

*Skripsi Geofisika*

**Analisis Karakteristik Lapisan dan Estimasi Sumberdaya  
Batubara berdasarkan Data *Well Logging*  
(Studi Kasus Musi Banyuasin, Sumatera Selatan)**



**Octaviena Agnes Pasulle**

**H221 14 304**

**PROGRAM STUDI GEOFISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS HASANUDDIN**

**MAKASSAR**

**2019**



*Skripsi Geofisika*

**Analisis Karakteristik Lapisan dan Estimasi Sumberdaya  
Batubara berdasarkan Data *Well Logging*  
(Studi Kasus Musi Banyuasin, Sumatera Selatan)**



**Octaviena Agnes Pasulle**

**H221 14 304**

**PROGRAM STUDI GEOFISIKA**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**

**UNIVERSITAS HASANUDDIN**

**MAKASSAR**

**2019**



**Analisis Karakteristik Lapisan dan Estimasi Sumberdaya  
Batubara berdasarkan Data *Well Logging*  
(Studi Kasus Musi Banyuasin, Sumatera Selatan)**

Skripsi untuk melengkapi tugas tugas dan memenuhi  
syarat untuk mencapai gelar sarjana



**Octaviena Agnes Pasulle**

**H221 14 304**

**PROGRAM STUDI GEOFISIKA**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM**

**UNIVERSITAS HASANUDDIN**

**MAKASSAR**

**2019**



**Analisis Karakteristik Lapisan dan Estimasi Sumberdaya  
Batubara berdasarkan Data *Well Logging*  
(Studi Kasus Musi Banyuasin, Sumatera Selatan)**

Oleh

**Octaviana Agnes Pasulle**

**H221 14 304**

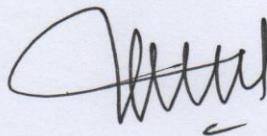
**Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Ujian Guna Memperoleh Gelar Sarjana  
Sains Program Pendidikan Sarjana Program Studi Geofisika ini  
Telah Disetujui Oleh Tim Pembimbing Pada Tanggal Seperti Tertera  
Dibawah Ini**

**Makassar, 2 Januari 2019**

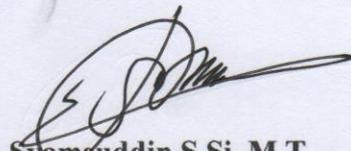
Disetujui Oleh :

Pembimbing Utama,

Pembimbing Pertama,



**Makhrani, S.Si, M.Si**  
**NIP. 197202271998022002**



**Svamsuddin S.Si, M.T**  
**NIP. 197401152002121001**



### *Lembar Pernyataan Skripsi*

Dengan ini menyatakan bahwa :

1. Karya tulis saya, skripsi ini adalah asli dan belum pernah diajukan untuk mendapat gelar sarjana di Universitas Hasanuddin.
2. Karya tulis ini adalah murni gagasan, rumusan dan penelitian tanpa bantuan pihak lain, kecuali arahan tim pembimbing dan masukan tim penguji.
3. Dalam karya ini tidak terdapat karya atau pendapat karya atau pendapat yang telah ditulis atau dipublikasikan orang lain kecuali secara tertulis dengan jelas dicantumkan sebagai acuan dalam naskah dengan disebutkan nama pengarang dan dicantumkan dalam daftar pustaka.
4. Pernyataan ini saya buat dengan sesungguhnya apabila dikemudian hari terdapat penyimpangan dan ketidakbenaran dalam pernyataan ini maka saya bersedia menerima sanksi akademik berupa pencabutan gelar yang telah diperoleh karena karya ini serta sanksi lainnya sesuai dengan norma yang berlaku di perguruan tinggi.

Makassar, 2 Januari 2019

Yang membuat pernyataan,

(Octaviana Agnes Pasulle)

NIM : H221 14 304



## ABSTRAK

Jumlah sumberdaya batubara di Indonesia sangat melimpah sehingga eksplorasi batubara perlu ditingkatkan guna memenuhi kebutuhan energi dalam negeri. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk menentukan kedalaman dan ketebalan lapisan batubara, karakteristik lapisan batubara yang menunjukkan lingkungan pengendapannya dan menghitung estimasi sumberdaya batubara dengan metode penampang vertikal (*Cross Section*). Pada penelitian ini digunakan metode *well logging* untuk eksplorasi batubara di daerah Musi Banyuasin, Sumatera Selatan. Data yang diperoleh berupa data *log gamma ray* dan *log density* serta didukung oleh data *core*. Data *log* yang diolah menghasilkan penampang litologi di sepanjang sumur bor. Karakteristik lapisan menunjukkan lingkungan pengendapan dari lapisan batubara yang diperoleh dari analisis data *log gamma ray*. Data ketebalan tiap lapisan yang diperoleh digunakan dalam menghitung estimasi sumberdaya batubara dengan metode *Cross Section*. Berdasarkan hasil analisis dan interpretasi diperoleh hasil keterdapatan lapisan batubara dari kedalaman  $\pm 8 \text{ m} - 331 \text{ m}$  dan lapisan batubara yang paling tebal sebesar 9.40 m. Berdasarkan hasil analisis *log gamma ray*, lingkungan pengendapan lapisan batubara di daerah penelitian adalah daerah *fluvial channels* berupa daerah rawa. Estimasi sumberdaya batubara dihitung menggunakan metode *cross section* pedoman *rule of gradual changes* dengan persamaan *Mean Area*. Berdasarkan hasil penghitungan tersebut diperoleh hasil estimasi sumberdaya batubara di daerah penelitian sebesar 1.632.974,95 ton.

Kata Kunci : Batubara, *Cross Section*, Estimasi sumberdaya batubara, Karakteristik lapisan, *Log gamma ray*, *Log density*, *Mean Area*, *Rule of Gradual Changes*, *Well Logging*



## ABSTRACT

The amount of coal resources in Indonesia is very abundant so coal exploration needs to be increased to fulfill domestic energy needs. Therefore, this study aims to determine the depth and thickness of the coal seams, the characteristics of the coal seams which show its depositional environment and calculate the estimated coal resources by Cross Section method. This study was used well logging as a method for coal exploration in the Musi Banyuasin area, South Sumatera. Data obtained in the form of gamma ray log and density log and supported by core data. The log data processed then produces a lithological profile along the borehole. The seam characteristics show the depositional environment of the coal seams obtained from the analysis of gamma ray log. The thickness data of each layer obtained is used in calculating coal resource estimates with the Cross Section method. Based on the results of analysis and interpretation, the results of the coal seams obtained from  $\pm$  8 m - 331 m depth and the thickest coal seams is 9.40 m. Based on the results of gamma ray log analysis, the deposition environment of coal seams in the study area is fluvial channels in the form of swamps. Coal resource estimate was calculated using cross section with the rule of gradual changes to the Mean Area equation. Based on the results of the calculation, the estimated coal resources in the study area were 1,632,974.95 tons.

**Keywords :** Coal, Cross Section, Coal Resource Estimate, Seam Characteristics, Gamma ray log, Density log, Mean Area, Rule of Gradual Changes, Well Logging



## KATA PENGANTAR

Segala puji syukur penulis panjatkan ke hadirat Tuhan Yesus Kristus atas limpahan berkat dan pimpinan-Nya penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **“Analisis Karakteristik Lapisan dan Estimasi Sumberdaya Batubara berdasarkan Data Well Logging Studi Kasus Musi Banyuasin, Sumatera Selatan”**. Selama penulisan dan penyelesaian skripsi ini, tak terlepas dari berbagai rintangan dan hambatan, namun berkat bantuan dan dorongan dari berbagai pihak sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik.

Penulis dengan segenap kerendahan hati menghaturkan banyak terimakasih kepada orangtua penulis yang tercinta **Ibu Nengsi Sesa Paremassa** dan **Bapak Agus Pasulle** atas dukungan, doa, didikan dan kasih sayang yang diberikan. Serta seluruh keluarga dekat penulis yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, yang telah memberikan dukungan dan semangat untuk menyelesaikan skripsi ini. Selanjutnya penulis ingin menghaturkan penghargaan yang setinggi – tingginya dan terimakasih sebesar – besarnya kepada :

1. **Ibu Makhrani, S.Si, M.Si** dan **Bapak Syamsuddin S.Si, M.T** selaku pembimbing utama dan pembimbing pertama yang selama penyusunan skripsi ini telah dengan sabar dan tulus dalam memberikan bimbingan serta menuntun penulis dalam penyelesaian skripsi ini.
2. **Bapak Willy Hermawan, S.Si, MT**, selaku pembimbing penulis di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batubara (Puslitbang tekMIRA) Bandung, telah memberikan kesempatan, ilmu pengetahuan dan bimbingan dalam menjalankan tugas akhir. Kepada **Ibu Jeny, Bapak Mardi** dan **Bapak Yuda** serta seluruh staf dan karyawan di Puslitbang tekMIRA yang juga memberikan ilmu serta pengalaman kepada penulis dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
3. **Bapak Dr. Muh. Altin Massinai, MT.Surv** dan **Bapak Sabrianto Aswad, S.Si, MT** selaku tim penguji skripsi yang telah memberikan saran dan masukan serta kritik yang membangun kepada penulis.



4. **Bapak Dr. Eng. Amiruddin S.Si, M.Si** selaku dekan Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Hasanuddin sekaligus sebagai Penasehat Akademik yang banyak memberikan nasehat kepada penulis.
5. **Bapak Dr. Muh. Altin Massinai, MT.Surv** selaku Ketua Program Studi Geofisika FMIPA UNHAS.
6. Dosen-dosen pengajar yang telah sabar mengajarkan ilmunya serta memberi bimbingan selama perkuliahan.
7. Rekan - Rekan seperjuangan Tugas Akhir “Penghuni Setia Laboratorium Hidrometeorologi” ; **Kak Nur Arfah, Asyifa, Ila, Yushar, Nanna, Nur, Iswar, Tedi, Alkadri.**
8. Teman – teman angkatan Geofisika 2014; **Ariyadi, Akram, Iswar, Tedi, Ridho, Afril, Sidiq, Armin, Aslam, Awal, Ainul, Andris, Firman, Ade, Yaqin, Alm. Muballighulhaq, Reza, Arman, Bella, Putri, Ditha, DPR, Uni, Nur, Nanna, Risdha, Arin, Asyifa, Kima, Nunu, Diana, Rusmi, Inna, Alifka, Oci, Dewi, Riska, Anti, Fina, Musdalipa**
9. Saudari seperjuangan TA **Nuramila (Oci)** atas kebersamaannya hingga saat ini, doa, dukungan dan motivasi yang selalu diberikan kepada penulis
10. **Kak Harjumi, S.Si** atas bimbingannya selama ini sebagai tentor dan juga kakak yang selalu memberika nasehat dan motivasi
11. **Risel Dase Bata** teman SMA yang membantu penulis menangani masalah laptop dan software
12. **DONO Kamse’ (Deconga, Nopah, Ontaeya)** atas persahabatan, persaudaraan, dan kebersamaannya dalam segala hal, serta dukungan dan doa yang selalu diberikan
13. **Melisa Samban, S.Si** yang senantiasa memberikan saran dan motivasi serta doanya.
14. **Bersama Kita Bahagia (BKB): Dewi Putriyani Rachmat (DPR), Mutmainnah (Nanna), Rusmiati (Bu Kos), Krisdayanti (Risdatun), Nurhasanah Hamzah (Noer), A. St. Rafida (Acipong), Rosdiana (Diana), Nuramila (Oci)** atas kebersamaan dan kebahagiaan yang selalu diberikan



15. **KPA OMEGA Himafi FMIPA Unhas terkhusus DIKSAR XX** berjumlah 5 orang (**Kelompok Wanita Strong: Noer, Nurdiana, Kak Yaeni, Uni**) atas kerjasama dan kebersamaannya. **Salam Lestari Tetap Lestari**
16. **CIBI Smansara (SMAN 1 Rantepao) angkatan I sodara/i dengan jumlah 33 orang** atas kekeluargaan dan kebersamaan yang selalu terjalin dengan baik hingga saat ini
17. **MIPA Kristen 2014** atas dukungan dan doa yang senantiasa diberikan.
18. Adik-adik **MIPA Kristen 2015, 2016, 2017, 2018** atas kebersamaan, dukungan, doa, dan semangat yang telah diberikan kepada penulis
19. Keluarga Besar **GMKI Komisariat FMIPA Unhas** atas persekutuan yang boleh terjalin serta doa dan dukungannya
20. Teman-teman **Pengurus GMKI Komisariat FMIPA Unhas masa bakti 2015/2016, 2016/2017, dan 2017/2018** yang senantiasa mendoakan dan mendukung serta memberikan saran-saran dan motivasi
21. **KM FMIPA Unhas 2014** atas kebersamaannya selama menjalani proses. **Kita Semua Sama**
22. **Kakak-kakak panitia Bina Kader (2013), pengurus himpunan (2012), dan pengurus BEM (2011)** atas kebersamaan dan kekeluargaan yang telah diajarkan kepada kami
23. Kakak-kakak **Asisten Praktikum Geofisika** atas ilmu yang telah diberikan
24. Adik-adik **Geofisika 2015, 2016 dan 2017** atas doa dan dukungannya
25. Keluarga Besar **Himafi FMIPA Unhas terkhusus Resistan 2014 (Ariyadi, Armin, Iswar, Aswan, Taufik, Ainul, Akram, Indra, Alkadri, Awal, Sidiq, Tedi, Reza, Alm.Ballig, Firman, Yaqin, Nurdiana, Nur, Dina, Asyifa, Anna, Bella, Desy, Dewi, DPR, Nike, Ila, Mustakima, Nanna, Noviana, Nina, Oci, Erni, Putri, Risda, Riska, Rosdiana, Rusmi, Rusnianti, Tina, Uni, Uvi, Hafazhah, Ditha, Nurul, Aristiriany, Afni, Anti 11, Anti 13, Alifka, Radha, Nufi, Arin, Musdalipa)** atas kebersamaan

n kekeluargaan yang telah dibangun dan tetap setia bersama-sama dalam menjalani proses, percayalah kawan hasil tidak akan mengkhianati proses yang telah kita jalani. **Persaudaraan Tak Bertepi**



26. Teman sepengurusan **BEM FMIPA Unhas 2017/2018** atas kerjasama dan kebersamaannya selama satu periode. **Salam Use Your Mind Be The Best**
27. Teman – teman **KKN Tematik Pulau Miangas Gel. 96** berjumlah 67 orang yang telah mengarungi lautan bersama demi mengabdikan diri ke pulau terluar paling utara Indonesia
28. Kawan – kawan **European Association of Geoscientists and Engineers Unhas SC. We Learn to Know, We Know to Share, We Share cause We Care.**

Penulisan skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan, oleh karena itu penulis mengharapkan saran dan kritik yang membangun dari para pembaca. Semoga skripsi ini bermanfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

*“Apa pun juga yang kamu perbuat, perbuatlah dengan segenap hatimu seperti untuk Tuhan dan bukan untuk manusia (Kolose 3:23)”*

Makassar, Januari 2019

Penulis



## DAFTAR ISI

SAMPUL	
HALAMAN JUDUL.....	ii
HALAMAN PENUNJUK SKRIPSI.....	iii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iv
LEMBAR PERNYATAAN.....	v
ABSTRAK.....	vi
KATA PENGANTAR.....	viii
DAFTAR ISI .....	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xiv
DAFTAR TABEL.....	xvi
DAFTAR LAMPIRAN.....	xvii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
I.1 Latar Belakang.....	1
I.2 Rumusan Masalah .....	2
I.3 Ruang Lingkup .....	2
I.4 Tujuan Penelitian .....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
II.1 Kondisi Geologis Pulau Sumatera .....	4
II.2 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan .....	4
II. 3 Batubara di Indonesia .....	7
-jenis Batubara .....	8
isa Ketebalan Lapisan Batubara (Seam).....	14



II.6 Lingkungan Pengendapan Batubara .....	14
II.7 Karakteristik Batubara (Elektrofases).....	15
II.8 Sumberdaya Batubara .....	22
II.9 Metode <i>Well Logging</i> .....	24
II.10 Kombinasi <i>Log Gamma Ray</i> dan <i>Log Density</i> .....	29
II.11 Metode <i>Cross Section</i> .....	30
<b>BAB III METODE PENELITIAN .....</b>	<b>33</b>
III.1 Waktu dan Tempat Penelitian .....	33
III.2 Alat dan Bahan/Data .....	34
III.3 Tahapan Penelitian .....	34
III.3.1 Studi Pustaka/ Literatur .....	34
III.3.2 Pengambilan Data .....	35
III.3.3 Pengolahan Data .....	35
III.3.3.1 Menentukan Kedalaman dan Ketebalan tiap Lapisan Batubara .....	35
III.3.3.2 Menentukan Karakteristik Lapisan Batubara (Elektrofases).....	35
III.3.3.3 Membuat Penampang Hasil Gabungan Lapisan Batubara (Seam) Beberapa Sumur Bor .....	36
III.3.3.4 Menentukan Karakteristik Lapisan Batubara (Elektrofases).....	36
III.3.3.4 Menghitung Estimasi Sumberdaya Batubara pada tiap Sumur Bor yang Memiliki Seam Batubara yang Sama.....	36
III.4 Bagan Alir .....	37
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>38</b>

alaman dan Ketebalan Lapisan Batubara Tiap Sumur Bor .....

ebalan Lapisan Batubara Tiap Sumur Bor Berdasarkan Data *Core* .....



IV.3 Karakteristik Lapisan Batubara (Elektrofasies) .....	75
IV.3.1 Karakteristik SEAM I pada UCG 16, UCG 17 dan UCG 22 .....	75
IV.3.2 Karakteristik SEAM II pada UCG 16, UCG 17, UCG 22, dan UCG 23...	75
IV.3.3 Karakteristik SEAM III pada UCG 14, UCG 15, UCG 22, dan UCG 23..	76
IV.3.4 Karakteristik SEAM XIII pada UCG 15, UCG 22.....	77
IV.4 Korelasi Sumur Bor UCG 22, 23, 14, 15 dan 16.....	78
IV.5 Penghitungan Sumberdaya Batubara .....	79
IV.5.1 Penghitungan Sumberdaya Batubara pada Zona A dan B dengan pedoman <i>rule of gradual changes</i> .....	82
IV.5.2 Penghitungan Sumberdaya Batubara pada Penampang 1, 2, 3 dan 4 dengan pedoman <i>rule of nearest point</i> .....	83
BAB V PENUTUP .....	86
V.1 Kesimpulan .....	86
V.2 Saran .....	87
DAFTAR PUSTAKA.....	88
LAMPIRAN.....	91



## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Cekungan Sumatera Tengah dan Sumatera Selatan .....	6
Gambar 2.2 Peta Geologi Regional Kabupaten Musi Banyuasin .....	9
Gambar 2.3 Penentuan Ketebalan dengan Menggunakan <i>Log Gamma Ray</i> .....	14
Gambar 2.4 Penentuan Ketebalan dengan Menggunakan <i>Log Density</i> . .....	15
Gambar 2.5 Bentuk Kurva <i>Log Gamma Ray</i> .....	19
Gambar 2.6 Karakteristik <i>log</i> pada tiap batuan .....	21
Gambar 2.7 Litologi Batubara berdasarkan Data <i>Log Gamma Ray</i> , (a) probe yang dimasukkan ke dalam sumur bor, (b) respon lapisan batuan yang dilalui probe.....	26
Gambar 2.8 Litologi Batubara berdasarkan Data <i>Log Density</i> , (a) probe yang dimasukkan ke dalam sumur bor, (b) respon lapisan batuan yang dilalui probe.....	28
Gambar 2.9 Metode <i>cross section</i> dengan pedoman <i>rule of gradual changes</i> .....	30
Gambar 2.10 Metode <i>cross section</i> dengan pedoman <i>rule of nearest point</i> .....	31
Gambar 3.1 Peta Lokasi titik-titik pengeboran.....	33
Gambar 4.1 Litologi Sumur Bor UCG 14.....	46
Gambar 4.2 Ketebalan SEAM I pada UCG 16 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	61
Gambar 4.3 Ketebalan SEAM I pada UCG 17 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	62
Gambar 4.4 Ketebalan SEAM I pada UCG 22 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	63
Gambar 4.5 Ketebalan SEAM II pada UCG 16 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	64
Gambar 4.6 Ketebalan SEAM II pada UCG 17 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	64
Gambar 4.7 Ketebalan SEAM II pada UCG 22 16 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	65



Gambar 4.8 Ketebalan SEAM II pada UCG 23 berdasarkan data <i>log</i> .....	66
Gambar 4.9 Ketebalan SEAM III pada UCG 14 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	66
Gambar 4.10 Ketebalan SEAM III pada UCG 15 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	67
Gambar 4.11 Ketebalan SEAM III pada UCG 22 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	68
Gambar 4.12 Ketebalan SEAM III pada UCG 23 berdasarkan data <i>log</i> .....	69
Gambar 4.13 Ketebalan SEAM VII pada UCG 14 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	70
Gambar 4.14 Ketebalan SEAM VII pada UCG 15 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	70
Gambar 4.15 Ketebalan SEAM VII pada UCG 22 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	71
Gambar 4.16 Ketebalan SEAM VII pada UCG 23 berdasarkan data <i>log</i> .....	72
Gambar 4.17 Ketebalan SEAM XIII pada UCG 15 16 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	73
Gambar 4.18 Ketebalan SEAM XIII pada UCG 22 16 berdasarkan data <i>log</i> (kiri) dan data <i>core</i> (kanan) .....	74
Gambar 4.19 Karakteristik Seam I pada UCG 16, 17 dan 22.....	75
Gambar 4.20 Karakteristik Seam II pada UCG 16, 17, 22, dan 23.....	75
Gambar 4.21 Karakteristik Seam III pada UCG 14, 15, 22, dan 23.....	76
Gambar 4.22 Karakteristik Seam VII pada UCG 14, 15, 22, dan 23.....	76
Gambar 4.23 Karakteristik Seam XIII pada UCG 15 dan 22.....	77
Gambar 4.24 Hasil Korelasi Lapisan Batubara di Area Penelitian.....	78
Gambar 4.25 Penampang Sumberdaya Batubara di Area Penelitian.....	80



## DAFTAR TABEL

Tabel II.1 Karakteristik <i>Log Gamma Ray</i> dan Densitas pada Beberapa Batuan.....	20
Tabel II.2 Karakteristik Respon <i>Gamma Ray</i> .....	21
Tabel II.3 Nilai Rapat Massa (Densitas) Batuan .....	22
Tabel IV.1 Kedalaman Lapisan Batubara pada Sumur Bor UCG 14.....	47
Tabel IV.2 Kedalaman Lapisan Batubara pada Sumur Bor UCG 15.....	49
Tabel IV.3 Kedalaman Lapisan Batubara pada Sumur Bor UCG 16.....	53
Tabel IV.4 Kedalaman Lapisan Batubara pada Sumur Bor UCG 17.....	54
Tabel IV.5 Kedalaman Lapisan Batubara pada Sumur Bor UCG 22.....	56
Tabel IV.6 Kedalaman Lapisan Batubara pada Sumur Bor UCG 23.....	59
Tabel IV.7 Keterdapatan Seam pada tiap Sumur Bor.....	79



## DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1	: Peta Geologi Regional Kabupaten Musi Banyuasin, Sumatera Selatan.....	91
Lampiran 2	: Gambar Litologi Sumur Bor UCG 15 .....	92
Lampiran 3	: Gambar Litologi Sumur Bor UCG 16.....	97
Lampiran 4	: Gambar Litologi Sumur Bor UCG 17.....	99
Lampiran 5	: Gambar Litologi Sumur Bor UCG 22.....	101
Lampiran 6	: Gambar Litologi Sumur Bor UCG 23.....	106
Lampiran 7	: Penghitungan Sumberdaya Batubara dengan pedoman <i>rule of gradual changes</i> menggunakan data <i>core</i> .....	111
Lampiran 8	: Penghitungan Sumberdaya Batubara dengan pedoman <i>rule of gradual changes</i> menggunakan data <i>log</i> .....	112
Lampiran 9	: Penghitungan Sumberdaya Batubara dengan pedoman <i>rule of nearest point</i> .....	113



# BAB I

## PENDAHULUAN

### I.1 Latar Belakang

Indonesia merupakan salah satu negara dengan sumberdaya alam yang melimpah seperti minyak, gas bumi, mineral dan bahan galian lainnya. Sumberdaya alam tersebut berperan penting sebagai sumber energi dalam memenuhi kebutuhan masyarakat Indonesia bahkan hingga ke luar negeri. Salah satu bahan galian yang terdapat di Indonesia dalam jumlah yang cukup besar adalah batubara. Berdasarkan data Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) ada kenaikan total sumberdaya dan cadangan batubara nasional di tahun 2018. Sumberdaya batubara dari yang semula 125 miliar ton dan cadangan sebesar 25 miliar ton pada tahun 2017, meningkat menjadi sekitar 166 miliar ton sumberdaya dan 37 miliar ton cadangan (Kementrian ESDM, 2018). Potensi sumberdaya dan cadangan batubara yang sangat melimpah ini tersebar diberbagai pulau di Indonesia dan sebagian besar di Pulau Kalimantan dan Pulau Sumatera, serta sebagian kecil tersebar di beberapa lokasi di Pulau Jawa, Sulawesi dan Papua (Direktorat SDEM, 2018). Jenis batubara yang tersebar di seluruh Indonesia memiliki kualitas yang bervariasi yakni dari yang tingkat rendah, menengah hingga tingkat tinggi.

Kegiatan eksplorasi batubara secara rinci dapat mengubah status sumberdaya menjadi cadangan, sehingga umur pemanfaatan batubara Indonesia juga dapat terus meningkat. Tahapan eksplorasi dilakukan untuk menentukan kondisi litologi bawah

an dengan menggunakan metode-metode geofisika. Metode geofisika  
an salah satu disiplin ilmu yang menggunakan parameter fisika dalam



berbagai metode pencarian sumber daya alam (Julkipli, 2015). Penelitian dengan menggunakan metode geolistrik dilakukan oleh Tony dan Sugeng (2008) dalam mengidentifikasi penyebaran dan ketebalan batubara di daerah Kutai Kertanegara, Kalimantan Timur. Selain metode geolistrik, metode geofisika lainnya yang sering digunakan dalam tahapan eksplorasi batubara adalah metode *Well Logging*. Penelitian dengan menggunakan metode *Well Logging* dilakukan oleh Julkipli (2015) dalam menentukan sebaran batubara di daerah blok X pulau Laut Tengah Kabupaten Kota Baru. Data-data kedalaman dan ketebalan dari lapisan batubara yang didapatkan oleh peneliti tersebut kemudian dimodelkan dan digunakan dalam menghitung sumberdaya batubara di daerah penelitian.

Sumberdaya energi semakin menipis seiring dengan bertambahnya kebutuhan manusia akan energi. Pencarian energi alternatif baru menjadi penting dilakukan dalam mengamankan pasokan kebutuhan energi masa yang akan datang. Salah satunya beralih kepada batubara. Selain karena jumlahnya yang sangat besar juga karena harganya yang relatif murah sehingga dapat menjadi sumber energi yang bertahan lama dan juga menunjang peningkatan sumber pendapatan negara.

Peningkatan eksplorasi batubara perlu dilakukan guna memanfaatkan sumber daya yang telah tersedia, sehingga pemenuhan pasokan energi ke seluruh pelosok tanah air dapat tercapai. Dari uraian yang telah dikemukakan di atas penulis tertarik untuk melakukan penelitian terkait dengan kedalaman lapisan batubara yang merujuk pada keterdapatannya di bawah permukaan, karakteristik lapisan batubara yang akan memberikan informasi mengenai lingkungan pengendapan, serta

tiap lapisan batubara yang nantinya akan digunakan dalam perhitungan sumber daya batubara. Daerah yang menjadi studi kasus dalam penelitian



ini adalah daerah Macang Sakti, Musi Banyuasin, Palembang, Sumatera Selatan. Pada daerah ini terdapat endapan batubara yang tersingkap sebanyak 20 singkapan, dengan lebar singkapan bervariasi antara 1 m – 32 m dan arah penyebaran lapisan batubara relatif baratlaut – tenggara (Huda, 2016).

## **I.2 Rumusan Masalah**

Rumusan masalah dalam penelitian ini:

1. Bagaimana kedalaman dan ketebalan lapisan batubara di area penelitian?
2. Bagaimana karakteristik lapisan batubara yang menunjukkan lingkungan pengendapannya?
3. Bagaimana menghitung estimasi sumberdaya batubara dengan metode penampang vertikal (*Cross Section*)?

## **I.3 Ruang Lingkup**

Ruang lingkup penelitian ini yaitu pada penentuan kedalaman, ketebalan dan karakteristik lapisan batubara yang merujuk pada lingkungan pengendapan, serta perhitungan estimasi sumberdaya batubara yang terdapat dari hasil gabungan lapisan batubara pada 6 titik bor menggunakan metode penampang vertikal (*Cross Section*) dengan pedoman *rule of gradual changes* persamaan *Mean Area*.



## I.4 Tujuan

Tujuan dilakukannya penelitian ini:

1. Menentukan kedalaman dan ketebalan lapisan batubara di area penelitian
2. Menentukan karakteristik lapisan batubara yang akan menunjukkan lingkungan pengendapannya
3. Menghitung estimasi sumberdaya batubara dengan metode penampang vertikal (*Cross Section*)



## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### II.1 Kondisi Geologis Pulau Sumatera

Perkembangan struktur Sumatera secara umum dikaitkan dengan dua lempeng kerak bumi, yakni Lempeng Benua Eurasia dan Lempeng Samudera Hindia. Interaksi kedua lempeng ini mengakibatkan deformasi kuat pada kompleks batuan berumur Mesozoikum dan Paleozoikum sepanjang Pegunungan Barisan yang terletak agak sisi barat Pulau Sumatera. Di sebelah timur Pegunungan Barisan, pada sisi barat Paparan Sunda, sederet cekungan Tersier berkembang, dan salah satu yang terkenal dengan potensi batubara yang prospektif adalah Cekungan Sumatera Selatan. Selain itu, cekungan antargunung Ombilin terbentuk di sisi barat pulau ini. Cekungan sedimen pembawa batubara yang potensial di Sumatera terdapat di cekungan-cekungan antargunung Paleogen, busur belakang Neogen, dan delta Neogen (Santoso, 2014).

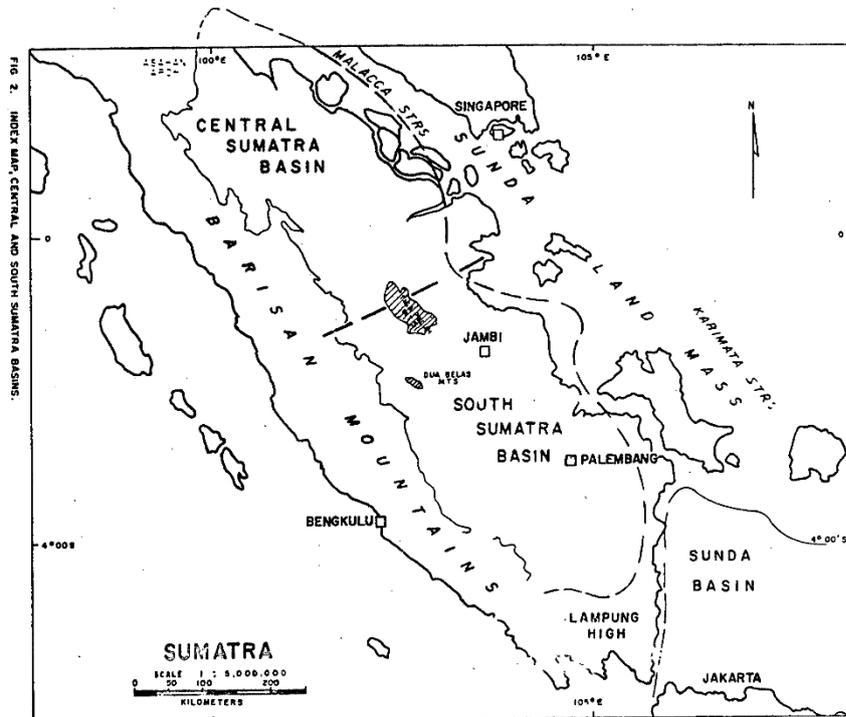
Genang laut (transgresi) yang terjadi pada zaman Tersier di Sumatera biasanya didahului oleh perkembangan cekungan antargunung Paleogen. Selanjutnya fenomena ini berlanjut pada sesar-sesar blok yang diisi oleh sedimen nonmarin. Sekalipun demikian, beberapa sedimen marin terjadi pada awal Eosen. Lapisan-lapisan batubara yang terbentuk dalam cekungan ini berselang-seling dengan endapan-endapan lakustrin, fluviatil, dan endapan pantai. Penyebaran lapisan-lapisan batubara ini sangat terbatas secara lateral, tetapi banyak sekali lapisan

yang ditemukan dalam sekuen stratigrafis pembawa batubara. Cekungan lakang berumur Neogen yang berkembang dengan sedimentasi marin



klastik terbentuk di atas batuan sedimen Paleogen, dengan membentuk ketidakselarasan alas setempat-setempat (Koesomadinata, 1978 dalam Santoso, 2014). Siklus sedimentasi marin ini terhenti dengan sekuen susut laut, dan daerah rawa luas berkembang dan menghasilkan endapan-endapan batubara yang tersebar luas, seperti yang terjadi di Cekungan Sumatera Selatan (Santoso, 2014).

## II.2 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan



**Gambar 2.1** Cekungan Sumatera Tengah dan Sumatera Selatan (De Coster, 1974)

Cekungan Sumatera Selatan merupakan Cekungan Tersier belakang busur, mengarah tenggara-baratlaut yang dibatasi oleh sesar Semangko dan Pegunungan Bukit Barisan sebelah baratdaya, Paparan Sunda di sebelah timurlaut, Tinggian di sebelah tenggara yang memisahkan dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Duabelas dan Pegunungan Tigapuluh yang memisahkan dengan Cekungan Sumatera Tengah (Gambar 2.1) (De Coster, 1974; Pratiwi, 2013).



Tatanan stratigrafi cekungan Sumatera Selatan pada dasarnya terdiri dari satu siklus besar sedimentasi dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya (Huda, 2016). Stratigrafi Regional cekungan Sumatera Selatan dijelaskan (De Coster, 1974 dalam Pratiwi, 2013 dan Huda, 2016) sebagai berikut:

1) **Batuan Dasar (*Basement*)**

Batuan Dasar Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari batuan metamorf dan batuan karbonat berumur paleozoik – mesozoik, serta batuan beku berumur Mesozoik.

2) **Formasi Lahat (*Tpol*)**

Formasi ini diendapkan secara tak selaras di atas batuan Pra-Tersier pada kala Paleosen-Oligosen Awal di lingkungan darat. Formasi Lahat terdiri dari batupasir tuffaan, konglomerat, breksi, andesit, serpih, batulanau, batupasir, batulempung dan batubara.

3) **Formasi Lemat (*Tol*)**

Formasi ini berumur Oligosen Akhir yang terdiri dari tuffa, batupasir, batulempung dan breksi.

4) **Formasi Talang Akar (*Tomt*)**

Formasi ini secara lokal diendapkan langsung diatas Formasi Lemat atau diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Lahat pada kala Oligosen Akhir-Miosen Awal di lingkungan fluviale sampai laut dangkal. Formasi Talang Akar terdiri dari batupasir butir kasar-sangat kasar, batulanau dan batubara.



5) **Formasi Baturaja (Tmb)**

Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Talang Akar pada kala Miosen Awal di lingkungan litoral sampai neritik. Formasi Baturaja terdiri dari batugamping terumbu, serpih gampingan dan napal.

6) **Formasi Gumai (Tmg)**

Formasi ini biasa disebut juga Formasi Telisa dan diendapkan selama terjadi transgresi maksimum (di lingkungan laut dalam) pada kala Miosen Awal – Miosen Tengah dan berkembang dengan baik ke seluruh Cekungan Sumatera Selatan. Formasi Gumai terdiri dari serpih gampingan dan serpih lempungan.

7) **Formasi Palembang Bawah/ Air Benakat (Tma)**

Formasi ini terjadi pada saat penyusutan air laut dan terendapkan secara selaras diatas Formasi Gumai pada kala Miosen Tengah – Miosen Akhir di lingkungan neritik sampai laut dangkal. Formasi Palembang Bawah terdiri perselingan batulempung dan batulanau, serpih dan karbonan.

8) **Formasi Muara Enim (Tmpm)**

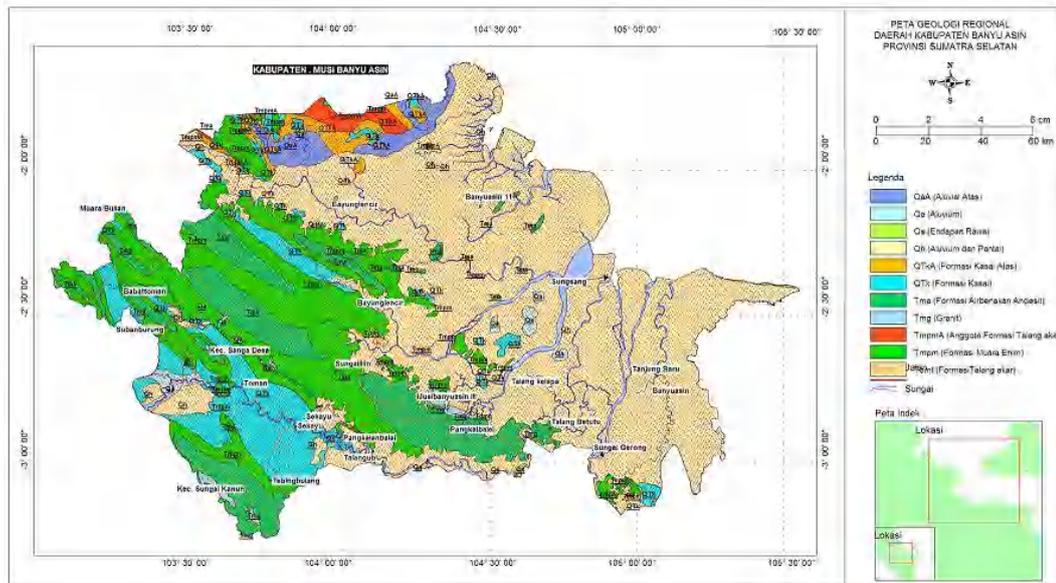
Formasi ini disebut juga sebagai Formasi Palembang Tengah yang diendapkan secara selaras di atas Formasi Air Benakat pada kala Miosen dilingkungan paludal (rawa), delta dan bukan laut. Formasi Muara Enim terdiri dari batulempung, serpih, batupasir yang berkomposisi mineral-mineral glaukonit, batulanau dan batubara.

9) **Formasi Kasai (Qtk)**

Formasi ini merupakan formasi termuda dan biasa disebut juga Formasi Palembang Atas. Formasi ini diendapkan di lingkungan darat pada kala



Pliosen Akhir – Plistosen Awal. Formasi Kasai terdiri dari batulempung dan batulempung tufaan, batupasir tufaan, dan tufa, yang merupakan produk erosi dari pengangkatan Pegunungan Bukit Barisan dan Pegunungan Tigapuluh.



**Gambar 2.2 Peta Geologi Regional Kabupaten Musi Banyuasin (Huda, 2016)**

Kabupaten Musi Banyuasin mempunyai topografi yang bervariasi berupa dataran rendah, bergelombang serta pegunungan. Secara umum morfologi daerah Kabupaten Musi Banyuasin dapat dikelompokkan menjadi 4 zona morfologi yaitu: Pegunungan, Perbukitan Batuan Intrusi dan Endapan Masam, Dataran Rendah, Dataran bergelombang dan rawa yang tersusun oleh endapan sungai dan *backswamps*. Daerah penelitian dalam hal ini kecamatan Sanga Desa termasuk dalam Formasi Muara Enim (Tmpm) yang merupakan formasi pembawa batubara

Miosen Akhir sampai Pliosen dan Formasi Kasai (QTK) yang berumur sampai Pleistosen (Gambar 2.2 dapat lebih jelas dilihat pada lampiran 1) pengkungan pengendapan paralik sampai darat (Huda, 2016).



### II.3 Batubara di Indonesia

Batubara adalah bahan bakar fosil. Batubara dapat terbakar, terbentuk dari endapan, batuan organik yang terutama terdiri dari karbon, hidrogen dan oksigen (World Coal Institute, 2005). Batubara merupakan komponen yang sangat penting dalam sumberdaya energi dunia, dan diharapkan dapat memainkan peran penting dalam pemenuhan energi pada masa mendatang yang dapat diduga (Srinaiah, 2018). Batubara merupakan salah satu jenis bahan bakar fosil yang berasal dari endapan jasad renik tumbuhan prasejarah berumur ratusan juta tahun. Selain digunakan sebagai bahan bakar, batubara juga dimanfaatkan untuk pembangkit listrik dan dalam dunia perindustrian seperti produksi besi/baja (Santoso, 2014). Menurut Akbari (2014), batubara merupakan terminologi masyarakat yang dipergunakan untuk menyebut semua sisa tumbuhan yang telah menjadi fosil yang bersifat padat, berwarna gelap, dan dapat dibakar.

Pembentukan batubara dimulai sejak *Carboniferous Period* (Periode Pembentukan Karbon) dikenal sebagai zaman batubara pertama yang berlangsung antara 360 juta sampai 290 juta tahun yang lalu. Mutu dari setiap endapan batubara ditentukan oleh suhu dan tekanan serta lama waktu pembentukan, yang disebut sebagai ‘maturitas organik’. Proses awalnya gambut berubah menjadi lignit (batubara muda) atau ‘*brown coal* (batubara coklat)’. Batubara coklat adalah batubara dengan jenis maturitas organik rendah. Dibandingkan dengan batubara jenis lainnya, batubara muda agak lembut dan warnanya bervariasi dari hitam pekat sampai kecoklat-coklatan. Mendapat pengaruh suhu dan tekanan yang terus

selama jutaan tahun, batubara muda mengalami perubahan yang secara menambah maturitas organiknya dan mengubah batubara muda menjadi



batubara ‘sub-bituminus’. Perubahan kimiawi dan fisika terus berlangsung hingga batubara menjadi lebih keras dan warnanya lebih hitam dan membentuk ‘bituminus’ atau ‘antrasit’. Dalam kondisi yang tepat, peningkatan maturitas organik yang semakin tinggi terus berlangsung hingga membentuk antrasit (World Coal Institute, 2005).

Proses terbentuknya batubara juga dijelaskan oleh Santoso (2014) dimana berbagai tanaman yang mati akan terurai di dalam tanah dan mulai terendapkan seiring berjalannya waktu hingga menjadi endapan gambut. Endapan gambut terbentuk dalam rawa-rawa di sekitar aliran sungai dan delta dalam rawa-rawa di sekitar aliran sungai dan delta. Dengan semakin dalamnya timbunan sisa tanaman, proses utama yang terjadi adalah proses geokimiawi. Pada proses ini sudah terjadi pematangan batubara, yaitu perubahan gambut menjadi lignit hingga mencapai antrasit. Proses ini sering disebut juga dengan pematubaraan dan penyebabnya meliputi suhu, waktu dan tekanan.

Faktor pertama yang memengaruhi pematubaraan adalah suhu. Dalam keadaan normal, pematangan bahan organik menjadi semakin cepat seiring dengan kedalaman endapannya. Hal ini terjadi karena semakin dalam posisi lapisan batubara, semakin panas pula suhu bumi. Pematangan bahan organik juga terjadi apabila terdapat sumber panas dari luar, seperti intrusi magma, sirkulasi larutan hidrotermal, dan panas gesekan (sesar) atau tektonik.

Faktor kedua yang memengaruhi pematubaraan adalah waktu. Apabila terjadi waktu pemanasan yang lama, tingkat pematubaraan yang dihasilkan akan lebih

dengan demikian dapat dikatakan, secara umum batubara yang lebih tua, mempunyai tingkat pematubaraan yang tinggi. Waktu yang diperlukan untuk



pembentukan endapan batubara sangat sulit ditentukan dan sangat bervariasi, karena bergantung pada keadaan geologis setempat.

Faktor ketiga yang memengaruhi pembatubaraan adalah tekanan. Tekanan mempunyai pengaruh yang lebih kecil dibandingkan dengan faktor suhu dan waktu. Dalam hal ini, tekanan berfungsi bagi pemadatan bahan organik dan pemerasan air. Oleh sebab itu, tekanan hanya bersifat pembatubaraan struktur fisik.

Batubara terdapat diberbagai negara dan dimanfaatkan sebagai sumber energi di negara tersebut termasuk di Indonesia dan tersebar diberbagai pulaunya. Indonesia merupakan salah satu negara produsen batubara. Sebagaimana laporan dari Badan Geologi Kementerian ESDM yang dikeluarkan pada 2013 lalu disebutkan, Indonesia memiliki cadangan batubara 31 milyar ton, dimana 64 persennya merupakan batubara dengan kadar kalori sedang (5.100 sampai 6.100 kal/gr), dan 30 persennya terdiri dari batu bara kalori rendah (di bawah 5.100 kal/gr), sisanya sebanyak 1 persen berkalori tinggi yakni 6.100 sampai 7.100 kal/gr dan kalori sangat tinggi di atas 7.100 kal/gr. Dari potensi tambang batubara sebesar 161 miliar ton di indonesia, 53 persen berada di pulau Sumatera dan hanya 47 persen berada di pulau Kalimantan. Namun saat ini 92 persen eksplorasi dan eksploitasi batubara terdapat di wilayah Kalimantan, sedangkan di Sumatera hanya 8 persen (Gunara, 2017). Kementerian ESDM mencatat ada peningkatan jumlah potensi sumberdaya dan cadangan batubara pada 2018 yakni sebesar 166 miliar ton sumberdaya dan 37 miliar ton cadangan (Kementrian ESDM, 2018). Cadangan batubara ini sebagian besar tersebar di beberapa lokasi utama, yaitu Sumatera Barat,

Sumatera Selatan serta Kalimantan Timur dan Selatan, dan beberapa lokasi



lainnya. Sedangkan potensi cadangan batubara yang belum tereksplorasi masih cukup besar (Gunara, 2017).

#### **II.4 Jenis-jenis Batubara**

Jenis batubara berhubungan erat dengan komposisi maseral (bahan organik penyusun batubara) dan mineral pembentuk batubara. Peringkat batubara berasosiasi dengan komposisi unsur karbon penyusunnya, yakni semakin tinggi kandungan unsur karbon, semakin tinggi pula peringkat batubaranya, dan sebaliknya. Antrasit merupakan peringkat tertinggi batubara sedangkan lignit merupakan batubara berperingkat paling rendah (Santoso, 2014).

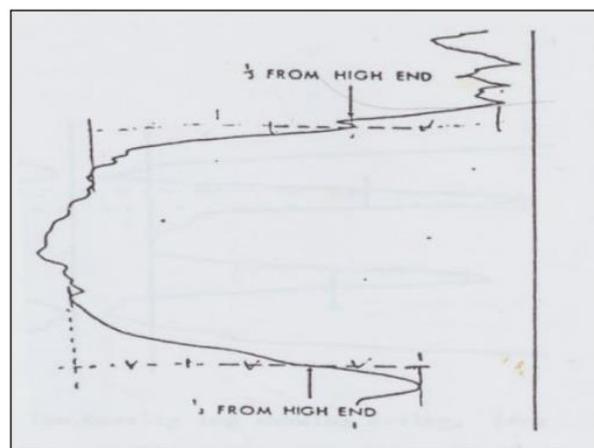
Tingkat perubahan yang dialami batubara dari gambut sampai menjadi antrasit disebut sebagai “pengarangan” yang berhubungan dengan tingkat mutu batubara. Batubara dengan mutu yang rendah, seperti batubara muda dan sub-bituminus biasanya lebih lembut dengan materi yang rapuh dan berwarna suram seperti tanah. Batubara muda memiliki tingkat kelembaban yang tinggi dan kandungan karbon yang rendah, dan dengan demikian kandungan energinya rendah. Batubara dengan mutu yang lebih tinggi umumnya lebih keras dan kuat dan seringkali berwarna hitam cemerlang seperti kaca. Batubara dengan mutu yang lebih tinggi memiliki kandungan karbon yang lebih banyak, tingkat kelembaban yang lebih rendah dan menghasilkan energi yang lebih banyak. Antrasit adalah batubara dengan mutu yang paling baik dan dengan demikian memiliki kandungan karbon dan energi yang lebih tinggi serta tingkat kelembaban yang lebih rendah (World Coal Institute,



## II.5 Analisa Ketebalan Lapisan Batubara (Seam)

Seam adalah lapisan batubara dengan kata lain suatu pelapisan tipis bila dibandingkan dengan tebalnya batuan di suatu wilayah geologi yang dapat terbagi menjadi 2 atau lebih lapisan dan secara terpisah atau digabung merupakan endapan batubara yang biasanya layak ditambang. Seam adakalanya juga berarti lapisan bahan galian mineral logam (Kamus Pertambangan, 2018).

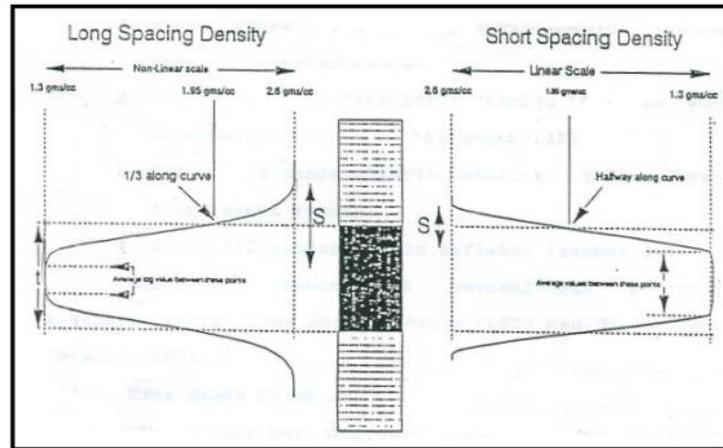
Penentuan ketebalan lapisan batubara biasanya menggunakan kombinasi beberapa *log* yakni *Density log*, *Gamma Ray log*, dan *Caliper*. *Log* dibuat secara khusus untuk menghasilkan kombinasi *log* yang dapat digunakan untuk menentukan ketebalan batubara. *Density log* dibagi atas dua tipe yaitu *Long Spacing Density (LSD)* dan *Short Spacing Density (SSD)*. Tipe *log* Densitas yang digunakan dalam menentukan ketebalan pada lapisan batubara adalah *log LSD*. Menurut Akbari (2014), batasan untuk setiap *log* berbeda-beda yakni untuk *log Gamma Ray* =  $\frac{1}{3}$  panjang garis menuju lapisan yang berdensitas rendah, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.3 di bawah ini:



Gambar 2.3 Penentuan Ketebalan dengan Menggunakan *Log Gamma Ray* (BPB Manual, 1981 dalam Akbari, 2014)



Penarikan garis batas untuk *log* Densitas dibagi atas dua sesuai dengan tipenya yakni untuk *log* LSD = 1/3 panjang garis menuju lapisan yang berDensitas rendah dan untuk *log* SSD = 1/2 panjang garis defleksi (Gambar 2.4).



**Gambar 2.4 Penentuan Ketebalan dengan Menggunakan *Log Density* (Robertson Research Engineering, 1984 dalam Akbari, 2014)**

Setelah menentukan batas atas dan batas bawah dari lapisan batubara, maka selanjutnya ketebalan dari lapisan tersebut dapat dihitung dengan menggunakan persamaan II.1 yakni:

$$\text{Ketebalan Lapisan} = \text{Batas bawah} - \text{Batas atas} \quad (\text{II.1})$$

## II.6 Lingkungan Pengendapan Batubara

Lingkungan Pengendapan Batubara adalah tempat atau kompleks geografis pengendapan batubara yang secara sedimentologis terletak pada sungai teranyam berkerikil, sungai teranyam berpasir, lembah aluvial dan delta atas, delta bawah, pantai, dan muara (Santoso, 2014). Berikut penjelasan mengenai berbagai lingkungan pengendapan tersebut:

... sungai teranyam berkerikil meliputi hulu sungai, gundukan berkerikil, alur ...  
... gai, dataran limpah banjir, rawa dan daerah bergambut asam.



- 2) Lembah aluvial dan delta atas terdiri dari alur sungai, beting sungai, dataran limpah banjir, rawa, dan daerah bergambut asam.
- 3) Delta bawah meliputi delta depan, gundukan pasir muara, dataran limpah banjir, rawa, dan daerah air payau.
- 4) Pantai meliputi daerah depan dan belakang pantai, rawa, dan daerah pasang-surut laut, laguna, gundukan pasir pantai, rawa, dan daerah air payau. Batubara yang terbentuk di lingkungan pengendapan ini terendapkan dalam kondisi genang laut dan susut laut.
- 5) Muara terdiri atas alur sungai, daerah pasang-surut laut, gundukan pasir pantai, dan daerah air payau.

Lingkungan Pengendapan sangat berpengaruh terhadap penyebaran lateral, ketebalan, komposisi, dan kualitas batubara (Diessel, 1992 dalam Santoso, 2014). Secara umum pengendapan batubara terdapat pada lingkungan sungai teranyam (*braided stream*), sungai berkelok-kelok (*meandering stream*), pantai, dan delta. Dalam kondisi normal, pada lingkungan sungai teranyam, endapan batubara terbentuk pada kondisi aerobik (berhubungan langsung dengan udara), berwarna hitam kusam, tipis, berasosiasi dengan batuan sedimen klastik kasar, dan bercampur mineral lempung dan kuarsa, serta jarang terdapat pirit. Pada sungai berkelok-kelok, endapan batubara terbentuk dalam kondisi anaerobik (di bawah permukaan air), berwarna hitam mengilap, relatif tebal, tersebar luas secara lateral, berasosiasi dengan batuan sedimen klastik halus-sedang, dan bercampur dengan mineral lempung dan kuarsa, serta mengandung sedikit pirit. Contoh batubara ini terdapat

di Muara Enim berumur Mio-Pliosen, Cekungan Sumatera Selatan, di kitar Muara Enim.



Endapan batubara yang terbentuk pada lingkungan pantai umumnya berwarna hitam kusam-mengilap, relatif tipis, tersebar luas secara mendatar, berasosiasi dengan batuan sedimen klastik halus-kasar, mengandung mineral pirit, kalsit dan kuarsa. Endapan batubara yang terendapkan pada lingkungan delta umumnya berwarna hitam mengilap, berlapis tebal dan tersebar luas, berasosiasi dengan batuan sedimen klastik halus, mengandung mineral pirit, kalsit, dan kuarsa (Santoso, 2014).

Lingkungan pengendapan dapat ditentukan melalui bentuk kurva *log Gamma Ray* karena bentuk *log* merujuk pada ukuran butir dari lapisan batuan (Selley, 1978 dalam Nazeer, 2016). *Log Gamma Ray* merepresentasikan profil ukuran butir secara vertikal menunjukkan lingkungan secara spesifik yang memiliki karakteristik dan ukuran tertentu. Seiring perubahan ukuran butir, bentuk *log* juga berubah dan membentuk susunan lapisan batuan. Kessler dan Sacs (1995) dalam Nazeer (2016) menggunakan data *log Gamma Ray* dan seismic untuk mempelajari proses sedimentasi batupasir di Irlandia. Begitupula dengan Chow dkk (2005), menggunakan *log Gamma Ray* dari 9 sumur bor untuk menggambarkan profil vertikal ukuran butir dan untuk menduga lingkungan purba di area Taiwan serta dipertimbangkan sebagai metode yang tepat digunakan dalam menginterpretasi lingkungan pengendapan jika inti bor tidak tersedia (Nazeer, 2016).

## II.7 Karakteristik Batubara (Elektrofasies)

Elektrofasies adalah prinsip dasar dalam mengidentifikasi gambar *log* yang asosiasi dengan lingkungan pengendapan atau asosiasi lingkungan pengendapan sumur yang berbeda (Schmitt, 2012). Elektrofasies dianalisis dari pola



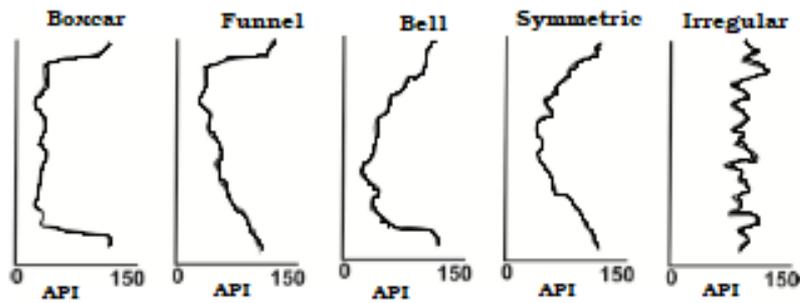
kurva *log Gamma Ray (GR)*. Menurut R.C. Selley (1978), *Gamma Ray* mencerminkan variasi dalam satu suksesi ukuran besar butir. Secara umum ada 5 pola respon dari *log Gamma Ray (GR)* menurut D.J. Cant (1992) dalam Setiahadwibowo (2016) yakni (Gambar 2.5):

- a. *Boxcar/Cylindrical*: pada *log Gamma Ray* atau *log Self Potential* dapat menunjukkan sedimen tebal dan homogen yang dibatasi oleh pengisian *channel* dengan kontak yang tajam. Berdasarkan Cant (1992) dan Selley (1978) dalam Nazeer (2016) bentuk ini menunjukkan lingkungan pengendapan: *Aeolian (sand dunes), fluvial channels, carbonate shelf (thick carbonate), reef, submarine canyon fill, tidal sands, prograding delta distributaries*.
- b. *Funnel shape*: menunjukkan pengasaran regresi atas yang merupakan bentuk kebalikan dari bentuk *bell*. Berdasarkan Cant (1992) dan Selley (1978) dalam Nazeer (2016) bentuk ini menunjukkan lingkungan pengendapan: *Crevasse splay, river mouth bar, delta front, shoreface, submarine fan lobe*.
- c. *Bell shape*: menunjukkan penghalusan ke arah atas, kemungkinan akibat pengisian *channel*. Berdasarkan Cant (1992) dan Selley (1978) dalam Nazeer (2016) bentuk ini menunjukkan lingkungan pengendapan: *Fluvial point bar, tidal point bar, deltaic distributaries, proximal deep sea*.
- d. *Symmetrical – Asymmetrical shape*: merupakan kombinasi antara bentuk *bell-funnel*. Kombinasi ini dihasilkan dari proses bioturbasi. Berdasarkan Cant (1992) dan Selley (1978) dalam Nazeer (2016) bentuk ini menunjukkan

lingkungan pengendapan: *Sandy offshore bar, transgressive shelf sands and tidal flats environment*.



- e. *Irregular*: merupakan dasar untuk mewakili heterogenitas batuan reservoir. Berdasarkan Cant (1992) dan Selley (1978) dalam Nazeer (2016) bentuk ini menunjukkan lingkungan pengendapan: *Fluvial flood plain, mixed tidal flat, debris flow and canyon fill*.



**Gambar 2.5 Bentuk Kurva Log Gamma Ray (Setiahadiwibowo, 2016)**

Setiap pola elektrofases seperti pada gambar di atas menunjukkan adanya perbedaan lingkungan pengendapan. Secara umum lingkungan pengendapan berpengaruh pada kualitas lapisan batubara, akan tetapi secara khusus yang lebih berpengaruh adalah genesa dari komponen kualitas yang ada dalam batubara, litologi lapisan batubara, dan asosiasi dengan mineral lain (Setiahadiwibowo, 2016).

Penentuan litologi pada setiap kedalaman di bawah permukaan bumi dilakukan dengan cara interpretasi data *log* geofisika yang didapatkan dari hasil penelitian di lapangan. Data yang digunakan dalam analisis elektrofases adalah data *log Gamma Ray* dan data bor yang telah dikoreksi posisi kedalaman batuanannya berdasarkan data perekaman yang telah dilakukan (Syaeful, 2017). Setiap lapisan batuan memiliki respon yang berbeda-beda pada kurva *log*, karenanya jenis litologi pada tiap

di bawah permukaan dapat ditentukan. Karakteristik *log Gamma Ray* dan dari beberapa batuan adalah sebagai berikut (Setiahadiwibowo, 2016):



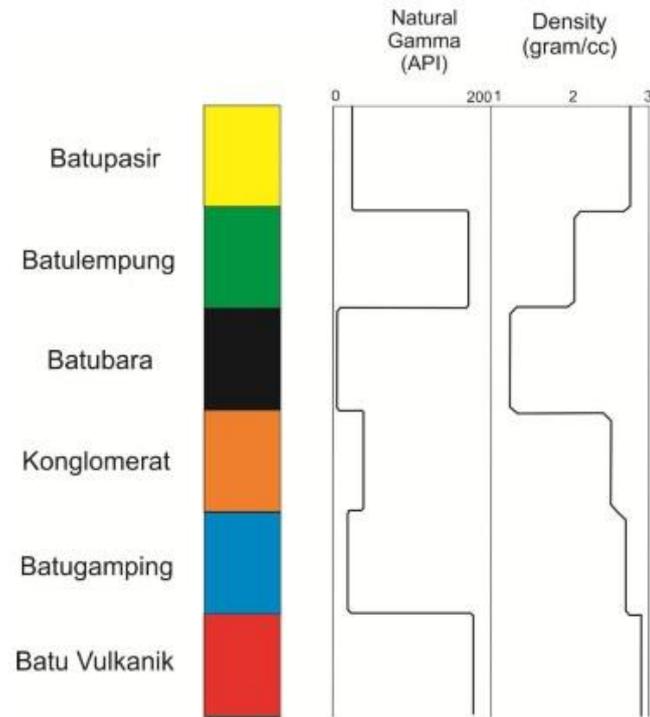
**Tabel II.1 Karakteristik *Log Gamma Ray* dan Densitas pada Beberapa Batuan**

No.	Jenis Batuan	Nilai <i>Gamma Ray</i>	Nilai Densitas
1.	Batupasir	Agak Rendah	Menengah – Tinggi
2.	Batulempung	Menengah	Menengah
3.	Batubara	Rendah	Rendah
4.	Konglomerat	Menengah	Menengah
5.	Batugamping	Rendah	Menengah – Tinggi
6.	Batuan Vulkanik	Tinggi	Tinggi

(Sumber: Setiahadwibowo, 2016)

Nilai *Gamma Ray* dan Densitas pada beberapa batuan tersebut ditunjukkan melalui bentuk atau pola kurva pada *log Gamma Ray* dan juga *log Densitas*. Jika pola kurva *log* mengarah ke kiri maka disimpulkan bahwa batuan tersebut memiliki nilai yang rendah, sebaliknya jika mengarah ke kanan maka nilai batuan tersebut tinggi sesuai dengan *log* yang terkait. Penjelasan yang lebih rinci dari Tabel II.1 dapat dilihat pada Gambar 2.6 yang menunjukkan pola kurva pada *log Gamma Ray* dan *log Densitas* pada beberapa batuan.





**Gambar 2.6 Karakteristik log pada tiap batuan (Setiahadiwibowo, 2016)**

Batuan-batuan yang terdapat di bawah permukaan memiliki nilai tingkat radioaktif yang berbeda-beda sesuai dengan unsur radioaktif yang terkandung dalam lapisan batuan, seperti yang ada dalam Tabel II.2 di bawah ini:

**Tabel II.2 Karakteristik Respon *Gamma Ray***

No.	Tingkat Radioaktif (API)	Jenis Batuan
1.	0 - 32,5	Anhidrit, Salt, Batubara
2.	32,5 – 60	Batupasir, Batugamping, Dolomit
3.	60 – 100	Lempung, Granit
4.	> 100	Batuserpih, Abu Vulkanik, Betonit

ber: Erihartanti dkk, 2015)



Batuan-batuan yang terdapat di bawah permukaan memiliki nilai rapat massa atau densitas yang berbeda-beda, seperti yang ada dalam Tabel II.3 di bawah ini:

**Tabel II.3 Nilai Rapat Massa (Densitas) Batuan**

No.	Jenis Batuan	Densitas (gr/cc)
1.	Batupasir	2,65
2.	Batukapur	2,71
3.	Dolomit	2,87
4.	Anhidrit	2,96
5.	Antrasit	1,4 - 1,8
6.	Bituminus	1,2 - 1,5

(Sumber: Erhartanti dkk, 2015)

## II.8 Sumberdaya Batubara

Sumberdaya adalah jumlah atau kuantitas bahan galian yang terdapat di permukaan atau di bawah permukaan bumi yang sudah diteliti tetapi belum dilakukan studi kelayakan. Istilah sumberdaya dalam bidang teknis kebumihan dapat berkonotasi kuantitatif, yaitu perkiraan besarnya potensi sumberdaya batubara secara teknis menunjukkan harapan untuk dapat dikembangkan setelah dilakukan penelitian dan eksplorasi. Keberadaan bahan galian di dalam perut bumi dapat

dari sejumlah indikasi adanya bahan galian tersebut di permukaan bumi.

seperti demikian memberikan kesempatan kepada para ahli untuk  
 an penyelidikan lebih lanjut, baik secara geologi, geofisika, pemboran



maupun lainnya. Namun penyelidikan secara geologi belum dapat memberikan informasi mengenai bahan galian tersebut secara teliti baik kuantitas maupun kualitasnya, tetapi sudah dapat dikategorikan adanya sumberdaya (*resource*). Bila penyelidikan dilakukan secara lebih teliti, yaitu dengan menggunakan berbagai macam metode geofisika, geokimia, pemboran dan lainnya, maka bahan galian tersebut sudah dapat diketahui dengan lebih pasti, baik secara kualitatif maupun kuantitatif. Batubara adalah bagian dari endapan batubara yang diharapkan dapat dimanfaatkan dan diolah lebih lanjut secara ekonomis. Sumberdaya ini dapat meningkat menjadi cadangan setelah dilakukan kajian kelayakan dan dinyatakan untuk ditambang secara ekonomis sesuai dengan teknologi yang ada (Erihartanti, 2015).

Berdasarkan Standar Nasional Indonesia (SNI, 2011), sumberdaya batubara dibagi sesuai dengan tingkat kepercayaan geologi ke dalam kategori:

1) Sumberdaya Batubara Tereka (*Inferred Coal Resource*): merupakan bagian dari total estimasi sumberdaya batubara yang kualitas dan kuantitasnya hanya dapat diperkirakan dengan tingkat kepercayaan yang rendah. Titik informasi yang mungkin didukung oleh data pendukung tidak cukup untuk membuktikan kemenerusan lapisan batubara dan/atau kualitasnya. Estimasi dari kategori kepercayaan ini dapat berubah secara berarti dengan eksplorasi lanjut.

2) Sumberdaya Batubara Tertunjuk (*Indicated Coal Resource*): merupakan bagian dari total sumberdaya batubara yang kualitas dan kuantitasnya dapat

perkirakan dengan tingkat kepercayaan yang masuk akal, didasarkan pada informasi yang didapatkan dari titik-titik pengamatan yang diperkuat



dengan data-data pendukung. Titik-titik pengamatan jaraknya cukup berdekatan untuk membuktikan kemenerusan lapisan batubara dan/atau kualitasnya.

- 3) Sumberdaya Batubara Terukur (*Measured Coal Resource*): merupakan bagian dari sumberdaya batubara yang kualitas dan kuantitasnya dapat diperkirakan dengan tingkat kepercayaan tinggi, didasarkan pada informasi yang didapat dari titik-titik pengamatan yang diperkuat dengan data-data pendukung. Titik-titik pengamatan jaraknya cukup berdekatan untuk membuktikan kemenerusan lapisan batubara dan/atau kualitasnya.

## II.9 Metode *Well Logging*

Metode *well logging* adalah suatu perekaman berdasarkan sifat fisis di sepanjang sumur Sumur Bor yang dilakukan kemudian bergerak secara perlahan-lahan dengan maksud agar sensor yang diturunkan ke dalam sumur Sumur Bor dapat mengetahui adanya hal-hal yang ditemuinya (Setiahadiwibowo, 2016). Metode *Well Logging* berkembang dalam eksplorasi minyak bumi untuk Analisa kondisi geologi dan reservoir minyak. *Logging* memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kuantitas banyaknya hidrokarbon di lapisan pada situasi dan kondisi sesungguhnya. Kurva *log* memberikan informasi yang cukup tentang sifat-sifat batuan dan cairan. *Log* adalah suatu grafik kedalaman (kadang-kadang waktu), dari satu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan dalam sebuah sumur. Dari sudut pandang pengambilan

n, *logging* adalah bagian yang penting dari proses pemboran dan ujian sumur (Harsono, 1997).



*Logging* untuk eksplorasi batubara dirancang tidak hanya untuk mendapatkan informasi geologi, tetapi untuk memperoleh berbagai data lain, seperti kedalaman, ketebalan dan kualitas lapisan batubara juga mengkompensasi berbagai masalah yang tidak terhindar apabila hanya dilakukan pengeboran, yaitu pengecekan kedalaman sesungguhnya dari lapisan penting (Ismawati, 2012).

### 1) *Log Gamma Ray*

*Log Gamma Ray* adalah *log* yang digunakan untuk mengukur tingkat radioaktivitas alami dalam sebuah formasi batuan dan pengukuran ini dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi dan menggabungkan tiap zona (Gambar 2.7). Batupasir tanpa serpih dan karbonat memiliki konsentrasi yang rendah terhadap material radioaktif sehingga memberikan pembacaan nilai *Gamma Ray* yang rendah. Jika material serpih meningkat seperti jika batupasir mengandung potassium feldspar, mika, glaukonit, atau air kaya akan uranium maka respon *log Gamma Ray* akan memberikan pembacaan nilai yang tinggi. Pada zona dimana geologis sadar adanya keberadaan potassium feldspar, mika, atau glaukonit, maka dibutuhkan sebuah *spetralog* untuk dijalankan sebagai tambahan pada *log Gamma Ray*. *Log* spektra membagi radioaktivitas dari formasi batuan pada beberapa tipe material radioaktif:

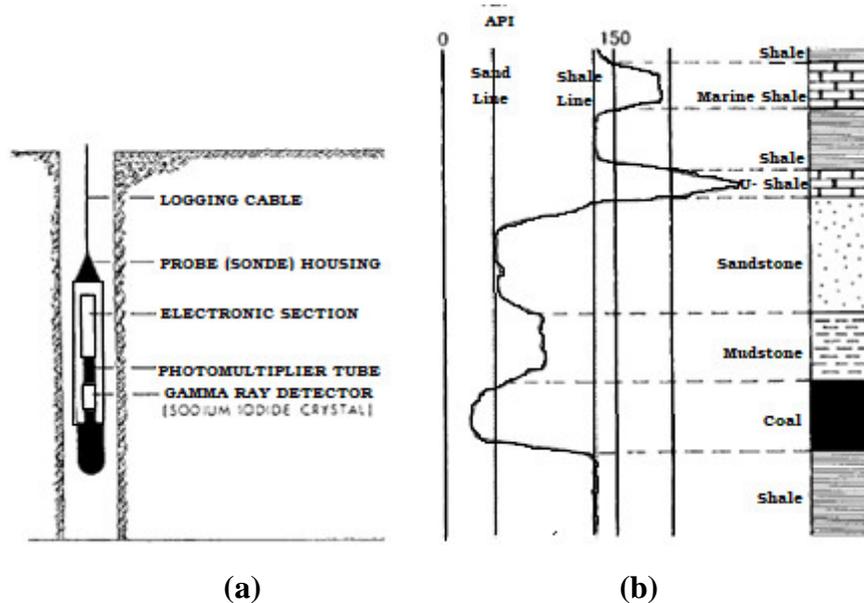
- 1) Thorium,
- 2) Potassium, dan
- 3) Uranium

sebuah zona mengandung unsur potassium yang tinggi dengan respon *log Gamma Ray* yang juga tinggi maka diduga zona tersebut merupakan batu serpih.



Bahkan itu mungkin feldspar, glaukonitik, atau batu pasir mika. Selain untuk identifikasi litologi dan gabungan antarzona, *log Gamma Ray* juga menyediakan informasi untuk menghitung volume shale yang terkandung dalam batupasir atau karbonat (Asquith, 1982).

Metode ini merupakan metode *logging* sumur bor dengan memanfaatkan sifat radioaktif alami dari batuan yang dibor. Metoda ini dipakai untuk *logging* sumur bor yang tidak dapat di *log* secara listrik akibat adanya batang bor (*casing*). Dengan *log* sinar gamma lapisan-lapisan batubara dapat diketahui karena mempunyai nilai gamma yang rendah dibandingkan dengan serpihan, lempung atau serpih dalam pelapisan batuan.



**Gambar 2.7 Litologi Batubara berdasarkan Data *Log Gamma Ray*, (a) probe yang dimasukkan ke dalam sumur bor, (b) respon lapisan batuan yang dilalui probe (Ismawati, 2012)**

Kekuatan radiasi *Gamma Ray* adalah kuat dari batulempung dan lemah dari batupasir. Terutama yang dari batulempung menunjukkan nilai yang ekstra tinggi,

dan yang dari lapisan batubara lebih rendah pada batupasir. *Log Gamma Ray*



dikombinasikan dengan *log* utama, seperti *log* densitas, neutron dan gelombang bunyi, digunakan untuk memastikan batas antara lapisan penting.

## 2) *Log Density*

*Log Density* adalah sebuah perekaman porositas yang menghitung densitas elektron pada sebuah formasi batuan (Gambar 2.8). *Log* ini dapat membantu geologis untuk:

- Mengidentifikasi mineral-mineral
- Mendeteksi zona penghasil gas
- Menentukan densitas hidrokarbon, dan
- Mengevaluasi reservoir batu pasir serpihan dan litologi kompleks (Schlumberger, 1972 dalam Asquith, 1982)

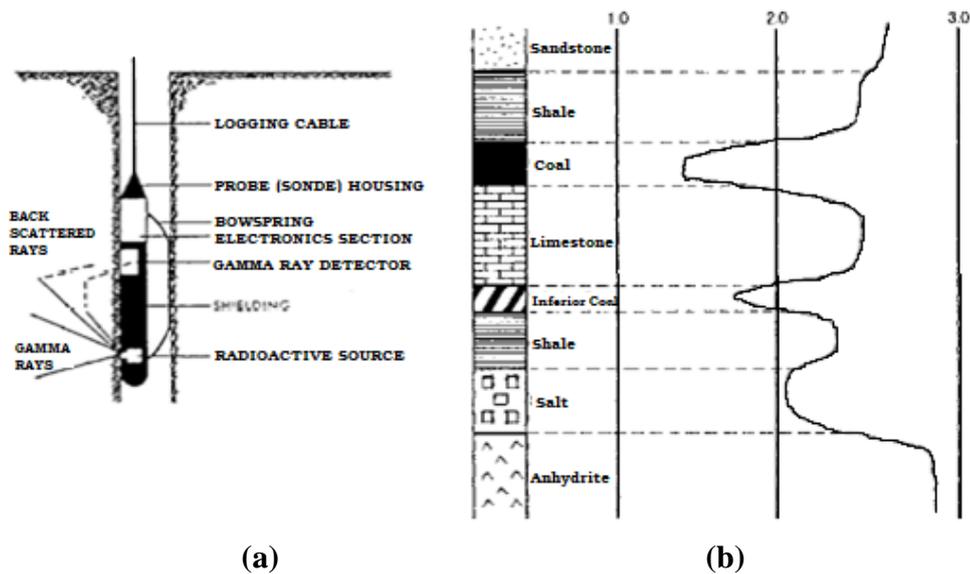
Alat yang digunakan dalam perekaman densitas adalah sebuah alat penghubung yang terdiri dari sumber energi medium sinar gamma seperti Cobalt-60 atau Cesium 137. Sinar gamma yang dipancarkan akan bertumbukan dengan elektron-elektron yang ada dalam formasi batuan. Akibat dari tumbukan tersebut akan mengurangi energi dari partikel sinar gamma yang dipancarkan. Titman dan Wahl (1965) menyebut interaksi antara partikel sinar gamma yang dipancarkan dengan electron yang ada dalam formasi sebagai *Compton Scattering* atau Reaksi Penyebaran Compton. Penyebaran sinar gamma yang mencapai detektor, menginformasikan lokasi formasi dari jarak sumber sinar gamma yang terhitung sebagai indikator dari densitas formasi batuan. Nilai tumbukan dari reaksi penyebaran Compton adalah fungsi langsung dari jumlah elektron dalam formasi

densitas elektron). Dari hal tersebut maka densitas elektron dapat



dihubungkan dengan densitas bulk pada sebuah formasi batuan dalam satuan gr/cc (Asquith, 1982).

Awalnya penggunaan *log* ini dipakai dalam industri eksplorasi minyak sebagai alat bantu interpretasi porositas. Kemudian dalam eksplorasi batubara malah dikembangkan menjadi unsur utama dalam identifikasi ketebalan bahkan kualitas lapisan batubara. Dimana rapat massa batubara sangat khas yang hampir hanya setengah kali rapat massa batuan lain pada umumnya.



**Gambar 2.8 Litologi Batubara berdasarkan Data *Log Density*, (a) probe yang dimasukkan ke dalam sumur bor, (b) respon lapisan batuan yang dilalui probe (Ismawati, 2012)**

Dalam aplikasinya pada industri batubara, sifat fisik ini (rapat massa) hampir linier dengan kandungan abu sehingga pemakaian *log* ini akan memberikan gambaran khas bagi tiap daerah dengan karakteristik lingkungan pengendapannya.

Dalam penelitian ini, satuan dari *Density log* adalah *counts per second* (CPS). Nilai satuan CPS berbanding terbalik dengan nilai satuan gr/cc. Apabila defleksi

in satuan CPS menunjukkan nilai yang tinggi, maka akan menunjukkan  
ah dalam satuan gr/cc (Erihartanti, 2015).



## II.10 Kombinasi *Log Gamma Ray* dan *Log Density*

*Log Gamma Ray* mengukur radiasi alami dari formasi batuan, dan fungsi utama sebagai *log* yang menampilkan litologi. *Log Gamma Ray* membantu dalam membedakan shale (radioaktifitas tinggi) dengan batupasir, karbonat, dan anhidrit (radioaktif rendah). *Log Density* adalah *log* porositas yang digunakan untuk mengukur densitas elektron. Ketika kedua *log* ini dikombinasikan (*log Gamma Ray* dan *density*) maka dapat ditentukan litologi bawah permukaan (Asquith, 1982).

## II.11 Metode *Cross Section*

Metode *Cross Section* adalah salah satu metode estimasi sumberdaya secara konvensional, metode ini dibuat dengan tujuan untuk mengetahui profil batubara pada setiap *section* melalui *cross section* dapat juga mengetahui kemiringan lapisan batubara. Metode ini dibagi menjadi dua bagian yaitu metode *cross section* dengan pedoman *rule of gradual changes* dan metode *cross section* dengan pedoman *rule of nearest point*. Metode dengan pedoman *rule of gradual changes* merupakan salah satu metode dalam perhitungan sumberdaya secara konvensional (Gambar 2.9). Pedoman ini artinya berpindah secara bertahap dari satu sayatan ke sayatan lain dengan menghubungkan dua titik antar pengamatan terluar, sehingga untuk mencari satu volume dibutuhkan dua penampang. Penghitungan dengan metode ini menggunakan persamaan *mean area*. Persamaan ini digunakan apabila terdapat dua buah penampang dengan luas penampang P1 dan P2 relatif sama. Persamaan (II.2) bawah ini merupakan bentuk dari persamaan *mean area* dengan *rule of gradual*

(Erihartanti, 2015):

$$V = \frac{(P1+P2)}{2} \times L \quad (II.2)$$

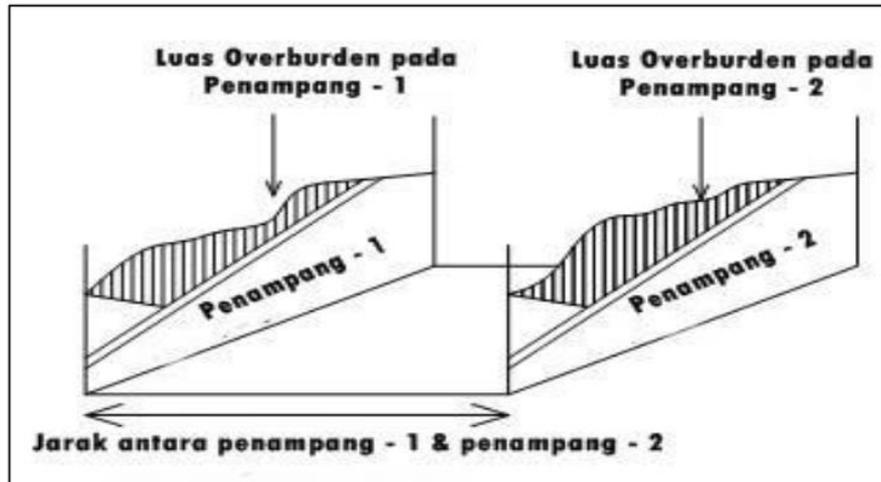


Keterangan:

V : volume ( $m^3$ )

L : jarak antar penampang (m)

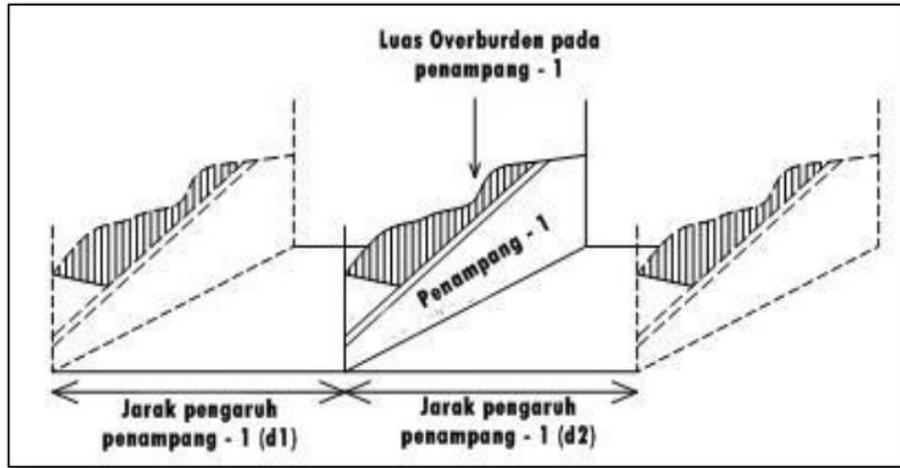
P1, P2 : luas penampang 1 dan 2 ( $m^2$ )



**Gambar 2.9 Metode *cross section* dengan pedoman *rule of gradual changes* (Erihartanti, 2015)**

Metode *Cross Section* dengan pedoman *Rule of Nearest Point* berpedoman dengan titik terdekat, setiap blok ditegaskan oleh sebuah penampang yang sama panjang ke setengah jarak untuk menyambut sayatan, antara sayatan yang satu dengan yang lainnya tidak dihubungkan secara langsung tetapi membuat batas terluar endapan secara linear (Gambar 2.10).





**Gambar 2.10 Metode *cross section* dengan pedoman *rule of nearest point* (Erihartanti, 2015)**

Persamaan (II.3) bawah ini merupakan bentuk dari persamaan *mean area* dengan *rule of nearest point* (Erihartanti, 2015):

$$V = P \times (d1 + d2) \quad (II.3)$$

Keterangan:

- V : volume (m<sup>3</sup>)
- P : luas penampang 1 dan 2 (m<sup>2</sup>)
- d1 : setengah jarak antara sayatan a dengan sayatan sebelumnya (m)
- d2 : setengah jarak antara sayatan a dengan sayatan berikutnya (m)



Setelah menghitung volume penampang lapisan batubara maka selanjutnya menghitung sumberdaya batubara dengan persamaan II.4 di bawah ini:

$$SD = BJ \times t \times V \quad (II.4)$$

Keterangan: SD = Sumberdaya (ton)  
BJ = Berat Jenis batubara (1,3 ton/m<sup>3</sup>) jenis bituminus  
t = tebal rata-rata lapisan  
V = volume

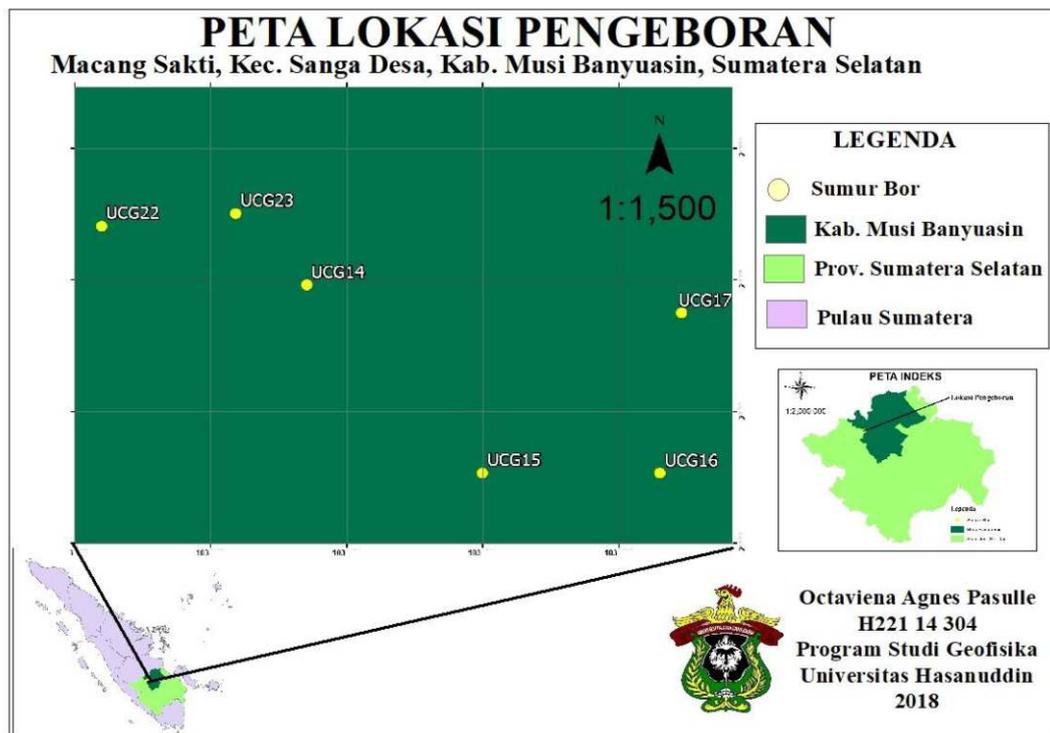


# BAB III

## METODOLOGI PENELITIAN

### III.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini berlangsung selama  $\pm$  3 bulan yakni mulai dilaksanakan pada 22 Mei 2018 – 7 Agustus 2018 berlokasi di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batubara (Puslitbang tekMIRA), Bandung. Gambar 3.1 dibawah menunjukkan lokasi pengeboran yang dilaksanakan oleh suatu perusahaan bekerja sama dengan Puslitbang tekMIRA, yakni berada di Macang Sakti, Musi Banyuasin, Palembang, Sumatera Selatan.



Gambar 3.1 Peta Lokasi titik-titik pengeboran



### III.2 Alat dan Bahan/ Data

Alat yang digunakan selama penulis melaksanakan penelitian yakni satu unit *Laptop* yang dilengkapi dengan perangkat lunak (*Software*):

- *WellCad 4.0*, untuk mengolah data dengan ekstensi.LAS yang akan diinterpretasi dan dianalisis hingga menunjukkan hasil mengenai stratigrafi batuan sepanjang sumur bor, kedalaman dan deskripsi lapisan batuan dengan keluaran data berekstensi.WCL

Bahan berupa Data Sekunder yang diperoleh dari instansi yakni:

- Data Rekaman Sumur (*Well Log*), menunjukkan kurva nilai *Gamma Ray* dan *Density* yang akan diolah dan dianalisis
- Data Bor (*Core / Cutting*), hasil deskripsi dilapangan yang menunjukkan keterdapatn lapisan batuan-batuan pada tiap kedalaman dan akan digabungkan dengan data rekaman sumur.

### III.3 Tahapan Penelitian

#### III.3.1 Studi Pustaka/ Literatur

Sebelum melakukan penelitian, maka penulis melaksanakan studi pustaka atau literatur yakni mencari berbagai informasi dan referensi mengenai penelitian yang akan dilakukan. Informasi atau referensi yang didapatkan berupa jurnal atau paper dari hasil penelitian yang pernah dilakukan oleh pihak sebelumnya berkaitan dengan penelitian yang akan dilaksanakan oleh penulis. Selain itu, dapat berupa buku atau diktat mengenai objek penelitian.



### III.3.2 Pengambilan Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data sekunder yang diperoleh dari Puslitbang tekMIRA berupa data *log* dan hasil deskripsi inti bor (*data core*).

### III.3.3 Pengolahan Data

#### III.3.3.1 Menentukan Kedalaman dan Ketebalan tiap Lapisan Batubara

Setelah kurva *log Gamma Ray*, *log Density*, dan *data core* diinterpretasi maka akan menunjukkan keterdapatannya lapisan batubara pada kedalaman tertentu. Kemudian tiap lapisan batubara ditentukan ketebalannya dengan menganalisis kurva *log Gamma Ray* dan *log Density* berdasarkan ketetapan yang telah ditentukan yakni pada kurva *log Gamma Ray*  $\frac{1}{3}$  dari garis bernilai tinggi menuju ke rendah, dan pada kurva *log Density*  $\frac{1}{2}$  dari garis bernilai tinggi ke rendah. Setelah menentukan batas atas dan batas bawah dari lapisan batubara, maka digunakan persamaan II.1 untuk menghitung ketebalan dari lapisan tersebut.

#### III.3.3.2 Menentukan Karakteristik Lapisan Batubara (Elektrofasies)

Untuk menentukan karakteristik lapisan batubara dalam hal ini elektrofasies maka dilakukan analisis terhadap kurva *log Gamma Ray*. Analisis ini dilakukan untuk menentukan lingkungan pengendapan dari lapisan batubara yang ada di daerah pengeboran dengan cara melihat bentuk dari kurva *log Gamma Ray*.



### **III.3.3.3 Membuat Penampang Hasil Gabungan Lapisan Batubara (Seam) Beberapa Sumur Bor**

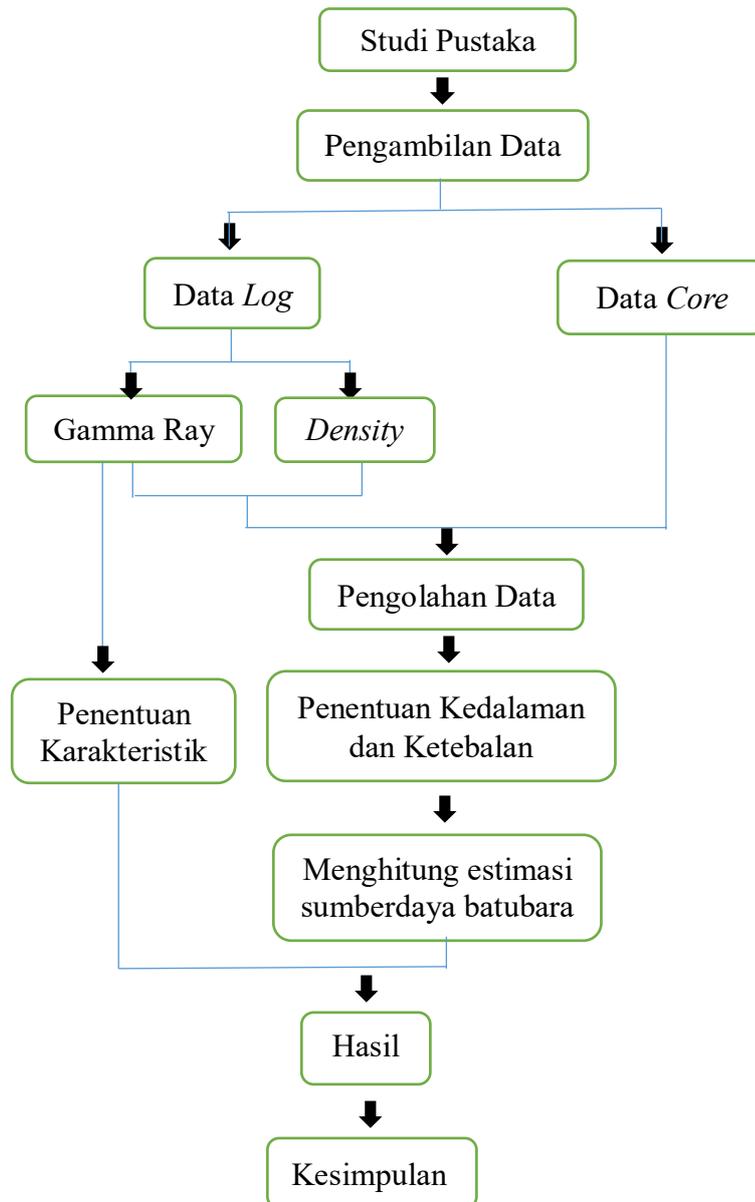
Lapisan batubara (Seam) pada tiap Sumur Bor digabungkan dengan menggunakan *software WellCad 4.0.* atau *Petrel.* Lapisan batubara yang digabungkan adalah lapisan batubara (Seam) yang sama antara sumur bor yang satu dengan yang lainnya.

### **III.3.3.4 Menghitung Estimasi Sumberdaya Batubara pada tiap Sumur Bor yang Memiliki Seam Batubara yang Sama**

Dilakukan identifikasi keterdapatan Seam pada tiap penampang, dimana penampang tersebut terdiri dari beberapa Sumur Bor. Penghitungan estimasi Sumberdaya batubara dapat dilakukan pada penampang yang memiliki Seam yang sama, seperti pada penampang 1 dan penampang 2 yang posisinya saling berhadapan. Metode yang digunakan untuk menghitung estimasi Sumberdaya batubara adalah metode penampang vertikal atau *Cross Section Method* dengan pedoman *rule of gradual changes.* Persamaan yang digunakan yakni rumus *Mean Area* (Persamaan II.2). Data yang dibutuhkan berupa data ketebalan tiap Seam dan jarak tiap penampang.



### III.4 Bagan Alir



## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### IV.1 Kedalaman dan Ketebalan Lapisan Batubara Tiap Sumur Bor

Lapisan batubara terdapat pada kedalaman yang berbeda-beda sepanjang sumur bor. Keterdapatannya pada kedalaman yang bervariasi dipengaruhi oleh proses pembentukannya dalam hal ini waktu pengendapannya yang berbeda-beda per lapisan. Keterdapatannya di sepanjang sumur bor dapat diketahui berdasarkan data *log*. Seperti yang telah diketahui bahwa batubara memiliki nilai *gamma ray* dan *density* yang rendah karena berasal dari material organik sehingga tidak mempunyai komposisi unsur radioaktif. Sehingga berdasarkan data *log*, lapisan batubara ditandai dengan defleksi kurva *gamma ray* dan *density* yang cenderung mengarah ke kiri dalam satuan *Count Per Second* (CPS) yang menandakan bahwa lapisan tersebut tidak mengandung unsur radioaktif. Dalam satuan  $\text{gr/cm}^3$ , defleksi kurva *density* mengarah ke kanan yang menandakan kandungan unsur radioaktif yang rendah. Sehingga sebelum menentukan keterdapatannya di sepanjang sumur bor, maka diperlukan ketelitian dalam melihat satuan yang digunakan karena satuan CPS berbanding terbalik dengan satuan  $\text{gr/cm}^3$  untuk *log density*. Sedangkan untuk *log gamma ray*, satuan dasarnya adalah CPS yang kemudian diubah menjadi API setelah dikalibrasikan dengan suatu formasi batuan yang sudah diketahui kandungannya.



aman lapisan batubara diperoleh melalui analisis data *log gamma ray* dan *ty*. Dalam penelitian ini juga menggunakan *log Bed Resolution Density*

(BRD) dan *High Resolution Density* (HRD). *Log* BRD dan HRD digabung sebagai resolusi vertikal (data *log* pendukung) dalam menganalisis dan menginterpretasi kedalaman dan ketebalan litologi di sepanjang sumur bor. Untuk menentukan lapisan batuan lainnya di sepanjang sumur bor, maka digunakan metode *Quick Look* (QL) pada kurva *log gamma ray*. Cara kerja menggunakan metode QL yaitu dengan menarik garis tengah atau biasa disebut *shale base line* pada kurva *log gamma ray* dengan cara menghitung nilai rata-rata dari nilai *gamma ray*. Pada metode ini hanya menggunakan kurva *log GR* karena nilai kadungan unsur radioaktif pada lapisan batuan lebih detail ditunjukkan oleh *log gamma ray*. Setelah itu, dilakukan analisis dan interpretasi terhadap defleksi *log* yang berada di sisi kanan dan sisi kiri *shale base line*. Defleksi *log* yang berada di sisi kiri garis tengah tersebut merupakan lapisan batupasir yang memiliki nilai *gamma ray* agak rendah. Kurva *log* yang berada di sisi kanan garis tengah tersebut merupakan lapisan batulempung yang memiliki nilai *gamma ray* lebih tinggi dibandingkan batupasir. Penentuan litologi sepanjang sumur bor dapat dilakukan dengan menganalisis dan menginterpretasi data *log* yang ada. Namun hasil yang lebih akurat akan didapatkan jika data *log* tersebut diikat dengan data *core* yakni data hasil deskripsi sampel batuan di lapangan.

Dalam penentuan kedalaman lapisan batubara terlebih dahulu memperhatikan defleksi kurva *log* yang mencirikan lapisan batubara, kemudian menentukan batas atas dan batas bawah dari garis kurva *gamma ray* dan *density* yakni 1/3 panjang garis kurva dari defleksi kurva bernilai tinggi menuju ke lapisan yang bernilai

Setelah data kedalaman per lapisan didapatkan maka dapat dihitung dari lapisan-lapisan batubara yang ada di sepanjang sumur bor yang



diperoleh dengan menggunakan persamaan II.1. Setelah melakukan analisis pada data *log*, maka diperoleh data kedalaman dan ketebalan per lapisan batubara di sepanjang sumur bor. Hasil yang didapatkan sangat bervariasi yakni keterdapatannya batubara pada kedalaman yang dangkal hingga dalam sepanjang sumur bor. Begitupula hasil ketebalan per lapisan batubara yang bervariasi dari yang tipis hingga lapisan yang tebal.



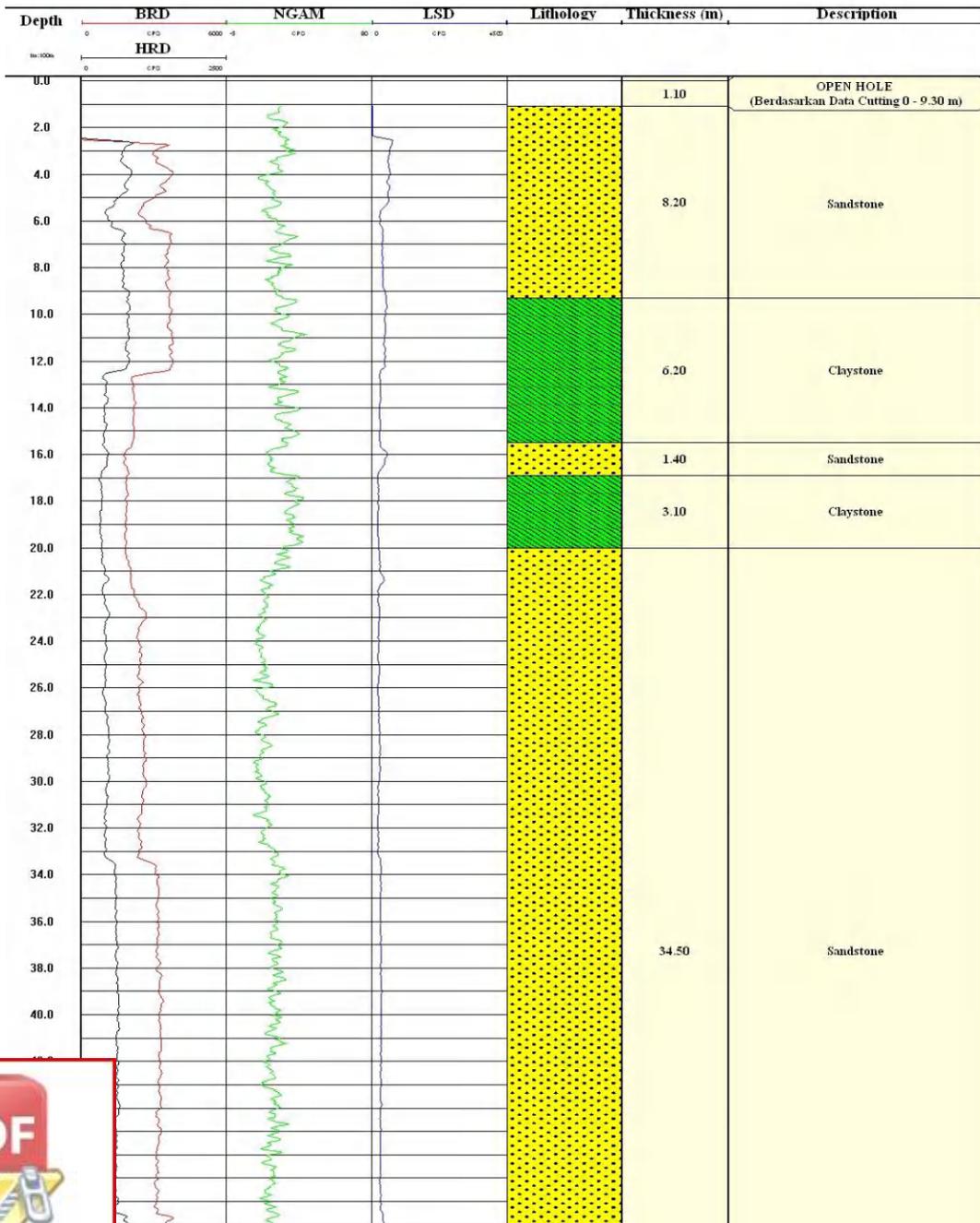
### a. Sumur Bor UCG 14

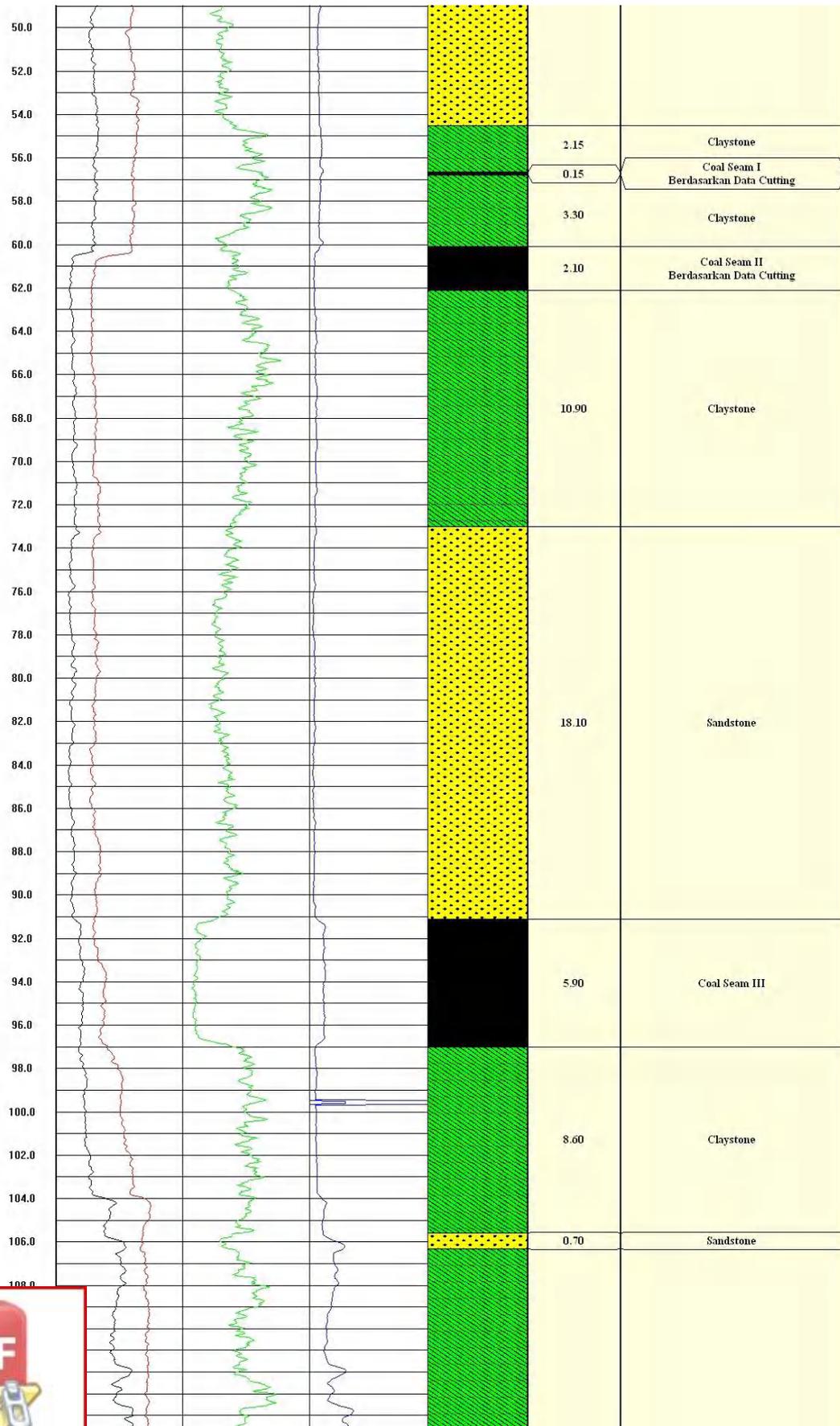


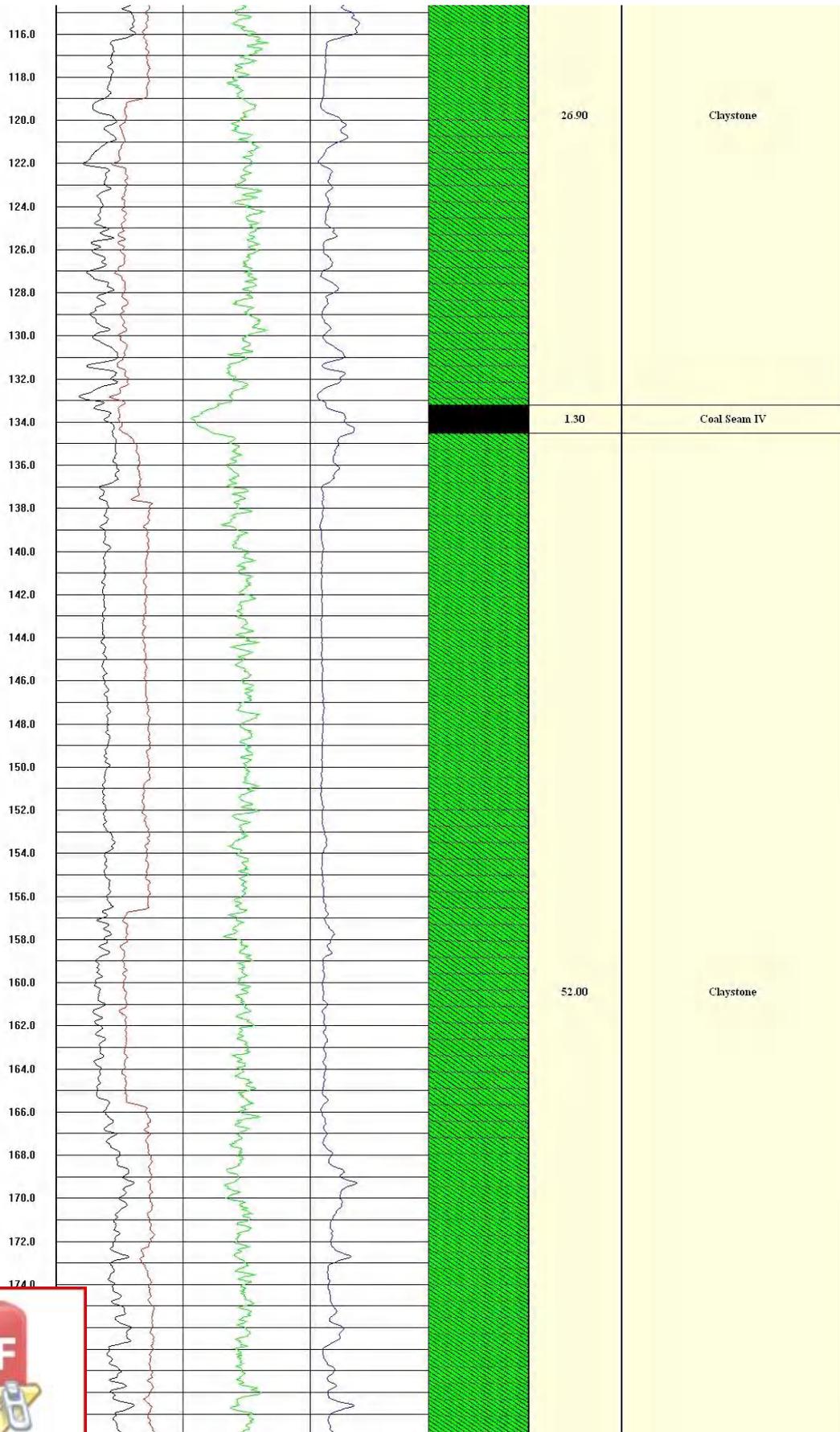
PUSAT PENELITIAN DAN PENGEMBANGAN TEKNOLOGI MINERAL DAN BATUBARA  
TIM PENYIAPAN DATA PRIMER UNTUK APLIKASI  
UNDERGROUND COAL GASIFICATION (UCG)

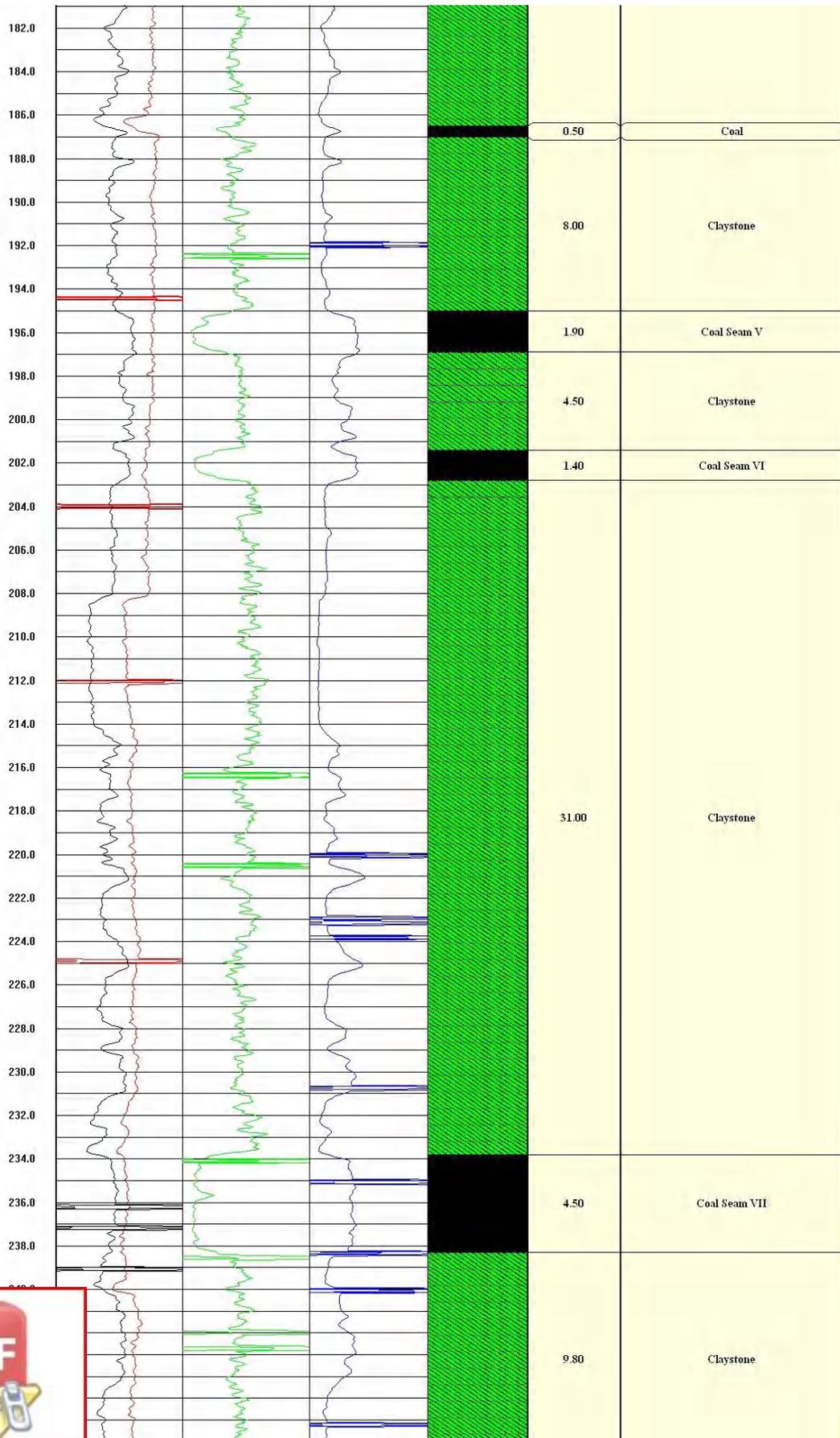
#### LOG BOR

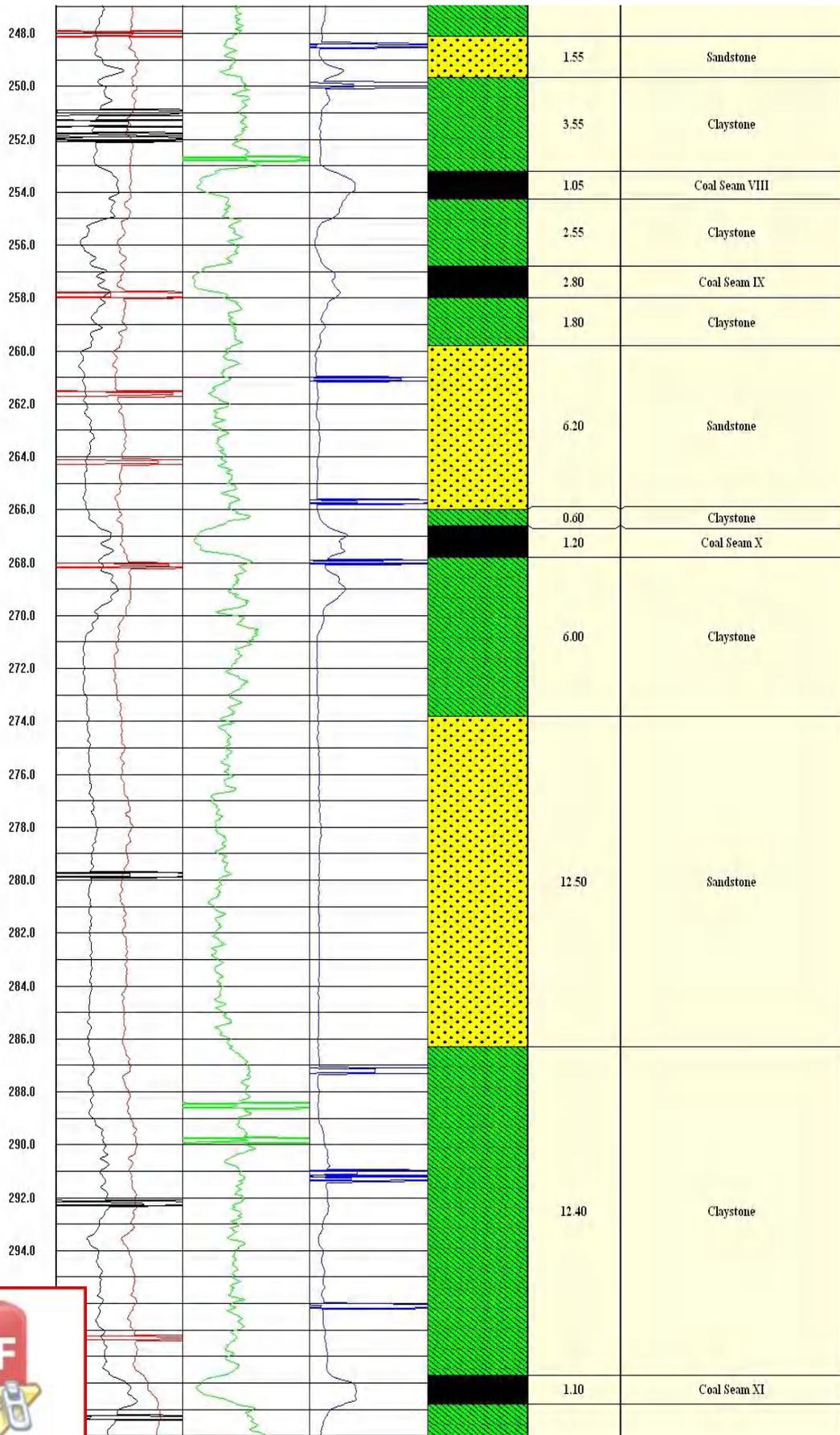
WELL:	UCG 14	DATE:	02 NOVEMBER 2016	DEPTH DRILLER:	313.00
FIELD:	SANGA DESA	LATITUDE:	319.119.70	DEPTH LOGGER:	309.50
COUNTRY:	MUSI BANYUASIN	LONGITUDE:	9.713.930.00	RECORDED BY:	MARDI
STATE:	PALEMBANG	ELEVATION:	67 m	WITNESSED BY:	NANDANG
COUNTY:	SOUTH SUMATERA	SCALE:	1 : 100		

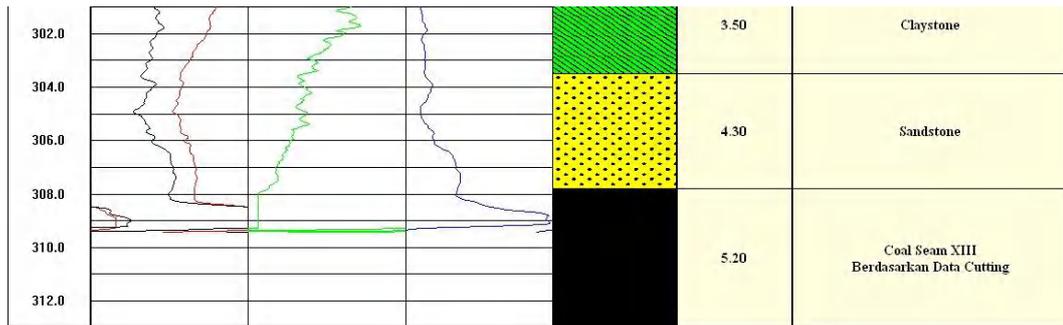












**Gambar 4.1 Litologi Sumur Bor UCG 14**

Lokasi sumur bor UCG 14 ini yaitu berada pada koordinat x: 319.119.70 dan y: 9.713.930.00 dengan elevasi 67 mdpl. Pada sumur bor ini dilakukan pengeboran dengan metode *full coring* yakni pengambilan semua sampel batuan di sepanjang sumur bor, namun pada kedalaman 0 – 9.30 m tidak dilakukan pengambilan sampel (*open hole*) oleh perusahaan terkait. Total kedalaman bor yang dilakukan yaitu 313.00 m dan kedalaman *log* di sepanjang sumur bor ini yaitu 309.50 m. Pada data *log* sumur bor UCG 14 ini menggunakan satuan CPS (*Count Per Second*) untuk *log GR* dan *density*. Satuan CPS menunjukkan arah defleksi kedua kurva, untuk *log gamma ray* defleksi kurva mengarah ke kiri menunjukkan nilai rendah dan yang mengarah ke kanan menunjukkan nilai tinggi. Sedangkan untuk *log density*, defleksi kurva *log* mengarah ke kiri menunjukkan nilai tinggi dan yang mengarah ke kanan menunjukkan nilai rendah. Setelah melakukan analisis *log gamma ray* dan *density* dari data *log* yang diperoleh pada sumur bor UCG 14 maka diperoleh litologi di sepanjang sumur bor UCG 14 (Gambar 4.1). Litologi sepanjang sumur ini didominasi oleh satuan batupasir dan satuan batulempung yang juga menjadi batuan pengapit pada tiap lapisan batubara. Pada satuan batupasir sumur ini terdapat

batulempung dan batubara. Pada satuan batulempung sumur ini terdapat batupasir. Setelah mendapatkan penampang litologi di sepanjang sumur bor



UCG 14 maka diperoleh 13 lapisan batubara dengan kedalaman dan ketebalan yang berbeda-beda seperti yang ditunjukkan pada tabel IV.1.

Tabel IV.1 Kedalaman Lapisan Batubara pada Sumur Bor UCG 14

UCG 14			
Kedalaman (m)		Ketebalan (m)	Lapisan Batubara
Batas atas	Batas bawah		
56.65	56.80	0.15	Coal Seam I
60.10	62.10	2.00	Coal Seam II
91.10	97.00	5.90	Coal Seam III
133.20	134.50	1.30	Coal Seam IV
186.50	187.00	0.50	Coal
195.00	196.90	1.90	Coal Seam V
201.40	202.80	1.40	Coal Seam VI
233.80	238.30	4.50	Coal Seam VII
253.20	254.25	1.05	Coal Seam VIII
256.80	258.00	1.20	Coal Seam IX
266.60	267.80	1.20	Coal Seam X
298.70	299.80	1.10	Coal Seam XI
307.80	313.00	5.20	Coal Seam XIII

Berdasarkan Tabel IV.1 dapat dilihat kedalaman dan ketebalan tiap lapisan batubara yang berada pada sepanjang sumur bor UCG 14. Sepanjang sumur bor ini terdapat 13 lapisan batubara, tetapi hanya terdapat 12 seam. Pembagian seam di sepanjang sumur bor ini didasarkan pada penamaan seam yang telah ditentukan oleh perusahaan terkait berdasarkan data *core* yang diperoleh dari pengeboran. Pada sumur bor ini, seam I dan II berada pada satuan batupasir namun cenderung menipis, dan yang berkembang pada satuan ini adalah seam III dengan ketebalan 5.90 m. Seam I diapit oleh batulempung pasir dan batupasir sisipan lempung. Keberadaan seam I pada sumur bor ini tidak

akan berdasarkan data *log*, namun berdasarkan data hasil deskripsi sampel . Begitu pula dengan seam II (diapit oleh lapisan batulempung dan



batupasir) yang meskipun lapisannya agak tebal namun keberadaannya tidak dapat diketahui melalui kurva *log gamma ray* maupun *log density*. Namun dengan adanya data *core* maka dapat diketahui bahwa diantara kedalaman 55 – 65 m terdapat 2 lapisan batubara dengan ketebalan yang minimum. Pada satuan batulempung terdapat 9 seam batubara dengan ketebalan yang bervariasi. Seam IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, dan XI diapit oleh lapisan batulempung. Berbeda dengan seam I dan II, keberadaan seam IV – XI dapat ditentukan dengan menganalisis kurva *log gamma ray* dan *density*. Sedangkan seam XIII berada dibawah lapisan batulempung sisipan batubara. Keberadaannya pada penampang litologi sepanjang sumur bor juga ditentukan berdasarkan data *core*. Pada sumur bor ini terdapat lapisan batubara yang bukan merupakan seam yakni terdapat pada kedalaman 186.50 – 187.00 m. Lapisan tersebut tidak termasuk dalam seam karena bentuk kurvanya tidak sama dengan ketentuan penamaan seam pada perusahaan terkait dan juga dipengaruhi oleh batuan pengapitnya. Keterdapatannya beberapa lapisan di sepanjang sumur bor ini disebabkan oleh waktu pengendapan yang berbeda-beda dan dipengaruhi oleh kondisi geologi yang berlangsung dalam kurun waktu yang lama di area penelitian. Setelah menentukan lapisan batubara di sepanjang sumur bor ini maka dapat ditentukan lapisan batubara yang paling tebal adalah seam III dengan ketebalan 5.90 m.



## b. Litologi Sumur Bor UCG 15

Gambar litologi sumur bor UCG 15 ditampilkan pada Lampiran 2. Sumur bor UCG 15 ini berada pada koordinat x: 319.267.00 dan y: 9.713.810.00 dengan elevasi 69 mdpl. Seperti pada sumur bor UCG 14, pada sumur bor ini dilakukan pengeboran dengan metode *full coring* oleh perusahaan terkait. Pengeboran yang dilakukan mencapai kedalaman 346.00 m dan proses *logging* dilakukan hingga kedalaman 337.00 m. Pada data *log* sumur bor UCG 15 ini menggunakan satuan CPS (*Count Per Second*) untuk kedua *log*. Litologi pada sumur bor UCG 15 diperoleh setelah melakukan analisis *log gamma ray* dan *density*. Litologi sepanjang sumur ini identik dengan litologi pada sumur bor UCG 14 karena posisi sumur bor ini memiliki arah *strike* (jurus) perlapisan yang searah dengan sumur bor UCG 14. Litologi sumur ini didominasi oleh satuan batupasir dan satuan batulempung yang juga menjadi batuan pengapit pada tiap lapisan batubara. Pada satuan batupasir sumur ini terdapat sisipan batulempung dan batubara. Pada satuan batulempung sumur ini terdapat sisipan batupasir dan batubara. Setelah mendapatkan penampang litologi di sepanjang sumur bor UCG 15 maka diperoleh 15 lapisan batubara dengan kedalaman dan ketebalan yang berbeda-beda seperti yang ditunjukkan pada tabel IV.2

Tabel IV.2 Kedalaman Lapisan Batubara pada Sumur Bor UCG 15

UCG 15			
Kedalaman (m)		Ketebalan (m)	Lapisan Batubara
Batas atas	Batas bawah		
56.65	56.80	0.15	Coal Seam I
60.60	62.10	1.50	Coal Seam II
87.20	91.80	4.60	Coal Seam III
122.80	125.70	2.90	Coal
134.10	134.73	0.63	Coal Seam IV
153.20	159.20	6.00	Coal



190.10	190.80	0.70	Coal Seam V
200.40	201.50	1.10	Coal Seam VI
245.80	251.00	5.20	Coal Seam VII
267.35	268.15	0.80	Coal Seam VIII
272.20	273.35	1.15	Coal Seam IX
280.80	281.80	1.00	Coal Seam X
313.70	314.20	0.50	Coal Seam XI
321.74	321.86	0.12	Coal Seam XII
322.30	331.70	9.40	Coal Seam XIII

Berdasarkan Tabel IV.2 dapat dilihat kedalaman dan ketebalan tiap lapisan batubara yang berada pada sepanjang sumur bor UCG 15. Sepanjang sumur bor ini terdapat 15 lapisan batubara, tetapi hanya terdapat 13 seam. Pembagian seam di sepanjang sumur bor ini didasarkan pada penamaan seam yang telah ditentukan oleh perusahaan terkait berdasarkan data *core* yang diperoleh dari pengeboran. Sama halnya dengan sumur bor UCG 14, pada sumur bor ini seam I dan II berada pada satuan batupasir namun cenderung menipis, dan yang berkembang pada satuan ini adalah seam III dengan ketebalan 4.60 m. Seam I diapit oleh batulempung pasir dan batupasir sisipan lempung. Keberadaan seam I pada sumur bor ini tidak ditentukan berdasarkan data *log*, namun berdasarkan data hasil deskripsi sampel batuan. Begitu pula dengan seam II (diapit oleh lapisan batupasir) yang meskipun lapisannya agak tebal namun keberadaannya tidak dapat diketahui melalui kurva *log gamma ray* maupun *log density*. Namun dengan adanya data *core* maka dapat diketahui bahwa diantara kedalaman 55 – 65 m terdapat 2 lapisan batubara dengan ketebalan yang minimum. Pada satuan batulempung terdapat 10 seam batubara dengan ketebalan yang bervariasi. Seam IV, V, VI, dan VII diapit oleh lapisan batulempung pasir. Seam VIII diapit oleh lapisan batulempung dan batupasir sisipan lempung. Seam IX diapit oleh lapisan batulempung pasir dan batupasir. Seam



X diapit oleh lapisan lempung batubaraan dan batulempung. Seam XI diapit oleh lapisan lempung batubaraan. Seam XII diapit oleh lapisan batubara dengan kandungan serpih dan batupasir. Seam XIII diapit oleh lapisan batupasir dan batulempung. Berbeda dengan seam I dan II, keberadaan seam IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI dan XIII dapat ditentukan dengan menganalisis kurva *log gamma ray* dan *density*. Sedangkan keberadaan seam XII pada penampang litologi sepanjang sumur bor ditentukan berdasarkan data *core*. Pada sumur bor ini terdapat 2 lapisan batubara yang bukan merupakan seam yakni terdapat pada kedalaman 122.80 – 125.70 m dan 153.20 – 159.20 m. Lapisan tersebut tidak termasuk dalam seam karena bentuk kurvanya tidak sama dengan ketentuan penamaan seam pada perusahaan terkait dan juga dipengaruhi oleh batuan pengapitnya. Keterdapatannya beberapa lapisan di sepanjang sumur bor ini disebabkan oleh waktu pengendapan yang berbeda-beda dan dipengaruhi oleh kondisi geologi yang berlangsung dalam kurun waktu yang lama di area penelitian. Setelah menentukan lapisan batubara di sepanjang sumur bor ini maka dapat ditentukan lapisan batubara yang paling tebal adalah seam XIII dengan ketebalan 9.40 m.



### c. Litologi Sumur Bor UCG 16

Sumur bor UCG 16 berada pada koordinat x: 319.378.00 dan y: 9.713.906.00 dengan elevasi 67 mdpl. Gambar litologi sumur bor ini ditunjukkan pada Lampiran 3. Pada sumur bor ini dilakukan pengeboran dengan metode *touch coring* yakni pengambilan sampel batuan di sepanjang sumur bor sampai pada kedalaman tertentu saja sesuai dengan kebutuhan perusahaan terkait. Target pengeboran yang dilakukan oleh perusahaan adalah untuk mencapai lapisan atas dari seam III yakni tidak dilakukan pengeboran sampai pada lapisan bawah tetapi hanya 1/3 dari tebal keseluruhan. Total kedalaman bor yang dilakukan yaitu 96.50 m dan kedalaman *log* di sepanjang sumur bor ini yaitu 91.36 m. *Log* sumur bor UCG 16 ini menggunakan satuan CPS (*Count Per Second*) untuk *log gamma ray* dan satuan gr/cc untuk *log density*. Satuan CPS menunjukkan arah defleksi kurva untuk *log gamma ray* yakni defleksi kurva mengarah ke kiri menunjukkan nilai rendah sedangkan yang mengarah ke kanan menunjukkan nilai tinggi. Sedangkan satuan gr/cc untuk *log density*, defleksi kurva *log* mengarah ke kiri menunjukkan nilai rendah dan yang mengarah ke kanan menunjukkan nilai tinggi. Setelah melakukan analisis *log gamma ray* dan *density* dari data *log* yang diperoleh pada sumur bor UCG 16 maka diperoleh litologi di sepanjang sumur bor UCG 16 (Lampiran 3). Litologi sumur ini didominasi oleh satuan batupasir. Pada satuan batupasir sumur ini terdapat sisipan batulempung dan batubara. Setelah mendapatkan penampang litologi di sepanjang sumur bor UCG 16 maka diperoleh 3 lapisan batubara dengan kedalaman dan ketebalan yang berbeda-beda seperti yang ditunjukkan pada tabel IV.3.



Tabel IV.3 Kedalaman Lapisan Batubara pada Sumur Bor UCG 16

UCG 16			
Kedalaman (m)		Ketebalan (m)	Lapisan Batubara
Batas atas	Batas bawah		
26.00	30.60	4.60	Coal Seam I
59.20	62.00	2.80	Coal Seam II
91.36	93.00	1.64	Coal Seam III

Berdasarkan Tabel IV.3 dapat dilihat kedalaman dan ketebalan tiap lapisan batubara yang berada pada sepanjang sumur bor UCG 16. Sepanjang sumur bor ini terdapat 3 lapisan batubara yang merupakan seam I, II dan III. Pembagian seam di sepanjang sumur bor ini didasarkan pada penamaan seam yang telah ditentukan oleh perusahaan terkait berdasarkan data *core* yang diperoleh dari pengeboran. Pada sumur bor ini seam I, II, dan III berada pada satuan batupasir dan diapit oleh lapisan batupasir. Keberadaan seam I dan II dapat ditentukan dengan menganalisis kurva *log gamma ray* maupun *log density*. Sedangkan seam III ditentukan melalui data *core* yang menunjukkan keberadaanya di bawah lapisan batupasir. Keterdapatannya beberapa lapisan di sepanjang sumur bor ini disebabkan oleh waktu pengendapan yang berbeda-beda dan dipengaruhi oleh kondisi geologi yang berlangsung dalam kurun waktu yang lama di area penelitian. Pada sumur bor ini, lapisan batubara yang paling tebal adalah seam I dengan ketebalan 4.60 m.



#### d. Litologi Sumur Bor UCG 17

Gambar litologi sumur bor UCG 17 ditunjukkan pada lampiran 4. Lokasi sumur bor UCG 17 ini berada pada koordinat x: 319.031.30 dan y: 9.713.978.90 dengan elevasi 66 mdpl. Sama halnya dengan sumur bor UCG 16, pada sumur bor ini dilakukan pengeboran dengan metode *touch coring*. Target pengeboran yang dilakukan oleh perusahaan adalah untuk mencapai lapisan atas dari seam III yakni tidak dilakukan pengeboran sampai pada lapisan bawah tetapi hanya 1/3 dari tebal keseluruhan. Sehingga kedalaman bor dan *logging* pada sumur ini termasuk dangkal dibandingkan dengan sumur bor lainnya. Kedalaman bor yang dilakukan yaitu 86.50 m dan kedalaman *log* di sepanjang sumur bor ini yaitu 84.39 m. Pada data *log* sumur bor UCG 17 ini menggunakan satuan CPS (*Count Per Second*) untuk kedua *log*. Litologi sumur UCG 17 identik dengan sumur bor UCG 16 karena memiliki arah jurus perlapisan yang searah serta jaraknya yang lumayan dekat. Litologi sumur ini didominasi oleh satuan batupasir. Pada satuan batupasir sumur ini terdapat sisipan batulempung dan batubara. Setelah mendapatkan penampang litologi di sepanjang sumur bor UCG 17 maka diperoleh 3 lapisan batubara dengan kedalaman dan ketebalan yang berbeda-beda seperti yang ditunjukkan pada tabel IV.4.

Tabel IV.4 Kedalaman Lapisan Batubara pada Sumur Bor UCG 17

UCG 17			
Kedalaman (m)		Ketebalan (m)	Lapisan Batubara
Batas atas	Batas bawah		
16.42	20.70	4.28	Coal Seam I
50.00	52.50	2.50	Coal Seam II
84.00	86.50	2.50	Coal Seam III



Berdasarkan Tabel IV.4 dapat dilihat kedalaman dan ketebalan tiap lapisan batubara yang berada pada sepanjang sumur bor UCG 17. Sepanjang sumur bor ini terdapat 3 lapisan batubara yang merupakan seam I, II dan III. Pembagian seam di sepanjang sumur bor ini didasarkan pada penamaan seam yang telah ditentukan oleh perusahaan terkait berdasarkan data *core* yang diperoleh dari pengeboran. Pada sumur bor ini seam I, II, dan III berada pada satuan batupasir. Seam I diapit oleh lapisan batulempung. Seam II diapit oleh lapisan batupasir dan lempung batubaraan. Keberadaan kedua seam ini dapat ditentukan dengan menganalisis kurva *log gamma ray* maupun *log density*. Sedangkan seam III ditentukan melalui data *core* yang menunjukkan keberadaanya di bawah lapisan batupasir lempungan. Keterdapatn beberapa lapisan di sepanjang sumur bor ini disebabkan oleh waktu pengendapan yang berbeda-beda dan dipengaruhi oleh kondisi geologi yang berlangsung dalam kurun waktu yang lama di area penelitian. Setelah menentukan lapisan batubara di sepanjang sumur bor ini maka dapat ditentukan lapisan yang paling tebal adalah seam I dengan ketebalan 4.28 m.



**e. Litologi Sumur Bor UCG 22**

Lokasi sumur bor UCG 22 ini berada pada koordinat x: 319.010.70 dan y: 9.713.978.00 dengan elevasi 76 mdpl. Pada sumur bor ini dilakukan pengeboran dengan metode *full coring* yakni mengambil semua sampel batuan di sepanjang sumur bor, namun pada kedalaman 0 – 6.50 m tidak dilakukan pengambilan sampel (*open hole*) oleh perusahaan terkait. Total kedalaman bor yang dilakukan yaitu 345.00 m dan kedalaman *log* di sepanjang sumur bor ini yaitu 339.00 m. Data *log* yang diperoleh kemudian dianalisis dan diinterpretasi untuk menentukan litologi di sepanjang sumur bor. Pada data *log* sumur bor UCG 22 ini menggunakan satuan CPS (*Count Per Second*) untuk kedua *log*. Setelah melakukan analisis *log gamma ray* dan *density* dari data *log* yang diperoleh pada sumur bor UCG 22 maka diperoleh litologi di sepanjang sumur bor UCG 22 (Lampiran 5). Litologi sepanjang sumur ini didominasi oleh satuan batupasir dan satuan batulempung yang juga menjadi batuan pengapit pada tiap lapisan batubara. Pada satuan batupasir sumur ini terdapat sisipan batulempung dan batubara. Pada satuan batulempung sumur ini terdapat sisipan batupasir dan batubara. Setelah mendapatkan penampang litologi di sepanjang sumur bor UCG 22 maka diperoleh 14 lapisan batubara dengan kedalaman dan ketebalan yang berbeda-beda seperti yang ditunjukkan pada tabel IV.5.

Tabel IV.5 Kedalaman Lapisan Batubara pada Sumur Bor UCG 22

UCG 22					
Kedalaman (m)		Ketebalan (m)	Lapisan Batubara		
Batas atas	Batas bawah				
8.43	9.00	0.57	Coal		
36.25	40.20	3.95	Coal Seam I		
68.00	70.80	2.80	Coal Seam II		
100.10	105.40	5.30	Coal Seam III		



141.00	142.25	1.25	Coal Seam IV
193.20	193.70	0.50	Coal
201.40	203.25	1.85	Coal Seam V
207.70	208.80	1.10	Coal Seam VI
241.80	246.50	4.70	Coal Seam VII
260.40	261.55	1.15	Coal Seam VIII
264.50	265.80	1.30	Coal Seam IX
273.30	274.20	0.90	Coal Seam X
306.50	307.50	1.00	Coal Seam XI
341.45	341.95	0.50	Coal Seam XIII

Berdasarkan Tabel IV.5 dapat dilihat kedalaman dan ketebalan tiap lapisan batubara yang berada pada sepanjang sumur bor UCG 22. Sepanjang sumur bor ini terdapat 14 lapisan batubara, tetapi hanya terdapat 12 seam. Pembagian seam di sepanjang sumur bor ini didasarkan pada penamaan seam yang telah ditentukan oleh perusahaan terkait berdasarkan data *core* yang diperoleh dari pengeboran. Pada sumur bor ini, seam I, II dan III berada pada satuan batupasir. Seam I diapit oleh lapisan batulempung dan batupasir lempungan. Seam II diapit oleh lapisan batupasir dan batupasir lempungan. Seam III diapit oleh lapisan batupasir lempungan dan batulempung. Pada satuan batulempung terdapat 9 seam batubara dengan ketebalan yang bervariasi. Seam IV diapit oleh lapisan batulempung. Seam V diapit oleh lapisan batulempung dan lempung batubaraan. Seam VI diapit oleh lapisan lempung batubaraan dan batulempung. Seam VII diapit oleh lapisan lempung batubaraan. Seam VIII diapit oleh lapisan batulempung pasir. Seam IX diapit oleh lapisan batulempung. Seam X diapit oleh lapisan batulempung dan batupasir lempungan. Seam XI dan XIII diapit oleh lapisan batulempung. Pada sumur bor ini terdapat 2 lapisan batubara yang merupakan seam yakni terdapat pada kedalaman 8.43 – 9.00 m dan 193.20 – 193.70 m. Lapisan tersebut tidak termasuk dalam seam karena bentuk



kurvanya tidak sama dengan ketentuan penamaan seam pada perusahaan terkait dan juga dipengaruhi oleh batuan pengapitnya. Keterdapatannya beberapa lapisan di sepanjang sumur bor ini disebabkan oleh waktu pengendapan yang berbeda-beda dan dipengaruhi oleh kondisi geologi yang berlangsung dalam kurun waktu yang lama di area penelitian. Setelah menentukan lapisan batubara di sepanjang sumur bor ini maka dapat ditentukan lapisan batubara yang paling tebal adalah seam III dengan ketebalan 5.30 m.



**f. Litologi Sumur Bor UCG 23**

Gambar litologi sumur bor UCG 23 ditunjukkan pada lampiran 6. Lokasi sumur bor UCG 23 ini berada pada koordinat x: 319.161.94 dan y: 9.713.962.22 dengan elevasi 80 mdpl. Pada sumur bor ini dilakukan pengeboran dengan metode *open hole* yakni tidak ada pengambilan sampel pada sumur bor, sehingga pada sumur bor ini tidak memiliki data *core*. Penentuan litologi sepanjang sumur bor UCG 23 ini ditentukan melalui analisis data *log*. Total kedalaman bor yang dilakukan yaitu 299.00 m dan kedalaman *log* di sepanjang sumur bor ini yaitu 298.00 m. Pada data *log* sumur bor UCG 23 ini menggunakan satuan CPS (*Count Per Second*) untuk kedua *log*. Satuan CPS menunjukkan arah defleksi kedua kurva, untuk *log gamma ray* defleksi kurva mengarah ke kiri menunjukkan nilai rendah sedangkan yang mengarah ke kanan menunjukkan nilai tinggi. Sedangkan untuk *log density*, defleksi kurva *log* mengarah ke kiri menunjukkan nilai tinggi dan yang mengarah ke kanan menunjukkan nilai rendah. Litologi sepanjang sumur ini didominasi oleh satuan batupasir dan satuan batulempung yang juga menjadi batuan pengapit pada tiap lapisan batubara. Setelah mendapatkan penampang litologi di sepanjang sumur bor UCG 23 maka diperoleh 10 lapisan batubara dengan kedalaman dan ketebalan yang berbeda-beda seperti yang ditunjukkan pada tabel IV.6.

Tabel IV.6 Kedalaman Lapisan Batubara pada Sumur Bor UCG 23

UCG 23			
Kedalaman (m)		Ketebalan (m)	Lapisan Batubara
Batas atas	Batas bawah		
87.00	89.20	2.20	Coal Seam II
97.20	102.45	5.25	Coal Seam III
138.00	139.20	1.20	Coal Seam IV
199.00	200.50	1.50	Coal Seam V



204.10	206.30	2.20	Coal Seam VI
237.80	241.90	4.10	Coal Seam VII
257.50	258.30	0.80	Coal Seam VIII
261.20	262.40	1.20	Coal Seam IX
271.30	272.20	0.90	Coal Seam X
296.20	298.20	2.00	Coal Seam XI

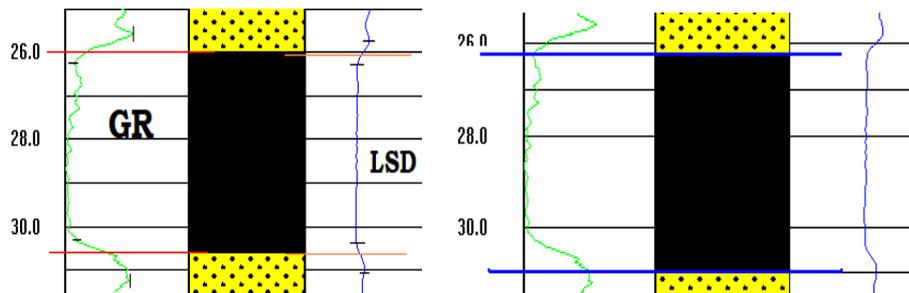
Berdasarkan Tabel IV.6 dapat dilihat kedalaman dan ketebalan tiap lapisan batubara yang berada pada sepanjang sumur bor UCG 23. Sepanjang sumur bor ini terdapat 10 lapisan batubara yang juga merupakan seam. Pembagian seam di sepanjang sumur bor ini didasarkan pada penamaan seam yang telah ditentukan oleh perusahaan terkait berdasarkan data *core* yang diperoleh dari pengeboran. Pada sumur bor ini, keberadaan seam I tidak ada dan dimulai dengan keterdapatn seam II hingga seam XI diantara kedalaman 87.00 m – 298.20 m. Seam II diapit oleh lapisan batupasir. Seam III diapit oleh lapisan batupasir dan batulempung. Seam IV diapit oleh lapisan batulempung dan batupasir. Seam V diapit oleh lapisan batupasir dan batulempung. Seam VI diapit oleh lapisan batulempung. Seam VII diapit oleh lapisan batulempung dan batupasir. Seam VIII - XI diapit oleh lapisan batupasir. Keterdapatn beberapa lapisan di sepanjang sumur bor ini disebabkan oleh waktu pengendapan yang berbeda-beda dan dipengaruhi oleh kondisi geologi yang berlangsung dalam kurun waktu yang lama di area penelitian. Setelah menentukan lapisan batubara di sepanjang sumur bor ini maka dapat ditentukan lapisan batubara yang paling tebal adalah seam III dengan ketebalan 5.25 m.



## IV.2 Ketebalan Lapisan Batubara Tiap Sumur Bor Berdasarkan Data *Core*

Berdasarkan data *Core*, ketebalan lapisan batubara tiap sumur dapat secara langsung didapatkan dengan mengukur sampel yang didapatkan setelah pengeboran. Pengukuran ketebalan lapisan berdasarkan data *core* tidak dilakukan oleh penulis tetapi dilakukan oleh perusahaan terkait. Sehingga data tersebut digunakan untuk diikat dengan data *log* yang ada. Pada penelitian ini terdapat 6 titik bor dimana hanya ada 5 bor yang memiliki data *core* yakni sumur bor UCG 14, UCG 15, UCG 16, UCG 17, dan UCG 22. Sumur bor yang tidak memiliki data *core* adalah sumur bor UCG 23 karena tidak dilakukan deskripsi sampel. Sehingga pada sumur bor UCG 23 murni dilakukan interpretasi berdasarkan data *log*. Ketebalan lapisan batubara berdasarkan data *core* merupakan data ketebalan yang digunakan dalam menghitung estimasi sumberdaya batubara pada area penelitian.

### IV.2.1 Ketebalan SEAM I pada UCG 16, UCG 17 dan UCG 22



**Gambar 4.2 Ketebalan SEAM I pada UCG 16 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)**

Gambar 4.2 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM I pada sumur bor UCG 16.

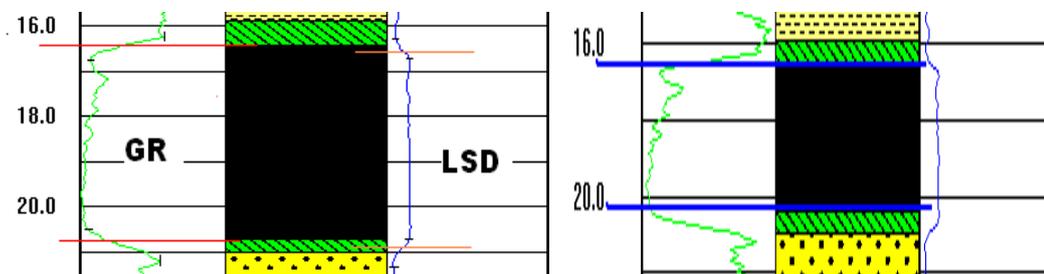
Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM I berdasarkan

memiliki ketebalan 4.60 m sedangkan berdasarkan data *core* memiliki

4.75 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core*



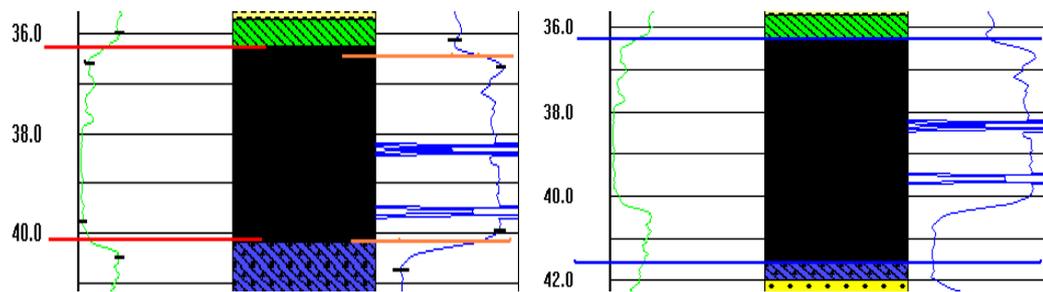
dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.



**Gambar 4.3 Ketebalan SEAM I pada UCG 17 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)**

Gambar 4.3 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM I pada sumur bor UCG 17. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM I berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 4.38 m sedangkan berdasarkan data *Core* memiliki ketebalan 3.90 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.



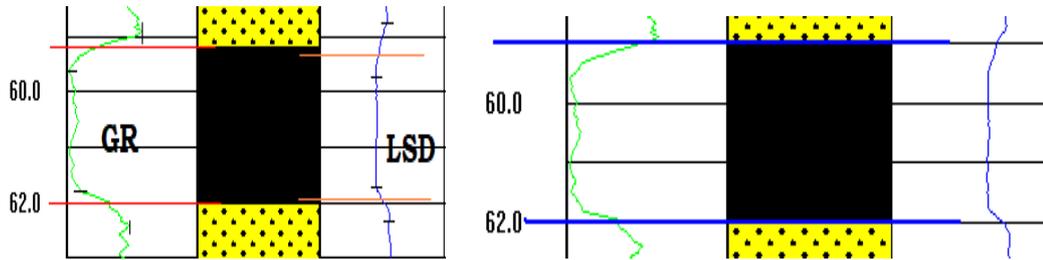


**Gambar 4.4 Ketebalan SEAM I pada UCG 22 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)**

Gambar 4.4 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM I pada sumur bor UCG 22. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM I berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 3.85 m sedangkan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 5.35 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.

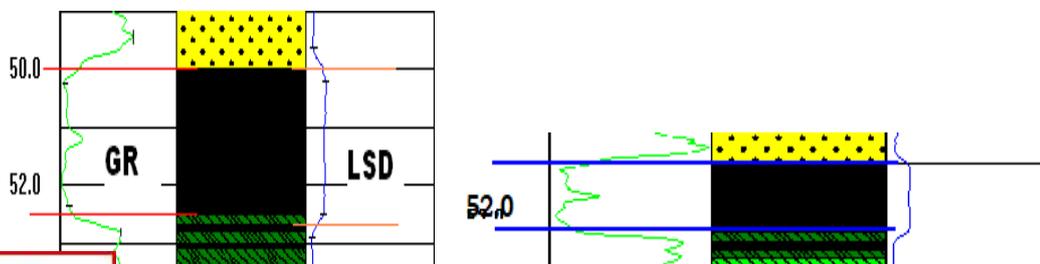


#### IV.2.1 Ketebalan SEAM II pada UCG 16, UCG 17, UCG 22, dan UCG 23



**Gambar 4.5** Ketebalan SEAM II pada UCG 16 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)

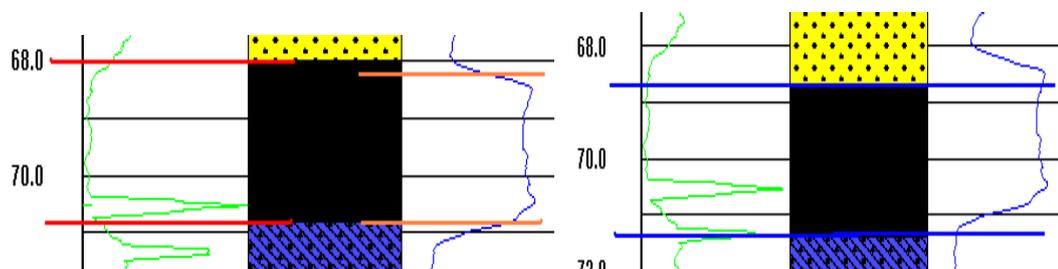
Gambar 4.5 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM K pada sumur bor UCG 16. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM K berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 2.65 m sedangkan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 3.00 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.



**Gambar 4.6** Ketebalan SEAM II pada UCG 17 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)



Gambar 4.6 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM II pada sumur bor UCG 17. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM II berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 2.50 m dan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 2.50 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.



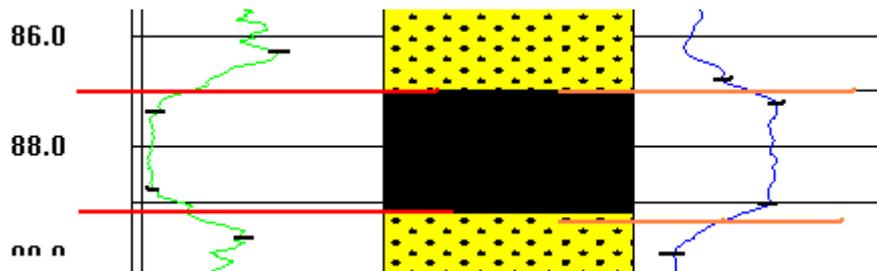
**Gambar 4.7 Ketebalan SEAM II pada UCG 22 16 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)**

Gambar 4.7 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM II pada sumur bor UCG 22. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM II berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 2.80 m dan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 2.74 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh

pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan



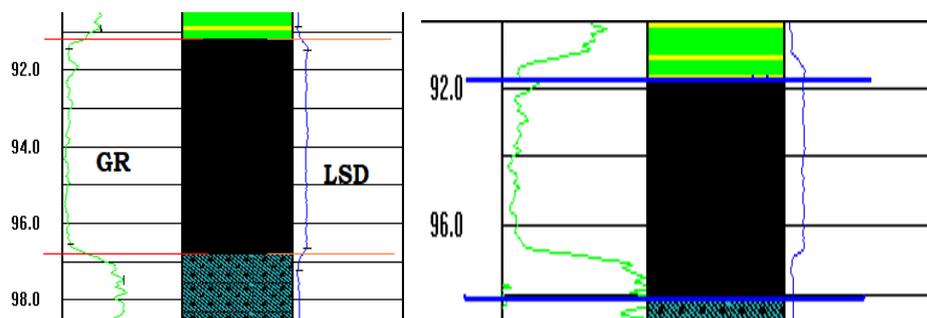
dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.



**Gambar 4.8 Ketebalan SEAM II pada UCG 23 berdasarkan data *log***

Gambar 4.8 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM II pada sumur bor UCG 23. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM II berdasarkan data *log* 2.20 m. Pada sumur bor UCG 23 tidak ada data ketebalan berdasarkan data *core* karena pada sumur bor ini tidak dilakukan pengambilan sampel (*open hole*).

#### IV.2.3 Ketebalan SEAM III pada UCG 14, UCG 15, UCG 22, dan UCG 23

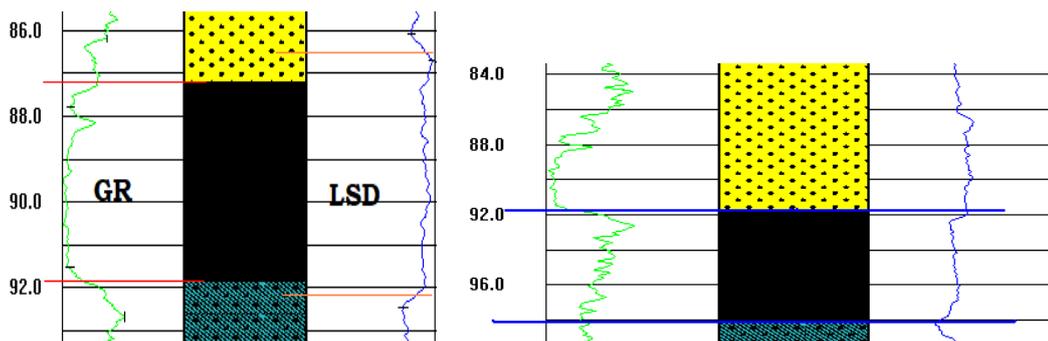


**Gambar 4.9 Ketebalan SEAM III pada UCG 14 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)**

Gambar 4.9 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM III pada sumur bor UCG 14. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM III berdasarkan



data *log* memiliki ketebalan 5.60 m sedangkan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 6.42 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.



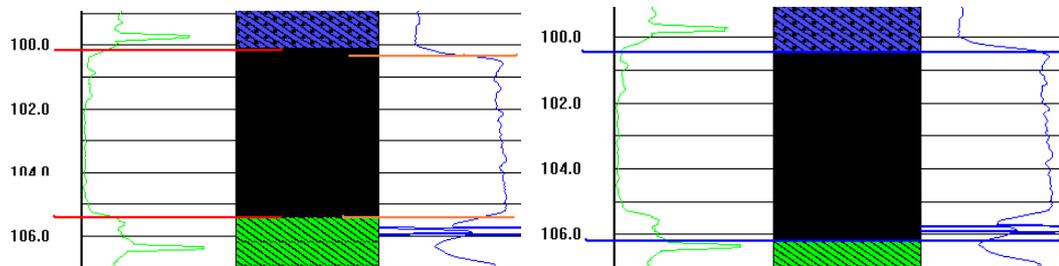
**Gambar 4.10 Ketebalan SEAM III pada UCG 15 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)**

Gambar 4.10 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM III pada sumur bor UCG 15. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM III berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 4.60 dan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 6.42 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya

n titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang  
 an dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan  
 ata *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat



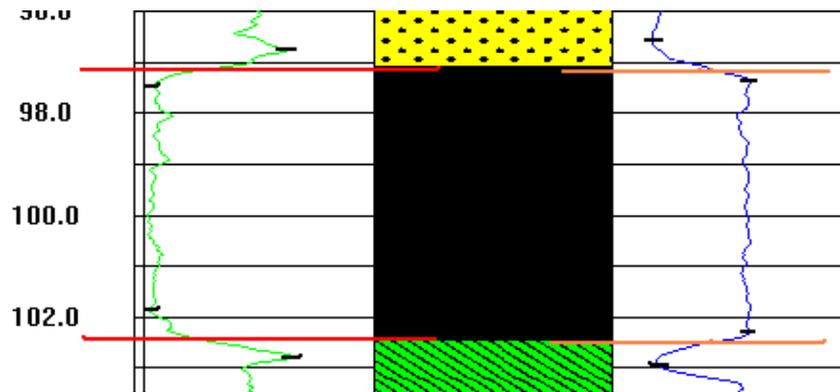
dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.



**Gambar 4.11 Ketebalan SEAM III pada UCG 22 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)**

Gambar 4.11 di atas menunjukkan ketebalan lapisan SEAM III pada sumur bor UCG 22. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM III berdasarkan data *log* 5.30 m dan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 4.75 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.



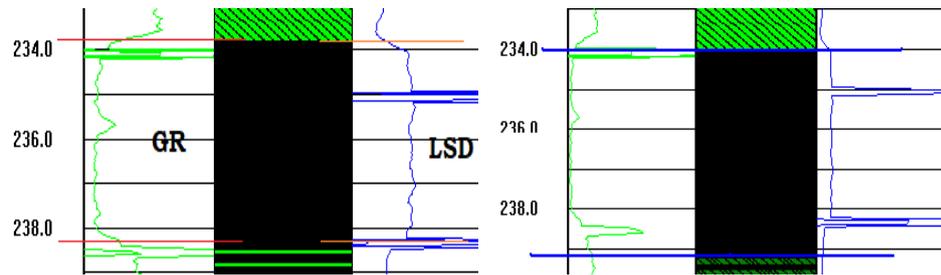


**Gambar 4.12 Ketebalan SEAM III pada UCG 23 berdasarkan data *log***

Gambar 4.12 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM III pada sumur bor UCG 23. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM III berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 5.35 m sedangkan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 6.42 m. Pada sumur bor UCG 23 tidak ada data ketebalan berdasarkan data *core* karena pada sumur bor ini tidak dilakukan pengambilan sampel (*open hole*).

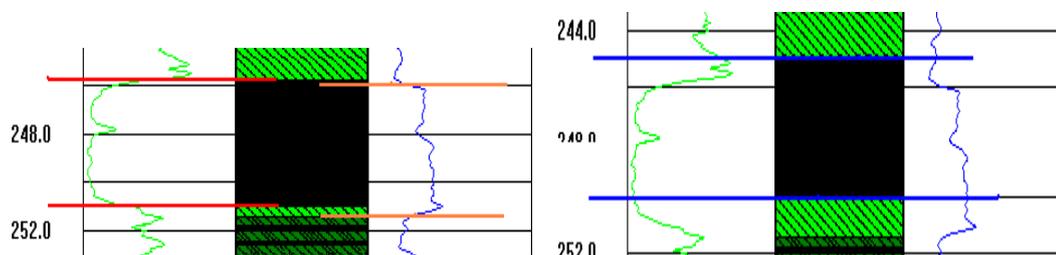


#### IV.2.4 Ketebalan SEAM VII pada UCG 14, UCG 15, UCG 22, dan UCG 23



**Gambar 4.13 Ketebalan SEAM VII pada UCG 14 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)**

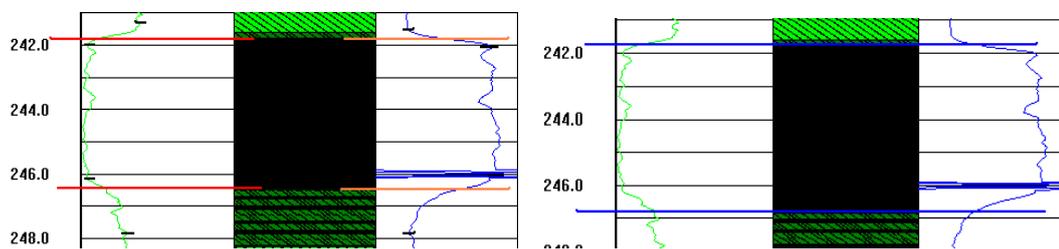
Gambar 4.13 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM VII pada sumur bor UCG 14. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM VII berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 4.50 m sedangkan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 5.22 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.



**Gambar 4.14 Ketebalan SEAM VII pada UCG 15 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)**



Gambar 4.14 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM VII pada sumur bor UCG 15. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM VII berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 5.20 m sedangkan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 5.07 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.



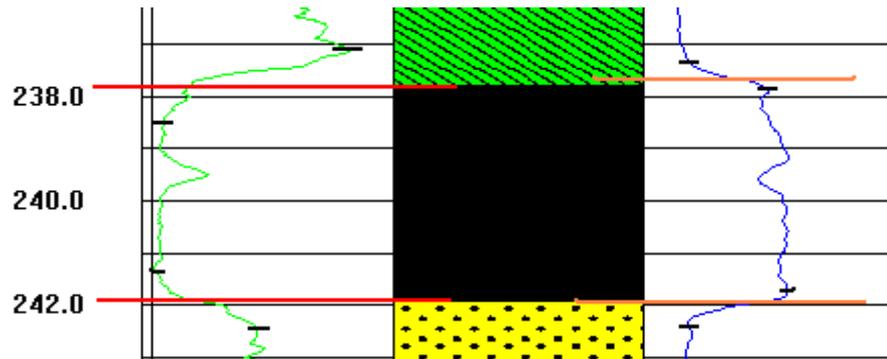
**Gambar 4.15 Ketebalan SEAM VII pada UCG 22 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)**

Gambar 4.15 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM VII pada sumur bor UCG 22. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM VII berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 4.70 m sedangkan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 5.75 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun

Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan



hasil ketebalan dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.

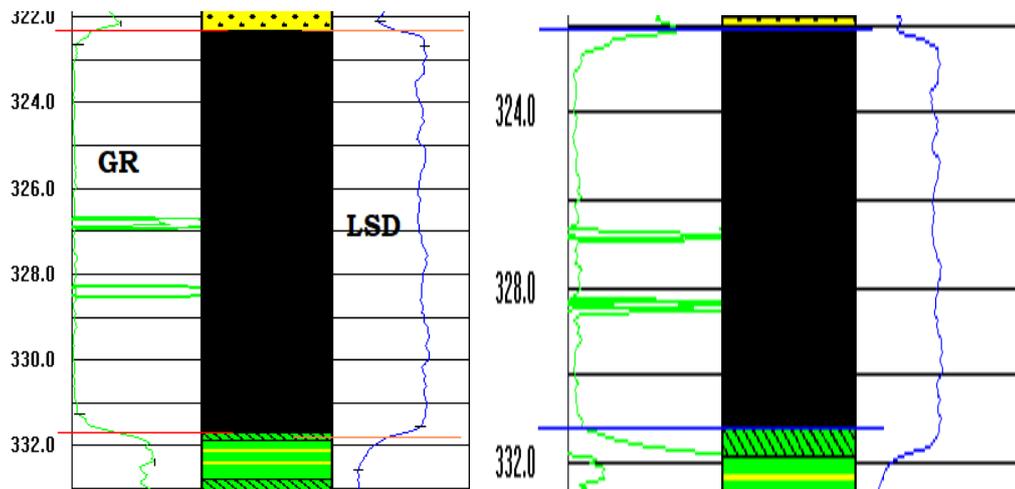


**Gambar 4.16 Ketebalan SEAM VII pada UCG 23 berdasarkan data *log***

Gambar 4.16 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM VII pada sumur bor UCG 23. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM VII berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 4.10 m. Pada sumur bor UCG 23 tidak ada data ketebalan berdasarkan data *core* karena pada sumur bor ini tidak dilakukan pengambilan sampel (*open hole*).



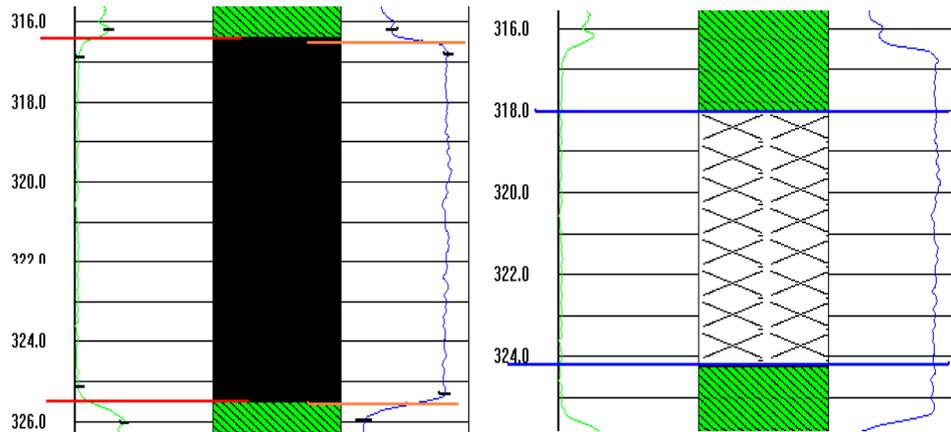
#### IV.2.4 Ketebalan SEAM XIII UCG 15 dan UCG 22



**Gambar 4.17 Ketebalan SEAM XIII pada UCG 15 16 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)**

Gambar 4.17 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM XIII pada sumur bor UCG 15. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM XIII berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 9.40 m sedangkan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 8.62 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.





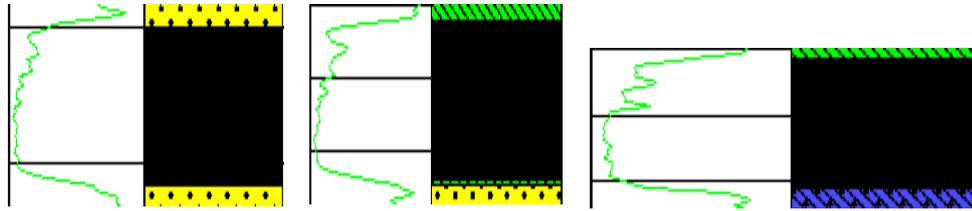
**Gambar 4.18 Ketebalan SEAM XIII pada UCG 22 16 berdasarkan data *log* (kiri) dan data *core* (kanan)**

Gambar 4.18 menunjukkan ketebalan lapisan SEAM XIII pada sumur bor UCG 22. Berdasarkan gambar tersebut maka dapat dilihat ketebalan SEAM XIII berdasarkan data *log* memiliki ketebalan 9.10 m sedangkan berdasarkan data *core* memiliki ketebalan 6.25 m. Perbedaan ketebalan lapisan pada data *log* dan data *core* dipengaruhi oleh proses pengukuran yang dilakukan oleh alat (*probe*) maupun peneliti. Adanya penentuan titik nol yang berbeda saat mengukur panjang sampel batuan yang didapatkan dari proses pengeboran dapat menyebabkan perbedaan hasil ketebalan dengan data *log*. Perbedaan hasil ketebalan antara data *log* dan data *core* juga dapat dipengaruhi oleh proses pengeboran yang dapat memampatkan lapisan yang dibor, sehingga lapisan tersebut memiliki ketebalan yang agak tipis dibandingkan dengan data *log*.



### IV.3 Karakteristik Lapisan Batubara (Elektrofasis)

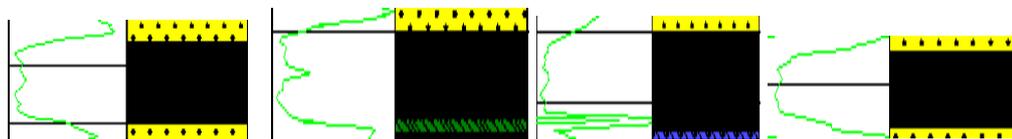
#### IV.3.1 Karakteristik SEAM I pada UCG 16, UCG 17 dan UCG 22



**Gambar 4.19 Karakteristik Seam I pada UCG 16, 17 dan 22**

Bentuk kurva *log gamma ray* pada gambar 4.19 adalah *cylindrical / boxcar* yang menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan lapisan batubara Seam I pada sumur bor UCG 16, 17 dan 22 merupakan daerah rawa. Sesuai dengan kondisi geologi daerah penelitian yakni berupa daerah rawa yang tersusun oleh endapan sungai (*fluvial channels*).

#### IV.3.2 Karakteristik SEAM II pada UCG 16, UCG 17, UCG 22, dan UCG 23

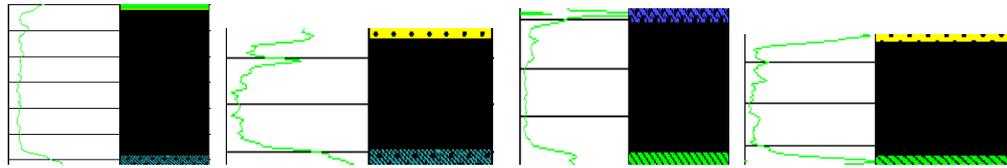


**Gambar 4.20 Karakteristik Seam II pada UCG 16, 17, 22, dan 23**

Sama halnya pada gambar 4.19, bentuk kurva *log gamma ray* pada gambar 4.20 adalah *cylindrical / boxcar* yang menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan lapisan batubara Seam II pada sumur bor UCG 16, 17, 22 dan 23 merupakan daerah *fluvial channels* berupa rawa. Sesuai dengan kondisi geologi daerah penelitian yakni daerah rawa yang tersusun oleh endapan sungai.



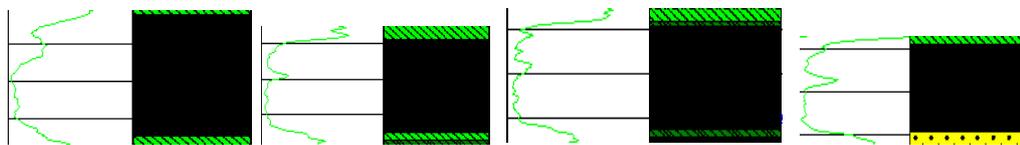
#### IV.3.3 Karakteristik SEAM III pada UCG 14, UCG 15, UCG 22. dan UCG 23



**Gambar 4.21 Karakteristik Seam III pada UCG 14, 15, 22, dan 23**

Pada gambar 4.21 bentuk kurva *log gamma ray* adalah *cylindrical / boxcar*. Berdasarkan pembahasan pada bab II, bentuk elektrofases tersebut menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan lapisan batubara Seam III pada sumur bor UCG 14, 15, 22 dan 23 merupakan daerah rawa yang tersusun oleh endapan sungai (*fluvial channels*). Hal ini sesuai dengan kondisi geologi daerah penelitian.

#### IV.3.3 Karakteristik SEAM VII pada UCG 14, UCG 15, UCG 22, dan UCG 23

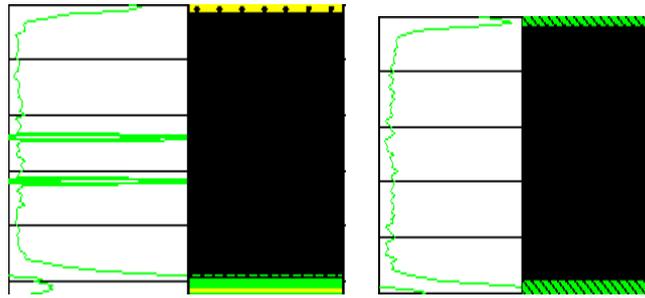


**Gambar 4.22 Karakteristik Seam VII pada UCG 14, 15, 22, dan 23**

Bentuk kurva *log gamma ray* pada gambar 4.22 adalah *cylindrical / boxcar* yang menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan lapisan batubara Seam VII pada sumur bor UCG 14, 15, 22 dan 23 merupakan daerah rawa. Sesuai dengan kondisi geologi daerah penelitian yakni daerah rawa yang tersusun oleh endapan sungai (*fluvial channels*). Karakteristik seam VII sama seperti karakteristik seam lainnya pada subbab sebelumnya yang menunjukkan bahwa lingkungannya sama.



#### IV.3.3 Karakteristik SEAM XIII pada UCG 15, UCG 22



**Gambar 4.23 Karakteristik Seam XIII pada UCG 15 dan 22**

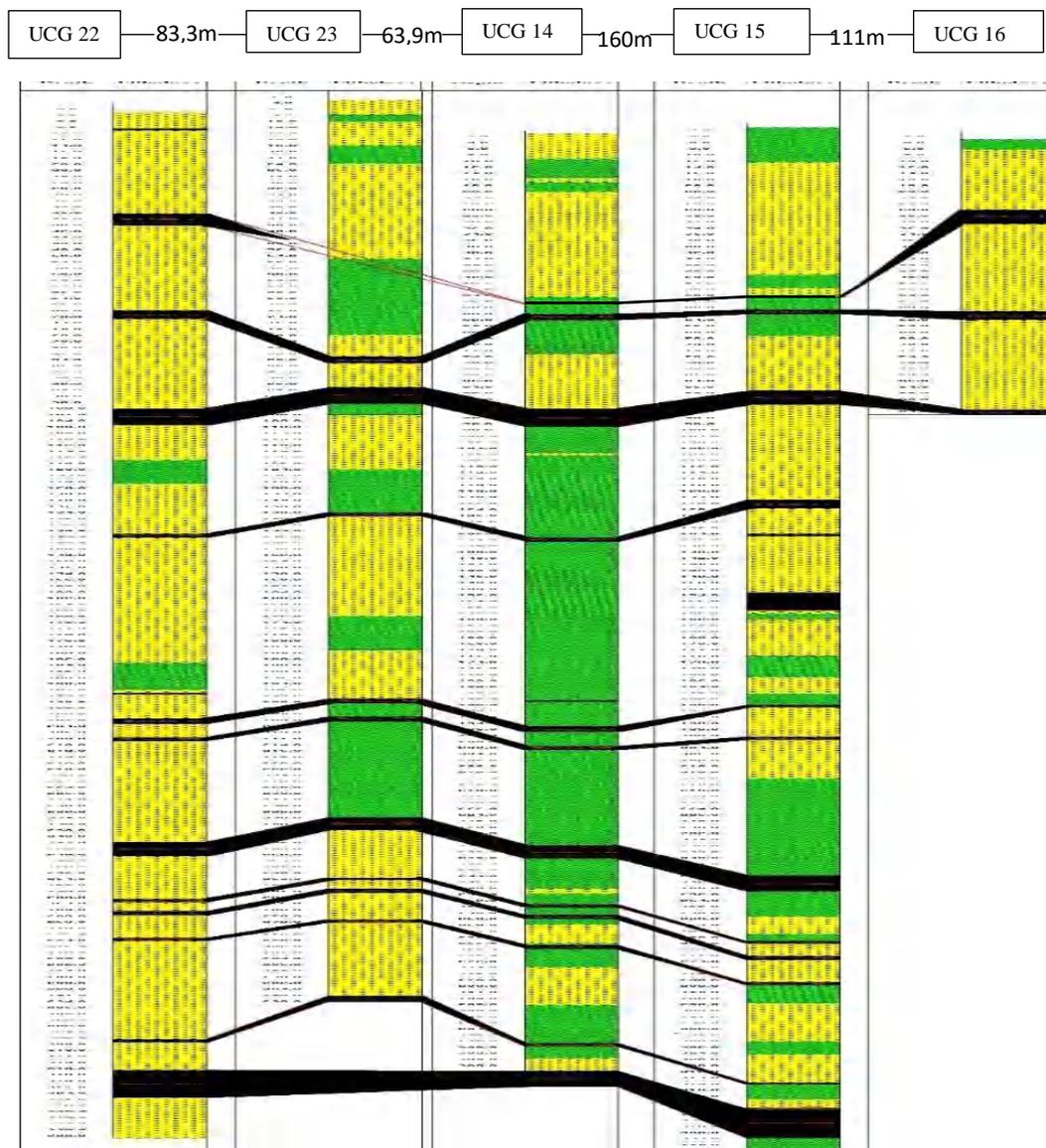
Bentuk kurva *log gamma ray* pada gambar 4.23 adalah *cylindrical / boxcar* yang menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan lapisan batubara Seam XIII pada sumur bor UCG 15 dan 22 merupakan daerah rawa. Sesuai dengan kondisi geologi daerah penelitian yakni daerah rawa yang tersusun oleh endapan sungai (*fluvial channels*).

Secara keseluruhan, bentuk elektrofases per seam menunjukkan bentuk *cylindrical/boxcar* yang hampir sama untuk semua sumur bor. Berdasarkan pembahasan pada subbab II.7, dijelaskan bahwa bentuk elektrofases tersebut menunjukkan lingkungan pengendapan di daerah *fluvial channels*. Hasil analisis dan interpretasi yang telah dilakukan pada bentuk kurva *log gamma ray* sesuai dengan kondisi geologi daerah penelitian.



#### IV.4 Korelasi Sumur Bor UCG 22, 23, 14, 15 dan 16

Korelasi sumur bor dilakukan untuk melihat kemenerusan lapisan batubara pada tiap sumur bor yang berada di area penelitian. Lapisan batubara (seam) yang sama dihubungkan dari sumur bor UCG 22, 23, 14, 15 hingga 16 (Gambar 4.24). Hasil dari penggabungan atau korelasi sumur-sumur bor tersebut membentuk penampang yang berarah barat-laut-tenggara.



Gambar 4.24 Hasil Korelasi Lapisan Batubara di Area Penelitian



#### IV.5 Penghitungan Sumberdaya Batubara

Penghitungan sumberdaya batubara membutuhkan data ketebalan lapisan batubara, jarak antarpemampang maupun antarsumur bor yang kemudian akan dihitung luas dan volumenya. Setelah nilai volume didapatkan maka langkah selanjutnya ialah menghitung estimasi sumberdaya batubara. Sebelum menghitung sumberdaya batubara yang terdapat di area penelitian, terlebih dahulu dilakukan pencocokan keterdapatan antarseam pada tiap sumur bor seperti pada tabel IV.7.

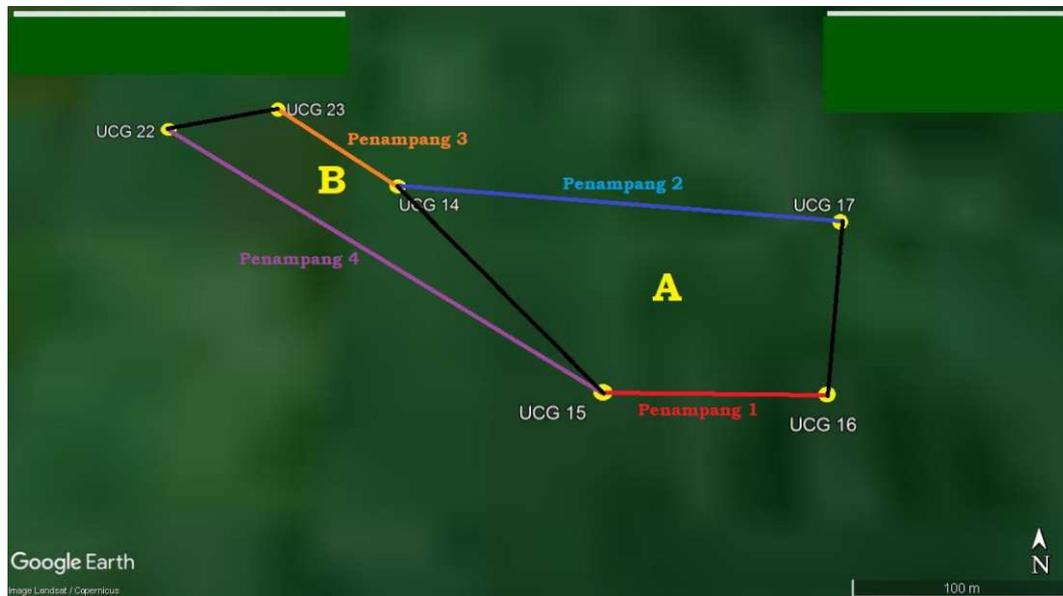
**Tabel IV.7 Keterdapatan Seam pada tiap Sumur Bor**

Seam \ UCG	UCG 14	UCG 15	UCG 16	UCG 17	UCG 22	UCG 23
I	√	√	√	√	√	-
II	√	√	√	√	√	√
III	√	√	√	√	√	√
IV	√	√	-	-	√	√
V	√	√	-	-	√	√
VI	√	√	-	-	√	√
VII	√	√	-	-	√	√
VIII	√	√	-	-	√	√
IX	√	√	-	-	√	√
X	√	√	-	-	√	√
XI	√	√	-	-	√	√
XII	-	√	-	-	-	-
XIII	√	√	-	-	√	-

Tabel IV.7 menunjukkan keterdapatan seam pada tiap sumur bor. Pada sumur bor UCG 16 dan 17 berdasarkan tabel tersebut memberikan informasi tidak terdapatnya beberapa seam seperti pada sumur bor lainnya. Hal ini disebabkan oleh pengeboran yang dilakukan oleh perusahaan tidak sampai dengan lapisan



bawah tetapi hanya sampai pada batas atas lapisan batubara seam III yakni 1/3 dari tebal keseluruhan.



**Gambar 4.25 Penampang Sumberdaya Batubara di Area Penelitian**

Berdasarkan gambar 4.24 menunjukkan bahwa di area penelitian terdapat 4 penampang yakni penampang 1, 2, 3, dan 4 dimana keempat penampang tersebut membentuk 2 zona yakni zona A dan zona B. Zona A merupakan hasil korelasi dari penampang 1 dan 2. Zona B merupakan hasil korelasi penampang 3 dan 4. Penampang 1 merupakan hasil korelasi seam yang sama dari sumur bor UCG 15 dan 16. Penampang 2 merupakan hasil korelasi seam yang sama dari sumur bor UCG 14 dan 17. Penampang 3 merupakan hasil korelasi seam yang sama dari sumur bor UCG 23 dan 14. Penampang 4 merupakan hasil korelasi seam yang sama dari sumur bor UCG 22 dan 15. Jarak antara penampang 1 dan 2 yaitu 118,7 meter. Jarak antara penampang 3 dan 4 yaitu 48,46 meter. Jarak antara sumur UCG 15 dan 16 yaitu 74,65 meter. Jarak antara sumur UCG 14 dan 17 yaitu 247,2885 meter. Jarak antara sumur UCG 23 dan 14 yaitu 66,71 meter. Jarak antara sumur UCG 22



dan 15 yaitu 299.34 meter. Luas daerah penelitian secara keseluruhan adalah 100.000 m<sup>2</sup>.

Dalam penelitian ini, penghitungan sumberdaya batubara menggunakan metode *cross section* atau metode penampang vertikal. Metode ini terbagi atas 2 bagian yakni pedoman *rule of gradual changes* dan pedoman *rule of nearest point*. Penghitungan dengan menggunakan pedoman *rule of gradual changes* menggunakan 2 penampang, sedangkan pedoman *rule of nearest point* menggunakan 1 penampang. Masing-masing penghitungannya akan dibahas dalam subbab berikutnya. Persamaan yang digunakan untuk menghitung jumlah volume serta estimasi sumberdaya batubara adalah persamaan *Mean Area* seperti yang telah dibahas pada subbab II.11.



#### IV.5.1 Penghitungan Sumberdaya Batubara pada Zona A dan B dengan pedoman *rule of gradual changes*

Seperti yang telah dijelaskan dalam subbab sebelumnya bahwa pada area penelitian terdapat 4 penampang yang ketika digabungkan satu dengan yang lainnya akan membentuk 2 zona yakni zona A dan zona B. Zona tersebut terbentuk dari penggabungan 2 penampang. Penggabungan penampang 1 dan 2 membentuk zona A, dimana pada tiap penampang memiliki keterdapatan seam yang sama yakni seam I, II dan III. Sehingga penghitungan sumberdaya batubara pada zona ini hanya mencakup ketiga seam tersebut. Sedangkan zona B terbentuk dari penggabungan penampang 3 dan penampang 4, dimana pada penggabungan kedua penampang ini didasarkan pada kesamaan seam yang terdapat pada kedua penampang tersebut yakni seam II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, dan XI. Sehingga penghitungan sumberdaya batubara pada zona B hanya mencakup kesepuluh seam tersebut.

Penampang 1 = UCG 15 dan UCG 16

Penampang 2 = UCG 14 dan UCG 17

Penampang 3 = UCG 23 dan UCG 14

Penampang 4 = UCG 22 dan UCG 15

Berikut ini akan ditunjukkan cara penghitungan estimasi sumberdaya batubara dengan menggunakan metode *cross section* pedoman *rule of gradual changes*.

- Seam I

$$P1 = 286,1355 \text{ m}^2$$

$$P2 = 500,6205 \text{ m}^2$$

$$L = 118,7 \text{ m}$$

$$V = \frac{(P1 + P2)}{2} \times L$$

$$V = 46729,37 \text{ m}^3$$

$$SD = BJ (1,3) \times t(4,245) \times V$$



$$SD = 135924,06 \text{ ton}$$

Penghitungan sumberdaya batubara pada seam I tersebut mewakili cara penghitungan sumberdaya pada seam lainnya. Hasil yang didapatkan dari penghitungan sumberdaya batubara pada seam I, II, dan III pada zona A adalah **775.838,41 ton**. Sedangkan pada penghitungan sumberdaya batubara pada zona B yakni seam II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, dan XI didapatkan hasil **857.136,54 ton**. Jadi total estimasi sumberdaya batubara di area penelitian adalah sebesar **1.632.974,95 ton**.

Untuk hasil penghitungan sumberdaya batubara pada zona A dan B lebih lengkap akan ditunjukkan pada lampiran 7 dan lampiran 8. Pada lampiran 7 penghitungan sumberdaya batubara menggunakan ketebalan berdasarkan data *core* sedangkan pada lampiran 8, penghitungan sumberdaya batubara menggunakan ketebalan berdasarkan data *log*.

#### **IV.5.2 Penghitungan Sumberdaya Batubara pada Penampang 1, 2, 3 dan 4 dengan pedoman *rule of nearest point***

Penghitungan sumberdaya batubara dengan pedoman *rule of nearest point* menggunakan 1 penampang. Sehingga keempat penampang yang ada pada area penelitian masing-masing akan dihitung sumberdaya batubaranya berdasarkan kesamaan seam yang terdapat pada gabungan 2 sumur bor yang membentuk 1 penampang. Penampang 1 terbentuk dari gabungan sumur bor UCG 15 dan UCG 16, dimana pada kedua sumur bor ini memiliki keterdapatan seam yang sama yakni

I dan II. Penampang 2 terbentuk dari gabungan sumur bor UCG 14 dan UCG 15, dimana pada kedua sumur ini juga memiliki keterdapatan seam yang sama



seperti pada penampang 1 yakni seam I, II, dan III. Sehingga penghitungan sumberdaya batubara pada penampang 1 dan 2 hanya mencakup ketiga seam tersebut.

Gabungan sumur bor UCG 23 dan UCG 14 membentuk penampang 3, dimana pada kedua sumur bor tersebut memiliki keterdapatan seam yang sama yakni seam II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, dan XI. Begitupula pada gabungan sumur UCG 22 dan UCG 15 yang membentuk penampang 4 memiliki keterdapatan seam yang sama seperti pada penampang 3. Sehingga penghitungan sumberdaya batubara pada penampang 3 dan 4 mencakup kesepuluh seam tersebut. Berikut ini akan ditunjukkan cara penghitungan estimasi sumberdaya batubara dengan menggunakan metode *cross section* pedoman *rule of nearest point*.

- Seam I

$$\begin{aligned} P1 &= 286,1355 \text{ m}^2 \\ d1 + d2 &= 118,7 \text{ m} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} V &= P \times (d1 + d2) \\ V &= 33990,04 \text{ m}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} SD &= BJ(1,3) \times t(2,45) \times V \\ SD &= 108258,26 \text{ ton} \end{aligned}$$

Penghitungan sumberdaya batubara pada seam I menggunakan pedoman *rule of nearest point* tersebut mewakili cara penghitungan sumberdaya batubara pada seam lainnya yang terdapat pada penampang 1, 2, 3, dan 4. Berdasarkan hasil penghitungan sumberdaya batubara pada ketiga seam yang terdapat pada penampang 1, didapatkan hasil sebesar **492476,36 ton**. Hasil penghitungan

sumberdaya batubara pada penampang 2 adalah **1068671,60 ton**. Meskipun memiliki seam yang sama tetapi hasil penghitungan sumberdaya batubara



yang didapatkan berbeda. Hal ini disebabkan oleh perbedaan ketebalan per seam pada tiap penampang. Untuk penampang 3 dan 4 yang menggunakan 10 seam, hasil dari penghitungan sumberdaya batubara pada penampang 3 sebesar **286893,34 ton** dan pada penampang 4 sebesar **1485741,3 ton**. Jadi, total estimasi sumberdaya batubara menggunakan pedoman *rule of nearest point* sebesar **3.333.782,6 ton**. Hasil penghitungan sumberdaya batubara pada penampang 1, 2, 3, dan 4 yang lebih lengkap ditunjukkan pada lampiran 9.

Penghitungan estimasi sumberdaya batubara dengan pedoman *rule of gradual changes* dan *rule of nearest point* menunjukkan hasil yang berbeda, dimana hasil sumberdaya batubara yang lebih besar ditunjukkan oleh hasil penghitungan menggunakan *rule of nearest point*. Hal ini disebabkan oleh penghitungan sumberdaya batubara menggunakan pedoman *rule of gradual changes* hanya menghitung bagian dalam zona A dan zona B. Sedangkan pada pedoman *rule of nearest point*, penghitungannya melibatkan bagian luar dari penampang yakni setengah jarak dari keempat penampang di area penelitian. Jadi cakupannya lebih luas sehingga hasil penghitungan estimasi sumberdaya batubara yang didapatkan juga lebih besar.



## BAB V

### PENUTUP

#### V.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka penulis dapat menyimpulkan bahwa:

1. Kedalaman dan ketebalan lapisan batubara:
  - a. Pada sumur bor UCG 14: mulai dari kedalaman 56.65 m – 313.00 m terdapat 13 lapisan batubara dengan tebal berturut-turut yakni 0.15 m, 2.00 m, 5.90 m, 1.30 m, 0.50 m, 1.90 m, 1.40 m, 4.50 m, 1.05 m, 1.20 m, 1.20 m, 1.10 m, dan 5.20 m.
  - b. Pada sumur bor UCG 15: mulai dari kedalaman 56.65 m – 331.70 m terdapat 15 lapisan batubara dengan tebal berturut-turut yakni 0.15 m, 1.50 m, 4.60 m, 2.90 m, 0.63 m, 6.00 m, 0.70 m, 1.10 m, 5.20 m, 0.80 m, 1.15 m, 1.00 m, 0.50 m, 0.12 m, dan 9.40 m.
  - c. Pada sumur bor UCG 16: mulai dari kedalaman 26.00 m – 93.00 m terdapat 3 lapisan batubara dengan tebal berturut-turut yakni 4.60 m, 2.80 m dan 1.64 m.
  - d. Pada sumur bor UCG 17: mulai dari kedalaman 16.42 m – 86.50 m terdapat 3 lapisan batubara dengan tebal berturut-turut yakni 4.28 m, 2.50 m dan 2.50 m.
  - e. Pada sumur bor UCG 22: mulai dari kedalaman 8.43 m – 341.95 m terdapat 14 lapisan batubara dengan tebal berturut-turut yakni 0.57 m, 3.95 m, 2.80 m, 5.30 m, 1.25 m, 0.50 m, 1.85 m, 1.10 m, 4.70 m, 1.15 m, 1.30 m, 0.90 m, 1.00 m, dan 0.50 m.



- f. Pada sumur bor UCG 23: mulai dari kedalaman 87.00 m – 298.20 m terdapat 10 lapisan batubara dengan tebal berturut-turut yakni 2.20 m, 5.25 m, 1.20 m, 1.50 m, 2.20 m, 4.10 m, 0.80 m, 1.20 m, 0.90 m, dan 2.00 m.
2. Berdasarkan hasil analisis yang dilakukan, maka karakteristik tiap lapisan batubara memiliki bentuk elektrofases *Cylindrical / Boxcar*. Daerah dengan bentuk elektrofases ini umumnya terbentuk atau terendapkan pada daerah rawa.
3. Total estimasi sumberdaya batubara di daerah penelitian berdasarkan hasil perhitungan dengan metode penampang vertikal (*cross section*) pedoman *rule of gradual changes* menggunakan persamaan *mean area* adalah 1.632.974,95 ton.

## V.2 Saran

Untuk penelitian lebih lanjut sebaiknya dilakukan pada cakupan wilayah yang lebih luas guna meninjau sejauhmana persebaran lapisan batubara yang ada pada daerah penelitian. Oleh karena itu dibutuhkan banyak data *log*, data bor dan data pendukung lainnya agar penelitian ini dapat dilanjutkan dengan menghitung estimasi sumberdaya dan cadangan batubara yang lebih akurat serta menganalisis kualitas dari lapisan batubara yang ada di daerah penelitian.



## DAFTAR PUSTAKA

- Akbari, Desri dan Sutrisno. 2014. *Interpretasi Data Geophysical Well Logging dan Analisis Hubungan Density Log dengan Kualitas Batubara*. Jakarta: Kelompok Keilmuan Geofisika Program Studi Fisika UIN.
- Asquith, George dan Gibson, Charles. 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologist*. Tulsa, Oklahoma, USA: The American Association of Petroleum Geologist.
- De Coster, G.L. 1974. *The Geology of the Central and South Sumatra Basins*. Third Annual Convention: Proceeding Indonesian Petroleum Association.
- Direktorat SDEM dan Pertambangan BAPPENAS. 2018. *Kajian Ketercapaian Target DMO Batubara Sebesar 60% Produksi Nasional pada Tahun 2019*. Kementrian PPN.
- Erihartanti, Simon Sadok Siregar, dan Ibrahim Sota. 2015. *Estimasi Sumberdaya Batubara Berdasarkan Data Well Logging dengan Metode Cross Section di PT. Telen Orbit Prima Desa Buhut Kab. Kapuas Kalimantan Tengah*. Jurnal Fisika FLUX Vol.12 No.2
- Firdaus, M. Anugerah. 2016. *Kajian Mengenai Hubungan Karakteristik Batubara terhadap Kandungan Gas Metana Batubara (Coalbed Methane) dan Lingkungan Pengendapan di Daerah Ampah, Kabupaten Barito Timur Provinsi Kalimantan Tengah*. Bandung: Prodi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik. Universitas Islam Bandung.
- Gunara, Muhammad. 2017. *Potensi Batubara sebagai Sumber Energi Alternatif untuk Pengembangan Industri Logam*. Jakarta Timur: Program Studi Teknik Mesin, Fakultas Teknik. Universitas Muhammadiyah Prof. DR. HAMKA.
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.
- Huda, Miftahul., Zulfahmi, Nendaryono Madiutomo, Bambang Yuniarto, Zulkifli Pulungan, Asep Bahtiar Purnama, Suhendar, Tri Widarti Masduki, Cipta Legawa Demokrat, Jeani Sulistyowati, Sokhwatul Aghnia, Sarif Subarna Yudha, Silti Salinita, Retno Damayanti, Bagaraja Sirait, Sri Handayani, Marsen Alimano, Hasniati Astika, Wulandari SuroSupriyatna, Hari Kurnain, Budiyono, Nandang Permana, Iis Hayati, Supriyatna Mujahidin, Wahyu Agus Setiawan, Herni Khaerunisa, Nia Rosnia, Hary Tetra Antono, M.Lutfi, Mustaram, Dudi Mulyadie. 2016. *Pengembangan Aplikasi Teknologi Underground Coal Gasification (UCG) di Indonesia Tahap III*. Bandung: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batubara.
- Yuni. 2012. *Analisis Core dan Defleksi Log untuk Mengetahui Lingkungan Pengendapan dan Menentukan Cadangan Batubara di Banko*



*Barat PIT 1, Sumatera Selatan*. Bandar Lampung: Skripsi Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik. Universitas Lampung.

Julkipli, Simon Sadok Siregar, Ibrahim Sota. 2015. *Interpretasi Sebaran Batubara Berdasarkan Data Well Logging di Daerah Blok X Pulau Laut Tengah Kabupaten Kota Baru*. Jurnal Fisika FLUX, Vol 12 No.1, Februari 2015 (42 – 52).

Kamus Pertambangan. 2018. *Pengertian kata SEAM*. Melalui: <<https://kamuslengkap.com/kamus/pertambangan/arti-kata/Seam>>[15/10/18]

Kementerian ESDM. 2018. Melalui: <<https://finance.detik.com/energi/d-4194799/sumber-daya-batu-bara-ri-166-miliar-ton-cadangan-37-miliar-ton>> [5/10/18].

Nazeer, Adeel., Shabeer Ahmed Abbasi, Sarfraz Hussain Solangi. 2016. *Sedimentary facies interpretation of Gamma Ray (GR) log as basic well logs in Central and Lower Indus Basin Pakistan*. Journal of Geodesy and Geodynamics 2016, Vol 7 No.6 432-443.

Pratiwi, Ragil. 2013. *Pengaruh Struktur dan Tektonik dalam Prediksi Potensi Coalbed Methane SEAM Pangadang-A, di Lapangan "DIPA", Cekungan Sumatera Selatan, Kabupaten Musi Banyuasin, Provinsi Sumatera Selatan*. Semarang: Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik. Universitas Diponegoro.

Santoso, Binarko. 2014. *Petrologi Batubara Sumatra dan Kalimantan: Jenis, Peringkat, dan Aplikasi*. Jakarta: LIPI Press.

Schmitt, Paula., Mauricio R. Veronez. Francisco M. W. Tognoli, Viviane Todt, Ricardo C. Lopes, Carlos A. U. Silva. 2012. *Electrofacies Modelling and Lithological Classification of Coals and Mud-bearing Fine-grained Siliciclastic Rocks Based on Neural Networks*. Earth Science Research; Vol.2, No.1;2013. Published by Canadian Center of Science and Education.

Setiahadiwibowo, Ajimas P. 2016. *Analisis Karakteristik Batubara Berdasarkan Rekaman Well Logging di daerah Kabupaten Katingan Kalimantan Tengah*. Yogyakarta: Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Mineral. UPN "Veteran".

Srinaiah J., Raju D., Udayalaxmi G., dan Ramadass G. 2018. *Application of Well Logging Techniques for Identification of Coal Seams: A Case Study of Jharkhand Coalfield, Latehar District, Jharkhand State, India*. Journal of Geology and Geophysics 2018, 7:1 DOI 10.4172/2381-8719.1000322.

Standar Nasional Indonesia (SNI) 5015:2011. *Pedoman Pelaporan, Sumberdaya, dan Cadangan Batubara*. Badan Standarisasi Nasional (BSN): Jakarta.



Supandi, 2011. *BAB 3 Lingkungan Pengendapan & Petrografi Batubara*. Yogyakarta: STTNAS.

Syaeful, Heri dan Adi Gunawan Muhammad. 2017. *Interpretasi Lingkungan Pengendapan Formasi Batuan Menggunakan Analisis Elektrofasi di Lokasi Tapak Puspiptek Serpong*. Jakarta: Pusat Teknologi Bahan Galian Nuklir-BATAN.

World Coal Institute. 2005. *Sumber Daya Batubara – Tinjauan Lengkap Mengenai Batubara* buku ini sebelumnya dikenal sebagai *Coal – Power for Progress*. Inggris: World Coal Institute.





## 2. Gambar Litologi Sumur Bor UCG 15



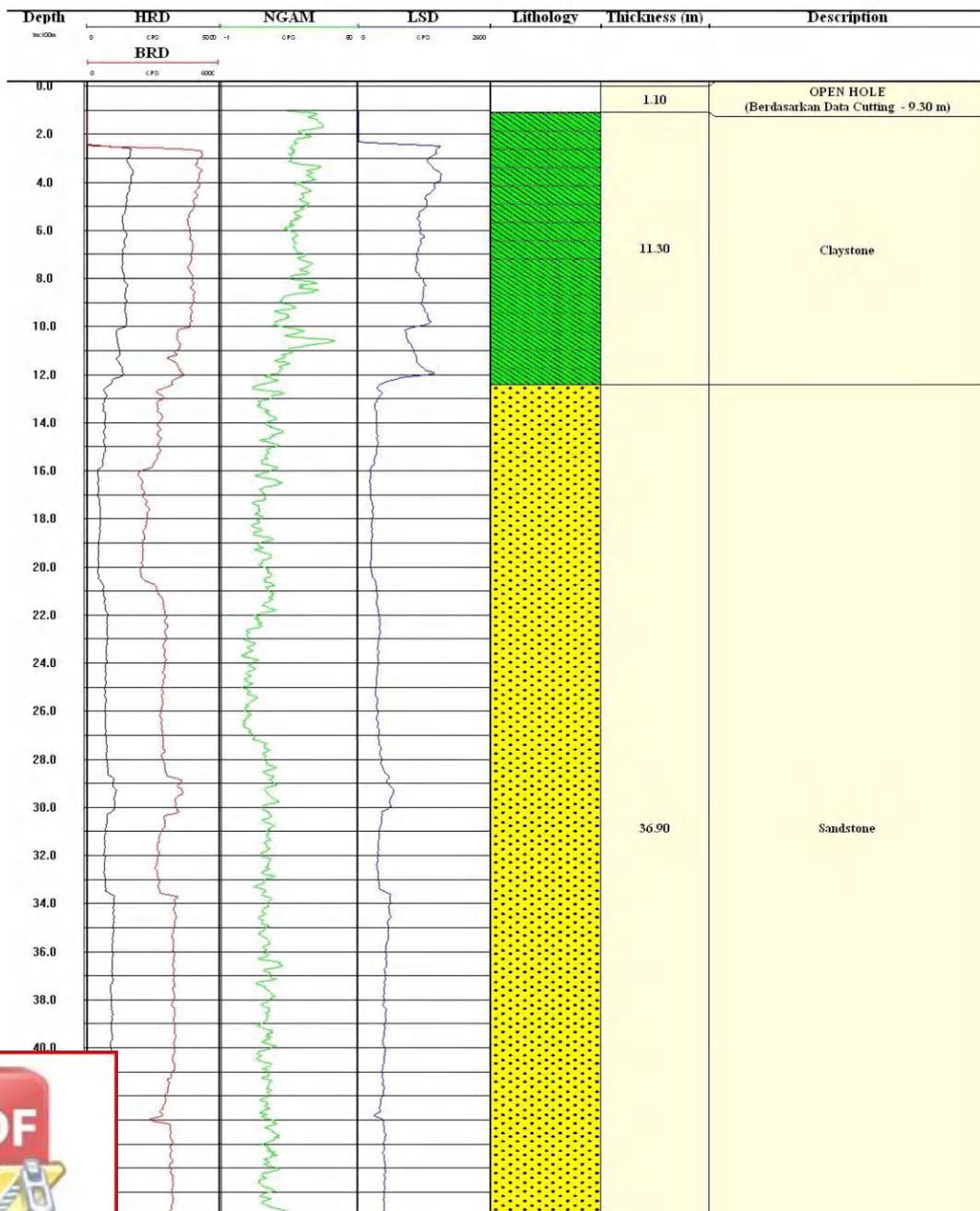
PUSAT PENELITIAN DAN PENGEMBANGAN TEKNOLOGI MINERAL DAN BATUBARA

TIM PENYIAPAN DATA PRIMER UNTUK APLIKASI

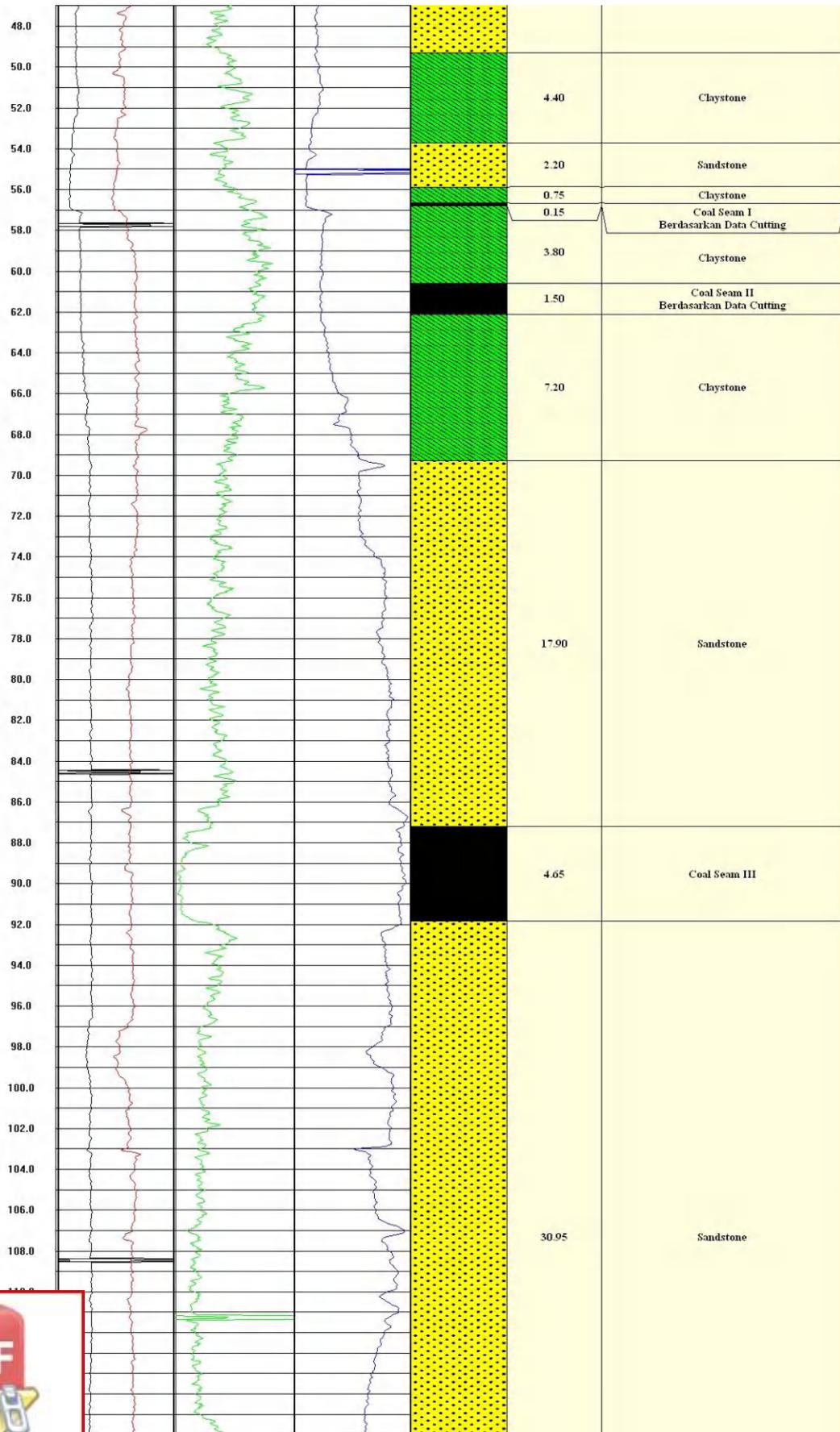
UNDERGROUND COAL GASIFICATION (UCG)

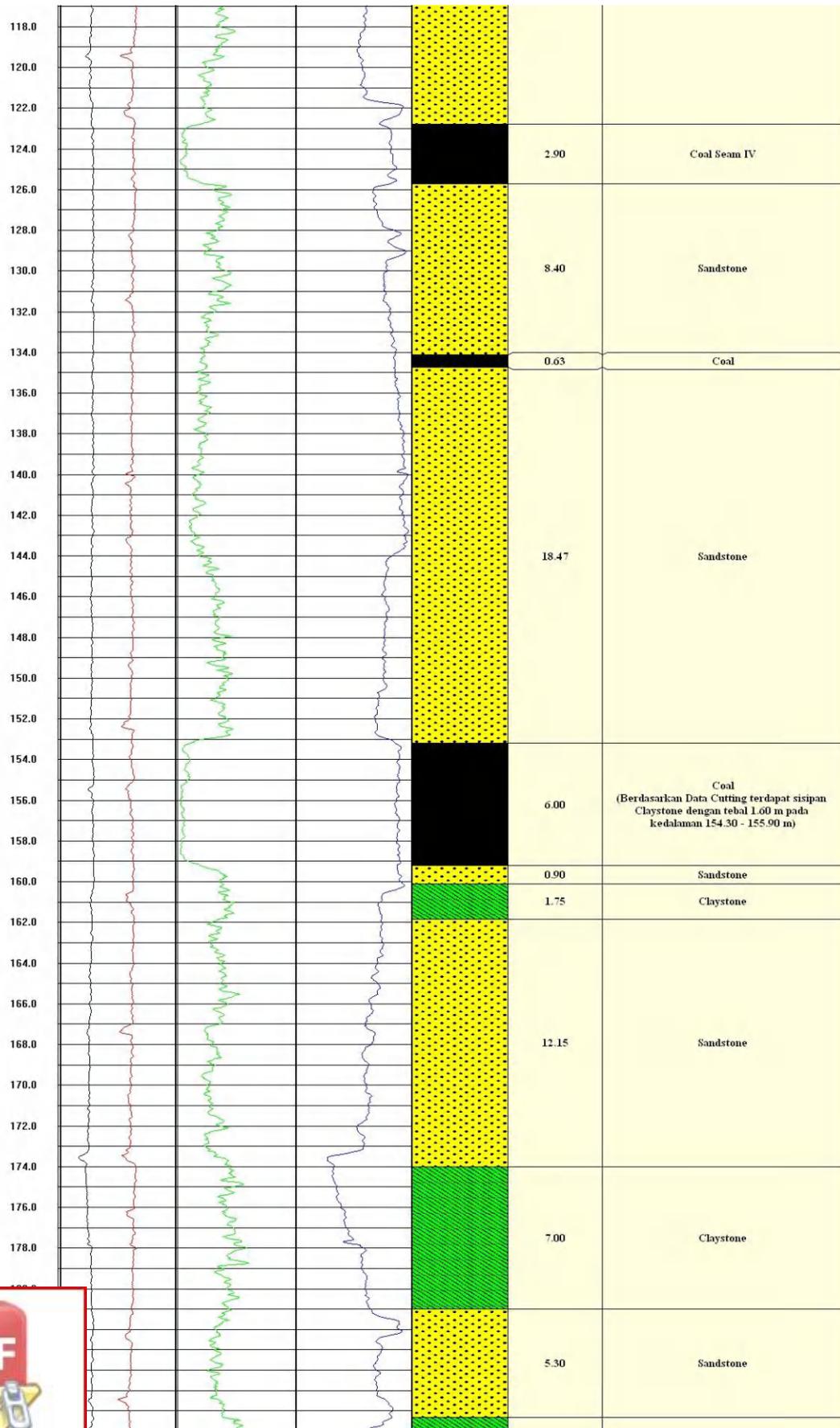
### LOG BOR

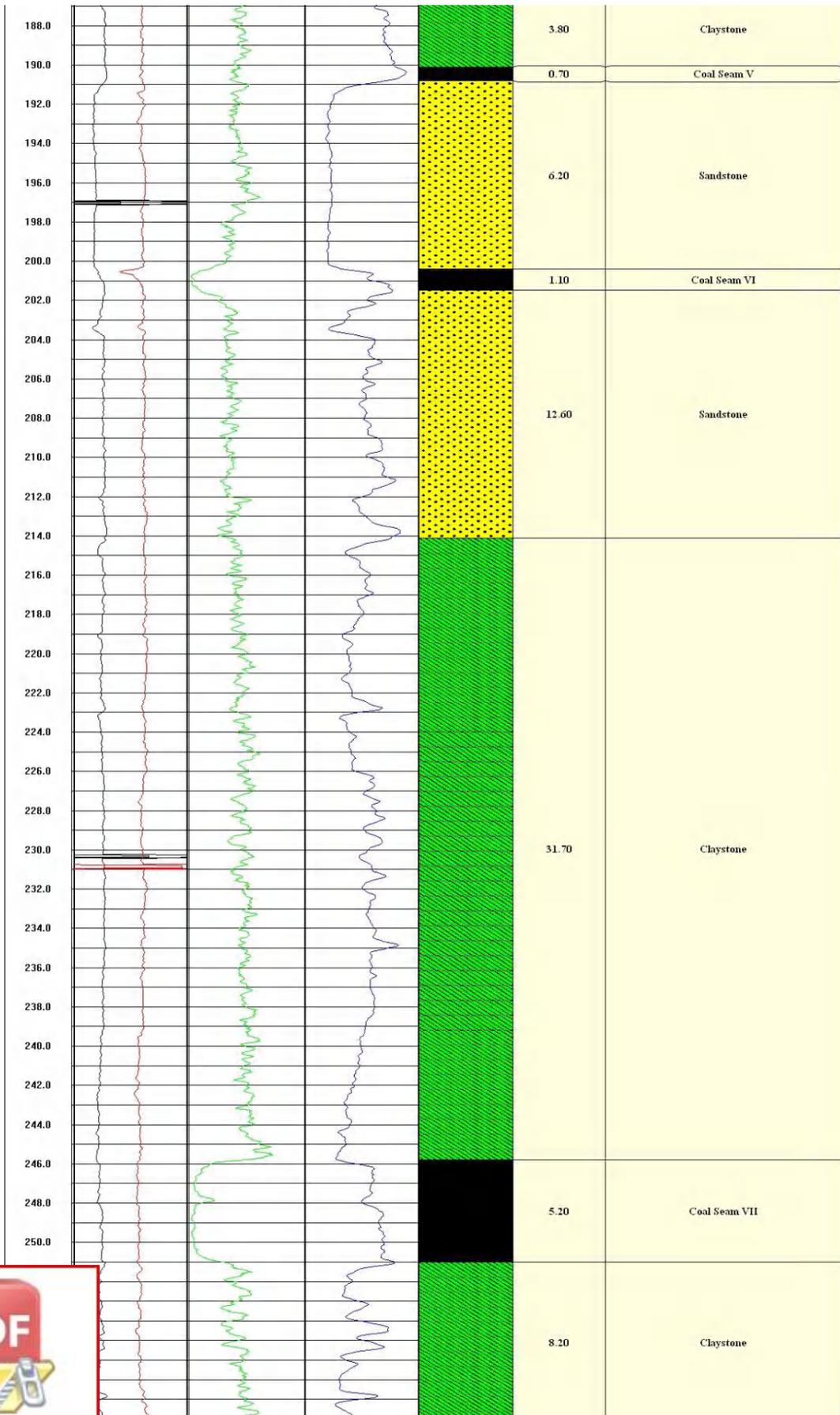
WELL:	UCG 15	DATE:	11 OKTOBER 2016	DEPTH DRILLER:	346.00
FIELD:	SANGA DESA	LATITUDE:	319.267.00	DEPTH LOGGER:	337.00
COUNTRY:	MUSI BANYUASIN	LONGITUDE:	9.713.810.00	RECORDED BY:	MARDIS
STATE:	PALEMBANG	ELEVATION:	69 m	WITNESSED BY:	NANDANG P.
COUNTY:	SOUTH SUMATERA	SCALE:	1 : 100		

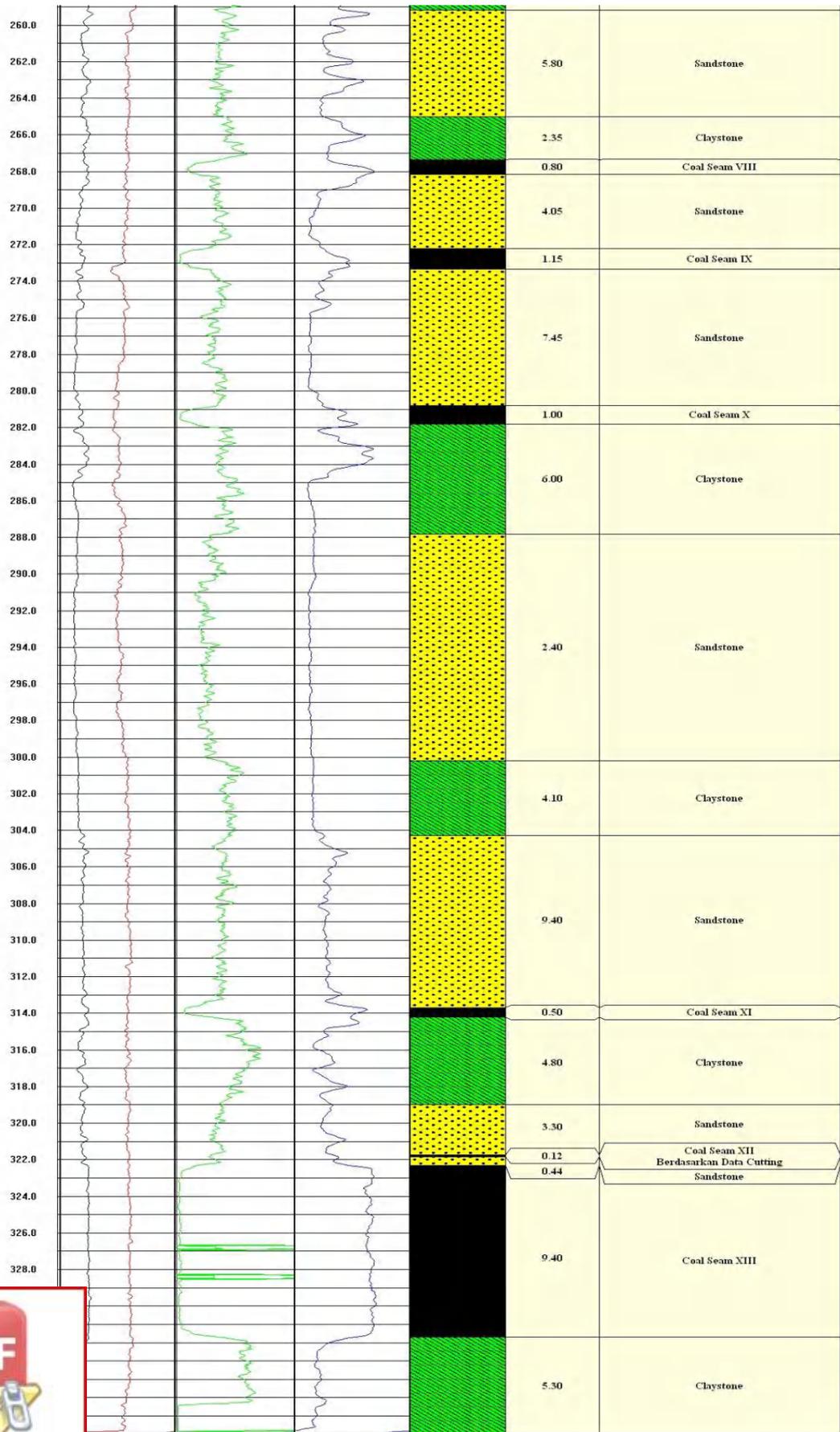


Optimization Software:  
[www.balesio.com](http://www.balesio.com)

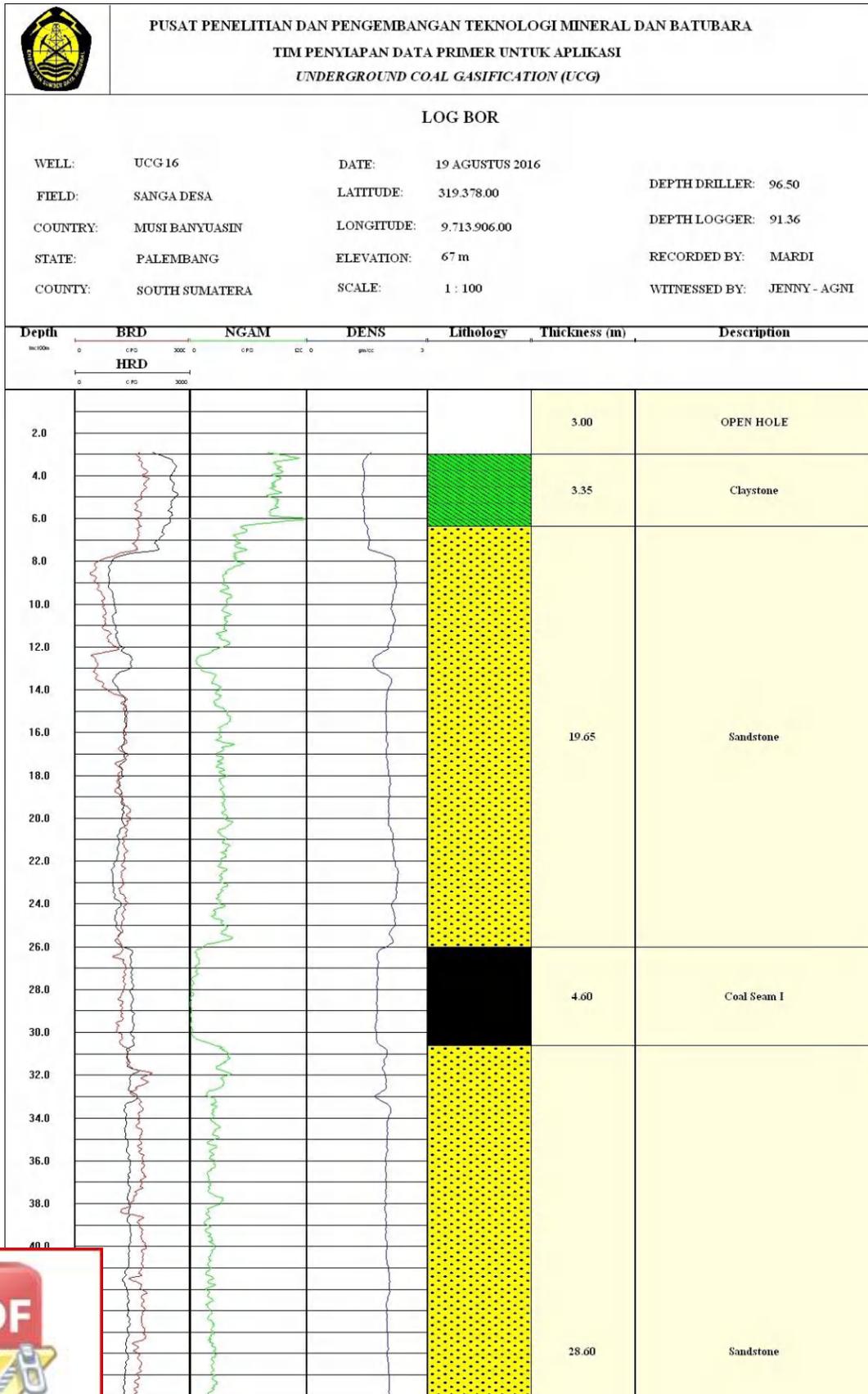


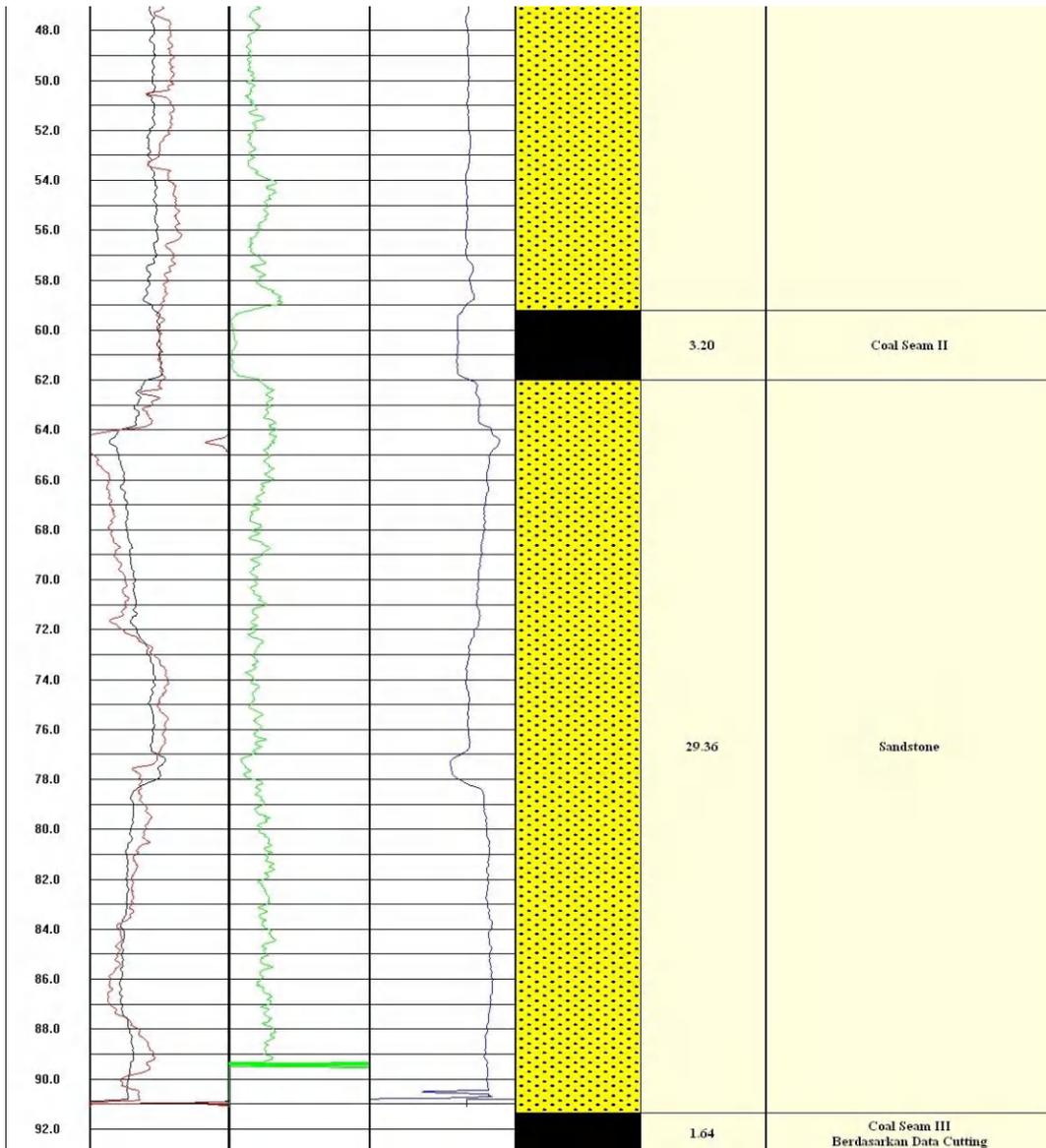




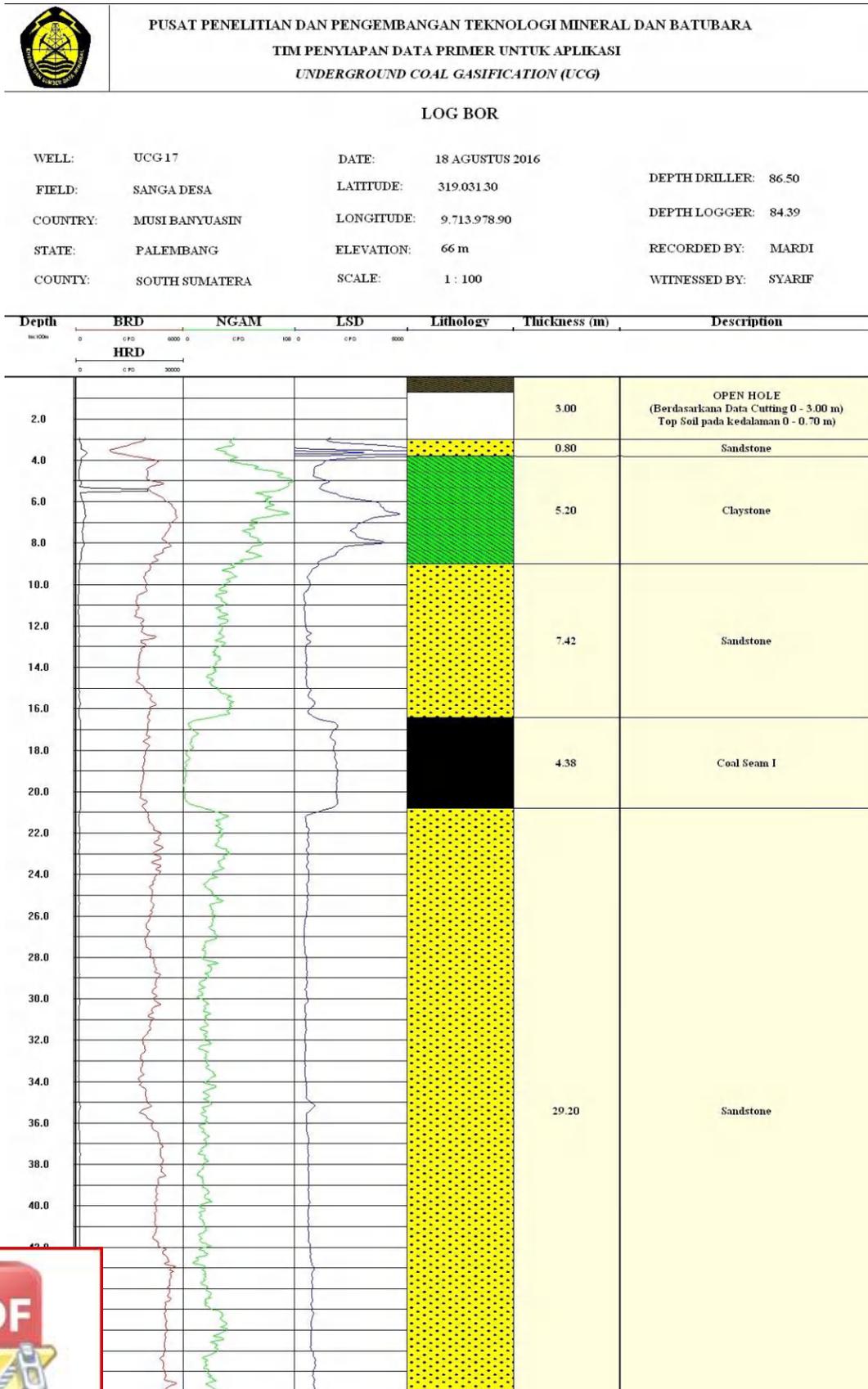


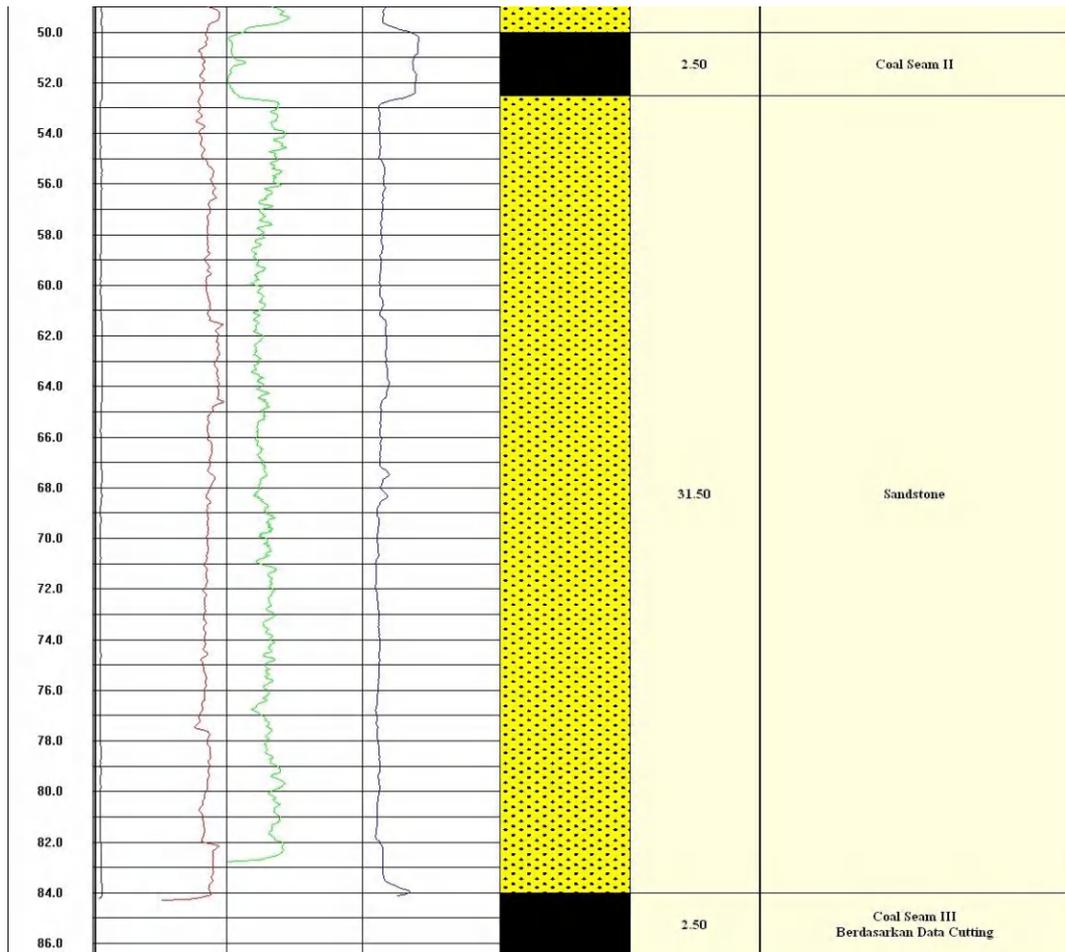
### 3. Gambar Litologi Sumur Bor UCG 16





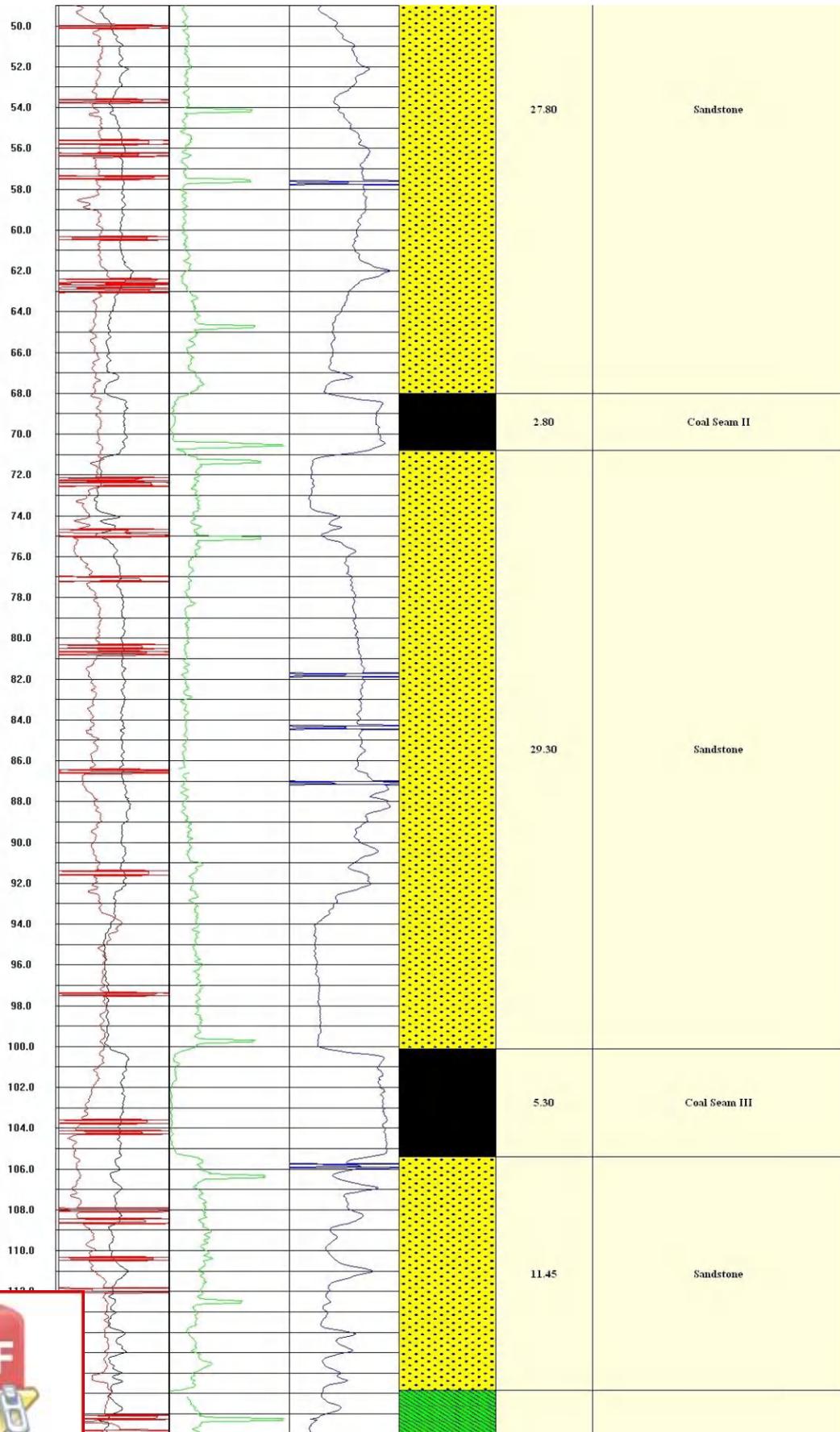
#### 4. Gambar Litologi Sumur Bor UCG 17



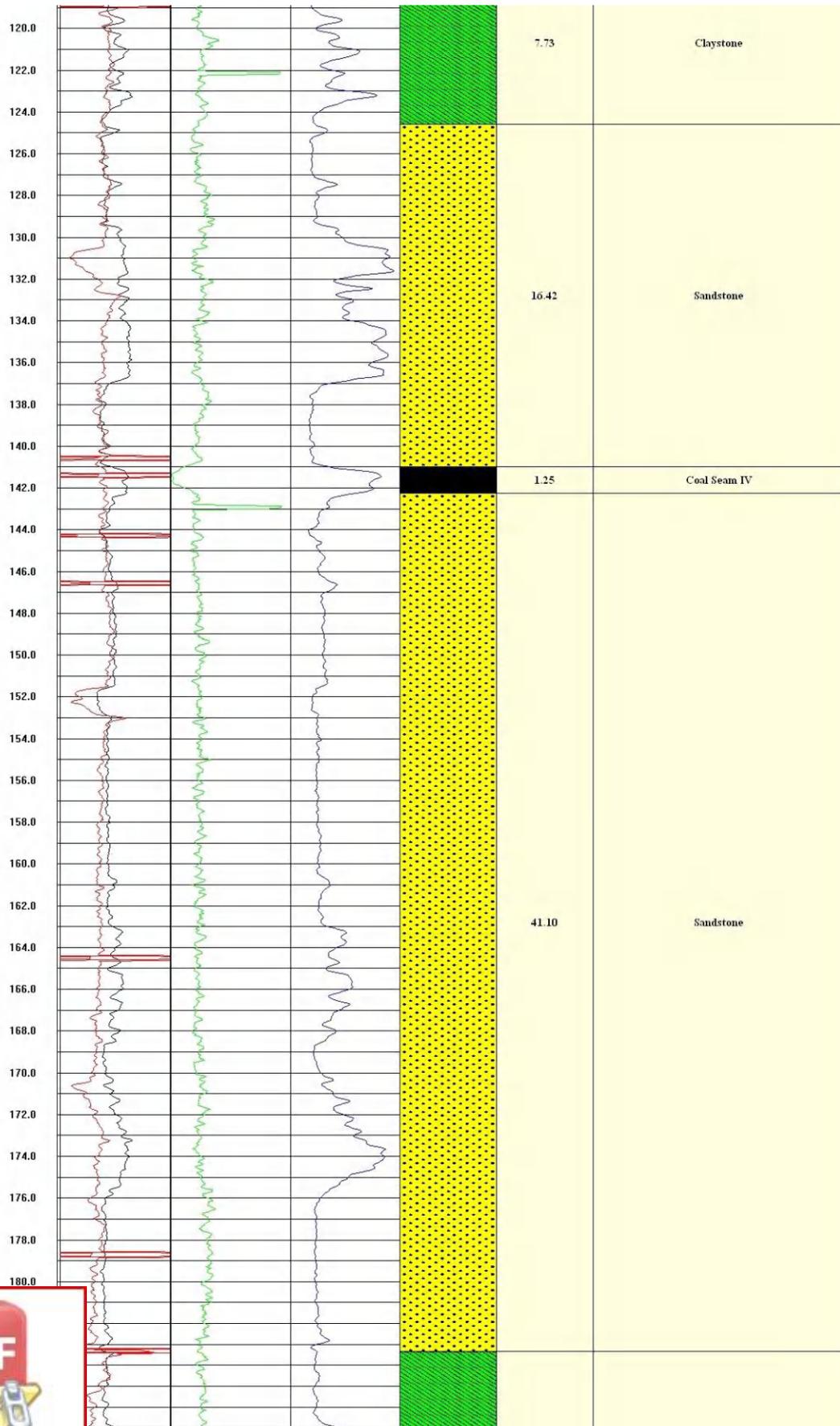


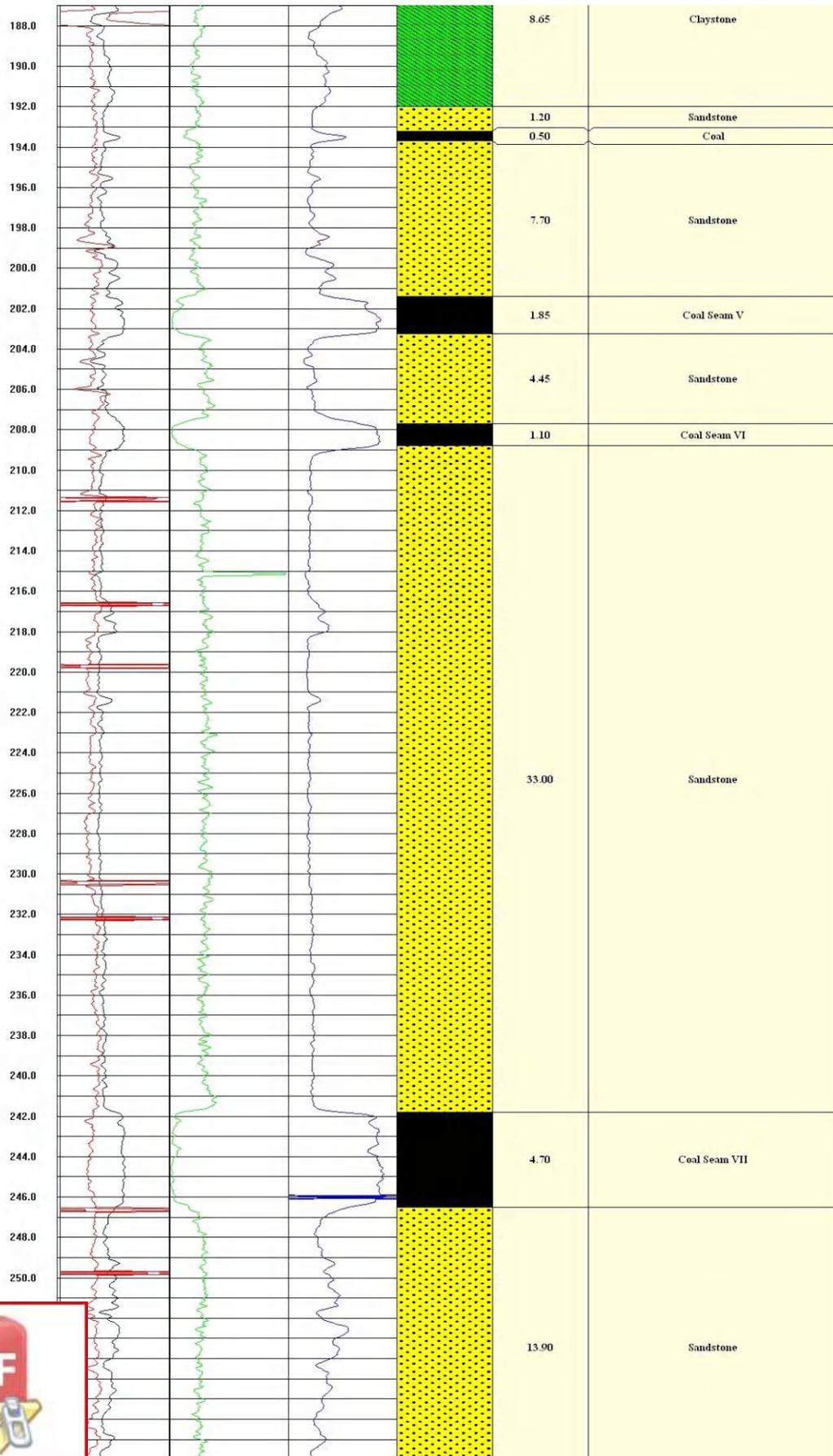
## 5. Gambar Litologi Sumur Bor UCG 22

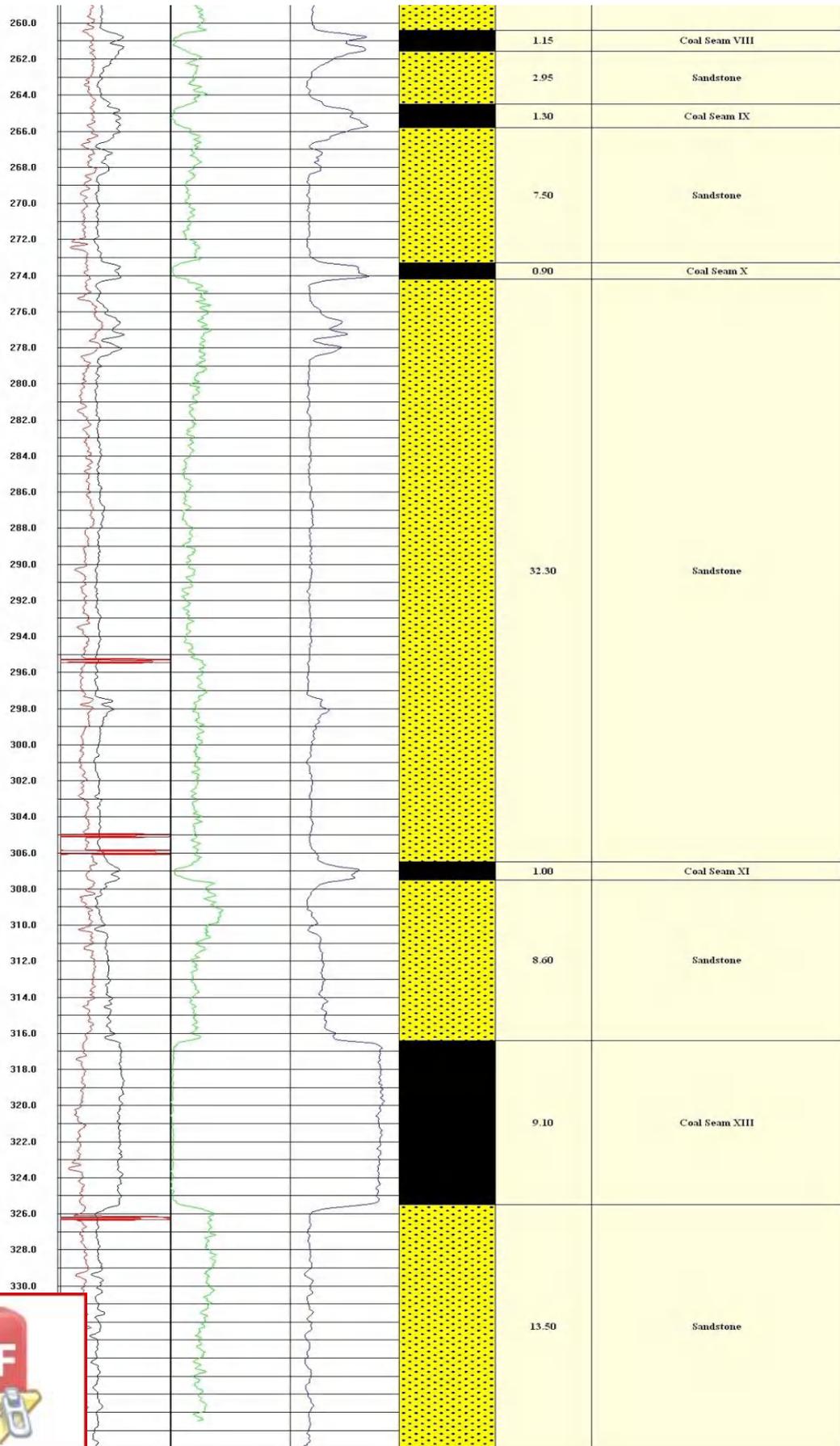




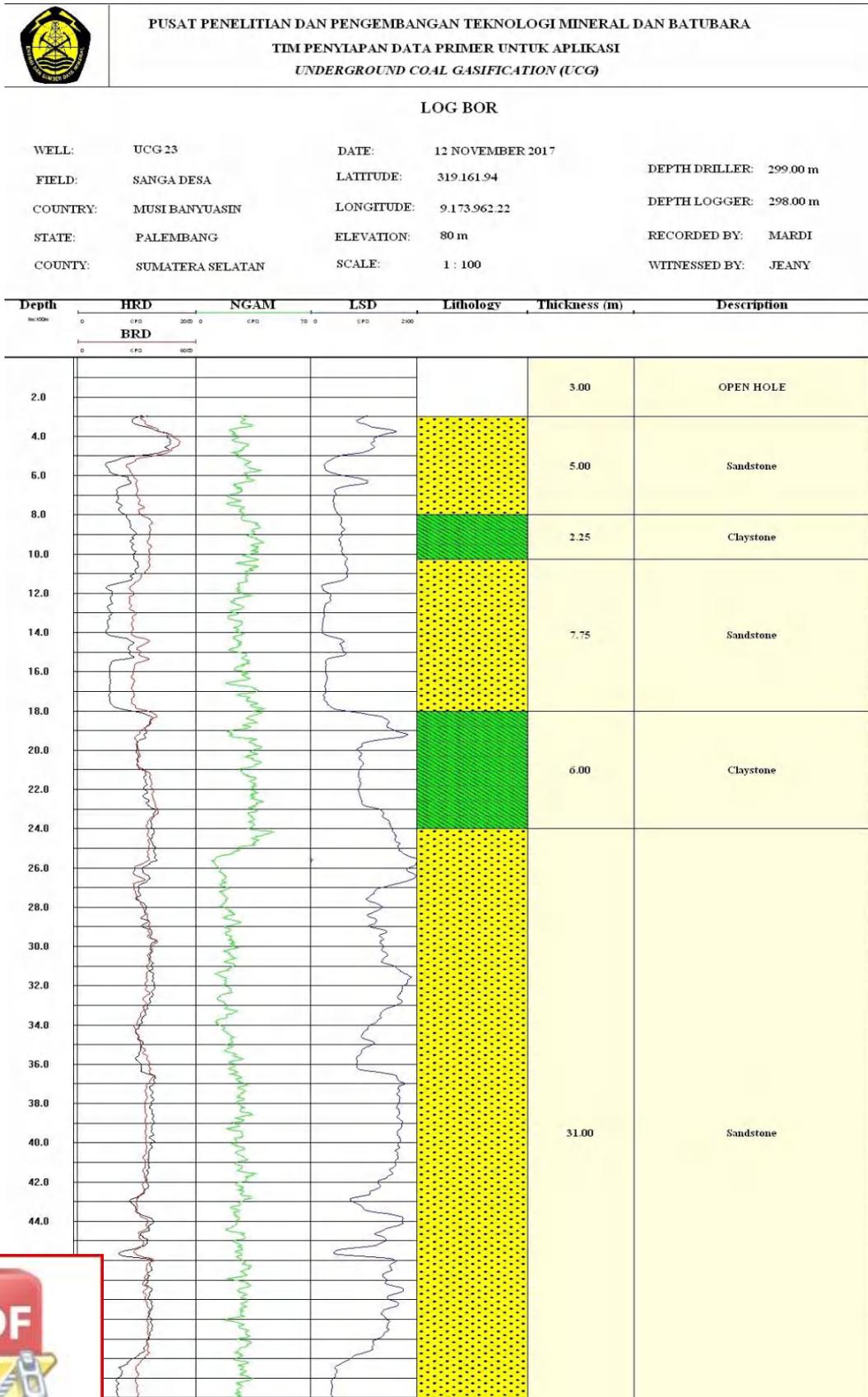

Optimization Software:  
[www.balesio.com](http://www.balesio.com)

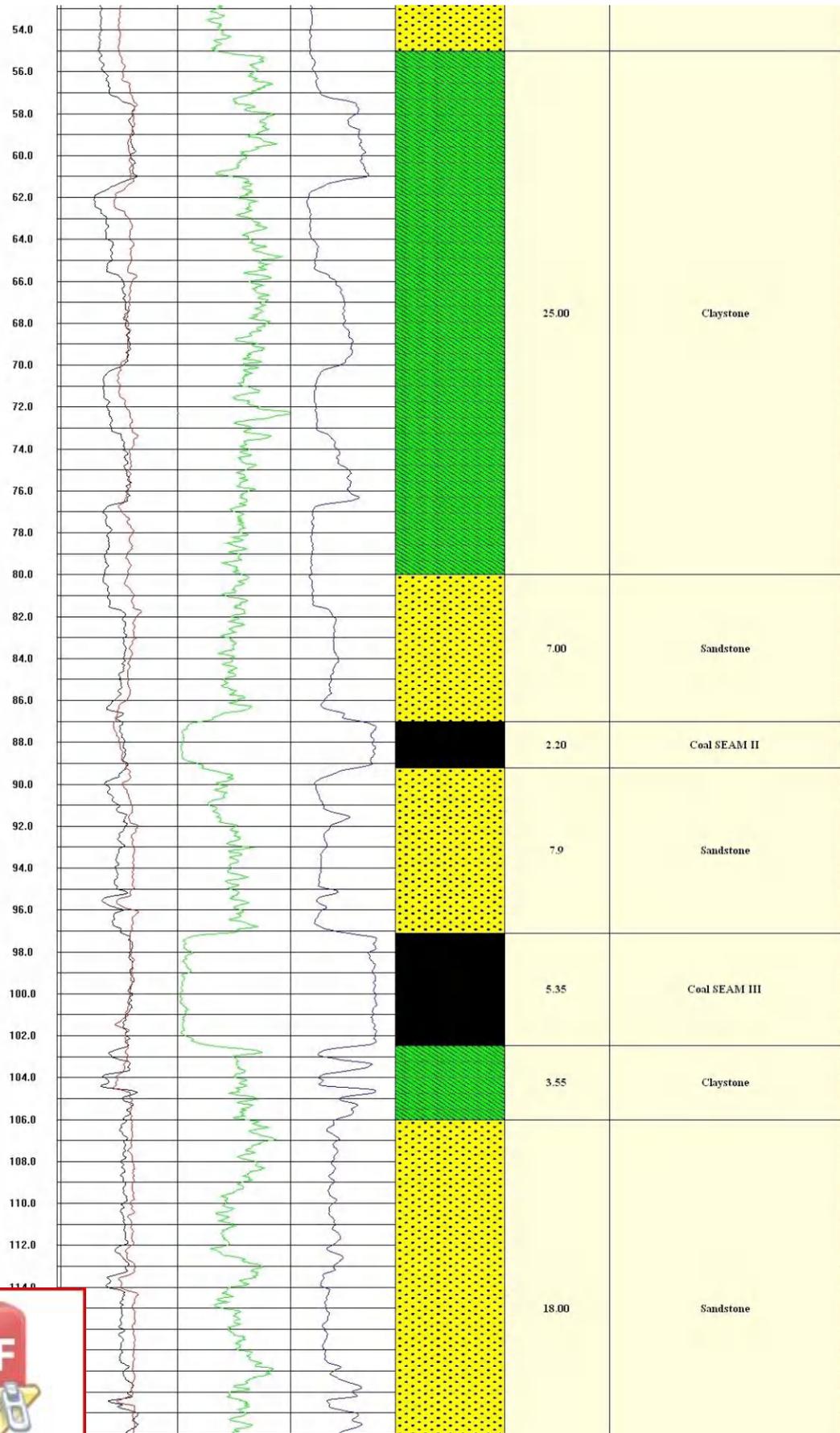


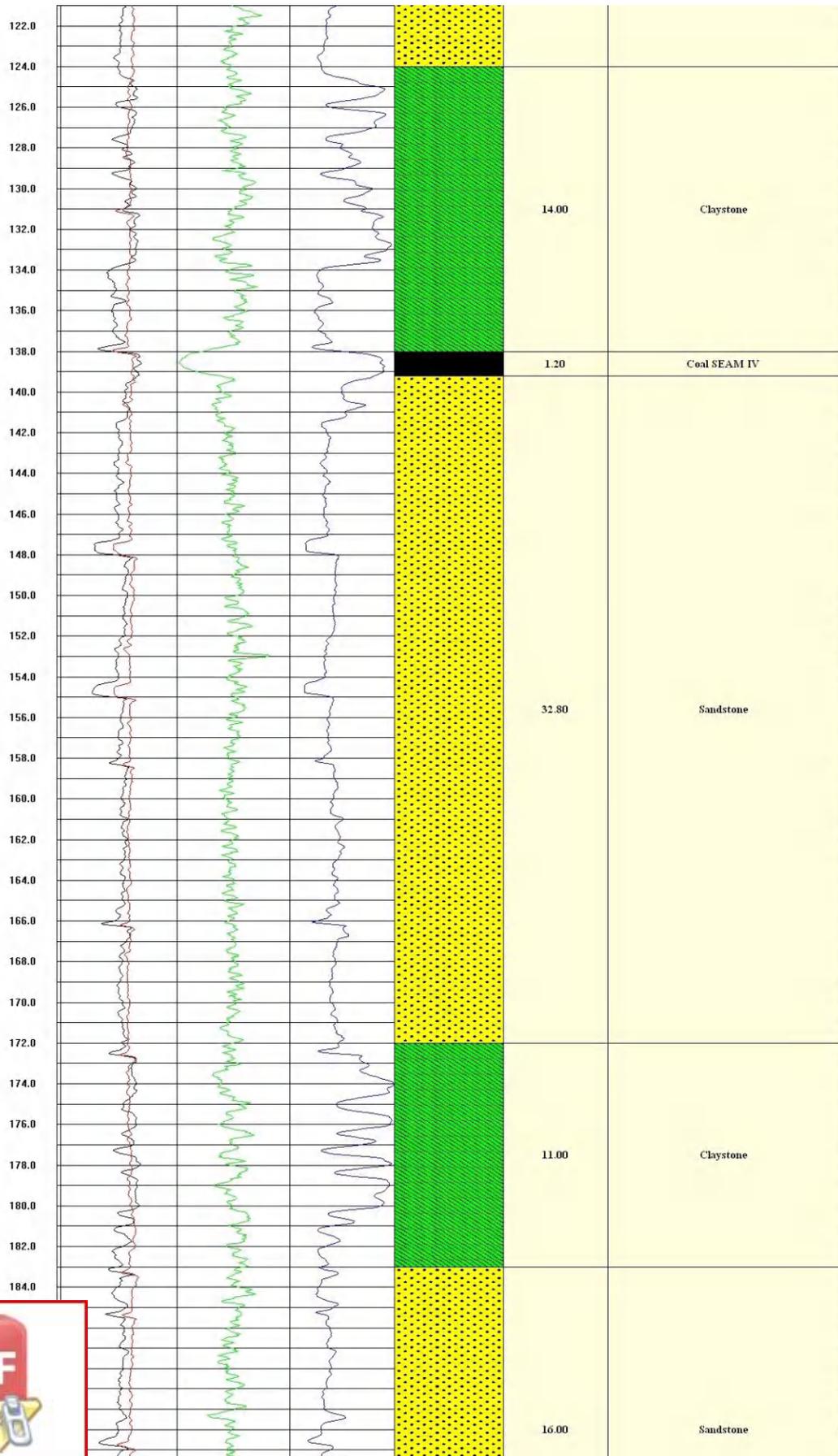


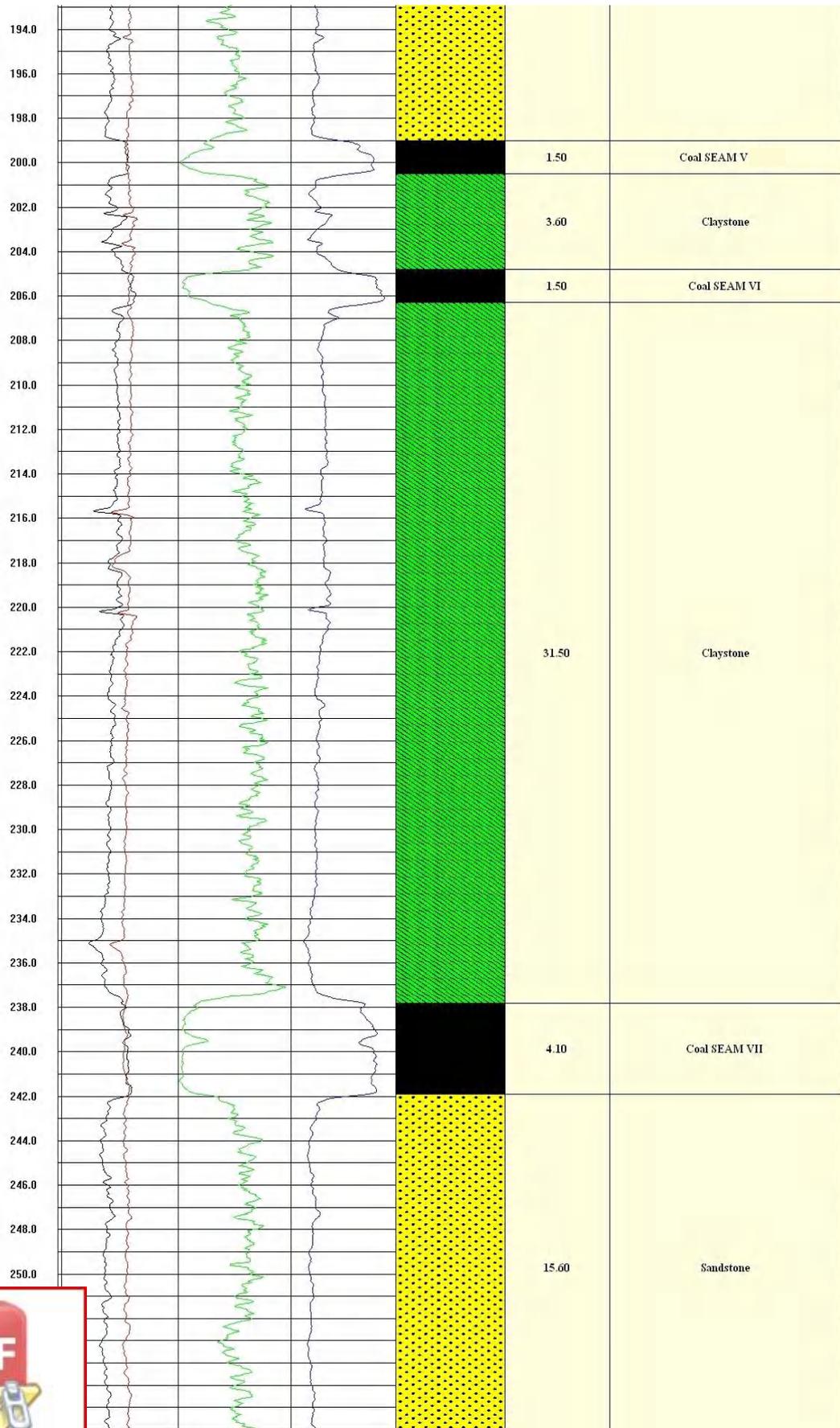


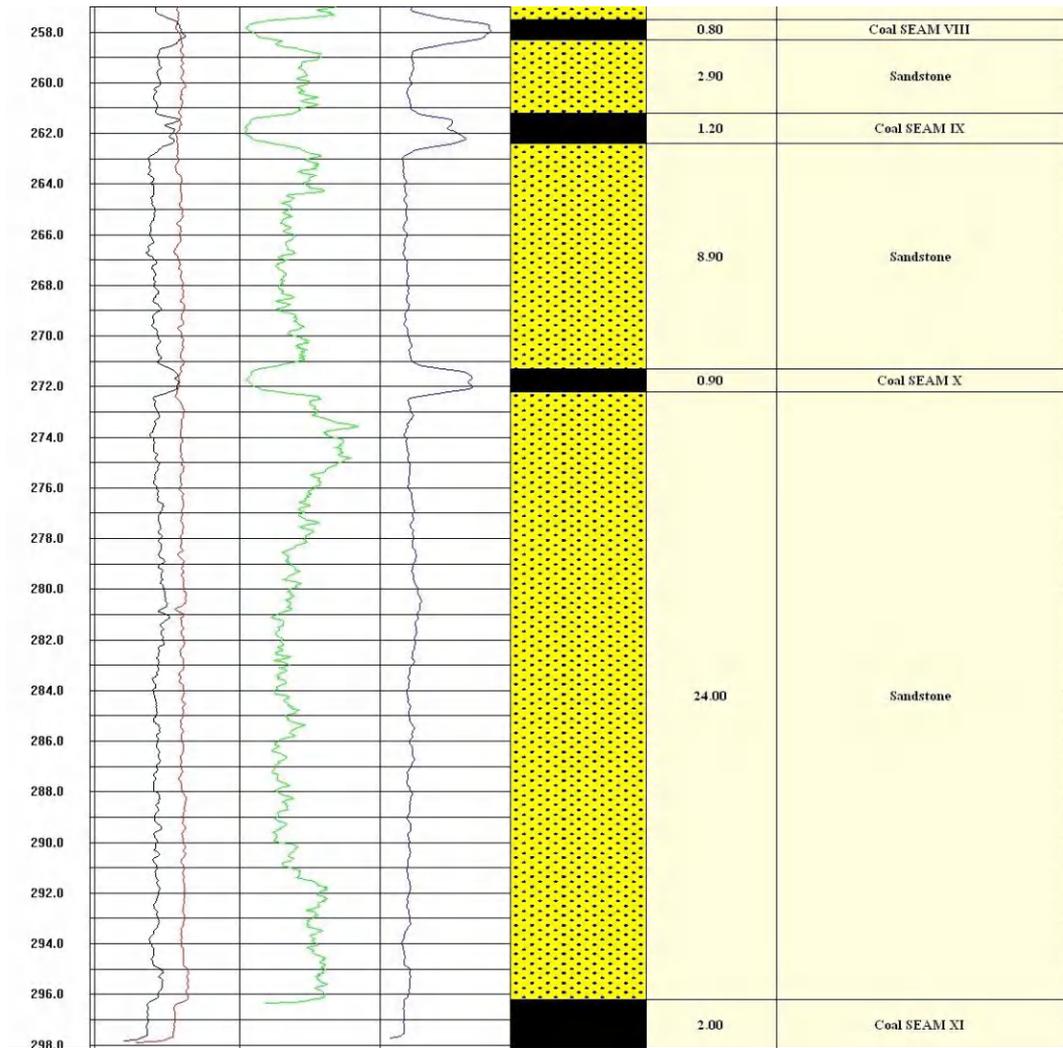
## 6. Gambar Litologi Sumur Bor UCG 23











7. Penghitungan Sumberdaya Batubara dengan pedoman *rule of gradual changes* menggunakan data core

ZONA	SEAM	Penampang	a (m)	ba (m)	bb (m)	t (m)	S (m2)	L (m)	Bj (ton/m3)	V (m3)	T (tonase)	TOTAL				
A	III	1	116.79	6.42	1.64	4.245	470.6637	118.79	1.3	93444.069	515671.093	775838.4095				
		2	247.22	6.42	2.5	1102.6012										
	II	1	116.79	1.5	3	262.7775										
		2	247.22	1.5	2.5	494.44										
	I	1	116.79	0.15	4.75	286.1355										
		2	247.22	0.15	3.9	500.6205										
	B	II	3	66.57	2.2	1.5	1.985			123.1545	48.46		1.3	18360.411	47379.0404	857136.5406
			4	299.34	2.74	1.5	634.6008									
III		3	66.57	5.25	6.42	388.43595										
		4	299.34	5.3	6.42	1754.1324										
IV		3	66.57	1.2	0.63	1.4325	60.91155									
		4	299.34	1	2.9	583.713										
V		3	66.57	1.5	1.21	1.375	90.20235									
		4	299.34	1.79	1	417.5793										
VI	3	66.57	2.2	1.32	1.4175	117.1632										
	4	299.34	1.58	0.57	321.7905											
VII	3	66.57	4.1	4.9	4.955	299.565										
	4	299.34	5.75	5.07	1619.4294											
VIII	3	66.57	0.8	0.67	0.675	48.92895										
	4	299.34	1.1	0.13	184.0941											
IX	3	66.57	1.2	1.12	1.15	77.2212										
	4	299.34	1.38	0.9	341.2476											
X	3	66.57	0.9	0.8	1.085	56.5845										
	4	299.34	1.04	1.6	395.1288											
XI	3	66.57	2	1.04	1.06	101.1864										
	4	299.34	1	0.2	179.604											
												1632974.95				

Penampang 1 = UCG 15 dan 16

Penampang 2 = UCG 14 dan 17

Penampang 3 = UCG 23 dan 14

Penampang 4 = UCG 22 dan 15

jarak antarpenampang (jarak tiap UCG)

jarak antarpenampang

me

se



**8. Penghitungan Sumberdaya Batubara dengan pedoman *rule of gradual changes* menggunakan data log**

ZONA	SEAM	Penampang	a (m)	ba (m)	bb (m)	t (m)	S (m2)	L (m)	Bt (ton/m3)	V (m3)	T (tonase)	TOTAL
A	III	1	116.79	4.6	1.64	3.66	364.3848	118.79	1.3	83313.889	396407.48	679739.22
		2	247.22	5.9	2.5		1038.324					
	II	1	116.79	1.5	2.8	2.2	251.0985					
		2	247.22	2	2.5		556.245					
	I	1	116.79	0.15	4.6	2.295	277.37625					
		2	247.22	0.15	4.28		547.5923					
	II	3	66.57	2.2	1.5	2	123.1545					
		4	299.34	2.8	1.5		643.581					
III	3	66.57	5.25	6.42	5.3925	388.43595						
	4	299.34	5.3	4.6		1481.733						
IV	3	66.57	1.2	0.63	0.9275	60.91155						
	4	299.34	1.25	0.63		281.3796						
V	3	66.57	1.5	1.21	1.315	90.20235						
	4	299.34	1.85	0.7		381.6585						
VI	3	66.57	2.2	1.32	1.43	117.1632						
	4	299.34	1.1	1.1		329.274						
VII	3	66.57	4.1	4.9	4.725	299.565						
	4	299.34	4.7	5.2		1481.733						
VIII	3	66.57	0.8	0.67	0.855	48.92895						
	4	299.34	1.15	0.8		291.8565						
IX	3	66.57	1.2	1.12	1.1925	77.2212						
	4	299.34	1.3	1.15		366.6915						
X	3	66.57	0.9	0.8	0.9	56.5845						
	4	299.34	0.9	1		284.373						
XI	3	66.57	2	1.04	1.135	101.1864						
	4	299.34	1	0.5		224.505						
										727898.62		1407637.8

Penampang 1 = UCG 15 dan 16

Penampang 2 = UCG 14 dan 17

Penampang 3 = UCG 23 dan 14

Penampang 4 = UCG 22 dan 15

jarak penampang (jarak tiap UCG)

jarak antarpenampang

me

se



9. Penghitungan Sumberdaya Batubara dengan pedoman *rule of nearest point*

SEAM	Penampang	a (m)	ba (m)	bb (m)	t (m)	P (m2)	L (m)	Bj (ton/m3)	V (m3)	T (tonase)	TOTAL 1 & 3	TOTAL 2 & 4
III	1	116.79	6.42	1.64	4.03	470.6637	118.79	1.3	55910.141	292913.228	492476.3603	1068671.573
	2	247.22	6.42	2.5	4.46	1102.601			130978	759410.424		
II	1	116.79	1.5	3	2.25	262.7775	48.46	1.3	31215.339	91304.8672	286893.3393	1485741.268
	2	247.22	1.5	2	494.44	28286.732			71706.8656			
I	1	116.79	0.15	4.75	2.45	286.1355	48.46	1.3	58734.528	152709.772	286893.3393	1485741.268
	2	247.22	0.15	3.9	2.03	500.6205			12990.6432	551932.6		
II	3	66.57	2.2	1.5	1.85	123.1545	48.46	1.3	5968.0671	14353.2013	286893.3393	1485741.268
	4	299.34	2.74	1.5	2.12	634.6008			21792.5698	84754.5921		
III	3	66.57	5.25	6.42	5.84	388.436	48.46	1.3	18823.606	142786.464	286893.3393	1485741.268
	4	299.34	5.3	6.42	5.86	1754.132			84923.9814	647570.041		
IV	3	66.57	1.2	0.63	0.92	60.91155	48.46	1.3	2951.7737	3511.13483	286893.3393	1485741.268
	4	299.34	1	2.9	1.95	583.713			12990.6432	71706.8656		
V	3	66.57	1.5	1.21	1.36	90.20235	48.46	1.3	4371.2059	7699.87916	286893.3393	1485741.268
	4	299.34	1.79	1	1.4	417.5793			36697.7917	647570.041		
VI	3	66.57	2.2	1.32	1.76	117.1632	48.46	1.3	5677.7287	12990.6432	286893.3393	1485741.268
	4	299.34	1.58	0.57	1.08	321.7905			21792.5698	647570.041		
VII	3	66.57	4.1	4.9	4.5	299.565	48.46	1.3	14516.92	84923.9814	286893.3393	1485741.268
	4	299.34	5.75	5.07	5.41	1619.429			551932.6	647570.041		
VIII	3	66.57	0.8	0.67	0.74	48.92895	48.46	1.3	2371.0969	2265.5831	286893.3393	1485741.268
	4	299.34	1.1	0.13	0.62	184.0941			7132.49947	647570.041		
IX	3	66.57	1.2	1.12	1.16	77.2212	48.46	1.3	3742.1394	5643.14614	286893.3393	1485741.268
	4	299.34	1.38	0.9	1.14	341.2476			5643.14614	647570.041		
X	3	66.57	0.9	0.8	0.85	56.5845	48.46	1.3	16536.859	24507.6246	286893.3393	1485741.268
	4	299.34	1.04	1.6	1.32	395.1288			2265.5831	647570.041		
XI	3	66.57	2	1.04	1.52	101.1864	48.46	1.3	4903.4929	9689.30206	286893.3393	1485741.268
	4	299.34	1	0.2	0.6	179.604			6788.81568	647570.041		

Penampang 1 = UCG 15 dan 16

Penampang 2 = UCG 14 dan 17

Penampang 3 = UCG 23 dan 14

Penampang 4 = UCG 22 dan 15

jarak antarpenampang (jarak tiap UCG)

jarak antarpenampang

jarak antarpenampang

jarak antarpenampang

