



UNIVERSITAS INDONESIA

**INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DENGAN METODE *CONSTRAINED SPARSE SPIKE
INVERSION* (CSSI) UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR LAPANGAN “X”
CEKUNGAN NATUNA BARAT**

Muhamad Nanda Pradipta

0706262565

DEPARTEMEN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS INDONESIA

DEPOK

2011



UNIVERSITAS INDONESIA

**INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DENGAN METODE *CONSTRAINED SPARSE SPIKE
INVERSION* (CSSI) UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR LAPANGAN “X”
CEKUNGAN NATUNA BARAT**

SKRIPSI

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh
Gelar Sarjana Sains**

Muhamad Nanda Pradipta

0706262565

DEPARTEMEN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS INDONESIA

DEPOK

2011

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Skripsi ini adalah karya saya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Muhamad Nanda Pradipta
NPM : 0706262565

Tanda Tangan :



Muhamad Nanda Pradipta

Tanggal : 7 Desember 2011

HALAMAN PENGESAHAN

Nama : Muhamad Nanda Pradipta

NPM : 0706262565

Program Studi : Fisika S-1 Reguler

Judul Skripsi : INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DENGAN METODE *CONSTRAINED SPARSE SPIKE INVERSION* (CSSI) UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR LAPANGAN "X" CEKUNGAN NATUNA BARAT

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Dr.rer.nat.Abdul Haris

()

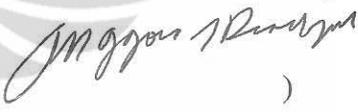
Pembimbing II : Dr.Leonard Lisapaly

()

Penguji I : Dr. Syamsu Rosid

()

Penguji II : Ir. Anggoro MT

()

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 8 Desember 2011

KATA PENGANTAR

Terimakasih atas berkat dan kasih karunia yang Allah SWT berikan kepada penulis, sehingga dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul “**Inversi Impedansi Akustik Dengan Metode *Constrained Sparse Spike Inversion* (CSSI) Untuk Karakteristik Reservoir Lapangan “X” Cekungan Natuna Barat**” tepat pada waktunya. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu persyaratan kelulusan program Peminatan Geofisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Penulis mengucapkan terima kasih kepada :

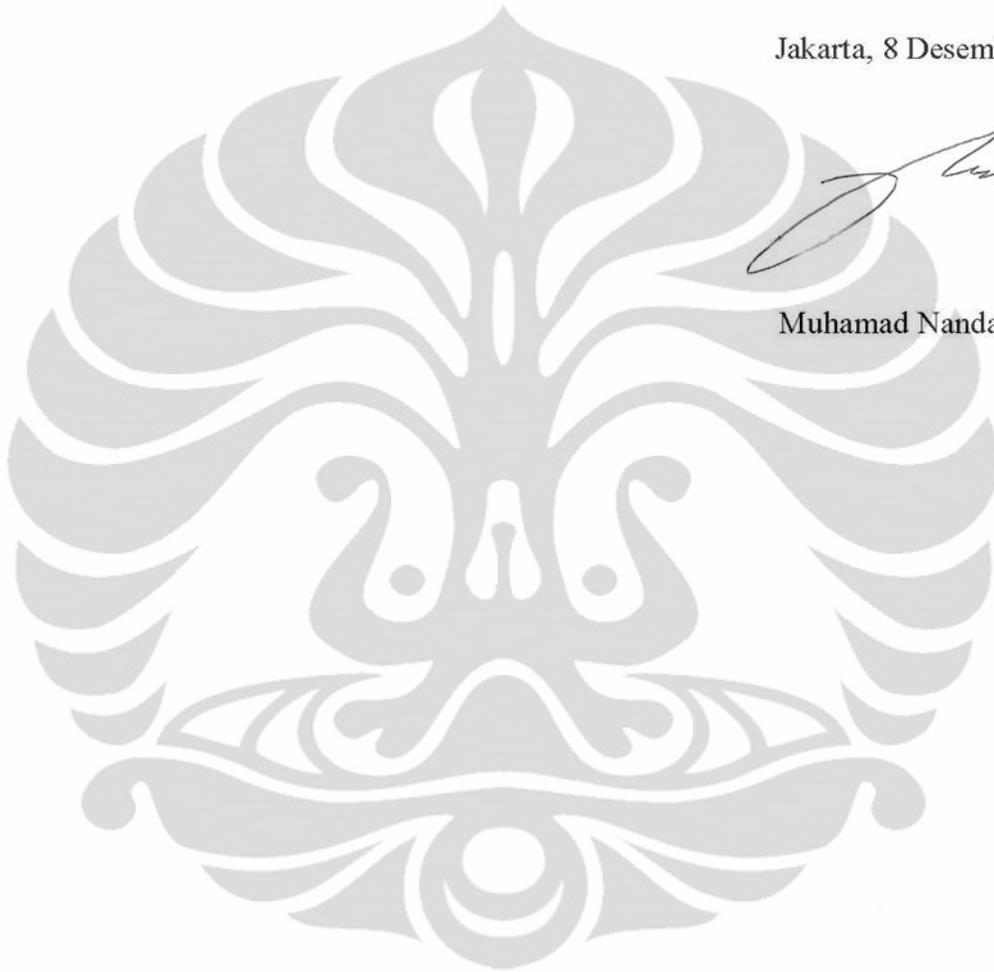
1. Bapak Dr.rer.nat Abdul Haris selaku dosen pembimbing I yang telah banyak memberikan arahan, pengetahuan dan waktu pada saya untuk menyelesaikan penelitian tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Leonard Lisapaly selaku dosen pembimbing II yang telah memberikan bimbingan dan pengetahuan pada saya ketika melakukan penelitian tugas akhir ini.
3. Kedua orang tua yang telah memberikan dukungan kepada penulis
4. Seluruh dosen maupun staff karyawan Departemen Fisika UI
5. Rekan seperjuangan Katerina Cendana yang telah memberikan masukan pada penulis selama penulisan tugas akhir
6. Rekan Geofisika 2007 Anita Hastari, Rismauly, Suhendra, Angga Peryoga, Ichwan Satrio, Imam Sadzali, Sava Budi, Ade denny, Riki Pahlevi, Gangga yang telah memberikan dukungan dan masukan kepada penulis selama penulis melakukan penelitian.
7. Teman-teman senior Yonas, Mika, Miftah yang telah menyediakan waktu untuk berdiskusi selama pengerjaan tugas akhir ini
8. Rahayu harganingtyas yang menjadi semangat dan inspirasi penulis selama pengerjaan tugas akhir ini
9. Dan seluruh pihak yang telah memberikan bantuan baik secara langsung dan tidak langsung kepada penulis dalam pengerjaan tugas akhir ini

Akhir dari kata pengantar ini, penulis berharap semoga laporan ini dapat bermanfaat bagi pembaca ataupun bagi penyusun dimasa sekarang ataupun masa yang akan datang. Kami juga berharap adanya kritik dan saran yang bersifat membangun. Atas perhatiannya kami ucapkan terimakasih. Selamat membaca.

Jakarta, 8 Desember 2011



Muhamad Nanda Pradipta



**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan dibawah ini :

Nama : Muhamad Nanda Pradipta
NPM : 0706262565
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Skripsi

demikian demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia Hak Bebas Royalti Noneksklusif (Non-exclusive Royalty-Free Right) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

Inversi Impedansi Akustik Dengan Metode *Constrained Sparse Spike Inversion* (CSSI) Untuk Karakteristik Reservoir Lapangan "X" Cekungan Natuna Barat

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (database), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian Pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada Tanggal : 8 Desember 2011



(Muhamad Nanda Pradipta)

Nama : Muhamad Nanda Pradipta
Program Studi : Fisika
Judul : Inversi Impedansi Akustik Dengan Metode *Constrained Sparse Spike Inversion* (CSSI) Untuk Karakteristik Reservoir Lapangan “X” Cekungan Natuna Barat

Abstrak

Integrasi data seismik dan data sumur sangat berguna untuk melakukan proses karakterisasi reservoir. Kedua data tersebut digunakan pada proses seismik inversi untuk mentransformasikan data seismik menjadi data impedansi akustik. Data impedansi akustik menunjukkan sifat fisis dari batuan yang langsung merepresentasikan litologi dari batuan. Pada penelitian ini digunakan metode inversi *Constrained Sparse Spike* (CSSI) pada lapangan “X” Cekungan Natuna Barat. Hasil yang didapatkan berhasil menunjukkan daerah impedansi rendah (2500-550 gr/cc*m/s) pada daerah reservoir dengan nilai porositas berkisar antara 0.22-0.32. Analisis terintegrasi dengan menggunakan hasil inversi dan estimasi porositas menunjukkan bahwa zona persebaran reservoir terkonsentrasi pada sekitar sumur yang ada dan mengarah ke bagian selatan.

Kata kunci : impedansi akustik, *Constrained Sparse Spike Inversion*, porositas.

Name : Muhamad Nanda Pradipta
Study Program : Physics
Topic : Acoustic impedance inversion with Constrained Sparse Spike Inversion (CSSI) Method for Reservoir Characterization in region "X", West Natuna Basin

Abstract

*Integration of seismic data and well are very useful for reservoir characterization. Both the data are used in the seismic inversion process to transform seismic data into acoustic impedance data. Acoustic impedance data shows physical properties of rock that directly represents lithology of rock. In this study used methods constrained sparse spike inversion (CSSI) in the field "X" West Natuna Basin. The results obtained successfully demonstrate a low impedance region (2500-550 g / cc * m / s) at the reservoir with porosity values ranging from 0,22 to 0,32. Integrated analysis by using the inversion results and the estimated porosity shows that the distribution of reservoir zones are concentrated around the existing wells and leads to the south.*

Keywords : acoustic impedance, Constrained Sparse Spike Inversion, porosity.

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	iii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iv
KATA PENGANTAR	v
HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	vii
ABSTRAK	viii
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Metodologi Penelitian.....	2
1.5 Sistematika Penulisan.....	3
BAB II GEOLOGI REGIONAL.....	4
2.1 Geologi regional Cekungan Natuna Barat	4
2.2 Stratigrafi Cekungan Natuna Barat	6
2.2.1 Formasi Belut.....	7
2.2.2 Formasi Gabus	7
2.2.3 Formasi Udang.....	8
2.2.4 Formasi Barat	8
2.2.5 Formasi Arang	8
2.2.6 Formasi Muda.....	8

BAB III TEORI DASAR	9
3.1 Seismik Refleksi.....	9
3.2 Impedansi Akustik.....	9
3.3 Koefisien Refleksi	10
3.4 Seismogram Sintetik.....	11
3.5 Klasifikasi Gelombang Seismik.....	12
3.6 <i>Direct Hydrocarbon Indicator (DHI)</i>	13
3.7 Resolusi Vertikal	14
3.8 Wavelet.....	15
3.9 Fisika Batuan.....	15
3.9.1 Porositas	15
3.9.2 Densitas	16
3.9.3 Permeabilitas.....	16
3.10 Data Sumur (<i>Well Log</i>)	17
3.10.1 Log Gamma Ray	17
3.10.2 Log Induksi.....	17
3.10.3 Log Sonic.....	17
3.10.4 Log Neutron Porositas.....	18
3.10.5 Log Densitas	18
3.11 Prinsip Dasar Inversi Seismik	19
 BAB IV PENGOLAHAN DATA.....	 23
4.1 Persiapan Data.....	23
4.2 Pengolahan Data.....	25
4.2.1 Persiapan Data	25
4.2.2 Analisa Data Log	25
4.2.3 Pengikatan Data Sumur Dengan Data Seismik	27

4.2.4 Estimasi Wavelet	28
4.2.5 Penelusuran Horizon	32
4.2.6 Analisa Tuning.....	35
4.2.7 Pembuatan Model Awal	36
4.2.8 Inversi.....	37
4.2.9 Estimasi Nilai Porositas.....	39
4.2.10 Analisa Volume	40
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN.....	41
5.1 Analisa Interval Target Penelitian.....	41
5.2 Analisa Sensitivitas Log	43
5.3 Analisa Hasil Inversi Impedansi Akustik	47
5.4 Analisa Hasil Estimasi Porositas.....	52
5.5 Analisa Volume Porositas.....	55
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....	59
DAFTAR ACUAN	

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram alir penelitian	3
Gambar 2.1	Letak Cekungan Natuna Barat pada peta Indonesia (Burton et al., 2010).....	4
Gambar 2.2	Lokasi Cekungan Natuna Barat	5
Gambar 2.3	Struktur pada Cekungan Natuna Barat (Premier,2000)	6
Gambar 2.4	Stratigrafi Cekungan Natuna Barat (Daines.1985)	7
Gambar 3.1	Seismogram sintetik (Veeken.2007)	11
Gambar 3.2	Pola perambatan gelombang badan dan gelombang permukaan (Veeken,2007)	12
Gambar 3.3	(a) Flat spot (b) Brighth spot.....	14
Gambar 3.4	Perbedaan fase wavelet pada bidang batas	15
Gambar 3.5	Skematik proses forward dan inversi	19
Gambar 4.1	Peta basemap lapangan “X”	24
Gambar 4.2	Data log daerah penelitian	26
Gambar 4.3	Pengikatan data sumur dengan data seismik.....	28
Gambar 4.4	Wavelet hasil ekstraksi.....	30
Gambar 4.5	Spektrum frekuensi dari wavelet.....	30
Gambar 4.6	Fase dari wavelet.....	31
Gambar 4.7	Kontrol kualitas perbandingan spektrum frekuensi data seismik dengan wavelet.....	31
Gambar 4.8	<i>Arbitrary line</i> yang memotong sumur	33
Gambar 4.9	Penelusuran horizon berdasarkan amplitudo seismik	34
Gambar 4.10	Peta struktur waktu dari semua horizon yang digunakan pada penelitian.....	35
Gambar 4.11	Model awal dengan potongan <i>arbitrary line</i>	36
Gambar 4.12	Acuan pengaturan kontrol kualitas proses inversi	38
Gambar 4.13	Crossplot porositas vs impedansi akustik dengan penunjuk warna resistivitas	39

Gambar 5.1	Fenomena <i>bright spot</i> pada penampang <i>inline</i>	41
Gambar 5.2	Fenomena <i>bright spot</i> pada penampang <i>crossline</i>	42
Gambar 5.3	Hubungan antara kedalaman fenomena dalam domain waktu dan domain kedalaman.....	43
Gambar 5.4	(a) Crossplot impedansi akustik vs gamma ray dengan warna resistivitas (b) Crossplot Sw vs Gamma ray dengan pewarnaan resistivitas	44
Gambar 5.5	(a) Crossplot log impedansi akustik vs log gamma ray dengan pewarnaan log litologi (b) Crossplot log Sw vs log gamma ray dengan pewarnaan log litologi.....	45
Gambar 5.6	Penampang log litologi dan log gamma ray	47
Gambar 5.7	(a) Penampang hasil inversi <i>inline</i> (b)Penampang hasil inversi <i>crossline</i>	48
Gambar 5.8	Penampang hasil inversi impedansi akustik yang menunjukkan nilai 3800 – 5500 g/c * m/s (<i>inline</i>).....	49
Gambar 5.9	Penampang hasil inversi impedansi akustik yang menunjukkan nilai 3800 – 5500 g/c * m/s (<i>crossline</i>).....	50
Gambar 5.10	Perbandingan hasil inversi dengan log impedansi	51
Gambar 5.11	Penampang korelasi seismik/sintetik dan S/N ratio	52
Gambar 5.12	(a) Penampang porositas <i>inline</i> (b) Penampang porositas <i>crossline</i>	53
Gambar 5.13	Penampang porositas yang telah diseleksi (<i>inline</i>)	54
Gambar 5.14	Penampang porositas yang telah diseleksi (<i>crossline</i>)	55
Gambar 5.15	Hasil tampilan penseleksian volume porositas	56
Gambar 5.16	Penampang seismik menunjukkan indikasi patahan.....	57
Gambar 5.17	Ketebalan domain waktu	58

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Data Marker Penelitian.....	25
Tabel 4.2	Daftar Horizon Daerah Penelitian.....	33



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Semakin tingginya kebutuhan akan minyak bumi dan gas bumi diiringi dengan menipisnya cadangan minyak dan gas bumi yang ada. Hal ini mengakibatkan tuntutan mengurangi resiko kegagalan pengeboran. Hal tersebut mendorong para geosaintis melakukan studi lanjutan untuk mengetahui karakteristik dari suatu reservoir. Pada awalnya dalam penentuan reservoir hanya berdasarkan dari tampilan penampang seismik, Dari penampang tersebut kita menentukan mana jebakan yang berpotensi mengandung hidrokarbon. namun seiring berjalanya waktu cara tersebut tidak lagi dapat digunakan dalam eksplorasi, sehingga dibutuhkan analisis yang lebih mendalam untuk menentukan posisi pengeboran selanjutnya. Karakterisasi reservoir adalah suatu proses untuk mendeskripsikan atau menjabarkan baik secara kualitatif dan atau kuantitatif karakter reservoir dengan menggunakan data seismik sebagai data utamanya (Sukmono,2000). Dengan melakukan studi lanjutan dari data seismik yang dikontrol oleh data sumur maka kita dapat mengetahui penyebaran litologi dan fluida dari reservoir, hal ini tentu saja sangat menguntungkan karena dapat menghemat biaya yang harus dikeluarkan untuk melakukan suatu pengeboran dan juga dapat meminimalisir kegagalan pengeboran dari sumur yang tidak mengandung hidrokarbon.

Inversi seismik impedansi akustik adalah salah satu cara untuk mengetahui karakteristik reservoir. Hasil dari proses tersebut menunjukkan sifat fisis dari batuan yang langsung dapat merepresentasikan litologi dari batuan. Tidak seperti hasil dari penampang seismik yang memberikan informasi batas lapisan berupa koefisien reflektifitas. Dari hasil inversi seismik impedansi akustik ini diharapkan dapat mengurangi resiko kegagalan pengeboran untuk mendapatkan hidrokarbon pada pengeboran selanjutnya

1.2 Tujuan Penelitian

1. Mempelajari serta melakukan aplikasi proses inversi
2. Menggunakan dan mempelajari inversi seismik dalam menganalisa sifat fisis batuan.
3. Menunjukkan informasi terbaru yang didapat dari hasil inversi berupa porositas
4. Melakukan tugas akhir sebagai syarat kelulusan jenjang pendidikan sarjana

1.3 Batasan Masalah

1. Interval formasi dibatasi oleh horizon formasi muda dan formasi arang bawah pada cekungan natuna barat
2. Penelitian ini menggunakan 1 data sumur dan data seismik 3D. Data log yang digunakan untuk analisis adalah gamma ray, resistivitas, densitas, dan sonic didukung juga oleh data checkshot

1.4 Metodologi Penelitian

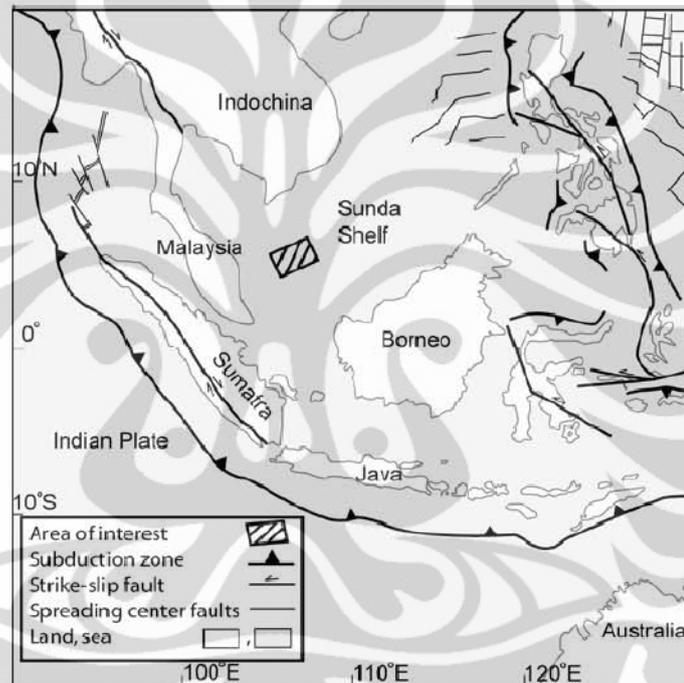
Penelitian diawali dengan proses merubah format data yang umum digunakan menjadi format data yang dapat digunakan pada software Jason 8v2. Data yang digunakan adalah data *post-stack seismic 3D*, data sumur, data marker dan data horizon. Selanjutnya dilakukan proses pengikatan data sumur dengan data seismik (*well seismic tie*). Kemudian, dilakukan pengekstrasian wavelet dari data seismik dengan pengontrol dari data sumur, dengan wavelet yang diperoleh penulis kembali melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik. Selanjutnya ada lah proses penelusuran horizon. Sebelum melakukan proses inversi, terlebih dahulu penulis membuat model awal. selanjutnya dilakukan proses inversi dan diakhiri dengan proses analisis volume. Secara garis besar, proses penelitian yang dilakukan ditunjukkan oleh diagram alir berikut :

BAB II

GEOLOGI REGIONAL

2.1 Geologi regional cekungan natuna barat

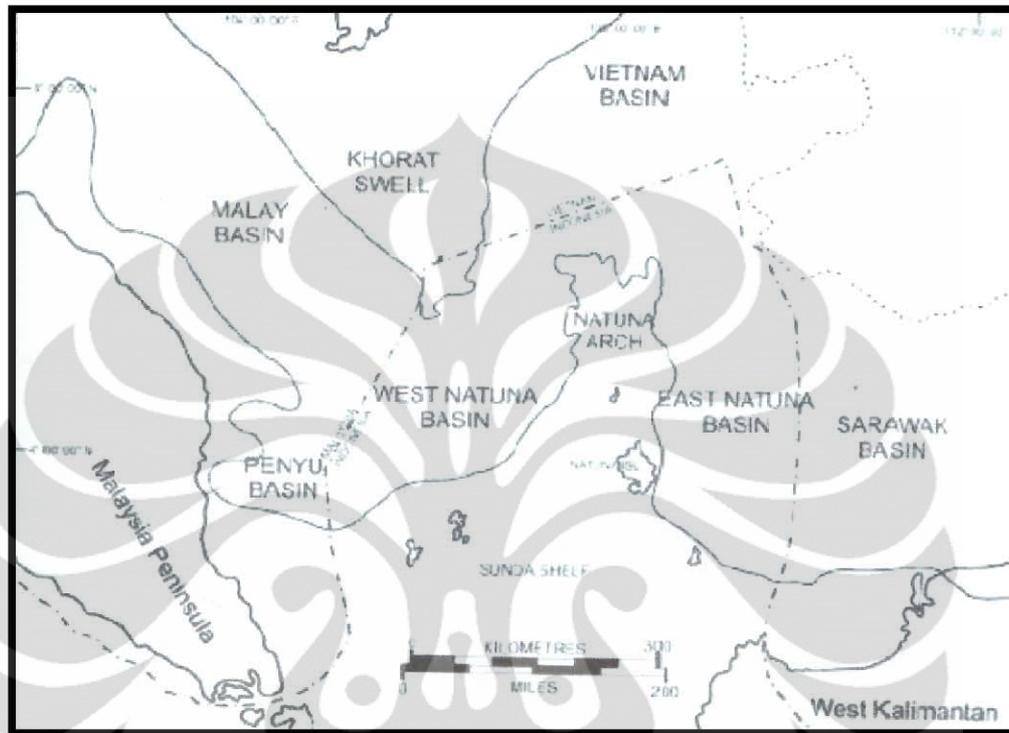
Pada penelitian ini digunakan data dari Cekungan Natuna Barat. Cekungan Natuna Barat terjadi karena adanya pemekaran intra-kontinental dari paparan sunda.



Gambar 2.1 Letak Cekungan Natuna Barat pada peta Indonesia, Cekungan Natuna Barat ditunjukkan pada area didalam kotak (Burton et al., 2010)

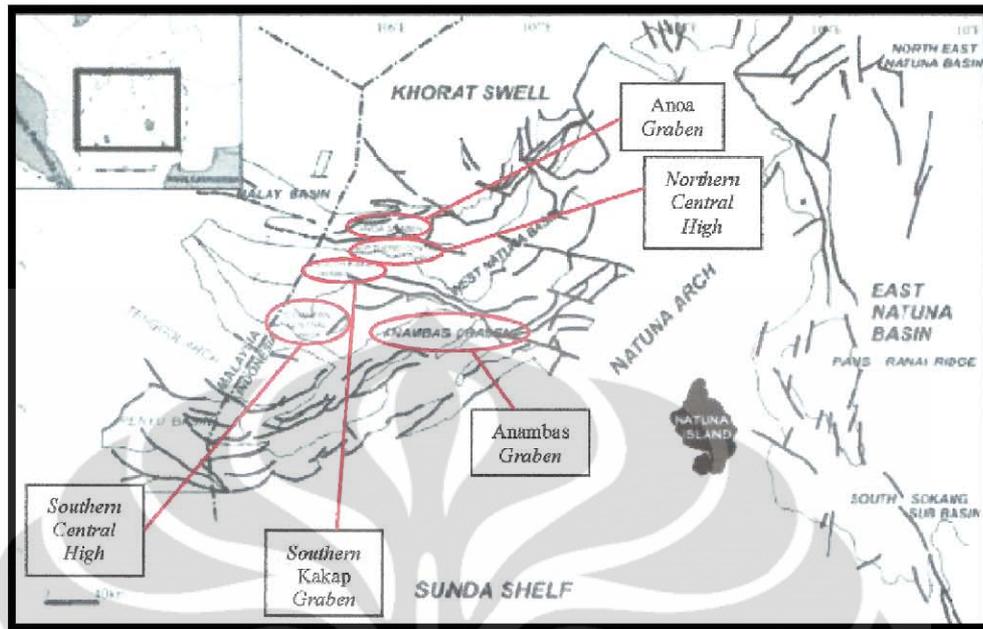
Cekungan ini mengalami perluasan pada masa eosen atau Oligosen. Kemudian terjadi penyusutan dan pembalikan pada masa meocene hingga sekarang. Daerah ini jadi terpengaruh dari gerakan lempeng disekitarnya karena dikelilingi oleh daerah subduksi aktif. Cekungan Natuna Barat ditandai oleh beberapa sistem graben berarah timur laut yang terbentuk pada periode pemekaran. Cekungan ini terletak sepanjang tepi barat punggung natuna yang bersifat metamorphic atau plutonic kompleks. Graben depocenter mengalami pembalikan menjadi antiklin tersesarkan akibat kompresi regional yang dimulai dari jaman miocene.

Cekungan Natuna barat dapat dibagi menjadi beberapa struktur yaitu Anoa graben, south kacak graben, northtem central high, southern central high, dan anambas graben lokasi dari struktur-struktur ini dapat dilihat pada gambar 2.2



Gambar 2.2 Lokasi Cekungan Natuna Barat (Darman et al., 2000)

Bagian selatan dari Cekungan Natuna Barat ini dibatasi oleh paparan sunda sedangkan bagian utaranya dibatasi oleh khorat swell. Khorat swell ini memiliki basement monoklin yang tinggi dan dip kearah selatan. Bagian timurnya dibatasi oleh busur natuna. Busur natuna merupakan bagian dari paparan sunda yang menjorok ke arah utara. Busur ini muncul secara tiba-tiba pada jaman tersier bersama dengan khorat swell (white and wing,1978) dan menjadi sumber sedimen bagi dua cekungan disekitarnya. Cekungan ini terbuka hingga perpanjangan arah NW-SE dari cekungan malay di arah barat laut sedangkan di ujung barat daya terbuka hingga perpanjangan arah E-W dari Cekunga Penyu yang berukuran lebih kecil. Cekungan malay dan cekungan penyu ini dipisahkan oleh Busur tenggol yang mendorong bagian timur-barat cekungan natuna barat Peta wilayahnya dapat dilihat dari gambar 2.3



Gambar 2.3 Struktur pada Cekungan Natuna Barat (Premier,2000)¹¹

Struktur pada cekungan natuna barat mempunyai orientasi arah yang dominan pada NW-SE dan (wongsosantiko dan wirojudo, 1984). Patahan yang ada ditandai oleh adanya perubahan gerak lempeng dari gerak reverse pada horizon yang lebih dangkal menjadi gerak normal pada horizon yang lebih dalam, lipatan ini juga cenderung berubah dari antiklin pada *top* menjadi half graben pada *bottom*.

Cekungan natuna barat disebut sebagai pemekaran intra-kontinental yang gagal (Daines, 1985). Elemen-elemen structural pada cekungan ini terbentuk pada priode deformasi yang berbeda, formasi graben dan half graben dihasilkan pada masa pemekaran Eocene hingga Oligocene akhir sedangkan, struktur pembalikan dihasilkan oleh fase kompresi setelahnya. Fase kompresi ini mengaktifkan kembali struktur yang telah ada namun dengan arah gerak yang sebaliknya.

2.2 Stratigrafi Cekungan Natuna Barat

Pengendapan dimulai pada masa Oligocene awal dan terdiri dari half-graben dan lembah yang terisi oleh pelapukan batuan basement granit. Sedimen-sedimen tersebut terendapkan pada lingkungan sungai dan minor lacustrine (Daines,1985). Stratigrafi pada daerah penelitian ini adalah sebagai berikut :

¹ Laporan tidak dipublikasikan. Seluruh materi dimiliki oleh Premier Oil.

AGE m.y. B.P.	EPOCH	FORMATION	TECTONICS
5	PLIOCENE	MUDA	
14.5 16.0	MIOCENE	UPPER ARANG	REVERSAL OF OFFSET AND MAJOR UPLIFTS
16.0		LOWER BARAT	GENERAL TECTONIC QUIESCENCE
225	OLIGOCENE	UDANG	WRENCH FAULT DEVELOPMENT
29		UPPER GABUS	LEFT LATERAL OFFSET
?		? LOWER ?	LOCAL GRABEN INVERSION
38		BELUT	GRABEN INFILL
			GRABEN DEVELOPMENT COLLISION

Gambar 2.4 Stratigrafi Cekungan Natuna Barat (Daines,1985)

2.2.1 Formasi Belut

Formasi belut merupakan batupasir dengan perlapisan tipis batu lempung, memiliki ukuran butir batupasir kasar hingga batupasir sedang dan bersifat tuffa. Batu lempung memiliki warna abu-abu hingga kemerahan, keras, *blocky*. Proses pengendapan dimulai pada zaman awal Oligosen, di mana hasil pelapukan batuan granit dari batuan dasar mengisi palung dan lembah yang telah terbentuk. Formasi Belut terletak langsung diatas batuan.

2.2.2 Formasi Gabus

Formasi Gabus memiliki dua bagian, yaitu formasi gabus atas dan gabus bawah. Pada bagian dasar gabus bawah terdapat perlapisan batu pasir dan batu lempung. Batu pasir memiliki butir halus hingga sedang dengan kenampakan *blocky* atau *fining upward*. Sekuen formasi ini diinterpretasikan berasal dari endapan fluvial dan berumur Oligocene. Formasi gabus atas memiliki kesamaan

dengan formasi gabus bawah. Batu pasir pada formasi ini memiliki butiran berukuran halus hingga sangat halus dengan kenampakan blocky atau fining upward. Formasi ini diendapkan pada lingkungan braided-delta dan lingkungan lacustrine pada Oligocene akhir.

2.2.3 Formasi Udang

Merupakan batupasir dengan perlapisan tipis batulempung, jernih, mempunyai ukuran butir batupasir halus-batupasir sedang, bentuk butir *subrounded subangular*, pemilahan buruk, sedikit karbonatan. Berumur pada Miocene awal.

2.2.4 Formasi Barat

Merupakan formasi yang terdiri dari batu lempung dengan sedikit batu pasir. Terendapkan pada lingkungan lacustrine dengan dipengaruhi oleh lingkungan laut pada beberapa lokasi ketika masa Miocene awal.

2.2.5 Formasi Arang

Merupakan formasi yang terdiri dari batu pasir dengan perselingan batu lempung. Pembentukan formasi ini berawal dari proses sedimentasi pada fase regresi dan diakhiri dengan fase transgresi. Proses regresi yang terjadi mengakibatkan adanya sisipan “carbonaceous shale” yang terdapat pada bagian atas formasi arang. Formasi ini berumur dari Miocene tengah hingga Miocene akhir.

2.2.6 Formasi Muda

Merupakan formasi yang terdiri dari batu lempung dan batu pasir. Formasi ini terbentuk pada proses pengendapan pada fase transgresi. Pengendapan terjadi pada jaman pliosen hingga sekarang. Formasi muda merupakan formasi yang termuda pada cekungan natuna barat. Terdapat ketidak selarasan pada bidang batas antar formasi muda dan formasi arang.

BAB III

TEORI DASAR

3.1 Seismik Refleksi

Seismik refleksi adalah salah satu metode penting yang berguna untuk penggambaran lapisan didalam bumi. metode ini dapat menunjukkan struktur geologi seperti patahan dan lipatan. metode ini banyak digunakan oleh industri minyak dan gas untuk eksplorasi lapangan minyak dan gas hingga eksplotasi (Mussett & Khan, 2000).

Seismik refleksi merupakan metode geofisika yang membutuhkan sumber buatan. Sumber bisa berupa dinamit, palu, atau pistol yang ditembakkan kedalam tanah. Gelombang yang dihasilkan akan menyebar kesegala arah. Gelombang yang menjalar dilapisan bawah permukaan akan memantul jika bertemu dengan lapisan yang memiliki perbedaan impedansi akustik (Veeken,2007) gelombang yang memantul tersebut akan direkam oleh *geophone/hydrophone* yang berada dipermukaan tanah/permukaan laut. Data yang terekam pada *geophone/hydrophone* memiliki informasi keadaan bawah permukaan. Selanjutnya informasi ini akan diolah sehingga didapatkan gambaran bawah permukaan.

3.2 Impedansi Akustik

Impedansi akustik adalah dapat memberikan informasi mengenai properti batuan dan dapat digunakan sebagai indikator keberadaan hidrokarbon langsung (Latimer et al.,2000). Impedansi akustik merupakan produk perkalian antara densitas dengan kecepatan.

$$AI = \rho \times v \tag{3.1}$$

AI = Impedansi Akustik

ρ = densitas

v = kecepatan

Nilai impedansi akustik dapat diperoleh langsung dari pengukuran sumur atau untuk mendapatkan volume impedansi akustik maka dibutuhkan proses inversi. Proses inveri mentransformasikan data seismik menjadi data impedansi akustik dengan menggunakan sumur sebagai pengontrol proses inversi.

Perubahan nilai impedansi akustik berhubungan dengan jenis batuan, perlapisan sedimen, ketidakterusan lapisan, dan keberadaan fluida pada pori batuan. Ketika gelombang seismik merambat pada batas antar dua lapisan yang memiliki nilai impedansi akustik yang berbeda, sebagian energi pada gelombang tersebut akan dipantulkan dan sebagian lagi akan diteruskan. Amplitudo gelombang yang dipantulkan inilah yang akan direkam oleh seismograf (Constain and Coruh, 2004).

3.3 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan cerminan dari bidang batas media yang memiliki harga impedansi akustik yang berbeda. Untuk koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat, dapat dihitung menggunakan persamaan 3.2 sebagai berikut :

$$KR = \frac{IA2 - IA1}{IA2 + IA1} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad (3.2)$$

KR = Koefisien Refleksi

IA2 = Impedansi akustik lapisan kedua

IA1 = Impedansi akustik lapisan pertama

ρ_2 = Massa jenis lapisan kedua

ρ_1 = Massa jenis lapisan pertama

v_2 = kecepatan gelombang pada lapisan kedua

v_1 = kecepatan gelombang pada lapisan pertama

3.4 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik dibuat dengan cara mengkonvolusikan wavelet dengan data koefisien reflektifitas (sukmono, 1999). Dalam bentuk persamaan :

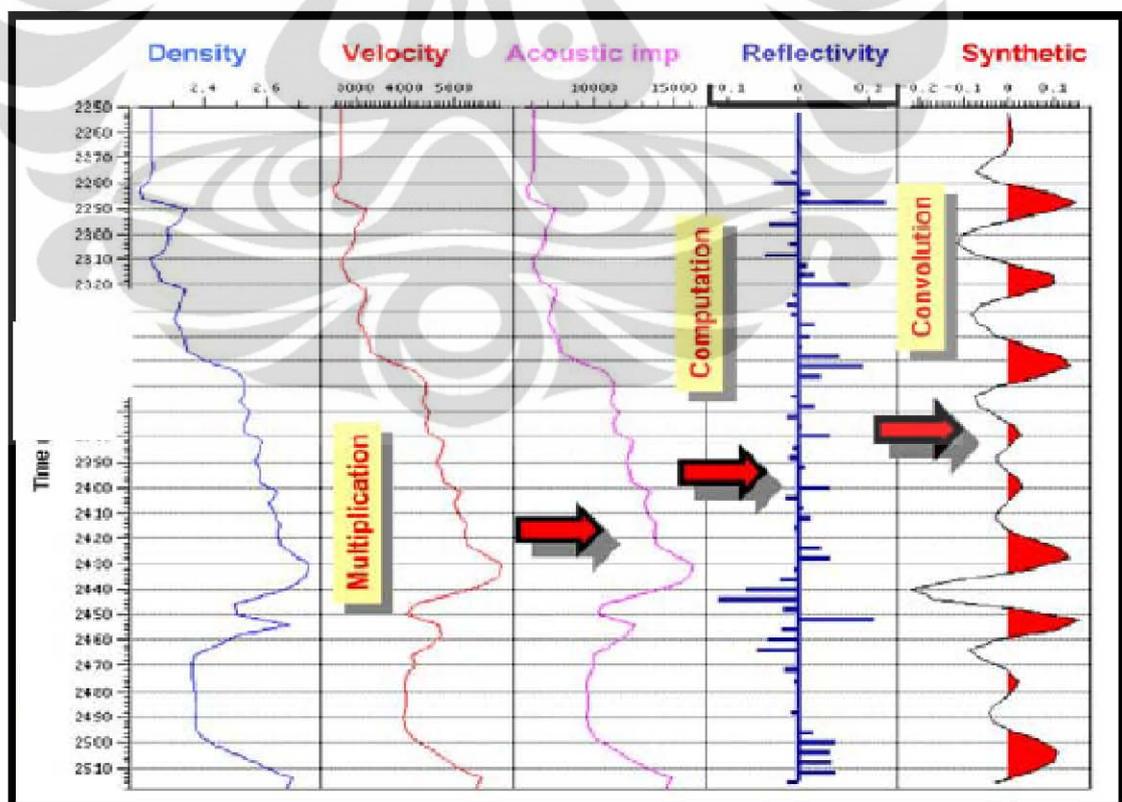
$$S(t) = W(t) * R(t) \quad (3.3)$$

$S(t)$ = Sintetik seismogram

$W(t)$ = Wavelet

$R(t)$ = Koefisien reflektifitas

Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap trace seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif. Proses pembuatan seismogram ditunjukkan pada gambar 3.1.

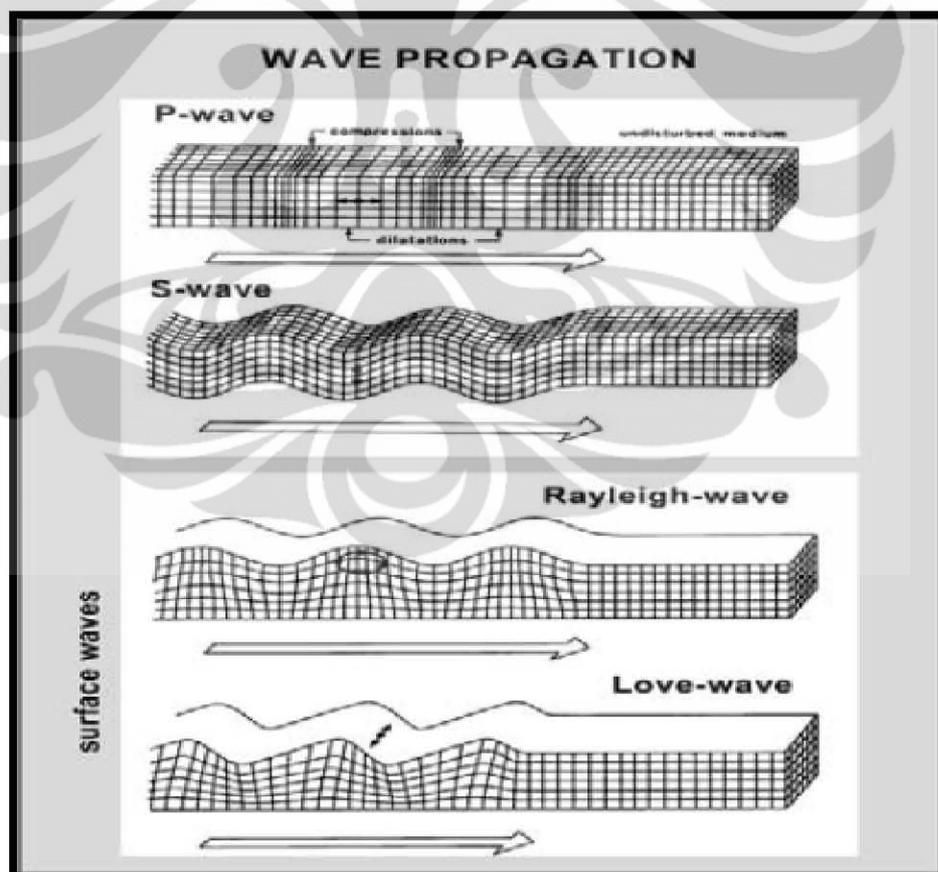


Gambar 3.1 Seismogram sintetik (Veeken,2007)

3.5 Klasifikasi Gelombang Seismik

Gelombang seismik merupakan gelombang elastik yang menjalar dalam bumi yang secara umum terdiri dari dua jenis gelombang, yaitu :

- Gelombang badan (body wave), yang terdiri dari gelombang longitudinal (gelombang P) dan gelombang transversal (gelombang S). Gelombang Longitudinal (gelombang primer) mempunyai arah getaran sejajar dengan arah penjarangan gelombang sedangkan gelombang transversal (gelombang sekunder) arah gerak partikelnya tegak lurus dengan arah penjarangan gelombang.
- Gelombang permukaan (surface wave), yang terdiri dari gelombang Love, Rayleigh dan Stoneley.

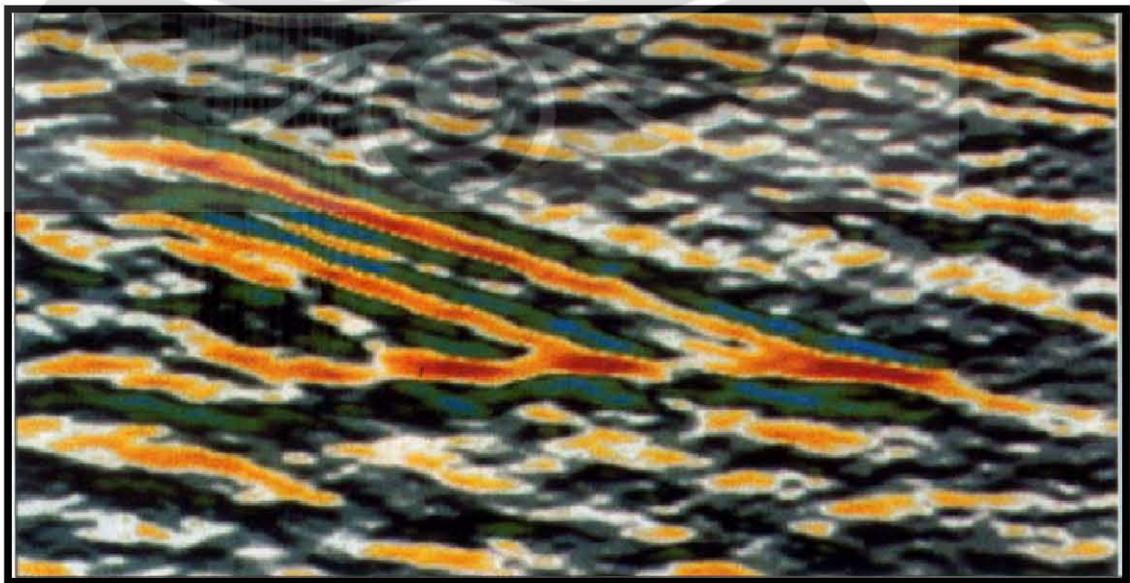


Gambar 3.2 Pola perambatan gelombang badan dan gelombang permukaan (Veeken,2007)

3.6 Direct Hydrocarbon Indicator (DHI)

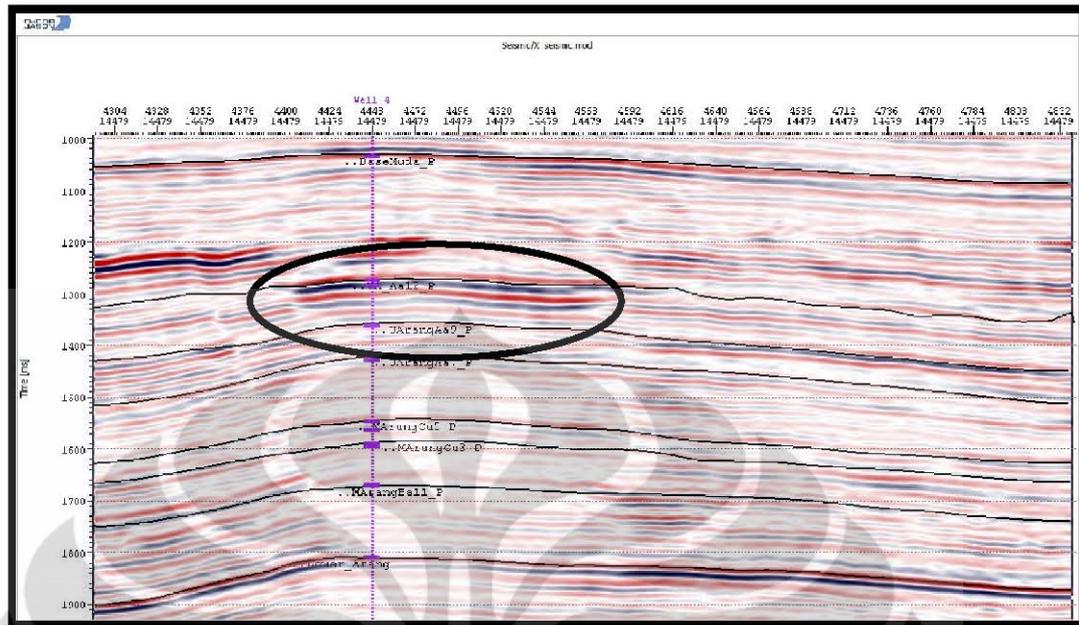
Sebelum melakukan interpretasi lebih lanjut maka sangat diperlukan memperhatikan fenomena-fenomena yang berada pada penampang seismik karena dari keberadaan hidrokarbon dapat dideteksi langsung dari data seismik. Kemunculan fenomena-fenomena tersebut dikarenakan oleh adanya kandungan fluida pada pori batuan, kontak antar fluida, dan perubahan tinggi kolom hidrokarbon pada suatu lapisan. Beberapa fenomena yang memungkinkan adanya hidrokarbon pada data seismik adalah sebagai berikut :

- *Flat spot*, merupakan *sub-horizontal events* yang merepresentasikan kontak antar fluida pada reservoir (Veeken,2007) ditunjukkan oleh gambar 3.3.
- *Dim spot*, merupakan penurunan amplitudo pada batas atas lapisan dikarenakan perubahan fluida pengisi pori. Berasosiasi dengan batupasir atau batugamping yang porositasnya kecil dan lebih terkompaksi (<http://inibumi.blogspot.com/>)
- *Bright spot*, merupakan peningkatan amplitudo pada batas atas lapisan dikarenakan perubahan fluida pengisi pori. Biasanya diasosiasikan dengan keberadaan batu pasir berisi gas ditunjukkan oleh gambar 3.4.



(a)

Gambar 3.3 Flat spot (<http://www.oilandgasevaluationreport.com/tags/dhi/>)



(b)

Gambar 3.4 Bright spot ditunjukkan pada area yang dilingkari

3.7 Resolusi Vertikal

Resolusi dalam gelombang seismik didefinisikan sebagai kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua objek yang berbeda. Resolusi ini berkaitan erat dengan fenomena interferensi gelombang seismik.

Resolusi vertikal dari data seismik ditentukan oleh beberapa faktor (Veeken,2007), yaitu :

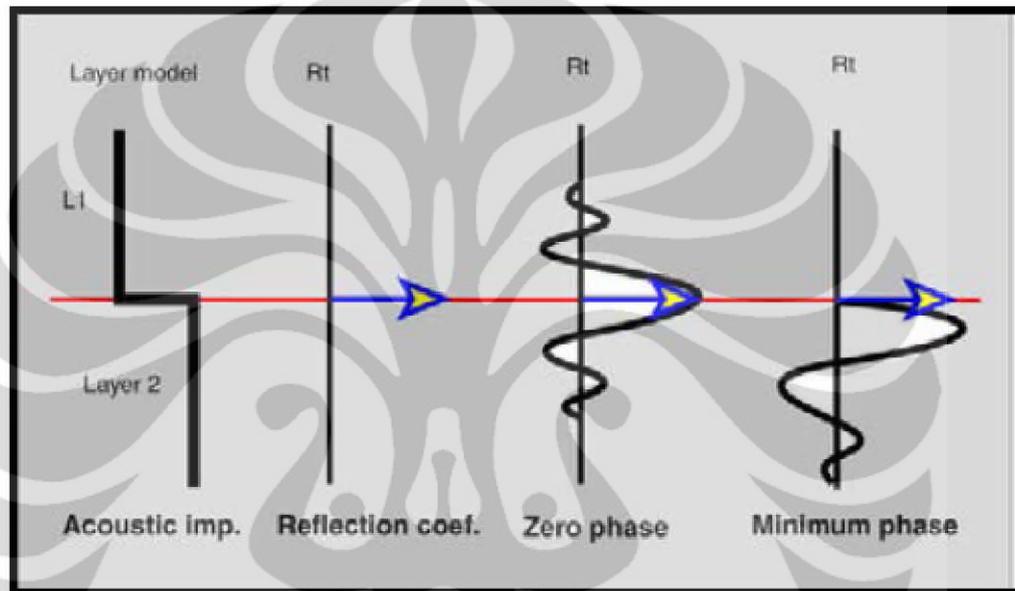
- Frekuensi dari data seismik
- Lebar pita frekuensi
- Kecepatan interval pada daerah target
- Kontras impedansi akustik

Resolusi vertikal memiliki nilai $\frac{1}{4}$ panjang gelombang. Batuan yang memiliki ketebalan dibawah resolusi vertikal tidak akan dapat dibedakan batas atas dan bawahnya pada data seismik sehingga memerlukan analisa lebih lanjut.

3.8 Wavelet

Ada dua jenis wavelet yang digunakan pada pemrosesan data seismik. (Veeken,2007)Yaitu :

1. Wavelet fase minimum, wavelet yang memiliki nilai awal bertepatan pada bidang batas lapisan bawah permukaan.
2. Wavelet fase nol, wavelet yang memiliki amplitudo maksimum pada bidang batas lapisan bawah permukaan.



Gambar 3.4 Perbedaan fase wavelet pada bidang batas (Veeken,2007)

3.9 Fisika Batuan

3.9.1 Porositas

Porositas batuan adalah fraksi volume dari ruang kosong diantara partikel padat suatu batuan dengan volume keseluruhan dari batuan tersebut (Glover,2000). Dalam karakterisasi reservoir dikenal dua jenis porositas, yaitu :

1. Porositas total : perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. secara matematis dituliskan dengan persamaan:

$$\Phi = \frac{\text{Volume pori-pori}}{\text{Volume total batuan}} \quad (3.4)$$

2. Porositas efektif : perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan dengan persamaan :

$$\Phi = \frac{\text{Volume pori yang berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} \quad (3.5)$$

3.9.2 Densitas

Densitas merupakan nilai kerapatan matriks batuan yang didefinisikan sebagai perbandingan massa batuan dengan volume dari batuan tersebut.

$$\rho = m / V \quad (3.6)$$

ρ = Massa jenis

m = Massa

V = Volume

Beberapa faktor yang mempengaruhi nilai densitas dari suatu batuan adalah :

- Komposisi kimia
- Suhu dan tekanan
- Komposisi mineral
- Rongga rekahan dan porositas
- Material pengisi

3.9.3 Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan suatu batuan untuk dilewati fluida. Permeabilitas yang baik biasanya diiringi oleh porositas yang baik tetapi porositas yang baik belum tentu diiringi oleh permeabilitas yang baik.

3.9 Data Sumur (*Well Log*)

Data sumur adalah satu atau lebih sifat fisik batuan yang dilakukan secara langsung dengan menurunkan peralatan pengukuran kedalam bawah permukaan bumi. Dari pengukuran tersebut maka akan didapatkan parameter-parameter fisis yang berguna pada interpretasi batuan.

3.9.1 Log *Gamma Ray*

Log gamma ray mengukur total radiasi sinar gamma yang diberasal dari formasi (Glover,2000). Radiasi sinar gamma tersebut berasal dari potassium-40 dan isotop dari Uranium-Radium dan Thorium. Log gamma ray memiliki simbol GR.

Semakin tinggi kandungan radioaktif pada suatu formasi maka akan semakin tinggi pula nilai yang ditunjukkan pada log gamma ray. Pada penelitian ini terdapat dua jenis batuan dominan yaitu batu pasir dan batu lempung. Batu lempung memiliki nilai log gamma ray yang tinggi jika dibandingkan dengan nilai log gamma ray batu pasir hal ini dikarenakan kandungan radioaktif pada batu lempung lebih tinggi jika dibandingkan dengan batu pasir.

3.9.2 Log *Induksi*

Log induksi merupakan log yang mengukur sifat kelistrikan dari suatu formasi batuan. Sifat kelistrikan yang dianalisis adalah resistivitas dari suatu formasi. Log ini bekerja pada sumur pemboran yang memiliki lumpur pemboran yang resistif (Glover.2000). Log induksi ini berguna untuk menganalisis kandungan fluida yang berada pada formasi batuan.

3.9.3 Log *Sonic*

Log sonic mengukur waktu penjalaran gelombang yang melewati formasi. Informasi ini berguna untuk mendapatkan kecepatan dari gelombang elastik yang melalui formasi (Glover,2000). Cara kerja log ini adalah dengan mentransmisikan gelombang elastik yang nantinya akan merambat didalam formasi. Gelombang

yang merambat tersebut akan dipantulkan kembali dan akan ditangkap oleh detektor yang ada pada alat pengukuran. Semakin rapat formasi yang dilalui oleh gelombang elastik maka akan semakin cepat gelombang tersebut merambat sehingga pembacaan akan menunjukkan nilai yang besar. Begitu juga sebaliknya, semakin kurang rapat formasi yang dilalui maka gelombang akan merambat lebih lambat dan pembacaan akan menunjukkan nilai yang kecil.

3.9.4 Log Neutron Porositas

Log neutron berguna untuk menentukan nilai porositas dari suatu formasi (Glover,2000). Cara kerja log neutron adalah dengan menembakan neutron berenergi tinggi kedalam formasi. Neutron tersebut akan mengalami penghamburan didalam formasi dan akan menghasilkan sinar gamma energi tinggi. Penghamburan tersebut diakibatkan oleh keberadaan atom hidrogen. Neutron tersebut akan mengalami penurunan energi sehingga berubah menjadi gamma ray berenergi tinggi. Gamma ray yang berenergi tinggi ini akan dapat dideteksi pada alat. Formasi yang mengandung atom hidrogen dalam jumlah banyak akan mengakibatkan neutron terserap sangat cepat sehingga pembacaan pada alat akan rendah. Hal ini berasosiasi pada batuan yang memiliki porositas tinggi. Formasi yang memiliki porositas tinggi akan memiliki pembacaan yang rendah.

3.9.5 Log Densitas

Log densitas mengukur densitas dari suatu formasi. Cara kerja log ini adalah dengan meradiasikan sinar gamma ke dalam suatu batuan, sinar gamma tersebut akan menumbuk elektron-elektron pada formasi batuan hingga energi sinar gamma tersebut habis atau memantul kembali sehingga dapat dideteksi oleh detektor. Intensitas sinar gamma yang dideteksi sebanding dengan kerapatan dari formasi batuan. Semakin rapat batuan tersebut maka pembacaan dialat akan semakin tinggi. Log densitas dapat digunakan untuk membedakan kandungan minyak dan gas (Harsono,1997).

3.10 Prinsip Dasar Inversi Seismik

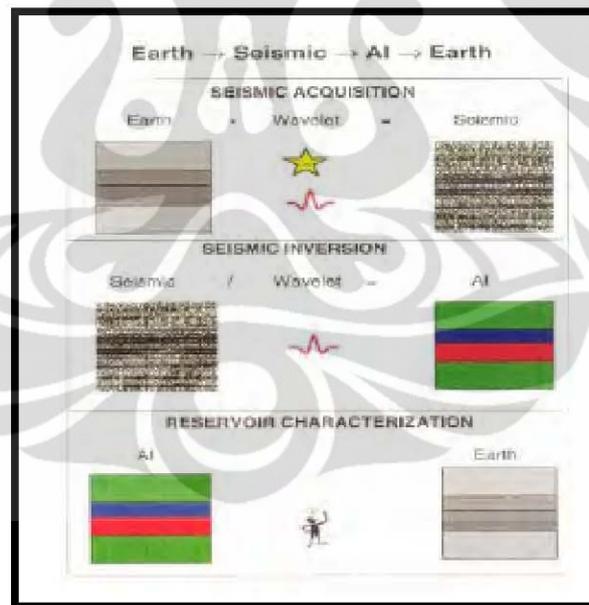
Seismik inversi adalah proses untuk mendapatkan parameter sifat batuan dari data seismik hasil perekaman dilapangan. Proses inversi adalah kebalikan dari proses forward modeling ditunjukkan oleh gambar 3.5. Forward modeling adalah proses konvolusi antara koefisien reflektifitas dengan wavelet yang menghasilkan trace seismic (Persamaan 3.3). Dari penjelasan tersebut, bisa dikatakan bahwa Seismik Inversi adalah proses pembagian (dekonvolusi) dari data seismik dengan wavelet (Persamaan 3.7).

$$R(t) = (1/W(t)) * S(t) \quad (3.7)$$

$R(t)$ = koefisien reflektivitas

$W(t)$ = inversi wavelet

$S(t)$ = seismic trace



Gambar 3.5 Skematik Proses Forward dan Inversi (Fugro-Jason,2010)

Dengan demikian dapat dikatakan bahwa inversi seismik merupakan suatu usaha untuk merubah data seismik yang semula merupakan amplitudo sebagai fungsi waktu menjadi impedansi akustik sebagai fungsi waktu. Karena impedansi akustik adalah sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur, maka impedansi akustik

dapat digunakan sebagai indikator litologi, hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan satuan aliran sampai dengan analisa kuantitatif (Sukmono, 2000)

Data-data yang dibutuhkan untuk melakukan proses inversi adalah :

- Data seismik yang dijaga keaslian amplitudonya (*preserved amplitude*)
- Log sumur, minimal log sonic dan log densitas
- Hasil interpretasi horizon
- Wavelet

Hasil dari seismic inversi adalah impedansi akustik yang memiliki kegunaan sebagai berikut :

- Sebagai indikator litologi batuan
- Memetakan litologi dan persebarannya
- Indikator porositas
- Identifikasi fasies seismic
- Pembentukan model geologi dari data seismik dengan data sumur sebagai pengontrol

Pada penelitian ini penulis melakukan proses inversi dengan metode *Constrained Sparse Spike Inversion (CSSI)*. Metode inversi ini menggunakan prinsip dekonvolusi Lp-Norm (Fugro-Jason,2010). Metode ini menggabungkan perhitungan L1-Norm dan L2-Norm. L1-Norm berhubungan dengan proses membuat koefisien reflektifitas dari data yang ada. Koefisien reflektifitas yang digunakan adalah koefisien reflektifitas yang besar saja. L2-Norm berhubungan dengan proses merubah model awal yang telah dibuat menjadi suatu volume impedansi akustik yang dikontrol oleh sumur.

Dalam membuat volume impedansi akustik hasil inversi data seismik yang ada, kita diharuskan meminimalkan fungsi objektif yang mengandung banyak faktor yang disebut fungsi-fungsi misfit :

$$F = \Sigma (F_{\text{seismik}} + F_{\text{kontras}} + F_{\text{tren}} + F_{\text{spasial}}) \quad (3.9)$$

F_{seismik} = Mengontrol residual yang dihasilkan

F_{kontras} = Mengontrol variasi impedansi akustik

F_{tren} = Menstabilkan frekuensi rendah terhadap tren

F_{spasial} = Mengontrol tampilan hasil inversi

Fungsi-fungsi misfit dihitung setiap tras seismik pada jendela waktu inversi. Sumasi dilakukan pada semua tras seismik pada blok-blok data yang diinversi. Fungsi-fungsi misfit tersebut saling berhubungan satu sama lainnya.

Metoda CSSI mengakomodir respon seismik dari model bawah permukaan yang dibangun dari log sumur dan horison hasil interpretasi, dimana perhitungan harga Impedansi akustik dilakukan berdasarkan blok yang dibangun pada interpretasi awal seismik. Hal ini akan mengakibatkan hasil inversi yang diperoleh akan memiliki cakupan frekuensi yang lebih lebar, terutama untuk nilai frekuensi rendah yang diperoleh dari data sumur, dan nilai frekuensi tinggi yang diperoleh dari data seismik, dengan nilai kesalahan yang terdistribusi dalam solusi proses inversi.

Meskipun adanya konstrain pada proses CSSI dapat menjamin terdapatnya frekuensi rendah pada hasil inversi, namun hal ini tidak dapat diyakini begitu saja karena adanya sifat *bandlimited* pada wavelet yang digunakan. Jadi frekuensi rendah yang terdapat pada hasil CSSI tergantung pada kualitas input data seismik yang digunakan serta besar kendala yang diterapkan padanya.

Oleh karena itu tahapan selanjutnya pada proses CSSI adalah penggabungan data Impedansi akustik hasil dari model bawah permukaan yang mengandung frekuensi rendah, karena impedansi akustik pada model bawah permukaan dihitung dari data log sumur tanpa ada variasi lateral di dalamnya dengan Impedansi akustik hasil CSSI yang mengandung frekuensi tinggi seismik di dalamnya. Dengan demikian diharapkan impedansi akustik yang dihasilkan dari proses penggabungan tersebut akan memiliki spektrum frekuensi yang lebih lengkap.

Maka secara teori metoda inversi menggunakan CSSI akan memberikan nilai impedansi akustik hasil inversi yang lebih riil. Hal ini mengingat banyaknya

parameter serta konstrain yang digunakan sehingga dapat mengontrol nilai akhir dari impedansi akustik, serta dilakukannya *trace merging* dengan model bawah permukaan, yang akan memperluas spektrum frekuensi yang dihasilkan, baik itu komponen frekuensi rendah maupun komponen frekuensi tinggi



BAB IV

DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

1. Data seismik 3D

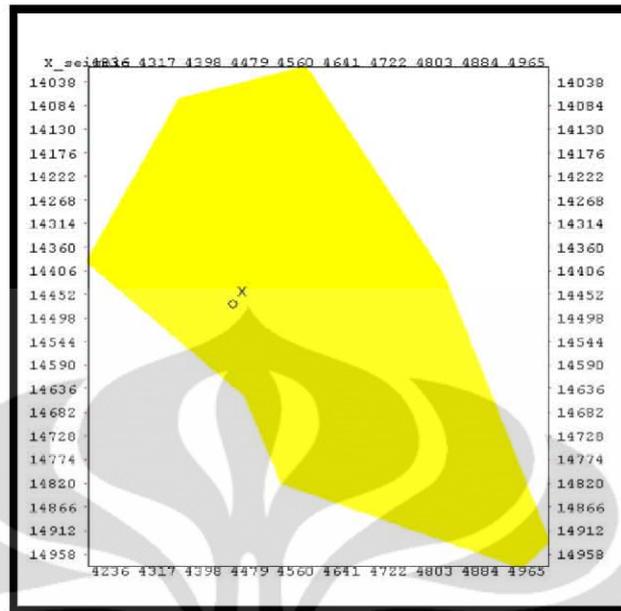
Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D yang telah diproses dengan metode post stack time migration (PSTM) sehingga data yang diperoleh berada dalam domain waktu. Data seismik yang digunakan memiliki jumlah *inline* 803 (4196-4998) dan jumlah *crossline* 961 (14015-14975).

2. Data sumur

Pada penelitian ini digunakan satu sumur. Sumur terletak pada perpotongan *inline* 4448 dan *crossline* 14472 di dalam sumur terdapat beberapa log yang digunakan pada penelitian ini, seperti log *gamma ray* yang berfungsi untuk mengetahui kandungan zat radioaktif pada batuan yang berguna untuk dapat membedakan litologi dari batuan tersebut, log porositas digunakan untuk melihat nilai porositas pada batuan, log resistivitas digunakan untuk mengetahui kandungan fluida, log *sonic* dan densitas yang dapat digunakan untuk mendapatkan log impedansi akustik pada batuan.

3. Peta *basemap*

Peta *basemap* berguna untuk mengetahui posisi sumur terhadap data seismik. Kita dapat menggunakan data peta *basemap* untuk melakukan analisis terhadap hasil inversi akustik impedansi dan persebaran porositasnya.



Gambar 4.1 Peta basemap lapangan “X”

4. Data geologi regional

Data geologi regional berguna untuk mengetahui gambaran umum mengenai kondisi geologi pada lapangan “X” Cekungan Natuna Barat. Data geologi regional mencakup kondisi cekungan natuna barat, tektonik, stratigrafi dan *petroleum system*. Data geologi regional berguna ketika melakukan interpretasi data log dan hasil inversi.

5. Data *checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan korelasi antara waktu dan kedalaman. Data ini penting karena perbedaan domain yang ada pada data sumur dengan data seismik, dimana data sumur memiliki domain kedalaman sedangkan data seismik berada pada domain waktu. Sehingga dengan adanya data *checkshot* kita dapat mencocokkan posisi sumur secara vertikal pada data seismik.

6. Data marker

Data marker berguna untuk mengetahui batas atas dari suatu formasi. Data marker ini berisi informasi top dari formasi dan kedalaman dari top

formasi tersebut. Data ini berguna dalam analisis nantinya dimana kita akan melakukan analisis dengan data geologi. Data marker yang digunakan ada 14 buah, yaitu.

Tabel 4.1 Data Marker Penelitian

Sumur	Top	MD (meter)	Time (ms)
1	Basemuda	3106,98	1034,79
	UA_Aa12	4017,35	1274,08
	Base UA_Aa12	4055,4	1283,95
	UA_Aa9	4355	1361,38
	Base UA_Aa9	4361,07	1362,86
	Ua_Aa7	4616,03	1421,15
	Base UA_Aa7	4652,13	1429,25
	MA_Ca_5	5142,98	1547,71
	Base MA_Ca_5	5204,03	1562,68
	MA_Ca_3	5323,08	1588,67
	Base MA_Ca_3	5351,9	1595,01
	MA_BA_11	5693,91	1667,12
	Base MA_BA_11	5709,08	1670,03
	Lower Arang	6478,1	1867,79

4.2 Pengolahan Data

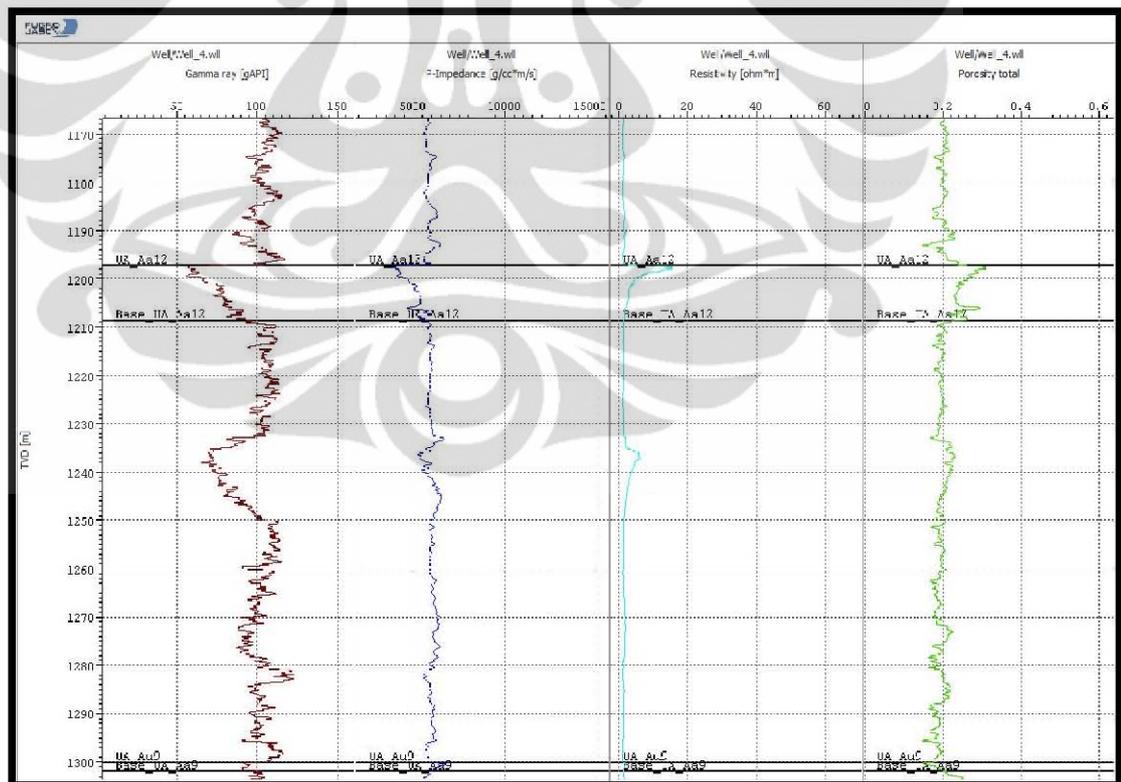
4.2.1 Persiapan data

Sebelum melakukan tahapan selanjutnya setelah mengecek kelengkapan data adalah melakukan perubahan format data yang akan digunakan pada software FGW karena format yang dapat diolah pada software ini adalah format khusus sehingga data yang ada harus dirubah formatnya. Perubahan format dilakukan pada modul yang terdapat pada software ini.

4.2.2 Analisa data log

Pada tahapan ini kita melakukan analisis bagaimana anomali yang ada pada daerah target penelitian. Karena daerah penelitian berada pada formasi arang yang merupakan daerah batuan pasir yang memiliki anomali *gamma ray* yang lebih rendah jika dibandingkan dengan batuan lempung diatasnya. Selain anomali

gamma ray, kita juga melihat anomali dari nilai resistivitas yang ada. Nilai resistivitas yang tinggi dapat diindikasikan sebagai keberadaan hidrokarbon. Selanjutnya adalah dengan memperhatikan log impedansi akustik yang didapat dari perkalian antara log densitas dengan log sonik. Anomali negatif dari impedansi akustik diindikasikan sebagai keberadaan hidrokarbon. Hal ini disebabkan karena nilai massa jenis dari batuan yang mengandung hidrokarbon akan memiliki nilai yang lebih kecil dari batuan yang tidak memiliki kandungan hidrokarbon. Selain itu hal ini juga terjadi karena gelombang seismik yang menjalar dibatuan akan memiliki kecepatan yang lebih rendah daripada batuan yang tidak memiliki kandungan hidrokarbon. Hal diatas tidak dapat dijadikan acuan pasti karena kita juga harus mengecek anomali yang dihasilkan dari log Sw. Dari log Sw kita dapat mengetahui nilai saturasi air yang berada dalam suatu formasi batuan. Rentang nilai dari log Sw adalah 0 – 1. Semakin besar nilai yang ditunjukkan oleh log Sw maka fluida yang dikandung dalam batuan adalah air.



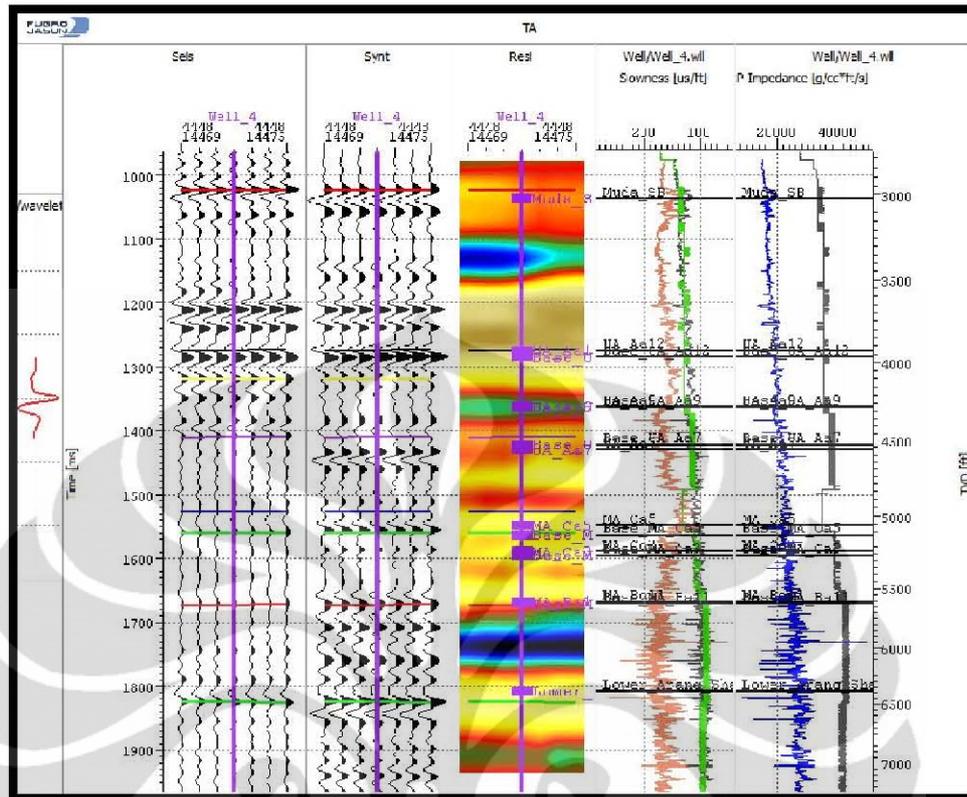
Gambar 4.2 Data log daerah penelitian

4.2.3 Pengikatan data sumur dengan data seismik

Data sumur yang digunakan masih berada dalam kawasan kedalaman sedangkan data seismik yang digunakan berada dalam kawasan waktu maka diperlukan tahapan pengikatan data sumur dengan data seismik. Untuk mendapatkan korelasi antar kedua data tersebut maka digunakan data *checkshot*.

Setelah melakukan proses konversi data log sehingga data log berada dalam kawasan waktu, Tahapan selanjutnya adalah proses mencocokkan data sumur dengan data seismik. Untuk melakukan proses ini dibutuhkan *wavelet*. *Wavelet* yang digunakan adalah *wavelet* ricker dengan frekuensi 25 Hz dan memiliki panjang 128 ms. Dengan adanya *wavelet* maka akan dapat dihasilkan data sintetik, data sintetik selanjutnya dicocokkan dengan data seismik yang ada. Proses pencocokan dapat dilakukan dengan pergeseran (*shifting*), peregangan (*stretching*), dan perapatan (*squeezing*). Proses perapatan dan peregangan akan mengakibatkan perubahan kedalaman hanya pada area yang dilakukan proses perapatan dan peregangan. Oleh karena itu ketika melakukan proses perapatan dan peregangan hanya diijinkan melakukan perapatan dan peregangan maksimal 10% dari data lognya.

Target pada proses ini adalah mendapatkan korelasi yang tinggi antara data seismik dan data sintetik. Pada awal proses pembuatan data sintetik, didapatkan korelasi 0.5346 dan ketika dilakukan proses pencocokkan data seismik didapatkan korelasi 0.7867. Perhitungan nilai korelasi hanya diambil dari sepanjang zona target, 1100 ms – 1450 ms.



Gambar 4.3 Pengikatan data sumur dengan data seismik

4.2.4 Estimasi *wavelet*

Dalam melakukan proses inversi data seismik, ekstraksi *wavelet* merupakan tahapan yang penting karena kualitas dari hasil inversi sangatlah dipengaruhi oleh *wavelet* yang digunakan. Estimasi *wavelet* dibagi menjadi dua metode, metode statistik dan metode *model-driven* metode statistik hanya menggunakan data seismik saja ketika melakukan ekstraksi *wavelet*. bentuk *wavelet* yang dihasilkan dari metode ini relatif lebih baik daripada dengan menggunakan metode *model-driven* namun *wavelet* yang dihasilkan oleh metode ini memiliki kualitas yang kurang baik karena tidak adanya kontrol dari data sumur.

Pada penelitian ini penulis menggunakan metode *model-driven* untuk mengekstraksi *wavelet* yang akan digunakan pada proses inversi. Parameter *wavelet* yang digunakan adalah sebagai berikut :

- Panjang *wavelet* : 128 ms
- Frekuensi maksimum : 90 Hz
- Jendela waktu : 1100 – 1450 ms

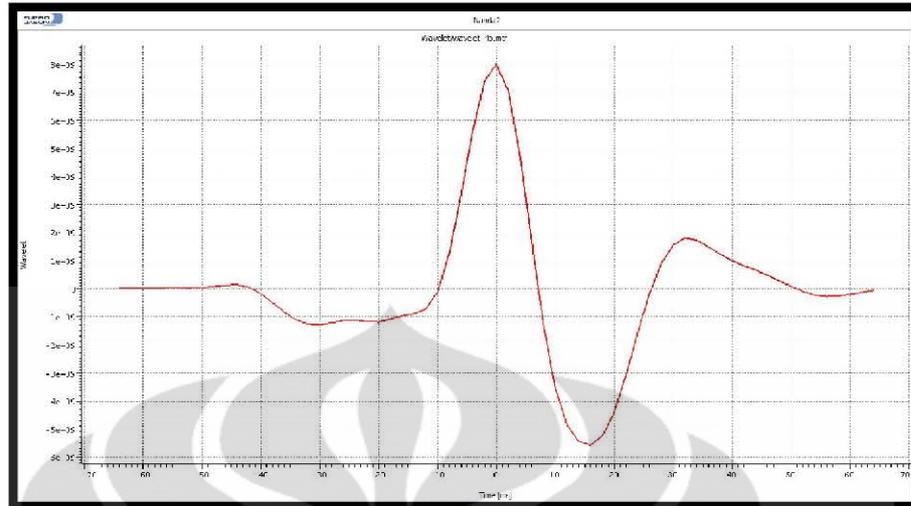
Pemilihan jendela waktu *wavelet* berdasarkan karena zona tersebut mencakup zona target inversi yang berupa formasi batu pasir dan zona non –target yang berupa batu lempung.

Untuk mendapatkan kualitas *wavelet* yang baik, diperlukan kontrol kualitas. Ada beberapa kontrol kualitas, yaitu :

- Bentuk *wavelet* yang diekstrak
- Spektrum frekuensi *wavelet* yang diekstrak
- Fase *wavelet*
- Autokorelasi
- Perbandingan spektrum frekuensi seismik dengan *wavelet*

Untuk melakukan kontrol kualitas, maka parameter – parameter yang telah disebutkan diatas harus diubah-ubah. Perubahan positif yang terjadi pada satu kontrol kualitas tidak akan selalu diiringi dengan perubahan positif kontrol kualitas lainnya. Oleh karena itu diperlukan trial and error dalam melakukan kontrol kualitas.

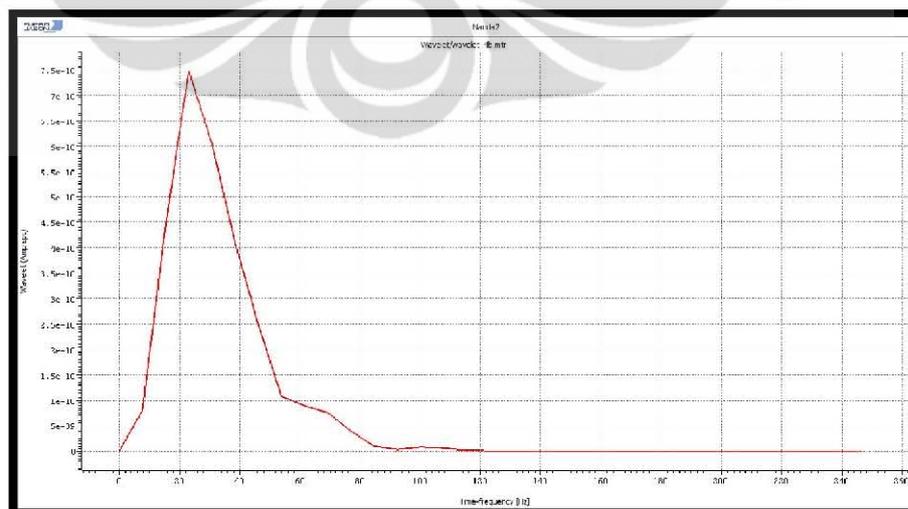
Kontrol kualitas yang pertama adalah bentuk *wavelet*, bentuk *wavelet* yang diekstrak harus sesimple mungkin. *Side lobe* yang dimiliki sebisa mungkin tidak terlalu banyak jumlahnya. Tampilan *wavelet* yang diekstrak ditunjukkan oleh gambar 4.4.



Gambar 4.4. *Wavelet* hasil ekstraksi

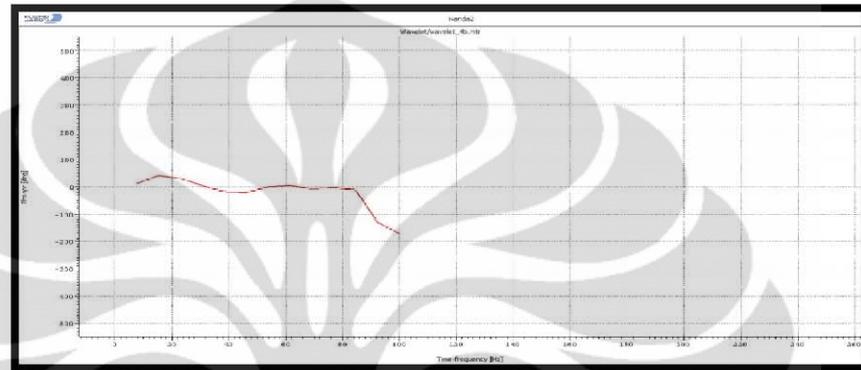
Untuk mengurangi jumlah side lobe yang dimiliki oleh *wavelet* maka digunakan *tapper*. Dengan digunakannya *tapper* maka amplitudo *wavelet* akan bernilai 0 pada waktu minimum dan maksimum dari *wavelet* tersebut.

Kontrol kualitas selanjutnya adalah spektrum frekuensi *wavelet*. Spektrum yang dimiliki oleh *wavelet* tidak boleh bertakik karena spektrum yang dimiliki oleh *wavelet* harus mencakup semua frekuensi yang dimiliki oleh data seismik. Spektrum frekuensi yang dimiliki oleh *wavelet* yang digunakan ditunjukkan oleh gambar 4.5.



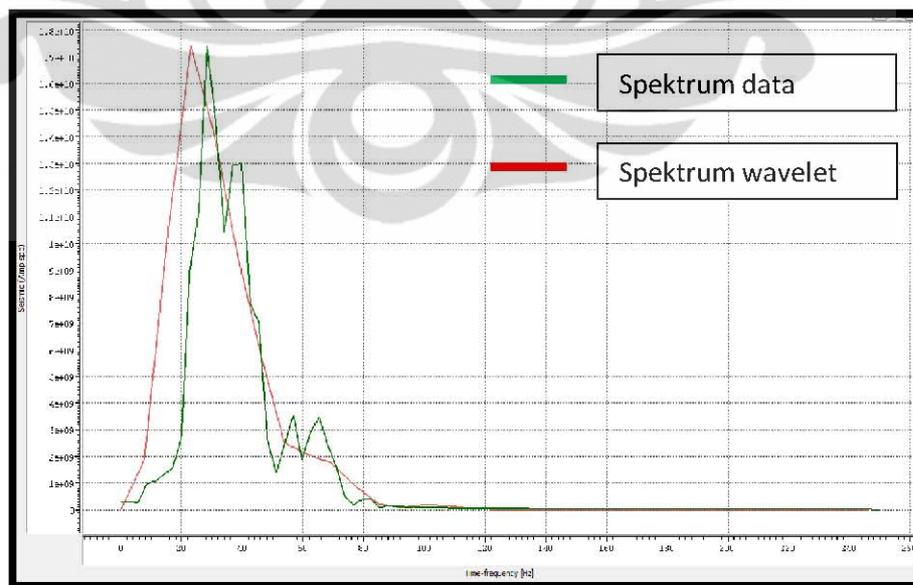
Gambar 4.5 spektrum frekuensi dari *wavelet*

Kontrol kualitas selanjutnya adalah fase dari *wavelet* yang diekstrak. *Wavelet* harus memiliki fase yang relative konstan. Pada kasus ini *wavelet* yang digunakan adalah zero phase, sehingga spektrum fase yang dimiliki harus cenderung datar pada posisi nol derajat. Fase yang dimiliki oleh *wavelet* yang diekstrak ditunjukkan oleh gambar 4.6.



Gambar 4.6 Fase dari *wavelet*

Kontrol kualitas terakhir adalah perbandingan spektrum frekuensi data seismik dengan *wavelet* yang ada. Kontrol kualitas ini ditunjukkan oleh gambar berikut :



Gambar 4.7 kontrol kualitas perbandingan spektrum frekuensi data seismik dengan *wavelet*

Spektrum dari *wavelet* yang diekstrak harus disesuaikan dengan spektrum data seismik pada jendela waktu dimana *wavelet* tersebut diekstrak.

Wavelet yang diekstrak selanjutnya digunakan kembali untuk melakukan pencocokan data sumur dengan data seismik. Dari hasil penggunaan *wavelet* hasil ekstraksi maka didapatkan korelasi antar data sintetik dengan data seismik adalah 0,8067.

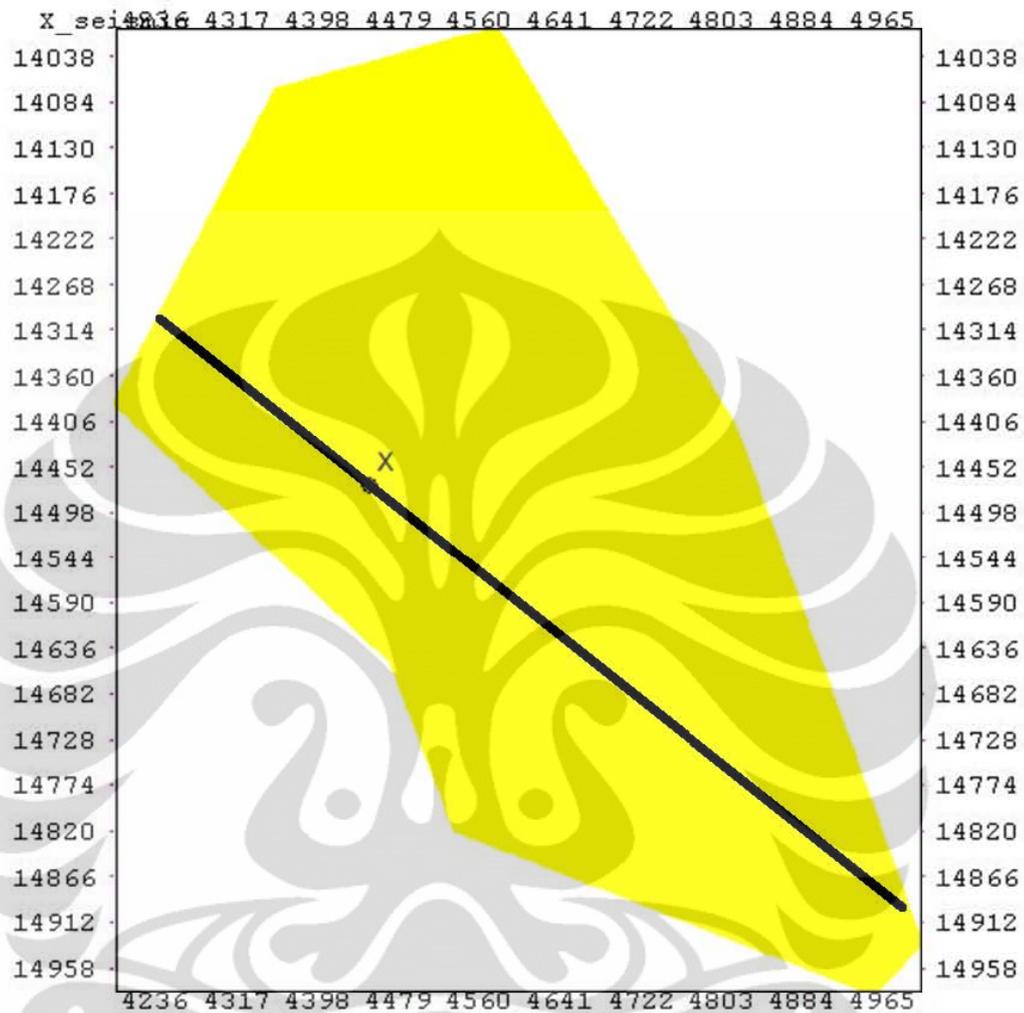
4.2.5 Penelusuran horizon

Pada penelitian ini penulis menggunakan 6 data horizon yang telah ditelusuri sebelumnya oleh para interpreter dari perusahaan tempat penulis melakukan penelitian ini. Dengan tambahan 2 data horizon yang ditelusuri oleh penulis sendiri, maka total horizon yang digunakan pada penelitian ini adalah 8. 8 horizon yang dimaksud adalah :

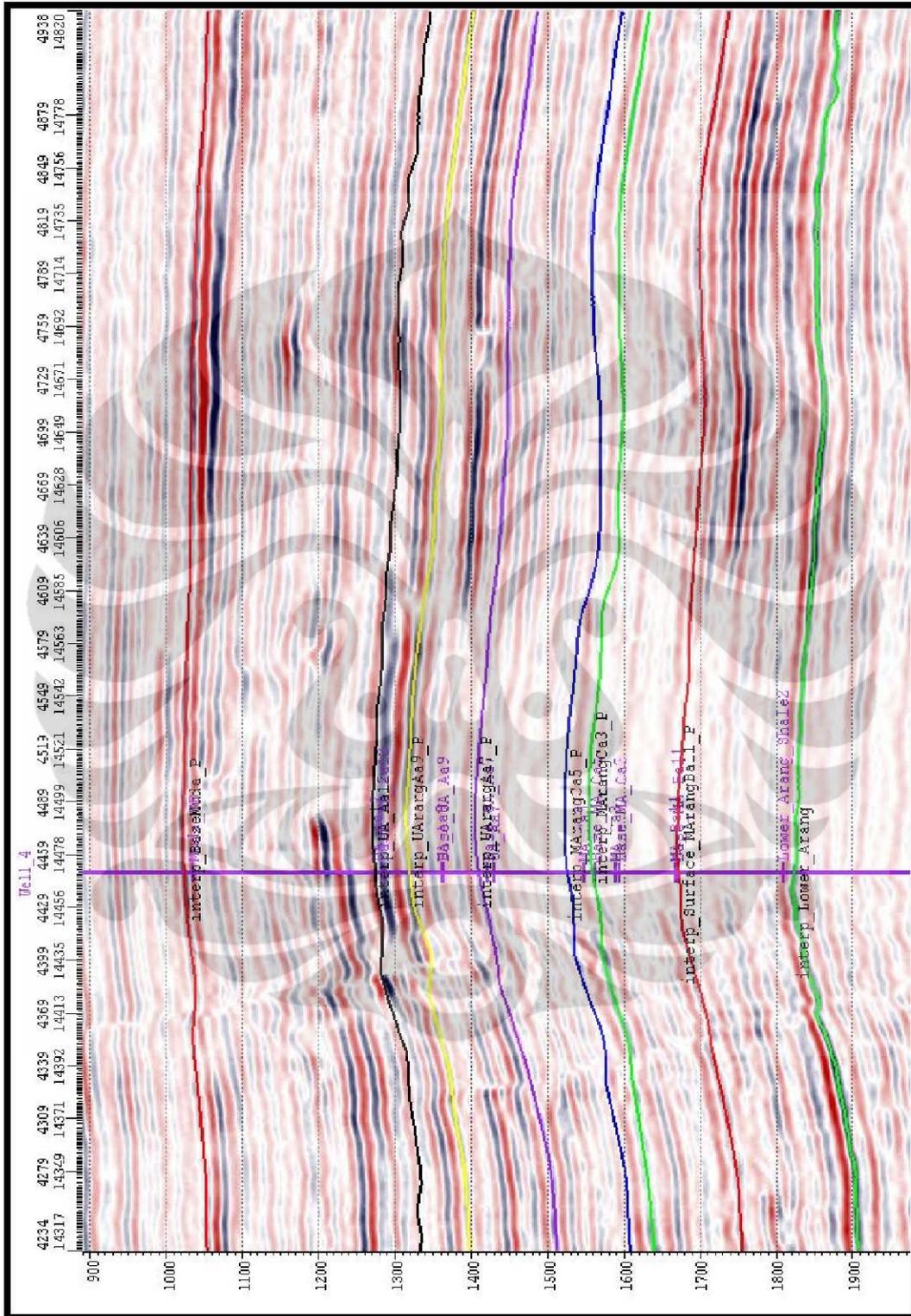
Tabel 4.2 Daftar Horizon Daerah Penelitian

Horizon
Basemuda
UA_Aa12
UA_Aa9
Ua_Aa7
MA_Ca 5
MA_Ca 3
MA_BA 11
Lower Arang

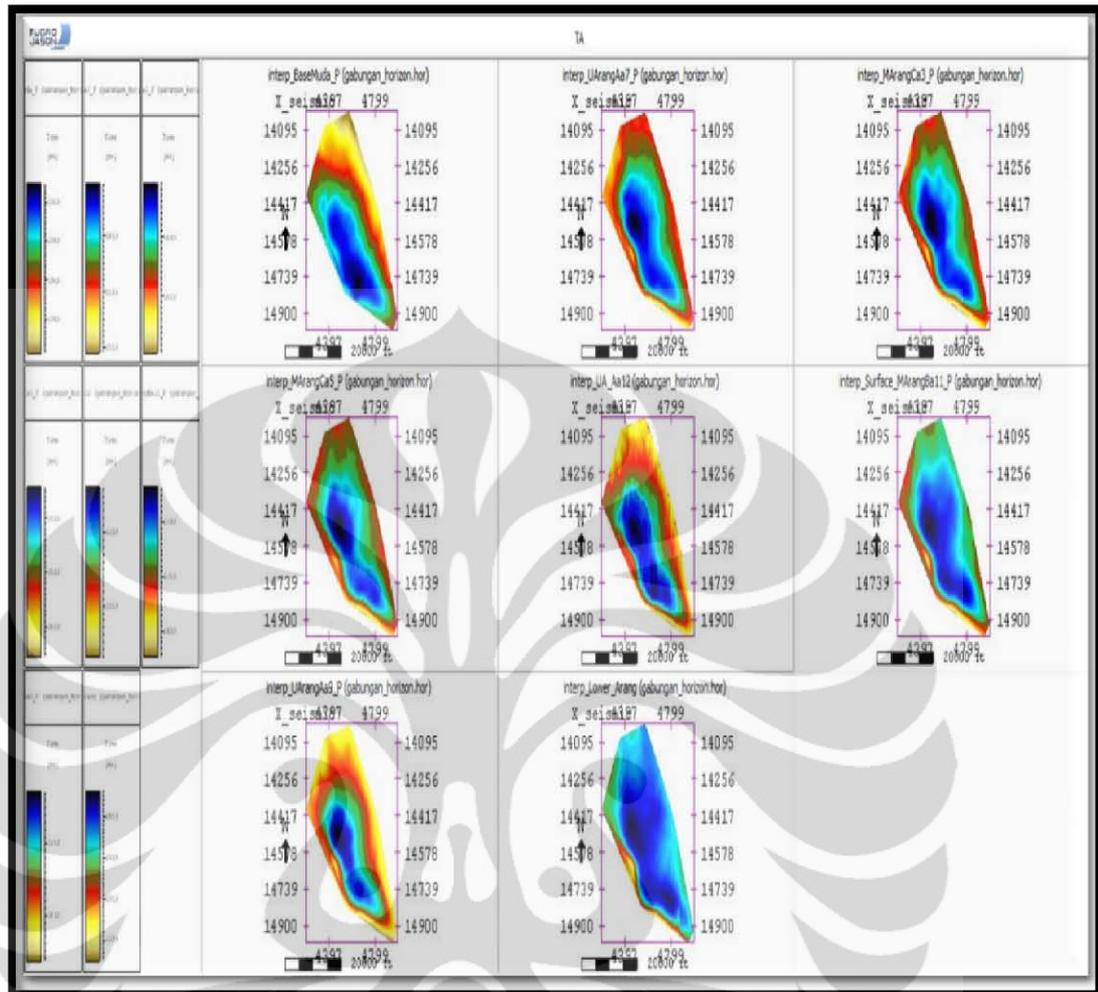
Penulis melakukan penelusuran horizon UA_Aa12 dan Lower Arang. Penelusuran horizon dilakukan berdasarkan dari kemenerusan data *marker* sumur yang telah dilakukan pengikatan data sumur dengan data seismik. Kemenerusan data marker berada pada palung amplitudo dari data seismik. Oleh karena itu penulis melakukan penelusuran horizon pada palung amplitudo dari data seismik. Tampilan hasil penelusuran horizon pada *arbitrary line* yang memotong sumur ditunjukkan oleh gambar 4.9.



Gambar 4.8 *Arbitrary line* yang memotong sumur



Gambar 4.9 Penelusuran horizon berdasarkan amplitude



Gambar 4.10 Peta struktur waktu dari semua horizon yang digunakan pada penelitian

Gambar 4.10 menunjukkan horizon yang ada pada daerah penelitian. Warna biru pada gambar 4.10 menunjukkan bahwa daerah tersebut memiliki kedalaman yang lebih rendah daripada sekitarnya.

4.2.6 Analisa tuning

Tahapan ini bertujuan untuk mengetahui ketebalan minimal dari reservoir yang masi dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan yang masi dapat dibedakan adalah seperempat panjang gelombang seismik. Dimana panjang gelombang didapat dari persamaan 4.1.

$$\lambda = v/f \quad (4.1)$$

λ = panjang gelombang seismik

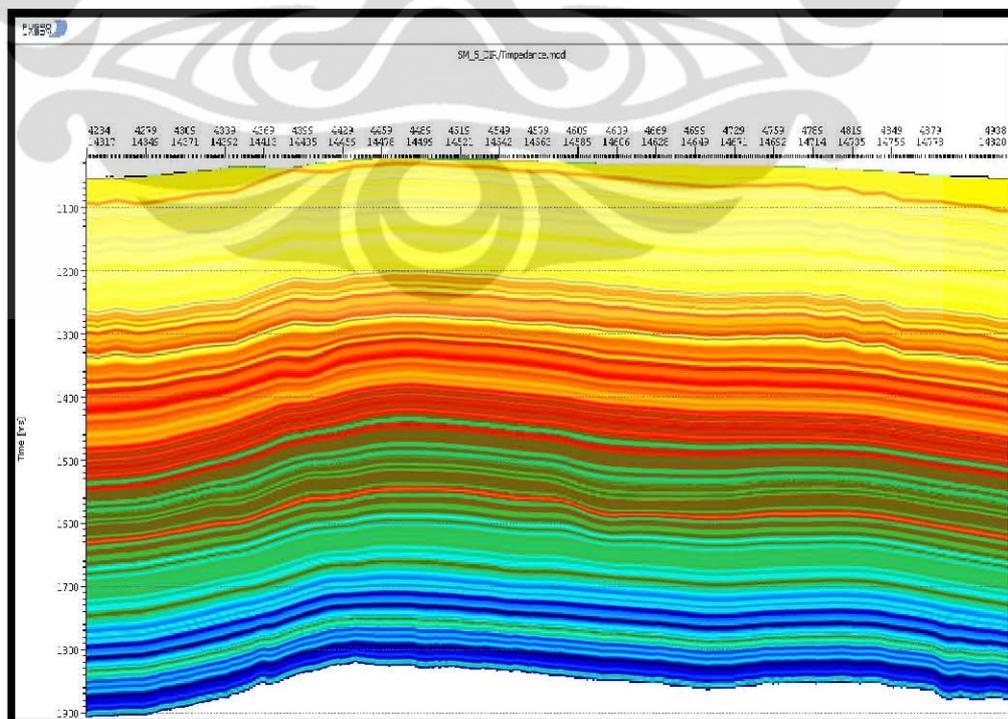
v = kecepatan rata-rata seismik

f = frekuensi dominan data seismik

kecepatan rata-rata didapatkan dari log *sonic*. Kecepatan rata-rata yang ada pada daerah target penelitian memiliki nilai rata-rata 2250 m/s dan frekuensi dominannya adalah 30 Hz. Sehingga didapatkan resolusi seismiknya adalah 18.75 m. sedangkan ketebalan dari batu pasir daerah target adalah 10m.

4.2.7 Pembuatan model awal

Model awal pada proses inversi berguna sebagai kontrol dari proses inversi yang dilakukan. Pada pembuatan model awal dibutuhkan data sumur, data seismik dan data horizon yang telah didapatkan sebelumnya. Data sumur yang digunakan pada pembuatan model awal ini adalah log impedansi akustik. Nilai log tersebut selanjutnya diekstrapolasikan keseluruhan nilai volume seismik yang ada. Hasil dari model awal yang didapat ditunjukkan oleh gambar 4.11.



Gambar 4.11 Model awal dengan potongan *arbitrary line*

4.2.8 Inversi

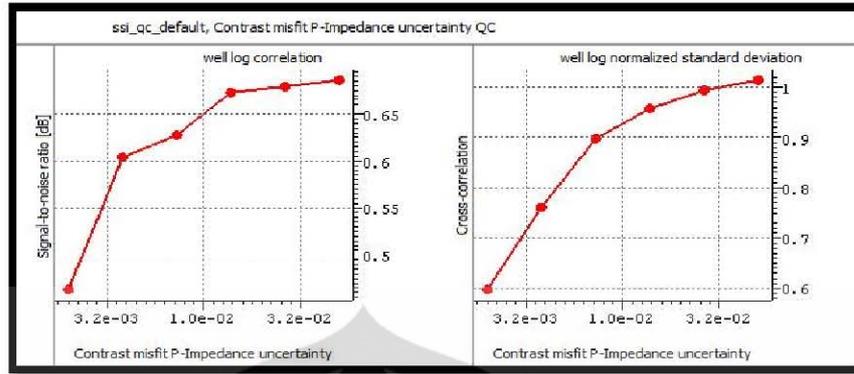
Proses inversi membutuhkan data *wavelet*, model awal, dan data seismik. Setelah ketiga data tersebut diperoleh melalui tahapan-tahapan yang telah dijelaskan sebelumnya maka proses inversi dapat dilakukan. Penulis melakukan pembatasan daerah inversi hanya berada pada zona horizon UA_Aa12 hingga horizon UA_Aa7 dengan daerah perluasan 50 ms keatas horizon UA_Aa12 dan 25 ms kebawah horizon UA_Aa7. Hal ini dimaksudkan untuk didapatkannya informasi yang lebih lengkap pada batas-batas horizon yang ada.

Selanjutnya adalah tahapan pengaturan parameter-parameter pada kontrol kualitas. Pengaturan parameter-parameter tersebut bertujuan untuk mendapatkan korelasi sumur yang semakin baik. Nilai parameter yang dimasukkan adalah sebagai berikut ;

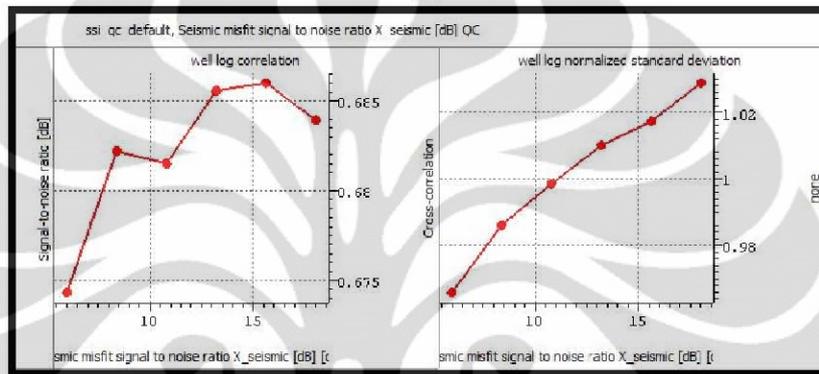
- Contrast misfit P-Impedance Uncertainty : 0.03
- Seismic S/N ratio : 10.8 dB
- Seismic misfit power : 2
- *Wavelet* scale factor : 0.785
- Merge cutoff frequency : 13 Hz

Nilai-nilai parameter tersebut didapatkan berdasarkan proses *trial and error*, acuan untuk mendapatkan nilai-nilai tersebut adalah dengan menggunakan grafik-grafik yang ditunjukkan pada gambar 4.12.

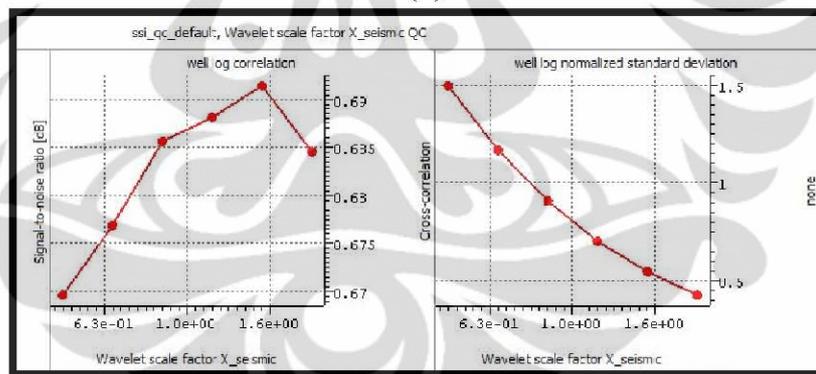
Untuk mendapatkan nilai yang diinginkan maka kita harus memperhatikan kedua grafik tersebut dari masing-masing parameter yang telah disebutkan sebelumnya. pada grafik korelasi sumur kita harus memilih nilai parameter yang memiliki korelasi sumur yang paling tinggi. Sedangkan pada grafik normalisasi standar deviasi sumur yang dipilih adalah yang memiliki nilai 1 atau setidaknya memiliki nilai mendekati 1.



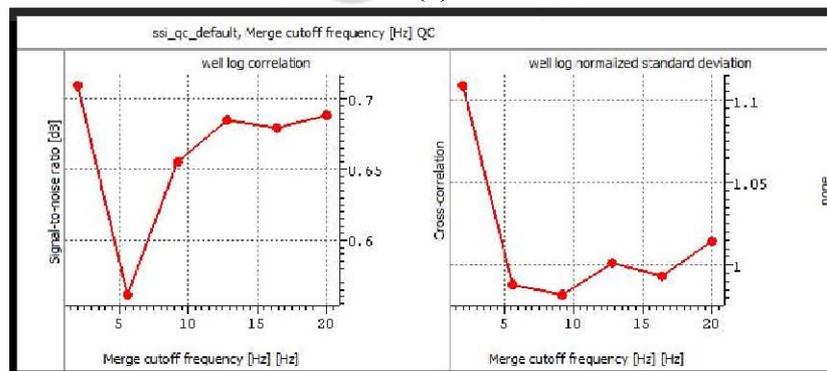
(a)



(b)



(c)

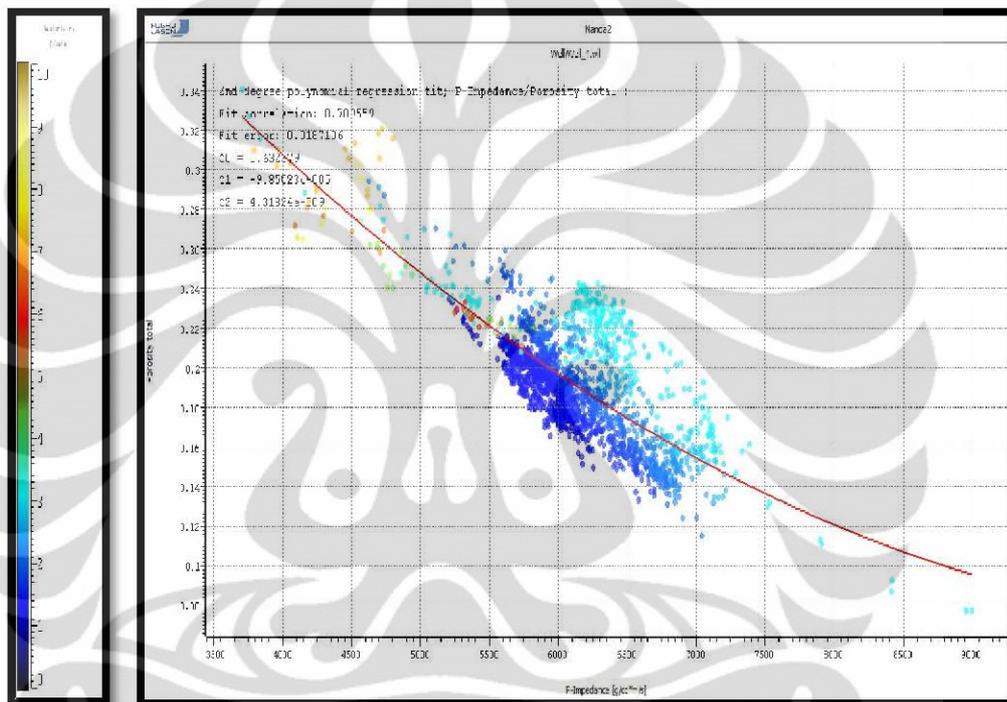


(d)

Gambar 4.12 Acuan pengaturan kontrol kualitas proses inversi

4.2.9 Estimasi nilai porositas

Setelah didapatkan volume impedansi akustik dari proses inversi tahapan selanjutnya adalah proses estimasi nilai porositas dari volume impedansi akustik yang telah didapatkan. Langkah pertama dalam tahapan ini adalah mencari fungsi porositas terhadap impedansi akustik dari crossplot log porositas dan log impedansi akustik. Ditunjukkan oleh gambar berikut :



Gambar 4.13 Crossplot porositas vs impedansi akustik dengan penunjuk warna resistivitas

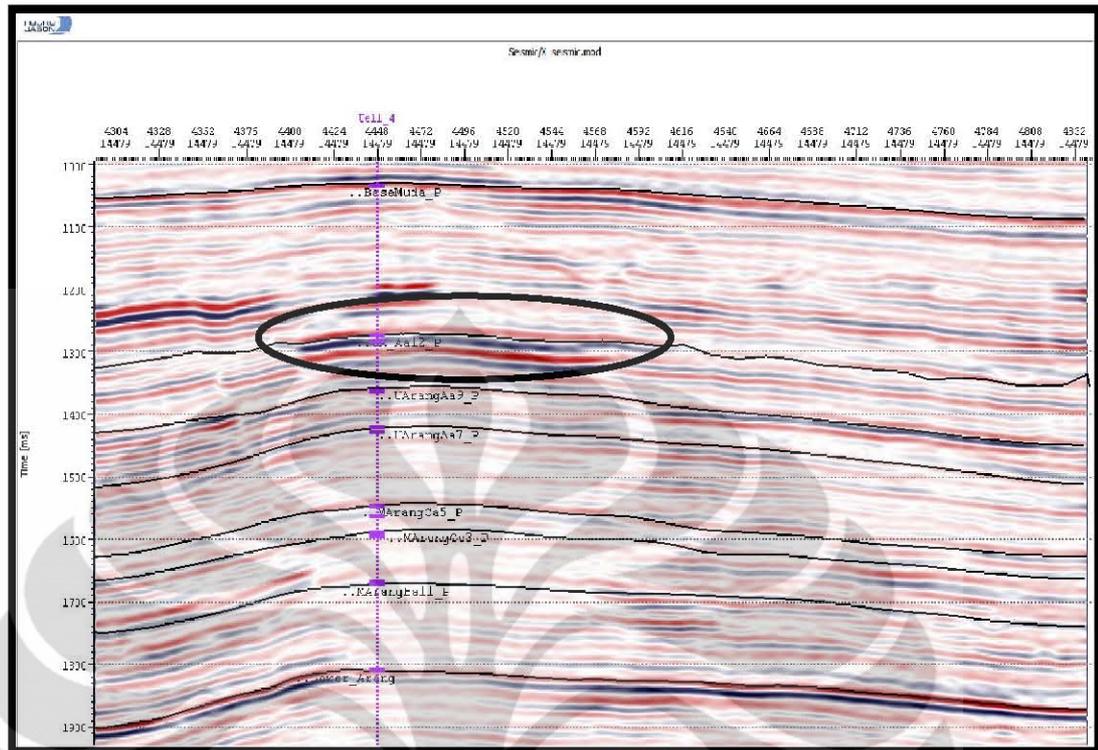
Setelah didapatkan fungsi porositas terhadap impedansi akustik maka kita telah dapat membuat volume porositas dari volume impedansi akustik.

4.2.10 Analisa Volume

Setelah didapatkan volume porositas maka tahapan selanjutnya adalah dengan melakukan proses analisis volume. Tujuan dari tahapan ini adalah untuk mendapatkan suatu tampilan 3D yang berguna untuk menguatkan analisis yang dilakukan oleh penulis. Tahapan pertama dari analisis volume adalah dengan melakukan *body checking*, pada tahapan ini data masukannya hanyalah volume porositas saja. Selanjutnya adalah menentukan batasan nilai porositas yang akan

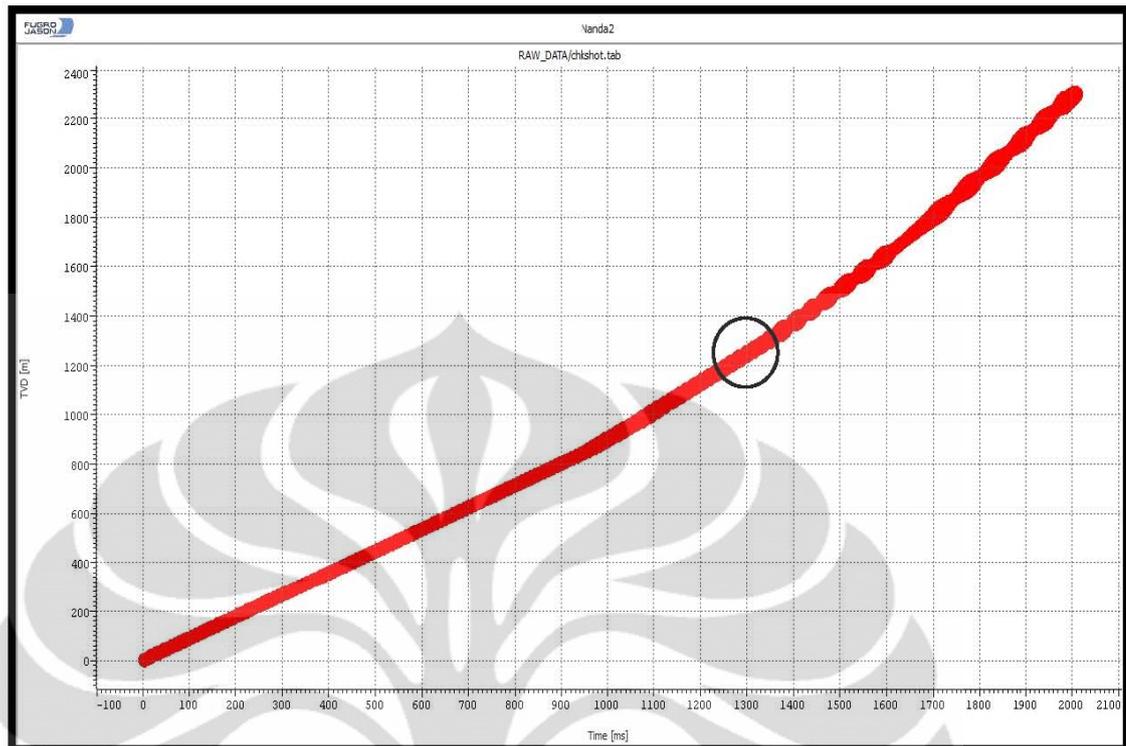
ditampilkan. Pada penelitian ini, penulis mendapatkan nilai porositas 0,22 – 0,32 untuk zona target.





Gambar 5.2 Fenomena Bright Spot (lingkaran hitam) pada data seismik *crossline*

Fenomena tersebut berada disekitar waktu 1250-1350 ms seperti ditunjukkan pada Gambar 5.1 dan Gambar 5.2. Dengan menggunakan hubungan kedalaman dengan waktu dari data *checkshot* didapatkan domain kedalaman fenomena tersebut berada pada 1180-1250 m ditunjukkan oleh Gambar 5.3.



Gambar 5.3 Hubungan antara kedalaman fenomena dalam domain waktu dan domain kedalaman

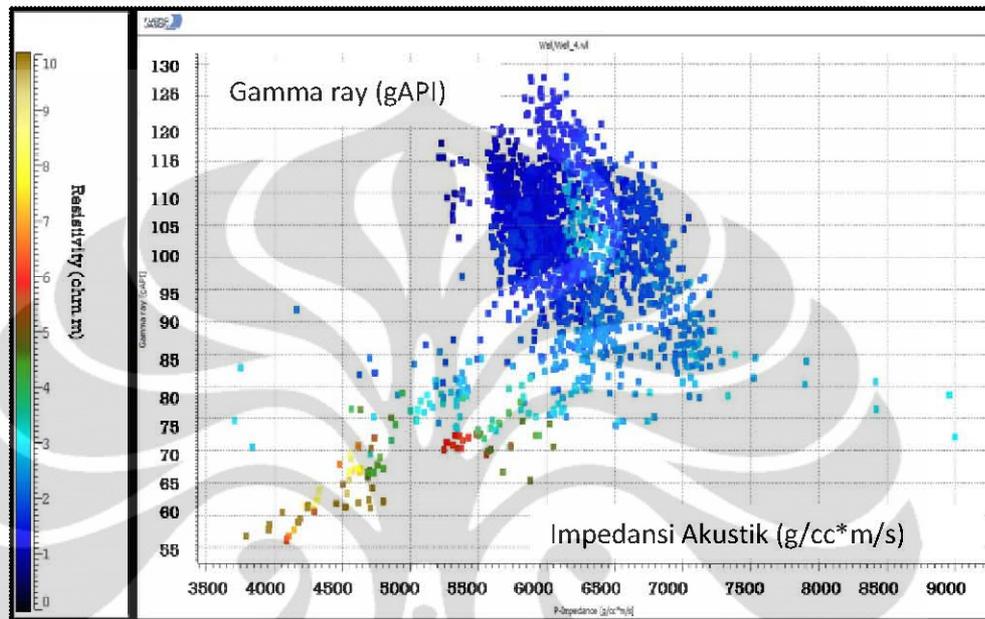
5.2 Analisa sensitivitas log

Analisa sensitivitas log bertujuan untuk mengetahui distribusi litologi dan karakteristik reservoir dari daerah penelitian. Daerah penelitian memiliki litologi perselingan antara batu pasir dan batu lempung. Jika dihubungkan dengan *petroleum system*, batu pasir akan menjadi reservoir, sedangkan batu lempung menjadi batuan penutup.

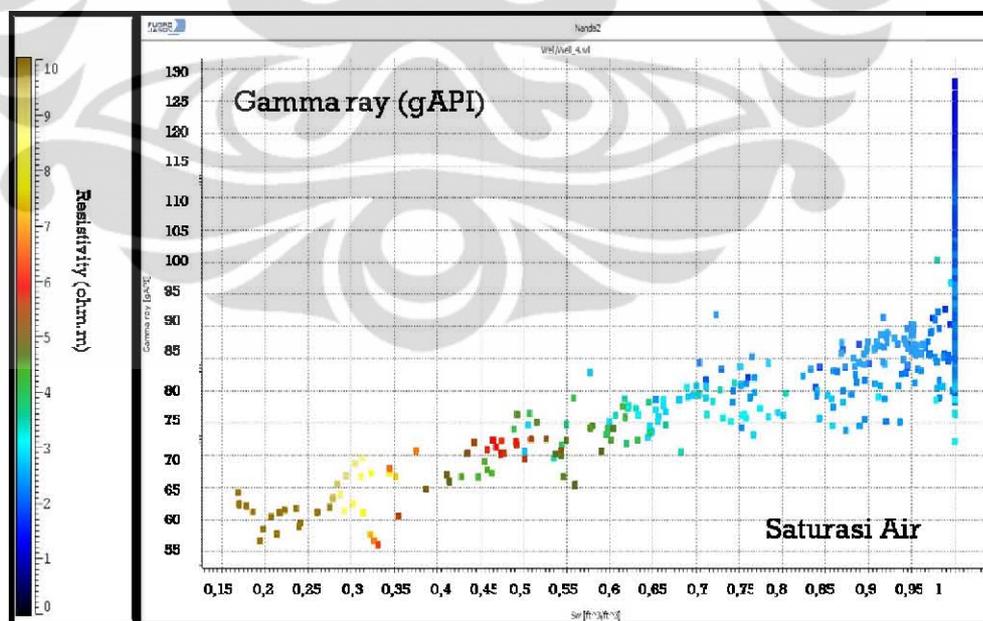
Nilai log *gamma ray* pada daerah target menunjukkan nilai rata-rata sebesar 75 API, nilai log resistivitas IDL 4,4 Ohm.m, dan nilai log porositas sebesar 0,25. Nilai ini didapatkan dengan menghitung secara komputasi nilai rata-rata dari data log yang dibatasi pada *marker* UA_Aa12 atas hingga UA_Aa12 bawah ditunjukkan pada Gambar 4.2.

Untuk dapat memisahkan batu pasir dan batu lempung maka dibutuhkan analisis log *gamma ray*. Log *gamma ray* sangat sensitif terhadap perubahan litologi. Hal ini dikarenakan log ini mendeteksi kandungan radioaktif yang terdapat pada lapisan batuan. Batu lempung memiliki kandungan radioaktif yang lebih tinggi sehingga akan memiliki nilai yang tinggi pada log *gamma ray*. Dalam

penelitian ini penulis melakukan analisis pemisahan litologi dengan menggunakan 2 crossplot. yaitu crossplot log impedansi akustik dengan log gamma ray dengan pewarnaan log resistivitas, dan crossplot log saturasi air (Sw) dengan log *gamma ray* dengan pewarnaan log resistivitas.



(a)



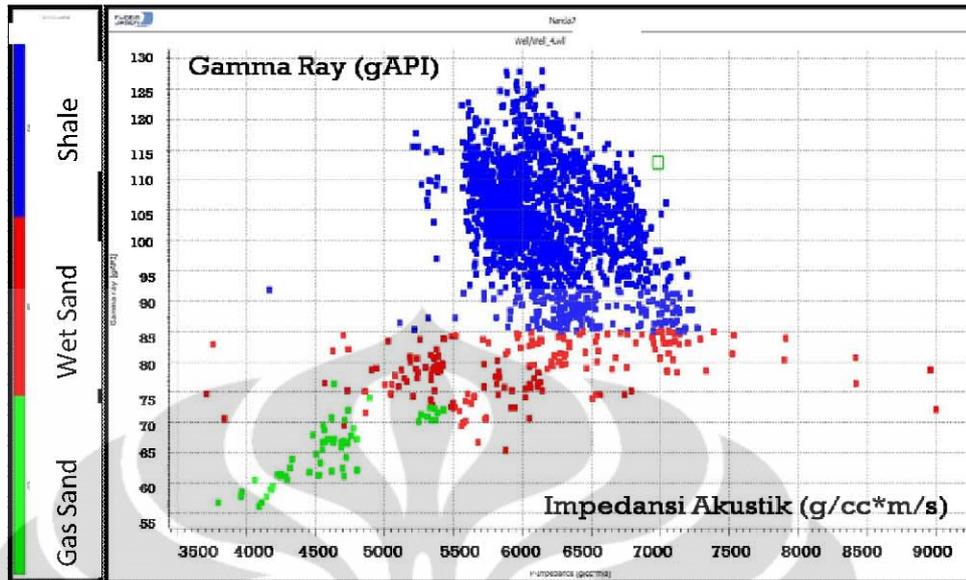
(b)

Gambar 5.4 (a) Crossplot log impedansi akustik vs *gamma ray* dengan pewarnaan log resistivitas
(b) Crossplot log Sw vs log *Gamma ray* dengan pewarnaan log resistivitas

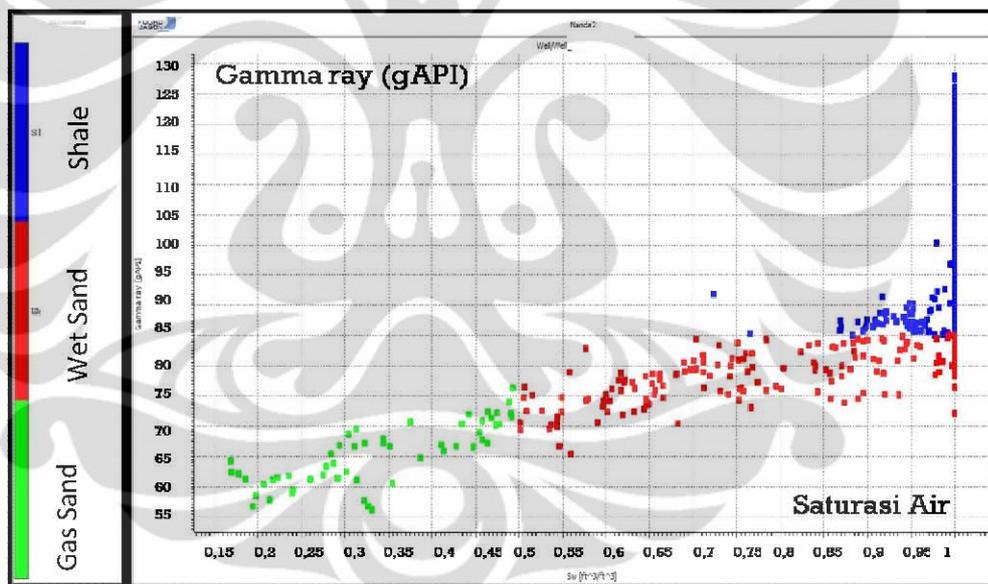
Pada Gambar 5.4a didapatkan hubungan antara nilai log impedansi akustik dengan nilai log gamma ray. Nilai impedansi akustik yang rendah berasosiasi dengan nilai gamma ray yang rendah. Nilai gamma ray yang rendah menunjukkan bahwa batuan tersebut adalah batu pasir. Massa jenis yang dimiliki oleh batu pasir lebih kecil daripada batu lempung dan perambatan gelombang P pada batu pasir akan lebih lambat daripada perambatan gelombang P pada batu lempung. Sehingga, nilai impedansi akustik dari batu pasir akan lebih kecil jika dibandingkan dengan batu lempung. Pewarnaan pada Gambar 5.3a menunjukkan nilai dari log resistivitas, warna cerah menunjukkan nilai resistivitas yang besar. Nilai resistivitas berasosiasi dengan kandungan fluida pada suatu batuan. Pada Gambar 5.4a nilai resistivitas yang tinggi memiliki nilai impedansi akustik dan gamma ray yang rendah.

Pada Gambar 5.4b didapatkan hubungan antara nilai log saturasi air dengan nilai log resistivitas. Nilai log resistivitas ditunjukkan dengan pewarnaan pada Gambar 5.4b. seperti dijelaskan pada paragraf sebelumnya jika log resistivitas berasosiasi dengan kandungan fluida pada batuan. Nilai log saturasi air yang rendah memiliki nilai log resistivitas yang tinggi. Nilai log saturasi air yang semakin rendah menunjukkan bahwa berkurangnya kandungan air pada batuan tersebut hal ini menunjukkan bahwa batuan tersebut akan mengandung hidrokarbon (dalam penelitian hidrokarbon yang dimaksud adalah gas). Gambar 5.4b memberi penjelasan tambahan dari Gambar 5.4a jika nilai log resistivitas yang tinggi akan dapat diartikan jika kandungan fluida pada batuan tersebut adalah gas. Dari analisis kedua crossplot tersebut penulis menentukan batasan nilai dimana terjadi perubahan litologi pada pembacaan log. Batasan yang dibuat adalah sebagai berikut :

- $\text{Gamma ray} > 85$ adalah batu lempung
- $\text{Gamma ray} < 85$ dan $\text{Sw} > 0.3$ adalah batu pasir terisi air
- Sisanya adalah batu pasir berisi gas

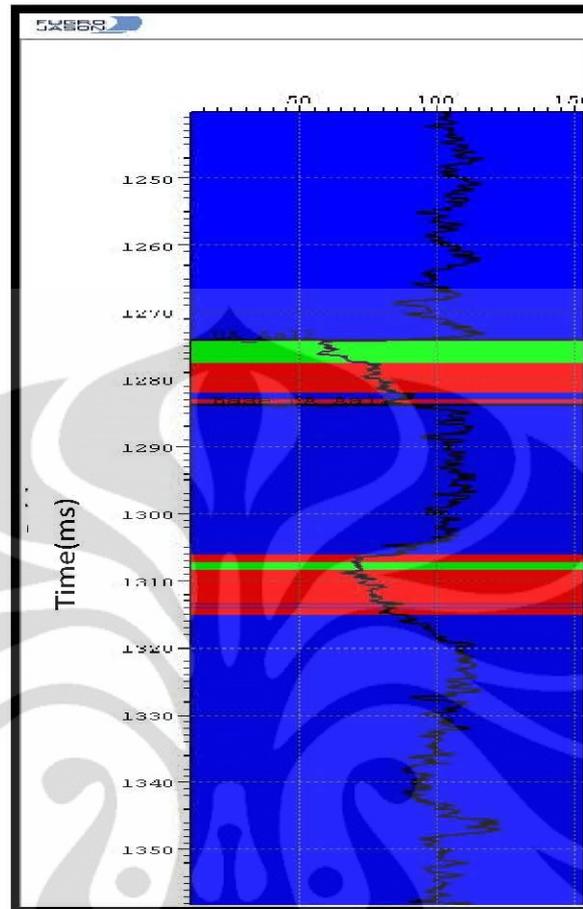


(a)



(b)

Gambar 5.5 (a) Crossplot log impedansi akustik vs log *gamma ray* dengan pewarnaan log litologi
 (b) Crossplot log *Sw* vs log *gamma ray* dengan pewarnaan log litologi



(c)

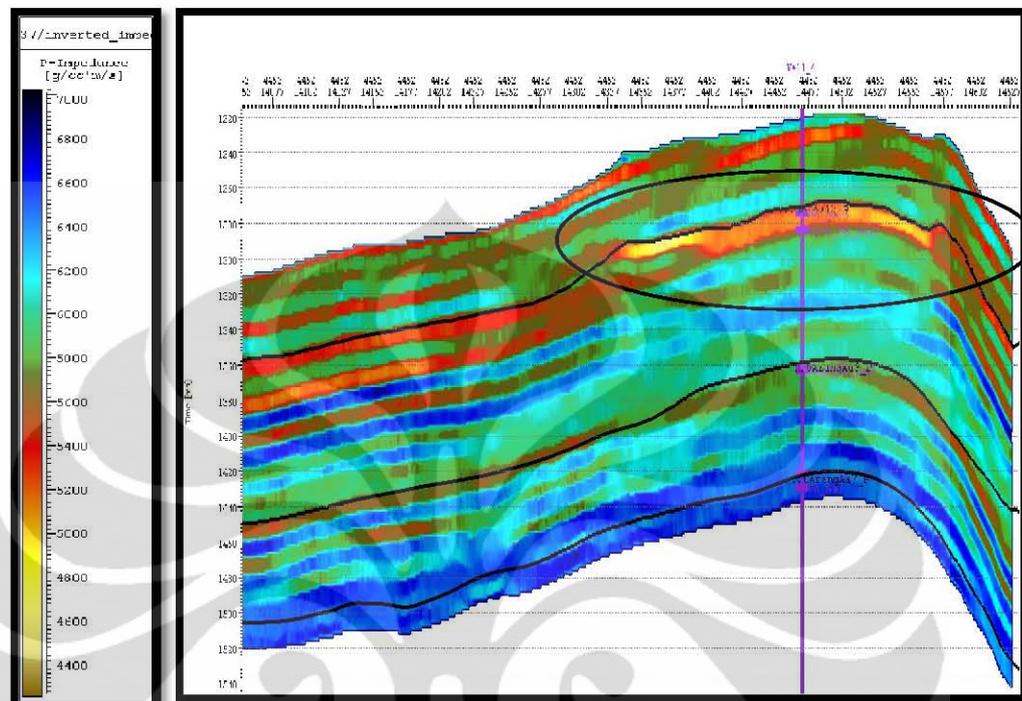
Gambar 5.6 Penampang log litologi dan log *gamma ray*

Lapisan batu pasir yang mengandung gas diperkirakan memiliki nilai impedansi akustik sebesar $3800 - 5500 \text{ g/cc} * \text{m/s}$ seperti yang ditunjukkan pada Gambar 5.5 oleh warna hijau. Gambar 5.6 menunjukkan penampang dari log gamma ray dan log litologi. Gambar tersebut menunjukkan bahwa nilai gamma ray yang rendah berasosiasi dengan batu pasir yang ditunjukkan oleh warna merah dan hijau.

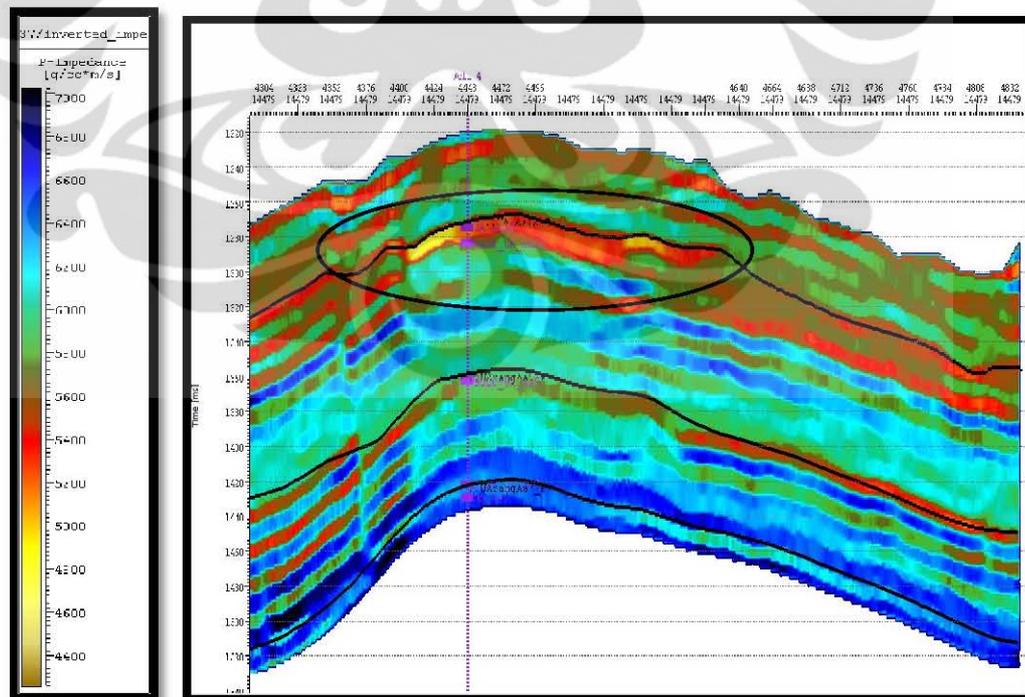
5.3 Analisa hasil inversi impedansi akustik

Seperti yang telah dijelaskan pada bab-bab sebelumnya, keuntungan dari proses inversi impedansi akustik adalah data yang dihasilkan tidak lagi menunjukkan batas-batas lapisan seperti yang ditunjukkan oleh data seismik, tetapi menunjukkan sifat fisis batuan sehingga kita dapat menganalisa litologi dari lapisan

tersebut.. Hasil inversi menunjukkan variasi impedansi akustik yang diwakili dengan gradient warna. Hasil yang diperoleh ditunjukkan oleh Gambar 5.7 :



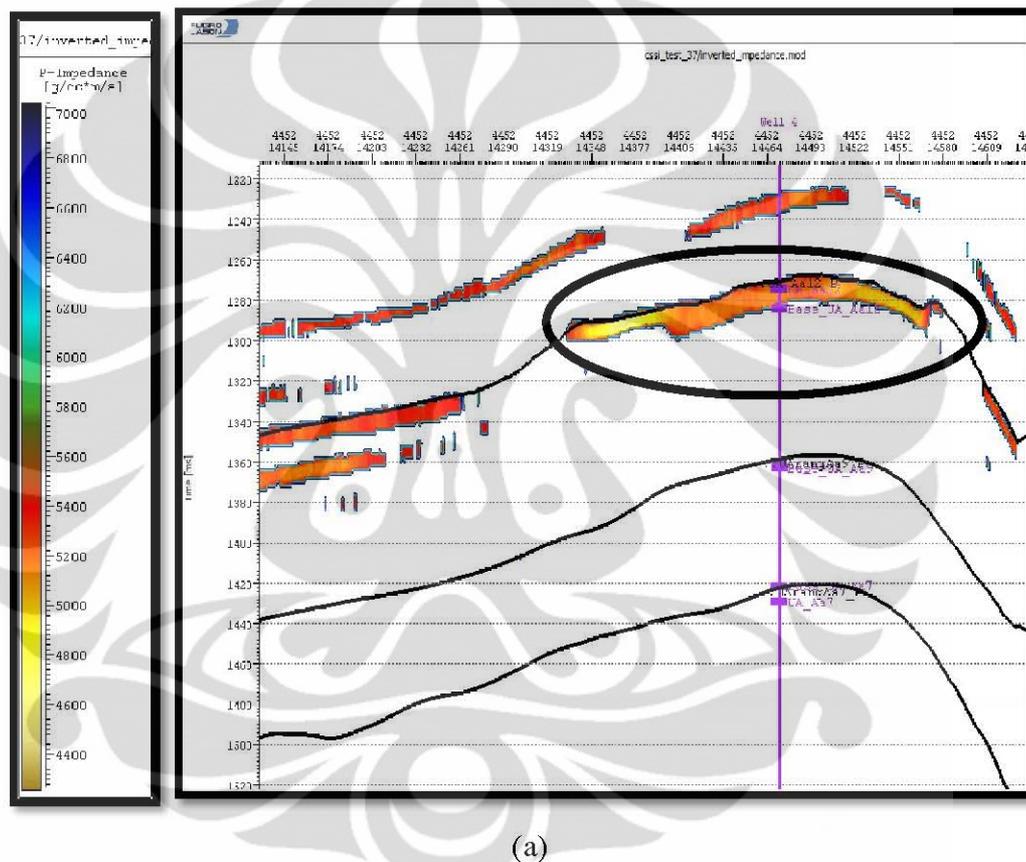
(a)



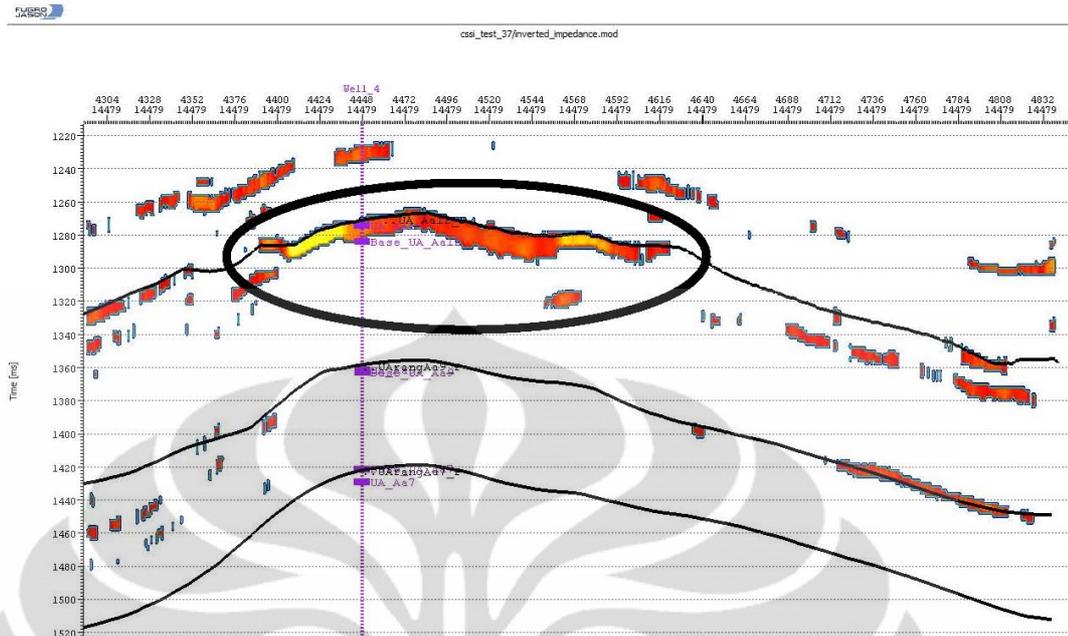
(b)

Gambar 5.7 (a) Penampang hasil inversi *inline* (b) Penampang hasil inversi *crossline*

Zona yang dilingkari pada Gambar 5.7 menunjukkan zona yang memiliki nilai impedansi akustik yang rendah. Zona tersebut diperkirakan adalah zona reservoir batu pasir berisi gas. Nilai impedansi akustik pada reservoir diperkirakan bernilai 3800 – 5500 gr/cc * m/s. Nilai ini didapatkan dari analisis data log dan juga pemodelan dari data impedansi akustik hasil inversi. Hasil permodelan tersebut ditunjukkan oleh Gambar 5.8 dan Gambar 5.9 berikut :



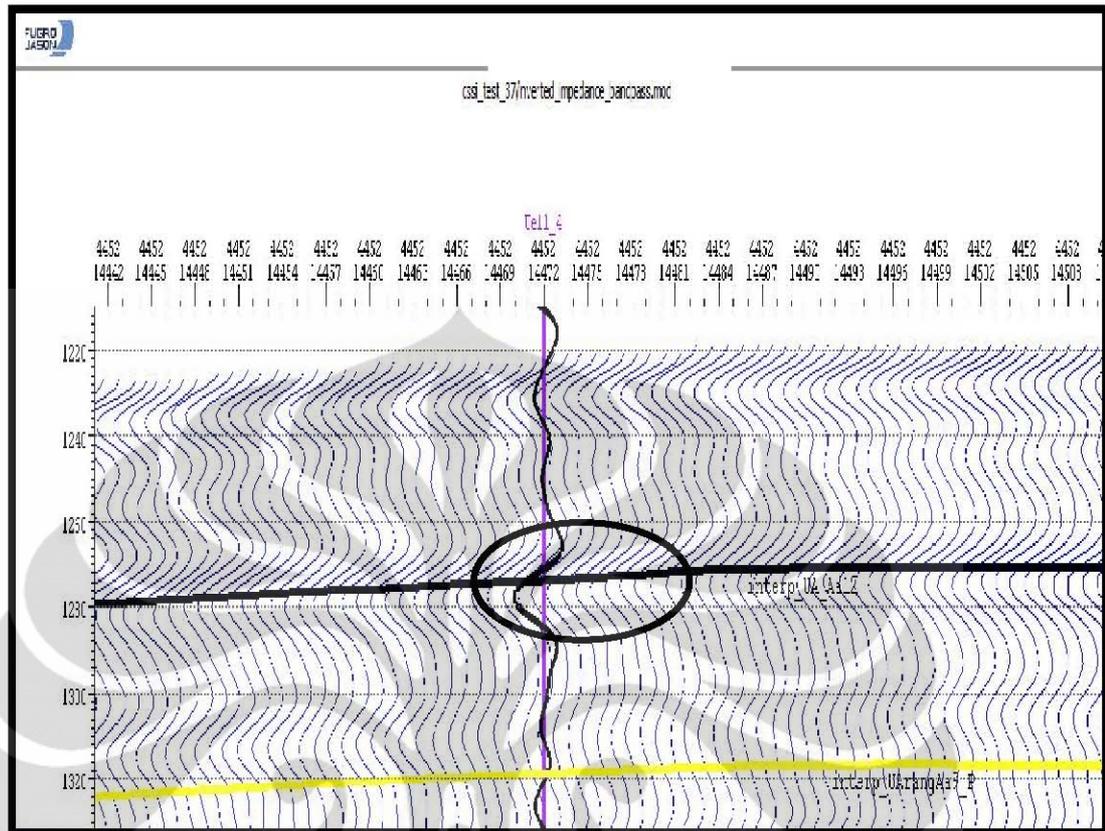
Gambar 5.8 Penampang hasil inversi impedansi akustik yang menunjukkan nilai 3800 – 5500 gr/cc * m/s (*inline*)



(b)

Gambar 5.9 Penampang hasil inversi impedansi akustik yang menunjukkan nilai 3800 – 5500 gr/cc * m/s (*crossline*)

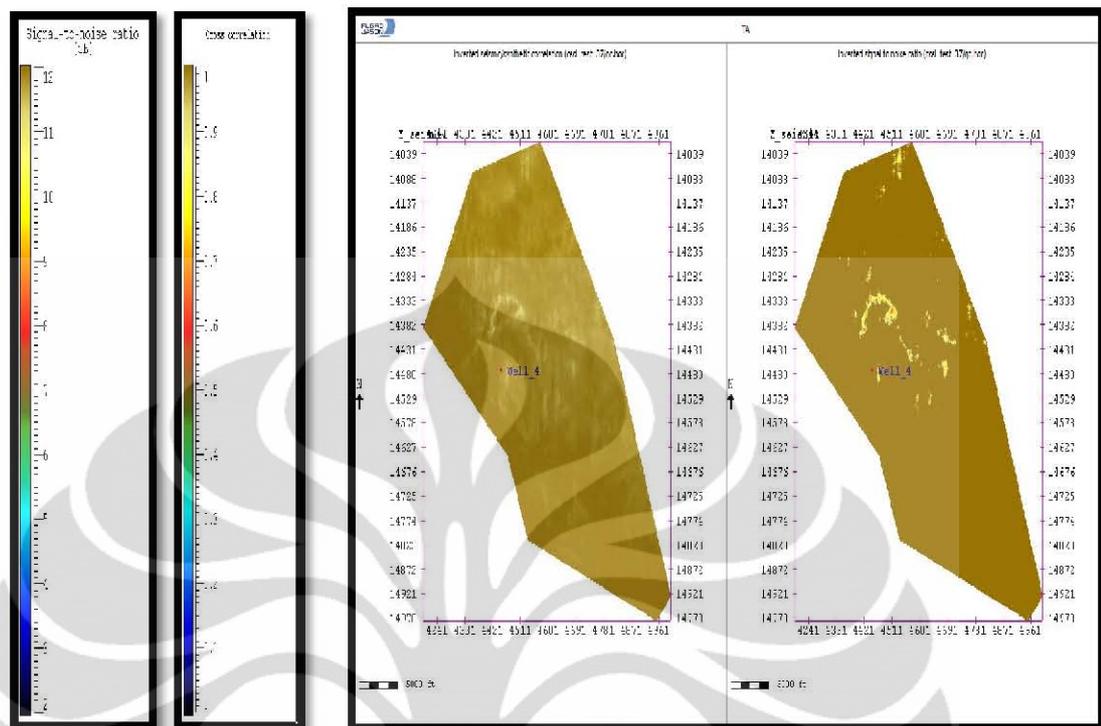
Nilai impedansi akustik hasil inversi pada zona reservoir yang didapatkan memiliki kesamaan dengan nilai impedansi akustik yang didapatkan dari analisis data sumur. Untuk meyakinkan hasil inversi, perlu dilakukan pencocokan hasil inversi dengan data log impedansi akustik. Apabila hasil inversi sudah menyerupai log impedansi akustik maka dapat dikatakan bahwa proses inversi berhasil.



Gambar 5.10 Perbandingan hasil inversi (garis biru) dengan log impedansi akustik (garis hitam)

Lapisan yang menjadi target penelitian ditandai dengan lingkaran hitam pada Gambar 5.10. Hasil inversi sudah sangat menyerupai log impedansi akustik sehingga hasil inversi dapat dikatakan berhasil.

Kontrol kualitas lain yang digunakan adalah nilai korelasi sintetik yang dihasilkan dari proses inversi dengan data seismik dan nilai S/N ratio. Nilai korelasi sintetik yang akan semakin bagus jika bernilai 1 atau mendekati 1 sedangkan nilai S/N ratio yang bagus adalah jika nilainya semakin tinggi. Gambar 5.11 menunjukkan hasil kontrol kualitas tersebut.



Gambar 5.11 Penampang korelasi seismik/sintetik (kiri) dan S/N ratio (kanan)

Hasil kontrol kualitas diatas semakin menguatkan bahwa kualitas hasil inversi yang dihasilkan tergolong baik. Hasil inversi inilah yang akan digunakan untuk memetakan persebaran porositas reservoir pada batu pasir.

5.4 Analisa hasil estimasi porositas

Setelah mendapatkan volume impedansi akustik melalui proses inversi, langkah selanjutnya adalah membuat volume porositas. Langkah yang ada pada proses ini telah dijelaskan pada bab 4.2.9. dari crossplot antara log impedansi akustik dengan log porositas yang ditunjukkan oleh Gambar 4.13 didapatkan persamaan.

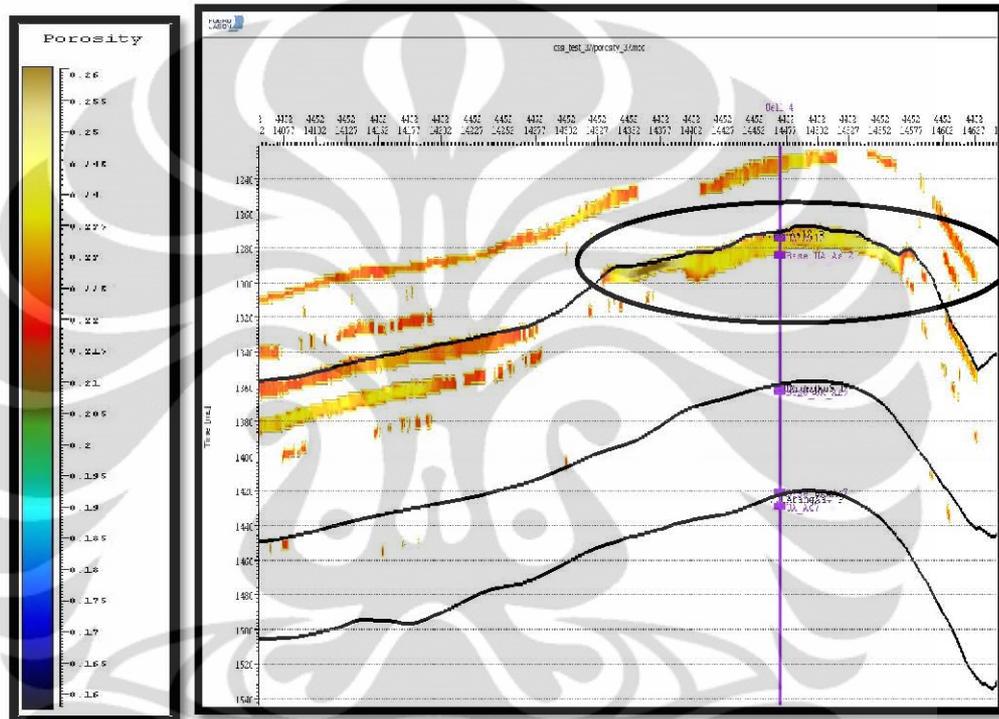
$$y = 6,32 \times 10^{-1} x^2 - 9,85 \times 10^{-5} x + 4,32 \times 10^{-9} \quad (5.1)$$

$$y = \text{porositas}$$

$$x = \text{impedansi akustik}$$

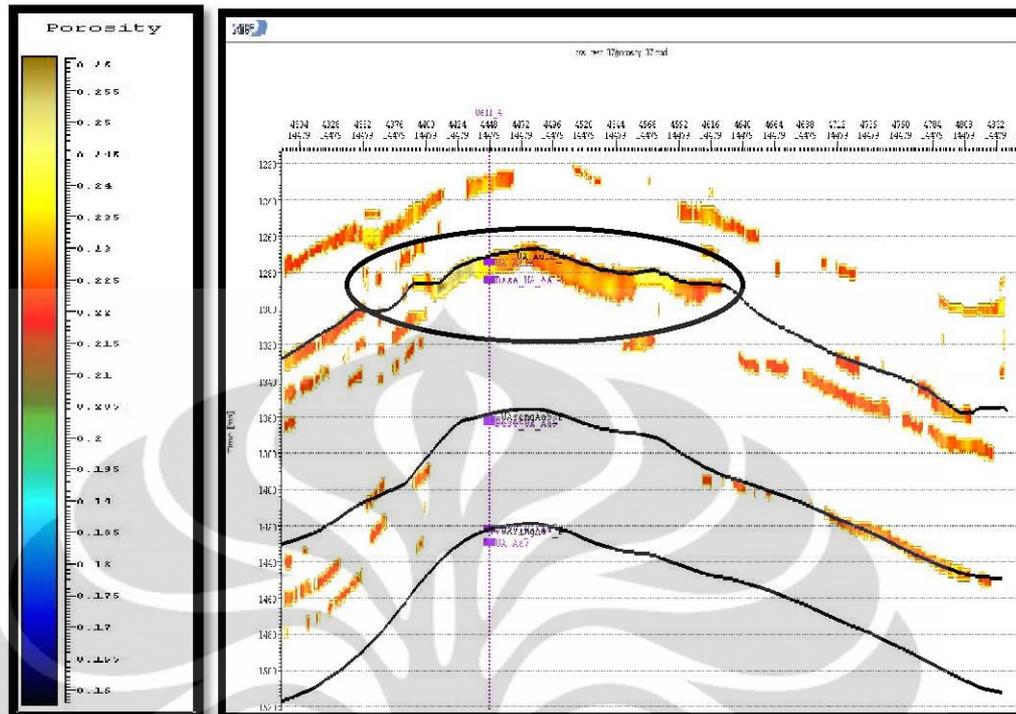
Dengan menggunakan persamaan diatas maka didapat volume porositas yang ditunjukkan oleh Gambar 5.12.

Daerah yang menjadi perhatian adalah zona yang menunjukkan warna cerah. Hal ini disebabkan karena reservoir haruslah memiliki porositas yang besar sehingga dapat terisi oleh hidrokarbon. Porositas yang dimiliki oleh reservoir dari daerah penelitian berkisar 0,22 – 0,32 hal ini didapat dari proses pemodelan data. Penampang porositas yang menunjukkan nilai porositas 0,22 - 0,32 ditunjukkan oleh Gambar 5.13 dan 5.14.



(a)

Gambar 5.13 Penampang porositas yang menunjukkan nilai porositas 0,22 - 0,32(*inline*)



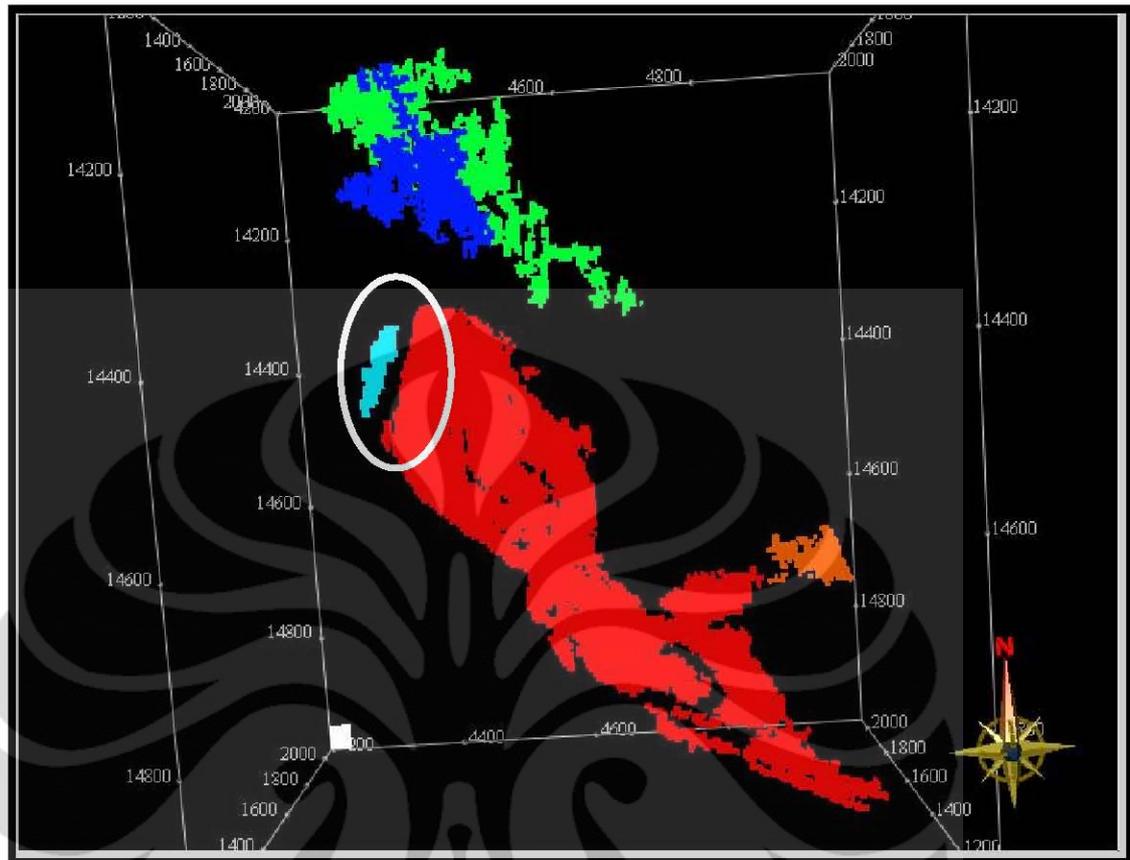
(b)

Gambar 5.14 Penampang porositas yang telah menunjukkan nilai porositas 0,22 - 0,32 (*crossline*)

Reservoir gas daerah penelitian ditunjukkan berada pada lingkaran hitam pada Gambar 5.13 dan Gambar 5.14. Hal ini didasarkan dengan hasil yang didapat dari inversi impedansi akustik yang telah diperoleh sebelumnya. Zona yang memiliki impedansi yang rendah akan memiliki nilai porositas yang besar. Zona – zona porositas tinggi yang tetap muncul dalam proses penseleksian ini diinterpretasikan sebagai zona – zona yang tidak terisi gas. Selanjutnya hasil penseleksian volume porositas akan ditampilkan pada tampilan 3D.

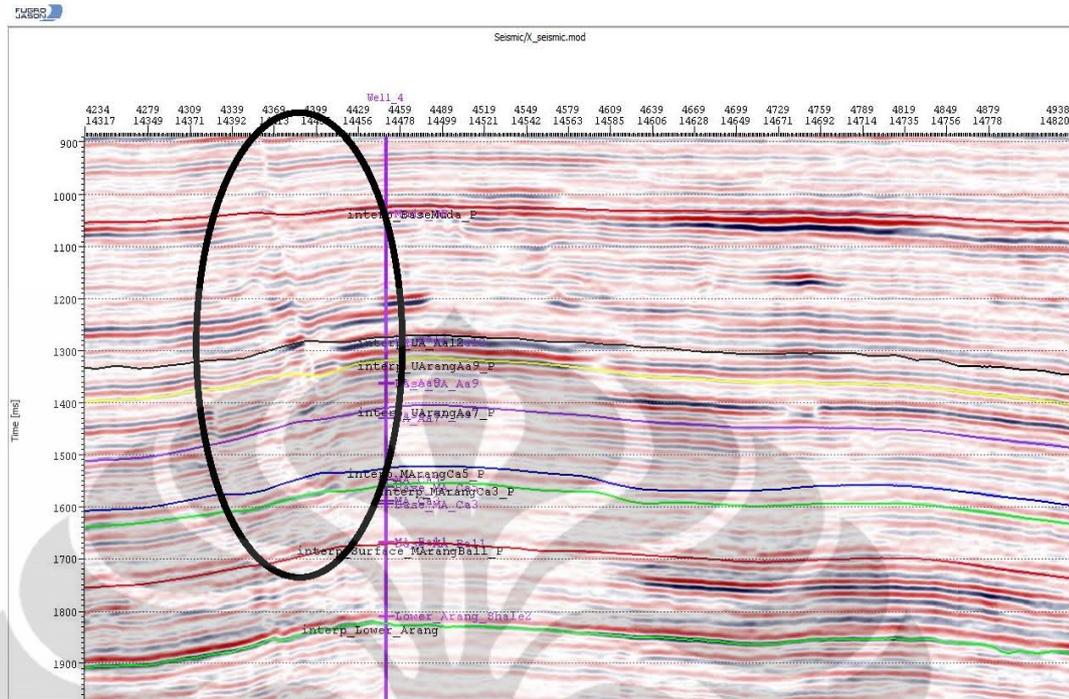
5.5 Analisa volume porositas

Hasil yang telah diperoleh dari proses penseleksian data porositas selanjutnya ditampilkan pada proses 3D. pada proses ini dimungkinkan untuk melihat persebaran porositas secara lateral dan vertikal. Hasil dari proses ini ditunjukkan oleh Gambar 5.15.



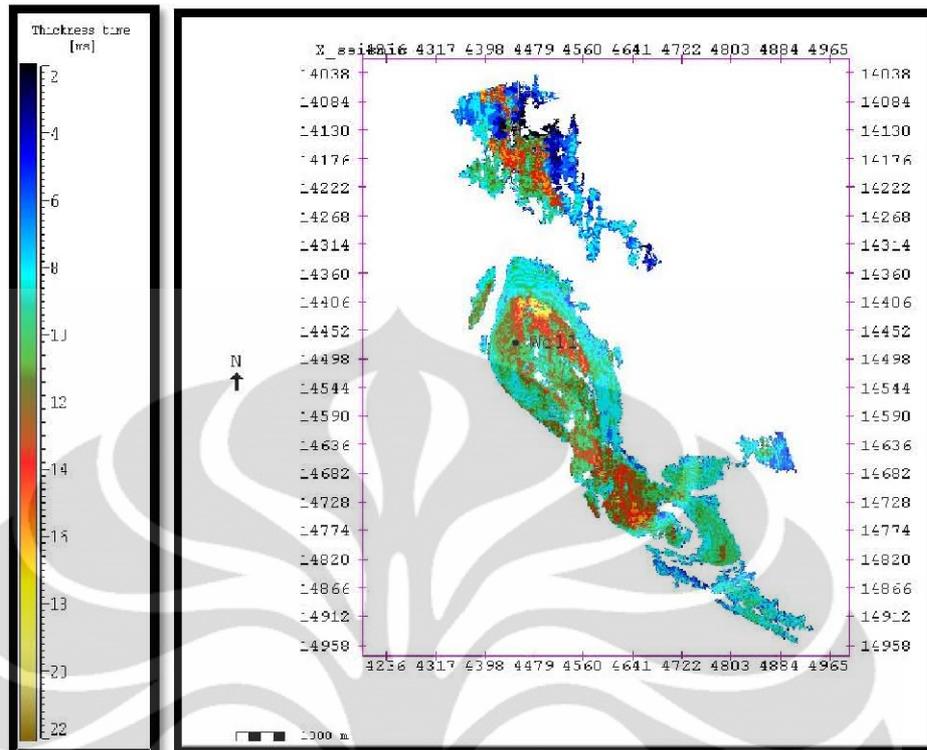
Gambar 5.15 Hasil tampilan penseleksian volume porositas

Hasil pada Gambar 5.15 menunjukkan hasil batu pasir yang memiliki cakupan porositas 0.22 – 0.32. Perbedaan warna yang terjadi pada hasil tersebut menunjukkan bahwa batu pasir yang berbeda warnanya tidak saling terhubung. Lingkaran putih pada Gambar 5.15 menunjukkan indikasi adanya patahan pada lokasi tersebut. Hal ini diperkuat pada tampilan pada penampang seismik. Ditunjukkan oleh Gambar 5.16.



Gambar 5.16 Penampang seismik menunjukkan indikasi patahan

Proses selanjutnya adalah untuk mengetahui ketebalan pada domain waktu dari batu pasir yang memiliki porositas 0.22 – 0.32. Penseleksian pada analisa volume dilakukan pada horizon UA_Aa12 dengan *offset* +22 ms kebawah horizon UA_Aa12. Hasil ketebalan pada domain waktu ditunjukkan oleh Gambar 5.17.



Gambar 5.17 Ketebalan domain waktu

Gambar 5.17 menunjukkan ketebalan pada batu pasir yang memiliki warna merah (pada Gambar 5.15) memiliki rata-rata luas ketebalan yang cukup besar. Hal ini disebabkan karena daerah tersebut memiliki porositas yang relatif besar sehingga dimungkinkan akan dapat memiliki kandungan gas yang cukup besar. Batu pasir yang memiliki nilai 0,22 – 0,32 berada pada daerah timur laut dan tenggara dari sumur yang ada. Nilai impedansi yang tinggi berasosiasi dengan nilai impedansi yang rendah, sehingga dapat disimpulkan bahwa batu pasir yang memiliki nilai impedansi yang rendah juga berada pada daerah timur laut dan tenggara dari sumur yang ada.

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Berdasarkan pengolahan data dan analisa hasil penelitian, didapatkan beberapa kesimpulan, antara lain :

1. Inversi seismik dapat menghasilkan data yang lebih baik untuk karakterisasi reservoir daripada menggunakan data seismik amplitude.
2. Adanya ekspresi bawah permukaan pada data seismik yang berupa bright spot, fenomena ini mengindikasikan keberadaan gas pada daerah tersebut.
3. Dari analisa data sumur, reservoir batu pasir diperkirakan berada pada kedalaman sekitar 1200 m di bawah dasar laut dengan ketebalan 10 meter dengan nilai rata-rata log gamma ray 75 API, log resistivitas ILD 4,4 Ohm.m dan log porositas 0,25.
4. Dari permodelan porositas diperkirakan reservoir memiliki nilai porositas sebesar 0,22 - 0,32.
5. Nilai impedansi dari reservoir batu pasir berkisar dari 3800 – 5500 gr/cc * m/s hasil ini didapatkan dari inversi dengan metode *constrained sparse spike inversion* (CSSI) nilai impedansi rendah tersebut berada pada daerah timur laut dan tenggara dari sumur yang ada.

6.2 Saran

1. Jumlah sumur yang digunakan pada penelitian dapat ditambahkan sebagai bahan acuan ekstraksi wavelet dan crossplot data, sehingga hasil inversi dan pemetaan porositas lebih akurat dan dapat mewakili area yang luas
2. Penggunaan peta struktur kedalaman akan sangat membantu dalam analisa
3. Analisa lebih lanjut dengan menggunakan metode inversi impedansi elastic dan analisa AVO (*Amplitude Versus Offset*).

DAFTAR ACUAN

- Coruh, C. and Costain, J.K. 2004. Basic Theory in Exploration Seismology. Volume 1. Netherlands : Elsevier Ltd. p. 15, 216.
- Daines, S.R. 1985 Structural History of the West Natuna Basin and the Tectonic Evolution of the Sunda Region. (1985) IPA Annual Convention Proceedings. Jakarta : IPA. p. 39-44
- Darman, H. and Sidi, F. H. 2000. An Outline of Geology of Indonesia. Ikatan Ahli Geologi Indonesia. Chapter 3. p. 1
- Fugro-Jason. 2010 Introduction to Acoustic Impedance Inversion Using the Jason Launcher 8v2.
- Glover, W.J. 2000. Petrophysique. Departement de Geologie et de Genie Geologique, Canada
- Latimer, R. B., R. Davison, and P. V. Riel. 2000. An Interpreter's Guide to Understanding and Working with Seismic-derived Acoustic Impedance Data. The Leading Edge Volume 19. p. 242-256.
- Sukmono, S. 1999. Interpretasi Seismik Refleksi, Geophysical Engineering. Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S. 2007, Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoir, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Veeken, P. C. H. 2007. Seismic Stratigraphy Basin Analysis and Reservoir Characterization, Volume 37. Netherlands : Elsevier Ltd.
- White Jr, J. M. and Wing, R.S. 1978. Structural Development of the South China sea with Particular Reference to Indonesia (1978) IPA Annual Convention Proceedings. Jakarta. : IPA. p. 159-174.
- Wongsosantiko, A. and Wirojudo, G.K. 1984. Tertiary Tectonic Evolution and Related Hydrocarbon Potential in the Natuna Area (1984) IPA Annual Convention Proceedings. Jakarta. : IPA. p. 161-183.