

SKRIPSI

**INTEGRASI DATA SEISMIK 3D DENGAN DATA LOG
SUMUR UNTUK MENGETAHUI PENYEBARAN POROSITAS
RESERVOIR HIDROKARBON FORMASI “UNS” BLOK F3 LAUT UTARA
BELANDA**



OLEH:

RIANA TRISARTIKA

H221 16 304

**DEPARTEMEN GEOFISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS HASANUDDIN
MAKASSAR**

2022

**INTEGRASI DATA SEISMIK 3D DENGAN DATA LOG
SUMUR UNTUK MENGETAHUI PENYEBARAN POROSITAS
RESERVOIR HIDROKARBON FORMASI “UNS” BLOK F3 LAUT UTARA
BELANDA**

Skripsi ini untuk melengkapi tugas akhir dan memenuhi syarat memperoleh gelar sarjana pada Program Studi Geofisika

Disusun dan Diajukan Oleh:

RIANA TRISARTIKA

H221 16 304

**DEPARTEMEN GEOFISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS HASANUDDIN
MAKASSAR**

2022

LEMBAR PENGESAHAN

INTEGRASI DATA SEISMIK 3D DENGAN DATA LOG SUMUR
UNTUK MENGETAHUI PENYEBARAN POROSITAS
RESERVOIR HIDROKARBON FORMASI "UNS" BLOK F3
LAUT UTARA BELANDA

Disusun dan diajukan oleh:

RIANA TRISARTIKA
H22116304

SKRIPSI

Untuk memenuhi salah satu syarat ujian
Guna memperoleh gelar Sarjana Sains
Program Pendidikan Sarjana, departemen Geofisika
Telah disetujui oleh Tim Pembimbing pada tanggal
Seperti tertera di bawah ini

Makassar, 21 Oktober 2022

Disetujui Oleh:

Pembimbing Utama

Pembimbing Pertama



Sabrianto Aswad, S.Si., M.T.
NIP. 197805242005011002



Ir. Bambang Harimei, M.Si
NIP. 196105011991031003

Mengetahui,

Ketua Departemen Geofisika
FMIPA Universitas Hasanuddin



Dr. Muh. Alimuddin Hamzah, M.Eng
NIP. 196709291993031003

SURAT PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Riana Trisartika
NIM : H22116304
Departemen : Geofisika
Judul Tugas Akhir : Integrasi Data Seismik 3D Dengan Data Log Sumur
untuk Mengetahui Penyebaran Porositas Reservoir
Hidrokarbon Formasi "UNS" Blok F3 Laut Utara
Belanda.

Menyatakan bahwa skripsi ini benar-benar hasil karya saya sendiri dan belum pernah diajukan untuk mendapatkan gelar sarjana di Universitas Hasanuddin atau Lembaga Penelitian lain kecuali kutipan dengan mengikuti tata penulisan karya ilmiah yang sudah lazim digunakan, karya tulis ini merupakan murni dari gagasan dan penelitian saya sendiri, kecuali arahan tim pembimbing dan masukan tim penguji.

Makassar, 21 Oktober 2022

Yang Membuat Pernyataan,



Kata Pengantar

Alhamdulillah Rabbil 'alamin....

Segala puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah Subhanahu Wa Ta'ala. Zat dengan segala Rahman dan Rahim-Nya memberikan penulis kesehatan, kekuatan dan keberkahan disetiap proses, sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian skripsi yang berjudul **“INTEGRASI DATA SEISMIK 3D DENGAN DATA LOG SUMUR UNTUK MENGETAHUI PENYEBARAN POROSITAS RESERVOIR HIDROKARBON FORMASI “UNS” BLOK F3 LAUT UTARA BELANDA”**. Shalawat serta salam tidak luput penulis curahkan kepada Rasulullah Muhammad Shallaahu 'Alaihi Wa sallam. Sebagai Rasul dan Nabi akhir zaman yang menjadi teladan bagi Umat dalam berakhlak, berusaha dan berdoa.

Begitu banyak lika liku, suka dan duka dalam proses yang harus dilalui dalam perjalanan penyelesaian skripsi ini. Namun, atas banyaknya dukungan dari berbagai pihak dan orang-orang baik yang tiada hentinya memberikan motivasi, do'a, dan semangat kepada penulis sehingga skripsi ini dapat diselesaikan. Penghargaan setinggi-tingginya penulis haturkan kepada kedua orang tua tersayang dan tercinta, Ibunda **Lintin Sirumpa** dan Ayahanda **Yusri Sabari** atas do'a, dukungan, dan perhatian yang tak henti-hentinya diberikan kepada penulis, untuk mama terima kasih selalu percaya kepada anaknya, terima kasih untuk selalu ada dan selalu berdoa untuk kelancaran segala urusan penulis, serta saudara tersayang dan terkasih kakak (**Alm.**) **Rhio Irianto Sirumpa** terimakasih selalu jaga dan memberi semangat penulis dari jauh dan **Risa**

Yulianti Sirumpa yang selalu menjadi penasihat dan pendengar yang baik disaat penulis sedang terpuruk, terima kasih banyak untuk tetap percaya dan mendukung penulis dalam keadaan apapun. Serta seluruh keluarga besar yang selalu memberikan do'a, kasih sayang yang tulus, dukungan moril maupun do'a yang tiada henti untuk penulis.

Melalui bundelan skripsi ini pula, penulis ingin menyampaikan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada orang-orang yang telah membantu penulis menyelesaikan skripsi ini. Terima kaih kepada:

1. **Bapak Sabrianto Aswad, S.Si, MT** selaku Pembimbing Utama yang senantiasa memberikan ilmu, bimbingan, nasihat dan motivasi yang luar biasa berarti bagi penulis untuk selalu menjadi pribadi yang bisa menyelesaikan masalah dan belajar berdamai dengan masa lalu sehingga penulis dapat mulai menata hidup kembali dan perlahan bisa menyelesaikan kewajiban sedikit demi sedikit, banyak hal yang telah bapak berikan kepada penulis selama penyelesaian penelitian ini, hingga berakhir dalam sebuah tulisan Skripsi Geofisika.
2. **Bapak Ir. Bambang Harimei, M.Si** yang selalu memberikan bimbingan dan motivasi serta mengajarkan penulis agar selalu ikhlas dalam memaknai setiap proses yang dilalui, selalu memberikan kata-kata positif kepada penulis sehingga penulis bisa kembali percaya diri dan selalu mendoakan anak-anaknya untuk menjadi orang yang baik, sukses dan selalu ingat berserah diri kepada Allah SWT.

3. Kepada bapak **Dr. Erfan, M.Si** dan bapak **Muh. Fawzy Ismullah., S.Si., M.T** selaku tim penguji yang senantiasa dengan ikhlas memberi saran dan masukan kepada penulis dalam menyelesaikan skripsi ini. Terima kasih atas saran dan masukan yang sangat berarti bagi penulis.
4. Kepada saya sendiri yang tetap percaya dan bisa menyelesaikan skripsi ini, tidak secepat orang lain memang tapi cukup untuk menyadari bahwa saya manusia dengan banyak emosi, yang tidak stabil, yang mudah patah, yang mempunyai akal, perasaan dan tidak lepas dari kesalahan dan masalah. Terima kasih diri untuk tetap mau mencoba dan terus berkembang, saya yakin ini bukan akhir dari segalanya, terima kasih banyak **Riana**.
5. Dan lain-lain

Kepada seluruh pihak yang telah meluangkan banyak hal kepada penulis yang tidak bisa penulis sebutkan satu per satu. Terima kasih. Semoga Allah merahmati kita dalam kebaikan-kebaikan ikhlas kita.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini jauh dari kata sempurna, sehingga dengan segala kerendahan hati penulis sangat mengharapkan kritikan dan saran yang bersifat membangun untuk memperbaiki kekurangan yang ada (email: rianatr23@gmail.com). Penulis pun tetap berharap agar tulisan ini dapat memberikan manfaat bagi siapapun yang membacanya.

Makassar September 2022

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	1
HALAMAN JUDUL	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
SURAT PERNYATAAN	iv
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	xi
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR LAMPIRAN	xiv
ABSTRAK	xv
ABSTRACT	xvi
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Rumusan Masalah	2
I.3 Ruang Lingkup.....	3
I.4 Tujuan Penelitian	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
II.1 Geologi Regional	4
II.2 Stratigrafi Cekungan Laut Utara.....	6
II.3 Data Sumur	11
II.3.1 Log Litologi	11
II.3.2 Log Untuk Mengukur Porositas	13
II.3.3 Log Untuk Mengukur Resistivitas	15
II.4 Teori Dasar Porositas	15
II.5 Teori Seismik Refleksi dalam Eksplorasi Hidrokarbon.....	17
II.5.1 Impedansi Akustik.....	17
II.5.2 Koefisien Refleksi (RC)	18

II.5.3 Wavelet.....	18
II.5.4 Polaritas Wavelet.....	19
II.5.5 Resolusi Seismik	20
II.5.6 Seismogram Sintetik.....	22
II.6 <i>Well Seismic Tie</i> (Pengikatan Data Sumur terhadap Data seismik)	24
II.7 Teori Inversi Seismik	24
II.7.1 <i>Bandlimited Inversion</i>	28
II.7.2 <i>Model Based Inversion</i>	29
II.7.3 <i>Sparse Spike Inversion</i>	34
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	37
III.2 Perangkat dan Data Penelitian.....	38
III.3 Alur Kerja Penelitian	38
III.3.1 Input Data Sumur	39
III.3.2 Input Data Checkshot	40
III.3. 3 Input Data Seismik.....	40
III.3.4 Input Data Horizon.....	41
III.3.5 Analisis Sensitivitas	42
III.3.6 Ekstraksi Wavelet & Well to Seismic Tie.....	42
III.3.7 <i>Picking Fault</i>	44
III.3.8 Pembuatan <i>Time and Depth Structure Map</i>	44
III.3.9 <i>Build Initial Model</i>	45
III.3.10 Inversi Seismik.....	45
III.3.11 <i>Slicing</i> (Pemetaan).....	46
III.3.12 Interpretasi	46
III.4 Bagan Alir Penelitian.....	48
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	49
IV.1 Penentuan zona target dan Analisis Sensitivitas	49
IV.2 Ekstraksi Wavelet dan proses <i>Well tie Seismic</i> (Pengikatan Data Sumur dengan Data Seismik).....	51

IV.3 <i>Picking Fault</i>	55
IV.4 Peta Struktur Waktu & Kedalaman.....	55
IV.5 Inversi Seismik.....	58
IV.5.1 Membuat Initial Model	58
IV.5.2 Analisis Pre-inversi.....	58
IV.5.3 Analisis Inversi Model Based.....	61
IV.6 Pemetaan.....	63
IV.6.1 Pemetaan Impedansi Akustik hasil Inversi model based	63
IV.6.2 Pemetaan Porositas	66
BAB V PENUTUP	69
V.1 Kesimpulan	69
V.2 Saran	69
DAFTAR PUSTAKA.....	71
LAMPIRAN.....	73

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Lokasi Lapangan F3 Laut Utara bagian Selatan, Belanda (Rondeel et al, 1996)	4
Gambar 2. 2 Kerangka tektonik dan penampang cekungan Eropa Barat Laut (Rondeel et al, 1996).....	6
Gambar 2. 3 Hidrokarbon dan stratigrafi Cekungan Laut Utara. Formasi <i>upper north sea</i> adalah zona target untuk penelitian ini (Rondeel et al, 1996).....	10
Gambar 2. 4 Macam-macam Fasa pada Wavelet (Sukmono, 1999).....	19
Gambar 2. 5 Polaritas normal dan polaritas terbalik (reverse) pada kasus Koefisien Refleksi meningkat (KR positif) yang terjadi pada contoh batas air laut dengan dasar laut/lempung (Abdullah, 2007).	20
Gambar 2. 6 Ilustrasi Seismogram Sintetik yang diperoleh dari konvolusi koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> ((Modified from Walden and White, 1998).....	23
Gambar 2. 7 Inversi Seismik. Membuat data impedansi akustik dari respon seismik ideal, merupakan proses yang disebut sebagai proses interpretative (Herron, 2011).....	25
Gambar 2. 8 Metode inversi seismik (Russell, 1999)	27
Gambar 2. 9 Penampang seismik hasil inversi bandlimited (Hampson dan Russel, 2006)	29
Gambar 2. 10 Diagram alir proses inversi Model Based (Hampson dan Russel, 2006)	30
Gambar 2. 11 Input seismik dan output yang dihasilkan dari inversi berdasarkan model (Hampson dan Russel, 2006).....	31
Gambar 2. 12 Penampang seismik hasil inversi Sparse-Spike (Humpson dan Russel 2006).	36
Gambar 3. 1 Base Map Lokasi Penelitian	37
Gambar 3. 2 Data Seismik dan sumur Lapangan F3 Belanda	41
Gambar 3. 3 Horizon yang melewati sumur F04-4 pada arbitrary line.....	42

Gambar 4. 1 Penentuan zona interest (Log Gamma Ray, RHOB & PHIE)	49
Gambar 4. 2 Crossplot AI vs PHIE log sumur pada zona target FS8 – MFS4.....	51
Gambar 4. 3 Ekstraksi wavelet statistical	52
Gambar 4. 4 Well seismic tie pada sumur F03-4.....	54
Gambar 4. 5 <i>Picking fault</i> pada <i>Inline 125</i>	55
Gambar 4. 6 Peta struktur waktu Horizon FS8 dan MFS4	56
Gambar 4. 7 Grafik hubungan antara nilaiTWT dan MD	57
Gambar 4. 8 Peta struktur Kedalaman horizon FS8 dan MFS4.....	57
Gambar 4. 9 Initial model melewati sumur F03-4 pada <i>Inline 442</i>	58
Gambar 4. 10 Analisis Inversi Model Based pada sumur F03-4	59
Gambar 4. 11 Penampang Inversi AI yang melewati Sumur F03-4 pada <i>Inline 442</i>	62
Gambar 4. 12 Penampang porositas hasil transformasi dari penampang impedansi akustik pada lintasan seismik <i>Inline 442</i> yang melewati sumur F03-4.	63
Gambar 4. 13 Peta Persebaran impedansi akustik pada time 400-500 ms diatas zona reservoir	64
Gambar 4. 14 Peta Persebaran impedansi akustik pada horizon 500-800 ms zona reservoir	64
Gambar 4. 15 Peta Persebaran impedansi akustik pada horizon 900-1000 ms dibawah zona reservoir	65
Gambar 4. 16 Peta Persebaran porositas yang dihasilkan dari transformasi impedansi akustik pada horizon 400 – 500 ms diatas zona reservoir .	66
Gambar 4. 17 Peta Persebaran porositas yang dihasilkan dari transformasi impedansi akustik pada horizon 500 – 800.....	67
Gambar 4. 18 Peta Persebaran porositas yang dihasilkan dari transformasi impedansi akustik pada horizon 800 – 900 ms diatas zona reservoir .	67

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Klasifikasi dan Nilai Porositas (Osama, 2009)	17
Tabel 3. 1 Informasi Well Log lapangan F3.....	40
Tabel 3. 2 Data Informasi Horizon	41
Tabel 4. 1 Nilai korelasi wavelet statistical sebelum dilakukan proses <i>shifting</i> (pergeseran), <i>stretching</i> (peregangan) dan <i>squeeze</i> (perapatan)	52
Tabel 4. 2 Nilai korelasi well tie setiap sumur	54
Tabel 4. 3 Korelasi dan <i>Trend Crossplot error</i> analisis <i>pre-inversi</i> Model based, Bandlimited, dan LPSS pada setiap sumur	60

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN 1. BASEMAP LOKASI PENELITIAN	74
LAMPIRAN 2. DATA SEISMIC & SUMUR (PADA ARBITRARY LINE)	75
LAMPIRAN 3. QUICK LOOK ZONA INTEREST	76
LAMPIRAN 4. WELL SEISMIC TIE	78
LAMPIRAN 5. HASIL ANALISIS PRA-INVERSI	80
LAMPIRAN 6. HASIL INVERSI PENAMPANG IMPEDANSI AKUSTIK MODEL BASED.....	85
LAMPIRAN 7. PENAMPANG POROSITAS HASIL TRANSFORMASI AKUSTIK IMPEDANSI	87

ABSTRAK

Lapangan F3 adalah sebuah blok di sektor Laut Utara Belanda. Pada lapangan ini telah dilakukan akuisisi 3D (3 dimensi) seismik untuk eksplorasi minyak dan gas yang terbentuk antara zaman Jurassic sampai Cretaceous. Target hidrokarbon pada lapangan ini berupa batupasir pada formasi UNS “*Upper North Sea*”, Keberadaan hidrokarbon pada lapangan ini ditunjukkan dengan adanya fenomena *bright spots* dan gas chimneys pada bawah permukaan. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk memetakan porositas dan menentukan arah persebaran porositas, digunakan metode seismik inversi akustik impedansi dalam penentuan persebaran porositar reservoir hidrokarbon. Data seismik diinversi untuk menghasilkan informasi impedasi akustik (AI). Penampang AI hasil inversi seismik tersebut kemudian ditransformasi menjadi penampang porositas berdasarkan hubungan linier yang diperoleh dari crossplot antara data impedansi akustik dan porositas dari sumur yang ada. Adapun hasil yang diperoleh, Dari metode inversi *model based* impedansi akustik diperoleh nilai impedansi zona reservoir formasi UNS berkisar antara 3617 – 5458 (m/s)*(g/cc) sedangkan zona persebaran porositas pada daerah penelitian didapatkan bahwa bagian timur laut hingga tenggara daerah penelitian memiliki nilai porositas rendah yang ditandakan dengan warna peta dominan hijau, dengan nilai porositas berkisar antara 0.2781 – 0.297 fraksi. Nilai porositas meningkat kearah barat laut hingga barat daya dengan rentang nilai antara 0.3254 – 0.4407 fraksi.

Kata kunci: Porositas, Reservoir, Inversi Impedansi akustik, *Bright spots*, gas chimneys

ABSTRACT

Field F3 is a block in the North Sea sector of the Netherlands. In this field, 3D (3-dimensional) seismic acquisitions have been carried out for oil and gas exploration that formed between the Jurassic to Cretaceous periods. The hydrocarbon targets in this field are sandstones in the UNS “Upper North Sea” formation. The presence of hydrocarbons in this field is indicated by the phenomenon of bright spots and gas chimneys below the surface. The purpose of this research is to map the porosity and determine the direction of the distribution of porosity. The seismic inversion acoustic impedance method is used to determine the porosity distribution of hydrocarbon reservoirs. Seismic data is inverted to produce acoustic impedance (AI) information. The AI cross section resulting from the seismic inversion is then transformed into a porosity section based on the linear relationship obtained from the crossplot between acoustic impedance and porosity data from existing wells. The results obtained, from the inversion method based on acoustic impedance, the impedance value of the reservoir zone of the UNS formation ranges from 3617 to 5458 (m/s)(g/cc) while the porosity distribution zone in the study area shows that the northeast to the southeastern part of the study area is The research has a low porosity value which is indicated by the dominant map color green, with a porosity value ranging from 0.2781 to 0.297 fraction. The porosity value increases towards the northwest to the southwest with a value range between 0.3254 – 0.4407 fraction.*

Keywords : *Porosity, Reservoir, Acoustic Impedance Inversion, Bright spot, gas chimneys*

BAB I

PENDAHULUAN

I.1 Latar Belakang

Laut Utara Belanda berada tepatnya di lepas pantai Blok F3 Belanda dengan koordinat N 54°52'0.86"/E 4°48'47.07 merupakan lapangan minyak dan gas bumi yang berada pada blok sektor Belanda yang eksplorasinya mulai dilakukan oleh NAM (*Nederlandse Aardolie Maatschappij*) pada tahun tahun 1971 (Mohame, 2015).

Berdasarkan penelitian terdahulu didapatkan informasi bahwa pada Blok F3 Laut utara Belanda terdapat reservoir minyak dan gas yang terbentuk antara zaman Jurassic sampai Cretaceous. Keberadaan hidrokarbon pada lapangan ini ditunjukkan dengan adanya fenomena *bright spots* dan gas chimneys pada bawah permukaan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa reservoir batupasir pada lapangan ini mengandung hidrokarbon yang diidentifikasi oleh persentase dari porositas yaitu 36-40 % dan nilai AI (*Acoustic Impedance*) berkisar antara 11.852-13.620 (ft/s)*(g/cc) (Sanjaya et al, 2015).

Kemudian implementasi metode inversi seismik impedansi akustik dalam memetakan batu pasir dengan mengoptimasikan parameter dalam mengidentifikasi penyebaran porositas telah dilakukan sebelumnya oleh Isniarno pada tahun 2017 dan terbukti metode ini cukup baik untuk mengetahui penyebaran nilai akustik impedansi dan nilai porositas suatu reservoir.

Metode inversi seismik adalah salah satu metode yang digunakan untuk memprediksi model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Impedansi akustik yang diperoleh dari proses inversi memberikan informasi litologi bawah permukaan untuk analisis karakter dan pola penyebaran reservoir minyak dan gas bumi. Nilai impedansi akustik dapat dikaitkan dengan berbagai macam properti petrofisika batuan, Hasil dari penelitian ini akan dilakukan interpretasi dengan harapan dapat memberikan pemahaman terhadap zona persebaran porositas pada Blok F3 Netherlands sehingga dapat dijadikan landasan awal dalam penentuan zona reservoir.

Berdasarkan hal – hal diatas, maka pada tugas akhir ini penulis mengangkat judul penelitian **“INTEGRASI DATA SEISMIK 3D DENGAN DATA LOG SUMUR UNTUK MENGETAHUI PENYEBARAN POROSITAS RESERVOIR HIDROKARBON FORMASI “UNS” BLOK F3 LAUT UTARA BELANDA”**.

I.2 Rumusan Masalah

Adapun rumusan masalah pada penelitian ini adalah:

1. Bagaimana karakteristik AI (Akustik Impedansi) pada blok F3 Netherlands?
2. Bagaimanakah persebaran porositas pada blok F3 Netherlands?

I.3 Ruang Lingkup

Adapun Ruang Lingkup pada Tugas Akhir ini adalah:

1. Data seismik dan data sumur yang digunakan dalam penelitian ini adalah data sekunder dari lapangan F3 pada formasi *Upper North Sea* marker FS8-MFS4 yang terletak di Cekungan Laut Utara Belanda
2. Data seismik merupakan data seismik sekunder 3D *Post stack time migration* dan digunakan 4 sumur pada lapangan F3
3. Metode yang digunakan adalah metode Inversi AI (*Accoustic Impedance*)

I.4 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian Tugas Akhir ini adalah:

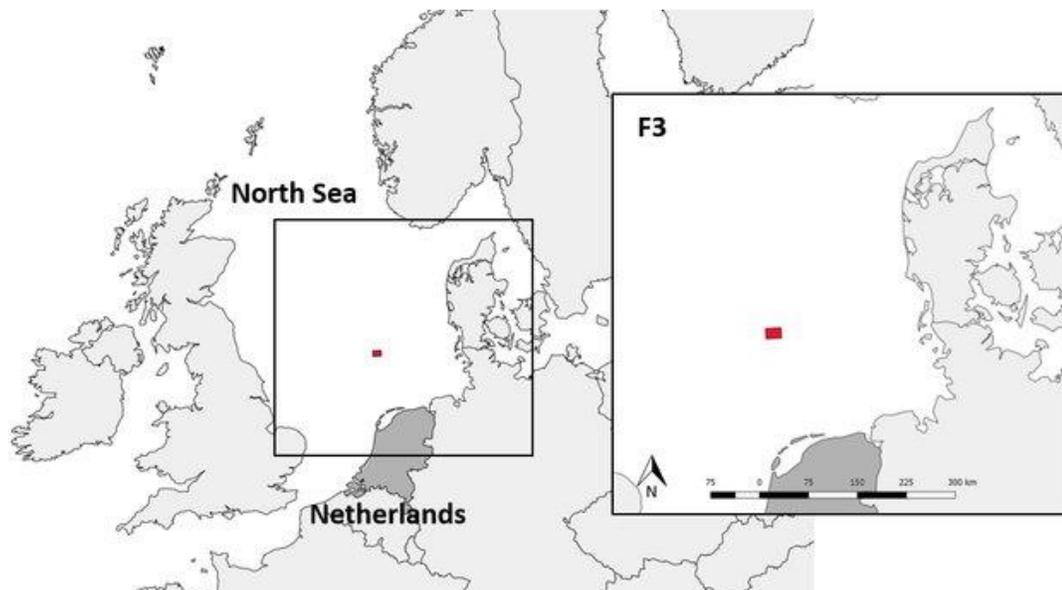
1. Membuat peta sebaran nilai Impedansi Akustik dengan metode pemodelan inversi Model Based pada zona interest Formasi *Upper North Sea* Blok F3 Netherlands
2. Membuat peta sebaran nilai porositas pada blok F3 dan juga dapat mengetahui zona yang memiliki porositas tinggi.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

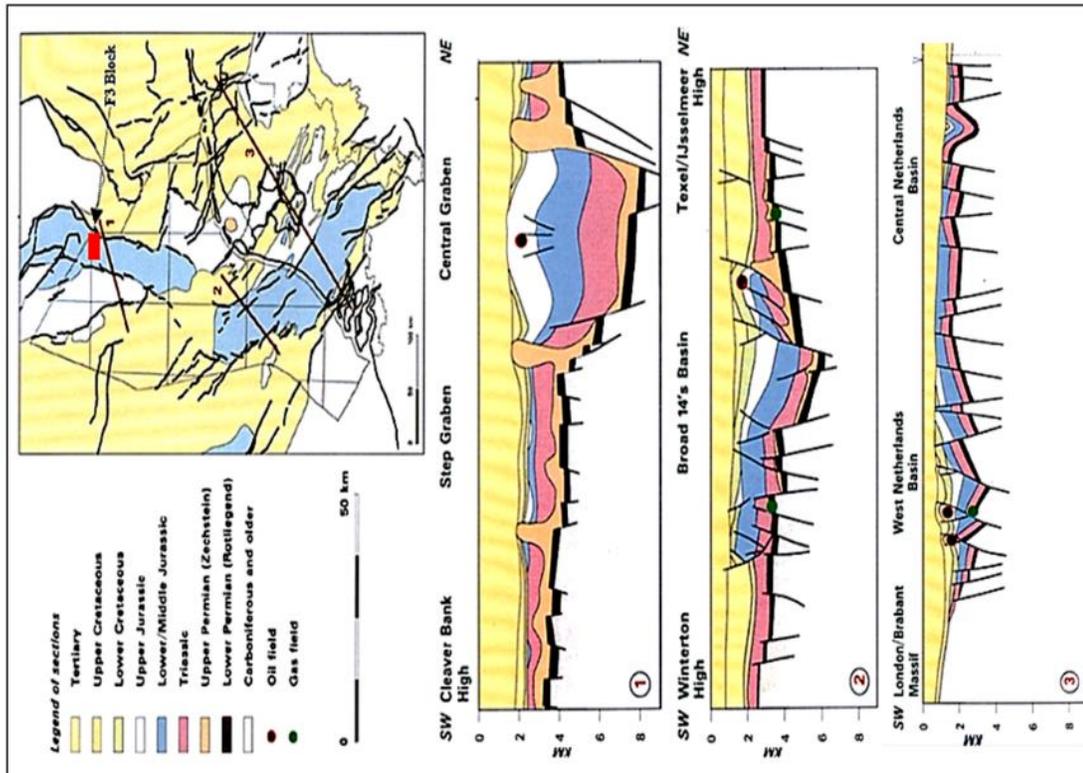
II.1 Geologi Regional

Blok F3 Belanda yang berada pada Laut Utara Belanda, kotak berwarna hitam pada **Gambar 2.1** menunjukkan daerah penelitian. Ekplorasi Blok F-3 yang dimulai pada tahun 1971 oleh NAM (*Nederlandse Aardolie Maatschappij*) dengan status *Gas Discovery*. Daerah yang diteliti termasuk dalam Graben Tengah Laut Utara bagian selatan yang berada di bawah sektor Laut Utara Belanda, pada lapangan ini telah dilakukan akuisisi 3D seismik untuk eksplorasi minyak dan gas yang terbentuk pada zaman antara Jurassic sampai Cretaceous (Rensen et al, 1997; Overeem et al, 2001).



Gambar 2. 1 Lokasi Lapangan F3 Laut Utara bagian Selatan, Belanda (Rondeel et al, 1996)

Pada kedalaman di atas 1200 ms terdapat reflektor yang terbentuk pada zaman Miosen, Pliosen, dan Pleistosen. Sigmoidal-bedding pada skala besar dengan mudah terlihat yang terdiri dari deposit sistem fluviodeltaic berskala besar yang menguras sebagian besar dari wilayah Laut Baltik. Pada skala besar, cekungan sedimen di Lapangan utara laut Belanda dapat dilihat sebagai sebuah cekungan yang didominasi oleh rifting dari zaman Mesozoikum dengan fase post-rift sag Kenozoikum. Rifting sudah dimulai pada zaman Trias, dan memuncak dalam zaman Jurassic dan zaman Kapur Awal dengan berbagai fase tektonik ekstensional Kimmerian yang berkaitan dengan ketenangan tektonik dan penurunan dari cekungan, dengan pengecualian beberapa pergerakan kompresial tektonik selama era Kapur Akhir dan Tersier. Selama fase post-rift, sebagian besar cekungan mengakumulasi lapisan tebal sedimen dalam bagian yang sangat besar (Rondeel et al 1996).



Gambar 2. 2 Kerangka tektonik dan penampang cekungan Eropa Barat Laut (Rondeel et al, 1996)

II.2 Stratigrafi Cekungan Laut Utara

Belanda terutama dikenal sebagai negara penghasil gas dengan mayoritas ladang gas di darat dan lepas pantainya berasal dari batuan sumber batubara Karbon (**Gambar 2.3**). Batupasir dari formasi Rotliegend Permian Bawah membentuk reservoir yang sangat baik yang disegel oleh formasi karbonat dan garam Permian Zechstein Atas. Stratigrafi Laut Utara dapat dilihat dalam tiga era geologi, Paleozoikum, Mesozoikum, dan Kenozoikum. Studi ini berfokus pada formasi batuan yang disebut Grup Laut Utara, berkumpul selama periode Tersier dan Kuartar. Formasi Laut Utara dapat dibagi

menjadi tiga sub-formasi: Laut Utara Bawah (Paleogen), Laut Utara Tengah (Paleogen), dan Laut Utara Atas (Neogen). Dalam cekungan sedimen ini batuan sumber hidrokarbon yang paling menonjol adalah Westphalian coal untuk gas, dan serpih Lower Jurassic Posidonia untuk minyak. Dorongan terakhir tektonik regional yang signifikan terjadi selama MidMiosen, sehingga membentuk ketidakselarasan Mid-Miosen. Permukaan ini sekarang terkubur di kedalaman yang berkisar dari sekitar 1000– 1500 m. Batuan sedimen yang terkait dengan gas dangkal termasuk dalam urutan sedimen klastik setelah Mid-Miosen. Dari akhir Miosen dan seterusnya, jumlah unit seismostratigrafi yang besar mempresentasikan sistem kipas aluvial yang kompleks, yang berasosiasi dengan deposit pro delta (Schroot et al, 2003).

Secara bertahap sistem tersebut berkembang menjadi sebuah delta fluvial dan dataran aluvial, yang muncul dari timur atas ketidak selarasan Mid-Miosen. Unit berbentuk irisan ini mempresentasikan material dari sistem sungai Baltik yang didominasi pasir kuarsa yang matang, kasar dan gravelly di timur, dan agak halus ke arah Barat dekat pusat graben dengan *thinning* dan *pinching* ke arah Barat dan timur. Keseluruhan pendangkalan daerah berlangsung bertahap dengan berjalannya waktu. Fluktuasi pada permukaan laut bersama-sama dengan gerakan eustatic dengan pergeseran depocenter deposit regresif dan transgresif, yang bergabung dalam siklus sedimen. Dalam siklus ini, fasies laut terletak di sebelah Barat fasies darat (kemudian pada akhir zaman pleistosen awal, siklus ini berubah menjadi arah Barat Laut-Tenggara). Hanya di bagian paling Selatan, deposit Pliosen-pleistosen terbentang jauh lebih tua di atas deposito Tersier. Di area yang sama, deposito karang yang sangat lokal terbentuk di

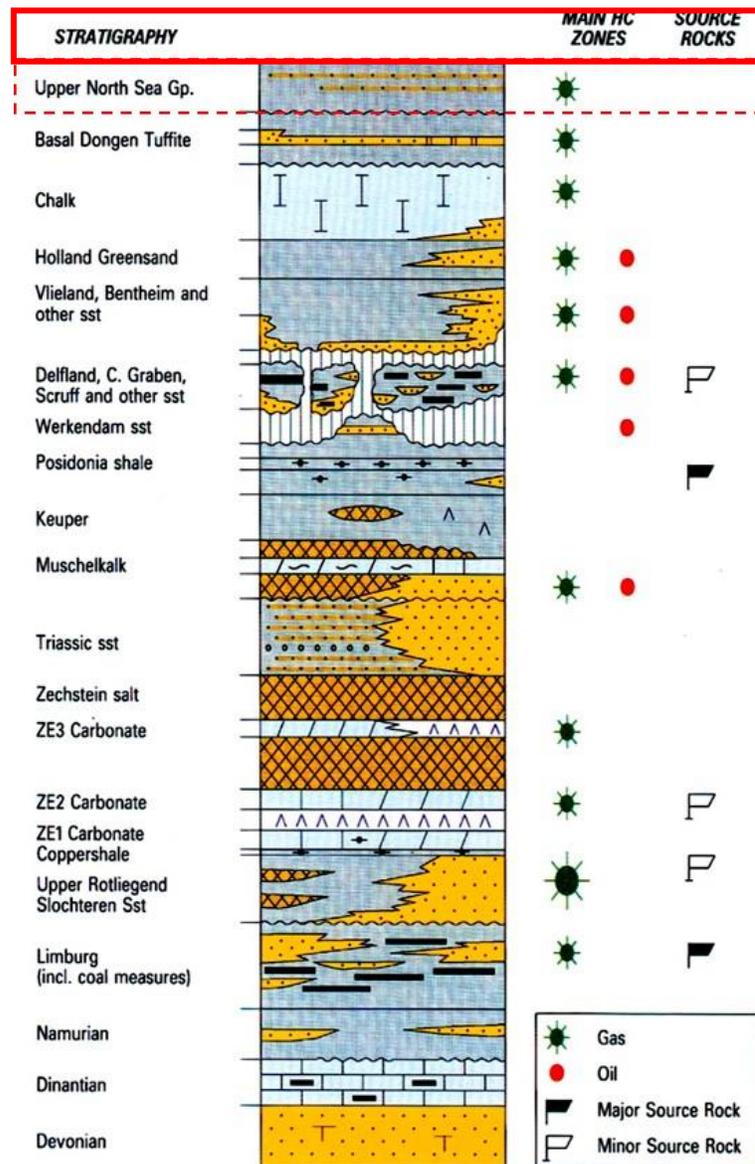
zaman Pliosen-Pleistosen, hal ini mirip dengan outcropping yang saat ini terdapat di East Anglia. Garis pantai yang bergeser di Laut utara Belanda sekitarnya berlangsung dari akhir Pliosen sampai mengakibatkan berbagai macam lingkungan sedimentasi dari ukuran butir (Cameron et al, 1992).

Keberadaan *source rock* utama untuk minyak, Posidonia shale, terdapat pada era Mesozoic. Posidonia shale kemudian terakumulasi kedalam unit reservoir utama Vieland Sandstone dimana ini menjadi sebuah channel yang terletak pada kurun waktu Early Cretaceous. Keberadaan *source rock* utama untuk gas, Westphalian coals, terdapat pada era Paleozoic. Westphalian coals, kemudian juga terakumulasi ke dalam unit reservoir utama Vieland Sandstone dan nampak sebagai shallow hydrocarbon. *Petroleum system* daerah penelitian secara jelas dapat dilihat pada gambar 3 Panah-panah (merah dan hijau) menunjukkan asal *source rock* yang berasosiasi dengan reservoir minyak/gas (Jager dan Geluk, 2007).

Di bagian Selatan Belanda, bahan utama Pleistosen klastik berasal dari bagian Tenggara atau Selatan, jarang berasal dari bagian Barat. Pada akhir Pleistosen Tengah, garis pantai terletak di bagian Utara Belanda. Namun, transgresi sesekali mengganggu kondisi di dataran aluvial sampai ke daerah Selatan pantai Utara Belanda saat ini. Sedimen ini didominasi pasir dengan sedikit lempung dan gambut. Channelling banyak terbentuk dan continuous reflector sangat jarang terjadi. Pasir yang berasal dari sungai Rhine mencakup setengah bagian dari Utara Belanda.

Formasi laut utara bawah pada dasarnya terdiri dari pasir abu-abu, batupasir, dan lempung dan merupakan bagian dari cekungan laut utara. Batas atas dari formasi ini dicirikan oleh hasil tumpang tindih yang tidak selaras dari beberapa siklus sedimentasi klastik skala kecil dan besar dalam pengaturan laut di tepi endapan formasi laut utara tengah atau unit yang lebih muda, sedangkan batas bawah dicirikan cekungan sebagai laut utara. Batas atas formasi ini dicirikan oleh ketidakselarasan yang dinyatakan sebagai patahan litologi tajam yang menandai puncak formasi batu kapur. Laut Utara Tengah adalah formasi formasi yang terdiri dari pasir, lanau, dan lempung dengan distribusi pasir utama di sepanjang batas selatan cekungan laut utara. pengendapan formasi ini diinterpretasikan secara dominan sebagai laut dengan beberapa laguna dan sedimen dataran pantai.

Formasi Laut Utara Atas diinterpretasikan sebagai rangkaian lempung dan pasir berbutir halus hingga berbutir kasar dengan lapisan kerikil, gambut, dan batubara coklat. Kecenderungan umum dari pasir berbutir kasar hingga halus diamati menuju wilayah utara dan barat Cekungan Laut Utara. Batas bawah dari sub-formasi ini adalah formasi Laut Utara Tengah dan lapisan yang lebih tua lainnya, dan batas atas ditutupi oleh permukaan tanah atau dasar laut saat ini. Pengendapan keseluruhan ditafsirkan sebagai laut dangkal dan lapisan terestrial yang berasal dari fluvial dan danau. Bagian paling atas dari formasi ini mungkin mengandung endapan glasial (Rondeel et al, 1996).



Gambar 2. 3 Hidrokarbon dan stratigrafi Cekungan Laut Utara. Formasi *upper north sea* adalah zona target untuk penelitian ini (Rondeel et al, 1996).

Gambar 2.3 menunjukkan kolom stratigrafi dan hidrokarbon pada North Sea Basin. interval penelitian tugas akhir ini adalah *Upper North Sea* ditunjukkan oleh kotak berwarna merah. Formasi *Upper North Sea* diinterpretasikan sebagai *sequence* batu lempung dan batu pasir berbutir halus sampai kasar dengan lapisan kerikil, gambut, dan batubara coklat. Kecenderungan umum dari pasir kasar ke pasir halus diamati menuju wilayah utara dan barat cekungan laut utara. Lingkungan pengendapan keseluruhan diinterpretasikan sebagai lingkungan *shallow marine* dan *terrestrial beds* yang berasal dari *fluvial* dan lakustrin. Kenaikan permukaan laut global, ditambah dengan produktivitas organik yang tinggi dan kedalaman air yang meningkat, mengakibatkan air dasar di daerah cekungan batimetri tertutup. Hasilnya adalah akumulasi dari organic carbon-rich shales pada daerah penelitian (Kuncoro, 2020).

II.3 Data Sumur

II.3.1 Log Litologi

a. Log Gamma Ray

Log Gamma Ray (GR) mengukur nilai radioaktivitas alami dalam formasi dan digunakan untuk mengidentifikasi litologi dan untuk korelasi zona. Batupasir dan karbonat bebas serpih memiliki konsentrasi radioaktif yang rendah sehingga nilai bacaan sinar Gamma Ray yang rendah. Nilai Gamma Ray meningkat seiring meningkatnya konsentrasi bahan radioaktif dalam serpih. Log spectral Gamma Ray tidak hanya merekam nilai emisi Gamma

Ray dari setiap formasi namun juga energi masing-masing, kemudian informasi diproses menjadi kurva yang mewakili jumlah thorium (Th), kalium (K), dan uranium (U) hadir dalam formasi. Jika suatu zona memiliki kandungan kalium tinggi ditambah dengan respons log Gamma Ray yang tinggi, zona tersebut mungkin tidak serpih. Sebaliknya, itu bisa berupa batu pasir feldspathic, glauconitic, atau micaceous. Batu serpih lebih radioaktif dari batupasir atau karbonat (Harsono, 1997).

b. *Log Spontaneous Potential (SP)*

Log Spontaneous Potential (SP) adalah hasil pengukuran perbedaan potensial natural (*self potential*) antara elektroda dalam lubang bor dengan elektroda referensi yang berada di permukaan. *Log Spontaneous Potential* tidak dapat diukur dalam lubang bor yang diisi oleh lumpur yang resistif. Hal ini disebabkan karena pada saat pengukuran log ini diperlukan suatu medium yang konduktif pada kedua elektroda.

Sama seperti fungsi dari log *Gamma Ray*, fungsi dari penggunaan log SP untuk menentukan zona *permeabel* dan zona *non-permeabel*, adanya lapisan permeabel dapat diidentifikasi dengan adanya defleksi pada log SP. Untuk semua defleksi pada log SP menunjukkan adanya lapisan yang permeabel, namun tidak semua lapisan permeabel dapat menimbulkan defleksi. Hal ini akan bergantung pada kondisi salinitas fluida, jika salinitas fluida pemboran sama dengan salinitas fluida formasi maka tidak akan menimbulkan defleksi meskipun lapisan tersebut merupakan lapisan permeabel. Disisi lain fungsi dari

14 log SP adalah untuk korelasi sumur satu terhadap sumur lainnya, untuk referensi kedalaman setiap log, untuk menandai batas lapisan, dan sebagai indikasi batuan lempung (*claystone*) (Harsono, 1997).

II.3.2 Log Untuk Mengukur Porositas

a. Log Densitas

Log densitas merupakan salah satu log porositas. Prinsip kerja log densitas ini dengan memanfaatkan teori fotolistrik menggunakan sumber radioaktif berupa gamma ray. Sinar gamma ray sebagai foton dipancarkan ke dalam formasi kemudian menumbuk elektron. Semula energi foton cukup besar, saat menumbuk elektron, energi tersebut berkurang karena diserap oleh elektron tersebut untuk melepaskan diri menjadi elektron bebas. Energi yang tersisa membuat foton terus menumbuk elektron lain dalam proses yang sama. Oleh karena itu elektron bebas akan semakin banyak dan elektron-elektron tersebut terdeteksi oleh alat densitas. Jumlah elektron yang diserap detektor secara tidak langsung menunjukkan besarnya densitas formasi.

Tanggapan log densitas berupa densitas bulk atau densitas keseluruhan formasi termasuk matriks, fluida, atau mineral yang terkandung di dalamnya. Untuk mendapatkan nilai porositas, nilai densitas bulk harus dikonversi ke dalam porositas untuk mengetahui kondisi litologi dan keberadaan fluida (Harsono, 1997).

b. Log Neutron

Log Neutron tidak mengukur volume pori secara langsung tetapi menggunakan karakter fisik dari air dan mineral untuk melihat kontras kerigidan dan mengabaikan pengukuran volume pori atau porositas. Cara kerja alat ini yaitu partikel-partikel neutron energi tinggi dipancarkan dari suatu sumber kedalam formasi batuan. Partikel-partikel ini akan bertumbukan dengan atom-atom pada batuan sehingga mengakibatkan hilangnya energi dan kecepatan. Tumbukan neutron dengan atom H pada formasi yang mempunyai massa atom yang sama adalah yang paling signifikan. Partikel yang telah kehilangan energi tersebut kemudian akan dipantulkan kembali, diterima detektor dan direkam keatas permukaan. Dengan mengetahui banyaknya kandungan atom hidrogen dalam batuan maka akan dapat diketahui besarnya harga porositas batuan tersebut (Harsono, 1997).

c. Log Sonic

Log sonic merupakan log porositas yang mengukur waktu tempuh (*travel time*) gelombang akustik di dalam formasi batuan pada jarak tertentu. Selain mencari porositas batuan dan identifikasi batuan, log sonik berguna sebagai informasi utama korelasi dan kalibrasi data log dengan seismik. Dalam proses well-seismic tie dibutuhkan data sonik sebagai fungsi dari impedansi akustik yang kemudian digunakan untuk pembuatan sintetik seismogram. Log sonik ini memiliki besaran $\mu\text{s}/\text{ft}$ atau $\mu\text{s}/\text{m}$ dengan skala 140-40 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

Pada batuan yang porous maka kerapatannya lebih kecil sehingga kurva log sonik akan mempunyai harga lebih besar. Apabila batuan mempunyai kerapatan yang besar, maka kurva log sonik akan berharga kecil seperti pada batugamping. Besaran dari pengukuran log sonik di tuliskan sebagai harga kelambatan (1 per kecepatan atau slowness) (Harsono, 1997).

II.3.3 Log Untuk Mengukur Resistivitas

Log resistivitas adalah log yang bekerja berdasarkan konduktivitas batuan. Jadi semakin tinggi nilai konduktivitasnya maka resistivitasnya (hambatan) semakin kecil. Arus listrik dapat mengalir didalam formasi batuan dikarenakan konduktivitas dari air yang dikandungnya. Resistivitas formasi diukur dengan cara mengirim arus bolak-balik langsung ke formasi (laterolog) atau menginduksikan arus listrik ke dalam formasi (alat induksi) (Harsono, 1997). Dalam aplikasi lapangan laterolog menawarkan banyak kelebihan dibandingkan alat induksi lama antara lain resolusi vertikal lebih baik daripada alat konduksi dan mampu mengukur resistivitas dari 0.2 sampai dengan 40.000 ohm. Akan tetapi untuk mendeteksi hidrokarbon diperlukan data geologi setempat atau dari data sumur 17 disekitarnya, dimana untuk resistivitas rendah digunakan Induksi sedangkan untuk resistivitas tinggi adalah laterolog (Harsono, 1997).

II.4 Teori Dasar Porositas

Porositas adalah perbandingan antara volume ruang kosong (pori-pori) terhadap volume total dari suatu batuan. Pada formasi renggang (*unconsolidated formation*)

besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran. Porositas merupakan representasi dari kemampuan suatu batuan *reservoir* untuk menyimpan fluida. Tinggi rendahnya nilai porositas ditentukan oleh beberapa parameter, diantaranya adalah keseragaman butir (sortasi) dan susunan butir. Berdasarkan karakteristiknya, porositas batuan terbagi menjadi dua, yaitu (Sismanto, 2012):

- 1) Porositas absolut yaitu perbandingan antara volume pori-pori total terhadap volume batuan total.
- 2) Porositas efektif yaitu perbandingan antara pori-pori yang berhubungan dengan volume pori total batuan.

Secara matematis, porositas dapat ditulis dalam persamaan sebagai berikut (Schlumberger, 1989):

$$\text{Porositas } (\emptyset) = \frac{\text{Volume pori}}{\text{Volume total batuan}} \quad (2.1)$$

$$\text{Porositas Efektif } (\emptyset_{eff}) = \frac{\text{Volume pori yang berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \quad (2.2)$$

Hampir semua reservoir minyak dan gas bumi terbentuk dari batuan sedimen dengan nilai porositas berkisar antara 10-40% untuk batu pasir dan 5-25% pada karbonat (Basri, 2017).

Tabel 2. 1 Klasifikasi dan Nilai Porositas (Osama, 2009)

Porositas %	Nilai Porositas
0 - 5	Dapat diabaikan
5 - 10	Buruk
10 - 15	Cukup
15 - 20	Baik
20 - 25	Sangat Baik
>25%	<i>excellent</i>

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

II.5 Teori Seismik Refleksi dalam Eksplorasi Hidrokarbon

II.5.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (AI) merupakan salah satu sifat batuan dari hasil perkalian antara densitas dan kecepatan dengan persamaan:

$$AI = \rho V \quad (2.3)$$

Dimana AI adalah Akustik Impedansi, ρ merupakan densitas batuan, dan V merupakan cepat rambat gelombang. Dalam mengontrol nilai AI, kecepatan (*velocity*) memiliki peran yang lebih penting dibandingkan dengan densitas. Nilai AI berkaitan erat dengan kekerasan suatu batuan, dimana semakin keras suatu batuan akan memiliki nilai AI yang tinggi, dan berlaku juga sebaliknya (Sukmono, 2000).

II.5.2 Koefisien Refleksi (RC)

Koefisien refleksi, atau disebut juga reflektivitas merupakan perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi yang datang pada keadaan normal karena adanya perbedaan litologi batuan dengan nilai impedansi akustik (AI) berbeda. Koefisien refleksi dapat dirumuskan dengan persamaan,

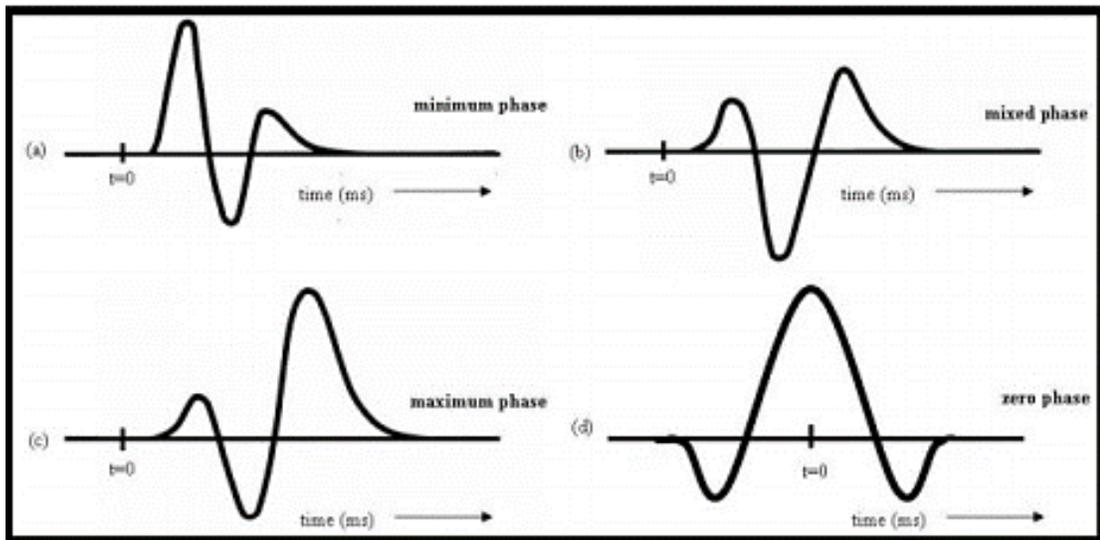
$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (2.4)$$

dimana RC adalah Koefisien Refleksi, AI1 (Akustik Impedansi 1) adalah impedansi akustik lapisan atas dan AI2 (Akustik Impedansi 2) adalah impedansi akustik lapisan bawah, Besarnya koefisien refleksi menentukan besarnya energi gelombang yang dipantulkan, semakin besar koefisien refleksi, maka refleksi akan semakin kuat.

II.5.3 Wavelet

Wavelet adalah tubuh gelombang dari gelombang yang menjadi sumber dari seismik refleksi. Terdapat 4 jenis fase dalam *Wavelet*, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase* dan *mix phase* (gambar 2.3). *Wavelet* yang umum digunakan dalam pengolahan seismik adalah *zero phase* dan *minimum phase*. *Wavelet* fase nol (*zero phase*) memiliki bentuk simetris dengan konsentrasi maksimum (puncak tunggal) di

tengah dan waktu tunda nol. Untuk *Wavelet* fase minimum memiliki waktu tunda kecil dari energinya dan *Wavelet* fase maksimum memiliki waktu tunda besar dari energinya.

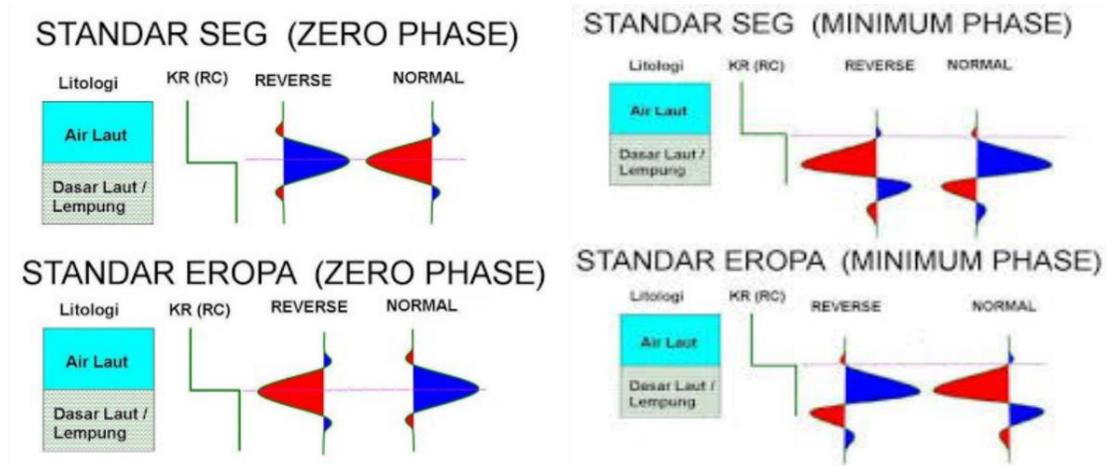


Gambar 2. 4 Macam-macam Fasa pada *Wavelet* (Sukmono, 1999)

II.5.4 Polaritas Wavelet

Polaritas menggambarkan nilai koefisien refleksi positif (+) ataupun negatif (-). karena ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang terekam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan terbalik (reverse). Pada polaritas normal, kenaikan impedansi akustik akan digambarkan sebagai lembah (trough) pada *trace* seismik, sedangkan pada polaritas negatif, kenaikan impedansi akustik akan dilambangkan dengan puncak (peak) pada *trace* seismik.

Standar penentuan polaritas seismik dibagi menjadi polaritas standar konvensi Amerika (SEG) dan konvensi Eropa (Gambar 2.6). Kedua jenis standar polaritas ini saling berkebalikan (Brown, 2003).



Gambar 2. 5 Polaritas normal dan polaritas terbalik (reverse) pada kasus Koefisien Refleksi meningkat (KR positif) yang terjadi pada contoh batas air laut dengan dasar laut/lempung (Abdullah, 2007).

dalam sebuah penampang seismik dengan tampilan polaritas normal SEG, maka dapat diperkirakan:

Batas refleksi berupa trough pada penampang seismik, jika $AI_2 > AI_1$.

Batas refleksi berupa peak pada penampang seismik, jika $AI_2 < AI_1$.

II.5.5 Resolusi Seismik

Dalam konteks seismik, resolusi dapat didefinisikan sebagai kemampuan untuk membedakan antara dua fitur geologi yang saling berdekatan (Knödel, 2007). Sedangkan menurut (Sukmono, 1999), resolusi didefinisikan sebagai jarak minimum antara dua obyek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik dan berhubungan erat dengan fenomena interferensi. Resolusi ditentukan oleh panjang gelombang sinyal seismik dan kedalaman target (z). Panjang gelombang pendek (frekuensi lebih tinggi)

memberikan hasil dengan resolusi yang lebih baik daripada yang lebih panjang. Panjang gelombang berbanding lurus dengan kecepatan gelombang (v) dalam material yang sesuai dan berbanding terbalik dengan (dominan) frekuensi f dari sinyal seismik. Resolusi seismik sendiri terbagi menjadi 2 macam, yaitu resolusi vertikal dan resolusi lateral.

1. Resolusi Vertikal

Resolusi vertikal adalah kemampuan untuk memisahkan lapisan atas dengan lapisan bawahnya secara vertikal. Widess (1973) dalam Knödel (2007) mengusulkan $1/8 \lambda$ sebagai batas minimal resolusi vertikal. Akan tetapi dengan mempertimbangkan kehadiran noise dan efek pelebaran *wavelet* terhadap kedalaman maka batas minimal resolusi vertikal yang dipakai adalah $1/4 \lambda$ (panjang gelombang). Jika ketebalannya kurang dari itu maka hanya akan tampak satu interface saja. Ketebalan minimal yang masih dapat dibedakan disebut sebagai *tuning thickness*. Kecepatan gelombang akan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, sedangkan frekuensi akan semakin rendah karena efek dari atenuasi. Dengan demikian tuning thickness akan bertambah besar.

Frekuensi gelombang seismik lebih kecil dibandingkan frekuensi yang dihasilkan pada data log sumur. Semakin kecil frekuensi dan kecepatan maka gelombang akan semakin besar. Panjang gelombang (λ) tergantung pada kecepatan (v) dan Frekuensi (f) seperti pada persamaan berikut:

$$\lambda = \frac{v}{f} \tag{2.5}$$

dimana,

λ : Panjang gelombang (m)

v : Kecepatan (m/s)

f : Frekuensi (Hz)

Dari persamaan 2.3 dapat diidentifikasi bahwa semakin kecil panjang gelombangnya, maka pelapisan yang dapat terdeteksi semakin kecil.

2. Resolusi Horizontal

Resolusi horisontal yaitu kemampuan seismik untuk membedakan dua titik yang berdekatan secara lateral dikenal juga dengan Zona Fresnel yaitu bagian dari reflektor dimana dipantulkan ke geophone atau hydrophone setelah separuh siklus atau seperempat panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama. Radius Zona Fresnel ini dapat dihitung dengan rumus berikut:

$$rf = \frac{v}{2} \sqrt{\frac{t}{f}} \quad (2.6)$$

Dimana,

rf : radius zona *fresnel* (m)

v : rata-rata kecepatan (m/s)

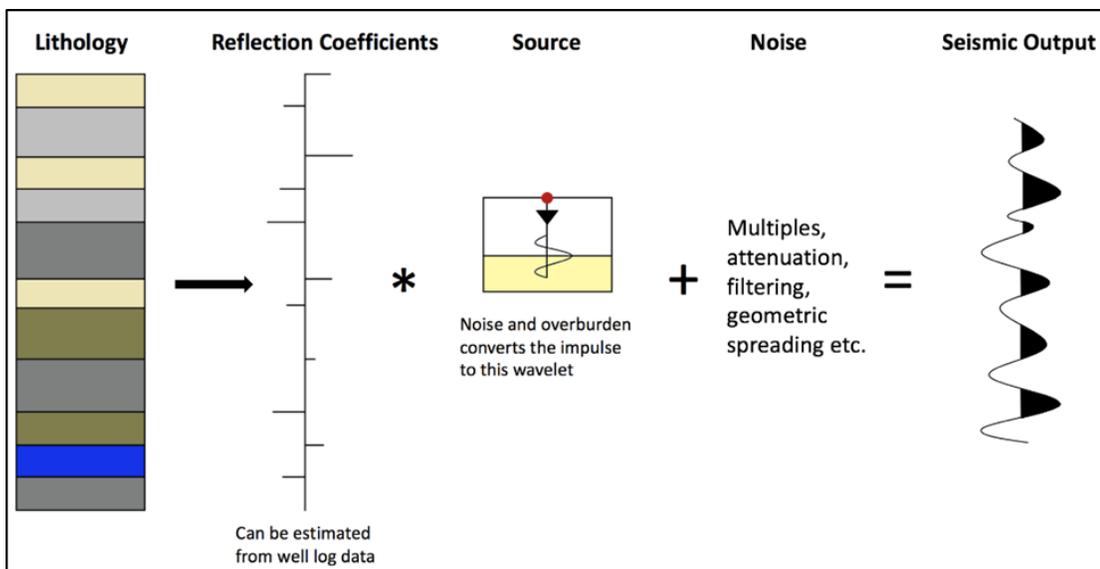
f : frekuensi dominan seismik (hz)

t : twt (*Two way time*) (s)

II.5.6 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien

refleksi yang selanjutya dikonvolusikan dengan wavelet. Seismogram sintetik ini dapat membantu mengidentifikasi horizon (picking horizon) pada penampang seismik (aspek lithologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) karena resolusi vertikalnya lebih baik dari data seismik. Disatu sisi seismogram sintetik menunjukkan data kedalaman yang akurat (sehingga dapat dilakukan konversi *time to depth*). Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas dan fasa) yang sama dengan rekaman seismik. Sehingga perlu dilakukan ekstrak wavelet dari data seismik (Muhlis 2015).



Gambar 2. 6 Ilustrasi Seismogram Sintetik yang diperoleh dari konvolusi koefisien refleksi dengan *wavelet* ((Modified from Walden and White, 1998).

Seismogram sintetik ini digunakan pada proses pengikatan data sumur dengan data seismik (*well seismic tie*). Hal ini dilakukan karena umumnya data seismik berada pada domin waktu sedangkan data sumur memiliki domain kedalaman. Sehingga, sebelum

memasuki tahapan tersebut perlu dilakukan konversi data sumur kedalam domain waktu dari seismogram sintetik.

II.6 Well Seismic Tie (Pengikatan Data Sumur terhadap Data seismik)

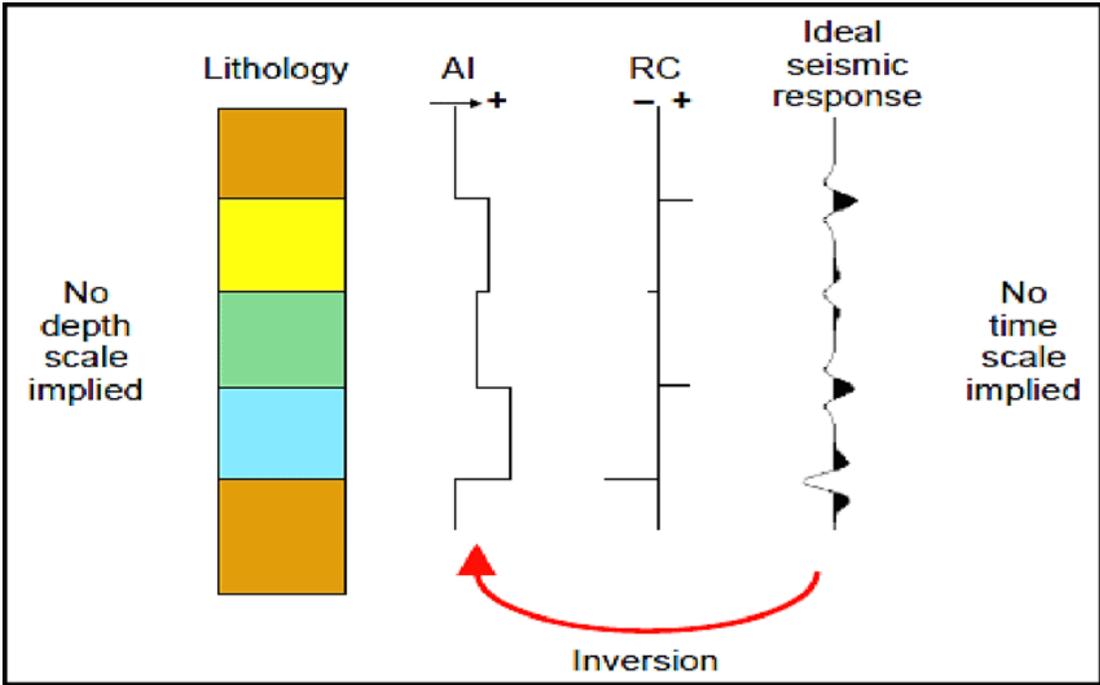
Well seismic tie merupakan suatu tahapan untuk mengikatkan data sumur terhadap data seismik. Pada tahap ini *even reflektor* seismik ditempatkan pada kedalaman yang sebenarnya serta untuk mengkorelasikan informasi geologi yang diperoleh dari data sumur dengan data seismik. Prinsip yang digunakan adalah mencocokkan even refleksi pada data seismik dengan seismogram sintetik yang bersesuaian dengan suatu bidang batas. Hal ini dilakukan dengan mengkoreksi nilai tabel *time-depth* dari data check-shot tiap sumur agar *two way time* (TWT).

pada seismogram sintetik sama dengan data seismik. Analisa *well seismic tie* memperlihatkan bahwa seismogram sintetik memiliki eveneven refleksi yang berkorelasi dengan horizon-horizon pada data seismik yang merepresentasikan perubahan koefisien refleksi atau suatu bidang batas perlapisan batuan. Pola refleksi yang direpresentasikan dengan amplitudo *wavelet* seismogram sintetik bersesuaian dengan *wavelet* seismik.

II.7 Teori Inversi Seismik

Metode seismik inversi merupakan suatu teknik pembuatan model impedansi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Secara sederhana, proses inversi data seismik melibatkan perhitungan Impedansi Akustik (AI) dari data seismik refleksi. Dengan demikian,

inversi seismik dapat disebut sebagai langkah awal dalam interpretasi data seismik yang telah di proses secara ideal, karena mencoba mengembalikan data menjadi kondisi bawah permukaan sebenarnya berdasarkan data seismik yang dimiliki. Seperti ditunjukkan pada data reflektivitas konvensional (gambar 2.7), respon seismik ideal memberikan informasi mengenai batas antara lapisan bawah permukaan, dimana inversi seismik impedansi akustik menghitung properti dari lapisan itu sendiri. Dengan mengasumsikan nilai seri Koefisien refleksi (RC) yang didapat dari fungsi AI, maka inversi dari data seismik refleksi yang terproses dengan baik secara efektif akan mengintegrasikan data tersebut untuk menghasilkan data AI (Herron, 2011).



Gambar 2. 7 Inversi Seismik. Membuat data impedansi akustik dari respon seismik ideal, merupakan proses yang disebut sebagai proses interpretative (Herron, 2011)

Trace seismik merupakan konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet, atau dapat dituliskan kedalam persamaan sebagai berikut :

$$s(t) = RC(t) * W(t) \quad (2.7)$$

dengan,

$s(t)$ = *trace* seismik,

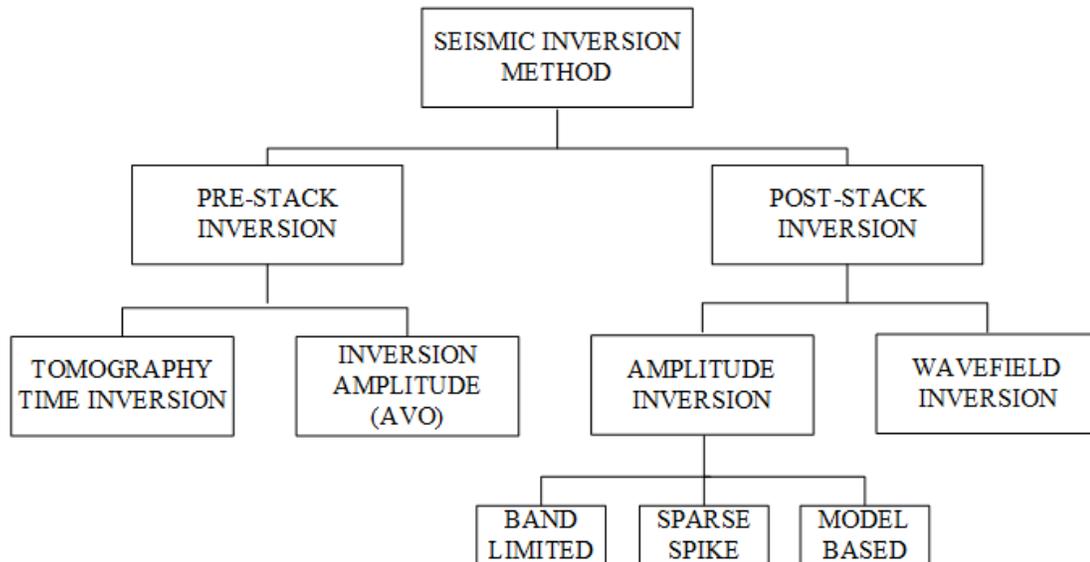
$RC(t)$ = koefisien refleksi,

$W(t)$ = merupakan wavelet, dan

$*$ = merupakan tanda konvolusi.

Koefisien Refleksi yang didapat dari bumi bersifat *unlimited*, sedangkan wavelet seismik bersifat *bandlimited*. Dengan demikian, pada saat kedua besaran tersebut dikonvolusikan, maka akan menghasilkan *trace* seismik yang juga *bandlimited*. Ini berarti kisaran frekuensi rendah dan tinggi hilang. Dalam melakukan inversi, perlu dilakukan *recovery* terhadap frekuensi yang hilang tersebut, agar nilai impedansi akustik menjadi benar serta memiliki resolusi dan model yang dihasilkan menjadi benar. Metode Inversi memiliki dua pendekatan, yaitu deterministik dan probabilistic, hasil dari inversi dapat berupa sebaran porositas, saturasi fluida, dan volume total batuan reservoir. Metode deterministik digunakan untuk menentukan suatu nilai secara kuantitatif yang selanjutnya akan digunakan dalam pertimbangan estimasi zona terbaik maupun zona yang kurang prospektif. Sedangkan metode probabilitas memberikan

suatu sebaran nilai data yang dianalisa berdasarkan probabilitas nilai properti yang dihitung.



Gambar 2. 8 Metode inversi seismik (Russell, 1999)

Hasil inversi seismik berupa impedansi meliputi *Acoustic Impedance* (AI) dan *Shear Impedance* (SI). Kedua impedansi tersebut merupakan parameter dari suatu lapisan batuan. Oleh karena itu, 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).

Model yang mendasari inversi adalah model konvolusional:

$$T(i) = \sum_j r(j)W(i - j + 1) + n(i) \quad (2.8)$$

Ada tiga macam metode inversi yang umum dipakai dalam melakukan inversi data seismik dan prosesnya yaitu (Sukmono, 2007):

II.7.1 *Bandlimited Inversion*

Metode inversi rekursif atau band limited inversion menggunakan algoritma rekursif klasik yang mengasumsikan tras seismik sebagai suatu deret koefisien refleksi (KR) yang telah difilter oleh *wavelet zero-phase*. Proses ini dinamakan sebagai inversi rekursif diskrit (*discrete recursive inversion*) yang menjadi dasar teknik inversi lainnya. Kelebihan metode inversi ini adalah komputasi relatif cepat, menggunakan data seismik sepenuhnya dalam perhitungan dan hasilnya berupa *wiggle trace* yang mirip dengan data seismik (**Gambar 2.8**). Adapun kekurangan dari metode inversi ini adalah (Hampson dan Russel, 2006):

- a. *Noise* dianggap sebagai tras seismik dan diikutkan dalam perhitungan sehingga dapat menghasilkan lapisan baru yang semu;
- b. Metode ini tidak menggunakan kontrol geologi sehingga hampir identik dengan permodelan ke depan;
- c. Kehilangan komponen frekuensi rendah (efek bandlimited) dan tinggi mengakibatkan prediksi impedansi akustik kurang baik secara lateral.

Persamaan dasar inversi rekursif adalah:

$$I_i = \frac{I_{j+1} - I_j}{I_{j+1} + I_j} \quad (2.9)$$

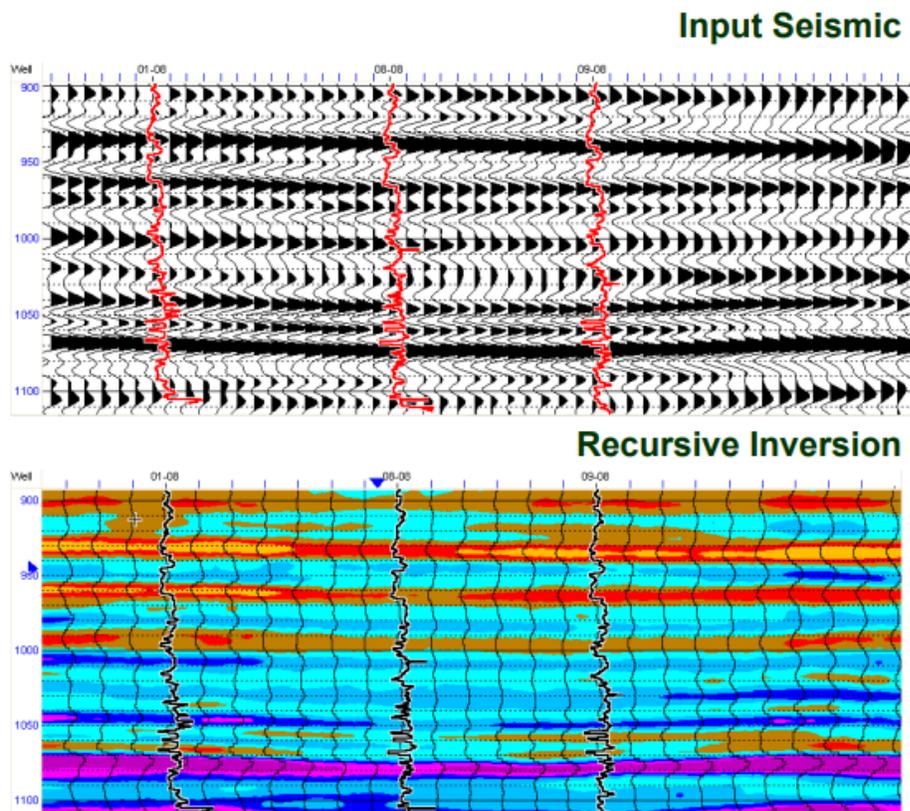
Impedansi lapisan ke-i + 1 dapat dihitung dari lapisan ke-i dengan persamaan:

$$I_{i+1} = I_i * \left(\frac{1+I_i}{1-I_i} \right) \quad (2.10)$$

Dimulai dari lapisan pertama, impedansi dari setiap lapisan berturut-turut dapat diketahui secara rekursif menggunakan persamaan dibawah ini:

$$I_n = I_j * \pi \left(\frac{1+I_j}{1-I_j} \right) \quad (2.11)$$

Dimana I merupakan impedansi akustik dan j adalah lapisan ke-j.

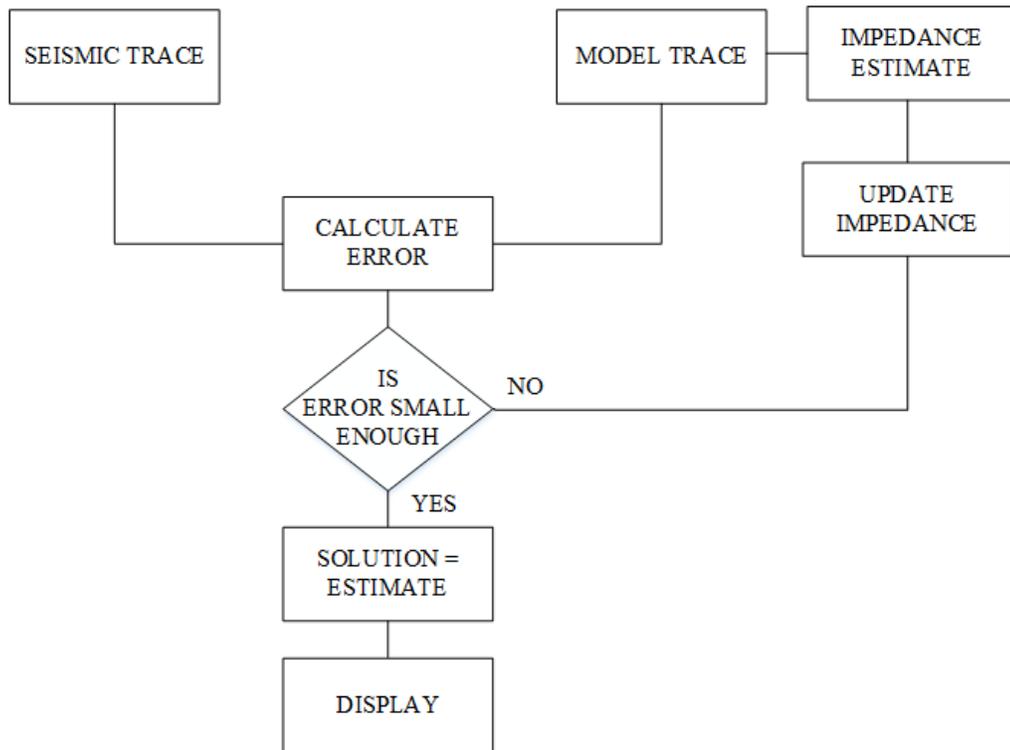


Gambar 2. 9 Penampang seismik hasil inversi bandlimited (*Hampson dan Russel, 2006*)

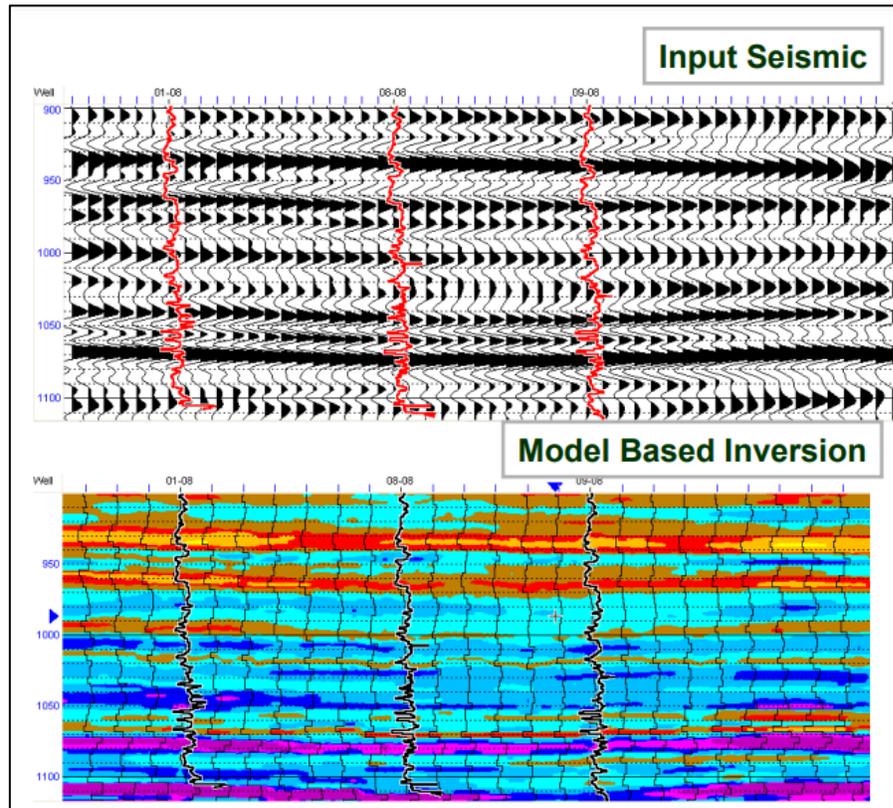
II.7.2 Model Based Inversion

Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data rill seismik dan diperbarui secara *iterative* sehingga akan didapatkan kecocokan

yang lebih baik dengan data seismik (Gambar 2.9). Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan data seismik (Hampson dan Russel, 2006). Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode band limited inversion. Makin banyak iterasi maka koefisien korelasi antara seismik sintetis dan seismik real semakin besar dan error semakin kecil. Hasil keluarannya yaitu berupa model yang sesuai dengan data masukan sebagaimana yang digambarkan pada (Gambar 2.11).



Gambar 2. 10 Diagram alir proses inversi Model Based (Hampson dan Russel, 2006)



Gambar 2. 11 Input seismik dan output yang dihasilkan dari inversi berdasarkan model (Hampson dan Russel, 2006)

Hasil pengukuran *trace* seismik dari model satu dimensi dirumuskan mengikuti model konvolusi pada persamaan (2.8). Jika diketahui asumsi awal atau model awal yang dikarakterisasi oleh koefisien refleksi $r_0(j)$ maka dapat dihitung trace model:

$$M(i) = \sum_{j=1}^N r_0(j)W(i - \tau(j) + 1) \quad (2.12)$$

Trace model akan berbeda dengan *trace* seismik yang disebabkan dua faktor. Pertama, koefisien refleksi r_0 berbeda dari nilai koefisien refleksi sebenarnya. Kedua, *trace* seismik mengandung noise pengukuran $n(i)$ sedangkan trace model tidak. Setelah diperoleh *trace* seismik dan *trace* model, selanjutnya menghitung

error sekecil mungkin. Perhitungan error pada trace seismik dapat diperoleh dengan persamaan:

$$e(i) = T(i) - M(i) \quad (2.13)$$

Jika model ditulis kembali dengan $M = Wr$, maka dalam meminimalkan jumlah error digunakan fungsi objektif J:

$$J = e^T e = (T - Wr)^T (T - Wr) \quad (2.14)$$

Fungsi objektif J diturunkan langsung terhadap parameter model r ($\frac{\partial J}{\partial r} = 0$) dalam bentuk notasi matriks menghasilkan persamaan:

$$W^T W_r = W^T T \quad (2.15)$$

Matriks W umumnya tidak berupa matriks persegi, karena jumlah data pengukuran lebih banyak daripada parameter model. Hal ini menyebabkan matriks W tidak memiliki hasil inversi yang tepat. Untuk mengatasi permasalahan tersebut, digunakan metode iterasi. Solusi yang diperoleh sebagai berikut:

$$r = (W^T W)^{-1} W^T T \quad (2.16)$$

Persamaan (2.16) diasumsikan inversi stabil, tetapi tidak selalu seperti itu. Untuk menstabilkan solusi Persamaan (2.16) dapat ditambahkan faktor *prewhitening* dengan matriks identitas sebagai berikut:

$$r = (W^T W + \lambda I)^{-1} W^T T \quad (2.17)$$

Dimana r merupakan parameter model, W sebuah fungsi, dan T adalah data pengukuran.

Keunggulan metode inversi berbasis model adalah inversi yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data log), kurang sensitif terhadap noise dan nilai impedansi akustiknya diperoleh dari berbentuk blocky yang memiliki nilai impedansi kontras sehingga mempermudah dalam penentuan batas atas dan batas bawah suatu lapisan reservoir. Kelemahan dari metode ini adalah ketidakunikan hasil inversi. Artinya kemungkinan diperoleh lebih dari satu model yang sesuai dengan data seismik aslinya akibat proses iterasi yang digunakan. Keunggulan metode inversi berbasis model adalah resolusi efektif dari model yang dihasilkan jauh lebih baik dari inversi post-stack lainnya dan hasil yang didapat memiliki kontrol yang baik karena menghindari inversi langsung dari data seismik.

Hasil akhir dari suatu proses inversi data seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap dari data seismik. Perubahan amplitudo pada data seismik hanya mencerminkan suatu bidang perlapisan antar batuan. Sedangkan impedansi akustik mencerminkan sifat fisis batuan yang dengan mudah dapat langsung dikonversikan sebagai karakter suatu reservoir, seperti ketebalan, porositas, maupun fluida pengisi batuan. Keuntungan metode model-based inversion adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginversi model geologinya. Permasalahan menggunakan metode ini adalah :

1. Sifat sensitif terhadap bentuk *wavelet*, dimana dua *wavelet* berbeda dapat menghasilkan *trace* seismik yang sama.

2. Sifat ketidakunikan (*non-uniqueness*) untuk *wavelet* tertentu dimana semua hasil sesuai dengan *trace* seismik pada lokasi sumur yang sama.

Hubungan antara model dengan data seismik dapat dijelaskan dengan metode Generalized Linear Inversion (GLI), yaitu suatu proses yang dilakukan dengan cara membuat model seismik (impedansi) yang kemudian dibandingkan dengan rekaman seismik secara berulang-ulang (proses iterasi) sampai didapatkan kesalahan terkecil diantara keduanya. Model seismik dengan kesalahan terkecil yang akan dijadikan penyelesaian untuk diubah menjadi impedansi akustik (Hampson dan Russel, 2006).

II.7.3 Sparse Spike Inversion

Metode inversi sparse-spike mengasumsikan bahwa reflektifitas yang sebenarnya dapat diasumsikan sebagai seri dari spike-spike besar yang bertumpukan dengan spikespike yang lebih kecil sebagai background. Kemudian dilakukan estimasi wavelet berdasarkan asumsi model tersebut. Metode ini mengasumsikan bahwa hanya spikespike yang besar saja yang penting. Inversi ini mencari lokasi spike yang besar dari tras seismik. Spike-spike tersebut terus ditambahkan sampai tras dimodelkan secara cukup akurat. Amplitudo dari blok impedansi ditentukan dengan menggunakan algoritma inversi *model based*. Input parameter tambahan pada metode ini adalah menentukan jumlah maksimum spike yang akan dideteksi pada tiap tras seismik dan *tracehold* pendeteksi seismik. Model dasar tras seismik didefinisikan oleh (Humpson dan Russel 2006):

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (2.18)$$

Dengan:

$S(t)$: Tras Seismik dalam domain waktu

$w(t)$: Wavelet dalam domain waktu

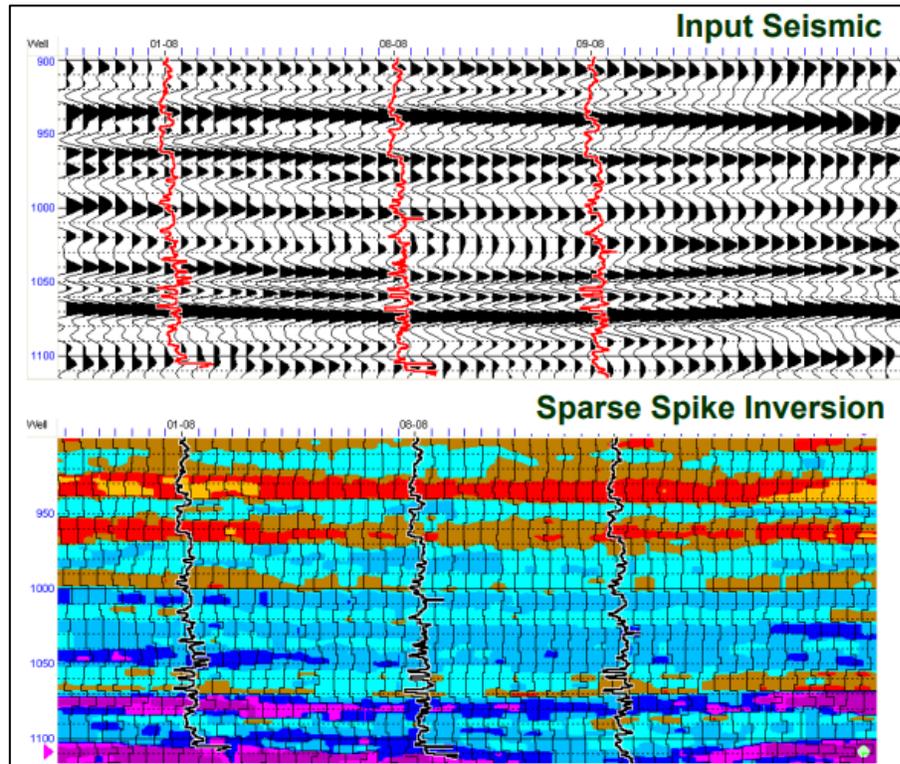
$r(t)$: Koefisien refleksi dalam domain waktu

$n(t)$: Noise dalam domain waktu

Persamaan di atas mengandung tiga variabel yang tidak diketahui sehingga sulit untuk menyelesaikan persamaan tersebut. Namun, dengan menggunakan asumsi tertentu permasalahan dekonvolusi dapat diselesaikan dengan beberapa teknik dekonvolusi yang dikelompokkan dalam metode sparse-spike, teknik-teknik tersebut meliputi:

- a. Inversi dan dekonvolusi maximum-likelihood
- b. Inversi dan dekonvolusi norm-L1
- c. Dekonvolusi entropi minimum (MED)

Kelebihan dari inversi ini adalah komponen frekuensi rendah secara matematis telah dimasukkan dalam perhitungan solusi dengan pengontrol ekstra, dapat digunakan sebagai estimasi full-bandwidth reflektivitas. Kekurangannya adalah impedansi akustik yang dihasilkan berbentuk blok-blok sehingga detail yang terlihat pada inversi ini kurang jelas (**Gambar 2.13**).



Gambar 2. 12 Penampang seismik hasil inversi Sparse-Spike (Humpson dan Russel 2006).