

**APLIKASI ALAT PULSE NEUTRON LOGGING UNTUK  
MENENTUKAN ZONA HIDROKARBON  
DI LAPANGAN X**

**TESIS**



Oleh  
**EKO PRASTIO**

**PROGRAM MAGISTER TEKNIK PERMINYAKAN FAKULTAS  
TEKNOLOGI KEBUMIHAN DAN ENERGI UNIVERSITAS TRISAKTI**

**JAKARTA**

**2015**

**APLIKASI ALAT PULSE NEUTRON LOGGING UNTUK  
MENENTUKAN ZONA HIDROKARBON  
DI LAPANGAN X**

**TESIS**



**Dibuat Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Mendapatkan  
Gelar Magister Teknik Pada Program Studi Teknik Perminyakan  
Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi  
Universitas Trisakti**

**Oleh**

**EKO PRASTIO**

**171121003**

**PROGRAM MAGISTER TEKNIK PERMINYAKAN FAKULTAS  
TEKNOLOGI KEBUMIHAN DAN ENERGI UNIVERSITAS TRISAKTI**

**JAKARTA**

**2015**

**HALAMAN PERSETUJUAN**

**APLIKASI ALAT PULSE NEUTRON LOGGING UNTUK  
MENENTUKAN ZONA HIDROKARBON  
DI LAPANGAN X**

**EKO PRASTIO**

**171121003**

**Disetujui Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Mendapatkan  
Gelar Magister Teknik Pada Program Studi Teknik Perminyakan**

**Jakarta, 31 Agustus 2015**

**Magister Teknik Perminyakan**

**Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi**

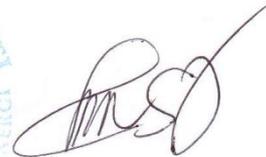
**Universitas Trisakti**

**Pembimbing II**

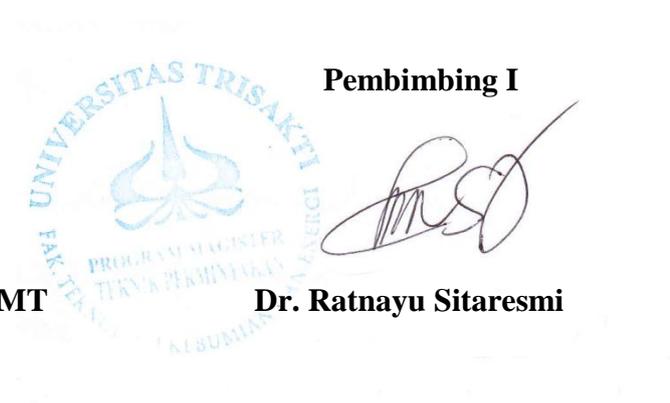


**Dr. Ir. Sugiatmo Kasmungin, MT**

**Pembimbing I**



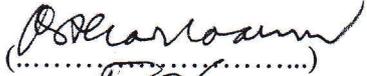
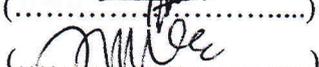
**Dr. Ratnayu Sitaresmi**



## HALAMAN PERSETUJUAN

Tesis Berjudul “Aplikasi Alat Pulse Neutron Logging Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Baru Di Lapangan X” Eko Prastio (171.121.003) PROGRAM MAGISTER TEKNIK PERMINYAKAN, FAKULTAS TEKNOLOGI KEBUMIHAN DAN ENERGI, telah di pertahankan di depan komisi penguji pada hari Kamis, 3 September 2015

### KOMISI PENGUJI

1. Dr. Trijana Kartoatmodjo	Ketua	
2. Dr. Ratnayu Sitaresmi	Anggota	
3. Dr. Sugiato Kasmungin	Anggota	
4. Dr. Taufiq Fathaddin	Anggota	
5. Kartika Fajarwati, ST, MT	Anggota	

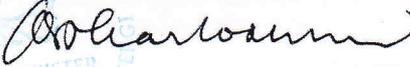
Mengetahui

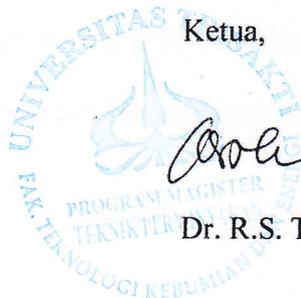
Program Magister Teknik Perminyakan

Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi

Universitas Trisakti

Ketua,

  
Dr. R.S. Trijana Kartoatmodjo



## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Saya yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : Eko Prastio  
NIM : 171121003  
Konsentrasi : Teknik Reservoir

Menyatakan dengan sesungguhnya bahwa

Tugas Akhir dengan judul

### **APLIKASI ALAT PULSE NEUTRON LOGGING UNTUK MENENTUKAN ZONA HIDROKARBON BARU DI LAPANGAN X**

yang saya buat ini adalah hasil karya saya sendiri dan bukan merupakan duplikasi, serta tidak mengutip sebagian atau seluruhnya karya orang lain, kecuali yang telah disebutkan sumbernya dan sesuai dengan batasan serta tata cara pengutipan. Apabila didapati pelanggaran atas pernyataan saya ini, maka saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Jakarta, 31 Agustus 2015



Eko Prastio

## RINGKASAN

Pengukuran *Neutron Porosity* pada sumur terbuka (*Open Hole*) ditujukan untuk mengukur indeks hidrogen yang terdapat pada formasi batuan. Indeks hidrogen didefinisikan sebagai rasio dari konsentrasi atom hidrogen setiap  $\text{cm}^3$  batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75 F.

*Neutron Porosity* log tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Secara sederhana, semakin berpori batuan semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga, *shale* yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula. Untuk mengantisipasi *uncertainty* tersebut, maka pada praktiknya, interpretasi porositas dapat dilakukan dengan mengelaborasi log *density logging*.

Pengukuran diatas dilakukan pada sumur terbuka (*Open Hole*) untuk mengetahui respon dari *litology*, *salinity*, tipe fluida dan lain-lain. Sedangkan, pengukuran Neutron pada sumur tertutup (*Cased Hole*) akan sulit dan membutuhkan alat yang khusus.

Pada Tesis kali ini penulis ingin memberikan suatu metode penilaian formasi dengan menggunakan alat *Reservoir Tool Monitoring* (RMT) yang dapat bekerja di dalam casing maupun di dalam tubing.

Kata Kunci : *Alat Pulse Neutron Logging*, Hidrocarbon dalam Tubing

## **ABSTRAK**

Neutron Porosity measurements on open wells (Open Hole) is intended to measure the hydrogen index contained in the rock formations. Hydrogen index is defined as the ratio of the concentration of hydrogen atoms per cm<sup>3</sup> of rocks against the content of pure water at a temperature of 75 F.

Neutron Porosity log does not measure the actual porosity of the rock, but is measured hydrogen content contained in the rock pores. Simply put, the more porous rock more and more the higher the content of hydrogen and hydrogen index. Thus, shale that contains a lot of hydrogen can be interpreted to have high porosity as well. In anticipation of such uncertainty, it is in practice, the interpretation of porosity can be done with elaborate log density logging.

Above measurements made on Open Hole to determine the response of litology, salinity, fluid type and others. Meanwhile, Neutron measurement on the closed wells (Cased Hole) would be difficult and require special tools.

At this time the author's thesis wants to provide a method of judging the formation by using the tool Reservoir Monitoring Tool (RMT) who can work inside the casing and inside the tubing.

## KATA PENGANTAR

Dengan memanjatkan puji dan syukur kehadirat Allah SWT, atas rahmat dan karunianya yang begitu besar akhirnya penulis dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul “APLIKASI ALAT PULSE NEUTRON LOGGING UNTUK MENENTUKAN ZONA HIDROKARBON BARU DI LAPANGAN X” sebagai salah satu syarat mutlak mendapatkan gelar S-2 di Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi Universitas Trisakti.

Dalam menyelesaikan tugas akhir ini, penulis telah banyak mendapatkan bantuan yang sangat besar dari berbagai pihak. Oleh karena itu penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. **Bapak Ir. Sugiatmo Kasmungin, MT, Ph.D** selaku Dekan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Universitas Trisakti dan Pembimbing II penulis
2. **Bapak Dr. Rachmat Soedibyo** selaku Ketua Program Magister Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Universitas Trisakti.
3. **Ibu Dr. Ratnayu Sitaesmi.** selaku dosen pembimbing I penulis
4. Seluruh dosen pengajar Program Magister Teknik Perminyakan Trisakti. Semoga ilmu yang diberikan kepada penulis bisa jadi ibadah buat bapak dan ibu yang tiada tara besar pahala balasan dari Allah SWT.
5. Selaku teman-teman Halliburton Logging divisi FRS yang telah banyak membantu
6. Buat Istri Tercinta Nurkhabibah yang telah mendoakan dan memberi support demi kelancaran Thesis

7. Teman-teman kuliah S2 seperjuangan, **Yaser, Pak Yoga, Pak Ismu, Dicha, Apip, Rexnot, Robin, Ichsan, Gunawan, Jafet, Kelik, Nensi, Bu Ocha, Agung, Pak Frans**

Dan tak lupa juga penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu-persatu atas bantuan yang telah diberikan kepada penulis.

Semoga Allah SWT melimpahkan rahmat dan karunianya kepada semua pihak yang telah membantu penulis selama ini. Semoga laporan Tugas Akhir ini dapat bermanfaat bagi penulis khususnya dan bagi pembaca pada umumnya.

Jakarta, 31 Agustus 2015

Penulis

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN PERSETUJUAN .....</b>	<b>ii</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....</b>	<b>iii</b>
<b>RINGKASAN .....</b>	<b>iv</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>v</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>viii</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xi</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
<b>1.1. Latar belakang Masalah.....</b>	<b>1</b>
<b>1.2. Maksud dan tujuan .....</b>	<b>2</b>
<b>1.3. Batasan Masalah .....</b>	<b>4</b>
<b>1.4. Metodologi .....</b>	<b>4</b>
<b>BAB II GEOLOGI REGIONAL .....</b>	<b>6</b>
2.1. Geometri Cekungan .....	6
2.2. Sejarah Eksplorasi dan Produksi.....	7
2.2. TEKTONIK REGIONAL DAN TATANAN STRUKTUR .....	11
2.2.1. Tektonik Regional .....	11
2.2.2. Tatanan Struktur .....	18
2.3. STRATIGRAFI REGIONAL .....	22
2.4. SISTEM PETROLEUM .....	27
2.4.1. Gradien Geotermal .....	27
2.4.2. Reservoir .....	28
2.4.2.1. Paleosen – Kapur.....	28
2.4.2.2. Eosen.....	29
2.4.2.3. Oligosen – Miosen .....	29

2.4.2.4. Miosen Akhir – Pliosen.....	30
2.4.2.5. Pliosen – Pleistosen.....	30
2.4.3. Batuan Induk .....	30
2.4.3.1. Formasi Pra-Ngimbang, Paleosen – Eosen Tengah ...	31
2.4.3.2. Formasi Ngimbang – Eosen .....	32
2.4.3.3. Formasi Kujung – Oligosen .....	34
2.4.3.4. Formasi Tawun – Miosen .....	36
2.4.3.5. Formasi Kawengan-Pliosen-Pleistosen.....	38
2.4.4. Pembentukan, Migrasi dan Akumulasi Hidrokarbon .....	39
2.4.4.1. Cekungan Selatan.....	39
2.4.4.2. Tinggian Tengah .....	40
2.4.4.3. Paparan Utara .....	40
<b>BAB III TEORI DASAR .....</b>	<b>41</b>
3.1. Karakteristik Batuan.....	41
3.1.1. Porositas .....	41
3.1.2. Saturasi Air.....	44
3.1.3. Permeabilitas .....	46
3.2 Cased Hole Logging .....	48
3.2.1. Carbon / Oksigen (Carboxsat).....	48
3.2.2. Sigma ( $\Sigma$ ) (Sigmasat).....	50
<b>BAB IV HASIL ANALISA DAN PERHITUNGAN .....</b>	<b>53</b>
4.1. Diagram Alir Pekerjaan Interpretasi Hasil Rekaman.....	53
4.2. Hasil Interpretasi Cased Hole Logging .....	54
4.2.1. Informasi Data Sumur .....	54
4.2.2. Interpretasi Kualitas Data Log.....	58
4.2.2.1. Preparasi Data Sigma Log.....	58
4.2.2.1. Preparasi Data C/O Log .....	61
4.2.3. Model Interpretasi .....	64
4.2.3.1. Sigma Saturation (Sigmasat).....	64
4.2.3.2. Carbon Oksigen Saturation (CarbOxsat) .....	65

4.2.4. Hasil Prosesing Cased Hole Logging .....	66
4.2.4.1. Sigma Saturation .....	66
4.2.4.2 Carbon Oksigen Saturation .....	73
<b>BAB V PEMBAHASAN .....</b>	<b>78</b>
5.1. Interpretasi Hasil Rekaman Sigma Log .....	78
5.1.1. Interval 5640 – 5676 ft (Gambar 4.14).....	78
5.1.2. Interval 5676 – 5700 ft (Gambar 4.14).....	79
5.1.3. Interval 5724 – 5742 ft (Gambar 4.15).....	79
5.1.4. Interval 5775 – 5788 FT (Gambar 4.16) .....	80
5.1.5. Interval 5800 – 5825 ft (Gambar 4.17).....	80
5.2. Interpretasi Hasil Rekaman Carbon Oksigen Log .....	81
5.2.1. Interval 7674 – 7686 FT (Gambar 4.19) .....	81
5.2.2. Interval 7764 – 7768 FT (Gambar 4.20) .....	82
<b>BAB VI KESIMPULAN .....</b>	<b>83</b>
<b>DAFTAR SIMBOL .....</b>	<b>85</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>91</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN .....</b>	<b>93</b>

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Tool Diagram RMT-E dan RMT-I.....	3
Gambar 1.6 Flow Chart PNL Proses.....	5
Gambar 2.1 Keberadaan hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Utara. <sup>6</sup> .....	6
Gambar 2.2 Peta <i>isopach</i> dan sebaran sumur di Cekungan Jawa Timur Utara. <sup>6</sup> ....	7
Gambar 2.3 Pata anomali gaya berat di daerah Cekungan Jawa Timur Utara (NE Java Basinal Area) <sup>6</sup> .....	8
Gambar 2.4 Keberadaan hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Utara. <sup>6</sup> .....	10
Gambar 2.5 Mandala struktur di Cekungan Jawa Timur Utara. <sup>6</sup> .....	13
Gambar 2.6 Konfigurasi batuan dasar di Cekungan Jawa Timur Utara. <sup>6</sup> .....	14
Gambar 2.7 Tektonostratigrafi dari Cekungan Jawa Timur Utara. <sup>6</sup> .....	16
Gambar 2.8 Evolusi struktur Cekungan Jawa Timur Utara. <sup>6</sup> .....	17
Gambar 2.9 Penampang skematis Utara-Selatan Cekungan Jawa Timur Utara. <sup>6</sup>	20
Gambar 2.10 Penampang skematis Utara-Selatan Cekungan Jawa Timur Utara bagian Timur. <sup>6</sup> .....	21
Gambar 2.11 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara dan penyederhanaannya. <sup>6</sup>	22
Gambar 3.1 Definisi porositas batuan <sup>3</sup> .....	43
Gambar 3.2 A) Keadaan batuan yang jenuh akan air, B) Keadaan batuan yang jenuh akan hidrokarbon <sup>3</sup> .....	45
Gambar 3.3 Model Aliran Linier <sup>1</sup> .....	46
Gambar 3.4 Atom air dan Atom Hidrocarbon <sup>6</sup> .....	49
Gambar 3.5 Pulse Neutron Energy Level <sup>6</sup> .....	49

Gambar 3.6 Rock Model Sigma <sup>6</sup> .....	51
Gambar 3.7 Log Response Pada <i>SigmaSat</i> dan <i>Carboxsat</i> <sup>6</sup> .....	52
Gambar 4.1 Diagram Alur Processing C/O.....	53
Gambar 4.2 Diagram Alur Processing Sigma .....	54
Gambar 4.3 Well Diagram .....	56
Gambar 4.4 Tool Diagram .....	57
Gambar 4.3 <i>Input</i> parameter untuk <i>Far Detector</i> .....	58
Gambar 4.4 <i>Input</i> parameter untuk <i>Near Detector</i> .....	59
Gambar 4.5 Log untuk <i>Gain Stabilization</i> .....	60
Gambar 4.6 <i>Input</i> parameter untuk <i>Vshale</i> .....	61
Gambar 4.7 <i>Input</i> parameter untuk <i>Total porosity</i> .....	61
Gambar 4.8 <i>Input Near</i> Parameter untuk <i>Log Average</i> .....	62
Gambar 4.9 <i>Input Far</i> Parameter untuk <i>Log Average</i> .....	63
Gambar 4.10 Log Average untuk C/O .....	63
Gambar 4.13 Kepala Log dari <i>Sigma Saturation</i> .....	66
Gambar 4.14 Interval 5700 – <i>Top Logged</i> Interval 5690 – 5750 FT (Gambar 4.15) .....	68
Gambar 4.15 Interval 5690 – 5750 FT Interval 5750 - 5800 FT (Gambar 4.16)..	69
Gambar 4.16 Interval 5750 - 5800 FT Interval 5800 – 5850 FT (Gambar 4.17)..	71
Gambar 4.17 Interval 5800 – 5850 FT.....	72
Gambar 4.18 Kepala Log dari Carbon Oksigen Saturation .....	73
Gambar 4.19 Interval 7650 – 7710 FT Interval 7700 – 7800 FT (Gambar 4.20) .	75
Gambar 4.20 Interval 7700 – 7800 FT.....	77

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar belakang Masalah

*Log Neutron* digunakan untuk membedakan formasi yang porous dan mendeterminasi porositasnya. Log ini mendeteksi keberadaan *hidrogen* di dalam formasi. Pada formasi bersih pori – pori telah terisi oleh air atau minyak, *log neutron* merefleksikan porositas yang terisi oleh fluida

*Neutron* merupakan bagian dari atom yang tidak memiliki muatan namun massanya *ekuivalen* dengan inti *hidrogen*. *Neutron* berinteraksi dengan material lain melalui dua cara, yaitu melalui *kolisi* dan *absorpsi*. *Kolisi* umumnya terjadi pada tingkat energi tinggi dan absorpsi terjadi pada tingkat energi yang lebih rendah

Jumlah energi yang hilang setiap kali terjadi kolisi tergantung pada massa relatif inti yang bertumbukan dengan neutron tersebut. Kehilangan energi terbesar terjadi apabila neutron bertumbukan dengan material lain yang memiliki massa sama dengannya, misalnya inti *hidrogen*. Tumbukan dengan inti yang berat tidak akan terlalu memperlambat laju dari *neutron*. Jadi, penurunan terbesar jumlah neutron yang kembali ditentukan oleh seberapa besar kandungan air di dalam formasi batuan tersebut.

Dalam waktu beberapa *mikrodetik*, *neutron* yang telah diperlambat melalui kolisi akan bergerak menyebar secara acak tanpa kehilangan banyak energi. *Neutron* tersebut baru akan berhenti apabila ditangkap oleh inti dari atom seperti *klorin*, *hidrogen*, atau *silikon*.

## 1.2. Maksud dan tujuan

Pada Tesis kali ini penulis ingin memberikan suatu penilaian formasi dengan menggunakan alat *Pulse Neutron Logging* ( PNL ) yang dapat bekerja di dalam casing maupun di dalam tubing. Alat ini biasanya di gunakan pada sumur-sumur tua yang telah lama berproduksi dan tujuan alat ini untuk mencari potensi Hidrocarbon yang belum ter produksi. Dibawah adalah jenis alat *Pulse Neutron Logging* yang di pakai Halliburton, seperti terlihat pada Gambar 1.1.

Hidrocarbon yang belum terproduksi. Tujuan dari Tesis kali adalah :

- Mencari zona Hidrocarbon yang belum terproduksi
- Meningkatkan produksi dari suatu sumur
- Mencari di mana Gas dan air contact di dalam sumur.
- Melihat jumlah saturasi dari gas dan minyak

Di bawah adalah jenis alat *Pulse Neutron Logging* yang dipakai Halliburton, seperti terlihat pada Gambar 1.1.

RMTI Reservoir Monitor Tool	
<b>Dimensions and Ratings</b>	
Maximum OD	2.125 in.
Maximum Pressure	15,000 psi (103.4 Mpa)
Maximum Temperature	325°F (162.8°F)
Minimum Csg/Tbg ID	2.388 in.
Maximum Csg/Tbg ID	9.625 in.
Weight	with Gamma Ray and Telemetry 137 lb (62.1 kg)
Length	with Gamma Ray and Telemetry 23.3 ft (7.1 m)
<b>Hardware Characteristics</b>	
Source Type	14-MeV Neutron Generator
Sensor Type	2 BGO Scintillators
Firing Rate (C/O)	One 30 $\mu$ s burst every 100 $\mu$ s; One 5 ms background pause burst every 25 ms
Firing Rate (Sigma)	One 80 $\mu$ s burst every 1250 $\mu$ s; One 5 ms background pause burst every 25 ms
Sample Rate	4 or 10 samples per ft
Combinability	SBSAT, RCBL, PLT, PAL, CAST-M™ tool
<b>Measurement</b>	
Principle	Neutron-induced Gamma Ray Spectroscopy Induced capture Gamma Die-away
Vertical Resolution	(90%) 30 in.
Depth of Investigation	(50%) 6 in. inelastic; 12 in. capture
Precision (C/O) Ratio	1.5% (1 SD) at 5 ft/min, (C/O) mode
Precision (Ca/Si) Ratio	1.5% (1 SD) at 5 ft/min, (C/O) mode
Precision (SGFF)	2% (1 SD) at 20 ft/min, Sigma mode
Primary Curves (C/O)	C/O ratio, Ca/Si ratio, Near/Far Capture CR, Near/Far Inelastic CR, Inelastic/Capture ratio, Si yield, Ca yield, H yield, Cl yield, K yield, Fe yield
Primary Curves (Sigma)	SGFF, SGBN, Near/Far Capture CR, Near/Far Inelastic CR, Inelastic/Capture ratio, Near CR, Far CR, Inelastic CR
Secondary Curves (C/O)	S yield, Ti yield, H peak ratio, Fe edge ratio, C/O ratio uncertainty, Capture CR, Inelastic CR, O activation CR, SGFF
Secondary Curves (Sigma)	SGFN, SGBF, Decay Curve fit error, O activation CR, Near/Far Amplitude ratio, Near Amplitude
<b>Calibration</b>	
Primary	HES calibration pits, Houston Tool Response and Characterization
Si	
M	

Far Detector  
113.75 in.

Near Detector  
104.75 in.

Generator  
93.27 in.

14 ft (4.27 m)

Gambar 1.1

Tool Diagram RMT-E dan RMT-I

### 1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian ini adalah mencari potensi Hidrokarbon yang belum terproduksi dengan menggunakan alat *Pulse Neutron Logging* dari dalam *Tubing*.

### 1.4. Metodologi

Metodologi dari penelitian ini adalah :

#### 1. Pengumpulan data

Pengumpulan data kali ini dapat berasal dari lapangan. Data tersebut berupa data LAS, NTI, *Open Hole Log*, *Cased Hole Log*, *Well Diagram* dan beberapa file histori dari sumur tersebut.

#### 2. Pengolahan Data

- *Depth Match* adalah menyelaraskan atau menyamakan data *GR open Hole* dengan data *GR Cased Hole*.
- Kalibrasi dari setiap Pass. Kalibrasi bertujuan agar data yang telah kita dapat terkoreksi dengan lingkungan sumur.

#### - *Gain Stabilization*

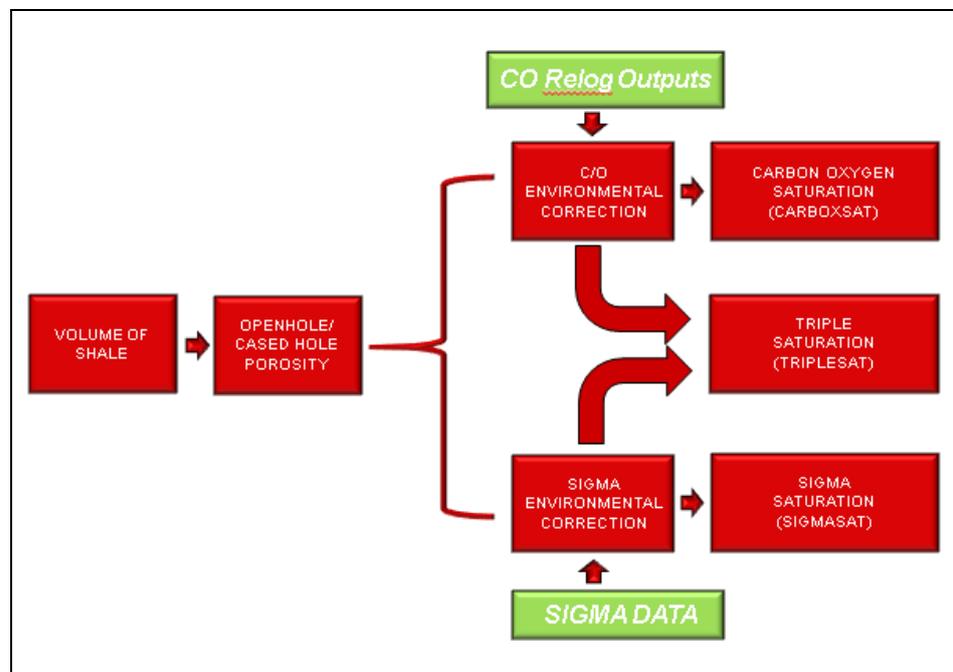
Pada proses ini semua kurva akan diselaraskan pada *Hydrogen Peak Window*.

#### - *Pulse Neutron Interpretation*

Pada proses ini akan memasukan beberapa data yang di butuh kan ke dalam sistem seperti data *Vshale*, *RhoOil*, *RhoGas*, *Litology*, *Bit Size*,

*TPor* dan Lain-lain. Biasanya data tersebut bisa kita dapat melalui data *Open Hole*.

Pada *Flow Chart* di atas kita dapat melihat alur kerja dalam pemrosesan data PNL ini. Pada proses akhir kita dapat melihat tiga kolom yaitu *Carboxsat Log*, *Sigmatasat Log* dan *Triplesat Log*. Untuk *Carboxsat Log* di peruntukan untuk mencari saturasi Minyak. *Sigmatasat Log* untuk mencari saturasi Gas dan *Triplesat Log* untuk mencari Minyak dan Gas.



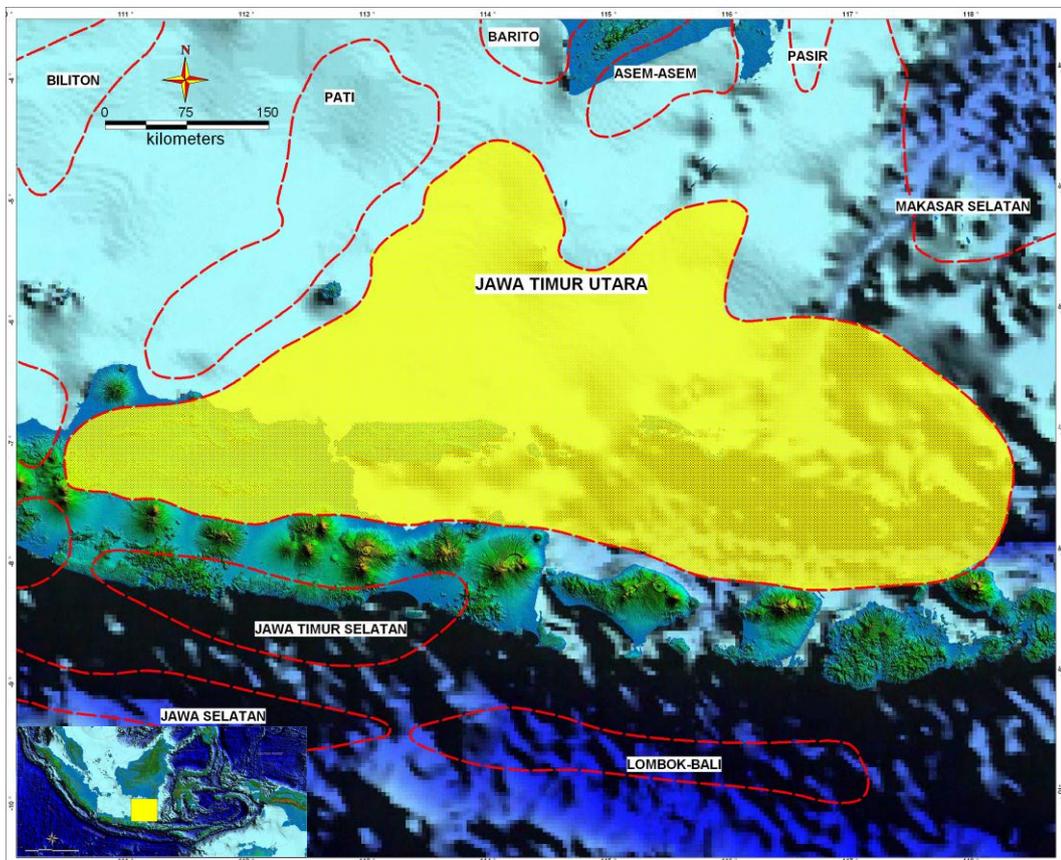
Gambar 1.2  
Flow Chart PNL Proses

## BAB II

### GEOLOGI REGIONAL

#### 2.1. Geometri Cekungan

Cekungan Jawa Timur adalah salah satu dari cekungan-cekungan di Indonesia yang menghasilkan hidrokarbon, yang kebanyakan di lepas pantai. Cekungan ini terdapat di ujung tenggara Paparan Sunda yang stabil, pada koordinat  $110^{\circ}$  -  $118^{\circ}$  BT dan  $4^{\circ}$  -  $8^{\circ}$  LS dan meliputi daerah sekitar  $190.300 \text{ km}^2$  (Gambar 2.1)

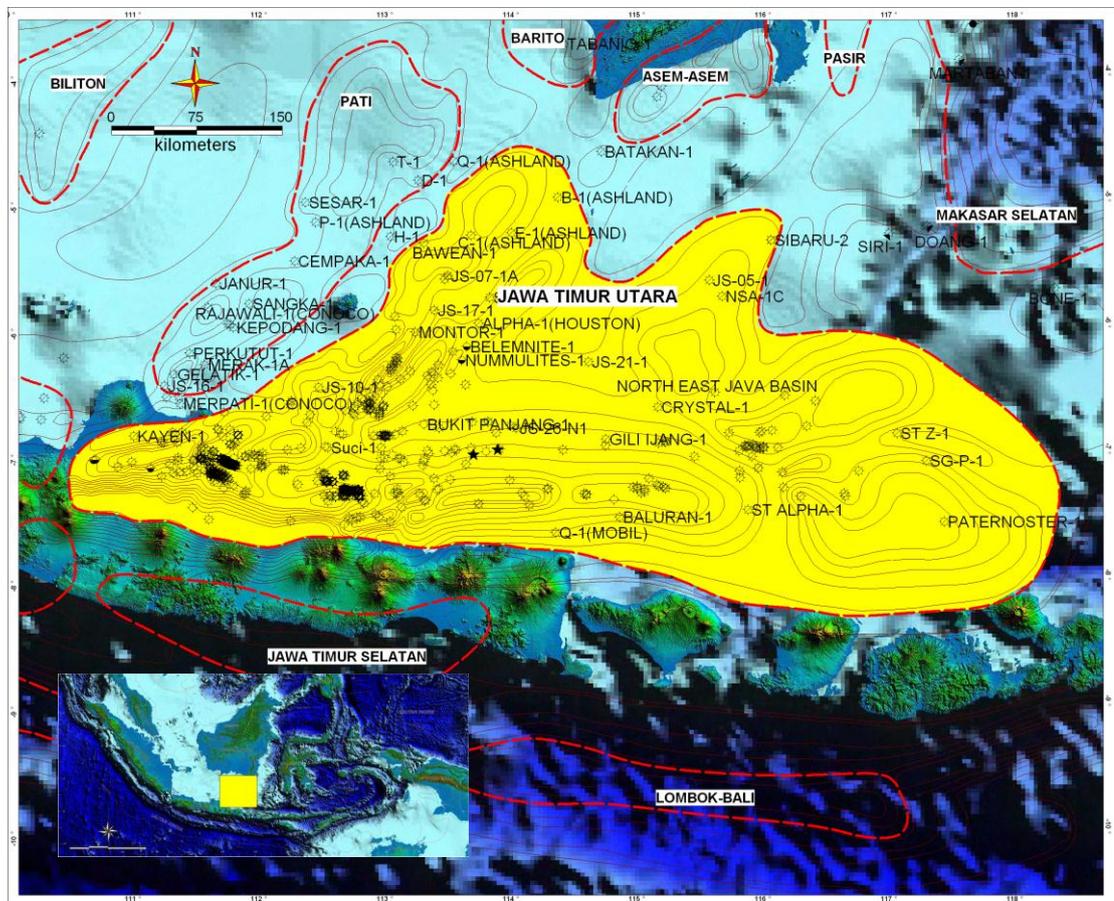


Gambar 2.1

Keberadaan hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Utara<sup>8</sup>

## 2.2. Sejarah Eksplorasi dan Produksi

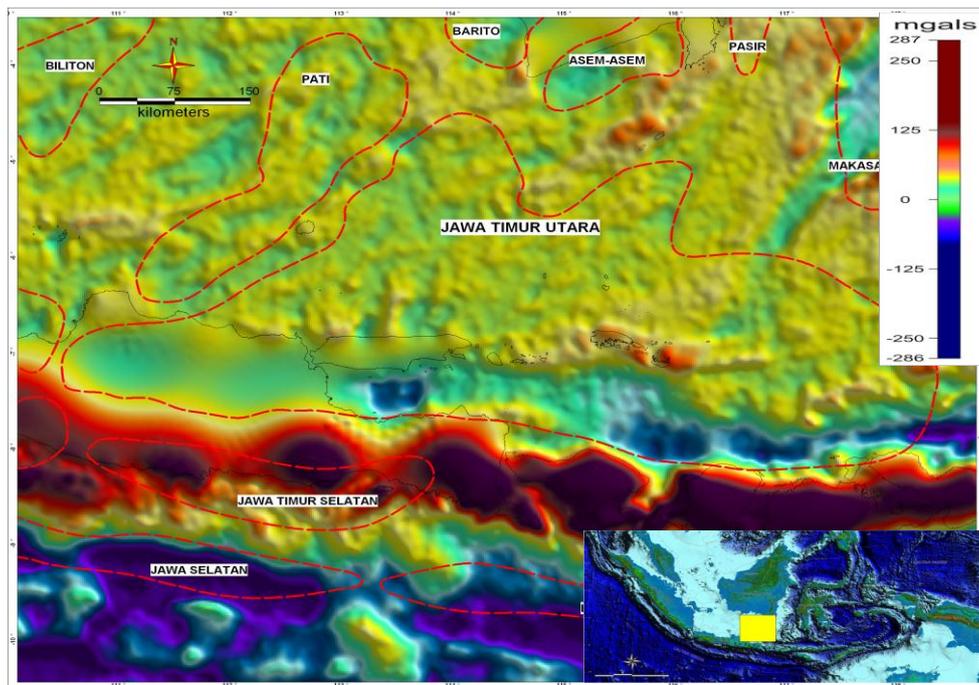
Kegiatan eksplorasi besar-besaran di daerah daratan dan lepas pantai Jawa Timur baru berlangsung selama 20 tahun terakhir. Penemuan hidrokarbon terakhir adalah Lapangan gas Banyu Urip di daerah Cepu dan Wunut di wilayah Sub-Cekungan Selat Madura. Dari sudut pandang eksplorasi, Cekungan Jawa Timur dianggap sebagai suatu cekungan yang matang. Hidrokarbon dijumpai dan diproduksi dari level stratigrafi yang berbeda-beda, dan tersebar secara luas dari barat ke timur.



Gambar 2.2

Peta *isopach* dan sebaran sumur di Cekungan Jawa Timur Utara<sup>8</sup>

Beberapa batuan induk yang baik yang terdapat di daerah Jawa Timur umumnya berasal dari serpih dan batubara kaya material organik dari Formasi Ngimbang dan Kujung, dan Anggota Cepu Formasi Tawun. Di daerah Paparan Utara mereka dapat dijumpai di bagian baratnya yang meliputi Palung Muria, Palung Bawean Timur, Depresi Tuban-Camar bagian tengah, Cekungan Masalembo dan di bagian timur meliputi daerah Pagerungan; di daerah Tinggian Tengah, mereka terdapat di sebagian besar daerah yang sebelumnya merupakan suatu deposenter; di daerah Cekungan Selatan mereka meliputi hampir seluruh daerah cekungannya (peta *isopach* Cekungan Jawa Timur Utara ada pada Gambar 2.2). Kontras densitas yang sangat baik juga ditunjukkan oleh peta anomali gaya berat di cekungan ini yang ada pada Gambar 2.3.



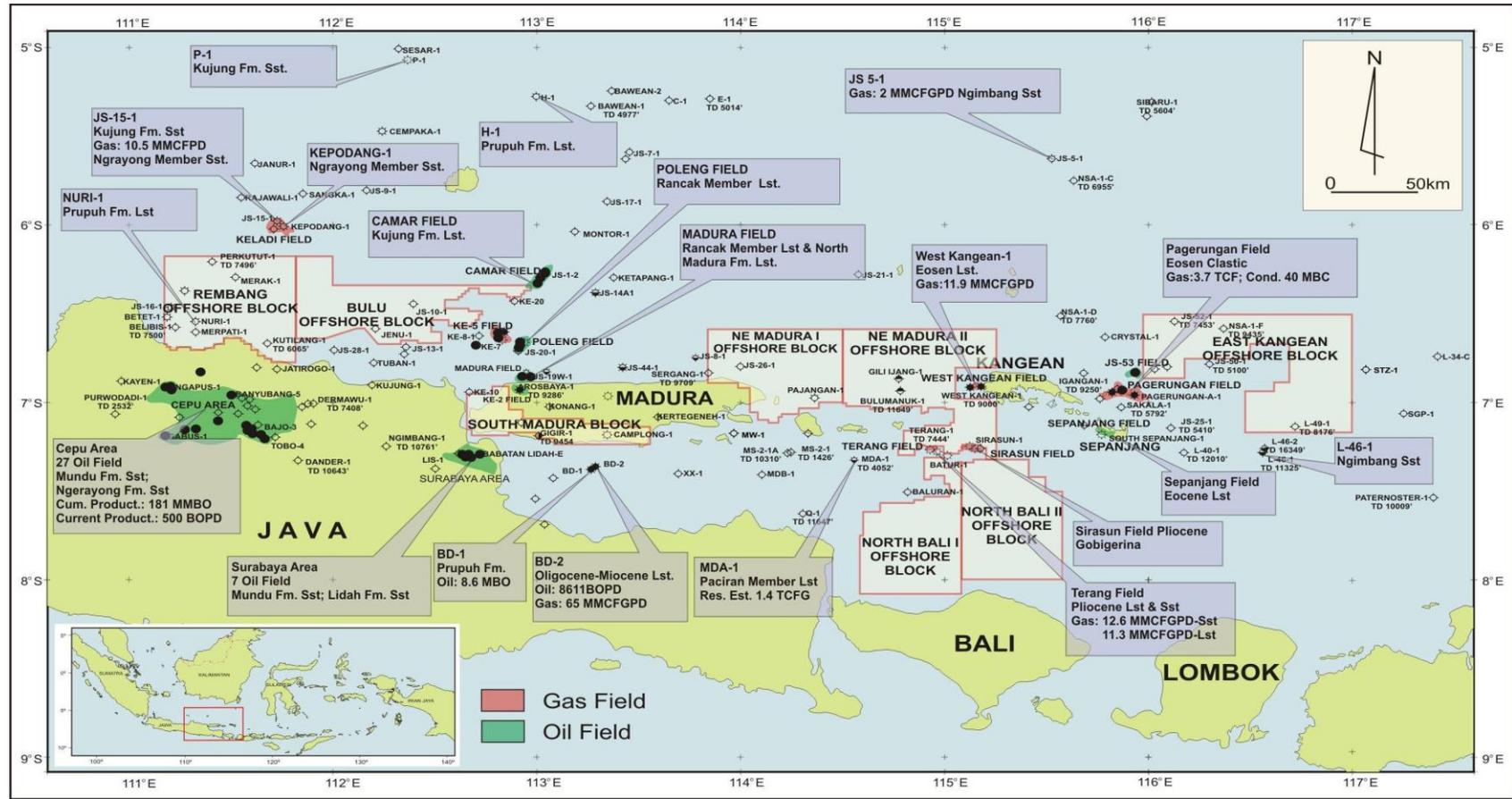
Gambar 2.3

Peta anomali gaya berat di daerah Cekungan Jawa Timur Utara

(NE Java Basinal Area)<sup>8</sup>

Daerah Cekungan Jawa Timur kemungkinan besar terdiri dari berbagai batuan induk dan secara lokal masing-masing daerah menunjukkan karakteristik batuan induk yang berbeda-beda. Endapan klastik Formasi Pra-Ngimbang terdiri dari perselingan pasir tipis dan serpih, dengan sedikit batubara, ketebalannya berkisar antara 118 sampai 445 kaki. Hasil-hasil dari studi geologi dan geokimia daerah Paparan Utara dan Tinggian Tengah menunjukkan hidrokarbon di daerah-daerah ini berasal dari batuan-batuan induk berumur Pra-Eosen sampai Eosen seperti yang teramati di Sumur JS-53 dan di lapangan gas dan kondensat Pagerungan. Daerah Cepu merupakan penghasil minyak utama di Cekungan Jawa Timur. Lapisan-lapisan produktifnya berkisar dari umur Oligosen sampai Miosen. Di lepas pantai Pulau Madura, lapisan-lapisan produktifnya berkisar dari umur Eosen sampai Pliosen. Di Lapangan Pagerungan, horison produktifnya berasal dari lapisan-lapisan batugamping dan batupasir berumur Eosen. Keterdapatan dan penyebaran lapangan-lapangan minyak utama di Cekungan Jawa Timur disajikan pada Gambar 2.4.

Kumulatif produksi dari 17 lapangan sampai 1.940 sekitar 108 MMBO, puncak produksinya 20 MBOPD dari lapisan Miosen – Pleistosen, hanya dari daratan Jawa Timur. Lapangan lain yang menghasilkan adalah Kawengan-95 MMBO, Ledok-24 MMBO, Nglobo-2 MMBO, Lidah-16 MMBO dan Kuka-11 MMBO.



Gambar 2.4

Keberadaan hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Utara<sup>8</sup>

## **2.2. TEKTONIK REGIONAL DAN TATANAN STRUKTUR**

### **2.2.1. Tektonik Regional**

Sejarah geologi cekungan ini erat hubungannya dengan aktivitas tektonik wilayah Asia Tenggara dan dikontrol oleh interaksi lempeng samudra Indo-Australia yang bergerak ke utara; lempeng samudera Filipina-Pasifik bergerak ke barat dan lempeng Eurasia yang relatif stabil. Di sebelah barat dibatasi oleh Busur Karimunjawa dan Paparan Sunda, ke utara oleh Tinggian Meratus, dan ke arah timur oleh tinggian Masalembo-Doang. Jalur vulkanik Jawa merupakan batas selatan. Secara umum, Cekungan Jawa Timur dapat dipisahkan menjadi tiga mandala struktur (*structural provinces*), dari utara ke selatan (Gambar 2.5).

#### **➤ Paparan Utara**

Paparan Utara terdiri dari Busur Bawean, Paparan Madura Utara, dan Paparan Kangean Utara.

#### **➤ Tinggian Tengah**

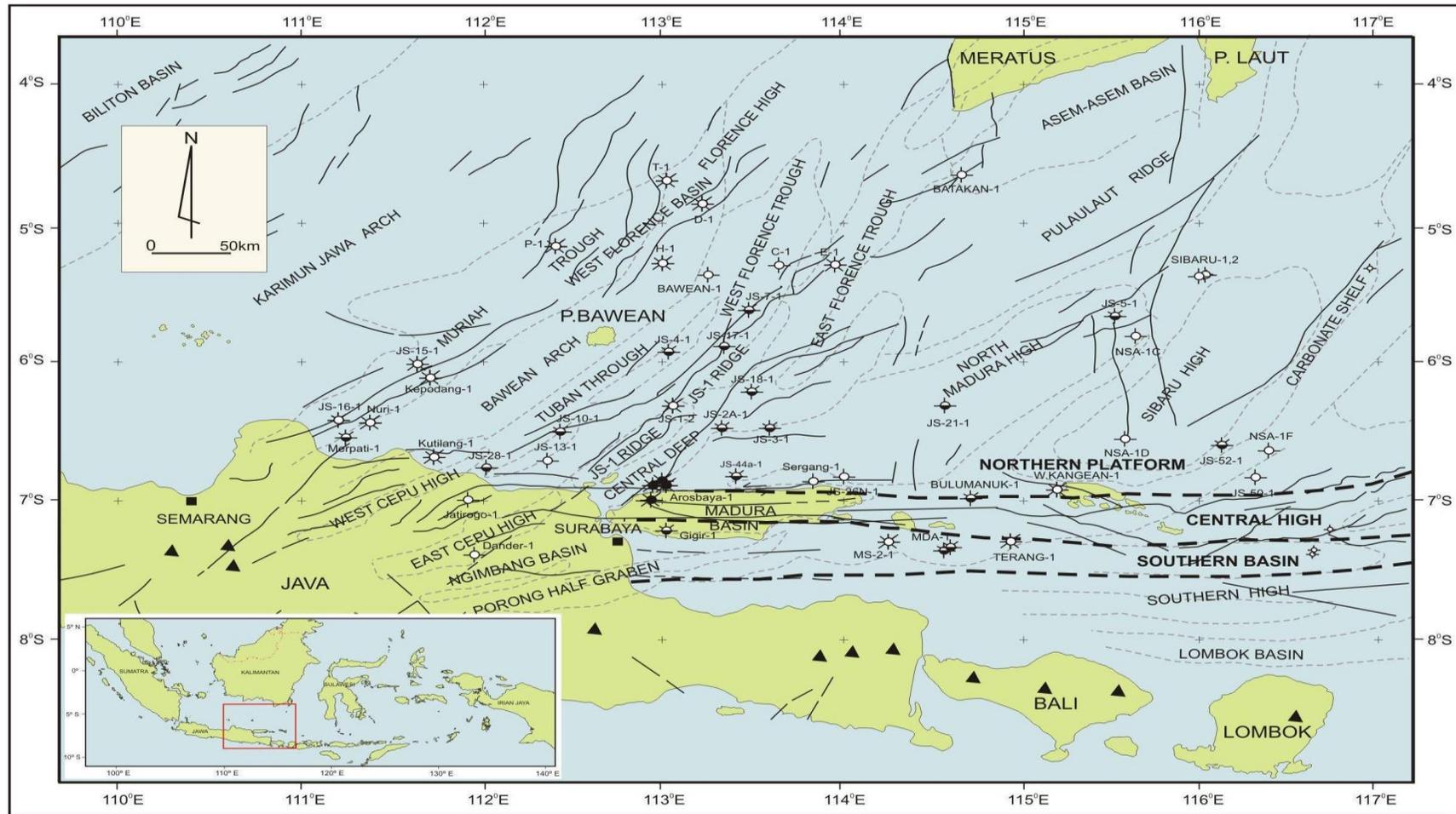
Tinggian Tengah terdiri Jawa baratlaut (Kujung)-Madura-Kangean-Tinggian Lombok. Zona Sesar Sakala barat-timur juga merupakan bagian dari mandala struktur ini.

#### **➤ Cekungan Selatan**

Cekungan Selatan terdiri dari Zona Rembang -Selat Madura-Sub-Cekungan Lombok.

Batuan dasar yang menjadi dasar Cekungan Jawa Timur terdiri atas batuan kristalin (batuan beku dan batuan malihan), batuan sedimen, dan batuan tipe bancuh dengan umur berkisar dari Jura Akhir sampai Kapur. Tipe dan penyebaran tentatif batuan dasar terlihat pada Gambar 2.6. Konfigurasi batuan dasar Cekungan Jawa Timur mengontrol dua *tren* struktur utama, timurlaut-baratdaya dan timur-barat. Tren timurlaut -baratdaya umumnya dijumpai di mandala Paparan Utara, sedangkan tren timur -barat berkembang dengan baik di mandala Tinggian Tengah dan Cekungan Selatan.

Batuan dasar Cekungan Jawa Timur terbentuk selama penunjaman lempeng samudra Indo- Australia ke bawah lempeng benua Sunda pada Kapur Awal. Zona penunjaman (*subduction zone*) terdapat sepanjang timurlaut-baratdaya tren Sutura Meratus. Litologi alas memperlihatkan zonasi yang relatif baik. Granit dan gneis terdapat dekat busur Karimunjawa dan ke arah timurlaut berubah menjadi *melange* akibat penunjaman yang termalihkan di jalur Meratus. Ke arah baratdaya di daerah PSC Ketapang, muncul sebagai batuan dasar yang terdiri dari batuan beku basa. Batuan metasedimen derajat rendah mengelilingi zona batuan beku basa. Di tenggara, satuan batuan metasedimen terdapat zona batuan beku asam sampai intermedier dengan tren berarah timurlaut-baratdaya dan diduga merupakan tempat beradanya fragmen benua dalam kompleks batuan dasar ini.

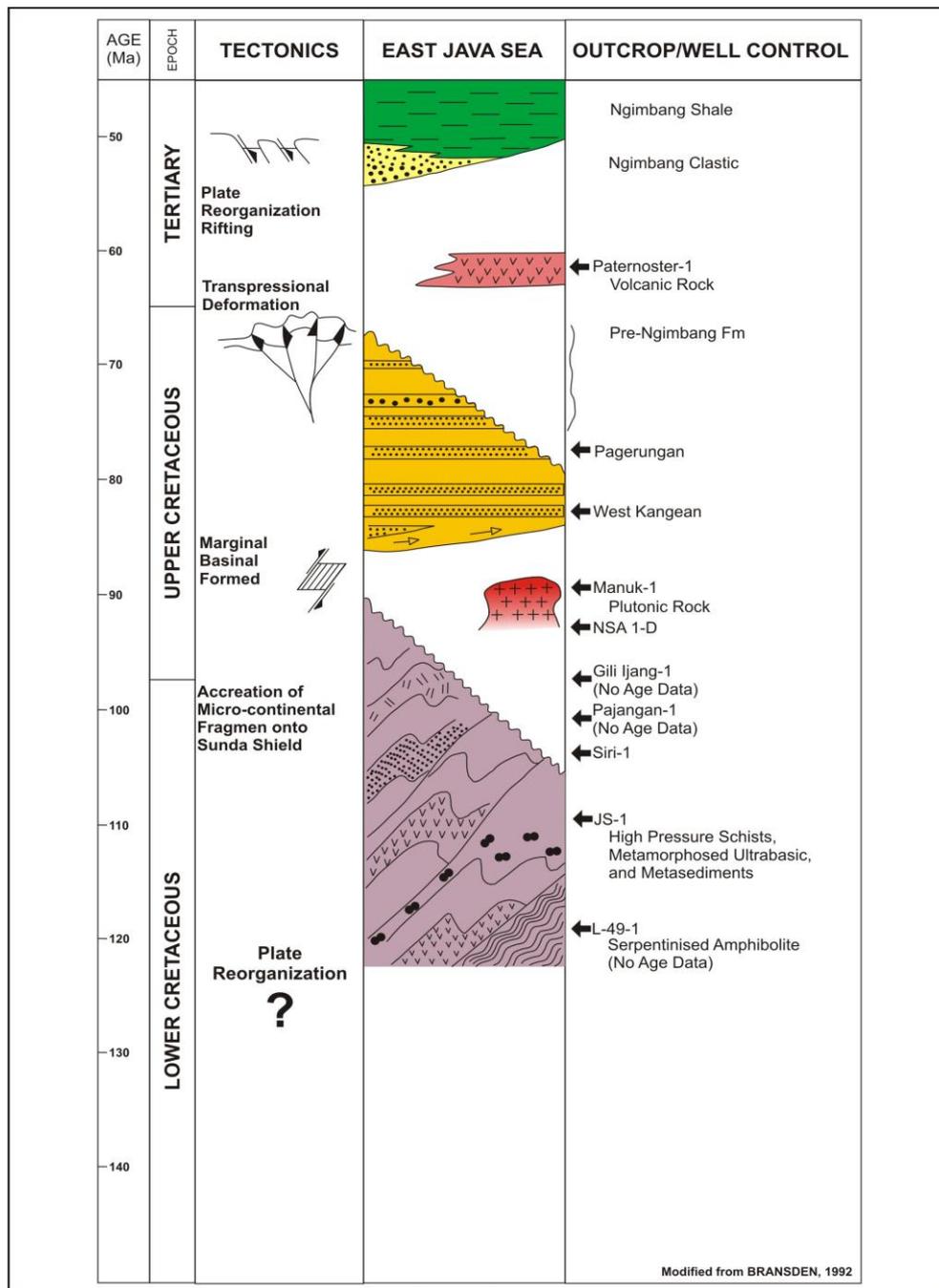


Gambar 2.5

Mandala struktur di Cekungan Jawa Timur Utara<sup>8</sup>



Sebagai hasil tumbukan lempeng, wilayah Cekungan Jawa Timur terangkat dan terjadi erosi selama Tersier Awal. Satu deretan perbukitan berarah timurlaut-baratdaya terbentuk sepanjang tepi Paparan Sunda bagian tenggara akibat pemekaran busur belakang. Dari barat ke timur, kenampakan struktur utama dalam wilayah tarikan ini adalah Busur Karimunjawa, Palung Muria, Busur Bawean, dan Tinggian Tuban-Madura Utara. Celah cekungan (*rift-basin*) terisi terutama oleh sekuen klastik non marin yang tebal, termasuk serpih lakustrin Miosen Tengah. Ke arah atas cekungan berubah menjadi serpih endapan marin disertai dengan endapan karbonat yang berkembang setempat-setempat pada Eosen Akhir-Oligosen Awal. Pengangkatan kembali pada Oligosen Awal menghentikan proses-proses pengendapan dan menyebabkan erosi yang luas (Gambar 2.7). Periode ini kemudian dilanjutkan dengan periode tektonik yang tenang dan akumulasi endapan karbonat yang berlanjut sampai Miosen Awal.



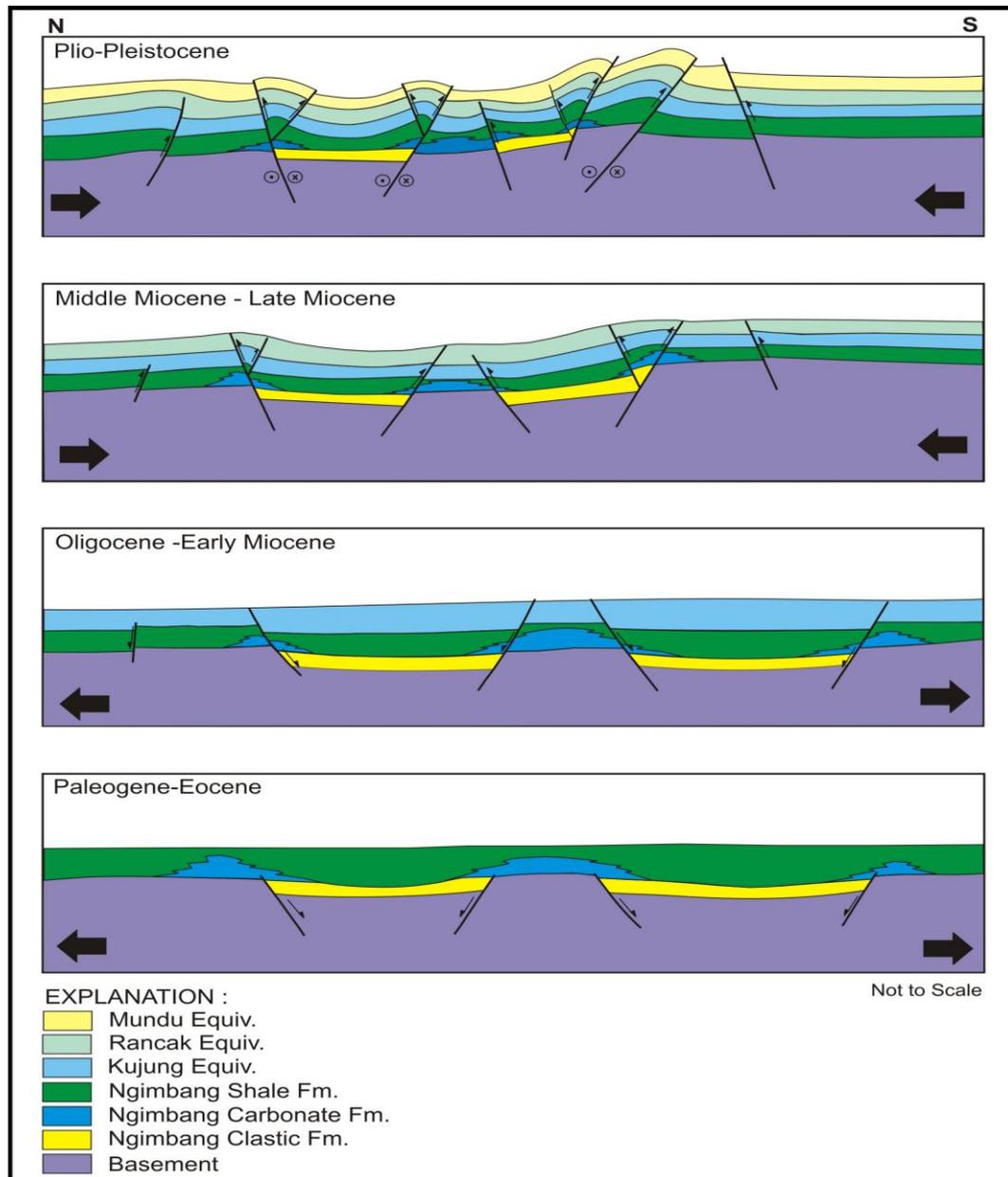
Gambar 2.7

Tektonostratigrafi dari Cekungan Jawa Timur Utara<sup>8</sup>

Periode akhir dan penting tektonik kompresi yang mulai pada Miosen

Akhir dan berlangsung sampai Pleistosen bahkan sampai sekarang. *Graben* yang

telah ada semula teraktifkan kembali menghasilkan struktur-struktur terbalik (Gambar 2.8).



Gambar 2.8

Evolusi struktur Cekungan Jawa Timur Utara<sup>8</sup>

### 2.2.2. Tatanan Struktur

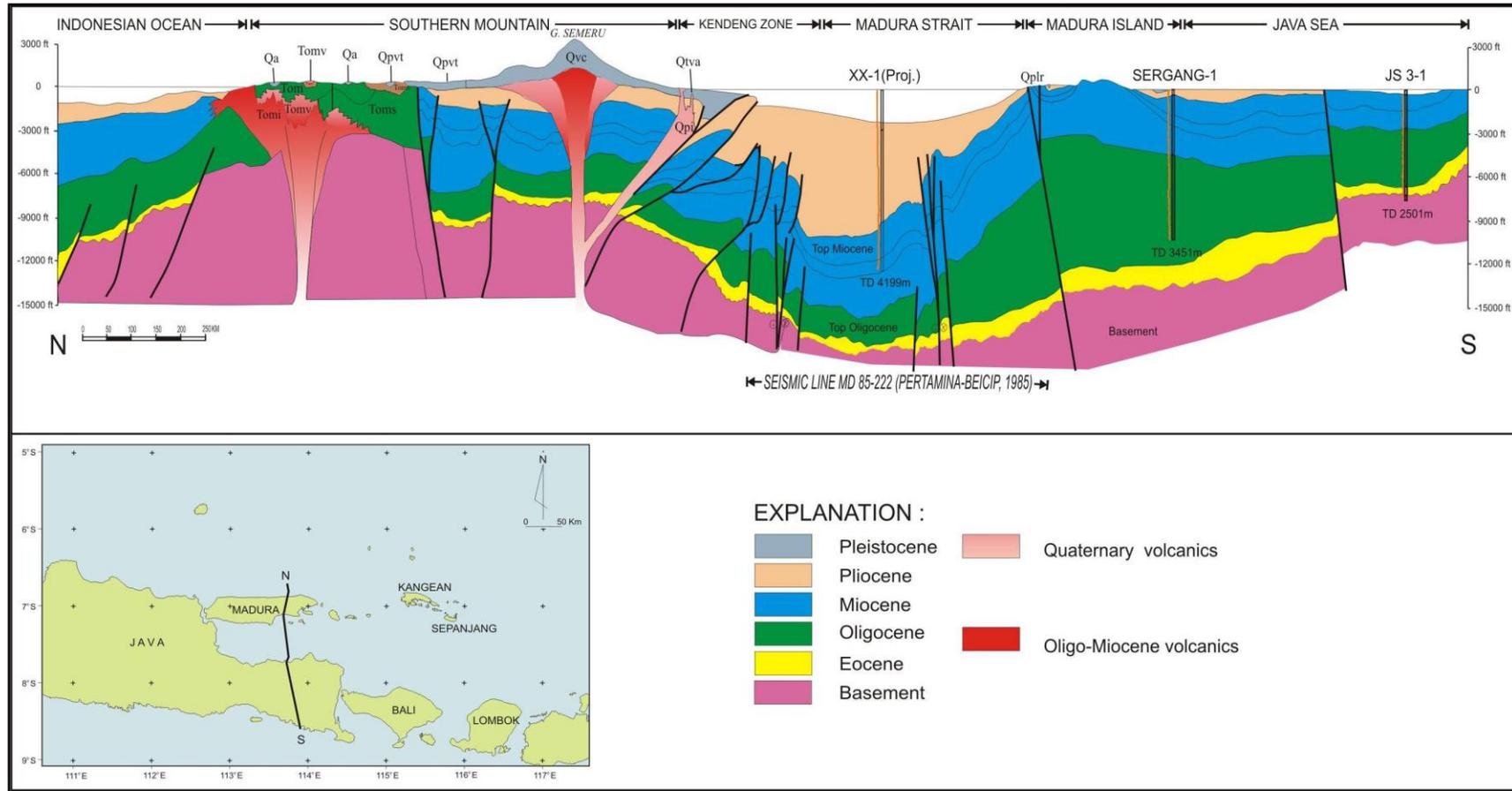
Pada bagian sebelah barat, Cekungan Jawa Timur terdiri dari sejumlah struktur tinggian dan rendahan dengan *tren* timurlaut - baratdaya atau *tren* Meratus sebagai terlihat pada konfigurasi alasnya seperti Busur Karimunjawa, Palung Muria, Busur Bawean, Palung Tuban-Camar, Bukit JS-1, Depresi Masalembo Doang, dan Paparan Madura Utara.

Bagian tengah Cekungan Jawa Timur didominasi oleh pola struktur yang berarah timur-barat seperti yang berkembang di Paparan Madura Utara, Tinggian Madura, dan Sub-Cekungan Selat Madura. Ke timur, pola timur-barat lebih berkembang yang diperlihatkan oleh Sub-Cekungan Sakala, Kangean Sub-Cekungan Lombok (Gambar 2.9).

Mandala Cekungan Selatan terbentuk oleh pensesaran ekstensional mulai dari Eosen sampai Oligosen Akhir dan kemudian dilanjutkan oleh perioda struktur terbalik yang berhubungan dengan periode proses kompresi yang dimulai dari Miosen Awal sampai Resen. Cekungan Selatan termasuk zona Rembang yang menerus sampai lepas pantai sebagai sesar mendatar (*wrench fault*) berasosiasi dengan pengangkatan Kujung, Madura, Kangean dan Sepanjang ke arah utara, dan ke selatan cekungan ini dibatasi oleh jalur volkanik Jawa. Pembalikan struktur mengakibatkan pengangkatan bagian utara sedangkan bagian selatan tetap pada lingkungan batial dalam (Gambar 2.10).

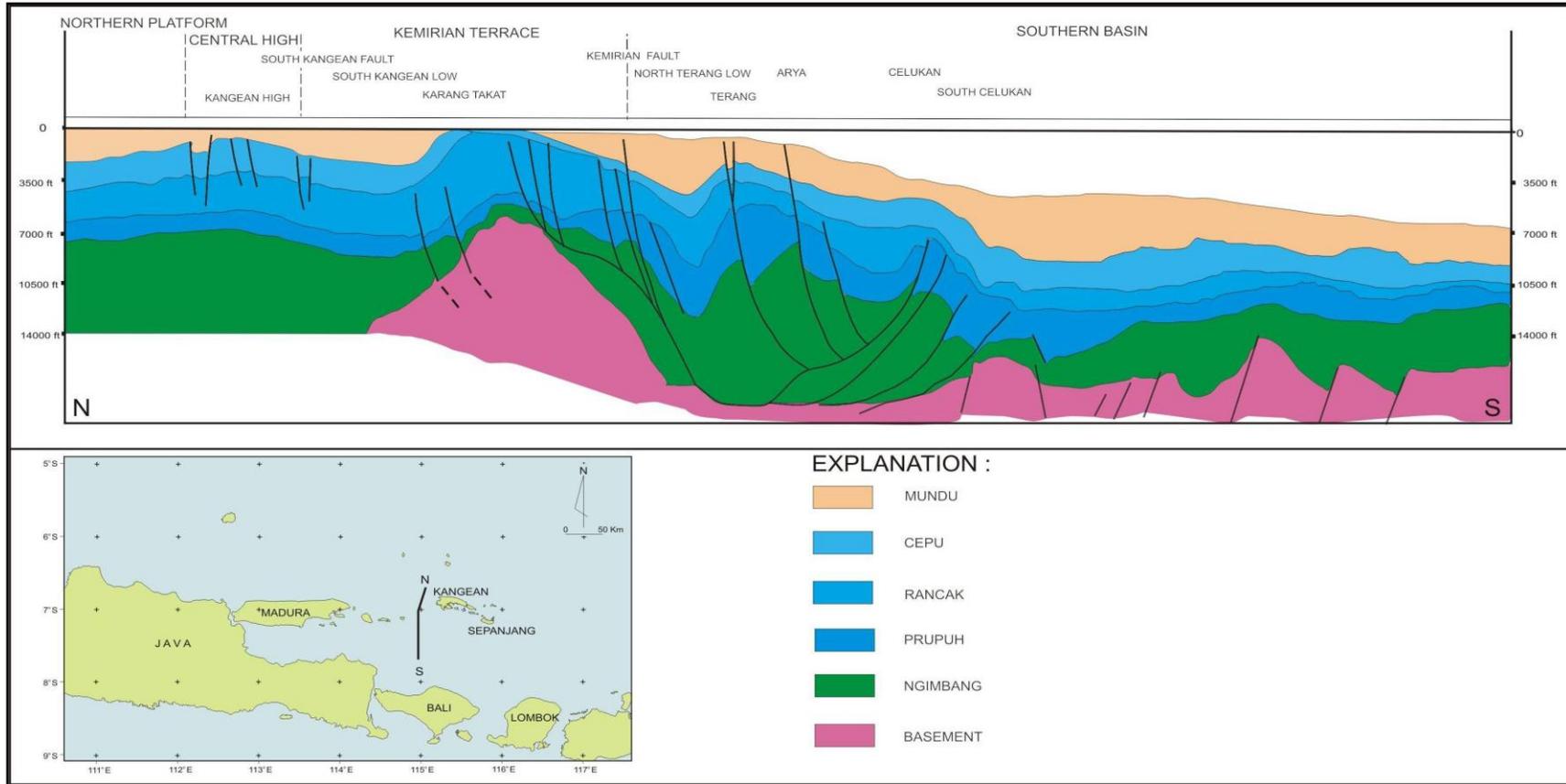
Mandala Tinggian Tengah merupakan daerah terangkat (*graben*) dan terbentuk oleh pensesaran ekstensional mulai dari Eosen sampai Oligosen Akhir, kemudian diikuti oleh pembalikan struktur sepanjang Miosen terus sampai Resen.

Umumnya, mandala Paparan Utara merupakan sisa struktur sutura yang berkembang pada zaman Kapur (sutura Meratus). Selama Eosen, Oligosen sampai Miosen daerah ini berubah menjadi tempat berkembangnya terumbu dan pada zaman Tersier Akhir menjadi lingkungan dimana fasies karbonat paparan berkembang dengan baik.



Gambar 2.9

Penampang skematis Utara-Selatan Cekungan Jawa Timur Utara<sup>8</sup>

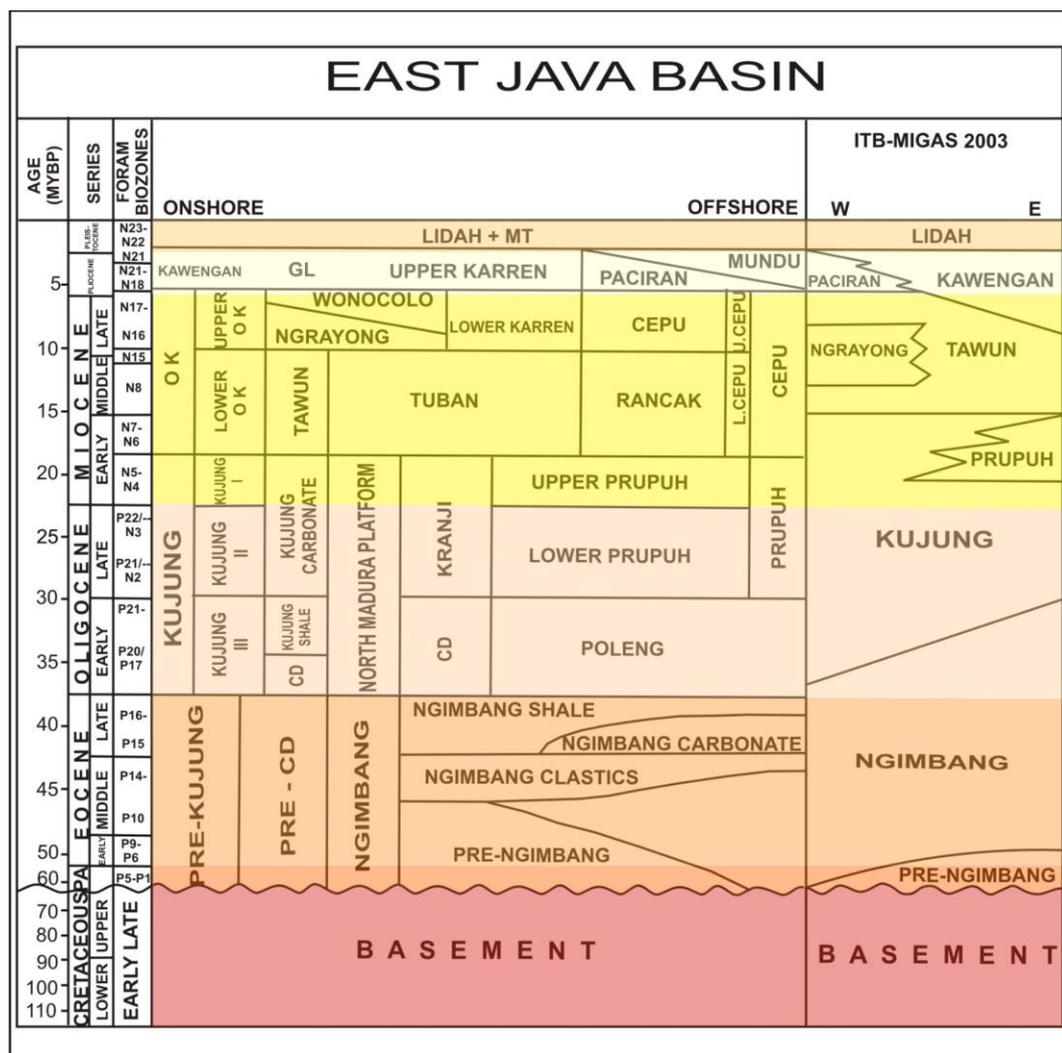


Gambar 2.10

Penampang skematis Utara-Selatan Cekungan Jawa Timur Utara bagian Timur<sup>8</sup>

### 2.3. STRATIGRAFI REGIONAL

Adanya perbedaan penamaan formasi batuan yang menyusun stratigrafi regional Jawa Timur menimbulkan kesulitan dalam penafsiran sejarah geologi Cekungan Jawa Timur secara keseluruhan (Gambar 2.11). Berdasarkan studi literatur yang dilakukan oleh ITB – Migas sekarang ini, maka dilakukan penyederhanaan penamaan formasi batuan tersebut.



Gambar 2.11

Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara dan penyederhanaannya<sup>8</sup>

Batuan dasar yang mengalasi semua batuan sedimen di cekungan ini terdiri dari gabro, ophiolit, metasedimen, dan batuan metamorf yang berumur Pra-Tersier. Batuan sedimen tertua yang terbentuk pada cekungan ini adalah batupasir polimik sisipan serpih, konglomerat, dan batubara yang termasuk ke dalam Formasi Pra-Ngimbang. Formasi ini merupakan sedimen “*syn-rift*” yang terbentuk pada bagian yang lebih dalam dari suatu *graben*. Untuk Cekungan Jawa Timur, batuan ini hanya dijumpai pada bagian timur saja, yaitu pada Daerah Lepas Pantai Bali Utara dan Daerah Lepas Pantai Kangean Timur. Sedangkan di bagian barat Formasi Pra-Ngimbang ini tidak pernah dijumpai. Berdasarkan literatur (Huffco Brantas, 1994), formasi ini berumur Paleosen (P1 – P5). Pembedaan formasi ini dengan Formasi Ngimbang yang ada di atasnya dilakukan hanya berdasarkan perbedaan litologinya saja. Pada Formasi Pra-Ngimbang, litologi berwarna merah kecoklatan sedangkan pada Formasi Ngimbang, berwarna lebih gelap (abu-abu). Berdasarkan studi biostratigrafi kedua formasi memiliki umur yang menerus, namun demikian, pada awal pengendapan Formasi Ngimbang selalu terdapat “*undetermined zone*” dimana umurnya tidak dapat ditentukan.

Zona ini dianggap sebagai hiatus yang memisahkan Formasi Pra-Ngimbang dan Formasi Ngimbang. Hadirnya Formasi Pra-Ngimbang pada bagian timur ini menunjukkan bahwa pada kala Paleosen – Eosen Awal di bagian timur (Daerah Lepas Pantai Bali Utara dan Daerah Lepas Pantai Kangean Timur) terbentuk daerah dalaman adanya blok “*graben*” dari tektonik yang terjadi pada saat tersebut. Pada bagian barat dan tengah Cekungan Jawa Timur, pada kala

Paleosen dan Eosen Awal masih berupa tinggian sehingga Formasi Pra-Ngimbang tidak terendapkan.

Formasi Ngimbang, ditafsirkan tidak selaras di atas Formasi Pra-Ngimbang. Pada bagian timur (Daerah Lepas Pantai Bali Utara), Formasi Ngimbang ini terendapkan pada akhir Eosen Tengah (P14 – P15) dan pada Daerah Lepas Pantai Kangean Timur pengendapan formasi ini menerus hingga Oligosen Awal (P18). Untuk bagian barat Cekungan Jawa Timur (Daerah Lepas Pantai Rembang, Bulu dan Madura Selatan), awal pengendapan Formasi Ngimbang baru dimulai pada akhir Eosen hingga awal Oligosen (P16 – P19). Pada bagian tengah Daerah Lepas Pantai Madura Timurlaut, Formasi Ngimbang terendapkan dari Eosen Tengah hingga Oligosen Akhir (P13 – P21). Pada awal pengendapan Formasi Ngimbang, selalu ditandai dengan sedimen klastik yang terdiri dari perselingan batupasir, serpih, dan batugamping, kadang dijumpai batubara yang menunjukkan lingkungan laut dangkal-fluvial deltaik.

Pembentukan Formasi Ngimbang bagian bawah ini dan juga Formasi Pra-Ngimbang, merupakan sedimen “*syn-rift*” dimana “*global eustatic sea level changes*” tidak terlalu berpengaruh. Di bagian tengah cekungan (daerah Madura timurlaut), Serpih Ngimbang tidak diendapkan selama naiknya muka laut pada Eosen sampai Oligosen Awal, tapi semakin ke arah tenggara, di Daerah Bali Utara, erosi permukaan terjadi secara menerus sampai Eosen Akhir dan Serpih Ngimbang tidak berkembang.

Proses erosi yang berlangsung terus di daerah Lepas Pantai Bali Utara menunjukkan adanya suatu hiatus. Sementara itu, hasil erosi tersebut terendapkan kembali pada bagian sebelah timur (daerah lepas pantai Kangean Timur) dimana Formasi Serpih Ngimbang terendapkan hingga awal Oligosen (P18). Berdasarkan studi terdahulu, untuk Cekungan Jawa Timur ini secara regional terlihat bahwa umur Formasi Ngimbang sangat bervariasi dari Eosen Tengah – awal Eosen Akhir P14 – P15 di Daerah Lepas Pantai Bali Utara, sedangkan di bagian barat berumur Eosen Akhir – Oligosen Awal (P16 – P19) pada Daerah Lepas Pantai Rembang, Bulu dan Madura Selatan. Sedangkan pada Daerah Lepas Pantai Madura Timurlaut berumur Eosen Tengah – Oligosen Awal (P13 – P19). Diatas Formasi Ngimbang ini secara regional terjadi hiatus yang terjadi pada waktu yang tidak bersamaan.

Adanya ketidakseragaman waktu pengendapan Formasi Ngimbang dan hiatus yang terjadi di atasnya menunjukkan adanya perbedaan paleotopografi pada daerah-daerah tersebut yang ditafsirkan sebagai daerah tinggian dan daerah rendahan. Pada kala Paleosen hingga Eosen Tengah bagian bawah, daerah sebelah timur (Daerah Lepas Pantai Bali Utara dan Kangean Timur) merupakan daerah rendahan sehingga terendapkan Formasi Pra-Ngimbang dan Formasi Ngimbang pada struktur-struktur *graben* yang terjadi, sedangkan di bagian barat (Daerah Lepas Pantai Rembang, Bulu, Madura Timurlaut dan Madura Selatan) masih berupa tinggian. Sebaliknya pada Eosen Akhir, di Daerah Lepas Pantai Bali Utara

menjadi tinggian sedangkan di sebelah barat/daerah lainnya menjadi suatu cekungan dimana pengendapan Formasi Ngimbang terus berlangsung.

Pada Oligosen (P18 – P22) di bagian timur daerah Cekungan Jawa Timur, muka air laut mulai bertambah dalam sehingga berkembang Anggota Prupuh Formasi Kujung yang terdiri dari batugamping terumbu. Di Daerah Kangean Timur, selain batugamping Prupuh, juga berkembang Formasi Kujung yang terdiri dari perselingan batupasir, batugamping, serpih dan napal. Di bagian sebelah barat, Formasi Kujung terbentuk lebih lambat, dimulai pada P19 hingga akhir Miosen Awal (N8), bahkan di Daerah Madura Timurlaut, Formasi Kujung terbentuk mulai dari Oligosen Akhir hingga Miosen Tengah (P22 – N10).

Secara regional, pembentukan Formasi Kujung ini terjadi fase transgresi dimana muka air laut bertambah tinggi. Pada daerah rendahan berkembang Serpih Kujung sedangkan di daerah yang lebih tinggi berkembang “Karbonat Kujung” dan Anggota Prupuh. Pada Miosen Awal hingga akhir Miosen Tengah (N5 – N15) di daerah sebelah barat (Daerah Rembang-Bulu) sudah menjadi daerah dalaman sehingga berkembang Formasi Tawun yang menjemari dengan Formasi Kujung. Pada daerah Madura Selatan, Formasi Tawun terbentuk mulai awal Miosen Tengah hingga Miosen Akhir (N9 – N16). Pada Daerah Madura Timurlaut, Formasi Tawun terdiri dari Anggota Tawun tersusun atas batugamping bioklastik, batugamping terumbu dan sisipan napal. Ke arah barat, Formasi Tawun terdiri

dari Anggota Ngrayong dan Anggota Tawun. Anggota Ngrayong terdiri dari perselingan batupasir dan batugamping.

Diatas Formasi Tawun terendapkan Formasi Kawengan yang dimulai pada awal Pliosen. Formasi Kawengan tersebar luas dan dapat ditemukan di banyak bagian dari Cekungan Jawa Timur, dari Daerah Rembang-Bulu di bagian barat sampai Daerah Kangean Timur dibagian timur. Pada Daerah Bali Utara sebagian dari Formasi Kawengan terdiri dari batugamping terumbu yang dinamakan Anggota Paciran. Anggota Paciran ini hanya dijumpai pada sumur Sirasun-1, Kubu-1 dan Batur-1 di bagian utara Daerah Bali Utara. Secara regional, pembentukan Formasi Kawengan ini bersamaan dengan dimulainya fase regresi dimana muka air laut menjadi bertambah dalam. Di atas Formasi Kawengan terendapkan Formasi Lidah secara selaras. Formasi ini terendapkan pada kala Pleistosen, terdiri dari batulempung, batupasir, batulanau, dan batupasir glaukonitikan.

## **2.4. SISTEM PETROLEUM**

### **2.4.1. Gradien Geotermal**

Daerah-daerah paparan stabil seperti Busur Bawean, Paparan Masalembo, dan Paparan Sibaru umumnya mempunyai gradien geotermal yang relatif rendah yaitu di bawah  $1,75^{\circ}\text{F}/100$  kaki. Sebaliknya, daerah-daerah dengan tutupan sedimen yang relatif tebal seperti Depresi *Graben* Tengah-Masalembo (*Central Graben-Masalembo Depression*), Cekungan Madura, Cekungan Sakala-Kangean,

dan Cekungan Lombok menunjukkan gradien geotermal yang tinggi antara 2,00-2,60°F/100 kaki.

Pengaruh regional gradien geotermal tampaknya merupakan hasil dari dua efek yang berlainan. Aliran panas (*heat flow*) meningkat dari utara ke selatan, bergerak dari Kraton Sunda yang stabil ke Busur Belakang Cekungan Madura terus ke arah busur volkanik Jawa Timur.

#### **2.4.2. Reservoir**

Target reservoir utama di Cekungan Jawa Timur adalah :

1. Batupasir Alas Ngimbang (Formasi Ngimbang)
2. Batugamping Poleng (Formasi Kujung)
3. Batugamping Miosen Tengah Rancak (Formasi Tawun)
4. Batupasir Miosen Tengah Ngrayong (Formasi Tawun)
5. Batugamping Miosen Akhir Bulu (Formasi Tawun)
6. Batugamping Pliosen Paciran (Formasi Mundu)

##### **2.4.2.1. Paleosen – Kapur**

Sedimen laut marjinal berumur Paleosen dan Kapur dari Paparan Utara (*Northern Platform*) dijumpai di dasar sumur pemboran Pagerungan. Batuan sedimen ini tampak terdeformasi dan termetamorfosakan namun analisis geokimia menunjukkan kondisi hidrokarbon yang telah mencapai *oil window*. Karakteristik sebagai reservoir yang baik teramati pada batuan yang sama yang tidak terdeformasi.

#### **2.4.2.2. Eosen**

Karbonat Ngimbang dan Klastik Ngimbang merupakan kandidat reservoir Eosen. Karbonat Ngimbang, seperti ditunjukkan di sumur pemboran JS-53A, menunjukkan kualitas sangat baik sebagai reservoir. Hal ini disebabkan karena karbonat ini tidak mengalami penimbunan terlalu dalam (*deep burial*) dan tidak mengalami inversi. Secara umum, kualitas batuan reservoir akan menurun seiring dengan adanya gejala inversi dan tebalnya sedimen yang tertimbun di atasnya. Data dari sumur pemboran Kiau dan JS-25 merupakan bukti adanya pengrusakan terhadap tingkat porositas yang baik oleh proses sementasi pada penimbunan dalam (*deep burial*).

#### **2.4.2.3. Oligosen – Miosen**

Di PSC Kangean, batuan sedimen Miosen merupakan reservoir beresiko akibat rendahnya kualitas dan/atau perkembangannya. Lapisan sedimen ini meliputi beberapa unit batugamping dan unit batupasir yang potensial. Di sumur pemboran Sirasun-1, batupasir Miosen merupakan obyek sekunder. Formasi Miosen Prupuh dan batugamping Miosen (Rancak Atas dan Rancak Bawah) merupakan target eksplorasi di daerah Prospeksi Celukan. Di daerah Pagerungan, unit-unit ini mengandung sejumlah kecil gas terutama pada porositas diagenetisnya. Sejauh ini, tidak terlihat adanya prospek pada tingkat Rancak Atas maupun Rancak Bawah.

#### **2.4.2.4. Miosen Akhir – Pliosen**

Studi fasies terhadap sedimen Tersier di Pulau Madura menunjukkan adanya beberapa lapisan batupasir dan batugamping yang diskontinyu di beberapa bagian pulau tersebut. Anggota OK Atas mempunyai potensi terbaik sebagai reservoir dibandingkan dengan sekuen Tersier lainnya seperti Formasi “GL” yang mempunyai beberapa interval berpori namun tidak memiliki penyekat yang cukup baik.

#### **2.4.2.5. Pliosen – Pleistosen**

Sistem/Formasi Paciran merupakan reservoir yang paling penting di antara Reservoir Pliosen yang ditemukan di PSC Kangean PSC. Sistem/Formasi Paciran tersusun atas batugamping globigerina (*globigerinid packstone/grainstone*) dan kuarsa arenit berbutir sangat halus. Kedua unit tersebut diendapkan di lingkungan paparan dengan geometri pengendapan berbentuk lembaran (*sheet-like*) dan mempunyai kualitas reservoir yang sangat baik. Sistem ini merupakan sistem yang produktif di lapangan Terang dan Sirasun.

#### **2.4.3. Batuan Induk**

Sebagian besar batuan induk yang terdapat di Jawa Timur merupakan lapisan-lapisan serpih kaya organik dan batubara dari Formasi Ngimbang, Kujung dan Tawun.

Di Paparan Utara (*Northern Platform*), batuan ini ditemukan di bagian barat paparan yang meliputi Palung Muria (*Muria Trough*), Palung Bawean Timur, Depresi Tengah (Tuban–Camar), Cekungan Masalemba, dan meliputi juga ke arah timur paparan termasuk Pagerungan. Di Tinggian Tengah (*Central High*), batuan ini melingkupi sebagian besar daerah yang sebelumnya merupakan pusat-pusat pengendapan. Di Cekungan Selatan (*Southern Basin*), batuan ini melingkupi keseluruhan daerah cekungan selatan. Cekungan Jawa Timur tampaknya mempunyai banyak batuan induk dimana di setiap daerah menunjukkan karakteristik batuan induk yang berbeda.

#### **2.4.3.1. Formasi Pra-Ngimbang, Paleosen – Eosen Tengah**

Batuan sedimen klastik Formasi Pra-Ngimbang terdiri atas perselingan batupasir tipis dan serpih serta sejumlah kecil batubara. Berdasarkan hasil studi geologi dan geokimia di Paparan Utara dan Tinggian Tengah, hidrokarbon yang terdapat di lapangan minyak JS-53 dan lapangan gas dan kondensat Pagerungan berasal dari batuan induk berumur Pra-Eosen hingga Eosen

Formasi Pra-Ngimbang diambil contohnya (dari timur ke barat) di Daerah Kangean Timur, Lapangan Pagerungan dan Sumur West Kangean-1 (Daerah Madura Timurlaut II). Formasi Pra-Ngimbang di Daerah Kangean Timur menunjukkan 0,29% – 14,85% TOC dan 0,39% – 2,30% Ro pada kedalaman 5.380 – 5.825 kaki (di Sumur Terobosan-1) dan 10.081 – 10.209 kaki (di Sumur Gede-1). Sedimen-sedimen berumur Paleosen – Eosen Tengah diyakini sebagai

batuan induk pembentuk gas di Pagerungan sedangkan sedimen-sedimen berumur Kapur menunjukkan potensi batuan induk yang rendah ( $TOC < 1\%$ ), telah lewat matang ( $VR > 1,2$ ) dan tidak menghasilkan/*non-generative*. Data yang diambil dari Sumur West Kangean-1 (Daerah Lepas Pantai Madura Timurlaut II, pada kedalaman 9.532 kaki) menunjukkan 0,13% – 2,17% TOC dan 1,11% – 1,32%  $R_o$ , dengan kerogen dari tipe III-IV. Kebanyakan data yang diperoleh menunjukkan batuan induk Formasi Pra-Ngimbang kelewat matang (*overmatured*) secara geokimia.

#### **2.4.3.2. Formasi Ngimbang – Eosen**

Secara umum Formasi Ngimbang merupakan batuan induk hidrokarbon yang potensial yang mampu menghasilkan minyak dan gas. TOC berkisar mulai dari 0,47% sampai 1,27% dan kematangannya (dengan harga  $R_o$  0,66% – 0,81%) diperoleh pada kedalaman sekitar 10.000 kaki (Sumur Waluku-1, Daerah Lepas Pantai Madura Timurlaut II).

Sepih Ngimbang merupakan Batuan induk berfasies fluvio-delta terdiri atas serpih karbonan dan batubara yang menghasilkan kerogen tipe III. Nilai TOC bervariasi 2% – 17% pada serpih dan 20% – 80% pada batubara dengan harga indeks hidrogen 300 untuk ketebalan lapisan 120 – 300 kaki. Kematangannya tercapai pada kedalaman lebih dari 7.000 kaki di Daerah Lepas Pantai Madura Timurlaut I.

Fasies lakustrin dipastikan melalui analisis terhadap sumur pemboran Kangean Barat di mana data biomarker hasil pirolisis/kromatografi-gas (GC) pada serpih karbonan (kedalaman 7.645 kaki) menunjukkan kandungan kerogen algale non-marine yang berasal dari lingkungan lakustrin. Serpih ini mempunyai nilai TOC bervariasi 2% – 4% dengan indeks hidrogen lebih besar dari 400.

Di daerah lepas pantai Madura timurlaut, endapan klastik Ngimbang Eosen sebagai batuan induk telah matang dan menghasilkan pada kedalaman 7.600 kaki. Satuan batuan yang sama nampak belum matang pada kedalaman 10.081 kaki di Daerah Kangean Timur (Sumur Gede-1). Endapan klastik Ngimbang Eosen merupakan interval produktif di Pagerungan. Di daerah-daerah dengan produktivitas besar (KUJ-1, JS-44A-1, dan JS-53A-1), kandungan kerogen *oil-prone* Formasi Ngimbang pada umumnya merupakan campuran komponen yang dominan berasal dari darat (*terrestrial*), sapropel lilin dan sapropel ganggang. Komposisi campuran ini berubah menjadi campuran humik dan kerogen lilin pada daerah-daerah dengan batuan induk dengan berpotensi lebih rendah.

Sistem petroleum Ngimbang meliputi wilayah dengan batuan-batuan induk yang matang serta akumulasi hidrokarbon terkait yang meluas dari ujung selatan Paparan Utara menuju batas selatan Cekungan Selatan atau di bagian utara Jalur Vulkanik Tersier.

### 2.4.3.3. *Formasi Kujung – Oligosen*

Formasi Kujung secara umum tersusun atas perselingan batuan sedimen klastik dan karbonat. Batuan induk pada formasi ini terbatas hanya pada interval klastik yang merupakan perselingan batulempung, serpih dan batupasir dengan sisipan tipis batugamping dan batubara. Formasi Kujung berkembang dalam lingkungan pengendapan intertidal hingga sublitoral yang memberikan tipe kerogen campuran, dengan dominasi inertinit dan vitrinit dan sejumlah sapropel lilin dan ganggang. Sementara itu, batubara yang berkembang dengan baik pada bagian barat Palung Muria-Pati, dan Palung Florence Timur (*East Florence Trough*) menunjukkan adanya masukan bahan organik dari arah barat laut.

Secara regional, daerah paparan dangkal yang tertutupi karbonat memperlihatkan tingkat kematangan semakin rendah ke arah utara terutama pada bagian berumur Oligosen, nilai reflektansi vitrinit (VR) tidak lebih dari 0,4%. Nilai VR tersebut meningkat mencapai 0,5% - 0,55% di sepanjang batas selatan paparan stabil. Batuan induk yang cukup matang dengan VR = 0,8% – 0,9% dijumpai pada sumur pemboran JS-20 di daerah Graben Tengah (*Central Graben*), sedangkan sedimen berumur Oligosen mempunyai tingkat kematangan sampai 1,5% Ro (sumur pemboran Arosbaya-1). Berdasarkan pada model kedalaman vs termal, tingkat kematangan (VR) di bagian darat Pulau Madura ke arah selatan diperkirakan berkisar antara 0,75% sampai 1,00%.

Formasi CD (berumur Oligosen Awal) di bagian barat Cekungan Jawa Timur menunjukkan harga TOC pada serpih/batubara dan batugamping yang bervariasi masing-masing antara 0,41% – 1,63% dan 0,06 – 0,29%. Namun, batugamping - serpihan pada bagian ini mempunyai harga TOC maksimum mencapai 1,06%. Di Pulau Madura dan daerah Graben Tengah (*Central Graben*), beberapa sumur pemboran memperlihatkan harga TOC rata-rata melebihi 1,0% seperti pada sumur pemboran JS-13-1 (TOC > 3,5%) dan pada sumur pemboran Bawean-1 (TOC > 7,9%).

Kujung III, sedimen berumur Oligosen Awal lainnya, tersusun umumnya oleh batulempung dengan perselingan batugamping di beberapa tempat dan menunjukkan potensi batuan induk yang baik dengan harga TOC 0,51% – 3,18%. Sejumlah batugamping memperlihatkan potensi yang baik juga sebagai batuan induk. Kandungan karbon organik diperkirakan melimpah di daerah cekungan dan tersimpan dalam kondisi reduksi. Hubungan antara Indeks Hidrogen (IH) terhadap Indeks Oksigen (IO) memperlihatkan tipe kerogen batuan induk ini sebagian besar bersifat humik yang berasal dari lingkungan darat (*terrestrial*; di Depresi Sentral) dan beberapa tipe kerogen sapropel alginat dan kutinit (*heavy waxy oils*; di Palung Bawean Timur) yang hanya dapat membentuk sedikit *waxy oils*.

Formasi Kujung II (Oligosen Akhir) merupakan sedimen yang didominasi oleh perselingan serpih-batugamping dan setempat dengan beberapa sisipan batubara dan batupasir. Kandungan TOC bervariasi 0,3% – 1,4%, menunjukkan

tingkat kandungan organik menengah – baik pada bagian cekungan yang dalam dan tingkat kandungan organik rendah – menengah pada bagian cekungan yang mendekati daerah tinggian. Hubungan Indeks Hidrogen (IH) vs Indeks Oksigen (IO) menunjukkan kandungan kerogen humik tipe III. Hadirnya sejumlah kerogen *amorphous* terutama sebagai produk kerogen humik yang terdegradasi/terstrukturisasi. Batuan induk berumur Oligosen Akhir ini menebal ke arah selatan melewati Tinggian Tengah dan Cekungan Selatan. Sementara di Paparan Utara, sedangkan di Paparan Utara ketebalan batuan induk ini berkurang ke arah timur kecuali di daerah Cekungan Sakala.

Formasi Kujung I (Miosen Awal) didominasi oleh batugamping dengan perselingan serpih, menunjukkan potensi yang baik sebagai batuan induk dengan harga TOC mencapai 1,7% dan menghasilkan hidrokarbon hingga 2 kg/ton.

#### **2.4.3.4. Formasi Tawun – Miosen**

Bagian Formasi Tawun yang berumur Miosen Awal hingga Miosen Tengah memiliki potensi terbaik sebagai batuan induk. Formasi ini mempunyai dua jenis batuan induk yang dibedakan menurut lingkungan pengendapannya. Batuan induk yang paling baik adalah serpih yang diendapkan pada lingkungan laut dalam yang *anoxic* dan secara geografis terletak di Sub-Cekungan Madura Selatan. Meskipun umumnya mempunyai kandungan karbon organik yang rendah, serpih ini sangat tebal pada bagian pusat cekungan dan mengandung kerogen penghasil minyak yang melimpah.

Kerogen penghasil minyak tersebut, di bagian barat dari cekungan, merupakan sapropel lilin yang hampir seluruhnya berasal dari darat (*terrestrial*) namun kemudian bergradasi menjadi kerogen dominan ganggang ke arah timur (sumur pemboran Gigir-1) dan menerus ke dalam Sub-cekungan Lombok. Formasi ini mempunyai kapasitas pembentukan minyak yang tinggi dikarenakan terutama oleh tersebarluasnya sedimen - sedimen yang tebal dan berpotensi sebagai batuan induk meskipun kandungan karbon organik maupun penghasil minyak kerogennya cenderung meningkat ke arah barat.

Batuan-batuan induk ini terutama mengandung *algal kerogen* dan kerogen asal darat dan bersifat *resinous*. Kandungan komponen humus meningkat secara tajam pada lingkungan pengendapan *supertidal* dan *sublittoral* bagian luar.

Serpih sebagai batuan induk pada sekuen Tawun Bawah diperkirakan sudah mencapai *oil window*. Batuan induk ini melampar di daerah Kangean, Cekungan Selatan (*Southern Basin*), kemudian ke bagian Barat Pulau Sepanjang dan ke bagian selatan Zona Sesar Kemirian-Sepanjang.

Analisis karakteristik geokimia pada serpih Formasi Tawun dari sumur-sumur pemboran di Cekungan Selatan menunjukkan harga TOC yang lebih rendah dari 1%, IH lebih rendah dari 250, dan kerogen yang umumnya tidak generatif (*inertinit*) dan penghasil gas. Beberapa potensi yang cukup baik seperti pada MS-2-1 mempunyai TOC maksimum 3,8% dan indeks hidrogen pada

kisaran kecenderungan minyak ( $> 250$ ), dengan indeks hidrogen maksimum mencapai 553.

Formasi OK Bawah (Miosen Tengah) tersusun atas perselingan batupasir dan serpih dengan batubara, terutama pada daerah tinggian, memperlihatkan kandungan karbon organik yang signifikan sekitaran 43,05% dan  $T_{maks}$  386°C. Beberapa rangkaian batulanau mempunyai TOC mencapai 8,07% dan  $T_{maks}$  427°C.

#### ***2.4.3.5. Formasi Kawengan-Pliosen-Pleistosen.***

Batuan induk Pliosen – Pleistosen di daerah Sepanjang mempunyai harga TOC bervariasi antara 0,2% hingga 1,6% dan interval harga hidrogen indeks antara 40 – 260 mg/g yang menunjukkan korelasi yang baik antara harga hidrogen indeks dengan karakteristik pirolisisnya. Sampel dengan harga hidrogen indeks di bawah 150 mg/g secara tipikal menggambarkan dominasi menyeluruh dari komponen aromatik/*phenolic*, sedangkan harga hidrogen indeks yang lebih tinggi (150 – 260 mg/g) dihasilkan dari komponen alifatik dengan konsentrasi yang lebih tinggi.

#### **2.4.4. Pembentukan, Migrasi dan Akumulasi Hidrokarbon**

Pembentukan hidrokarbon dapat dijumpai pada kedalaman yang bervariasi bergantung pada beberapa parameter. Ekstrapolasi pada korelasi data  $R_o$  terhadap kedalaman menunjukkan bahwa hidrokarbon di Cekungan Selatan, Tinggian Tengah dan Paparan Utara terbentuk pada kedalaman minimum masing-masing 7.300 kaki, 4.200 kaki dan 6.500 kaki.

##### **2.4.4.1. Cekungan Selatan**

Pembentukan hidrokarbon dari Formasi Ngimbang di bagian barat dari Cekungan Selatan telah tercapai terutama pada daerah cekungan yang dalam. Daerah ini mempunyai gradien geotermal sekitar  $1,71^\circ\text{F}/100$  kaki. Batuan induk Ngimbang Bawah, yang pada saat ini berada dalam jenjang *gas window*, memasuki *oil window* kurang lebih pada 16 jtl dan *gas window* pada kurang lebih 7 jtl. Sekuen - sekuen induk pada batas atas Formasi Ngimbang Atas dan Formasi Kujung semestinya sudah mencapai puncak kematangan minyak pada 13 jtl dan saat ini cukup matang untuk pembentukan minyak.

Kehadiran *onlapped-on reef flanks* dalam sistem migrasi-akumulasi di bagian barat Lapangan Poleng dapat merusak ataupun mendukung potensialitas reservoir tergantung pada *tilting structure* dari gejala *onlapped* tersebut.

#### **2.4.4.2. Tinggian Tengah**

Tinggian Tengah merupakan pusat pengendapan pada masa Eosen Akhir – Oligosen dan Miosen Awal-Tengah. Kedalaman timbunan maksimum (*maximum burial depth*) tercapai pada Miosen Tengah hingga Akhir. Dengan gradien geotermal yang tinggi yaitu  $2,5^{\circ}\text{F}/100$  kaki, dan mungkin telah terbentuk minyak dan gas dalam jumlah yang signifikan sejak kala itu, yang kemudian terhenti atau bahkan hilang secara efektif oleh peristiwa inversi pada kala Miosen Tengah hingga Akhir. Tinggian Tengah mempunyai sistem migrasi-akumulasi yang mirip dengan bagian utara dari Cekungan Selatan yang sangat dipengaruhi oleh proses inversi.

#### **2.4.4.3. Paparan Utara**

Gradien geotermal di Paparan Utara secara umum berkisar antara 2,1 hingga  $2,9^{\circ}\text{F}/100$  kaki. Batas pembentukan minyak umumnya berada pada kedalaman antara 6.000 kaki hingga 7.000 kaki di bawah laut pada temperatur formasi antara  $206^{\circ}\text{F}$  –  $290^{\circ}\text{F}$  yang sesuai dengan bagian atas Kujung Unit II. Batas pembentukan gas berada pada kedalaman 12.000 hingga 13.000 kaki di bawah laut ( $290^{\circ}\text{F}$  –  $335^{\circ}\text{F}$ ) sesuai dengan batas bawah Formasi “CD”.

## **BAB III**

### **TEORI DASAR**

Batuan adalah kumpulan dari mineral-mineral, sedangkan suatu mineral dibentuk dari beberapa ikatan kimia. Komposisi kimia dan jenis mineral yang menyusunnya akan menentukan jenis batuan yang terbentuk

#### **3.1. Karakteristik Batuan**

Batuan adalah kumpulan dari mineral-mineral, sedangkan suatu mineral dibentuk dari beberapa ikatan kimia. Komposisi kimia dan jenis mineral yang menyusunnya akan menentukan jenis batuan yang terbentuk. Batuan reservoir umumnya terdiri dari batuan sedimen, yang berupa batupasir dan karbonat (sedimen klastik) serta batuan shale (sedimen non-klastik) atau kadang-kadang vulkanik. Masing-masing batuan tersebut mempunyai komposisi kimia yang berbeda, demikian juga dengan sifat fisiknya

##### **3.1.1. Porositas**

Porositas ( $\Phi$ ) adalah bagian dari volume total batuan yang berpori. Pada formasi tidak terkonsolidasi (*unconsolidated formation*) besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran, tidak pada ukuran butiran mutlak.

Porositas akan menjadi tinggi antara 0,35-0,4 jika semua butirannya mempunyai ukuran yang hampir sama. Dan akan menjadi rendah jika ukuran butir bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori diantara butiran

yang lebih besar, sedangkan pada porositas yang lebih rendah partikel-partikel batuan umumnya bergabung bersama material yang mengandung silika atau zat kapur, menghasilkan formasi-rapat (*consolidated formation*) dengan porositas mendekati nol (3).

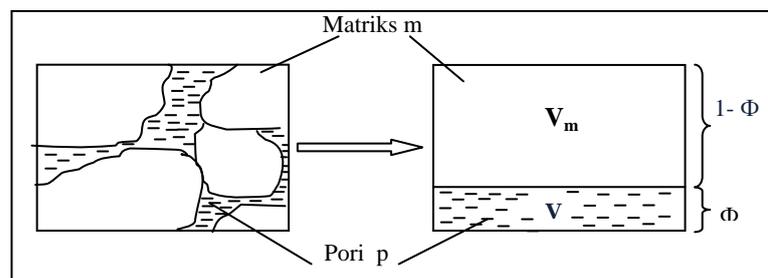
Menurut Crain (1999), porositas adalah volume dari bagian yang tidak padat pada suatu batuan yang terisi oleh fluida. Porositas total adalah volume pori yang berkembang akibat proses sedimentasi pada saat batuan itu terbentuk. Porositas sekunder terbentuk bukan dari proses sedimentasi, tetapi proses yang terjadi setelah batuan tersebut terbentuk. Pendapat umum sering mengartikan bahwa batupasir terdiri dari butiran kuarsa, akan tetapi batupasir terbentuk dari banyak mineral, bahkan pada beberapa contoh banyak yang tidak dijumpai mineral kuarsa. Volume dari pori sangat tergantung pada sortasi antar butir, makin seragam besar butirnya maka porositas akan makin baik.

Menurut Schon.(1998), porositas  $\Phi$  didefinisikan sebagai rasio dari volume pori  $V_p$  dengan volume total atau *bulk volume* dari batuan (Gambar 3.1.).

$$\Phi = \frac{V_p}{V} = 1 - \frac{V_m}{V} \dots\dots\dots(3.1)$$

$V_m$  adalah volume dari unsur matriks padat. Porositas adalah sebuah kuantitas yang tidak berdimensi dan ditunjukkan sebagai fraksi desimal atau prosentase.

Jenis dan derajat dari interkoneksi antara pori tidak mudah untuk diklasifikasikan karena geometri dari spasi pori sangat kompleks. Pori dapat diinterkoneksi atau diisolasi secara parsial satu sama lain (misal: tertutup oleh matriks padat). Keadaan ini menghasilkan berbagai definisi yang diberikan untuk porositas reservoir. Serra (1984) dan Schon (1998), mendefinisikan porositas sebagai berikut:



Gambar 3.1  
Definisi porositas batuan<sup>5</sup>

- a) Porositas total  $\Phi_{total}$  dihubungkan untuk semua rongga (pori, saluran, celah, *vugs*) antara komponen padat. Ini didefinisikan oleh persamaan (2.13) dimana  $V_p$  adalah volume dari semua ruang kosong. Porositas total dapat memiliki dua unsur-porositas pertama dan sekunder:

$$\Phi = \Phi_{total} = \Phi_{pertama} + \Phi_{sekunder} \dots\dots\dots(3.2)$$

- b) Porositas interkoneksi  $\Phi_{koneksi}$  dihubungkan hanya untuk ruang yang dikoneksikan. Pori yang dipertimbangkan saat arus listrik dan fluida dapat mengalir diantaranya.

- c) Porositas potensial  $\Phi_{\text{pot}}$  adalah bagian dari porositas interkoneksi dimana diameter dari saluran koneksinya cukup luas untuk mengalirkan fluida (lebih besar dari 50  $\mu\text{m}$  untuk minyak, hanya 5  $\mu\text{m}$  untuk gas). Dalam beberapa kasus  $\Phi_{\text{pot}} < \Phi_{\text{koneksi}}$  (lempung, lanau).
- d) Porositas efektif  $\Phi_{\text{eff}}$  adalah porositas yang ada untuk fluida bebas; tidak termasuk semua porositas non-koneksi, termasuk ruang yang ditempati oleh lempung-pengikat air (*clay-bound water*). Porositas efektif sebuah kondisi yang digunakan secara spesifik dalam analisa log.

### 3.1.2. Saturasi Air

Saturasi air merupakan perbandingan volume air terhadap volume pori keseluruhan. Saturasi ini tidak termasuk volume air yang menempel pada mineral lempung, sehingga koreksi terhadap kehadiran lempung sangat diperhitungkan (Crain, 1999).

Menurut Harsono (1997) saturasi air atau kejenuhan air merupakan bagian dari ruang pori yang terisi oleh air. Apabila terisi hidrokarbon maka disebut saturasi hidrokarbon. Hidrokarbon mengisi ruang pori batuan berawal dari batuan yang mula-mula terisi air dan selang masa perubahan geologi, minyak dan gas yang terbentuk di tempat lain berpindah ke formasi batuan yang berpori, menggantikan air pada ruang yang lebih besar.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t}} \dots\dots\dots (3.3)$$

Dengan :

$n$  = eksponen saturasi inti, biasanya bernilai

$a$  = faktor tortuosity, biasanya bernilai 1

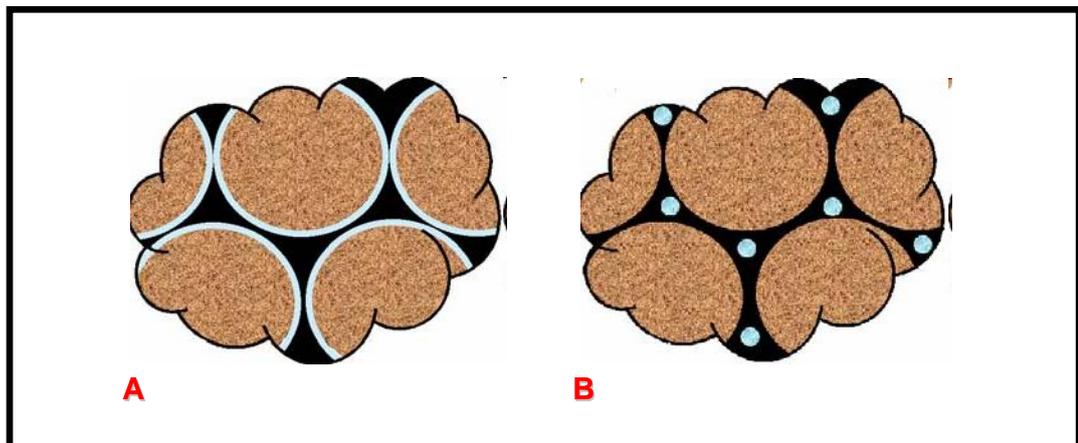
$R_w$  = resistivitas air

$R_t$  = resistivitas sebenarnya kedalaman log

$m$  = faktor sementasi (1,7-2 untuk batupasir)

$\Phi$  = porositas sonik, densitas

Hampir seluruh reservoir di dunia jenuh akan air, hanya sebagian kecil saja yang jenuh akan hidrokarbon. Reservoir yang jenuh akan hidrokarbon sangat sulit memproduksi hidrokarbon (Gambar 3.2).



Gambar 3.2

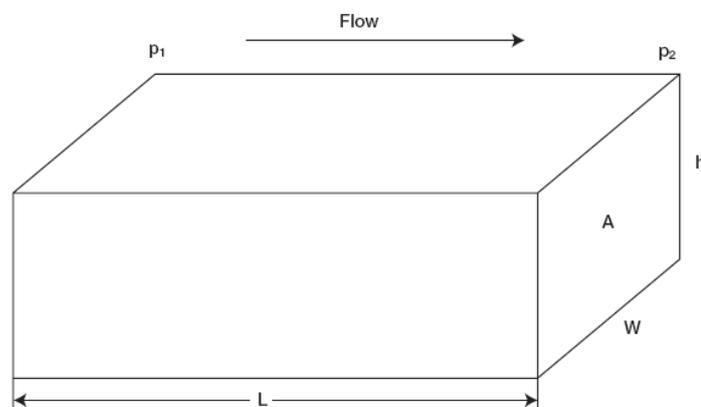
A) Keadaan batuan yang jenuh akan air, B) Keadaan batuan yang jenuh akan hidrokarbon<sup>5</sup>

### 3.1.3. Permeabilitas

Permeabilitas adalah suatu sifat dari media berpori yang mengukur kapasitas dan kemampuan dari formasi untuk mengalirkan fluida. Permeabilitas sangat berpengaruh terhadap perpindahan fluida melewati lubang pori dari media berpori. Permeabilitas adalah salah satu yang paling penting dan sifat aliran dari media berpori sangat sulit diprediksi didalam karakterisasi reservoir. Permeabilitas biasanya dievaluasi dari sampel batuan atau *core* dan atau uji sumur (Torskaya, 2007). Permeabilitas didefinikan oleh hukum Darcy (1856):

$$q = kA \frac{\Delta p}{\mu L} \dots\dots\dots(3.4)$$

dimana q adalah laju alir fluida, k adalah permeabilitas, A adalah luas penampang area,  $\mu$  adalah viskositas fluida, L adalah panjang media,  $\Delta p$  adalah kehilangan tekanan sepanjang L. Permeabilitas memiliki dimensi panjang kuadrat dan unit darcy (D) dan milidarcy (md). Konsep permeabilitas ini diperlihatkan pada Gambar 3.3.



Gambar 3.3  
Model Aliran Linier<sup>1</sup>

Darcy mendefinisikan permeabilitas untuk mengetahui kemampuan batuan mengalirkan fluida, yaitu “Laju aliran fluida homogen melalui media berpori berbanding lurus dengan gradient tekanan dan arah normal terhadap luas penampang lintang dari arah aliran serta berbanding terbalik dengan viskositas”. Satu Darcy didefinisikan sebagai suatu permeabilitas yang mengijinkan suatu fluida dengan viskositas satu *centipoise* (cp) mengalir sebesar satu  $\text{cm}^3/\text{detik}$  melewati suatu penampang area satu  $\text{cm}^2$  ketika gradien tekanan adalah satu atm/cm. Dalam prakteknya, permeabilitas satu Darcy akan menghasilkan suatu aliran kira-kira satu barel/hari dari satu *centipoise* minyak melewati satu *ft* ketebalan di lubang sumur ketika perbedaan tekanannya adalah sebesar satu psi (Bowen, 2003).

Gas atau fluida dapat digunakan untuk mengukur permeabilitas dari sampel batuan di laboratorium. Gas (biasanya Helium) dipilih sebagai standar fluida yang digunakan didalam penentuan permeabilitas untuk meminimalisasi reaksi fluida dengan batuan dan untuk meringankan pengukuran (Keelan, 1972).

Klinkenberg (1941) menemukan bahwa permeabilitas yang diukur dari sampel batuan menggunakan gas sebagai fluida yang mengalir selalu lebih besar dari permeabilitas yang didapatkan ketika fluida digunakan sebagai fluida yang mengalir. Klinkenberg mendalilkan, didalam eksperimen laboratoriumnya, fluida memiliki kecepatan nol pada permukaan butiran batuan, sementara gas memperlihatkan suatu batas kecepatan pada permukaan butiran. Dengan kata lain, gas menunjukkan “*slippage*” pada permukaan butiran batuan dan menghasilkan laju alir yang tinggi pada suatu perbedaan tekanan. Karena efek ini, perhitungan

permeabilitas langsung dari hukum Darcy terlalu tinggi, dan biasanya dikoreksi menggunakan perhitungan Klinkenberg. Dengan demikian pengukuran permeabilitas koreksi untuk gas *slippage* disebut sebagai permeabilitas “Klinkenberg” (Tarek Ahmed, 2001).

Sampel batuan yang memiliki permeabilitas rendah ditemukan lebih sensitif terhadap efek Klinkenberg jika dibandingkan dengan permeabilitas tinggi. Meskipun akurasi dari pengukuran berkurang pada permeabilitas harga tinggi dan rendah, biasanya  $\pm 5\%$  dari harga sebenarnya (Keelan, 1972).

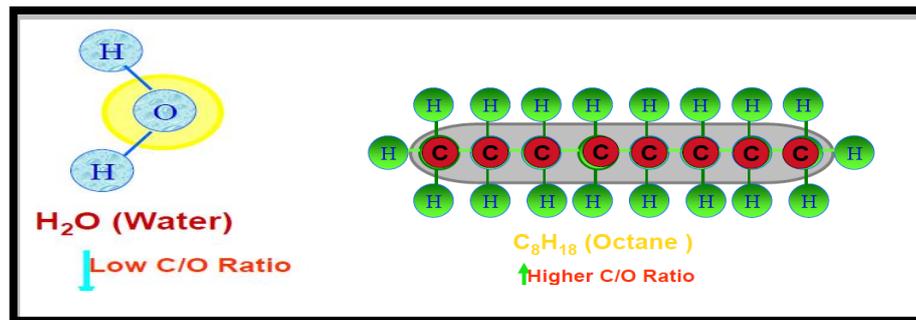
### **3.2 Cased Hole Logging**

*Cased Hole logging* adalah suatu kegiatan perekaman data yang dilakukan dari dalam *Casing* dan *Tubing*. Beberapa alat *Logging* yang dapat bekerja di Cased Hole Logging adalah PNL (Pulse Neutron Logging), PL(*Production Logging*), CBL (*Cement Bond Log*) dan lain-lain.

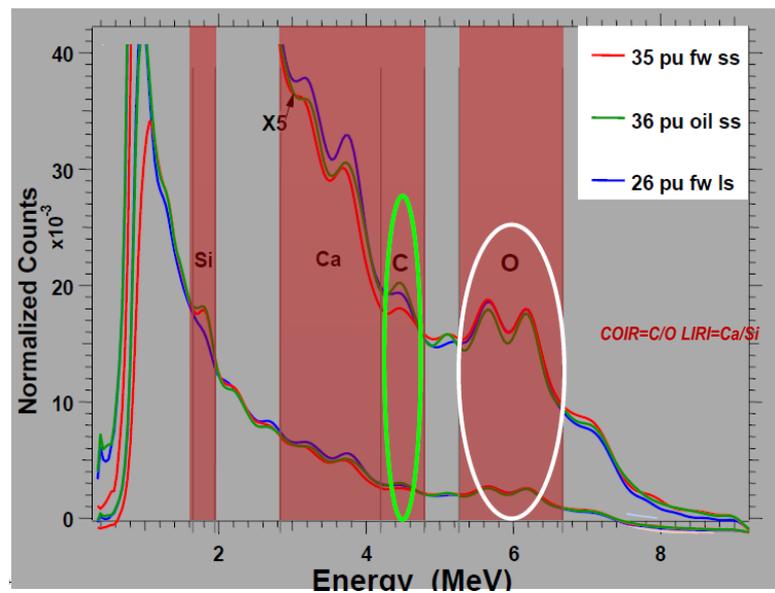
#### **3.2.1. Carbon / Oksigen (Carboxsat)**

*Pulse Neutron* adalah alat untuk mengukur kadar *Carbon* di minyak dan *Oksigen* di air. Ketika alat ini menangkap air maka kadar atom O akan tinggi dan atom C rendah. Apabila alat ini menangkap *Hydrocarbon* maka atom C akan tinggi dan atom O akan rendah pada gambar 3.4. Rasio dari *Carbon* dan *Oksigen* tersaji antara air dan *Hydrocarbon* tergantung dari salinitas air. Pada proses *C/O* kali ini di khususkan hanya untuk mencari Minyak.

Ketika di dalam sumur, alat ini akan menembakan *Energy*. *Energy* yang di tembakan adalah sebesar 14 Mev. Dari setiap energy level yang dipancarkan oleh Pulse Neutron kita akan mendapatkan rasio beberapa mineral dan atom C, O, Ca dan Si pada gambar 3.5 .



Gambar 3.4

Atom air dan Atom Hidrocarbon<sup>6</sup>

Gambar 3.5

Pulse Neutron Energy Level<sup>6</sup>

Ketika mendapatkan  $C$ ,  $O$ ,  $Ca$  dan  $Si$  dari alat ini. Penulis sudah bisa bisa dapat menghitung dari rasio  $C/O$  yang biasa disebut  $RMT\ C/O$  dan rasio dari  $Ca/Si$  yang biasa disebut  $LIRI$ . Rasio dari  $C/O$  dan  $Ca/Si$  di gunakan untuk menentukan dari Saturasi minyak yang di peroleh dengan menbandingkan Porositas dari *Open Hole*. Untuk mendapatkan Saturasi Minyak adalah bisa juga dengan menggunakan rumus

$$S_{oil} = 1.53 * \frac{1-0.35 \phi_T}{\phi_T} * \frac{\Delta C/O}{\Delta C/O + 0.27 \rho_{hc}} \dots\dots\dots(3.5)$$

Dalam perhitungan di atas harus memasukkan beberapa parameter yaitu Total Porosity, Density Hidrokarbon dan  $\Delta C/O$ .  $\Delta C/O$  di dapat dari perhitungan.

$$\Delta C/O = C/O_{meas} - C/O_{wet} \dots\dots\dots(3.6)$$

### 3.2.2. Sigma ( $\Sigma$ ) (Sigmasat)

Sigma adalah salah satu proses interpretasi dalam menentukan minyak dari dalam formasi. Dengan proses Sigma ini dapat membedakan antara air asin dan minyak, vapor dan air, minyak dan vapor. Vapor disini adalah terdiri dari Methane, carbondioksida, nitrogren dan steam.

Sigma adalah Kemampuan suatu element atau unsur untuk bisa menangkap neutron Untuk mencari dari saturasi gas dapat dengan menggunakan rumus :

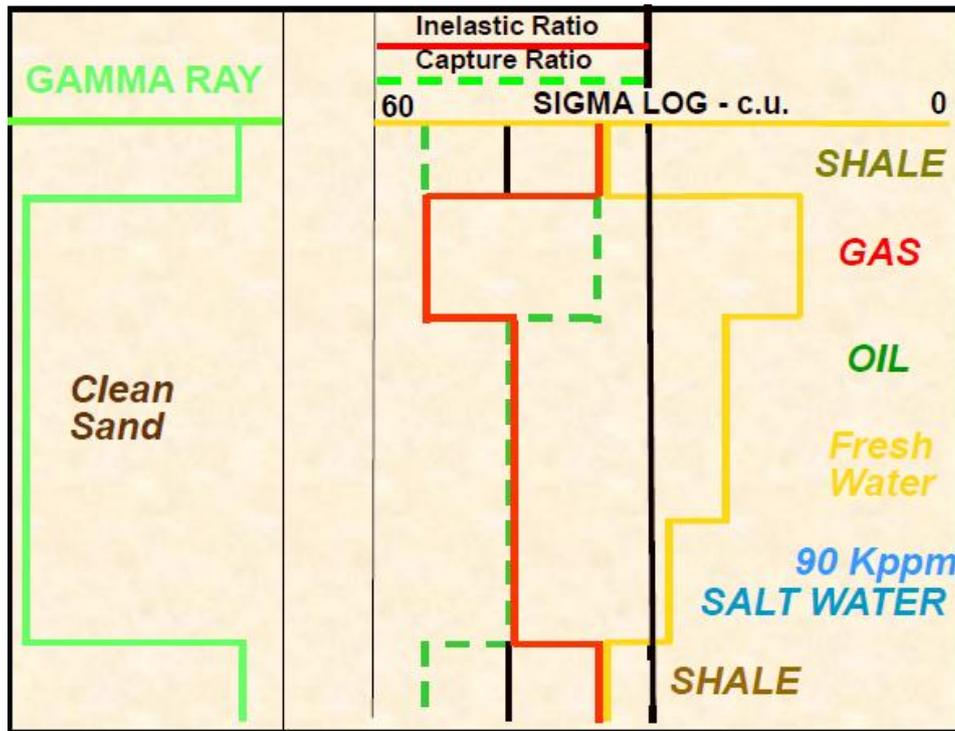
$$\Sigma_{log} = \Sigma_{ma}(1-\Phi-V_{sh}) + \Sigma_w(S_w)(\Phi) + \Sigma_{sh}(V_{sh}) + \Sigma_{hc}(1-S_w)(\Phi) \dots\dots\dots(3.7)$$

Untuk memasukkan rumus tersebut memerlukan data-data yang berasal dari *open hole* seperti data *porosity* dan *Vshale*. Selain data-data dari *open hole* juga harus memasukkan data seperti *Sigma* air, *Sigma matrix* dan *Sigma hydrocarbon* pada Gambar 3.6



Gambar 3.6  
Rock Model Sigma<sup>6</sup>

Apabila melihat gambar 3.7 akan melihat minyak dan *Fresh water* pada garis yang sama itu pertanda bahwa untuk memproses sigma pada *fresh water* ada suatu keterbatasan karena nilai sigma pada keduanya hampir sama. Dalam proses mendapatkan saturasi gas dengan menggunakan sigma idealnya *fluida* di dalam sumur harus yang mempunyai salinitas yang tinggi.



Gambar 3.7

Log Response Pada *SigmaSat Log* dan *Carboxsat Log*<sup>6</sup>

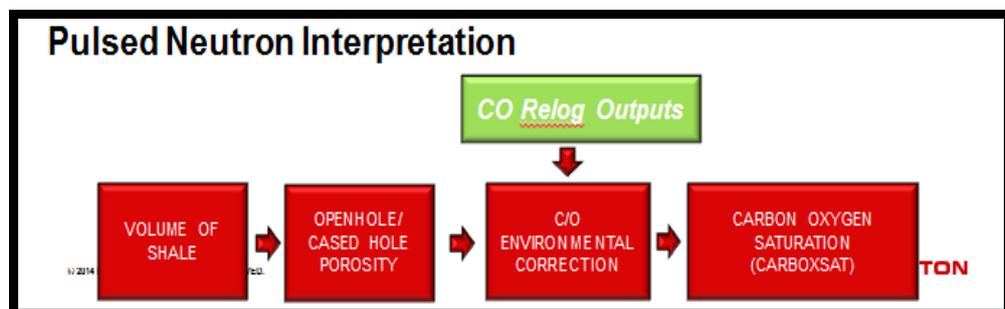
## BAB IV

### HASIL ANALISA DAN PERHITUNGAN

Tujuan utama dari alat *Reservoir Monitoring Tool* (RMTI) adalah untuk mengidentifikasi sisa potensi *hidrokarbon* di belakang *casing*, menentukan jenis *fluida* dan tekanan reservoir sebelum mendapatkan *update* data reservoir untuk evaluasi kandidat untuk *workover*.

#### 4.1. Diagram Alir Pekerjaan Interpretasi Hasil Rekaman

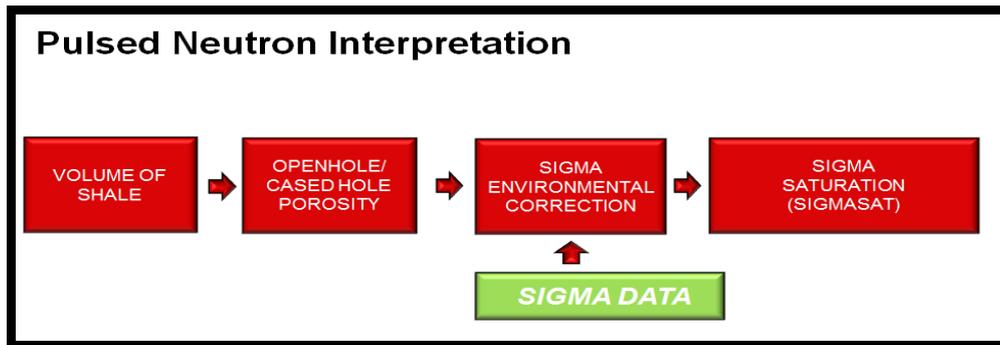
*Pulse Neutron* adalah alat untuk mengukur kadar *Carbon* di minyak dan *Oksigen* di air. Ketika alat ini menangkap air maka kadar atom O akan tinggi dan atom C rendah. Apabila alat ini menangkap *Hydrocarbon* maka atom C akan tinggi dan atom O akan rendah. Rasio dari *Carbon* dan *Oksigen* tersaji antara air dan *Hydrocarbon* tergantung dari salinitas air. Pada proses *C/O* kali ini di khususkan hanya untuk mencari Minyak. Di bawah ini adalah diagram alir dari Processing Carbon Oksigen pada Gambar 4.1



Gambar 4.1

Diagram Alur Processing *C/O Log*

Sigma adalah salah satu proses interpretasi dalam menentukan minyak dari dalam formasi. Dengan proses *Sigma Log* ini kita dapat membedakan antara air asin dan minyak, vapor dan air, minyak dan vapor. Vapor disini adalah terdiri dari Methane, carbondioksida, nitrogen dan steam. Di bawah ini adalah diagram alir dari Processing Carbon Oksigen pada Gambar 4.2.



Gambar 4.2

Diagram Alur Processing *Sigma Log*

## 4.2. Hasil Interpretasi Cased Hole Logging

Setelah melalui proses diharapkan data yang telah dihasilkan adalah data yang telah melalui beberapa tahapan koreksi. Koreksi kali ini digunakan agar untuk meminimalisir kesalahan-kesalahan pada pembacaan alat karena terlalu banyak gangguan di dalam sumur. Pada interpretasi ini terdapat dua model yaitu *Sigma Log* dan *C/O Log*. *Sigma Log* di gunakan untuk mencari gas dan *C/O Log* tujuannya adalah untuk mencari minyak.

### 4.2.1. Informasi Data Sumur

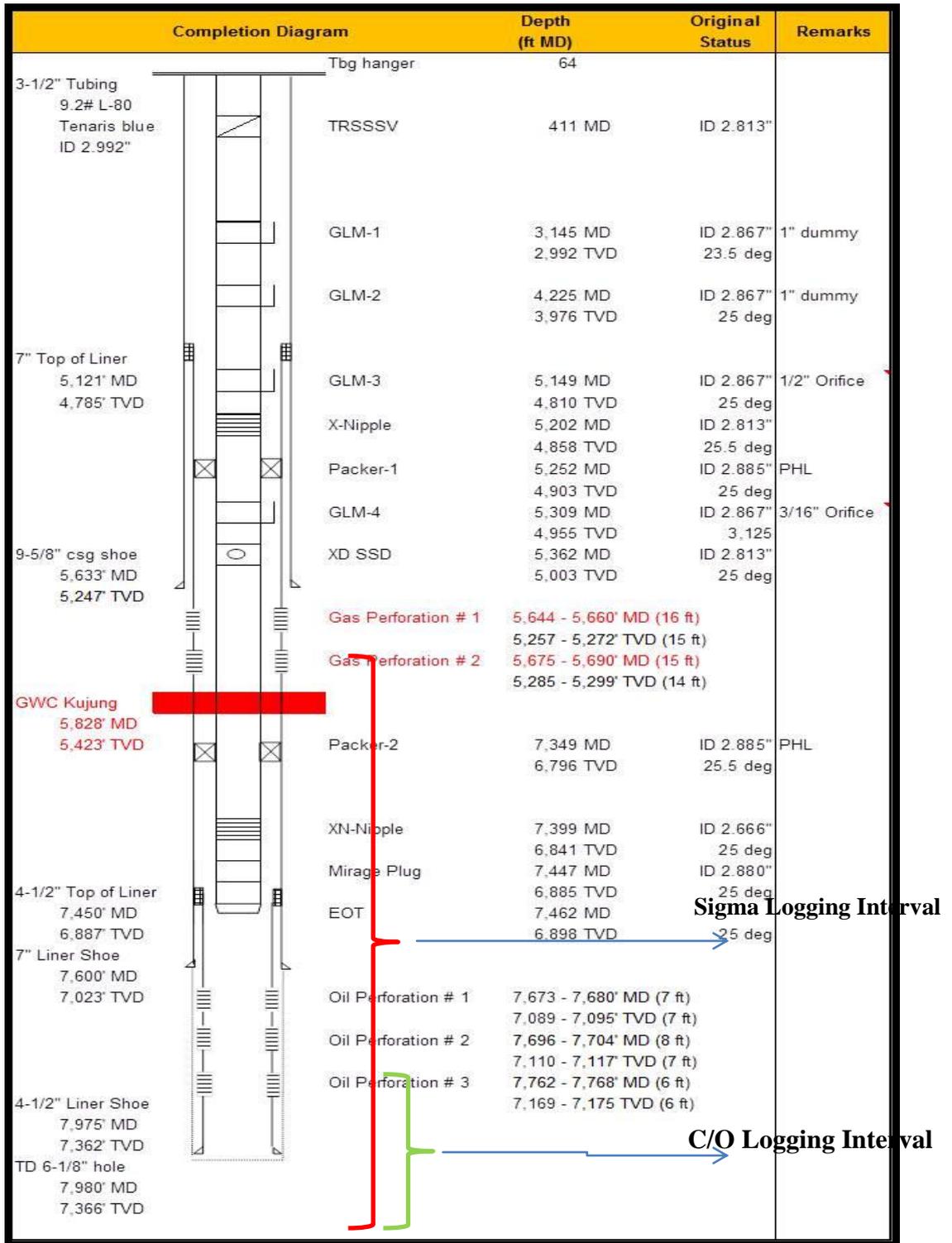
RMTI adalah alat untuk mengevaluasi gas dan potensi minyak di dalam. Sumur X terletak di daerah Jawa timur

RMTI (*Sigma Mode* dan *C/O Mode*) telah di aplikasikan pada sumur X pada tanggal 28 Nov 2014. Pada RMTI ini di jalankan pada inside 4.5” liner dan pada interval 7860-7650 FT MD (Gambar 4.3). Untuk RMTI *Sigma mode* yang di jalankan pada 7” dan 4.5” liner dan pada interval 7850-5600 (Gambar 4.3). Tetapi untuk *processing* hanya pada interval 6000-5640 FT.

*Environmental Correction* telah di lakukan untuk RMTI yang meliputi

- Ukuran *casing*
- Ketebalan *casing*
- *Bit size*
- Litologi
- Salinitas air di dalam *casing*

Pada *Sigmatat Modul* dipergunakan untuk memperoleh harga gas dengan perhitungan *Sigma Intrinsic* dan *Carboxsat modul* tujuannya untuk mendapatkan saturasi minyak dengan perhitungan rasio *C/O Log*.



Gambar 4.3  
Well Diagram

Sensor	Offset (ft)	Schematic	Description	Length (ft)	O.D. (in)	Weight (lb)				
CCL	25.42		STNDCH-STND_CH 1.4375 IN CABLE HEAD	1.08	1.44	1.00				
GR	23.16									
RmtTFGT	12.51									
RmtFBACK	12.51									
RmtFCAPT	12.51									
RmtFINEL	12.51									
RmtTNGT	12.01									
RmtNBACK	12.01									
RmtNCAPT	12.01									
RmtNINEL	12.01									
TLINITCNT	4.26						TTTCU-002 (11073330) Through Tubing Telemetry Cartridge - Ultrawire	7.65	1.69	100.00
RImpBTEST	4.26									
RImpBCYC	4.26									
RImpBRGW	4.26									
RImpBRGO	4.26									
RImpState	4.26									
RImpPhase	4.26									
RImpCyc	4.26									
RmtGenClampV	4.26									
RmtFTemp	4.26									
RmtFP5V	4.26									
RmtFPMHV	4.26									
RmtFPMI	4.26									
RmtFPrgSt1	4.26									
RmtFDetStat	4.26									
RmtNTemp	4.26									
RmtNPMHV	4.26									
RmtNPMI	4.26									
RmtNPrgSt1	4.26									
RmtNDetStat	4.26									
RmtGenIonI	4.26									
RmtGen15BusV	4.26									
RmtGenLvdsV	4.26									
RmtGenSyncV	4.26									
RmtGenClampV	4.26	RMTI-A (12270677) Halliburton RMTI Tool	14.00	2.13	77.00					
RmtGenP5V	4.26									
RmtGenP33V	4.26									
RmtGen200V	4.26									
RmtGenP15V	4.26									
RmtGenTemp	4.26									
RmtGenP5VI	4.26									
RmtGenI	4.26									
RmtGenPv	4.26									
RmtGenCmd	4.26									
RmtGenIspl	4.26									
RmtGenIsPv	4.26									
RmtGenIsPcmd	4.26									
RmtGenRepV	4.26									
RmtGenRepSv	4.26									
RmtGenContSta	4.26									
RmtCommFWare	4.26									
RmtCommFlask	4.26									
QTMP	2.09	XO213TO169-101201435 XOVER 2 1/8 IN TO 1 11/16 IN 101201435	0.46	2.13	5.00					
QP	2.09									
QTMP	2.09									
TEMP	0.90									
CWH	0.74									
HVOLTX	0.00	AUH-001 (10001279) Adaptor Ultrawire/Halliburton	0.38	1.69	3.00					
ITEMPX	0.00									
TSTAMP	0.00									
		QPS-019 (220190) Quartz Pressure Sensor	1.58	1.69	9.00					
		CTF-004 (10001290) Capacitance Temperature Flow	1.54	1.69	5.40					
		BUL-001 (000001) Bullnose	0.30	1.69	1.50					
		Dataset: ke40a7r_rmt_26nov14.db: field/well/run1/pass5 Total length: 28.57 ft Total weight: 208.90 lb O.D.: 2.13 in								

Gambar 4.4  
Tool Diagram

## 4.2.2. Interpretasi Kualitas Data Log

Seluruh data akan melalui beberapa RMTI *processing* model untuk energi *Gain Stabilization windows* dan *enviromental correction* tujuan meminimalisir dari efek lubang sumur dan alat-alat yang berada di dalam sumur yang mungkin akan mempengaruhi efek dari hasil Log Sigma Log dan C/O Log. Sebelum mengerjakan data RMTI terlebih dahulu melalui tahap yaitu data tersebut di siapkan terlebih dahulu. Pada sub bab di bawah akan di bahas tentang *preparasi* data.

### 4.2.2.1. Preparasi Data Sigma Log

Dibawah ini adalah langkah-langkah untuk persiapan data untuk *sigma*

- Langkah 1 → *Gain Stabilization (Re-log for spectra)*

Parameters for Pass1 with input pass pass1 Up			
Name	Description	Zone0 : 0 - 99999	
FGAINCOR	Far Gain Correction?	Fe Auto	▼
FMANGAIN	Far Manual Gain? (If FGAINCOR=Manual)	1.0	
FOFFSCOR	Far Offset Correction?	Hy Auto	▼
FMANDFFS	Far Manual Offset in Channels? (If FOFFSCOR=Manual)	0.0	
FHPKLOW	Far Hy Cent. Minimum Peak Channel?	40.0	
FHPKHIGH	Far Hy Cent. Maximum Peak Channel?	59.0	
FHPKWINW	Far Hy Window Width in Channels?	4	
FHPKAMIR	Far Hy Peak Amplitude Minimum Ratio?	1.0	
FGSFILTR	Far Recursive Filter Factor? (0 < X < 1)	0.1	
FFECTL	Far Fe Control Ratio?	1.0	
FFECHN	Far Fe target Channel?	197.0	
IDXCHN	Oxygen Channel? (BOTH NEAR/FAR)	172.0	
IDXCTL	Oxygen Control Ratio? (BOTH NEAR/FAR)	2.0	
OXFACT	Oxygen Control Factor? (Both Near & Far)	0.2	

Groups:  
 FARSTAB ▼    OK    Apply    Cancel

Gambar 4.5

*Input parameter untuk Far Detector*

Parameters for Pass1 with input pass pass1 Up			
Name	Description	Zone0 : 0 - 99999	
NGAINCOR	Near Gain Correction?	Fe Auto	▼
NMANGAIN	Near Manual Gain? (If NGAINCOR=Manual)	1.0	
NOFFSCOR	Near Offset Correction?	Hy Auto	▼
NMANDFFS	Near Manual Offset in Channels? (If NOFFSCOR=Manual)	0.0	
NHPKLOW	Near Hy Cent. Minimum Peak Channel?	40.0	
NHPKHIGH	Near Hy Cent. Maximum Peak Channel?	59.0	
NHPKWIND	Near Hy Window Width in Channels?	4	
NHPKAMIR	Near Hy Peak Amplitude Minimum Ratio?	1.0	
NGSFILTR	Near Recursive Filter Factor? (0 < X < 1)	0.1	
NFECTL	Near Fe Control Ratio?	1.7	
NFECHN	Near Fe target Channel?	194.0	
IDXCHN	Oxygen Channel? (BOTH NEAR/FAR)	172.0	
IDXCTL	Oxygen Control Ratio? (BOTH NEAR/FAR)	2.0	
DXFACT	Oxygen Control Factor? (Both Near & Far)	0.2	

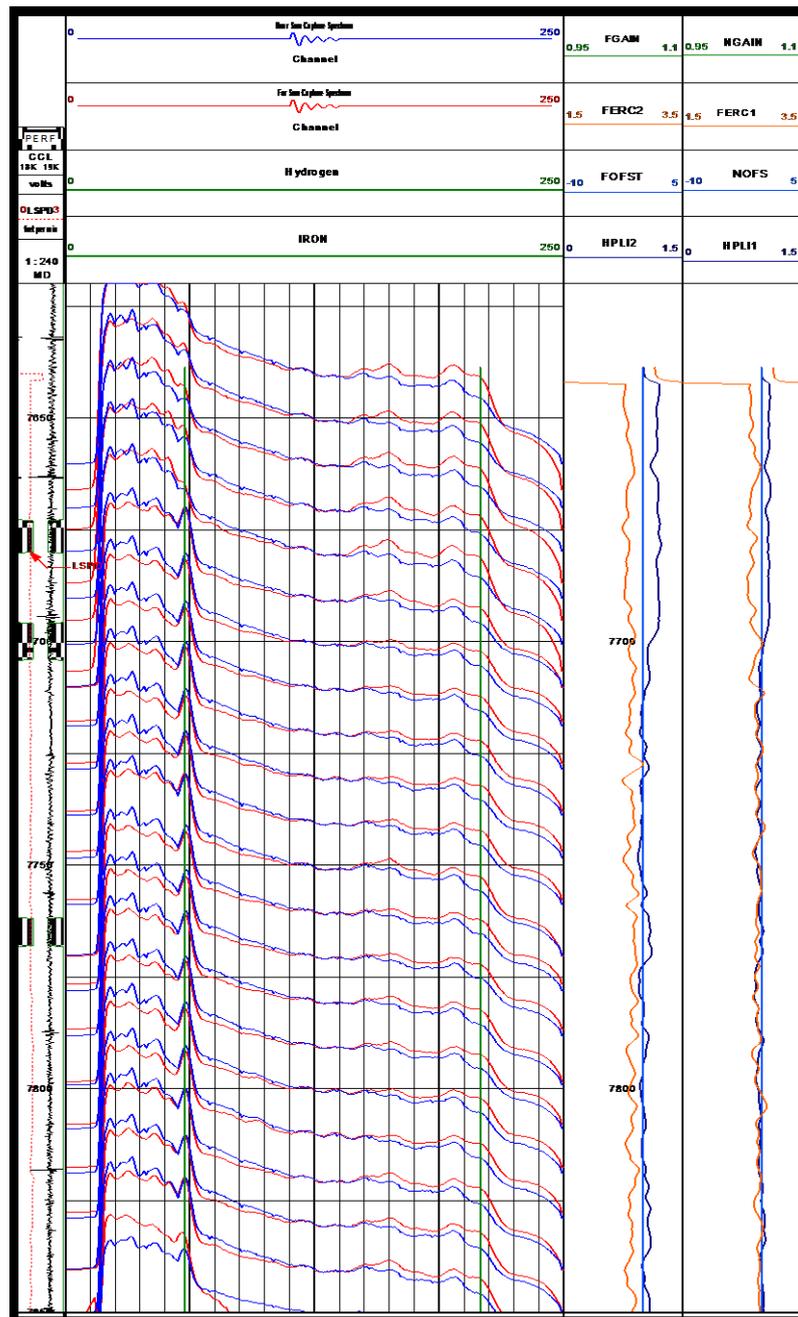
Groups:  
NEARSTAB

OK Apply Cancel

Gambar 4.6

*Input parameter untuk Near Detector*

Setelah masuk kan *Far Parameter* (Gambar 4.5) dan *Near Parameter* (Gambar 4.6) lalu akan mendapatkan seperti Log di bawah (Gambar 4.7). Pada proses di atas bertujuan untuk menyelaraskan puncak pada kurva spektrum antara *Far* dan *Near*. Apabila belum mendapatkan hasil yang bagus pada log bisa kembali mengubah beberapa pada *Far* dan *Near Parameter*.



Gambar 4.7

Log untuk *Gain Stabilization*

- Langkah 2 → *Environmental Corection*

Pada *Environmental Correction* dapat memasukkan data dari *Vshale* dan Total Porositas. Pada Gambar 4.8 adalah tabel untuk

memasukkan parameter Vshale. Pada Gambar 4.9 adalah tabel untuk memasukkan parameter Total Porositas. Koreksi Sigma di aplikasikan untuk mengoreksi terhadap data RMTI.

Name	Description	Zone0 : 0 - 99999
shsel1	Shale Select #1	Use
clean1	clean value of SHALIN1	0
shale1	shale value of SHALIN1	100
anonlin1	Non-Linearity Method #1?	Linear
steib1	steiber value of SHALIN1	1.0

Gambar 4.8

Input parameter untuk Vshale

Name	Description	Zone0 : 0 - 99999
tporshal	Total Porosity of Shale? (deci)	0.5

Gambar 4.9

Input parameter untuk *Total porosity*

#### 4.2.2.1. Preparasi Data C/O Log

*Environmental Corection* pada C/O digunakan untuk mengoreksi data C/O terhadap *Borehole size*, *casing/tubing size* dan *borehole salinity*. Salinitas pada sumur dikoreksi sebesar 5000 ppm NaCl. Data C/O telah di koreksi dengan oil column di *casing* dan *tubing*. Berikut ini adalah langkah-langkah persiapan data untuk C/O

- Langkah-1 → *Gain Stabilization* (penjelasan pada preparasi data *Sigma*)
- Langkah-2 → *Average spectra from multi passes*

Berbeda dari preparasi data *Sigma*, untuk data *C/O* ada satu bagian yang di tambahkan yaitu *Average Spectra*. Pada tahapan ini akan mengumpulkan 3 buah *pass* data untuk menjadi 1 buah data *pass*. *Pass* data adalah ketika alat mulai merekam dari *top depth* sampai ke *bottom depth* dan kembali lagi ke *top depth* itu lah yg di sebut 1 buah data *pass*. Tujuan tahapan ini adalah untuk melihat data rata-rata dari setiap *pass*. Pada Gambar 4.10 dan Gambar 4.11 adalah tabel untuk memasuk kan beberapa parameter. Hasil dari *Average Spectra* seperti terlihat pada Gambar 4.10.

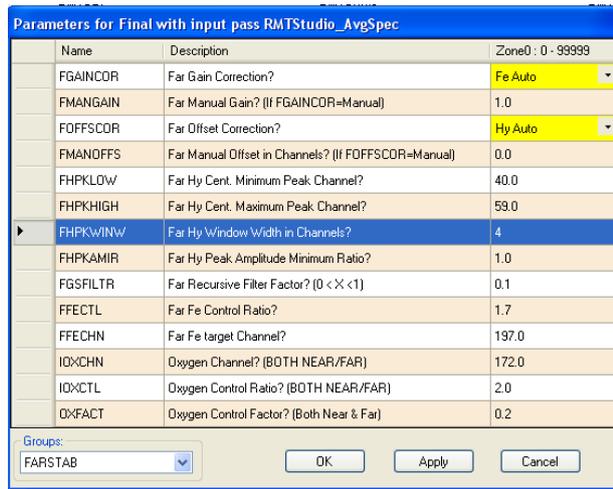
Name	Description	Zone0 : 0 - 99999
NGAINCDR	Near Gain Correction?	Fe Auto
NMANGAIN	Near Manual Gain? (If NGAINCDR=Manual)	1.0
NOFFSCDR	Near Offset Correction?	Hy Auto
NMANOFFS	Near Manual Offset in Channels? (If NOFFSCDR=Manual)	0.0
NHPKLOW	Near Hy Cent. Minimum Peak Channel?	40.0
NHPKHIGH	Near Hy Cent. Maximum Peak Channel?	59.0
NHPKWINW	Near Hy Window Width in Channels?	4
NHPKAMIR	Near Hy Peak Amplitude Minimum Ratio?	1.0
NGSFILTR	Near Recursive Filter Factor? (0 < X < 1)	0.1
NFECTL	Near Fe Control Ratio?	1.7
NFECHN	Near Fe target Channel?	194.0
IOXCHN	Oxygen Channel? (BOTH NEAR/FAR)	172.0
IOXCTL	Oxygen Control Ratio? (BOTH NEAR/FAR)	2.0
OXFACT	Oxygen Control Factor? (Both Near & Far)	0.2

Groups:  
NEARSTAB

OK Apply Cancel

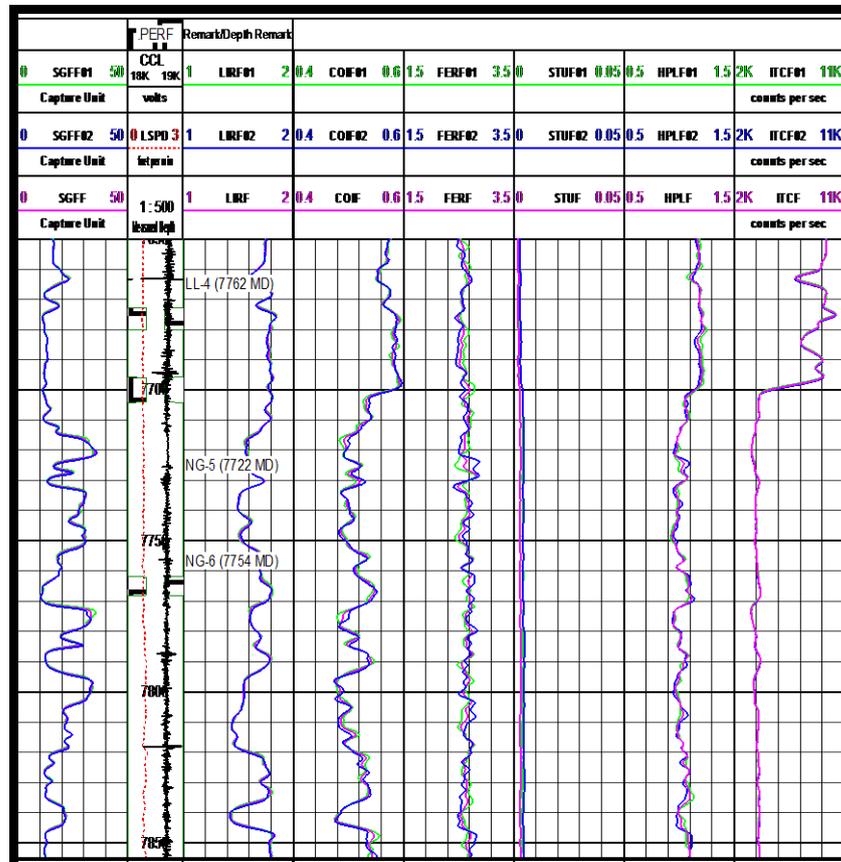
Gambar 4.10

Input *Near* Parameter untuk *Log Average*



Gambar 4.11

Input Far Parameter untuk Log Average



Gambar 4.12

Log Average untuk C/O

- Langkah-3 → *C/O mode Environmental Corection* (penjelasan pada preparasi data Sigma)

#### 4.2.3. Model Interpretasi

Setelah melalui proses diatas diharapkan data yang telah dihasilkan adalah data yang telah melalui beberapa tahapan koreksi. Koreksi kali ini digunakan agar untuk meminimalisir kesalahan-kesalahan pada pembacaan alat karena terlalu banyak gangguan di dalam sumur. Pada interpretasi ini terdapat dua model yaitu *sigma Log* dan *C/O Log*. *Sigma Log* di gunakan untuk mencari gas dan *C/O Log* tujuannya adalah untuk mencari minyak.

##### 4.2.3.1. Sigma Saturation (*Sigmatasat*)

Sigma Saturation (*SigmaSat*) adalah salah satu modul interpretasi *Pulse Neutron* dimana digunakan untuk mengkalkulasi saturasi dari *sigma*. Pada modul Sigma Saturation para meter yang digunakan adalah :

- $\Sigma_{\text{water}} = 58 \text{ Cu}$ , berdasarkan *formation water salinity*: 6 Kppm
- $\Sigma_{\text{gas}} = 8 \text{ Cu}$ , berdasarkan *temperature* dan *pressure*.
- $\Sigma_{\text{shale}} = 21 \text{ Cu}$ , berdasarkan *sigma intrinsic value* di *shale zone*
- $\Sigma_{\text{matrix}} = 10 \text{ Cu}$ , berdasarkan *sigma apparent matrix value* di *clean water zone*.
- Porosity efektif = 0.30

$$\begin{aligned}\Sigma \text{Log} &= (1.0 - 0.3) \times 10 + 0.3 \times (1 - 0.2) \times 8 + 0.3 \times 0.2 \times 58 \\ &= 7 \text{ cu} + 1.92 \text{ cu} + 3.48 \text{ cu} = \mathbf{12.4 \%}\end{aligned}$$

#### 4.2.3.2. Carbon Oksigen Saturation (CarbOxsat)

Saturasi *Hydrocarbon* (minyak) yang di komputasi dengan menggunakan *CarbOxsat Saturation* model dari stacking data, penggabungan data dan rata-rata antara 3 RMTI *C/O* mode dari setiap pass nya dan dari data *open hole*.

Seluruh data akan melalui beberapa RMTI prosesing model untuk energi *Gain Stabilization windows* dan *enviromental correction* untuk meminimalisir dari efek lubang sumur dan alat-alat yang berada di dalam sumur yang mungkin akan mempengaruhi efek dari perhitungan.

*Volume Shale* dan porositas adalah dasar utama dalam mengerjakan model ini, yaitu dengan memasukkan *Vshale* dan Porositas yang diberikan dari customer yang berasal dari perhitungan *Open hole Log*. Pada modul Carbon Oksigen Saturation parameter yang digunakan adalah :

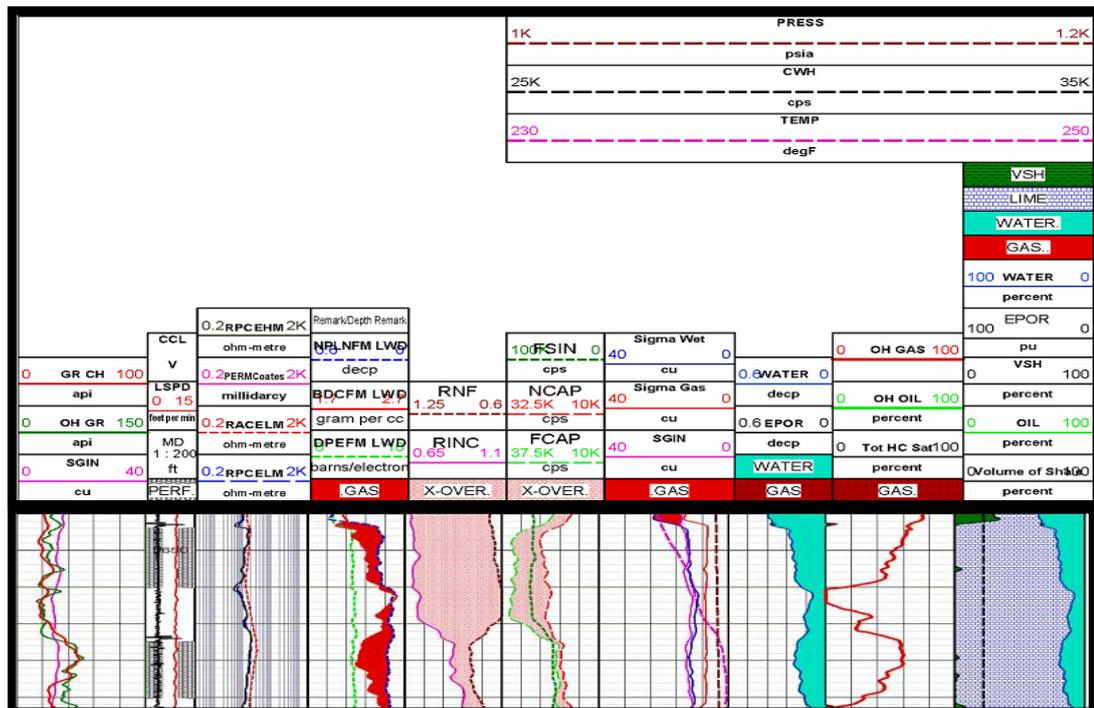
- Porosity Total = 0.81 pu
- $\Delta C/O = 0.488$
- Phi Hydrocarbon = 0.24

$$\begin{aligned}\text{Soil} &= (1.53 \times ((1 - (0.35 \times 0.81)) / 0.81)) \times 0.488 / (0.488 + 0.27) \\ &= 0.174 \\ &= \mathbf{17.4 \%}\end{aligned}$$



Interval 5700 – *Top Logged* (Gambar 4.14)

Pada *Track 1* terdapat kurva OH GR (*Open Hole Gama Ray*), kurva GR CH (*Gama Ray Cased Hole*), dan kurva SGIN (*Sigma Intrinsic*). Pada *Track 1* digunakan untuk korelasi untuk menentukan daerah *reservoir*. Untuk kurva SGIN sangat berpengaruh terhadap salinitas fluida makin besar salinitas fluida harga kurva SGIN semakin besar. Pada *Depth* terdapat kurva CCL (*Casing Collar Locater*), kurva LSPD (*wireline line speed (ft/min)*), kurva Perf (*Perforation Zona*). Pada *Track depth* ini digunakan untuk menentukan daerah perforasi dan kedalaman. *Track 2* adalah untuk resistivity. *Track 3* terdapat kurva BDCFM (*Bulk Density*) adalah kurva LWD *bulk density*, kurva NPLNFM (*Neutron Porosity*) adalah kurva LWD *neutron porosity (Limestone matrix)*, kurva DPEFM (*Photo Electric*) adalah kurva LWD PE. Pada track ini untuk melihat daerah mana yang terdapat hydrocarbon. *Track 4* terdapat kurva RNF (*Ratio Near/Far*) dan kurva RINC (*Corrected Inelastic Ratio*). Kurva RNF berfungsi sebagai *Neutron* dan kurva RINC berfungsi sebagai *Density*. *Track 5* terdapat kurva FSIN, kurva NCAP, dan kurva FCAP semua kurva ini adalah untuk untuk melihat seberapa banyak capture yang tertangkap oleh tool dan unit kurva ini adalah dalam CPS (*Count Per Second*). *Track 6* terdapat kurva *Sigma Wet*, kurva *Sigma Gas* dan kurva *Sigma Intrinsic* adalah untuk melihat kandungan *hidrokarbon* dari dalam formasi. Untuk *Track 7*, *Track 8* dan *Track 9* untuk melihat *Volumetric* dari Formasi



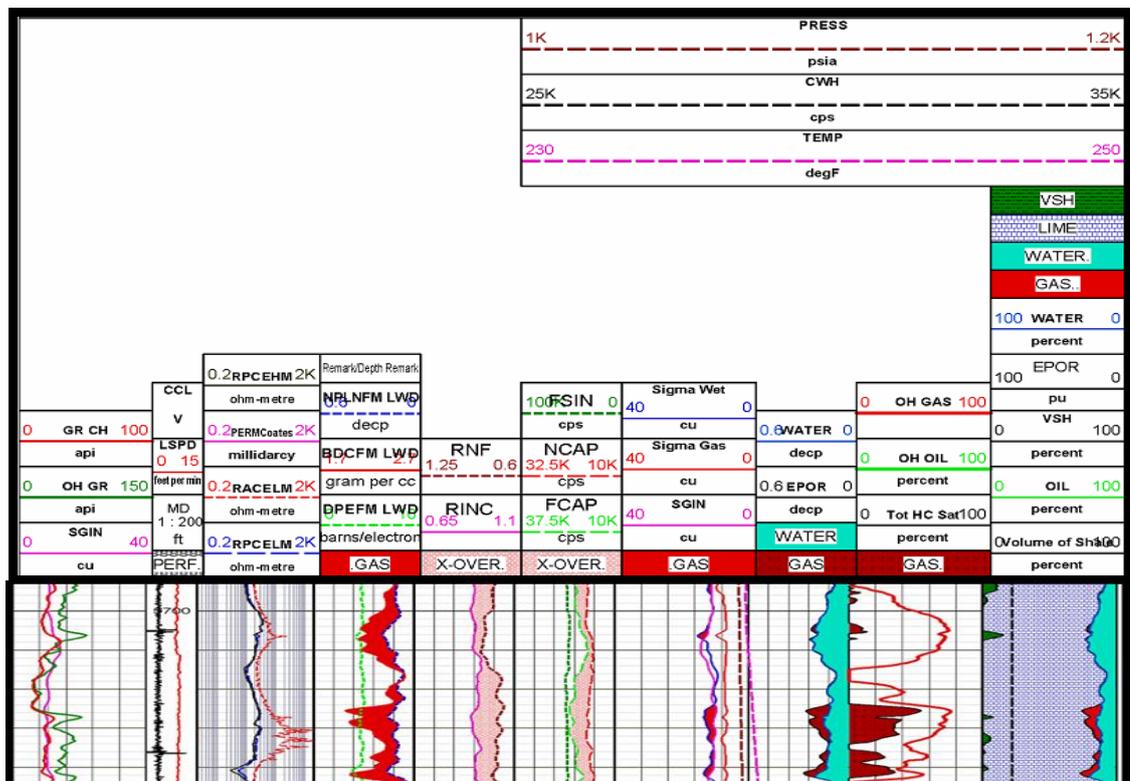
Gambar 4.14

Interval 5700 – Top Logged

Interval 5690 – 5750 FT (Gambar 4.15)

Pada *Track 1* terdapat kurva OH GR (*Open Hole Gama Ray*), kurva GR CH (*Gama Ray Cased Hole*), dan kurva SGIN (*Sigma Intrinsic*). Pada *Track 1* digunakan untuk korelasi untuk menentukan daerah *reservoir*. Untuk kurva SGIN sangat berpengaruh terhadap salinitas fluida makin besar salinitas fluida harga kurva SGIN semakin besar. Pada *Depth* terdapat kurva CCL (*Casing Collar Locater*), kurva LSPD (*wireline line speed (ft/min)*), kurva Perf (*Perforation Zona*). Pada *Track depth* ini digunakan untuk menentukan daerah perforasi dan kedalaman. *Track 2* adalah untuk resistivity. *Track 3* terdapat kurva BDCFM (*Bulk Density*) adalah kurva LWD *bulk density*, kurva NPLNFM (*Neutron Porosity*) adalah kurva LWD *neutron porosity (Limestone matrix)*, kurva DPEFM

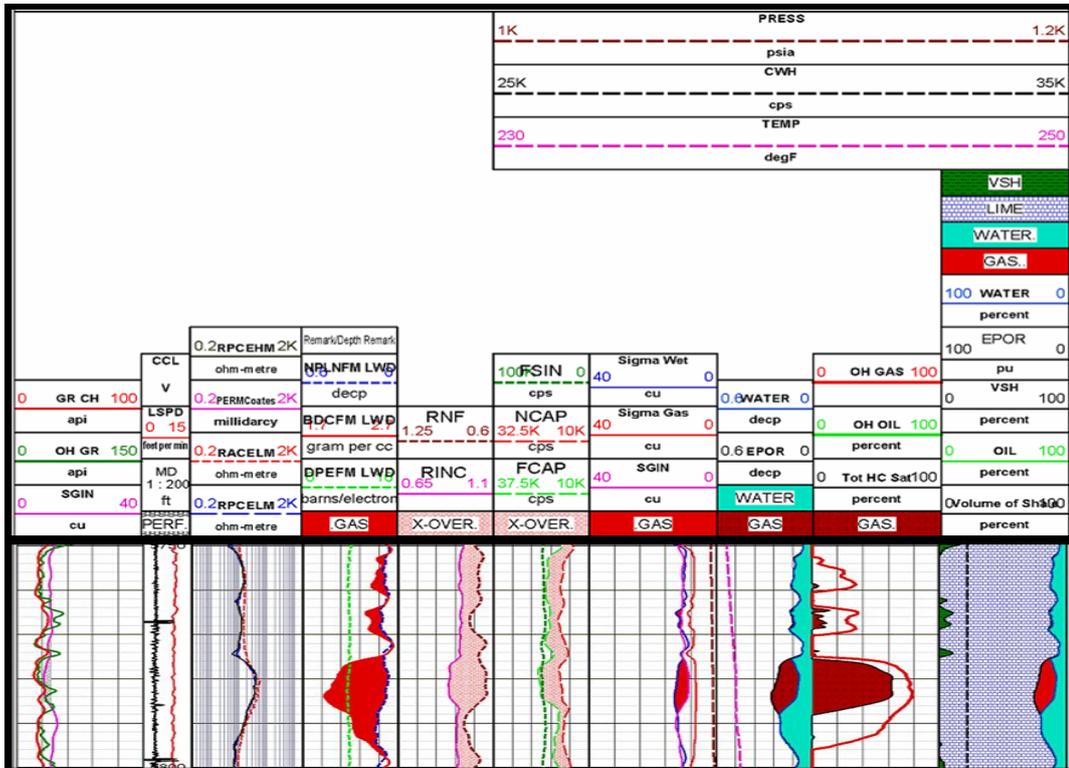
(Photo Electric) adalah kurva LWD PE. Pada track ini untuk melihat daerah mana yang terdapat hydrocarbon. Track 4 terdapat kurva RNF (*Ratio Near/Far*) dan kurva RINC (*Corrected Inelastic Ratio*). Kurva RNF berfungsi sebagai *Neutron* dan kurva RINC berfungsi sebagai *Density*. Track 5 terdapat kurva FSIN, kurva NCAP, dan kurva FCAP semua kurva ini adalah untuk untuk melihat seberapa banyak capture yang tertangkap oleh tool dan unit kurava ini adalah dalam CPS (*Count Per Second*). Track 6 terdapat kurva *Sigma Wet*, kurva *Sigma Gas* dan kurva *Sigma Intrinsic* adalah untuk melihat kandungan *hidrokarbon* dari dalam formasi. Untuk *Track 7*, *Track 8* dan *Track 9* untuk melihat *Volumetric* dari Formasi



Gambar 4.15  
Interval 5690 – 5750 FT

Interval 5750 - 5800 FT (Gambar 4.16)

Pada *Track 1* terdapat kurva OH GR (*Open Hole Gama Ray*), kurva GR CH (*Gama Ray Cased Hole*), dan kurva SGIN (*Sigma Intrinsic*). Pada *Track 1* digunakan untuk korelasi untuk menentukan daerah *reservoir*. Untuk kurva SGIN sangat berpengaruh terhadap salinitas fluida makin besar salinitas fluida harga kurva SGIN semakin besar. Pada *Depth* terdapat kurva CCL (*Casing Collar Locater*), kurva LSPD (*wireline line speed (ft/min)*), kurva Perf (*Perforation Zona*). Pada *Track depth* ini digunakan untuk menentukan daerah perforasi dan kedalaman. *Track 2* adalah untuk resistivity. *Track 3* terdapat kurva BDCFM (*Bulk Density*) adalah kurva LWD *bulk density*, kurva NPLNFM (*Neutron Porosity*) adalah kurva LWD *neutron porosity (Limestone matrix)*, kurva DPEFM (*Photo Electric*) adalah kurva LWD PE. Pada track ini untuk melihat daerah mana yang terdapat hydrocarbon. *Track 4* terdapat kurva RNF (*Ratio Near/Far*) dan kurva RINC (*Corrected Inelastic Ratio*). Kurva RNF berfungsi sebagai *Neutron* dan kurva RINC berfungsi sebagai *Density*. *Track 5* terdapat kurva FSIN, kurva NCAP, dan kurva FCAP semua kurva ini adalah untuk untuk melihat seberapa banyak capture yang tertangkap oleh tool dan unit kurva ini adalah dalam CPS (*Count Per Second*). *Track 6* terdapat kurva *Sigma Wet*, kurva *Sigma Gas* dan kurva *Sigma Intrinsic* adalah untuk melihat kandungan *hidrokarbon* dari dalam formasi. Untuk *Track 7*, *Track 8* dan *Track 9* untuk melihat *Volumetric* dari Formasi



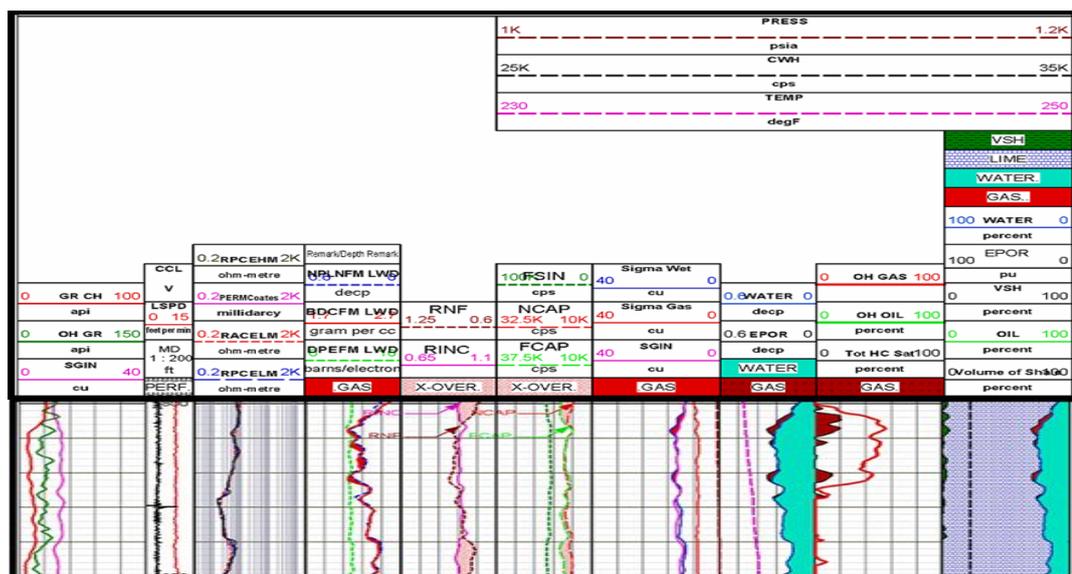
Gambar 4.16

Interval 5750 - 5800 FT

Interval 5800 – 5850 FT (Gambar 4.17)

Pada *Track 1* terdapat kurva OH GR (*Open Hole Gama Ray*), kurva GR CH (*Gama Ray Cased Hole*), dan kurva SGIN (*Sigma Intrinsic*). Pada *Track 1* digunakan untuk korelasi untuk menentukan daerah *reservoir*. Untuk kurva SGIN sangat berpengaruh terhadap salinitas fluida makin besar salinitas fluida harga kurva SGIN semakin besar. Pada *Depth* terdapat kurva CCL (*Casing Collar Locater*), kurva LSPD (*wireline line speed (ft/min)*), kurva Perf (*Perforation Zona*). Pada *Track depth* ini digunakan untuk menentukan daerah perforasi dan kedalaman. *Track 2* adalah untuk resistivity. *Track 3* terdapat kurva BDCFM (*Bulk Density*) adalah kurva LWD *bulk density*, kurva NPLNFM (*Neutron Porosity*) adalah kurva LWD *neutron porosity (Limestone matrix)*, kurva DPEFM (*Photo Electric*) adalah kurva LWD PE. Pada track ini untuk melihat daerah mana

yang terdapat hydrocarbon. *Track 4* terdapat kurva RNF (*Ratio Near/Far*) dan kurva RINC (*Corrected Inelastic Ratio*). Kurva RNF berfungsi sebagai *Neutron* dan kurva RINC berfungsi sebagai *Density*. *Track 5* terdapat kurva FSIN, kurva NCAP, dan kurva FCAP semua kurva ini adalah untuk untuk melihat seberapa banyak capture yang tertangkap oleh tool dan unit kurava ini adalah dalam CPS (*Count Per Second*). *Track 6* terdapat kurva *Sigma Wet*, kurva *Sigma Gas* dan kurva *Sigma Intrinsic* adalah untuk melihat kandungan *hidrokarbon* dari dalam formasi. Untuk *Track 7*, *Track 8* dan *Track 9* untuk melihat *Volumetric* dari Formasi

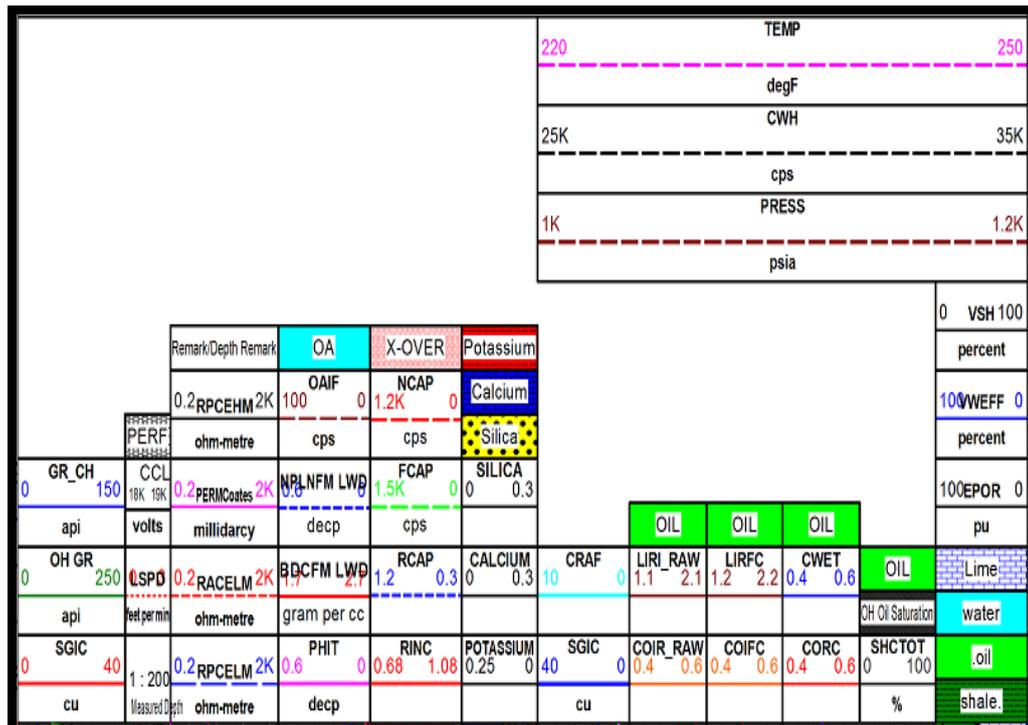


Gambar 4.17

Interval 5800 – 5850 FT

#### 4.2.4.2 Carbon Oksigen Saturation

Modul *Sigma* Saturasi digunakan untuk mengkalkulasi saturasi minyak. Pada Gambar 4.18 adalah hasil dari *Sigma* Saturasi Analisis dari sumur ini. Semua data telah di *depth correlated* dengan data *Open Hole*. Porositas telah di kalkulasi dari *xplot density* dan *neutron porosity*



Gambar 4.18

#### Kepala Log dari Carbon Oksigen Saturation

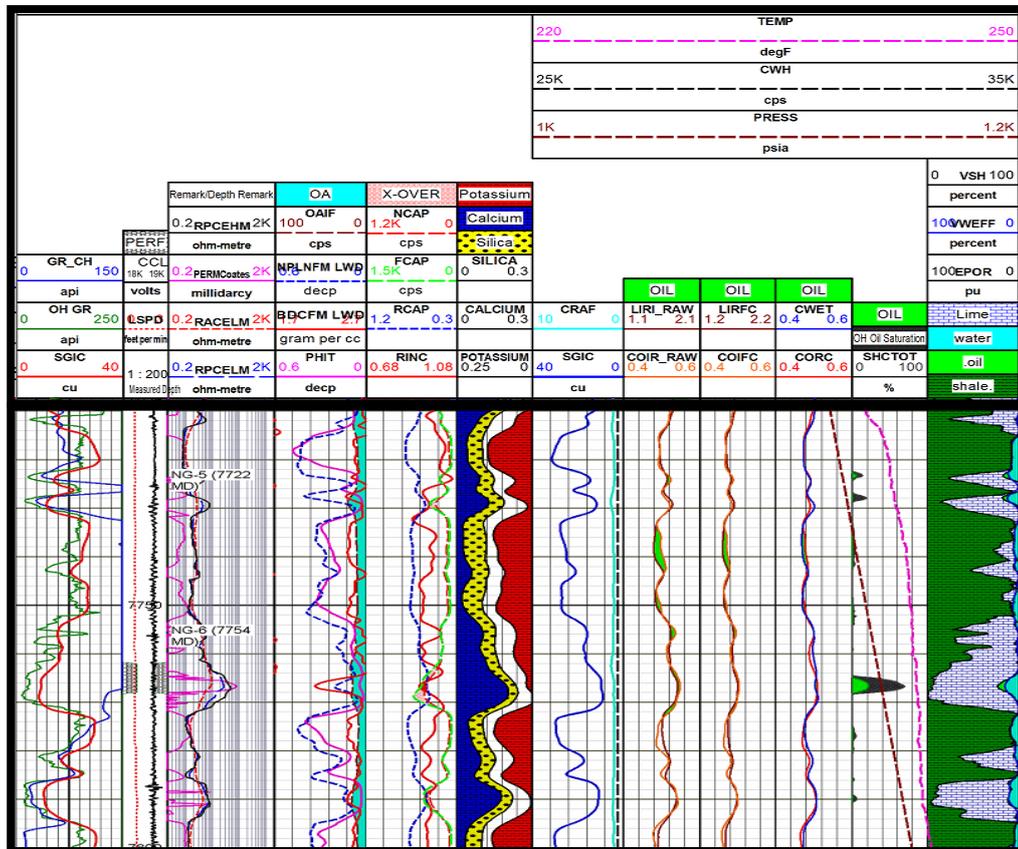
Interval 7650 – 7710 FT (Gambar 4.19)

Pada *Track 1* terdapat kurva OH GR (*Open Hole Gama Ray*), kurva GR CH (*Gama Ray Cased Hole*), dan kurva SGIC (*Sigma Intrinsic Capture*). Kurva SGIC dan kurva SGIN adalah sama yang berbeda hanya di penamaannya saja. Pada *Track 1* di gunakan untuk korelasi untuk menentukan daerah *reservoir*. Untuk

SGIC sangat berpengaruh terhadap salinitas fluida makin besar salinitas fluida harga kurva SGIC semakin besar. Pada *Depth* terdapat kurva CCL (*Casing Collar Locater*), kurva LSPD (*wireline line speed (ft/min)*), kurva Perf (*Perforation Zona*). Pada *Track depth* ini digunakan untuk menentukan daerah perforasi dan kedalaman. *Track 2* adalah untuk resistivity yang berasal dari kurva LWD RACELM adalah kurva *LWD deep resistivity*, kurva RPCLM adalah kurva *LWD shallow resistivity*, kurva RPCEHM adalah kurva *LWD invaded zone resistivity*, kurva PERMCoates adalah *Coates permeability*. *Track 3* terdapat kurva kurva BDCFM (*Bulk Density*) adalah kurva LWD *bulk density*, kurva NPLNFM (*Neutron Porosity*) adalah kurva LWD *neutron porosity (Limestone matrix)*, kurva DPEFM (*Photo Electric*) adalah kurva LWD PE, dan kurva OAIF (*oxygen activation indicator*), kurva OAIF adalah untuk melihat water *up flow* di dalam casing maupun formasi. Pada track ini untuk melihat daerah mana yang terdapat hydrocarbon. *Track 4* terdapat kurva RCAP (*Ratio Near/Far Capture*) dan kurva RINC (*Corrected Inelastic Ratio*). Kurva RCAP berfungsi sebagai *Neutron* dan kurva RINC berfungsi sebagai *Density*. *Track 5* sebagai *Volumetric* dari formasi. *Track 6* terdapat kurva CRAF (*compton ratio far*). Kurva CRAF ini berfungsi sebagai indikator dimana terdapat air, di dalam *casing* atau di luar *casing*. *Track 6* – *Track 8* adalah sebagai indikasi di kedalaman berapa terdapat minyak. Kurva LIRI RAW dan kurva COIR RAW adalah data yang berasal dari lapangan. Kurva LIRFC dan kurva COIFC adalah sama seperti kurva LIRI RAW dan kurva COIR RAW tapi bedanya ini telah di koreksi terhadap lingkungan sumur. Kurva CWET



(*Perforation Zona*). Pada *Track depth* ini digunakan untuk menentukan daerah perforasi dan kedalaman. *Track 2* adalah untuk resistivity yang berasal dari kurva LWD RACELM adalah kurva *LWD deep resistivity*, kurva RPCLM adalah *LWD shallow resistivity*, kurva RPCEHM adalah kurva *LWD invaded zone resistivity*, kurva PERMCoates adalah *Coates permeability*. *Track 3* terdapat kurva BDCFM (*Bulk Density*) adalah kurva *LWD bulk density*, kurva NPLNFM (*Neutron Porosity*) adalah *LWD neutron porosity (Limestone matrix)*, kurva DPEFM (*Photo Electric*) adalah kurva *LWD PE*, dan kurva OAIF (*oxygen activation indicator*), kurva OAIF adalah untuk melihat *water up flow* di dalam casing maupun formasi. Pada track ini untuk melihat daerah mana yang terdapat hydrocarbon. *Track 4* terdapat kurva RCAP (*Ratio Near/Far Capture*) dan kurva RINC (*Corrected Inelastic Ratio*). Kurva RCAP berfungsi sebagai *Neutron* dan kurva RINC berfungsi sebagai *Density*. *Track 5* sebagai *Volumetric* dari formasi. *Track 6* terdapat kurva CRAF (*compton ratio far*). Kurva CRAF ini berfungsi sebagai indikator dimana terdapat air, di dalam *casing* atau di luar *casing*. *Track 6 – Track 8* adalah sebagai indikasi di kedalaman berapa terdapat minyak. Kurva LIRI RAW dan kurva COIR RAW adalah data yang berasal dari lapangan. Kurva LIRFC dan kurva COIFC adalah sama seperti kurva LIRI RAW dan kurva COIR RAW tapi bedanya ini telah di koreksi terhadap lingkungan sumur. Kurva CWET dan kurva COIRC adalah kurva yang telah di koreksi terhadap fluida. *Track 9* untuk menjelaskan nilai porosity. *Track 10* adalah litologi dari formasi.



Gambar 4.20  
Interval 7700 – 7800 FT

## **BAB V**

### **PEMBAHASAN**

Pada Pembahasan kali ini penulis ingin menjelaskan tentang hasil dari prosesing *Sigma Saturation (SigmaSat)* dan *CarbonOksigen Saturation (CarboxSat)*. *Sigma Saturation* modul di peruntukkan untuk mengkalkulasi gas dari sigma intrinsic. Sedangkan *Carbon Oksigen Saturation (CarboxSat)* di gunakan untuk mengetahui saturasi minyak di dalam sumur.

#### **5.1. Interpretasi Hasil Rekaman Sigma Log**

##### **5.1.1. Interval 5640 – 5676 ft (Gambar 4.14)**

Terlihat pada *Track 1* kurva GR OH dan kurva GR CH cenderung rendah karena adanya kandungan *Potassium, Uranium* dan *Thorium* pada formasi dan kurva SGIN juga ini membuktikan adanya daerah reservoir. Pada *Track 3* kurva BDCFM LWD dan kurva NPINFM LWD terdapat *cross over* ini terindikasi terdapat gas di formasi. Terdapat *cross over* di track 4 antara kurva RNF dan kurva RINC ini dikarenakan gas di *annulus (casing to tubing)* dan di formasi. Untuk kurva RNF dan kurva RINC akan membaca semua gas yang ada di borehole maupun di formasi. *Track 5* terdapat *cross over* antara kurva NCAP dan kurva FCAP ini terjadi karena adanya gas di dalam *tubing* dan annulus. *Track 6* terdapat *cross over* antara *Sigma wet* dan kurva SGIN ini di karenakan adanya gas di formasi.

### 5.1.2. Interval 5676 – 5700 ft (Gambar 4.14)

*Cross Over* antara kurva RNF dan kurva RINC mengecil ini mungkin disebabkan gas di dalam *tubing* dan air di *annulus*.

### 5.1.3. Interval 5724 – 5742 ft (Gambar 4.15)

Terlihat pada *Track 1* kurva GR OH dan kurva GR CH cenderung rendah dan SGIN juga ini membuktikan adanya daerah reservoir. Pada *Track 3* kurva BDCFM LWD dan kurva NPINFM LWD terdapat *cross over* ini terindikasikan terdapat gas di formasi. Terdapat *cross over* di *track 4* antara kurva RNF dan kurva RINC ini dikarenakan gas di *annulus (casing to tubing)* dan di formasi. Untuk kurva RNF dan kurva RINC akan membaca semua gas yang ada di borehole maupun di formasi. *Track 5* terdapat *cross over* antara kurva NCAP dan kurva FCAP ini terjadi karena adanya gas di dalam *tubing* dan *annulus*. *Track 6* terdapat *cross over* antara *Sigma wet* dan kurva SGIN ini dikarenakan adanya gas di formasi.

Nilai kurva SGIN terlihat sekitar 10cu dan kurva *Sigma wet* sekitar 14 cu, ini membuat separasi antara kurva SGIN dan *Sigma Wet* dimana menghasilkan saturasi gas. Terlihat *Cross Over* antara RNF dan RINC dimana air di *annulus* dan gas di dalam *tubing*. Efektif porosity sekitar 13 – 25 pu dengan 1 – 5 % vshale dan saturasi gas di sekitar 20 – 40 %

#### 5.1.4. Interval 5775 – 5788 FT (Gambar 4.16)

Terlihat pada *Track 1* GR OH dan GR CH cenderung rendah dan SGIN juga ini membuktikan adanya daerah reservoir. Pada *Track 3* BDCFM LWD dan NPINFM LWD terdapat *cross over* ini terindikasi terdapat gas di formasi. Terdapat *cross over* di *track 4* antara RNF dan RINC ini dikarenakan gas di *annulus (casing to tubing)* dan di formasi. Untuk RNF dan RINC akan membaca semua gas yang ada di dalam tubing maupun di formasi. *Track 5* terdapat *cross over* antara NCAP dan FCAP ini terjadi karena adanya gas di *borehole* dan *annulus*. *Track 6* terdapat *cross over* antara *Sigma wet* dan SGIN ini di karenakan adanya gas di formasi. Nilai SGIN sekitar 10 cu dan *Sigma Wet* sekitar 14 cu, terdapat separasi antara SGIN dan *Sigma Wet* ini menandakan adanya saturasi gas. Terdapat juga *Cross Over* antara RNF dan RINC ini dikarenakan terdapat air di *annulus* dan gas di dalam tubing. Efektif porosity sekitar 18 – 25 pu dengan 1% *vshale* dan saturasi gas sekitar 60%.

#### 5.1.5. Interval 5800 – 5825 ft (Gambar 4.17)

Terlihat pada *Track 1* GR OH dan GR CH cenderung rendah dan SGIN juga ini membuktikan adanya daerah reservoir. Pada *Track 3* BDCFM LWD dan NPINFM LWD terdapat *cross over* ini terindikasi terdapat gas di formasi. Terdapat *cross over* di *track 4* antara RNF dan RINC ini dikarenakan gas di *annulus (casing to tubing)* dan di formasi. Untuk RNF dan RINC akan membaca semua gas yang ada di dalam *tubing* maupun di formasi. *Track 5* terdapat *cross over* antara NCAP dan FCAP ini terjadi karena adanya gas di dalam *tubing* dan

*annulus*. *Track 6* terdapat *cross over* antara *Sigma wet* dan *SGIN* ini di karenakan adanya gas di formasi. Nilai *SGIN* terlihat sekitar 10 cu dan *Sigma Wet* sekitar 14 cu, ini membuat sedikit separasi antara *SGIN* dan *Sigma Wet* yang akan menghasilkan saturasi Gas. *Cross Over* antara *RNF* dan *RINC* karena adanya air di *Annulus* dan gas di dalam tubing. Efektif porosity sekitar 15-30 pu dengan 1 – 5 % *Vshale* dan *gas saturation* < 20%

## **5.2. Interpretasi Hasil Rekaman Carbon Oksigen Log**

### **5.2.1. Interval 7674 – 7686 FT (Gambar 4.19)**

Terlihat pada *Track 1* *GR OH* dan *GR CH* cenderung rendah dan *SGIC* juga ini membuktikan adanya daerah reservoir. Pada *Track 3* *BDCFM LWD* dan *NPINFM LWD* tidak terdapat *cross over*, kurva *OAIIF* lebih besar indikasi adanya water in flow in dalam *tubing* sampai ke formasi. Terdapat *cross over* di *track 4* antara *RCAP* dan *RINC* ini dikarenakan gas di *anulus (casing to tubing)* dan di formasi. Untuk *RCAP* dan *RINC* akan membaca semua gas yang ada di dalam *tubing* maupun di formasi. *Track 6* *CRAF* adanya defleksi sebesar 1.8 ini indikasi water inflow terdapat di dalam casing. *Track 7* terdapat *cross over* antara *LIRI RAW* dan *COIR RAW* hal ini indikasi adanya minyak di dalam tubing sampai ke formasi, data ini murni dari lapangan dan merupakan data mentah. *Track 8* *LIRFC* dan *COIFC* adalah kurva yang prinsip nya sama dengan *Track 7* tapi bedanya kurva in telah di koreksi oleh lingkungan borehole jadi *cross over* antara *LIRFC* dan *COIFC* indikasi adanya minyak di dalam *tubing*. *Track 9* sama seperti *Track 7* hanya saja pada kurva di *Track 9* telah di koreksi oleh *matrix*. Saturasi minyak

sekitar 20 – 40 % dan efektifitas porositas sekitar 15 – 35 pu. *Gas Water contact* di kedalaman 7700 ft karena adanya defleksi kapasitas yang mengecil dan Temperatur mengecil.

### **5.2.2. Interval 7764 – 7768 FT (Gambar 4.20)**

Terlihat pada *Track 1* GR OH dan GR CH cenderung rendah dan SGIC juga ini membuktikan adanya daerah reservoir. Pada *Track 3* BDCFM LWD dan NPINFM LWD tidak terdapat cross over, kurva OAIF lebih besar indikasi adanya water in flow in dalam borehole dan formasi. Terdapat cross over di track 4 antara RCAP dan RINC ini dikarenakan gas di *annulus (casing to tubing)* dan di formasi. Untuk RCAP dan RINC akan membaca semua gas yang ada di dalam *tubing* maupun di formasi. *Track 6* CRAF adanya defleksi sebesar 1.8 ini indikasi water inflow terdapat di dalam casing. *Track 7* terdapat cross over antara LIRI RAW dan COIR RAW hal ini indikasi adanya minyak di dalam *tubing* sampai ke formasi, data ini murni dari lapangan dan merupakan data mentah. *Track 8* LIRFC dan COIFC adalah kurva yang prinsip nya sama dengan *Track 7* tapi bedanya kurva ini telah di koreksi oleh lingkungan borehole jadi cross over antara LIRFC dan COIFC indikasi adanya minyak di dalam *tubing*. *Track 9* sama seperti *Track 7* hanya saja pada kurva di *Track 9* telah di koreksi oleh *matrix* Saturasi minyak sekitar 20 % dan efektifitas *porosity* sekitar 18 – 25 pu.

## **BAB VI**

### **KESIMPULAN**

Pada Tesis kali ini penulis dapat menyimpulkan beberapa hal mengenai prosesing dari Carbon Oksigen Saturation (CarboxSat) dan Sigma Saturation (SigmaSat) yaitu:

1. RMTi bekerja baik pada Capture Mode dan CO Mode
2. Terdapat fluida berbeda di dalam Borehole
3. SigmaSat prosesing memberikan formasi gas saturation dengan menggunakan Sigma Intrinsic dan Open Hole Logs
4. CarboxSat prosesing memberikan Saturasi Minyak dengan menggunakan CO rasio dan Open Hole Log
5. Berdasarkan hasil analisa Sigma Saturasi, Saturasi gas yang tersisa di interval:
  - 5775 – 5788 ft zona gas dengan saturasi sekitar 60 % dan efektif porosity sekitar 18 – 25 pu dengan 1 % shale
  - 5724 – 5742 ft zona gas dengan saturasi sekitar 20 – 40 % dan efektif porosity sekitar 13 – 25 pu dengan 1 – 5 % shale
  - 5800 – 5825 ft zona gas dengan saturasi gas sekitar < 20 % dan efektif porosity sekitar 15 – 30 pu dengan 1 – 5 % shale
6. Berdasarkan dari hasil analisa Carbon Oksigen Saturasi, Saturasi dari minyak yang tersisa adalah di interval :

- 7764 – 7768 ft zona saturasi minyak sekitar 20 % dan efektif porosity sekitar 18 – 25 pu
- 7674 – 7686 ft zona saturasi minyak sekitar 20 -40 % dan efektif porosity sekitar 15 – 35 pu Gas dan air contact di sekitar kedalaman 7700ft

## DAFTAR SIMBOL

### - Simbol Carbon Oksigen Saturation

#### Track 1:

GR\_OH adalah *open hole gamma ray*.

GR\_CH adalah *cased hole gamma ray*

SGIN adalah *Sigma Intrinsic*.

Track Depth:

LSPD adalah *wireline line speed (ft/min)*.

CCL adalah *casing collar locator*.

#### Track 2:

RACELM (Resistivity Attenuation - Corrected - CRIM - 2MHz) adalah *LWD deep resistivity*.

RPCLM (Resistivity Phase - Corrected - CRIM - 400kHz) adalah *LWD shallow resistivity*

RPCEHM (Resistivity Phase - Corrected - CRIM - 2MHz) adalah *LWD invaded zone resistivity*

PERMCoates adalah *Coates permeability*

#### Track 3:

BDCFM (*Bulk Density*) adalah *LWD bulk density*

NPLNFM (*Neutron Porosity*) adalah *LWD neutron porosity (Limestone matrix)*.

OAIF adalah *oxygen activation indicator dari far detector*

Track 4:

NCAP (*Near capture counts*) adalah *capture counts rate* dari *near detector*.

FCAP (*Far capture counts*) adalah *capture counts rate* dari *far detector*.

RCAP (*Ratio near/far capture*) adalah *near to far capture counts rate ratio*

RINC (*Ratio near/far inelastic corrected*) RCAP adalah RINC kurva yang akan di *overlay* di *wet* atau *zona shale*. Biasanya FCAP lebih besar dari pada NCAP, ini membuktikan bahwa adanya *gas bearing* atau *zona tight*

Track 5:

SILICA (YSI) adalah *Silicon Yield*

CALCIUM (YCa) adalah *Calcium Yield*

POTASSIUM (YK) adalah *Potassium Yield*

Track 6:

CRAF adalah *compton ratio far*

SGIC (Sigma Intrinsic) adalah *sigma intrinsic*

Track 7:

LIRI\_RAW adalah *Calcium/Silicon inelastic ratio far detector* setelah *gain stabilization*

COIR\_RAW adalah *Carbon/Oxygen inelastic ratio far detector* setelah *gain stabilization*

Track 8:

LIRFC adalah *Calcium/Silicon inelastic ratio far detector corrected* dari *well completion* dan *environment*

COIFC adalah *Carbon/Oxygen inelastic ratio far detector corrected* dari *well completion* dan *environment*

Track 9:

CWET adalah *Carbon/Oxygen* di *wet formation*

CORC adalah *Carbon/Oxygen inelastic ratio far detector corrected* dari *sumur completion* and *environment* (*These two curves are stacked in wet zone (water zone)*)

Track 10:

Tot HC Sat adalah *HC/Gas saturation calculated* dari *CarboxSat™ processing*

SWE\_Client HC/Gas saturasi dari *Customer*

Track 11:

EPOR adalah *effective porosity* diperoleh dari *customer*

Water (VWEFF) adalah volume air dari *effective porosity*.

VSH adalah *volume of shale* diperoleh dari *customer*

Track 12:

PRESS adalah *pressure* in the *borehole*

CWH (*capacitance water hold up*) adalah *capacitance fluid* di *borehole*

TEMP adalah temperatur di *borehole*

- **Simbol Sigma Saturation**

Track 1:

GR\_OH adalah *open hole gamma ray*.

GR\_CH adalah *cased hole gamma ray*.

SGIN adalah *Sigma Intrinsic*.

Track Depth:

LSPD adalah *wireline line speed (ft/min)*.

CCL adalah *casing collar locator*.

Track 2:

RACELM (Resistivity Attenuation - Corrected - CRIM - 2MHz) adalah *LWD deep resistivity*.

RPCLM (Resistivity Phase - Corrected - CRIM - 400kHz) adalah *LWD shallow resistivity*

RPCEHM (Resistivity Phase - Corrected - CRIM - 2MHz) adalah *LWD invaded zone resistivity*

PERMCoates adalah *Coates permeability*

Track 3:

BDCFM (*Bulk Density*) adalah *LWD bulk density*

NPLNFM (*Neutron Porosity*) adalah *LWD neutron porosity (Limestone matrix)*.

DPEFM (*Photo Electric*) adalah *LWD PE*

Track 4:

RINC (*Corrected Inelastic Ratio*) adalah koreksi dari *inelastic ratio (near/far)* dimana seperti *pseudo density* untuk *open hole data*.

RNF (*Ratio Near/Far*) adalah *ratio near* dan *far capture count rate* dari *RMTI*, seperti *pseudo neutron porosity* dari *open hole data*.

Track 5:

FCAP (*Far capture counts*) adalah *capture counts rate* dari *far detector*.

NCAP (*Near capture counts*) adalah *capture counts rate* dari *near detector*.

FSIN (*Far inelastic count rate*) adalah *inelastic count rate* dari *far detector*

Track 6:

Sigma Wet adalah angka *sigma* dimana 100% air di formasi

Sigma Gas adalah adalah angka *sigma* dimana 100% Gas di formasi

SGIN (*Sigma Intrinsic*) adalah *sigma intrinsic*

Track 7:

Water (VWEFF) adalah *volume* air di *effective porosity*.

EPOR adalah *effective porosity* yang di dapat dari *Customer*

Track 8:

Tot HC Sat HC/Gas *saturation* dari *SigmaSat*<sup>TM</sup>

SWE\_Client HC/Gas *saturation* dari *Customer*

Track 9:

EPOR adalah *effective porosity* yang di dapat dari *Customer*

Water (VWEFF) adalah *volume* dari air di *effective porosity*.

VSH adalah *volume* dari *shale* yang di peroleh dari *customer*

Track 10:

PRESS adalah *pressure* di *borehole*

CWH (*capacitance water hold up*) adalah *capacitance fluid* di *borehole*

TEMP adalah temperatur di *borehole*

## DAFTAR PUSTAKA

1. Asquith, G. and Gibson, C., 2005. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, USA.
2. De Coaster, G.L..2005. *The Geology of the Java Basin*. Procceed 3<sup>rd</sup> Ann. Conv IPA 3-4/6/2005: Jakarta, p 77-110.
3. Gingger, David dan Kevin Fielding. 2005. *Petroleum System and Future Potential of South Sumatra Basin*. Procceed 30<sup>th</sup> Ann. Conv IPA 2005: Jakarta.
4. Jerome Truax, Daniel Dorffer and Shan Kwong. 2010. PULSED NEUTRON TOOL FOR UNCONVENTIONAL RESERVOIRS. SPWLA
5. Harsono, A., 2006. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Edisi-8*. Schlumberger Oilfield Services, Kuningan, Jakarta, Indonesia.
6. Internal Study. 2010 . *Pulse Neutron Process and Application* . Halliburton Houston ,Texas.
7. *INSITE Software User's Manual version 4.x for Windows*, Inc.
8. Salim, Y., et al., 2007. *Remaining Potential of The Java Basin Study Report*. South Sumatra AMI Study Group: Santa Fe Energy Resources S.E. Asia Limited, Anadarko Petroleum Corp., Kerr-McGee Corp.
9. Weijun Guo, Larry Jacobson, Jerome Truax, Daniel Dorffer and Shan Kwong. 2010. A NEW THREE-DETECTOR 1-11/16-INCH PULSED NEUTRON TOOL FOR UNCONVENTIONAL RESERVOIRS. SPWLA

10. Weijun Guo, Daniel Dorffer, and Shan Kwong, Halliburton. 2011. CASED-HOLE POROSITY MEASUREMENTS USING PULSED NEUTRON LOGGING TOOLS. SPWLA.

## DAFTAR LAMPIRAN

Tabel Sigma Log Interval 5700 – Top Log

DEPTH	GR	GR	Porositas ND	Porositas Sigma
5640	18.4	21.4	44.1%	5.6%
5641	19.1	22.1	46.2%	5.8%
5642	20.0	23.0	39.3%	5.9%
5643	21.8	24.8	21.9%	5.3%
5644	21.3	24.3	16.1%	4.8%
5645	18.6	21.6	15.8%	4.6%
5646	16.7	19.7	13.6%	4.5%
5647	14.9	17.9	13.0%	4.1%
5648	14.8	17.8	14.5%	3.8%
5649	17.1	20.1	16.0%	3.8%
5650	17.8	20.8	16.2%	3.8%
5651	16.5	19.5	16.5%	3.9%
5652	17.6	20.6	16.8%	4.0%
5653	20.7	23.7	15.1%	3.8%
5654	23.5	26.5	15.9%	3.3%
5655	25.7	28.7	17.4%	2.9%
5656	25.2	28.2	14.9%	2.8%
5657	21.6	24.6	14.0%	2.8%
5658	17.7	20.7	14.1%	2.6%
5659	16.0	19.0	14.3%	2.4%
5660	18.6	21.6	11.3%	2.1%
5661	21.7	24.7	7.0%	1.6%
5662	20.7	23.7	6.8%	1.2%
5663	18.1	21.1	7.7%	1.4%
5664	16.2	19.2	8.8%	1.7%
5665	15.2	18.2	8.1%	1.8%
5666	15.8	18.8	7.1%	1.8%
5667	16.2	19.2	7.8%	1.9%
5668	15.4	18.4	8.8%	2.0%
5669	19.3	22.3	10.1%	2.6%
5670	23.0	26.0	9.6%	4.2%
5671	24.2	27.2	7.7%	6.1%
5672	26.4	29.4	7.0%	6.9%
5673	30.2	33.2	6.9%	5.3%

Tabel Sigma Log Interval 5700 – Top Log (Lanjutan)

DEPTH	GR	GR	Porositas ND	Porositas Sigma
5674	34.5	37.5	7.4%	5.3%
5675	35.1	38.1	9.0%	6.7%
5676	37.2	40.2	9.9%	6.8%
5677	41.8	44.8	10.3%	7.4%
5678	43.3	46.3	10.9%	7.3%
5679	44.6	47.6	10.9%	7.2%
5680	45.4	48.4	10.2%	6.2%
5681	41.4	44.4	9.7%	6.6%
5682	36.7	39.7	9.9%	6.0%
5683	36.7	39.7	9.2%	4.9%
5684	39.6	42.6	10.6%	5.8%
5685	36.1	39.1	10.4%	7.2%
5686	27.8	30.8	10.5%	5.9%
5687	23.1	26.1	11.1%	5.1%
5688	21.7	24.7	11.7%	4.7%
5689	22.7	25.7	10.2%	3.1%
5690	23.3	26.3	9.6%	1.8%
5691	22.2	25.2	9.6%	7.5%
5692	24.2	27.2	8.9%	7.2%
5693	27.1	30.1	9.4%	8.6%
5694	28.8	31.8	10.4%	9.6%
5695	28.1	31.1	10.8%	10.4%
5696	24.1	27.1	10.8%	10.2%
5697	23.1	26.1	11.1%	10.0%
5698	24.6	27.6	10.7%	9.8%
5699	23.8	26.8	9.6%	9.7%
5700	22.2	25.2	8.6%	10.9%

Tabel Sigma Log Interval 5690 – 5800 FT

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas Sigma
5690	23.3	26.3	9.6%	8.8%
5691	22.2	25.2	9.6%	8.5%
5692	24.2	27.2	8.9%	6.2%
5693	27.1	30.1	9.4%	8.6%
5694	28.8	31.8	10.4%	9.8%

Tabel Sigma Log Interval 5690 – 5800 FT (Lanjutan)

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas Sigma
5697	23.1	26.1	11.1%	10.0%
5698	24.6	27.6	10.7%	9.8%
5699	23.8	26.8	9.6%	9.7%
5700	22.2	25.2	8.6%	8.9%
5701	20.6	23.6	8.2%	7.9%
5702	19.6	22.6	10.0%	8.6%
5703	19.2	22.2	12.3%	11.1%
5705	21	24	14.7%	14.8%
5706	24.5	27.5	16.9%	14.3%
5707	31.1	34.1	18.5%	14.9%
5708	33.2	36.2	17.2%	16.3%
5709	29.4	32.4	15.6%	14.5%
5710	24.6	27.6	15.6%	14.7%
5711	22.5	25.5	13.1%	12.9%
5712	18.9	21.9	10.0%	9.0%
5713	17.7	20.7	11.1%	10.3%
5714	18.4	21.4	11.5%	12.4%
5715	19.8	22.8	9.9%	8.1%
5716	19	22	7.0%	6.8%
5717	15.5	18.5	6.1%	5.8%
5718	13.2	16.2	7.3%	6.1%
5719	12.6	15.6	9.1%	5.9%
5720	12.8	15.8	9.4%	6.5%
5721	14.5	17.5	9.9%	7.5%
5722	16.2	19.2	8.9%	8.1%
5723	14.3	17.3	6.0%	7.1%
5724	11.6	14.6	7.1%	6.7%
5725	12.6	15.6	10.4%	6.2%
5726	19.2	22.2	11.1%	5.1%
5727	26.9	29.9	13.1%	6.0%
5728	27.1	30.1	15.6%	7.1%
5729	22.9	25.9	12.4%	8.0%
5730	20.7	23.7	9.7%	7.2%
5731	22	25	9.8%	5.9%
5732	24	27	12.0%	8.8%
5733	25	28	12.8%	8.1%
5734	23.4	26.4	11.0%	8.4%

Tabel Sigma Log Interval 5690 – 5800 FT (Lanjutan)

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas Sigma
5739	21.2	24.2	11.2%	7.7%
5740	21.4	24.4	14.2%	8.5%
5741	19.1	22.1	16.0%	8.9%
5742	22.8	25.8	12.7%	10.5%
5743	27.4	30.4	6.1%	5.6%
5744	24.4	27.4	5.1%	5.2%
5745	21.3	24.3	7.3%	5.6%
5746	22	25	7.0%	5.7%
5747	22.5	25.5	6.7%	6.5%
5748	20.3	23.3	10.2%	6.9%
5749	21.2	24.2	9.6%	8.2%
5750	23.6	23.6	6.7%	6.0%

Tabel Sigma Log Interval 5690 – 5800 FT

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas Sigma
5750	20.6	23.6	6.7%	5.0%
5751	16.7	19.7	5.6%	5.1%
5752	14.9	17.9	7.0%	5.4%
5753	14.3	17.3	8.0%	5.2%
5754	14.6	17.6	7.8%	6.4%
5755	14.8	17.8	9.1%	7.1%
5756	14.0	17.0	9.1%	7.3%
5757	14.7	17.7	7.8%	7.3%
5758	15.2	18.2	8.5%	6.7%
5759	13.9	16.9	8.2%	7.0%
5760	12.3	15.3	6.8%	6.5%
5761	12.1	15.1	5.9%	4.8%
5762	15.5	18.5	7.2%	6.0%
5763	18.2	21.2	7.9%	6.5%
5764	17.4	20.4	10.6%	8.1%
5765	20.0	23.0	10.9%	10.7%
5766	21.9	24.9	9.6%	8.0%
5767	21.9	24.9	9.9%	8.2%
5768	21.3	24.3	11.1%	10.8%
5769	18.8	21.8	9.9%	8.6%

Tabel Sigma Log Interval 5690 – 5800 FT (Lanjutan)

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas Sigma
5772	12.7	15.7	3.9%	2.1%
5773	17.2	20.2	5.7%	4.9%
5774	21.8	24.8	9.0%	6.6%
5775	18.4	21.4	9.0%	7.1%
5776	13.3	16.3	8.7%	6.6%
5777	12.9	15.9	8.6%	5.6%
5778	12.4	15.4	7.3%	4.4%
5779	10.9	13.9	6.2%	4.0%
5780	11.7	14.7	6.2%	4.2%
5781	14.7	17.7	6.5%	4.3%
5782	18.6	21.6	7.5%	4.4%
5783	19.3	22.3	7.8%	3.9%
5784	15.7	18.7	7.4%	4.2%
5785	14.8	17.8	8.4%	6.1%
5786	17.1	20.1	9.8%	8.4%
5787	19.1	22.1	11.6%	10.9%
5788	17.5	20.5	13.0%	12.8%
5789	15	18	12.5%	15.3%
5790	13.8	16.8	12.8%	11.3%
5791	14.1	17.1	14.1%	15.4%
5792	14	17	14.1%	14.5%
5793	13	16	12.6%	11.9%
5794	13.4	16.4	13.9%	12.6%
5795	14.4	17.4	12.7%	12.1%
5796	15.4	18.4	9.2%	8.6%
5797	14.6	17.6	7.3%	6.3%
5798	14.7	17.7	8.6%	6.6%
5799	17.4	20.4	11.4%	7.0%
5800	18.7	21.7	13.2%	9.0%

Tabel Sigma Log Interval 5800 – 5850 FT

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas Sigma
5800	18.7	21.7	13.2%	9.0%
5801	19.2	22.2	16.3%	9.9%
5802	18.5	21.5	15.2%	10.1%

Tabel Sigma Log Interval 5800 – 5850 FT (Lanjutan)

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas Sigma
5805	16.2	19.2	24.2%	17.2%
5806	13.5	16.5	24.0%	20.5%
5807	10.3	13.3	30.0%	24.1%
5808	6.5	9.5	30.5%	27.5%
5809	4.4	7.4	27.3%	27.6%
5810	4.8	7.8	25.9%	25.8%
5811	5	8	29.7%	25.9%
5812	4.3	7.3	26.1%	27.6%
5813	4	7	23.1%	22.4%
5814	4.5	7.5	24.1%	23.8%
5815	5.6	8.6	26.0%	24.5%
5816	6.7	9.7	22.6%	21.1%
5817	6.7	9.7	21.8%	20.9%
5818	6.8	9.8	22.7%	21.5%
5819	6.8	9.8	24.7%	23.2%
5820	5.5	8.5	30.6%	29.4%
5821	4.5	7.5	31.1%	30.5%
5822	5.3	8.3	28.2%	27.8%
5823	6.8	9.8	24.2%	23.8%
5824	7.6	10.6	19.8%	17.0%
5825	6.9	9.9	18.9%	17.9%
5826	6.8	9.8	22.6%	21.9%
5827	8.2	11.2	28.4%	23.1%
5828	8.3	11.3	25.6%	24.0%
5829	8.7	11.7	21.3%	20.4%
5830	9.7	12.7	19.1%	18.0%
5831	10	13	17.4%	16.1%
5832	9.5	12.5	18.2%	17.8%
5833	8.2	11.2	19.4%	17.9%
5834	7.9	10.9	19.9%	18.8%
5835	9.3	12.3	20.5%	19.9%
5836	10.7	13.7	20.3%	20.2%
5837	9.9	12.9	20.6%	19.0%
5838	9.4	12.4	21.7%	19.8%
5839	10.4	13.4	17.6%	17.8%
5840	10.6	13.6	13.1%	12.0%
5841	9.7	12.7	24.2%	17.2%

Tabel Sigma Log Interval 5800 – 5850 FT (Lanjutan)

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas Sigma
5846	2.7	5.7	19.8%	17.0%
5847	2.3	5.3	18.9%	17.9%
5848	2.3	5.3	22.6%	21.9%
5849	2.4	5.4	28.4%	23.1%
5850	2.6	5.6	19.8%	17.0%

Tabel C/O Log Interval 7650 - 7710 FT

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas CO
7650	6.1	26.1	12.7%	11.6%
7651	10.4	30.4	12.4%	11.6%
7652	8.9	28.9	11.9%	9.5%
7653	10	30	11.5%	9.5%
7654	11.6	31.6	10.6%	9.4%
7655	12	32	10.2%	7.4%
7656	19.3	39.3	9.4%	8.7%
7657	23.8	43.8	12.4%	11.1%
7658	27.6	47.6	15.5%	11.8%
7659	40.3	60.3	18.8%	13.2%
7660	42.9	62.9	29.0%	28.4%
7661	43.8	63.8	39.8%	36.5%
7662	33.2	53.2	30.4%	29.8%
7663	23.6	43.6	18.0%	17.9%
7664	16.8	36.8	13.2%	12.5%
7665	5.7	25.7	9.2%	8.1%
7666	3.4	23.4	6.2%	5.0%
7667	9.2	29.2	5.6%	5.1%
7668	23.8	43.8	7.7%	7.2%
7669	51.5	71.5	11.9%	10.4%
7670	58.6	78.6	22.9%	21.5%
7671	41.7	61.7	19.7%	18.5%
7672	21.4	41.4	8.6%	7.2%
7673	7.5	27.5	5.8%	4.0%

Tabel C/O Log Interval 7650 - 7710 FT (Lanjutan)

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas CO
7679	8.5	28.5	16.1%	15.1%
7680	12.4	32.4	25.6%	24.4%
7681	14.6	34.6	31.0%	30.7%
7682	10.4	30.4	18.9%	17.2%
7683	5.8	25.8	17.4%	18.9%
7684	5.9	25.9	16.1%	15.0%
7685	6.5	26.5	13.2%	12.4%
7686	9.5	29.5	12.9%	11.9%
7687	12.1	32.1	11.4%	10.5%
7688	16	36	9.8%	8.3%
7689	12.1	32.1	8.3%	7.1%
7690	20.1	40.1	5.9%	4.1%
7691	28.6	48.6	7.0%	6.2%
7692	21.5	41.5	7.2%	6.2%
7693	20.6	40.6	7.5%	5.1%
7694	24.9	44.9	6.6%	5.1%
7695	32.4	52.4	8.0%	7.2%
7696	33.2	53.2	10.9%	8.6%
7697	31.2	51.2	11.1%	10.2%
7698	27.2	47.2	9.4%	9.2%
7699	20.5	40.5	8.0%	6.3%
7700	11.5	31.5	8.0%	6.9%
7701	11.8	31.8	11.7%	10.7%
7702	22.8	42.8	14.7%	12.0%
7703	28.4	48.4	11.7%	9.1%
7704	49.6	69.6	9.9%	7.6%
7705	36.4	56.4	7.3%	5.8%
7706	14.7	34.7	7.6%	6.5%
7707	4	24	10.1%	9.4%
7708	8	28	6.7%	7.3%

Tabel C/O Interval 7700 – 7800 FT FT

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas CO
7700	11.5	31.5	8.0%	3.9%
7701	11.8	31.8	11.7%	9.7%
7702	22.8	42.8	14.7%	13.0%
7703	28.4	48.4	11.7%	10.1%
7704	49.6	69.6	9.9%	8.6%
7705	36.4	56.4	7.3%	6.8%
7706	14.7	34.7	7.6%	6.5%
7707	4	24	10.1%	8.4%
7708	8	28	6.7%	5.3%
7709	27.3	47.3	5.4%	3.4%
7710	47	67	5.6%	3.7%
7711	35.5	55.5	7.4%	5.7%
7712	38	58	15.8%	14.7%
7713	45.1	65.1	17.7%	15.5%
7714	40	60	14.9%	14.1%
7715	40.9	60.9	25.4%	24.6%
7716	48.3	68.3	39.2%	37.2%
7717	48.9	68.9	41.8%	40.0%
7718	47.3	67.3	42.7%	41.7%
7719	60.2	80.2	42.8%	41.0%
7720	71	91	43.0%	42.5%
7721	48.2	68.2	44.9%	42.5%
7722	34.4	54.4	43.3%	42.6%
7723	18.6	38.6	40.9%	39.4%
7724	34.2	54.2	20.8%	19.3%
7725	75.7	130.7	9.3%	8.1%
7726	57.7	177.7	15.1%	15.7%
7727	93.3	113.3	35.1%	30.1%
7728	14.9	34.9	35.1%	10.1%
7729	13.7	33.7	14.6%	13.2%
7730	41.7	61.7	7.2%	3.5%
7731	73	93	9.2%	6.7%
7732	73	124.3	19.1%	16.0%

Tabel C/O Interval 7700 – 7800 FT FT (Lanjutan)

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas CO
7737	29.7	149.7	32.1%	24.3%
7738	31.8	151.8	29.3%	23.4%
7739	53.2	173.2	26.7%	21.6%
7740	99	219	26.0%	20.7%
7741	31.5	251.5	27.3%	19.8%
7742	75.5	221.5	26.1%	17.7%
7743	99.3	219.3	19.3%	17.0%
7744	80.6	236.6	20.7%	20.8%
7745	80.8	248.8	28.7%	25.5%
7746	75.4	278.4	31.0%	27.1%
7747	74.6	294.6	30.0%	29.1%
7748	70	290	28.7%	29.8%
7749	71.4	291.4	32.1%	31.3%
7750	290.5	310.5	35.2%	30.5%
7751	299.1	319.1	37.9%	25.0%
7752	190.5	210.5	36.9%	19.3%
7753	138.4	158.4	29.3%	12.3%
7754	173.6	193.6	21.8%	18.4%
7755	206.4	226.4	13.2%	10.1%
7756	179.9	199.9	12.9%	11.9%
7757	241.1	261.1	13.7%	10.5%
7758	470.5	490.5	17.3%	10.0%
7759	605.2	625.2	17.8%	14.3%
7760	720.8	740.8	14.8%	13.7%
7761	766.7	786.7	14.6%	14.5%
7762	661.7	681.7	11.4%	9.8%
7763	426.6	446.6	8.9%	2.9%
7764	207.2	227.2	7.5%	2.1%
7765	158.4	178.4	8.5%	2.5%
7766	154.4	174.4	16.1%	13.9%
7767	136.6	156.6	19.9%	13.6%
7768	110.4	130.4	10.5%	9.9%

Tabel C/O Interval 7700 – 7800 FT FT (Lanjutan)

DEPTH	GR OH	GR CH	Porositas ND	Porositas CO
7777	74.8	94.8	41.4%	38.0%
7778	64.9	84.9	34.9%	27.1%
7779	58.2	78.2	33.5%	22.6%
7780	54.6	74.6	30.8%	15.0%
7781	41.7	61.7	20.0%	10.1%
7782	44.5	64.5	15.9%	10.7%
7783	50.2	70.2	18.7%	15.6%
7784	58.8	78.8	25.3%	22.9%
7785	61.7	81.7	34.7%	20.9%
7786	33.3	53.3	31.2%	28.6%
7787	2.9	22.9	18.4%	14.0%
7788	0.9	20.9	11.7%	8.9%
7789	3.2	23.2	13.7%	6.8%
7790	3.2	23.2	14.2%	7.8%
7791	4.9	24.9	11.6%	6.8%
7792	14.5	34.5	8.5%	3.8%
7793	16.8	36.8	12.0%	8.3%
7794	34.3	54.3	18.1%	13.4%
7795	49.1	69.1	32.8%	25.1%
7796	10.7	30.7	34.9%	25.6%
7797	-7.5	12.5	36.2%	31.0%
7798	-5.7	14.3	35.4%	28.1%
7799	-4.9	15.1	35.3%	26.5%
7800	-5.1	14.9	34.0%	29.7%