

## LAPORAN PENELITIAN SKRIPSI

**GEOLOGI DAN STUDI KARAKTERISTIK RESERVOAR,  
LAPISAN “H”, FORMASI CIBULAKAN ATAS,  
LAPANGAN “NIND”, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA,  
KABUPATEN INDRAMAYU, PROVINSI JAWABARAT**

Oleh :

**MOH.ROBY DARMAWAN**

**111.080.186**



**PROGRAM STUDI TEKNIK GEOLOGI  
FAKULTAS TEKNOLOGI MINERAL  
UNIVERSITAS PEMBANGUNAN NASIONAL “VETERAN”  
YOGYAKARTA**

**2012**

## SARI

### **KARAKTERISTIK DAN PENYEBARAN RESERVOIR PADA LAPISAN “H”, LAPANGAN “NIND” FORMASI CIBULAKAN ATAS CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA DENGAN MENGGUNAKAN DATA SUMUR DAN SEISMIK**

OLEH :

**MOH.ROBY DARMAWAN**

111.080.186

Penelitian ini dilakukan pada Lapangan “NIND”, Lapisan ‘H’ Formasi Cibulakan Atas, Cekungan Jawa Barat Utara. Cekungan Jawa Barat Utara, termasuk dalam konsesi PT. Pertamina Ep Region Jawa. Secara keseluruhan luas Cekungan Jawa barat Utara kurang lebih 7000 kilometer persegi dan daerah penelitian termasuk kedalam konsesi Cekungan Jawa Barat Utara dengan luas kurang lebih 20 kilometer persegi. Struktur utama yang berkembang pada cekungan ini adalah sesar-sesar normal yang relatif berarah timur laut - tenggara dan arah sedimentasi secara umum dengan arah utara – selatan, sedangkan pada lokasi penelitian cenderung timur – barat.

Studi karakterisasi reservoir ini untuk mengetahui karakteristik suatu reservoir pada Lapisan ‘H’ lapangan ‘Cemara’ Formasi Cibulakan Atas terdapat pada Cekungan Jawa Barat Utara yang bertujuan untuk mengidentifikasi pola pengendapan dan struktur geologi daerah telitian, menentukan pola penyebaran reservoir berdasarkan analisis data sumur dan seismik, memetakan penyebaran reservoir yang mencangkup peta – peta bawah permukaan antara lain : *depth struktur lapisan “H”, depth struktur bottom formasi parigidepth sruktur formasi top formasi batu raja, peta gross sand, net sand, net pay oil, iso saturasi, iso permeability, iso porosity.*

Metode yang dilakukan dalam penelitian karakterisasi reservoir adalah deskriptif analisis dengan mengintegrasikan data sumur (data log dan *cutting*) dan seismik. Analisis data log dan *cutting* (sumur GTA-01, GTA-02, GTA-03, GTA-04, GTA-05, GTA-06, GTA-07, GTA-10, GTA-11, GTA-12, GTA-13, GTA-14, GTA-15, GTA-16, GTA-17, GTA-19, GTA-20) meliputi interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif. Data seismik (*seismic 3D*) digunakan sebagai data pendukung untuk mengetahui geologi bawah permukaan. Litologi penyusun pada Lapisan ‘H’ yaitu, batulempung, batupasir dan batu gamping. Lapisan ‘H’ disusun oleh batupasir dengan tebal antara 5 – 12 meter (*gross*) dan 3 – 9 meter (*clean*).

Lingkungan pengendapan pada Lapisan “H” yaitu *marine* khususnya *lower shorface* dengan fasies *tidal bar, sub marine canyon – fill, shorface* dan *Storm – dominated shelf*. Dimana *tidal bar* dicirikan dengan pola log *bell shape*, *marine canyon – fill* dicirikan dengan pola log *cylindrical*, *shorface* dicirikan dengan pola log *funnell shape* dan *Storm – dominated shelf* dicirikan dengan pola log *serrated*. Geometri batupasir Lapisan “H” Formasi Cibulakan Atas mengalami penipisan kandungan sand dari arah timur laut ke tenggara

**HALAMAN PENGESAHAN SKRIPSI**

**GEOLOGI DAN STUDI KARAKTERISTIK RESERVOAR, LAPISAN “H”,  
FORMASI CIBULAKAN ATAS, LAPANGAN “NIND”, CEKUNGAN  
JAWA BARAT UTARA,  
KABUPATEN INDRAMAYU, PROVINSI JAWABARAT**

**LAPORAN PENELITIAN SKRIPSI**

**OLEH :**  
**MOH. ROBY DARMAWAN**  
**111.080.186**

Disusun Sebagai Salah Satu Syarat  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik Geologi

Yogyakarta, 19 Desember 2012

Menyetujui,  
Pembimbing I

Pembimbing II

Ir. Sapto Kis Sudaryono, M.T  
NIP. 19630624 19903 1 001

Ir. Kuwat Santosa, M.T  
NIP. 19530721 198603 1 001

Mengetahui,  
Ketua Program Studi

Ir. H. Sugeng Raharjo, M.T  
NIP. 19581208 199203 1 001

## **KATA PENGANTAR**

Segala puji dan syukur penyusun panjatkan kehadiran Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya akhirnya penyusun dapat menyelesaikan Laporan Penelitian Skripsi ini dengan judul “Geologi dan Studi Karakteristik Reservoir, Lapisan “H” , Formasi Cibulakan Atas, Lapangan “Nind”, Cekungan Jawa Barat Utara, Kabupaten Indramayu, Provinsi Jawa Barat” Laporan Penelitian Skripsi ini disusun setelah melakukan serangkaian kegiatan di Perusahaan minyak PT.PERTAMINA EP Region Jawa.

Penyusun menyadari bahwa laporan ini masih jauh dari kesempurnaan, dan ketidaksempurnaan ini semata-mata disebabkan karena berbagai keterbatasan kemampuan yang penyusun miliki. Oleh karena itu segala saran dan masukan sangat penyusun harapkan untuk penyempurnaannya dan demi kemajuan penyusun di masa yang akan datang. Akhirnya penyusun berharap bahwa laporan ini dapat memberikan manfaat praktis bagi penyusun sendiri dan bagi para pembaca pada umumnya.

Yogyakarta, Desember 2012

Penyusun

Moh.Roby Darmawan

## HALAMAN PERSEMBAHAN

Dengan terselesaikannya laporan skripsi ini, maka penyusun mengucapkan terimakasih sebesar-besarnya kepada:

1. Allah SWT atas semua limpahan Berkah dan Rahmat-Nya yang tak terhingga
2. Kepada orang tua yang telah memberikan dukungan baik secara moril dan materil, terima kasih ya Mama dan Bapak untuk dukungannya kepada anak kalian ini.
3. Nur Insi Novianti A.Md. Keb Pujaan hati ku Tanks very much telah menemaniku.
4. Ir. Sapto Kis Sudaryono, M.T selaku dosen pembimbing I Skripsi.
5. Ir. Kuwat Santoso, M.T selaku dosen pembimbing II Skripsi.
6. Mas Nanang, S.T selaku pembimbing di perusahaan PT. PERTAMINA EP Region Jawa, terima kasih mas atas ilmunya.
7. Om Apip yang telah membantu dalam Mengenal software di Pertamina EP
8. Untuk PANGLIMA “08” terimakasih untuk semua waktu yang kita habis kan bareng, terutama buat Facrul Rozi, S.T, Gilang Ramadhan, S.T, M.Jaelani Ruslan, S.T dan KPC , Leo rinardo S, Nixon Siahaan, Adadianto, Botak arief terimakasih buat semua support nya.
9. T.A SeQUAD PERTAMINA yang sudah berjuang dari awal datang ke kota ini sampai semuanya lulus, thank’s brader!
10. Team Divisi Exploitation Support PT.Pertamina EP Region Jawa (Mas Reza, Mas Apip, Mas Lutfi, Mas Naim, Pak Taufik, Mba Deta, dll yang ga bisa disebutkan satu – satu) yang telah membantu untuk menyelesaikan laporan ini, terimakasih atas bantuannya.

Cirebon, 11 Januari 2012  
No. 0099 / EP7150/2012-S8

Lampiran : -  
Perihal : **Permohonan Kerja Praktek & Tugas Akhir**

Kepada Yth.  
Ketua Jurusan Teknik Geologi  
UPN "Veteran" Yogyakarta  
Jl. SWK 104 (Lingkar Utara) Condongcatur  
Yogyakarta 55283

Dengan hormat,

Menunjuk :

1. Surat Ketua Jurusan Teknik Geologi UPN "Veteran" Yogyakarta No. B/ /IX/2011/TG tanggal 19 Oktober 2011 perihal Permohonan Tugas Akhir.
2. Surat Ketua Jurusan Teknik Geologi UPN "Veteran" Yogyakarta No. B/185/2011/TG tanggal 01 Nopember 2011 perihal Permohonan Tempat Kerja Praktek.

Dengan ini diberitahukan bahwa kami dapat menerima Mahasiswa Jurusan Teknik Geologi UPN "Veteran" Yogyakarta atas nama :

No	Nama	NIM.	Jadwal
1	Daniel Dip Susangunap	111.070.197	01 s.d 29 Februari 2012
2	Moh. Roby Darmawan	111.080.186	01 Mei s.d 30 Juni 2012

Untuk melakukan Kerja Praktek dan Tugas Akhir di PT Pertamina EP Region Jawa sesuai jadwal, dengan catatan semua biaya dan resiko yang timbul termasuk Akomodasi, Konsumsi, dan Transportasi menjadi tanggungan yang bersangkutan. Sedangkan perlengkapan *Safety* (Alat-alat Pelindung Diri) bilamana diperlukan akan dipinjamkan.

Untuk itu agar yang bersangkutan datang ke kantor Renbang / HR Region Jawa Jl. Patra Raya Klayan Cirebon, dengan membawa :

1. Surat Keterangan Sehat dari Dokter
2. Surat Kelakuan Baik dari Perguruan Tinggi
3. Pas Photo terbaru ukuran 4 x 6 sebanyak 1 (satu) lembar
4. Curriculum Vitae

Demikian disampaikan atas perhatian Saudara, kami ucapkan terima kasih

PT PERTAMINA EP  
Manajer HR Region Jawa,

Bambang Triono



## SARI

# **GEOLOGI DAN STUDI KARAKTERISTIK RESERVOAR, LAPISAN “H”, FORMASI CIBULAKAN ATAS, LAPANGAN “NIND”, CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA, KABUPATEN INDRAMAYU, PROVINSI JAWABARAT**

Penelitian ini dilakukan pada lapisan “H”, Lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, Cekungan Jawa Barat Utara. Cekungan Jawa Barat Utara, termasuk dalam konsesi PT.Pertamina Ep Region Jawa. Secara keseluruhan luas Cekungan Jawa barat Utara kurang lebih 7000 kilometer persegi dan daerah penelitian termasuk kedalam konsesi Cekungan Jawa Barat Utara dengan luas kurang lebih 20 kilometer persegi. Metode yang dilakukan dalam penelitian karakterisasi reservoir adalah deskriptif analisis dengan mengintegrasikan data sumur (data log dan *cutting*) dan seismik. Analisis data log dan *cutting* (Sumur GTA-01, GTA-02, GTA-03, GTA-04, GTA-05, GTA-06, GTA-07, GTA-10, GTA-11, GTA-12, GTA-13, GTA-14, GTA-15, GTA-16, GTA-17, GTA-19, GTA-20) meliputi interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif. Data seismik (*seismic* 3D) digunakan sebagai data pendukung untuk mengetahui geologi bawah permukaan.

Struktur utama yang berkembang pada cekungan ini adalah sesar-sesar normal yang relatif berarah Timur laut - Tenggara dan arah sedimentasi secara umum dengan arah utara – selatan, sedangkan pada lokasi penelitian cenderung timur – barat. Litologi penyusun pada Lapisan ‘H’ yaitu, batulempung, batupasir dan batugamping. Lapisan ‘H’ disusun oleh batupasir dengan tebal antara 5 – 12 meter (*gross*) dan 3 – 9 meter (*clean*).

Lingkungan pengendapan pada Lapisan “H” yaitu *marine* khususnya *lower shorface* dengan fasies *tidal bar*, *carbonat shelf margin*, *shorface* dan *storm – dominated shelf*. Dimana *tidal bar* dicirikan dengan pola log *bell shape*, *marine canyon – fill* dicirikan dengan pola log *cylindrical*, *shoreface* dicirikan dengan pola log *funnell shape* dan *Storm – dominated shelf* dicirikan dengan pola log *serrated*. Geometri batupasir Lapisan “H” Formasi Cibulakan Atas mengalami penipisan kandungan sand dari arah Timur laut - Tenggara.

Studi karakterisasi reservoir ini untuk mengetahui karakteristik suatu reservoir pada Lapisan “H” lapangan “NIND” Formasi Cibulakan Atas terdapat pada Cekungan Jawa Barat Utara yang bertujuan untuk mengidentifikasi pola pengendapan dan struktur geologi daerah telitian, menentukan pola penyebaran reservoir berdasarkan analisis data sumur dan seismik, memetakan penyebaran reservoir yang mencangkup peta – peta bawah permukaan antara lain : *depth struktur* lapisan “H”, *depth struktur bottom formasi parigi*, *depth sruktur formasi top formasi batu raja*, *peta gross sand*, *net sand*, *net pay oil*, *iso saturasi*, *iso permeability*, *iso porosity*.

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
HALAMAN PENGESAHAN .....	ii
KATA PENGANTAR .....	iii
HALAMAN PERSEMBAHAN .....	iv
SURAT KETERANGAN TUGAS AKHIR .....	v
SARI .....	vi
DAFTAR ISI .....	vii
DAFTAR GAMBAR .....	x
DAFTAR TABEL .....	xii
DAFTAR LAMPIRAN .....	xiii
BAB 1 PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang .....	1
1.2. Rumusan Masalah .....	2
1.3. Batasan Masalah .....	3
1.4. Maksud dan Tujuan .....	3
1.5. Lokasi dan Waktu Penelitian .....	4
1.6. Hasil Penelitian .....	4
1.7. Manfaat Penelitian .....	5
BAB 2 METODOLOGI PENELITIAN DAN DASAR TEORI	
2.1. Tahap Pendahuluan .....	6
2.1.1. Tahap Pendahuluan .....	6
2.1.2. Tahap Studi Pustaka .....	6
2.1.3. Tahap Pengumpulan Data .....	6
2.1.4. Tahap Pengolahan dan Analisis Data .....	7
2.1.5. Tahap Penyusunan Laporan .....	9
2.2. Dasar Teori .....	11
2.2.1. Konsep Dasar <i>Wireline Log</i> .....	11
2.2.2. Penentuan Jenis litologi dan Jenis Kandungan Fluida dari <i>Log</i> .....	15
2.2.3. Porositas dan Saturasi Air .....	19



2.2.3.1. <i>Gamma – ray log</i> .....	19
2.2.3.2. <i>Log densitas</i> .....	20
2.2.3.3. Menentukan Saturasi air .....	20
2.2.4. Log untuk Analisis Lingkungan Pengendapan .....	20
2.2.5. Pemetaan Bawah Permukaan .....	22
2.2.5.1. Penampang Bawah Permukaan.....	23
2.2.5.2. Geometri .....	23
2.2.5.3. Litologi .....	24
2.2.6. Lingkungan Pengendapan <i>Shallow marine</i> .....	25
2.2.7. Peta Bawah Permukaan .....	25
2.2.8. Seismik.....	29
<b>BAB 3 GEOLOGI JAWA BARAT UTARA</b>	
3.1. Geologi Umum .....	31
3.1.1. Stratigrafi Daerah Jawa Barat Utara .....	36
3.1.1.1. Formasi Jati Barang .....	36
3.1.1.2. Formasi Talang Akar .....	36
3.1.1.3. Formasi Baturaja .....	37
3.1.1.4. Formasi Cibulakan .....	38
3.1.1.5. Formasi Parigi.....	39
3.1.1.6. Formasi Cisubuh .....	39
3.1.2. Stratigrafi Daerah Telitian .....	40
3.1.2.1. Formasi Baturaja .....	40
3.1.2.2. Formasi Cibulakan .....	40
3.1.2.3. Formasi Parigi.....	41
<b>BAB 4 PENYAJIAN DAN ANALISIS DATA</b>	
4.1. Penyajian Data .....	44
4.1.1. Data Sumur.....	44
4.1.2. Data <i>Log</i> .....	44
4.1.3. Data <i>Elan Petrophysic</i> .....	44
4.1.4. Data <i>Mud Log</i> .....	44

4.1.5. Data Seisimik .....	45
4.2. Analisis Data .....	49
4.2.1. Analisis Sumur Berdasarkan Data Log .....	49
4.2.2. Penentuan Lingkungan Pengendapan .....	52
4.2.3. Analisis Sumur Daerah Telitian .....	54
4.2.4. Penentuan Marker .....	92
4.2.5. Penarikan Korelasi Kronostratigrafi .....	93
<b>BAB 5 KARAKTERISASI RESERVOAR</b>	
5.1. Penentuan Karakterisasi Reservoir .....	99
5.2. Peta Bawah Permukaan .....	99
5.2.1. Peta <i>time struktur</i> .....	99
5.2.2. Peta <i>depth struktur</i> .....	101
5.2.2.1. Tipe <i>Sand A (tidal bar)</i> .....	102
5.2.2.2. Tipe <i>Sand B (Shorface)</i> .....	104
5.2.2.3. Tipe <i>Sand C (sub marine canyon - fill)</i> .....	106
5.2.2.4. Tipe <i>Sand D (Storm – dominated shelf)</i> .....	108
<b>BAB 6 KESIMPULAN</b> .....	110
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	112
Daftar Lampiran Peta .....	113
Data <i>Elan Petrophysic</i> Lapisan “H” .....	128
Data <i>Elan Petrophysic</i> Lapisan “H” .....	141

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Peta Lokasi cekungan daerah telitian (PT. PERTAMINA EP, 2000) .....	4
Gambar 1.2. Peta Lokasi lapangan daerah telitian (PT. PERTAMINA EP, 2000) .....	5
Gambar 2.1. Bagan Alir Penelitian.....	10
Gambar 2.2. Defleksi Kurva <i>Gamma – Ray</i> (Saragih Baginda, 2003) .....	12
Gambar 2.3. Bentuk Kurva Log Resistivitas dan Porositas terhadap Hidrokarbon (Saragih Baginda,2003)	12
Gambar 2.4. Sayatan suatu lubang bor yang menunjukkan zona terusir, zona peralihan dan zona tidak terusir, sejumlah parameter petrofisik yang penting serta simbol interpretasi (Schlumberger, 1991) .....	13
Gambar 2.5. Bentuk Kurva Log Density terhadap Hidrokarbon (Saragih Baginda, 2003).....	14
Gambar 2.6. Defleksi Kurva <i>Sonic</i> (Saragih Baginda,2003) .....	15
Gambar 2.7. Identifikasi Lithologi dan Fluida.....	30
Gambar 2.8. Pola log GR untuk analisis lingkungan pengendapan (Kendal,2003) .....	33
Gambar 2.9. Lingkungan Pengendapan <i>Shallow marine</i> (Kendal, 2003).....	37
Gambar 2.10. Wavelet pada data seismik (Badley,1985).....	30
Gambar 3.1. Letak daerah penelitian terhadap pola umum struktur Jawa Barat (Martodjojo, 1984).....	35
Gambar 3.2. Diagram Blok Lokasi Penelitian Modifikasi dari Seismik .....	42
Gambar 4.1. Data log sumur GTA - 20 (PT.PERTAMINA Ep Region Jawa, 2010).....	45
Gambar 4. 2. Data <i>cutting</i> sumur GTA –18 (PT. PERTAMINA EP Region Jawa, 2010) .....	46
Gambar 4. 3. <i>Basemap</i> lapangan “NIND” (PT. PERTAMINA EP Region Jawa, 2010).....	47
Gambar 4.4. Data seismik 2D <i>sub-surface</i> lintasan W-E (PERTAMINA EP Region Jawa).....	48
Gambar 4.5. Contoh Data log <i>gamma-ray</i> , <i>NPFI</i> , <i>RHOB</i> pada sumur GTA - 1 (PT.PERTAMINA EP Region Jawa, 2010).....	51
Gambar 4.6. Lingkungan pada sumur telitian.....	53
Gambar 4.7. Interpretasi log sumur GTA - 06 pada daerah telitian .....	55
Gambar 4.8. Interpretasi log sumur GTA - 15 pada daerah telitian .....	57
Gambar 4.9. Interpretasi log sumur GTA - 01 pada daerah telitian .....	59
Gambar 4.10. Interpretasi log sumur GTA - 07 pada daerah telitian .....	61
Gambar 4.11. Interpretasi log sumur GTA - 08 pada daerah telitian .....	63
Gambar 4.12. Interpretasi log sumur GTA - 11 pada daerah telitian .....	65
Gambar 4.13. Interpretasi log sumur GTA - 13 pada daerah telitian .....	67
Gambar 4.14. Interpretasi log sumur GTA - 05 pada daerah telitian .....	69

Gambar 4.15. Interpretasi log sumur GTA - 20 pada daerah telitian .....	71
Gambar 4.16. Interpretasi log sumur GTA - 02 pada daerah telitian .....	73
Gambar 4.17. Interpretasi log sumur GTA - 18 pada daerah telitian .....	75
Gambar 4.18. Interpretasi log sumur GTA - 19 pada daerah telitian .....	77
Gambar 4.19. Interpretasi log sumur GTA - 16 pada daerah telitian .....	79
Gambar 4.20. Interpretasi log sumur GTA - 14 pada daerah telitian .....	81
Gambar 4.21. Interpretasi log sumur GTA - 10 pada daerah telitian .....	83
Gambar 4.22. Interpretasi log sumur GTA - 03 pada daerah telitian .....	85
Gambar 4.23. Interpretasi log sumur GTA - 04 pada daerah telitian .....	87
Gambar 4.24. Interpretasi log sumur GTA - 12 pada daerah telitian .....	89
Gambar 4.25. Interpretasi log sumur GTA - 17 pada daerah telitian .....	91
Gambar 4.26. <i>Lime stone</i> sebagai <i>keybed</i> pada metode korelasi kronostratigrafi.....	92
Gambar 4.27. Penarikan Fasies untuk penarikan korelasi .....	94
Gambar 4.28. <i>Basemap</i> dan lintasan dua korelasi (W -E, E -W dan NW - SE).....	95
Gambar 4.29. Penampang korelasi stratigrafi W - E (Metode Kronostratigrafi) .....	96
Gambar 4.30. Penampang korelasi stratigrafi NW - SE (Metode Kronostratigrafi) .....	97
Gambar 4.31. Penampang korelasi stratigrafi E - W (Metode Kronostratigrafi) .....	98
Gambar 5.1. Pola defleksi log tipe A pada Lapisan “H” ( <i>bell shape</i> ) .....	102
Gambar 5.2. <i>Cross-plot</i> tipe A pada Lapisan “H” ( <i>bell shape</i> ).....	102
Gambar 5.3. Pola defleksi log tipe B pada Lapisan “H” ( <i>funnel shap</i> ) .....	104
Gambar 5.4. <i>Cross-plot</i> tipe B pada Lapisan “H” ( <i>funnel shape</i> ) .....	104
Gambar 5.5. Pola defleksi log tipe C pada Lapisan “H” ( <i>cylindrical</i> ) .....	106
Gambar 5.6. <i>Cross-plot</i> tipe C pada Lapisan “H” ( <i>cylindrical</i> ).....	106
Gambar 5.7. Pola defleksi log tipe D pada Lapisan “H” ( <i>serrated</i> ) .....	108
Gambar 5.8. <i>Cross-plot</i> tipe D pada Lapisan “H” ( <i>serrated</i> ).....	108
Gambar 5.9. <i>Cross-plot</i> gabungan sumur tiap tipe <i>sand</i> .....	109

## DAFTAR TABEL

Gambar 3.3. Penampang stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 1994 dalam Arpandi dan Sujitno 1994)

..... 43

## DAFTAR LAMPIRAN PETA

<b>Peta <i>Depth Structure Top</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>114</b>
<b>Peta <i>Depth Structure Bottom</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>115</b>
<b>Peta <i>Depth Structure Top</i> Formasi Baturaja.....</b>	<b>116</b>
<b>Peta <i>Depth Structure Bottom</i> Formasi Parigi .....</b>	<b>117</b>
<b>Peta <i>Time Structure Top</i> Lapisan “H”.....</b>	<b>118</b>
<b>Peta <i>Time Structure Bottom</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>119</b>
<b>Peta <i>Time Structure bottom</i> Formasi Baturaja.....</b>	<b>120</b>
<b>Peta <i>Time Structure Top</i> Formasi Parigi.....</b>	<b>121</b>
<b>Peta <i>Gross sand</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>122</b>
<b>Peta <i>Net sand</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>123</b>
<b>Peta <i>Net pay oil</i> Lapisan “H”.....</b>	<b>124</b>
<b>Peta <i>Isosaturasi</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>125</b>
<b>Peta <i>Isopermeability</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>126</b>
<b>Peta <i>Isoporosity</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>127</b>

## **Data Elan Petrophysic Lapisan “H”**

<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 02 Lapisan “H” .....</b>	<b>129</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 03 Lapisan “H” .....</b>	<b>130</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 04 Lapisan “H” .....</b>	<b>131</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 05 Lapisan “H” .....</b>	<b>132</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 07 Lapisan “H” .....</b>	<b>133</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 08 Lapisan “H” .....</b>	<b>134</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 09 Lapisan “H” .....</b>	<b>135</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 10 Lapisan “H” .....</b>	<b>136</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 12 Lapisan “H” .....</b>	<b>137</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 13 Lapisan “H” .....</b>	<b>138</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 14 Lapisan “H” .....</b>	<b>139</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 17 Lapisan “H” .....</b>	<b>140</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 18 Lapisan “H” .....</b>	<b>141</b>
<b>Data elan petrophysic sumur GTA- 19 Lapisan “H” .....</b>	<b>142</b>

## Seismik, Mud log dan Koordinat sumur

Data Seismik Lapangan “NIND” arah W-E.....	143
Data Seismik Lapangan “NIND” arah W-Ne.....	144
Data <i>elan petrophysic</i> sumur GTA- 18 Lapisan “H” .....	145
Data Koordinat Sumur Lapangan “NIND”.....	146



# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1. Latar Belakang**

Minyak bumi sampai saat sekarang merupakan sumber energi yang utama dan sangat dibutuhkan. Untuk itu diperlukan usaha-usaha dalam meningkatkan dan mengoptimalkan produksi lapangan minyak yang sudah ada dengan menerapkan kemajuan teknologi serta perhitungan ekonomi pada suatu lapangan minyak. Di Indonesia diperkirakan terdapat 60 cekungan yang potensial mengandung hidrokarbon, baik itu minyak maupun gas.

Semakin menipisnya hidrokarbon dan semakin besarnya jumlah permintaan mengakibatkan kegiatan untuk memaksimalkan perolehan minyak dan gas bumi semakin intensif dilakukan, baik melalui eksplorasi untuk mencari sumber minyak baru maupun dengan melakukan kajian ulang terhadap lapangan-lapangan yang telah berproduksi. Lapangan "NIND" merupakan salah satu lapangan penghasil minyak pada Cekungan Jawa Barat Utara di wilayah Propinsi Jawa Barat yang dikelola oleh PT.PERTAMINA EP. Sampai saat ini yang sudah dikembangkan adalah lapisan-lapisan yang terutama terdiri dari batupasir pada Formasi Talang Akar, batupasir dengan perselingan lempung pada Formasi Cibulakan Atas dan batugamping Formasi Baturaja. Lapangan "NIND" merupakan suatu perangkap struktur antiklin berarah NE –WS (Arpandi dan Sujitno 1994).

Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara telah dibahas oleh beberapa peneliti. Pada awalnya telah dikenal adanya tufa Formasi Jatibarang yang menumpang secara tidak-selaras di atas batuan dasar metamorfosa/batuan beku. Formasi "Lower Cibulakan" yang tersusun oleh batuan klastika di bagian bawah, dan batugamping terumbu di bagian atas. Selanjutnya Formasi "Upper Cibulakan" tersusun oleh sedimen klastika di bagian bawah dan setempat-setempat ke atas tersusun oleh batugamping. Kemudian batugamping Formasi Parigi yang berada selaras di atas Formasi "Upper Cibulakan" dijumpai dimana-mana. Di atas batugamping terumbu Formasi Parigi diendapkan serpih gampingan Formasi Cisubuh (Arpandi dan Sujitno 1994).

Penyebutan nama satuan litostratigrafi seperti tersebut di atas, hingga saat ini telah berubah, dan lebih sering dikenal adanya nama-nama seperti: Formasi Jatibarang, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, Formasi Cibulakan dengan Anggota Massive Sandstone, dan Anggota Mid-Main Carbonate, Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh.

Batuan dasar di Cekungan Jawa Barat Utara, pada umumnya tersusun oleh batuan metamorfosa atau metasedimen, dan batuan beku granitik. Di atas batuan dasar dijumpai secara tidak-selaras Formasi Jatibarang berumur Eosen, sebagian besar merupakan endapan gunung api yang didominasi oleh tufa, dan “sill/lava andesitik”

## 1.2. Rumusan Masalah

Perumusan masalah dilakukan agar penelitian tidak melebar dan dengan adanya keterbatasan waktu, tenaga, serta biaya maka perlu adanya suatu batas-batas tertentu yaitu :

1. Apa saja litologi dan reservoir yang terdapat pada Lapisan “H”?
2. Bagaimanakah fasies pengendapan pada Lapisan “H”?
3. Bagaimana geometri penyebaran reservoir Lapisan “H”, yang meliputi distribusi penyebaran reservoir secara vertikal maupun lateral dari korelasi, ketebalan reservoir dan arah sedimentasi serta lingkungan pengendapannya?
4. Bagaimana kondisi bawah permukaan berdasarkan peta bawah permukaan (peta *Depth Structure*, peta *isopach Gross Sand*, peta *isopach Net Sand*, pada *Horizon* Lapisan “H”?
5. Bagaimana nilai petrofisik yang terdiri dari nilai porositas, permeabilitas, saturasi air dan *volume shale* berdasarkan data *elan* petrofisik pada Lapisan “H”?
6. Bagaimana penyebaran *saturasi* , *permeabilitas* dan *porositas* Lapisan “H”?

### 1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah yang terdapat pada penelitian :

1. Melakukan korelasi log dengan sumur GTA-01, GTA-02, GTA-03, GTA-04, GTA-05, GTA-06, GTA-07, GTA-10, GTA-11, GTA-12, GTA-13, GTA-14, GTA-15, GTA-16, GTA-17, GTA-19, GTA-20. dengan parameter log *gamma ray*, *resistivity*, *NPHI* dan *RHOB*
2. Melakukan *picking horizon* pada seismik untuk mengkaitkan korelasi stratigrafi dengan seismik
3. Menggunakan data seismik dalam penelitian ini adalah data seismik 3D dari perusahaan.
4. membagi beberapa tipe sand yang berada pada Lapisan "H" Formasi Cibukan Atas dengan melakukan Cross - Plot antara porositas vs permeabilitas untuk mengetahui

### 1.4. Maksud dan tujuan

Maksud dari skripsi ini adalah untuk menerapkan ilmu yang telah didapat di bangku kuliah dalam praktek yang sebenarnya di lapangan. Sehingga diharapkan tercapai kesinambungan antara teori dengan pengalaman kerja yang didapat dari perusahaan, dalam memenuhi persyaratan sarjana strata-1. Tujuan dari penelitian ini adalah:

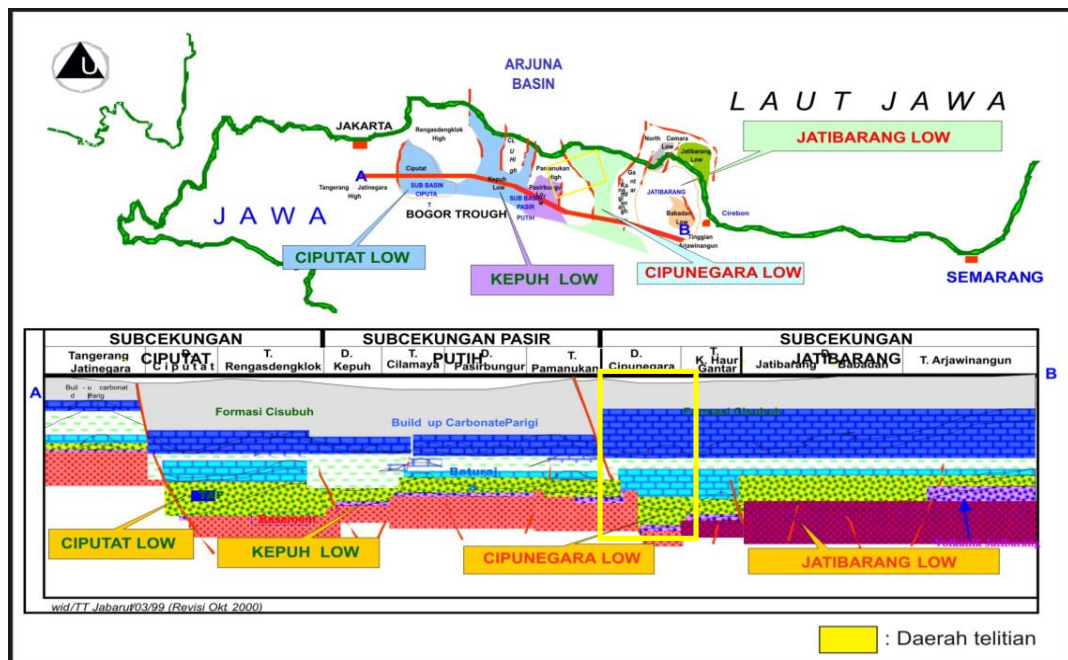
1. Mengetahui variasi litologi dan kandungan reservoir yang ada pada Lapisan "H" Formasi Cibulakan Atas.
2. Mengatahui fasies dan lingkungan pengendapan Lapisan "H"
3. Mengetahui geometri penyebaran reservoir Lapisan "H" dari peta *isopach Net Sand*, dan peta *isopach Gross Sand*.
4. Mengetahui karakterisasi reservoir berdasarkan data *cross - plot* porositas vs permeabilitas Lapisan "H" Formasi Cibukan Atas.
5. Penyebaran nilai *saturasi* , *permeabilitas* dan *porositas* Lapisan "H"

### 1.5. Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilakukan selama 2 bulan terhitung dari 12 Mei – 30 Juli 2012 di PT.PERTAMINA EP Region Jawa . Lokasi penelitian di Lapangan “NIND” terletak di Cekungan Jawa barat Utara Propinsi Jawa Barat (Gambar 1.1) intreprtasi dan analisis data dilakukan di kantor PT.PERTAMINA EP Region Jawa dan di Yogyakarta.

### 1.6. Hasil Penelitian

Dengan menganalisis data log sumur, dan Seismik berdasarkan data petrofisik pada Lapangan “NIND”, pada Lapisan “H” Formasi Cibukan Atas, akan diperoleh korelasi antar sumur, peta *top* struktur kedalaman, peta *isopach net sand*, peta *isopach gross sand*, peta *net pay (oil pay)*, peta *fasies*, peta *iso porosity*, peta *iso permeabilty*, peta *iso porosity data cross - plot permeabilitas vs porositas* sehingga didapat gambaran penyebaran reservoir untuk mengetahui karakterisasi reservoir yang terdapat pada Lapisan “H” Formasi Cibulakan Atas



Gambar 1.1 Peta lokasi Cekungan daerah telitian (PT. PERTAMINA EP Region Jawa, 2010)

## 1.7. Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan mendapatkan manfaat berupa :

1. Keilmuan yaitu dapat memberikan kesempatan bagi mahasiswa untuk menerapkan ilmu geologi secara langsung di dunia perminyakan sehingga manusia akan mengetahui cara dan langkah kerja nyata dalam pengintegrasian data untuk memberikan hasil analisis yang maksimum.
2. Mahasiswa mampu berfikir secara deskriptif dan mampu menjawab, menyelesaikan persoalan di lapangan, sehingga dapat menerapkan dan mengembangkan pengetahuan yang diperoleh di perguruan tinggi.
3. Memberikan masukan bagi PT.PERTAMINA EP Region Jawa dengan diketahuinya potensi batuan reservoir yang meliputi penyebaran serta geometri dari reservoir



Gambar 1.2 Peta lokasi lapangan daerah telitian (PT. PERTAMINA EP Region Jawa, 2010)

## **BAB 2**

### **METODOLOGI PENELITIAN DAN DASAR TEORI**

#### **2.1. Metodologi penelitian**

Dalam penyusunan skripsi digunakan metode deskriptif analisis dengan mengintegrasikan data log dan seismik. Data log yang digunakan adalah log *gamma ray*, log *resistivity*, log *RHOB* dan log *NPHI*. Data seismik yang digunakan penyusun dalam pengolahan data yaitu seismik 3D yang didapat dari perusahaan. Penelitian ini akan dilaksanakan dalam beberapa tahapan sistematis yang akan mempermudah selama penelitian ini berlangsung, yakni mulai dari tahap pendahuluan, studi pustaka, pengumpulan data primer dan data sekunder, tahap pengolahan dan analisis data, dan penyusunan laporan (Gambar 2.1).

##### **2.1.1. Tahap Pendahuluan**

Pada tahap ini dilakukan persiapan berupa kelengkapan administrasi, studi pustaka, pemilihan judul, dan diskusi dengan dosen pembimbing. Tahap ini dilakukan di Prodi Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

##### **2.1.2. Tahap Studi Pustaka**

Sebelum penyusun terlebih dahulu melakukan studi pustaka. Hal ini dilakukan guna menunjang penelitian mengenai geologi regional Cekungan Jawa Barat Utara dan lingkungan pengendapan daerah telitian, maupun teori–teori dasar geologi lainnya yang mendukung dalam melakukan analisa data yang diperoleh.

##### **2.1.3. Tahap Pengumpulan Data**

Data yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari data primer dan sekunder, digunakan untuk mencapai tujuan penelitian.

1. Data Primer :
  - a. Data log sumur

Data log yang digunakan adalah data log Gamma Ray, log NPHI, log RHOB dan log Resistivity dari Lapangan “NIND” yaitu meliputi 19 Sumur , sumur sunur tersebut adalah sumur GTA-01, GTA-02, GTA-03,GTA-04, GTA-05, GTA-06, GTA-07, GTA-10 GTA-11, GTA-12, GTA-13, GTA-14, GTA-15, GTA-16, GTA-17, GTA-19, dan GTA-20.

b. Data petrofisik (*elan*)

Data petrofisik Lapisan berupa data elan dibaca secara manual pada tiap sumur. Data ini digunakan untuk pengeplotan *cross - plot porositas vs permeabilitas* dan peta *iso porosity*, peta *iso permeabilty*, peta *iso Porosity* lapisan target.

2. Data Sekunder :

a. Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 3D. Data ini sebagai data pendukung untuk mengetahui geologi bawah permukaan.

b. Data *Mud log*

Data cutting digunakan sebagai data pendukung untuk menentukan lingkungan pengendapan. Data ini berupa data *sample description/litologi report* yang mencangkup semua sumur yg terdapat pada lokasi penelitian.

#### **2.1.4. Tahap Pengolahan dan Analisis Data**

Pada tahap ini, data yang diperoleh diolah dan dianalisis dengan menggunakan *software* maupun secara manual.

1. Data Log Sumur

Data dari log sumur merupakan data yang sangat penting, karena dari pengolahan data dapat diperoleh penampang stratigrafi dan struktur, peta isopach (Gross Sand dan Net Sand) di Lapisan “H” Formasi Cibulakan Atas Tahap-tahap pengolahan dan interpretasi dari data log sumur adalah sebagai berikut :

- a. Interpretasi korelasi log sumur dilakukan dengan menggunakan acuan *keybed* untuk menentukan *top* Formasi Cibulakan Atas, sehingga dengan menggunakan acuan ini dapat dilakukan interpretasi korelasi pada sumur-sumur lain yang memiliki kemiripan bentuk pola log. Korelasi dilakukan dengan metode kronostratigrafi dari kesamaan defleksi dan bentuk pola log sebagai acuan dalam distribusi batupasir, sehingga dapat menginterpretasikan *top* dan *bottom*.
  - b. Interpretasi fasies dilakukan setelah interpretasi litologi, interpretasi fasies dilakukan dengan menggunakan acuan pada motif log ( Walker, 1992).
2. Data Petrofisik pada

Data petrofisik yang didapat yaitu nilai-nilai propertis *volume shale*, porositas, permeabilitas dan saturasi air. Penyusun membuat *cross-plot* antara porositas dan permeabilitas dengan menggunakan program *microsoft excel*, sehingga didapatkan data perbandingan tipe *sand* dari data *cross - plot* tsb, serta membuat peta peta petrofisik seperti peta iso porositas, iso permeabilitas, iso saturasi air .

Pembuatan peta *isopach* meliputi peta *gross sand* dan *net sand*. Peta ini dibuat berdasarkan hasil dari data penampang korelasi antar sumur dengan ketebalan lapisan batupasir kotor (*gross sand*). Peta *net sand* dibuat dari nilai ketebalan batupasir kotor dikurang nilai *volume shale* dengan *cut off* 30% dari hasil perhitungan petrofisik, peta *isopach* juga dibuat berdasarkan fasies dan tipe *sand* yang di dapatkan dari hasil *cross-plot* antara *porositas* dan *permeabilitas*.

Akar pembuatan peta ini didasarkan pada nilai yang di dapat dari data *petrofisik* dan peta *isopach net sand*.

3. Data Seismik

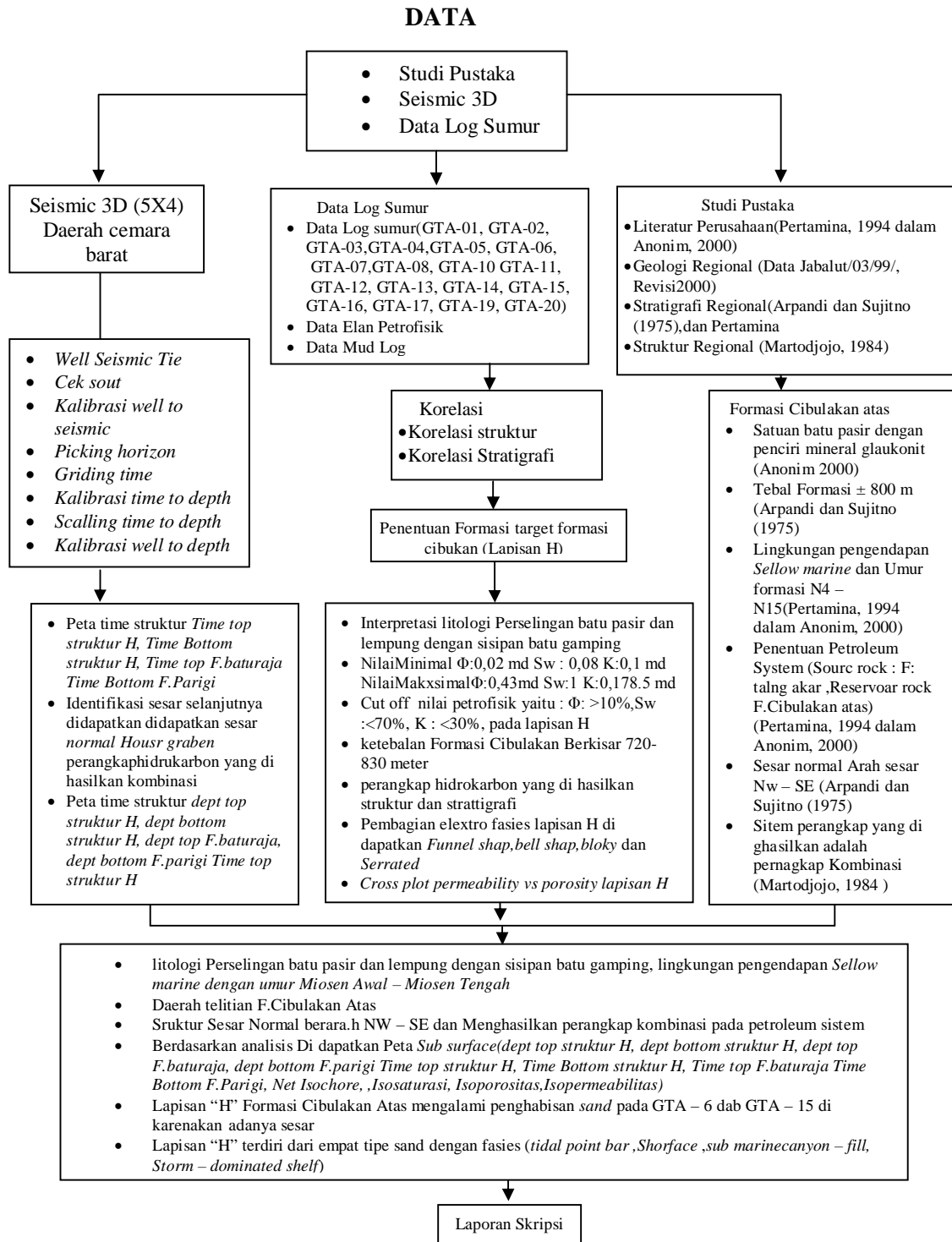
Analisis data seismik berupa analisis penampang seismik amplitudo untuk mengetahui pola-pola terminasi seismik dan struktur geologi, menarik kemenerusan marker *sequence boundary* dan *fault* dengan aplikasi *software paradigm*.



### **2.1.5. Tahap Penyusunan Laporan**

Tahap penulisan laporan dilakukan selama penelitian berlangsung. Agar mendapatkan laporan yang sistematis dan mudah dibaca oleh pembaca, maka penyusun membagi laporan ini dalam beberapa bab, yaitu :

1. Bab 1. Pendahuluan
2. Bab 2. Metodologi Penelitian dan Dasar Teori
3. Bab 3. Geologi Jawa Barat Utara
4. Bab 4. Penyajian Data dan Analisis
5. Bab 6. Karakterisasi Reservoir
6. Bab 5. Kesimpulan
7. Daftar Pustaka
8. Lampiran.



**Gambar 2.1. Bagan alir penelitian**

## 2.2. Dasar teori

Studi karakteristik reservoir pada suatu daerah memerlukan pemahaman mengenai kondisi geologi, konsep dasar mengenai *wireline log*, seismik, korelasi, dinamika sedimentasi dan pemetaan bawah permukaan. pemahaman yaitu :

1. Analisis log dan *picking marker* untuk korelasi reservoir antar sumur, sehingga menghasilkan penampang bawah permukaan.
2. Analisis petrofisik pada reservoir.
3. Pemetaan bawah permukaan pada reservoir yang dianggap masih mengandung minyak.

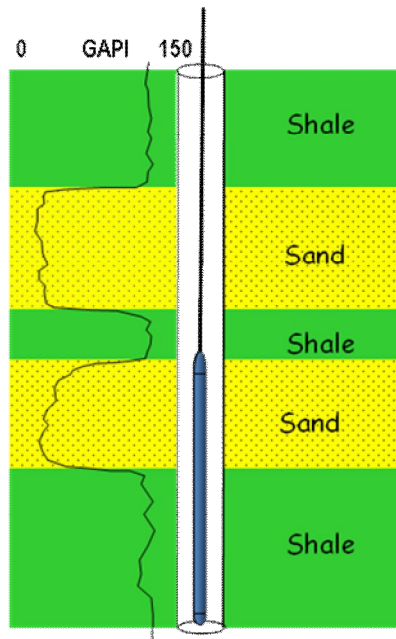
### 2.2.1. Konsep Dasar *Wireline Log*

*Wireline log* merupakan salah satu data geofisika bawah permukaan yang sangat penting yang dihasilkan dengan me-*run* rangkaian alat *logging* ke dalam sumur. Data ini memberikan informasi vertikal kondisi bawah permukaan secara detail.

Jenis-jenis log yang digunakan dalam analisis yaitu:

1. *Gamma Ray Log*.

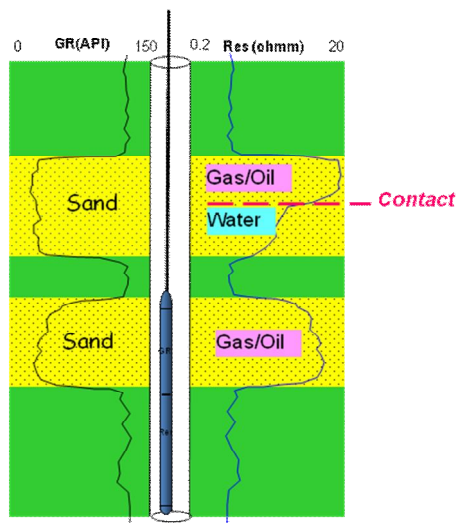
*Gamma Ray Log* merupakan log radioaktif, dengan prinsip kerja menerima unsur-unsur radioaktif ( $U^+$ ,  $K^+$  dan  $Th^+$ ) dari batuan. Batuan dengan ukuran butir yang lebih halus, memiliki unsur radioaktif yang lebih banyak, sehingga memiliki nilai *Gamma Ray Log* yang besar. Batugamping dan batupasir memiliki nilai GR yang lebih kecil dibandingkan serpih. Pada kondisi batuan tertentu batupasir dapat memiliki nilai GR yang tinggi karena banyaknya kandungan unsur  $U^+$ , untuk mengatasi hal itu pada kondisi tersebut diperlukan NGS (*Natural Gamma Ray Spectrometry*), untuk membedakan unsur  $U^+$ ,  $K^+$  dan  $Th^+$ .



**Gambar 2.2. Defleksi Kurva Gamma – Ray (Saragih Bagindas, 2003)**

2. *Spontaneous Potential Log.*

*Spontaneous Potential Log* merupakan log listrik yang prinsip kerjanya adalah dengan mengukur beda potensial (arus searah) antara elektroda dalam lubang bor dengan yang di permukaan, dimana arus listrik searah tersebut terjadi oleh adanya perbedaan fungsi kegramaman antara *mud filtrat* dengan air formasi.



**Gambar 2.3. Bentuk Kurva Log Resistivitas dan Porositas terhadap Hidrokarbon (Saragih Bagindas, 2003)**

### 3. Resistivity Log.

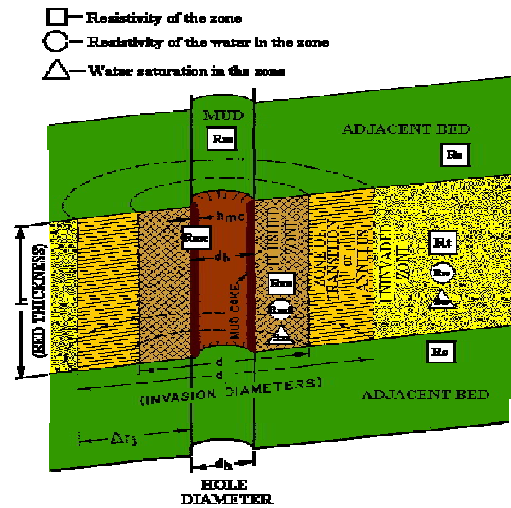
*Resistivity Log* merupakan log listrik yang mengukur tahanan jenis pada setiap zone. Log ini dibagi menjadi tiga jenis, berdasarkan zone yang dideteksi, yaitu:

- LLD Log, mendeteksi tahanan jenis pada zone yang jauh dari sumur.
- LLS Log, mendeteksi tahanan jenis pada zone yang dekat dengan sumur.
- MSFL Log, mendeteksi tahanan jenis zone sekitar sumur.

Pada batuan dengan permeabilitas rendah, maka tidak terjadi invasi *mud filtrat*, sehingga ketiga jenis log tersebut memiliki nilai yang sama. zona pengukuran resistivitas dapat dikelompokkan sebagai berikut : (Gambar 4.2)

- **Flushed zone** : 1 - 6 in, diukur dengan tool MLL, SFL, MSFL.
- **Shallow zone** : 0,5 - 1,5 kaki, diukur dengan tool LLS
- **Medium zone** : 1,5 - 3 kaki, diukur dengan tool ILM dan LLD
- **Deep zone** : lebih dari 3 kaki, diukur dengan tool ILD daan LLD

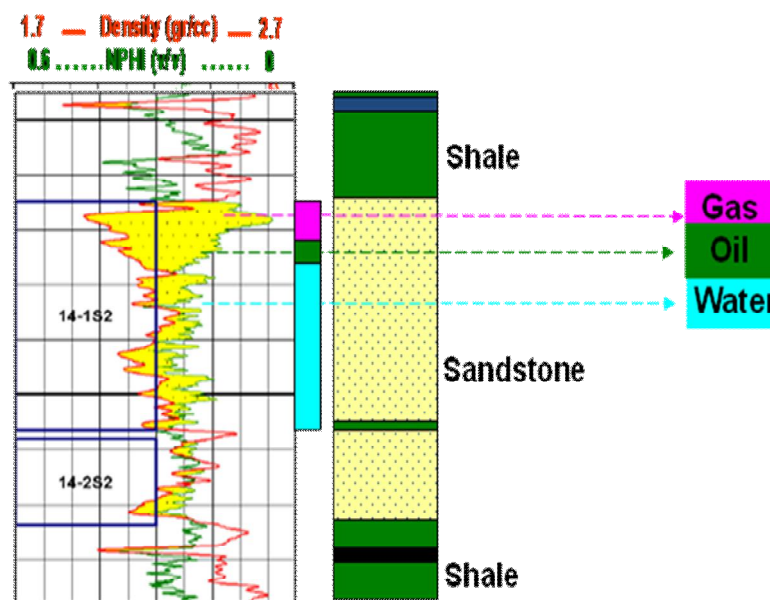
Pada batuan dengan permeabilitas rendah, maka tidak terjadi invasi *mud filtrat*, sehingga ketiga jenis log tersebut memiliki nilai yang sama.



**Gambar 2.4.** Sayatan suatu lubang bor yang menunjukkan zona terusir, zona peralihan dan zona tidak terusir, sejumlah parameter petrofisik yang penting serta simbol interpretasi (Schlumberger, 1991)

4. *Density Log.*

*Density Log* bekerja dengan cara menembakkan *gamma ray* ke batuan, *gamma ray* tersebut akan bertabrakan dengan ion-ion batuan dan mengalami pelemahan (*attenuation*) dan kemudian akan diterima oleh detektor. Semakin kecil nilai *density log* berarti batuan tersebut memiliki jumlah ion yang banyak, dimana batuan dengan ukuran butir yang kecil memiliki jumlah ion yang lebih banyak daripada batuan yang berukuran butir lebih besar.



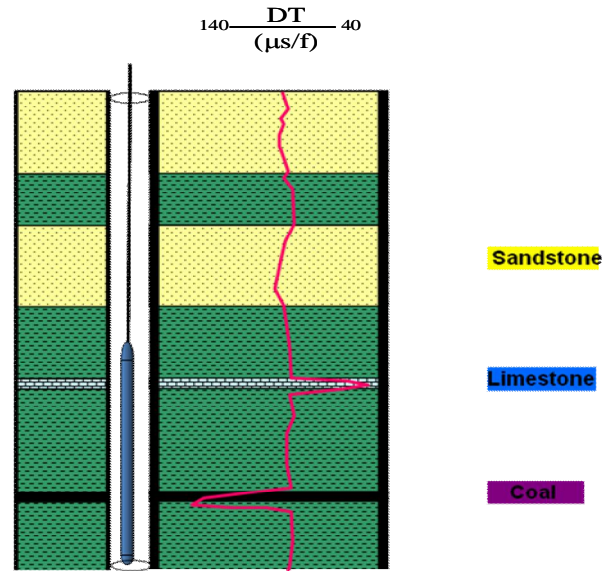
**Gambar 2.5. Bentuk Kurva Log Density terhadap Hidrokarbon (Saragih Bagindas, 2003)**

5. *Compensated Neutron Log.*

*Compensated Neutron Log* mengukur atom  $H^+$  fluida di dalam batuan dengan cara menembakkan *neutron* ke dalam batuan, dimana neutron tersebut akan bertabrakan dengan atom  $H^+$ , mengalami pelemahan dan kemudian diterima oleh detektor. Pada zone yang mengandung gas, *neutron log* akan memiliki nilai yang kecil karena jumlah atom  $H^+$  dari gas yang lebih besar dibandingkan dengan minyak dan air.

## 6. *Sonic Log*.

*Sonic Log* mengukur *travel time* gelombang suara dari formasi ke permukaan. *Travel time* ini dapat dikonversikan ke dalam *velocity* untuk dapat di *match*-kan dengan data seismik.



**Gambar 2.6. Defleksi Kurva Sonic (Saragih Bagindas, 2003)**

### 2.2.2. Penentuan Jenis *Litologi* dan Jenis Kandungan *Fluida* dari Log

Penentuan jenis litologi pada data log dapat ditentukan berdasarkan kenampakan defleksi log tanpa suatu perhitungan. Penentuan jenis litologi seperti batupasir, batubara, batugamping, batulempung dan batuan lainnya berdasarkan pengamatan log secara langsung akan membantu kita dalam melakukan analisis lebih lanjut. Dalam penelitian yang dilakukan analisis lebih difokuskan pada batuan yang berpotensi sebagai batuan reservoir (*permeable*).

#### 1. Zona batuan reservoir

Batuan reservoir yang jarang dapat dibedakan dengan zona batuan kedap dengan melihat bentuk-bentuk kurva log. Adapun perbedaan kenampakan antara lapisan batuan kedap dengan lapisan sarang pada log adalah:

Zona batuan kedap dicirikan oleh :

- a. Harga kurva sinar gamma yang tinggi.

- b. Tidak terbentuk kerak lumpur pemboran, diameter lubang kadang membesar (tidak selalu).
- c. Adanya separasi negatif pada microlog.
- d. Harga tahanan jenis pada zona terusir (Rxo) hampir sama dengan harga tahanan jenis formasi (Rt).
- e. Harga porositas neutron lebih tinggi daripada porositas densitas.

Zona batuan reservoir yang sering dicirikan oleh :

- a. Harga kurva sinar gamma yang rendah.
- b. Harga kurva SP menjauhi garis dasar Serpih.
- c. Terbentuknya kerak lumpur pemboran.
- d. Adanya separasi positif pada microlog.
- e. Mempunyai harga porositas menengah sampai tinggi.

## 2. Interpretasi Jenis litologi

Jenis litologi zona reservoir dapat ditentukan berdasarkan kenampakan defleksi log tanpa melakukan perhitungan. Adapun kenampakan beberapa jenis litologi batuan reservoir adalah sebagai berikut :

Batupasir pada log dicirikan oleh :

- a. Defleksi GR relatif rendah/ kecil.
- b. Defleksi SP akan berkembang positif atau negatif terhadap garis dasar serpih.
- c. Defleksi kurva log Neutron (NPHI) dan log Densitas (RHOB) relatif kecil/rendah.
- d. Defleksi kurva log sonik relatif kecil/rendah.

Kadang-kadang mempunyai diameter lubang bor yang relatif lebih kecil karena cenderung membentuk kerak lumpur.

Batugamping pada log dicirikan oleh :

- a. Defleksi kurva sinar gamma rendah.
- b. Harga RHOB lebih tinggi.
- c. Terjadi separasi positif pada kurva tahanan jenis mikro apabila batugamping tersebut *porous, clean* terjadi separasi negatif bila tidak *porous*.
- d. Kurva log neutron berhimpit dengan kurva log densitas.
- e. Lubang bor kadang-kadang membesar



Jenis litologi pada data log dapat ditentukan dengan berdasar kenampakan defleksi log tanpa suatu perhitungan. Adapun kenampakan beberapa jenis litologi batuan reservoir adalah sebagai berikut :

a. Batu lempung atau serpih

1. Defleksi kurva log GR besar (terbesar)
2. Log SP tak mengalami defleksi atau garis lurus (Shale base line)
3. Defleksi kurva log NPHI/RHOB relatif besar
4. Defleksi log sonik relatif besar

b. Batupasir lempungan

1. Log GR relatif besar dari batupasir tapi lebih kecil dari batulempung
2. Log NPHI/RHOB relatif besar dari batupasir tapi lebih kecil dari batu lempung
3. Log sonik lebih besar dari batupasir tetapi lebih kecil dari batulempung

c. Batubara Defleksi *log* GR relatif kecil

1. Resistivitas mempunyai harga yang sangat besar
2. Defleksi kurva RHOB rendah/kecil sedangkan kurva NPHI relatif besar
3. Defleksi kurva sonik relatif tinggi

d. Batulempung organik

1. Defleksi log GR relatif besar
2. Resistivitas mempunyai harga yang sangat besar
3. Defleksi kurva RHOB rendah/kecil sedangkan kurva NPHI relatif besar
4. Defleksi kurva sonik relatif tinggi

3. Interpretasi Kandungan Fluida

Untuk membedakan jenis cairan yang terdapat di dalam formasi, apakah air, minyak atau gas, dapat ditentukan dengan melihat log tahanan jenis dan gabungan log neutron-densitas .

a. *Fluida* Air

Defleksi *kurva log* tahanan jenis serta *log* NPHI dan RHOB yaitu :

1. Defleksi kurva log tahanan jenis relatif kecil dibanding fluida minyak dan gas.

- Bentuk dan separasi dari log NPHI dan RHOB relatif tidak beraturan dan sempit, kadang-kadang kedudukan log NPHI yang di sebelah kanan dan log RHOB yang kiri atau sebaliknya.

b. Fluida Minyak

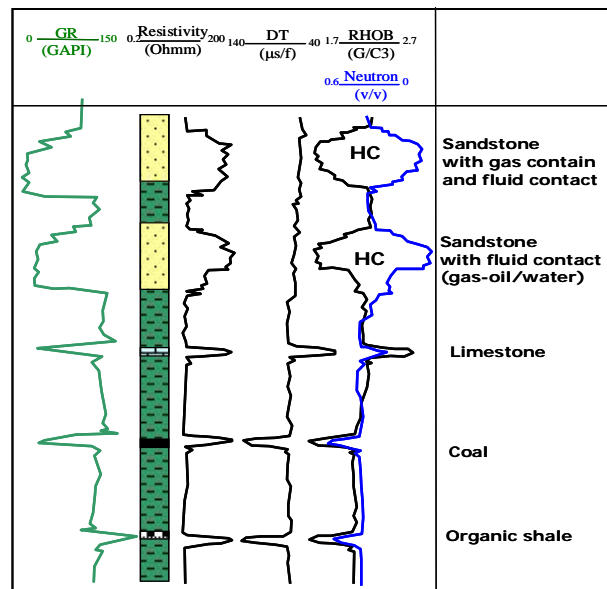
Defleksi kurva log tahanan jenis serta log NPHI dan RHOB yaitu:

- Defleksi kuva log tahanan jenis relatif lebih besar daripada fluida air, tetapi masih lebih kecil di banding dengan fluida gas. Kedudukan kurva log MSFL sebelah kiri dan kurva log LLD sebelah kanan.
- Defleksi kuva log NPHI dan RHOB separasi relatif sempit, RHOB di sebelah kiri dan NPHI sebelah kanan.

c. Fluida Gas.

Defleksi kurva log tahanan jenis serta log NPHI dan RHOB yaitu :

- Defleksi kurva log tahanan jenis relatif besar daripada fluida minyak. Separasi kuva log MSFL dan LLD relatif renggang dibanding dengan sparasi pada fluida minyak.
- Separasi NPHI dan RHOB relatif renggang dibanding separasi fluida minyak, kurva log RHOB di sebelah kiri dan kurva log NPHI di sebelah kanan.



**Gambar 2.7. Identifikasi Lithologi dan Fluida**

### 2.2.3. Porositas dan Saturasi air

Porositas suatu medium adalah bagian dari volume batuan yang tidak terisi oleh benda padat (Harsono Adi, 1997). Ada beberapa macam porositas batuan :

#### 1. Porositas Total

Porositas total merupakan perbandingan antara ruang kosong total yang tidak terisi oleh benda padat yang ada diantara elemen-elemen mineral dari batuan dengan volume total batuan.

#### 2. Porositas Efektif

Merupakan perbandingan volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume total batuan. Porositas efektif bisa jauh lebih kecil dibandingkan dengan porositas total jika pori-porinya tidak saling berhubungan.

Penentuan harga porositas pada lapisan reservoir menggunakan gabungan harga porositas dari dua kurva yang berbeda, yaitu porositas densitas ( $\phi_D$ ) yang merupakan hasil perhitungan dari kurva RHOB dan porositas neutron ( $\phi_N$ ) yang dibaca dari kurva NPHI.

Kurva RHOB yang mengukur berat jenis matriks batuan reservoir biasanya dikalibrasikan pada berat jenis matriks batuan (batugamping = 2.71 dan batupasir = 2.65) serta diukur pada lumpur pemboran yang digunakan dalam pemboran ( $\rho_f$ ).

#### 2.2.3.1. Gamma-Ray Log

$$- V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Dimana :

GRlog = Pembacaan GR pada lapisan *shally-sand*

GRmax = Pembacaan GR maksimum (*shale*)

GRmin = Pembacaan GR minimum (*clean sand*)

Vsh = Volume *shale*

### 2.2.3.2. Log Densitas

$$\Phi D = \left[ \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \right] - V_{sh} \times \left[ \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \right]$$

Dimana :

$\Phi D$  = Porositas densitas

$\rho_{ma}$  = Densitas formasi *shale* tanpa matriks (2.648 *sand* dan 2.71 *limestone*)

$\rho_b$  = Densitas dari *shally formation*

$\rho_f$  = Densitas fluida (1.0 *fresh mud* dan 1.1 *salt mud*)

$\rho_{sh}$  = Porositas densitas yang mendekati *shale*

$V_{sh}$  = Volume lempung

### 2.2.3.3. Menentukan nilai Saturasi air

Saturasi atau kejenuhan air formasi adalah rasio dari volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas total (Adi Harsono, 1997). Tujuan menentukan saturasi air adalah untuk menentukan zona yang mengandung hidrokarbon. Jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai  $S_w = 1$ . Tetapi apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai  $S_w < 1$ .

### 2.2.4. Log Untuk Analisis Lingkungan Pengendapan

Lingkungan pengendapan adalah suatu area di permukaan bumi yang secara fisik, kimia dan biologi berbeda dari area di sekitarnya (Selley, 1985). Suatu lingkungan pengendapan memungkinkan sebagai tempat terjadinya erosi, kesetimbangan/equilibrium (non deposisi dan non erosi) dan deposisi (Selley, 1985). Suatu interval pola log tertentu mencerminkan suatu siklus pengendapan tertentu di suatu lingkungan pengendapan (Serra, 1989). Contohnya log GR (Gamma Ray) dan log SP (Spontaneous Potential) yang mencerminkan variasi dalam suatu suksesi ukuran besar butir (Selley, 1978; dalam Waker & James, 1992). Dari data log sumur dapat dikenali beberapa bentuk dasar yang dapat dipergunakan untuk menentukan fasies pengendapan suatu tubuh sedimen. Bentuk-bentuk dasar tersebut adalah blocky (cylindrical), serrated (irregular), bell shape, funnel shape, symmetrical dan asymmetrical

### 1. Pola Blocky

Blocky merupakan bentuk dasar yang menunjukkan homogenitas batuan. Bentuk ini diasosiasikan dengan endapan sedimen eolian, dune, braided channel, carbonate shelf, reef, atau submarine channel fill.

### 2. Pola Serrated

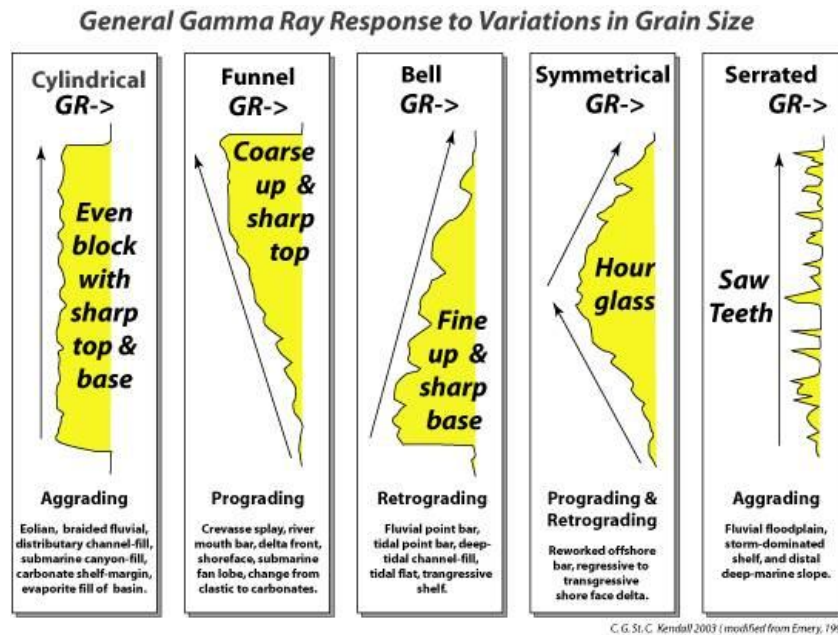
Bentuk serrated dianggap sebagai bentuk yang mempresentasikan heterogenitas batuan. Bentuk serrated diasosiasikan dengan endapan sedimen flood plain, carbonate slope, canyon fill, alluvial plain. Umumnya mengindikasikan perlapisan tipis-tipis antara sedimen kasar dan halus. Endapan tipis berbutir kasar mungkin berupa crevasse splay, overbank deposit dalam laguna, turbidit dalam endapan laut dalam atau lapisan yang teracak-acak.

### 3. Pola Bell

Bentuk bell selalu diasosiasikan sebagai gradasi butir menghalus ke atas. Bentuk ini diasosiasikan sebagai endapan fluvial point bar, tidal point bar, transgressive shelf sand, submarine channel atau endapan turbidit.

### 4. Pola Funnel

Bentuk Funnel merupakan kebalikan dari bentuk bell yang diasosiasikan sebagai gradasi butir mengkasar ke atas. Bentuk ini dapat dihasilkan dari endapan delta front (distributary mouth bar), crevasse splay, beach, barrier beach, shoreface, prograding self sand ataupun submarine fan lobe



**Gambar 2.8. Pola log GR untuk analisis lingkungan pengendapan (Kendal,2003)**

### 2.2.5. Pemetaan Bawah Permukaan

Kondisi bawah permukaan dapat digambarkan dengan beberapa cara, yaitu dengan penampang bawah permukaan, dengan peta bawah permukaan dan dengan blok 3 dimensi. Data-data yang paling baik digunakan untuk penggambaran kondisi geologi bawah permukaan adalah data log sumur dan seismik. Dalam proses identifikasi/interpretasi kondisi bawah permukaan yang tidak diketahui secara pasti, maka agar didapatkan hasil interpretasi yang baik, seorang ahli geologi dituntut untuk :

1. Mengetahui kondisi struktur lokal.
2. Dapat memvisualisasikan hasil interpretasi secara 3 dimensi, untuk mengevaluasi banyaknya variasi hasil interpretasi dan untuk menentukan interpretasi yang paling logis (reasonable).
3. Mampu melakukan pemetaan bawah permukaan dengan teknik yang benar.

### 2.2.5.1. Penampang Bawah Permukaan

Penampang bawah permukaan menggambarkan kondisi geologi bawah permukaan secara dua dimensi, dalam dimensi tinggi/kedalaman dan dimensi panjang. Penampang bawah permukaan ini dapat dibedakan menjadi dua, yaitu :

#### 1. Penampang Struktur.

Penampang ini dibuat dengan tujuan untuk mengetahui kondisi geologi sekarang (*real condition*). Pada prinsipnya penampang struktur ini dibuat dengan menggunakan “*subsea level*” sebagai datumnya.

#### 2. Penampang Stratigrafi.

Penampang ini dibuat untuk mengetahui hubungan stratigrafi dari unit-unit batuan, sehingga dalam pembuatannya datum yang digunakan adalah bukan “*subsea level*”, namun menggunakan suatu “*marker bed*” ataupun “*stratigraphic marker*” yang lain. Pembuatan penampang ini dilakukan dengan menghubungkan/mengkorelasikan horison-horison yang memiliki kesamaan waktu. Korelasi adalah suatu proses penghubungan satu titik dengan titik lain pada penampang stratigrafi dengan anggapan bahwa titik-titik tersebut terletak pada bidang perlapisan yang sama ( Koesoemadinata, 1982 ). Pengkorelasian ini dapat dilakukan dengan beberapa metode, yaitu:

##### a. Metode organik/paleontologi.

Korelasi dilakukan dengan menggunakan data fosil, yaitu menghubungkan lapisan dengan kandungan fosil yang berumur sama.

##### b. Metode anorganik.

Dengan menghubungkan perlapisan yang memiliki kesamaan waktu, yaitu dengan menggunakan *key bed (marker bed)*, horison dengan karakter tertentu, bidang refleksi seismik dan bidang kesamaan waktu yang lain.

### 2.2.5.2. Geometri

Geometri dari suatu fasies sedimentasi merupakan fungsi dari topografi sebelum pengendapan (*pre-depositional topography*), geomorfologi lingkungan pengendapan, dan sejarah setelah sedimentasi (*post-depositional history*). Untuk mengenali geometri tubuh batuan/fasies ini antara lain dapat dilakukan dengan

menggunakan data sumur dan seismik (2 D dan 3 D). Beberapa geometri yang umum dijumpai pada batupasir, yaitu tributary channel, distributary channel, shoestring, bank, fan, progradasi, sheet dan blanket.

### **2.2.5.3. Litologi**

Litologi merupakan parameter yang paling mudah untuk menentukan lingkungan pengendapan batuan.

Komposisi batuan sedimen yang berupa mineral-mineral tertentu akan dapat mengindikasikan suatu kondisi lingkungan pengendapan tertentu namun dalam lingkup yang besar. Mineral glaukonit, dipercaya sebagai mineral yang hanya dapat terbentuk di laut dan merupakan mineral yang tidak stabil, sifatnya *insitu*, sehingga mineral ini merupakan indikator lingkungan laut.

Pirit yang hadir pada batuan sedimen, dianggap sebagai salah satu indikator lingkungan reduksi, karena mineral pirit ini terbentuk pada lingkungan reduksi dan merupakan mineral yang *insitu*, karena sifatnya yang tidak stabil.

Komposisi batuan ini, secara akumulatif dapat digunakan sebagai alat untuk mengidentifikasi lingkungan pengendapan batuan sedimen.

Tekstur batuan sedimen telah banyak dicoba untuk dapat menjadi salah satu indikator lingkungan pengendapan, antara lain dengan uji *granulometri* sedimen purba untuk kemudian dibandingkan dengan batuan Resen, yang telah diketahui lingkungan pengendapannya. Namun penggunaan data tekstur batuan saja untuk mengidentifikasi lingkungan pengendapan, ternyata memiliki beberapa kelemahan, yaitu:

1. Tekstur sedimen tidak hanya dipengaruhi oleh lingkungan pengendapan saja, namun juga oleh sejarah sebelum pengendapan.
2. Adanya pengaruh proses setelah deposisi, antara lain *disolusi* dan *overgrowth*, akan mengubah tekstur awal dari batuan tersebut.

Ukuran butir batuan sedimen lebih banyak mencerminkan energi pengendapan batuan sedimen, dimana batuan dengan butiran yang lebih besar diendapkan dalam suasana energi pengendapan yang kuat.

Bentuk butir batuan sedimen dapat juga digunakan sebagai indikator ke arah interpretasi lingkungan pengendapan, misalnya butiran batupasir oleh proses

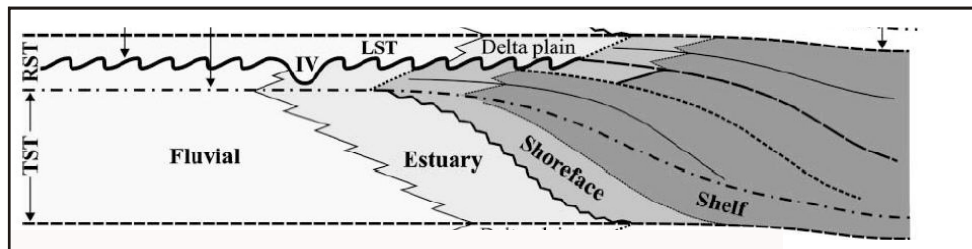


*glacial* memiliki bentuk yang lebih meruncing daripada butiran batupasir oleh proses *olian* yang cenderung membulat.

### 2.2.6. Lingkungan Pengendapan *Shallow marine*

Lingkungan pengendapan pada daerah *Sellow marine* di bagi menjadi tiga, yaitu :

1. *Estuary*
2. *Shorface*
3. *Shelf*



Gambar 2.9. Lingkungan Pengendapan *Shallow marine* (Kendal,2003)

### 2.2.7. Peta Bawah Permukaan

Peta bawah permukaan merupakan peta yang menggambarkan bentuk maupun kondisi geologi bawah permukaan yang bersifat kuantitatif (menggambarkan suatu garis yang menghubungkan titik yang bernilai sama) dan dinamis. Peta bawah permukaan dapat dibagi menjadi dua jenis, yaitu:

1. Peta Kontur Struktur.

Peta yang menggambarkan konfigurasi bidang perlapisan tertentu atau bentuk-bentuk geometris dan elevasi dari suatu bidang permukaan satuan stratigrafi.

2. Peta Stratigrafi.

Peta yang menggambarkan perlapisan serta perubahan yang terjadi dalam suatu lapisan atau kumpulan lapisan secara lateral yang dinyatakan dalam nilai-nilai tertentu.

Peta ini dapat menggambarkan:

- a. Kedalaman suatu horison stratigrafi, peta *isobath*.

- b. Ketebalan suatu interval perlapisan, peta *isopach*.
- c. Ketebalan total lapisan batuan tertentu dalam suatu interval, peta *isolith*.
- d. Persentase ketebalan total lapisan batuan tertentu dalam suatu interval perlapisan, *iso-percentage*.
- e. Perbandingan/rasio ketebalan total suatu lapisan batuan tertentu terhadap ketebalan lapisan lain, peta iso-rasio ( contoh: *sand-clastic ratio*).

Beberapa peta bawah permukaan yang akan dibuat dalam analisis sebaran reservoir ini adalah sebagai berikut:

- a. Peta *Isopach*.

Peta *isopach* merupakan peta yang menggambarkan penyebaran ketebalan dari suatu lapisan batuan.

Pembuatan peta ini dilakukan dengan menentukan ketebalan lapisan batuan yang diinginkan, pada setiap sumur. Setelah nilai ketebalan batuan pada setiap sumur ditentukan maka dapat dibuat peta konturnya dengan menghubungkan nilai-nilai ketebalan yang sama.

Peta ini memberikan gambaran penyebaran lapisan batuan, dan dalam hal ini berhubung lapisan yang diteliti adalah batupasir, maka dapat menunjukkan adanya “*shale out*” yang dimungkinkan menjadi “*barrier*” ataupun pembatas pergerakan fluida. Peta ini juga dapat menjadi acuan zone-zone interes reservoir, yaitu zone yang tebal dengan pelampiran yang luas

- b. Peta *Sand-clastic Ratio*.

Peta *sand-clastic ratio* merupakan peta yang menunjukkan nilai perbandingan relatif antara ketebalan zone pasir dengan ketebalan zone klastik secara keseluruhan yang terdapat pada suatu lapisan/seri batuan tertentu

Peta ini dibuat dengan menentukan persentase batuan terhadap keseluruhan klastik yang ada, dalam hal ini adalah batupasir itu sendiri dan serpih. Penentuan persentase batupasir ini dilakukan dengan menggunakan data log GR, yaitu dengan asumsi nilai API unit :

- a) Lebih dari 75 adalah serpih.

- b) 75 sampai 45 adalah batupasir.
- c) Kurang dari 45 adalah batugamping.

Persentase batupasir tersebut ditentukan pada interval satu sikuen pangendapan, menggunakan rumus :

$$\% \text{ Pasir} = \frac{\text{Pasir (m)}}{\text{Pasir (m) + serpih (m)}} \times 100 \%$$

Setelah masing-masing sumur diketahui nilai persentase batupasir terhadap keseluruhan klastiknya, maka dapat dibuat peta konturnya dengan menghubungkan titik-titik yang mempunyai nilai persentase batupasir sama.

c. Peta *Iso-Porosity*.

Peta *iso-porosity* merupakan peta yang menggambarkan penyebaran porositas yang sama dari suatu lapisan batuan.

Pembuatan peta ini dilakukan dengan menghitung nilai porositas lapisan batuan yang diinginkan pada masing-masing sumur. Nilai porositas tersebut dihitung dari log densitas, yaitu dengan rumus :

$$\text{Porositas (\%)} = \frac{\rho_{\text{ma}} \text{ (gr/cc)} - \rho_{\text{bulk}} \text{ (gr/cc)}}{\rho_{\text{ma}} \text{ (gr/cc)} - \rho_{\text{fluida}} \text{ (gr/cc)}}$$

Keterangan :

$\rho_{\text{ma}}$  ( batupasir ) = 2,65 gr/cc (Asquith dan Gibson, 1982).

$\rho_{\text{bulk}}$  =  $\rho$  pembacaan log densitas (gr/cc)

$\rho_{\text{fluida}}$  =  $\rho$  fluida pemboran.

Setelah nilai porositas masing-masing sumur diketahui, maka dapat dibuat peta konturnya dengan menghubungkan titik-titik yang bernilai porositas sama.

Peta *iso-porosity* ini dapat digunakan untuk menentukan zone-zone interes reservoir, yaitu yang memiliki porositas tinggi; untuk mengetahui kontinuitas pergerakan fluida, juga mengetahui adanya zone-zone *barrier porosity*.

Menurut Muskat (1949), minyak bumi diproduksi dari batupasir dengan nilai porositas antara 10 – 35 %. Nilai porositas batupasir dibagi menjadi beberapa kriteria, yaitu :

- a) - 0 – 5 % = diabaikan (*negligible*).
- b) 5 – 10 % = jelek (*poor*).
- c) 10 – 15 % = cukup (*fair*).
- d) 15 – 20 % = baik (*good*).
- e) 20 – 25 % = sangat baik (*very good*).
- f) > 25 % = istimewa (*excellent*).

d. Peta Kontur Struktur

Peta kontur struktur merupakan peta yang menggambarkan keadaan nyata dari suatu horison termasuk di dalamnya konfigurasi struktur yang ada.

Peta ini dibuat dengan menentukan kedalaman horison yang ingin dipetakan pada masing-masing sumur. Adanya kontrol struktur ditentukan dari data seismik maupun dari korelasi struktur. Setelah kedalaman horison dan struktur yang ada ditentukan, maka dibuat peta kontur dengan memperhatikan kontrol struktur yang ada terhadap kontur yang akan dibuat.

Peta struktur ini akan dapat memberikan gambaran keadaan bawah permukaan yang sebenarnya. Dari peta ini dapat ditentukan kemungkinan adanya  *closures* jebakan hidrokarbon, baik oleh antiklin maupun oleh sesar.

e. Peta Batas dan Sebaran Fluida.

Peta sebaran dan batas fluida ini merupakan peta yang menggambarkan pola penyebaran fluida dan batas masing-masing fluida (air, minyak dan gas).

Peta ini dibuat dengan mengkombinasikan peta *isopach*, peta *iso-porosity*, peta struktur dan data produksi masing-masing sumur. Dari data produksi sumur- sumur dan analisis log, ditentukan “*Oil Water Contact*” (*OWC*), “*Gas Oil Contac*” (*GOC*) dan “*Gas Water Contact*” (*GWC*), untuk kemudian dilakukan deliniasi batas-batas fluida.

### 2.2.8. Seismik

Salah satu metode seismik yang digunakan dalam pencarian hidrokarbon adalah seismik refleksi atau seismik pantul. Seismik refleksi ini bekerja dengan cara memanfaatkan gelombang pantul dari batas-batas lapisan batuan bawah permukaan. Data yang digunakan dari gelombang pantul ini adalah data waktu datang dan data kecepatan rambat gelombang (*velocity*).

Metode seismik refleksi berdasarkan pada perekaman dan pengukuran refleksi pada suatu batas perlapisan batuan. Kekuatan refleksi gelombang seismik secara langsung berhubungan dengan kontras impedansi akustik sepanjang batas perlapisan. Semakin besar kontras semakin kuat refleksi yang terjadi.

Kekuatan refleksi yang terbentuk pada batas perlapisan dinyatakan sebagai *reflection coefficient* (*RC*) / koefisien refleksi. Pada normal *incidence* koefisien refleksi dapat dicari dengan cara (Badley,1985) :

$$KR = \frac{IA2 - IA1}{IA2 + IA1}$$

Keterangan :

KR = Koefisien Refleksi

IA1 = Impedansi Akustik lapisan atas

IA2 = Impedansi Akustik lapisan bawah

Polaritas (*Polarity*) adalah istilah yang digunakan untuk mendeskripsikan refleksi negatif atau positif. SEG (*Society of Exploration Geophysicists*) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut :

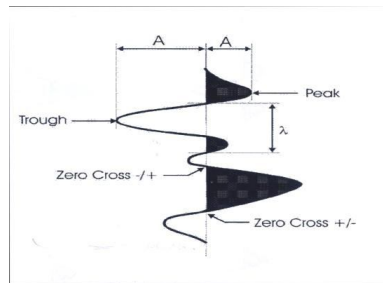
1. Suatu sinyal seismik positif menghasilkan tekanan akustik positif pada sebuah *hydrophone* di air atau pergerakan ke atas pada *geophone* di darat.

2. Sinyal seismik positif terekam sebagai bilangan positif pada pita perekam, defleksi positif pada layar perekam, dan *peak* (hitam) pada penampang seismik.

Dari hasil prosesing data, pulsa seismik yang ditampilkan dalam penampang seismik dapat digolongkan ke dalam dua tipe utama, yaitu :

- *Minimum phase* : batas IA merupakan awal *wavelet*.
- *Zero phase*: batas IA merupakan puncak *wavelet*.

Setiap perubahan litologi dengan perubahan densitas dan keceptan akan menyebabkan terbentuknya KR dan perubahan KR akan menyebabkan terjadinya *individual response*. *Overlapping individual response* mengakibatkan interferensi *wavelet* (Gambar 4.5 Wavelet pada penampang seismic merupakan hasil interferensi). *Overlapping individual response* terjadi karena pelapisan yang sangat rapat sehingga pada *composite response* akan terjadi interferensi.



**Gambar 2.10. Wavelet pada data seismik (Badley,1985)**

## **BAB 3**

### **GEOLOGI JAWA BARAT UTARA**

#### **3.1 Geologi Umum**

Pada zaman Kapur hingga Awal Tersier, Jawa Barat Utara dapat diklasifikasikan dalam fore Arc Basin dengan dijumpainya orientasi struktur berarah NE-SW ( $N 70^{\circ}E$ ) mulai dari Ciletuh, subcekungan Bogor, Jatibarang, Cekungan Muriah dan Cekungan Florence Barat yang mengindikasikan kontrol "Meratus Trend". Pada waktu Paleogen (Eosen-Oligosen), Jawa Barat mengalami sesar geser yang akhirnya membentuk Cekungan Jawa Barat Utara sebagai pull apart basin. Pada fase ini dijumpai sesar-sesar bongkah (*hors graben system*) yang berarah relatif Utara Selatan yang dikenal sebagai arah Sunda. Endapan *lacustrin* dan vulkanik Formasi Jatibarang menutup rendahan-rendahan yang ada dengan penyebaran makin ke barat makin tipis. Proses sedimentasi terus berlangsung dengan dijumpainya endapan transisi Formasi Talangakar. Formasi ini diendapkan pada *fasies fluvial* di bagian bawah dan berubah secara berangsur menjadi endapan *fluvio-deltaic* dan *shallow marine* dibagian atas. Sistem ini diakhiri dengan diendapkannya lingkungan gampingan Formasi Baturaja dengan perkembangan dari arah utara adalah *near shoal*, *shoal* hingga *open marine* ke arah selatan.

Fase tektonik kedua terjadi pada permulaan Neogen (Oligo-Miosen) dengan pembentukan jalur subduksi baru di selatan Jawa. Jalur vulkanik periode Miosen Awal terletak di lepas pantai selatan Jawa. Deretan gunung api ini menghasilkan endapan vulkanik bawah laut yang dikenal sebagai "old andesite" tersebar sepanjang selatan Pulau Jawa. Pola tektonik ini merubah pola tektonik tua NE-SW yang terjadi sebelumnya menjadi berarah barat-timur (E-W) dan menghasilkan suatu sistem sesar naik dimulai dari selatan (Ciletuh) bergerak ke Utara. Pola sesar ini dengan sistem sesar naik belakang busur atau dikenal "thrust foldbelt system". Saat Miosen Awal mulai diendapkan Formasi Cibulakan Atas yang

menunjukkan lingkungan laut dangkal dan ditutup dengan endapan Formasi Parigi yang melampar luas.

Fase tektonik akhir yang terjadi adalah pada Plio-Plistosen yang pengaruhnya terlihat dengan adanya sesar-sesar naik pada jalur selatan Cekungan Jawa Barat Utara, sedimen yang terbentuk adalah Formasi Cisubuh yang diendapkan dalam lingkungan *inner shelf*.

Menurut Martodjojo (1984) secara regional lapangan minyak Cemara termasuk ke dalam Mandala Sedimentasi Paparan Utara. Unsur-unsur tektonik yang mengontrol di daerah ini berarah NW-SE, NE-SW atau N-S. Dari analisis seismik, struktur sesar yang berada pada daerah telitian memiliki arah umum NE-SW atau N-S, dimana struktur sesar tersebut berkembang di daerah Cemara Timur sampai Cemara Selatan, sedangkan beberapa sesar berarah N-S dijumpai di Cemara Barat.

Secara struktural, struktur Subang berada di daerah tinggian Pamanukan – Gantar Kandanghaur. Daerah lapangan migas ini sangat dekat dengan lokasi batuan sumber atau dapur hidrokarbon yaitu Rendahan Cipunegara. Tektonik regional struktur Subang dan sekitarnya tidak lepas dari tektonik regional Cekungan Jawa Barat Utara yang secara regional, terdapat enam peristiwa tektonik utama, yaitu :

#### 1. Pra Tersier

Metamorfosa regional dihasilkan dari peristiwa tumbukan dan perkembangan busur Meratus, pengangkatan, erosi penurunan temperatur terjadi pada Paleosen. Peristiwa magmatisme terjadi di hampir seluruh daerah *onshore* dan *offshore* Java disebabkan oleh proses yang berhubungan dengan normal *subduction*, sedangkan magmatisme berlanjut hingga Awal Eosen.

Peristiwa metamorfosa sedimen karbonat dan serpih dari *Sunda continental passive margine* terjadi pada Akhir Kapur. Selain metamorfosa derajat sedang - rendah ini juga terjadi peristiwa intrusi andesitik di hampir seluruh cekungan Jawa Barat Utara.



## 2. Paleogen Extensional Rifting

Peristiwa tumbukan antara lempeng India dengan lempeng Eurasia mengaktifkan sesar mendatar utama dextral kraton Sunda (Daly et al., 1987, 1991).

Periode tektonik ekstensi (Eocene) dimulai pada fase pertama rifting cekungan Jawa Barat Utara disebut Rifting-I (*early fill phase*). Sedimen yang diendapkan pada Rifting-I ini disebut sedimen *Synrift I*. Cekungan awal rifting (*Rift I or early fill phase*) terbentuk selama fragmentasi, rotasi dan pergerakan dari Kraton Sunda. Cekungan yang kaya akan material vulkanik terkonsentrasi sepanjang jalur Sub-cekungan Jatibarang, Sub-cekungan Cipunegara, Sub-cekungan Ciputat, bagian selatan dan tengah Sub cekungan Arjuna. Dua trend sesar normal yang diakibatkan oleh perkembangan Rifting-I (*early fill*) N 60° W - N 40° W dan hampir N – S.

## 3. Neogene Compressional Wrenching

Ditandai oleh pembentukan sesar-sesar geser akibat gaya kompresif dari tumbukan Lempeng Hindia. Sebagian besar pergeseran sesar merupakan reaktivasi dari sesar normal yang terbentuk pada periode Paleogene. Secara lebih rinci periode ini dapat dibagi sebagai berikut :

### a. Oligosen

Rifting di Laut Cina Selatan dan akresi di Bagian Utara Kalimantan. Di Tepian Lempeng Australia (New Guinea) menabrak beberapa kompleks busur (Daly et.al., 1987, 1991).

### b. Miosen Tengah

Rifting di Laut Cina Selatan dihentikan oleh peristiwa tumbukan fragmen-fragmen benua yang dihasilkan oleh Gondwana (*northern Australia/Irian Jaya*) dengan bagian timur dari Tepian Lempeng Mikro Sunda (Daly et. al., 1987, 1991).

### c. Miosen Akhir

Bagian Barat Laut Lempeng Australia menumbuk dengan Sunda trench (Daly et. al., 1987, 1991).

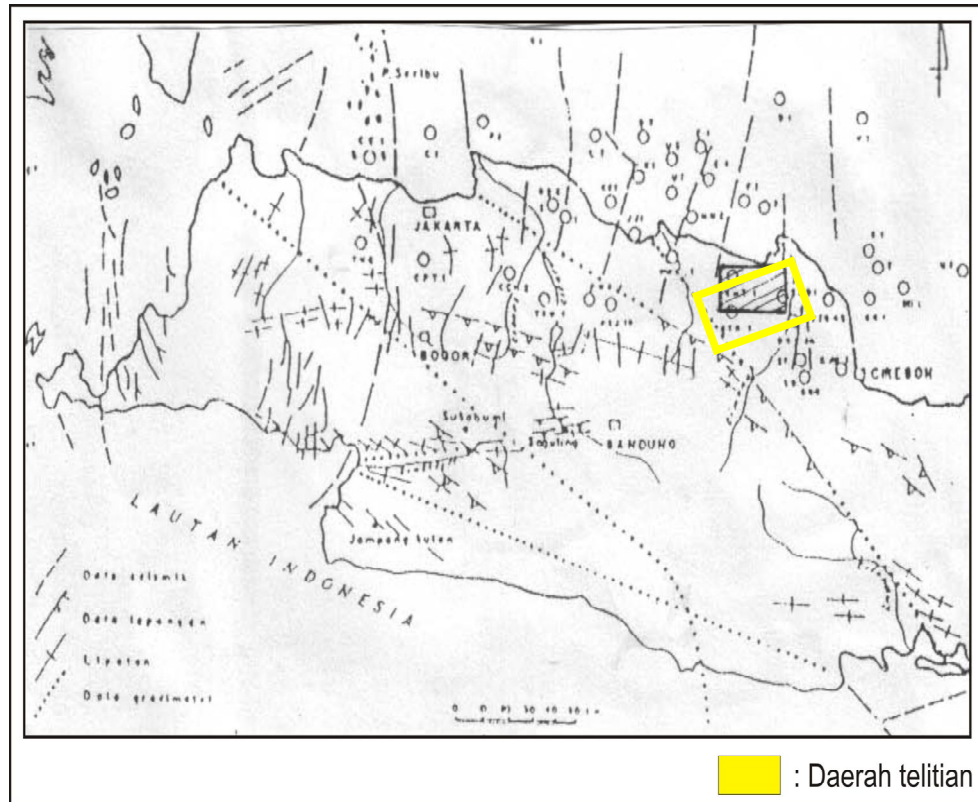
#### 4. Plio-Pleistosen

Bagian utara dari *NW Australia passive margin* dengan *Sunda Trench* dan busur depan Banda. Peristiwa inversi minor terjadi di Cekungan Jawa Barat Utara.

Orogenesa yang terjadi pada Kapur Tengah – Paleosen Awal, membentuk sistem blok patahan Tersier dengan arah pergerakan vertikal yang bervariasi, mengakibatkan ketebalan sedimen yang bervariasi dan intensitas perlipatan meningkat terhadap kedalaman. Pada Paleogen (Eosen – Oligosen) cekungan Jawa Barat mengalami peregangan yang menghasilkan sesar normal utara-selatan (Pola sesar Sunda). Patahan-patahan tersebut menghasilkan blok-blok patahan yang membentuk cekungan-cekungan dan tinggian-tinggian seperti yang telah disebutkan di atas. Pola umum struktur Jawa Barat dapat dilihat di Gambar 3.1.

Pada Oligosen – Miosen terjadi penunjaman di selatan Pulau Jawa yang membentuk jalur vulkanik Miosen Awal dan menghasilkan endapan gunung api bawah permukaan laut ("*Old Andesit Formation*") yang tersebar sepanjang Pulau Jawa, Sumatera sampai Nusa Tenggara. Hal tersebut juga merubah pola tektonik menjadi berarah barat – timur (disebut sebagai Pola Tektonik Jawa), sejajar dengan jalur subduksi. Pola tektonik tersebut menghasilkan sistem sesar naik mulai dari selatan ke arah utara, sehingga sesar ini makin muda ke utara (Soejono, 1989 dalam anonim, 1996). Hal ini telah dibuktikan berdasarkan endapan turbidit yang makin muda ke arah utara, dan makin mudanya batuan yang terkena sesar ke arah utara. Pola sesar tersebut sesuai dengan sistem sesar naik *thrust – fold belt system* di belakang busur vulkanik di Sirkum Pasifik. Perkembangan sesar tersebut membentuk pola cekungan yang khas, yaitu Cekungan Bogor yang selalu berpindah ke arah utara.

Pada lapangan minyak bumi Cemara, dibagi menjadi dua blok struktur, yaitu Blok Struktur Cemara Barat – Timur dan Blok Struktur Cemara Selatan (Martodjojo, 1984).



**Gambar 3.1. Letak daerah penelitian terhadap pola umum struktur Jawa Barat (Martodjojo, 1984).**

Blok Struktur Cemara Barat – Timur dikontrol oleh struktur antiklin dengan arah sumbu tenggara – barat laut, yang terpotong oleh sesar normal utara selatan di bagian barat dan timur. Pada Blok Struktur Cemara Selatan juga terkontrol oleh struktur sesar normal yang relatif berarah utara – selatan.

### **3.1.1. Stratigrafi Daerah Jawa Barat Utara**

Stratigrafi daerah telitian tersusun oleh beberapa formasi, yang dalam hal ini yaitu dari tua ke muda (Tabel 3.2) adalah sebagai berikut :

#### **3.1.1.1. Formasi Jatibarang**

Formasi Jatibarang yang terbentuk pada Akhir Eosen – Akhir Oligosen, menutupi batuan dasar (*basement*) yang berupa batuan metamorf dengan umur Pra-Tersier.

Formasi ini tersusun oleh batuan-batuan vulkanik yang berupa tuf, baik tuf-lapili, tuf terelaskan, maupun tuf debu/abu dan sisipan lava andesitik/basaltik. Menurut Arpandi dan Sujitno (1975) formasi ini terbentuk pada lingkungan *fluvial* dengan ketebalan formasi mencapai 1200 m.

Formasi Jatibarang ini dipisahkan menjadi dua bagian, yaitu:

- a. Bagian bawah yang tersusun oleh tuf produk vulkanisme dan lava andesitik/basaltik. Bagian bawah yang disusun oleh batuan hasil vulkanisme, dalam pembahasan ini akan dimasukkan ke dalam Formasi Jatibarang.
- b. Bagian atas yang tersusun oleh batulempung tuf, konglomerat dan lava andesitik-basaltik. Bagian atas ini dimasukkan sebagai bagian bawah dari Formasi Talang Akar.

#### **3.1.1.2. Formasi Talangakar**

Batuan Formasi Talang Akar berada di atas batuan vulkanik Formasi Jatibarang secara tidak selaras, terbentuk pada ahir Oligosen – awal Miosen. Formasi Talang Akar dibagi menjadi 2, yaitu: Formasi Talang Akar Bawah dan Formasi Talang Akar Atas.

- a. Formasi Talang Akar Bawah

Formasi Talang Akar bawah tersusun oleh tuf-lempungan, tuf-pasiran, konglomerat dan lava/retas andesitik-basaltik serta sisipan batubara. Batuan-batuan tersebut merupakan batuan sedimen hasil rombakan batuan vulkanik Formasi Jatibarang, yang

diendapkan di dalam cekungan *half graben* di daerah Cemara Selatan.

Sebagian besar Formasi Talang Akar Bawah ini ditutupi oleh lava andesitik dengan ketebalan mencapai 200 meter, sedangkan di tempat lainnya, bagian ini disusun oleh tuf pasir, tuf lempungan dan secara berangsur di atasnya diendapkan batuan Formasi Talang Akar Atas.

b. Formasi Talang Akar Atas

Formasi ini dijumpai di seluruh daerah Cemara, selaras di atas Formasi Talang Akar bawah (di Cemara Selatan) dan tidak selaras di atas batuan vulkanik Formasi Jatibarang di Cemara Barat dan Cemara Timur. Formasi ini sebelumnya dikenal sebagai Formasi Talang Akar dan pernah juga dikenal sebagai Formasi Cibulakan Bawah.

Formasi Talang Akar Atas ini dicirikan oleh endapan klastika halus batulempung karbonatan dengan sisipan batubara (bagian bawah), selanjutnya berkembang batupasir, batulempung dan sisipan batugamping, dan ke atas semakin dominan dan tebal lapisan batugampingnya, hingga secara berangsur menjadi batugamping Formasi Baturaja.

Menurut Arpandi dan Sujitno (1975), Formasi Talang Akar ini ekuivalen dengan Formasi Cibulakan Bawah, dengan ketebalan bervariasi 40 – 600 m dan terbentuk pada lingkungan *paralis*.

### **3.1.1.3. Formasi Baturaja**

Formasi Baturaja berada selaras di atas Formasi Talang Akar Atas, terbentuk pada Miosen Awal. Formasi ini tersusun oleh batugamping bioklastik dan batugamping terumbu yang berubah secara berangsur. Bagian bawah formasi ini didominasi oleh batugamping klastika, ke arah atas semakin tebal dan berkembang menjadi batugamping terumbu.

Menurut Arpandi dan Sujitno (1975), Formasi Baturaja ini ekuivalen dengan Formasi Cibulakan Tengah, dengan ketebalan bervariasi 0 – 640 m dan terbentuk pada lingkungan laut dangkal.

#### **3.1.1.4. Formasi Cibulakan**

Formasi Cibulakan ini terbentuk pada Miosen Awal – Miosen Tengah, diendapkan selaras di atas Formasi Baturaja. Endapan Formasi Cibulakan dicirikan oleh campuran karbonat-klastika dan di bagian tengahnya di beberapa tempat berkembang batugamping terumbu yang dikenal sebagai “*mean carbonates*”. Formasi ini terutama tersusun oleh napal, batupasir dan batugamping. Ketebalan formasi ini diperkirakan mencapai 850 m. Bagian bawah formasi ini dibatasi oleh Top Baturaja, sedangkan bagian atasnya ditandai dengan adanya kontak dengan batugamping Formasi Parigi.

Arpandi dan Sujitno (1975), menyatakan bahwa Formasi Cibulakan ini terbagi menjadi tiga, yaitu :

a. Anggota Cibulakan Bawah.

Anggota Cibulakan Bawah ini tersusun oleh serpih karbonatan, batupasir, serpih dan batubara, yang terbentuk pada lingkungan *fluvial* dengan ketebalan 40 – 600 m. Anggota Cibulakan Bawah ini ekuivalen dengan Formasi Talang Akar.

b. Anggota Cibulakan Tengah.

Anggota Cibulakan Tengah ini tersusun oleh batugamping, terbentuk pada lingkungan laut dangkal dengan ketebalan 0 – 640 m. Anggota Cibulakan Tengah ini ekuivalen dengan Formasi Baturaja.

c. Anggota Cibulakan Atas.

Anggota Cibulakan Atas ini tersusun oleh batupasir, serpih dan batugamping, dengan ketebalan 0 – 1600 m. Menurut Wahab dan Martono (1985), Anggota Cibulakan Atas ini terbentuk pada lingkungan laut (*middle – inner neritic*).

Menurut Atkinson, et.al., (1993), Formasi Cibulakan yang terbentuk pada Miosen Tengah ini, memiliki arah sedimentasi relatif dari utara (timur laut) ke selatan, yaitu dengan konfigurasi lingkungan *fluvio-deltaic* di sebelah timur laut dan lingkungan *Inner Shelf* di selatan (barat daya).

#### **3.1.1.5. Formasi Parigi**

Bagian bawah Formasi Parigi ini ditandai dengan perubahan berangsur dari batuan fasies campuran klastika-karbonat Formasi Cibulakan menjadi batuan Formasi Parigi.

Formasi ini terbentuk pada Miosen Tengah – Miosen Akhir, dengan litologi utama (Sujanto dan Soemantri, 1977) adalah berupa *biostrom* dan *bioherm* dengan sedikit batugamping dolomitan. Ketebalan *biostrom* 10 – 50 m, sedangkan *bioherm* ketebalannya 100 – 500 m.

Kontak Formasi Parigi dengan satuan di atasnya sangat tegas, yang merupakan kontak antara batugamping bioklastik dengan napal/batulempung gampingan Formasi Cisubuh.

#### **3.1.1.6. Formasi Cisubuh**

Formasi Cisubuh terbentuk pada Pliosen – Pleistosen, diendapkan selaras di atas Formasi Parigi. Formasi ini terbentuk pada lingkungan darat – laut dengan litologi penyusun utama yaitu berupa batupasir, batukerikil, batulempung, serpih dan batulanau. Ketebalan formasi ini mencapai 1000 m.

Berdasarkan keseluruhan formasi di atas, formasi yang diyakini sebagai formasi penghasil hidrokarbon di seluruh Cekungan Jawa Barat Utara adalah Formasi Talangakar yang terletak di dalaman Ciputat, Kepuh Pasirbungur, Cipunegara dan Jatibarang. Formasi-formasi ini berfungsi sebagai *source rock*. Dari sejumlah *source rock* telah digenerasikan hidrokarbon seperti yang dijumpai di berbagai lapangan minyak/gas yang ada di Jawa Barat Utara. Daerah studi terletak pada posisi berhadapan langsung

dengan *source rock* Jatibarang *Sub Basin* yang terletak disebelah utaranya. Beberapa kajian juga menyimpulkan tentang adanya peluang *source rock* di sebelah selatan lapangan ini. Oleh karenanya, reservoir pada struktur yang ada pada daerah Jatibarang mempunyai probabilitas sangat besar untuk dapat ditemukan hidrokarbon. Secara lebih rinci sistem *petroleum* Cekungan Jawa Barat Utara (termasuk sub cekungan Jatibarang di dalamnya). Sedangkan untuk Cibulakan merupakan reservoir penghasil minyak gas, dimana pada formasi ini terdapat laisan batu gamping dan batu pasir yang melampar di karenakan pada formasi ini merupakan endapan marine dengan ciri mineral glaukonit.

### **3.1.2. Geologi Daerah Telitian**

#### **3.1.2.1. Formasi Baturaja**

Menurut Arpandi dan Sujitno (1975), Formasi Baturaja ini ekuivalen dengan Formasi Cibulakan Tengah, Formasi Baturaja berada selaras di atas Formasi Talang Akar Atas, terbentuk pada Miosen Awal N4 – N7 (berdasarkan Penampang Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara Pertamina 1994), dengan ketebalan bervariasi 0 – 640 m dan terbentuk pada lingkungan laut dangkal. Batugamping terumbu ini dikenali sebagai *Mid Main Carbonate* (MMC) dengan arah pengendapan N120<sup>0</sup>E/ 57<sup>0</sup>E

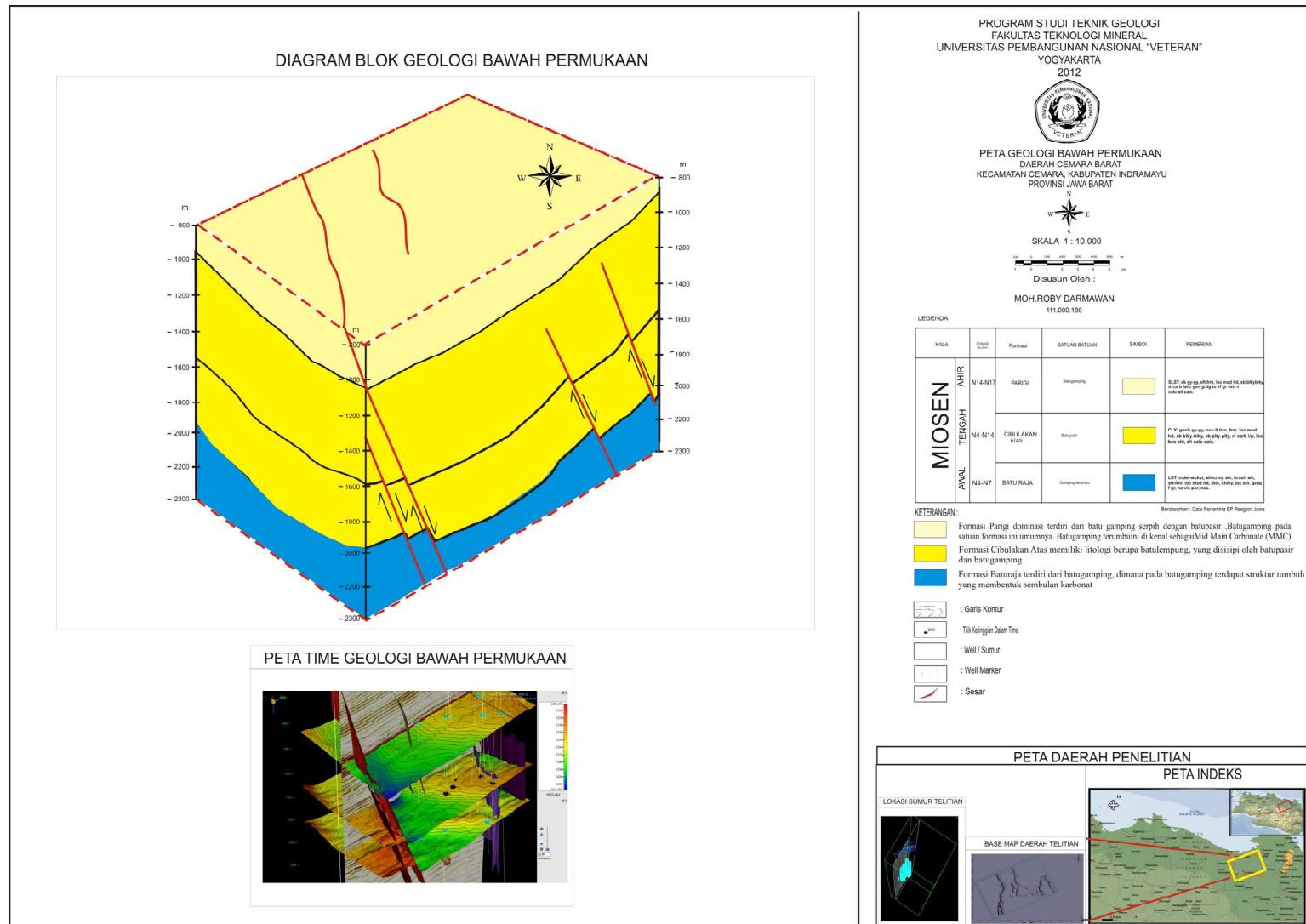
#### **3.1.2.2. Formasi Cibulakan Atas**

Menurut Arpandi dan Sujitno (1975), Formasi Cibulakan ini terbentuk pada Miosen Awal – Miosen Tengah N4 – N14, diendapkan selaras di atas Formasi Baturaja. Endapan Formasi Cibulakan dicirikan oleh campuran karbonat-klastika dan di bagian tengahnya di beberapa tempat berkembang batugamping terumbu yang dikenal sebagai “*mean carbonates*”, Cibulakan Atas ini tersusun oleh batupasir, serpih dan batugamping, dengan ketebalan 0 – 1600 m. Menurut Wahab dan Martono (1985), Anggota Cibulakan Atas ini terbentuk pada lingkungan laut (*middle – inner neritic*). dengan arah pengendapan N 255<sup>0</sup>E/33<sup>0</sup>E



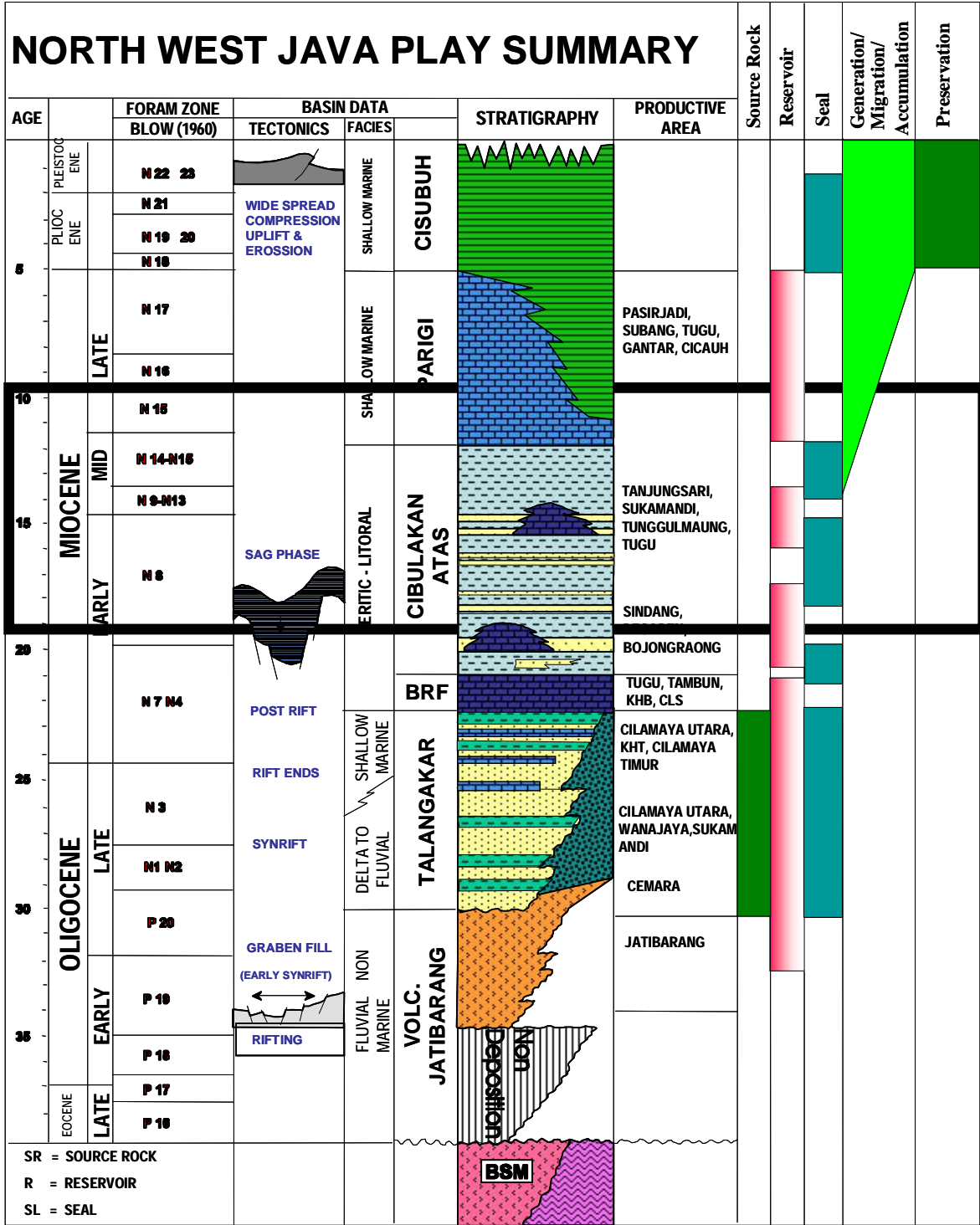
### 3.1.2.3. Formasi Parigi

Bagian bawah Formasi Parigi ini ditandai dengan perubahan berangsur dari batuan fasies campuran klastika-karbonat Formasi Cibulakan menjadi batuan Formasi Parigi. Formasi ini terbentuk pada Miosen Tengah – Miosen Akhir N14 - N17, dengan litologi utama (Sujanto dan Soemantri, 1977) adalah berupa *biostrom* dan *bioherm* dengan sedikit batugamping dolomitan. ketebalan *biostrom* 10 – 50 m, sedangkan *bioherm* ketebalannya 100 – 500 m. Formasi Parigi ini terbentuk pada lingkungan laut dangkal (shallow marine) menurut Arpandi dan Sujitno (1975), dengan arah pengendapan  $N 215^{\circ}E/42^{\circ}E$



Gambar 3.2. Diagram Blok Lokasi Penelitian Modifikasi dari Seismik

Tabel 3.3. Penampang stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 1994 dalam Arpandi dan Sujitno 1994)



## **BAB 4**

### **PENYAJIAN DAN ANALISIS DATA**

#### **4.1. Penyajian Data**

Dalam melakukan penelitian studi karakterisasi reservoir pada Lapisan “H”, Lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, digunakan beberapa data sumur (data log, *mud log*, dan *elan petrophysic*) dan data seismik. Data Seismik dan sumur kemudian diintegrasikan, dimana data seismik sebagai data *sub-surface* dan *fault*, sedangkan data sumur merupakan *source* data untuk ketebalan *sand*, tipe *sand*, dan lingkungan pengendapan.

##### **4.1.1 Data Sumur**

Dalam penelitian ini penyusun menggunakan beberapa data Sumur GTA-01, GTA-02, GTA-03, GTA-04, GTA-05, GTA-06, GTA-07, GTA-08, GTA-10, GTA-11, GTA-12, GTA-13, GTA-14, GTA-15, GTA-16, GTA-17, GTA-18, GTA-19, dan GTA-20. *Elan petrophysic* dan *mud log*, yang meliputi sumur. lokasi sumur dapat dilihat pada *basemap* lapangan “NIND”. (Gambar 4.3.)

##### **4.1.2. Data Log**

Data log yang digunakan dalam penelitian studi reservoir pada Lapisan “H”, Formasi Cibulakan Atas, lapangan “NIND”, adalah data log gamma ray, log resistivitas, log densitas, dan log neutron. (Gambar 4.5)

##### **4.1.3. Elan Petrophysic**

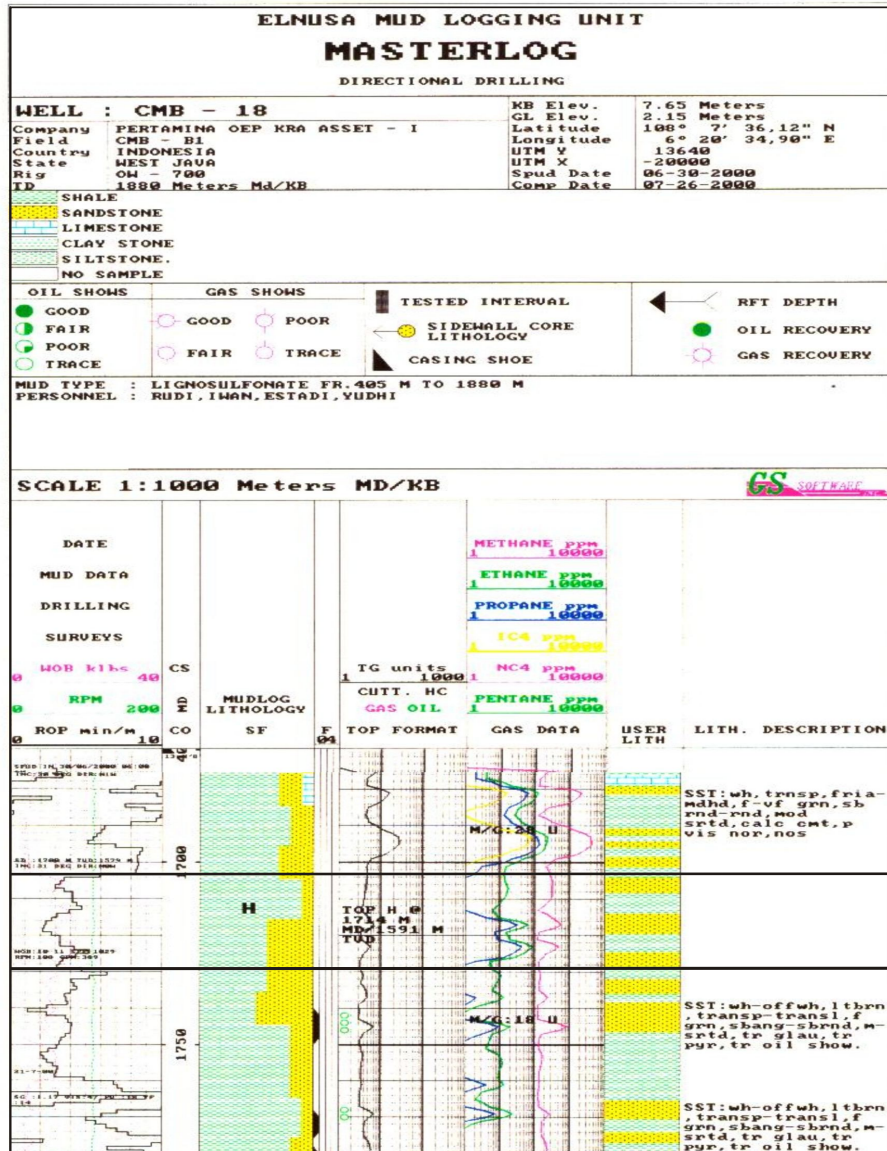
Data *elan petrophysic* digunakan dalam penentuan tipe *sand* yang berada di daerah penelitian. Data ini didapatkan dari perusahaan PT.PERTAMINA EP Region Jawa yang dimana sudah memiliki ketetapan nilai *cutt – off* untuk menentukan batupasir bersih dan zona hidrokarbon. (Lampiran)

##### **4.1.4. Data Mud log**

Data *Mud log* digunakan sebagai data pendukung untuk mengetahui litologi bawah permukaan dan juga membantu dalam menentukan lingkungan pengendapan di daerah telitian. Data ini berupa data *Lithology Report* yang di dapat dari perusahaan PT.PERTAMINA EP Region Jawa. (Gambar 4.2.)

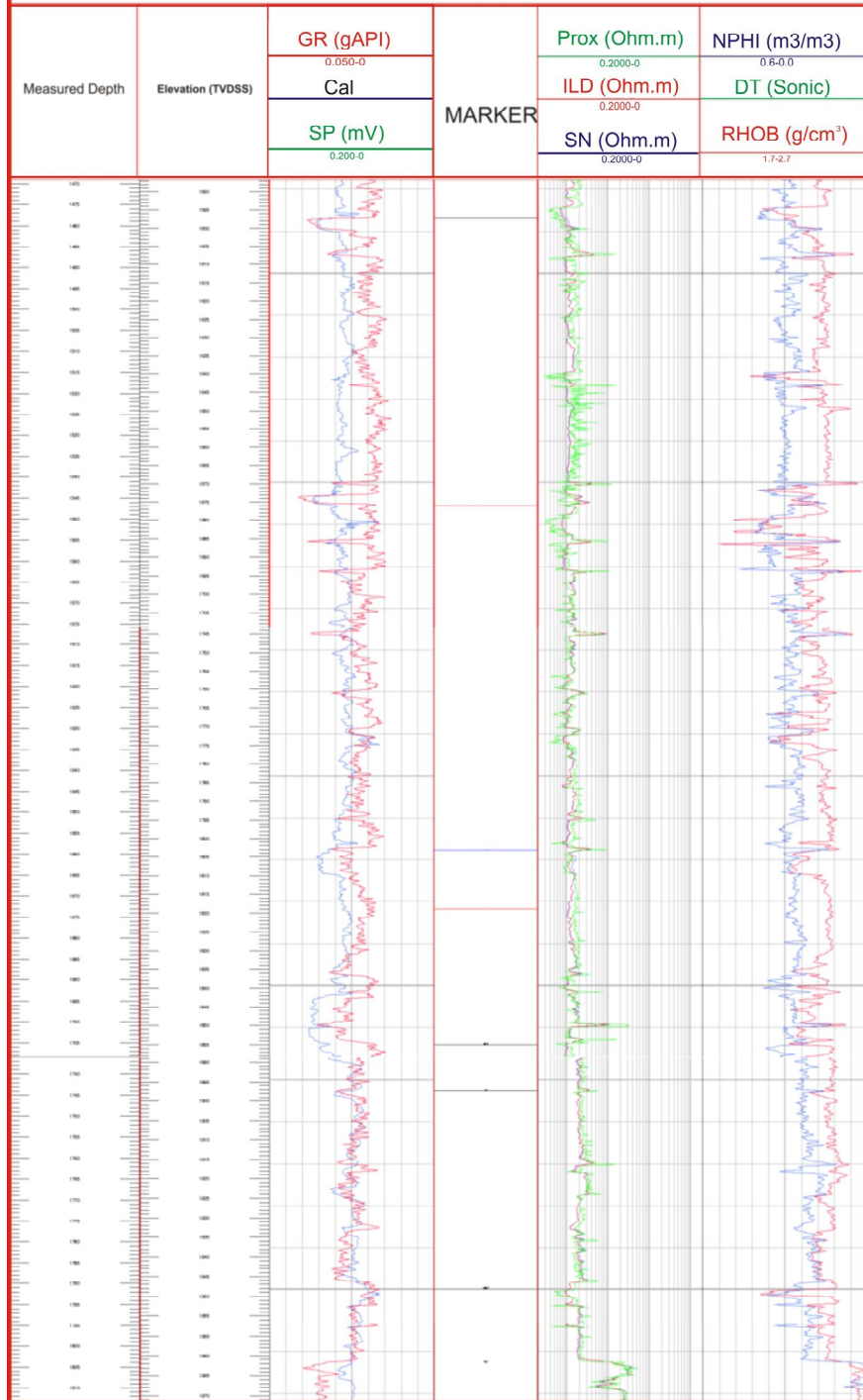
#### 4.1.5. Data Seismik

Data seismik ini merupakan data sekunder 3D yang dibuat 2D yang diperoleh dari perusahaan PT.PERTAMINA EP Region Jawa. Data seismik ini meliputi data seismik *sub-surface* daerah telitian pada lintasan NW - SE (Gambar 4.4), yang digunakan untuk mengetahui keadaan *sub-surface* yang meliputi gejala – gejala struktur yang berada di bawah permukaan.

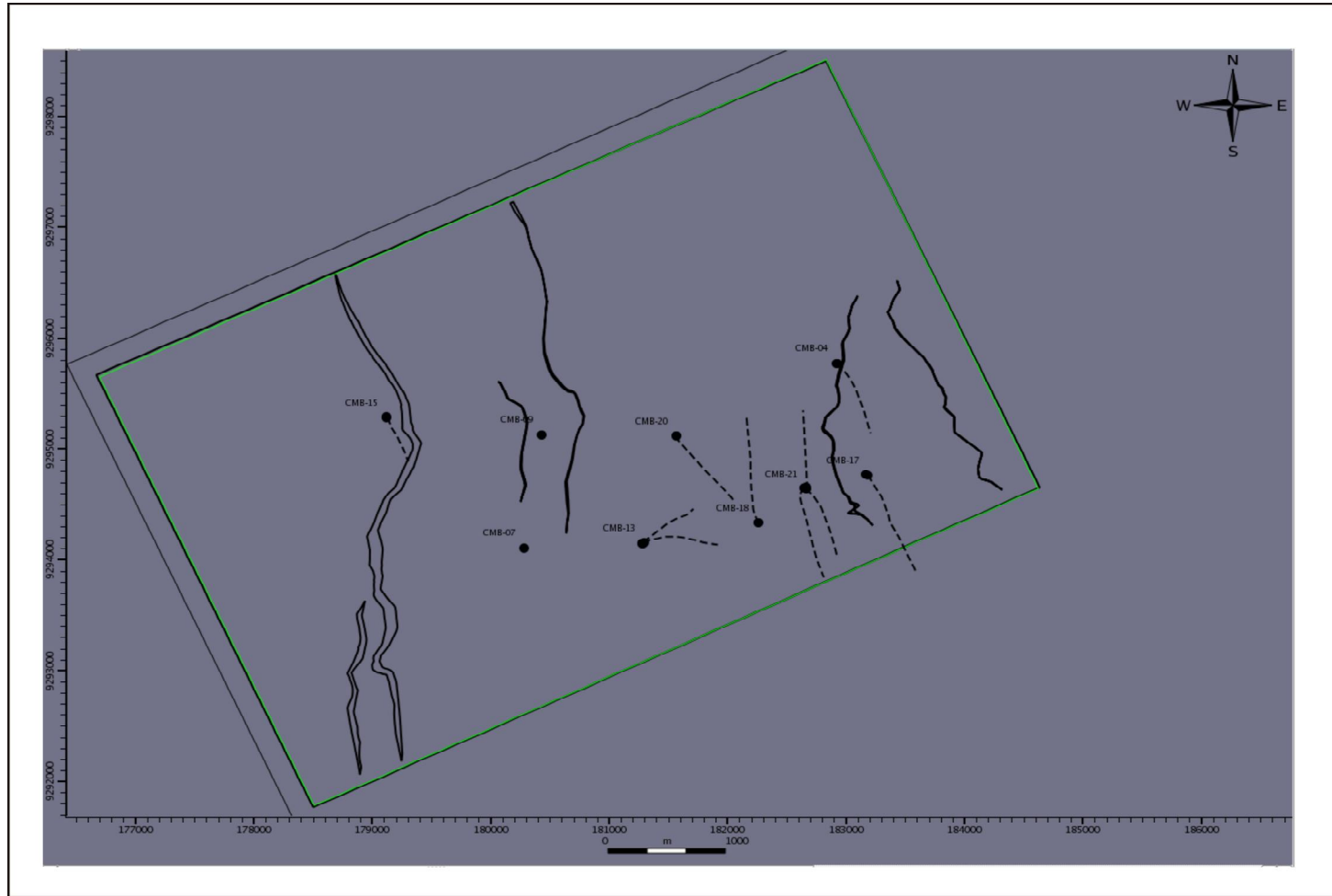


Gambar 4.2. Data cutting sumur GTA -18 (data PT. PERTAMINA EP Region Jawa, 2010)

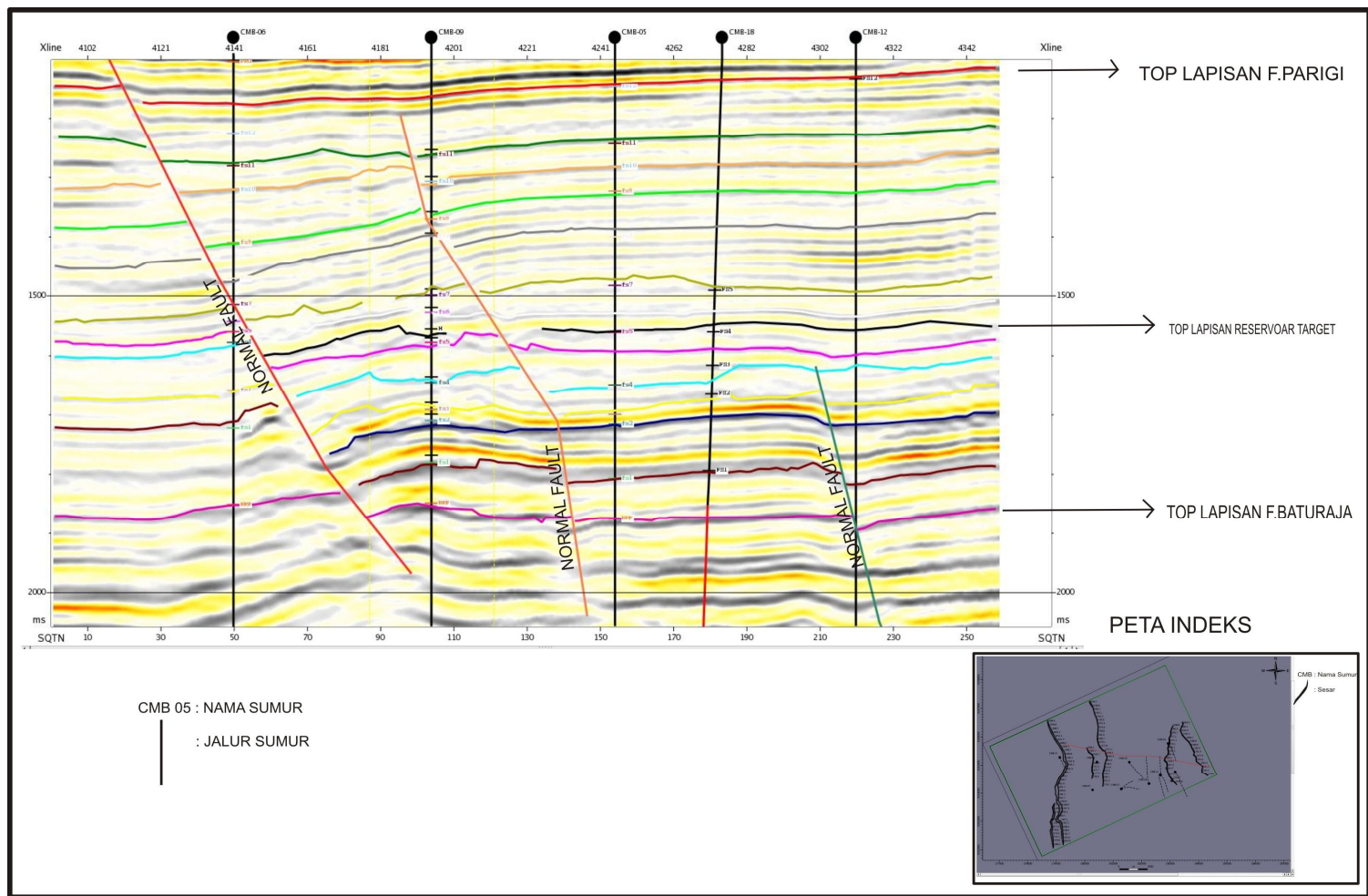
# GTA - 20



Gambar 4.1. Data log sumur GTA - 20 (data PT.PERTAMINA EP Region Jawa, 2010)



**Gambar 4.3. Basemap lapangan “NIND” (data PERTAMINA EP Region Jawa, 2010)**



**Gambar 4.4. Data seismik 2D sub-surface lintasan W-E (data PERTAMINA EP Region Jawa, 2010)**



## **4.2. Analisis Data**

### **4.2.1. Dasar Analisis Data Log**

Analisis sumur ini dilakukan pada sumur yang berada di Lapangan “NIND”, dengan data log *gamma ray*, log resistivitas, log densitas dan log neutron. Sumur - sumur tersebut adalah GTA-01, GTA-02, GTA-03, GTA-04, GTA-05, GTA-06, GTA-07, GTA-08, GTA-10, GTA-11, GTA-12, GTA-13, GTA-14, GTA-15, GTA-16, GTA-17, GTA-18, GTA-19, GTA-20.

Analisis data sumur dilakukan dengan cara mengkorelasikan log pada sumur-sumur di daerah penelitian dengan metode kronostratigrafi yang bertujuan untuk mengetahui gambaran distribusi batupasir dan struktur secara umum.

#### **Interpretasi Kuantitatif**

Umumnya melakukan interpretasi secara kuantitatif dilakukan berdasarkan data dari *elan petrophysic*. Data *elan petrophysic* yang didapatkan dari perusahaan PT PERTAMINA EP Region Jawa sudah memiliki nilai *cut-off* yaitu :

1. *Minimum Porosity Cut-off* > 20 % adalah *clean sand*
2. *Maximum Vclay Cut-off* < 70 % adalah *clean sand*
3. *Maximum Water Saturation* < 30 % adalah *hydrocarbon*

Interpretasi ini dilakukan dengan menggunakan *software geoframe* dan *Paradigm* dengan melakukan *inputing* data dari *elan petrophysic*. Ini hanya khusus untuk membedakan yang mana *sandstone (clean sand)* dan yang mana *shaly sand* atau *claystone*.

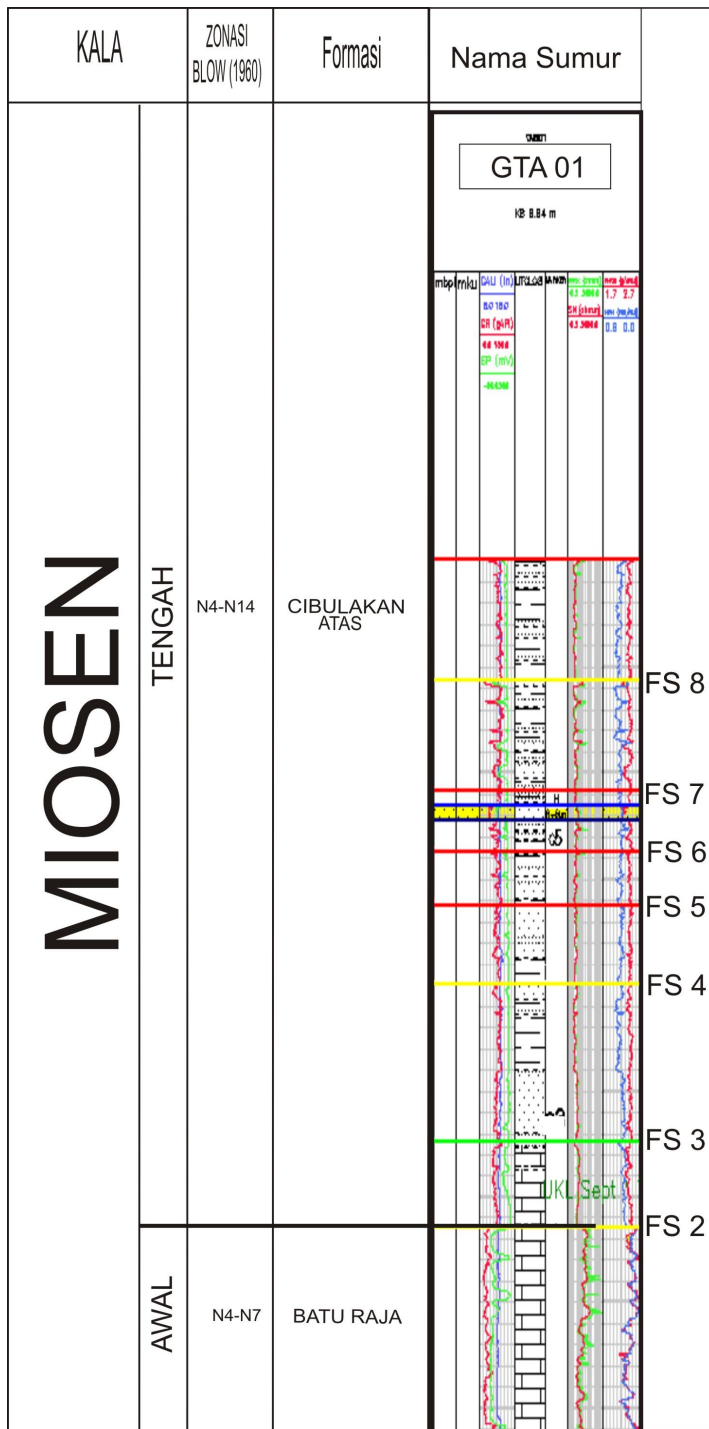
#### **Interpretasi Kualitatif**

Umumnya melakukan interpretasi secara kualitatif dilakukan berdasarkan data log. Hal ini dapat dilihat berdasarkan pola-pola defleksi dan bentukan log yang terdapat pada sumur-sumur daerah penelitian. Dalam suatu kurva log, karakteristik dan litologi dapat dicerminkan oleh kurva log *gamma ray*, log resistivitas dan log porositas (Harsono, 1997).

Interpretasi ini dilakukan secara manual dengan menggunakan *software geoframe schlumberger*. Yang dimana interpretasi ini dilakukan hanya untuk menentukan *sand* yang terdapat pada Lapisan “H”.

Untuk melakukan interpretasi *sand* berdasarkan data log yaitu dengan cara membaca nilai log – log yang terdapat dalam sumur dimana log ini sangat penting untuk menentukan bahwa pada lapisan itu ada endapan *sand*. Log - log tersebut adalah log *gamma ray*, log *NPHI* dan log *RHOB*. (Gambar 4.5.)

Pada Lapisan “H” dibagi menjadi beberapa bagian berdasarkan bentuk pola log yang terbentuk dan adanya pola *gamma - ray* yang berbeda di beberapa sumur Sand yang satu dengan sand yang lain, sehingga itu dapat diasumsikan bahwa *sand* yang terbentuk dan diendapkan pada fase pengendapan yang sama tetapi memiliki fasies yang berbeda. (Gambar 4.29, 4.30, 4.31)



Keterangan :

FS 8

FS 7

FS 6

FS 5

FS 4

FS 3

FS 2

FS : Flooding Surface

Reservoir Lapisan H

Gambar 4.5. Contoh Data log *gamma-ray*, *NPHI*, *RHOB* pada Sumur  
GTA - 01

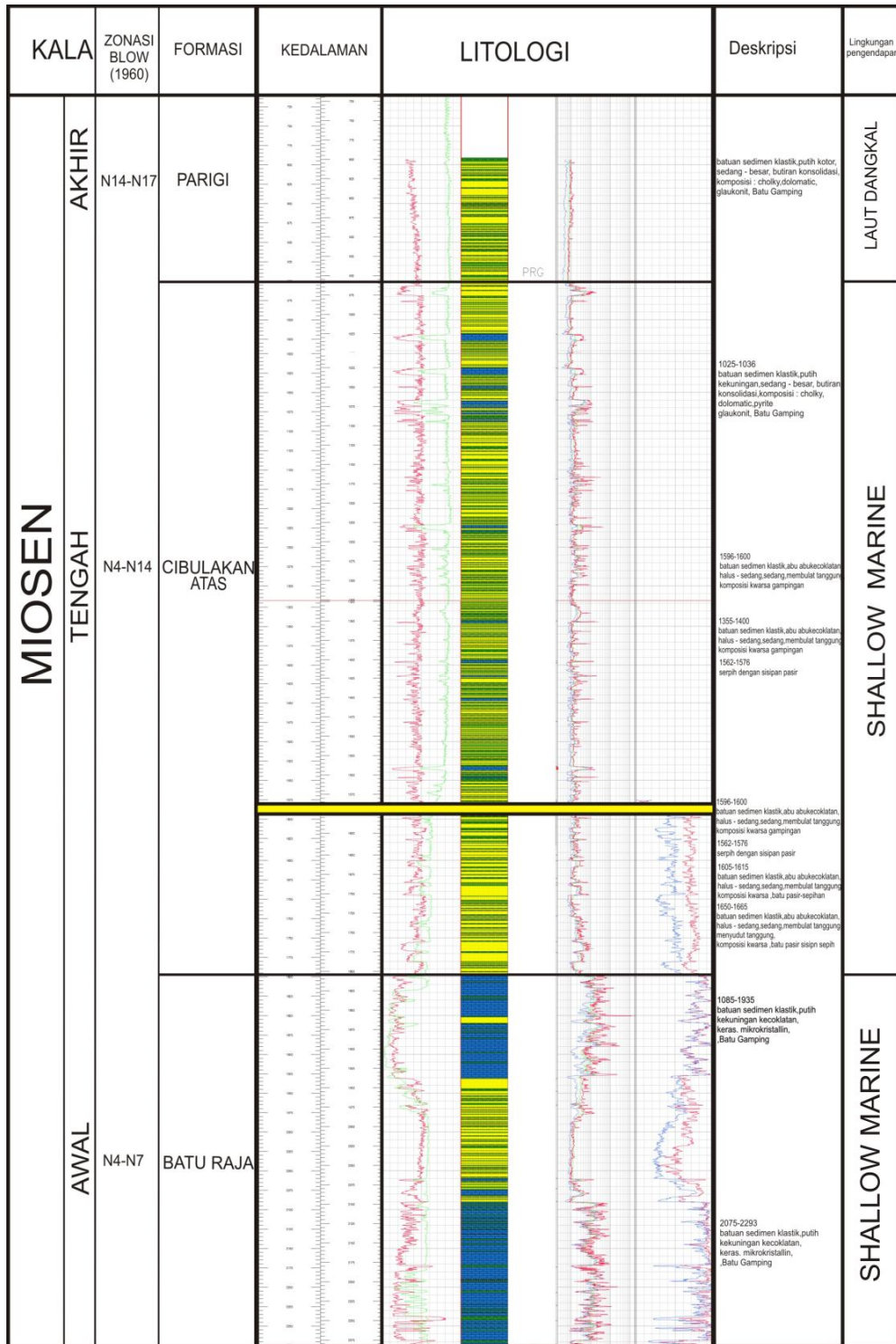
#### 4.2.2. Penentuan Lingkungan Pengendapan

Untuk dapat menentukan lingkungan pengendapan pada daerah penelitian dilakukan berdasarkan tipe pola defleksi dari log sumur dan di dukung dengan data *cutting* serta geologi regional sebagai data pendukung. (Gambar 4.2.).

Dari data *cutting* dapat diketahui litologi detil, termasuk didalamnya adalah tekstur batuan dan komposisi mineral, pada daerah regional terdapat mineral *glukonit*, mineral *glukonit* adalah mineral yang terbentuk di daerah laut dimana mineral tersebut terbentuk insitu pada daerah perairan dangkal (berdasarkan data *mud log*). Untuk interpretasi fasies pengendapan hanya dilakukan pada lokasi yang menjadi daerah telitian dan disekitar daerah telitian yang termasuk dalam peta *basemap* daerah telitian, penentuan lingkungan pengendapan ditentukan berdasarkan defleksi log sumur dengan melihat dari pola log dan didukung oleh data log sumur yang digunakan yaitu log *gamma ray*, log densitas dan log neutron. Sebenarnya dengan hanya melihat log *gamma ray* saja fasies pengendapan dapat diidentifikasi, karena pada prinsipnya log *gamma ray* dapat menunjukkan ukuran butir dari batuan, dimana ukuran butir dan litologi merupakan parameter yang cukup penting dalam menentukan fasies sedimen tetapi untuk lebih memperkuat interpretasi dan juga karena ternyata sangat penting untuk identifikasi marker stratigrafi, maka kedua log lainnya dapat digunakan untuk memperkuat interpretasi.

Dalam interpretasi ini penyusun mengacu pada buku fasies models “*Response To Sea Level Change*” (Roger G. Walker and Noel P. James), dan *slide* “*Stratigraphy & Sedimentary Basins*” (Christopher G. St. C. Kendall, 1975), interpretasi fasies pengendapan dari data sumur-sumur menghasilkan sejumlah fasies pengendapan. Fasies pengendapan tersebut terlihat dari kenampakkan pada pola-pola log tertentu, seperti terlihat pada gambar klasifikasi pola-pola log (Christopher G. St. C. Kendall dan Hudson, 1975). Dalam penelitian ini diinterpretasikan lingkungan pengendapan secara kualitatif pada Lapisan “H”, dimana terdapat empat fasies pengendapan, yaitu : *tidal point bar* , *Shorface* , *sub marine canyon – fill* *Storm – dominated shelf*. Lingkungan pengendapan pada Lapisan “H” adalah *Lower Shoreface* (Gambar 4.6)

## SUMUR GTA – 10



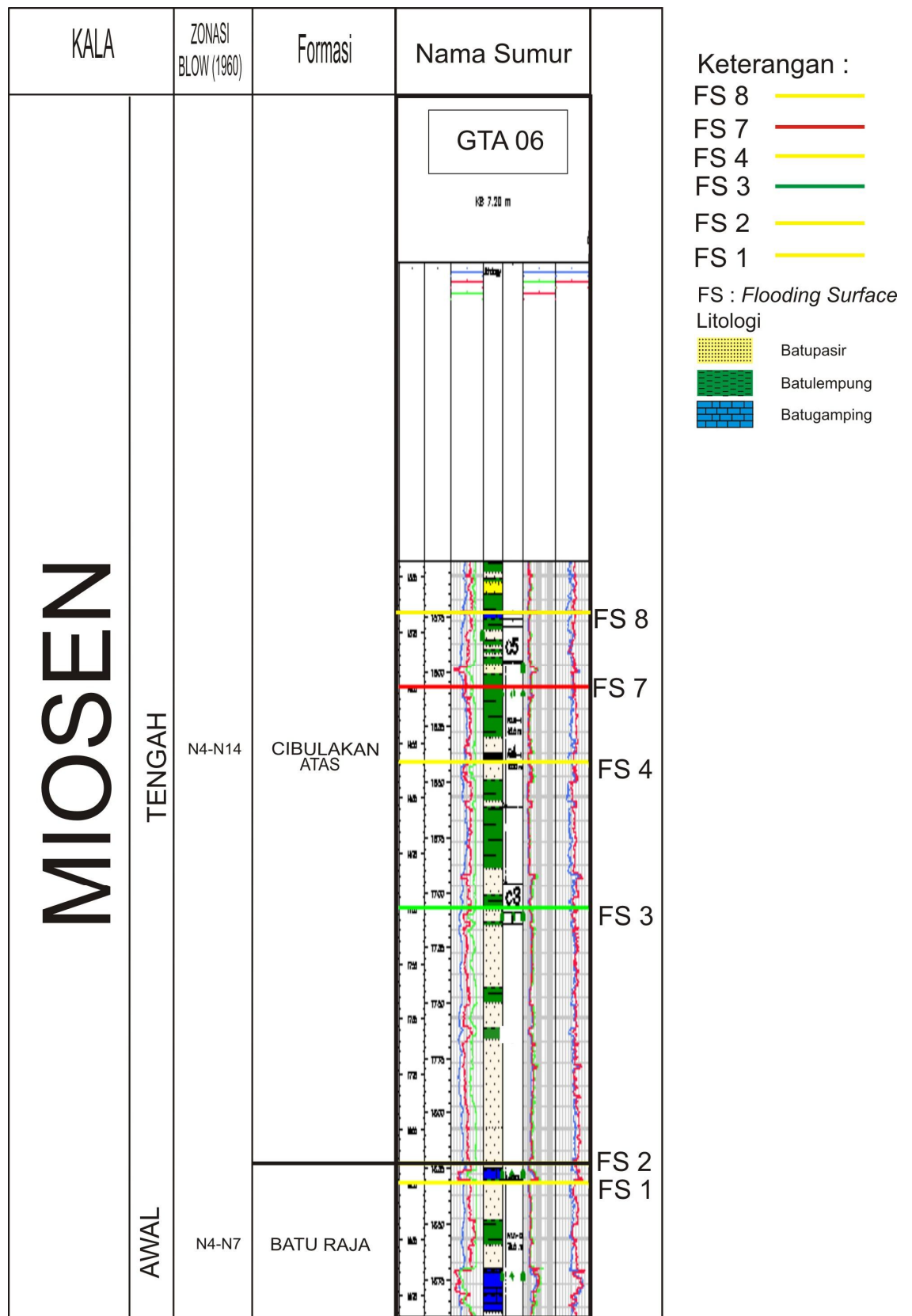
**Gambar 4.6. Lingkungan pengendapan pada Sumur GTA - 10**

### **4.2.3 Analisis Sumur Daerah Telitian**

#### **1. Sumur GTA – 6**

Dalam melakukan penelitian pada Sumur GTA – 6, lapangan “NIND” Formasi Cibulakan Atas, dimana fokus penelitian pada lapisan “H” terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi, yang tidak terdapat sumur ini, dikarenakan menghabis atau bisa terkena erosi pada waktu mengalami pengangkatan. Sumur GTA- 6 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 6 memiliki kedalaman 1450 meter (TVDSS) sampai 1925 meter (TVDSS). Pada kedalaman 1870 meter (TVDSS) – 1885 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung. Berdasarkan data *cutting* pada sumur GTA – 6 tidak terdapat lapisan “H”

Pada sumur ini tidak ditemukan kandungan resevoir, itu disebabkan karna terjadi penipisan pada Lapisan “H”, sehingga tidak bisa menentukan zona reservoar pada sumur ini.



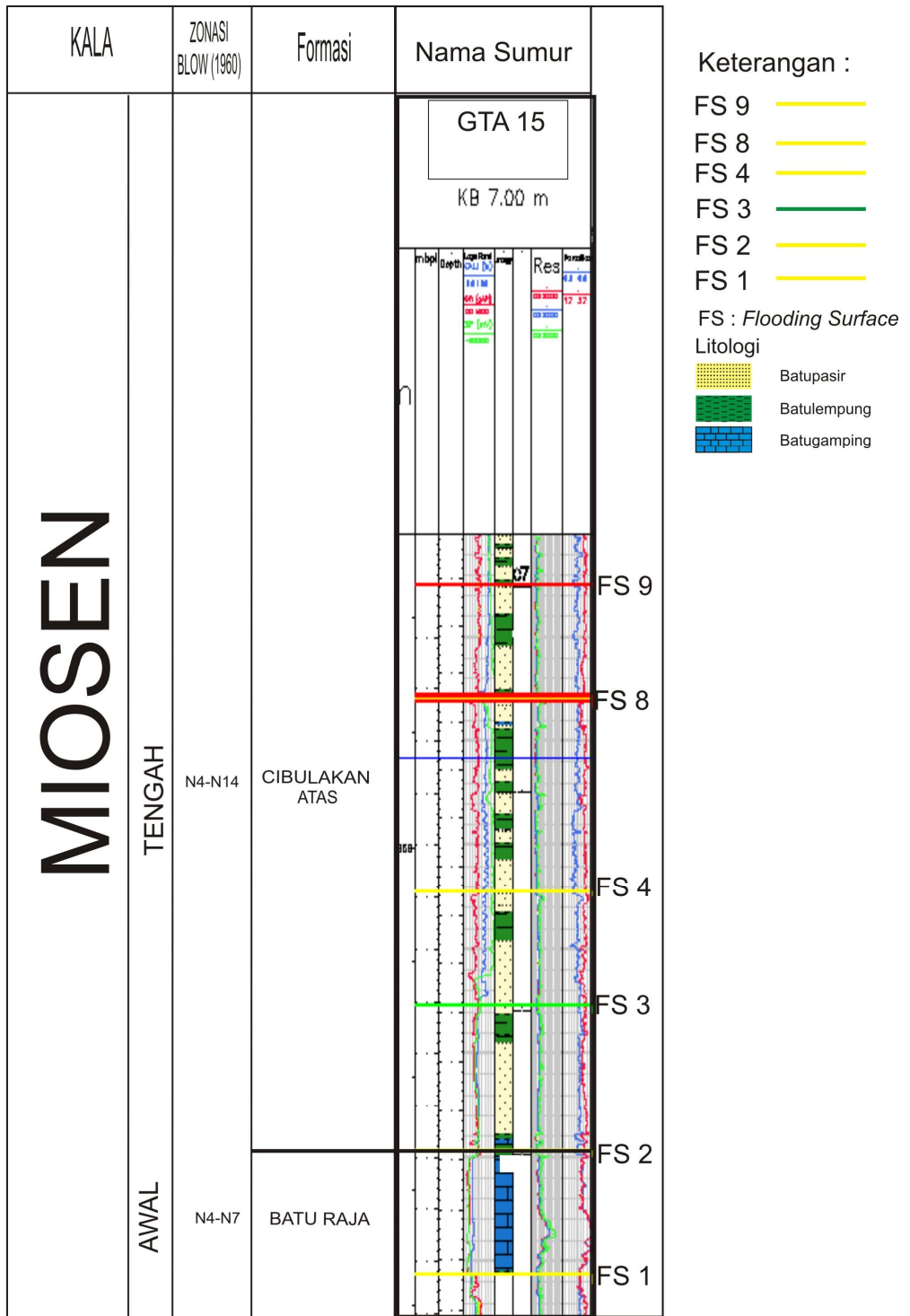
**Gambar 4.7. Interpretasi log Sumur GTA - 06 pada daerah telitian**

## 2. Sumur GTA - 15

Sumur GTA- 15 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir, terletak pada lapangan “NIND” Formasi Cibulakan Atas, fokus penelitian terdapat pada Lapisan “H” terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi, pada lokasi sumur ini tidak ditemukan lapisan “H” dikarenakan menghabis atau bisa dikarenakan erosi pada waktu mengalami pengangkatan. Pada sumur GTA – 15 memiliki kedalaman 1500 meter (TVDSS) sampai 1930 meter (TVDSS) meter. Pada kedalaman 1874 meter (TVDSS) – 1930 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung. Berdasarkan data *cutting* pada sumur GTA –15 tidak terdapat lapisan “H”

Penyusun tidak bisa menentukan zona reservoir pada Sumur ini itu disebabkan karna terjadi penipisan pada Lapisan “H” yang kemudian tererosi dan menjadi hilang



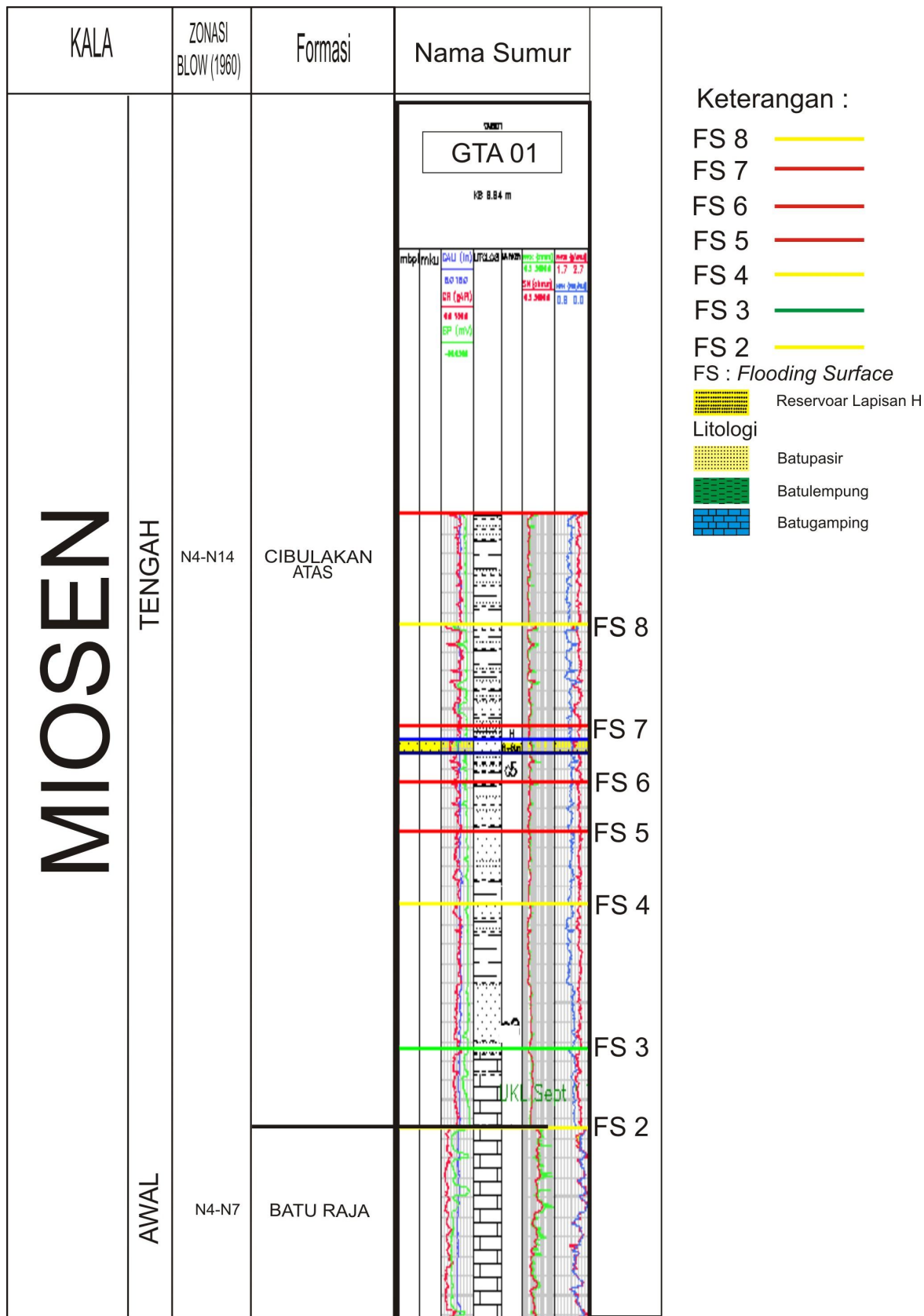


**Gambar 4.8. Interpretasi log Sumur GTA - 15 pada daerah telitian**

### 3. Sumur GTA – 01

Penelitian dilakukan pada Lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan, dimana sumur yang di analisa sumur GTA – 01, fokus penelitian terdapat pada lapisan “H” yang terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi, kedalaman 1625,2400 meter (TVDSS) sampai 1632,2900 meter (TVDSS) . Sumur GTA- 01 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 01 memiliki kedalaman 1505 meter (TVDSS) sampai 1927 meter (TVDSS) meter. Pada kedalaman 1820 meter (TVDSS) 1927 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada Lapisan sumur analisa

Terdapat kandungan tebal batupasir/*gros* berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1625,2400 meter (TVDSS) sampai 1632,2900 meter (TVDSS), dengan tebal 7.05 meter. Pada sumur GT – 01 tidak terdapat data *elan petrofisik* sehingga penulis tidak dapat membuat peta *net sand*, *iso porositas*, *iso permeabilitas* dan *iso satururasi* hidrokarbon sesuai dengan *cut off* yang ditentukan perusahaan

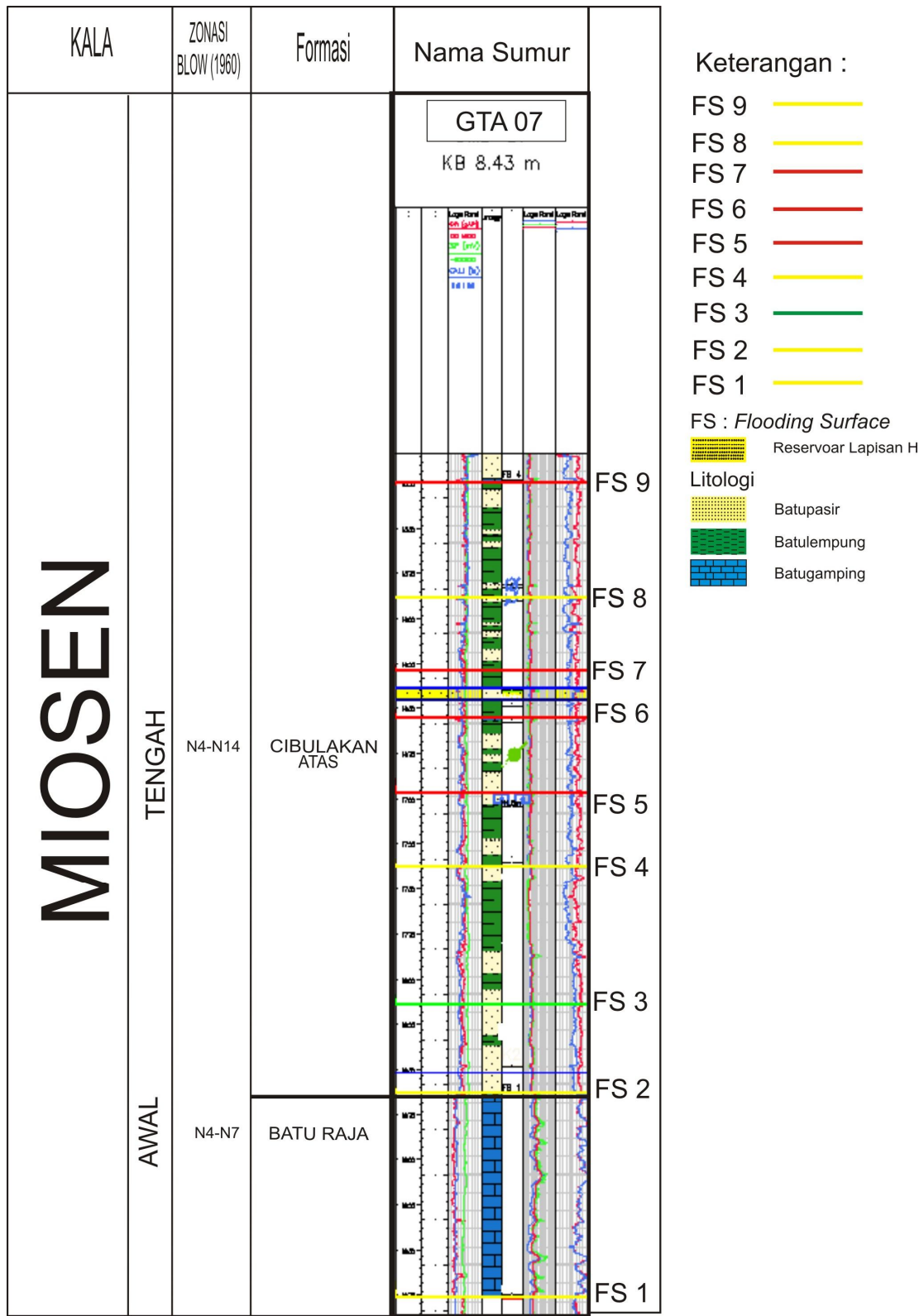


Gambar 4.9. Interpretasi log Sumur GTA – 01 pada daerah telitian

#### 4. Sumur GTA - 07

Sumur GTA- 07 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Letak sumur GTA – 07 pada lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, fokus penelitian terdapat pada lapisan “H” yaitu terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi, di kedalaman 1638,7700 meter (TVDSS) sampai 1645,5400 Meter (TVDSS). Pada sumur GTA – 07 memiliki kedalaman 1523 meter (TVDSS) sampai 1975 meter (TVDSS). Pada kedalaman 1862 meter (TVDSS) 1975 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada daerah sumur telitian

Sesuai dengan deflesi log gamma – ray, Nphi dan RHob pada sumur GTA – 07 terdapat kandungan tebal batupasir/*gros* berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1638,7700 meter (TVDSS) sampai 1645,5400 meter (TVDSS) dengan tebal 6.7 meter, berdasarkan data elan petrophysic, yaitu pada lapisan “H” memiliki kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan tebal 5,2 meter dengan men- *cut off* data *elan petrophysic* pada *V shale* lapisan tersebut sebesar 70%, dan pada Lapisan tersebut setelah di *cut off porositas, permeabilitas* dan *saturasi* air dan di lihat tidak terdapat sparasinya itu maka tidak terdapat nilai *net pay oil*, untuk pembuatan peta *iso porositas, iso permeabilitas* dan *iso saturasi* hidrokarbon digunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk *saturasi hidrokarbon* digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)

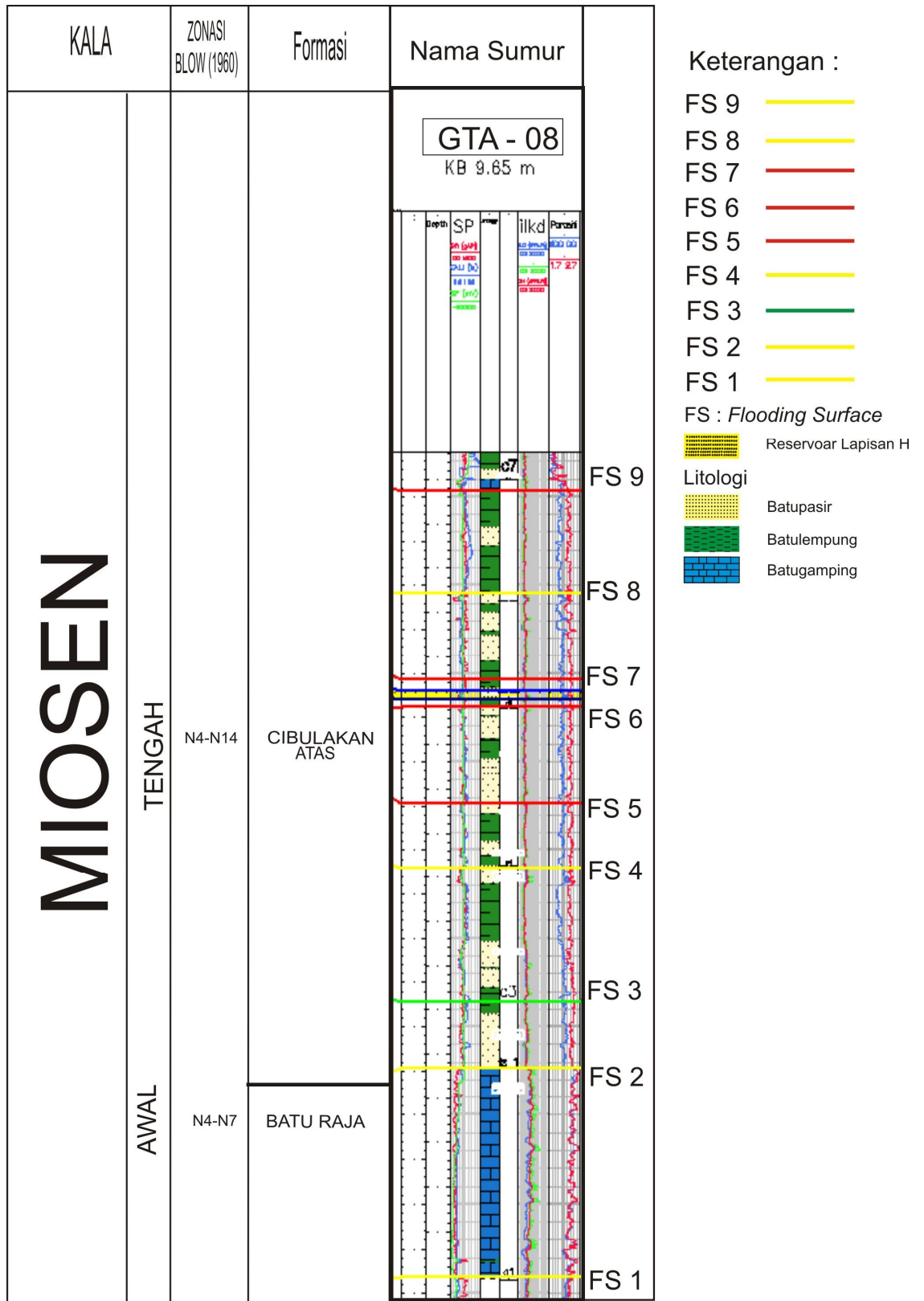


Gambar 4.10. Interpretasi log Sumur GTA - 07 pada daerah telitian

## 5. Sumur GTA - 08

Letak Sumur GTA – 20 pada lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, fokus penelitian terdapat pada lapisan “H” yaitu terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi, yang terdapat di kedalaman 1620,0000 meter (TVDSS) sampai 1624,06000 meter (TVDSS). Sumur GTA- 08 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 08 memiliki kedalaman 1500 meter (TVDSS) sampai 1952 meter (TVDSS). Pada kedalaman 1835 meter (TVDSS) 1952 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada sumur teltian

Tebal batupasir/*gros* berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1620,0000 meter (TVDSS) sampai 1624,06000 meter (TVDSS) dengan tebal 4.6 meter, kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan tebal 1,52 meter dengan men- *cut off* data *elan petrophysic* pada *V shale* lapisan tersebut sebesar 70%, dan pada Lapisan tersebut berdasarkan data *elan petrophysic*, yaitu pada lapisan “H”, setelah di *cut off* porositas, *permeabilitas* dan *saturasi* air dan dilihat tidak terdapat sparasinya itu maka tidak terdapat nilai *net pay oil*, untuk pembuatan peta *iso porositas*, *iso permeabilitas* dan *iso saturasi* hidrokarbon digunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk *saturasi hidrokarbon* digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)



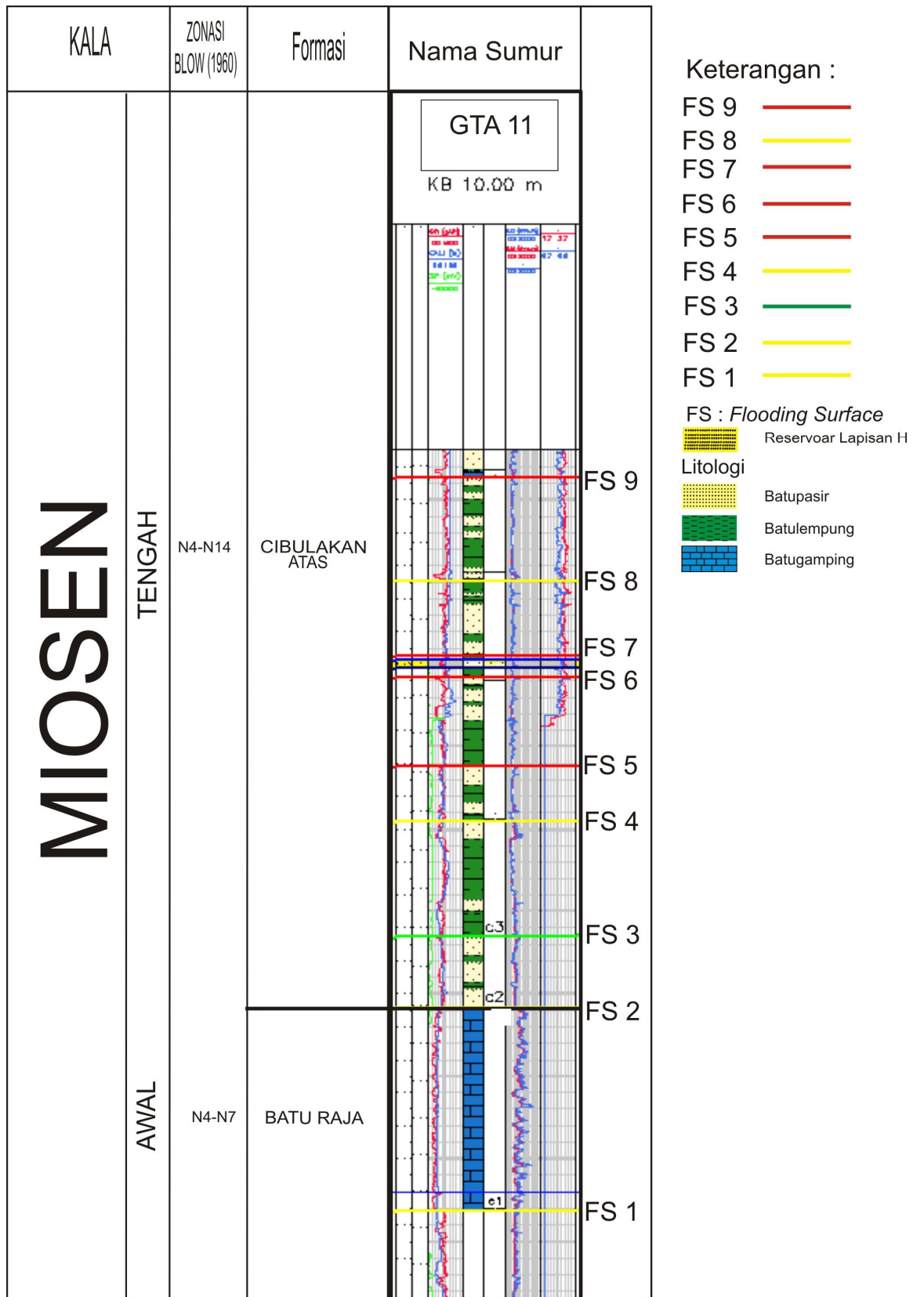
Gambar 4.11. Interpretasi log Sumur GTA - 08 pada daerah telitian

## 6. Sumur GTA - 11

Fokus penelitian terdapat pada lapisan “H” terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi, yang terdapat di kedalaman 3178,95 meter (TVDSS) sampai -3226,01 meter (TVDSS). Dalam sumur GTA – 11 pada lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 11 memiliki kedalaman 1530 meter (TVDSS) sampai 2012 meter (TVDSS) meter, terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Pada kedalaman 1877 meter (TVDSS) 2012 meter (TVDSS). Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada sumur telitian

Pada Sumur GT – 11 tidak terdapat data *elan petrofisik*, sehingga penulis tidak dapat membuat peta *net sand*, *iso porositas*, *iso permeabilitas* dan *iso satururasi* hidrokarbon . Tetapi, pada sumur GTA – 11 terdapat kandungan tebal batupasir/*grosh* berdasarkan kemanpakan log gamma – ray yang terletak di 3178,95 meter (TVDSS) sampai 3226,01 meter (TVDSS), dengan tebal 5.7 meter.



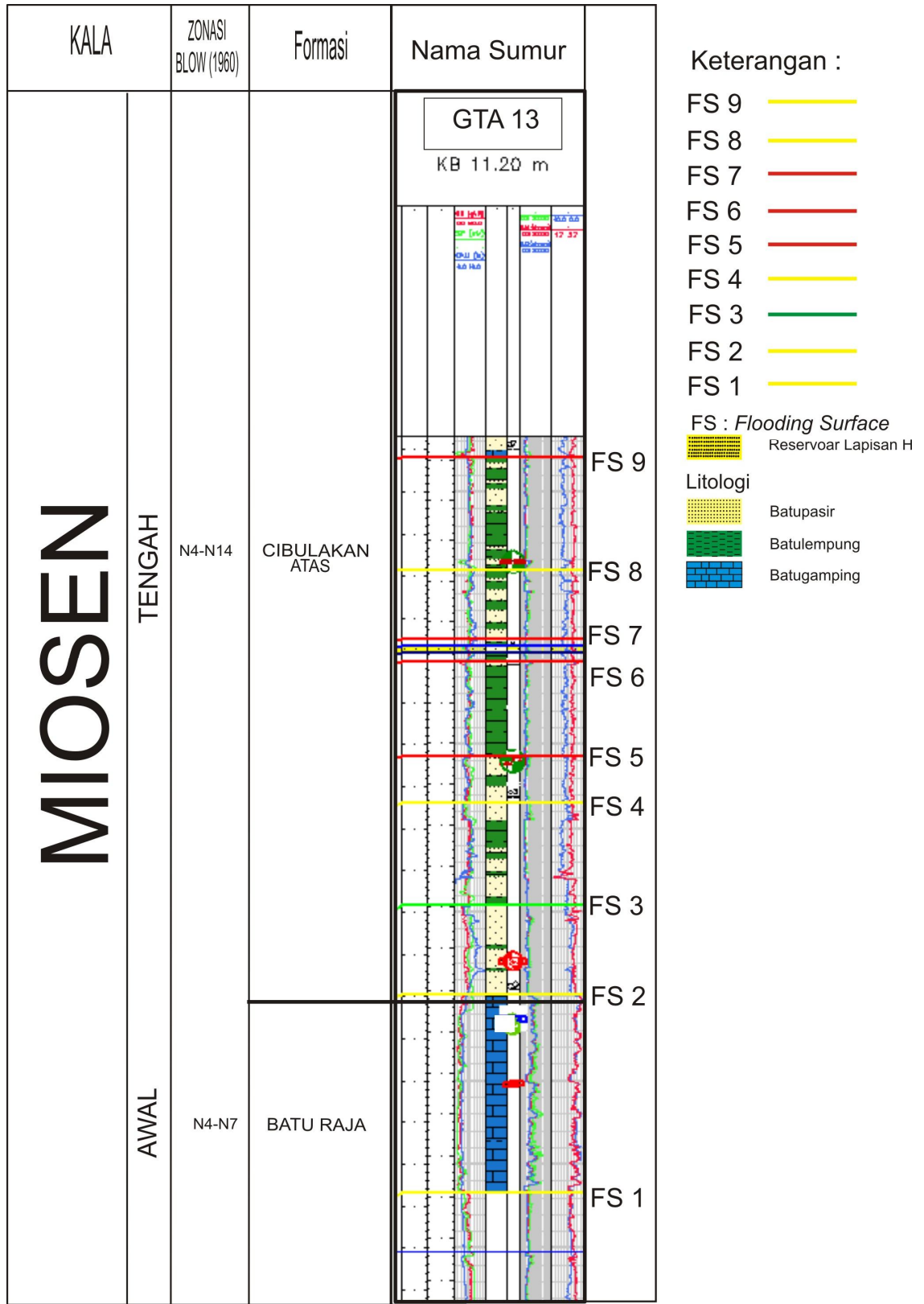


Gambar 4.12. Interpretasi log sumur GTA - 11 pada daerah telitian

## 7. Sumur GTA - 13

Daerah telitian terdapat di lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, Sumur GTA – 13, fokus penelitian terdapat pada lapisan “H” yaitu terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi, yang terdapat di kedalaman 1664,61000 meter (TVDSS) sampai 1668,95000 meter (TVDSS). Sumur GTA - 13 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 13 memiliki kedalaman 1550 meter (TVDSS) sampai 1995 meter (TVDSS). Pada kedalaman 1877 meter (TVDSS) 1995 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada Sumur tersebut

Berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di 1664,61000 meter (TVDSS) sampai 1668,95000 meter (TVDSS) pada sumur GTA – 13 terdapat kandungan tebal batupasir / *grosch* dengan tebal 4.34 meter, berdasarkan data *elan petrophysic*, yaitu pada lapisan “H” memiliki kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan 4,43 tebal meter dengan *men- cut off* data *elan petrophysic* pada V shale lapisan tersebut sebesar 70% dan pada Lapisan tersebut, setelah di *cut off porositas, permeabilitas* dan *saturasi* air dan di lihat tidak terdapat *sparasi*, maka tidak terdapat nilai *net pay oil*, untuk pembuatan *peta iso porositas, iso permeabilitas* dan *iso saturasi* hidrokarbon digunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk *saturasi hidrokarbon* digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)

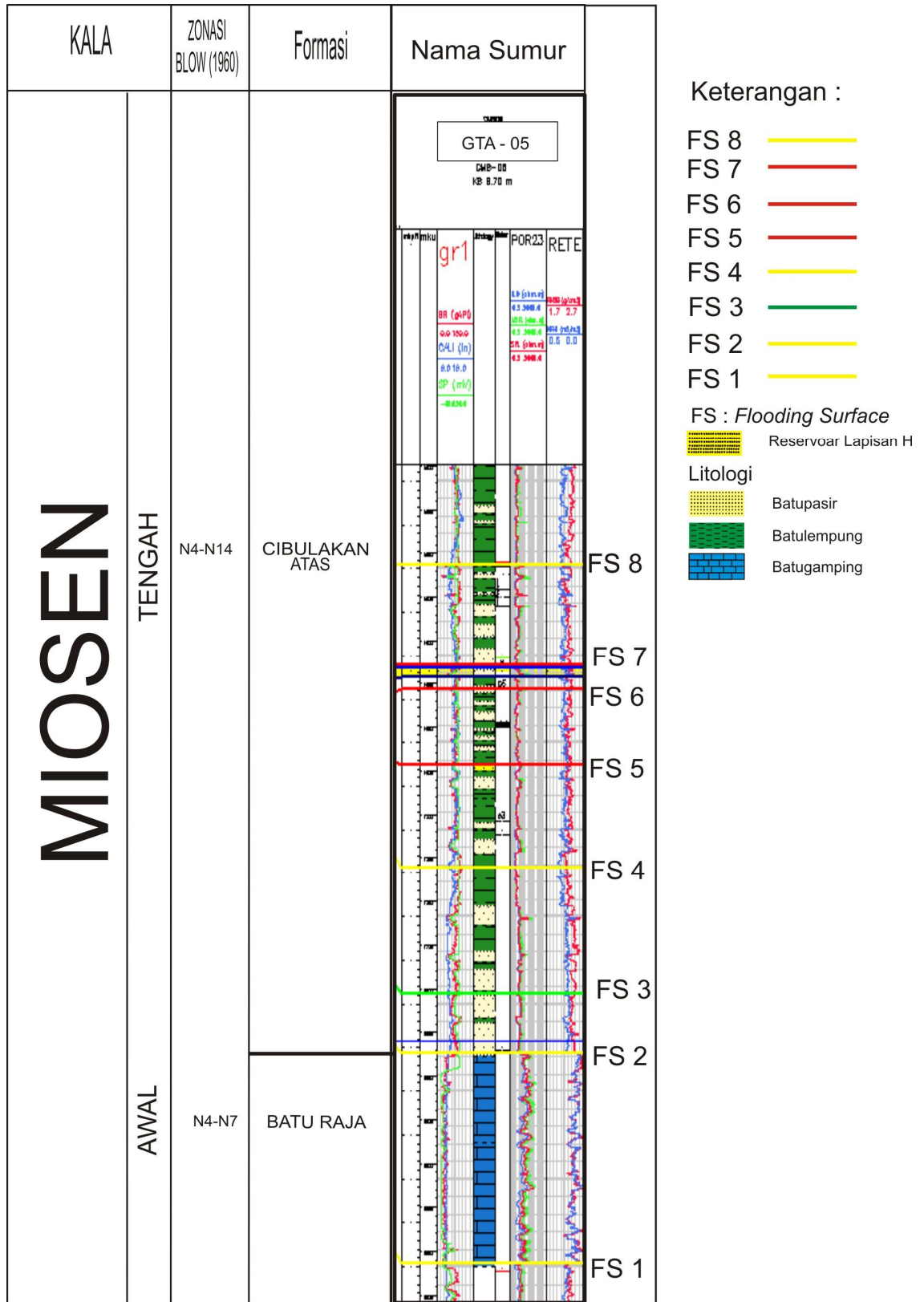


Gambar 4.13. Interpretasi log Sumur GTA - 13 pada daerah telitian

## 8. Sumur GTA - 05

Lapisan “H” yang terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi, yang terdapat di kedalaman 1616,17000 meter (TVDSS) sampai 1621,06000 meter (TVDSS). Dimana letak Sumur GTA – 05 pada lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, merupakan daerah fokus penelitian. Sumur GTA - 05 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 05 memiliki kedalaman 1500 meter (TVDSS) sampai `1960 meter (TVDSS). Pada kedalaman 1877 meter (TVDSS) 1960 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batulempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada sumur tersebut

Pada Sumur GTA – 05 terdapat kandungan tebal batupasir/grosh berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1616,17000 meter (TVDSS) sampai 1621,06000 meter (TVDSS) dengan tebal 4.89 meter, berdasarkan data *elan petrophysic*, yaitu pada lapisan “H” tidak memiliki kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan tebal meter dengan *men-cut off* data *elan petrophysic* pada *V shale* lapisan tersebut sebesar 70%, dan pada Lapisan tersebut, setelah itu untuk mendapat kan nilai *net pay oil* di gunakan *cut off porositas permeabilitas* dan *saturasi* air dan sparasi kurva log sehingga di dapatkan tebal 0,762 meter. untuk pembuatan peta *iso porositas*, *iso permeabilitas* dan *iso saturasi* hidrokarbon digunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk *saturasi hidrokarbon* digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)

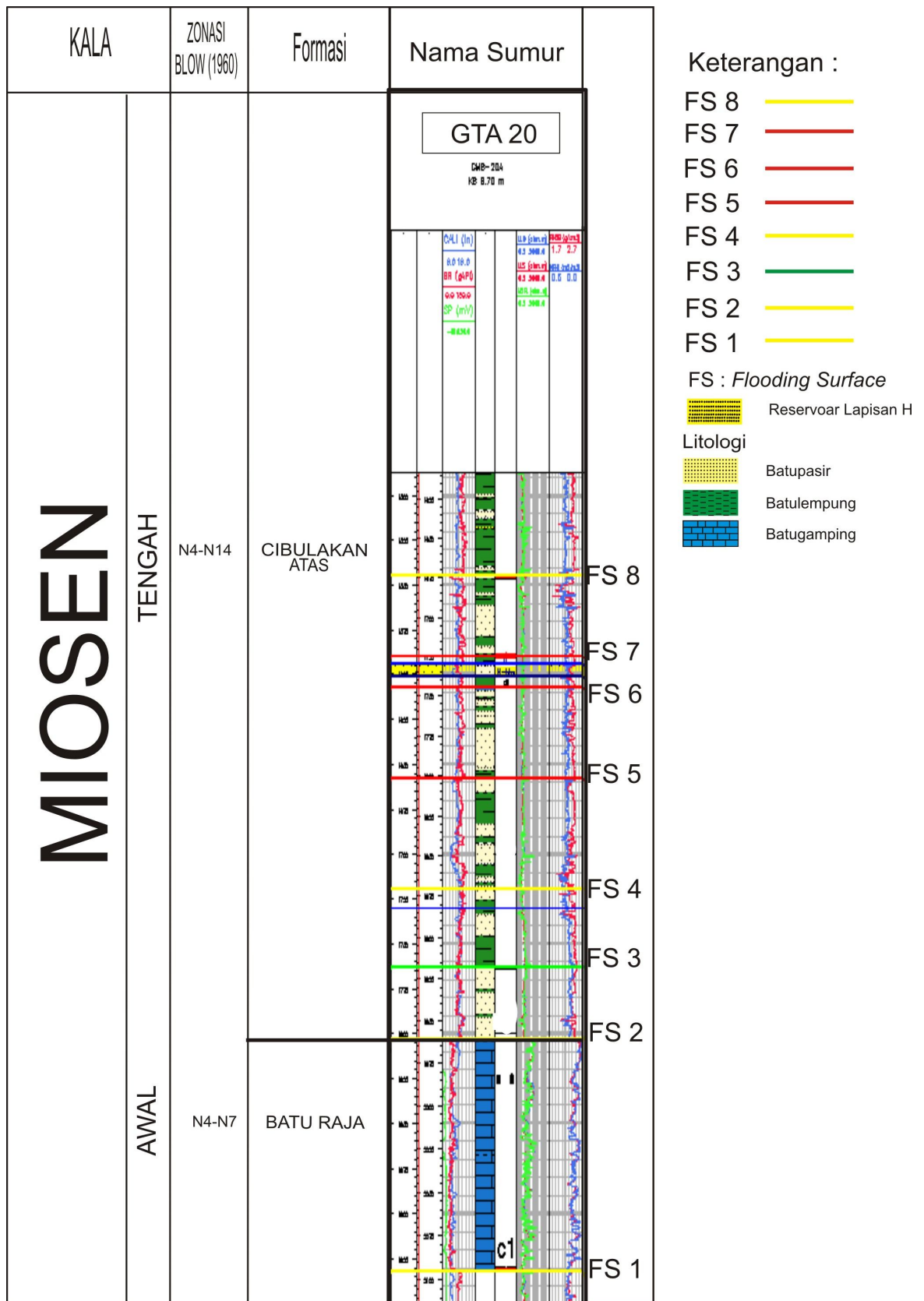


Gambar 4.14. Interpretasi log sumur GTA – 05 pada daerah telitian

## 9. Sumur GTA - 20

Sumur GTA – 20 terdapat di lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, fokus penelitian yang terdapat pada lapisan “H”, yaitu terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi, yang terdapat di kedalaman 1730,4000 meter (TVDSS) sampai 1738,43000 meter (TVDSS). Sumur GTA- 20 memiliki lithologi berupa batulempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 20 memiliki kedalaman 1610 meter (TVDSS) sampai -1995 meter (TVDSS) meter. Pada kedalaman -1960 meter (TVDSS) – 1995 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada sumur telitian

Kandungan tebal batupasir/*gros*h berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1730,4000 meter (TVDSS) sampai 1738,43000 meter (TVDSS), dengan tebal 8.03 meter, pada sumur GT – 20 tidak terdapat data *elan petrophysic* sehingga penulis tidak dapat membuat peta *net sand, iso porositas, iso permeabilitas* dan *iso satururasi hidrokarbon*



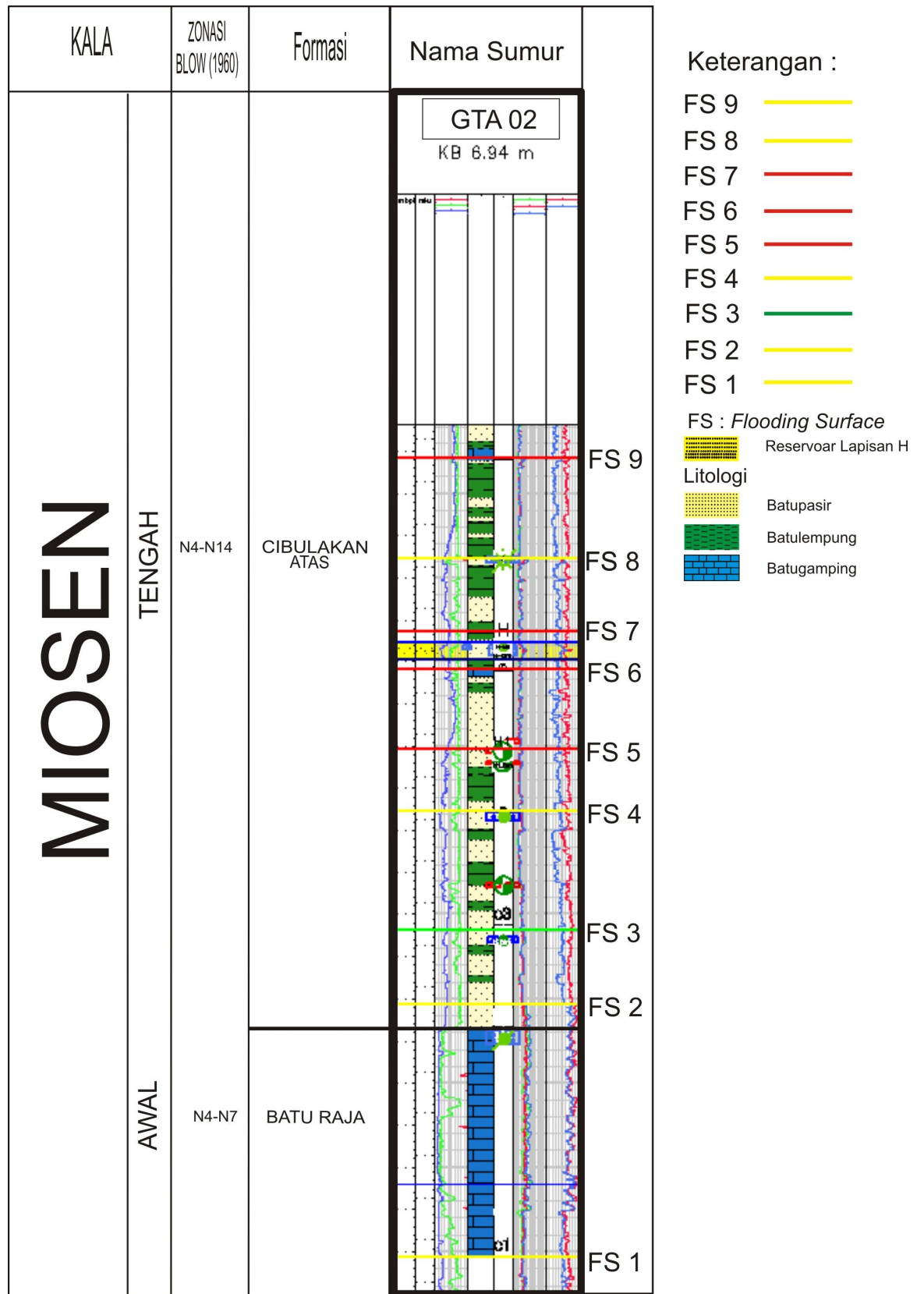
Gambar 4.15. Interpretasi log Sumur GTA - 20 pada daerah telitian

## 10. Sumur GTA - 02

Lokasi Sumur GTA – 20 terdapat pada lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, fokus penelitian terdapat pada lapisan "H", yaitu terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi yang terdapat di kedalaman 1595,37000 meter (TVDSS) sampai 1605,42000 meter (TVDSS). Sumur GTA - 05 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 05 memiliki kedalaman 1485 meter (TVDSS) sampai `1935 meter (TVDSS). Pada kedalaman 1810 meter (TVDSS) – 1935 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung. Berdasarkan data *cutting* pada sumur telitian.

Tebal batupasir/*grosh* berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1595,37000 meter (TVDSS) sampai 1605,42000 meter (TVDSS) dengan tebal 0.6 meter, berdasarkan data *elan petrophysic*, yaitu pada Lapisan “H” memiliki kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan tebal 2,92 meter dengan men- *cut off* data *elan petrophysic* pada *V shale* lapisan tersebut sebesar 70%, dan pada Lapisan tersebut setelah di *cut off porositas, permeabilitas* dan *saturasi* air dan dilihat tidak terdapat sparasi, maka tidak terdapat nilai *net pay oil*, untuk pembuatan peta *iso porositas, iso permeabilitas* dan *iso saturasi* hidrokarbon digunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk saturasi hidrokarbon digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)



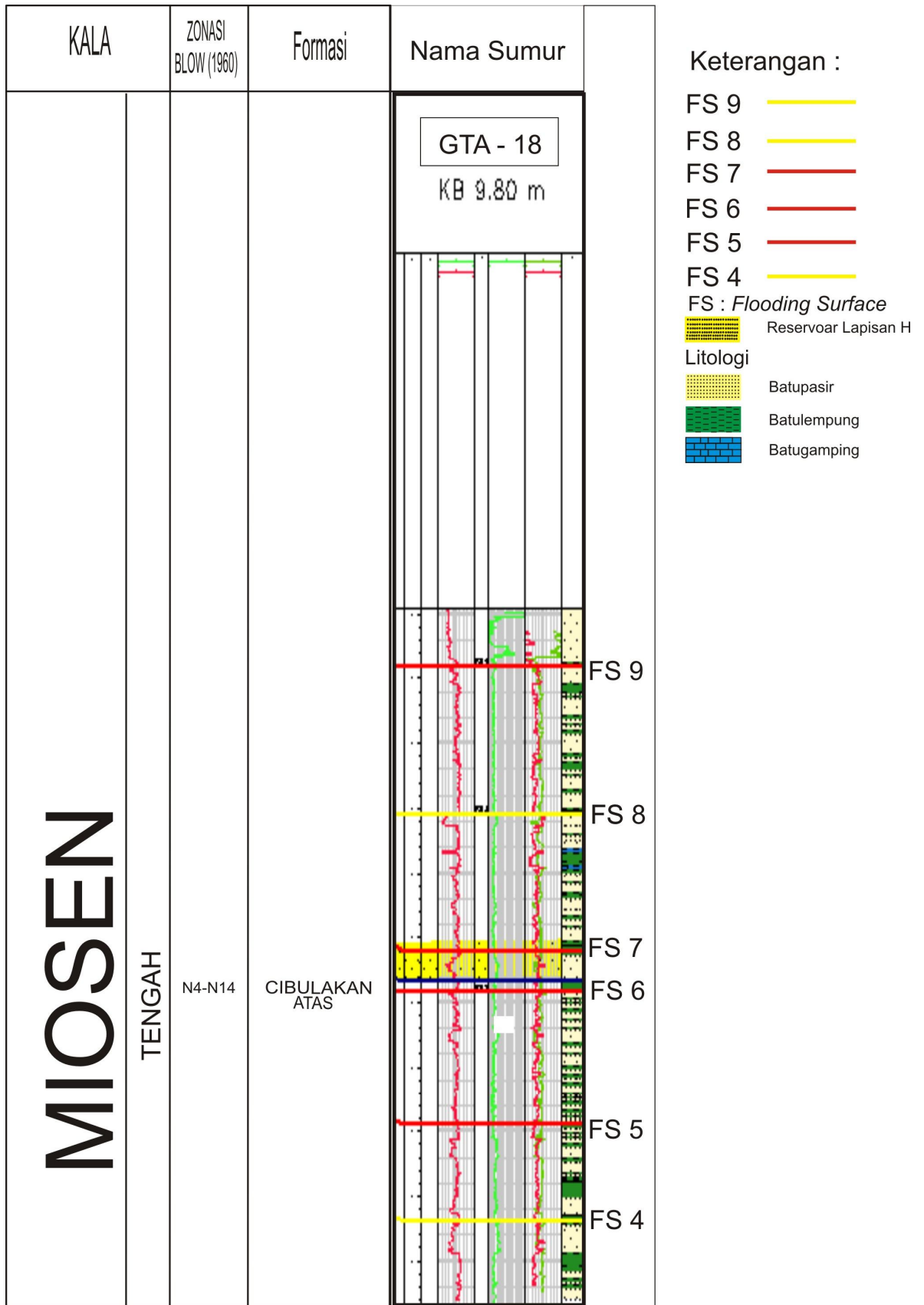


Gambar 4.16. Interpretasi log Sumur GTA - 02 pada daerah telitian

## 11. Sumur GTA - 18

Letak Sumur GTA – 20 pada lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, fokus penelitian terdapat pada lapisan “H”, yaitu terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi, di kedalaman 1715,95 meter (TVDSS) sampai 172501 meter (TVDSS). Sumur GTA - 18 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 18 tidak terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada sumur daerah telitian.

Pada Sumur GTA – 18 terdapat kandungan tebal batupasir/*grossh* berdasarkan kemanpakan log gamma – ray yang terletak di 1715,95 meter (TVDSS) sampai 1725,01 meter (TVDSS) dengan tebal 9,89 meter, berdasarkan data *elan petrophysic*, yaitu pada lapisan“H” memiliki kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan tebal 9,89 meter dengan men- *cut off* data *elan petrophysic* pada *V shale* lapisan tersebut sebesar 70%, dan pada Lapisan tersebut setelah di *cut off porositas, permeabilitas* dan *saturasi* air dan di lihat tidak terdapat sparasi, maka tidak terdapat nilai *net pay oil*, untuk pembuatan peta *iso porositas, iso permeabilitas* dan *iso saturasi* hidrokarbon di gunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk saturasi hidrokarbon digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)

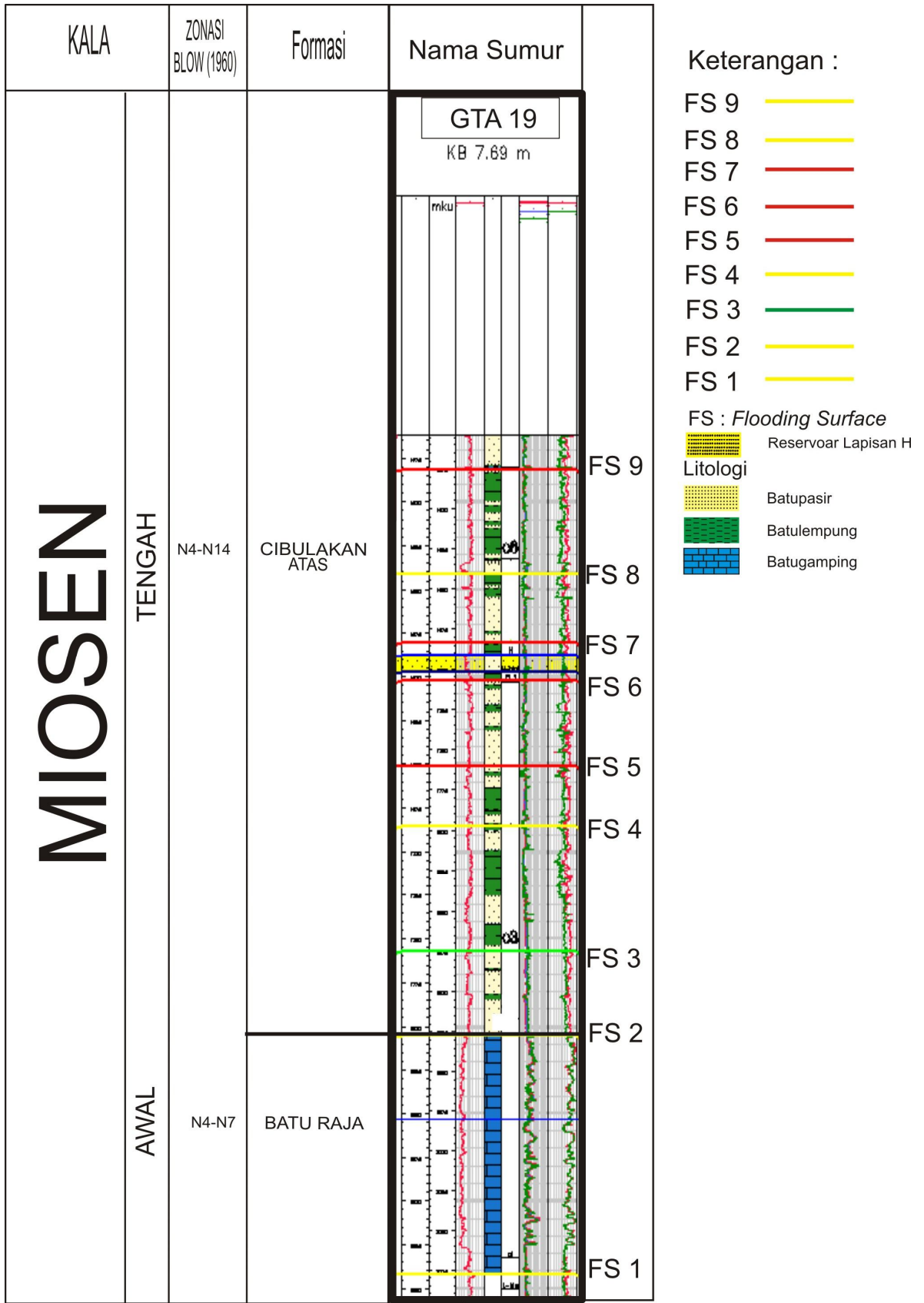


Gambar 4.17. Interpretasi log Sumur GTA - 18 pada daerah telitian

## 12. Sumur GTA - 19

Lokasi Sumur GTA – 19 terletak pada lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, fokus penelitian terdapat pada lapisan “H” terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi yang terdapat di kedalaman 1700,0000 meter (TVDSS) sampai 1691,2900 meter (TVDSS). Sumur GTA – 19 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 19 memiliki kedalaman 1575 meter (TVDSS) sampai `2062 meter (TVDSS). Pada kedalaman 1925 meter (TVDSS) 2062 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada sumur telitian.

Untuk pembuatan peta *gross sand* kandungan tebal batupasir/*gross* berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1700,0000 meter (TVDSS) sampai 1691,2900 meter (TVDSS) dengan tebal 11.7 meter, berdasarkan data *elan petrophysic*, yaitu pada lapisan “H” memiliki kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan tebal 7,02 meter dengan men- *cut off* data *elan petrophysic* pada *V shale* lapisan tersebut sebesar 70%, dan pada Lapisan tersebut setelah itu untuk mendapat kan nilai net pay oil di gunakan *cut off porositas*, *permeabilitas* dan *saturasi* air dan juga *sparasi* yang terbentuk pada defleksi log sehingga di dapatkan tebal 5,02 meter. untuk pembuatan peta *iso porositas*, *iso permeabilitas* dan *iso saturasi* hidrokarbon digunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk saturasi hidrokarbon digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)

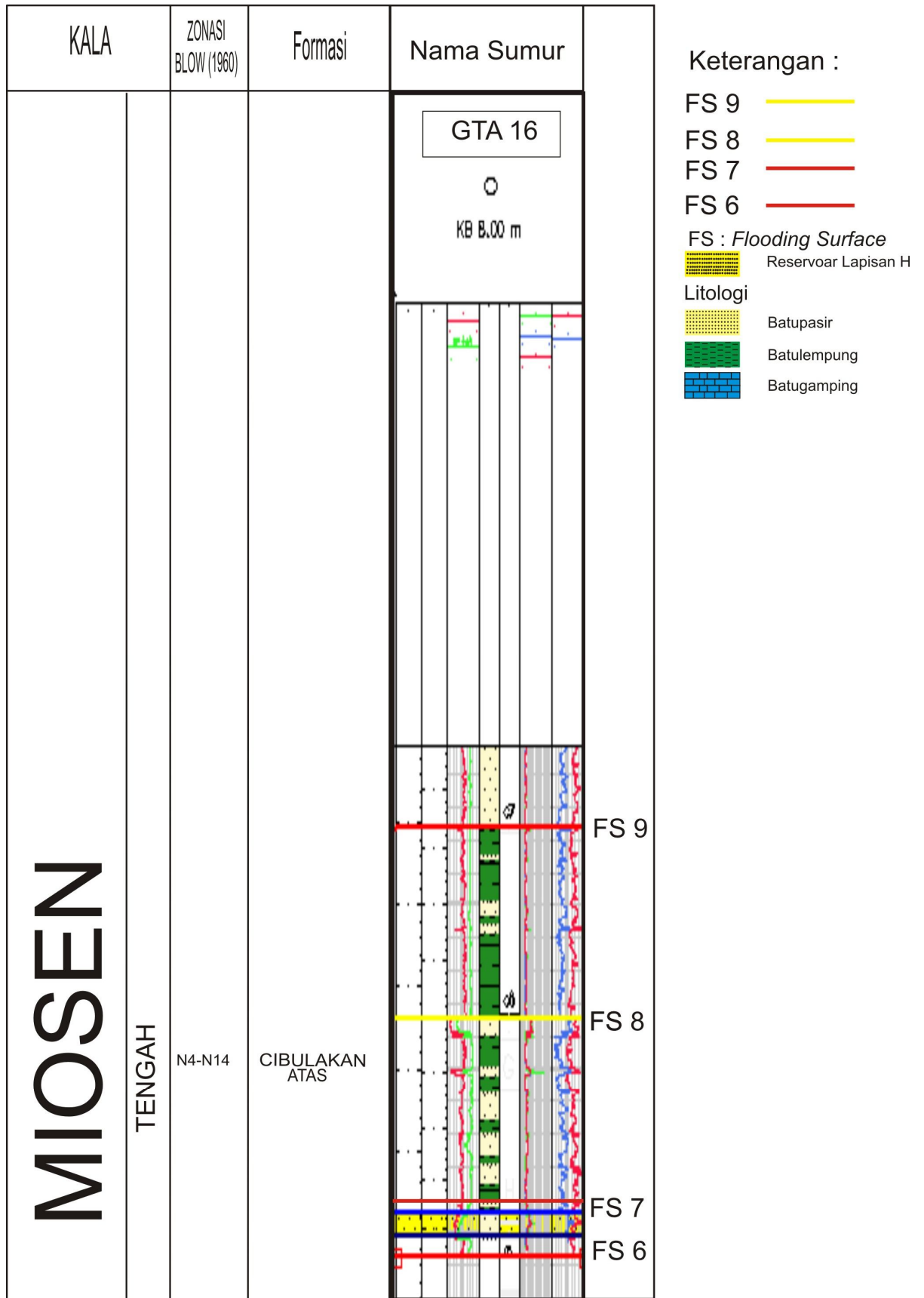


Gambar 4.18. Interpretasi log Sumur GTA - 19 pada daerah telitian

### 13. Sumur GTA - 16

Fokus penelitian terdapat pada lapisan “H”, pada sumur GTA – 16 , lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas. lapisan “H” terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi yang terdapat di kedalaman 1816,16000 meter (TVDSS) sampai 1830,44000 meter (TVDSS). Sumur GTA – 16 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 16 memiliki kedalaman 1640 meter (TVDSS) sampai `1835 meter (TVDSS). Pada log tidak terdeteksi terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung di karenakan kurva log berhenti. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada lapisan “H”

Pada Sumur GTA – 16 terdapat kandungan tebal batupasir/*grosh* berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1816,16000 meter (TVDSS) sampai 1830,44000 meter (TVDSS) dengan tebal 14.28 meter, berdasarkan data *elan petrophysic*, yaitu pada lapisan “H” memiliki kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan tebal 3,2 meter dengan men- *cut off* data *elan petrophysic* pada *V shale* lapisan tersebut sebesar 70%, dan pada Lapisan tersebut untuk mendapat kan nilai net pay oil di gunakan *cut off porositas, permeabilitas* dan *saturasi* air dan juga defleksi sparasi pada kurva RHOB dan NPHI. Tetapi, pada log tidak ditemukan nilai tersebut sehingga *net pay oil* tidak dapat diketahui pada sumur telitian, untuk pembuatan peta *iso porositas, iso permeabilitas* dan *iso saturasi* hidrokarbon di gunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk *saturasi hidrokarbon* digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)



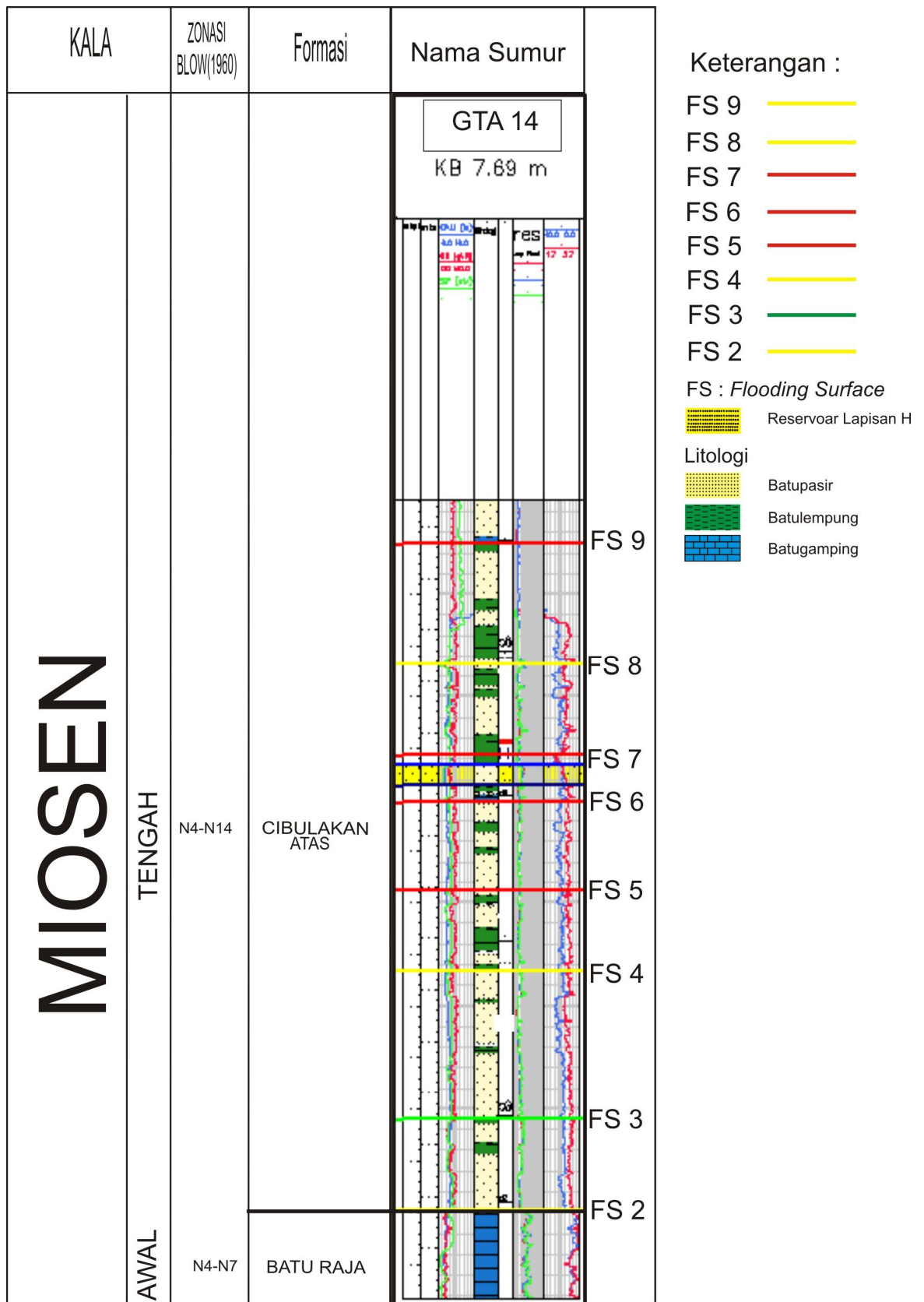
Gambar 4.19. Interpretasi log Sumur GTA- 16 pada daerah telitian

#### 14. Sumur GTA - 14

Sumur GTA – 14 terletak pada lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, fokus penelitian terdapat pada lapisan “H”, terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi yang terdapat pada kedalaman 1590,41000 meter (TVDSS) sampai 1600,25000 meter (TVDSS). Sumur GTA – 14 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 14 memiliki kedalaman 1450 meter (TVDSS) sampai `1940 meter (TVDSS). Pada kedalaman 1805 meter (TVDSS) 1940 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan bastu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* sumur telitin.

Ketebalan batupasir/grosh berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1590,41000 meter (TVDSS) sampai 1600,25000 meter (TVDSS) dengan tebal 9.84 meter, berdasarkan data elan petrophysic, yaitu pada Lapisan“H”memiliki kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan tebal 8,99 meter dengan men- *cut off* data *elan petrophysic* pada *V shale* lapisan tersebut sebesar 70% dan pada Lapisan tersebut, setelah itu untuk mendapat kan nilai *net pay oil* di gunakan *cut off porositas*, *permeabilitas* dan *saturasi* air, sehingga di dapatkan tebal 4 meter. Untuk pembuatan peta *iso porositas*, *iso permeabilitas* dan *iso saturasi* hidrokarbon di gunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk *saturasi hidrokarbon* digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)



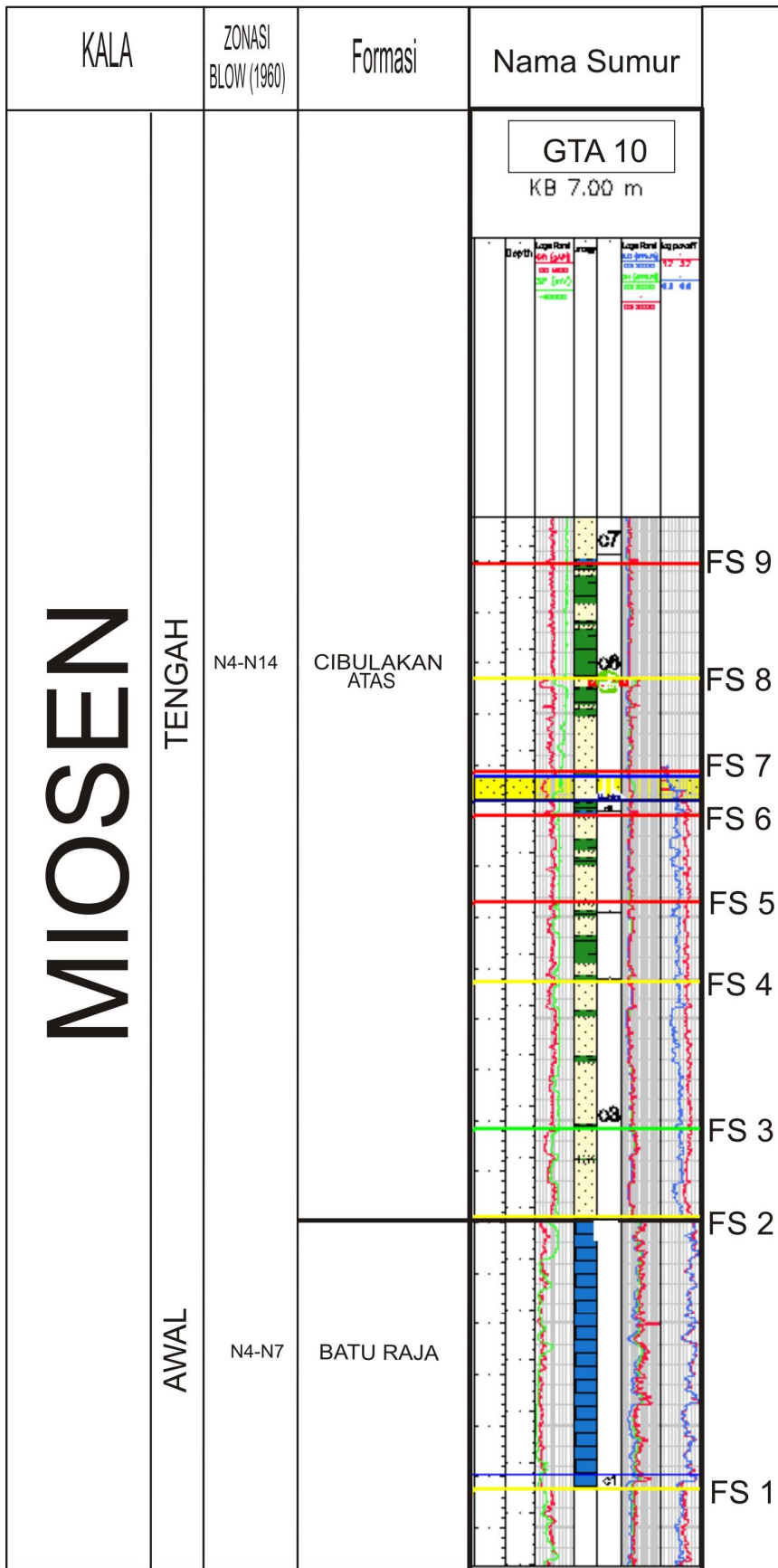


Gambar 4.20. Interpretasi log Sumur GTA - 14 pada daerah telitian

### 15. Sumur GTA - 10

Lokasi Sumur GTA – 10 pada lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, dimana target penelitian terdapat pada lapisan “H”, yang terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi yang terdapat di kedalaman 1587,7600 meter (TVDSS) sampai 1599,8100 meter (TVDSS). Sumur GTA – 10 memiliki lithologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 10 memiliki kedalaman 1400 meter (TVDSS) sampai `1940 meter (TVDSS). Pada kedalaman 1805 meter (TVDSS) 1940 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada sumur telitian.

Pada Sumur GTA – 10 terdapat kandungan tebal batupasir/grosh berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1587,7600 meter (TVDSS) sampai 1599,8100 meter (TVDSS) dengan tebal 12.05 meter, berdasarkan data *elan petrophysic*, yaitu pada lapisan “H” memiliki kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan tebal 12,05 meter dengan men- *cut off* data *elan petrophysic* pada *V shale* lapisan tersebut sebesar 70%, dan pada Lapisan tersebut untuk mendapat kan nilai *net pay oil* di gunakan *cut off porositas, permeabilitas* dan *saturasi* air sehingga di dapatkan tebal 9,2 meter, untuk pembuatan *peta iso porositas, iso permeabilitas* dan *iso saturasi* hidrokarbon di gunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk *saturasi hidrokarbon* digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)



Keterangan :

- FS 9 —
- FS 8 —
- FS 7 —
- FS 6 —
- FS 5 —
- FS 4 —
- FS 3 —
- FS 2 —
- FS 1 —

FS : Flooding Surface

Reservoir Lapisan H

Litologi

Batupasir

Batulempung

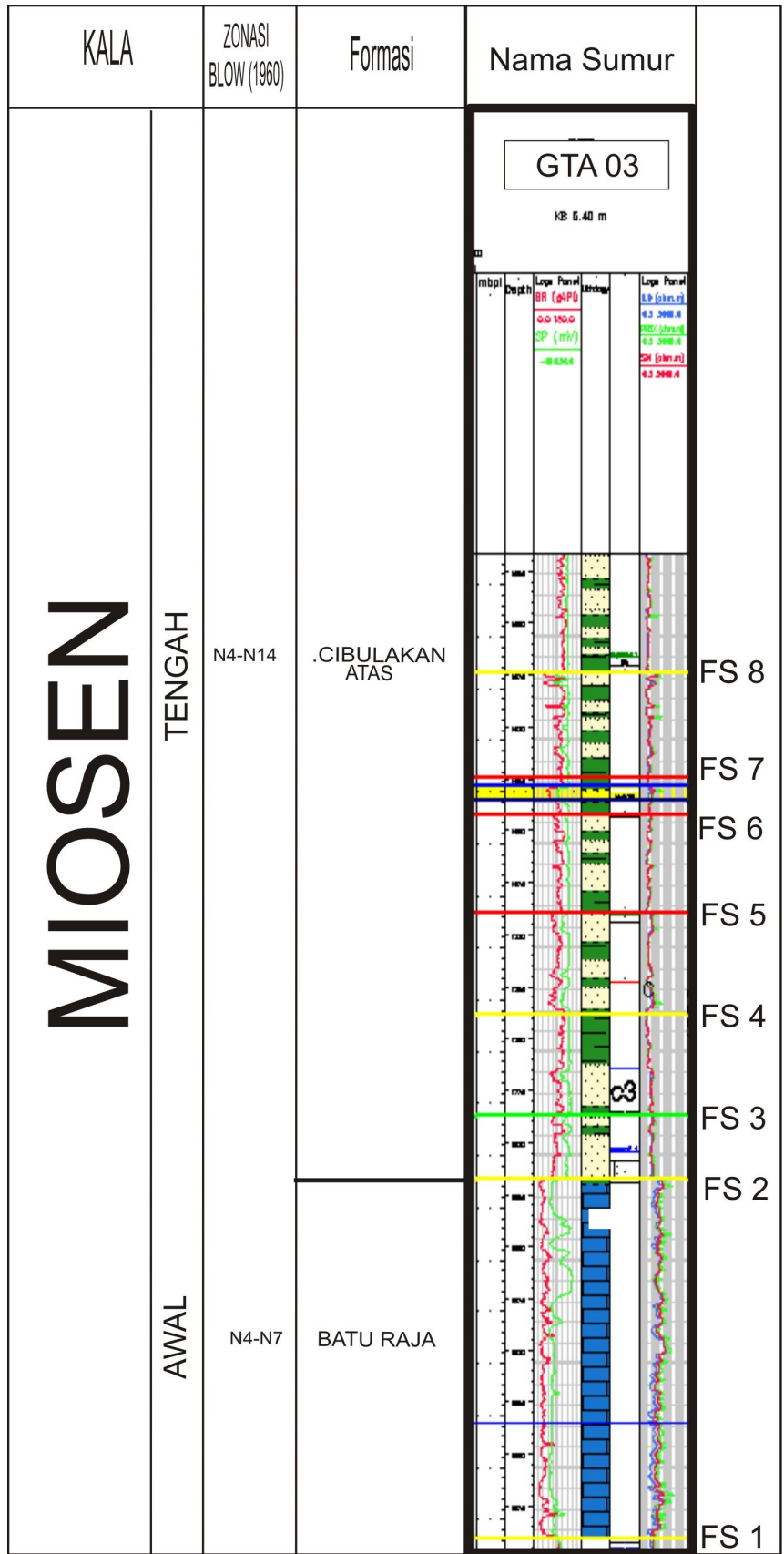
Batugamping

Gambar 4.21. Interpretasi log Sumur GTA - 10 pada daerah telitian

### 16. Sumur GTA - 03

Lapisan "H" yaitu terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi, yang terdapat di kedalaman 1637 meter (TVDSS) sampai 1630 meter (TVDSS). Sumur GTA – 03 terdapat pada lapangan "NIND", Formasi Cibulakan Atas, sumur GTA – 03 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 03 memiliki kedalaman 1510 meter (TVDSS) sampai 1980 meter (TVDSS). Pada kedalaman 1817 meter (TVDSS) 1980 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada sumur telitian

Pada Sumur GTA – 03 terdapat kandungan tebal batupasir/*grosh* berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1637 meter (TVDSS) sampai 1630 meter (TVDSS) dengan tebal 7 meter, berdasarkan data *elan petrophysic*, yaitu pada lapisan "H", memiliki kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan tebal 2,3 meter, dengan *men-cut off* data *elan petrophysic* pada *V shale* lapisan tersebut sebesar 70%, setelah itu untuk mendapat kan nilai *net pay oil* di gunakan *cut off porositas permeabilitas* dan *saturasi* air, sehingga di dapatkan tebal 1,3 meter, untuk pembuatan peta *iso porositas*, *iso permeabilitas* dan *iso saturasi* hidrokarbon di gunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk *saturasi hidrokarbon* digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)



Keterangan :

FS 8 —

FS 7 —

FS 6 —

FS 5 —

FS 4 —

FS 3 —

FS 2 —

FS 1 —

FS : Flooding Surface

Reservoir Lapisan H

**Litologi**

Batupasir

Batulempung

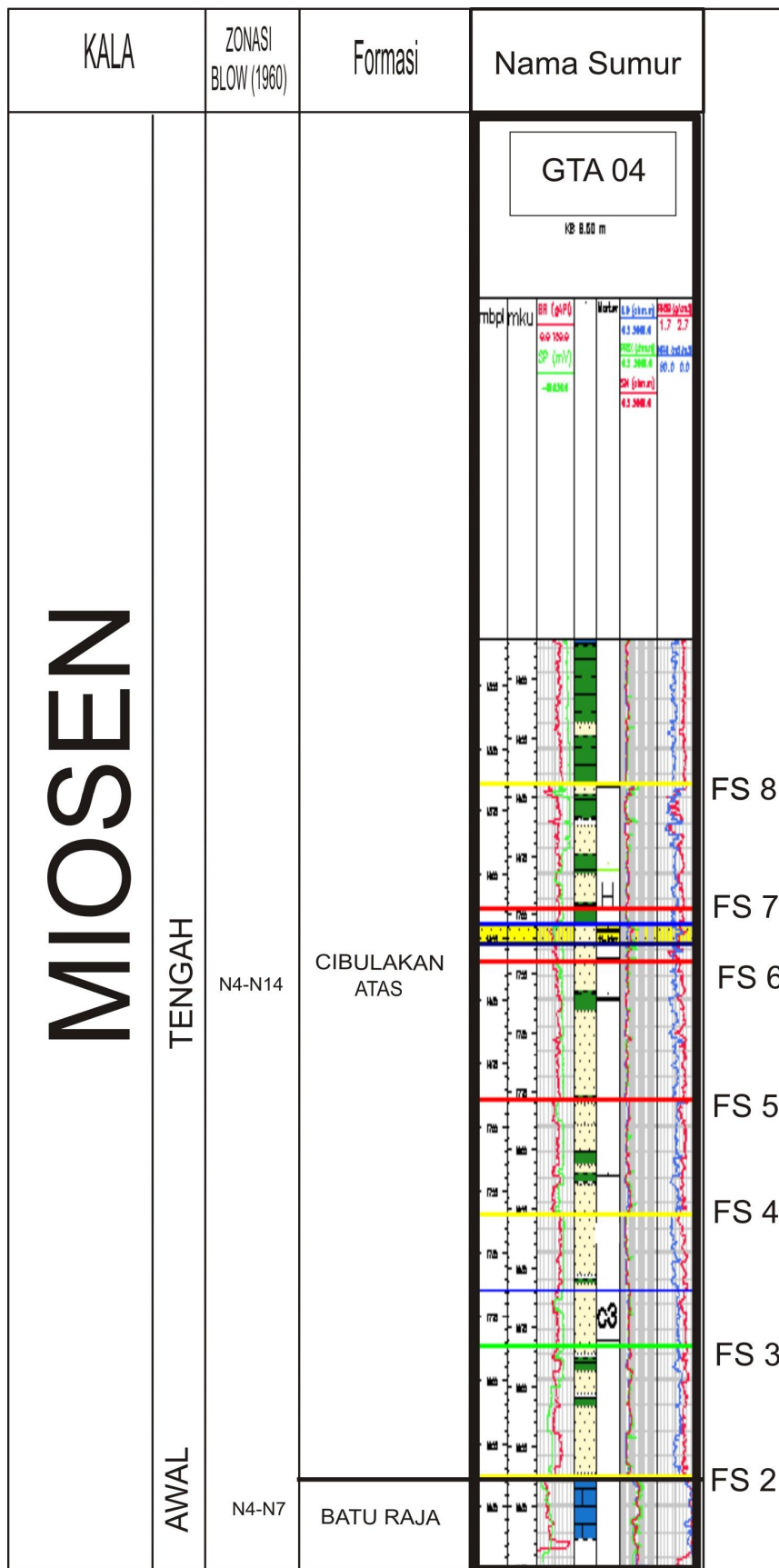
Batugamping

Gambar 4.22. Interpretasi log Sumur GTA- 03 pada daerah telitian

### 17. Sumur GTA - 04

Sumur GTA – 04 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Letak sumur GTA – 04 pada lapangan “NIND” Formasi Cibulakan Atas, fokus penelitian terdapat pada Lapisan “H” yaitu terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi yang terdapat pada kedalaman 1704,7300 meter (TVDSS) sampai 1712,9400 meter (TVDSS). Pada sumur GTA – 04 memiliki kedalaman 1580 meter (TVDSS) sampai 1965 meter (TVDSS). Pada kedalaman 1935 meter (TVDSS) 1965 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada sumur daerah telitian.

Sumur GTA – 04 terdapat kandungan tebal batupasir/grosh berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1704,7300 meter (TVDSS) sampai 1712,9400 meter (TVDSS) dengan tebal 8,22 meter, berdasarkan data *elan petrophysic*, yaitu pada lapisan “H” memiliki kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan tebal 4,87 meter, dengan *men-cut off* data *elan petrophysic* pada *V shale* lapisan tersebut sebesar 70%, setelah di lihat tidak terdapat sparasi dan nilai *cut off* tidak terdapat pada data *petrophysic* maka nilai *net pay* tidak ada untuk daerah target lapisan “H”, untuk pembuatan peta *iso porositas*, *iso permeabilitas* dan *iso saturasi hidrokarbon* digunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk *saturasi hidrokarbon* digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)



Keterangan :

- FS 8
- FS 7
- FS 6
- FS 5
- FS 4
- FS 3
- FS 2

FS : Flooding Surface

Reservoir Lapisan H

Litologi

Batupasir

Batulempung

Batugamping

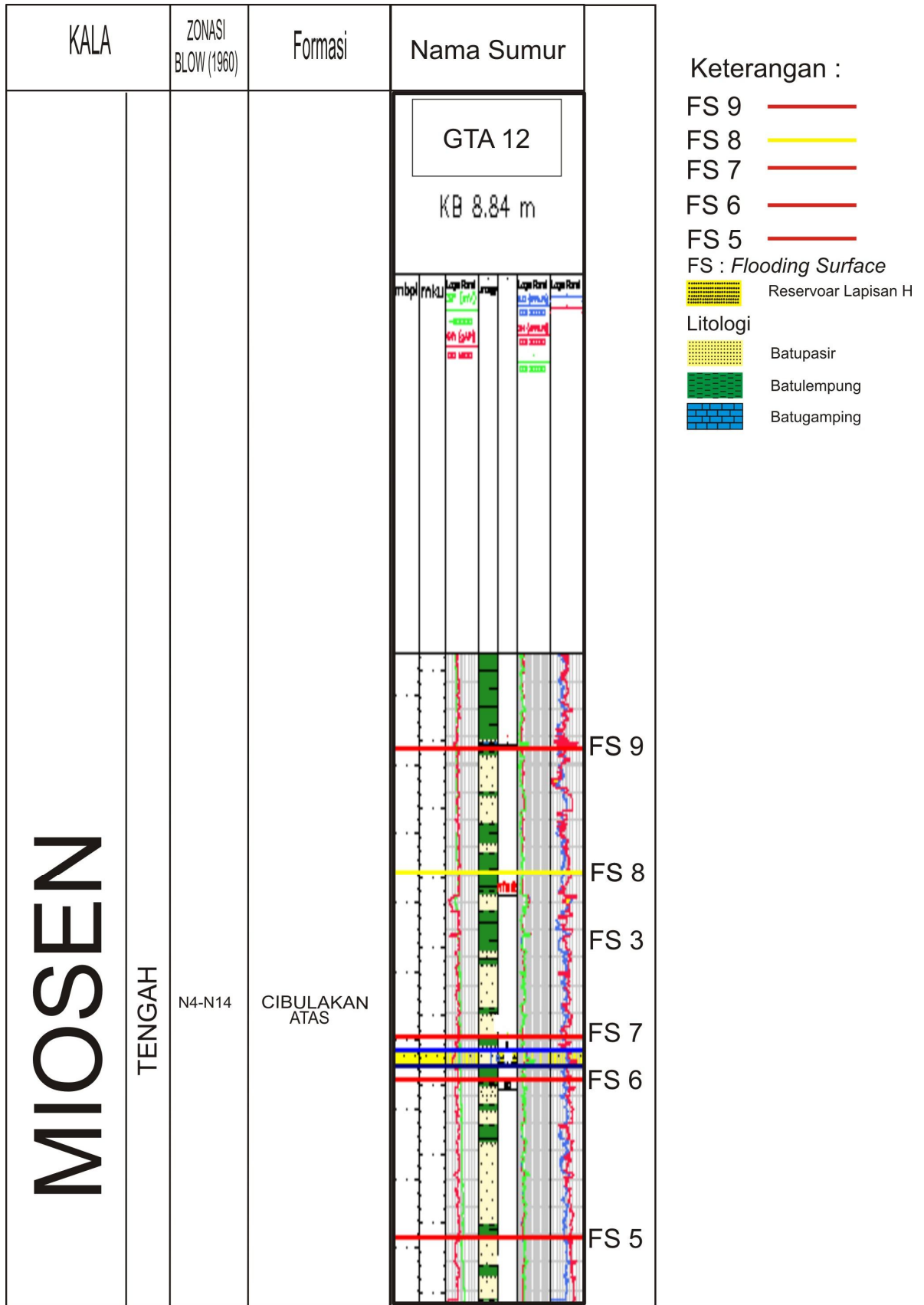
Gambar 4.23. Interpretasi log Sumur GTA- 04 pada daerah telitian

## 18. Sumur GTA - 12

Lokasi Sumur GTA – 12 pada lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, fokus penelitian terdapat pada lapisan “H”, yaitu terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi di kedalaman -1613,0000 meter (TVDSS) sampai 1618,7400 meter (TVDSS). Sumur GTA 12 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 12 memiliki kedalaman 1500 meter (TVDSS) sampai `1700 meter (TVDSS). Pada kedalaman sumur ini tidak terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung di karenakan tidak terbentuk corak kurva log. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada sumur telitian

Kandungan tebal batupasir/*gros* berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1613,0000 meter (TVDSS) sampai 1618,7400 meter (TVDSS) dengan tebal 5,74 meter, berdasarkan data *elan petrophysic*, yaitu pada lapisan “H” memiliki kandungan batupasir bersih / *net sand* dengan tebal 5,74 meter dengan men- *cut off* data *elan petrophysic* pada V shale lapisan tersebut sebesar 70% dan, pada Lapisan tersebut, tidak terdapat sparasi pada daerah telitian sehingga penulis tidak dapat mengidentifikasi dan terjadi kerusakan pada data *elan petrophysic*, untuk pembuatan peta *iso porositas*, *iso permeabilitas* dan *iso saturasi* hidrokarbon digunakan nilai rata rata pada tiap Sumur, untuk *saturasi hidrokarbon* digunakan rumus  $Sh = 1 - Sw$  (lampiran)



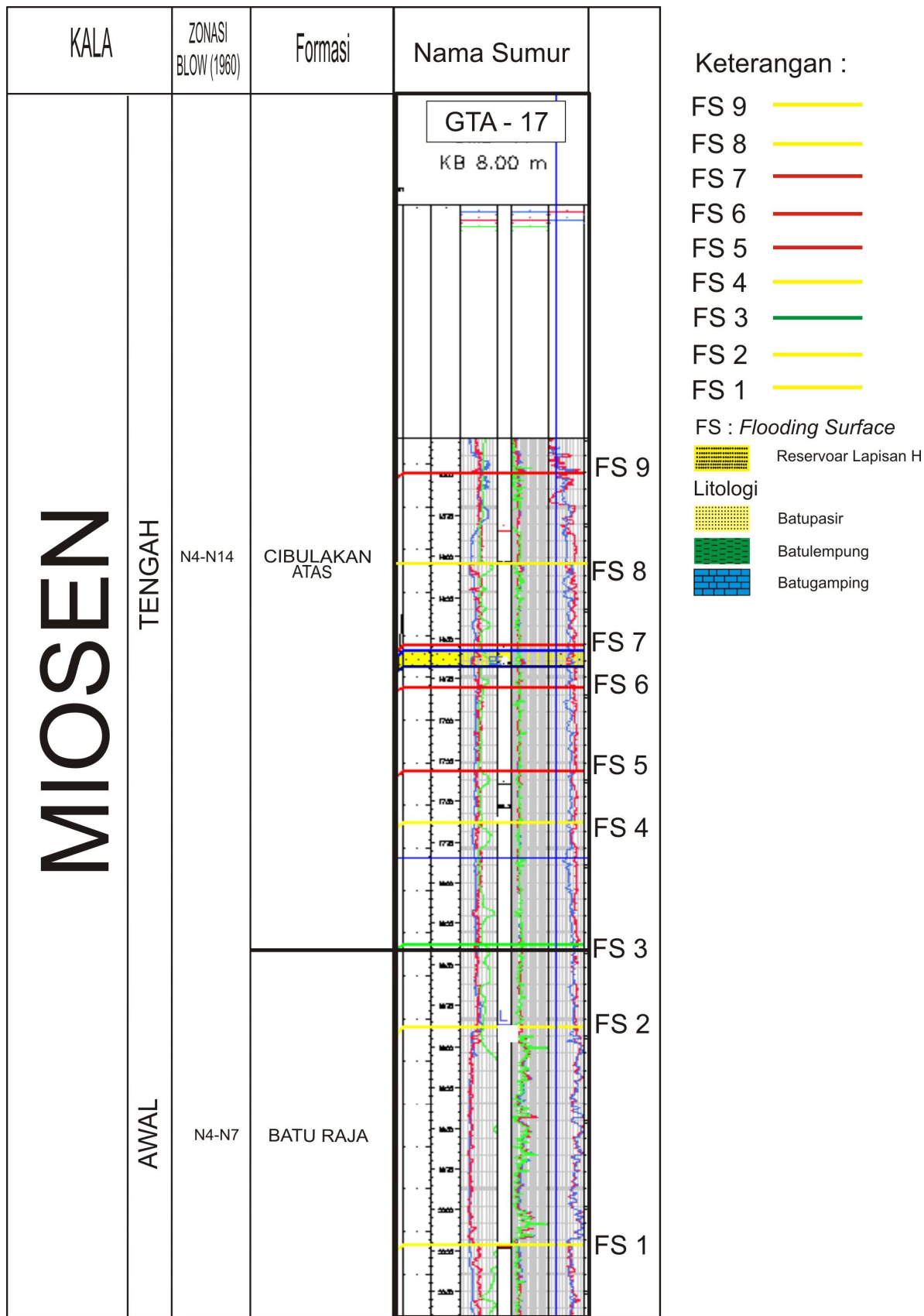


Gambar 4.24. Interpretasi log Sumur GTA - 12 pada daerah telitian

### 19. Sumur GTA - 17

Letak Sumur GTA – 17 pada lapangan “NIND”, Formasi Cibulakan Atas, fokus penelitian terdapat pada lapisan “H”, terletak diantara *top* Formasi Batu Raja sampai *Bottom* Formasi Parigi yang terdapat dikedalaman 1657,3900 meter (TVDSS) sampai 1667,7600 meter (TVDSS). Sumur GTA – 17 memiliki litologi berupa batu lempung, batu gamping dan batu pasir. Pada sumur GTA – 17 memiliki kedalaman 1550 meter (TVDSS) sampai `2025 meter (TVDSS). Pada kedalaman 1895 meter (TVDSS) 2025 meter (TVDSS) terendapkan batu gamping dan disisipi batu lempung. Kemudian pada bagian atasnya terendapkan batu pasir dengan perselingan batu lempung Berdasarkan data *cutting* pada sumur telitian.

Pada Sumur GTA – 17 terdapat kandungan tebal batupasir/*grossh* berdasarkan kenampakan log gamma – ray yang terletak di kedalaman 1657,3900 meter (TVDSS) sampai 1667,7600 meter (TVDSS) dengan tebal 10,37 meter, berdasarkan data *elan petrophysic*, yaitu pada Lapisan “H” memiliki kandungan batupasir bersih/*net sand* dengan tebal 6,4 meter dengan men- *cut off* data *elan petrophysic* pada V shale lapisan tersebut sebesar 70%, setelah itu untuk mendapat kan nilai *net pay oil* digunakan *cut off porositas*, *permeabilitas* dan *saturasi* air dan juga keterdapatan sparasi pada daerah sumur telitian sehingga didapatkan tebal 1,524 meter, untuk pembuatan peta *iso porositas*, *iso permeabilitas* dan *iso saturasi hidrokarbon* digunakan nilai rata rata pada tiap Sumur (lampiran)

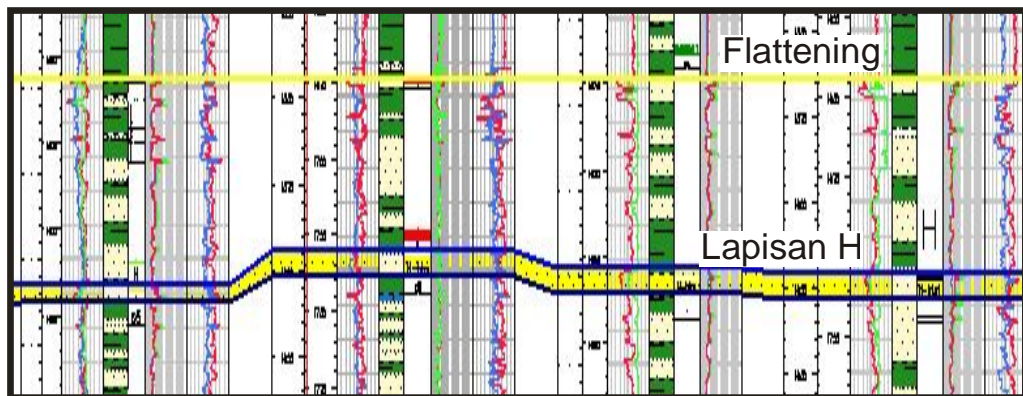


Gambar 4.25. Interpretasi log Sumur GTA- 17 pada daerah telitian

#### 4.2.4. Penentuan *Marker*

Untuk melakukan penentuan *marker* penyusun mengacu pada lapisan *clay* yang berada pada *bottom* Parigi sebagai *keybed* dengan umur berkisar Miosen Awal serta sebagai lithologi terakhir yang terendapkan pada Formasi Cibulakan Atas.

Hal ini dapat mempermudah dalam melakukan korelasi dengan menggunakan metode kronostratigrafi (Gambar 4.26.). Fs 8 pada sumur daerah telitian cenderung *continue* dan melampar luas. Ini juga bisa digunakan sebagai acuan dalam membantu dalam penentuan lingkungan pengendapan pada daerah telitian.



**Gambar 4.26. Fs 8 sebagai *keybed* pada metode korelasi kronostratigrafi**

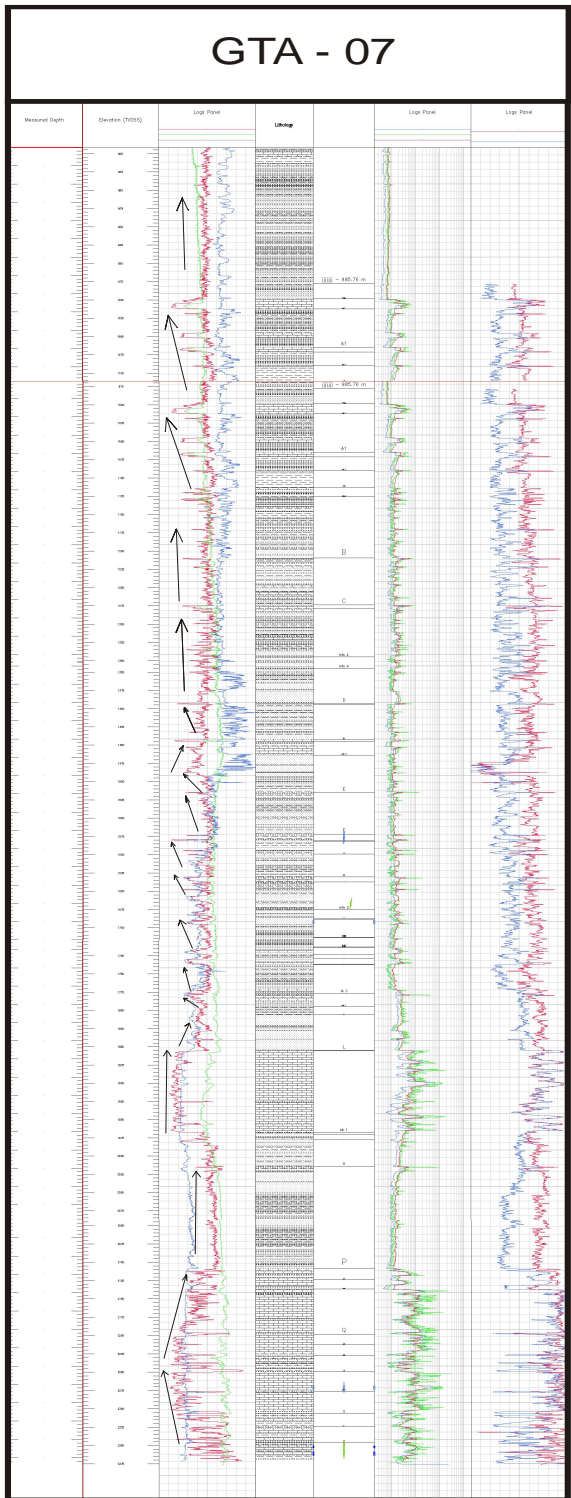
#### 4.2.5. Penarikan Korelasi Kronostratigrafi

Dalam melakukan korelasi di daerah penelitian digunakan pendekatan kronostratigrafi. Dimana korelasi yang dilakukan korelasi stratigrafi dan struktur, yang bertujuan mengetahui penyebaran reservoir secara horisontal dan vertikal serta mengetahui perkembangan struktur geologi. Komponen kronostratigrafi yang telah diketahui kemudian dihubungkan dengan melihat kesamaan bentuk log dan perbedaan bentuk log, suatu tubuh batupasir dapat saling berhubungan dengan batulempung, walaupun berbeda bentuk log tetapi penyusun mengacu pada persamaan waktu pengendapan dengan *lime stone* sebagai *keybed* dengan umur yang berkisar Miosen awal.

Korelasi struktur pada penampang korelasi barat laut - selatan ini dibuat dengan menggunakan datum pada kedalaman 900 meter (TVDSS), sedangkan korelasi struktur pada penampang korelasi barat – timur menggunakan datum pada kedalaman 900 meter (TVDSS). Pada korelasi struktur dapat terlihat bahwa di daerah penelitian hampir didominasi oleh *normal fault*.

Korelasi stratigrafi dibuat dengan menggunakan datum *bottom* Formasi Parigi dengan mengacu pada *lime stone* sebagai *keybed*. Penelitian ini mengambil pada zona Lapisan “H” dengan memiliki pola log *blocky/cylindrical, coarsening upward/ funnel shape, finning upward/bell shape* dan *irregular*. Pada korelasi stratigrafi sangat terlihat jelas bahwa pada daerah telitian terjadi *sand* dengan arah barat laut ke tenggara dan terlihat jelas juga bahwa terjadi penipisan kandungan *sand* (*gross* dan *clean*) dari arah yang sama.

Pada daerah penelitian dilakukan dua lintasan korelasi yaitu barat laut-timur dan barat laut - tenggara (Gambar 4.29.) yang mewakili tiap bagian dari daerah penelitian. Penampang korelasi adalah barat-timur meliputi sumur GTA-06, GTA-15, GTA-01, GTA-09, GTA-05, GTA-20 GTA-03, GTA-04 (Gambar 4.30), Penampang barat laut -tenggara meliputi sumur GTA-15, GTA-07, GTA-05, GTA-06, GTA-11, GTA-13 GTA-02, GTA-18, GTA-10, GTA-14, GTA-19, GTA-12, GTA-17 (Gambar 4.31.), korelasi ini sudah mewakili daerah telitian dan yang menjadi fokus penelitian terdapat pada Lapisan “H” Formasi Cibulakan Atas.

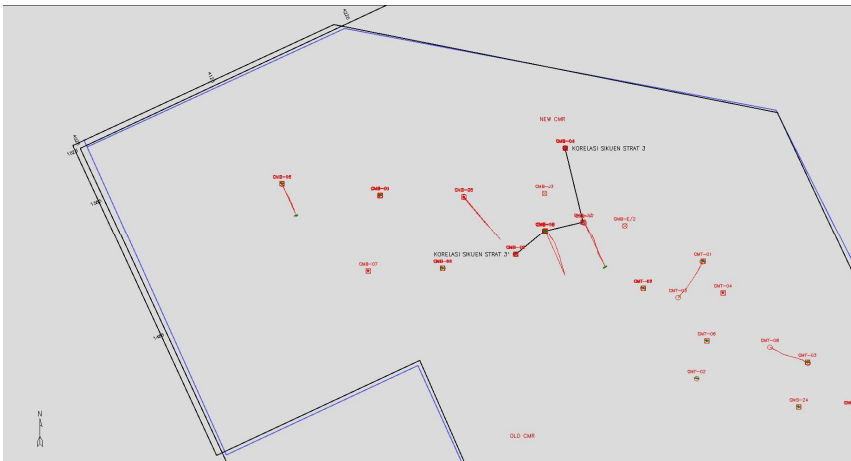
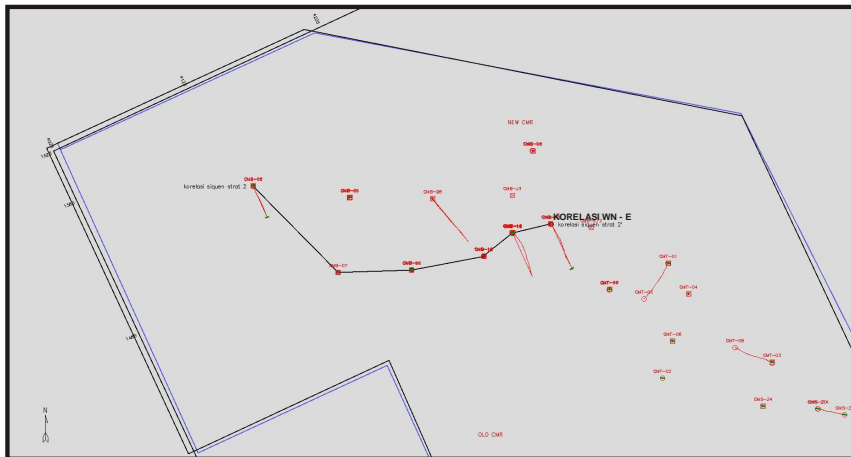
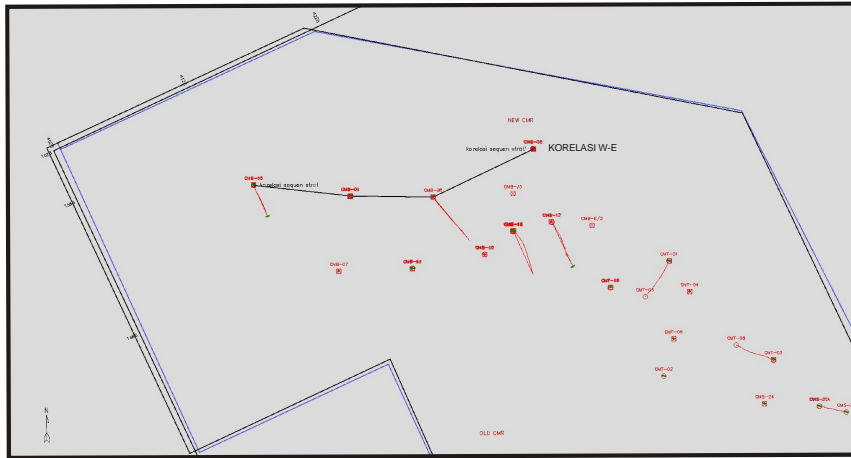


Keterangan :

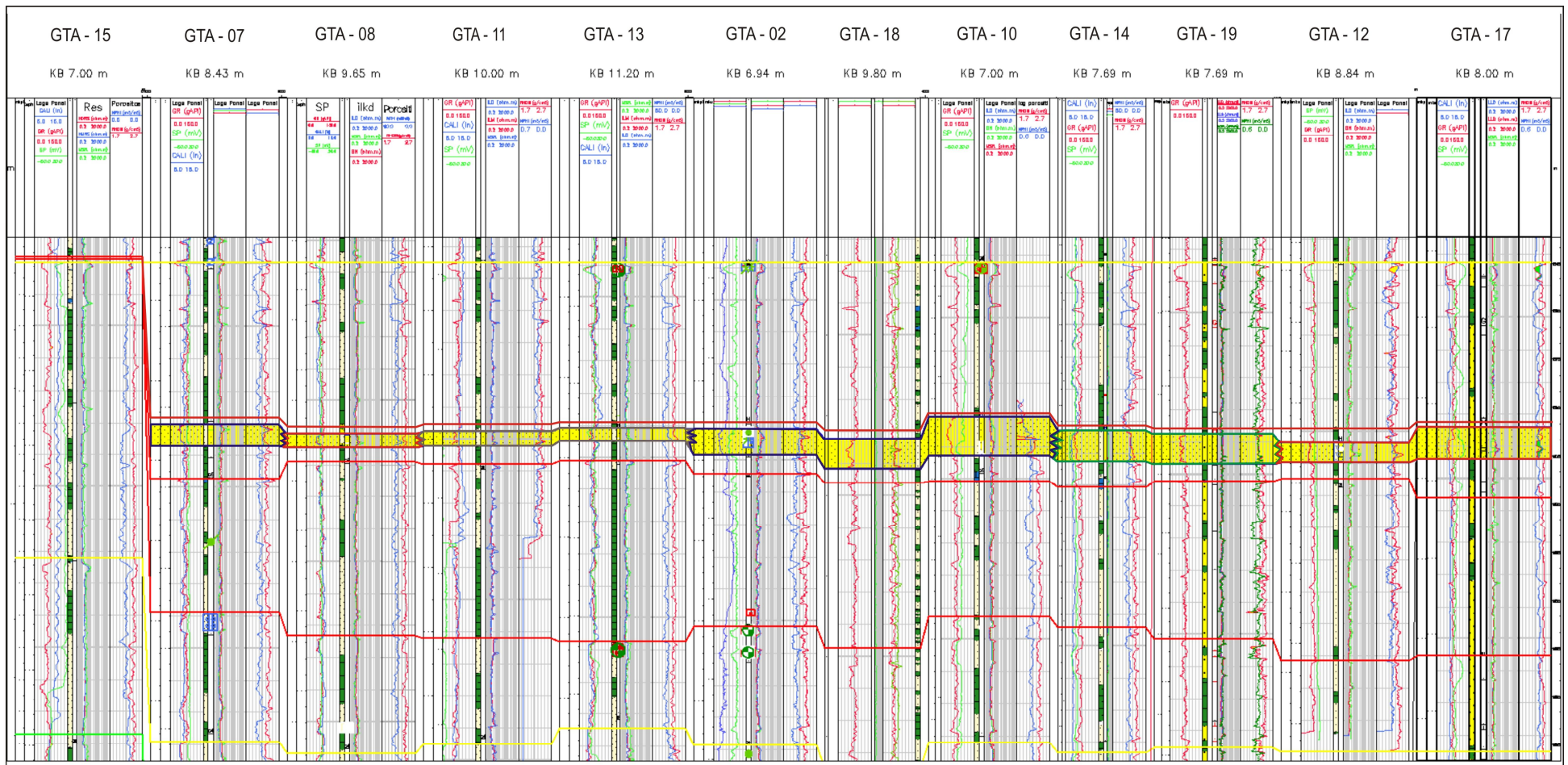
/ : HST (Highstand System Tract)

\ : LST (Lowstand System Tract)

Gambar 4.27. Penarikan *Fasies* untuk korelasi (Sumur GTA - 07)



**Gambar 4.28. Basemap dan lintasan dua korelasi (W – E, E -W dan NW - SE)**

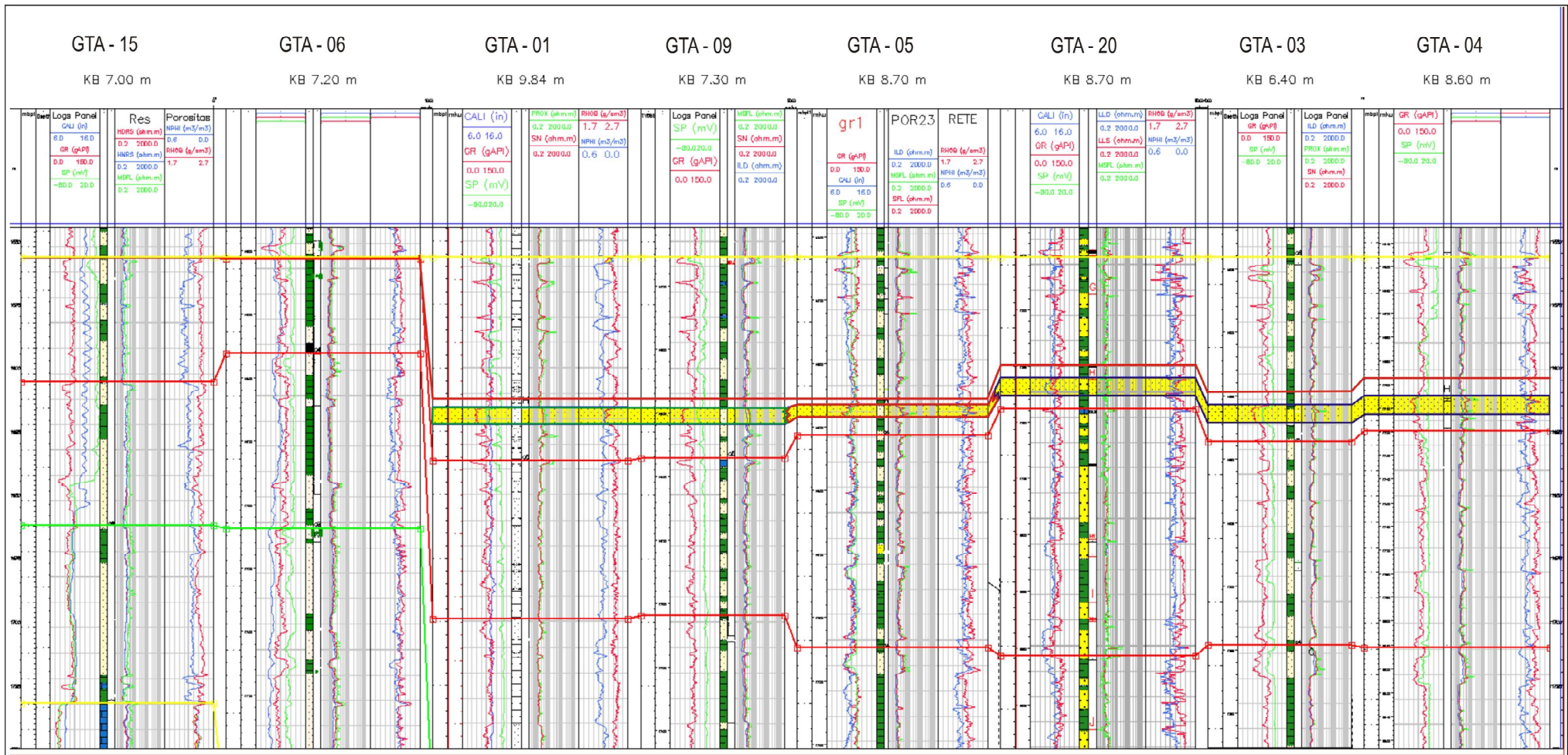


KETERANGAN :

- : Batu gamping
- : Batu pasir
- : Batulempung
- : Kedalaman Sumur
- : Nama Sumur Telitian
- : Fasies Shoreface
- : Fasies Carbonate shelf margin
- : Fasies Tidal bar
- : Fasies Storm - dominated shelf
- : Beda Fasies

Gambar 4.29. Penampang korelasi stratigrafi W - E (Metode Kronostratigrafi)

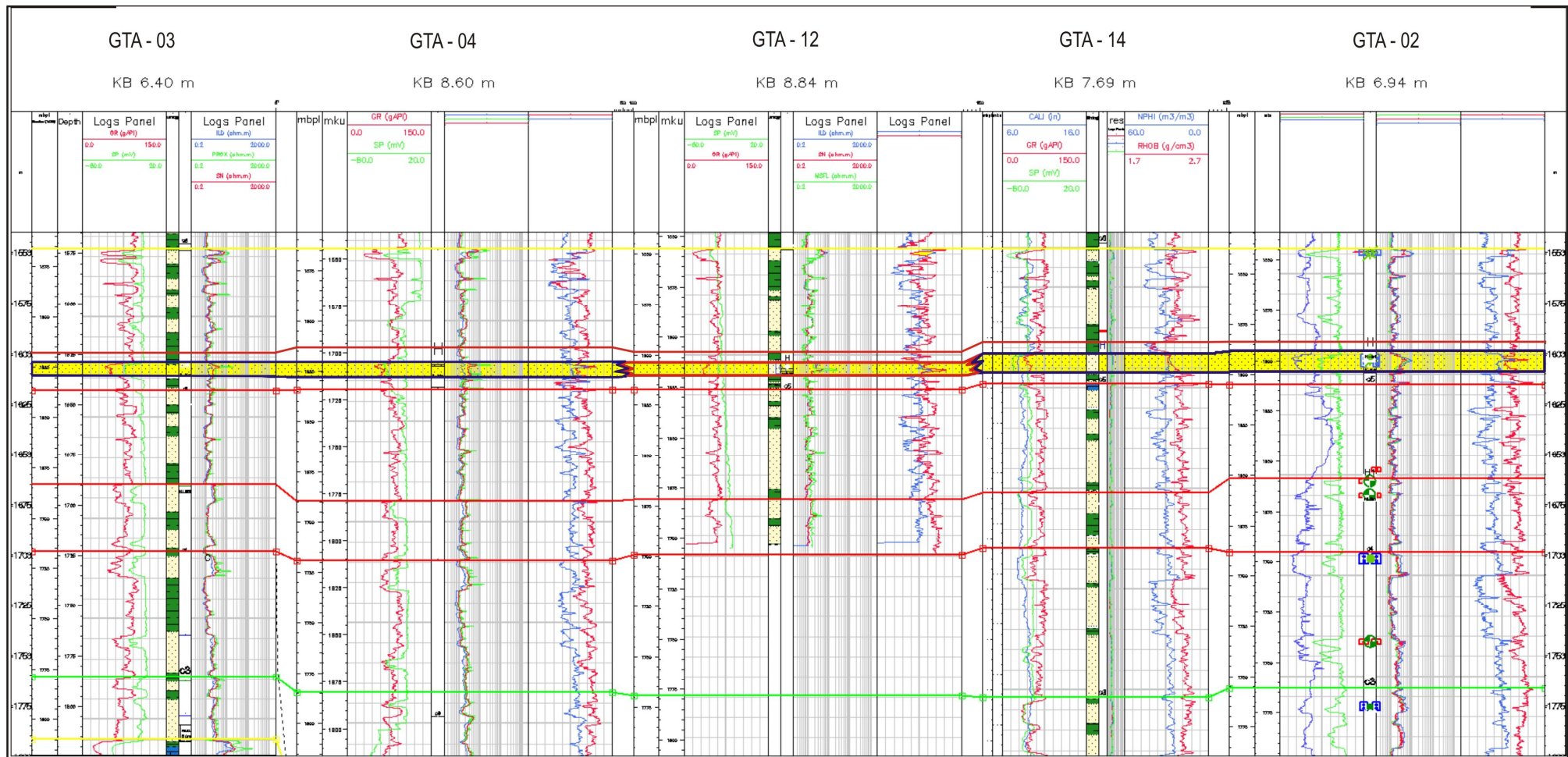














**KETERANGAN :**

- : Batu gamping
- : Fasies Shoreface
- : Batu pasir
- : Fasies Carbonate shelf margin
- : Batulempung
- : Fasies Tidal bar
- : Kedalaman Sumur
- : Fasies Storm - dominated shelf
- : Nama Sumur Telitian
- : Beda Fasies

**Gambar 4.30. Penampang korelasi stratigrafi NW - SE (Metode Kronostratigrafi)**



KETERANGAN :

- |  |                       |   |                                  |
|--|-----------------------|---|----------------------------------|
|  | : Batu gamping        |  | : Fasies Shoreface               |
|  | : Batu pasir          |  | : Fasies Carbonate shelf margin  |
|  | : Batulempung         |  | : Fasies Tidal bar               |
|  | : Kedalaman Sumur     |  | : Fasies Storm - dominated shelf |
|  | : Nama Sumur Telitian |  | : Beda Fasies                    |

Gambar 4.31. Penampang korelasi stratigrafi E - W (Metode Kronostratigrafi)

## BAB 5

### KARAKTERISASI RESERVOAR

#### 5.1. Penentuan Karakterisasi Reservoir

Untuk dapat menunjang dalam penelitian karakteristik *reservoir* maka dibutuhkan pemetaan bawah permukaan

#### 5.2. Peta Bawah Permukaan

Peta bawah permukaan ini dibuat setelah melakukan *picking horizon* dengan menggunakan *software PARADIGM*. Adapun peta yang di buat pada penelitian ini antara lain adalah peta *time top* struktur lapisan “H”, peta *time bottom* struktur lapisan”H”, peta *time* struktur *top* formasi Batu Raja, peta *time* struktur *bottom* formasi Parigi kemudian peta *time* tersebut di ubah kedalam *depth* (lampiran) melalui tahapan :

1. Membuat model peta *Rms velocity* dengan *men - slice* peta kedalam *RMS / Sticing velocity*
2. Kalibrasi *velocity* ke *well*
3. Scalling atau menyekalakan *time to depth*
4. Kalibrasi *well* dengan *depth*

##### 5.2.1. Peta *time* struktur

Peta *time* struktur merupakan peta dimana satuan peta ini adalah satuannya masih dalam *TWT (two way time)*. Peta *time* struktur *TWT* di buat pada horizon tertentu saja yaitu : *time top* struktur *horizon* “H”, peta *time bottom* struktur *horizon*”H”, peta *time* struktur *top* formasi Batu Raja , peta *time* struktur *bottom* formasi Parigi

- peta *time* struktur *TWT* horizon *top* lapisan “H”

berdasarkan *time* struktur *TWT* pada *horizon* “H” (lampiran) dapat di ketahui bahwa nilai kontur *TWT* terendah adalah 1616.25 ms yang di tunjukan dengan warna biru, dan memiliki nilai kontur tertinggi 1478.72 ms yang di tunjukan dengan parameter yang berwarna merah. Dengan melihat nilai kontur tersebut maka pada peta dapat di ketahui bahwa semakin kea

arah barat maka morfologi bawah permukaan pada daerah tersebut semakin tinggi. Sedangkan ke arah timur semakin tinggi tetapi, pada peta daerah tersebut terlihat di bagian tengah lembah dimana di apit dengan dua tinggian

Pada daerah tersenut terdapat struktur geologi dengan sesar utama yang berarah timur laut – barat daya. Dua sesar tersebut pada umumnya merupakan sesar normal (lampiran)

- peta *time* struktur TWT horizon *bottom* lapisan “H”

berdasarkan time struktur TWT pada *horizon* “H” (lampiran) dapat di ketahui bahwa nilai kontur TWT terendah adalah 1620.16 ms yang di tunjukan dengan warna biru, dan memiliki nilai kontur tertinggi 1501.38 ms yang di tunjukkan dengan parameter yang berwarna biru. Dengan melihat nilai kontur tersebut maka pada peta dapat di ketahui bahwa semakin ke arah barat maka morfologi bawah permukaan pada daerah tersebut semakin tinggi. Sedangkan ke arah timur semakin tinggi tetapi, pada peta daerah tersebut terlihat di bagian tengah lembah dimana di apit dengan dua tinggian

Pada daerah tersenut terdapat struktur geologi dengan sesar utama yang berarah timur laut – barat daya. Dua sesar tersebut pada umumnya merupakan sesar normal (lampiran)

- peta *time* struktur TWT *bottom* Formasi Parigi

berdasarkan time struktur TWT pada *horizon* “H” (lampiran) dapat di ketahui bahwa nilai kontur TWT terendah adalah 1134.90 ms yang di tunjukan dengan warna biru, dan memiliki nilai kontur tertinggi 1059.90 ms yang di tunjukkan dengan parameter yang berwarna merah. Dengan melihat nilai kontur tersebut maka pada peta dapat di ketahui bahwa semakin ke arah barat maka morfologi bawah permukaan pada daerah tersebut semakin tinggi. Sedangkan ke arah timur semakin tinggi tetapi, pada peta daerah tersebut terlihat di bagian tengah lembah dimana di apit dengan dua tinggian

Pada daerah tersenut terdapat struktur geologi dengan sesar utama yang berarah timur laut – barat daya. Dua sesar tersebut pada umumnya merupakan sesar normal (lampiran)

- peta *time* struktur TWT top Formasi Batu Raja

berdasarkan time struktur TWT pada *horizon* “H” (lampiran) dapat di ketahui bahwa nilai kontur TWT terendah adalah 1925 ms yang di tunjukan dengan warna biru, dan memiliki nilai kontur tertinggi 1825 ms yang di tunjukan dengan parameter yang berwarna merah. Dengan melihat nilai kontur tersebut maka pada peta dapat di ketahui bahwa semakin ke arah barat maka morfologi bawah permukaan pada daerah tersebut semakin tinggi. Sedangkan ke arah timur semakin tinggi tetapi, pada peta daerah tersebut terlihat di bagian tengah lembah dimana di apit dengan dua tinggian

Pada daerah tersenut terdapat struktur geologi dengan sesar utama yang berarah timur laut – barat daya. Dua sesar tersebut pada umumnya merupakan sesar normal (lampiran)

### 5.2.2. Peta *depth* struktur

Peta *depth* struktur juga di buat pada horizon time top struktur *horizon* “H”, peta time *bottom* struktur *horizon*”H”, peta *time* struktur *top* formasi Batu Raja, peta *time* struktur *bottom* formasi Parigi dimana pada peta tersebut di buat dari peta time yang di ubah / mengkonversikan menjadi *depth* dengan langkah :

1. Membuat model peta *Rms velocity* dengan men - *slice* peta kedalam *RMS / Sticing velocity*
2. Kalibrasi *velocity* ke *well*
3. Scalling atau menyekalakan *time to depth*
4. Kalibrasi *well* dengan *depth*

Pola struktur yang terdapat pada peta *time* tidak berbeda dengan peta *depth*. Dalam hal ini yang membedakan hanya nilai satuannya saja

Peta *depth* struktur pada *top* horizon lapisan “H” ini memiliki nilai kontur terendah 1680.4 meter yang di junukkan dengan warna biru. dan memiliki nilai kontur tertinggi 1532.2 meter dengan symbol berwarna merah, dengan interval kontur 5, dapat di lihat pada (lampiran), sedangkan untuk peta *depth* struktur pada *bottom* horizon lapisan “H” ini memiliki nilai kontur terendah 1679.5 meter yang di junukkan dengan warna biru, dan memiliki nilai kontur tertinggi 1527.7 meter dengan symbol berwarna merah, dengan interval kontur 5, dapat di lihat pada (

lampiran), peta *depth* struktur pada *top* formasi Batu Raja ini memiliki nilai kontur terendah 2251.6 meter yang di junukkan dengan warna biru, dan memiliki nilai kontur tertinggi 1885 meter dengan symbol berwarna merah, dengan interval kontur 5, dapat di lihat pada (lampiran), Sedangkan peta *depth* struktur pada *bottom* Formasi Parigi ini memiliki nilai kontur terendah 1057 meter yang di junukkan dengan warna biru, Dan memiliki nilai kontur tertinggi 858.56 meter dengan symbol berwarna merah, dengan interval kontur 5, dapat di lihat pada (lampiran)

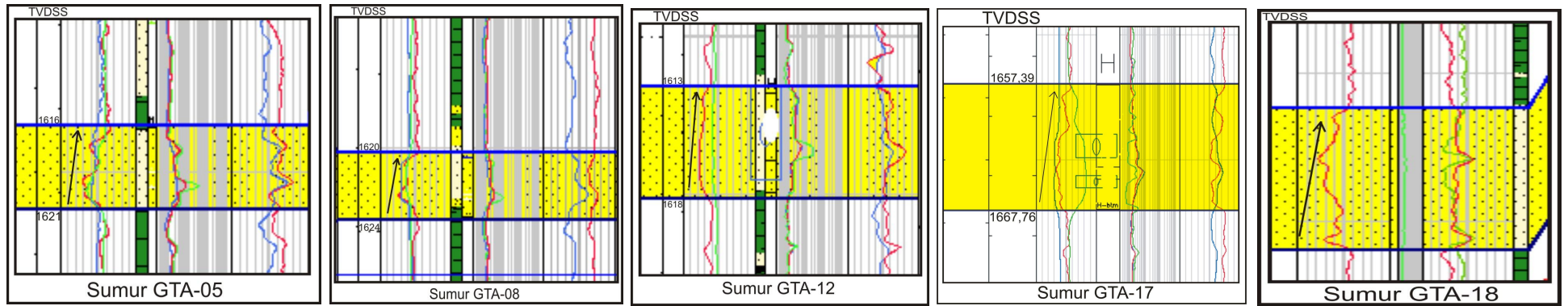
Di dalam melakukan penentuan karakterisasi reservoir maka di gunakan data *elan petrophysic* untuk dibuat diagram *cross-plot* antara porositas vs permeabilitas (Lampiran) pada setiap sumur daerah telitian. Hasil dari *Cross-plot* ini berupa *trend* dengan rata - rata nilai antara porositas dan permeabilitas agar bisa dibagi atau diklasifikasikan menjadi beberapa jenis *sand*.

daerah penelitian terdapat tiga macam tipe *sand* yang dimana tipe *sand A* berasal dari fasies *tidal bar*, tipe *sand B* berasal dari fasies *Shoreface* tipe C berasal dari *carbonate shelf margin* fasies dan tipe D berasal dari *Storm – dominated shelf* fasies. Dan hasil nya yaitu :

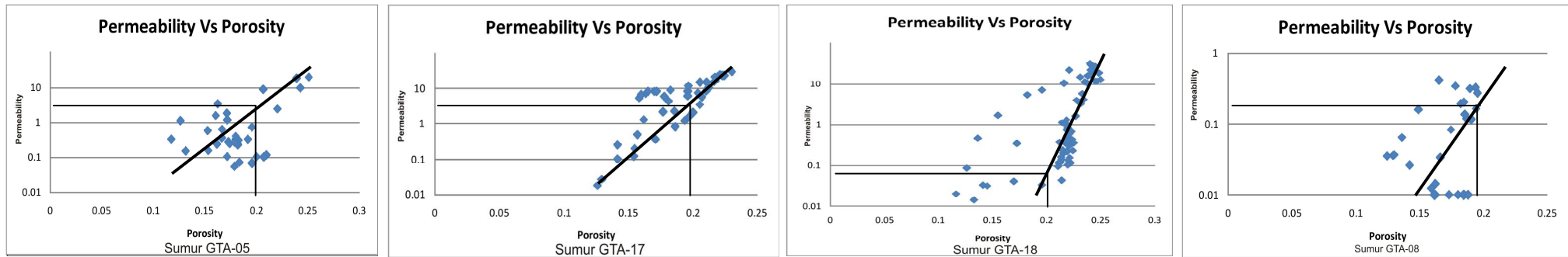
#### **5.2.2.1. Tipe Sand A (*tidal bar*)**

Pada tipe ini terdapat pada Lapisan “H”, dimana Tipe *sand A* mempunyai nilai porositas *minimum* 2% dan *maximum* 17%. Permeabilitas *minimum* 0,11 *milidarcy* dan *maximum* 14,47 *milidarcy*.

Tipe *sand A* ini terdapat pada sumur GTA – 12, GTA – 8, GTA – 17, GTA-18. (Gambar 5.1.). Sangat terlihat jelas juga pada pola defleksi log nya yaitu yaitu *finning upward/bell shape* (Gambar 5.2). Hubungan dengan bentukan defleksi log dan cros plot permeabiliti dan porosity mencerminkan trend kemiringan pada fasies pengendapan yang sama, yaitu pada pola bentukan titiknya.



**Gambar 5.1** Pola defleksi log tipe A pada Lapisan “H” (*bell shape*)



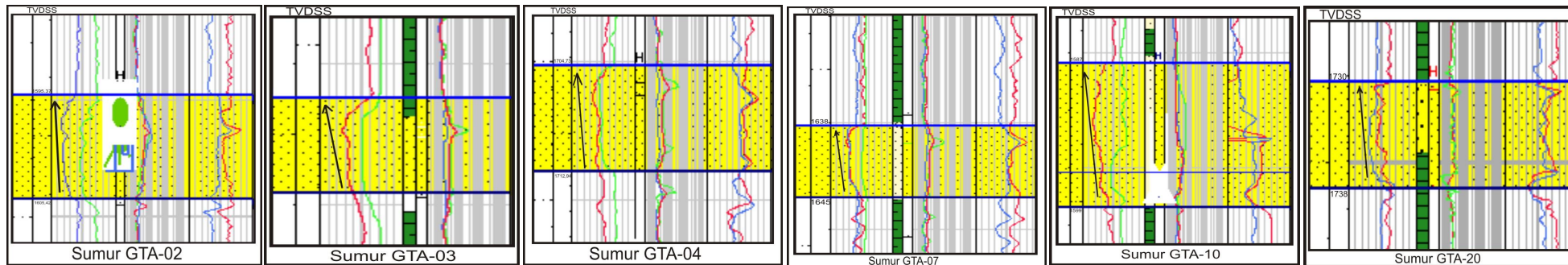
**Gambar 5.2.** *Cross-plot* tipe A pada Lapisan “H” (*bell shape*)

#### **5.2.2.2. Tipe Sand B (Shoreface)**

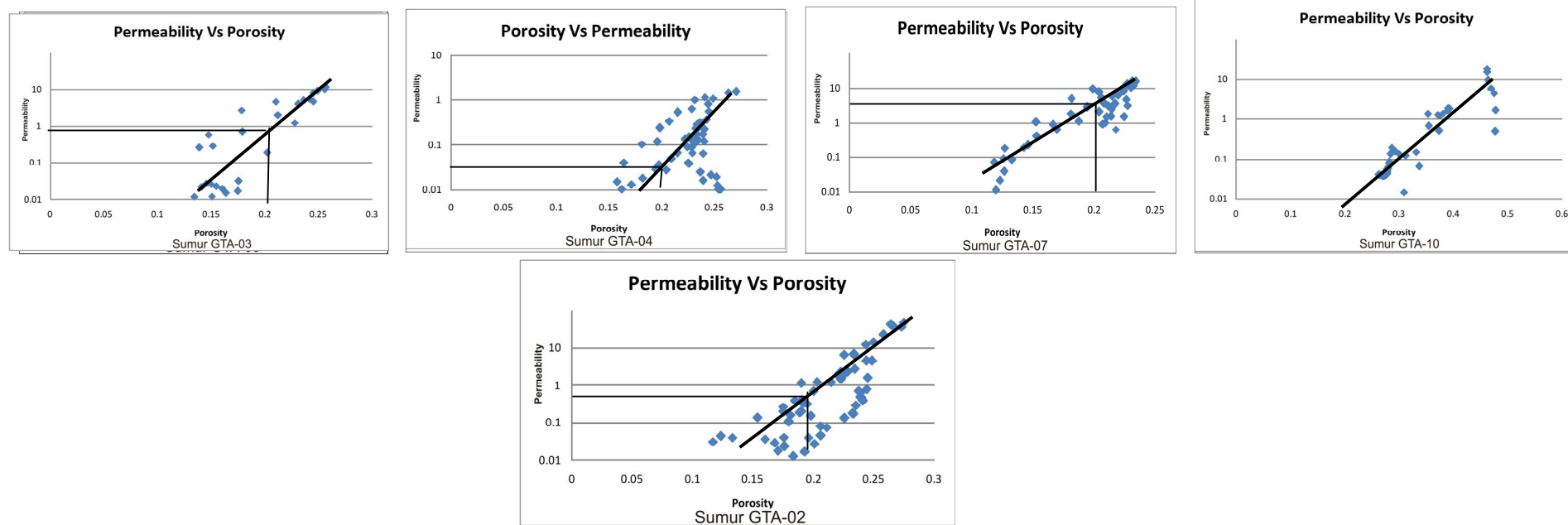
Pada tipe ini yang terdapat pada Lapisan “H”, dimana tipe *sand B* dengan nilai porositas *minimum* 23% dan *maximum* 43%. Permeabilitas *minimum* 0,25 *milidarcy* dan *maximum* 4,7 *milidarcy*..

Tipe *sand B* ini terdapat pada sumur GTA – 2, GTA – 3, GTA – 4, GTA – 7, GTA – 10, GTA-20. (Gambar 5.3.). Sangat terlihat jelas juga pada pola defleksi log nya yaitu *coarsening upward/funnell shape* (Gambar 5.4.). Hubungan dengan bentukan defleksi log dan *cro*s plot permeabiliti dan porosity mencerminkan trend kemiringan pada fasies pengendapan yang sama.





**Gambar 5.3. Pola defleksi log tipe B pada Lapisan “H” (funnel shape)**

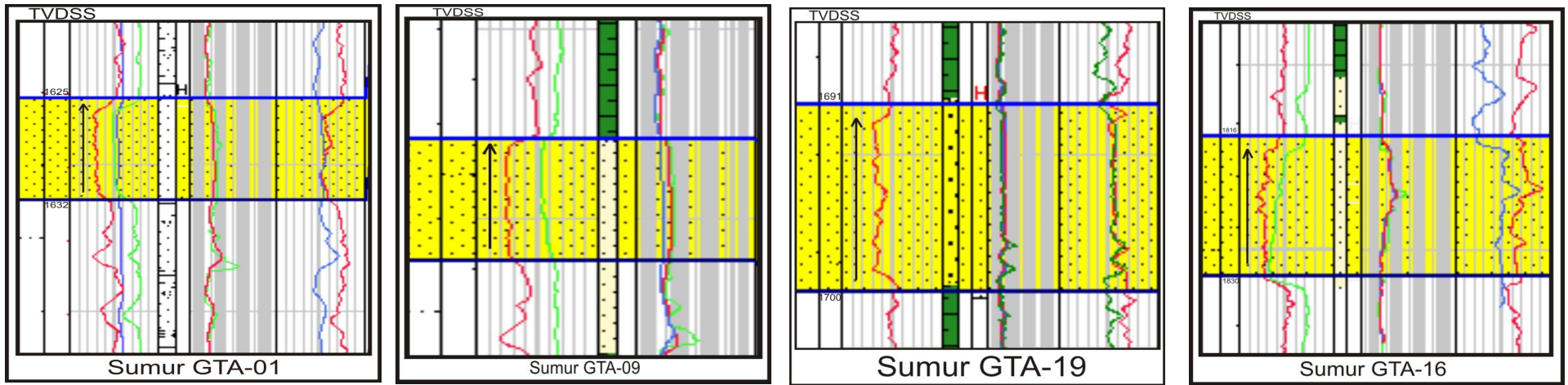


**Gambar 5.4. Cross-plot tipe B pada Lapisan “H” (funnel shape)**

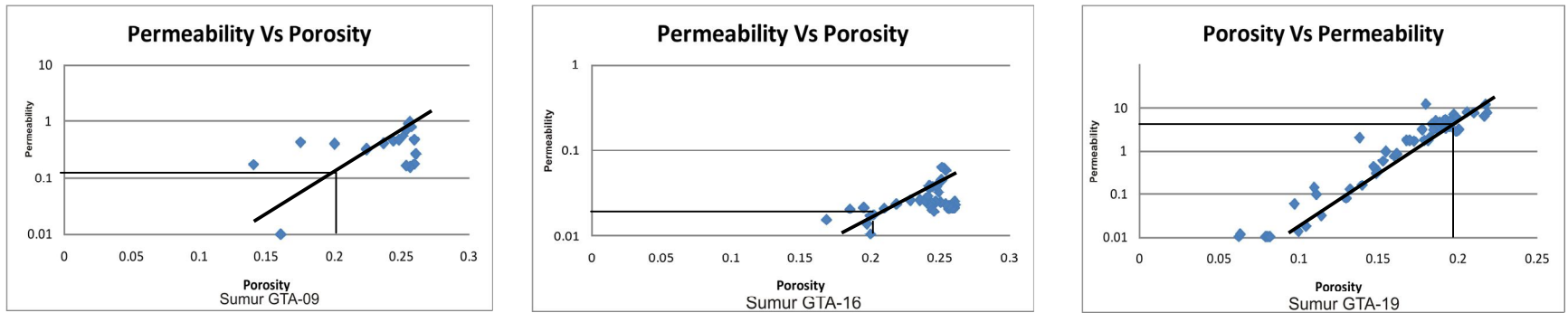
### **5.2.2.3. Tipe Sand C (*carbonate shelf margin*)**

Pada tipe *sand* ini hanya terdapat di Lapisan “H”, dimana tipe *sand* C dengan nilai porositas *minimum* 17% dan *maximum* 24%. Permeabilitas *minimum* 0,11 *milidarcy* dan *maximum* 14,4762 *milidarcy*.

Tipe *sand* ini terdapat pada sumur GTA – 1, GTA – 5, GTA – 16, GTA – 19, (Gambar 5.5.) dan sangat terlihat jelas juga pada pola defleksi log nya yaitu *blocky/cylindrical* (Gambar 5.6.). hubungan dengan bentukan defleksi log dan cross plot permeabiliti dan porosity mencerminkan trend kemiringan pada fasies pengendapan yang sama.



Gambar 5.5. Pola defleksi log tipe C pada Lapisan “H” (*cylindrical*)

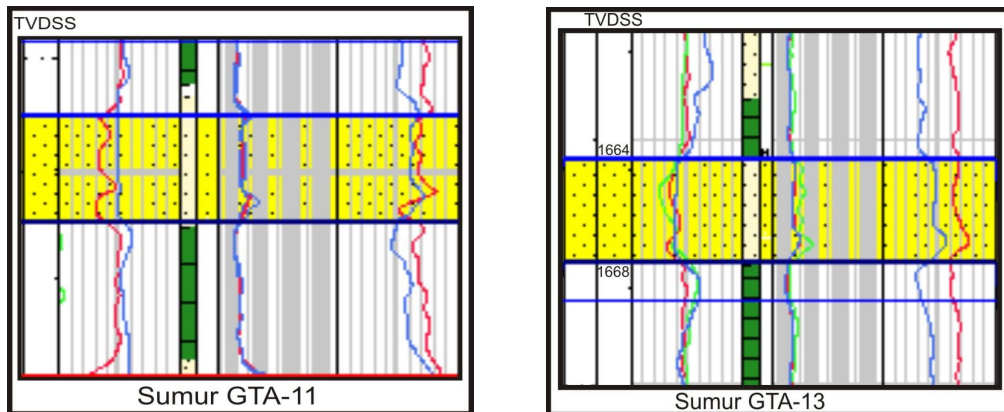


Gambar 5.6. Cross-plot tipe C pada Lapisan “H” (*cylindrical*)

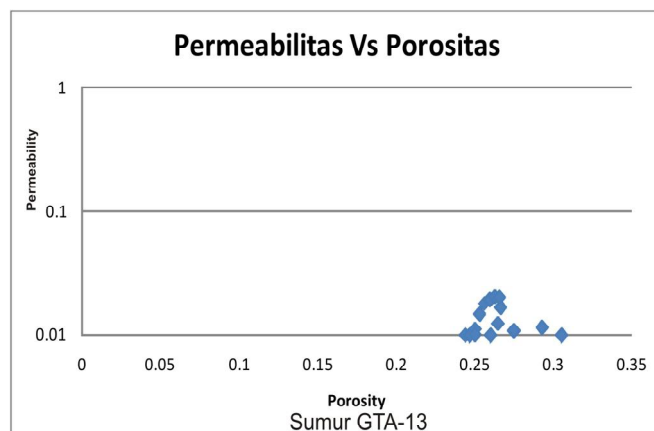
#### 5.2.2.4. Tipe Sand D (*Storm – dominated shelf*)

Pada tipe ini yang terdapat pada Lapisan „H, dimana tipe sand D dengan nilai porositas *minimum* 7% dan *maximum* 32%. Permeabilitas *minimum* 0,11 *milidarcy* dan *maximum* 1785,2 *milidarcy*.

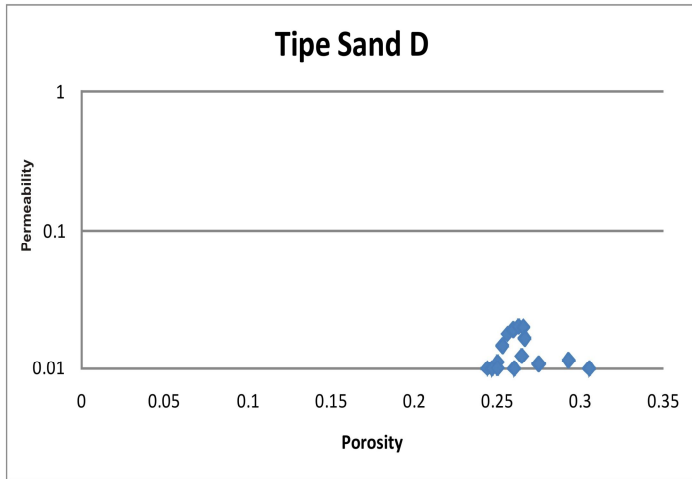
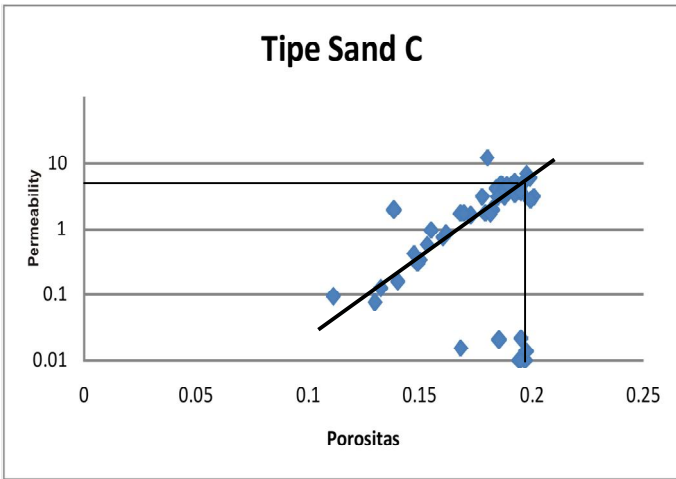
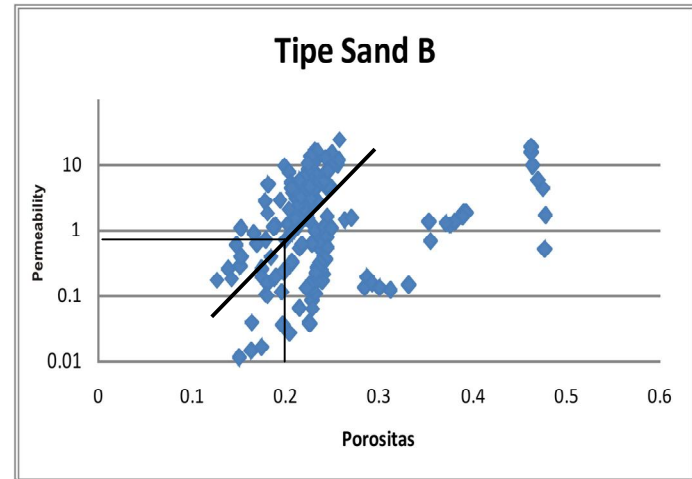
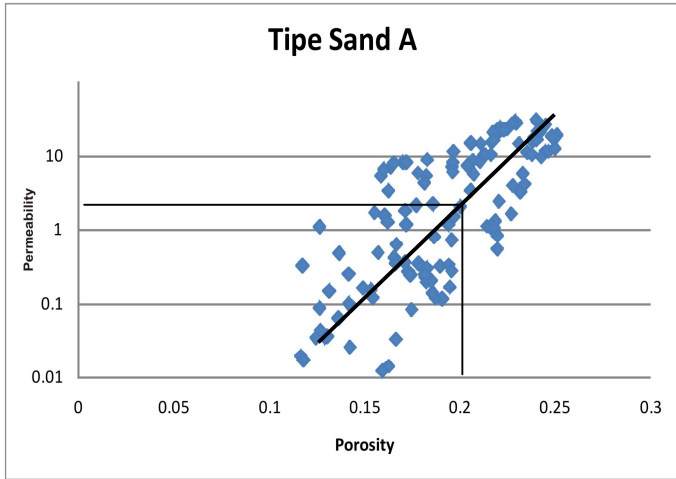
Pada tipe ini terdapat perbedaan dinilai *minimum* dan *maximum* antara porositas dan permeabilitasnya dikarenakan salah satu data mengalami kerusakan. Tipe sand D terdapat pada sumur GTA – 11 GTA 13 (Gambar 5.7.). Sangat terlihat jelas juga pada pola defleksi lognya yaitu *gerigi/serrated* (Gambar 5.8.), hubungan dengan bentuk defleksi log dan *cross plot* permeabilitas dan porositas mencerminkan trend kemiringan pada fasies pengendapan yang sama.



Gambar 5.7. Pola defleksi log tipe D pada Lapisan “H” (*serrated*)



Gambar 5.8. *Cross-plot* tipe D pada Lapisan “H” (*serrated*)



**Gambar 5.9 Gabungan Sumur tiap tipe sand**

## BAB 6

### KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis data dan pembahasannya maka diperoleh beberapa kesimpulan, yaitu :

1. Formasi Cibukan Atas pada Lapangan “NIND”, khususnya lapisan “H” disusun oleh litologi batupasir. Dengan tebal antara 5-10 meter (*gross*), dan 3-7 meter (*clean*)
2. Berdasarkan dari korelasi stratigrafi dapat terlihat bentuk geometri *sand* pada Lapisan “H” Formasi Cibulakan Atas mengalami penghabisan *sand* pada GTA – 6 dan GTA – 15
3. Dari hasil korelasi stratigrafi dan korelasi struktur disimpulkan bahwa struktur yang berkembang pada daerah penelitian adalah sesar-sesar normal atau sesar turun yang berarah timur laut – tenggara, menghasilkan perangkat kombinasi pada petroleum sistem Lapangan daerah telitian
4. Hasil interpretasi pada Lapisan “H” terdapat empat jenis fasies yaitu : *distributary channel, point bar, crevasse splay, floodplain*. Pada Lapisan “H” terdiri dari empat fasies yaitu : *tidal point bar, Shoreface carbonate shelf margin, Storm – dominated shelf*. Lingkungan pengendapan pada Lapisan “H” adalah *marine* khususnya *Shallow marine*.
5. Peta *depth* struktur pada *top* horizon lapisan “H” ini memiliki nilai kontur terendah 1680.4 meter yang di junukkan dengan warna biru. dan memiliki nilai kontur tertinggi 1532.2 meter, dengan *symbol* berwarna merah, dengan interval kontur 5, sedangkan untuk peta Peta *depth* struktur pada *bottom* horizon lapisan “H” ini memiliki nilai kontur terendah 1679.5 meter yang di junukkan dengan warna biru, dan memiliki nilai kontur tertinggi 1527.7 meter, dengan *symbol* berwarna merah, dengan interval kontur 5, Peta *depth* struktur pada *top* Formasi Batu Raja ini memiliki nilai kontur terendah 2251.6 meter yang di junukkan dengan warna biru, dan memiliki nilai kontur tertinggi 1885 meter dengan *symbol* berwarna merah, dengan interval kontur 5, sedangkan peta *depth* struktur pada *bottom* Formasi

Parigi ini memiliki nilai kontur terendah 1057 meter yang di tunjukkan dengan warna biru, dan memiliki nilai kontur tertinggi 858.56 meter dengan symbol berwarna merah, dengan interval kontur 5

5. Berdasarkan analisis data cross-plot antara permeabilitas dan porositas

Lapisan “H” terdiri dari empat tipe sand pada daerah telitian, yaitu :

- **Tipe Sand A (tidal point bar)**

Tipe A dengan nilai porositas *minimum* 1% dan *maximum* 38%. Permeabilitas *minimum* 0,01 *mildarcy* dan *maximum* 15074,4 *mildarcy*.

- **Tipe Sand B (Shoreface)**

tipe B dengan nilai porositas *minimum* 23% dan *maximum* 43%. Permeabilitas *minimum* 0,25 *mildarcy* dan *maximum* 4,7 *mildarcy*

- **Tipe Sand C (carbonate shelf margin)**

Tipe C dengan nilai porositas *minimum* 5% dan *maximum* 13%. Permeabilitas *minimum* 0,01 *mildarcy* dan *maximum* 0,07 *mildarcy*.

- **Tipe Sand D (Storm – dominated shelf)**

Tipe D dengan nilai porositas *minimum* 7% dan *maximum* 32%. Permeabilitas *minimum* 0,11 *mildarcy* dan *maximum* 1785,2 *mildarcy*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Arpandi, D. & Sujitno Patmosukismo (1975)- *The Cibulakan Formation as one of the most prospectivestratigraphic units in the North-West Java basinal area. Proc. 4th Ann. Conv. Indon. Petrol. Assoc.1, p. 181-207.*
- Atkinson, C.D., G.C. Gaynor & C.L. Vavra (1993)- *Sedimentological and reservoir characteristics of the Upper Cibulakan sandstones (main interval) in cores from the B-Field, offshore northwest Java. In: C.D. Atkinson etal. (eds.) Clastic rocks and reservoirs of Indonesia: a core workshop. Indon. Petrol. Assoc., p. 59-90*
- Harsono, A., 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log. Schlumberger Oil Field Service.*  
Jakarta
- Koesoemadinata, R.P., 1980. *Geologi Miyak dan Gas Bumi. jilid 1. Edisi 2. Bandung:ITB*
- Martodjojo, S. (1984)- *Evolusi Cekungan Bogor, Jawa Barat. Doct. Thesis Inst. Tekn. Bandung,.(Eocene-Recent stratigraphy and tectonic evolution of the Bogor Basin, W Java; see also Martodjojo 2003) 396 p*
- Christopher g. St. C. Kendall ,spring 2005,*stratigraphy & sedimentary basin*
- Kendall et all 2002, *GEOL 716: Variations inSequence Stratigraphy University of South Carolina Spring 2006*
- Christopher g. St. C. Kendall ,2003 *Eustasy and Sea Level Change*
- Saragih Baginda, 2005. *Basic Geological Course*
- Schlumberger, 1992. *Log Interpretation Charts, Schlumberger well service, Jakarta*
- Selley, R.C., 1978. *Concepts And Methods of Subssurface Fasies Analysis : Education Course Notes Series #9. AAPG. London*
- Sujanto, F.X. & Y.R. Sumantri (1977)- *Preliminary study on the Tertiary depositional patterns of Java. Proc.6th Ann. Conv. Indon. Petrol. Assoc., 2, p. 183-213*
- Widada Sugeng, 2002. *Geologi Minyak dan Bumi. Universitas Pembnagunan Nasional “Veteran” Jogjakarta*
- Walker, R.G., 1984. *Facies Models Respon Sea level change. Geological Association of Canada, p. 219-238*



## DAFTAR LAMPIRAN PETA

<b>Peta <i>Depth Structure Top</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>113</b>
<b>Peta <i>Depth Structure Bottom</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>112</b>
<b>Peta <i>Depth Structure Top</i> Formasi Baturaja .....</b>	<b>115</b>
<b>Peta <i>Depth Structure Bottom</i> Formasi Parigi.....</b>	<b>116</b>
<b>Peta <i>Time Structure Top</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>117</b>
<b>Peta <i>Time Structure Bottom</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>118</b>
<b>Peta <i>Time Structure bottom</i> Formasi Baturaja .....</b>	<b>119</b>
<b>Peta <i>Time Structure Top</i> Formasi Parigi .....</b>	<b>120</b>
<b>Peta <i>Gross sand</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>121</b>
<b>Peta <i>Net sand</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>122</b>
<b>Peta <i>Net pay oil</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>123</b>
<b>Peta <i>Isosaturasi</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>124</b>
<b>Peta <i>Isopermeability</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>125</b>
<b>Peta <i>Isoporosity</i> Lapisan “H” .....</b>	<b>126</b>

**Data *Elan Petrophysic* Lapisan “H”**

<b>Data Elan Petrofisik sumur GTA- 02 Lapisan “H” .....</b>	<b>128</b>
<b>Data Elan Petrofisik sumur GTA- 03 Lapisan “H” .....</b>	<b>129</b>
<b>Data Elan Petrofisik sumur GTA- 04 Lapisan “H” .....</b>	<b>130</b>
<b>Data Elan Petrofisik sumur GTA- 05 Lapisan “H” .....</b>	<b>131</b>
<b>Data Elan Petrofisik sumur GTA- 07 Lapisan “H” .....</b>	<b>132</b>
<b>Data Elan Petrofisik sumur GTA- 08 Lapisan “H” .....</b>	<b>133</b>
<b>Data Elan Petrofisik sumur GTA- 10 Lapisan “H” .....</b>	<b>134</b>
<b>Data Ealan Petrofisik sumur GTA- 12 Lapisan “H” .....</b>	<b>135</b>
<b>Data Ealan Petrofisik sumur GTA- 14 Lapisan “H” .....</b>	<b>136</b>
<b>Data Ealan Petrofisik sumur GTA- 17 Lapisan “H” .....</b>	<b>137</b>
<b>Data Ealan Petrofisik sumur GTA- 18 Lapisan “H” .....</b>	<b>138</b>
<b>Data Ealan Petrofisik sumur GTA- 19 Lapisan “H” .....</b>	<b>139</b>

## Seismik, Mud log dan Koordinat sumur

<b>Data Seismik Lapangan “NIND” arah W-E .....</b>	<b>141</b>
<b>Data Seismik Lapangan “NIND” arah W-Ne .....</b>	<b>142</b>
<b>Data Ealan Petrofisik sumur GTA- 18 Lapisan “H” .....</b>	<b>143</b>
<b>Data Koordinat Sumur Lapangan “NIND” .....</b>	<b>144</b>