

SKRIPSI

**KARAKTERISTIK RESERVOIR DENGAN PENDEKATAN SEKUEN
STRATIGRAFI DAN ANALISIS MULTIATRIBUT DALAM RANGKA
PENGEMBANGAN LAPANGAN "ILUT"**

CEKUNGAN NATUNA BARAT

Disusun dan Diajukan Oleh:

ISMIRA LUTHFIA

H221 16 010



DEPARTEMEN GEOFISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS HASANUDDIN

MAKASSAR

2021

**KARAKTERISTIK RESERVOIR DENGAN PENDEKATAN SEKUEN
STRATIGRAFI DAN ANALISIS MULTIATRIBUT DALAM RANGKA
PENGEMBANGAN LAPANGAN "ILUT"
CEKUNGAN NATUNA BARAT**



OLEH:

ISMIRA LUTHFIA

H221 16 010

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

2021

**KARAKTERISTIK RESERVOIR DENGAN PENDEKATAN SEKUEN
STRATIGRAFI DAN ANALISIS MULTIATRIBUT DALAM RANGKA
PENGEMBANGAN LAPANGAN "ILUT"
CEKUNGAN NATUNA BARAT**

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



**Disusun dan Diajukan Oleh:
ISMIRA LUTHFIA
H221 16 010**

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

2021

LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI

KARAKTERISTIK RESERVOIR DENGAN PENDEKATAN SEKUEN
STRATIGRAFI DAN ANALISIS MULTIATRIBUT DALAM RANGKA
PENGEMBANGAN LAPANGAN "ILUT"
CEKUNGAN NATUNA BARAT

Oleh:

ISMIRA LUTHFIA

H221 16 010

SKRIPSI

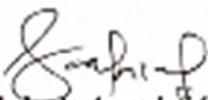
Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Ujian Guna Memperoleh Gelar Sarjana
Sains Program Pendidikan Sarjana, Departemen Geofisika
Telah Disetujui Oleh Tim Pembimbing Pada Tanggal
Seperti Tertera di Bawah Ini

Disetujui Oleh :

Makassar, Februari 2021

Pembimbing Utama

Pembimbing Pertama


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


Dra. Maria, M.Si
NIP. 196307281991031001

Mengetahui,
Ketua Departemen Geofisika


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

SURAT PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Ismira Luthfia
NIM : H22116010
Departemen : Geofisika
Judul Tugas Akhir : Karakteristik Reservoir Dengan Pendekatan Sekuen
Stratigrafi Dan Analisis Multiatribut Dalam Rangka
Pengembangan Lapangan "Ilut" 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, 23 Februari 2021

Yang Membuat Pernyataan,



6000
RUPIAH
ISMIRA LUTHFIA

ABSTRAK

Lapangan “ILUT” terletak di Kabupaten Natuna, Provinsi Kepulauan Riau, Indonesia. Natuna merupakan daerah kepulauan yang dikelilingi oleh dua Cekungan besar yakni Cekungan Natuna Barat dan Cekungan Natuna Timur; cadangan minyak dan gas bumi di Cekungan Natuna Barat sekitar 300 juta barel sedangkan cadangan minyak dan gas bumi di Cekungan Natuna Timur sekitar 500 juta barel. Pusat penelitian berada pada Formasi *Lower Arang* dengan asosiasi fasies berupa batupasir, di Cekungan Natuna Barat. Penelitian dilakukan dengan tujuan untuk menentukan zona reservoir prospek, mengetahui litofasies, elektrofasies dan fasies pengendapan zona target penelitian. Metodologi yang digunakan adalah kombinasi dari metode inversi impedansi akustik (AI), metode analisis multiatribut serta sekuen stratigrafi agar memberikan gambaran dan interpretasi yang lebih baik dan akurat pada Formasi *Lower Arang*. Formasi *Lower Arang* terdiri dari satu sekuen pengendapan dengan tiga bidang batas sekuen stratigrafi yaitu FS-1, SB, dan FS-2 serta tersusun atas 3 *system tract* berupa TST, LST dan HST, yang merupakan bagian dari fasies *tidal sand bars* pada lingkungan pengendapan *tidal*. Kemenerusan zona *low GR* yang diindikasikan sebagai zona reservoir memiliki arah persebaran Barat - Timur. Penelitian ini menggunakan data seismik 3D *post-stack time migration* dan 4 data sumur. Berdasarkan hasil inversi impedansi akustik (AI) dan analisis multiatribut diketahui 4 atribut yang dapat digunakan pada penelitian ini, yang mempunyai korelasi sebesar 65% dengan nilai impedansi akustik sebesar 6,000-8,000 ((m/s)(g/cc)) dan nilai porositas sebesar 14%-25% dengan skala sangat baik.

Kata Kunci: Formasi *Lower Arang*, Reservoir, Impedansi Akustik, Analisis Multiatribut, Sekuen Stratigrafi, Porositas, Inversi.

ABSTRACT

The "ILUT" field is located in Natuna Regency, Province Riau Islands, Indonesia. Natuna is an archipelago surrounded by two large basins, the West Natuna Basin and the East Natuna Basin; oil and gas reserves in the West Natuna Basin are around 300 million barrels, while oil and gas reserves in the East Natuna Basin is around 500 million barrels. The research center is in the Lower Arang Formation with facies association in the form of sandstone, in the West Natuna Basin. The research was carried out to determine the reservoir zone prospects, knowing the lithofacies, electrophiles, and facies of precipitation of research target zones. The methodology used is a combination of acoustic impedance inversion (AI) method, multiattribute analysis method, and sequence stratigraphy to provide a better and accurate picture and interpretation of the Lower Arang Formation. The Lower Arang Formation consists of one depositional sequence with three stratigraphic boundary areas, namely FS-1, SB, and FS-2, and composed of 3 tract systems in the form of TST, LST, and HST, which are part of the tidal facies and bars in the tidal deposition environment. The continuity of the low GR zone which is indicated as a reservoir zone has a West-East distribution direction. This study used 3D post-stack time migration and 4 wells data. Based on the results of acoustic impedance inversion (AI) and multi-attribute analysis known 4 attributes that can be used in this study, which has a correlation of 65% with an acoustic impedance value of 6,000-8,000 ((m/s)(g/cc)) and porosity value of 14%-25% with excellent scale.

Keywords: *Lower Arang Formation, Reservoir, acoustic impedance inversion, multiattribute analysis, sequence stratigraphy, porosity, inversion.*

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah Rabbil 'alamin....

Segala puji bagi Allah SWT yang senantiasa memberikan penulis kesehatan, kekuatan dan keberkahan disetiap prosesnya, sehingga penulis dapat menyelesaikan penelitian skripsi yang berjudul **“Karakteristik Reservoir Dengan Pendekatan Sekuen Stratigrafi Dan Analisis Multiatribut Dalam Rangka Pengembangan Lapangan "Ilut" Cekungan Natuna Barat”**. Juga tiada hentinya saya mengucapkan salam dan shalawat senantiasa tercurahkan kepada Rasulullah SAW.

Begitu banyak suka, duka dan proses yang harus dilalui dalam penyelesaian skripsi ini. Namun, atas dukungan dari berbagai pihak dan orang-orang baik yang tiada hentinya memberikan motivasi, do'a, dan semangat kepada saya 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.

Dalam penulisan skripsi ini tentu tidak lepas dari hambatan dan kesulitan. Namun berkat pertolongan Allah SWT disetiap kesulitan selalu ada kemudahan, penyusunan skripsi ini dapat terselesaikan. Izinkan penulis untuk ucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada Orang Tua tersayang dan tercinta, Ibunda **Asri Yusnita Mandalika** dan Ayahanda **Edal Ilham** atas do'a, dukungan, dan perhatian yang tak henti-hentinya diberikan kepada penulis, serta kakak **Devi Maghfira** dan adik **Fairuz Adhim** yang selalu menjadi penasihat dan pendengar yang baik disaat

bimbang. Serta seluruh keluarga besar yang selalu memberikan do'a, kasih sayang yang tulus, dukungan moril maupun do'a yang tiada henti untuk penulis.

Dalam kesempatan ini pula penulis menyampaikan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya dari berbagai pihak atas bantuan, nasihat, didikan, dan bimbingan yang diberikan kepada penulis selama ini. Untuk itu dengan senang hati penulis menyampaikan rasa terima kasih kepada yang terhormat:

1. Bapak **Sabrianto Aswad, S.Si, MT** selaku Pembimbing Utama yang telah banyak memberikan arahan, pembelajaran, wejangan, dan motivasi untuk menjadi orang yang memiliki "*add value*", bukan sekedar orang yang lulus dengan gelar tanpa membantu orang lain.
2. Ibu **Dra. Maria, M.Si** selaku Pembimbing Pertama, Pembimbing Akademik juga menjadi Ibu untuk saya selama kuliah di Unhas, yang telah banyak memberikan bimbingan, pembelajaran, arahan selama penulisan skripsi dan perkuliahan. Serta tiada hentinya beliau mendo'akan anak-anaknya dikampus untuk menjadi orang yang baik, sukses dan selalu ingat kepada Allah SWT.
3. Bapak **Widi Atmoko** selaku pembimbing pertama Tugas Akhir selama melaksanakan penelitian di Pertamina Upstream Data Center Taman Tekno, Jakarta yang telah meluangkan waktu ditengah kesibukannya untuk membimbing selalu, memberikan motivasi dan ilmu kepada penulis.
4. Mas **Erlangga Wibisono** selaku pembimbing kedua Tugas Akhir selama melaksanakan penelitian di Pertamina Upstream Data Center Taman Tekno, Jakarta yang telah meluangkan waktu ditengah kesibukannya dan selalu memberikan semangat untuk "*solved problem*" dan tidak pernah menyerah.

5. Bapak **Dr. Erfan, M.Si** dan Bapak **Muhammad Fawzy Ismullah Massinai, S.Si, M.T** selaku tim penguji yang telah memberikan kritik, saran, dan masukan bersifat membangun kepada penulis selama penulisan skripsi agar menjadi lebih baik.
6. Bapak **Dr. Eng. Amiruddin, S.Si, M.Si** selaku Dekan Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Hasanuddin.
7. Bapak **Dr. Muh. Alimuddin Hamzah, M.Eng** selaku Ketua Departemen Geofisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Hasanuddin.
8. Seluruh **Dosen Departemen Geofisika** yang telah memberikan ilmu selama perkuliahan
9. Para **Staf Departemen Geofisika dan Staf Fakultas** atas pelayanan dan bantuan yang telah diberikan kepada penulis dalam proses administrasi.
10. Untuk **Muh. Yusril Khalid Mahendra Yosri** yang tiada hentinya memberikan semangat, dorongan, kekuatan, kesabaran dan selalu mengingatkan untuk ikhlas dalam melakukan sesuatu agar mendapatkan hasil yang baik. Terimakasih selalu menjadi pendengar yang baik dikala senang maupun susah☺
11. Sahabat-sahabatku **Mappi, Dewi, Wasti, Sadil, dan Irma** yang senantiasa menemani penulis dalam keadaan apapun sejak maba sampai saat ini. tempat untuk mencurahkan pikiran, dan menjadi pendengar serta penasihat terbaik,

12. Seismik Squad **Ninda Saphira, M. Nur Alamsyah Rahman, dan Indra Kurnia Rasa** yang tiada henti memberikan bantuan, semangat, candaan, dan ilmunya kepada penulis selama menyelesaikan skripsi ini dan perkuliahan.
13. Teman-teman “**Cewet Cowot**” yang telah menjadi tempat berbagi cerita suka dan duka selama menjalani perkuliahan di Unhas, yang selalu menjadi penyemangat untuk hadir di dalam kelas.
14. Sahabat-sahabat SMA-ku. **Faleda, Alya, Rinta, Chika, dan Dano** yang selalu memberikan semangat dan dorongan serta selalu ada dikala susah maupun senang.
15. PUDC squad **Devi dan Khaeria**, yang selalu memberikan semangat serta saran dalam pembuatan skripsi ini. Selalu menjadi tempat untuk bertukar ilmu☺
16. Team Daryan.Creative **Ayu dan Iffah** yang selalu menemani penulis disaat senang maupun susah, selalu memberikan positif vibes, dan tidak lelah memberikan semangat serta apresiasi.
17. Teman-teman **KKN UNHAS GEL 102** sektor **Matallo** yang telah menjadi keluarga baru dan senantiasa memberikan semangat kepada penulis.
18. Teman-teman seperjuangan seangkatan “**16NEOUS**” **Geofisika 2016** yang telah berbagi ilmu selama perkuliahan, berbagi canda serta tawa dalam menghilangkan stress di dalam kelas serta dalam penyusunan skripsi ini. Semoga semuanya sukses diluar sana mengejar harapan dan cita-citanya.
19. Teman-teman seangkatan **Himafi FMIPA UNHAS 2016**.

20. Dan yang terakhir untuk keponakan saya tercinta dan tersayang **Alvarenda Kamayel Arufi**, terimakasih sudah selalu menjadi mood booster dan energi untuk penulis disaat sudah lelah dan capek dengan proses yang ada.
21. Serta kepada semua pihak dan orang-orang baik yang telah membantu penulis dalam menyelesaikan skripsi ini dan tidak sempat penulis sebutkan satu persatu sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik, semoga segala kebaikan saudara(i)ku diterima oleh Allah SWT dan dijadikan sebagai Amal Jariyah untuk kehidupannya.

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, 20 Februari 2021

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI	Error! Bookmark not defined.
SURAT PERNYATAAN	Error! Bookmark not defined.
ABSTRAK	vi
ABSTRACT	vii
KATA PENGANTAR	viii
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xvi
DAFTAR TABEL	xix
DAFTAR LAMPIRAN	xx
BAB I PENDAHULUAN	1
II.1 Latar Belakang	1
II.2 Rumusan Masalah	2
II.3 Ruang Lingkup Penelitian.....	3
II.4 Tujuan Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
II.1 Geologi Regional.....	4
II.1.1 Geologi Regional Lapangan Ilut.....	4
II.1.2 Stratigrafi Lapangan Ilut	6
II.1.3 <i>Petroleum System</i> Cekungan Natuna Barat.....	7
II.2 Konsep Sekuen Stratigrafi pada Eksplorasi Hidrokarbon	9
II.3 Porositas	14
II.4 Data <i>Wireline Log</i>	15
II.4.1 Log Litologi.....	15
II.4.2 Log <i>resistivity</i>	16
II.4.3 Log Porositas	17
II.5 Prinsip Metode Seismik	18
II.6 Komponen Seismik Refleksi.....	19
II.6.1 Impedansi Akustik	20
II.6.2 Koefisien Refleksi.....	21

II.6.3 <i>Wavelet</i>	21
II.6.4 Seismogram Sintetik	23
II.6.5 <i>Well Seismic Tie</i>	23
II.6.6 <i>Picking horizon</i> dan sesar.....	24
II.7 Prinsip Dasar Inversi Seismik	24
II.7.1 Inversi Seismik Rekursif / <i>Bandlimited</i>	26
II.7.2 Inversi Seismik <i>Model Based</i>	27
II.7.3 Inversi Seismik <i>Maximum – Likelihood Sparse Spike</i>	30
II. 8 Metode Multiatribut.....	31
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	37
III.1 Lokasi Penelitian.....	37
III.2 Perangkat dan Data Penelitian	38
III.3 Prosedur Penelitian.....	38
III.3.1 Masukkan Data Sumur.....	38
III.3.2 Masukkan Data Seismik	39
III.3.3 Masukkan Data <i>Marker</i>	39
III.3.4 Analisis Sensitivitas (<i>Crossplot</i>)	39
III.3.5 Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie</i>	40
III.3.6 <i>Picking Horizon</i> dan <i>Fault</i>	41
III.3.7 Sekuen Stratigrafi	41
III.3.8 Pembuatan <i>Initial Model</i>	42
III.3.9 Inversi Seismik	42
III.3.10 Analisis Multiatribut.....	42
III.3.11 Pemetaan (<i>slicing</i>)	43
III.3.12 Interpretasi.....	43
III.4 Bagan Alir Penelitian	44
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	45
IV.1 Penentuan Zona Interest dan Analisis Sensitivitas	45
IV.2 Ekstraksi <i>wavelet</i> dan <i>well seismic tie</i>	47
IV.3 <i>Picking Horizon</i> dan <i>Fault</i>	48
IV.4 Sekuen Stratigrafi Daerah Penelitian	51

IV.4.1 Sumur ILUT 1	51
IV.4.2 Sumur ILUT 2	54
IV.4.3 Sumur ILUT 3	57
IV.4.4 Sumur ILUT 4.....	59
IV.5 Inversi Seismik	64
IV.5.1 Membuat <i>Initial Model</i>	64
IV.5.2 <i>Post-Stack Analysis</i>	65
IV.6 Analisis Multiatribut	69
IV.7 Pemetaan.....	74
IV.7.1 Peta Struktur Daerah Penelitian	75
IV.7.2 Pemetaan Impedansi Akustik Hasil Inversi Seismik.....	76
IV.7.3 Pemetaan Porositas.....	77
BAB V PENUTUP.....	79
V. 1 Kesimpulan.....	79
V.2 Saran.....	80
DAFTAR PUSTAKA.....	81
LAMPIRAN	84

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Peta Lokasi Natuna	5
Gambar 2.2 Kolom tektonostratigrafi Cekungan Natuna Barat (Hakim dkk., 2008).	6
Gambar 2.3 Stratigrafi Regional Cekungan Natuna Barat (Darman , 2000).	7
Gambar 2.4 (kiri) Model fasies pada LST awal, (kanan) model fasies pada LST akhir (Posamentier dan Vail, 1988).....	11
Gambar 2.5 Model fasies pada TST (Posamentier dan Vail, 1988)	11
Gambar 2.6 Model fasies pada HST (Posamentier dan Vail, 1988).....	12
Gambar 2.7 Hubungan antara suplai sedimen dan ruang akomodasi yang menghasilkan suatu <i>stacking pattern</i> . (Posamentier dan Allen, 1999). ..	13
Gambar 2.8 Sketsa <i>survey</i> seismik.	19
Gambar 2.9 Pembagian jenis fasa <i>wavelet</i> (Sukmono, 1999).	22
Gambar 2.10 Standar Polaritas SEG dan Eropa Pada (a) Fasa Nol dan (b) Fasa Minimum	22
Gambar 2.11 Ilustrasi seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> (Maulidika, 2018)	23
Gambar 2.12 Proses inversi dari data seismik menjadi model AI (Sukmono,2000)	25
Gambar 2.13 a) Contoh seismogram sintetik, b) Hasil inversi <i>model based</i> (Russel, 2004).....	29
Gambar 2.14 Seismik atribut (Chen, 1997).....	32
Gambar 2.15 <i>Conventional</i> crossplot antara target (densitas-porositas) dan seismik atribut (Hampson, et al., 2001)	33
Gambar 2.16 Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Hampson dkk., 2001).	35
Gambar 2.17 Contoh Plot <i>Validation Error</i> dan <i>Prediction Error</i> (Hampson, et al., 2001).....	36
Gambar 3.1 Base Map Lokasi Penelitian.....	37

Gambar 4.1 penentuan zona interest (log gamma ray, log NPHI, dan log RHOB....	45
Gambar 4.2 <i>crossplot</i> impedansi akustik (AI) dan porositas (PHIE) data log sumur	46
Gambar 4.3 ekstraksi <i>wavelet usewell</i>	47
Gambar 4.4 <i>well seismic tie</i> sumur ILUT 1	48
Gambar 4.5 picking horizon <i>Top</i> Formasi <i>Lower</i> Arang dan <i>Bottom</i> Formasi Barat	49
Gambar 4.6 Picking <i>Fault</i> pada <i>Top</i> Formasi <i>Lower</i> Arang dan <i>Bottom</i> Formasi Barat	49
Gambar 4.7 <i>Time map Top</i> Formasi <i>Lower</i> Arang (Kiri) dan <i>Time map Bottom</i> Formasi Barat (Kanan)	50
Gambar 4.8 <i>Depth map Top</i> Formasi <i>Lower</i> Arang (Kiri) dan <i>Time map Bottom</i> Formasi Barat (Kanan).	50
Gambar 4.9 Hasil Analisis Sekuen Stratigrafi Formasi <i>Lower</i> Arang pada Sumur ILUT-1.....	52
Gambar 4.10 Hasil Analisis Sekuen Stratigrafi Formasi <i>Lower</i> Arang pada Sumur ILUT-2.....	55
Gambar 4.11 Hasil Analisis Sekuen Stratigrafi Formasi <i>Lower</i> Arang pada Sumur ILUT-3.....	57
Gambar 4.12 Hasil Analisis Sekuen Stratigrafi Formasi <i>Lower</i> Arang pada Sumur ILUT-4.....	60
Gambar 4.13 Hasil Analisis Korelasi Zona <i>low</i> GR di Formasi <i>Lower</i> Arang pada Keseluruhan Sumur	63
Gambar 4.14 Zona Reservoir A dan B pada sumur penelitian di Cekungan Natuna Barat (Resty, 2016).	63
Gambar 4.15 Initial model yang melewati sumur ILUT 1 pada <i>Xline</i> 264 dan <i>Inline</i> 296.....	64
Gambar 4.16 Analisis inversi seismik model based	66
Gambar 4.17 penampang impedansi akustik hasil inversi model based pada <i>Xline</i> 264 dan <i>inline</i> 296 yang melewati sumur ILUT 1.	67

Gambar 4.18 <i>Crossplot</i> antara impedansi akustik dengan <i>neutron porosity</i> untuk transformasi ke penampang porositas.	68
Gambar 4.19 Contoh penampang porositas hasil transformasi dari penampang impedansi akustik pada lintasan <i>Xline</i> 264 dan <i>Inline</i> 296 yang melewati sumur ILUT 1.	69
Gambar 4.20 Kurva <i>training error</i> dan <i>validation error</i> untuk analisis multiatribut	72
Gambar 4.21 <i>Crossplot</i> validasi nilai porositas prediksi hasil analisis multiatribut dan nilai porositas log di tiap sumur	73
Gambar 4.22 Hasil aplikasi dari analisis multiatribut regresi linier pada tiap sumur, contohnya sumur ILUT 1.	73
Gambar 4.23 Contoh penampang porositas hasil analisis multiatribut pada lintasan seismik <i>Xline</i> 264 dan <i>Inline</i> 296 yang melewati sumur ILUT 1.	74
Gambar 4.24 Peta Struktur Daerah Penelitian (<i>Depth</i>).....	75
Gambar 4.25 Peta Persebaran Impedansi Akustik dengan <i>window</i> 30 ms di bawah Formasi <i>Lower Arang</i>	76
Gambar 4.26 Peta Persebaran porositas yang dihasilkan dari transformasi impedansi akustik dengan <i>window</i> 30 ms di bawah Formasi <i>Lower Arang</i>	77
Gambar 4.27 Peta persebaran porositas yang dihasilkan dari analisis Multiatribut dengan <i>window</i> 30 ms di bawah Formasi <i>Lower Arang</i>	78

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Skala kualitas porositas reservoir (Koesoemadinata, 1978).....	14
Tabel 4.1 korelasi hasil <i>well seismic tie</i> semua sumur.....	48
Tabel 4.2 Informasi tebal reservoir Formasi <i>Lower Arang</i> sumur ILUT 1.....	53
Tabel 4.3 Informasi tebal reservoir Formasi <i>Lower Arang</i> sumur ILUT 2.....	56
Tabel 4.4 Informasi tebal reservoir Formasi <i>Lower Arang</i> sumur ILUT 3.....	59
Tabel 4.5 Informasi tebal reservoir Formasi <i>Lower Arang</i> sumur ILUT 4.....	61
Tabel 4.6 hasil analisis inversi model based	66
Tabel 4.7 tabel hasil analisis seismik multiatribut.....	70

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I <i>Well Seismic Tie</i>	85
LAMPIRAN II Analisis Inversi Model Based	86
LAMPIRAN III Hasil Inversi Impedansi Akustik Model Based	87
LAMPIRAN IV Penampang Porositas Hasil Transformasi Ai.....	89
LAMPIRAN V Penampang Porositas Hasil Analisis Multiatribut	91

BAB I

PENDAHULUAN

II.1 Latar Belakang

Kabupaten Natuna saat ini menjadi salah satu daerah andalan penghasil minyak dan gas di Indonesia. Salah satu cekungan yang telah mencapai tahap produksi menghasilkan hidrokarbon adalah Cekungan Natuna Barat yang memiliki reservoir produktif pada Formasi *Lower Arang*. Cekungan Natuna Barat terletak di sebelah timur Sumatera Utara di antara Malaysia dan Kalimantan.

Berdasarkan penelitian terdahulu dan beberapa informasi *well report* diketahui bahwa Formasi Arang khususnya Formasi *Lower Arang* yang tersusun oleh “*glauconitic sandstone*” adalah batupasir yang mengandung mineral kalium besi *phyllosilicate* dengan karakteristik warna hijau yang sangat rapuh dan memiliki ketahanan terhadap pelapukan yang sangat rendah, pada pengendapan *marine* memiliki porositas 26%-32% (Hakim dkk., 2008). Alasan utama penelitian ini fokus pada Formasi *Lower Arang* karena reservoir pada formasi ini tidak tebal, tipis-tipis dan tersebar banyak sehingga masih sangat prospek untuk dikembangkan didukung oleh data-data yang menunjang, seperti data *well log*, seismik, dan DST dari beberapa sumur.

Untuk mengetahui daerah yang berpotensi memiliki kandungan gas bumi, sangat perlu dilakukan karakterisasi reservoir. Karakterisasi reservoir adalah upaya untuk mendeskripsikan karakteristik sifat fisika batuan beserta kandungan fluidanya dengan mengintegrasikan data geofisika dan petrofisika.

Walaupun beberapa penelitian terdahulu yang sudah ter-*publish* mengenai lokasi penelitian ini secara regional dan beberapa lebih detail, akan tetapi studi khusus mengenai karakteristik reservoir pada Formasi *Lower Arang* belum dilakukan. Oleh sebab itu perlu adanya penelitian lebih lanjut untuk mempresentasikan bagaimana karakteristik reservoir di Formasi *Lower Arang* dengan menggunakan metode atribut seismik untuk memprediksi karakterisasi reservoir sehingga akan menghasilkan hasil interpretasi yang lebih akurat. Karena pada reservoir hidrokarbon tertentu beberapa atribut lebih sensitif dibandingkan atribut lainnya, hal ini disebabkan atribut seismik yang tepat dapat menampilkan informasi dibawah permukaan yang mula-mula tidak terlihat dapat menjadi terlihat. Serta didukung dengan konsep sekuen stratigrafi yang dapat membantu dalam mendeterminasi distribusi fasies dalam kerangka sekuen stratigrafi, serta pengenalan dan penafsiran *petroleum system* yang meliputi fasies reservoir, batuan penutup/ *seal rock* dan deliniasi cekungan stratigrafi.

Berdasarkan hal – hal diatas, maka pada tugas akhir ini penulis mengangkat judul penelitian **Karakteristik Reservoir dengan Pendekatan Sekuen Stratigrafi dan Analisis *Multiatribute* dalam Rangka Pengembangan Lapangan "Ilut" Cekungan Natuna Barat.**

II.2 Rumusan Masalah

Rumusan Masalah pada penelitian Tugas Akhir ini adalah:

1. Bagaimana sekuen stratigrafi dan kemenerusan reservoir di area penelitian?
2. Bagaimana karakteristik AI (Akustik Impedansi) dan porositas di area penelitian?

3. Bagaimana hasil integrasi antara sekuen stratigrafi dengan analisis *multiattribute* di area penelitian?

II.3 Ruang Lingkup Penelitian

Ruang Lingkup dari penelitian ini adalah:

1. Penelitian ini dilakukan pada Formasi *Lower Arang*, yang dibatasi dengan *Top horizon Lower Arang* dan *Bottom horizon* Formasi Barat.
2. Penelitian ini difokuskan pada 4 sumur pada lapangan Cekungan Natuna Barat.
3. Metode yang akan digunakan adalah metode analisis *multiattribute*, serta metode sekuen stratigrafi.

II.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Mengetahui sekuen stratigrafi dan kemenerusan reservoir di area penelitian.
2. Memetakan sebaran porositas transformasi AI dan Analisis *Multiattribute* di area penelitian.
3. Melakukan integrasi hasil sekuen stratigrafi dengan hasil analisis *multiattribute* di lapangan "ilut".

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1 Geologi Regional

Cekungan Natuna terletak di belahan Utara Indonesia tepatnya antara 2° LU – 5° LU dan 104° BT – 110° BT. 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 laut - Laut Cina Selatan (LCS).

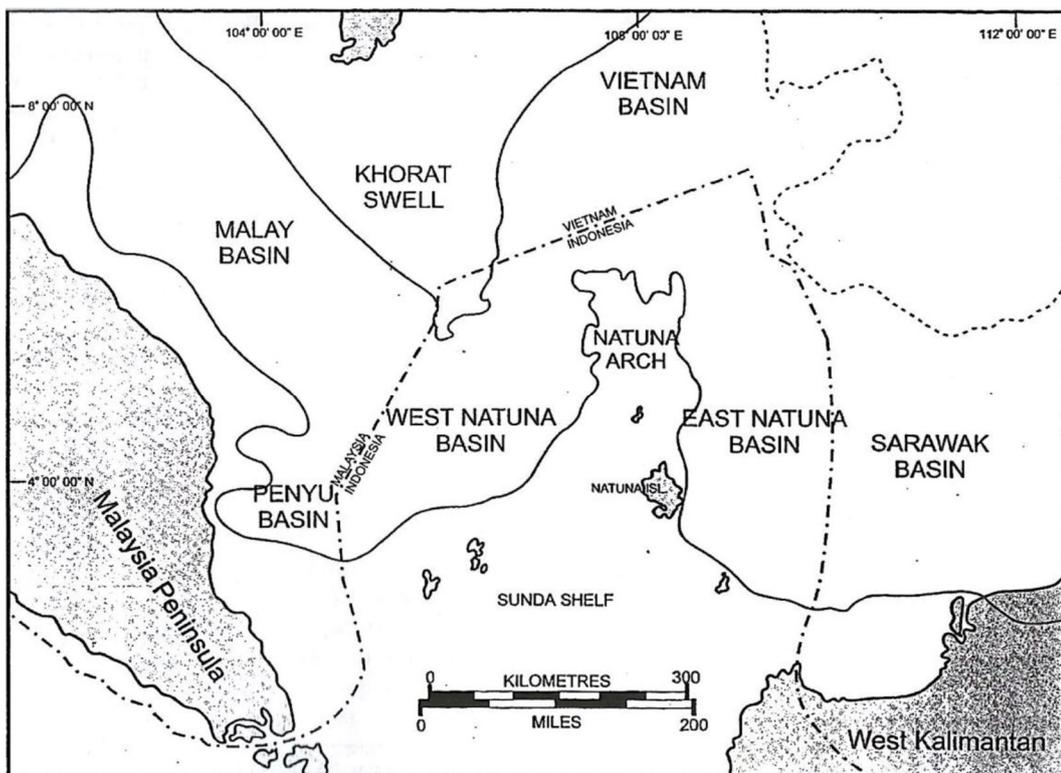
Pada Kepulauan Natuna berkembang dua Cekungan Sedimentasi Tersier yang kaya minyak dan gas), yaitu Cekungan Natuna Barat (*West Natuna Basin*) dan Cekungan Natuna Timur (*East Natuna Basin*), yang dipisahkan oleh sistem punggung Natuna (*Natuna Arch*) yang berarah utara-selatan.

II.1.1 Geologi Regional Lapangan Ilut

Lapangan Ilut berada pada Cekungan Natuna Barat yang merupakan cekungan Tersier *intra-continental rift* pada Paparan Sunda (Darman dan Sidi, 2000). Cekungan terbentuk pada kala Eosen-Oligosen pada fasa ekstensional, pada kala Miosen - saat ini terjadi pembalikan fasa berupa inversi. Cekungan ini memiliki karakteristik berupa seri graben berarah timur laut yang terbentuk pada fasa ekstensi yang terletak sepanjang batas barat dari punggung metamorfik atau plutonik Natuna. Fase kompresi terjadi pada kala Miosen yang merubah graben terlipat menjadi antiklin.

Secara tektonik Cekungan Natuna Barat dikelilingi oleh Khorat Swell pada bagian utara, selatan dikelilingi oleh Paparan Sunda dan bagian timur adalah busur Natuna. Pada bagian Barat Laut dibatasi oleh Cekungan Malay dan pada bagian Barat Daya dibatasi oleh Cekungan Penyu (**Gambar 2.1**)

Orientasi struktur dominan pada cekungan Natuna Barat berarah SW-NE dan NW-SE. Pada arah NW-SE struktur dominan adalah sesar mendatar. Terdapat antiklin pada cekungan ini terutama pada bagian atas dari bentukan *half graben*. Perkembangan cekungan ini dipengaruhi oleh dua fase tektonik utama yaitu fase ekstensional pada Eosen - Oligosen dan fase kompresional pada Miosen.



Gambar 2.1 Peta Lokasi Natuna

II.1.2 Stratigrafi Lapangan Ilut

Cekungan Natuna Barat terbagi ke dalam empat Megasekuen Tektonostratigrafi

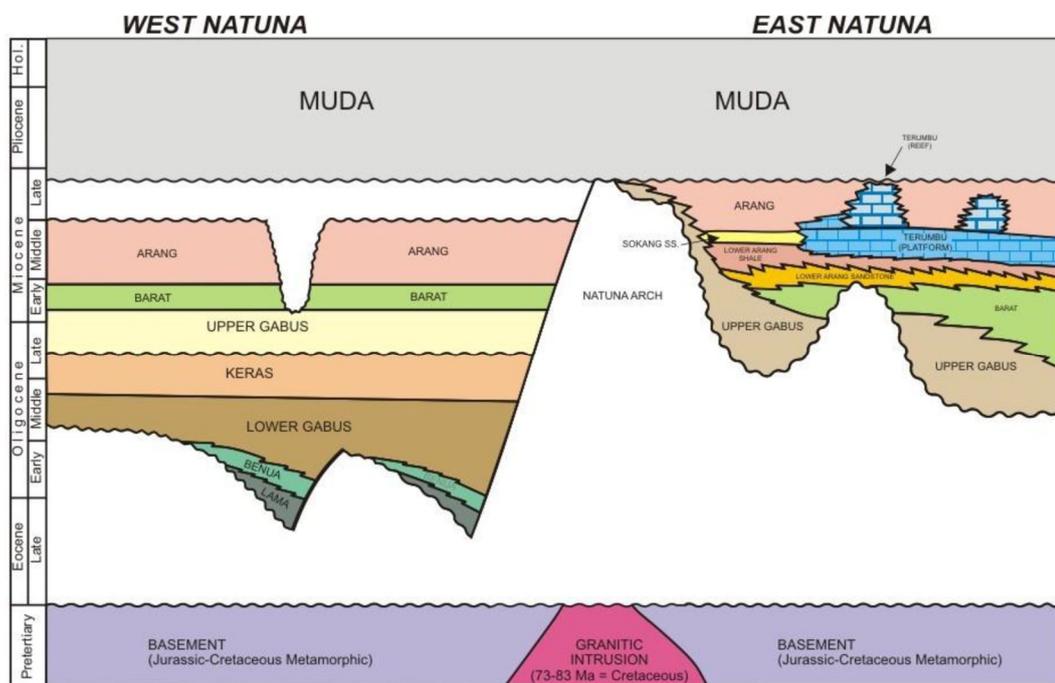
Gambar 2.2, yaitu: Megasekuen *Syn-Rift*, Megasekuen *Post- Rift*, Megasekuen *Syn-Inversion*, dan Megasekuen *Post-Inversion*.

GEOLOGIC TIME SCALE		MEGASEQUENCE
HOLOCENE		POST-INVERSION
PLEISTOCENE		
PLIOCENE	LATE	
	EARLY	
MIOCENE	LATE	SYN-INVERSION
	MIDDLE	
	EARLY	
OLIGOCENE	LATE	POST-RIFT
	MIDDLE	
	EARLY	SYN-RIFT
EOCENE	LATE	

Gambar 2.2 Kolom tektonostratigrafi Cekungan Natuna Barat (Hakim dkk., 2008).

Minyak dan gas pada Cekungan Natuna Barat ditemukan di Formasi Gabus, Udang, Upper Arang dan *Lower* Arang dengan sumber organik adalah batubara yang ada pada Formasi *Lower* Arang dan Gabus, serta *shale* lakustrin yang terdapat pada Formasi Belut, Gabus, Barat, *Lower* Arang dan Upper Arang. Batuan penudung (*seal rocks*) merupakan batulempung yang banyak dijumpai pada Formasi Belut, Gabus, Barat, *Lower* dan Upper Arang. Stratigrafi cekungan Natuna Barat dimulai dari basement pra-tercier dan seluruh pengendapan tersier. Urutan lithostratigrafi di Cekungan Natuna Barat dari yang paling tua (*basement*) sampai ke yang muda menurut Conoco Block B Team (1997) dibagi atas enam kelompok **Gambar 2.3**, yaitu:

1. Batuan Dasar atau Basement, berumur Pra-Tersier.
2. Kelompok Belut, berumur antara Eocene sampai Oligocene akhir.
3. Kelompok Gabus, berumur akhir Oligocene.
4. Kelompok Udang, berumur antara Oligocene akhir sampai Miocene awal.
5. Kelompok Barat, berumur antara Oligocene akhir sampai Miocene awal.
6. Kelompok Arang, berumur antara Miocene awal sampai Miocene Tengah.
7. Kelompok Muda, berumur antara Miocene akhir sampai Pleistocene.



Gambar 2.3 Stratigrafi Regional Cekungan Natuna Barat (Darman , 2000).

II.1.3 Petroleum System 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. Titik akumulasi adalah pada

kedalaman 9000 ft, pada 227° F. Batuan sumber pada *Lower Gabus* yang memiliki nilai TOC rendah-sedang, dan terjadi didalam *mudstone, thin carboneaceous sandstone*, dan batubara (Redjoso & Ariadji, 2013).

2. Reservoir dan Seal

Batuan reservoir pada Formasi Lama atau Benua memiliki porositas berkisar antara 7% dengan permeabilitas 0,1-2,3 md. Formasi *Lower Gabus* memiliki porositas rata-rata 22%, dan Formasi Keras memiliki porositas 16-23%. 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* (Redjoso & Ariadji, 2013).

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 *syn-rift* 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*, dan yang lainnya adalah migrasi vertikal, yaitu migrasi dari *source rock* menuju reservoir melalui jalur patahan secara vertikal (Redjoso & Ariadji, 2013).

4. Akumulasi Hidrokarbon (Play)

Cekungan Natuna Barat terdiri dari tiga tipe akumulasi. *Normal Play fault* N-S *series* berkembang sepanjang utara dan Formasi selatan Kakap. Beberapa hidrokarbon terperangkap dalam *pay zone* yang terpisah dan independen. Trap

tergantung dari jenis *fault*, dengan *top seal* diberikan oleh regional *shale* unit dan *shale* intra formasi. Prospek potensial cukup kecil untuk satuan akumulasi. Akumulasi ini cukup *mature* pada saat ini. Akumulasi *syn-rift* telah teridentifikasi pada bagian barat tengah dari Formasi Selatan Kakap. Hidrokarbon ditemui pada lapisan *sandstone fluvio-deltaic* dari formasi *Upper Lama*. Akumulasi Lipatan Sunda ditemukan pada Formasi *North Kakap*. Inversi struktural pada daerah ini mengakibatkan *uplift* dan erosi pada *sealing* regional (Redjoso & Ariadji, 2013).

II.2 Konsep Sekuen Stratigrafi pada Eksplorasi Hidrokarbon

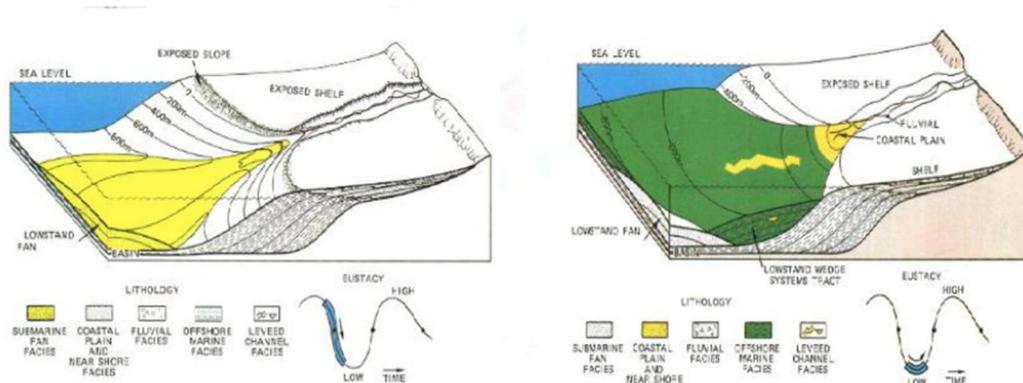
Sekuen stratigrafi adalah salah satu konsep yang sangat berguna yang dapat digunakan dalam kegiatan eksplorasi hidrokarbon, karena konsep ini dapat mengkorelasikan strata sedimen dengan lebih akurat secara genetik, sehingga sangat membantu dalam menentukan distribusi spasial dan lateral dari unit reservoir yang diharapkan (Shanmugam, 2006).

Suatu sekuen pengendapan akan membentuk sebuah siklus pengendapan. Asosiasi fasies ini disebut *system tract* (Posamentier dan Allen, 1999). *System tract* didefinisikan sebagai urutan sistem pengendapan yang terjadi pada interval waktu yang sama dan masing – masing berhubungan dengan posisi dan / atau perubahan muka air laut relatif.

System tract dicirikan oleh pola susunan parasekuen set dan dapat dikenali berdasarkan geometri perlapisannya. Jenis - jenisnya dapat digolongkan sebagai berikut:

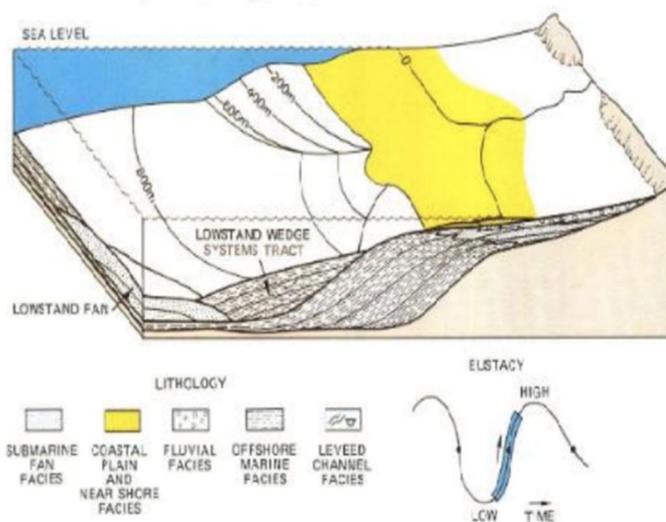
- LST (*Low Stand System Tract*), diendapkan selama penurunan permukaan laut relatif (turunnya *eustacy* melebihi laju *subsidence*) dan pada awal kenaikan permukaan laut relatif yang lambat (Posamentier dan Vail, 1988). LST ini dapat dibagi menjadi dua bagian, LST awal (*Falling Stage Systems Tract*) cenderung mempertahankan hasil baik dari suplai sedimen serta ruang akomodasi dan LST akhir cenderung memenuhi ruang akomodasi. Produk dari *system tract* ini adalah *basin floor fan* dan *slope fan* saat LST awal dan *lowstand wedge* saat LST akhir

Gambar 2.4. *Basin floor fan* dibentuk oleh *bypass* sedimen yang diendapkan di lingkungan basinal. *Basin floor fan* ini terbentuk dari sedimen berukuran pasir yang kontinu dan memiliki potensi sebagai reservoir (bergantung pada sumber sedimen), batuan induk berasal dari batuserpih hemipelagik atau lapisan batuan yang lebih dalam yang telah terbentuk sebelumnya, dan perangkap stratigrafi umumnya terbentuk oleh keberadaan *condensed section* dari *basin floor fan*. Fasies *slope fan* terdiri dari fasies *channel-fill* dan *overbank*. Batupasir yang dihasilkan dari fasies *channel-fill* ini merupakan reservoir yang baik, batuan induk berasal dari batuserpih hemipelagik yang terbentuk dari *Transgressive Systems Tract* atau lapisan yang lebih dalam, batuan tudung berasal dari *condensed section slope fan* atau fasies *overbank*. *Lowstand wedge* merupakan parasekuen progradasional yang terdiri dari fasies *fluvial delta*, dan pantai. Batupasir yang didapat dari sistem *fluvial, delta*, dan pantai di atas merupakan reservoir yang baik, sedangkan batuan induk dan batuan tudung berasal dari batuserpih hemipelagik dari TST, perangkap struktural dominan (Wornardt, 1993).



Gambar 2.4 (kiri) Model fasies pada LST awal, (kanan) model fasies pada LST akhir (Posamentier dan Vail, 1988).

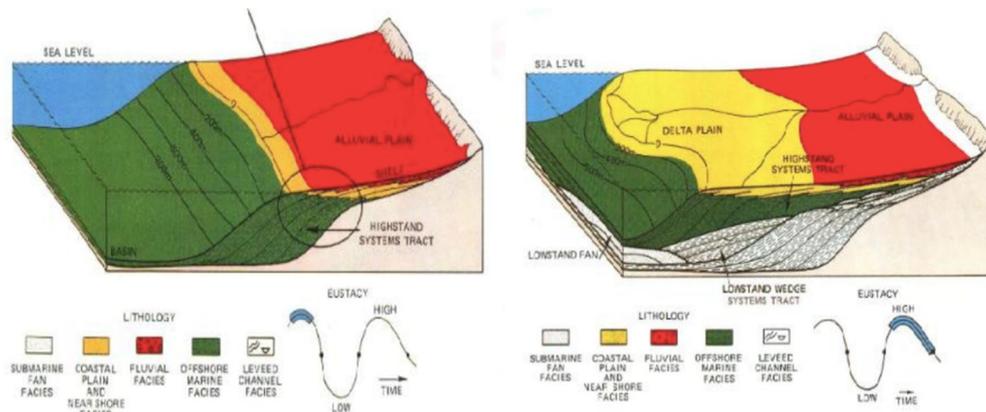
- TST (*Transgressive System Tract*), diendapkan selama *flooding event*, terdiri dari parasekuen retrogradasional **Gambar 2.5**. TST ini dibatasi oleh permukaan transgresif (*transgressive surface*) dan *maximum flooding surface* (MFS) (Posamentier dan Vail, 1988). Produk dari *system tract* ini adalah fasies batu pasir pantai dengan porositas dan permeabilitas yang baik, batu serpih hemipelagik pada permukaan banjir maksimum (MFS) yang juga bertindak sebagai batuan tudung dan batuan induk yang baik, perangkat struktural dominan (Wornardt, 1993).



Gambar 2.5 Model fasies pada TST (Posamentier dan Vail, 1988)

- HST (*High Stand System Tract*), diendapkan selama bagian akhir dari kenaikan *eustacy*, *eustacy stagnan*, dan awal penurunan *eustacy* (Wagoner dkk., 1988).

Tetapi pada kenyataannya, kita harus mempertimbangkan faktor-faktor lain seperti laju sedimentasi / tektonik. *System tract* ini dibatasi oleh MFS (*Maximum Flooding Surface*) dan *Sequence Boundary-1* (*Subaerial Exposure*) **Gambar 2.6**. Produk dari *system tract* ini adalah parasekuen aggradasional yang ditimpa oleh parasekuen progradasional dari fasies paparan (*shelf*) dan geometri kliniform. Elemen-elemen sistem minyak bumi dari *system tract* ini dapat berasal dari fasies fluvial dan delta sebagai reservoir, batu serpih hemipelagik sebagai batuan tudung, dan lapisan batuan yang lebih dalam yang telah terbentuk sebelumnya sebagai batuan induk, perangkat struktural dominan di HST (Wornardt,1993).

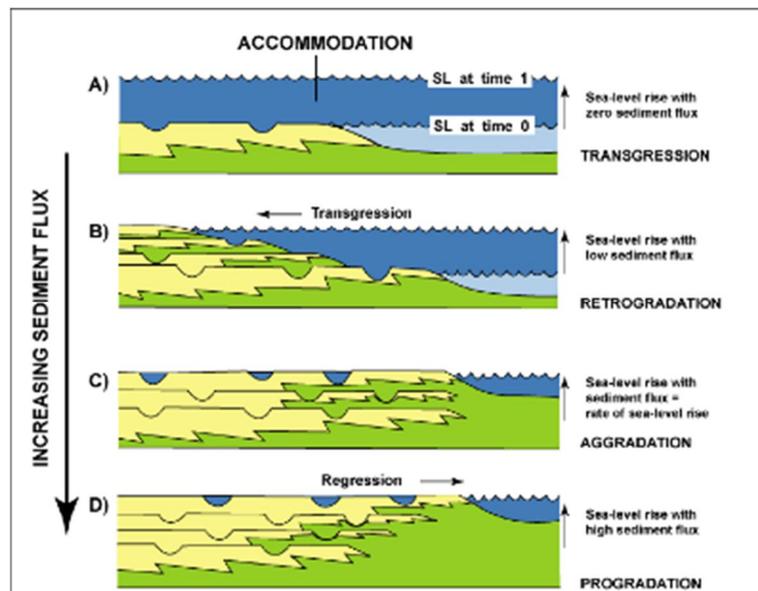


Gambar 2.6 Model fasies pada HST (Posamentier dan Vail, 1988).

Suatu *system tract* terdiri dari parasekuen – parasekuen yang disebut parasekuen set. Parasekuen merupakan urutan relatif selaras dari lapisan – lapisan yang berhubungan dan dibatasi pada bagian bawah dan atasnya oleh *marine flooding surface* atau permukaan batas yang korelatif dengannya. Parasekuen terdiri dari parasekuen yang mengkasar ke arah atas (*coarsening upward*) dan parasekuen yang menghalus ke arah atas (*fining upward*). *Coarsening upward* dicirikan dengan lapisan yang lebih tebal dan batupasir berbutir semakin kasar, rasio antara batupasir dan batulempung meningkat ke arah atas. Sedangkan *fining upward* dicirikan

dengan lapisan tipis, batupasir yang lebih halus ukuran butirnya, dan biasanya dicirikan adanya batulempung atau batubara pada bagian puncaknya, rasio antara batulempung dan batupasir pun semakin meningkat ke arah atas.

Susunan *vertikal* parasekuen disebut parasekuen set dan pola susunannya (*stacking pattern*) dapat digunakan untuk menganalisis apakah suplai sedimen dalam jangka panjang melebihi, sama atau kurang dari kecepatan penambahan ruang akomodasi. Bila terdapat cukup suplai sedimen dan berkurangnya kecepatan relatif kenaikan muka air laut maka akan terjadi progradasi. Jika kecepatan penambahan suplai sedimen sama dengan penambahan ruang akomodasi, maka terbentuk pola agradasi. Apabila suplai sedimen lebih kecil daripada ruang akomodasi maka terbentuklah pola retrogradasi (**Gambar 2.7**) (Posamentier dan Allen, 1999).



Gambar 2.7 Hubungan antara suplai sedimen dan ruang akomodasi yang menghasilkan suatu *stacking pattern*. (Posamentier dan Allen, 1999).

Semua konsep *system tract* ini termasuk variasi dan distribusi fasies harus diintegrasikan dengan penampang seismik, log sumur, untuk memperkuat hasil interpretasi. Sekuen stratigrafi sangat efektif dan memiliki akurasi tinggi jika

diintegrasikan dengan data lain, sehingga sangat membantu dalam proses eksplorasi dan produksi hidrokarbon.

II.3 Porositas

Porositas batuan merupakan salah satu sifat akustik dari reservoir yang didefinisikan sebagai ukuran kemampuan batuan untuk menyimpan fluida dalam pori, dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi. Dalam karakterisasi reservoir, porositas terdiri dari dua yaitu :

1. Porositas absolut didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dituliskan dengan persamaan:

$$\Phi = \frac{\text{volume pori} - \text{pori}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (2.1)$$

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

$$\Phi_{\text{efektif}} = \frac{\text{volume pori yang berhubungan}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (2.2)$$

Kualitas dari porositas reservoir dikelompokkan menjadi beberapa bagian seperti dalam tabel berikut (Koesoemadinata, 1978):

Tabel 2.1 Skala kualitas porositas reservoir (Koesoemadinata, 1978).

Nilai Porositas	Skala
0 – 5%	Diabaikan
5 – 10%	Buruk

10 – 15%	Cukup
15 – 20%	Baik
20 – 25%	Sangat baik
>25%	Istimewa

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.4 Data Wireline Log

II.4.1 Log Litologi

Log litologi berfungsi untuk menentukan jenis litologi, lapisan *permeable*, dan *non-permeable*, menghitung volume serpih, serta korelasi dari sumur. Log yang termasuk log litologi adalah log GR (*Gamma Ray*), SP (*Spontaneous Potential*).

1. Log Gamma Ray

Prinsip dasar *log* sinar gamma adalah menghitung jumlah unsur radioaktif yang terpancar pada lapisan batuan. Unsur-unsur radioaktif yang terpancar berupa *Uranium (U)*, *Thorium (Th)*, dan *Potassium (K)*. Di dalam interpretasi *log* sinar gamma, ketika kurva *log* sinar gamma defleksi ke arah kanan atau tinggi maka hal ini menunjukkan bahwa kurva *log* sinar gamma mendeteksi unsur radioaktif yang besar. Pada umumnya, batuan yang memiliki kadar radioaktif yang besar adalah *shale*. Hal ini dikarenakan unsur-unsur radioaktif pada umumnya mengendap pada

lapisan ini selama proses perubahan geologi batuan. Sedangkan ketika *log* sinar gamma defleksi ke arah kiri maka *log* sinar gamma mendeteksi unsur radioaktif yang kecil dan pada umumnya batuan yang memiliki kadar radioaktif yang kecil adalah lapisan batupasir (Msulidika, 2018).

2. *Log SP (Spontaneous Potential)*

Log SP merupakan log untuk mengetahui beda potensial yang timbul antara lumpur pemboran dengan batuan insitu pada formasi di sekitar lubang bor. Berbagai kondisi batuan dan kandungan yang ada di dalamnya mempengaruhi bentuk kurva *SP*. Pada lapisan *shale*, kurva yang terbentuk adalah lurus (konstan), pada lapisan *permeabel* mengandung hidrokarbon, defleksi *SP* akan berkembang negatif (kearah kiri dari garis *shale*), dan pada lapisan *permeabel* mengandung air tawar, defleksi kurva *SP* akan berkembang positif (kearah kanan dari garis *shale*) (Rider, 1996). Kegunaan dari *log SP* adalah untuk mencari zona *permeabel*, menentukan ketebalan lapisan *permeabel*, dan untuk membedakan lapisan yang bersih dan *shale*.

Dalam Asquith & Kyrgowski (2004), menyatakan bahwa *log SP* hanya dapat menunjukkan lapisan *permeable*, namun tidak dapat mengukur harga absolut dari permeabilitas maupun porositas dari suatu formasi.

II.4.2 *Log resistivity*

Log Resistivity mengukur resistivitas untuk mengetahui tahanan jenis dari suatu batuan dan fluida dalam formasi. Pori batuan pada umumnya bersifat resistif sedangkan fluida bersifat konduktif. Namun untuk hidrokarbon pembacaan *log resistivitasnya* akan tinggi sedangkan formasi air resistivitasnya lebih rendah (konduktif). Prinsip dari *log* ini adalah mengukur kemampuan formasi untuk

menghantarkan arus listrik yang dapat dialirkan, semakin besar arus listrik yang dapat dialirkan, resistivitas batuan semakin kecil dan sebaliknya.

II.4.3 Log Porositas

1. Log density

Kegunaan dari *log density* adalah untuk menentukan porositas yaitu mengukur porositas total suatu formasi, identifikasi litologi, dan identifikasi zona gas dan densitas hidrokarbon dalam pori batuan.

Log density merupakan hasil pengukuran nilai densitas elektron formasi dan sangat berhubungan dengan *bulk density* (ρ_b) yang merupakan fungsi dari densitas matriks, porositas, dan densitas fluida yang mengisi rongga. Densitas elektron ini merupakan indikasi dari densitas formasi, serta penting dalam perhitungan porositas batuan. Ketika mengukur densitas formasi, sebenarnya tidak hanya densitas matriks saja yang terukur, tetapi juga kadar fluida dalam pori batuan.

2. Log neutron

Prinsip dari *log* ini adalah untuk mengetahui banyaknya kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam batuan. Semakin tinggi kandungan hidrogen maka pembacaan kurva *log neutron* juga akan tinggi. Hal ini disebabkan karena hidrogen adalah atom yang banyak terdapat pada *fluida* seperti minyak dan air. Sedangkan jika pori tersebut terisi oleh gas, maka *log porositas neutronnya* akan lebih kecil dari yang seharusnya. Hal ini terjadi karena gas memiliki jumlah ion hidrogen yang lebih sedikit dibandingkan minyak ataupun air. *Log* ini digunakan untuk mengidentifikasi litologi secara kualitatif (dikombinasikan dengan *log density* dan *log sonic*) dan identifikasi zona hidrokarbon (dikombinasikan dengan *log density*).

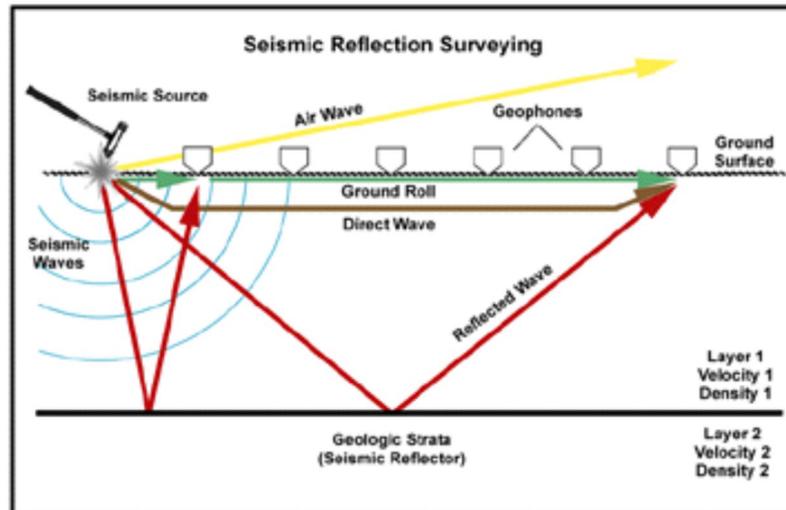
3. *Log Sonic*

Prinsip dari *log sonic* adalah mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu. Untuk menghitung porositas sonik dari pembacaan *log* Δt harus terdapat hubungan antara waktu transit dengan porositas. Log ini digunakan untuk mengukur porositas formasi tertentu. Selain digunakan untuk menentukan porositas dan identifikasi batuan, log ini juga berguna dalam proses *well tie* antara data sumur dengan data seismik yang kemudian digunakan untuk pembuatan sintetik seismogram (Harsono, 1997).

II.5 Prinsip Metode Seismik

Metode seismik merupakan metode yang banyak dipakai dalam menentukan lokasi minyak bumi. Dengan metode ini, kita akan memperoleh informasi tentang struktur lapisan di bawah permukaan tanah. Prinsip metode seismik yaitu area penelitian yang akan diteliti dipasang *geophone* yang berfungsi sebagai penerima getaran. Sumber getar bias ditimbulkan oleh ledakan dinamit atau suatu pemberat yang dijatuhkan ke tanah (*weight drop*). Gelombang yang dihasilkan menyebar ke segala arah, ada yang menjalar di udara, merambat di permukaan tanah, dipantulkan ke lapisan tanah dan ada juga yang dibiaskan. Kemudian gelombang tersebut diteruskan ke *geophone-geophone* yang terpasang di permukaan tanah lihat

Gambar 2.8



Gambar 2.8 Sketsa *survey* seismik.

II.6 Komponen Seismik Refleksi

Pengolahan data seismik didefinisikan sebagai suatu tahapan untuk meredam *noise* dan memperkuat sinyal. Dari pengolahan data seismik, hasilnya berupa penampang seismik kemudian diinterpretasikan/ditafsirkan untuk mendapatkan gambaran kondisi di bawah permukaan. Tujuan interpretasi seismik adalah menggali dan mengolah berbagai informasi-informasi geologi bawah permukaan dari penampang seismik. Untuk melakukan interpretasi seismik kita harus memahami fasies seismik. Fasies seismik merupakan gambaran dari gejala geologi yang dapat menjadi media bagi rambatan gelombang seismik. Faktor konfigurasi, amplitudo, kesinambungan refleksi, frekuensi, kecepatan dalam (*internal velocity*), dan bentuk luar dari refleksi seismik merupakan fungsi dari kondisi geologi yang meliputi pola dan geometri lapisan, sifat fisik batuan dan kandungan fluida yang ada didalamnya (Vail dkk., 1977). Dari pemahaman ini analisis dapat dikembangkan pada penentuan arah batuan sumber, kondisi geologi regional yang mengontrol daerah tersebut serta kemungkinan lingkungan pengendapan yang terbentuk.

Pada dasarnya terdapat dua kelebihan melakukan interpretasi melalui seismik, yang pertama adalah melalui data seismik akan mendapatkan gambaran kondisi bawah permukaan yang mempunyai pelampiran yang cukup luas. Yang kedua adalah dengan data-data *line* seismik kita akan mendapatkan gambaran 2 dimensi. Hubungan antara batas sekuen dengan strata dapat berupa hubungan konkordan maupun diskordan. Jika perlapisan konkordan (relatif sejar maka tidak terjadi ketidakselarasan sepanjang bidang permukaan tersebut. Namun jika perlapisan diskordan, berarti telah terjadi suatu ketidakselarasan atau telah terjadi gangguan *structural*.

II.6.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (AI) adalah produk dari densitas (ρ) dan kecepatan (Sherif, 1991). Perumusan AI dapat ditulis dengan:

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

Dengan,

AI = Impedansi Akustik (gr/cc.ft/s atau kg/m³.m/s)

V_p = Cepat Rambat Gelombang P (m/s)

ρ = Densitas (gr/cc atau kg/m³)

Pada perumusan persamaan (2.3), diketahui bahwa cepat rambat gelombang yang diperhitungkan hanya gelombang P (gelombang kompresi). Hal itu dikarenakan gelombang P adalah nilai impedansi elastik pada saat gelombang datang dengan sudut 0^0 (tegak lurus dengan bidang pantul) atau disebut sudut normal. Unsur kecepatan perambatan adalah salah satu unsur yang paling mengontrol nilai gelombang P (Sukmono, 1999) dimana kecepatan perambatan sangat dipengaruhi

oleh isi dan struktur medium seperti porositas, kompresibilitas matriks, kompresibilitas fluida, densitas dan lain-lain. Oleh karena itu, gelombang P cukup sensitif terhadap perubahan litologi, fluida dan berhubungan langsung dengan *rock properties* seperti densitas dan porositas.

II.6.2 Koefisien Refleksi

Refleksi terjadi apabila terdapat perubahan nilai impedansi akustik (AI). Koefisien refleksi (KR) dapat dihitung menggunakan persamaan (Sukmono, 1999):

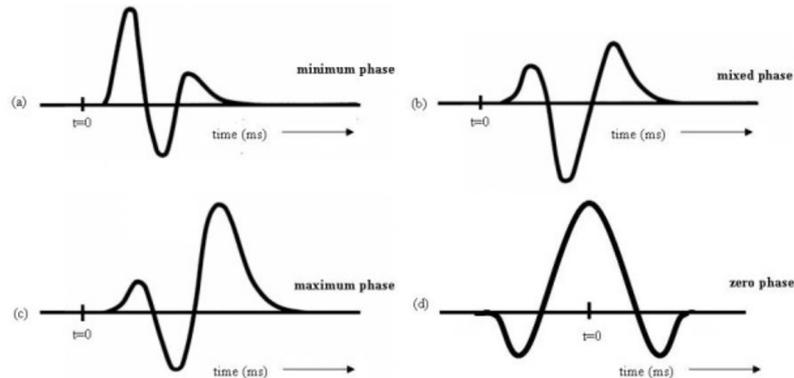
$$KR = \frac{AI_{(n+1)} - AI_n}{AI_{(n+1)} + AI_n} = \frac{\rho_{(n+1)} \cdot V_{(n+1)} - \rho_n \cdot V_n}{\rho_{(n+1)} \cdot V_{(n+1)} + \rho_n \cdot V_n} \quad (2.4)$$

Persamaan (2.4) menggambarkan kekompakan batuan yang dilalui oleh gelombang. Nilai koefisien refleksi berkisar antara -1 hingga +1. Nilai positif dan negatif ini di pengaruhi oleh nilai impedansi akustik setiap lapisan. Nilai koefisien refleksi positif (+) terjadi apabila nilai $AI_{(n+1)}$ lebih besar dari nilai AI_n atau dapat pula dikatakan hal ini terjadi apabila nilai densitas dan kecepatan di lapisan (n+1) lebih besar dari lapisan n , begitupun sebaliknya. Seiring dengan bertambahnya kedalaman nilai koefisien refleksi akan semakin berkurang, karena presentasi variasi impedansi akustik semakin kecil terhadap kedalaman.

II.6.3 Wavelet

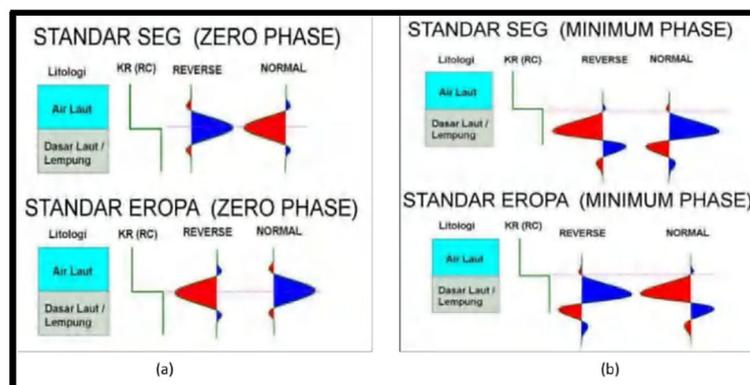
Wavelet adalah gelombang mini atau pulsa yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Sebuah *wavelet* memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Terdapat empat macam fasa *wavelet* yaitu *wavelet* fasa nol, minimum, maksimum dan campuran (Sukmono, 1999). Pembagian tipe fasa ini berdasarkan letak konsentrasi energi maksimum masing-masing *wavelet*. *Wavelet* fasa minimum mempunyai energi terpusat pada bagian depan dan

mempunyai pergeseran fasa kecil pada setiap frekuensi. *Wavelet* fasa maksimum mempunyai konsentrasi energi di akhir. Sedangkan *wavelet* campuran merupakan *wavelet* yang mempunyai energi campuran dari ketiga bentuk *wavelet* yang lain (Gambar 2.9).



Gambar 2.9 Pembagian jenis fasa *wavelet* (Sukmono, 1999).

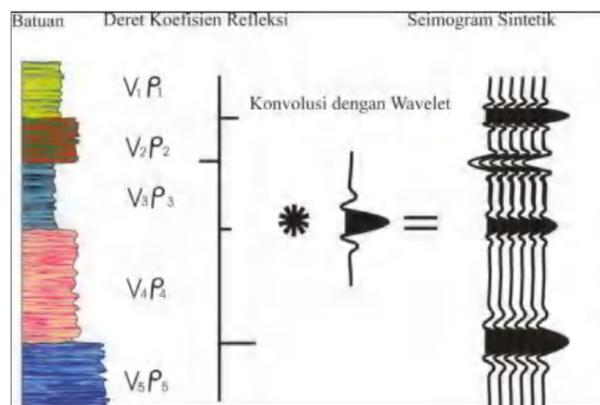
Polaritas menggambarkan nilai koefisien refleksi positif (+) ataupun negatif (-). Karena ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang terekam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan terbalik (*reverse*). Standar penentuan polaritas seismik dibagi menjadi polaritas standar konvensi Amerika (*SEG*) dan konvensi Eropa (Gambar 2.10). Kedua jenis standar polaritas ini saling berkebalikan (Brown, 2003). Pada penelitian ini digunakan *wavelet zero phase* atau fasa nol.



Gambar 2. 10 Standar Polaritas SEG dan Eropa Pada (a) Fasa Nol dan (b) Fasa Minimum (Basri, 2017).

II.6.4 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah data seismik buatan yang dibuat dari data sumur, antara lain dengan menggunakan log kecepatan, densitas dan *wavelet* dari data seismik. Dengan melakukan perkalian antara data dari log densitas dengan kecepatan, maka dapat diperoleh deret koefisien refleksi. Kemudian, deret koefisien refleksi tersebut dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga diperoleh seismogram sintetik dari data sumur (**Gambar 2.11**).



Gambar 2.11 Ilustrasi seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi koefisien refleksi dengan *wavelet* (Maulidika, 2018)

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

II.6.5 Well Seismic Tie

Untuk meletakkan horison seismik (skala waktu) pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umumnya di plot dalam skala kedalaman, maka perlu dilakukan *well seismic tie*. Banyak teknik yang dapat dilakukan dalam pengikatan ini, namun yang umum

dipakai adalah dengan memanfaatkan seismogram sintetis dari hasil survei kecepatan yang disebut *velocity seismic profile* atau *checkshot survey* (Sukmono, 1999). Dalam penelitian kali ini data *checkshot survey* digunakan untuk mendapatkan persamaan matematika dari kurva kedalaman-waktu, yang digunakan untuk mengkonversi data waktu menjadi kedalaman.

II.6.6 Picking horizon dan sesar

Identifikasi pantulan (*picking*) biasanya disebut sebagai kemampuan untuk mengidentifikasi lapisan batuan pada penampang seismik yang biasa disebut *top* formasi. Secara definisi horison adalah suatu *slice* sepanjang permukaan suatu bidang. Apabila pada saat menelusuri suatu horison kemudian tiba – tiba kenampakan horison tersebut tidak jelas, maka untuk meneruskannya dengan mengikuti horison lain yang berdekatan dan sejajar dengan horison tersebut.

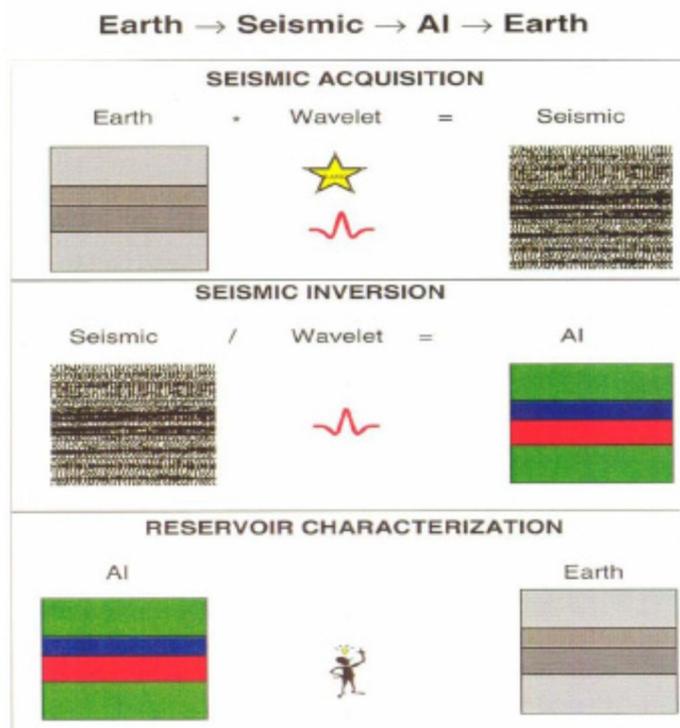
Analisis dan interpretasi struktur dengan menggunakan data seismik pada dasarnya adalah menginterpretasikan keberadaan struktur patahan atau sesar pada penampang seismik.

II.7 Prinsip Dasar Inversi Seismik

Proses inversi dalam geofisika pada dasarnya merupakan proses pengolahan data lapangan menggunakan teknik matematika dan statistik untuk mendapatkan informasi yang berguna mengenai distribusi sifat fisis bawah permukaan (Rosid, 2010). Proses inversi dalam seismik dikenal dengan istilah inversi seismik, yakni proses mentransformasikan data seismik menjadi distribusi impedansi terhadap kedalaman untuk setiap tras seismik. Dalam inversi seismik, dibutuhkan juga data sumur sebagai pengontrol. Inversi seismik adalah kebalikan dari *forward modeling*.

Dalam *forward modeling*, data inputnya adalah berupa impedansi akustik atau koefisien refleksi dari per lapisan batuan yang kemudian dimodelkan menjadi rekaman seismik. Sementara hasil akhir dari inversi seismik adalah berupa data set yang terikat dengan data sumur dan juga memperhitungkan semua data seismik (Haris, 2009).

Koefisien Refleksi (KR) merupakan perubahan koefisien dari perubahan impedansi antar batuan. Maka untuk merubah data log *sonic* menjadi data sintetik seismogram diperlukan proses dekonvolusi yang merubah data log *sonic* (*depth domain*) menjadi data sintetik seismik (*time domain*) **Gambar 2.12**



Gambar 2.12 Proses inversi dari data seismik menjadi model AI (Sukmono,2000)

Russel (1988), membagi metode seismik inversi ke dalam dua kelompok yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Pada penelitian ini metode yang digunakan adalah metode seismik inversi *post-stack*. Inversi *post-stack* adalah proses yang

digunakan untuk menganalisis *trace* seismik dan untuk mengetahui struktur impedansi bumi. Model yang mendasari inversi adalah model konvolusional:

$$T(i) = \sum_j r(j) W(i - j + 1) + n(i) \quad (2.5)$$

Inversi dianggap sebagai proses menentukan reflektifitas $r(j)$ pada batas lapisan j , $T(i)$ adalah *trace* seismik. Karena reflektifitas terkait dengan impedansi bumi. Maka:

$$r(j) = \frac{I(j + 1) - I(j)}{I(j + 1) + I(j)} \quad (2.6)$$

Dengan $r(j)$ adalah reflektifitas pada batas lapisan (j) dan $I(j)$ adalah akuistik impedansi pada lapisan (j)

Dimana:

$$I(j) = \rho(j) v(j) \quad (2.7)$$

Dalam metode seismik inversi ini dibagi menjadi metode *rekursif (bandlimited)*, metode *model based*, dan metode *sparse spike (maximum likelihood)*.

II.7.1 Inversi Seismik Rekursif / *Bandlimited*

Inversi seismik rekursif merupakan algoritma inversi yang mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah *trace* seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet* berfasa nol. Persamaan dasar inversi rekursif adalah:

$$r_j = \frac{j_{i+1} - j_i}{j_{i+1} + j_i} \quad (2.8)$$

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

$$j_{i+1} = j_i * \left(\frac{1 + r_j}{1 - r_j} \right) \quad (2.9)$$

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

$$j_n = j_i * \pi \left(\frac{1 + r_j}{1 - r_j} \right) \quad (2.10)$$

II.7.2 Inversi Seismik *Model Based*

Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbarui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode rekursif. Keuntungan penggunaan metode inversi berbasis model adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginversi model geologinya. Sedangkan permasalahan potensial menggunakan metode ini adalah sifat sensitifitas terhadap bentuk *wavelet* dan sifat ketidakunikan (*non-uniqueness*) untuk *wavelet* tertentu.

Trace seismik dihitung menggunakan persamaan:

$$T(i) = \sum_{j=1}^N r(j) W(i - j + 1) + n(i) \quad (2.11)$$

Dengan,

$T(i)$ = *trace* seismik

$r(j)$ = koefisien refleksi

W = *wavelet*

$n(i)$ = *noise*

Kemudian, menghitung *trace* model. Sebelum *trace* model dihitung, perkiraan model yang dikarakterisasi oleh koefisien refleksi yaitu (Russell, 1999).

$$r_0(j) \quad j= 1, N \quad (2.12)$$

Dengan, r_0 = koefisien refleksi dan j = lapisan.

Trace model dihitung menggunakan persamaan:

$$M(i) = \sum_{j=1}^N r_0(j) W(i - \tau(j) + 1) \quad (2.13)$$

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. *Error* antara *trace* model dengan *trace* seismik dinyatakan sebagai berikut:

$$e(i) = T(i) - M(i) \quad (2.14)$$

Persamaan di atas dapat dituliskan dalam bentuk matriks sebagai berikut:

$$T = W r(j) \quad (2.15)$$

W adalah matriks derivatif dengan jumlah baris n dan kolom k . Adapun solusi dari persamaan di atas yaitu:

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

Dengan W^{-1} adalah invers dari matriks W .

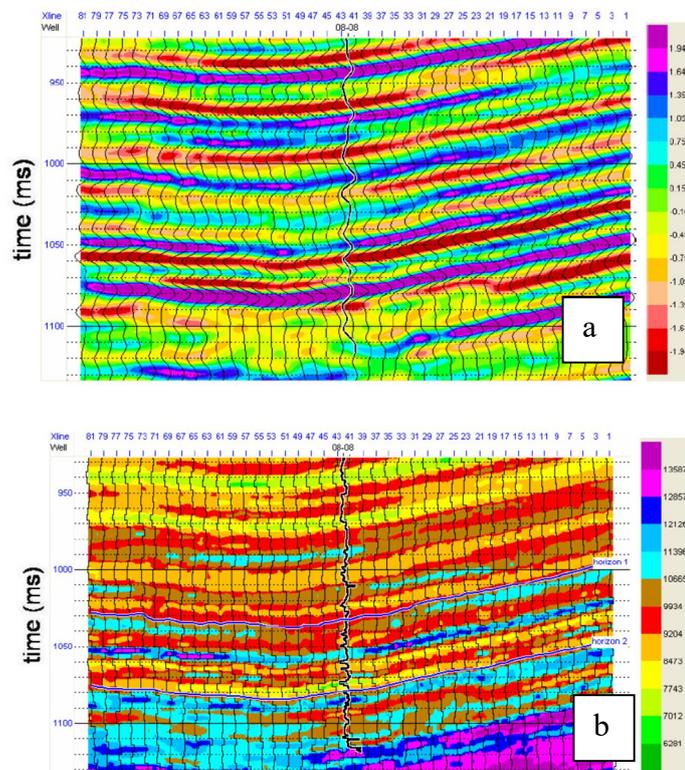
Matriks W umumnya tidak berupa matriks persegi, karena pada umumnya jumlah data pengukuran lebih banyak daripada parameter model. Hal ini menyebabkan matriks W tidak memiliki hasil inversi yang tepat. Hal ini dikenal sebagai kasus

overdetermiasi. Untuk mengatasi permasalahan tersebut, maka digunakan metode *least square* yang dikenal sebagai metode *Marquart-Levenburg*. Solusi yang diperoleh sebagai berikut:

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

Dengan W^T adalah *transpose* dari matriks W .

Penampang hasil inversi model based diperlihatkan pada **Gambar 2.13**. 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.



Gambar 2.13 a) Contoh seismogram sintetik, b) Hasil inversi *model based* (Russel, 2004).

II.7.3 Inversi Seismik *Maximum – Likelihood Sparse Spike*

Metode inversi *sparse-spike* mengasumsikan bahwa reflektifitas yang sebenarnya dapat diasumsikan sebagai seri dari *spike-spike* besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang lebih kecil sebagai *background*. Kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. Metode ini mengasumsikan bahwa hanya *spike-spike* besar saja yang penting. Inversi ini mencari lokasi *spike* yang besar dari *trace* seismik. *Spike-spike* tersebut terus ditambahkan sampai *trace* seismik 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 dan *tracehold* pendeteksi seismik. Model dasar *trace* seismik didefinisikan oleh:

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

Dengan:

$S(t)$ = *trace* seismik

$w(t)$ = *wavelet*

$r(t)$ = koefisien refleksi

$n(t)$ = *noise*

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*, dekonvolusi ini adalah reflektifitas bumi yang tersusun atas *spike-spike* besar bertumpukkan dengan *spike-spike* kecil sebagai *background*.
- b. Inversi dan dekonvolusi norm-L1, dekonvolusi ini adalah model konvolusional yang bebas *noise*. Apabila dekonvolusi resolusi semakin tinggi dilakukan pada tiap *trace* seismik, maka reflektivitas dianggap sebagai nilai rata-rata dari reflektivitas asal.
- c. Dekonvolusi entropi minimum (MED), dekonvolusi ini sangat efektif untuk menekan *noise* dan dapat memulihkan koefisien refleksi (KR) yang kecil.

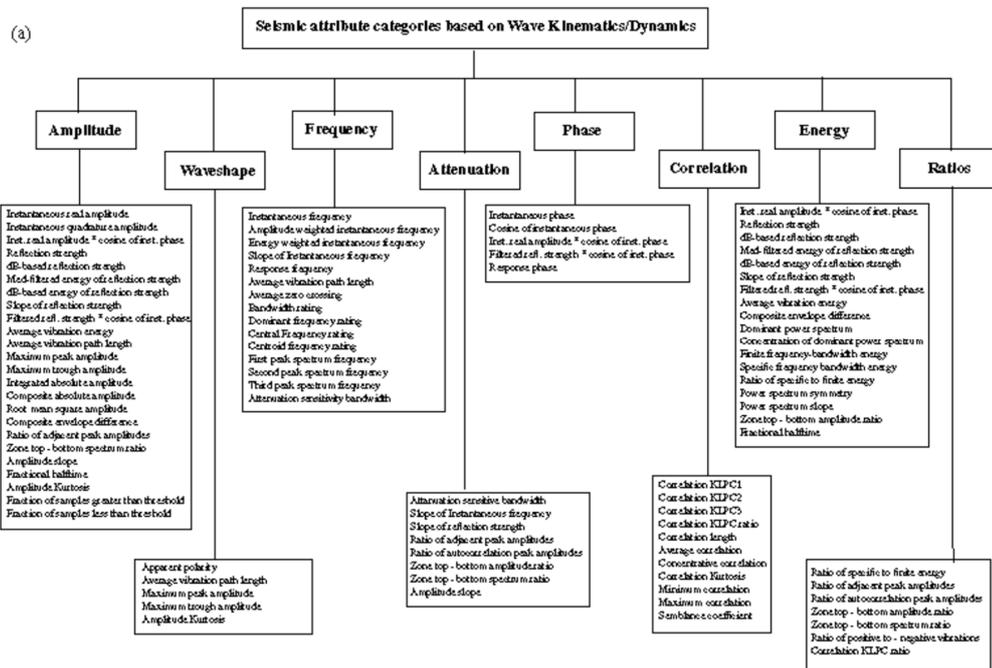
Kelebihan dari inversi ini adalah komponen frekuensi rendah secara matematis telah dimasukkan dalam perhitungan solusi dengan pengontrol ekstra, dapat digunakan sebagai estimasi *full-bandwidth* reflektivitas. Kekurangannya adalah impedansi akustik yang dihasilkan berbentuk blok-blok sehingga detail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

II.8 Metode Multiatribut

Analisis seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisis ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi *volume* dari properti *log* pada semua lokasi pada *volume* seismik (Hampson, 2001).

Chen dan Sydney mengklasifikasikan atribut seismik sebagai atribut turunan amplitudo, frekuensi, fase, energi, *waveshape*, atenuasi, korelasi dan rasio **Gambar**

2.14



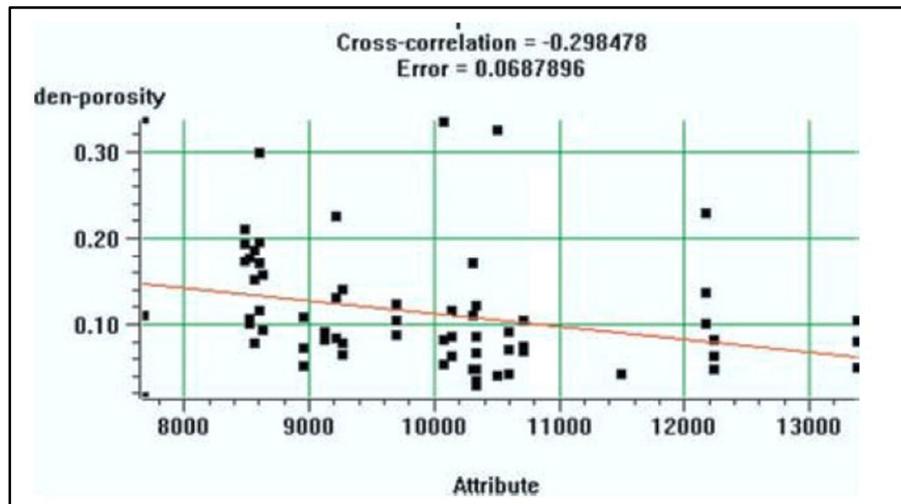
Gambar 2.14 Seismik atribut (Chen, 1997).

Menurut Chen dan Sidney (1997) atribut-atribut seismik dapat dibagi dalam dua kategori, yaitu :

1. *Horizon Based Attributes*: atribut yang dihitung sebagai nilai rata-rata antara dua horizon.
2. *Sample Based Attributes*: transformasi dari *trace input* untuk menghasilkan *trace output* lainnya dengan jumlah yang sama dengan *trace input* (nilainya dihitung sampel per sampel).

Langkah yang paling sederhana untuk mengetahui hubungan antara data target dan atribut seismik adalah dengan melakukan *crosssplot* antara kedua data tersebut.

Gambar 2.15 memperlihatkan log densitas-porositas, diasumsikan bahwa log target dan atribut seismik yang diambil berada pada titik waktu atau kedalaman yang sama.



Gambar 2.15 *Conventional crossplot* antara target (densitas-porositas) dan seismik atribut (Hampson, et al., 2001)

Hubungan linier antara log target dan atribut ditunjukkan oleh sebuah garis lurus yang memenuhi persamaan:

$$y = a + bx \tag{2.19}$$

Koefisien a dan b pada persamaan ini diperoleh dengan meminimalisasikan *mean-square prediction error* sebagai berikut :

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2 \tag{2.20}$$

Dimana penjumlahan dilakukan pada setiap titik di *crossplot*.

Dengan mengaplikasikan regresi garis tersebut didapatkan prediksi untuk atribut dengan nilai prediksi *error* (E) yang merupakan ukuran kecocokan untuk regresi garis yang didefinisikan oleh persamaan (2.12). Nilai Kovariansi yang telah di normalisasi (r) adalah sebagai berikut:

$$r = \frac{Z_{xy}}{Z_x Z_y} \tag{2.21}$$

Dimana varian x dan varian y serta rata-rata variable *random* diskrit x dan y dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$Z_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \quad (2.22)$$

$$Z_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2 \quad (2.23)$$

$$Z_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - m_y)^2 \quad (2.24)$$

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (2.25)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (2.26)$$

Dengan:

Z_x = Varian x

Z_y = Varian y

Z_{xy} = Kovariansi x dan y

x = Variabel *random* diskrit x

y = Variabel *random* diskrit y

N = Jumlah data

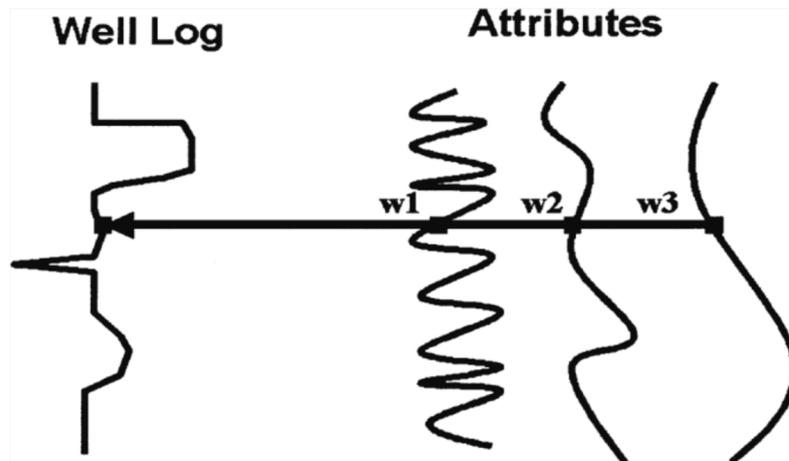
x_i = Variabel *random* diskrit x ke- i

y_i = Variabel *random* diskrit y ke- i

m_x = rata rata untuk variabel x

m_y = rata rata untuk variabel y

Pengembangan dari *crossplot* konvensional adalah dengan menggunakan multipel atribut. Metode ini bertujuan untuk mencari sebuah operator yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya **Gambar 2.16**.



Gambar 2.16 Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Hampson dkk., 2001).

Hubungan antara log *property* (L) dan atribut seismik (A) untuk kasus yang paling sederhana dapat ditunjukkan oleh persamaan jumlah pembobotan linier sebagai berikut:

$$L = w_0 + w_1A_1 + w_2A_2 + w_3A_3 \quad (2.27)$$

Dengan w adalah nilai bobot.

Pada setiap sampel waktu (t), log target dimodelkan oleh persamaan linier sebagai berikut:

$$L = w_0 + w_1A_1(t) + w_2A_2(t) + w_3A_3(t) \quad (2.28)$$

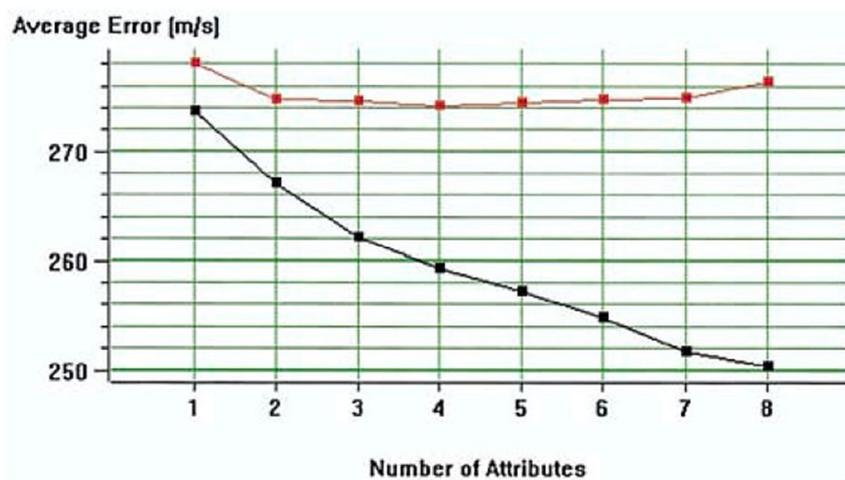
Pembobotan pada persamaan tersebut dihasilkan dengan meminimalisasi *mean-squared prediction error* sebagai berikut:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1A_{1i} - w_2A_{2i} - w_3A_{3i})^2 \quad (2.29)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i} \sum A_{2i} & \sum A_{1i} \sum A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} \sum A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i} \sum A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} \sum A_{3i} & \sum A_{2i} \sum A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Menurut Hampson et al (2001) dalam **Gambar 2.17** prosedur multiatribut biasa digunakan prosedur *stepwise regression*. Asumsi dalam prosedur ini yaitu apabila kombinasi terbaik dari atribut M sudah diketahui, maka kombinasi terbaik dari M+1 yaitu turunan koefisien yang dihitung dari atribut sebelumnya. Transformasi atribut M+1 seharusnya selalu memiliki *prediction error* kurang dari atau sama dengan transformasi atribut M.



Gambar 2.17 Contoh Plot *Validation Error* dan *Prediction Error* (Hampson, et al., 2001).

Berdasarkan **Gambar 2.17** Kurva berwarna hitam menunjukkan *error* prediksi yang dihitung menggunakan data *training*. Kurva berwarna merah menunjukkan *error* validasi dengan tidak mengikutkan satu sumur dalam perhitungannya (data validasi). Berdasarkan gambar diatas dapat dilihat bahwa jika digunakan lebih dari dua atribut *error* validasinya bertambah besar, yang artinya terjadi *over-training*.