

**KARAKTERISASI *ORGANIC RICH / OIL SHALE*  
DENGAN MENGGUNAKAN MODEL *OIL YIELD* dan  
ELASTISITAS BATUAN PADA *FORMASI GUMAI*, SUMUR  
NBL-1, LAPANGAN ABIYOSO, SUB CEKUNGAN JAMBI,  
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar  
Magister Sains**

**ENDRA TRIYANA  
NPM. 0806421041**



**UNIVERSITAS INDONESIA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
PROGRAM STUDI FISIKA  
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR  
JAKARTA  
JULI 2010**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

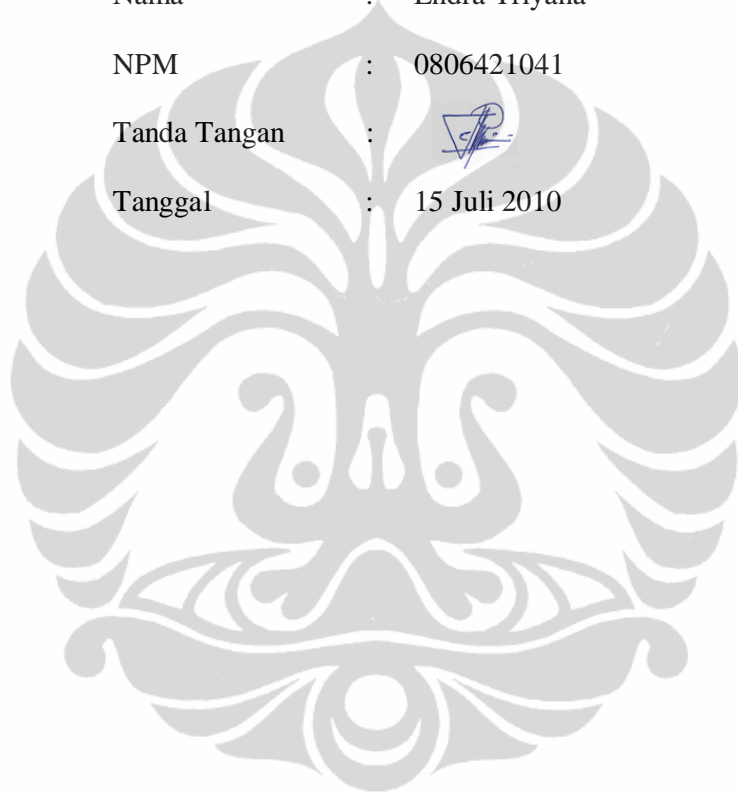
Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri, dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar

Nama : Endra Triyana

NPM : 0806421041

Tanda Tangan : 

Tanggal : 15 Juli 2010



## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : Endra Triyana  
NPM : 0806421041  
Program Studi : Fisika  
Kekhususan : Geofisika Reservoar  
Judul Tesis : **KARAKTERISASI *ORGANIC RICH* / *OIL SHALE* FORMASI GUMAI DENGAN MENGGUNAKAN MODEL *OIL YIELD* DAN ELASTISITAS BATUAN, PADA SUMUR NBL-1, LAPANGAN ABIYOSO, SUB CEKUNGAN JAMBI, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

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

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Bambang Widarsono, Ph.D (.....)  
Pembimbing II : Prof.Dr.Suprayitno Munadi (.....)  
Penguji : Dr.Ir.Benyamin, MT (.....)  
Penguji : Waluyo, Ph.D (.....)  
Penguji : Dr.Eng.rer.nat Abdul Haris (.....)  
Ketua Sidang : Dr.Eng Yunus Daud, M.sc. (.....)

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 15 Juli 2010

## KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis yang berjudul **Karakterisasi Organic Rich / Oil Shale Formasi Gumai dengan Menggunakan Model Oil Yield dan Elastisitas Batuan Pada Sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan.**

Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Sains pada Program Studi Fisika, Kekhususan Geofisika Reservoir, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia. Tesis ini merupakan penelitian pendahuluan, karena data yang diambil tidak spesifik untuk penelitian *oil shale*, sehingga volume obyek yang digunakan cukup kecil (sampel pengeboran inti / *core* dan log geofisika sumur sepanjang 30 feet / 10 meter). Sistem satuan yang digunakan dalam penelitian ini dalam sistem inggris, sebagai contoh untuk menyatakan kedalaman dalam feet. Untuk satuan yang sangat kecil, lebih kecil dari centi meter menggunakan sistem metrik, misalnya ketebalan laminasi sedimen dalam mili meter (mm). Format penulisan mengikuti standard APA (*American Psychological Association*).

Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan masukan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih, kepada:

1. Bapak Dr. Eng Yunus Daud, M.Sc., selaku Ketua Program Pasca Sarjana Fisika, Universitas Indonesia
2. Bapak Ir. Bambang Widarsono, M.Sc., Ph.D. selaku Pembimbing I
3. Bapak Prof. Dr. Suprayitno Munadi, DEA selaku Pembimbing II
4. Bapak Dr. Ir. Benyamin, MT, Kepala Dinas Ketenikan Geologi Produksi, Deputi Perencanaan BPMIGAS
5. Bapak Ir. Awang Harun Satyana, Kepala Dinas Ketenikan Geologi Eksplorasi, Deputi Perencanaan BPMIGAS

6. Bapak Nathaniel Bandaso, Kepala Sub Dinas Survei Lapangan, Deputi Pengendalian Operasi BPMIGAS
7. Bapak I Nyoman Suta, Manajer Eksplorasi, PetroChina International Jabung
8. Bapak Agus Heru Purwanto, *Geologist*, PetroChina International Jabung
9. Ibu Woro Sutjiningsih, *Senior Geophysicist*, PetroChina International Jabung
10. Bapak Randy Condronogoro, *Geophysicist*, PetroChina International Jabung
11. Bapak Ir. Agus Priyantoro, Kepala Laboratorium Sedimentologi Lemigas
12. Bapak Ir. Yuwono, Kepala Laboratorium Geokimia, Lemigas
13. Ibu. Nita, M.T., Kepala Laboratorium XRD dan SEM, Lemigas
14. Bapak Suparman, Administrasi Program Pasca Sarjana Geofisika Reservoir, Universitas Indonesia
15. Bapak Humbang, M.Si., *Assistance Professor, Geophysical Group*, Lemigas
16. Ayahanda dan Ibunda Soepriyatna
17. Istriku dr. Fitri Yana Astuti dan Anak-anakku: Ghifari Aidan dan Fawaz Nabil Abdallah
18. Rekan-rekan yang tidak dapat disebut satu persatu dalam karya ilmiah ini.

Akhir kata, hasil tulisan ini dapat dikembangkan lebih lanjut hingga dapat memberikan kontribusi penambahan cadangan minyak bumi di masa mendatang.

Jakarta, 15 Juli 2010

Penulis,



ENDRA TRIYANA

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

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

Nama : Endra Triyana  
NPM : 0806421041  
Program Studi : Geofisika Reservoir  
Departemen : Fisika  
Fakultas : MIPA  
Jenis Karya : Tesis

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

**KARAKTERISASI *ORGANIC RICH / OIL SHALE* FORMASI GUMAI  
DENGAN MENGGUNAKAN MODEL OIL YIELD DAN ELASTISITAS  
BATUAN, PADA SUMUR NBL-1, LAPANGAN ABIYOSO, SUB  
CEKUNGAN JAMBI, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di: Jakarta

Pada tanggal : 15 Juli 2010

Yang menyatakan



ENDRA TRIYANA

## ABSTRAK

Nama : Endra Triyana  
Program Studi : Geofisika Reservoir  
Judul : Karakterisasi *Oil Rich Shale / Oil Shale* dengan Menggunakan *Model Oil Yield* dan Elastisitas Batuan Pada Formasi Gumai, Sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan

Tesis ini membahas karakterisasi *oil shale* Formasi Gumai dari data Sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan dengan pemodelan *oil yield* dan elastisitas batuan. Karakterisasi batuan dilakukan dengan menganalisis sampel pengeboran inti (*core*) dari *shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet dan kedalaman 4283 – 4295 feet di laboratorium (petrografi, XRD, *oil yield / Fischer Standard retort*), %TOC, analisis, *pyrolysis*, kerogen tipe). Pemodelan *oil yield* dilakukan dengan membuat korelasi regresi linear antara data log (*bulk density*, log neutron, log sonik) dan data *oil yield* - % TOC dari sampel tersebut, sedangkan model elastisitas batuan dilakukan dengan pendekatan: kualitas medium (Q), rasio *poisson*, dan modulus *Young*. Analisis kualitas medium (Q) dilakukan dengan metode *spectral magnitudo decay*, sedangkan analisis modulus *Young* dan rasio *Poisson* diturunkan rumus dari Mavko, dkk. (2009). Hasil penelitian diperoleh karakteristik bahwa kedua lapisan tersebut dalam kategori *oil shale* dengan tipe *Tasmanite*, kerogen tipe II, dan jenis *liptinite* dalam kondisi belum matang, diendapkan pada lingkungan pengendapan laut dangkal dengan energi rendah (kedalaman 4266 – 4280 feet) dan laut dangkal relatif reduktif (kedalaman 4283 – 4295 feet) yang berbatasan dengan lingkungan darat. Model *oil yield* dari log *bulk density* pada kedalaman lapisan 4266 – 4280 feet:  $OY_{log} = -4,93x(\log \rho_b) + 19,46$  dan pada kedalaman lapisan *oil shale* 4283 – 4295 feet:  $OY_{log} = -6,03 x(\log \rho_b) + 23,58$ . Model *oil yield* log neutron hanya berhasil dilakukan pada kedalaman 4283 – 4295 feet:  $OY_{log} = 7,93x(\log \Phi_{NPHI}) + 4,30$ , sedangkan model *oil yield* log neutron tidak berhasil pada lapisan *oil shale* yang pertama. Model kualitas batuan (Q) dihasilkan 120 – 129, modulus *Young*, dan rasio *Poisson* tidak berhubungan dengan variasi *oil yield*. Potensi *oil shale* yang dihasilkan dari kedua lapisan tersebut berkisar 7 galon/ton dan tidak berpotensi sebagai reservoir *shale*. Potensi *oil shale* Formasi Gumai di daerah penelitian lebih kecil daripada *oil shale* yang telah diproduksi di Formasi Green River, Amerika Serikat yang mencapai 20 – 30 galon per ton.

### Kata kunci:

Karakterisasi *oil shale* Formasi Gumai, analisis laboratorium sampel pengeboran inti *shale* (*core*), pemodelan *oil yield*, dan model elastisitas batuan, tipe *oil shale*, lingkungan pengendapan kerogen, potensi *oil shale* (galon/ton)

## ABSTRACT

Name : Endra Triyana  
Program : Reservoir Geophysics  
Title : Oil Shale / Organic Rich Shale Characterization Using Oil Yield and Elasticity Model on Gumai Formation, Well NBL-1, Abiyoso Field, Jambi Sub Basin, South Sumatera Basin

The thesis learned oil shale characterization on Gumai Formation, Well NBL-1, Abiyoso Field, Jambi Sub Basin, South Sumatera Basin using oil yield and elasticity modeling. Characterization of the shale uses core and log data on the depth 4266 – 4280 feet and 4283 – 4295 feet. Methods that was used core description, geochemical, log correlation, and calculation of bore hole seismic. Result of the research got that the shale have been deposited at low energy shallow marine till land margin. The kerogen type is type II, liptinite, and immature. Model of oil yield of bulk density log on the depth 4266 - 4280 feet:  $OY_{log} = -4,93x(\log \rho_b) + 19,46$  and 4283 – 4295 feet:  $OY_{log} = 7,93x(\log NPHI) + 4,30$ . Sonic log model did not succeed on each shale layer, but neutron log just succeeded on the depth 4283 – 4295 feet. Elasticity model such attenuation (Q), modulus Young (E), Poisson ratio ( $\sigma$ ) did not succeed. The oil shale potency is 7 – 9 gallon/ton on the depth 4266 – 4280 feet, while on the depth 4283 – 4295 feet is 8 – 9 gallon/ton. Generally, the oil shale have not been enough yet as shale reservoir, because micro crack for permeability was not. Potency of the oil shale is less than Green River Formation's oil shale in United Stated of America which have been produced till 20 – 30 gal/ton.

### Key Words:

Oil shale characterization, depositional environment, kerogen type, oil yield modeling, elasticity modeling, potency of *oil shale* (gallon/ton)



## DAFTAR ISI

|   | <b>Hal</b> |
|---|------------|
| <b>HALAMAN JUDUL</b> .....                              | i          |
| <b>HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS</b> .....            | ii         |
| <b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....                         | iii        |
| <b>KATA PENGANTAR</b> .....                             | iv         |
| <b>HALAMAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH</b> ..... | vi         |
| <b>DAFTAR ISI</b> .....                                 | vii        |
| <b>DAFTAR GAMBAR</b> .....                              | x          |
| <b>DAFTAR TABEL</b> .....                               | xiv        |
| <b>ABSTRAK</b> .....                                    | xv         |
| <b>ABSTRACT</b> .....                                   | xvi        |
| <br>  |            |
| <b>BAB 1. PENDAHULUAN</b> .....                         | 1          |
| 1.1. Latar Belakang .....                               | 1          |
| 1.2. Perumusan Masalah .....                            | 3          |
| 1.3. Tujuan Penelitian .....                            | 3          |
| 1.4. Manfaat Penelitian .....                           | 4          |
| 1.5. Batasan Penelitian .....                           | 4          |
| 1.6. Model Operasional Penelitian .....                 | 7          |
| <br>  |            |
| <b>BAB 2. TINJAUAN LITERATUR</b> .....                  | 9          |
| 2.1. Geologi Daerah Penelitian .....                    | 9          |
| 2.1.1. Fisiografi .....                                 | 9          |
| 2.1.2. Struktur Geologi .....                           | 11         |
| 2.1.3. Stratigrafi .....                                | 12         |
| 2.2. Karakteristik Hidrokarbon Daerah Penelitian .....  | 14         |

|   |    |
|---|----|
| 2.3. Teori <i>Oil Shale</i> .....                                       | 14 |
| 2.3.1. Definisi <i>Oil Shale</i> .....                                  | 14 |
| 2.3.2. Tipe <i>Oil Shale</i> .....                                      | 17 |
| 2.3.3. Kondisi Geologi ( <i>Setting</i> ) <i>Oil Shale</i> .....        | 18 |
| 2.3.4. Mineralogi <i>Oil Shale</i> .....                                | 20 |
| 2.3.5. Karakterisasi Kerogen <i>Oil Shale</i> .....                     | 21 |
| 2.3.6. Metode <i>Recovery Oil Shale</i> .....                           | 27 |
| 2.3.7. Evaluasi <i>Oil Shale</i> Menggunakan Teknik Log Geofisika ..... | 33 |
| 2.8. Pemodelan <i>Oil Shale</i> .....                                   | 35 |
| 2.8.1. Model Log .....  | 35 |
| 2.8.2. Model Fisis .....  | 40 |
| 2.9. Korelasi <i>Linear</i> .....                                       | 46 |
| <b>BAB 3. METODE PENELITIAN</b> .....                                   | 48 |
| 3.1. Peralatan dan Bahan .....  | 48 |
| 3.1.1. Peralatan .....  | 48 |
| 3.1.2. Bahan .....  | 50 |
| 3.2. Metodologi Penelitian .....  | 51 |
| 3.3. Variabel Penelitian.....   | 52 |
| 3.3.1. Variabel Bebas .....   | 52 |
| 3.3.2. Variabel Terikat .....   | 53 |
| 3.4. Teknik Analisis .....  | 53 |
| 3.4.1. Analisis <i>Oil Yield</i> .....                                  | 53 |
| 3.4.2. Analisis %TOC .....  | 53 |
| 3.4.3. Analisis <i>Pyrolysis</i> .....                                  | 53 |
| 3.4.4. Analisis Ro dan Kerogen <i>Typing</i> .....                      | 54 |
| 3.4.5. Analisis Komposisi Mineral (XRD dan Petrografi) .....            | 54 |

|  |    |
|--|----|
| <b>BAB 4. HASIL DAN PEMBAHASAN</b> .....   | 55 |
| 4.1. Analisis Sampel Pengeboran Inti <i>Shale (Core)</i> .....                           | 55 |
| 4.1.1. Karakteristik <i>Shale</i> .....  | 55 |
| 4.1.2. Karakteristik Kerogen .....   | 59 |
| 4.2. Karakteristik Log Geofisika Sumur .....   | 61 |
| 4.2.1. Pemodelan <i>Oil Yield</i> pada Kedalaman <i>Oil Shale</i> 4266 – 4280 feet ..... | 62 |
| 4.2.2. Pemodelan <i>Oil Yield</i> pada Kedalaman <i>Oil Shale</i> 4283 – 4295 feet ..... | 66 |
| 4.3. Karakteristik Elastisitas Batuan .....  | 72 |
| 4.3.1. Kualitas Medium (Q) .....   | 72 |
| 4.3.2. Rasio <i>Poisson</i> ( $\sigma$ ) .....   | 77 |
| 4.3.3. Modulus Young .....   | 78 |
| <br>   |    |
| <b>BAB 5. KESIMPULAN dan SARAN</b> .....   | 82 |
| 5.1. Kesimpulan .....  | 82 |
| 5.2. Saran .....   | 83 |
| <br>   |    |
| <b>DAFTAR REFERENSI</b> .....  | 85 |
| <br>   |    |
| <b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....   | 88 |

## DAFTAR GAMBAR

|                    |  | Hal |
|--------------------|--|-----|
| <b>Gambar 1.1.</b> | Penyebaran <i>oil shale</i> di dunia (Dammer, T., 2006)<br>.....   | 2   |
| <b>Gambar 1.2.</b> | Posisi lokasi penelitian di Lapangan Abiyoso,<br>Sub Cekungan Jambi - Cekungan Sumatera Selatan<br>.....   | 7   |
| <b>Gambar 2.1</b>  | Fisiografi Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera<br>Selatan (Heidrick dan Aulia, 1993 dimodifikasi)<br>.....   | 9   |
| <b>Gambar 2.2.</b> | Peta pola tinggian dan rendahan daerah penelitian<br>(lingkaran warna merah di Sub Cekungan Jambi<br>Cekungan Sumatera Selatan (Pulunggono, dkk., 1992)<br>.....               | 10  |
| <b>Gambar 2.3.</b> | Sketsa Formasi Gumai (warna hijau) di Cekungan<br>Sumatera Selatan dalam kerangka Cekungan Busur<br>Belakang (Bishop, 2001 dimodifikasi)<br>.....                              | 11  |
| <b>Gambar 2.4.</b> | Stratigrafi pengendapan <i>shale</i> (kotak warna merah)<br>pada Formasi Gumai di Cekungan Sumatera Selatan<br>(Pertamina dan Beicip Franlab, 1992)<br>.....                   | 12  |
| <b>Gambar 2.5.</b> | Prinsip gambaran komponen volumetrik <i>oil shale</i><br>(Eseme, E., dkk, (2007) .....   | 15  |
| <b>Gambar 2.6.</b> | Gambar mikro elektron <i>shale</i> Posidonia dari Jerman<br>utara yang menunjukkan laminasi unsur organik dan<br>mineral (Eseme, E., dkk, 2007) .....                          | 16  |
| <b>Gambar 2.7.</b> | Skema umum komponen <i>Oil Shale</i><br>(Yen, T.F., dan Chilingarian, G.V., 1976) .....  | 17  |
| <b>Gambar 2.8.</b> | Komposisi kimia rata-rata <i>oil shale</i> <b>Formasi Green<br/>River</b> yang ditentukan dari sample di Rifle, Colorado<br>(Yen, T.F., dan Chilingarian, G.V., 1976)<br>..... | 17  |
| <b>Gambar 2.9</b>  | Skema dekomposisi kerogen alga (Brook, J.D. dan<br>Smith, J.W. dalam Cane R.F. dalam Yen, F.T. dan   |     |

|                     |  |    |
|---------------------|--|----|
|                     | Chillingar (1976, halaman 40) .....  | 22 |
| <b>Gambar 2.10.</b> | Tahapan pembentukan hidrokarbon (Waples, 1985).....  | 23 |
| <b>Gambar 2.11.</b> | Analisis material organik dengan <i>pyrolysis</i> (Bordenave, M.L., 1993) .....  | 25 |
| <b>Gambar 2.12.</b> | Diagram Van Krevelen untuk analisis tipe kerogen (Bordenave, M.L., 1993) .....   | 26 |
| <b>Gambar 2.13.</b> | Proses <i>retorting</i> permukaan oleh Union Oil Company (Dineen, G.U dalam Yen, T.F., dan Chilingarian, G.V., 1976 .....  | 28 |
| <b>Gambar 2.14.</b> | Kilang <i>oil shale</i> dengan cara <i>retorting</i> permukaan (Dineen, G.U dalam Yen, T.F., dan Chilingarian, G.V., 1976) .....   | 29 |
| <b>Gambar 2.15.</b> | Diagram proses <i>retorting</i> di tempat pembentukan batuan ( <i>in situ</i> ) (Dineen, G.U dalam Yen, T.F., dan Chilingarian, G.V., 1976) .....  | 31 |
| <b>Gambar 2.16.</b> | Lokasi uji coba sumur injeksi di barat daya Wyoming, Amerika Serikat (Dineen, G.U dalam Yen, T.F. dan Chilingarian, G.V., 1976) .....  | 31 |
| <b>Gambar 2.17.</b> | Hubungan empiris antara kandungan <i>oil shale</i> dan log density: Standfield (1), Bardsley & Algermissen (2), Tixier & Curtis (Fertl, W.H. dalam Yen, F.T. dan Chillingar, 1976) ..... | 36 |
| <b>Gambar 2.18.</b> | Waktu tiba gelombang dan penjarannya dalam rekaman VSP – offset (Munadi, S., 1987).....  | 42 |
| <b>Gambar 2.19.</b> | Koefisien atenuasi sebagai fungsi kemiringan dari grafik $\ln [zA(f,x)]$ (Munadi, S., 1990) .....  | 43 |
| <b>Gambar 2.20.</b> | $A(f,x)$ dengan $x_4 > x_3 > x_2 > x_1$ (Munadi, S., 1990) .....   | 44 |
| <b>Gambar 3.1.</b>  | Penampang Sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan.....  | 50 |
| <b>Gambar 3.2.</b>  | Diagram Alir Penelitian .....  | 52 |
| <b>Gambar 4.1.</b>  | Hasil pengamatan dan interpretasi pengeboran inti <i>shale</i> (core), sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan .....                                | 56 |

|                     |  |    |
|---------------------|--|----|
| <b>Gambar 4.2.</b>  | Kerogen dari pengamatan petrografi, nomor sampel 4293 dengan perbesaran 10x (panah warna merah) .....  | 55 |
| <b>Gambar 4.3.</b>  | Ilustrasi <i>facies</i> pengendapan obyek penelitian dan posisi sumur pengambilan sampel <i>core</i> .....   | 58 |
| <b>Gambar 4.4.</b>  | <i>Plotting data rock eval pyrolysis shale</i> kedalaman 4266-4295 feet pada <i>Diagram Van Krevelen</i> menunjukkan kerogen tipe II .....   | 60 |
| <b>Gambar 4.5.</b>  | <i>Oil yield</i> menunjukkan hubungan berbanding terbalik terhadap nilai <i>bulk density</i> pada kedalaman <i>oil shale</i> 4266 – 4280 feet .....  | 63 |
| <b>Gambar 4.6.</b>  | <i>Crossplot</i> antara <i>oil yield</i> laboratorium (lab) dan <i>oil yield</i> model log pada <i>shale</i> dengan kedalaman 4266 – 4280 feet dengan distribusi relatif merata pada diagonal kedua variabel ..... | 64 |
| <b>Gambar 4.7.</b>  | Kurva model <i>oil yield</i> dan respon log <i>bulk density</i> pada lapisan <i>shale</i> pada kedalaman 4266 – 4280 feet .....  | 65 |
| <b>Gambar 4.8.</b>  | Hubungan <i>oil yield</i> log density dan % TOC log density pada kedalaman <i>oil shale</i> 4266 – 4280 feet .....   | 66 |
| <b>Gambar 4.9.</b>  | <i>Oil yield</i> menunjukkan hubungan meningkat dengan semakin menurunnya <i>bulk density</i> pada kedalaman <i>oil shale</i> 4283 – 4295 .....  | 67 |
| <b>Gambar 4.10.</b> | <i>Crossplot oil yield lab</i> dan <i>oil yield log bulk density</i> pada <i>shale</i> dengan kedalaman 4266 – 4280 feet dengan distribusi merata pada diagonal kedua variabel.....                                | 67 |
| <b>Gambar 4.11.</b> | Kurva respon log <i>bulk density</i> dan model <i>oil yield</i> pada lapisan <i>shale</i> pada kedalaman 4283 – 4295 feet .....  | 68 |
| <b>Gambar 4.12.</b> | Hubungan antara <i>oil yield</i> dan log neutron pada kedalaman 4266 – 4280 feet yang menunjukkan korelasi baik .....  | 70 |
| <b>Gambar 4.13.</b> | Hubungan antara <i>oil yield</i> dan log neutron pada kedalaman 4283 – 4295 feet yang menunjukkan korelasi baik .....  | 70 |
| <b>Gambar 4.14.</b> | <i>Crossplot oil yield lab</i> dan <i>oil yield log NPHI</i> pada <i>shale</i> dengan kedalaman 4283 – 4295 feet dengan distribusi merata pada diagonal kedua variabel .....                                       | 71 |

|                     |   |    |
|---------------------|---|----|
| <b>Gambar 4.15.</b> | Kurva respon log <i>neutron porosity</i> dan model <i>oil yield</i> pada lapisan <i>shale</i> pada kedalaman 4283 – 4295 feet.....                                  | 71 |
| <b>Gambar 4.16.</b> | Spektral dari <i>trace</i> VSP Sumur NBL- 1 pada kedalaman: a.4214 , b. 4298, c. 4383, dan d. 4551 feet.....  | 73 |
| <b>Gambar 4.17.</b> | <i>Plotting</i> antara $X(t)$ dan $\ln[(x*A(f,x))]$ menghasilkan gradien yang merupakan koefisien atenuasi ( $\alpha$ ) .....                                       | 74 |
| <b>Gambar 4.18.</b> | Pengaruh kecepatan ( $V_p$ ) terhadap kualitas ( $Q_p$ ) pada lapisan <i>oil shale</i> dengan kedalaman 4266 – 4280 feet menunjukkan hubungan terbalik .....        | 75 |
| <b>Gambar 4.19.</b> | Pengaruh kecepatan ( $V_p$ ) terhadap kualitas medium ( $Q_p$ ) pada lapisan <i>oil shale</i> dengan kedalaman 4283 – 4295 feet menunjukkan hubungan terbalik ..... | 75 |
| <b>Gambar 4.20.</b> | <i>Crossplot</i> porositas terhadap kecepatan gelombang P pada kedalaman 4266 – 4280 feet yang tidak menunjukkan korelasi.....                                      | 76 |
| <b>Gambar 4.21.</b> | Hubungan antara rasio <i>Poisson</i> dan %TOC pada <i>oil shale</i> dengan kedalaman 4266 – 4280 feet yang menunjukkan korelasi jelek .....                         | 77 |
| <b>Gambar 4.22.</b> | Hubungan antara rasio <i>Poisson</i> dan %TOC pada <i>oil shale</i> dengan kedalaman 4283 – 4295 feet yang menunjukkan korelasi jelek .....                         | 78 |
| <b>Gambar 4.23.</b> | Hubungan antara modulus <i>Young</i> dan %TOC pada <i>oil shale</i> dengan kedalaman 4266 – 4280 feet menunjukkan korelasi jelek .....                              | 79 |
| <b>Gambar 4.24.</b> | Hubungan antara modulus <i>Young</i> dan %TOC pada <i>oil shale</i> dengan kedalaman 4283 – 4295 feet menunjukkan korelasi jelek .....                              | 79 |

## DAFTAR TABEL

|  | <b>Hal</b> |
|--|------------|
| <b>Table 2.1</b> Kriteria kandungan organik total dalam batuan (Waples, 1985) .....                            | 24         |
| <b>Tabel 2.2.</b> Karakteristik utama kerogen (Open University, 2009, dengan modifikasi) .....                 | 27         |
| <b>Tabel 2.3.</b> Nilai densitas mineral lempung (Atlas, D., 1982) .....                                       | 37         |
| <b>Tabel 2.4.</b> Respon log <i>density</i> (Atlas, D., 1982) .....  | 37         |
| <b>Tabel 2.5.</b> Nilai kecepatan fluida rata-rata dan $\Delta_f$ (Atlas, D., 1982) .....                      | 38         |
| <b>Tabel 2.6.</b> Nilai kecepatan matriks batuan Atlas, D., (1982) .....                                       | 39         |
| <b>Tabel 2.7.</b> Nilai atenuasi dan faktor kualitas dari berbagai jenis batuan (Bardley dan Fort, 1966) ..... | 45         |
| <b>Tabel 4.1.</b> Ikhtisar Penelitian <i>Oil Shale</i> Formasi Gumai pada Sumur NBL-1 .....                    | 81         |



## BAB 1. PENDAHULUAN

Bab pendahuluan membahas latar belakang, perumusan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, batasan penelitian, dan model operasional penelitian.

### 1.1. Latar Belakang

Pembicaraan tentang *oil shale* mengajak kita menengok kembali pada eksploitasi *oil shale* pada abad ke-17 di Petrosix, Alberta-Taciuk, dan Lurgi yang memroses secara *in situ* (Eseme, E., dkk, 2007).

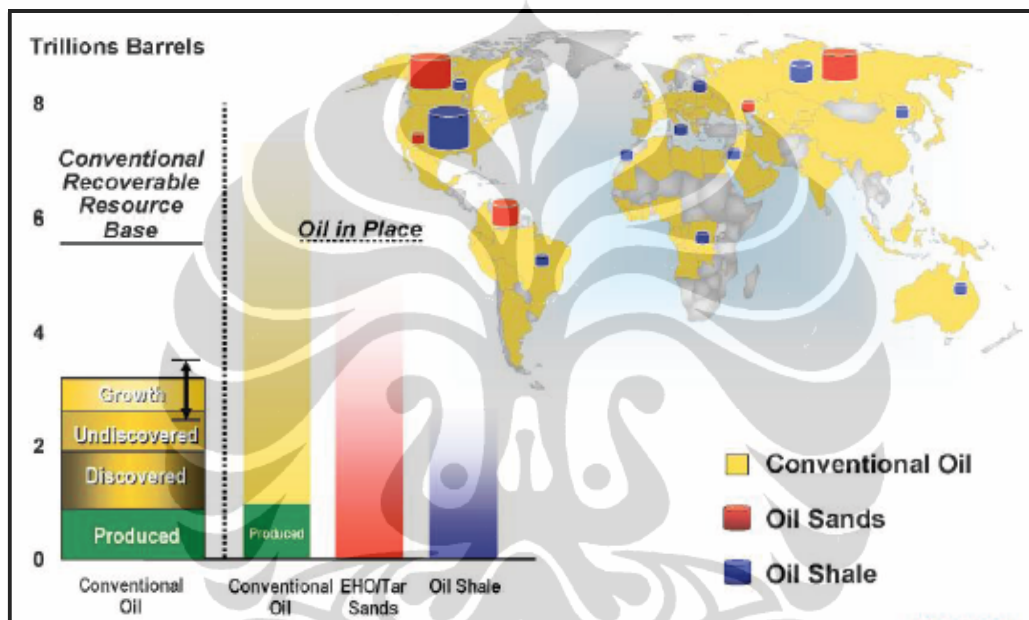
Penurunan cadangan minyak dunia saat ini, *oil shale* menjadi menarik sebagai alternatif sumber bahan bakar hidrokarbon, karena alasan-alasan, sebagai berikut:

- a. Sumberdaya yang melimpah, melebihi cadangan minyak yang ada dan keberadaannya sudah diketahui.
- b. *Oil shale* berada pada kedalaman dangkal (< 2 km), sehingga memerlukan permesinan dan investasi yang tidak rumit.
- c. *Oil shale* tidak memerlukan perangkat.

Menurut Yen, T.F., dan Chllingarian, G.V. (1976) potensi *oil shale* dunia mencapai 30 triliun barel (1 triliun =  $10^{12}$  barel). Sekitar 2 % potensi tersebut telah dieksploitasi. Administrasi Informasi Energi Amerika Serikat (EIA) mengestimasi persediaan *oil shale* di dunia mencapai 2,6 triliun barel minyak. Amerika memiliki jumlah *oil shale* terbesar (1 – 1,2 triliun barel), terutama ditemukan di Wyoming, Utah, dan Colorado dengan saturasi 10 % berat dan ketebalan lapisan 30 – 300 m (National Petroleum Council, 2007 dalam Vanorio, dkk, 2008). Menurut Hebasli (2004) dalam Prasad, M., dkk. (2009), Amerika Serikat mempunyai sumberdaya 3,3 triliun ton *shale* (batu serpih) dengan 10 % cadangan terbukti dari *oil shale* dan telah menghasilkan 60 juta ton minyak.

*Oil shale* telah diproduksi secara ekonomis di Colorado, Wyoming, dan Utah, Estonia, UK, China (Prasad, M., dkk, 2009). Keekonomian *oil shale*

diperhitungkan dari jumlah fraksi minyak bumi setiap ton (oil yield dalam satuan galon/ton), ketebalan, dan luasannya. Sebagai contoh tingkat keekonomian *oil shale* pada Formasi Green River, tersebar di Wyoming, Utah, dan Colorado yang berpotensi mengandung *oil shale* 1,8 triliun barel terdiri dari 30 galon/ton, ketebalan 30 feet, dan luasan mencapai 11 juta *acre* atau 170.000 ha. Penyebaran *oil shale* di dunia dapat dilihat dalam **Gambar 1.1**. (Dammer, T., 2006).



**Gambar 1.1.** Penyebaran *oil shale* di dunia (Dammer, T., 2006)

Dari peta penyebaran *oil shale* dunia dalam **Gambar 1.1**, *oil shale* Indonesia tidak tercatat dalam statistik dunia, karena minimnya perhatian *oil shale* untuk dapat diproduksi. Padahal menurut Awang (komunikasi personal, 2010), *oil shale* di Indonesia yang mempunyai kualitas baik tersebar pada Cekungan Sumatera Selatan, Sumatera Tengah, dan Kalimantan Tengah. Informasi terbaru dari Kepala Pusat Sumberdaya Geologi, Bandung pada Bulan Desember tahun 2009 dalam *workshop* mengenai penyiapan wilayah kerja migas bahwa sumberdaya *oil shale* Indonesia mencapai 11.451 milyar ton dengan kandungan minyak bumi bervariasi 2 – 59 galon per ton (Hadiyanto,

2009), 1 galon = 4,2 liter. Total sumberdaya hipotetik *oil shale* Indonesia adalah 2,7 milyar barel.

## 1.2. Perumusan Masalah

Karakterisasi *oil shale* dari data log dan *core* (pengeboran inti) untuk menurunkan model geofisika belum pernah dilakukan di Indonesia. Oleh karena itu, potensi *oil shale* di bawah permukaan bumi belum diketahui dengan baik, sedangkan Cekungan Sumetara Tengah, Sumatera Selatan, dan Kalimantan Tengah mempunyai kualitas *oil shale* yang baik.

Untuk memetakan bawah permukaan dan mengevaluasi potensial *oil shale* untuk diproduksi secara ekonomis di masa mendatang diperlukan karakterisasi *oil shale* di bawah permukaan bumi. Metode yang digunakan untuk karakterisasi *oil shale* mengacu pada penelitian *oil shale* yang dilakukan oleh Bardsley, S. R. dan Algermissen, S. T. (1963) yang meliputi penentuan hubungan antara respon log dan *oil yield*, respon log dan tingkat kandungan material organik, dan tingkat kematangan material organik, sedangkan kualitas medium mereferensi pada penelitian Zimin, Z (2008) dan sifat elastisitas batuan, seperti, rasio *poisson* dan *modulus young* mengacu pada penelitian Esem, E, dkk. (2007) di Amerika Barat.

Penelitian ini merupakan penelitian pendahuluan, karena data yang dipakai tidak secara khusus untuk penelitian *oil shale*, melainkan dari studi petrofisika secara konvensional. Interval sampling log yang digunakan mencapai 0,5 feet dan untuk *vertical seismic profiling* (VSP) berkisar 30 feet serta ketebalan obyek hanya terbatas 30 feet, sedangkan penelitian *oil shale* dalam fase lanjut, umumnya menggunakan interval sampling yang lebih rapat dan ketebalan *shale* mencapai 100 feet.

## 1.3. Tujuan Penelitian

Maksud penelitian ini adalah melakukan karakterisasi *oil shale / organic rich shale* dengan menggunakan data *core* dari sampel *shale*, log geofisika, dan

data *vertical seismic profiling* (VSP) dari data satu sumur pengeboran. Karakterisasi *oil shale* tersebut meliputi karakteristik log yang berkaitan dengan tingkat *oil yield*, tingkat kandungan material organik, dan elastisitas batuan. Tujuan yang akan dicapai adalah, sebagai berikut:

- a. Menentukan karakteristik sampel *shale*: kandungan material organik, kandungan minyak (*oil yield*), tipe & kematangan kerogen, komposisi mineral hingga lingkungan pengendapan.
- b. Menentukan hubungan kuantitatif antara respon log geofisika sumur pengeboran (log densitas, neutron, dan akustik) dan karakteristik sampel pengeboran inti (*core shale*).
- c. Menentukan kandungan minyak (*oil yield*) dan kandungan organik dari persamaan yang dihasilkan dari hubungan antara parameter *core* dan log tersebut di atas.
- d. Menentukan model fisis: *modulus young*, rasio *poisson*, dan kualitas (Q) dari data *vertical seismic profiling* (VSP) dalam hubungannya dengan ketiga respon log tersebut di atas.

#### 1.4. Manfaat Penelitian

Hasil penelitian diharapkan dapat memberi manfaat terhadap pengembangan metode evaluasi *potensi oil shale* di Indonesia. Keberhasilan karakterisasi *oil shale* dalam penentuan model fisis *oil shale* dari data log sumur dan *core* tersebut dapat digunakan untuk sifat-sifat petrofisika seismik, menentukan cadangan, dan memetakan distribusi lateral dan vertikal *oil shale*.

Selain itu, hasil penelitian ini dapat menjadi *tracing* (penjejukan) batuan induk atau *shale* yang telah matang (menghasilkan minyak).

#### 1.5. Batasan Penelitian

Penelitian sifat fisik *oil shale* telah dilakukan dan dipublikasikan antara tahun 1970 dan 1980 (Esem, E., dkk, 2007). Pada tahun 1980, penelitian *oil*

*shale* difokuskan pada pemanasan di permukaan (*surface retorting*), seperti di Estonia, Jepang, dan Israel.

Eseme, E., dkk, (2007) melakukan penelitian sifat fisik *oil shale in situ* (terbentuk pada tempat pengendapan) yang implikasinya untuk eksploitasi dan pemodelan cekungan. Sifat fisik pada suhu kamar telah diketahui, yaitu terdapat hubungan yang meningkat antara *oil shale* (kandungan material organik) dan rasio *Poisson*, sedangkan modulus elastisitas sebagai fungsi regangan dan kompresi menunjukkan tidak ada hubungan. Sifat-sifat tersebut dipengaruhi oleh suhu. Peningkatan suhu mengakibatkan hilangnya gaya kompresi dan menurunnya *modulus young*.

Prasad, M., dkk, (2009) mengidentifikasi *organic rich shale* dengan analisis akustik dari mikroskop akustik (*unconventional petrophysics*), pada porositas tinggi menunjukkan hubungan antara kandungan kerogen yang matang dan kecepatan gelombang P ( $V_p$ ), sedangkan *organic rich shale* pada porositas rendah tidak terdapat hubungan antara kecepatan dan material organik. Hasil lain dari analisis akustik, menunjukkan hubungan antara variasi impedansi tekstur yang rendah dan kematangan *shale*.

Metode log sumur: induksi, nuklir, dan sonik telah diterapkan dalam studi evaluasi dan analisis *oil shale* Formasi Green River dari data satu sumur di timur laut Uintah County, Utah (Bardsley, S. R. dan Algermissen, S. T., 1963). Pengambilan sampel *oil shale* telah dilakukan dan diuji antara potensi kandungan minyak, sifat fisik, kimia, dan kadarnya, kemudian digunakan untuk mengetahui respon variasi log. Program *logging* didisain untuk mengukur sifat variabel *oil shale / organic rich shale* dan sifatnya. Hubungan antara respon log densitas, log sonik, dan pengujian kadar kandungan minyak (*oil yield*) dalam galon per ton cukup untuk menurunkan persamaan yang menyatakan hubungan tersebut. Persamaan tersebut dapat digunakan untuk menentukan potensi kandungan minyak dalam zona atau penampang *oil shale*. Respon log neutron membedakan interval *shale* yang mengandung banyak minyak dari interval-interval yang sedikit minyak, tetapi tidak tampak hubungan kuantitatif. Log sinar

gamma (*gamma ray*) dan log induksi hanya menunjukkan hubungan kualitatif. *Logging oil shale* dengan metode *log density* dan atau log sonik memberikan informasi akurat terhadap endapan-endapan *oil shale* yang potensial.

Passey, Q.R., dkk. (2010) melakukan penelitian reservoir *gas shale* yang berasal dari batuan induk minyak (*oil prone*) di Barnett dan Eagleford, Amerika Utara. Pendekatan yang digunakan untuk analisis adalah stratigrafi *parasequences* dan metode penentuan kejenuhan hidrokarbon secara konvensional, seperti Sw, Sg, dan porositas. Pendekatan tersebut didukung oleh teknik geokimia dan petrofisik, seperti TOC, *x-ray defraction*, adsorbed gas, *vitritine reflectance*, deskripsi *core* secara megaskopis, deskripsi sayatan tipis petrografis, pengamatan mikroskop optis dan elektron. Hasil analisis dikombinasikan dengan *log density* dan *resistivity* yang memberikan hasil cukup rumit untuk disimpulkan.

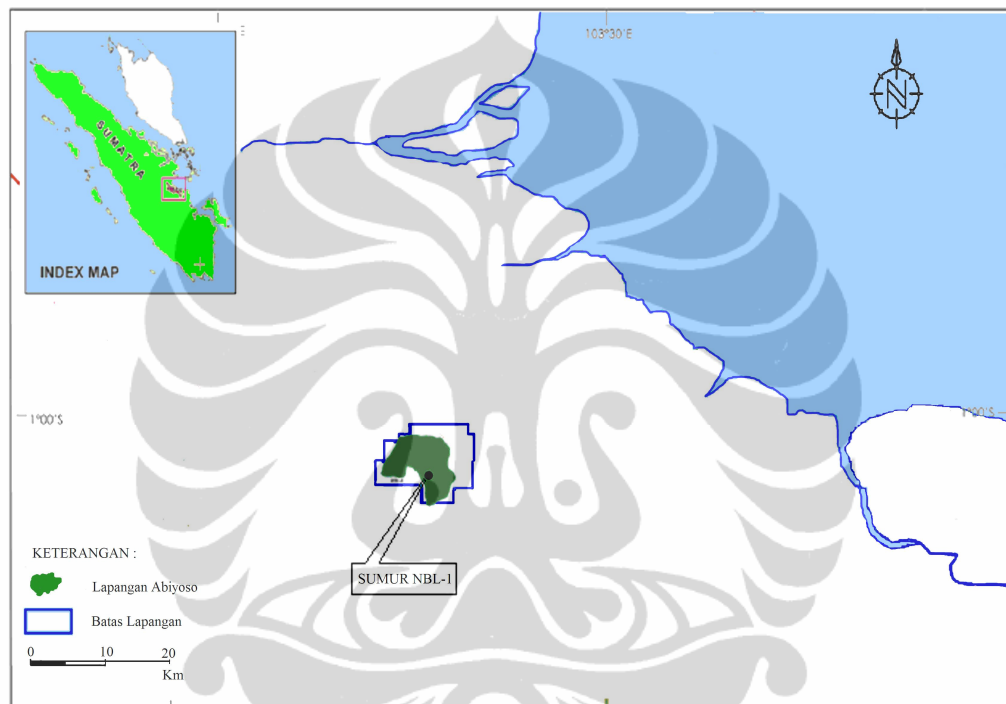
Zimin, Z (2008) menganalisis hubungan antara atenuasi gelombang seismik dan sifat batuan dari sumur minyak di Lapangan Minyak Ross Laske, Saskatchewan. Hubungan antara atenuasi dan *oil yield* ditemukan, atenuasi tinggi dengan peningkatan *oil yield*.

Penelitian dengan menggunakan beberapa parameter geokimia di Cekungan Sumatera Selatan (Tmax vs HI, VR data vs TTI; Wahab, 1986) terlihat bahwa kebanyakan *shale* dari Formasi Air Benakat belum matang atau mulai matang, Formasi Gumai mulai matang hingga matang, sedangkan Formasi Talang Akar telah matang dan beberapa telah lewat matang. Formasi Talang Akar mencapai kematangan pada awal 20 juta tahun yang lalu dan memasuki fase gas basah pada 2-5 juta tahun lalu.

Penelitian ini hanya terbatas pada penentuan hubungan empiris antara sampel log geofisika dan pengeboran inti *shale* (*core*) pada data 1 sumur dengan interval 1 feet. Log geofisika yang digunakan untuk menentukan hubungan tersebut adalah *log density*, *log NPHI*, dan *log sonik*. Selain itu, karakteristik elastisitas batuan ditentukan dari data *vertical seismic profiling* (VSP). Penekanan penelitian terletak pada pembahasan *oil shale* secara geofisis.

Pembahasan secara geologis tidak terlalu dalam dan hanya sebatas identifikasi obyek penelitian.

Obyek penelitian yang digunakan dalam penelitian ini adalah *shale* dari Formasi Gumai Sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan. Lokasi penelitian dapat dilihat dalam **Gambar 1.2** di atas.



**Gambar 1.2.** Posisi lokasi penelitian di Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi - Cekungan Sumatera Selatan

## I.6. Model Operasional Penelitian

Model operasional penelitian menjelaskan mengenai lingkup pekerjaan secara singkat. Model operasional penelitian tersebut antara lain: karakteristik *core*, karakteristik log, dan karakteristik elastisitas batuan.

*Core* dikarakterisasi antara lain menggunakan pengukuran fraksi minyak bumi (*oil yield*), %TOC, kematangan kerogen, *Thermal Alteration Index* (TAI), pengamatan petrografi, dan *x-ray diffraction* (XRD).

Karakteristik dengan log geofisika dilakukan dengan mengamati pola log *gamma ray*, log *resistivity*, log *bulk density*, log NPHI, dan log sonik. Untuk validitas log dipilih data dengan log *caliper* dengan melihat fluktuasi respon relatif konstan. Pola log *gamma ray* digunakan untuk memilih litologi *shale* sebagai obyek penelitian, sedangkan respon log *resistivity* untuk mengetahui tingkat kandungan hidrokarbon. Respon log *bulk density*, log NPHI, dan log sonik dikorelasikan dengan fraksi minyak bumi dan % TOC untuk menentukan formula empiris *oil yield* dan %TOC.

Elastisitas batuan digunakan untuk mengetahui tingkat kandungan hidrokarbon. Semakin tinggi kandungan hidrokarbon dalam batuan, semakin tinggi elastis batuannya. Elastisitas batuan ditentukan dengan data *vertical seismic profilng* (VSP). Parameter yang digunakan untuk menentukan karakteristik elastisitas batuan adalah *modulus Young* (E), rasio *Poisson* ( $\sigma$ ), dan kualitas medium (Q).



## BAB 2. TINJAUAN LITERATUR

Pembahasan pada Bab 2. Tinjauan Puskaka meliputi geologi daerah penelitian, karakteristik hidrokarbon daerah penelitian, teori *oil shale*, evaluasi *oil shale* menggunakan log geofisika, pemodelan *oil shale*, dan korelasi linear.

### 2.1. Geologi Daerah Penelitian

Lingkup pembahasan geologi daerah penelitian meliputi fisiografi, struktur geologi, dan stratigrafi.

#### 2.1.1. Fisiografi

Secara fisiografi, Sub Cekungan Jambi – Cekungan Sumatera Selatan dibatasi oleh Paparan Sunda di sebelah timur laut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah barat daya serta Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut (lihat **Gambar 2.1**).



**Gambar 2.1** Fisiografi Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan (Heidrick dan Aulia, 1993 dimodifikasi)

## BAB 3. METODE PENELITIAN

Metode penelitian membahas perihal peralatan dan bahan, metodologi, variabel penelitian, teknik analisis.

### 3.1. Peralatan dan Bahan

Pembahasan peralatan dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini meliputi:

#### 3.1.1. Peralatan

Peralatan yang digunakan untuk analisis *core* sampel *shale* menggunakan fasilitas yang dimiliki oleh Laboratorium PPTMIGAS Lemigas, Cipulir, Jakarta Selatan. Peralatan tersebut terdiri dari:

a. Peralatan untuk penentuan *oil yield*: Merk *Stainless Steel Retort*

*Stainless retort* adalah alat yang digunakan untuk mengekstrak minyak dari *shale* dengan memanaskan hingga 500°C. Peralatan ini masuk dalam kelompok Laboratorium Eksplotasi Lemigas.

Metode yang digunakan mengacu pada standard Fischer Assay (lihat **Lampiran L-2**).

b. Preparasi TOC: Merk SIEBTechnik, oven, dan *Auto Fine Coater* Merk JFC-1600

Alat preparasi untuk penentuan TOC bermerk SIEBTechnik. Alat tersebut digunakan untuk *treatment* sebelum pemisahan mineral anorganik dari sampel *shale*. Sampel dipanaskan menggunakan oven dan dihaluskan dengan *Auto Fine Coater* Merk JFC-1600. Ketiga alat tersebut dimiliki oleh Laboratorium Eksplorasi Lemigas.

c. Peralatan *Pyrolysis*: Merk RockEval 6, Vinci Technologies

Peralatan *pyrolysis* Merk Rock Eval 6 adalah generasi terbaru yang dimiliki oleh Laboratorium Eksplorasi Lemigas. Peralatan ini digunakan untuk menghitung S1, S2, S3, dan Tmax.

d. Peralatan TOC: Merk Leco SC-144DR

Peralatan TOC Merk Leco SC-144DR dimiliki oleh kelompok Laboratorium Eksplorasi Lemigas. Alat ini digunakan untuk mengetahui kandungan organik (TOC), lihat **Lampiran L-1**.

e. Mikroskop Kerogen: Merk Labconco Model 60803

Mikroskop kerogen Merk Labconco Model 60803 merupakan bagian peralatan yang dimiliki oleh Laboratorium Eksplorasi Lemigas. Alat tersebut digunakan preparasi penentuan asal dan kematangan kerogen.

f. Peralatan Vr / Ro, Merk Craick Technologies QDI 202

Mikroskop kerogen Merk Craick Technologies QDI 202 merupakan bagian peralatan yang dimiliki oleh Laboratorium Eksplorasi Lemigas. Alat tersebut digunakan untuk mengamati derajat pemantulan *vitrinite*. Derajat pemantulan *vitrinite* dapat untuk membedakan asal dan kematangan kerogen.

g. Mikroskop XRD: Merk Jeol JSM-6390LA

Mikroskop XRD Merk Jeol JSM-6390LA merupakan koleksi peralatan yang dimiliki Laboratorium Eksploitasi Lemigas. Alat ini mampu melihat struktur mineral lempung hingga skala nano meter.

i. Mikroskop Petrografi: tipe Leitz 12 pools

Mikroskop petrografi tipe Leitz 12 pools merupakan koleksi Laboratorium Eksplorasi Lemigas yang mempunyai kemampuan hingga mikrometer. Alat tersebut merupakan generasi terancang saat ini yang terhubung dengan komputer untuk pemotretan.

j. Komputer RAM min 1 GB

Komputer dengan RAM 1 GB digunakan untuk memroses data seismik lubang bor, seperti spektral. Demikian juga aplikasi software GS atau Matlab untuk penyelesaian masalah numerik yang timbul dalam penelitian.

k. *Software*: GS versi 4.5, Matlab versi 7.0, Microsoft *Excell – Word 2003*

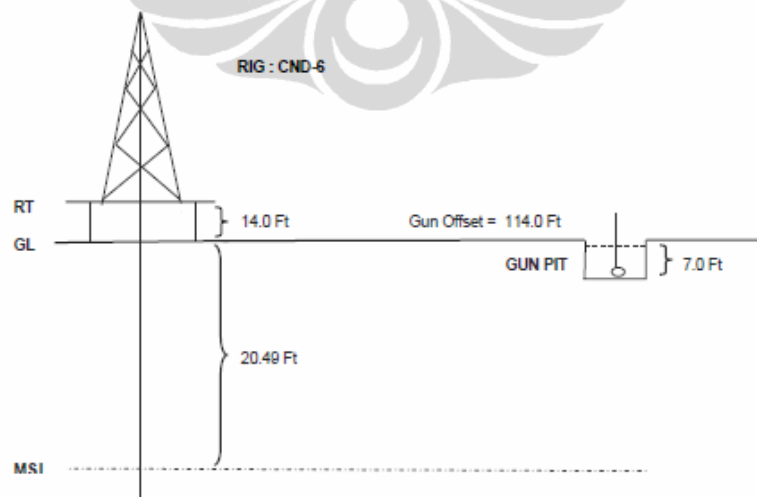
Software tersebut mampu mengolah data numerik log dan seismik lubang bor, sedangkan *software* MS-Word digunakan untuk aplikasi pelaporan.

### 3.1.2. Bahan

Bahan penelitian berupa data satu sumur di Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan. Data yang tersedia untuk penelitian ini, sebagai berikut:

- Sampel pengeboran inti *shale (core)* Formasi Gumai, Sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso pada kedalaman 4266 – 4295 feet dengan fluida pengeboran *water base mud* (lihat **Lampiran L-2**).
- Log geofisika sumur (format LAS): *caliper, gamma ray, resistivity* (induksi), *density*, sonik, dan data mentah *down hole Vertical Seismic Profiling* (Format SegY) dengan metode *zero offset* (lihat **Lampiran L-2**).
- Bahan-bahan untuk preparasi pengamatan laboratorium petrografi, XRD, *retorting, rock eval, % Ro*, dan kerogen.

Penampang Sumur NBL-1 dapat dilihat dalam **Gambar 3.1**.



**Gambar 3.1.** Penampang Sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan

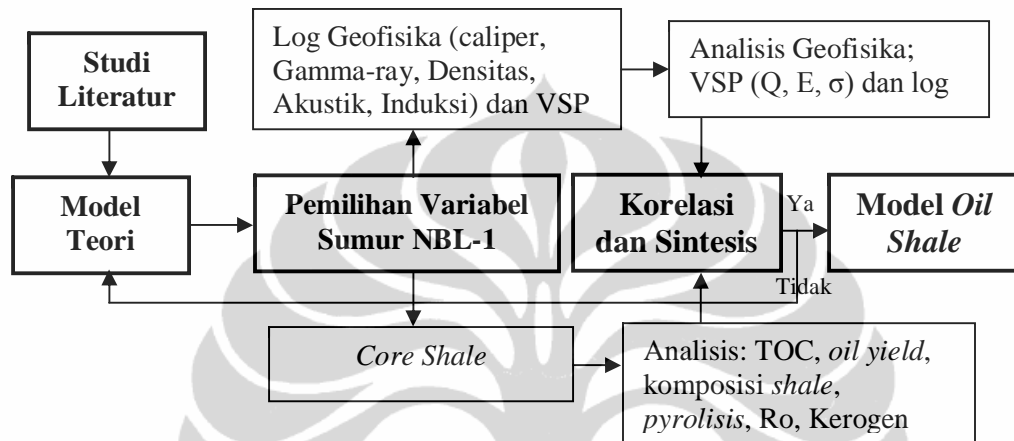
### 3.2. Metodologi Penelitian

Langkah-langkah dalam metodologi penelitian adalah sebagai berikut:

- a. Studi literatur
- b. Penyusunan teori geofisika *shale*
- c. Pengamatan sampel *core shale* secara megaskopis yang berbeda kenampakan fisik pada nomor sampel 4266 – 4280, sisipan pasir *glauconite* pada nomor sampel 4281 – 4282, dan sampel *core* dari *shale* pada nomor sampel 4283 - 4295 dengan interval setiap 1 feet.
- d. Penyiapan sampel *shale* dari *core* dengan interval 1 feet untuk keperluan analisis % TOC dan *oil yield* pada nomor sampel 4266 – 4280 dan 4283 - 4295 dengan interval setiap 1 feet.
- e. Pengambilan sampel pada bagian bawah, tengah, atas *core shale* untuk analisis XRD, petrografi, *pyrolysis*, Ro, dan kerogen *type*, pada kisaran kedalaman 4266 – 4295 feet.
- f. Pemilihan data log geofisika sumur pada kedalaman 4266 – 4295 feet.
- g. Koreksi *oil yield* / %TOC
- h. Korelasi antara log geofisika sumur (akustik, densitas, neutron) dan % TOC dengan membuat *cross plot: TOC vs log bulk density, TOC vs log sonik, TOC vs log NPHI, oil yield vs log bulk density, oil yield vs log sonik, oil yield vs log NPHI*
- i. Membandingkan antara model empiris pada teori dan hasil penelitian.
- j. Pemodelan *oil yield*
- k. Tinjau ulang/koreksi data, jika tidak sesuai model dalam teori
- l. *Plotting* nilai hasil laboratorium (lab) dan log ke dalam persamaan versus kedalaman
- m. Perhitungan kualitas medium (Q) / koefisien atenuasi  $\alpha$  pada *shale* dengan kedalaman 4266 – 4295 feet
- n. Penyiapan data Vp dan Vs dari log sonik untuk perhitungan *modulus Young* dan rasio *Poisson* pada kedalaman 4266 – 4280 feet dan 4283 - 4295 feet

- o. Pembuatan *crossplot* antara *oil yield* atau %TOC vs besaran fisis: kualitas medium (Q), rasio *Poisson* ( $\sigma$ ), dan *modulus Young*
- p. Analisis dan sintesis
- q. Penarikan kesimpulan.

Diagram alir dapat dilihat dalam **Gambar 3.2.**



**Gambar 3.2.** Diagram Alir Penelitian

### 3.3. Variabel Penelitian

Variabel yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari variabel bebas dan variabel terikat. Variabel bebas adalah variabel yang tidak tergantung dari variabel lainnya dan diambil langsung dari pengukuran obyek penelitian, sedangkan variabel terikat diturunkan dari variabel bebas.

#### 3.3.1. Variabel Bebas

Variabel bebas terdiri dari variabel yang diperoleh dari data log, *vertical seismic profiling* (VSP), dan sampel *core*. Variabel yang diperoleh dari log antara lain adalah *density* (gram/cc), sonik (ft/sec), dan neutron (NPHI), sedangkan dari VSP adalah waktu (*second*) dan amplitudo, serta variabel dari sampel *core* adalah *organic contains/TOC* (%), kematangan (Ro %), S1, S2, S3, Tmax, dan komposisi *oil shale*.

### 3.3.2. Variabel Terikat

Variabel terikat adalah *oil yield*, hidrogen indeks ( $HI = \% S_2/TOC$ ), oksigen indeks ( $OI = \% S_1/TOC$ ), *modulus Young* ( $E$ ), rasio *Poisson* ( $\sigma$ ), dan kualitas medium ( $Q$ ).

### 3.4. Teknik Analisis

Teknik analisis terdiri dari analisis *oil yield*, %TOC, *pyrolysis*, % Ro atau kerogen *typing*, dan komposisi mineral.

#### 3.4.1. Analisis Oil Yield

Sampel pengeboran inti (*core*) *shale*, sepanjang 30 feet, dengan interval 1 feet, sebanyak 29 sampel dimasukkan ke dalam *retort steel* untuk dianalisis *oil yield* dengan metode Standard Fischer Assay. Pemanasan dilakukan hingga temperatur 500 °C dan berat setiap sampel 100 gram. Metode Standard Fischer Assay dapat dilihat dalam **Lampiran L-3**.

#### 3.4.2. Analisis % TOC

Persiapan analisis % TOC dilakukan dengan *treatment acid* untuk menghilangkan asam karbonat dengan HCl 10 %, dipanaskan 2 – 3 jam. Sampel kemudian difilter menggunakan kertas saring, lalu di panaskan selama 1 hari pada suhu 60 – 70 derajat.

#### 3.4.3. Analisis Pyrolysis

Persiapan analisis *pyrolysis* sama dengan analisis TOC, tetapi tidak dilakukan *treatment acid*, kemudian sampel disaring dengan mesh 300 dan berat 100 gram. Alat *Rock Eval* bekerja secara otomatis, 1 sampel membutuhkan 45 menit. Data dan grafik dapat muncul dimonitor. Hasil Tmax dan HI diplot ke dalam Diagram Van Krevelen untuk menentukan tipe kerogen (tipe I, II, atau III).

#### 3.4.4. Analisis Ro dan Kerogen *Typing*

Sampel dihaluskan dan disaring dengan mesh 50 dan di-*treatment* dengan larutan *acrilic*. Setelah itu, sampel dilakukan *treatment acid* dan direndam dalam larutan *aquadest* sebanyak 7 kali, kemudian menggunakan HCl diendapkan 1 x 24 jam dan dielektrolisis dengan *aquadest* untuk menghilangkan mineral anorganik, seperti kuarsa dan feldspar. Kerogen kemudian dimasukkan ke dalam preparasi dan diamati % Ro dan komposisi kerogen di bawah mikroskop. Untuk menentukan tingkat kematangan dilakukan analisis *Termal Alteration Index* (TAI).

#### 3.4.5. Analisis Komposisi Mineral (XRD dan Petrografi)

Sampel untuk analisis komposisi mineral dengan XRD terlebih dahulu di-*treatment* dengan alat pemanasan, sebelum diamati di bawah mikroskop, sedangkan analisis petrografi, batuan terlebih dahulu disayat setebal 0,03 mm diletakkan di atas kaca tipis ukuran 2 x 3 cm, lalu diamati di bawah mikroskop polarisasi, komposisi mineral, dan strukturnya untuk interpretasi lingkungan pengendapan.



## BAB 4. HASIL dan PEMBAHASAN

Dalam Bab 4. Hasil dan Pembahasan disajikan hasil analisis dan pembahasan sampel pengeboran inti, analisis data log geofisika lubang bor, dan pemodelan fisis dari data VSP.

### 4.1. Analisis sampel pengeboran inti (*core*)

Penyajian dan pembahasan sampel *core* dibagi menjadi 2, yaitu karakteristik *shale* dan karakteristik kerogen.

#### 4.1.1. Karakteristik *Shale*

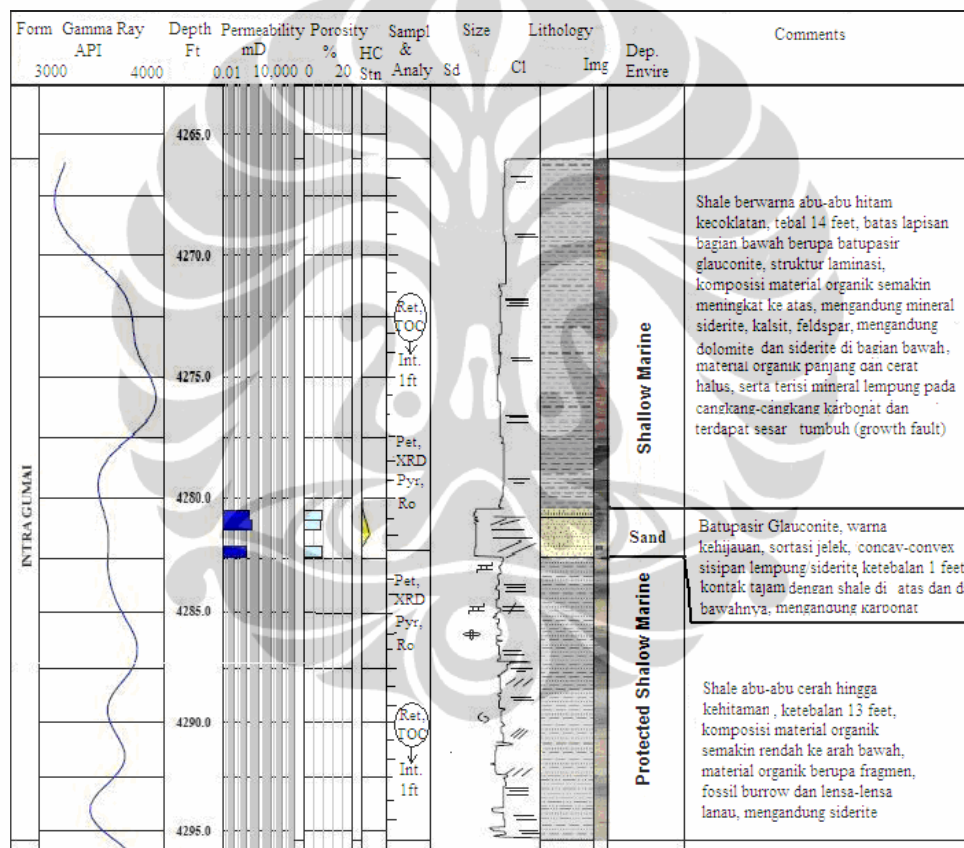
Pengamatan pengeboran inti *shale (core)* pada Sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan, pada kedalaman 4266 – 4295 feet, dapat dibedakan berdasarkan kenampakan fisik dan hasil laboratorium, sebagai berikut:

- a. *Shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet
- b. *Shale* pada kedalaman 4283 – 4295 feet

Hasil deskripsi *shale* pada kedalaman tersebut dapat dilihat pada **Gambar 4.1. Core** dari *shale* tersebut dideskripsi secara megaskopis dengan interval 1 feet (lihat **Lampiran 4a**). Hasil analisis petrografi *core* dan foto petrografi dari *shale* pada penelitian ini dapat dilihat dalam dalam **Lampiran L-4.b** dan **4c** serta hasil XRD dapat dilihat dalam **Lampiran L-4.d**.

Secara megaskopis lapisan *shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet, tebal 14 feet, berwarna abu-abu gelap kecoklatan, laminasi, komposisi terdiri dari material organik, *skeletal grain*, dan terdapat sesar tumbuh bersamaan dengan sedimentasi (*growth fault*) di antara kedalaman 4278 – 4279 feet, kemiringan laminasi lebih tajam mendekati *growth fault*., Pengamatan petrografi pada sampel *shale* ditemukan *detrital clay* mencapai 75 %, mineral *siderite* mencapai 6 %, dan sisanya terdiri mineral kuarsa, *carbonaceous*, mineral opak, fosil foram plangtonik & bentonik yang tersemenkan oleh mineral kalsit, *pyrite*, dan kaolin, sedangkan pada kedalaman 4283 – 4295 feet, ketebalan

mencapai 14 feet, secara megaskopis dapat diamati bahwa *shale* berwarna abu-abu, terdapat material organik, laminasi dengan sisipan lensa-lensa lanau (*silt*) dan secara petrografis ditemukan *clay detrital* mencapai 75 %, mineral kuarsa mencapai 20 %, mineral *siderite* mencapai 1 – 2 %, *pyrite* mencapai 1 %, dan sisanya terdiri dari *metarmorf*, sedimen, *carbonaceous*, mineral berat, mineral opak, dan foram plangtonik/bentonik (terisi sedimen lempung), tersemankan oleh mineral-mineral kalsit dan *siderite*.



**Gambar 4.1.** Hasil pengamatan dan interpretasi pengeboran inti *shale* (core), sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan

Di antara lapisan *shale* bagian atas dan bawah, yaitu antara kedalaman 4280 feet kedalaman 4283 feet ditemukan sisipan batupasir *glauconite*. Batupasir tersebut dicirikan oleh warna abu-abu kehijauan, terdapat lapisan *siderite* 0,5 feet, struktur laminasi, sortasi sedang, bentuk butir menyudut

tanggung – hingga membuldar, kontak antar butir planar hingga *concave convex*. Komposisi terdiri dari 22 % kuarsa, *glauconite* mencapai 30 %, fragmen batuan sedimen 17 %, batuan beku 10 %. Kehadiran mineral sekunder, seperti *calcite* dan *siderite* cukup signifikan mencapai 10 %.

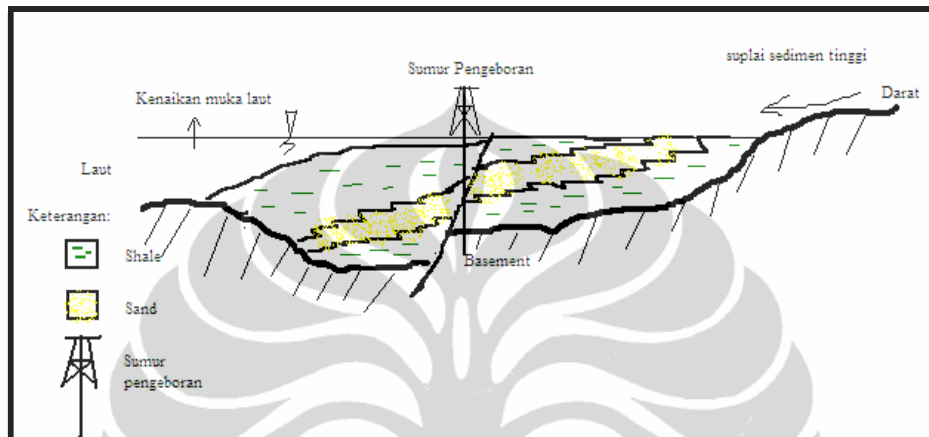
Analisis XRD sensitif terhadap mineral lempung dan berpengaruh terhadap respon log. Hasil analisis XRD dari *shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet ditemukan *mineral lempung jenis chlorite* 6 % dan *illite* mencapai 2 %, sedangkan *shale* pada kedalaman 4283 – 4295 feet ditemukan jenis *illite* mencapai 14 %, kaolin 9 %, *smectite* 5 %, dan *chlorite* 5 %, dan pada sisipan batupasir *glauconite* ditemukan mineral-mineral lempung *smectite* 6 %, *illite* 9 %, kaolin 22 %, dan *chlorite* mencapai 8 %.



**Gambar 4.2.** Kerogen dari pengamatan petrografi, nomor sampel 4293 dengan perbesaran 10x (panah warna merah)

Keberadaan cangkang laut pada sekuen *shale* dan batupasir *glauconite* dapat diinterpretasikan batuan tersebut diendapkan pada lingkungan laut dangkal dengan energi arus pengendapan lemah. *Shale* pada kedalaman 4266 - 4280 feet ditemukan mineral *dolomite* dengan struktur *shale* laminasi yang kaya material organik atau kerogen (lihat **Gambar 4.2**), semakin ke atas kandungan material cangkang semakin melimpah. Prosentase mineral lempung,

seperti *illite* hanya 6 %, menunjukkan kadar lebih kecil daripada lapisan *shale* di bawahnya. Berdasarkan hal tersebut, energi arus yang mengontrol mekanisme pengendapan lebih besar daripada lapisan *shale* pada interval 4283 – 4295 feet dan lapisan batupasir *glauconite* pada interval 4281 – 4282 feet.



**Gambar 4.3.** Ilustrasi *facies* pengendapan obyek penelitian dan posisi sumur pengambilan sampel *core*

Sebaliknya pada *shale* dengan kedalaman 4283 – 4295 feet mempunyai kandungan material organik semakin ke bawah semakin kecil, dan didominasi mineral-mineral detritus, serta mineral lempung jenis *illite*, *smectite*, kaolin dan fosil *burrow* yang diikuti lensa-lensa lanau (*silt*) menunjukkan lingkungan pengendapan laut yang lebih dangkal dan berbatasan dengan lingkungan pengendapan darat. Keberadaan mineral pirit dan *siderite* pada lapisan *shale* yang lebih dalam, yaitu pada kedalaman 4283 – 4295 feet membedakan lingkungan pengendapan *shale* yang diendapkan di atasnya, yaitu pada interval kedalaman 4266 – 4280 feet yang berkomposisi *dolomite*. Lapisan *shale* yang diendapkan di atasnya diendapkan pada lingkungan pengendapan laut lebih terbuka daripada lapisan *shale* di bawahnya. Perbedaan lingkungan tersebut terjadi, karena keberadaan sesar turun yang tumbuh bersamaan dengan sedimentasi (*growth fault*) antara *core* pada kedalaman 4278 – 4279 feet, sehingga *shale* di atasnya berada pada posisi yang lebih dalam daripada *shale* yang diendapkan pada kedalaman di bawahnya, sementara suplai sedimen terus

berlangsung bersamaan dengan proses pertumbuhan sesar. Walaupun di lingkungan yang lebih dalam, lapisan *shale* dengan pengendapan 4266 – 4280 feet diendapkan dalam lingkungan reduksi. Hal ini diperkuat oleh keberadaan pirit. Ilustrasi facies pengendapan dan posisi pengambilan sampel *core* penelitian dapat dilihat dalam **Gambar 4.3**.

#### 4.1.2. Karakteristik Kerogen

Hasil *retorting* dapat dilihat dalam **Lampiran L-5** dan hasil analisis % TOC, *pyrolysis*, % *Ro*, *kerogen type* dapat dilihat dalam **Lampiran L-6a, L-6b, L-6c**.

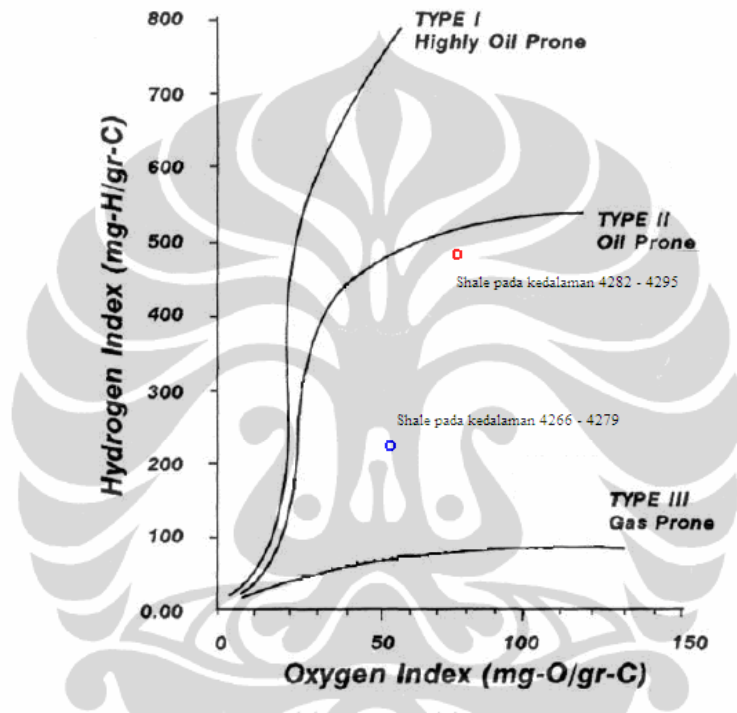
*Plotting data rock eval pyrolysis* dari data HI (*Hydrogen Index*) dan OI (*Oxygen Index*) dengan **Diagram Van Krevelen** dapat digunakan untuk analisis tipe kerogen (Bordenave, M.L., 1993) dapat dilihat pada **Gambar 4.4**.

Data *rock eval pyrolysis* dari *shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet menunjukkan angka HI: 203 dan OI: 82, selanjutnya angka tersebut diplot pada Diagram Van Krevelen menghasilkan kerogen tipe II (*oil prone*). Demikian juga untuk *shale* pada kedalaman 4283 – 4295 feet menunjukkan angka HI: 481 dan OI: 80, menghasilkan kerogen tipe II. Berdasarkan **Tabel 2.2** pada Bab 2 dari Open University (2009) tentang karakter kerogen utama, bahwa kerogen tipe II berasal dari campuran mikroorganisme laut dan debris tumbuhan yang merupakan batuan induk minyak mentah.

Menurut Waples (1985), %TOC pada *shale* dengan kedalaman 4266 – 4280 feet rata-rata mencapai kisaran 1 – 2, termasuk kategori cukup potensi untuk menghasilkan minyak, sedangkan pada *shale* dengan kedalaman 4283 – 4295 feet, % TOC pada kisaran 0,5 – 1, termasuk kategori buruk untuk menghasilkan minyak.

Dari data *Ro%* (*vitrite reflectance*) pada sampel dengan kedalaman 4266 – 4280 feet menunjukkan rata-rata 0,5. Menurut Waples (1985), angka *Ro%* mencapai 0,5 berpotensi cukup menghasilkan minyak, sedangkan angka *Ro%* pada kedalaman 4283 – 4295 feet data *Ro%* tidak cukup untuk memberikan kesimpulan, karena miskin kandungan organik (% TOC < 1 %) dan kandungan

mineral amorf berkisar 75 %. Menurut Yuwono (komunikasi personal, 2010) hasil analisis TAI (*Thermal Alteration Index*) pada semua sampel *shale* pada penelitian ini menunjukkan bahwa tingkat kematangan kerogen belum matang (angka TAI  $\pm 2$ ). Parameter TAI dapat menunjukkan tipe *maceral* kerogen, yaitu jenis *liptinite* (6 – 12 %), *vitrinite* (9 – 33 %), dan *inertinite* < 1 – 3 %).



**Gambar 4.4.** Plotting data rock eval pyrolisis shale kedalaman 4266- 4295 feet pada Diagram Van Krevelen menunjukkan kerogen tipe II

Berdasarkan teori *oil shale* yang dikemukakan pada Bab II dan hasil analisis laboratorium bahwa *shale* Formasi Gumai pada obyek penelitian ini adalah dalam kategori *oil shale* dengan tipe *Tasmanite* (dendapkan di lingkungan laut dangkal berenergi rendah dan berbatasan dengan lingkungan darat), potensi cukup dapat menghasilkan minyak, dan kematangan belum tercapai. Analisis kerogen menunjukkan bahwa *shale* dalam penelitian ini dalam tipe II yang berasal campuran debris tumbuhan dan mikroorganisme laut yang merupakan penghasil utama minyak mentah dan beberapa gas (Open University, 2009). Hasil analisis asal kerogen dari *liptinte* memperkuat dugaan

bahwa kandungan organik yang ada dalam *shale* berpotensi sebagai batuan induk minyak.

*Oil shale* Formasi Gumai dalam obyek penelitian ini belum memenuhi syarat sebagai reservoir, karena kematangan minyak belum tercapai, sehingga *microcrack* tidak terbentuk di antara porinya. *Microcrack* terbentuk oleh pengurangan tegangan permukaan air yang digantikan oleh minyak bumi dalam pori *oil shale* tersebut (Prasad, M., dkk., 2009). *Microcrack* adalah penting untuk pembentukan permeabilitas. Apabila dilihat dari hasil analisis porositasnya, lapisan *shale* bagian atas mencapai 8 – 13 % dan lapisan bagian bawah mencapai 8 – 17 % dapat dikategorikan berporositas sedang (Agus Priyantoro, komunikasi personal, 2010). Porositas *shale* tidak dapat dikarakterisasi dengan metode konvensional (Passey, Q.R., dkk., 2010).

#### 4.2. Karakteristik Log Geofisika Sumur

Karakterisasi log geofisika sumur membahas log *bulk density*, log sonik, dan log neutron dalam hubungannya dengan tingkat kandungan organik (TOC) dan *oil yield* pada obyek yang sama dengan karakterisasi *core*. Interval sampling *core* dilakukan setiap 1 feet, selanjutnya dibuat *crossplot* dan dibuat persamaan empiris antara log-log tersebut dan *oil yield* serta %TOC. Data hasil pengukuran dan analisis geofisika sumur maupun *core* dapat dilihat dalam Lampiran L-11. Hasil pengukuran laboratorium dapat dilihat dalam Lampiran L-4 – L-7.

Perhitungan *bulk density* terlebih dahulu dikoreksi dengan fluida pori, porositas, dan densitas matriks batuan. Densitas mineral logam yang terdapat dalam *core* tersebut diganti dengan fraksi volume densitas kuarsa dengan menerapkan rumus 2.4 dalam Bab 2, halaman 36, lihat Lampiran L-7). Selain koreksi *bulk density* dari fraksi komposisi mineral, dilakukan koreksi *error bar* (kesalahan estimasi) dengan estimasi *error* 5 %, sehingga korelasi yang dihasilkan meningkat cukup signifikan.

Perhitungan korelasi dan standard deviasi antara 2 variabel berdasarkan rumus 2.14 – 2.22, halaman 46 - 47, Bab 2. *Crossplot* antara *oil yield* dan log *bulk density*, *crossplot oil yield*, dan log sonik, *oil yield* dan log neutron serta

%TOC dan log *bulk density*, %TOC dan log sonik, %TOC dan log neutron dapat dilihat dalam **Lampiran L-8**, sedangkan *crossplot* antara %TOC dan modulus *Young* maupun dengan rasio *Poisson* serta *crossplot* antara kecepatan gelombang P dan kualitas medium (Q) maupun dengan porositas (%) dapat dilihat dalam Lampiran **L-9**.

Hubungan yang signifikan hasil korelasi regresi linear dengan menggunakan metode *least square* terjadi pada log *bulk density* pada kedalaman *oil shale* 4266 – 4280 feet dan 4283 – 4295 feet serta pada log neutron dengan kedalaman 4283 – 4295 feet, sedangkan pada log sonik, pengaruh material organik terhadap kecepatan gelombang P tidak signifikan, karena tingkat kematangan kerogen pada kedua lapisan tersebut belum tercapai, sehingga fraksi minyak pada *oil shale* dengan kedalaman tersebut belum terbentuk. Respon yang signifikan dari log neutron tersebut dapat dipengaruhi oleh hidrogen dari mineral lempung, seperti *smectite*, *illite*, dan kaolin.

Struktur sedimen yang berbentuk lensa pada kedalaman *oil shale* 4283 – 4295 feet dapat meningkatkan pengaruh korelasi yang signifikan antara log neutron dan material organik, sedangkan pada log sonik lensa-lensa tersebut akan menurunkan angka korelasi terhadap material organik. Korelasi log neutron terhadap kandungan organik pada kedalaman 4266 – 4280 feet menunjukkan anomali, yaitu peningkatan kandungan organik berbanding terbalik dengan peningkatan porositas neutron. Hal ini disebabkan oleh keberadaan mineral sekunder, seperti *siderite*, *calcite*, dan pirit yang dapat meningkatkan densitas dan menurunkan ruang pori.

Untuk menyederhanakan analisis pemodelan *oil yield* dan pembahasannya dibagi berdasarkan karakter lapisan *oil shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet dan *oil shale* pada kedalaman 4283 – 4295 feet.

#### **4.2.1. Pemodelan *Oil Yield* pada Kedalaman *Oil Shale* 4266 – 4280 feet**

Korelasi antara *oil yield* dan log *bulk density* serta antara % TOC dan log *bulk density* dari *oil shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet menunjukkan kecenderungan meningkat dengan penurunan densitas dan sebaliknya

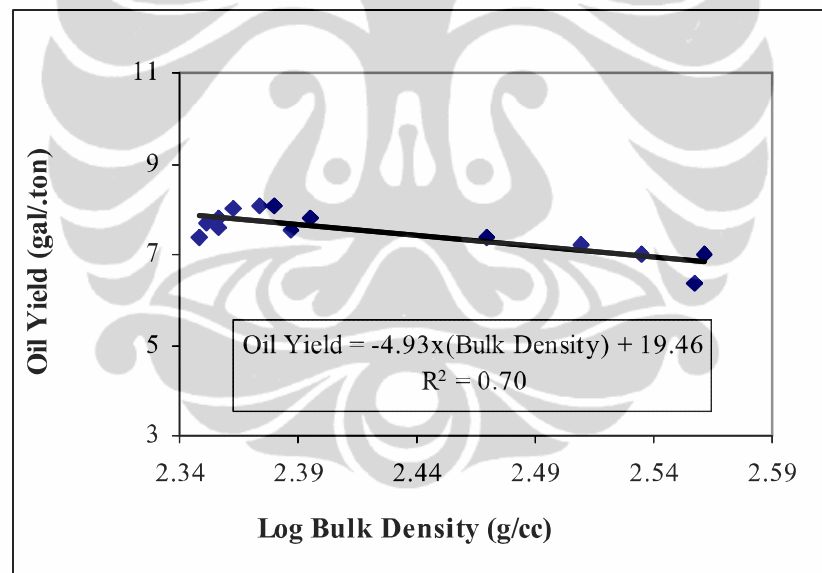


mempunyai kecenderungan menurun dengan kenaikan densitas. Semakin meningkat *oil yield* dan % TOC berarti menurun *densitas bulk* – nya dan semakin menurun *oil yield* dan % TOC, bulk densitasnya semakin membesar (lihat **Gambar 4.5**). Kecenderungan ke arah atas menunjukkan semakin besar kandungan material organiknya dan di bagian bawah semakin kecil.

Persamaan *oil yield* laboratorium dan log *bulk density* dari *oil shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet, sebagai berikut:

$$OY_{\log} = -4,93x(\log \rho_b) + 19,46 \dots\dots\dots(4.1)$$

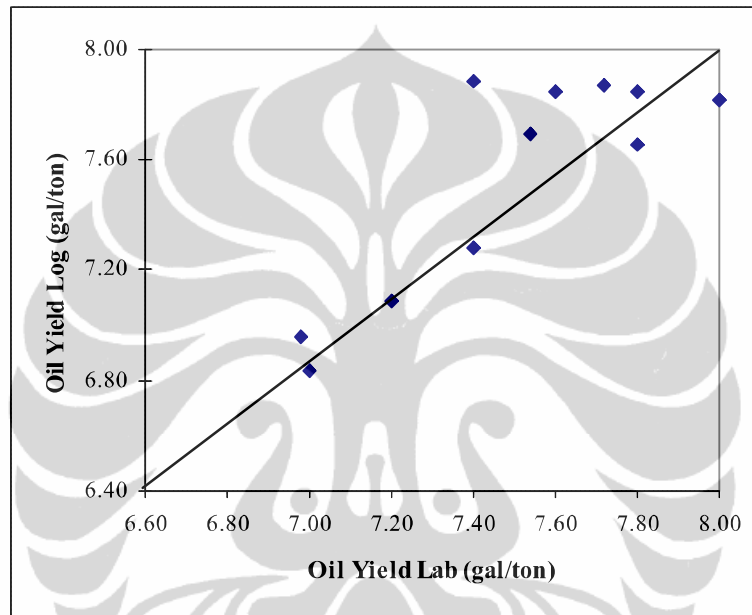
$OY_{\log}$  = *oil yield* yang diperoleh dari log (gal/ton),  $\rho_b$  = log *bulk density*



**Gambar 4.5.** *Oil yield* menunjukkan hubungan berbanding terbalik terhadap nilai *bulk density* pada kedalaman *oil shale* 4266 – 4280 feet

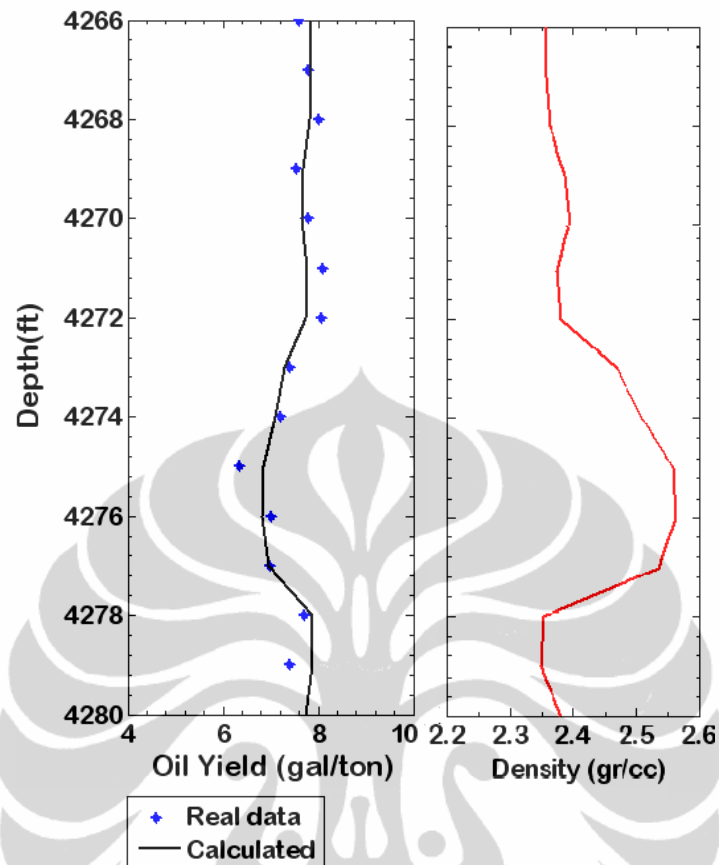
Validasi persamaan tersebut di atas dilakukan dengan cara memasukkan data log ke dalam persamaan *oil yield*. Kemudian *crossplot* dilakukan antara *oil yield lab* dan *oil yield log* untuk melihat distribusi pengaruh kedua variabel tersebut (lihat **Gambar 4.6**). Hasil *crossplot* menunjukkan kedua variabel terdistribusi relatif merata di tengah diagonal sumbu *oil yield* laboratorium (lab)

dan *oil yield* model dari log, walaupun di bagian atas terdapat sekitar 4 data, relatif lebih tersebar di zona *oil yield* log, karena pengaruh mineral *calcite*, *siderite*, dan *pyrite*. Koreksi terhadap mineral tersebut dilakukan secara rata-rata, karena keterbatasan jumlah sampel yang dianalisis. Variasi perubahan komposisi setiap interval sampel 1 feet diabaikan.



**Gambar 4.6.** *Crossplot* antara *oil yield* laboratorium (lab) dan *oil yield* model log pada *shale* dengan kedalaman 4266 – 4280 feet dengan distribusi relatif merata pada diagonal kedua variabel

Kurva respon log terhadap model log dari persamaan 4.1. dapat dilihat dalam **Gambar 4.7.** Kurva model berimpit dengan data laboratorium dan pola model tersebut menunjukkan hubungan yang meningkat *oil yield* – nya yang diikuti oleh penurunan *bulk density*. Respon tampak menunjukkan signifikan pada kedalaman 4272 – 4278 feet, yaitu *oil yield* rendah diikuti respon log *bulk density* yang meningkat. *Oil yield* dengan densitas 2,3 gram/cc mengandung 7 – 8 galon/ton.



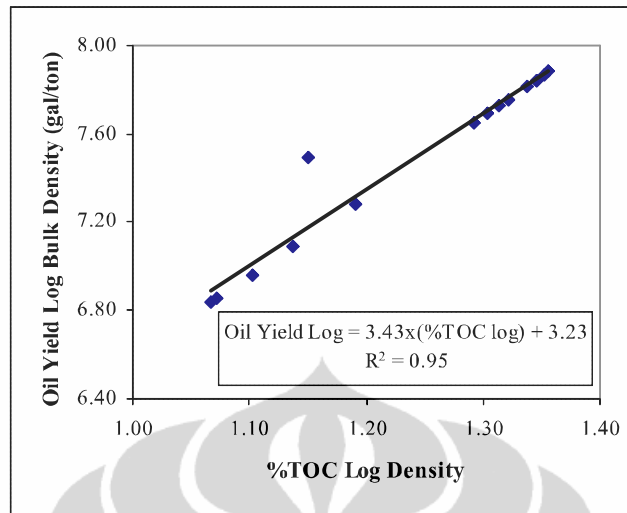
**Gambar 4.7.** Kurva model *oil yield* dan respon log *bulk density* pada lapisan *shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet

Korelasi antara kandungan organik (%TOC) dan kandungan minyak (*oil yield*) dari log *bulk density* dari *oil shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet di daerah penelitian berhubungan secara signifikan dengan koefisien korelasi 0,95 (lihat **Gambar 4.8**). Oleh karena itu, perhitungan *oil yield* pada Formasi Gumai di daerah penelitian dapat ditentukan langsung dari persamaan yang menyatakan hubungan %TOC dari sampel dan *oil yield* dari log yang dapat dinyatakan, sebagai berikut:

$$OY_{\log} = 2,56x(\%TOC_{\text{lab}}) + 4,35 \dots\dots\dots(4.2)$$

$OY_{\log}$  adalah *oil yield* yang diperoleh dari perhitungan log (gal/ton)

Persamaan tersebut berlaku umum (*robust*) untuk *oil shale* Formasi Gumai, karena polinomial berorde satu.



**Gambar 4.8.** Hubungan *oil yield log density* dan % TOC *log density* pada kedalaman *oil shale* 4266 – 4280 feet

#### 4.2.2. Pemodelan *Oil Yield* pada Kedalaman *Oil Shale* 4283 – 4295 feet

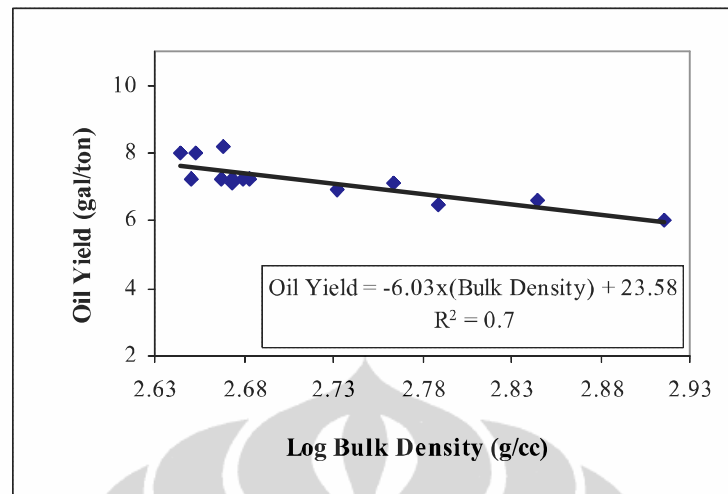
Korelasi antara *oil yield* dan *log bulk density* serta antara % TOC dan *log bulk density* dari *oil shale* pada kedalaman 4283 – 4280 feet menunjukkan kecenderungan meningkat dengan penurunan densitas dan sebaliknya mempunyai kecenderungan menurun dengan kenaikan densitas. Semakin meningkat *oil yield* dan % TOC berarti menurun *densitas bulk* – nya dan semakin menurun *oil yield* dan % TOC, *bulk* densitasnya semakin membesar (lihat **Gambar 4.9**). Variasi ke arah atas semakin besar kandungan material organiknya.

Persamaan *oil yield* dari laboratorium dan *log bulk density* dari *oil shale* pada kedalaman 4283 – 4295 feet, sebagai berikut:

$$OY_{\log} = -6,03 \times (\log \rho_b) + 23,58 \dots\dots\dots (4.3)$$

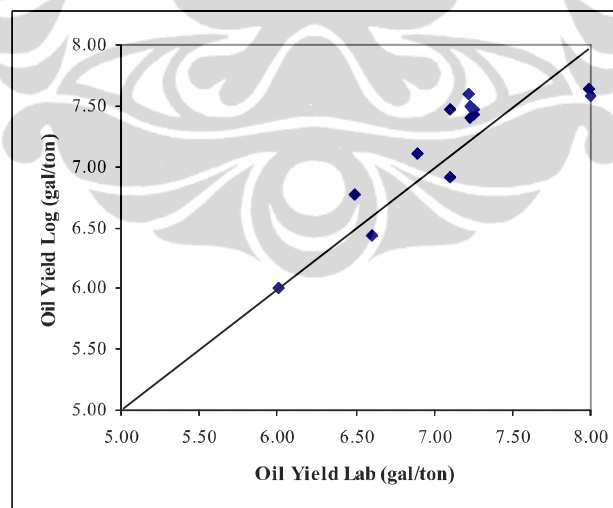
$OY_{\log}$  = *oil yield* yang diperoleh dari log (gal/ton),  $\rho_b$  = *log bulk density*

Angka koefisien regresi menunjukkan sedikit lebih besar daripada persamaan 4.1 yang dihasilkan dari *oil shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet.



**Gambar 4.9.** *Oil yield* menunjukkan hubungan meningkat dengan semakin menurunnya *bulk density* pada kedalaman *oil shale* 4283 – 4295 feet

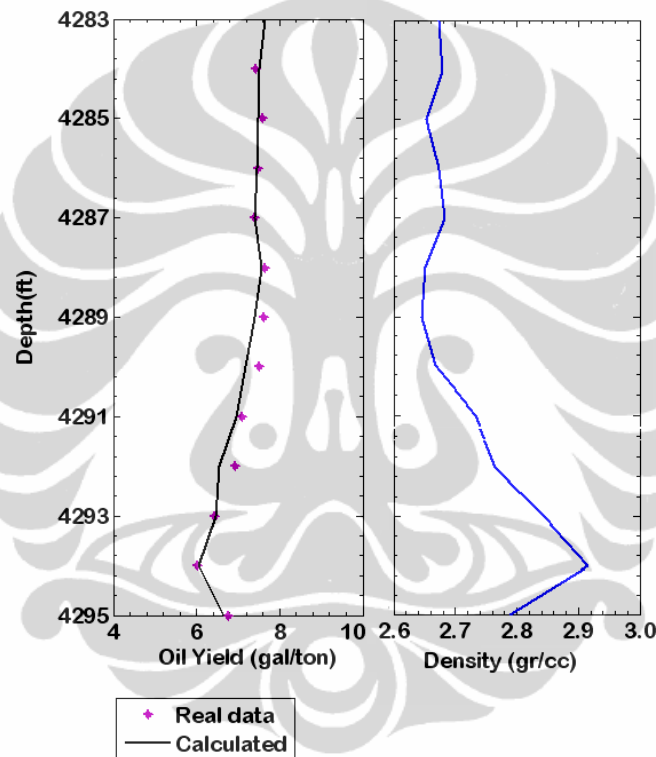
Validasi persamaan tersebut di atas dilakukan dengan melakukan *crossplot* antara *oil yield* dari log *bulk density* dan *oil yield* dari data laboratotrium, dilihat dalam **Gambar 4.10**.



**Gambar 4.10.** *Crossplot oil yield lab* dan *oil yield log bulk density* pada *shale* dengan kedalaman 4266 – 4280 feet dengan distribusi merata pada diagonal kedua variabel

Kurva model log dari persamaan tersebut di atas hampir sama dengan kurva model pada persamaan 4.1, yaitu relatif membentuk pola dengan peningkatan *oil*

*yield*, sementara respon log menurun responnya (lihat **Gambar 4.11**). Pada kedalaman 4283 – 4295 feet terjadi perubahan respon log yang signifikan dengan penurunan *oil yield*. *Oil yield* mencapai 7 galon/ton dengan *bulk density* mencapai 2,5 gram/cc. *Bulk density* lebih tinggi sekitar 0,2 gram/cc menghasilkan *oil yield* yang hampir sama dengan dengan kedalaman 4266 – 4280 feet, karena faktor kedalaman dan komposisi mineral. Pada *oil shale* di bagian atas banyak dijumpai cangkang organik.



**Gambar 4.11.** Kurva respon log *bulk density* dan model *oil yield* pada lapisan *shale* pada kedalaman 4283 – 4295 feet

Hubungan *oil yield* log terhadap %TOC laboratorium dinyatakan dengan persamaan, sebagai berikut:

$$OY_{\log} = 8,35x(\%TOC_{\text{lab}}) + 2,70 \dots\dots\dots(4.4)$$

$OY_{\log}$  adalah *oil yield* yang diperoleh dari perhitungan log (gal/ton)

Sebagaimana telah dijelaskan pada pengantar Sub Bab Karakteristik dari log geofisika sumur, parameter log neutron menunjukkan anomali pada

kedalaman 4266 – 4280 feet (lihat **Gambar 4.12**), sedangkan hubungan yang baik pada kedalaman 4283 – 4295 feet (lihat **Gambar 4.13**).

Fenomena *oil shale* bagian atas (kedalaman 4266 – 4280 feet) disebabkan oleh keberadaan mineral sekunder, seperti *calcite*, *siderite*, *dolomite*, dan *pyrite*, sedangkan pada lapisan *oil shale* bagian bawah (4283 – 4295 feet) disebabkan oleh keberadaan lensa-lensa lanau, sehingga meningkatkan respon log porositas neutron. Peningkatan tersebut dapat menjadi bias, karena faktor atom hidrogen yang dikandung dalam lempung.

Persamaan *oil shale* pada kedalaman 4283 – 4295 feet dari model log neutron porositas (NPHI), sebagai berikut:

$$OY_{\log} = 7,93x(\log NPHI)+ 4,30 \dots\dots\dots(4.5)$$

$OY_{\log}$  adalah *oil yield* yang diperoleh dari perhitungan log (gal/ton), NPHI = porositas neutron

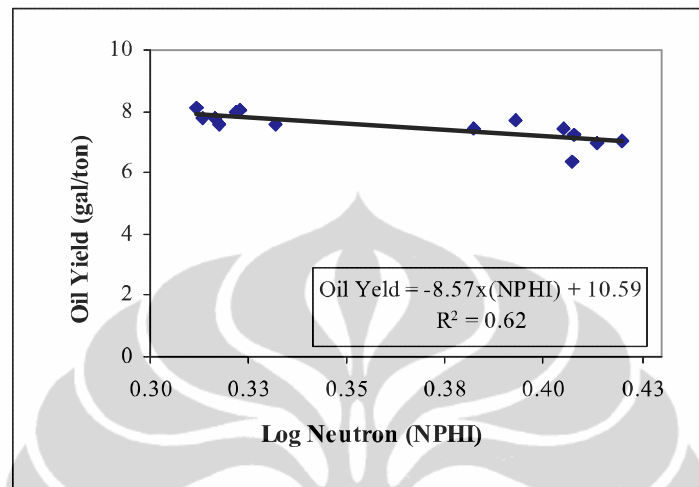
Hubungan *oil yield* log terhadap %TOC laboratorium dinyatakan dengan persamaan, sebagai berikut:

$$OY_{\log} = 7,57x(\%TOC_{lab}) + 3,07 \dots\dots\dots(4.6)$$

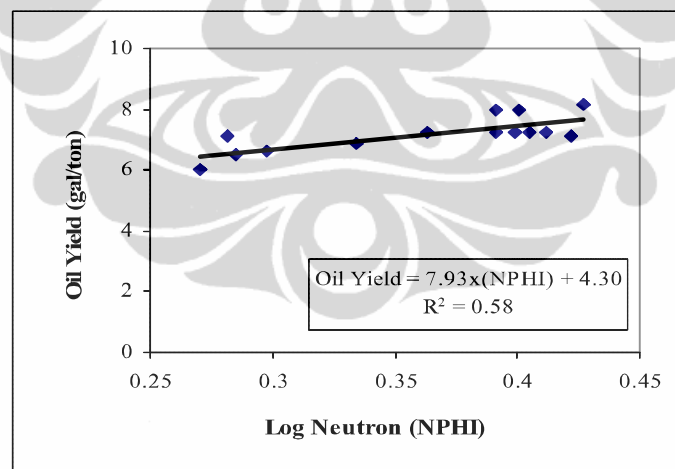
$OY_{\log}$  adalah *oil yield* yang diperoleh dari perhitungan log (gal/ton), NPHI = porositas neutron

Berdasarkan *crossplot oil yield lab* (laboratorium) dan *oil yield log neutron* menunjukkan distribusi merata pada garis diagonal kedua variabel, sehingga persamaan *oil yield* dari log neutron tidak perlu dikoreksi (lihat **Gambar 4.14**). Oleh karena itu persamaan *oil yield* log neutron pada kedalaman 4283 – 4295 feet dapat digunakan, walaupun terdapat distribusi data yang mengumpul di bagian kanan atas, karena pengaruh lensa-lensa lanau. Disamping itu keberadaan mineral lempung, seperti mineral *smectite* dan *illite* dapat mempengaruhi pembacaan log neutron, akibat keberadaan ion *hydrogen* dalam air yang

terperangkap dalam pori material berukuran lempung (*bound water*). Model kurva *oil yield* dari log neutron dapat dilihat dalam **Gambar 4.15**.

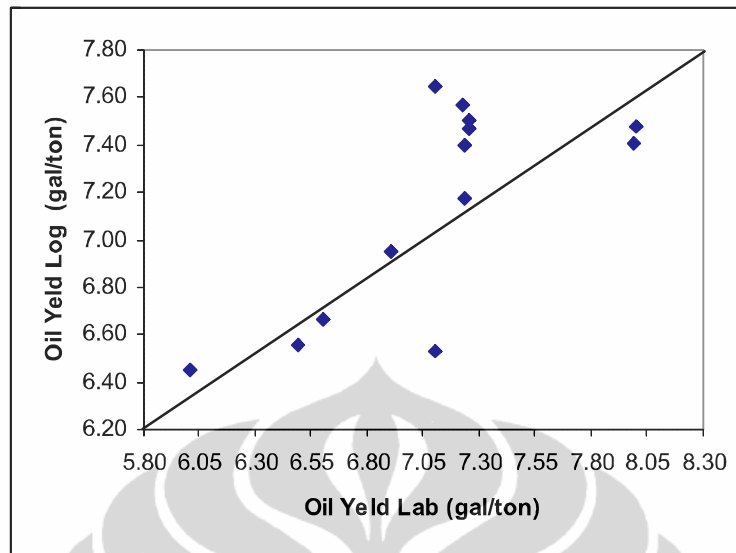


**Gambar 4.12.** Hubungan antara *oil yield* dan log neutron pada kedalaman 4266 – 4280 feet yang menunjukkan korelasi baik

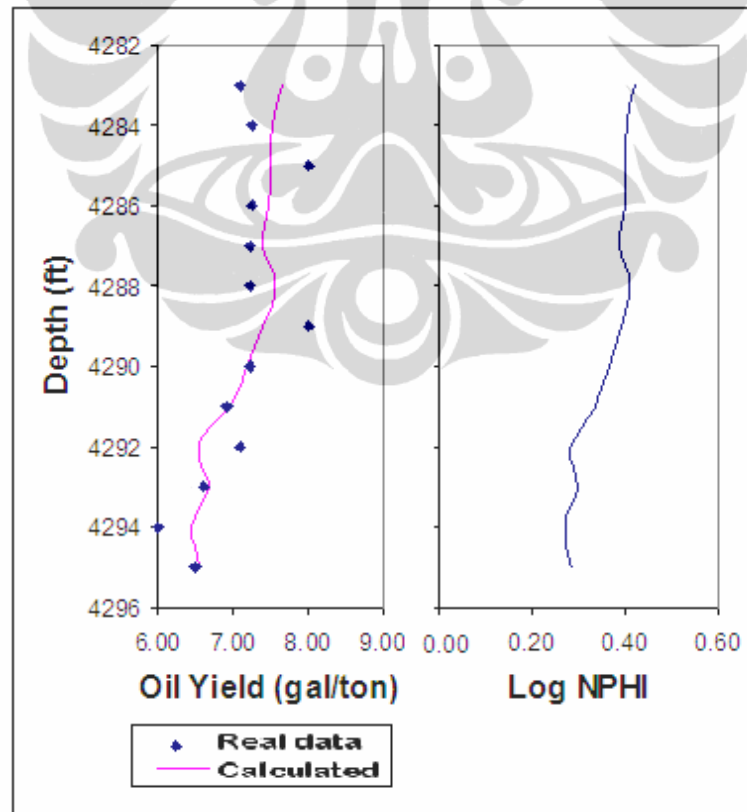


**Gambar 4.13.** Hubungan antara *oil yield* dan log neutron pada kedalaman 4283 – 4295 feet yang menunjukkan korelasi baik





**Gambar 4.14.** Crossplot oil yield lab dan oil yield log NPHI pada shale dengan kedalaman 4283 – 4295 feet dengan distribusi merata pada diagonal kedua variabel



**Gambar 4.15.** Kurva respon log neutron porosity dan model oil yield pada lapisan shale pada kedalaman 4283 – 4295 feet

Standard deviasi hasil perhitungan pada kedua lapisan *oil shale* obyek penelitian tersebut menunjukkan nilai 1 galon/ton dan *oil shale*, berpotensi untuk menghasilkan minyak (*oil yield*) dalam kisaran 7 – 8 galon/ton pada lapisan *oil shale* bagian bawah. Kisaran distribusi dalam kisaran cukup lebar di setiap kedalaman, karena dapat disebabkan oleh pengaruh *bound water* yang terikat dalam lempung. Hasil ini tidak berbeda jauh dari hasil perhitungan log *bulk density*. Untuk mencapai taraf keyakinan yang baik, perpaduan ketiga log, seperti bulk density, log neutron, dan log sonik perlu diterapkan.

Angka koefisien dan konstanta *oil shale* dalam obyek penelitian menunjukkan angka yang kecil pada *oil shale* dengan interval kedalaman 4266 – 4280 feet dan interval kedalaman 4283 – 4295 feet, karena variasi sampling yang tidak begitu banyak serta kandungan organiknya yang relatif kecil. Kandungan organik merupakan fungsi lingkungan pengendapan. Obyek *oil shale* hanya 28 feet atau 8 meter, sehingga sampel memberikan variasi data yang kecil, berbeda dengan penelitian yang dilakukan di Formasi Green River, Amerika Serikat yang khusus untuk penelitian *oil shale*, yaitu mencapai 100 feet atau lebih. Disamping variasi tersebut, faktor kedalaman diduga mempengaruhi nilai besaran koefisien. Hal ini belum dapat disimpulkan dengan pasti, karena memerlukan varian yang lebih banyak.

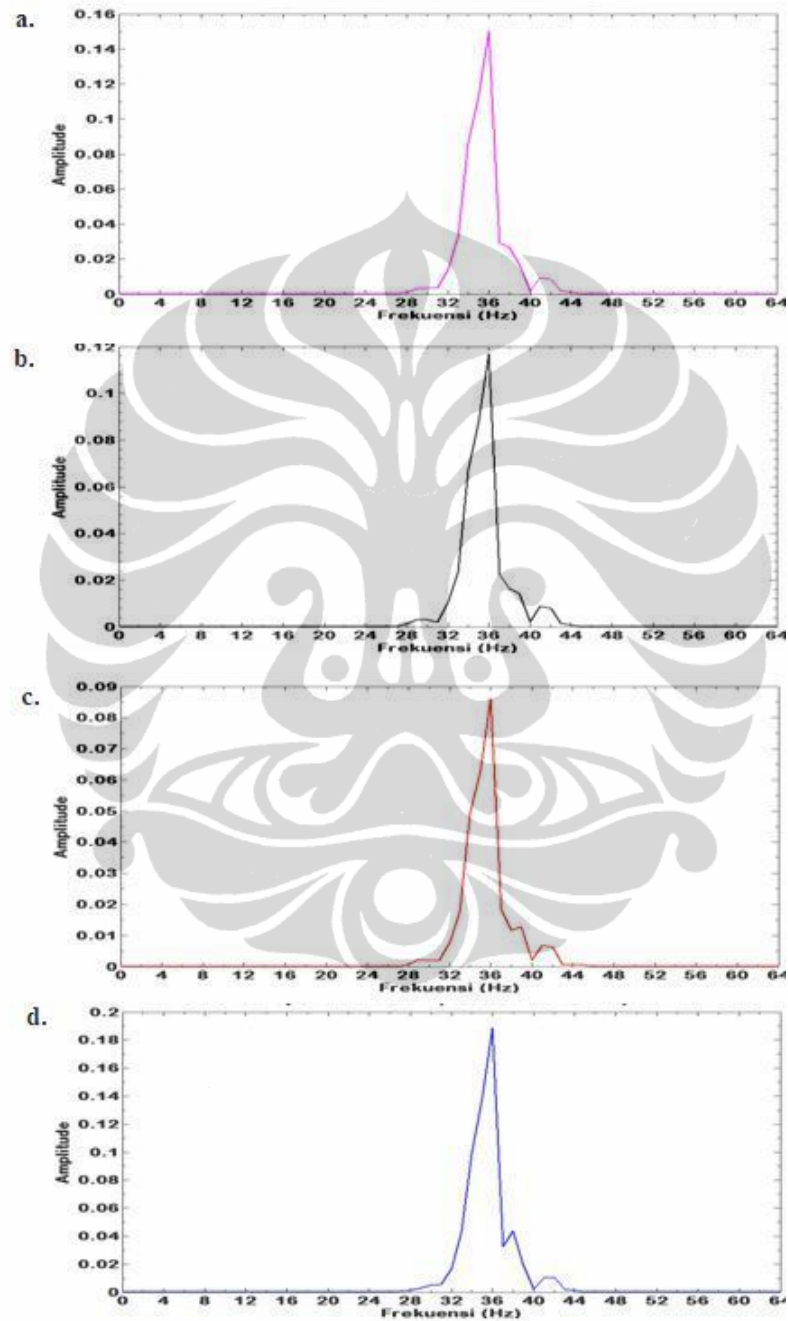
#### 4.3. Karakteristik Elastisitas Batuan

Penentuan model fisis dalam penelitian ini terbatas pada penggunaan variabel elastisitas batuan, seperti kualitas medium ( $Q$ ), rasio *poisson* ( $\sigma$ ), dan modulus *Young* ( $E$ ). Parameter tersebut digunakan untuk menjelaskan sifat fisik batuan berkaitan dengan tingkat kandungan organik maupun *oil yield*. Untuk kepentingan lebih lanjut dapat digunakan untuk mempelajari petrofisika seismik.

##### 4.3.1. Kualitas Medium ( $Q$ )

Karena interval sampling log VSP masih terlalu renggang, yaitu minimal 28 feet dan terdapat 2 posisi kedalaman receiver *trace* seismik lubang bor (VSP) yang mendekati lapisan *shale* obyek penelitian, yaitu 4214 feet dan 4298

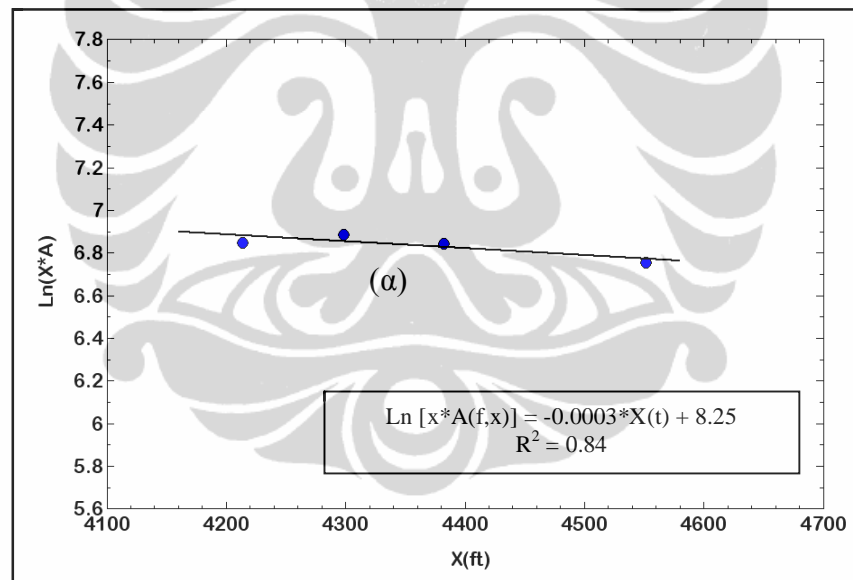
feet, sesuai metode decay, *trace* seismik yang valid digunakan minimal 4 *trace* (Munadi, S., 1987), sehingga dipakai 2 *trace* di bawahnya.



**Gambar 4.16.** Spektral dari *trace* VSP Sumur NBL- 1 pada kedalaman: a.4214 , b. 4298, c. 4383, dan d. 4551 feet

Selanjutnya 4 *trace* data VSP tersebut dilakukan *band pass filter* dan koreksi NMO untuk mengurangi efek statik, serta terakhir dilakukan transformasi ke domain frekuensi (FFT) lihat **Gambar 4.16**. Frekuensi target data berkisar 25 – 45 Hz.

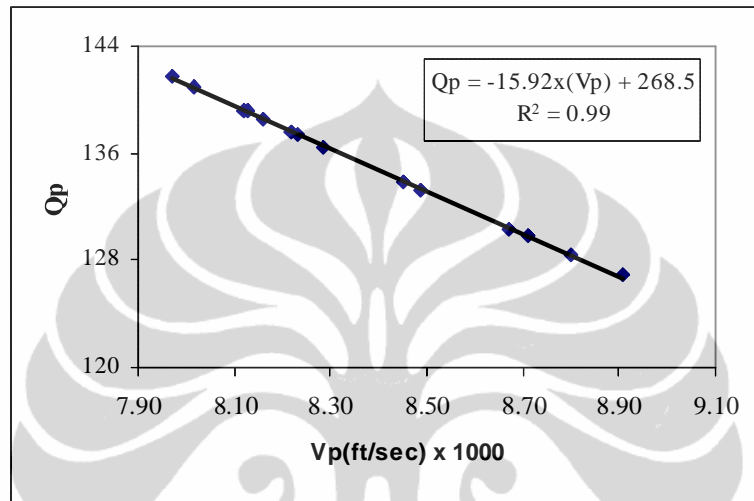
Penentuan koefisien atenuasi ( $\alpha$ ) tersebut di atas dilakukan dengan mengplot data frekuensi puncak/amplitudo versus *trace* VSP [ $\text{Ln}[(x^*A(f,x))$  vs  $X(t)$ ], dapat dilihat pada **Gambar 4.17**. Gradien regresi merupakan koefisien atenuasi. Nilai koefisien atenuasi ( $\alpha$ ) diperoleh harga 0,0003. Koefisien atenuasi kemudian dimasukkan ke dalam rumus 2.11 pada halaman 43, Bab 2. Hasil perhitungan kualitas medium kecepatan gelombang P ( $Q_p$ ) dapat dilihat pada **Lampiran L-11**.



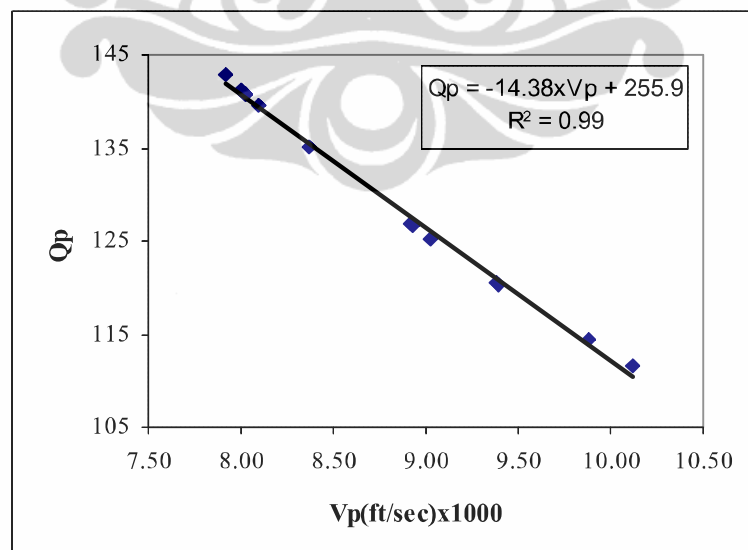
**Gambar 4.17.** *Plotting* antara  $X(t)$  dan  $\text{Ln}[(x^*A(f,x))$  menghasilkan gradien yang merupakan koefisien atenuasi ( $\alpha$ )

Kisaran perhitungan  $Q_p$  pada lapisan *oil shale* dari atas ke bawah pada kedalaman 4266 – 4280 feet mempunyai nilai 133 – 139. Angka tersebut masih pada kisaran angka kualitas medium batuan sedimen (Bradley and Fort, 1966 dalam Munadi, S., 1987).

Angka  $Q_p$  tersebut dipengaruhi oleh kecepatan gelombang P. Hubungan keduanya berbanding terbalik. Semakin besar kecepatan gelombang P, kualitas medium semakin kecil, sebaliknya semakin kecil kecepatan gelombang P, semakin besar kualitas mediumnya (lihat **Gambar 4.18** dan **Gambar 4.19**).



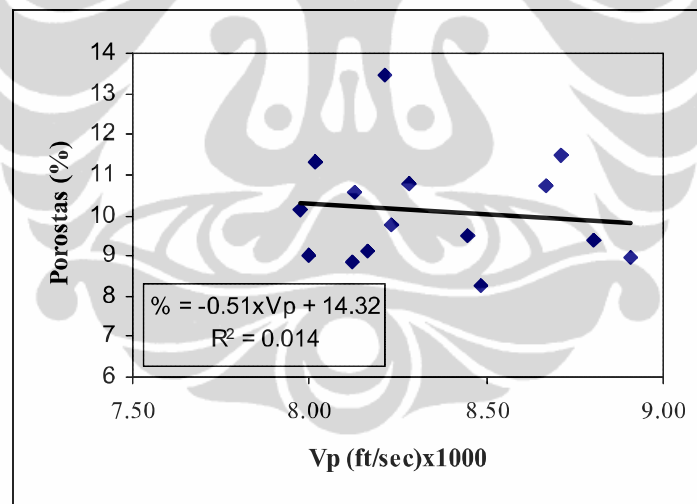
**Gambar 4.18.** Pengaruh kecepatan ( $V_p$ ) terhadap kualitas ( $Q_p$ ) pada lapisan *oil shale* dengan kedalaman 4266 – 4280 feet menunjukkan hubungan terbalik



**Gambar 4.19.** Pengaruh kecepatan ( $V_p$ ) terhadap kualitas medium ( $Q_p$ ) pada lapisan *oil shale* dengan kedalaman 4283 – 4295 feet menunjukkan hubungan terbalik

Fenomena yang aneh tersebut dipengaruhi oleh variasi struktur sedimen (lensa berukuran lanau) dan densitas mineral. Meskipun potensi kandungan *oil shale* pada kedua lapisan *oil shale* tersebut mencapai 7 gal/ton, yaitu pada lapisan *oil shale* dengan kedalaman 4266 – 4280 feet dan pada *oil shale* dengan kedalaman 4283 – 4295 feet, lihat **Gambar 4.7**, **Gambar 4.11**, dan **Gambar 4.15**, tetapi pengaruh fluida hidrokarbon tetap kecil, karena tingkat kematangan untuk menghasilkan minyak belum tercapai.

Walaupun porositas tidak berpengaruh terhadap kecepatan gelombang P (lihat **Lampiran L-9**) dan kecepatan gelombang P tidak berkorelasi baik dengan tingkat kandungan *oil yield* (lihat **Lampiran L-8**), maka munculnya fenomena atenuasi menjadi argumen bahwa kerogen belum menghasilkan minyak.



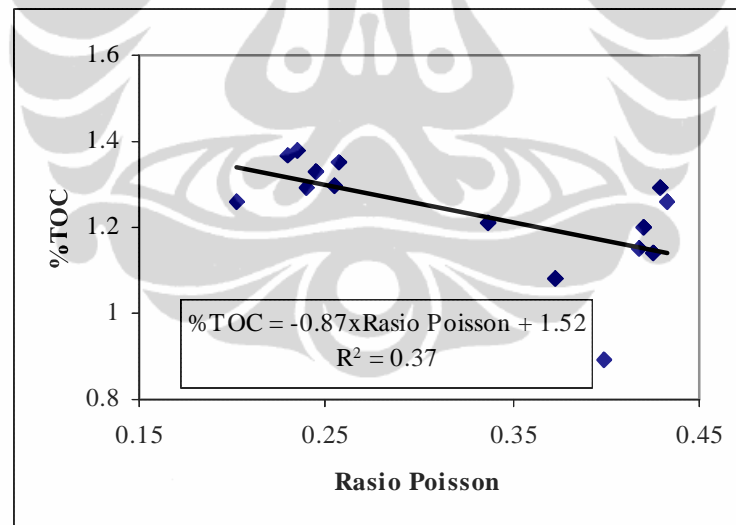
**Gambar 4.20.** *Crossplot* porositas terhadap kecepatan gelombang P pada kedalaman 4266 – 4280 feet yang tidak menunjukkan korelasi

*Crossplot* porositas terhadap kecepatan gelombang P tidak menunjukkan hubungan yang signifikan, karena fluida hidrokarbon belum terbentuk (kematangan belum cukup), lihat **Gambar 4.20** dan **Lampiran L-9**. Hal ini terjadi pada kedua lapisan *shale* obyek penelitian. Walaupun porositas *shale* berkisar 9 – 13 %, sifat porositas *shale* tidak membentuk ruang pori yang menghambat kecepatan perambatan gelombang P.

Hal ini berlawanan dengan hasil penelitian atenuasi seismik minyak berat di Ross Lake, Saskatchewan oleh Zhang, Z., dkk (2008) yang menghasilkan peningkatan nilai  $V_p$  berbanding lurus terhadap  $Q_p$ .

#### 4.3.2. Rasio *Poisson* ( $\sigma$ )

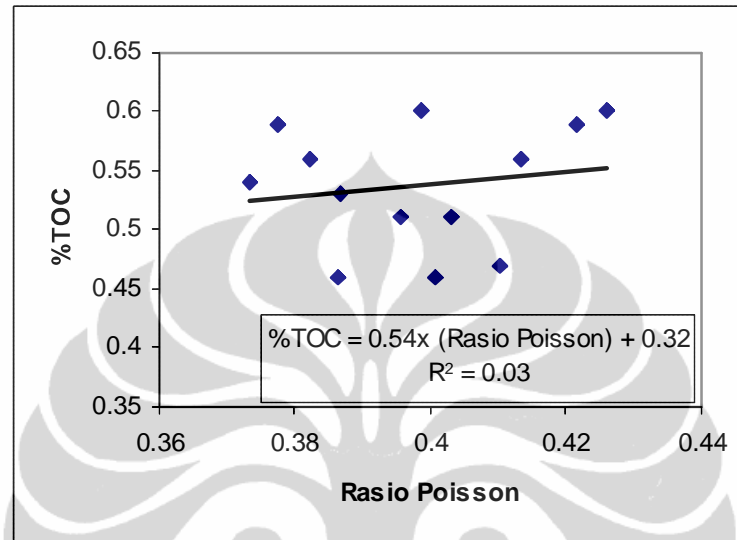
Harga rasio *Poisson* pada lapisan *oil shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet dan 4283 – 4295 feet berkisar dari 0,2 – 0,4, yang diperoleh dari rumus 2.12, Bab 2, halaman 43. Hubungan antara Rasio *Poisson* dan % TOC tidak menunjukkan hubungan yang signifikan baik pada kedalaman *oil shale* pada interval 4266 – 4280 feet maupun pada kedalaman 4283 – 4295 feet, karena tingkat kematangannya belum cukup menghasilkan minyak, sehingga hubungan antara variabel rasio *Poisson* dan %TOC rendah, lihat **Lampiran L-9**.



**Gambar 4.21.** Hubungan antara rasio *Poisson* dan %TOC pada *oil shale* dengan kedalaman 4266 – 4280 feet yang menunjukkan korelasi jelek

Sifat elastisitas belum tampak berdasarkan data *crossplot* tersebut dalam **Gambar 4.21**. Jika kerogen tersebut telah menghasilkan minyak, angka rasio *Poisson* mempunyai harga rendah. Rasio *poisson* menunjukkan derajat kompresibilitas suatu benda atau batuan.

Hal ini diperkuat dengan hubungan antara rasio *Poisson* dan %TOC, lihat **Gambar 4.22**. Posisi *plotting* data tersebut pada *shale* tidak mengandung fluida minyak (Wren, 1984).



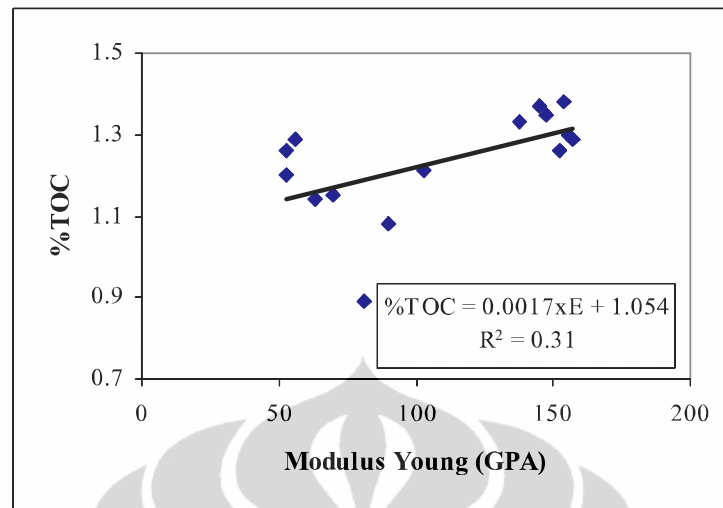
**Gambar 4.22.** Hubungan antara rasio *Poisson* dan %TOC pada *oil shale* dengan kedalaman 4283 – 4295 feet yang menunjukkan korelasi jelek

#### 4.3.3. Modulus *Young* (E)

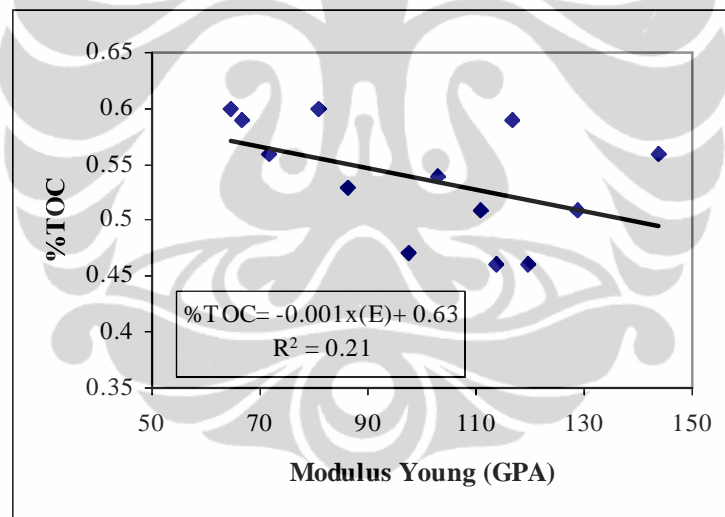
Modulus *Young* merupakan fungsi elastisitas batuan yang merupakan kebalikan dari rasio *Poisson*. Dalam obyek penelitian ini dihasilkan harga 52 – 145 GPa pada kedalaman 4266 – 4280 feet. Harga tersebut diperoleh dari persamaan 2.13, Bab 2, halaman 43.

Hubungan antara modulus *Young* dan % TOC tidak terjadi dengan baik (lihat **Gambar 4.23**), karena obyek penelitian belum cukup menghasilkan minyak, sehingga derajat inkompresibilitasnya tinggi. Kerogen pada obyek penelitian tidak menunjukkan kematangan yang cukup untuk menghasilkan minyak. Pada kedalaman 4273 feet terjadi perubahan secara signifikan dari 103 GPa ke 89 Gpa., karena menurun harga elastisitasnya akibat menurun jumlah fosil (lihat pola kurva log dalam **Lampiran L-10**).





**Gambar 4.23.** Hubungan antara modulus *Young* dan %TOC pada *oil shale* dengan kedalaman 4266 – 4280 feet menunjukkan korelasi jelek



**Gambar 4.24.** Hubungan antara modulus *Young* dan %TOC pada *oil shale* dengan kedalaman 4283 – 4295 feet menunjukkan korelasi jelek

Demikian juga untuk lapisan *oil shale* pada kedalaman 4283 – 4295 feet tidak terdapat hubungan yang baik antara modulus *Young* dan %TOC, karena tingkat kematangan kerogen belum mencapai. Nilai modulus *Young* berkisar dari 64 – 113, mempunyai kisaran yang lebih lebar daripada lapisan *oil shale* di lapisan 4266 – 4280 feet, karena kandungan organik yang rendah dan tidak cukup

untuk menghasilkan minyak ( $\% \text{TOC} < 1 \%$ ), sehingga modulus *Young* mempunyai tinggi, lihat **Gambar 4.24**.

Ikhtisar karakterisasi *oil shale* di daerah penelitian dapat dilihat dalam **Tabel 4.1**.



**Tabel 4.1.** Ikhtisar Penelitian *Oil Shale* Formasi Gumai pada Sumur NBL-1

| No | Nama Batuan                    | Kedalaman (feet) | Deskripsi  | Lingkungan Pengendapan/Tipe          | Model Oil Yield   | Model Fisis |   |          | Potensi (gal/ton)     |
|----|--------------------------------|------------------|--|--------------------------------------|---|-------------|---|----------|-----------------------|
|    |                                |                  |  |                                      |   | Q           | E | $\sigma$ |                       |
| 1  | <i>Oil Shale</i>               | 4266 - 4280      | Warna abu-abu gelap kecoklatan, lapisan siderit 1-2 cm, material organik melimpah ke arah atas (TOC 1 - 2 %), laminasi, terdapat sesar turun, komposisi <i>dolomite</i> , <i>pyrite</i> , sementasi lempung dalam cangkang fosil | Laut Dangkal<br>Terbuka / Tasmanite  | $OY_{\log \text{ bulk density}} = -4,95 \times (\log \rho_b) + 19,46$<br>$OY_{\log \text{ bulk density}} = 2,56 \times (\% \text{TOC}_{\text{Lab}}) + 4,35$<br>$OY_{\log \text{ neutron}} = -$<br>$OY_{\log \text{ neutron}} = -$   | 133 - 139   | ≠ | ≠        | 7 (density 2,3 gr/cc) |
| 2  | Batupasir<br><i>Glauconite</i> | 4281 - 4182      | Warna hijau, laminasi, komposisi material organik, kuarsa, <i>siderite</i> , karbonat, <i>pyrite</i>   | Laut Dangkal<br>Tertutup / Tasmanite | -   | -           | - | -        | -                     |
| 3  | <i>Oil Shale</i>               | 4283 - 4295      | Warna abu-abu cerah, lapisan siderit 1-2 cm, material organik carbonaceous (TOC 0,5 - 1 %), laminasi, lensa terisi silt, burrow, komposisi <i>dolomite</i> , <i>pyrit</i> , karbonat   | Laut Dangkal<br>Tertutup / Tasmanite | $OY_{\log \text{ bulk density}} = -6,03 \times \rho_b + 23,58$<br>$OY_{\log \text{ bulk density}} = 8,35 \times (\% \text{TOC}_{\text{Lab}}) + 2,70$<br>$OY_{\log \text{ neutron}} = 7,93 \times (\log \Phi_{\text{NPHI}}) + 4,30$<br>$OY_{\log \text{ neutron}} = 7,57 \times (\% \text{TOC}_{\text{lab}}) + 3,07$ | 120 - 139   | ≠ | ≠        | 7 (density 2,5 gr/cc) |

## BAB 5. KESIMPULAN dan SARAN

Dalam Bab 5. Kesimpulan dan Saran dibahas 2 sub bab, yaitu yang pertama kesimpulan dan yang kedua berupa saran.

### 5.1. Kesimpulan

Berdasarkan analisis dan sintesa data, penelitian karakterisasi *oil shale / organic rich shale* Formasi Gumai, Sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan dapat disimpulkan, sebagai berikut:

- a. *Shale* dari obyek penelitian pada interval kedalaman antara 4266 – 4280 feet dan 4283 – 4295 feet sudah dikategorikan jenis *oil shale* dan termasuk jenis *oil shale Torbanite* (Cane, R.F).
- b. Lingkungan pengendapan *oil shale* pada interval 4266 – 4280 feet mempunyai lingkungan laut dangkal dengan energi rendah dan kondisi relatif lebih mudah teroksidasi, sedangkan pada interval 4283 – 4295 feet mempunyai lingkungan pengendapan laut dangkal dan berbatasan dengan darat, lingkungan lebih bersifat reduksi, mempunyai jenis kerogen tipe II, campuran tumbuhan dan organisme laut, serta kerogen berasal dari jenis *liptine* yang berpotensi menghasilkan minyak
- c. Log *bulk density* memberikan respon lebih baik terhadap peningkatan nilai *oil yield* dan %TOC pada kedalaman 4266 – 4280 feet dan kedalaman 4283 – 4295 feet, sedangkan log sonik tidak menunjukkan hubungan dengan respon log, dan respon log neutron menunjukkan hubungan baik pada kedalaman *oil shale* 4283 – 4295 feet karena faktor komposisi dan diagenesis dari *shale*.
- d. Model *oil yield* atau %TOC dari log densitas dapat diturunkan dengan baik pada kedalaman *oil shale* dari 4266 – 4280 feet maupun pada kedalaman 4283 – 4295 feet, sedangkan log neutron tidak berhasil pada kedalaman 4266 – 4280 feet dan log sonik tidak berhasil pada semua kedalaman *oil shale*.

- e. Model kualitas medium ( $Q_p$ ) lapisan *oil shale* pada kedalaman 4266 – 4280 feet berkisar dari 133 – 139 dan lapisan *oil shale* pada kedalaman 4283 – 4295 feet berkisar 120 – 139. Model tersebut tidak berhubungan dengan keberadaan minyak. Modulus *Young* ( $E$ ) dan rasio *Poisson* ( $\sigma$ ) pada obyek penelitian tidak berhubungan dengan variabel *oil yield* maupun %TOC.
- f. Potensi *oil yield* dari *oil shale* pada kedalaman 4266 – 4280 dan 4283 – 4295 feet mencapai 7 galon/ton dengan variasi *density* 2,3 – 2,5 gram/cc dan *standard deviasi* 1 galon/ton.
- h. *Oil shale* pada obyek penelitian tidak berpotensi sebagai reservoir *shale*, karena kematangan kerogen belum cukup untuk menghasilkan minyak. *Microcrack* sebagai syarat pembentukan permeabilitas dalam porositas primer belum terbentuk. Fase minyak terbentuk dalam pori batuan akan memperkecil tegangan permukaan air, sehingga akan membentuk porositas efektif yang mampu mengalirkan fluida hidrokarbon.
- i. Persamaan tersebut berlaku untuk jenis minyak ringan, tipe kerogen dalam kategori *oil prone*, temperatur *oil shale*  $< 350^\circ\text{C}$  dan lingkungan pengendapan laut dangkal terbuka dan dekat batas cekungan dengan energi pengendapan rendah.

## 5.2. Saran

Untuk penelitian lebih lanjut tentang formula *oil shale* di Indonesia, disarankan, sebagai berikut :

- a. Sampel pengeboran inti diperlukan lebih tebal, minimal 100 feet.
- b. Interval sampling log VSP dan analisis batuan lebih rapat pada zona obyek.
- c. Penentuan parameter *oil yield* dari sampel yang tingkat kematangan materialnya lebih baik.
- d. Daerah penelitian diperluas di tengah cekungan geologi dan cekungan-cekungan lain yang potensial
- e. Penelitian ini masih bersifat pendahuluan, sehingga perlu dikembangkan guna menyelidiki parameter reservoir *shale* dari sisi geofisika dan diharapkan

dapat dikembangkan lebih mendalam menggunakan data seismik refleksi maupun elektromagnet. Pengamatan dari *scanning electron microscope* (SEM) perlu dilakukan untuk melihat lebih rinci struktur mineral lempung dan porositas sekunder.



## DAFTAR REFERENSI

- Anorio, T., Mukerji, T., and Mavko, G. (2008, June). *Emerging methodologies to characterize the rock physics properties of organic-rich shales*. The Leading Edge (V. 27, No. 6). Society of Exploration Geophysicists, halaman 780-787.
- Atlas, D. (1982). *Well Logging and Interpretation Techniques - The Course For Home Study*, 3<sup>rd</sup> Edition, Dresser Industries Inc.
- Bardsley, S. R., Algermissen, S. T. (1963). *Logging and Log Interpretation - Evaluating Oil Shale by Log Analysis*. Transactions of the Society of Petroleum Engineers. Journal of Petroleum Technology, halaman 81 – 84.
- Biot, M.A. (1956). *Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid-Saturated Porous Solid*. Journal of Acoustic Society America (V.28). Halaman 168 – 191.
- Bordenave, M.L. (1983). *Applied Petroleum Geochemistry*. Editions Technip, Paris, ISBN 2-7108-0629-0.
- Eseme, E., Urai, J.L., Kross, B.M., Littke, R. (2007). *Review of Mechanical Properties of Oil Shales: Implications For Exploitation and Basin Modelling*. Oil Shale (Vol .24, No.2). Estonian Academy Publishers, halaman 159 – 174.
- Dajan, A. (2000). *Pegantar Metode Statistik*, Jilid I. Jakarta: LP3ES.
- Dammer, T. (2006). *Strategic Significance of America's Shale Resources*, National Research Council of The National Academies, US: US Departement of Energy.
- Davis, J.C. (1986). *Statistics and data Analysis in Geology*. Toronto: John Wiley & Sons.
- Gardner, G.H.F., Willy, M.R.J., and Droschak, D.M. (1964). *Effect of Pressure and Fluid Saturation on Attenuation of Elastic Waves in Sand*, J.Petrol. Tech., halaman 189 – 1980.
- Hadiyanto.(2009). *TambangnewsWebSite*. <http://tambangnews.com/berita/utama/407-cadangan-oil-shale-mulai-dipetakan.html>.
- Hamilton, E.L.(1972). *Compressional Wave Attenuation in Marine Sediments*. Journal of Geophysics (V.37), halaman 620-646.

- Hendrick, C.K. (1993). *Structural and Tectonic Model of Coastal Plan Block, Central Sumatera Basin, Indonesia*, Proceeds IPA 21<sup>st</sup> Annual Convention. Jakarta: IPA.
- Iswahyudi, S. dan Widagdo, A. (2009). *Potensi Batuan Induk Batuserpih dan Batulempung Daerah Watukumpul untuk menghasilkan Hidrokarbon*. Purwokerto: Jurusan Teknik, Fakultas Sains dan Teknik, Universitas Jendral Sudirman (tidak dipublikasikan).
- Paktinat, J., Pinkhouse, J, Fontaine, J., Las G., Penny, G. (2008, April 20 – 23). *Investigation of Methods to improve Utica Shale Hydraulic Fracturing in the Appalachian Basin (Adapted from extended abstract presented at AAPG Convention)*. TX: San Antonio.
- Passey, Q.R., Bohacs, K.M., Esch, W.L., Klimenditis, R., Sinha, S. (2010, June). *From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoir*. SPE 131350, halaman 1-29. Beijing: Society of Petroleum Engineer.
- Pertamina dan Beicip Franlab. (1992) *South Sumatra Basin, Global Geodynamics, Basin Classification and Exploration Play-types in Indonesia (V.1)*, Jakarta: Pertamina, halaman 41 – 57.
- Prasad, M., Pal-Bathija, A., Johnston, M., Rydzy, M., Batzle, M. (2009 January). *Rock Physics of The Unconventional*. The Leading Edge, halaman 34 -38.
- Priyantoro, A. (2010, 10 Juli). Personal Interview.
- Pulunggono, A, Agus, H.S., Kosuma, C.G. (1992). *Pre-Tertiary and Ternary Fault System as A Framework of The South Sumatera Basin - A Study of SAR-MAPS*. Proceedings IPA, 21<sup>st</sup> Annual Convention (V.1), halaman 339 – 360.
- Munadi, S. (1987). *Attenuation Analysis of VSP Data*, Lemigas Scientific Contribution, halaman 73-84.
- Munadi, S. (1990). *Velocity Analysis of VSP Data*, Scientific Contribution, Lemigas, (V.2), halaman 3 – 15.
- Satyana, A.H. (2010, 5 Februari), Personal interview.
- Sheriff, R.E. (1973). *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*. Tulsa, Oklahoma: Society of Exploration Geophysicist.
- Smith, J. (2009, January) *Tool for Seismic Analysis in Porous Media*. The Leading Edge, halaman 117.



- Toksoz, M.N., and Johnston, D.H. (1981). *Seismic Wave Attenuation*. Geophysics Reprint Series, No.2. Tulsa, Oklahoma: Society of Exploration Geophysicist.
- University Website. (2009). *Petroleum Charge*. <http://openlearn.open.ac.uk>
- Waples, D.W.(1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Boston: International Human Resources Development Corp.
- Wren, A.E. (1984). *Seismic Techniques in Cardian Exploration*, Journal of Canadian, Society of Exploration Geophysics (V. 20), halaman, 55 – 59.
- Yen, T.F. dan Chillingarian, G.V. (1976). *Oil Shale*, Amsterdam: Elsevier Scientific Publishing Company.
- Yuwono. (2010, 20 Juni). Personal Interview.
- Zhang, Z. and Stewart, R. (2008). *Well Log Analysis and Seismic Attenuation in a Heavy Oilfield: Ross lake, Saskatchewan*. SCPG CSEG CWLS Convention, halaman. 383 – 387.

Tabel L4-b. Hasil Analisis Petrografi Sumur NBL-1: Sampel Core Shale 4266, 4276, 4282, dan 4293

| No | No. Sampel | Rock Name             | Classification<br>Adopted from Folk (1980) | Grains Composition |            |            |                |             |                    |            |                        |       |                |                 | Matrix          |         | DIAGENETIC MINERALS |                   |                |               |         |          |                       | VISIBLE PORES |           |         |                |           |         |
|----|------------|-----------------------|--|--------------------|------------|------------|----------------|-------------|--------------------|------------|------------------------|-------|----------------|-----------------|-----------------|---------|---------------------|-------------------|----------------|---------------|---------|----------|-----------------------|---------------|-----------|---------|----------------|-----------|---------|
|    |            |                       |  | Terrigenous grains |            |            |                |             |                    |            |                        |       |                |                 | Skeletal grains |         | Syn depositional    | Post depositional | Cements        |               |         |          |                       | Replacements  |           | Primary | Total porosity |           |         |
|    |            |                       |  | Quartz             | Feldspars  |            | Rock fragments |             | Accessory minerals |            |                        |       | Foraminifers   |                 | Planktonic      | Benthic |                     |                   | Detrital clays | Pseudo-matrix | Calcite | Siderite | Oz overgrowth/ silica | Pyrite        | Kaolinite |         |                | Ind clays | Calcite |
|    |            |                       |  |                    | k-feldspar | Microcline | Igneous        | Metamorphic | Sedimentary        | Glauconite | Carbonaceous materials | Micas | Heavy minerals | Opaque minerals |                 |         |                     |                   |                |               |         |          |                       |               |           |         |                |           |         |
| 1  | 4266       | Organic shale         | -  | 1.50               |            | -          | -              | -           | -                  | -          | 5.50                   | -     | -              | 0.75            | 7.50            | 1.00    | 74.00               | -                 | 1.00           |               | 0.25    | 2.25     |                       | 0.50          | 6.00      | 0.75    | -              | 0.00      |         |
| 2  | 4276       | organic shale         | -  | 2.00               | -          | -          | -              | -           | -                  | -          | 6.00                   | -     | -              | 0.50            | 10.00           | 2.50    | 71.00               | -                 | 1.50           |               | 0.50    | 3.50     |                       | 0.25          | 2.00      | 0.25    | -              | 0.00      |         |
| 3  | 4282       | Glauconitic sandstone | litharenite                                | 22.00              | 1.00       | 0.25       | 10.00          | 2.00        | 17.00              | 30.00      | 0.50                   | 0.25  | 0.50           | -               | 0.50            | 0.25    | -                   | 2.00              | 1.00           | -             | 0.25    | 0.25     | -                     | 1.00          | 0.75      | 8.50    | -              | 2.00      | 2.00    |
| 4  | 4289       | Silty organic shale   | -  | 20.25              | 0.50       | -          | -              | 0.25        | 0.50               | -          | 8.00                   | 0.50  | 0.25           | 0.50            | 0.75            | 0.25    | 64.00               | -                 | 0.75           | 0.50          | 0.50    | 0.25     | -                     | -             | 0.25      | 1.00    | 1.00           | -         | 0.00    |
| 5  | 4293       | Silty organic shale   | -  | 14.50              | 0.25       | -          | -              | -           | 0.50               | -          | 4.00                   | 0.25  | 0.25           | 0.50            | 0.50            | 0.25    | 75.00               | -                 | 0.25           | -             | -       | -        | -                     | 0.75          | 0.25      | 2.00    | 0.75           | -         | 0.00    |

NOTE :

DEPTH 4266 FEET : ORGANIK CARBON MATERIAL DOMIAN BERBENTUK CERAT-CERAT HALUS DENGAN PANJANG BERKISAR ANTARA 10 - 300 MIKRON DAN HANYA SEDIKIT DALAM BENTUK FRAGMENTAL

DEPTH 4276 FEET : ORGANIK KARBON MATERIAL DOMINAN BERBENTUK CERAT-CERAT HALUS BERUKURAN PANJANG 0.10 - 400 MIKRON DAN HANYA SEBAGIAN YANG BERBENTUK FRAGMENTAL HALUS BERASSOSIASI DENGAN LEMPUNG

DEPTH 4289 FEET : ORGANIK MATERIAL DOMINAN BERASSOSIASI DENGAN LENSIS LANAU MINGISI DIANTARA KUARSA DAN UMUMNYA BERBENTUK FRAGMENTAL UKURANYA BERKISAR ANTARA 10 - 200 MIKRON.

DEPTH 4293 FEET : ORGANIK KARBON MATERIAL DOMIAN BERASSOSIASI DENGAN LEMPUNG BERBENTUK CERAT-CERAT HALUS DAN HANYA SEDIKIT DALAM BENTUK FRAGMENTAL UKURANYA BERKISAR ANTARA 5 - 300 MIKRON

**Tabel L-4a.** Deskripsi Secara Megaskopis Sampel Pengeboran Inti (*Core*) Sumur NBL-1 pada Kedalaman *Oil Shale* 4266-4295 feet

| No | No.Sampel | Nama Batuan                 | Deskripsi   |
|----|-----------|-----------------------------|---|
| 1  | 4266      | <i>Shale</i>                | warna bu-abu gelap, sebagai fragmen berukuran 1 - 2 cm                              |
| 2  | 4267      | <i>Shale</i>                | abu-abu kecoklatan, laminasi, di bawahnya rekahan terisi kalsit                     |
| 3  | 4268      | <i>Shale</i>                | abu-abu coklat gelap, laminasi, di bawah dan atasnya terdapat rekahan terisi kalsit |
| 4  | 4269      | <i>Shale</i>                | abu-abu coklat kehitaman, laminasi, terdapat rekahan terisi kalsit                  |
| 5  | 4270      | <i>Shale</i>                | abu-abu coklat cerah, laminasi, terdapat rekahan terisi kalsit                      |
| 6  | 4271      | <i>Shale</i>                | abu-abu coklat cerah, laminasi, terdapat rekahan terisi kalsit                      |
| 7  | 4272      | <i>Shale</i>                | abu-abu gelap laminasi lanau dan lempung dan atasnya terdapat rekahan terisi kalsit |
| 8  | 4273      | <i>Shale</i>                | abu-abu gelap laminasi, rekahan terisi kalsit, lapisan berwarna coklat              |
| 9  | 4274      | <i>Shale</i>                | hitam kecoklatan, laminasi  |
| 10 | 4275      | <i>Shale</i>                | abu-abu gelap laminasi, terdapat rekahan terisi kalsit, lapisan berwarna coklat     |
| 11 | 4276      | <i>Shale</i>                | abu-abu kecoklatan, diantara laminasi warna coklat                                  |
| 12 | 4277      | <i>Shale</i>                | abu-abu kecoklatan, laminasi  |
| 13 | 4278      | <i>Shale</i>                | hitam, laminasi, orientasi laminasi berubah secara berlawanan ke arah kiri          |
| 14 | 4279      | <i>Shale</i>                | hitam, laminasi, diantara 4278 dan 4279 terdapat sesar turun                        |
| 15 | 4280      | <i>Shale</i>                | abu-abu gelap, orientasi lapisan berubah datar                                      |
| 16 | 4281      | Batupasir <i>Glauconite</i> | hijau, laminasi   |
| 17 | 4282      | Batupasir <i>Glauconite</i> | laminasi, lapisan 2 cm warna coklat (siderite?)                                     |
| 18 | 4283      | <i>Shale</i>                | coklat laminasi, 1/2 feet   |
| 19 | 4284      | <i>Shale</i>                | hitam, lensa lanau dalam struktur laminasi  |
| 20 | 4285      | <i>Shale</i>                | coklat laminasi, 1/2 feet   |
| 21 | 4286      | <i>Shale</i>                | abu-abu hitam, laminasi, lensa lanau cerah, ukuran 2 -3 cm                          |
| 22 | 4287      | <i>shale</i>                | abu-abu hitam, laminasi   |
| 23 | 4288      | <i>Shale</i>                | abu-abu cerah, kecoklatan, laminasi sedikit lensa pasir                             |
| 24 | 4289      | <i>Shale</i>                | abu-abu, laminasi, lensa-lensa lanau makin banyak                                   |
| 25 | 4290      | <i>shale</i>                | abu-abu kehitaman, laminasi   |
| 26 | 4291      | <i>Shale</i>                | abu-abu, cerah, laminasi  |
| 27 | 4292      | <i>Shale</i>                | abu-abu cerah, laminasi, lensa silt tipis-tipis, di atasnya besar-besar             |
| 28 | 4293      | <i>Shale</i>                | abu-abu hitam, laminasi lensa lanau cerah, ukuran 2 -3 cm                           |
| 29 | 4294      | <i>Shale</i>                | abu-abu cerah, laminasi   |
| 30 | 4295      | <i>Shale</i>                | abu-abu cerah, laminasi, rekahan mendatar terisi kalsit                             |

**Lampiran L-11. Data Pengukuran Log Geofisika Sumur, VSP, dan Laboratorium**





## LAMPIRAN L-10. MODEL KURVA DAN LOG

**L-10a.** Plot Kurva Hasil Analisis *Oil Yield* terhadap Respon Log Sumur NBL-1,  
pada kedalaman 4266 - 4280 feet

**L-10b.** Plot Kurva Hasil Analisis *Oil Yield* terhadap Respon Log Sumur NBL-1,  
pada kedalaman 4283 - 4295 feet

### LAMPIRAN L-9. CROSSPLOT MODEL FISIS

Gambar L9-a. *Crossplot* antara %TOC dan modulus *Young* & *Crossplot* antara % TOC dan rasio *Poisson* pada Kedalaman *Oil Shale* 4266 - 4280 feet

Gambar L9-b. *Crossplot* antara Porositas dan Kecepatan Sonik & *Crossplot* antara Kualitas Medium (Qp) dan Kecepatan sonik pada Kedalaman *Oil Shale* 4266 - 4280 feet

Gambar L9-c. *Crossplot* antara %TOC dan modulus *Young* & *Crossplot* antara % TOC dan Rasio *Poisson* pada Kedalaman *Oil Shale* 4283 - 4295 feet

Gambar L9-d. *Crossplot* antara Porositas dan Kecepatan Sonik & *Crossplot* antara Kualitas Medium (Qp) dan Kecepatan Sonik pada Kedalaman *Oil Shale* 4283 - 4295 feet



### LAMPIRAN L-8. CROSSPLOT OIL YIELD DAN LOG

- Gambar L8-a. *Crossplot* antara *Oil Yield* dan *Log Bulk Density* & *Crossplot* antara % TOC dan *Log Bulk Density* pada Kedalaman *Oil Shale* 4266 - 4280 feet
- Gambar L8-b. *Crossplot* antara *Oil Yield* dan *Log Bulk Density* & *Crossplot* antara % TOC dan *Log* pada Kedalaman *Oil Shale* 4283 - 4295 feet
- Gambar L8-c. *Crossplot* antara *Oil Yield* dan *Log Sonik* & *Crossplot* antara % TOC dan *Log Sonik* pada Kedalaman *Oil Shale* 4266 - 4280 feet
- Gambar L8-d. *Crossplot* antara *Oil Yield* dan *Log Sonik* & *Crossplot* antara % TOC dan *Log Sonik* pada Kedalaman *Oil Shale* 4283 - 4295 feet
- Gambar L8-e. *Crossplot* antara *Oil Yield* dan *Log NPHI* & *Crossplot* antara % TOC dan *Log NPHI* pada Kedalaman *Oil Shale* 4266 - 4280 feet
- Gambar L8-f. *Crossplot* antara *Oil Yield* dan *Log NPHI* & *Crossplot* antara % TOC dan *Log NPHI* pada Kedalaman *Oil Shale* 4283 - 4295 feet



**LAMPIRAN L-7. PERHITUNGAN KOREKSI DENSITAS**





## LAMPIRAN L-6. PENGUKURAN GEOKIMIA

**Tabel L-6a.** TOC dan Roc Eval Pyrolisis Sumur NBL-1, No. Sampel: 4266 - 4280

**Tabel L-6b.** TOC dan Roc Eval Pyrolisis Sumur NBL-1, No. Sampel: 4283 - 4295

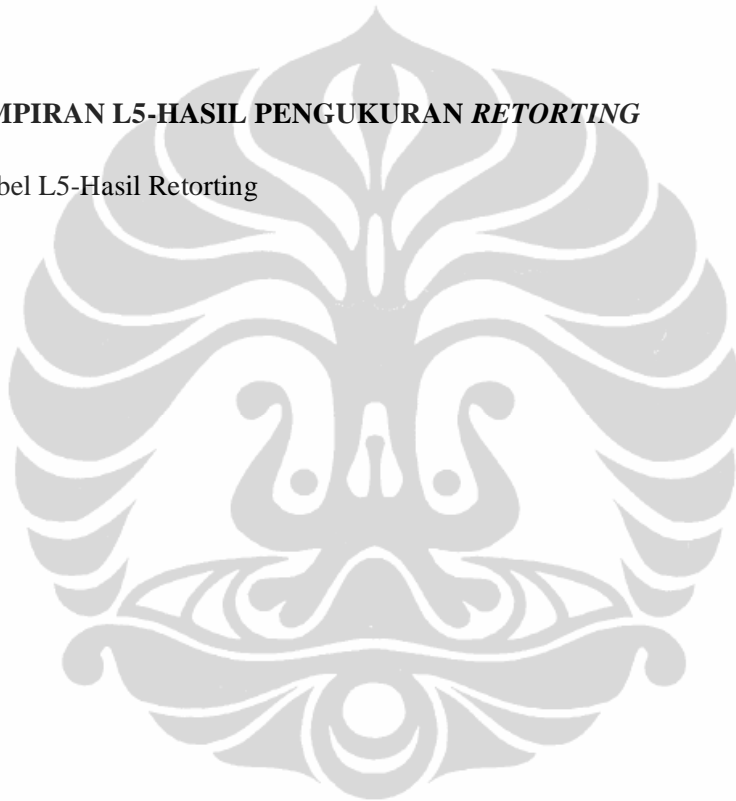
**Tabel L-6c.** Ro% (*Vitrinite Reflectance*) Sumur NBL-12, No. Sampel : 4269 dan 4290

**Tabel L-6d.** Komposisi Kerogen, dan TAI Sumur NBL-12,  
No. Sampel : 4269 dan 4290



**LAMPIRAN L5-HASIL PENGUKURAN *RETORTING***

Tabel L5-Hasil Retorting





### LAMPIRAN L-4c. FOTO SAYATAN TIPIS

**Gambar L4c-P.01.** Foto sayatan tipis sampel *shale* organik pada kedalaman 4266 feet

**Gambar L4c-P.02.** Foto sayatan tipis *shale* organik pada kedalaman 4276 feet

**Gambar L4c-P.03.** Sampel batupasir glaukonitan pada kedalaman 4282 feet

**Gambar L4c-P.04.** Foto sayatan tipis *silty organic shale* pada kedalaman 4289 feet

**Gambar L4c-P.05.** Foto Sayatan *tipis silty organic shale* dari kedalaman 4293 feet



#### LAMPIRAN L-4. DESKRIPSI CORE

**Tabel L-4a.** Deskripsi secara megaskopis sampel pengeboran inti (*core*)  
Sumur NBL-1 pada kedalaman *oil shale* 4266 -4295 feet

**Tabel L-4b.** Hasil analisis petrografi Sumur NBL-1: sampel *core shale* 4266,  
4276, 4282, dan 4293

**Gambar L4c-P.01.** Foto sayatan tipis sampel *shale* organik pada Kedalaman  
4266 feet

**Gambar L4c-P.02.** Foto sayatan tipis *shale* organik pada kedalaman 4276 feet

**Gambar L4c-P.03.** Sampel batupasir glaukonitan pada kedalaman 4282 feet

**Gambar L4c-P.04.** Foto sayatan tipis *silty organic shale* pada kedalaman 4289 feet

**Gambar L4c-P.05.** Foto sayatan tipis *silty organic shale* dari kedalaman 4293 feet



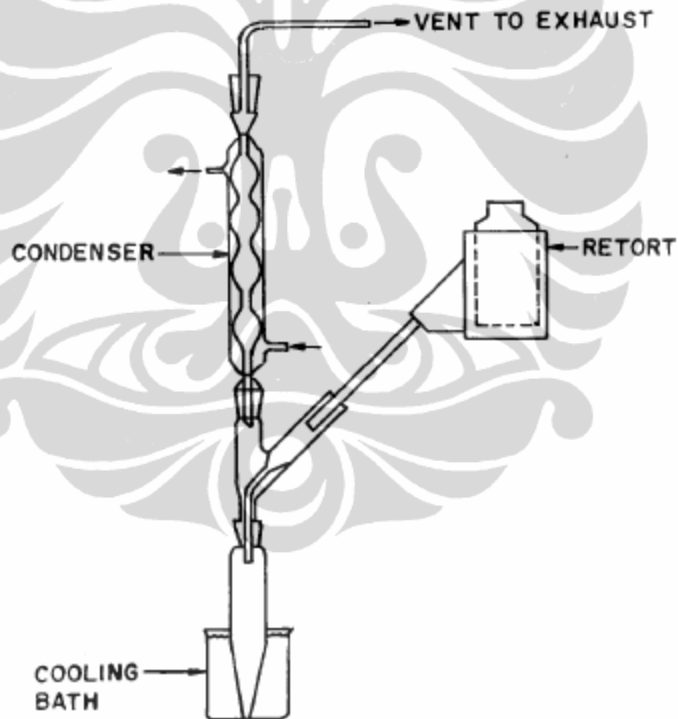




**LAMPIRAN L-3. METODE *RETORTING***

Langkah-langkah yang dilakukan dalam analisis *retorting oil shale* menggunakan metode **Standard Fischer Assay** adalah sebagai berikut :

- Sampel: 100 gram – Mesh 8
  - *Retort* : plug yang dilapisi aluminium
  - Pemanasan : Ambient hingga 932 °F dalam 40 menit, hold pada 932 °F dalam 20 menit
  - Pendinginan (coolant): **Ethylene glycol** – air pada temperatur 32 °F
  - Kondenser: 32 ± 9 °F
  - Penerima; 23 – 100 °F
- (lihat **Gambar L-3**).



**Gambar L-3.** *Retorting oil shale* dengan USBM RI 6676 tahun 1965 (Heistand, R.N., 1976)



## LAMPIRAN L-2. BAHAN PENELITIAN

- Gambar L-2a.** *Core* Obyek Penelitian, pada kedalaman 4266 – 4295 feet
- Gambar L-2b.** Log Geofisika Pengeboran Inti *Shale* Obyek Penelitian, pada kedalaman 4266 – 4295 feet
- Gambar L-2c.** VSP Zero Offset Pengeboran Inti *Shale* Obyek Penelitian, pada kedalaman 4266 – 4295 feet

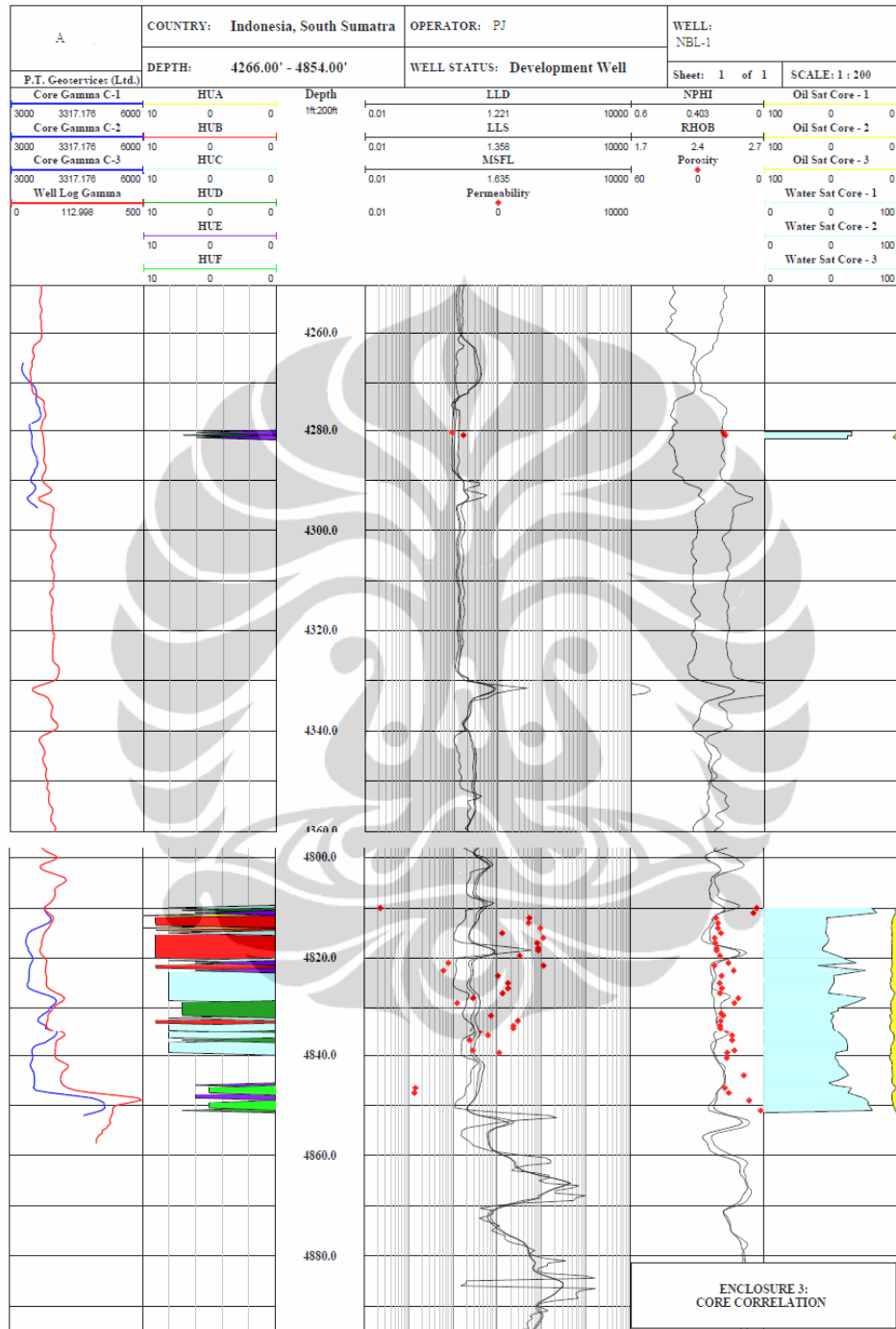
4266 feet (Top)



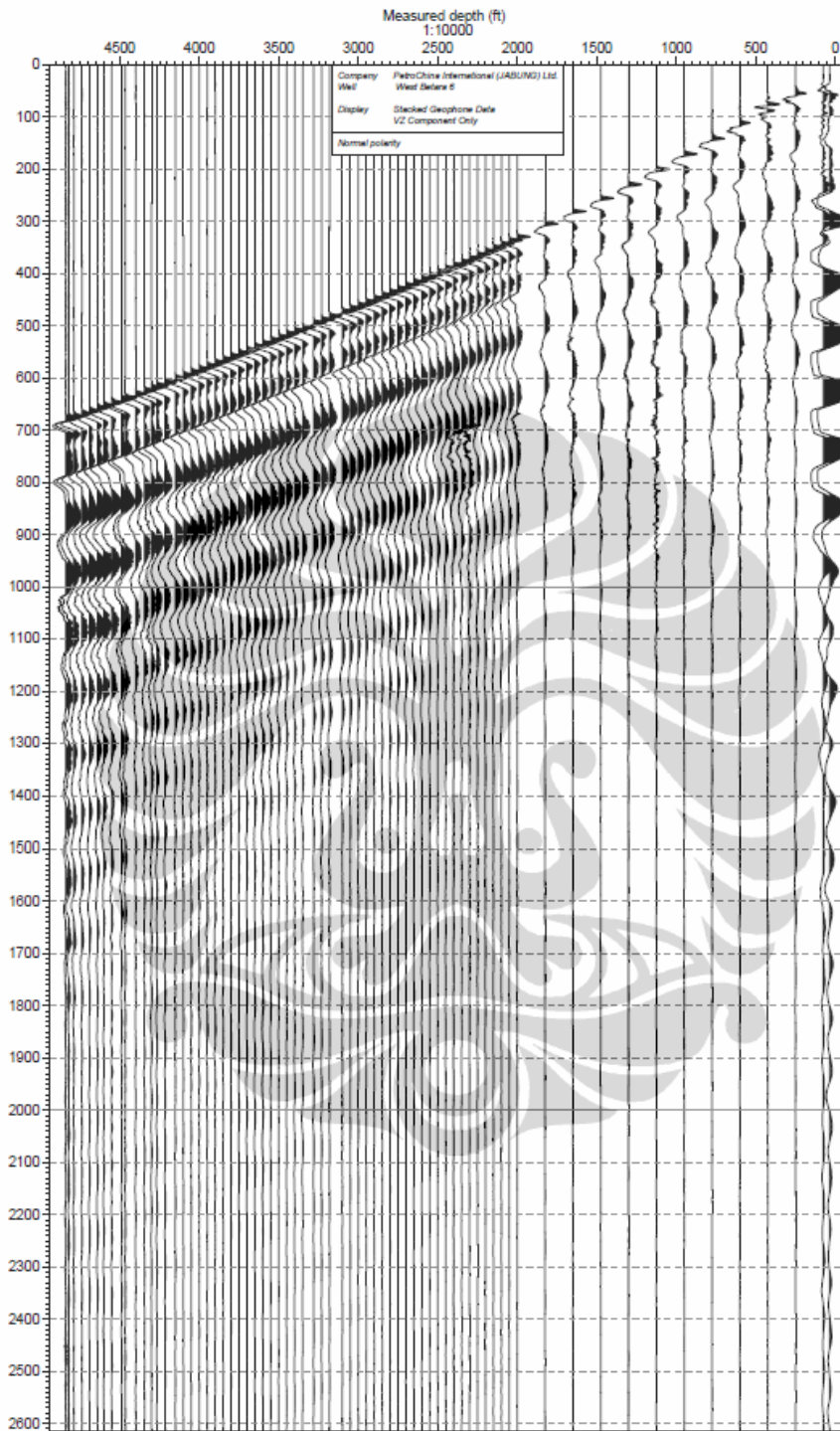
Bottom (4295 feet)

**Gambar L-2a.** Core Obyek Penelitian pada kedalaman 4266 – 4295 feet

Universitas Indonesia



**Gambar L-2b.** Log Geofisika Pengeboran Inti *Shale* Obyek Penelitian, pada kedalaman 4266 – 4295 feet



**Gambar L-2c.** VSP Zero Offset Pengeboran Inti *Shale* Obyek Penelitian, pada kedalaman 4266 – 4295 feet

## LAMPIRAN L\_1. PERALATAN

- Gambar L-1a.** Rock Eval 6 digunakan untuk analisis *Pyrolysis*
- Gambar L-1b.** Mikroskop Merk Craick Technologies QDI 202 digunakan untuk analisis tipe kerogen beserta layar monitor Ro/Vr
- Gambar L-1c.** Alat Preparasi XRD, Merk X Pert Pro
- Gambar L-1d.** Alat *pyrolysis* Leco SC-144DR
- Gambar L-1e.** Mikroskop XRD merk Jeol JSM-6390LA



**Gambar L-1a.** Rock Eval 6 digunakan untuk analisis Pyrolisis



**Gambar L-1b.** Mikroskop tMerk Craick Technologies QDI 202 digunakan untuk analisis tipe kerogen Ro/Vr beserta layar monitor





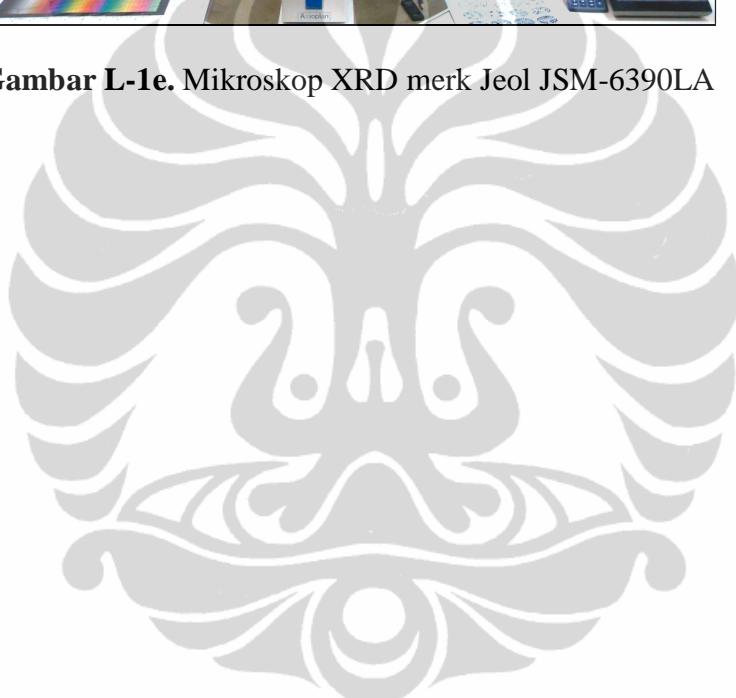
**Gambar L-1c.** Alat Preparasi XRD, Merk X Pert Pro



**Gambar L-1d.** Alat pyrolisis Leco SC-144DR



**Gambar L-1e.** Mikroskop XRD merk Jeol JSM-6390LA



INSTITUSI : UI  
KODE SAMPEL : 4266 - 10 x  
NAMA BATUAN : ORGANIC SHALE



**Gambar L4c-P.01.** Foto sayatan tipis sampel *shale* organik pada kedalaman 4266 feet, secara umum memperlihatkan laminasi organik karbon (warna coklat kehitaman lihat foto). Komposisi utamanya adalah 74 % detrital clay, yang berasosiasi dengan 8 % skeletal grains terutama foraminifera (F-3; M-N, 6) berukuran 0,01 - 0,06 mm (warna putih), 5 % carbonaceous (umumnya berbentuk laminar A-G-1-2), dan 1,5 % butiran kuarsa, 1 % pyrite, 7 % siderit, 6 % calcite, 2 % kaolinite, dan sisanya mineral opak

