

**IDENTIFIKASI ZONA *LOW-RESISTIVITY RESERVOIR*
DENGAN ANALISIS PETROFISIKA DAN ANALISIS
AVO DI SUMUR SI-01 FORMASI CISUBUH,
CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

SKRIPSI

Oleh:

SITI IAWANDARI

155090700111005



JURUSAN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU

PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

MALANG

2019



**IDENTIFIKASI ZONA *LOW-RESISTIVITY RESERVOIR*
DENGAN ANALISIS PETROFISIKA DAN ANALISIS AVO DI
SUMUR SI-01 FORMASI CISUBUH, CEKUNGAN JAWA
BARAT UTARA**

SKRIPSI

Sebagai salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana Teknik dalam
bidang geofisika

Oleh:

SITI IAWANDARI

155090700111005



JURUSAN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN

ALAM

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

MALANG

2019



LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI

**IDENTIFIKASI ZONA *LOW-RESISTIVITY RESERVOIR*
DENGAN ANALISIS PETROFISIKA DAN ANALISIS AVO DI
SUMUR SI-01 FORMASI CISUBUH, CEKUNGAN JAWA
BARAT UTARA**

Oleh :

SITI IAWANDARI

155090700111005

Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji pada
tanggal.....

Dan dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar
Sarjana Teknik dalam bidang Geofisika

Dosen Pembimbing I,

Dosen Pembimbing II,

Prof. Drs. Adi Susilo, M.Si., Ph.D

Rahmat Budiana, S.T.

NIP. 19631227 199103 1 002

NIP. 19050113

Mengetahui,
Ketua Jurusan Fisika
Fakultas MIPA Universitas Brawijaya

Prof.Dr.rer.nat. Muhammad Nurhuda

NIP. 196004211988021001



Halaman ini sengaja dikosongkan

LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Siti Iawandari
NIM : 155090700111005
Jurusan/Prodi : Fisika/T. Geofisika
Penulis Skripsi Berjudul :

**Identifikasi Zona *Low-Resistivity Reservoir* dengan Analisis
Petrofisika dan Analisis AVO di Sumur SI-01 Formasi Cisubuh,
Cekungan Jawa Barat Utara**

Dengan ini menyatakan bahwa:

- 1. Isi Skripsi yang saya susun adalah benar-benar karya sendiri dan tidak menjiplak karya orang lain. Karya-karya dari nama-nama yang tercantum di daftar pustaka digunakan semata-mata sebagai referensi atau acuan.**
- 2. Apabila pada kemudian hari ternyata Skripsi yang saya susun terbukti hasil jiplakan, maka saya akan bersedia menanggung semua resiko yang akan saya terima.**

Demikian pernyataan ini saya buat dengan segala kesadaran.

**Malang, November 2019
Yang menyatakan,**

**Siti Iawandari
155090700111005**



IDENTIFIKASI ZONA *LOW-RESISTIVITY RESERVOIR* DENGAN ANALISIS PETROFISIKA DAN ANALISIS AVO DI SUMUR SI-01 FORMASI CISUBUH, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA

ABSTRAK

Penelitian ini untuk mengidentifikasi zona *low-resistivity reservoir* - dengan melakukan analisis petrofisika dan menentukan kelas AVO pada sumur SI-01. Tempat pelaksanaan penelitian yaitu di Pertamina Hulu Energi Abar Anggursi Ambalat yang mana area penelitiannya berada di wilayah Jawa Barat. Identifikasi zona *low-resistivity reservoir* dengan analisis petrofisika dan penentuan kelas AVO bertujuan untuk mengetahui bagaimana karakteristik dari *low-resistivity reservoir* yang sering terabaikan pada saat interpretasi awal. Metode penelitian yang digunakan adalah analisis petrofisika yang di lengkapi dengan *Side Well Core Analysis* dan untuk mengetahui kandungan fluida hidrokarbon dengan cara penentuan kelas AVO. Secara umum, pembacaan nilai resistivitas hidrokarbon pada hasil pengukuran *well log* adalah tinggi. Akan tetapi, nilai resistivitas hidrokarbon pada Formasi Cisubuh khususnya untuk sumur SI-01 ini tidak memenuhi keadaan secara umum. Pada hasil pembacaan log resistivitas menunjukkan nilai yang rendah sekitar <math><10\text{ Ohm-m}</math>. Namun terbukti pada hasil data *Drill Steam Test* memperlihatkan adanya hidrokarbon mengalir berupa gas. Fenomena ini disebut dengan *Low-Resistivity Reservoir*. Faktor penyebab terjadinya kondisi ini akibat adanya mineral konduktif, kehadiran mineral lempung dan salinitas. Hasil dari analisis petrofisika pada zona *Low-Resistivity Reservoir* yaitu memiliki nilai saturasi air yang cukup tinggi sebesar 37% - 78%. Kemudian hasil dari penentuan kelas AVO adalah didapatAnkan yaitu kelas AVO kelas III yang



didefinisikan sebagai adanya hidrokarbon gas. Dimana memiliki nilai *poisson's ratio* rendah yang menunjukkan nilai dari gas.

Kata kunci : *low-resistivity* reservoir, saturasi air, kelas AVO



IDENTIFICATION OF THE LOW RESISTIVITY RESERVOIR ZONE WITHIN PETROPHYSICAL ANALYSIS AND AVO ANALYSIS IN SI-01 WELL CISUBUH FORMATION, NORTH-WEST JAVA BASIN

ABSTRACT

This research aimed to identify the zone of a low-resistivity reservoir by conducting petrophysical analysis and determining the AVO class at well SI-01. This research conducted in Pertamina Hulu Energi Abar Anggursi Ambalat, West Java. Identification of low-resistivity reservoir zones by petrophysical analysis and determination of AVO class aimed to find out how the characteristics of the low-resistivity reservoir were often overlooked at the time of initial interpretation. The research method was a petrophysical analysis which was equipped with Side Wall Core Analysis and to analyze the hydrocarbon fluid content by determining the AVO class. In general, the reading of hydrocarbon resistivity values in well log measurements was high. However, the hydrocarbon resistivity value in the Cisubuh Formation, especially for the SI-01 well did not meet the general situation. The resistivity log showed a low value of <10 Ohm. But it was evident from the results of Drill Steam Test data showed the presence of flowing hydrocarbons in the form of gas. This phenomenon is called a Low-resistivity reservoir. Factors causing this condition were due to the presence of conductive minerals, the presence of clay minerals and salinity. The results of the petrophysical analysis in the Low-Resistivity Reservoir zone have a high water saturation value of 37% - 78%. Then the result of determining AVO class was AVO class III and IV with the definition of the presence of gas hydrocarbons which has low Poisson's ratio value.

Keywords : low-resistivity reservoir, water saturation, AVO Class





KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kami panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa yang telah melimpahkan rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis mampu menyelesaikan laporan tugas akhir. Laporan tugas akhir ini disusun dengan judul **“IDENTIFIKASI ZONA *LOW-RESISTIVITY RESERVOIR* DENGAN ANALISIS PETROFISIKA DAN ANALISIS AVO DI SUMUR SI-01 FORMASI CISUBUH, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA”** yang merupakan salah satu syarat wajib dalam memperoleh gelar Sarjana Teknik (S.T) dalam bidang geofisika. Adapun laporan ini diharapkan memberikan manfaat dan tidak disalahgunakan oleh masyarakat umum.

Dalam menyusun, menganalisis, dan menulis skripsi ini penulis menyadari bahwa tanpa bimbingan dan bantuan dari berbagai pihak sangat tidak mungkin penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan baik. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terimakasih kepada pihak-pihak sebagaimana yang tercantum di bawah ini:

1. Ibu Siti Wiwik dan Bapak I Amiento, kedua orang tua saya yang senantiasa memberikan banyak kasih sayang, dorongan, semangat dan doa yang tidak pernah putus.
2. Bapak Prof. Drs. Adi Susilo, M.Si., Ph.D., selaku pembimbing I yang mana senantiasa memberikan waktunya untuk memberikan bimbingan kepada penulis.
3. Bapak Rahmat Budiana selaku pembimbing II di PHE AAA yang telah memberikan kesempatan, waktu, materi, ilmu, motivasi, perhatian dan nasihat yang sangat diperlukan oleh penulis.
4. Bapak Prof. Dr.rer.nat. Muhammad Nurhuda selaku Ketua Jurusan fisika Fakultas MIPA Universitas Brawijaya
5. Bapak Drs. Almasyah Juwono, Ph.D selaku Ketua Program Studi Teknik Geofisika Jurusan Fisika Fakultas MIPA Universitas Brawijaya



6. Seluruh staff PHE Abar Anggursi Ambalat Khususnya Lantai 10 : Mba Widi, Mas Eko, Mba Allif
 7. Serta pihak yang selalu senantiasa menjadi teman diskusi penulis yaitu Mas Danang, Mba Kiki dan Mas Ridho.
 8. Teruntuk Dimas Andreas yang selalu memberi dukungan, doa, semangat dan kasih sayang sehingga menjadikan penulis sebagai wanita yang kuat.
 9. Teman yang selalu saya repotkan Ira dan Boma, terima kasih sudah menjadi bagian dalam hidup saya sehingga dapat mengurangi stress yang dialami oleh penulis.
 10. Teman — teman seperjuangan selama kuliah, Esti, Farah, Santi, Meta, Khansa, Dina dan Septiana yang senantiasa menjadi tempat berkeluh kesah dan seluruh keluarga Teknik Geofisika UB 2015.
 11. Serta pihak yang tidak dapat disebutkan penulis, atas bantuan sekecil apapun yang telah diberikan kepada penulis selama melaksanakan dan menyusun Tugas Akhir ini.
- Penulis menyadari bahwa sebagai manusia, akan terdapat banyak kekurangan dalam laporan ini. Dengan adanya kekurangan tersebut, penulis tentunya menerima kritik dan saran yang diharapkan untuk kesempurnaan laporan penelitian ini. Semoga laporan ini dapat bermanfaat dan dipergunakan sebagaimana mestinya.

Malang, 28 Desember 2018

Penulis

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI..... iii

LEMBAR PERNYATAAN v

ABSTRAK..... vii

KATA PENGANTAR..... xi

DAFTAR ISI..... xiii

DAFTAR GAMBAR..... xvii

DAFTAR TABEL..... xix

DAFTAR LAMPIRAN..... xxi

DAFTAR ISTILAH DAN SINGKATAN..... xxiii

BAB I..... 1

PENDAHULUAN..... 1

1.1 Latar Belakang 1

1.2 Perumusan Masalah..... 2

1.3 Tujuan Penelitian..... 2

1.4 Manfaat Penelitian..... 3

1.5 Batasan Masalah..... 3

BAB II..... 4

TINJAUAN PUSTAKA..... 5

2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara..... 5

2.1.1 Sejarah Tektonik..... 5

2.1.2 Stratigrafi..... 7

2.2 *Low Resistivity*..... 10



2.3 Analisis Log dan Petrofisika.....	13
2.3.1 Analisis Log.....	13
2.3.2 Parameter Analisis Petrofisika.....	14
2.4 Komponen Seismik Refleksi	19
2.4.1 Gelombang seismik	19
2.4.2 Mekanisme Penjalaran Gelombang.....	19
2.4.3 Tipe – Tipe Gelombang Seismik.....	22
2.4.4 Respon Seismik	25
2.5 AVA/OVO.....	30
2.5.1 Atribut AVO	32
2.6 Logging.....	35
2.6.1 Log SP	36
2.6.2 Log Gamma Ray.....	38
2.6.3 Log Porositas	40
2.6.4 Log Resistivitas	48
BAB III	53
METODOLOGI	53
3.1 Waktu dan Tempat Penelitian.....	53
3.2 Data dan Perangkat Penelitian.....	53
3.3 Evaluasi Petrofisika	58
3.3.1 Prekalkulasi petrofisika	59
3.3.2 Koreksi Lingkungan (<i>Enviromental Corrections</i>)	60
3.3.3 <i>Bad Hole</i>	61
3.3.4 Identifikasi Litologi	61
3.3.5 Perhitungan Kandungan Lempung (<i>Vshale</i>).....	61



3.3.6 Perhitungan Porositas	61
3.3.7 Identifikasi <i>pay</i> dan <i>wet zone</i>	62
3.3.8 Analisis resistivitas air formasi	62
3.3.9 Penentuan Saturasi Air (Sw)	63
3.3.10 Interpretasi Formasi Pasir Serpilh (<i>Shaly Sand</i>)... 63	
3.4 Analisis Amplitudo Seismik.....	63
3.4.1 <i>Inventory</i> data	63
3.4.2 Estimasi <i>Wavelet</i>	64
3.4.3 <i>Well Seismik Tie</i>	64
3.4.4 <i>Preconditioning</i>	64
3.4.5 Analisis kurva AVA.....	65
3.5 Diagram Alir Penelitian.....	66
BAB IV	66
HASIL DAN PEMBAHASAN	67
4.1 Geologi Resevoir : Fasies pada Reservoir <i>Low-Resistivity</i> 67	
4.2 Analisis Petrofisika pada Reservoir <i>Low-Resistivity</i> 69	
4.3 Identifikasi Zona-Zona Reservoir <i>Low Resistivity Zone</i> dan Faktor – Faktor yang Menyebabkan Reservoir Menjadi <i>Low-Resistivity</i>	79
4.4 Analisis Amplitudo Seismik.....	81
BAB V	87
PENUTUP	87
5.1 Kesimpulan.....	87
5.2 Saran.....	87
DAFTAR PUSTAKA	89





DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Lokasi Lapangan (PHE ABAR,2018) 5

Gambar 2. 2 Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Noble dkk., 1997)..... 7

Gambar 2. 3 Distribusi shale pada suatu formasi (Onovughe & Sofolabo, 2016). 12

Gambar 2. 4 Pemantulan dan Pembiasan Gelombang (Hutabarat, 2009)..... 20

Gambar 2. 5 Prinsip Huygens (Asparini, 2011) 21

Gambar 2. 6 Gelombang Primer (Elnashai dan Sarno, 2008) 22

Gambar 2. 7 Gelombang S (Elnashai dan Sarno, 2008) 23

Gambar 2. 8 Gelombang Reyleigh (Elnashai dan Sarno, 2008)..... 24

Gambar 2. 9 Gelombang Love (Elnashai dan Sarno, 2008)..... 25

Gambar 2. 10 Rotasi fase pada wavelet zero fase (Herron, 2011). ... 27

Gambar 2. 11 Wavelet Noncasual dan Casual (Herron, 2011)..... 28

Gambar 2. 12 Tampilan Standar SEG Positif yang dikonversi dalam data refleksi seismik (Herron, 2011). 28

Gambar 2. 13 Refleksi antarmuka (Canning,2007)..... 31

Gambar 2. 14 Anomali AVO yang diilustrasikan dengan gas berada diantara shale (Canning,2007)..... 32

Gambar 2. 15 Poisson's Ratio vs Vp/Vs..... 34

Gambar 2. 16 Kelas AVO (Simm & Bacon, 2014)..... 35

Gambar 2. 17 Konsep Pengukuran Log SP (Schlumberger, 2006).. 36

Gambar 2. 18 Kurva Log Gammaray 39

Gambar 2. 19 Skema alat log Density (Schlumberger, 1996)..... 42

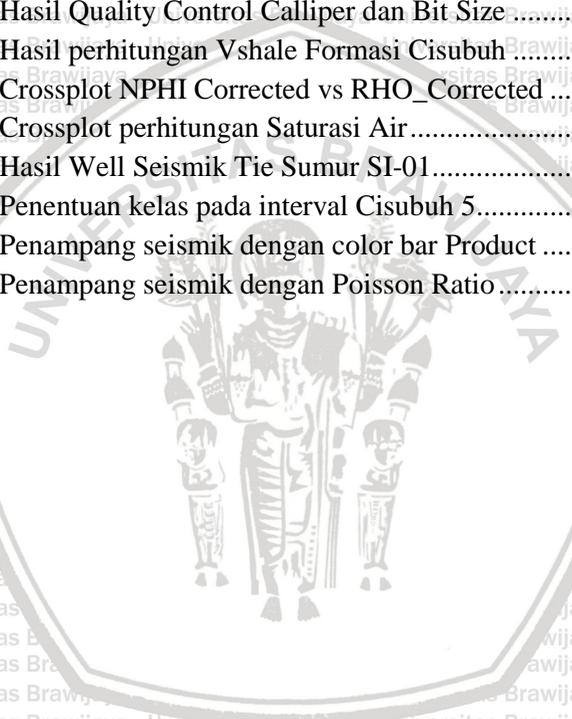
Gambar 2. 20 Prinsip Kerja Log Neutron (Schlumberger,1996) 44

Gambar 2. 21 Prinsip kerja Log Sonic (Schlumberger, 1996) 46

Gambar 2. 22 (1) zona invasi pada borehole (2) representasi pengisi fluida dalam formasi (3) profil resistivitas (Harsono,1997)..... 52



Gambar 3. 1 Data RCAL dan Grain Size	56
Gambar 3. 2 Data SEM.....	57
Gambar 3. 3 Penentuan Nilai Gradien Temperatur terhadap Kedalaman.....	59
Gambar 3. 4 Diagram Alir Penelitian.....	66
Gambar 4. 1 Elektrofasiess dan Lingkungan Pengendapan	68
Gambar 4. 2 Hasil Quality Control Calliper dan Bit Size	70
Gambar 4. 3 Hasil perhitungan Vshale Formasi Cisubuh	73
Gambar 4. 4 Crossplot NPHI Corrected vs RHO_Corrected	75
Gambar 4. 5 Crossplot perhitungan Saturasi Air.....	77
Gambar 4. 6 Hasil Well Seismik Tie Sumur SI-01.....	82
Gambar 4. 7 Penentuan kelas pada interval Cisubuh 5.....	83
Gambar 4. 8 Penampang seismik dengan color bar Product	84
Gambar 4. 9 Penampang seismik dengan Poisson Ratio.....	85



DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Batas subsurface dapat diestimasi dengan fase wavelet.	29
Tabel 2. 2 Perbandingan Crossplot dari Porositas	46
Tabel 3. 1 Marker Formasi Penelitian	54
Tabel 3. 2 Data DST pada daerah penelitian	55
Tabel 3. 3 Data XRD	58
Tabel 4. 1 Hasil analisis zona prospek dengan fluid analysis	72
Tabel 4. 2 Hasil analisis formasi cisubuh dengan nilai Volumeshale yang sudah didapatkan	74
Tabel 4. 3 Hasil analisis formasi cisubuh dengan nilai porositas efektif yang sudah didapatkan dari perhitungan.	76
Tabel 4. 4 Hasil analisis formasi cisubuh dengan nilai porositas efektif yang sudah didapatkan dari perhitungan.	78
Tabel 4. 5 Skala Wentworth (Noor,2012)	79
Tabel 4. 6 Ukuran Butir pada Interval Kedalaman pada Formasi Cisubuh	80





DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Tabel Inventory Data 93





DAFTAR ISTILAH DAN SINGKATAN

Istilah

Keterangan

SEM	Scanning Electron Microscopy, merupakan data yang menunjukkan mineral apa saja yang terkandung dalam batuan.
XRD	X-Ray Diffraction, merupakan data yang berupa nilai persentase dari mineral yang terkandung.
LPSA	Laserparticle Size Analysis merupakan analisis data berupa ukuran suatu partikel.
SWC	Side Wall Core, yaitu Core yang diambil pada saat melakukan wireline Logging.
Drill collar	Rangkaian pembentuk pipa bor.
Log SP	Log SP (Spontaneous Potential)
SSP	Static Spontaneous Potential
Borehole	Lubang Bor



Rmf	Resistivity mud filtrate
Rw	Resistivity Water
Vsh	Volume Shale, merupakan nilai kandungan lempung yang menjenuhi suatu batuan.
Igr	Indeks Gammaray
Grlog	Log Gammaray
MeV	Mega Electron Volt
PEF/Pe/PE	Photoelectric
Shaly-sand	Suatu keadaan dimana batupasir terjenuhi oleh shale atau clay.
PHIN/NPHI	Log Neutron Porosity
BHC	Borehole-compensated, merupakan tipe alat log sonic.
LLd	Jenis penetrasi kedalaman dari log Resistivitas yang paling dalam
LLs	Log resistivitas dangkal (<i>shallow resistivity</i>).
MSFL	<i>Micro Spherically Focused Log</i>
RXOZ	Log resistivitas mikro (<i>micro resistivity</i>).



Rt	Resistivitas sebenarnya.
Φ	Porositas
K	Permeabilitas
Faktor turtoisity	menyatakan kualitas pori yang terhubung.
Well Tie	Pengikatan data sumur
RCAL	Data pengukuran inti core yang biasanya berisi porositas, grain density, permeabilitas, saturasi fluida dan informasi litologi.
RLA3	Log resistivitas dangkal (<i>shallow resistivity</i>).
RLA5	Log resistivitas dalam (<i>deep resistivity</i>).
RHOZ	Log densitas.
TNPH	Log porositas neutron (<i>neutron porosity</i>).
DTCO	Log Sonic-P
DTSM	Log Sonic-S
Mudlog	Data terkait kondisi bawah permukaan (litologi dan kandungan hidrokarbon) berdasarkan sampel yang dibawa oleh lumpur pemboran.
Cutting	Sampel terkait bawah permukaan yang di bawah



	keatas.
Casing	Serangkaian proses yang dilakukan pada saat pemboran.
TVDSS	<i>True Vertical Depth Sub Sea</i> , menyatakan kedalaman vertikal yang diukur dari muka air laut.
MD	<i>Measured Depth</i> , menyatakan kedalaman berdasarkan panjang lintasan pemboran. Diukur dari <i>Kelly Bushing</i> (KB) sumur terkait.
MMSCFD	Million Standard Cubic Feet per Day (gas).
DST	Suatu prosedur mengenai produktivitas formasi dimana memisahkan dan menguji dari permeabilitas, tekanan, dan kemampuan produksi dari formasi geologi selama proses pemboran berlangsung.
FA	Suatu tes fluida yang dilakukan untuk mengetahui jenis fluida.
Data gather	Kumpulan dari beberapa data <i>trace</i> seismik.
PSTM	<i>Pre Stack Time Migration</i> , suatu data seismik yang



	belum melalui proses <i>stacking</i> .
BHT	Temperatur di bawah lubang bor.
Section	Merupakan jenis/tipe dari lubang pemboran.
Wet zone	Daerah atau zona yang terisi oleh <i>water</i> .
Pay	Zona yang diduga mengandung hidrokarbon.
TLT	Temperatur pada permukaan log
TLI	Interval kedalaman pada permukaan log
BLI	Interval kedalaman pada bagian bawah log
DFD	Denistas Fluida
MST	Temperature Resitivitas Lumpur
RMS	Resitivitas Lumpur di permukaan
RMFS	Resistivitas Mud Filtrate di permukaan
MFST	Temperature Resitivitas Mud Filtrate



RMCS	Resistivitas <i>mud cake</i> di permukaan
MCST	Temperature Resistivitas Mud Cake
BS	Ukuran bit drilling
Triple combo	Merupakan kumpulan dari 3 log yaitu GR, Resistivitas dan Neutron Density untuk interpretasi awal.
Ft	Satuan kedalaman yaitu feet
Ohm.m	Satuan dari nilai resistivitas yaitu Ohm meter
API	Satuan dari Log GR yaitu American Petroleum Institute
PHIE	Porositas Efektif

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Perkembangan industri minyak dan gas bumi saat ini masih menjadi salah satu sektor yang banyak diminati, dimana mengingat energi yang tidak terbarukan mulai sulit ditemukan. Ini disebabkan oleh semakin banyak macam-macam karakteristik dari reservoir. Tentu dalam menentukan karakteristik atau parameter yang mencirikan adanya suatu hidrokarbon dalam reservoir kita dibutuhkan suatu survei, yaitu survei geologi dan survei geofisika.

Suatu cadangan energi minyak dan gas bumi ini juga terbentuk akibat adanya suatu *Petroleum System* yang bekerja. Dimana terdapat beberapa unsur terbentuknya *Petroleum System* ini salah satunya adalah reservoir. Reservoir merupakan salah satu bagian dalam *Petroleum System* yang mana suatu tempat terakumulasinya minyak dan gas bumi dimana memiliki karakteristik berbeda-beda sesuai dengan kondisi lingkungannya. Maka perlu dilakukan suatu karakterisasi reservoir.

Reservoir *low-resistivity* merupakan salah satu karakteristik dari reservoir. *Low-resistivity* merupakan zona yang memiliki nilai resistivitas rendah akan tetapi merupakan zona yang mengandung hidrokarbon gas. Hal ini dapat terjadi karena pengaruh beberapa faktor yang berasosiasi dengan: mineralogi, salinitas air, mikroporositas, ketebalan lapisan batuan, arah jurus kemiringan, dan anisotropi batuan. Semua faktor-faktor tersebut akan mempengaruhi respon pembacaan *log resistivity* menjadi rendah.

Analisis petrofisika yang dilakukan pada suatu lapisan untuk melakukan karakterisasi reservoir yang mana menggunakan beberapa data yaitu data sumur, *mud logging*, *drill steam test* dan sumber data lainnya agar dapat dilakukan analisis dan interpretasi yang bertujuan untuk mendapatkan model yang efektif dalam menampilkan litologi, *volume shale*, porositas, dan saturasi air digunakan untuk analisis reservoir *low-resistivity*. Analisis atribut dan penentuan kelas AVO (*Angle Versus Offset*) berfungsi untuk mengenali atau mengetahui kandungan fluida hidrokarbon.



Terdapat beberapa penelitian pada *low-resistivity reservoir* yaitu reservoir batupasir Ngrayong yang dilakukan analisis secara fisika dan kimia pada reservoir tersebut untuk mengetahui faktor pengontrol terhadap fenomena *low-resistivity* ini pada zona yang telah terbukti terdapat adanya hidrokrabon gas (Prayoga et al. 2018). Pada lapangan ONWJ yaitu pada zona *low-resistivity reservoir* juga dilakukan beberapa studi untuk analisis zona ini hingga akhirnya dilakukan pengembangan ulang untuk evaluasi sebagai upaya untuk peningkatan produksi dimasa yang akan datang (Sajjad et al. 2018). Pada lapangan "S" memiliki reservoir dengan nilai resistivitas rendah akan tetapi memiliki potensi cadangan hidrokarbon yang baik. Sementara pada saat itu harga minyak mengalami penurunan, maka untuk pengembangan sumur baru sulit untuk dilakukan, jadi strategi terbaik yaitu mengevaluasi kembali zona *low-resistivity reservoir* ini (Audinno et al. 2016). Dari beberapa penelitian yang telah dilakukan bahwasannya keberadaan zona reservoir produktif yang memiliki nilai resistivitas rendah atau yang biasa disebut dengan zona *low-resistivity reservoir* sering kurang diperhatikan pada tahap awal interpretasi sehingga perlu dilakukan penelitian dengan beberapa metode pada zona *low-resistivity reservoir* ini.

1.2 Perumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang tersebut, maka dapat dirumuskan beberapa rumusan masalah sebagai berikut

1. Bagaimana persebaran dari nilai *low-resistivity* ini pada suatu reservoir yang dianggap sebagai zona reservoir produktif?
2. Bagaimana faktor penyebab *low-resistivity* pada suatu reservoir?
3. Bagaimana nilai persentase dari *Volume Shale*, porositas dan saturasi air pada reservoir produktif?
4. Apa kandungan fluida hidrokarbon yang terisi pada reservoir dengan menggunakan metode penentuan kelas AVO?

1.3 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dilakukannya penelitian ini adalah :



1. Menganalisis persebaran dari nilai *low-resistivity* ini pada suatu reservoir yang dianggap sebagai zona yang berpotensi adanya hidrokarbon.
2. Menentukan penyebab *low-resistivity* serta kandungan mineral pada zona *low-resistivity reservoir*.
3. Mengetahui persentase kandungan dari *Volume Shale*, porositas dan saturasi air pada suatu reservoir.
4. Mengetahui kandungan fluida hidrokarbon pada reservoir dengan menggunakan penentuan kelas AVO.

1.4 Manfaat Penelitian

1. Dapat digunakan sebagai referensi oleh peneliti lain ketika memiliki kesamaan ataupun keterkaitan kasus yang diperoleh.
2. Dapat dijadikan pertimbangan dalam penentuan titik pemboran sumur baru disekitar sumur terdekat.
3. Memberikan informasi mengenai karakteristik reservoir di Formasi Cisubuh.

1.5 Batasan Masalah

Batasan masalah yang digunakan dalam penelitian akhir ini yaitu :

1. Target penelitian ini hanya dilakukan pada satu sumur di *Offshore* pada Formasi Cisubuh, Cekungan Jawa Barat Utara.
2. Analisis yang dilakukan pada penelitian ini analisis petrofisika, penyebab terjadinya *low-resistivity* dengan beberapa data yang digunakan dan penentuan kelas AVO (*Angle Versus Offset*).
3. Data analisis *low-resistivity* yang digunakan yaitu SEM, XRD dan LPSA.

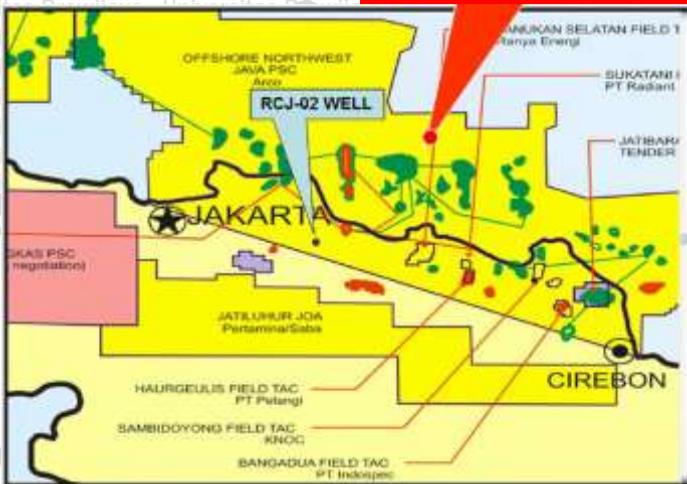




Halaman ini sengaja dikosongkan

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara



Gambar 2. 1 Lokasi Lapangan (ABAR 2018)

Cekungan Jawa Barat Utara ini berada di *offshore* dan terdiri dari dua *half-graben* utama, *offshore* yang paling besar yaitu di Cekungan Ardjuna sampai ke barat dan di *onshore* cekungan Jatibarang di bagian tenggara (Noble, Pramono, and Charlie Wu 1997). Di darat dan dekat garis pantai mengandung *clastic wedges* pada saat *postrift*, sementara daerah lepas pantai masih didominasi oleh karbonat (Bishop 2000).

2.1.1 Sejarah Tektonik

Tektonik pertama terjadi pada zaman kapur akhir hingga zaman awal *tersier* dan berlanjut waktu *paleogen* (*Eocene* – *Oligocene*), pada fase awal ini Jawa Barat bagian Utara dapat



diklasifikasikan dalam *Fore Arch Basin* dengan dijumpainya orientasi struktur yang berarah NE- SW struktur ini terlihat mulai dari Ciletuh, sub-cekungan Bogor, Jatibarang, Cekungan Muriah dan Cekungan Florence bagian Brata dan diindikasikan sebagai kontrol "*Meartus Trend*". Tahap ini terjadi sebelum terbukanya struktur Cekungan Jawa Barat Bagian Utara (Budiyani et al. 1991).

Pada waktu *Paleogen* Jawa Barat terjadi sesar geser yang akhirnya mengawali pembentukan Cekungan Jawa Barat Bagian Utara sebagai *Pull-Apart Basin*. Pada fase ini dijumpai sesar-sesar bongkah (*half graben system*) yang memiliki arah relatif Utara-Selatan. Pada fase tektonik ini terjadi pengendapan pertama yang terdiri dari endapan *lacustrine* dan vulkanik Formasi Jatibarang yang menutupi rendahan-rendahan yang ada yaitu pada proses sedimentasi awal (Budiyani et al. 1991).

Tektonik kedua terjadi pada zaman *Oligocene* sampai dengan *Miocene*. Pada tahap ini tektonik yang terjadi berbalik menjadi tektonik kompresional yang memiliki arah relatif Utara Selatan dan membentuk struktur patahan naik dengan arah relatif Barat Timur mulai dari Selatan (Ciletuh) bergerak ke Utara. Pola sesar ini sesuai dengan sistem sesar naik belakang busur (*thrust foldbelt system*). Hal ini dikarenakan adanya jalur subduksi baru terbentuk di Selatan Jawa. Jalur vulkanik periode Miosen Awal terletak di lepas pantai Selatan Jawa. Deretan gunung api ini menghasilkan endapan vulkanik bawah muka laut dikenal sebagai (*old Andesite*), tersebar sepanjang Pulau Jawa. Endapan sedimen yang terjadi pada fase ini adalah endapan yang berasal dari zaman awal Miosen yang terdiri dari formasi Cibulakan Atas yang menunjukkan lingkungan laut dangkal dan ditutup dengan diendapkannya Formasi Parigi yang melampar luas (Budiyani et al. 1991).

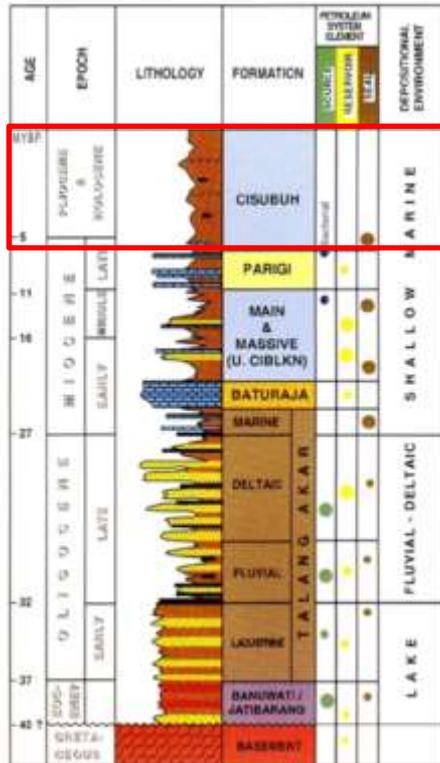
Fase tektonik akhir terjadi pada zaman Plio-Pleistosen. Hasil dari tektonik ini berupa sesar-sesar naik pada jalur selatan Cekungan Jawa Barat bagian Utara, dimana pada proses tektonik ini terdapat pengendapan sedimen yang berasal dari Formasi Cisubuh. Dari ketiga fase tektonik tersebut dapat dikatakan bahwa fase tektonik Jawa Barat bagian Utara telah mengalami deformasi dari



awal pembentukan antara lain arah meratus, Patahan turun arah Sunda dan Patahan Naik Jawa (Budiyani et al. 1991).

2.1.2 Stratigrafi

Cekungan Jawa Barat Utara terdiri atas empat sub cekungan yaitu sub cekungan Ciputat, Kepuh, Cipunegara, dan Jatibarang. Urutan stratigrafi dari Cekungan Jawa Barat Utara dari tua ke muda berdasarkan (Noble et al. 2006) ialah sebagai berikut:



Gambar 2. 2 Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Noble, Pramono, and Charlie Wu 1997)

a. Batuan Dasar (*basement*)

Batuan dasar cekungan ini tersusun atas satuan batuan beku berumur Kapur Tengah sampai Kapur Atas dan



batuan *metamorf* berumur Pra-Tersier. Lingkungan pembentukannya merupakan suatu permukaan dengan sisa vegetasi tropis yang lapuk (Koesoemadinata 1980).

b. Formasi Jatibarang

Formasi ini tersusun oleh endapan *early synrift*, terutama pada bagian tengah dan timur cekungan. Formasi ini di dalam cekungan memiliki ketebalan yang sangat tipis sehingga kenampakannya jarang dijumpai. Bagian bawah formasi ini tersusun atas *tuff* dan bagian atasnya tersusun atas batu pasir. Formasi ini terendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar.

c. Formasi Talang Akar

Litologi formasi ini diawali oleh perselingan sedimen batupasir dengan serpih *nonmarine* dan diakhiri oleh perselingan batugamping, serpih, dan batupasir *fasies marine*. Ketebalan formasi ini sangat bervariasi dari hanya beberapa meter hingga ratusan meter. Formasi ini diendapkan pada kala Oligosen sampai dengan Miosen Awal. Pada formasi ini juga ditemukan lapisan batubara dan serpih yang diperkirakan merupakan produk pengendapan *deltaic*.

d. Formasi Baturaja

Formasi ini terendapkan secara tidak selaras di atas formasi Talang Akar. Litologi penyusunnya terdiri dari batugamping terumbu dengan penyebaran tidak merata. Pada bagian bawah tersusun oleh batugamping massif yang semakin ke atas makin berpori. Ditemukan pula dolomit, interkalasi serpih *glaukonit*, napal, rijang dan batubara. Formasi ini terbentuk pada Kala Miosen Awal sampai Miosen Tengah. Lingkungan pengendapan formasi ini diperkirakan merupakan laut dangkal.

e. Formasi Cibulakan Atas

Formasi ini terdiri dari perselingan antara serpih dengan batupasir dan batugamping. Batu gamping pada formasi ini umumnya merupakan batugamping klastik dan batugamping terumbu yang berkembang secara local. Batugamping terumbu ini dikenal sebagai *Mid Main*



Carbonate (MMC). Formasi ini terbagi menjadi tiga anggota yaitu :

1) *Massive*

Anggota ini terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Baturaja. Litologi anggota ini adalah perselingan batulempung dengan batupasir yang mempunyai ukuran butir dari halus-sedang. Pada *Massive* ini dijumpai kandungan hidrokarbon, terutama pada bagian atas. Selain itu terdapat fosil *foraminifera planktonic* seperti *Globigerina trilobus* serta foraminifera bentonik seperti *Amphistegina* (Arpandi and Patmosukismo 1975).

2) *Main*

Anggota *Main* terendapkan secara selaras di atas anggota *Massive*. Litologi penyusunnya adalah batulempung berselingan dengan batupasir yang mempunyai ukuran butir halus-sedang. Pada awal pembentukannya, berkembang batugamping dan juga blangket-blangket pasir, dimana pada bagian ini dibedakan dengan anggota *Main* itu sendiri yang disebut dengan MMC.

3) *Pre Parigi*

Anggota *Pre-Parigi* terendapkan secara selaras di atas anggota *Main*. Litologinya adalah perselingan batugamping, dolomit, batupasir dan batulanau. Anggota ini terbentuk pada kala Miosen Tengah-Miosen Akhir dan diendapkan pada lingkungan Neritik Tengah-Neritik Dalam (Arpandi and Patmosukismo 1975) dengan dijumpainya fauna-fauna laut dangkal dan juga kandungan batupasir glaukonitan.

f. Formasi Parigi

Formasi ini terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Cibulakan Atas. Litologi penyusunnya sebagian besar adalah batugamping abu-abu terang, berfosil, berpori dengan sedikit dolomit. Formasi Parigi berkembang sebagai batugamping terumbu, namun di beberapa tempat



ketebalannya menipis. Batas bawah formasi Parigi ditandai dengan perubahan berangsur dari batuan *fasies* campuran klastik karbonat Formasi Cibulakan Atas menjadi batuan karbonat Formasi Parigi.

g. Formasi Cisubuh

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Parigi. Litologi penyusunnya adalah batulempung berselingan dengan batupasir dan serpih gampingan. Umur Formasi ini adalah kala Miosen Akhir sampai Pliosen-Plesitosen. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal yang semakin ke atas menjadi lingkungan litoral-paralik (Noble, Pramono, and Charlie Wu 1997).

2.2 Low Resistivity

Zona *Low Resistivity* atau resistivitas rendah digunakan untuk menggambarkan zona *pay* atau zona yang dianggap berprospek yang relatif memiliki nilai resistivitas rendah atau dihitung basah menggunakan perhitungan log sumur konvensional (Etnyre and Mullarkey 1996). Dalam aplikasinya, definisi zona resistivitas rendah sering dipandang sebagai zona yang mengandung saturasi air tinggi (di atas 50% dari saturasi air), dan karenanya tidak ekonomis (Prayoga et al. 2018).

Penyebab *Low Resistivity Zone* ini ada beberapa faktor yaitu diantaranya dari aspek geologi.

a. Bed Thickness

Dimana *logging tools* yaitu memiliki resolusi vertikal yaitu sekitar 1-4 *feet*. Maka jika sebuah lapisan memiliki ketebalan di bawah itu kan sulit untuk terdeteksi oleh alat *logging* (Audinno et al. 2016).

b. Grain Size

Sebuah batuan yang memiliki butiran yang sangat halus dia cenderung mempunyai sifat *irreducible water* yang cukup tinggi. Batuan yang memiliki sifat seperti itu akan membuat pembacaan *log* resistivitas menjadi kecil, meskipun didalamnya terdapat hidrokarbon dalam pori (Audinno et al. 2016).



c. Mineral Konduktif

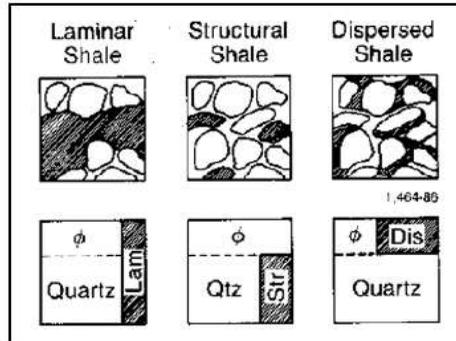
Mineral konduktif dapat menyebabkan log resistivitas menjadi kecil. Mineral konduktif biasanya mengandung Ferrum (Fe) atau Magnesium (Mg). Mineral konduktif ini bisa menjadi alasan utama zona produktif yang memiliki nilai resistivitas yang rendah (Audinno et al. 2016).

d. Mineral Lempung

Authigenic clay terletak didalam pori dan berdasarkan permukaannya yang relatif untuk kerangka butir detrital. Dimana ini akan berdampak pada sensitivitas kimia dan sifat petrofisika dalam suatu batupasir yang sangat tidak proporsional terhadap volumetrik. *Clay* atau *shale* didistribusikan di pori batupasir dalam tiga cara atau kombinasi sebagai berikut : (a) laminasi (b) struktural (c) *dispersed* (Schmidt and McDonald 1992).

Tipe paling umum dari mineral *clay* yang ditemukan dalam batuan yaitu kaolinite, chlorite, illite dan smectite. Setiap tipe memiliki sifat unik dan dapat memberikan efek yang spesifik pada evaluasi formasi. Ada beberapa efek dari keberadaan *clays* pada reservoir *shaly sand*: 1) mereduksi porositas efektif dan permeabilitas; 2) migrasi halus ketika mineral *clays* menjadi *loose*, menyebabkan pengurangan permeabilitas lebih lanjut; 3) sensitivitas air setiap *clay* mulai untuk *hydrate* dan *swell* ketika sudah kontak dengan air yang mana akan berubah menyebabkan mengurangi porositas efektif dan permeabilitas; 4) sensitivitas asam ketika asam bereaksi dengan *clay* yang mengandung besi untuk membentuk endapan *gelatinous* yang mana menyumbat pori dan mengurangi permeabilitas; 5) mempengaruhi pembacaan *logging*.





Gambar 2. 3 Distribusi shale pada suatu formasi (Onovughe and Sofolabo 2016).

Shale dapat didistribusikan pada reservoir *sandstone* dalam tiga cara yang mungkin seperti ditunjukkan gambar diatas: (1) Laminar, dimana serpih dapat dalam bentuk laminar antar lapisan pasir bersih; (2) Struktural, di mana serpih dapat ada sebagai butir atau nodul di dalam matriks formasi; dan (3) *Dispersed*, dimana serpih dapat tersebar ke seluruh pasir, sebagian mengisi celah antargranular atau dapat melapisi butiran pasir. Tiga bentuk ini dapat terjadi secara bersamaan dalam formasi yang sama. Setiap bentuk dapat mempengaruhi jumlah porositas batuan dengan membuat lapisan air yang terikat erat pada partikel *shale* (Kurniawan 2005).



e. Salinitas

Salinitas merupakan larutan garam yang berada pada tubuh air. Suatu larutan yang sangat salin, yang memiliki konduktivitas yang cukup tinggi, arus listrik yang dibawa oleh ion terdisosiasi, misalnya Na^+ dan Cl^- dalam air formasi. Jadi air yang mempunyai salinitas tinggi menyebabkan resistivitas rendah dalam zona *pay* (Rider 2002).

2.3 Analisis Log dan Petrofisika

2.3.1 Analisis Log

Interpretasi data logging dapat dilakukan secara kuantitatif maupun kualitatif (Harsono 1997). Interpretasi dilakukan dengan mengkombinasikan data – data yang didapat dari masing – masing log. Interpretasi kualitatif dapat memperoleh identifikasi batuan, pendeteksian adanya hidrokarbon, pendeteksian lapisan permeabel, dan penentuan batas – batas resevoir. Sedangkan dari interpretasi kuantitatif didapat porositas. Saturasi Fluida dan indeks permeabilitas. Lapisan prospek dapat teridentifikasi dengan melakukan interpretasi *logging*. Interpretasi *logging* ini dibagi menjadi interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif. Interpretasi kualitatif dilakukan untuk mengidentifikasi lapisan porous permeabel dan ada tidaknya fluida. Sedangkan interpretasi kuantitatif dilakukan untuk menentukan nilai kandungan lempung, porositas, dan saturasi air batuan (Dewanto 2009).

a. Interpretasi Log Kualitatif

Setelah selesai melakukan *logging* maka selanjutnya yang akan dikerjakan adalah melakukan interpretasi terhadap data pengukuran secara kualitatif guna memperkirakan kemungkinan adanya lapisan *porous permeable* dan ada tidaknya fluida. Untuk memperoleh hasil yang lebih akurat harus dilakukan pengamatan terhadap log yang kemudian satu sama lainnya dibandingkan. Tujuan dari interpretasi kualitatif adalah identifikasi litologi dan fluida hidrokarbon yang meliputi identifikasi lapisan porous



permeabel, ketebalan dan batas lapisan, serta kandungan fluidanya.

Penentuan jenis batuan atau mineral pada plot data berbagai log porositas, seperti plot antara log *density-neutron* dan log *sonic-neutron*. Sedangkan lapisan berpori dapat ditentukan berdasarkan pengamatan terhadap log SP, log *resitivity*, log *caliper*, dan log *gamma ray*. Penentuan jenis litologi, apakah *shale* atau batupasir atau batugamping ataupun merupakan seri pasir *shale* didasarkan pada defleksi kurva SP, GR, *resistivity*, dan konduktivitas (Ellis and Singer 2008).

b. Interpretasi Log Kuantitatif

Didalam analisis *logging* secara kuantitatif dimaksudkan untuk menentukan litologi batuan, tahanan jenis air formasi, kandungan lempung, porositas, saturasi air dan permeabilitas.

2.3.2 Parameter Analisis Petrofisika

a. Kandungan Lempung (Vsh)

Kandungan lempung dinyatakan sebagai banyaknya lempung yang terdapat dalam pori-pori batuan sehingga mengurangi porositas batuan. Perhitungan kandungan lempung digunakan untuk mengkorelasi nilai porositas batuan. Beberapa cara untuk menentukan kandungan lempung secara kuantitatif, antara lain dijelaskan sebagai berikut (Asquith and Krygowsky 2004)

1. Kandungan lempung berdasarkan log GammaRay (GR)

Kandungan lempung (Vsh) berdasarkan pengukuran log gamma ray ialah sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$Vsh - gr = IGR = \frac{GRlog - GRmin}{GRmax - GRmin} \quad (2.1)$$



di mana :

V_{sh-gr} : Kandungan lempung berdasarkan
 gamma ray

I_{gr} : Indeks gamma ray

GR_{log} : Pembacaan log GR

GR_{min} : GR minimum, pembacaan log pada *clean sand* atau karbonat

GR_{max} : GR maksimum, pembacaan log pada lempung

2. Kandungan lempung berdasarkan log ganda Neutron-Densitas

Kandungan lempung (V_{sh}) berdasarkan kombinasi pengukuran log neutron dan densitas ialah sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$V_{sh-N} = \frac{(\phi_N - \phi_{Ne}) \times 0.45}{0.03 \times \phi_{Nshale}} \quad (2.2)$$

$$V_{sh-D} = \frac{(\phi_D - \phi_{De}) \times 0.45}{0.03 \times \phi_{Dshale}} \quad (2.3)$$

$$V_{sh-ND} = \sqrt{\frac{V_{sh-N}^2 + V_{sh-D}^2}{2}} \quad (2.4)$$

di mana :

V_{sh-N} : Kandungan lempung log neutron

V_{sh-D} : Kandungan lempung log densitas

V_{sh-ND} : Kandungan lempung log neutron-densitas

ϕ_{Nshale} : Porositas lempung

ϕ_N : Porositas neutron

ϕ_D : Porositas densitas

ϕ_{Ne} : Porositas neutron terkoreksi lempung

ϕ_{De} : Porositas densitas terkoreksi lempung

3. Kandungan lempung berdasarkan log sonik

Kandungan lempung (V_{sh}) berdasarkan pengukuran log *sonic* ialah sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$V_{sh-s} = \left(\left[\frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \times \frac{100}{\Delta t_{sh}} \right] - PHI_{Se} \right) \times \left[\frac{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}} \right] \quad (2.5)$$



di mana :

V_{Sh-s} :Kandungan lempung log sonik

Δt_{log} :Transit time formasi (pembacaan log sonik)

Δt_{ma} :Transit time matriks

Δt_{fl} :Transit time fluida

Δt_{sh} :Transit time lempung

Φ_{se} :Porositas sonik terkoreksi lempung

b. Porositas

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan (Koesoemadinata,1980). Beberapa cara untuk menentukan porositas antara lain dijelaskan sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004).

1. Porositas berdasarkan log ganda neutron-sonik

Perhitungan porositas total (Φ_t) dan porositas efektif (Φ_e) menggunakan kombinasi log neutron dan sonik ialah sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$\Phi_{tS} = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad (2.6)$$

$$\Phi_{tNS} = \sqrt{\frac{\Phi_{tN}^2 + \Phi_{tS}^2}{2}} \quad (2.7)$$

$$\Phi_{eNS} = \Phi_{tNS} - (V_{sh} \times \Phi_{Shale}) \quad (2.8)$$

di mana :

Φ_{tN} :Porositas total neutron

Φ_{tS} :Porositas total sonik

Φ_{tNS} :Porositas total neutron-sonik

Φ_{eNS} :Porositas efektif neutron-sonik

V_{sh} :Kandungan lempung

Δt_{log} :Transit time formasi (pembacaan log sonik)

Δt_{ma} :Transit time matriks

Δt_{fl} :Transit time fluida



2. Porositas berdasarkan log ganda neutron-densitas

Perhitungan porositas total (ϕ_t) dan porositas efektif (ϕ_e) menggunakan kombinasi log neutron dan densitas ialah sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$\phi_{tD} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \tag{2.9}$$

$$\phi_{tND} = \sqrt{\frac{\phi_{tN}^2 + \phi_{tD}^2}{2}} \tag{2.10}$$

$$\phi_{eND} = \phi_{tND} - (V_{sh} \times \phi_{shale}) \tag{2.11}$$

di mana :

- ϕ_{tN} :Porositas total neutron
- ϕ_{tD} :Porositas total sonik
- ϕ_{tND} :Porositas total neutron-sonik
- ϕ_{eND} :Porositas efektif neutron-sonik
- V_{sh} :Kandungan lempung
- ρ_{ma} :Densitas matriks batuan
- ρ_{fl} :Densitas fluida pori
- ρ_b :Densitas bulk batuan

c. Saturasi Air (Archie's Law)

1. Sw dan Sxo

Perhitungan nilai saturasi untuk zona yang tidak terinvasi dapat menggunakan persamaan ini

$$Sw = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \tag{2.12}$$

di mana :

- Sw :Saturasi air pada zona yg tidak terinvasi
- Rw :Resistivitas formasi air pada temperatur formasi
- Rt :Resistivitas true formation (*deep induction*)
- ϕ :Porositas
- a :Faktor turtoisity
- m :Sementasi
- n :Saturasi



- Saturasi Air (Flushed Zone S_{xo})

Pada zona ini dapat digunakan persamaan berikut yaitu :

$$S_{xo} = \left(\frac{a \times R_{mf}}{R_{xo} \times \phi^m} \right)^{1/n} \quad (2.13)$$

di mana :

- S_{xo} : Saturasi air pada zona yg terinvasi
- R_{mf} : Resistivitas mud filtrate pada temperatur formasi
- R_{xo} : Resistivitas pada zona dangkal
- ϕ : Porositas
- a : Faktor turtoisity
- m : Sementasi
- n : Saturasi

2. Metode Rasio

Perhitungan metode rasio dapat digunakan dengan

$$S_{wr} = \left(\frac{R_{xo}/R_t}{R_{mf}/R_w} \right)^{0.625} \quad (2.14)$$

di mana :

- S_{wr} : Indeks *Moveable Hydrocarbon*
- R_{xo} : Resistivitas dangkal
- R_t : Resistivitas true formation (*deep induction*)
- R_{mf} : Resistivitas *mud filtrate* pada temperatur formasi
- R_w : Resistivitas air formasi pada temperatur formasi

3. Crossplot Saturasi

- Pickett Crossplot Method

Pickett plot ini adalah salah satu metode *crossplot* paling sederhana dan paling efektif digunakan. teknik ini memperkirakan saturasi air dan bisa juga untuk menentukan

- Resistivitas air formasi (R_w)
- Faktor penyemenan (m)
- Parameter matriks untuk log *sonic* dan log densitas

Metode *Picket plot* ini didasarkan dari pengamatan nilai *true resistivity*, porositas, saturasi air dan eksponen sementasi.



- *Hingle Crossplot Method*

Merupakan metode tertua dari plot resistivitas-porositas dimana ini dapat digunakan untuk menentukan saturasi air. Ini dapat digunakan bahkan jika properti matriks dari reservoir tidak diketahui. Ini juga dapat digunakan jika reservoir resistivitas air (R_w) tidak diketahui (Asquith & Krygowski, 2004).

2.4 Komponen Seismik Refleksi

2.4.1 Gelombang seismik

Gelombang seismik ialah gelombang mekanik yang terjadi akibat adanya perambatan energy dalam suatu medium. Gelombang seismik sering disebut juga sebagai gelombang elastik, karena perambatan gelombang ini bergantung pada sifat elastisitas batuan akibat adanya interaksi antar gaya yang memunculkan gelombang *transversal* dan gelombang longitudinal. Sumber dari gelombang seismik diperoleh dari dua hal yaitu alami seperti gempa bumi dan buatan seperti dinamit dan *air gun* (Munadi 2000).

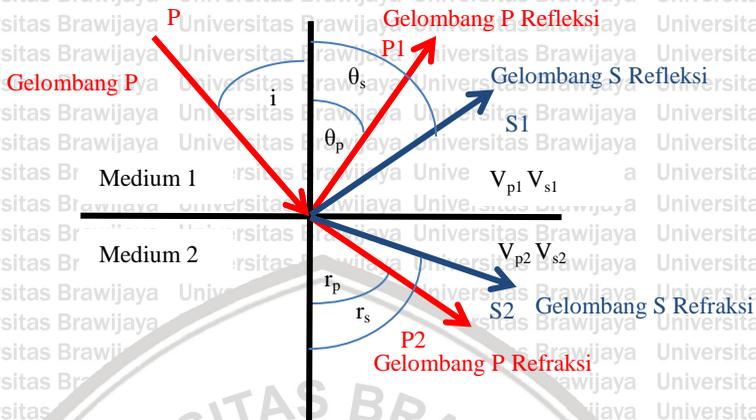
2.4.2 Mekanisme Penjalaran Gelombang

Mekanisme penjalaran gelombang seismik didasarkan pada Hukum Snellius, Prinsip Huygens, dan Prinsip Fermat

a. Hukum Snellius

Ketika gelombang seismik ditembakkan dari sumber dan melalui lapisan batuan dengan IA yang berbeda dari lapisan sebelumnya, maka gelombang akan terbagi. Gelombang P datang yang mengenai bidang batas antara dua lapisan yang berbeda akan mengalami pemantulan sebagai gelombang P dan gelombang S, serta mengalami pembiasan sebagai gelombang P dan gelombang S (Hutabarat 2009).





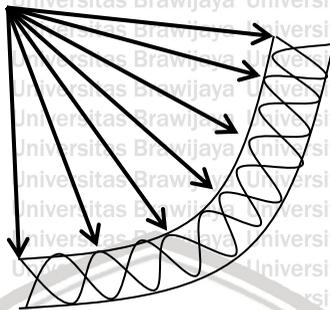
Gambar 2. 4 Pemantulan dan Pembiasan Gelombang (Hutabarat, 2009)

$$\frac{v}{\sin i} = \frac{v_{p1}}{\sin \theta_p} = \frac{v_{p2}}{\sin r_p} = \frac{v_{s1}}{\sin \theta_s} \quad (2.15)$$

b. Prinsip Huygens

Prinsip Huygens dinyatakan bahwa setiap titik pada muka gelombang dapat dinyatakan sebagai sumber gelombang yang baru. Melalui titik-titik sumber gelombang yang baru tersebut akan dapat ditentukan posisi muka gelombang berikutnya. Prinsip Huygens menyatakan bahwa pulsa seismik akan semakin berkurang seiring dengan bertambahnya kedalaman (Asparini 2011).





Gambar 2. 5 Prinsip Huygens (Asparini, 2011)

c. Prinsip Fermat

Prinsip Fermat menjelaskan bahwa sifat gelombang dalam penjalarannya selalu mengambil jalan dengan waktu penjaran tersingkat antara satu titik dengan titik lainnya. Ketika gelombang melalui medium dengan variasi kecepatan gelombang seismik, maka gelombang tersebut cenderung melewati gelombang dengan kecepatan yang lebih tinggi (Jamady 2011). Prinsip tersebut menyatakan bahwa waktu penjaran gelombang antara dua titik misalkan X dan Y, sama dengan waktu tempuh yang terukur sepanjang lintasan minimum yang menghubungkan titik X dan Y. Oleh karena itu prinsip Fermat sering disebut prinsip waktu minimum.



2.4.3 Tipe – Tipe Gelombang Seismik

Berdasarkan jenisnya, gelombang seismik dibedakan menjadi dua macam yaitu *body wave* dan *surface wave*. Perbedaan kedua jenis gelombang tersebut didasarkan pada media perambatannya. *Body wave* merambat melalui dalam bumi, sedangkan *surface wave* merambat melalui permukaan bumi.

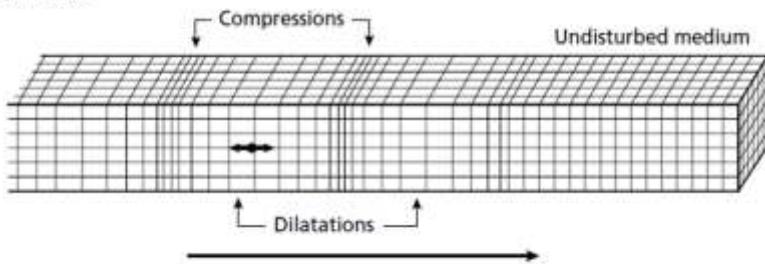
a. Gelombang Badan

Gelombang badan menjalar dengan arah perambatan ke seluruh bagian di dalam bumi, dalam media elastik. Berdasarkan gerak partikel dan arah penjaralannya gelombang dibedakan menjadi gelombang P dan gelombang S.

- Gelombang P (Primer)

Gelombang P atau gelombang longitudinal (gelombang kompresi) merupakan gelombang badan yang memiliki kecepatan paling tinggi dibandingkan gelombang seismik lain. Perambatan gelombang P ditunjukkan pada gambar di bawah.

(a) P-wave



Gambar 2. 6 Gelombang Primer (Elnashai and Sarno 2008)

Gelombang ini memiliki pergerakan partikel yang sejajar dengan arah penjaralan gelombang. Sehingga gelombang ini memiliki waktu tiba terlebih dahulu dari pada gelombang S. Karena gelombang P merupakan gelombang paling cepat mencapai *receiver*, maka gelombang ini dipakai

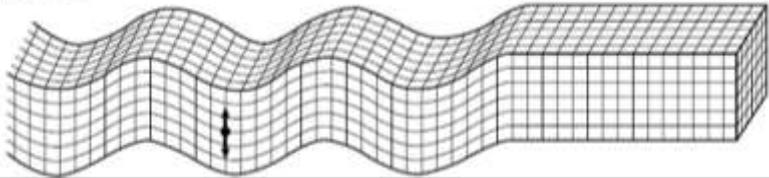


sebagai sumber utama dalam eksplorasi seismik geofisika. Gelombang ini dapat merambat dalam medium padat, cair dan gas.

Gelombang S (Sekunder)

Gelombang S sering disebut juga gelombang transversal (*shear wave*). Gelombang ini tidak dapat merambat pada fluida. Gelombang ini memiliki cepat rambat yang lebih lambat dibandingkan gelombang P.

(b) S-wave



Gambar 2. 7 Gelombang S (Elnashai dan Sarno, 2008).

Gelombang S atau gelombang transversal (*shear wave*) merupakan jenis gelombang badan yang gerak partikelnya tegak lurus terhadap arah rambatannya.

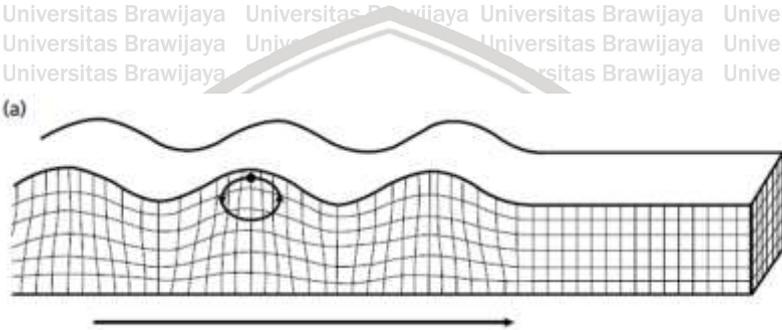
b. Gelombang Permukaan (*Surface Wave*)

Gelombang permukaan merupakan gelombang yang memiliki frekuensi rendah dengan amplitudo yang tinggi, gelombang ini menjalar akibat adanya efek *free surface* dimana terdapat perbedaan sifat elastik (Susilawati 2008).

Gelombang permukaan terdiri dari *Reyleigh Wave* dan *Love Wave*.

Gelombang Reyleigh

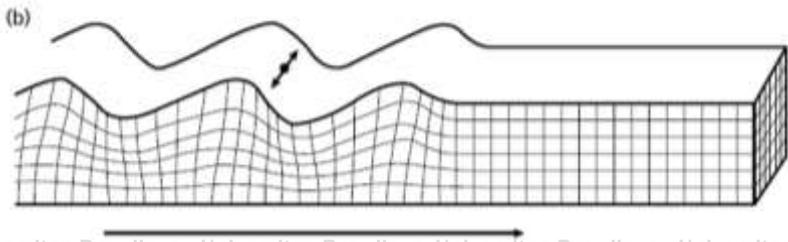
Gelombang ini terjadi akibat adanya interferensi antara gelombang kompresi dan gelombang geser secara konstruktif. Karena menjalar dipermukaan, amplitudo gelombang ini akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman. Didalam rekaman seismik, gelombang reyleigh dicirikan dengan amplitudonya yang besar dan dicirikan dengan frekuensi rendah (Abdullah, 2007).



Gambar 2. 8 Gelombang Reyleigh (Elnashai dan Sarno, 2008).

Gelombang Love

Gelombang *Love* menjalar parallel dengan permukaannya. Kecepatan penjalaran gelombang *Love* bergantung pada panjang gelombang dan nilainya bervariasi di sepanjang permukaan.



Gambar 2. 9 Gelombang Love (Elnashai dan Sarno, 2008).

2.4.4 Respon Seismik

Respon seismik diukur dengan refleksi yang dihasilkan pada akustik batas impedansi sesuai dengan sifat batas lapisan di atas dan di bawah dan sifat pulsa seismik yang menimpa batas itu .

Persamaan di bawah ini mendefinisikan impedansi akustik (IA) sebagai produk dari kecepatan gelombang kompresi dan densitas :

$$IA = v \cdot \rho \tag{2.16}$$

di mana :

- IA :Impedansi Akustik
- V :Kecepatan
- P :Densitas

(Herron 2011)

Persamaan berikut mendefinisikan koefisien refleksi (RC) dalam istilah AI untuk kejadian normal dari pulsa seismik pada batas AI:

$$RC = \frac{(V_2\rho_2 - V_1\rho_1)}{(V_2\rho_2 + V_1\rho_1)} = \frac{(AI_2 - AI_1)}{(AI_2 + AI_1)} \tag{2.17}$$

di mana :

- KR :Koefisien refleksi
- AI₁ :Impedansi akustik lapisan 1
- AI₂ :Impedansi akustik lapisan 2

Persamaan Zoeppritz menentukan koefisien refleksi untuk sudut nonnormal dari pulsa seismik pada saat bertemu batas AI; persamaan ini umumnya diterapkan dalam bentuk yang disederhanakan (Shuey 1985). Untuk tujuan teks ini dan mendefinisikan seismik sebagai “berkaitan dengan gelombang elastis” (Telford, Geldart, and Sheriff 2002), di sini kita



menggambarkan respon seismik dalam gelombang kompresi (gelombang P) tetapi tidak membahas gelombang geser (gelombang S) atau mode konversi secara terperinci (Herron, 2011).

Sebuah pulsa seismik merambat melalui permukaan bawah tanah yang tidak benar-benar elastis, maka tidak dapat diharapkan pulsa mempertahankan bentuknya yang tepat saat merambat dari sumber seismik ke *receiver*. Perubahan bentuk *wavelet*, yang mana mengatakan bahwa dalam karakteristik amplitudo dan fase dari komponen frekuensi berbeda, karena propagasi melalui bumi nonelastik yang disebut dengan atenuasi. Sifat fisika dari permukaan bumi dapat membuat komponen frekuensi tertinggi dari *wavelet* akan mengurangi kekuatannya, terutama karena perubahan energi dari gerak partikel menjadi panas akibat gesekan. Secara umum, semakin jauh atau lama sinyal bergerak, maka sinyal semakin dilemahkan. Koreksi atenuasi data seismik bisa dilakukan secara probabilistik (berdasarkan pengukuran data itu sendiri) atau deterministik (berdasarkan korelasi dengan pengukuran fisik lainnya) (Herron, 2011).

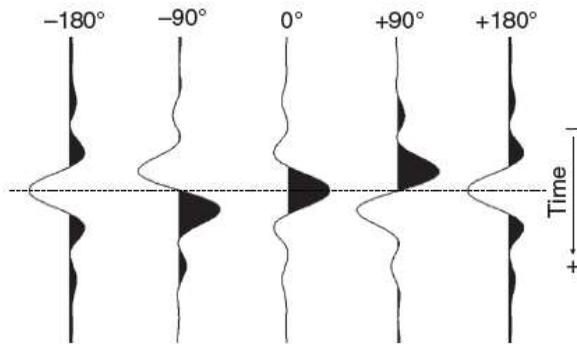
Perubahan bentuk *wavelet* sebagai hasil dari redaman, semua hal dianggap sama, seharusnya kita tidak mengharapkan melihat respon seismik yang sama terhadap batas impedansi yang terjadi pada kedalaman yang berbeda. Produk yang dimodelkan seperti seismogram sintetik, yang biasanya dihasilkan dengan *wavelet invariant*, maka lebih baik membuat *well tie* yang akurat pada seismik tersebut dimana *wavelet* digunakan untuk seismogram sintetik sebagai perkiraan yang baik untuk *wavelet* yang sebenarnya pada data tersebut. Oleh sebab itu *wavelet* diekstraksi dari data seismik pada interval tertentu dan kemudian digunakan untuk menghasilkan seismogram sintetik untuk korelasi hanya dalam interval itu.

Dalam domain waktu, fungsi periodik dari frekuensi tunggal dapat didefinisikan sebagai gelombang sinusoidal, yang mana dapat diilustrasikan dalam gelombang *cosine*. Secara umum persamaan gelombang *cosine* dalam fungsi waktu yaitu

$$y(t) = A \cos(2\pi ft + \phi) \quad (2.18)$$



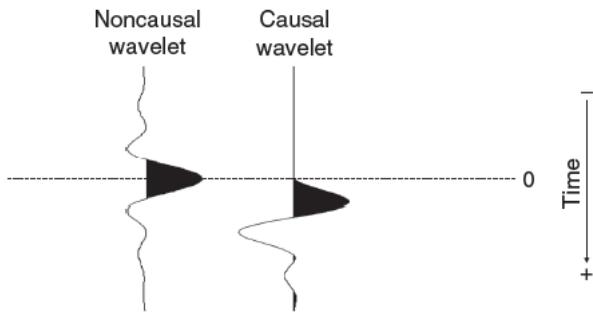
Dimana A adalah amplitudo, f adalah frekuensi, t yaitu waktu penjaralan dan ϕ fase dari gelombang. Nilai dari ϕ adalah sudut, diukur dalam derajat (dimana 360 derajat = 1 siklus), yang mana merepresentasikan *lead* (jumlah waktu gelombang yang *advanced*) atau *lag* (jumlah waktu gelombang yang ditunda) dengan referensi waktu mulai. Fase didefinisikan negatif dari *lag* fase (Yilmaz 2001) yang mengatakan pergeseran waktu negatif (*time delay*) sesuai dengan nilai fase positif begitu juga sebaliknya.



Gambar 2. 10 Rotasi fase pada wavelet zero fase (Herron, 2011).

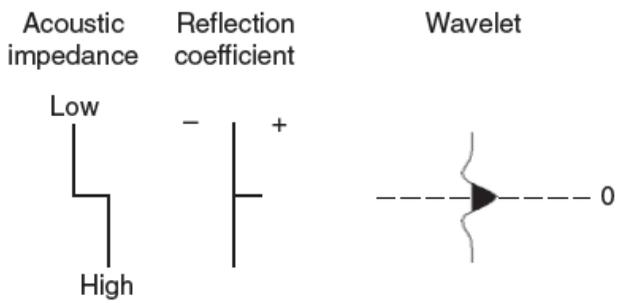
Pada *wavelet* diatas $t=0$, artinya secara harfiah menggambarkan gerakan partikel yang terjadi sebelum $t=0$, yang mana secara fisika tidak dapat direalisasikan. Untuk alasan ini, *wavelet* ini disebut *noncausal wavelet*. Karena simetri, disebut sebagai *zero-phase wavelet*; tiap komponen sinusoidal adalah *zero-phase*, dan biasanya ditentukan oleh amplitudo dan frekuensi yang sesuai. Dalam sinyal pengolahan, *zero phase wavelet* memiliki durasi waktu tersingkat (*pulse width*) yang mana memberikan bandwidth (*frequency range*). Respon dari seismik untuk *zero-phase wavelet* juga lebih mudah dan lebih intuitif memvisualisasikan karena amplitudo maksimumnya sesuai dengan posisi refleksinya.





Gambar 2. 11 Wavelet Noncasual dan Casual (Herron, 2011).

Tampilan yang paling umum digunakan oleh SEG adalah polaritas standar positif, dimana polaritas berarti defleksi dari *trace* positif atau negatif. Ketika mendiskusikan atau menyajikan pekerjaan kita, kita harus menyatakan fase dari data kita, dan tampilan yang kita amati. Maka perlu di tanyakan mengenai fase *wavelet* dan konvensi tampilan yang melibatkan data seismik jika tidak dijelaskan pada tampilan seismik.



Gambar 2. 12 Tampilan Standar SEG Positif yang dikonversi dalam data refleksi seismik (Herron, 2011).

Konvolusi adalah operasi matematika yang secara sederhana, melibatkan multiplikasi, *shifting*, dan penjumlahan dua fungsi dari variabel sama (untuk data seismik variabel adalah waktu tempuh t).

Dapat dianggap konvolusi sebagai simulasi propagasi pulsa seismik melalui bumi berlapis. Hasil dari konvolusi 1D, seperti konvolusi dari koefisien refleksi yang dihitung dari AI log (yang mana telah di konversi ke dalam domain waktu) dengan *wavelet* seismik untuk menghasilkan seismogram sintetik.

Fase *wavelet* yang terkandung dalam data set seismik dapat bervariasi secara lateral dan vertical dan diperkirakan paling akurat dengan metode deterministik menggunakan kontrol sumur. Dengan tidak adanya kontrol sumur, dapat diperkirakan fase *wavelet* secara visual dengan mengamati *wavelet* refleksi tertentu yang mungkin ada dalam data.

Tabel 2. 1 Batas subsurface dapat diestimasi dengan fase *wavelet*.

Best:
Seafloor
Hydrocarbon/water contact (seismic flat spot)
Use with care:
Top of salt/volcanics
Base of salt
Basement

Menggunakan refleksi dari salah satu batas berdasarkan dari tabel diatas, mengasumsikan bahwa batas dapat diidentifikasi, bahwa ada yang diketahui dan konsistensi dari kontras akustik impedansi, dan bahwa itu diisolasi dari batas terdekat sehingga karakternya bukan refleksi gabungan. Dalam lingkungan laut, refleksi dasar laut biasa digunakan untuk mengetahui fase *wavelet* karena kontras impedansi antara air laut dan sedimen hampir selalu positif. Demikian pula, kontak hidrokarbon/air, yang hadir dalam *flat spot* dalam reservoir, dapat digunakan dengan percaya diri dalam memperkirakan fase *wavelet*. Sebuah seismik *flat spot* terjadi karena adanya hidrokarbon sebagai fluida pengisi pori menurunkan AI pada bantalan hidrokarbon dari reservoir di bawah bagian yang mengandung nonhidrokarbon atau reservoir yang terisi air asin. *Flat spot* hanya dapat terjadi pada reservoir yang mengandung hidrokarbon dapat dilihat secara seismik karena respon seismik terhadap keberadaan hidrokarbon yang memiliki ketebalan dibawah nilai tertentu yang disebut *tuning thickness* yang menjadi gabungan



respon dari interval atas dan bawah yang tidak secara langsung di tampilkan dalam fase *wavelet* (Herron, 2011). Dimana besarnya ketebalan *tunning* adalah $\frac{1}{4}$ panjang gelombang seismik (λ), dimana $\lambda = v/f$ dengan v adalah kecepatan gelombang seismik (kompresi) dan f adalah frekuensi. Dimana kecepatan akan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, sedangkan frekuensinya semakin rendah. Dengan demikian ketebalan *tunning* bertambah besar (Herron, 2011).

2.5 AVO

AVO adalah analisis dari variasi amplitudo sebagai fungsi *offset*. Amplitudo bervariasi dengan *offset* karena koefisien pantulan bervariasi ketika sudut gelombang di antarmuka bervariasi. Fenomena dasar dijelaskan sebagai berikut: ketika gelombang-P tiba di sebuah antarmuka antara dua lapisan, sebagian energi dipantulkan dan sebagian ditransmisikan. Jumlah yang direfleksikan dan jumlah yang tertransmisi tergantung dari kontras dalam parameter dari dua lapisan. Parameter yang relevan adalah :

V_{p1} , V_{s1} , ρ_1 – kecepatan gelombang p, kecepatan gelombang s, dan densitas dari lapisan 1

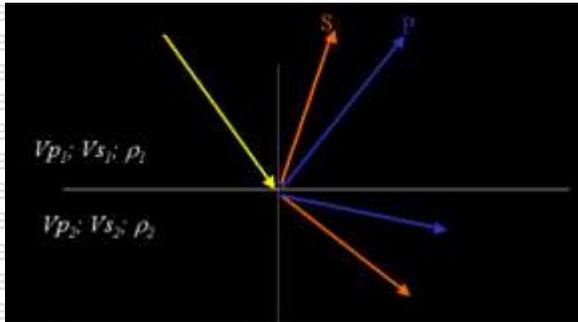
V_{p2} , V_{s2} , ρ_2 – kecepatan gelombang p, kecepatan gelombang s, dan densitas dari lapisan 2

Maka koefisien refleksi berdasarkan hanya dari V_p dan ρ

$$RNI = \frac{(V_{p2}\rho_2 - V_{p1}\rho_1)}{(V_{p2}\rho_2 + V_{p1}\rho_1)} = \frac{\Delta I_p}{I_p} \quad (2.19)$$

Dimana I_p adalah impedansi dari gelombang p. Ketika gelombang datang pada suatu permukaan dengan keadaan tidak normal, maka energi dari gelombang P akan terkonversi menjadi *shear*.





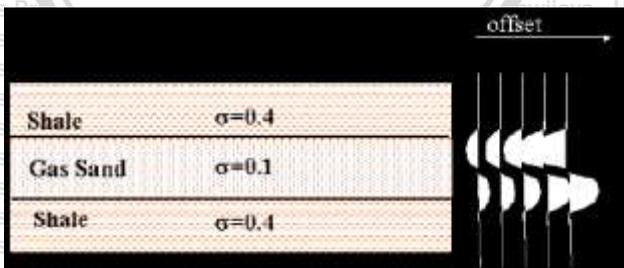
Gambar 2. 13 Refleksi antarmuka (Canning 2007).

a) Analisis AVO

Analisis AVO merupakan analisis dari variasi koefisien refleksi. Variasi ini diatur oleh kontras dalam kecepatan gelombang-P dan kecepatan gelombang-S pada antarmuka. Ketika ada gas disuatu lapisan, V_p turun sedangkan V_s tidak berubah. Ini artinya V_p/V_s adalah anomali, dan diharapkan kita mampu melihat efek dari anomali ini dalam pola refleksi. Pada prinsipnya analisis AVO harus mengukur variasi amplitud dengan sudut datang. Namun, amplitud diukur dengan *offset* karena biasanya saat *offset* meningkat, sudut insiden meningkat. Diasumsikan bahwa amplitud dari data seismik sebanding dengan koefisien refleksi.

b) Anomali AVO

Model dasar dari anomali AVO dapat diilustrasikan menggunakan gas sand diantara lapisan *shale*.



Gambar 2. 14 Anomali AVO yang diilustrasikan dengan gas berada diantara shale (Canning,2007).

2.5.1 Atribut AVO

AVO Atribut ini berfungsi untuk menganalisis besarnya volume dari data seismik, untuk mencari anomali hidrokarbon.

- a. AVO Product : A*B
- b. Scaled Poisson's Ratio Change : A+B
- c. Shear Reflectivity : A-B
- d. Fluid Factor

Analisis intercept/gradient ini didefinisikan dengan persamaan Aki-Richard yaitu

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta \quad (2.20)$$

dengan,

$$A = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (2.21)$$

$$B = A \left[D - 2(1 + D) \frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \right] + \frac{\Delta \sigma}{(1-\sigma)^2} \quad (2.22)$$

Kemudian jika diasumsikan pada Poisson Ratio = $\sigma=1/3$, maka

$$B = A \left[D - 2(1 + D) \frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \right] + \frac{\Delta \sigma}{(2/3)^2} = \frac{9}{4} \Delta \sigma - A \quad (2.23)$$

$$\text{atau } A+B = \frac{9}{4} \Delta \sigma \quad (2.24)$$

Penjumlahan dari A+B itu sama dengan perubahan dari Poisson's Ratio (Russel 2007).

Poisson's Ratio untuk gas sand lebih kecil dari pada *shale*, dan koefisien refleksi berubah dengan cepat dengan sudut datangnya. Amplitudo yang dihasilkan pada *offset gather* adalah refleksi negative pada *near offset* dan semakin negative pada *far offset*, yang dimanifestasikan dengan nilai absolut dari kenaikan amplitudo pada



offset yang besar (Canning,2007). Parameter elastis penting dalam AVO adalah *Poisson's Ratio*.

$$Poisson's Ratio (\sigma) = \frac{Transverse\ strain}{Longitudinal\ strain} = \frac{3K-2\mu}{2(3K+\mu)} \quad (2.25)$$

Kontras *Poisson's Ratio* melewati antarmuka yang memiliki kontrol besar pada tingkat perubahan amplitudo terhadap *offset*.

Modulus elastisitas tidak diukur secara langsung, contohnya *downhole logging*, akan tetapi dapat dihitung dengan kecepatan dan densitas. Beberapa persamaan yang berhubungan kecepatan dan densitas terhadap sifat elastisitas :

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4\mu}{3}}{\rho}} \quad (2.26)$$

$$atau\ V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (2.27)$$

dan

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.28)$$

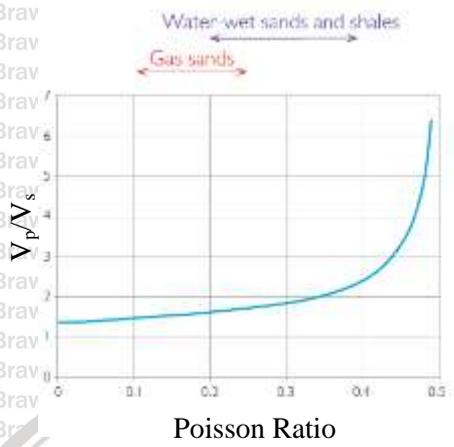
di mana ρ adalah densitas material.

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{\frac{2(1-\sigma)}{(1-2\sigma)}} \quad (2.29)$$

$$\sigma = \frac{\gamma-2}{2\gamma-2} \text{ dimana } \gamma = \left[\frac{V_p}{V_s} \right]^2 \text{ dan } \gamma = \frac{2\sigma-2}{2\sigma-1}$$

Secara umum hubungan antara V_p/V_s dan *Poisson's ratio*, dimana *sand* memiliki *Poisson's ratio* nilai yang lebih rendah dari *shale* karena quartz memiliki nilai V_p/V_s paling rendah dari pada mineral yang lain. Batuan mengandung *compressible fluids* (minyak dan gas) V_p yang rendah dan V_s sedikit lebih tinggi dari pada air. Ini menunjukkan hidrokarbon *sand* memiliki *Poisson's ratio* lebih rendah *sand* yang terisi air.

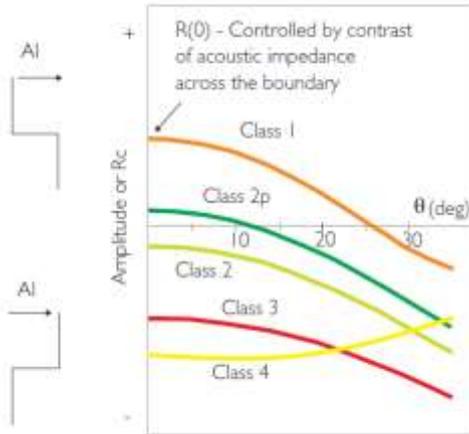




Gambar 2. 15 Poisson's Ratio vs Vp/Vs

c) **Kelas AVO**

Pada tingkat detail selanjutnya, respon AVO bersifat konvensional yang di deskripsikan dalam beberapa kelas (Rutherford and Williams 1989) diklasifikasikan menjadi tiga jenis (I,II dan III). Kelas I ditandai dengan kontras impedansi positif (impedansi *sand* lebih besar dari impedansi *shale*), dibarengi dengan gradient AVO negatif, sehingga koefisien refleksi positif dan sudut berkurang. Kelas II memiliki koefisien refleksi negatif pada *offset* yang jauh. (Ross and Kinman 1995) mengemukakan bahwa koefisien normal positif disebut dengan I_p. Kelas III memiliki kontras impedansi negatif yang besar dan gradien negatif, yang mengarah ke peningkatan amplitud dengan sudut. Respon kelas II dan III tergantung dari maksud koefisien refleksi kejadian normal dalam definisi kelas II. Kelas IV, diperkenalkan oleh (Castagna and Swan 1997). Ini memiliki koefisien refleksi kejadian normal negatif yang besar dan penurunan amplitudo dengan *offset*. *Intercept* itu menunjukkan kontras impedansi akustik Gradien AVO ditentukan dari kontras dari kecepatan gelombang-S yang melewati batas (Castagna, Swan, and Foster 1998) Kelas AVO berguna memberi gambaran umum untuk memahami respon lebih terinci (Simm and Bacon 2014).



Gambar 2. 16 Kelas AVO (Simm & Bacon, 2014).

2.6 Logging

Evaluasi formasi batuan adalah suatu proses analisis ciri dan sifat batuan di bawah tanah dengan menggunakan hasil pengukuran lubang sumur. Pengukuran pada lubang sumur ini dapat dilakukan dengan *logging*. *Logging* ini bertujuan untuk memperoleh data sumur yang akan diinterpretasikan kemudian (Harsono 1997).

Macam – macam logging :

- 1) **Wireline Logging** : Perekaman data pengukuran secara kontinu di suatu lobang bor menggunakan *geophysics probe/ sonde* yang mampu merespon variasi sifat – sifat fisika batuan setelah dilakukan pengeboran (Reeves 1986). Pengukuran dalam lubang sumur menggunakan instrumen yang ditempatkan pada ujung kabel *wireline* dalam lubang bor. Sensor yang terletak diujung kabel *wireline* akan mendeteksi keadaan dalam sumur. *Geophysical Well Logging* merupakan suatu metode geofisika yang mengukur besaran – besaran fisik batuan reservoir yang memberikan informasi bawah permukaan yang meliputi karakteristik litologi, ketebalan lapisan kandungan fluida, korelasi struktur, dan kontinuitas batuan dari lubang bor (Gordon 2004).

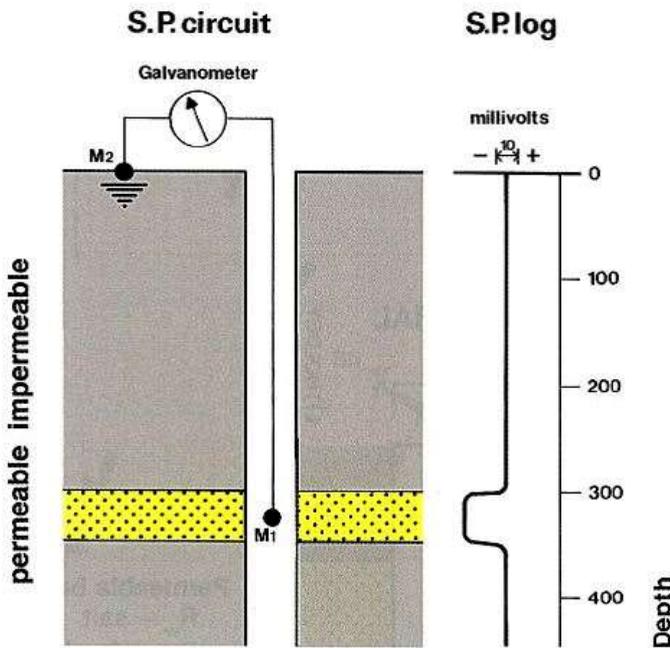


2) **MWD/LWD** : sensor *logging* tertanam di *drill collar* berinding tebal yang digunakan pada bagian bawah dari string bor dan pengukuran sifat formasi dilakukan secara terus menerus selama proses pengeboran (Asquith & Krysgowski, 2004).

Beberapa Log yang sering digunakan dalam analisis petrofisika yaitu :

2.6.1 Log SP (*Spontaneous Potential*)

Log SP merekam arus DC rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan yang tetap dengan elektroda yang terdapat di dalam lubang bor. Agar SP dapat berfungsi, lubang bor diisi oleh lumpur yang konduktif. Skala SP adalah dalam millivolt.



Gambar 2. 17 Konsep Pengukuran Log SP (Rider 2002)

Log SP ini biasa digunakan untuk mendeteksi lapisan *permeable*, mendeteksi batas dari lapisan *permeable*, mendapatkan

nilai resistivitas air formasi (R_w), mendapatkan *volume shale* pada lapisan *permeable*. Fungsi yang lain kurva SP ini untuk mendeteksi hidrokarbon akibat dari respon SP berupa *suppression*. Konsep dari *static spontaneous potential* (SSP) ini penting karena SSP menunjukkan ketebalan maksimum, *shale-free*, *porous*, dan *permeable* suatu formasi yang dapat memberikan rasio antara R_{mf} dan R_w . Pengukuran nilai SP ini dipengaruhi oleh ketebalan lapisan, resistivitas lapisan, *borehole* dan invasi, konten serpih, dan konten hidrokarbon. **Ketebalan Lapisan** pada formasi yang tipis (kurang dari 10 ft (3m)). Berdasarkan aturan umum, kapan saja kurva SP sempit dan runcing, SP harus dikoreksi untuk ketebalan lapisan sebelum digunakan dalam perhitungan R_w . **Resistivitas Lapisan**, resistivitas yang tinggi akan mengurangi defleksi dari kurva SP. **Borehole dan Invasi**, efek dari *borehole* diameter dan invasi dari SP ini sangat kecil sehingga dapat dihiraukan. **Konten Shale**, kehadiran dari *shale* pada formasi *permeable* akan menurunkan defleksi dari SP. Pada *water-bearing zone*, maka penurunan SP ini berhubungan dengan keadaan *shale* pada formasi. **Hydrocarbon Content**, jika kurva SP bergerak ke kiri (defleksi negatif; $R_{mf} > R_w$) atau ke kanan (defleksi positif; $R_{mf} < R_w$) dari garis dasar serpih, terdapat zona permeabel. Batas-batas lapisan permeabel ditempatkan pada titik-titik tersebut infleksi dari dasar serpih.

a) R_w dari SP

1. Setelah diketahui temperatur dari formasi, mengoreksi resistivitas dari *mud filtrate* (R_{mf}) dan *drilling mud* (R_m) terhadap temperatur formasi.
2. Untuk meminimalisir efek dari ketebalan lapisan, SP terkoreksi menjadi statik SP (SSP).
3. Nilai dari SSP di determinasi, untuk mendapatkan nilai rasio R_{mf}/R_w .
4. Kemudian nilai dari R_{we} dikoreksi dengan R_w menggunakan *chart*.

b) Kalkulasi V_{shale}

Ini dapat digunakan untuk menghitung V_{shale} di zona permeabel



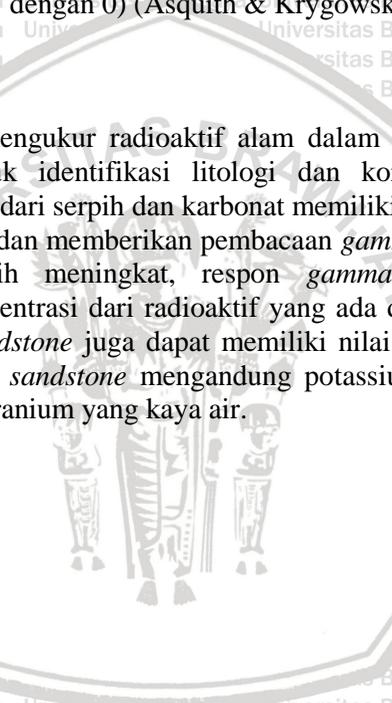
$$\text{Volume shale} = \frac{\text{PSP} - \text{SSP}}{\text{SP}_{\text{shale}} - \text{SSP}} \quad (2.30)$$

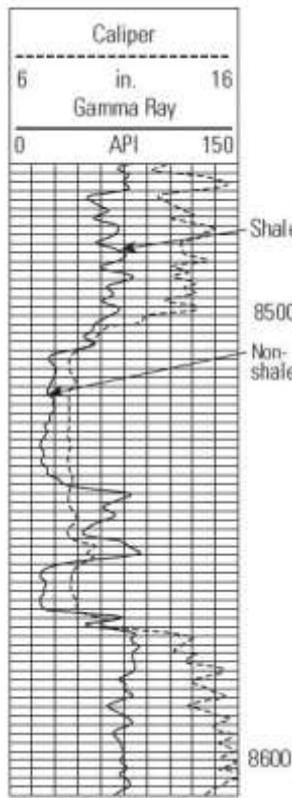
di mana :

- Volume shale :Kandungan Lempung
- PSP :Pseuostatic SP (maximum SP of shaly formation)
- SSP :Static Spontaneous potential of near by thick clean sand
- SP shale :Nilai dari SP di Shale (diasumsikan sama dengan 0) (Asquith & Krygowski, 2004).

2.6.2 Log Gamma Ray

Gamma ray mengukur radioaktif alam dalam formasi dan dapat digunakan untuk identifikasi litologi dan korelasi zona. *Sandstones* yang bebas dari serpih dan karbonat memiliki konsentrasi radioaktif yang rendah dan memberikan pembacaan *gamma ray* yang rendah. Konten serpih meningkat, respon *gamma ray* akan meningkat karena konsentrasi dari radioaktif yang ada dalam *shale*. Akan tetapi, *clean sandstone* juga dapat memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi ini karena *sandstone* mengandung potassium feldspar, mika, glaukonit, atau uranium yang kaya air.





Gambar 2. 18 Kurva Log Gammaray (Ellis and Singer 2008)

a) Kalkulasi Vshale

Karena *shale* selalu lebih radioaktif daripada *sandstone* dan karbonat, *log gamma ray* dapat digunakan untuk menghitung *volume shale* dalam reservoir yang porous. *Volume shale* ini dalam bentuk desimal fraksi atau persentase. Kalkulasi dari GR ini yaitu dapat dilakukan dengan

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.31)$$

Gammaray ini tidak seperti log SP yang mana log SP ini menggunakan prinsip *single linear*, *gamma ray log* ini



memiliki respon nonlinier juga yang sama baiknya dengan respon linier.

b) *Spectral Gamma Ray Log*

Respon dari normal *gamma ray log* ini merupakan kombinasi dari uranium, thorium, potassium dan bagian dari peluruhan radioaktif lainnya. Karena setiap elemen radioaktif ini memiliki nilai emisi energi yang berbeda yaitu Potassium sebesar 1.46 MeV, Thorium biasanya 2.614 MeV dan Uranium sebesar 1.764 MeV. Ada beberapa fungsi dari *spectral gamma ray log* ini yaitu :

- Dapat diperoleh nilai *Volume Shale* pada batuan reservoir yang mengandung mineral uranium, potassium feldspars, mika dan glaukonit
 - Mendiferensiasi radioaktif dari reservoir dari serpih
 - Evaluasi *source-rock*
 - Evaluasi dari deposit potash
 - Korelasi geologi
 - *Clay typing*
 - Deteksi *fracture*
 - *Rock typing* pada batuan *basement crystalline*
- (Asquith & Krygowski, 2004).

2.6.3 Log Porositas

Jenis log sumur selanjutnya adalah yaitu porositas. Meskipun menghasilkan nilai porositas dari hasil pengukuran, tidak ada yang mengukur porositas secara langsung. Dua log, yaitu densitas dan neutron adalah pengukuran unsur atom. Untuk yang ketiga yaitu *log sonic*, menggunakan pengukuran gelombang akustik dan yang keempat merupakan yang terbaru dengan resonansi magnet dari *nuclei* yang ada pada formasi. Jika dilakukan kombinasi pada log tersebut maka akan dapat diestimasi litologi dan nilai porositas yang didapatkan (Asquith & Krygowski, 2004).

a) **Log Densitas**

Densitas diukur dalam gr/cm^3 (Kg/m^3 atau Mg/m^3) dan dapat disebut dengan ρ (rho). Dua nilai densitas yang diukur oleh log densitas yaitu densitas

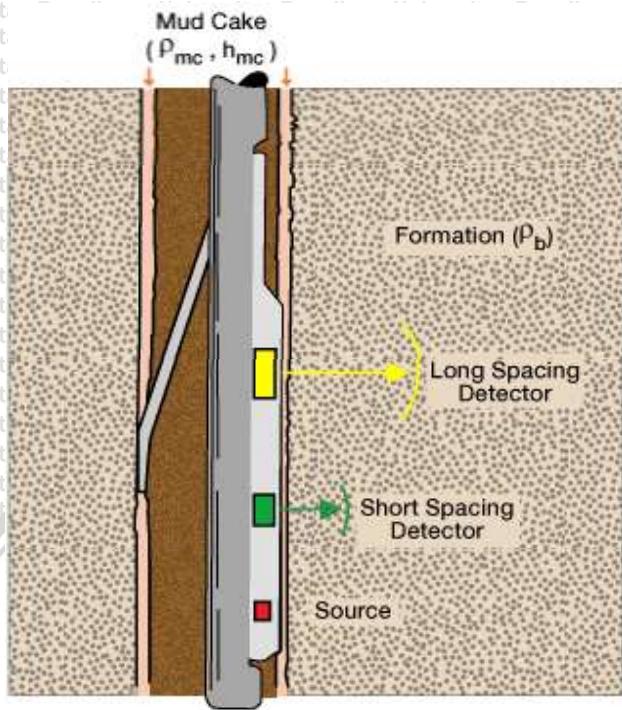


bulk dan densitas matriks (ρ_{ma}). *Bulk Density* adalah tingkat kepadatan seluruh formasi (bagian padat dan fluida) yang diukur oleh alat *logging*. Densitas matriks adalah densitas dari padatan yang menyusun batuan. Itu dapat dikatakan sebagai densitas dari beberapa jenis batuan tertentu misal batukapur atau batupasir yang tidak memiliki porositas. Sejak akhir 1970-an, log densitas ini juga digunakan untuk pengukuran *photoelectric* (Pe, PE atau PEF) untuk menentukan litologi suatu formasi. Log densitas ini dapat membantu :

- Mengidentifikasi mineral *evaporate*
- Mendeteksi zona gas
- Menentukan densitas hidrokarbon
- Mengevaluasi reservoir *shaly-sand* dan litologi kompleks (Schlumberger 1972).

Alat log densitas ini relatif memiliki investigasi kedalaman yang dangkal, dan hasilnya ia ditahan pada sisi lubang bor selama *logging* untuk memaksimalkan respon dari formasi. Alat ini terdiri dari sumber sinar gamma energi sedang atau dengan desain yang baru, berbasis akselerator. Dua detektor sinar *gamma* menyediakan beberapa ukuran kompensasi untuk kondisi lubang bor (mirip dengan alat *logging sonic*).





Gambar 2. 19 Skema Log Densitas (Sclumberger,1996)

b) Log Neutron

Log Neutron adalah log porositas yang mengukur konsentrasi hidrogen dalam suatu formasi. Dalam formasi bersih dimana porositas terisi oleh air atau minyak, log neutron mengukur fluida yang terisi dalam pori (ϕ_N , PHIN, atau NPHI). Neutron dibuat dari sumber kimia yang ada di alat logging neutron. Sumber bahan kimia ini biasanya berupa campuran dari americium dan beryllium yang secara terus menerus memancarkan neutron. Ketika neutron ini bertabrakan dengan inti dari formasi maka neutron akan beberapa energi neutronnya. Dengan adanya tabrakan, maka neutron akan diserap oleh nukleus dan sinar gamma dipancarkan. Karena atom hidrogen memiliki massa yang hampir sama dengan

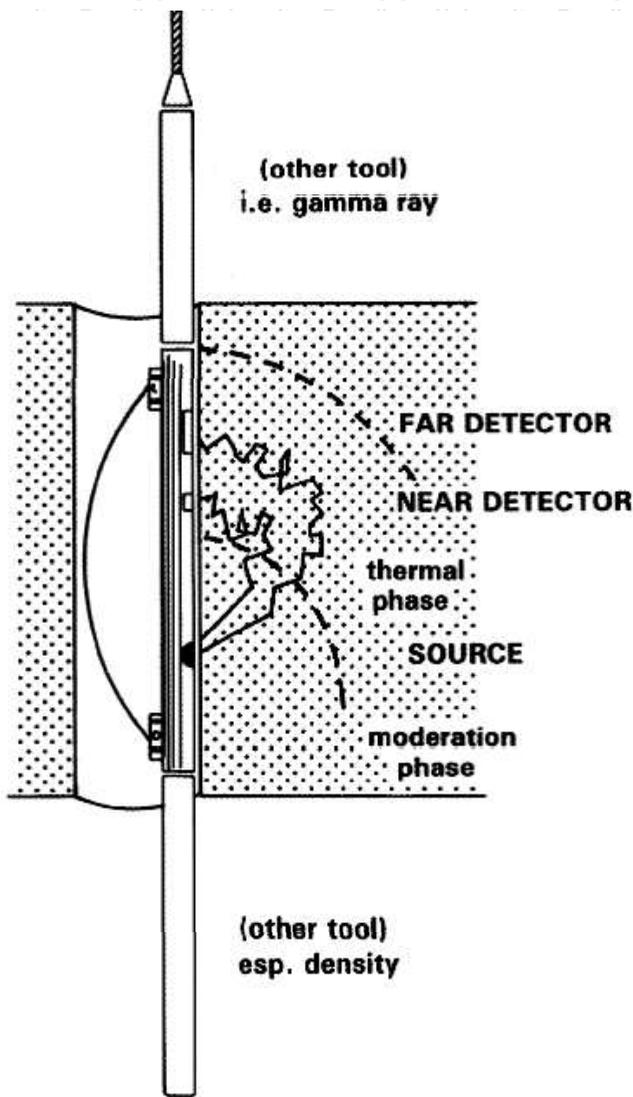


neutron, energi maksimum akan hilang ketika neutron bertabrakan dengan atom hidrogen. Oleh karena itu, kehilangan energi didominasi oleh konsentrasi hidrogen formasi. Karena hidrogen dalam formasi berpori adalah terkonsentrasi dalam pori yang terisi oleh fluida, hilangnya energi dapat berhubungan dengan porositas formasi.

Respon log neutron bervariasi, tergantung pada :

- Perbedaan dalam jenis detektor dan apa yang mereka deteksi (sinar gamma/neutron yang berbeda energi)
- Jarak antara sumber dan detektor
- Litologi (missal., batupasir, batukapur, dan dolomit) (Asquith & Krygowski, 2004).

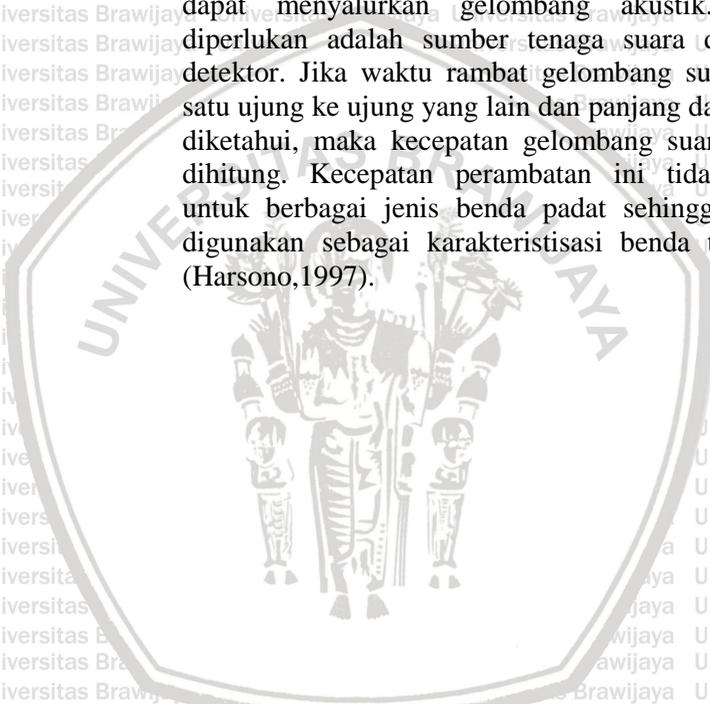




Gambar 2. 20 Prinsip Kerja Log Neutron (Schlumberger 1996)

c) *Log Sonic*

Log Sonic merupakan log porositas yang mengukur interval transit *time* dari gelombang P yang melewati formasi di sepanjang lubang bor. Alat *log sonic* ini terdiri atas satu atau lebih *transmitter ultrasonic* dan dua atau lebih *receivers*. *Log sonic* modern ini adalah *borehole-compensated* (BHC) (Asquith & Krygowski, 2004). Setiap benda padat dapat menyalurkan gelombang akustik. Yang diperlukan adalah sumber tenaga suara dan alat detektor. Jika waktu rambat gelombang suara dari satu ujung ke ujung yang lain dan panjang dari balok diketahui, maka kecepatan gelombang suara dapat dihitung. Kecepatan perambatan ini tidak sama untuk berbagai jenis benda padat sehingga dapat digunakan sebagai karakteristik benda tersebut. (Harsono,1997).



	<p>dengan larutan, porositas tetap relatif tidak berubah antara larutan.</p> <p>Kombinasi dari neutron dan densitas merupakan alat porositas yang paling umum.</p>	<p>data kemungkinan valid.</p> <p>densitas kurnag</p>
<p><i>Neutron Sonic</i></p>	<p>Diberikan dua kemungkinan litologi dan larutan, porositas tetap relatif tidak berubah antara larutan.</p> <p><i>Sonic</i> kurang sensitif terhadap lubang yang kasar daripada densitas.</p>	<p>Kombinasi sonic dan neutron) tanpa densitas) tidak umum digunakan.</p>
<p><i>Bulk Density</i></p>	<p>Kedua pengukuran dilakukan dengan (<i>bulkdensity</i>-Pe) dengan alat <i>logging</i> yang sama; keduanya akan tersedia disumur yang lebih baru.</p>	<p>Pilihan pasangan untuk litologi akan memberikan pengaruh yang signifikan dari estimasi porositas. Dalam lubang kasar atau beratnya lumpur pemboran, data mungkin tidak valid. Pengukuran Pe tidak akan ada di sumur yang dicatat sebelum sekitar 1978.</p>
<p><i>Sonic Density</i></p>	<p>Terbaik untuk mengidentifikasi reservoir radioaktif, dari</p>	<p>Pilihan terbaik untuk identifikasi litologi yang memiliki pengaruh</p>



<p>pada memprediksi litologi dan porositas: Potensi plot reservoir disepanjang dekt garis litologi sementara serpih cenderung berada di sebelah kanan plot. Ini daoat menunjukkan keberadaan reservoir radioaktif yang berbaur dengan serpih.</p>	<p>signifikan terhadap estimasi porositas. Garis litologi berjarak dekat, sehingga ketidakpastian dalam pengukuran menghasilkan perubahan besar dalam litologi dan perkiraan porositas.</p>
---	---

2.6.4 Log Resistivitas

Log resistivitas digunakan untuk :

- menentukan adanya hidrokarbon dengan zona air.
- menunjukkan zona permeabel
- menentukan porositas

Sejauh ini, penggunaan log resistivitas yang paling penting adalah menentukan hidrokarbon dan zona air. Karena matriks batuan atau butir yang bersifat non-konduktif dan hidrokarbon apa pun yang ada didalamnya, kemampuan batuan menyakurkan arus hampir merupakan fungsi dari air dalam pori. Kejenuhan hidrokarbon dalam pori-pori meningkat (saat saturasi air berkurang), maka resistivitas formasi meningkat. Salinitas dari air dalam pori berkurang (seiring dengan meningkatnya R_w), maka resistivitas batuan juga meningkat.

Pengukuran ini berusaha untuk menginterogasi formasi pada jarak yang berbeda dari lubang bor, sehingga invasi ke formasi bisa terdeteksi dan resistivitas bagian formasi tidak terganggu oleh proses pengeboran (resistivitas formasi sebenarnya) dapat ditentukan.

a) *Laterolog*

Untuk mengatasi keterbatasan log elektroda, kelas lain dari perangkat *logging*, *laterolog* telah dikembangkan.



Ada beberapa log elektroda dan dirancang untuk mengukur resistivitas formasi di lubang bor yang diisi dengan *saltwater muds* (dimana $R_{mf} \sim R_w$). Arus dari elektroda survei dipaksa masuk dalam formasi dengan memfokuskan elektroda. Elektroda fokus dalam memancarkan arus dengan polaritas yang sama dengan elektroda survei tetapi terletak di atas dan di bawah. Elektroda yang fokus (disebut elektroda pelindung) mencegah arus survei dari naiknya lubang bor diisi dengan *saltwater mud*. Kedalaman investigasi *laterolog* yang efektif dikendalikan oleh sejauh mana fokus dari arus survei. Kedalaman pembacaan *laterolog* lebih fokus daripada pembacaan *laterolog* yang dangkal. Ini terdiri dari satu pengukuran *laterolog* dan terkadang *mikrolaterolog*.

b) *Dualaterolog*

Prinsip dari alat DLT memfokuskan arus listrik secara lateral kedalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Ini dicapai dengan menggunakan arus-pengawal (*bucking current*) yang fungsinya untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk kedalam formasi sedalam-dalamnya. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap, resistivitas dapat dihitung dengan hukum Ohm. Sebenarnya alat DLT terdiri dari dua bagian : satu bagian mempunyai elektroda yang berjarak sedemikian rupa untuk memaksa arus utama masuk sejauh mungkin kedalam formasi dan mengukur LLd, resistivitas *laterolog* dalam. Yang lain mempunyai elektroda berjarak sedemikian rupa membiarkan lembar arus utama terbuka sedikit, dan mengukur LLs, resistivitas *laterolog* dangkal (Harsono, 1997).

c) *Induction Logs*

Berbeda dengan elektroda log asli (tidak fokus) dan *laterolog*, log induksi mengukur konduktivitas formasi daripada resistivitas. Konduktivitas formasi adalah terkait dengan resistivitas formasi melalui persamaan berikut:



$$C = \frac{1000}{R} \quad (2.36)$$

di mana:

C sit :Konduktivitas dalam milimho/m

R sit :Resistivitas dalam Ohm-m

Prinsip dari alat induksi terfokuskan ISF, sonde terdiri dari dua set kumparan dalam batngan *fiberglass* non-konduktif. Suatu rangkaian osilator mengasilkan arus konstan pada kumparan pemancar. Dari hukum fisika kita pelajari bahwa bila sebuah kumparan dialiri arus listrik bolak-balik akan menghasilkan medan magnet, dan sebaliknya medan magnet akan menimbulkan arus listrik pada kumparan. Sehingga arus listrik yang mengalir dalam kumparan alat induksi ini menghasilkan medan magnet di sekeliling sonde.

Medan magnet ini menghasilkan arus-eddy (*eddy current*) di dalam formasi disekitar alat sesuai dengan hukum Faraday. Formasi konduktif disekitar alat bereaksi seperti kumparan-kumparan kecil di dalam formasi yang mengalirkan arus eddy terinduksi. Arus eddy pada gilirannya menghasilkan medan magnet sendiri yang dideteksi dengan 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 induksi disebut alat konduktivitas, sedangkan alat *laterolog* yaitu resistivitas, kedua alat itu memberikan satu pengukuran akhir yang sama yaitu Rt. Perbedaan ini untuk menentukan jenis alat mana yang paling sesuai dengan kondisi lumpur dan formasi untuk *logging*. Alat induksi akan mengubah sinyal yang diterima ke arus DC yang sebanding kemudian dikirim ke komputer di permukaan. Kemudian komputer akan menterjemahkan sinyal DC ini ke konduktivitas dan seterusnya diubah ke

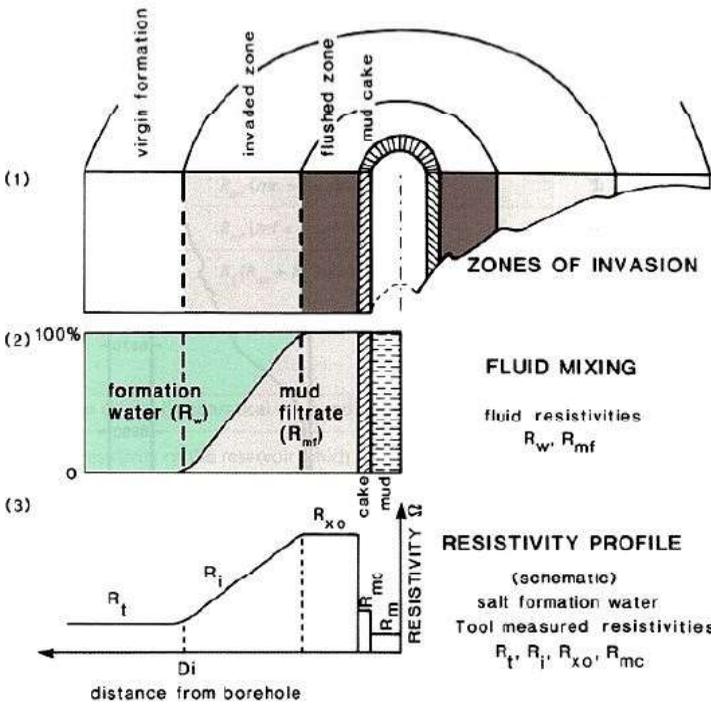


nilai resistivitas dalam Ohm-m. sebagian dari sonde juga berisi beberapa elektroda dari sistem SFL dan elektroda SP. Prinsip kerja SFL mirip sekali dengan alat *laterolog*. Alat induksi lain yaitu induksi ganda (DIL) yang berdasarkan pada prinsip sama, dan mengukur resistivitas induksi yang menegah maupun yang dalam.

d) Rxo dari Alat Mikrolog

Telah diketahui bahwa Rxo berguna untuk koreksi pengukuran Rt. Jenis log Rxo adalah : PL, MLL, MSFL, dan *Microlog* lama. MSFL biasanya dikerjakan dalam kombinasi dengan alat induksi dan *laterolog*. Prinsip dari alat mikrolog ini dibuat dengan sebuah bantalan elektroda khusus yang ditekan ke dinding lubang bor dengan bantuan sebuah *caliper*. Pada bantalan tersebut dipasang suatu rangkaian bingkai-bingkai logam yang konsentrik disebut elektroda yang mempunyai fungsi memancarkan, memfokuskan dan menerima kembali arus listrik yang hampir sama seperti cara kerja elektroda *laterolog*. Karena bantalannya kecil dan susunan elektrodanya berdekatan, maka hanya beberapa inci dari formasi dekat lubang bor yang diselidiki. Sehingga kita akan mempunyai suatu pengukuran dari resistivitas di daerah remebesan. Pengukuran terhadap diameter lubang secara bersamaan oleh *caliper* yang merupakan bagian tak terpisahkan dari alat MSFL. Mikrolog adalah alat yang sangat tua dan merupakan alat jenis pertama. Alat mikrolog jenis baru disebut PCD (*Powered Caliper Device*) dikerjakan dalam kombinasi dengan EPT, keduanya memiliki resolusi vertikal yang sangat tinggi.





Gambar 2. 22 (1) zona invasi pada borehole (2) representasi pengisi fluida dalam formasi (3) profil resistivitas (Harsono,1997).

BAB III METODOLOGI

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian Tugas Akhir ini memiliki alokasi waktu pelaksanaannya yaitu dari 1 April sampai 31 Mei 2019. Penelitian bertempat di Pertamina Hulu Energi Abar Anggursi East Ambalat.

3.2 Data dan Perangkat Penelitian

Data yang digunakan dalam penelitian Tugas Akhir ini meliputi data *PreStack Time Migration* 2D, data *gather*, data model kecepatan (*velocity model*), 1 buah data sumur yang dilengkapi dengan *composite log*, *mud log*, *DST*, *Fluid Analysis*, *SEM*, *XRD*.

a) Data Sumur

Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data sumur yang terfokuskan pada Formasi Cisubuh dan Parigi dengan kedalaman 500 ft sampai dengan 2638.5 ft. Data sumur ini dilengkapi dengan parameter-parameter *log* yaitu berupa data sumur yang terdiri atas *log caliper*, *bit diameter*, *gamma ray*, *SP*, resistivitas pada zona *flushed zone*, resistivitas dangkal, resistivitas dalam, *log densitas*, *log porositas neutron*, *log sonik-P* dan *sonik-S*. Sumur yang digunakan dalam penelitian ini diberi nama *SI-01*. Data sumur tersebut terbagi menjadi beberapa *section* yaitu *section 12.25* dan *8.5*.

b) Data Mudlog

Mud logging merupakan proses memantau perpindahan *mud* dan *cutting* pada sumur selama pemboran. *Data mudlog* ini biasa digunakan untuk petrofisis dan geologi di dalam mengambil keputusan dan melakukan evaluasi. *Mudlog* ini dapat digunakan untuk identifikasi tipe formasi dan litologi yang dibor, identifikasi zona yang porous dan permeabel, *picking of coring*, *casing*, atau batas kedalaman pengeboran akhir, dan memastikan keberadaan hidrokarbon sampai pada tahap membedakan jenis



hidrokarbon tersebut apakah minyak atau gas. Pada penelitian ini, data *marker* yang didapatkan yaitu data *marker* formasi Cisubuh dan Parigi. Akan tetapi penelitian dilakukan fokus pada formasi Cisubuh, berikut adalah tabel *marker* formasi.

Tabel 3. 1 Marker Formasi Penelitian

No	Formasi	Top Depth
1	Cisubuh	588 ft MD/ 492 ft TVDSS
2	Cisubuh 1	690 ft MD/ 594 ft TVDSS
3	Cisubuh 2	762 ft MD/ 666 ft TVDSS
4	Cisubuh 3	843 ft MD/ 747 ft TVDSS
5	Cisubuh 4	893 ft MD/ 797 ft TVDSS
6	Cisubuh 5	955 ft MD/ 859 ft TVDSS
7	Cisubuh 6	1025 ft MD/ 929 ft TVDSS
8	Cisubuh 7	1140 ft MD/ 1044 ft TVDSS
9	Cisubuh 8	1182 ft MD/ 1086 ft TVDSS
10	Cisubuh 9	1257 ft MD/ 1161 ft TVDSS
11	Post Parigi	1503 ft MD/ 1407 ft TVDSS
12	Parigi	1597 ft MD/ 1501 ft TVDSS



c) Data DST

Data *Drill Steam Test* (DST) merupakan data informasi produksi dan zona interval perforasi, yang juga digunakan dalam validasi keberadaan zona hidrokarbon berdasarkan *oil rate* dan *gas rate*. Data DST yang digunakan dalam penelitian ini berada pada Formasi Cisubuh dengan satuan MMSCFD (*Million Standard Cubic Feet per Day*) dan di beberapa kedalaman yaitu:

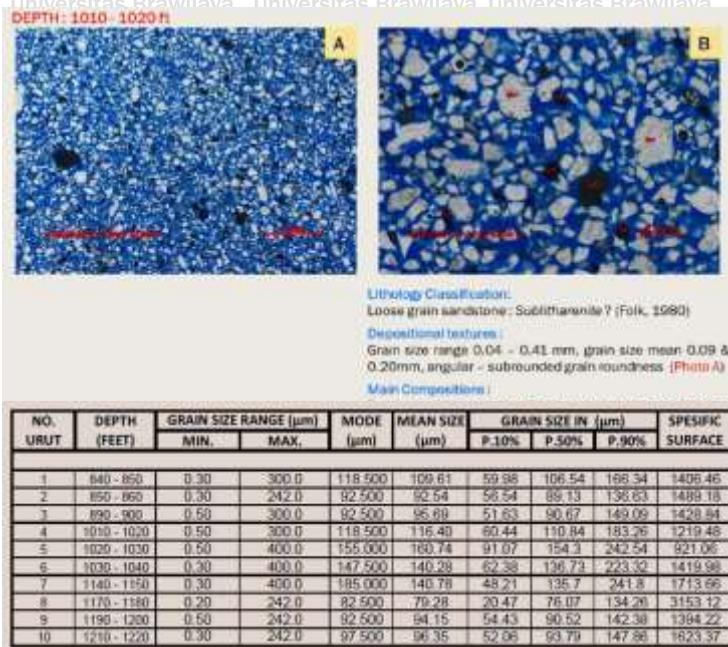
Tabel 3. 2 Data DST pada daerah penelitian

No. DST	Kedalaman	Hasil
DST 2	1198 – 1201 ft 1204 – 1215 ft	2.1 MMSCFD
DST 3	1000 – 1020 ft	4.9 MMSCFD
DST 4	843 – 852 ft	2.3 MMSCFD

d) Data Routine Core Analysis

Data ini terdiri dari data *sample inventory*, *lithological description*, dan *grain density* yang merupakan hasil dari pengambilan SWC (*Side Well Core Analysis*). Data ini hanya berada di sumur SI-01 formasi Cisubuh dan Parigi.

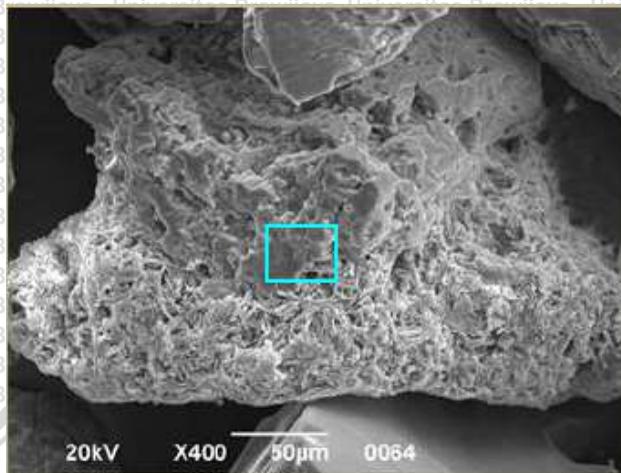




Gambar 3. 1 Data RCAL dan Grain Size

e) Data Analisis Batuan (XRD dan SEM)

Data-data ini merupakan hasil analisis laboratorium yang digunakan untuk mempermudah analisis multimineral dan deskripsi tipe batuan yang mungkin dapat menyebabkan terjadinya *Low Resistivity* pada sumur penelitian yaitu SI-01.



Gambar 3. 2 Data SEM

Pada gambar di atas yaitu merupakan data SEM *Photomicrograph* pada sampel kedalaman tertentu. Dimana data SEM ini digunakan untuk mengetahui jenis mineral penyebab *Low Resistivity* yang terkandung dalam batuan.

Kemudian data XRD atau *X-Ray Diffraction* dimana data yang didapatkan merupakan data yang digunakan untuk mengetahui efek dan jumlah kandungan mineral yang ada pada batuan. Berikut data XRD berupa tabel.



Tabel 3. 3 Data XRD

NO	WELL	DEPTH (FT)	FORMATION	CLAY MINERALS (%)			CARBONATE MINERALS (%)			OTHER MINERALS (%)					
				SMECTITE	ILLITE	KAOLINITE	CHLORITE	CALCITE	ARAGONITE	DOLOMITE	SIDERITE	QUARTZ	K-FELDSPAR	PLAGIOCLASE	PYRITE
1		734		-	-	tr	-	-	-	97	-	-	3	-	tr
2		840-850		-	1	1	1	2	-	1	1	1	91	1	1
3		850-860		-	-	tr	tr	1	-	tr	tr	tr	95	2	1
4		990-1000		-	-	tr	tr	tr	-	-	-	tr	94	2	1
5	SI-01	1010-1020	CISUBUH	-	-	tr	-	tr	-	1	-	-	94	2	2
6		1020-1030		-	-	tr	-	-	-	1	-	-	96	2	1
7		1030-1040		-	-	tr	-	-	-	1	-	-	95	-	1
8		1190-1200		-	-	tr	-	1	-	tr	-	-	94	2	3
9		1210-1220		-	-	1	-	tr	-	tr	1	1	93	2	2

f) Data *Pressure Test* dan *Fluid Analysis*

Data ini berupa data analisis tekanan dan fluida untuk mengetahui jenis fluida apa yang ada di reservoir tersebut.

g) Data Seismik

Data ini yaitu berupa data *Pre Stack Time Migration* 2D dengan hanya diberikan satu line 1045, data *gather*, dan data model kecepatan (*velocity* model).

Kemudian perangkat yang digunakan berupa satu buah laptop dengan sistem operasi Windows 10, perangkat lunak CGG Hampson Russel 10, Geolog 7 dan Microsoft Office.

3.3 Evaluasi Petrofisika

Evaluasi petrofisika bertujuan untuk mencari parameter petrofisika berupa kandungan lempung, porositas total dan porositas efektif, serta saturasi air formasi Cisubuh, khususnya pada sumur SI-01. Data *input* yang digunakan berupa data sumur yang terdiri atas *log caliper*, *bit diameter*, *gamma ray*, SP, resistivitas pada zona *flushed*, resistivitas dangkal, resistivitas dalam, log densitas, log porositas neutron, log sonik-P dan sonik-S. Adapun *composite log* serta *mudlog* sumur digunakan sebagai kontrol dan informasi tambahan daripada evaluasi petrofisika. Tahapan pengerjaan data sumur hingga menghasilkan parameter petrofisika dimulai dengan

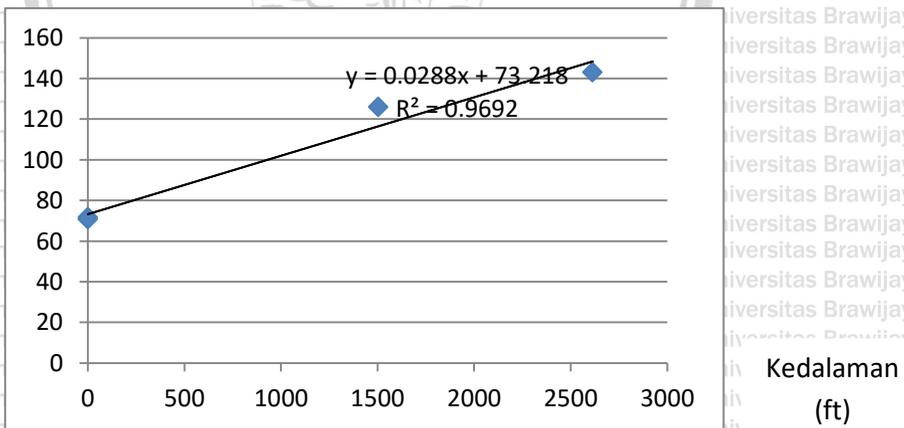


dilakukannya *inventory* data sumur, pre-kalkulasi petrofisika, dilanjutkan dengan identifikasi litologi, perhitungan kandungan lempung, perhitungan porositas total dan efektif, identifikasi *pay* dan *wet zone*, analisis resistivitas air formasi, kemudian dilanjutkan dengan perhitungan saturasi air formasi.

3.3.1 Prekalkulasi petrofisika

Prekalkulasi petrofisika meliputi perhitungan tekanan formasi, temperatur formasi, resistivitas *mud*, RMC, RMF. Dimana dalam perhitungan temperatur didapatkan dari *trendline* setelah data temperatur permukaan dan BHT (*Bottom Hole Temperature*) setiap *section* diplotkan terhadap kedalaman. Maka akan diketahui nilai temperature pada *Top Log Interval* sehingga data untuk dilakukan prekalkulasi sudah lengkap dan akan dapat dihitung. Setiap *section* menggunakan lumpur pemboran dengan nilai resistivitas sampel lumpur dan densitas lumpur yang berbeda setiap *section*. Hal ini akan berpengaruh terhadap hasil perhitungan tekanan formasi. Salinitas lumpur dihitung menggunakan input data resistivitas sampel lumpur beserta temperturnya.

Temperature (°F)



Gambar 3.3 Penentuan Nilai Gradien Temperatur terhadap Kedalaman

Informasi data yang terdapat dalam *header*, yang berfungsi sebagai data *input* untuk melakukan tahapan prekalkulasi yaitu seperti pada tabel di bawah.

Well	Depth	Run No	TLT (degF)	TLI (ft)	BLT (degF)	BLI (ft)	DFD (lb/g)
SI-01	639 ft	1	91.6212	639	126	1505.09	9.4
SI-01	1521ft	2	117.0228	1521	143	2614.09	9.6

Well	RMS (Ohmm)	MST	RMFS	MFST	RMCS	MCST	BS
SI-01	0.102	72.68	0.098	72.68	0.326	72.86	12.25
SI-01	0.09	71	0.03	70.6	0.03	70.5	8.5

3.3.2 Koreksi Lingkungan (*Enviromental Corrections*)

Hasil kurva *log* yang didapatkan tidak hanya menunjukkan formasi batuan dan fluida yang tidak terlepas dari faktor pengaruh alat pada saat akuisisi data. Sehingga *log* perlu dilakukan koreksi dan diharapkan hasil yang diperoleh dapat menguraikan formasi yang berkorelasi dengan kondisi alam yang sebenarnya. Setelah semua nilai dimasukkan berdasarkan informasi dari *composite log*, maka didapatkan hasil kurva *log* yang sudah terkoreksi. Pada penelitian ini dilakukan koreksi pada beberapa *log* yaitu diantaranya *Gamma ray*, *Density*, *Neutron* dan *Resistivity*. Koreksi ini juga harus memperhatikan jenis *service company* apa yang melakukan pengambilan data, sehingga dilakukan koreksi dengan parameter sesuai dengan *service company* tersebut. Pada penelitian ini dilakukan koreksi lingkungan dengan menggunakan *Schlumberger Chart* karena berdasarkan dari informasi header *log* menunjukkan bahwa data diambil oleh *service company Schlumberger*.



3.3.3 Bad Hole

Kondisi lubang bor yang mengalami runtuh ketika pemboran terjadi menjadikan kualitas lubang bor tersebut buruk. Maka dari itu untuk memperhitungkan kualitas lubang bor diperlukan estimasi perhitungan lebar runtuh yang dirumuskan sebagai berikut:

$$\text{Badhole} = \text{DCALmax} - \text{Drilling Bit Size} \quad (3.4)$$

Jika lubang buruk ditemukan, maka indikasi *badhole* bernilai satu maka dianggap benar, jika tidak maka nilainya tetap 0. Ini terjadi akibat dari runtuh atau *rugosity* yang menyebabkan adanya tanda lubang buruk. Untuk memvalidasi *rugosity*, nilai absolut dari DRHO dapat diperiksa terhadap *cutoff*.

3.3.4 Identifikasi Litologi

Identifikasi litologi bertujuan untuk mengetahui jenis litologi bawah permukaan. Dalam penelitian ini, identifikasi litologi dilakukan berdasarkan pada data *mudlog*. Informasi litologi dari *mudlog* berdasarkan pada *cutting* sampel yang dibawa oleh lumpur pemboran.

3.3.5 Perhitungan Kandungan Lempung (*Vshale*)

Perhitungan kandungan lempung bertujuan untuk mengetahui persentase kehadiran lempung (*shale*) pada interval tertentu atau zona target kita. Pada perhitungan *Vshale* ini yaitu melakukan perlakuan parameter sumuran dilakukan pengambilan nilai berdasarkan defleksi maksimum dan defleksi minimum *gamma ray log* yang telah dilakukan koreksi lingkungan, defleksi maksimum ini dianggap sebagai nilai *Gamma ray shale* dan defleksi minimum sebagai nilai *gamma ray matrix (clean)*. Dalam penelitian ini perhitungan *Vshale* ini menggunakan parameter *gammaray log*. Pada perhitungan kandungan lempung ini dilakukan pada formasi Cisubuh.

3.3.6 Perhitungan Porositas

Perhitungan porositas, baik porositas total maupun porositas efektif dilakukan menggunakan parameter neutron-densitas. Untuk perhitungan porositas ini bergantung pada keadaan geologi daerah



penelitian. Dari perhitungan ini, didapatkan porositas total berdasarkan parameter neutron-densitas dengan menggunakan persamaan *Bateman-Konen*. Pada perhitungan ini dibutuhkan parameter porositas dari *shale*, densitas dari *shale*, densitas dari *dry shale* dan porositas dari *shale* yang didapatkan dengan melakukan *crossplot* yang dilakukan satu formasi. Karena tidak adanya data pengukuran, maka dimasukkan nilai parameter tersebut dengan nilai ketentuan. Maka untuk mencari porositas efektif, digunakan juga data kandungan lempung sebagai *input* tambahan sehingga didapatkan porositas efektif neutron-densitas.

3.3.7 Identifikasi *pay* dan *wet zone*

Setelah dilakukan identifikasi litologi, perhitungan kandungan lempung, dan perhitungan porositas pada Formasi Cisubuh maka kemudian dilakukan identifikasi zona hidrokarbon (*pay*) dengan didukung data SWC dan juga data *well test*. Zona hidrokarbon dicirikan dengan nilai resistivitas (khususnya resistivitas dalam *deep resistivity*) yang relatif tinggi, sedangkan zona air dicirikan dengan nilai resistivitas yang relatif rendah. Akan tetapi berdasarkan dari hasil test menunjukkan bahwa zona yang memiliki nilai resistivitas rendah ini berupa gas. Oleh karena itu, zona ini dapat dianggap sebagai zona *low resistivity* yang harus dilakukan penelitian lebih lanjut.

3.3.8 Analisis resistivitas air formasi

Analisis ini bertujuan untuk mengetahui nilai resistivitas air pada interval target. Karena belum ditemukannya daerah atau zona air. Maka untuk menentukan interval target yang terisi air, maka dipilihlah berdasarkan *interval sand* yang memiliki nilai resistivitas paling kecil atau dibawah dari nilai nilai resistivitas pada zona *low resistivity* tersebut. Pada penelitian ini digunakan *Pickett Plot* untuk menentukan resistivitas air formasi. Menggunakan *Pickett Plot*, resistivitas air formasi ditentukan dari plot resistivitas terhadap porositas. Dengan menggunakan parameter a, m dan n . Nilai a yaitu 0.62, m yaitu 2.15 dan n yaitu 2.



3.3.9 Penentuan Saturasi Air (Sw)

Perhitungan saturasi air dilakukan dengan menerapkan persamaan Archie. Persamaan Archie menggunakan variable *tortuosity* (a), eksponen sementasi (m), eksponen saturasi (n), porositas efektif (Φ_e), resistivitas air formasi (R_w), dan resistivitas terukur (R_t). Setelah didapatkan nilai dari porositas efektif dan air formasi dengan menggunakan $a=0.62$ $m=2.15$ dan $n=2$ dan untuk resistivitas terukur menggunakan log RLA5 sehingga saturasi air akan dapat ditentukan.

3.3.10 Interpretasi Formasi Pasir Serpilh (*Shaly Sand*)

Shaly Sand Formation adalah suatu istilah yang digunakan untuk menunjukkan bahwa suatu formasi tidak hanya mengandung pasir saja, tetapi terdapat *shale* pada kandungan pasirnya. Pada *shaly-sand formation* perhitungan nilai saturasi air yang dilakukan cenderung lebih sulit jika dibandingkan dengan yang dilakukan dari pada *clean formation*. Hal ini terjadi karena *shale* yang hadir dalam suatu formasi dapat menyebabkan perubahan pembacaan nilai pada saat dilakukan pengukuran dengan menggunakan *logging* sehingga perlu dilakukan pengukuran dengan menggunakan *logging* sehingga perlu dilakukan koreksi. Kehadiran *shale* pada suatu reservoir dapat berdampak pada beberapa hal yaitu, mengurangi porositas efektif, pada umumnya berkurang banyak, terkadang turun drastis dan merubah nilai resistivitas yang diprediksi dengan menggunakan persamaan Archie analisis *logging* secara kuantitatif dimaksudkan untuk menentukan litologi batuan, tahanan jenis air formasi (R_w), evaluasi *shaliness* (V_{cl}), harga porositas (Φ), dan saturasi air (Sw). Pada formasi *shaly sand* diasumsikan terdapat tiga komponen penyusun yaitu *grain quartz*, porositas fluida dan *shale* (Herdiansyah, Abdurrokhim, and Syafri 2016).

3.4 Analisis Amplitudo Seismik

3.4.1 Inventory data

Sebelum melakukan pengolahan dan analisis dengan menggunakan data seismik, maka perlu dilakukan juga *inventory data* yang fungsinya sama untuk memastikan kelayakan dari data yang akan digunakan.



3.4.2 Estimasi *Wavelet*

Estimasi *wavelet* ini dilakukan untuk mendapatkan *wavelet* yang paling terbaik untuk digunakan pada proses *well seismik tie*. *Wavelet* yang didapatkan nantinya diharapkan akan menghasilkan seismogram sintetik yang dapat berkorelasi baik dengan *trace* seismik. Pada penelitian ini estimasi *wavelet* dilakukan dengan beberapa ekstraksi yaitu menggunakan ekstraksi *wavelet Ricker*, *wavelet Statistical*, dan *wavelet use well*. Setelah dilakukan beberapa ekstraksi maka dipilih lah satu yang terbaik yang digunakan pada proses *well seismik tie* yaitu pada penelitian ini digunakan ekstraksi *wavelet statistical*.

3.4.3 *Well Seismik Tie*

Well seismik tie merupakan tahapan yang bertujuan untuk mengikat data sumur yang berdomain kedalaman terhadap data seismik yang berdomain waktu. Sehingga data sumur yang menyediakan parameter reservoir dapat terpetakan dengan tepat posisinya dengan data seismik. Data input pada tahap ini yaitu berupa data seismik, log densitas dan log sonik-P yang terkoreksi dengan *checkshot* yang merupakan bagian dari data sumur, dan *wavelet*. Pada penelitian ini *well seismik tie* dilakukan hanya pada satu sumur yaitu SI-01 yaitu dengan interval hanya pada zona interest di formasi Cisubuh. *Well seismik tie* dikatakan baik ketika dia memiliki nilai korelasi mencapai 0.7 akan tetapi untuk kasus ini nilai korelasi paling baik hanya bisa didapatkan sebesar 0.6. Ini terjadi karena log *sonic*-P yang didapatkan pada saat pengukuran memiliki kualitas kurang bagus. Karena pada saat melakukan pengambilan data *sonic* yang terlalu cepat dan juga di pengaruhi pengambilan data di zona target merupakan zona *loose sand* sehingga menyebabkan *washedout*.

3.4.4 *Preconditioning*

Tahapan *preconditioning* ini bertujuan untuk melihat kembali kondisi data yang akan dilakukan pengolahan dan interpretasi. Dalam penelitian ini tahapan *preconditioning* yaitu berupa data *gather* yang didapatkan dilakukan *muting*, kemudian *trim statics*, dan kemudian diubah dari *offset* menjadi *angle*. Pada tahap ini yaitu dilakukan beberapa proses pertama, memasukkan data



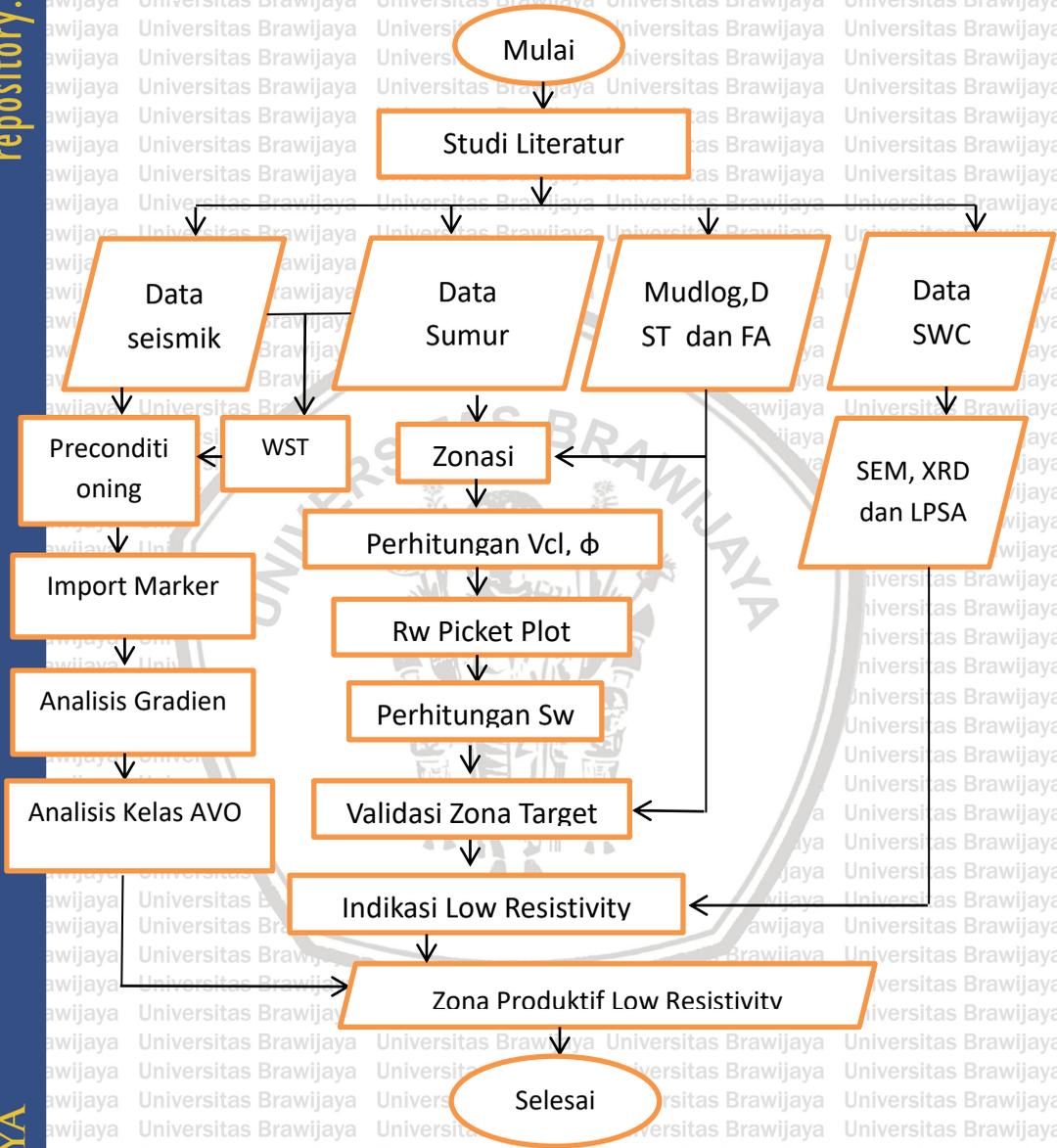
seismik *gather*. Pada penelitian ini didapatkan seismik *gather* pada *line* 1045. Kemudian dari data seismik *gather line* 1045 dilakukan tahap selanjutnya yaitu *muting*. Langkah selanjutnya yaitu melakukan *trim statics*.

3.4.5 Analisis kurva AVA

Untuk membantu penentuan kelas AVA, maka hasil model sintetik yang telah *dipicking* akan ditampilkan dalam bentuk kurva dan *crossplot*. Kurva AVA didasarkan pada analisis amplitud terhadap sudut datang (*angle*). Dari kurva tersebut akan diketahui karakter kurva dari nilai *intercept* dan *gradient*, sehingga dapat dianalisis tipe kelas AVA pada reservoir tersebut. Kemudian dianalisis dengan *Scaled Poisson Ratio*.



3.5 Diagram Alir Penelitian



Gambar 3.4 Diagram Alir Penelitian

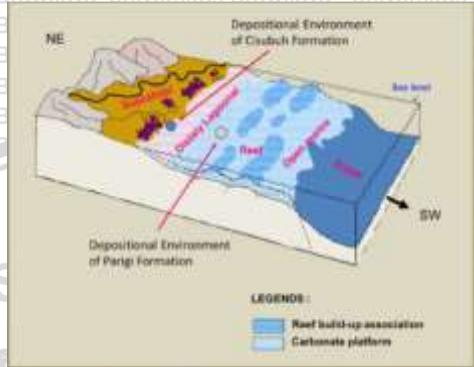
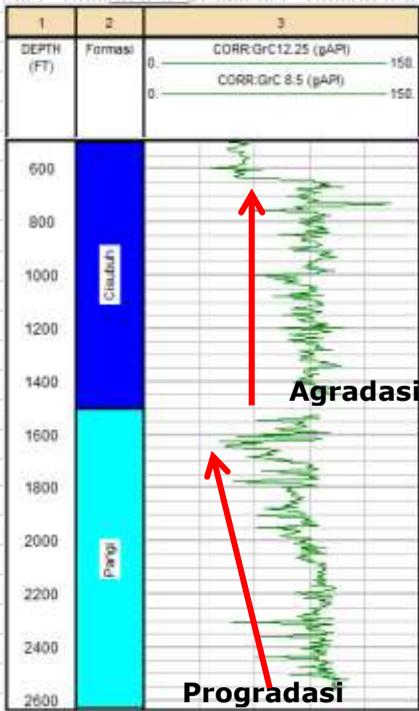


BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Geologi Resevoir : Fasies pada Reservoir *Low-Resistivity*

Penelitian ini secara spesifik dilakukan yaitu di Formasi Cisubuh. Akan tetapi berdasarkan data yang didapatkan yaitu mencakup daerah Formasi Parigi dan Cisubuh. Formasi Cisubuh ini terbentuk atas perselingan dari litologi *shale* dan *sandstone*. Karakter dari litologi *sandstone* ini merupakan tipe *loose(unconsolidated) sandstone*. *Unconsolidated Sandstone* merupakan batuan yang mana tersusun atas butiran-butiran yang *loose* dimana tidak terbentuk secara kuat ikatannya. Sandstone sendiri dapat terbagi menjadi *consolidated* dan *unconsolidated sandstone*. *Unconsolidated sandstone*, ikatan butiran antara pasir dan batuan itu longgar dan tidak mempunyai ikatan yang kuat antar butir. Formasi Cisubuh ini dianggap sebagai Formasi yang memiliki karakteristik reservoir *Low-Resistivity*. Reservoir *low-resistivity* pada Formasi Cisubuh ini memiliki fasies lingkungan pengendapan dari *shallow marine* ke zona transisi (*deltaic*) yang ditampilkan pada Gambar 4.1. Lingkungan pengendapan *shallow marine* yaitu untuk Formasi Parigi dan zona transisi yaitu lingkungan pengendapan untuk Formasi Cisubuh.





Gambar 4. 1 Elektrofasi dan Lingkungan Pengendapan

Gambar 4.1 menjelaskan bagaimana lingkungan pengendapan pada daerah penelitian terbentuk dari data log GammaRay. Lingkungan pengendapan yang diidentifikasi pada Formasi Parigi adalah *shallow marine*. Pada lingkungan pengendapan ini, dikatakan *shallow marine* akibat adanya kandungan karbonat yang mengindikasikan lingkungan ini terbentuk pada lingkungan pengendapan laut dangkal. Berdasarkan pola log *gamma ray*, lingkungan pengendapan ini memiliki bentuk *funnel*. Pola *funnel* dapat diasumsikan adanya perubahan ukuran butir yang mengkasar keatas karena adanya progradasi. Pada Formasi Cisubuh, lingkungan pengendapannya adalah zona transisi. Pada lingkungan pengendapan

ini dikatakan zona transisi karena perselingan *shale* dan *sandstone*. Berdasarkan pola *log gamma ray*, memiliki pola *serrated*.

4.2 Analisis Petrofisika pada Reservoir *Low-Resistivity*

a) Quality Control

Pada *Quality Control* ini ada beberapa hal yang dilakukan yaitu berupa prekalkulasi, koreksi lingkungan, dan identifikasi *badhole*. *Badhole* ini terjadi ketika ada selisih antara diameter lubang sumur berupa pembacaan *caliper* terhadap diameter *bit*. Dimana jika nilai dari *caliper* lebih dari 0,3 atau lebih dari $1,25 \cdot \text{bitsize}$ maka menunjukkan kondisi *badhole*. Berdasarkan dari hasil analisis yang dilakukan pada Gambar 4.2 dapat diketahui bahwa sumur SI-01 ini memiliki kualitas dinding sumur yang kurang baik tapi tidak dikatakan buruk. Karena ada beberapa interval yang masih bisa dibilang memiliki kondisi yang cukup baik. Daerah yang memiliki warna *orange* lebih banyak dianggap merupakan zona yang memiliki dinding sumur cukup buruk.



sudah diketahui dari hasil pengambilan data *logging*. Maka secara otomatis akan didapatkan temperatur dan tekanan pada setiap kedalaman.

c) **Litologi Bawah Permukaan**

Interpretasi litologi berdasarkan *mudlog*

Berdasarkan data *mudlog* yang diberikan yaitu ada dua informasi formasi diantaranya adalah Formasi Cisubuh dan Formasi Parigi. Akan tetapi pada penelitian ini fokus analisis yaitu berada di Formasi Cisubuh. Formasi Cisubuh merupakan Formasi yang tersusun atas litologi perselingan antara *sandstone* dan *shale* atau biasa disebut dengan *shaly sand*.

Indikasi dan Penyebab *Low Resistivity Zone*

Tahap pertama yang dilakukan yaitu menentukan zona – zona produktif yang memenuhi syarat bahwa daerah tersebut merupakan zona target. Berdasarkan dari data yang ada yaitu dapat dilihat dari hasil DST (*Drill Steam Test*) dan FA (*Fluid Analysis*). Interpretasi awal yang dilakukan yaitu dengan menggunakan *triple combo* yaitu berdasarkan dari data *log Gamma Ray*, Neutron-Densitas, Resistivitas yang sudah dilakukan koreksi lingkungan sebelumnya. Berikut hasil analisis zona prospek dengan fluid analysis beserta daerah yang dianggap merupakan zona *low-resistivity* dapat dilihat pada Tabel 4.1.



Tabel 4. 1 Hasil analisis zona prospek dengan fluid analysis

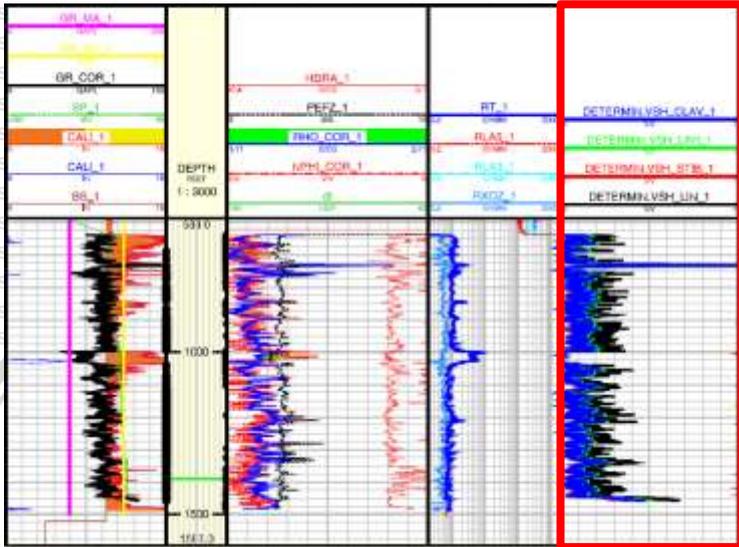
Kedalaman (ft)	GR (API)	Resistivity (Ohmm)	FA Result
846	82	2,783	Gas
847	74	2,605	Gas
995,8	92	1,808	Gas
1001	64	9,5665	Gas
1013,1	67	4,45	Gas
1035	88	1,64	Gas
1212	99	2,204	Gas

Pada tabel 4.1 ini kemudian di validasi dengan data DST atau FA untuk mengetahui apakah daerah zona produktif dari hasil interpretasi awal dengan *triple combo* apa sudah benar. Setelah dilihat dari data DST dan FA, ada beberapa zona di kedalaman tertentu yang ternyata menunjukkan adanya hidrokarbon akan tetapi berdasarkan interpretasi awal zona tersebut terlewat. Pada tabel diatas dengan ditunjukkan kolom berwarna biru merupakan indikasi zona *low resistivity*. Ada beberapa perbedaan yang terlihat dimana daerah – daerah yang terverifikasi adanya hidrokarbon memiliki nilai resistivitas kecil dibandingkan dengan zona yang lain. Maka zona ini bisa disebut dengan *low resistivity zone*.



d) Perhitungan Kandungan Lempung (Vshale)

Hasil perhitungan kandungan lempung sumur SI-01 ditunjukkan pada gambar 4.3. Perhitungan kandungan lempung dilakukan dalam satu Formasi Cisubuh.



Gambar 4. 3 Hasil perhitungan Vshale Formasi Cisubuh

Pada gambar 4.3 ini hasil perhitungan kandungan lempung pada bagian yang di highlight warna merah. Nilainya yang semakin ke kanan dia bernilai 1 atau skala nilai paling terbesar, untuk ke kiri maka sebaliknya. Sehingga jika nilai grafik log yang dihasilkan berada di bagian kiri maka secara sepintas dari hasil yang didapatkan nilainya relatif rendah. Dimana dari hasil yang didapatkan untuk daerah zona *pay* dengan zona *low resistivity* dilakukan perhitungan kandungan lempung didapatkan yaitu pada tabel 4.2.

Tabel 4. 2 Hasil analisis formasi cisubuh dengan nilai *Volumeshale* yang sudah didapatkan

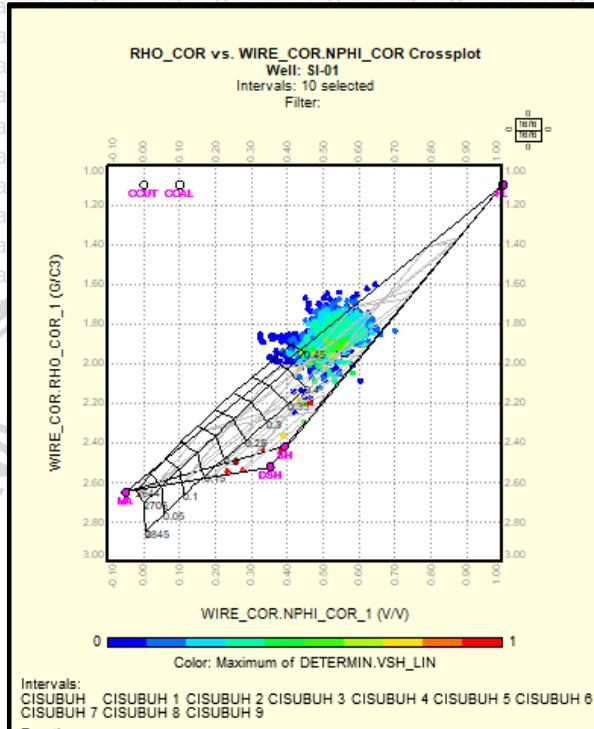
Kedalaman (ft)	GR (API)	Resistivity (Ohmm)	FA Result	Vshale
846	82	2,783	Gas	0,019872
847	74	2,605	Gas	0,019871
995,8	92	1,808	Gas	0,175040
1001	64	9,5665	Gas	0,003930
1013,1	67	4,45	Gas	0,005480
1035	88	1,64	Gas	0,037963
1212	99	2,204	Gas	0,164761

Maka jika dilihat pada tabel 4.2 berdasarkan pada nilai *gammaray* yaitu nilainya cukup rendah dengan *cutoff* yaitu 150, kemudian pembacaan nilai *resistivity*nya yaitu berada di bawah 10 Ohmm. Selanjutnya di lihat dari data *fluid analysis* menunjukkan adanya gas, hasil perhitungan *volume shale* memiliki nilai yang cukup rendah hingga yang paling rendah 0,003930.



e) Perhitungan Porositas Efektif

Pada perhitungan nilai porositas efektif ini menggunakan perhitungan dengan neutron densitas seperti terlihat pada gambar 4.4.



Gambar 4. 4 Crossplot NPHI Corrected vs RHO_Corrected

Pada gambar 4.4 ini adalah *crossplot* yang dilakukan untuk mendapatkan hasil perhitungan porositas dengan memasukkan beberapa parameter. Pada perhitungan porositas efektif ini ada beberapa nilai yang dimasukkan yaitu matriks (MA), fluida (FL), shale (SH), dan *dry shale* (DSH). Karena tidak adanya data mengenai nilai tersebut maka digunakan nilai standar yang biasa digunakan. Kemudian untuk hasilnya dapat dilihat pada tabel 4.3.



Tabel 4. 3 Hasil analisis formasi cisubuh dengan nilai porositas efektif yang sudah didapatkan dari perhitungan.

Kedalaman (ft)	GR (API)	Resistivity (Ohmm)	Vshale	PHIE
846	82	2,783	0,019872	0,473
847	74	2,605	0,019871	0,494
995,8	92	1,808	0,175040	0,436
1001	64	9,5665	0,003930	0,427
1013,1	67	4,45	0,005480	0,444
1035	88	1,64	0,037963	0,479
1212	99	2,204	0,164761	0,377

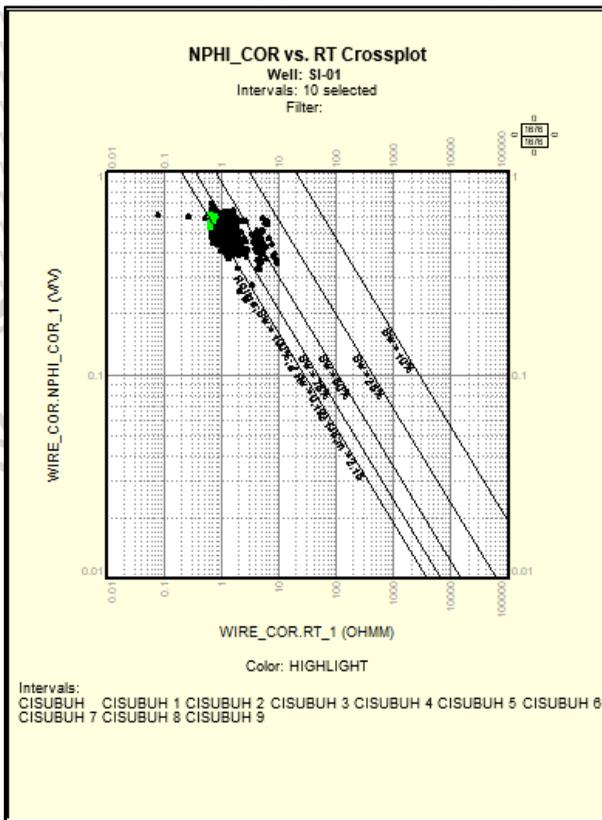
Pada tabel 4.3 merupakan hasil perhitungan porositas. Nilai porositas efektif ini dipengaruhi oleh nilai kandungan lempung, ketika nilai kandungan lempungnya kecil maka nilai porositasnya besar.

f) Perhitungan Saturasi Air

Pada dasarnya sebelum melakukan perhitungan saturasi air, maka perlu dilakukan penentuan nilai resistivitas formasi yang dapat dilihat pada gambar 4.5 . Pada penelitian ini penentuan nilai resistivitas formasi ini menggunakan metode *Picket Plott* dimana dengan parameter yang digunakan yaitu nilai Resistivitas dan Neutron Porositas yang terkoreksi. Pada penentuan nilai air formasi ini karena kita harus mengetahui daerah mana zona air, ini bisa dilihat dari data test fluid analysis. Akan tetapi sampai sekarang belum ditemukan zona air, maka untuk menentukan zona air saya



mengambil nilai resistivitas paling terkecil dari zona yang dianggap *low-resistivity*.



Gambar 4. 5 Crossplot perhitungan Saturasi Air

Pada gambar 4.5 ini ada beberapa parameter yang dimasukkan dalam perhitungan saturasi air. Pada penelitian ini didapatkan hasil dari *Picket Plott* ini berupa parameter a, m, n dan juga nilai R_w . Nilai $a = 0.62$; $m = 2.15$; $n = 2$ dan resistivitas 0.3099 Ohmm. Hasil perhitungan saturasi air pada sumur SI-01 yaitu pada zona-zona yang dianggap produktif seperti pada tabel 4.4.

Tabel 4. 4 Hasil analisis formasi cisubuh dengan nilai porositas efektif yang sudah didapatkan dari perhitungan.

Kedalaman (ft)	GR (API)	Resistivity (Ohmm)	Vshale (fraksi)	PHIE	Sw
846	82	2,783	0,019872	0,473	0,636
847	74	2,605	0,019871	0,494	0,633
995,8	92	1,808	0,175040	0,436	0,788
1001	64	9,5665	0,003930	0,427	0,376
1013,1	67	4,45	0,005480	0,444	0,527
1035	88	1,64	0,037963	0,479	0,779
1212	99	2,204	0,164761	0,377	0,753

Dari hasil tabel 4.4 yang menunjukkan semua hasil perhitungan petrofisika yaitu *volume shale*, porositas dan saturasi air. Dari hasil perhitungan saturasi air nilai yang didapatkan cukup terbilang besar yaitu hingga 0,788 atau 78,8 % yang mana ini sudah dianggap nilai yang tinggi. Dimana nilai maksimalnya adalah 100% yang artinya reservoir tersebut jenuh terhadap air.



4.3 Identifikasi Zona-Zona Reservoir *Low Resistivity Zone* dan Faktor – Faktor yang Menyebabkan Reservoir Menjadi *Low-Resistivity*

Low Resistivity Zone berdasarkan dari indikasi dan penyebab *Low Resistivity Zone* berdasarkan penelitian yang pernah dilakukan yaitu berupa *bed thickness*, *grain size*, mineral konduktif, mineral lempung dan salinitas.

*Bed Thickness*nya, pada formasi penelitian ini cenderung perselingan dari *shale* dengan *sand*. Alat *logging* memiliki resolusi vertikal yaitu sekitar 1-4 ft. Akan tetapi pada daerah penelitian ini dibagi menjadi beberapa sand yaitu Cisubuh sampai dengan Cisubuh 8. Dimana dari beberapa sand tersebut memiliki ketebalan lapisan yang cukup tebal yaitu 20ft – 90ft. Maka dalam kasus ini *bed thickness* tidak menjadi faktor utama penyebab terjadinya *low resistivity zone*.

Grain size sendiri ini memiliki beberapa tingkatan ukuran seperti pada tabel 4.5.

Tabel 4. 5 Skala Wentworth (Noor 2012)

Skala ϕ	Ukuran Partikel (metrik)	Kelas Agregat (Wentworth)
< -8	> 256 mm	Boulder
-6 to -8	64–256 mm	Cobble
-5 to -6	32–64 mm	Very coarse gravel
-4 to -5	16–32 mm	Coarse gravel
-3 to -4	8–16 mm	Medium gravel
-2 to -3	4–8 mm	Fine gravel
-1 to -2	2–4 mm	Very fine gravel
0 to -1	1–2 mm	Very coarse sand
-1 to 0	0.5–1 mm	Coarse sand
2 to 1	0.25–0.5 mm	Medium sand
3 to 2	125–250 μm	Fine sand
4 to 3	62.5–125 μm	Very fine sand
8 to 4	3.9–62.5 μm	Silt
> 8	< 3.9 μm	Clay
>10	< 0.1 μm	Colloid



Dari tabel 4.5 berupa skala ini menunjukkan kelas agregat batuan sedimen berdasarkan dari ukuran butir. Berdasarkan dari data penelitian yang didapatkan nilai ukuran butir yang diperoleh dari analisis petrografi dalam beberapa interval kedalaman. Hasil dari ukuran butir pada beberapa interval kedalaman ini dapat dilihat pada tabel 4.6.

Tabel 4. 6 Ukuran Butir pada Interval Kedalaman pada Formasi Cisubuh

No	Kedalaman	Ukuran Butir	Kelas Agregat
1	1547 – 1257 ft	Tidak ada sampel yang dianalisis.	
2	1257 – 1182 ft	0,03 – 0,33 mm	<i>Very Fine</i> - <i>Medium</i>
3	1182 – 1025 ft	0,06 – 0,40 mm	<i>Very Fine</i> - <i>Medium</i>
4	1025 – 893 ft	0,04 – 0,41 mm	<i>Very Fine</i> - <i>Medium</i>
5	893 – 762 ft	0,02 – 0,28 mm	<i>Very Fine</i> - <i>Medium</i>
6	762 – 588 ft	Tidak ada struktur sedimen yang dapat diidentifikasi	

Tabel 4.6 menunjukkan bahwa kelas agregat dari Formasi Cisubuh ini yaitu dari tipe ukuran butir *very fine* sampai dengan *medium sand* dapat diartikan dari butiran yang memiliki ukuran sangat halus hingga dengan rata – rata. Maka dimana semakin halus



suatu ukuran butir batuan sedimen maka ia semakin tinggi air yang tidak tereduksi didalamnya.

Mineral konduktif merupakan salah satu unsur yang biasanya terdapat pada batuan. Pada daerah penelitian ini yaitu pada Formasi Cisubuh ini khususnya pada sumur SI-01. Pada sumur SI-01 ini ada beberapa mineral konduktif yang terdapat didalamnya yaitu mineral konduktif Siderite (FeCO_3) dan Pyrite (FeS_2). Akan tetapi mineral konduktif Pyrite yang memiliki nilai paling mendominasi atau bisa dikatakan mineral konduktif yang bisa menjadi salah satu penyebab munculnya kondisi *Low Resistivity* dengan persentase sebesar 1-4%.

Mineral Lempung merupakan mineral yang mengandung lempung. Dimana kita tahu lempung ini biasanya mengandung nilai air yang cukup besar. Ada beberapa mineral lempung yang terdapat pada sumur SI-01 ini yaitu ada illite, kaolinite dan chlorite. Ketiga mineral lempung tersebut memiliki nilai yang bervariasi dimana kaolinite cenderung memiliki persentase nilai yang paling besar. Namun nilai persentasenya tidak sebesar mineral konduktif.

Selain penyebab faktor terjadinya *Low Resistivity* yang telah disebutkan diatas, ada beberapa ciri yang menunjukkan zona *Low Resistivity* jika dilihat secara sekilas dari analisis petrofisika yaitu zona tersebut cenderung memiliki nilai saturasi air yang cukup besar. Oleh karena itu, biasanya zona yang memiliki nilai saturasi air tinggi sering kali dianggap sebagai zona yang tidak produktif.

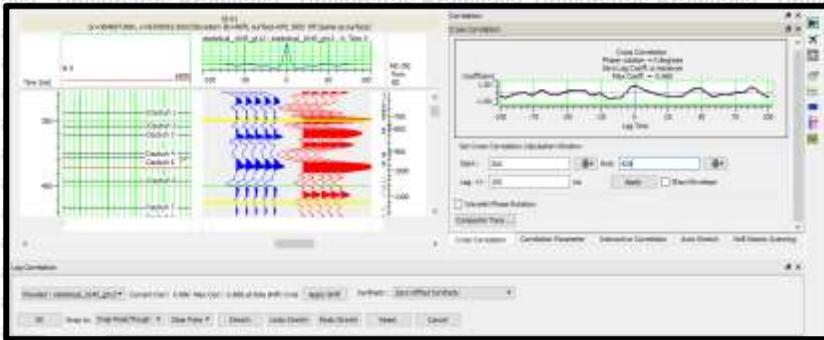
4.4 Analisis Amplitudo Seismik

a) *Well Seismik Tie*

Untuk dapat melakukan tahap *well seismik tie* maka dilakukan estimasi *wavelet* terlebih dahulu. Estimasi *wavelet* ini digunakan untuk memilih satu *wavelet* dengan nilai korelasi terbaik. *Wavelet* yang digunakan yaitu *wavelet* hasil dari ekstraksi *statistical* dengan fase nol. Karena dalam penelitian ini hanya menggunakan



satu data sumur, maka *wavelet* yang didapatkan kemudian digunakan untuk *well seismik tie* pada sumur SI-01, dimana dapat dilihat pada Gambar 4.6.

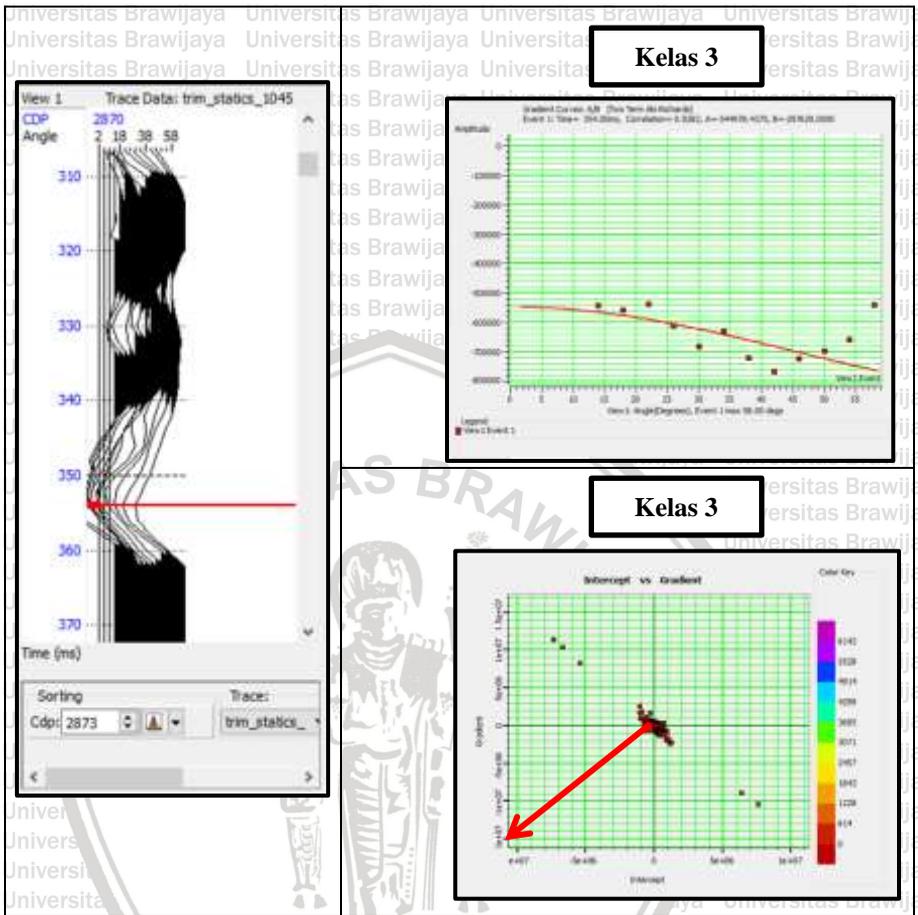


Gambar 4. 6 Hasil Well Seismik Tie Sumur SI-01

Pada gambar 4.6 ini hasil dari *well seismik tie* yang dilakukan pada sumur SI-01 dengan jendela analisis (*time window*) pada 250 – 400 ms yaitu diatas Cisubuh 2 dan dibawah Cisubuh 7. Nilai korelasi dari *well seismik tie* pada sumur SI-01 ini sekitar 0.660 ms yang mana dapat dikatakan memiliki nilai yang cukup baik. Kemudian jika dilihat dari *trace* seismogram sintetik (*trace* biru) sudah memiliki kesamaan bentuk terhadap *trace* seismik dari data seismik (*trace* merah).

b) Analisis Gradien

Analisis gradien merupakan tahapan analisis yang dilakukan dengan memanfaatkan parameter *intercept* dengan gradien. Pada penelitian ini dilakukan analisis gradien pada interval kedalaman tertentu . Penentuan kelas AVO ini dapat dilihat pada Gambar 4.7.

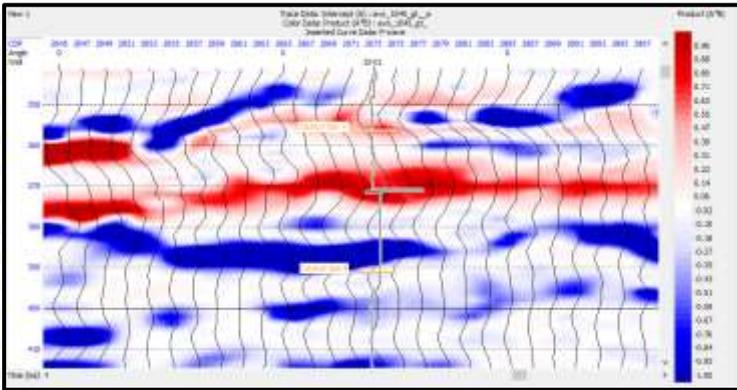


Gambar 4. 7 Penentuan kelas pada interval Cisubuh 5

Dimana terdapat pada interval kedalaman 355 ms dan 395 ms. Pada interval Cisubuh 5 ini yaitu pada kedalaman 355 ms ini terklasifikasikan dalam kelas AVO dengan tipe kelas yaitu Kelas III. Kelas ini menunjukkan indikasi sebagai adanya hidrokarbon berupa gas.

c) Analisis Atribut Volume

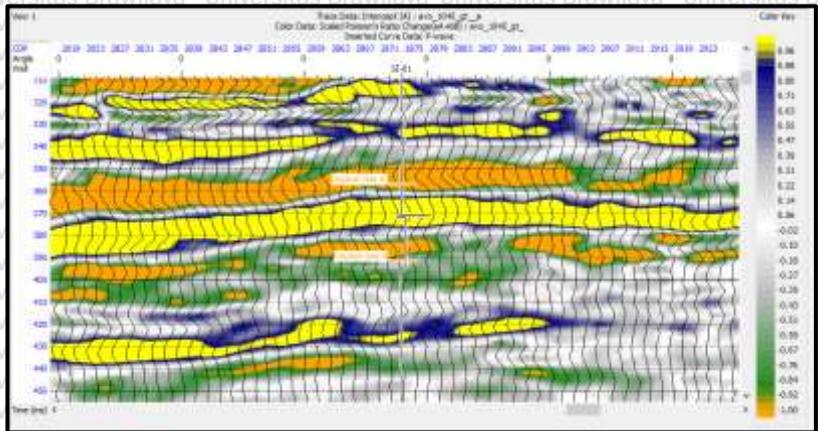
Kemudian dari *Intercept* dan *Gradient* yang didapatkan dari hasil analisis gradien ini yaitu berupa *Product*. *Product* ini merupakan hasil penggabungan dari *Intercept* dan *Gradient* seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.8.



Gambar 4. 8 Penampang seismik dengan color bar *Product*

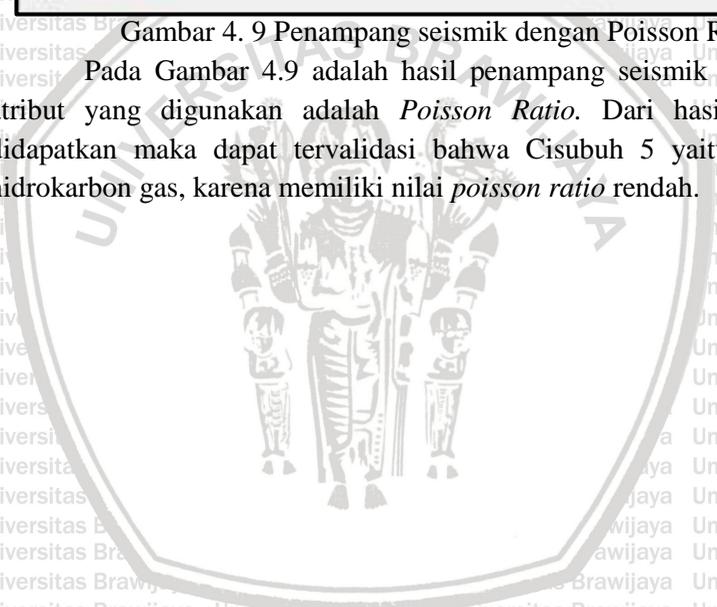
Pada Gambar 4.8 ini merupakan penampang dari atribut *Product*, yang mana *color bar* yang berwarna merah menunjukkan persebaran dari gas. Pada Cisubuh 5 ini ia memiliki nilai amplitudo yang nilainya adalah positif. Pada Cisubuh 6 menunjukkan nilai amplitudonya negatif. Setelah dilakukan analisis *product* maka selanjutnya adalah analisis *poisson ratio*. Dimana dapat dilihat pada Gambar 4.10.





Gambar 4. 9 Penampang seismik dengan Poisson Ratio

Pada Gambar 4.9 adalah hasil penampang seismik dengan atribut yang digunakan adalah *Poisson Ratio*. Dari hasil yang didapatkan maka dapat tervalidasi bahwa Cisubuh 5 yaitu terisi hidrokarbon gas, karena memiliki nilai *poisson ratio* rendah.





BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Zona prospek atau zona berpotensi yang dianggap sebagai zona *Low-Resistivity* pada Formasi Cisubuh memiliki nilai yang cukup bervariasi yaitu rentang nilai 1,64 – 9,5 Ohmm.
2. Penyebab *Low Resistivity* pada daerah penelitian ini *Low Resistivity Zone* berdasarkan dari data SEM, XRD dan LPSA yaitu berupa *grain size*, mineral konduktif, dan mineral lempung.
3. Akibat *Low-Resistivity* ini pasti akan memengaruhi nilai parameter petrofisika yang ada, karena memiliki kondisi yang berbeda. Dimana di zona target yaitu pada Cisubuh cenderung memiliki nilai kandungan lempung rentangnya sebesar 3,7 % -17,5 % ; nilai porositas sebesar 0,37 – 0,49 dan saturasi air sebesar 0,37 – 0,779.
4. Hasil analisis kandungan fluida dengan penentuan kelas AVO yang dilakukan pada beberapa zona yaitu pada Cisubuh 5 dengan klasifikasi kelasnya yaitu Kelas III yang dianggap adanya indikasi hidrokarbon gas dengan terlihat pada seismik brightspot.

5.2 Saran

Saran-saran yang dapat diberikan berdasarkan penelitian yang dilakukan sebagai berikut :

1. Pada perhitungan analisis petrofisika khususnya pada perhitungan saturasi air hanya dilakukan dengan Metode Archie, jika bisa dilakukan dengan metode lain yang mana diperlukan data pendukung seperti CEC sehingga nantinya didapatkan nilai saturasi yang lebih akurat.



2. Pada perhitungan nilai porositas diharapkan menggunakan nilai variabel hasil pengukuran agar didapatkan nilai porositas yang mendekati sebenarnya.



DAFTAR PUSTAKA

Abdullah, A. 2007. Well Seismik Tie. Diambil dari <http://ensiklopediaseismik.blogspot.com/2008/11/well-seismik-tie.html>, tanggal akses: 10 Juni 2019.

ABAR, PHE. 2018. Final Presentation of Integrated Sedimentology Analyses. Lemigas. Bandung.

Arpandi, D. and S. Patmosukismo. 1975. The Cibulakan Formation as One of the Most Prospective Stratigraphic Units in the Northwest Java Basinal Area. *IPA Proceeding Vol 4th Annual Convention Jakarta*. Hal. 181-210.

Asparini, D. 2011. Penerapan Metode Stacking Dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut Di Perairan Barat Aceh. IPB. Bogor.

Asquith, G. and D. Krygowsky. 2004. Basic Well Log Analysis. The American Association of Petroleum Geologists. Oklahoma.

Audinno, R., I. Pratama, A. Halim and D. Kusuma. 2016. Integrated Analysis of The-Low Resistivity Hydrocarbon Reservoir in the 'S' . *Proceedings Indonesia Petroleum Association* (May).

Bishop, M.G. 2000. Petroleum systems of the northwest java province , java and offshore southeast sumatra , indonesia. US Geological Survey. Colorado.

Budiyani, S., Priambodo, B.W. Haksana dan P. Sugianto. 1991. Konsep Eksplorasi Untuk Formasi Parigi Di Cekungan Jawa Barat Utara. *Makalah IAGI Vol 20th*. Hal. 45-67.

Canning, A. 2007. Introduction to AVO Theory by : Anat Canning. Paradigm. Canada.

Castagna, J.P. and H.W. Swan. 1997. Principles of AVO Crossplotting. *The leading edge*.

Castagna, J.P., H.W. Swan and G.J. Foster. 1998. Framework for



AVO Gradient and Intercept Interpretation. *Geophysics*. Hal. 948-956.

Dewanto, T.J. 2009. Buku Ajar Well Logging. Universitas Lampung, Lampung.

Ellis, D.V. and J.M Singer. 2008. Well Logging for Earth Scientists. Springer. Dordrecht.

Elnashai, A.S. and L.D. Sarno. 2008. Fundamentals of Earthquake Engineering: From Source to Fragility. Wiley. Hongkong.

Etnyre, L.M. and J.C. Mullarkey. 1996. Low Contrast, Low Resistivity Reservoirs- Causes, Pitfalls, Environment of Deposition. *AAPG*.

Gordon, T.L. 2004. Talang Akar Coals-Arjuna Subbasin Oil Source. *14th Annual Convention Proceedings*. Hal. 91-120.

Harsono, A. 1997. Evaluasi Formasi Dan Aplikasi Log. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.

Herdiansyah, F., A. Abdurrokhim and I. Syafri. 2016. Contribution Low Resistivity Zone Pada Reservoir Batupasir Formasi Cibulakan Atas Cekungan Jawa Barat Utara, Bulletin of Scientific. *Teknik Geologi Universitas Padjajaran* 14(1).

Herron, D.A. 2011. First Steps in Seismik Interpretation. SEG. USA.

Hutabarat, G.R. 2009. Integrasi Inversi Seismik Dengan Atribut Amplitudo Seismik Untuk Memetakan Distribusi Reservoir Pada Lapangan Blackfoot. Universitas Indonesia. Jakarta.

Jamady, A. 2011. Kuantifikasi Frekuensi Dan Resolusi Menggunakan Seismik Refleksi. IPB. Bogor.

Koesoemadinata, R.P. 1980. Geologi Minyak Dan Gas Bumi Edisi Kedua Jilid 1 Dan 2. ITB. Bandung.

Kurniawan, F. 2005. Shaly Sand Interpretation Using CEC-Dependent Petrophysical Parameters. LSU. Los Angeles.



Munadi, S. 2000. Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi. Program Studi Geofisika UI. Depok.

Noble, R.A., K.H. Pratomo, K. Nugrahanto, A.M.T. Ibrahim, I. Prasetya, N. Mujahidin and J.V.C. Howes. 2006. Petroleum Systems of Northwest Java, Indonesia. In *Proceedings Indonesian Petroleum Association*. Hal. 585-600.

Noble, R.A., H. Pramono and C.H. Charlie Wu. 1997. Oil Kitchen and Petroleum Bearing Subbasin in Northwest Java Area. *IPA Proceedings 26th Annual Convention Jakarta*.

Noor, D. 2012. Pengantar Geologi. Teknik Geologi Universitas Pakuan. Bogor.

Onovughe, E. and A. Sofolabo. 2016. Saturation Modelling: Using The Waxman-Smiths Model/Equation In Saturation Determination In Dispersed Shaly Sands. *Journal of Multidisciplinary Engineering Science and Technology (JMEST)* 3(6): 2458–9403.

Prayoga, O., S.A Diria, B. Wicaksono, J. Setyoko, A. Wibowo, E. Wicaksono, Sulistyono, M. Momen and I. Zulmi. 2018. Integrated Analysis for Reservoir Characterization of Low Resistivity Glauconitic Shaly Sand Reservoir of Miocene Ngaryong Sandstone: Implication for Saturation Modelling at Low Contrast Hydrocarbon Pay Zone. *SPWLA Asia Pacific Technical Symposium*. Hal.153-160.

Reeves, D.R. 1986. Coal Interpretation Manual. *BPB Instruments*.

Rider, M. 2002. The Geological Interpretation of Well Logs. Whittles Publishing. Scotland.

Ross, C.P. and D.L Kinman. 1995. Nonbright-Spot AVO. *Geophysics*. 60:1398-1408.

Russel, H. 2007. *AVO Workshop*. CGG. Paris.

Rutherford, S.R. and R.H. Williams. 1989. Amplitudo-versus-Offset



Variations in Gas Sands. *Geophysics*.54: 680-688.

Sajjad, F., D. Kusuma, Amrizal, W. Jatmiko and W. Suganda. 2018. A Success Story of Low Resistivity Reservoir Development Through Hydraulic Fracturing in KL Field. *SPWLA Asia Pacific Technical Symposium*. Hal. 161-169.

Schlumberger. 1972. Log Interpretation/Charts In Asquith. AAPG. Tulsa.

Schlumberger. 1996. Sedimentology & Stratigraphy. Schlumberger Wireline & Testing. Texas.

Schmidt, V. and D.A. McDonald. 1992. The Role of Secondary Porosity in the Course of Sandstone Diagenesis. *Society of Economic Paleontologist and Mineralogist Special Publication*. 26 : 175-207.

Shuey, R.T. 1985. A Simplification of the Zoeppritz Equations. *Geophysics*. 50 : 609-614.

Simm, R. and M. Bacon. 2014. Seismik Amplitudo. Cambridge University Press. UK.

Susilawati. 2008. Seismologi Penerapan Penjalaran Gelombang Seismik Gempa Pada Penelahan Struktur Bagian Dalam Bumi. Universitas Sumatera Utara. Sumatera Utara.

Telford, W.M., L.P. Geldart and R.E. Sheriff. 2002. Applied Geophysics. Cambridge University Press. New York.

Yilmaz, O. 2001. Seismik Data Analysis: Processing, Interpretation and Inversion. SEG. USA.



LAMPIRAN

Lampiran 1 Tabel Inventory Data

Log	Depth (ft)
SP	500.5 - 1454
CTEM	500.5 - 1449.5
GR_CAL	500.5 - 1451
TNPH	500.5 - 1477
CALI	500.5 - 1489.5
HDRA	500.5 - 1484.5
PEFZ	500.5 - 1484.5
RHOZ	500.5 - 1484.5
RXOZ	500.5 - 1490
HTEN	500.5 - 1529.5
BS	500.5 - 1529

Log	Depth (ft)
TENS	500.5 - 1529.5
NPHI	500.5 - 1476.5
RLA3	500.5 - 1508
RLA5	500.5 - 1508
CGR	500.5 - 1458.5
POTA	500.5 - 1458.5
SGR	500.5 - 1458.5
THOR	500.5 - 1458.5
TURA	500.5 - 1458.5
URAN	500.5 - 1458.5

Data	Detail
DTCO	636 - 988.5 ft ; 1051 - 1175 ft ; 1213- 2582 ft
DTSM	666.5 - 716 ft ; 766.5 - 2582 ft
DTST	1485.5 - 2574 ft
PR	1213 - 1480 ft
VPVS	1213 - 1480 ft
Checkshot	0 - 2523.9 ft
Mudlog	421 -2635 ft
Marker Formasi	Cisubuh 0 - 9 dan PreParigi, Parigi dan Post Parigi
DST	Formasi Cisubuh (DST 2,3, dan 4)
FA Analysis	Formasi Cisubuh Interval 846 - 1212 ft
Data Seismik	Data Gather Line 1045 dan Data PSTM 2D line 1045
Data Velocity	Velocity Stack RMS

