



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA PETROFISIKA DAN EVALUASI FORMASI
BATUAN RESERVOAR PADA LAPANGAN BARENT SEA**

SKRIPSI

RIYAN

0906602156

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
JUNI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA PETROFISIKA DAN EVALUASI FORMASI
BATUAN RESERVOAR PADA LAPANGAN BARENT SEA**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

RIYAN

0906602156

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

PROGRAM STUDI FISIKA

DEPOK

JUNI 2012

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Riyan
NPM : 0906602156
Tanggal : Depok, Juni 2012
Tanda Tangan : 

HALAMAN PENGESAHAN

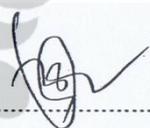
Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Riyan
NPM : 0906602156
Program Studi : Fisika S-1 Ekstensi
Judul Skripsi : Analisa Petrofisika dan Evaluasi Reservoir Pada Lapangan Barent Sea.

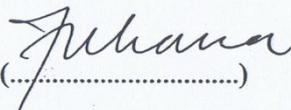
Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

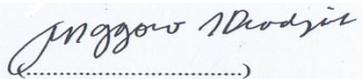
Pembimbing : Dr. rer. nat. Abdul Haris


(.....)

Penguji I : Dr. Dede Djuhana


(.....)

Penguji II : Ir. Anggoro, MT


(.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 7 Juni 2012

KATA PENGANTAR

Segala puji hanya milik Allah SWT atas limpahan hidayah, taufik, dan keberkahan ilmu kepada penulis, sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir yang berjudul: “**Analisa Petrofisika Dan Evaluasi Reservoir Pada Lapangan Barent Sea**” dengan baik. Salawat serta salam senantiasa terlimpah kepada Nabi besar Muhammad SAW, beserta segenap keluarga, sahabat dan pengikut setia beliau hingga hari akhir kemudian.

Laporan tugas akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar sarjana di Departemen Fisika, Universitas Indonesia. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sulit kiranya bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada :

1. Allah SWT atas segala nikmat yang telah diberikan, sehingga Tugas Akhir ini dapat berjalan dengan lancar.
2. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah meluangkan banyak waktunya untuk memberikan masukan serta pengarahan kepada penulis serta memberikan berbagai fasilitas yang telah diberikan.
3. Bapak Dr. Santoso Sukirno, selaku Ketua Departemen Fisika FMIPA UI.
4. Bapak Dr. Syamsu Rosid, selaku Ketua Program Peminatan Geofisika FMIPA UI sekaligus Pembimbing Akademis penulis.
5. Bapak Anggoro dan Dede Djuhana, selaku penguji yang telah banyak memberikan waktu kepada penulis untuk berdiskusi dan memberikan masukan dalam pengerjaan skripsi.
6. Bapak Kris Hendarjo, selaku dosen Well Log yang telah memberikan banyak waktu untuk diskusi selama penulis mengerjakan skripsi ini.
7. Seluruh dosen Departemen Fisika peminatan Geofisika.
8. Kedua Orang tua, yang telah banyak membantu penulis baik dalam materi dan doa selama penulis menuntut ilmu.
9. Kakak Iie dan mas Aguy serta Aman dan keluarga yang lain yang telah memberikan semangat kepada penulis dalam segala hal.

10. Teman-teman "Pretend" Bhanu, Irpan, Ina, Tia terima kasih telah menjadi teman dan sahabat yang baik.
11. Teman-teman ekstensi angkatan 2009 terutama anak Geofisika : Lilik, Tita, Fristy, Ari, dwiki, Habibie, Banu, Anton, Mas Evan, Irma. Dan angkatan 2010, serta teman-teman Reguler semangat terus.
12. Sulas, Firzy, Hendra, mamet, mamat, diana, fristy, lilik serta teman-teman seperjuangan dalam mengerjakan tugas akhir.
13. Sdr. Ng Bei Berger M.Si, Sdr. Erlangga Wibisono S.Si, Sdr. Aryo Aviarto S.Si, dan Ai. S.Si, Jebe atas bantuannya baik langsung dan tak langsung selama penulis di puri.
14. Teman teman seperjuangan di puri, Rangga, Riki, Gangga, Bian, Muladi, willem, dll.
15. Mba Ratna, Mas Rizky, serta semua karyawan Departemen Fisika UI, atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Geofisika UI.
16. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terutama seluruh civitas akademik Departemen Fisika terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Allah membalas jasa semua pihak tersebut diatas dengan sebaik-baiknya balasan. Penulis juga menyadari bahwa laporan ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu perlulah kiranya saran dan kritik yang membangun demi perbaikan pada masa mendatang. Semoga laporan ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Jakarta, Juni 2012

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Riyan
NPM : 0906602156
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Skripsi

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif** (*Non-exclusive Royalty-Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

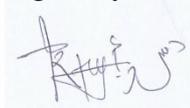
**ANALISA PETROFISIKA DAN EVALUASI RESERVOAR
PADA LAPANGAN BARENT SEA**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalih media /formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada Tanggal : 7 Juni 2012

Yang menyatakan,



(Riyan)

ABSTRAK

Nama : Riyan

Program Studi : S-1 Ekstensi Geofisika

Judul : Analisa Petrofisika dan Evaluasi Formasi Batuan Reservoir Pada Lapangan Barent Sea

Pada studi ini telah dilakukan analisis petrofisika dan evaluasi reservoir pada lapangan Barent Sea. Analisis petrofisika dan evaluasi formasi dilakukan pada enam buah sumur yaitu C1, C2, C3, C4, C5 dan C6, yang tersebar pada lapangan Barent Sea. Identifikasi reservoir dihasilkan dari parameter sifat fisik suatu batuan seperti porositas, kandungan lempung, permeabilitas, dan saturasi air yang dihasilkan dari perhitungan evaluasi formasi. Evaluasi formasi yang dilakukan meliputi tahapan identifikasi zona target, perhitungan kandungan lempung, porositas, saturasi air dan hasilnya ditampilkan dalam lumping. Dari studi ini dihasilkan parameter petrofisika untuk mempresentasikan batuan reservoir pada setiap zona-zona potensial. Dari enam buah sumur dan lima diantaranya memiliki rata rata nilai porositas yaitu 15%, kandungan lempung 7% dan saturasi air 44%, sedangkan satu buah sumur tidak memiliki zona yang potensial karena memiliki nilai saturasi air yang tinggi yaitu diatas 84%.

Kata kunci : Reservoir, Porositas, Permeabilitas, Saturasi Air.

ABSTRACT

Name : Riyan
Major : *S-1 Geophysic of Extention*
Title : *Analysis of Petrophysic and formation Evaluation for Reservoir of Rock on Barent Sea Field.*

In this study has analysed of petrophysic and reservoir evaluation on Barent Sea field. The analys of petrophysic and formation evaluation carried on six of wells; are C1, C2, C3, C4, C5 and C6 on Barent Sea's field spreadly. The result of identification resevoar from behavior physic parameter of rocks are porosity, concentrate of clay, permeability and water saturation that calculated from formation evaluation. On this formation evaluation consist of identification of target zone level, concentrate of clay measurement, porosity, water saturation, and the result will be displayed on lumping. Petrophysic parameter resulted from this study for presentating of reservoir rocks on each of potential zone. From these six of wells and five of wells found porosity average is 15%, concetrates of clay is 7% and water saturation is 44%, whereas one of well is not contained of potential zone since the water saturation is high above 84%.

Keyword : Reservoir, Porosity, Permeability, Water Saturation

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR.....	xii
DAFTAR TABEL	xv
BAB 1. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Pembatasan Masalah	2
1.4 Metodologi Penelitian	2
1.5 Sistematika Penulisan.....	3
BAB 2. GEOLOGI REGIONAL LAUT BARRENT	
2.1 Geologi Regional Barent Sea	5
2.2 Struktur Geologi.....	8
2.3 Sistem Perminyakan.....	9
2.3.1 Potensi Play	10
2.3.2 Jurassic Model Play	10
2.3.3 Triassic Model Play.....	11
2.3.4 Cretaceous Model Play	11
2.5.5 Permian Moel Play.....	12
BAB 3. TEORI DASAR	
3.1 Well Log	13
3.2 Jenis-Jenis Logging	14
3.2.1 Log Listrik.....	14
3.2.1.1 Resistivity Log	15

3.2.1.2 Spontaneous Potensial Log	18
3.2.2 Log Radioaktif	19
3.2.2.1 Gamma Ray Log	19
3.2.2.2 Neutron Log	22
3.2.2.3 Density Log.....	23
3.2.3 Sonic Log	26
3.3 Interpretasi Logging	27
3.2.2 Interpretasi Kualitatif	27
3.3.1.1 Identifikasi Lapisan Permeabel.....	28
3.3.1.2 Identifikasi Ketebalan dan Batas Lapisan.....	28
3.3.2 Interpretasi Kuantitatif	29
3.3.2.1 Penentuan Resitivitas Air Formasi (R_w).....	29
3.2.2.2 Evaluasi Shaliness	30
3.3.2.3 Penentuan Porositas	30
3.3.2.4 Penentuan Saturasi Air Formasi (S_w)	31
3.3.2.5 Lumping	32
BAB 4. PENGOLAHAN DATA	
4.1 Data Sumur	33
4.2 Pengolahan data	33
4.2.1 Zonasi.....	34
4.2.2 Evaluasi Kandungan lempung	38
4.2.3 Penentuan R_w dan R_{mf}	39
4.2.4 Penentuan Porsitas	39
4.2.5 Penentuan Kejenuhan Air	40
4.2.6 Penentuan Permeabilitas	40
4.2.7 Penentuan Nilai Penggal (Cut-off)	41
4.2.8 Lumping.....	47
BAB 5. HASIL DAN ANALISIS	
5.1 Hasil	48
5.1.1 Kandungan Lempung	48
5.1.2 Porositas.....	52
5.1.3 Kejenuhan Air.....	52

5.1.4 Hasil <i>Cut-Off</i>	56
5.1.5 Lumping.....	59
5.2 Analisis	69
BAB 6. KESIMPULAN	
6.1 Kesimpulan.....	72
REFERENSI	



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram Alir Proses Pengolahan Data.....	3
Gambar 2.1	Peta Regional Laut Barents Sea	5
Gambar 2.2	Stratigrafi Wilayah Laut Barent Secara Umum	7
Gambar 2.3	Element Struktur Utama Pada Lapangan Laut Barent	8
Gambar 2.4	Profile Cross Section Basin Hammerfes	10
Gambar 2.5	Profile Cross Section Bjarmeland Nordkapp	11
Gambar 2.6	Profile Cross Section Loppa High Dalam Basin Hammerfest.....	12
Gambar 3.1	Logging Tool.....	13
Gambar 3.2	Interpretasi HC-Water Contact dari Resistivity Log.....	16
Gambar 3.3	Perbedaan Zona Borehole (lumpur), Invaded dan Virgin Zone.....	17
Gambar 3.4	Respon Resistivity Log	18
Gambar 3.5	Tingkat Tiga Unsur Energi Gamma Ray.....	20
Gambar 3.6	Interpretasi Lapisan Batuan Dengan GR Log	20
Gambar 3.7	Alat Neutron log Compensated Neutron Tool	22
Gambar 3.8	Sumber Americium-Berylibium.....	22
Gambar 3.9	Alat density log FDL.....	24
Gambar 3.10	Interpretasi Density dan Neutron Log.....	25
Gambar 3.11	Alat Borehole Compesanted Sonic Tool.....	26
Gambar 4.1	Peta Daerah Penelitian	33
Gambar 4.2	Diagram Alir Proses Pengolahan Data.....	34
Gambar 4.3	Zonasi Pada Sumur C1 Daerah Prospek Zoan 2, 4, dan 6	35
Gambar 4.4	Zonasi Pada Sumur C2 Daerah Prospek Zoan 2, 4, dan 6	36
Gambar 4.5	Zonasi Pada Sumur C3 Daerah Prospek Zoan 2, 4, dan 6	36
Gambar 4.6	Zonasi Pada Sumur C4 Daerah Prospek Zoan 2, 4, dan 6	37
Gambar 4.7	Zonasi Pada Sumur C5 Daerah Prospek Zoan 2, 4, 6, dan 8	37
Gambar 4.8	Zonasi Pada Sumur C6 Daerah Prospek Zoan 2 dan 4	38
Gambar 4.9	Crossplot PHIE Vs Perm Pada Sumur C1.....	42
Gambar 4.10	Crossplot PHIE Vs VCL Pada Sumur C1	42
Gambar 4.11	Crossplot PHIE Vs Perm Pada Sumur C2.....	43
Gambar 4.12	Crossplot PHIE Vs VCL Pada Sumur C2.....	43

Gambar 4.13 Crossplot PHIE Vs Perm Pada Sumur C3.....	44
Gambar 4.14 Crossplot PHIE Vs VCL Pada Sumur C3.....	44
Gambar 4.15 Crossplot PHIE Vs Perm Pada Sumur C4.....	45
Gambar 4.16 Crossplot PHIE Vs VCL Pada Sumur C4.....	45
Gambar 4.17 Crossplot PHIE Vs Perm Pada Sumur C5.....	46
Gambar 4.18 Crossplot PHIE Vs VCL Pada Sumur C5.....	46
Gambar 4.19 Crossplot PHIE Vs Perm Pada Sumur C6.....	47
Gambar 4.20 Crossplot PHIE Vs VCL Pada Sumur C6.....	47
Gambar 5.1 Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Sumur C1	49
Gambar 5.2 Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Sumur C2	49
Gambar 5.3 Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Sumur C3	50
Gambar 5.4 Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Sumur C4.....	50
Gambar 5.5 Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Sumur C5.....	51
Gambar 5.6 Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Sumur C6....	51
Gambar 5.7 Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C1....	53
Gambar 5.8 Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C2....	53
Gambar 5.9 Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C3....	54
Gambar 5.10 Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C4....	54
Gambar 5.11 Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C5....	55
Gambar 5.12 Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C6....	55
Gambar 5.13 Hasil <i>Cut-Off</i> Pada Sumur C1.....	56
Gambar 5.14 Hasil <i>Cut-Off</i> Pada Sumur C2.....	57
Gambar 5.15 Hasil <i>Cut-Off</i> Pada Sumur C3.....	57
Gambar 5.16 Hasil <i>Cut-Off</i> Pada Sumur C4.....	58
Gambar 5.17 Hasil <i>Cut-Off</i> Pada Sumur C5.....	58
Gambar 5.18 Hasil <i>Cut-Off</i> Pada Sumur C6.....	59
Gambar 5.19 Zona Potensial Sumur C1 Zona 1.....	61
Gambar 5.20 Hasil <i>Cut-Off</i> Sumur C1 Zona 1.....	62
Gambar 5.21 Zona Potensial Sumur C2 Zona 2.....	62
Gambar 5.22 Hasil <i>Cut-Off</i> Sumur C2 Zona 2.....	63
Gambar 5.23 Zona Potensial Sumur C2 Zona 3.....	63
Gambar 5.24 Hasil <i>Cut-Off</i> Sumur C2 Zona 3.....	64

Gambar 5.25 Zona Potensial Sumur C4 Zona 1	65
Gambar 5.26 Hasil <i>Cut-Off</i> Sumur C4 Zona 1.....	65
Gambar 5.27 Zona Potensial Sumur C4 Zona 2	66
Gambar 5.28 Hasil <i>Cut-Off</i> Sumur C4 Zona 2.....	66
Gambar 5.29 Zona Potensial Sumur C4 Zona 3	66
Gambar 5.30 Hasil <i>Cut-Off</i> Sumur C4 Zona 3.....	67
Gambar 5.31 Zona Potensial Sumur C4 Zona 5	67
Gambar 5.32 Hasil <i>Cut-Off</i> Sumur C4 Zona 5.....	67
Gambar 5.33 Zona Potensial Sumur C5 Zona 3	68
Gambar 5.34 Hasil <i>Cut-Off</i> Sumur C5 Zona 3.....	68
Gambar 5.35 Zona Potensial Sumur C6 Zona 1	69
Gambar 5.36 Hasil <i>Cut-Off</i> Sumur C6 Zona 1.....	69



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Nilai Resistivitas Batuan.....	16
Tabel 3.2	Harga Density Matrix Batuan	25
Tabel 4.1	Data Sumur	33
Tabel 5.1	Hasil Lumping <i>Zona Net Reservoir</i> Pada Sumur C1	60
Tabel 5.2	Hasil Lumping <i>Zona Net Pay</i> Pada Sumur C1	60



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi (migas) tersimpan dalam dalam perangkap yang berupa batuan berpori yang disebut batuan reservoir. Untuk memprediksi cadangan fluida migas dan jumlah fluida yang diproduksi perlu dilakukan evaluasi terhadap kondisi suatu reservoir. Penelitian geologi dan seismik permukaan mungkin mampu memberikan dugaan potensi hidrokarbon di bawah tanah, akan tetapi sampai saat ini belum ada satu solusi nyata selain melakukan penggalian lubang sumur serta mengadakan serangkaian pengukuran di dalam sumur dan evaluasi data hasil rekaman untuk memastikan ada tidaknya kandungan hidrokarbon di bawah tanah.

Sejarah penelitian di bidang evaluasi formasi menunjukkan banyaknya usaha dan pendekatan yang telah dilakukan untuk menciptakan suatu metode yang handal dengan tujuan mendapatkan informasi model reservoir seperti distribusi porositas dan saturasi fluida. Para ahli minyak menyatakan bahwa metode logging dapat mendukung perkembangan eksplorasi hidrokarbon dan dapat mengetahui gambaran yang lengkap dari lingkungan bawah permukaan tanah, tepatnya dapat mengetahui dan menilai batuan-batuan yang mengelilingi lubang bor tersebut. Selain itu metode ini juga dapat memberikan keterangan ke dalam lapisan yang mengandung hidrokarbon serta sejauh mana penyebaran hidrokarbon pada suatu lapisan dengan tujuan supaya dapat melakukan interpretasi dan analisis hasil rekaman log (Dewanto, 2008).

Analisa Petrofisika sangat penting dilakukan untuk mengetahui kualitas reservoir, jenis fluida, porositas dan permeabilitas dari suatu batuan atau formasi, karena hal ini hanya dapat diketahui berdasarkan sifat fisik dari batuan tersebut serta dapat diketahui geometri suatu reservoir suatu zona sehingga dapat dihitung cadangan migas yang ada (Iqbal, 2009).

1.2 Tujuan Penelitian

Secara umum tujuan penelitian ini adalah untuk memenuhi salah satu prasyarat menyelesaikan pendidikan di peminatan geofisika, Program Sarjana Ekstensi, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam. Tapi secara khusus tujuan penelitian ini adalah :

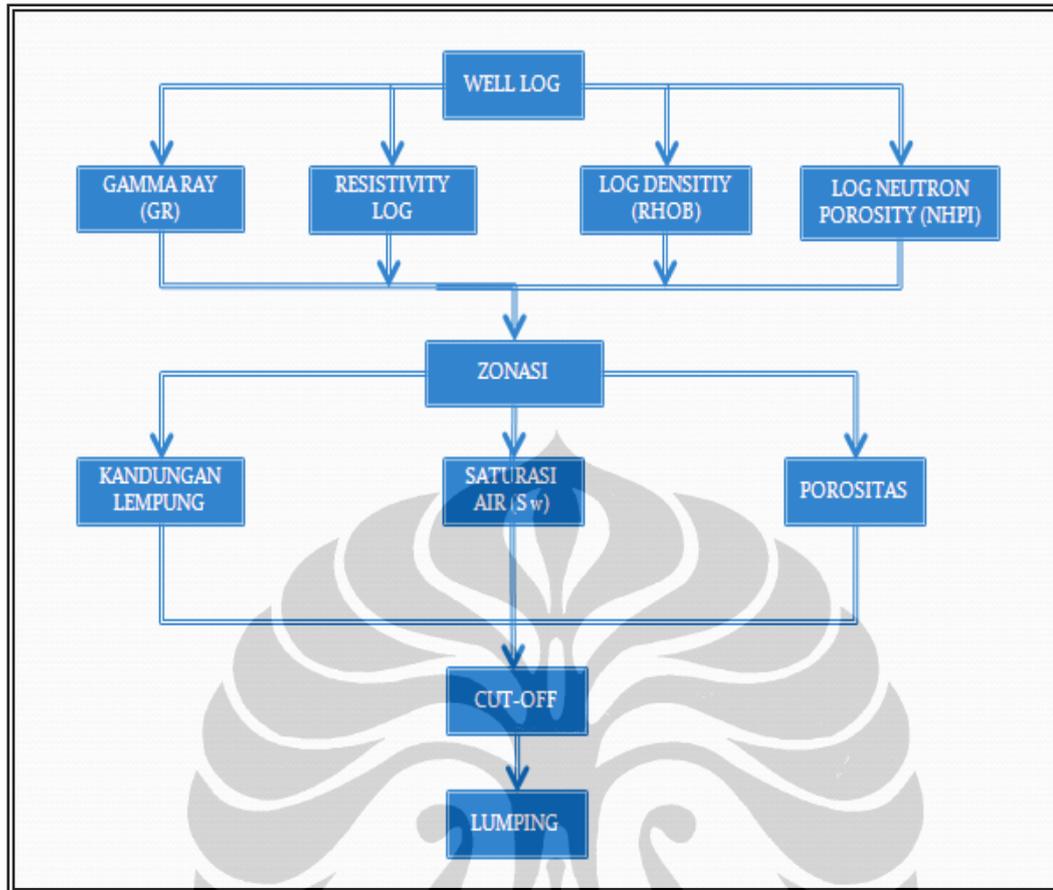
1. Mengidentifikasi litologi dari formasi berdasarkan analisa data log.
2. Mengetahui zona prospek hidrokarbon berdasarkan nilai kejenuhan air, porositas, dan permeabilitas.
3. Menentukan karakter fisik reservoir pada formasi lapangan Barent Sea.

1.3 Pembatasan Masalah

Pembatasan masalah dalam *study* ini berdasarkan perhitungan pada kandungan lempung, saturasi air dengan menggunakan metode persamaan Archie, porositas dengan menggunakan Neutron dan Densitas, dan permeabilitas.

1.4 Metodologi Penelitian

Penelitian dilakukan dengan menggunakan software *Interactive Petrophysic* dengan mengikuti diagram alir proses pada (Gambar 1.1) di bawah ini. Hal yang pertama kali dilakukan yaitu dengan melakukan input pada data gamma ray log, resistivity log, dan porosity log yang terbagi atas neutron log porosity dan densitas porosity. Kemudian melakukan zonasi yang bertujuan untuk menentukan lapisan-lapisan yang terdapat pada bawah permukaan. Setelah dilakukan zonasi dilakukan perhitungan pada kandungan lempung, saturasi air dengan menggunakan persamaan Archie, dan perhitungan porositas. Setelah itu dilakukan *Cut-Off* yang bertujuan untuk mengetahui lapisan-lapisan yang prospek. Kemudian langkah yang terakhir dilakukan lumping, yang bertujuan untuk mengetahui nilai dari porositas, kandungan lempung dan saturasi air.



Gambar 1.1 Diagram Alir Proses Pengolahan Data

1.5 Sistematika Penulisan

Pada **BAB 1 Pendahuluan**, bab ini menjelaskan tentang latar belakang penulisan skripsi, tujuan penulisan, batasan masalah, metodologi penelitian dan tentang sistematika penulisan skripsi ini.

Pada **BAB 2 Geologi Lapangan BARENT SEA**, bab ini menjelaskan secara umum kondisi geologi lapangan *BARENT SEA*. Mencakup pula lokasi dari lapangan *BARENT SEA*, stratigrafi dan petroleum sistem lapangan ini.

Pada **BAB 3 Dasar Teori**, bab ini berkaitan dengan data sumur, evaluasi litologi dan porositas, evaluasi volume shale, cara menentukan saturasi air.

Pada **BAB 4 Pengolahan Data**, bab ini menjelaskan data yang digunakan, analisis penentuan target dan persiapan pengolahan data, serta penyajian diagram pengolahan data.

Pada **BAB 5 Hasil dan Pembahasan**, bab ini menjelaskan secara mendalam hasil pengolahan data yang meliputi analisis data sumur dengan software *Interactive Petrophysics* (IP).

Pada **BAB 6 Kesimpulan**, bab ini berisi kesimpulan yang bisa ditarik dari hasil penelitian.

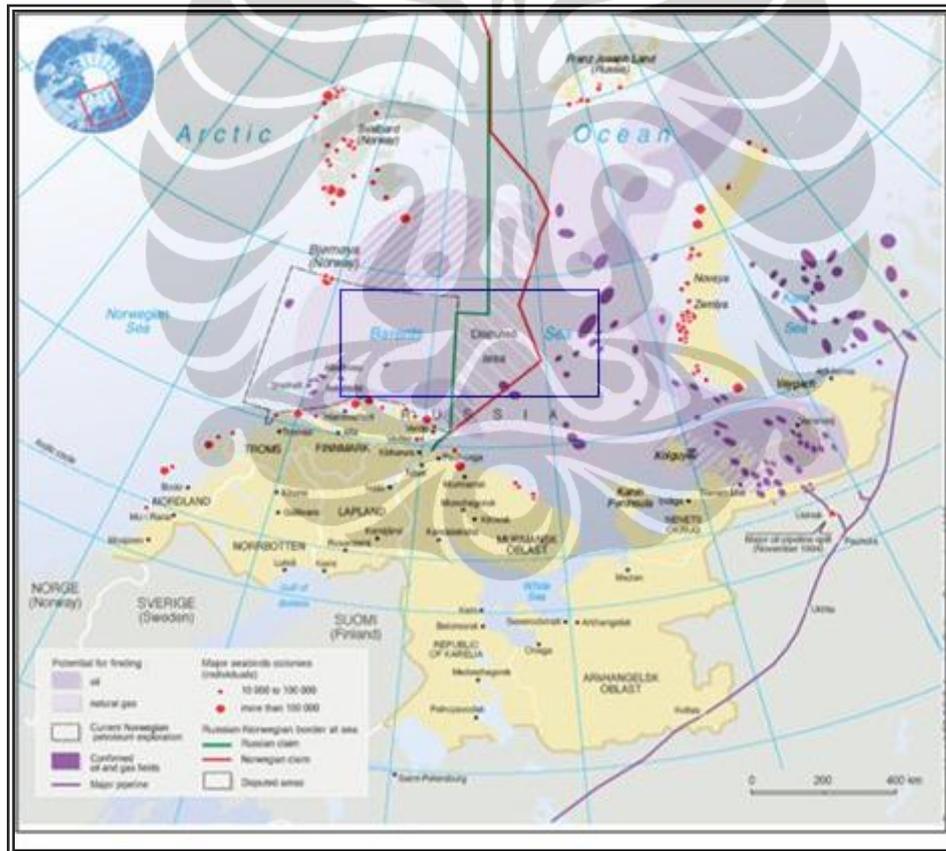


BAB 2

GEOLOGI REGIONAL BARENT SEA

2.1 Geologi Regional Barent Sea

Wilayah laut barent dan laut di tepian Nowegia-Greenland berada pada lempeng Norwegia yang merupakan bagian dari wilayah offshore Norwegia yang telah di eksplorasi. Terlebih sejak tahun 1980 saat wilayah ini dibuka untuk pengeboran, terdapat lebih dari 40 sumur. Sejak tahap pertama eksplorasi, perhatiannya terpusatkan pada cekungan Tromso dan Hammerfest, kemudian meluas pada loppa high, yang berada disebelah tenggara dari basin Bjornoya dan utara basin Nordkapp, daerah penelitian yang bertanda warna biru (Gambar 2.1).



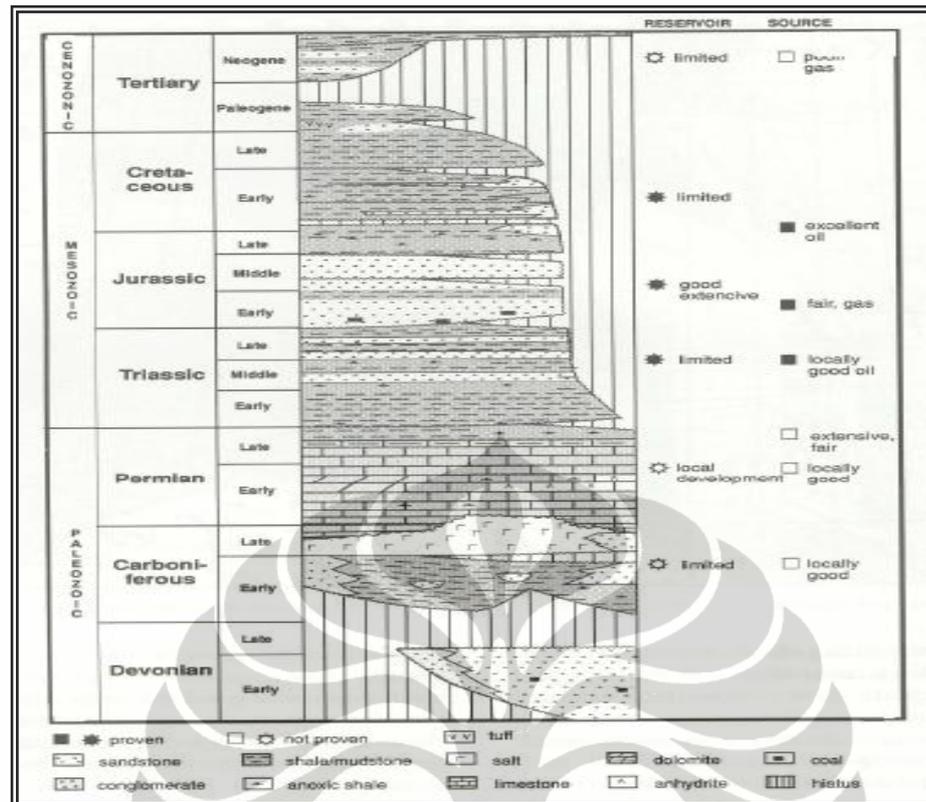
Gambar 2.1 Peta Regional Laut Barents (*Philippe Rekacewicz, 1998*)

Bertambahnya sejumlah data penting yang dibutuhkan untuk mendefinisikan satuan stratigrafi dan struktur, hasilnya adalah usaha untuk membentuk suatu penamaan tertentu pada suatu daerah. Wilayah laut barent terbentuk oleh aktivitas tektonik dan dipengaruhi oleh beberapa fase tektonik sejak pergerakan Caledonian

dan berhenti pada zaman awal Devonian. Secara struktural lempeng laut barent didominasi arah patahan dari timur laut ke barat daya dengan pengaruh lokal pada arah barat laut ke tenggara (Gambar 2.1). Pada bagian utara wilayahnya didominasi dari arah timur laut ke barat daya yang didefinisikan sebagai patahan mayor kompleks yang mengelilingi basin Nordknapp dan Hammerfest. Arah ini sejajar dengan wilayah lainnya dibagian utara yang ditunjukkan pada vaslemoy high dan patahan kompleks yang memisahkan basin loppahigh dan bjornoya. Pada wilayah barat dan barat laut arah patahannya utara ke selatan yaitu pada wilayah Tromso, patahan Knolegga, dan patahan Hornsund.

Pada bagian barat laut barent merupakan wilayah yang memiliki aktivitas tektonik yang tinggi yang berada pada masa Mesozoic dan Cenozoic. Perbedaan yang mencolok pada bagian timur dan timur laut yang didominasi pada masa akhir Carboniferous dengan lempeng yang relatif stabil dengan sedikit aktivitas tektonik. Sedikit data yang ada tentang struktur pada lempeng barent, namun data Svalbard, data seismik refleksi, dari Scandinavia (e.g. Steel & Worsley 1984, Berthelsen & Marker 1986, Ziegler 1988) mengindikasikan kebanyakan arah struktur mayor dibentuk pada masa Devonian dan beberapa hal penting yang mungkin berhubungan dengan struktur yang terbentuk pada masa Caledonian Orogeny.

Pada masa pertengahan Carboniferous, memiliki bentuk yang khas. Bentuk ini mengikuti blok patahan yang baru yang berada pada masa akhir Carboniferous sampai awal Permian adalah wilayah Loppa high dan Stephen High (brekke & Riis 1987). Arah barat daya ke tenggara merupakan arah struktur yang merupakan elemen penting dibagian barat (Bjornoya dan barat Loppa high basin). Dimana bagian timur laut (Bjarmeland platform dan basin Nordapp) menjadi stabil (Riis et al. 1986, Jersen & Sorensen 1988) dan perluasan wilayah platform karbonat berkembang pada masa Moscovian (masa akhir Carboniferous). Wilayah diantara Bjornoya dan Spitbergen mungkin masih didominasi oleh patahan yang mengarah barat laut ke tenggara (Ronnevik et al.1982 b). Struktur mayor yang terlihat sangat penting pada pembentukan struktur di wilayah laut barent.



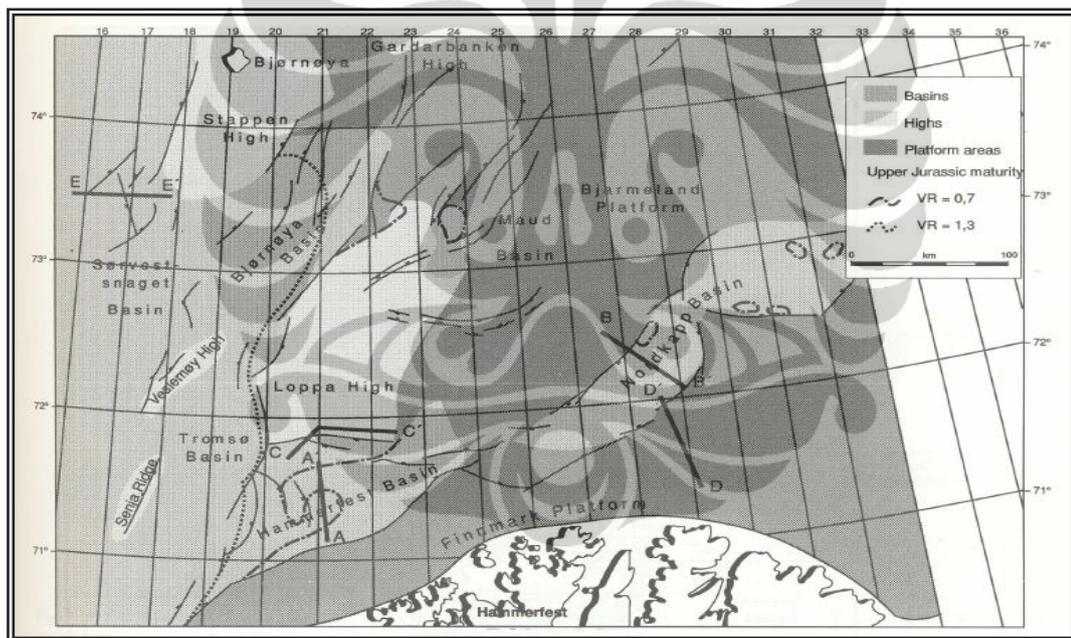
Gambar 2.2 Stratigrafi Wilayah Laut Barent Secara Umum (*Larsen et al, 1993*)

Triassic aktivitas tektonik dianggap relatif lambat, namun Stappen dan loppa high memiliki pergerakan yang cepat, dan awal Triassic memiliki karakterisasi subsident di bagian timur dan aliran sediment dari arah timur. Blok patahan ada lagi pada Mid Jurassic dan meningkat selama masa akhir Jurassic sampai akhir Cretaceous, diakhiri dengan formasi yang diketahui saat ini merupakan cekungan dan ketinggian yang mendominasi wilayah Barent Sea (Gambar 2.2).

Secara ringkas, zona wilayah mayoritas patahan pada daerah laut barent dibentuk pada level awal Carboniferous. Pada pembentukan struktur subsequent pada wilayah laut barent, aktivitas yang berhubungan dengan hal tersebut merupakan bagian yang penting. Ini dimulai oleh Gabrielsen pada tahun 1984 yang bertujuan mengklasifikasikan patahan yang berkaitan dengan basementnya masing masing dan tingkat ke aktifan. Pada model tipe ini, wilayah dibagi kedalam blok blok patahan yang berhubungan dengan mayor high dan basin yang digambarkan oleh patahan dalam yang rumit (fault of first class, Gabrielsen 1984). Ketika tekanan bekerja pada sistem blok ini, pergerakan relatif antara masing-masing blok akan membentuk pola yang kompleks.

2.2 Struktur Geologi

Wilayah laut barent adalah cekungan sedimentasi yang ditumbuk oleh Svalbard, bagian timur dan utara Greenland, dan utara Canada pada akhir Palaeozoic-Cenozoic. (Worsley, 1986; Beauchamp, 1993). Platform Finnmark pada cekungan tepian dibagian selatan (Gambar 2.3), dimana terdapat buildup, yang berkembang pada akhir Carboniferous dan akhir Permian. Sejarah geologi pada platform yang dibuktikan dari kedalaman sumur, lubang core, dan berhubungan dengan gambaran kepulauan Svalbard. Tebalnya endapan fluvial pada Carboniferous mengisi graben di bawah lapisan basement Caledonian dan dibagian atas bercampur endapan karbonat dan silika klastik. Laut dangkal, evaporasi local, sediment dolomatik yang tersebar di bagian atas Carboniferous dan dibawah Permian.



Gambar 2.3. Element Struktur Utama Pada Lapangan Laut Barent (*Larsen et al, 1993*)

Tebal endapan evaporasi yang terbentuk secara lokal, seperti basin Nordkapp yang berjarak puluhan kilometer arah utara berdasarkan studi *core section*. Tebal batu garam (salt diapirs) dapat dilihat pada pusat basin. Perbedaan mencolok dari atas ke bawah pada Permian yang didominasi oleh limestone dengan crinoids, bryozoans, sponges, dan brachiopods. Ini merubah cara sedimentasi seperti yang telah dikonsepsikan oleh lapisan paling atas Permian ditunjukkan oleh dominasi limestone, shale, dan siltston setebal beberapa ribu meter, yang merupakan

sedimentasi silika klastik berupa delta pada Triassic yang dilapisi oleh Jurassic dan sejumlah strata yang lebih muda hanya beberapa ratus meter. Pada Finmark platform, terlihat meningkatnya ketebalan sediment dari arah selatan ke utara melalui interval atas Palaeozoic dan Triassic. Ini terjadi akibat adanya subsident pada bagian utara yang meningkat dari atas Palaeozoic-Mesozoic, sebagai gantinya tingginya sedimentasi, khususnya di Triassic.

2.3 Sistem Perminyakan

Cadangan yang telah dibuktikan pada daerah Barents Sea berada pada strata Jurassic, penelitian yang telah dilakukan di daerah Norwegia, Snøvit, Albatross dan Askeladden keseluruhan batuan reservoirnya merupakan batuan pasir pada masa pertengahan Jurassic. Ini merupakan pengendapan yang terjadi pada laut dangkal dimana pada Basin Hammerfest memiliki reservoir yang baik (porositas dan permeabilitas tinggi), dan mengestimasi sekitar 85% sumber dari laut Barents berada pada formasi ini (Larsen et al. 1993). Kebanyakan dari sumber ini merupakan gas dan hanya sedikit yang menunjukkan adanya keberadaan minyak. Jebakan pada daerah ini secara umum terbentuk oleh patahan-patahan normal. Ini berbeda dengan penelitian yang dilakukan di Rusia yang menjelaskan adanya kubah (dome) sederhana yang terbentuk akibat struktur. Ini terjadi di wilayah yang berbeda Snøvit dan Stokmanovskaya. Namun keduanya memiliki potensi hidrokarbon yang berada di atas Permian yang merupakan sumber yang besar pada lapangan laut Barents. Sediment Triastik merupakan pengendapan prograding delta dari arah barat Novaya-Zemlya, akibat dari lingkungan pengendapan yang berupa prograding delta, distribusi reservoir pada formasi ini menjadi sangat kompleks.

Istilah source rock biasa digunakan pada industri migas, source rock merupakan batuan sediment yang dapat menghasilkan hidrokarbon dan bermigrasi ke reservoir untuk disimpan. Salah satu dari tipe ini mengandung lebih besar materi organik (kerogen) yang disimpan oleh lingkungan pengendapan yang tidak memungkinkan adanya oksidasi, terurainya kerogen menjadi hidrokarbon diakibatkan adanya tekanan dari timbunan yang ada di atasnya dan adanya pemanasan, yang mana minyak akan terbentuk pada suhu yang lebih rendah dari gas (*oil window*), dimana kerogen ini merupakan tipe kerogen laut (*oil prone*)

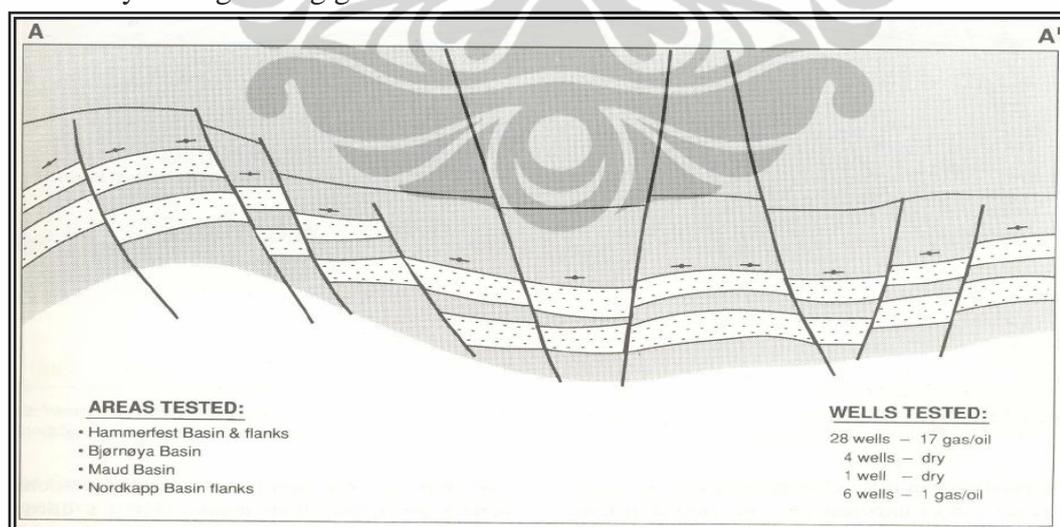
yang terdiri dari alga. Sebagian besar kualitas lempung yang baik terdistribusi secara luas pada masa akhir Jurassic.

2.3.1 Potensi Play

Sejauh ini banyaknya hidrokarbon yang telah dibuktikan dengan pengeboran 90% adalah gas dan 85% dari gas tersebut didapat dari sandstone di masa lower-Middle Jurassic, sedangkan sisanya didapat dari sandstone pada masa lower Cretaceous dan lower-upper Triassic. Sukses rasio pengeboran dalam menemukan hidrokarbon di daerah ini sangat baik. Model Play dan wilayah baru yang saat ini dieksplorasi kebanyakan berasal dari sequences yang lebih muda dan lebih tua dari batuan sumber pada masa Jurassic yang telah dibuktikan oleh sumur.

2.3.2 Jurassic Model Play

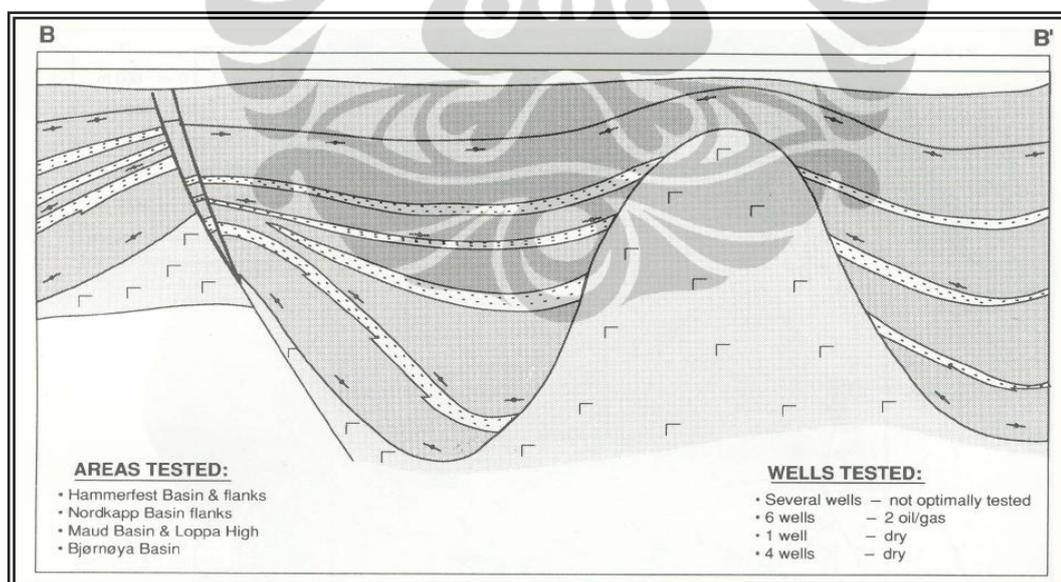
Di ilustrasikan pada skematik utara-selatan basin Hammerfest. Play ini terdistribusi secara meluas dan ditemukan di Hammerfest, Nordkapp, Bjornoya, dan bagian barat Bjarmeland Platform (Gambar 2.4). Reservoir sandstone berada dilaut dangkal sampai sedang dimasa Jurassic awal dan menengah. Tidak ada jebakan yang benar benar membentuk spill point dan kebanyakan sumur secara lokal hanya mengandung gas dan air.



Gambar 2.4. Profile Cross Section Basin Hammerfes (Larsen et al, 1993)

2.3.3 Triassic Model Play

Di ilustrasikan oleh skematik dari profil northwest–southeast pada Bjarmeland platform didalam Nordkapp basin (Gambar 2.5). Kemungkin Play Terrasic tersebar secara luas dan ditemukan di Bjornoya, Hammerfest dan Nordkapp basin. Triassic telah menjadi wilayah fokus pengeboran ketika Jurassic sandstone yang tipis dan dangkal sudah tidak menjanjikan. Triassic sandstone bagian atas sebagian berasal dari batuan sumber Triassic, tapi Play Triassic utamanya bersumber dari batuan Triassic atau yang lebih tua. Tipe perangkap yang telah dibuktikan berasal merupakan hasil bentukan patahan normal, namun ada beberapa yang menganggap dan berhasil memetakan sejumlah perangkap stratigrafi dan siap untuk dilakukan pengeboran. Dibagian barat laut barent memiliki sejumlah pasir yang relatif sedikit, sehingga menganggap adanya distribusi pasir yang tebal dan merupakan reservoir yang berkualitas baik. Ditambah lagi dengan adanya proses diagenesis yang mengakibatkan penurunan nilai porositas dan permeabilitas mengakibatkan keterbatasan pada Triassic Play Model.

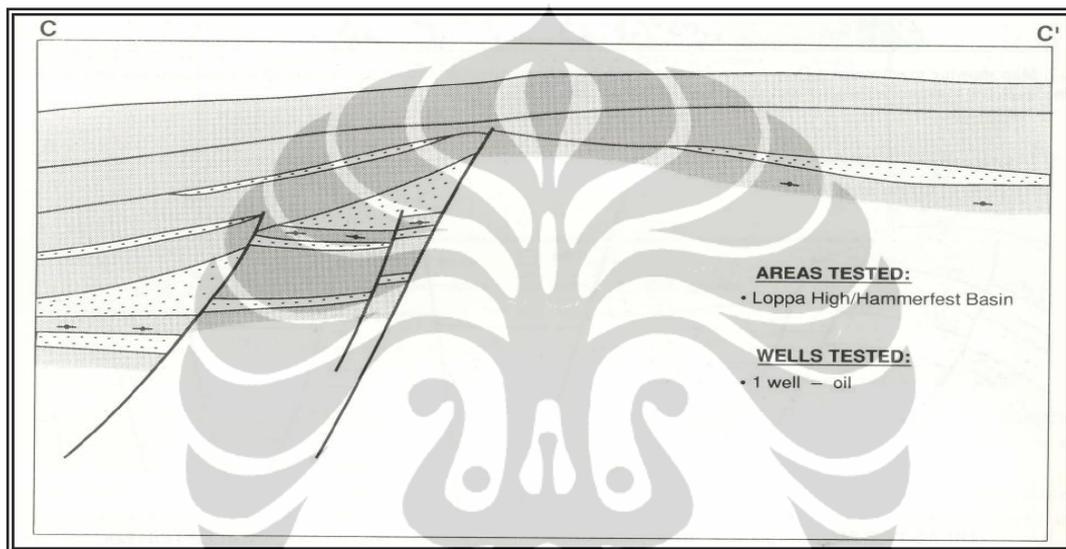


Gambar 2.5. Profile Cross Section Bjarmeland Platform Nordkapp (Larsen et al, 1993)

2.3.4 Cretaceous Model Play

Di ilustrasikan oleh profil skematik dari Hammerfest Basin sampai Loppa High (Gambar 2.6). Cretaceous Play distribusinya terbatas, karena adanya pembatasan

wilayah oleh Loppa High, Finnmark Platform dan Senja Ridge-vesemoy (Gambar 2.6). Reservoir yang telah terbukti merupakan bentukan dari pengendapan batuan pasir pada laut dangkal, yang berada tepat diatas lapisan Upper Jurassic. Faktor yang mengakibatkan wilayah ini menjadi beresiko dikarenakan terbatasnya distribusi play. Sulitnya mengidentifikasi prospek melalui sumur, adanya lapisan-lapisan clay yang terbentuk akibat stratigrafi secara sembarang pada jebakan, jumlah dan kualitas pada reservoir sandstone dan pola kematangan dari batuan sumber.



Gambar 2.6. Profile Cross Section Loppa High Dalam Basin Hammerfest
(Larsen et al, 1993)

2.3.5 Permian Model Play

Dari arah utara ke selatan dari Nordkapp Basin ke lempeng Finnmark. Permian dan batuan yang lebih tua terdistribusi secara luas, yang mana sebagian besar dari batuan ini mengindikasikan adanya potensi hidrokarbon, selain itu disini banyak terdapat jebakan stratigrafi yang semuanya secara langsung berhubungan dengan sumber internal hidrokarbon. Dari data gravimetrik menunjukkan bahwa biota laut ada dan tumbuh dengan baik pada laut dangkal yang stabil pada batuan karbonat. Sejumlah graben yang berada dibawah sekuen karbonat. yang berpotensi membentuk jebakan struktur dengan reservoir sandstone yang berada pada masa Carboniferous atau mungkin pada masa Devonian.

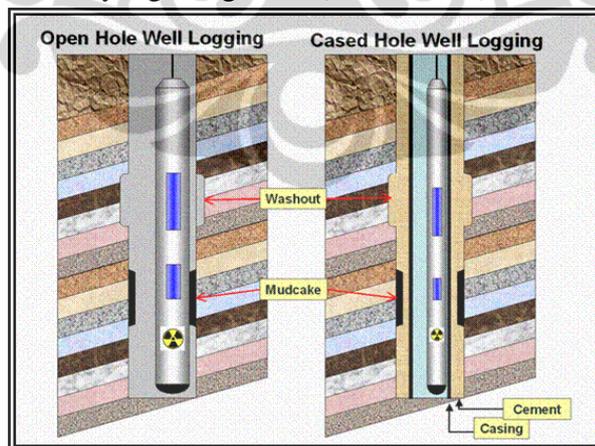
BAB 3

TEORI DASAR

Logging merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan reservoir terhadap kedalaman lubang bor. Sesuai dengan tujuan logging yaitu menentukan besaran-besaran fisik batuan reservoir (porositas, saturasi air formasi, ketebalan formasi produktif, litologi batuan) maka dasar dari logging adalah sifat-sifat fisik atau petrofisik yaitu sifat listrik, sifat radioaktif, dll.

3.1 Well Log

Well log adalah pencatatan yang kontinu pada perhitungan di lubang sumur pemboran berdasarkan respon sifat fisik suatu batuan. Pertama kali diaplikasikan di Prancis 1927 dengan menggunakan Gamma Ray dan Neutron Log pada tahun 1941. Dalam sumur minyak, log diartikan sebagai rekaman dari properti fisika atau kimia dari batuan dan fluida versus kedalaman yang ditembus pemboran. *Logging tool* (peralatan utama logging, berbentuk pipa pejal berisi alat pengirim dan sensor penerima sinyal) diturunkan ke dalam sumur melalui tali baja berisi kabel listrik ke kedalaman yang diinginkan (Gambar 3.1).



Gambar 3.1 Logging Tool (*Petrophysicssimlab*)

Biasanya pengukuran dilakukan pada saat logging tool ini ditarik ke atas. Logging tool akan mengirim sesuatu “sinyal” (gelombang suara, arus listrik, tegangan listrik, medan magnet, partikel nuklir, dsb) ke dalam formasi lewat

dinding sumur. Sinyal tersebut dan akan dipantulkan oleh berbagai macam material di dalam formasi dan juga material dinding sumur. Pantulan sinyal kemudian ditangkap oleh sensor penerima di dalam logging tool lalu dikonversi menjadi data digital dan ditransmisikan lewat kabel logging ke unit di permukaan. Sinyal digital tersebut lalu diolah oleh seperangkat komputer menjadi berbagai macam grafik dan tabulasi data yang diprint pada *continuos paper* yang dinamakan *log*. Kemudian *log* tersebut akan diinterpretasikan dan dievaluasi oleh geologis dan ahli geofisika. Hasilnya sangat penting untuk pengambilan keputusan baik pada saat pemboran ataupun untuk tahap produksi nanti.

3.2. Jenis-Jenis Logging

Berdasarkan kemampuan dan prinsip kerja maka jenis logging ini dibagi menjadi log listrik dan log radioaktif.

3.2.1 Log Listrik

Log listrik merupakan suatu plot antara sifat-sifat listrik lapisan yang ditembus lubang bor dengan kedalaman. Sifat-sifat ini diukur dengan berbagai variasi konfigurasi elektrode yang diturunkan ke dalam lubang bor. Untuk batuan yang pori-porinya terisi mineral-mineral air asin atau clay maka akan menghantarkan listrik dan mempunyai resistivity yang rendah dibandingkan dengan pori-pori yang terisi minyak, gas maupun air tawar. Oleh karena itu lumpur pemboran yang banyak mengandung garam akan bersifat konduktif dan sebaliknya. Untuk formasi *clean sand* yang mengandung air garam, tahanan formasinya dapat dinyatakan dengan suatu faktor tahanan formasi (F), yang dinyatakan dengan persamaan :

$$R_o = F \times R_w \quad (3-1)$$

dimana :

F : Faktor formasi.

R_o : Tahanan formasi dengan saturasi air formasi 100 %.

R_w : Tahanan air garam (air formasi).

Hubungan antara tahanan formasi, porositas dan faktor sementasi dikemukakan oleh G.E. Archie dan Humble sebagai berikut :

$$1. \text{ Persamaan Archie : } F = \Phi^{-m} \quad (3-2)$$

$$2. \text{ Persamaan Humble : } F = 0,62 \times \Phi^{-2} \quad (3-3)$$

dimana :

m : Faktor sementasi batuan

F : Faktor formasi

Φ : Porositas

Resistivity Index (I) adalah perbandingan antara tahanan listrik batuan sebenarnya (R_t) dengan tahanan yang dijenuhi air formasi 100 % (R_o), yaitu sesuai dengan persamaan berikut:

$$I = \frac{R_t}{R_o} - \frac{1}{S_w}^{-n} \quad (3-4)$$

dimana :

n : eksponen saturasi, untuk batupasir besarnya sama dengan 2.

Pada umumnya log listrik dapat dibedakan menjadi dua jenis:

1. Spontaneous Potensial Log (SP Log)
2. Resistivity Log

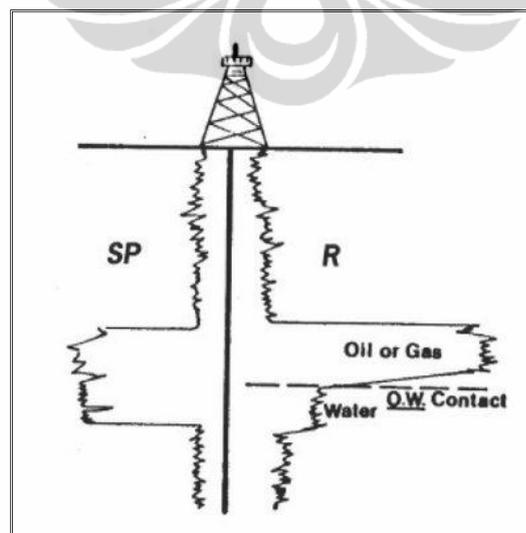
3.2.1.1 Resistivity Logging

Resistivity log adalah metoda untuk mengukur sifat batuan dan fluida pori seperti minyak, air, dan gas disepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan kelistrikannya. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm Meter, dan biasanya dibuat dalam skala logarithmic dengan nilai antara 0.2 sampai dengan 2000 Ohm Meter. Metoda resistivity logging ini dilakukan karena pada hakekatnya batuan, fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu (Tabel 2.1).

Tabel 3.1 Nilai Resistivitas Batuan (*Ensiklopedia Sesimik*)

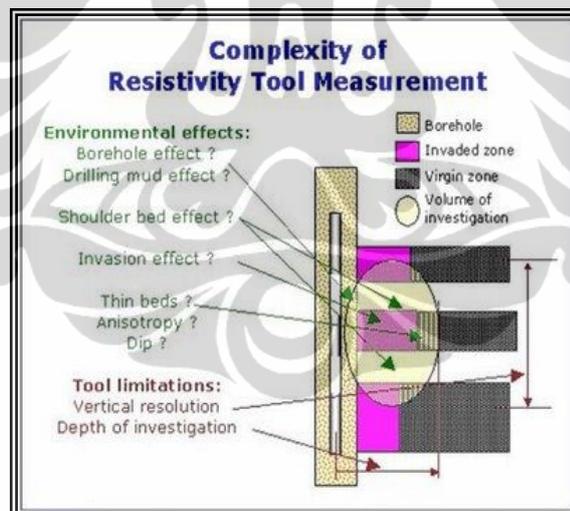
Material	Resistivitas (Ohm meter)
Limestones	50 - 10^7
Sandstones	1 - 10^8
Shales	20 - 2×10^3
Dolomite	100 - 10.000
Sand	1 - 1000
Clay	1 - 100
Sea Water	0.2

Pada (Tabel 2.1) terlihat adanya nilai resistivitas antara jenis batuan sedimen. Hal ini mengakibatkan interpretasi batuan berdasarkan nilai log resistivitas merupakan pekerjaan yang sangat sulit. Akan tetapi, nilai resistivitas air garam dapat dibedakan dengan baik dari minyak dan gas. Karena air garam memiliki nilai resistivitas yang sangat rendah, sedangkan hidrokarbon (minyak-gas) memiliki nilai resistivitas yang sangat tinggi. Log resistivitas banyak sekali membantu pekerjaan evaluasi formasi khususnya untuk menganalisa apakah suatu reservoir mengandung air garam (*wet*) atau mengandung hidrokarbon, sehingga log ini digunakan untuk menganalisis *Hydrocarbon-Water Contact*. Dibawah ini (Gambar 3.2) menunjukkan interpretasi HC-Water Contact dari resistivity log.



Gambar 3.2 Interpretasi HC-Water Contact dari Resistivity Log
(*Ensiklopedia Sesimik*)

Didalam pengukuran resistivity log, biasanya terdapat tiga jenis ‘penetrasi’ resistivity, yakni shallow (*borehole*), medium (*invaded zone*) dan deep (*virgin*) penetration. Perbedaan kedalaman penetrasi ini dimaksudkan untuk menghindari salah tafsir pada pembacaan log resistivity karena mud invasion (efek lumpur pengeboran) dan bahkan dapat mempelajari sifat mobilitas minyak. Sebagaimana yang kita ketahui untuk mengantisipasi *pressure* (e.g. *pore pressure*), saat pengeboran biasanya dipompa *oil based mud* atau *water based mud*. Sebagai contoh, jika menggunakan *water based mud* (resistivity rendah) sebagai lumpur pemboran, kemudian lumpur tersebut menginvasi reservoir yang mengandung minyak, maka akan mendapatkan profil *deep penetration* resistivity yang lebih tinggi daripada *shallow medium penetration* resistivity. Jika *medium penetration* dan *deep penetration* mirip (tidak ada efek invasi), maka situasi ini mengindikasikan minyak didalam reservoir tersebut sangat susah untuk mobile (hal ini kurang bagus dalam produksi). Di bawah ini (Gambar 3.3) menunjukkan perbedaan zona *borehole* (lumpur), *invaded* dan *virgin zone*.

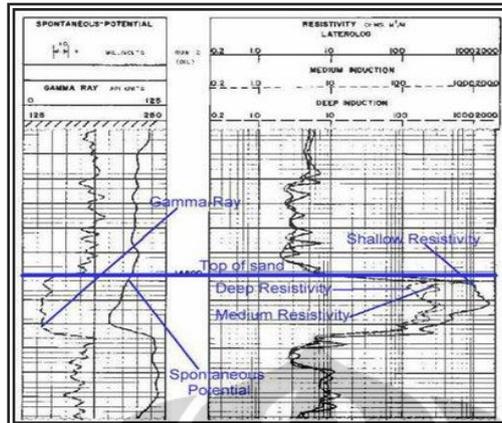


Gambar 3.3 Perbedaan Zona Borehole (lumpur), invaded dan virgin zone

(Courtesy ATEMIS, Technologies Sarl, 1998-2007)

Pada (Gambar 3.4) di bawah ini menunjukkan respon resistivity log untuk shallow, medium dan deep penetration. Lihat respon pada interval reservoir-batupasir (low gamma ray, low SP), besaran nilai resistivitas untuk ketiga jenis penetrasi ini menunjukkan nilai yang tinggi yakni > 100 Ohm-meter yang menunjukkan bahwa reservoir tersebut mengandung hidrokarbon. Selanjutnya,

terlihat bahwa shallow resistivity lebih tinggi dari medium dan medium lebih tinggi dari deep penetration.



Gambar 3.4 Respon Resistivity Log (*Ensiklopedia Sesimik*)

Resistivity log memiliki kegunaan lain yakni untuk mendeterminasi tingkat saturasi air (*Water Saturation*). Semakin tinggi saturasi air maka resistivity akan semakin rendah. Nilai Water Saturation dari Resistivity log dapat dilakukan dengan berbagai algoritma diantaranya Persamaan Archie berikut:

$$S_w = \left(\frac{1}{\Phi^m} \times \frac{R_w}{R_t} \right)^{1/n} \quad (3-5)$$

dimana :

S_w : Saturasi Air

Φ : Porositas

R_w : Formasi Kandungan Air

R_t : Resistivitas Formasi

1 : Konstanta

m : Faktor Sementasi Batuan

n : Konstanta tertentu yang sesuai dengan kondisi sumur atau diperoleh dengan metode *picket plot*.

3.2.1.2 Spontaneous Potensial Log (SP Log)

Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda dipermukaan yang tetap dengan elektroda yang terdapat di dalam lubang bor yang bergerak naik turun. Agar log SP dapat bekerja dengan baik, lubang bor harus di isi dengan lumpur konduktif. Skala log SP adalah dalam Milivolt tidak ada harga mutlak

yang sama dengan mol karena hanya perubahan potensial yang di catat (Harsono, 1997). Log SP digunakan untuk :

1. Identifikasi lapisan-lapisan permeabel.
2. Mencari batas-batas lapisan permeabel dan korelasi antar sumur berdasarkan batasan lapisan itu.
3. Menentukan nilai resistivitas air-formasi (R_w).
4. Memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

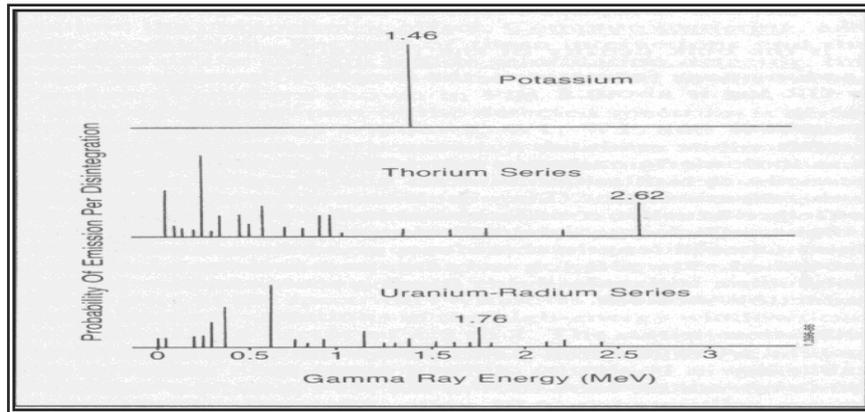
SP tidak dapat direkam di dalam lubang sumur yang diisi oleh lumpur yang tidak konduktif karena diperlukan medium yang dapat menghantarkan arus listrik antara elektroda alat dan formasi.

3.2.2 Log Radioaktif

Log radioaktif adalah log yang menyelidiki intensitas radioaktif mineral yang mengandung radioaktif tertentu. Log radioaktif dapat digunakan pada sumur yang dicasing (cased hole) maupun yang tidak dicasing (open hole). Keuntungan dari log radioaktif ini dibandingkan dengan log listrik adalah tidak banyak dipengaruhi oleh keadaan lubang bor dan jenis lumpur. Dari tujuan pengukuran, Log Radioaktif dapat dibedakan menjadi: alat pengukur lithologi seperti Gamma Ray Log, alat pengukur porositas seperti Neutron Log dan Density Log. Hasil pengukuran alat porositas dapat digunakan pula untuk mengidentifikasi lithologi dengan hasil yang memadai.

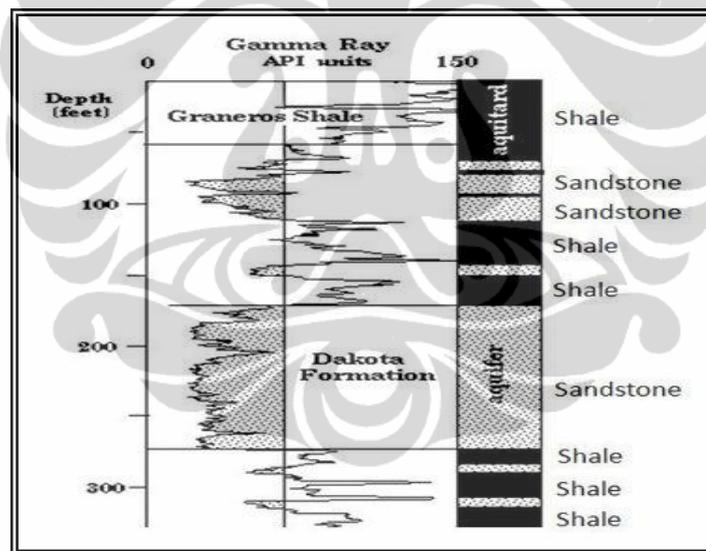
3.2.2.1 Gamma Ray Log

Gamma Ray Log adalah metoda untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Radioaktivitas GR log berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan yaitu Uranium (U), Potasium (K), Thorium (Th) yang secara kontinyu memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi (Fickry, 2003). Tiga Unsur Radiasi utama yang umumnya ditemukan dibawah tanah, masing-masing mempunyai tingkat tenaga yang berbeda seperti (Gambar 3.5) dibawah ini.



Gambar 3.5 Tingkat Tiga Unsur Energi Gamma Ray (Adi Harsono)

Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam shale dan sedikit sekali terdapat dalam sandstone, limestone, dolomite, coal, gypsum, dll. Oleh karena itu shale akan memberikan response gamma ray yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya. Di bawah ini (Gambar 3.6) menunjukkan contoh interpretasi lapisan batuan untuk mendiskriminasi sandstone dari shale dengan menggunakan log gamma ray.



Gambar 3.6 Interpretasi Lapisan Batuan Dengan GR Log (Ensiklopedia seismik)

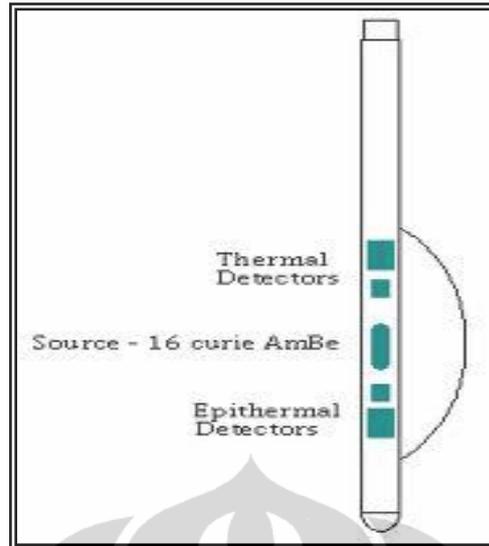
Seperti halnya logging yang lainnya, pengukuran gamma ray log dilakukan dengan menurunkan instrument gamma ray log kedalam lubang bor dan merekam radiasi sinar gamma untuk setiap interval tertentu. Biasanya interval perekaman gamma ray secara vertikal sebesar 0.5 feet. Sinar gamma dapat menembus logam dan semen, maka logging gamma ray dapat dilakukan pada lubang bor yang telah dipasang casing ataupun telah dilakukan cementing. Walaupun terjadi atenuasi,

sinar gamma karena casing dan semen, akan tetapi energinya masih cukup kuat untuk mengukur sifat radiasi gamma pada formasi batuan disampingnya.

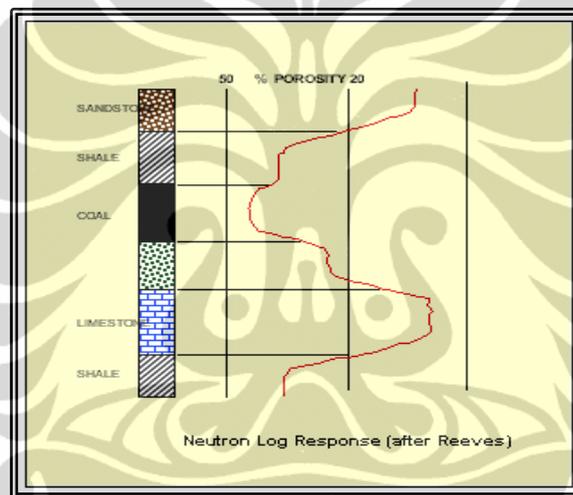
Secara khusus Gamma Ray Log berguna untuk identifikasi lapisan permeabel disaat SP Log tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ($R_{mf} = R_w$), atau ketika SP tidak dapat merekam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (oil base mud). Log GR dapat digunakan untuk mendeteksi dan evaluasi terhadap mineral-mineral radioaktif seperti biji potasium dan uranium. Sedangkan untuk mineral yang tidak aktif GR log juga dapat digunakan untuk menentukan lapisan batubara. Log GR digunakan secara luas untuk korelasi pada sumur-sumur berselubung (Harsono, 2007).

3.2.2.2 Neutron Log

Pengukuran Neutron Porosity pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks hidrogen yang terdapat pada formasi batuan. Indeks hidrogen didefinisikan sebagai rasio dari konsentrasi atom hidrogen setiap cm^3 batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75°F . Jadi, Neutron Porosity log tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga, shale yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula. Jenis alat porositas yang digunakan disebut Alat Neutron Terkompensasi (*Compensated Neutron Tool*) (Gambar 3.7). Prinsip kerja dari alat CNT yaitu partikel neutron di pancarkan dari sumber neutron. Beberapa sumber neutron telah digunakan untuk log neutron, meliputi kombinasi beryllium dengan partikel alphanya bersumber dari radium, polonium, atau americium (Gambar 3.8).



Gambar 3.7 Alat Neutron log Compensated Neutron Tool (Harsono, 1997)



Gambar 3.8 Sumber Americium-Beryllium

Prinsip kerja dari CNT yaitu Partikel neutron dipancarkan dari sumber neutron ke dalam formasi. Menurut teori fisika nuklir terdapat beberapa macam interaksi yang mungkin terjadi :

1. Tumbukan elastis

Partikel neutron terpental setelah tumbukan dengan inti atom formasi tanpa terjadi apa-apa.

2. Tumbukan inelastis

Sebagian tenaga dari dari partikel neutron diberikan kepada inti atom. karena tambahan tenaga kinetik tersebut, inti atom dapat pindah ke tingkat tenaga atom yang lebih tinggi, kemudian melapuk dengan melepaskan kelebihan tenaganya berupa sinar gamma.

3. Tangkapan neutron

Inti atom menyerap seluruh tenaga neutron, berpindah ke tingkat energi yang lebih tinggi karena tambahan tenaga kinetik dari neutron, kemudian melapuk dengan memancarkan sinar gamma.

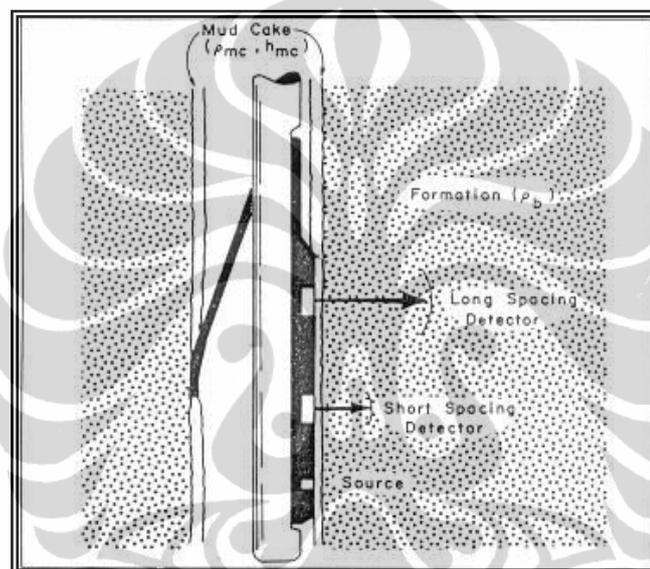
Karena minyak dan air mempunyai jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama, neutron akan memberikan tanggapan porositas fluida dalam formasi bersih. Akan tetapi neutron tidak dapat membedakan antara atom hidrogen bebas dengan atom-atom hidrogen yang secara kimia terikat pada mineral batuan, sehingga tanggapan neutron pada formasi lempung yang banyak mengandung atom-atom hidrogen di dalam susunan molekulnya seolah-olah mempunyai porositas yang lebih tinggi (Harsono, 1997).

3.2.2.3 Density Log

Density log dilakukan untuk mengukur densitas batuan disepanjang lubang bor, densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matrix batuan dan fluida yang terdapat pada pori-pori batuan. Prinsip kerja density log adalah dengan cara memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor. Pada saat sinar gamma menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukkan dengan elektron pada batuan tersebut, yang mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan sebagian dari energinya dan yang sebagian lagi akan dipantulkan kembali, yang kemudian akan ditangkap oleh detektor yang diletakkan diatas sumber radiasi. Intensitas sinar gamma yang dipantulkan tergantung dari densitas batuan formasi. Tujuan utama dari density log adalah menentukan porositas dengan mengukur density bulk batuan, disamping itu dapat juga digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air, digunakan bersama-sama dengan neutron log, juga menentukan densitas hidrokarbon (ρ_h) dan membantu didalam evaluasi lapisan shale.

Alat densitas yang pertama adalah FDL (*Formation Density Log*) (Gambar 3.9) yang terdiri dari satu sumber radiasi dan satu detektor yang ditempatkan pada suatu bantalan. Sumber yang digunakan adalah Cesium-137 yang berkekuatan 1,5 Curie dengan puncak tenaga 662 keV. Tempat sumber radiasi itu dirancang sedemikian rupa sehingga sinar gamma yang dipancarkan dipaksa melalui celah

yang sempit dan terfokuskan pada dinding lubang bor. Detektornya diletakkan kira-kira 1 kaki di atas sumber, pada sumbu yang sama. Alat ini sangat dipengaruhi oleh kondisi lubang khususnya oleh lubang buruk dan kasar sehingga bantalan alat tidak menempel dinding lubang bor dengan sempurna, akibatnya lumpur yang terjebak diantara bantalan dan dinding lubang bor berikut menyumbangkan pembacaan, padahal yang ingin dibaca oleh alat ini adalah sinyal yang murni berasal dari formasi, bukan lumpur. Dibawah ini merupakan contoh dari alat density log yang pertama yaitu FDL (*Formation Density Log*) (Harsono, 1997).



Gambar 3.9 Alat Density log FDL

Sinar gamma yang menyebar dan mencapai detektor dihitung dan akan menunjukkan besarnya densitas batuan formasi. Formasi dengan densitas tinggi akan menghasilkan jumlah elektron yang rendah pada detektor. Densitas elektron merupakan hal yang penting disini, hal ini disebabkan yang diukur adalah densitas elektron, yaitu jumlah elektron per cm^3 . Densitas elektron akan berhubungan dengan densitas batuan sebenarnya, ρ_b yang besarnya tergantung pada densitas matrik, porositas dan densitas fluida yang mengisi pori-porinya. Kondisi penggunaan untuk density log adalah pada formasi dengan densitas rendah dimana tidak ada pembatasan penggunaan lumpur bor tetapi tidak dapat digunakan pada lubang bor yang sudah di casing. Kurva density log hanya terpengaruh sedikit oleh salinitas maupun ukuran lubang bor.

Hubungan antara densitas batuan sebenarnya dengan porositas dan lithologi batuan dapat dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \tag{3-6}$$

dimana:

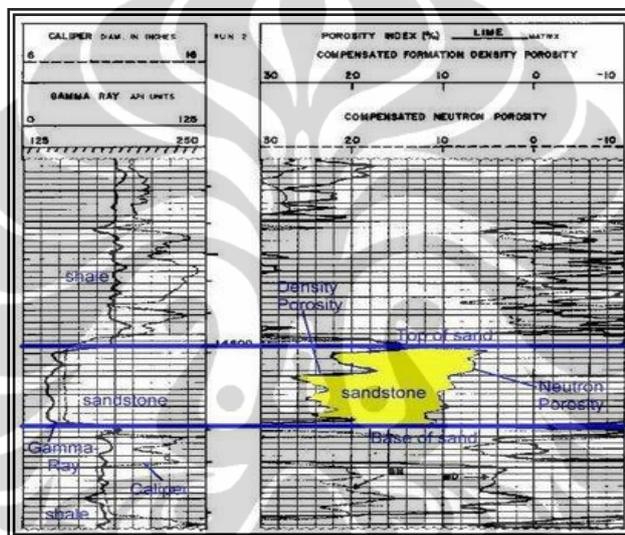
ρ_b : Densitas batuan (dari hasil pembacaan log), gr/cc

ρ_f : Densitas fluida rata-rata, gr/cc

1 untuk fresh water, 1.1 untuk salt water

ρ_{ma} : Densitas matrik batuan (Tabel 3.1) gr/cc

Φ_D : Porositas dari density log



Gambar 3.10 Interpretasi Density dan Neutron Log (*Ensiklopedia Seismik*)

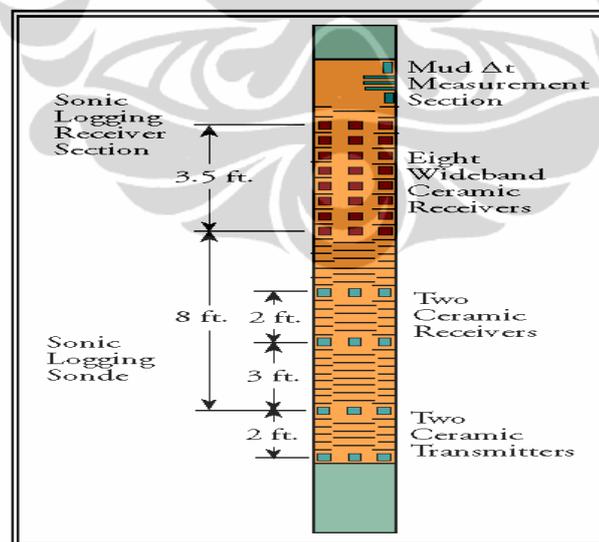
Pada (Gambar 3.10) terlihat pada zona reservoir (*low gamma ray*), terdapat ‘*cross-over*’ antara density dan neutron., dalam hal ini neutron porosity lebih rendah dari density porosity.

Tabel 3.2 Harga Density Matrik Batuan

Mineral	Rumus Kimia	Densitas sebenarnya	2Z/A	pe	pa seperti terbaca pada log
Kuarsa	SiO2	2.654	0.9985	2.650	2.648
Kalsit	CaCO3	2.710	0.9991	2.708	2.710
Dolomit	CaCO3 MgCO3	2.870	0.9977	2.863	2.876
Anhidrit	CaSO4	2.960	0.9990	2.957	2.977
Sylvit	KCl	1.984	0.9657	1.916	1.863
Halit	NaCl	2.165	0.9581	2.074	2.032
Air tawar	H2O	1.000	1.1101	1.110	1.000
Air asin	200 kppm	1.146	1.0797	1.237	1.135
Minyak	n(CH2)	0.850	1.1407	0.970	0.850
Batubara		1.200	1.0600	1.272	1.173

3.2.3 Sonic Log

Log sonik merupakan log yang digunakan untuk mendapatkan harga porositas batuan sebagaimana pada log density dan log neutron. Log sonik menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan/dipancarkan ke dalam formasi hingga ditangkap kembali oleh receiver. Kecepatan suara melalui formasi batuan tergantung pada matriks batuan serta distribusi porositasnya. Alat yang digunakan yaitu BHC (*Borehole Compensated Sonic Tool*) yaitu alat yang menggunakan rangkaian pasangan pemancar-penerima rupa sehingga pengaruh dari lubang bor dapat dicekikan. Prinsip kerja dari alat ini yaitu pada formasi homogen, gelombang yang dipancarkan dari pemancar akan menyebar dengan cepat melalui lumpur, tergantung dari pada sudut pancarnya. Sebagian gelombang akan dibelokkan atau dipantulkan, sebagian lagi akan menyebar sebagai gelombang mampat sebagian lagi akan merambat sebagai gelombang sekunder sepanjang dinding sumur. Objektif dari alat sonik adalah untuk mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu. Pada dasarnya diperlukan pemancar dan penerima yang dipisahkan dalam jarak tertentu seperti gambar dibawah ini :



Gambar 3.11 Alat Borehole Compesanted Sonic Tool (*Logdigi.com*)

Untuk menghitung porositas sonic dari pembacaan log Δt harus terdapat hubungan antara transit time dengan porositas. Wyllie mengajukan persamaan waktu rata-rata yang merupakan hubungan linier antara waktu dan porositas (Harsono, 1997). Persamaan tersebut dapat dilihat dibawah ini :

$$\Phi_s = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (3-7)$$

dimana :

Δt_{\log} : Ttransite time yang dibaca dari log, $\mu\text{sec}/\text{ft}$

Δt_f : Transite time fluida, $\mu\text{sec}/\text{ft}$

(189 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ untuk air dengan kecepatan 5300 ft/sec)

Δt_{ma} : Ttransite time matrik batuan (lihat table III-2), $\mu\text{sec}/\text{ft}$

Φ_s : Porositas dari sonic log, fraksi

3.3 Interpretasi Logging

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 harga V_{clay} , Φ , R_{fluida} , S_w dan permeability batuan.

3.3.1 Interpretasi Kualitatif

Setelah selesai melakukan logging maka selanjutnya yang akan dikerjakan adalah melakukan interpretasi terhadap data pengukuran secara kualitatif guna memperkirakan kemungkinan adanya lapisan porous permeabel 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 lithologi dan fluida hidrokarbon yang meliputi identifikasi lapisan porous permeabel, ketebalan dan batas lapisan, serta kandungan fluidanya. Penentuan jenis batuan atau mineral didasarkan 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 resistivity, log caliper, dan log gamma ray. Penentuan jenis lithologi, apakah shale atau batupasir atau batu gamping ataupun merupakan seri pasir shale didasarkan pada defleksi kurva SP, GR, resistivity, dan konduktivitasnya. Adapun fluida hidrokarbon dapat ditentukan pada pengamatan log induction dan FDC-CNL dengan berdasarkan sifat air, minyak, atau gas.

3.3.1.1 Identifikasi Lapisan Permeabel

Untuk identifikasi lapisan permeabel dapat diketahui dengan separasi resistivity, separasi mikrolog, dan gamma ray log. Adapun masing-masing log diatas dapat diketahui sebagai berikut :

1. Separasi resistivity : adanya invasi dan lapisan permeabel sering ditunjukkan dengan adanya separasi antara kurva resistivity investigasi rendah.
2. Separasi mikrolog : proses invasi pada lapisan permeabel akan mengakibatkan terjadinya mud cake pada dinding lubang bor. Dua kurva pembacaan akibat adanya mud cake oleh mikrolog menimbulkan separasi pada lapisan permeabel dapat dideteksi oleh adanya separasi positif (micro inverse lebih kecil daripada micro normal).
3. Gamma Ray log : formasi mengandung unsur-unsur radioaktif akan memancarkan radioaktif dimana intensitasnya akan terekam pada defleksi kurva gamma ray log, pada umumnya defleksi kurva yang membesar menunjukkan intensitas yang besar adalah lapisan shale/clay, sedangkan defleksi menunjukkan intensitas radioaktif rendah menunjukkan lapisan permeabel.

3.3.1.2 Identifikasi Ketebalan dan Batas Lapisan

Ketebalan lapisan batuan dibedakan atas dua, yaitu ketebalan kotor (*gross thickness*) dan ketebalan bersih (*net thickness*). Ketebalan kotor (*gross thickness*) merupakan tebal lapisan yang dihitung dari puncak lapisan sampai dasar lapisan dari suatu lapisan batuan. Sedangkan ketebalan bersih (*net thickness*) merupakan tebal lapisan yang dihitung atas ketebalan dari bagian-bagian permeabel dalam suatu lapisan. Jenis log yang dapat digunakan untuk menentukan ketebalan lapisan adalah SP log, kurva resistivity, kurva microresistivity, dan gamma ray log. Adapun dari defleksi kurva log – log tersebut:

1. SP log, yang terpenting dapat membedakan lapisan shale dan lapisan permeabel.
2. Kurva resistivity, alat yang terbaik adalah laterolog dan induction log.
3. Kurva microresistivity, pada kondisi lumpur yang baik dapat memberikan hasil penyebaran yang vertikal.

4. GR log, log ini dapat membedakan adanya shale dan lapisan bukan shale, disamping itu dapat digunakan pada kondisi lubang bor telah dicasing, biasanya dikombinasikan dengan neutron log.

3.3.2 Interpretasi Kuantitatif

Didalam analisa logging secara kuantitatif dimaksudkan untuk menentukan litologi batuan, tahanan jenis air formasi (R_w), evaluasi shaliness, harga porositas (Φ), saturasi air (S_w), dan permeabilitas (K).

3.3.2.1 Penentuan Resistivity Air Formasi (R_w)

Tahanan jenis air (R_w) merupakan parameter penting dalam menentukan harga saturasi air (S_w) batuan selama menggunakan log listrik. Ada beberapa metode yang digunakan untuk menentukan resistivity air formasi, yaitu:

A. Analisis Air Formasi

Pengukuran harga R_w ini dilakukan dipermukaan dari contoh air formasi dengan melakukan pencatatan terhadap temperatur permukaan. Untuk mendapatkan harga R_w pada temperatur formasi dimana contoh air formasi tersebut berasal maka digunakan persamaan:

$$R_{w(Tf)} = \frac{(T_{surface} + 6.77)}{(T_{formasi} + 6.77)} \times R_{w(Ts)} \quad \text{dalam } ^\circ\text{F} \quad (3-8)$$

$$R_{w(Tf)} = \frac{(T_{surface} + 21.5)}{(T_{formasi} + 21.5)} \times R_{w(Ts)} \quad \text{dalam } ^\circ\text{C} \quad (3-9)$$

B. Metode Ratio

$$R_w = R_{mf} \times \frac{R_t}{R_{x0}} \quad (3-10)$$

Asumsi yang digunakan untuk metode ini adalah sebagai berikut:

- $R(\text{ILD}) = R_t$ dan $R(\text{MSFL}) = R_{x0}$
- Formasi bersih ($V_{cl} < 15\%$)
- R_w konstan

- Formasi permeabel
- Kondisi lubang bor bagus

3.3.2.2 Evaluasi Shaliness

Pada shale 100% gamma ray log dapat mendeteksi adanya tingkatan radioaktif alam yang tinggi, sehingga pada tingkatan ini dapat memberikan gambaran adanya shale, karena shale mengandung radioaktif yang sangat tinggi. Pada formasi reservoir bersih biasanya mempunyai tingkatan radioaktif rendah atau dapat disebut 0% shale. Dalam batuan reservoir shaly tingkatan radioaktif tergantung dari kandungan shale. Ada beberapa cara untuk menentukan adanya kandungan shale (V_{sh}) secara kuantitatif, tetapi pada kasus ini yang digunakan adalah V_{sh} GR (Gamma Ray).

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3-11)$$

dimana :

- V_{sh} : V shale.
- GR_{log} : Pembacaan GR pada tiap interval kedalaman.
- GR_{min} : Pembacaan GR pada lapisan non shale.
- GR_{max} : Pembacaan GR pada lapisan shale.

3.3.2.3 Penentuan Porositas

Ada beberapa alat untuk menentukan porositas yaitu neutron log, density log (semua formasi, tapi pada prinsipnya bekerja pada batuan yang kurang kompak dan batuan shaly), dan sonic log (dalam batuan keras dan *consolidated* atau kompak).

A. Neutron Log

Pembacaan neutron log tidak hanya tergantung pada porositas tetapi juga litologi dan kandungan fluidanya. Oleh karena itu penentuan porositas harus mengetahui litologinya. Harga dari porositas neutron (Φ_N) dapat diketahui dengan menggunakan persamaan dibawah ini (dalam limestone unit):

$$\phi_N = (1.02 \times \phi_{NLog}) + 0.0425 \quad (3-12)$$

dimana:

ϕ_{Nlog} : Porositas yang terbaca pada kurva neutron log

0.0425 : Koreksi terhadap limestone formation

B. Density Log

Dalam menentukan porositas batuan dipengaruhi juga oleh litologi kandungan fluida batuan. Porositas dari density log biasanya dinotasikan dengan ϕ_D yang mempunyai harga sesuai dengan persamaan dibawah ini:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3-13)$$

dimana :

ϕ_D : Porositas densitas.

ρ_{ma} : Densitas matrik batuan, gr/cc, batupasir 2.65

ρ_b : Densitas bulk yang dibaca pada kurva log RHOB, gr/cc.

ρ_f : Densitas fluida (air) dibaca dari log header, gr/cc.

Kedua persamaan porositas dikombinasikan, sehingga menghasilkan persamaan:

$$\phi_{DN} = \sqrt{\frac{\phi_D^2 + \phi_N^2}{2}} \quad (3-14)$$

dimana :

ϕ_{DN} : Porositas gabungan 2 buah kurva (densitas dan neutron)

ϕ_D : Porositas densitas

ϕ_N : Porositas neutron

3.3.2.4 Penentuan Saturasi Air Formasi (S_w)

Ada beberapa metode yang digunakan untuk menentukan harga saturasi air formasi (S_w), diantaranya adalah persamaan linier Archie, persamaan Indonesia, persamaan Dual Water, persamaan Waxman-Smith, dan persamaan Simandoux. Dalam penulisan tugas akhir ini, persamaan yang digunakan dalam menentukan saturasi air formasi adalah persamaan Archie.

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (3.15)$$

dimana:

F : Faktor Resistivitas Formasi

- a : Koefisien litologi (batugamping $a = 1$, batupasir $a = 0.65$)
 Φ : Porositas densitas neutron
 m : Faktor sementasi (batugamping $m = 2$, batupasir $m = 2.15$)

$$S_w = \sqrt{\frac{F \times R_w}{R_t}} \quad (3.16)$$

dimana :

- S_w : Saturasi air formasi
 F : Faktor formasi
 R_w : Resistivitas air formasi
 R_t : Resistivitas formasi

3.3.2.5 Lumping

Lumping adalah nilai bungkal. Lumping dilakukan untuk mengetahui nilai kumulatif yang di dapat dari parameter-parameter petrofisika yang terdapat pada sumur-sumur eksplorasi. Nilai kumulatif merupakan jumlah dari parameter tertentu pada setiap sampling dikalikan dengan nilai interval sampling. Nilai interval tergantung pada nilai penggal yang digunakan. Dalam tugas akhir ini digunakan nilai penggal S_w , kandungan lempung, dan porositas. Nilai penggal ini berfungsi untuk menghilangkan bagian sumur yang dianggap tidak produktif sehingga didapatkan zona *net reservoir* dan *net - pay*.

BAB 4

PENGOLAHAN DATA

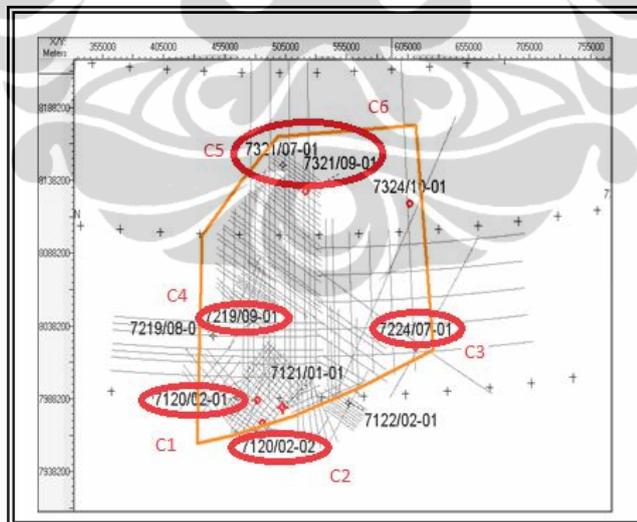
Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan tiga buah log sebagai input yaitu *Log Gamma Ray*, *Log Resistivity* dan *Log Porosity*.

4.1 Data sumur

Dalam tugas akhir ini, digunakan 6 data sumur dalam format LAS yang memiliki data seperti (Tabel 4.1) dibawah ini dan pada (Gambar 4.1) merupakan peta daerah penelitian.

Tabel 4.1 Data Sumur

Well	HCALI	HGR	HRD	HRM	HRS	HRHOB	HNPFI	HDRHO	HDT
C1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
C2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
C3	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
C4	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
C5	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
C6	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	x

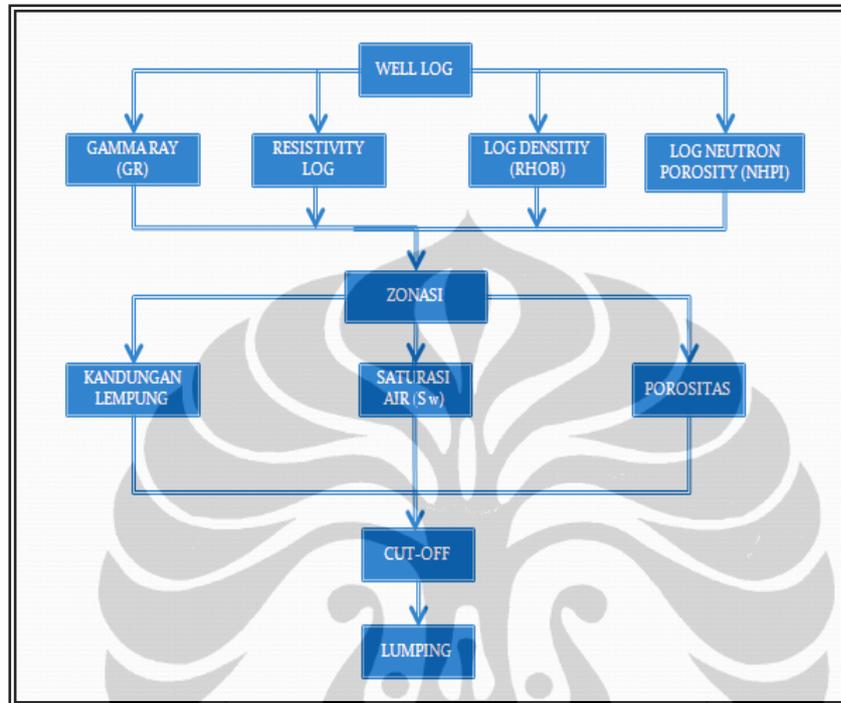


Gambar 4.1 Peta Daerah Penelitian (*Haris, 2009*)

4.2 Pengolahan data

Tahap awal pengolahan data adalah yaitu dengan memasukkan log-log yang digunakan sebagai input, log yang digunakan yaitu log gamma ray, resistivity log, neutron dan density log. Selanjutnya melakukan zonasi dengan cara melakukan evaluasi litologi, menghitung jumlah kandungan lempung yang berada di dalam

formasi, resistivitas air formasi, resistivitas lempung, porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida. Selanjutnya penentuan nilai cut-off kandungan lempung untuk mendapatkan nilai lumping atau zona *net reservoir* dan *net pay*, saturasi fluida, serta porositas, seperti (Gambar 4.2) diagram alir dibawah ini :



Gambar 4.2 Diagram Alir Proses Pengolahan Data

4.2.1 Zonasi

Zonasi bertujuan untuk menentukan litologi dan mengenali lapisan-lapisan yang terdapat dibawah permukaan sumur-sumur tersebut. Jenis litologi dapat diamati dari berkas lumpur atau pengalaman pengetahuan lokasi. Lapisan-lapisan yang prospek dapat diidentifikasi dengan log, dan lapisan-lapisan yang tidak produktif dapat diabaikan.

Lapisan serpih yang tidak permeable sering kali ditunjukkan oleh :

- Tingginya aktivitas sinar Gamma.
- Tidak adanya kerak-lumpur, lubang bor sering membesar.
- Pemisahan negatif pada kurva-kurva Mikrolog.
- Pembacaan porositas Neutron tampak lebih tinggi dibandingkan dengan porositas Densitas.

Sedangkan lapisan permeabel sering kali ditunjukkan oleh :

- Rendahnya aktivitas sinar Gamma.
- Adanya kerak lumpur.

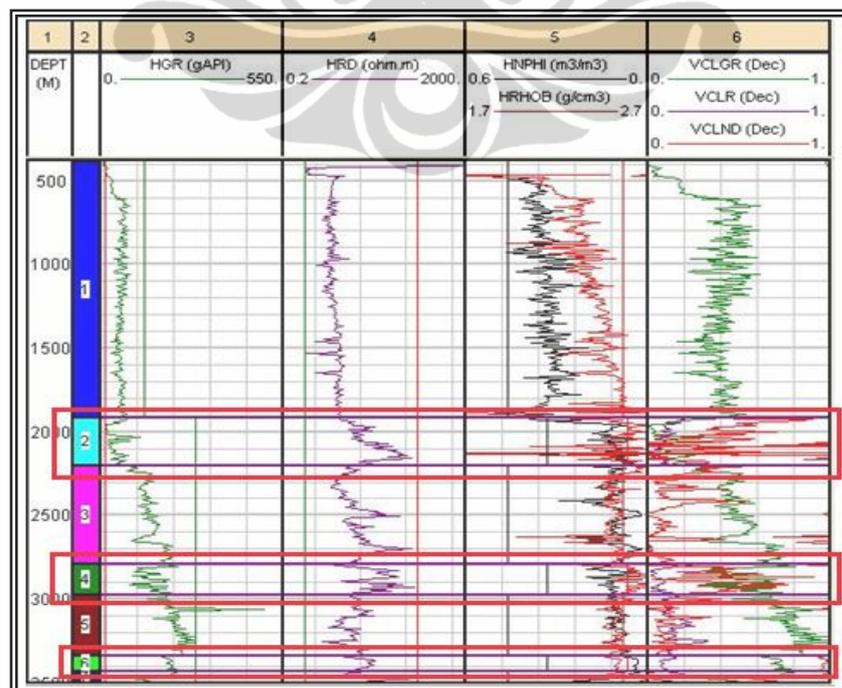
Sedangkan lapisan yang mengandung hidrokarbon dapat ditunjukkan oleh :

- Memiliki nilai resistivitas yang tinggi.
- Porositas neutron yang jauh lebih rendah dibandingkan porositas densitas (gas).

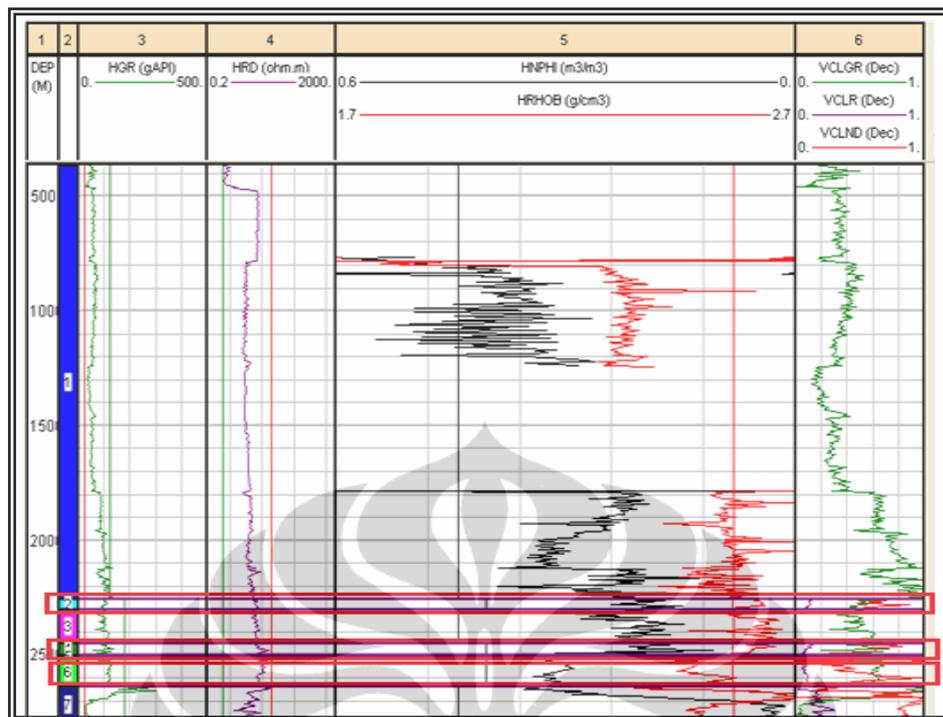
Gas dapat dibedakan oleh minyak dan air yaitu oleh:

- Porositas Neutron yang rendah dibandingkan porositas Densitas.

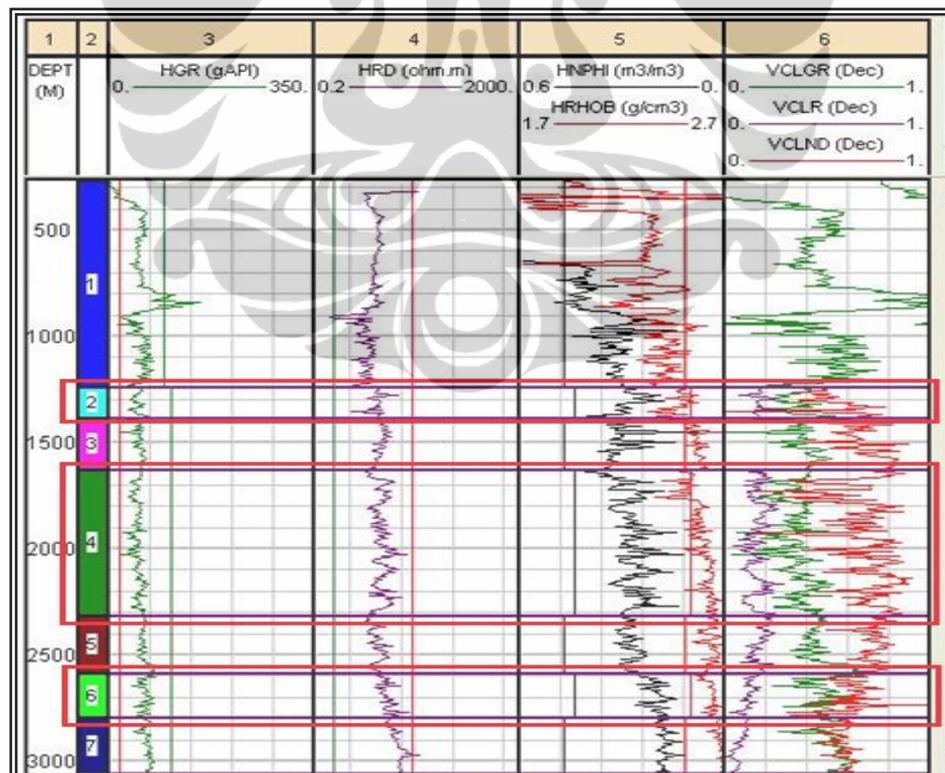
Zonasi dilakukan pada pembacaan dari log Gamma-ray, log resistivity, gabungan antara log neutron (NPHI) dan log densitas (RHOB). Apabila dari log gamma ray di dapat dengan melihat nilainya apabila rendah maka dapat di indentifikasikan bahwa pada lapisan atau formasi tersebut mengandung atau terdapat sand, sedangkan apabila di dapat nilai gamma ray nya tinggi, maka dapat di identifikasikan bahwa pada lapisan tersebut mengandung shale. Sedangkan pada untuk log resistivitas akan lebih mengidentifikasi jenis fluida yang terkandung dalam suatu formasi. Resistivitas untuk setiap jenis fluida berbeda-beda. Untuk minyak dan gas nilai resistivitas yang di dapat akan lebih tinggi dibandingkan dengan nilai resistivitas formasi batuan yang lainnya. Di bawah (Gambar 4.3 sampai 4.8) merupakan hasil zonasi dari sumur C1 sampai C6.



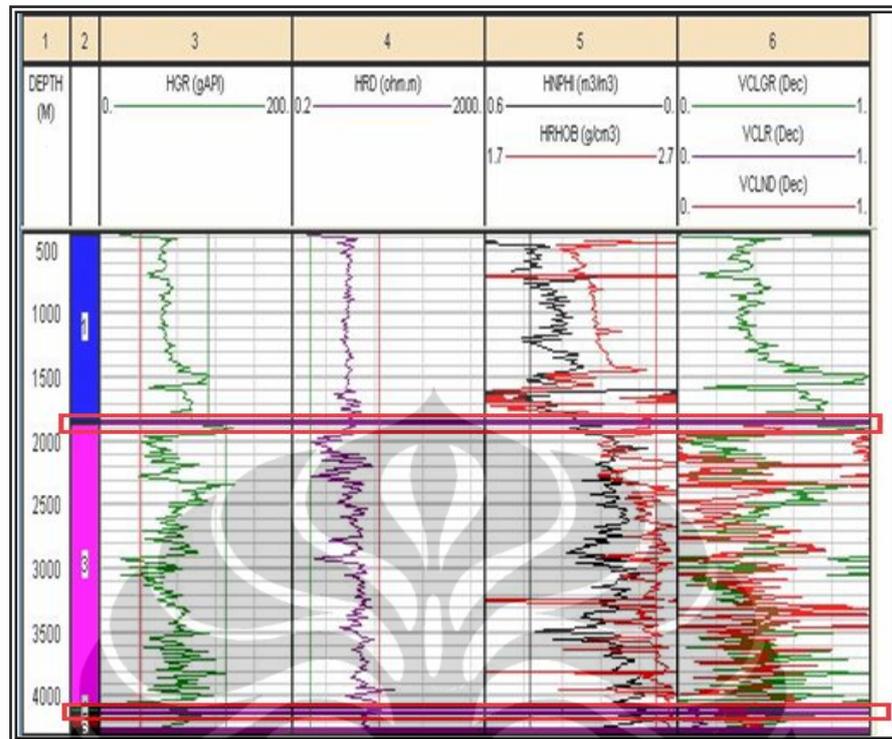
Gambar 4.3 Zonasi Pada Sumur C1 Daerah Prospek Zona 2, 4, dan 6



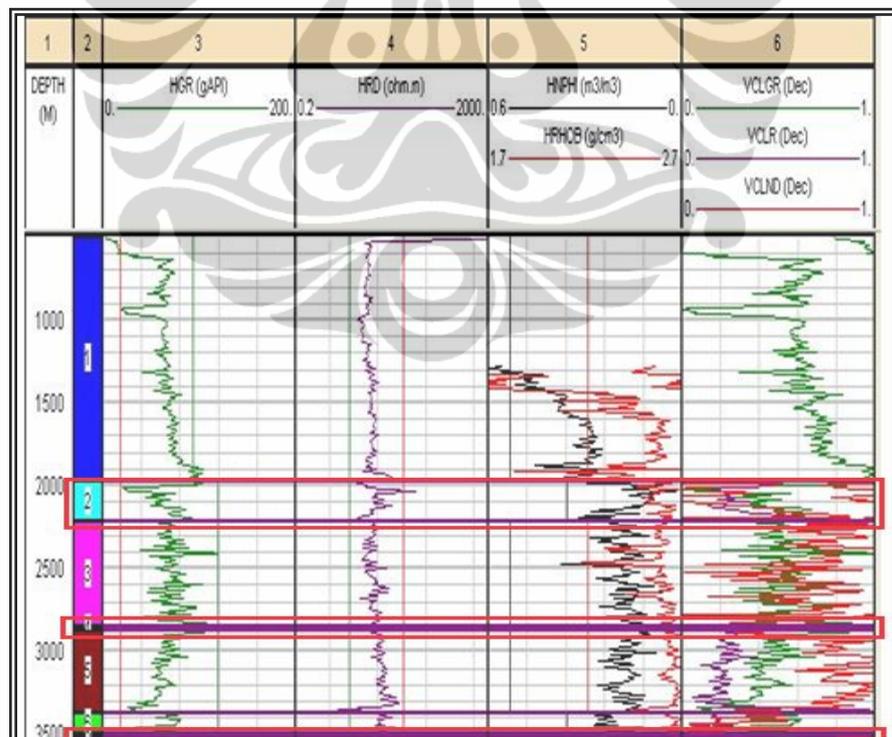
Gambar 4.4 Zonasi Pada Sumur C2 Daerah Prospek Zona 2, 4, dan 6



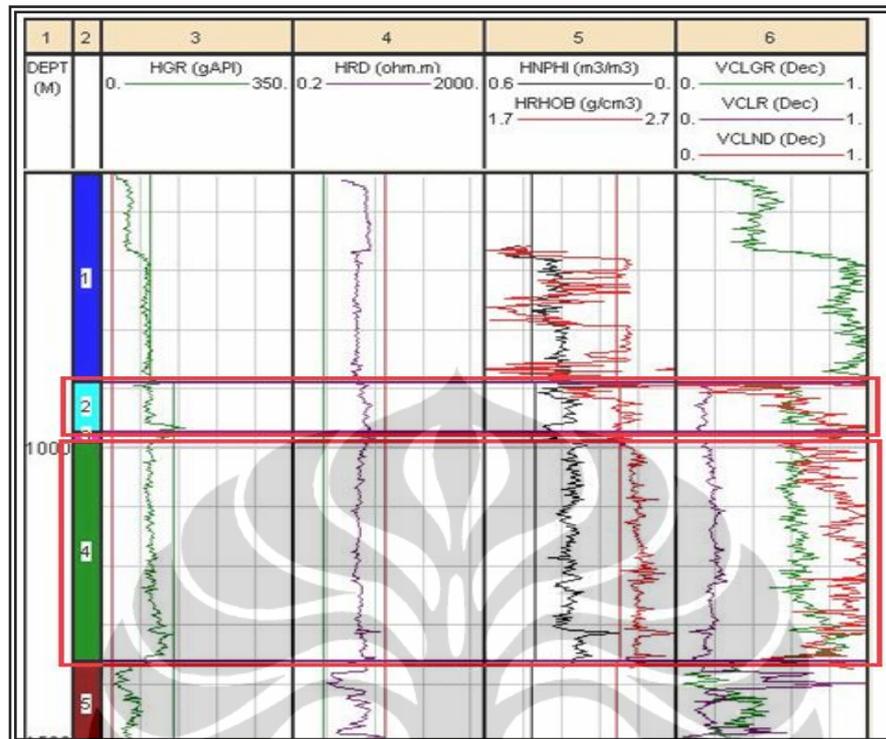
Gambar 4.5 Zonasi Pada Sumur C3 Daerah Prospek Zona 2, 4, dan 6



Gambar 4.6 Zonasi Pada Sumur C4 Daerah Prospek Zona 2, 4, dan 6



Gambar 4.7 Zonasi Pada Sumur C5 Daerah Prospek Zona 2, 4, 6 dan 8



Gambar 4.8 Zonasi Pada Sumur C6 Daerah Prospek Zona 2 dan 4

4.2.2 Evaluasi Kandungan lempung

Dalam menghitung evaluasi kandungan lempung yang terdapat pada lubang sumur bor maka dapat menggunakan log gamma ray. Hal ini disebabkan karena log gamma ray dapat merekam radioaktivitas alami bumi. Radioaktivitas gamma ray berasal dari tiga unsur radioaktif yang berasal dari batuan yaitu Uranium (U), Thorium (Th), dan Potasium (K). Karena ke tiga unsur tersebut terkonsentrasi secara besar di dalam mineral dan lempung maka log gamma ray digunakan secara luas dalam evaluasi kandungan lempung dan batu pasir. Pada penelitian ini gamma ray log yang akan digunakan untuk memprediksi besaran volume shale atau dikenal dengan V_{shale} dengan formulasi:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (4.1)$$

Evaluasi kandungan lempung sangat diperlukan, karena berfungsi untuk mengetahui jenis kandungan lempung yang terdapat di dalam sumur atau dalam suatu formasi.

4.2.3 Penentuan R_w dan R_{mf}

Evaluasi R_w dilakukan dalam melakukan perhitungan tingkat kejenuhan air, dan evaluasi rembesan kualitatif. Pada *default module software Interactive Petrophysics*, nilai R_w dan R_{mf} dihitung berdasarkan pembacaan nilai R_t dan R_{xo} . Nilai ini merupakan nilai semu (*apparent*), yaitu nilai yang didapat dengan pendekatan tidak langsung dengan menggunakan formula Archie. Oleh karena itu, pada langkah pengolahan data ini nilai R_w dan R_{mf} dihitung berdasarkan keadaan sumur sesungguhnya. Nilai R_{mf} dihitung dengan menggunakan data resistivitas lumpur filtrasi yang terukur di permukaan, dan diubah sesuai dengan temperatur dan salinitas ekuivalen formasi. Sedangkan nilai R_w dihitung dengan menggunakan *metode ratio*.

$$R_w = R_{mf} \times \frac{R_t}{R_{xo}} \quad (4.2)$$

dimana :

- R_w : Resistivitas air formasi , dalam Ωm .
- R_{mf} : Resistivitas mud filtrate, dalam Ωm .
- R_o : Resisitivitas hidrokarbon, dalam Ωm .
- R_{xo} : Resisitivitas formasi pada flushed zone.

4.2.4 Penentuan Porositas

Bertujuan untuk mengetahui porositas sebenarnya dari formasi batuan dengan menggunakan model porositas densitas dan neutron. Ada dua nilai porositas yang didapat pada analisa petrofisika, yaitu porositas total (PHIT), dan porositas efektif (PHIE). Porositas total merupakan pembacaan log porositas atas respon terhadap ruang kosong di antara batuan yang berisi sejumlah air ikat lempung (CBW), air bebas pada formasi, dan hidrokarbon. Sedangkan porositas efektif merupakan pembacaan log porositas atas respon terhadap ruang kosong di antara batuan yang berisi air bebas pada formasi, dan hidrokarbon.

$$PHIE = PHIT - CBW \quad (4.3)$$

dimana:

- PHIE : Porositas efektif
- PHIT : Porositas total

CBW : Clay bound water

Pada evaluasi porositas, terdapat dua tahap koreksi yang dilakukan pada log densitas, dan neutron. Tahap pertama adalah koreksi terhadap kandungan lempung, dan yang kedua adalah koreksi terhadap pengaruh hidrokarbon. Setelah dua tahap koreksi ini dilakukan, dengan menggunakan model porositas neutron-densitas, maka akan didapatkan nilai porositas akhir.

4.2.5 Penentuan Kejenuhan Air

Bila sumur selesai dibor, formasi yang dekat dengan lubangbor akan terkontaminasi oleh filtrasi lumpur. Bila lapisan mengandung minyak, umumnya daerah dekat dengan lubang bor mempunyai resistivitas yang rendah, sedangkan di daerah yang jauh dari lubangbor lebih tinggi. sehingga perbandingan antara alat resistivitas dalam dengan yang dangkal memberikan tanda hidrokarbon. Pada penelitian ini digunakan persamaan Archie untuk menentukan kejenuhan air, dan di asumsikan bahwa nilai resistivitas air adalah konstan.

4.2.6 Penentuan Permeabilitas

Penentuan nilai permeabilitas digunakan untuk membantu menentukan nilai penggal pada proses *cut-off*. Karena permeabilitas yang ditandai dengan (K) merupakan kemampuan mengalir dar fluida formasi. Hal ini merupakan pengukuran tingkatan dimana fluida akan mengalir melalui suatu daerah batuanberpori di bawah gradient tekanan yang tertentu. Permeabilitas pada lapangan barrents sea berkisar antara 0.1 sampai 20 mD. Oleh karena itu dalam penelitian ini nilai permeabilitas yang digunakan yaitu 1 mD dan persamaan permeabilitas yang dipakai adalah persamaan timur, yaitu dengan rumus :

$$K = a \frac{\text{Phi}^b}{S_w^c} \quad (4.4)$$

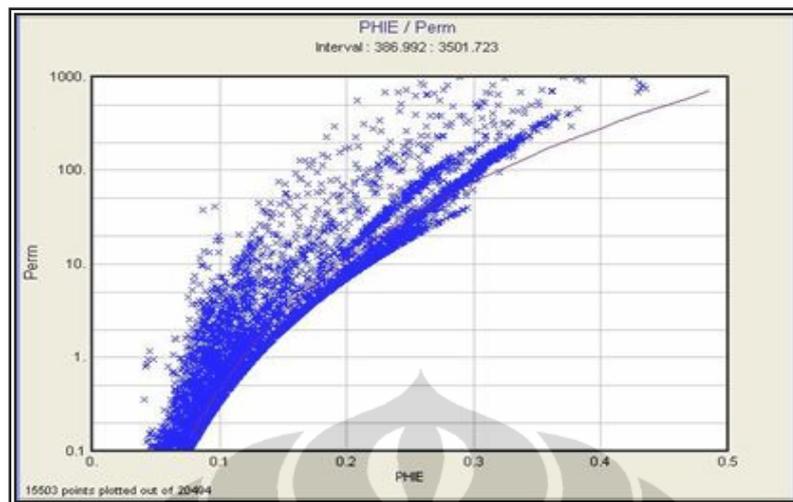
dimana :

- K : Permeabilitas
- Phi : Porositas efektif
- Sw : Saturasi Air
- a, b, c : Konstanta

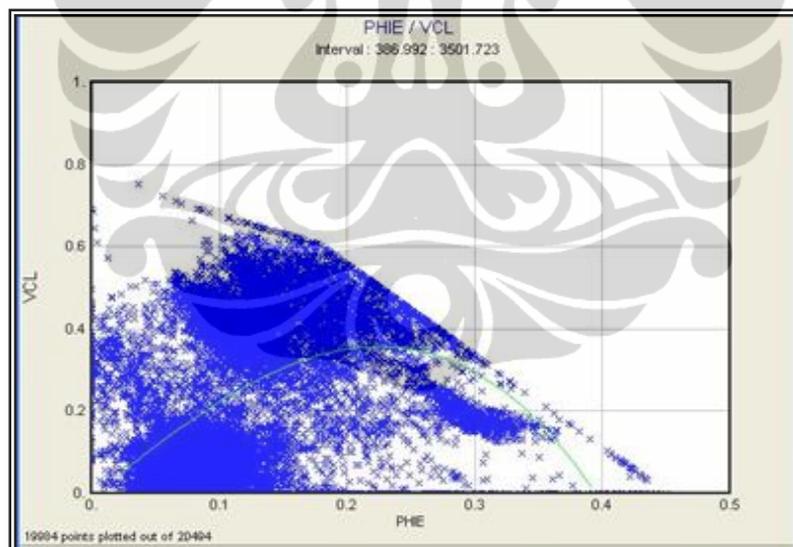
4.2.7 Penentuan Nilai Penggal (*Cut – Off*)

Setelah semua nilai parameter petrofisika (porositas, kandungan lempung, permeabilitas, saturasi air) didapat, langkah selanjutnya adalah menentukan zona reservoir, dan zona produktif yang dilakukan secara manual. Dalam menentukan zona produktif, diperlukan batas-batas zona berupa batas litologi dan batas fluida. Batas litologi merupakan suatu batas yang membedakan antara lapisan batuan yang berpotensi menjadi reservoir atau tidak. Pada tugas akhir ini, batas litologi ditetapkan berdasarkan kemampuan suatu lapisan untuk dapat dialiri fluida. Lalu batas litologi yang digunakan adalah nilai permeabilitas minimum absolute 1 mD. Sehingga dengan penetapan nilai ini dapat dicari hubungan antara permeabilitas dengan parameter petrofisika kandungan lempung, dan porositas pada pembuatan lumping. Sedangkan batas fluida merupakan suatu batas yang membedakan suatu lapisan produktif atau tidak. Pada tugas akhir ini diasumsikan bahwa lapisan yang produktif memiliki nilai saturasi air dibawah 60 %.

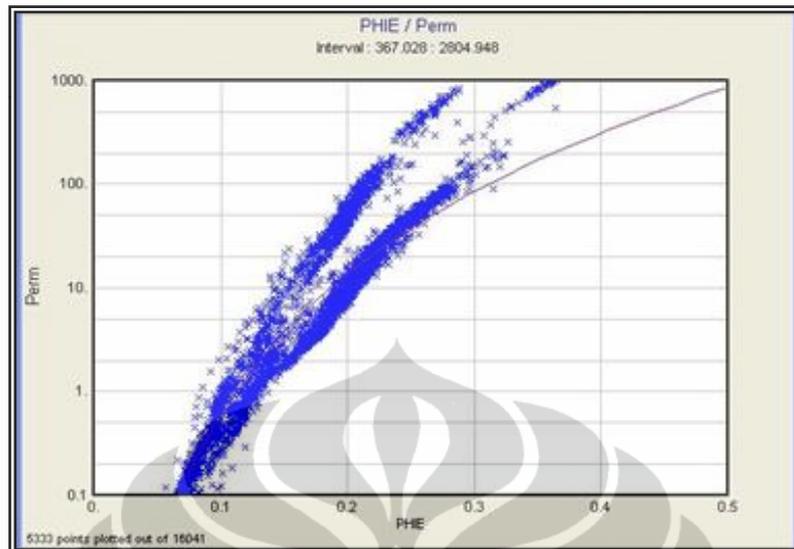
Harga batasan reservoir (*reservoir cut off value*) ditentukan untuk membedakan lapisan produktif dan non-produktif. Berdasarkan perhitungan dengan menggunakan crossplot porositas efektif (PHIE) dan permeabilitas (Perm) dan didapat nilai penggal porositas minimum sebesar 10%. Dan berdasarkan crossplot antara porositas efektif (PHIE) dan kandungan lempung (VCL) didapat nilai penggal untuk kandungan lempung sebesar 27%. Sedangkan untuk nilai penggal saturasi air diasumsikan sebesar 60%, dibawah (Gambar 4.9 sampai Gambar 4.20) ini merupakan crossplot antara permeabilitas (Perm) dan porositas efektif (PHIE) dan crossplot antara porositas efektif (PHIE) dan kandungan lempung (VCL).



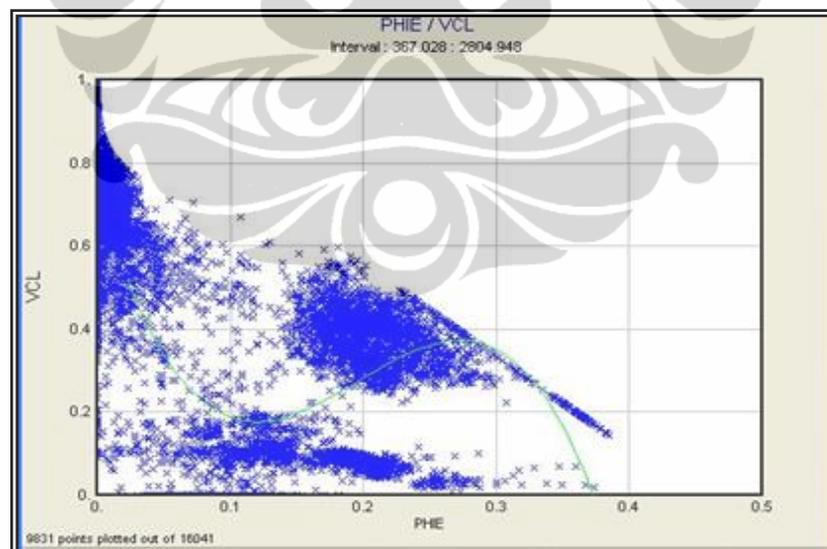
Gambar 4.9 Crossplot PHIE Vs Perm Pada Sumur C1



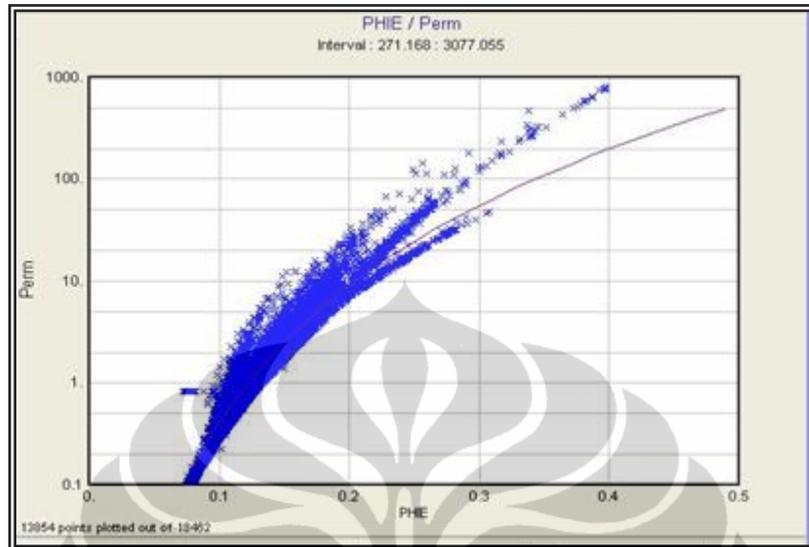
Gambar 4.10 Crossplot PHIE Vs VCL Pada Sumur C1



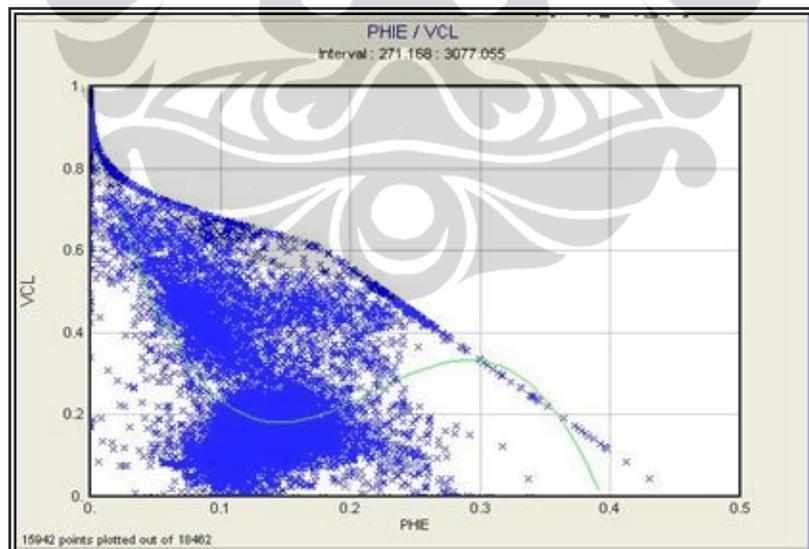
Gambar 4.11 Crossplot PHIE Vs Perm pada sumur C2



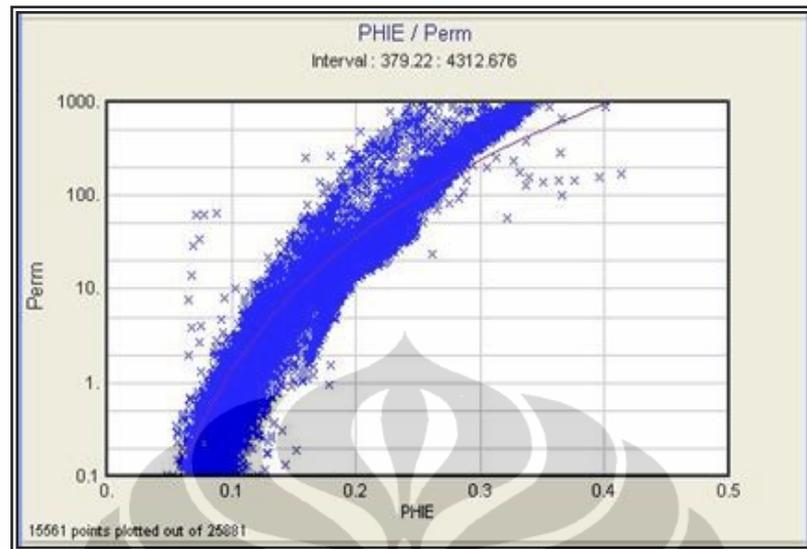
Gambar 4.12 Crossplot PHIE Vs VCL Pada Sumur C2



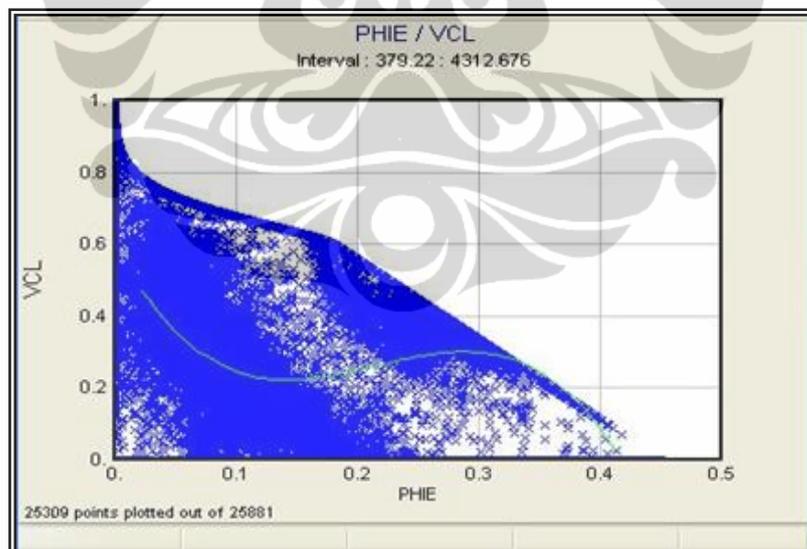
Gambar 4.13 Crossplot PHIE Vs Perm Pada Sumur C3



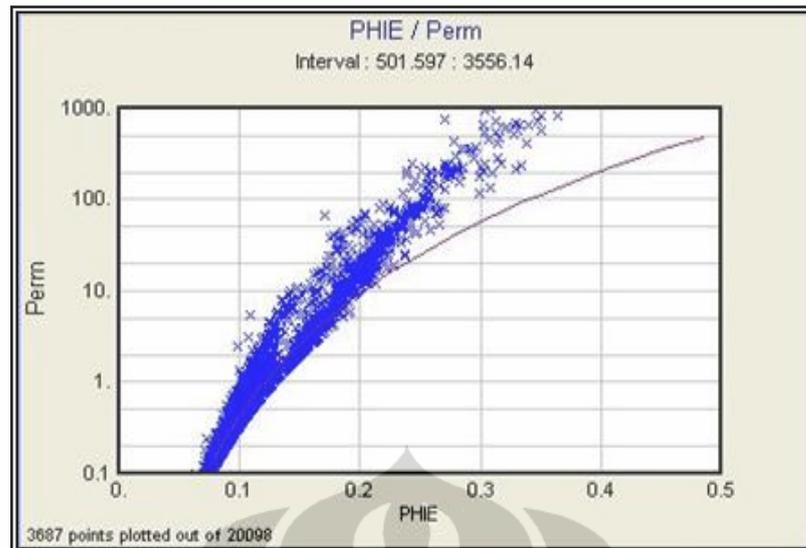
Gambar 4.14 Crossplot PHIE Vs VCL Pada Sumur C3



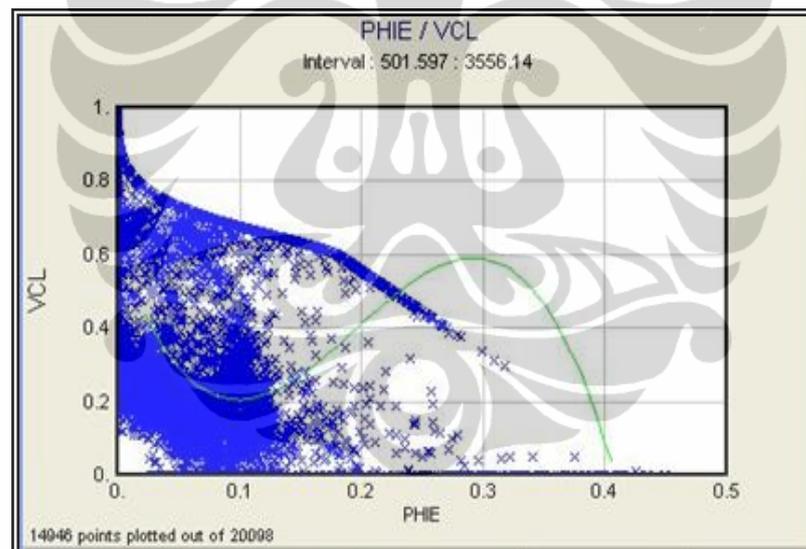
Gambar 4.15 Crossplot PHIE Vs Perm Pada Sumur C4



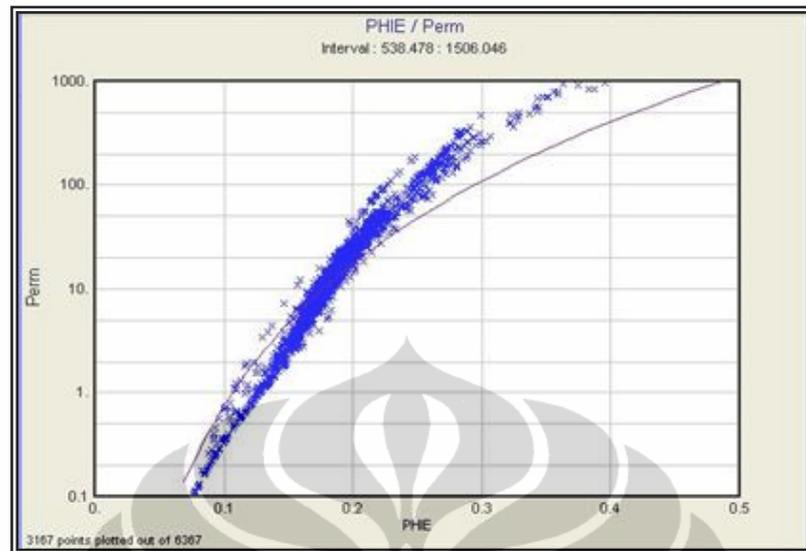
Gambar 4.16 Crossplot PHIE Vs VCL Pada Sumur C4



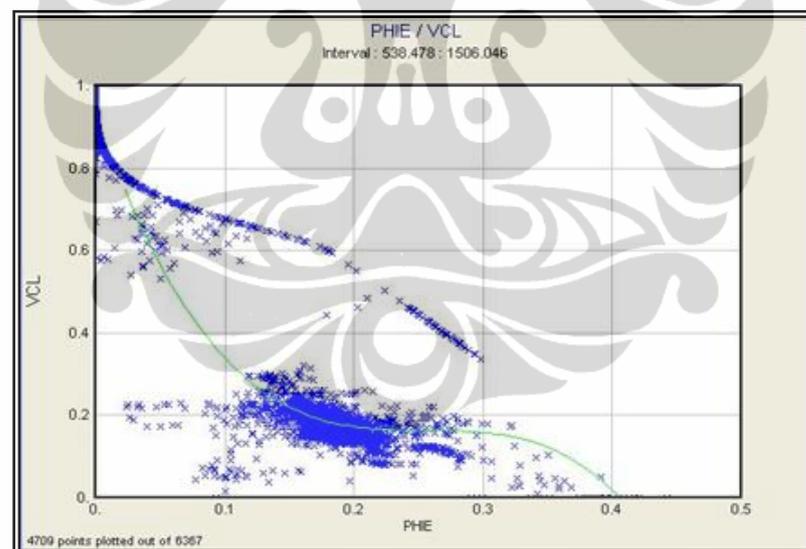
Gambar 4.17 Crossplot PHIE Vs Perm Pada Sumur C5



Gambar 4.18 Crossplot PHIE Vs VCL Pada Sumur C5



Gambar 4.19 Crossplot PHIE Vs Perm Pada Sumur C6



Gambar 4.20 Crossplot PHIE Vs VCL Pada Sumur C6

4.2.8 Lumping

Dengan menerapkan nilai penggal porositas, kandungan lempung, dan kejenuhan air. Zona *net reservoir* akan dihasilkan dari nilai penggal kandungan lempung, dan porositas. Sedangkan zona *net reservoir* ditambahkan nilai penggal kejenuhan air akan menghasilkan zona *net pay*.

BAB 5

HASIL DAN ANALISIS

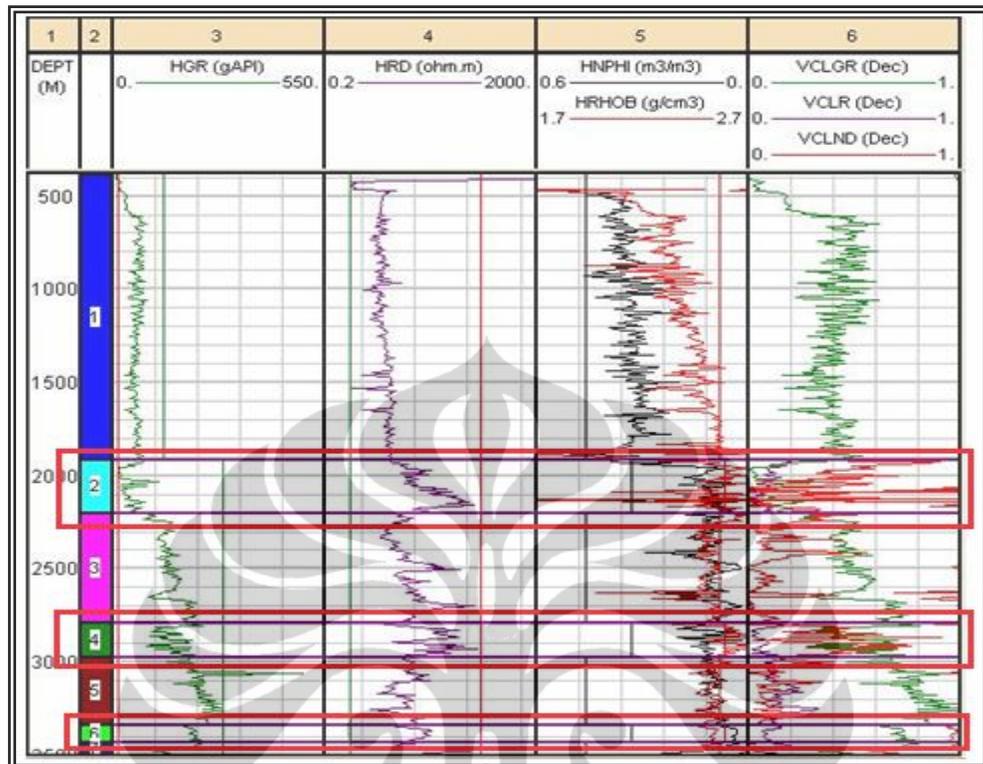
5.1 Hasil

Hasil yang di dapat setelah melakukan pengolahan yaitu berupa lumpung. Pada lumpung tersebut di dapat nilai kandungan lumpung, porositas, dan nilai saturasi air, serta diketahui berapa kedalaman dari nilai tersebut.

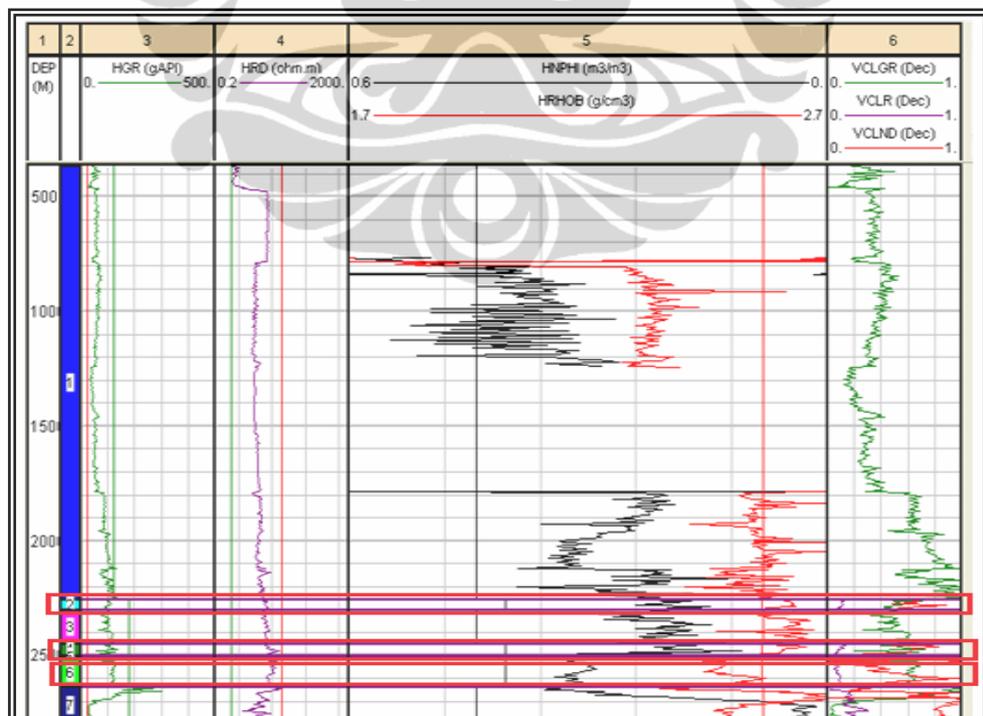
5.1.1 Kandungan lumpung

Dari hasil Zonasi berdasarkan pembacaan log gamma-ray, log resistivitas (*Induction Log Deep*), dan gabungan antara log neutron (*NPFI*) serta log densitas (*RHOB*), maka didapatkan nilai kandungan lumpung untuk. Dari perhitungan kandungan lumpung tersebut diambil nilai kandungan lumpung terendah untuk digunakan dalam perhitungan porositas dan kejenuhan air, serta menentukan daerah yang tergolong zona potensial. Pada sumur C1 daerah yang tergolong potensial memiliki kandungan lumpung 0.050 yang berada pada zona 1 yang berada pada kedalaman 1919.20 sampai 2203.27 m. Pada sumur C2 daerah yang tergolong potensial memiliki kandungan lumpung 0.081 yang terdapat pada zona 2 dan 0.078 yang terdapat pada zona 3, yang berada pada kedalaman 2450.66 sampai 2637.15 m.

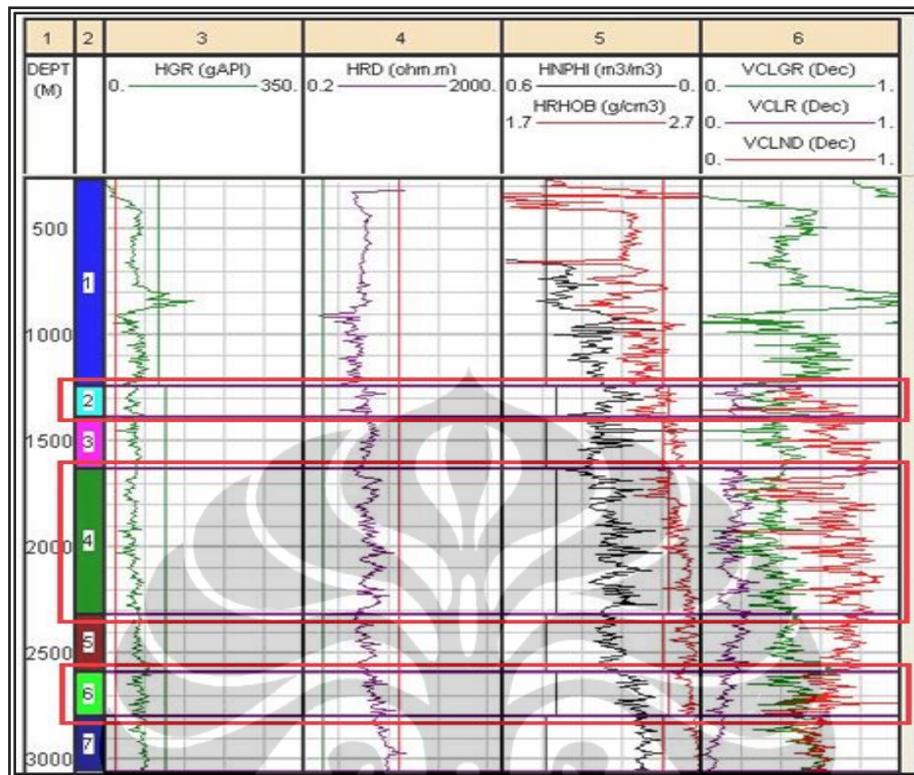
Sedangkan untuk sumur C3 tidak terdapat zona yang potensial. Pada sumur C4 daerah yang potensial memiliki kandungan lumpung 0.094 yang terdapat pada zona 1, 0.033 yang terdapat pada zona 2, dan 0.081 yang terdapat pada zona 5 yang berada pada kedalaman 1871.81 sampai 4297.07 m. Pada sumur C5 daerah yang tergolong potensial memiliki kandungan lumpung 0.081 yang terdapat pada zona 3 yang berada pada kedalaman 3374.06 sampai 3495.19 m. Pada sumur C6 daerah yang potensial memiliki kandungan lumpung 0.136, yang terdapat pada zona 1. Dibawah (Gambar 5.1 sampai 5.6) ini merupakan hasil perhitungan kandungan lumpung untuk sumur C1 sampai C6.



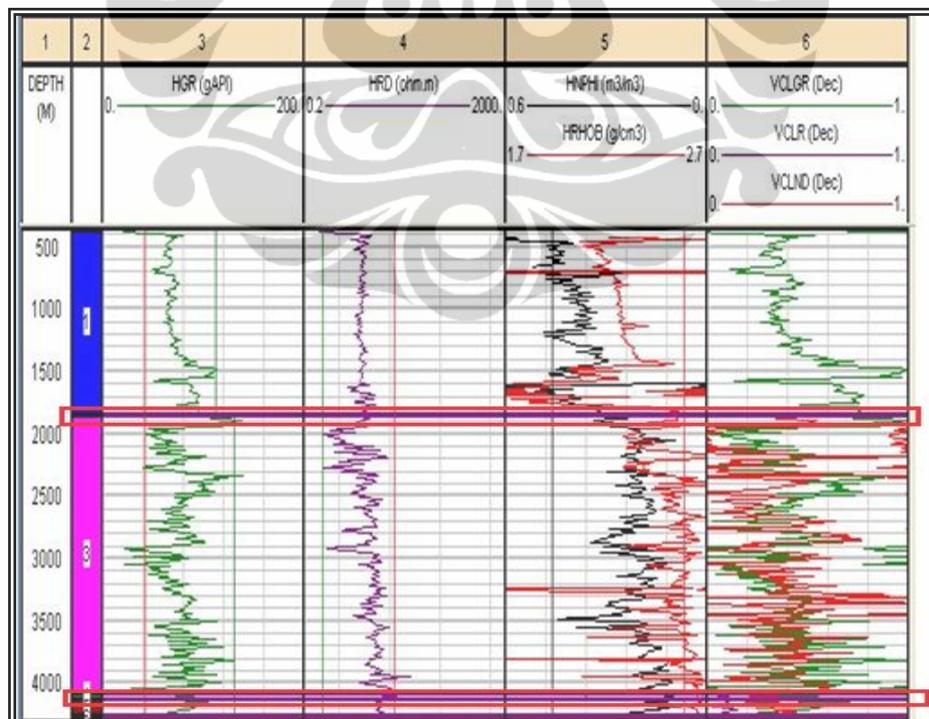
Gambar 5.1 Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Sumur C1



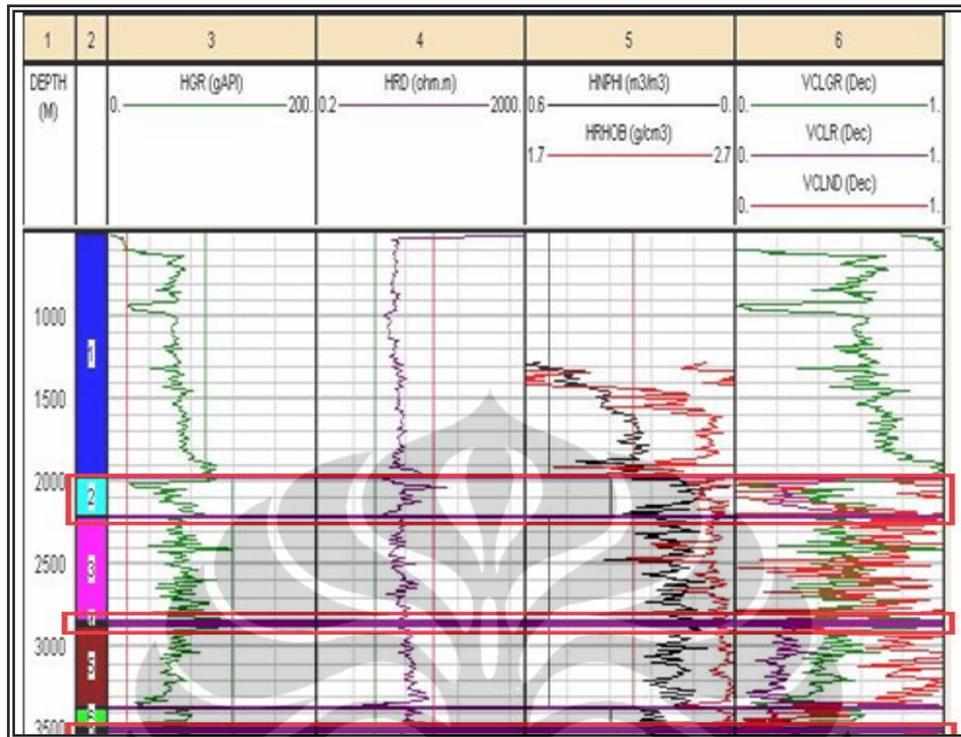
Gambar 5.2 Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Sumur C2



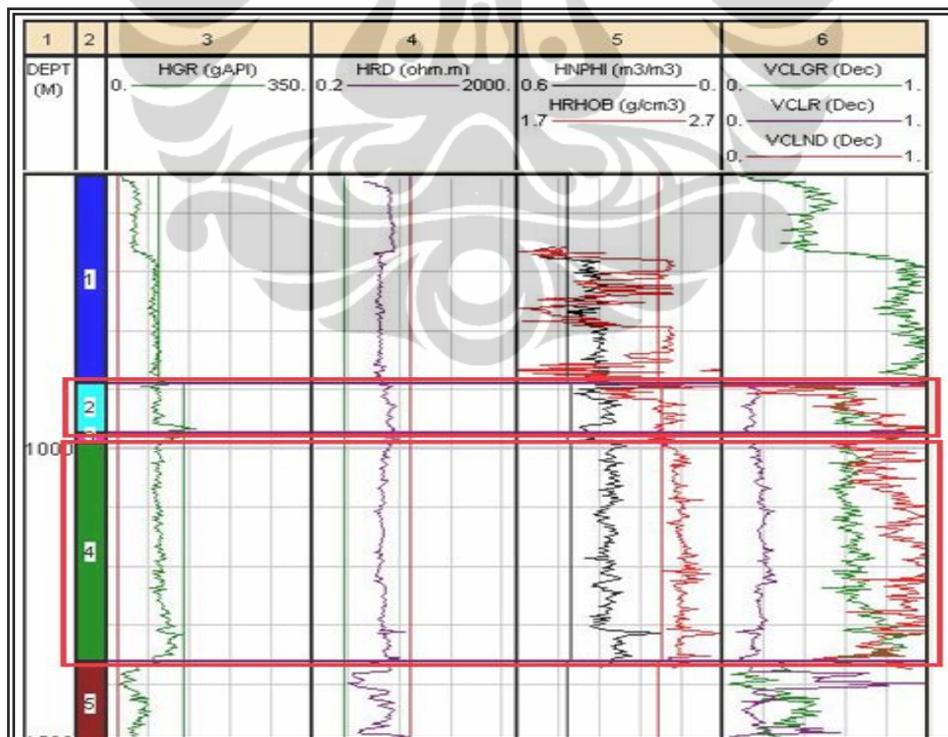
Gambar 5.3 Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Sumur C3



Gambar 5.4 Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Sumur C4



Gambar 5.5 Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Sumur C5



Gambar 5.6 Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Sumur C6

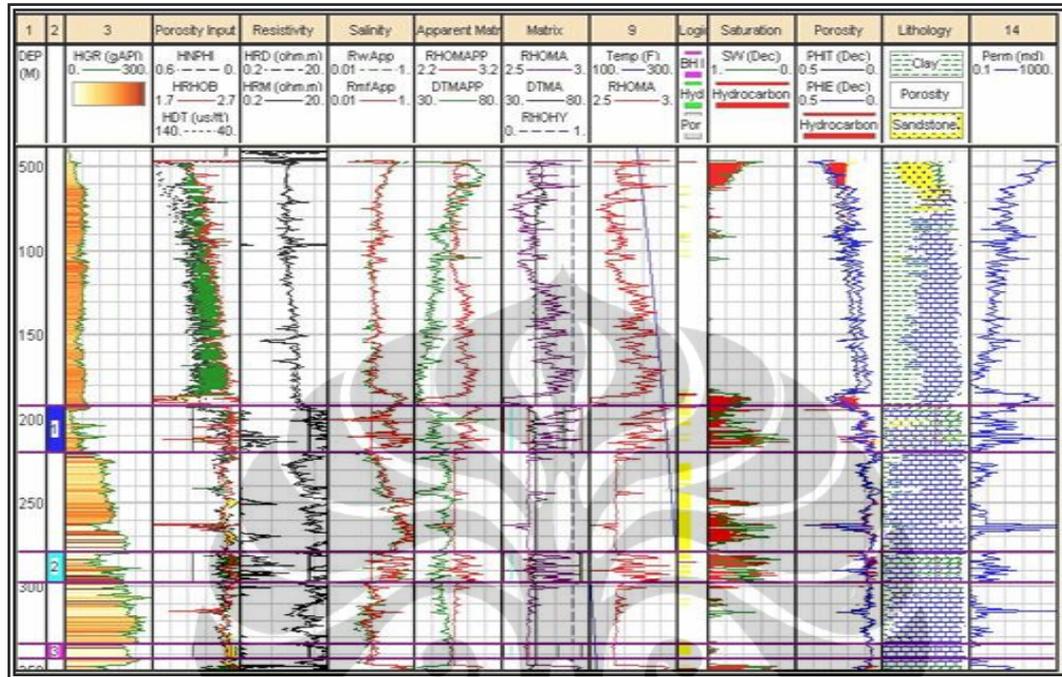
5.1.2 Porositas

Pada hasil pengolahan data didapat model porositas untuk densitas dan untuk neutron dengan nilai porositas PHIT dan PHIE. Dimana nilai dari PHIE merupakan nilai porositas efektif yang akan digunakan untuk menentukan zona yang potensial. Pada sumur C1 daerah potensial memiliki porositas 0.132 yang terdapat pada zona 1 dan berada pada kedalaman 1919.20 sampai 2203.27 m. Sedangkan pada sumur C2 daerah potensial memiliki porositas antara 0.112 sampai 0.193 yang berada pada kedalaman 2450.66 sampai 2637.15 m. Sedangkan pada sumur C4 daerah potensial memiliki porositas antara 0.109 sampai 0.167 yang berada pada kedalaman 2990.41 sampai 4297.07 m yang terdapat pada zona 2 dan 5. Sedangkan pada sumur C5 daerah potensial memiliki porositas 0.113 yang berada pada kedalaman 3374.06 sampai 3495.19 m yang terdapat pada zona 3. Sedangkan pada sumur C6 daerah potensial tersebut memiliki nilai porositas 0.232 yang terdapat pada zona 1. Sedangkan untuk sumur C3 tidak terdapat zona yang potensial, hal ini disebabkan karena nilai dari saturasi air yang relatif tinggi. Dibawah ini (Gambar 5.7 sampai 5.12) merupakan hasil perhitungan porositas untuk sumur C1 sampai C6.

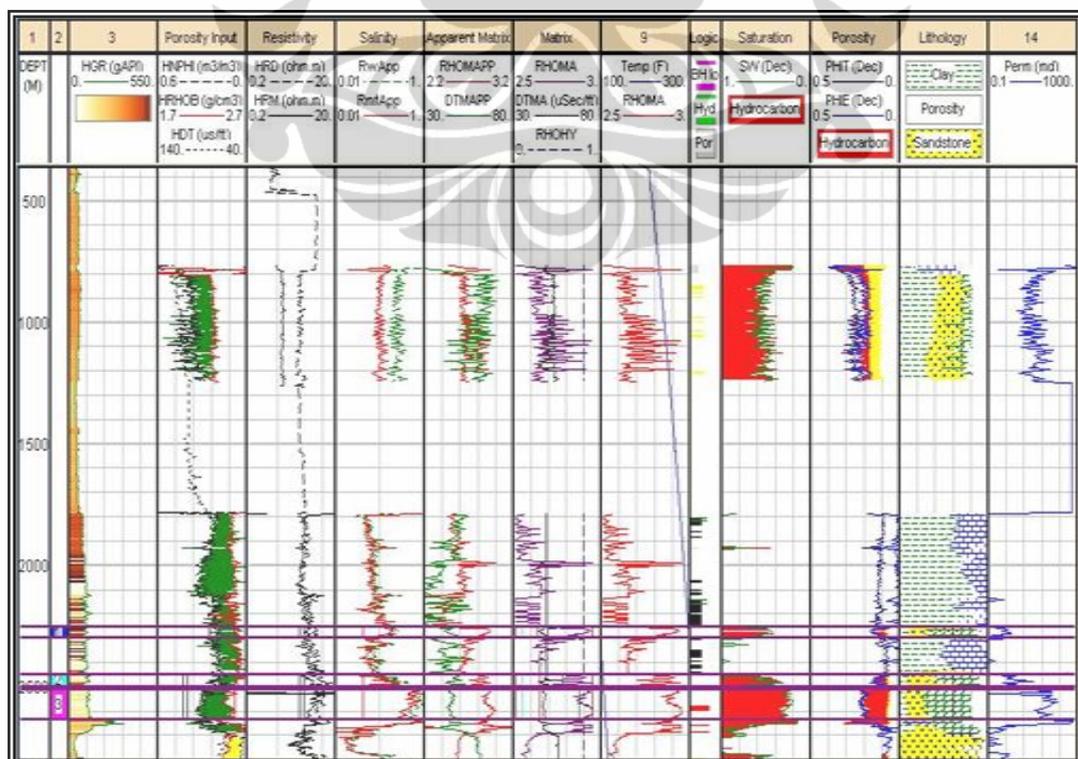
5.1.3 Kejenuhan air

Kejenuhan air pada penelitian ini menggunakan hukum Archie. Dimana didapatkan nilai kejenuhan air untuk setiap sumur. Pada sumur C1 daerah potensial terdapat pada zona 1 dengan kejenuhan air yaitu 0.590 yang berada pada kedalaman 1919.20 sampai 2203.27 m. Sedangkan untuk sumur C2 daerah potensial terdapat pada zona 2 dan 3 dengan kejenuhan air antara 0.271 sampai 0.485 yang berada pada kedalaman 2450.66 sampai 2637.15 m. Sedangkan untuk sumur C4 daerah potensial terdapat pada zona 1, 2 dan 5 dengan kejenuhan air 0.330 sampai 0.410 yang berada pada kedalaman 1848.81 sampai 4297.07 m. Sedangkan untuk sumur C5 daerah potensial terdapat pada zona 3 dengan kejenuhan air 0.603 berada pada kedalaman 3374.06 sampai 3495.19 m. Sedangkan sumur C6 daerah potensial terdapat pada zona 1 dengan kejenuhan air 0.479 yang terdapat pada kedalaman 890.79 sampai 973.1. Sedangkan untuk

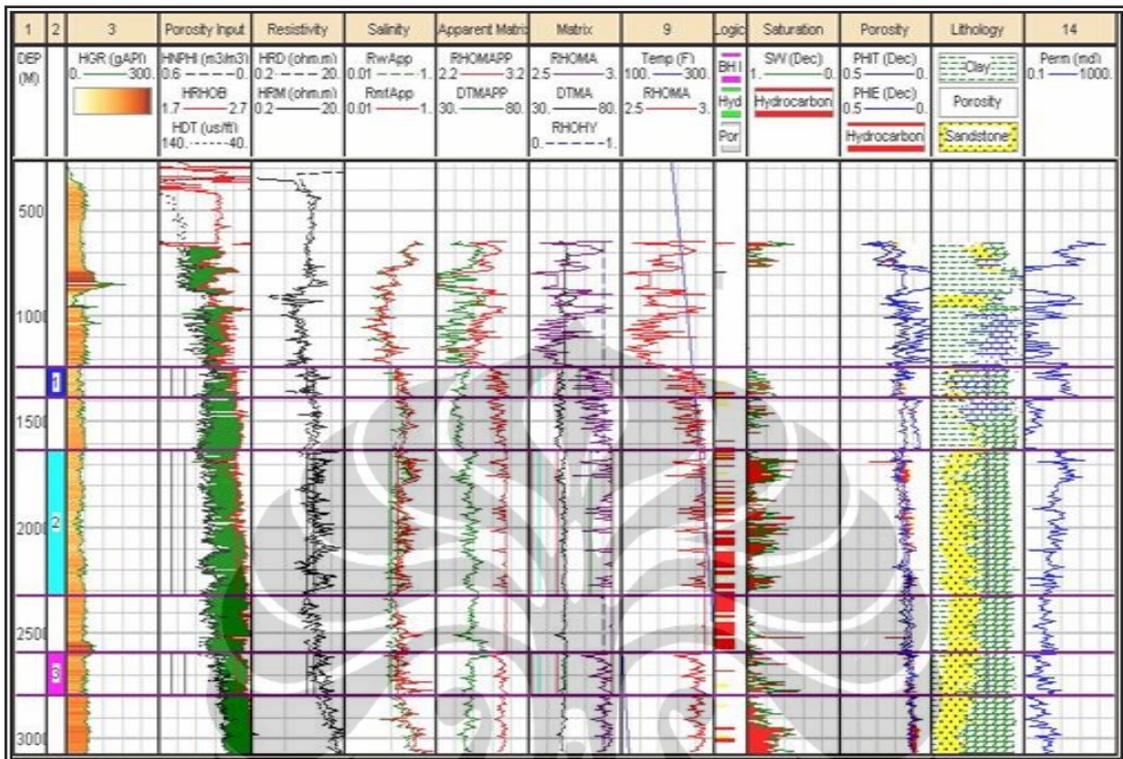
sumur C3 tidak terdapat zona yang potensial, hal ini disebabkan karena nilai dari kejenuhan air yang tinggi. Di bawah ini (Gambar 5.7 sampai 5.12) merupakan hasil perhitungan saturasi air untuk sumur C1 sampai C6.



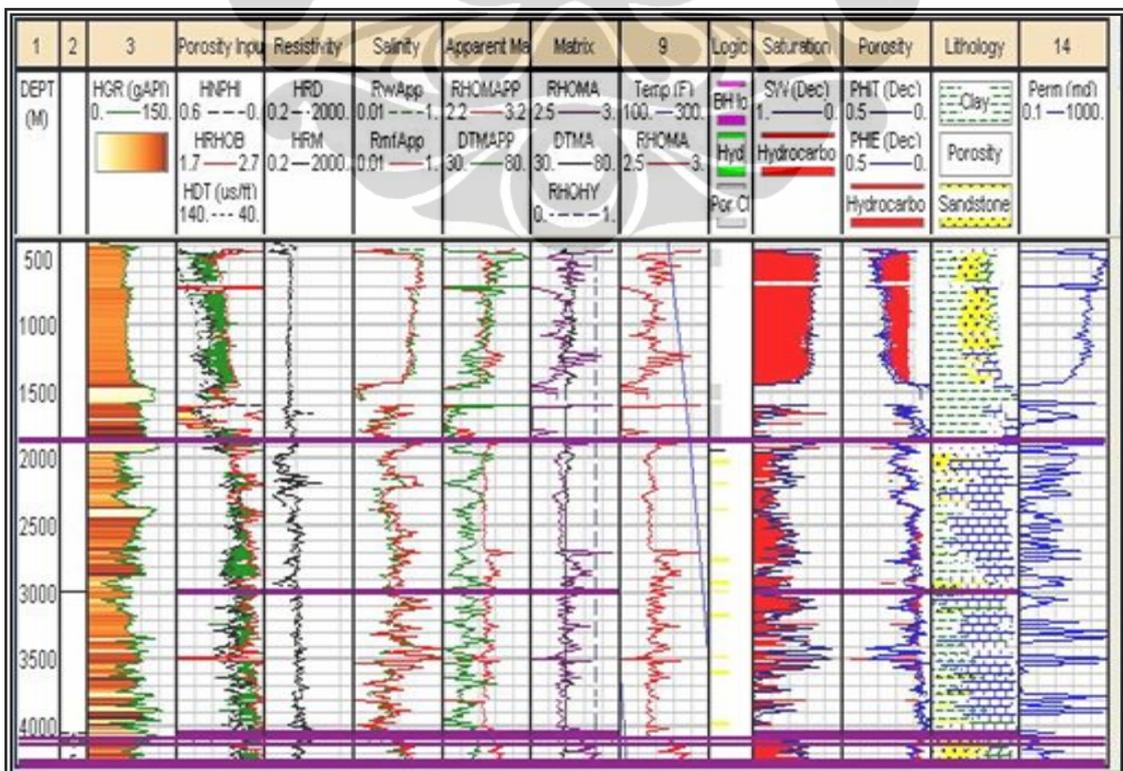
Gambar 5.7 Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C1



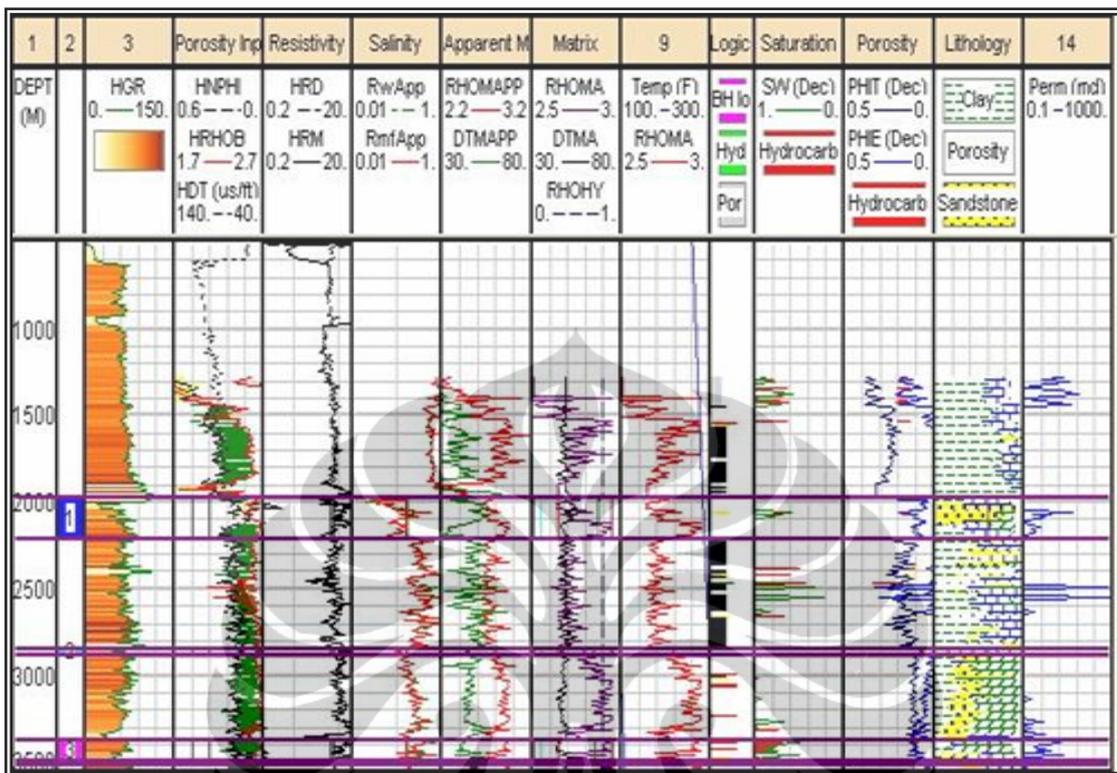
Gambar 5.8 Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C2



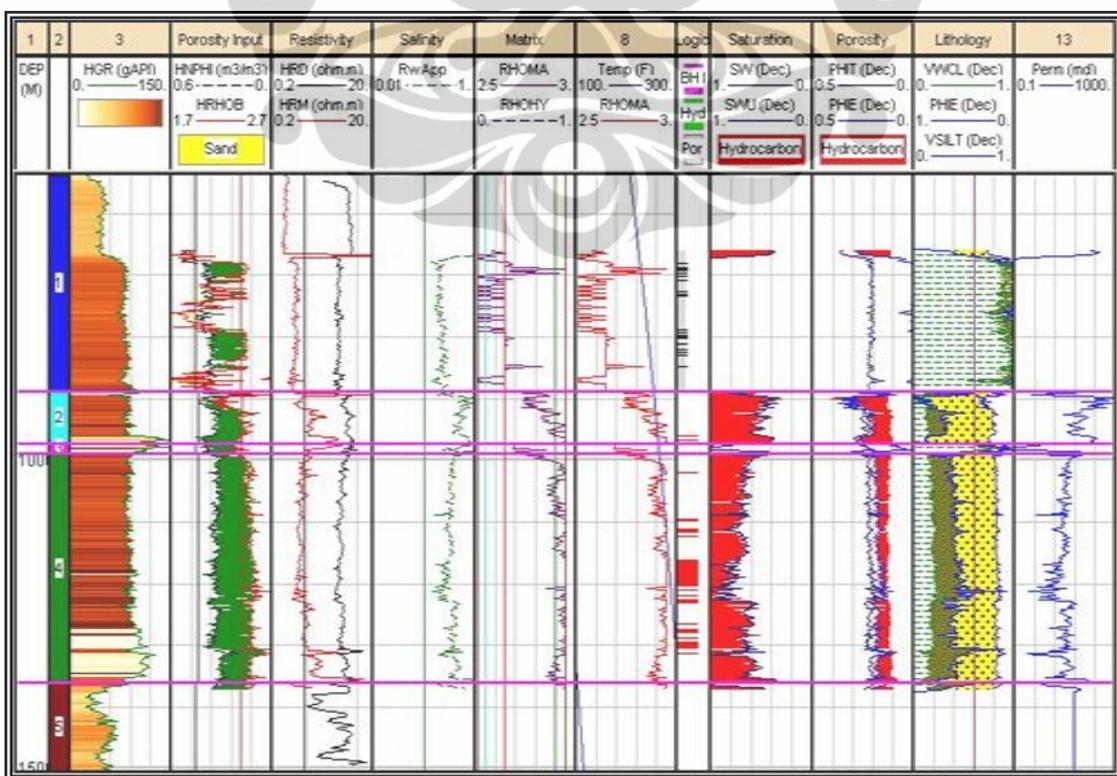
Gambar 5.9 Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C3



Gambar 5.10 Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C4



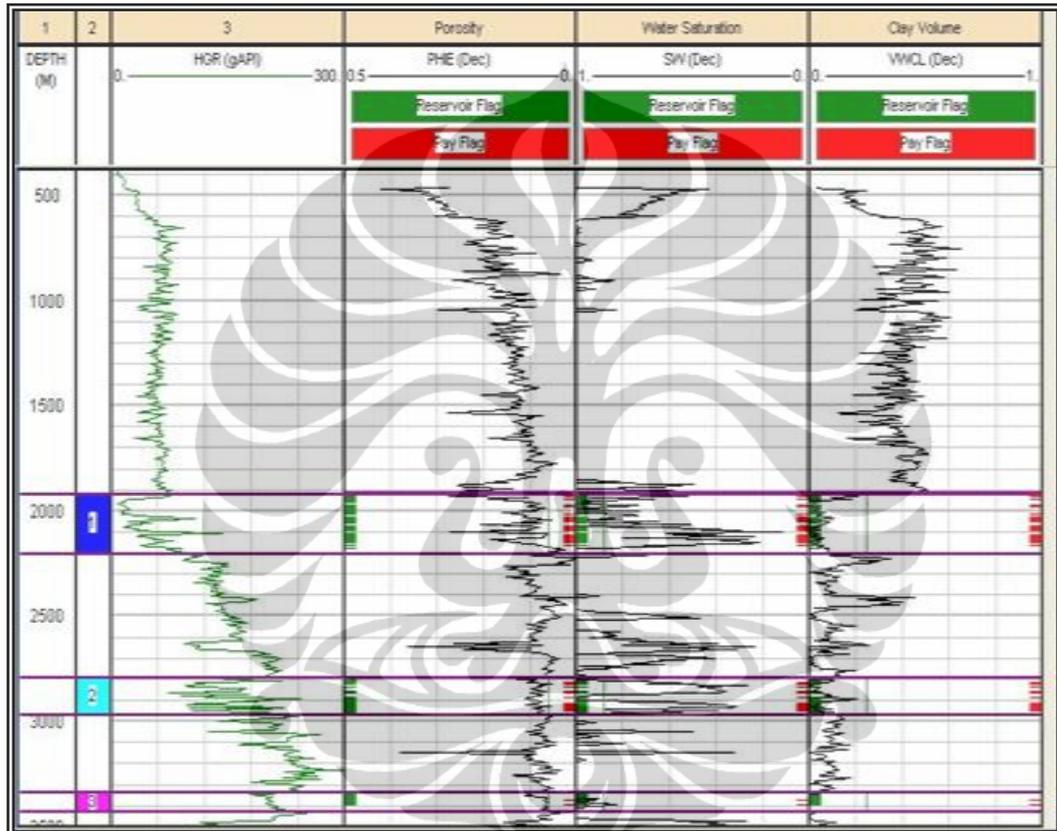
Gambar 5.11 Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C5



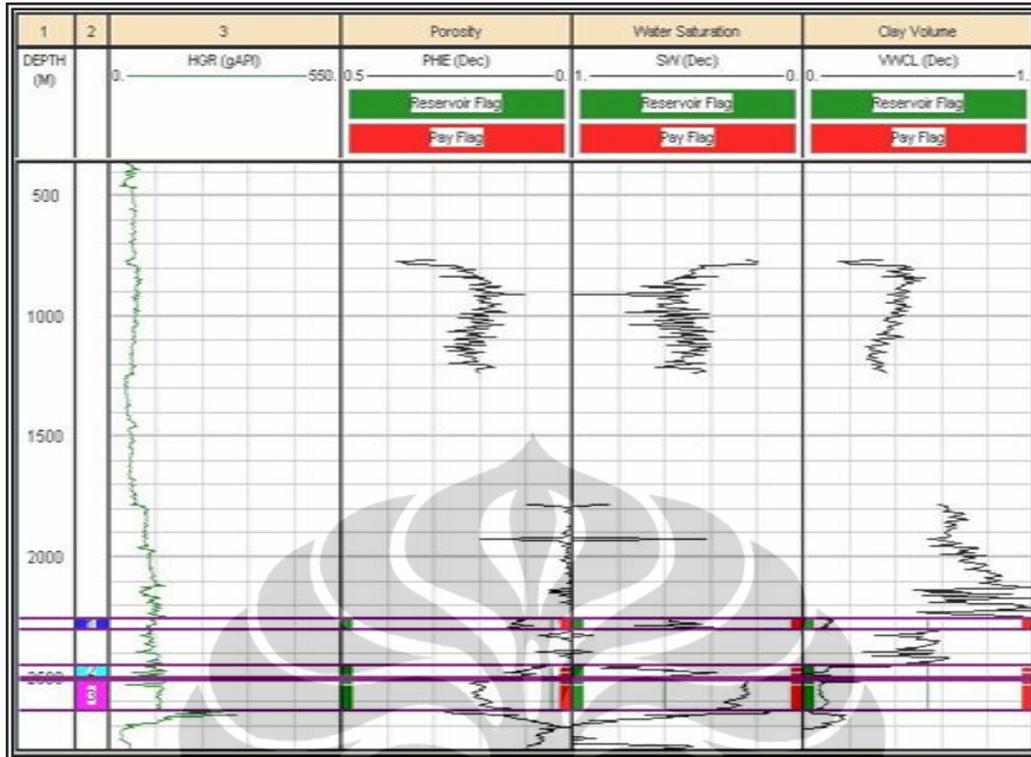
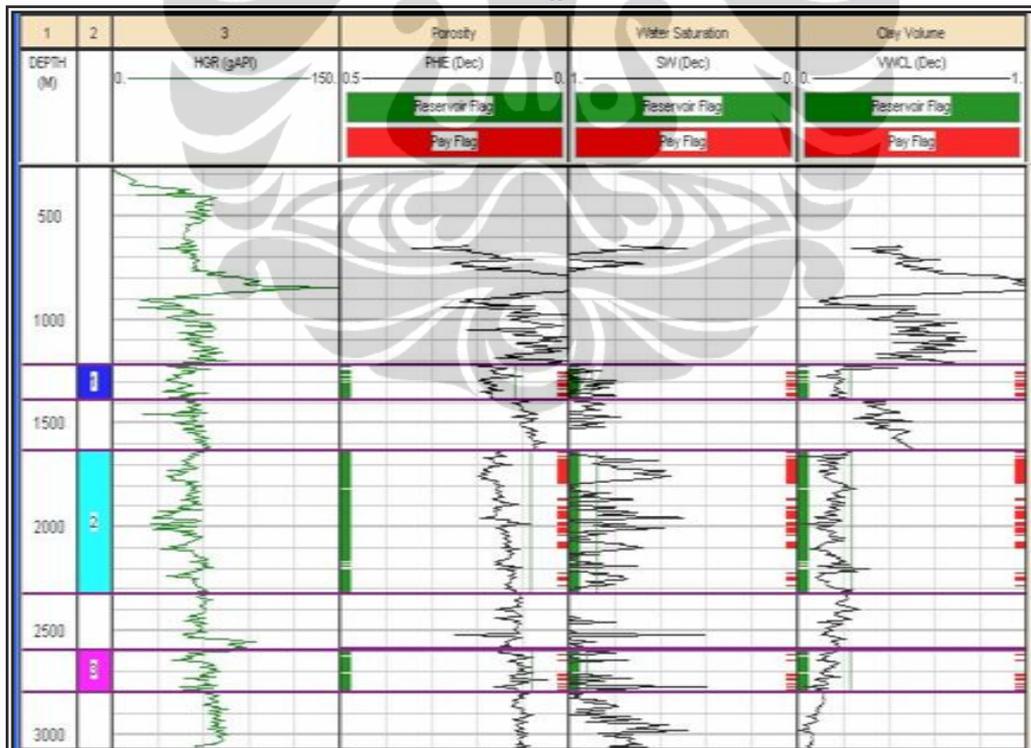
Gambar 5.12 Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C6

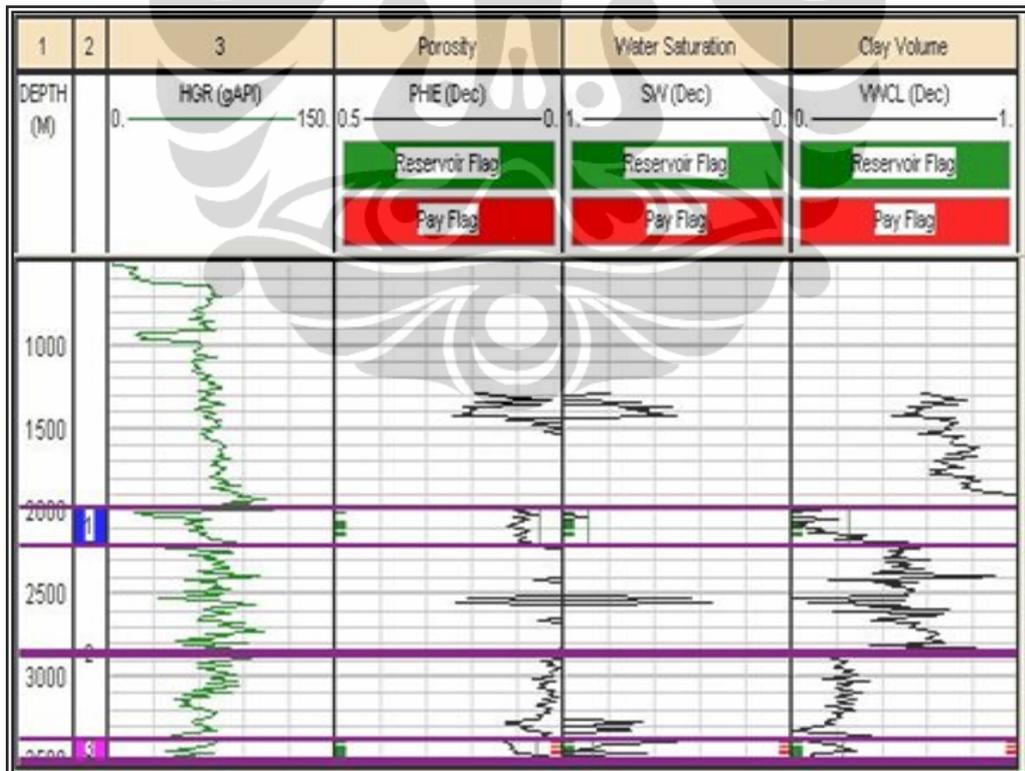
5.1.4 Hasil *cut – off*

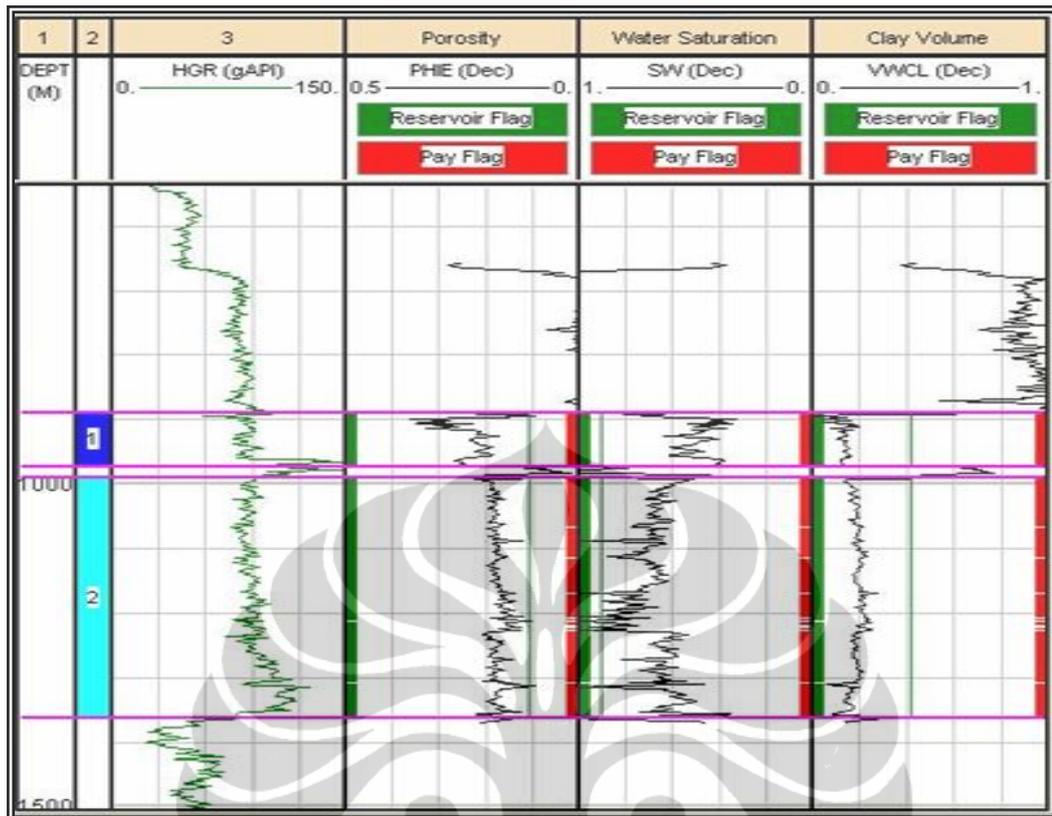
Hasil *cut – off* didapatkan dengan menerapkan nilai penggal porositas sebesar 10%, nilai penggal kandungan lempung sebesar 27%, dan nilai penggal kejenuhan air sebesar 60 % yang telah dihitung pada proses pengolahan data. Di bawah ini merupakan gambar hasil perhitungan nilai *cut-off* untuk sumur dari C1 sampai C6.



Gambar 5.13 Hasil *Cut-Off* Pada Sumur C1

Gambar 5.14 Hasil *Cut-Off* Pada Sumur C2Gambar 5.15 Hasil *Cut-Off* Pada Sumur C3

Gambar 5.16 Hasil *Cut-Off* Pada Sumur C4Gambar 5.17 Hasil *Cut-Off* Pada Sumur C5



Gambar 5.18 Hasil *Cut-Off* Pada Sumur C6

5.1.5 Lumping

Setelah dilakukan pengolahan data maka proses yang terakhir yaitu dengan menggunakan lumping. lumping dilakukan agar dapat diketahui nilai kejenuhan air, porositas, dan kandungan lempung serta kedalaman pada sebuah reservoir. Di bawah ini (Tabel 5.1 dan 5.2) merupakan hasil lumping sumur C1 sampai C6.

Tabel 5.1 Reservoir Summary Untuk Sumur C1 sampai C6

Well	Zone	Reservoir SUMMARY					Av Phi	Av Sw	Av Vcl
		Top	Bottom	Gross	Net	N/G			
C1	1	1919.20	2203.27	284.07	223.27	0.786	0.132	0.590	0.050
	2	2791.78	2973.71	181.93	155.56	0.855	0.095	0.637	0.072
	3	3338.49	3431.81	93.32	74.25	0.796	0.074	0.962	0.001
C2	1	2255.66	2304.60	48.94	43.32	0.885	0.117	0.540	0.113
	2	2450.66	2501.88	51.22	49.47	0.966	0.112	0.485	0.081
	3	2527.57	2637.15	109.58	108.37	0.989	0.193	0.271	0.078
C3	1	1221.26	1387.84	166.58	133.14	0.799	0.175	0.882	0.169
	2	1636.04	2314.98	678.94	632.73	0.932	0.145	0.848	0.148
	3	2592.06	2799.98	207.92	197.44	0.950	0.114	0.898	0.121
C4	1	1848.81	1871.46	22.65	22.11	0.977	0.178	0.330	0.094
	2	2990.41	2997.40	6.99	5.09	0.728	0.167	0.392	0.033
	3	4011.17	4019.84	8.66	1.06	0.123	0.043	0.826	0.199
	4	4091.58	4131.70	40.13	29.79	0.742	0.083	0.510	0.066
	5	4259.52	4297.07	37.54	37.54	1.000	0.109	0.410	0.081
C5	1	1979.85	2215.74	235.89	93.09	0.395	0.108	0.947	0.019
	2	2846.95	2880.24	33.29	21.89	0.658	0.071	0.983	0.188
	3	3374.06	3495.19	121.14	18.77	0.155	0.113	0.603	0.081
	4	3510.85	3524.83	13.98	2.58	0.185	0.111	0.928	0.249
C6	1	890.79	973.17	82.38	81.47	0.989	0.232	0.479	0.136
	2	989.43	1362.57	373.14	365.46	0.979	0.176	0.672	0.186

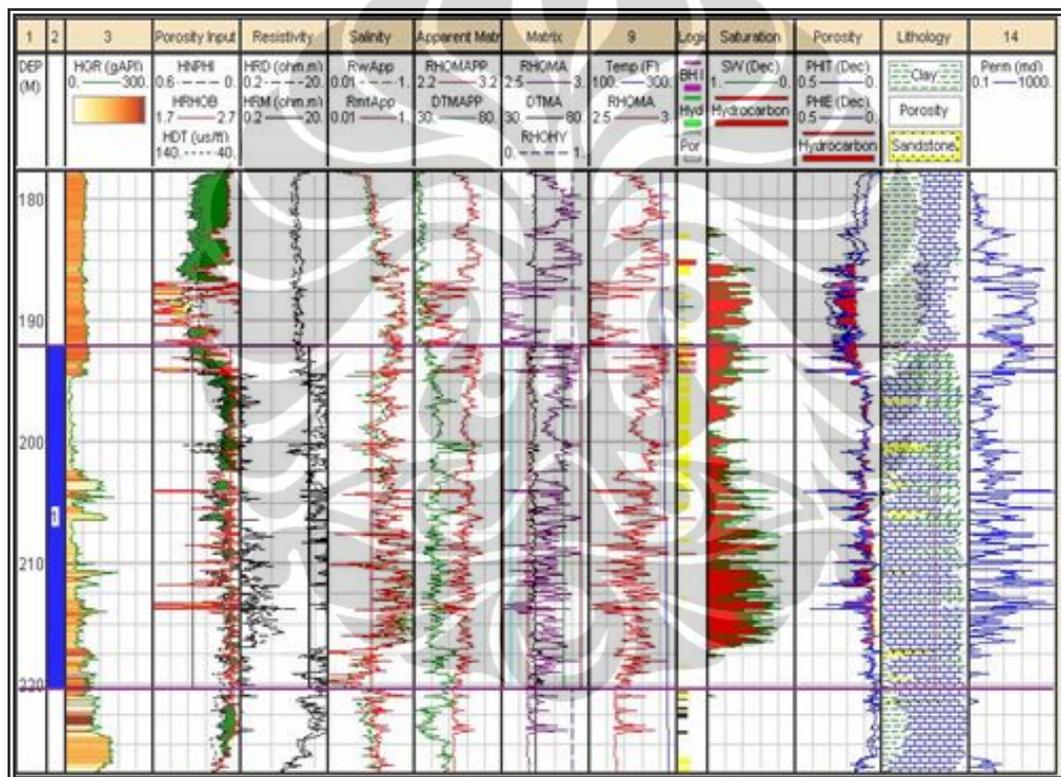
Tabel 5.2 Pay Summary Untuk Sumur C1 sampai C6

Well	Zone	Pay SUMMARY					Av Phi	Av Sw	Av Vcl
		Top	Bottom	Gross	Net	N/G			
C1	1	1919.20	2203.27	284.07	165.67	0.583	0.146	0.508	0.047
	2	2791.78	2973.71	181.93	108.06	0.594	0.097	0.497	0.049
	3	3338.49	3431.81	93.32	10.79	0.116	0.069	0.851	0.000
C2	1	2255.66	2304.60	48.94	32.68	0.668	0.124	0.503	0.111
	2	2450.66	2501.88	51.22	38.23	0.746	0.122	0.437	0.077
	3	2527.57	2637.15	109.58	107.91	0.985	0.193	0.270	0.078
C3	1	1221.26	1387.84	166.58	67.64	0.406	0.181	0.796	0.158
	2	1636.04	2314.98	678.94	310.82	0.458	0.155	0.737	0.120
	3	2592.06	2799.98	207.92	72.58	0.349	0.127	0.766	0.096
C4	1	1848.81	1871.46	22.65	21.96	0.970	0.179	0.328	0.094
	2	2990.41	2997.40	6.99	4.33	0.620	0.174	0.370	0.036
	3	4011.17	4019.84	8.66	0.46	0.053	0.055	0.693	0.110
	4	4091.58	4131.70	40.13	29.18	0.727	0.083	0.502	0.063
	5	4259.52	4297.07	37.54	36.55	0.974	0.110	0.405	0.080
C5	1	1979.85	2215.74	235.89	5.55	0.024	0.179	0.634	0.017
	2	2846.95	2880.24	33.29	0.91	0.027	0.118	0.763	0.093
	3	3374.06	3495.19	121.14	16.79	0.139	0.114	0.587	0.075
	4	3510.85	3524.83	13.98	0.46	0.033	0.124	0.833	0.249
C6	1	890.79	973.17	82.38	81.16	0.985	0.233	0.478	0.136
	2	989.43	1362.57	373.14	348.51	0.934	0.178	0.661	0.184

Setelah dilakukan zonasi dan dilakukan perhitungan pada kandungan lempung, porositas efektif dan saturasi air, maka dapat ditentukan zona mana dan dari sumur mana yang paling potensial dan produktif sebagai reservoir. Di bawah ini merupakan zona yang potensial dan produktif yaitu :

1. Sumur C1 :

- Zona 1 yang memiliki kandungan lempung 0.050, porositas efektif 0.132 dan nilai saturasi air 0.590 dimana ketebalan reservoirnya yaitu 284.07 m.



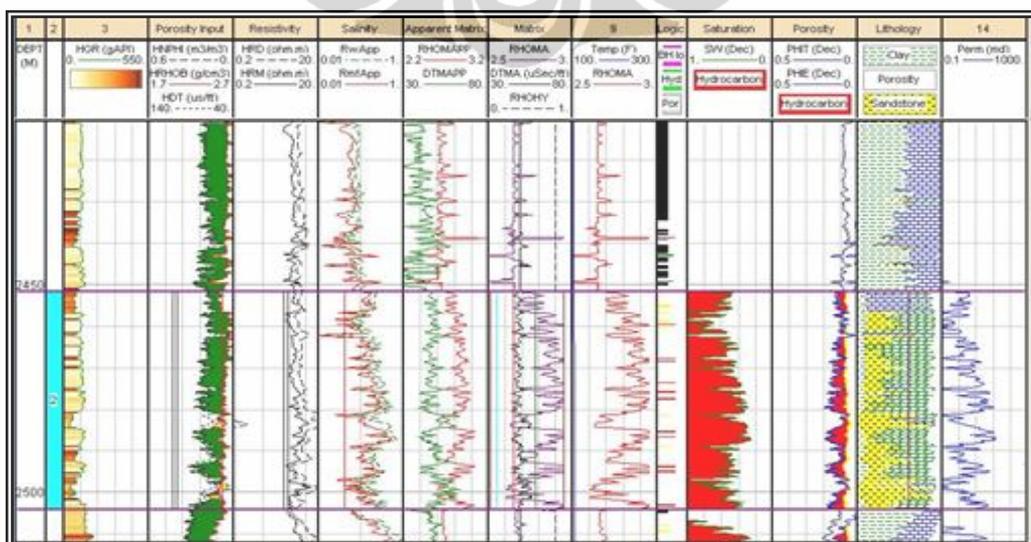
Gambar 5.19 Zona Potensial Sumur C1 Zona 1



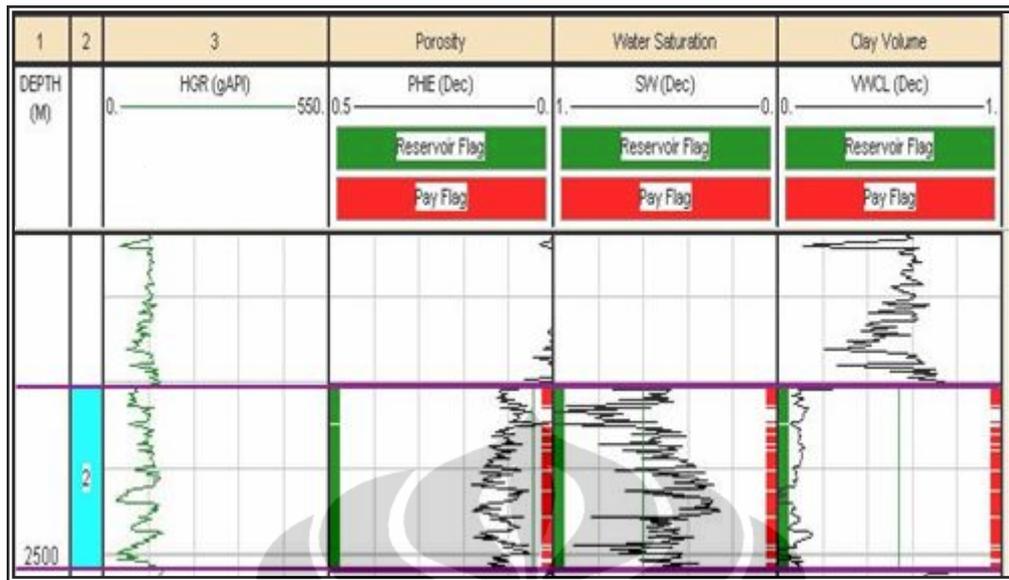
Gambar 5.20 Hasil *Cut-Off* Sumur C1 Zona 1

2. Sumur C2 :

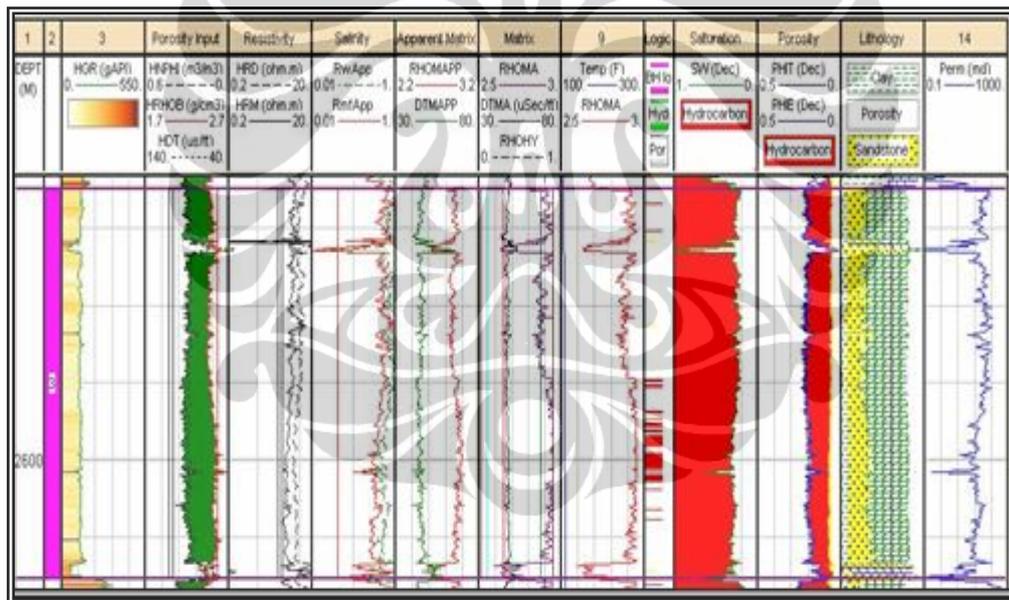
- Zona 2 yang memiliki kandungan lempung 0.081, porositas efektif 0.112 dan nilai saturasi air 0.485 dimana ketebalan reservoirnya yaitu 51.22 m.
- Zona 3 yang memiliki kandungan lempung 0.078, porositas efektif 0.193, dan nilai saturasi air 0.271 dimana ketebalan reservoirnya yaitu 109.58 m.



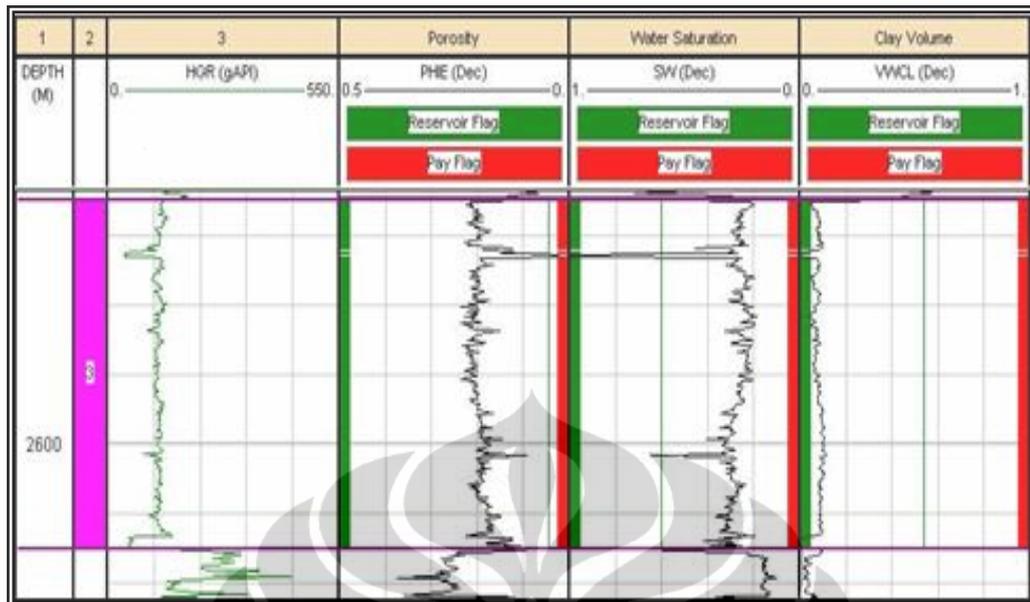
Gambar 5.21 Zona Potensial Sumur C2 Zona 2



Gambar 5.22 Hasil Cut-Off Sumur C2 Zona 2



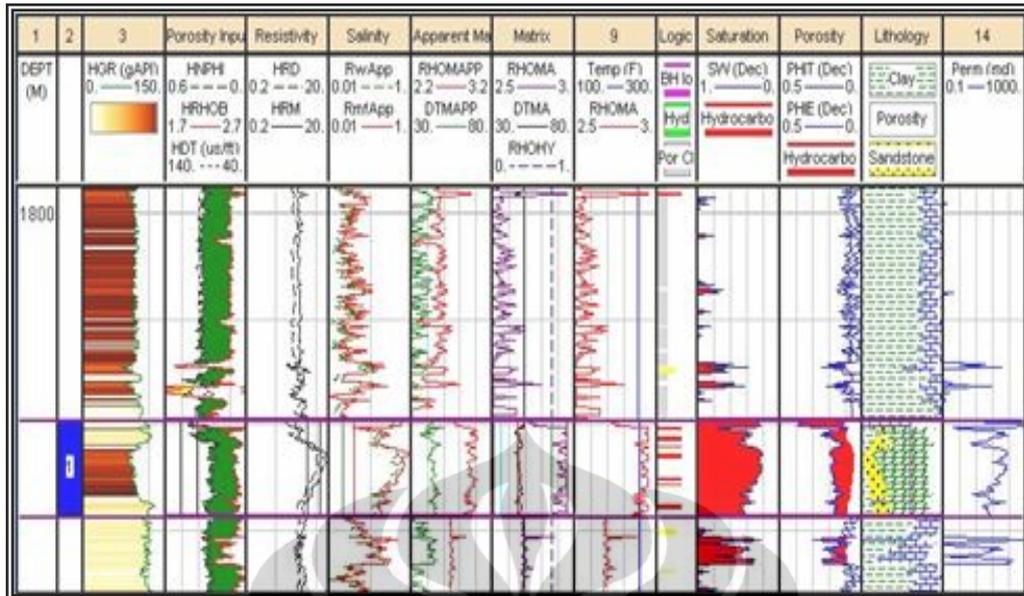
Gambar 5.23 Zona Potensial Sumur C2 Zona 3



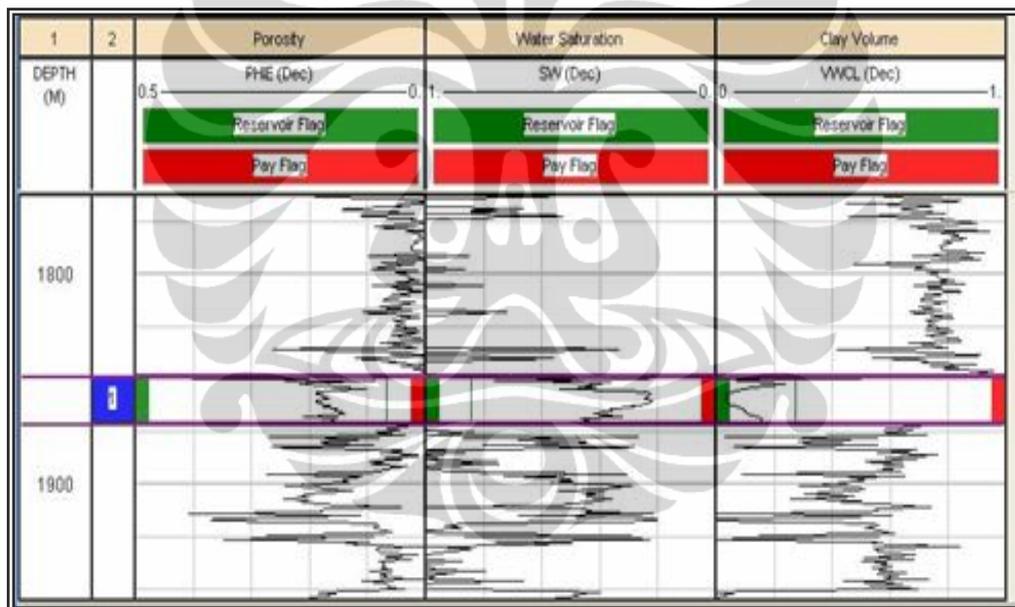
Gambar 5.24 Hasil *Cut-Off* Sumur C2 Zona 3

3. Sumur C4 :

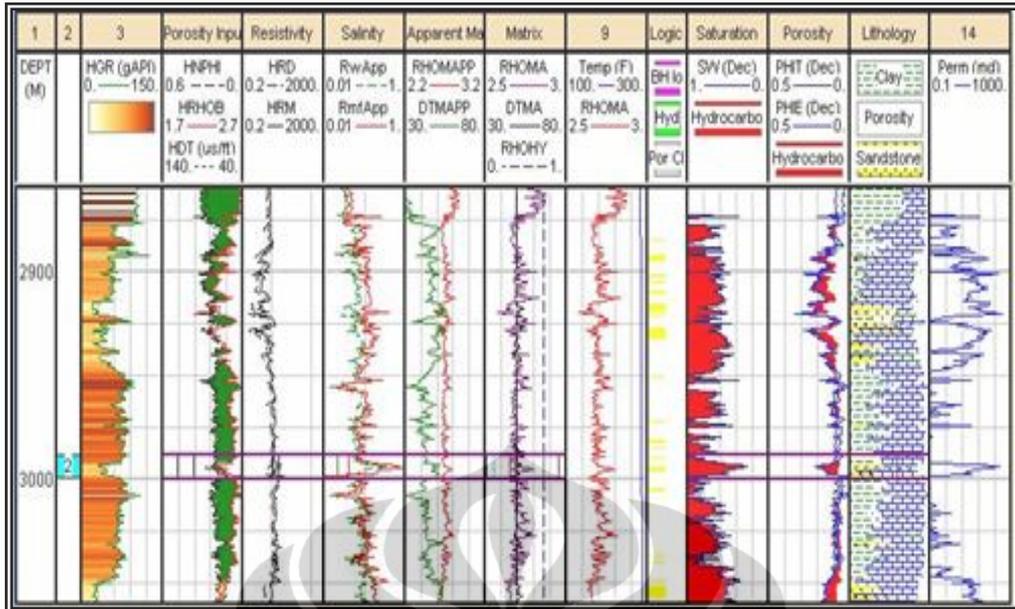
- Zona 1 yang memiliki kandungan lempung 0.094, porositas efektif 0.178, dan nilai saturasi air 0.330 dimana ketebalan reservoirnya yaitu 22.65 m.
- Zona 2 yang memiliki kandungan lempung 0.033, porositas efektif 0.167, dan nilai saturasi air 0.392 dimana ketebalan reservoirnya yaitu 6.99 m.
- Zona 5 yang memiliki kandungan lempung 0.081, porositas efektif 0.109, dan nilai saturasi air 0.404 dimana ketebalan reservoirnya yaitu 37.55 m.



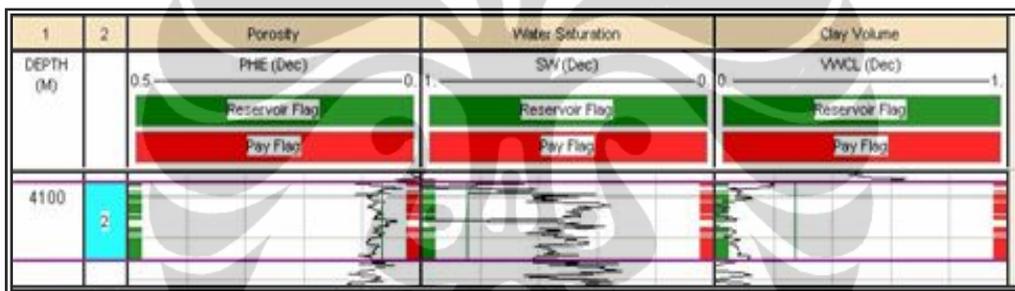
Gambar 5.25 Zona Potensial Sumur C4 Zona 1



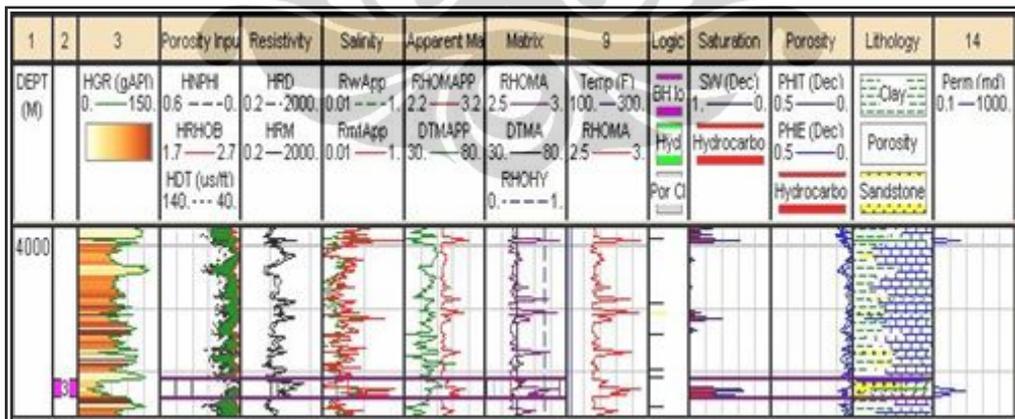
Gambar 5.26 Hasil Cut-Off Sumur C4 Zona 1



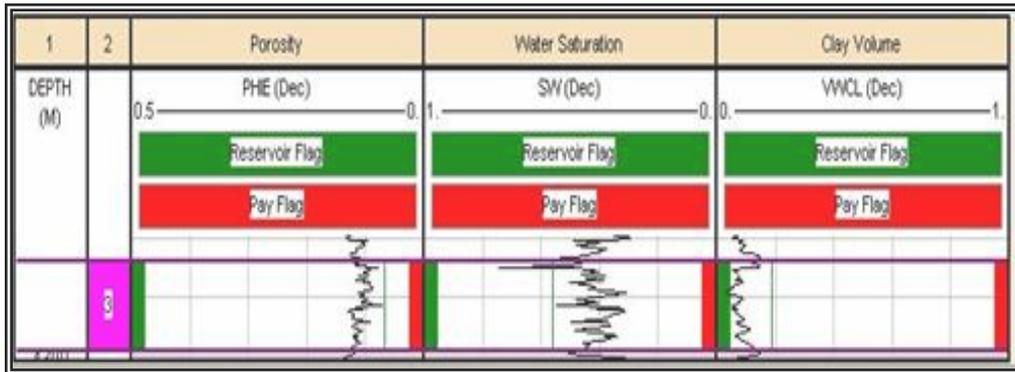
Gambar 5.27 Zona Potensial Sumur C4 Zona 2



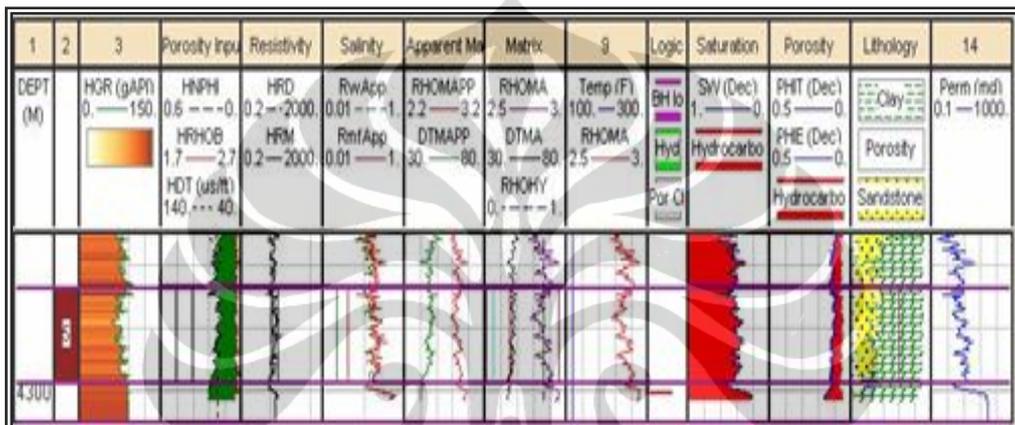
Gambar 5.28 Hasil Cut-Off Sumur C4 Zona 2



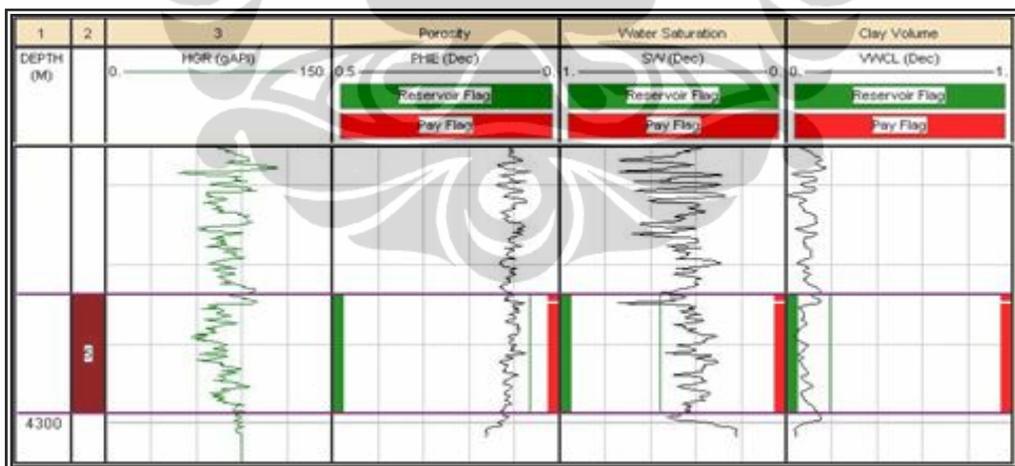
Gambar 5.29 Zona Potensial Sumur C4 Zona 3



Gambar 5.30 Zona Potensial Sumur C4 Zona 3



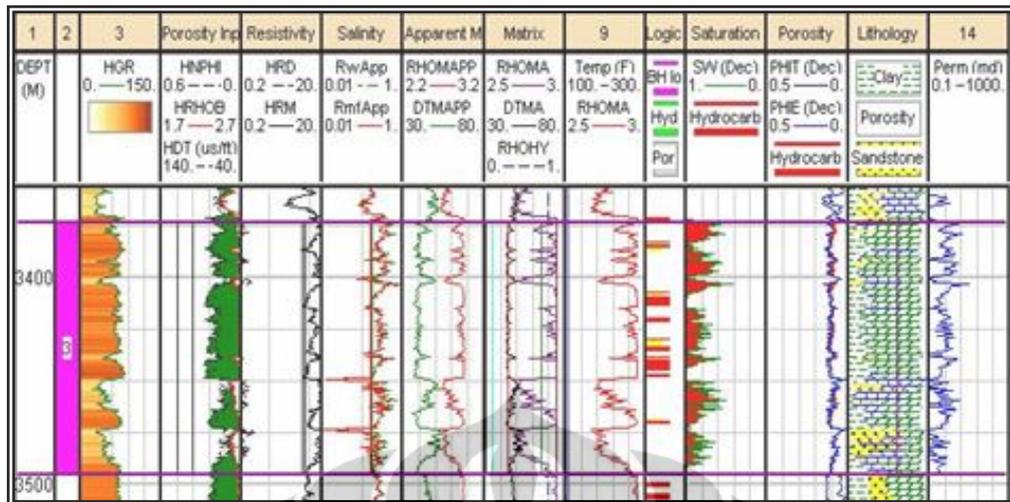
Gambar 5.31 Zona Potensial Sumur C4 Zona 5



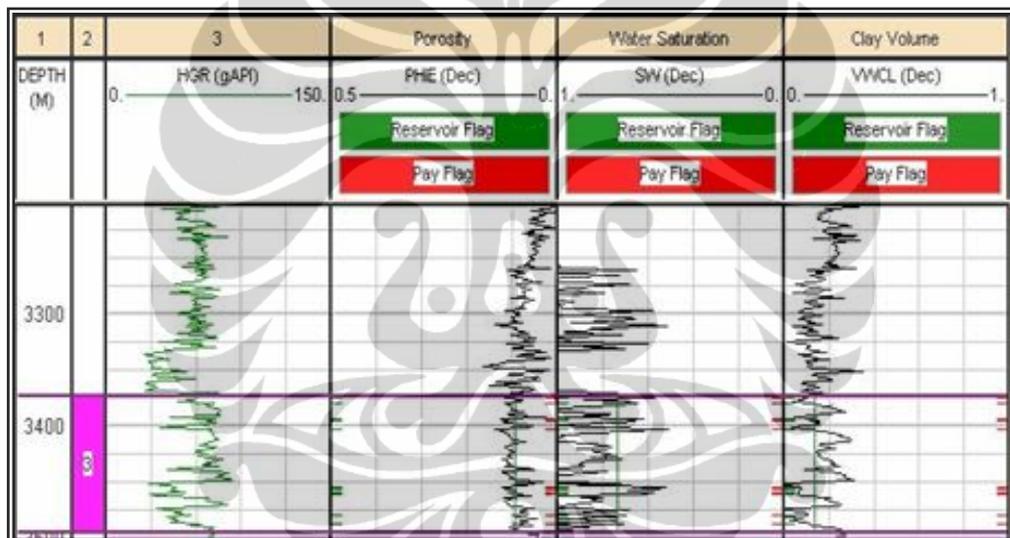
Gambar 5.32 Zona Potensial Sumur C4 Zona 5

4. Sumur C5 :

- Zona 3 yang memiliki kandungan lempung 0.081, porositas efektif 0.113, dan nilai saturasi air 0.603 dimana ketebalan reservoirnya yaitu 121.13 m.



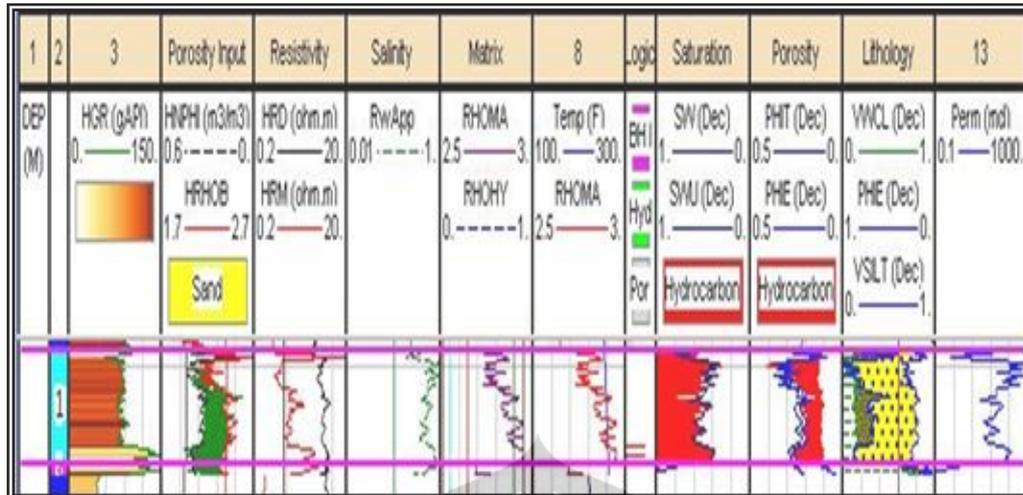
Gambar 5.33 Zona Potensial Sumur C5 Zona 3



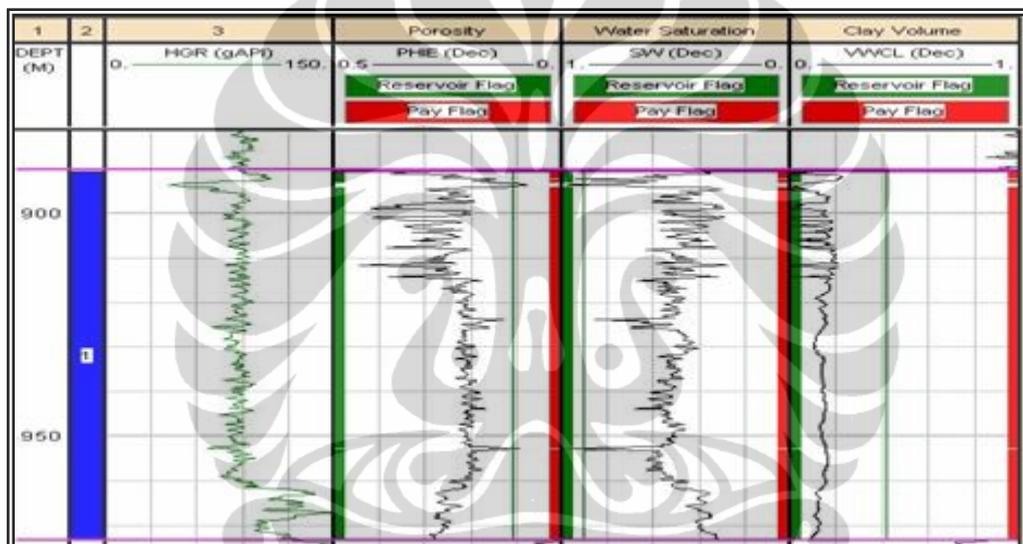
Gambar 5.34 Hasil Cut-Off Sumur C5 Zona 3

5. Sumur C6 :

- Zona 1 yang memiliki kandungan lempung 0.136, porositas efektif 0.232, dan nilai saturasi air 0.479 dimana ketebalan reservoirnya yaitu 82.38 m.



Gambar 5.35 Zona Potensial Sumur C6 Zona 1

Gambar 5.36 Hasil *Cut-Off* Sumur C6 Zona 1

- Untuk sumur C3 dinyatakan kurang potensi, hal ini disebabkan karena saturasi air nya sangat tinggi yaitu diatas 60% dan kandungan lempung yang tinggi.

5.2 Analisis

Berdasarkan data geologi sumur-sumur yang digunakan dalam tugas akhir ini ada beberapa sumur yang berada dalam strata Triasic dan Jurassic. Pada pertengahan strata Jurassic, batuan reservoirnya merupakan batuan pasir yang disebabkan karena pengendapan yang terjadi pada laut dangkal dimana yang terdapat pada Basin Hammerfest memiliki reservoir yang baik artinya porositas dan permeabilitasnya tinggi. Pada lapangan Barent Sea lebih banyak di dominasi oleh

gas, dan hanya sedikit yang mengandung minyak. Pada saat melakukan pengolahan data, dilakukan zonasi pada data log yang bertujuan untuk melihat daerah mana yang lapisan permeabel dan potensial. Pada sumur-sumur yang berada dilapangan Barents Sea memiliki jumlah zonasi yang berbeda-beda hal ini bergantung dari kedalaman tiap sumur. Untuk mengetahui daerah yang memiliki kandungan hidrokarbon tersebut dapat dilihat dari tingginya nilai resistivity. Karena nilai resistivity untuk air akan lebih rendah dibandingkan dengan nilai resistivity pada hidrokarbon. Sedangkan untuk nilai gamma ray log akan cenderung rendah. Sedangkan gas dapat dibedakan oleh air dan minyak hal ini dapat dilihat dari nilai porositas neutron yang lebih rendah dibandingkan dengan nilai porositas densitas. Sehingga dengan kombinasi evaluasi litologi dan evaluasi jenis fluida, dan melihat kandungan lempungnya maka dapat ditentukan zona potensial reservoir.

Reservoir yang baik dimana terdapat kejenuhan air dan kandungan lempung yang rendah dan memiliki porositas serta permeabilitas yang tinggi. Dari enam buah sumur yang dilakukan pengolahan data terdapat lima buah sumur yang memiliki reservoir yang baik yaitu pada sumur C1, C2, C4, C5 dan C6. sedangkan untuk C3 reservoirnya tidak mendukung untuk dilakukan pengeboran, hal ini disebabkan karena memiliki kejenuhan air yang tinggi yaitu di atas 80%. Pada daerah penelitian yang terletak di lapangan Barrents Sea, nilai kandungan lempung tiap sumur sangat bervariasi. Nilai kandungan lempung didapat melalui evaluasi pembacaan pada log gamma ray. Dari evaluasi ini nilai kandungan lempung yang diambil yaitu yang memiliki kandungan lempung dengan nilai yang minimum atau rendah. Setelah dilakukan pengolahan data nilai kandungan lempung yang di dapat berbeda-beda, hal ini disebabkan karena setiap sumur memiliki formasi batuan yang berbeda. Untuk sumur yang produktif yaitu pada sumur C1, C2, C4, C5, dan C6 terdapat kandungan lempung yang relatif kecil, sehingga mendukung sebagai reservoir. Sedangkan nilai porositas efektif secara umum yang sebelumnya di hitung terlebih dahulu nilai permeabilitas dengan menggunakan persamaan timur. Secara umum nilai untuk porositas efektif bervariasi antara 0.0942 sampai 0.1244 atau berkisar antara 9 sampai 12%.

Secara teori, pada formasi renggang (*unconsolidated formation*), besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran tidak pada ukuran mutlak, porositas akan menjadi tinggi antara 0.35 sampai 0.4 jika semua butirannya mempunyai ukuran yang sama. Dan akan menjadi rendah jika ukuran butir bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori di antara butiran yang lebih besar. Dan pada porositas yang lebih rendah partikel-partikel batuan umumnya bergabung bersama material yang mengandung silica atau zat kapur, sehingga menghasilkan formasi rapat dengan nilai porositas mendekati nol. Oleh karena itu nilai yang di dapat setelah dilakukan pengolahan data maka dapat diketahui bahwa pada lapangan Barents sea kemungkinan batuanannya adalah rapat karena nilai porositas efektif yang di dapat hanya mencapai nilai 0.12 atau 12%.

Dalam menghitung nilai kejenuhan air rumus atau persamaan yang digunakan yaitu dengan menggunakan persamaan atau hukum Archie. Dengan asumsi bahwa reservoir mula-mula terisi air dan selang masa perubahan geologi, minyak dan gas yang terbentuk ditempat lain pindah ke formasi berpori, menggantikan air pada ruang pori yang lebih besar. Pada penelitian ini, nilai saturasi air mempunyai nilai yang bervariasi di tiap-tiap sumur. Nilai saturasi air yang tinggi terdapat pada sumur C3, yaitu sekitar 85% sehingga pada sumur tersebut tidak terdapat daerah yang potensial. sedangkan untuk nilai saturasi air yang rendah hampir tiap sumur memilikinya, oleh karena itu bisa dikatakan merupakan daerah yang potensial dan ada kemungkinan terdapat hidrokarbon. Akan tetapi, nilai saturasi diatas 0.6 atau 60% dianggap bukan daerah yang prospek sebagai reservoir sehingga diabaikan.

BAB 6

KESIMPULAN

6.1 Kesimpulan

Berdasarkan data sumur yang kemudian dilakukan pengolahan data dan menggabungkan informasi dari data geologi yang terdapat pada lapangan barrent sea, maka dapat dilakukan pengambilan kesimpulan, yaitu :

- Cadangan hidrokarbon yang telah dibuktikan pada lapangan Barrent Sea berada pada strata Jurassic.
- Pada lapangan Barents Sea lebih banyak di dominasi oleh gas hal ini disebabkan karena porositas nya dibawah 20%.
- Pada sumur C3 tidak termasuk daerah yang potensial, hal ini disebabkan karena pada sumur tersebut memiliki tingkat kejenuhan air yang besar tinggi yaitu kurang lebih sekitar 85%.
- Sedangkan pada sumur C1 memiliki 3 buah zonasi dan hanya 1 daerah yang potensial yang terdapat pada zona 1. Sedangkan pada sumur C2 memiliki 3 buah zonasi dan daerah potensial terdapat pada zona 2 dan 3. Pada sumur C4 memiliki 5 buah zonasi dan daerah potensial terdapat pada zona 1, 2, dan 5.
- Pada sumur C5 terdapat empat buah zonasi dan pada daerah potensial terdapat pada zona 3. Sedangkan untuk sumur C6 terdapat dua buah zonasi dimana pada zona 1 merupakan daerah yang potensial. Daerah-daerah yang tergolong potensial dapat dilihat dari tingkat kejenuhan air yang relatif rendah, kandungan lempung yang rendah serta memiliki porositas yang tinggi dibandingkan dengan zona yang lainnya.

REFERENSI

Dewanto, Ordas. 2008. *Estimasi Cadangan Hidrokarbon Pada Batuan Reservoir Bersih Menggunakan Metode Interpretasi Analisa Log*. Bandar Lampung.

Fickry. 2004. *Panduan kuliah Gamma Ray Log*. Universitas Indonesia. Depok.

Harland, W.B and Dowdeswell, EK (editors). 1988. *Geological Evaluation of the Barents Shelf Region*. Graham and Trotman, London. 176 pp.

Haris, et all. 2009. *Exploration of Barent Sea Hydrocarbon Potential*. University of Indonesia.

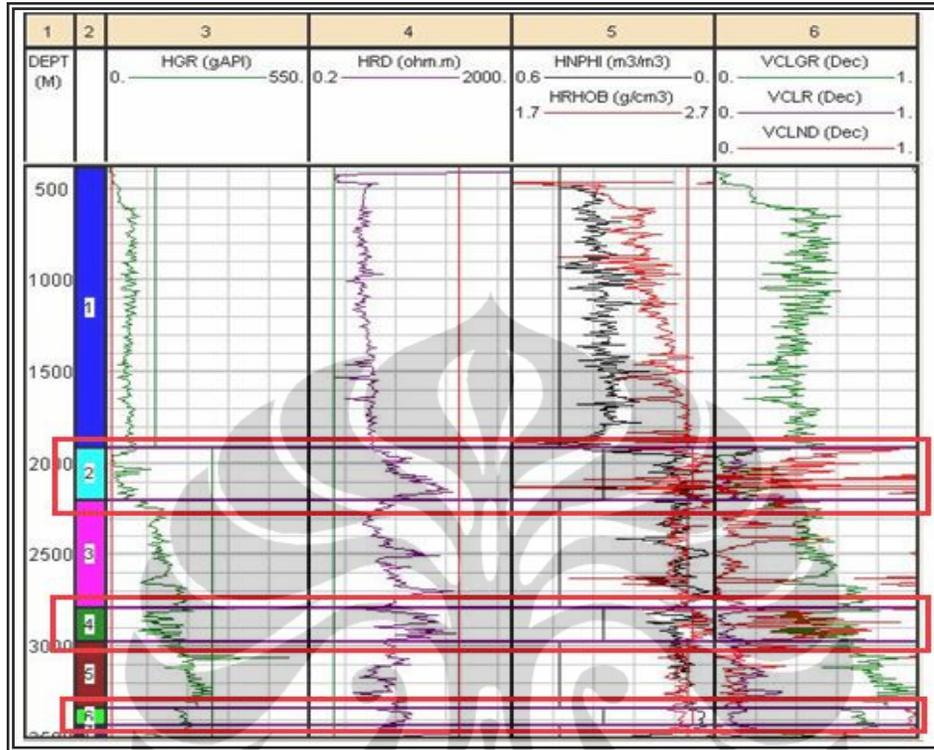
Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta.

Interactive Petrophysics Software Service Ltd, 2007, *IP help manual Version 3.4*

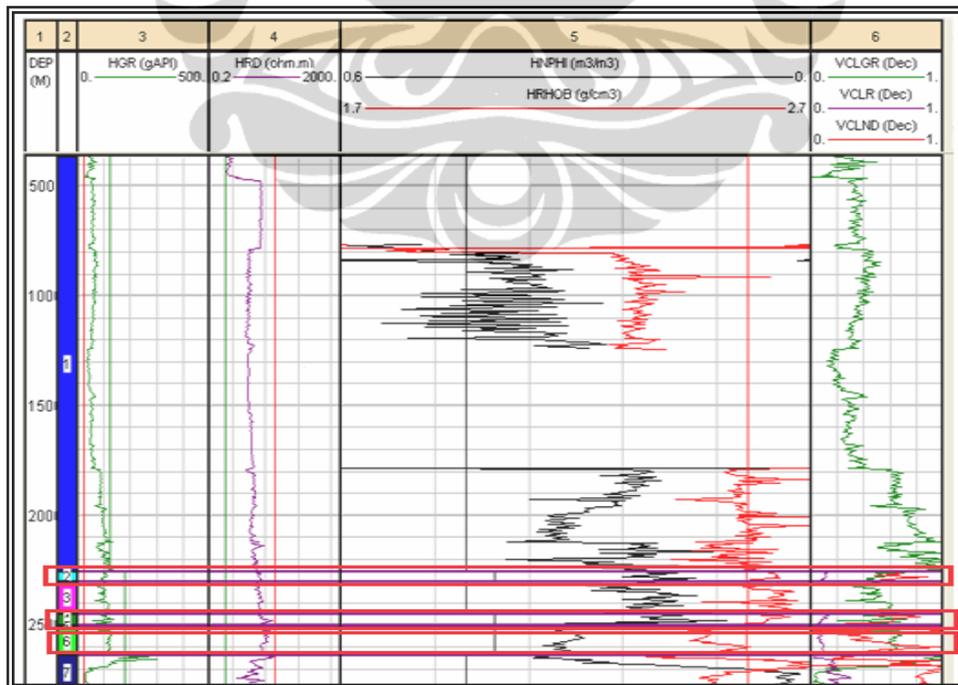
Iqbal, Prahara. 2009. *Evaluasi Cadangan Minyak Berdasarkan Petrofisika*. Universitas Padjajaran. Bandung.

R.M larsen, T. Fjaeran., Skarpnes. O, 1993. *Hydrocarbon Potensial of the Norwegian Barents Sea Based on Recent Well Result*.

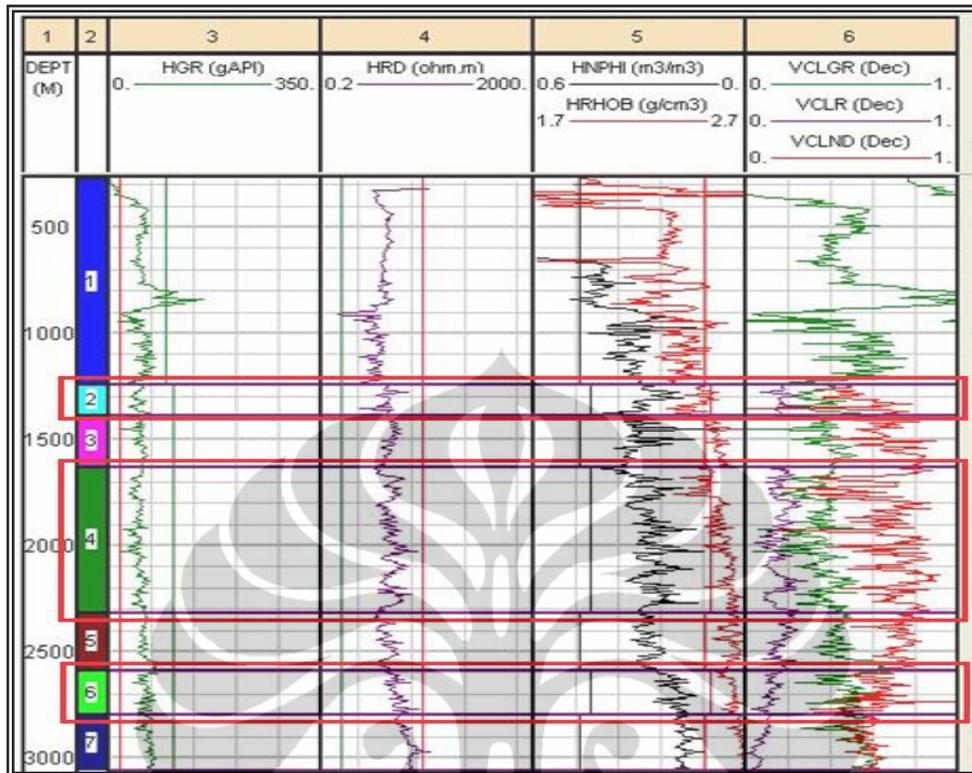
Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung



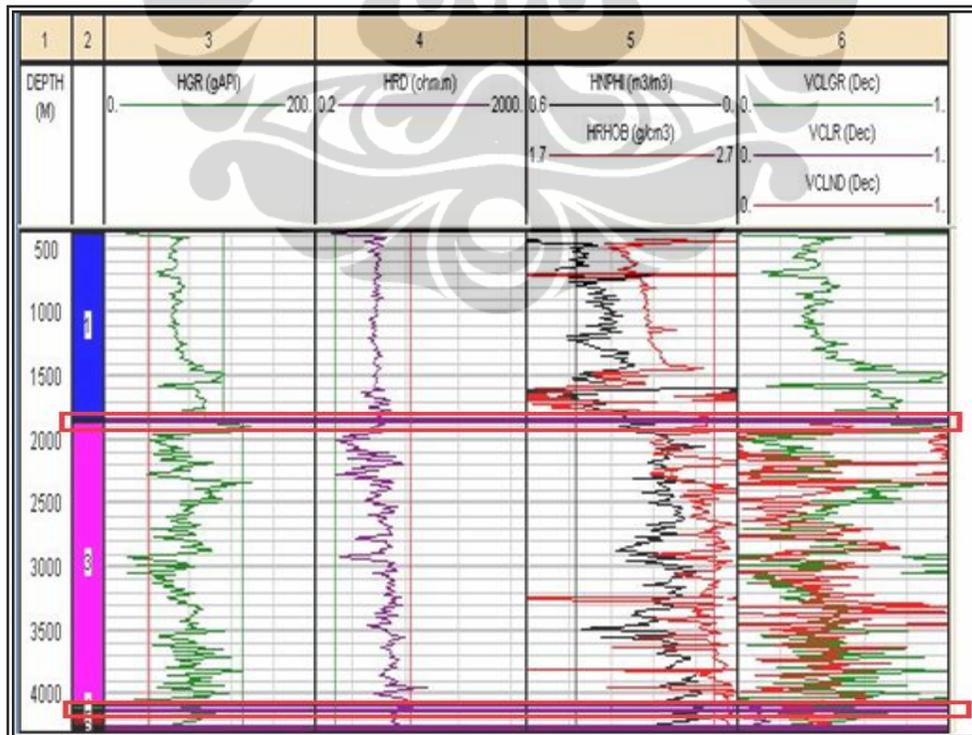
Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Pada Sumur C1



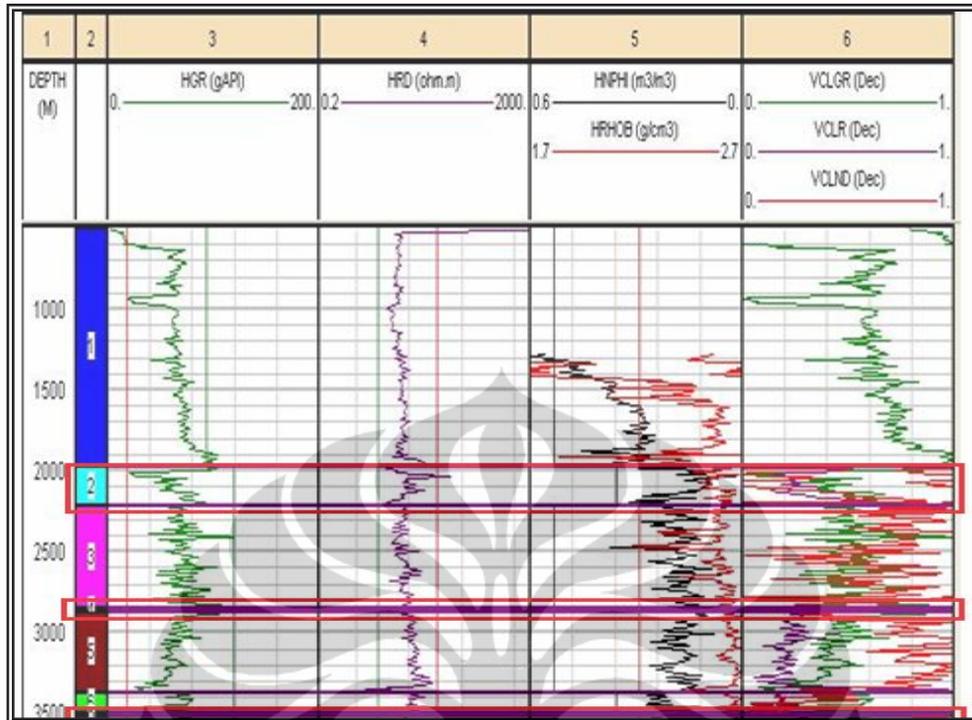
Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Pada Sumur C2



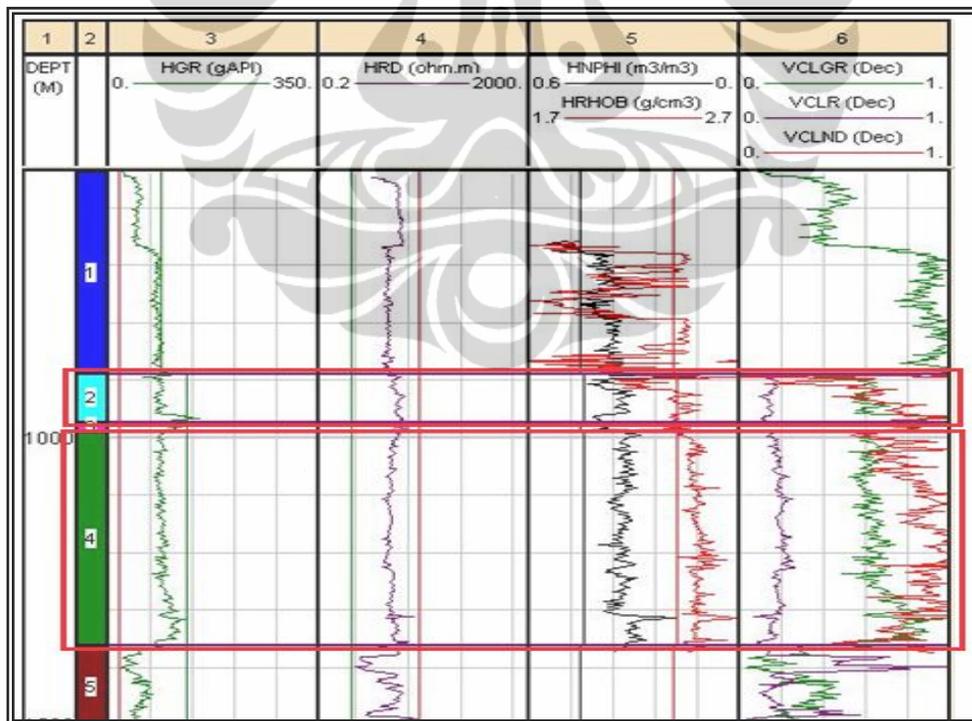
Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Pada Sumur C3



Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Pada Sumur C4

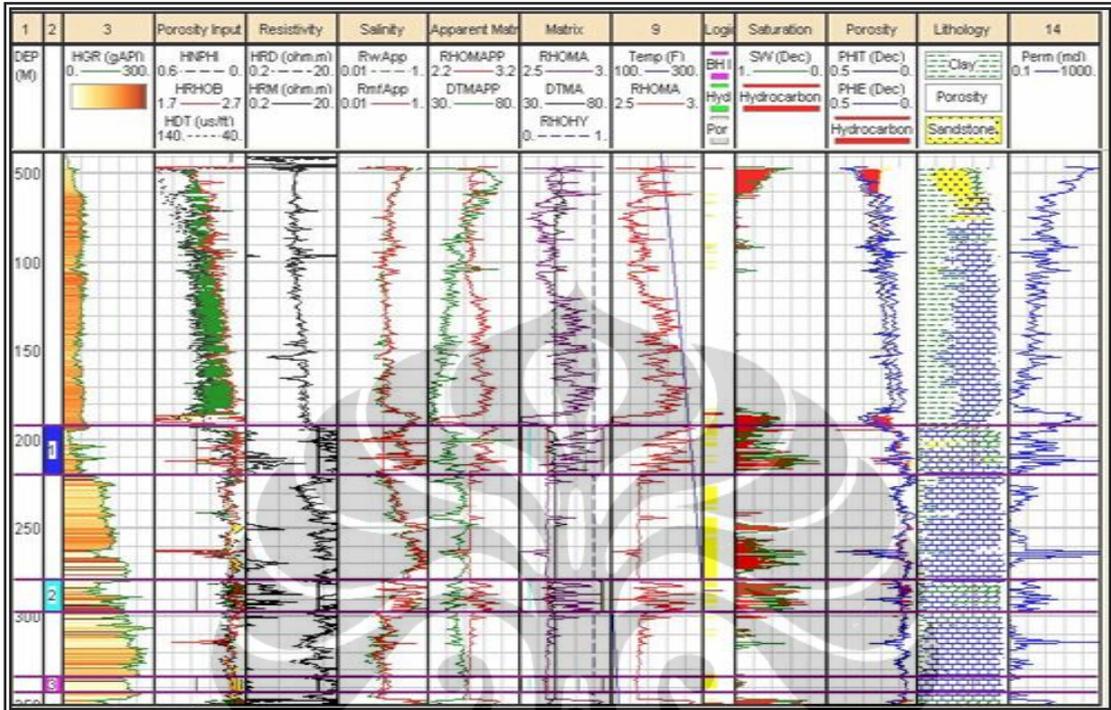


Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Pada Sumur C5

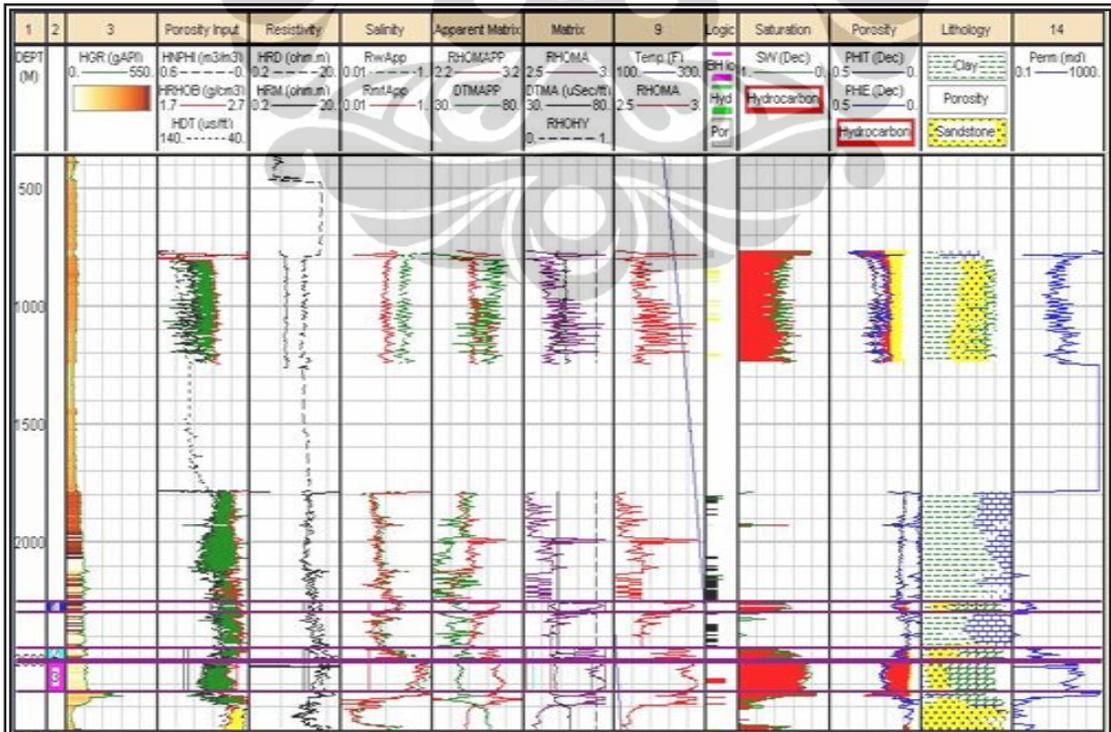


Hasil Zonasi dan Perhitungan Kandungan Lempung Pada Sumur C6

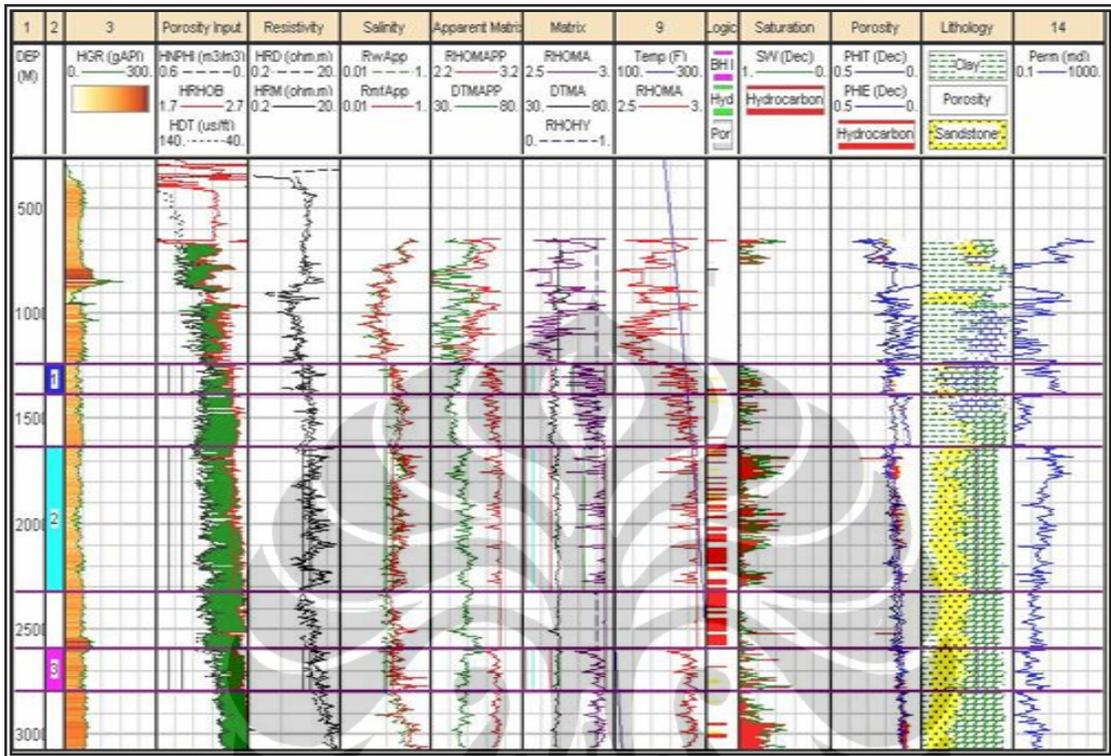
Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air



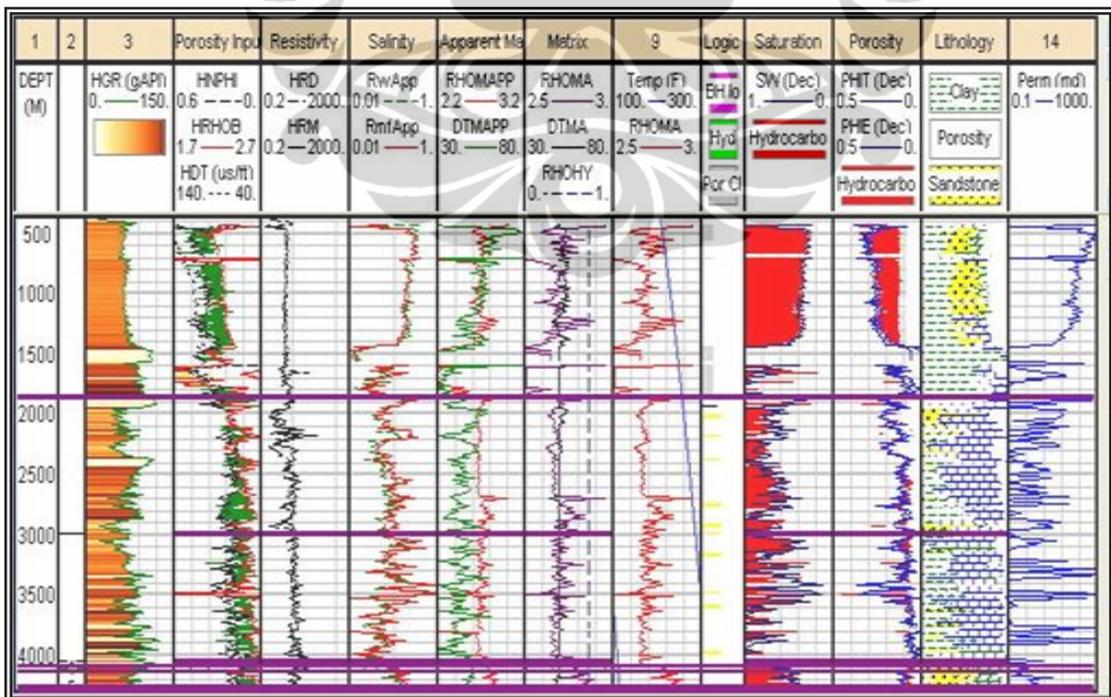
Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C1



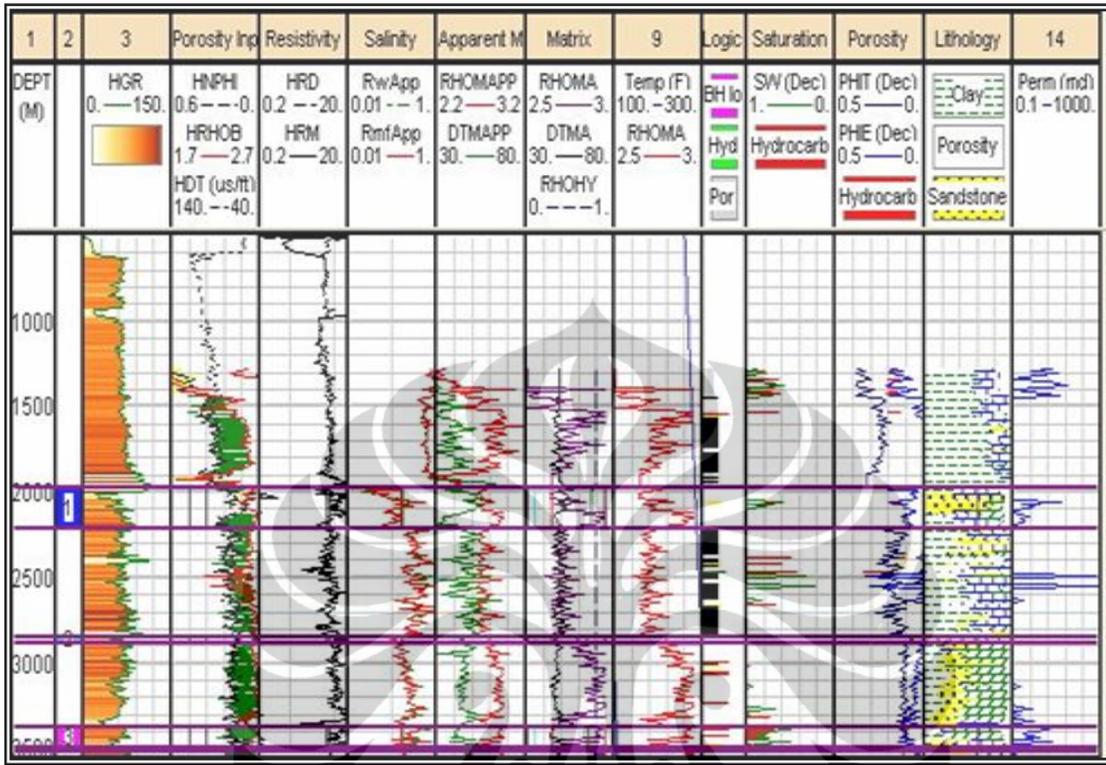
Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C2



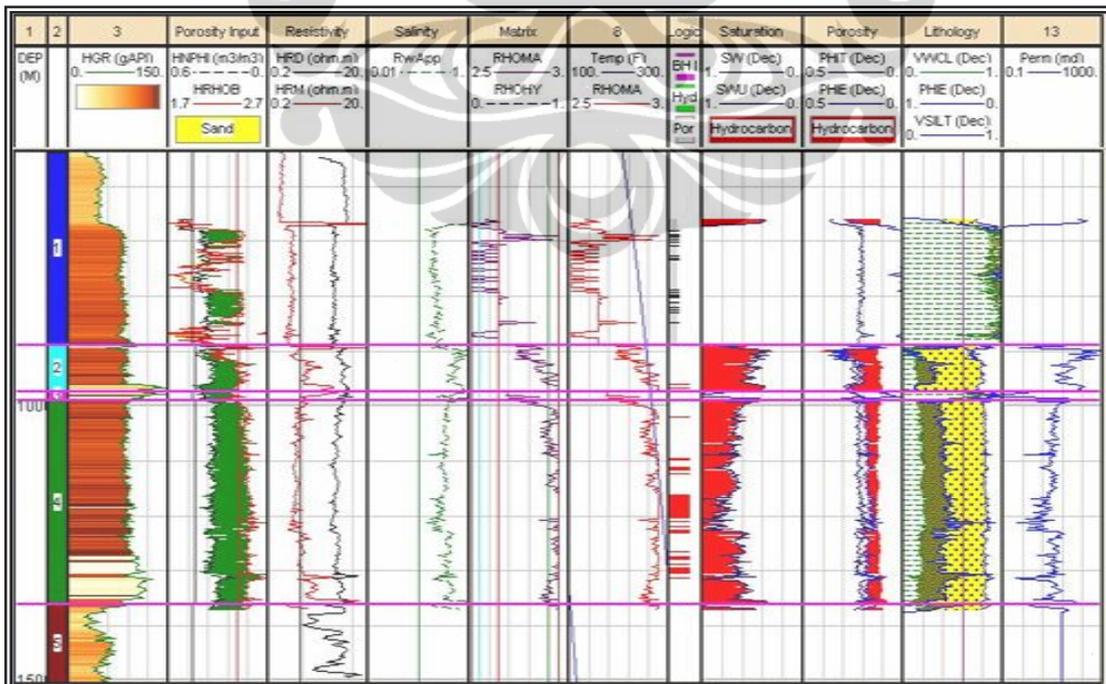
Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C3



Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C4

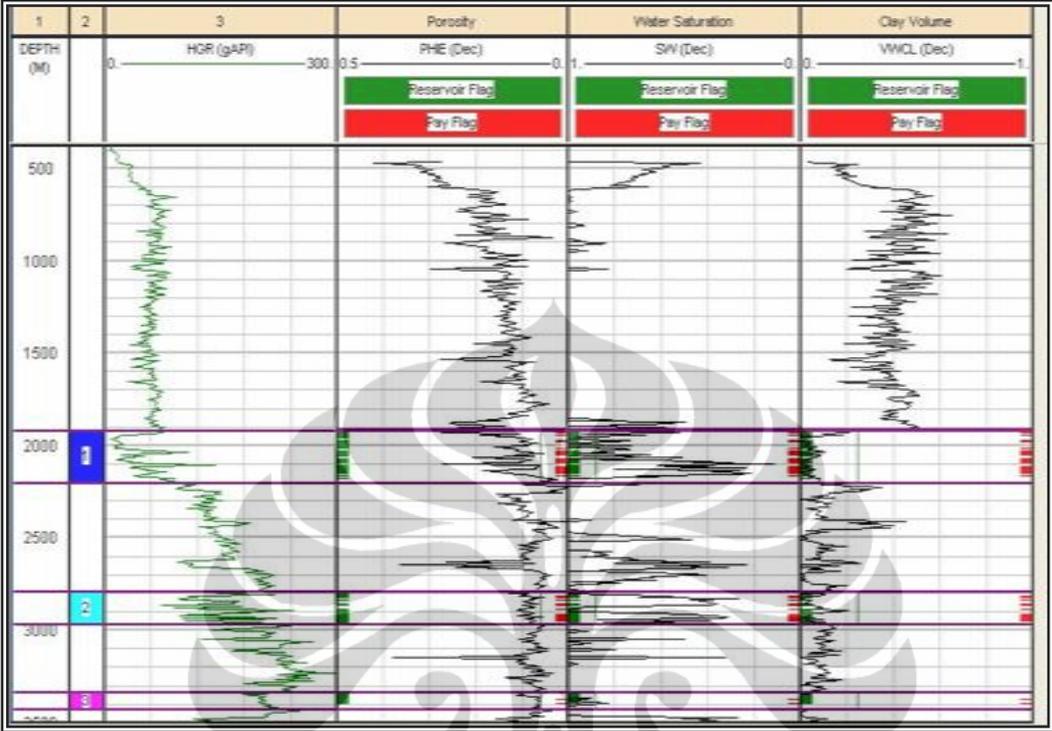


Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C5



Hasil Perhitungan Porositas dan Kejenuhan Air Pada Sumur C6

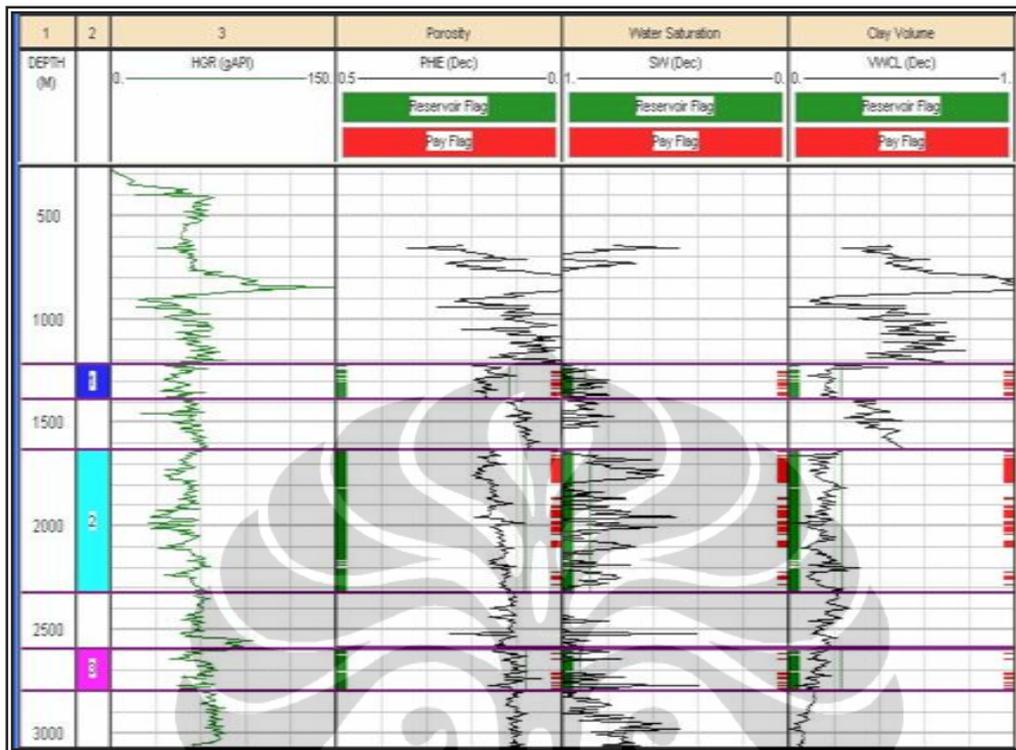
Hasil Cut-Off



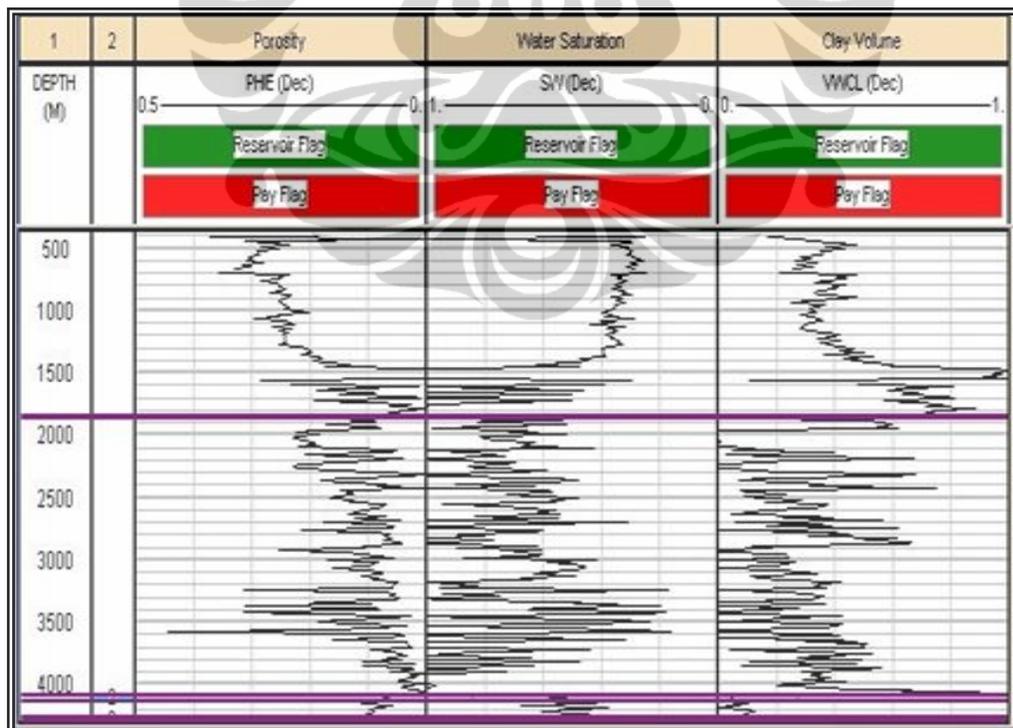
Hasil Cut-Off Pada Sumur C1



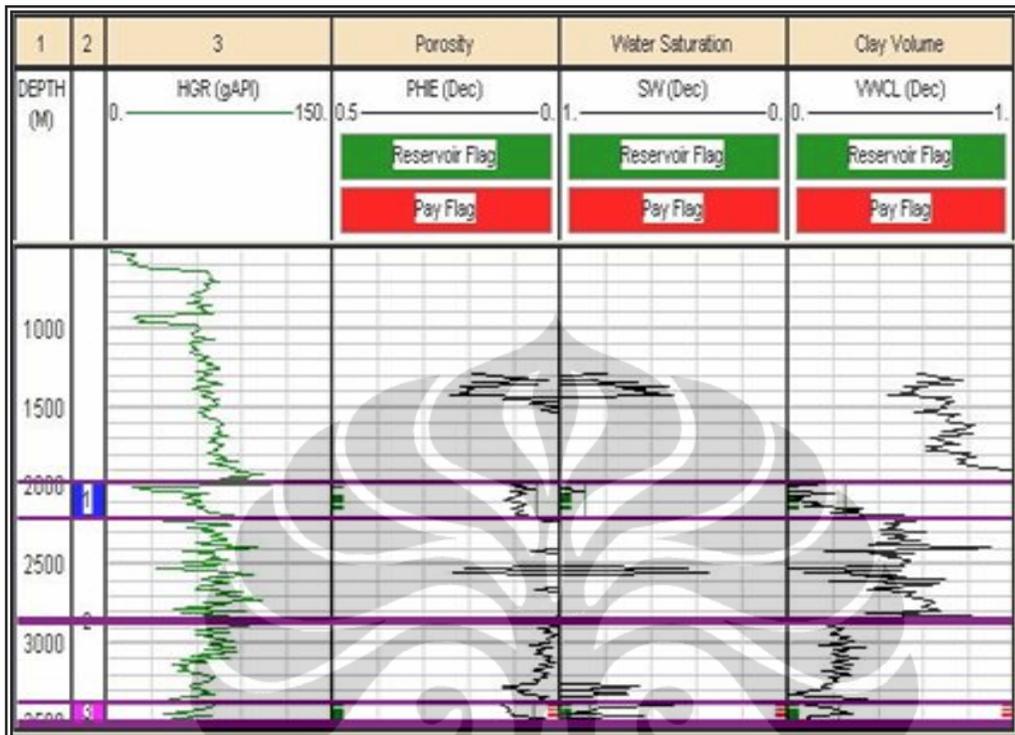
Hasil Cut-Off pada Sumur C2



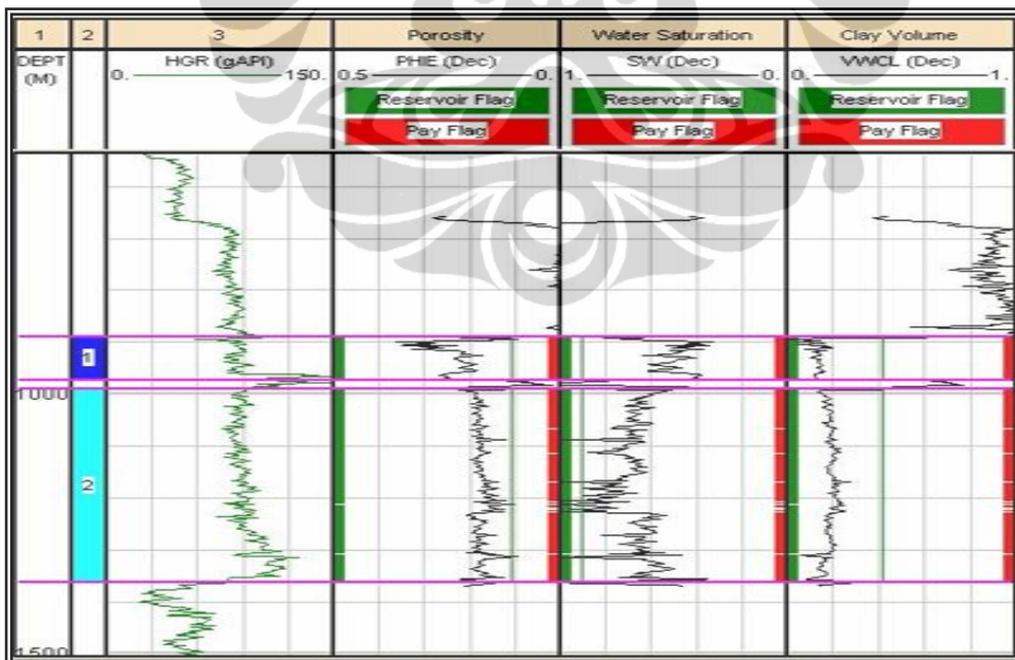
Hasil *Cut-Off* pada Sumur C3



Hasil *Cut-Off* pada Sumur C4



Hasil *Cut-Off* pada Sumur C5



Hasil *Cut-Off* pada Sumur C6

RESERVOAR SUMMARY

Reservoir SUMMARY									
Well	Zone	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
C1	1	1919.20	2203.27	284.07	223.27	0.786	0.132	0.590	0.050
	2	2791.78	2973.71	181.93	155.56	0.855	0.095	0.637	0.072
	3	3338.49	3431.81	93.32	74.25	0.796	0.074	0.962	0.001
C2	1	2255.66	2304.60	48.94	43.32	0.885	0.117	0.540	0.113
	2	2450.66	2501.88	51.22	49.47	0.966	0.112	0.485	0.081
	3	2527.57	2637.15	109.58	108.37	0.989	0.193	0.271	0.078
C3	1	1221.26	1387.84	166.58	133.14	0.799	0.175	0.882	0.169
	2	1636.04	2314.98	678.94	632.73	0.932	0.145	0.848	0.148
	3	2592.06	2799.98	207.92	197.44	0.950	0.114	0.898	0.121
C4	1	1848.81	1871.46	22.65	22.11	0.977	0.178	0.330	0.094
	2	2990.41	2997.40	6.99	5.09	0.728	0.167	0.392	0.033
	3	4011.17	4019.84	8.66	1.06	0.123	0.043	0.826	0.199
	4	4091.58	4131.70	40.13	29.79	0.742	0.083	0.510	0.066
	5	4259.52	4297.07	37.54	37.54	1.000	0.109	0.410	0.081
C5	1	1979.85	2215.74	235.89	93.09	0.395	0.108	0.947	0.019
	2	2846.95	2880.24	33.29	21.89	0.658	0.071	0.983	0.188
	3	3374.06	3495.19	121.14	18.77	0.155	0.113	0.603	0.081
	4	3510.85	3524.83	13.98	2.58	0.185	0.111	0.928	0.249
C6	1	890.79	973.17	82.38	81.47	0.989	0.232	0.479	0.136
	2	989.43	1362.57	373.14	365.46	0.979	0.176	0.672	0.186

PAY SUMMARY

Pay SUMMARY									
Well	Zone	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
C1	1	1919.20	2203.27	284.07	165.67	0.583	0.146	0.508	0.047
	2	2791.78	2973.71	181.93	108.06	0.594	0.097	0.497	0.049
	3	3338.49	3431.81	93.32	10.79	0.116	0.069	0.851	0.000
C2	1	2255.66	2304.60	48.94	32.68	0.668	0.124	0.503	0.111
	2	2450.66	2501.88	51.22	38.23	0.746	0.122	0.437	0.077
	3	2527.57	2637.15	109.58	107.91	0.985	0.193	0.270	0.078
C3	1	1221.26	1387.84	166.58	67.64	0.406	0.181	0.796	0.158
	2	1636.04	2314.98	678.94	310.82	0.458	0.155	0.737	0.120
	3	2592.06	2799.98	207.92	72.58	0.349	0.127	0.766	0.096
C4	1	1848.81	1871.46	22.65	21.96	0.970	0.179	0.328	0.094
	2	2990.41	2997.40	6.99	4.33	0.620	0.174	0.370	0.036
	3	4011.17	4019.84	8.66	0.46	0.053	0.055	0.693	0.110
	4	4091.58	4131.70	40.13	29.18	0.727	0.083	0.502	0.063
	5	4259.52	4297.07	37.54	36.55	0.974	0.110	0.405	0.080
C5	1	1979.85	2215.74	235.89	5.55	0.024	0.179	0.634	0.017
	2	2846.95	2880.24	33.29	0.91	0.027	0.118	0.763	0.093
	3	3374.06	3495.19	121.14	16.79	0.139	0.114	0.587	0.075
	4	3510.85	3524.83	13.98	0.46	0.033	0.124	0.833	0.249
C6	1	890.79	973.17	82.38	81.16	0.985	0.233	0.478	0.136
	2	989.43	1362.57	373.14	348.51	0.934	0.178	0.661	0.184