



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA LOG PETROFISIKA DAN EVALUASI FORMASI RESERVOAR PADA
LAPANGAN BOONSVILLE**

SKRIPSI

MUSYAFAR KUDRI ZAIN

0706163180

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
DESEMBER 2011**



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA LOG PETROFISIKA DAN EVALUASI FORMASI
RESERVOAR PADA LAPANGAN BOONSVILLE**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

Musyafar Kudri Zain

0706163180

**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 : Musyafar Kudri Zain

NPM : 0706163180

Tanda Tangan : 

Tanggal : 14 Desember 2011

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan Oleh

Nama : Musyafar Kudri Zain
N P M : 0706163180
Program Studi : Fisika
Peminatan : Geofisika
Judul Skripsi : Analisa Log Petrofisika dan Evaluasi
Formasi Reservoir Pada Lapangan
Boonsville

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

DEWAN PENGUJI

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

Penguji I : Dr. Supriyanto (.....)

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

Ditetapkan di : Depok
Tanggal : 14 Desember 2011

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

*Mincuanapo yisarongi apintara
Nerabutuna alentu sabharagiu
Tabeanamo yisarongi apintara
Hengga sa'angu dhosana amatana*

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa yang telah mengizinkan penulis menyelesaikan tugas akhir dan penyusunan skripsi ini dengan judul **“Analisa Log Petrofisika dan Evaluasi Formasi Reservoir Pada Lapangan Boonsville”**. Shalawat serta salam senantiasa tercurah kepada Baginda Muhammad, beserta segenap keluarga, sahabat dan pengikut setia beliau.

Penulisan skripsi ini dilakukan dengan tujuan untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Sains Jurusan Fisika pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.

Dalam penulisan skripsi ini penulis telah banyak mendapat bantuan dari berbagai pihak, maka pada kesempatan ini penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua, affan serta ummi dan abinya serta seluruh keluarga yang senantiasa memberi doa dan semangat kepada penulis.
2. Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktu dan tenaga untuk memberikan pengarahan dan bimbingan kepada penulis.
3. Dr. Yunus Daud, Dr. Supriyanto dan Dr. Syamsu Rosid selaku dosen peminatan Geofisika yang telah memberikan banyak ilmu dan arahan yang sangat berharga.
4. Seluruh Dosen dan Staf Departemen Fisika UI, Mbak Ratna dan Pak Mardi atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
5. Ng Bei Berger M.Si, Aryo Aviarto S.Si., dan Erlangga Wibisono S.Si. selaku pembimbing teknis.
6. Anak Puri M17, JB, Ai, Aldi Oo, Denny, Angga, Gemmy yang telah berbagi waktu, makanan, kendaraan baik dalam suka maupun duka.

7. Teman-teman pejuang Fisika angkatan 2007, Mmers dan jajaran principia (Andy, Evan, Denny, Radit), baik yang telah lulus maupun yang akan lulus.
8. Henny, Aji serta anak HIPPMIB yang telah menemani penulis sebagai sesama anak rantau dari tanah Buton
9. Anak – anak wisma Riqullah yang telah mengizinkan penulis menjadi bagian didalam keluarganya.
10. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

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

Penulis
2011

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

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

Nama : Musyafar Kudri Zain
NPM : 0706163180
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam
Jenis karya : Skripsi

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

**ANALISA LOG PETROFISIKA DAN EVALUASI FORMASI
RESERVOAR PADA LAPANGAN BOONSVILLE**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia /format-kan, 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 : 14 Desember 2011

Yang menyatakan



(Musyafar Kudri Zain)

ABSTRAK

Nama : Musyafar Kudri Zain
Program Studi : Geofisika
Judul : Analisa Log Petrofisika dan Evaluasi Formasi Reservoir
Pada Lapangan Boonsville

Analisa log petrofisika dilakukan untuk mengetahui nilai parameter petrofisika batuan dalam formasi sehingga dapat menjadi bahan pendukung evaluasi kondisi reservoir serta identifikasi zona prospek hidrokarbon dan jenis hidrokarbon dari suatu lapangan eksplorasi. Parameter petrofisika yang diperoleh dideskripsikan dengan lebih sederhana dalam bentuk lumping. Dalam penelitian ini dilakukan evaluasi formasi reservoir pada lapangan Boonsville berdasarkan analisa log petrofisika dari data 38 sumur yang berada pada lapangan Boonsville. Hasil akhir penelitian ini berupa log parameter petrofisika yaitu porositas, saturasi air, kandungan lempung, *movable oil saturation*, *residual oil saturation*, dan *movable hydrocarbon index* yang kemudian dirangkum dalam tabel laporan hasil lumping reservoir lapangan Boonsville.

Kata Kunci : petrofisika, lumping, evaluasi formasi, boonsville, porositas, saturasi air, kandungan lempung, *movable oil saturation*, *residual oil saturation*, *movable hydrocarbon index*
xvi +75 halaman ; 69 gambar; 3 tabel
Daftar Acuan : 12 (1994-2008)

ABSTRACT

Name : Musyafar Kudri Zain
Program Study : Geophysics
Title : Petrophysics Log Analysis and Formation Evaluation of
Boonsville Field

Petrophysical log analysis is performed to determine the petrophysical parameters of rocks in the formation so it can be a support for evaluation of reservoir conditions and identification of prospects hydrocarbon zones and types of hydrocarbons from a field of exploration. Petrophysical parameters are described in more modest in the form of lumping. In this study the evaluation of reservoir formation in the Boonsville field based on petrophysical log analysis of 38 wells data. The final results of this study in the form of log petrophysical parameters of porosity, water saturation, clay volume, movable oil saturation, residual oil saturation, and movable hydrocarbon index and then summarized in the table reports the results of field Boonsville lumping reservoir.

Keyword : petrophysical, lumping, boonsville, porosity, water saturation, clay volume, movable oil saturation, residual oil saturation, movable hydrocarbon index
xvi + 75 pages ; 69 pictures; 3 tables
Bibliography : 12 (1994-2008)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	v
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS	vii
ABSTRAK	viii
ABSTRACT	ix
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xvi
BAB 1. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	3
1.3 Batasan Masalah	3
1.4 Metodologi Skripsi	4
1.5 Sistematika Penulisan	5
BAB 2. TINJAUAN GEOLOGI & TEORI DASAR	
2.1 Kondisi Geologi Daerah Penelitian.....	6
2.1.1 Geologi regional lapangan Boonsville	6
2.1.2 Stratigrafi dan Litologi	8
2.1.3 Karakteristik Reservoar	9
2.1.4 Analisa Batu Inti.....	11
2.1.5 Sejarah Produksi.....	13
2.2 Teori Dasar Analisa Petrofisika	14
2.2.1 <i>Wireline Logs</i>	14
2.2.1.1 Log <i>Gamma Ray</i>	15

2.2.1.2 Log <i>Spontaneous Potential</i>	16
2.2.1.3 Log <i>Resistivity</i>	18
2.2.1.4 Log <i>Sonic</i>	21
2.2.1.5 Log <i>Density</i>	22
2.2.1.6 Log <i>Neutron</i>	24
2.2.2 Data Batu Inti.....	25
2.2.3 Parameter Petrofisika Batuan.....	26
2.2.3.1 Kandungan Lempung (V_{sh})	26
2.2.3.2 Porositas (ϕ).....	28
2.2.3.3 Saturasi Air (S_w)	30
2.2.3.4 Permeabilitas (K)	30
2.2.3.5 Movable Oil Saturation (MOS), Residual Oil Saturation (ROS), dan Movable Hydrocarbon Index (MHI)	31
2.2.4 Lumping (Pembungkalan)	31
 BAB 3. DATA DAN PENGOLAHAN DATA	
3.1 Data	33
3.2 Pengolahan Data	35
3.2.1 Pengkondisian Data Log	35
3.2.2 Pembuatan Zonasi Reservoir	37
3.2.3 Kandungan Lempung	38
3.2.4 Porositas dan Saturasi Air	40
3.2.5 Evaluasi Permeabilitas	41
3.2.6 Nilai Penggal (<i>cutoffs</i>)	42
3.2.7 <i>Movable Oil Saturation (MOS), Residual Oil Saturation (ROS), dan Movable Hydrocarbon Index (MHI)</i>	45
3.2.8 Kontak Fluida	46
 BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN	
4.1 Kandungan Lempung.....	47
4.2 Porositas dan Saturasi Air	53
4.3 Nilai Penggal (<i>cutoffs</i>)	58
4.4 Lumping (pembungkalan)	61

4.5 Kontak Fluida	70
4.6 <i>Movable Oil Saturation (MOS), Residual Oil Saturation (ROS), dan Movable Hydrocarbon Index (MHI)</i>	72

BAB 5. KESIMPULAN

Kesimpulan	75
------------------	----

DAFTAR ACUAN

LAMPIRAN



DAFTAR GAMBAR

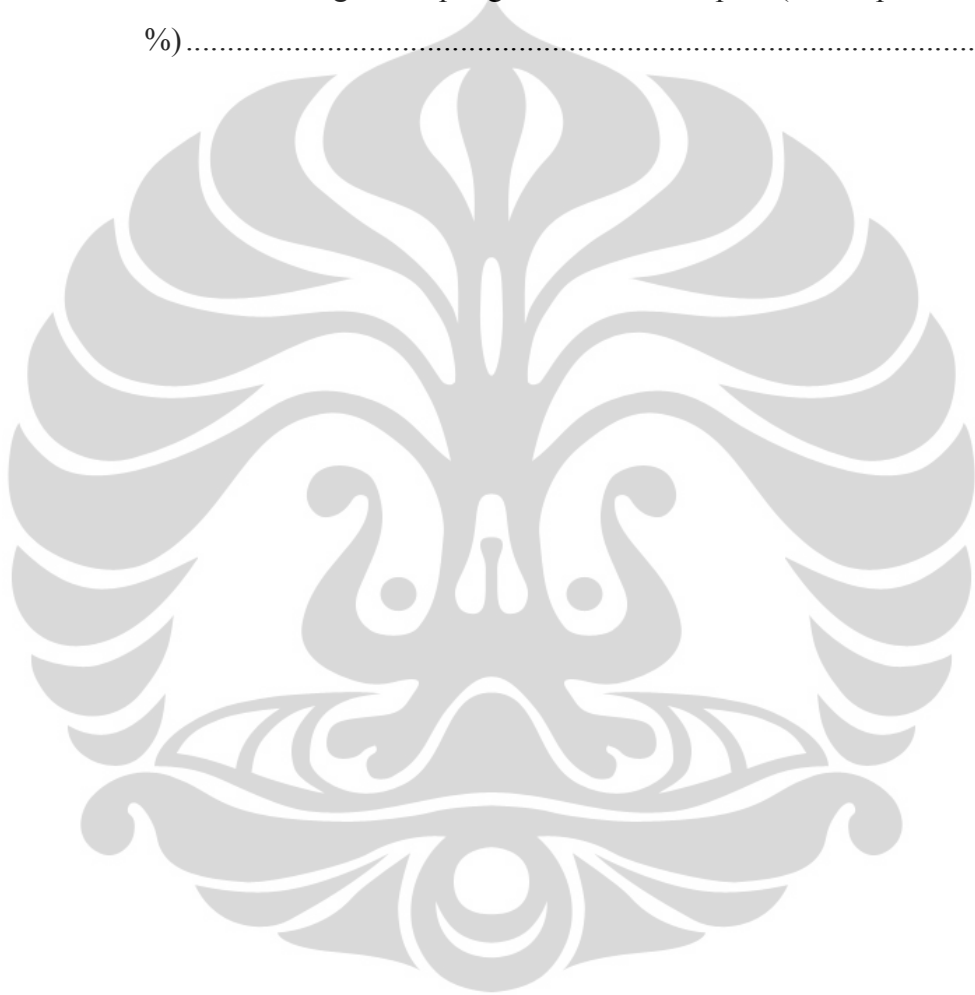
Gambar 1.1	Diagram alir proses pengolahan dan interpretasi data	4
Gambar 2.1	Lokasi Lapangan Boonsville, Texas	7
Gambar 2.2	Basin pada Ouachita Foldbelt	7
Gambar 2.3	Stratigrafi Fort Worth Basin	9
Gambar 2.4	Karakter umum dari log pada lapangan Boonsville dengan 13 genetic sequence	10
Gambar 2.5	Cross plot porositas vs permeabilitas untuk semua sampel batu inti. Simbol mengindikasikan sumur tempat sampel diambil	12
Gambar 2.6	Cross plot porositas vs permeabilitas untuk semua sampel batu inti. Simbol mengindikasikan zona tempat sampel diambil	12
Gambar 2.7	Sejarah aktivitas pemboran di lapangan Boonsville	13
Gambar 2.8	Efek perbedaan litologi pada log gamma ray	16
Gambar 2.9	Konfigurasi alat log SP	17
Gambar 2.10	Respon umum dari alat log SP	18
Gambar 2.11	Prinsip kerja alat log induksi	20
Gambar 2.12	Respon umum dari alat log Induksi	20
Gambar 2.13	Respon umum dari alat log sonik	22
Gambar 2.14	Penampang alat log densitas	23
Gambar 2.15	Respon umum dari alat log neutron	25
Gambar 3.1	Peta lokasi 38 sumur pada Lapangan Boonsville	33
Gambar 3.2	Diagram alir proses pengolahan data	35
Gambar 3.3	Input data well header	36
Gambar 3.4	Membuat kurva temperatur	36
Gambar 3.5	Input data koreksi lingkungan pada neutron log	37
Gambar 3.6	Membuat zonasi reservoir	38
Gambar 3.7	Hasil zonasi reservoir	38
Gambar 3.8	Pemilihan indikator kandungan lempung	39
Gambar 3.9	Evaluasi kandungan lempung	39
Gambar 3.10	Pemilihan model porositas dan metode saturasi air	40

Gambar 3.11	Porositas dan saturasi air	41
Gambar 3.12	Perhitungan nilai permeabilitas	41
Gambar 3.13	Pembuatan cross plot porositas vs permeabilitas	42
Gambar 3.14	Hasil cross plot porositas vs permeabilitas	43
Gambar 3.15	Pembuatan cross plot porositas vs kandungan lempung	43
Gambar 3.16	Hasil cross plot porositas vs kandungan lempung	44
Gambar 3.17	Menentukan cutoff untuk lumping	44
Gambar 3.18	Hasil lumping	45
Gambar 3.19	User formula untuk MOS	45
Gambar 4.1	Kandungan lempung sumur C Yates 9 (skala 1:1000)	48
Gambar 4.2	Kandungan lempung zona 1 dan zona 2 sumur C Yates 9 (skala 1:240)	49
Gambar 4.3	Kandungan lempung zona 6, 7, 8, 9 dan zona 10 sumur C Yates 9 (skala 1:240)	49
Gambar 4.4	Kandungan lempung sumur B Yates 11 (skala 1:1000)	51
Gambar 4.5	Kandungan lempung zona 1 dan zona 2 sumur B Yates 11 (skala 1:240)	52
Gambar 4.6	Kandungan lempung zona 21 dan zona 22 sumur B Yates 11 (skala 1:240)	52
Gambar 4.7	Kandungan lempung sumur IG Yates 11 (skala 1:500)	53
Gambar 4.8	Porositas dan SW sumur C Yates 9 (skala 1:1000)	55
Gambar 4.9	Porositas dan SW sumur B Yates 18D (skala 1:1000)	56
Gambar 4.10	Porositas dan SW sumur Ashe C5 (skala 1:1000)	57
Gambar 4.11	Crossplot Permeabilitas vs Porositas pada sumur C Yates 9	58
Gambar 4.12	Crossplot Permeabilitas vs Porositas pada sumur B Yates 11	58
Gambar 4.13	Crossplot Permeabilitas vs Porositas pada sumur IG Yates 19	59
Gambar 4.14	Crossplot Porositas vs kandungan lempung pada sumur B Yates 15	60
Gambar 4.15	Crossplot Porositas vs kandungan lempung pada sumur B Yates 13	60
Gambar 4.16	Crossplot Porositas vs kandungan lempung pada sumur IG Yates 9A	61

Gambar 4.17 Zona net reservoir dan zona net pay sumur C Yates 9.....	62
Gambar 4.18 Zona net reservoir dan zona net pay sumur Ashe C6	63
Gambar 4.19 Zona net reservoir dan zona net pay sumur L. O. Fancher 5	64
Gambar 4.20 Porositas Pay Zona 1	65
Gambar 4.21 Porositas Pay Zona 7	65
Gambar 4.22 Porositas Pay Zona 21	66
Gambar 4.23 Sw Pay Zona 1	66
Gambar 4.24 Sw Pay Zona 7	66
Gambar 4.25 Sw Pay Zona 21	67
Gambar 4.26 Vcl Pay Zona 1	67
Gambar 4.27 Vcl Pay Zona 7	67
Gambar 4.28 Vcl Pay Zona 21	68
Gambar 4.29 Contoh laporan hasil lumping reservoir	69
Gambar 4.30 Lokasi sumur pada lapangan Boonsville	70
Gambar 4.31 Kontak fluida dari arah B ke B'	71
Gambar 4.32 Kontak fluida dari arah A ke A'	72
Gambar 4.33 MOS, ROS, dan MHI pada sumur C Yates 9	73
Gambar 4.34 MOS, ROS, dan MHI pada sumur IG Yates 13	74

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Tabel data log sumur.....	34
Tabel 4.1	Cutoff porositas dari hasil crossplot (cutoff permeabilitas 0.1 md)....	59
Tabel 4.2	Cutoff kandungan lempung dari hasil crossplot (cutoff porositas 4 %) %).....	61



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Energi menjadi hal penting dalam berbagai kegiatan manusia dimana hampir semua aspek kehidupan manusia tidak lepas dari penggunaan energi. Sehingga kegiatan eksploitasi terhadap sumber energi menjadi hal yang lumrah dari dulu hingga sekarang. Seiring dengan bertambahnya jumlah manusia maka kebutuhan akan energi pun ikut bertambah, yang mengakibatkan sumber energi tidak dapat lagi di eksploitasi dengan mudah terutama energi yang tidak dapat diperbaharui yang salah satunya adalah energi hidrokarbon, sumber energi utama di dunia saat ini.

Oleh karena itu diperlukan adanya kegiatan eksplorasi terlebih dahulu dimana dengan melakukan eksplorasi, kita dapat memprediksi kondisi bawah permukaan sehingga dapat mengurangi resiko kegagalan dalam melakukan eksploitasi hidrokarbon. Teknologi eksplorasi terus berkembang seiring dengan kemajuan teknologi global. Ditambah lagi dengan semakin tipis dan sulitnya menemukan cadangan hidrokarbon. Integrasi ilmu geologi, geofisika, dan geokimia diterapkan dalam kegiatan eksplorasi sehingga semakin meningkatkan rasio keberhasilan dari kegiatan eksplorasi tersebut. Saat eksplorasi telah dilakukan dan berhasil menemukan kandungan minyak bumi yang komersial, eksploitasi pun dilakukan. Namun dengan dilakukannya eksploitasi tidak serta merta menghentikan kegiatan eksplorasi. Eksplorasi terus berjalan seiring dengan kegiatan eksploitasi dengan tujuan untuk mengembangkan zona, estimasi cadangan, dan meningkatkan produksi hidrokarbon.

Secara umum kegiatan eksplorasi dapat menghasilkan data seismik, data log sumur, dan data geologi. Data seismik mampu memberikan informasi spasial yang luas, tetapi tidak mampu memberikan resolusi yang baik secara vertikal.

Sebaliknya data log sumur mampu memberikan resolusi yang baik secara vertikal, tetapi dengan informasi spasial yang sempit. Sehingga, dengan melakukan integrasi data seismik dan data log sumur, yang di tunjang dengan data geologi, dapat dihasilkan prediksi yang lebih meyakinkan tentang kondisi bawah permukaan.

Lapangan Boonsville terletak di Wise-Jack, Fort Worth Basin, Texas Utara, Amerika Serikat dan merupakan salah satu lapangan penghasil gas terbesar di Amerika Serikat. Lapangan ini memproduksi gas dan minyak yang berasal dari reservoir konglomerat Bend yang terbentuk pada tingkat Atoka, selama periode Middle Pennsylvanian (Tanakov & Kelkar, 2000; Hardage et al., 1996). Distribusi porositas dan permeabilitas batu pasir Boonsville dan sekitarnya tidak dapat diprediksi karena pengaruh sistem *highstand* (HST) dan *lowstand* (LST) menyebabkan erosi pada masa pembentukannya (Aissa, 2008). Fort Worth Basin memiliki luas 140.000 km², di selatan dan timur dibatasi garis yang mengikuti struktur Ouachita, walaupun bagian substansial dari struktur ini termasuk dalam wilayah Dallas. Di utara di batasi oleh garis batas antara negara bagian Texas dan Oklahoma, dan di barat berbatasan dengan 3 provinsi Oklahoma tenggara (provinsi Harmon, Jackson, dan Tillman).

Hidrokarbon Fort Worth Basin ditemukan pertama kali pada pertengahan abad ke 19. Hidrokarbon tersebut ditemukan secara tidak sengaja saat dilakukan penggalian sumur air. Produksi minyak secara komersial baru dilakukan pertama kali pada awal 1900an. Pada tahun 1917, ditemukan lapangan Ranger yang kemudian mendorong munculnya kegiatan eksplorasi secara masif di Texas. Pada tahun 1945, lapangan Boonsville ditemukan dan menghasilkan gas, namun permintaan gas pada masa tersebut sedikit sehingga mengakibatkan lapangan tersebut belum dikembangkan. Setelah jalur pipa gas yang menuju Chicago dibangun pada tahun 1957, barulah lapangan Boonsville mulai dikembangkan. Sampai saat ini, lapangan Boonsville telah menghasilkan 2,6 TSCF (*Trillion Standard Cubic Feet*) gas dengan 2000 sumur yang masih aktif. (Hardage et al., 1996).

Pada penelitian kali ini akan dilakukan evaluasi formasi reservoir pada lapangan Boonsville berdasarkan analisa log petrofisika dari data 38 sumur yang berada pada lapangan Boonsville. Penelitian ini diharapkan dapat menjadi bahan pendukung untuk evaluasi kondisi reservoir pada lapangan Boonsville sehingga dapat diperkirakan zona prospek hidrokarbon potensial, termasuk kandungan hidrokarbon dan jenis hidrokarbon pada zona tersebut. Selain itu dapat pula menjadi data masukan sebagai data evaluasi petrofisika untuk melakukan pemodelan geostatik sebagai distribusi dari parameter fisika batuan dalam reservoir.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian untuk tugas akhir ini yaitu :

1. Melakukan evaluasi formasi dari data log sumur dan melakukan estimasi parameter petrofisika batuan.
2. Mengetahui zona prospek hidrokarbon potensial berdasarkan nilai kejenuhan air, kandungan lempung, dan porositas.
3. Pembuatan data statistik reservoir per lapisan (lumping).

1.3 Batasan Masalah

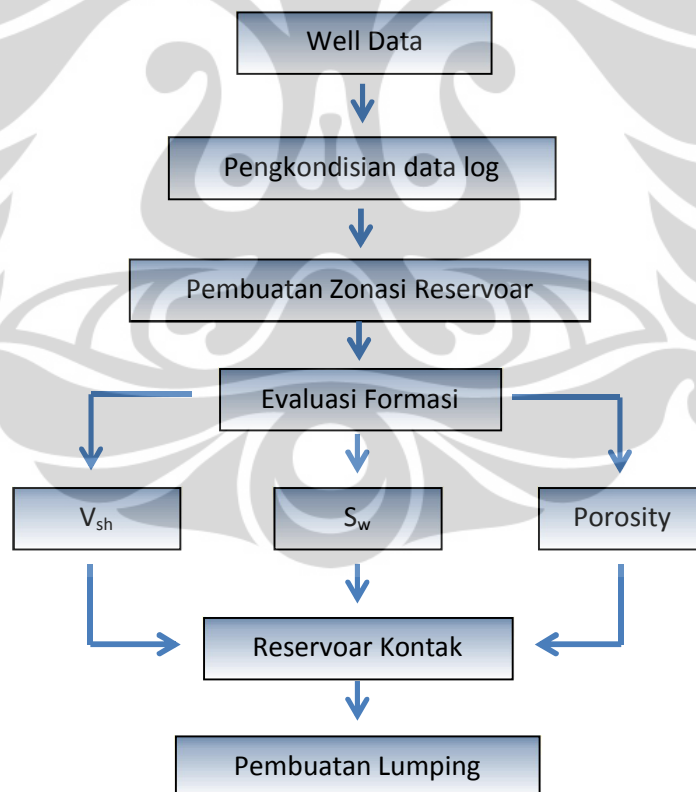
Agar penelitian yang dilakukan lebih fokus, maka dilakukan pembatasan pada beberapa hal :

1. Data yang digunakan adalah data yang berasal dari daerah lapangan Boonsville.
2. Evaluasi formasi dan log sumur dilakukan pada 38 sumur.
3. Membuat analisa nilai parameter reservoir berupa porositas, kandungan lempung, dan saturasi air.
4. Menentukan batas kontak fluida pada masing-masing zona reservoir.
5. Data statistik reservoir per lapisan diurutkan berdasarkan nama marker dan kedalaman zona.

1.4 Metodologi Skripsi

Penelitian ini diawali dengan melakukan tinjauan pustaka dengan mempelajari teori-teori mengenai evaluasi formasi reservoir dengan menggunakan data log baik itu berasal dari buku, paper, maupun situs-situs di internet. Sambil melakukan tinjauan pustaka, dilakukan pula diskusi dengan dosen, pembimbing, dan praktisi tentang permasalahan yang dibahas dalam penelitian ini. Kemudian dilakukan pengumpulan data-data yang akan digunakan dalam penelitian ini, lalu dilakukan proses evaluasi formasi reservoir dengan data-data tersebut sambil mengaplikasikan semua teori yang telah dipelajari sebelumnya.

Data-data yang dipakai dalam penelitian ini berasal dari 38 sumur pada lapangan Boonsville. Secara umum proses pengolahan dan interpretasi data ditunjukkan pada diagram alir di **gambar 1.1**.



Gambar 1. 1 Diagram alir proses pengolahan dan interpretasi data

1.5. Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan skripsi terdiri atas lima bab yang secara garis besar dapat diuraikan sebagai berikut. Pada Bab 1 dibahas hal-hal yang melatar belakangi dilakukannya studi ini, tujuan studi, pembatasan masalah, metode yang telah dilakukan pada studi serta sistematika penulisan. Pembahasan berikutnya pada Bab 2, membahas mengenai tinjauan geologi meliputi keadaan geologi regional pada lapangan penelitian, yaitu lapangan Boonsville, stratigrafi dan litologi, karakteristik reservoir dan sejarah produksinya. Dilanjutkan dengan teori-teori dasar analisis log petrofisika yang mendasari proses pengerjaan penelitian ini.

Proses pengolahan data log sumur akan dijelaskan pada Bab 3, yang akan mencakup proses perhitungan kandungan lempung, porositas dan saturasi air, serta penentuan *oil – water contact*. Hasil dan pembahasan data terdapat pada Bab 4. Di bab ini analisa hasil proses pengolahan data sumur dipaparkan termasuk kurva porositas, saturasi air, kandungan lempung, serta penampang *oil – water contact*. Sebagai bagian akhir dari penulisan skripsi ini diberikan beberapa kesimpulan yang didapatkan dari keseluruhan penelitian ini, dimana keseluruhan hal tersebut akan terangkum dalam Bab 5.

BAB 2

TINJAUAN GEOLOGI & TEORI DASAR

2.1 Kondisi Geologi Daerah Penelitian

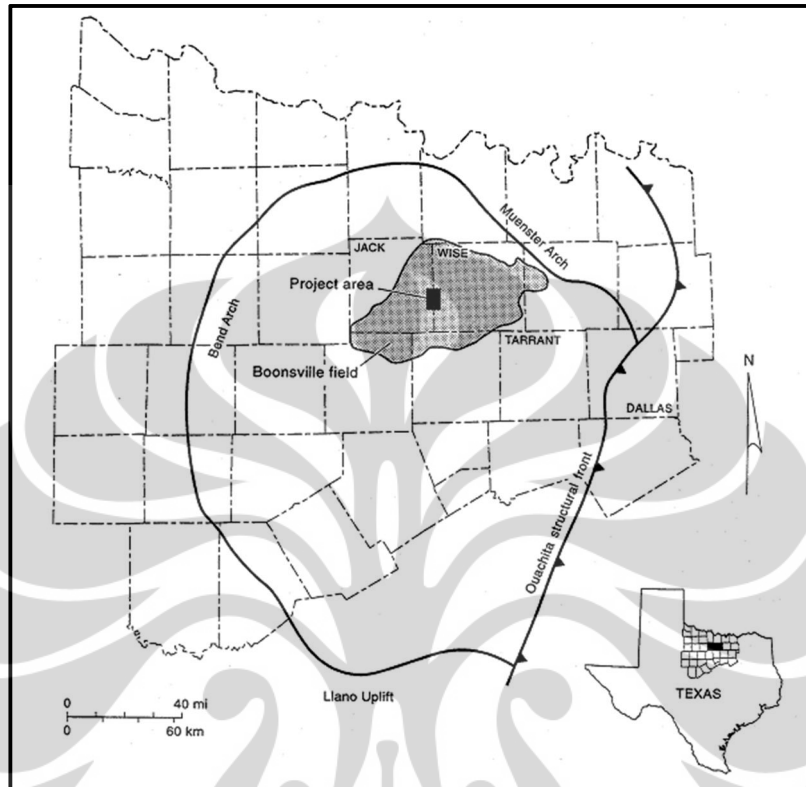
Daerah yang di bahas dalam tugas akhir ini yaitu lapangan Boonsville yang terletak di Fort Worth Basin, Texas, Amerika Serikat. Cakupan lapangan Boonsville itu sendiri akan mengacu pada model lapangan Boonsville yang dikeluarkan oleh Railroad Commission of Texas. **Gambar 2.1** menunjukkan lokasi Fort Worth Basin dimana area kotak hitam adalah area dimana 26 mil² data seismik 3D diperoleh dan merupakan proyek area yang akan dibahas dalam tugas akhir ini.

2.1.1 Geologi regional lapangan Boonsville

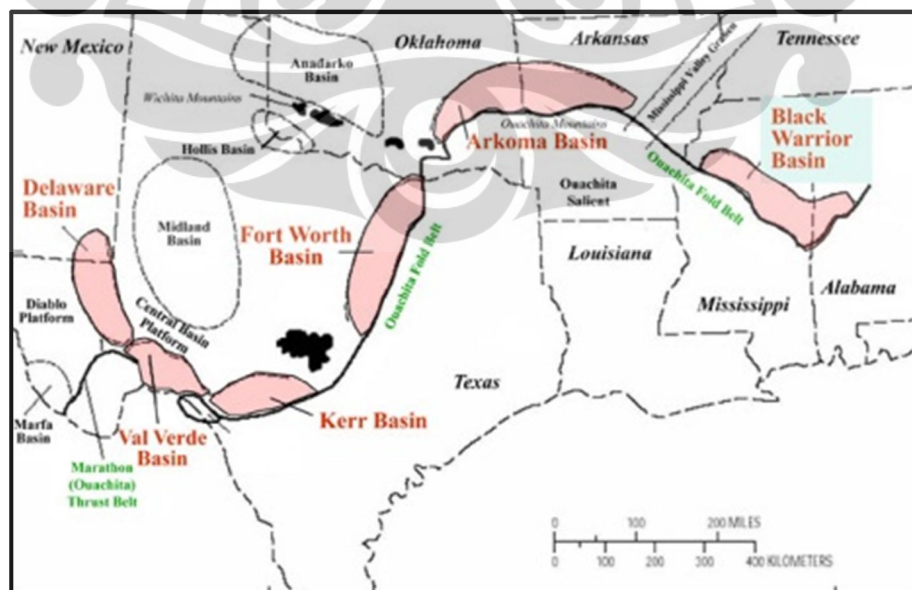
Lapangan Boonsville memproduksi hidrokarbon (sebagian besar gas) yang berasal dari reservoir batu pasir konglomerat yang terendap di Fort Worth Basin selama periode *Middle Pennsylvanian* tepatnya pada tingkat Atoka. Secara umum, mekanisme *trapping*-nya adalah fasies dan permeabilitas *pinch-out*. Reservoir batu pasir di daerah ini tipis dan *discontinue* sehingga sulit untuk dilakukan karakterisasi dan eksploitasi secara efektif. (Hardage et al., 1996).

Fort Worth Basin merupakan foreland basin Paleozoic akhir yang terisi oleh sedimen dengan ketebalan maksimum mencapai 13.000 ft, yang sebagian besar berumur *Pennsylvanian* (Hardage et al., 1996). Basin ini termasuk basin dewasa yang terbentuk akibat Ouachita Foldbelt yang muncul karena adanya tumbukan antara lempeng Amerika Selatan – Afrika dan lempeng Amerika Utara yang kemudian dapat mempengaruhi lingkungan pengendapan pada Fort Worth Basin (Aissa, 2008). **Gambar 2.2** menunjukkan basin – basin yang muncul akibat Ouchita Foldbelt. Hidrokarbon yang diproduksi dari basin ini berasal dari formasi

sedimen Ellenburger, Barnett Shale, Marble Falls, Atoka dan Strawn, tetapi hanya formasi Atoka yang memiliki data lengkap (Tanakov, 1997).



Gambar 2. 1 Lokasi Lapangan Boonsville, Texas. Kotak hitam menunjukkan area akuisisi data seismik 3D. (Tanakov, 1997)



Gambar 2. 2 Basin pada Ouachita Foldbelt (USGS)

2.1.2 Stratigrafi dan Litologi

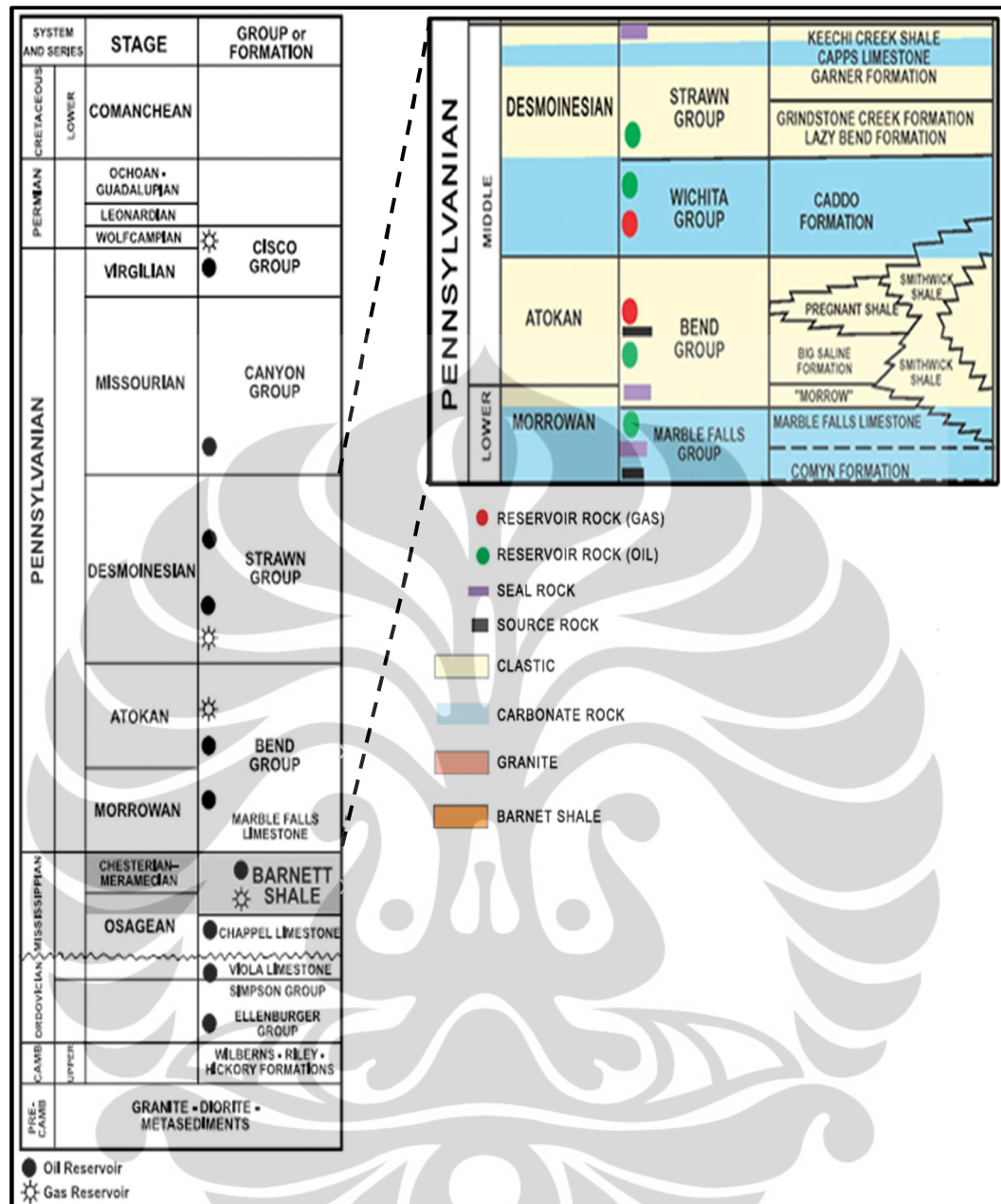
Secara umum, stratigrafi Fort Worth Basin ditunjukkan pada **gambar 2.3**. Secara keseluruhan, Paleozoic dapat dibagi menjadi tiga interval berdasarkan sejarah tektoniknya. (Montgomery, Jarvie, Bowker, & Polastro, 2005) :

1. Cambrian – Upper Ordovician Platform strata (Riley – Wilberns, Ellenburger, Viola, Simpson)
2. Middle – Upper Mississippian strata (Chappel Formation, Barnett Shale, Lower Marble Falls Formation)
3. Pennsylvanian strata (Upper Marble Falls Formation, Atoka, dll)

Interval Cambrian sampai Mississippian merupakan daerah *cratonic shelf* yang terendapkan oleh karbonat, karst yang muncul pada batuan karbonat di akhir Ellenburger di sebabkan oleh adanya penurunan air laut. Ouachita thrust pada masa Mississippian menghasilkan ketidakselarasan sehingga terbentuk Barnett shale. (Aissa, 2008).

Pennsylvanian strata dapat diklasifikasikan sebagai endapan yang terdiri dari klastik regresif, dan karbonat transgresif. Endapan pada lower Pennsylvanian terdiri dari konglomerat Atoka, *sandstones*, *shale*, dan *limestone* yang tipis. Pola pengendapan di lapisan lower Pennsylvanian mengindikasikan daerah tersebut adalah sumber sedimen aktif. Secara luas, reservoir hidrokarbon di Fort Worth Basin berhubungan dengan endapan delta, fluvial, dan karbonat pada masa Pennsylvanian. (Montgomery, Jarvie, Bowker, & Polastro, 2005).

Gambar 2.4 menunjukkan karakter umum dari *well log* pada lapangan Boonsville. Interval konglomerat bend berdasarkan *Railroad Commission of Texas* berada di antara Caddo Limestone sampai Marble Falls Limestone. Konglomerat Bend dan Atoka Grup dapat dianggap sinonim, Thompson (1982) membagi konglomerat bend menjadi dua interval, Lower Atoka dan Upper Atoka. (Hardage et al., 1996).

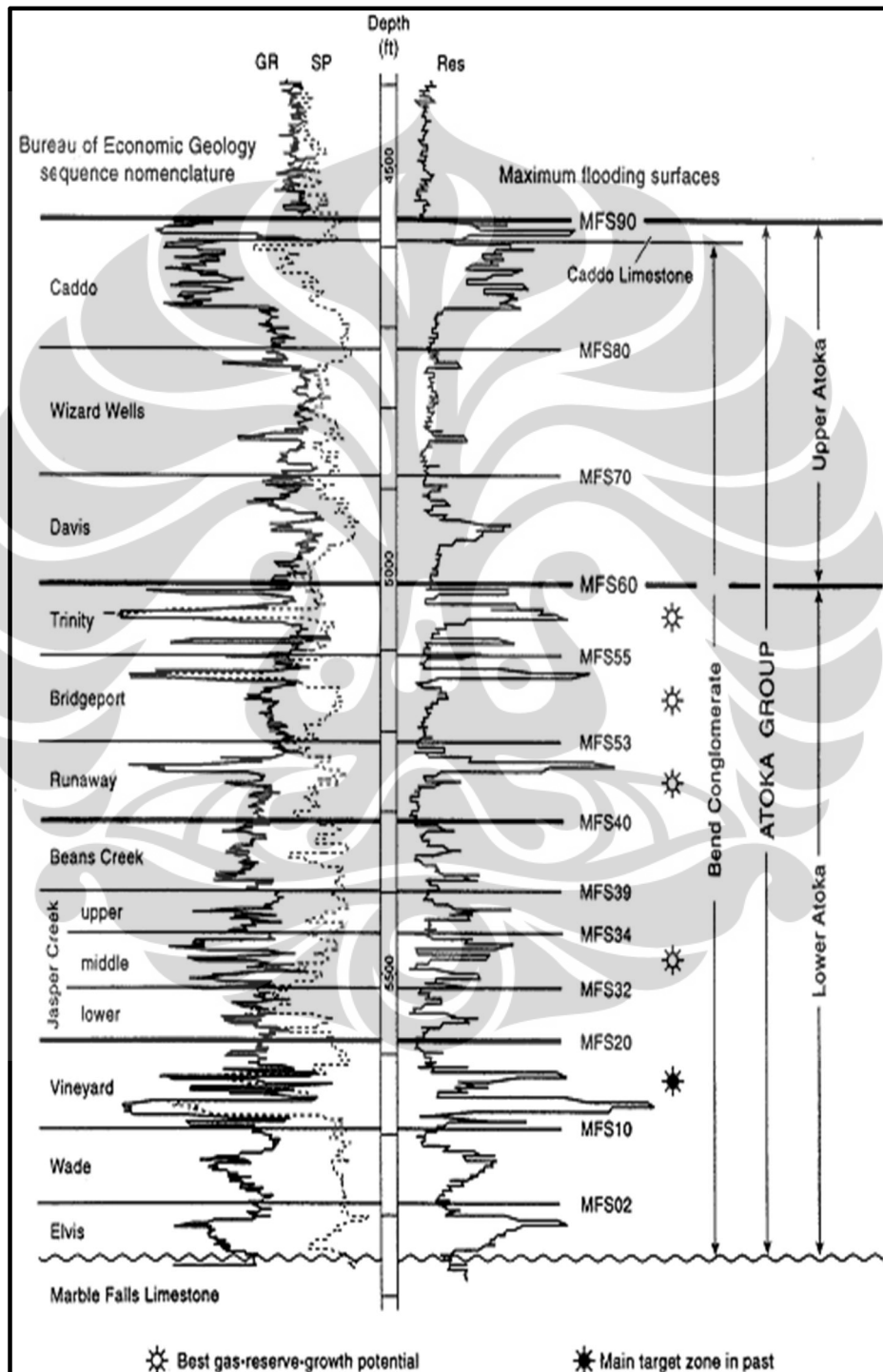


Gambar 2. 3 Stratigrafi Fort Worth Basin (USGS; Montgomery, Jarvie, Bowker, & Polastro, 2005)

2.1.3 Karakteristik Reservoir

Ketebalan dari konglomerat bend di lapangan Boonsville bervariasi mulai dari 100 – 1.700 ft, dan di dalam proyek area bervariasi mulai dari 900 – lebih dari 1.300 ft. Ada 13 *genetic sequence* dalam interval ini seperti tampak pada **gambar 2.4**. *Genetic sequence* tersebut terdiri dari fasies *upward – coarsening* yang dibatasi oleh marking *maximum flooding surface* (MFS). Sequence Caddo dan

Vineyard merupakan reservoir yang paling produktif dalam proyek area. Secara umum sequence ini menghasilkan gas, tapi di beberapa bagian juga menghasilkan minyak yaitu di bagian timur utara dan timur selatan dari proyek area. Sequence Caddo merupakan reservoir penghasil minyak yang utama. (Hardage et al., 1996).



Gambar 2. 4 Karakter umum dari log pada lapangan Boonsville dengan 13 genetic sequence (Tanakov, 1997)

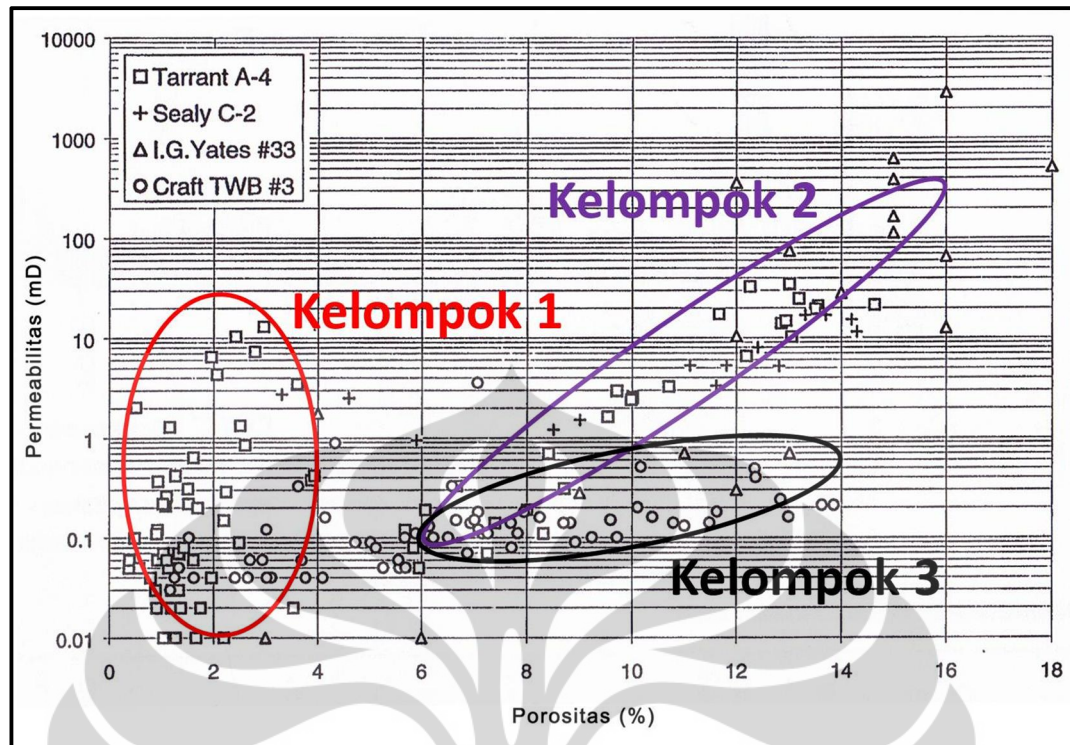
Umumnya konglomerat bend ditemukan di kedalaman 4.500 – 6.000 ft dengan tekanan yang bervariasi mulai dari 1.400 – 2.200 psi, dimana gradien tekanan 0.35 – 0.4 psi/ft. Temperatur reservoir sekitar 150° F dengan permeabilitas bervariasi mulai dari dibawah 0.1 md sampai lebih besar dari 10 md.

2.1.4 Analisa Batu Inti

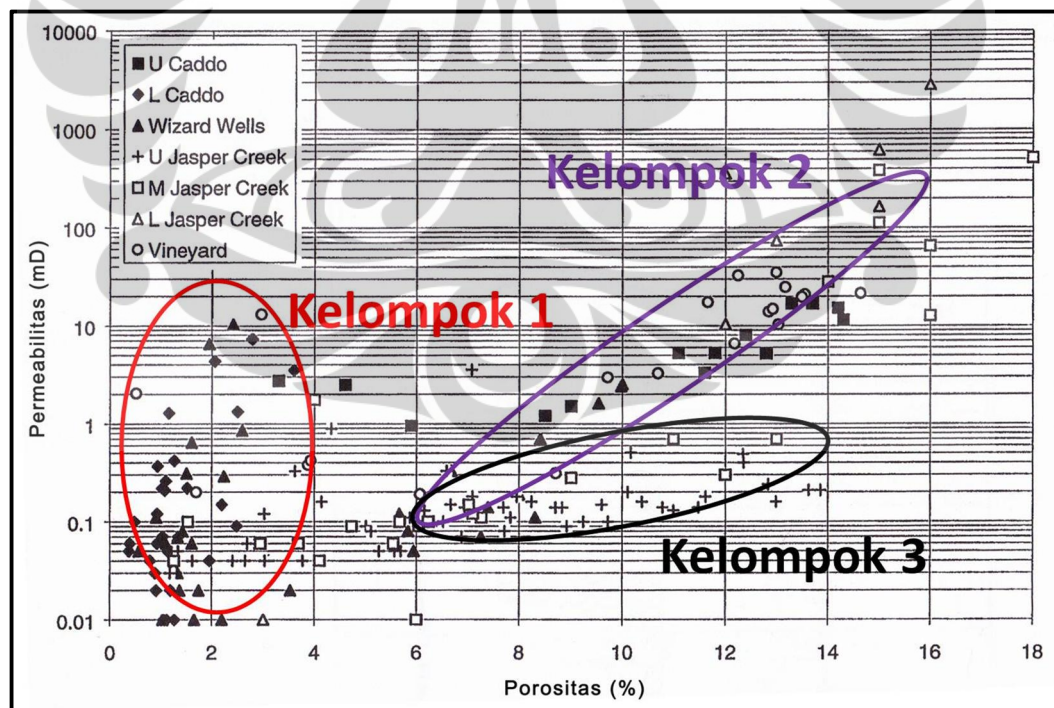
Sampel batu inti yang dianalisa sebagian besar berasal dari interval batu pasir. Batu inti ini diambil dari 4 sumur yaitu I. G. Yates 33 (5446 – 5472 ft), Sealy C-2 (4891 – 4910 ft), Craft Tarrant Water Board 3 (5370 – 5518 ft), dan Tarrant A-4 (4715 – 4750 ft; 4800 – 4841 ft; 5497 – 5566 ft). Sampel batu ini kemudian dianalisa untuk porositas dan permeabilitas. Hasil analisa batu inti tersebut terangkum dalam **gambar 2.5** dan **gambar 2.6**. Dari hasil tersebut dapat dibagi menjadi tiga kelompok data :

1. Kelompok pertama adalah area dimana porositas kurang dari 4 %. Titik data ini menunjukkan area dengan fasies yang rapat dan tersementasi dengan baik. Fasies ini tidak merepresentasikan batuan reservoir. Nilai permeabilitasnya kemungkinan adalah permeabilitas yang disebabkan *microfractures* yang terbentuk saat proses *coring* dan *plugging*.
2. Kelompok data kedua memiliki porositas 6 % sampai 16 % dan permeabilitas 0.1 md sampai 200 md. Kelompok data ini didominasi oleh fasies batu pasir.
3. Kelompok data ketiga memiliki porositas 6 % sampai 14 % dan permeabilitas 0.1 md sampai 0.6 md. Kelompok data ini menunjukkan batu pasir dengan permeabilitas rendah yang mungkin telah mengalami proses sementasi.

Kelompok data kedua dan ketiga mengindikasikan batu pasir produktif pada konglomerat bend terdiri dari dua atau lebih fasies.



Gambar 2. 5 Cross plot porositas vs permeabilitas untuk semua sampel batu inti. Simbol mengindikasikan sumur tempat sampel diambil. (Dimodifikasi dari Hardage et al., 1996)



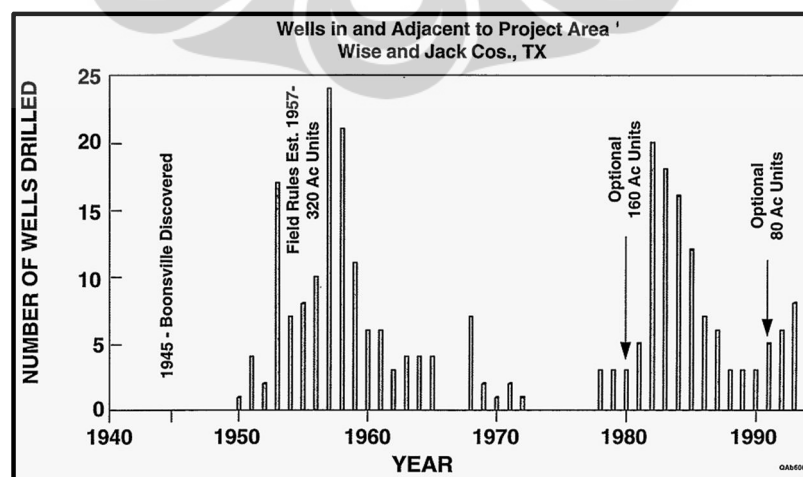
Gambar 2. 6 Cross plot porositas vs permeabilitas untuk semua sampel batu inti. Simbol mengindikasikan zona tempat sampel diambil. (Dimodifikasi dari Hardage et al., 1996)

2.1.5 Sejarah Produksi

Gambar 2.7 menunjukkan grafik sejarah aktivitas pemboran di lapangan Boonsville. Grafik tersebut memplot jumlah sumur yang di bor terhadap waktu tahun pengeboran. Hanya sumur yang berada di dalam dan dekat proyek area saja yang di plot dalam grafik ini namun tetap dapat merepresentasikan lapangan Boonsville secara keseluruhan.

Pada tahun 1945, lapangan Boonsville ditemukan dan menghasilkan gas, namun permintaan gas pada masa tersebut sedikit sehingga mengakibatkan lapangan tersebut belum dikembangkan. Pengeboran baru marak di pertengahan sampai akhir tahun 1950an setelah jalur pipa gas dari Wise County menuju Chicago dibangun pada tahun 1957.

Pada november 1957, Railroad Commission of Texas mengeluarkan peraturan yang hanya mengizinkan 1 sumur untuk setiap 320 hektar, sehingga di tahun 1960 – 1980 aktifitas pemboran menurun. Di tahun 1980, Railroad Commission memodifikasi aturan tersebut dan mengizinkan 1 sumur untuk setiap 160 hektar sehingga kembali meningkatkan aktifitas pemboran. Di tahun 1991 Railroad Commission kembali mengurangi syarat tersebut, sehingga sumur dapat di bor tiap 80 hektar. Sampai saat ini, lapangan Boonsville telah menghasilkan 2,6 TSCF (*Trillion Standard Cubic Feet*) gas dengan 2000 sumur yang masih aktif.



Gambar 2. 7 Sejarah aktivitas pemboran di lapangan Boonsville (Hardage et al., 1996)

2.2 Teori Dasar Analisa Petrofisika

Dalam suatu tahap pemboran sumur-sumur eksplorasi perlu dilakukan pengumpulan informasi sebanyak mungkin sehingga dapat diperoleh interpretasi yang mendalam dari sebuah sumur. Dengan demikian korelasi yang dilakukan antara satu sumur dengan sumur lainnya dapat dilakukan dengan lebih baik pada saat pengembangan suatu lapangan minyak.

Analisa petrofisika adalah suatu upaya untuk memahami ciri dan sifat-sifat fisika batuan dengan cara melakukan analisis terhadap hasil pengukuran pada lubang sumur. Analisa petrofisika sangat penting untuk memastikan ada tidaknya hidrokarbon di bawah permukaan tanah. Pengukuran pada lubang sumur dapat dikategorikan menjadi 4 kategori (Harsono, 1997):

1. Log operasi pemboran (log lumpur (*mud logs*), MWD dan LWD (*Log While Drilling*))
2. Analisis batu inti
3. Log sumur dengan kabel (elektrik, akustik, radioaktif, elektromagnetik, ultrasonik, medan magnet, NMR (*Nuclear Magnetic Resonance*), temperatur dan tekanan, pengambilan sampel batu inti dan fluida)
4. Uji produksi kandungan lapisan

Dengan melakukan analisa petrofisika, maka parameter petrofisika batuan seperti porositas batuan, saturasi air, kandungan lempung, dan permeabilitas dari batuan di reservoir dapat diketahui. Sehingga nantinya dapat digunakan untuk melakukan identifikasi dan modelling reservoir serta estimasi cadangan hidrokarbon.

2.2.1 Wireline Logs

Log adalah suatu grafik kedalaman (atau waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Log diperoleh dari operasi logging di sumur terbuka yang umumnya dimulai dari kedalaman maksimum (*total depth*) sampai dengan sepatu

selubung (*casing shoe*). Kurva log mampu memberikan informasi tentang sifat-sifat batuan dan cairan pada situasi dan kondisi yang sesungguhnya di dalam sumur. Operasi logging yang baik memiliki interval yang tidak terlalu panjang sehingga dapat di peroleh informasi yang lebih akurat dan menghindari keterbukaan lapisan formasi yang terlalu lama terhadap sistem lumpur.

2.2.1.1 Log *Gamma Ray*

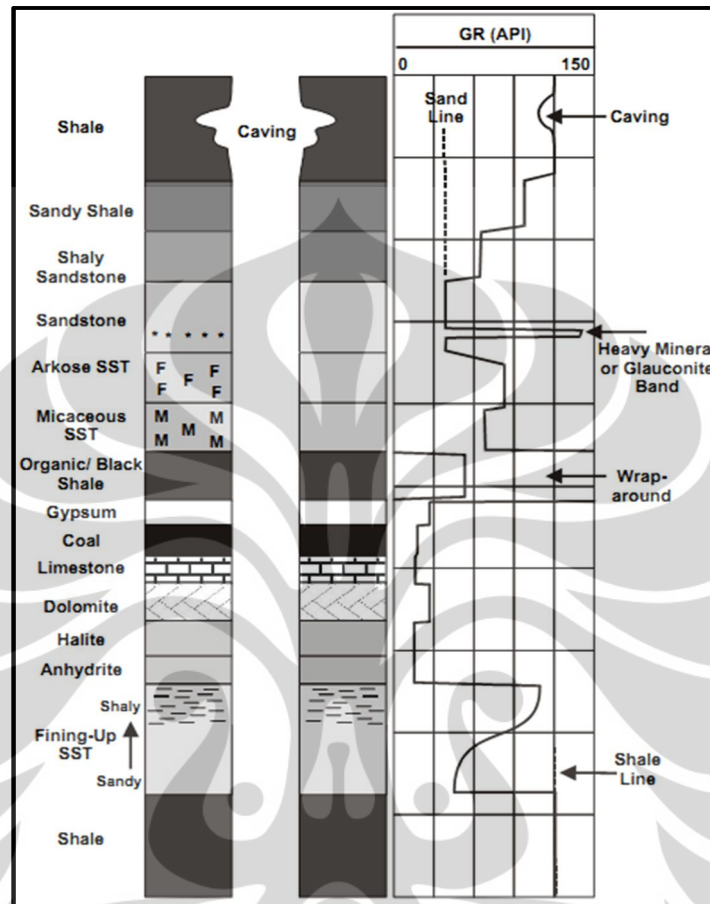
Prinsip dasar dari log gamma ray yaitu melakukan pengukuran tingkat radioaktif alami bumi. Radioaktif alami tersebut berasal dari unsur – unsur radioaktif yang berada di dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur – unsur radioaktif tersebut antara lain Uranium, Thorium, Potassium. Unsur radioaktif tersebut cenderung mengendap di dalam shale yang prosesnya terjadi saat perubahan geologi batuan, sedangkan pada sandstone, limestone, dolomite sangat sedikit jumlahnya. Sehingga log ini sangat efektif digunakan untuk melakukan evaluasi formasi pada lingkungan pengendapan *fluvial deltaic* yang sistem perlapisannya terdiri dari sandstone atau shale.

Unsur – unsur radioaktif akan memancarkan gamma ray dalam bentuk pulsa energi radiasi tinggi yang mampu menembus batuan sehingga dapat dideteksi oleh detektor gamma ray. Karena pulsa – pulsa energinya mampu menembus batuan maka logging gamma ray dapat dilakukan meskipun lubang bor telah dipasang casing. Tiap pulsa yang terdeteksi akan menimbulkan pulsa listrik pada detektor sehingga parameter yang di rekam adalah jumlah pulsa yang tercatat per satuan waktu.

Log gamma ray memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*) yang biasanya dalam skala berkisar 0 – 150 API atau 0 – 200 API jika terdapat lapisan *organic rich shale*.

Karena kemampuannya yang mampu memisahkan shale dari lapisan permeabel, log gamma ray dapat digunakan untuk mengukur kandungan shale dalam lapisan batuan. Selain itu dapat pula digunakan untuk *well to well correlation* dan

penentuan *sequence boundary* dengan cara mengidentifikasi *Maximum Flooding Surface* (MFS).



Gambar 2. 8 Efek perbedaan litologi pada log gamma ray (Glover, 2007)

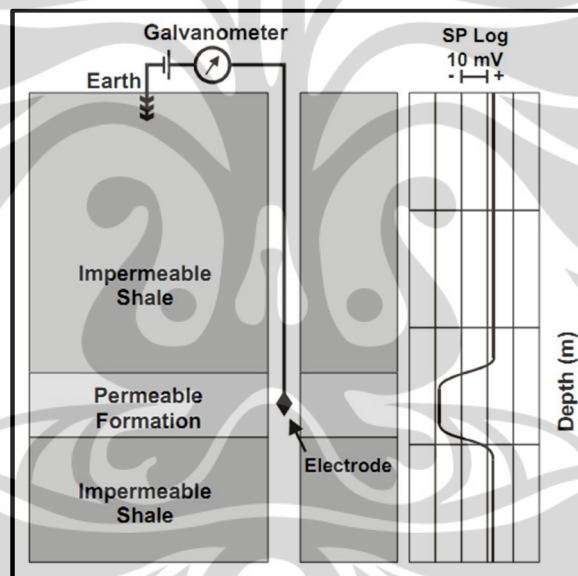
2.2.1.2 Log *Spontaneous Potential*

Prinsip dasar dari log *Spontaneous Potential* (SP) adalah merekam beda potensial antara elektroda yang bergerak sepanjang lubang bor dengan elektroda yang diam di atas permukaan. Satuan yang digunakan adalah milivolt (mV).

Elektroda yang bergerak di dalam lubang bor membutuhkan medium konduktif sehingga arus listrik dari formasi batuan dapat dihantarkan ke elektroda, sehingga apabila lumpur yang digunakan tidak konduktif, log SP tidak dapat dilakukan.

Penyimpangan pada log SP disebabkan oleh adanya aliran arus listrik di dalam lumpur yang muncul akibat tenaga elektromotif di dalam formasi batuan, yaitu komponen elektrokimia dan elektrokinetik.

Log SP biasanya akan menunjukkan garis lurus (*baseline*) pada lapisan shale dan bila bertemu dengan lapisan permeabel, log SP akan menyimpang dari *baseline* dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang tebal seperti sand. Penyimpangan log SP dapat ke kiri atau ke kanan tergantung dari kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur. Apabila lumpur lebih tawar dari air formasi, log SP akan menyimpang ke kiri dan sebaliknya apabila air formasi lebih tawar dari lumpur maka log SP akan menyimpang ke kanan.

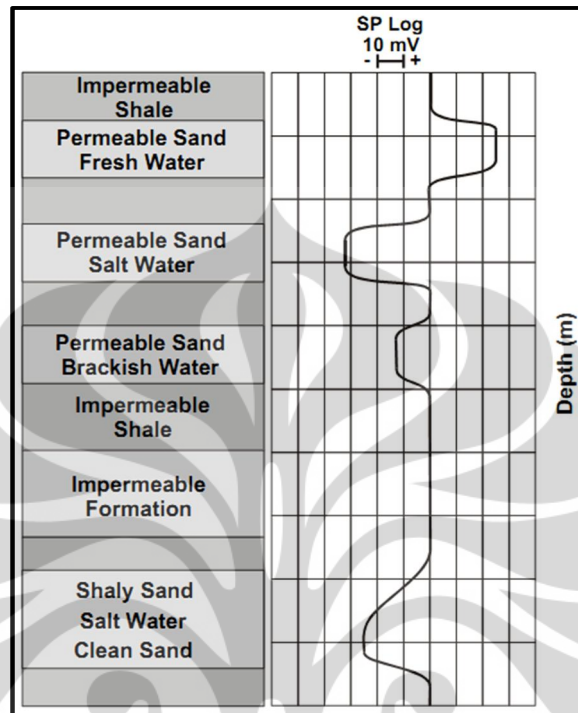


Gambar 2. 9 Konfigurasi alat log SP (Glover, 2007)

Kemiringan log SP di setiap kedalaman akan sebanding dengan intensitas arus SP dalam lumpur pada kedalaman tersebut. Intensitas arus SP akan maksimum pada batas – batas formasi permeabel sehingga pada batas – batas permeabel tersebut akan terjadi kemiringan log SP yang maksimum pula. Bentuk serta besar kemiringan dari log SP di tentukan oleh faktor – faktor berikut :

1. Ketebalan formasi
2. Resistivitas formasi dan formasi – formasi yang berdekatan
3. Resistivitas lumpur

4. Diameter lubang bor
5. Kedalam zona rembesan



Gambar 2. 10 Respon umum dari alat log SP (Glover, 2007)

Log SP dapat digunakan untuk :

1. Identifikasi lapisan permeabel
2. Menentukan batas lapisan dan korelasi antar sumur
3. Menentukan nilai resistivitas air formasi
4. Mengukur kandungan shale

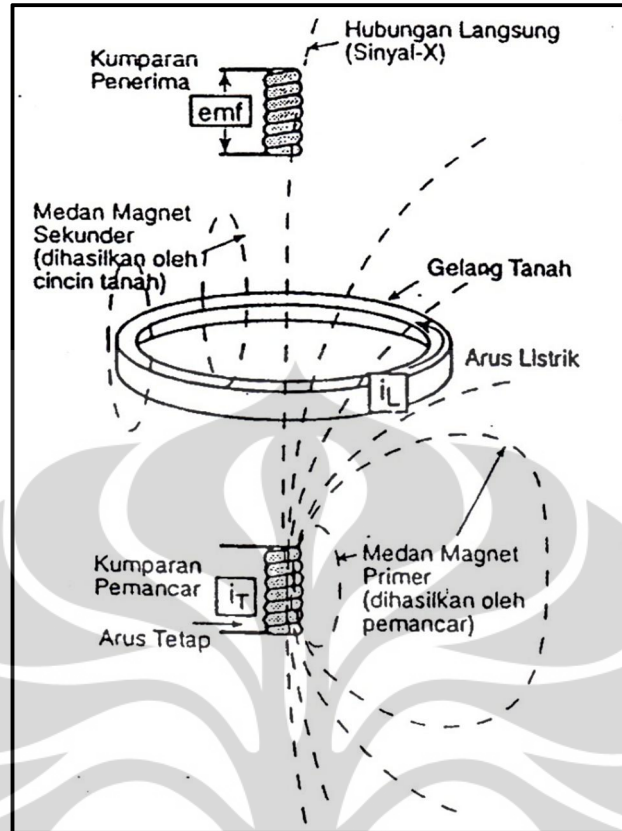
2.2.1.3 Log Resistivity

Prinsip dasar dari log resistivity yaitu mengukur sifat resistivitas listrik dari batuan formasi. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dalam satuan Ohmmeter, dan di tampilkan dalam skala logaritmik dengan nilai antara 0.2 – 2000 Ohmmeter.

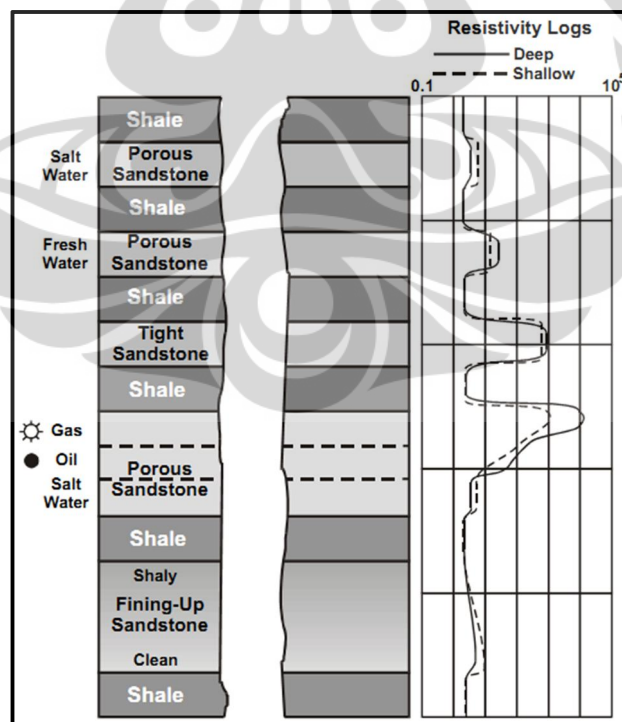
Untuk mengukur resistivitas dari formasi dapat dilakukan dengan 2 cara yaitu mengirimkan arus bolak balik langsung ke formasi (alat laterolog) atau menginduksikan arus listrik ke dalam formasi (alat induksi).

Alat laterolog ganda (*Dual Laterolog* (DLT)) memfokuskan arus listrik secara lateral masuk ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik yang tetap, resistivitas dapat dihitung dengan menggunakan hukum Ohm. Alat DLT terdiri dari 2 bagian, bagian pertama memiliki elektroda yang diatur sehingga dapat memaksa arus listrik masuk sejauh mungkin ke dalam formasi dan mengukur resistivitas laterolog dalam (LL_d) dan bagian kedua memiliki elektroda yang diatur agar lembar arus listrik yang terbuka sedikit sehingga hanya dapat mengukur resistivitas laterolog dangkal (LL_s). Hal ini hanya dapat tercapai jika digunakan arus bolak balik dengan frekuensi yang berbeda.

Alat induksi terdiri dari 2 set kumparan yang disusun dalam batangan non-konduktif. Saat arus listrik dialirkan ke dalam kumparan pemancar, maka akan timbul medan magnet (medan magnet primer) disekitar kumparan pemancar tersebut. Medan magnet tersebut kemudian akan membangkitkan arus eddy di dalam formasi di sekitar alat induksi. Arus eddy tersebut akan menghasilkan medan magnet pula (medan magnet sekunder) yang akan dapat dideteksi oleh kumparan penerima dan menghasilkan arus emf di kumparan penerima. Kuat arus emf yang terjadi di kumparan penerima akan sebanding dengan kekuatan medan magnet sekunder dan sebanding dengan arus eddy dan sebanding pula dengan konduktifitas dari formasi. Karena parameter yang diukur adalah konduktifitas maka alat induksi biasa disebut alat konduktifitas dan alat laterolog disebut alat resistivitas. Perbedaan ini akan menentukan jenis alat yang digunakan sesuai dengan kondisi lumpur dan formasi batuan. Alat induksi lebih tepat digunakan untuk resistivitas rendah hingga menengah sedangkan alat laterolog untuk resistivitas menengah hingga tinggi.



Gambar 2. 11 Prinsip kerja alat log induksi (Harsono, 1997)



Gambar 2. 12 Respon umum dari alat log Induksi (Glover, 2007)

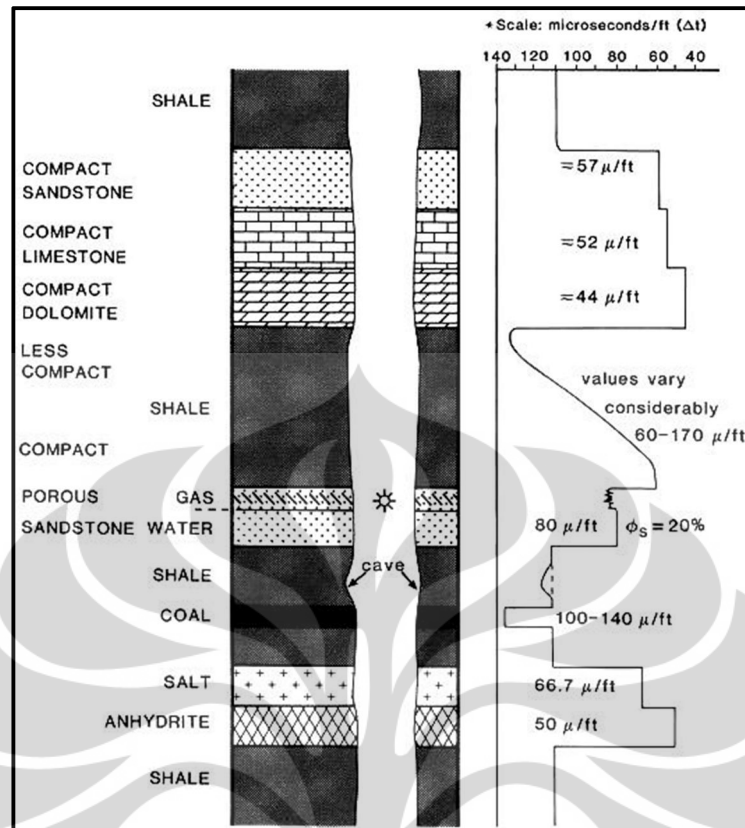
Log resistivity dapat digunakan untuk :

1. Interpretasi pintas untuk mendeteksi hidrokarbon
2. Menentukan nilai saturasi air (S_w)
3. Menentukan diameter rembesan
4. Menentukan resistivitas air formasi (R_w)

2.2.1.4 Log *Sonic*

Setiap benda padat dapat menjadi medium perambatan gelombang akustik. Jika gelombang suara merambat dari satu titik ke titik lainnya dalam benda padat, dan jarak kedua titik tersebut diketahui maka kecepatan gelombang suara didalam benda padat tersebut dapat diketahui dengan menghitung waktu perambatan gelombang antara kedua titik. Sehingga prinsip dasar dari alat sonik yaitu mengukur waktu perambatan gelombang suara yang melalui formasi pada jarak tertentu. Alat sonik terdiri dari pemancar dan penerima yang dipisahkan pada jarak tertentu. Namun jika hanya terdapat satu pemancar dan satu penerima, akan terjadi masalah yang disebabkan oleh kikisan pada lubang sumur atau pengaruh kemiringan alat, oleh karena ini dikembangkan sistem alat baru yaitu *Borehole Compensated Sonic Tool* (BHC) yang menggunakan dua pemancar dan empat penerima yang di rangkai sedemikian rupa sehingga pengaruh dari lubang bor dapat dikecilkan.

Walaupun alat sonik mengukur waktu rambat gelombang suara namun log sonik menampilkan hasilnya dalam besaran waktu transit (*transit time*) dengan satuan $\mu\text{s}/\text{ft}$. Satuan ini dapat secara baik memberikan pembacaan yang ditemukan dalam logging normal dengan nilai berkisar 40 – 200 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Namun sebagian besar formasi memberikan tanggapan nilai berkisar 40 – 140 $\mu\text{s}/\text{ft}$, sehingga skala log yang biasa dipakai adalah 140 – 40 $\mu\text{s}/\text{ft}$.



Gambar 2. 13 Respon umum dari alat log sonik (Glover, 2007)

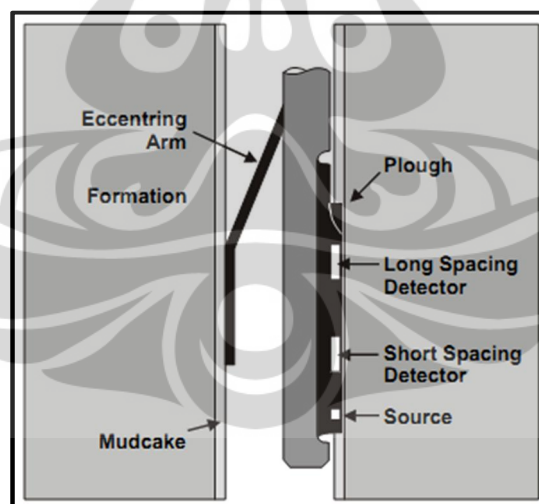
2.2.1.5 Log Density

Pengukuran log densitas memanfaatkan fenomena hamburan Compton (*Compton Scattering*). Alat pengukur log densitas disebut *Formation Density Condensated* (FDC) dimana alat ini akan mengemisikan gamma ray dari sumber di alat FDC ke dalam formasi batuan. Gamma ray disini dapat dianggap sebagai energi partikel foton yang nantinya akan bertumbukan dengan elektron dari atom di dalam formasi sehingga terjadi fenomena hamburan Compton. Saat proses tersebut terjadi, foton gamma ray akan kehilangan sebagian energinya karena diserap oleh elektron dan kemudian dihamburkan ke arah yang tidak sama dengan arah foton awal. Sedangkan elektron yang menyerap energi foton mampu melepaskan diri dari atom dan menjadi elektron bebas. Hamburan foton gamma ray yang energinya telah berkurang kemudian masih dapat menendang keluar elektron –

elektron di atom lain dalam proses tumbukan lanjutan sampai energi foton tersebut terserap secara keseluruhan.

Jumlah elektron yang ditendang keluar oleh foton merupakan fungsi dari tenaga foton dan jenis mineral. Dengan mengukur densitas elektron (jumlah elektron per satuan volume) akibat hamburan Compton maka densitas dari formasi dapat diketahui. Semakin besar densitas elektron maka semakin padat butiran / mineral penyusun batuan di dalam formasi.

Alat FDC memiliki dua buah detektor, detektor yang letaknya lebih jauh dari sumber radiasi disebut detektor sumbu panjang, dimana detektor ini memegang peranan penting dalam pengukuran densitas. Detektor yang letaknya lebih dekat dengan sumber radiasi disebut detektor sumbu pendek, dimana detektor ini sangat dipengaruhi oleh lumpur. Perbedaan densitas antara detektor sumbu pendek dan detektor sumbu panjang dijadikan sebagai koreksi yang harus ditambahkan atau dikurangkan kepada detektor sumbu panjang.



Gambar 2. 14 Penampang alat log densitas (Glover, 2007)

Log densitas dapat digunakan untuk mengukur nilai porositas, melakukan korelasi antara sumur, dan mengenali komposisi atau indikasi fluida dalam formasi.

2.2.1.6 Log Neutron

Pengukuran log neutron dilakukan dengan memancarkan neutron secara kontinu ke dalam formasi. Menurut teori fisika nuklir terdapat beberapa macam interaksi yang mungkin terjadi yaitu :

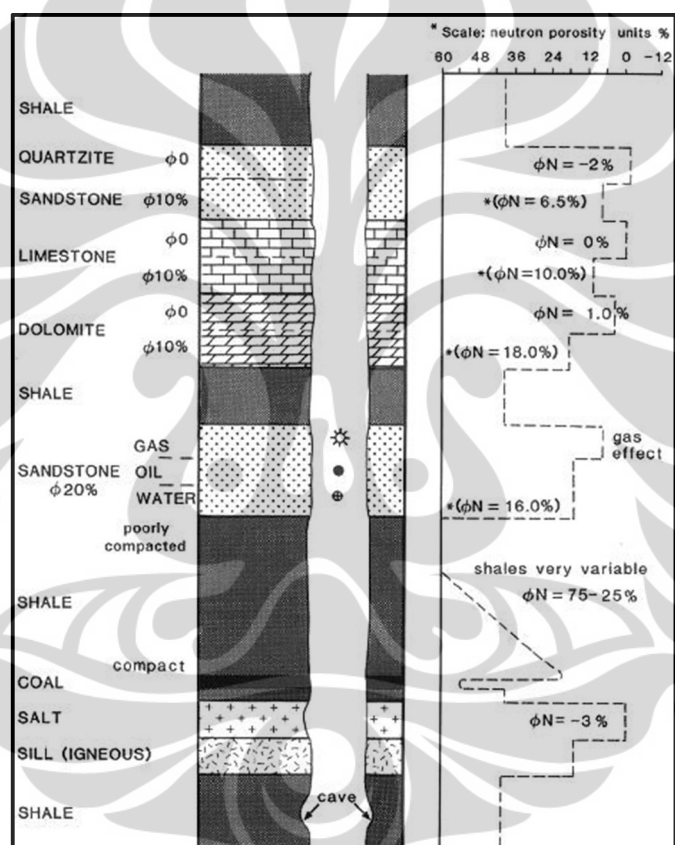
1. Tumbukan elastis
Partikel neutron terpental setelah bertumbukan dengan inti atom di dalam formasi tanpa terjadi reaksi.
2. Tumbukan inelastis
Sebagian energi neutron diserap oleh inti atom, sehingga inti atom dapat berpindah tingkat energi atom yang lebih tinggi, kemudian melapuk dan mengemisikan gamma ray.
3. Tangkapan neutron
Energi neutron diserap seluruhnya oleh inti atom sehingga dapat berpindah ke tingkat energi yang lebih tinggi kemudian melapuk dan mengemisikan gamma ray.
4. Aktivasi
Mengalami proses yang sama dengan tangkapan neutron namun yang diemisikan tidak hanya gamma ray namun juga sinar beta dan elektron.

Alat neutron (*Compensated Neutron Tool (CNT)*) menggunakan sumber radiasi dari bahan AmBe dengan kekuatan 16 curie. Tanggapan alat neutron mencerminkan jumlah atom hidrogen di dalam formasi.

Minyak dan air memiliki jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama sehingga neutron dapat memberikan tanggapan porositas fluida pada formasi bersih. Namun pada formasi lempung, alat neutron akan menunjukkan tanggapan porositas fluida yang lebih tinggi dari seharusnya karena lempung mengandung atom hidrogen yang lebih banyak dalam susunan molekulnya.

Gas memiliki konsentrasi hidrogen yang lebih rendah sehingga alat neutron akan menunjukkan tanggapan porositas yang lebih rendah dari seharusnya bila bertemu formasi yang mengandung gas.

Adanya cairan garam di daerah rembesan akibat lumpur juga akan mempengaruhi tanggapan porositas alat neutron. Cairan garam tersebut akan mengurangi konsentrasi atom hidrogen sehingga nilai tanggapan porositas alat neutron perlu dikoreksi terhadap salinitas.



Gambar 2. 15 Respon umum dari alat log neutron (Glover, 2007)

2.2.2 Data Batu Inti

Data batu inti umumnya hanya mengungkapkan bagian formasi yang sangat dangkal di sekitar lubang bor. Ukuran sampel batu inti umumnya kecil dibandingkan lapisan reservoir sesungguhnya, sehingga sifat – sifat reservoir

yang diuraikan dari sebuah batu inti memiliki variasi dibandingkan data rerata dari volume batuan yang lebih besar. Hambatan lain yang dijumpai dalam analisa batu inti adalah ketika menghubungkan permeabilitas dengan sifat – sifat aliran lapisan yang lebih besar dan juga dalam penentuan permeabilitas vertikal.

Karena alasan biaya dan teknis, umumnya industri migas hanya mengambil sampel batu inti dari sumur – sumur pilihan. Sampel batu inti tersebut kemudian dianalisa secara rinci untuk mengembangkan model geologi dan menentukan hubungan antara parameter petrofisika formasi seperti porositas, permeabilitas, dan saturasi, yang juga dapat diperoleh dari data log.

2.2.3 Parameter Petrofisika Batuan

Sifat-sifat batuan yang penting untuk analisis log adalah porositas, kejenuhan air, dan permeabilitas. Parameter lain yang penting dalam melakukan analisa petrofisika adalah rasio kandungan lempung. Dengan mengetahui rasio kandungan lempung dan porositas, estimasi potensi reservoir dapat diketahui. Dengan tambahan parameter kejenuhan air, banyaknya kandungan hidrokarbon di dalam reservoir dapat diketahui. Dengan parameter permeabilitas dapat diketahui pula pada tingkat mana hidrokarbon tersebut dapat diproduksi.

2.2.3.1 Kandungan Lempung (V_{sh})

Kandungan lempung merupakan rasio kandungan lempung di dalam formasi, biasanya dinyatakan dalam persen namun dalam log di beri skala 0 – 1. Nilai kandungan lempung dapat diperoleh dari 2 jenis indikator, indikator kurva tunggal dan indikator kurva ganda (*crossplot*). Indikator kurva tunggal adalah log gamma ray, SP, Neutron, dan resistivitas, sedangkan indikator kurva ganda adalah densitas – neutron dan densitas – sonik. Yang paling populer digunakan yaitu indikator dari gamma ray karena mampu memberikan resolusi yang lebih baik dibandingkan dengan indikator lainnya. Tidak ada pedoman yang mengharuskan cara menentukan nilai kandungan lempung, semuanya berdasarkan pertimbangan

pengalaman pribadi, pengetahuan geologi lokal, hasil analisa inti, mutu dari masing – masing kurva dan faktor – faktor lainnya. Namun biasanya para log analisis mengambil nilai kandungan lempung yang terkecil atau nilai rata – rata.

Kandungan lempung dari log gamma ray dapat dihitung dengan menggunakan metode berikut :

$$Z = \frac{GR - GR_{clean}}{GR_{clay} - GR_{clean}} \quad (2.1)$$

Dimana :

GR = GR pada kedalaman penetrasi

GR_{clean} = GR pada zona bersih

GR_{clay} = GR pada lempung

Jika $Z < 0.55$ maka,

$$V_{clay} = 0.0006078 \times (100.0 \times Z)^{1.58527} \quad (2.2)$$

Jika $0.55 < Z < 0.73$ maka,

$$V_{clay} = 2.1212 \times Z - 0.81667 \quad (2.3)$$

Jika $0.73 < Z < 1$ maka,

$$V_{clay} = Z \quad (2.4)$$

Untuk log SP :

$$V_{clay} = \frac{SP - SP_{clean}}{SP_{clay} - SP_{clean}} \quad (2.5)$$

Untuk log neutron :

$$V_{clay} = \sqrt{\frac{\phi_{neu}}{\phi_{neuClay}} \times \frac{\phi_{neu} - \phi_{neuClean}}{\phi_{neuClay} - \phi_{neuClean}}} \quad (2.6)$$

Untuk log resistivitas :

$$Z = \frac{R_{clay}}{R_t} \times \frac{R_{clean} - R_t}{R_{clean} - R_{clay}} \quad (2.7)$$

$V_{clay} = Z$ kecuali jika $R_t > 2R_{clay}$ maka,

$$V_{clay} = 0.5 \times (2 \times Z)^{0.67 \times (Z+1)} \quad (2.8)$$

2.2.3.2 Porositas

Porositas adalah bagian dari volume batuan yang tidak terisi oleh benda padat. Pada formasi renggang (*unconsolidated formation*) besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butir, tidak pada ukuran butir mutlak. Porositas akan menjadi tinggi jika butirannya berukuran sama, akan kecil jika ukuran butirnya bervariasi karena butiran yang kecil akan mengisi ruang antara butiran besar. Pada formasi rapat (*consolidated formation*) porositas mendekati nol karena partikel – partikel batuan bergabung bersama material yang mengandung silika atau zat kapur. Ada beberapa macam porositas :

1. Porositas total (ϕ_t)
Merupakan perbandingan antara ruang kosong (pori – pori, retakan, rekahan, gerohong) total yang tidak terisi oleh benda padat yang ada di antara elemen – elemen mineral dari batuan, dengan volume total batuan.
2. Porositas bersambungan ($\phi_{\text{connected}}$)
Merupakan bagian dari ruang kosong yang bersambungan di dalam batuan.
3. Porositas potensial (ϕ_{pot})
Merupakan ukuran jalur pori – pori pada batasan tertentu di mana fluida tidak dapat lagi mengalir
4. Porositas efektif (ϕ_e)
Merupakan porositas yang dapat dilalui oleh fluida bebas, tidak termasuk porositas yang tidak bersambungan, dan ruangan yang terisi oleh air resapan dari air ikat serpih.

Nilai porositas dapat di cari dengan menggunakan log porositas seperti sonik atau densitas – neutron.

Model porositas sonik dihitung dengan menggunakan rumus Wylie dengan koreksi terhadap kandungan lempung dan koreksi hidrokarbon.

$$\phi_{\text{sonik}} = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma} - V_{cl} \times (\Delta t_{cl} - \Delta t_{ma})}{(\Delta t_{fl} \times S_{xo} + \Delta t_{hy} \times (1 - S_{xo}) - \Delta t_{ma}) \times C_p} \quad (2.9)$$

Dimana :

ϕ_{sonik} = Porositas sonik

Δt = Interval sonik dari log

Δt_{ma} = Interval sonik matrix batuan

V_{cl} = Kandungan lempung

Δt_{cl} = Interval sonik clay

Δt_{fl} = Interval sonik fluida (*freshwater mud* = 189 $\mu\text{sec/ft}$)

Δt_{hy} = Interval sonik hidrokarbon

S_{xo} = Saturasi zona rembesan

C_p = Faktor kompaksi

Sedangkan untuk porositas densitas dikoreksi pula terhadap kandungan lempung dan hidrokarbon, dengan menggunakan rumus,

$$\phi_{density} = \frac{\rho_{ma} - \rho_b - V_{cl} \times (\rho_{ma} - \rho_{cl})}{(\rho_{ma} - \rho_{fl} \times S_{xo} - \rho_{hy} \times (1 - S_{xo}))} \quad (2.10)$$

Dimana :

$\phi_{density}$ = Porositas densitas

ρ_b = Densitas bulk formasi (dari log)

ρ_{ma} = Densitas matrix batuan

V_{cl} = Kandungan lempung

ρ_{cl} = Densitas clay

ρ_{fl} = Densitas fluida

ρ_{hy} = Densitas hidrokarbon

S_{xo} = Saturasi zona rembesan

Model porositas densitas neutron menggunakan dua input porositas yaitu porositas densitas dan porositas neutron,

$$\phi_{ND} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad (2.11)$$

Dimana ϕ_D = porositas densitas, dan ϕ_N = porositas neutron.

2.2.3.3 Saturasi Air (S_w)

Bagian dari ruang pori yang berisi air disebut kejenuhan atau saturasi air (S_w). Sisa bagian yang berisi minyak atau gas disebut saturasi hidrokarbon (S_h) yang nilainya $(1 - S_w)$. Secara umum diasumsikan bahwa reservoir terisi air terlebih dahulu yang kemudian selama kurun waktu tertentu minyak atau gas yang terbentuk di tempat lain pindah ke reservoir dan menggantikan air pada ruang pori yang lebih besar. Namun tidak semua air dapat dipindahkan sehingga ada saturasi sisa (*irreducible water saturation* ($S_{w(irr)}$)) yang menunjukkan air yang tertinggal karena tegangan permukaan pada permukaan butiran, kontak butiran, dan di dalam celah – celah yang sangat kecil. Air sisa tersebut tidak akan mengalir ketika formasi dibuka dan diproduksi.

Ada berbagai macam metode untuk menghitung nilai saturasi air, tergantung dari lingkungan pengendapan, kandungan lempung, dan faktor – faktor lainnya.

2.2.3.4 Permeabilitas (K)

Permeabilitas (K) adalah ukuran kemampuan batuan untuk melewatkan fluida. Permeabilitas berhubungan dengan porositas namun tidak selalu tergantung terhadap besar kecilnya porositas tersebut. Permeabilitas dinyatakan dalam *millidarcys* (md), 1000 md adalah tinggi dan 1.0 md adalah rendah untuk ukuran produksi.

Batuan dikatakan permeabel jika mempunyai porositas yang saling berhubungan. Berbeda dengan porositas, permeabilitas sangat tergantung pada ukuran butir batuan. Sedimen dengan butiran besar dengan pori – pori besar mempunyai permeabilitas tinggi, sedangkan batuan berbutir halus dengan pori – pori kecil dan alur yang berliku – liku mempunyai permeabilitas rendah.

2.2.3.5 Movable Oil Saturation (MOS), Residual Oil Saturation (ROS), dan Movable Hydrocarbon Index (MHI)

Reservoir dengan porositas dan permeabilitas yang tinggi akan menghasilkan *Movable Oil Saturation* (MOS) yang tinggi pula. Parameter ini merepresentasikan rasio hidrokarbon yang dapat bergerak dan dapat diproduksi. Sebaliknya *Residual Oil Saturation* (ROS) merepresentasikan rasio hidrokarbon yang tidak dapat bergerak dan tidak dapat diproduksi. Hidrokarbon tersebut akan tetap berada di dalam reservoir bila dilakukan pengeboran, sehingga perlu dilakukan teknik khusus jika melakukan eksploitasi di reservoir dengan nilai ROS yang tinggi. Umumnya reservoir dengan *Movable Hydrocarbon Index* (MHI) kurang dari 0.7 dianggap sebagai reservoir yang produktif.

$$MOS = S_{xo} - S_w \quad (2.12)$$

$$ROS = 1.0 - S_{xo} \quad (2.13)$$

$$MHI = S_w / S_{xo} \quad (2.14)$$

2.2.4 Lumping (Pembungkalan)

Untuk pemetaan dan *gridding* diperlukan suatu deskripsi yang lebih sederhana dari parameter – parameter petrofisika di dalam zona reservoir di setiap sumur. Proses deskripsi tersebut disebut lumping atau pembungkalan.

Nilai bungkalan dari suatu parameter adalah nilai kumulatif dari parameter itu di dalam zona tersebut. Nilai kumulatif adalah jumlah dari parameter pada setiap kedalaman *sampling* dikalikan dengan interval *sampling*. Nilai rata – rata adalah nilai bungkalan dibagi dengan tebal zona yang ditentukan dengan penggalan – penggalan *total*, *net*, atau *net pay*. Fungsi dari penggalan yaitu untuk menghilangkan bagian reservoir yang dianggap tidak produktif.

Umumnya data rata – rata dari porositas , saturasi air, dan kandungan lempung ditampilkan sebagai tabel data dengan tiga jenis estimasi cadangan :

1. Total pay ; tidak menggunakan penggalan
2. Net ; menggunakan penggalan porositas dan kandungan lempung, nilai porositas yang rendah dan nilai kandungan lempung yang tinggi tidak dipilih.
3. Net pay ; sama seperti net namun dengan menambahkan parameter saturasi air, nilai saturasi air yang tinggi di atas nilai penggalan tidak diambil.

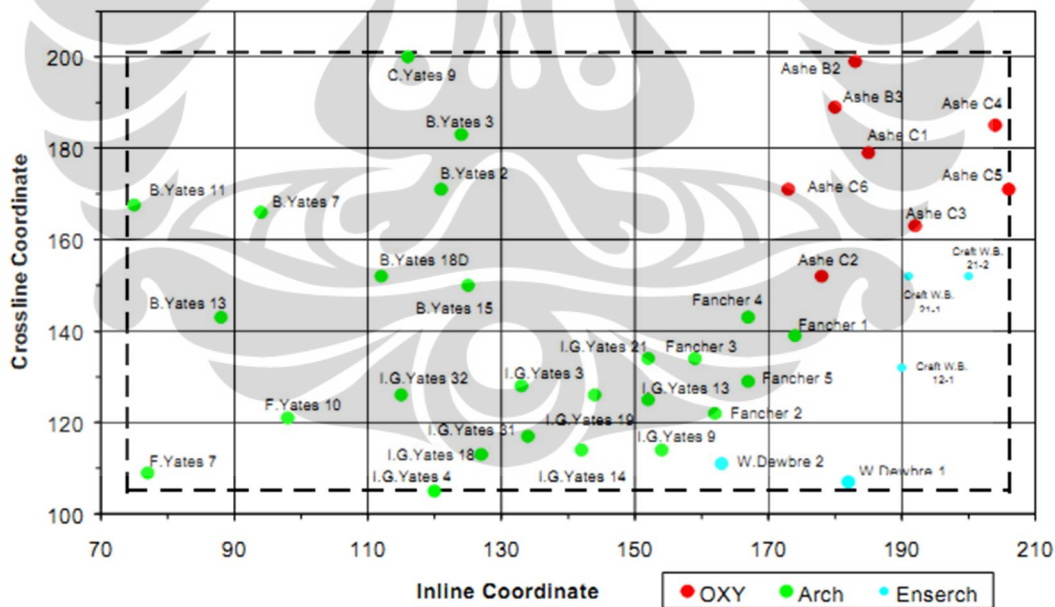


BAB 3 DATA DAN PENGOLAHAN DATA

3.1 Data

Data yang digunakan pada penelitian yaitu data sumur pada lapangan Boonsville yang terdiri dari 38 sumur yang berlokasi di dalam area 3D seismik. Data sumur tersebut telah dibuat menjadi data publik oleh 3 perusahaan yang mengambil alih lapangan tersebut yaitu OXY USA, Arc Petroleum, dan Enserch. Posisi sumur – sumur tersebut dapat dilihat pada **gambar 3.1**.

Setiap sumur telah dilakukan proses logging dan hasilnya telah di digitalisasi dengan step kedalaman 0.5 ft. Tipe data log yang tersedia dari 38 sumur tersebut dapat dilihat pada **tabel 3.1**.



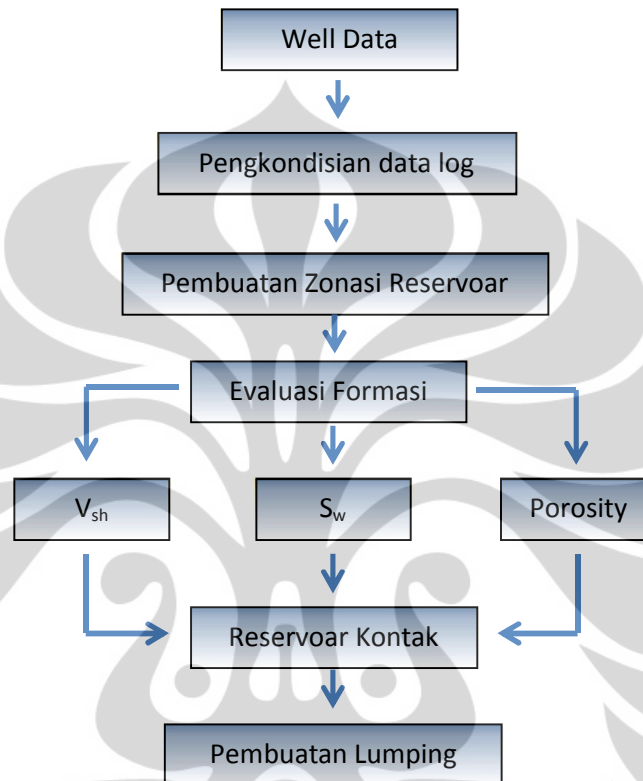
Gambar 3. 1 Peta lokasi 38 sumur pada Lapangan Boonsville (Tanakov, 1997)

Tabel 3.1 Tabel data log sumur

NO.	Nama Log	LOG																					
		GR	CALI	SP	RHOB	NPHI	DLT	SFLU	RSFL	RILM	RILD	RSHAL	RDEEP	RSGRD	RSN	RLN	PEF	MNOR	MINV	RLL3	RLL8	RLAT	
1	ASHEB2			x							x												
2	ASHEB3			x							x												
3	ASHEC1			x							x												
4	ASHEC2			x							x												
5	ASHEC3			x							x												
6	ASHEC4			x							x												
7	ASHEC5	x	x	x							x												
8	ASHEC6	x	x	x	x						x												
9	BY2			x																			
10	BY3			x																			
11	BY7			x							x												
12	BY11	x	x	x	x						x												
13	BY13	x	x	x	x						x												
14	BY15	x	x	x	x						x												
15	BY18D	x	x	x	x						x												
16	CWB12-1			x							x												
17	CWB21-1			x							x												
18	CWB21-2B			x							x												
19	CY9	x	x	x	x						x												
20	FY7			x							x												
21	FY10			x							x												
22	IGY3			x							x												
23	IGY4			x							x												
24	IGY9A	x	x	x	x						x												
25	IGY13	x	x	x	x						x												
26	IGY14	x	x	x	x						x												
27	IGY18	x	x	x	x						x												
28	IGY19	x	x	x	x						x												
29	IGY21	x	x	x	x						x												
30	IGY31	x	x	x	x						x												
31	IGY32	x	x	x	x						x												
32	LOF1			x							x												
33	LOF2	x	x	x	x						x												
34	LOF3	x	x	x	x						x												
35	LOF4	x	x	x	x						x												
36	LOF5	x	x	x	x						x												
37	WDEW1			x							x												
38	WDEW2			x							x												

3.2 Pengolahan Data

Pengolahan data yang dilakukan dalam tugas akhir ini dilakukan dengan alur pengerjaan seperti di tunjukkan pada gambar 3.2.



Gambar 3. 2 Diagram alir proses pengolahan data

3.2.1 Pengkondisian data log

Tahap awal yang dilakukan dalam penelitian ini adalah pengkondisian data log yang meliputi input data well header, membuat kurva temperatur, dan melakukan koreksi lingkungan.

Input data well header dilakukan untuk melengkapi informasi pada well header data log seperti informasi umum dari sumur, posisi, dan *default parameters*. Proses ini perlu dilakukan karena informasi – informasi tersebut akan dipakai dalam proses pengolahan data selanjutnya.

Manage Well Header Info - B YATES 18D

General Position Default Parameters Logging

Well Surface Position

UTM's
 Lat - Long (DMS)
 Lat - Long (DD)

33.19301 Latitude (N/S) Datum WGS84

-97.92785 Longitude (W/E)

Latitude & Longitude values should be computed/input using Datum WGS84. Other Datum's are not supported at this time

Well Path

East Distance Curve TVD/TVDSS Curve

North Distance Curve Curve Type

TVD KB TVD SS

Well Path Data format

Offset from Surface Location
 Absolute UTM positions

History OK Apply Cancel Help

Gambar 3. 3 Input data well header

Proses selanjutnya yaitu membuat kurva temperatur. Ada 2 metode yang dapat digunakan yaitu dengan memasukkan nilai temperatur dari beberapa titik (minimal 2) kedalaman yang berbeda atau dengan memasukkan nilai gradien temperatur. Karena tidak adanya data nilai gradien temperatur dari sumur – sumur yang diteliti, maka pembuatan kurva temperatur dalam penelitian ini menggunakan metode pertama. Titik yang dimasukkan yaitu *kelly bushing* (KB) dan *bottom depth*. Dari proses ini akan dihasilkan kurva temperatur yang nantinya akan digunakan untuk koreksi lingkungan.

Calculate Temperature Gradient - B YATES 18D

Use Points Use Gradient

	Depth	Temp.	Gradient
1	320.04	80.	
2	1749.55	137.	Deg. / 100 m
3			Start point
4			Reference Depth
5			Temperature
6			

Depth reference curve DEPTH

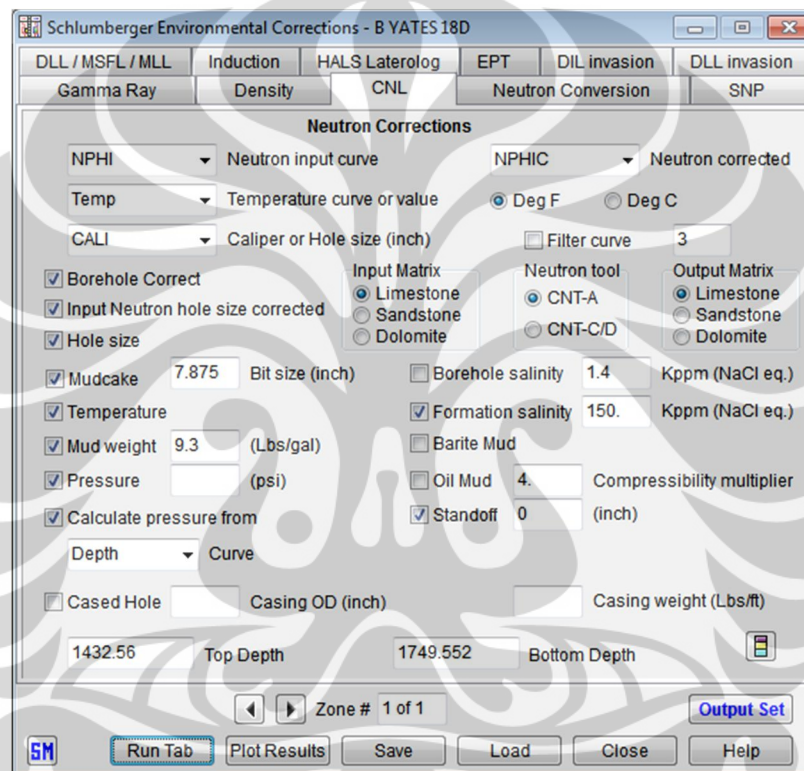
Output Curve Temp F Output Set

Top Depth Bottom Depth

Run Save Load Close Help

Gambar 3. 4 Membuat kurva temperatur

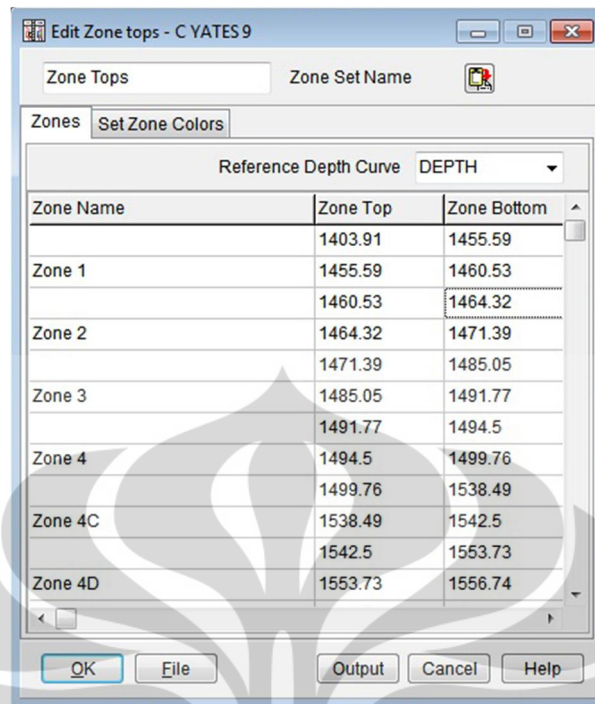
Tahap pengkondisian data log selanjutnya yaitu melakukan koreksi lingkungan. Dalam penelitian ini digunakan modul koreksi lingkungan *schlumberger*. Tidak semua sumur dapat dilakukan koreksi lingkungan, hanya sumur yang mempunyai data kaliper saja yang dilakukan koreksi lingkungan. Proses ini bertujuan untuk mengurangi dampak lingkungan lubang bor. Koreksi dilakukan pada log *gamma ray*, *density*, *neutron* dan *induction* log.



Gambar 3. 5 Input data koreksi lingkungan pada neutron log

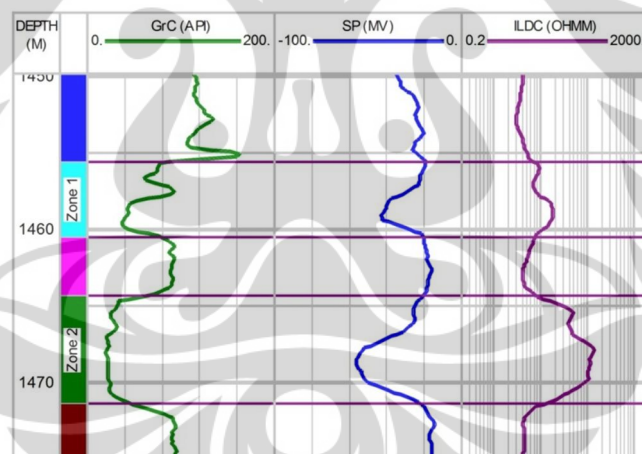
3.2.2 Pembuatan Zonasi Reservoir

Tahap pengolahan data selanjutnya yaitu pembuatan zonasi reservoir. Zonasi di buat dengan melakukan interpretasi pintas kesamaan litologi batuan berdasarkan log gamma ray, SP, dan log resistivitas. Zonasi ini disesuaikan pula dengan horizon pada data seismik. Banyaknya zonasi pada masing – masing sumur bervariasi mulai dari 2 – 27 zona. Zonasi ini berguna untuk melakukan korelasi antar sumur.



Zone Name	Zone Top	Zone Bottom
	1403.91	1455.59
Zone 1	1455.59	1460.53
	1460.53	1464.32
Zone 2	1464.32	1471.39
	1471.39	1485.05
Zone 3	1485.05	1491.77
	1491.77	1494.5
Zone 4	1494.5	1499.76
	1499.76	1538.49
Zone 4C	1538.49	1542.5
	1542.5	1553.73
Zone 4D	1553.73	1556.74

Gambar 3. 6 Membuat zonasi reservoir

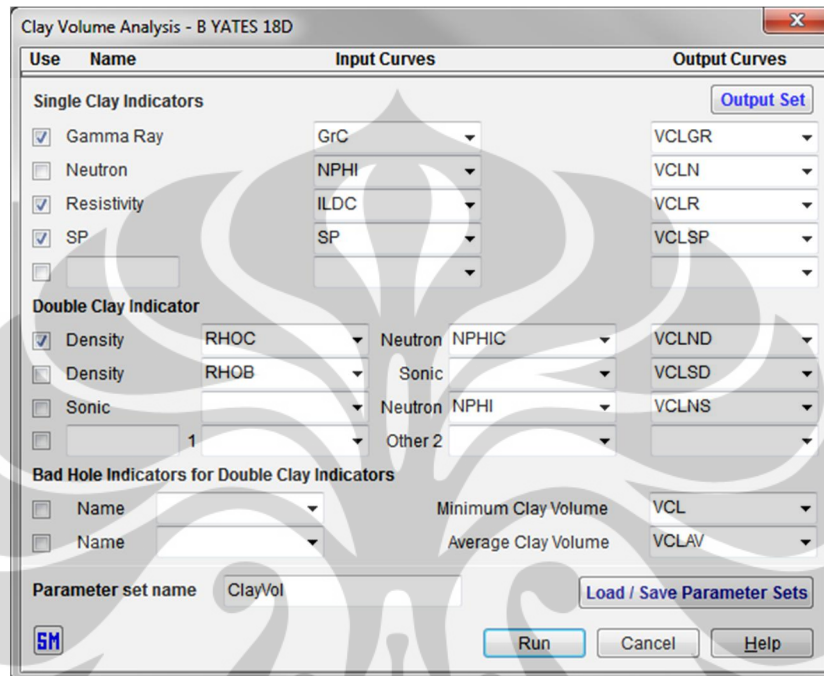


Gambar 3. 7 Hasil zonasi reservoir

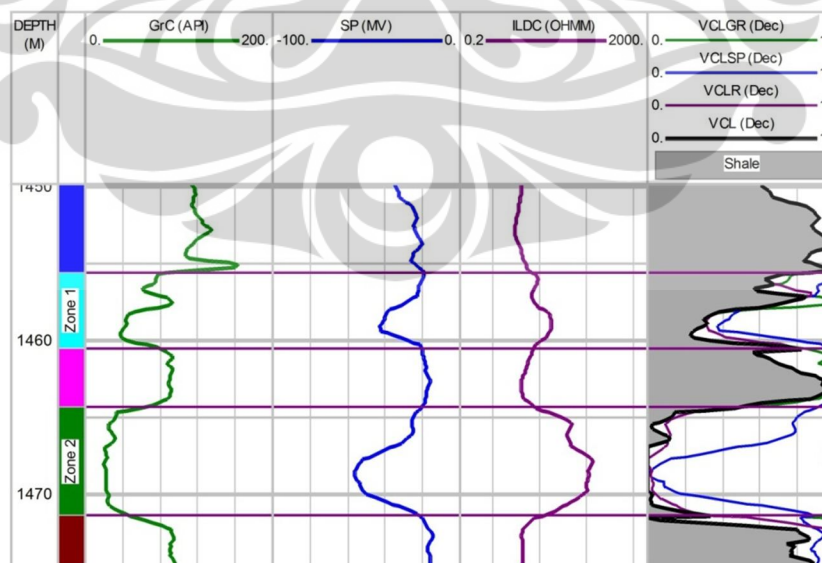
3.2.3 Kandungan Lempung

Kandungan lempung dihitung dengan menggunakan indikator tunggal dan indikator ganda. Indikator tunggal terdiri dari gamma ray, neutron, resistivity, dan SP. Sedangkan indikator ganda terdiri dari density – neutron, density – sonic, dan sonic – neutron.

Secara umum kandungan shale yang dihitung pada sumur daerah penelitian menggunakan indikator log gamma ray, indikator lainnya hanya dijadikan sebagai penunjang.



Gambar 3. 8 Pemilihan indikator kandungan lempung

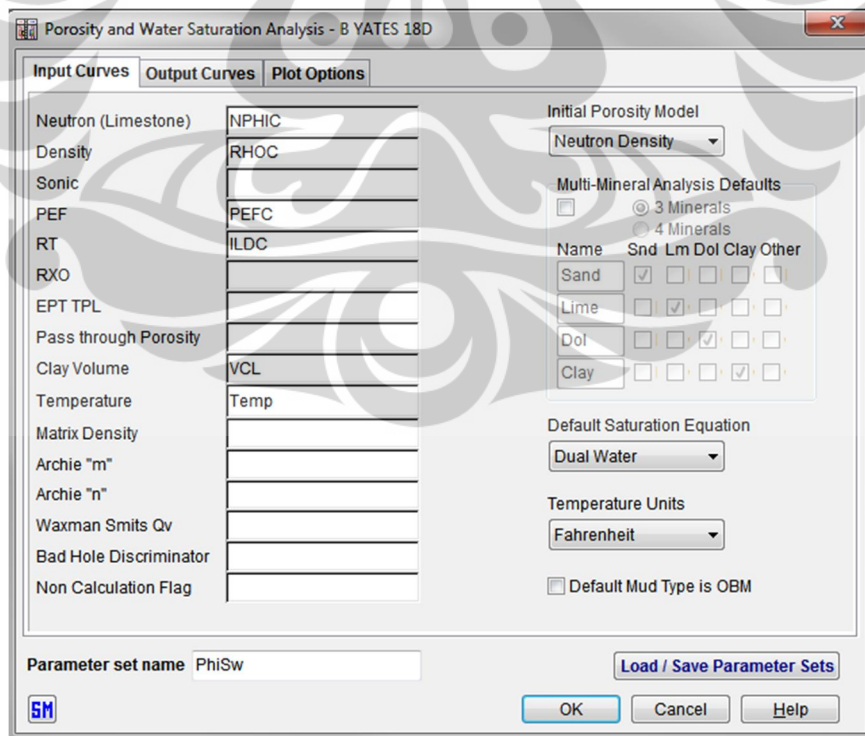


Gambar 3. 9 Evaluasi kandungan lempung

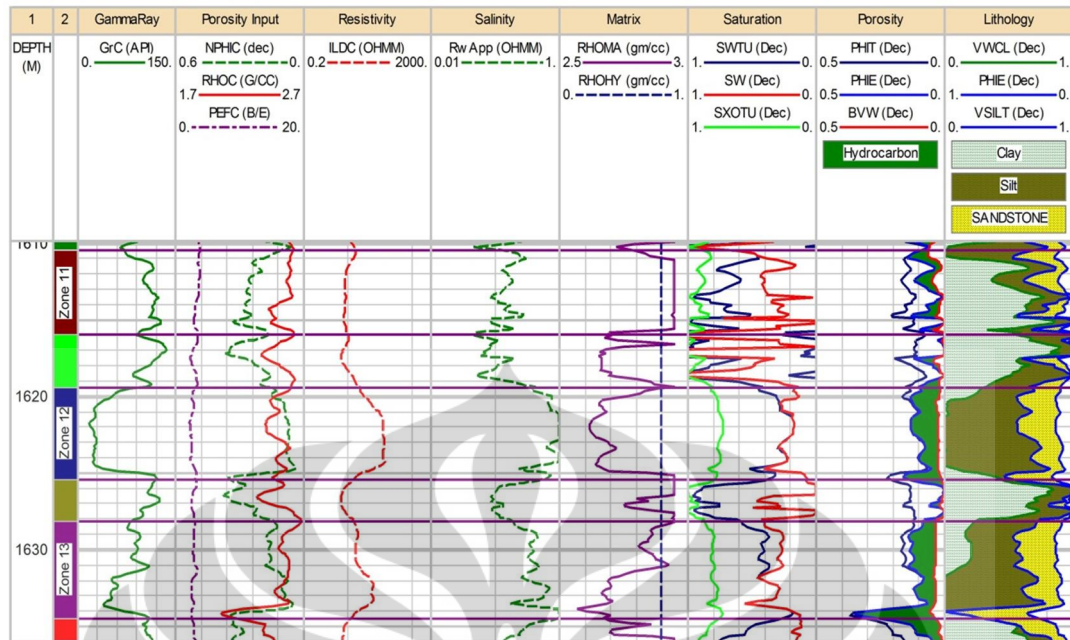
3.2.4 Porositas dan Saturasi Air

Proses pengolahan data selanjutnya yaitu menghitung nilai porositas dan saturasi air. Dari 38 sumur di daerah penelitian, hanya 15 sumur yang memiliki log porositas sehingga perhitungan porositas dan saturasi air hanya dilakukan pada 15 sumur tersebut. Model porositas yang digunakan sebagian besar adalah neutron density, namun khusus sumur B Yates 11 dan C Yates 9 menggunakan model porositas density karena kedua sumur tersebut tidak memiliki log neutron. Sedangkan sumur Ashe C5 menggunakan model porositas sonik karena sumur tersebut hanya memiliki log sonik.

Hasil pengamatan pada data batu inti mengindikasikan bahwa konglomerat bend sebagian besar terdiri dari fluvial sand dan shale, dengan banyak material karbonat dalam bentuk semen. Marine shale dan limestone murni juga muncul. Sehingga untuk mengukur saturasi air yang paling akurat, di gunakan metode dua air (*dual water*). (Hardage et al., 1996)



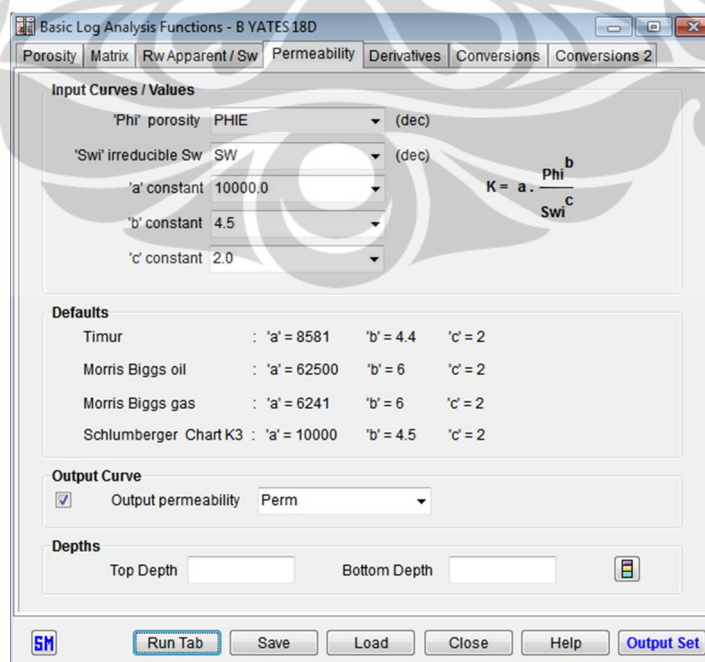
Gambar 3. 10 Pemilihan model porositas dan metode saturasi air



Gambar 3. 11 Porositas dan saturasi air

3.2.5 Evaluasi Permeabilitas

Permeabilitas adalah ukuran kemampuan batuan untuk melewati fluida. Dalam penelitian ini, permeabilitas dihitung dengan menggunakan *schlumberger chart* K3.

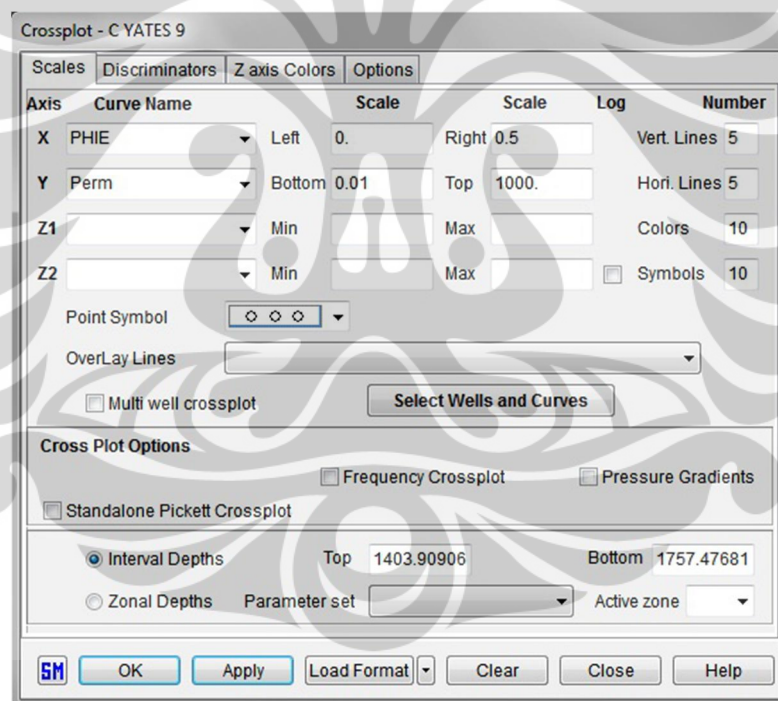


Gambar 3. 12 Perhitungan nilai permeabilitas

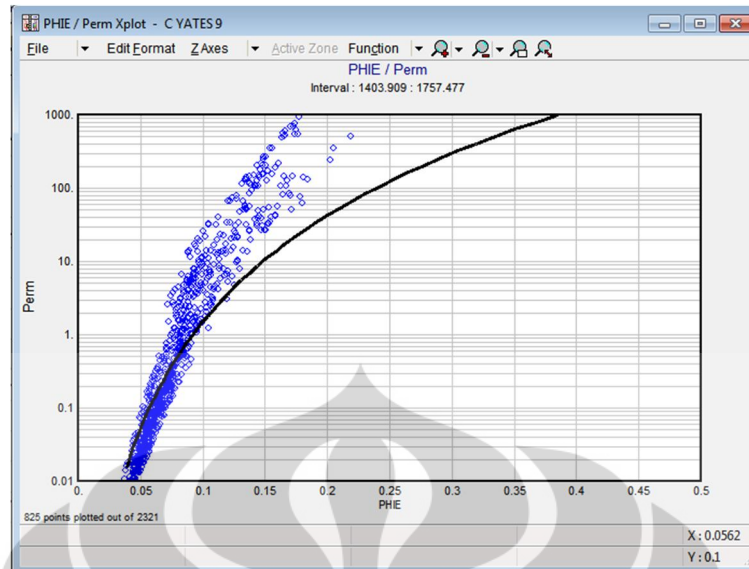
3.2.6 Nilai Penggal (*cutoffs*)

Setelah menghitung semua parameter petrofisika batuan maka kemudian dilakukan penentuan zona reservoir dan zona produktif. Dalam menentukan zona tersebut maka diperlukan batasan geologi yang mampu memisahkan antara lapisan batuan yang berpotensi hidrokarbon dan tidak. Batasan – batasan geologi tersebut berupa parameter cutoff pada parameter petrofisika yang telah di peroleh.

Parameter cutoff porositas di pilih dengan melakukan crossplot porositas vs permeabilitas. Nilai cutoff permeabilitas ditentukan dari hasil analisa batu inti yang dilakukan oleh Hardage yaitu 0.1 md. Dari hasil crossplot diperoleh nilai cutoff porositas.

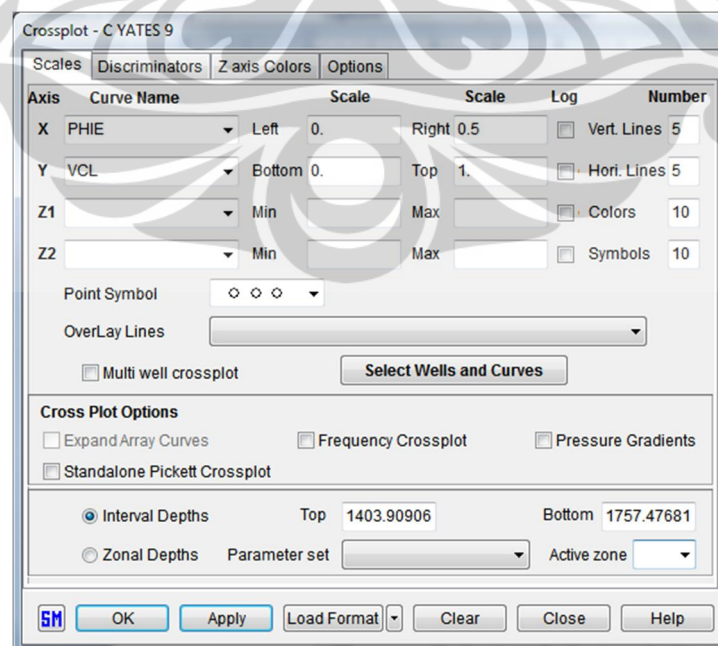


Gambar 3. 13 Pembuatan cross plot porositas versus permeabilitas

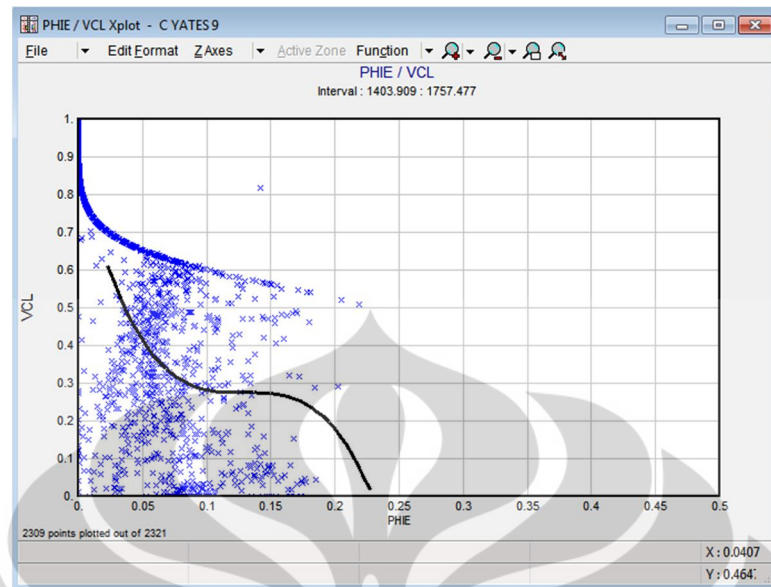


Gambar 3. 14 Hasil cross plot porositas versus permeabilitas

Parameter cutoff kandungan lempung pada penelitian ini dipilih untuk menghilangkan bagian shale yang dapat mengakibatkan tingginya hasil hitungan porositas karena pengaruh kondisi lubang bor yang buruk. Dalam penelitian ini nilai cutoff kandungan lempung ditentukan dengan melakukan crossplot antara porositas dengan kandungan lempung. Nilai cutoff saturasi air 60 % juga digunakan untuk menentukan zona net pay.



Gambar 3. 15 Pembuatan cross plot porositas versus kandungan lempung



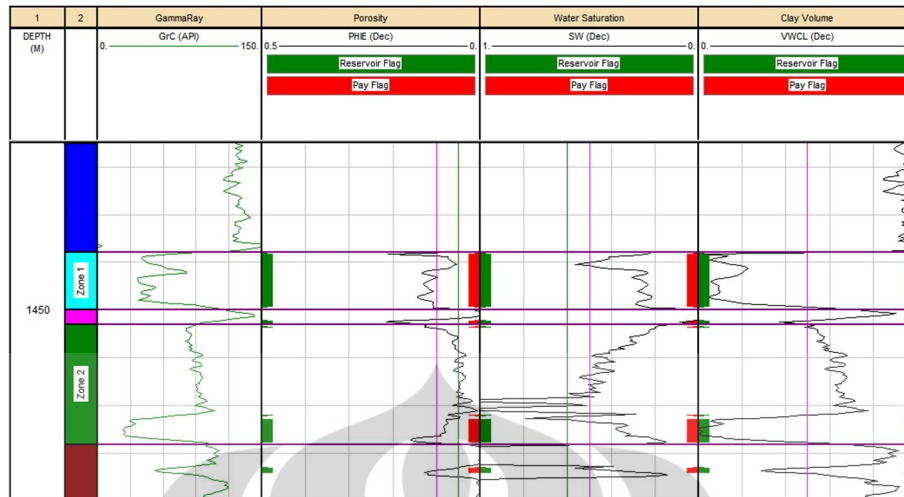
Gambar 3. 16 Hasil cross plot porositas versus kandungan lempung
Kemudian nilai cutoff yang diperoleh dimasukkan sebagai data input penentuan zona reservoir dan zona net pay (proses lumping).

	Report 1		Report 2		Report 3		Report 4		Report 5	
Report Title	Reservoir	Pay	Pay	Pay	No Cutoff	NCF				
Short Name	Res	Res	Pay	Pay	NCF	NCF				
Use report	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
Cutoff	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default	Default
Name	Cut Value	Use	Cut Value	Use	Cut Value	Use	Cut Value	Use	Cut Value	Use
1 Porosity	0.04	<input checked="" type="checkbox"/>	0.04	<input checked="" type="checkbox"/>	0.1		0.1		0.1	
2 Water Saturation	0.6		0.6	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5		0.5		0.5	
3 Clay Volume	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5	<input checked="" type="checkbox"/>	0.5		0.5		0.5	
4	0.		0.		0.		0.		0.	
5	0.		0.		0.		0.		0.	
6	0.		0.		0.		0.		0.	
7	0.		0.		0.		0.		0.	
8	0.		0.		0.		0.		0.	
9	0.		0.		0.		0.		0.	
10	0.		0.		0.		0.		0.	

Parameter set name: Cutoff

Buttons: Run, Apply, Close, Help

Gambar 3. 17 Menentukan cutoff untuk lumping



Gambar 3. 18 Hasil lumping

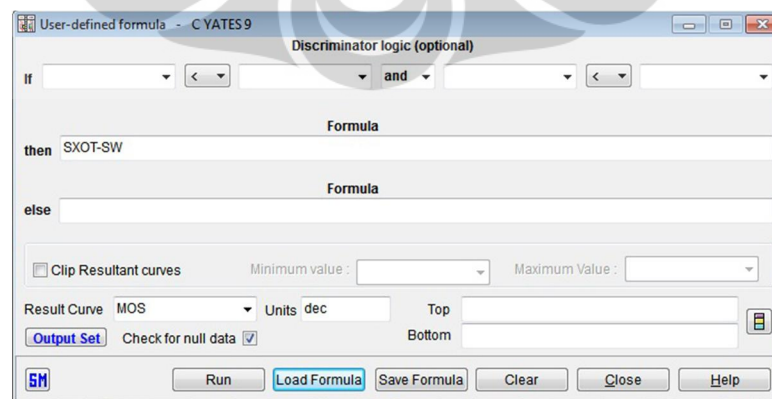
3.2.7 Movable Oil Saturation (MOS), Residual Oil Saturation (ROS), dan Movable Hydrocarbon Index (MHI)

Movable Oil Saturation (MOS), Residual Oil Saturation (ROS), dan Movable Hydrocarbon Index (MHI) dibuat dengan membuat user formula kurva MOS, ROS, dan MHI dengan rumus,

$$MOS = S_{xo} - S_w \quad (3.1)$$

$$ROS = 1.0 - S_{xo} \quad (3.2)$$

$$MHI = S_w / S_{xo} \quad (3.3)$$



Gambar 3. 19 User formula untuk MOS

3.2.8 Kontak Fluida

Kontak fluida ditentukan dengan melihat nilai relatif dari kurva S_w . Nilai relatif kurang dari 0.2 ditetapkan sebagai zona *gas* dan nilai relatif antara 0.6 – 0.2 ditetapkan sebagai zona *oil*. Nilai relatif di atas 0.6 ditetapkan sebagai zona non produktif (zona air).



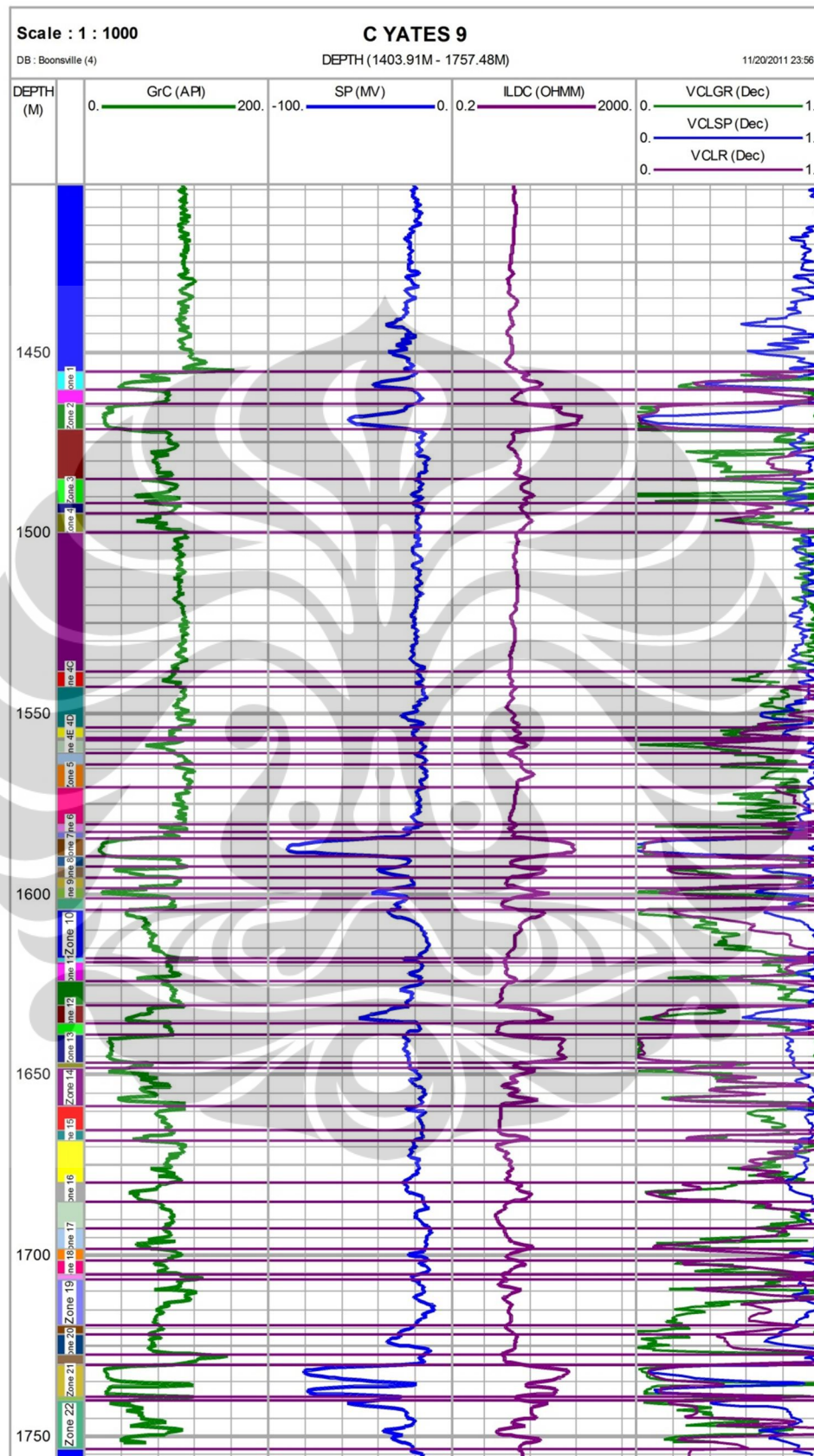
BAB 4 HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Kandungan Lempung

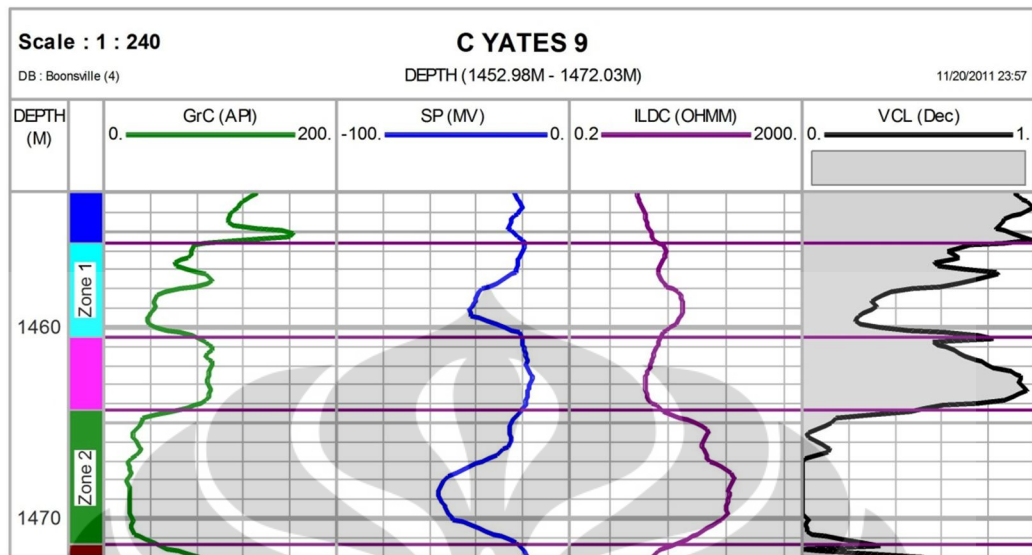
Penghitungan kandungan lempung dilakukan pada 38 sumur dengan menggunakan indikator tunggal (*gamma ray*, *SP*, dan *resistivity*) dan indikator ganda (*densisty – neutron*). Semua sumur memiliki log *SP*, hanya 33 sumur yang memiliki log *resistivity*, sedangkan log *gamma ray* hanya terdapat pada 19 sumur dan indikator ganda hanya terdapat pada 12 sumur. Dalam penelitian ini log *gamma ray* dipakai sebagai acuan utama dalam menentukan nilai kandungan lempung, log indikator lainnya hanya dipakai sebagai penunjang. Untuk sumur yang tidak memiliki log *gamma ray* maka log *SP* yang dipakai sebagai acuan utama. Dari hasil penghitungan kandungan lempung berbagai indikator diatas, nilai kandungan lempung yang paling kecil yang diambil untuk pengolahan data selanjutnya.

Sumur C Yates 9 berada di bagian utara dari daerah penelitian. Pada sumur ini kandungan lempung yang terdapat pada masing masing zona reservoir bervariasi mulai dari 70 % – 0 %. Zona 1 memiliki tebal 5 meter dengan kandungan lempung sekitar 30 %, zona ini berpotensi sebagai reservoir dengan didukung penyimpangan pada log *SP* dan resistivitas yang tinggi seperti di tunjukkan oleh log *ILD*. Zona ini merupakan *sequence Caddo limestone* bila merujuk pada penamaan yang dikeluarkan oleh *Bureau of Economic Geology* (BEG) seperti tampak pada **gambar 2.4**.

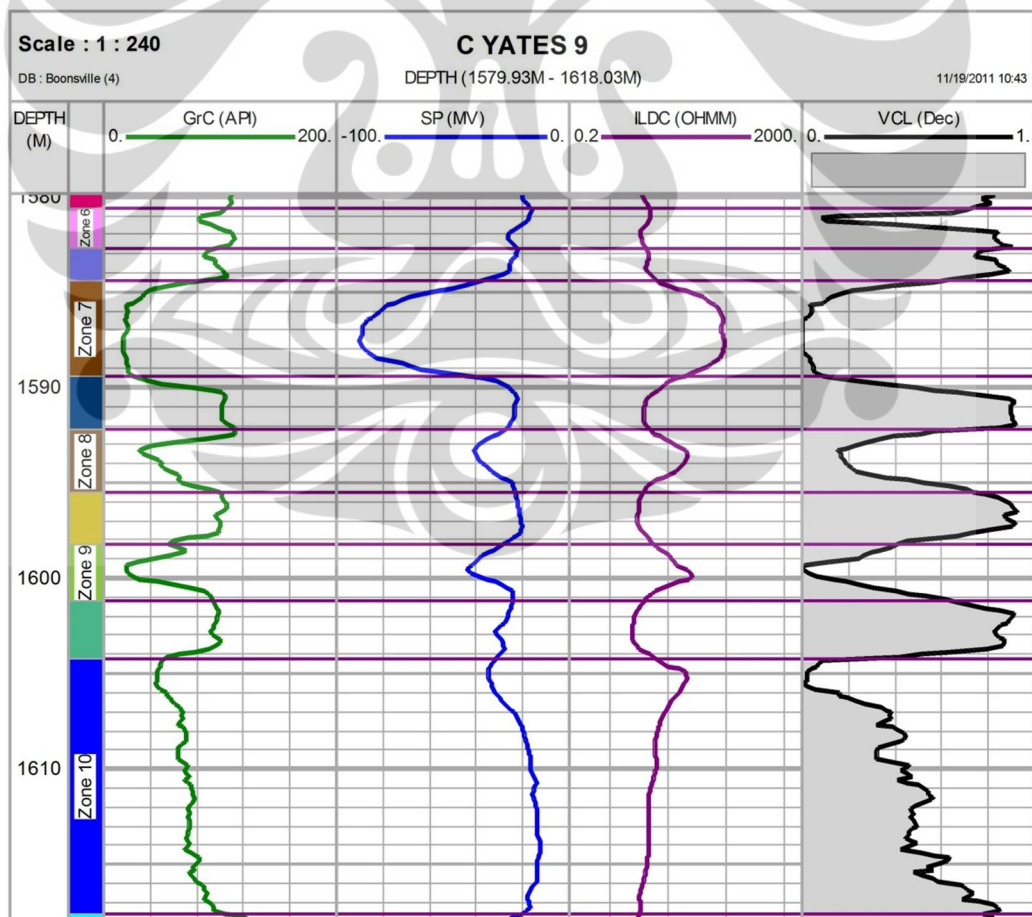
Pada zona 2 dari sumur C Yates 9 terdapat lapisan pasir dengan tebal 7 meter. Dengan resistivitas 137 ohmm mengindikasikan adanya hidrokarbon pada lapisan ini. Berdasarkan penamaan BEG, zona ini merupakan *sequence Caddo*. **Gambar 4.1** menunjukkan log kandungan lempung dari sumur C Yates 9.



Gambar 4. 1 Kandungan lempung sumur C Yates 9 (skala 1:1000)



Gambar 4. 2 Kandungan lempung zona 1 dan zona 2 sumur C Yates 9 (skala 1:240)



Gambar 4. 3 Kandungan lempung zona 6, 7, 8, 9 dan zona 10 sumur C Yates 9 (skala 1:240)

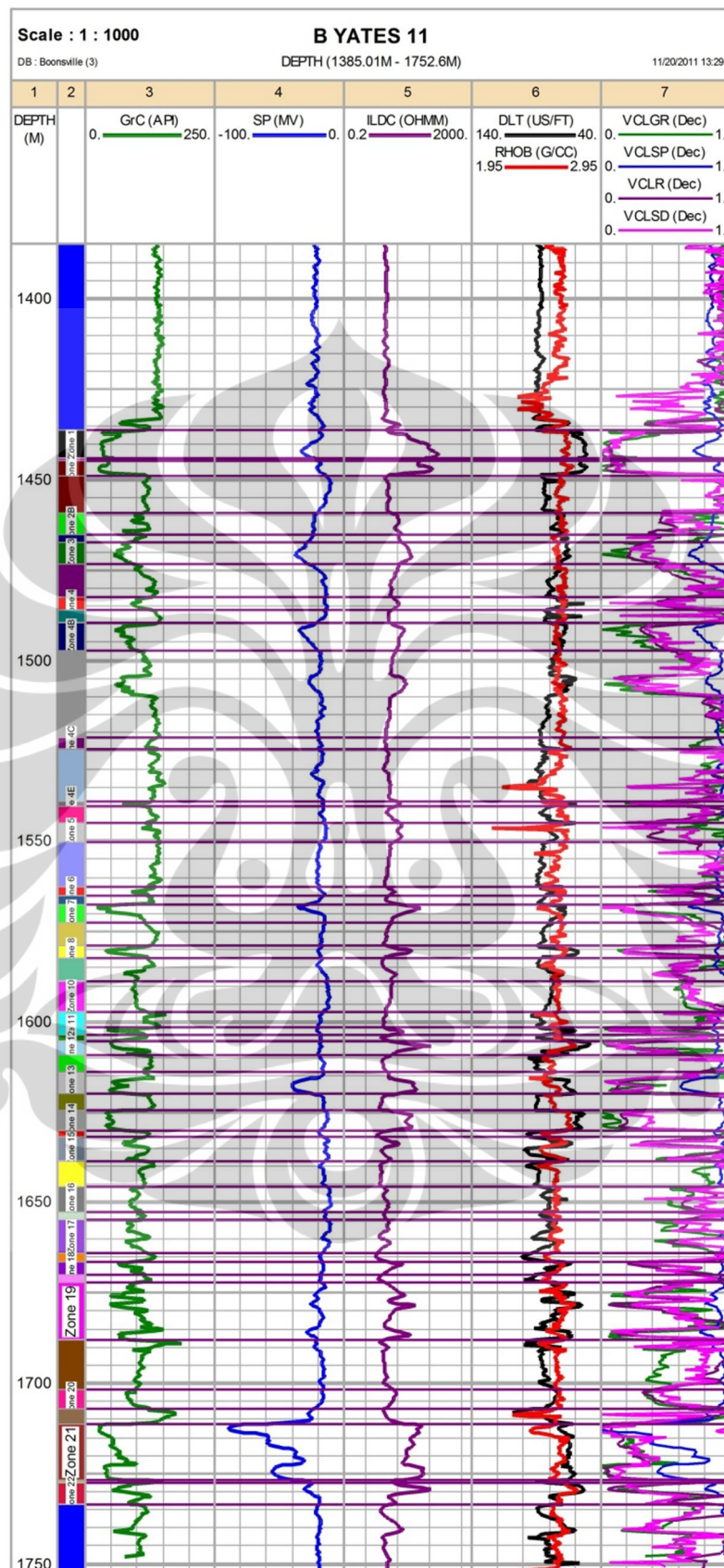
Pada kedalaman 1580 – 1605 m terdapat perselingan batu pasir dan shale. Pada zona 10, log gamma ray menunjukkan pola *coarsening – upward*, sehingga terlihat kandungan shale pada bagian bawah zona sekitar 70 % yang kemudian semakin berkurang sampai 2 % pada bagian atas zona.

Sumur B Yates 11 berlokasi di bagian timur dari daerah penelitian. Hasil kandungan lempung pada sumur ini bervariasi mulai dari 80 – 0 % pada masing – masing zona reservoir. Zona 1 pada sumur mempunyai tebal 8 meter, sedangkan zona 2 hanya setebal 4 meter. Kandungan lempung di kedua zona tersebut hampir sama, berkisar antara 30 – 1 %.

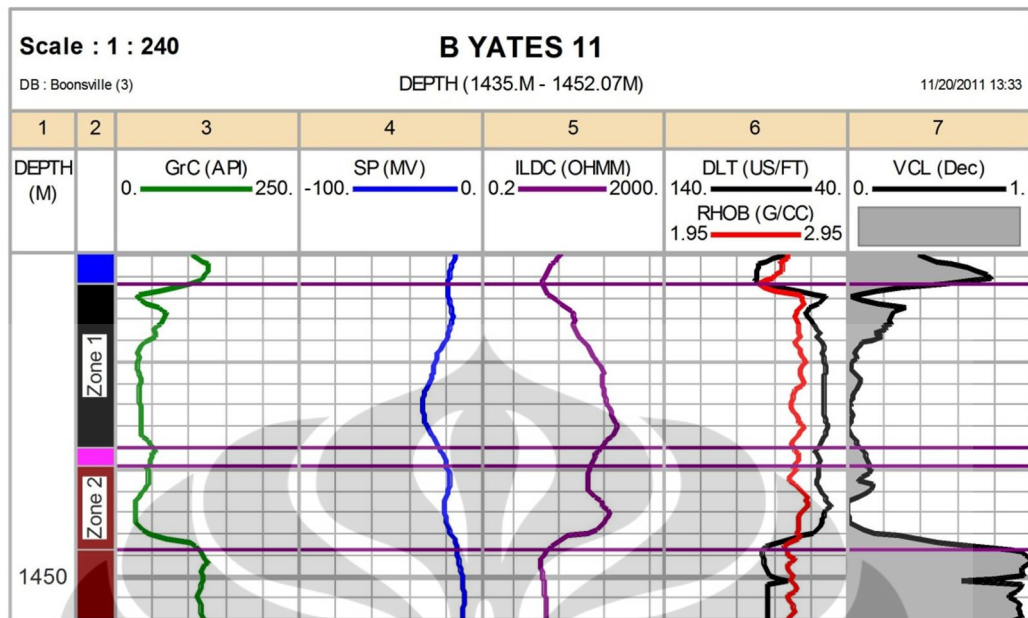
Lapisan pasir yang cukup tebal terdapat pada zona 21. Zona ini memiliki kandungan lempung yang berkisar antara 35 – 1 %. Zona ini setebal 15 meter dan berada pada kedalaman 1711 meter. Zona ini merupakan sequence Vineyard bila merujuk pada penamaan yang dikeluarkan oleh BEG. **Gambar 4.4** menunjukkan log kandungan lempung di semua zona pada sumur B Yates 11.

Sumur IG Yates 13 berada di bagian selatan dari daerah penelitian. Sumur ini merupakan salah satu sumur dangkal dengan *total depth* hanya 1432 meter (MD). Sumur ini hanya menembus 3 zona reservoir pada *sequence Caddo* yaitu zona 1, 2, dan 3. Di zona 1 nilai kandungan lempung rata – rata 18,3 % dengan tebal 7 meter. Zona 2 memiliki nilai kandungan lempung rata – rata 2,6 % dengan tebal 7,7 meter sedangkan zona 3 memiliki nilai kandungan lempung rata – rata 39 % dengan tebal hanya 2 meter. Log kandungan lempung sumur ini terlihat pada **gambar 4.7**.

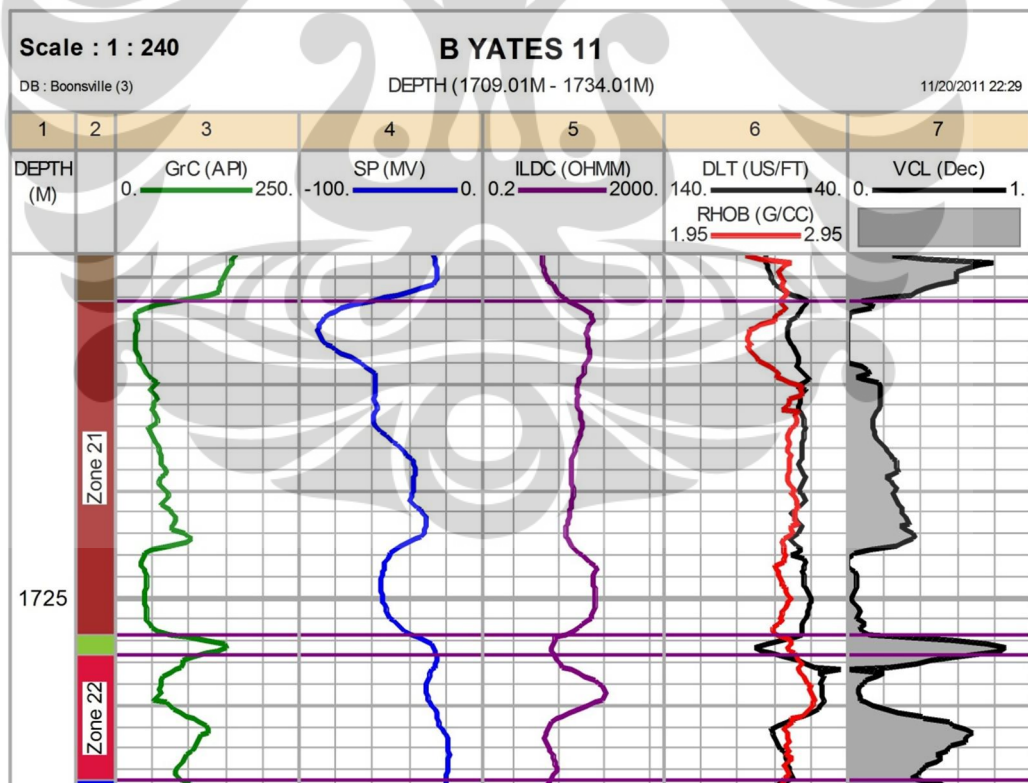
Secara umum, semua sumur di daerah penelitian memiliki nilai kandungan lempung yang cukup tinggi dengan perselingan batu pasir dan lempung yang cukup banyak. Data rata – rata parameter kandungan lempung masing – masing zona pada setiap sumur dapat dilihat pada tabel laporan hasil lumpung yang terlampir dalam skripsi ini.



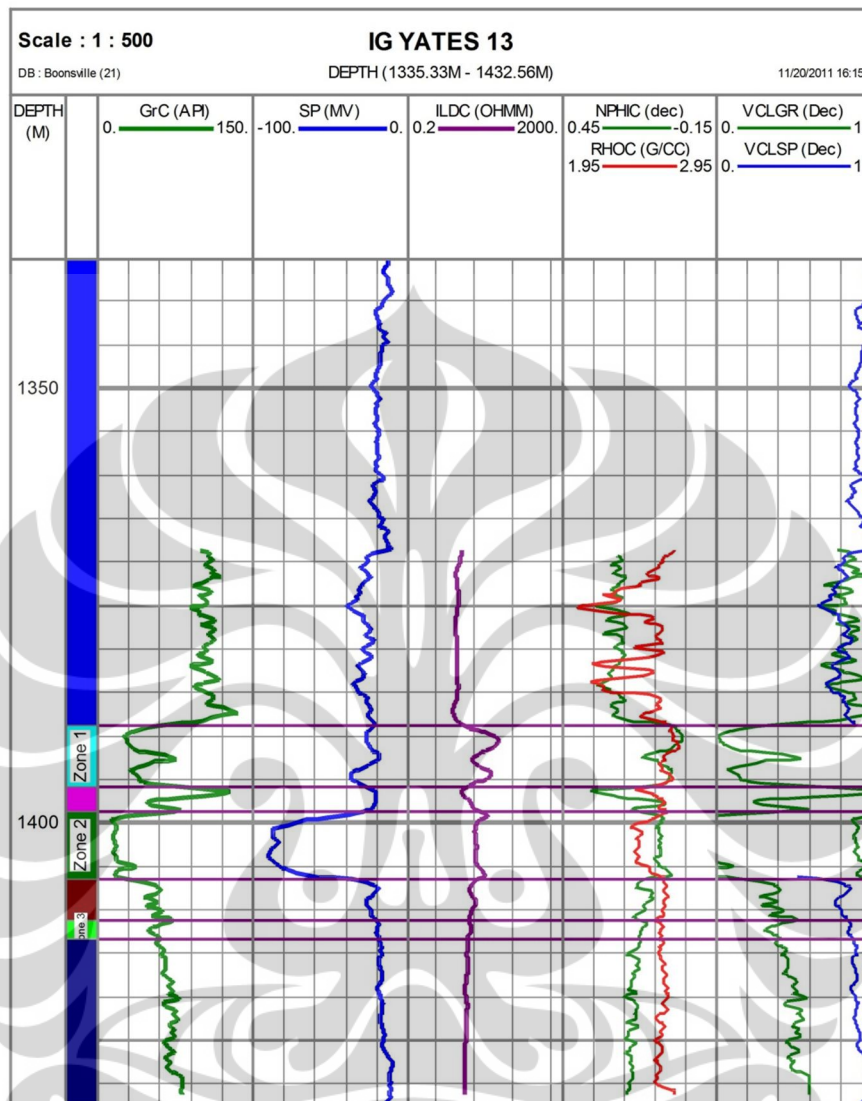
Gambar 4. 4 Kandungan lempung sumur B Yates 11 (skala 1:1000)



Gambar 4. 5 Kandungan lempung zona 1 dan zona 2 sumur B Yates 11 (skala 1:240)



Gambar 4. 6 Kandungan lempung zona 21 dan zona 22 sumur B Yates 11 (skala 1:240)



Gambar 4. 7 Kandungan lempung sumur IG Yates 11 (skala 1:500)

4.2 Porositas dan Saturasi Air

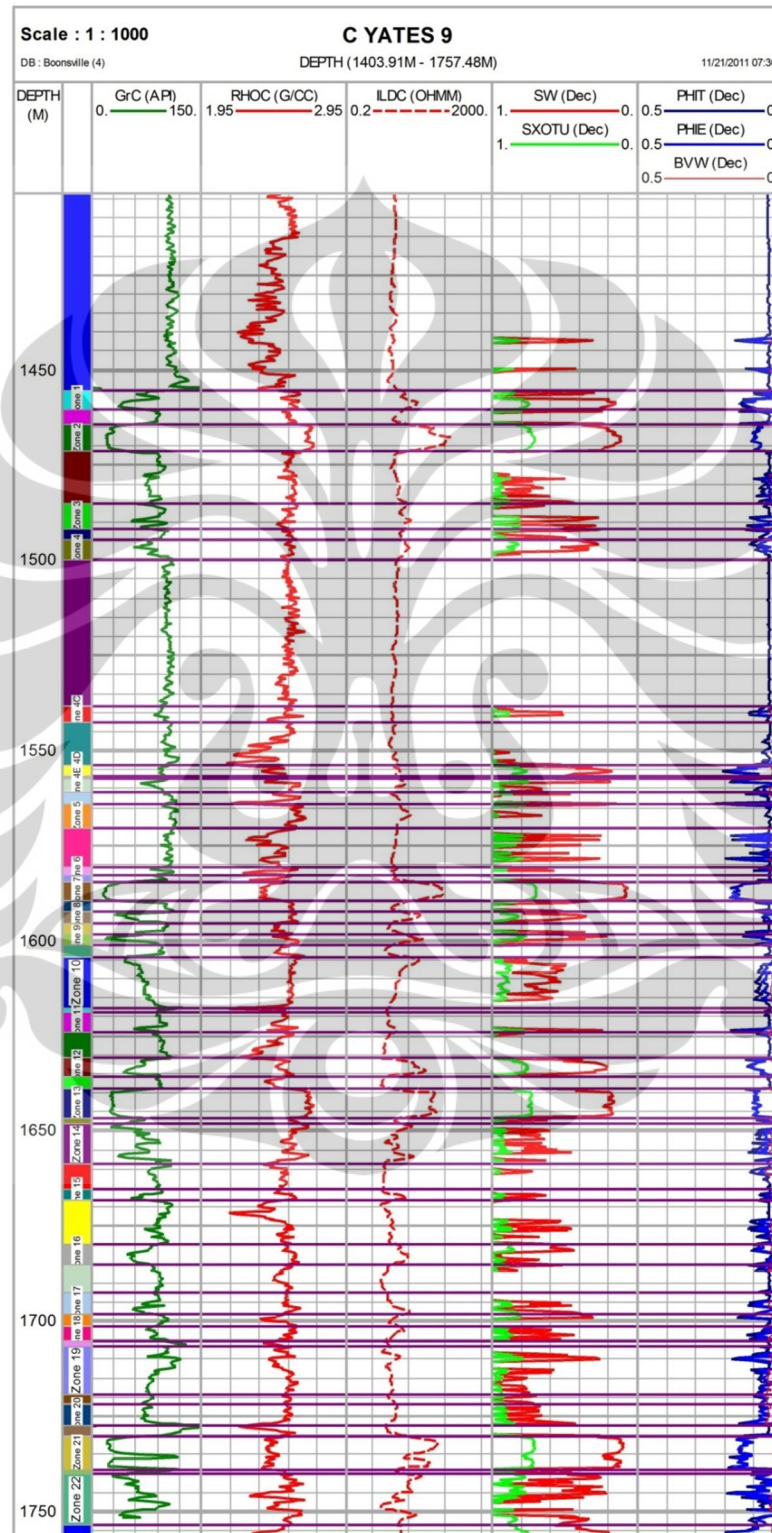
Perhitungan porositas dan saturasi air hanya dapat dilakukan pada 15 sumur. Sebagian besar menggunakan model porositas neutron density, terkecuali sumur B Yates 11, C Yates 9, dan Ashe C5. Sumur B yates 11 dan C Yates 9 menggunakan model porositas density sedangkan sumur Ashe C5 menggunakan model porositas sonik. Untuk menghitung saturasi air digunakan model dua air (dual water) pada semua sumur.

Zona 1 dan 2 dari sumur sumur C Yates 9 memiliki porositas efektif rata – rata 10 % dengan *water saturation* (SW) rata – rata 0,18. Kedua zona ini berpotensi sebagai reservoir. Daerah yang sangat potensial juga terdapat pada zona 7, 13, dan 21. Pada zona 7, nilai SW sekitar 0,1 dengan porositas efektif mencapai 15 %. Zona ini memiliki tebal sekitar 5 meter. Rendahnya nilai SW mengindikasikan adanya gas pada zona ini. Zona 13 memiliki porositas efektif rata – rata 9 % dengan nilai SW sekitar 0,21. Zona ini memiliki tebal hingga 7,5 meter. Zona potensial yang paling tebal yaitu pada zona 21, dengan ketebalan 9 meter. Dengan porositas efektif 13 % dan nilai SW 0,14 mengindikasikan akumulasi hidrokarbon yang cukup banyak di zona ini. Hasil log porositas dan saturasi air dari sumur C Yates 9 dapat dilihat pada **gambar 4.8**.

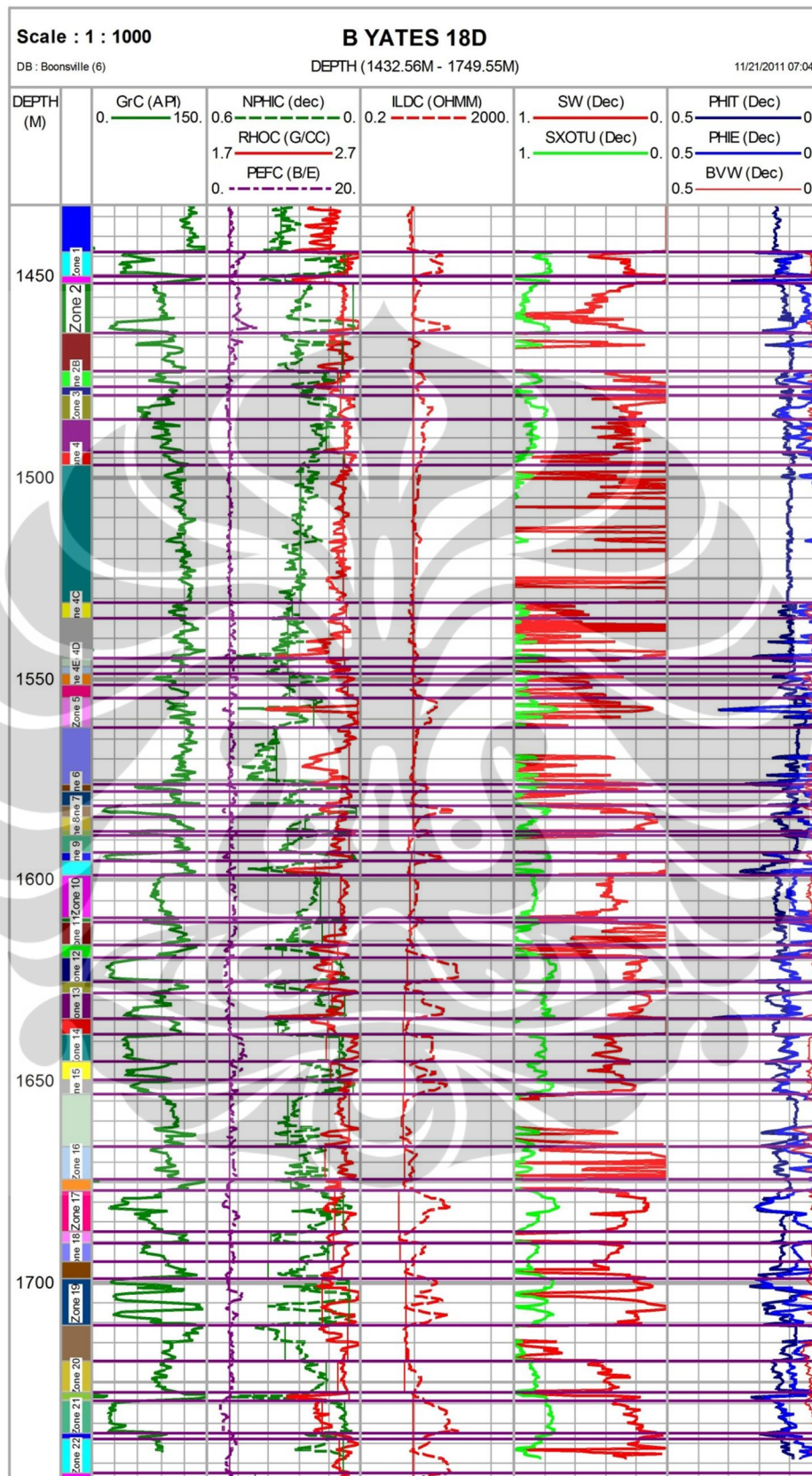
Sumur B Yates 18D memiliki porositas efektif bervariasi mulai dari 1 – 14 % pada zona reservoir, dengan saturasi air 0.06 – 0.60. Pada zona 1 porositas efektif sebesar 11 % dengan nilai saturasi air 0,28, zona ini memiliki tebal sekitar 6 meter. Zona 2 pada sumur ini mempunyai nilai porositas 9 % dengan nilai saturasi air 0,30. Selain Zona 1 dan 2 terdapat beberapa zona lainnya yang juga potensial, dimana sebagian besar berada pada *sequence Vineyard* dengan ketebalan yang bervariasi mulai dari 3 – 10 meter. **Gambar 4.9** menunjukkan hasil log porositas dan saturasi air diseluruh zona sumur B Yates 18D.

Sumur Ashe C5 terletak di arah timur laut dari daerah penelitian dengan kedalaman hingga 1740 meter. Porositas efektif rata - rata pada zona 1 sebesar 22 % dengan tebal 4,8 meter dan saturasi air rata – rata sebesar 0,22. Di zona 2 mempunyai porositas efektif rata – rata 21 %, saturasi rata – rata 0,22, dan tebal gross 10,46 meter. Kedua zona ini cukup potensial sebagai reservoir. Zona potensial lainnya tersebar mulai dari *sequence trinity* sampai *vineyard* dengan ketebalan 3 – 14 meter. Log porositas dan saturasi air dari sumur Ashe C5 terdapat pada **gambar 4.10**.

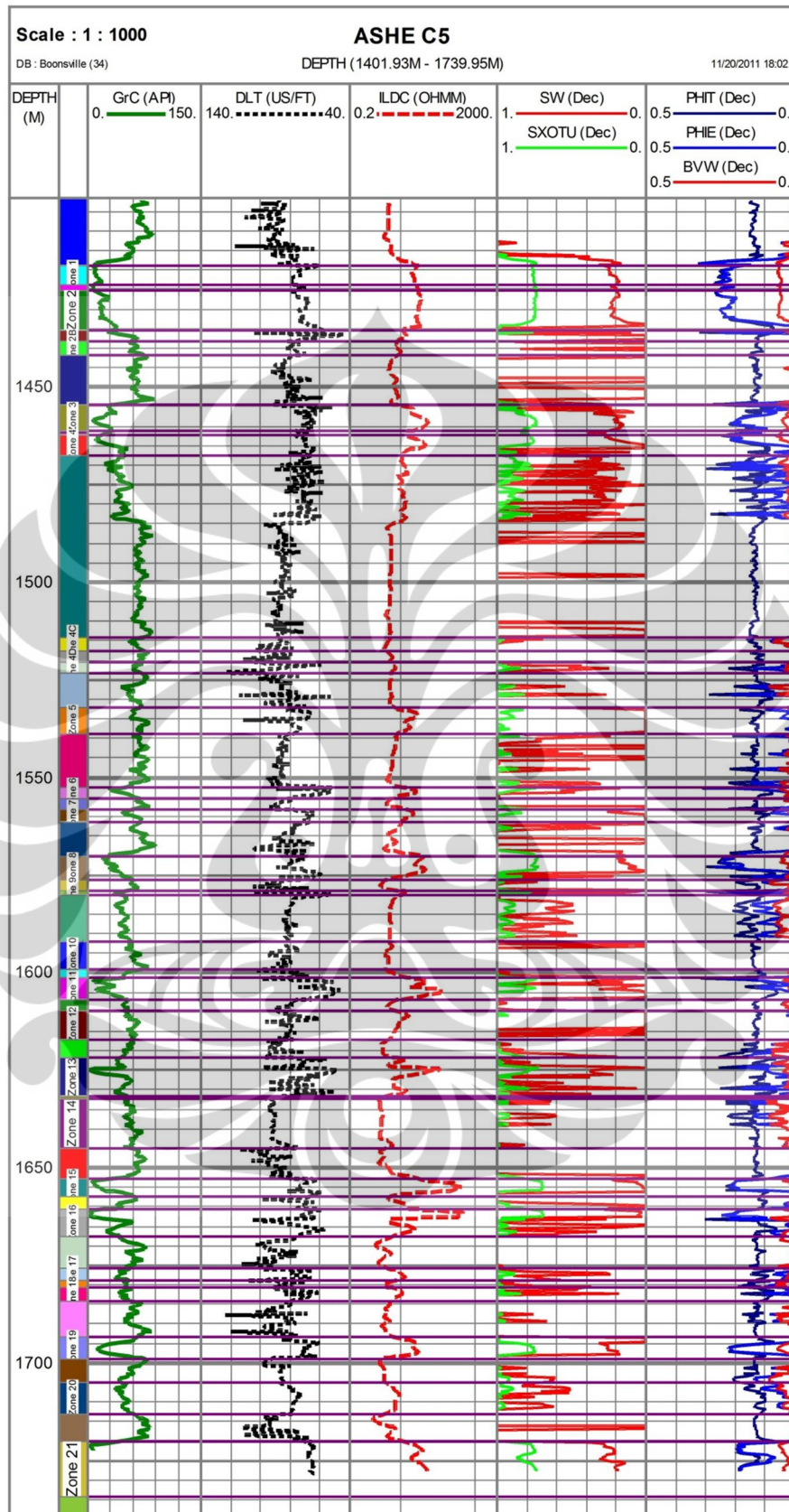
Data rata – rata parameter porositas dan saturasi air masing – masing zona pada setiap sumur dapat dilihat pada tabel laporan hasil lumping yang terlampir dalam skripsi ini.



Gambar 4. 8 Porositas dan SW sumur C Yates 9 (skala 1:1000)



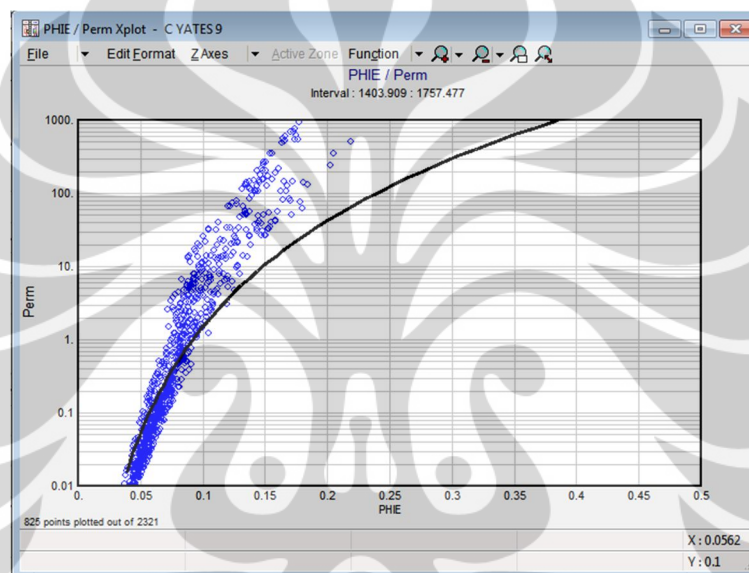
Gambar 4. 9 Porositas dan SW sumur B Yates 18D (skala 1:1000)



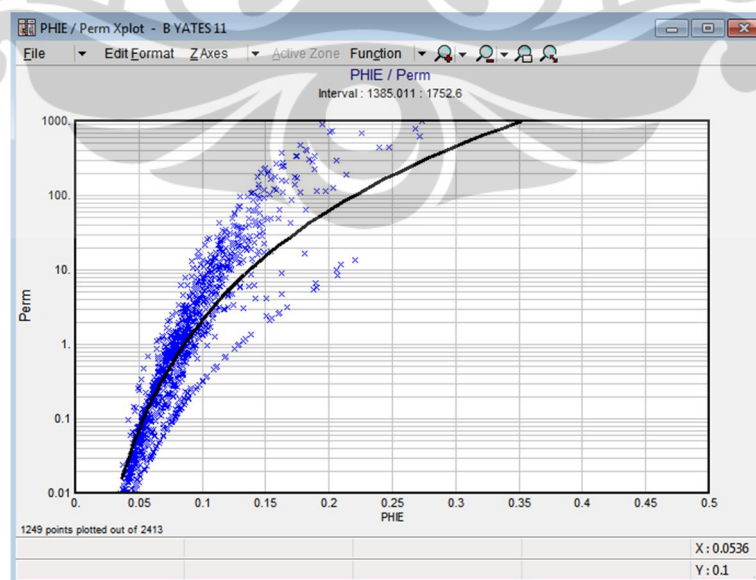
Gambar 4. 10 Porositas dan SW sumur Ashe C5 (skala 1:1000)

4.3 Nilai Penggal (*cutoffs*)

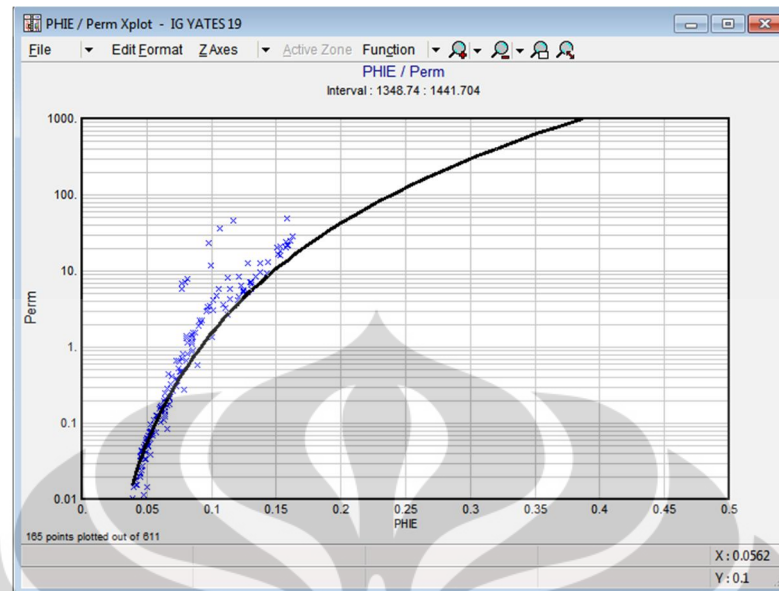
Dalam menentukan nilai penggal, nilai batas geologi yang di gunakan yaitu nilai permeabilitas minimum 0.1 md. Nilai ini diperoleh dari analisis data core yang dilakukan oleh Hardage. Dari crossplot antara permeabilitas dengan porositas pada masing – masing sumur, maka dapat di peroleh nilai penggal dari porositas dengan cara membuat model matematika berupa persamaan garis regresi eksponensial.



Gambar 4. 11 Crossplot Permeabilitas vs Porositas pada sumur C Yates 9



Gambar 4. 12 Crossplot Permeabilitas vs Porositas pada sumur B Yates 11



Gambar 4. 13 Crossplot Permeabilitas vs Porositas pada sumur IG Yates 19

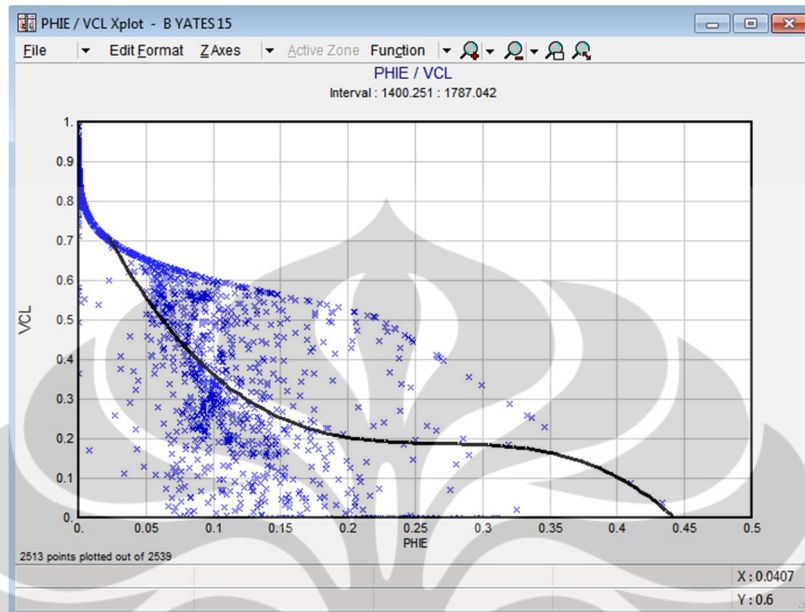
Tabel 4.1 Cutoff porositas dari hasil crossplot (cutoff permeabilitas 0.1 md)

WELL	C YATES 9	B YATES 11	B YATES 18D	B YATES 15	B YATES 13
PHIE	0.056	0.054	0.033	0.025	0.046
WELL	IG YATES 19	IG YATES 31	IG YATES 14	IG YATES 9A	IG YATES 13
PHIE	0.056	0.045	0.023	0.039	0.055
WELL	L. O. FANCHER 2	L. O. FANCHER 5	L. O. FANCHER 3	ASHE C6	ASHE C5
PHIE	0.055	0.042	0.030	0.020	0.036
AVERAGE	0.041 = 4 %				

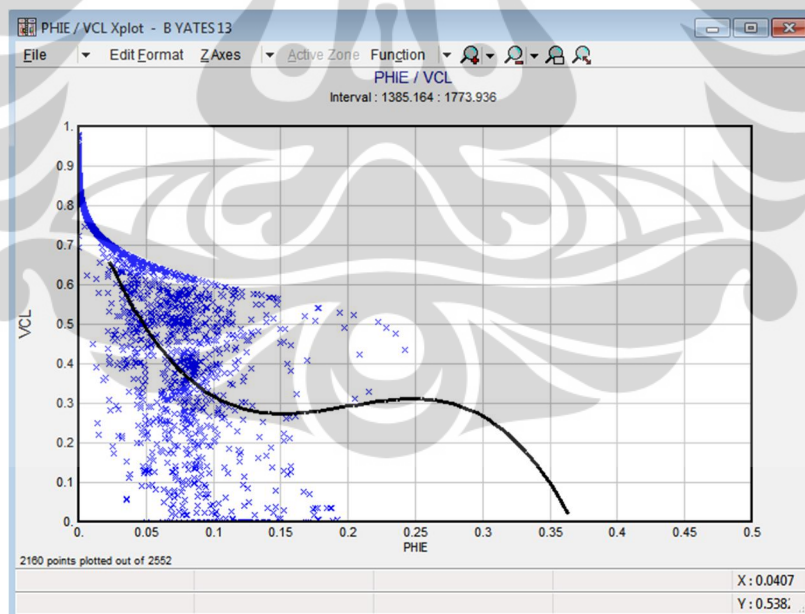
Dari hasil crossplot tersebut diperoleh nilai penggal untuk porositas pada masing – masing sumur seperti tampak pada **tabel 4.1**. Cutoff porositas dari masing – masing sumur tersebut kemudian direratakan sehingga diperoleh nilai cutoff sebesar 4 %.

Hasil cutoff porositas 4 % kemudian digunakan dalam membuat crossplot antara porositas dan kandungan lempung. Dari crossplot tersebut dibuat model matematika berupa persamaan garis regresi polinomial orde ke-3. Dari model matematika tersebut diperoleh cutoff untuk kandungan lempung untuk masing – masing sumur seperti tampak pada **tabel 4.2**. Dari hasil rata- rata cutoff pada

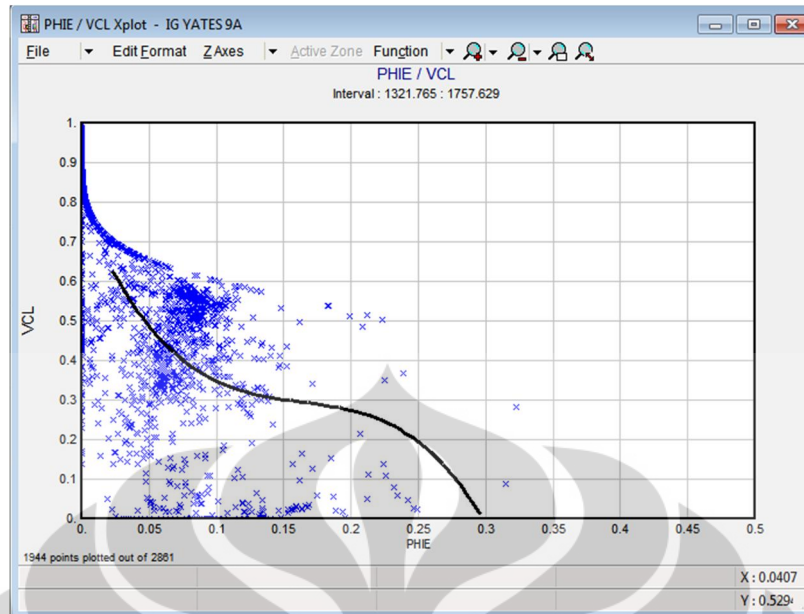
masing – masing sumur diperoleh nilai cutoff untuk kandungan lempung sebesar 55 %.



Gambar 4. 14 Crossplot Porositas vs kandungan lempung pada sumur B Yates 15



Gambar 4. 15 Crossplot Porositas vs kandungan lempung pada sumur B Yates 13



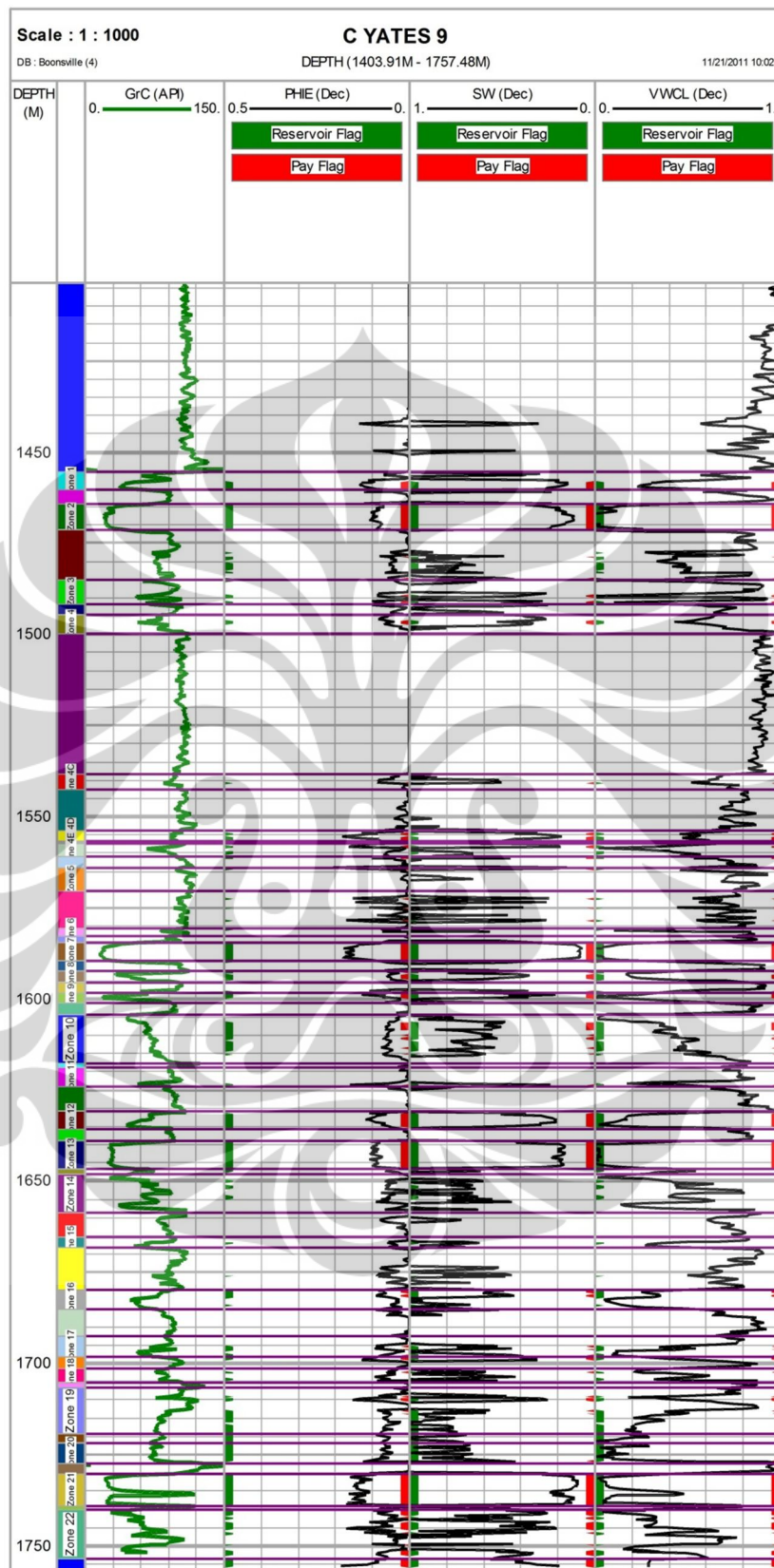
Gambar 4. 16 Crossplot Porositas vs kandungan lempung pada sumur IG Yates 9A

Tabel 4.2 Cutoff kandungan lempung dari hasil crossplot (cutoff porositas 4 %)

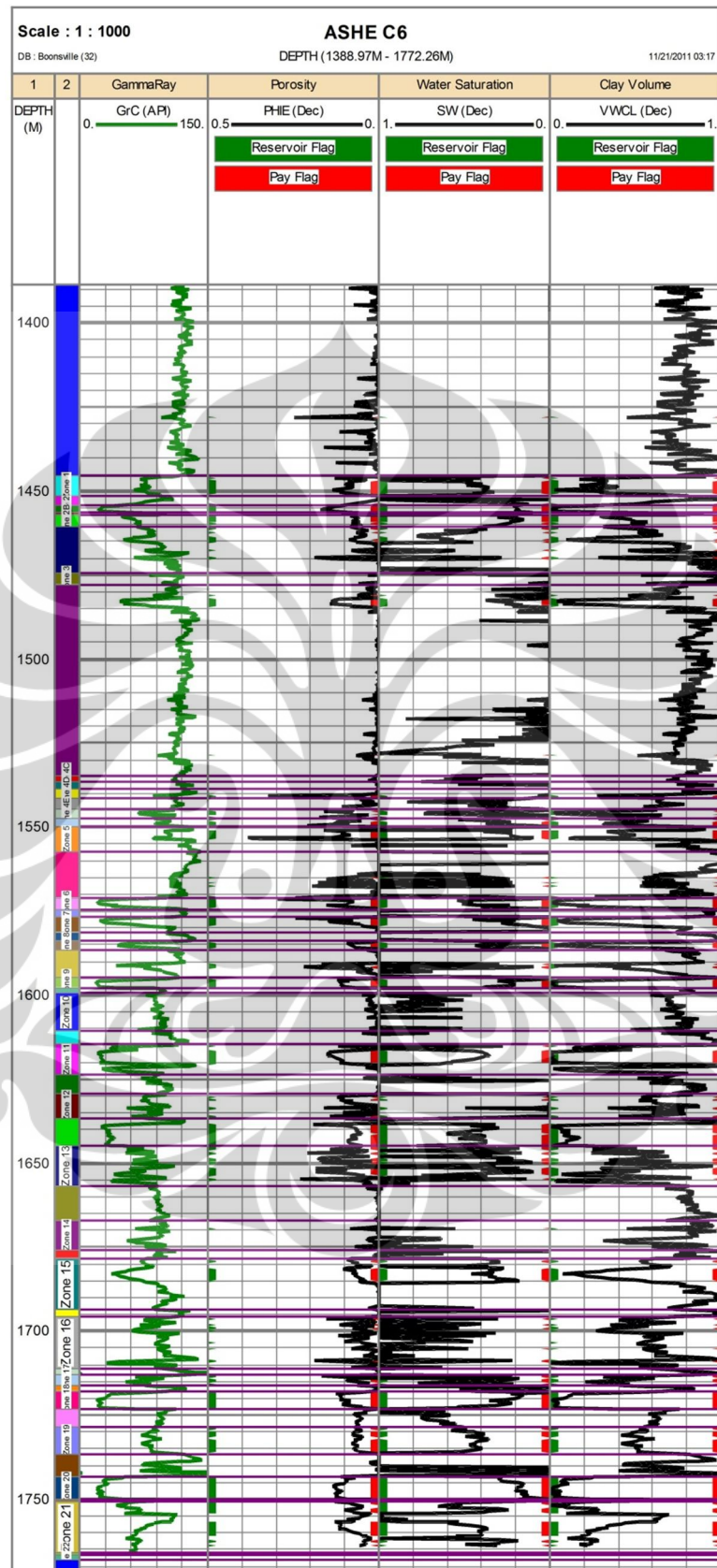
WELL	C YATES 9	B YATES 11	B YATES 18D	B YATES 15	B YATES 13
VCL	0.464	0.564	0.538	0.600	0.538
WELL	IG YATES 19	IG YATES 31	IG YATES 14	IG YATES 9A	IG YATES 13
VCL	0.414	0.602	0.517	0.529	0.561
WELL	L. O. FANCHER 2	L. O. FANCHER 5	L. O. FANCHER 3	ASHE C6	ASHE C5
VCL	0.597	0.588	0.629	0.520	0.600
AVERAGE	0.551 = 55 %				

4.4 Lumping (pembungkalan)

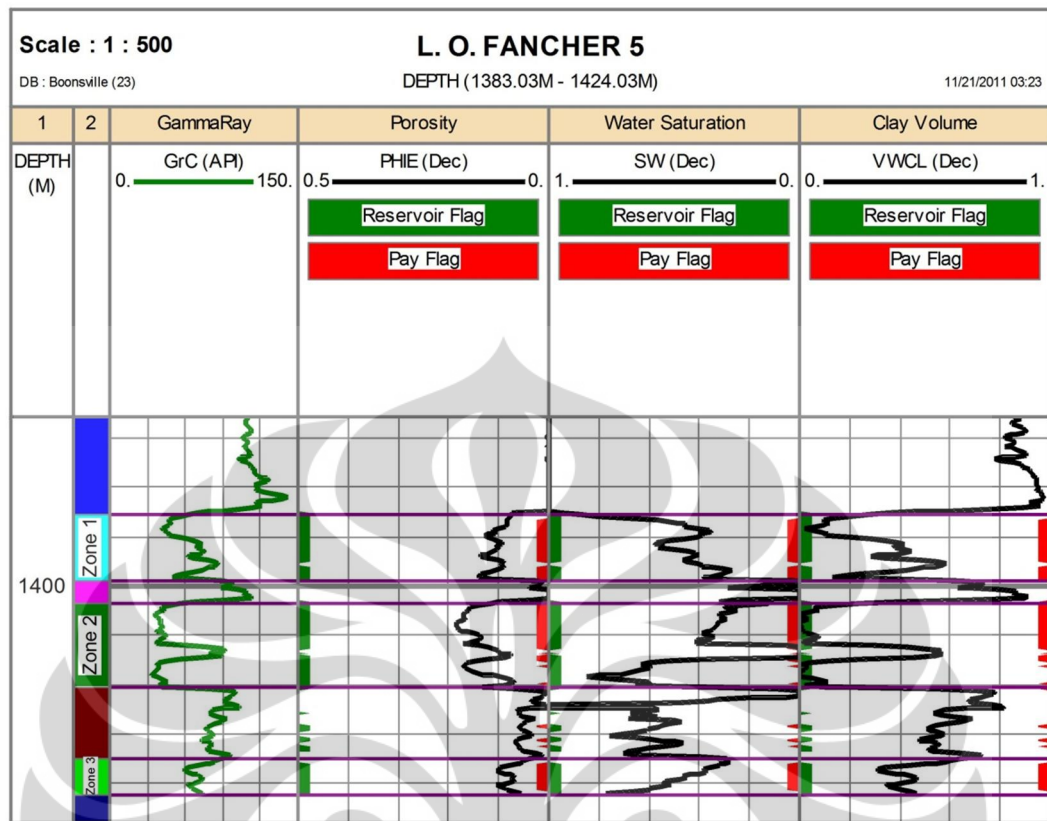
Dari nilai penggal yang telah diperoleh pada bahasan sebelumnya maka dapat dilakukan proses lumping sehingga dapat di pisahkan antara zona reservoir dan zona *net pay*. Untuk zona reservoir digunakan nilai penggal kandungan lempung 55 % dan nilai penggal porositas 4 %, sedangkan untuk zona *net pay* digunakan nilai penggal kandungan lempung 55 %, nilai penggal porositas 4 %, dan nilai penggal saturasi air (SW) 60 %.



Gambar 4. 17 Zona net reservoir dan zona net pay sumur C Yates 9



Gambar 4. 18 Zona net reservoir dan zona net pay sumur Ashe C6



Gambar 4. 19 Zona net reservoir dan zona net pay sumur L. O. Fancher 5

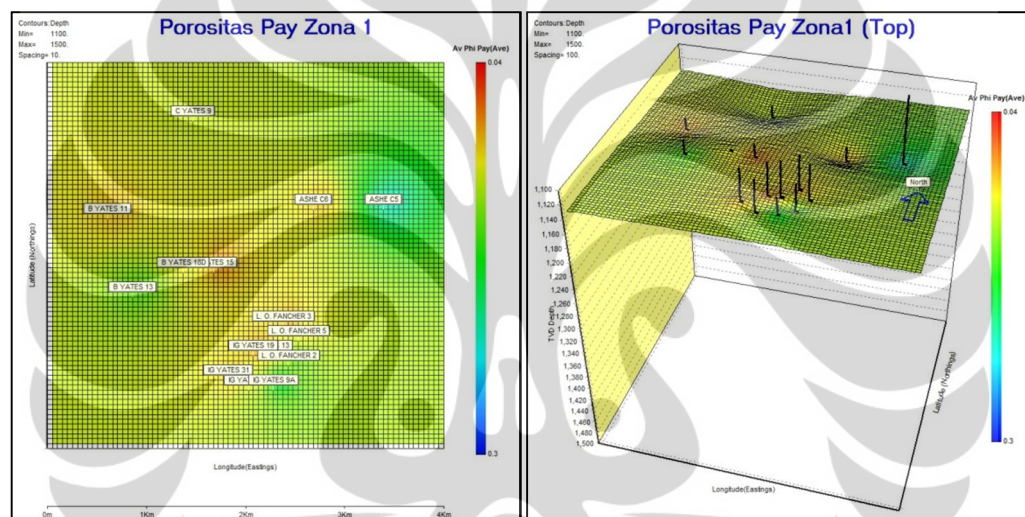
Pada sumur C Yates 9, zona *net pay* paling tebal berada pada zona 21 dengan tebal 8,65 meter. Zona ini memiliki porositas net 13,4 %, saturasi air net 0,14, dan kandungan lempung 15,8 %. Net pay pada zona potensial 13 dan zona 2 juga memiliki tebal sekitar 7 meter, dan memiliki porositas sekitar 8 % dengan saturasi air masing – masing 0,21 dan 0,18. **Gambar 4.17** menunjukkan zona reservoir dan zona *net pay* dari sumur C Yates 9.

Pada sumur Ashe C6, zona *net pay* paling tebal juga berada pada zona 21 dengan tebal 7,74 meter dan berada pada kedalaman MD 1743 meter. Porositas pada zona ini sebesar 8 %, saturasi air 0,4, dan kandungan lempung 25,9 %. **Gambar 4.18** menunjukkan zona reservoir dan zona *net pay* dari sumur Ashe C6.

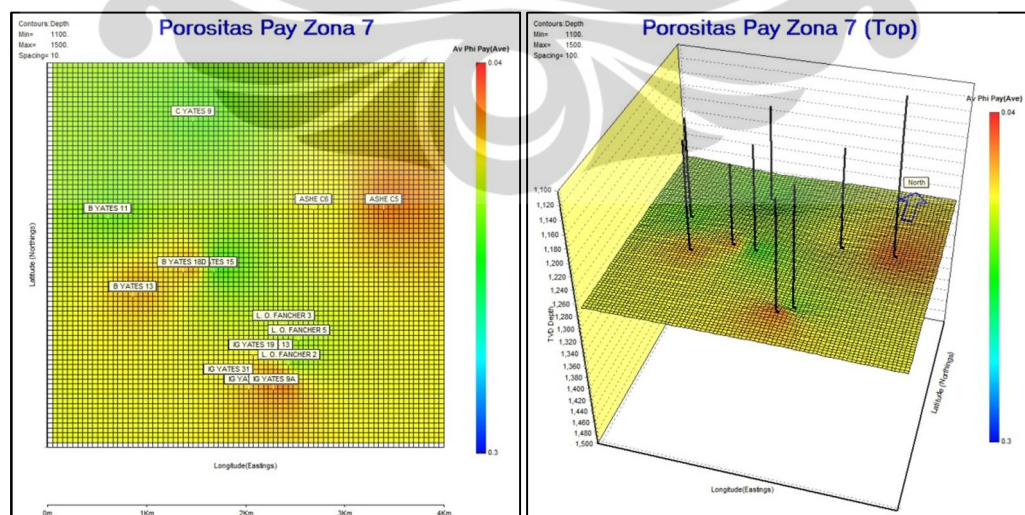
Sumur L. O. Fancher 5 hanya menembus 3 zona potensial yaitu zona 1, 2, dan zona 3. *Net pay* pada zona 1 setebal 5,94 meter, dengan porositas 10,8 %, saturasi

air 0,42, dan kandungan lempung 27,9 %. *Net pay* pada zona 2 setebal 5,86 meter, dengan porositas 14,9 %, saturasi air 0,31, dan kandungan lempung 11,3 %. *Net pay* pada zona 3 setebal 2,9 meter, dengan porositas 8,4 %, saturasi air 0,45, dan kandungan lempung 40,5 %. **Gambar 4.19** menunjukkan zona reservoir dan zona *net pay* dari sumur L. O. Fancher 5.

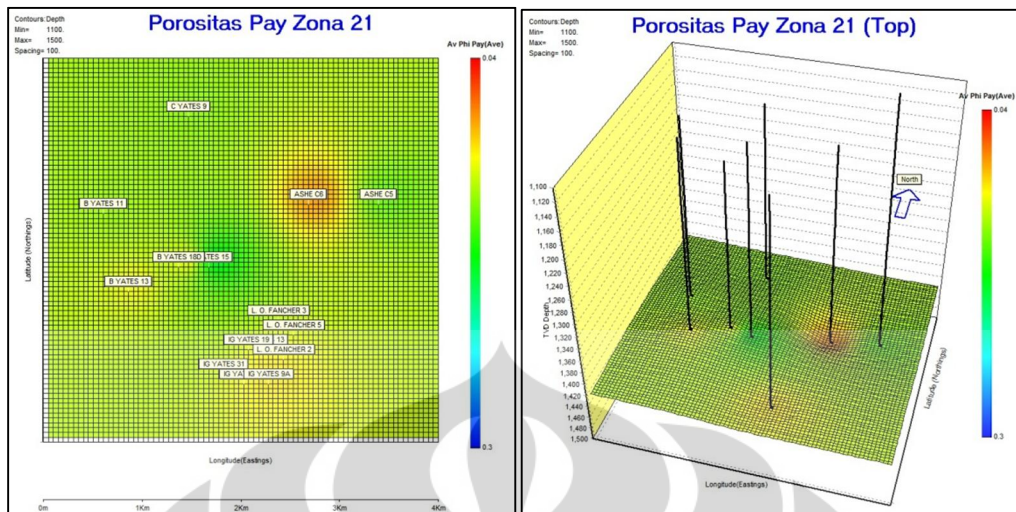
Laporan hasil lumping zona reservoir dan zona *net pay* pada lapangan Boonsville selengkapnya terdapat pada lampiran skripsi ini. **Gambar 4.29** menunjukkan contoh format hasil lumping reservoir pada lapangan Boonsville.



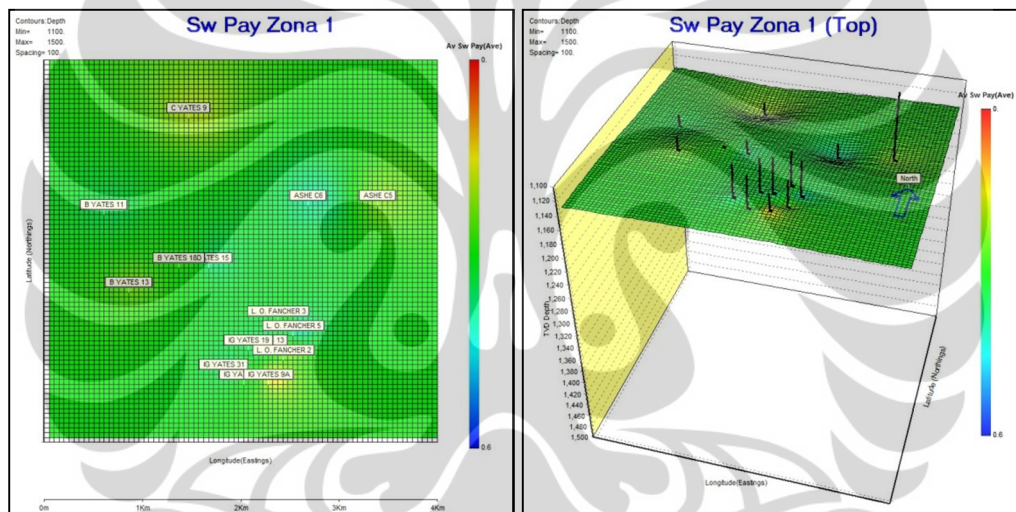
Gambar 4. 20 Porositas Pay Zona 1



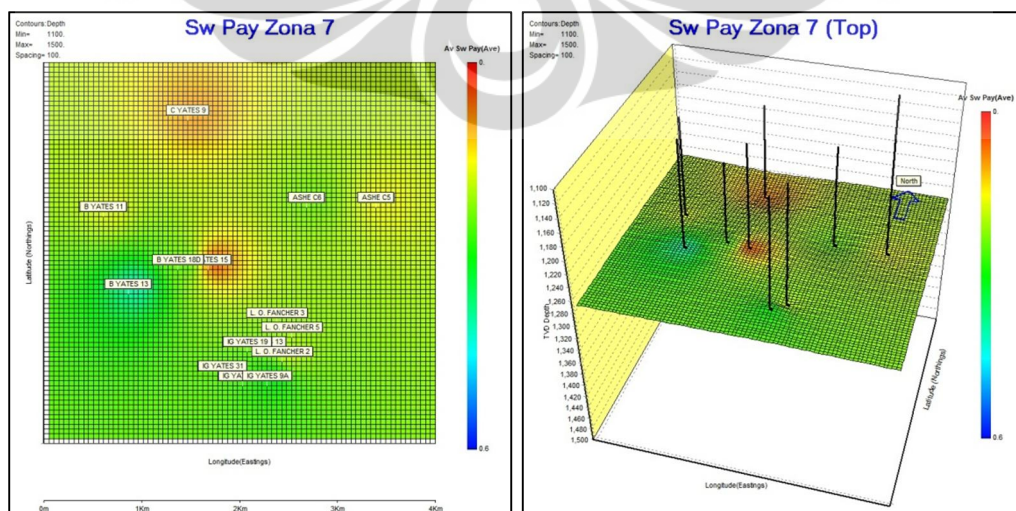
Gambar 4. 21 Porositas Pay Zona 7



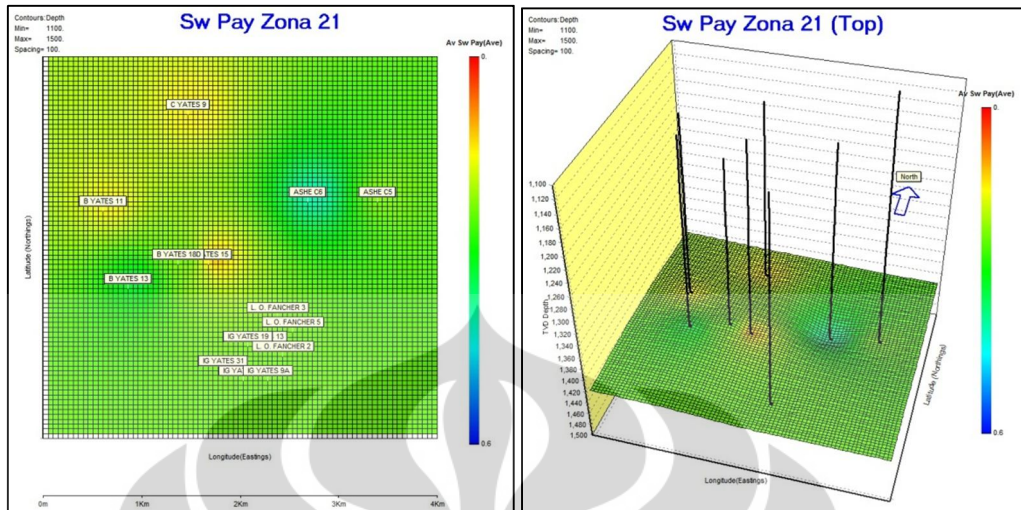
Gambar 4. 22 Porositas Pay Zona 21



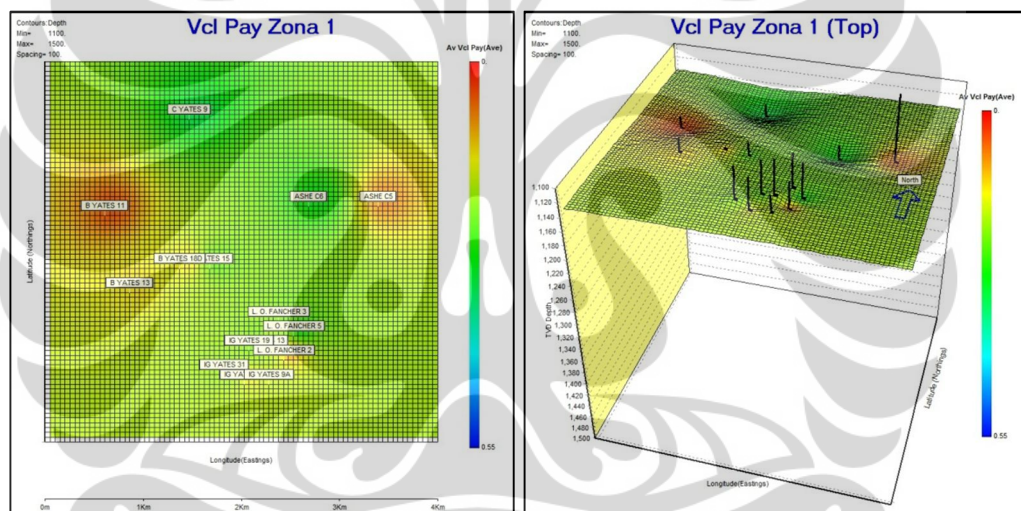
Gambar 4. 23 Sw Pay Zona 1



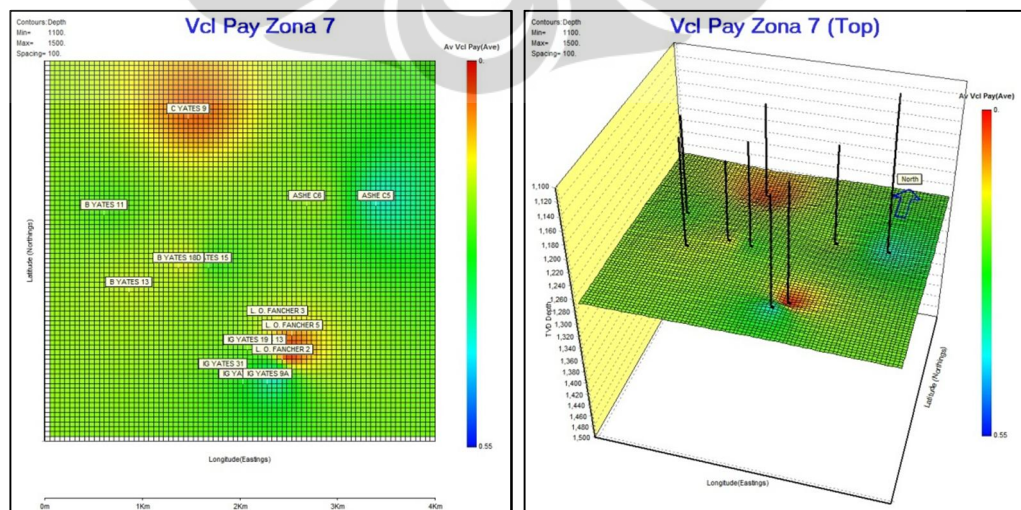
Gambar 4. 24 Sw Pay Zona 7



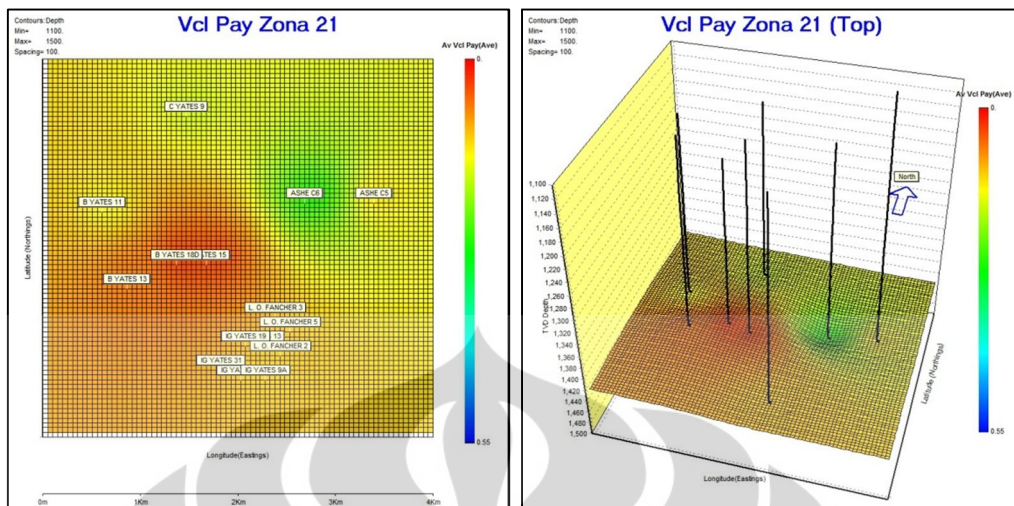
Gambar 4. 25 Sw Pay Zona 21



Gambar 4. 26 Vcl Pay Zona 1



Gambar 4. 27 Vcl Pay Zona7



Gambar 4. 28 Vcl Pay Zona 21

Gambar 4.20 menunjukkan penampang 3D dari hasil lumping porositas pay reservoir pada zona 1. Warna merah menandakan nilai porositas yang rendah dan warna biru menandakan nilai porositas yang tinggi. Daerah dengan porositas sedang terletak di bagian timur laut dari daerah penelitian. **Gambar 4.21** dan **gambar 4.22** masing – masing juga menunjukkan nilai porositas pay pada zona reservoir 7 dan 21. Daerah timur laut pada zona 7 menunjukkan nilai porositas yang rendah.

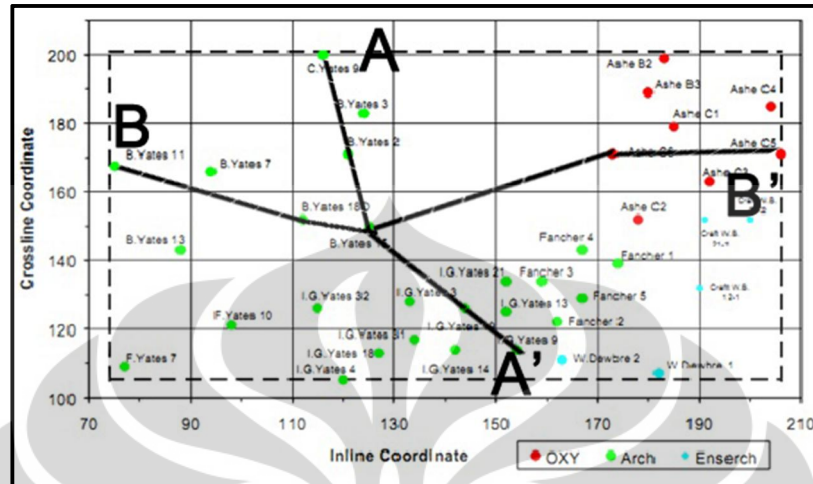
Gambar 4.23, **gambar 4.24**, dan **gambar 4.25** masing – masing menunjukkan nilai saturasi air dari zona 1, zona 7, dan zona 21. Saturasi air di zona 1 hampir merata di seluruh daerah penelitian di nilai sekitar 0.3. Di zona 7 terlihat nilai saturasi yang rendah di bagian utara.

Gambar 4.26, **gambar 4.27**, dan **gambar 4.28** masing – masing menunjukkan rasio kandungan lumpung dari zona 1, zona 7, dan zona 21. Kandungan lumpung yang sangat rendah terlihat pada zona 21. Pada zona 1 terdapat kandungan lumpung yang rendah di bagian barat dan timur. Sedangkan pada zona 7 kandungan lumpung yang rendah terlihat di bagian utara.

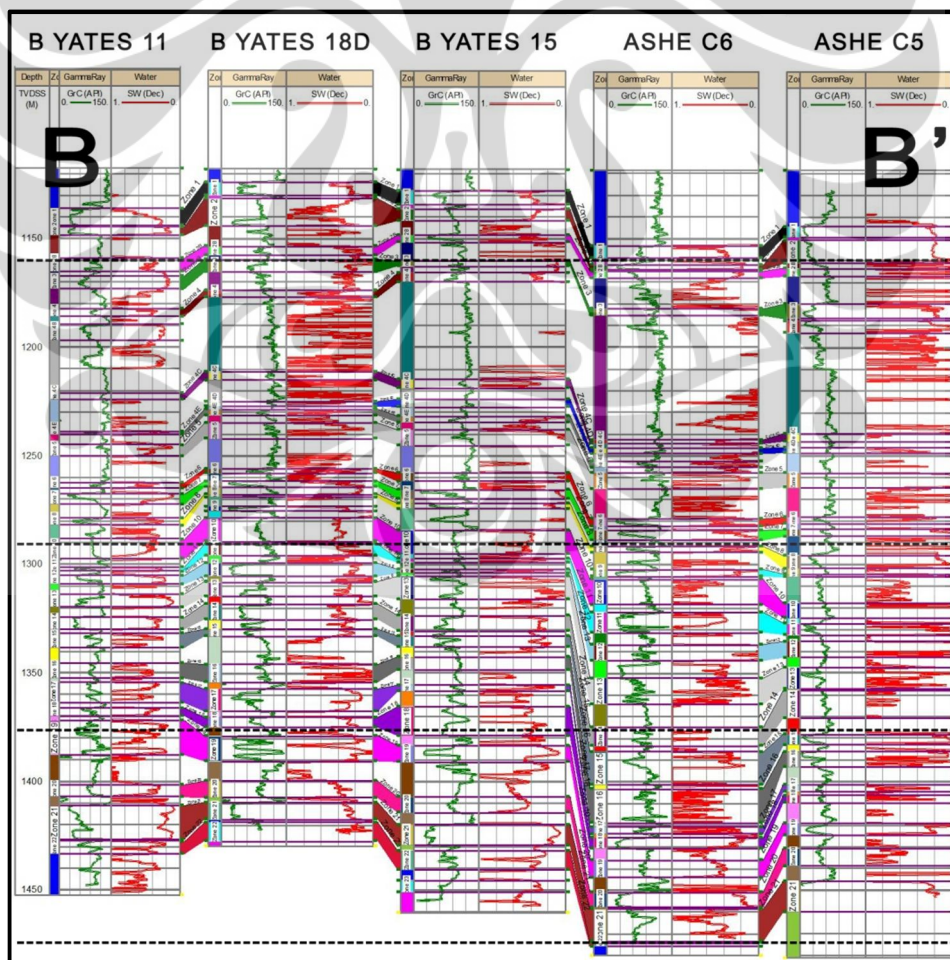
LAPORAN HASIL LUMPING RESERVOAR LAPANGAN BOONSVILLE																									
RESERVOIR CUTOFF : VSH = 0.55, POR = 4 %, SW = 0.6																									
WELL	KB (m)	Zone	Top MD		Bottom MD		Top TVDss		Bottom TVDss		Gross (m)	Porous Net (m)	N/G	Phi	Sw	Vsh	Pay Net (m)	Phi	Sw	Vsh	NPV	Note	Res Contact (TVDss)		
			Top MD	Bottom MD	Top TVDss	Bottom TVDss																			
ASHE C6	292.30	Zone 6	1571.21	1574.68	-1278.91	-1282.38	3.47	2.74	0.79	0.118	0.331	0.152	2.74	0.118	0.331	0.152	2.74	0.118	0.331	0.152					
ASHE C5	274.32	Zone 6	1552.45	1555.52	-1278.13	-1281.20	3.07	1.22	0.40	0.167	0.278	0.103	1.22	0.167	0.278	0.103	1.22	0.167	0.278	0.103					-1282.00
CYATES 9	299.01	Zone 7	1584.46	1589.45	-1285.45	-1290.44	4.99	4.87	0.98	0.148	0.100	0.060	4.87	0.148	0.100	0.060	4.87	0.148	0.100	0.060					
B YATES 11	300.23	Zone 7	1567.67	1572.48	-1267.44	-1272.25	4.81	3.65	0.76	0.141	0.171	0.237	3.65	0.141	0.171	0.237	3.65	0.141	0.171	0.237					
B YATES 18D	320.04	Zone 7	1581.56	1584.34	-1261.52	-1264.30	2.78	2.78	1.00	0.087	0.294	0.137	2.48	0.089	0.247	0.150	2.48	0.089	0.247	0.150					
B YATES 15	326.75	Zone 7	1592.37	1596.45	-1265.62	-1269.70	4.08	3.49	0.86	0.157	0.069	0.254	3.49	0.157	0.069	0.254	3.49	0.157	0.069	0.254					
B YATES 13	317.60	Zone 7	1581.70	1584.64	-1264.10	-1267.04	2.94	2.79	0.95	0.088	0.433	0.160	2.48	0.090	0.407	0.169	2.48	0.090	0.407	0.169					
IG YATES 9A	260.91	Zone 7	1524.51	1527.68	-1263.60	-1266.77	3.17	1.68	0.53	0.071	0.407	0.293	1.22	0.076	0.307	0.388	1.22	0.076	0.307	0.388					
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 7	1533.46	1535.97	-1272.86	-1275.37	2.51	2.51	1.00	0.133	0.191	0.020	2.51	0.133	0.191	0.020	2.51	0.133	0.191	0.020					
ASHE C6	292.30	Zone 7	1576.59	1581.22	-1284.29	-1288.92	4.63	2.44	0.53	0.107	0.232	0.193	2.44	0.107	0.232	0.193	2.44	0.107	0.232	0.193					
ASHE C5	274.32	Zone 7	1558.21	1561.32	-1283.89	-1287.00	3.11	0.76	0.25	0.074	0.159	0.387	0.76	0.074	0.159	0.387	0.76	0.074	0.159	0.387					-1290.44
CYATES 9	299.01	Zone 8	1592.21	1595.48	-1293.20	-1296.47	3.27	2.13	0.65	0.053	0.493	0.282	1.52	0.056	0.441	0.258	1.52	0.056	0.441	0.258					
B YATES 11	300.23	Zone 8	1579.02	1582.28	-1278.79	-1282.05	3.26	2.44	0.75	0.079	0.363	0.271	2.44	0.079	0.363	0.271	2.44	0.079	0.363	0.271					
B YATES 18D	320.04	Zone 8	1587.79	1589.06	-1267.75	-1269.02	1.27	0.81	0.64	0.065	0.530	0.347	0.45	0.081	0.442	0.364	0.45	0.081	0.442	0.364					
B YATES 15	326.75	Zone 8	1598.66	1601.13	-1271.91	-1274.38	2.47	2.32	0.94	0.188	0.149	0.223	2.32	0.188	0.149	0.223	2.32	0.188	0.149	0.223					
B YATES 13	317.60	Zone 8	1591.59	1593.43	-1273.99	-1275.83	1.84	0.93	0.50	0.130	0.242	0.458	0.77	0.144	0.209	0.484	0.77	0.144	0.209	0.484					
IG YATES 9A	260.91	Zone 8	1533.67	1536.88	-1272.76	-1275.97	3.21	2.90	0.90	0.100	0.211	0.189	2.90	0.100	0.211	0.189	2.90	0.100	0.211	0.189					
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 8	1536.64	1538.46	-1276.04	-1277.86	1.82	1.82	1.00	0.091	0.285	0.170	1.82	0.091	0.285	0.170	1.82	0.091	0.285	0.170					
ASHE C6	292.30	Zone 8	1583.91	1586.61	-1291.61	-1294.31	2.70	1.83	0.68	0.083	0.287	0.219	1.83	0.083	0.287	0.219	1.83	0.083	0.287	0.219					
ASHE C5	274.32	Zone 8	1570.14	1576.30	-1295.82	-1301.98	6.16	4.53	0.74	0.188	0.142	0.197	4.53	0.188	0.142	0.197	4.53	0.188	0.142	0.197					-1300.00

Gambar 4. 29 Contoh laporan hasil lumping reservoir

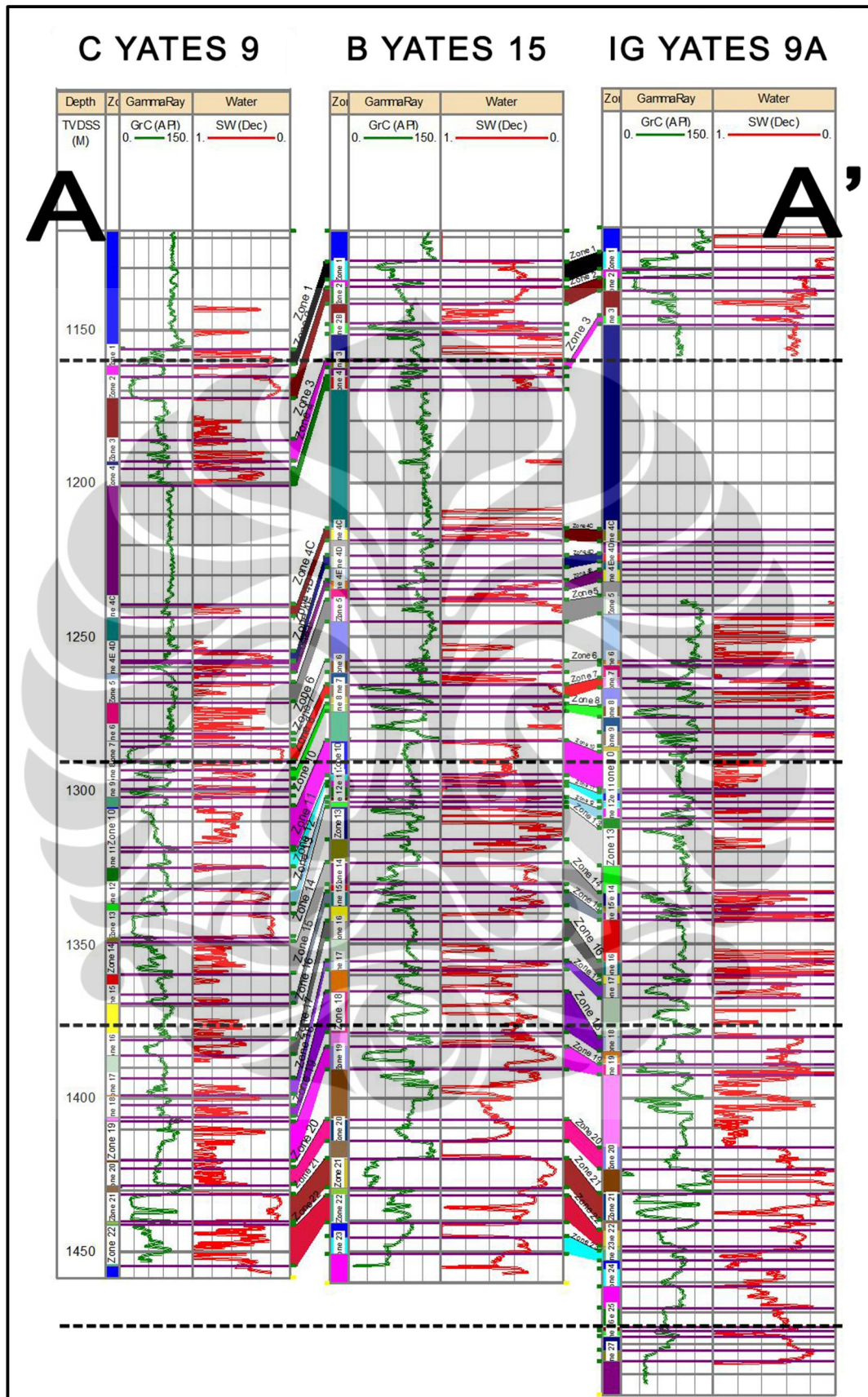
4.5 Kontak Fluida



Gambar 4. 30 Lokasi sumur pada lapangan Boonsville



Gambar 4. 31 Kontak fluida dari arah B ke B'



Gambar 4. 32 Kontak fluida dari arah A ke A'

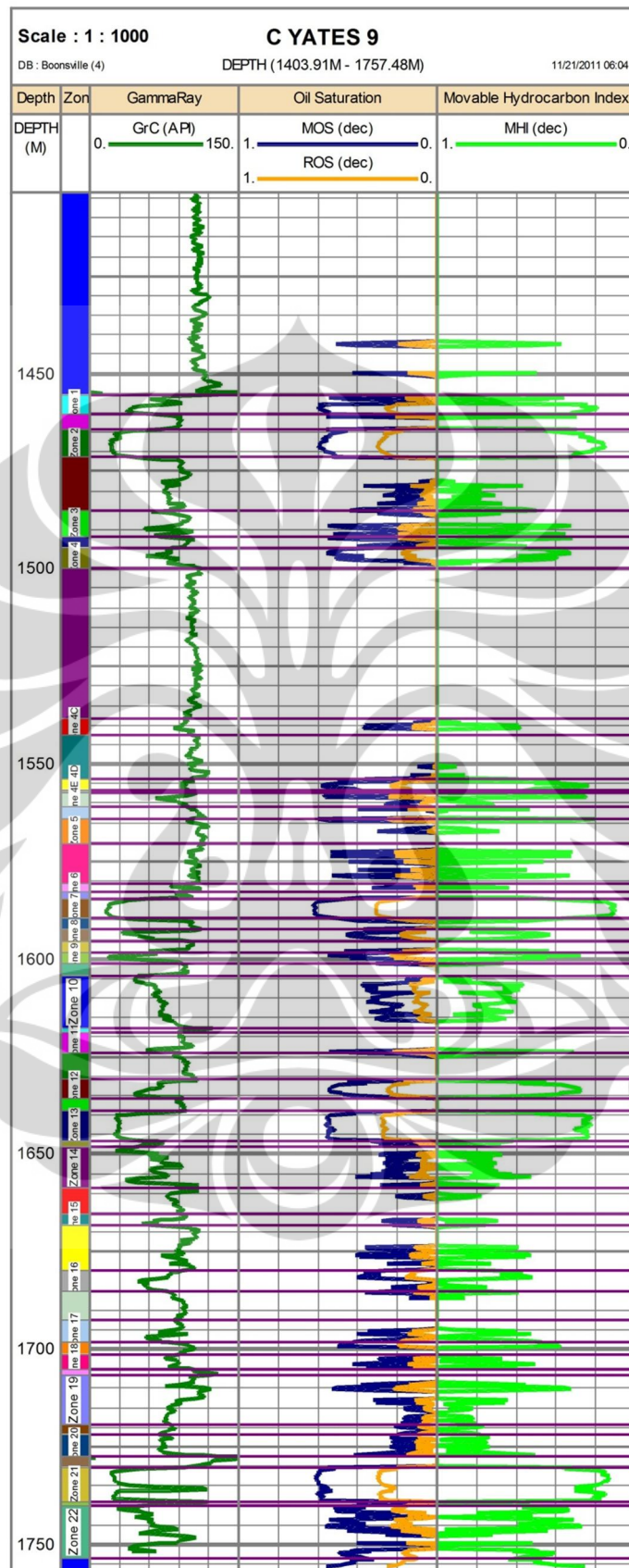
Penampang kontak fluida dilakukan dengan mengambil beberapa sumur untuk membuat cross section pada daerah penelitian. Dari arah utara ke selatan di ambil 3 sumur yaitu sumur C Yates 9, B Yates 15 dan IG Yates 9A seperti tampak pada **gambar 4.32**. Garis putus – putus menunjukkan kontak fluida pada zona 1, zona 7, zona 14 dan zona 21.

Dari arah barat ke timur diambil 5 sumur yaitu B Yates 11, B Yates 18D, B Yates 15, Ashe C6, dan Ashe C5 seperti tampak pada **gambar 4.31**. Kedalaman masing – masing kontak pada setiap sumur dirangkum dalam laporan hasil lumping reservoir yang terlampir dalam skripsi ini.

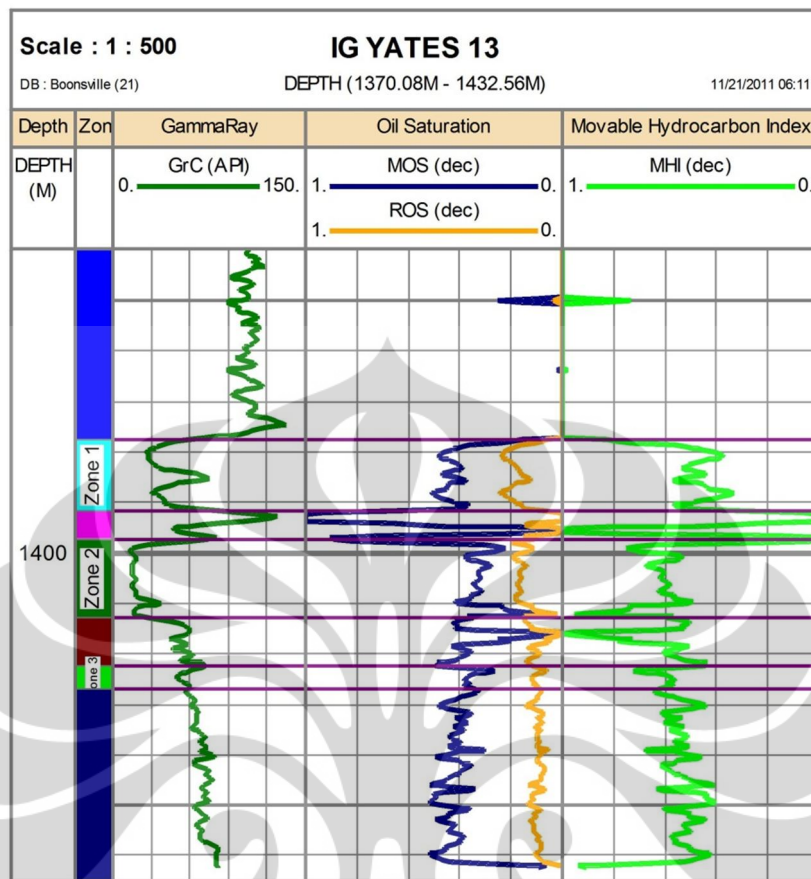
4.6 Movable Oil Saturation (MOS), Residual Oil Saturation (ROS), dan Movable Hydrocarbon Index (MHI)

Analisa *Movable Oil Saturation* (MOS), *Residual Oil Saturation* (ROS), dan *Movable Hydrocarbon Index* (MHI) hanya dilakukan pada 15 sumur pada daerah penelitian. Secara umum nilai MOS pada zona potensial sumur C Yates 9 menunjukkan nilai yang tinggi, sementara nilai ROS nya menunjukkan nilai yang rendah. Hal ini sesuai dengan yang di harapkan karena mengindikasikan bahwa hidrokarbon di kedua zona tersebut dapat diproduksi. Hasil ini didukung pula dengan nilai MHI yang dibawah 0,7. **Gambar 4.33** menunjukkan log MOS, ROS dan MHI dari sumur C Yates 9.

Sumur IG Yates 13 memiliki nilai MOS rata – rata pada zona 1 sebesar 0,45 dan di zona 2 sebesar 0,3 serta di zona 3 sebesar 0,35. Sedangkan nilai ROS rata – rata pada zona 1 sebesar 0,13 dan di zona 2 sebesar 0,16 serta di zona 3 sebesar 0,11. Nilai MHI di ketiga zona ini juga masih berada dibawah 0,7. Log MOS, ROS, dan MHI dari sumur IG Yates 13 dapat dilihat pada **gambar 4.34**.



Gambar 4. 33 MOS, ROS, dan MHI pada sumur C Yates 9



Gambar 4. 34 MOS, ROS, dan MHI pada sumur IG Yates 13

BAB 5

KESIMPULAN

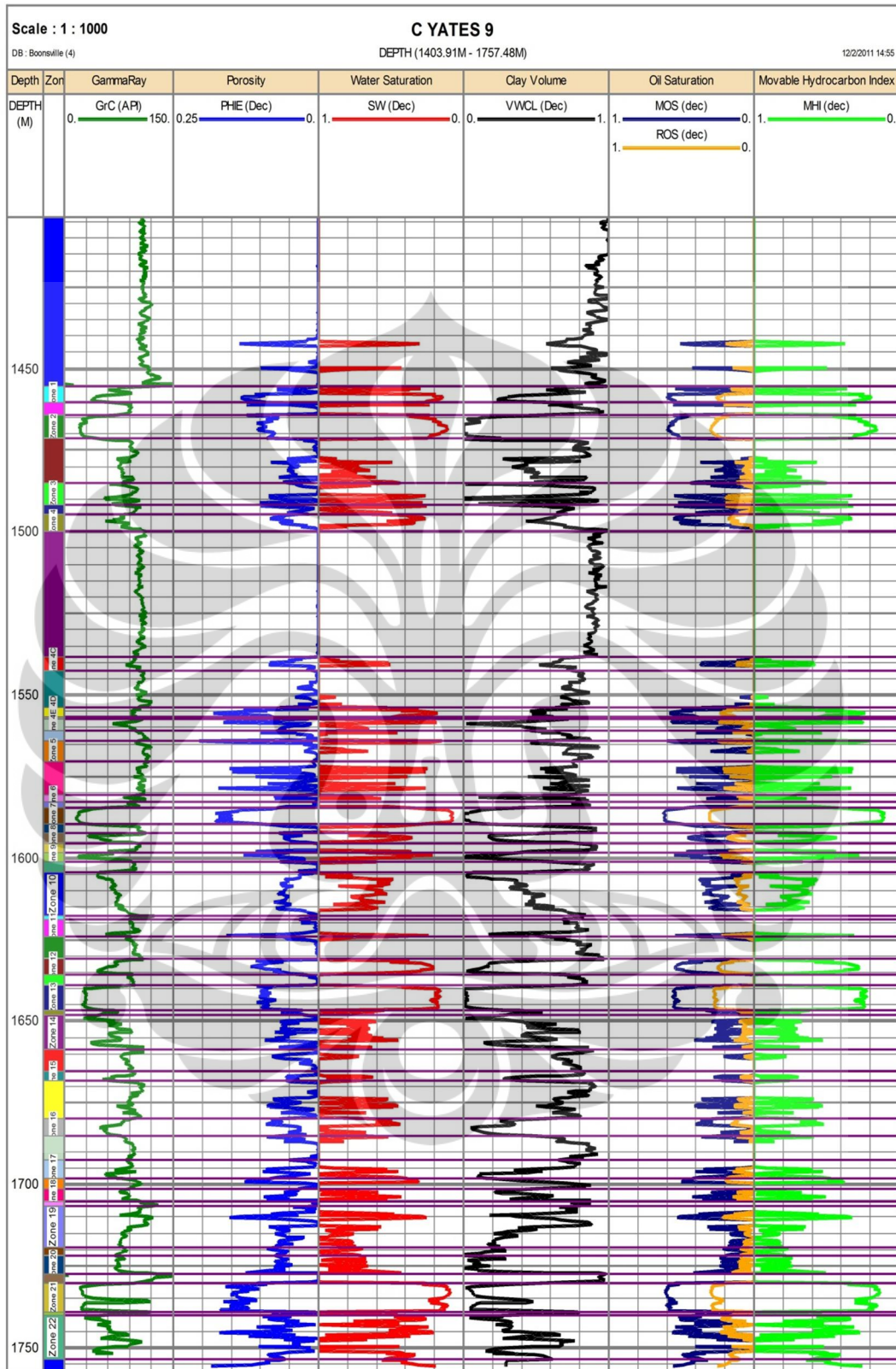
1. Dari hasil analisa petrofisika diketahui terdapat perselingan batu pasir dan lempung pada lapangan Boonsville.
2. Estimasi parameter porositas dilakukan dengan menggunakan model *density – neutron, sonic*, dan *density* dengan hasil yang ditampilkan pada tabel laporan hasil lumping reservoir.
3. Estimasi parameter saturasi air dilakukan dengan menggunakan model *dual water* dengan hasil yang ditampilkan pada tabel laporan hasil lumping reservoir.
4. Zona net reservoir di definisikan dengan menggunakan nilai penggal kandungan lempung 55 % dan nilai penggal porositas 4 %.
5. Zona net pay di definisikan dengan menggunakan nilai penggal kandungan lempung 55 %, nilai penggal porositas 4 %, dan nilai penggal saturasi air 60 %.
6. Kontak fluida dari masing – masing zona potensial di setiap sumur dibuat dengan melihat nilai relatif dari kurva S_w . Kedalaman dari masing – masing kontak ditampilkan pada tabel laporan hasil lumping reservoir.
7. Dari hasil analisis *Movable Oil Saturation (MOS)*, *Residual Oil Saturation (ROS)*, dan *Movable Hydrocarbon Index (MHI)* diketahui bahwa hidrokarbon di lapangan Boonsville dapat diproduksi.

DAFTAR ACUAN

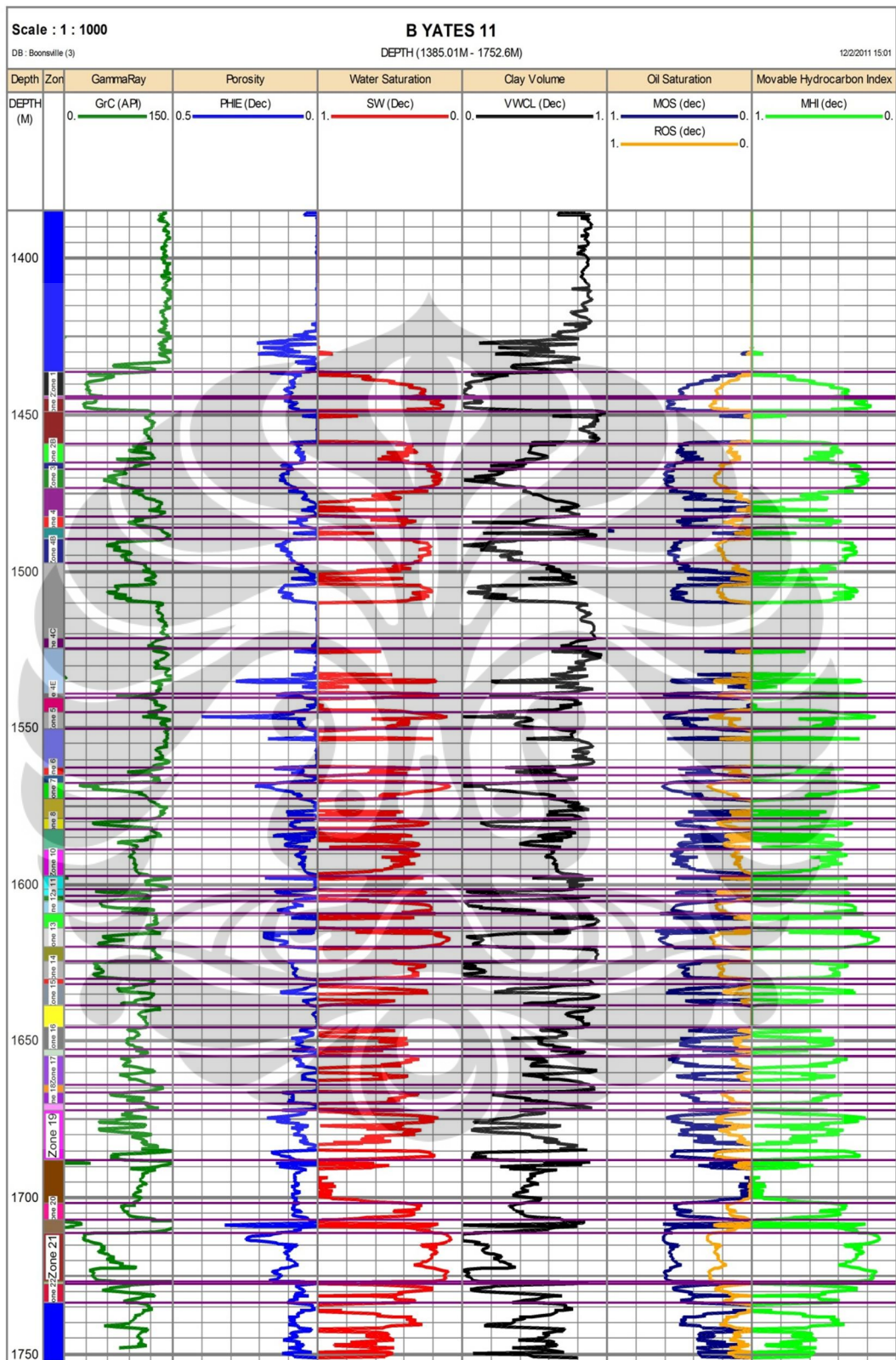
- Abdullah, Agus., 2007, *Resistivity Logging*,
<<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2009/02/resistivity-logging.html>>
- Abdullah, Agus., 2007, *Gamma Ray Log*,
<<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2009/01/gamma-ray-log.html>>
- Abdullah, Agus., 2007, *Neutron Porosity dan Density Logging*,
<<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2009/02/neutron-porosity-dan-density-logging.html>>
- Aissa, Astrid., 2008, *Prediksi Penyebaran Batu Pasir pada Lapangan Boonsville dengan Menggunakan Metode Inversi Geostatistik Bayesian*, Universitas Indonesia, Depok.
- Asquith, G., Krygowski, D., 2004, *Basic Well Log Analysis*, The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.
- Bassiouni, Zaki., 1994, *Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs*, volume 4, Society of Petroleum Engineers, Louisiana.
- Glover, Paul., *Formation Evaluation MSc course notes*
- Glover, Paul., *Petrophysics MSc course notes*
- Hardage B. A., et al., (1996), *Secondary natural gas recovery: targeted applications for infield reserve growth in Midcontinent reservoirs, Boonsville field, Fort Worth Basin, Texas*, The University of Texas at Austin.
- Harsono, Adi., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, edisi 8, Schlumberger Oilfield Services.
- Interactive Petrophysics Software Service Ltd, 2007, *IP help manual Version 3.4*.
- Tanakov M. Y., Kelkar, M., 2000, *Integrated Reservoir Description for Boonsville, Texas Field Using 3D Seismic Well and Production Data*, Society of Petroleum Engineers.



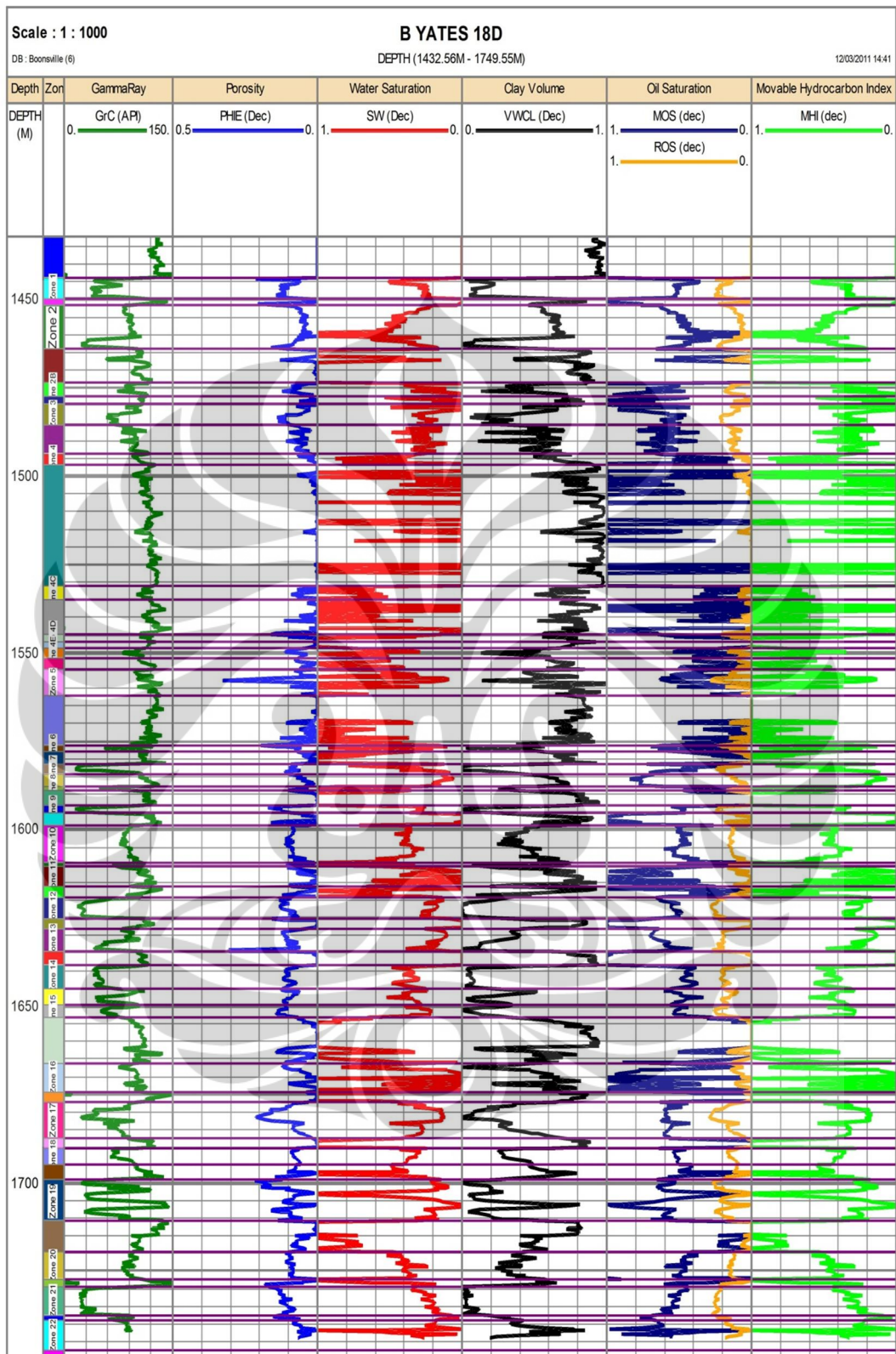
LAMPIRAN



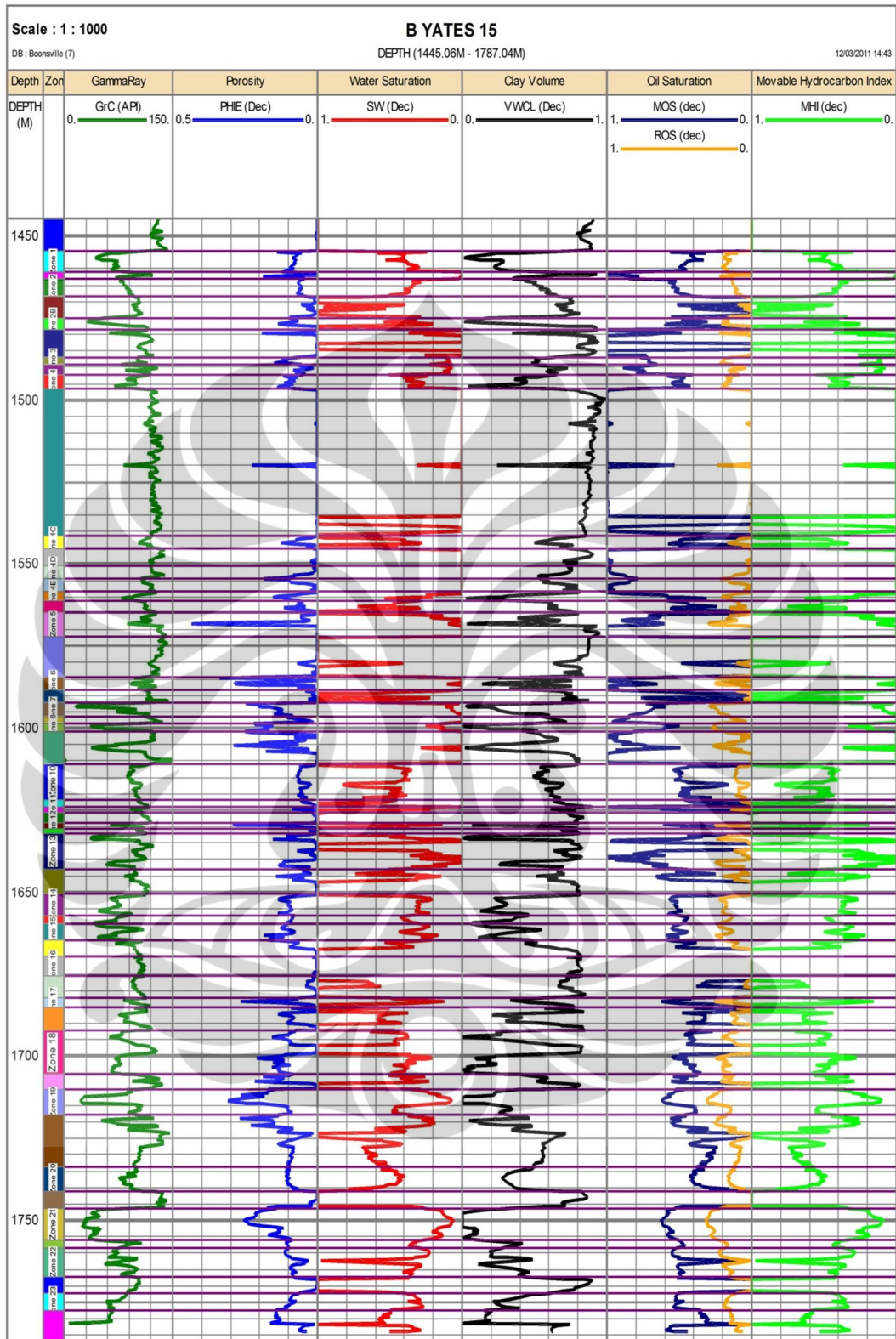
Gambar 1 Parameter Petrofisika Sumur C Yates 9



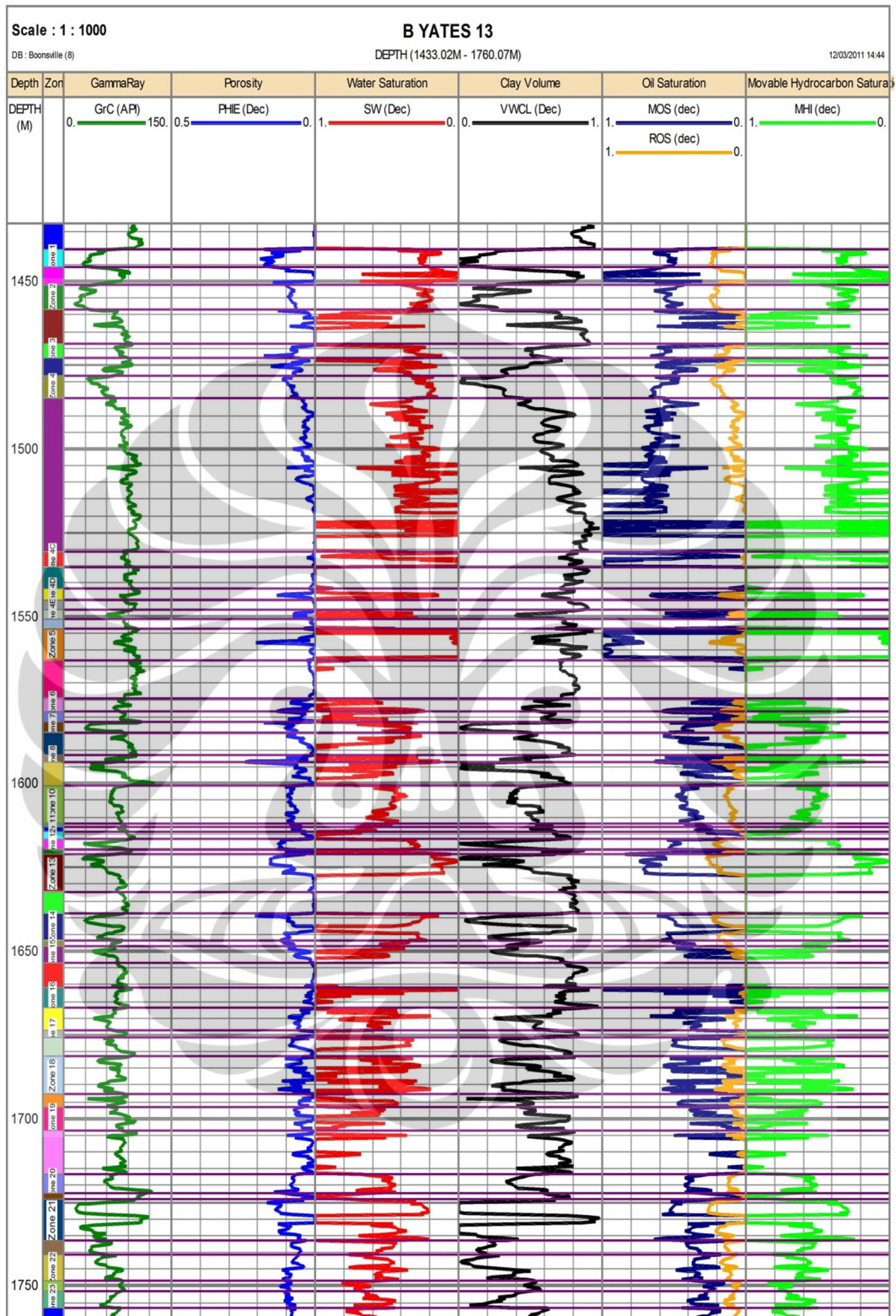
Gambar 2 Parameter Petrofisika Sumur B Yates 11



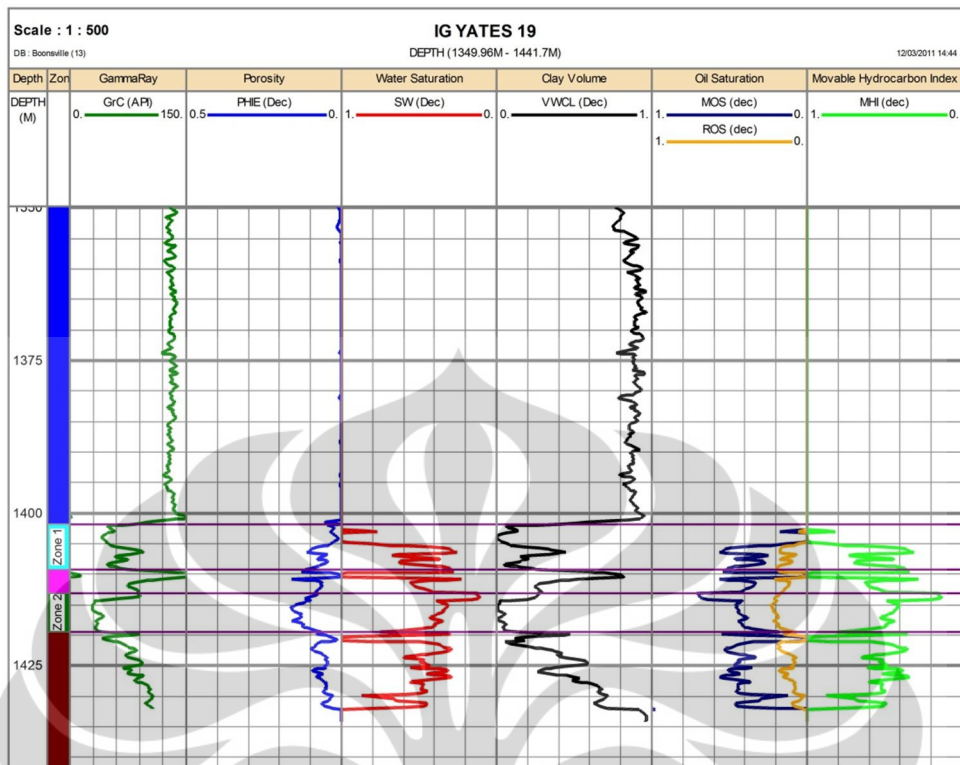
Gambar 3 Parameter Petrofisiska Sumur B Yates 18D



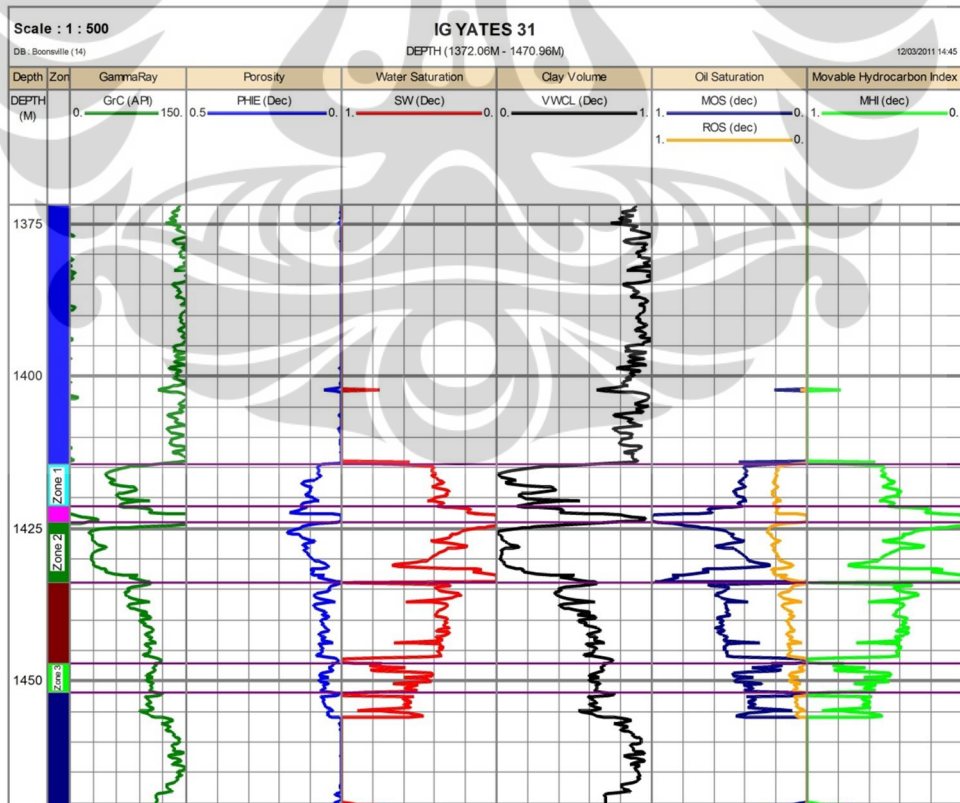
Gambar 4 Parameter Petrofisika Sumur B Yates 15



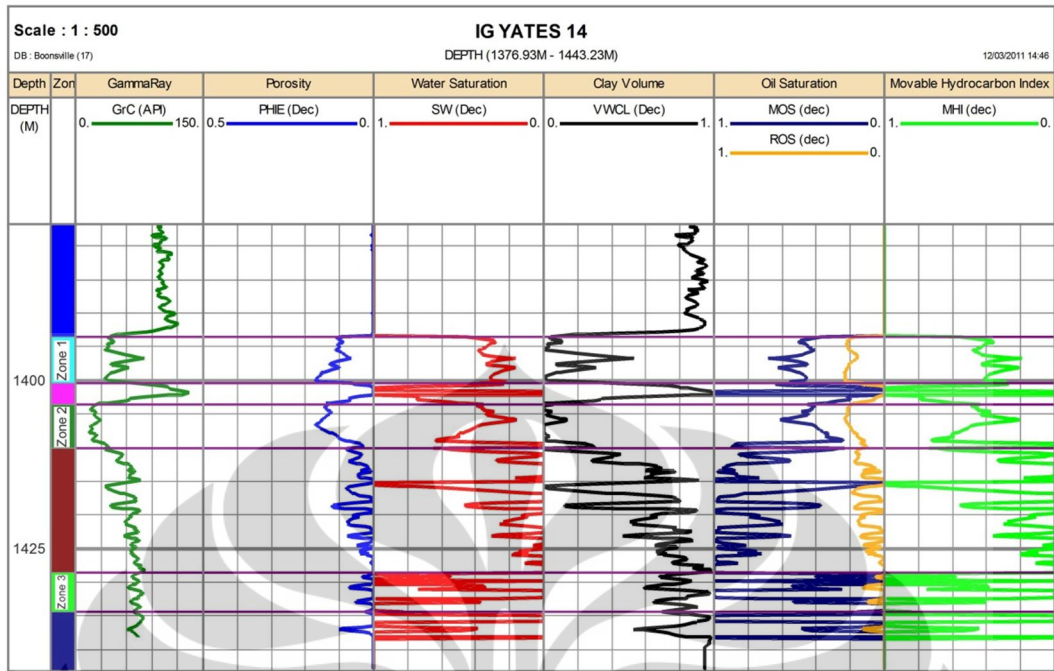
Gambar 5 Parameter Petrofisika Sumur B Yates 13



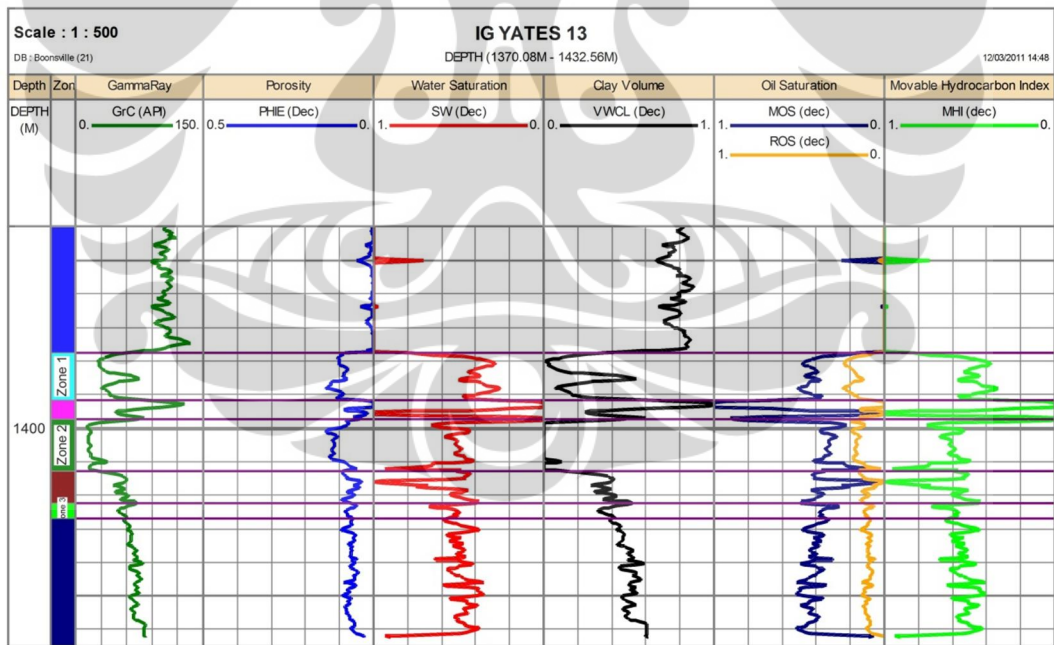
Gambar 6 Parameter Petrofisika Sumur IG Yates 19



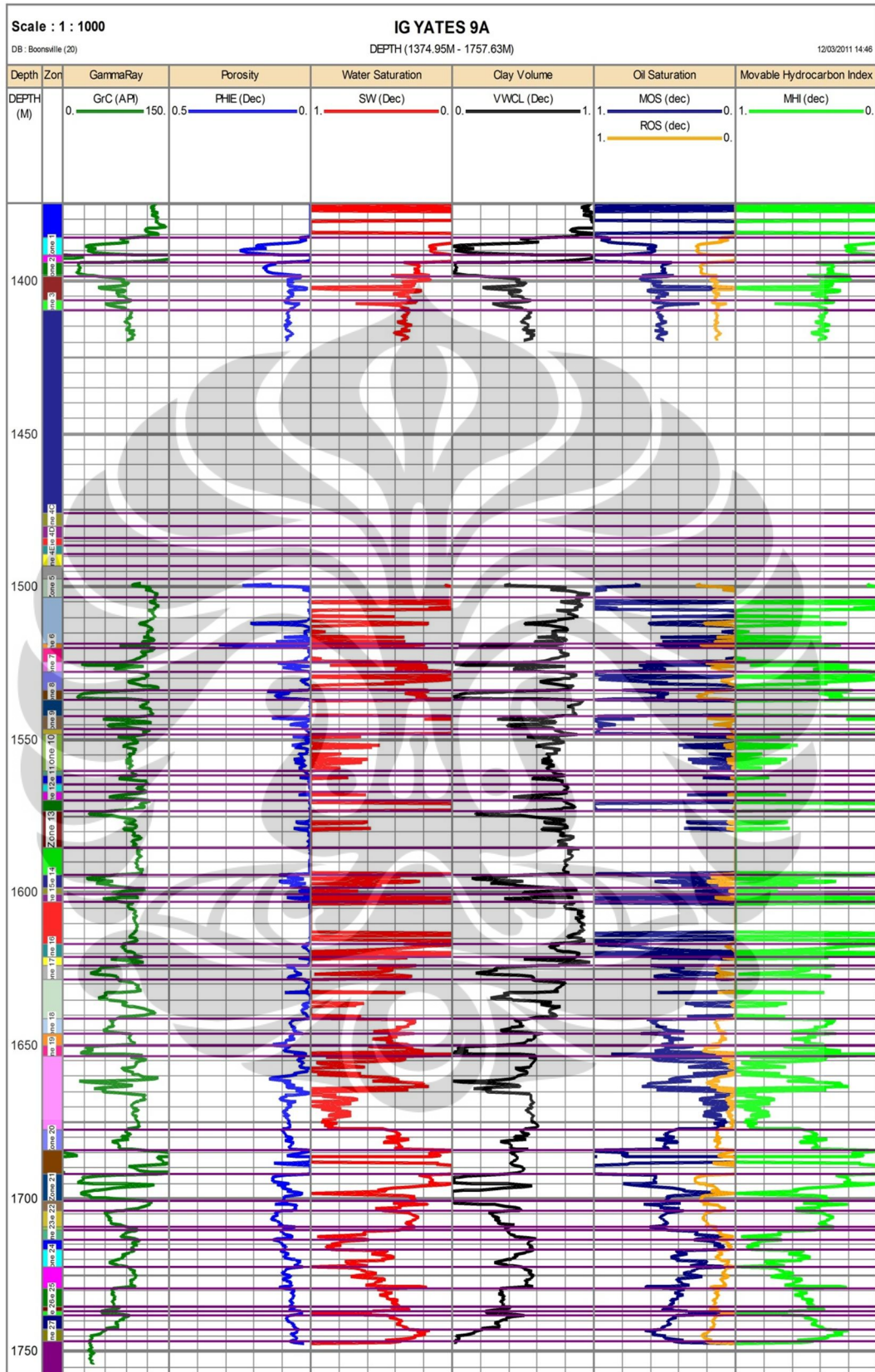
Gambar 7 Parameter Petrofisika Sumur IG Yates 31



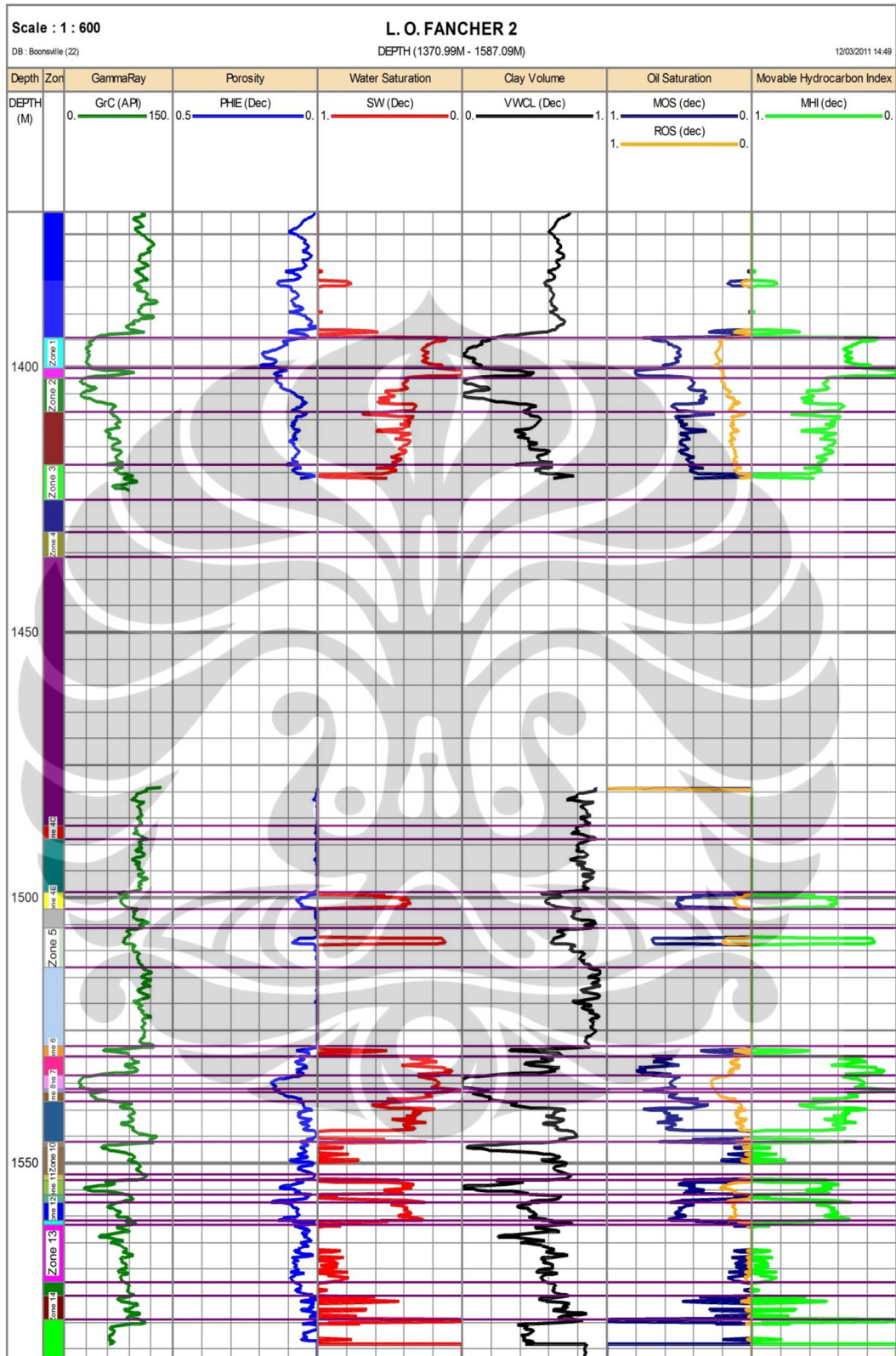
Gambar 8 Parameter Petrofisika Sumur IG Yates 14



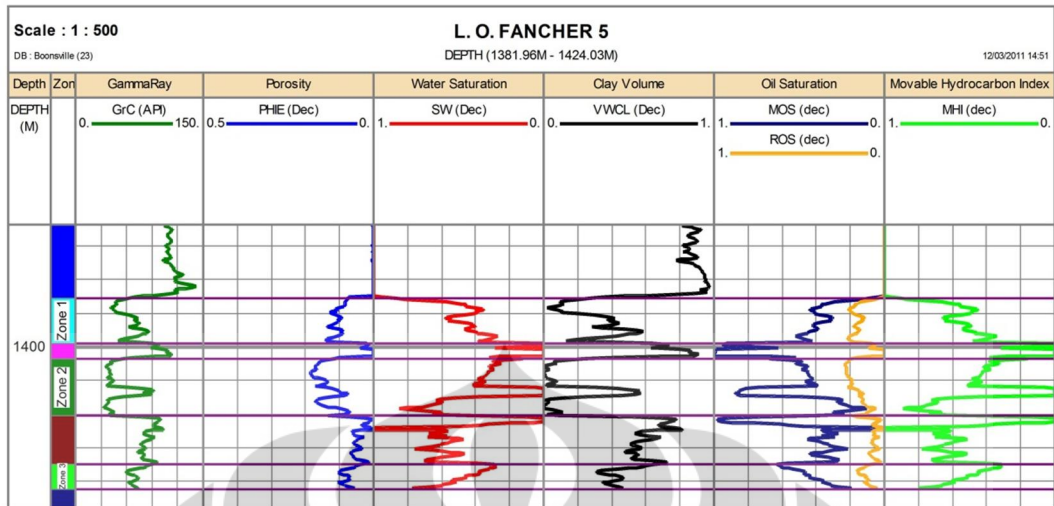
Gambar 9 Parameter Petrofisika Sumur IG Yates 13



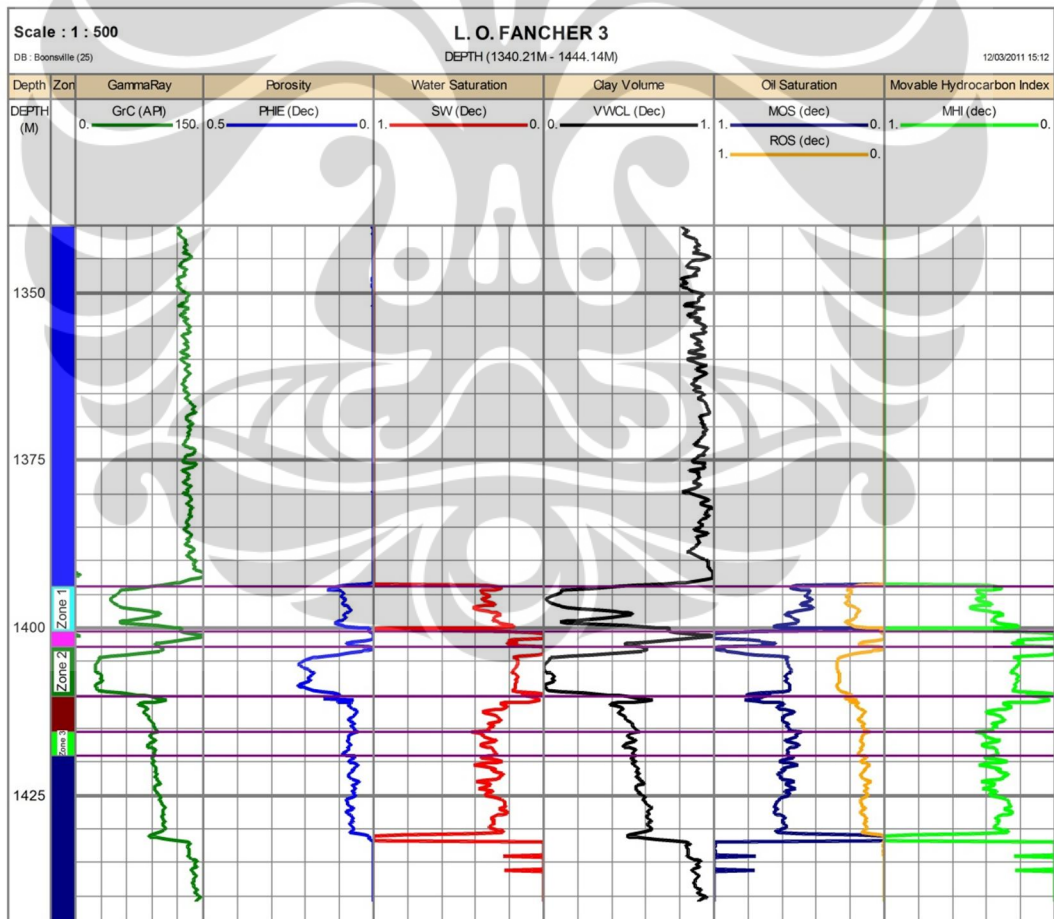
Gambar 10 Parameter Petrofisika Sumur IG Yates 9A



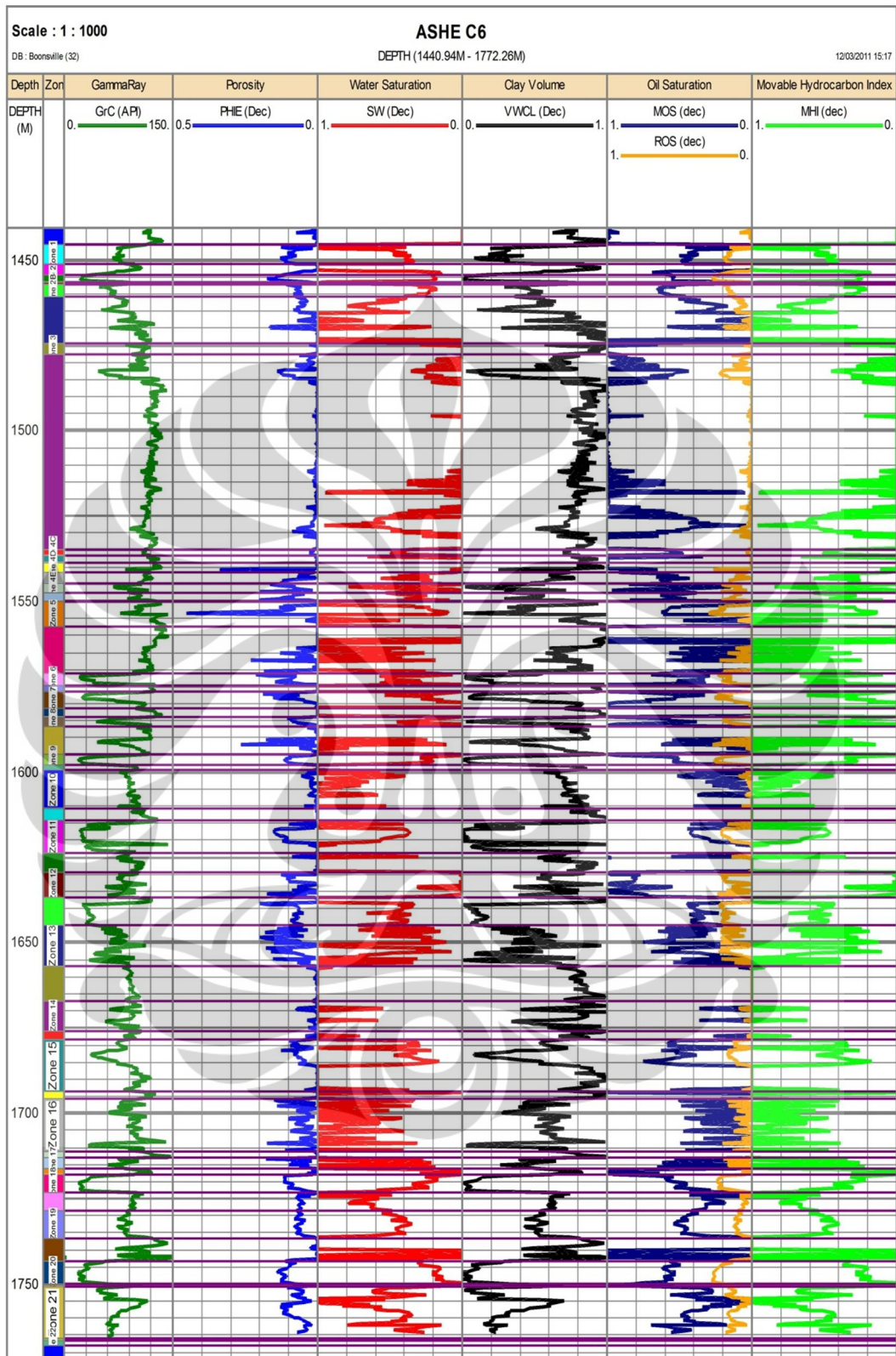
Gambar 11 Parameter Petrofisika Sumur L. O. Fancher 2



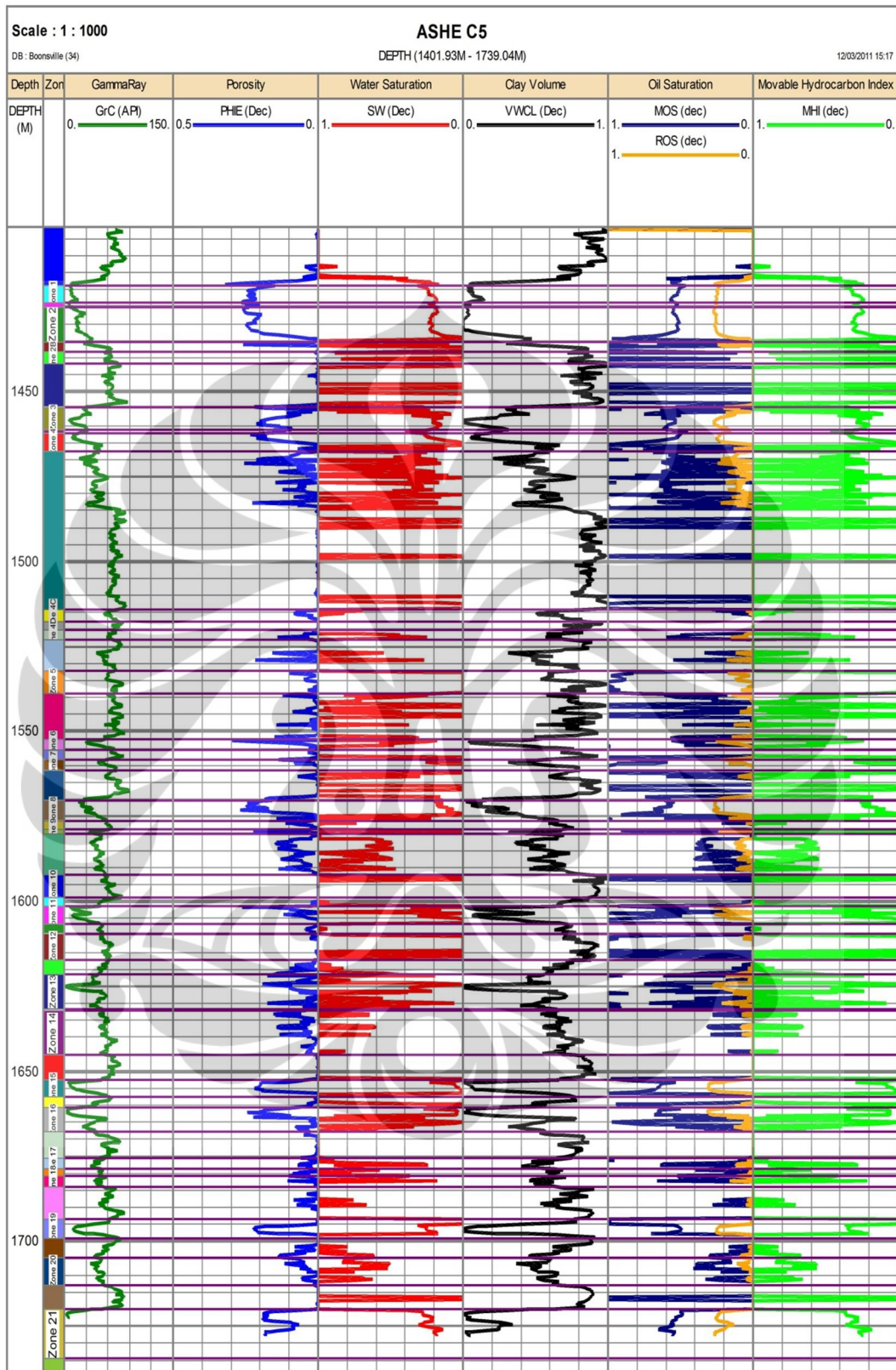
Gambar 12 Parameter Petrofisika Sumur L. O. Fancher 5



Gambar 13 Parameter Petrofisika Sumur L. O. Fancher 3



Gambar 14 Parameter Petrofisika Sumur Ashe C6



Gambar 15 Parameter Petrofisika Sumur Ashe C5

LAPORAN HASIL LUMPING RESERVOAR LAPANGAN BOONSVILLE
RESERVOIR CUTOFF : VSH = 0.55, POR = 4 %, SW = 0.6

WELL	KB (m)	Zone	Top	Bottom	Top	Bottom	Gross (m)	Porous Net (m)	N/G	Phi	Sw	Vsh	Pay Net (m)	Phi	Sw	Vsh	Note	Contact (TVDss)
			MD	MD	TVDss	TVDss												
C YATES 9	299.01	Zone 1	1455.59	1460.53	-1156.58	-1161.52	4.94	2.29	0.46	0.116	0.186	0.318	2.29	0.116	0.186	0.318	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 1	1436.32	1444.02	-1136.09	-1143.79	7.70	7.70	1.00	0.093	0.478	0.095	5.44	0.094	0.350	0.049	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 1	1443.98	1449.94	-1123.94	-1129.90	5.96	5.64	0.95	0.109	0.284	0.132	5.64	0.109	0.284	0.132	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 1	1454.60	1460.91	-1127.85	-1134.16	6.31	6.02	0.96	0.083	0.376	0.223	6.02	0.083	0.376	0.223	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 1	1440.45	1445.77	-1122.85	-1128.17	5.32	5.32	1.00	0.147	0.237	0.125	5.32	0.147	0.237	0.125	Oil	
IG YATES 19	275.84	Zone 1	1401.86	1409.22	-1126.02	-1133.38	7.36	4.16	0.57	0.073	0.412	0.215	3.10	0.082	0.360	0.224	Oil	
IG YATES 31	292.91	Zone 1	1414.50	1421.29	-1121.59	-1128.38	6.79	6.79	1.00	0.094	0.377	0.198	6.79	0.094	0.377	0.198	Oil	
IG YATES 14	266.09	Zone 1	1393.48	1400.31	-1127.39	-1134.22	6.83	6.83	1.00	0.116	0.301	0.140	6.83	0.116	0.301	0.140	Oil	
IG YATES 9A	260.91	Zone 1	1385.90	1391.42	-1124.99	-1130.51	5.52	3.81	0.69	0.181	0.124	0.164	3.81	0.181	0.124	0.164	Oil	
IG YATES 13	266.09	Zone 1	1388.80	1395.87	-1122.71	-1129.78	7.07	6.96	0.98	0.100	0.389	0.183	6.55	0.100	0.372	0.178	Oil	
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 1	1394.43	1400.26	-1133.83	-1139.66	5.83	5.83	1.00	0.144	0.226	0.091	5.83	0.144	0.226	0.091	Oil	
L. O. FANCHER 5	260.30	Zone 1	1392.70	1399.46	-1132.40	-1139.16	6.76	6.41	0.95	0.106	0.443	0.274	5.94	0.108	0.424	0.279	Oil	
L. O. FANCHER 3	264.57	Zone 1	1393.77	1400.51	-1129.20	-1135.94	6.74	5.95	0.88	0.091	0.308	0.208	5.95	0.091	0.308	0.208	Oil	
ASHE C6	292.30	Zone 1	1445.58	1451.29	-1153.28	-1158.99	5.71	4.72	0.83	0.095	0.418	0.285	4.42	0.097	0.404	0.287	Oil	
ASHE C5	274.32	Zone 1	1418.92	1423.71	-1144.60	-1149.39	4.79	4.79	1.00	0.222	0.220	0.077	4.79	0.222	0.220	0.077	Oil	-1161.52
C YATES 9	299.01	Zone 2	1464.32	1471.39	-1165.31	-1172.38	7.07	7.03	0.99	0.086	0.181	0.059	7.03	0.086	0.181	0.059	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 2	1444.86	1448.79	-1144.63	-1148.56	3.93	3.63	0.92	0.086	0.182	0.106	3.63	0.086	0.182	0.106	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 2	1451.57	1464.14	-1131.53	-1144.10	12.57	3.93	0.31	0.091	0.307	0.239	3.62	0.095	0.290	0.232	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 2	1463.12	1468.50	-1136.37	-1141.75	5.38	2.74	0.51	0.063	0.331	0.492	2.74	0.063	0.331	0.492	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 2	1450.94	1458.33	-1133.34	-1140.73	7.39	7.39	1.00	0.080	0.259	0.197	7.39	0.080	0.259	0.197	Oil	
IG YATES 19	275.84	Zone 2	1413.07	1419.45	-1137.23	-1143.61	6.38	6.38	1.00	0.125	0.346	0.071	6.16	0.127	0.339	0.070	Oil	
IG YATES 31	292.91	Zone 2	1423.98	1433.96	-1131.07	-1141.05	9.98	9.14	0.92	0.102	0.262	0.125	8.69	0.105	0.253	0.128	Oil	
IG YATES 14	266.09	Zone 2	1403.53	1410.03	-1137.44	-1143.94	6.50	5.89	0.91	0.130	0.375	0.032	5.48	0.134	0.364	0.033	Oil	
IG YATES 9A	260.91	Zone 2	1394.15	1398.48	-1133.24	-1137.57	4.33	4.04	0.93	0.139	0.252	0.029	4.04	0.139	0.252	0.029	Oil	
IG YATES 13	266.09	Zone 2	1398.61	1406.40	-1132.52	-1140.31	7.79	7.75	1.00	0.103	0.509	0.026	5.92	0.112	0.474	0.034	Oil	

L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 2	1402.06	1408.59	-1141.46	-1147.99	6.53	6.38	0.98	0.090	0.422	0.185	6.34	0.090	0.422	0.183	Oil	
L. O. FANCHER 5	260.30	Zone 2	1401.75	1410.20	-1141.45	-1149.90	8.45	7.99	0.95	0.143	0.397	0.091	5.86	0.149	0.312	0.113	Oil	
L. O. FANCHER 3	264.57	Zone 2	1402.79	1410.20	-1138.22	-1145.63	7.41	6.52	0.88	0.178	0.153	0.083	6.52	0.178	0.153	0.083	Oil	
ASHE C6	292.30	Zone 2	1454.39	1456.45	-1162.09	-1164.15	2.06	2.02	0.98	0.139	0.190	0.065	2.02	0.139	0.190	0.065	Oil	
ASHE C5	274.32	Zone 2	1425.08	1435.54	-1150.76	-1161.22	10.46	9.08	0.87	0.212	0.203	0.062	4.79	0.222	0.220	0.077	Oil	-1172.38
B YATES 11	300.23	Zone 2B	1459.04	1465.21	-1158.81	-1164.98	6.17	4.38	0.71	0.060	0.389	0.466	4.38	0.060	0.389	0.466	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 2B	1473.60	1477.45	-1153.56	-1157.41	3.85	2.29	0.59	0.087	0.268	0.349	2.29	0.087	0.268	0.349	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 2B	1475.01	1478.49	-1148.26	-1151.74	3.48	2.13	0.61	0.090	0.330	0.179	2.13	0.090	0.330	0.179	Oil	
ASHE C6	292.30	Zone 2B	1457.22	1460.61	-1164.92	-1168.31	3.39	2.93	0.87	0.070	0.245	0.434	2.93	0.070	0.245	0.434	Oil	
ASHE C5	274.32	Zone 2B	1438.11	1441.77	-1163.79	-1167.45	3.66	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		-1168.31
C YATES 9	299.01	Zone 3	1485.05	1491.77	-1186.04	-1192.76	6.72	2.14	0.32	0.073	0.442	0.189	1.83	0.078	0.414	0.204	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 3	1467.45	1473.39	-1167.22	-1173.16	5.94	5.94	1.00	0.108	0.185	0.224	5.94	0.108	0.185	0.224	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 3	1479.56	1485.50	-1159.52	-1165.46	5.94	4.25	0.72	0.097	0.263	0.283	4.25	0.097	0.263	0.283	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 3	1486.92	1489.34	-1160.17	-1162.59	2.42	1.99	0.82	0.113	0.103	0.503	1.99	0.113	0.103	0.503	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 3	1468.72	1472.95	-1151.12	-1155.35	4.23	2.74	0.65	0.089	0.247	0.505	2.74	0.089	0.247	0.505	Oil	
IG YATES 31	292.91	Zone 3	1447.16	1451.86	-1154.25	-1158.95	4.70	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
IG YATES 14	266.09	Zone 3	1428.60	1434.40	-1162.51	-1168.31	5.80	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
IG YATES 9A	260.91	Zone 3	1406.43	1409.39	-1145.52	-1148.48	2.96	2.51	0.85	0.066	0.333	0.419	2.51	0.066	0.333	0.419	Oil	
IG YATES 13	266.09	Zone 3	1411.17	1413.41	-1145.08	-1147.32	2.24	2.24	1.00	0.069	0.535	0.390	1.78	0.073	0.513	0.386	Oil	
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 3	1418.35	1424.95	-1157.75	-1164.35	6.60	1.03	0.16	0.085	0.468	0.508	1.03	0.085	0.468	0.508	Oil	
L. O. FANCHER 5	260.30	Zone 3	1417.49	1421.15	-1157.19	-1160.85	3.66	3.20	0.87	0.082	0.470	0.409	2.90	0.084	0.451	0.405	Oil	
L. O. FANCHER 3	264.57	Zone 3	1415.55	1419.12	-1150.98	-1154.55	3.57	3.55	1.00	0.073	0.322	0.512	3.55	0.073	0.322	0.512	Oil	
ASHE C6	292.30	Zone 3	1474.53	1477.74	-1182.23	-1185.44	3.21	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
ASHE C5	274.32	Zone 3	1454.43	1461.10	-1180.11	-1186.78	6.67	6.06	0.91	0.142	0.206	0.206	6.06	0.142	0.206	0.206	Oil	-1192.76
C YATES 9	299.01	Zone 4	1494.50	1499.76	-1195.49	-1200.75	5.26	0.91	0.17	0.054	0.405	0.497	0.91	0.054	0.405	0.497	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 4	1482.62	1486.07	-1182.39	-1185.84	3.45	2.44	0.71	0.066	0.381	0.432	2.44	0.066	0.381	0.432	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 4	1493.73	1496.83	-1173.69	-1176.79	3.10	0.61	0.20	0.064	0.360	0.504	0.61	0.064	0.360	0.504	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 4	1492.30	1496.53	-1165.55	-1169.78	4.23	3.66	0.87	0.102	0.329	0.353	3.66	0.102	0.329	0.353	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 4	1478.33	1484.87	-1160.73	-1167.27	6.54	6.54	1.00	0.083	0.219	0.214	6.54	0.083	0.219	0.214	Oil	
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 4	1431.26	1435.74	-1170.66	-1175.14	4.48	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
ASHE C5	274.32	Zone 4	1462.23	1467.64	-1187.91	-1193.32	5.41	3.02	0.56	0.163	0.207	0.174	3.02	0.163	0.207	0.174	Oil	-1200.00
C YATES 9	299.01	Zone 4C	1538.49	1542.50	-1239.48	-1243.49	4.01	0.15	0.04	0.085	0.509	0.519	0.15	0.085	0.509	0.519	Oil	

B YATES 11	300.23	Zone 4C	1521.41	1524.37	-1221.18	-1224.14	2.96	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
B YATES 18D	320.04	Zone 4C	1531.21	1535.07	-1211.17	-1215.03	3.86	0.30	0.08	0.088	0.572	0.502	0.30	0.088	0.572	0.502	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 4C	1541.57	1545.42	-1214.82	-1218.67	3.85	0.61	0.16	0.111	0.302	0.518	0.61	0.111	0.302	0.518	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 4C	1530.88	1535.42	-1213.28	-1217.82	4.54	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
IG YATES 9A	260.91	Zone 4C	1475.97	1480.06	-1215.06	-1219.15	4.09	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 4C	1486.42	1488.93	-1225.82	-1228.33	2.51	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
ASHE C6	292.30	Zone 4C	1534.77	1536.59	-1242.47	-1244.29	1.82	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
ASHE C5	274.32	Zone 4C	1514.12	1517.68	-1239.80	-1243.36	3.56	0.61	0.17	0.089	0.765	0.493	0.15	0.105	0.567	0.521	Oil	-1242.00
C YATES 9	299.01	Zone 4D	1553.73	1556.74	-1254.72	-1257.73	3.01	1.68	0.56	0.116	0.313	0.501	1.52	0.121	0.298	0.501	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 4D	1544.89	1547.07	-1224.85	-1227.03	2.18	0.15	0.07	0.066	0.515	0.541	0.15	0.066	0.515	0.541	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 4D	1550.56	1554.33	-1223.81	-1227.58	3.77	0.69	0.18	0.103	0.000	0.531	0.69	0.103	0.000	0.531	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 4D	1541.54	1545.31	-1223.94	-1227.71	3.77	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
IG YATES 9A	260.91	Zone 4D	1483.92	1486.65	-1223.01	-1225.74	2.73	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
ASHE C6	292.30	Zone 4D	1538.62	1541.43	-1246.32	-1249.13	2.81	0.61	0.22	0.286	0.055	0.340	0.61	0.286	0.055	0.340	Oil	
ASHE C5	274.32	Zone 4D	1520.31	1523.15	-1245.99	-1248.83	2.84	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		-1257.73
C YATES 9	299.01	Zone 4E	1557.35	1560.95	-1258.34	-1261.94	3.60	1.82	0.51	0.091	0.424	0.420	0.76	0.136	0.230	0.380	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 4E	1539.03	1540.49	-1238.80	-1240.26	1.46	1.35	0.93	0.094	0.280	0.307	1.35	0.094	0.280	0.307	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 4E	1548.62	1551.43	-1228.58	-1231.39	2.81	1.98	0.71	0.082	0.528	0.373	1.22	0.092	0.442	0.440	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 4E	1558.52	1561.33	-1231.77	-1234.58	2.81	2.13	0.76	0.106	0.324	0.250	2.13	0.106	0.324	0.250	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 4E	1548.06	1550.90	-1230.46	-1233.30	2.84	0.91	0.32	0.070	0.411	0.466	0.76	0.076	0.352	0.487	Oil	
IG YATES 9A	260.91	Zone 4E	1489.28	1493.05	-1228.37	-1232.14	3.77	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 4E	1498.89	1502.21	-1238.29	-1241.61	3.32	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
ASHE C6	292.30	Zone 4E	1544.72	1547.56	-1252.42	-1255.26	2.84	2.00	0.70	0.116	0.302	0.247	1.54	0.127	0.221	0.312	Oil	-1261.94
C YATES 9	299.01	Zone 5	1563.96	1570.29	-1264.95	-1271.28	6.33	0.61	0.10	0.153	0.210	0.495	0.46	0.189	0.170	0.501	Gas	
B YATES 11	300.23	Zone 5	1545.14	1550.30	-1244.91	-1250.07	5.16	4.84	0.94	0.111	0.240	0.353	4.69	0.113	0.236	0.349	Gas	
B YATES 18D	320.04	Zone 5	1554.81	1562.06	-1234.77	-1242.02	7.25	2.59	0.36	0.138	0.206	0.411	2.59	0.138	0.206	0.411	Gas	
B YATES 15	326.75	Zone 5	1564.71	1571.99	-1237.96	-1245.24	7.28	1.98	0.27	0.181	0.089	0.362	1.98	0.181	0.089	0.362	Gas	
B YATES 13	317.60	Zone 5	1553.80	1563.05	-1236.20	-1245.45	9.25	0.76	0.08	0.120	0.043	0.517	0.76	0.120	0.043	0.517	Gas	
IG YATES 9A	260.91	Zone 5	1497.46	1503.59	-1236.55	-1242.68	6.13	0.61	0.10	0.203	0.041	0.404	0.61	0.203	0.041	0.404	Gas	
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 5	1505.79	1513.09	-1245.19	-1252.49	7.30	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
ASHE C6	292.30	Zone 5	1550.05	1557.37	-1257.75	-1265.07	7.32	2.74	0.38	0.172	0.173	0.365	2.74	0.172	0.173	0.365	Gas	
ASHE C5	274.32	Zone 5	1532.19	1538.99	-1257.87	-1264.67	6.80	0.30	0.05	0.045	0.001	0.537	0.30	0.045	0.001	0.537	Gas	-1265.00

C YATES 9	299.01	Zone 6	1580.58	1582.75	-1281.57	-1283.74	2.17	0.30	0.14	0.058	0.754	0.267	0.00	---	---	---		
B YATES 11	300.23	Zone 6	1562.66	1564.97	-1262.43	-1264.74	2.31	1.19	0.52	0.087	0.425	0.452	1.04	0.093	0.407	0.444	Gas	
B YATES 18D	320.04	Zone 6	1576.14	1577.96	-1256.10	-1257.92	1.82	1.58	0.87	0.098	0.312	0.310	1.28	0.108	0.238	0.381	Gas	
B YATES 15	326.75	Zone 6	1584.43	1588.51	-1257.68	-1261.76	4.08	1.98	0.49	0.236	0.052	0.321	1.98	0.236	0.052	0.321	Gas	
B YATES 13	317.60	Zone 6	1574.65	1578.28	-1257.05	-1260.68	3.63	1.17	0.32	0.083	0.464	0.506	0.56	0.104	0.311	0.496	Gas	
IG YATES 9A	260.91	Zone 6	1518.61	1520.20	-1257.70	-1259.29	1.59	0.91	0.58	0.197	0.308	0.286	0.61	0.258	0.252	0.240	Gas	
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 6	1527.89	1529.89	-1267.29	-1269.29	2.00	0.46	0.23	0.056	0.632	0.385	0.15	0.072	0.524	0.323	Gas	
ASHE C6	292.30	Zone 6	1571.21	1574.68	-1278.91	-1282.38	3.47	2.74	0.79	0.118	0.331	0.152	2.74	0.118	0.331	0.152	Gas	
ASHE C5	274.32	Zone 6	1552.45	1555.52	-1278.13	-1281.20	3.07	1.22	0.40	0.167	0.278	0.103	1.22	0.167	0.278	0.103	Gas	-1282.38
C YATES 9	299.01	Zone 7	1584.46	1589.45	-1285.45	-1290.44	4.99	4.87	0.98	0.148	0.100	0.060	4.87	0.148	0.100	0.060	Gas	
B YATES 11	300.23	Zone 7	1567.67	1572.48	-1267.44	-1272.25	4.81	3.65	0.76	0.141	0.171	0.237	3.65	0.141	0.171	0.237	Gas	
B YATES 18D	320.04	Zone 7	1581.56	1584.34	-1261.52	-1264.30	2.78	2.78	1.00	0.087	0.294	0.137	2.48	0.089	0.247	0.150	Gas	
B YATES 15	326.75	Zone 7	1592.37	1596.45	-1265.62	-1269.70	4.08	3.49	0.86	0.157	0.069	0.254	3.49	0.157	0.069	0.254	Gas	
B YATES 13	317.60	Zone 7	1581.70	1584.64	-1264.10	-1267.04	2.94	2.79	0.95	0.088	0.433	0.160	2.48	0.090	0.407	0.169	Gas	
IG YATES 9A	260.91	Zone 7	1524.51	1527.68	-1263.60	-1266.77	3.17	1.68	0.53	0.071	0.407	0.293	1.22	0.076	0.307	0.388	Gas	
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 7	1533.46	1535.97	-1272.86	-1275.37	2.51	2.51	1.00	0.133	0.191	0.020	2.51	0.133	0.191	0.020	Gas	
ASHE C6	292.30	Zone 7	1576.59	1581.22	-1284.29	-1288.92	4.63	2.44	0.53	0.107	0.232	0.193	2.44	0.107	0.232	0.193	Gas	
ASHE C5	274.32	Zone 7	1558.21	1561.32	-1283.89	-1287.00	3.11	0.76	0.25	0.074	0.159	0.387	0.76	0.074	0.159	0.387	Gas	-1290.44
C YATES 9	299.01	Zone 8	1592.21	1595.48	-1293.20	-1296.47	3.27	2.13	0.65	0.053	0.493	0.282	1.52	0.056	0.441	0.258	Gas	
B YATES 11	300.23	Zone 8	1579.02	1582.28	-1278.79	-1282.05	3.26	2.44	0.75	0.079	0.363	0.271	2.44	0.079	0.363	0.271	Gas	
B YATES 18D	320.04	Zone 8	1587.79	1589.06	-1267.75	-1269.02	1.27	0.81	0.64	0.065	0.530	0.347	0.45	0.081	0.442	0.364	Gas	
B YATES 15	326.75	Zone 8	1598.66	1601.13	-1271.91	-1274.38	2.47	2.32	0.94	0.188	0.149	0.223	2.32	0.188	0.149	0.223	Gas	
B YATES 13	317.60	Zone 8	1591.59	1593.43	-1273.99	-1275.83	1.84	0.93	0.50	0.130	0.242	0.458	0.77	0.144	0.209	0.484	Gas	
IG YATES 9A	260.91	Zone 8	1533.67	1536.88	-1272.76	-1275.97	3.21	2.90	0.90	0.100	0.211	0.189	2.90	0.100	0.211	0.189	Gas	
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 8	1536.64	1538.46	-1276.04	-1277.86	1.82	1.82	1.00	0.091	0.285	0.170	1.82	0.091	0.285	0.170	Gas	
ASHE C6	292.30	Zone 8	1583.91	1586.61	-1291.61	-1294.31	2.70	1.83	0.68	0.083	0.287	0.219	1.83	0.083	0.287	0.219	Gas	
ASHE C5	274.32	Zone 8	1570.14	1576.30	-1295.82	-1301.98	6.16	4.53	0.74	0.188	0.142	0.197	4.53	0.188	0.142	0.197	Gas	-1301.68
C YATES 9	299.01	Zone 9	1598.21	1601.14	-1299.20	-1302.13	2.93	1.76	0.60	0.076	0.388	0.187	1.46	0.081	0.343	0.131	Gas	
B YATES 18D	320.04	Zone 9	1593.23	1595.41	-1273.19	-1275.37	2.18	1.98	0.91	0.132	0.290	0.102	1.98	0.132	0.290	0.102	Gas	
IG YATES 9A	260.91	Zone 9	1542.18	1546.59	-1281.27	-1285.68	4.41	0.61	0.14	0.100	0.031	0.410	0.61	0.100	0.031	0.410	Gas	
ASHE C6	292.30	Zone 9	1594.75	1597.96	-1302.45	-1305.66	3.21	2.59	0.81	0.102	0.253	0.097	2.59	0.102	0.253	0.097	Gas	
ASHE C5	274.32	Zone 9	1578.91	1580.11	-1304.59	-1305.79	1.20	0.46	0.38	0.213	0.113	0.419	0.46	0.213	0.113	0.419	Gas	-1305.70

C YATES 9	299.01	Zone 10	1604.24	1617.62	-1305.23	-1318.61	13.38	8.23	0.62	0.059	0.619	0.425	3.66	0.063	0.539	0.413	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 10	1588.61	1597.39	-1288.38	-1297.16	8.78	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
B YATES 18D	320.04	Zone 10	1598.65	1609.41	-1278.61	-1289.37	10.76	9.30	0.86	0.089	0.374	0.426	9.30	0.089	0.374	0.426	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 10	1610.80	1621.78	-1284.05	-1295.03	10.98	2.29	0.21	0.067	0.418	0.521	2.29	0.067	0.418	0.521	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 10	1600.65	1611.80	-1283.05	-1294.20	11.15	8.99	0.81	0.086	0.468	0.435	8.38	0.087	0.459	0.429	Oil	
IG YATES 9A	260.91	Zone 10	1548.40	1560.23	-1287.49	-1299.32	11.83	0.15	0.01	0.062	0.645	0.529	0.00	---	---	---		
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 10	1546.07	1552.12	-1285.47	-1291.52	6.05	1.63	0.27	0.048	0.937	0.241	0.00	---	---	---		
ASHE C6	292.30	Zone 10	1599.25	1610.79	-1306.95	-1318.49	11.54	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
ASHE C5	274.32	Zone 10	1592.04	1599.05	-1317.72	-1324.73	7.01	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		-1317.00
C YATES 9	299.01	Zone 11	1618.75	1623.95	-1319.74	-1324.94	5.20	0.61	0.12	0.110	0.380	0.362	0.46	0.127	0.315	0.425	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 11	1601.62	1603.44	-1301.39	-1303.21	1.82	1.52	0.84	0.122	0.303	0.191	1.52	0.122	0.303	0.191	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 11	1610.50	1615.96	-1290.46	-1295.92	5.46	1.19	0.22	0.088	0.385	0.334	1.05	0.089	0.346	0.348	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 11	1624.04	1625.63	-1297.29	-1298.88	1.59	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
B YATES 13	317.60	Zone 11	1612.94	1614.52	-1295.34	-1296.92	1.58	0.76	0.48	0.071	0.687	0.510	0.00	---	---	---		
IG YATES 9A	260.91	Zone 11	1561.87	1564.56	-1300.96	-1303.65	2.69	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 11	1553.30	1555.87	-1292.70	-1295.27	2.57	2.48	0.96	0.081	0.462	0.215	2.13	0.086	0.417	0.204	Oil	
ASHE C6	292.30	Zone 11	1614.36	1623.72	-1322.06	-1331.42	9.36	4.57	0.49	0.122	0.440	0.074	4.11	0.124	0.422	0.056	Oil	
ASHE C5	274.32	Zone 11	1601.37	1606.82	-1327.05	-1332.50	5.45	2.44	0.45	0.111	0.206	0.132	2.44	0.111	0.206	0.132	Oil	-1332.00
C YATES 9	299.01	Zone 12	1630.95	1635.86	-1331.94	-1336.85	4.91	4.11	0.84	0.083	0.317	0.188	3.35	0.091	0.267	0.149	Gas	
B YATES 11	300.23	Zone 12	1605.25	1609.35	-1305.02	-1309.12	4.10	4.10	1.00	0.090	0.316	0.193	3.89	0.090	0.299	0.199	Gas	
B YATES 18D	320.04	Zone 12	1619.43	1625.43	-1299.39	-1305.39	6.00	6.00	1.00	0.105	0.190	0.082	6.00	0.105	0.190	0.082	Gas	
B YATES 15	326.75	Zone 12	1629.05	1630.63	-1302.30	-1303.88	1.58	1.07	0.68	0.198	0.240	0.275	1.07	0.198	0.240	0.275	Gas	
B YATES 13	317.60	Zone 12	1616.57	1619.74	-1298.97	-1302.14	3.17	2.44	0.77	0.118	0.310	0.233	2.44	0.118	0.310	0.233	Gas	
IG YATES 9A	260.91	Zone 12	1566.88	1569.95	-1305.97	-1309.04	3.07	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 12	1557.43	1560.81	-1296.83	-1300.21	3.38	3.07	0.91	0.081	0.391	0.461	3.07	0.081	0.391	0.461	Gas	
ASHE C6	292.30	Zone 12	1629.27	1636.60	-1336.97	-1344.30	7.33	2.34	0.32	0.097	0.086	0.467	2.34	0.097	0.086	0.467	Gas	
ASHE C5	274.32	Zone 12	1609.59	1617.18	-1335.27	-1342.86	7.59	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		-1344.30
C YATES 9	299.01	Zone 13	1638.91	1646.58	-1339.90	-1347.57	7.67	7.32	0.95	0.091	0.210	0.051	7.32	0.091	0.210	0.051	Gas	
B YATES 11	300.23	Zone 13	1613.94	1619.87	-1313.71	-1319.64	5.93	4.20	0.71	0.139	0.139	0.139	4.20	0.139	0.139	0.139	Gas	
B YATES 18D	320.04	Zone 13	1628.16	1634.52	-1308.12	-1314.48	6.36	6.35	1.00	0.116	0.155	0.255	6.35	0.116	0.155	0.255	Gas	
B YATES 15	326.75	Zone 13	1632.22	1642.89	-1305.47	-1316.14	10.67	3.35	0.31	0.114	0.157	0.268	3.35	0.114	0.157	0.268	Gas	
B YATES 13	317.60	Zone 13	1620.99	1632.51	-1303.39	-1314.91	11.52	5.33	0.46	0.119	0.115	0.323	5.33	0.119	0.115	0.323	Gas	

IG YATES 9A	260.91	Zone 13	1573.39	1585.47	-1312.48	-1324.56	12.08	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---	Gas	
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 13	1561.69	1572.53	-1301.09	-1311.93	10.84	2.74	0.25	0.066	0.926	0.478	0.00	---	---	---	Gas	
ASHE C6	292.30	Zone 13	1644.71	1656.74	-1352.41	-1364.44	12.03	6.93	0.58	0.113	0.307	0.326	5.49	0.129	0.264	0.356	Gas	
ASHE C5	274.32	Zone 13	1621.65	1631.65	-1347.33	-1357.33	10.00	3.62	0.36	0.103	0.264	0.312	3.16	0.108	0.208	0.292	Gas	-1362.70
C YATES 9	299.01	Zone 14	1648.21	1658.51	-1349.20	-1359.50	10.30	3.51	0.34	0.058	0.688	0.436	0.46	0.077	0.518	0.493	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 14	1624.59	1630.05	-1324.36	-1329.82	5.46	5.46	1.00	0.080	0.362	0.089	5.40	0.080	0.359	0.086	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 14	1638.34	1645.24	-1318.30	-1325.20	6.90	6.71	0.97	0.097	0.363	0.093	6.71	0.097	0.363	0.093	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 14	1650.39	1657.30	-1323.64	-1330.55	6.91	6.12	0.89	0.107	0.274	0.289	6.12	0.107	0.274	0.289	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 14	1638.68	1646.75	-1321.08	-1329.15	8.07	5.17	0.64	0.102	0.255	0.258	5.17	0.102	0.255	0.258	Oil	
IG YATES 9A	260.91	Zone 14	1594.33	1598.55	-1333.42	-1337.64	4.22	2.44	0.58	0.070	0.445	0.377	1.83	0.076	0.388	0.409	Oil	
L. O. FANCHER 2	260.60	Zone 14	1575.01	1579.49	-1314.41	-1318.89	4.48	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---	Oil	
ASHE C6	292.30	Zone 14	1667.17	1675.80	-1374.87	-1383.50	8.63	0.46	0.05	0.067	0.695	0.444	0.15	0.082	0.554	0.452	Oil	
ASHE C5	274.32	Zone 14	1632.25	1645.08	-1357.93	-1370.76	12.83	0.46	0.04	0.157	0.614	0.521	0.15	0.159	0.582	0.504	Oil	-1377.70
C YATES 9	299.01	Zone 15	1665.23	1668.29	-1366.22	-1369.28	3.06	0.96	0.31	0.053	0.682	0.379	0.00	---	---	---	Gas	
B YATES 11	300.23	Zone 15	1631.86	1638.56	-1331.63	-1338.33	6.70	1.83	0.27	0.078	0.325	0.365	1.68	0.080	0.308	0.365	Gas	
B YATES 18D	320.04	Zone 15	1649.74	1653.06	-1329.70	-1333.02	3.32	3.32	1.00	0.119	0.284	0.140	3.27	0.120	0.281	0.137	Gas	
B YATES 15	326.75	Zone 15	1659.62	1664.56	-1332.87	-1337.81	4.94	4.94	1.00	0.122	0.256	0.272	4.94	0.122	0.256	0.272	Gas	
B YATES 13	317.60	Zone 15	1648.56	1653.55	-1330.96	-1335.95	4.99	2.47	0.49	0.071	0.499	0.389	2.16	0.075	0.472	0.403	Gas	
IG YATES 9A	260.91	Zone 15	1600.49	1603.18	-1339.58	-1342.27	2.69	0.30	0.11	0.104	0.220	0.400	0.30	0.104	0.220	0.400	Gas	
ASHE C6	292.30	Zone 15	1678.41	1693.65	-1386.11	-1401.35	15.24	4.27	0.28	0.071	0.329	0.330	4.27	0.071	0.329	0.330	Gas	
ASHE C5	274.32	Zone 15	1652.63	1657.36	-1378.31	-1383.04	4.73	3.51	0.74	0.177	0.062	0.125	3.51	0.177	0.062	0.125	Gas	-1393.70
C YATES 9	299.01	Zone 16	1680.02	1685.04	-1381.01	-1386.03	5.02	2.43	0.48	0.069	0.556	0.284	1.49	0.078	0.500	0.324	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 16	1645.57	1652.65	-1345.34	-1352.42	7.08	1.52	0.22	0.072	0.445	0.507	1.37	0.074	0.430	0.504	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 16	1666.08	1674.25	-1346.04	-1354.21	8.17	3.66	0.45	0.087	0.445	0.331	2.90	0.081	0.330	0.401	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 16	1669.46	1675.35	-1342.71	-1348.60	5.89	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 16	1660.81	1666.95	-1343.21	-1349.35	6.14	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---	Oil	
IG YATES 9A	260.91	Zone 16	1616.64	1620.87	-1355.73	-1359.96	4.23	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---	Oil	
ASHE C6	292.30	Zone 16	1695.65	1711.10	-1403.35	-1418.80	15.45	3.51	0.23	0.086	0.508	0.409	4.27	0.071	0.329	0.330	Oil	
ASHE C5	274.32	Zone 16	1660.57	1667.59	-1386.25	-1393.27	7.02	4.02	0.57	0.139	0.192	0.199	3.56	0.148	0.158	0.172	Oil	-1416.70
C YATES 9	299.01	Zone 17	1692.60	1698.06	-1393.59	-1399.05	5.46	2.23	0.41	0.071	0.573	0.323	1.16	0.081	0.478	0.314	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 17	1654.66	1664.11	-1354.43	-1363.88	9.45	2.90	0.31	0.065	0.409	0.470	2.74	0.066	0.401	0.473	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 17	1677.30	1687.47	-1357.26	-1367.43	10.17	8.84	0.87	0.119	0.200	0.241	8.84	0.119	0.200	0.241	Oil	

B YATES 15	326.75	Zone 17	1682.17	1685.11	-1355.42	-1358.36	2.94	1.68	0.57	0.159	0.214	0.430	1.68	0.159	0.214	0.430	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 17	1673.76	1675.80	-1356.16	-1358.20	2.04	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---	Oil	
IG YATES 9A	260.91	Zone 17	1623.94	1628.57	-1363.03	-1367.66	4.63	2.74	0.59	0.059	0.451	0.321	2.44	0.061	0.428	0.340	Oil	
ASHE C6	292.30	Zone 17	1713.02	1716.23	-1420.72	-1423.93	3.21	1.83	0.57	0.095	0.297	0.412	1.83	0.095	0.297	0.412	Oil	
ASHE C5	274.32	Zone 17	1675.61	1678.80	-1401.29	-1404.48	3.19	0.76	0.24	0.063	0.363	0.470	0.46	0.073	0.243	0.514	Oil	-1423.93
C YATES 9	299.01	Zone 18	1701.33	1705.15	-1402.32	-1406.14	3.82	1.52	0.40	0.060	0.705	0.329	0.46	0.070	0.538	0.318	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 18	1666.30	1669.82	-1366.07	-1369.59	3.52	3.17	0.90	0.093	0.420	0.345	3.17	0.093	0.420	0.345	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 18	1690.21	1694.93	-1370.17	-1374.89	4.72	4.72	1.00	0.073	0.353	0.354	4.72	0.073	0.353	0.354	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 18	1692.28	1705.67	-1365.53	-1378.92	13.39	9.99	0.75	0.123	0.386	0.187	9.69	0.125	0.381	0.182	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 18	1681.47	1692.60	-1363.87	-1375.00	11.13	5.49	0.49	0.072	0.387	0.353	5.03	0.075	0.371	0.360	Oil	
IG YATES 9A	260.91	Zone 18	1641.15	1645.97	-1380.24	-1385.06	4.82	4.42	0.92	0.061	0.347	0.444	4.42	0.061	0.347	0.444	Oil	
ASHE C6	292.30	Zone 18	1718.04	1723.05	-1425.74	-1430.75	5.01	4.72	0.94	0.095	0.248	0.085	4.72	0.095	0.248	0.085	Oil	
ASHE C5	274.32	Zone 18	1680.62	1684.03	-1406.30	-1409.71	3.41	0.15	0.05	0.104	0.182	0.500	0.15	0.104	0.182	0.500	Oil	1430.75
C YATES 9	299.01	Zone 19	1706.78	1719.32	-1407.77	-1420.31	12.54	7.18	0.57	0.068	0.710	0.306	1.37	0.103	0.400	0.416	Gas	
B YATES 11	300.23	Zone 19	1672.00	1687.81	-1371.77	-1387.58	15.81	10.17	0.64	0.092	0.328	0.265	8.59	0.100	0.296	0.245	Gas	
B YATES 18D	320.04	Zone 19	1699.02	1710.71	-1378.98	-1390.67	11.69	9.86	0.84	0.117	0.222	0.160	9.10	0.121	0.193	0.168	Gas	
B YATES 15	326.75	Zone 19	1710.21	1717.70	-1383.46	-1390.95	7.49	7.49	1.00	0.178	0.213	0.190	7.49	0.178	0.213	0.190	Gas	
B YATES 13	317.60	Zone 19	1696.46	1703.49	-1378.86	-1385.89	7.03	3.64	0.52	0.058	0.658	0.470	1.52	0.070	0.540	0.505	Gas	
IG YATES 9A	260.91	Zone 19	1650.06	1653.43	-1389.15	-1392.52	3.37	2.34	0.69	0.078	0.346	0.092	2.18	0.080	0.332	0.098	Gas	
ASHE C6	292.30	Zone 19	1728.38	1736.49	-1436.08	-1444.19	8.11	6.25	0.77	0.067	0.446	0.501	6.10	0.067	0.442	0.500	Gas	
ASHE C5	274.32	Zone 19	1693.33	1699.01	-1419.01	-1424.69	5.68	2.90	0.51	0.172	0.238	0.116	2.90	0.172	0.238	0.116	Gas	-1444.19
C YATES 9	299.01	Zone 20	1721.75	1727.45	-1422.74	-1428.44	5.70	5.02	0.88	0.069	0.732	0.135	0.46	0.099	0.534	0.341	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 20	1701.69	1707.15	-1401.46	-1406.92	5.46	4.66	0.85	0.076	0.351	0.388	4.50	0.077	0.345	0.383	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 20	1719.54	1727.35	-1399.50	-1407.31	7.81	7.69	0.98	0.092	0.388	0.374	7.69	0.092	0.388	0.374	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 20	1733.76	1741.08	-1407.01	-1414.33	7.32	7.03	0.96	0.098	0.486	0.353	6.27	0.101	0.467	0.345	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 20	1716.82	1722.21	-1399.22	-1404.61	5.39	4.46	0.83	0.076	0.496	0.400	3.96	0.078	0.482	0.387	Oil	
IG YATES 9A	260.91	Zone 20	1677.35	1684.16	-1416.44	-1423.25	6.81	6.75	0.99	0.079	0.396	0.455	6.75	0.079	0.396	0.455	Oil	
ASHE C6	292.30	Zone 20	1743.30	1750.13	-1451.00	-1457.83	6.83	6.79	0.99	0.111	0.178	0.086	6.79	0.111	0.178	0.086	Oil	
ASHE C5	274.32	Zone 20	1704.91	1713.08	-1430.59	-1438.76	8.17	2.81	0.34	0.074	0.586	0.477	1.37	0.085	0.529	0.429	Oil	-1457.83
C YATES 9	299.01	Zone 21	1730.31	1739.20	-1431.30	-1440.19	8.89	8.65	0.97	0.134	0.144	0.158	8.65	0.134	0.144	0.158	Gas	
B YATES 11	300.23	Zone 21	1711.14	1726.68	-1410.91	-1426.45	15.54	15.54	1.00	0.130	0.153	0.137	15.54	0.130	0.153	0.137	Gas	
B YATES 18D	320.04	Zone 21	1729.57	1737.53	-1409.53	-1417.49	7.96	7.96	1.00	0.113	0.236	0.040	7.96	0.113	0.236	0.040	Gas	

B YATES 15	326.75	Zone 21	1746.47	1756.08	-1419.72	-1429.33	9.61	9.61	1.00	0.180	0.124	0.044	9.61	0.180	0.124	0.044	Gas	
B YATES 13	317.60	Zone 21	1724.24	1736.27	-1406.64	-1418.67	12.03	9.04	0.75	0.106	0.344	0.073	8.44	0.109	0.331	0.072	Gas	
IG YATES 9A	260.91	Zone 21	1692.11	1700.72	-1431.20	-1439.81	8.61	7.70	0.89	0.100	0.242	0.114	7.54	0.101	0.238	0.116	Gas	
ASHE C6	292.30	Zone 21	1750.73	1765.81	-1458.43	-1473.51	15.08	8.96	0.59	0.079	0.435	0.239	7.74	0.082	0.413	0.259	Gas	
ASHE C5	274.32	Zone 21	1720.11	1734.41	-1445.79	-1460.09	14.30	7.62	0.53	0.144	0.227	0.132	7.62	0.144	0.227	0.132	Gas	-1471.70
C YATES 9	299.01	Zone 22	1740.29	1753.73	-1441.28	-1454.72	13.44	6.12	0.46	0.079	0.351	0.316	5.68	0.081	0.333	0.311	Oil	
B YATES 11	300.23	Zone 22	1727.68	1733.50	-1427.45	-1433.27	5.82	4.60	0.79	0.068	0.359	0.287	4.60	0.068	0.359	0.287	Oil	
B YATES 18D	320.04	Zone 22	1738.80	1747.34	-1418.76	-1427.30	8.54	3.36	0.39	0.067	0.260	0.361	3.21	0.068	0.244	0.356	Oil	
B YATES 15	326.75	Zone 22	1758.39	1767.22	-1431.64	-1440.47	8.83	8.22	0.93	0.089	0.310	0.292	8.07	0.090	0.307	0.293	Oil	
B YATES 13	317.60	Zone 22	1740.58	1748.52	-1422.98	-1430.92	7.94	7.64	0.96	0.081	0.516	0.249	6.51	0.085	0.498	0.253	Oil	
IG YATES 9A	260.91	Zone 22	1703.91	1709.13	-1443.00	-1448.22	5.22	5.22	1.00	0.118	0.298	0.335	5.22	0.118	0.298	0.335	Oil	
ASHE C6	292.30	Zone 22	1766.49	1768.08	-1474.19	-1475.78	1.59	0.00	0.00	---	---	---	0.00	---	---	---		-1454.72

