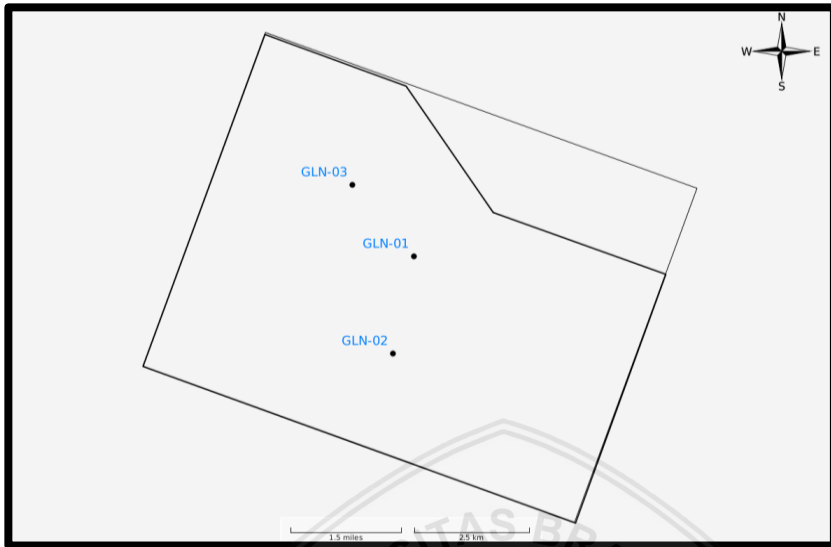
Data pada penelitian ini terdiri dari data seismik & *basemap*, data sumur dan data *marker* sumur.

#### 3.2.1 Data Seismik & Basemap

Pada penelitian ini data seismik yang digunakan adalah data *Post-Stack Time Migration 3D Seismic* lapangan “Siagian-Barat” sebagai input untuk inversi impedansi akustik dengan rincian berikut:

Jumlah <i>Inline</i>	: 313 (1520 – 1830)
Jumlah <i>Crossline</i>	: 401 (5300 – 5700)
<i>Time</i>	: 0 - 5100 ms
Interval Pencuplikan Sampel	: 2 ms
Fasa dan Polaritas	: Reverse Zero Phase dalam format SEG
Luas Daerah Penelitian	: 71,2842 km <sup>2</sup>
Jarak antar <i>Inline</i>	: 25 m
Jarak antar <i>Crossline</i>	: 25 m

Sedangkan *basemap* merupakan batas daerah penelitian yang digunakan dalam tulisan ini. Dalam *basemap* juga berisi informasi tentang posisi dari sumur yang digunakan pada penelitian ini.



Gambar 3.1 Basemap Daerah Penelitian

### 3.2.2 Data Sumur

Data sumur pada penelitian ini adalah (3) tiga data sumur yaitu GLN-01, GLN-02 dan GLN-03 dengan rincian:

Sumur	NPFI	GR	Resistivity	RHOB	Sonic	Checkshot	Porosity
GLN-01	√	√	√	√	√	√	√
GLN-02	√	√	√	√	√	X	√
GLN-03	√	√	X	√	√	X	√

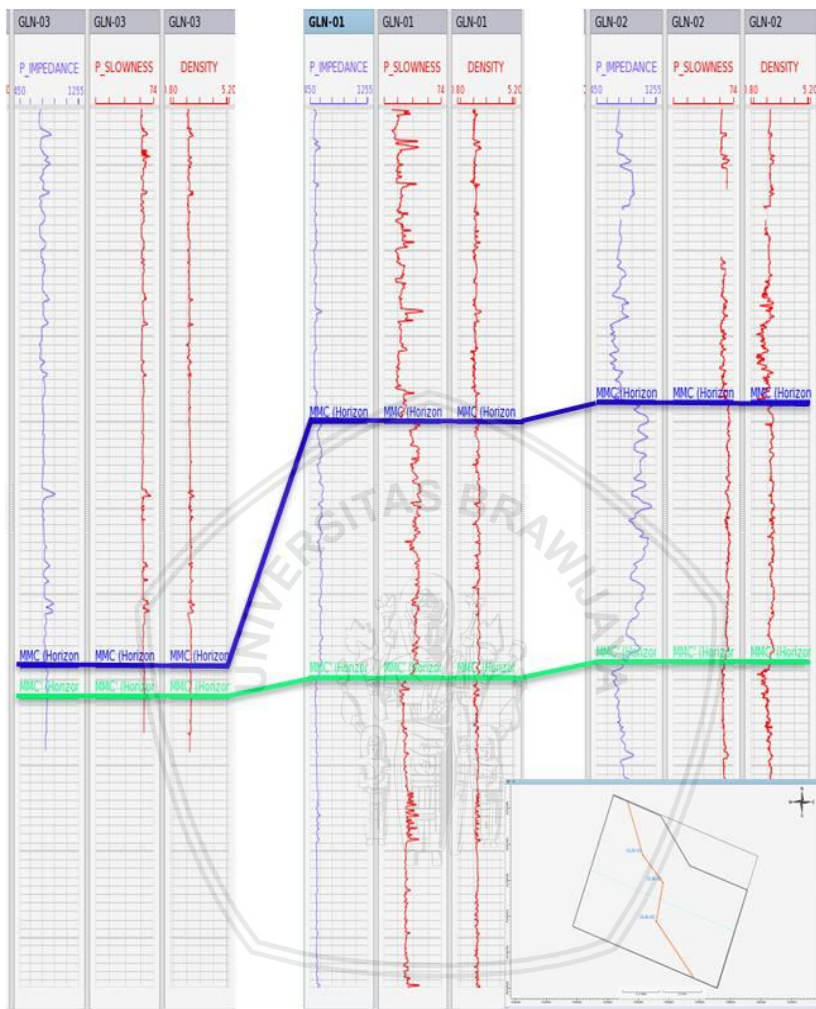
Tabel 3.1 Rincian Data Sumur

Data log tersebut diatas selain digunakan dalam analisis petrofisika untuk menghitung log porositas total juga digunakan dalam proses inversi impedansi akustik.

### 3.2.3 Data Marker Sumur

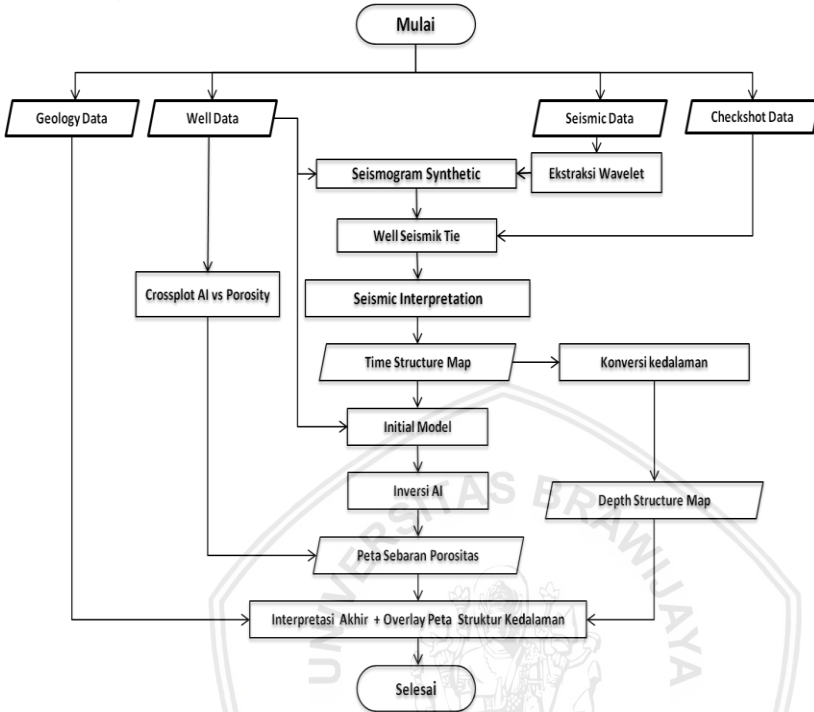
Data *marker* sumur digunakan untuk mendukung interpretasi seismik dalam menandai batas lapisan daerah penelitian yaitu :

1. MMC
2. MMC'



Gambar 3.2 Data *Marker* Sumur (GLN-03 – GLN-01 – GLN-02)

### 3.3 Diagram Alir Penelitian



Gambar 3.3 Diagram Alir Penelitian

### 3.4 Pengolahan Data

Pengolahan data pada penelitian ini menggunakan perangkat lunak *Paradigm 2014* dengan modul *Seisearch*, *Geodepth* dan *Vanguard* yang berfungsi untuk melakukan proses interpretasi seismik dan seismik inversi.

#### 3.4.1 Analisis *Tuning Thickness*

*Tuning thickness* merupakan ketebalan minimum yang dapat dibaca oleh data seismik. Dari hasil analisa ini akan didapatkan gambaran perbandingan antara ketebalan lapisan target dengan kemampuan seismik untuk mendeteksinya. Nilai *tuning thickness* sendiri dapat dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$\text{Tuning Thickness} = \frac{v}{4f} \quad (3.1)$$

Dimana  $v$  merupakan kecepatan rata-rata seismik yang melewati horizon bawah permukaan yang diperoleh dari data sumur. Sedangkan  $f$  merupakan frekuensi dominan dari data seismik yang digunakan pada penelitian ini. Besarnya frekuensi dominan pada penelitian ini adalah sebesar 20 Hz.

Analisis *tuning thickness* digunakan untuk mengetahui ketebalan minimum suatu lapisan yang dapat dibedakan oleh data seismik. Nilai *tuning thickness* sangat dipengaruhi oleh frekuensi dan kecepatan gelombang seismik pada lapisan yang diamati. Dengan bertambahnya kedalaman maka akan mengurangi frekuensi namun meningkatkan kecepatan gelombang. Kondisi ini mengakibatkan jika suatu lapisan berada pada kedalaman yang lebih besar maka akan mengurangi frekuensi dan meningkatkan kecepatan gelombang.

Hasil perhitungan nilai *tuning thickness* dapat dilihat pada tabel 3.2 berikut:

Well	$v_p$ rata-rata (m/s)	Frekuensi Dominan (Hz)	<i>Tuning Thickness</i> (m)
GLN-01	283,129	20	3,539
GLN-02	266,505	20	3,331
GLN-03	386,218	20	4,827

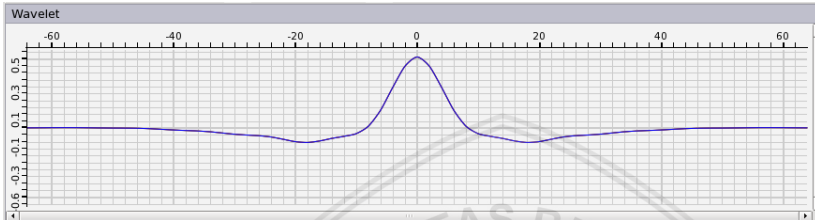
Tabel 3.2 Perhitungan *Tuning Thickness*

### 3.4.2 Analisis Sensitivitas

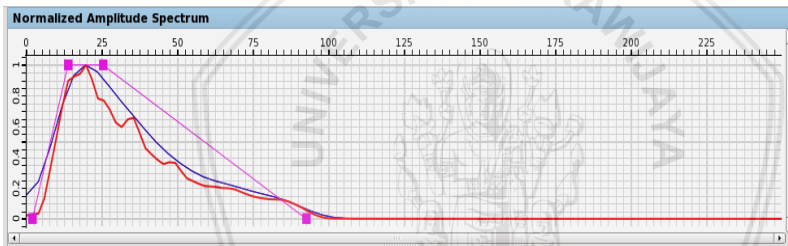
Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui karakter fisis dari batuan dengan menggunakan data sumur, data seismik ataupun menggunakan keduanya. Analisis sensitivitas dilakukan pada semua sumur pada penelitian ini yaitu GLN-01, GLN-02 & GLN-03. Pada penelitian ini menggunakan parameter impedansi akustik dan porositas. Selain itu analisis sensitivitas juga berfungsi untuk menguji metode inversi impedansi akustik yang akan digunakan pada penelitian ini. Cara melakukan analisis sensitivitas yaitu dengan membuat *crossplot* antara log impedansi akustik dan log porositas.

### 3.4.3 Ekstraksi Wavelet

Ekstraksi *wavelet* digunakan untuk mendapatkan bentuk *wavelet* yang akan digunakan dalam proses *well seismic tie* dan proses inversi. Tahapan ini merupakan proses matematis untuk merubah *wavelet* data seismik sesuai dengan kebutuhan penelitian. Informasi pada *wavelet* digunakan untuk perhitungan nilai *tuning thickness* dan bentuk *wavelet* digunakan untuk proses *well seismic tie* dan proses inversi seismik.



Gambar 3.4 Wavelet Daerah Penelitian



Gambar 3.5 Spektrum Amplitudo Wavelet

### 3.4.4 Well Seismic Tie

Proses *well seismic tie* merupakan proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Hal ini dilakukan karena data sumur dan data seismik memiliki domain yang berbeda. Dimana data sumur memiliki domain kedalaman sedangkan data seismik memiliki domain waktu. Cara pertama yang dilakukan adalah dengan mengubah data sumur dari domain kedalaman ke dalam data seismik dengan menggunakan data *checkshot*. Kemudian dilakukan pembuatan log impedansi akustik dengan menggunakan log *sonic* dan log densitas.

Setelah didapatkan nilai impedansi akustik, dilakukan perhitungan koefisien reflektivitas dengan persamaan:

$$KR = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (3.2)$$

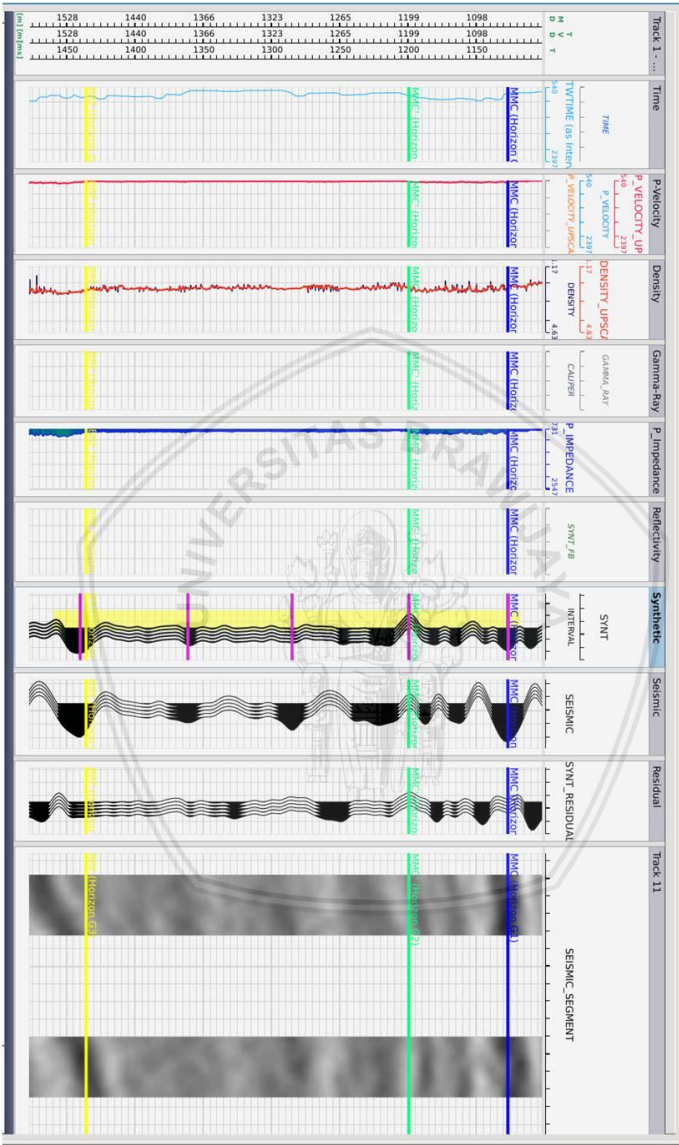
Dimana:

KR = Koefisien Reflektivitas

AI = Nilai Impedansi Akustik

i = Lapisan ke - i

Kemudian nilai koefisien reflektivitas tersebut dikonvolusikan dengan *wavelet* yang digunakan dalam penelitian ini. Konvolusi merupakan proses pereplikasian *wavelet* pada masing-masing nilai koefisien reflektivitas. Hasil konvolusi ini akan menghasilkan sebuah seismogram sintetik. Seismogram sintetik inilah yang nantinya akan dikorelasikan dengan data seismik sehingga informasi geologi dari data sumur seperti *marker* horizon dapat ditentukan posisinya dalam data seismik. Posisi *marker* yang telah ditentukan posisinya tersebut nantinya akan digunakan sebagai pedoman untuk melakukan interpretasi horizon.



Gambar 3.6 Proses Well Seismic Tie

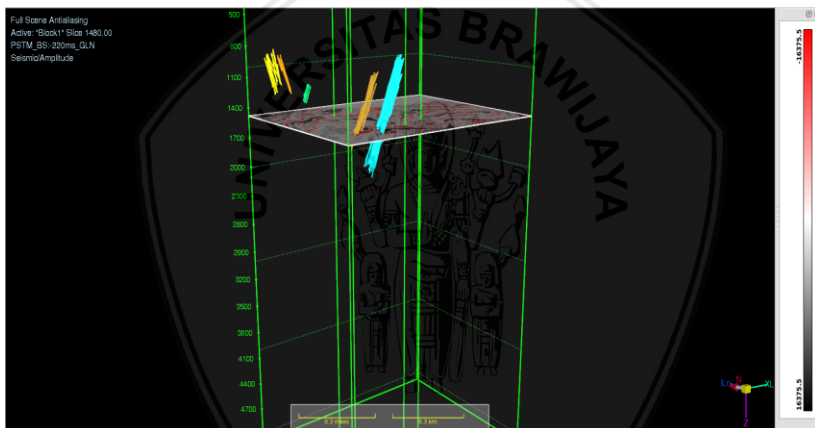


### 3.4.5 Interpretasi Seismik

Interpretasi seismik dilakukan dikarenakan perbedaan kontras impedansi akustik dari hasil refleksi batas batuan. Kontras impedansi akustik tersebut mewakili tiap horizon yang terdiri dari *peak* ataupun *through* yang akan menjadi dasar dalam proses interpretasi seismik. Interpretasi seismik terdiri dari:

#### a. Interpretasi Struktur

Salah satu struktur yang sering terlihat pada data seismik berupa patahan. Patahan merupakan suatu keadaan adanya pergeseran lapisan batuan akibat gaya kompresi atau gaya tensional sehingga menyebabkan batuan melewati batas elastisitasnya. Interpretasi struktur dilakukan untuk mengetahui gambaran struktur pada penelitian ini khususnya patahan.

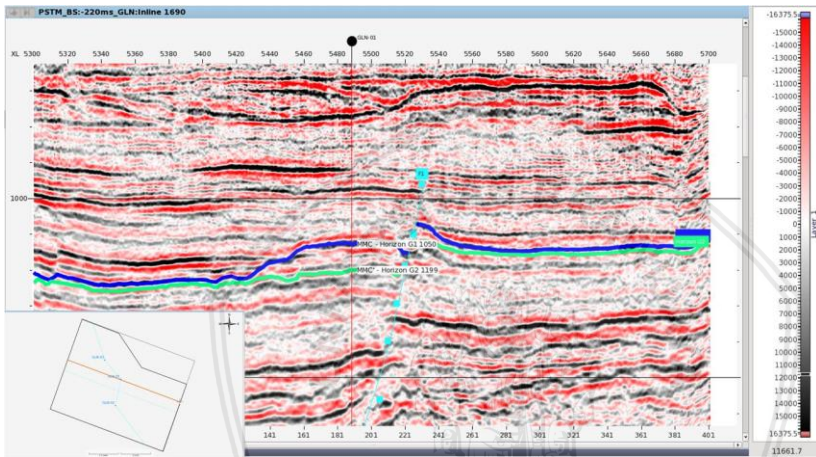


Gambar 3.7 Picking Fault

Pada penelitian ini dilakukan dengan membuat penarikan pada sesar mayor terlebih dahulu yang kemudian dilanjutkan pada sesar minor. Proses penarikan patahan dilakukan pada tiap interval (increment) 10 untuk patahan mayor. Sedangkan untuk patahan minor dilakukan penarikan setiap interval 5 dikarenakan arah patahan yang sangat cepat berubah.

b. Interpretasi Horizon

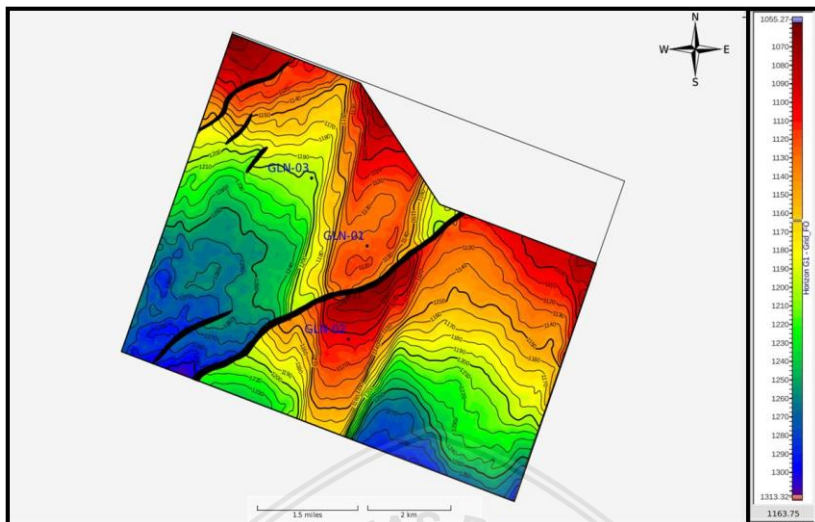
Horizon adalah kemenerusan reflektor seismik yang menggambarkan suatu lapisan bawah permukaan yang mempunyai nilai impedansi yang sama. Interpretasi horizon dilakukan berdasarkan posisi *marker* hasil proses *well seismic tie*, dimana posisi *marker* ini akan jatuh pada satu reflektor tertentu. Interpretasi ini bertujuan untuk menggambarkan keadaan struktur pada suatu lapisan. *Picking* horizon ini dilakukan pada interval per 10 *inline* dan 10 *crossline*.



Gambar 3.8 *Picking* Horizon

3.4.6 Peta Struktur Waktu

Setelah melakukan interpretasi seismik, maka akan terbentuk suatu hasil *picking* pada daerah penelitian. Hasil interpretasi struktur dan horizon tersebut akan dilakukan proses *gridding*, dimana *gridding* merupakan proses interpolasi dengan menghubungkan suatu besaran nilai yang sama. Dari proses *gridding* ini nantinya akan didapatkan peta struktur waktu dari daerah penelitian.



Gambar 3.9 Peta Struktur Waktu

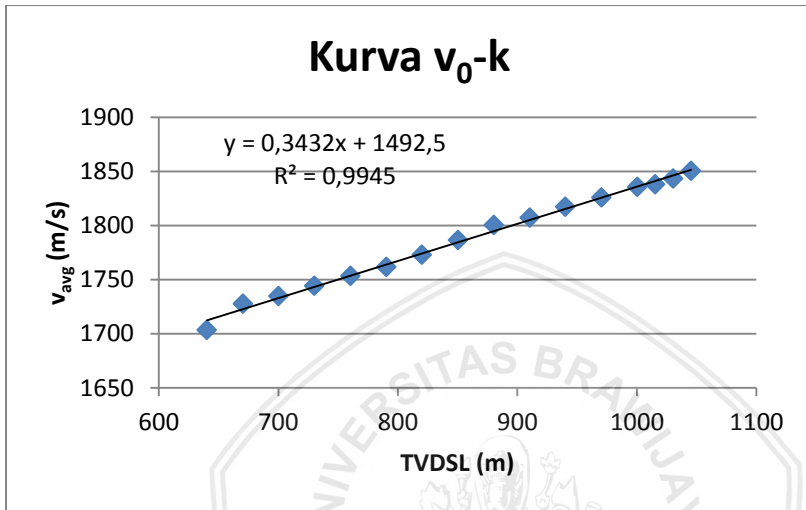
### 3.4.7 Konversi kedalaman

Setelah mendapatkan peta struktur waktu, perlu diubah menjadi peta struktur kedalaman. Maka dari itu dilakukan proses konversi kedalaman untuk mengubah domain waktu menjadi domain kedalaman. Hal ini dilakukan karena data target pada data sumur berada domain kedalaman. Metode konversi kedalaman yang digunakan pada penelitian ini adalah metode  $v_0$ - $k$ . Metode  $v_0$ - $k$  merupakan salah satu metode konversi kedalaman yang paling tua. Metode ini dapat dilakukan jika 2 hal dapat dipenuhi yaitu kecepatan harus berbanding lurus dengan kedalaman dan penyebaran titik antara data kecepatan dengan kedalaman tidak terlalu menyebar. Jika tidak dapat terpenuhi maka metode ini tidak valid untuk digunakan. Metode ini dapat dirumuskan melalui persamaan berikut.

$$v_{avg} = v_0 + k.Z \quad (3.3)$$

- Dimana:
- $v_{avg}$  = Kecepatan rata-rata suatu horizon
  - $v_0$  = Kecepatan awal suatu horizon
  - $k$  = Gradien perubahan kecepatan terhadap kedalaman
  - $Z$  = Kedalaman

Langkah metode konversi ini dimulai dengan membuat kurva linear antara kecepatan dan kedalaman dari data *checkshot*. Kemudian akan didapatkan *tren gradient* yang menunjukkan besarnya perubahan kecepatan terhadap kedalaman.



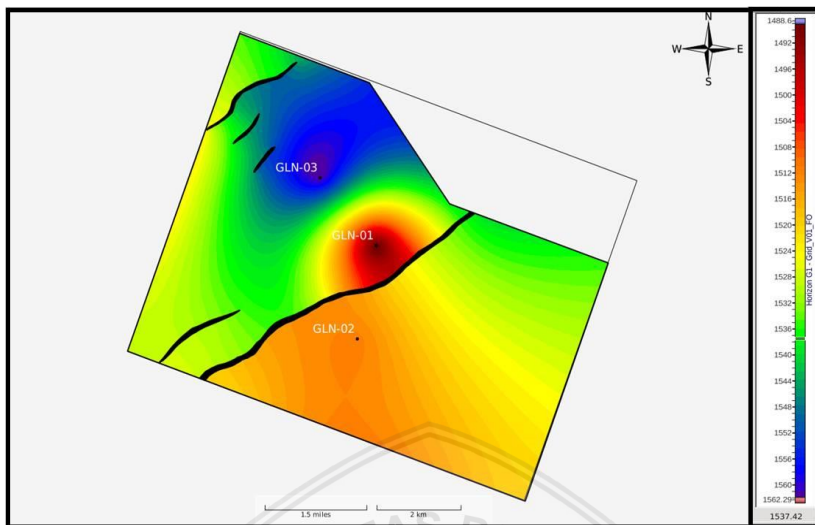
Gambar 3.10 Kurva  $v_0$ -k

Nilai k ini yang akan digunakan untuk mencari nilai  $v_0$  dengan menggunakan persamaan 3.3 sebelumnya. Untuk perhitungan nilai  $v_0$  masing-masing sumur dapat dilihat pada tabel dibawah ini.

Sumur	TWT	TVDSL	$v_{avg}$	k	$v_0$
GLN 1	1127.26	1041.71	1848.21603	0.3432	1490.70116
GLN 2	1103.28	1029.25	1865.80016	0.3432	1512.56156
GLN 3	1203.38	1184.01	1967.80734	0.3432	1561.45511

Tabel 3.3 Perhitungan Nilai k dan  $v_0$

Tahap berikutnya yaitu membuat peta persebaran  $v_0$  pada horizon MMC. Proses ini merupakan proses interpolasi yakni dengan menghubungkan nilai yang besarnya sama. Hasil peta *gridding*  $v_0$  dapat dilihat pada gambar dibawah.

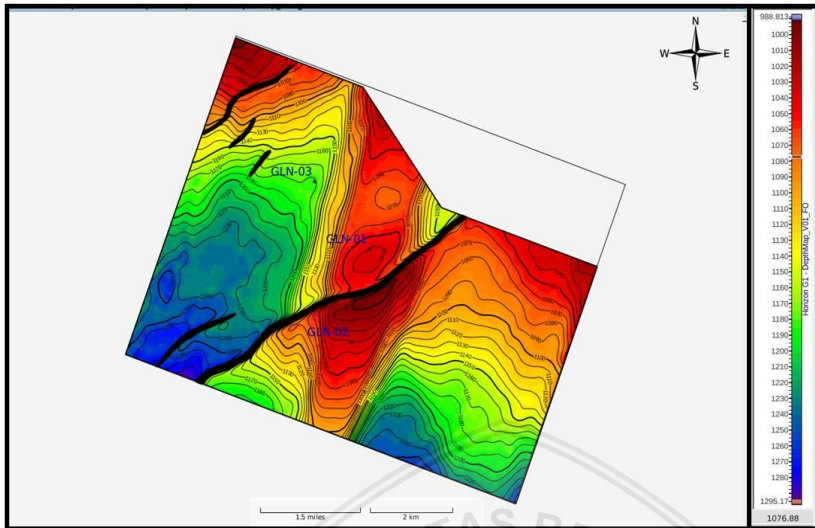


Gambar 3.11 Peta  $v_0$

Kemudian dilakukan konversi peta struktur waktu ( $T$ ) menjadi peta struktur kedalaman ( $Z$ ) dengan menggunakan persamaan dibawah ini.

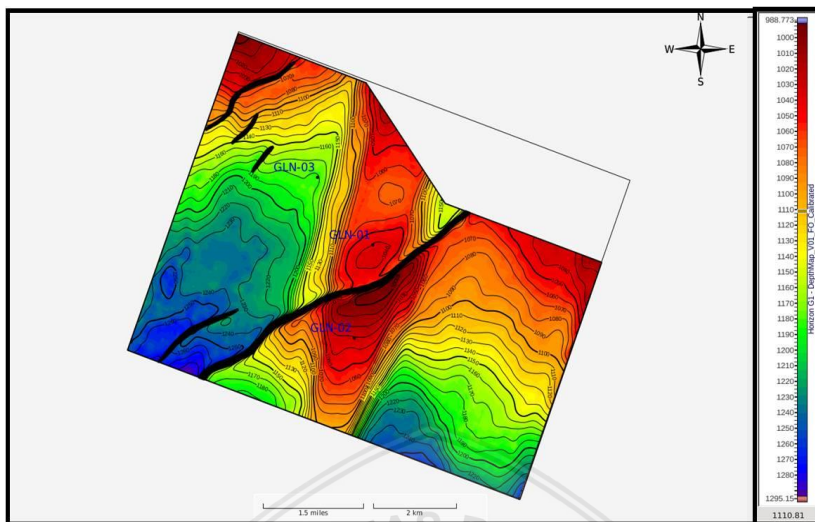
$$Z = \frac{v_0 \cdot \frac{T}{2000}}{\left(1 - k \cdot \frac{T}{2000}\right)} \quad (3.4)$$

Nilai  $T$  merupakan nilai *two way times* dengan satuan milisekon sehingga perlu dibagi dengan 2000 agar menjadi *one way time* dengan satuan sekon. Hasil konversi kedalaman dari metode ini akan menghasilkan peta struktur kedalaman seperti gambar di bawah.



Gambar 3.12 Peta Struktur Kedalaman

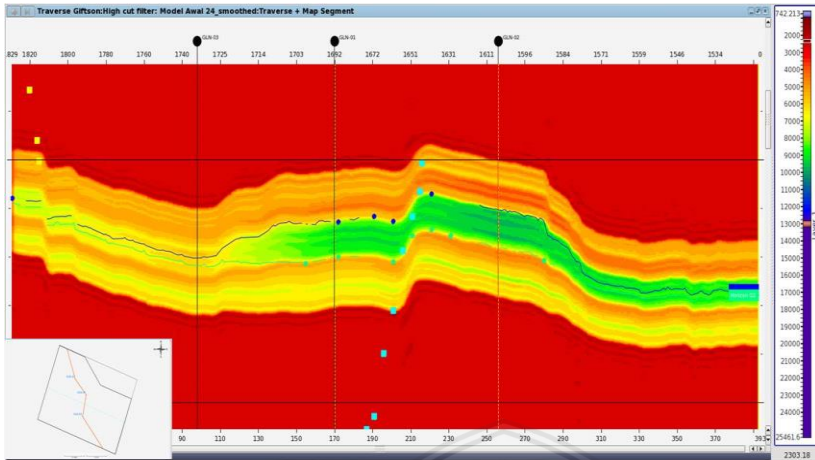
Setelah didapatkan peta struktur kedalaman dari hasil metode  $v_0-k$  maka perlu dilakukan *quality control* data untuk mengetahui nilai *error* yang terjadi dari proses konversi kedalaman. *Quality Control* data dilakukan dengan melakukan kalibrasi pada peta struktur kedalaman. Hasil *quality control* nantinya akan menghasilkan peta struktur kedalaman terkalibrasi seperti gambar 3.13 dibawah.



Gambar 3.13 Peta Struktur Kedalaman Hasil Kalibrasi

### 3.4.8 Pembuatan *Initial Model*

Model awal merupakan model geologi yang dibuat berdasarkan informasi data sumur berupa log impedansi akustik dan data interpretasi horizon. Informasi geologi yang didapat dari data sumur akan diekstrapolasi secara lateral mengikuti batas horizon yang telah ditentukan. Dalam membuat model bumi juga diperlukan *wavelet* dimana *wavelet* tersebut merupakan *wavelet* yang dihasilkan dari proses *well seismic tie*.

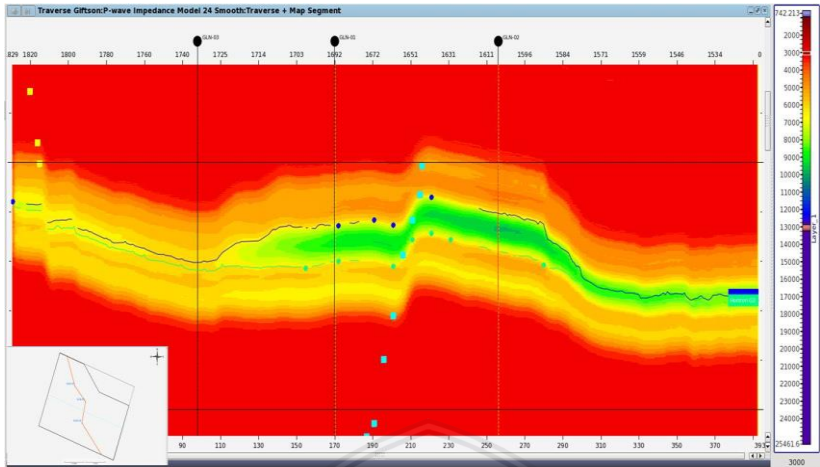


Gambar 3.14 Model Awal

### 3.4.9 Inversi *Sparse Spike*

Tahapan berikutnya melakukan proses inversi, dimana inversi merupakan proses pencarian nilai impedansi akustik dari tras seismik dengan input *background model* dan *wavelet*. Algoritma yang digunakan dalam inversi *sparse spike* ini adalah *maximum likelihood*. Algoritma ini menganggap refleksi bumi terdiri dari urutan refleksi besar dan refleksi kecil. Parameter yang digunakan pada inversi ini berupa *background model weigh* dan jumlah iterasi. Parameter *background model weigh* merupakan seberapa banyak *background model* digunakan menutupi komponen *low frequency*. Sementara parameter iterasi merupakan jumlah pengulangan perhitungan untuk mendapatkan suatu hasil terbaik.

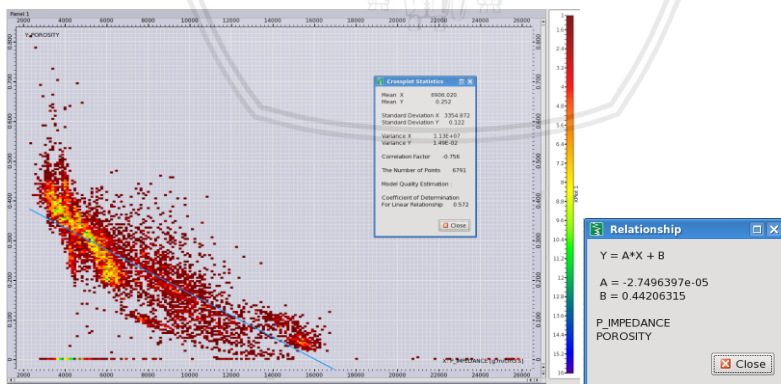




Gambar 3.15 Hasil Inversi Impedansi Akustik

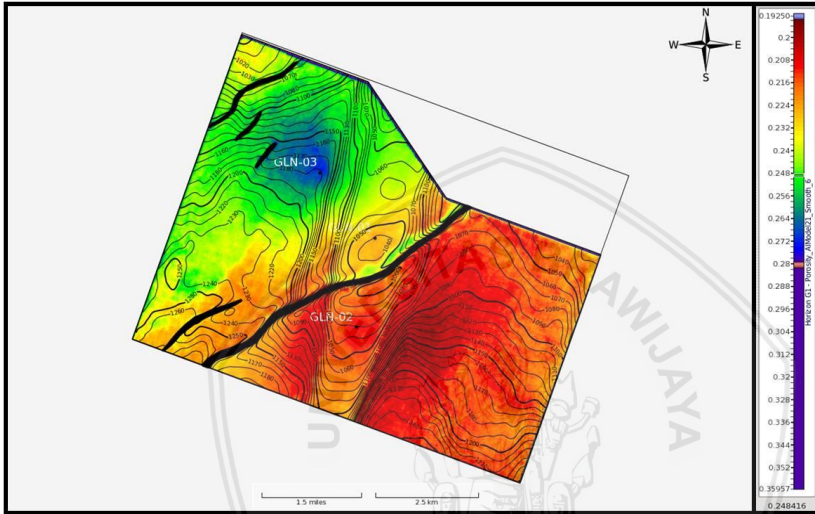
### 3.4.10 Pembuatan Peta Porositas

Setelah proses inversi selesai akan didapatkan berbagai nilai impedansi akustik dari target penelitian. Nilai ini menunjukkan karakter fisik dari suatu lapisan tertentu. Dengan menggunakan analisis sensitivitas, nilai impedansi akustik ini dapat dicari hubungannya dengan parameter lain seperti porositas. Hubungan antara impedansi akustik dan porositas berupa persamaan linear yang akan digunakan untuk mengkonversi nilai impedansi akustik ke dalam nilai porositas.



Gambar 3.16 Persamaan Linear Konversi AI ke Porositas

Persamaan linear dari gambar di atas berfungsi untuk mengkonversi nilai impedansi akustik ke dalam nilai porositas. Sumbu-y pada persamaan linear merupakan nilai porositas yang akan dicari sedangkan sumbu-x merupakan nilai impedansi akustik yang telah diketahui. Setelah dilakukan konversi impedansi akustik ke dalam porositas maka akan didapatkan peta persebaran porositas seperti gambar 3.17 berikut.



Gambar 3.17 Peta Persebaran Porositas

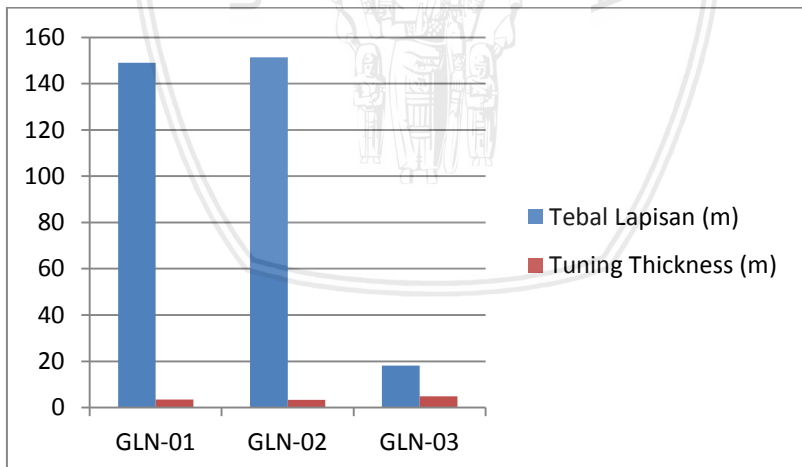
## BAB IV HASIL & PEMBAHASAN

### 4.1 Analisis *Tuning Thickness*

Analisis *tuning thickness* digunakan untuk mengetahui ketebalan minimum suatu lapisan yang dapat dibedakan oleh data seismik. Nilai *tuning thickness* sangat dipengaruhi oleh frekuensi dan kecepatan gelombang seismik pada lapisan yang diamati. Dengan bertambahnya kedalaman maka akan mengurangi frekuensi namun meningkatkan kecepatan gelombang. Kondisi ini mengakibatkan jika suatu lapisan berada pada kedalaman yang lebih besar maka akan mengurangi frekuensi dan meningkatkan kecepatan gelombang. Perbandingan nilai *tuning thickness* dengan tebal lapisan reservoir dapat dilihat pada tabel 4.1 berikut.

Well	Tebal Lapisan (m)	<i>Tuning Thickness</i> (m)
GLN-01	149	3,539
GLN-02	151,35	3,331
GLN-03	18,08	4,827

Tabel 4.1 Nilai *Tuning Thickness*



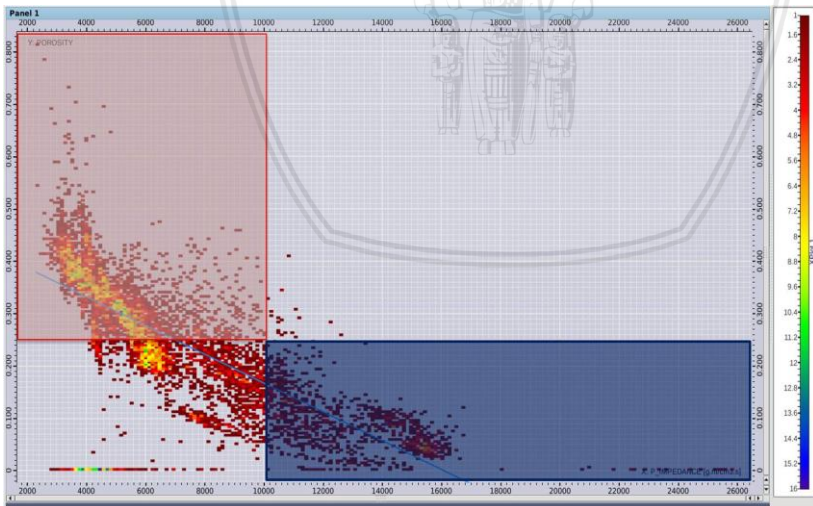
Gambar 4.1 Perbandingan *Tuning Thickness* dengan Tebal Lapisan

Dari gambar 4.1 terlihat perbedaan tebal lapisan dan nilai *tuning thickness* untuk masing-masing sumur. Untuk sumur GLN-01 dan GLN-02 perbedaan nilai tebal lapisan dan nilai *tuning thickness* mempunyai rentang yang sangat jauh. Namun agak berbeda untuk sumur GLN-03 yang dimana perbedaannya relatif lebih kecil.

Dengan kata lain nilai *tuning thickness* untuk ketiga sumur lebih kecil dari tebal lapisan. Hal ini berarti semua horizon akan dapat terlihat jelas pada penampang seismik dan memudahkan dalam proses interpretasi horizon.

### 4.2 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui parameter fisis batuan yang sensitif untuk memisahkan zona poros dan zona non-poros pada daerah penelitian. Pada penelitian ini digunakan parameter impedansi akustik dan porositas. Analisis dilakukan dengan membuat *crossplot* dari kedua parameter tersebut. Dari hasil *crossplot* tersebut akan diketahui bagaimana hubungan dari parameter impedansi akustik dan parameter porositas. Selain itu, analisis ini dapat menjadi indikasi awal jika inversi seismik dapat digunakan untuk mengetahui karakter dari reservoir dari daerah penelitian.



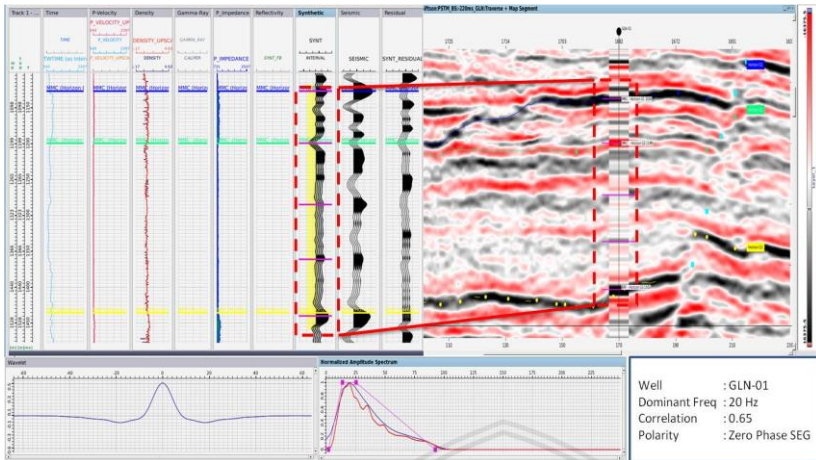
Gambar 4.2 Analisis Sensitivitas

Dari *crossplot* analisis sensitivitas diatas terlihat jika impedansi akustik dan porositas memiliki hubungan yang linear dan saling berkebalikan. Hal ini juga menunjukkan bahwa parameter impedansi akustik dapat membedakan zona poros dan zona non-poros. Zona poros ditunjukkan oleh daerah berwarna merah yang memiliki nilai impedansi akustik rendah dan nilai porositas tinggi. Sedangkan zona non-poros ditunjukkan oleh daerah yang berwarna biru yang memiliki nilai impedansi akustik tinggi dan nilai porositas rendah. Hal ini terjadi dikarenakan batuan poros mempunyai rongga-rongga atau pori-pori didalamnya sehingga nilai densitas batuan tersebut akan semakin kecil. Demikian pula dengan kecepatan seismik yang melalui batuan poros akan semakin kecil dikarenakan rongga-rongga tersebut. Dengan semakin kecil nilai densitas dan nilai kecepatan seismik pada batuan poros, maka nilai IA yang merupakan perkalian nilai densitas dan kecepatan seismik juga akan semakin kecil. Pada analisis ini dipilih nilai cutoff IA sebesar  $< 10000 \text{ ((g/cc)*(m/s))}$  atau  $< 1 \times 10^7 \text{ ((kg/m}^3\text{).(m/s))}$  dan nilai porositas  $> 25\%$ .

### 4.3 Analisis Well Seismic Tie

*Well seismic tie* merupakan proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Proses ini dilakukan karena data sumur berada pada domain kedalaman dan data seismik berada pada domain waktu. Dengan proses *well seismic tie*, maka akan didapatkan hubungan antara data sumur dan data seismik yang mempermudah proses interpretasi horizon.

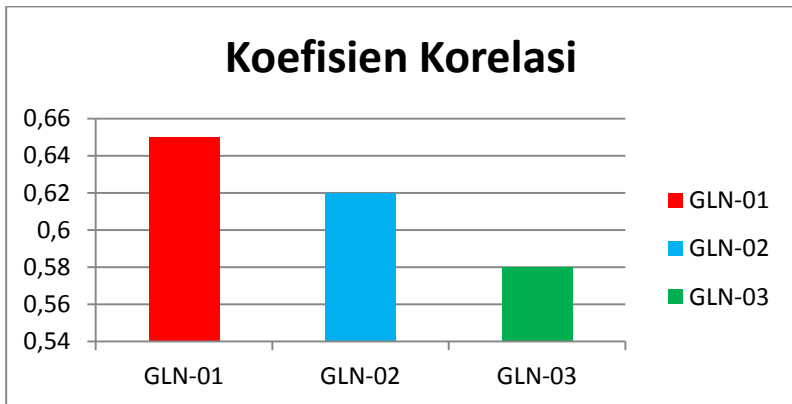
*Well seismic tie* dibuat menggunakan sintetik seismogram, dimana sintetik seismogram ini merupakan tiruan *trace* seismik yang berasal dari data sumur. Informasi mengenai *wavelet* didapat ketika melakukan pembuatan sintetik seismogram. Pada penelitian ini menggunakan *wavelet zero phase* dimana puncak dari amplitudo *wavelet* berada pada batas suatu refleksi seismik.



Gambar 4.3 Proses *Well Seismic Tie* Sumur GLN-01

Gambar diatas merupakan proses dari *well seismic tie* pada sumur GLN-01. Setelah dilakukan *well seismic tie* pada sumur GLN-01, didapatkan nilai korelasi sebesar 0.65 dan nilai frekuensi dominan sebesar 20 Hz. Sementara *wavelet* yang digunakan pada proses ini berupa *wavelet zero phase*. Dipilihnya *wavelet zero phase* pada proses ini dikarenakan *wavelet* ini memiliki nilai error yang paling kecil sehingga nilai korelasi yang didapatkan paling tinggi jika dibandingkan dengan *wavelet* yang lain. Dari proses *well seismic tie* ini juga didapatkan polaritas dari data seismik berupa *Zero Phase* yang ditunjukkan oleh amplitudo bernilai positif (maksimum) berada pada batas kedua litologi dari lapisan yang memiliki impedansi akustik kecil menuju ke lapisan yang memiliki impedansi akustik besar.

Nilai hasil korelasi *well seismic tie* antara sintetik seismogram dengan tras seismik dari ketiga sumur dapat dilihat pada gambar dibawah berikut.



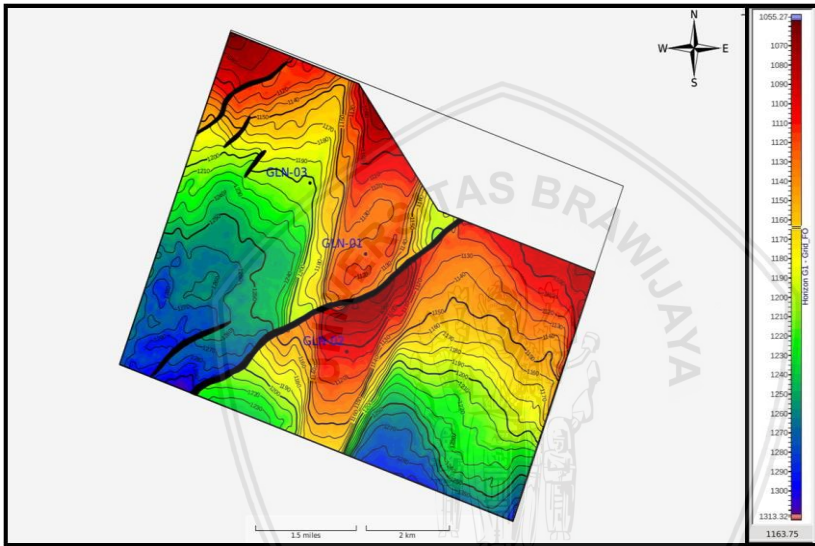
Gambar 4.4 Perbandingan Koefisien Korelasi Ketiga Sumur

Dari nilai koefisien korelasi di atas dapat dilihat ketiga sumur yang digunakan memiliki nilai koefisien korelasi masing-masing setiap sumur sebesar 0,65; 0,62; dan 0,58. Dimana semakin mendekati nilai 1 menunjukkan bahwa korelasi tersebut semakin baik. Berdasarkan Sarwono (2006) nilai koefisien korelasi dalam tahap analisis *well seismic tie* memiliki hubungan cukup baik. Nilai korelasi yang dikatakan cukup baik berarti peletakan data marker sumur pada penampang seismik dalam tahap ini sudah tepat.

#### 4.4 Interpretasi Seismik

Interpretasi seismik terdiri dari interpretasi struktur dan interpretasi horizon. Dalam interpretasi struktur dilakukan proses *picking fault* dikarenakan adanya ketidakmenerusan antara reflektor seismik. Ketidakmenerusan ini disebabkan karena adanya proses geologi yang terjadi pada target penelitian. Dilakukan proses *picking patahan* ini juga dilakukan agar dapat memudahkan saat interpretasi horizon. Dalam penelitian ini didapatkan 5 patahan yang terdiri dari sebuah patahan mayor dan 4 patahan minor. Garis panjang yang melintang sepanjang daerah penelitian merupakan patahan mayor yang telah diinterpretasi. Sedangkan patahan minor yang lain ditunjukkan oleh garis hitam kecil yang tersebar pada basemap. Secara keseluruhan kelima patahan tersebut relatif berarah utara selatan yang sesuai dengan geologi regional bahwa cekungan Jawa Barat Utara memiliki patahan berarah utara-selatan.

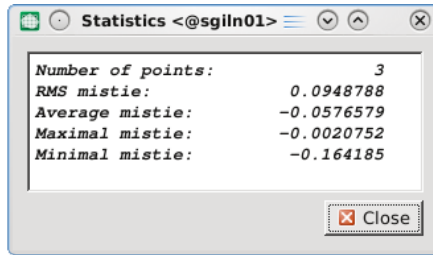
Kemudian dilakukan interpretasi horizon untuk menentukan kemenerusan reflektor dan menggambarkan struktur lapisan target. Struktur pada lapisan target dalam penelitian ini berupa adanya *build up* dari horizon yang menunjukkan tumbuhnya karbonat. Struktur *build up* ditandai dengan adanya garis kontur yang sangat rapat. Garis kontur yang rapat mengindikasikan terdapat perubahan data nilai waktu yang berubah secara cepat. Setelah dilakukan interpretasi seismik akan didapatkan peta struktur waktu dari lapisan target tiap horizon.



Gambar 4.5 Peta Struktur Waktu

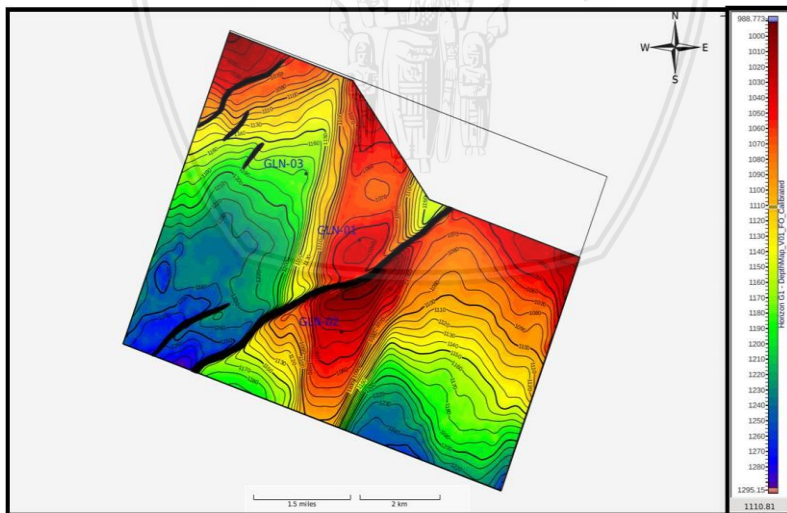
Seperti yang telah diketahui peta struktur waktu ini perlu di konversi agar menjadi peta struktur kedalaman. Hal ini diperlukan dalam kebutuhan pengeboran yang dilakukan dalam domain kedalaman. Namun proses konversi kedalaman ini pasti memiliki nilai *error* yang menandakan kesuksesan proses konversi. Nilai *error* yang terdapat pada proses konversi ini ditunjukkan pada gambar di bawah ini.





Gambar 4.6 Nilai *Mistie* Hasil Konversi Kedalaman Metode  $v_0$ -k

Dari gambar diatas terlihat bahwa nilai *error* pada proses konversi kedalaman ini sebesar 0.0948788 m. Nilai tersebut menunjukkan bahwa rata-rata peta struktur kedalaman hasil metode  $v_0$ -k ini tersimpangkan sejauh 0.09 m dari kedalaman sebenarnya. Nilai *error* ini bisa dikatakan sangat kecil dikarenakan masih dibawah nilai toleransi sebesar 5 m. Tanda (-) menunjukkan peta kedalaman tersimpangkan makin ke atas, namun jika bernilai positif (+) menunjukkan peta kedalaman tersimpangkan makin ke dalam atau ke bawah. Nilai *error* yang kecil ini mengindikasikan bahwa konversi kedalaman ini berhasil dengan baik. Berikut merupakan peta struktur kedalaman yang telah dilakukan proses kalibrasi.

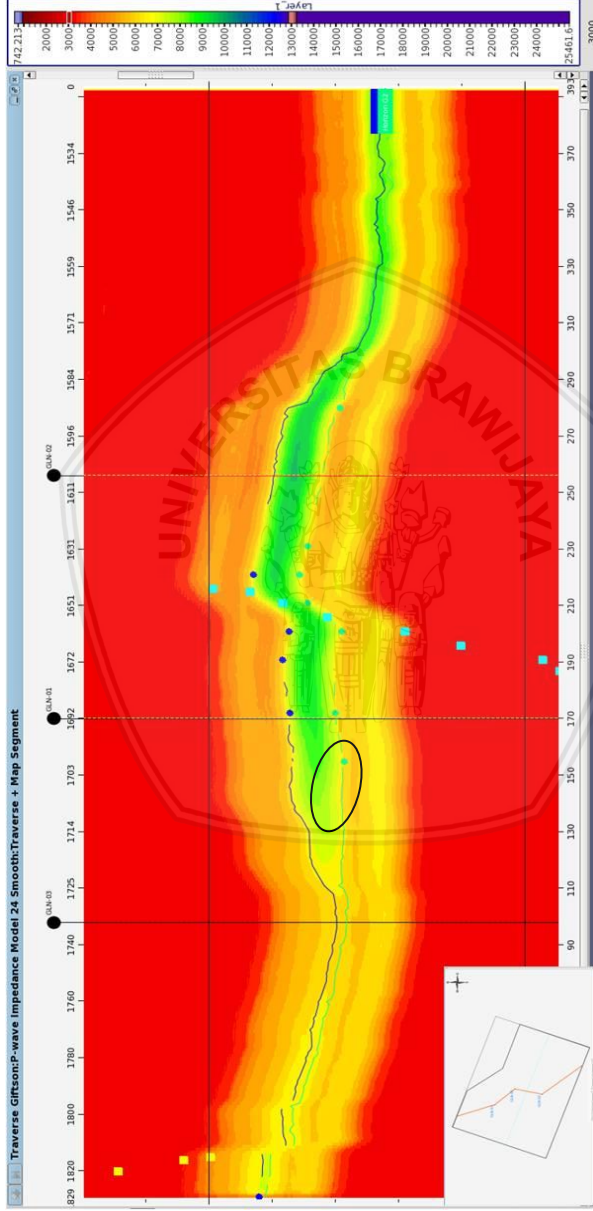


Gambar 4.7 Peta Struktur Kedalaman Hasil Kalibrasi

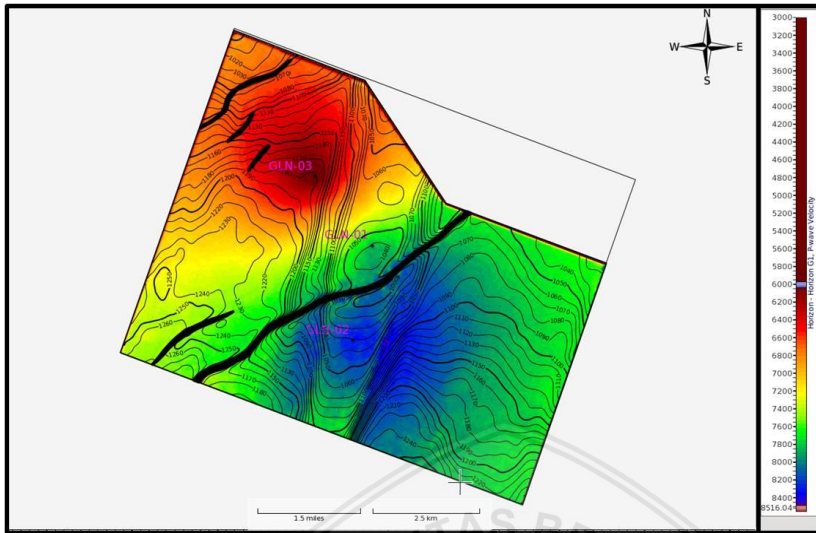
Selain dilihat dari nilai *mistie* yang kecil, *quality control* data dapat dilakukan dengan melihat perbandingan kenampakan peta struktur waktu dengan peta struktur kedalaman. Jika peta struktur kedalaman setelah konversi kedalaman memiliki kenampakan berbeda jauh dengan peta struktur waktu maka dapat dikatakan proses konversi kedalaman tidak berlangsung dengan baik atau memiliki nilai *error* yang tinggi. Namun jika peta struktur kedalaman dengan peta struktur waktu memiliki kemiripan yang sangat tinggi maka proses konversi kedalaman telah berlangsung baik atau memiliki *error* yang rendah.

#### 4.5 Analisis Seismik Inversi

Hasil dari proses inversi dalam penelitian ini berupa penampang inversi impedansi akustik seperti pada Gambar 4.8. Dari proses inversi seismik *sparse spike* akan didapatkan nilai impedansi akustik disekitar horizon MMC. Didapatkan nilai impedansi akustik dari daerah penelitian sekitar 6000 – 10000 ((gr/cc).(m/s)) atau  $6 - 10 \times 10^6$  ((kg/m<sup>3</sup>).(m/s)) dari hasil inversi *Sparse Spike*. Semakin kecil nilai impedansi aksutik maka semakin besar nilai porositas. Maka dari itu dipilihlah daerah dengan nilai impedansi aksutik yang rendah agar mendapatkan porositas yang tinggi. Terlihat bahwa nilai impedansi akustik yang rendah berada pada bagian yang ditandai oleh lingkaran hitam yang berada di sekitar sumur GLN-03.



Gambar 4.8 Hasil Seismik Inversi Sparse Spike



Gambar 4.9 Peta Impedansi Akustik

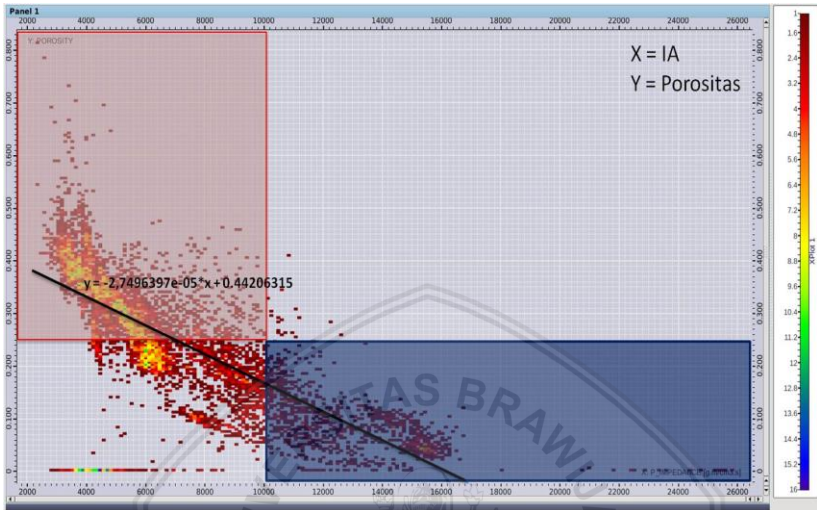
Gambar 4.9 menunjukkan gambaran impedansi akustik pada horizon MMC yang dilakukan *overlay* terhadap peta kedalaman. Nilai impedansi akustik pada penelitian ini berada pada kisaran 6000 – 9076 ((gr/cc).(m/s)) atau  $6 - 9,076 \times 10^6$  ((kg/m<sup>3</sup>). (m/s)) yang diperkirakan masuk ke dalam zona poros dalam proses analisis sensitivitas sebelumnya. Dari hasil proses inversi ini didapatkan persebaran impedansi akustik yang paling baik ditunjukkan oleh daerah warna merah atau di sekitar sumur GLN-03 yang bernilai paling rendah dari daerah sekitarnya yaitu sebsar 6000 – 6500 ((gr/cc).(m/s)) atau  $6 - 6,5 \times 10^6$  ((kg/m<sup>3</sup>). (m/s)). Nilai impedansi akustik yang dicari adalah nilai impedansi akustik yang rendah karena menurut hasil analisis sensitivitas, nilai impedansi akustik yang rendah akan memiliki porositas yang tinggi.

#### 4.6 Peta Porositas

Setelah didapatkan peta persebaran impedansi akustik maka diperlukan persamaan linear untuk mengubahnya menjadi peta persebaran porositas. Persamaan linear ini didapatkan dari hasil *crossplot* antara impedansi akustik dengan porositas.

Persamaan linear tersebut berupa:

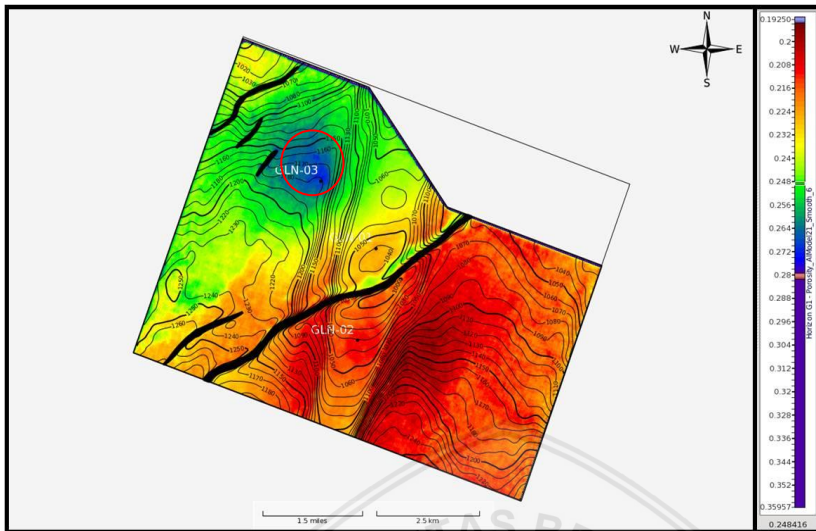
$$y = -2,7496397e-05 * x + 0,44206315 \quad (4.1)$$



Gambar 4.10 Persamaan Linear Impedansi Akustik dengan Porositas

Persamaan linear ini berfungsi untuk menentukan peta porositas pada horizon MMC. Dari persamaan linear yang didapatkan, dapat disimpulkan jika tanda minus menunjukkan adanya hubungan berbanding terbalik antara impedansi akustik dengan porositas. Jika nilai impedansi tinggi maka nilai porositas akan kecil, begitupun sebaliknya. Hal ini menunjukkan jika daerah yang memiliki porositas tinggi memiliki banyak ruang kosong sehingga massa jenis batuan akan berkurang.

Ruang kosong berupa pori atau rongga ini juga menyebabkan menurunnya kecepatan gelombang seismik dikarenakan rapat massa pada batuan berpori lebih kecil dibandingkan dengan batuan tidak berpori. Sehingga impedansi akustik pada batuan yang berpori yang sejatinya merupakan perkalian antara massa jenis dengan kecepatan gelombang menghasilkan nilai yang lebih kecil daripada batuan yang tidak berpori.



Gambar 4.11 Peta Persebaran Porositas

Dari hasil konversi peta impedansi akustik ke dalam peta porositas didapatkan peta persebaran porositas seperti pada gambar 4.11. Pada peta tersebut terlihat persebaran nilai porositas pada masing-masing sumur. Daerah dengan porositas paling tinggi ditandai oleh lingkaran merah (warna biru pada peta). Peta porositas ini menunjukkan persebaran porositas pada daerah penelitian dimana peta ini dapat digunakan sebagai acuan untuk mengembangkan lapangan daerah penelitian. Pada daerah prospek penelitian ini memiliki zona poros dengan nilai porositas diatas 25%. Menurut Koesoemadinata (1980), dengan nilai porositas sebesar itu maka porositas daerah prospek dalam penelitian ini termasuk ke dalam kategori istimewa. Dengan memiliki nilai porositas yang istimewa diharapkan akan memberikan keuntungan dalam proses pengembangan lapangan Siagian-Barat.

## BAB V PENUTUP

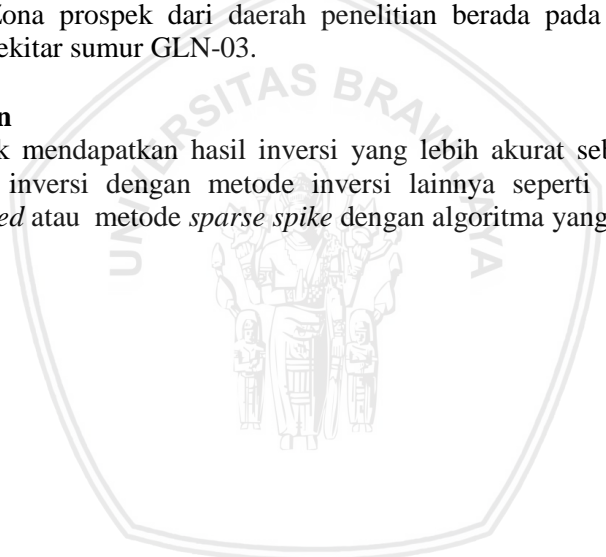
### 5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian metode seismik inversi *sparse spike maximum likelihood* pada lapangan “Siagian-Barat” Cekungan Jawa Barat Utara didapatkan hasil berupa:

1. Dari penelitian ini diperoleh bahwa metode seismik inversi *sparse spike maximum likelihood* dapat digunakan pada daerah penelitian dan didapatkan zona poros pada *horizon MMC* yang memiliki nilai impedansi akustik 6000 - 6500 ((gr/cc).(m/s)) atau  $6 - 6,5 \times 10^6$  ((kg/m<sup>3</sup>).(m/s)).
2. Zona poros pada daerah penelitian memiliki nilai porositas diatas 25% yang termasuk dalam kategori istimewa.
3. Zona prospek dari daerah penelitian berada pada daerah sekitar sumur GLN-03.

### 5.2 Saran

Untuk mendapatkan hasil inversi yang lebih akurat sebaiknya dilakukan inversi dengan metode inversi lainnya seperti metode *model based* atau metode *sparse spike* dengan algoritma yang lain.



**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**





**DAFTAR PUSTAKA**

- Anstey, Nigel A. 1977. *Seismic Interpretation: The Physical Aspects*. Netherlands: Springer Science+Business Media
- Anstey, Nigel A. 1982. *Simple Seismic*. Boston: International Human Resources Development Corporation
- Ariyanto, Yonas. 2011. *Pemodelan Impedansi Akustik untuk Karakterisasi Reservoir Pada Daerah "X", Sumatera Selatan*. Depok: Universitas Indonesia
- Arpandi, D., Patmokismo, S. 1975. *The Cibulakan Formation as One of The Most Prospective Stratigraphic Units in The Northwest Java Basinal Area*, Jakarta, IPA Proceeding, Vol 4th Annual Convention
- Bacon, M., Simm, R., dan Redshaw, T. 2003. *3-D Seismic Interpretation*. New York: Cambridge University Press
- Bishop, M.G. 2000. *Petroleum Systems of The Northwest Java Province, Java and Offshore Southeast Sumatera, Indonesia*. USA: USGS
- Brown, Alistair R. 2011. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data Seventh Edition*. United States of America: AAPG & SEG
- Gadallah, Mamdouh R. & Fisher, Ray. 2009. *Exploration Geophysics*. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg
- Hareira, Ichwan. 1991. *Tinjauan Geologi dan Prospek Hidrokarbon Cekungan Jawa Barat Utara, PERTAMINA UEP III*. Jakarta.
- Hill, S.J., 2005, *Inversion-based thickness determination*. The Leading Edge 24 (5), 477–480
- Kementerian ESDM. 2017. "Selama 5 Tahun, Produksi Minyak Dijaga Tetap 800.000 bph".  
<https://migas.esdm.go.id/post/read/selama-5-tahun,-produksi-minyak-dijaga-tetap-800.000-bph> , tanggal akses: 19 Januari 2018

- Kementerian ESDM. 2018. "ICP Desember 2017 Naik Jadi US\$ 60,90/Barel". [https://migas.esdm.go.id/post/read/icp-desember-2017-naik-jadi-us\\$-60,90-barel](https://migas.esdm.go.id/post/read/icp-desember-2017-naik-jadi-us$-60,90-barel) , tanggal akses: 19 Januari 2018
- Koesoemadinata R. P. 1980. Geologi Minyak dan Gas Bumi. Bandung: Institut Teknologi Bandung
- Koesoemadinata, R. H. d. M. 1981. *Stratigraphy and Sedimentation Ombilin Basin Central Sumatra (West Sumatra Province)*. Tenth Annual Convention & Exhibition IPA. Jakarta, Indonesian Petroleum Association (IPA)
- Lines, Laurence. R. 2004. *Fundamentals of Geophysical Interpretation*. USA: Society of Exploration Geophysics
- Maulana, Hadi. 2017. "SKK Migas: Indonesia Tidak Lagi Negara Kaya Minyak Bumi dan Gas". <http://amp.kompas.com/regional/read/2017/11/02/11192211/skk-migas-indonesia-tidak-lagi-negara-kaya-minyak-bumi-dan-gas> , tanggal akses: 19 Januari 2018
- Noble, R. A., Pratomo, K. H., Nugrahanto, K., Ibrahim, A. M. T., Prasetya, I., Mujahidin, N., ... Howes, J. V. C., 2006. *Petroleum systems of Northwest Java, Indonesia*. Jakarta: Indonesian Petroleum Association.
- Novotny, Oldrich. 1999. *Seismik Surface Waves*. Salvador Bahia: Instituto de Fisica & Instituto de Geociencias
- Nurjannah. 2005. "Korelasi". <http://nurjannah.staff.gunadarma.ac.id/Downloads/files/53942/KORELASI.pdf> , tanggal akses: 9 Mei 2018
- Oldenburg, D. W., Scheuer, T. and Levy, S. 1983. *Recovery of the acoustic impedance from reflection seismograms*. Geophysics, 48, 1318–1337.
- Onajite, Enwenode. 2014. *Seismic Data Analysis Techniques in Hydrocarbon Exploration*. United Kingdom: Elsevier Inc
- Russel, B.H. 1988. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists

- Sarwono, Jonathan. 2006. *Metode Penelitian Kuantitatif dan Kualitatif*. Yogyakarta: Graha Ilmu
- Sen, Mrinal. K. 2006. *Seismic Inversion*. United States of America: Society of Petroleum Engineers
- Shearer, Peter M. 2009. *Introduction to Seismology Second Edition*. New York: Cambridge University Press
- Sheriff, R. E. & Geldart, L. P. 1995. *Exploration Seismology*. United States of America: Cambridge University Press
- Sihombing, Martin. 2016. "Archandra Tahar: Biaya Eksplorasi Minyak Mahal".  
<http://m.bisnis.com/amp/read/20161020/44/594384/arcandra-tahar-biaya-eksplorasi-minyak-mahal-> , tanggal akses: 19 Januari 2018
- Simm, R. & Bacon, M. 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. New York: Cambridge University Press
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung
- Sukmono, S & Abdullah, A. 2001. *Karakterisasi Reservoir Seismik*. Bandung: Institut Teknologi Bandung
- Suyono, Sahudi, K., & Prasetya, I. 2005. *Exploration In West Java: Play Concepts In The Past, Present And Future, Effort to Maintain Reserves Grawth*. Jakarta: IPA
- Veeken, P.C.H. 2007. *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation*. Netherlands: Elsevier Ltd



**(Halaman ini sengaja dikosongkan)**