

SKRIPSI

**IDENTIFIKASI SEBARAN RESERVOIR HIDROKARBON
BERDASARKAN ANALISIS DATA SUMUR DAN INVERSI SEISMIK
PADA LAPANGAN “R” CEKUNGAN NATUNA BARAT**



OLEH:

KHAERIA UDLUWIYAH

H22116013

PROGRAM STUDI GEOFISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS HASANUDDIN

MAKASSAR

2022

**IDENTIFIKASI SEBARAN RESERVOIR HIDROKARBON
BERDASARKAN ANALISIS DATA SUMUR DAN INVERSI SEISMIK
PADA LAPANGAN “R” CEKUNGAN NATUNA BARAT**

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

Disusun dan Diajukan Oleh:

KHAERIA UDLUWIYAH

H22116013

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

2022

LEMBAR PENGESAHAN

**IDENTIFIKASI SEBARAN RESERVOIR HIDROKARBON
BERDASARKAN ANALISIS DATA SUMUR DAN INVERSI SEISMIK
PADA LAPANGAN "R" CEKUNGAN NATUNA BARAT**

Disusun dan diajukan oleh:

**KHAERIA UDLUWIYAH
H22116013**

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 : Khaeria Udluwiyah
NIM : H22116013
Departemen : Geofisika
Judul Tugas Akhir : Identifikasi Sebaran Reservoir Hidrokarbon Berdasarkan Analisis Data Sumur dan Inversi Seismik pada Lapangan "R" Cekungan Natuna Barat

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,


KHAERIA UDLUWIYAH

KATA PENGANTAR

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 “**IDENTIFIKASI SEBARAN RESERVOIR HIDROKARBON BERDASARKAN ANALISIS DATA SUMUR DAN INVERSI SEISMIK PADA LAPANGAN “R” CEKUNGAN NATUNA BARAT**”. Shalawat serta salam tidak lupa 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 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. Penulis menyadari bahwa skripsi ini memiliki banyak kekurangan dan kelemahan. Oleh karena itu, diharapkan kritik, saran, dan masukan yang membangun sehingga penulis bisa menyempurnakan skripsi ini nantinya.

Penghargaan setinggi-tingginya penulis haturkan kepada kedua orang tua Ibunda **Hajrah** dan Ayahanda **Muh. Yusuf** atas do’a, dukungan, dan perhatian yang tak henti-hentinya diberikan kepada penulis, saudara-saudara serta seluruh keluarga besar yang selalu memberikan do’a, kasih sayang yang tulus, dukungan moral 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 kasih 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. 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. Bapak **Widi Atmoko** selaku pembimbing Tugas Akhir selama melaksanakan penelitian di Pertamina Upstream Data Center Taman Tekno, BSD Tangerang Selatan yang telah meluangkan waktu di tengah kesibukannya untuk membimbing, memberikan motivasi dan ilmu kepada penulis.
4. Kepada bapak **Dr. Erfan, M. Si** dan bapak **Syamsuddin, S. Si., MT** 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.

5. Kepada Saya sendiri yang tetap percaya dan bisa menyelesaikan skripsi ini walaupun dalam keadaan sulit, tidak secepat orang lain tapi saya yakin ini bukan akhir dari segalanya, terima kasih banyak **Khaeria Udluwiyah**.

6. 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. Penulis pun tetap berharap agar tulisan ini dapat memberikan manfaat bagi siapapun yang membacanya.

Makassar, 17 Oktober 2022

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL	i
HALAMAN JUDUL	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
SURAT PERNYATAAN	iv
KATA PENGANTAR	v
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR	x
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR LAMPIRAN	xiii
ABSTRAK	xiv
ABSTRACT	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1 Latar Belakang.....	1
I.2 Rumusan Masalah.....	2
I.3 Ruang Lingkup Penelitian.....	2
I.4 Tujuan Penelitian.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	3
II.1 Geologi Regional.....	3
II.1.1 Stratigrafi Cekungan Natuna Barat.....	3
II.1.2 Sistem Petroleum Cekungan Natuna Barat	5
II.2 Data <i>Log</i>	6
II.2.1 Log Gamma Ray.....	7
II.2.2 Log SP (Spontaneous Potential).....	7
II.2.3 Log Resistivity.....	8
II.2.4 Log Densitas	8
II.2.5 Log Neutron	8
II.2.6 Log Sonik	9
II.3 Analisis Petrofisika.....	9
II.3.1 Analisis Kualitatif.....	9

II.3.2 Analisis Kuantitatif.....	10
II.4 Metode Seismik.....	13
II.5 Komponen Seismik Refleksi.....	14
II.5.1 Acoustic Impedance (AI)	14
II.5.2 Koefisien Refleksi (KR).....	15
II.5.3 Wavelet	15
II.5.4 Polaritas.....	16
II.5.5 Seismogram Sintetik.....	17
II.6 Well Seismic Tie	17
II.7 Prinsip Dasar Seismik Inversi	18
II.7.1 Inversi Rekursif/Bandlimited	18
II.7.2 Inversi Sparse Spike.....	19
II.7.3 Inversi Berbasil Model / Model Based	20
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	22
III.1 Lokasi Penelitian.....	22
III.2 Perangkat dan Data Penelitian	22
III.3 Prosedur Penelitian.....	23
III.4 Bagan Alir Penelitian	26
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	27
IV.1 Penentuan Zona <i>Interest</i>	27
IV.2 Analisis Sensitivitas (<i>Crossplot</i>).....	28
IV.3 <i>Well Seismic Tie</i>	29
IV.4 <i>Picking</i> Horizon dan <i>Picking Fault</i>	30
IV.5 <i>Time and Depth Structure Map</i>	31
IV.6 Seismik Inversi <i>Acoustic Impedance</i>	33
IV.7 Peta Persebaran Porositas.....	39
BAB V PENUTUP	42
V.1 Kesimpulan.....	42
V.2 Saran.....	42
DAFTAR PUSTAKA	43
L A M P I R A N	45

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Peta Lokasi Natuna.....	3
Gambar 2. 2 Stratigrafi Cekungan Natuna Barat	4
Gambar 2. 3 Sifat Penjalaran Gelombang ketika Melewati Medium	14
Gambar 2. 4 Jenis-jenis <i>wavelet</i>	15
Gambar 2. 5 Polaritas normal dan polaritas reverse.....	16
Gambar 2. 6 Seismogram Sintetik.....	17
Gambar 3. 1 Basemap Lokasi Penelitian.....	22
Gambar 4. 1 Zona Target Daerah penelitian.....	27
Gambar 4. 2 Crossplot Impedansi Akustik (AI) dan Porositas (PHIE).....	28
Gambar 4. 3 Ekstraksi Wavelet Statistical	29
Gambar 4. 4 Well Seismic Tie Sumur R1	30
Gambar 4. 5 Picking Horizon dan Fault.....	31
Gambar 4. 6 Time Structure Map Formasi Lower Arang & Formasi Barat.....	31
Gambar 4. 7 Grafik Hubungan MD dan TWT.....	32
Gambar 4. 8 Depth Structure Map Formasi Lower Arang & Formasi Barat	32
Gambar 4. 9 Initial Model Melewati Sumur R1 pada Xline 264.....	33
Gambar 4. 10 Initial Model Melewati Sumur R1 pada Inline 296.....	33
Gambar 4. 11 Analisis Inversi Model Based pada Sumur R1	34
Gambar 4. 12 Analisis Inversi Bandlimited pada Sumur R1.....	35
Gambar 4. 13 Analisis Inversi LPSS pada Sumur R1	35
Gambar 4. 14 Penampang Inversi AI yang melewati Sumur R1 pada Xline 264	36
Gambar 4. 15 Penampang Inversi AI yang melewati Sumur R1 pada Inline 296	37
Gambar 4. 16 Peta Persebaran Nilai AI time 1100 ms – 1160 ms.....	37
Gambar 4. 17 Peta Persebaran Nilai AI time 1160 ms – 1200 ms.....	38
Gambar 4. 18 Peta Persebaran Nilai AI time 1200 ms – 1250 ms.....	38
Gambar 4. 19 Penampang Porositas Hasil Transformasi penampang Akustik Impedansi yang melewati Sumur R1 pada Xline 264	39

Gambar 4. 20 Penampang Porositas Hasil Transformasi penampang Akustik Impedansi yang melewati Sumur R1 pada Inline 296.....	39
Gambar 4. 21 Peta Persebaran Nilai Porositas pada time 1100 ms – 1160 ms .	40
Gambar 4. 22 Peta Persebaran Nilai Porositas pada time 1160 ms – 1200 ms .	40
Gambar 4. 23 Peta Persebaran Nilai Porositas pada time 1200 ms – 1250 ms .	41

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Klasifikasi Nilai Porositas.....	11
Tabel 2.2 Klasifikasi Permeabilitas.....	13
Tabel 4.1 Nilai Korelasi Hasil Well Seismic Tie semua Sumur.....	30
Tabel 4.2 Perbandingan Hasil Analisis Inversi setiap Metode	36

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN 1 WELL SEISMIC TIE	46
LAMPIRAN 2 INITIAL MODEL.....	47
LAMPIRAN 3 ANALYSIS INVERSI MODEL BASED	49
LAMPIRAN 4 ANALYSIS INVERSI BANDLIMITED	50
LAMPIRAN 5 ANALYSIS INVERSI LPSS	51
LAMPIRAN 6 HASIL INVERSI AI MODEL BASED.....	52
LAMPIRAN 7 HASIL TRANSFORMASI AI MENJADI POROSITAS.....	54

ABSTRAK

Cekungan Natuna merupakan salah satu cekungan penghasil hidrokarbon yang ada di Indonesia yang terbagi atas dua cekungan sedimentasi tersier yaitu Cekungan Natuna Barat dan Cekungan Natuna Timur. Lokasi pada penelitian ini yaitu Lapangan “R” pada Cekungan Natuna Barat. Target pada penelitian berada pada Formasi *Lower Arang* – Formasi Barat dengan litologi perselingan antara batupasir dan lempung. Penelitian dilakukan dengan tujuan untuk memperoleh nilai impedansi akustik (AI) dan mengetahui persebaran nilai porositas reservoir menggunakan metode inversi seismik. Metode ini digunakan karena pada proses tersebut tidak hanya menggambarkan batas lapisan pada batuan tetapi juga memberikan informasi karakter fisik pada batuan yang ada di bawah permukaan bumi. Penelitian ini menggunakan data seismik 3D *Post Stack Time Migration* (PSTM) dan tiga data sumur. Berdasarkan hasil inversi impedansi akustik model based, diperoleh nilai impedansi akustik (AI) pada zona target Formasi *Lower Arang* – Formasi Barat berkisar antara 6.000 (m/s)(g/cc) sampai 8.000 (m/s)(g/cc) dengan nilai porositas 27% - 33%.

Kata Kunci : Natuna Barat, Formasi Lower Arang, Formasi Barat, Reservoir, Impedansi Akustik, Inversi, Porositas.

ABSTRACT

The Natuna Basin is one of the hydrocarbon-producing basins in Indonesia which is divided into two tertiary sedimentation basins, namely the West Natuna Basin and the East Natuna Basin. The location of this research is Field "R" in the West Natuna Basin. The target in this research is the Lower Arang Formation – West Formation with alternating lithology between sandstone and clay. The purpose of this research was to obtain the value of acoustic impedance (AI) and determine the distribution of the reservoir porosity value using the seismic inversion method. This method is used because the process does not only describe the boundary layers of the rock but also provides information on the physical character of the rock beneath the earth's surface. This research uses 3D Post Stack Time Migration (PSTM) seismic data and three wells data. Based on the results of the model-based acoustic impedance inversion, the acoustic impedance (AI) values in the target zone of the Lower Arang Formation – West Formation ranged from 6,000 (m/s)(g/cc) to 8,000 (m/s)(g/cc) with porosity value 27% - 33%.

Keywords : *West Natuna, Lower Arang Formation, West Formation, Reservoir, Acoustic Impedance, Inversion, Porosity*

BAB I

PENDAHULUAN

I.1 Latar Belakang

Cekungan Natuna merupakan salah satu cekungan penghasil hidrokarbon yang ada di Indonesia. Laporan Studi Kementerian dan Sumber Daya Mineral (ESDM) pada tahun 2002 menyatakan bahwa cadangan minyak dan gas yang dimiliki oleh Natuna masing-masing sebesar $308,30 \times 10^6$ barel dan $9,8604 \times 10^{12}$ barel. Cekungan Natuna terbagi atas dua Cekungan Sedimentasi Tersier yaitu Cekungan Natuna Barat (*West Natuna Basin*) dan Cekungan Natuna Timur (*East Natuna Basin*). Lapangan “R” merupakan salah satu lapangan pada Cekungan Natuna Barat yang menjadi fokus pada penelitian ini.

Metode inversi seismik merupakan salah satu metode yang dapat digunakan untuk meningkatkan produktivitas pada lapangan “R”. Metode tersebut bertujuan untuk mendapatkan gambaran bawah permukaan pada daerah penelitian berupa sebaran nilai AI (*Acoustic Impedance*). Pada penelitian ini digunakan metode inversi seismik karena pada proses tersebut tidak hanya menggambarkan batas lapisan pada batuan tetapi juga memberikan informasi karakter fisik pada batuan yang ada di bawah permukaan bumi.

Menurut penelitian terdahulu, Cekungan Natuna Barat terdapat reservoir Batupasir yang mengandung fluida hidrokarbon (Sirait, 2012). Berdasarkan hal tersebut, mendorong penulis melakukan penelitian ini untuk mengidentifikasi zona reservoir dan persebarannya pada Lapangan “R” Cekungan Natuna Barat berdasarkan hasil korelasi antara data sumur dan seismik menggunakan metode Seismik inversi.

I.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah pada penelitian ini adalah:

1. Bagaimana menentukan zona reservoir hidrokarbon berdasarkan analisa data log?
2. Bagaimana mengetahui nilai impedansi akustik dan porositas reservoir hidrokarbon berdasarkan hasil korelasi data sumur dan seismik menggunakan metode inversi seismik?

I.3 Ruang Lingkup Penelitian

Penelitian ini dibatasi pada data seismik 3D PSTM dan data sumur pada lapangan "R" dengan menggunakan metode analisa data log dan inversi seismik.

I.4 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah:

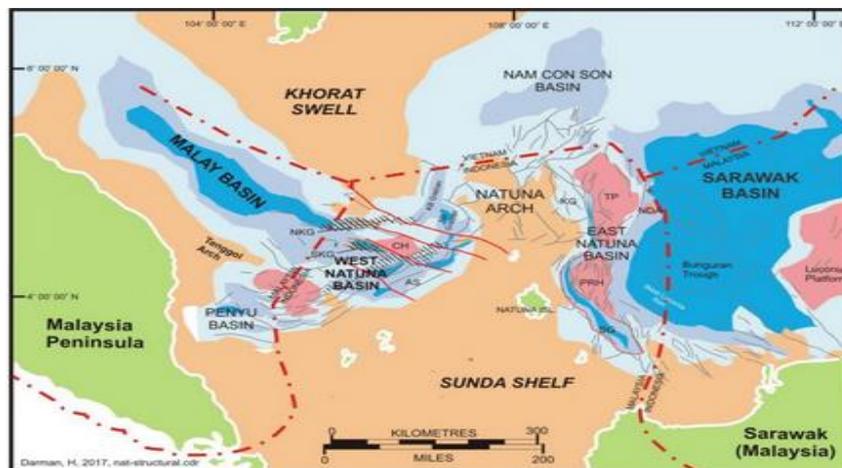
1. Menentukan zona reservoir hidrokarbon berdasarkan analisa data log.
2. Memperoleh nilai akustik impedansi dan porositas reservoir hidrokarbon berdasarkan hasil korelasi data sumur dan seismik menggunakan metode inversi seismik.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1 Geologi Regional

Cekungan Natuna terletak antara 2° LU – 5° LU dan 104° T – 110° BT yang secara geografis termasuk wilayah Provinsi Kepulauan Riau. Secara geologi, Kepulauan Riau (Natuna) merupakan bagian *Sundaland*, dengan Laut Natuna bagian Timur termasuk ke dalam sub-sistem tepian bagian Barat LCS (Laut Cina Selatan). Berdasarkan **Gambar 2.1**, Kepulauan Natuna terdapat dua cekungan Sedimentasi Tersier yang kaya minyak dan gas, yaitu Cekungan Natuna Barat (*West Natuna Basin*) dan Cekungan Natuna Timur (*East Natuna Basin*) yang dipisahkan oleh sistem punggung Natuna (*Natuna Arch*) yang berarah utara-selatan.

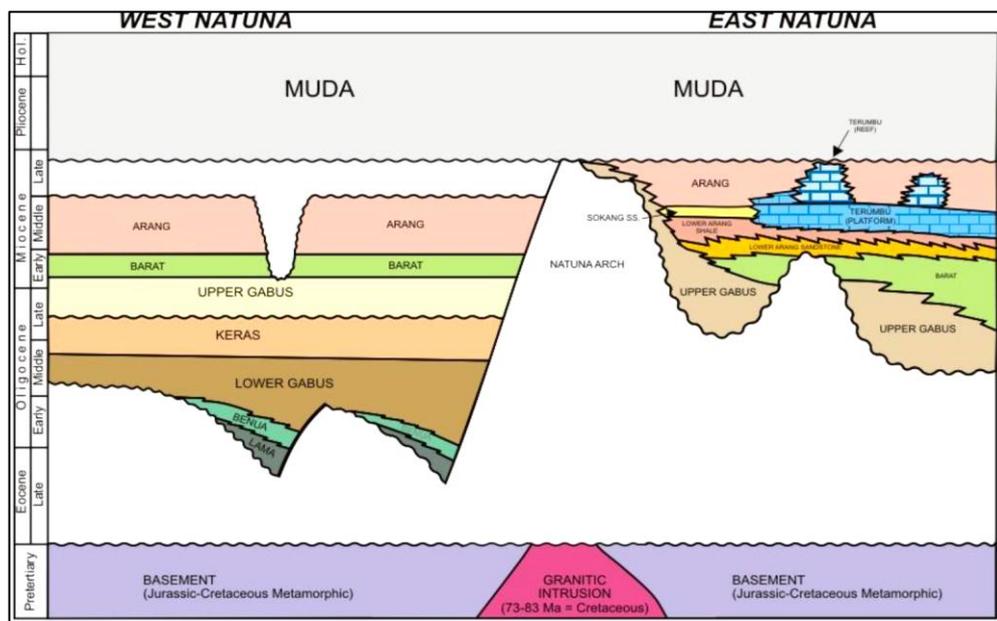


Gambar 2.1 Peta Lokasi Natuna (Darman dan Sidi, 2000)

II.1.1 Stratigrafi Cekungan Natuna Barat

Cekungan Natuna Barat merupakan cekungan tersier *intra-continental rift* pada Paparan Sunda. Cekungan Natuna Barat memiliki sistem *graben* berarah barat laut-tenggara dan barat daya-timur laut. Secara umum, Cekungan Natuna Barat terbagi ke dalam empat megasikuen tektonostratigrafi, yaitu Megasikuen *Syn-Rift* yang

menghasilkan sedimentasi Formasi Lama, Benua dan Lower Gabus, Megasikuen *Post-Rift* menghasilkan sedimentasi Formasi Upper Gabus dan Keras, Megasikuen *Syn-Inversion* menghasilkan sedimentasi Formasi Barat dan Arang, serta Megasikuen *Post-Inversion* menghasilkan sedimentasi Formasi Muda yang dapat dilihat pada **Gambar 2.2** (Rachmad dkk., 2017).



Gambar 2.2 Stratigrafi Cekungan Natuna Barat (Darman dan Sidi, 2000)

Berikut formasi geologi penyusun Cekungan Natuna Barat (Chalik, 2008):

1. Batuan Dasar (*basement*): Berumur *Pra-Tersier* yang terdiri dari batuan beku dan metamorfik atau endapan *continental non-marine*.
2. Formasi Belut: Berumur *Eocene* sampai *Oligocene* Bawah yang terdiri dari batupasir dengan perselingan *shale* dengan ukuran butir *fining toward* dan bereperilaku seperti *tuff*.
3. Formasi Gabus: Berumur *Oligocene* yang terbagi atas dua bagian yaitu *Upper Gabus* dan *Lower Gabus*. *Upper Gabus* berupa batu pasir dengan respon log *fining upward* atau *blocky*, diendapkan pada lingkungan *braided delta* atau

lakustrin. *Lower* Gabus terdiri dari batupasir dan *shale* juga memiliki respon log yang *fining upward* yang diinterpretasikan sebagai asal pengendapan fluvial.

4. Formasi Udang: Berumur antara akhir *Oligocene* atas sampai awal *Miocene* yang terdiri dari batupasir dengan perselingan lempung tipis, bersih, *poor sorted, less carbonates*, dengan ukuran butir dari halus sampai kasar.
5. Formasi Barat: Berumur antara *Oligocene* Bawah sampai *Miocene* Bawah yang terdiri dari lempung dengan sedikit batupasir. Sedimen diendapkan pada lingkungan lakustrin yang dikontrol oleh lingkungan *marine* menghasilkan sedimen *marine* dengan kandungan foraminifera. Semakin ke atas pengendapan didominasi oleh lempung lakustrin. Formasi barat memegang peranan penting sebagai batuan *seal* dari batupasir Formasi Udang.
6. Formasi Arang: berumur antara *Miocene* Bawah sampai *Miocene* Tengah yang terdiri dari perselingan batupasir dan lempung. Formasi Arang merupakan hasil sedimentasi yang terjadi pada fase regresi ke fase transgresi sehingga terdapat lempung karbonat pada Formasi *Upper* Arang akibat regresi.
7. Formasi Muda: Berumur antara *Miocene* Atas sampai *Pleistocene* merupakan formasi termuda dari Cekungan Natuna Barat yang terdiri dari lempung dan batupasir. Formasi ini diendapkan pada fase transgresi dan terdapat ketidakselarasan pada batas Formasi Arang dan Muda.

II.1.2 Sistem Petroleum Cekungan Natuna Barat

Batupasir merupakan salah satu resevoir pada Cekungan Natuna Barat yang memiliki porositas dan permeabilitas yang baik sebagai tempat penyimpanan, akumulasi, dan pelolosan fluida hidrokarbon (Paskah dkk., 2018).

Berikut adalah sistem petroleum dari Cekungan natuna Barat:

1. Batuan Sumber (*Source Rock*)

Berdasarkan analisis pirolisis menunjukkan bahwa hidrokarbon berada pada seribu *feet* dari Formasi Barat serta menyatakan bahwa Formasi Benua, Lama, Keras dan Barat memiliki potensial menjadi batuan sumber. Minyak terbentuk dari kerogen tipe 1 yang berasal dari formasi Lama dan Keras.

2. Reservoir dan Seal

Formasi Barat dan Arang memiliki batuan *shale*, sehingga efektif menjadi batuan *seal* atau *cap rock*. Dorongan yang kuat pada tahap inversi menjadikan Formasi ini adalah Formasi *Fault Seal*.

3. Trap dan Migrasi

Depocenter pada cekungan Natuna Barat adalah lipatan tipe Sunda, sehingga trap yang paling mudah terjadi adalah *anticline*. Lapisan *sandstone* dari sedimen *synrift* dapat juga menjadi trap *stratigraphic* dan kombinasi keduanya. Waktu hidrokarbon bermigrasi bertepatan pada saat inversi awal, yaitu pada zaman *Oligocene*. Arah migrasi terbagi menjadi dua kemungkinan. Pertama adalah migrasi *dip/lateral*, yaitu dari *source rock* menuju reservoir *rock*. Kedua adalah migrasi vertikal, yaitu migrasi dari *source rock* menuju reservoir melalui jalur patahan secara vertical.

II.2 Data Log

Logging merupakan suatu teknik eksplorasi dengan memasukkan alat ukur ke dalam lubang sumur untuk mendapatkan data di bawah permukaan sehingga dapat dilakukan evaluasi lapisan/formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan dibawah permukaan (Hijria & Danusaputro, 2016).

Tujuan *logging* yaitu menentukan besaran-besaran fisik batuan. Terdapat beberapa jenis log yang digunakan dalam eksplorasi geofisika yaitu (Pratiknyo dkk., 2017):

II.2.1 Log Gamma Ray

Log *gamma ray* merupakan suatu kurva di mana kurva tersebut menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi. Log ini bekerja dengan merekam radiasi sinar gamma alamiah batuan, sehingga berguna untuk mendeteksi atau mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif seperti Potasium (K), Thorium (Th), atau bijih Uranium (U). Log *gamma ray* dapat digunakan untuk membedakan jenis litologi reservoir dan *non-reservoir*.

II.2.2 Log SP (*Spontaneous Potential*)

Log SP merupakan log yang digunakan untuk mengukur besaran potensial diri di dalam tubuh formasi batuan, besarnya log SP dinyatakan dalam satuan milivolt (mV). Prinsipnya adalah mengukur beda antara potensial arus searah dari suatu elektroda yang bergerak di dalam lubang bor dengan potensial elektroda yang ada di permukaan. Log SP dapat berfungsi baik jika lumpur yang digunakan dalam proses pengeboran bersifat konduktif. Tiga faktor yang dapat menimbulkan potensial diri pada formasi adalah fluida pemboran yang konduktif, lapisan berpori dan perbedaan salinitas antara fluida pemboran dengan fluida formasi. Log SP biasa digunakan untuk identifikasi lapisan permeabel, menentukan nilai keserpihan dan nilai resistivitas formasi air. Pada lapisan serpih, kurva SP berupa garis lurus yang disebut *shale base line*, sedangkan pada lapisan permeabel kurva akan menyimpang dan lurus kembali saat mencapai garis konstan dan disebut *sand base line*. Penyimpangan tergantung resistivitas relatif, fluida, porositas, ketebalan lapisan, diameter sumur dan diameter filtrasi lumpur (Ariyanto, 2011).

II.2.3 Log Resistivity

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut. Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Log resistivitas digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air, karena kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori pada batuan.

II.2.4 Log Densitas

Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor. Kegunaan dari log densitas adalah untuk menentukan porositas yaitu mengukur porositas total suatu formasi, identifikasi litologi, dan densitas hidrokarbon dalam pori batuan. Prinsip dasar dari log ini adalah dengan menembakkan sinar *gamma* kedalam formasi, dimana sinar *gamma* ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Banyaknya energi sinar *gamma* yang hilang (atenuasi) akan dipantulkan dan diterima detektor untuk diteruskan dan direkam di permukaan sehingga menunjukkan densitas elektron di dalam formasi, dimana densitas elektron tersebut merupakan indikasi dari densitas formasi.

II.2.5 Log Neutron

Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakkan atom neutron ke formasi dengan energi tinggi. Neutron adalah suatu partikel listrik netral yang mempunyai

massa hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel-partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi, akibatnya neutron akan kehilangan energi. Energi yang hilang saat benturan dengan atom di dalam formasi batuan disebut sebagai porositas formasi (ϕ_N).

II.2.6 Log Sonik

Log sonik adalah log yang menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan/dipancarkan ke dalam formasi, sehingga pantulan suara yang kembali akan diterima oleh *receiver*. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut "*interval transit time*" atau Δt . Besar atau kecilnya Δt yang melalui suatu formasi tergantung dari jenis batuan dan besarnya porositas batuan serta isi kandungan dalam batuan (Harsono, 1997).

II.3 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika merupakan analisis yang dilakukan pada lapangan ukur dengan data sumur sebagai data utamanya. Analisis ini dilakukan guna mengetahui besaran tertentu didalam suatu formasi dalam satuan besar atau litologi dalam satuan kecil. Lebih kecil lagi, analisis ini dapat menentukan nilai perkedalaman dengan interval kedalaman tertentu (Harsono, 1997).

II.3.1 Analisis Kualitatif

Analisis kualitatif ini memanfaatkan data hasil pengukuran langsung di lapangan yang terdiri dari *data log Gamma Ray (GR)*, *Spontaneous Potential (SP)* dan *Caliper* dalam penentuan zona permeabelnya, data log Neutron Porosity (*NPHI*) dan log Densitas (*RHOB*) dalam identifikasi reservoir, serta log *Resistivitas Deep (LLD/ILD)* dalam identifikasi kandungan reservoir.

II.3.2 Analisis Kuantitatif

Analisis kuantitatif memanfaatkan data log hasil pengukuran dalam input perhitungannya. Dalam fase analisis ini, dilakukan perhitungan nilai *volume shale* (V_{sh}), Porositas total dan efektif, saturasi air (S_w). Hasil akhirnya adalah menerapkan metode pemenggalan data (*lumping*) menggunakan batasan nilai (*cut-off*). Adapun parameter yang dihitung dalam analisis kuantitatif petrofisika yaitu:

1. Porositas

Porositas adalah perbandingan antara volume ruang kosong (pori-pori) terhadap volume total dari suatu batuan. Secara umum, porositas didefinisikan sebagai rasio ruang kosong pada suatu batuan. Besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran. Porositas merupakan representasi dari kemampuan suatu batuan *reservoir* untuk menyimpan fluida. Tinggi rendahnya nilai porositas ditentukan oleh keseragaman butir (sortasi) dan susunan butir. Berdasarkan karakteristiknya, porositas batuan terbagi menjadi dua, yaitu:

- 1) Porositas absolut (\emptyset) yaitu perbandingan antara volume pori-pori total terhadap volume batuan total.
- 2) Porositas efektif (\emptyset_{eff}) yaitu perbandingan antara pori-pori yang berhubungan dengan volume pori total batuan.

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

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

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

Berdasarkan pembentukannya, porositas dapat dibedakan menjadi dua, sebagai berikut (Koesoemadinata, 1980):

1) Porositas Primer

Porositas primer adalah porositas yang terjadi pada waktu pengendapan batuan, dimana besar kecilnya porositas tersebut sangat dipengaruhi oleh susunan butiran, bentuk atau kebulatan butiran, kompaksi dan sedimentasi.

2) Porositas Sekunder

Porositas sekunder adalah porositas yang terjadi oleh adanya proses geologi setelah terjadinya pengendapan batuan, proses pembentukan porositas tersebut antara lain karena pelarutan, retakan dan rekahan.

Tabel 2.1 Klasifikasi Nilai Porositas (Harsono, 1997)

Porositas (%)	Klasifikasi
0 - 5	Dapat diabaikan
5 - 10	Buruk (<i>poor</i>)
10 - 15	Cukup (<i>fair</i>)
15 - 20	Baik (<i>good</i>)
20 - 25	Sangat baik (<i>very good</i>)
<75	Istimewa (<i>Excellent</i>)

2. Saturasi Air (Sw)

Saturasi air adalah besarnya volume pori batuan yang terisi oleh air formasi yang dinyatakan dalam fraksi. Bagian dari ruang pori yang diisi air disebut saturasi air yang dipengaruhi oleh porositas dan ukuran pori. Sisa bagian yang terisi minyak atau gas disebut saturasi hidrokarbon (Sh) (Asquith & Kyrgowski, 2004).

Secara matematis, saturasi air dapat ditulis dalam persamaan (Adim, 1998):

$$(S_w) = \frac{\text{Air formasi yang mengisi pori}}{\text{Total pori dalam batuan}} \quad (2.3)$$

3. Volume Lempung dan *Shale*

Volume lempung dan *shale* merepresentasikan seberapa banyak kandungan lempung dan *shale* dalam suatu formasi. Besarnya kandungan *shale* dan lempung dapat menjadi penghambat suatu formasi untuk mengalirkan fluida. Hal ini karena sifat alaminya yang tidak memiliki permeabilitas yang baik sehingga kurang baik menjadi sebuah reservoir. Volume *shale* dapat dihitung dengan persamaan (Pratiknyo dkk., 2018):

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.4)$$

4. Permeabilitas

Permeabilitas adalah suatu sifat batuan reservoir untuk meloloskan fluida melalui pori-pori yang saling berhubungan tanpa merusak struktur dan komposisi batuan tersebut yang dinyatakan dalam *Darcy*. Nilai permeabilitas pada suatu batuan tergantung pada beberapa faktor diantaranya porositas batuan, ukuran pori, bentuk pori, susunan pori, dan ukuran butir. Permeabilitas juga dibedakan atas dua, yaitu:

- 1) Permeabilitas absolut adalah permeabilitas apabila fluida yang mengalir dalam media berpori hanya terdiri dari satu macam fluida atau disaturasi 100% fluida.
- 2) Permeabilitas efektif adalah permeabilitas jika fluida yang mengalir dalam media berpori lebih dari satu macam fluida, misalnya minyak-air, air-gas, gas-minyak atau ketiganya (Asquith & Kyrgowski, 2004).

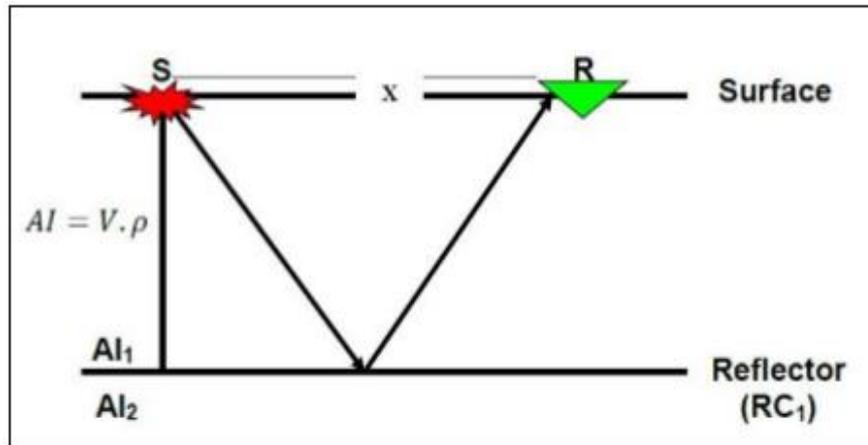
Tabel 2.2 Klasifikasi Permeabilitas (Koesoemadinata, 1980)

Nilai Permeabilitas (mDarcy)	Kualitas
<1	Sangat buruk
1 - 50	Buruk (<i>poor</i>)
50 - 200	Sedang
200 - 500	Baik (<i>good</i>)
>500	Sangat baik (<i>very good</i>)

II.4 Metode Seismik

Dalam (Telford dkk., 1976) menyatakan Gelombang seismik adalah gelombang elastik yang merambat melalui bumi, perambatan gelombang ini bergantung pada sifat elastisitas batuan. Gelombang seismik yang merambat melalui interior bumi disebut *body wave* yang berdasarkan arah getarnya terbagi menjadi gelombang P (*longitudinal*) dan gelombang S (*transversal*), sedangkan yang merambat melalui permukaan bumi yang disebut *surface wave* yang terdiri dari *Rayleigh wave* (*ground roll*) dan *love wave*.

Sumber gelombang pada permukaan bumi melepaskan energi ke dalam bumi dalam bentuk energi akustik dan dirambatkan ke segala arah. Apabila dalam perambatannya gelombang mengenai bidang batas antara dua medium yang memiliki perbedaan kontras impedansi akustik, maka sebagian energi akan dipantulkan kembali ke permukaan dan sebagian ditransmisikan seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.3**.



Gambar 2.3 Sifat Penjalaran Gelombang ketika Melewati Medium yang Berbeda (Subiyanto & Murhantoro, 2004)

II.5 Komponen Seismik Refleksi

II.5.1 Acoustic Impedance (AI)

AI merupakan parameter fisis yang didefinisikan sebagai perkalian antara nilai kecepatan gelombang seismik dengan densitas batuan yang nilainya dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur. Maka dari itu, AI dapat digunakan sebagai indikator jenis litologi, nilai porositas, jenis hidrokarbon, dan pemetaan litologi dari suatu zona reservoir. Secara matematis, AI dapat dituliskan sebagai berikut:

$$AI = \rho v \quad (2.5)$$

AI = Impedansi Akustik (m/s)(g/cc)

ρ = densitas (g/cc)

v = kecepatan (m/s)

Pada persamaan (2.5) dapat dilihat bahwa nilai AI berbanding lurus dengan perubahan densitas dan kecepatan batuan. Kecepatan lebih dominan dalam mengontrol harga AI karena perubahan kecepatan lebih signifikan daripada perubahan densitas secara lateral maupun vertikal. Porositas atau fluida pengisi pori

batuan lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Batuan yang keras dan sukar dimampatkan, misalnya batugamping mempunyai nilai AI yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak misalnya batulempung yang lebih mudah dimampatkan, mempunyai nilai AI yang rendah (Putri dan Santosa, 2014).

II.5.2 Koefisien Refleksi (KR)

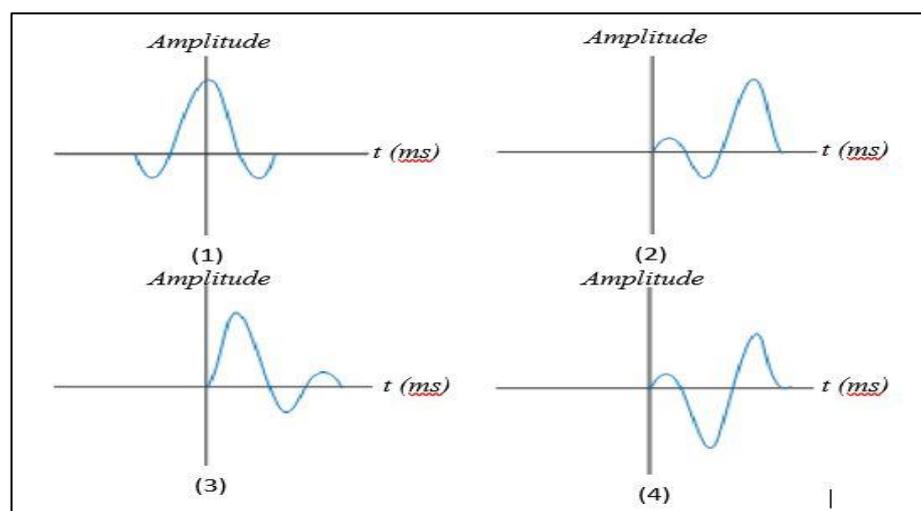
Koefisien refleksi merupakan refleksi gelombang karena adanya perbedaan nilai AI dari perlapisan batuan (batuan atas dan bawahnya) yang dinyatakan dengan persamaan sebagai berikut (Novianto, 2015):

$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad (2.6)$$

Dengan KR adalah besar koefisien refleksi, AI adalah besar akustik impedansi, ρ_1 , ρ_2 adalah densitas medium 1 dan 2 serta v_1 , v_2 adalah kecepatan medium 1 dan 2.

II.5.3 Wavelet

Wavelet adalah gelombang mini atau pulsa yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Wavelet mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas.



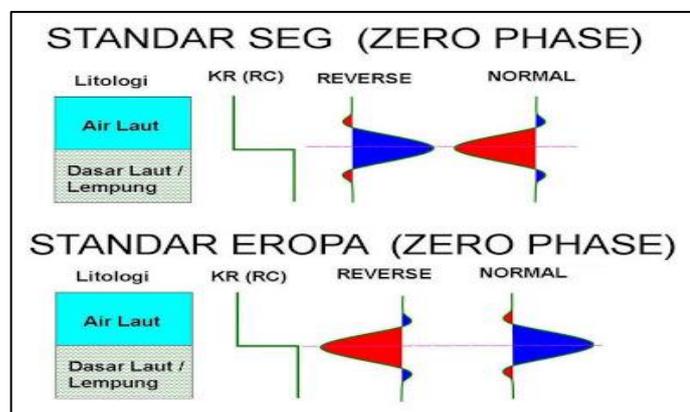
Gambar 2. 4 Jenis-jenis wavelet (1) Zero Phase; (2) Maximum Phase; (3) Minimum Phase; (4) Mixed Phase

Berdasarkan letak konsentrasi energi maksimumnya, fasa *wavelet* ada empat jenis, yaitu (Sismanto, 1999):

1. *Zero phase* atau *wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris), yaitu *wavelet* yang energinya terkonsentrasi pada titik referensi nol (peak pada batas *acoustic impedance*). *Wavelet* jenis ini mempunyai resolusi maksimum.
2. *Minimum phase*, yaitu *wavelet* yang energinya terkonsentrasi di depan sedekat mungkin dengan titik referensi nol ($t = 0$) dan tidak ada energi sebelum $t = 0$.
3. *Maximum phase*, yaitu *wavelet* yang energinya terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet*.
4. *Mixed phase* (campuran), merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun dibagian belakang.

II.5.4 Polaritas

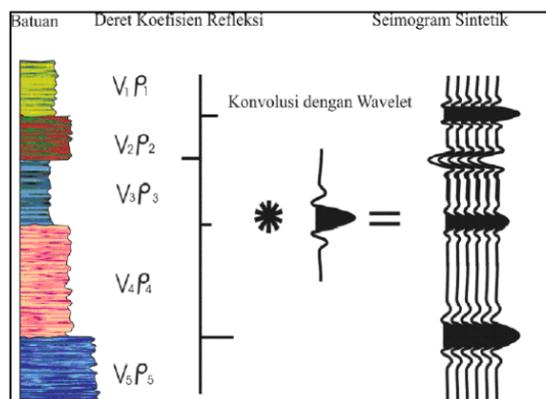
Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $KR_2 > KR_1$, maka akan didapatkan bentuk puncak (peak) dan sebaliknya. Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam, maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*).



Gambar 2.5 Polaritas normal dan polaritas *reverse* (Basri, 2017)

II.5.5 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 dikonvolusikan dengan wavelet, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.6**. Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap tras seismik untuk memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif.



Gambar 2.6 Seismogram Sintetik (Maulidika, 2018)

Seismogram sintetik ini digunakan pada proses pengikatan data sumur dengan data seismik (*well seismic tie*). Hal ini dilakukan karena pada umumnya data seismik berada dalam domain waktu sedangkan data sumur dalam domain kedalaman. Sehingga, sebelum memasuki tahapan tersebut perlu dilakukan konversi data sumur ke dalam domain waktu dari seismogram sintetik.

II.6 Well Seismic Tie

Well seismic tie dilakukan dengan tujuan untuk meletakkan horizon seismik (skala waktu) pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umumnya diplot dalam skala kedalaman (Sukmono, 2007).

II.7 Prinsip Dasar Seismik Inversi

Seismik inversi adalah teknik pembuatan model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol. Secara umum metode seismik inversi adalah suatu proses untuk mengubah data seismik yang berupa kumpulan nilai amplitudo ke dalam kumpulan nilai impedansi. Proses utama yang dilakukan dalam metode ini adalah dekonvolusi yang mengubah tras seismik menjadi reflektifitas. Perbedaan antara data seismik dengan data impedansi akustik adalah data seismik hanya melihat pola perlapisan bumi sedangkan data impedansi akustik melihat sifat fisik dalam lapisan itu sendiri sehingga tampilan impedansi akustik akan mendekati nilai riil (Ramdhani dkk., 2018).

Hasil dalam proses metode inversi diperoleh nilai AI yang menggambarkan perlapisan yang lebih interpretatif dalam memetakan keadaan bawah permukaan. Oleh karena itu AI dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas jenis hidrokarbon dan karakteristik reservoir (Sanjaya dkk., 2014).

Model yang mendasari inversi adalah model konvolusional:

$$T(i) = \sum_j r(j)W(i - j + 1) + n(i) \quad (2.7)$$

Dengan $T(i)$ = *trace* seismik, $r(j)$ = koefisien refleksi, W = *wavelet*, $n(i)$ = *noise*.

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

II.7.1 Inversi *Rekursif/Bandlimited*

Inversi rekursif (*Bandlimited*) menggunakan algoritma rekursif klasik yang mengasumsikan tras seismik sebagai suatu deret koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet zero phase*. Kelebihan metode inversi rekursif yaitu komputasi

relatif cepat, menggunakan data seismik sepenuhnya dalam perhitungan. Hal ini menyebabkan *noise* dianggap sebagai tras seismik dan ikut dalam perhitungan sehingga dapat menghasilkan lapisan baru yang semu.

Persamaan dasar inversi rekursif adalah:

$$I_i = \frac{I_{j+1} - I_j}{I_{j+1} + I_j} \quad (2.8)$$

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

$$I_{i+1} = I_i * \left(\frac{1+I_i}{1-I_i} \right) \quad (2.9)$$

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

$$I_n = I_j * \pi \left(\frac{1+I_j}{1-I_j} \right) \quad (2.10)$$

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

II.7.2 Inversi *Sparse Spike*

Inversi *sparse-spike* mengasumsikan bahwa reflektivitas sebenarnya merupakan sebuah deretan reflektivitas kecil yang tersimpan di dalam deretan reflektivitas yang lebih besar. Atau dengan kata lain metode ini mengasumsikan bahwa hanya spike-spike 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 *trace* seismik. Model dasar *trace* seimik didefinisikan oleh:

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (2.11)$$

Dengan $S(t)$ adalah *trace* seismik, $w(t)$ adalah *wavelet*, $r(t)$ adalah koefisien refleksi. Kelebihan dari inversi ini adalah komponen frekuensi rendah yang secara matematis telah dilibatkan dalam perhitungan solusi dengan pengontrol ekstra. Kekurangannya adalah impedansi akustik yang dihasilkan berbentuk blok-blok, sehingga detail yang terlihat pada inversi ini kurang jelas (Russell, 1998).

II.7.3 Inversi Berbasil Model / *Model Based*

Metode seismik inversi *model based* dilakukan dengan membuat model geologi dan membandingkannya dengan data seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara *iterative* untuk menyesuaikan dengan data seismik (Basri, 2017). Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode rekursif. Keuntungan penggunaan metode inversi berbasiskan model adalah metode ini tidak mengkonversi langsung dari seismik melainkan menginversi model geologinya. Sedangkan kekurangan metode ini adalah sifat sensitifitas terhadap bentuk *wavelet* dan sifat ketidakunikan (*non-uniqueness*) untuk *wavelet* tertentu.

Hasil pengukuran *trace* seismik dari model satu dimensi dirumuskan mengikuti model konvolusi pada persamaan (2.7). Jika diketahui asumsi awal atau model awal yang dikarakterisasi oleh koefisien refleksi $r_0(j)$ maka dapat dihitung *trace* model:

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

Dengan $M(i)$ adalah *trace* model, r_0 adalah koefisien refleksi, W adalah *wavelet*.

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.