



UNIVERSITAS INDONESIA

**Karakterisasi Reservoir Lapangan 'H' Melalui Analisa
Petrofisika dan Evaluasi Formasi**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

HARIADI JAYA PRAWIRA

0806365002

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

PROGRAM STUDI FISIKA

DEPOK

DESEMBER 2011

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Hariadi Jaya Prawira
NPM : 0806365002
Tanggal : 15 Desember 2011
Tanda Tangan : 

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Hariadi Jaya Prawira
NPM : 0806365002
Program Studi : Fisika S-1 Ekstensi
Judul Skripsi : Karakterisasi Reservoir Lapangan 'H'
Melalui Analisa Petrofisika dan Evaluasi
Formasi

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 I : Dr. rer. nat. Abdul Haris (.....)

Penguji I : Dr. Dede Djuhana (.....)

Penguji II : Ir. Anggoro, MT (.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 15 Desember 2011

KATA PENGANTAR

Segala puji hanya milik Allah SWT atas limpahan hidayah, taufik, dan keberkahan ilmu kepada penulis, sehingga penulis dapat merampungkan laporan tugas akhir yang berjudul **“Karakterisasi Reservoir Lapangan 'H' Melalui Analisa Petrofisika dan Evaluasi Formasi”** dengan baik. Shalawat serta salam senantiasa terlimpah kepada Nabi besar Muhammad SAW, beserta segenap keluarga, sahabat dan pengikut setia beliau hingga hari kemudian.

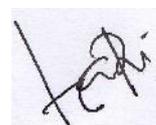
Laporan tugas akhir ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar sarjana di Departemen Fisika, Universitas Indonesia. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sulit kiranya bagi penulis untuk menyelesaikan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

1. Allah SWT atas segala nikmat yang telah diberikan, sehingga Tugas Akhir ini dapat berjalan dengan lancar.
2. Orang tua dan kakak-kakak penulis serta keluarga atas doa dan dukungannya selama penulis mengerjakan Tugas Akhir ini.
3. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktunya untuk memberikan pengarahan kepada penulis serta berbagai fasilitas yang diberikan.
4. Bapak Dr. Santoso Sukirno, selaku Ketua Departemen Fisika FMIPA UI.
5. Bapak Dr. Syamsu Rosid, selaku Ketua Program Peminatan Geofisika FMIPA UI sekaligus Pembimbing Akademis penulis..
5. Bapak Dr. Dede Djuhana, selaku penguji I sekaligus ketua sidang seminar Tugas Akhir dan Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, yang telah memberikan arahan dalam laporan Tugas Akhir ini serta atas ilmu yang telah diberikan selama di peminatan geofisika.
6. Bapak Ir. Anggoro, MT selaku penguji II atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tugas akhir ini
7. Bapak Kris Hendarjo, selaku dosen Well Log yang telah memberikan banyak waktu untuk diskusi selama penulis mengerjakan skripsi ini.

8. Seluruh dosen Departemen Fisika peminatan Geofisika.
9. Sdr. Ng Bei Berger M.Si, Sdr. Erlangga Wibisono S.Si, Sdr. Aryo Aviarto S.Si, dan Amar atas bantuannya baik langsung dan tak langsung selama penulis di puri.
10. Seluruh kawan – kawan seperjuangan Puri: Gemmy, Aldi, Michael (Jebe), Deny, Afar, Angga, Imam, Mely.
11. kawan-kawan Pondok Indah: Don Andra, Yoshi, Catur, Ucup yang telah memberi saran dan dukungan.
12. kawan-kawan Kostan: Bani, Pukis, Kiwong.
13. Jajaran karyawan Departemen Fisika UI, atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Geofisika UI.
14. 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, Desember 2011



Penulis

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

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

Nama : Hariadi Jaya Prawira
NPM : 0806365002
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 :

**KARAKTERISASI RESERVOAR LAPANGAN 'H' MELALUI
ANALISA PETROFISIKA DAN EVALUASI FORMASI.**

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 : 15 Desember 2011

Yang menyatakan,



(Hariadi Jaya Prawira)

ABSTRAK

Nama : Hariadi Jaya Prawira
Program Studi : S-1 Ekstensi Geofisika
Judul : Karakterisasi Reservoir Lapangan 'H' Melalui Analisa Petrofisika dan Evaluasi Formasi

Evaluasi formasi lapangan “H” pada lingkungan pengendapan delta formasi Balikpapan yang terletak pada cekungan Kutai telah dilakukan untuk mengetahui karakteristik reservoirnya. Hasil evaluasi formasi diinterpretasikan menjadi beberapa parameter petrofisika yang meliputi saturasi air, permeabilitas, porositas, dan kandungan lempung. Dari hasil Interpretasi log, pemodelan dan analisa petrofisika pada 9 sumur pada lapangan “H” diperoleh karakteristik reservoir, dihitung dengan nilai penggal (*cut-off*) untuk porositas sebesar 13%, untuk saturasi air sebesar 50%, dan untuk kandungan lempung sebesar 25%.

Kata kunci : Analisa Petrofisika, saturasi air, porositas, kandungan lempung, permeabilitas.
xiv + 74 halaman : 36 gambar
Daftar pustaka : 10 (1978-1998)

ABSTRACT

Name : *Hariadi Jaya Prawira*
Study program : *S-1 Ekstensi Geofisika*
Title : *Reservoir Characterization of Field H by Using Petrophysical Analysis and Formation Evaluation*

Evaluation of field formations 'H' on the environment of deposition delta formations located in Balikpapan formation, Kutai basin has been conducted to determine the characteristics reservoir. Formation evaluation results are interpreted into several petrophysical parameters which include water saturation, permeability, porosity, and clay content. From the results of log interpretation, modeling, and petrophysical analysis at 9 wells in the field 'H' is obtained reservoir characteristic, calculated with the cutoff value for the porosity of 13%, for the water aturation of 50%, and for the clay content of 25%.

keywords : *petrophysic analysis, water saturation, porosity, clay content, permeability.*
xiv + 74 pages : *36 figures*
bibliography : *10 (1978-1998)*

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	vi
ABSTRAK	vii
ABSTRACT	viii
DAFTAR ISI	ix
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
DAFTAR TABEL	xiv
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Manfaat Penelitian	2
1.5 Metodologi Penelitian	3
1.6 Sistematika Penulisan.....	3
BAB II. GEOLOGI REGIONAL DAN KONSEP DASAR ANALISA LOG	
2.1 Tektonik Regional Cekungan Kutai	4
2.2 Struktur Geologi Daerah Telitian.....	7
2.3 Stratigrafi Regional Cekungan Kutai	9
2.4 Stratigrafi Daerah Telitian.....	10
2.5 Petroleum Sistem	11
2.5.1 Batuan Induk	12
2.5.2 Batuan Reservoar	13
2.5.3 Batuan Tudung.....	13
2.5.4 Migrasi Hidrokarbon.....	14
2.5.5 Trapping (Pemerangkapan).....	14

2.6 Tipe Litologi dan Komposisi	15
2.7 Dasar Teori Analisa Petrofisika	16
2.8 Jenis-jenis Logging	16
2.8.1 Log Listrik.....	18
2.8.1.1 Spontaneous Potensial Log	18
2.8.1.2 Resistivity Log (log tahanan jenis)	18
2.8.2 Log Radioaktif	23
2.8.2.1 Gamma Ray Log	23
2.8.2.2 Neutron Log	26
2.8.2.3 Density Log	27
2.8.3 Sonic Log	30
2.8.4 Caliper Log.....	31
2.9 Interpretasi Logging	32
2.9.1 Interpretasi Kualitatif.....	33
2.9.1.1 Identifikasi Lapisan Permeabel.....	34
2.9.2 Interpretasi Kuantitatif	34
2.9.2.1 Penentuan Resitivitas Air Formasi	34
2.9.2.2 Evaluasi Shaliness	35
2.9.2.3 Penentuan Porositas	36
2.9.2.4 Penentuan Saturasi Air Formasi (S_w)	38
2.9.2.5 Lumping	39
BAB III. DATA DAN PENGOLAHAN DATA	
3.1 Data Sumur	40
3.2 Pengolahan data	41
3.2.1 Loading Data.....	41
3.2.2 Zonasi	45
3.2.3 Evaluasi Kandungan lempung.....	47
3.2.4 Penentuan R_w dan R_{mf}	47
3.2.5 Penentuan Porositas	48
3.2.6 Penentuan Kejenuhan Air	49
3.2.7 Penentuan Permeabilitas	49
3.2.8 Penentuan Nilai Penggal (cut-off)	50

3.2.9 Lumping.....	53
--------------------	----

BAB IV. HASIL DAN ANALISIS

4.1 Hasil	56
4.1.1 Kandungan lempung.....	56
4.1.2 Porositas.....	59
4.1.3 Kejenuhan air.....	62
4.1.4 Hasil cut-off.....	65
4.1.5 Lumping.....	66
4.2 Analisis.....	70
4.2.1 Zonasi Reservoir	70
4.2.2 Analisis Kandungan Lempung	71
4.2.3 Analisis Porositas	71
4.2.4 Evaluasi Kejenuhan Air	72
4.2.5 Analisis Lumping.....	72

BAB V. KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan	73
----------------------	----

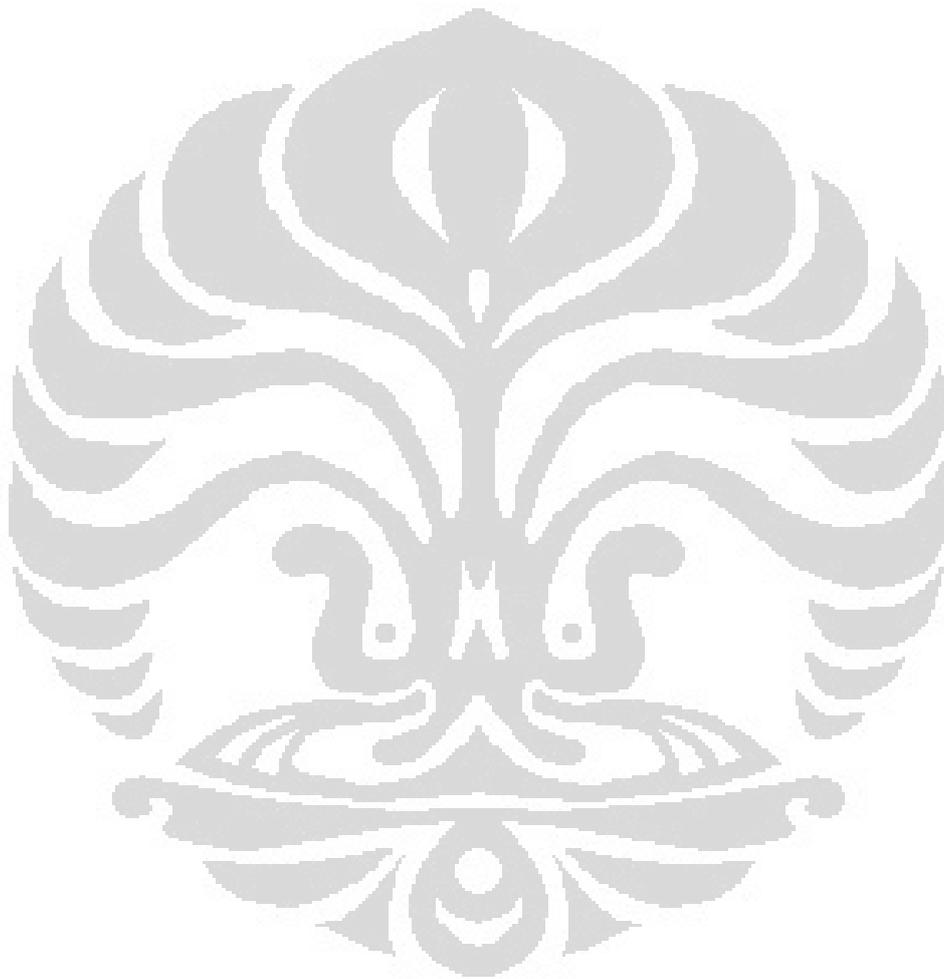
DAFTAR ACUAN

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Peta Cekungan Kutai.....	5
Gambar 2.2	Perkembangan pola struktur regional.....	7
Gambar 2.3	Kolom Stratigrafi Cekungan Kutai	10
Gambar 2.4	Skema Rangkaian Dasar Lateral Log.....	20
Gambar 2.5	Skema Rangkaian Dasar Induction Log.....	21
Gambar 2.6	Penampang Bantalan MSFL	23
Gambar 2.7	Respon Gamma Ray pada Suatu Formasi	25
Gambar 2.8	Proses Pelemahan Partikel Neutron	27
Gambar 2.9	Skema Peralatan Dasar Caliper Log.....	32
Gambar 2.10	Simbol-Simbol yang Digunakan pada Interpretasi Log.....	33
Gambar 3.1	Peta persebaran sumur pada lapangan “H”	40
Gambar 3.2	Diagram alir proses pengolahan data	41
Gambar 3.3	Proses loading data.....	42
Gambar 3.4	Kotak database pada software interactive petrophysic	43
Gambar 3.5	Pemilihan data LAS	43
Gambar 3.6	Pengaturan units dan type dari data LAS	44
Gambar 3.7	Pengaturan analisa kandungan lempung.....	44
Gambar 3.8	Zonasi pada sumur A1	46
Gambar 3.9	Penentuan nilai permeabilitas	50
Gambar 3.10	Crossplot permeabilitas vs porositas efektif pada sumur A1.....	51
Gambar 3.11	Crossplot permeabilitas vs porositas efektif pada sumur A3.....	52
Gambar 3.12	Crossplot porositas efektif vs VCL pada sumur A1.....	52
Gambar 3.13	Crossplot porositas efektif vs VCL pada sumur A3.....	53
Gambar 3.14	Hasil cut-off.....	54
Gambar 4.1	Hasil perhitungan kandungan lempung pada sumur A1	57
Gambar 4.2	Hasil perhitungan kandungan lempung pada sumur A2	58
Gambar 4.3	Hasil perhitungan porositas pada sumur A1.....	60
Gambar 4.4	Hasil perhitungan porositas pada sumur A2	61
Gambar 4.5	Hasil perhitungan saturasi air pada sumur A1	63

Gambar 4.6	Hasil perhitungan saturasi air pada sumur A2.	64
Gambar 4.7	Hasil cut off pada sumur A1	65
Gambar 4.8	Hasil cut off pada sumur A2	66
Gambar 4.9	Zona potensial pada sumur A1(zona 2)	68
Gambar 4.10	Hasil cut-off zona potensial pada sumur A1 (zona 2).....	69
Gambar 4.11	Zona potensial pada sumur A2 (zona 5 dan 4).....	69
Gambar 4.12	Hasil cut-off zona potensial pada sumur A2 (zona 4 dan 5)....	70



DAFTAR TABEL

Tabel II.2 Transite Time Matrik untuk beberapa jenis batuan.....	30
Tabel III.1 Data sumur.....	40
Tabel III.2 Hasil lumping <i>zona net reservoar</i> pada sumur A1.....	55
Tabel III.3 Hasil lumping <i>zona net pay</i> pada sumur A1.....	55



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

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.

Metode logging sangat berperan penting dalam perkembangan eksplorasi hidrokarbon. Hasil metode logging adalah gambaran bawah permukaan yang lebih detail berupa kurva - kurva nilai parameter fisika yang terekam secara kontinu. Metode logging dapat mengetahui gambaran yang lengkap dari lingkungan bawah permukaan tanah, tepatnya dapat mengetahui dan menilai batuan-batuan yang mengelilingi lubang bor tersebut. Metode ini juga dapat memberikan keterangan kedalaman lapisan yang mengandung hidrokarbon serta sejauh mana penyebaran hidrokarbon pada suatu lapisan. Sebelum melakukan proses logging sangat perlu untuk mengerti dasar-dasar well logging dan pengetahuan fisika yang luas, dengan tujuan supaya dapat melakukan interpretasi dan analisis hasil rekaman log.

Petrofisika adalah ilmu yang mempelajari tentang sifat-sifat fisik batuan. Analisa ini sangat penting 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. Dengan cara menggunakan data log sebagai sumber utama, parameter fisika dianalisa berdasarkan ilmu petrofisika untuk mengevaluasi formasi yang akan dapat memberikan informasi secara akurat mengenai zona reservoir serta sejauh mana penyebaran hidrokarbon pada suatu formasi. Penentuan zona reservoir dan sejauh mana penyebaran hidrokarbon didasarkan pada evaluasi dan analisa parameter petrofisika seperti kandungan serpih (V_{sh}), porositas (ϕ), saturasi air (S_w) dan permeabilitas (K).

1.2 Tujuan Penelitian

Secara umum tujuan penelitian ini adalah untuk memenuhi salah satu prasyarat menyelesaikan pendidikan di jurusan 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 'H'
4. Evaluasi formasi secara kualitatif dan kuantitatif.

1.3 Pembatasan Masalah

Pembatasan masalah dalam penelitian ini hanya mengenai evaluasi formasi berdasarkan sifat-sifat petrofisika batuan menggunakan data log dengan menggunakan *Software Interactive Petrophysics (IP)*.

1.4 Manfaat Penelitian

Analisis Metode petrofisik diharapkan dapat memberikan informasi dan identifikasi formasi potensial hidrokarbon secara akurat dan dapat digunakan sebagai acuan dalam menentukan daerah pengembangan sumur. Selain itu penelitian ini juga diharapkan memberikan manfaat berupa penambahan pengetahuan tentang aplikasi analisis data sumur dan data seismik serta dapat mengatasi kelemahan metode lain dalam penggambaran struktur bawah permukaan secara lebih detail dan meminimalisir ambiguitas interpretasi data seismik yang disebabkan karakter refleksi yang kurang jelas.

1.5 Metodologi Penelitian

Tahap awal persiapan data adalah melakukan koreksi lingkungan yang berkaitan dengan ukuran lubang bor, berat lumpur pemboran, resistivitas lumpur, dan posisi alat di dalam lubang bor. Koreksi ini dilakukan dengan menggunakan panduan *Schlumberger Chart*. Selanjutnya dilakukan evaluasi litologi, penentuan jumlah kandungan lempung di dalam formasi, resistivitas air formasi, resistivitas lempung, porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida. Selanjutnya penentuan nilai cut-off saturasi fluida, porositas, dan kandungan lempung untuk mendapatkan zona *net reservoir* dan *net pay*.

1.6 Sistematika Penulisan

Pada **BAB I Pendahuluan**, dijabarkan latar belakang penulisan skripsi, identifikasi masalah, maksud dan tujuan penulisan dan tentang sistematika penulisan skripsi ini.

Pada **BAB II Geologi Lapangan 'H' dan Teori Dasar**, dijelaskan secara umum kondisi geologi lapangan 'H'. Mencakup pula lokasi dari lapangan 'H', stratigrafi dan petroleum sistem lapangan ini. Dan teori dasar yang berkaitan dengan data sumur, evaluasi litologi dan porositas, evaluasi volume shale, cara menentukan saturasi air.

Pada **BAB III Pengolahan Data**, pada bab ini dibahas mulai dari data yang digunakan, analisis penentuan target dan persiapan pengolahan data, serta penyajian diagram pengolahan data.

Pada **BAB IV Hasil dan Pembahasan**. Bab ini mengulas secara mendalam hasil pengolahan data yang meliputi analisis data sumur dgn software Interactive Petrophysic.

Pada **BAB V Kesimpulan**. Bab ini berisi kesimpulan yang bisa ditarik dari hasil penelitian.

BAB II

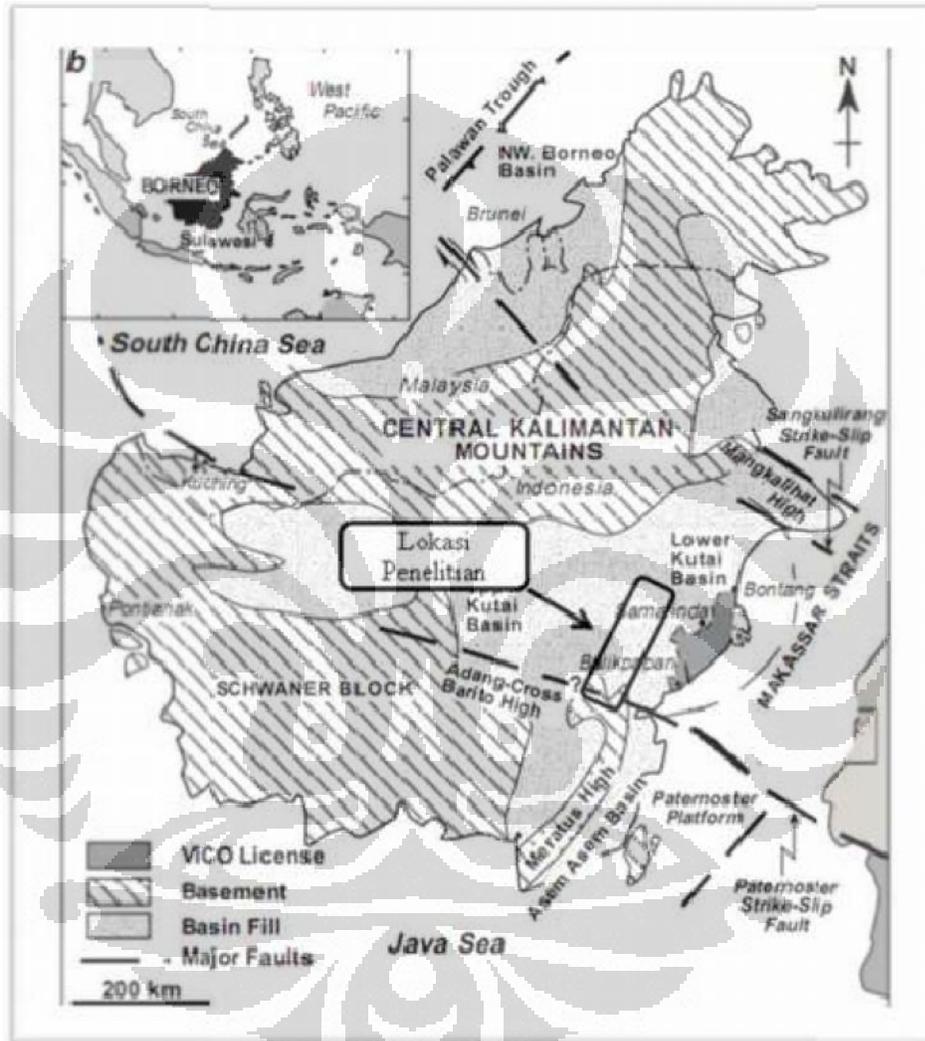
TINJAUAN GEOLOGI DAN DASAR TEORI

2.1. Tektonik Regional Cekungan Kutai

Cekungan Kutai adalah cekungan tersier yang secara geografis menempati di bagian timur daratan Kalimantan yang memperlihatkan relief melandai ke arah timur. Luasan cekungan ini secara umum di bagian barat dibatasi oleh Tinggian Kuching yang memanjang dari barat daya ke timur laut, di bagian utara dibatasi oleh Tinggian Mangkaliat yang arahnya membujur dari barat ke timur yang memisahkan dengan Cekungan Tarakan, disebelah selatan dibatasi oleh tinggian Paternoster / Andang *flexure* yang memisahkan dengan Cekungan Barito dan disebelah timur melampar sampai kelepas pantai barat Selat Makasar. Berdasarkan perkembangan tektoniknya Cekungan Kutai dipisahkan menjadi dua bagian, yaitu Cekungan Kutai bagian Atas (*UpperKutai Basin*) dan Cekungan Kutai bagian Bawah (*LowerKutai Basin*). Pembentukan dan perkembangan cekungan tersebut sangat erat hubungannya dengan aktifitas tektonik lempeng benua dan lempeng samudera sejak zaman *Cretaceous* yang dialasi oleh batuan dasar berumur *Creaceous* (**Gambar 2.1**).

Berkembangnya gaya kompresional yang berlangsung pada kala *Paleosen*(*Cretaceous* Akhir) hingga Eosen Awal merupakan pengontrol utama terjadinya pengangkatan, yang menyebabkan daerah Paparan Sunda menjadi beberapa *microcontinental*, terjadinya tumbukan dan pembentukan pegunungan di Kalimantan Tengah (Longley, 1997; Moss et al., 1997). Berkembang Paparan Sunda menjadi tinggian memberikan dampak terhadap berkembangnya proses erosi yang sangat *progressive* dari Paparan Sunda. Aktivitas tektonik ini berlanjut dengan terjadinya peregangan (*extension*) yang menyebabkan penipisan kerak tepian benua sehingga mendorong berkembangnya pemekaran lantai samudera di Laut Sulawesi yang mempunyai orientasi NE – SE (Longley, 1997; Moss et al., 1997).

Perkembangan tektonik tersebut mengontrol pembentukan terban-terban *rift* yang kemudian banyak terisi oleh sedimen darat seperti sedimen sungai (*fluvial*) dan danau, pensesaran bongkah pada tepi bukaan (*rifting*), serta intrusi gunungapi pada bagian tengah bukaan.



Gambar 2.1 Peta Cekungan Kutai menurut (Weerd, Armin, 1992 dan Hall, 1996)

Elemen tektonik tersebut kemudian memisahkan bagian Barat Sulawesi dengan bagian Timur Kalimantan. Sementara itu, pemekaran lantai samudera di Laut Sulawesi meluas ke Selat Makasar pada Kala Oligosen Tengah. Berkembangnya ekstensi di sepanjang Selat Makasar, mempengaruhi penurunan tepian benua (di

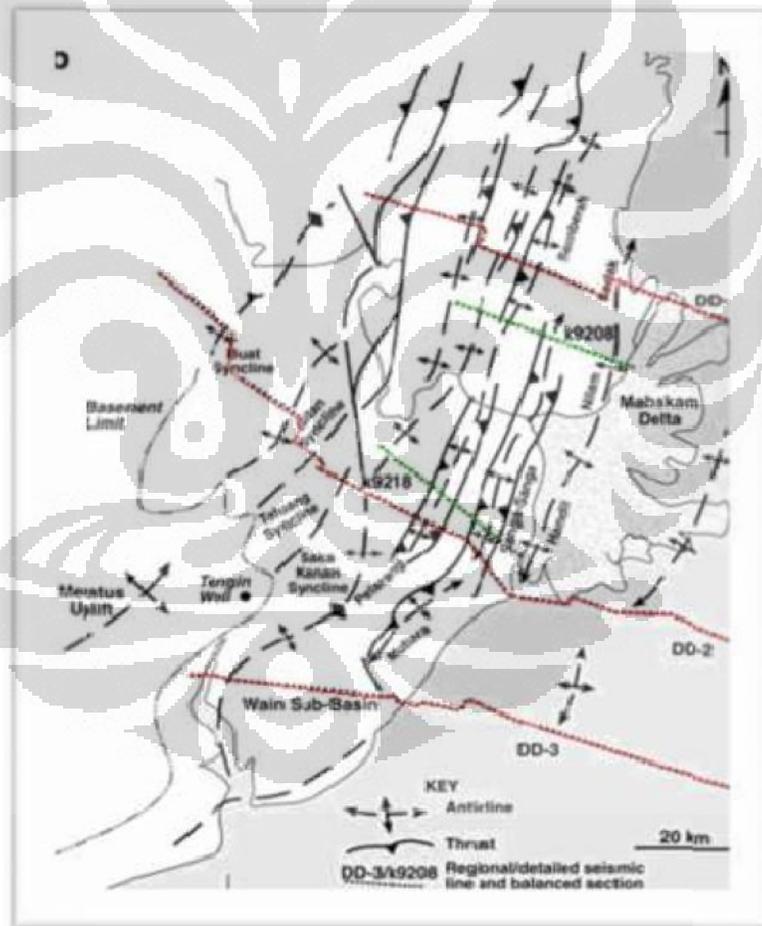
sekitar daerah pantai Kalimantan Timur) sehingga menyebabkan terbentuknya rendahan di sisi barat Sulawesi yang kemudian mengakibatkan terjadinya penurunan Cekungan Kutai yang menyebabkan peristiwa transgresi besar yang menghasilkan lautan luas (*epicontinental*), dan dampaknya terhadap berkembangnya pertumbuhan karbonat pada daerah paparan dan juga pengendapan suspensif dan "*massflow*" pada daerah-daerah rendahan yang mempunyai kemiringan relatif terjal.

Berkembangnya kompresional di Awal Miosen Tengah di sepanjang tepian Paparan Sunda secara ternyata mengakibatkan hamparan tubuh karbonat yang ada pada paparan dan endapan sistem delta yang berkembang di tepian rendahan terlipat kuat serta terangkat menjadi topografi tinggian. Sementara itu akibat berkembangnya tinggian di bagian barat kemudian di kawasan sebelah timurnya tepatnya di sekitar Mahakam dan paparan di selatannya terbentuk sedimentasi klastika sistem delta yang bersifat sangat progradasi yang berkembang sangat cepat dan menghasilkan beberapa *mega-cycle* mulai kala *Miocene* Tengah – *Plio-Pleistocene*. Setelah fase sedimentasi sistem delta yang dihasilkan pada kala *Miocen* Tengah – *Plio-Pleistocene*, kemudian mengalami pengangkatan kembali pada kala *Plio-Pleistocene* yang menyebabkan terlipatnya sedimen sistem delta yang menghasilkan tatanan struktur seperti sekarang ini yang kemudian dikenal dengan antiklinorium Samarinda (**Gambar 2.2**). Antiklinorium Samarinda yang berkembang sebagai tinggian mengalami rombakan dan kemudian bertindak sebagai sumber sedimen untuk perkembangan sedimentasi sistem delta tahap regresi berikutnya yang berumur lebih muda, bersama-sama dengan tinggian yang ada di Kalimantan Tengah menjadi sumber klastik kasar mengisi tepian pantai Cekungan Kutai dan rendahan Selat Makasar.

Sejak kala Neogen, pusat pengendapannya bergeser ke arah lepas pantai. Pada kala Pliosen terjadi penurunan pada bagian utara dasar cekungan dan berlanjut menjadi suatu lereng paparan regresif. Sementara itu, Sulawesi Barat yang berkembang menjadi tinggian kemudian menjadi sumber klastik mengisi Selat Makasar dari sisi timur.

2.2 Struktur Geologi Daerah Telitian

Struktur geologi yang berkembang di daerah telitian adalah perlipatan antiklin. Perlipatan antiklin ini berarah relatif utara timur laut – selatan barat daya, hal tersebut dapat diketahui berdasarkan dari kenampakan pada peta geologi daerah telitian (**gambar 2.2**). Pola-pola struktur yang berkembang pada daerah telitian mengikuti pola struktur Cekungan Kutai yaitu pola *anticlinorium* yang berarah relatif utara timur laut – selatan barat daya. Struktur pada daerah telitian dikontrol oleh gaya kompresi pada Cekungan Kutai yang berhubungan dengan pemekaran lantai samudra (*sea floor spreading*) di selat Makasar pada akhir Tersier.



Gambar 2.2 Perkembangan pola struktur regional yang memperlihatkan orientasi SW – NE terjadi akibat kompresi Plio-pliosene (modifikasi Ken Mc Clay dari Bate, 1996).

2.3 Stratigrafi Regional Cekungan Kutai

Satyana et all, 1999 dalam An Outline Of The Geology Of Indonesia, 2001 melakukan penelitian dan menyusun stratigrafi Cekungan Kutai dari tua ke muda sebagai berikut :

1. Formasi Beriun

Formasi Beriun terdiri dari batulempung, selang seling batupasir dan batugamping. Formasi Beriun berumur Eosen Tengah – Eosen Akhir dan diendapkan dalam lingkungan fluviatil hingga litoral.

2. Formasi Atan

Diatas Formasi Beriun terendapkan Formasi Atan yang merupakan hasil dari pengendapan setelah terjadi penurunan cekungan dan pengendapan pada 15 Formasi Beriun. Formasi Atan terdiri dari batugamping dan batupasir kuarsa. Formasi Atan berumur Oligosen Awal.

3. Formasi Marah

Formasi Marah Diendapkan secara selaras diatas Formasi Atan. Formasi Marah terdiri dari batulempung, batupasir kuarsa dan batugamping berumur Oligosen Akhir.

4. Formasi Pamaluan

Diendapkan pada kala Miosen Awal hingga Miosen Akhir di lingkungan neritik, dengan ciri litologi batulempung, serpih, batugamping, batulanau dan sisipan batupasir kuarsa. Formasi ini diendapkan dalam lingkungan delta hingga litoral.

5. Formasi Bebulu

Diendapkan pada kala Miosen Awal hingga Miosen Tengah di lingkungan neritik. Ciri litologi Formasi Bebulu adalah batugamping.

6. Formasi Pulubalang

Formasi Pulubalang diendapkan selaras di atas Formasi Pamaluan, terdiri dari atas selang-seling pasir lanauan dengan disipan batugamping tipis dan batulempung. Umur dari formasi ini adalah Miosen Tengah dan diendapkan pada lingkungan sub litoral, kadang-kadang dipengaruhi oleh marine influx. Formasi ini mempunyai hubungan menjari dengan Formasi Bebulu yang tersusun oleh batugamping pasiran dengan serpih.

7. Formasi Balikpapan

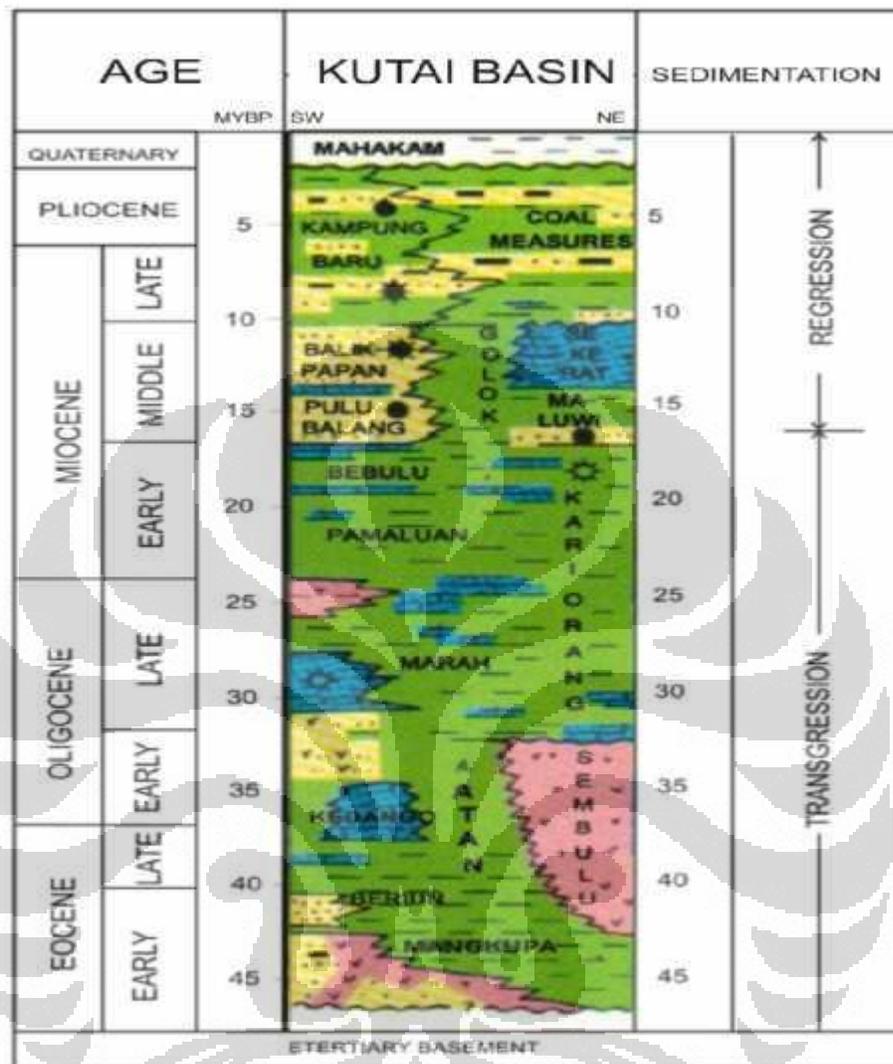
Formasi Balikpapan diendapkan secara selaras di atas Formasi Pulubalang. Formasi ini terdiri dari selang seling antara batulempung dan batupasir dengan sisipan batubara dan batugamping di bagian bawah. Data pemboran yang pernah dilakukan di Cekungan Kutai membuktikan bahwa Formasi Balikpapan diendapkan dengan sistem delta, pada delta plain hingga delta front. Umur formasi ini Miosen Tengah – Miosen Akhir.

8. Formasi Kampungbaru

Formasi Kampung Baru ini berumur Mio-Pliosen, terletak di atas Formasi Balikpapan, terdiri dari selang-seling batupasir, batulempung dan batubara 16 dengan disipan batugamping tipis sebagai marine influx. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah delta.

9. Formasi Mahakam

Formasi Mahakam terbentuk pada kala Pleistosen – sekarang. Proses pengendapannya masih berlangsung hingga saat ini, dengan ciri litologi material lepas berukuran lempung hingga pasir halus.



Gambar 2.3 Kolom Stratigrafi Cekungan Kutai (Satyana et al. 1999)

2.4 Stratigrafi Daerah Telitian

Pada daerah telitian merupakan formasi Balikpapan, formasi ini tersusun atas batupasir dan batulempung dengan sisipan lanau, serpih, batugamping, dan batubara. Adapun umur dari formasi ini adalah Miosen Tengah bagian bawah – Miosen Akhir bagian bawah. Formasi ini merupakan sedimentologi Delta Mahakam yang terbentuk

pada muara Sungai Mahakam yang terletak di pantai timur Pulau Kalimantan. Delta ini terbentuk pada tahap akhir transgresi Holosen selama 5000 sampai dengan 7000 tahun yang lalu. Selama waktu itu delta telah berkembang maju (progradasi) dan membentuk sistem delta yang melingkupi daerah seluas $\pm 5000 \text{ km}^2$, termasuk 1000 km^2 delta plain. Formasi ini juga merupakan endapan regresif perenggang delta sampai daratan delta (delta plain). Ketebalannya diperkirakan sekitar 1000 – 1500 meter, yang mempunyai hubungan menjari dengan Formasi Bebulu dan ditumpangi secara selaras oleh Formasi Kampung Baru. Dikatakan Delta Plain karena merupakan daratan delta yang dibangun oleh endapan fluvial, diendapkan di atas bagian delta yang lebih marin (delta front). Bagian ini membentuk dataran landai berawa yang disusun terutama oleh sedimen berbutir halus seperti serpih, serpih organik dan batubara. Dataran tersebut digerus secara erosional sampai bagian dasarnya oleh alur-alur (distributary channel) yang membentuk pola percabangan yang menyalurkan air dan sedimen. Alur – alur ini adalah tempat pengendapan pasir (channel fill sand), yang merupakan reservoir yang baik. Ditambah lumpur deltaik yang kaya akan bahan organik di delta front dan prodelta serta serpih organik dan batubara di delta plain merupakan batuan induk bagi pembentukan hidrokarbon yang terperangkap pada antiklin. Reservoir utama di cekungan delta Mahakam terdapat pada batu pasir distributary channel di delta plain dan mouth bar di delta front.

2.5 Petroleum Sistem

Definisi *Petroleum System* adalah mencakup seluruh elemen-elemen yang meliputi batuan induk, batuan reservoir, batuan tudung dan proses serta pola migrasi pada suatu cekungan sedimen yang dibutuhkan mulai dari proses hingga terakumulasinya hidrokarbon . Secara geografis, pembentukan generasi hidrokarbon di cekungan Kutai Kalimantan timur diperkirakan tersebar secara tidak merata di seluruh cekungan akan tetapi umumnya berkembang pada daerah rendah yang banyak berisi serpih dan lempung. Terjadinya akumulasi hidrokarbon pada zona reservoir tertentu adalah sangat dikontrol oleh pola struktur yang mengontrol berkembangnya tinggian dan rendah, penyebaran fasies pengendapan, karakteristik batuan reservoirnya,

ketebalan pengendapan sedimen dan jarak batuan induk (*source rock*) yang sudah cukup matang (*mature*) terhadap batuan reservoirnya. Dibawah ini adalah diskusi mengenai elemen-elemen *petroleum system* yang berperan terhadap akumulasi hidrokarbon yang mencakup batuan induk, batuan reservoir, batuan tudung dan pola migrasinya.

2.5.1 Batuan Induk

Batuan Induk hidrokarbon Cekungan Kutai berasal dari asosiasi serpih dan batubara endapan delta berumur Miosen Awal-Miosen Tengah dari Formasi Pamaluan, Pulubalang dan Balikpapan. Pada prinsipnya ada beberapa sekuen sedimen yang dapat bertindak menjadi batuan induk untuk mensuplai hidrokarbon di reservoir batupasir produk endapan sistem delta di daerah Sangasanga yaitu endapan serpih karbonan, batubara sebagai produk asosiasi endapan *delta plain*, *delta front* dan *prodelta* berumur Miosen-tengah dan akhir (Peterson, et al 1997, dalam Ken McCloy et al, 2000). Dengan total organic content (TOC) berkisar antara 20% - 70% dengan perolehan mencapai 175 mg/g. Dimana zona ekspulsi hidrokarbon berada diatas zona *over pressure* pada kedalaman sekitar 3500 – 4000 meter.

Data lainnya untuk serpih karbonan dari Group Balikpapan juga dianggap sebagai kandidat batuan induk yang terbaik di cekungan Kutai, karena berdasarkan hasil penelitian mempunyai nilai HI yang cukup tinggi lebih besar dari 400 dan diperkirakan sudah matang (Lemigas, 2007). Formasi ini cukup tebal secara total kurang lebih mencapai sekitar 3000 meter dan banyak berkembang kandungan serpih karbonannya, sehingga prediksi akan mampu menghasilkan hidrokarbon yang cukup untuk charging reservoir fluvio-deltaik berumur Miosen - tengah yang ada di cekungan Kutai. Berdasarkan hasil penelitian, zona pembentukan hidrokarbon berada di beberapa daerah yaitu dibagian utara, selatan dan timur (Lemigas, 2007). Puncak pembentukan hidrokarbon diperkirakan terjadi pada kedalaman 3000 – 4000 meter dengan kematangan hidrokarbon terjadi pada kala Miosen Tengah (Lemigas, 2007).

2.5.2 Batuan Reservoir

Tipe litologi yang bertindak sebagai batuan reservoir di daerah telitian adalah fasies-fasies batupasir yang berkembang sebagai produk endapan *regressive*. Fasies-fasies batupasir endapan sistem delta tersebut lebih dikenal sebagai Formasi Balikpapan dan Kampung Baru, dimana berdasarkan hasil analisis biostratigrafi teridentifikasi berumur Miosen Tengah hingga Miosen akhir / Pliocen awal. Mengacu pada beberapa tulisan yang ada fasies-fasies batupasir yang bertindak sebagai reservoir ini umumnya memiliki porositas cukup bagus – sangat bagus, dengan harga porositas berkisar antara 15% - 30%. Sekuen batupasir yang sekarang ini menjadi objek penelitian adalah merupakan reservoir hidrokarbon pada level ini dan mempunyai potensi yang sangat besar.

2.5.3 Batuan Tudung

Batuan kedap (*impermeable*) yang berfungsi sebagai batuan tudung yang berkembang di blok Sangasanga adalah batuserpih yang cukup tebal dan umumnya sebagai produk dari pengendapan pada lingkungan sistem delta berumur Miosen akhir lebih muda dari lapisan batupasir yang bertindak sebagai batuan reservoir. Batuan tudung umumnya merupakan endapan yang dihasilkan oleh lingkungan berenergi rendah seperti, lingkungan laut – prodelta serta *mud flat* dari suatu sedimentasi sistem delta yang menutupi batuan reservoir dibawahnya.

Perkembangan sedimentasi sistem delta terutama sedimen klastika halus adalah sangat umum berkembang pada daerah yang relative tenang dan jaraknya masih agak jauh kedepan dari muara sungainya (*prodelta area*) dan didaerah pinggiran dari aliran sungai utamanya (*main stream*) yang posisinya berada disamping delta front delta plain dan *mud flat*. Pada daerah-daerah tersebut energi sungai umumnya sudah sangat lemah sehingga material koloid yang sebagai cikal bakal pembentukan batuserpih dapat terendapkan. Akibat berkembangnya pola perpindahan aliran sungai yang relatif sangat cepat, menjadikan pembentukan lobe-lobe delta juga bergerak sangat dinamis kekanan dan kiri serta kedepan (*progradation*) atau menuju ke belakang (*retrogradation*) tergantung pada perubahan muka laut (*relative sea level changes*)

yang mengontrol hal tersebut. Terjadinya pola perpindahan pembentukan lobe-lobe delta inilah yang pada akhirnya dapat menghasilkan endapan berbutir halus di bagian atasnya setelah suplai sedimen mengalami pergeseran meninggalkan daerah tersebut yang akhirnya bertindak sebagai batuan tudung untuk masing-masing reservoir yang berada dibawahnya.

2.5.4 Migrasi Hidrokarbon

Sistem perangkap hidrokarbon yang berkembang di cekungan Kutai di dominasi oleh perangkap struktur lipatan yang membentuk antiklin dan perangkap sesar naik dan normal atau sesar inversi, maupun kombinasi antara dari keduanya. Disamping itu beberapa perangkap stratigrafi juga akan dijumpai pada kawasan ini yang dibangun oleh pembajian fasies lensa-lensa batupasir yang banyak berkembang sebagai produk endapan sistem fluvio-deltaik. Migrasi Hidrokarbon diperkirakan ada dua cara, yaitu migrasi vertikal dari batuan induk yang lebih tua yang secara stratigrafi berada lebih dalam seperti serpih formasi Pulubalang bagian atas melalui jalur-jalur patahan atau migrasi lateral terutama yang berasal dari serpih organik yang seumur dengan batuan reservoir yaitu dari batuan induk yang berasal dari Formasi Balikpapan itu sendiri.

2.5.5 Trapping (Pemerangkapan)

Sistem pemerangkapan hidrokarbon yang berkembang di Blok Sangasanga meliputi dua tipe seperti telah disinggung di atas, berikut adalah gambaran sistem pemerangkapan tersebut :

1. Perangkap struktural yang umumnya berkembang pada tinggian *anticline* dan perangkap patahan (*fault trap*). Sistem pemerangkapan ini umumnya hidrokarbon terakumulasi dipuncak-puncak antiklin.
2. Perangkap kombinasi dibangun oleh pola struktur dan stratigrafi, mengingat daerah ini merupakan daerah endapan kompleks sistem delta yang sangat dinamis dan telah terkompresi secara kuat.

2.6 Tipe litologi dan komposisi

Tipe litologi yang diadopsi dari log sumuran secara umum memperlihatkan litologi sisiklastik berupa perselingan lapisan batupasir dan serpih yang banyak disisipi lapisan batubara, yang mana umumnya bertindak sebagai batas para-sekuen satu dengan para-sekuen yang lain (diatasnya). Batupasir umumnya berkembang sebagai lensa-lensa yang dibangun oleh lobe-lobe delta atau sebagai *meandering* sungai sehingga penyebaran lateralnya relatif sangat terbatas. Secara umum pola log gamma-ray dari hasil evaluasi sedikitnya terdapat 3 tipe diantaranya, *belt-shape*, *vanel-shape* dan *blocky*.

Pembentukan pola tersebut diperkirakan sangat erat kaitannya dengan dinamika perkembangan lingkungan sedimentasi di daerah penelitian, akan tetapi sangat disayangkan dari sekian banyak sumur pemboran baik sumur tua maupun baru (keduanya total mencapai ratusan) tidak ada 1 sumur pun yang dilakukan *coring* untuk mendapatkan batuan inti (*conventional core*).

Untuk menentukan satu-satuan para-sekuen dilakukan pengamatan defleksi pola log gamma-ray yang di kombinasikan dengan log lainnya seperti log density dan porosity dengan anggapan semua lapisan litologi adalah normal tidak terganggu oleh kandungan unsur radioaktif (untuk log gamma-ray) atau mineral berat (untuk log density) mengingat dari semua sumur tidak tersedia data hasil analisa *thin section petrografi* dan XRD. Berdasarkan pola defleksi log gamma-ray yang dikombinasikan dengan log density dan porosity setidaknya dapat diinterpretasikan jenis litologi dari endapan sistem delta yang ada di Kutai Lama, dimana sedikitnya dapat dipisahkan menjadi 3 tipe, yaitu batupasir, serpih dan batubara.

Ketiga tipe batuan akan mempunyai respon terhadap log gamma-ray yang berbeda-beda, batupasir umumnya akan memberikan respon relatif rendah, karena batupasir umumnya rendah kandungan unsur radioaktifnya, sebaliknya untuk batu serpih biasanya memberikan respon tinggi, karena di dalam batu serpih umumnya banyak mengandung unsur radioaktif seperti uranium dan torium atau potasium. Sementara

untuk batubara hampir sama dengan batupasir, namun responnya umumnya lebih rendah, karena batubara umumnya tidak mengandung unsur radioaktif dan beda dari keduanya adalah untuk batubara akan memberikan respon sangat rendah terhadap log density. Respon dari ketiganya didalam log gamma-ray kemudian dikombinasikan dengan log density akan didapatkan gambaran urutan sedimen yang dibangun dari ketiga litologi tersebut.

2.7 Dasar Teori Analisa Petrofisika

Analisa petrofisika merupakan suatu evaluasi rekaman logging sumur – sumur eksplorasi untuk mendapatkan litologi dan sifat - sifat petrofisik batuan, seperti saturasi air, besar porositas batuan, kandungan lempung, dan permeabilitas. Sifat - sifat batuan ini diperoleh dari rekaman sifat kelistrikan batuan, tingkat radiasi batuan, kemampuan penjalaran gelombang, dan kerapatan atom – atom penyusun batuan. Dengan pengetahuan mengenai litologi dan sifat - sifat petrofisik batuan, dapat ditentukan interval kedalaman yang merupakan zona reservoir, dan zona produktif. Selain itu, dapat ditentukan pula banyaknya hidrokarbon yang terkandung sesuai dengan kondisi kedalaman dimana hidrokarbon tersebut berada.

2.8 Jenis-Jenis Logging

Berdasarkan kemampuan, kegunaan, dan prinsip kerja maka jenis logging ini dibagi menjadi log listrik, log radioaktif, log sonic, dan log caliper.

2.8.1 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 :

$$R_o = F \times R_w \quad (2.1)$$

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 :

➤ Persamaan Archie : $F = \Phi^{-m}$ (2-2)

➤ Persamaan Humble : $F = 0,62 \times \Phi^{-2,15}$ (2-3)

dimana :

m = faktor sementasi batuan

F = faktor formasi

Φ = porositas

2.8.1.1 Spontaneous Potensial Log (SP Log)

Kurva spontaneous potensial (SP) merupakan hasil pencatatan alat logging terhadap kedalaman dari perbedaan potensial antara elektroda permukaan dengan elektroda yang dapat bergerak didalam lubang bor. Pada zona lempung kurva SP menunjukkan garis lurus yang disebut “shale base line”. Pada formasi yang permeable kurva SP menjauh dari garis lempung. Pada zona permeabel yang tebal , kurva SP mencapai suatu garis konstan.

Jika pengaruh SP log melalui lapisan cukup tebal dan kondisinya bersih dari clay, maka defleksi kurva SP akan mencapai maksimum. Defleksi SP yang demikian disebut statik SP atau SSP, yang dapat dituliskan dalam persamaan sebagai berikut:

$$SSP = -K_c \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad (2-4)$$

dimana :

SSP = statik spontaneous potensial, mv

K_c = konstanta lithologi batuan

= $61 + (0.133 \times T)$, dalam °F

= $65 + (0.24 \times T)$, dalam °C

R_{mf} = tahanan filtrat air lumpur, ohm-m

R_w = tahanan air formasi, ohm-m

SP log berguna untuk mendeteksi lapisan-lapisan yang porous dan permeabel, menentukan batas-batas lapisan, menentukan harga tahanan air formasi (R_w) dan dapat juga untuk korelasi batuan dari beberapa sumur di dekatnya.

Defleksi kurva SP selalu dibaca dari shale base line yang mana bentuk dan besar defleksi tersebut dapat dipengaruhi oleh ketebalan lapisan batuan formasi, tahanan lapisan batuan, tahanan shale dalam lapisan batuan, diameter lubang bor, dan invasi air filtrat lumpur. Satuan ukuran dalam spontaneous potensial adalah millivolt (mv).

2.8.1.2 Resistivity Log (Log Tahanan Jenis)

Resistivity log adalah suatu alat yang dapat mengukur tahanan batuan formasi beserta isinya, yang mana tahanan ini tergantung pada porositas efektif, salinitas air formasi, dan banyaknya hidrokarbon dalam pori-pori batuan.

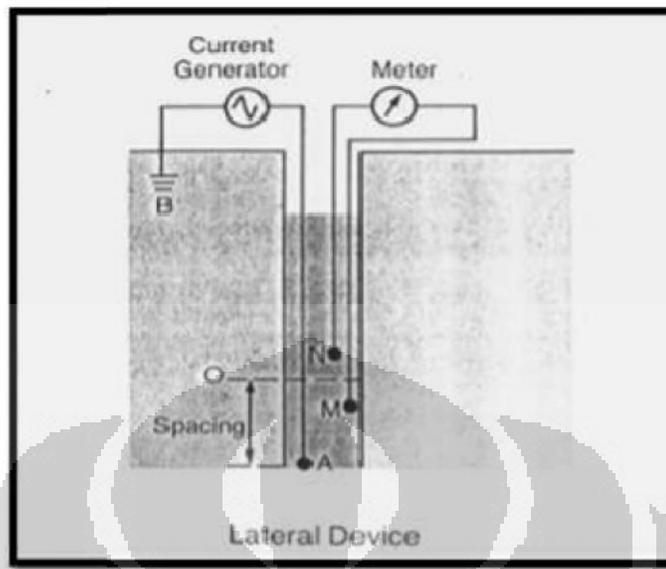
A. Lateral Log

Tujuan log ini adalah untuk mengukur R_t , yaitu resistivity formasi yang terinvasi. Skema dasar dari lateral log device dapat dilihat pada gambar 2.4. Alat ini terdiri dari dua elektrode arus A dan B serta dua elektrode potensial M dan N. Jarak spasi M dan N adalah 32 inch, sedang jarak A dan O adalah 18,8 inch. Titik O merupakan titik referensi dari pengukuran terhadap kedalaman, sedangkan elektrode B diletakkan jauh dipermukaan. Arus listrik yang konstan dialirkan melalui elektrode A, sedangkan perbedaan potensial antara M dan N di tempatkan pada permukaan lingkaran yang berpusat di titik A. Perbedaan potensial yang dipindahkan ke elektrode M dan N adalah :

$$V = \frac{R \times i}{4\pi} \left(\frac{1}{AM} - \frac{1}{AN} \right) \quad (2-5)$$

Persamaan (2-7) diturunkan dengan anggapan bahwa formasinya homogen dan lapisan cukup tebal. Apabila arus yang diberikan (I) konstan maka besarnya potensial yang dicatat pada referensi O adalah sebanding dengan besarnya resistivitas formasi (R) dengan syarat anggapan tersebut dipenuhi dan pengaruh diameter lubang bor diabaikan.

Pada kenyataannya nilai resistivity yang dicatat oleh resistivity log adalah resistivity semu bukan resistivity yang sebenarnya (R_t). Hal ini disebabkan pengukuran dipengaruhi oleh diameter lubang bor (d), ketebalan formasi (e), tahanan lumpur (R_m), diameter invasi air filtrat Lumpur (D_i), tahanan zone invaded (R_i) dan uninvaed (R_i), tahanan lapisan batuan diatas dan dibawahnya (R_s). Pembacaan yang baik didapatkan dalam lapisan tebal dengan resistivity relative tinggi. Log ini digunakan secara optimal di dalam susunan sand dan shale yang tebal dengan ketebalan dari 10 ft dan range resistivity optimum setara 1-500 ohm-m.



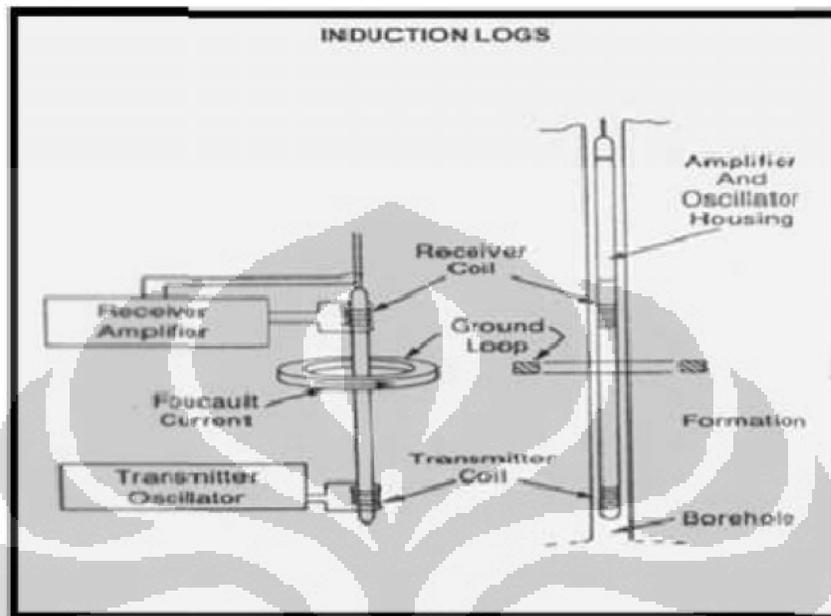
Gambar 2.4. Skema Rangkaian Dasar Lateral Log
 ("Resistivity Measurement Tools", Schlumberger, October 1984)

B. Induction Log

Pengukuran tahanan listrik menggunakan log resistivity memerlukan lumpur yang konduktif sebagai penghantar arus dalam formasi. Oleh sebab itu tidak satu pun peralatan pengukuran resistivity diatas dapat digunakan pada kondisi lubang bor kosong, terisi minyak, gas, oil base mud dan fresh water serta udara. Untuk mengatasi ini maka dikembangkan peralatan terfokuskan yang dapat berfungsi dalam kondisi tersebut. Rangkaian peralatan dari dasar Induction log secara skematis dapat dilihat pada gambar 2.5.

Prinsip kerjanya adalah sebagai berikut, arus bolak-balik dengan frekuensi tinggi yang mempunyai intensitas konstan dialirkan melalui transmitter coil yang ditempatkan pada insulating sehingga menimbulkan arus induksi didalam formasi. Medan magnet ini akan menimbulkan arus berputar yang akan menginduksi potensial dalam receiver coil. Coil kedua ini ditempatkan pada mandrel yang sama dengan jarak tertentu dari coil pertama. Besarnya signal yang dihasilkan receiver akan diukur dan dicatat di permukaan yang besarnya tergantung pada konduktivitas formasi yang

terletak diantara kedua coil tersebut. Nilai konduktifitas formasi (C_f) berbanding terbalik dengan nilai resistivity.



Gambar 2.5. Skema Rangkaian Dasar Induction Log

(Gatlin, C. : "Petroleum Engineering Drilling and Well Completion", Prentice Hall Inc., New York, 1962)

Tujuan utama dari induction log adalah menghasilkan suatu daerah investigasi yang jauh didalam lapisan-lapisan tipis untuk menentukan harga R_t . Induction log dapat diturunkan didalam semua jenis lumpur dengan syarat sumur belum casing. Hasil terbaik dari induction log adalah dalam suatu kondisi sebagai berikut, didalam susunan shale dengan R_t lebih kecil dari 100 ohm-m dan ketebalan lapisan lebih besar dari 20 m, R_{xo} lebih besar dari R_t dan jika R_{xo} lebih kecil dari R_t maka induction log akan kurang memberikan hasil yang memuaskan. Induction log tidak sensitif terhadap perubahan R_t bila resistivitynya tinggi. Perbedaan resistivity sekitar 400-500 ohm-m tidak dapat dideteksi. Kondisi yang baik untuk operasi induction log ini adalah menggunakan lumpur yang tidak banyak mengandung garam ($R_{mf} > R_w$) serta pada

formasi dengan R_t kurang dari 100 ohm-m tapi akan lebih baik lagi jika kurang dari 50 ohm-m.

Induction log ini mempunyai beberapa kelebihan, antara lain :

1. Batas lapisan dapat dideliniasikan dengan baik dan resistivity yang diukur tidak dipengaruhi oleh batas tersebut.
2. Dalam fresh mud, pengukuran R_t hanya memerlukan koreksi yang sederhana atau tidak memerlukan sama sekali.
3. Dapat dikombinasikan dengan SP log dan Kurva Normal sehingga dapat melengkapi informasi yang diperoleh.

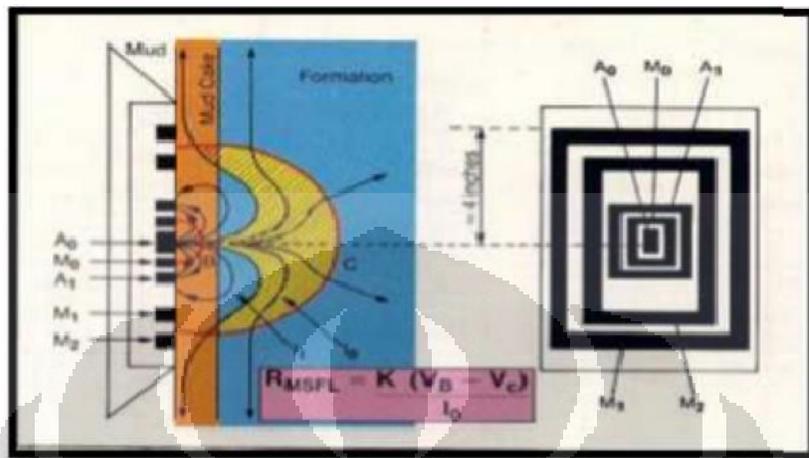
C. Microresistivity Log

Log ini dirancang untuk mengukur resistivity formasi pada flush zone (R_{xo}) dan sebagai indikator lapisan porous permeable yang ditandai oleh adanya mud cake. Hasil pembacaan R_{xo} dipengaruhi oleh tahanan mud cake (R_{mc}) dan ketebalan mud cake (h_{mc}). Ketebalan dari mud cake dapat dideteksi dari besar kecilnya diameter lubang bor yang direkam oleh caliper log. Alat microresistivity log yang sering digunakan, yaitu: MicroSpherical Focused Log (MSFL).

MicroSpherical Focused Log (MSFL)

MSFL biasanya di-run bersama dengan alat log induksi atau laterolog. Pengukuran terhadap MSFL dibuat dengan sebuah bantalan elektroda khusus yang ditekan ke dinding lubang bor dengan sebuah kaliper. Pada bantalan tersebut dipasang suatu rangkaian bingkai logam yang konsentrik (lihat gambar 2.6) disebut elektroda yang mempunyai fungsi memancarkan, mengfokuskan, dan menerima kembali arus listrik yang hamper sama dengan cara kerja elektroda laterolog. Bantalan pada MSFL ini kecil dan elektrodanya berdekatan sehingga hanya beberapa inchi dari formasi dekat lubang bor yang diselidiki yang mengakibatkan kita mempunyai suatu pengukuran dari resistivity didaerah rembesan. Pengukuran terhadap diameter lubang

bor secara bersamaan oleh caliper yang merupakan bagian tak terpisahkan dari alat MSFL.



Gambar 2.6 Penampang Bantalan MSFL

("Resistivity Measurement Tools", Schlumberger, October 1984)

2.8.2 Log Radioaktif

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.

2.8.2.1 Gamma Ray Log

Prinsip pengukurannya adalah mendeteksi pancaran radioaktif yang dipancarkan oleh formasi batuan (sistem pasif). Beberapa unsur yang ditangkap adalah Thorium, Potasium, dan Uranium. Jika batuan banyak memancarkan ketiga unsur tersebut (atau salah satunya) maka nilai log gamma ray akan tinggi (misalnya pada lempung/shale log gamma ray tinggi karena banyak mengandung potasium).

Didalam formasi hampir semua batuan sedimen mempunyai sifat radioaktif yang tinggi, terutama terkonsentrasi pada mineral clay. Formasi yang bersih (clean formasi) biasanya mengandung sifat radioaktif yang kecil, kecuali lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif atau lapisan berisi air asin yang mengandung garam-garam potassium yang terlarutkan (sangat jarang), sehingga harga sinar gamma akan tinggi.

Dengan adanya perbedaan sifat radioaktif dari setiap batuan, maka dapat digunakan untuk membedakan jenis batuan yang terdapat pada suatu formasi. Selain itu pada formasi shaly sand, sifat radioaktif ini dapat digunakan untuk mengevaluasi kadar kandungan clay yang dapat berkaitan dengan penilaian produktif suatu lapisan berdasarkan intepretasi data logging. Besarnya volume shale dihitung dengan menggunakan rumus berikut:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2-6)$$

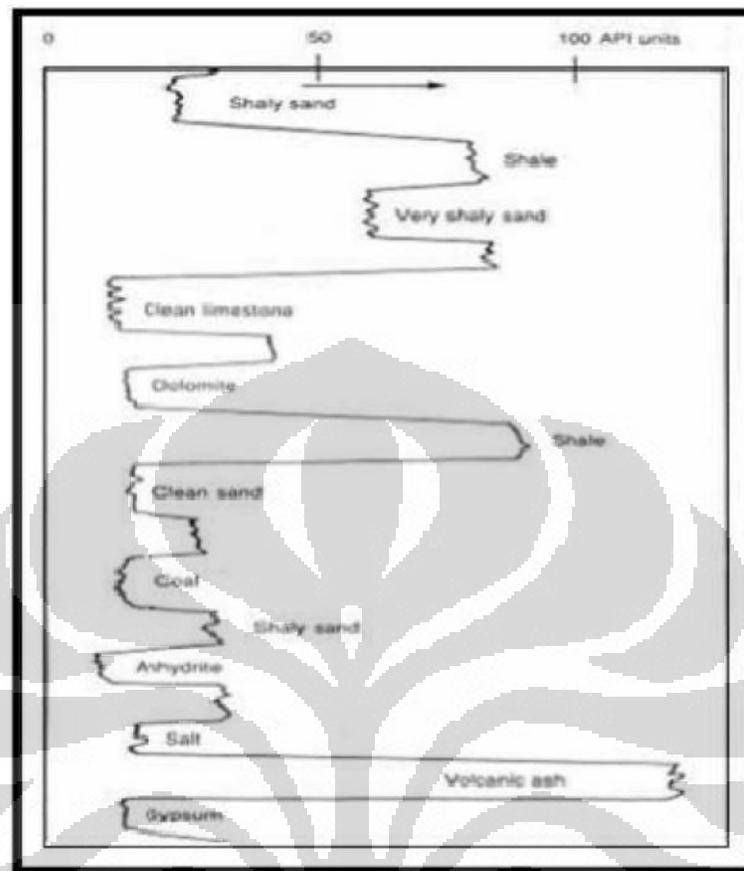
dimana :

GR_{log} = hasil pembacaan GR log pada lapisan yang bersangkutan

GR_{max} = hasil pembacaan GR log maksimal pada lapisan shale

GR_{min} = hasil pembacaan GR log maksimal pada lapisan non shale

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). Hal tersebut dapat dilihat pada gambar 2.7. Selain itu Gamma Ray Log juga dapat digunakan untuk mendeteksi dan evaluasi terhadap mineral radioaktif (potassium dan uranium), mendeteksi mineral tidak radioaktif (batubara), dan dapat juga untuk korelasi antar sumur.



Gambar 2.7 Respon Gamma Ray pada Suatu Formasi

2.8.2.2 Neutron Log

Log Neutron merupakan *tipe log porositas* yang mengukur konsentrasi ion hidrogen dalam suatu formasi. Neutron energi tinggi yang dihasilkan oleh suatu sumber kimia ditembakkan kedalam formasi. Didalam formasi neutron bertabrakan dengan atom-atom penyusun formasi sebagai akibatnya neutron kehilangan energinya.

Prinsip kerja dari neutron log adalah sebagai berikut, energi tinggi dari neutron dipancarkan secara kontinyu dari sebuah sumber radioaktif yang ditempatkan didalam sonde logging. Pada operasi logging, neutron meninggalkan sumbernya dengan energi tinggi, tetapi dengan cepat akan berkurang karena bertumbukan dengan inti-

inti elemen didalam formasi. Semua inti-inti elemen turut serta dalam pengurangan energi ini, tetapi yang paling dominan adalah atom dengan massa atom yang sama dengan neutron yaitu hidrogen. Setelah energi neutron banyak berkurang kemudian neutron tersebut akan menyebar didalam formasi tanpa kehilangan energi lagi sampai tertangkap dan terintegrasi dengan inti-inti elemen batuan formasi. Inti-inti ini akan terangsang untuk memancarkan sinar gamma. Kemudian detektor sinar gamma akan merekam radiasi sinar gamma tersebut.

Bila kerapatan dialam formasi cukup tinggi, yaitu mengandung air, minyak dan gas atau didalam lapisan shale maka energi neutron akan diperlambat pada jarak yang sangat dekat dengan sumber dan akibatnya hanya sedikit radiasi sinar gamma yang direkam oleh detektor. Hal ini yang menjadi dasar hubungan antara jumlah sinar gamma per detik dengan porositas. Hubungan ini menunjukkan apabila jumlah sinar gamma per detik cukup tinggi maka porositasnya rendah. Proses pelemahan partikel neutron dapat dilihat pada gambar 2.10. Porositas dari neutron log (Φ_N) dalam satuan limestone dapat dihitung dengan menggunakan persamaan dibawah ini:

$$\Phi_N = (1.02 \times \Phi_{NLog}) + 0.0425 \quad (2-7)$$

dimana:

Φ_{NLog} = porositas terbaca pada kurva neutron log

Terdapat beberapa jenis neutron log yang dapat digunakan, yaitu:

- Thermal neutron log, digunakan secara optimal untuk formasi non shaly yang mengandung liquid dengan porositas antara 1 % – 10 %.
- Sidewall neutron porosity log (SNP), yang mempunyai kondisi optimum pada formasi non shaly yang mengandung liquid dengan porositas kurang dari 30%.
- Compensated neutron log (CNL), merupakan pengembangan dari kedua alat sebelumnya.

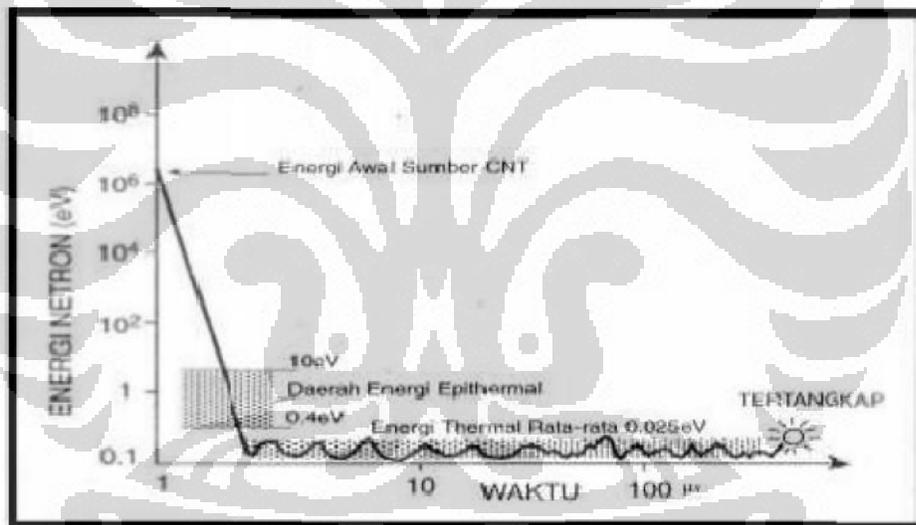
Log neutron dapat mendeteksi porositas primer dan sekunder dalam formasi lempung, serta dapat mengidentifikasi:

- Identifikasi litologi

Litologi dapat diterminasi dengan menggunakan gabungan log densitas, log neutron dan log sonic dalam cross plot M-N atau M/D.

- Identifikasi adanya gas

Adanya kandungan gas dalam suatu formasi dapat dilihat dengan gabungan antara log neutron dengan log densitas. Adanya gas ditunjukkan harga porositas densitas yang jauh lebih besar daripada porositas neutron.



Gambar 2.8 Proses Pelemahan Partikel Neutron

(Adi Harsono: "Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log", Schlumberger, Edisi-8, Jakarta, 1 Mei 1997)

2.8.2.3. Density Log

Log density merupakan suatu tipe *log porositas* yang mengukur *densitas elektron* suatu formasi. Prinsip pencatatan dari *log density* adalah suatu sumber radioaktif yang dimasukkan kedalam lubang bor mengemisikan *sinar gamma* ke dalam formasi. Pada

formasi tersebut sinar akan bertabrakan dengan elektron dari formasi. Pada setiap tabrakan *sinar gamma* akan berkurang energinya. *Sinar gamma* yang terhamburkan dan mencapai detektor pada suatu jarak tertentu dari sumber dihitung sebagai indikasi densitas formasi. Jumlah tabrakan merupakan fungsi langsung dari jumlah elektron didalam suatu formasi. Karena itu *log densitas* dapat mendeterminasi *densitas* elektron formasi dihubungkan dengan densitas *bulk* sesungguhnya didalam *gr/cc*. Harga *densitas matrik* batuan, porositas, dan *densitas* fluida pengisi 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 shaly.

Prinsip kerja density log adalah dengan jalan 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.

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.

Kondisi optimum dari density log adalah pada formasi unconsolidated sand dengan porositas 20 % - 40 %. Kondisi optimum ini akan diperoleh dengan baik apabila operasi penurunan peralatan kedalam lubang bor dilakukan secara perlahan agar alat tetap menempel pada dinding bor, sehingga pada rangkaian tersebut biasanya dilengkapi dengan spring.

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

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2-8)$$

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, gr/cc

Φ_D = porositas dari density log, fraksi

Dalam evaluasi sumur log densitas berguna untuk :

- Menentukan porositas
- Identifikasi litologi
- Identifikasi adanya kandungan gas
- Mendeterminasi densitas hidrokarbon

2.8.3 Sonic Log

Log ini merupakan jenis log yang digunakan untuk mengukur porositas, selain density log dan neutron log dengan cara mengukur interval transite time (Δt), yaitu waktu yang dibutuhkan oleh gelombang suara untuk merambat didalam batuan formasi sejauh 1 ft. Peralatan sonic log menggunakan sebuah transmitter (pemancar gelombang suara) dan dua buah receiver (penerima). Jarak antar keduanya adalah 1 ft.

Bila pada transmitter dipancarkan gelombang suara, maka gelombang tersebut akan merambat kedalam batuan formasi dengan kecepatan tertentu yang akan tergantung pada sifat elastisitas batuan, kandungan fluida, porositas dan tekanan formasi. Kemudian gelombang ini akan terpantul kembali menuju lubang bor dan akan diterima oleh kedua receiver. Selisih waktu penerimaan ini direkam oleh log dengan satuan microsecond per feet ($\mu\text{sec}/\text{ft}$) yang dapat dikonversikan dari kecepatan rambat gelombang suara dalam ft/sec.

Interval transite time (Δt) suatu batuan formasi tergantung dari lithologi dan porositasnya. Sehingga bila lithologinya diketahui maka tinggal tergantung pada porositasnya. Pada tabel II-2. dapat dilihat beberapa harga transite time matrik (Δt_{ma}) dengan berbagai lithologi.

Tabel II.2 Transite Time Matrik untuk Beberapa Jenis Batuan

(Adi Harsono: "Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log", Schlumberger, Edisi-8, Jakarta, 1 Mei 1997)

Litologi	$\Delta t_{\text{ma}}(\mu\text{s}/\text{ft})$
Batuan Pasir	55.5
Gamping	47.5
Dolomit	43.5
Garam	67
Selubung Baja	57
Air	189

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. Persamaan tersebut dapat dilihat dibawah ini :

$$\Phi_S = \frac{\Delta t_{\log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (2-9)$$

dimana :

Δt_{\log} = transite 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} = transite time matrik batuan (lihat table III-2), $\mu\text{sec}/\text{ft}$

Φ_S = porositas dari sonic log, fraksi

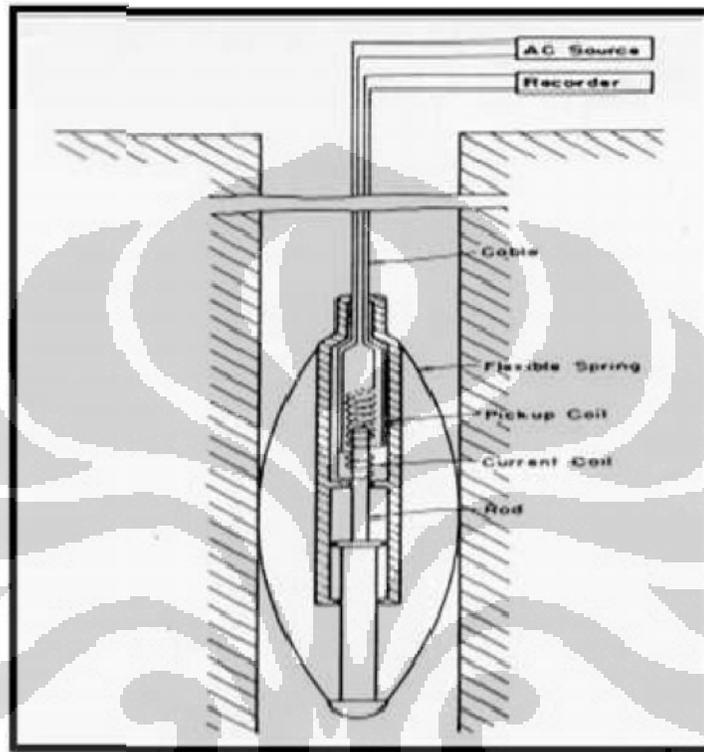
Selain digunakan untuk menentukan porositas batuan, Sonic log juga dapat digunakan sebagai indentifikasi lithologi.

2.8.4 Caliper Log

Caliper log merupakan suatu kurva yang memberikan gambaran kondisi (diameter) dan lithologi terhadap kedalaman lubang bor. Peralatan dasar caliper log dapat dilihat pada gambar 2.9. Untuk menyesuaikan dengan kondisi lubang bor, peralatan caliper log dilengkapi dengan pegas yang dapat mengembang secara fleksibel. Ujung paling bawah dari pegas tersebut dihubungkan dengan rod. Posisi rod ini tergantung pada kompresi dari spring dan ukuran lubang bor.

Manfaat caliper log sangat banyak, yang paling utama adalah untuk menghitung volume lubang bor guna menentukan volume semen pada operasi cementing, selain itu dapat berguna untuk pemilihan bagian gauge yang tepat untuk setting packer (misalnya operasi DST), interpretasi log listrik akan mengalami kesalahan apabila asumsi ukuran lubang bor sebanding dengan ukuran pahat (bit) oleh karena itu perlu

diketahui ukuran lubang bor dengan sebenarnya, perhitungan kecepatan lumpur di annulus yang berhubungan dengan pengangkatan cutting, untuk korelasi lithologi karena caliper log dapat membedakan lapisan permeabel dengan lapisan consolidated.



Gambar 2.9 Skema Peralatan Dasar Caliper Log

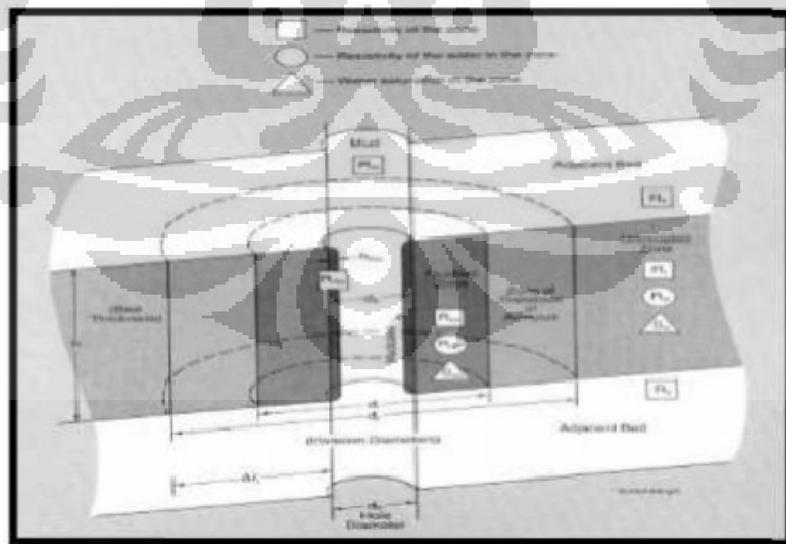
2.9 Interpretasi Logging

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. Simbol-simbol yang digunakan dalam interpretasi log dapat dilihat pada gambar 2.10.

2.9.1 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, 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.



Gambar 2.10 Simbol-Simbol yang Digunakan pada Interpretasi Log

2.9.1.1. Identifikasi Lapisan Permeabel

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

1. Defleksi SP : bilamana lumpur pemboran mempunyai perbedaan salinitas dengan air formasi (terutama untuk lumpur air tawar), lapisan permeabel umumnya ditunjukkan dengan adanya penambahan defleksi negatif (kekiri) dari shale base line.
2. 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.

2.9.2 Interpretasi Kuantitatif

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

2.9.2.1 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:

$$R_{w(Tf)} = \frac{(T_{surface} + 6.77)}{(T_{formasi} + 6.77)} \times R_{w(Ts)} \text{ dalam } ^\circ\text{F} \quad (2-10)$$

$$R_{w(Tf)} = \frac{(T_{surface} + 21.5)}{(T_{formasi} + 21.5)} \times R_{w(Ts)} \text{ dalam } ^\circ\text{C} \quad (2-11)$$

B. Metode Ratio

$$R_w = R_{mf} \times \frac{R_t}{R_{xo}} \quad (2-12)$$

Asumsi yang digunakan untuk metode ini adalah sebagai berikut:

- $R(\text{ILD}) = R_t$ dan $R(\text{MSFL}) = R_{xo}$
- Formasi bersih ($V_{cl} < 15\%$)
- R_w konstan
- Formasi permeabel
- Kondisi lubang bor bagus

2.9.2.2 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).

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2-13)$$

dimana:

GR_{log} = pembacaan GR pada tiap interval kedalaman

GR_{min} = pembacaan GR pada lapisan non shale

GR_{max} = pembacaan GR pada lapisan shale

2.9.2.3 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 lithologi dan kandungan fluidanya. Oleh karena itu penentuan porositas harus mengetahui lithologinya. Harga dari porositas neutron (Φ_N) dapat diketahui dengan menggunakan persamaan dibawah ini (dalam limestone unit):

$$\phi_N = (1.02 \times \phi_{NLog}) + 0.0425 \quad (2-14)$$

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 lithologi kandungan fluida batuan. Porositas dari density log biasanya dinotasikan dengan Φ_D yang mempunyai harga sesuai dengan persamaan dibawah ini:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2-15)$$

dimana:

ϕ_D = porositas densitas

ρ_{ma} = densitas matrik batuan, gr/cc, batupasir 2.65 dan batugamping 2.71

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:

$$\phi_{DN} = \sqrt{\frac{\phi_D^2 \times \phi_N^2}{2}} \quad (2-16)$$

Dimana:

ϕ_{DN} = porositas gabungan 2 buah kurva (densitas dan neutron)

ϕ_D = porositas densitas

ϕ_N = porositas neutron

2.9.2.4 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.

$$F = \frac{a}{\Phi^m} \quad (2.17)$$

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 $m=2.15$)

$$S_w = \sqrt{\frac{F X R_o}{R_t}} \quad (2.18)$$

Dimana :

S_w = Saturasi air formasi

F = Faktor formasi

R_o = Resistivitas air formasi

R_t = Resistivitas formasi, dibaca dari kurva resistivitas

2.9.2.5 Lumping

Data log terekam secara diskrit. Pada data log yang digunakan pada tugas akhir ini, data terekam dengan interval bervariasi, antara 0.05 m, 0.152 m, dan 0.1 m untuk masing – masing sumur. Untuk proses deskripsi reservoir lebih lanjut, diperlukan suatu teknik deskripsi dari data log yang lebih sederhana. Teknik ini dinamakan lumping atau pembungkalan. Maksud kata pembungkalan disini, memiliki arti nilai kumulatif parameter petrofisika yang terdapat pada sumur – sumur eksplorasi. Nilai kumulatif merupakan jumlah dari parameter tertentu pada setiap kedalaman cuplikan (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*.

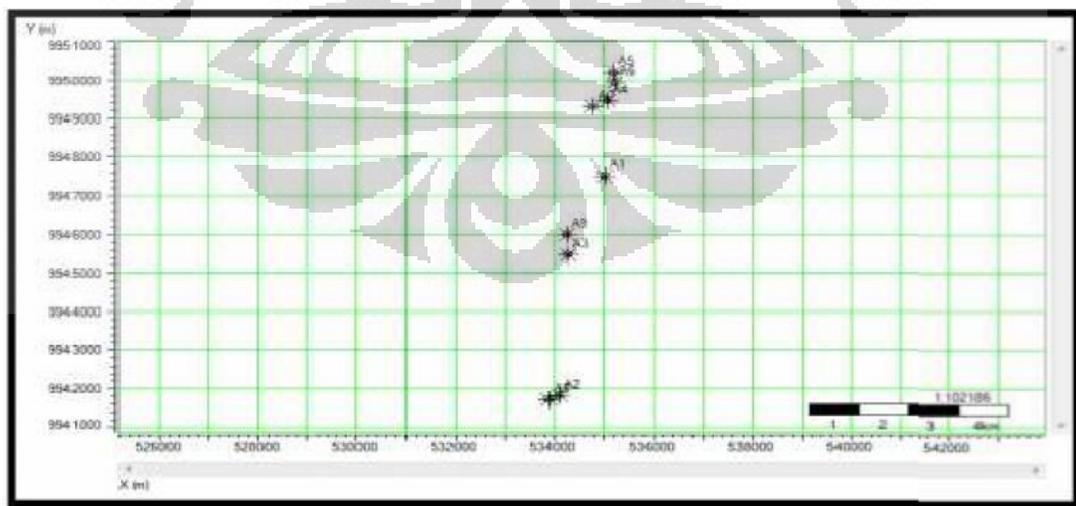
BAB III DATA DAN PENGOLAHAN DATA

3.1 Data sumur

Dalam tugas akhir ini, digunakan 9 data sumur dalam format LAS yang memiliki data *gamma ray, caliper, SP, density, neutron, sonic, resistivity (deep induction)*. Data log header yang terdapat pada sumur ini meliputi, resistivitas lumpur (*mud, mud filtrate, dan mudcake*), temperature permukaan, dan ukuran pahat.

Tabel III.1 data sumur

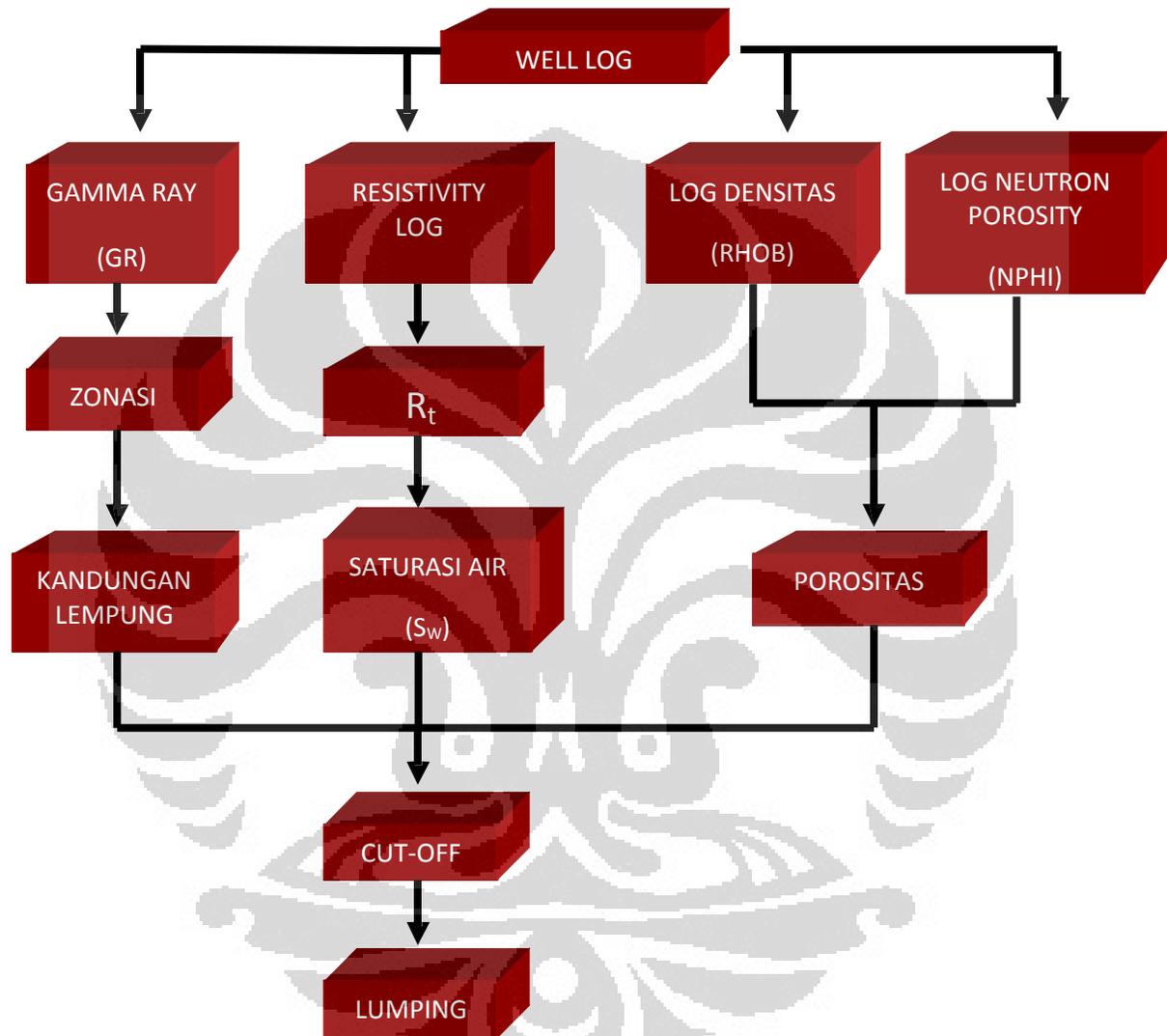
Well	Caliper	GR	SP	DT	RHOB	NPFI	ILD
A1		✓	✓		✓	✓	✓
A2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
A3		✓	✓	✓	✓	✓	✓
A4		✓	✓	✓	✓	✓	✓
A5	✓	✓	✓		✓	✓	✓
A6		✓	✓	✓	✓	✓	✓
A7		✓	✓	✓	✓	✓	✓
A8	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
A9	✓	✓	✓	✓	✓	✓	



Gambar 3.1 peta persebaran sumur pada lapangan “H”

3.2 Pengolahan data

Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan software Interactive Petrophysic dengan alur seperti gambar 3.2



Gambar 3.2 diagram alir proses pengolahan data

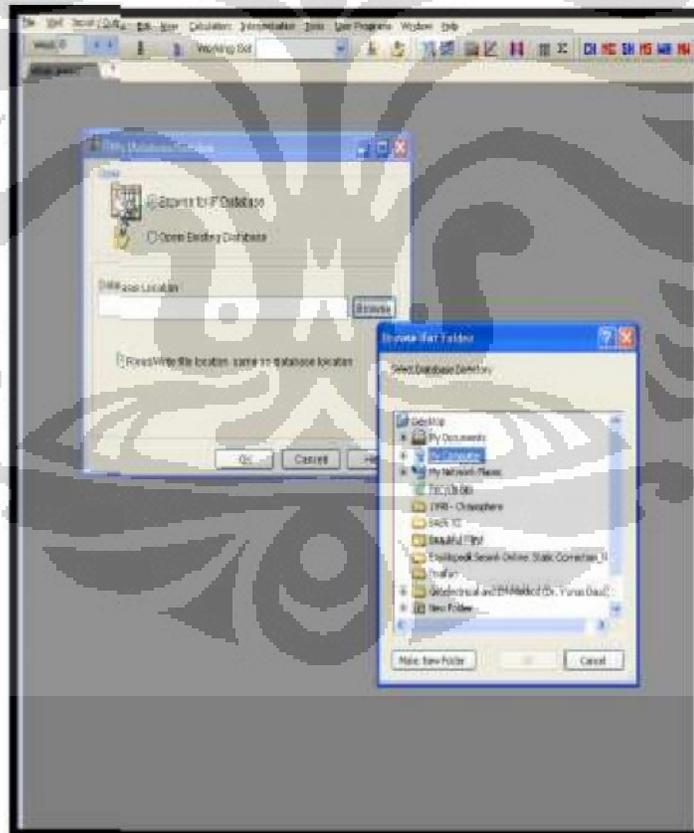
3.2.1 Loading Data

Melakukan *loading* data awalnya kita harus membuka *software interactive petrophysic*, klik pada *Browse IP database* dan temukan data well yang sudah kita jadikan database untuk di *load*, lalu klik *oke* (lihat gambar 3.3). Maka akan muncul

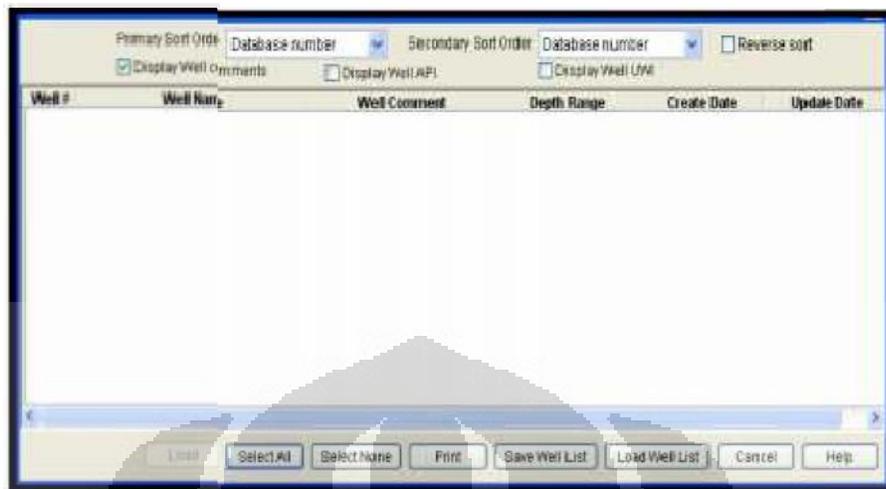
toolbox select database Wells to load. Klik select all lalu klik oke (lihat gambar 3.4). Langkah selanjutnya adalah klik input/output pada tools, pilih load data dan pilih las/lbs load karena data yang digunakan adalah dalam format las (lihat gambar 3.5). Akan muncul toolbox yang berisi LAS name, IP name, units, dan type yang sudah disesuaikan antara units dan type-nya. Lalu klik load (gambar 3.6).

Dengan melakukan *perintah-perintah* tersebut maka kita sudah melakukan *load* data yang akan dilanjutkan dengan interpretasi awal yaitu interpretasi *clay volume* atau bisa dibidang akan dilakukannya *zonasi* untuk menentukan *litologi*.

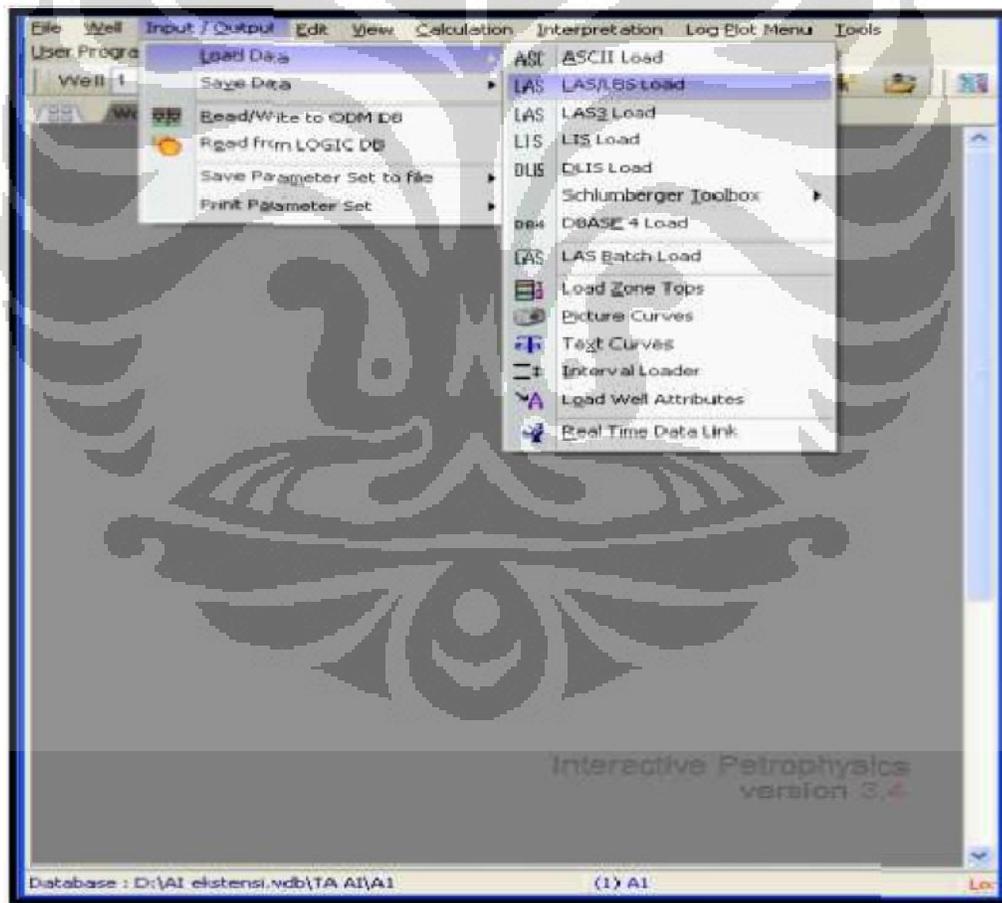
Dalam melakukan *interpretasi clay volume* langkah awal yang perlu dilakukan adalah melakukan analisis *clay volume* untuk menampilkan kurva *log* apa yang akan diinterpretasi (lihat gambar 3.6).



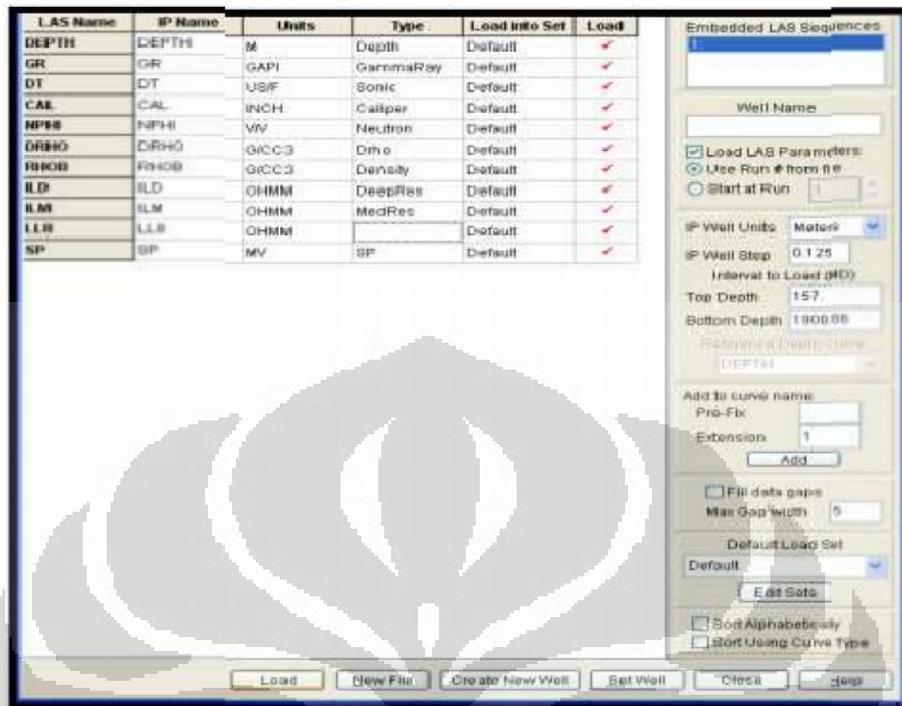
Gambar 3.3 proses loading data



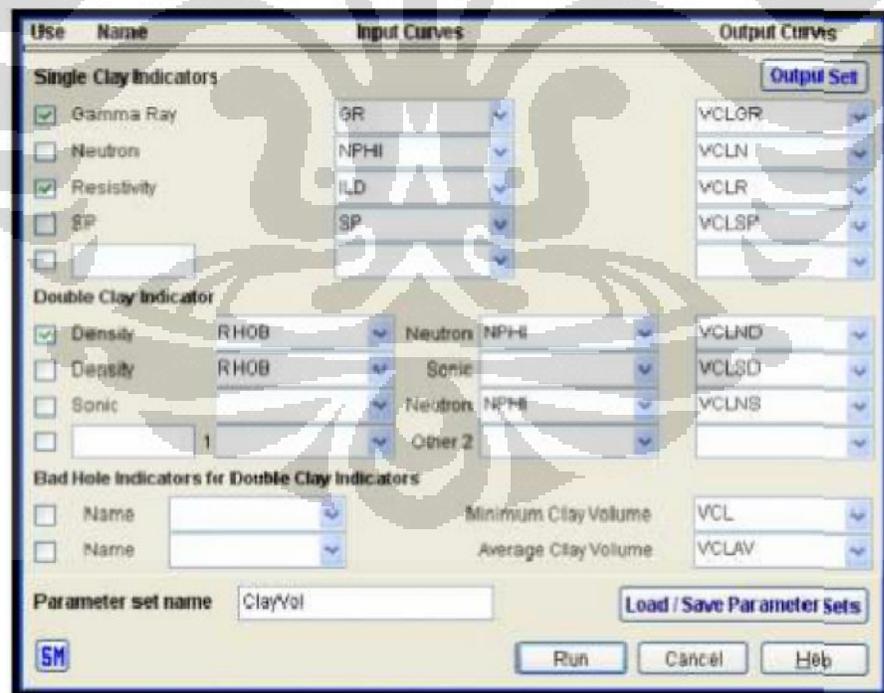
Gambar 3.4 kotak database pada *software interactive petrophysic*



Gambar 3.5 Pemilihan data LAS



Gambar 3.6 pengaturan units dan type dari data LAS



Gambar 3.7 pengaturan analisa kandungan lempung

3.2.2 Zonasi

Zonasi bertujuan untuk menentukan litologi, korelasi antar tiap – tiap sumur dan mengenali lapisan yang diharapkan. Lapisan prospek dapat diidentifikasi dengan *LOG*, dan lapisan yang tidak produktif dapat diabaikan. Penentuan litologi diawali dengan zonasi pada interval kedalaman sumur menurut gabungan pembacaan log yang mendeskripsikan kesamaan jenis batuan. Gabungan pembacaan log tersebut adalah log *gamma ray*, log resistivitas, dan log densitas – neutron.

Lapisan serpih yang tak-permeable sering kali ditunjukkan dengan:

- Tingginya aktivitas sinar Gamma
- Pembacaan porositas neutron lebih tinggi dari densitas

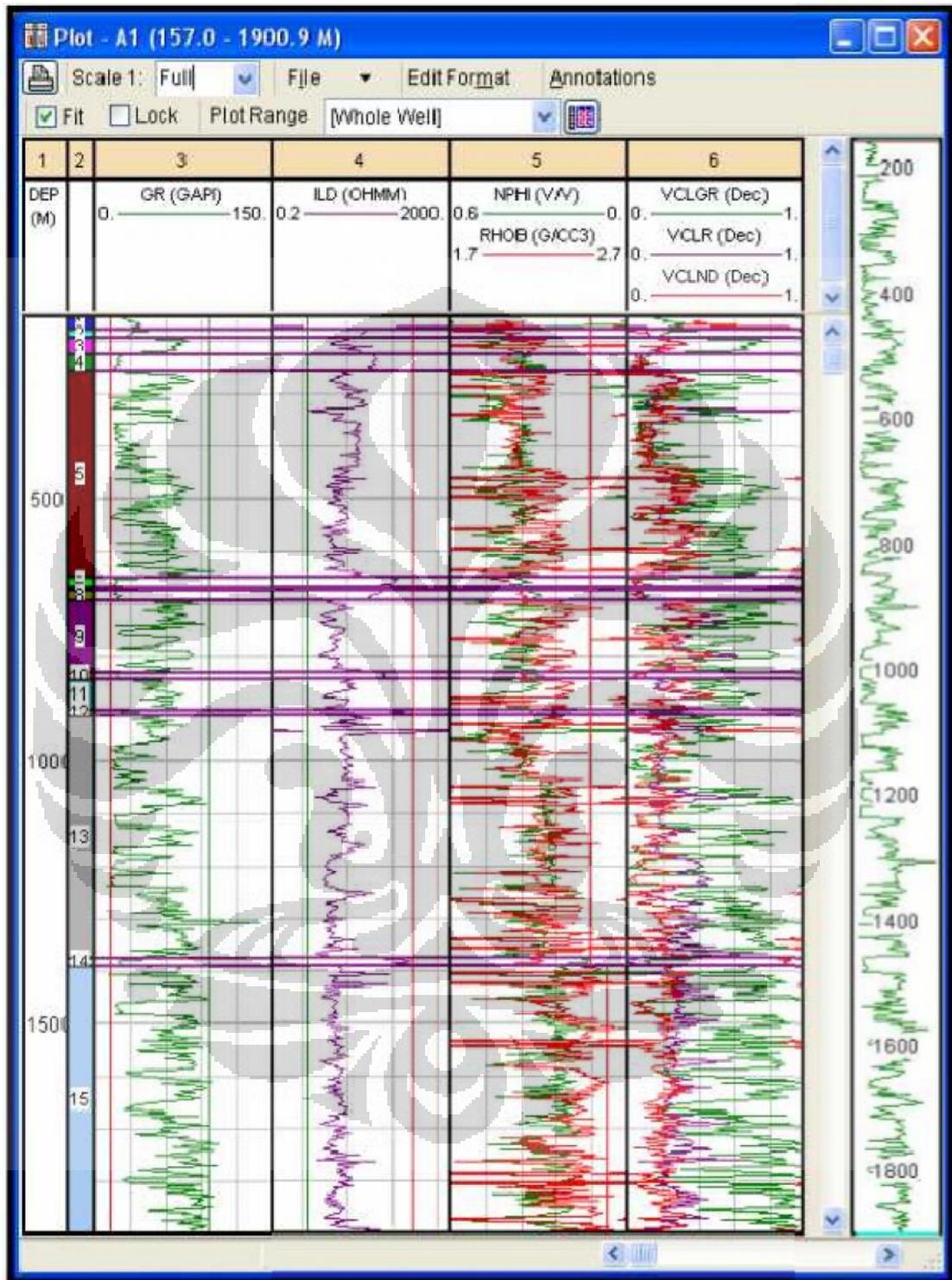
Lapisan permeable dapat ditunjukkan oleh:

- Rendahnya aktivitas sinar Gamma
- Porositas sedang hingga tinggi.

Lapisan yang mengandung hidrokarbon dapat ditunjukkan oleh:

- Porositas neutron yang jauh lebih rendah dibandingkan porositas densitas. (gas)
- Porositas neutron yang berhimpit dengan porositas densitas (oil)

Zonasi berdasarkan pembacaan dari *log gamma-ray*, *log resistivitas (Induction Log Deep)*, dan kombinasi antara *log neutron (NPHI)* dan *densitas (RHOB)*. nilai *gamma-ray* rendah mengidentifikasi bahwa formasi tersebut adalah *sand*, sedangkan nilai *Gamma-ray* tinggi mengidentifikasi formasi *shale*. Pada pembacaan *log resistivitas*, nilai resistivitas akan mengidentifikasi *content* atau jenis fluida yang terkandung di dalam suatu formasi. Resistivitas minyak dan gas yg lebih tinggi daripada air akan membuat kurva *ILD* men-defleksi ke kanan. Pembacaan 2 kombinasi log, yaitu *log neutron* dan *log densitas* berdasarkan adanya kurva yang berhimpit dan *cross-over*.



Gambar 3.8 zonasi pada sumur A1

3.2.3 Evaluasi Kandungan lempung

Perhitungan kandungan lempung dalam suatu formasi dapat dicari dengan menggunakan indikator tunggal, yaitu log *gamma ray*, dan log resistivitas, atau dengan menggunakan indikator ganda, yaitu log neutron – densitas. Log Gamma Ray (GR) adalah yang sering digunakan karena log ini mengukur tingkat radioaktifitas formasi, umumnya semakin tinggi GR semakin tinggi pula VSH karena dalam shale secara relatif lebih banyak dijumpai mineral-mineral radioaktif seperti potasium (K), Thorium (Th), Uranium (U). Jadi log gamma ray sangat memiliki kapabilitas untuk mengukur derajat kandungan shale di dalam lapisan batuan, maka pada penelitian ini gamma ray log akan digunakan untuk memprediksi besaran volume shale atau dikenal dengan *Vshale* dengan formulasi:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3.1)$$

Evaluasi ini diperlukan untuk mengetahui kadar lempung pada formasi. Keberadaan lempung dalam formasi akan mempengaruhi perhitungan porositas formasi. Berdasarkan evaluasi ini, juga akan diketahui besar nilai resistivitas lempung. Dari ketiga indikator ini, kandungan lempung dalam suatu formasi ditentukan dengan mengambil nilai terendah dari ketiga perhitungan diatas.

3.2.4 Penentuan R_w dan R_{mf}

Evaluasi R_w dan R_{mf} untuk perhitungan 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} . 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 seperti dijelaskan pada subbab konsep dasar analisa petrofisika di atas, dihitung dengan menggunakan *metode ratio*.

$$R_w = R_{mf} \times \frac{R_t}{R_{xo}} \quad (3.2)$$

Dimana,

- R_w = resistivitas air formasi , dalam Ωm
- R_{mf} = resistivitas mud filtrate, dalam Ωm
- R_o = resistivitas hidrokarbon, dalam Ωm
- R_{xo} = resistivitas formasi pada flushed zone, dalam Ωm

3.2.5 Penentuan porositas

Bertujuan untuk mengetahui porositas sebenarnya dari formasi batuan dengan menggunakan model porositas densitas – 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.

$$PHIE = PHIT - CBW \quad (3.3)$$

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.

3.2.6 Penentuan kejenuhan air

Untuk menentukan persamaan kejenuhan air (S_w) kita harus melihat resistivitas air (R_w) pada daerah telitian terlebih dahulu untuk menentukan metode apa yang akan digunakan untuk penentuan nilai kejenuhan air tersebut. Pada kasus ini persamaan saturasi air yang digunakan adalah persamaan Archie, yang persamaannya telah dibahas pada bab sebelumnya. Karena berdasarkan daerah telitian yang merupakan lingkungan pengendapan delta yang memiliki lingkungan pengendapan konstan sehingga diasumsikan nilai resistivitas air adalah konstan. Berdasarkan persamaan Archie, perhitungan saturasi air memerlukan nilai resistivitas air yang berasal pada daerah telitian yang diukur pada saat pengeboran dimulai, nilai resistivitas formasi keseluruhan (R_t), dan nilai faktor resistivitas formasi (F).

3.2.7 Penentuan permeabilitas

Penentuan nilai permeabilitas digunakan untuk membantu menentukan nilai penggal pada proses *cut-off*. Persamaan permeabilitas yang dipakai adalah persamaan timur, yaitu:

$$k = 8.581 \frac{\varphi^{4.4}}{S_w^2} \quad (3.4)$$

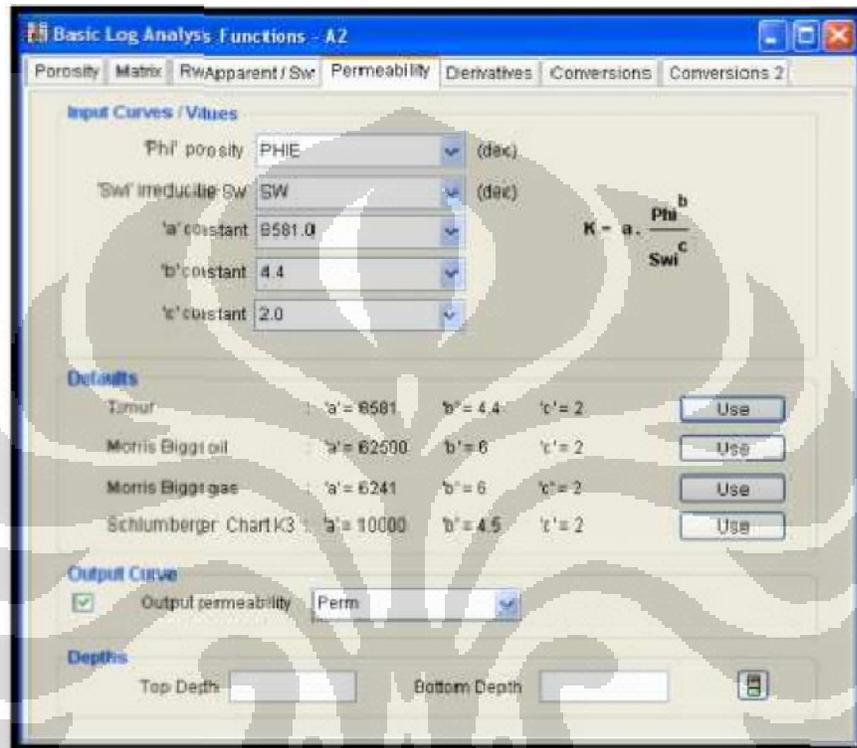
Dimana:

k = permeabilitas

ϕ = porositas efektif (PHIE)

S_w = saturasi air

Proses untuk mendapatkan nilai permeabilitas dapat dilihat pada gambar 3.9.



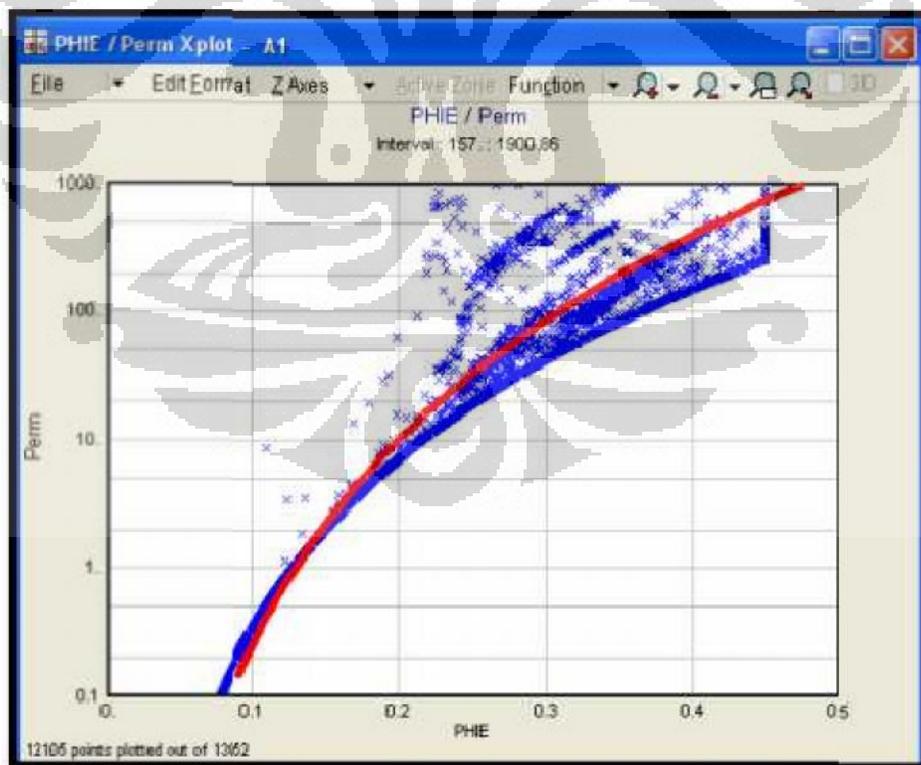
Gambar 3.9 penentuan nilai permeabilitas

3.2.8 Penentuan nilai penggal (*cut – off*)

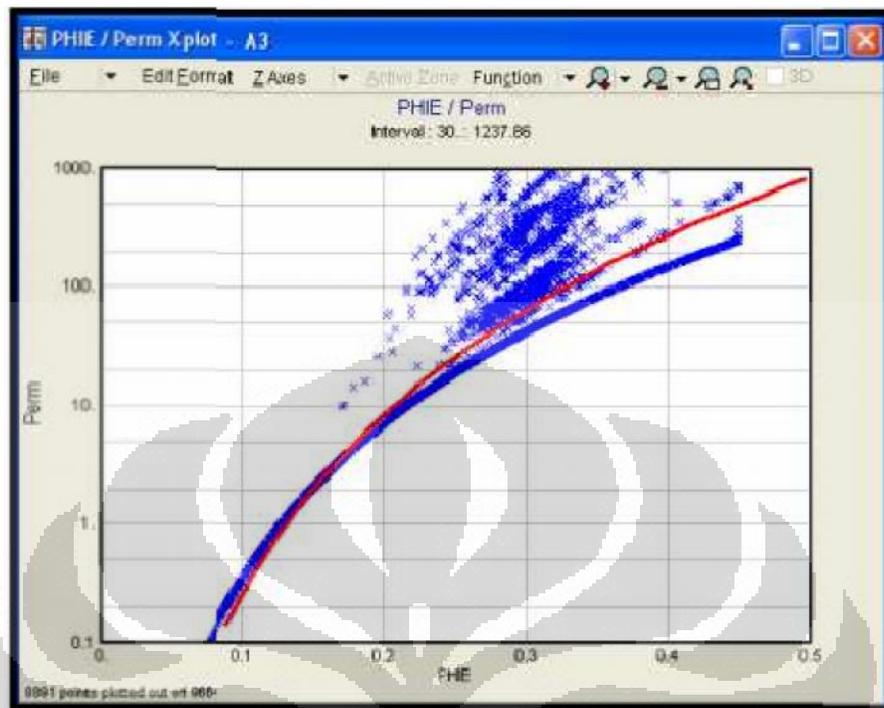
Setelah semua nilai parameter petrofisika (porositas, kandungan lempung, permeabilitas, saturasi air) didapat, langkah selanjutnya adalah menentukan zona reservoir, dan zona produktif yang dilakukan secara manual. Untuk menentukan zona-zona ini maka diperlukan batas-batas zona berupa batas litologi dan 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 1mD. 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 50 %.

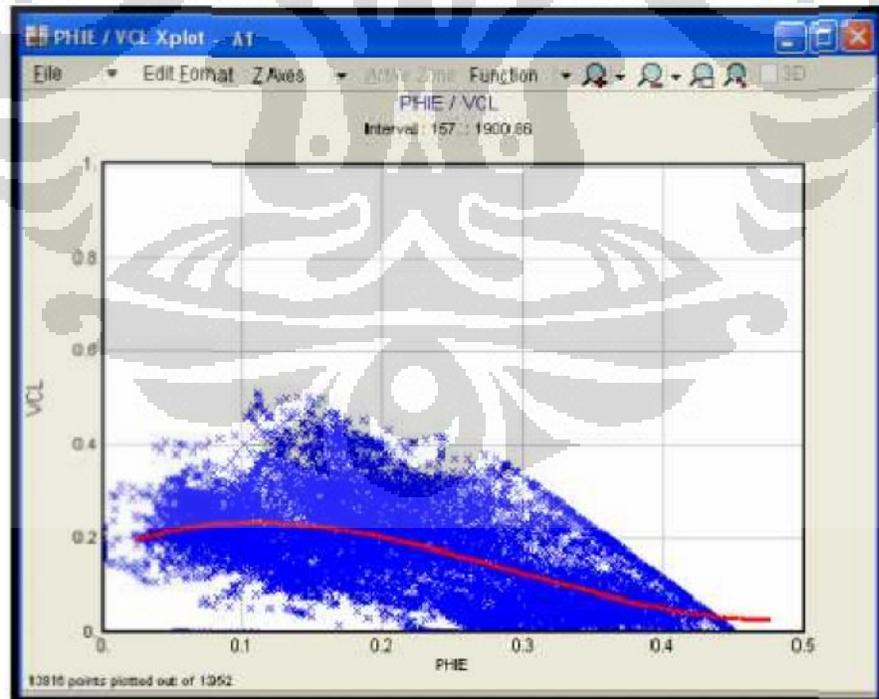
Harga batasan reservoir (*reservoir cut off value*) ditentukan untuk membedakan interval produktif dengan non-produktif. Oleh karena kriteria produktif dan non-produktif bersifat relatif, maka harga batasan reservoir ditentukan dengan mempertimbangkan aspek keekonomian. Dengan pengertian bahwa minyak dapat diproduksi secara teknis dan ekonomis berdasarkan asumsi dan kondisi saat evaluasi dilakukan. Berdasarkan perhitungan menggunakan crossplot permeabilitas dan porositas efektif didapat harga nilai penggal porositas minimum sebesar 13%. Dan berdasarkan crossplot antara porositas efektif dan kandungan lempung (VCL) didapat nilai penggal untuk kandungan lempung sebesar 25%. Sedangkan untuk nilai penggal saturasi air diasumsikan sebesar 50%.



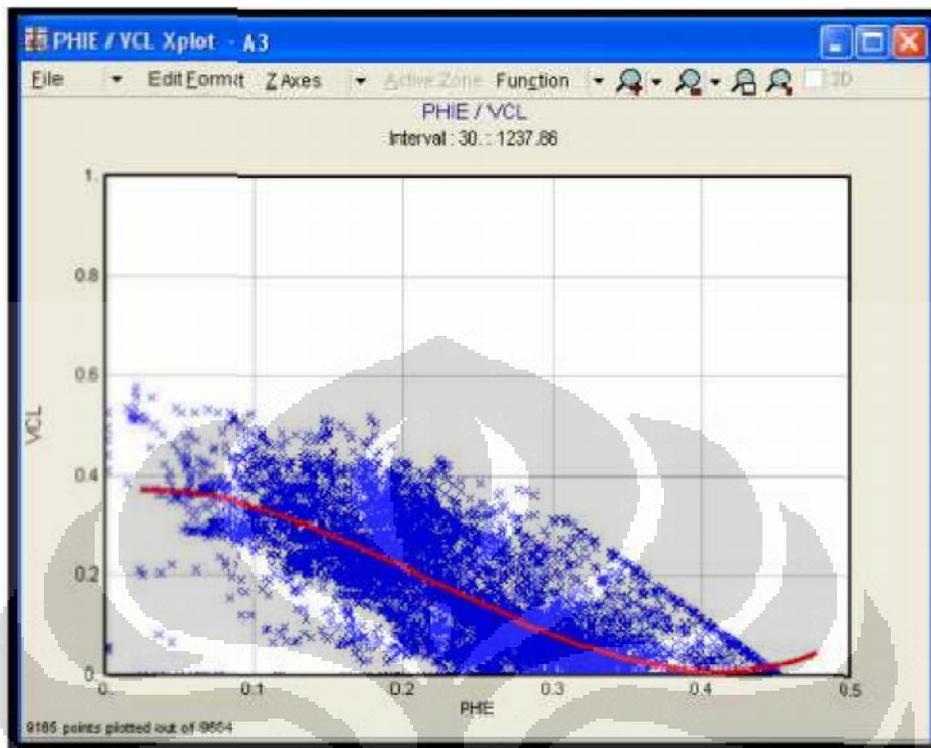
Gambar 3.10 crossplot permeabilitas vs porostas efektif pada sumur A1



Gambar 3.11 crossplot permeabilitas vs porositas efektif pada sumur A3



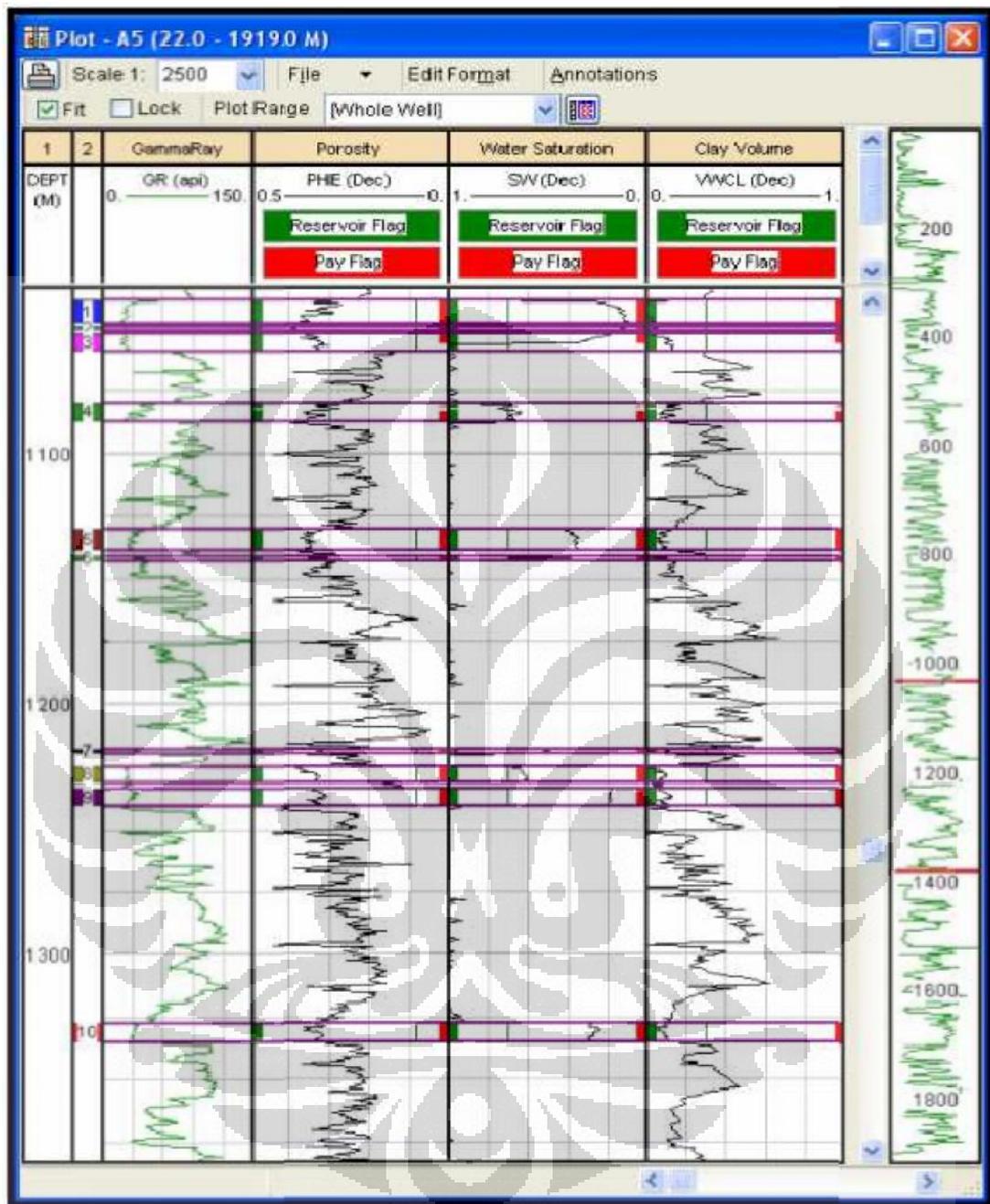
Gambar 3.12 crossplot porositas efektif vs VCL pada sumur A1



Gambar 3.13 crossplot porositas efektif vs VCL pada sumur A3

3.2.8 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*. Nilai penggal porositas akan bersifat sebagai filter untuk nilai lebih besar atau sama dengan nilai penggal. Nilai penggal kandungan lempung dan kejenuhan air akan bersifat sebagai filter untuk nilai lebih kecil atau sama dengan nilai penggal.



Gambar 3.14 hasil cut-off

Tabel III.2 hasil lumping *zona net reservoir* pada sumur A1

Reservoir SUMMARY

Zn	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
#								Ari
1	527.63	545.13	17.5	17.5	1	0.337	0.315	0.056
2	650.75	694.88	44.13	39.19	0.888	0.349	0.12	0.039
3	748.13	760.88	12.75	12.75	1	0.309	0.461	0.062
4	830.38	845	14.63	14.63	1	0.333	0.108	0.049
5	904	920.25	16.25	15.25	0.938	0.271	0.329	0.042
6	1102	1120.25	18.25	18.25	1	0.277	0.311	0.052
7	1161.13	1258.5	97.38	83.75	0.86	0.28	0.661	0.061
8	1376.25	1390.25	14	14	1	0.258	0.085	0
All Zones	527.63	1390.25	234.88	215.31	0.917	0.3	0.38	0.05

Tabel III.3 hasil lumping *zona net pay* pada sumur A1

Pay SUMMARY

Zn	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
#								Ari
1	527.63	545.13	17.5	16.88	0.964	0.34	0.296	0.05
2	650.75	694.88	44.13	38.63	0.875	0.349	0.108	0.038
3	748.13	760.88	12.75	11.63	0.912	0.323	0.434	0.051
4	830.38	845	14.63	14.44	0.987	0.334	0.099	0.048
5	904	920.25	16.25	11.06	0.681	0.293	0.156	0.012
6	1102	1120.25	18.25	18.06	0.99	0.278	0.305	0.051
7	1161.13	1258.5	97.38	37	0.38	0.308	0.444	0.026
8	1376.25	1390.25	14	14	1	0.258	0.085	0
All Zones	527.63	1390.25	234.88	161.69	0.688	0.316	0.248	0.035

BAB IV

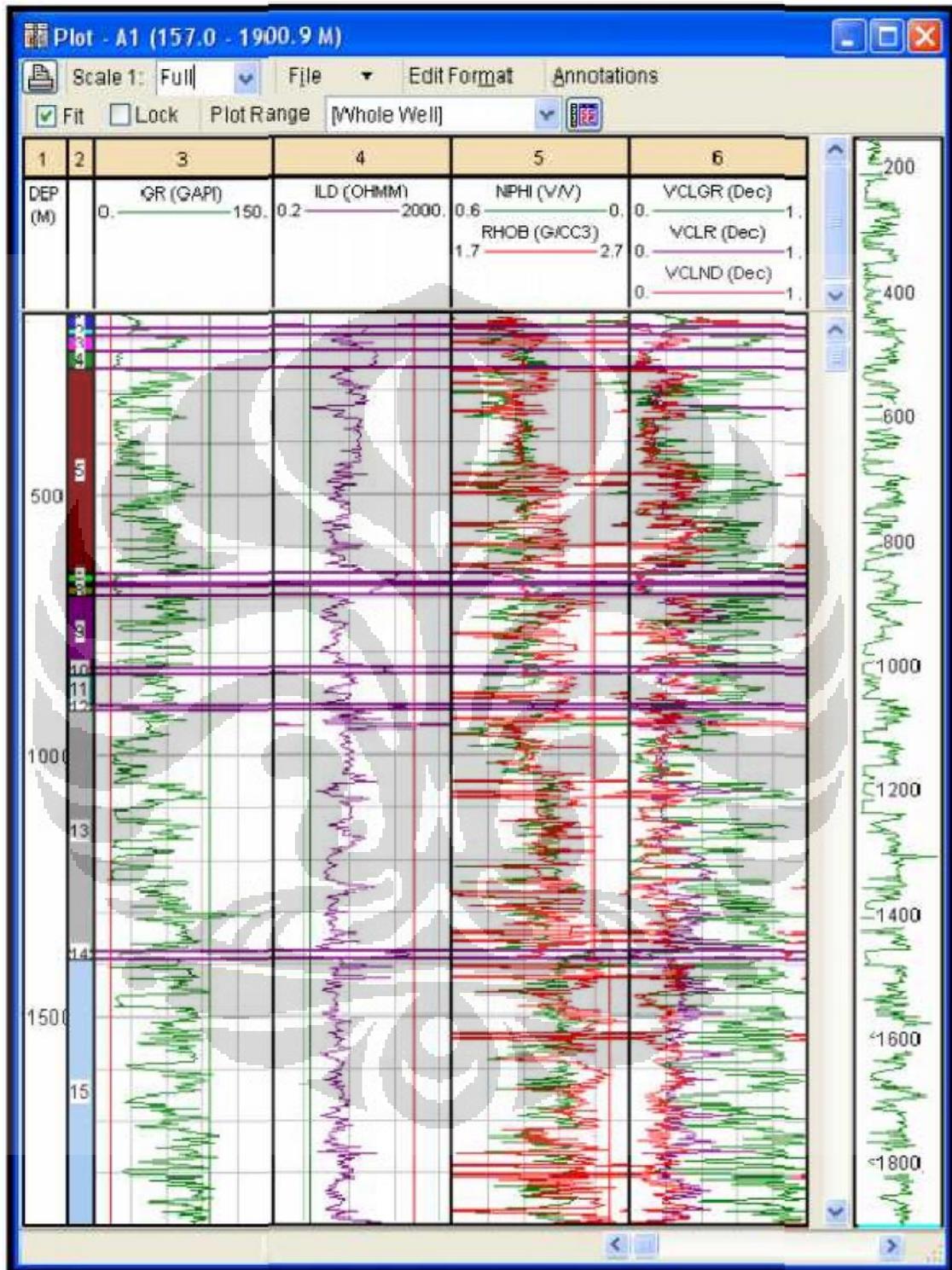
HASIL DAN ANALISIS

4.1 Hasil

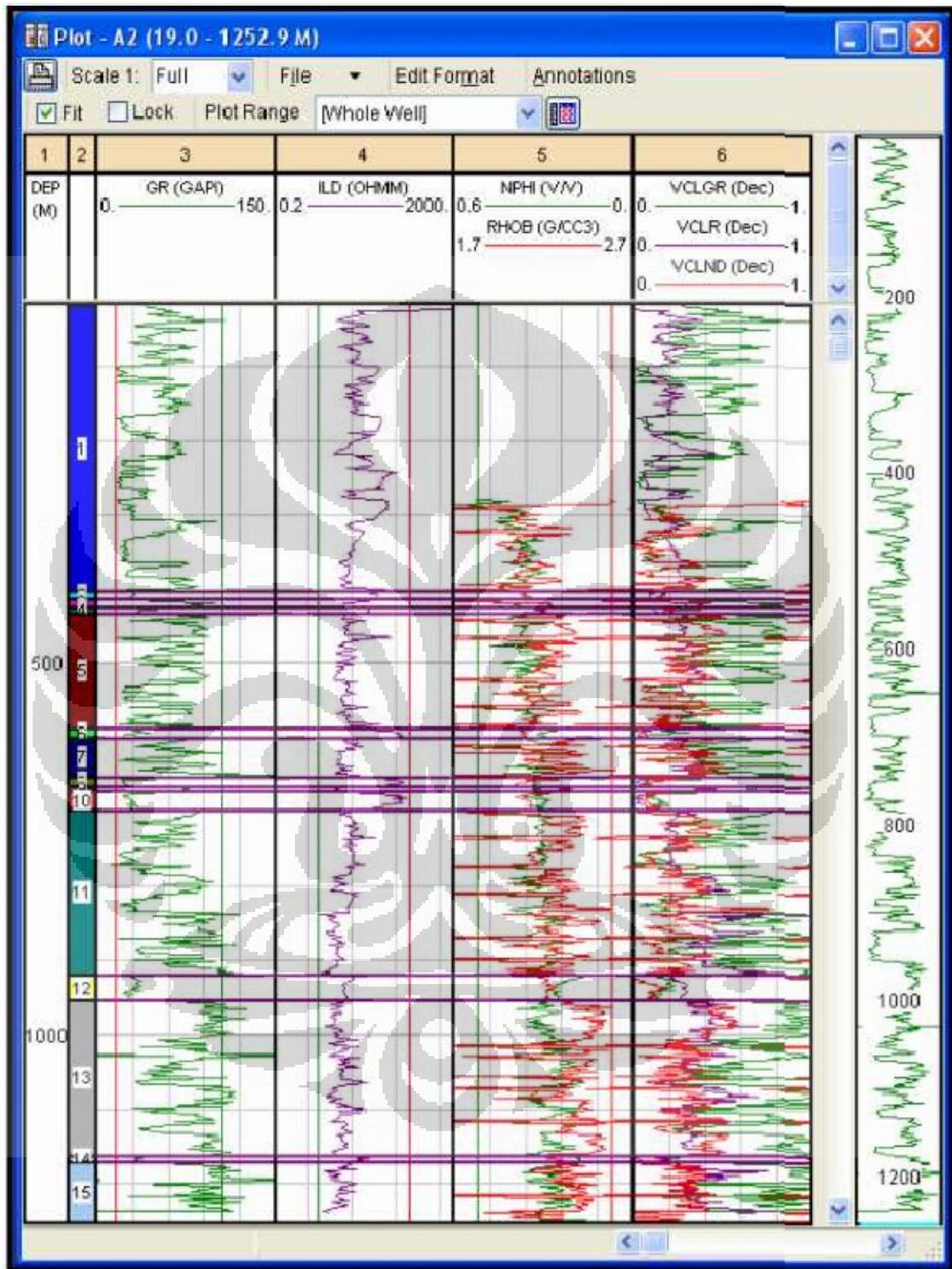
4.1.1 Kandungan lempung

Dari hasil Zonasi berdasarkan pembacaan *log gamma-ray*, *log resistivitas (Induction Log Deep)*, dan kombinasi antara *log neutron (NPHI)* dan *densitas (RHOB)* didapatkan nilai kandungan lempung untuk tiap – tiap titik pengukuran. Dari ketiga perhitungan kandungan lempung ini diambil nilai kandungan lempung terendah untuk digunakan dalam perhitungan porositas dan kejenuhan air.

pada sumur A1 daerah potensial memiliki kandungan lempung antara 0.042 sampai 0.062 dari kedalaman 527.63 sampai 1390.25 m. Pada sumur A2 kandungan lempung daerah potensial berada dalam rentang 0.033 sampai 0.095 dengan kedalaman berada pada 405.13 sampai 1172.88 m. Pada sumur A3 kandungan lempung zona potensial berada dalam rentang 0.001 sampai 0.178 dengan kedalaman berada pada 336.38 sampai 928.13 m. Pada sumur A4 zona potensial memiliki kandungan lempung antara 0.011 sampai 0.145 dengan kedalaman berada pada 363.63 sampai 1775.63 m. Pada sumur A5, kandungan lempung zona potensial memiliki nilai 0.015 sampai 0.104 dengan kedalaman berada pada rentang 1038.63 sampai 1887.88 m. Pada sumur A6. Pada sumur A7, zona potensial memiliki nilai kandungan lempung antara 0.021 sampai 0.128 dengan kedalaman berada pada 458.72 sampai 1712.98 m. Pada sumur A8, zona potensial memiliki nilai kandungan lempung antara 0 sampai 0.068 dengan kedalaman berada pada 630.78 sampai 1189.94 m. Dan pada sumur A9, kandungan lempung zona potensial memiliki nilai antara 0.086 sampai 0.096 dengan kedalaman berada pada 434.19 sampai 620.42 m.



Gambar 4.1 hasil perhitungan kandungan lempung pada sumur A1.

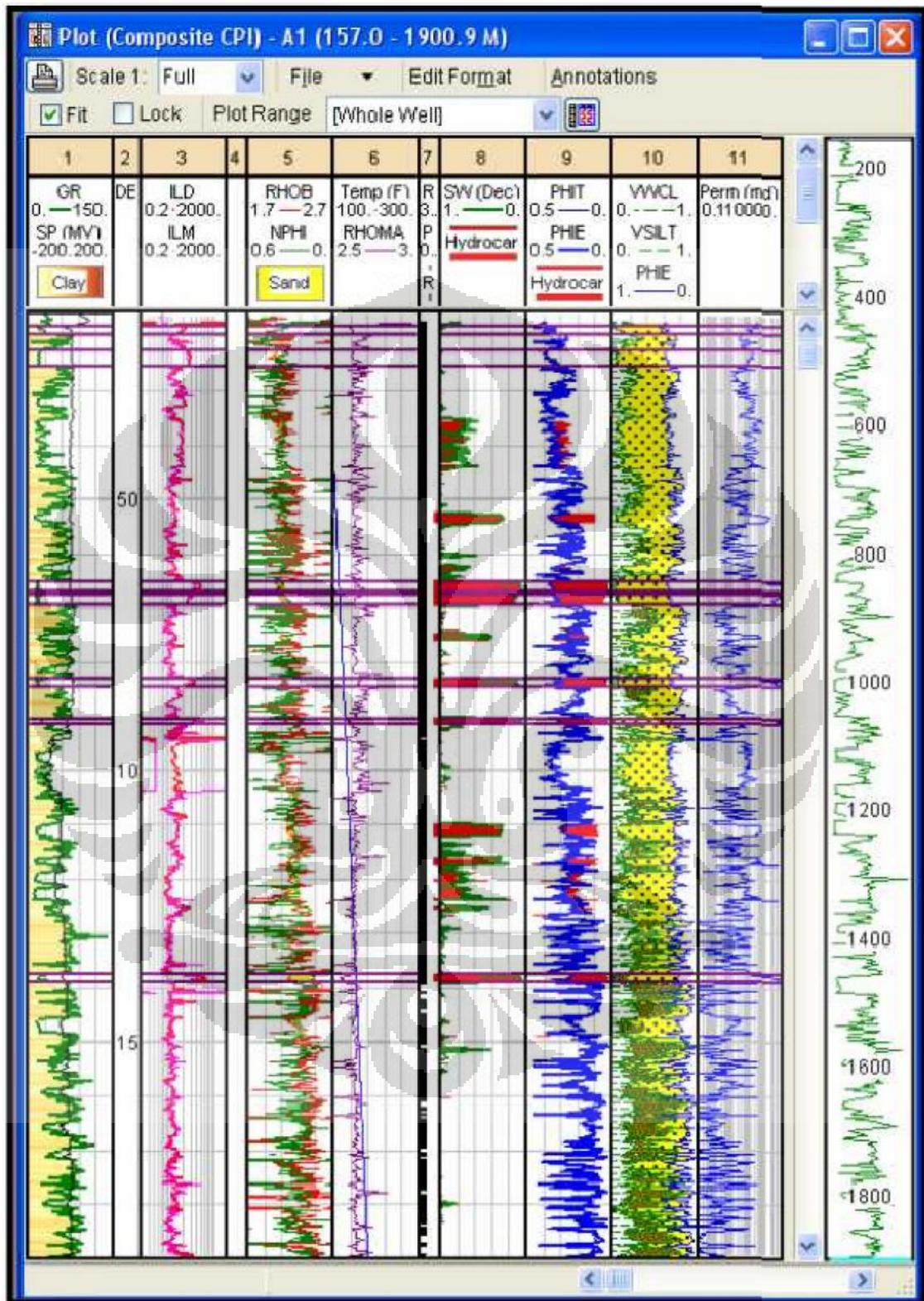


Gambar 4.2 hasil perhitungan kandungan lempung pada sumur A2

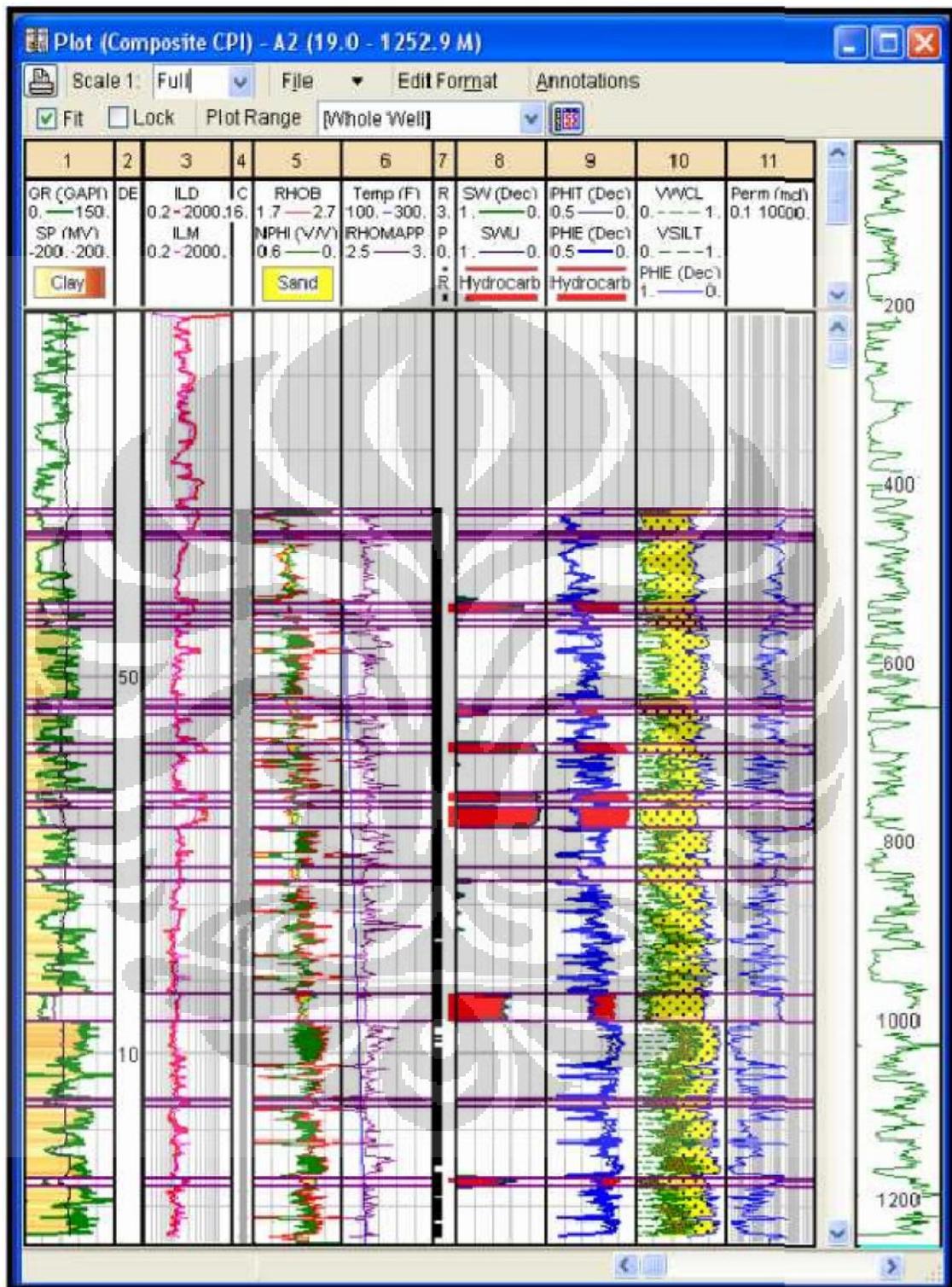
4.1.2 Porositas

dengan menggunakan model porositas densitas – neutron akan didapat 2 nilai porositas yaitu Φ_T dan Φ_E . Dimana nilai Φ_E tersebut akan digunakan untuk menentukan zona yang potensial.

pada sumur A1 daerah potensial memiliki porositas antara 0.258 sampai 0.349 dari kedalaman 527.63 sampai 1390.25 m. Pada sumur A2 porositas daerah potensial berada dalam rentang 0.199 sampai 0.339 dengan kedalaman berada pada 405.13 sampai 1172.88 m. Pada sumur A3 porositas zona potensial berada dalam rentang 0.252 sampai 0.384 dengan kedalaman berada pada 336.38 sampai 928.13 m. . Pada sumur A4 zona potensial memiliki porositas antara 0.123 sampai 0.997 dengan kedalaman berada pada 363.63 sampai 1775.63 m. Pada sumur A5, porositas zona potensial memiliki nilai 0.159 sampai 0.997 dengan kedalaman berada pada rentang 1038.63 sampai 1887.88 m. Pada sumur A6, zona potensial memiliki porositas dalam rentang 0.12 sampai 0.125 dengan kedalaman berada pada 556.13 sampai 1115.74 m. Pada sumur A7, zona potensial memiliki nilai porositas 0.115 sampai 0.136 dengan kedalaman berada pada 458.72 sampai 1712.98 m. Pada sumur A8, zona potensial memiliki nilai porositas 0.15 sampai 0.295 dengan kedalaman berada pada 630.78 sampai 1189.94 m. Dan pada sumur A9, porositas zona potensial memiliki nilai antara 0.311 sampai 0.338 dengan kedalaman berada pada 434.19 sampai 620.42 m.



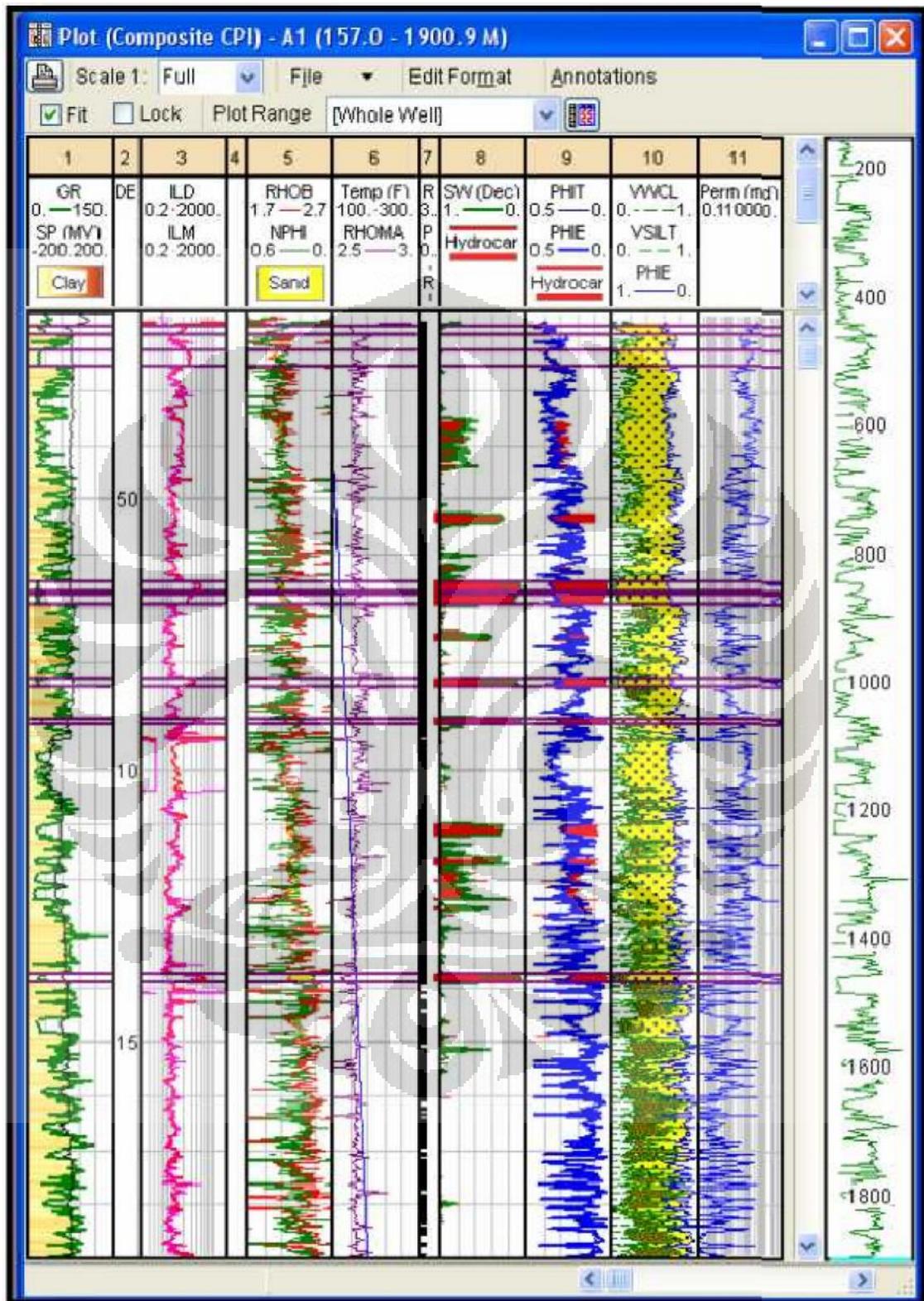
Gambar 4.3 Hasil perhitungan porositas pada sumur A1.



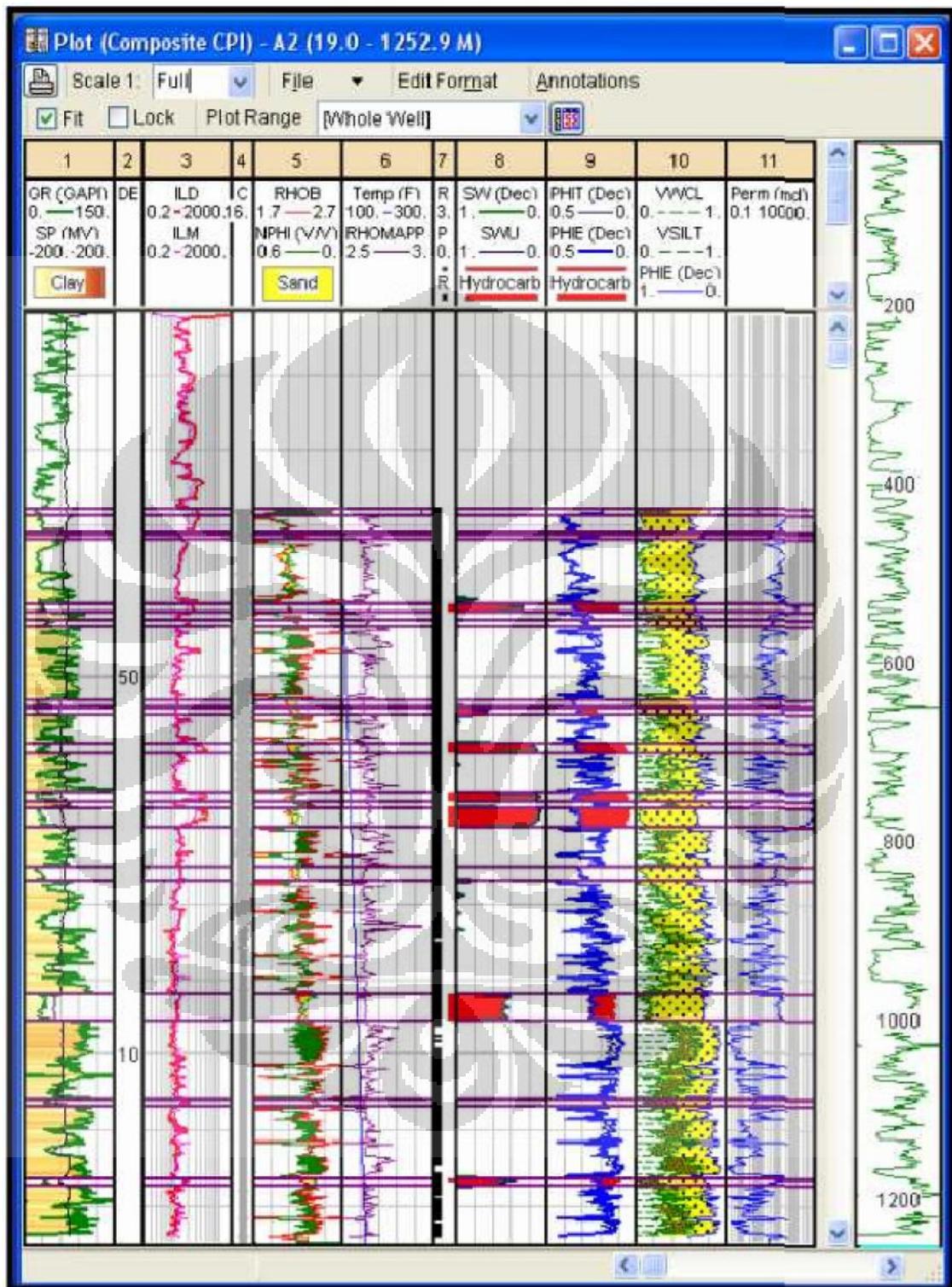
Gambar 4.4 Hasil perhitungan porositas pada sumur A2

4.1.3 Kejenuhan air

Dengan menggunakan persamaan kejenuhan air Archie, didapatkan nilai kejenuhan air untuk tiap-tiap titik pengukuran. pada sumur A1 daerah potensial memiliki kejenuhan air antara 0.108 sampai 0.661 dari kedalaman 527.63 sampai 1390.25 m. Pada sumur A2 kejenuhan air daerah potensial berada dalam rentang 0.145 sampai 0.707 dengan kedalaman berada pada 405.13 sampai 1172.88 m. Pada sumur A3 kejenuhan air zona potensial berada dalam rentang 0.213 sampai 0.986 dengan kedalaman berada pada 336.38 sampai 928.13 m. Pada sumur A4 zona potensial memiliki kejenuhan air antara 0.123 sampai 0.997 dengan kedalaman berada pada 363.63 sampai 1775.63 m. Pada sumur A5, kejenuhan air zona potensial memiliki nilai 0.093 sampai 0.997 dengan kedalaman berada pada rentang 1038.63 sampai 1887.88 m. Pada sumur A6, zona potensial memiliki nilai kejenuhan air antara 0.483 sampai 0.727 pada kedalaman 556.13 sampai 1115.74 m. Pada sumur A7, zona potensial memiliki nilai kejenuhan air antara 0.4 sampai 0.807 dengan kedalaman antara 458.72 sampai 1712.98 m. Pada sumur A8, zona potensial memiliki nilai kejenuhan air 0.398 sampai 0.727 dengan kedalaman berada pada 630.78 sampai 1189.94 m. Dan pada sumur A9, kejenuhan air zona potensial memiliki nilai antara 0.421 sampai 0.659 dengan kedalaman berada pada 434.19 sampai 620.42 m.



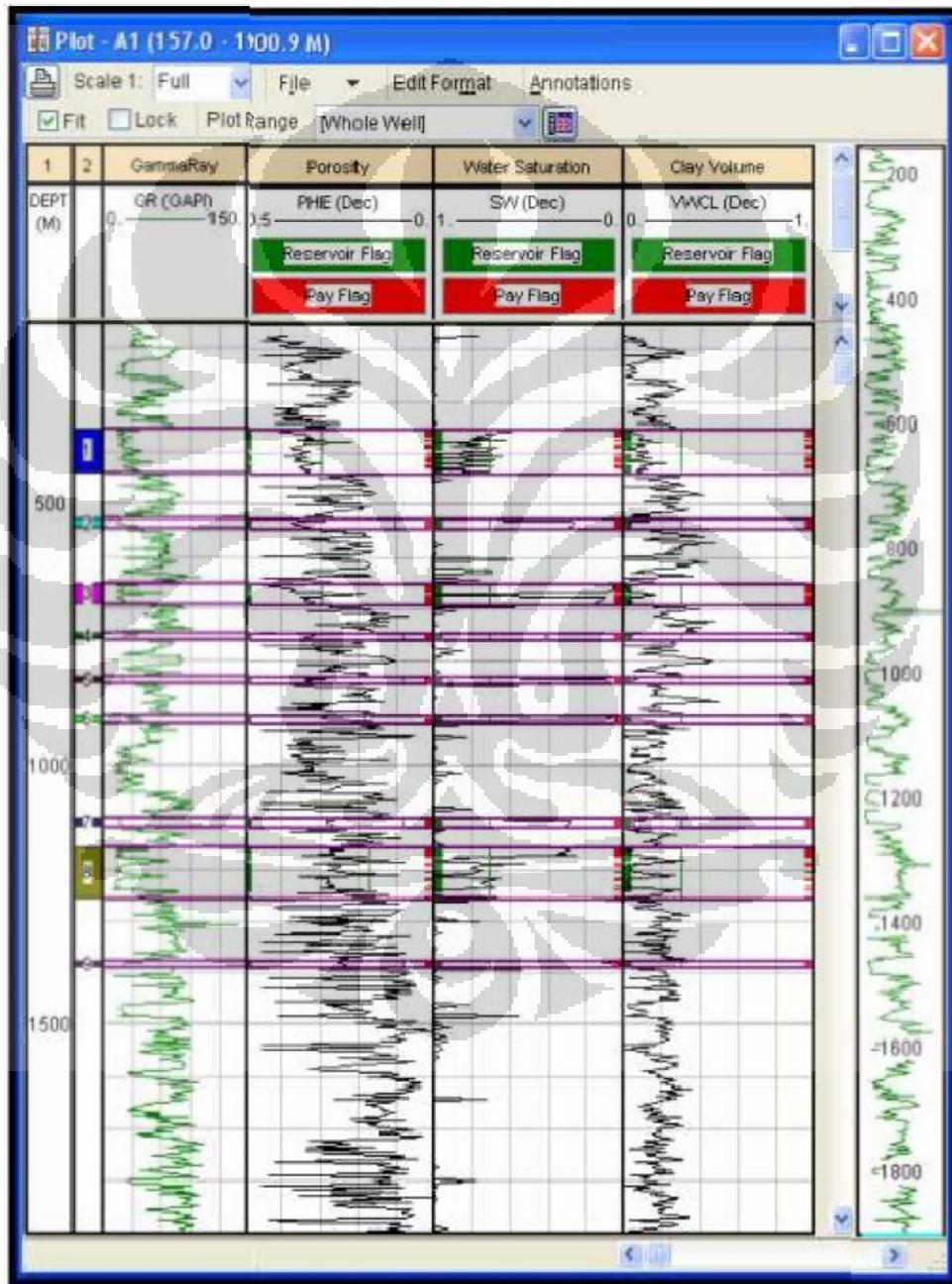
Gambar 4.5 Hasil perhitungan saturasi air pada sumur A1



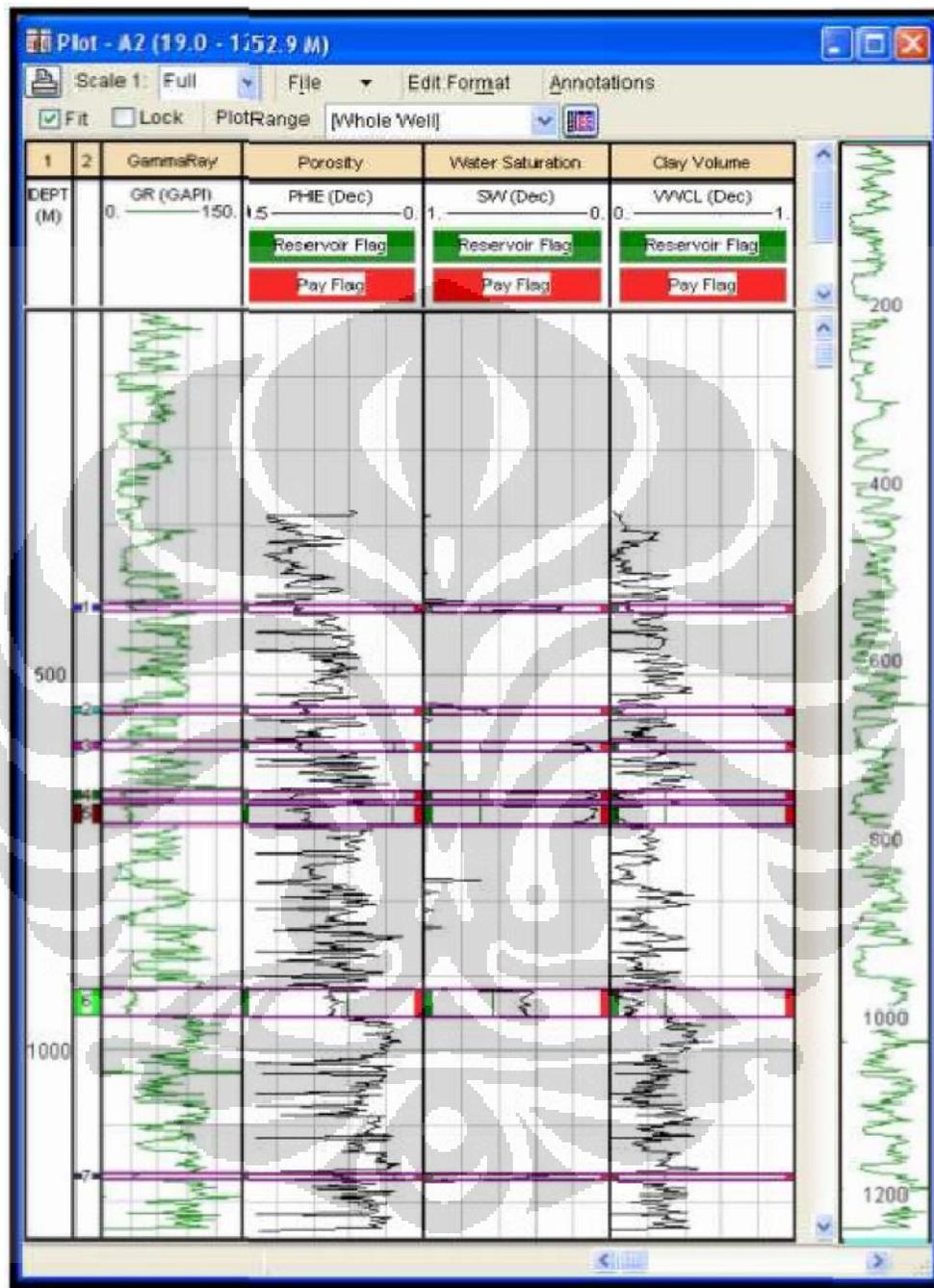
Gambar 4.6 Hasil perhitungan saturasi air pada sumur A2.

4.1.4 Hasil *cut – off*

Hasil *cut – off* didapatkan dengan menerapkan nilai penggal porositas sebesar 13%, nilai penggal kandungan lempung sebesar 24%, dan nilai penggal kejenuhan air sebesar 50 %. yang telah dihitung pada proses pengolahan data.



Gambar 4.7 Hasil cut off pada sumur A1



Gambar 4.8 Hasil cut off pada sumur A2

4.1.5 Lumping (pembungkalan)

Dengan menerapkan nilai penggal porositas sebesar 13% , nilai penggal kandungan lempung sebesar 25%, dan nilai penggal kejenuhan air sebesar 50 % maka akan didapatkan *net reservoir* (lihat tabel 4.1) dan *zona net pay* (lihat gambar 4.2).

tabel 4.1 hasil lumping zona net reservoir pada sumur A1

Reservoir SUMMARY								
Zona	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
1	527.63	545.13	17.5	17.5	1	0.337	0.315	0.056
2	650.75	694.88	44.13	39.19	0.888	0.349	0.12	0.039
3	748.13	760.88	12.75	12.75	1	0.309	0.461	0.062
4	830.38	845	14.63	14.63	1	0.333	0.108	0.049
5	904	920.25	16.25	15.25	0.938	0.271	0.329	0.042
6	1102	1120.25	18.25	18.25	1	0.277	0.311	0.052
7	1161.13	1258.5	97.38	83.75	0.86	0.28	0.661	0.061
8	1376.25	1390.25	14	14	1	0.258	0.085	0
all zones	527.63	1390.25	234.88	215.31	0.917	0.3	0.38	0.05

tabel 4.2 hasil lumping zona net pay pada sumur A1

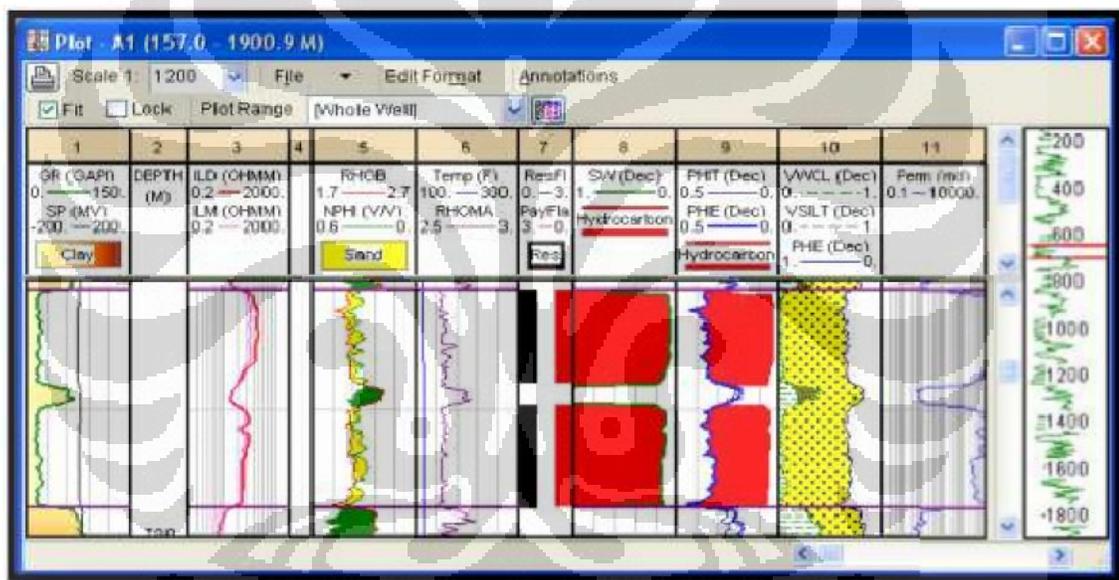
Pay SUMMARY								
Zona	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
1	527.63	545.13	17.5	16.88	0.964	0.34	0.296	0.05
2	650.75	694.88	44.13	38.63	0.875	0.349	0.108	0.038
3	748.13	760.88	12.75	11.63	0.912	0.323	0.434	0.051
4	830.38	845	14.63	14.44	0.987	0.334	0.099	0.048
5	904	920.25	16.25	11.06	0.681	0.293	0.156	0.012
6	1102	1120.25	18.25	18.06	0.99	0.278	0.305	0.051
7	1161.13	1258.5	97.38	37	0.38	0.308	0.444	0.026
8	1376.25	1390.25	14	14	1	0.258	0.085	0
all zones	527.63	1390.25	234.88	161.69	0.688	0.316	0.248	0.035

Dari hasil zonasi, perhitungan kandungan lempung, perhitungan porositas efektif, dan perhitungan saturasi air sekaligus memperhatikan aspek ekonomis dapat ditentukan

zona mana dan dari sumur mana yang paling potensial dan produktif sebagai resevoir. Zona yang potensial adalah sebagai berikut:

1. Pada sumur A1:

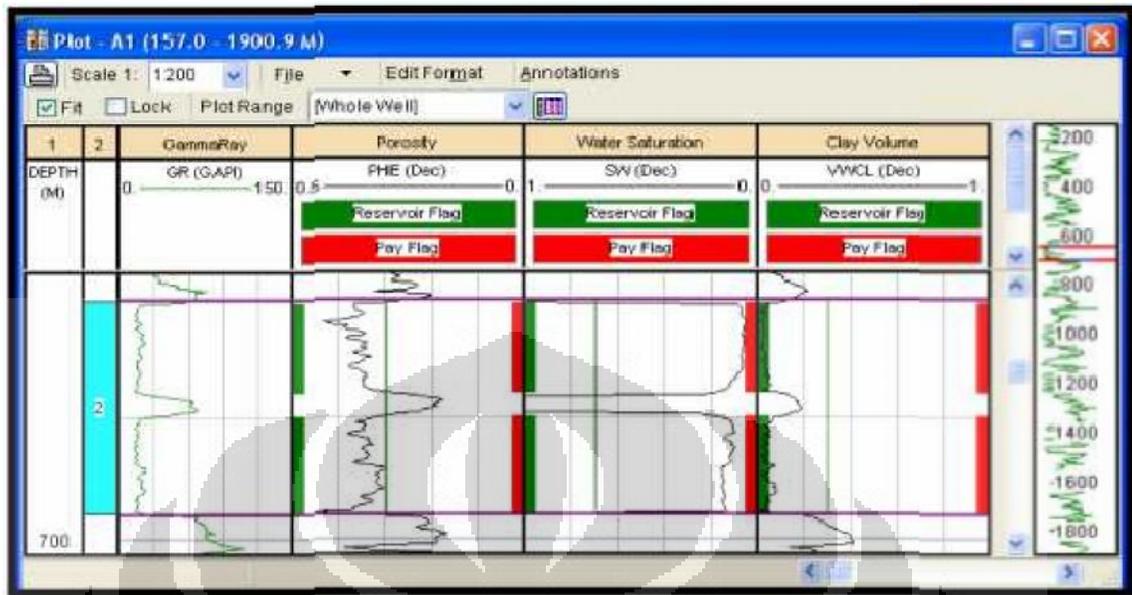
- zona 2 yang memiliki nilai kandungan lempung 0.05, nilai porositas efektif 0.34, dan nilai saturasi air 0.108 dengan ketebalan reservoir 44.13 m.
- zona 4 yang memiliki nilai kandungan lempung 0.048, nilai porositas efektif sebesar 0.334, dan nilai saturasi air sebesar 0.099 dengan ketebalan reservoir 14.62 m.



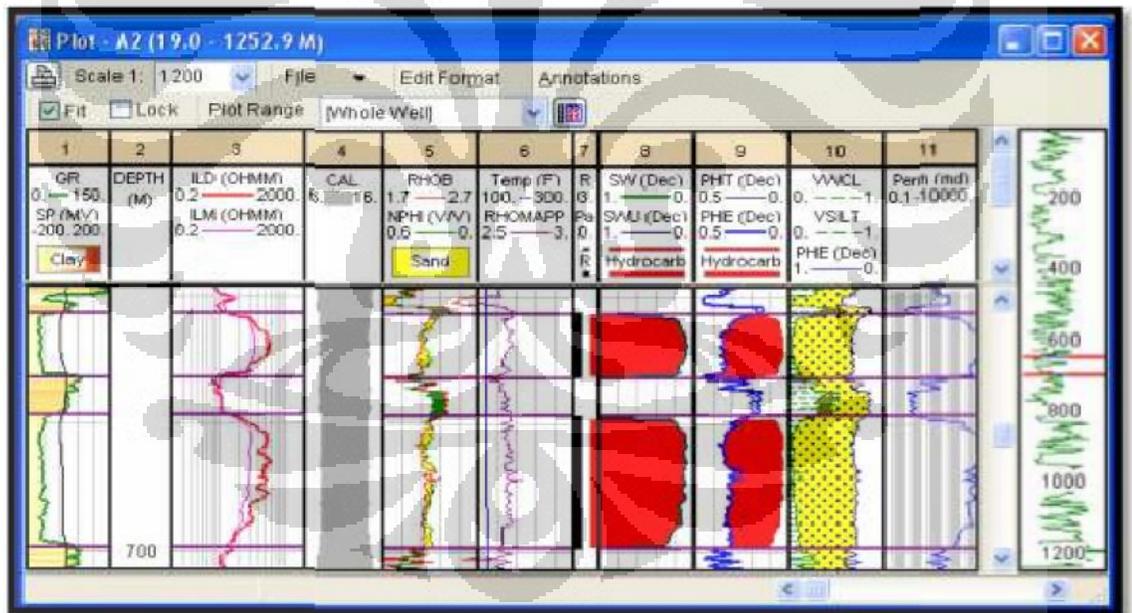
Gambar 4.9 zona potensial pada sumur A1 (zona 2)

2. pada sumur A2:

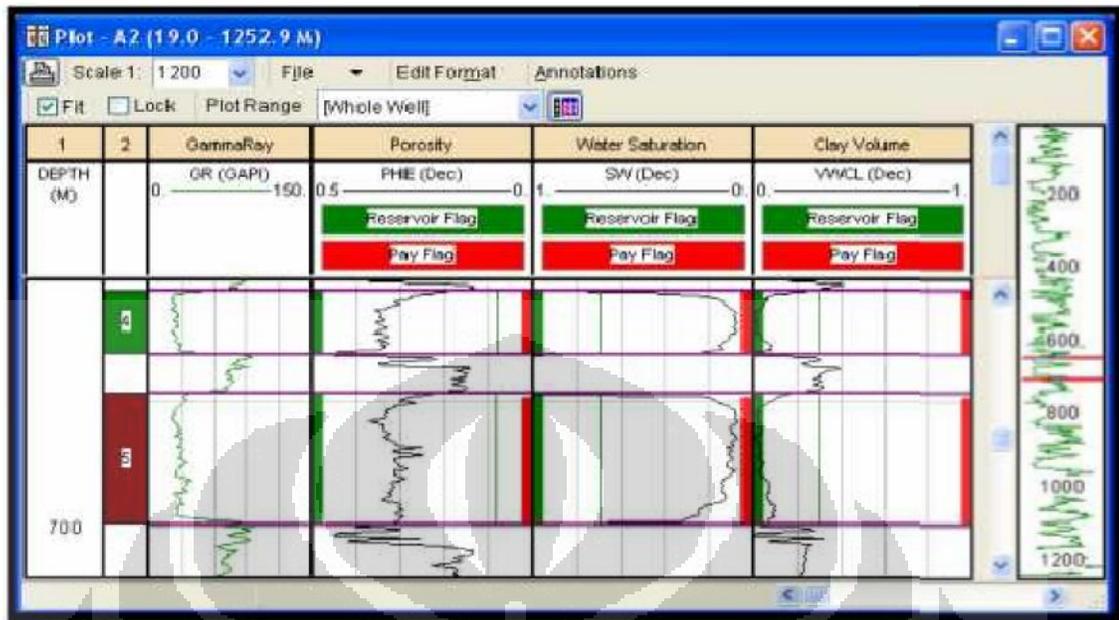
- zona 5 yang memiliki nilai kandungan lempung 0.049, nilai porositas efektif sebesar 0.313, dan nilai saturasi air sebesar 0.124 dengan ketebalan reservoir 25.87 m.
- zona 4 yang memiliki nilai kandungan lempung 0.043, nilai porositas efektif 0.334, dan nilai saturasi air sebesar 0.122 dengan ketebalan reservoir 12.63 m.



Gambar 4.10 hasil cut-off zona potensial pada sumur A1 (zona 2)



Gambar 4.11 zona potensial pada sumur A2 (zona 4 dan 5)



Gambar 4.12 hasil cut-off zona potensial pada sumur A2 (zona 4 dan 5)

3. pada sumur A3:
 - zona 14 yang memiliki nilai kandungan lempung 0.044, nilai porositas efektif 0.282, dan nilai saturasi air sebesar 0.199 dengan ketebalan reservoir 9.62 m.
4. pada sumur A4:
 - zona 24 yang memiliki nilai kandungan lempung 0.035, nilai porositas efektif 0.208, dan nilai saturasi air sebesar 0.15 dengan ketebalan reservoir 34.13 m.
5. pada sumur A5:
 - zona 11 yang memiliki nilai kandungan lempung 0.053, nilai porositas efektif 0.324, dan nilai saturasi air sebesar 0.209 dengan ketebalan reservoir 19.38 m.
 - zona 13 yang memiliki nilai kandungan lempung 0.057, nilai porositas efektif 0.303, dan nilai saturasi air sebesar 0.235 dengan ketebalan reservoir 26.13 m.
6. pada sumur A6, A7, A8, dan A9 dinyatakan kurang potensi.

4.2 Analisis

Berdasarkan data geologi, sumur-sumur yang digunakan dalam tugas akhir ini berada di lapangan H yang termasuk ke dalam formasi Balikpapan. formasi ini tersusun atas batupasir dan batulempung dengan sisipan lanau, serpih, batugamping, dan batubara.

4.2.1 Zonasi Reservoir

Zonasi pada data log bertujuan untuk korelasi antar sumur. Zonasi ini mengacu pada kesamaan pembacaan rekaman data sumur. Pada data sumur lapangan “H” ini, tiap-tiap sumur mempunyai jumlah zonasi yang berbeda tergantung pada kedalaman dari sumur-sumur tersebut. Jumlah zonasi terbanyak terdapat pada sumur A4 sebanyak 40 zona.

Berdasarkan log litologi seperti log gamma ray, log densitas-neutron, menunjukkan bahwa batu pasir di sepanjang kedalaman sumur tidak terlalu banyak bercampur dengan lempung, dan banyak terjadi selang seling antara batu pasir dan shale. Untuk litologi sand, ini ditunjukkan dengan pembacaan log gamma ray yang bernilai rendah (20 – 70 API), separasi positif tidak terlalu besar pada kurva log neutron-densitas. Setelah dilakukan evaluasi litologi, dapat ditentukan interval zona yang potensial menjadi reservoir dengan melihat kandungan fluida di dalamnya. Fluida yang mengisi pori batuan yaitu air dan hidrokarbon. Air dan hidrokarbon dapat dibedakan dari nilai resistivitasnya. Air memiliki nilai resistivitas rendah, sedangkan hidrokarbon memiliki nilai resistivitas tinggi. Sehingga dengan kombinasi evaluasi litologi dan evaluasi jenis fluida, maka dapat ditentukan zona potensial reservoir.

4.2.2 Analisis Kandungan Lempung

Pada daerah telitian, nilai kandungan lempung rata-rata adalah 0.08, nilai kandungan lempung ini didapat melalui evaluasi dari pembacaan log GR, resistivitas, dan gabungan densitas-neutron. Dari ketiga evaluasi ini, nilai kandungan lempung yang diambil adalah nilai kandungan lempung minimum (Adi Harsono, 1995¹). Nilai kandungan lempung pada zona reservoir bervariasi antara 0 hingga 0.145. dari hasil

analisis lempung diambil nilai kandungan lempung yang terendah. Nilai dari kandungan lempung ini sangat berpengaruh pada penghitungan nilai porositas dan saturasi air. Dari nilai lempung yang rendah ini kita dapat mengasumsikan bahwa daerah telitian merupakan daerah formasi bersih. Sesuai dengan formasi pada daerah telitian bahwa formasi daerah telitian merupakan formasi yang banyak tersusun oleh batupasir.

4.2.3 Analisis Porositas

Secara umum, nilai porositas rata-rata pada daerah telitian memiliki nilai porositas efektif sebesar 0.258. Nilai porositas efektif di zona reservoir bervariasi antara 0.115 hingga 0.417. Dengan nilai porositas dominan pada zona reservoir sebesar 0.2 – 0.3. Sehingga hasil ini mendukung data geologi lapangan “H” yang menyebutkan bahwa tipe batuan pada daerah ini merupakan *unconsolidated sand*. Nilai porositas ini merupakan nilai porositas efektif (ΦE), sehingga pengaruh lempung terhadap evaluasi porositas sudah dihilangkan. Nilai ini didapatkan melalui evaluasi dengan menggunakan model densitas-neutron. Dengan model ini, nilai log neutron dan densitas dimasukkan, maka pembacaan ΦE akan langsung didapatkan pada model litologi yang sesuai, dimana nilai kandungan lempungnya sebesar 0 %. Berdasarkan nilai porositas tersebut, dapat disimpulkan bahwa reservoir pada lapangan “H” memiliki ruang pori batuan yang cukup besar untuk menyimpan fluida.

4.2.4 Analisis Kejenuhan Air

Perhitungan nilai kejenuhan air pada kasus ini menggunakan persamaan Archie yang sangat cocok digunakan untuk daerah yang lingkungan pengendapannya berupa delta yang memiliki lingkungan pengendapan konstan sehingga mengakibatkan nilai R_w konstan yang merupakan syarat dari persamaan Archie. Nilai kejenuhan air pada zona reservoir bervariasi antara 0.12 hingga 0.997 dengan nilai rata-rata kejenuhan air pada daerah telitian adalah 0.48. Ini menunjukkan bahwa pada zona reservoir, $(1 - S_w)$ dari ruang pori batuan terisi oleh hidrokarbon. Tetapi pada kasus ini, nilai saturasi di atas 0.5 dianggap bukan daerah prospek sebagai reservoir, jadi dianggap tidak

ekonomis jika dilakukan pengeboran di daerah yang memiliki nilai saturasi diatas 0.5 sehingga akan diabaikan.

4.2.5 Analisis Lumping

Nilai penggal kandungan lempung, porositas, dan kejenuhan air dalam penentuan zona *net reservoir* dan *net pay*, masing – masing sebesar 25% , 13% dan 50%. Untuk lapisan yang produktif (*net pay*) diasumsikan memiliki nilai kejenuhan air kurang dari 50% Sehingga didapatkan zona *net reservoir*, dan zona *net pay* pada tiap-tiap sumur.



BAB V

KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan data sumur dan informasi geologi yang tersedia pada lapangan “H”, beberapa kesimpulan yang diperoleh dari studi ini antara lain:

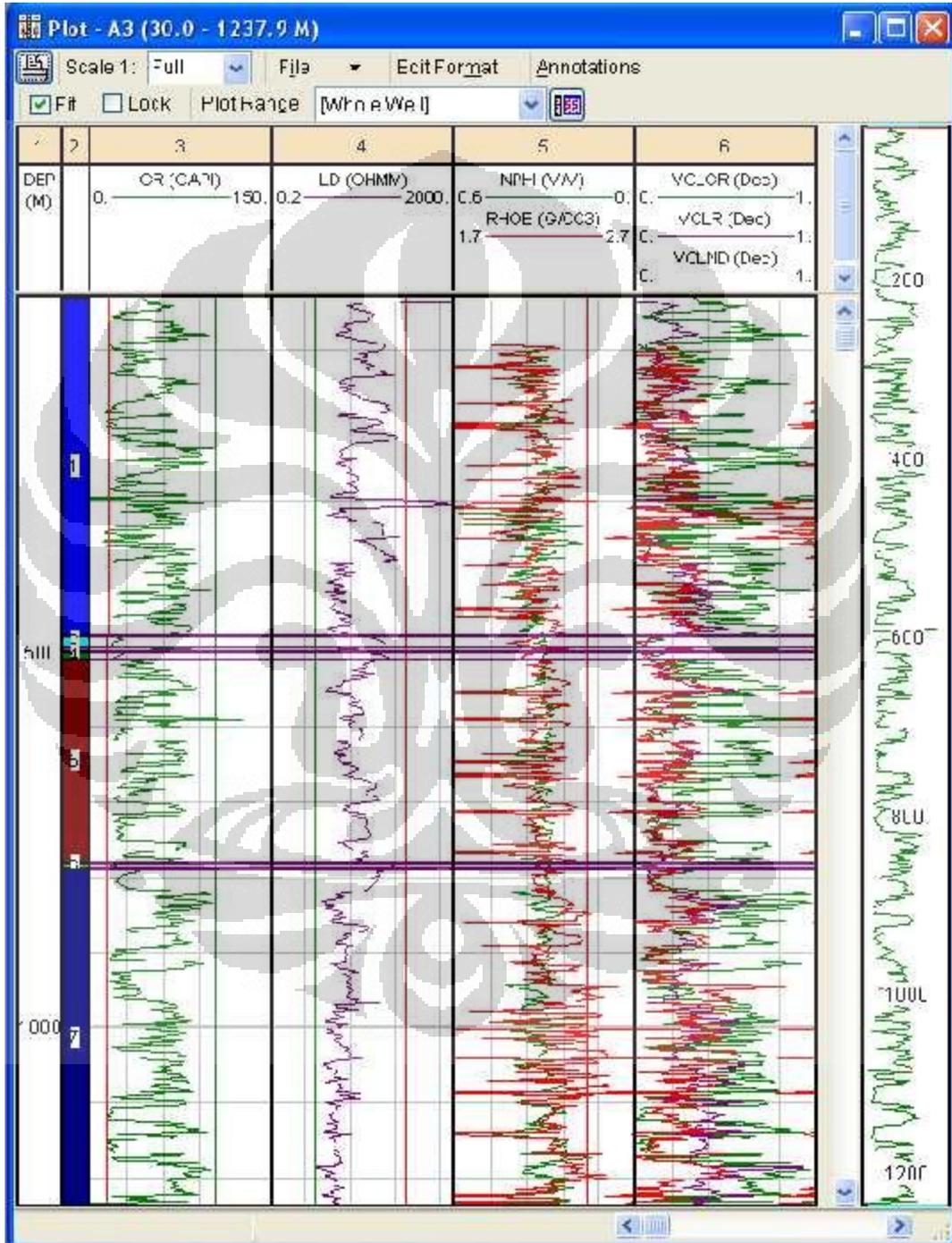
- Batu pasir pada formasi Balikpapan lapangan “H” merupakan *unconsolidated sand* dengan banyak perselingan lempung.
- Evaluasi porositas dengan menggunakan model densitas-neutron mampu memberikan hasil yang mendukung kondisi geologi batuan lapangan “H”.
- Evaluasi kejenuhan air pada formasi Balikpapan digunakan persamaan kejenuhan air Archie yang sangat cocok digunakan untuk lingkungan pengendapan Delta.
- Zona reservoir lapangan “H” memiliki nilai rata-rata porositas sebesar 0.258, nilai rata-rata kandungan lempung 0.08, serta nilai rata-rata saturasi air sebesar 0.48.
- Zona paling potensial pada lapangan “H” memiliki nilai kandungan lempung sebesar 0.048, nilai porositas efektif 0.334, dan nilai saturasi air 0.099 dengan ketebalan reservoir 14.62 m.

DAFTAR ACUAN

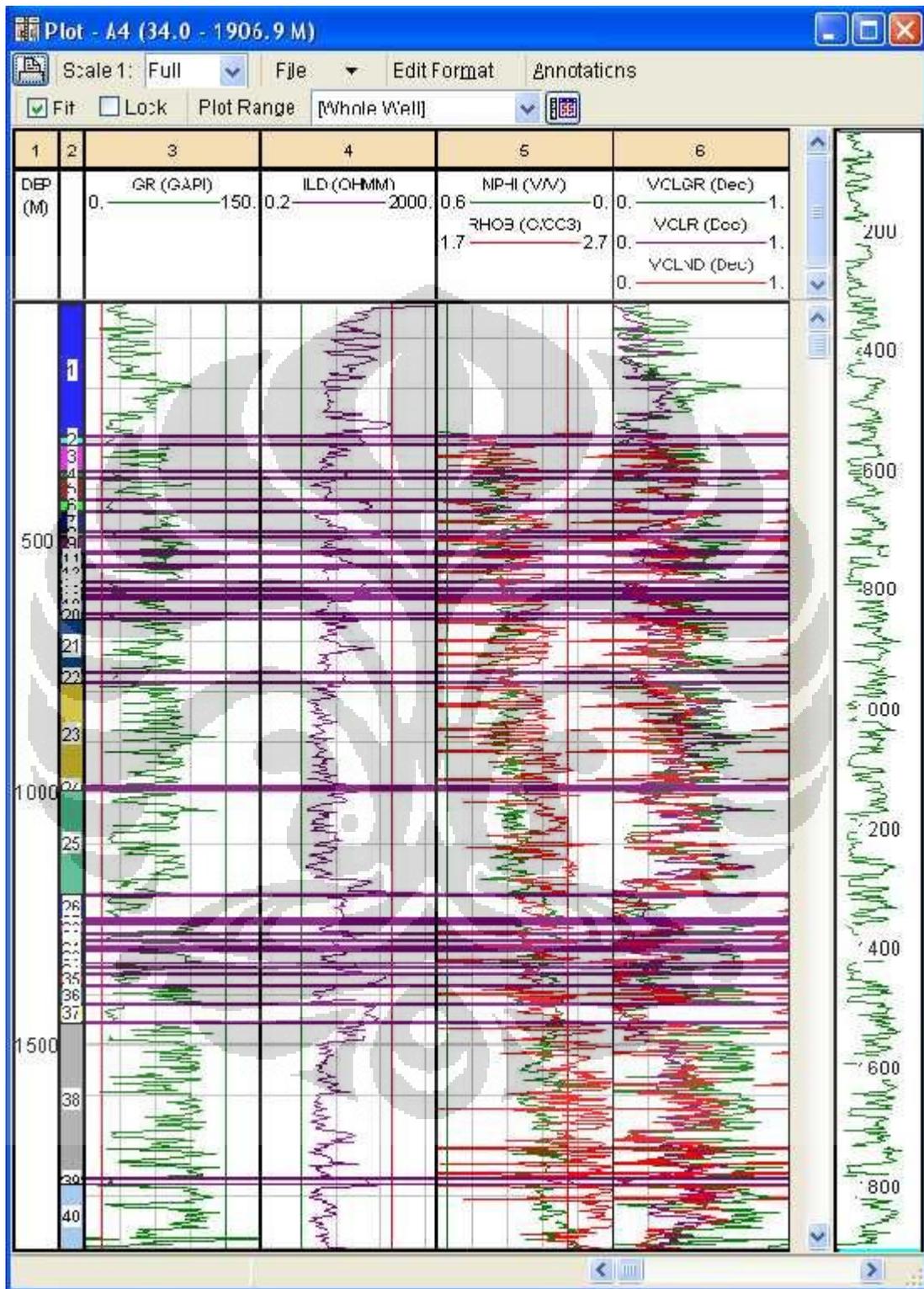
- 1 Harsono, Adi., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, edisi 8, Schlumberger Oilfield Services
- 2 Glover, Paul., Petrophysics MSc course notes
- 3 Bassiouni, Zaki., 1994, *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs*, volume 4, Society of Petroleum Engineers, Louisiana.
- 4 Haris, Abd., 2004. *Panduan kuliah Seismik Eksplorasi*. Universitas Indonesia, Depok : 119 hlm
- 5 Interactive Petrophysics Software Service Ltd, 2007, *IP help manual Version 3.4*
- 6 Log Interpretation Charts, 1995, Schlumberger Educational Services, USA
- 7 Koesoemadinata, R.P., 1978, *Geologi Minyak Dan Gas Bumi, Geophysical Engineering*, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- 8 Koesoemadinata. R.P., 1980, ***Geologi Minyak dan Gas Bumi***, Edisi kedua. Jilid 1 dan 2, Penerbit ITB, Bandung
- 9 Allen,G.P., Chambers, J.L.C,1998, *Sedimentation in the Modern and Miocene Mahakam Delta*, IPA.
- 10 Doveton, John H., 1994, *Geologic Log Analysis Using Computer Methods*, Kansas Geological survey Uniiversity of Kansas, USA.

LAMPIRAN

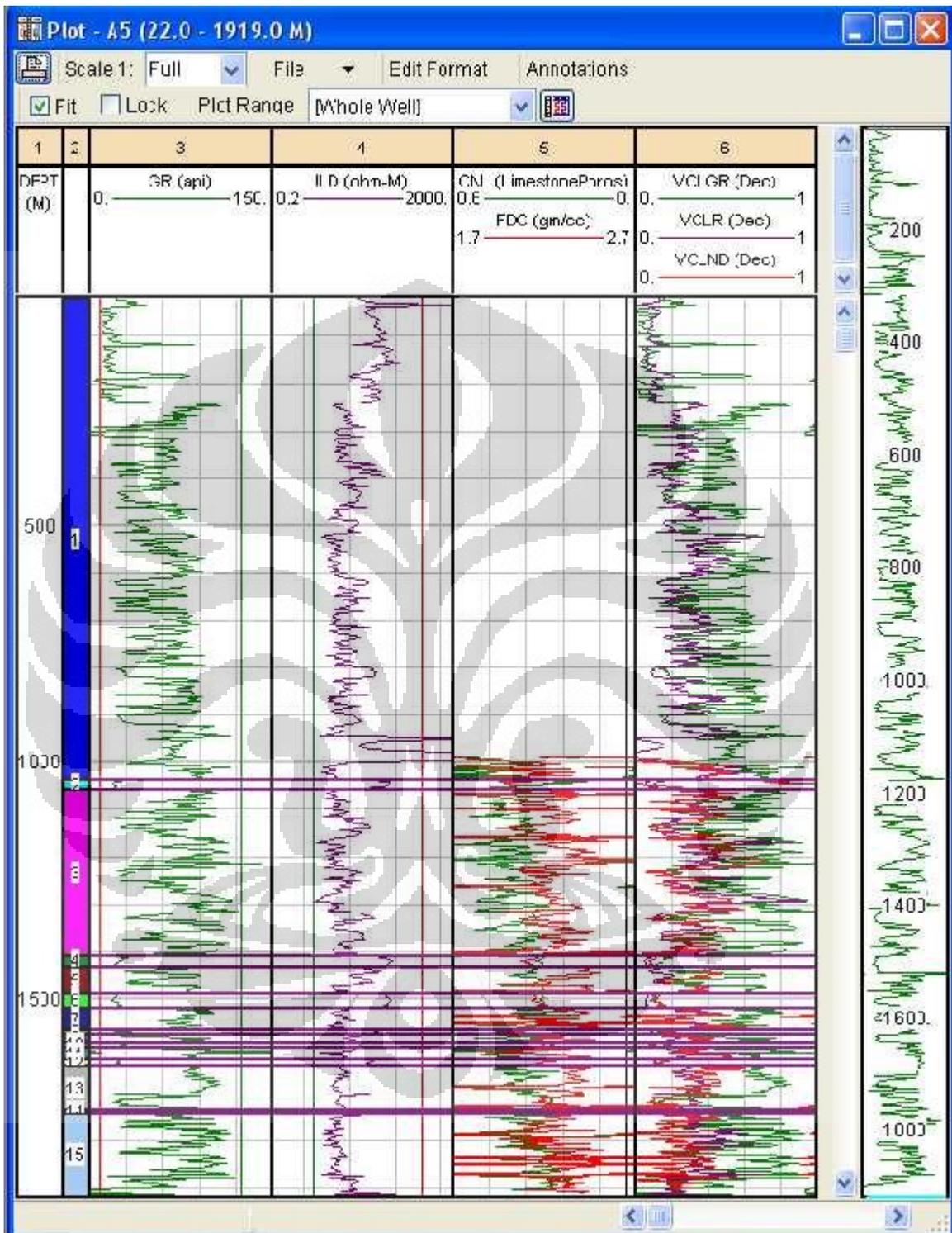
Hasil Zonasi



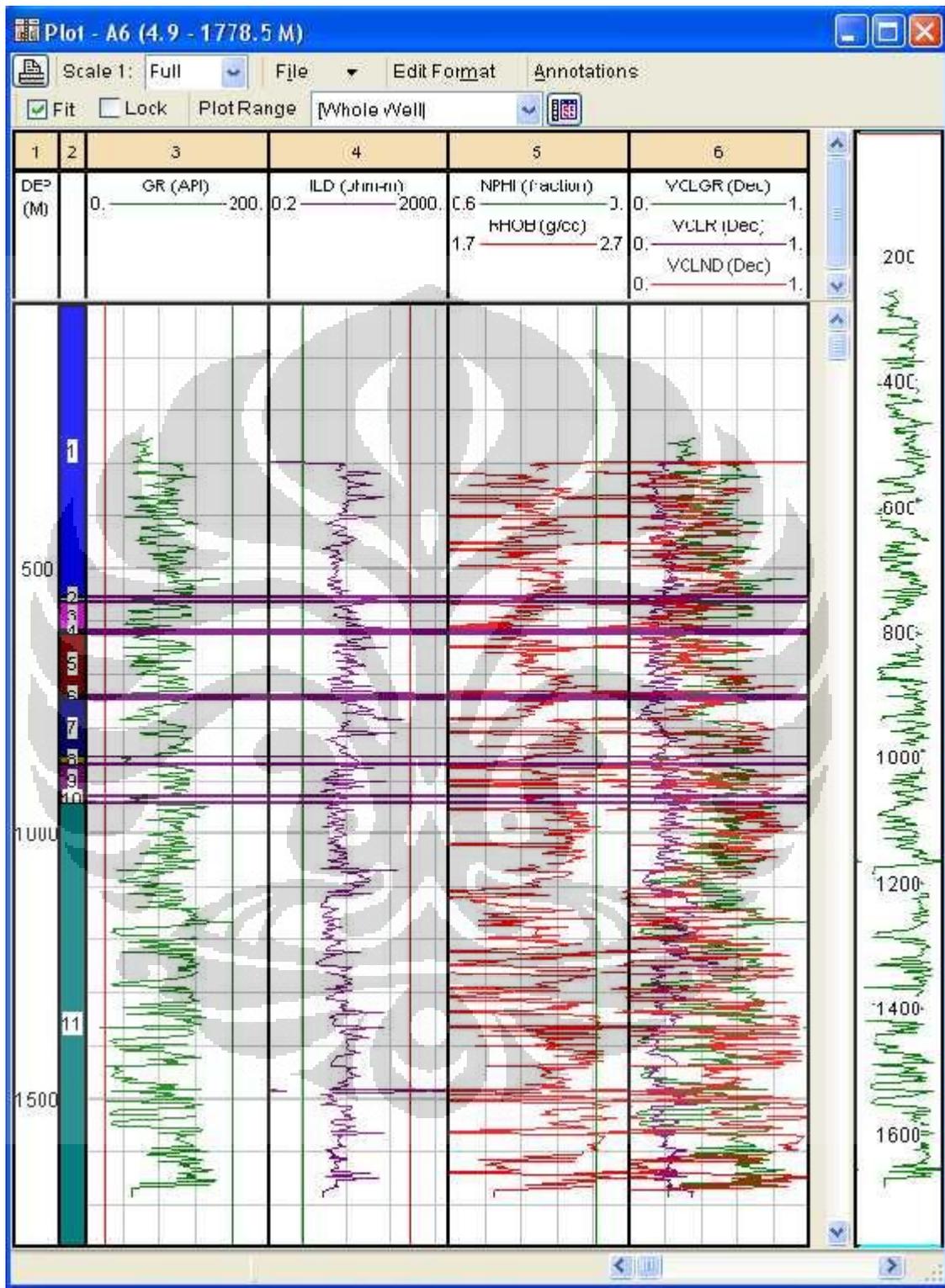
Hasil zonasi pada sumur A3



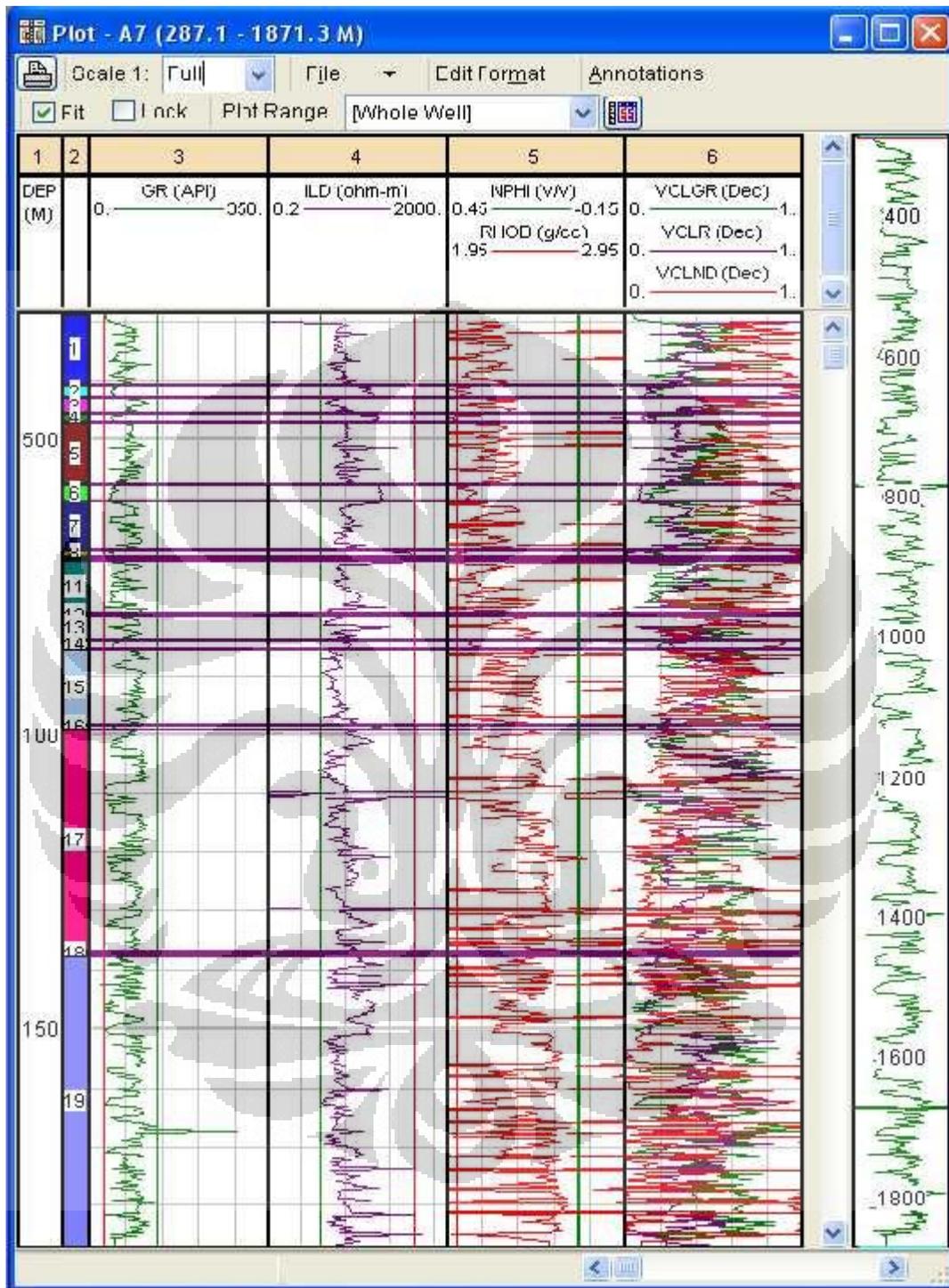
Hasil zonasi pada sumur A4



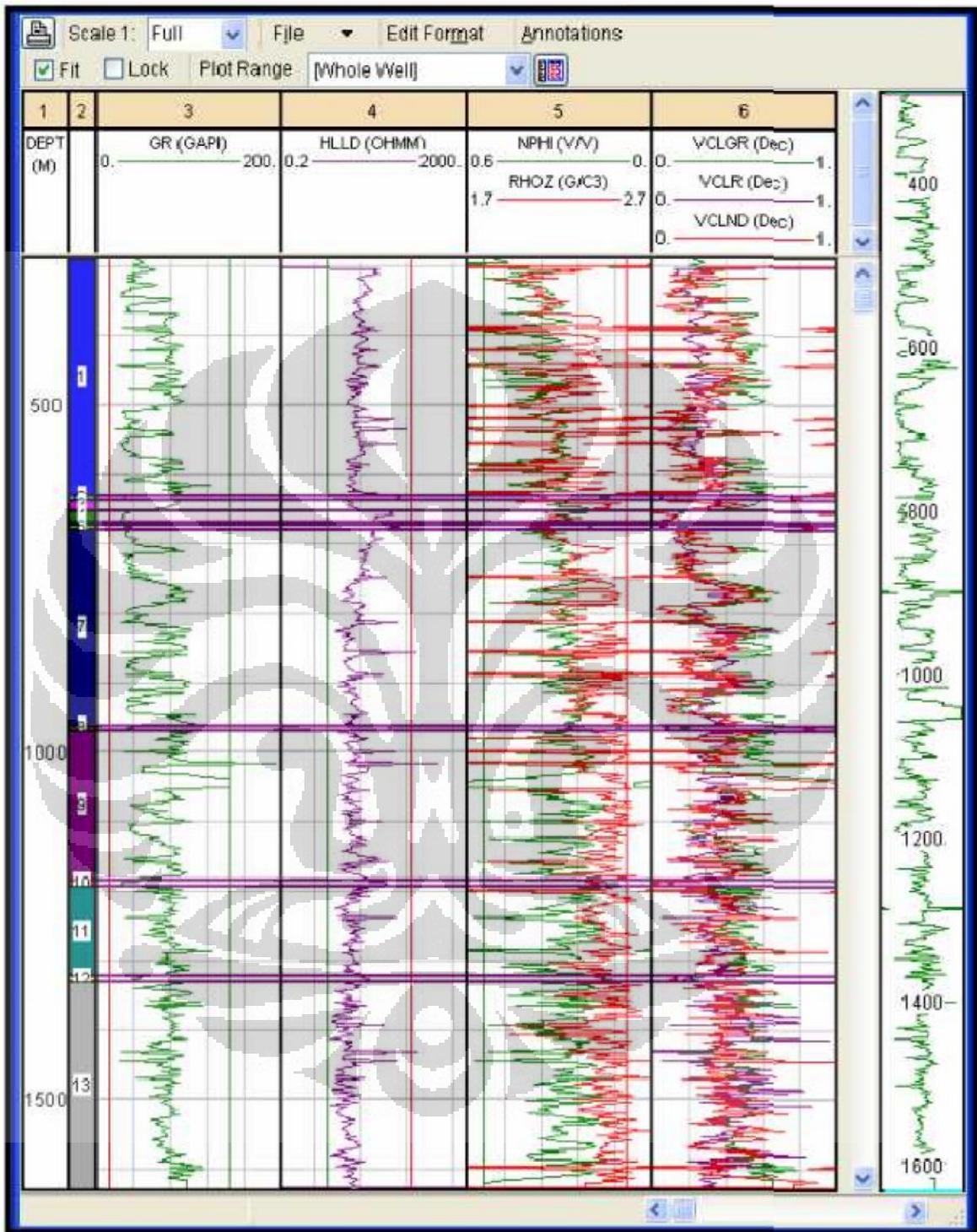
Hasil zonasi pada sumur A5



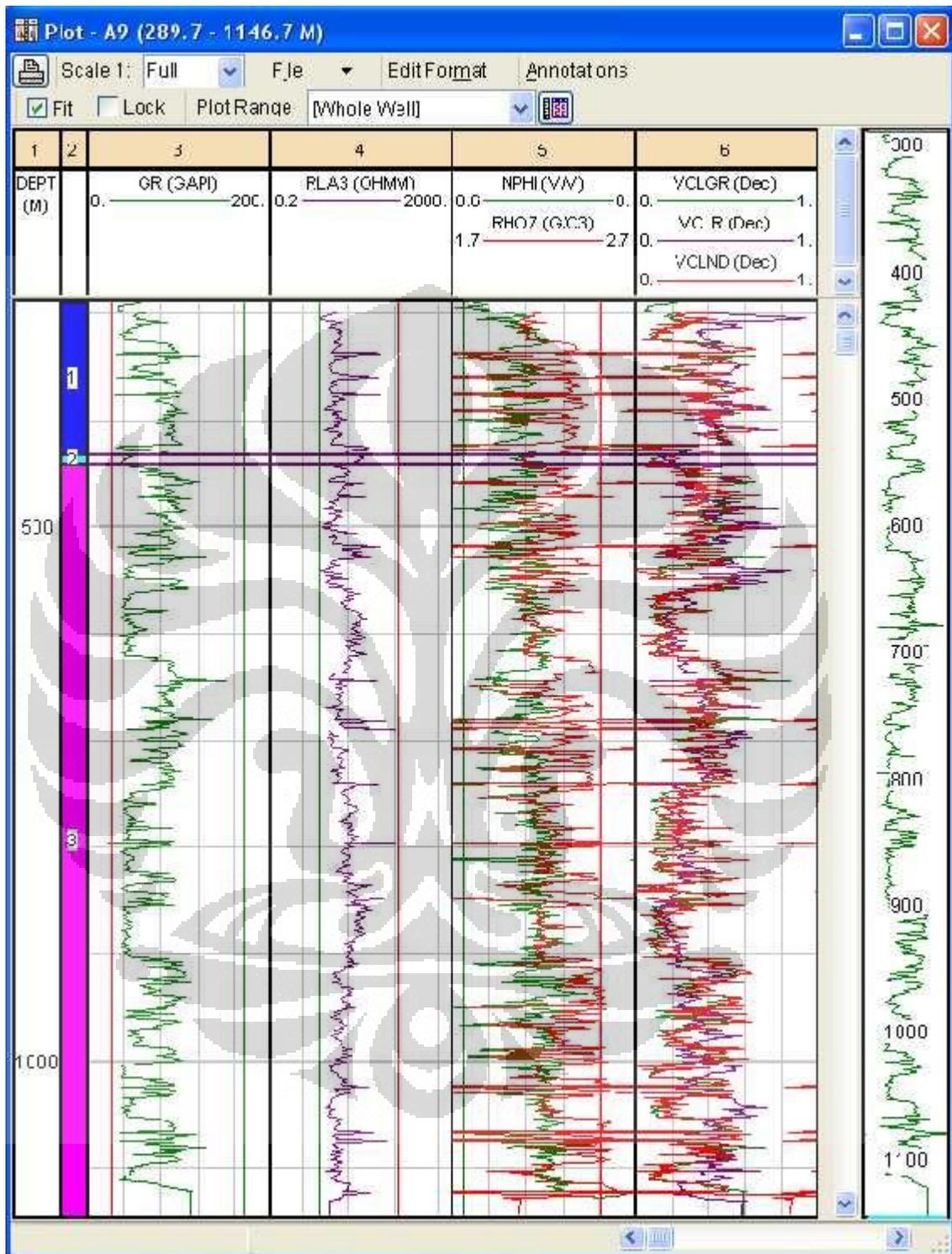
Hasil zonasi pada sumur A6



Hasil zonasi pada sumur A7

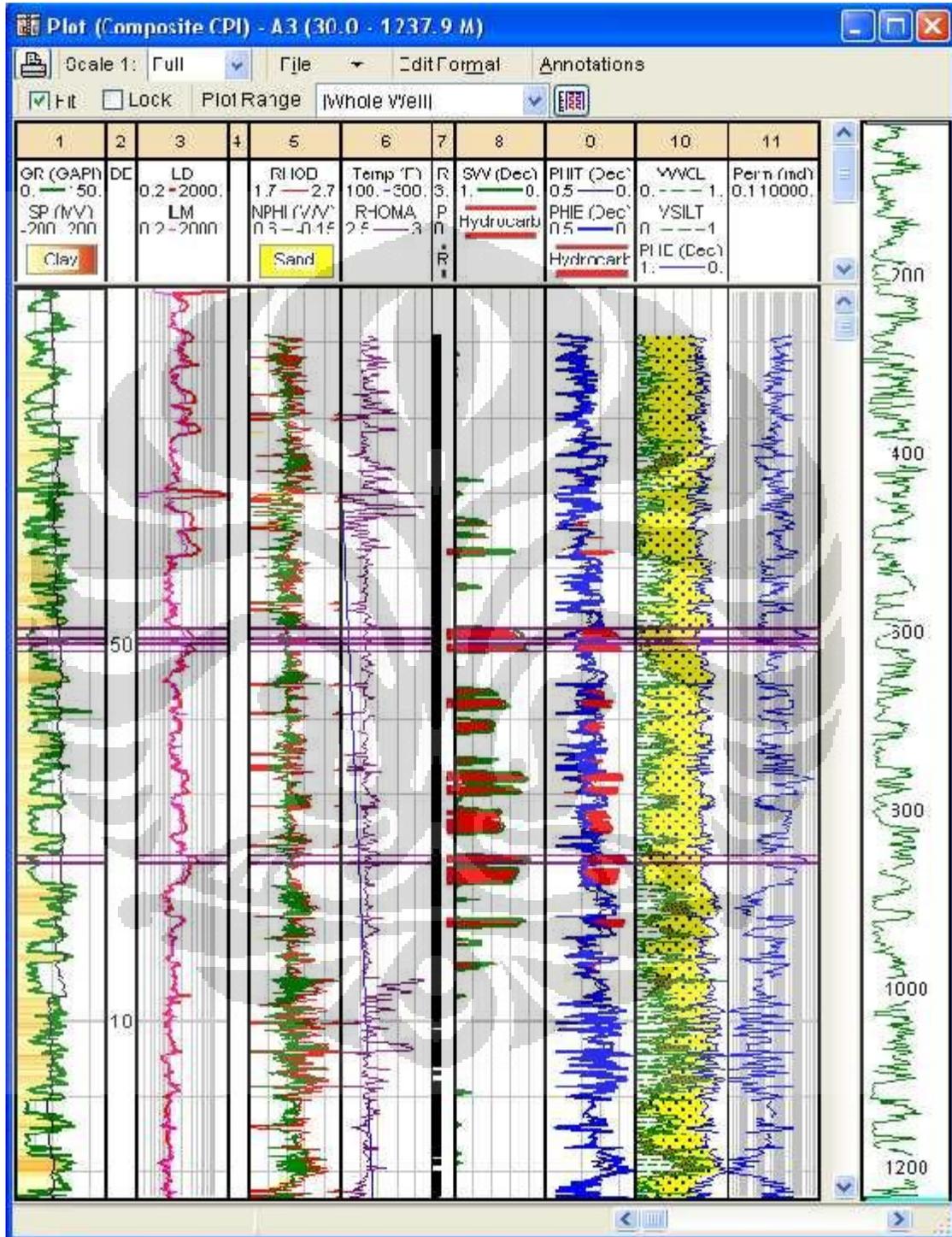


Hasil zonasi pada sumur A8

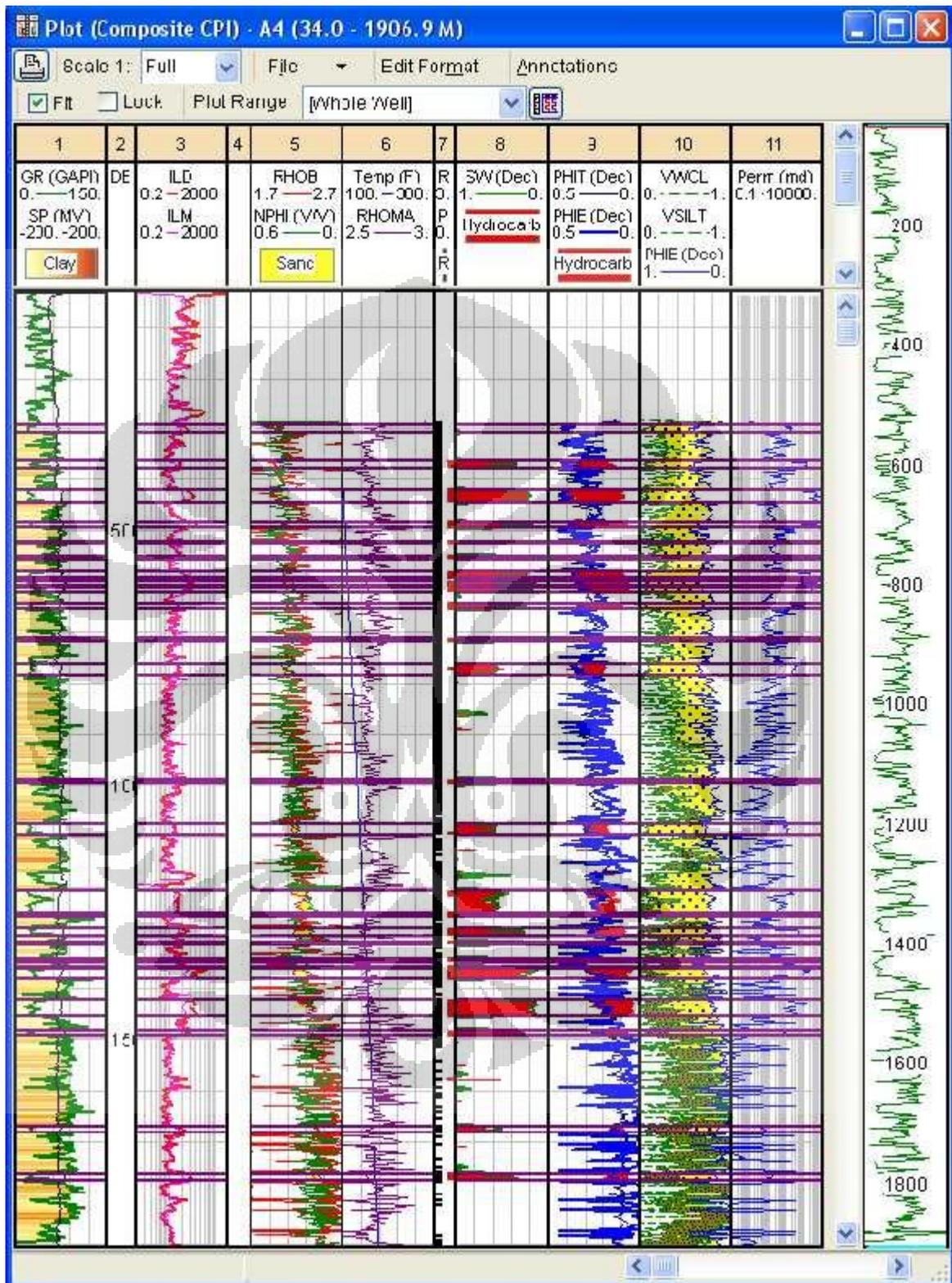


Hasil zonasi pada sumur A9

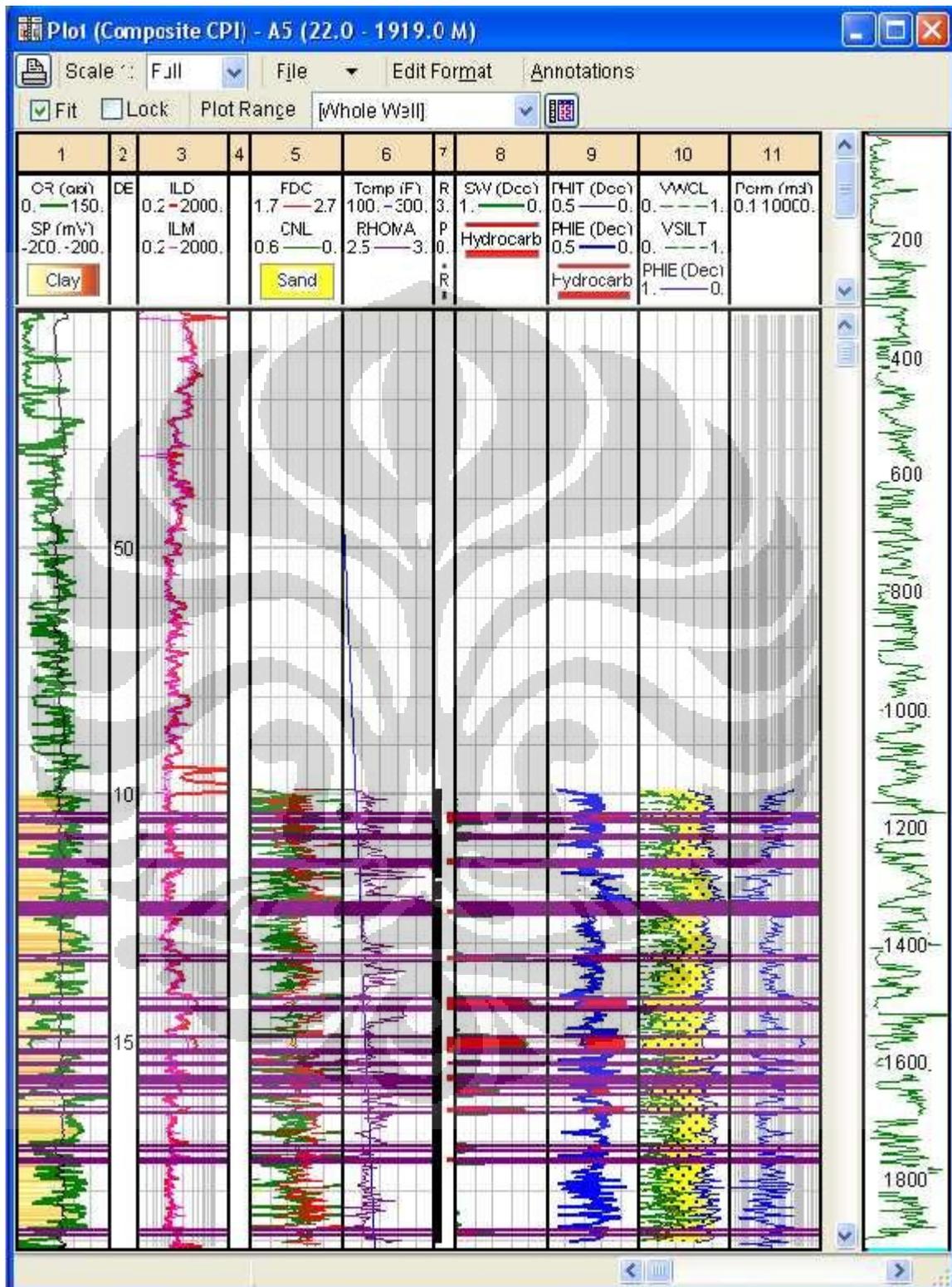
Hasil porositas dan saturasi air



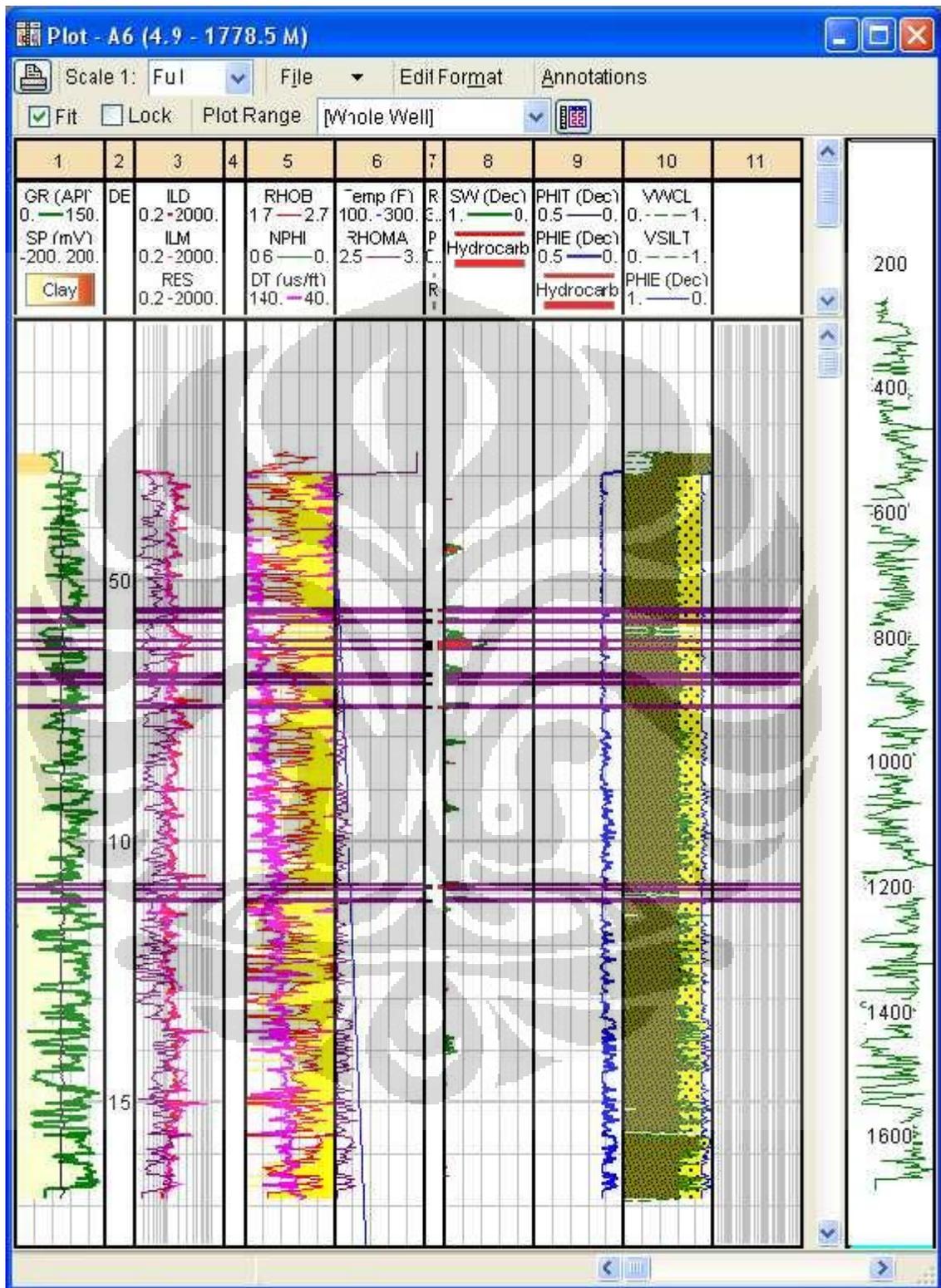
Hasil porositas dan saturasi air pada sumur A3



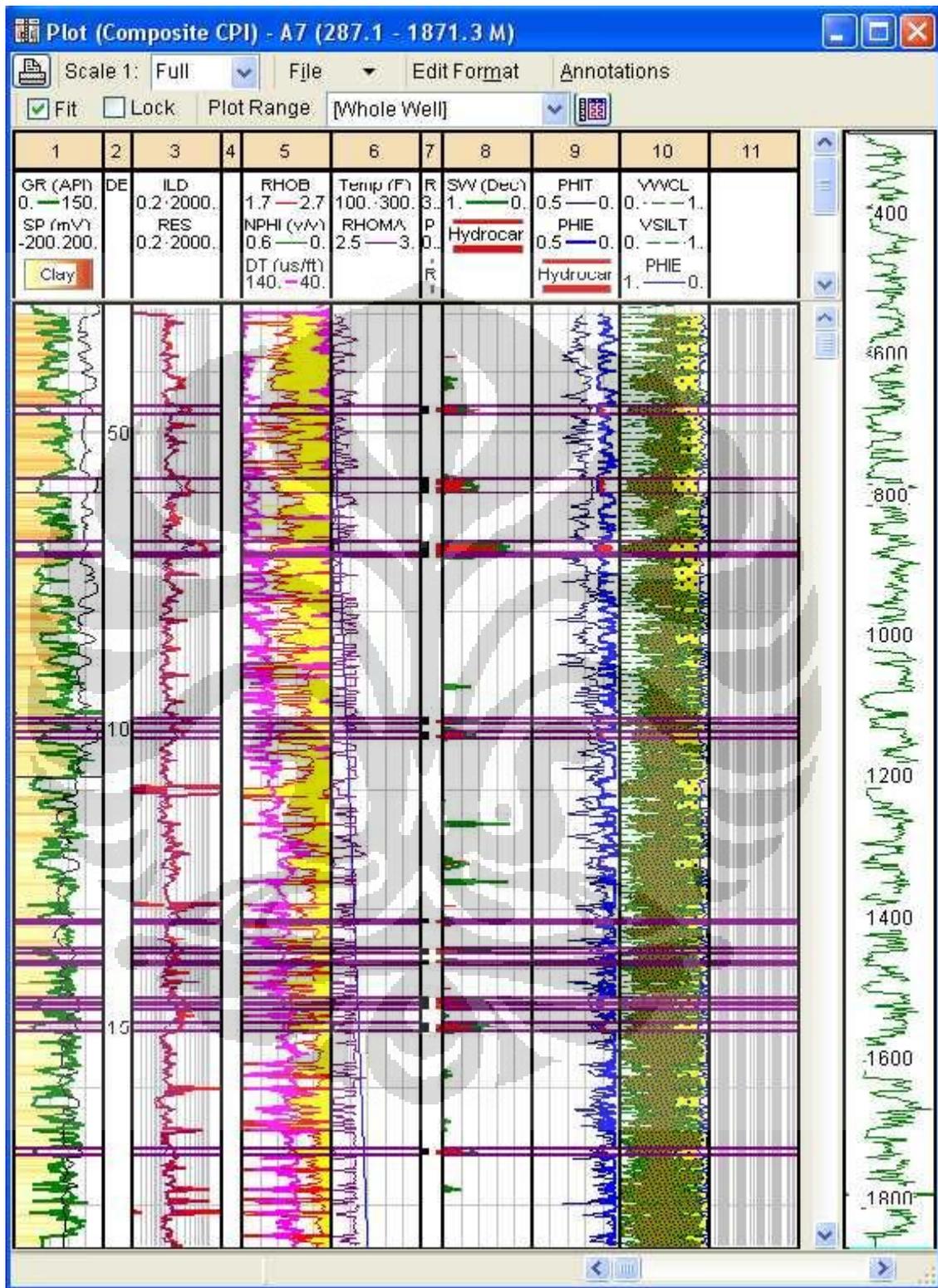
Hasil porositas dan saturasi air pada sumur A4



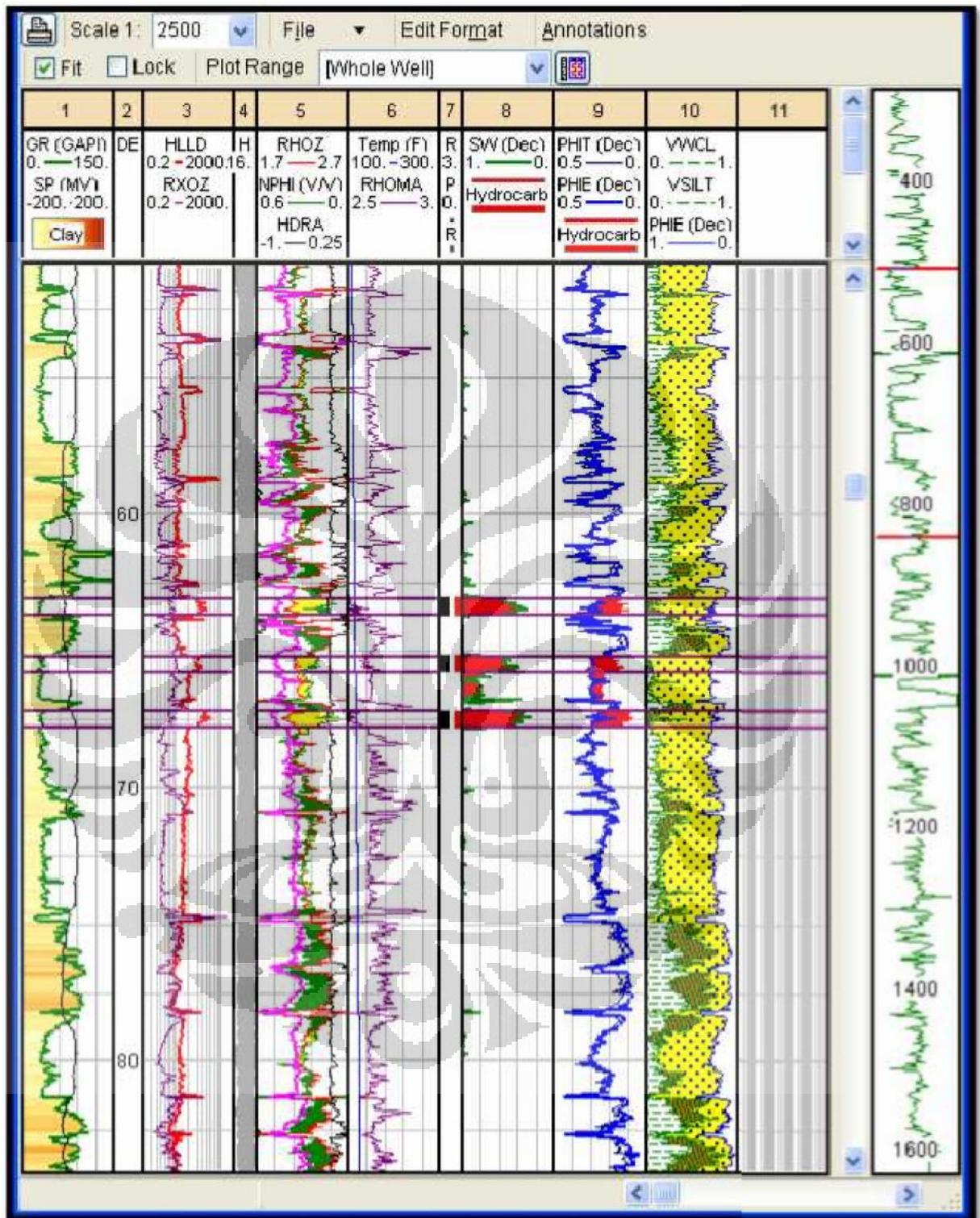
Hasil porositas dan saturasi air pada sumur A5



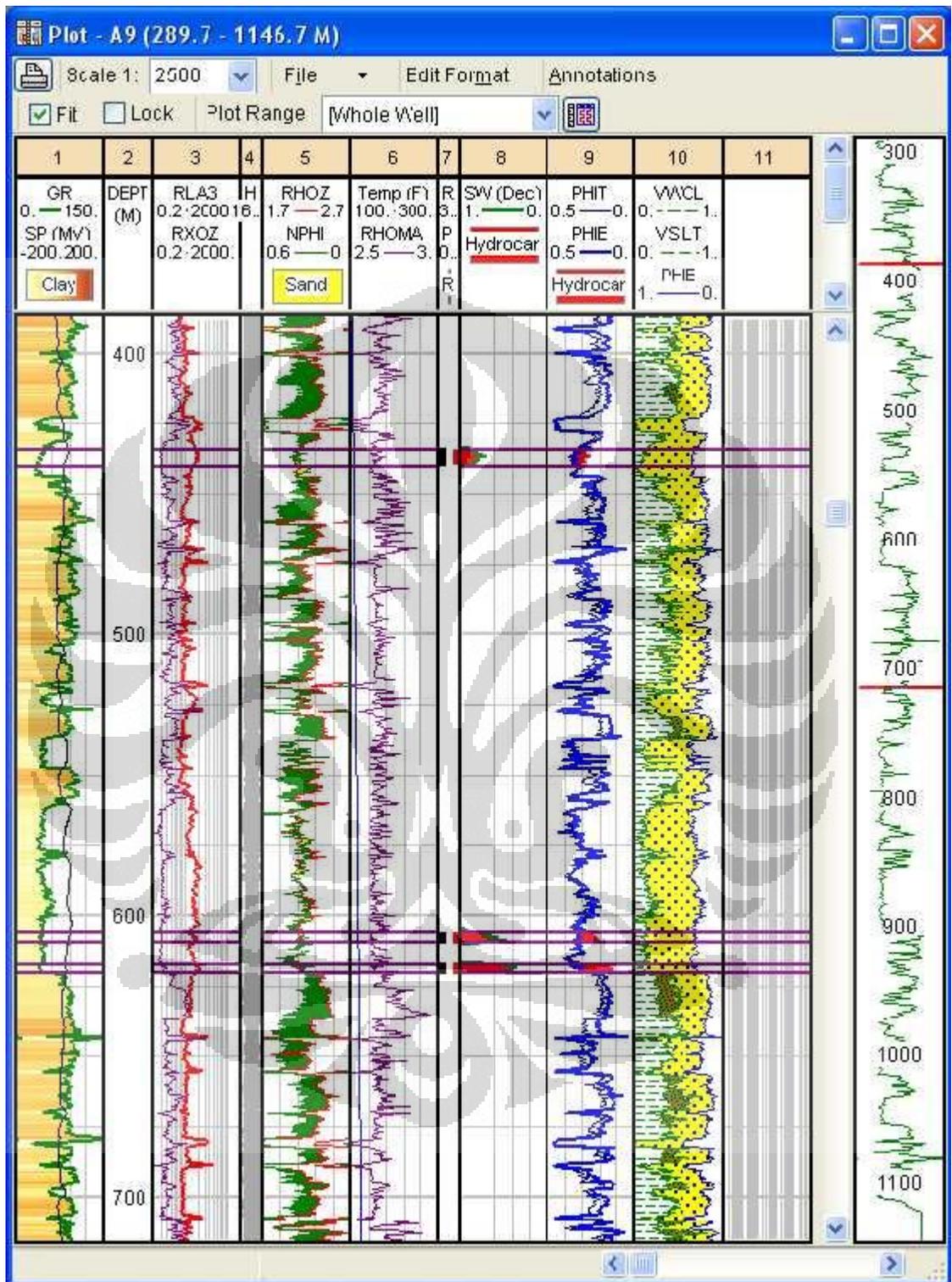
Hasil porositas dan saturasi air pada sumur A6



Hasil porositas dan saturasi air pada sumur A7

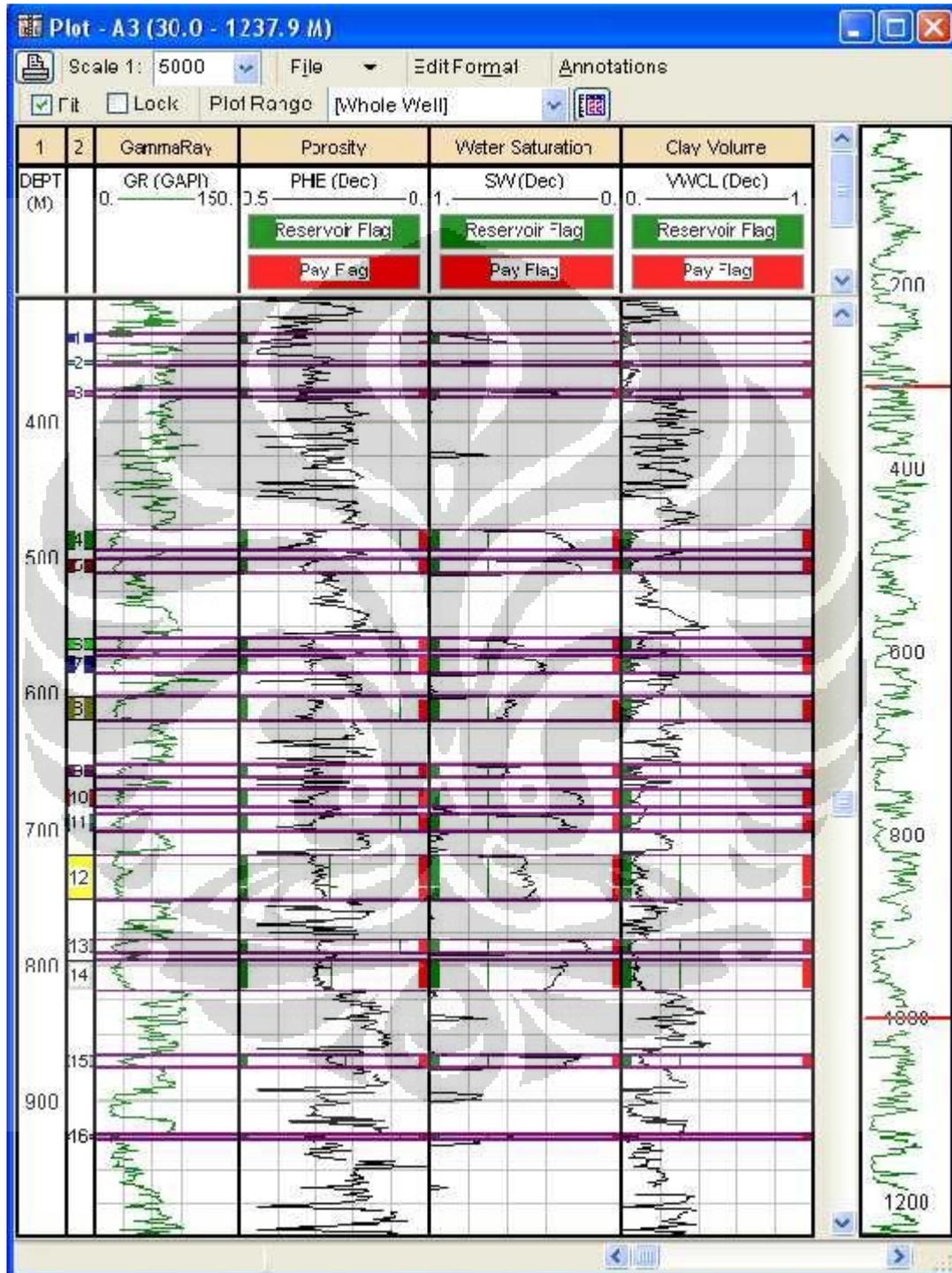


Hasil porositas dan saturasi air pada sumur A8

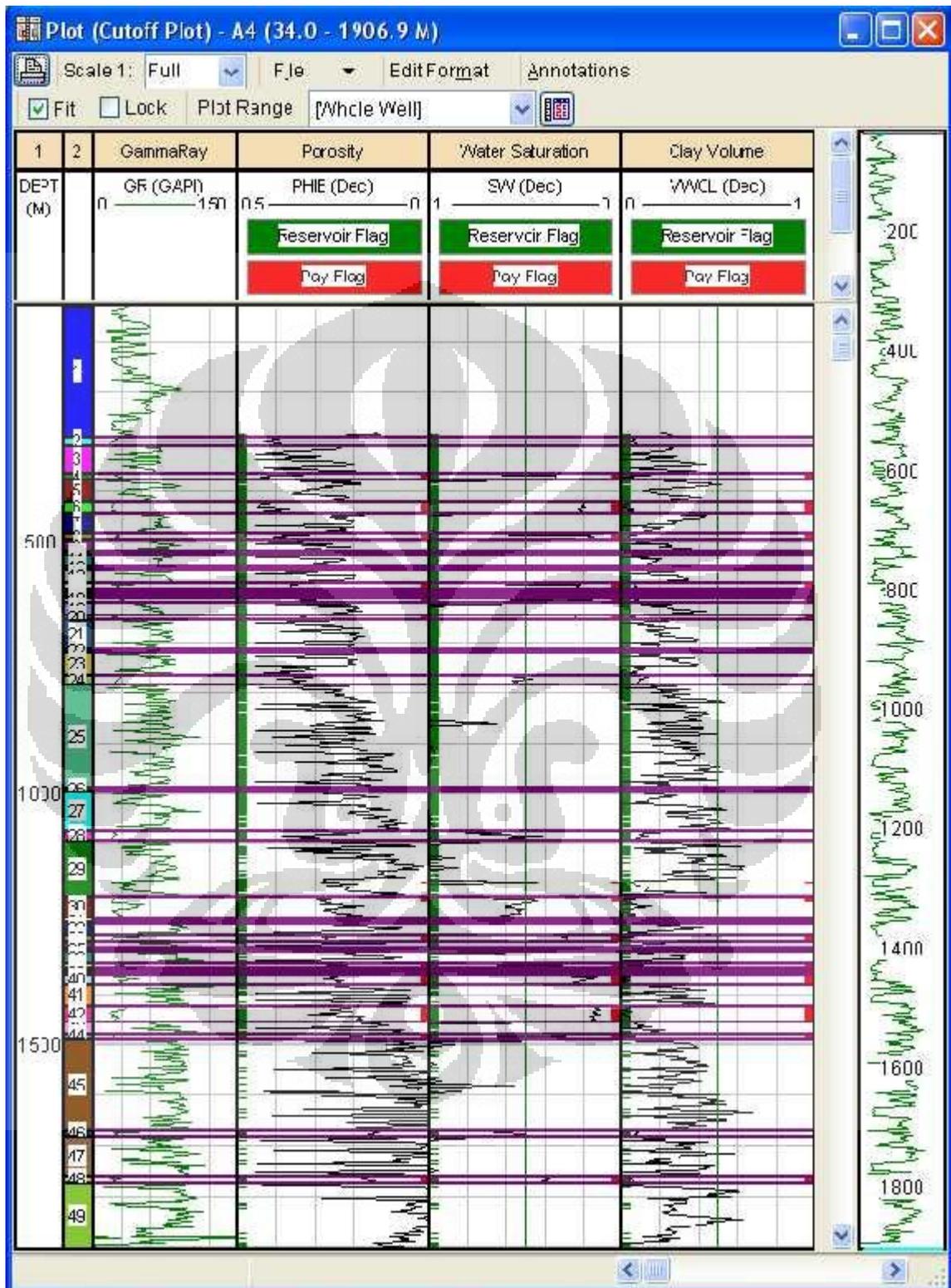


Hasil porositas dan saturasi air pada sumur A9

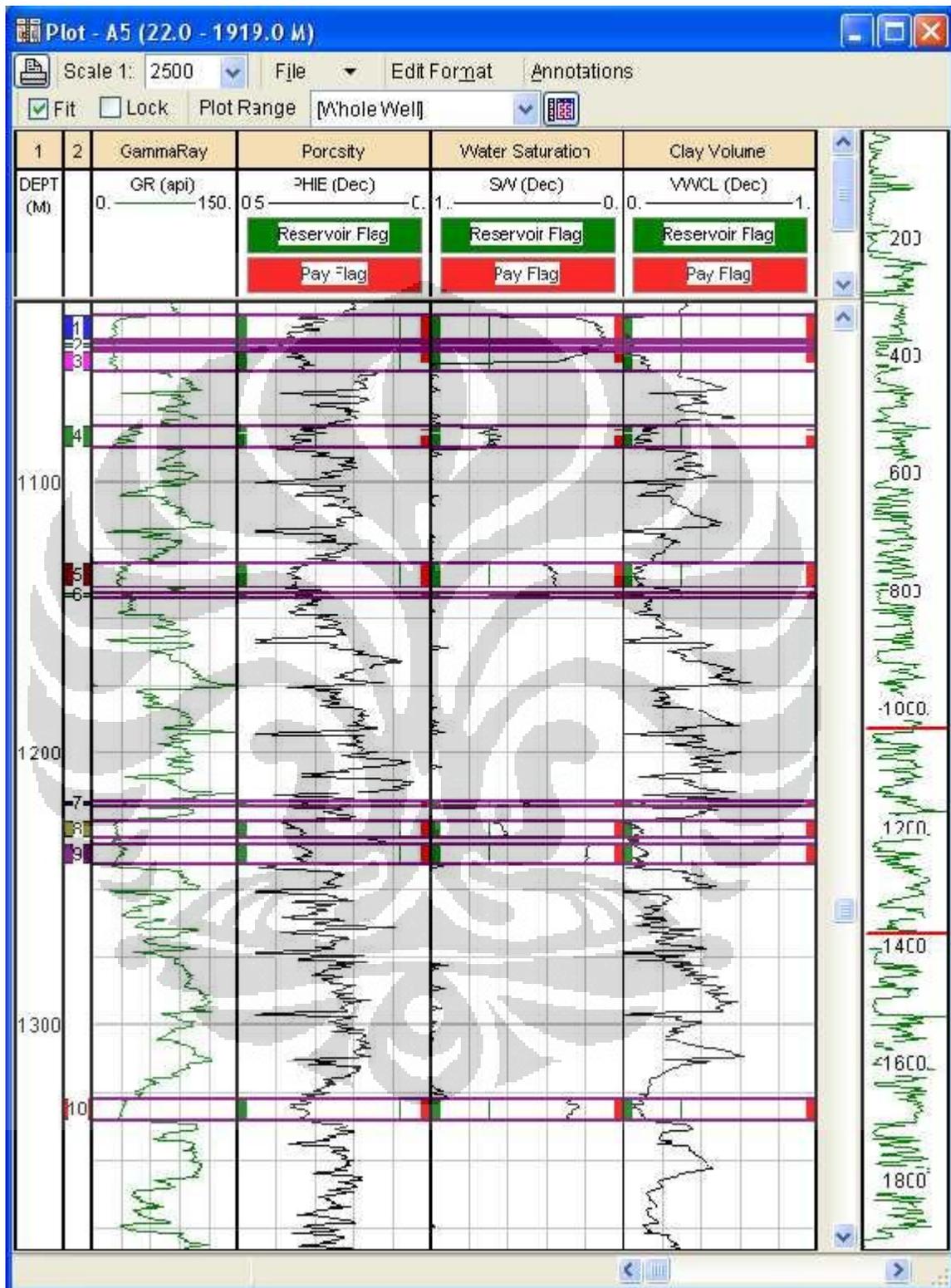
Hasil cut off



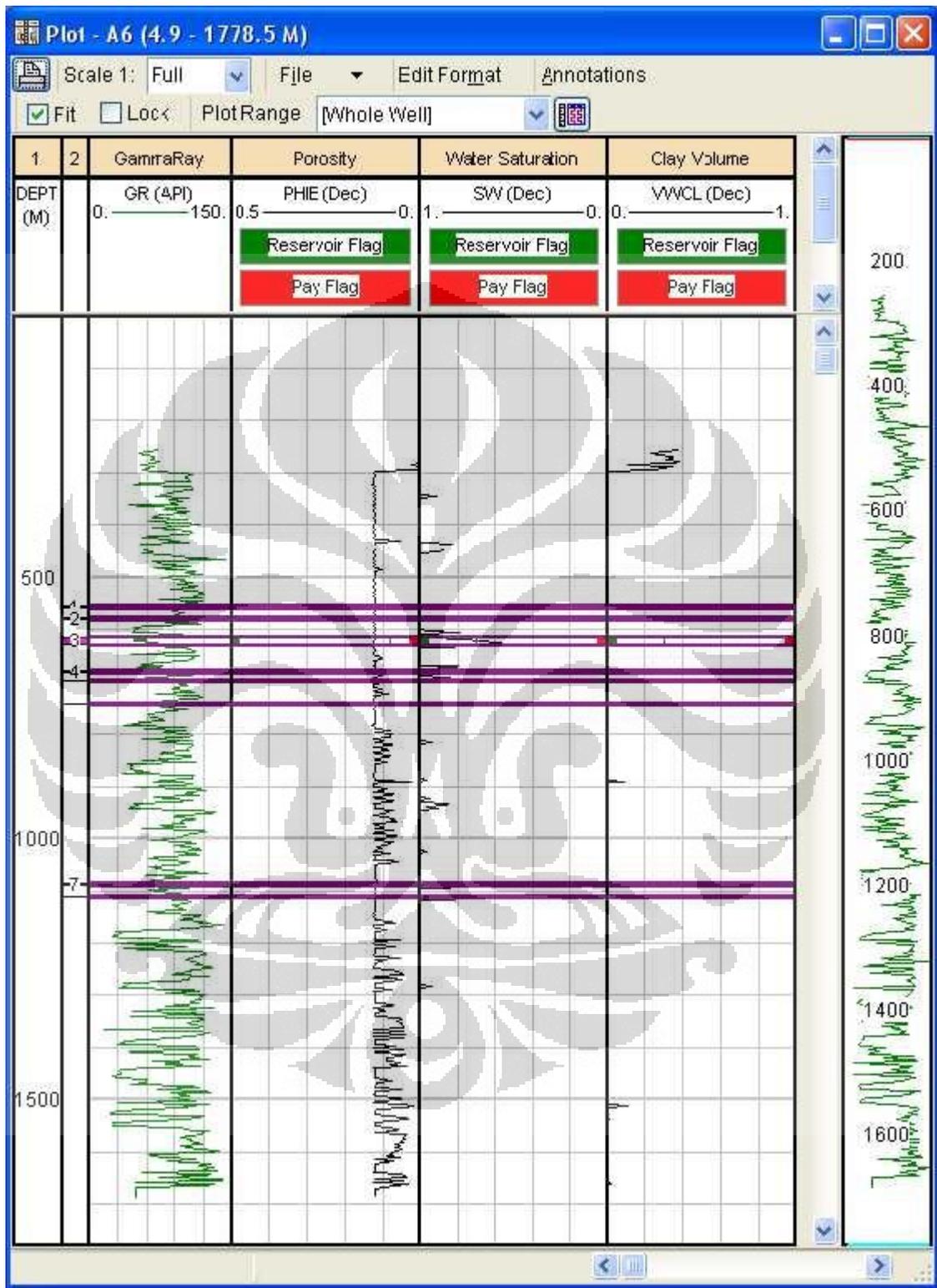
Hasil cut off pada sumur A3



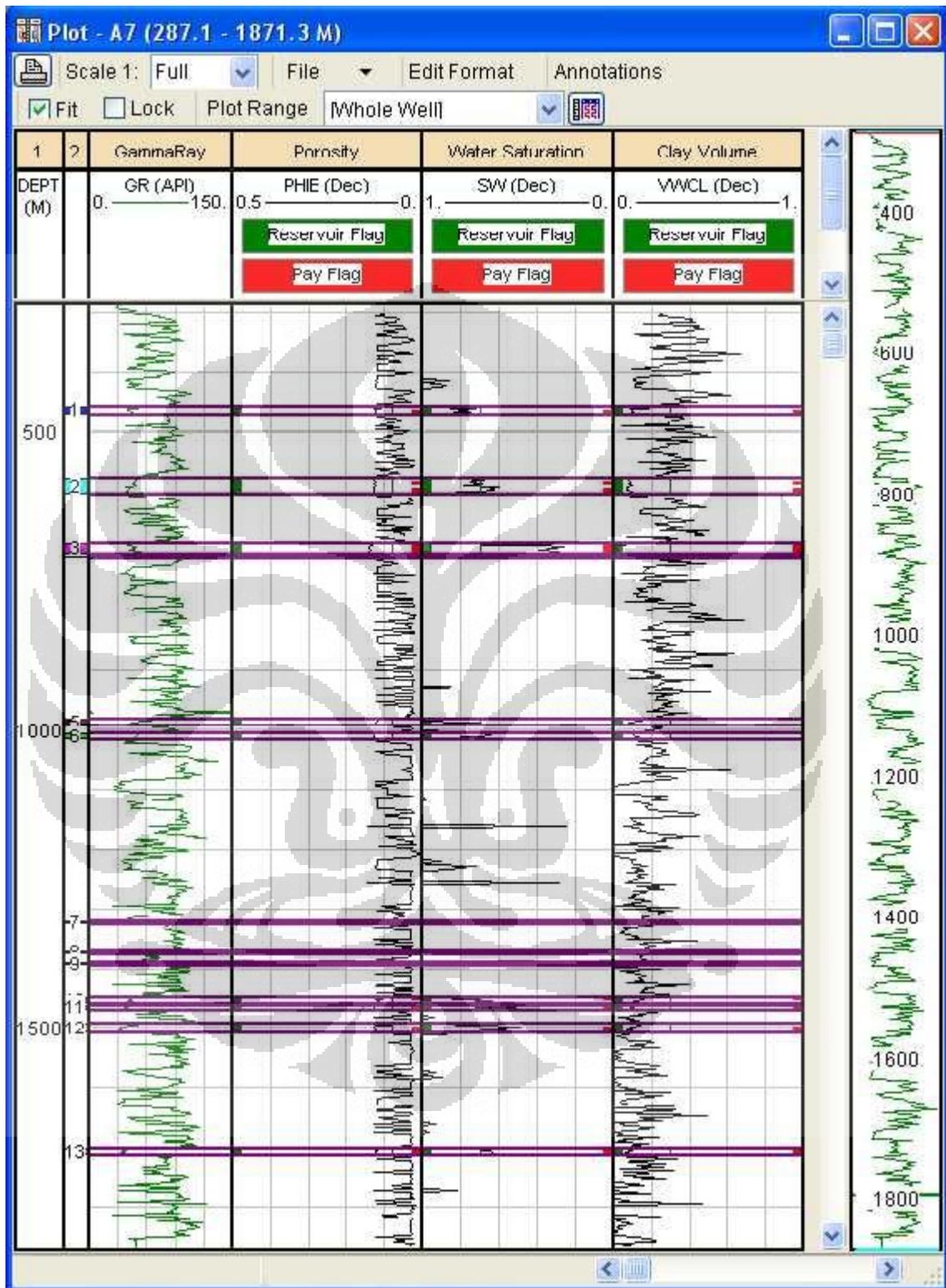
Hasil cut off pada sumur A4



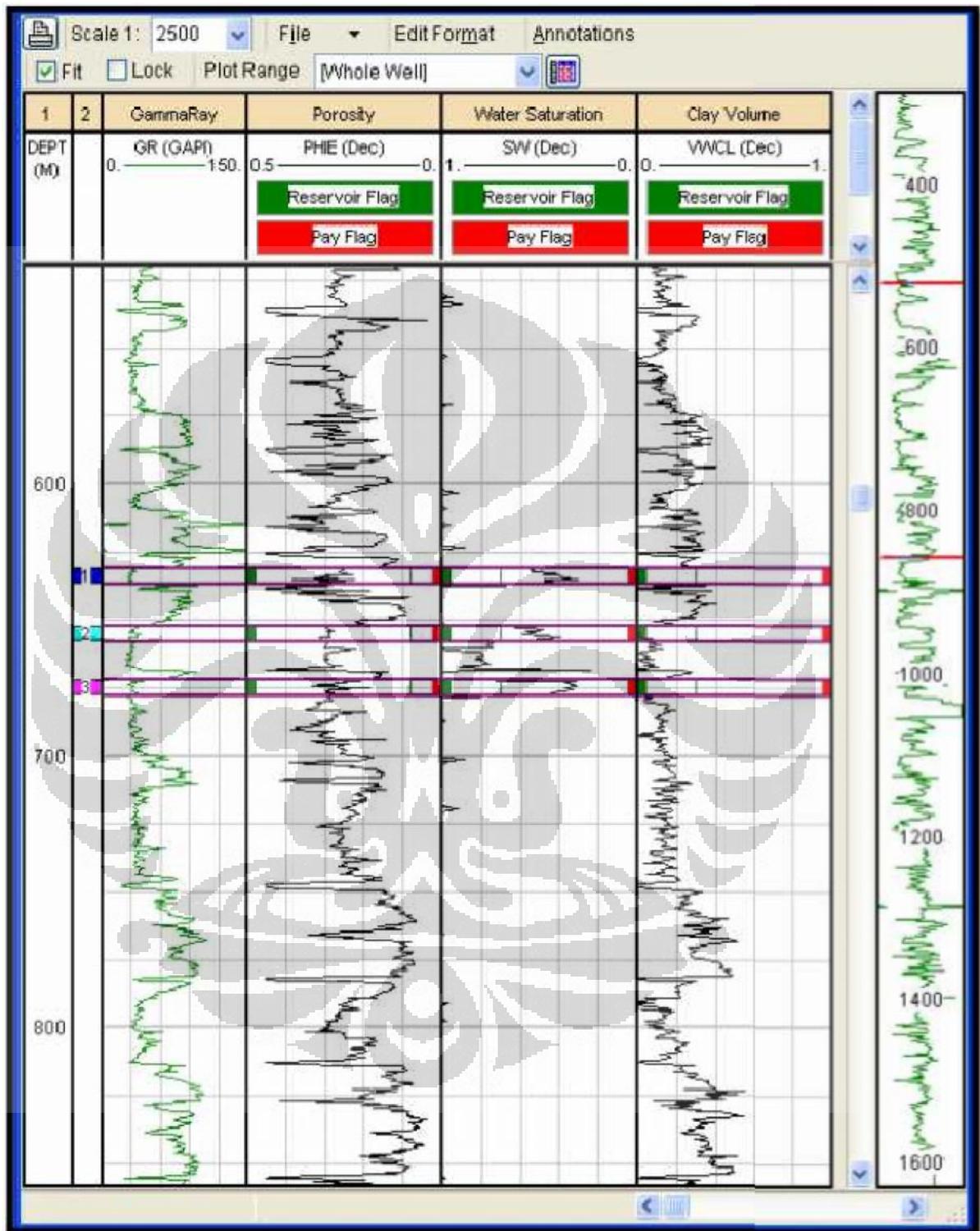
Hasil cut off pada sumur A5



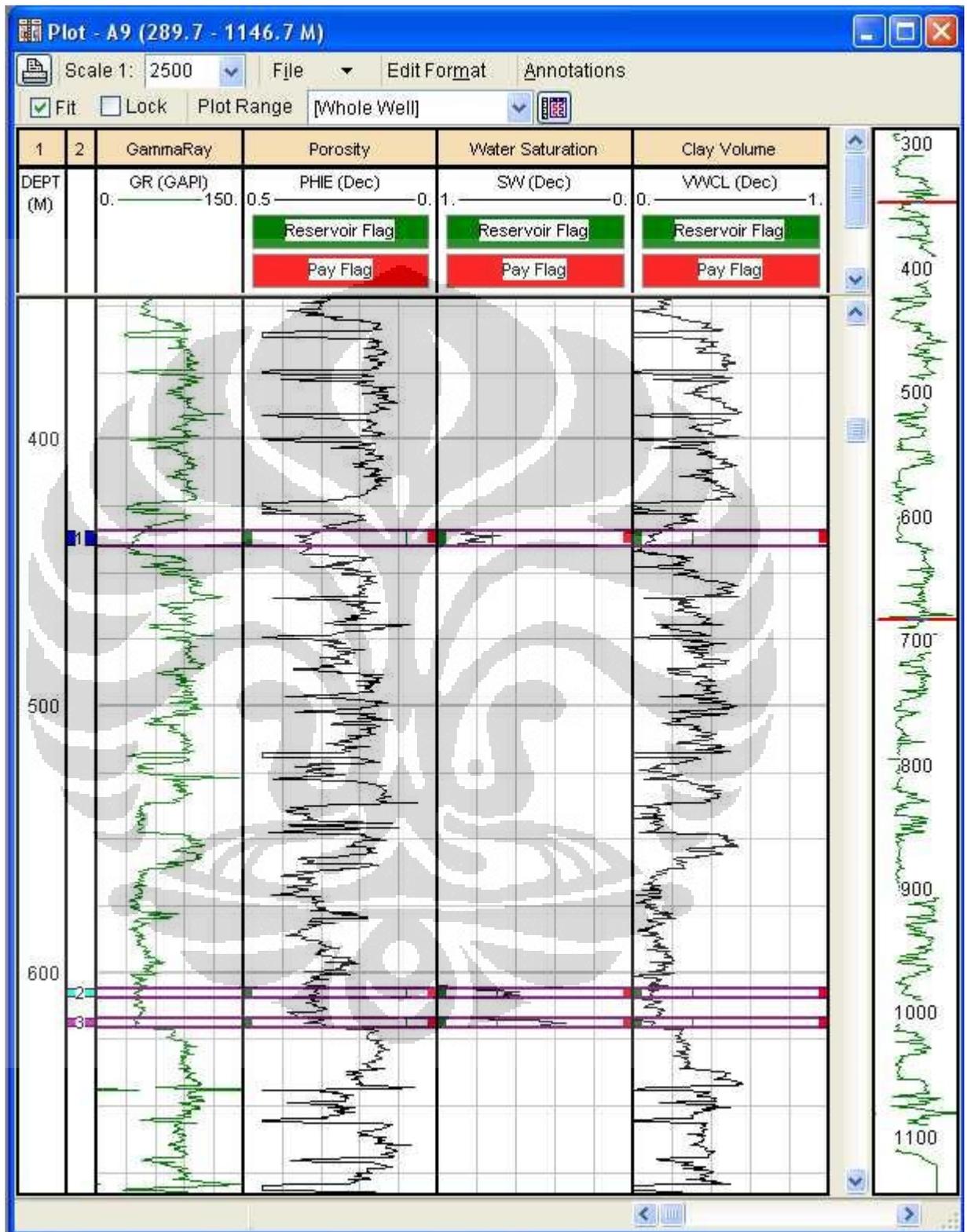
Hasil cut off pada sumur A6



Hasil cut off pada sumur A7



Hasil cut off pada sumur A8



Hasil cut off pada sumur A9

RESERVOAR SUMMARY

well	zona	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
A1	1	527.63	545.13	17.5	17.5	1	0.337	0.315	0.056
	2	650.75	694.88	44.13	39.19	0.888	0.349	0.12	0.039
	3	748.13	760.88	12.75	12.75	1	0.309	0.461	0.062
	4	830.38	845	14.63	14.63	1	0.333	0.108	0.049
	5	904	920.25	16.25	15.25	0.938	0.271	0.329	0.042
	6	1102	1120.25	18.25	18.25	1	0.277	0.311	0.052
	7	1161.13	1258.5	97.38	83.75	0.86	0.28	0.661	0.061
	8	1376.25	1390.25	14	14	1	0.258	0.085	0
A2	1	405.13	415.63	10.5	10.5	1	0.339	0.33	0.092
	2	542.88	552.25	9.38	9.38	1	0.318	0.707	0.074
	3	587.88	600.88	13	13	1	0.332	0.191	0.033
	4	653.25	665.88	12.63	12.63	1	0.333	0.145	0.046
	5	673.38	699.25	25.88	25.88	1	0.311	0.152	0.052
	6	919.63	955.25	35.63	33.5	0.94	0.243	0.461	0.095
	7	1164.5	1172.88	8.38	8.38	1	0.199	0.502	0.043
A3	1	336.38	342.38	6	6	1	0.384	0.721	0.001
	2	356.25	359.5	3.25	3.25	1	0.274	0.734	0.025
	3	376.38	383	6.63	6.38	0.962	0.329	0.406	0.05
	4	383	480.38	97.38	62	0.637	0.278	0.986	0.178
	5	480.38	495.63	15.25	15.25	1	0.338	0.345	0.038
	6	501.5	511.88	10.38	10.38	1	0.324	0.284	0.049
	7	559.75	568.88	9.13	9.13	1	0.31	0.623	0.074
	8	573.13	585.88	12.75	12.75	1	0.302	0.442	0.056
	9	602.25	620.13	17.88	17.88	1	0.302	0.616	0.068
	10	652.75	661.38	8.63	8.63	1	0.305	0.632	0.075
	11	670.75	683.75	13	13	1	0.316	0.252	0.069
	12	688.88	701.63	12.75	12.75	1	0.298	0.343	0.086
	13	719.63	752	32.38	30.63	0.946	0.293	0.509	0.076
	14	781.38	791	9.63	9.63	1	0.282	0.213	0.044
	15	796.38	818.38	22	21.13	0.96	0.29	0.338	0.078
	16	866.13	875.25	9.13	8	0.877	0.252	0.272	0.109
	17	924.13	928.13	4	4	1	0.309	0.616	0.036
	1	363.63	377	13.38	8.88	0.664	0.416	0.353	0.06
	2	420.5	444.38	23.88	20.31	0.851	0.417	0.233	0.05
	3	483.13	494.25	11.13	11.13	1	0.366	0.198	0.043
	4	522.13	527.13	5	3.75	0.75	0.31	0.241	0.013
	5	549.75	555.88	6.13	6.13	1	0.339	0.214	0.066

A4	6	582.75	594.63	11.88	11.88	1	0.36	0.246	0.07
	7	600	608.38	8.38	8.38	1	0.349	0.164	0.05
	8	610.75	619.38	8.63	8.63	1	0.329	0.167	0.066
	9	645.13	655.75	10.63	10.63	1	0.33	0.255	0.06
	10	712.75	718.63	5.88	5.88	1	0.333	0.147	0.066
	11	764	784.5	20.5	17.56	0.857	0.346	0.563	0.087
	12	856.75	861.63	4.88	4.88	1	0.283	0.677	0.145
	13	989.25	996.13	6.88	6.88	1	0.307	0.123	0.063
	14	1077	1097.5	20.5	19.19	0.936	0.311	0.547	0.078
	15	1172.38	1177.25	4.88	4.88	1	0.282	0.644	0.045
16	1177.25	1206.75	29.5	23	0.78	0.231	0.997	0.112	
17	1206.75	1219.38	12.63	11.31	0.896	0.285	0.477	0.008	
18	1228.5	1249.75	21.25	19.75	0.929	0.255	0.539	0.02	
19	1249.75	1253.88	4.13	\$\$0.31	0.076	0.26	0.465	0.012	
20	1253.88	1259	5.13	\$\$4.94	0.963	0.242	0.273	0.005	
21	1282	1294.75	12.75	12.75	1	0.263	0.293	0.009	
22	1307.38	1314.5	7.13	6.63	0.93	0.212	0.286	0.04	
23	1340	1348	8	7.19	0.898	0.244	0.336	0.043	
24	1355.38	1382.13	26.75	19.44	0.727	0.259	0.223	0.011	
25	1421.25	1455.38	34.13	29.38	0.861	0.208	0.15	0.035	
26	1480.38	1491.88	11.5	11.5	1	0.223	0.316	0.055	
27	1669.25	1682.63	13.38	13.31	0.995	0.141	0.602	0.088	
28	1762.38	1775.63	13.25	13.25	1	0.161	0.407	0.048	
A5	1	1038.63	1048.13	9.5	9.5	1	0.329	0.16	0.012
	2	1049.13	1051	1.88	1.88	1	0.39	0.159	0.052
	3	1052	1059.13	7.13	7.13	1	0.33	0.594	0.102
	4	1079.88	1087.25	7.38	6.56	0.89	0.34	0.683	0.104
	5	1087.25	1129.88	42.63	27.25	0.639	0.277	0.997	0.2
	6	1129.88	1138.88	9	9	1	0.351	0.388	0.077
	7	1141.38	1143.25	1.88	1.88	1	0.341	0.463	0.083
	8	1218	1219.88	1.88	1.88	1	0.332	0.541	0.104
	9	1225	1231.38	6.38	6.38	1	0.343	0.637	0.068
	10	1234	1240.75	6.75	6.75	1	0.33	0.205	0.089
A5	11	1327.5	1335	7.5	7.5	1	0.332	0.287	0.084
	12	1410.75	1430.13	19.38	19.38	1	0.324	0.209	0.053
	13	1431.75	1434.13	2.38	2.38	1	0.356	0.093	0.055
	14	1489.75	1515.88	26.13	26.13	1	0.303	0.235	0.057
	15	1516.75	1520.5	3.75	3.75	1	0.271	0.428	0.084
	16	1541.13	1543.5	2.38	2.38	1	0.293	0.488	0.015
	17	1567.5	1570.5	3	3	1	0.306	0.313	0.075

	18	1571.63	1576.5	4.88	4.88	1	0.31	0.308	0.07
	19	1579.13	1581.25	2.13	2.13	1	0.302	0.503	0.097
	20	1592.63	1604.38	11.75	11.75	1	0.271	0.583	0.098
	21	1630.63	1643.13	12.5	12.5	1	0.31	0.268	0.089
	22	1737	1744.25	7.25	7.25	1	0.264	0.283	0.017
	23	1880.38	1887.88	7.5	7.5	1	0.256	0.598	0.025
	1	556.13	561.01	4.88	4.88	1	0.124	0.553	0
A6	2	576.55	582.19	5.64	5.64	1	0.122	0.727	0
	3	616.48	632.33	15.85	15.85	1	0.124	0.633	0
	4	678.97	685.98	7.01	7.01	1	0.122	0.682	0
	5	697.71	699.69	1.98	1.98	1	0.122	0.715	0
	6	741.45	745.41	3.96	3.96	1	0.125	0.483	0
	7	1084.65	1091.82	7.16	7.16	1	0.121	0.687	0
	8	1112.39	1115.74	3.35	3.35	1	0.12	0.632	0
A7	1	458.72	470.61	11.89	11.89	1	0.126	0.727	0.089
	2	577.9	604.11	26.21	26.21	1	0.126	0.705	0.084
	3	686.87	705.61	18.75	18.75	1	0.136	0.4	0.021
	4	707.9	710.95	3.05	2.97	0.975	0.135	0.532	0.062
	5	982.22	991.82	9.6	9.6	1	0.122	0.807	0.099
	6	1005.38	1015.14	9.75	9.75	1	0.124	0.744	0.128
	7	1319.94	1325.12	5.18	5.18	1	0.125	0.667	0.083
	8	1368.7	1375.87	7.16	7.16	1	0.123	0.695	0.08
	9	1389.74	1394.92	5.18	5.18	1	0.124	0.662	0.112
	10	1450.39	1460.14	9.75	9.68	0.992	0.115	0.704	0.117
	11	1461.52	1470.36	8.84	8.84	1	0.124	0.614	0.079
	12	1492.15	1508.61	16.46	16.08	0.977	0.123	0.636	0.095
	13	1703.07	1712.98	9.91	9.68	0.977	0.116	0.689	0.095
A8	1	630.78	637.03	6.25	6.25	1	0.295	0.453	0
	2	651.81	657.91	6.1	6.1	1	0.292	0.538	0.025
	3	672.24	678.03	5.79	5.79	1	0.27	0.398	0.001
	4	1184.61	1189.94	5.33	5.33	1	0.15	0.727	0.068
A9	1	434.19	439.98	5.79	5.79	1	0.338	0.659	0.096
	2	605.79	609.6	3.81	3.81	1	0.32	0.569	0.092
	3	617.37	620.42	3.05	3.05	1	0.311	0.421	0.086

PAY SUMMARY

well	zona	Top	Bottom	Gross	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl
A1	1	527.63	545.13	17.5	16.88	0.964	0.34	0.296	0.05
	2	650.75	694.88	44.13	38.63	0.875	0.349	0.108	0.038
	3	748.13	760.88	12.75	11.63	0.912	0.323	0.434	0.051
	4	830.38	845	14.63	14.44	0.987	0.334	0.099	0.048
	5	904	920.25	16.25	11.06	0.681	0.293	0.156	0.012
	6	1102	1120.25	18.25	18.06	0.99	0.278	0.305	0.051
	7	1161.13	1258.5	97.38	37	0.38	0.308	0.444	0.026
	8	1376.25	1390.25	14	14	1	0.258	0.085	0
A2	1	405.13	415.63	10.5	9.56	0.911	0.343	0.272	0.087
	2	542.88	552.25	9.38	7.88	0.84	0.32	0.654	0.067
	3	587.88	600.88	13	12.5	0.962	0.336	0.167	0.027
	4	653.25	665.88	12.63	12.25	0.97	0.334	0.122	0.043
	5	673.38	699.25	25.88	24.88	0.961	0.313	0.124	0.049
	6	919.63	955.25	35.63	33.5	0.94	0.243	0.461	0.095
	7	1164.5	1172.88	8.38	7.56	0.903	0.208	0.485	0.031
A3	1	336.38	342.38	6	2.19	0.365	0.44	0.621	0
	2	356.25	359.5	3.25	2	0.615	0.272	0.647	0.012
	3	376.38	383	6.63	5.88	0.887	0.332	0.373	0.048
	4	383	480.38	97.38	0.69	0.007	0.325	0.666	0.116
	5	480.38	495.63	15.25	14.56	0.955	0.335	0.31	0.038
	6	501.5	511.88	10.38	9.88	0.952	0.325	0.25	0.047
	7	559.75	568.88	9.13	8.13	0.89	0.313	0.581	0.072
	8	573.13	585.88	12.75	12.69	0.995	0.302	0.44	0.055
	9	602.25	620.13	17.88	16.88	0.944	0.305	0.603	0.063
	10	652.75	661.38	8.63	8	0.928	0.306	0.603	0.071
	11	670.75	683.75	13	12.5	0.962	0.317	0.23	0.068
	12	688.88	701.63	12.75	12.13	0.951	0.303	0.322	0.082
	13	719.63	752	32.38	29.63	0.915	0.293	0.493	0.077
	14	781.38	791	9.63	9.44	0.981	0.282	0.199	0.044
	15	796.38	818.38	22	20.94	0.952	0.29	0.333	0.078
	16	866.13	875.25	9.13	8	0.877	0.252	0.272	0.109
	17	924.13	928.13	4	3.38	0.844	0.317	0.588	0.024
	1	363.63	377	13.38	8.88	0.664	0.416	0.353	0.06
	2	420.5	444.38	23.88	19.75	0.827	0.418	0.219	0.049
	3	483.13	494.25	11.13	10.88	0.978	0.367	0.185	0.042
	4	522.13	527.13	5	3.69	0.738	0.31	0.228	0.01
	5	549.75	555.88	6.13	6	0.98	0.339	0.198	0.065

A4	6	582.75	594.63	11.88	11.81	0.995	0.36	0.242	0.069	
	7	600	608.38	8.38	8.19	0.978	0.349	0.147	0.049	
	8	610.75	619.38	8.63	8.63	1	0.329	0.167	0.066	
	9	645.13	655.75	10.63	10.44	0.982	0.33	0.241	0.059	
	10	712.75	718.63	5.88	5.88	1	0.333	0.147	0.066	
	11	764	784.5	20.5	17.56	0.857	0.346	0.563	0.087	
	12	856.75	861.63	4.88	4.13	0.846	0.285	0.666	0.143	
	13	989.25	996.13	6.88	6.75	0.982	0.307	0.107	0.063	
	14	1077	1097.5	20.5	19	0.927	0.311	0.544	0.077	
	15	1172.38	1177.25	4.88	2.88	0.59	0.282	0.45	0.042	
	16	1177.25	1206.75	29.5	0	0	---	---	---	
	17	1206.75	1219.38	12.63	11.31	0.896	0.285	0.477	0.008	
	18	1228.5	1249.75	21.25	19.75	0.929	0.255	0.539	0.02	
	19	1249.75	1253.88	4.13	\$\$0.31	0.076	0.26	0.465	0.012	
	20	1253.88	1259	5.13	\$\$4.94	0.963	0.242	0.273	0.005	
	21	1282	1294.75	12.75	12.63	0.99	0.264	0.287	0.008	
	22	1307.38	1314.5	7.13	6.5	0.912	0.212	0.274	0.039	
	23	1340	1348	8	7.13	0.891	0.244	0.33	0.043	
	24	1355.38	1382.13	26.75	19.44	0.727	0.259	0.223	0.011	
	25	1421.25	1455.38	34.13	29.38	0.861	0.208	0.15	0.035	
	26	1480.38	1491.88	11.5	11	0.957	0.22	0.289	0.053	
	27	1669.25	1682.63	13.38	11.88	0.888	0.142	0.586	0.086	
	28	1762.38	1775.63	13.25	13	0.981	0.162	0.398	0.047	
	A5	1	1038.63	1048.13	9.5	9.44	0.993	0.329	0.156	0.01
		2	1049.13	1051	1.88	1.81	0.967	0.39	0.129	0.05
		3	1052	1059.13	7.13	3.81	0.535	0.341	0.268	0.077
		4	1079.88	1087.25	7.38	4.88	0.661	0.343	0.67	0.094
		5	1087.25	1129.88	42.63	0	0	---	---	---
6		1129.88	1138.88	9	8.75	0.972	0.35	0.369	0.077	
7		1141.38	1143.25	1.88	1.63	0.867	0.344	0.386	0.077	
8		1218	1219.88	1.88	1.75	0.933	0.333	0.509	0.099	
9		1225	1231.38	6.38	6	0.941	0.346	0.623	0.067	
10		1234	1240.75	6.75	6.63	0.981	0.33	0.189	0.089	
11		1327.5	1335	7.5	7.38	0.983	0.332	0.276	0.084	
12		1410.75	1430.13	19.38	19.25	0.994	0.324	0.204	0.053	
13		1431.75	1434.13	2.38	2.31	0.974	0.358	0.077	0.054	
14		1489.75	1515.88	26.13	26	0.995	0.303	0.231	0.057	
15		1516.75	1520.5	3.75	3.69	0.983	0.27	0.418	0.083	
16		1541.13	1543.5	2.38	2.13	0.895	0.301	0.455	0.011	
17		1567.5	1570.5	3	2.75	0.917	0.306	0.251	0.074	

	18	1571.63	1576.5	4.88	4.69	0.962	0.309	0.28	0.07
	19	1579.13	1581.25	2.13	2	0.941	0.304	0.475	0.094
	20	1592.63	1604.38	11.75	11.63	0.989	0.271	0.579	0.097
	21	1630.63	1643.13	12.5	12.25	0.98	0.31	0.255	0.089
	22	1737	1744.25	7.25	7.13	0.983	0.265	0.271	0.016
	23	1880.38	1887.88	7.5	7	0.933	0.258	0.585	0.018
	1	556.13	561.01	4.88	4.72	0.969	0.124	0.547	0
A6	2	576.55	582.19	5.64	2.29	0.405	0.123	0.669	0
	3	616.48	632.33	15.85	13.79	0.87	0.124	0.617	0
	4	678.97	685.98	7.01	4.88	0.696	0.123	0.66	0
	5	697.71	699.69	1.98	0.91	0.462	0.122	0.688	0
	6	741.45	745.41	3.96	3.66	0.923	0.125	0.454	0
	7	1084.65	1091.82	7.16	4.95	0.691	0.121	0.642	0
	8	1112.39	1115.74	3.35	2.74	0.818	0.121	0.578	0
A7	1	458.72	470.61	11.89	3.96	0.333	0.129	0.638	0.075
	2	577.9	604.11	26.21	12.65	0.483	0.128	0.644	0.074
	3	686.87	705.61	18.75	16.69	0.89	0.138	0.337	0.011
	4	707.9	710.95	3.05	2.29	0.75	0.138	0.414	0.031
	5	982.22	991.82	9.6	2.74	0.286	0.128	0.616	0.064
	6	1005.38	1015.14	9.75	3.2	0.328	0.126	0.666	0.112
	7	1319.94	1325.12	5.18	3.05	0.588	0.129	0.573	0.07
	8	1368.7	1375.87	7.16	3.66	0.511	0.127	0.606	0.07
	9	1389.74	1394.92	5.18	3.28	0.632	0.126	0.597	0.106
	10	1450.39	1460.14	9.75	4.27	0.438	0.125	0.622	0.107
	11	1461.52	1470.36	8.84	6.86	0.776	0.127	0.558	0.076
	12	1492.15	1508.61	16.46	12.8	0.778	0.125	0.6	0.091
	13	1703.07	1712.98	9.91	5.49	0.554	0.123	0.641	0.079
A8	1	630.78	637.03	6.25	5.94	0.951	0.295	0.43	0
	2	651.81	657.91	6.1	5.49	0.9	0.294	0.517	0.019
	3	672.24	678.03	5.79	5.64	0.974	0.271	0.39	0
	4	1184.61	1189.94	5.33	2.59	0.486	0.162	0.637	0.051
A9	1	434.19	439.98	5.79	4.42	0.763	0.339	0.629	0.104
	2	605.79	609.6	3.81	3.51	0.92	0.321	0.55	0.092
	3	617.37	620.42	3.05	2.9	0.95	0.311	0.391	0.087