

**ANALISIS PETROFISIKA UNTUK KARAKTERISASI
RESERVOAR DAN ESTIMASI CADANGAN HIDROKARBON
SERTA PENENTUAN SUMUR USULAN MENGGUNAKAN
INVERSI SEISMIC IMPEDANSI AKUSTIK
PADA LAPANGAN X
(Skripsi)**

Oleh

Cinthia Dewi Maharani



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2018**

**PETROPHYSICAL ANALYSIS FOR RESERVOAR
CHARACTERIZATION, HYDROCARBON RESERVE
ESTIMATION AND PROPOSED WELL DETERMINATION
USING SEISMIC INVERSION OF ACOUSTIC IMPEDANCE
IN THE “X” FIELD**

By

Cinthia Dewi Maharani

ABSTRACT

Reservoir characterization is important in the oil and gas industry to be able to find out the reserves and character of the reservoir itself. Therefore, petrophysical analysis and seismic inversion can help researchers to analyze and characterize reservoirs. Seismic, geological and well data are used to analyze the prospects of hydrocarbons in the study area located in the Flover Formation, Bonaparte Basin. The formation is divided into two layers which are productive of hydrocarbons with the main prospect is gas. The bonaparte basin is generated from the accumulation of Bayu / Undan in the Timor Sea Oil Development Area (JPDA) between Timor-Leste and Australia. This research can be used to map the total hydrocarbon reserves. By using petrophysical analysis, it can interpret the distribution of effective porosity values (PHIE), water saturation (Sw), permeability formation and Vsh content vertically. From the results of petrophysical analysis indicate the target zone is a prospect zone with gas fluid in Zone 2. This reservoir type in “X” Field is a tight sandstone reservoir and the acoustic impedance value in the range 4471 - 32478 m / s * g / cc. The accumulation of gas reserves in this field is 869,618,415 Scf. The proposed well is still in the same closure area as the previous well with acoustic impedance values ranging from 16919-30922 m / s * gr / cc, high porosity values ranging from 26-32%, and Sw values ranging from 36-66%

Keywords: Petrophysical Analysis, Acoustic Impedance Inversion, Sandstone Tight Reservoir, Hydrocarbon Reserve Estimation.

ANALISIS PETROFISIKA UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR DAN ESTIMASI CADANGAN HIDROKARBON SERTA PENENTUAN SUMUR USULAN MENGGUNAKAN INVERSI SEISMIC IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN X

Oleh

Cinthia Dewi Maharani

ABSTRAK

Analisis reservoir penting dalam dunia perminyakan dan gas pada suatu wilayah untuk dapat mengetahui cadangan ataupun karakter dari reservoir itu sendiri. Maka dari itu adanya analisis petrofisika dan seismik inversi bias membantu peneliti mempermudah dalam menganalisis dan karakterisasi reservoir. Dari data seismik, geologi dan data sumur inilah peneliti dapat menganalisis mengenai prospek keberadaan hidrokarbon pada daerah penelitian yang terletak di cekungan bonaparte Lapangan X Formasi *plover*. Formasi terbagi menjadi dua lapisan yang produktif hidrokarbon dengan prospek utama adalah gas. Cekungan bonaparte yang dihasilkan dari akumulasi Bayu / Undan di Kawasan Pengembangan Minyak didaerah Laut Timor (JPDA) antara Timor-Leste dan Australia. Penelitian ini dapat digunakan untuk memetakan total cadangannya. Dengan dibantu oleh analisis petrofisika dapat menginterpretasi sebaran nilai porositas efektif (*PHIE*), saturasi air (*Sw*), permeabilitas formasi dan kandungan *Vsh* secara vertikal. Dari hasil analisis petrofisika mengindikasikan zona target merupakan zona prospek dengan fluida gas pada Zona 2. Jenis reservoir pada Lapangan X ini adalah reservoir *tight sandstone* dan memiliki impedansi akustik pada rentang $AI = 4471 - 32478 \text{ m/s} \cdot \text{g/cc}$. Lapangan ini mengakumulasi 869.618.415 Scf gas. Sumur usulan selanjutnya masih di daerah *closure* yang sama dengan sumur sebelumnya dengan nilai impedansi akustik yaitu berkisar 16919-30922 $\text{m/s} \cdot \text{gr/cc}$, nilai porositas yang tinggi berkisar 26-32 %, serta nilai *Sw* berkisar 36-66%.

Kata Kunci: Analisis Petrofisika, Inversi Impedansi Akustik, Reservoir *Tight Sandstone*, Estimasi Cadangan Hidrokarbon.

**ANALISIS PETROFISIKA UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR
DAN ESTIMASI CADANGAN HIDROKARBON SERTA PENENTUAN
SUMUR USULAN MENGGUNAKAN INVERSI SEISMİK IMPEDANSI
AKUSTIK PADA LAPANGAN X**

Oleh

CINTHIA DEWI MAHARANI

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar

SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2018**

Judul Penelitian : **ANALISIS PETROFISIKA UNTUK
KARAKTERISASI RESERVOAR DAN
ESTIMASI CADANGAN HIDROKARBON
SERTA PENENTUAN SUMUR USULAN
MENGUNAKAN INVERSI SEISMIC
IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN X**

Nama : Cinthia Dewi Maharani

No. Pokok Mahasiswa : 141505104

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik



Pembimbing I

Pembimbing II

Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP. 196612221996031001

Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP. 197509112000121002

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP. 197509112000121002

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua

Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.



Sekretaris

Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.



Penguji

Bukan Pembimbing : Karyanto, S.Si., M.T.



Dekan Fakultas Teknik

Prof. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.

NIP. 19620717 198703 1002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi: 08 Agustus 2018

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan orang lain, dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka, selain itu saya menyatakan pula bahwa skripsi ini dibuat oleh saya sendiri.

Apabila pernyataan saya ini tidak benar maka saya bersedia dikenai sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 08 Agustus 2018



Cinthia
Cinthia Dewi Maharani

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Kota Bandung, pada tanggal 24 Agustus 1996, anak pertama dari tiga bersaudara dari pasangan Bapak Yudian Gunarsyah dan Ibu Aisyah. Penulis menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-kanak di TK Al-Mukarromah pada tahun 2003 dilanjutkan ke jenjang Sekolah Dasar pada tahun 2003 s.d 2005 di SD Cibereum 1. Kemudian, pada tahun 2005 pindah ke SD NEGERI 1 Kota Pagaralam yang selesai pada tahun 2008. Selanjutnya, penulis menempuh pendidikan Sekolah Menengah di SMP Negeri 1 Kota Pagaralam hingga tahun 2011 dilanjutkan di SMA Negeri 4 Kota Pagaralam.

Pada tahun 2014, penulis terdaftar sebagai mahasiswa di Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung. penulis terdaftar sebagai anggota Eksekutif Muda (Ekmud) BEM Fakultas Teknik Universitas Lampung. Di tahun berikutnya, 2015, Penulis bergabung menjadi anggota Kesekretariatan di HIMA TG Bhuwana Universitas Lampung dan menjadi staff SAINTEK di Society of Exploration Geophysicist (SEG) SC Unila . Kemudian, penulis terdaftar menjadi staff Eksternal di BEM Fakultas Teknik Universitas Lampung dan terdaftar sebagai

anggota FOSSI Fakultas Teknik Universitas Lampung. Pada 2015 s.d 2017 penulis aktif menjadi staff Internal di Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) Regional Sumatera. Selanjutnya, ditahun 2016, penulis menjabat sebagai Sekretaris Biro Kesekretariatan di HIMA TG Bhuwana Universitas Lampung dan terdaftar ssebagai staff Internal di BEM Fakultas Teknik Universitas Lampung. Di akhir masa studi, penulis menjadi staff Pulic Relation di American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Unila SC kepengurusan tahun 2017.

Pada bulan Januari 2017, penulis tercatat melakukan Kerja Praktek (KP) di PT. Dizamatra Powerindo, Lahat pada fungsi Geology and Enggineering Department dengan mengambil tema penelitian “Identifikasi Korelasi Litologi Sumur Batubara Dan Huungannya Dengan Kualitas Batubara Pada Data Welloging Block DZA023, DZA024 Dan DZA025 Lapangan X di PT. Dizamatra Powerindo, Lahat Sumatera Selatan”.

Pada bulan Juli tahun 2017 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Sinar Jawa, Kecamatan Air Nanningan, Kabupaten Tanggamus. Pada Januari 2018, penulis melakukan penelitian Tugas Akhir (TA) di LEMIGAS hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada Agustus 2018 dengan mengambil judul “Analisis Petrofisika Untuk Karakterisasi Reservoar Dan Estimasi Cadangan Hidrokarbon Serta Penentuan Sumur Usulan Menggunakan Inversi Seismik Impedansi Akustik Pada Lapangan X”.

PERSEMBAHAN

Dengan penuh rasa syukur, kan ku persembahkan skripsi ini kepada :

Allah SWT

Atas segala nikmat dan berkah yang senantiasa
aku rasakan dalam menyelesaikan skripsiku ini

*Kedua Orang Tuaku Tersayang
Ayahanda Tercinta Bapak Yudian Gunarsyah
Ibunda Tercinta Ibu Aisyah*

Berkat Do'a dan kemurnian cinta kasih sayang. Terimakasih atas segala jerih payah ayah dan ibu hingga kebutuhanku dapat dipehuni. Semuanya takkan terbalas, namun akan selalu ku ingat sampai kapanpun, hingga tak terbatas sampai nyawa lepas dikandung badan.

Adikku Tersayang

Ken Steven

M. Verga Saktiawan

Terimakasih atas segala bentuk dukungan kalian. Kebersamaan dari kita kecil hingga sekarang takkan lekang oleh waktu. Sungguh egois jika kakakmu ini tidak menginginkan kalian bertumbuh besar hanya karna kalian terlalu menggemaskan dan lucu ketika masih bisa ku pangku.

Teknik Geofisika Universitas Lampung 2014

Suka dan duka telah kita lewati bersama, tawa dan kasih kalian tidak akan pernah aku lupakan. Aku sayang kalian.

s

*Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung
Almamater Tercinta, Universitas Lampung*

MOTTO

Jangan menjelaskan tentang dirimu kepada siapapun, karena yang menyukaimu tidak butuh itu. Dan yang membencimu tidak percaya itu.

Ali bin Abi Thalib

*Kamu bisa menunda pekerjaanmu
tapi waktu tidak akan menunggumu*

CINTHIA DEWI MAHARANI

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

Alhamdulillah, Segala puji bagi Allah S.W.T yang telah melimpahkan segala rezeki, petunjuk, dan ilmu kepada penulis, sehingga akhirnya penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Shalawat dan salam semoga selalu untuk nabiNya yakni Muhammad S.A.W.

Skripsi yang berjudul “**Analisis Petrofisika Untuk Karakterisasi Reservoir Dan Estimasi Cadangan Hidrokarbon Serta Penentuan Sumur Usulan Menggunakan Inversi Seismik Impedansi Akustik Pada Lapangan X**” merupakan hasil dari Tugas Akhir yang penulis laksanakan di LEMIGAS, Jakarta Selatan.

Penulis berharap semoga skripsi ini dapat memberikan manfaat bagi pembaca dan bermanfaat untuk penambahan ilmu dimasa yang akan datang. Penulis menyadari bahwa penyusunan skripsi ini masih terdapat kekurangan dan jauh dari kesempurnaan.

Atas segala kekurangan dan ketidaksempurnaan skripsi ini, penulis sangat mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun kearah perbaikan dan penyempurnaan skripsi ini.

Wassalamu'alaikum Wr. Wb.

Penulis

Cinthia Dewi Maharani

SANWACANA

Dalam pelaksanaan dan penyelesaian skripsi ini tentunya tidak lepas dari bimbingan dan dukungan berbagai pihak, maka pada kesempatan ini penulis ingin menyampaikan terimakasih kepada pihak-pihak yang bersangkutan yaitu:

1. **Allah S.W.T** yang senantiasa memberi nikmat dan berkah dalam melancarkan segala proses tugas akhirku hingga akhirnya aku dapat menyelesaikannya dengan baik.
2. **Ayahanda (Bapak Yudian Gunarsyah) dan Ibunda (Ibu Aisyah)** tercinta yang tak henti-hentinya mendidik, berkorban, berdoa dan mendukung penulis dalam segala hal terutama dalam pendidikan. Terimakasih atas motivasi dan dorongannya selama ini, sehingga penulis, anakmu tercinta, berhasil menyelesaikan pendidikan program sarjana. Semoga selalu dilindungi dan diberkahi Allah S.W.T serta diberikan kita umur yang panjang dalam kesehatan dan kebahagiaan agar bersama-sama kita dapat menikmati keberhasilanku.
3. Adik-adikku tersayang sekaligus teman mainku (**Ken, Verga, Pajar dan Intan**) yang menjadi semangat dan motivasi saya.

4. **Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.**, selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
5. **Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**, selaku dosen pembimbing I atas semua kesabaran, bimbingan, kritikan, saran dan kesedian untuk meluangkan waktu disela-sela kesibukan.
6. **Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.**, selaku dosen pembimbing II yang telah meluangkan waktunya, memberikan kritik dan saran dalam penyusunan skripsi ini.
7. **Bapak Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si.**, selaku dosen pembimbing akademik yang telah memberi bimbingan, nasehat dan saran selama penulis menempuh pendidikan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
8. **Bapak Karyanto, S.Si., M.T.**, selaku dosen penguji yang telah memberikan masukan dan nasehat, baik untuk skripsi ataupun untuk masa depan penulis.
9. Seluruh dosen pengajar Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah berbagi ilmu dan pengalaman selama perkuliahan.
10. Seluruh Staf Tata Usaha Jurusan Teknik Geofisika Unila, **Pak Legino, Mas Pujono, Mbak Dhea, Pak Marsuno dan Mas Dayat** yang telah memberi banyak bantuan dalam proses administrasi;
11. **Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (LEMIGAS)** sebagai institusi yang telah memberi kesempatan untuk melaksanakan Tugas Akhir.
12. **Bapak Egi Wicaksono** selaku pembimbing yang telah mengizinkan dan membantu penulis dalam melaksanakan Tugas Akhir.

13. **Mas Tio, mas ongky dan lainnya**, yang telah banyak membantu dan memotivasi serta memberikan inspirasi yang baik bagi penulis selama melaksanakan tugas akhir di LEMIGAS.
14. Teman seperjuangan selama melaksanakan tugas akhir di LEMIGAS yaitu **Nabila Prastika Putri, Sri rizky dan M.Niko Febridon** yang telah berbagi ilmu dan memotivasi penulis. Ingat selalu kawan, jadi ST gak gampang hehe.
15. Teman seperjuangan dan keluarga baru selama melaksanakan tugas akhir di LEMIGAS yaitu **mas kadri, mas tedi, febby, pata, mas cina, Rizky dan surya** yang telah berbagi ilmu dan memotivasi penulis.
16. Terimakasih juga kepada keluarga aru **Asep, wiby, babe, aki dan lainnya** yang sudah memberi ilmu pada saat kerja praktik di PT.DIZAMATRA POWERINDO, LAHAT.
17. Bapak dan ibu mevi yang sudah nampung penulis waktu KKN terrrSelubung bersama **Annisa** yg udah duluan wisuda, **Tejo dan Asdini** yang masih berjuang menggapai cita tapi bukan citacitata dan satu anak bawang yang kami temukan di dekat balai desa yaitu **Fauji**. Terimakasih atas 40 hari dan kebersamaan setelahnya.
18. Semua keluarga Teknik Geofisika 2014, agnes, agra, agung, budi, andi, amir, alfa, alfan, arief, aulia, aziz, cinthia, delvia, desta, dicky, dimas, ewin, evi, fajar, faqih, fhera, filza, fitria, gaffar, galang, ghat, helbrat, ida, ikhwan, xiv ilham, indra, isti, jefri, martin, azri, morales, farizi, ical, asrin, niko, nurdin, zaki, romi, nabila, nana, norman, indah (idenk), nupit, tiwi, pungky (hanoman), malik, rati, rhaka, ridho, aldi, rita, rizky (pakde), dharta, kiki

(uktinaku), diana (jawir), ipeh, viska (viskun), ino, witta, dan yuda, yang terlalu banyak membantu dan memberi dukungan saya dalam penyelesaian laporan Tugas Akhir, sehinggalah laporan ini bisa terselesaikan dengan sangat baik. 24. Serta semua pihak yang telah membantu terlaksananya Tugas Akhir ini

19. Ibu-ibu rempong para lambe TG yaitu, Agnes mo X Crish Brown, Fitria banyak oceh, nupit keselip, neng aulia, ipeh idungnya nantang, desta mungil,
20. Teman SMA yaitu **Nopa** teman sebangku dari kelas 2 IPA 1 yg sebentar lagi kompre, **Nana** kecil tue, **Meisi** jeme tebat baru, **shella** selalu galau, **Martha** bini deka, **Shinta** yg mengaku dirinya mirip katrina kaif, **Thessa dan Aswin** yang sekarang masih berjuang dengan skripsinya, **Deka** bujang lope yg sudah S.T, **Hafiz politikus** yang selalu bawa pena di saku bajunya serta para penghuni XI dan XII IPA 1 yang sedang berjuang menggapai mimpi. Terimakasih teman, masa SMA ku berwarna berkat kalian semua.
21. Sahabatku, temanku saudaraku yaitu **Diana Malinda Arief** dan **Rita Aprilia**, Terima kasih atas pelajaran dan hikmah arti pertemanan dalam persahabatan.
22. Sahabatku Ananda **Ririn Marista** yang telah menemani penulis dalam suka maupun duka. Percayalah saat kita berada dalam satu tempat, tidak ada yang lebih konyol selain kita berdua.
23. Teruntuk **Esha Firnanza** partner dalam mengerjakan skripsi ini. Terimakasih atas semangat dan motivasinya. Semangat juga dan terus berjuang untuk pendidikannya, semoga dapat terselesaikan dengan baik.
24. Terimakasih banyak atas semua pihak yang telah terlibat.

Penulis

Cinthia Dewi Maharani

DAFTAR ISI

	halaman
ABSTRACT	i
ABSTRAK	ii
HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
HALAMAN PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
HALAMAN PERSEMBAHAN	ix
MOTTO	x
KATA PENGANTAR	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxiii
I. PENDAHULUAN	
A. Latar Belakang.....	1
B. Tujuan.....	3
C. Batasan Masalah.....	3
D. Manfaat.....	4
E. Waktu dan Tempat.....	4
II. TINJAUAN PUSTAKA	
A. Geologi Regional.....	5
B. Tektonik Regional.....	6
C. Stratirafi Regional.....	9
III. TEORI DASAR	
A. Prinsip Dasar Metode Seismik.....	12
1. Prinsip <i>Huygens</i>	12

2. Prinsip <i>Fermat</i>	13
3. Prinsip <i>Snellius</i>	14
B. Gelombang <i>P</i>	15
C. Konsep Dasar Seismik.....	16
D. Komponen Seismik Refleksi	17
E. Impedansi Akustik	17
F. Koefisien Refleksi.....	18
G. Polaritas	20
H. Fasa	21
I. Wavelet.....	22
J. Seismogram Sintetik	24
K. Seismik Inversi	26
1. Metode Inversi Seismik	29
2. Inversi <i>Rekursif</i>	30
3. Inversi <i>Spire-spike</i>	30
4. Inversi <i>Model Base</i>	32
L. Konsep Dasar <i>Well Logging</i>	34
1. Pengertian Dasar.....	35
2. <i>Log Gamma Ray</i>	38
3. <i>Log Density</i> (Densitas).....	40
4. <i>Log Resistivity</i>	43
5. <i>Log NPHI</i>	44
6. <i>Log Sonic</i>	47
7. <i>Log Caliper</i>	49
M. Analisis Petrofisika	50
1. Persamaan <i>Archie</i> , <i>SIMANDOUX</i> , INDONESIA	50
2. Perhitungan Porositas <i>Sonic</i>	52
3. Perhitungan Porositas Densitas	53
4. Perhitungan Porositas Total	54
N. <i>Volume Clay</i> (VCL)	55
O. Resistivitas Air (<i>R_w</i>)	55
P. Salinitas Air	58
Q. Permeabilitas.....	59
R. Hubungan Properti Reservoir.....	61
a. Hubungan Porositas Efektif (<i>PHIE</i>) dan <i>Bulk Density</i> (<i>RHOB</i>)... 61	
b. Hubungan Porositas Efektif (<i>PHIE</i>) dan Saturasi Air (<i>S_w</i>)	62
S. <i>Cut-off</i> Reservoir	62
T. <i>Lumping Data</i>	63
U. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon	64
V. Penyebaran Properti Petrofisika.....	65
a. Peta Struktur Kedalaman (<i>Depth Structure Map</i>).....	65
b. Peta AI.....	66
c. Peta Porositas	66
d. Peta Saturasi Air.....	67
e. Peta <i>Isopach Netpay</i>	67
W. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon.....	68

IV. METODOLOGI PENELITIAN	
A. Waktu dan Tempat Penelitian	72
B. Jadwal Kegiatan.....	72
C. Perangkat Lunak Penelitian.....	73
D. Prosedur Penelitian	74
1. Studi Literatur	74
2. Persiapan dan Pengumpulan Data.....	74
A. Data Sumur.....	75
B. Data Seismik 3D.....	75
C. Data <i>Checkshot</i>	76
D. Data <i>Marker</i>	77
E. Peta <i>Basemap</i>	78
3. Pengolahan Data	78
A. Pengolahan dan Input Data Seismik	78
B. Pengolahan dan Input Data <i>Log</i>	80
E. Diagram Alir Penelitian	83
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	
A. Pengolahan dan Analisis Data Sumur.....	85
1. Interpretasi Kualitatif Zona <i>Permeable</i>	85
2. Interpretasi Kuantitatif	89
a. <i>Volume Clay (VCL)</i>	89
b. Porositas	94
c. Resistivitas air (<i>R_w</i>)	96
d. Permeabilitas	98
3. <i>Cut-off Properti</i>	100
4. <i>Lumping Data</i>	107
B. Analisis Data Seismik	111
1. Pengolahan dan Analisis Data Seismik.....	111
2. Analisis Sensitivitas	112
3. Analisis <i>Well Seismic Tie</i>	114
4. Analisis <i>Picking Horizon</i>	120
5. Model <i>P-Impedance</i> dan Analisis.....	125
6. Inversi Impedansi Akustik	127
7. Analisis Inversi Seismik <i>Model Base</i>	130
8. Peta Persebaran AI	132
C. <i>Map Analisis</i>	132
1. Peta Isopach.....	134
2. Peta Persebaran Porositas.....	135
3. Peta Persebaran <i>Sw</i>	136
4. Peta <i>Netpay</i>	138
5. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon.....	139

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

	halaman
Gambar 1. Cekungan Bonaparte	5
Gambar 2. Tektonik Cekungan Bonaparte	6
Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Bonaparte.....	9
Gambar 4. Prinsip penjalaran gelombang <i>Huygens</i>	12
Gambar 5. Prinsip <i>Fermat</i>	13
Gambar 6. Prinsip <i>Snellius</i> pada perambatan gelombang	14
Gambar 7. Proses seismik refleksi	17
Gambar 8. Pemantulan dan pembiasan gelombang pada bidang batas.....	18
Gambar 9. Komponen dasar tras seismik	19
Gambar 10. Koefisien Refleksi.....	21
Gambar 11. Ilustrasi hubungan geologi dan seismik	21
Gambar 12. Polaritas normal dan polaritas <i>reverse</i>	23
Gambar 13. Macam-macam fasa pada wavelet	23
Gambar 14. Wavelet.....	24
Gambar 15. Sintetik seismogram	27
Gambar 16. Proses Inversi Seismik.....	29
Gambar 17. Konsep dari inversi Impedansi Akustik	29
Gambar 18. Representasi dari impedansi akustik	30
Gambar 19. Berbagai macam metode inversi seismik	31

Gambar 20. Asumsi dasar dari prinsip metoda <i>Maximum Likelihood</i>	33
Gambar 21. Diagram alir penyelesaian inversi <i>model based</i>	34
Gambar 22. Proses inversi berbasiskan model	35
Gambar 23. Zona <i>Mudcake</i> pemboran	37
Gambar 24. Zona infiltrasi sumur bor	37
Gambar 25. Contoh interpretasi lapisan batuan dengan <i>Log Gamma ray</i>	42
Gambar 26. Respon <i>Log</i> Densitas terhadap batuan.....	44
Gambar 27. Bentuk Kurva <i>Log</i> Resistivitas dan Porositas.....	46
Gambar 28. Respon <i>Log Neutron</i> terhadap batuan	47
Gambar 29. Respon <i>Log Sonic</i>	50
Gambar 30. Respon <i>Log Caliper</i>	51
Gambar 31. Hubungan <i>RHOB</i> dan <i>PHIE</i>	64
Gambar 32. Teknik dasar <i>lumping</i>	66
Gambar 33. Tampilan Data Sumur pada <i>Triple Combo</i>	75
Gambar 34. Seismik 3D <i>post stack time migration</i>	76
Gambar 35. Data <i>Checkshot</i>	76
Gambar 36. Data <i>Marker</i>	77
Gambar 37. <i>Basemap</i> Lapangan X dengan 4 Sumur Produksi.....	78
Gambar 38. Tampilan Pengolahan Data <i>Log</i> dan Perhitungan Petrofisika.....	80
Gambar 39. Diagram Alir	83
Gambar 40. Data <i>Log</i> Sumur CDM-1	86
Gambar 41. Data <i>Log</i> Sumur CDM-2	86
Gambar 42. Data <i>Log</i> Sumur CDM-3	86

Gambar 43. <i>Data Log</i> Sumur CDM-4	87
Gambar 44. Nilai VCLAY CDM-1	91
Gambar 45. Nilai VCLAY CDM-2	91
Gambar 46. Nilai VCLAY CDM-3	92
Gambar 47. Nilai VCLAY CDM-4	92
Gambar 48. Nilai <i>CrossPlot HLLD/PHIE</i> Sumur CDM-1	97
Gambar 49. Nilai <i>CrossPlot HLLD/PHIE</i> Sumur CDM-2	97
Gambar 50. Nilai <i>CrossPlot HLLD/PHIE</i> Sumur CDM-3	98
Gambar 51. Nilai <i>CrossPlot HLLD/PHIE</i> Sumur CDM-4	98
Gambar 52. Perhitungan Permeabilitas Schlumberger	99
Gambar 53. <i>Cut-off</i> porositas efektif CDM-1	101
Gambar 54. <i>Cut-off</i> porositas efektif CDM-2	101
Gambar 55. <i>Cut-off</i> porositas efektif CDM-3	102
Gambar 56. <i>Cut-off</i> porositas efektif CDM-4	102
Gambar 57. <i>Cut-off</i> VCLAY CDM-1	103
Gambar 58. <i>Cut-off</i> VCLAY CDM-2	103
Gambar 59. <i>Cut-off</i> VCLAY CDM-3	104
Gambar 60. <i>Cut-off</i> VCLAY CDM-4	104
Gambar 61. <i>Cut-off Sw</i> CDM-1	105
Gambar 62. <i>Cut-off Sw</i> CDM-2	106
Gambar 63. <i>Cut-off Sw</i> CDM-3	106
Gambar 64. <i>Cut-off Sw</i> CDM-4	106
Gambar 65. <i>NetPay</i> pada sumur CDM-1	107
Gambar 66. <i>NetPay</i> pada sumur CDM-2	108

Gambar 67. <i>NetPay</i> pada sumur CDM-3.....	108
Gambar 68. <i>NetPay</i> pada sumur CDM-4.....	108
Gambar 69. Tampilan akhir pada sumur CDM-1	109
Gambar 70. Tampilan akhir pada sumur CDM-2	109
Gambar 71. Tampilan akhir pada sumur CDM-3	110
Gambar 72. Tampilan akhir pada sumur CDM-4	110
Gambar 73. <i>Cross plot</i> antara impedansi akustik, porositas dan <i>gamma ray</i> CDM-1 dan CDM-3.....	114
Gambar 74. <i>Cross plot</i> antara impedansi akustik, porositas dan <i>gamma ray</i> pada Sumur CDM-4.....	112
Gambar 75. <i>Wavelet Statistic</i>	116
Gambar 76. Frekuensi Dominan.....	116
Gambar 77. <i>Well to Seismik Tie</i> Sumur CDM-1.....	118
Gambar 78. <i>Well to Seismik Tie</i> Sumur CDM-2.....	118
Gambar 79. <i>Well to Seismik Tie</i> Sumur CDM-3	118
Gambar 80. <i>Well to Seismik Tie</i> Sumur CDM-4.....	119
Gambar 81. <i>Picking Horizon</i> Sumur CDM-1	121
Gambar 82. <i>Picking Horizon</i> Sumur CDM-2	122
Gambar 83. <i>Picking Horizon</i> Sumur CDM-3	122
Gambar 84. <i>Picking Horizon</i> Sumur CDM-4	122
Gambar 85. <i>Event Time Structure Top Res</i>	121
Gambar 86. <i>Event Time Structure Base Res</i>	123
Gambar 87. <i>Depth Structure map Top Res</i>	124
Gambar 88. <i>Depth Structure map Base Res</i>	124
Gambar 89a. Analisis Model <i>P-Impedance</i> CDM-1.....	125

Gambar 89b. Analisis Model <i>P-Impedance</i> CDM-1.....	125
Gambar 89c. Analisis Model <i>P-Impedance</i> CDM-1.....	126
Gambar 90. Model Awal Sumur CDM-1	126
Gambar 91. Model Awal Sumur CDM-2	126
Gambar 92. Model Awal Sumur CDM-3	127
Gambar 93. Model Awal Sumur CDM-4	127
Gambar 94. Hasil Inversi AI Sumur CDM-1	129
Gambar 95. Hasil Inversi AI Sumur CDM-2.....	129
Gambar 96. Hasil Inversi AI Sumur CDM-3.....	129
Gambar 97. Hasil Inversi AI Sumur CDM-4.....	130
Gambar 98. Peta Persebaran AI.....	133
Gambar 99. Peta <i>Isopach</i>	134
Gambar 100. Grafik <i>Density Vs PHIE</i>	135
Gambar 101. Peta Persebaran Porositas Efektif.....	136
Gambar 102. Peta Persebaran <i>Water Saturation (Sw)</i>	137
Gambar 103. Peta <i>netpay</i>	138
Gambar 104. Peta Cadangan.....	140
Gambar 105. Peta AI Vs Porositas Efektif.....	142
Gambar 106. Peta AI Vs <i>Water Saturation (Sw)</i>	142
Gambar 107. Peta penentuan Sumur Usulan	143

DAFTAR TABEL

	halaman
Tabel 1. Respon litologi perlapisan batuan	40
Tabel 2. <i>Transite Time Matrix</i>	53
Tabel 3. Harga Densitas <i>Matriks</i> Batuan.....	53
Tabel 4. Klasifikasi air berdasarkan nilai salinitasnya	59
Tabel 5. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum.....	60
Tabel 6. Jadwal Kegiatan Penelitian di LEMIGAS.....	70
Tabel 7. Kelengkapan data <i>log 3</i>	72
Tabel 8. <i>Range</i> kandungan lempung pada zona target terindikasi reservoir	90
Tabel 9. <i>Range</i> porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE) pada zona target terindikasi reservoir	92
Tabel 10. Nilai <i>cut-off</i> porositas efektif pada zona target.....	99
Tabel 11. Nilai <i>cut-off volume shale</i> pada zona target	102
Tabel 12. <i>Cut-off summary</i> hasil <i>lumping</i>	106
Tabel 13. Hasil <i>well seismic tie</i>	118
Tabel 14. Kalkulasi perbandingan nilai <i>gross</i> terhadap <i>netpay</i>	131

I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Dalam kegiatan pengeboran hidrokarbon harus diketahui formasi batuan yang akan ditembus. Karena, dengan mengetahui formasi batuan inilah kita bisa mengetahui sifat fisik batuan. Sifat fisik batuan terdiri dari porositas, densitas, saturasi, permeabilitas, dan *transite time*. Untuk dapat mengkarakterisasi *reservoir* dengan baik, dilakukan studi dengan memanfaatkan data seismik dan data sumur (*log*). Kedua data ini saling berhubungan. Karena, jika langsung dilakukan pengeboran, peluang kegagalan akan cukup besar sedangkan biaya pengeboran sangat mahal. Untuk itu, perlu data seismik dan data sumur yang paling *superior*.

Secara umum dalam melakukan eksplorasi hidrokarbon, ada beberapa tahapan metode seismik yaitu pengambilan data, pengolahan data dan interpretasi data. Interpretasi pada data seismik hanya dapat membedakan batas antar lapisan, namun tidak bisa memberikan informasi mengenai parameter dan sifat fisis batuan itu sendiri. Salah satu metode yang dikembangkan yang dapat digunakan untuk mengatasi masalah tersebut adalah seismik inversi. Seismik inversi merupakan teknik pemodelan

geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai inputnya dan data *log* sebagai pengontrol.

Penelitian kali ini, menggunakan metode inversi impedansi akustik. Metode Inversi adalah metode yang mengubah jejak seismik menjadi impedansi akustik (AI) yang merupakan sifat fisis batuan. Perubahan nilai AI dapat diartikan perubahan karakteristik batuan. Data AI yang merupakan sifat dasar dari suatu batuan, akan memberikan gambaran geologi bawah permukaan yang lebih *detail* dari pada seismik konvensional, karena pada dasarnya amplitudo pada seismik konvensional dapat memberikan gambaran batas lapisan, sementara impedansi akustik dapat menggambarkan perlapisan batuan itu sendiri.

Penelitian ini dilakukan di cekungan Bonaparte yang terletak di antara paparan *kontigen* Australia dan paparan Eurasia (*Sundaland*), yang keberadaannya di lepas pantai (*offshore*) dengan luas area kira-kira 270.000 m² di bagian utara *margin continent*. Cekungan ini dibatasi laut oleh Lintas Timor di bagian barat, dimana kedalamannya melebihi 3000 m. Cekungan Bonaparte berbatasan dengan *Money Shoal Basin* dibagian timur laut sedangkan di bagian barat daya bersebelahan dengan *Browse Basin* berbatasan dengan laut lepas Indonesia.

Cekungan Bonaparte adalah salah satu rangkaian cekungan ekstensional yang membentuk *Superbida Westralian* yang mendasari Wilayah *West Shelf* (Bradshaw, dkk., 1988). Karena adanya gaya ekstensional yang bekerja pada cekungan Bonaparte ikut mempengaruhi tektonik regional lapangan X dan juga daerah di sekitar cekungan Bonaparte

ini pun didominasi oleh *rift* yang terhubung langsung dengan patahan yang membentuk beberapa struktur *deposenter*. Sub-Cekungan Petrel dan Sub-Cekungan Sahul merupakan *deposenter* utamanya. Dan juga beberapa *deposenter* yang lain seperti: *Malita Graben*, *Sahul Platform* dan *Laminaria High*. (Shuster, dkk., 1998).

Lapisan yang dihasilkan hidrokarbon pada lapangan X berasal dari formasi *Plover*. Formasi terbagi atas dua lapisan produktif hidrokarbon dengan prospek utama adalah gas. Cekungan bonaparte yang dihasilkan dari akumulasi Bayu / Undan di Kawasan Pengembangan Minyak didaerah Laut Timor (JPDA) antara Timor-Leste dan Australia. (Barret, dkk., 2004).

Untuk itu pada penelitian ini, analisis petrofisika dan seismik inversi AI digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir. Dari karakteristik reservoir inilah peneliti dapat menentukan peta Saturasi air (S_w) dan peta Porositas guna menghitung estimasi cadangan terhitung dan penentuan sumur usulan pada cekungan Bonaparte.

B. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan karakteristik reservoir berdasarkan nilai impedansi akustik (AI) dari proses inversi seismik metode *model Based*
2. Menentukan peta persebaran S_w dan Porositas pada Lapangan "X" untuk menghitung Estimasi cadangan hidrokarbon
3. Menentukan Sumur Usulan

C. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah:

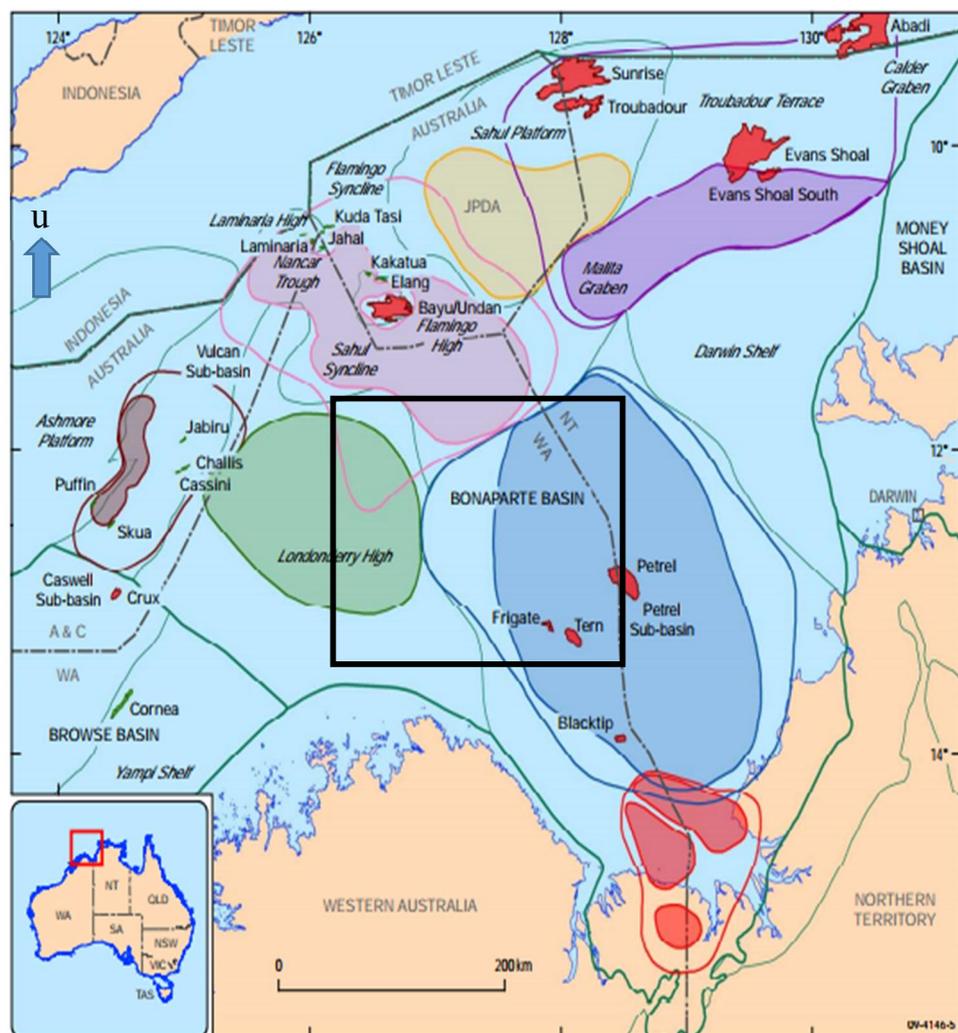
1. Inversi dilakukan di *Top* Reservoir dan *Base* Reservoir
2. Estimasi cadangan Hidrokarbon merupakan Cadangan yang terhitung

D. Manfaat

Analisis karakterisasi reservoir dan estimasi cadangan hasil penelitian diharapkan nantinya dapat berguna sebagai acuan dalam merencanakan pengeboran usulan. Disamping itu, diharapkan dapat memberikan rekomendasi usulan sumur pemboran berdasarkan parameter-parameter fisis beserta justifikasinya.

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Geologi Regional



Gambar 1. Cekungan Bonaparte (Barret, dkk., 2004)

Lokasi penelitian berada pada Cekungan Bonaparte yaitu wilayah yang ditandai kotak hitam pada **Gambar 1**. Cekungan Bonaparte terletak

di antara paparan *kontigen* Australia dan paparan Eurasia (*Sundaland*), yang keberadaannya di lepas pantai (*offshore*) dengan luas area kira-kira 270.000 m² di bagian utara *margin continent*. Cekungan Bonaparte mengalami dua proses yaitu umur *Paleozoic* yang mengalami fase ekstensi dan fase kedua umur akhir *Triassic* mengalami fase kompresi.

Pada cekungan Ini berisi suksesi sedimen *Paleozoikum*, *Mesozoikum* dan *Cenozoik* yang memiliki ketebalan lebih dari 15.000 m yang menampung cadangan minyak dan gas bumi yang signifikan (**Gambar 2**). Cekungan ini dibatasi ke barat laut oleh Lintas Timor, dimana kedalaman air melebihi 3000 m. Cadangan gas dihasilkan dari akumulasi Bayu / Undan di Kawasan Pengembangan Minyak didaerah Laut Timor (JPDA) antara Timor-Leste dan Australia. Cekungan Bonaparte adalah salah satu rangkaian cekungan ekstensional yang membentuk *Superbida Westralian* yang mendasari Wilayah *West Shelf* (Bradshaw, dkk., 1988). Di timur laut, di luar batas-batas Darwin Shelf, Cekungan Bonaparte berbatasan dengan *Money Shoal Basin* di arah timur laut sedangkan barat daya bersebelahan dengan Browse Basin berbatasan dengan laut lepas Indonesia.

B. Tektonik Regional

Cekungan Bonaparte didominasi oleh patahan ekstensional (*extensional faulting*) dan sangat sedikit sekali dijumpai struktur kompresional. Karena adanya gaya ekstensional yang aktif pada cekungan Bonaparte ikut mempengaruhi tektonik regional lapangan ini dan juga

daerah di sekitar cekungan Bonaparte ini pun didominasi oleh *rift* yang terhubung langsung dengan patahan yang membentuk beberapa struktur *deposenter*. Sub-Cekungan Petrel dan Sub-Cekungan Sahul merupakan *deposenter* utamanya. Dan juga beberapa *deposenter* yang lain seperti: *Malita Graben*, *Sahul Platform* dan *Laminaria High*. Struktur yang terpenting pada cekungan Bonaparte terdiri dari beberapa area tinggi yang membatasi satu sub cekungan dengan cekungan yang lainnya, yaitu berupa *antiklin* yang terpatahkan dan blok yang tinggi (*horst block*), patahan utama yang mengenai bagian tinggian batuan dasar terjadi pada lipatan di bagian yang menurun. Selain itu, Struktur kompresional pada cekungan ini hanya bekerja pada awal pembentukan *rift* pertama dengan arah relatif timur laut-tenggara pada periode *Jurassic*. Pada zaman *Cretaceous* dan *Neogene* sesar ini akan aktif kembali.

Cekungan Bonaparte sangat kompleks berdasarkan strukturnya terdiri dari umur *Paleozoic* dan *Mesozoic* pada sub cekungan daerah *Platform*. *Deposenter* utama Cekungan Bonaparte terjadi di lepas pantai (*offshore*) Sub Cekungan Petrel dari ekstensi luar, *deposenter orthogonal* terjadi di cekungan bagian Timor Gap pada Sahul *Sinklin* dan *Malita Graben*. *Darwin* dan *Plover Shelves* membatasi Bagian selatan Cekungan Bonaparte. Pada cekungan margin bagian utara dari Timor Gap memiliki kedalaman air laut sekitar 3000 meter termasuk juga *Laminaria* dan *Flamingo High*. *Flamingo high* bagian dari *Flamingo Sinklin* terpisah dengan Sahul *Platform*, Sahul *platform* merupakan regional konstituen (*constituents*), *Klep* dan *Thoubadour Highs* dan terpisah dengan Sikatan

Trough, rendah di bagian *Platform* (Schuster, dkk., 1952). Dibawah ini beberapa penyebab terbentuknya struktur cekungan Bonaparte meliputi:

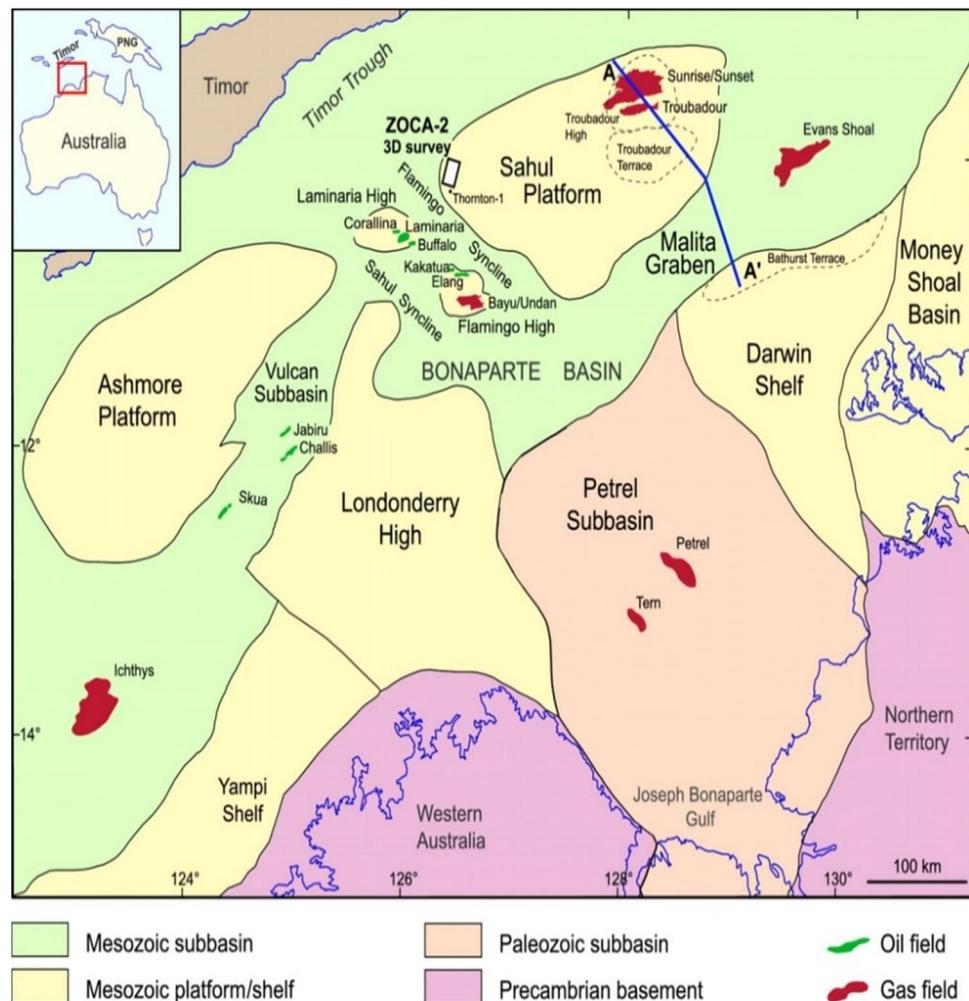
- a. Pada *Late Jurassic* sampai awal *Cretaceous* terjadi struktur pengangkatan patahan.
- b. Pada *Cretaceous* dan *Neogene* terjadi pengaktifan kembali (*re-activation*) di bawah *oblique, left lateral, strongly strike-slip domain*.
- c. Pada *Miocene Present Day*, patahan ekstensional (*extensional faulting*) terjadi *Strike-slip association* yang sangat signifikan dengan palung Timor bagian utara dan Malita *Graben* sampai selatan.
- d. *Rift*, pengangkatan yang terkait dengan patahan terjadi selama akhir *Jurassic* sampai dengan awal *Cretaceous*, trend timor sampai dengan barat dan pada bagian *northeast* sampai *southeast* terjadi patahan.

Cekungan Bonaparte sangat kompleks terdiri dari struktur *Paleozoic* sampai *Mesozoic* terdiri dari dua fase ekstensi pada umur *Paleozoic*:

- a. Terbentuk *Tren* dari *Northwest* sampai umur *Late Devonian-Early Carboniferous* pada sistem pengangkatan (Cekungan Sub Petrel).
- b. Terbentuk *Tren Northeast* dari umur *Late Carboniferous-Early Permian* pada sistem pengangkatan (Cekungan Sub Proto Vulcam dan Proto Malita *Graben*).
- c. *Regional Late Triassic North-South* terjadi kompresi. Mengakibatkan struktur *antiklin*, erosi inversi, dan pengangkatan (*Uplift*).

- d. Terjadi Ekstensi pada umur akhir *Jurrassic* yang berhubungan dengan *Tren Northeast* (Cekungan Sub Vulkam, Malita dan Calder *Graben*) dan *Tren Southeast Graben* (Cekungan Sahul *Sinklin*).
- e. Pada Umur *Late Miocene* sampai *Pliocene*, bagian konvergen lempengan Australia dan Eurasia mengalami penurunan pada Palung Timor, dan terjadi patahan aktif kembali dan meluas (Barret, dkk., 2004).

Tektonik Cekungan Bonaparte dapat dilihat pada **Gambar 2** dibawah ini:



Gambar 2. Tektonik Cekungan Bonaparte (McClay, dkk., 2000)

C. Stratigrafi Regional

Stratigrafi cekungan Bonaparte yang ditunjukkan pada **Gambar 3**, diurutkan dari umur tua sampai umur muda dari *Precambrian* sampai *Quaternary* sebagai berikut:

a. Batuan Sedimen Tertua.

Secara umum terbentuk pada umur *Permian*, *Triassic*, *Jurassic*, *Creataceous* dan sampai umur muda *Tertiary*. Pada umur *Permian* dibagi menjadi dua yaitu: *Lower* dan *Upper* (umur bawah dan atas). Kemudian Umur *Triassic* dibagi menjadi tiga yaitu: umur *Lower*, *Middle* dan *Upper*.

b. Formasi Johnson (*Base Eocene*)

Satuan endapan Formasi Johnson ini dominan mengandung batulempung (*Claystone*) *interbended*, *calcilutities*, napal dan batulempung (*Claystone*) gampingan.

c. Formasi Wangarlu (Turonian MFS)

Pada satuan endapan Formasi Wangarfu terdiri dari batu lempung (*Claystone*) yang cukup konsisten, dan mengandung batulempung silika.

d. Formasi *Echuca Shoal* (*Base Aptian*)

Formasi *Echuca Shoal* terbentuk pada umur *Barrimian* terdiri dari material batulempung dan terdapat jejak material karbonat.

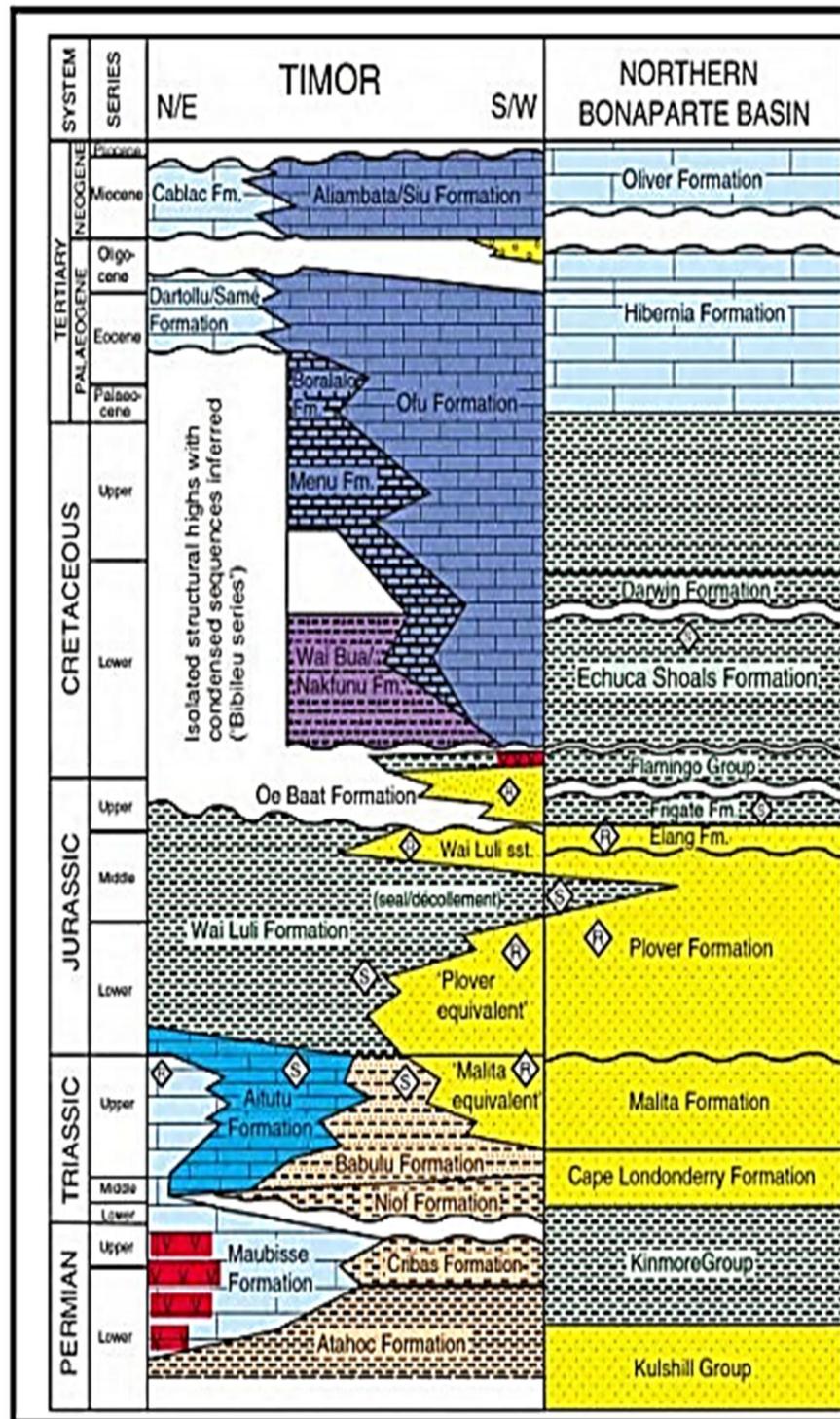
e. Formasi Elang (*Base Flamingo*)

Formasi Elang *Callovian* selaras dengan Formasi *Flamingo*, tersusun dari batulempung *agillaceous* dan batupasir.

f. Formasi *Plover*

Formasi *Plover* merupakan formasi dari daerah penelitian. Formasi ini terdiri dari batupasir halus sampai kasar dengan batupasir dan batulempung *interbedded* serta batu bara minor. Tidak adanya mikrofosil laut dan terdapatnya keberadaan batu bara mengindikasikan jenis lingkungan pengendapannya adalah fluvial (Struckmeyer, 2006).

Preston dan Edwards (2000) dan Longley dkk., (2002) mengemukakan bahwa pada Formasi Plover terdapat akumulasi hidrokarbon dari Cekungan Bonaparte. Di daerah ini, selain lapisan batubara tipis, unit ini juga mengandung kerogen tipe II / III yang cukup banyak sebagai bahan organik terdispersi.



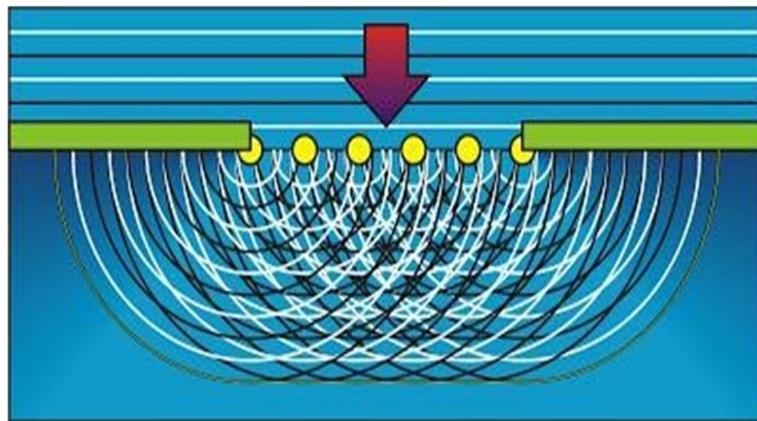
Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Bonaparte (Charlton, 2002)

III. TEORI DASAR

A. Prinsip Dasar Metode Seismik

1. Prinsip *Huygens*

Prinsip *Huygens* menjelaskan bahwa setiap pengganggu yang berada dimuka gelombang utama nantinya akan terbentuknya sumber bagi gelombang yang baru. Jumlah energi total dari gelombang baru tersebut akan sama dengan energi utama. Gambar di bawah ini menunjukkan Prinsip *Huygens* (Asparini, 2011).



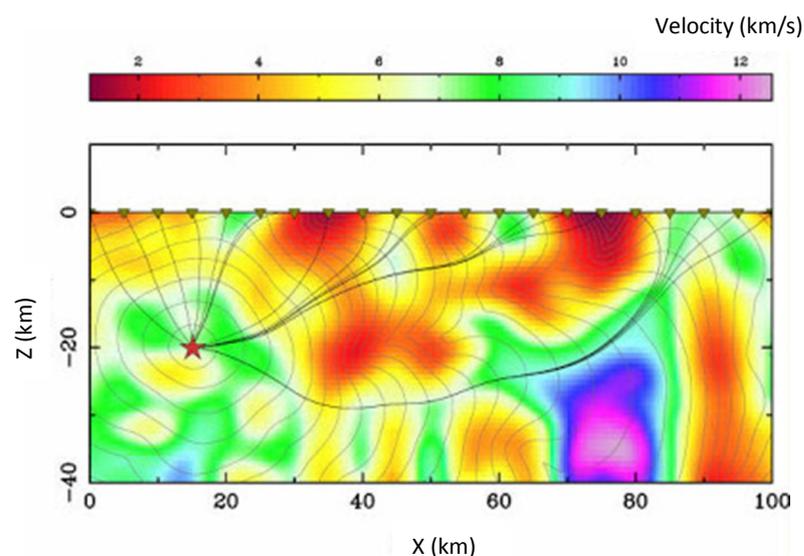
Gambar 4. Prinsip penjalaran gelombang *Huygens* (Oktavinta, 2008).

Di dalam eksplorasi seismik deretan gelombang di atas dapat berupa patahan (*fault*), rekahan, antiklin, dan lain-lain. Sedangkan titik-

titik gelombang baru yang terbentuk berupa gelombang difraksi. Maka dari itu, untuk menghilangkan efek tersebut dilakukanlah proses migrasi.

2. Prinsip *Fermat*

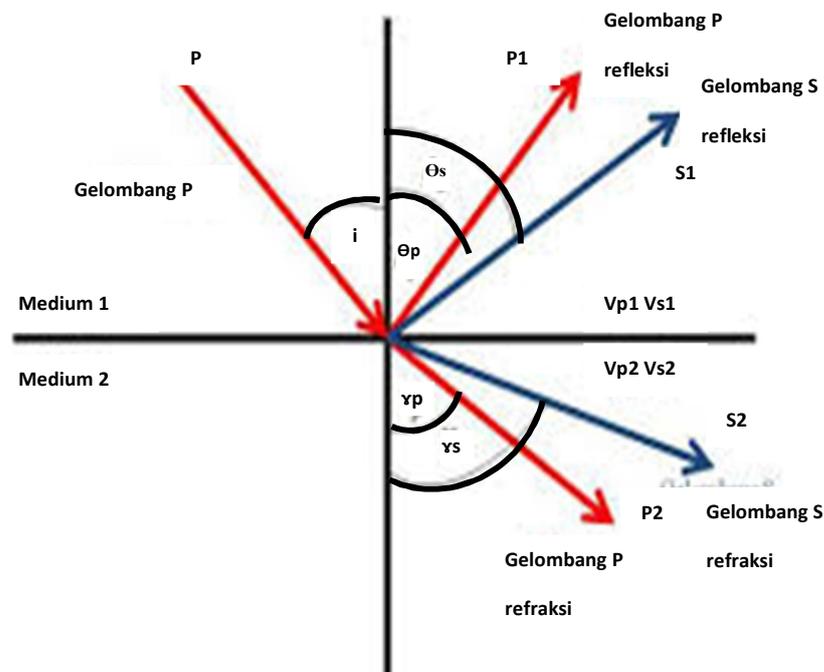
Prinsip *Fermat* menjelaskan bahwa jika sebuah gelombang merambat dari satu titik ke titik yang lainnya, maka gelombang tersebut nantinya akan melewati jejak yang tercepat. Jejak yang dilewati oleh sebuah gelombang adalah jejak yang berdasarkan waktu tercepat bukan jejak yang terpendek berdasarkan jarak. Perlu diketahui bahwa, tidak selamanya jejak yang terpendek itu merupakan yang tercepat. Dengan demikian, jika sebuah gelombang melalui medium yang mempunyai variasi kecepatan gelombang seismik, maka gelombang tersebut nantinya cenderung melewati zona-zona yang memiliki kecepatan tinggi dan menghindari zona-zona dengan kecepatan rendah. Gambar di bawah ini menunjukkan Prinsip *Fermat* tentang penjalaran gelombang (Abdullah, 2011).



Gambar 5. Prinsip *Fermat* (Abdullah, 2011)

3. Prinsip *Snellius*

Prinsip *Snellius* menyatakan bahwa ketika gelombang seismik melewati lapisan batuan dengan nilai impedansi akustik (AI) yang berbeda dari lapisan batuan yang dilewati sebelumnya, maka gelombang tersebut akan terbagi. Gelombang tersebut sebagian akan direfleksikan kembali ke permukaan dan sebagian lagi akan diteruskan merambat di bawah permukaan. Penjalaran gelombang seismik ini berdasarkan Hukum *Snellius* yang dikembangkan dari Prinsip *Huygens*. Prinsip *Huygens* menjelaskan bahwa sudut pantul dan sudut bias adalah fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Gelombang *P* yang datang akan mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda dan akan menimbulkan gelombang refraksi dan gelombang refleksi.



Gambar 6. Prinsip *Snellius* pada perambatan gelombang (Elnashai, 2008)

Hukum *Snellius* dinyatakan dalam Persamaan sebagai berikut:

$$\frac{v}{\sin i} = \frac{V_{p1}}{\sin \theta_p} = \frac{V_{p2}}{\sin r_p} = \frac{V_{s1}}{\sin \theta_s} = \frac{V_{s2}}{\sin r_s} \quad (1)$$

Sebagian energi gelombang dipantulkan sebagai gelombang *P* dan gelombang *S*, dan sebagian lagi diteruskan sebagai gelombang *P* dan gelombang *S* dibandingkan gelombang seismik yang lainnya dan pertama kali sampai pada setiap *station* pengukuran seismik, dimana jenis gelombang berikutnya yang datang ini akan dinamakan gelombang *S* atau gelombang sekunder.

B. Gelombang *P*

Gelombang *P* atau disebut juga gelombang primer merupakan salah satu dari dua jenis gelombang seismik, biasa disebut gelombang tanah. Gelombang tanah adalah gelombang yang diakibatkan oleh gempa bumi dan direkam oleh seismometer. Hal tersebut terutama berasal dari fakta bahwa gelombang ini memiliki kecepatan paling tinggi.

Jika bumi yang 'tenang' diberikan gangguan, misalnya diganggu dengan sebuah ledakan dinamit, maka partikel-partikel material bumi akan bergerak ke dalam berbagai arah. Fenomena pergerakan partikel material bumi ini dinamakan dengan gelombang.

Jika pergerakan partikel itu sejajar dengan arah dari penjalaran gelombang, maka gelombang tersebut dinamakan dengan gelombang

kompresi (gelombang primer atau *primary wave* atau gelombang *P*) (Telford, dkk., 1990).

Kecepatan gelombang *P* bergantung pada medium tempat gelombang menjalar:

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

di mana,

v_p = kecepatan perambatan gelombang Primer (m/s)

λ = konstanta *Lame* (m/s)

μ = rigiditas medium (N/m²)

ρ = massa jenis medium (kg/m³)

θ = perubahan volume atau dilatasi

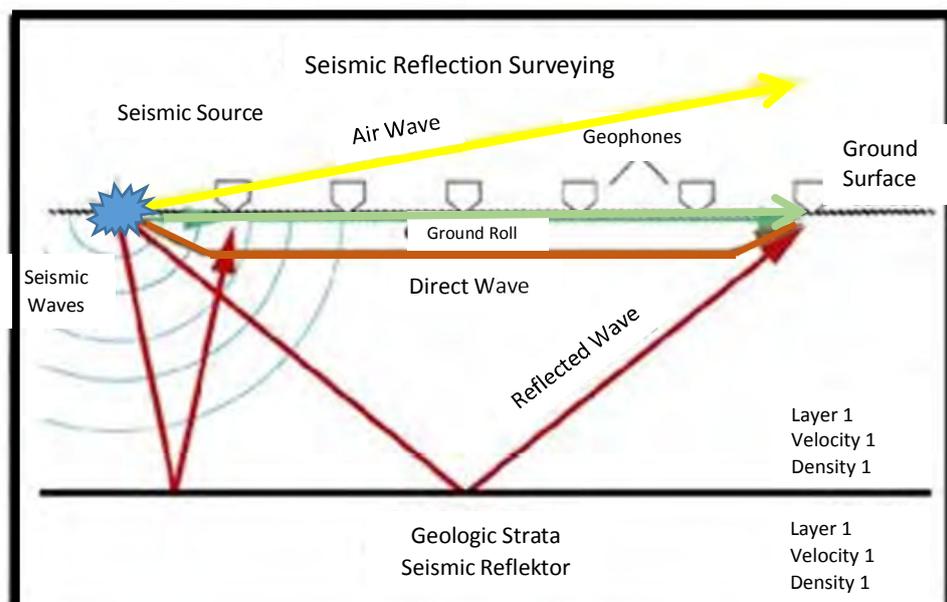
Penentuan kecepatan gelombang primer ini, diawali dengan tinjauan terhadap benda (*medium*) *homogen* yang berbentuk kubus yang mengenai sebuah gaya tertentu.

C. Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik adalah metode eksplorasi geofisika yang menggunakan prinsip penjalaran gelombang untuk penyelidikan di bawah permukaan bumi. Dalam proses penjalarannya, gelombang seismik mempunyai kecepatan rambat gelombang yang dipengaruhi oleh sifat elastisitas batuan. Setiap batuan yang tersusun dari kerak bumi mempunyai rapat massa yang berbeda berdasarkan komposisi susunannya. Perambatan gelombang merupakan efek adanya gangguan dari sumber gelombang yang

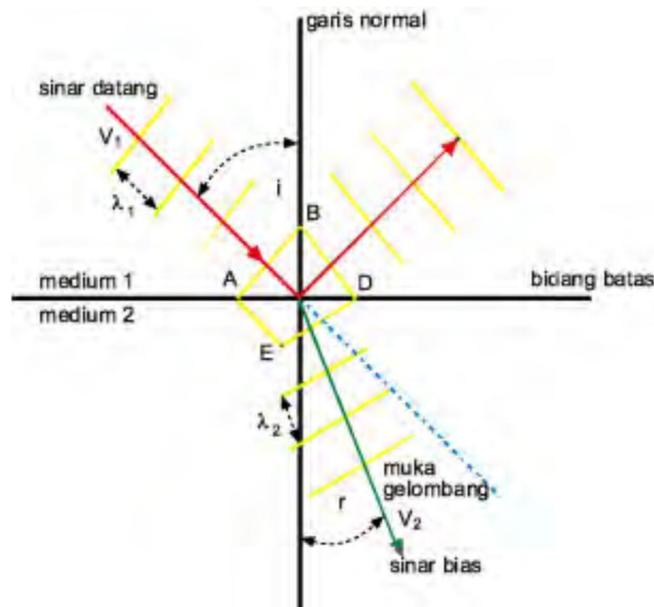
menyebabkan terjadinya pergeseran ataupun peregangan partikel penyusun *medium*. Sumber gelombang seismik ini dapat terbentuk dari proses alamiah oleh getaran bumi ataupun dengan menimbulkan sumber gelombang buatan (Haq, 2009).

Penyelidikan seismik dilakukan dengan cara membuat getaran/gangguan dari suatu sumber getar. Getaran/gangguan tersebut akan merambat ke segala arah di bawah permukaan bumi sebagai gelombang getar. Gelombang yang datang terkena lapisan batuan akan mengalami pemantulan (refleksi), pembiasan (refraksi), dan penyerapan. Respon batuan terhadap gelombang yang datang yang mengenainya akan berbeda-beda tergantung sifat fisik batuan tersebut yang meliputi densitas, porositas, umur batuan, kepadatan, dan kedalaman batuan. Gelombang yang dipantulkan dari sumber gelombang akan ditangkap oleh geofon di permukaan dan diteruskan ke *transmitter* untuk direkam. Hasil rekaman inilah yang nantinya akan mendapatkan penampang seismik.



Gambar 7. Proses seismik refleksi (Oktavinta, 2008)

Gelombang seismik ini mempunyai respon yang sama dengan respon gelombang cahaya, sehingga hukum yang berlaku untuk gelombang cahaya berlaku juga untuk gelombang seismik. Hukum-hukum tersebut antara lain, Prinsip *Huygens* yang menyatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik-titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Kemudian *Snellius* mengembangkannya dan menjelaskan bahwa jika suatu gelombang mengenai di atas bidang batas dua medium yang memiliki perbedaan densitas, maka gelombang tersebut akan dibiaskan jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya.



Gambar 8. Pemantulan dan pembiasan gelombang pada bidang batas (Oktavinta, 2008)

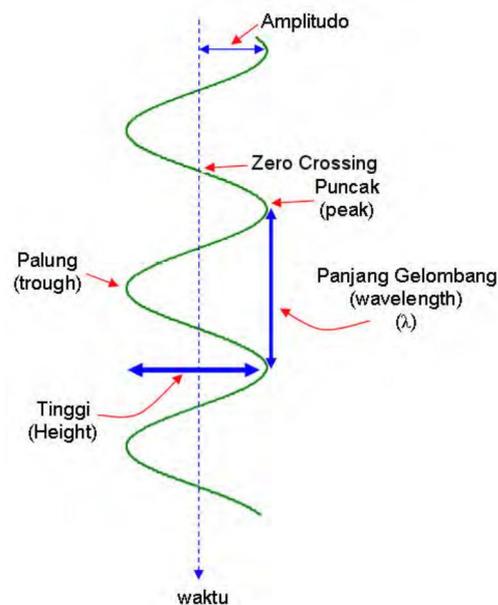
Hukum Snellius tersebut dapat dinyatakan dengan persamaan matematis sebagai berikut,

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} + \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_2}{n_1} \quad (3)$$

dimana v_1 dan v_2 adalah kecepatan gelombang pada *medium 1* (n_1) dan *medium 2* (n_2), sedangkan θ_1 = Sudut pantul gelombang dan θ_2 = Sudut bias gelombang P .

D. Komponen Seismik Refleksi

Komponen seismik refleksi menjelaskan komponen sebuah gelombang (tras seismik): amplitudo, puncak, palung, *zero crossing*, tinggi dan panjang gelombang. Kemudian dari parameter data tersebut diturunkan beberapa komponen lain seperti: impedansi akustik, koefisien refleksi, polaritas, fasa, *resolusi vertikal*, wavelet, dan sintetik seismogram.



Gambar 9. Komponen dasar tras seismik (Abdullah, 2007)

E. Impedansi Akustik

Impedansi akustik (*Acoustic Impedance/AI*) didefinisikan sebagai kemampuan suatu batuan dalam melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, Impedansi Akustik adalah perkalian antara

kecepatan gelombang kompresi atau gelombang primer dengan densitas batuan. Semakin keras suatu batuan maka impedansi akustik yang dihasilkan akan semakin besar juga, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak mempunyai Impedansi Akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu lempung.

Secara matematis impedansi akustik batuan adalah hasil perkalian antara kecepatan dengan nilai densitas suatu batuan, sehingga dapat dituliskan:

$$IA = \rho v \quad (4)$$

dimana IA adalah harga impedansi akustik, ρ dan v adalah densitas (gr.cc^{-1}) dan kecepatan (ft.s^{-1}).

Pantulan gelombang seismik terjadi disebabkan oleh perubahan impedansi akustik lapisan. Nilai kontras impedansi akustik dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudo refleksi maka semakin besar pula kontras impedansi akustik. Jadi dapat dilihat bahwa data seismik konvensional “melihat” obyek bawah permukaan dalam bentuk bidang batas antara lapisan-lapisan batuan, sedangkan impedansi akustik sebagai hasil inversi akan “melihat” obyek bawah permukaan tersebut sebagai lapisannya itu sendiri. Sehingga tampilan impedansi akustik (AI) akan lebih mendekati dunia *riil* dan lebih mudah untuk dipahami.

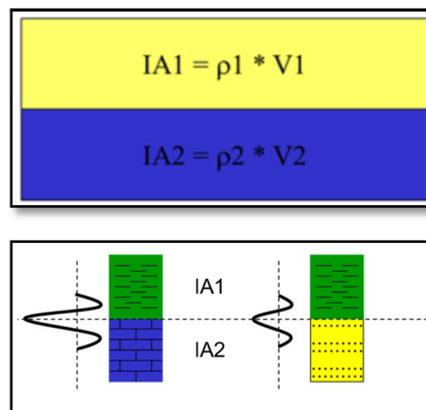
F. Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi atau biasa disebut juga reflektivitas merupakan konsep fisika fundamental dalam metode seismik. Setiap koefisien refleksi

bisa dianggap sebuah respon dari wavelet seismik dengan sebuah perubahan impedansi akustik (Sukmono, 2000). Ketika gelombang seismic mengalami perubahan bentuk sudut datang yang tegak lurus terhadap bidang pantul (*normal incidence*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$KR = \frac{\rho_{i+1}V_{pi+1} - \rho_iV_{pi}}{\rho_{i+1}V_{pi+1} + \rho_iV_{pi}} = \frac{IA_{i+1} - IA_i}{IA_{i+1} + IA_i} \quad (5)$$

dimana KR_i adalah koefisien Refleksi medium i , ρ_i , ρ_{i+1} adalah densitas medium i dan $i+1$, V_{pi} , V_{pi+1} adalah kecepatan gelombang P pada medium i dan $i+1$, ρV_p adalah IA yaitu Impedansi akustik *medium*.



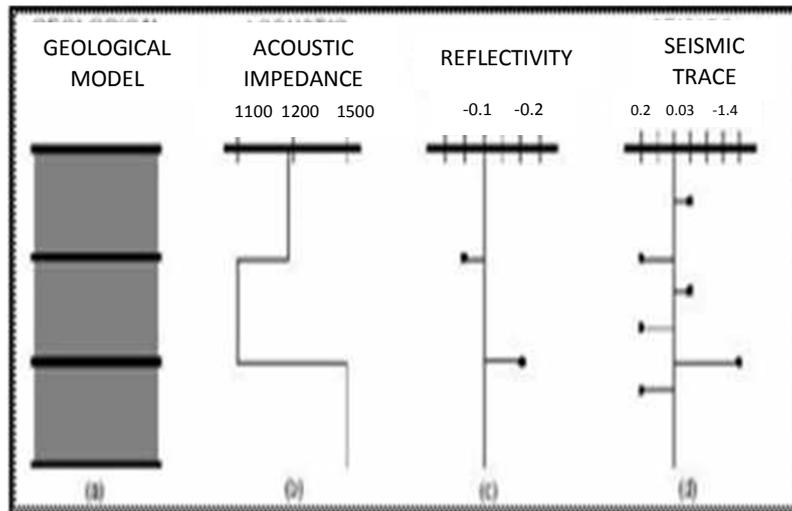
Gambar 10. Koefisien Refleksi (Delisatra, 2012)

dimana:

KR = koefisien refleksi

$IA1$ = impedansi akustik lapisan atas

$IA2$ = impedansi akustik lapisan bawah



Gambar 11. Ilustrasi hubungan geologi dan seismik

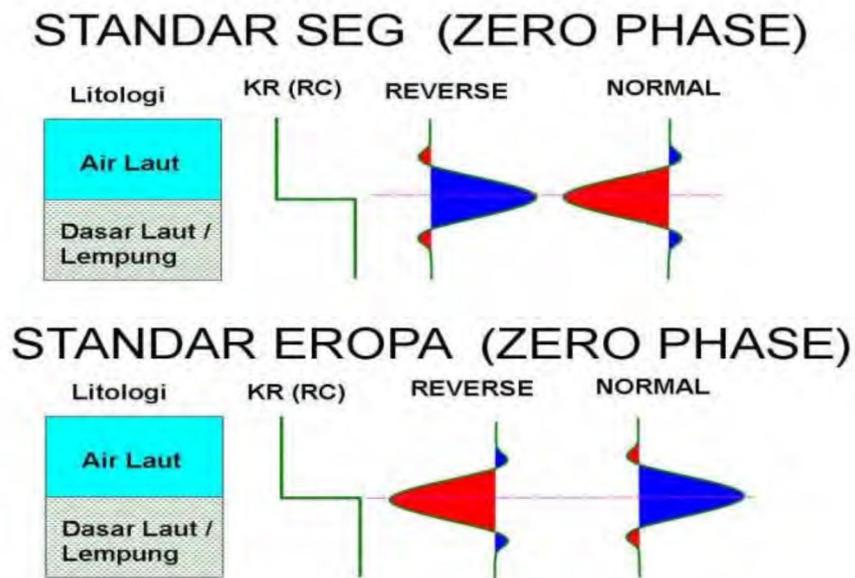
dimana, (a) merupakan model geologi tiga lapisan, (b) merupakan impedansi akustik dari model geologi, (c) merupakan reflektivitas yang didapat dari impedansi akustik, (d) jejak seismik yang didapat dari konvolusi antara reflektivitas bumi dan wavelet (Russel, 1991).

Koefisien refleksi pada Persamaan 5 mempunyai nilai antara -1 sampai 1. Jika nilai impedansi akustik pada A_{I2} lebih besar dari nilai impedansi akustik pada A_{I1} , atau gelombang yang merambat dari batuan dengan nilai densitas/kecepatan rendah ke batuan dengan harga densitas/kecepatan yang lebih tinggi, maka nilai koefisien refleksi akan positif (Sukmono, 1999).

G. Polaritas

Haq, (2009) menyebutkan bahwa polaritas adalah sebuah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang memiliki nilai positif atau negatif. Jika $Z_2 > Z_1$ maka akan didapatkan bentuk polaritas puncak (*peak*), dan sebaliknya akan mendapatkan bentuk polaritas palung (*trough*) jika $Z_2 < Z_1$. Karena adanya ketidakpastian dari bentuk

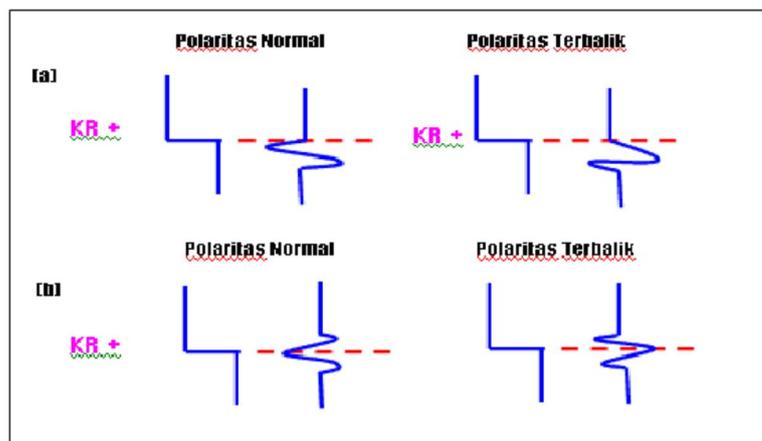
gelombang seismik yang terekam maka dapat dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*). Saat ini terdapat dua jenis konvensi polaritas: Standar SEG (*Society of Exploration Geophysicist*) dan Standar Eropa dan keduanya saling berkebalikan.



Gambar 12. Polaritas normal dan polaritas *reverse* (Abdullah, 2007)

H. Fasa

Sebuah wavelet memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Didalam istilah eksplorasi seismik, fasa sebuah wavelet dikenal sebagai fasa *minimum*, fasa nol dan fasa *maksimum* (Abdullah,2011).

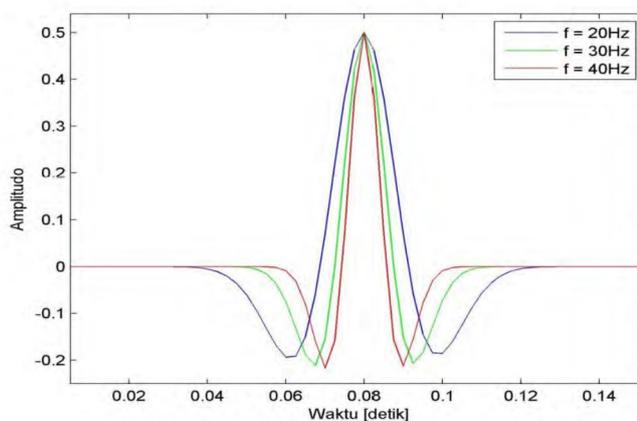


Gambar 13. Macam-macam fasa pada wavelet (Abdullah, 2007)

Pada Gambar 13 di atas dapat dilihat, fasa minimum dapat dicirikan jika sebagian besar energi amplitude pada wavelet berada diawal, fasa nol berada simetris di tengah-tengah dan fasa maksimum berada diakhir wavelet.

I. Wavelet

Wavelet adalah gelombang mini atau 'pulsa' yang memiliki komponen *amplitude*, panjang gelombang, frekuensi dan fasa atau dapat juga diartikan gelombang yang merepresentasikan suatu reflektor yang terekam oleh satu *geofon*.



Gambar 14. Wavelet (Abdullah, 2007)

Dalam domain frekuensi, ekstraksi wavelet untuk menentukan spektrum amplitudo dan spektrum fasanya dapat dilakukan dengan dua cara sbb:

a. Statistik

Pada ekstraksi ini wavelet diperoleh dari data seismik saja. Metode ini tidak cukup baik dalam menentukan spektrum fasa sehingga harus adanya penambahan sebagai sebuah parameter terpisah. Metoda koreksi fasa ini perlu diterapkan secara bersamaan dengan pendekatan ini sedemikian rupa sehingga fasa dari data seismik dapat diubah menjadi fasa minimum, fasa nol, fasa konstan, ataupun fasa lainnya yang ditentukan peneliti. Setelah fasa sudah diubah, spektrum amplitudo dapat ditentukan sebagai berikut:

- Menghitung *auto-correlation* pada time window yang telah dipilih;
- Menghitung spektrum amplitudo dari *auto-correlation*;
- Kalkulasi akar kuadrat dari spektrum *auto-correlation* yang mendekati spektrum amplitudo wavelet;
- Tetapkan fasanya (nol, konstan, minimum);
- Kalkulasi *Fast Fourier Transform* (FFT) inversi untuk menghasilkan wavelet;
- Ambil rata-rata (*average*) wavelet dengan wavelet yang dihitung dari tras lain.

b. Menggunakan *Log* Sumur

Metoda ini menggabungkan informasi data *log* sumur dan data seismik untuk mengekstrak wavelet dan memberikan informasi fasa yang

akurat di lokasi sumur. Tetapi metoda ini bergantung kepada proses pengikatan antara data *log* dan seismik (*well seismic tie*) dan konversi *depth-to-time*. Ekstraksi wavelet log sumur bisa dilakukan secara “*full*” (berarti spektrum fasa diestimasi dari data) atau “*constant*”. Ekstraksi wavelet “*full*” membutuhkan data log densitas dan sonik untuk masing-masing tras yang diamati. Prosedur untuk ekstraksi wavelet menggunakan *log* sumur diintegrasikan dengan inversi, dan dilakukan sebagai berikut:

- Data *log* sonik dan densitas diekstrak dari *time window* data seismik yang dipilih;
- Impedansi dan kemudian *reflektivitas* dihitung;
- Wavelet yang paling tepat untuk persamaan *konvolusi*
- *Amplitude envelope* dari setiap wavelet dihitung dengan menggunakan transformasi *Hilbert*;
- Wavelet dijumlahkan dengan wavelet yang diperoleh dari tras lain;
- Wavelet distabilkan dengan cara menghilangkan amplitudo spektral frekuensi tinggi yang mempunyai amplitudo kurang dari $\frac{1}{4}$ amplitudo maksimum.

c. Wavelet *constant-phase*

Wavelet *constant-phase* adalah kombinasi wavelet statistik dan wavelet *log* sumur “*full*”. Log digunakan hanya untuk menghitung satu fasa konstan. Prosedurnya adalah sebagai berikut:

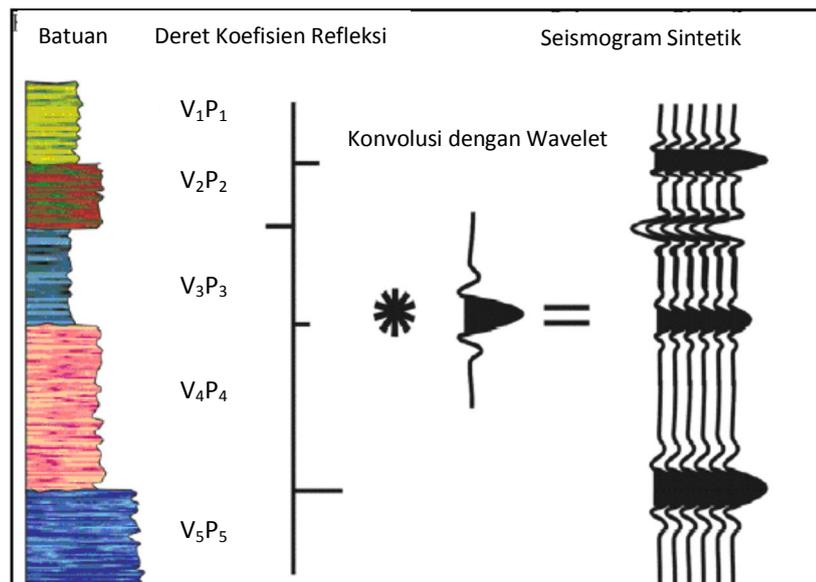
- Spektrum amplitudo dihitung menggunakan data seismik saja;

- Serangkaian rotasi fasa konstan dilakukan terhadap wavelet;
- Tras sintetis untuk setiap rotasi fasa dihitung dan di korelasikan dengan tras seismik;
- Fasa yang dipilih adalah yang menghasilkan korelasi maksimum antara sintetis dengan data.

J. Seismogram Sintetik

Kearney, dkk., (2002), menjelaskan seismogram sintetis merupakan rekaman seismik buatan yang dibuat dari data sumur, yaitu *log* kecepatan, dan densitas. Dimana seismogram sintetis ini didapat dari perkalian kecepatan dengan densitas dari sana kita akan memperoleh deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini selanjutnya dikonvolusikan dengan wavelet sehingga akan diperoleh seismogram sintetis pada daerah sumur yang telah ditentukan.

Seimogram sintetis ini digunakan untuk pengikatan data sumur dengan data seismik. Karena yang sudah kita ketahui bahwa data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*). Sehingga, sebelum kita melakukan pengikatan, langkah pertama yang harus kita lakukan adalah mengkonversi data sumur ke dalam domain waktu dengan cara membuat seismogram sintetis dari sumur.



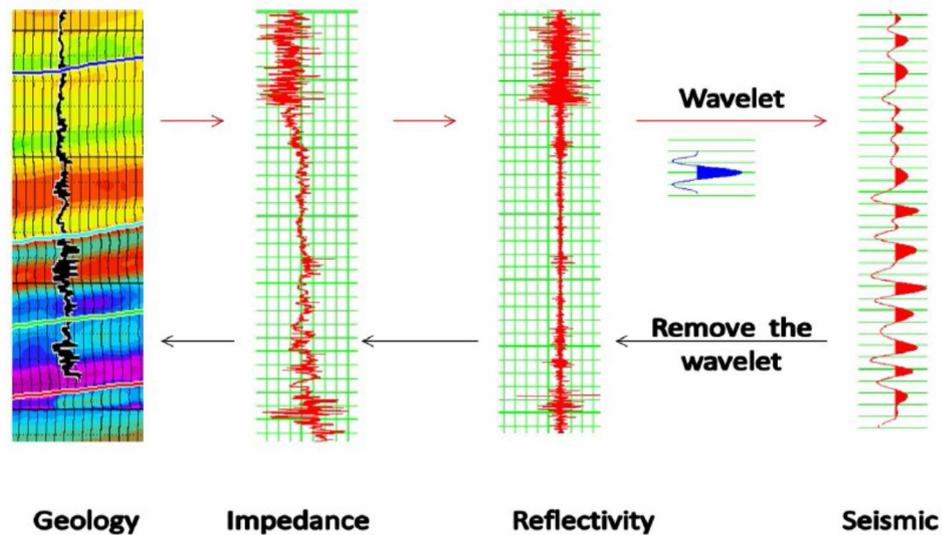
Gambar 15. Sintetik seismogram yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan wavelet (Sukmono, 1999).

Menurut Sukmono (1999), seismogram sintetik yakni pada umumnya dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang hal inilah yang menjadikannya kekurangannya, padahal frekuensi yang dipakai itu umumnya dipilih dari zona target (misal daerah reservoir). Hal ini sering menyebabkan *miss tie* pada daerah di luar zona target tersebut.

K. Seismik Inversi

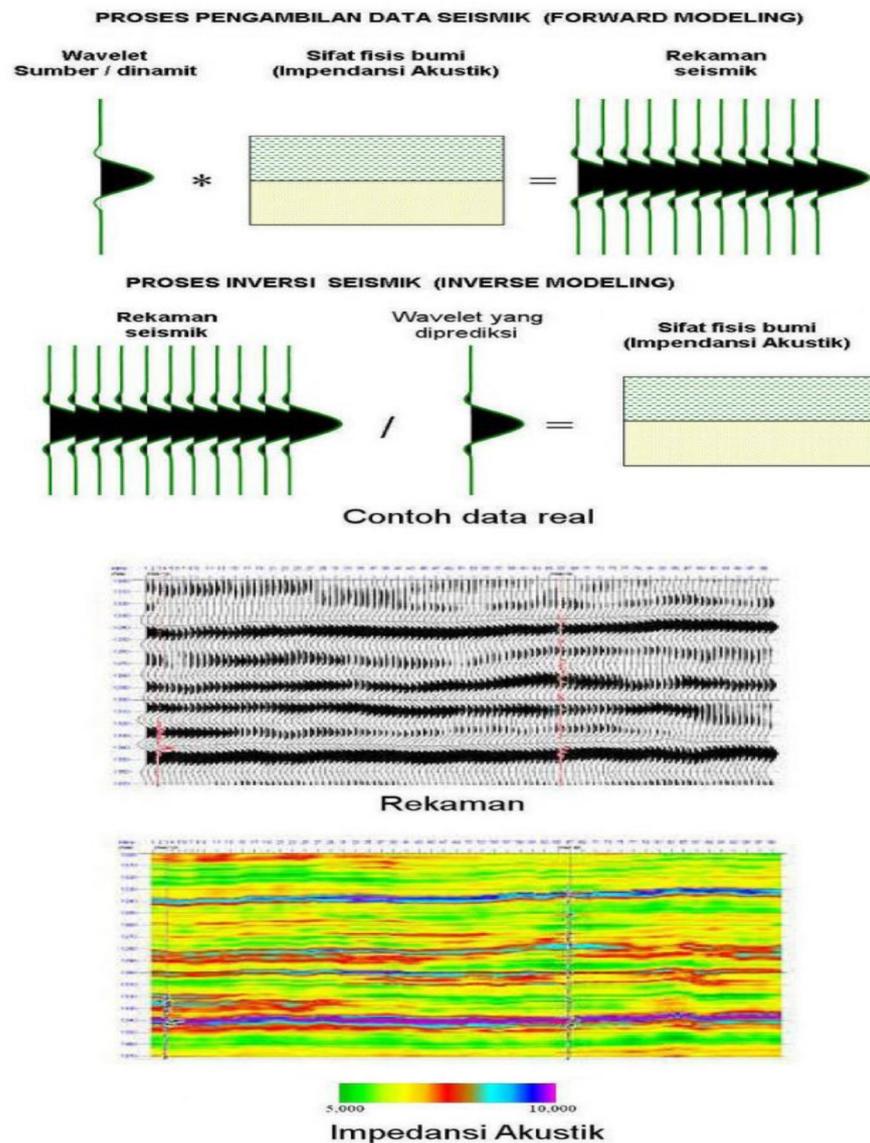
Seismik inversi merupakan suatu metoda dengan menggunakan data seismik sebagai data input utama dan data sumur sebagai data kontrol untuk memperoleh gambaran model geologi bawah permukaan (Sukmono, 2002). Informasi yang terkandung di dalam lapisan batuan berupa impedansi (akustik atau elastik) merupakan hasil yang diperoleh dengan menggunakan metoda inversi. Dari informasi impedansi ini dapat dikorelasikan secara

menggunakan hubungan matematis. Gambar 16 mengilustrasikan prinsip umum metoda inversi impedansi akustik *post-stack*. Diperlukan pengetahuan tentang wavelet dan model impedansi inisial pada algoritma inversi dimana informasi ini diekstrak dari data seismik dan *log* sumur.



Gambar 17. Konsep dari inversi Impedansi Akustik.

Proses inversi yang merupakan proses 'pembagian' rekaman seismik terhadap wavelet sumber yang diprediksi. Berdasarkan Gambar 18 kita akan melihat rekaman seismik merepresentasikan 'batas batuan'. Sehingga hasil inversi dapat digunakan untuk menginterpretasi perubahan *fasies* dalam suatu horizon geologi sedangkan pada impedansi akustik (hasil inversi) merepresentasikan sifat fisis '*internal*' batuan. Namun sebenarnya bagi seorang ahli geofisika, sifat fisis *internal* pun dapat 'dilihat' berdasarkan karakter amplitudo atau frekuensi rekaman seismiknya.



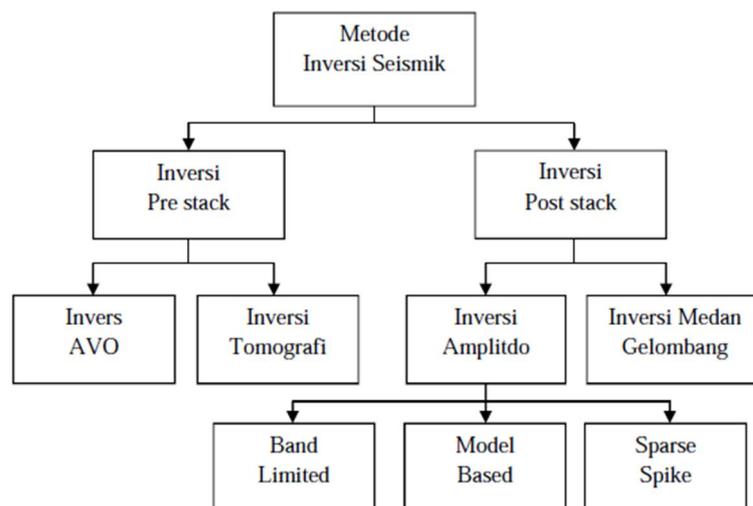
Gambar 18. Representasi dari impedansi akustik dan rekaman seismik beserta masing-masing sifatnya

Metoda seismik inversi dibedakan menjadi dua macam berdasarkan data seismik yang digunakan, yaitu: *pre-stack seismic inversion* dan *post-stack seismic inversion*. Data seismik seismik *pre-stack* memiliki informasi sudut ($R(\Theta)$), sehingga *pre-stack seismic inversion* dapat menghasilkan parameter-parameter lain seperti V_p/V_s , EI , $\lambda\rho$, $\mu\rho$. Sedangkan data *post-stack* merupakan data seismik yang mengasumsikan amplitudo seismik dihasilkan

dari $R(0)$, sehingga hanya bisa menghasilkan tampilan *model acoustic impedance* saja.

1. Metode Inversi Seismik

Menurut Sukmono (2000), ada tiga macam metoda inversi yang umum dipakai dalam melakukan inversi data seismik saat ini. Secara umum, diagram alir sebuah proses inversi akan mengikuti pola sebagai berikut:



Gambar 19. Berbagai macam metode inversi seismik (Sukmono, 2000)

a. Inversi *Rekursif*

Inversi *rekursif* merupakan bentuk inversi paling sederhana. Metoda ini mengabaikan efek dari wavelet seismik dan memperlakukan tras seismik sebagai refleksi set koefisien yang telah difilter oleh *zero phase* wavelet.

Beberapa pitfall yang muncul pada penerapan metoda inversi *rekursif* adalah:

- *Frequency band-limiting*, yaitu hilangnya kandungan frekuensi rendah dan tinggi pada saat dikonvolusikan dengan wavelet seismik.

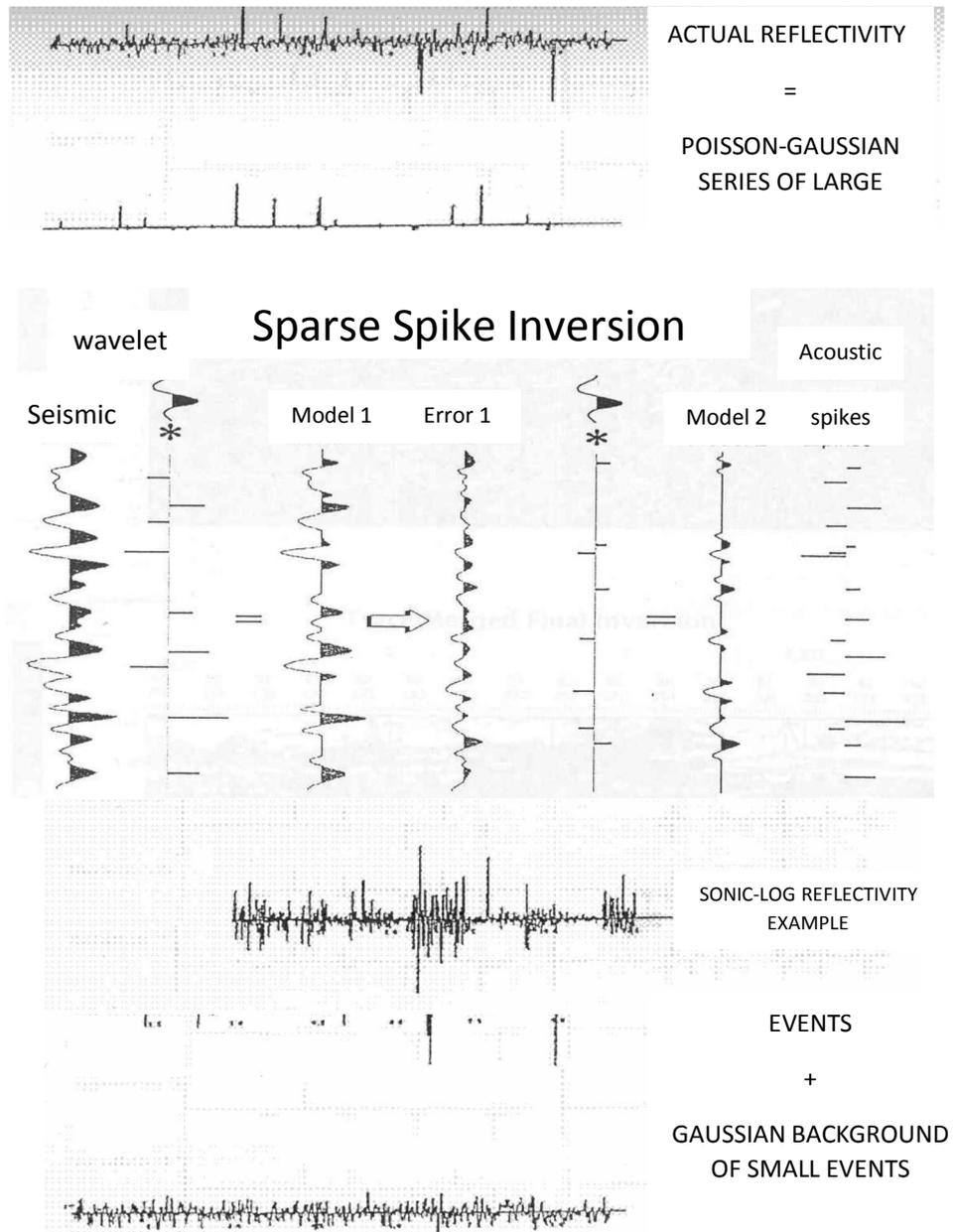
- *Noise*, yaitu masuknya bising sinyal acak atau *koheren* ke dalam tras seismik sehingga akan mengakibatkan estimasi reflektivitas menyimpang dari reflektivitas yang sebenarnya. Dari persamaan-persamaan di atas, jika pada lapisan teratas telah terjadi sedikit penyimpangan reflektivitas, maka semakin dalam, nilai penyimpangan reflektivitas tersebut akan semakin bertambah besar.

b. Inversi *Sparse-Spike*

Inversi sparse-spike mengasumsikan bahwa reflektivitas sebenarnya merupakan sebuah deretan reflektivitas kecil yang tersimpan di dalam deretan reflektivitas yang lebih besar. Secara geologi reflektivitas besar ini berhubungan dengan ketidak selarasan atau batas litologi utama.

Reflektivitas sebenarnya dapat dicari dengan cara menambahkan *spikes* yang lebih kecil di antara *spikes* yang besar dengan menggunakan nilai ambang tertentu (*lambda*) yang nilainya lebih kecil dari 1. Pencarian *spikes* yang paling kecil akan berhenti setelah didapat jumlah koefisien refleksi yang paling *minimum*. Setelah didapatkan model akhir reflektivitas, kemudian dilakukan estimasi wavelet untuk mendapatkan hasil yang sesuai dengan tras seismiknya. Metoda ini memberikan dua estimasi sekaligus yaitu deretan reflektivitas dan wavelet sebagaimana ditunjukkan dalam gambar yang dilakukan secara berulang-ulang sampai didapat deretan reflektivitas dan wavelet yang sesuai dengan tras seismik. Dari sudut pandang inversi seismik, metoda *sparse-spike* mempunyai keunggulan dibandingkan dengan metoda *dekonvolusi* klasik lainnya, karena metoda ini, dengan menggunakan kontrol

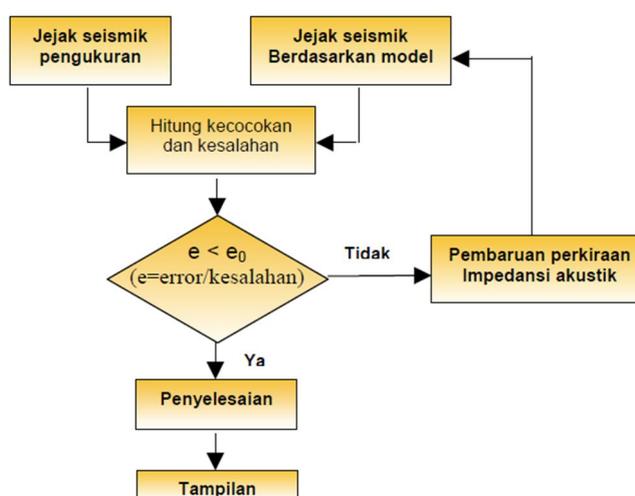
ekstra, dapat digunakan sebagai *full bandwidth* pada saat mengestimasi reflektivitas (Russell, 1998).



Gambar 20. Asumsi dasar dari prinsip metoda *Maximum Likelihood* (Russell, 1997).

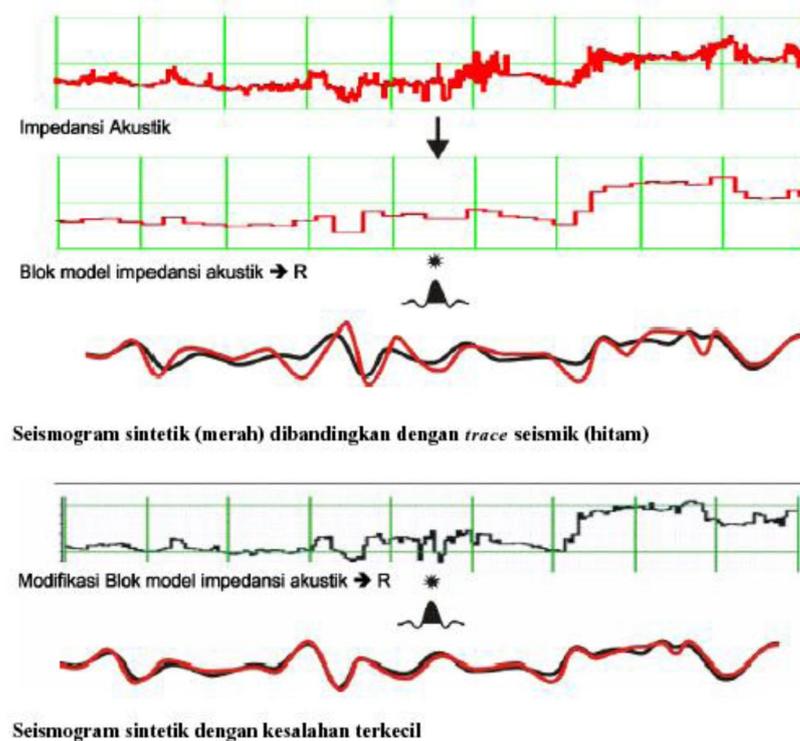
c. Inversi Berbasis Model (*Model Based Inversion*)

Di antara ketiga jenis metode inversi amplitudo, metode inversi *model based* dengan menggunakan teknik inversi *Generalized Linear Inversion* (GLI) memiliki hasil dengan ralat yang terkecil. Menurut Russell (1991), proses untuk menghasilkan model impedansi akustik yang paling cocok dengan data hasil pengukuran berdasarkan harga rata-rata kesalahan terkecil (*least square*) merupakan proses inversi linear umum (GLI).



Gambar 21. Diagram alir penyelesaian inversi model based (Russell, 1996).

Konsep inversi pada metode ini dimulai dengan membuat model inisial impedansi akustik dengan ukuran blok yang telah ditentukan. Koefisien refleksi diturunkan dari impedansi akustik kemudian dikonvolusikan dengan wavelet yang menghasilkan seismogram sintetik pada tiap-tiap *trace*. Seismogram sintetik ini selanjutnya dibandingkan dengan *trace* seismik sebenarnya lalu dihitung kesalahannya. Impedansi akustik hasil modifikasi model awal inilah yang merupakan hasil akhir inversi. Proses ini dilakukan secara *iteratif* dengan memodifikasi *blok trace* model hingga diperoleh hasil sintetik dengan kesalahan terkecil.



Gambar 22. Proses inversi berbasis model

Metode inversi *model based* mempunyai keunggulan karena hasil yang didapatkan memiliki kontrol yang baik karena menghindari inversi langsung dari data seismik. Hasil inversi digambarkan dalam bentuk z yang memiliki nilai impedansi akustik yang kontras, sehingga mempermudah dalam penentuan batas suatu lapisan *reservoir*. Kelemahan inversi *model based* terletak pada ketidakunikan inversi. Dengan kata lain, ada banyak kemungkinan solusi model untuk dapat menghasilkan suatu keluaran hasil yang sama.

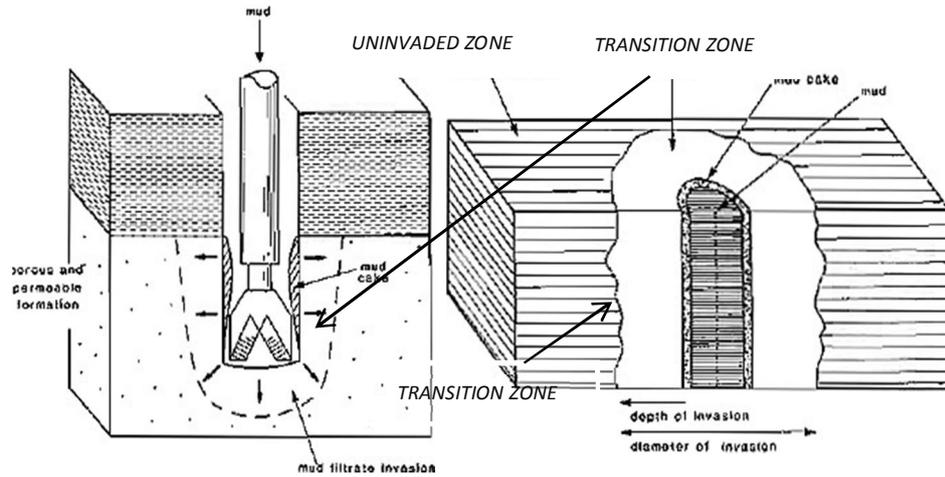
L. Konsep Dasar *Well Logging* (Log Sumur)

1. Pengertian Dasar

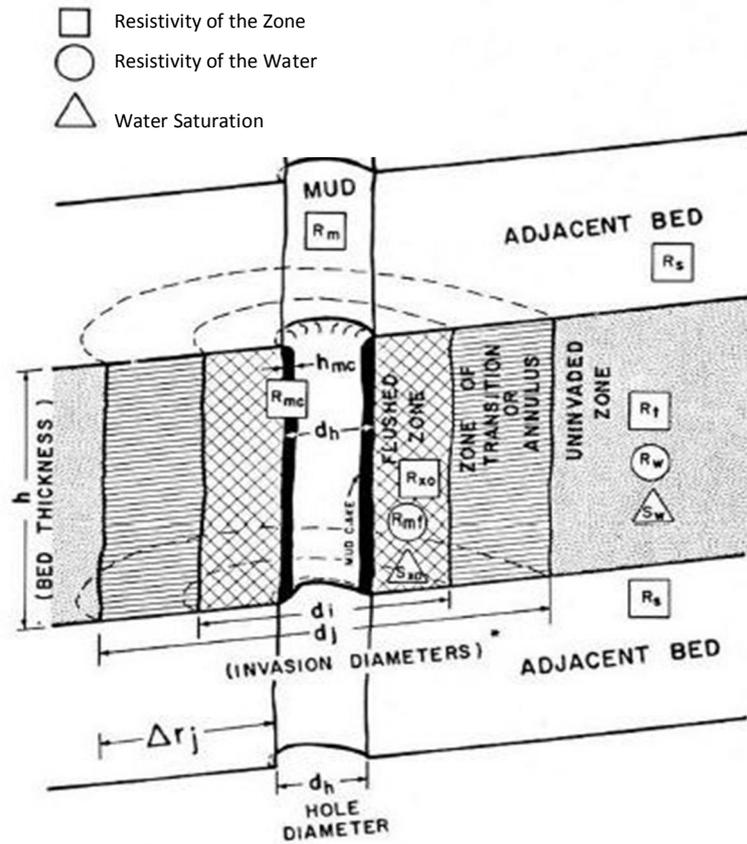
Logging merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan terhadap kedalaman lubang bor. Sesuai dengan tujuan *logging* yaitu menentukan besaran fisik batuan maka dasar dari *logging* itu

sendiri adalah sifat-sifat fisik atau petrofisik dari batuan (Harsono, 1997). *Well Logging* secara sederhana merupakan suatu pencatatan perekaman penggambaran sifat, karakter, ciri, data, keterangan, dan urutan bawah permukaan. Sehingga diagram yang didapatkan akan merupakan Gambaran hubungan antara kedalaman (*depth*) dengan karakter atau sifat yang terdapat pada formasi.

Well logging dapat dilakukan dengan dua cara utama yaitu *openhole logging* dimana tidak diberi *casing* dan *cased hole logging* yang diberi *casing*. Dalam proses pengeboran, komponen utama yang digunakan yakni lumpur pemboran atau sering kali disebut *mud logging* digunakannya komponen ini adalah agar tidak terjadinya *blow out* saat fase pemboran sebelum dilakukannya *casing* dengan sistem memberi tekanan pada formasi. Namun dalam kenyataannya lumpur memaksa hidrokarbon masuk ke dalam formasi untuk menjauhi lubang bor dan berupaya untuk mencegah hidrokarbon tersedot keluar permukaan. Akibatnya pada beberapa lapisan *permeabel* terdapat penyusupan (*infiltrasi*) air lumpur pada dinding sumur sehingga memaksa kandungan lapisan semula lebih dalam dan pada dinding sumur tersebut membentuk suatu kerak lumpur (*mud cake*) yang menyebabkan diameter sumur lebih kecil. Akibatnya pada lapisan ini terbentuk tiga daerah infiltrasi seperti ditunjukkan Gambar 23 dan Gambar 24.



Gambar 23. Zona Mudcake pemboran (Rider, 1996) dengan modifikasi.



Gambar 24. Zona infiltrasi sumur bor (Asquith dan Gibson, 1982).

a. Flushed Zone atau Invaded Zone

Zona ini merupakan daerah yang paling dekat dengan lubang sumur

dan terisi oleh lumpur. Sehingga jika dilakukan pengukuran sifat fisik pada zona ini, yang diukur bukan sifat dari kandungan semula (asli) tersebut, melainkan sifat dari air lumpurnya.

b. *Transition Zone*

Zona ini merupakan daerah yang lebih dalam lagi dari *invanded zone* atau dapat di artikan zona yang erada di tengah-tengah. Daerah ini terisi campuran air lumpur dan kandungan semula.

c. *Uninvanded Zone*

Zona ini merupakan daerah yang tidak adanya pengaruh air lumpur dan letaknya paling jauh dari lubang sumur.

Pemboran sumur terbagi menjadi dua yakni *openhole* dan *cased hole logging*.

a. *Openhole Logging*

Pada umumnya tahap ini semua jenis *log* dapat dilakukan. Kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur atau lubang bor yang belum dilakukan pemasangan *casing* biasa disebut *Openhole Logging*.

b. *Casedhole Logging*

Pada tahapan ini hanya log tertentu yang bisa melakukannya antara lain adalah *log Gamma Ray*, *Caliper*, *NMR*, dan *CBL*. kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/lubang bor yang telah di pasang *casing* biasa disebut *Casedhole Logging*.

Parameter-parameter sifat batuan utama yang diukur meliputi temperatur, tahanan jenis, densitas, porositas, permeabilitas dan sebagainya yang

tergambar dalam bentuk kurva-kurva log. Sifat-sifat dasar batuan yang tergambar dalam kurva *log* digunakan untuk mengetahui (Harsono, 1997):

1. Kapasitas/kemampuan batuan dalam menampung fluida;
2. Jumlah fluida dalam batuan tersebut;
3. Kemampuan fluida mengalir dari batuan ke lobang sumur bor.



Gambar 25. Pengukuran *Wireline Logging* sumur

Kegiatan *Logging* merupakan pengukuran satu atau lebih kuantitas fisik di dalam atau di sekitar lubang sumur dan relatif terhadap kedalaman sumur atau terhadap waktu atau kedua - duanya. Kata *logging* berasal dari kata Bahasa Inggris "*log*" yang berarti catatan atau rekaman. Data "*wireline logs*" di ambil di dalam sumur menggunakan alat yang disebut "*logging tool*",

ditransmisikan lewat kabel konduktor listrik (disebut *wireline*) ke atas permukaan untuk direkam dan diolah oleh interpreter.

Terdapat beberapa Jenis *log* yang digunakan dalam eksplorasi geofisika diantaranya adalah sebagai berikut:

1. ***Log Gamma Ray***

Log Gamma ray adalah metode untuk mengukur radiasi sinar *gamma* yang dihasilkan oleh unsur - unsur radioaktif yang berada dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut di antaranya *Uranium, Torium, Potasium, Radium*, dan lain - lain. Unsur radioaktif umumnya berada dalam *shale* dan sedikit sekali di dalam *sandstone, limestone, dolomite*, batubara, *gypsum*, dan lain - lain. Oleh karena itu *shale* akan memberikan respon *gamma ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya.

Jika kita bekerja di sebuah cekungan dengan lingkungan pengendapan *fluvio-deltaic* atau *channel* sistem di mana biasanya sistem per-lapisannya terdiri dari *sandstone* atau *shale (sand-shale interbeds)*, maka *log gammaray* ini akan sangat membantu dalam evaluasi formasi (*Formation Evaluation- FE*).

Dikarenakan sinar *gamma* bisa menembus logam dan semen, maka *Logging gamma ray* dapat dilakukan pada lubang bor yang telah dipasang *casing* ataupun telah dilakukan *cementing*. Walaupun nantinya terjadi atenuasi sinar *gamma* karena *casing* dan semen, namun energinya masih cukup kuat dalam mengukur sifat radiasi *gamma* pada formasi batuan di sekitarnya.

Seperti yang disebutkan di atas bahwa *log gamma ray* mengukur radiasi *gamma* yang dihasilkan oleh unsur - unsur radio aktif seperti *Uranium, Torium, Potasium dan Radium*. Dengan demikian besaran *log gamma ray* yang ada dalam rekaman merupakan jumlah total dari radiasi yang diperoleh dari semua unsur radioaktif yang terdapat pada batuan. Untuk memisahkan perbedaan bahan radioaktif yang berpengaruh pada bacaan *gamma ray* dilakukan *gamma ray spectroscopy*. Karena pada hakikatnya besarnya energi dan intensitas setiap material radioaktif tersebut berbeda - beda. **Tabel 1** memperlihatkan respon litologi tiap lapisan batuan untuk beberapa tipe *log*:

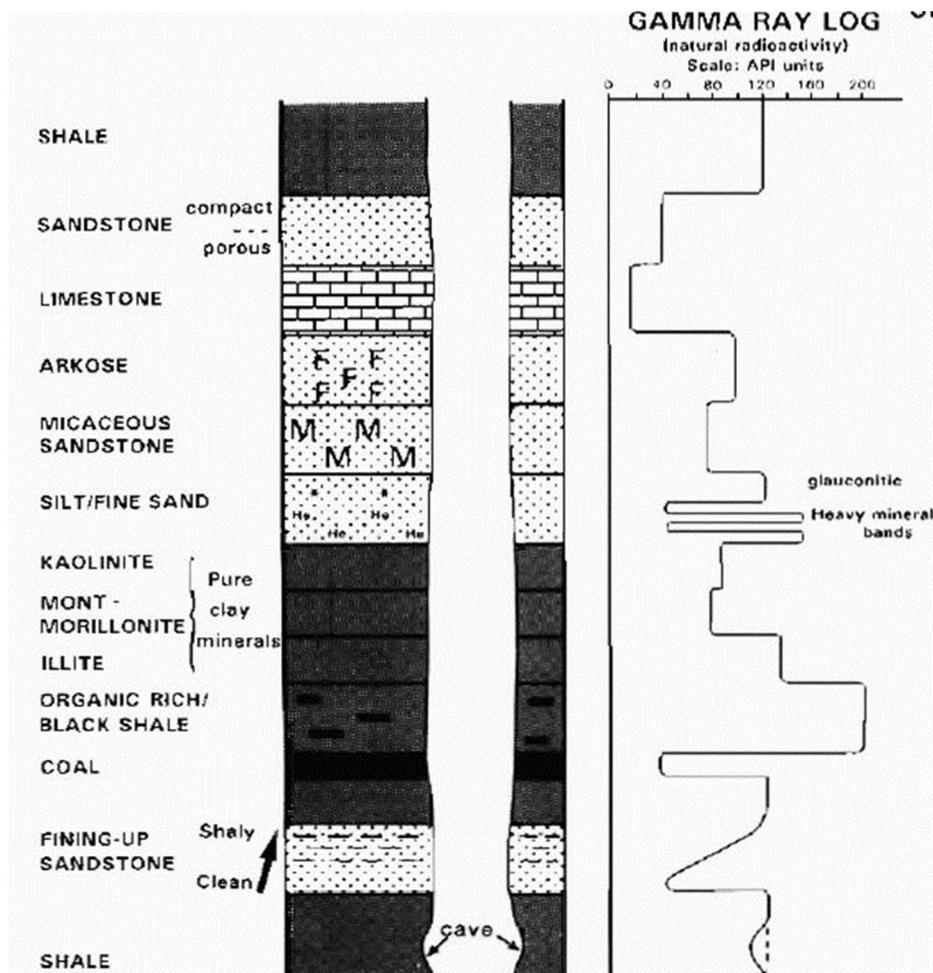
Tabel 1. Respon litologi per lapisan batuan (Harsono, 1997)

Radioaktif Sangat Rendah (0-32.5 API)	Radioaktif Rendah (32.5-60 API)	Radioaktif Menengah (60-100 API)	Radioaktif Sangat Tinggi (>100 API)
<i>Anhidrit</i>	Batu Pasir	<i>Arkose</i>	Batuan Serpih
Salt	Batu Gamping	Batuan Granit	Abu Vulkanik
Batubara	<i>Dolomit</i>	Lempungan	Bentonit
		Pasiran	
		Gamping	

Spectroscopy sangat penting dilakukan ketika kita berhadapan dengan batuan *non-shale* yang kemungkinan diindikasikan memiliki unsur radioaktif, seperti mineralisasi *Uranium* pada *sandstone*, *Potassium Feldspar* atau *Uranium* yang mungkin terdapat pada batubara dan *dolomite*.

Log gamma ray memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*), di mana kisaran API biasanya berkisar antara 0 sampai dengan 150. Walaupun ada juga nilai *gamma ray* yang sampai 200 API untuk jenis *organic rich shale*. Gambar 25 menunjukkan contoh interpretasi lapisan

batuan untuk membedakan *sandstone* dari *shale* dengan menggunakan *log Gamma ray* (Abdullah, 2008).



Gambar 26. Contoh interpretasi lapisan batuan dengan log *Gamma ray* (Rider, 1996).

2. Log densitas

Prinsip kerja *log densitas* (Harsono, 1993) yaitu suatu sumber radioaktif dari alat pengukur dipancarkan sinar gamma dengan intensitas energi tertentu dan menembus suatu formasi/batuan. Batuan tersebut terbentuk dari butiran mineral, mineral yang tersusun dari atom-atom terdiri dari proton dan elektron. Partikel sinar gamma membentur elektron-elektron dalam batuan. Akibat benturan tersebut sinar *gamma* mengalami

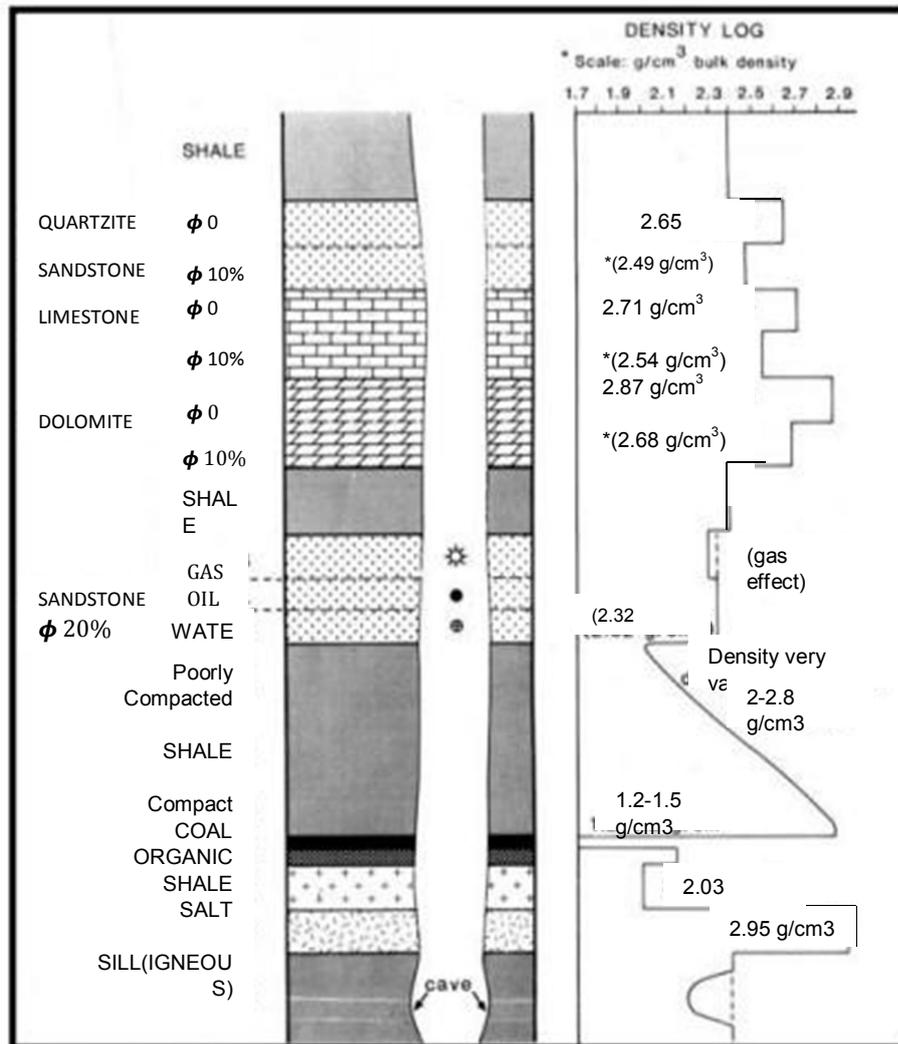
pengurangan energi (*loose energy*). Energi yang kembali setelah terjadi benturan akan diterima lagi oleh detektor yang memiliki jarak tertentu dengan sumbernya. Semakin lemah energi yang kembali maka akan menunjukkan semakin banyak elektron-elektron dalam batuan, yang berarti makin banyak/padat butiran/mineral penyusun batuan persatuan volume. Besar kecilnya energi yang diterima oleh detektor tergantung dari:

- a. Besarnya densitas matriks batuan.
- b. Besarnya porositas batuan.
- c. Besarnya densitas kandungan yang ada dalam pori-pori batuan.

Volume batuan yang diidentifikasi dengan alat *log* densitas tergantung pada jarak antara sumber radioaktif dan detektor. Pada kasus batuan yang tidak memerlukan resolusi tinggi, lebih baik menggunakan jarak antara sumber dan detektor yang lumayan jauh yaitu *long spacing density tool* (Rider, 1996).

Berdasarkan Gambar 26, bahwa batubara memiliki nilai densitas antara 1,2 s/d 1,8 gr/cc yang berarti densitas paling rendah di antara semua batuan kecuali jika dibandingkan dengan densitas dari air dan gas yang terdapat di bawahnya.

Dalam densitas *log* kurva dinyatakan dalam satuan gr/cc, karena energi yang diterima untuk deflektor dipengaruhi oleh matrik batuan ditambah kandungan yang ada dalam pori batuan, maka satuan gr/cc merupakan besaran *bulk log densitas* batuan (ρ_b).



Gambar 27. Respon Log Densitas terhadap batuan (Rider,2002)

Pada penelitian yang dilakukan, satuan dari log densitas adalah *counts per second* (CPS) untuk memudahkan perhitungan maka dilakukan kalibrasi satuan dari CPS ke gr/cc. Nilai satuan CPS berbanding terbalik dengan nilai satuan gr/cc. Apabila defleksi log dalam satuan CPS menunjukkan nilai yang tinggi, maka akan menunjukkan nilai yang rendah dalam satuan gr/cc.

Apabila nilai dalam CPS tinggi berarti sinyal radioaktif yang ditangkap kembali oleh sensor juga tinggi, hal ini disebabkan sinyal

radioaktif yang mengukur kerapatan elektron batuan hanya sedikit, karena kerapatan elektron batuan hanya sedikit atau rendah maka nilai kerapatan massa batuan dalam gr/cc juga rendah, sebaliknya apabila nilai dalam CPS rendah diartikan sinyal radioaktif yang mengukur kerapatan elektron batuan lebih banyak atau tinggi sehingga rapat massa batuan dalam gr/cc juga lebih tinggi.

3. **Log Tahanan Jenis (*Resistivity*)**

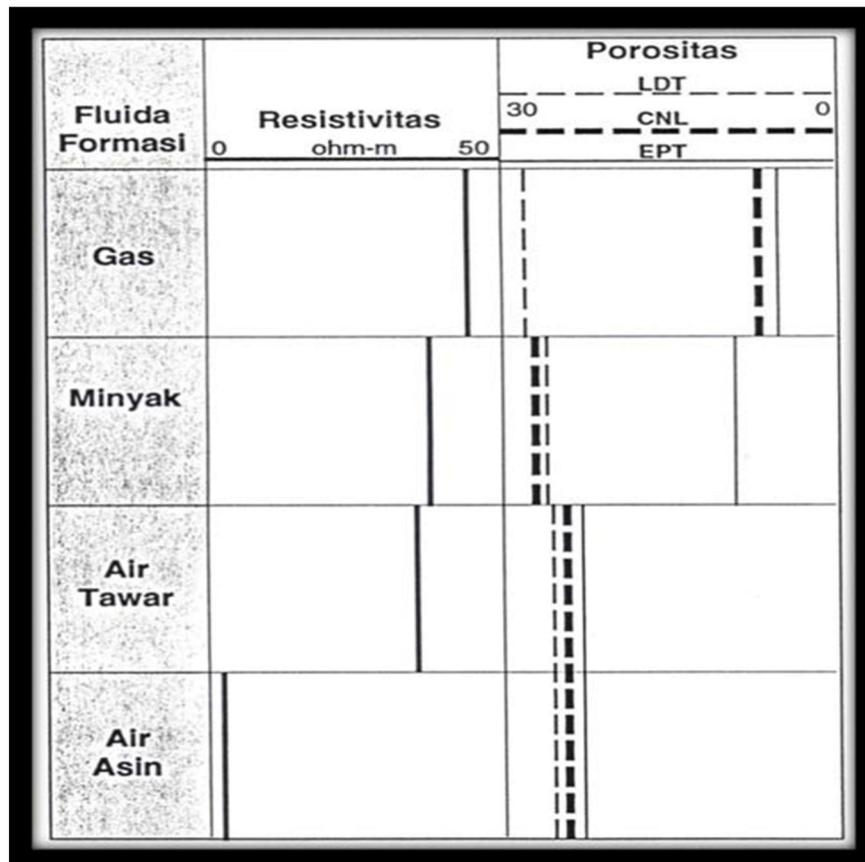
Tahanan jenis dari formasi adalah salah satu parameter yang cukup penting untuk menentukan saturasi hidrokarbon. Arus listrik bisa mengalir di dalam formasi batuan karena konduktivitas dari air yang terkandung di dalamnya. Batuan yang kering dan hidrokarbon merupakan pengantar yang baik namun pengecualian untuk beberapa jenis mineral seperti *graphite* dan sulfida besi. Resistivitas formasi diukur dengan cara mengirim arus ke dalam formasi seperti alat lateral *log*, atau menginduksikan arus listrik kedalam formasi seperti alat induksi.

Prinsip kerja alat *laterlog* yaitu arus listrik di injeksikan secara lateral dan mengalir kedalam formasi. Dengan mengukur tegangan listrik yang dibutuhkan untuk dapat menghasilkan arus listrik utama yang besarnya konstan, maka resistivitas dapat diperhitungkan dengan menggunakan Hukum Ohm.

Spherical Focused Induction (SFI) memiliki cara kerja induksi elektromagnet yang mengikuti hukum Faraday, yaitu bila sebuah kumparan dialiri arus listrik bolak-balik akan menghasilkan medan magnet dan sebaliknya perubahan medan magnet akan menimbulkan arus listrik pada kumparan. Arus listrik yang mengalir pada kumparan alat induksi

menghasilkan medan magnet disekeliling sonde lalu medan magnet ini akan menghasilkan arus-eddy (*eddy current*) di dalam formasi di sekitar alat.

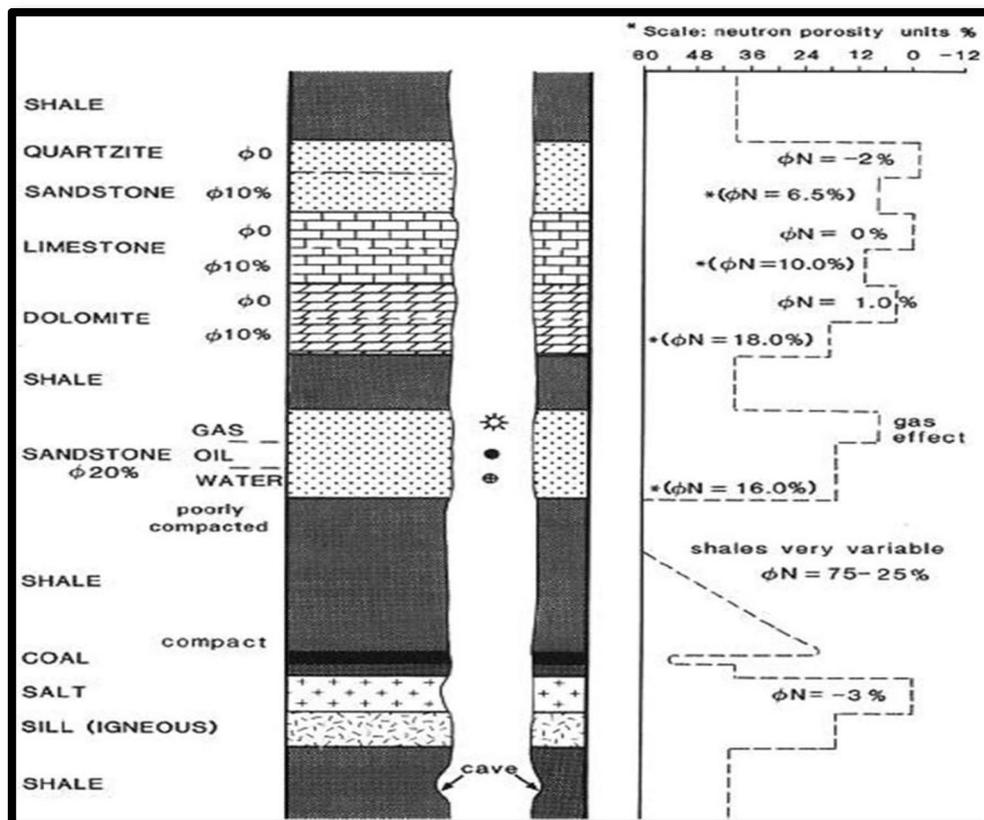
Formasi konduktif di sekitar alat akan bereaksi seperti kumparan-kumparan kecil yang sangat banyak sehingga mengalirkan arus eddy terinduksi. Arus eddy yang terbentuk akan menghasilkan medan magnet yang dideteksi oleh kumparan penerima. Kekuatan dari arus pada penerima adalah sebanding dengan kekuatan dari medan magnet yang dihasilkan dan sebanding dengan arus eddy dan juga konduktivitas dari formasi. Maka alat ini disebut sebagai alat konduktivitas.



Gambar 28. Bentuk Kurva Log Resistivitas dan Porositas terhadap hidrokarbon (Harsono, 1997)

4. *Log Neutron Porosity (NPHI)*

Alat NPHI tidak mengukur volume pori secara langsung. Alat ini bekerja dengan memancarkan partikel-partikel neutron energi tinggi dari suatu sumber kedalalam formasi batuan. Partikel-partikel *neutron* ini akan bertumbukan dengan atom-atom pada batuan sehingga mengakibatkan tidak adanya energi dan kecepatan. Atom H secara fisis memiliki massa atom yang sama dengan *neutron*. Dengan itu, tumbukan *neutron* dengan atom H akan bersifat efektif, artinya energi yang hilang akibat penyerapan merupakan jumlah tertinggi dibanding tumbukan dengan atom lain. Partikel yang sudah tidak memiliki energi tersebut kemudian akan dipantulkan kembali, dan diterima oleh detektor dan terekam ke dalam *log*.



Gambar 29. Respon Log Neutron terhadap batuan (Rider, 2002)

Jumlah atom *Hidrogen* yang terdapat pada batuan diasumsikan berbanding lurus dengan banyaknya pori batuan. Pori-pori batuan ini terisi fluida (gas, air, atau minyak). Semua jenis fluida tersebut relatif memiliki jumlah atom hidrogennya masing-masing, dari jumlah atom hydrogen inilah dapat ditentukan jenis fluida pengisi pori batuan/ formasi yang diukur.

Untuk mendapatkan nilai porositas yang sebenarnya, *log* NPHI harus dibantu dengan *log* lainnya seperti *log* hasil analisa petrofisis dan *log* densitas. Porositas diturunkan dari *log* densitas dan *log* porositas *neutron*. Porositas densitas dihitung berdasarkan rumus:

$$\phi_D = \frac{\rho - \rho_{ma}}{\rho_{fl} - \rho_{ma}} \quad (6)$$

Dimana

ϕ_D = porositas densitas

ρ = *log* densitas

ρ_{ma} = densitas matrik

ρ_{fl} = densitas fluida

Porositas sebenarnya dari suatu batuan dapat diperkirakan dengan kombinasi porositas densitas dan neutron:

$$\phi = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad (7)$$

Hubungan porositas dan saturasi air diberikan oleh persamaan *Archie* untuk formasi bersih dalam bentuk:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_T}} \quad (8)$$

Dimana

$$a = 0.62$$

$$m = -2.15$$

$$n = 2$$

$$R_w = 0.04$$

R_T = tahanan jenis

ϕ = porositas

Hubungan porositas terhadap densitas fluida dan prositas dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$\rho_B = \rho_g(1 - \phi) + \rho_{fl}\phi \quad (9)$$

Dimana

ρ_B = densitas batuan

ρ_g = densitas butiran dalam matrik batuan

ϕ = porositas

ρ_{fl} = densitas fluida

Hubungan saturasi dengan densitas fluida dapat dihitung dengan perhitungan sederhana untuk campuran fluida sebagai berikut:

$$\rho_{fl} = S_w\rho_w + (1 - S_w)\rho_{hc} \quad (10)$$

Dimana

ρ_{fl} = densitas fluida

S_w = saturasi air/*brine*

ρ_w = densitas air/*brine*

ρ_{hc} = densitas hidrokarbon

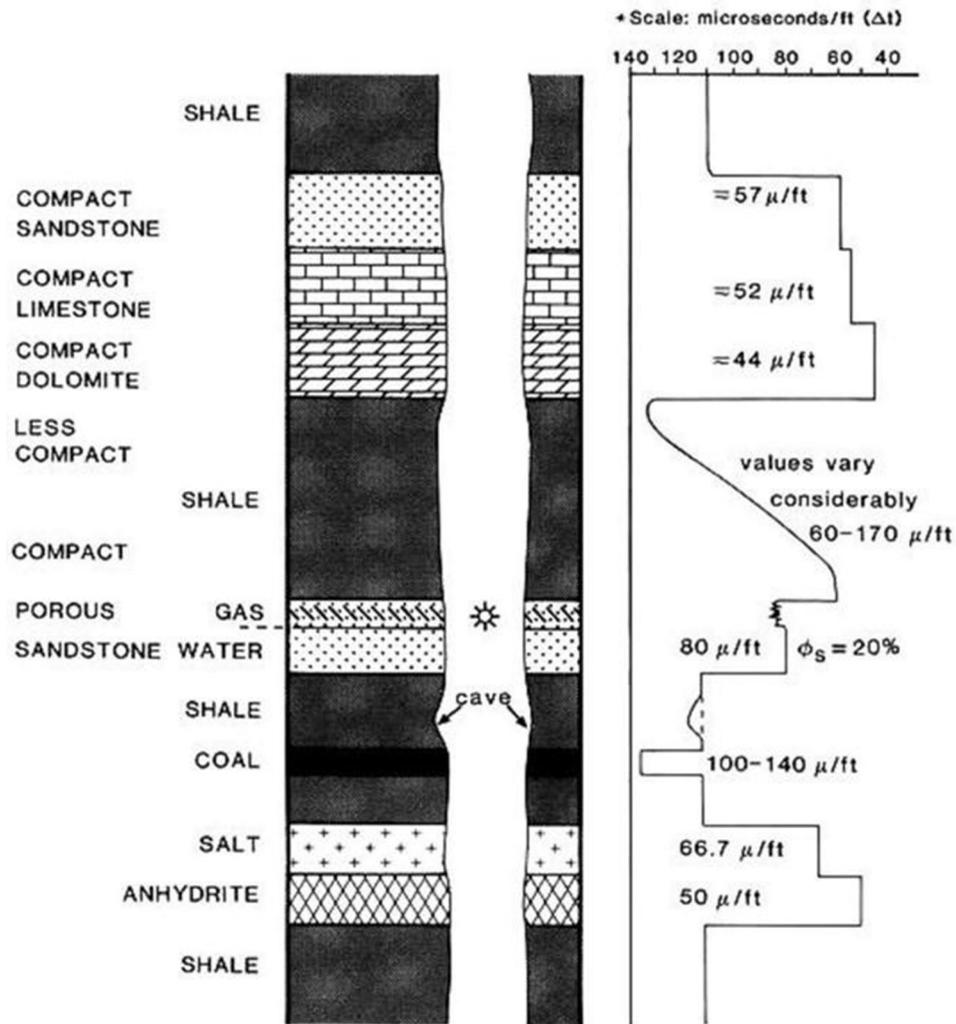
Dengan demikian *log* turunan lain seperti *log* saturasi air dapat diperoleh dengan memanfaatkan persamaan diatas. *Log* ini bermanfaat untuk melihat kandungan air dalam formasi sehingga dapat diketahui pula kandungan fluida lainnya.

5. *Log Sonic Interval Transite Time (Delta T)*

Log Sonik adalah hasil rekaman alat yang bekerja di lubang bor berdasarkan kecepatan rambat gelombang suara. Prinsip kerja alat ini cukup sederhana, yaitu memancarkan gelombang elastik kedalam suatu formasi kemudian merekam waktu kedatangan gelombang pantul. Waktu yang dibutuhkan gelombang suara untuk sampai ke penerima disebut interval transit time. Karena jarak antara sumber/*receiver* gelombang dengan batuan dianggap konstan maka besar selisih waktu bergantung pada jenis batuan dan besarnya porositas batuan tersebut.

Gelombang merambat dalam medium sangat bergantung pada fungsi dari parameter elastik seperti K (*bulk modulus*), μ (*Shear Modulus*), dan densitas (ρ).

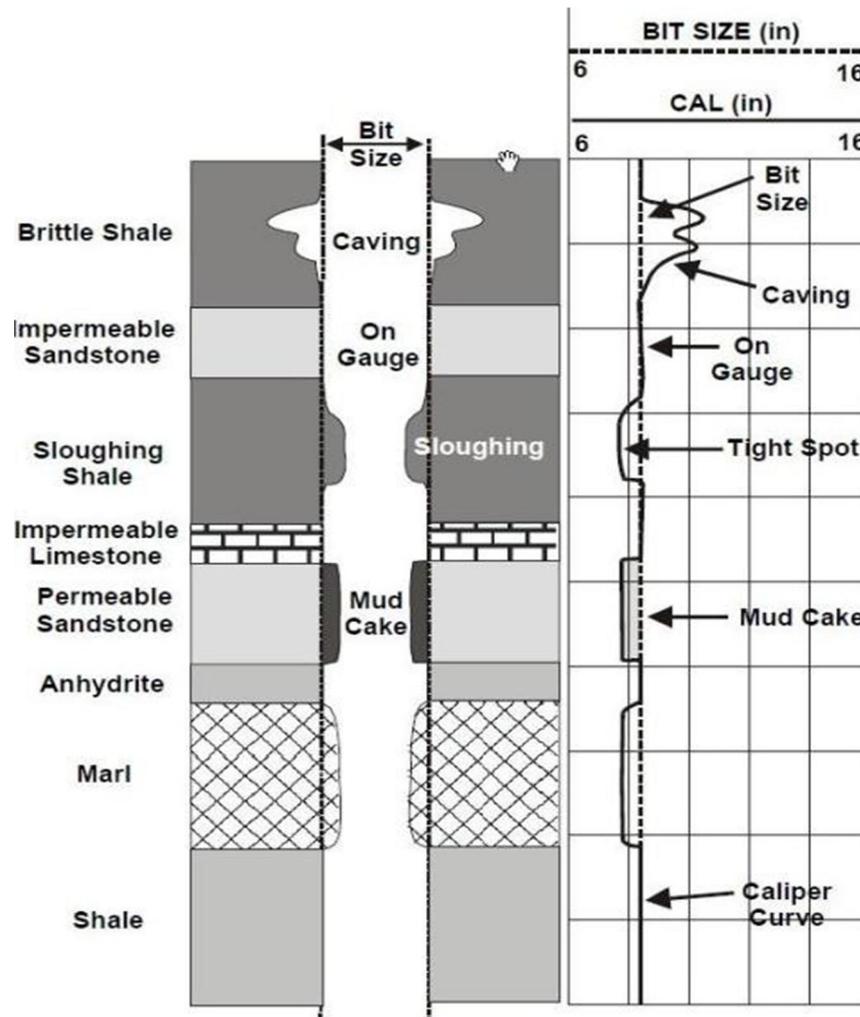
Log Sonik direkam sebagai kelambatan (*slowness*) biasanya dinyatakan dalam satuan mikro detik. Ada dua jenis *log sonic* yang dibagi menurut gelombang yang direkamnya, yaitu *log DTC (Delta Time Compressional)* sebagai *log sonik-P* dan *log DTS (Delta Time Shear)* sebagai *log sonik S*.



Gambar 30. Respon Log Sonic (Rider, 2002)

6. Log Caliper

Log ini digunakan untuk mengukur diameter lubang bor yang sesungguhnya, dapat merefleksikan lapisan *permeable*, dan lapisan yang *impermeable*. Pada lapisan yang *permeable*, diameter pada lubang bor akan memiliki ukuran semakin kecil disebabkan terbentuknya kerak lumpur (*mud cake*) pada dinding lubang bor. Sedangkan pada lapisan yang *impermeable* diameter lubang bor akan memiliki ukuran bertambah besar disebabkan adanya dinding yang runtuh (*vug*).



Gambar 31. Respon Log *Caliper* (Rider, 2002)

M. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisik merupakan salah satu proses yang penting untuk mengetahui karakteristik suatu reservoir. Melalui analisis petrofisika dapat diketahui zona reservoir, jenis litologi, identifikasi prospek hidrokarbon, porositas, *volume shale* dan saturasi air (Wijaya, 2014).

1. Persamaan *Archie*

Gustave E. *Archie*, “bapak” dari analisa *log*, yang terpenting dalam analisa *log* yaitu adanya hubungan antara porositas, resistivitas, dan

saturasi hidrokarbon dari suatu batuan reservoir. Persamaan yang dipakai oleh Archie atau *Archie's equation* yaitu:

- Resistivitas dari suatu formasi batuan yang memiliki kandungan air sebanding dengan resistivitas air formasi batuan itu. Faktor pembanding yang konstan disebut faktor formasi. Dengan rumus:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad (11)$$

R_o = resistivitas dari formasi batuan yang seluruh pori – porinya berisi air 100%

R_w = resistivitas air formasi

Archie juga menemukan variasi faktor formasi yang memiliki hubungan dengan porositas, ditulis dengan rumus:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (12)$$

Dengan

F = faktor formasi

ϕ = porositas

M = faktor sementasi

Nilai a dan m memiliki variasi nilai dimana nilai tersebut berdasarkan dari variasi ukuran butir, pemilahan butir, dan tekstur batuan. Normal tingkatan nilai a sekitar 0,5 sampai 1,5. Dan nilai m dari 1,7 sampai 3,2.

Archie biasanya menggunakan nilai $a = 1$ dan $m = 2$.

- Saturasi Air

Archie menyatakan bahwa rumus dari saturasi air ditulis dengan rumus:

$$F = \sqrt[n]{\frac{R_o}{R_t}} \quad (13)$$

Kemudian nilai R_o dihubungkan dengan nilai faktor formasi dan nilai dari resistivitas air seperti yang dituliskan dengan persamaan berikut:

$$F = \frac{R_o}{R_w} \quad \longrightarrow \quad R_o = F \times R_w \quad (14)$$

$$F = \frac{a}{\Phi^m} \quad (15)$$

Jadi hasil dari rumus yang dibuat oleh *Archie* tentang cara mencari nilai saturasi air bisa dituliskan dengan rumus:

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{F \times R_w}{R_t}} \quad S_w = \sqrt[n]{\frac{a \times R_w}{\Phi^m \times R_t}} \quad (16)$$

Dengan

S_w = saturasi air

Φ = porositas

F = faktor formasi

a = panjang alur

m = faktor sementasi

R_w = *resistivity water*

R_t = tahanan formasi sebenarnya

SW SIMANDOUX:

$$S_w = \frac{0,4 \cdot R_w}{\phi_e^2} \left[\sqrt{\frac{5 \cdot \phi_e^2}{R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (17)$$

SW INDONESIAN:

$$S_w = \frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh}^d}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi_e^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (18a)$$

$$d = 1 - \frac{V_{sh}}{2} \text{ atau } d = 1 \quad (18b)$$

2. Perhitungan Porositas Sonic

Log ini merupakan log yang digunakan untuk mengukur porositas selain *density log* dan *neutron log* dengan cara mengukur *interval transite time* (Δt), yaitu waktu yang dibutuhkan oleh gelombang suara untuk merambat didalam batuan formasi sejauh 1 ft. Peralatan *sonic* menggunakan sebuah *transmitter* dan dua buah *receiver* yang jarak antara keduanya adalah 1 ft. Untuk menghitung nilai porositas *sonic* kita dapat menggunakan persamaan berikut:

$$\phi_{Sonic} = \frac{(\Delta t_{log} - \Delta t_{ma})}{(\Delta t_f - \Delta t_{ma})} \quad (19)$$

Keterangan:

Δt_{log} : nilai yang terbaca pada log sonic

Δt_{ma} : *transite Time Matrix* batuan (Lihat Tabel 2)

Δt_f : *transite Time Fluida* (Lihat Tabel 2)

Tabel 2. *Transite Time Matrix* (Asquith dan Krygowski, 1982)

Litologi Atau Fluida	Δt_{ma}
Batupasir	55,5 - 51
Limestone	47,6 - 43,5
Dolomite	43,5
Air Tawar mud filtrate	189
Air Asin mud filtrate	185
Gas	920
Oil	230

3. Perhitungan Porositas Densitas

Tujuan utama dari *density log* adalah menentukan porositas dengan mengukur nilai densitas *bulk* batuan, untuk mengukur nilai densitas batuan kita dapat menggunakan persamaan berikut:

$$\phi D = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad (20)$$

Keterangan:

ρ_{ma} : densitas *matriks* batuan (*Lihat tabel 3*)

ρ_b : densitas yang terbaca pada *log density*

ρ_f : densitas fluida rata-rata, gr/cc (1 untuk *fresh water*, 1.1 untuk *salt water*)

Tabel 3. Harga Densitas Matriks Batuan (Harsono, 1997)

Mineral	Densitas Sebenarnya	ρ_{ma}
Kuarsa	2,654	2,648
Kalsit	2,710	2,710
Dolomite	2,870	2,876
Anhydrit	2,960	2,977
Syfvit	1,984	1,863
Halit	2,165	2,032
Air Tawar	1,000	1,000
Air Asin	1,146	1,135
Minyak	0,850	0,850
Batubara	1,200	1,173

4. Perhitungan Porositas Total

Untuk menghitung porositas total didapatkan dari hasil pembacaan *log neutron* dan hasil perhitungan *log density*, kemudian dimasukkan kedalam persamaan sebagai berikut:

Pembacaan porositas pada log neutron:

Perhitungan porositas *Neutron Density* (Porositas Total)

$$\text{Jika tidak ada gas, maka } \phi N - D = \frac{(\phi N + \phi D)}{2} \quad (21)$$

$$\text{Jika ada gas, maka } \phi N - D = \sqrt{\frac{(\phi N^2 + \phi D^2)}{2}} \quad (22)$$

Keterangan :

ϕN : porositas Neutron

ϕD : porositas Densitas

N. Perhitungan *Volume Shale/Clay*

Dalam suatu formasi hampir semua batuan sedimen memiliki sifat radioaktif tinggi, terutama yang terkonsentrasi dengan mineral lempung (*Clay Mineral*). Formasi yang bersih biasanya memiliki kandungan sifat radioaktif yang kecil, kecuali lapisan-lapisan tersebut memang mengandung mineral tertentu yang bersifat radioaktif seperti garam-garam *potassium* terlarutkan sehingga mempengaruhi pembacaan pada *gamma ray*. Dalam petrofisika harus dilakukan perhitungan *volume shale* terutama pada lapisan *shaly sand* karena kandungan *clay* dapat mempengaruhi dalam penilaian produktifitas suatu lapisan reservoir (Wijaya, 2014).

Untuk menghitung volume shale dapat digunakan persamaan sebagai berikut:

$$V_{sh} = \frac{(GR_{log} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} \quad (23)$$

Keterangan :

GR log : hasil pembacaan *GR log* pada lapisan yang dihitung

GR min : hasil pembacaan *GR log* minimal (Zona *non shale*)

GR max : hasil pembacaan *GR log* maksimal (Zona *shale*)

O. Resistivitas Air (*R_w*)

Determinasi harga *R_w* dapat diperoleh dengan berbagai metode diantaranya dengan menggunakan metode *crossplot* resistivitas-*porosity* atau rumus *Archie*, serta dari pengukuran di laboratorium. Rumus *archie* dituliskan dalam persamaan berikut:

$$R_{wa} = \frac{R_t}{F} \quad (24)$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (25)$$

Dimana,

R_{wa} = resistivitas Formasi (*apparent resistivity*)

R_t = resistivitas dalam formasi kandungan air

F = faktor formasi

ϕ = porositas

a = faktor turtuositi (gamping = 1; batupasir = 0.62)

m = faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2.15)

Didalam daerah terinvasi, R_w digantikan oleh R_{mf} karena air formasi dipaksa keluar oleh fluida yang bersaing dari lumpur pada saat pemboran, yang disebut *mud filtrate*. Untuk mengetahui harga R_{mf} pada formasi di kedalaman tertentu, maka harus diketahui pula temperatur formasi dengan persamaan 26 (Harsono, 1997):

$$T_f = \frac{DF (BHT - ST)}{TD} + TS \quad (26)$$

Dimana,

T_f = temperatur formasi

DF = kedalaman formasi (*Depth Formation*)

$ST (TS)$ = temperatur Permukaan (*Surface Temperature*)

TD = kedalaman temperatur (*Total Depth*)

BHT = temperatur dasar sumur (*Bottom Hole Temperature*)

Sehingga, penentuan $R_{mf} (F)$ pada temperatur formasi.

$$R_{m@T_f} = \frac{R_{mf}(TS + 6,77)}{T_f + 6,77} \quad (27)$$

$$R_w = R_{m@T_f} \cdot \frac{R_t}{R_{xo}} \quad (\text{Terinvasi Lumpur}) \quad (28)$$

$$R_w = R_{m@T_f} \cdot \frac{R_t}{R_o} \quad (\text{Bersih}) \quad (29)$$

$$R_{xo} = F \cdot R_{mf} \quad (30)$$

$$R_{xo} = F \cdot R_w \quad (31)$$

Dimana,

R_w = resistivitas Air

R_{mf} = resistivitas Lumpur (*mud filtrate*)

R_t = resistivitas Sebenarnya

R_{xo} = resistivitas formasi zona terinvasi

R_o = resistivitas formasi zona tidak terinvasi (zona jenuh 100% air).

Pengukuran laboratorium dilakukan dengan mengukur konsentrasi Cl dalam formasi dalam satuan g/L. Hasil pengukuran nantinya dapat diaplikasikan menggunakan persamaan untuk didapatkan konsentrasi NaCl (ppm) dalam formasi. Nilai konsentrasi ini selanjutnya disesuaikan terhadap nilai temperatur dasar pada sumur bor. Berdasarkan chart schlumberger gen 9 untuk mendapatkan harga R_w untuk menghitungnya, perlu diketahui $Ar Na$ dan $Ar Cl$ dimana $Ar Na = 23$ dan $Ar Cl = 35.5$ empirisnya terurai sebagai berikut, (persamaan 32 hingga 35).

$$NaCl (ppm) = Cl \times \frac{Mr NaCl}{Mr Cl} \quad (32)$$

$$Mr NaCl = (1 \times Ar Na) + (1 \times Ar Cl) \quad (33)$$

$$Mr Cl = (1 \times Ar Cl) \quad (34)$$

$$NaCl (ppm) = Cl \times 1.647 \quad (35)$$

Keterangan,

ppm = *part per milion* (mg/L)

Ar = massa atom *relative*

Mr = massa molekul *relative*

P. Salinitas Air

Salinity atau salinitas adalah jumlah garam yang terkandung pada satu liter air. Kandungan garam dalam air ini dinyatakan dalam satuan ppt atau *part per thousand* (g/L) (Astuti dkk., 2007). Perhitungan salinitas air dilakukan dalam menentukan metode S_w yang akan digunakan dalam kasus lapangan *shaly* atau formasi terdiri dari perselingan batupasir dan serpih. Perhitungan ini hanya akan digunakan sebagai parameter pemilihan metode perhitungan saturasi air dan menggambarkan lokasi penelitian apakah berasosiasi dengan lingkungan laut atau tidak. Ini dikarenakan, formasi dengan nilai salinitas medium hingga tinggi mengindikasikan lingkungan pengendapan berasosiasi terhadap *marine system*. Perhitungan salinitas dapat dilakukan secara langsung menggunakan indikator salinitas pada air formasi. Cara lain adalah dengan menghitungnya dengan Persamaan 36 (Lewis dan Perkin, 1976). Dan *range* nilai salinitas dapat dilihat apada tabel 4.

$$S = 0.03 + 1.805 \times Cl \quad (36)$$

Keterangan,

S = salinitas (ppt / g/L)

Cl = konsentrasi Cl formasi (ppt / g/L)

Tabel 4. Klasifikasi air berdasarkan nilai salinitasnya (Pamungkas, 2012)

Salinitas (ppt)	Klasifikasi	Konsentrasi
< 0.5	Tawar	Rendah
0.5 - 33	Payau	Menengah
>33	Air Laut	Tinggi

Q. Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida, dengan satuan *milidarcy* (md). Permeability berkaitan dengan porositas efektif tetapi tidak selalu berbanding lurus terhadapnya. Semakin besar porositas efektif, maka semakin besar juga permeabilitasnya. Permeabilitas dikontrol oleh ukuran pori yang berhubungan dan dipresentasikan dengan simbol K . Terkadang satuan untuk permeabilitas digunakan dalam darcy. Satu *Darcy* dapat didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida dengan viskositas 1cc dengan laju alir 1 cc/detik pada luas penampang 1cm^2 dengan penurunan tekanan 1 atm/cm. Permeabilitas pada suatu batuan tergantung pada beberapa faktor diantaranya porositas batuan, ukuran pori, bentuk pori, morfologi permukaan pori bagian dalam, susunan pori dan batang pori (topologi dari jaringan pori), ukuran butir dan distribusinya serta kompaksi dan sementasi (Asquith dan Krygowski, 2004).

Besarnya permeabilitas suatu batuan tergantung pada porositas dan saturasi air dan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 37. Sedangkan kualitas permeabilitas secara umum menurut Koesoemadinata, 1978 dalam Nurwidyanto dkk., dapat dilihat pada tabel 5.

$$k = a \cdot \frac{\phi^b}{S_w^c} \quad (37)$$

Keterangan:

k = permeabilitas (*milidarcies*)

ϕ = porositas efektif (fraksi)

S_w = saturasi air (fraksi)

a = konstanta Schlumberger = 10000

b = konstanta Schlumberger = 4.5

c = konstanta Schlumberger = 2

Tabel 5. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum. (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005).

Nilai Permeabilitas	Kualitas (umum)
< 5 mD (1 mD – 5 mD)	Ketat (<i>tight</i>)
5 – 10 mD	Cukup (<i>fair</i>)
10 – 100 mD	Baik (<i>good</i>)
100 – 1000 mD	Sangat Baik (<i>very good</i>)
>1000 mD	Istimewa (<i>excellent</i>)

Permeabilitas Absolut (K_{abs}) Permeabilitas absolut adalah permeabilitas jika fluida yang mengalir pada media berpori yang terdiri dari hanya satu macam fluida atau disaturasi 100% fluida. Permeabilitas Efektif (K_{eff}) adalah permeabilitas jika fluida yang mengalir dalam media yang memiliki pori lebih dari satu macam fluida, misalnya (minyak – air), (air – gas), (gas – minyak) atau semuanya. Harga permeabilitas efektif dinyatakan sebagai k_o , k_g , k_w , dimana masing-masing untuk minyak, gas, dan air. Permeabilitas Relatif (K_{rel}) Permeabilitas relatif adalah perbandingan antara permeabilitas efektif pada kondisi saturasi tertentu dengan permeabilitas absolut. Harga permeabilitas relative (K_{rel}) antara 0 – 1 *darcy*.

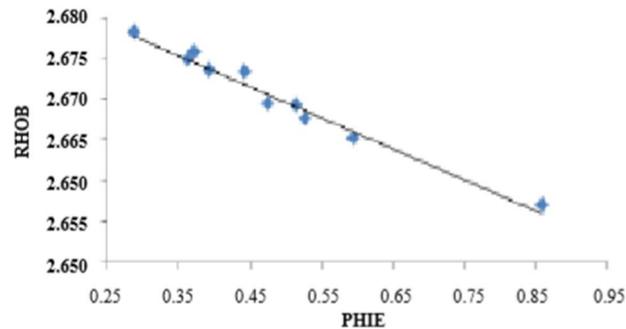
R. Hubungan Properti Reservoir

Beberapa parameter diatas yang masuk dalam properti resevoir memiliki korelasi serta hubungan yang umumnya adalah linear. Berikut

adalah korelasi dan hubungan antar properti yang akan digunakan dalam penelitian.

a. Hubungan Porositas Efektif (PHIE) dan Bulk Density (RHOB)

Korelasi antara PHIE dan *RHOB* merupakan korelasi linear dimana menurut Baiyegunhi, dkk., (2014), semakin besar nilai densitas, maka nilai porositasnya akan semakin kecil atau sebaliknya. Hal ini diperkuat dengan beberapa uji yang dilakukan pada beberapa lapangan dan menunjukkan hubungan yang linear ditunjukkan pada Gambar 32.



Gambar 32. Hubungan *RHOB* dan PHIE (Baiyegunhi dkk., 2014).

b. Hubungan Porositas Efektif (PHIE) terhadap Saturasi Air (S_w)

Hubungan Porositas Efektif terhadap Saturasi Air dinyatakan oleh persamaan linear Buckles. Secara matematis dituliskan sebagai persamaan 38 dan 39.

$$Porosity (\phi) \times Water Saturation (S_w) = Constant \quad (38)$$

$$S_w = \frac{Constant}{\phi} \quad (39)$$

Dimana, nilai konstanta untuk tiap litologi berbeda,

$$Sandstone = 0.02 - 0.10$$

$$Intergranular Carbonates = 0.01 - 0.06$$

$$Vuggy Carbonates = 0.005 - 0.006$$

S. *Cut - off* Reservoir

Cut-off atau nilai penggal merupakan batasan yang diperlukan dalam penentuan zona netpay reservoir. *Netpay* adalah ketebalan reservoir yang mengandung hidrokarbon. Untuk mendapatkan nilai *netpay* harus dicari harga *cut-off* porositas (Φ), *volume shale* (*Vsh*), dan saturasi air (*Sw*). Berdasarkan harga-harga *cut-off* yang akan dicari inilah maka akan diperoleh angka/ketebalan *netpay* dari *gross* reservoir. Untuk menentukan berapa harga *cut-off* masing-masing parameter petrofisik (Φ , *Vsh*, dan *Sw*) dapat menggunakan beberapa metode yakni kualitatif, kuantitatif, petrofisik, dan statistik/Gambar silang berdasarkan data log, inti batuan, dan data tes sumuran. Nilai penggal porositas dibaca keatas, artinya nilai diatas *cut-off* yang dianggap produktif sedangkan nilai penggal *Vsh* dan *Sw* dibaca kebawah (Triwibowo, 2010).

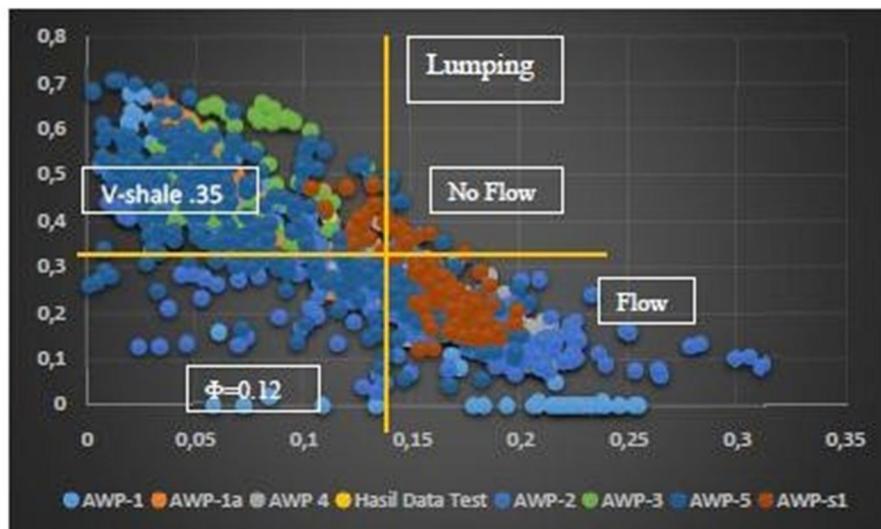
Cut-off Porositas dapat dilakukan dengan metode crossplot antara nilai porositas sebagai sumbu x dan permeabilitas sebagai sumbu y (Budiarto dkk., 2015). Dilakukan regresi linear dan nilai porositas terbaca saat permeabilitas 1 mD adalah nilai *cut-off* porositas. Nilai permeabilitas 1 mD adalah nilai permeabilitas minimum agar fluida dapat mengalir dalam formasi. *Cut-off Vshale* dapat dilakukan dengan crossplot nilai *VCL* dalam sumbu x dan porositas sebagai fungsi y. Nilai *VCL* terbaca pada saat nilai porositas *cut-off* merupakan nilai penggal untuk *Vshale*. Nilai penggal dari saturasi air dapat diperoleh dengan Menggunakan analisis data *core*. Namun

dapat pula dilakukan dengan *cross plot* antara porositas dengan saturasi air. Hal ini dikarenakan jika tidak tersedia data *scal* (*special core analysis*). Parameter yang dicari dari hasil *crossplot* ini adalah mencari garis persamaan (*trendline*) antara hubungan porositas dengan saturasi air dan dicari nilai R^2 nya (Budiarto dkk., 2015).

T. Lumping Data

Lumping merupakan hasil analisis perhitungan petrofisika *Vshale* dan porositas efektif pada lapisan reservoir yang telah diteliti yang nantinya divalidasi dengan nilai *cut-off Vshale* dan porositas efektif seperti Gambar 33. Juga diaplikasikan nilai *cut-off* saturasi air pada data dengan proses pemenggalan nilai diatas *cut-off* saturasi air.

Gambar 33 menunjukkan garis ambang batas kuning adalah nilai *cut-off* dari porositas efektif dengan nilai 0.12 (fraksi) pada sumbu vertikal dan *cut-off Vshale* dengan nilai 0.35 (fraksi) pada horizontal. Wilayah yang melalui batas dari *cut-off* tersebut merupakan wilayah yang kemungkinan besar menyimpan hidrokarbon. Yang dimaksud dari *gross sand* dalam lumping data adalah ketebalan utuh dari lapisan reservoir termasuk juga komposisi dari kandungan *shale* di dalamnya. *Net sand* merupakan lapisan reservoir yang sudah bersih atau sudah tidak ada lagi walaupun ada hanya sedikit komposisi kandungan *shale* di dalamnya dan *netpay* merupakan lapisan reservoir yang memiliki komposisi hidrokarbon di dalamnya.



Gambar 33. Teknik dasar lumping menggunakan parameter porositas sebagai sumbu x dan *Vshale* sebagai sumbu y (Budiarto dkk., 2015).

U. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

Cadangan (*reserves*) adalah perkiraan volume minyak, kondensat, gas alam, *natural gas liquids* dan substansi lain yang berkaitan secara komersial bisa diambil dari jumlah yang terakumulasi pada reservoir dengan metode operasi yang ada dengan melihat kondisi ekonomi dan atas prinsip regulasi pemerintah pada saat itu. Perkiraan cadangan ini di tujukan atas dasar interpretasi data geologi atau data *engineering* yang tersedia pada saat dilakukan perhitungan.

Dalam penentuan cadangan hidrokarbon ini membutuhkan beberapa parameter untuk bisa dilakukan perhitungan. Pada dasarnya dapat berupa perhitungan secara langsung dengan memanfaatkan nilai rata-rata pada suatu area baik itu nilai porositasnya, nilai saturasi air dan nilai ketebalan. Namun, untuk melakukan perhitungan cadangan lebih teliti, diperlukan penyebaran properti petrofisika dalam bentuk peta *grid* yang nantinya akan

dilakukan perhitungan cadangan dengan metode *map algebra*.

V. Penyebaran Properti Petrofisika

Dalam perhitungan cadangan hidrokarbon, dibutuhkan sebuah peta sebaran properti petrofisika berupa porositas dan saturasi air (Vidhotomo dkk., 2011). Sehingga, sebelum melakukan perhitungan cadangan minyak atau gas harus dibuat peta persebaran properti petrofisika dimana nilai persebaran properti petrofisika tersebut diperoleh dengan memanfaatkan data seismik sebagai *guide* dengan beberapa korelasi dan perhitungan untuk mendapatkan pola sebaran peta. Adapun peta yang dibutuhkan adalah peta struktur kedalaman, peta ketebalan, peta sebaran porositas dan peta sebaran saturasi air. Dibutuhkan data pendukung lainnya yaitu peta akustik impedan untuk proses *define body sandstone* yang diindikasikan sebagai reservoir hidrokarbon.

1. Peta Struktur Kedalaman (*Depth Structure Map*)

Peta ini digunakan sebagai acuan dalam pembuatan garis batas kontak air dan minyak (*oil water contact*) atau *OWC* yang nilainya berupa kedalaman. Sifat alami minyak yang selalu tidak menyatu atau mengambang diatas air menjadikan *OWC* penting dalam melakukan perhitungan hidrokarbon atas dasar lapisan dibawah garis *OWC* tidak produktif atau memiliki saturasi air tinggi sehingga untuk adanya reservoir hidrokarbon sangatlah kecil kemungkinannya.

2. Peta AI

Peta sebaran AI ini nantinya dapat menentukan *body sand* dengan korelasi peta *density* serta peta *P-Wave*. Dimana menurut

Telford (1990), *range* densitas batupasir bersih berkisar diantara 1.7 hingga 2.3 gr/cc dan menurut mushodaq dan sentosa dalam Anggriawan (2016) *range* AI batupasir berkisar antara 6000 - 9500 m/s*g/cc.

Delineasi pada batas batupasir bersih berguna dalam perhitungan dengan asumsi litologi diluar garis batas adalah *shaly*. Perlu diketahui, hal tersebut hanya berlaku untuk reservoir formasi dengan litologi *sandstone*. Batas *body sandstone* ini akan dikorelasi secara kualitatif terhadap peta *cut-off* porositas dan saturasi air hingga dilakukan lineasi baru yaitu garis batas *body* batupasir yang didapat dari hasil korelasi di atas. Hasil dari korelasi garis batas *body* batupasir dan *OWC* akan di-*overlay* dengan peta lainnya agar didapatkan peta *netpay* properti. Yakni peta *netpay* porositas, peta *netpay* saturasi air dan peta *netpay isopach* yang merepresentasikan reservoir.

3. Peta Porositas

Peta sebaran porositas menggambarkan nilai porositas di tiap titik dengan interval tertentu. Penyebaran porositas dapat dilakukan dengan korelasi *RHOB* terhadap PHIE pada data log dan menggunakan gradien yang dihasilkan dalam pembuatan peta porositas dari peta sebaran densitas hasil slice AI (atribut density).

4. Peta Saturasi Air

Peta sebaran saturasi air menggambarkan nilai sebaran

kandungan air dalam formasi. Peta ini dapat dibuat dengan melakukan perhitungan sederhana menurut prinsip Buckles yakni dengan persamaan umum (persamaan 40) dan turunannya (persamaan 41).

$$\text{Porosity } (\phi) \times \text{Water Saturation } (S_w) = \text{Constant}$$

$$S_w = \frac{\text{Constant}}{\phi} \quad (41)$$

Dimana, nilai konstanta untuk tiap litologi berbeda,

$$\text{Sandstone} = 0.02 - 0.10$$

$$\text{Intergranular Carbonates} = 0.01 - 0.06$$

$$\text{Vuggy Carbonates} = 0.005 - 0.00$$

Terlebih dahulu dilakukan pencarian nilai constant dengan menggunakan data sumur. Yakni operasi ini dilakukan terlebih dahulu pada data sumur yang ada. Hasil peta dikorelasikan dengan garis *OWC* dengan prinsip area dibawah garis *OWC* merupakan zona tersaturasi air tinggi.

5. **Peta *Isopach Netpay***

Peta *isopach* atau ketebalan *net pay* merupakan peta distribusi ketebalan bersih reservoir yang dianggap mengandung fluida hidrokarbon. Peta ini didapatkan dari operasi aritmatik sederhana berupa pengurangan nilai pada peta *isopach gross* yang didapatkan dari data seismik.

W. **Perhitungan Cadangan Hidrokarbon**

Perhitungan cadangan hidrokarbon menggunakan prinsip *map*

algebra, dimana tiap titik dengan spasi x dan y tertentu mempunyai nilai cadangannya sendiri. Hasil operasi dari peta perlu dijumlahkan untuk mendapatkan nilai cadangan total, karena persamaan hanya mengoperasikan bilangan pada titik yang sama.

Perhitungan cadangan hidrokarbon dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan 42 berikut untuk minyak,

$$OOIP = \frac{A \times h \times \phi \times (1-Sw)}{B_{oi}} \times 7758 \quad (42)$$

Dimana,

OOIP = *original oil in place (STB, Stock Tank Barrels)*

7758 = faktor Konversi dari *acre/ft* ke *barrel*.

ϕ = porositas (%)

Sw = saturasi air (%)

Boi = *oil formation volume factor (STB/bbls)* (Vidhotomo dkk., 2011).

Dan persamaan 43 berikut untuk gas,

$$OGIP = \frac{A \times h \times \phi \times (1-Sw)}{B_{gi}} \times 43560 \quad (43)$$

Dimana,

OGIP = *original gas in place*

43560 = faktor konversi dari *acre/ft* ke *MMSCF*

ϕ = porositas (%)s

Sw = saturasi air (%)

Bgi = *gas formation volume factor* (Triwibowo, 2010).

IV. METODE PENELITIAN

A. Waktu dan Tempat Penelitian

Proses Tugas Akhir yang telah dilaksanakan adalah kurang lebih selama dua bulan pada tanggal 24 Januari hingga 24 Februari 2018 kemudian dilanjutkan di Gedung L Teknik Geofisika Universitas Lampung. Bertempat Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (LEMIGAS).

B. Perangkat Lunak Penelitian

Perangkat lunak yang digunakan pada Tugas Akhir Penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. *Hampson-Russel Suite* (HRS-9/R-1.2) yang terdiri dari:
 - a. *Geoview* untuk menyimpan data base sumur.
 - b. *Well Explorer*, untuk pengolahan data sumur.
 - c. *Strata* untuk melakukan membuat *model inisial*, dan inversi seismik 3D *pre stack*.
 - d. *eLog* untuk melakukan *crossplot*, *editing*, *smoothing*, korelasi sumur, *well seismic tie*, dan ekstraksi wavelet.
2. *Interactive Petrophysics 3.5* untuk membuat:
 - a. Membuat *Triple Combo* sebagai Interpretasi Kualitatif
 - b. Menentukan nilai *VClay*
 - c. Menentukan Nilai *Rw* dan *Water Saturation*
 - d. Menentukan nilai *Cut-Off*
 - e. Lumping Data

- f. Mendapatkan nilai *Net, Gross*
3. *Petrel Schumberger 2009* untuk membuat:
 - a. *picking horizon*
 - b. Pembuatan peta struktur waktu
 - c. Pembuatan peta struktur kedalaman
 - d. Menghitung *Volumetric Closure*
4. *Software Surfer* versi 11 untuk *operasi map analysis* dan *algebra*

C. Jadwal Kegiatan

Jadwal kegiatan yang telah dilakukan pada Penelitian Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

Tabel 6. Jadwal Kegiatan Penelitian di LEMIGAS

No	Kegiatan	Bulan						
		januari	Februari	Maret	April	Mei	Juli	Agustus
1	Studi Literatur							
2	Persiapan dan Pengumpulan Data							
3	Pengolahan Data							
4	Analisis dan Interpretasi Data							
5	Penyusunan Laporan							
6	Bimbingan Usul							
7	Seminar Usul							
8	Revisi dan Bimbingan Hasil							
9	Seminar Hasil							
10	Bimbingan dan Fixasi Laporan							
11	Ujian Komprehensif							

D. Prosedur Penelitian

Penelitian ini menggunakan beberapa data yang diolah dan dianalisis antara lain sebagai berikut:

1. Studi Literatur

Studi literatur dalam penelitian ini dilakukan untuk menentukan fokus penelitian. Pada tahapan studi literatur, penulis memperdalam pengetahuan mengenai Metode Seismik dan *Welllogging* yang akan menjadi dasar Tugas Akhir Penelitian ini.

2. Persiapan dan Pengumpulan Data

Tabel 7. Kelengkapan data *log*.

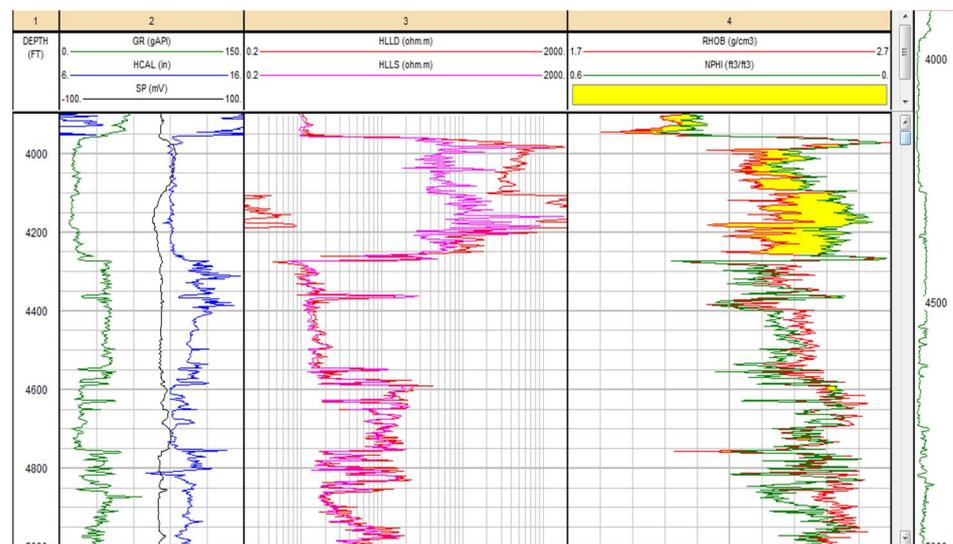
WELL	Log GR	Log CAL	Log NPHI	Log RHOB	Log Resistivity	Log DT	CHEKSHOT
CDM-1	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
CDM-2	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
CDM-3	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada
CDM-4	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada	Ada

A. Data Sumur

Dalam penelitian ini digunakan 4 data sumur yaitu CDM-1, CDM-2, CDM-3 dan CDM-4. Pada data well lapangan X semuanya memiliki data *checkshot* untuk lebih jelasnya bisa dilihat pada **Tabel 6.** kelengkapan data *log*.

Dalam data sumur ini terdapat beberapa data *log*, namun yang digunakan pada penelitian ini adalah *log Gamma Ray*, Resisitivitas, Densitas, *Neutron* dan *Sonic*. *Log Gamma Ray* digunakan untuk mengetahui batas lapisan *permeable* dan *non permeable*, dimana litologi pasir merupakan lapisan yang *permeable* dan merupakan lapisan

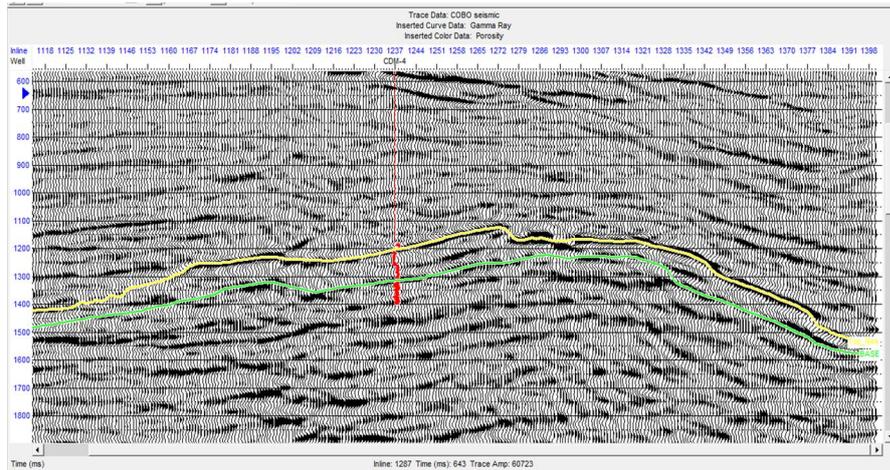
prospek. *Log Neutron* digunakan untuk mengetahui lapisan yang *porous*, selain itu dapat digabungkan dengan *log* Densitas untuk mengetahui lapisan prospek, dimana menunjukkan zona separasi, yakni terjadi penurunan nilai pada masing-masing *log*. *Log* resistivitas digunakan untuk mengetahui kandungan fluida, nilai *log* resistivitas yang besar menunjukkan zona hidrokarbon. *Log Sonic* digunakan untuk mengetahui nilai impedansi akustik dari masing masing lapisan batuan.



Gambar 33. Tampilan Data Sumur pada *Triple Combo*

B. Data seismik 3D

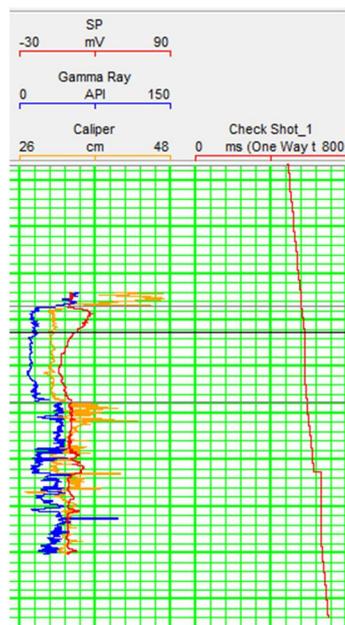
Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik *post stack time migration* 3D dengan jumlah *in line* 297 (1100 – 1397), *cross line* 800 (1000-1800). Lintasan seismik ini berada di Cekungan Bonaparte pada Lapangan “X”. Yang di perlihatkan pada **Gambar 34**.



Gambar 34. Seismik 3D *post stack time migration*

C. Data Checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan kedalaman dengan waktu. Dalam hal ini data sumur berada dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik berada dalam domain waktu. Data *checkshot* pada sumur dapat mengonversi domain sumur (kedalaman) menjadi domain waktu (*time to depth conversion*). Oleh karena itu data *checkshot* ini digunakan untuk mengikat sumur dengan seismik.



Gambar 35. Data *Checkshot*

D. Data Marker

Marker merupakan data yang menyediakan informasi dari suatu batas atas suatu formasi. Data ini digunakan untuk menentukan batas lapisan atau *top structure* dari suatu lapisan. Dalam data *marker* ini terdapat data *time* dan *measured depth* (kedalaman terukur) sebagai informasi *top* dari formasi tersebut. Data *marker* digunakan sebagai patokan untuk melakukan *picking horizon*. *Marker* pada daerah penelitian ada tiga buah *marker* untuk pengolahan data seismic. *Marker* tersebut adalah *Top Res*, *Top Hor 1* dan *Base Res*. Berikut data *marker* yang dimasukkan dipakai pada penelitian ini:

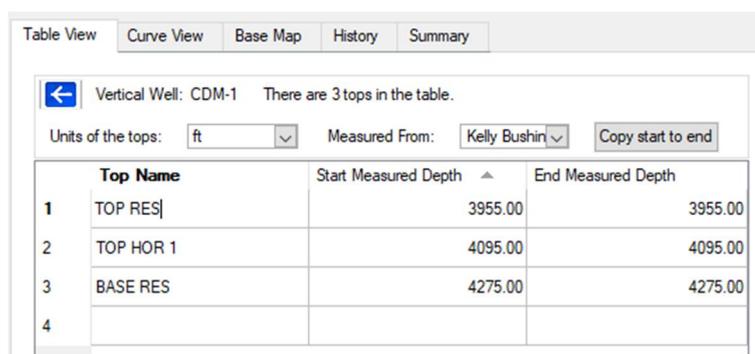


Table View | Curve View | Base Map | History | Summary

Vertical Well: CDM-1 There are 3 tops in the table.

Units of the tops: ft Measured From: Kelly Bushin Copy start to end

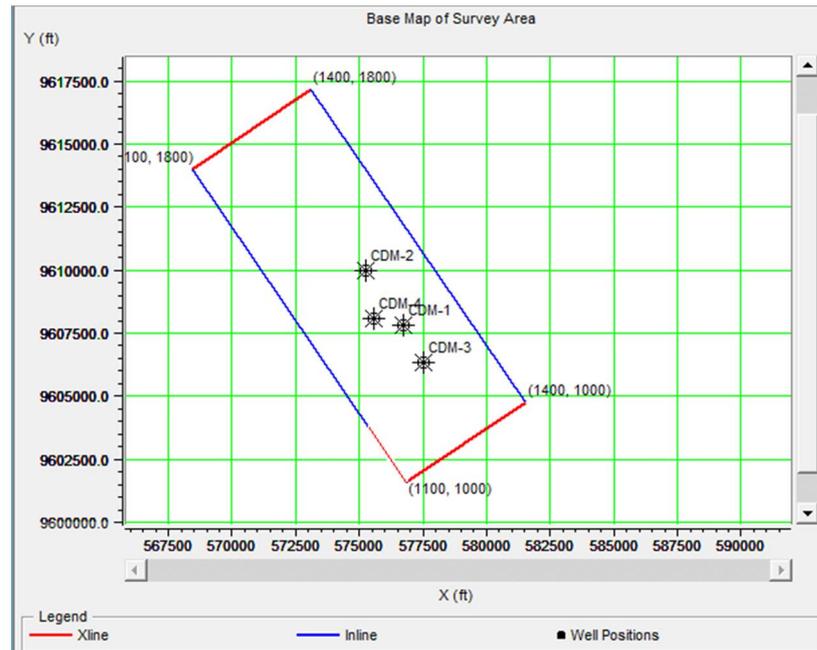
	Top Name	Start Measured Depth	End Measured Depth
1	TOP RES	3955.00	3955.00
2	TOP HOR 1	4095.00	4095.00
3	BASE RES	4275.00	4275.00
4			

Gambar 36. Data Marker

E. Peta Basemap

Penelitian ini menggunakan beberapa data utama antara lain sebagai berikut:

Lokasi *basemap* seismic 3D dan posisi sumur terlihat pada **Gambar 37**.



Gambar 37. Basemap Lapangan X dengan 4 Sumur Produksi

3. Pengolahan Data

A. Pengolahan dan Input Data Seismik

Menginput data sumur dan seismik dan memeriksa kelengkapan sumur dimulai dari elevasi, penempatan posisi sumur pada seismik, serta penentuan satuan parameter. Penentuan satuan parameter sangat penting agar pada proses selanjutnya perbedaan satuan tidak menjadi masalah.

1. Koreksi Data Log

Menghilangkan nilai noise/null pada nilai data log. Mengganti nilai pembacaan pada interval yang tidak digunakan dalam analisis terutama interval harga yang tidak valid.

2. Analisis Data Log

Dilakukan analisis terhadap data log untuk melihat daerah prospek yang mengandung hidrokarbon. Analisis ini berpatokan pada

zona prospek dari data *marker*, dimana pada daerah tersebut telah terbukti adanya hidrokarbon. Analisis dilihat dari respon *log* yang berada pada masing-masing sumur. Pada *log Gamma Ray* menunjukkan nilai yang rendah, yang menunjukkan zona *permeable (sand)*. Nilai *log* resistivitas yang tinggi menunjukkan keberadaan hidrokarbon (*oil* atau *gas*), karena hidrokarbon merupakan fluida yang bersifat resistiv.

Pada tahap pengolahan data seismik yaitu:

Melakukan ekstraksi wavelet, lalu melakukan pembuatan sintetik seismogram sebagai hasil dari perhitungan koefisien refleksi dan konvolusi yang dikalikan terhadap wavelet.

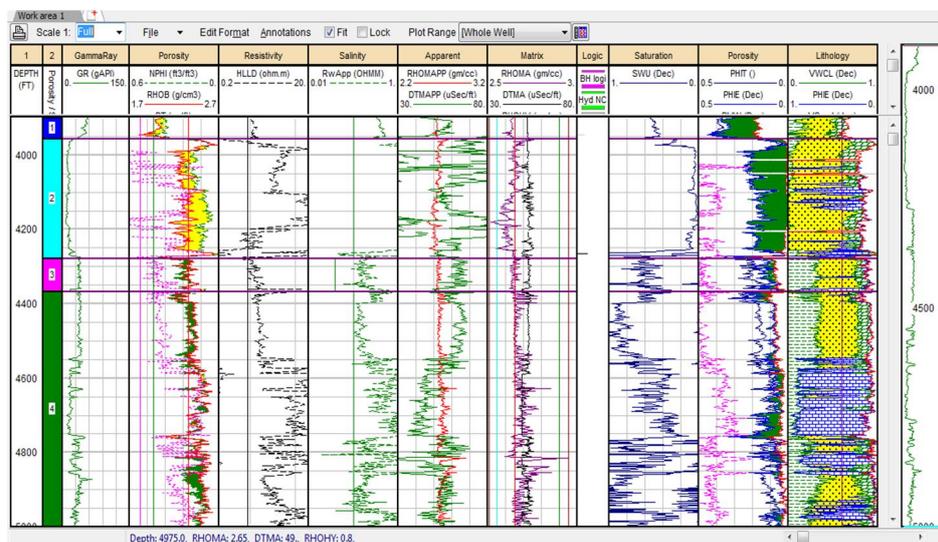
- a. Melakukan analisis *crossplots* dan analisa *tuning thickness* dengan persamaan $\frac{1}{4}\lambda$ untuk mengetahui ketebalan minimum pada zona *interest* yang masih dapat di-*cover* oleh data seismik.
- b. Melakukan pengikatan data sumur ke data seismik (*seismic well tie*) dengan tujuan agar *marker* yang ada pada data sumur berada tepat pada litologi prospek pada data seismik.
- c. Melakukan proses *picking horizon* dan *picking fault* sebagai bahan dasar dalam pembuatan peta struktur waktu. Peta ini kemudian dikonversi kedalam satuan meter hingga menghasilkan peta struktur kedalaman (*depth structure map*).
- d. Melakukan proses pemodelan inversi AI untuk mendapatkan persebaran nilai AI, densitas dan *P-wave*. Sebaran ini kemudian di *slice* untuk mendapatkan peta sebaran AI.

B. Pengolahan dan Input Data Log

1. Pengolahan Data Log

Pengolahan data sumur dilakukan dengan tahapan pemodelan 2D data log sebagai peta kedalaman, lalu melakukan interpretasi kualitatif yakni zonasi formasi dan analisis area prospek hidrokarbon. Selanjutnya yakni melakukan perhitungan properti petrofisika yakni menghitung kandungan *Clay/Shale* dengan formula log *Gamma Ray*, melakukan perhitungan porositas efektif, serta melakukan perhitungan saturasi air dengan formula Indonesia dikarenakan litologi area penelitian yang merupakan perselingan antara batupasir dan *shale*.

Dilakukan juga perhitungan permeabilitas sebagai data pendukung dalam interpretasi reservoir. Akhirnya, diperoleh ketebalan *netpay* yakni ketebalan reservoir produktif dari data sumur sebagai hasil dari proses lumping dari nilai penggal (*cut-off*). Nilai ini nantinya digunakan sebagai variabel pembagi pada peta *isopach gross* untuk mendapatkan peta *isopach netpay* area penelitian dalam fungsi ketebalan.



Gambar 38. Tampilan Pengolahan Data Log dan Perhitungan Petrofisika

2. Perhitungan Statistik dan *Map Analysis*

Perhitungan statistik dilakukan untuk mendapatkan gradien korelasi antara *RHOB* dan PHIE sebagai fungsi dalam penyebaran nilai PHIE dalam peta densitas. Korelasi yang dilakukan menggunakan metode *Product moment pearson*. Perhitungan statistik juga dilakukan dalam menentukan besaran nilai penggal (*cut-off*) pada saturasi air sedangkan nilai penggal *V-Shale* dan porositas telah dilakukan pada *software IP*.

Map analysis dilakukan untuk menyebarkan properti agar peta sebaran properti petrofisika di reservoir didapatkan. Analisis ini bertujuan untuk menentukan lineasi *netpay* pada peta. Lineasi *netpay* adalah garis batas reservoir produktif pada peta. Pembuatan garis batas ini didasarkan pada garis batas *oil water contact (OWC)* yang diketahui dan garis batas *body sandstone* produktif hasil interpretasi peta sebaran ketebalan, impedansi akustik (AI) dan sebaran properti reservoir (porositas dan saturasi air).

3. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

Perhitungan cadangan hidrokarbon dilakukan setelah didapatkan peta sebaran properti reservoir yakni peta *netpay isopach*, peta *netpay* porositas dan peta *netpay* saturasi air (*Sw*). Formula yang digunakan adalah formula *OOIP (Original Oil in Place)* untuk cadangan minyak dan *OGIP (Original Gas in Place)* untuk cadangan gas dengan nilai *Boi* dan *Bgi* diketahui.

4. Interpretasi Data

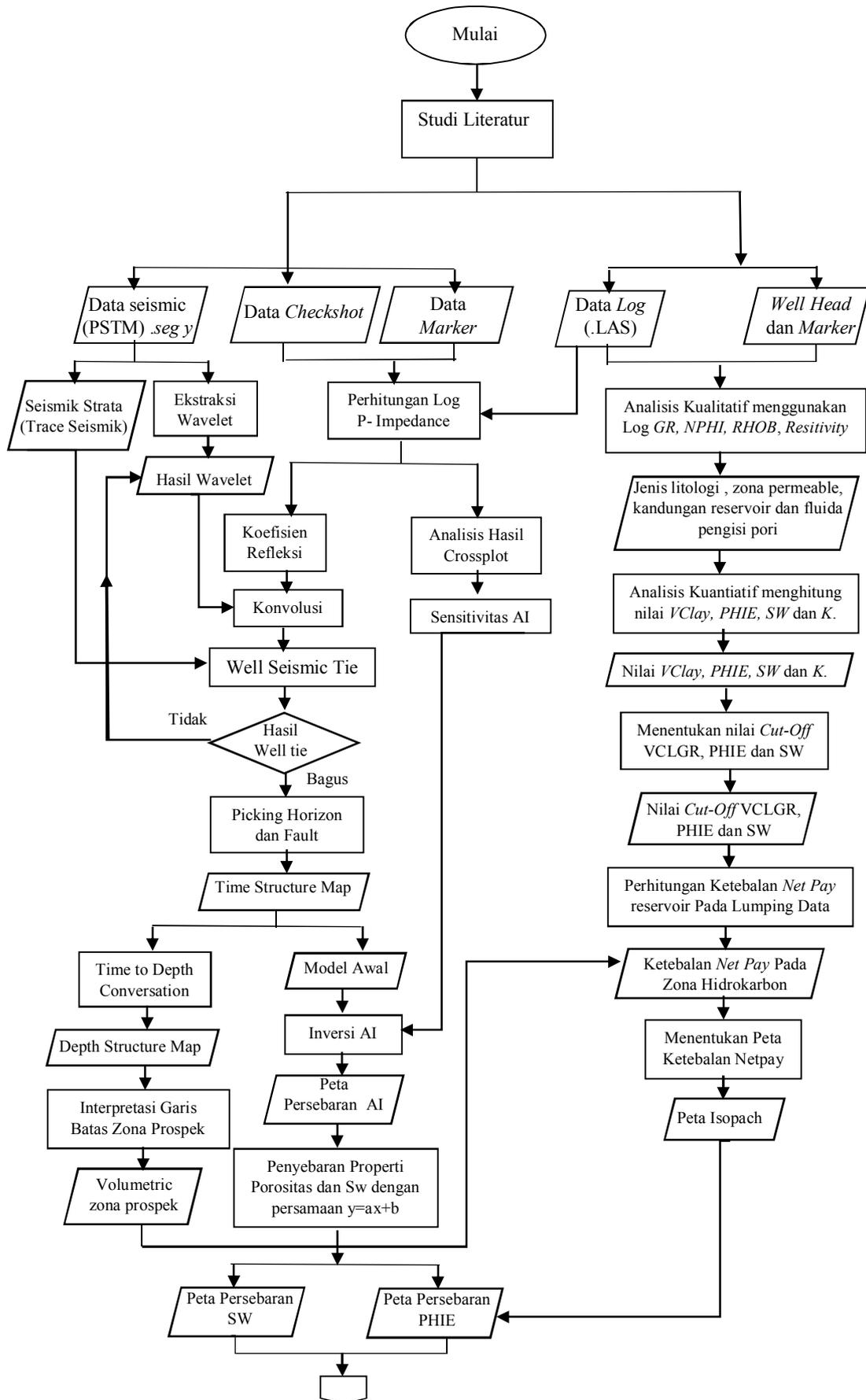
Reservoir adalah batu berpori dan permeabel, yang memiliki kapasitas penyimpanan yang baik dan kemampuan untuk memungkinkan cairan mengalir melalui itu. Analisis reservoir adalah sebuah proses akhir

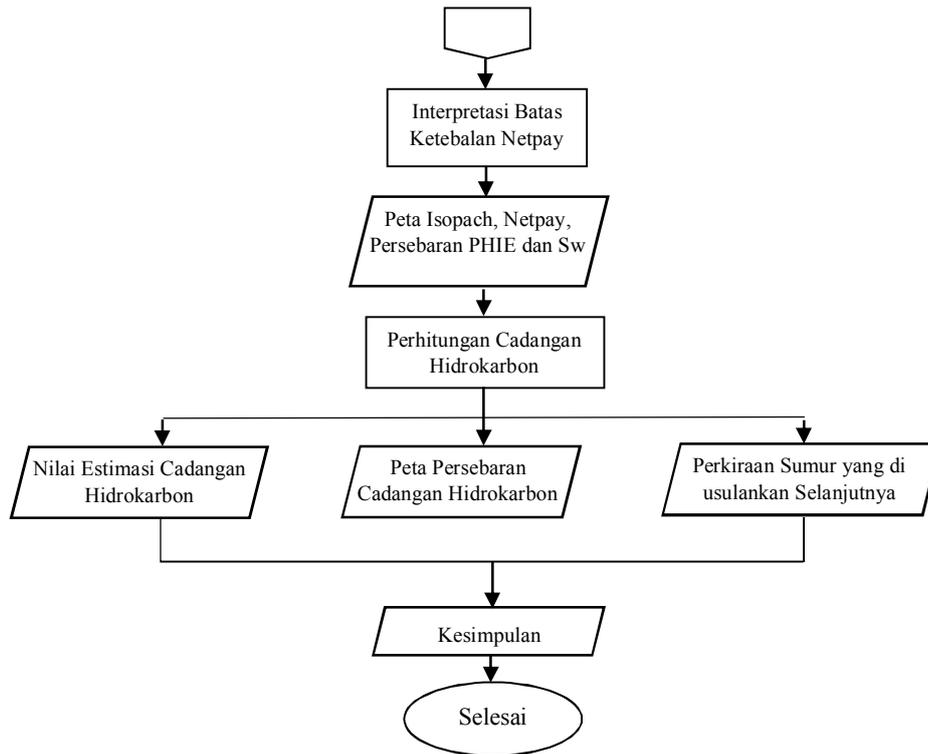
dalam interpretasi dalam penelitian ini yang didalamnya membahas prinsip metode inversi *model based* dalam menentukan sebaran *reservoir*.

Analisis ini dilakukan dengan menggunakan *model based inversion* yang kemudian akan didapatkan nilai korelasi dan *error* antara model inisial dengan hasil inversi. Untuk mendapatkan nilai korelasi yang tinggi maka dalam mengekstraksi wavelet dipilih satu wavelet yang paling cocok untuk semua sumur. Namun selain ekstraksi wavelet ada beberapa parameter yang perlu diubah untuk mendapatkan nilai korelasi yang tinggi. Antara lain adalah: *sample rate*, horizon, data *log* impedansi akustik sumur yang digunakan, ukuran blok rata-rata, nilai pembatas (*soft constraints*), dan jumlah iterasi yang digunakan. Besarnya nilai korelasi ini akan mempengaruhi hasil dari inversi, karena makin tinggi nilai korelasi maka hasil inversi akan semakin bagus. Kemudian, interpretasi AI, interpretasi garis batas *netpay* pada peta, interpretasi hasil lumping serta interpretasi akhir pada peta sebaran hidrokarbon.

E. Diagram Alir

Proses berjalannya penelitian dapat dilihat pada diagram alir penelitian di bawah ini, pada Gambar 39.





Gambar 39. Diagram alir penelitian

VI. KESIMPULAN

A. Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang penulis dapat dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Inversi AI dinilai kurang sensitif untuk memisahkan antara batupasir dan shale pada lapangan penelitian. Namun AI dinilai lebih sensitif dalam memisahkan zona *porous*.
2. Karakteristik reservoir merupakan reservoir *Tight Sandstone* dengan Hasil inversi *Model Base* dengan korelasi model awal data seismik sebesar 0.982501 yang mengindikasikan bahwa model yang dibuat sesuai dengan data seismik.
3. Pemodelan peta porositas dan saturasi air memiliki keseragaman pola dengan peta sebaran AI zona prospek dengan S_w rata-rata 36%-66 % dan porositas 29%-32% dan AI berada pada rentang 4471 – 37146 m/s*g/cc.
4. Hasil perhitungan cadangan gas dengan total cadangan dari 3 sumur **869.618.415 scf**. Penambahan jumlah sumur didapatkan 4 sumur usulan dengan melihat parameter nilai porositas, S_w dan AI.

B. Saran

Untuk menguatkan hasil interpretasi diperlukan pengolahan lebih lanjut seperti pengolahan seismik multi atribut dan inversi sangat dianjurkan dalam penelitian selanjutnya untuk sumber informasi sekaligus data pembanding untuk penelitian-penelitian terdahulu. Penulis juga menyarankan untuk melengkapi hasil uji laboratorium pada penelitian lanjutan yaitu nilai *cut-off* maupun nilai R_w dengan alasan untuk meningkatkan validitas data. Serta sebaiknya data dilengkapi dengan data *shear velocity*, agar dapat mengetahui persebaran fluida.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. 2007. Inversi Seismik. <http://ensiklopediseismik.blogspot.com>. diakses pada 10 Februari 2018. Pukul 08.00 IB
- Abdullah, A. 2008. Ensiklopedi Seismik, <http://ensiklopediseismik.blogspot.com>. diakses pada 10 Februari 2018. Pukul 08.10 WIB
- Abdullah, A. 2011. *E-book Ensiklopedi Seismik*.
- Anggriawan, F. 2016. Analisis Penyebaran Reservoir Batupasir Formasi Talang Akar Dengan Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut pada Lapangan FA, Cekungan Sumatera Selatan. Skripsi sarjana Fakultas Teknik (FT) Universitas Lampung: Tidak diterbitkan.
- Asparini, D. 2011. *Penerapan Metode Stacking dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut di Perairan Barat Aceh*. Bogor: IPB.
- Asquith, G dan Gibson, C. 1982. *Basic Well Log Analysis*, The American Association of Petroleum Geologist, Tulsa, Oklahoma.
- Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis : Second Edition*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): Oklahoma.
- Astuti, W., Jamali, A. dan Amin, M. 2007. Desalinasi Air Payau Menggunakan Surfactant Modified Zeolite (SMZ). *Jurnal Zeolit Indonesia*, 6 (1), p. 32–37.
- Baiyegunhi, C., Oloniniyi, T.L. dan Gwavava, O. 2014. The correlation of dry density and porosity of some rocks from the Karoo Supergroup: A case study of selected rock types between Grahamstown and Queenstown in the Eastern Cape Province, South Africa. *IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN)*, 04 (12), p. 30 – 40.
- Barrett, A.G., Hinde, A.L. dan Kennard, J.M. 2004. *Undiscovered Resource Assessment Methodologies and Application to The Bonaparte Basin*, Geoscience Australia, Canberra.
- Budiarto, E., Pranata, E., Putra, R.A., Hendyantoro, R., Praja, A.A.S. dan permana, A.W. 2015. *Tutorial Petrel dan Interactive Petrophysic*.

Laboratorium Geologi Minyak dan Gas Bumi Fakultas Teknik
Universitas Diponegoro: Semarang

- Charlton, T.R. 2002. The Petroleum Potential of East Timor, *The APPEA Journal*, 03 (12), p. 15 – 21.
- Delisatra, Geranicky. 2012. Short Course: Seismic Interpretation & Reservoir Characterization. Jogja:Univeristas Gajah Mada.
- Edward, I. 2000. Predicting Financial Distress Of Companies:Revisiting The Z-Score And Zeta Models. *Journal of Banking & Finance*, V.76, p. 543-588
- Elnashai, S.A. 2008. *Fundamental of Earthquake Engineering*. Hongkong. Wiley.
- Harsono, A. 1993. *Pengantar Evaluasi Log*. Schlumberger Data Services. Jakarta.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi Dan Aplikasi Log*, Edisi Revisi-8 Mei, Schlumberger Oil Services, Indonesia.
- Haryono, E. dan Adji, T.N. 2004. *Pengantar Geomorfologi dan Hidrologi Karst*, Kelompok Studi Karst, Fakultas Geografi, UGM, Yogyakarta.
- Kearney, P.M., Whelton, M dan Reynolds, K. 2002. Global Burden of Hypertension: Analysis of Worldwide Data. New Orleans:The Lancet.
- Koesoemadinata, R.P. 1978. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Jilid I Edisi kedua, ITB, Bandung.
- Lewis, E.L. dan Perkin, R.G. 1976. *Salinity – Its Definition and Calculation*. Institute of Ocean Sciences, Patricia Bay: Victoria B.C.
- Longley, P.A., Michael, F.G., Goodchild, D.J., Maguire dan David, W.R. 2002. *Geographic Information System and Science*. West Sussex, England: John Wiley & Sons. New York.
- McClay, K., Dooley, T., Ferguson, A., Poblet, J., 2000. *Tectonic Evolution of Sanga-Sanga Block*, Mahakam Delta, Kalimantan, Indonesia, American Association of Petroleum Geologist *Jurnal* V.84, p. 765-786
- Munadi, S. 2000. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*, Universitas Indonesia, Bandung.
- Nurwidyanto, M.I., Noviyanti, I., Widodo, S., 2005. Estimasi Hubungan Porositas dan Permeabilitas pada Batu Kapur (Study Kasus: Formasi Kerek, Ledok, Selorejo), *Berkala Fisika*, Volume 8, No.3, ISSN: 1410-9662
- Oktavinta, A. 2008. *Dunia Seismik Blogspot*. Blog Online.

- Pamungkas, W. 2012. Aktivitas Osmoregulasi, Respons Pertumbuhan, dan Energetic Cost pada Ikan yang Dipelihara Dalam Lingkungan Bersalinitas. *Jurnal Media Akuakultur*, 7 (1), p. 44 – 51.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs : Second Edition*. Interprint Ltd.: Malta.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised 2002*. Scotland: Whittles Publishing.
- Russell, B. 1991. *Introduction to Seismic Inversion Methods*, third edition, Volume 2, S.N. Domenico, Editor Course Notes Series.
- Russell, B.H. 1996. *Strata Workshop*, Hampson-Russell Software Services Ltd.
- Russell, B., Hampson, D., Schuelke, J., dan Quirein, J. 1997. *Multiattribute Seismic Analysis*, The Leading Edge, V.16, p. 1439-1443.
- Russell, B. 1998. *A simple seismic imaging exercise*. The Leading Edge 17, p 85
- Schuster, H. S. & Djajadiredja, R. R. 1952. *Local Common Names of Indonesian Fishes*. Bandung: W. Van Hoeve.
- Struckmeyer, Heike, I.M. 2006. *Petroleum Geology of the Arafura and Money Shoal Basins*, Geoscience Australia.
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung : Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir* Departement Teknik Geofisika, ITB, Bandung.
- Sukmono, S. 2002. *Seismik Inversion and AVO Analysis For Reservoir Characterization*, Program Studi Teknik Geofisika ITB, Bandung.
- Telford, W.M., Geldart, L.P dan Sheriff, R.E. 1990. *Applied Geophysics*. Second Edition. Cambridge University Press.
- Triwibowo, B. 2010. Cut-off Porositas, Volume Shale, dan Saturasi Air untuk Perhitungan Netpay Sumur O Lapangan C Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Ilmiah MTG*, 3 (2).
- Vidhotomo, E., Juwono, A.M. dan Mekarsari, R. 2011. Analisis Petrofisika dan Perhitungan Cadangan Minyak pada Lapangan “BEAR” Cekungan

Sumatera Tengah; Studi Kasus PT Chevron Pacific Indonesia. *Jurnal Chevron Indonesia*. p. 1- 14.

Wijaya, H. 2014. *Analisis Petrofisika*, Department Geology, Diponegoro University, Semarang.