



TUGAS AKHIR - RF141501

**PENENTUAN POTENSI BATUAN INDUK  
MENGUNAKAN MODEL LOG TOC, PADA FORMASI  
NGIMBANG, LAPANGAN “ARRAZI”, CEKUNGAN JAWA  
TIMUR UTARA**

YOSAR FATAHILLAH  
NRP. 3712100027

Dosen Pembimbing  
Dr. Widya Utama, DEA  
NIP. 19611024 198803 1001

Anik Hilyah S.Si, MT  
NIP. 19790813 200812 2002

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2016





UNDERGRADUATE THESIS - RF141501

DETERMINATION OF SOURCE ROCK POTENTIAL USING TOC  
**LOG MODEL, NGIMBANG FORMATION, “ARRAZI” FIELD,**  
NORTH EAST JAVA BASIN

YOSAR FATAHILLAH  
NRP. 3712100027

Advisors  
Dr. Widya Utama, DEA  
NIP. 19611024 198803 1001

Anik Hilyah S.Si, MT  
NIP. 19790813 200812 2002

DEPARTMENT OF GEOPHYSICS ENGINEERING  
Faculty of Civil Engineering and Planning  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya, 2016



**PENENTUAN POTENSI BATUAN INDUK  
MENGUNAKAN MODEL LOG TOC, PADA FORMASI  
NGIMBANG, LAPANGAN "ARRAZI", CEKUNGAN JAWA  
TIMUR UTARA**

**TUGAS AKHIR**

Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan memperoleh  
gelar Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, ITS

**Surabaya, 26 Juli 2016**

Menyetujui,

Dosen Pembimbing 1

Dosen Pembimbing 2



Anik Hilyah S.Si, MT  
NIP. 19790813 200812 2002

Dr. Widya Utama, DEA  
NIP. 19611024 198803 1001

Mengetahui,

Kepala Laboratorium Petrofisika



Wien Lestari ST, MT  
NIP. 19811002 201212 2003



***“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”***

# PERNYATAAN KEASLIAN

## TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul "***Penentuan Potensi Batuan Induk Menggunakan Model Log TOC pada Formasi Ngimbang, Lapangan "Arrazi", Cekungan Jawa Timur Utara***", adalah benar benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 26 Juli 2016

Yosar Fatahillah

NRP 3712100027

***“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”***

# **PENENTUAN POTENSI BATUAN INDUK MENGGUNAKAN MODEL LOG TOC PADA FORMASI NGIMBANG, LAPANGAN “ARRAZI”, CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Nama Mahasiswa : Yosar Fatahillah  
NRP : 3712100027  
Jurusan : Teknik Geofisika FTSP-ITS  
Dosen Pembimbing : Dr. Widya Utama, DEA  
: Anik Hilyah, S.Si, MT

## **ABSTRAK**

Formasi Ngimbang dikenal sebagai salah satu sumber pasokan utama hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Utara. Analisa laboratorium telah membuktikan Formasi Ngimbang sebagai batuan induk yang relatif kaya kandungan organik, ketersediaan data laboratorium terbatas untuk mengukur distribusi kematangan dan kuantitas material organik dalam skala luas cekungan regional. Hal inilah yang menjadi tujuan utama dalam penelitian ini. Dengan demikian dibutuhkan suatu metode sederhana yang terbukti dan akurat mengukur TOC (kandungan karbon organik) pada seluruh kedalaman lubang bor. Penelitian ini mengamati perilaku TOC Model berdasarkan data log sumur. Dengan demikian, akan menghemat banyak waktu dan menekan biaya observasi. Dalam penelitian ini, lima TOC logging model digunakan; Passey (1990), Schmoker-Hester (1983), Meyer-Nederloff (1984), Decker / Density Crossplot Model (1993), dan Improved Decker Model untuk kasus batugamping (serupa dengan model Decker). Selain itu digunakan juga model Mallick-Raju untuk menentukan tingkat kematangan formasi. Tiga data sumur dan data batuan inti yang digunakan untuk menentukan model yang paling cocok untuk diterapkan di formasi Ngimbang, sekaligus untuk membandingkan keakuratan nilai model TOC. Model Meyer-Nederloff hanya digunakan sebagai perbandingan standar model. Nilai LOM (Tingkat Metamorfisme) diperlukan untuk digunakan pada Passey Model dengan menggunakan crossplot antara DlogR dan TOC dari data inti. Perhitungan menggunakan Decker dan model *Improved Decker* dilakukan melalui diskritisasi interval kedalaman terhadap sifat geologis dan fisik batuan. Hasil menggambarkan buruknya akurasi model Schmoker-Hester yang diakibatkan oleh rendahnya kandungan mineral pirit, dan rasio yang berbeda antara besar bahan organik dan bahan karbon organik. Dengan demikian, dibutuhkan koreksi lanjutan dengan karakteristik Formasi Ngimbang untuk dapat membentuk model yang akurat dengan pendekatan yang sama dengan model Scmoker-Hester. Penerapan metode Passey, baik yang diturunkan dari log sonic dan log densitas

menunjukkan banyak nilai TOC negatif. Kami menyimpulkan bahwa ini adalah hasil dari waktu sonic transit yang sangat rendah ( $<242$  us/m) dan tingkat yang lebih tinggi dari LOM  $> 10,5$ . Dengan mempertimbangkan hal-hal di atas, diasumsikan bahwa Formasi Ngimbang sebagian besar bersifat batu induk "Non-Passey". Sebaliknya, Model Decker untuk observasi Shale memberikan hasil yang memuaskan dengan memperlihatkan korelasi yang relatif akurat antara log densitas dengan TOC batu inti (koefisien korelasi 0,867). *Improved* Decker Model pada batugamping memberikan hasil yang akurat baik secara kuantitatif dan kualitatif. Namun, regresi linear pada Limestone memberikan korelasi yang lebih rendah (0,764). Penerapan metode ini lebih rumit dibandingkan pada Decker batuserpih dikarenakan selisih nilai TOC dari batugamping pada Ngimbang atas (didominasi batuserpih) dan Ngimbang bawah (didominasi batugamping) sangat signifikan. Hal ini disebabkan karena kedua sub-formasi memiliki perbedaan yang signifikan dalam litologi, kematangan, dan latar *burial history* (sejarah pengendapan).

**Kata Kunci:** Model Log TOC, Passey Model, Schmoker Hester Model, Density Log, TOC

# DETERMINATION OF SOURCE ROCK POTENTIAL USING TOC LOG MODEL, NGIMBANG FORMATION, “ARRAZI” FIELD, NORTH EAST JAVA BASIN

Nama Mahasiswa : Yosar Fatahillah  
NRP : 3712100027  
Jurusan : Teknik Geofisika FTSP-ITS  
Dosen Pembimbing : Dr. Widya Utama, DEA  
: Anik Hilyah, S.Si, MT

## ABSTRACT

Ngimbang Formation is known as one major source of hydrocarbon supply in the North Eastern Java Basin. Although, laboratory analyses prove the Ngimbang Formation to be relatively rich source rock, such data are typically too limited to regionally quantify the distribution of organic matter on basin wide scale, which is the main objective in this research. Therefore, a simple- accurately proven method to quantify the TOC (Total Organic Carbon Content) throughout the borehole is needed. This research observes the behavior of TOC Model based on well log data. Thus, will save splendid amount of both time and observation cost. We also include observations on application of linear regression on the relation of both Density, Gamma Ray, and Resistivity log to changes in TOC Value on Limey Mudstone which is the same approach as Decker Model, but not on the Shalestone. Hence, this research will deliver clearer description of unconventional gas (Shale Gas) potential in Indonesian Source rocks In this research, five TOC logging calculation models is used; *Passey (1990)*, *Schmoker-Hester (1983)*, *Meyer-Nederloff (1984)*, *Decker/ Density Crossplot Model (1993)*, *Improved Density Crossplot Model suited to Limestone* (closely similar to Decker model), and Vitrinite Reflectance (Ro) model. Three wells data along with its available core data was used to determine the most suitable model to be applied in the Ngimbang formation, as well as to compare the accuracy of these TOC model values. Meyer-Nederloff Model was only used as standard comparison model. The value of LOM (Level of Metamorphism) needed to use on Passey Model was determined by using crossplot between DlogR and TOC from core data. Calculation using Decker and Improved Density Crossplot model was made through discretization of depth interval with respect to its geologic and physical properties. The result describes the lack of accuracy of Schmoker-Hester Model as a result of low amount of pyrite component, and different ratio of organic matter and organic carbon matter. Thus, further correction with Ngimbang Formation characteristics is needed to establish accurate model with

similar approach as Schmoker-Hester model. Application of Passey method, both derived from sonic and density log shows numerous negative TOC value. We concluded that this was the result from particularly low sonic transit time (<242 us/m) and higher degree of LOM>10.5. To which considering both requirement, we can assume that the Ngimbang Formation is mostly “Non-Passey” source rocks. In contrast, the Decker Models for Shale observation gives satisfactory result. Producing relatively accurate correlation between the density log to core TOC (correlation coefficient of 0.867 was obtained). Improved Decker Model applied to Limestone gives accurate result both quantitatively and qualitatively. However, linear regression on the Limestone gives lower correlation (0.764). Application of this method has to be carefully maintained as difference in TOC values of Limestone in Upper Ngimbang (Shale dominated) and Lower Ngimbang (Limestone dominated) is eloquent, since both sub-formation have significant difference in lithologic, maturity, and geologic background.

**Keywords:** Model Log TOC, Passey Model, Schmoker Hester Model, Density Log, TOC

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah S.W.T yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya kepada penulis sehingga dapat menyelesaikan penelitian dan pembuatan laporan Tugas Akhir dengan judul “Penentuan Potensi Batuan Induk Menggunakan Log Model TOC, pada Lapangan “ARRAZI”, Formasi Ngimbang, Cekungan Jawa Timur” ini dapat diselesaikan dengan baik. Laporan ini berisi mengenai distribusi potensi batuan induk dengan analisa persebaran nilai TOC pada formasi Ngimbang.

Dalam penyusunan dan penulisan laporan ini, penulis menyadari bahwa terselesaikannya tulisan ini tidak lepas dari jasa dan bantuan banyak pihak, maka pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih yang tak terhingga kepada:

1. Ayah Ahmad Fauzan Arrazi dan Ibu Siti Hamdalah Sukasir selaku orangtua penulis yang selalu memberikan saran, dukungan, dan perhatian setiap waktu.
2. Mba Della, dan Mba Piping selaku keluarga penulis yang selalu memberikan perhatian dan dukungan.
3. Bapak Kukuh Suprayogi ST, MT, dan mas Olip selaku pembimbing Tugas Akhir di PT. Pertamina UTC yang telah memberikan ilmu, saran dan motivasi kepada penulis.
4. Ibu Anik Hilyah ST, MT dan Bapak Dr. Widya Utama DEA. Selaku pembimbing Tugas Akhir di kampus ITS yang telah memberikan motivasi, saran dan ilmu kepada penulis.
5. Bapak Dr. Ari Samodra selaku *Chief of Geology* dan Ibu Mill Sartika Indah selaku koordinator kerja praktek/tugas akhir di PERTAMINA UTC.
6. Mas Olif, Mas Jumanto, Mas Rifky Mbak Maya, Mbak Sasti, Mas Hansen, Mas Leo, Mba Winda, , dan Mas Adhi yang telah membantu penulis selama tugas akhir di UTC.
7. Teman-teman TA: Iqbal, Reza, Chrisdo, Tsara, Danto dan Mba Chandra atas bantuan dan kerjasamanya.
8. Keluarga besar mahasiswa Teknik Geofisika ITS angkatan 2012.
9. Keluarga besar Jurusan Teknik Geofisika Institut Teknologi Sepuluh Nopember .

10. Keluarga besar tim bola basket putra dan putri TERRA dan jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, atas dukungannya.
11. Keluarga besar Society of Petroleum Engineers – SPE ITS SC.
12. Keluarga besar ITS MUN Club, dan delegasi ITS untuk HNMUN 2016.

Saran dan kritik yang bersifat membangun dari pembaca sangat diharapkan untuk perbaikan penulisan selanjutnya.

Jakarta, Maret 2016  
Yosar Fatahillah

## DAFTAR ISI

<b>LEMBAR PENGESAHAN</b>	<b>i</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR</b>	<b>iii</b>
<b>ABSTRAK</b>	<b>v</b>
<b>KATA PENGANTAR</b>	<b>vi</b>
<b>DAFTAR ISI</b>	<b>ix</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b>	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR TABEL</b>	<b>xv</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan	2
1.3 Waktu, Lokasi Penelitian	2
1.4 Batas Penelitian	2
<b>BAB II DASAR TEORI</b>	<b>3</b>
2.1 Gambaran Umum Cekungan Jawa Timur	3
2.2 Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara	7
2.2 Stratigrafi Regional	9
2.4 Evolusi Cekungan	11
2.5 Batuan Induk	12
2.6 Analisa Kematangan Batuan Induk	13
2.7 Jenis Log Sumur	19
2.8 Persamaan Model Log TOC	22
<b>BAB III METODOLOGI</b>	<b>27</b>
4.1 Tahap Pendahuluan	27
4.2 Tahap Penelitian	28
4.3 Tahap Akhir Penelitian	33
<b>BAB V ANALISA HASIL DAN PEMBAHASAN</b>	<b>35</b>
5.1 Aplikasi Log Model TOC – Schmoker & Hester (1983)	35
5.2. Aplikasi Log Model TOC – Passey Sonic (1983)	48
5.3 Aplikasi Log Model TOC – Passey Density (1983)	56
5.4 Aplikasi Log Model TOC – Decker	67
5.5 Aplikasi Model Mallick-Raju (Analisis Kematangan)	81
5.6 Analisa Keseluruhan Hasil Model	82
5.8 Kesimpulan Awal	84
5.9 Penerapan Log Model Pada Sumur AFA-1	85
<b>BAB VII KESIMPULAN &amp; SARAN</b>	<b>89</b>
<b>DAFTAR PUSTAKA</b>	<b>91</b>

***“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”***

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b>	Ilustrasi komponen solid dan fluida pada batuan induk dan non-batuan induk. ( <i>Sumber</i> : Passey, 1990)	22
<b>Gambar 3.1</b>	Skema alur penelitian	26
<b>Gambar 3.2</b>	Alur Pengolahan Data	30
<b>Gambar 3.3</b>	Titik-titik kedalaman penarikan garis baseline	31
<b>Gambar 3.4</b>	Diagram yang digunakan oleh Passey dkk dalam menentukan nilai LOM menggunakan plot TOC Core terhadap DLogR	31
<b>Gambar 3.5</b>	Ilustrasi hasil plotting TOC Core terhadap DlogR. Menunjukkan hasil LOM sebagian besar berada pada kisaran 11-12	31
<b>Gambar 3.6</b>	Contoh perhitungan simpangan deviasi (Kolom berwarna abu-abu bertuliskan “SD”)	34
<b>Gambar 4.1</b>	Nilai data core terhadap kedalaman, (a) Data core didapatkan di batugamping dan, (b) di batuserpih	35
<b>Gambar 4.2</b>	Contoh persebaran data core buruk terhadap model log TOC Schmoker-Hester(1983) pada zona I	37
<b>Gambar 4.3</b>	Perbandingan antara model dengan akurasi baik dan buruk	40
<b>Gambar 4.4</b>	Contoh persebaran data core terhadap model log TOC Schmoker-Hester(1983) pada zona I sumur SH-2	42
<b>Gambar 4.5</b>	Perbandingan antara model dengan akurasi baik dan buruk	43
<b>Gambar 4.6</b>	nilai data core terhadap kedalaman yang cukup berinterval besar beserta banyaknya nilai negatif sepanjang interval.	46
<b>Gambar 4.7</b>	Contoh hasil model Schmoker-Hester dengan akurasi buruk kedalaman 581 meter.	49
<b>Gambar 4.8</b>	nilai data core terhadap kedalaman pada interval 410 hingga 425	51
<b>Gambar 4.9</b>	Nilai data core terhadap kedalaman yang cukup besar beserta banyaknya nilai negatif sepanjang interval	54
<b>Gambar 4.10</b>	nilai data core terhadap kedalaman, (a) Data core didapatkan di batugamping menunjukkan hasil buruk dan, (b) di batuserpih memperlihatkan hasil baik	58

<b>Gambar 4.11</b>	Perbandingan antara model dengan akurasi baik dan buruk. Contoh hasil model Passey-Density	61
<b>Gambar 4.12</b>	Penentuan nilai data core terhadap kedalaman pada 315 menunjukkan hasil yang buruk	63
<b>Gambar 4.13</b>	Nilai data core terhadap model densitas passey	66
<b>Gambar 4.14</b>	Hasil plotting silang data log densitas dan core Ngimbang Klastik	69
<b>Gambar 4.15</b>	Hasil plotting silang log densitas - TOC Core pada batugamping.	70
<b>Gambar 4.16</b>	Nilai data core terhadap kedalaman, (a) Data core Didapatkan di batugamping menunjukkan hasil baik pada litologi batuserpih dan, (b) di batugamping	72
<b>Gambar 4.17</b>	Hasil Korelasi Nilai Data Core terhadap Kedalaman	74
<b>Gambar 4.18</b>	Nilai Data Core pada kedalaman 315 m	76
<b>Gambar 4.19</b>	Nilai Data Core pada kedalaman 424 m	76
<b>Gambar 4.20</b>	Penerapan Model Decker pada Sumur SH-2	78
<b>Gambar 4.21</b>	Hasil perhitungan metode ini pada log model Decker.	79
<b>Gambar 4.22</b>	Korelasi antara nilai TOC Model dan Core.	79
<b>Gambar 4.23</b>	Model Decker tanpa Melibatkan Batubara	82
<b>Gambar 4.24</b>	Hasil plotting silang antara nilai Ro model dan Ro core	82
<b>Gambar 4.25</b>	Model log TOC yang terbentuk pada sumur AFA-1	84

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 4.1</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I. Kolom yang ditandai warna merah merupakan data dengan akurasi yang baik	38
<b>Tabel 4.2</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I. Kolom yang ditandai warna merah merupakan data dengan kecocokan buruk.	41
<b>Tabel 4.3</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I. Kolom yang ditandai warna merah merupakan data dengan akurasi yang baik	43
<b>Tabel 4.4</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona II. Kolom yang ditandai warna merah merupakan data dengan kecocokan buruk.	45
<b>Tabel 4.5</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-3.	47
<b>Tabel 4.6</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-1. Kolom berwarna merah memperlihatkan nilai SD rendah	50
<b>Tabel 4.7</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-2.	52
<b>Tabel 4.8</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-3.	55
<b>Tabel 4.9</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I.	58
<b>Tabel 4.10</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I. Kolom yang ditandai warna merah merupakan data dengan kecocokan buruk.	61
<b>Tabel 4.11</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-2.	63
<b>Tabel 4.12</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-3	66
<b>Tabel 4.13</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I SH-1.	73
<b>Tabel 4.14</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-2	77
<b>Tabel 4.15</b>	Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-3	80
<b>Tabel 4.16</b>	Rincian hasil nilai TOC dan Ro pada zona A	86
<b>Tabel 4.17</b>	Rincian hasil nilai TOC dan Ro pada zona B	87

***“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”***

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang Penelitian

Bahan bakar fosil merupakan sumber pasokan energi dengan persentase penggunaan tertinggi di Indonesia. Konsumsi bahan bakar mineral dan migas di tahun 2015 menunjukkan angka 87% sebagai total keseluruhan sumber energi yang digunakan oleh penduduk dunia. Migas yang sifatnya *non-renewable*, mendorong diadakannya penelitian-penelitian baru untuk menemukan potensi lebih lanjut dari batuan induk sebagai daerah charging reservoir. Salah satu terobosan dari pengembangan studi batuan induk ini adalah konversi batuan induk menjadi sumber reservoir baru dengan menggunakan analisa dan pengolahan data bawah permukaan.

Dalam pengolahannya salah satu data bawah permukaan yang sangat akurat dalam mendeskripsikan profil bawah permukaan sumur adalah menggunakan data well-log. Analisa data well-log merupakan metode yang akurat dan efisien dalam menentukan perlapisan tanah, litologi, beserta sifat-sifat fisisnya. Hal, tersebut dikarenakan tool well-log dapat secara langsung menghasilkan kontak dengan masing-masing perlapisan batuan. Data well-log dapat digunakan sebagai referensi untuk melakukan analisa kualitatif (dari hasil data logging) maupun kuantitatif (hasil perhitungan maupun penurunan rumus dari log). Sifat bacaan log yang akurat ini akan dimanfaatkan sebagai data awal-primer untuk menentukan tingkat kematangan dan kekayaan material organik batuan induk.

Penelitian untuk menentukan potensi batuan induk menggunakan pendekatan data well-log mulai berkembang di tahun 1973 menggunakan model Schmoker. Hingga saat ini, beberapa model lain telah diuji keefektifannya dalam mendeteksi kematangan dan jumlah material organik batuan induk. Meskipun tidak jarang persamaan modelnya bersifat empiris dan hanya efektif pada cekungan-cekungan tertentu. Minimnya penelitian tersebut di atas pada formasi-formasi batuan induk cekungan di Indonesia, melatarbelakangi tugas akhir penelitian ini.

Terdapat beberapa parameter fisis dan kimia batuan yang perlu untuk diketahui dalam melakukan analisa batuan induk. Komponen terpenting dari analisa batuan induk adalah tingkat kematangannya. Adapaun, parameter fisis

yang diteliti dalam penelitian ini adalah besar nilai tingkat kandungan organik karbonnya atau *Total Organic Carbon Content* (%TOC) dan nilai reflektansi Vitrinit (*vitritinite reflectance*). Adapun, sumber informasi sekunder didapatkan dari data batu inti (*coring*) yang disediakan oleh perusahaan sebagai data koreksi dan referensi kualitas hasil.

## 1.2 Tujuan

Tugas akhir ini mempunyai tujuan sebagai berikut :

- Untuk menentukan besar nilai kandungan karbon organik total (%TOC) pada batuan induk
- Menentukan besar nilai vitrinite reflectance ( $R_o$ ) bebatuan pada formasi batuan induk
- Membandingkan beberapa model log untuk menentukan model yang paling cocok untuk diaplikasikan pada formasi dari cekungan daerah penelitian.
- Memenuhi syarat wajib bagi mahasiswa untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik strata satu Teknik Geofisika ITS.

## 1.3 Waktu dan Lokasi Penelitian

Waktu yang digunakan untuk melaksanakan penelitian ini adalah selama 6 bulan. Terhitung sejak tanggal 14 Januari 2016 hingga 18 Juli 2016 berlokasi di gedung Kwarnas, Pertamina *Upstream Technology Center*, Jakarta Pusat dan Laboratorium Petrofisika jurusan Teknik Geofisika ITS. Adapun, daerah fokus penelitian berada di sumur SH-1, SH-2, SH-3, dan AF-4 yang berlokasi di cekungan Jawa Timur Utara (*North East Java Basin*).

## 1.4 Batasan Penelitian

Pada penelitian ini, olah data/ processing data dibatasi hanya pada data well-log sesuai yang disediakan Pertamina UTC. Tujuan penelitian dibatasi hanya pada analisis kematangan batuan induk, dengan menentukan nilai %TOC menggunakan model Passey (1990), Merys-Jenkins (1992), Schmoker-Hester (1983) dan Meyer-Nederloff (1987), serta nilai Vitrinite Reflectance ( $R_o$ ) menggunakan persamaan model log Mallick-Raju dan persamaan regresi. Adapun, data-data sekunder (informasi geologi, seismik dll) kami dapatkan dari perusahaan tanpa ada prosesing data lanjut selama proses penyusunan tugas akhir.

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Gambaran Umum Cekungan Jawa Timur-Utara

Cekungan Jawa Timur Utara terbentuk akibat tumbukan Lempeng Hindia Australia bergerak ke arah utara terhadap lempeng Sunda yang dicirikan oleh anomaly rendah didaerah tumbukan dan anomaly tinggi didaerah pegunungan selatan Jawa. Pertemuan kedua lempeng tersebut yang bersifat tumbukan melibatkan kerak samudera lempeng Hindia dan kerak benua dari lempeng Sunda yang membentuk sistem busur kepulauan [1].

Cekungan Jawa Timur terbagi atas 3 struktur masing-masing dari utara ke selatan adalah: PaparanUtara (Nothern Platform), Tinggian Tengah (Middle High) dan Cekungan Selatan (Southern Basin). Paparan Utara tersusun oleh Busur Bawean (Bawean Arc). Paparan utara tersusun atas back arc basin Sunda Arc System Northern Platform Central High Southern Basin Bawean Arc dan Paparan Madura/Kangean Utara. Tinggian Tengah terdiri dari Tinggian Kujung, Madura, Kangean dan Lombok, sedangkan di Selatan dibagi dalam beberapa Zona yaitu: Zona Rembang, Zona Randublatung dan Zona Kendeng. Di daratan Jawa Timur satuan stratigrafi tertua adalah batuan dasar yang langsung menumpang di atasnya yaitu:

*Formasi Pra-Ngimbang*, umur Eosen Bawah terdiri atas batupasir sisipan serpih, batulanau danbatubara tidak selaras dengan Formasi Ngimbangdiatasnya.

*Formasi Ngimbang*, umur Eosen Tengah ditandai dengan sedimen klastik yang terdiri dariperselingan batupasir, serpih dan atugamping kadang-kadang dijumpai batubara yang menunjukkan lingkungan laut dangkal di atasnya diendapkan Formasi Ngimbang secara tidak selaras.

*Formasi Kujung*, tersusun oleh serpih dengan sisipan batugamping dan tupasir, batugamping bagian bawah merupakan batugamping Kranji, sisipan bagian atasnya serpih dan batugamping klastik disebut juga sebagai batugamping Prupuh. Pada daerah rendahan berkembang serpih Kujung dan pada daerah lebih tinggi berkembang terumbu karbonat danAnggota Prupuh.

*Formasi Tuban* terdiri atas pelapisan batulempung beberapa sisipan batugamping dan serpih terbentuk pada Awal Miosen dan diendapkan pada lingkungan laut dalam.

*Formasi Tawun* tersusun oleh perselingan antara serpih karbonat pasiran dengan batupasir dan batugamping umur Miosen Awal hingga Miosen Tengah lingkungan paparan yangagak dalam.

*Formasi Ngrayong* terdiri atas batupasir, serpih, batulempung, batu lanau dan sisipan batugamping umur Miosen Awal-Miosen Tengah, tersingkap secara luas pada Lembar Rembang, ketebalannya berkisar 950 meter. Formasi Ngrayong terbentuk antara Miosen Tengah – Plistosen, dengan adanya tektonik kompresional ganda yang berulang. Formasi Ngrayong diendapkan di lingkungan transisi, pada lingkungan tertutup, dan sangat dipengaruhi oleh lingkungan darat dan laut. Formasi Ngrayong mempunyai penyebaran yang relatif luas, akan tetapi sangat tergantung pada distribusi porositas dan permeabilitasnya. Litologi Formasi Ngrayong merupakan batupasir halus – sedang, mengandung sejumlah mineral lempung yang hadir juga sebagai serpih, cenderung mempunyai sifat mampu menyimpan fluida dengan baik tetapi juga mempunyai sifat menisakan fluida cukup tinggi.

*Formasi Bulu*, mempunyai penyebaran yang luas di antiklin Rembang Utara tersusun oleh batugamping berwarna putih kadang-kadang berlapis kalkarenit dengan sisipan napal dan batupasir umur Miosen Tengah.

*Formasi Wonocolo* tersusun oleh napal dan lempung tidak berlapis di bagian bawah tersusun oleh batugamping pasiran dengan pengendapan transgresif ketebalan berkisar 500 meter umur Miosen Tengah-Atas pada lingkungan paparan luar.

*Formasi Ledok* mempunyai di antiklin Ledok Cepu tersusun oleh perselingan, antara-batupasir glaukonitik dengan sisipan napal umur Akhir Miosen.

*Formasi Mundu* tersusun oleh napal massif bagian atas formasi ini berubah menjadi batugamping pasiran umur Miosen Akhir Pliosen dengan pengendapan laut dalam ketebalan berkisar 700 meter.

*Formasi Selorejo* Tersusun oleh perselingan antara batugamping napalan hingga batugamping pasiran dianggap sebagai anggota Formasi Mundu tersingkap bagus di Sungai Gadu umur Pliosen Tengah-Akhir.

*Formasi Lidah*, tersusun oleh batulempung hitam dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir umur Plio-Plistosen.

*Formasi Paciran*, tersusun oleh batugamping masif umumnya merupakan batugamping terumbu tersebar di utara Zona Rembang dari wilayah Tuban, Lamongan dan Gresik umur Pliosen hingga Awal Plistosen.

Penelitian struktur telah dilakukan oleh beberapa peneliti seperti Situmorang, B., dkk., (1976). Sesar normal memperlihatkan arah N30°E dan N90°-100°E sedangkan sesar mendatar arah N70°E struktur perlipatan arah barat-timur membentuk Antiklinorium.

## **2.2 Petroleum System Cekungan Jawa Timur-Utara**

Cekungan Jawa Timur merupakan penghasil minyak yang sangat besar dan produktif di Indonesia. Tatahan stratigrafi dan struktur yang menyusunnya menghasilkan *petroleum system* yang sedemikian rupa sehingga sangat potensial dalam pembentukan hidrokarbon

### **2.2.1 Batuan Induk**

Menurut Mudjiono & Pireno (2001), Ngimbang Eosen diyakini memiliki 95% sumber minyak dan gas di dalam cekungan Jawa Timur. *Total Organic Carbon* (%TOC) di setiap interval ini berkisar dari 1-4 pada batu gamping, dan 0.22 – 4 pada batu serpih. Serta, hingga kisaran 7-8 pada batu bara (*Coal*).

Menurut Satyana dan Purwaningsih (2003) pada beberapa analisis batuan sumber di beberapa sumur di Jawa Timur menunjukkan bahwa batuan sumber di beberapa sumur di Jawa Timur menunjukan bahwa batuan sumber minyak dan termogenik gas yang potensial di Jawa Timur berasal dari serpih dan batubata pre-Ngeimbang Paleoen – Eosen, Ngimbang Miosen Tengah, Kujung Oligo – Miosen, Tuban Miosen Awal, dan OK Bawah Miosen Tengah.

#### **a. Formasi Ngimbang Eosen Tengah**

Serpih non-marindari formasi Ngimbang Bawah merupakan batuan sumber yang sudah lama dikenal sebagai penghasil hidrokarbon di cekungan Jawa Timur. Serpih formasi Ngimbang ini memiliki kadar TOC sebesar 1,64% – 5,67%, sedangkan untuk batubara memiliki kisaran antara 0.62% – 0.67%. Sedangkan untuk formasi Ngimbang atas yang umumnya berupa sedimen laut memiliki kandungan TOC yang lebih rendah dengan kata lain, kualitasnya lebih buruk dari formasi Ngimbang Bawah.

#### **b. Formasi Kujung Oligo-Miosen**

Batuan sumber dari formasi Kujung Oligosen Awal memiliki kandungan TOC mencapai 0.12 untuk serpih dan 0.57 untuk batubara (data sumur Rembang-1). Material organik tersebut didominasi oleh lingkungan terestrial dan termasuk pada kerogen tipe III. Batuan sumber formasi Kujung ini tersusun oleh batubara dan serpih karbonatan dari Kujung II dan Kujung III. Meskipun, formasi Kujung umumnya terdendapkan di lingkungan laut tapi

kerogen umumnya berasal dari lingkungan terrestrial dan mengandung biomarker tumbuhan tingkat tinggi. Nilai TOC pada formasi Kujung ini berkisar dari 0.14 – 3.93. Sedangkan untuk Kujung I Miosen awal yang berbeda pada lingkungan yang lebih dalam dan didominasi oleh perlapisan batugamping dengan serpih memiliki kandungan TOC mencapai 1.7%

### c. Formasi Tuban Miosen Awal

Serpih dari formasi Tuban memiliki nilai TOC yang relatif tinggi di daerah cekungan bagian utara dan selatan tepi paparan. Serpih formasi Tuban memiliki kandungan TOC yang cukup untuk dikategorikan sebagai sumber. Di sumur JS 33A-1, mengandung batulempung Tuban dengan kadar TOC mencapai 2,25%. Di sumur Camplong-1, Madura memiliki nilai TOC mencapai 2.45%

Hal ini juga didukung dengan penelitian oleh Phullips et. all., (1991) dan oleh Manur & Barraclough (1994, area Bawean). Dimana kedua penelitian menyimpulkan bahwa Ngimbang Eosen merupakan sumber minyak dan gas utama dalam wilayah ini. Hasil pemodelan cekungan menindikasikan bahwa fasies lakustrin dan alucvial dalam Ngimbang bawah nampaknya menjadi sumber minyak dan gas di area cekungan Jawa Timur, tanpa mengurangi posibilitas adanya kontribusi dari kerogen marin pada Ngimbang atas.

Sejarah pembentukan minyak yang panjang dan keunggulan kerogen tipe I dan tipe II dalam Ngimbang bawah menjadi pertanda yang baik untuk akumulasi minyak di atas struktur awal yang dihubungkan oleh sesar atau lapisan pembawa (*carrier beds*) dengan sumber dalam cekungan. Perangkap-perangkap yang terbentuk di akhir dan perangkap yang terhubung dengan area penghasil gas saat ini bisa jadi lebih cenderung mengumpulkan gas (Mudjiono & Pireno)

### **2.2.2 Batuan Reservoir**

Pada cekungan Jawa Timur Utara terdapat beberapa target reservoir yang terbentuk pada formasi-formasi berbeda, antara lain:

1. Batupasir formasi Ngrayong Miosen tengah. Batu pasir ini merupakan target utama eksplorasi minyak dan gas di area cekungan Jawa Timur. Pada singkapannya, batupasir Ngrayong menampilkan sifat-sfat yang sangat baik dengan nilai porositas diatas 35% dan permeabilitas mencapai milidarcy 10 (Mudjiono & Pireno, 2001).
2. Terumbu Kujung dalam kumpulan buid up karbonat yang membujur dari timur-barat di sepanjang sayap selatan Platform. Meskipun dicirikan sebagai Kujung I, biasanya area ini mengembangkan build up karbonat masif yang meluas di sepanjang penampang Kujung yang sama. Unit-unit kujung I, II, dan III yang berkembang di atas puncak

basement high sebagai platform karbonat dengan semacam terumbu kujung yang terisolasi. Pada sayap-sayap area ini, target eksplorasi termasuk Klastik Ngimbang basal ditambah karbonat tepian paparan berenergi tinggi dari formasi Ngimbang atas dan Kujung

3. Lapisan kelompok karbonat Ngimbang atas, kecuali area-area puncak dimana kemungkinan terjadi nondeposisi atau erosi. Selain itu, perlapisan target reservoir juga ditemukan pada klastik Ngimbang bawah yang berkembang di sayap platform.

### **2.2.3 Batuan Tudung (Cap Rock)**

Serpil intraformasional baik di dalam formasi Ngrayong, Kuhung maupun Ngimbang menyediakan pelindung lokal untuk berbagai tujuan di dalam unit-unit ini. Shale dalam formasi Tuban memberikan sebuah pelindung regional yang luas untuk perangkap sesar dan tutupan dip Kujung.

### **2.2.4 Perangkap**

Banyak tipe perangkap yang ada pada cekungan Jawa Timur Utara. Batas sebelah utara dan barat laut cekungan Jawa Timur Utara telah mengalami beberapa tahap pembentukan sesar dan inversi, dan penutupan *upthrown* dan *downthrown* yang terjadi berkaitan dengan sesar utama dan minor dalam area kompleks secara struktural ini. Diantaranya adalah sayap *platform* Madura Utara juga memiliki potensi untuk perangkap-perangkap stratigrafis yang dibentuk oleh onlap klastik basal dalam Ngimbang. Shale dalam formasi Tuban memberikan sebuah pelindung yang luas secara regional untuk perangkap sesar Kujung dan *dip closure*. Shale intraformasional di dalam formasi Kujung dan Ngimbang memberikan seal lokal dalam unit-unit ini.

### **2.2.5 Sistem Migrasi**

Migrasi lateral hidrokarbon ke dalam area cekungan Jawa Timur Utara mengikuti proses ekspulsi dari batuan sumber dimana di atasnya terletak sesar maupun lapisan pembawa. Proses ekspulsi ini bermula pada Oligosen awal hingga Miosen Awal, dan terus berlangsung hingga saat ini, baik dari formasi Ngimbang maupun Kujung.

Sehingga, seiring berjalannya waktu memungkinkan terakumulasinya hidrokarbon pada formasi Ngrayong yang baru terbentuk pada Miosen Tengah. Hidrokarbon yang tampak di dalam *basement fracture* dan klastik Ngimbang atas dan karbonat Kujung juga memberikan sebuah mekanisme untuk migrasi ke atas dip slope. Zona-zona berpori (*porous*) di dalam Ngimbang atas dan karbonat kujung juga memberikan jalur migrasi yang potensial.

Sesar-sesar secara efektif menghubungkan reservoir-reservoir Kujung dan Ngrayong dengan batuan sumber yang lebih dalam di area sayap cekungan, dan zona sesar di utara dan barat mungkin menjadi sumber akumulasi dalam platform yang berada di dekatnya. Sesar-sesar juga mungkin penting dalam menyalurkan hidrokarbon dari batuan sumber menuju lapisan pembawa, yang kemudian mengangkut minyak dan gas ke atas menuju perangkap-perangkap.

Berikut merupakan ringkasan unsur *petroleum system* beserta waktu pembentukan setiap unsur tersebut di dalam cekungan Jawa Timur Utara Gambar 2.10. Dari *chart* tersebut dapat diketahui bahwa terdapat kemungkinan akumulasi hidrokarbon pada reservoir formasi Ngrayong, karena seluruh unsure petroleum system memiliki waktu serasi yang memungkinkan hidrokarbon terakumulasi di perangkapnya.

Secara umum, cekungan Jawa Timur Utara merupakan cekungan yang berpotensi menghasilkan minyak dan gas bumi bila dilihat dari aspek stratigrafi dan tektoniknya, dimana jenis batuan yang diendapkan mencakup fasies fluvial hingga marin. Sehingga kemungkinan litologi yang akan terlihat berupa sedimen-sedimen ukuran halus dari lingkungan pengendapan fluvial dan lakustrin yang berpotensi sebagai batuan sumber hidrokarbon, dan juga terdapat kemungkinan diendapkan batuan sedimen berukuran pasir dari lingkungan pengendapan delta, maupun laut dangkal yang dapat berguna sebagai batuan pengandung hidrokarbon.

Sejarah tektoniknya dari cekungan Jawa Timur Utara turut mendukung terakumulasinya hidrokarbon pada daerah ini, dimana terbentuk basin yang cukup besar karena pengaruh rifting yang pada awalnya dipengaruhi tektonik pada zaman Kapur hingga terbentuknya cekungan pada Eosen. Dimana pada masa ini, terjadi fase kompresi yang menimbulkan perangkap-perangkap hidrokarbon, baik struktural maupun stratigrafis.

Formasi Ngrayong yang kemungkinan merupakan satu sedimen hasil pengendapan pada lingkungan delta hingga laut dangkal, memiliki komposisi salah satunya adalah batu pasir yang memiliki kandungan kuarsa melimpah. Hal ini mencerminkan asal sedimen yang berasal dari suatu lempeng benua dan akan menjadikan sedimen tersebut berpotensi sebagai batuan pengandung hidrokarbon yang sangat baik. Batuan yang kemungkinan menjadi sumber sedimen formasi Ngrayong berasal dari bagian utara daerah penelitian, dengan keterdapatannya pegunungan Schwaner. Sehingga, secara umum arah pengendapan formasi ini kemungkinan berasal dari arah utara.

### **2.3 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara**

Stratigrafi cekungan Jawa Timur Utara dapat dibagi menjadi 5 siklus, yaitu siklus Ngimbang, Siklus Kujung, Siklus Tuban & Ngrayong, Siklus Wonocolo, dan batuan sedimen berumur Miosen Akhir – Resen. Berikut ini merupakan penjelasan lebih lanjut mengenai stratigrafi di Cekungan Jawa Timur Utara (Mudjiono dan Pireno, 2001):

### **2.3.1 Siklus Ngimbang**

Siklus Ngimbang ini didominasi oleh formasi Ngimbang. Formasi Ngimbang terbentuk di dalam graben dimana formasi ini berumur Eosen Tengah- Eosen Akhir hingga Oligosen Awal. Bagian bawah formasi Ngimbang terseusun oleh perselingan batupasir kuarsa dengan serpih karbonatan berwarna abu-abu hingga coklat dengan sedikit sisipan batubara. Formasi ini diendapkan pada lingkungan air payau hingga lakustrin.

Lingkungan lakustrin sangat dimungkinkan terbentuk selama Eosen Tengah di bagian graben dimana batuan ini berpotensi menjadi batuan induk hidrokarbon di cekungan Jawa Timur. Pelenturan cekungan terjadi selama Eosen Akhir dan membentuk batuan sedimen yang terbentuk di laut yang mendominasi bagian atas formasi Ngimbang. Bagian atas Formasi Ngimbang ini onlap dengan sayap bagian selatan *North Madura Platform*. Batuan karbonat juga berkembang di tepi utara laut madura.

### **2.3.2 Siklus Kujung**

Siklus kujung tersusun oleh Formasi Kujung dan Formasi Prupuh yang diawali tektonik kompresi yang menyebabkan terjadinya pengendapan fase regresi terjadi pada Oligosen Tengah. Formasi Kujung dapat dibagi menjadi 3 unit, yaitu Unit I, Unit II, dan Unit III (Ardhana, 1993 dalam Mudjiono dan Pireno, 2011) seperti pada [gambar II.2](#). Kujung unit III tersusun oleh batuan klastik yang terbentuk selama fase regresi dengan ketebalan dari beberapa puluh feet dan semakin menebal ke arah *North Madura Platform*. Kujung Unit II merefleksikan fase transgresi.

Fase ini menghasilkan endapan batuan karbonat lau dangkal dan serpih karbonatan. Pertumbuhan *carbonate build up* terbentuk pada daerah tinggian yang stabil. Pengendapan unit ini dipengaruhi kehadiran struktur geologi berarah Timur Laut – Barat Daya. Kujung unit I berupa batuan karbonat dengan tebal mencapai 1300 feet dengan sedikit sisipan serpih. *carbonate build up* terbentuk sejajar dengan *fringing reef* dan *isolated patch reef* pada *stable platform*. *Shelf edge reef* tumbuh dan berkembang dengan arah Timur-Barat sejajar dengan Pantai Utara Jawa dan Madura yang sekarang.

### **2.3.3 Siklus Tuban dan Ngrayong**

Siklus Tuban dan Ngrayong disusun oleh formasi Tyban dan Formasi Ngrayong. Formasi Tuban ini berumur Miosen awal dan disusun oleh batuan klastik. Formasi Tuban tersusun oleh serpih karbonatan dengan ketebalan yang berkisar antara 1500-1800 feet yang diendapkan pada laut dalam dengan sisipan berupa perselingan batupasir dengan napal (lihat gambar 2.2). Siklus ini diakhiri oleh *reefal limestone* dari anggota Rancak yang terakumulasi pada bagian tinggian yang kadang menutupi langsung Kujung unit I. Formasi Ngrayong yang berumur Miosen Tengah dan tersusun oleh batupasir kuarsa yang menutupi serpih dan batugamping Formasi Tuban (lihat gambar 2.2). Batupasir ini merupakan batuan reservoir yang cukup penting di daratan dan di palung Muriah sepanjang tepi bagian barat dari lepas pantai cekungan Jawa Timur.

### **2.3.4 Siklus Wonocolo**

Siklus Wonocolo disusun oleh formasi Wonocolo berumur Miosen Tengah hingga Miosen Akhir yang tersusun serpih dan napal dengan sisipan tipis pasir di daerah lepas pantai (lihat Gambar II.2). Batua ini tersingkap pada miosen akhir dan terkoreh oleh sejumlah *channel*, dimana di antaranya memotong batuan karbonat.

### **2.3.5 Batuan Sedimen berumur Miosen Akhir – Resen**

Batuan sedimen berumur Miosen Akhir – Resen diawali dengan pengendapan pada fase transgresi yaitu berupa napal dan batupasir hasil pengerjaan kembali, batugamping globigerinoid dan *reefal limestone*, serta batupasir vulkaniklastik yang berasal dari busur gunungapi pada akhir pliosen.

## **2.4 Evolusi Cekungan**

Secara tektonostratigrafi, perkembangan evolusi cekungan Jawa Timur dapat dibagi kedalam 3 fase yang berurutan dari tua ke muda adalah sebagai berikut:

Fase *rifting* terjadi selama waktu Eosen sampai Oligosen Tengah, dimana formasi Ngimbang diendapkan ke dalam cekungan *rift* yang berbentuk *half graben*. Bagian bawah dari formasi Ngimbang terdiri dari seri klastik dan secara bertahap berubah menjadi larut (*marine*) dengan adanya batuan karbonat yang mencerminkan proses transgresi menuju ke atas.

Fase *sagging* (Akhir Oligosen sampai Awal Miosen), sedimentasi batuan karbonat sangat dominan. Situasi tersebut mencerminkan kondisi tektonik yang relatif stabil. 3 siklus pengendapan karbonat terjadi selama periode waktu ini. Batuan karbonat dan sisipan batunapal (marl) pada periode waktu ini dikenal sebagai Formasi Kujung dan Tawun.

Fase kompresional (inversi) dimulai pada Miosen Tengah yang ditandai dengan pengendapan seri klastik Formasi Ngrayong pada sistem laut dangkal sampai delta. Tektonik kompresional juga mengaktifkan kembali *structural grain* arah Timur-Barat dan Timur Laut-Barat Daya menjadi sesar naik (reverse fault) dan sesar mendatar (strike-slip fault). Selama waktu inversi, formasi Kawengan dan Lidah diendapkan dalam kondisi lingkungan laut. Puncak dari inversi terjadi selama waktu Plio-Pleistosen pada saat formasi Lida diendapkan.

## 2.5 Batuan Induk

Menurut Hunt (1996) batuan induk dalam terminologi geologi adalah batuan induk minyak dan gas bumi, dari segala jenis batuan yang memiliki kemampuan untuk menghasilkan dan mengeluarkan hidrokarbon dalam jumlah yang cukup untuk membentuk suatu akumulasi minyak dan gas bumi. Batuan induk (*batuan induk*) merupakan batuan yang mempunyai banyak kandungan material organik. Batuan ini biasanya batuan berbutir halus sehingga mampu mengawetkan kandungan material organik di dalamnya, seperti batu lempung dan batu serpih atau batuan yang punya banyak kandungan material organik seperti batu gamping atau batubara.

Material organik yang terdapat di dalam batuan mengandung 90% kerogen dan 10% bitumen (Hunt, 1976). Kerogen adalah kompleks molekul organik yang mengalami polimerisasi tinggi, terdapat batuan sedimen yang tidak larut dalam pelarut organik biasa. Tidak larutnya kerogen karena molekulnya berukuran besar. Kerogen merupakan sumber dari sebagian minyak bumi dan gas, terdiri dari partikel yang berbeda-beda yang disebut maseral. Maseral adalah mineral organik, hubungannya terhadap kerogen menyerupai hubungan mineral terhadap batuan. Sedangkan bitumen atau extractable organic matter (EOM) adalah material organik yang larut dalam pelarut organik biasa.

Menurut Hunt, batuan induk dapat dikelompokkan kedalam 2 buah kelompok yaitu batuan induk potensial dan batuan induk efektif.

Batuan induk potensial adalah batuan induk yang belum matang (*immature*) untuk menghasilkan minyak dan gas bumi (*petroleum*) pada tatanan alamnya. Namun, akan menghasilkan dalam jumlah yang signifikan ketika dipanaskan di laboratorium atau selama penguburan.

Batuan induk efektif adalah batuan induk yang telah menghasilkan dan mengeluarkan minyak dan gas bumi ke reservoir. Dengan kata lain, batuan dapat disebut sebagai batuan induk efektif apabila dapat men-generasikan/memproduksi minyak dan gas bumi. Dan disebut sebagai batuan tidak efektif apabila sebaliknya tidak mampu memproduksi minyak atau gas bumi akibat

proses tertentu, misalkan karena pengangkatan yang disertai erosi dan pendinginan.

## 2.6 Analisa Potensi Batuan Induk

Kemampuan suatu batuan induk untuk menghasilkan minyak dan gas bumi tergantung pada tiga buah parameter, yaitu kuantitas kandungan karbon organik atau biasa disebut sebagai *Total Organic Content* (%TOC), kualitas (tinggi atau rendahnya kadar index hidrogen, serta tingkat kematangan kerogennya (*immature, mature, atau postmature*)).

Adapun, dalam penelitian ini, dilakukan pemodelan persebaran nilai %TOC sebagai indikasi kuantitas material organik pada sumur terhadap kedalaman sumur. Selain itu dilakukan juga penelitian tingkat kematangan batuan induk berdasarkan besar nilai Vitritin Reflectance untuk menentukan kematangan batuan induk.

### 2.6.1 Kuantitas Total Material Organik

Kuantitas material organik biasanya dinyatakan dengan terminologi *total organic carbon* (TOC). Efisiensi keseluruhan dari konversi karbon organik dalam batuan induk menjadi karbon dalam akumulasi minyak dan gas bumi komersial adalah rendah, umumnya kurang dari 15 wt% (Hunt, 1996). TOC diukur dalam satuan persen pada batuan dengan kondisi kering. Karena densitas material organik sekitar setengah dari lempung dan karbonat, maka persen volume material organik adalah dua kali persentase TOC (Waples, 1985).

Waples membuat skala standar untuk interpretasi batuan induk berdasarkan nilai TOC (Tabel 3.1). Batuan yang memiliki nilai TOC kurang dari 0.5% dikelompokkan sebagai sumber potensial hidrokarbon yang buruk, atau tidak berpotensi. Jumlah hidrokarbon yang terbentuk akan sedikit dan jarang terjadi pelepasan (*expulsion*). Batuan induk dengan nilai TOC 0.5% hingga 1,0% dianggap berpotensi kecil. Batuan tidak berfungsi sebagai batuan induk efektif. Namun, dapat berpotensi untuk melepaskan sejumlah kecil hidrokarbon.

Batuan dengan nilai TOC lebih dari 1.0% memiliki potensial yang besar. Batuan dengan nilai TOC 1% hingga 2% biasanya berasosiasi dengan lingkungan pengendapan dengan kondisi antara oksidatif dan reduktif, dimana preservasi material organik kaya lipid terjadi. Nilai TOC di atas 2% sering menunjukkan lingkungan reduktif dengan potensial sumber yang baik.

Kuantitas TOC erat kaitannya dengan ukuran partikel sedimen. Sampel batuan dari Viking *Shale*, Alberta, Kanada dianalisis kandungan TOC (Hunt, 1996). Pada sedimen ukuran lempung mencapai 5.32% dan sedimen ukuran lanau mencapai 1.47%. Tingginya nilai TOC dalam sedimen adalah karena

preservasinya, bukan karena produktivitas organiknya. Preservasi terendah berada pada daerah pesisir yang memiliki energi tinggi, menyebabkan tingginya kandungan oksigen yang intensif mendegradasi, baik kimiawi maupun biologis TOC. Jadi, dapat disimpulkan bahwa TOC tinggi terdapat pada sedimen berukuran halus dan TOC rendah pada sedimen kasar. Identifikasi batuan induk potensial dari segi kuantitas juga ditentukan menggunakan parameter data pirolisis, menggunakan nilai S1 dan S2 (Sarjono dan Sarjito, 1992) seperti yang ditunjukkan pada tabel 3.2

### **2.6.2    *Kematangan Material Organik***

Kematangan batuan induk dikontrol oleh suhu dan waktu. Pengaruh suhu yang tinggi dalam waktu yang singkat atau suhu yang rendah dalam waktu yang lama hingga menyebabkan adanya transformasi kerogen minyak bumi. Bentuk jenis fluida yang dihasilkan bervariasi tergantung pada tingkat kematangan panas batuan induk, semakin tinggi tingkat kematangan panas batuan batuan induk maka akan terbentuk minyak bumi jenis berat, minyak bumi ringan, kondensat, dan pada suhu tertinggi akan menghasilkan gas bumi.

Dari suhu dan kedalaman sumur, umur batuan juga berperan dalam proses pembentukan minyak bumi. Umur suatu atuan erat hubungannya dengan lama berlangsungnya proses pemanasan, serta jumlah panas yang diterima batuan induk, sehingga batuan induk yang terletak pada kedalaman yang dangkal, padaa kondisi temperatur yang rendah dapat mencapai suhu pembentukan minyak bumi dalam suatu skala waktu tertentu.

Temperatur pembentukan minyak bumi sangat bervariasi. Dijelaskan bawa batuan yang berusia lebih muda relatif memerlukan temperatur yang lebih tinggi dalam pembentukan minyak bumi. Adapun, batuan yang berusia lebih muda relatif memerlukan temperatur yang relatif lebih tinggi dan batuan induk yang terletak pada kedalaman yang relatif dangkal dapat mencapai suhu pembentukan minyak bumi dalam skala waktu yang relatif lebih lama (Bissada, 1986).

Menurut Bissada (1974); Barker (1979), *oil window* terjadi pada temperatur 150 derajat Fahrenheit, dan *gas window* terjadi pada temperatur 300 derajat Fahrenheit. Adapun, perubahan suhu zat organik sendiri akan dimulai pada kondisi temperatur 100 derajat Fahrenheit. Perubahan temperatur yang terjadi dapat menyebabkan terjadinya proses metamorfosa yang sangat berpengaruh pada kondisi zat organik yang terkandung dalam sedimen.

Bissada (1986) mengelompokan lima tahapan zonasi pematangan minyak bumi berdasarkan nilai pantulan partikel vitrinitnya/ *vitrinite reflectance* (Ro) dan fluida hasilnya, sebagai berikut:

- *Zona I: Pembentukan Metana – Range Ro: 0.33*

Dimana gas kering dapat terbentuk sebagai akibat aktivitas bakteri, tidak ada minyak yang dapat dideteksi kecuali minyak bumi tersebut merupakan zat pengotor atau hasil suatu migrasi.

- *Zona II: Pembentukan Termokimia Awal - Range Ro: 0.3-0.69*

Merupakan awal pembentukan minyak bumi. Hasil utama yang terbentuk pada zona ini adalah gas kering, gas basah, dan sedikit kondensat. Adanya penambahan konsentrasi minyak akan menyebabkan minyak bumi terus mengalami pengenceran, tetapi belum dapat terbebaskan dari batuan induknya. Begitu titik kritis kemampuan menyimpan terlampaui, proses perlepasan minyak bumi sebagai senyawa yang telah matang dimulai.

- *Zona III: Pembentukan Minyak Bumi – Range Ro: 0.7-1.99*

Merupakan zona puncak pembentukan dan pelepasan minyak bumi dari batuan induk. Bentuk utama yang dihasilkan berupa gas dan minyak bumi. Dengan bertambahnya tingkat pematangan maka minyak dan berjenis ringan akan terbentuk.

- *Zona IV: Pembentukan Minyak Bumi – Range Ro: 0.7-1.99*

Merupakan zona peningkatan pembentukan kondensat gas basah dan gas kering.

- *Zona V: Pembentukan Gas Kering (Dry Gas) – Range Ro: >2*

Dicirikan dengan suhu tinggi sehingga zat organik akan terurai menjadi gas kering (metana) sebagai akibat karbonisasi. Perubahan yang terjadi sebagai akibat penambahan panas dan lamanya pemanasan pada kerogen atau batubara dapat bersifat kimia dan fisika, seperti diuraikan oleh Bissada (1980) sebagai berikut:

- Daya pantul cahanya dari partikel vitrinit akan meningkat secara eksponensial.
- Warna kerogen akan berubah menjadi lebih gelap.
- Adanya peningkatan mutu batubara, dengan kandungan volatile akan berkurang.
- Sifat kimia kerogen akan berubah, kandungan oksigen dan hidrokarbon akan berkurang sehingga perbandingan dari atom oksigen/karbon dan hydrogen/karbon akan menurun dan akhirnya hanya akan membentuk karbon murni (grafit).

### **2.6.3 Analisa Pantulan Vitrinit/ Vitrinite Reflectance (Ro)**

Kerogen yang telah matang akan membawa perubahan pada vitrinit dan hal ini akan diiringi dengan kemampuan partikel tersebut untuk memantulkan cahaya yang jatuh padanya. Tingkat kematangan yang teramati dari nilai pantulan vitrinit akan bertambah secara teratur dengan bertambahnya kedalaman.

Besarnya pantulan vitrinit merupakan petunjuk langsung untuk tingkat kematangan zat organik, terutama humus yang cenderung membentuk gas dan merupakan petunjuk tidak langsung untuk sapronel kerogen yang memiliki potensial membentuk minyak (Cooper, 1977). Kemampuan daya pantul ini merupakan fungsi temperatur. Dimana, dengan perubahan waktu pemanasan dan temperatur akan menyebabkan warna vitrinit berubah di bawah sinar pantul.

Peters & Cassa (1994) mengelompokan fase atau tingkatan kematangan minyak berdasarkan nilai pantulan vitrinitnya sebagai berikut:

**Tabel 3.1.** Data kematangan menurut (*Sumber:* Peters & Cassa, 1994)

<b>Ro (%)</b>	<b>Stage of Thermal Maturity for Oil</b>
0,2 – 0,6	Immature
0,6 – 0,65	Early Mature
0,65 – 0,9	Peak Mature
0,9 – 1,35	Late Mature
>1,35	Post Mature

## 2.7 Jenis Data Sumur

### 2.7.1 Log Gamma-Ray

Gamma Ray Log merupakan log yang mengukur besar nilai radioaktivitas alami yang dihasilkan oleh bahan radioaktif yang terkandung dalam formasi batuan. Diukur dalam satuan derajat API (American Petroleum Institute). Radioaktivitas GR log berasal dari 3 unsur radioaktif yang terdapat dalam batuan yaitu Uranium (U), Kalium/Potassium (K), Thorium (Th) yang secara kontinyu memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi (Fickry, 2003).

Gamma Ray Log utamanya digunakan untuk membedakan formasi batuan pasir (Sand) dan batuan lempung (Shale) dalam suatu lingkungan siliklastik. Hal ini terjadi dikarenakan batuan pasir terdiri dari mineral kuarsa yang bersifat non-radioaktif, dimana batuan lempung mengandung nilai radioaktif alami yang tinggi karena kandungan isotop kalium (potassium) dan kandungan uranium serta thorium.

Energi Sinar Gamma-Ray yang terpancar oleh sinar Gamma cukup kuat untuk menembus dinding semen dan casing meskipun terjadi peredaman. Secara khusus Gamma Ray Log berguna untuk identifikasi lapisan permeabel disaat SP

Log tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ( $R_{mf} = R_w$ ), atau ketika SP tidak dapat merekam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (oil base mud).

### **2.7.2 Log Resistivitas**

Resistivity log mengukur nilai resistivitas/ tahanan jenis batuan dan karakteristiknya dalam menahan aliran arus listrik. Sehingga, pada pengaplikasiannya resistivity log digunakan untuk mendapatkan besar nilai fluida serta nilai salinitas dari formasi batuan. Kegunaan utama dari Resistivity Log adalah menentukan keberadaan serta jenis fluida yang terkandung dalam suatu formasi. Nilai Resistivity rendah mencerminkan adanya keberadaan fluida air dengan salinitas tinggi. Adapun keberadaan hidrokarbon pada formasi didapatkan dengan nilai Resistivitas tinggi. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm Meter, dan biasanya dibuat dalam skala logarithmic dengan nilai antara 0.2 sampai dengan 2000 Ohm Meter.

### **2.7.3 Log Neutron**

Kerja dari Log Neutron adalah dengan menghancurkan formasi dengan memanfaatkan neutron epithermal. Neutron Log direncanakan untuk menentukan porositas total batuan tanpa melihat atau memandang apakah pori-pori diisi oleh hidrokarbon maupun air formasi. Neutron terdapat didalam inti elemen, kecuali hidrokarbon. Neutron merupakan partikel netral yang mempunyai massa sama dengan atom hidrogen

Karena minyak dan air mempunyai jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama, neutron akan memberikan tanggapan porositas fluida dalam formasi bersih. Akan tetapi neutron tidak dapat membedakan antara atom hidrogen bebas dengan atom-atom hidrogen yang secara kimia terikat pada mineral batuan, sehingga tanggapan neutron pada formasi lempung yang banyak mengandung atom-atom hidrogen di dalam susunan molekulnya seolah-olah mempunyai porositas yang lebih tinggi.

### **2.7.4 Log Densitas**

Log Densitas digunakan mengukur densitas bulk sebuah formasi batuan dengan cara menghancurkannya dengan suatu sumber radioaktif dan mengukur hasil perhitungan sinar gamma. Prinsip kerja density log adalah dengan cara memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan

pada dinding lubang bor. Bulk Densitas nantinya digunakan untuk mendapatkan nilai porositas.

Log Densitas juga digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air, digunakan bersama-sama dengan neutron log, juga menentukan densitas hidrokarbon dan membantu di dalam lapisan shaly. Prinsip Log Densitas adalah dengan memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor. Pada saat sinar gamma menembus batuan, sinar tersebut akan bertabrakan dengan elektron pada batuan tersebut yang mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan energi dan sebagian akan dipantulkan kembali, yang kemudian akan ditangkap oleh detektor yang akan diletakkan di atas sumber radiasi. Penggabungan neutron porosity dan density porosity log sangat bermanfaat untuk mendeteksi zona gas dalam reservoir. Zona gas ditunjukkan dengan 'cross-over' antara neutron dan density.

### **2.7.5 Log Sonik**

Log Sonik adalah log yang menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan ke dalam formasi. Waktu yang diperlukan oleh gelombang untuk sampai ke receiver disebut 'interval transit time'. Besar atau kecilnya interval transit time yang melalui suatu formasi tergantung dari jenis batuan dan besarnya porositas batuan serta isi kandungan dalam batuan (Harsono, 1997).

Kecepatan gelombang melalui formasi batuan tergantung pada matriks batuan serta distribusi porositasnya. Alat yang digunakan yaitu BHC (Borehole Compensated Sonic Tool) yaitu alat yang menggunakan rangkaian pasangan pemancar-penerima rupa sehingga pengaruh dari lubang bor dapat dikesilkan. Prinsip kerja dari alat ini yaitu pada formasi homogen, gelombang yang dipancarkan dari pemancar akan menyebar dengan cepat melalui lumpur, tergantung dari pada sudut pancarnya. Sebagian gelombang akan dibelokkan atau dipantulkan, sebagian lagi akan menyebar sebagai gelombang mampat sebagian lagi akan merambat sebagai gelombang sekunder sepanjang dinding sumur. Objektif dari alat sonik adalah untuk mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu.

## **2.8 Persamaan Model %TOC**

Persebaran nilai kandungan karbon organik (%TOC) batuan induk dari suatu formasi telah dianalisa oleh beberapa peneliti. Salah satu pendekatan yang dilakukan adalah dengan menggunakan pendekatan matematis. Pendekatan matematis tersebut didapatkan dengan cara melakukan analisa net *Total Organic Content* atau konten organik total dalam satuan persen (TOC%). Adapun besar

besar nilai TOC% didapatkan dari data sumur beserta kaitannya terhadap kematangan batuan induk.

Data log sumur yang digunakan dalam analisa penentuan kematangan batuan induk ini adalah sebagai berikut:

- *Gamma ray log*: keberadaan material organik pada sumur, berasosiasi dengan nilai kandungan uraniumnya, sehingga akan meningkatkan nilai log gamma ray. (Schmocher, 1979)
- *Resistivity log*: ketika lapisan batuan induk/ batuan induk matang, maka fluida migas akan dapat ditemukan pada patahan-patahan/ fraktura dan void/ ruang pori-pori yang dapat terisi atau kosong. Maka, besar resistivitas batuan induk akan meningkat secara signifikan dengan faktor 10 atau lebih (Meyer dan Nederloff 1984).
- *Density log*: Bebatuan shale yang bukan merupakan batuan induk memiliki matriks densitas rerata 2.67 hingga 2.72 g/cm<sup>3</sup>. Keberadaan material organik akan mengurangi densitas batuan. Pada kasus batuan gamping / limestone karbonat seperti yang telah terbukti dalam testing sumur, densitas batuan mengalami peningkatan secara signifikan. (Passey et al, 1990)
- *Neutron log*: menghitung indeks hidrogen. Sehingga peningkatan nilai neutron log akan merefleksikan keberadaan batuan induk yang telah matang
- *Sonic log*: dalam kondisi kompaksi dan litologi yang sama. Peningkatan nilai sonik travel time ( $\Delta t$ ) terjadi di bebatuan yang tidak matang. Dan relatif peningkatan terjadi pada batuan batuan induk yang telah matang

Adapun formulasi dari perhitungan besar nilai TOC% didapatkan dari beberapa persamaan terkenal. Dalam penyusunan tugas akhir ini kami menggunakan 5 buah persamaan sebagai berikut

**2.8.1 Schmoker and Hester (1983) model**

Metode penentuan kandungan organik dari formasi menggunakan log densitas pertama kali diperkenalkan oleh Schmoker (1979) dan Schmoker-Hester (1983), pada kasus studi Formasi Devonian-Mississippian di cekungan Appalachian dan Williston. Teknik ini menawarkan metode praktis sebagai alternatif penentuan menggunakan prosedur laboratorium menggunakan data core ataupun *cutting*.

$$TOC(wt. \%) = \left( \frac{154.497}{\rho} \right) - 57.261 \dots\dots\dots(1)$$

Metode ini memiliki beberapa keuntungan yakni:

- a. Log densitas memberikan pengukuran yang kontinu di sepanjang sumur bor. Sehingga kesalahan dan ketidakpastian pada batuan core pada percobaan laboratorium.
- b. Ketersediaan data log densitas lebih banyak tersedia dibandingkan dengan data cutting.
- c. Pengerjaan menggunakan log densitas lebih sederhana dan mudah, serta lebih hemat dibandingkan prosedur laboratorium.

Ide utama dari metode ini adalah dengan membagi komponen batuan kedalam 4 buah bagian yakni komponen matriks batuan, fluida pori terhubung (*interstitial*), pirit, dan komponen kandungan organik. Dengan demikian densitas bulk dari suatu batuan pada formasi adalah sangat terkait dengan densitas dan volume fractional pada komponen-komponen tersebut. Relasi antar komponen ini dapat dinyatakan secara matematis sebagai berikut:

$$\rho = \Phi_o \rho_o + \Phi_p \rho_p + \Phi_i \rho_i + (1 - \Phi_o - \Phi_p - \Phi_i) \rho_m \dots\dots\dots (2)$$

dengan,  $\rho$  adalah Densitas bulk (gr/cm<sup>3</sup>),  $\rho_o$  adalah Densitas material organik (gr/cm<sup>3</sup>),  $\rho_p$  adalah Densitas mineral pirit (gr/cm<sup>3</sup>),  $\rho_i$  adalah Densitas fluida pada pori (gr/cm<sup>3</sup>),  $\rho_m$  adalah Densitas matriks (gr/cm<sup>3</sup>),  $\Phi_o$  adalah Volume material organik pada satu bidang volume (cm<sup>3</sup>),  $\Phi_p$  adalah Volume pirit pada satu bidang volume (cm<sup>3</sup>),  $\Phi_i$  Volume fluida pada pori (cm<sup>3</sup>)

Densitas material organik (*organic matter*) rerata berkisar 1.0 g/cm<sup>3</sup>. Adapun nilai mineral pada matrix pada batuan serpih berkisar di 2.7 g/cm<sup>3</sup> (Smith dan Young, 1964). Dengan demikian, variasi kandungan organik juga akan berefek pada besar variasi nilai densitas bulk.

Adapun untuk mengkalkulasikan nilai TOC, persamaan (1) harus direduksi menjadi suatu bentuk persamaan yang dapat menghubungkan keduanya. Schmoker dan Hester (1983) menghasilkan suatu persamaan umum pada suatu persamaan turunan untuk menghitung besar nilai TOC(%wt.) dari densitas formasi sebagai berikut:

$$TOC(wt. \%) = \frac{[(100 \rho_o) (\rho - 0.9922 \rho_{mi} - 0.0391)]}{[(R\rho) (\rho_o - 1.135 \rho_{mi} + 0.675)]} \dots\dots\dots (3)$$

dengan,  $\rho$  adalah densitas bulk (gr/cm<sup>3</sup>),  $\rho_o$  adalah densitas material organik (gr/cm<sup>3</sup>),  $\rho_{mi}$  adalah Densitas fluida pori interstisial (gr/cm<sup>3</sup>), R Rasio antara berat material organik dengan material organik karbon.

Menurut (J.T Timothy dkk, 1987) dalam penelitiannya mengenai pengaplikasian metode Schmoker-Hester (1983) ini pada formasi Woodford , kevalidan model umum yang dibentuk pada model Schmoker-Hester (1983) ini cukup baik terutama jika dilakukan analisa kualitatif pada perbandingan antara plotting data core terhadap log model. Namun, dengan demikian nilai error bisa terjadi akibat adanya ketidakpastian yang bersifat non-geologi alami akibat adanya kesalahan kalibrasi pada analisa core di laboratorium. Kesalahan lain dapat terjadi akibat adanya perbedaan variasi tingkat metamorfisme kandungan batuan, perubahan mineralogi, atau kompaksi batuan terhadap sejarah penimbunan (*burial history*).

Namun, perlu digarisbawahi bahwa penggunaan formulasi disini Schmoker-Hester (1983) mengkalkulasikan besar densitas bulk dengan turut mengikutsertakan nilai densitas pirit.

**2.8.2 Meyer and Nederlof (1984) model**

Meyer dan Nederlof (1984) memanfaatkan log sonic, log densitas, dan log resistivitas untuk menentukan interval batuan induk dan non-batuan induk pada batugamping dan batu serpih (*shale*). Meyer (1984) menyimpulkan bahwa terdapat hubungan antara persentase volume mareial organik dan densitas pada batuan serpih dan batuan induk. Ia juga menyimpulkan bahwa log sonic dapat digunakan untuk menentukan batuan induk secara kualitatif dimana terjadi penurunan nilai waktu transit sonic dan terdapat peningkatan resistivitas pada material organik batuan di batu serpih.

Log sonik juga sangat sensitif terhadap keberadaan air/material organik, komposisi mineral dan liat atau karbonat. Telah umum diketahui bahwa batuan induk merupakan hasil terlamnasi dan sifat kelistrikannya bersifat anisotropik, sehingga akan menaikan nilai resistivitas batuananya.

Teknik ini menggunakan metode statistik yang didapatkan dari crossplot log sonic-resistivitas dan densitas-resistivitas untuk mendapatkan persamaan identifikasi batuan induk dan non-batuan induk yang dapat digunakan. Perlu digarisbawahi bahwa persamaan Meyer-Nederlof (1984) harus menggunakan data resistivitas terkoreksi ke suhu ruang

Analisa Meyer dan Nederlof menghasilkan persamaan diskriminan “D” yang bersifat linear. Persamaan linear diskriminan D adalah sebagai berikut:

$$D = -6.906 + 3.186 \log(\Delta t) + 0.487 \log(R75^\circ) \dots \dots \dots (4)$$

dengan, Delta(t) adalah Waktu transit dari log sonic (us/ft), dan adalah Nilai resistivitas formasi terkoreksi ke 75 derajat Fahrenheit (Ohm.m).

Atau menggunakan persamaan (5) berikut:

$$D = 2.278 - 7.324 \log(\rho) + 0.387 \log(R75^\circ) \dots\dots\dots (5)$$

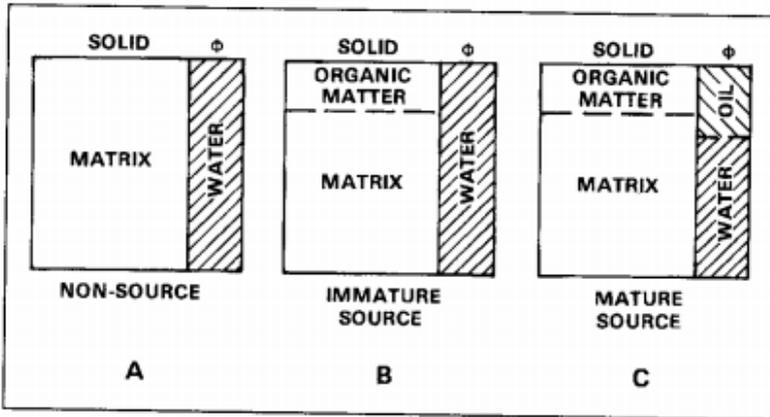
dengan,  $\rho$  adalah Densitas formasi dari log Densitas (g/cc), R75 adalah nilai resistivitas terkoreksi ke 75 derajat Fahrenheit (Ohm.m)

Nilai D positif mengindikasikan batuan pada interval kedalaman tersebut merupakan batuan induk (*batuan induk*), dan jika diskriminan D bernilai negatif maka batuan tidak termasuk batuan induk (*non-batuan induk*).

Namun, perlu digarisbawahi bahwa Meyer dan Nederlof (1984) menggunakan nilai penggal (*cut-off*) TOC sebesar 1.5 yang berada jauh di atas standar Waples (1985). Dimana Waples meklasifikasi batuan induk sebagai cukup (*fair*) apabila memiliki %TOC diatas 0.5-1, bahkan cukup baik (*good*) induk jika sudah memiliki %TOC diatas 1-1.5 . Sehingga, hipotesa mengindikasikan bahwa hasil penggunaan model ini tentunya tidak dapat mengidentifikasi batuan induk dengan range nilai 0.5 – 1.49.

### **2.8.3 Passey et al. (1990) model**

Teknik model Passey dikembangkan pada tahun 1990 oleh Passey dkk (1990). Teknik ini memanfaatkan sifat tahanan jenis formasi dan relasinya dengan log densitas, sonic log (waktu transit), dan juga log neutron, terhadap porositas batuan induk. Ide utama dari teknik ini adalah memanfaatkan sifat fluida yang mengisi pori yang terdapat pada batuan induk (ilustrasi gambar 3.2).



**Gambar 2.1.** Ilustrasi komponen solid dan fluida pada batuan induk dan non-batuan induk. (Sumber: Passey, 1990)

Passey menggunakan metode ini, memperkenalkan istilah “Delta LogR” yang nilainya berhubungan secara linear dengan nilai %TOC dan merupakan fungsi dari kematangan batuan induk. Salah satu variabel utama yang digunakan dari teknik ini adalah nilai log pada *baseline* (garis basis). Adapun, *baseline* itu sendiri adalah garis pada kedalaman tertentu dimana ditemukan litologi non-batuan induk berbutir halus.

Pada teknik ini travel time dari log sonic dan nilai *true resistivity* “Rt” dari log resistivitas di skalakan agar panjang interval 164 us/m memiliki sama panjang skala dengan 1 siklus logaritmik resistivitas. Separasi antara kedua kurva tersebut (Resistivitas Rt ke kanan dan Sonic dt ke kiri) mendefinisikan nilai Delta LogR yang dapat dihitung-dikalkulasikan dengan menggunakan persamaan berikut:

$$\Delta \log R = \log \left( \frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{baseline}) \dots \dots \dots (6)$$

dengan, R Nilai log resistivitas pada kedalaman tertentu (ohm.m),  $R_{baseline}$  adalah nilai resistivitas pada kedalaman baseline (ohm.m), Dt adalah nilai log sonic (us/ft),  $Dt_{baseline}$  Nilai log sonic pada titik kedalaman baseline (us/ft) dan nilai 0.02 adalah konstanta perbandingan skala log resistivitas dan log sonik.

Adapun nilai total kandungan karbon organik “%TOC” dapat ditemukan dengan menggunakan persamaan (6) berikut:

$$TOC(wt. \%) \Delta \log R * 10^{(2.297 - 0.1688LOM)} \dots \dots \dots (7)$$

dengan, TOC adalah nilai total karbon organik (%), LOM tingkat kematangan batuan (*Level of Maturity*)

LOM merupakan nilai kematangan batuan yang dihasilkan melalui proses penguburan. Proses penguburan dapat dianalisa melalui studi sejarah penguburan per lapisan batuan (*burial history*). Apabila nilai TOC yang didapatkan dari log sonic pada persamaan (6) tidak cocok dengan data core yang tersedia, maka penentuan nilai TOC dapat juga diperoleh menggunakan relasi log densitas dan juga log neutron

$$\Delta \log Rden = \log \left( \frac{R}{R_{baseline}} \right) + 2.5(\rho_b - \rho_{baseline}) \dots\dots\dots(8)$$

dengan, R adalah Nilai resistivitas formasi pada kedalaman tertentu (Ohm.m),  $R_{baseline}$  adalah nilai resistivitas formasi pada baseline (Ohm.m),  $\rho_b$  adalah nilai densitas formasi pada kedalaman tertentu (kg/m<sup>3</sup>),  $\rho_{baseline}$  = Densitas formasi pada baseline

Atau menggunakan persamaan berikut:

$$\Delta \log Rn = \log \left( \frac{R}{R_{baseline}} \right) + 4.0(\Phi_N - \Phi_{Nbaseline})\dots\dots\dots(9)$$

dengan, R adalah nilai resistivitas formasi pada kedalaman tertentu (Ohm.m),  $R_{baseline}$  adalah nilai resistivitas formasi pada baseline (Ohm.m),  $\Phi_N$  adalah Neutron porosity log pada kedalaman tertentu (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>),  $\Phi_{baseline}$  adalah neutron porosity log pada baseline (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)

Menurut Passey (1990), ketika menggunakan teknik model ini sebesar 0.8 TOC telah dikalkulasikan secara langsung. Serta besar nilai LOM yang dapat digunakan menggunakan teknik ini hanya bisa diaplikasikan pada kisaran nilai 1 – 10.5. Pada nilai LOM yang lebih besar (>10.5) digunakan nilai LOM=10.5, meskipun pada prakteknya akan menghasilkan nilai TOC model yang relatif lebih kecil dari nilai TOC sesungguhnya. Sehingga, penggunaan model ini pada LOM>10.5 harus dilakukan dengan lebih berhati-hati dan dengan analisa lebih terutama dalam pencocokan nilai TOC model dengan TOC core sebagai validasi metode ini.

Kelebihan utama dalam menggunakan metode penentuan baseline kurva sonik terhadap resistivitas ini adalah kedua log tersebut sangat sensitif terhadap porositas dan perubahan nilainya. Dimana terjadinya defleksi pada log sonik apabila telah dilakukan *scaling* yang sesuai akan dibarengi dengan defleksi pada log resistivitas sebagai indikator utama keberadaan material organik.

Selain itu, teknik model Passey (1990) memberikan cara yang lebih banyak sebagai alternatif penggunaan log Sonic (apabila tidak tersedia atau data buruk akibat kondisi sumur bor), karena masih tersedia penggunaan log Densitas dan log Neutron Porosity.

#### 2.8.4 *Decker Model (1993)*

Hubungan Densitas Bulk mempunyai korelasi dengan TOC yang terkandung pada batuan, Hubungan ini didapatkan dengan cara Crossplot dengan menghasilkan suatu persamaan regresi linear dengan bentuk sebagai berikut:

$$TOC (wt. \%) = A + BX \dots\dots\dots(10)$$

dengan A dan, B adalah konstanta empiris pada formasi Ngimbang. Metode ini pertama kali digunakan oleh Decker A.D (1993) dengan menemukan suatu relasi inversi antara data log densitas dan hasil TOC dengan nilai korelasi hingga 91%. Teorema inilah yang digunakan pada sumur dalam penelitian ini.

Meskipun pembuatan persamaan menggunakan model ini terbilang cukup sederhana. Model ini memiliki banyak kekurangan karena sifatnya yang sangat empiris. Sehingga, pada aplikasinya harus dilakukan berbagai dikriminasi atau diskritisasi data. Pada penelitian ini penulis melakukan diskritisasi data berdasarkan informasi yang terdapat dari data Mudlog. Adapun karakteristik dasar yang dijadikan landasar pada tugas akhir ini adalah diskritisasi litologi dan diskritisasi subformasi.

#### 2.8.5 *Aplikasi Model Mallick-Raju (Analisis Kematangan)*

Model ini didasari pada relasi kematangan batuan induk dan kaitannya dengan efek cepat rambat gelombang pada material dengan tingkat kompaksi yang lebih rendah. Akibatnya terjadi penurunan cepat rambat gelombang pada material, yang meningkatkan nilai waktu tempuh gelombang pada batuan. Seiring dengan meningkatnya kedalaman, akan terjadi peningkatan temperatur dan tekanan yang berasosiasi dengan peningkatan posibilitas kematangan batuan induk.

Adapun kematangan induk sendiri didapatkan dari indikasi nilai pantulan vitrinit atau *vitrinite reflectance* (Ro) yang biasanya didapatkan dari

hasil uji laboratorium. Tingkat kematangan diindikasikan pada nilai  $R_o$  sesuai dengan tabel 3.1.

Keterkaitan hubungan antara nilai temperatur dan tekanan terhadap kedalaman sumur bersifat linier. Sehingga, persamaan yang digunakan dalam relasi antara log sonik dengan kematangan batuan induk yang diindikasikan berdasarkan nilai pantulan vitrinit juga bersifat linier, sesuai dengan persamaan berikut:

$$R_o = A - BHC/B \dots\dots\dots (11)$$

dengan,  $R_o$  adalah Pantulan Vitrinite (%), BHC adalah Borehole Compensated Sonic Log (us/ft), dan A dan B adalah konstanta empiris

Model Mallick-Raju dihasilkan dengan melakukan plotting silang (*cross-plot*) antara nilai sonik log (Borehole Compensated Sonic Tool) dengan nilai pantulan vitrinit yang tersedia pada data batuan inti. Adapun pada penelitian ini, data pantulan vitrinit yang digunakan adalah data yang tersedia dari sumur SH-1. Hal ini dikarenakan ketersediaan data untuk dilakukan plotting silang dengan nilai data  $R_o$  core yang jauh lebih banyak dibandingkan 2 sumur lainnya yaitu SH-2 (2 data) dan SH-3 (2 data).

***“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”***

## BAB III

### METODOLOGI PENELITIAN

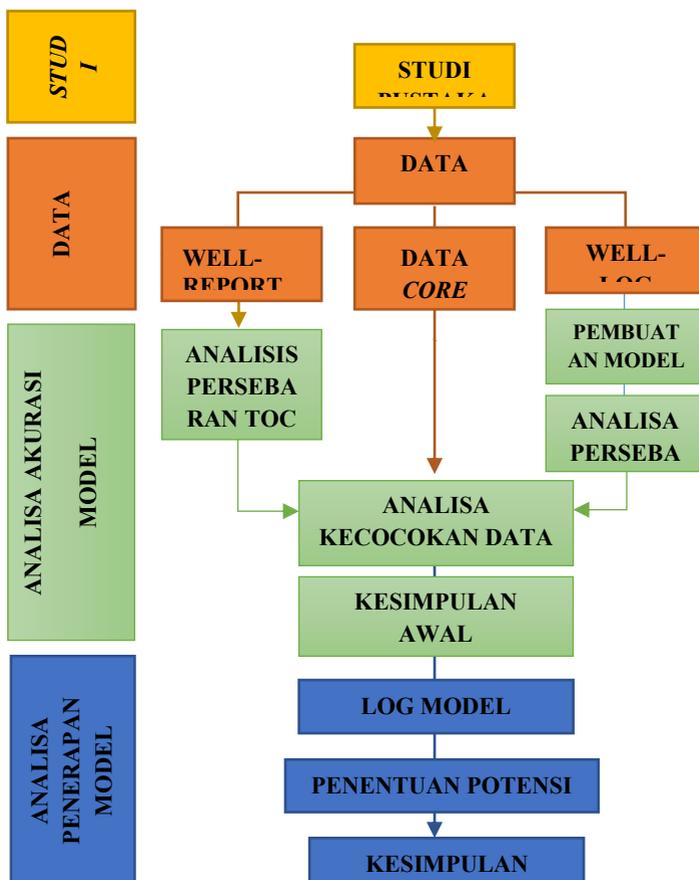
Penelitian dalam rangka penyusunan tugas akhir ini dibagi pada 3 tahapan. Yakni, tahap pendahuluan (pra penelitian), tahap penelitian, dan tahap akhir penelitian (pasca penelitian). Adapun, ketiga tahapan di atas memiliki perincian sebagai berikut:

#### 3.1 Tahap Pendahuluan

Tahap pendahuluan meliputi kajian pustaka, persiapan data dan persiapan perangkat lunak serta instalasinya pada komputer. Adapun, software utama yang digunakan untuk penelitian ini adalah dengan menggunakan software *Interactive Petrophysics* (IP), *Geolog*, dan Microsoft Excel 2010. Software IP digunakan untuk interpretasi cepat (*quicklook interpretation*), dan geolog digunakan untuk pemodelan dan analisa kualitatif, serta prosesing pembuatan persamaan. Sedangkan Microsoft Excel digunakan untuk analisa kuantitatif.

Tahap kajian pustaka pada penelitian ini meliputi studi mengenai konsep-konsep dasar dari masing-masing log model TOC, teori prosesing datanya. Selain itu kajian pustaka juga meliputi studi mengenai regional daerah penelitian, lingkungan pengendapannya, dan beserta kajian fisika batuan regional penelitian. Tahap ini dilakukan sebelum tahap pengumpulan data sebagai dasar teori penelitian.

Adapun data pada penelitian ini dibagi kedalam dua buah kategori, yaitu data primer dan data sekunder penelitian. Data primer yang digunakan dalam penelitian ini meliputi data log sumur (*well-log*), dan data batuan inti (*core*). Data primer diperoleh dari hasil pemboran sumur di lapangan. Sedangkan, data sekunder penelitian berupa data geologi regional daerah penelitian yang menyangkut tatanan stratigrafi dan perkembangan struktur geologi cekungan Jawa Timur Utara khususnya pada formasi Kujung. Selain data geologi regional, data sekunder yang digunakan juga berupa data mudlog, dan beserta *well-reportnya*.



**Gambar 3.1** Skema alur penelitian

### 3.2 Tahap Penelitian

Secara garis besar, penelitian tugas akhir ini dibagi kedalam 2 tahap. Tahap pertama adalah tahap pencocokan model log TOC dan tahap kedua adalah tahap penerapan model log TOC. Tahap pencocokan model log TOC bertujuan untuk menentukan seberapa efektif dan cocok model log apabila diterapkan pada sumur percobaan terhadap data core pada sumur percobaan. Sumur percobaan yang digunakan pada penelitian kali ini adalah sumur SH-1, SH-2, dan SH-3.

Adapun, tahap kedua yakni tahap penerapan/aplikasi bertujuan untuk menentukan potensi batuan induk beserta persebaran TOC-nya pada sumur terhadap kedalaman, dengan menggunakan log model yang telah terbukti cocok

di sumur percobaan dengan menggunakan kaidah dan kajian yang sama pada tahap 1. Sumur yang digunakan pada tahap kedua ini adalah sumur AFA-1.

### **3.2.1 *Processing Data – Pembuatan Log Model TOC***

Processing data meliputi dua buah aspek yakni processing kuantitatif data, dan processing pembuatan model log TOC. Processing untuk analisa kuantitatif meliputi sistem penentuan kualitas hasil menggunakan nilai simpangan (deviasi). Sedangkan Processing untuk analisa kualitatif meliputi sistem pembangunan model log TOC. Pembuatan log TOC dapat diperjelas menggunakan gambar 3.2.

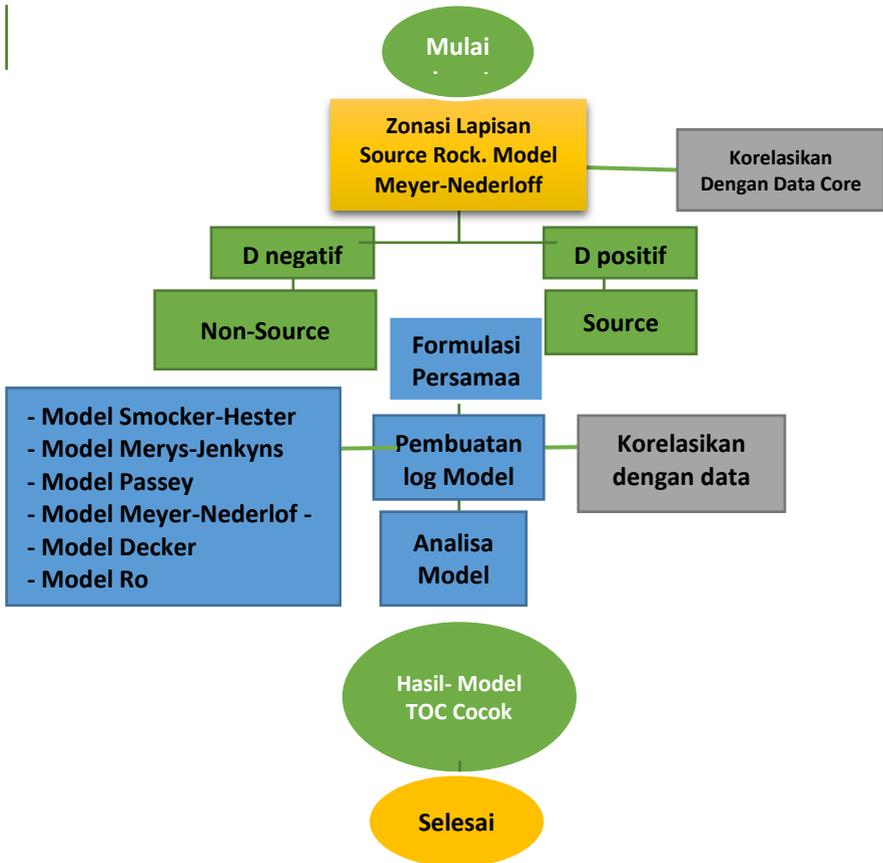
Secara keseluruhan processing data mengikuti alur yang digambarkan pada gambar 3.1 di atas. Processing dimulai dengan melakukan analisa zona potensi Source-Rock pada formasi dengan menggunakan log model persamaan Meyer & Nederlof (1984). Selanjutnya dilakukan pemodelan log TOC dengan menggunakan beberapa model log berbeda yaitu log model Passey (1990), Schmoker-Hester (1983), dan model Meyer-Nederloff (1984). Hasil dari pembuatan model diuji keakurasiannya dengan proses validasi menggunakan data TOC Core hasil uji lab.

#### **3.2.1.1 *Pembuatan Log TOC – Schmoker Hester Model (Schmoker & Hester, 1983)***

Salah satu keunggulan utama dari pembuatan log model Schmoker-Hester adalah mudahnya metode pembuatan log model ini. Hal ini didasarkan pada persamaannya yang

cukup sederhana. Yakni, dengan memasukan nilai log densitas (FDC dll) kedalam persamaan %TOC(wt.) pada persamaan (2) model Schmoker-Hester (1983). Lalu, dibarengi dengan 2 buah konstanta empiris yakni 154.497 yang didapatkan dari bilangan penyebut persamaan umum TOC seperti tertulis pada persamaan (2) dan 57.261 dari bilangan pembilang pada persamaan yang sama (2).

Nilai %TOC(wt.) dari hasil kalkulasi di excel dipindahkan dan diinput ke dalam software Geolog. Software geolog mempermudah proses analisa kualitatif dengan membandingkan nilai TOC core dengan nilai TOC hasil log model Schmoker-Hester (1983).



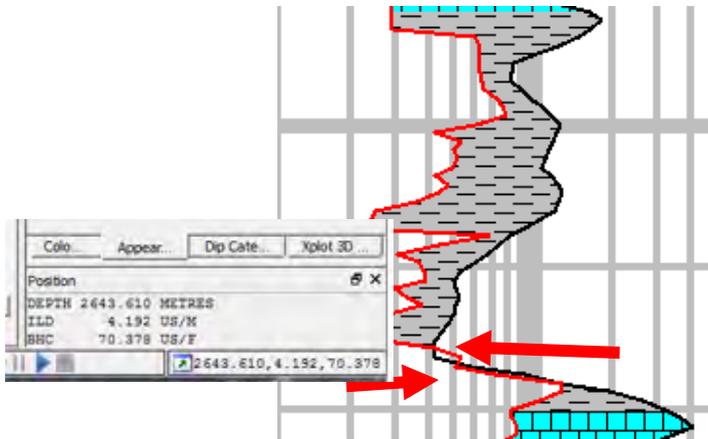
**Gambar 3.2** Alur pengolahan data log sumur menjadi log model TOC dan Ro

### 3.2.1.2 Pembuatan Log TOC – Passey Model (Passey et al, 1990)

Berbeda halnya dengan log model Schmoker-Hester (1983), pembuatan log model Passey (1990) menggunakan analisa yang cukup rumit, dan membutuhkan kecermatan untuk menentukan beberapa variabel tertentu dalam persamaan Passey. Log model TOC Passey (1990) dimulai dengan menentukan garis dasar atau biasa disebut sebagai garis *base-line*.

Baseline ditentukan dengan melakukan plotting antara log sonik (waktu transit) dan log tahanan jenis batuan (resistivity) dimana nilai 100 us/ft berada pada satu bidang skala yang sama dengan 10 logaritmik log resistivitas. Baseline diambil pada titik bertemunya log sonic dan log resistivitas, dimana log

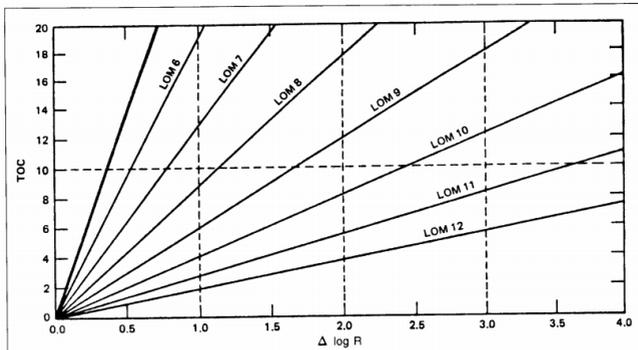
sonic berhimpit dengan posisi di atas garis log resistivitas sebagaimana ditandai panah merah pada gambar berikut (gambar 3.3):



**Gambar 3.3** Titik-titik kedalaman penarikan garis baseline

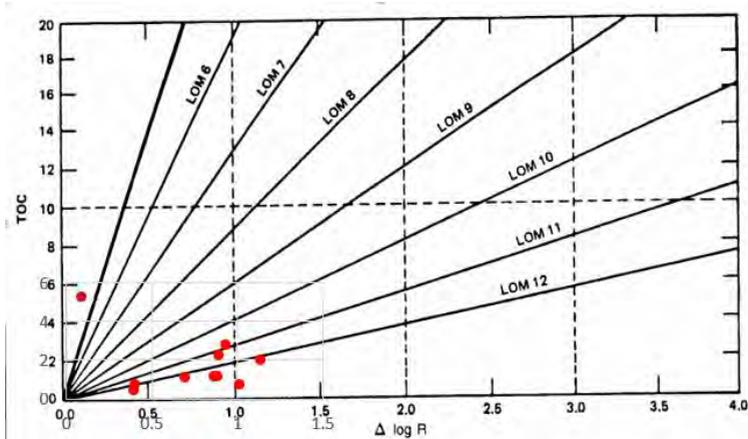
Dalam kasus penggunaan persamaan Passey (1990) menggunakan log densitas pada persamaan (6), nilai densitas baseline ditentukan dengan mengambil nilai log densitas pada kedalaman yang sama pada pengambilan garis. Penentuan garis baseline untuk memenuhi 2 dari 4 variabel persamaan separasi log sonic dan log resistivitas. Passey dkk (1990) menyebutnya sebagai persamaan DlogR (Delta separasi log resistivitas). Dimana nilai separasi ini sangat erat kaitannya dengan nilai LOM.

Nilai LOM pada persamaan (7) ditentukan menggunakan diagram LOM (gambar 4.5) dengan memplotkan nilai separasi DlogR terhadap data Core TOC pada kedalaman yang sama dengan DlogR hasil perhitungan. Hasi plotting yang paling banyak jatuh di garis LOM tertentu, menunjukkan besar nilai LOM yang dapat digunakan untuk kalkulasi nilai TOC menggunakan persamaan (7) (Passey et al, 1990).



**Gambar 3.4** Diagram yang digunakan oleh Passey dkk dalam menentukan nilai LOM menggunakan plot TOC Core terhadap DLogR

Hasil TOC model diperoleh dengan menggunakan persamaan (5) dan (6). Penggunaan geolog akan menghasilkan Log TOC model Passey yang dapat diplotkan di Geolog 7 untuk analisa kualitatif dan analisa lanjutan. Berikut merupakan contoh plotting DlogR terhadap data TOC core (Gambar 4.4):



**Gambar 3.5** Ilustrasi hasil plotting TOC Core terhadap DlogR. Menunjukkan hasil LOM sebagian besar berada pada kisaran 11-12

### 3.2.1.3 Pembuatan Log Model – Meyer & Nederlof (Meyer-Nederlof 1984)

Meyer & Nederlof (1983) memperoleh model Meyer dan Nederlof (1984) memanfaatkan log sonic, log densitas, dan log resistivitas untuk

menentukan interval source rock dan non-source rock pada batugamping dan batu serpih (*shale*). Salah satu variabel yang digunakan pada persamaan 3 adalah resistivitas terkoreksi pada suhu ruang atau 75 derajat Fahrenheit (24 derajat Celcius). Adapun, koreksi log resistivitas didapatkan dari persamaan Arp (Dresser Atlas, 1983) pada persamaan (11):

$$R_{75} = R_t * (T - 7) / 82 \dots\dots\dots(11)$$

Dimana,

R75 = Resistivitas batuan terkoreksi pada temperatur ruang (Ohm.m)

Rt = *True resistivity*/ resistivitas pada kedalaman tertentu (Ohm.m)

T = Temperatur pada kedalaman observasi (F)

Nilai T didapatkan menggunakan relasi temperatur gradient terhadap kedalaman pada sumur.

**3.2.2 Analisa Akurasi Model**

Dalam menentukan akurasi dan kecocokan diterapkannya model pada formasi target, dilakukan analisa kuantitatif. Secara garis besar analisa kuantitatif dilaksanakan dengan membandingkan antara data inti (*core*) dengan hasil dari log model. Dengan mengasumsikan bahwa data core adalah data yang paling valid (akurat) yang tersedia, terlepas dari kemungkinan terjadinya kesalahan dalam tahap analisa di laboratorium.

Perbandingan menggunakan analisa simpangan deviasi menggunakan persamaan berikut:

$$SD = [(TOCmodel - TOCcore)^2]^{1/2}$$

Dimana,

TOC(model) = TOC hasil kalkulasi menggunakan model log TOC (%wt.)

TOC(core) = TOC hasil data core (%wt.)

Berikut merupakan ilustrasi contoh tabel hasil perhitungan deviasi (Gambar 3.6)

Depth	%TOC (Core)	Passey_Sonic	SD
1734	0.64	-0.04	0.68
1770	0.75	0.71735	0.03265
1796	0.48	0.4508	0.0292
1824	0.45	0.5194	0.0694
1844	0.36	0.388	0.028
1870	0.63	0.898	0.268
1900	0.49	0.429	0.061
1930	0.46	0.607	0.147
1974	0.43	0.56	0.13
2004	0.37	2.54	2.17
2024	0.34	0.433	0.093
2064	0.48	0.472	0.008

**Gambar 3.6** Contoh perhitungan simpangan deviasi (Kolom berwarna abu-abu bertuliskan “SD”)

Dari keseluruhan data dilakukan analisa simpangan deviasi sebagaimana contoh di atas, lalu dilakukan analisa kuantitatif. Dimana, nilai simpangan terkecil berpotensi lebih besar untuk dijadikan sebagai log model yang diasumsikan dapat mewakili model TOC lainnya untuk diaplikasikan pada sumur AHA-1.

### 3.3 Tahap Akhir Penelitian

Tahap akhir penelitian meliputi penyusunan laporan akhir penelitian. Laporan akhir dibuat dengan sistematika yang disusun sesuai dengan ketentuan yang berlaku di kampus Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya. Selanjutnya, laporan akhir ini dipresentasikan di Pertamina *Upstream Technology Center* selaku perusahaan yang menyediakan data dan membimbing penulis dalam penelitian, sebagai presentasi laporan akhir penelitian. Hasil laporan akhir yang telah ditulis dalam format Tugas Akhir, standar Institut Teknologi Sepuluh Nopember akan selanjutnya disidangkan di kampus ITS sebagai syarat wajib memperoleh gelar sarjana teknik (ST) strata 1, Teknik Geofisika ITS.

## **BAB IV**

### **PEMBAHASAN & ANALISA HASIL**

#### **4.1 Aplikasi Log Model TOC – Schmoker & Hester (1983)**

Pemodelan persebaran log TOC pada sepanjang interval sumur formasi Ngimbang secara kualitatif memberikan hasil yang relatif kurang dapat merepresentasikan hasil analisa log pada model. Hal ini secara gamblang terlihat pada hasil model log sumur di *well* SH-1 dan SH-2. Adapun pada sumur SH-3 hasil tidak terlalu memperlihatkan adanya kecocokan dengan data inti. Namun, secara relatif telah mendekati nilai simpangan deviasi yang cukup rendah. Terdapat beberapa analisa penting pada titik-titik interval tertentu dimana ditemukan zona menarik yang bisa dijadikan representasi menyeluruh dari pembuatan model log Schmoker-Hester ini. Berikut merupakan perinciannya.

##### ***4.1.1 Log Model TOC – Schmoker & Hester (1983) pada Sumur SH-1***

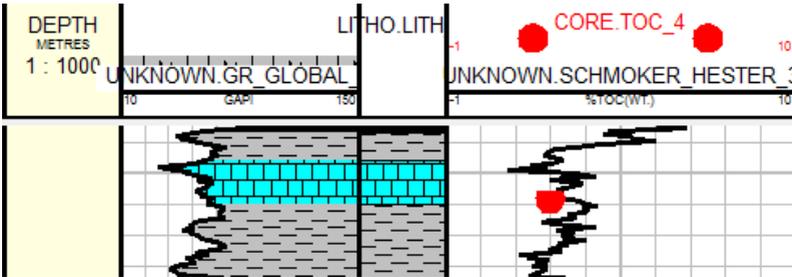
Sumur SH-1 di bagi kedalam 2 buah zona yakni zona dengan akurasi tinggi (zona I) atau kami sebut sebagai zona Ngimbang Atas dan zona dengan akurasi model rendah (zona 2) atau disebut zona Ngimbang Bawah.

###### ***4.1.1.1 Analisa Zona I Sumur SH-1***

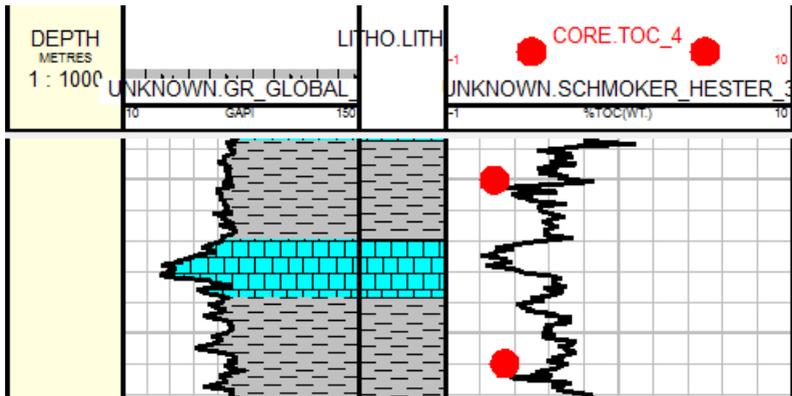
Zona I terletak pada interval top formation (kedalaman 1710 meter) hingga kedalaman 2480 meter. Zona ini didominasi oleh batuan serpih (*shale*) dengan sisipan batugamping serta batubara. Ciri utama pada batuserpih zona ini yaitu berwarna abu dan sebagian berwarna cokelat. Terkadang bersifat tuffaan, lanauan, lempungan dan karbonan. Sebagian kecil bermineral penyusun pirit.

###### ***Interpretasi Kualitatif***

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Schmoker-Hester menunjukkan rendahnya akurasi model terhadap data TOC core. Dari ke-26 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya 3 titik data yang memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif penelitian ini yaitu 1,1 (%wt.). Ketiga data tersebut bertempat pada kedalaman 2254, 2424, dan 2450.



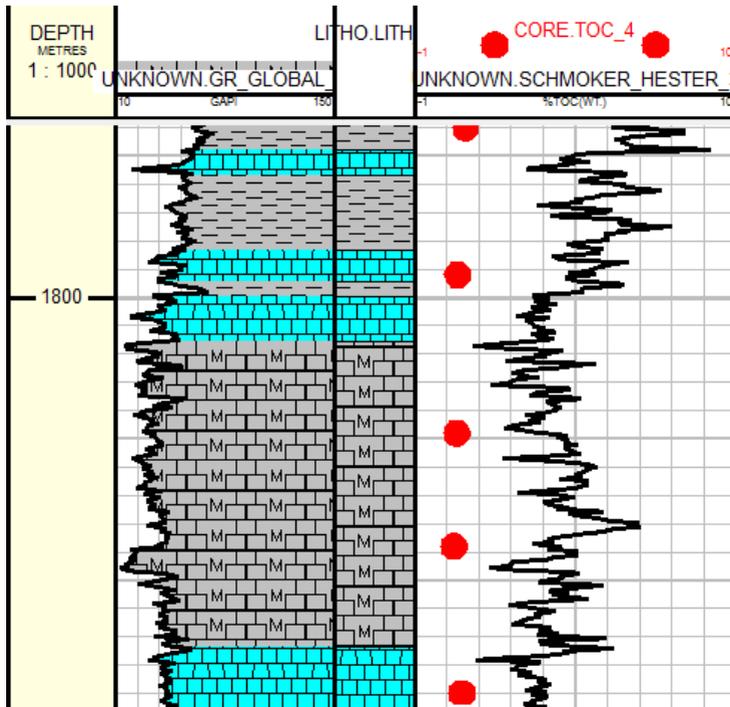
(a)



(b)

**Gambar 4.1** nilai data core terhadap kedalaman, (a) Data core didapatkan di batugamping dan, (b) di batuserpih

Berikut merupakan gambar membandingkan ketiga buah data akurat di atas (Gambar 4.2 a dan b) dengan data lainnya yang secara kualitatif jauh dari standar maksimum simpangan (Gambar 4.1).



**Gambar 4.2** Contoh persebaran data core buruk terhadap model log TOC Schmoker-Hester(1983) pada zona I

Dengan membandingkan gambar 4.1 dengan gambar 4.2 secara interpretasi sepintas (*quicklook interpretation*), dapat diambil kesimpulan awal bahwa model Schmoker-Hester (1983) tidak cocok untuk diaplikasikan pada interval zona 1, sumur SH-1. Interpretasi kualitatif pada zona I ini dapat secara terperinci dijelaskan dengan menggunakan interpretasi kuantitatif sebagaimana berikut.

#### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif pada zona 1 sumur SH-1 menggambarkan besarnya simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 2.477. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona I ini tidak teruji keakurasiannya. Dimana dari total 23 data yang tersedia, hanya terdapat 3 buah data yang memiliki simpangan deviasi dibawah nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 0.13 persen dari total data keseluruhan). Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 5.1 berikut:

**Tabel 4.1** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I

Depth (m)	%TOC (Core)	%TOC	SD
		Schmoker-Hester (1983)	
1734	0.64	6.044	5.404
1770	0.75	5.796	5.046
1796	0.48	4.895	4.415
1824	0.45	2.147	1.697
1844	0.36	3.084	2.724
1870	0.63	2.791	2.161
1900	0.49	2.863	2.373
1930	0.46	3.089	2.629
1974	0.43	2.582	2.152
2004	0.37	1.795	1.425
2024	0.34	2.887	2.547
2064	0.48	3.571	3.091
2110	0.51	4.372	3.862
2150	0.46	2.896	2.436
2170	0.46	2.602	2.142
2204	0.6	3.0587	2.4587
2230	0.47	2.761	2.291
2254	2.29	3.397	1.107
2316	0.64	3.361	2.721
2424	0.69	0.59	0.1
2450	0.57	0.929	0.359
2480	0.9	2.2616	1.3616

#### 4.1.1.2 Analisa Zona II

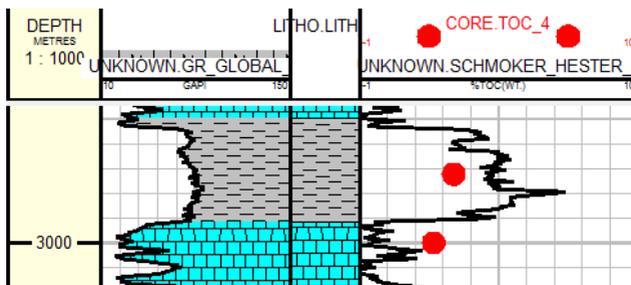
Zona II berada di interval kedalaman 2480 meter hingga 3120 meter. Didominasi oleh batugamping, dan batuserpih dengan sisipan batubara, batulanau dan konglomerat. Batugamping bercirikan mikrograin, berwarna abu-abu tua kecoklatan hingga kekuningan. Pada beberapa tempat mengandung fosil

dan sedikit mineral kwarsa. Berproperti petrofisika porositas buruk, keras, dan sebagian getas. Serta terkadang merupakan batugamping dolomitan dan karbonan.

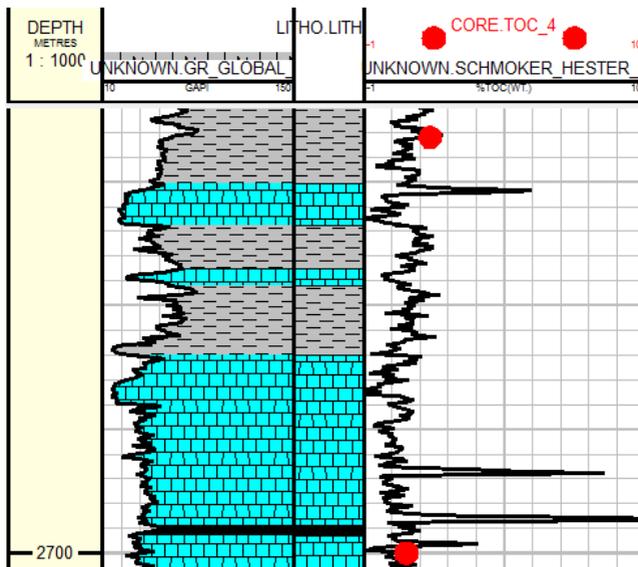
Adapun, batuserpilh pada zona ini bersifat tufaan dan lempungan, kebanyakan mengandung pirit, serta bercirikan getas sampai agak keras. Batubara berwarna hitam, sebagian masih berumur muda, berkilap logam, dan getas. Sedangkan, konglomerat zona ini berwarna abu tua yang terdiri dari pecahan-pecahan batugamping, batulanau, batulempung, serpih dan batubara. Berukuran granuler sampai kasar yang terikat oleh material gampingan dan agak keras.

### *Interpretasi Kualitatif*

Berbeda halnya dengan zona I, secara kualitatif zona II menunjukkan hasil log model yang cukup baik serta lebih bisa merepresentasikan model yang akurat antara data core dengan data log model. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Schmoker-Hester pada zona II menunjukkan meningkatnya akurasi model terhadap data TOC core relatif terhadap zona I. Dari 11 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya 2 titik data yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif penelitian ini yaitu 1,1 (%wt.). Selebihnya, yaitu 8 data core lainnya dapat memenuhi standar. Adapun, kedua data dengan simpangan di atas 1.1 (%wt.) TOC tersebut terdapat pada kedalaman 2554 meter dan 2986 meter. Berikut, merupakan perbandingan model log pada data dengan akurasi buruk (Gambar 4.4) dan akurasi baik (Gambar 4.5).



(a)



(b)

**Gambar 4.3** Perbandingan antara model dan data core pada model Schmoker-Hester

Dari kedua gambar (a) dan (b) Gambar 4.3 di atas, dapat ditarik kesimpulan awal bahwasannya model Schmoker-Hester memiliki keakurasian yang cukup baik, sehingga cocok untuk diaplikasikan pada interval zona II sumur SH-2. Rincian kecocokan model terhadap data %TOC core dapat dilihat menggunakan interpretasi kuantitatif berikut:

#### *Analisa Kuantitatif*

Sesuai dengan hasil kesimpulan awal pada analisa interpretasi kualitatif, analisa kuantitatif memberikan hasil model yang cukup akurat. Interpretasi kuantitatif pada zona 2 sumur SH-2 menggambarkan kecilnya nilai simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 0.4886 TOC. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona II ini telah terbukti keakurasiannya dalam memprediksi kandungan TOC sumur. Dimana dari total 12 data yang tersedia, hanya terdapat 2 buah data yang memiliki simpangan deviasi dibawah nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 1.66 persen dari total data keseluruhan).

Hasil nilai Simpangan Deviasi pada zona II sumur SH-1 ditabulasikan pada tabel 4.2 berikut:

**Tabel 4.2** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I. Kolom yang ditandai warna merah merupakan data dengan kecocokan buruk.

Depth (m)	TOC (Core)	TOC (Schmoker-Hester)	SD
2530	3.91	3.014	0.896
2540	2.29	2.8031	0.5131
2554	0.48	1.919	1.439
2616	1.6	1.612	0.012
2700	0.68	0.763	0.083
2914	1.11	1.25	0.14
2960	1.06	0.925	0.135
2986	2.73	3.947	1.217
3000	1.94	1.413	0.527
3020	2.19	1.815	0.375
3045	1.14	1.298	0.158
3070	0.69	1.059	0.369

Dengan mengambil nilai rerata simpangan deviasi yaitu sebesar 0.4886 diambil kesimpulan awal bahwa model log Schmoker-Hester cocok untuk diaplikasikan pada sumur SH-1.

#### 4.1.2 Log Model TOC – Schmoker & Hester (1983) pada Sumur SH-2

Sumur SH-2 menembus lapisan Ngimbang dari interval kedalaman 1195. Sumur SH-2 di bagi kedalam 2 buah zona yakni zona dengan akurasi rendah (zona I) dan zona dengan akurasi model tinggi (zona 2).

##### 4.1.2.1 Analisa Zona I Sumur SH-2

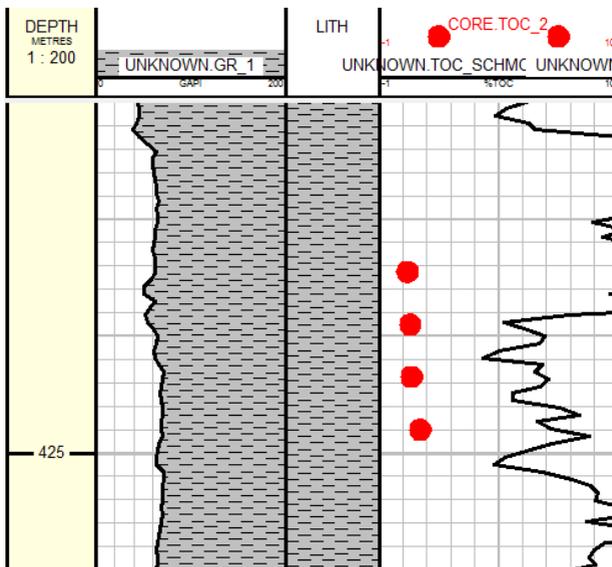
Zona I terletak pada interval top formation (kedalaman 183 meter) hingga kedalaman 575 meter. Zona ini didominasi oleh batuserpih (*claystone*) dengan selingan batugamping. Ciri utama batuserpih pada zona I adalah berwarna abu hitam, kalkarius, dan sebagian berpasir, serta tidak ditemukan

mineral pirit. Adapun batugamping berciri abu kecokelatan, dan berkapur (*chalky*) .

### Interpretasi Kualitatif

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Schmoker-Hester menunjukkan rendahnya akurasi model terhadap data TOC core. Dari ke-13 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya 1 titik data yang yang memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif penelitian ini yaitu 1,1 (%wt.). Data tersebut terdapat pada kedalaman 490.

Berikut merupakan gambar umum model Schmoker-Hester pada zona I sumur SH-2 (Gambar 4.4 a dan b) yang secara kualitatif jauh dari standar maksimum simpangan (Gambar 4.4).



**Gambar 4.4** Contoh persebaran data core terhadap model log TOC Schmoker-Hester(1983) pada zona I sumur SH-2

Dengan meneliti contoh persebaran data core terhadap log model TOC Schmoker-Hester pada gambar 4.4 interpretasi sepintas (*quicklook interpretation*), dapat diambil kesimpulan awal bahwa model Schmoker-Hester (1983) tidak cocok untuk diaplikasikan pada interval zona 1, sumur SH-2. Interpretasi kualitatif pada zona I ini dapat secara terperinci dijelaskan dengan menggunakan interpretasi kuantitatif sebagaimana berikut.

### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif pada zona I sumur SH-2 menggambarkan besarnya simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 5.306. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona I ini tidak teruji keakurasiannya. Dimana dari total 13 data yang tersedia, hanya terdapat 1 buah data yang memiliki simpangan deviasi dibawah nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 7,69 persen dari total data keseluruhan). Adapun data pada kedalaman 490 tersebut didapatkan pada litologi batuserpih. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.3 berikut:

**Tabel 4.3** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I Sumur SH-2.

Depth (m)	TOC% (Core)	TOC% (Schmoker-Hester)	SD
208.2	0.49	9.39	8.9
268	0.86	2.142	1.282
315.25	1.07	9.12	8.05
319.75	0.72	6.412	5.692
322	0.63	5.779	5.149
410	0.31	5.871	5.561
415	0.44	8.805	8.365
417.25	0.51	9.266	8.756
419.5	0.90	4.728	3.828
421.74	1.09	6.179	5.089
424	0.96	6.27	5.31
490	1.91	2.33	0.42
548	0.74	3.286	2.546

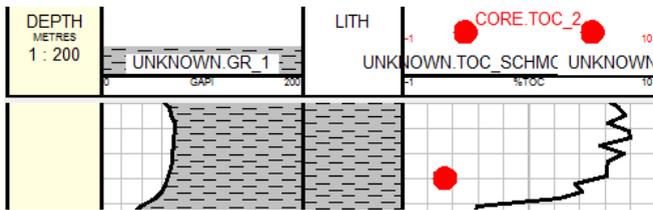
#### *4.1.1.2 Analisa Zona II*

Zona II berada di interval kedalaman 548 meter hingga 1195 meter. Didominasi batu serpih, dan batugamping, beserta sisipan batupasir batubara dan batu lanau. Batu serpih dengan warna bervariasi dari coklat muda, coklat kemerahan hingga berwarna hitam, sangat berkarbon, dan sebagian kalkarius. Adapun batugamping berwarna abu, dengan kristalin halus, berkapur (chalky) .

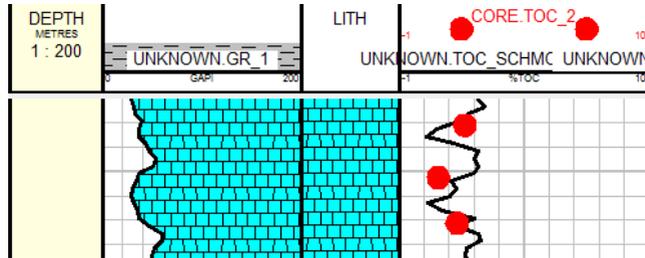
### *Interpretasi Kualitatif*

Berbeda halnya dengan zona I, secara kualitatif zona II menunjukkan hasil log model yang cukup baik serta lebih bisa merepresentasikan model yang akurat antara data core dengan data log model. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Schmoker-Hester pada zona II menunjukkan meningkatnya akurasi model terhadap data TOC core relatif terhadap zona I. Dari 9 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya 1 titik data yang yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif penelitian ini yaitu 1,1 (%wt.). Selebihnya, yaitu 8 data lainnya dapat memenuhi standar.

Adapun, kedua data dengan simpangan di atas 1.1 (%wt.) TOC tersebut terdapat pada kedalaman 890 meter. Berikut, merupakan perbandingan model log pada data dengan akurasi buruk (Gambar 4.5 a) dan akurasi baik (Gambar 4.5 b).



(a)



(b)

**Gambar 4.5** Perbandingan antara model dengan akurasi baik dan buruk (a) Terdapatnya simpangan yang cukup besar pada data kedalaman 890 meter (b) Contoh hasil model Schmoker-Hester dengan akurasi baik kedalaman 586 meter.

Dari kedua gambar (a) dan (b) Gambar 4.5 di atas, dapat ditarik kesimpulan awal bahwasannya model Schmoker-Hester memiliki keakurasian yang cukup baik, sehingga cocok untuk diaplikasikan pada interval zona II sumur

SH-2. Rincian kecocokan model terhadap data %TOC core dapat dilihat menggunakan interpretasi kuantitatif berikut:

*Analisa Kuantitatif*

Sesuai dengan hasil kesimpulan awal pada analisa interpretasi kualitatif, analisa kuantitatif memberikan hasil model yang cukup akurat. Interpretasi kuantitatif pada zona 2 sumur SH-2 menggambarkan kecilnya nilai simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 0.4886 TOC. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona II ini telah terbukti keakurasiannya dalam memprediksi kandungan TOC sumur. Dimana dari total 9 data yang tersedia, hanya terdapat 1 buah data yang memiliki simpangan deviasi dibawah nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 7.69 persen dari total data keseluruhan).

Hasil nilai Simpangan Deviasi pada zona II sumur SH-1 ditabulasikan pada tabel 4.4 berikut:

**Tabel 4.4** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona II.

Depth (m)	TOC (Core)	TOC (Schmoker-Hester)	SD
586	1.57	1.65	0.08
588.12	1.81	1.38	0.43
590.25	1.54	1.53	0.01
592.12	0.94	0.88	0.06
594.5	1.56	1.43	0.13
700	6.94	7.12	0.18
740	4.56	4.651	0.091
780	2.45	2.6	0.15
890	0.62	5.095	4.475

Dengan mengambil nilai rerata simpangan deviasi yaitu sebesar 0.622 diambil kesimpulan awal bahwa model log Schmoker-Hester cocok untuk diaplikasikan pada zona II sumur SH-2.

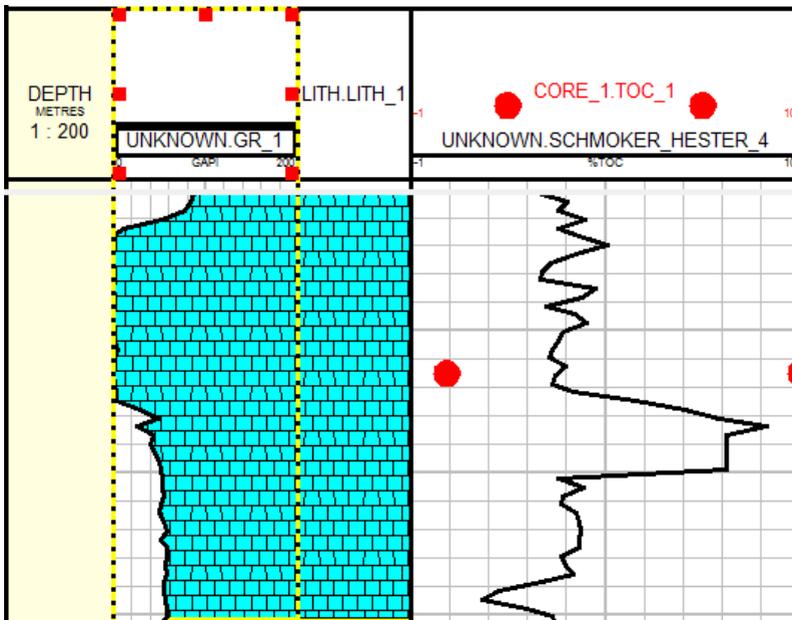
**4.1.3 Log Model TOC – Schmoker & Hester (1983) pada Sumur SH-3**

Sumur SH-3 Sumur SH-2 mempenetrasi lapisan Ngimbang dari interval kedalaman 571 hingga kedalaman 729. Formasi Ngimbang pada sumur ini didominasi oleh batuan serpih (*shale*), batulanau, natugamping, dan batubara.

Batuserpih pada formasi ini bercirikan warna abu-abu muda hingga abu tua. Kalkarius, sebagian karbonatan dan agak keras – keras. Batugamping berwarna abu-abu ke abu gelap, porositas bukur-sedang, berpasir, sub anguler – sub rounded, dan karbonatan. Batulanau memiliki porositas buruk, dan terkadang terdapat selingan dolomit.

### Interpretasi Kualitatif

Secara kualitatif penggunaan model Schmoker-Hester (1983) pada sumur SH-3 menunjukkan hasil log model yang buruk. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Schmoker-Hester pada zona sumur SH-3 menunjukkan buruknya akurasi model terhadap data TOC core. Dari ketujuh data core yang tersedia pada interval zona ini tidak ada satupun titik data yang memenuhi standar maksimum simpangan deviasi. Gambar 4.6 memperlihatkan contoh log model dan simpangannya terhadap data toc core



**Gambar 4.6** Contoh hasil model Schmoker-Hester dengan akurasi buruk kedalaman 581 meter.

Dari kedua gambar 4.6 di atas, dapat ditarik kesimpulan awal bahwasannya model Schmoker-Hester memiliki keakurasian yang buruk, sehingga tidak cocok untuk diaplikasikan pada formasi Ngimbang sumur SH-3.

Rincian kecocokan model terhadap data %TOC core dapat dilihat menggunakan interpretasi kuantitatif berikut:

#### *Analisa Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif pada formasi Ngimbang sumur SH-2 menggambarkan besarnya simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **3.3903**. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona I ini memiliki keakurasian yang buruk. Dimana dari seluruh data yang tersedia.

Hasil nilai Simpangan Deviasi pada sumur SH-3 ditabulasikan pada tabel 4.5 berikut:

**Tabel 4.5** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-3.

Depth (m)	TOC (Core)	TOC (Schmoker-Hester)	SD
581.5	0.04	4.913	4.873
603	0.89	4.53	3.64
630	0.9	3.426	2.526
676.5	0.3	3.1791	2.8791
706	0.98	4.323	3.343
710	2.25	5.935	3.685
729	0.22	3.006	2.786

Dengan mengambil nilai rerata simpangan deviasi yaitu sebesar 0.622 diambil kesimpulan awal bahwa model log Schmoker-Hester cocok untuk diaplikasikan pada zona II sumur SH-2.

#### **4.1.4 Analisa Keseluruhan Hasil Model Schmoker-Hester (1983)**

Dari hasil kesimpulan awal pada analisa kuantitatif dan kualitatif pada sumur SH-1 di atas secara sepintas model Schmoker-Hester dapat diaplikasikan pada zona II dan tidak dapat diaplikasikan pada zona I (terutama dari hasil analisa kuantitatif). Secara geologis, kedua zona memiliki persebaran litologi utama yang berbeda dimana zona I didominasi oleh batuan serpih, dan zona II didominasi oleh batugamping.

Untuk mengambil kesimpulan pada pengaplikasian model ini harus dikaji ulang landasan teori yang digunakan oleh Schmoker dan Hester dalam membentuk model ini. Salah satu hal yang perlu digarisbawahi adalah turut diikutkannya nilai densitas mineral Pirit pada nilai densitas bulk batu serpih. Persamaan model fisika batuan yang digunakan menggunakan nilai densitas bulk pada batuserpih lapangan Devonian-Mississippian cekungan Bakken utamanya mengandung mineral pirit. Sehingga, kisaran nilai densitas bulk yang terbaca di log akan berkisar pada nilai 2.4 – 2.8 dan cocok untuk pengaplikasian persamaan (1).

Dengan aplikasi analisa di atas, maka hasil model pada kasus formasi Ngimbang akan memberikan nilai TOC yang sangat tinggi pada batuserpih yang tidak mengandung atau minim mineral pirit yang berdensitas besar. Dikarenakan variable log densitas berposisi sebagai penyebut pada persamaan (1). Selain memberikan nilai TOC yang sangat tinggi, model Schmoker-Hester juga akan memberikan nilai yang sangat kecil apabila diaplikasikan pada batuan induk dengan tingkat maturitas yang rendah (rendah kandungan karbon organik).

Dengan demikian, model Schmoker-Hester **tidak cocok** untuk digunakan di formasi Ngimbang. Sekalipun menghasilkan nilai simpangan yang relatif sangat kecil pada beberapa kasus di beberapa titik. Nilai TOC yang dihasilkan oleh log model Schmoker-Hester yang pada dasarnya hanya diperuntukan untuk batuan Shale dengan kandungan penyusun utama mineral pirit, tidak dapat diaplikasikan di formasi Ngimbang yang tidak mengandung/minim mengandung mineral pirit (dengan range nilai densitas 1.8 – 2.2). Adapun pada kasus batugamping, nilai simpangan deviasi menunjukkan nilai rendah semata dikarenakan range densitas batuannya yang menyerupai batuserpih ber kandungan mineral pirit.

## **4.2 Aplikasi Log Model TOC – Passey Sonic (1983)**

Sumur SH-1 di bagi kedalam 2 buah zona yakni zona dengan akurasi rendah (zona I) dan zona dengan akurasi model tinggi (zona 2). didominasi oleh batuan serpih (*shale*) serta batugamping dengan sisipan batubara. Ciri utama pada batuserpih zona ini yaitu berwarna abu dan sebagian berwarna cokelat. Terkadang bersifat tufaan, lanauan, lempungan dan karbonan. Sebagian kecil bermineral penyusun pirit.

### **4.2.1 Log Model TOC – Passey-Sonic (1983) pada Sumur SH-1**

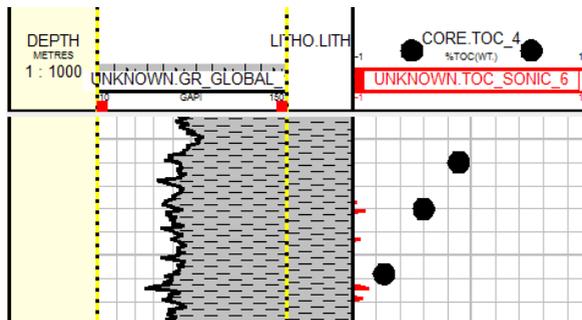
Pada sumur SH-1, formasi Ngimbang terletak pada top formation di kedalaman 1710 hingga bottom formation 3120 meter. Zona ini didominasi oleh batuan

serpih (*shale*) dengan sisipan batugamping serta batubara. Ciri utama pada batuserpih zona ini yaitu berwarna abu dan sebagian berwarna cokelat. Terkadang bersifat tuffaan, lanauan, lempungan dan karbonan. Sebagian kecil bermineral penyusun pirit. Adapun pada bagian Ngimbang bawah didominasi oleh batugamping, dan batuserpih dengan sisipan batubara, batulanau dan konglomerat. Batugamping bercirikan mikrograin, berwarna abu-abu tua kecoklatan hingga kekuningan. Pada beberapa tempat mengandung fosil dan sedikit mineral kwarsa. Berproperti petrofisika porositas buruk, keras, dan sebagian getas. Serta terkadang merupakan batugamping dolomitan dan karbonan.

### *Interpretasi Kualitatif*

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Passey Density menunjukkan rendahnya nilai simpangan deviasi model terhadap data TOC core. Dari ke-34 data core yang tersedia pada interval formasi Ngimbang ini hanya 11 titik data yang memiliki nilai standar deviasi dibawa 1,1 %wt. (satu kolom). Fenomena ini menurut Passey adalah hal yang wajar, dan data hasil yang sedemikian (bernilai negatif) harus diabaikan. Sehingga analisa awal mengindikasikan besarnya kemungkinan nilai error dari perhitungan menggunakan model ini.

Gambar 4.7 memperlihatkan hasil perhitungan metode ini, dimana dapat ditemui banyak nilai negatif sepanjang interval kedalaman 2500 hingga 2600, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/*quicklook*) yang cukup besar melewati batas standar (1.1).Meski demikian, dalam beberapa kasus pada kedalaman lain di sumur SH-1 juga banyak ditemukan data yang cocok dengan nilai simpangan deviasi yang rendah.



**Gambar 4.7** Model memperlihatkan banyaknya nilai negatif sepanjang interval.

### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif sumur SH-1 menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 0.9012. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Passey Sonic pada zona I ini kurang teruji keakurasiannya. Dimana dari total 33 data yang tersedia, hanya terdapat 11 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.6 berikut:

**Tabel 4.6** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-1.

Depth	%TOC (Core)	Passey_Sonic	SD
1734	0.64	-0.04	0.68
1770	0.75	0.71735	0.03265
1796	0.48	0.4508	0.0292
1824	0.45	0.5194	0.0694
1844	0.36	0.388	0.028
1870	0.63	0.898	0.268
1900	0.49	0.429	0.061
1930	0.46	0.607	0.147
1974	0.43	0.56	0.13
2004	0.37	2.54	2.17
2024	0.34	0.433	0.093
2064	0.48	0.472	0.008
2110	0.51	0.644	0.134
2150	0.46	0.417	0.043
2170	0.46	0.8675	0.4075
2204	0.6	0.57	0.03
2230	0.47	0.3913	0.0787
2254	2.29	1.104	1.186
2316	0.64	0.65	0.01
2424	0.69	0.69	0

2450	0.57	0.96	0.39
2480	0.9	1.003	0.103
2530	3.91	1.14	2.77
2540	2.29	0.422	1.868
2554	0.48	0.208	0.272
2616	1.6	1.24	0.36
2700	0.68	2.31	1.63
2914	1.11	4.21	3.1
2960	1.06	3.703	2.643
2986	2.73	4.42	1.69
3000	1.94	5.04	3.1
3020	2.19	4.95	2.76
3045	1.14	2.88	1.74
3070	0.69	3.708	3.018

#### 4.2.2 Analisa Sumur SH-2

Zona I terletak pada interval top formation (kedalaman 183 meter) hingga kedalaman 1195 meter. Zona ini didominasi oleh batuserpih (*shale*) dengan selingan batugamping. Ciri utama batuserpih pada zona I adalah berwarna abu hitam, kalkarius, dan sebagian berpasir, serta tidak ditemukan mineral pirit. Adapun batugamping berciri abu kecokelatan, dan berkapur (*chalky*). Adapun pada formasi kujung bawah didominasi batu serpih, dan batugamping, beserta sisipan batupasir batubara dan batu lanau. Batu serpih dengan warna bervariasi dari cokelat muda, cokelat kemerahan hingga berwarna hitam, sangat berkarbon, dan sebagian kalkarius. Adapun batugamping berwarna abu, dengan kristalin halus, berkapur (*chalky*).

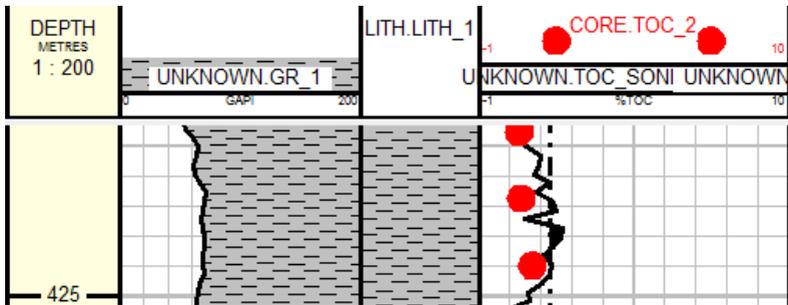
##### *Interpretasi Kualitatif*

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Passey Sonic menunjukkan tingginya akurasi model terhadap data TOC core pada sumur SH-2. Dari hasil *quicklook* didapatkan persebaran data core terdapat di kedalaman dengan litologi batuserpih, batubara, dan batugamping. Pada litologi batu gamping model memperlihatkan akurasi yang lebih baik jika dibandingkan dengan data pada litologi batugamping dan batubara. Meskipun pada interpretasi cepatnya tidak ada dari TOC di batugamping yang nilai deviasinya melebihi 1.1

(1 kotak skala), dan hanya satu data pada batubara yang diatas standar deviasi maksimum.

Dari ke-22 data core yang tersedia pada interval formasi Ngimbang ini hanya 1 titik data yang yang memiliki nilai standar deviasi diatas 1,1 (%wt.) yaitu pada kedalaman 700 meter berlitologi batubara. Sehingga penggunaan metoda masih masuk dalam kategori sangat baik.

Gambar 4.10 memperlihatkan hasil perhitungan metode ini pada log model, dimana masih ditemui nilai negatif yang meskipun sangat sedikit (ditemui 2 interval sangat sempit yang bernilai negatif) sepanjang interval kedalaman 1030 hingga 1031, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/ *quicklook*) yang sangat kecil dan masih masuk dalam batas standar (1,1 SD).



**Gambar 4.8** nilai data core terhadap kedalaman pada interval 410 hingga 425 menunjukkan hasil yang akurat.

### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif sumur SH-2 menggunakan metode Passey Sonic menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat sangat baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **0.46789**. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Passey Sonic pada zona I ini dalam praktiknya sangat cocok dengan hasil TOC core Dimana dari total 22 data yang tersedia, hanya terdapat 11 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Meskipun data pada kedalaman 700 meter Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.7 berikut:

**Tabel 4.7** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-1.

Depth	%TOC	Sonic-Passey	Margin
-------	------	--------------	--------

208.2	0.49	0.419	0.071
268	0.86	0.643	0.217
315.25	1.07	1.57	0.5
319.75	0.72	1.48	0.76
322	0.63	1.296	0.666
410	0.31	0.3	0.01
415	0.44	1.63	1.19
417.25	0.51	1.09	0.58
419.5	0.90	1.24	0.34
421.74	1.09	0.98	0.11
424	0.96	0.811	0.149
490	1.91	1.04	0.87
548	0.74	0.67	0.07
586	1.57	1.22	0.35
588.12	1.81	1.12	0.69
590.25	1.54	1.37	0.17
592.12	0.94	1.18	0.24
594.5	1.56	1.38	0.18
700	6.94	4.69	2.25
740	4.56	4	0.56
780	2.45	2.47	0.02
890	0.62	0.32	0.3

#### 4.2.3 Analisa Sumur SH-3

Sumur SH-3 Sumur SH-2 mempenetrasi lapisan Ngimbang dari interval kedalaman 571 hingga kedalaman 729. Formasi Ngimbang pada sumur ini didominasi oleh batuan serpih (*shale*), batulanau, natugamping, dan batubara. Batuserpih pada formasi ini bercirikan warna abu-abu muda hingga abu tua. Kalkarius, sebagian karbonatan dan agak keras – keras. Batugamping berwarna abu-abu ke abu gelap, porositas bukk-sedang, berpasir, sub anguler – sub

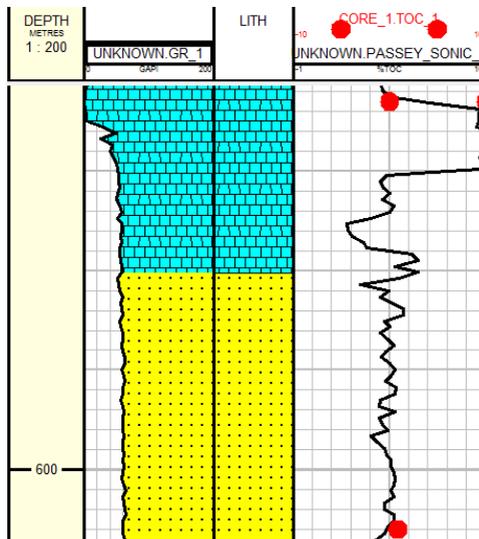
rounded, dan karbonatan. Batulanau memiliki porositas buruk, dan terkadang terdapat selingan dolomit.

### Interpretasi Kualitatif

Berbeda halnya dengan sumur SH-3, data core TOC yang didapatkan pada sumur SH-3 tidak ada yang diambil pada litologi batu serpih. Dimana data yang diambil merupakan hasil pengukuran TOC pada batupasir dan batugamping serta batubara.

Secara kualitatif penggunaan model Passey-Sonic pada sumur SH-3 menunjukkan hasil log model yang sangat baik. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Sonic-Passey pada zona sumur SH-3 menunjukkan dari ketujuh data core yang tersedia pada interval zona ini hanya terdapat satu titik data yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi. Gambar 4.9 memperlihatkan contoh log model dan simpangannya terhadap data toc core

Gambar 4.9 memperlihatkan hasil perhitungan metode ini pada log model. Tidak ditemukan nilai negatif sepanjang interval, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/ *quicklook*) yang tidak melewati batas standar (1.1). Meski demikian, pada kedalaman 570 meter terlihat indikasi nilai simpangan deviasi yang melewati satu kolom (diatas 1.1)



**Gambar 4.9** nilai data core terhadap kedalaman yang cukup besar beserta banyaknya nilai negatif sepanjang interval.

### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif sumur SH-2 menggunakan metode Passey Sonic menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat sangat baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **0.5494**. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Passey Sonic pada sumur SH-3 ini dalam praktiknya sangat cocok dengan hasil TOC core. Dari dari total 7 data yang tersedia, hanya terdapat 1 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.8 berikut:

**Tabel 4.8** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-3

Depth	%TOC	Sonic_Passey	Margin
208.2	0.49	0.419	0.071
268	0.86	0.643	0.217
315.25	1.07	1.57	0.5
319.75	0.72	1.48	0.76
322	0.63	1.296	0.666
410	0.31	0.3	0.01
415	0.44	1.63	1.19
417.25	0.51	1.09	0.58
419.5	0.90	1.24	0.34
421.74	1.09	0.98	0.11
424	0.96	0.811	0.149
490	1.91	1.04	0.87
548	0.74	0.67	0.07
586	1.57	1.22	0.35
588.12	1.81	1.12	0.69
590.25	1.54	1.37	0.17
592.12	0.94	1.18	0.24
594.5	1.56	1.38	0.18
700	6.94	4.69	2.25
740	4.56	4	0.56

780	2.45	2.47	0.02
890	0.62	0.32	0.3

### 4.2.3 Analisa Keseluruhan Hasil Model Sonic-Passey (1990)

Dari hasil kesimpulan awal pada analisa kuantitatif dan kualitatif pada sumur SH-3 di atas secara keseluruhan memiliki nilai akurasi cukup baik. Dari ketiga sumur, nilai deviasi rerata yang didapatkan secara keseluruhan berada dibawah nilai standar keseluruhan interpretasi kuantitas yaitu 0.8 .

Untuk mengambil kesimpulan pada pengaplikasian model ini harus dikaji ulang landasan teori yang digunakan oleh Passey dalam membentuk model menggunakan log Sonic ini. Salah satu hal yang perlu digarisbawahi adalah Passey dalam Passey et al (1990), tidak mengambil formulasi menggunakan analisa mineral. Melainkan, menggunakan analisa porositas batuan. Sehingga model ini dibangun untuk kedua jenis litologi batu induk umum yaitu batugamping, batuserpih, dan batubara. Dan samasekali tidak bergantung pada mineral penyusunnya sebagaimana halnya metode Schmoker-Hester (1983). Adapun pengaplikasiannya hanya bersifat akurat pada kisaran nilai transit time 187 us/m hingga 351 us/m

Dengan menganalisa hasil interpretasi kualitatif pada keseluruhan sumur percobaan (SH-1, SH-2, dan SH-3) dapat diambil kesimpulan bahwa model kurang cocok untuk diaplikasikan pada formasi Ngimbang. Terlebih lagi dari hasil analisa kuantitatif Meskipun terkadang masih dapat ditemukan beberapa deviasi antara model dan hasil data core, secara garis besar tetap dapat diambil kesimpulan bahwa model ini cocok.

## 4.3 Aplikasi Log Model TOC – Passey-Densitas (1990)

Pemodelan persebaran log TOC pada sepanjang interval sumur formasi Ngimbang secara kualitatif memberikan hasil yang relatif cukup baik dan dapat merepresentasikan hasil analisa log pada model terhadap data core. Hal ini secara gamblang terlihat pada hasil model log sumur di *well* SH-1 dan SH-2, dan sumur SH-3. Hasil memperlihatkan adanya kecocokan dengan data inti. Namun, secara relatif telah mendekati nilai simpangan deviasi yang cukup rendah. Terdapat beberapa analisa penting pada titik-titik interval tertentu dimana ditemukan zona menarik yang bisa dijadikan representasi menyeluruh dari pembuatan model log Passey-Density ini. Berikut merupakan perinciannya.

### 4.3.1 Log Model TOC – Passey-Densitas (1990) pada Sumur SH-1

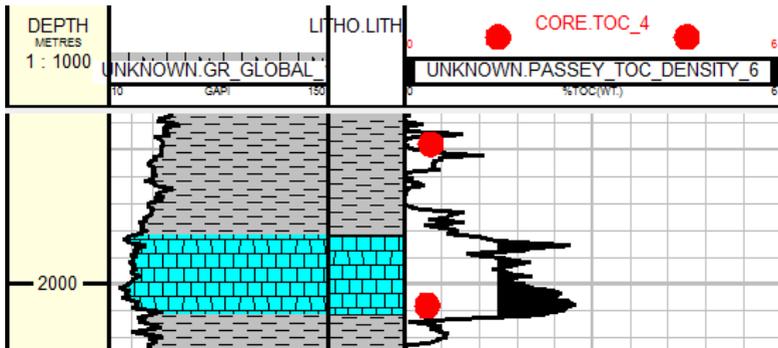
Sumur SH-1 di bagi kedalam 2 buah zona yakni zona dengan akurasi rendah (zona 2) dan zona dengan akurasi model tinggi (zona 1).

#### 4.3.1.1 Analisa Zona I Sumur SH-1

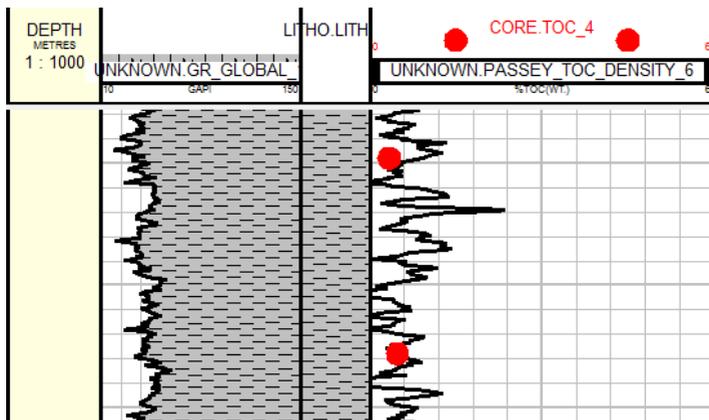
Zona I terletak pada interval top formation (kedalaman 1710 meter) hingga kedalaman 2480 meter. Zona ini didominasi oleh batuan serpih (*shale*) dengan sisipan batugamping serta batubara. Ciri utama pada batuserpih zona ini yaitu berwarna abu dan sebagian berwarna coklat. Terkadang bersifat tuffaan, lanauan, lempungan dan karbonan. Sebagian kecil bermineral penyusun pirit.

##### *Interpretasi Kualitatif*

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Passey-Densityr menunjukkan rendahnya nilai simpangan deviasi model terhadap data TOC core. Dari ke-22 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya 1 titik data yang yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif ini (1,1 %wt.). data tersebut bertempat pada kedalaman 2004 meter pada litologi batugamping.



(a)



(b)

**Gambar 4.10** nilai data core terhadap kedalaman, (a) Data core didapatkan di batugamping menunjukkan hasil buruk dan, (b) di batuserpih hasil baik

Dengan membandingkan gambar 4.10 dengan secara interpretasi sepiintas (*quicklook interpretation*), dapat diambil kesimpulan awal bahwa model Passey Density (1990) sangat cocok untuk diaplikasikan pada interval zona 1, sumur SH-1. Interpretasi kualitatif pada zona I ini dapat secara terperinci dijelaskan dengan menggunakan interpretasi kuantitatif sebagaimana berikut.

#### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif pada zona 1 sumur SH-1 menggambarkan rendahnya simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 0.166. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona I ini memiliki keakurasian yang baik dengan menentukan persebaran TOC Core. Dimana dari total 22 data yang tersedia, hanya terdapat 1 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 0.13 persen dari total data keseluruhan) pada batugamping. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.9 berikut:

**Tabel 4.9** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I

Depth (m)	%TOC (Core)	Passey-Density	SD
--------------	----------------	----------------	----

1734	0.64	0.686	0.046
1770	0.75	0.717	0.033
1796	0.48	0.4508	0.0292
1824	0.45	0.519	0.069
1844	0.36	0.388	0.028
1870	0.63	0.862	0.232
1900	0.49	0.482	0.008
1930	0.46	0.607	0.147
1974	0.43	0.563	0.133
2004	0.37	2.522	2.152
2024	0.34	0.472	0.132
2064	0.48	0.5	0.02
2110	0.51	0.64	0.13
2150	0.46	0.417	0.043
2170	0.46	1.309	0.849
2204	0.6	0.672	0.072
2230	0.47	0.391	0.079
2254	2.29	1.175	1.115
2316	0.64	0.654	0.014
2424	0.69	0.693	0.003
2450	0.57	0.67	0.1
2480	0.9	1.003	0.103

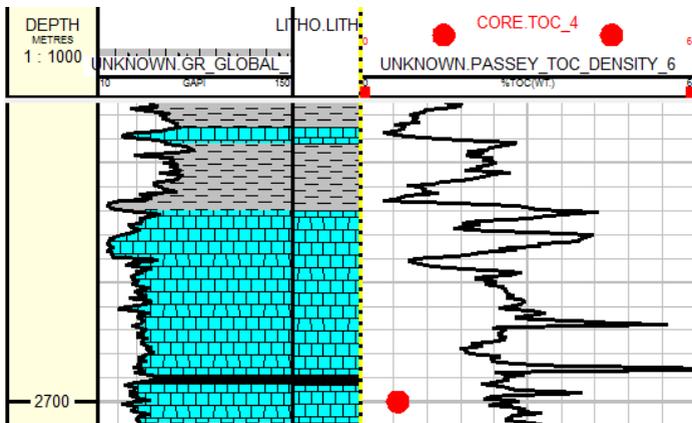
#### 4.3.1.2 Analisa Zona II sumur SH-1

Zona II berada di interval kedalaman 2480 meter hingga 3120 meter. Didominasi oleh batugamping. Juga terdapat batuserpih dengan sisipan batubara, batulanau dan konglomerat. Batugamping bercirikan mikrograin, berwarna abu-abu tua kecoklatan hingga kekuningan. Pada beberapa tempat mengandung fosil dan sedikit mineral kwarsa. Berproperti petrofisika porositas buruk, keras, dan sebagian getas. Serta terkadang merupakan batugamping dolomitan dan karbonan.

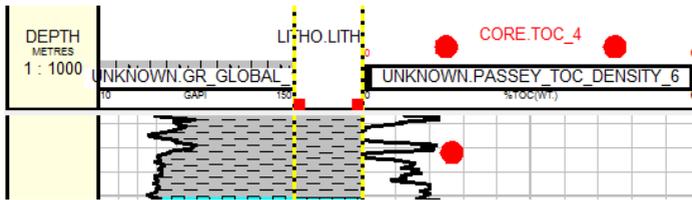
Adapun, batuserpilh pada zona ini bersifat tufaan dan lempungan, kebanyakan mengandung pirit, serta bercirikan getas sampai agak keras. Batubara berwarna hitam, sebagian masih berumur muda, berkilap logam, dan getas. Sedangkan, konglomerat zona ini berwarna abu tua yang terdiri dari pecahan-pecahan batugamping, batulanau, batulempung, serpih dan batubara. Berukuran granuler sampai kasar yang terikat oleh material gampingan dan agak keras.

*Interpretasi Kualitatif*

Berbeda halnya dengan zona I, secara kualitatif zona II menunjukkan hasil log model yang buruk serta tidak dapat merepresentasikan model yang akurat antara data core dengan data log model. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Passey-Density pada zona II menunjukkan menurunnya akurasi model terhadap data TOC core relatif terhadap zona I. Dari 11 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya dua titik data yang memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif penelitian ini yaitu 1,1 (%wt.). Selebihnya, yaitu 9 data core lainnya tidak memenuhi standar. Berikut, merupakan perbandingan model log pada data dengan akurasi buruk (Gambar 4.11.a) dan akurasi baik (Gambar 4.11 b).



(a)



(b)

**Gambar 4.11** Perbandingan antara model dengan akurasi baik dan buruk (a) Terdapatnya simpangan yang cukup besar pada data kedalaman 2700 meter (b) Contoh hasil model Passey-Density dengan akurasi baik kedalaman 2986 meter

Dari kedua gambar (a) dan (b) Gambar 4.11 di atas, dapat ditarik kesimpulan awal bahwasannya model Passey-Density memiliki keakurasian yang cukup baik, sehingga cocok untuk diaplikasikan pada interval zona II sumur SH-2. Rincian kecocokan model terhadap data %TOC core dapat dilihat menggunakan interpretasi kuantitatif berikut:

#### *Analisa Kuantitatif*

Sesuai dengan hasil kesimpulan awal pada analisa interpretasi kualitatif, analisa kuantitatif memberikan hasil model yang cukup tidak akurat. Interpretasi kuantitatif pada zona 2 sumur SH-2 menggambarkan besarnya nilai simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 1.834 TOC. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Passey-Density pada zona II ini telah terbukti memiliki akurasi yang rendah dalam memprediksi kandungan TOC sumur. Dimana dari total 12 data yang tersedia, hanya terdapat 2 buah data yang memiliki simpangan deviasi dibawah nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 1.66 persen dari total data keseluruhan).

Hasil nilai Simpangan Deviasi pada zona II sumur SH-1 ditabulasikan pada tabel 4.10 berikut:

**Tabel 4.10** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I.

Depth (m)	TOC (Core)	TOC (Passey-Density)	SD
2530	3.91	1.14	2.77
2540	2.29	0.422	1.868
2554	0.48	0.043	0.437
2616	1.6	1.2406	0.3594

2700	0.68	2.316	1.636
2914	1.11	3.814	2.704
2960	1.06	3.195	2.135
2986	2.73	4.42	1.69
3000	1.94	4.822	2.882
3020	2.19	2.817	0.627
3045	1.14	2.888	1.748
3070	0.69	3.847	3.157

Dengan mengambil nilai rerata simpangan deviasi yaitu sebesar 1.834 diambil kesimpulan awal bahwa model log Passey-Density tidak cocok untuk diaplikasikan pada zona II sumur SH-1.

#### 4.3.2 Analisa Sumur SH-2

Zona I terletak pada interval top formation (kedalaman 183 meter) hingga kedalaman 1195 meter. Zona ini didominasi oleh batuserpih (*shale*) dengan selingan batugamping. Ciri utama batuserpih pada zona I adalah berwarna abu hitam, kalkarius, dan sebagian berpasir, serta tidak ditemukan mineral pirit. Adapun batugamping berciri abu kecokelatan, dan berkapur (*chalky*). Adapun pada formasi Kujung bawah didominasi batu serpih, dan batugamping, beserta sisipan batupasir batubara dan batu lanau. Batu serpih dengan warna bervariasi dari cokelat muda, cokelat kemerahan hingga berwarna hitam, sangat berkarbon, dan sebagian kalkarius. Adapun batugamping berwarna abu, dengan kristalin halus, berkapur (*chalky*).

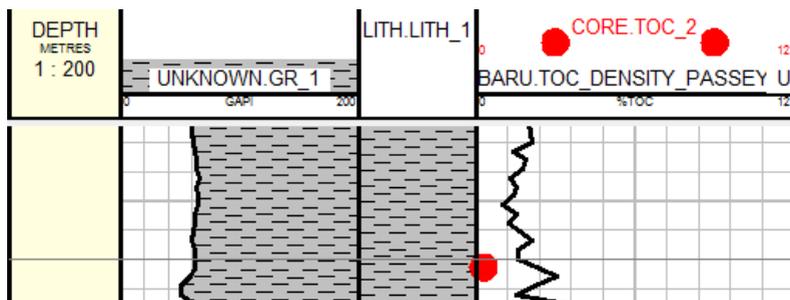
##### *Interpretasi Kualitatif*

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Passey Sonic menunjukkan tingginya akurasi model terhadap data TOC core pada sumur SH-2. Dari hasil *quicklook* didapatkan persebaran data core terdapat di kedalaman dengan litologi batuserpih, batubara, dan batugamping. Pada litologi batu gamping model memperlihatkan akurasi yang lebih baik jika dibandingkan dengan data pada litologi batugamping dan batubara. Meskipun pada interpretasi cepatnya tidak ada dari TOC di batugamping yang nilai deviasinya melebihi 1.1 (1 kotak skala), dan hanya satu data pada batubara yang diatas standar deviasi maksimum.

Dari ke-22 data core yang tersedia pada interval formasi Ngimbang ini hanya 3 titik data yang memiliki nilai standar deviasi diatas 1,1 (%wt.) yaitu

pada kedalaman 315, 700 dan 890 meter berlitologi batubara. Sehingga penggunaan metoda masih masuk dalam kategori sangat baik.

Gambar 4.12 memperlihatkan hasil perhitungan metode ini pada log model, dimana masih ditemui nilai negatif yang meskipun sangat sedikit (ditemui 2 interval yang sangat sempit yang bernilai negatif) sepanjang interval kedalaman 1030 hingga 1031, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/ *quicklook*) yang sangat kecil dan masih masuk dalam batas standar (1,1 SD).



**Gambar 4.12** Nilai data core terhadap kedalaman pada 315 menunjukkan hasil yang buruk.

### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif sumur SH-2 menggunakan metode Passey Densitas menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat sangat baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **0.46789**. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Passey Sonic pada zona I ini dalam praktiknya sangat cocok dengan hasil TOC core Dimana dari total 22 data yang tersedia, hanya terdapat 11 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Meskipun data pada kedalaman 700 meter Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.11 berikut:

**Tabel 4.11** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-1

Depth	%TOC	Density_Passey	Margin
208.2	<b>0.49</b>	0.459	<b>0.031</b>

268	<b>0.86</b>	0.757	0.103
315.25	<b>1.07</b>	2.949	<b>1.879</b>
319.75	<b>0.72</b>	1.14	0.42
322	<b>0.63</b>	0.69	0.06
410	<b>0.31</b>	1.04	0.73
415	<b>0.44</b>	1.008	0.568
417.25	<b>0.51</b>	1.57	1.06
419.5	<b>0.90</b>	1.03	0.13
421.74	<b>1.09</b>	1.115	0.025
424	<b>0.96</b>	1.031	0.071
490	<b>1.91</b>	1.57	0.34
548	<b>0.74</b>	1.52	0.78
586	<b>1.57</b>	1.62	0.05
588.12	<b>1.81</b>	1.74	0.07
590.25	<b>1.54</b>	1.528	0.012
592.12	<b>0.94</b>	1.094	0.154
594.5	<b>1.56</b>	1.495	0.065
700	<b>6.94</b>	5.591	<b>1.349</b>
740	<b>4.56</b>	3.966	0.594
780	<b>2.45</b>	2.56	0.11
890	<b>0.62</b>	4.23	<b>3.61</b>

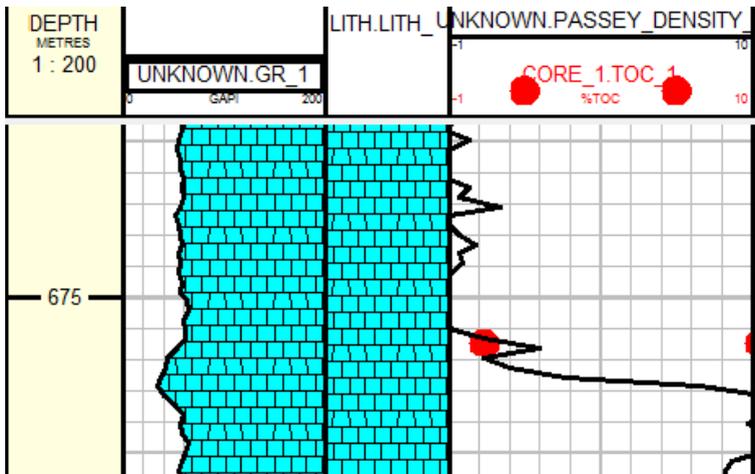
### 4.3.3 Analisa Sumur SH-3

Sumur SH-3 Sumur SH-2 mempenetrasi lapisan Ngimbang dari interval kedalaman 571 hingga kedalaman 729. Formasi Ngimbang pada sumur ini didominasi oleh batuan serpih (*shale*), batulanau, natugamping, dan batubara. Batuserpih pada formasi ini bercirikan warna abu-abu muda hingga abu tua. Kalkarius, sebagian karbonatan dan agak keras – keras. Batugamping berwarna abu-abu ke abu gelap, porositas bukk-sedang, berpasir, sub anguler – sub rounded, dan karbonatan. Batulanau memiliki porositas buruk, dan terkadang terdapat selingan dolomit.

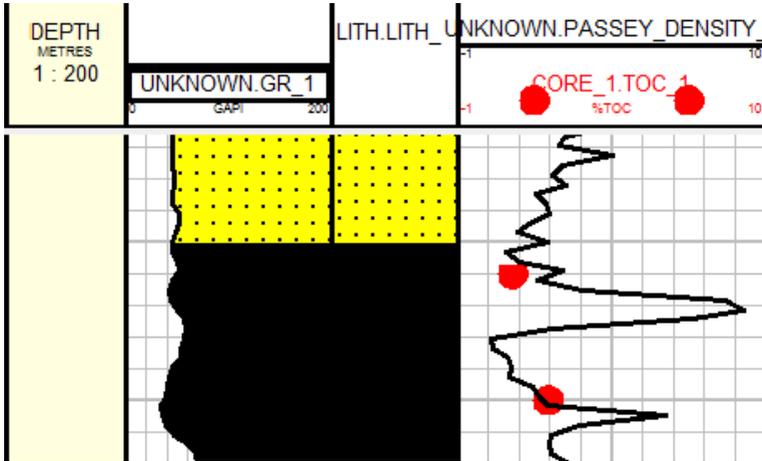
#### Interpretasi Kualitatif

Secara kualitatif penggunaan model Passey-Sonic pada sumur SH-3 menunjukkan hasil log model yang sangat baik. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Sonic-Passey pada zona sumur SH-3 menunjukkan dari ketujuh data core yang tersedia pada interval zona ini hanya terdapat satu titik data yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi. Gambar 4.13 memperlihatkan contoh log model dan simpangannya terhadap data toc core

Gambar 4.13 memperlihatkan hasil perhitungan metode ini pada log model. Tidak ditemukan nilai negatif sepanjang interval, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/ *quicklook*) yang melewati batas standar (1.1). Meski demikian, pada kedalaman 570 meter terlihat indikasi nilai simpangan deviasi yang melewati satu kolom (diatas 1.1)



(a)



(b)

**Gambar 4.13** nilai data core terhadap model densitas passey menunjukkan hasil yang cukup baik, (a) pada batugamping, (b) batubara

#### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif sumur SH-3 menggunakan metode Passey Sonic menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat sangat baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **0.1751**. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Passey Sonic pada sumur SH-3 ini dalam praktiknya sangat cocok dengan hasil TOC core. Dari dari total 7 data yang tersedia, tidak ada data core yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.12 berikut:

**Tabel 4.12** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-1.

Depth (m)	%TOC	DENSITY_PASSEY	MARGIN
581.5	0.04	0.504	0.464
603	0.89	0.786	0.104
630	0.9	0.843	0.057
676.5	0.3	0.276	0.024

706	0.98	0.904	0.076
710	2.25	2.352	0.102
729	0.22	0.6187	0.3987

#### 4.3.4 *Analisa Keseluruhan Hasil Model Passey-Density (1990)*

Dari hasil kesimpulan awal pada analisa kuantitatif dan kualitatif pada sumur SH-3 di atas secara keseluruhan memiliki nilai akurasi yang sangat baik. Dari ketiga sumur, nilai deviasi rerata yang didapatkan secara keseluruhan berada dibawah nilai standar keseluruhan interpretasi kuantitas yaitu 1,2 .

Salah satu hal yang perlu digarisbawahi dalam landasan teori penggunaan model ini adalah Passey dalam Passey et al (1990), tidak mengambil formulasi menggunakan analisa mineral tertentu. Melainkan, menggunakan analisa porositas batuan. Sehingga model ini dibangun untuk kedua jenis litologi batu induk yang umum ditemukan yaitu batugamping, dan batuserpih. Adapun batuserpih dengan menggunakan hasil analisa sumur SH-3 terbukti juga memberikan nilai yang cukup cocok dengan data core. Dan samasekali tidak bergantung pada mineral penyusunnya sebagaimana halnya metode Schmoker-Hester (1983).

Dengan menganalisa hasil interpretasi kualitatif dan kuantitatif pada keseluruhan sumur percobaan (SH-1, SH-2, dan SH-3) dapat diambil kesimpulan bahwa model sangat dengan rerata pada masing-masing sumur sebesar 0.42407 jika tidak menggunakan data zona sumur SH-1 (yang didominasi oleh batugamping). Nilai tersebut sangat rendah atau sangat cocok untuk diaplikasikan pada formasi Ngimbang. Meskipun terkadang masih dapat ditemukan beberapa deviasi antara model dan hasil data core, secara garis besar tetap dapat diambil kesimpulan bahwa model ini cocok. Dibandingkan dengan hasil penggunaan model Sonic-Passey.

#### 4.4 **Aplikasi Log Model TOC – Decker (1993)**

Pemodelan persebaran log TOC hasil Crossplot data Densitas dengan persebaran TOC data Core. Model ini menggunakan persamaan linear yang dapat merepresentasikan kecocokan antara data core dengan hasil model yang dibuat berdasarkan persebaran nilai log densitasnya. Untuk itu, dipilih dan digunakan persamaan linear hasil proses regresi linear pada data core sumur SH-1 untuk merepresentasikan keseluruhan data hasil model pada sumur-sumur lainnya yaitu sumur SH-2 dan SH-3.

Meskipun pembuatan persamaan menggunakan model ini terbilang cukup sederhana. Model ini memiliki banyak kekurangan karena sifatnya yang sangat empiris. Sehingga, pada aplikasinya harus dilakukan berbagai dikriminasi atau diskritisasi data. Pada penelitian ini penulis melakukan diskritisasi data berdasarkan informasi yang terdapat dari data Mudlog. Adapun karakteristik dasar yang dijadikan landasan pada tugas akhir ini adalah diskritisasi litologi dan diskritisasi subformasi.

Litologi yang digunakan disini adalah berdasarkan ketersediaan data yang diambil dari beberapa jenis litologi. Dimana hampir keseluruhan data nilai TOC diambil dari batuserpih (klastik) dan batugamping (karbonat). Adapun, diskritisasi subformasi adalah berdasarkan terdapatnya data batuan ini yang diambil pada subformasi “*Upper Ngimbang*/Ngimbang Atas” yang didominasi batuserpih dan “*Lower Ngimbang*/Ngimbang Bawah” yang didominasi batugamping. Sehingga, pada akhirnya diharapkan terdapat dua buah persamaan model dengan nilai korelasi baik berupa model:

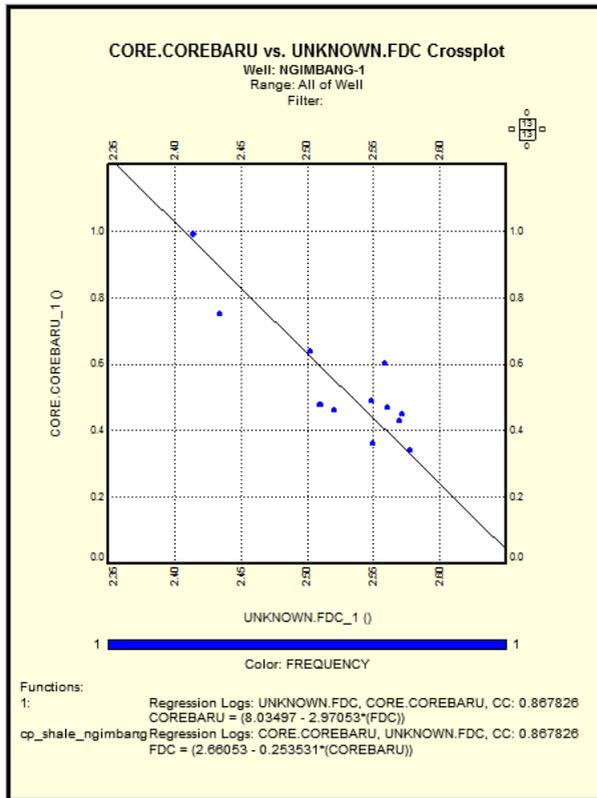
- Decker Clastics/ Klastik
- Decker Carbonates/ Karbonat

Persamaan-persamaan hasil diskritisasi tersebut diatas didapatkan sebagai berikut:

#### **4.4.1 Model Decker – Decker Clastics/Klastik**

Model Decker untuk penerapan pada TOC batuan klastik umumnya didapatkan dari litologi batuserpih formasi Ngimbang. Didapatkan korelasi yang cukup baik dengan menarik garis regresi pada data-data yang khusus diambil dari coring batu inti pada batuserpih. Adapun korelasi yang didapatkan sebesar 0.867. Hasil regresi pada persamaan model didapatkan pada model dapat dilihat pada gambar Model decker klastik ini selanjutnya akan digunakan dalam menentukan besar TOC model pada interval litologi batuserpih dan batuan klastik lainnya, semisal batulanau (siltstone) dan batupasir serpih (shaly sand). Persamaan model yang didapatkan adalah

$$TOC(wt.\%)_{clastics} = 8.03497 - 2.9705(FDC) \quad Cc: 0.867$$

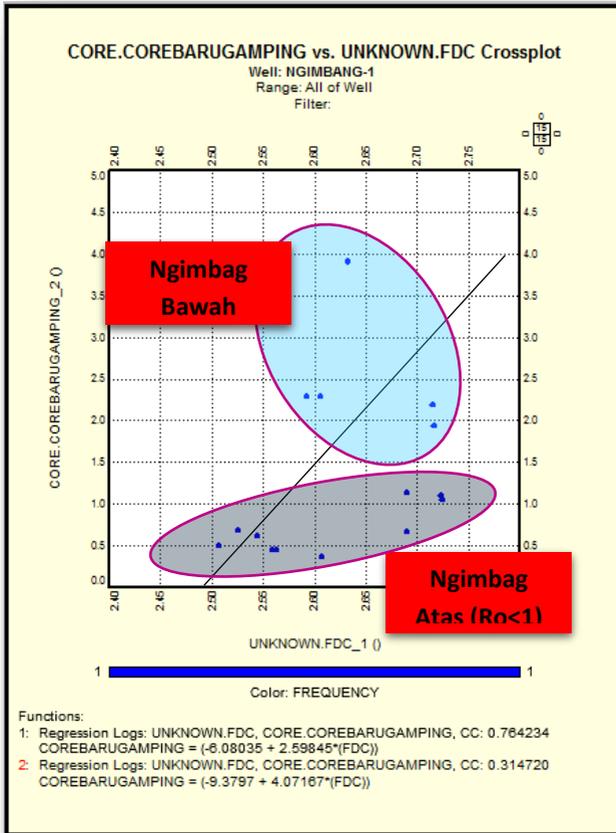


**Gambar 4.14** hasil plotting silang data log densitas dan core Ngimbang klastik serpih dengan koefisien korelasi 0.867

#### 4.4.2 Model Decker – Decker Carbonates/ Karbonat (Improved Model)

Model Decker untuk penerapan pada TOC batuan yang didapatkan dari litologi karbonat formasi Ngimbang. Didapatkan korelasi yang buruk pada penyatuan data dari karbonat Ngimbang Atas dan Ngimbang Bawah. Dimana korelasi yang didapatkan hanya sebesar 0.674. Hal ini dikarenakan besar kisaran rerata pada batugamping di Ngimbang Bawah berbeda dengan Batugamping atas. Hal ini dapat terlihat dari tingginya besar nilai TOC yang terjadi akibat perbedaan faktor geologis bawaan yang didapatkan dari fasies dan proses pengendapan yang berbeda. Salah satu faktor yang dijadikan indikator adalah

adanya perbedaan nilai pantulan vitrinite yang sangat signifikan antara ngimbang atas dan ngimbang bawah.



**Gambar 4.15** Hasil plotting silang log densitas - TOC Core pada batugamping. Kiri: memperlihatkan gabungan data karbonat Ngimbang Atas dan bawah (Cc:0.314) dan Kanan: pada karbonat Ngimbang Bawah Saja (Cc: 0.764)

Setelah dilakukan diskretisasi pada nilai TOC batugamping Ngimbang Atas dan Ngimbang Bawah didapatkan persamaan model yang cukup baik antara TOC model dan data coring batu inti pada karbonat batugamping. Besar koefisien korelasi yang didapatkan adalah sebesar 0.764. Model decker karbonat

ini selanjutnya akan digunakan dalam menentukan besar TOC model pada interval litologi batugamping lempungan dan batuan karbonat lainnya. Hasil regresi pada persamaan model dengan core TOC pada gamping karbonat adalah

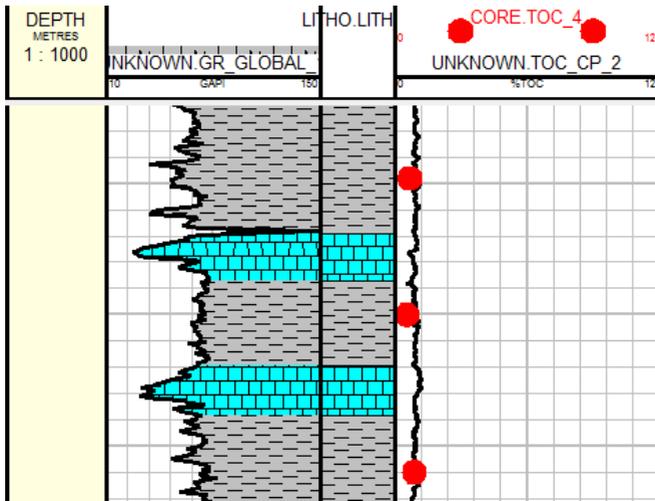
$$TOC_{car}(wt. \%) = 2.598(FDC) - 6.08 \quad Cc: 0.764$$

#### **4.4.3 Log Model Decker (1990) pada Sumur SH-1**

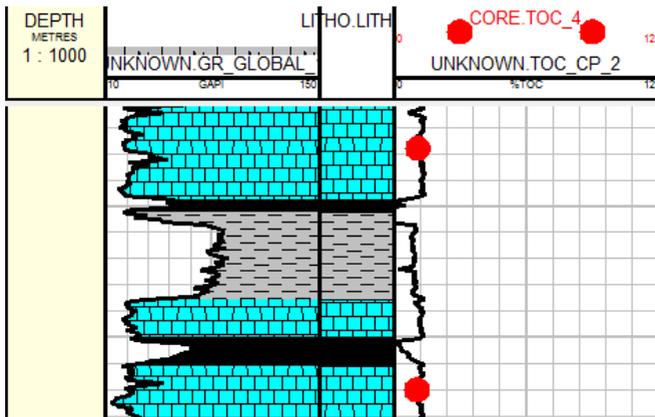
Didominasi batuan serpih (*shale*) dengan sisipan batugamping serta batubara. Ciri utama pada batuserpih zona ini yaitu berwarna abu dan sebagian berwarna cokelat. Terkadang bersifat tufaan, lanauan, lempungan dan karbonan. Sebagian kecil bermineral penyusun pirit. Adapun pada bagian Ngimbang bawah didominasi oleh batugamping, dan batuserpih dengan sisipan batubara, batulanau dan konglomerat. Batugamping bercirikan mikrograin, berwarna abu-abu tua kecoklatan hingga kekuningan. Pada beberapa tempat mengandung fosil dan sedikit mineral kwarsa. Berproperti petrofisika porositas buruk, keras, dan sebagian getas. Serta terkadang merupakan batugamping dolomitan dan karbonan.

##### *Interpretasi Kualitatif*

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Decker menunjukkan rendahnya nilai simpangan deviasi model terhadap data TOC core. Dari ke-34 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya terdapat 2 buah data yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif, yaitu pada kedalaman 2530 meter dan kedalaman 2986 berlitologi batu serpih dan batu gamping. Yaitu, pada kedalaman Dengan kata lain, secara kualitatif persamaan (14) ini telah menghasilkan model yang sangat cocok merepresentasikan data core yang tersedia.



(a)



(b)

**Gambar 4.16** nilai data core terhadap kedalaman, (a) Data core didapatkan di batugamping menunjukkan hasil baik pada litologi batuserpih dan, (b) di batugamping

Dari hasil analisa kualitatif pada gambar 4.16 secara interpretasi sepintas (*quicklook interpretation*), dapat diambil kesimpulan awal bahwa model Decker (1990) sangat cocok untuk diaplikasikan sumur SH-1. Interpretasi

kualitatif pada zona I ini dapat secara terperinci dijelaskan dengan menggunakan interpretasi kuantitatif sebagaimana berikut.

*Interpretasi Kuantitatif*

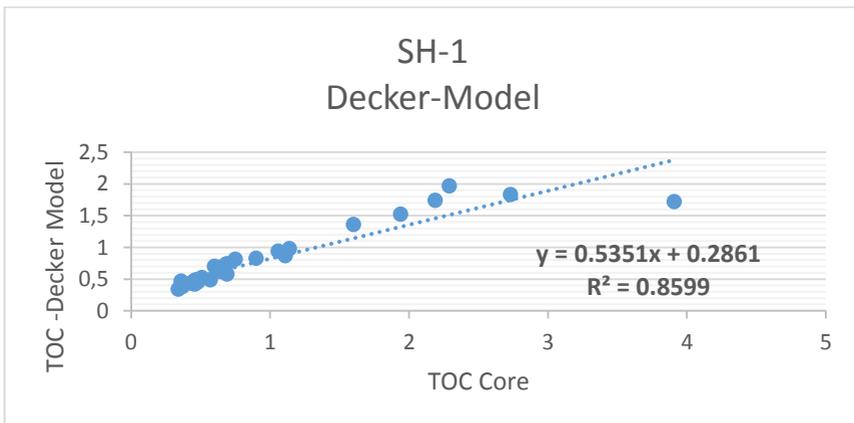
Interpretasi kuantitatif pada zona 1 sumur SH-1 menggambarkan rendahnya simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 0.181. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona I ini memiliki keakurasian yang baik dengan menentukan persebaran TOC Core. Dimana dari total 33 data yang tersedia, hanya terdapat 2 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 0.13 persen dari total data keseluruhan) dimana keduanya berlitologi batuserpih. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.13 berikut:

**Tabel 4.13** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I

Kedalaman	Klasifikasi	TOC Core	TOC Decker	SD (rerata=0.181)
1734	Batuserpih-Klastik	0.64	0.62	0.02
1770	Batuserpih-Klastik	0.75	0.81	0.06
1796	Limstone - Carbonate	0.48	0.482	0.002
1824	Batuserpih-Klastik	0.45	0.429	0.021
1844	Batuserpih-Klastik	0.36	0.468	0.108
1870	Limstone - Carbonate	0.63	0.687	0.057
1900	Batuserpih-Klastik	0.49	0.482	0.008
1930	Limstone - Carbonate	0.46	0.481	0.021
1974	Batuserpih-Klastik	0.43	0.439	0.009
2004	Limstone - Carbonate	0.37	0.38	0.01
2024	Batuserpih-Klastik	0.34	0.339	0.001
2064	Batuserpih-Klastik	0.48	0.494	0.014
2110		0.51	0.524	0.014
2150	Batuserpih-Klastik	0.46	0.42	0.04
2170	Limstone - Carbonate	0.46	0.43	0.03
2204	Limstone - Carbonate	0.6	0.7	0.1

2230	Limstone - Carbonate	0.47	0.464	0.006
2316	Batuserpih-Klastik	0.64	0.63	0.01
2424	Batuserpih-Klastik	0.69	0.58	0.11
2450	Batuserpih-Klastik	0.57	0.49	0.08
2480	Batuserpih-Klastik	0.9	0.83	0.07
2530	Batuserpih-Klastik	3.91	1.72	2.19
2540	Batuserpih-Klastik	2.29	1.97	0.32
2554	Batuserpih-Klastik	0.48	0.45	0.03
2616	Batuserpih-Klastik	1.6	1.36	0.24
2700	Limstone - Carbonate	0.68	0.73	0.05
2914	Limstone - Carbonate	1.11	0.87	0.24
2960	Limstone - Carbonate	1.06	0.94	0.12
2986	Batuserpih-Klastik	2.73	1.83	0.9
3000	Limstone - Carbonate	1.94	1.52	0.42
3020	Limstone - Carbonate	2.19	1.74	0.45
3045	Limstone - Carbonate	1.14	0.98	0.16
3070	Batuserpih-Klastik	0.69	0.74	0.05

Dari tabel di atas didapatkan grafik korelasi antara nilai TOC dari analisa Batuan Inti terhadap TOC hasil Model Decker sebagai berikut:



**Gambar 4.17** Hasil korelasi plotting silang antara data TOC core dan TOC Model

Didapatkan besar nilai korelasi antara TOC *Improved Decker Model* dan data TOC Core sebesar 0.8599 dalam kata lain hasil sangatlah cocok.

#### 4.4.4 Analisa Sumur SH-2

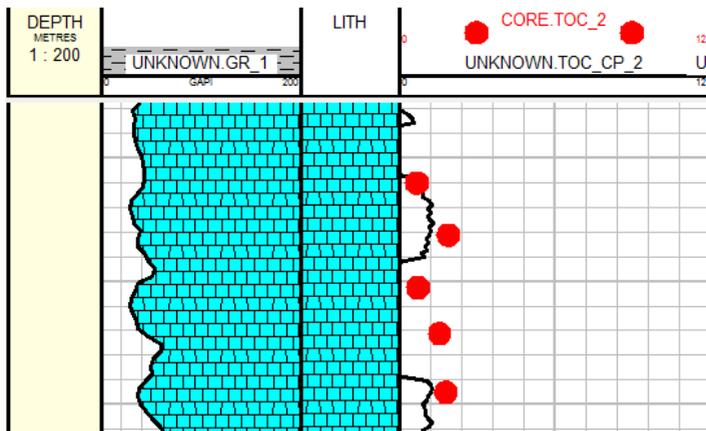
Terletak pada interval top formation (kedalaman 183 meter) hingga kedalaman 1195 meter. Zona ini didominasi oleh batuserpih (*shale*) dengan selingan batugamping. Ciri utama batuserpih pada zona ini adalah berwarna abu hitam, kalkarius, dan sebagian berpasir, serta tidak ditemukan mineral pirit. Adapun batugamping berciri abu kecokelatan, dan berkapur (*chalky*). Pada Ngimbang bagian bawah didominasi batu serpih, dan batugamping, beserta sisipan batupasir batubara dan batu lanau. Batu serpih dengan warna bervariasi dari coklat muda, coklat kemerahan hingga berwarna hitam, sangat berkarbon, dan sebagian kalkarius. Adapun batugamping berwarna abu, dengan kristalin halus, berkapur (*chalky*).

##### *Interpretasi Kualitatif*

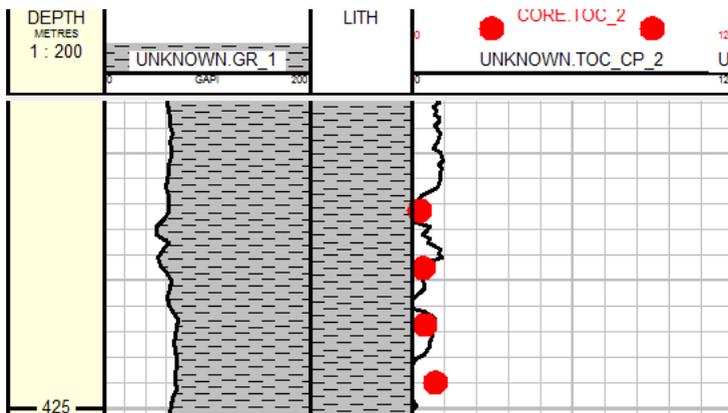
Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Passey Sonic menunjukkan tingginya akurasi model terhadap data TOC core pada sumur SH-2. Dari hasil *quicklook* didapatkan persebaran data core terdapat di kedalaman dengan litologi batuserpih, batubara, dan batugamping. Pada litologi batu gamping model memperlihatkan akurasi yang lebih baik jika dibandingkan dengan data pada litologi batugamping dan batubara. Meskipun pada interpretasi cepatnya tidak ada dari TOC di batugamping yang nilai deviasinya melebihi 1.1 (1 kotak skala), dan hanya satu data pada batubara yang diatas standar deviasi maksimum.

Dari ke-22 data core yang tersedia pada interval formasi Ngimbang ini hanya 4 titik data yang yang memiliki nilai standar deviasi diatas 1,1 (%wt.) yaitu pada kedalaman 424, 489 pada batuserpih dan 590, 591 meter pada batu serpih. Sehingga penggunaan metoda masih masuk dalam kategori baik.

Gambar 5.10 memperlihatkan hasil perhitungan metode ini pada log model, dimana masih ditemui nilai negatif yang meskipun sangat sedikit (ditemui 2 interval yang sangat sempit yang bernilai negatif) sepanjang interval kedalaman 1030 hingga 1031, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/ *quicklook*) yang sangat kecil dan masih masuk dalam batas standar (1,1 SD).



**Gambar 4.18** nilai data core terhadap kedalaman pada 315 menunjukkan hasil yang buruk.



**Gambar 4.19** nilai data core terhadap kedalaman pada 424 menunjukkan hasil yang buruk. Dibarengi dengan nilai negatif

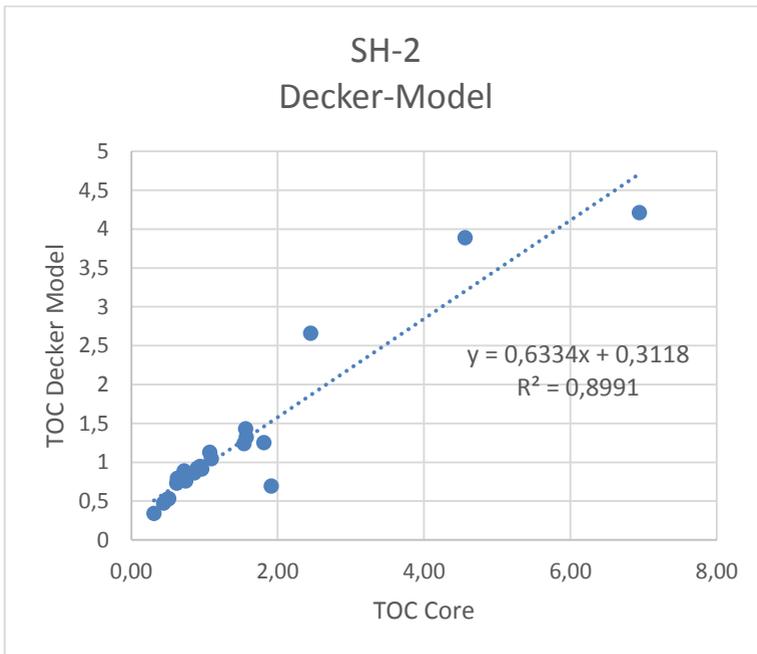
### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif sumur SH-2 menggunakan metode Decker menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat cukup baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **0.309**. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Decker ini dalam praktiknya masih cocok dengan hasil TOC core. Dimana dari total 22 data yang tersedia, terdapat 4 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.15 berikut:

**Tabel 4.14** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-2.

Depth (m)	Klasifikasi	TOC-Core	TOC-Decker	SD (rerata=0.309)
208.2	Batuserpih-Klastik	0.49	0.52	0.03
268	Batuserpih-Klastik	0.86	0.863	0.003
315.25	Batuserpih-Klastik	1.07	1.126	0.056
319.75	Batuserpih-Klastik	0.72	0.885	0.165
322	Batuserpih-Klastik	0.63	0.793	0.163
410	Batuserpih-Klastik	0.31	0.34	0.03
415	Batuserpih-Klastik	0.44	0.471	0.031
417.25	Batuserpih-Klastik	0.51	0.532	0.022
419.5	Batuserpih-Klastik	0.90	0.918	0.018
421.74	Batuserpih-Klastik	1.09	1.042	0.048
424	Batuserpih-Klastik	0.96	0.913	0.047
490	Batuserpih-Klastik	1.91	0.69	1.22
548	Batuserpih-Klastik	0.74	0.759	0.019
586	Karbonats	1.57	1.32	0.25
588.12	Karbonats	1.81	1.252	0.558
590.25	Karbonats	1.54	1.24	0.3
592.12	Karbonats	0.94	0.944	0.004
594.5	Karbonats	1.56	1.43	0.13
700	Batubara	6.94	4.21	2.73
740	Batubara	4.56	3.887	0.673
780	Batubara	2.45	2.657	0.207
890	Batuserpih-Klastik	0.62	0.727	0.107

Dari tabel di atas didapatkan grafik korelasi antara nilai TOC dari analisa Batuan Inti terhadap TOC hasil Model Decker sebagai berikut:



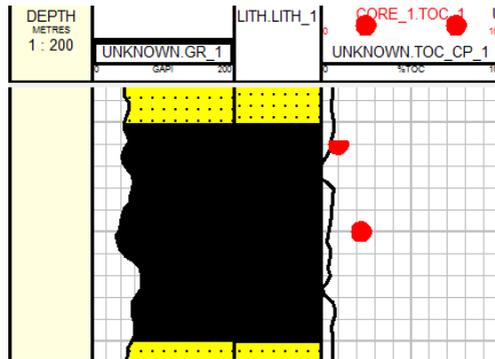
**Gambar 4.20** Penerapan Model Decker pada sumur SH-2 korelasi yang cukup baik

Didapatkan besar nilai korelasi antara TOC *Improved* Decker Model dan data TOC Core sebesar 0.8991 dalam kata lain hasil sangatlah cocok.

#### 4.4.5 Analisa Sumur SH-3

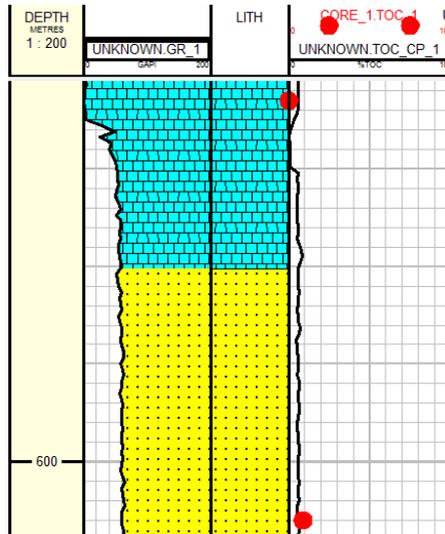
##### *Interpretasi Kualitatif*

Secara kualitatif penggunaan model Decker pada sumur SH-3 menunjukkan hasil log model yang sangat baik. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Sonic-Passey pada zona sumur SH-3 menunjukkan dari ketujuh data core yang tersedia pada interval zona ini hanya terdapat satu titik data yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi yaitu pada kedalaman 710 batubara. Gambar 4.21 memperlihatkan contoh log model dan simpangannya terhadap data toc core.



**Gambar 4.21** Hasil perhitungan model Decker.

ditemukan nilai negatif pada beberapa interval tertentu, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/ *quicklook*) yang tidak melewati batas standar (1.1). Meski demikian, pada kedalaman 710 meter terlihat indikasi nilai simpangan deviasi yang melewati satu kolom (diatas 1.1)



**Gambar 4.22** model Decker pada batugamping dan batupasir

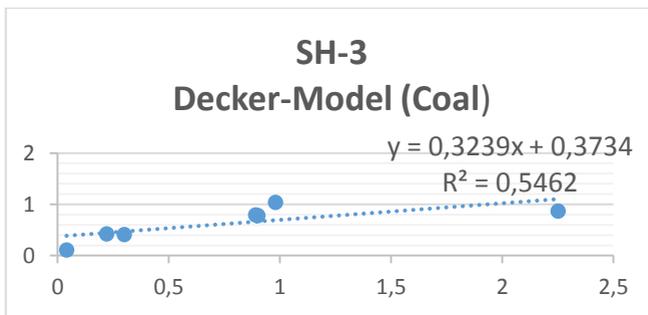
*Interpretasi Kuantitatif*

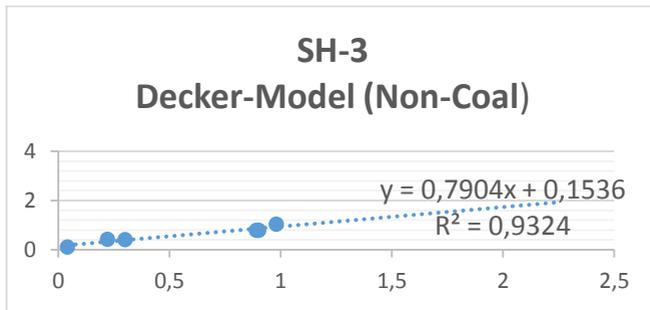
Interpretasi kuantitatif sumur SH-3 menggunakan metode Crossplot Desitas menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat sangat baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **0.292**. Atau, dalam kata lain hasil penggunaan model Decker pada sumur SH-3 ini dalam praktiknya sangat cocok dengan hasil TOC core. Dari dari total 7 data yang tersedia, hanya 1 ada data core yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.15 berikut:

*Tabel 4.15 Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-1*

Depth	Klasifikasi	TOC-Core	TOC-Decker	SD (rerata=0.292)
581.5	Karbonat	0.04	0.109	0.069
603	Batupasir-Klastik	0.89	0.792	0.098
630	Batuserpih-Klastik	0.9	0.782	0.118
676.5	Karbonat	0.3	0.409	0.109
706	Batuserpih-Klastik	0.98	1.04	0.06
710	Batubara	2.25	0.867	1.383
729	Batubara	0.22	0.422	0.202

Terdapatnya litologi batubara yang memiliki nilai TOC tinggi, menjadikan adanya peningkatan rerata deviasi antara data TOC Model dan batu inti. Sehingga didapatkan korelasi yang cukup rendah (cc: 0.5462). Namun, apabila hasil pada data batubara diabaikan akan didapatkan korelasi yang sangat tinggi (cc: 0.9324) sesuai grafik berikut.





**Gambar 4.23** Korelasi antara nilai TOC Model dan Core. Atas melibatkan data Batubara. Bawah tanpa melibatkan batubara

#### 4.1.4 Analisa Keseluruhan Hasil Model Crossplot-Density

Dari hasil kesimpulan awal pada analisa kuantitatif dan kualitatif pada sumur SH-3 di atas secara keseluruhan memiliki nilai akurasi yang sangat baik. Dari ketiga sumur, nilai deviasi rerata yang didapatkan secara keseluruhan berada dibawah nilai standar keseluruhan interpretasi kuantitas.

Dengan menganalisa hasil interpretasi kualitatif dan kuantitatif pada keseluruhan sumur percobaan (SH-1, SH-2, dan SH-3) dapat diambil kesimpulan bahwa model sangat baik untuk diaplikasikan pada formasi Ngimbang dengan rerata pada masing-masing sumur sebesar **0.2604**. Dengan menggunakan diskritisasi data model ini sangat cocok untuk diaplikasikan terutama pada interval batuserpih dan batugamping. Meskipun terkadang masih dapat ditemukan beberapa deviasi antara model dan hasil data core yang utamanya didapatkan pada litologi non batuserpih dan batugamping, misalnya pada kasus batubara, secara garis besar tetap dapat diambil kesimpulan bahwa model ini merupakan model yang paling cocok untuk diaplikasikan dibandingkan dengan hasil penggunaan model-model lainnya.

#### 4.6 Aplikasi Model Mallick-Raju (Analisis Kematangan)

Keterkaitan hubungan antara nilai temperatur dan tekanan terhadap kedalaman sumur bersifat linier. Sehingga, persamaan yang digunakan dalam relasi antara log sonik dengan kematangan batuan induk yang diindikasikan berdasarkan nilai pantulan vitrinit juga bersifat linier, sesuai dengan persamaan berikut:

$$R_o = 0.00805(BHC) - 3.24$$

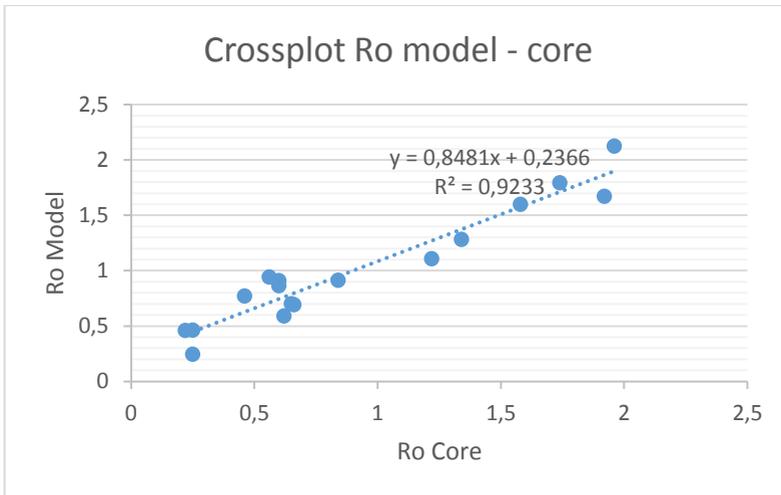
Dimana,

$R_o$  = Pantulan Vitritinite (%)

BHC = Borehole Compensated Sonic Log (us/ft)

A dan B = Konstanta Empiris

Model Mallick-Raju dihasilkan dengan melakukan plotting silang (*cross-plot*) antara nilai sonik log (Borehole Compensated Sonic Tool) dengan nilai pantulan vitritinit yang tersedia pada data batuan inti. Adapun pada penelitian ini, data pantulan vitritinite yang digunakan adalah data yang tersedia dari sumur SH-1. Hal ini dikarenakan ketersediaan data untuk dilakukan plotting silang dengan nilai log sonik yang jauh lebih banyak dibandingkan 2 sumur lainnya yaitu SH-2 dan SH-3.



**Gambar 4.24** Hasil plotting silang antara nilai  $R_o$  model dan  $R_o$  core

#### 4.7 Analisa Keseluruhan Hasil Pemodelan

Pemodelan menggunakan 4 buah metode berbeda memberikan keunggulan dan kelemahan masing-masing metoda. Subbab ini membahas kecocokan penerapan model pada masing-masing sumur, dan mengambil suatu kesimpulan mengenai model yang paling cocok untuk diterapkan.

##### 4.7.1 Analisa Hasil Model Schmoker-Hester

Pada pengaplikasiannya di sumur SH-1, model Schmoker-Hester (1983) memberikan nilai yang baik pada zona 2 (Ngimbang Bawah) yang didominasi batugamping. Dimana nilai rerata simpangan deviasi pada bagian Ngimbang bawah ini menunjukkan nilai yang sangat rendah yaitu 0.488. Namun, memberikan hasil sebaliknya pada zona 1 (Ngimbang Atas) dimana simpangan deviasi menunjukkan angka yang 2.477. Perbedaan utama ini sekilas dapat disebabkan karena pengaruh litologi batuan, dimana nilai TOC batugamping memberikan nilai akurasi yang tinggi dibandingkan dengan nilai TOC pada batuserpilh.

Dari hasil interpretasi kuantitatif dan korelasinya terhadap litologi batuan, model Schmoker-Hester juga memberikan nilai yang baik pada sebagian batuserpilh. Model Schmoker-Hester dibangun berdasarkan model grain batuan serpih di formasi Bakken, dengan meliputi adanya mineral pirit sebagai salah satu komponen pembangun model. Sehingga, model ini utamanya ditujukan pada batuserpilh batuan induk bermineral penyusun pirit.

Adapun, beberapa nilai TOC yang cocok dengan model dapat disebabkan oleh beberapa hal. Pada batuan serpih, yang memiliki kecocokan dengan data core, diperkirakan merupakan batu serpih yang memiliki kandungan mineral pirit. Sehingga, memiliki densitas bulk yang cukup tinggi untuk masuk dalam range nilai yang dapat diaplikasikan menggunakan persamaan (1) model Schmoker-Hester. Sedangkan dalam kasus batugamping yang memiliki nilai densitas yang juga masuk dalam range nilai densitas Schmoker-Hester.

Dengan demikian, model Schmoker-Hester dalam kasus formasi Ngimbang yang menurut data mudlog didominasi oleh batuan bermineral non-pirit, **tidak cocok** untuk diaplikasikan. Demikian juga halnya pada batugamping maupun batubara, sebagaimana interval model yang cocok merupakan hasil akibat batuan berdensitas yang masuk pada range nilai yang cocok dengan kisaran persamaan model *Schmoker-Hester*.

#### 4.7.2 *Analisa Hasil Model Passey-Sonic*

Model Passey-Sonic menghasilkan nilai TOC yang **kurang cocok** untuk diaplikasikan pada formasi Ngimbang, meskipun terkadang memberikan hasil nilai SD yang kecil. Hal ini dikarenakan tingkat kematangan LOM yang terdapat pada seluruh interval sumur di SH-1, SH-2, maupun SH-3 berada diatas 10.5 atau  $R_o > 0.9$ . Selain itu, model Passey-Sonic seringkali memberikan nilai negatif yang disebabkan karena tingginya nilai transit time yaitu diatas kisaran 187 – 351 us/meter utamanya pada kasus sumur SH-1 zona 2 (Ngimbang bawah). Sehingga, penggunaannya harus dibatasi hanya sebagai model untuk pembandingan/ komparasi.. Dari analisa interpretasi kuantitatif juga didapatkan

bahwa metode Passey-Sonic cocok untuk dijadikan sebagai model log pembanding pada formasi Ngimbang.

#### 4.7.3 *Model Passey-Density*

Sebagaimana model *Passey-Sonic* model Passey menggunakan log Densitas juga menghasilkan nilai simpangan deviasi yang sangat rendah. Dan lebih akurat dibandingkan dengan model Passey menggunakan log Sonic. Hal ini terbukti dengan hasil analisa kuantitatif pada ketiga sumur percobaan. Dimana rerata nilai simpangan deviasi menggunakan metode ini adalah sebesar 0.2489.

Dengan demikian, model Passey-Density adalah metode yang **cocok** untuk diaplikasikan pada kasus formasi Ngimbang. Namun, terkadang masih memberikan nilai yang kurang akurat pada bebatuan yang bersifat gamping (batugamping), terutama pada kasus SH-1 zona 2 (Ngimbang bawah) yang didominasi batugamping.

#### 4.7.4 *Model Decker (1993)*

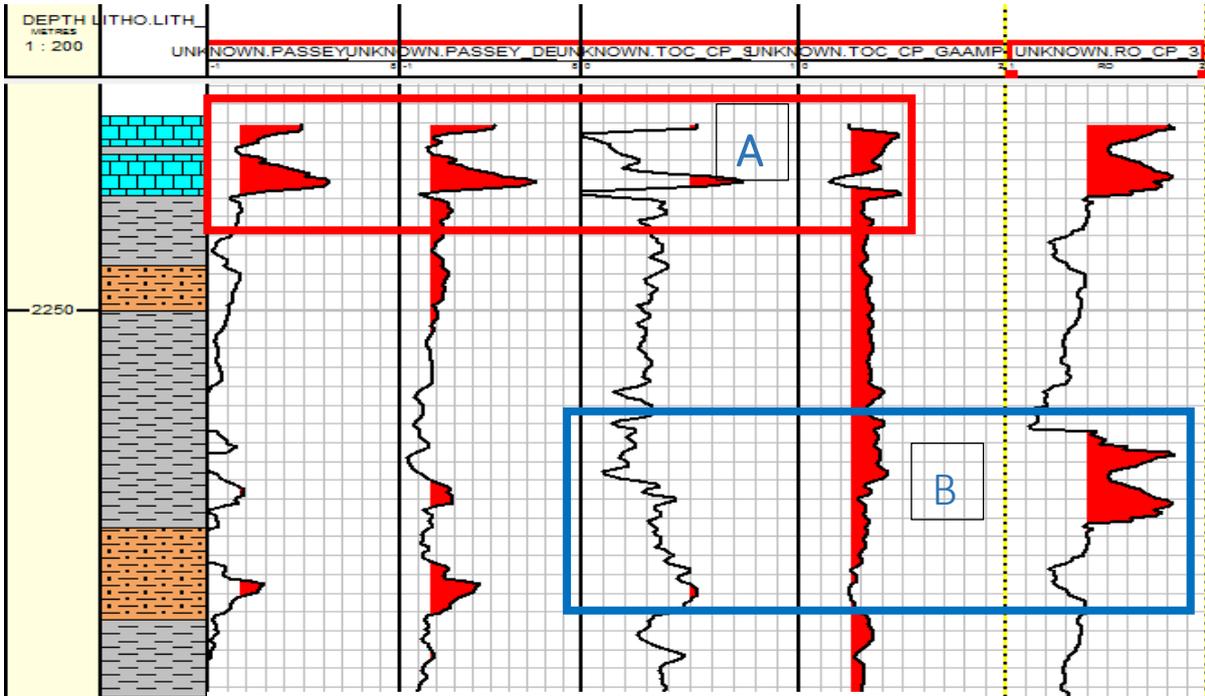
Model Decker memberikan nilai yang sangat cocok pada kedua kasus batuan gamping dan batuserpih. Namun, dengan menggunakan metode ini terkadang memberikan nilai simpangan yang cukup besar dikarenakan tidak terlalu baik dalam memodelkan TOC pada batuan yang memiliki properti fisis yang jauh berbeda dengan data kebanyakan (pada kasus TOC tinggi atau sangat rendah). Kelebihan dari model Decker ini adalah tidak bergantung pada jenis litologi batuan. Sehingga, sangat cocok untuk digunakan sebagai metoda pembanding dibandingkan dengan metoda lain-lainnya.

### 4.8 **Kesimpulan Awal**

Dari seluruh analisa di atas, dapat disimpulkan bahwa penggunaan model log TOC yang baik dalam pengaplikasiannya pada sumur AFA-1 adalah dengan menggunakan metode Decker Decker pada batugamping maupun batuserpih. Adapun model Passey Densitas dan Passey Sonic hanya digunakan terutama sebagai model pembanding, dan juga sebagai bahan model untuk pertimbangan dan koreksi hasil dari model log Decker



#### 4.9 Aplikasi Model pada Sumur AFA-1



Gambar 4.25 Model log TOC yang terbentuk pada sumur AFA-1

Perhitungan TOC pada sumur AFA-1 menggunakan model Passey Sonic, Passey Density dan Decker model log menghasilkan log TOC sebagaimana terdapat pada Gambar 4.25. Sesuai dengan klasifikasi yang dibuat oleh Waples (1985) besar nilai TOC yang diatas 0,5-1 merupakan batuan induk yang memiliki potensi kecil untuk menghasilkan produk hidrokarbon. Adapun besar nilai TOC diatas 1 merupakan batuan induk yang memiliki potensi besar untuk menghasilkan hidrokarbon.

Hasil model dibagi kedalam 2 buah zona. Dimana zona A merupakan batuan induk zona potensial yang dideteksi pada model Decker sekaligus juga metode Passey Density dan Passey Sonic serta kematangan tinggi. Zona B merupakan batuan induk yang potensial terlihat melalui model log TOC Passey Densitas utamanya dan Decker.

#### 4.9.1 Analisa Zona A

Zona A berada pada interval 2240 meter hingga 2243 meter. Nilai TOC tertinggi adalah TOC 4,462 dan nilai terendah 0.3321 melalui model Log Passey Densitas. Litologi utama penyusunun zona A adalah batugamping dengan sedikit sisipan batuserpih. Dalam pemodelan menggunakan metode Model Passey Densitas, didapatkan nilai TOC tertinggi 5,676, dan TOC terendahnya 0,318. Model Decker menghasilkan model dengan nilai TOC tertinggi 1,261 dan terendah 0.546.

**Tabel 4.16** Rincian hasil nilai TOC dan Ro pada zona A

Zona A kedalaman 2240 - 2243			Klasifikasi
Model Decker (TOC wt.%)	0.715	0,546	Baik – Sangat Baik
Model Passey Densitas (TOC wt.%)	5,676	0.318	Baik – Sangat Baik
Model Passey Sonic (TOC wt.%)	4,462	0,3321	Baik – Sangat Baik
Kematangan (Ro%)	1.821	1.524	Post Mature

Dari hasil kesimpulan pada proses pencocokan, nilai TOC yang paling dapat digunakan pada interval zona A adalah model Decker. Hal ini dikarenakan tigginya nilai maturitas yang terdeteksi diatas LOM 10.5 atau  $Ro > 0.9$  yakni pada kisaran Ro sebesar 1.821 – 1.524. Sehingga dapat disimpulkan bahwa dazona A ini memiliki potensi batuan induk yang besar dengan range nilai 0.546 hingga 1.261 (Model Decker).

#### 4.9.2 Analisa Zona B

Zona B berada pada interval kedalaman 2244 - 2251 meter, dengan litologi penyusun utama batuserpih. Model passey sonic tidak memperlihatkan hasil TOC yang cukup untuk menjadikan lapisan ini berpotensi sebagai batuan induk ( $TOC > 1$ ). Namun, hasil model passey densitas memperlihatkan hasil TOC cukup tinggi dengan nilai TOC maksimum pada kedalaman interval zona bernilai 1.813 ( $TOC > 1$ ) dan minimum 0.758 (kategori cukup baik). Adapun model Decker memperlihatkan adanya interval sempit dengan nilai TOC di atas 0.523 meskipun juga terdapat interval dengan TOC buruk  $TOC < 0.5$ . Namun dikarenakan zona B merupakan zona post Mature (sangat matang) dengan kisaran nilai  $R_o$  diatas 1.502 maka hanya model Decker-lah yang menghasilkan nilai TOC yang paling mendekati nilai TOC aslinya sesuai dengan prinsip kerja model Passey dan hasil uji coba pada model sumur SH-1, SH-2 dan SH-3.

**Tabel 4.17** Rincian hasil nilai TOC dan  $R_o$  pada zona B

Zona B kedalaman 2244 - 2251			Keterangan
Model Passey Densitas (TOC .wt%)	1,64	0.758	Baik – Sangat Baik
Model Decker (TOC .wt%)	0.523	0.314	Buruk –Baik
Kematanga ( $R_o$ %)	1.813	1.502	Post Mature

Menggunakan teorema Waples (1985) zona ini sebagian dikategorikan sebagai zona buruk dan zona cukup sebagai batuan induk. Namun, kembali ketebalan lapisan yang tidak signifikan membuat potensi lapisan pada interval ini berkurang.



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang Penelitian

Bahan bakar fosil merupakan sumber pasokan energi dengan persentase penggunaan tertinggi di Indonesia. Konsumsi bahan bakar mineral dan migas di tahun 2015 menunjukkan angka 87% sebagai total keseluruhan sumber energi yang digunakan oleh penduduk dunia. Migas yang sifatnya *non-renewable*, mendorong diadakannya penelitian-penelitian baru untuk menemukan potensi lebih lanjut dari batuan induk sebagai daerah charging reservoir. Salah satu terobosan dari pengembangan studi batuan induk ini adalah konversi batuan induk menjadi sumber reservoir baru dengan menggunakan analisa dan pengolahan data bawah permukaan.

Dalam pengolahannya salah satu data bawah permukaan yang sangat akurat dalam mendeskripsikan profil bawah permukaan sumur adalah menggunakan data well-log. Analisa data well-log merupakan metode yang akurat dan efisien dalam menentukan perlapisan tanah, litologi, beserta sifat-sifat fisisnya. Hal, tersebut dikarenakan tool well-log dapat secara langsung menghasilkan kontak dengan masing-masing perlapisan batuan. Data well-log dapat digunakan sebagai referensi untuk melakukan analisa kualitatif (dari hasil data logging) maupun kuantitatif (hasil perhitungan maupun penurunan rumus dari log). Sifat bacaan log yang akurat ini akan dimanfaatkan sebagai data awal-primer untuk menentukan tingkat kematangan dan kekayaan material organik batuan induk.

Penelitian untuk menentukan potensi batuan induk menggunakan pendekatan data well-log mulai berkembang di tahun 1973 menggunakan model Schmoker. Hingga saat ini, beberapa model lain telah diuji keefektifannya dalam mendeteksi kematangan dan jumlah material organik batuan induk. Meskipun tidak jarang persamaan modelnya bersifat empiris dan hanya efektif pada cekungan-cekungan tertentu. Minimnya penelitian tersebut di atas pada formasi-formasi batuan induk cekungan di Indonesia, melatarbelakangi tugas akhir penelitian ini.

Terdapat beberapa parameter fisis dan kimia batuan yang perlu untuk diketahui dalam melakukan analisa batuan induk. Komponen terpenting dari analisa batuan induk adalah tingkat kematangannya. Adapaun, parameter fisis

yang diteliti dalam penelitian ini adalah besar nilai tingkat kandungan organik karbonnya atau *Total Organic Carbon Content* (%TOC) dan nilai reflektansi Vitrinit (*vitritinite reflectance*). Adapun, sumber informasi sekunder didapatkan dari data batu inti (*coring*) yang disediakan oleh perusahaan sebagai data koreksi dan referensi kualitas hasil.

## 1.2 Tujuan

Tugas akhir ini mempunyai tujuan sebagai berikut :

- Untuk menentukan besar nilai kandungan karbon organik total (%TOC) pada batuan induk
- Menentukan besar nilai vitrinite reflectance ( $R_o$ ) bebatuan pada formasi batuan induk
- Membandingkan beberapa model log untuk menentukan model yang paling cocok untuk diaplikasikan pada formasi dari cekungan daerah penelitian.
- Memenuhi syarat wajib bagi mahasiswa untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik strata satu Teknik Geofisika ITS.

## 1.3 Waktu dan Lokasi Penelitian

Waktu yang digunakan untuk melaksanakan penelitian ini adalah selama 6 bulan. Terhitung sejak tanggal 14 Januari 2016 hingga 18 Juli 2016 berlokasi di gedung Kwarnas, Pertamina *Upstream Technology Center*, Jakarta Pusat dan Laboratorium Petrofisika jurusan Teknik Geofisika ITS. Adapun, daerah fokus penelitian berada di sumur SH-1, SH-2, SH-3, dan AF-4 yang berlokasi di cekungan Jawa Timur Utara (*North East Java Basin*).

## 1.4 Batasan Penelitian

Pada penelitian ini, olah data/ processing data dibatasi hanya pada data well-log sesuai yang disediakan Pertamina UTC. Tujuan penelitian dibatasi hanya pada analisis kematangan batuan induk, dengan menentukan nilai %TOC menggunakan model Passey (1990), Merys-Jenkins (1992), Schmoker-Hester (1983) dan Meyer-Nederloff (1987), serta nilai Vitrinite Reflectance ( $R_o$ ) menggunakan persamaan model log Mallick-Raju dan persamaan regresi. Adapun, data-data sekunder (informasi geologi, seismik dll) kami dapatkan dari perusahaan tanpa ada prosesing data lanjut selama proses penyusunan tugas akhir.

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Gambaran Umum Cekungan Jawa Timur-Utara

Cekungan Jawa Timur Utara terbentuk akibat tumbukan Lempeng Hindia Australia bergerak ke arah utara terhadap lempeng Sunda yang dicirikan oleh anomaly rendah didaerah tumbukan dan anomaly tinggi didaerah pegunungan selatan Jawa. Pertemuan kedua lempeng tersebut yang bersifat tumbukan melibatkan kerak samudera lempeng Hindia dan kerak benua dari lempeng Sunda yang membentuk sistem busur kepulauan [1].

Cekungan Jawa Timur terbagi atas 3 struktur masing-masing dari utara ke selatan adalah: PaparanUtara (Nothern Platform), Tinggian Tengah (Middle High) dan Cekungan Selatan (Southern Basin). Paparan Utara tersusun oleh Busur Bawean (Bawean Arc). Paparan utara tersusun atas back arc basin Sunda Arc System Northern Platform Central High Southern Basin Bawean Arc dan Paparan Madura/Kangean Utara. Tinggian Tengah terdiri dari Tinggian Kujung, Madura, Kangean dan Lombok, sedangkan di Selatan dibagi dalam beberapa Zona yaitu: Zona Rembang, Zona Randublatung dan Zona Kendeng. Di daratan Jawa Timur satuan stratigrafi tertua adalah batuan dasar yang langsung menumpang di atasnya yaitu:

*Formasi Pra-Ngimbang*, umur Eosen Bawah terdiri atas batupasir sisipan serpih, batulanau danbatubara tidak selaras dengan Formasi Ngimbangdiatasnya.

*Formasi Ngimbang*, umur Eosen Tengah ditandai dengan sedimen klastik yang terdiri dariperselingan batupasir, serpih dan atugamping kadang-kadang dijumpai batubara yang menunjukkan lingkungan laut dangkal di atasnya diendapkan Formasi Ngimbang secara tidak selaras.

*Formasi Kujung*, tersusun oleh serpih dengan sisipan batugamping dan tupasir, batugamping bagian bawah merupakan batugamping Kranji, sisipan bagian atasnya serpih dan batugamping klastik disebut juga sebagai batugamping Prupuh. Pada daerah rendahan berkembang serpih Kujung dan pada daerah lebih tinggi berkembang terumbu karbonat danAnggota Prupuh.

*Formasi Tuban* terdiri atas pelapisan batulempung beberapa sisipan batugamping dan serpih terbentuk pada Awal Miosen dan diendapkan pada lingkungan laut dalam.

*Formasi Tawun* tersusun oleh perselingan antara serpih karbonat pasiran dengan batupasir dan batugamping umur Miosen Awal hingga Miosen Tengah lingkungan paparan yangagak dalam.

*Formasi Ngrayong* terdiri atas batupasir, serpih, batulempung, batu lanau dan sisipan batugamping umur Miosen Awal-Miosen Tengah, tersingkap secara luas pada Lembar Rembang, ketebalannya berkisar 950 meter. Formasi Ngrayong terbentuk antara Miosen Tengah – Plistosen, dengan adanya tektonik kompresional ganda yang berulang. Formasi Ngrayong diendapkan di lingkungan transisi, pada lingkungan tertutup, dan sangat dipengaruhi oleh lingkungan darat dan laut. Formasi Ngrayong mempunyai penyebaran yang relatif luas, akan tetapi sangat tergantung pada distribusi porositas dan permeabilitasnya. Litologi Formasi Ngrayong merupakan batupasir halus – sedang, mengandung sejumlah mineral lempung yang hadir juga sebagai serpih, cenderung mempunyai sifat mampu menyimpan fluida dengan baik tetapi juga mempunyai sifat menisakan fluida cukup tinggi.

*Formasi Bulu*, mempunyai penyebaran yang luas di antiklin Rembang Utara tersusun oleh batugamping berwarna putih kadang-kadang berlapis kalkarenit dengan sisipan napal dan batupasir umur Miosen Tengah.

*Formasi Wonocolo* tersusun oleh napal dan lempung tidak berlapis di bagian bawah tersusun oleh batugamping pasiran dengan pengendapan transgresif ketebalan berkisar 500 meter umur Miosen Tengah-Atas pada lingkungan paparan luar.

*Formasi Ledok* mempunyai di antiklin Ledok Cepu tersusun oleh perselingan, antara-batupasir glaukonitik dengan sisipan napal umur Akhir Miosen.

*Formasi Mundu* tersusun oleh napal massif bagian atas formasi ini berubah menjadi batugamping pasiran umur Miosen Akhir Pliosen dengan pengendapan laut dalam ketebalan berkisar 700 meter.

*Formasi Selorejo* Tersusun oleh perselingan antara batugamping napalan hingga batugamping pasiran dianggap sebagai anggota Formasi Mundu tersingkap bagus di Sungai Gadu umur Pliosen Tengah-Akhir.

*Formasi Lidah*, tersusun oleh batulempung hitam dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir umur Plio-Plistosen.

*Formasi Paciran*, tersusun oleh batugamping masif umumnya merupakan batugamping terumbu tersebar di utara Zona Rembang dari wilayah Tuban, Lamongan dan Gresik umur Pliosen hingga Awal Plistosen.

Penelitian struktur telah dilakukan oleh beberapa peneliti seperti Situmorang, B., dkk., (1976). Sesar normal memperlihatkan arah N30°E dan N90°-100°E sedangkan sesar mendatar arah N70°E struktur perlipatan arah barat-timur membentuk Antiklinorium.

## **2.2 Petroleum System Cekungan Jawa Timur-Utara**

Cekungan Jawa Timur merupakan penghasil minyak yang sangat besar dan produktif di Indonesia. Tataan stratigrafi dan struktur yang menyusunnya menghasilkan *petroleum system* yang sedemikian rupa sehingga sangat potensial dalam pembentukan hidrokarbon

### **2.2.1 Batuan Induk**

Menurut Mudjiono & Pireno (2001), Ngimbang Eosen diyakini memiliki 95% sumber minyak dan gas di dalam cekungan Jawa Timur. *Total Organic Carbon* (%TOC) di setiap interval ini berkisar dari 1-4 pada batu gamping, dan 0.22 – 4 pada batu serpih. Serta, hingga kisaran 7-8 pada batu bara (*Coal*).

Menurut Satyana dan Purwaningsih (2003) pada beberapa analisis batuan sumber di beberapa sumur di Jawa Timur menunjukkan bahwa batuan sumber di beberapa sumur di Jawa Timur menunjukan bahwa batuan sumber minyak dan termogenik gas yang potensial di Jawa Timur berasal dari serpih dan batubata pre-Ngeimbang Paleoen – Eosen, Ngimbang Miosen Tengah, Kujung Oligo – Miosen, Tuban Miosen Awal, dan OK Bawah Miosen Tengah.

#### **a. Formasi Ngimbang Eosen Tengah**

Serpih non-marindari formasi Ngimbang Bawah merupakan batuan sumber yang sudah lama dikenal sebagai penghasil hidrokarbon di cekungan Jawa Timur. Serpih formasi Ngimbang ini memiliki kadar TOC sebesar 1,64% – 5,67%, sedangkan untuk batubara memiliki kisaran antara 0.62% – 0.67%. Sedangkan untuk formasi Ngimbang atas yang umumnya berupa sedimen laut memiliki kandungan TOC yang lebih rendah dengan kata lain, kualitasnya lebih buruk dari formasi Ngimbang Bawah.

#### **b. Formasi Kujung Oligo-Miosen**

Batuan sumber dari formasi Kujung Oligosen Awal memiliki kandungan TOC mencapai 0.12 untuk serpih dan 0.57 untuk batubara (data sumur Rembang-1). Material organik tersebut didominasi oleh lingkungan terestrial dan termasuk pada kerogen tipe III. Batuan sumber formasi Kujung ini tersusun oleh batubara dan serpih karbonatan dari Kujung II dan Kujung III. Meskipun, formasi Kujung umumnya terdendapkan di lingkungan laut tapi

kerogen umumnya berasal dari lingkungan terrestrial dan mengandung biomarker tumbuhan tingkat tinggi. Nilai TOC pada formasi Kujung ini berkisar dari 0.14 – 3.93. Sedangkan untuk Kujung I Miosen awal yang berbeda pada lingkungan yang lebih dalam dan didominasi oleh perlapisan batugamping dengan serpih memiliki kandungan TOC mencapai 1.7%

### c. Formasi Tuban Miosen Awal

Serpih dari formasi Tuban memiliki nilai TOC yang relatif tinggi di daerah cekungan bagian utara dan selatan tepi paparan. Serpih formasi Tuban memiliki kandungan TOC yang cukup untuk dikategorikan sebagai sumber. Di sumur JS 33A-1, mengandung batulempung Tuban dengan kadar TOC mencapai 2,25%. Di sumur Camplong-1, Madura memiliki nilai TOC mencapai 2.45%

Hal ini juga didukung dengan penelitian oleh Phullips et. all., (1991) dan oleh Manur & Barraclough (1994, area Bawean). Dimana kedua penelitian menyimpulkan bahwa Ngimbang Eosen merupakan sumber minyak dan gas utama dalam wilayah ini. Hasil pemodelan cekungan menindikasikan bahwa fasies lakustrin dan alucvial dalam Ngimbang bawah nampaknya menjadi sumber minyak dan gas di area cekungan Jawa Timur, tanpa mengurangi posibilitas adanya kontribusi dari kerogen marin pada Ngimbang atas.

Sejarah pembentukan minyak yang panjang dan keunggulan kerogen tipe I dan tipe II dalam Ngimbang bawah menjadi pertanda yang baik untuk akumulasi minyak di atas struktur awal yang dihubungkan oleh sesar atau lapisan pembawa (*carrier beds*) dengan sumber dalam cekungan. Perangkap-perangkap yang terbentuk di akhir dan perangkap yang terhubung dengan area penghasil gas saat ini bisa jadi lebih cenderung mengumpulkan gas (Mudjiono & Pireno)

### **2.2.2 Batuan Reservoir**

Pada cekungan Jawa Timur Utara terdapat beberapa target reservoir yang terbentuk pada formasi-formasi berbeda, antara lain:

1. Batupasir formasi Ngrayong Miosen tengah. Batu pasir ini merupakan target utama eksplorasi minyak dan gas di area cekungan Jawa Timur. Pada singkapannya, batupasir Ngrayong menampilkan sifat-sfat yang sangat baik dengan nilai porositas diatas 35% dan permeabilitas mencapai milidarcy 10 (Mudjiono & Pireno, 2001).
2. Terumbu Kujung dalam kumpulan buid up karbonat yang membujur dari timur-barat di sepanjang sayap selatan Platform. Meskipun dicirikan sebagai Kujung I, biasanya area ini mengembangkan build up karbonat masif yang meluas di sepanjang penampang Kujung yang sama. Unit-unit kujung I, II, dan III yang berkembang di atas puncak

basement high sebagai platform karbonat dengan semacam terumbu kujung yang terisolasi. Pada sayap-sayap area ini, target eksplorasi termasuk Klastik Ngimbang basal ditambah karbonat tepian paparan berenergi tinggi dari formasi Ngimbang atas dan Kujung

3. Lapisan kelompok karbonat Ngimbang atas, kecuali area-area puncak dimana kemungkinan terjadi nondeposisi atau erosi. Selain itu, perlapisan target reservoir juga ditemukan pada klastik Ngimbang bawah yang berkembang di sayap platform.

### **2.2.3 Batuan Tudung (Cap Rock)**

Serpil intraformasional baik di dalam formasi Ngrayong, Kuhung maupun Ngimbang menyediakan pelindung lokal untuk berbagai tujuan di dalam unit-unit ini. Shale dalam formasi Tuban memberikan sebuah pelindung regional yang luas untuk perangkap sesar dan tutupan dip Kujung.

### **2.2.4 Perangkap**

Banyak tipe perangkap yang ada pada cekungan Jawa Timur Utara. Batas sebelah utara dan barat laut cekungan Jawa Timur Utara telah mengalami beberapa tahap pembentukan sesar dan inversi, dan penutupan *upthrown* dan *downthrown* yang terjadi berkaitan dengan sesar utama dan minor dalam area kompleks secara struktural ini. Diantaranya adalah sayap *platform* Madura Utara juga memiliki potensi untuk perangkap-perangkap stratigrafis yang dibentuk oleh onlap klastik basal dalam Ngimbang. Shale dalam formasi Tuban memberikan sebuah pelindung yang luas secara regional untuk perangkap sesar Kujung dan *dip closure*. Shale intraformasional di dalam formasi Kujung dan Ngimbang memberikan seal lokal dalam unit-unit ini.

### **2.2.5 Sistem Migrasi**

Migrasi lateral hidrokarbon ke dalam area cekungan Jawa Timur Utara mengikuti proses ekspulsi dari batuan sumber dimana di atasnya terletak sesar maupun lapisan pembawa. Proses ekspulsi ini bermula pada Oligosen awal hingga Miosen Awal, dan terus berlangsung hingga saat ini, baik dari formasi Ngimbang maupun Kujung.

Sehingga, seiring berjalannya waktu memungkinkan terakumulasinya hidrokarbon pada formasi Ngrayong yang baru terbentuk pada Miosen Tengah. Hidrokarbon yang tampak di dalam *basement fracture* dan klastik Ngimbang atas dan karbonat Kujung juga memberikan sebuah mekanisme untuk migrasi ke atas dip slope. Zona-zona berpori (*porous*) di dalam Ngimbang atas dan karbonat kujung juga memberikan jalur migrasi yang potensial.

Sesar-sesar secara efektif menghubungkan reservoir-reservoir Kujung dan Ngrayong dengan batuan sumber yang lebih dalam di area sayap cekungan, dan zona sesar di utara dan barat mungkin menjadi sumber akumulasi dalam platform yang berada di dekatnya. Sesar-sesar juga mungkin penting dalam menyalurkan hidrokarbon dari batuan sumber menuju lapisan pembawa, yang kemudian mengangkut minyak dan gas ke atas menuju perangkap-perangkap.

Berikut merupakan ringkasan unsur *petroleum system* beserta waktu pembentukan setiap unsur tersebut di dalam cekungan Jawa Timur Utara Gambar 2.10. Dari *chart* tersebut dapat diketahui bahwa terdapat kemungkinan akumulasi hidrokarbon pada reservoir formasi Ngrayong, karena seluruh unsure petroleum system memiliki waktu serasi yang memungkinkan hidrokarbon terakumulasi di perangkapnya.

Secara umum, cekungan Jawa Timur Utara merupakan cekungan yang berpotensi menghasilkan minyak dan gas bumi bila dilihat dari aspek stratigrafi dan tektoniknya, dimana jenis batuan yang diendapkan mencakup fasies fluvial hingga marin. Sehingga kemungkinan litologi yang akan terlihat berupa sedimen-sedimen ukuran halus dari lingkungan pengendapan fluvial dan lakustrin yang berpotensi sebagai batuan sumber hidrokarbon, dan juga terdapat kemungkinan diendapkan batuan sedimen berukuran pasir dari lingkungan pengendapan delta, maupun laut dangkal yang dapat berguna sebagai batuan pengandung hidrokarbon.

Sejarah tektoniknya dari cekungan Jawa Timur Utara turut mendukung terakumulasinya hidrokarbon pada daerah ini, dimana terbentuk basin yang cukup besar karena pengaruh rifting yang pada awalnya dipengaruhi tektonik pada zaman Kapur hingga terbentuknya cekungan pada Eosen. Dimana pada masa ini, terjadi fase kompresi yang menimbulkan perangkap-perangkap hidrokarbon, baik struktural maupun stratigrafis.

Formasi Ngrayong yang kemungkinan merupakan satu sedimen hasil pengendapan pada lingkungan delta hingga laut dangkal, memiliki komposisi salah satunya adalah batu pasir yang memiliki kandungan kuarsa melimpah. Hal ini mencerminkan asal sedimen yang berasal dari suatu lempeng benua dan akan menjadikan sedimen tersebut berpotensi sebagai batuan pengandung hidrokarbon yang sangat baik. Batuan yang kemungkinan menjadi sumber sedimen formasi Ngrayong berasal dari bagian utara daerah penelitian, dengan keterdapatannya pegunungan Schwaner. Sehingga, secara umum arah pengendapan formasi ini kemungkinan berasal dari arah utara.

### **2.3 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara**

Stratigrafi cekungan Jawa Timur Utara dapat dibagi menjadi 5 siklus, yaitu siklus Ngimbang, Siklus Kujung, Siklus Tuban & Ngrayong, Siklus Wonocolo, dan batuan sedimen berumur Miosen Akhir – Resen. Berikut ini merupakan penjelasan lebih lanjut mengenai stratigrafi di Cekungan Jawa Timur Utara (Mudjiono dan Pireno, 2001):

### **2.3.1 Siklus Ngimbang**

Siklus Ngimbang ini didominasi oleh formasi Ngimbang. Formasi Ngimbang terbentuk di dalam graben dimana formasi ini berumur Eosen Tengah- Eosen Akhir hingga Oligosen Awal. Bagian bawah formasi Ngimbang terseusun oleh perselingan batupasir kuarsa dengan serpih karbonatan berwarna abu-abu hingga coklat dengan sedikit sisipan batubara. Formasi ini diendapkan pada lingkungan air payau hingga lakustrin.

Lingkungan lakustrin sangat dimungkinkan terbentuk selama Eosen Tengah di bagian graben dimana batuan ini berpotensi menjadi batuan induk hidrokarbon di cekungan Jawa Timur. Pelenturan cekungan terjadi selama Eosen Akhir dan membentuk batuan sedimen yang terbentuk di laut yang mendominasi bagian atas formasi Ngimbang. Bagian atas Formasi Ngimbang ini onlap dengan sayap bagian selatan *North Madura Platform*. Batuan karbonat juga berkembang di tepi utara laut madura.

### **2.3.2 Siklus Kujung**

Siklus kujung tersusun oleh Formasi Kujung dan Formasi Prupuh yang diawali tektonik kompresi yang menyebabkan terjadinya pengendapan fase regresi terjadi pada Oligosen Tengah. Formasi Kujung dapat dibagi menjadi 3 unit, yaitu Unit I, Unit II, dan Unit III (Ardhana, 1993 dalam Mudjiono dan Pireno, 2011) seperti pada [gambar II.2](#). Kujung unit III tersusun oleh batuan klastik yang terbentuk selama fase regresi dengan ketebalan dari beberapa puluh feet dan semakin menebal ke arah *North Madura Platform*. Kujung Unit II merefleksikan fase transgresi.

Fase ini menghasilkan endapan batuan karbonat lau dangkal dan serpih karbonatan. Pertumbuhan *carbonate build up* terbentuk pada daerah tinggian yang stabil. Pengendapan unit ini dipengaruhi kehadiran struktur geologi berarah Timur Laut – Barat Daya. Kujung unit I berupa batuan karbonat dengan tebal mencapai 1300 feet dengan sedikit sisipan serpih. *carbonate build up* terbentuk sejajar dengan *fringing reef* dan *isolated patch reef* pada *stable platform*. *Shelf edge reef* tumbuh dan berkembang dengan arah Timur-Barat sejajar dengan Pantai Utara Jawa dan Madura yang sekarang.

### **2.3.3 Siklus Tuban dan Ngrayong**

Siklus Tuban dan Ngrayong disusun oleh formasi Tyban dan Formasi Ngrayong. Formasi Tuban ini berumur Miosen awal dan disusun oleh batuan klastik. Formasi Tuban tersusun oleh serpih karbonatan dengan ketebalan yang berkisar antara 1500-1800 feet yang diendapkan pada laut dalam dengan sisipan berupa perselingan batupasir dengan napal (lihat gambar 2.2). Siklus ini diakhiri oleh *reefal limestone* dari anggota Rancak yang terakumulasi pada bagian tinggian yang kadang menutupi langsung Kujung unit I. Formasi Ngrayong yang berumur Miosen Tengah dan tersusun oleh batupasir kuarsa yang menutupi serpih dan batugamping Formasi Tuban (lihat gambar 2.2). Batupasir ini merupakan batuan reservoir yang cukup penting di daratan dan di palung Muriah sepanjang tepi bagian barat dari lepas pantai cekungan Jawa Timur.

### **2.3.4 Siklus Wonocolo**

Siklus Wonocolo disusun oleh formasi Wonocolo berumur Miosen Tengah hingga Miosen Akhir yang tersusun serpih dan napal dengan sisipan tipis pasir di daerah lepas pantai (lihat Gambar II.2). Batua ini tersingkap pada miosen akhir dan terkoreh oleh sejumlah *channel*, dimana di antaranya memotong batuan karbonat.

### **2.3.5 Batuan Sedimen berumur Miosen Akhir – Resen**

Batuan sedimen berumur Miosen Akhir – Resen diawali dengan pengendapan pada fase transgresi yaitu berupa napal dan batupasir hasil pengerjaan kembali, batugamping globigerinoid dan *reefal limestone*, serta batupasir vulkaniklastik yang berasal dari busur gunungapi pada akhir pliosen.

## **2.4 Evolusi Cekungan**

Secara tektonostratigrafi, perkembangan evolusi cekungan Jawa Timur dapat dibagi kedalam 3 fase yang berurutan dari tua ke muda adalah sebagai berikut:

Fase *rifting* terjadi selama waktu Eosen sampai Oligosen Tengah, dimana formasi Ngimbang diendapkan ke dalam cekungan *rift* yang berbentuk *half graben*. Bagian bawah dari formasi Ngimbang terdiri dari seri klastik dan secara bertahap berubah menjadi larut (*marine*) dengan adanya batuan karbonat yang mencerminkan proses transgresi menuju ke atas.

Fase *sagging* (Akhir Oligosen sampai Awal Miosen), sedimentasi batuan karbonat sangat dominan. Situasi tersebut mencerminkan kondisi tektonik yang relatif stabil. 3 siklus pengendapan karbonat terjadi selama periode waktu ini. Batuan karbonat dan sisipan batunapal (marl) pada periode waktu ini dikenal sebagai Formasi Kujung dan Tawun.

Fase kompresional (inversi) dimulai pada Miosen Tengah yang ditandai dengan pengendapan seri klastik Formasi Ngrayong pada sistem laut dangkal sampai delta. Tektonik kompresional juga mengaktifkan kembali *structural grain* arah Timur-Barat dan Timur Laut-Barat Daya menjadi sesar naik (reverse fault) dan sesar mendatar (strike-slip fault). Selama waktu inversi, formasi Kawengan dan Lidah diendapkan dalam kondisi lingkungan laut. Puncak dari inversi terjadi selama waktu Plio-Pleistosen pada saat formasi Lida diendapkan.

## 2.5 Batuan Induk

Menurut Hunt (1996) batuan induk dalam terminologi geologi adalah batuan induk minyak dan gas bumi, dari segala jenis batuan yang memiliki kemampuan untuk menghasilkan dan mengeluarkan hidrokarbon dalam jumlah yang cukup untuk membentuk suatu akumulasi minyak dan gas bumi. Batuan induk (*batuan induk*) merupakan batuan yang mempunyai banyak kandungan material organik. Batuan ini biasanya batuan berbutir halus sehingga mampu mengawetkan kandungan material organik di dalamnya, seperti batu lempung dan batu serpih atau batuan yang punya banyak kandungan material organik seperti batu gamping atau batubara.

Material organik yang terdapat di dalam batuan mengandung 90% kerogen dan 10% bitumen (Hunt, 1976). Kerogen adalah kompleks molekul organik yang mengalami polimerisasi tinggi, terdapat batuan sedimen yang tidak larut dalam pelarut organik biasa. Tidak larutnya kerogen karena molekulnya berukuran besar. Kerogen merupakan sumber dari sebagian minyak bumi dan gas, terdiri dari partikel yang berbeda-beda yang disebut maseral. Maseral adalah mineral organik, hubungannya terhadap kerogen menyerupai hubungan mineral terhadap batuan. Sedangkan bitumen atau extractable organic matter (EOM) adalah material organik yang larut dalam pelarut organik biasa.

Menurut Hunt, batuan induk dapat dikelompokkan kedalam 2 buah kelompok yaitu batuan induk potensial dan batuan induk efektif.

Batuan induk potensial adalah batuan induk yang belum matang (*immature*) untuk menghasilkan minyak dan gas bumi (*petroleum*) pada tatanan alamnya. Namun, akan menghasilkan dalam jumlah yang signifikan ketika dipanaskan di laboratorium atau selama penguburan.

Batuan induk efektif adalah batuan induk yang telah menghasilkan dan mengeluarkan minyak dan gas bumi ke reservoir. Dengan kata lain, batuan dapat disebut sebagai batuan induk efektif apabila dapat men-generasikan/memproduksi minyak dan gas bumi. Dan disebut sebagai batuan tidak efektif apabila sebaliknya tidak mampu memproduksi minyak atau gas bumi akibat

proses tertentu, misalkan karena pengangkatan yang disertai erosi dan pendinginan.

## **2.6 Analisa Potensi Batuan Induk**

Kemampuan suatu batuan induk untuk menghasilkan minyak dan gas bumi tergantung pada tiga buah parameter, yaitu kuantitas kandungan karbon organik atau biasa disebut sebagai *Total Organic Content* (%TOC), kualitas (tinggi atau rendahnya kadar index hidrogen, serta tingkat kematangan kerongganya (*immature, mature, atau postmature*)).

Adapun, dalam penelitian ini, dilakukan pemodelan persebaran nilai %TOC sebagai indikasi kuantitas material organik pada sumur terhadap kedalaman sumur. Selain itu dilakukan juga penelitian tingkat kematangan batuan induk berdasarkan besar nilai Vitritin Reflectance untuk menentukan kematangan batuan induk.

### **2.6.1 Kuantitas Total Material Organik**

Kuantitas material organik biasanya dinyatakan dengan terminologi *total organic carbon* (TOC). Efisiensi keseluruhan dari konversi karbon organik dalam batuan induk menjadi karbon dalam akumulasi minyak dan gas bumi komersial adalah rendah, umumnya kurang dari 15 wt% (Hunt, 1996). TOC diukur dalam satuan persen pada batuan dengan kondisi kering. Karena densitas material organik sekitar setengah dari lempung dan karbonat, maka persen volume material organik adalah dua kali persentase TOC (**Waples, 1985**).

Waples membuat skala standar untuk interpretasi batuan induk berdasarkan nilai TOC (Tabel 3.1). Batuan yang memiliki nilai TOC kurang dari 0.5% dikelompokkan sebagai sumber potensial hidrokarbon yang buruk, atau tidak berpotensi. Jumlah hidrokarbon yang terbentuk akan sedikit dan jarang terjadi pelepasan (*expulsion*). Batuan induk dengan nilai TOC 0.5% hingga 1,0% dianggap berpotensi kecil. Batuan tidak berfungsi sebagai batuan induk efektif. Namun, dapat berpotensi untuk melepaskan sejumlah kecil hidrokarbon.

Batuan dengan nilai TOC lebih dari 1.0% memiliki potensial yang besar. Batuan dengan nilai TOC 1% hingga 2% biasanya berasosiasi dengan lingkungan pengendapan dengan kondisi antara oksidatif dan reduktif, dimana preservasi material organik kaya lipid terjadi. Nilai TOC di atas 2% sering menunjukkan lingkungan reduktif dengan potensial sumber yang baik.

Kuantitas TOC erat kaitannya dengan ukuran partikel sedimen. Sampel batuan dari Viking *Shale*, Alberta, Kanada dianalisis kandungan TOC (Hunt, 1996). Pada sedimen ukuran lempung mencapai 5.32% dan sedimen ukuran lanau mencapai 1.47%. Tingginya nilai TOC dalam sedimen adalah karena

preservasinya, bukan karena produktivitas organiknya. Preservasi terendah berada pada daerah pesisir yang memiliki energi tinggi, menyebabkan tingginya kandungan oksigen yang intensif mendegradasi, baik kimiawi maupun biologis TOC. Jadi, dapat disimpulkan bahwa TOC tinggi terdapat pada sedimen berukuran halus dan TOC rendah pada sedimen kasar. Identifikasi batuan induk potensial dari segi kuantitas juga ditentukan menggunakan parameter data pirolisis, menggunakan nilai S1 dan S2 (Sarjono dan Sarjito, 1992) seperti yang ditunjukkan pada tabel 3.2

### **2.6.2    *Kematangan Material Organik***

Kematangan batuan induk dikontrol oleh suhu dan waktu. Pengaruh suhu yang tinggi dalam waktu yang singkat atau suhu yang rendah dalam waktu yang lama hingga menyebabkan adanya transformasi kerogen minyak bumi. Bentuk jenis fluida yang dihasilkan bervariasi tergantung pada tingkat kematangan panas batuan induk, semakin tinggi tingkat kematangan panas batuan batuan induk maka akan terbentuk minyak bumi jenis berat, minyak bumi ringan, kondensat, dan pada suhu tertinggi akan menghasilkan gas bumi.

Dari suhu dan kedalaman sumur, umur batuan juga berperan dalam proses pembentukan minyak bumi. Umur suatu atuan erat hubungannya dengan lama berlangsungnya proses pemanasan, serta jumlah panas yang diterima batuan induk, sehingga batuan induk yang terletak pada kedalaman yang dangkal, padaa kondisi temperatur yang rendah dapat mencapai suhu pembentukan minyak bumi dalam suatu skala waktu tertentu.

Temperatur pembentukan minyak bumi sangat bervariasi. Dijelaskan bawa batuan yang berusia lebih muda relatif memerlukan temperatur yang lebih tinggi dalam pembentukan minyak bumi. Adapun, batuan yang berusia lebih muda relatif memerlukan temperatur yang relatif lebih tinggi dan batuan induk yang terletak pada kedalaman yang relatif dangkal dapat mencapai suhu pembentukan minyak bumi dalam skala waktu yang relatif lebih lama (Bissada, 1986).

Menurut Bissada (1974); Barker (1979), *oil window* terjadi pada temperatur 150 derajat Fahrenheit, dan *gas window* terjadi pada temperatur 300 derajat Fahrenheit. Adapun, perubahan suhu zat organik sendiri akan dimulai pada kondisi temperatur 100 derajat Fahrenheit. Perubahan temperatur yang terjadi dapat menyebabkan terjadinya proses metamorfosa yang sangat berpengaruh pada kondisi zat organik yang terkandung dalam sedimen.

Bissada (1986) mengelompokan lima tahapan zonasi pematangan minyak bumi berdasarkan nilai pantulan partikel vitrinitnya/ *vitrinite reflectance* (Ro) dan fluida hasilnya, sebagai berikut:

- *Zona I: Pembentukan Metana – Range Ro: 0.33*

Dimana gas kering dapat terbentuk sebagai akibat aktivitas bakteri, tidak ada minyak yang dapat dideteksi kecuali minyak bumi tersebut merupakan zat pengotor atau hasil suatu migrasi.

- *Zona II: Pembentukan Termokimia Awal - Range Ro: 0.3-0.69*

Merupakan awal pembentukan minyak bumi. Hasil utama yang terbentuk pada zona ini adalah gas kering, gas basah, dan sedikit kondensat. Adanya penambahan konsentrasi minyak akan menyebabkan minyak bumi terus mengalami pengenceran, tetapi belum dapat terbebaskan dari batuan induknya. Begitu titik kritis kemampuan menyimpan terlampaui, proses perlepasan minyak bumi sebagai senyawa yang telah matang dimulai.

- *Zona III: Pembentukan Minyak Bumi – Range Ro: 0.7-1.99*

Merupakan zona puncak pembentukan dan pelepasan minyak bumi dari batuan induk. Bentuk utama yang dihasilkan berupa gas dan minyak bumi. Dengan bertambahnya tingkat pematangan maka minyak dan berjenis ringan akan terbentuk.

- *Zona IV: Pembentukan Minyak Bumi – Range Ro: 0.7-1.99*

Merupakan zona peningkatan pembentukan kondensat gas basah dan gas kering.

- *Zona V: Pembentukan Gas Kering (Dry Gas) – Range Ro: >2*

Dicirikan dengan suhu tinggi sehingga zat organik akan terurai menjadi gas kering (metana) sebagai akibat karbonisasi. Perubahan yang terjadi sebagai akibat penambahan panas dan lamanya pemanasan pada kerogen atau batubara dapat bersifat kimia dan fisika, seperti diuraikan oleh Bissada (1980) sebagai berikut:

- Daya pantul cahanya dari partikel vitrinit akan meningkat secara eksponensial.
- Warna kerogen akan berubah menjadi lebih gelap.
- Adanya peningkatan mutu batubara, dengan kandungan volatile akan berkurang.
- Sifat kimia kerogen akan berubah, kandungan oksigen dan hidrokarbon akan berkurang sehingga perbandingan dari atom oksigen/karbon dan hydrogen/karbon akan menurun dan akhirnya hanya akan membentuk karbon murni (grafit).

### **2.6.3 Analisa Pantulan Vitrinit/ Vitrinite Reflectance (Ro)**

Kerogen yang telah matang akan membawa perubahan pada vitrinit dan hal ini akan diiringi dengan kemampuan partikel tersebut untuk memantulkan cahaya yang jatuh padanya. Tingkat kematangan yang teramati dari nilai pantulan vitrinit akan bertambah secara teratur dengan bertambahnya kedalaman.

Besarnya pantulan vitrinit merupakan petunjuk langsung untuk tingkat kematangan zat organik, terutama humus yang cenderung membentuk gas dan merupakan petunjuk tidak langsung untuk sapronel kerogen yang memiliki potensial membentuk minyak (Cooper, 1977). Kemampuan daya pantul ini merupakan fungsi temperatur. Dimana, dengan perubahan waktu pemanasan dan temperatur akan menyebabkan warna vitrinit berubah di bawah sinar pantul.

Peters & Cassa (1994) mengelompokan fase atau tingkatan kematangan minyak berdasarkan nilai pantulan vitrinitnya sebagai berikut:

**Tabel 3.1.** Data kematangan menurut (*Sumber:* Peters & Cassa, 1994)

Ro (%)	Stage of Thermal Maturity for Oil
0,2 – 0,6	Immature
0,6 – 0,65	Early Mature
0,65 – 0,9	Peak Mature
0,9 – 1,35	Late Mature
>1,35	Post Mature

## 2.7 Jenis Data Sumur

### 2.7.1 Log Gamma-Ray

Gamma Ray Log merupakan log yang mengukur besar nilai radioaktivitas alami yang dihasilkan oleh bahan radioaktif yang terkandung dalam formasi batuan. Diukur dalam satuan derajat API (American Petroleum Institute). Radioaktivitas GR log berasal dari 3 unsur radioaktif yang terdapat dalam batuan yaitu Uranium (U), Kalium/Potassium (K), Thorium (Th) yang secara kontinyu memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi (Fickry, 2003).

Gamma Ray Log utamanya digunakan untuk membedakan formasi batuan pasir (Sand) dan batuan lempung (Shale) dalam suatu lingkungan siliklastik. Hal ini terjadi dikarenakan batuan pasir terdiri dari mineral kuarsa yang bersifat non-radioaktif, dimana batuan lempung mengandung nilai radioaktif alami yang tinggi karena kandungan isotop kalium (potassium) dan kandungan uranium serta thorium.

Energi Sinar Gamma-Ray yang terpancar oleh sinar Gamma cukup kuat untuk menembus dinding semen dan casing meskipun terjadi peredaman. Secara khusus Gamma Ray Log berguna untuk identifikasi lapisan permeabel disaat SP

Log tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ( $R_{mf} = R_w$ ), atau ketika SP tidak dapat merekam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (oil base mud).

### **2.7.2 Log Resistivitas**

Resistivity log mengukur nilai resistivitas/ tahanan jenis batuan dan karakteristiknya dalam menahan aliran arus listrik. Sehingga, pada pengaplikasiannya resistivity log digunakan untuk mendapatkan besar nilai fluida serta nilai salinitas dari formasi batuan. Kegunaan utama dari Resistivity Log adalah menentukan keberadaan serta jenis fluida yang terkandung dalam suatu formasi. Nilai Resistivity rendah mencerminkan adanya keberadaan fluida air dengan salinitas tinggi. Adapun keberadaan hidrokarbon pada formasi didapatkan dengan nilai Resistivitas tinggi. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm Meter, dan biasanya dibuat dalam skala logarithmic dengan nilai antara 0.2 sampai dengan 2000 Ohm Meter.

### **2.7.3 Log Neutron**

Kerja dari Log Neutron adalah dengan menghancurkan formasi dengan memanfaatkan neutron epithermal. Neutron Log direncanakan untuk menentukan porositas total batuan tanpa melihat atau memandang apakah pori-pori diisi oleh hidrokarbon maupun air formasi. Neutron terdapat didalam inti elemen, kecuali hidrokarbon. Neutron merupakan partikel netral yang mempunyai massa sama dengan atom hidrogen

Karena minyak dan air mempunyai jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama, neutron akan memberikan tanggapan porositas fluida dalam formasi bersih. Akan tetapi neutron tidak dapat membedakan antara atom hidrogen bebas dengan atom-atom hidrogen yang secara kimia terikat pada mineral batuan, sehingga tanggapan neutron pada formasi lempung yang banyak mengandung atom-atom hidrogen di dalam susunan molekulnya seolah-olah mempunyai porositas yang lebih tinggi.

### **2.7.4 Log Densitas**

Log Densitas digunakan mengukur densitas bulk sebuah formasi batuan dengan cara menghancurkannya dengan suatu sumber radioaktif dan mengukur hasil perhitungan sinar gamma. Prinsip kerja density log adalah dengan cara memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan

pada dinding lubang bor. Bulk Densitas nantinya digunakan untuk mendapatkan nilai porositas.

Log Densitas juga digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air, digunakan bersama-sama dengan neutron log, juga menentukan densitas hidrokarbon dan membantu di dalam lapisan shaly. Prinsip Log Densitas adalah dengan memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor. Pada saat sinar gamma menembus batuan, sinar tersebut akan bertabrakan dengan elektron pada batuan tersebut yang mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan energi dan sebagian akan dipantulkan kembali, yang kemudian akan ditangkap oleh detektor yang akan diletakkan di atas sumber radiasi. Penggabungan neutron porosity dan density porosity log sangat bermanfaat untuk mendeteksi zona gas dalam reservoir. Zona gas ditunjukkan dengan 'cross-over' antara neutron dan density.

### **2.7.5 Log Sonik**

Log Sonik adalah log yang menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan ke dalam formasi. Waktu yang diperlukan oleh gelombang untuk sampai ke receiver disebut 'interval transit time'. Besar atau kecilnya interval transit time yang melalui suatu formasi tergantung dari jenis batuan dan besarnya porositas batuan serta isi kandungan dalam batuan (Harsono, 1997).

Kecepatan gelombang melalui formasi batuan tergantung pada matriks batuan serta distribusi porositasnya. Alat yang digunakan yaitu BHC (Borehole Compensated Sonic Tool) yaitu alat yang menggunakan rangkaian pasangan pemancar-penerima rupa sehingga pengaruh dari lubang bor dapat dikecilkan. Prinsip kerja dari alat ini yaitu pada formasi homogen, gelombang yang dipancarkan dari pemancar akan menyebar dengan cepat melalui lumpur, tergantung dari pada sudut pancarnya. Sebagian gelombang akan dibelokkan atau dipantulkan, sebagian lagi akan menyebar sebagai gelombang mampat sebagian lagi akan merambat sebagai gelombang sekunder sepanjang dinding sumur. Objektif dari alat sonik adalah untuk mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu.

## **2.8 Persamaan Model %TOC**

Persebaran nilai kandungan karbon organik (%TOC) batuan induk dari suatu formasi telah dianalisa oleh beberapa peneliti. Salah satu pendekatan yang dilakukan adalah dengan menggunakan pendekatan matematis. Pendekatan matematis tersebut didapatkan dengan cara melakukan analisa net *Total Organic Content* atau konten organik total dalam satuan persen (TOC%). Adapun besar

besar nilai TOC% didapatkan dari data sumur beserta kaitannya terhadap kematangan batuan induk.

Data log sumur yang digunakan dalam analisa penentuan kematangan batuan induk ini adalah sebagai berikut:

- *Gamma ray log*: keberadaan material organik pada sumur, berasosiasi dengan nilai kandungan uraniumnya, sehingga akan meningkatkan nilai log gamma ray. (Schmocher, 1979)
- *Resistivity log*: ketika lapisan batuan induk/ batuan induk matang, maka fluida migas akan dapat ditemukan pada patahan-patahan/ fraktura dan void/ ruang pori-pori yang dapat terisi atau kosong. Maka, besar resistivitas batuan induk akan meningkat secara signifikan dengan faktor 10 atau lebih (Meyer dan Nederloff 1984).
- *Density log*: Bebatuan shale yang bukan merupakan batuan induk memiliki matriks densitas rerata 2.67 hingga 2.72 g/cm<sup>3</sup>. Keberadaan material organik akan mengurangi densitas batuan. Pada kasus batuan gamping / limestone karbonat seperti yang telah terbukti dalam testing sumur, densitas batuan mengalami peningkatan secara signifikan. (Passey et al, 1990)
- *Neutron log*: menghitung indeks hidrogen. Sehingga peningkatan nilai neutron log akan merefleksikan keberadaan batuan induk yang telah matang
- *Sonic log*: dalam kondisi kompaksi dan litologi yang sama. Peningkatan nilai sonik travel time ( $\Delta t$ ) terjadi di bebatuan yang tidak matang. Dan relatif peningkatan terjadi pada batuan batuan induk yang telah matang

Adapun formulasi dari perhitungan besar nilai TOC% didapatkan dari beberapa persamaan terkenal. Dalam penyusunan tugas akhir ini kami menggunakan 5 buah persamaan sebagai berikut

**2.8.1 Schmoker and Hester (1983) model**

Metode penentuan kandungan organik dari formasi menggunakan log densitas pertama kali diperkenalkan oleh Schmoker (1979) dan Schmoker-Hester (1983), pada kasus studi Formasi Devonian-Mississippian di cekungan Appalachian dan Williston. Teknik ini menawarkan metode praktis sebagai alternatif penentuan menggunakan prosedur laboratorium menggunakan data core ataupun *cutting*.

$$TOC(wt. \%) = \left( \frac{154.497}{\rho} \right) - 57.261 \dots\dots\dots(1)$$

Metode ini memiliki beberapa keuntungan yakni:

- a. Log densitas memberikan pengukuran yang kontinu di sepanjang sumur bor. Sehingga kesalahan dan ketidakpastian pada batuan core pada percobaan laboratorium.
- b. Ketersediaan data log densitas lebih banyak tersedia dibandingkan dengan data cutting.
- c. Pengerjaan menggunakan log densitas lebih sederhana dan mudah, serta lebih hemat dibandingkan prosedur laboratorium.

Ide utama dari metode ini adalah dengan membagi komponen batuan kedalam 4 buah bagian yakni komponen matriks batuan, fluida pori terhubung (*interstitial*), pirit, dan komponen kandungan organik. Dengan demikian densitas bulk dari suatu batuan pada formasi adalah sangat terkait dengan densitas dan volume fractional pada komponen-komponen tersebut. Relasi antar komponen ini dapat dinyatakan secara matematis sebagai berikut:

$$\rho = \Phi_o \rho_o + \Phi_p \rho_p + \Phi_i \rho_i + (1 - \Phi_o - \Phi_p - \Phi_i) \rho_m \dots\dots\dots (2)$$

dengan,  $\rho$  adalah Densitas bulk (gr/cm<sup>3</sup>),  $\rho_o$  adalah Densitas material organik (gr/cm<sup>3</sup>),  $\rho_p$  adalah Densitas mineral pirit (gr/cm<sup>3</sup>),  $\rho_i$  adalah Densitas fluida pada pori (gr/cm<sup>3</sup>),  $\rho_m$  adalah Densitas matriks (gr/cm<sup>3</sup>),  $\Phi_o$  adalah Volume material organik pada satu bidang volume (cm<sup>3</sup>),  $\Phi_p$  adalah Volume pirit pada satu bidang volume (cm<sup>3</sup>),  $\Phi_i$  Volume fluida pada pori (cm<sup>3</sup>)

Densitas material organik (*organic matter*) rerata berkisar 1.0 g/cm<sup>3</sup>. Adapun nilai mineral pada matrix pada batuan serpih berkisar di 2.7 g/cm<sup>3</sup> (Smith dan Young, 1964). Dengan demikian, variasi kandungan organik juga akan berefek pada besar variasi nilai densitas bulk.

Adapun untuk mengkalkulasikan nilai TOC, persamaan (1) harus direduksi menjadi suatu bentuk persamaan yang dapat menghubungkan keduanya. Schmoker dan Hester (1983) menghasilkan suatu persamaan umum pada suatu persamaan turunan untuk menghitung besar nilai TOC(%wt.) dari densitas formasi sebagai berikut:

$$TOC(wt. \%) = \frac{[(100 \rho_o) (\rho - 0.9922 \rho_{mi} - 0.0391)]}{[R\rho (\rho_o - 1.135 \rho_{mi} + 0.675)]} \dots\dots\dots (3)$$

dengan,  $\rho$  adalah densitas bulk (gr/cm<sup>3</sup>),  $\rho_o$  adalah densitas material organik (gr/cm<sup>3</sup>),  $\rho_{mi}$  adalah Densitas fluida pori interstisial (gr/cm<sup>3</sup>), R Rasio antara berat material organik dengan material organik karbon.

Menurut (J.T Timothy dkk, 1987) dalam penelitiannya mengenai pengaplikasian metode Schmoker-Hester (1983) ini pada formasi Woodford , kevalidan model umum yang dibentuk pada model Schmoker-Hester (1983) ini cukup baik terutama jika dilakukan analisa kualitatif pada perbandingan antara plotting data core terhadap log model. Namun, dengan demikian nilai error bisa terjadi akibat adanya ketidakpastian yang bersifat non-geologi alami akibat adanya kesalahan kalibrasi pada analisa core di laboratorium. Kesalahan lain dapat terjadi akibat adanya perbedaan variasi tingkat metamorfisme kandungan batuan, perubahan mineralogi, atau kompaksi batuan terhadap sejarah penimbunan (*burial history*).

Namun, perlu digarisbawahi bahwa penggunaan formulasi disini Schmoker-Hester (1983) mengkalkulasikan besar densitas bulk dengan turut mengikutsertakan nilai densitas pirit.

### 2.8.2 *Meyer and Nederlof (1984) model*

Meyer dan Nederlof (1984) memanfaatkan log sonic, log densitas, dan log resistivitas untuk menentukan interval batuan induk dan non-batuan induk pada batugamping dan batu serpih (*shale*). Meyer (1984) menyimpulkan bahwa terdapat hubungan antara persentase volume material organik dan densitas pada batuan serpih dan batuan induk. Ia juga menyimpulkan bahwa log sonic dapat digunakan untuk menentukan batuan induk secara kualitatif dimana terjadi penurunan nilai waktu transit sonic dan terdapat peningkatan resistivitas pada material organik batuan di batu serpih.

Log sonik juga sangat sensitif terhadap keberadaan air/material organik, komposisi mineral dan liat atau karbonat. Telah umum diketahui bahwa batuan induk merupakan hasil terlamnasi dan sifat kelistrikannya bersifat anisotropik, sehingga akan menaikan nilai resistivitas batuan.

Teknik ini menggunakan metode statistik yang didapatkan dari crossplot log sonic-resistivitas dan densitas-resistivitas untuk mendapatkan persamaan identifikasi batuan induk dan non-batuan induk yang dapat digunakan. Perlu digarisbawahi bahwa persamaan Meyer-Nederlof (1984) harus menggunakan data resistivitas terkoreksi ke suhu ruang

Analisa Meyer dan Nederlof menghasilkan persamaan diskriminan “D” yang bersifat linear. Persamaan linear diskriminan D adalah sebagai berikut:

$$D = -6.906 + 3.186 \log(\Delta t) + 0.487 \log(R75^\circ) \dots \dots \dots (4)$$

dengan, Delta(t) adalah Waktu transit dari log sonic (us/ft), dan adalah Nilai resistivitas formasi terkoreksi ke 75 derajat Fahrenheit (Ohm.m).

Atau menggunakan persamaan (5) berikut:

$$D = 2.278 - 7.324 \log(\rho) + 0.387 \log(R75^\circ) \dots\dots\dots (5)$$

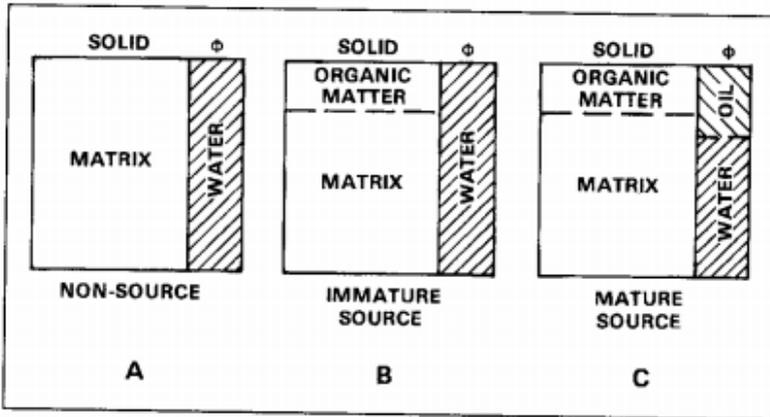
dengan,  $\rho$  adalah Densitas formasi dari log Densitas (g/cc), R75 adalah nilai resistivitas terkoreksi ke 75 derajat Fahrenheit (Ohm.m)

Nilai D positif mengindikasikan batuan pada interval kedalaman tersebut merupakan batuan induk (*batuan induk*), dan jika diskriminan D bernilai negatif maka batuan tidak termasuk batuan induk (*non-batuan induk*).

Namun, perlu digarisbawahi bahwa Meyer dan Nederlof (1984) menggunakan nilai penggal (*cut-off*) TOC sebesar 1.5 yang berada jauh di atas standar Waples (1985). Dimana Waples meklasifikasi batuan induk sebagai cukup (*fair*) apabila memiliki %TOC diatas 0.5-1, bahkan cukup baik (*good*) induk jika sudah memiliki %TOC diatas 1-1.5 . Sehingga, hipotesa mengindikasikan bahwa hasil penggunaan model ini tentunya tidak dapat mengidentifikasi batuan induk dengan range nilai 0.5 – 1.49.

### **2.8.3 Passey et al. (1990) model**

Teknik model Passey dikembangkan pada tahun 1990 oleh Passey dkk (1990). Teknik ini memanfaatkan sifat tahanan jenis formasi dan relasinya dengan log densitas, sonic log (waktu transit), dan juga log neutron, terhadap porositas batuan induk. Ide utama dari teknik ini adalah memanfaatkan sifat fluida yang mengisi pori yang terdapat pada batuan induk (ilustrasi gambar 3.2).



**Gambar 2.1.** Ilustrasi komponen solid dan fluida pada batuan induk dan non-batuan induk. (Sumber: Passey, 1990)

Passey menggunakan metode ini, memperkenalkan istilah “Delta LogR” yang nilainya berhubungan secara linear dengan nilai %TOC dan merupakan fungsi dari kematangan batuan induk. Salah satu variabel utama yang digunakan dari teknik ini adalah nilai log pada *baseline* (garis basis). Adapun, *baseline* itu sendiri adalah garis pada kedalaman tertentu dimana ditemukan litologi non-batuan induk berbutir halus.

Pada teknik ini travel time dari log sonic dan nilai *true resistivity* “Rt” dari log resistivitas di skalakan agar panjang interval 164 us/m memiliki sama panjang skala dengan 1 siklus logaritmik resistivitas. Separasi antara kedua kurva tersebut (Resistivitas Rt ke kanan dan Sonic dt ke kiri) mendefinisikan nilai Delta LogR yang dapat dihitung-dikalkulasikan dengan menggunakan persamaan berikut:

$$\Delta \log R = \log \left( \frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{baseline}) \dots \dots \dots (6)$$

dengan, R Nilai log resistivitas pada kedalaman tertentu (ohm.m),  $R_{baseline}$  adalah nilai resistivitas pada kedalaman baseline (ohm.m), Dt adalah nilai log sonic (us/ft),  $Dt_{baseline}$  Nilai log sonic pada titik kedalaman baseline (us/ft) dan nilai 0.02 adalah konstanta perbandingan skala log resistivitas dan log sonik.

Adapun nilai total kandungan karbon organik “%TOC” dapat ditemukan dengan menggunakan persamaan (6) berikut:

$$TOC(wt. \%) \Delta \log R * 10^{(2.297 - 0.1688 LOM)} \dots \dots \dots (7)$$

dengan, TOC adalah nilai total karbon organik (%), LOM tingkat kematangan batuan (*Level of Maturity*)

LOM merupakan nilai kematangan batuan yang dihasilkan melalui proses penguburan. Proses penguburan dapat dianalisa melalui studi sejarah penguburan per lapisan batuan (*burial history*). Apabila nilai TOC yang didapatkan dari log sonic pada persamaan (6) tidak cocok dengan data core yang tersedia, maka penentuan nilai TOC dapat juga diperoleh menggunakan relasi log densitas dan juga log neutron

$$\Delta \log Rden = \log \left( \frac{R}{R_{baseline}} \right) + 2.5(\rho_b - \rho_{baseline}) \dots\dots\dots(8)$$

dengan, R adalah Nilai resistivitas formasi pada kedalaman tertentu (Ohm.m),  $R_{baseline}$  adalah nilai resistivitas formasi pada baseline (Ohm.m),  $\rho_b$  adalah nilai densitas formasi pada kedalaman tertentu (kg/m<sup>3</sup>),  $\rho_{baseline}$  = Densitas formasi pada baseline

Atau menggunakan persamaan berikut:

$$\Delta \log Rn = \log \left( \frac{R}{R_{baseline}} \right) + 4.0(\Phi_N - \Phi_{Nbaseline}) \dots\dots\dots(9)$$

dengan, R adalah nilai resistivitas formasi pada kedalaman tertentu (Ohm.m),  $R_{baseline}$  adalah nilai resistivitas formasi pada baseline (Ohm.m),  $\Phi_N$  adalah Neutron porosity log pada kedalaman tertentu (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>),  $\Phi_{baseline}$  adalah neutron porosity log pada baseline (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>)

Menurut Passey (1990), ketika menggunakan teknik model ini sebesar 0.8 TOC telah dikalkulasikan secara langsung. Serta besar nilai LOM yang dapat digunakan menggunakan teknik ini hanya bisa diaplikasikan pada kisaran nilai 1 – 10.5. Pada nilai LOM yang lebih besar (>10.5) digunakan nilai LOM=10.5, meskipun pada prakteknya akan menghasilkan nilai TOC model yang relatif lebih kecil dari nilai TOC sesungguhnya. Sehingga, penggunaan model ini pada LOM>10.5 harus dilakukan dengan lebih berhati-hati dan dengan analisa lebih terutama dalam pencocokan nilai TOC model dengan TOC core sebagai validasi metode ini.

Kelebihan utama dalam menggunakan metode penentuan baseline kurva sonik terhadap resistivitas ini adalah kedua log tersebut sangat sensitif terhadap porositas dan perubahan nilainya. Dimana terjadinya defleksi pada log sonik apabila telah dilakukan *scaling* yang sesuai akan dibarengi dengan defleksi pada log resistivitas sebagai indikator utama keberadaan material organik.

Selain itu, teknik model Passey (1990) memberikan cara yang lebih banyak sebagai alternatif penggunaan log Sonic (apabila tidak tersedia atau data buruk akibat kondisi sumur bor), karena masih tersedia penggunaan log Densitas dan log Neutron Porosity.

#### 2.8.4 *Decker Model (1993)*

Hubungan Densitas Bulk mempunyai korelasi dengan TOC yang terkandung pada batuan, Hubungan ini didapatkan dengan cara Crossplot dengan menghasilkan suatu persamaan regresi linear dengan bentuk sebagai berikut:

$$TOC (wt. \%) = A + BX \dots\dots\dots(10)$$

dengan A dan, B adalah konstanta empiris pada formasi Ngimbang. Metode ini pertama kali digunakan oleh Decker A.D (1993) dengan menemukan suatu relasi inversi antara data log densitas dan hasil TOC dengan nilai korelasi hingga 91%. Teorema inilah yang digunakan pada sumur dalam penelitian ini.

Meskipun pembuatan persamaan menggunakan model ini terbilang cukup sederhana. Model ini memiliki banyak kekurangan karena sifatnya yang sangat empiris. Sehingga, pada aplikasinya harus dilakukan berbagai dikriminasi atau diskritisasi data. Pada penelitian ini penulis melakukan diskritisasi data berdasarkan informasi yang terdapat dari data Mudlog. Adapun karakteristik dasar yang dijadikan landasar pada tugas akhir ini adalah diskritisasi litologi dan diskritisasi subformasi.

#### 2.8.5 *Aplikasi Model Mallick-Raju (Analisis Kematangan)*

Model ini didasari pada relasi kematangan batuan induk dan kaitannya dengan efek cepat rambat gelombang pada material dengan tingkat kompaksi yang lebih rendah. Akibatnya terjadi penurunan cepat rambat gelombang pada material, yang meningkatkan nilai waktu tempuh gelombang pada batuan. Seiring dengan meningkatnya kedalaman, akan terjadi peningkatan temperatur dan tekanan yang berasosiasi dengan peningkatan posibilitas kematangan batuan induk.

Adapun kematangan induk sendiri didapatkan dari indikasi nilai pantulan vitrinit atau *vitrinite reflectance* (Ro) yang biasanya didapatkan dari

hasil uji laboratorium. Tingkat kematangan diindikasikan pada nilai  $R_o$  sesuai dengan tabel 3.1.

Keterkaitan hubungan antara nilai temperatur dan tekanan terhadap kedalaman sumur bersifat linier. Sehingga, persamaan yang digunakan dalam relasi antara log sonik dengan kematangan batuan induk yang diindikasikan berdasarkan nilai pantulan vitrinit juga bersifat linier, sesuai dengan persamaan berikut:

$$R_o = A - BHC/B \dots\dots\dots (11)$$

dengan,  $R_o$  adalah Pantulan Vitrinite (%), BHC adalah Borehole Compensated Sonic Log (us/ft), dan A dan B adalah konstanta empiris

Model Mallick-Raju dihasilkan dengan melakukan plotting silang (*cross-plot*) antara nilai sonik log (Borehole Compensated Sonic Tool) dengan nilai pantulan vitrinit yang tersedia pada data batuan inti. Adapun pada penelitian ini, data pantulan vitrinit yang digunakan adalah data yang tersedia dari sumur SH-1. Hal ini dikarenakan ketersediaan data untuk dilakukan plotting silang dengan nilai data  $R_o$  core yang jauh lebih banyak dibandingkan 2 sumur lainnya yaitu SH-2 (2 data) dan SH-3 (2 data).

***“Halaman Ini Sengaja Dikosongkan”***

## **BAB III**

### **METODOLOGI PENELITIAN**

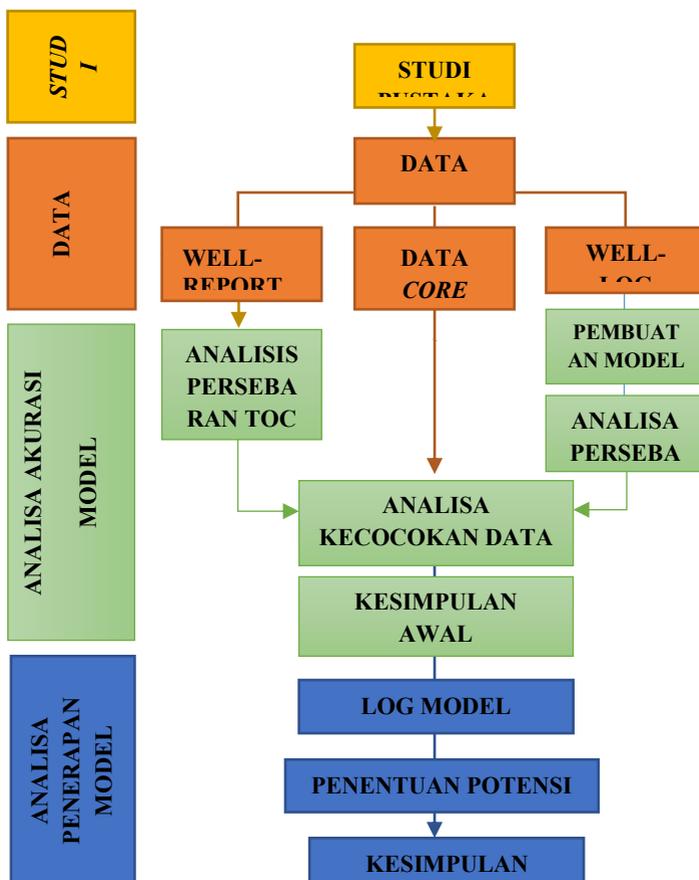
Penelitian dalam rangka penyusunan tugas akhir ini dibagi pada 3 tahapan. Yakni, tahap pendahuluan (pra penelitian), tahap penelitian, dan tahap akhir penelitian (pasca penelitian). Adapun, ketiga tahapan di atas memiliki perincian sebagai berikut:

#### **3.1 Tahap Pendahuluan**

Tahap pendahuluan meliputi kajian pustaka, persiapan data dan persiapan perangkat lunak serta instalasinya pada komputer. Adapun, software utama yang digunakan untuk penelitian ini adalah dengan menggunakan software *Interactive Petrophysics* (IP), *Geolog*, dan Microsoft Excel 2010. Software IP digunakan untuk interpretasi cepat (*quicklook interpretation*), dan geolog digunakan untuk pemodelan dan analisa kualitatif, serta prosesing pembuatan persamaan. Sedangkan Microsoft Excel digunakan untuk analisa kuantitatif.

Tahap kajian pustaka pada penelitian ini meliputi studi mengenai konsep-konsep dasar dari masing-masing log model TOC, teori prosesing datanya. Selain itu kajian pustaka juga meliputi studi mengenai regional daerah penelitian, lingkungan pengendapannya, dan beserta kajian fisika batuan regional penelitian. Tahap ini dilakukan sebelum tahap pengumpulan data sebagai dasar teori penelitian.

Adapun data pada penelitian ini dibagi kedalam dua buah kategori, yaitu data primer dan data sekunder penelitian. Data primer yang digunakan dalam penelitian ini meliputi data log sumur (*well-log*), dan data batuan inti (*core*). Data primer diperoleh dari hasil pemboran sumur di lapangan. Sedangkan, data sekunder penelitian berupa data geologi regional daerah penelitian yang menyangkut tatanan stratigrafi dan perkembangan struktur geologi cekungan Jawa Timur Utara khususnya pada formasi Kujung. Selain data geologi regional, data sekunder yang digunakan juga berupa data mudlog, dan beserta *well-reportnya*.



**Gambar 3.1** Skema alur penelitian

### 3.2 Tahap Penelitian

Secara garis besar, penelitian tugas akhir ini dibagi kedalam 2 tahap. Tahap pertama adalah tahap pencocokan model log TOC dan tahap kedua adalah tahap penerapan model log TOC. Tahap pencocokan model log TOC bertujuan untuk menentukan seberapa efektif dan cocok model log apabila diterapkan pada sumur percobaan terhadap data core pada sumur percobaan. Sumur percobaan yang digunakan pada penelitian kali ini adalah sumur SH-1, SH-2, dan SH-3.

Adapun, tahap kedua yakni tahap penerapan/aplikasi bertujuan untuk menentukan potensi batuan induk beserta persebaran TOC-nya pada sumur terhadap kedalaman, dengan menggunakan log model yang telah terbukti cocok

di sumur percobaan dengan menggunakan kaidah dan kajian yang sama pada tahap 1. Sumur yang digunakan pada tahap kedua ini adalah sumur AFA-1.

### **3.2.1 *Processing Data – Pembuatan Log Model TOC***

Processing data meliputi dua buah aspek yakni processing kuantitatif data, dan processing pembuatan model log TOC. Processing untuk analisa kuantitatif meliputi sistem penentuan kualitas hasil menggunakan nilai simpangan (deviasi). Sedangkan Processing untuk analisa kualitatif meliputi sistem pembangunan model log TOC. Pembuatan log TOC dapat diperjelas menggunakan gambar 3.2.

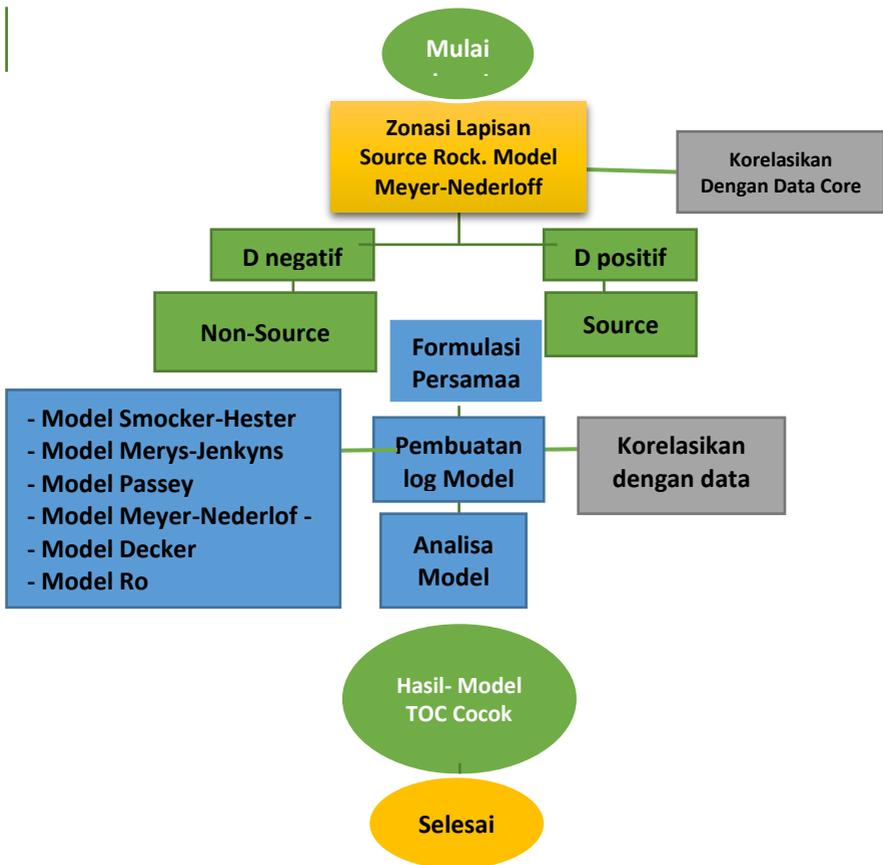
Secara keseluruhan processing data mengikuti alur yang digambarkan pada gambar 3.1 di atas. Processing dimulai dengan melakukan analisa zona potensi Source-Rock pada formasi dengan menggunakan log model persamaan Meyer & Nederlof (1984). Selanjutnya dilakukan pemodelan log TOC dengan menggunakan beberapa model log berbeda yaitu log model Passey (1990), Schmoker-Hester (1983), dan model Meyer-Nederloff (1984). Hasil dari pembuatan model diuji keakurasiannya dengan proses validasi menggunakan data TOC Core hasil uji lab.

#### **3.2.1.1 *Pembuatan Log TOC – Schmoker Hester Model (Schmoker & Hester, 1983)***

Salah satu keunggulan utama dari pembuatan log model Schmoker-Hester adalah mudahnya metode pembuatan log model ini. Hal ini didasarkan pada persamaannya yang

cukup sederhana. Yakni, dengan memasukan nilai log densitas (FDC dll) kedalam persamaan %TOC(wt.) pada persamaan (2) model Schmoker-Hester (1983). Lalu, dibarengi dengan 2 buah konstanta empiris yakni 154.497 yang didapatkan dari bilangan penyebut persamaan umum TOC seperti tertulis pada persamaan (2) dan 57.261 dari bilangan pembilang pada persamaan yang sama (2).

Nilai %TOC(wt.) dari hasil kalkulasi di excel dipindahkan dan diinput ke dalam software Geolog. Software geolog mempermudah proses analisa kualitatif dengan membandingkan nilai TOC core dengan nilai TOC hasil log model Schmoker-Hester (1983).



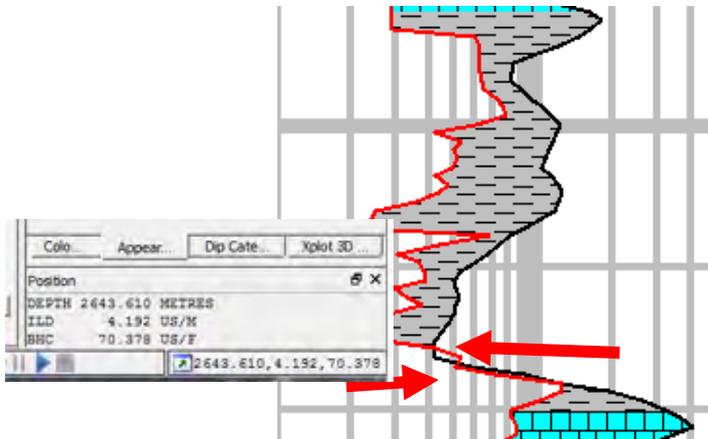
**Gambar 3.2** Alur pengolahan data log sumur menjadi log model TOC dan Ro

### 3.2.1.2 Pembuatan Log TOC – Passey Model (Passey et al, 1990)

Berbeda halnya dengan log model Schmoker-Hester (1983), pembuatan log model Passey (1990) menggunakan analisa yang cukup rumit, dan membutuhkan kecermatan untuk menentukan beberapa variabel tertentu dalam persamaan Passey. Log model TOC Passey (1990) dimulai dengan menentukan garis dasar atau biasa disebut sebagai garis *base-line*.

Baseline ditentukan dengan melakukan plotting antara log sonik (waktu transit) dan log tahanan jenis batuan (resistivity) dimana nilai 100 us/ft berada pada satu bidang skala yang sama dengan 10 logaritmik log resistivitas. Baseline diambil pada titik bertemunya log sonic dan log resistivitas, dimana log

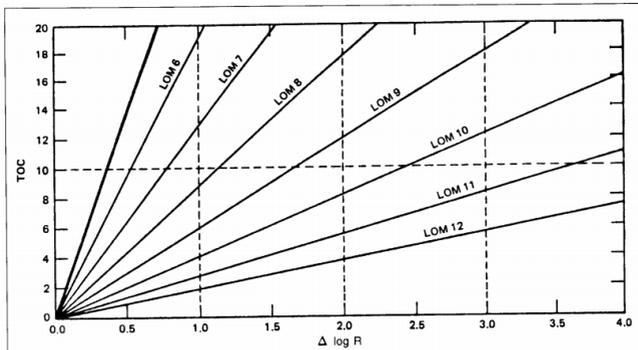
sonic berhimpit dengan posisi di atas garis log resistivitas sebagaimana ditandai panah merah pada gambar berikut (gambar 3.3):



**Gambar 3.3** Titik-titik kedalaman penarikan garis baseline

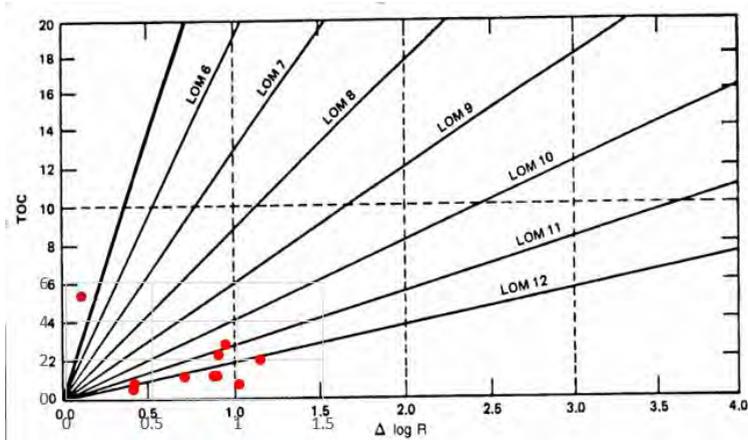
Dalam kasus penggunaan persamaan Passey (1990) menggunakan log densitas pada persamaan (6), nilai densitas baseline ditentukan dengan mengambil nilai log densitas pada kedalaman yang sama pada pengambilan garis. Penentuan garis baseline untuk memenuhi 2 dari 4 variabel persamaan separasi log sonic dan log resistivitas. Passey dkk (1990) menyebutnya sebagai persamaan DlogR (Delta separasi log resistivitas). Dimana nilai separasi ini sangat erat kaitannya dengan nilai LOM.

Nilai LOM pada persamaan (7) ditentukan menggunakan diagram LOM (gambar 4.5) dengan memplotkan nilai separasi DlogR terhadap data Core TOC pada kedalaman yang sama dengan DlogR hasil perhitungan. Hasi plotting yang paling banyak jatuh di garis LOM tertentu, menunjukkan besar nilai LOM yang dapat digunakan untuk kalkulasi nilai TOC menggunakan persamaan (7) (Passey et al, 1990).



**Gambar 3.4** Diagram yang digunakan oleh Passey dkk dalam menentukan nilai LOM menggunakan plot TOC Core terhadap DLogR

Hasil TOC model diperoleh dengan menggunakan persamaan (5) dan (6). Penggunaan geolog akan menghasilkan Log TOC model Passey yang dapat diplotkan di Geolog 7 untuk analisa kualitatif dan analisa lanjutan. Berikut merupakan contoh plotting DlogR terhadap data TOC core (Gambar 4.4):



**Gambar 3.5** Ilustrasi hasil plotting TOC Core terhadap DlogR. Menunjukkan hasil LOM sebagian besar berada pada kisaran 11-12

### 3.2.1.3 Pembuatan Log Model – Meyer & Nederlof (Meyer-Nederlof 1984)

Meyer & Nederlof (1983) memperoleh model Meyer dan Nederlof (1984) memanfaatkan log sonic, log densitas, dan log resistivitas untuk

menentukan interval source rock dan non-source rock pada batugamping dan batu serpih (*shale*). Salah satu variabel yang digunakan pada persamaan 3 adalah resistivitas terkoreksi pada suhu ruang atau 75 derajat Fahrenheit (24 derajat Celcius). Adapun, koreksi log resistivitas didapatkan dari persamaan Arp (Dresser Atlas, 1983) pada persamaan (11):

$$R_{75} = R_t * (T - 7) / 82 \dots\dots\dots(11)$$

Dimana,

R75 = Resistivitas batuan terkoreksi pada temperatur ruang (Ohm.m)

Rt = *True resistivity*/ resistivitas pada kedalaman tertentu (Ohm.m)

T = Temperatur pada kedalaman observasi (F)

Nilai T didapatkan menggunakan relasi temperatur gradient terhadap kedalaman pada sumur.

**3.2.2 Analisa Akurasi Model**

Dalam menentukan akurasi dan kecocokan diterapkannya model pada formasi target, dilakukan analisa kuantitatif. Secara garis besar analisa kuantitatif dilaksanakan dengan membandingkan antara data inti (*core*) dengan hasil dari log model. Dengan mengasumsikan bahwa data core adalah data yang paling valid (akurat) yang tersedia, terlepas dari kemungkinan terjadinya kesalahan dalam tahap analisa di laboratorium.

Perbandingan menggunakan analisa simpangan deviasi menggunakan persamaan berikut:

$$SD = [(TOCmodel - TOCcore)^2]^{1/2}$$

Dimana,

TOC(model) = TOC hasil kalkulasi menggunakan model log TOC (%wt.)

TOC(core) = TOC hasil data core (%wt.)

Berikut merupakan ilustrasi contoh tabel hasil perhitungan deviasi (Gambar 3.6)

Depth	%TOC (Core)	Passey_Sonic	SD
1734	0.64	-0.04	0.68
1770	0.75	0.71735	0.03265
1796	0.48	0.4508	0.0292
1824	0.45	0.5194	0.0694
1844	0.36	0.388	0.028
1870	0.63	0.898	0.268
1900	0.49	0.429	0.061
1930	0.46	0.607	0.147
1974	0.43	0.56	0.13
2004	0.37	2.54	2.17
2024	0.34	0.433	0.093
2064	0.48	0.472	0.008

**Gambar 3.6** Contoh perhitungan simpangan deviasi (Kolom berwarna abu-abu bertuliskan “SD”)

Dari keseluruhan data dilakukan analisa simpangan deviasi sebagaimana contoh di atas, lalu dilakukan analisa kuantitatif. Dimana, nilai simpangan terkecil berpotensi lebih besar untuk dijadikan sebagai log model yang diasumsikan dapat mewakili model TOC lainnya untuk diaplikasikan pada sumur AHA-1.

### 3.3 Tahap Akhir Penelitian

Tahap akhir penelitian meliputi penyusunan laporan akhir penelitian. Laporan akhir dibuat dengan sistematika yang disusun sesuai dengan ketentuan yang berlaku di kampus Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya. Selanjutnya, laporan akhir ini dipresentasikan di Pertamina *Upstream Technology Center* selaku perusahaan yang menyediakan data dan membimbing penulis dalam penelitian, sebagai presentasi laporan akhir penelitian. Hasil laporan akhir yang telah ditulis dalam format Tugas Akhir, standar Institut Teknologi Sepuluh Nopember akan selanjutnya disidangkan di kampus ITS sebagai syarat wajib memperoleh gelar sarjana teknik (ST) strata 1, Teknik Geofisika ITS.

## **BAB IV**

### **PEMBAHASAN & ANALISA HASIL**

#### **4.1 Aplikasi Log Model TOC – Schmoker & Hester (1983)**

Pemodelan persebaran log TOC pada sepanjang interval sumur formasi Ngimbang secara kualitatif memberikan hasil yang relatif kurang dapat merepresentasikan hasil analisa log pada model. Hal ini secara gamblang terlihat pada hasil model log sumur di *well* SH-1 dan SH-2. Adapun pada sumur SH-3 hasil tidak terlalu memperlihatkan adanya kecocokan dengan data inti. Namun, secara relatif telah mendekati nilai simpangan deviasi yang cukup rendah. Terdapat beberapa analisa penting pada titik-titik interval tertentu dimana ditemukan zona menarik yang bisa dijadikan representasi menyeluruh dari pembuatan model log Schmoker-Hester ini. Berikut merupakan perinciannya.

##### **4.1.1 Log Model TOC – Schmoker & Hester (1983) pada Sumur SH-1**

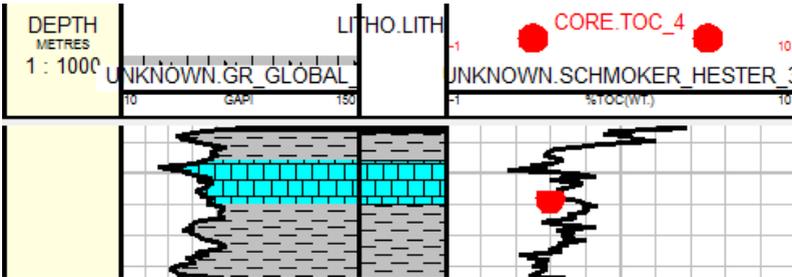
Sumur SH-1 di bagi kedalam 2 buah zona yakni zona dengan akurasi tinggi (zona I) atau kami sebut sebagai zona Ngimbang Atas dan zona dengan akurasi model rendah (zona 2) atau disebut zona Ngimbang Bawah.

###### *4.1.1.1 Analisa Zona I Sumur SH-1*

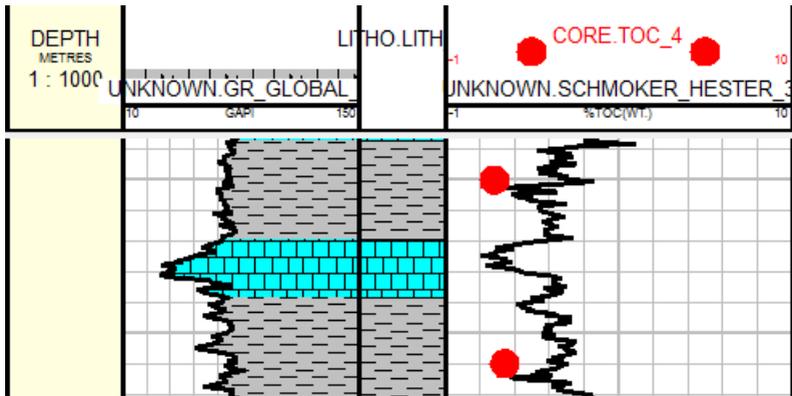
Zona I terletak pada interval top formation (kedalaman 1710 meter) hingga kedalaman 2480 meter. Zona ini didominasi oleh batuan serpih (*shale*) dengan sisipan batugamping serta batubara. Ciri utama pada batuserpih zona ini yaitu berwarna abu dan sebagian berwarna cokelat. Terkadang bersifat tuffaan, lanauan, lempungan dan karbonan. Sebagian kecil bermineral penyusun pirit.

###### *Interpretasi Kualitatif*

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Schmoker-Hester menunjukkan rendahnya akurasi model terhadap data TOC core. Dari ke-26 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya 3 titik data yang memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif penelitian ini yaitu 1,1 (%wt.). Ketiga data tersebut bertempat pada kedalaman 2254, 2424, dan 2450.



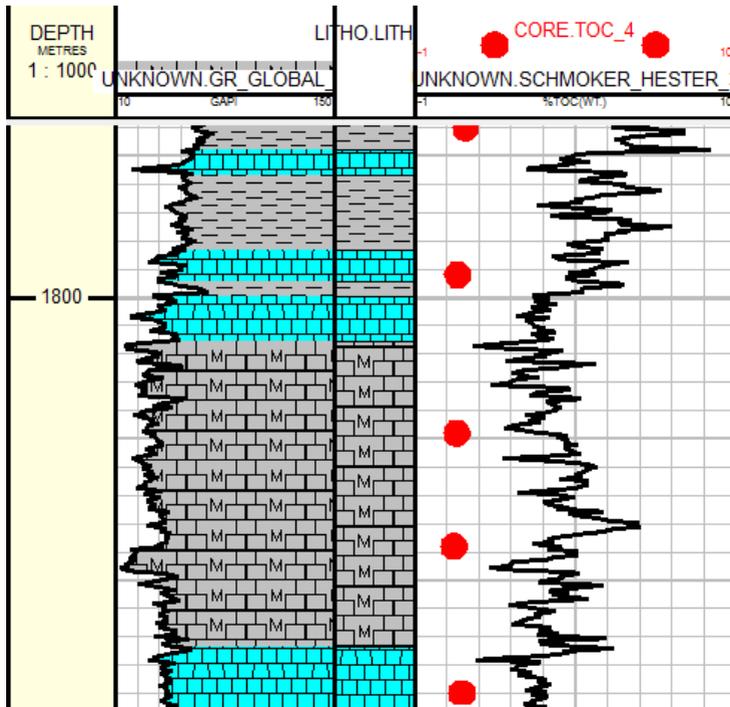
(a)



(b)

**Gambar 4.1** nilai data core terhadap kedalaman, (a) Data core didapatkan di batugamping dan, (b) di batuserpih

Berikut merupakan gambar membandingkan ketiga buah data akurat di atas (Gambar 4.2 a dan b) dengan data lainnya yang secara kualitatif jauh dari standar maksimum simpangan (Gambar 4.1).



**Gambar 4.2** Contoh persebaran data core buruk terhadap model log TOC Schmoker-Hester(1983) pada zona I

Dengan membandingkan gambar 4.1 dengan gambar 4.2 secara interpretasi sepintas (*quicklook interpretation*), dapat diambil kesimpulan awal bahwa model Schmoker-Hester (1983) tidak cocok untuk diaplikasikan pada interval zona 1, sumur SH-1. Interpretasi kualitatif pada zona I ini dapat secara terperinci dijelaskan dengan menggunakan interpretasi kuantitatif sebagaimana berikut.

#### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif pada zona 1 sumur SH-1 menggambarkan besarnya simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 2.477. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona I ini tidak teruji keakurasiannya. Dimana dari total 23 data yang tersedia, hanya terdapat 3 buah data yang memiliki simpangan deviasi dibawah nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 0.13 persen dari total data keseluruhan). Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 5.1 berikut:

**Tabel 4.1** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I

Depth (m)	%TOC (Core)	%TOC	SD
		Schmoker-Hester (1983)	
1734	0.64	6.044	5.404
1770	0.75	5.796	5.046
1796	0.48	4.895	4.415
1824	0.45	2.147	1.697
1844	0.36	3.084	2.724
1870	0.63	2.791	2.161
1900	0.49	2.863	2.373
1930	0.46	3.089	2.629
1974	0.43	2.582	2.152
2004	0.37	1.795	1.425
2024	0.34	2.887	2.547
2064	0.48	3.571	3.091
2110	0.51	4.372	3.862
2150	0.46	2.896	2.436
2170	0.46	2.602	2.142
2204	0.6	3.0587	2.4587
2230	0.47	2.761	2.291
2254	2.29	3.397	1.107
2316	0.64	3.361	2.721
2424	0.69	0.59	0.1
2450	0.57	0.929	0.359
2480	0.9	2.2616	1.3616

#### 4.1.1.2 Analisa Zona II

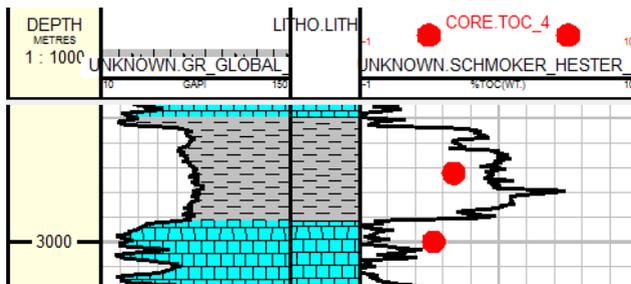
Zona II berada di interval kedalaman 2480 meter hingga 3120 meter. Didominasi oleh batugamping, dan batuserpih dengan sisipan batubara, batulanau dan konglomerat. Batugamping bercirikan mikrograin, berwarna abu-abu tua kecoklatan hingga kekuningan. Pada beberapa tempat mengandung fosil

dan sedikit mineral kwarsa. Berproperti petrofisika porositas buruk, keras, dan sebagian getas. Serta terkadang merupakan batugamping dolomitan dan karbonan.

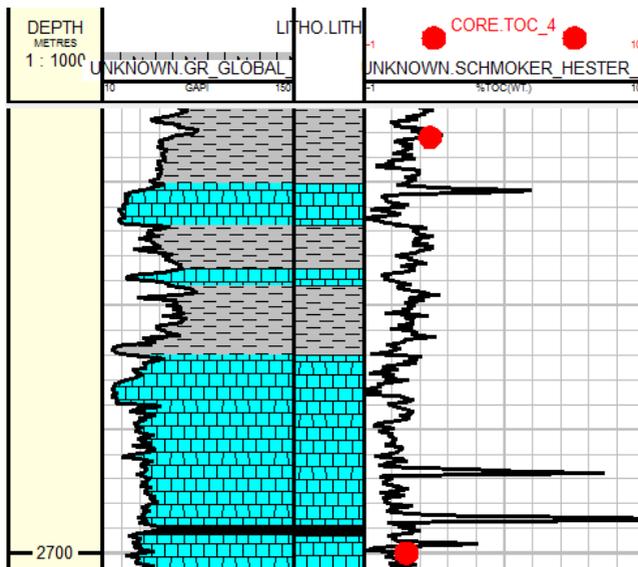
Adapun, batuserpilh pada zona ini bersifat tufaan dan lempungan, kebanyakan mengandung pirit, serta bercirikan getas sampai agak keras. Batubara berwarna hitam, sebagian masih berumur muda, berkilap logam, dan getas. Sedangkan, konglomerat zona ini berwarna abu tua yang terdiri dari pecahan-pecahan batugamping, batulanau, batulempung, serpih dan batubara. Berukuran granuler sampai kasar yang terikat oleh material gampingan dan agak keras.

### *Interpretasi Kualitatif*

Berbeda halnya dengan zona I, secara kualitatif zona II menunjukkan hasil log model yang cukup baik serta lebih bisa merepresentasikan model yang akurat antara data core dengan data log model. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Schmoker-Hester pada zona II menunjukkan meningkatnya akurasi model terhadap data TOC core relatif terhadap zona I. Dari 11 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya 2 titik data yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif penelitian ini yaitu 1,1 (%wt.). Selebihnya, yaitu 8 data core lainnya dapat memenuhi standar. Adapun, kedua data dengan simpangan di atas 1.1 (%wt.) TOC tersebut terdapat pada kedalaman 2554 meter dan 2986 meter. Berikut, merupakan perbandingan model log pada data dengan akurasi buruk (Gambar 4.4) dan akurasi baik (Gambar 4.5).



(a)



(b)

**Gambar 4.3** Perbandingan antara model dan data core pada model Schmoker-Hester

Dari kedua gambar (a) dan (b) Gambar 4.3 di atas, dapat ditarik kesimpulan awal bahwasannya model Schmoker-Hester memiliki keakurasian yang cukup baik, sehingga cocok untuk diaplikasikan pada interval zona II sumur SH-2. Rincian kecocokan model terhadap data %TOC core dapat dilihat menggunakan interpretasi kuantitatif berikut:

#### *Analisa Kuantitatif*

Sesuai dengan hasil kesimpulan awal pada analisa interpretasi kualitatif, analisa kuantitatif memberikan hasil model yang cukup akurat. Interpretasi kuantitatif pada zona 2 sumur SH-2 menggambarkan kecilnya nilai simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 0.4886 TOC. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona II ini telah terbukti keakurasiannya dalam memprediksi kandungan TOC sumur. Dimana dari total 12 data yang tersedia, hanya terdapat 2 buah data yang memiliki simpangan deviasi dibawah nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 1.66 persen dari total data keseluruhan).

Hasil nilai Simpangan Deviasi pada zona II sumur SH-1 ditabulasikan pada tabel 4.2 berikut:

**Tabel 4.2** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I. Kolom yang ditandai warna merah merupakan data dengan kecocokan buruk.

Depth (m)	TOC (Core)	TOC (Schmoker-Hester)	SD
2530	3.91	3.014	0.896
2540	2.29	2.8031	0.5131
2554	0.48	1.919	1.439
2616	1.6	1.612	0.012
2700	0.68	0.763	0.083
2914	1.11	1.25	0.14
2960	1.06	0.925	0.135
2986	2.73	3.947	1.217
3000	1.94	1.413	0.527
3020	2.19	1.815	0.375
3045	1.14	1.298	0.158
3070	0.69	1.059	0.369

Dengan mengambil nilai rerata simpangan deviasi yaitu sebesar 0.4886 diambil kesimpulan awal bahwa model log Schmoker-Hester cocok untuk diaplikasikan pada sumur SH-1.

#### 4.1.2 Log Model TOC – Schmoker & Hester (1983) pada Sumur SH-2

Sumur SH-2 menembus lapisan Ngimbang dari interval kedalaman 1195. Sumur SH-2 di bagi kedalam 2 buah zona yakni zona dengan akurasi rendah (zona I) dan zona dengan akurasi model tinggi (zona 2).

##### 4.1.2.1 Analisa Zona I Sumur SH-2

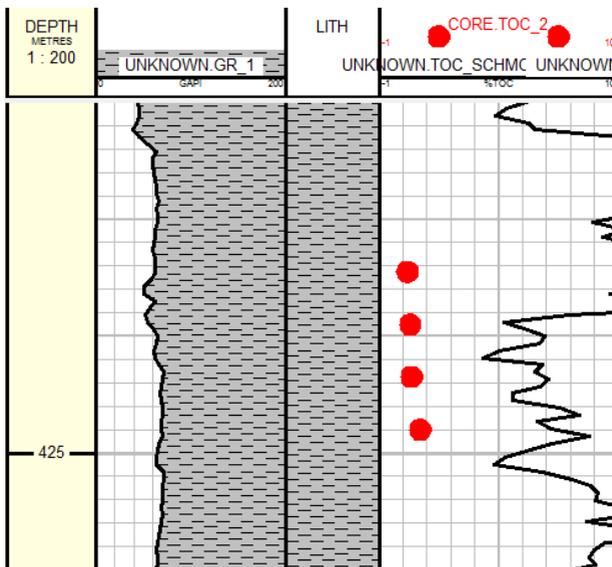
Zona I terletak pada interval top formation (kedalaman 183 meter) hingga kedalaman 575 meter. Zona ini didominasi oleh batuserpih (*claystone*) dengan selingan batugamping. Ciri utama batuserpih pada zona I adalah berwarna abu hitam, kalkarius, dan sebagian berpasir, serta tidak ditemukan

mineral pirit. Adapun batugamping berciri abu kecokelatan, dan berkapur (*chalky*) .

### Interpretasi Kualitatif

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Schmoker-Hester menunjukkan rendahnya akurasi model terhadap data TOC core. Dari ke-13 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya 1 titik data yang yang memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif penelitian ini yaitu 1,1 (%wt.). Data tersebut terdapat pada kedalaman 490.

Berikut merupakan gambar umum model Schmoker-Hester pada zona I sumur SH-2 (Gambar 4.4 a dan b) yang secara kualitatif jauh dari standar maksimum simpangan (Gambar 4.4).



**Gambar 4.4** Contoh persebaran data core terhadap model log TOC Schmoker-Hester(1983) pada zona I sumur SH-2

Dengan meneliti contoh persebaran data core terhadap log model TOC Schmoker-Hester pada gambar 4.4 interpretasi sepintas (*quicklook interpretation*), dapat diambil kesimpulan awal bahwa model Schmoker-Hester (1983) tidak cocok untuk diaplikasikan pada interval zona 1, sumur SH-2. Interpretasi kualitatif pada zona I ini dapat secara terperinci dijelaskan dengan menggunakan interpretasi kuantitatif sebagaimana berikut.

### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif pada zona I sumur SH-2 menggambarkan besarnya simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 5.306. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona I ini tidak teruji keakurasiannya. Dimana dari total 13 data yang tersedia, hanya terdapat 1 buah data yang memiliki simpangan deviasi dibawah nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 7,69 persen dari total data keseluruhan). Adapun data pada kedalaman 490 tersebut didapatkan pada litologi batuserpih. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.3 berikut:

**Tabel 4.3** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I Sumur SH-2.

Depth (m)	TOC% (Core)	TOC% (Schmoker-Hester)	SD
208.2	0.49	9.39	8.9
268	0.86	2.142	1.282
315.25	1.07	9.12	8.05
319.75	0.72	6.412	5.692
322	0.63	5.779	5.149
410	0.31	5.871	5.561
415	0.44	8.805	8.365
417.25	0.51	9.266	8.756
419.5	0.90	4.728	3.828
421.74	1.09	6.179	5.089
424	0.96	6.27	5.31
490	1.91	2.33	0.42
548	0.74	3.286	2.546

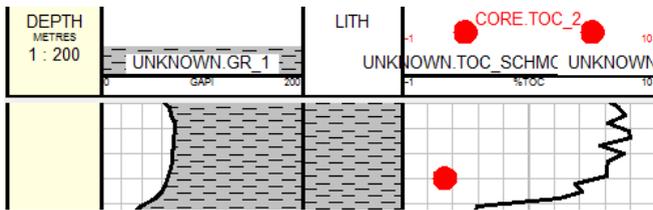
#### *4.1.1.2 Analisa Zona II*

Zona II berada di interval kedalaman 548 meter hingga 1195 meter. Didominasi batu serpih, dan batugamping, beserta sisipan batupasir batubara dan batu lanau. Batu serpih dengan warna bervariasi dari coklat muda, coklat kemerahan hingga berwarna hitam, sangat berkarbon, dan sebagian kalkarius. Adapun batugamping berwarna abu, dengan kristalin halus, berkapur (chalky) .

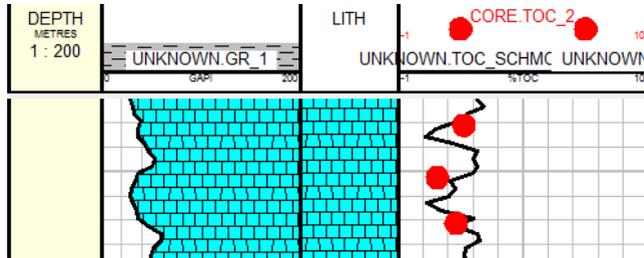
### *Interpretasi Kualitatif*

Berbeda halnya dengan zona I, secara kualitatif zona II menunjukkan hasil log model yang cukup baik serta lebih bisa merepresentasikan model yang akurat antara data core dengan data log model. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Schmoker-Hester pada zona II menunjukkan meningkatnya akurasi model terhadap data TOC core relatif terhadap zona I. Dari 9 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya 1 titik data yang yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif penelitian ini yaitu 1,1 (%wt.). Selebihnya, yaitu 8 data lainnya dapat memenuhi standar.

Adapun, kedua data dengan simpangan di atas 1.1 (%wt.) TOC tersebut terdapat pada kedalaman 890 meter. Berikut, merupakan perbandingan model log pada data dengan akurasi buruk (Gambar 4.5 a) dan akurasi baik (Gambar 4.5 b).



(a)



(b)

**Gambar 4.5** Perbandingan antara model dengan akurasi baik dan buruk (a) Terdapatnya simpangan yang cukup besar pada data kedalaman 890 meter (b) Contoh hasil model Schmoker-Hester dengan akurasi baik kedalaman 586 meter.

Dari kedua gambar (a) dan (b) Gambar 4.5 di atas, dapat ditarik kesimpulan awal bahwasannya model Schmoker-Hester memiliki keakurasian yang cukup baik, sehingga cocok untuk diaplikasikan pada interval zona II sumur

SH-2. Rincian kecocokan model terhadap data %TOC core dapat dilihat menggunakan interpretasi kuantitatif berikut:

*Analisa Kuantitatif*

Sesuai dengan hasil kesimpulan awal pada analisa interpretasi kualitatif, analisa kuantitatif memberikan hasil model yang cukup akurat. Interpretasi kuantitatif pada zona 2 sumur SH-2 menggambarkan kecilnya nilai simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 0.4886 TOC. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona II ini telah terbukti keakurasiannya dalam memprediksi kandungan TOC sumur. Dimana dari total 9 data yang tersedia, hanya terdapat 1 buah data yang memiliki simpangan deviasi dibawah nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 7.69 persen dari total data keseluruhan).

Hasil nilai Simpangan Deviasi pada zona II sumur SH-1 ditabulasikan pada tabel 4.4 berikut:

**Tabel 4.4** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona II.

Depth (m)	TOC (Core)	TOC (Schmoker-Hester)	SD
586	1.57	1.65	0.08
588.12	1.81	1.38	0.43
590.25	1.54	1.53	0.01
592.12	0.94	0.88	0.06
594.5	1.56	1.43	0.13
700	6.94	7.12	0.18
740	4.56	4.651	0.091
780	2.45	2.6	0.15
890	0.62	5.095	4.475

Dengan mengambil nilai rerata simpangan deviasi yaitu sebesar 0.622 diambil kesimpulan awal bahwa model log Schmoker-Hester cocok untuk diaplikasikan pada zona II sumur SH-2.

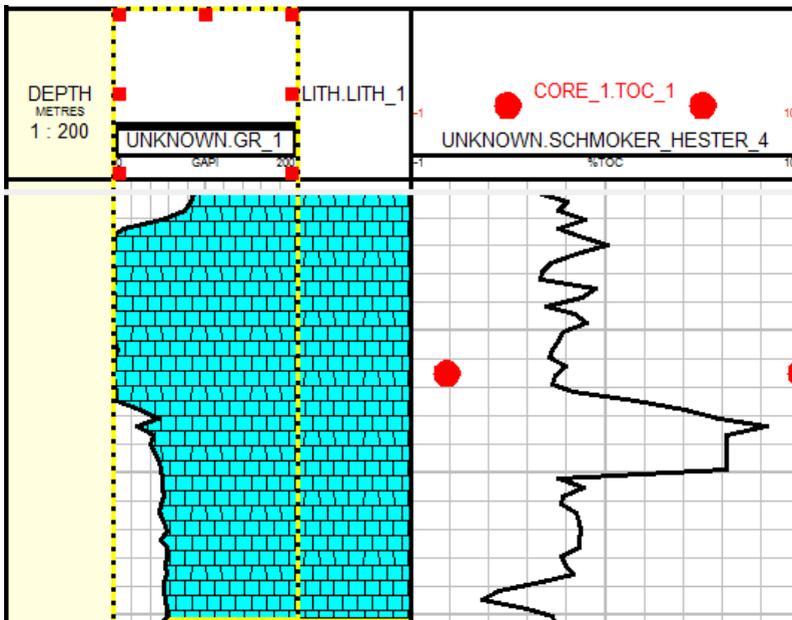
**4.1.3 Log Model TOC – Schmoker & Hester (1983) pada Sumur SH-3**

Sumur SH-3 Sumur SH-2 mempenetrasi lapisan Ngimbang dari interval kedalaman 571 hingga kedalaman 729. Formasi Ngimbang pada sumur ini didominasi oleh batuan serpih (*shale*), batulanau, natugamping, dan batubara.

Batuserpih pada formasi ini bercirikan warna abu-abu muda hingga abu tua. Kalkarius, sebagian karbonatan dan agak keras – keras. Batugamping berwarna abu-abu ke abu gelap, porositas bukur-sedang, berpasir, sub anguler – sub rounded, dan karbonatan. Batulanau memiliki porositas buruk, dan terkadang terdapat selingan dolomit.

### Interpretasi Kualitatif

Secara kualitatif penggunaan model Schmoker-Hester (1983) pada sumur SH-3 menunjukkan hasil log model yang buruk. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Schmoker-Hester pada zona sumur SH-3 menunjukkan buruknya akurasi model terhadap data TOC core. Dari ketujuh data core yang tersedia pada interval zona ini tidak ada satupun titik data yang memenuhi standar maksimum simpangan deviasi. Gambar 4.6 memperlihatkan contoh log model dan simpangannya terhadap data toc core



**Gambar 4.6** Contoh hasil model Schmoker-Hester dengan akurasi buruk kedalaman 581 meter.

Dari kedua gambar 4.6 di atas, dapat ditarik kesimpulan awal bahwasannya model Schmoker-Hester memiliki keakurasian yang buruk, sehingga tidak cocok untuk diaplikasikan pada formasi Ngimbang sumur SH-3.

Rincian kecocokan model terhadap data %TOC core dapat dilihat menggunakan interpretasi kuantitatif berikut:

*Analisa Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif pada formasi Ngimbang sumur SH-2 menggambarkan besarnya simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **3.3903**. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona I ini memiliki keakurasian yang buruk. Dimana dari seluruh data yang tersedia.

Hasil nilai Simpangan Deviasi pada sumur SH-3 ditabulasikan pada tabel 4.5 berikut:

**Tabel 4.5** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-3.

Depth (m)	TOC (Core)	TOC (Schmoker-Hester)	SD
581.5	0.04	4.913	4.873
603	0.89	4.53	3.64
630	0.9	3.426	2.526
676.5	0.3	3.1791	2.8791
706	0.98	4.323	3.343
710	2.25	5.935	3.685
729	0.22	3.006	2.786

Dengan mengambil nilai rerata simpangan deviasi yaitu sebesar 0.622 diambil kesimpulan awal bahwa model log Schmoker-Hester cocok untuk diaplikasikan pada zona II sumur SH-2.

**4.1.4 Analisa Keseluruhan Hasil Model Schmoker-Hester (1983)**

Dari hasil kesimpulan awal pada analisa kuantitatif dan kualitatif pada sumur SH-1 di atas secara sepintas model Schmoker-Hester dapat diaplikasikan pada zona II dan tidak dapat diaplikasikan pada zona I (terutama dari hasil analisa kuantitatif). Secara geologis, kedua zona memiliki persebaran litologi utama yang berbeda dimana zona I didominasi oleh batuan serpih, dan zona II didominasi oleh batugamping.

Untuk mengambil kesimpulan pada pengaplikasian model ini harus dikaji ulang landasan teori yang digunakan oleh Schmoker dan Hester dalam membentuk model ini. Salah satu hal yang perlu digarisbawahi adalah turut diikutkannya nilai densitas mineral Pirit pada nilai densitas bulk batu serpih. Persamaan model fisika batuan yang digunakan menggunakan nilai densitas bulk pada batuserpih lapangan Devonian-Mississippian cekungan Bakken utamanya mengandung mineral pirit. Sehingga, kisaran nilai densitas bulk yang terbaca di log akan berkisar pada nilai 2.4 – 2.8 dan cocok untuk pengaplikasian persamaan (1).

Dengan aplikasi analisa di atas, maka hasil model pada kasus formasi Ngimbang akan memberikan nilai TOC yang sangat tinggi pada batuserpih yang tidak mengandung atau minim mineral pirit yang berdensitas besar. Dikarenakan variable log densitas berposisi sebagai penyebut pada persamaan (1). Selain memberikan nilai TOC yang sangat tinggi, model Schmoker-Hester juga akan memberikan nilai yang sangat kecil apabila diaplikasikan pada batuan induk dengan tingkat maturitas yang rendah (rendah kandungan karbon organik).

Dengan demikian, model Schmoker-Hester **tidak cocok** untuk digunakan di formasi Ngimbang. Sekalipun menghasilkan nilai simpangan yang relatif sangat kecil pada beberapa kasus di beberapa titik. Nilai TOC yang dihasilkan oleh log model Schmoker-Hester yang pada dasarnya hanya diperuntukan untuk batuan Shale dengan kandungan penyusun utama mineral pirit, tidak dapat diaplikasikan di formasi Ngimbang yang tidak mengandung/minim mengandung mineral pirit (dengan range nilai densitas 1.8 – 2.2). Adapun pada kasus batugamping, nilai simpangan deviasi menunjukkan nilai rendah semata dikarenakan range densitas batuannya yang menyerupai batuserpih ber kandungan mineral pirit.

## **4.2 Aplikasi Log Model TOC – Passey Sonic (1983)**

Sumur SH-1 di bagi kedalam 2 buah zona yakni zona dengan akurasi rendah (zona I) dan zona dengan akurasi model tinggi (zona 2). didominasi oleh batuan serpih (*shale*) serta batugamping dengan sisipan batubara. Ciri utama pada batuserpih zona ini yaitu berwarna abu dan sebagian berwarna cokelat. Terkadang bersifat tufaan, lanauan, lempungan dan karbonan. Sebagian kecil bermineral penyusun pirit.

### **4.2.1 Log Model TOC – Passey-Sonic (1983) pada Sumur SH-1**

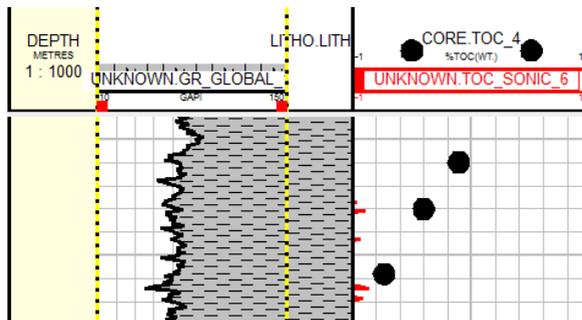
Pada sumur SH-1, formasi Ngimbang terletak pada top formation di kedalaman 1710 hingga bottom formation 3120 meter. Zona ini didominasi oleh batuan

serpih (*shale*) dengan sisipan batugamping serta batubara. Ciri utama pada batuserpih zona ini yaitu berwarna abu dan sebagian berwarna cokelat. Terkadang bersifat tufaan, lanauan, lempungan dan karbonan. Sebagian kecil bermineral penyusun pirit. Adapun pada bagian Ngimbang bawah didominasi oleh batugamping, dan batuserpih dengan sisipan batubara, batulanau dan konglomerat. Batugamping bercirikan mikrograin, berwarna abu-abu tua kecoklatan hingga kekuningan. Pada beberapa tempat mengandung fosil dan sedikit mineral kwarsa. Berproperti petrofisika porositas buruk, keras, dan sebagian getas. Serta terkadang merupakan batugamping dolomitan dan karbonan.

### *Interpretasi Kualitatif*

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Passey Density menunjukkan rendahnya nilai simpangan deviasi model terhadap data TOC core. Dari ke-34 data core yang tersedia pada interval formasi Ngimbang ini hanya 11 titik data yang memiliki nilai standar deviasi dibawa 1,1 %wt. (satu kolom). Fenomena ini menurut Passey adalah hal yang wajar, dan data hasil yang sedemikian (bernilai negatif) harus diabaikan. Sehingga analisa awal mengindikasikan besarnya kemungkinan nilai error dari perhitungan menggunakan model ini.

Gambar 4.7 memperlihatkan hasil perhitungan metode ini, dimana dapat ditemui banyak nilai negatif sepanjang interval kedalaman 2500 hingga 2600, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/*quicklook*) yang cukup besar melewati batas standar (1.1).Meski demikian, dalam beberapa kasus pada kedalaman lain di sumur SH-1 juga banyak ditemukan data yang cocok dengan nilai simpangan deviasi yang rendah.



**Gambar 4.7** Model memperlihatkan banyaknya nilai negatif sepanjang interval.

### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif sumur SH-1 menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 0.9012. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Passey Sonic pada zona I ini kurang teruji keakurasiannya. Dimana dari total 33 data yang tersedia, hanya terdapat 11 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.6 berikut:

**Tabel 4.6** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-1.

Depth	%TOC (Core)	Passey_Sonic	SD
1734	0.64	-0.04	0.68
1770	0.75	0.71735	0.03265
1796	0.48	0.4508	0.0292
1824	0.45	0.5194	0.0694
1844	0.36	0.388	0.028
1870	0.63	0.898	0.268
1900	0.49	0.429	0.061
1930	0.46	0.607	0.147
1974	0.43	0.56	0.13
2004	0.37	2.54	2.17
2024	0.34	0.433	0.093
2064	0.48	0.472	0.008
2110	0.51	0.644	0.134
2150	0.46	0.417	0.043
2170	0.46	0.8675	0.4075
2204	0.6	0.57	0.03
2230	0.47	0.3913	0.0787
2254	2.29	1.104	1.186
2316	0.64	0.65	0.01
2424	0.69	0.69	0

2450	0.57	0.96	0.39
2480	0.9	1.003	0.103
2530	3.91	1.14	2.77
2540	2.29	0.422	1.868
2554	0.48	0.208	0.272
2616	1.6	1.24	0.36
2700	0.68	2.31	1.63
2914	1.11	4.21	3.1
2960	1.06	3.703	2.643
2986	2.73	4.42	1.69
3000	1.94	5.04	3.1
3020	2.19	4.95	2.76
3045	1.14	2.88	1.74
3070	0.69	3.708	3.018

#### 4.2.2 Analisa Sumur SH-2

Zona I terletak pada interval top formation (kedalaman 183 meter) hingga kedalaman 1195 meter. Zona ini didominasi oleh batuserpih (*shale*) dengan selingan batugamping. Ciri utama batuserpih pada zona I adalah berwarna abu hitam, kalkarius, dan sebagian berpasir, serta tidak ditemukan mineral pirit. Adapun batugamping berciri abu kecokelatan, dan berkapur (*chalky*). Adapun pada formasi kujung bawah didominasi batu serpih, dan batugamping, beserta sisipan batupasir batubara dan batu lanau. Batu serpih dengan warna bervariasi dari cokelat muda, cokelat kemerahan hingga berwarna hitam, sangat berkarbon, dan sebagian kalkarius. Adapun batugamping berwarna abu, dengan kristalin halus, berkapur (*chalky*).

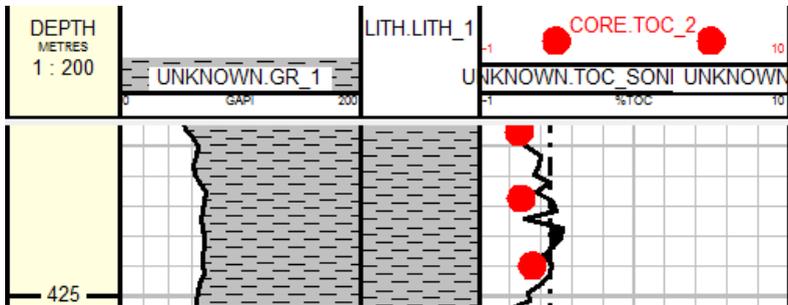
##### *Interpretasi Kualitatif*

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Passey Sonic menunjukkan tingginya akurasi model terhadap data TOC core pada sumur SH-2. Dari hasil *quicklook* didapatkan persebaran data core terdapat di kedalaman dengan litologi batuserpih, batubara, dan batugamping. Pada litologi batu gamping model memperlihatkan akurasi yang lebih baik jika dibandingkan dengan data pada litologi batugamping dan batubara. Meskipun pada interpretasi cepatnya tidak ada dari TOC di batugamping yang nilai deviasinya melebihi 1.1

(1 kotak skala), dan hanya satu data pada batubara yang diatas standar deviasi maksimum.

Dari ke-22 data core yang tersedia pada interval formasi Ngimbang ini hanya 1 titik data yang yang memiliki nilai standar deviasi diatas 1,1 (%wt.) yaitu pada kedalaman 700 meter berlitologi batubara. Sehingga penggunaan metoda masih masuk dalam kategori sangat baik.

Gambar 4.10 memperlihatkan hasil perhitungan metode ini pada log model, dimana masih ditemui nilai negatif yang meskipun sangat sedikit (ditemui 2 interval sangat sempit yang bernilai negatif) sepanjang interval kedalaman 1030 hingga 1031, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/ *quicklook*) yang sangat kecil dan masih masuk dalam batas standar (1,1 SD).



**Gambar 4.8** nilai data core terhadap kedalaman pada interval 410 hingga 425 menunjukkan hasil yang akurat.

### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif sumur SH-2 menggunakan metode Passey Sonic menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat sangat baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **0.46789**. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Passey Sonic pada zona I ini dalam praktiknya sangat cocok dengan hasil TOC core Dimana dari total 22 data yang tersedia, hanya terdapat 11 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Meskipun data pada kedalaman 700 meter Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.7 berikut:

**Tabel 4.7** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-1.

Depth	%TOC	Sonic-Passey	Margin
-------	------	--------------	--------

208.2	0.49	0.419	0.071
268	0.86	0.643	0.217
315.25	1.07	1.57	0.5
319.75	0.72	1.48	0.76
322	0.63	1.296	0.666
410	0.31	0.3	0.01
415	0.44	1.63	1.19
417.25	0.51	1.09	0.58
419.5	0.90	1.24	0.34
421.74	1.09	0.98	0.11
424	0.96	0.811	0.149
490	1.91	1.04	0.87
548	0.74	0.67	0.07
586	1.57	1.22	0.35
588.12	1.81	1.12	0.69
590.25	1.54	1.37	0.17
592.12	0.94	1.18	0.24
594.5	1.56	1.38	0.18
700	6.94	4.69	2.25
740	4.56	4	0.56
780	2.45	2.47	0.02
890	0.62	0.32	0.3

#### 4.2.3 Analisa Sumur SH-3

Sumur SH-3 Sumur SH-2 mempenetrasi lapisan Ngimbang dari interval kedalaman 571 hingga kedalaman 729. Formasi Ngimbang pada sumur ini didominasi oleh batuan serpih (*shale*), batulanau, natugamping, dan batubara. Batuserpih pada formasi ini bercirikan warna abu-abu muda hingga abu tua. Kalkarius, sebagian karbonatan dan agak keras – keras. Batugamping berwarna abu-abu ke abu gelap, porositas bukk-sedang, berpasir, sub anguler – sub

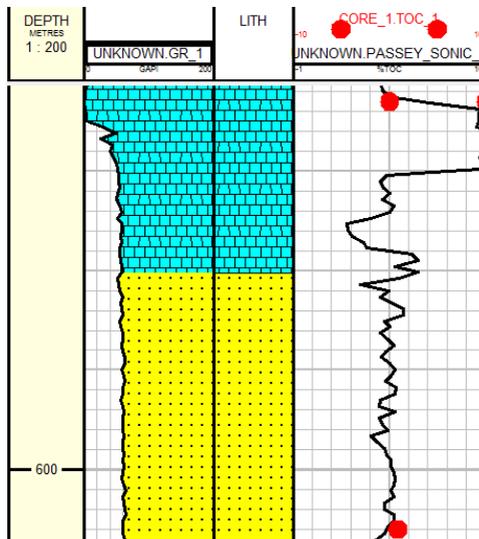
rounded, dan karbonatan. Batulanau memiliki porositas buruk, dan terkadang terdapat selingan dolomit.

### Interpretasi Kualitatif

Berbeda halnya dengan sumur SH-3, data core TOC yang didapatkan pada sumur SH-3 tidak ada yang diambil pada litologi batu serpih. Dimana data yang diambil merupakan hasil pengukuran TOC pada batupasir dan batugamping serta batubara.

Secara kualitatif penggunaan model Passey-Sonic pada sumur SH-3 menunjukkan hasil log model yang sangat baik. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Sonic-Passey pada zona sumur SH-3 menunjukkan dari ketujuh data core yang tersedia pada interval zona ini hanya terdapat satu titik data yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi. Gambar 4.9 memperlihatkan contoh log model dan simpangannya terhadap data toc core

Gambar 4.9 memperlihatkan hasil perhitungan metode ini pada log model. Tidak ditemukan nilai negatif sepanjang interval, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/ *quicklook*) yang tidak melewati batas standar (1.1). Meski demikian, pada kedalaman 570 meter terlihat indikasi nilai simpangan deviasi yang melewati satu kolom (diatas 1.1)



**Gambar 4.9** nilai data core terhadap kedalaman yang cukup besar beserta banyaknya nilai negatif sepanjang interval.

### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif sumur SH-2 menggunakan metode Passey Sonic menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat sangat baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **0.5494**. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Passey Sonic pada sumur SH-3 ini dalam praktiknya sangat cocok dengan hasil TOC core. Dari total 7 data yang tersedia, hanya terdapat 1 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.8 berikut:

**Tabel 4.8** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-3

Depth	%TOC	Sonic_Passey	Margin
208.2	0.49	0.419	0.071
268	0.86	0.643	0.217
315.25	1.07	1.57	0.5
319.75	0.72	1.48	0.76
322	0.63	1.296	0.666
410	0.31	0.3	0.01
415	0.44	1.63	1.19
417.25	0.51	1.09	0.58
419.5	0.90	1.24	0.34
421.74	1.09	0.98	0.11
424	0.96	0.811	0.149
490	1.91	1.04	0.87
548	0.74	0.67	0.07
586	1.57	1.22	0.35
588.12	1.81	1.12	0.69
590.25	1.54	1.37	0.17
592.12	0.94	1.18	0.24
594.5	1.56	1.38	0.18
700	6.94	4.69	2.25
740	4.56	4	0.56

780	2.45	2.47	0.02
890	0.62	0.32	0.3

### 4.2.3 Analisa Keseluruhan Hasil Model Sonic-Passey (1990)

Dari hasil kesimpulan awal pada analisa kuantitatif dan kualitatif pada sumur SH-3 di atas secara keseluruhan memiliki nilai akurasi cukup baik. Dari ketiga sumur, nilai deviasi rerata yang didapatkan secara keseluruhan berada dibawah nilai standar keseluruhan interpretasi kuantitas yaitu 0.8 .

Untuk mengambil kesimpulan pada pengaplikasian model ini harus dikaji ulang landasan teori yang digunakan oleh Passey dalam membentuk model menggunakan log Sonic ini. Salah satu hal yang perlu digarisbawahi adalah Passey dalam Passey et al (1990), tidak mengambil formulasi menggunakan analisa mineral. Melainkan, menggunakan analisa porositas batuan. Sehingga model ini dibangun untuk kedua jenis litologi batu induk umum yaitu batugamping, batuserpih, dan batubara. Dan samasekali tidak bergantung pada mineral penyusunnya sebagaimana halnya metode Schmoker-Hester (1983). Adapun pengaplikasiannya hanya bersifat akurat pada kisaran nilai transit time 187 us/m hingga 351 us/m

Dengan menganalisa hasil interpretasi kualitatif pada keseluruhan sumur percobaan (SH-1, SH-2, dan SH-3) dapat diambil kesimpulan bahwa model kurang cocok untuk diaplikasikan pada formasi Ngimbang. Terlebih lagi dari hasil analisa kuantitatif Meskipun terkadang masih dapat ditemukan beberapa deviasi antara model dan hasil data core, secara garis besar tetap dapat diambil kesimpulan bahwa model ini cocok.

## 4.3 Aplikasi Log Model TOC – Passey-Densitas (1990)

Pemodelan persebaran log TOC pada sepanjang interval sumur formasi Ngimbang secara kualitatif memberikan hasil yang relatif cukup baik dan dapat merepresentasikan hasil analisa log pada model terhadap data core. Hal ini secara gamblang terlihat pada hasil model log sumur di *well* SH-1 dan SH-2, dan sumur SH-3. Hasil memperlihatkan adanya kecocokan dengan data inti. Namun, secara relatif telah mendekati nilai simpangan deviasi yang cukup rendah. Terdapat beberapa analisa penting pada titik-titik interval tertentu dimana ditemukan zona menarik yang bisa dijadikan representasi menyeluruh dari pembuatan model log Passey-Density ini. Berikut merupakan perinciannya.

### 4.3.1 Log Model TOC – Passey-Densitas (1990) pada Sumur SH-1

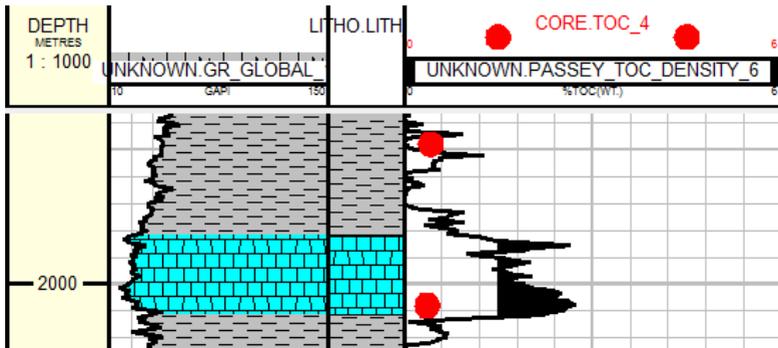
Sumur SH-1 di bagi kedalam 2 buah zona yakni zona dengan akurasi rendah (zona 2) dan zona dengan akurasi model tinggi (zona 1).

#### 4.3.1.1 Analisa Zona I Sumur SH-1

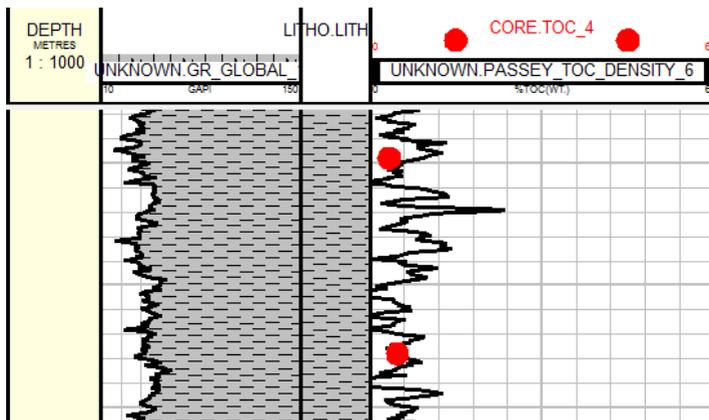
Zona I terletak pada interval top formation (kedalaman 1710 meter) hingga kedalaman 2480 meter. Zona ini didominasi oleh batuan serpih (*shale*) dengan sisipan batugamping serta batubara. Ciri utama pada batuserpih zona ini yaitu berwarna abu dan sebagian berwarna coklat. Terkadang bersifat tuffaan, lanauan, lempungan dan karbonan. Sebagian kecil bermineral penyusun pirit.

##### *Interpretasi Kualitatif*

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Passey-Densityr menunjukkan rendahnya nilai simpangan deviasi model terhadap data TOC core. Dari ke-22 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya 1 titik data yang yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif ini (1,1 %wt.). data tersebut bertempat pada kedalaman 2004 meter pada litologi batugamping.



(a)



(b)

**Gambar 4.10** nilai data core terhadap kedalaman, (a) Data core didapatkan di batugamping menunjukkan hasil buruk dan, (b) di batuserpih hasil baik

Dengan membandingkan gambar 4.10 dengan secara interpretasi sepiintas (*quicklook interpretation*), dapat diambil kesimpulan awal bahwa model Passey Density (1990) sangat cocok untuk diaplikasikan pada interval zona 1, sumur SH-1. Interpretasi kualitatif pada zona I ini dapat secara terperinci dijelaskan dengan menggunakan interpretasi kuantitatif sebagaimana berikut.

#### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif pada zona 1 sumur SH-1 menggambarkan rendahnya simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 0.166. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona I ini memiliki keakurasian yang baik dengan menentukan persebaran TOC Core. Dimana dari total 22 data yang tersedia, hanya terdapat 1 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 0.13 persen dari total data keseluruhan) pada batugamping. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.9 berikut:

**Tabel 4.9** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I

Depth (m)	%TOC (Core)	Passey-Density	SD
--------------	----------------	----------------	----

1734	0.64	0.686	0.046
1770	0.75	0.717	0.033
1796	0.48	0.4508	0.0292
1824	0.45	0.519	0.069
1844	0.36	0.388	0.028
1870	0.63	0.862	0.232
1900	0.49	0.482	0.008
1930	0.46	0.607	0.147
1974	0.43	0.563	0.133
2004	0.37	2.522	2.152
2024	0.34	0.472	0.132
2064	0.48	0.5	0.02
2110	0.51	0.64	0.13
2150	0.46	0.417	0.043
2170	0.46	1.309	0.849
2204	0.6	0.672	0.072
2230	0.47	0.391	0.079
2254	2.29	1.175	1.115
2316	0.64	0.654	0.014
2424	0.69	0.693	0.003
2450	0.57	0.67	0.1
2480	0.9	1.003	0.103

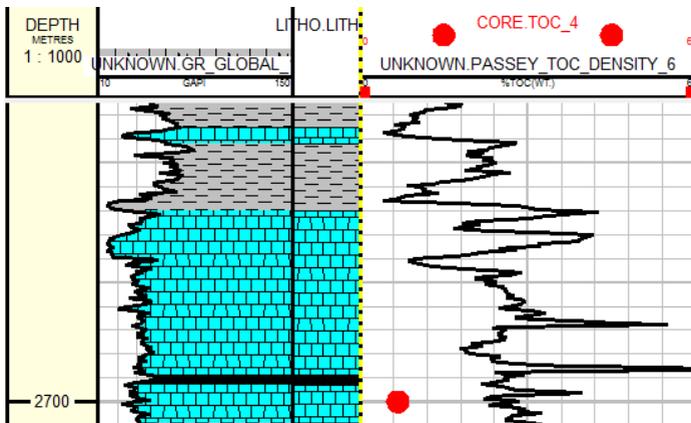
#### 4.3.1.2 Analisa Zona II sumur SH-1

Zona II berada di interval kedalaman 2480 meter hingga 3120 meter. Didominasi oleh batugamping. Juga terdapat batuserpih dengan sisipan batubara, batulanau dan konglomerat. Batugamping bercirikan mikrograin, berwarna abu-abu tua kecoklatan hingga kekuningan. Pada beberapa tempat mengandung fosil dan sedikit mineral kwarsa. Berproperti petrofisika porositas buruk, keras, dan sebagian getas. Serta terkadang merupakan batugamping dolomitan dan karbonan.

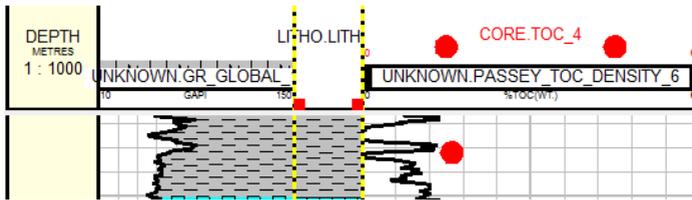
Adapun, batuserpih pada zona ini bersifat tufaan dan lempungan, kebanyakan mengandung pirit, serta bercirikan getas sampai agak keras. Batubara berwarna hitam, sebagian masih berumur muda, berkilap logam, dan getas. Sedangkan, konglomerat zona ini berwarna abu tua yang terdiri dari pecahan-pecahan batugamping, batulanau, batulempung, serpih dan batubara. Berukuran granuler sampai kasar yang terikat oleh material gampingan dan agak keras.

### *Interpretasi Kualitatif*

Berbeda halnya dengan zona I, secara kualitatif zona II menunjukkan hasil log model yang buruk serta tidak dapat merepresentasikan model yang akurat antara data core dengan data log model. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Passey-Density pada zona II menunjukkan menurunnya akurasi model terhadap data TOC core relatif terhadap zona I. Dari 11 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya dua titik data yang memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif penelitian ini yaitu 1,1 (%wt.). Selebihnya, yaitu 9 data core lainnya tidak memenuhi standar. Berikut, merupakan perbandingan model log pada data dengan akurasi buruk (Gambar 4.11.a) dan akurasi baik (Gambar 4.11 b).



(a)



(b)

**Gambar 4.11** Perbandingan antara model dengan akurasi baik dan buruk (a) Terdapatnya simpangan yang cukup besar pada data kedalaman 2700 meter (b) Contoh hasil model Passey-Density dengan akurasi baik kedalaman 2986 meter

Dari kedua gambar (a) dan (b) Gambar 4.11 di atas, dapat ditarik kesimpulan awal bahwasannya model Passey-Density memiliki keakurasian yang cukup baik, sehingga cocok untuk diaplikasikan pada interval zona II sumur SH-2. Rincian kecocokan model terhadap data %TOC core dapat dilihat menggunakan interpretasi kuantitatif berikut:

#### *Analisa Kuantitatif*

Sesuai dengan hasil kesimpulan awal pada analisa interpretasi kualitatif, analisa kuantitatif memberikan hasil model yang cukup tidak akurat. Interpretasi kuantitatif pada zona 2 sumur SH-2 menggambarkan besarnya nilai simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 1.834 TOC. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Passey-Density pada zona II ini telah terbukti memiliki akurasi yang rendah dalam memprediksi kandungan TOC sumur. Dimana dari total 12 data yang tersedia, hanya terdapat 2 buah data yang memiliki simpangan deviasi dibawah nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 1.66 persen dari total data keseluruhan).

Hasil nilai Simpangan Deviasi pada zona II sumur SH-1 ditabulasikan pada tabel 4.10 berikut:

**Tabel 4.10** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I.

Depth (m)	TOC (Core)	TOC (Passey-Density)	SD
2530	3.91	1.14	2.77
2540	2.29	0.422	1.868
2554	0.48	0.043	0.437
2616	1.6	1.2406	0.3594

2700	0.68	2.316	1.636
2914	1.11	3.814	2.704
2960	1.06	3.195	2.135
2986	2.73	4.42	1.69
3000	1.94	4.822	2.882
3020	2.19	2.817	0.627
3045	1.14	2.888	1.748
3070	0.69	3.847	3.157

Dengan mengambil nilai rerata simpangan deviasi yaitu sebesar 1.834 diambil kesimpulan awal bahwa model log Passey-Density tidak cocok untuk diaplikasikan pada zona II sumur SH-1.

#### 4.3.2 Analisa Sumur SH-2

Zona I terletak pada interval top formation (kedalaman 183 meter) hingga kedalaman 1195 meter. Zona ini didominasi oleh batuserpih (*shale*) dengan selingan batugamping. Ciri utama batuserpih pada zona I adalah berwarna abu hitam, kalkarius, dan sebagian berpasir, serta tidak ditemukan mineral pirit. Adapun batugamping berciri abu kecokelatan, dan berkapur (*chalky*). Adapun pada formasi Kujung bawah didominasi batu serpih, dan batugamping, beserta sisipan batupasir batubara dan batu lanau. Batu serpih dengan warna bervariasi dari cokelat muda, cokelat kemerahan hingga berwarna hitam, sangat berkarbon, dan sebagian kalkarius. Adapun batugamping berwarna abu, dengan kristalin halus, berkapur (*chalky*).

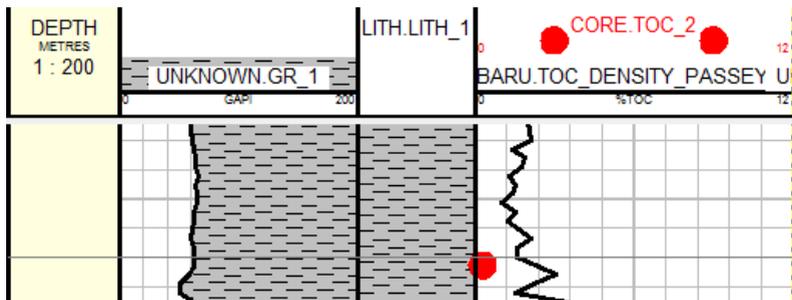
##### *Interpretasi Kualitatif*

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Passey Sonic menunjukkan tingginya akurasi model terhadap data TOC core pada sumur SH-2. Dari hasil *quicklook* didapatkan persebaran data core terdapat di kedalaman dengan litologi batuserpih, batubara, dan batugamping. Pada litologi batu gamping model memperlihatkan akurasi yang lebih baik jika dibandingkan dengan data pada litologi batugamping dan batubara. Meskipun pada interpretasi cepatnya tidak ada dari TOC di batugamping yang nilai deviasinya melebihi 1.1 (1 kotak skala), dan hanya satu data pada batubara yang diatas standar deviasi maksimum.

Dari ke-22 data core yang tersedia pada interval formasi Ngimbang ini hanya 3 titik data yang memiliki nilai standar deviasi diatas 1,1 (%wt.) yaitu

pada kedalaman 315, 700 dan 890 meter berlitologi batubara. Sehingga penggunaan metoda masih masuk dalam kategori sangat baik.

Gambar 4.12 memperlihatkan hasil perhitungan metode ini pada log model, dimana masih ditemui nilai negatif yang meskipun sangat sedikit (ditemui 2 interval yang sangat sempit yang bernilai negatif) sepanjang interval kedalaman 1030 hingga 1031, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/ *quicklook*) yang sangat kecil dan masih masuk dalam batas standar (1,1 SD).



**Gambar 4.12** Nilai data core terhadap kedalaman pada 315 menunjukkan hasil yang buruk.

### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif sumur SH-2 menggunakan metode Passey Densitas menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat sangat baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **0.46789**. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Passey Sonic pada zona I ini dalam praktiknya sangat cocok dengan hasil TOC core Dimana dari total 22 data yang tersedia, hanya terdapat 11 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Meskipun data pada kedalaman 700 meter Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.11 berikut:

**Tabel 4.11** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-1

Depth	%TOC	Density_Passey	Margin
208.2	<b>0.49</b>	0.459	<b>0.031</b>

268	<b>0.86</b>	0.757	0.103
315.25	<b>1.07</b>	2.949	<b>1.879</b>
319.75	<b>0.72</b>	1.14	0.42
322	<b>0.63</b>	0.69	0.06
410	<b>0.31</b>	1.04	0.73
415	<b>0.44</b>	1.008	0.568
417.25	<b>0.51</b>	1.57	1.06
419.5	<b>0.90</b>	1.03	0.13
421.74	<b>1.09</b>	1.115	0.025
424	<b>0.96</b>	1.031	0.071
490	<b>1.91</b>	1.57	0.34
548	<b>0.74</b>	1.52	0.78
586	<b>1.57</b>	1.62	0.05
588.12	<b>1.81</b>	1.74	0.07
590.25	<b>1.54</b>	1.528	0.012
592.12	<b>0.94</b>	1.094	0.154
594.5	<b>1.56</b>	1.495	0.065
700	<b>6.94</b>	5.591	<b>1.349</b>
740	<b>4.56</b>	3.966	0.594
780	<b>2.45</b>	2.56	0.11
890	<b>0.62</b>	4.23	<b>3.61</b>

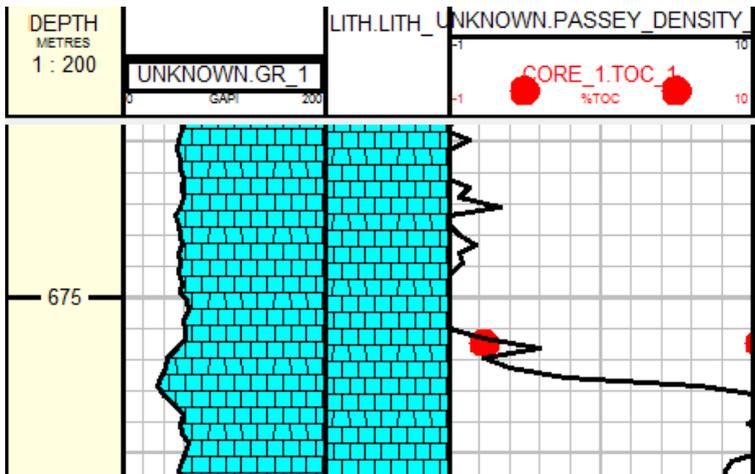
### 4.3.3 Analisa Sumur SH-3

Sumur SH-3 Sumur SH-2 mempenetrasi lapisan Ngimbang dari interval kedalaman 571 hingga kedalaman 729. Formasi Ngimbang pada sumur ini didominasi oleh batuan serpih (*shale*), batulanau, natugamping, dan batubara. Batuserpih pada formasi ini bercirikan warna abu-abu muda hingga abu tua. Kalkarius, sebagian karbonatan dan agak keras – keras. Batugamping berwarna abu-abu ke abu gelap, porositas bukk-sedang, berpasir, sub anguler – sub rounded, dan karbonatan. Batulanau memiliki porositas buruk, dan terkadang terdapat selingan dolomit.

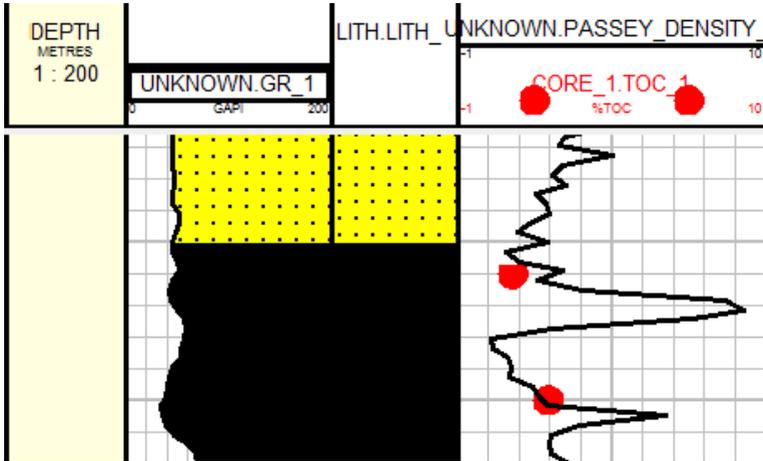
#### Interpretasi Kualitatif

Secara kualitatif penggunaan model Passey-Sonic pada sumur SH-3 menunjukkan hasil log model yang sangat baik. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Sonic-Passey pada zona sumur SH-3 menunjukkan dari ketujuh data core yang tersedia pada interval zona ini hanya terdapat satu titik data yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi. Gambar 4.13 memperlihatkan contoh log model dan simpangannya terhadap data toc core

Gambar 4.13 memperlihatkan hasil perhitungan metode ini pada log model. Tidak ditemukan nilai negatif sepanjang interval, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/ *quicklook*) yang melewati batas standar (1.1). Meski demikian, pada kedalaman 570 meter terlihat indikasi nilai simpangan deviasi yang melewati satu kolom (diatas 1.1)



(a)



(b)

**Gambar 4.13** nilai data core terhadap model densitas passey menunjukkan hasil yang cukup baik, (a) pada batugamping, (b) batubara

#### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif sumur SH-3 menggunakan metode Passey Sonic menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat sangat baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **0.1751**. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Passey Sonic pada sumur SH-3 ini dalam praktiknya sangat cocok dengan hasil TOC core. Dari dari total 7 data yang tersedia, tidak ada data core yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.12 berikut:

**Tabel 4.12** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-1.

Depth (m)	%TOC	DENSITY_PASSEY	MARGIN
581.5	0.04	0.504	0.464
603	0.89	0.786	0.104
630	0.9	0.843	0.057
676.5	0.3	0.276	0.024

706	0.98	0.904	0.076
710	2.25	2.352	0.102
729	0.22	0.6187	0.3987

#### 4.3.4 *Analisa Keseluruhan Hasil Model Passey-Density (1990)*

Dari hasil kesimpulan awal pada analisa kuantitatif dan kualitatif pada sumur SH-3 di atas secara keseluruhan memiliki nilai akurasi yang sangat baik. Dari ketiga sumur, nilai deviasi rerata yang didapatkan secara keseluruhan berada dibawah nilai standar keseluruhan interpretasi kuantitas yaitu 1,2 .

Salah satu hal yang perlu digarisbawahi dalam landasan teori penggunaan model ini adalah Passey dalam Passey et al (1990), tidak mengambil formulasi menggunakan analisa mineral tertentu. Melainkan, menggunakan analisa porositas batuan. Sehingga model ini dibangun untuk kedua jenis litologi batu induk yang umum ditemukan yaitu batugamping, dan batuserpih. Adapun batuserpih dengan menggunakan hasil analisa sumur SH-3 terbukti juga memberikan nilai yang cukup cocok dengan data core. Dan samasekali tidak bergantung pada mineral penyusunnya sebagaimana halnya metode Schmoker-Hester (1983).

Dengan menganalisa hasil interpretasi kualitatif dan kuantitatif pada keseluruhan sumur percobaan (SH-1, SH-2, dan SH-3) dapat diambil kesimpulan bahwa model sangat dengan rerata pada masing-masing sumur sebesar 0.42407 jika tidak menggunakan data zona sumur SH-1 (yang didominasi oleh batugamping). Nilai tersebut sangat rendah atau sangat cocok untuk diaplikasikan pada formasi Ngimbang. Meskipun terkadang masih dapat ditemukan beberapa deviasi antara model dan hasil data core, secara garis besar tetap dapat diambil kesimpulan bahwa model ini cocok. Dibandingkan dengan hasil penggunaan model Sonic-Passey.

#### 4.4 **Aplikasi Log Model TOC – Decker (1993)**

Pemodelan persebaran log TOC hasil Crossplot data Densitas dengan persebaran TOC data Core. Model ini menggunakan persamaan linear yang dapat merepresentasikan kecocokan antara data core dengan hasil model yang dibuat berdasarkan persebaran nilai log densitasnya. Untuk itu, dipilih dan digunakan persamaan linear hasil proses regresi linear pada data core sumur SH-1 untuk merepresentasikan keseluruhan data hasil model pada sumur-sumur lainnya yaitu sumur SH-2 dan SH-3.

Meskipun pembuatan persamaan menggunakan model ini terbilang cukup sederhana. Model ini memiliki banyak kekurangan karena sifatnya yang sangat empiris. Sehingga, pada aplikasinya harus dilakukan berbagai dikriminasi atau diskritisasi data. Pada penelitian ini penulis melakukan diskritisasi data berdasarkan informasi yang terdapat dari data Mudlog. Adapun karakteristik dasar yang dijadikan landasan pada tugas akhir ini adalah diskritisasi litologi dan diskritisasi subformasi.

Litologi yang digunakan disini adalah berdasarkan ketersediaan data yang diambil dari beberapa jenis litologi. Dimana hampir keseluruhan data nilai TOC diambil dari batuserpih (klastik) dan batugamping (karbonat). Adapun, diskritisasi subformasi adalah berdasarkan terdapatnya data batuan ini yang diambil pada subformasi “*Upper Ngimbang*/Ngimbang Atas” yang didominasi batuserpih dan “*Lower Ngimbang*/Ngimbang Bawah” yang didominasi batugamping. Sehingga, pada akhirnya diharapkan terdapat dua buah persamaan model dengan nilai korelasi baik berupa model:

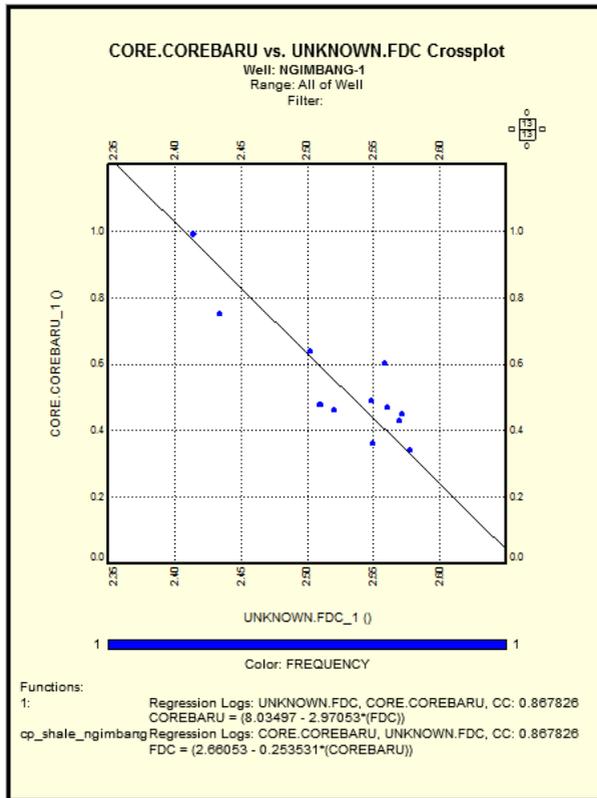
- Decker Clastics/ Klastik
- Decker Carbonates/ Karbonat

Persamaan-persamaan hasil diskritisasi tersebut diatas didapatkan sebagai berikut:

#### **4.4.1 Model Decker – Decker Clastics/Klastik**

Model Decker untuk penerapan pada TOC batuan klastik umumnya didapatkan dari litologi batuserpih formasi Ngimbang. Didapatkan korelasi yang cukup baik dengan menarik garis regresi pada data-data yang khusus diambil dari coring batu inti pada batuserpih. Adapun korelasi yang didapatkan sebesar 0.867. Hasil regresi pada persamaan model didapatkan pada model dapat dilihat pada gambar Model decker klastik ini selanjutnya akan digunakan dalam menentukan besar TOC model pada interval litologi batuserpih dan batuan klastik lainnya, semisal batulanau (siltstone) dan batupasir serpih (shaly sand). Persamaan model yang didapatkan adalah

$$TOC(wt.\%)_{clastics} = 8.03497 - 2.9705(FDC) \quad Cc: 0.867$$

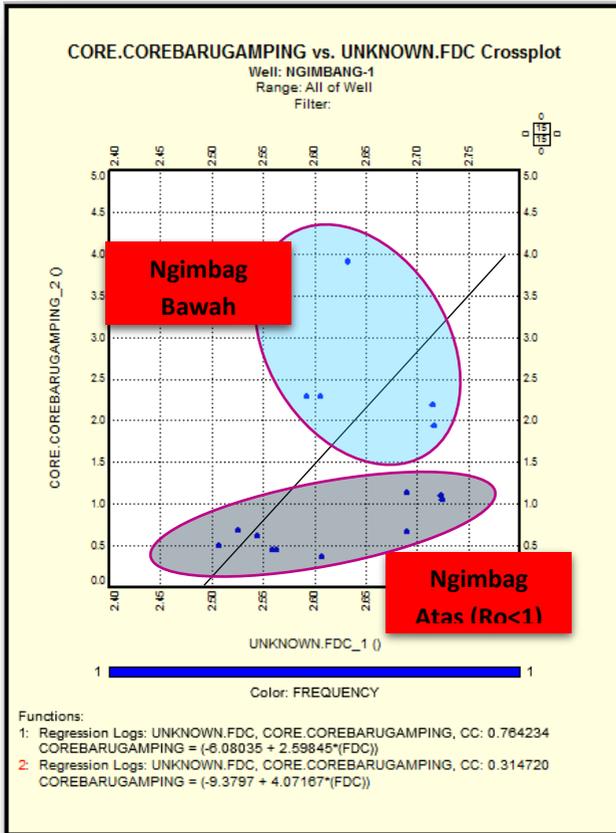


**Gambar 4.14** hasil plotting silang data log densitas dan core Ngimbang klastik serpih dengan koefisien korelasi 0.867

#### 4.4.2 Model Decker – Decker Carbonates/ Karbonat (Improved Model)

Model Decker untuk penerapan pada TOC batuan yang didapatkan dari litologi karbonat formasi Ngimbang. Didapatkan korelasi yang buruk pada penyatuan data dari karbonat Ngimbang Atas dan Ngimbang Bawah. Dimana korelasi yang didapatkan hanya sebesar 0.674. Hal ini dikarenakan besar kisaran rerata pada batugamping di Ngimbang Bawah berbeda dengan Batugamping atas. Hal ini dapat terlihat dari tingginya besar nilai TOC yang terjadi akibat perbedaan faktor geologis bawaan yang didapatkan dari fasies dan proses pengendapan yang berbeda. Salah satu faktor yang dijadikan indikator adalah

adanya perbedaan nilai pantulan vitrinite yang sangat signifikan antara ngimbang atas dan ngimbang bawah.



**Gambar 4.15** Hasil plotting silang log densitas - TOC Core pada batugamping. Kiri: memperlihatkan gabungan data karbonat Ngimbang Atas dan bawah (Cc:0.314) dan Kanan: pada karbonat Ngimbang Bawah Saja (Cc: 0.764)

Setelah dilakukan diskretisasi pada nilai TOC batugamping Ngimbang Atas dan Ngimbang Bawah didapatkan persamaan model yang cukup baik antara TOC model dan data coring batu inti pada karbonat batugamping. Besar koefisien korelasi yang didapatkan adalah sebesar 0.764. Model decker karbonat

ini selanjutnya akan digunakan dalam menentukan besar TOC model pada interval litologi batugamping lempungan dan batuan karbonat lainnya. Hasil regresi pada persamaan model dengan core TOC pada gamping karbonat adalah

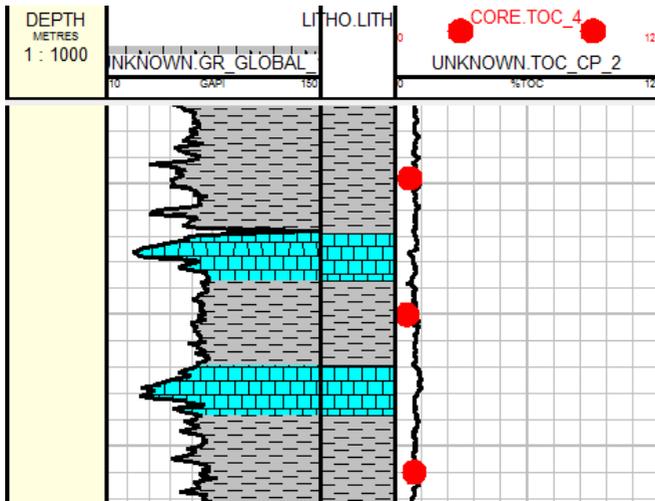
$$TOC_{car}(wt. \%) = 2.598(FDC) - 6.08 \quad Cc: 0.764$$

#### **4.4.3 Log Model Decker (1990) pada Sumur SH-1**

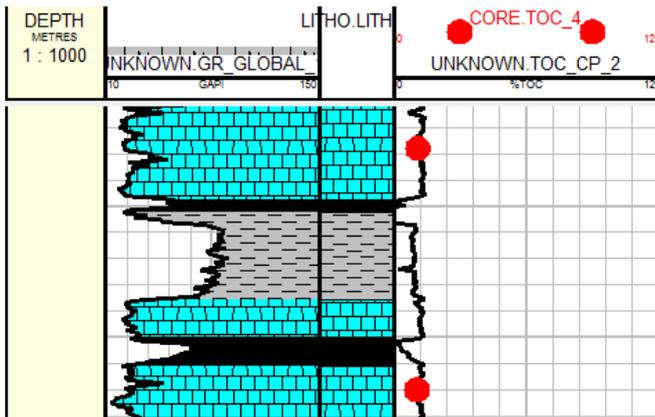
Didominasi batuan serpih (*shale*) dengan sisipan batugamping serta batubara. Ciri utama pada batuserpih zona ini yaitu berwarna abu dan sebagian berwarna cokelat. Terkadang bersifat tufaan, lanauan, lempungan dan karbonan. Sebagian kecil bermineral penyusun pirit. Adapun pada bagian Ngimbang bawah didominasi oleh batugamping, dan batuserpih dengan sisipan batubara, batulanau dan konglomerat. Batugamping bercirikan mikrograin, berwarna abu-abu tua kecoklatan hingga kekuningan. Pada beberapa tempat mengandung fosil dan sedikit mineral kwarsa. Berproperti petrofisika porositas buruk, keras, dan sebagian getas. Serta terkadang merupakan batugamping dolomitan dan karbonan.

##### *Interpretasi Kualitatif*

Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Decker menunjukkan rendahnya nilai simpangan deviasi model terhadap data TOC core. Dari ke-34 data core yang tersedia pada interval zona ini hanya terdapat 2 buah data yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi pada interpretasi kualitatif, yaitu pada kedalaman 2530 meter dan kedalaman 2986 berlitologi batu serpih dan batu gamping. Yaitu, pada kedalaman Dengan kata lain, secara kualitatif persamaan (14) ini telah menghasilkan model yang sangat cocok merepresentasikan data core yang tersedia.



(a)



(b)

**Gambar 4.16** nilai data core terhadap kedalaman, (a) Data core didapatkan di batugamping menunjukkan hasil baik pada litologi batuserpih dan, (b) di batugamping

Dari hasil analisa kualitatif pada gambar 4.16 secara interpretasi sepintas (*quicklook interpretation*), dapat diambil kesimpulan awal bahwa model Decker (1990) sangat cocok untuk diaplikasikan sumur SH-1. Interpretasi

kualitatif pada zona I ini dapat secara terperinci dijelaskan dengan menggunakan interpretasi kuantitatif sebagaimana berikut.

*Interpretasi Kuantitatif*

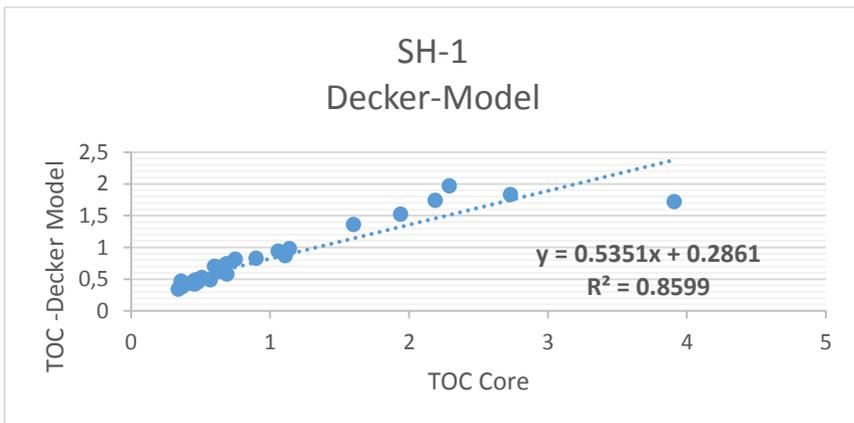
Interpretasi kuantitatif pada zona 1 sumur SH-1 menggambarkan rendahnya simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar 0.181. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Schmoker-Hester pada zona I ini memiliki keakurasian yang baik dengan menentukan persebaran TOC Core. Dimana dari total 33 data yang tersedia, hanya terdapat 2 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan maksimum yaitu 1.1 (hanya 0.13 persen dari total data keseluruhan) dimana keduanya berlitologi batuserpih. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.13 berikut:

**Tabel 4.13** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada zona I

Kedalaman	Klasifikasi	TOC Core	TOC Decker	SD (rerata=0.181)
1734	Batuserpih-Klastik	0.64	0.62	0.02
1770	Batuserpih-Klastik	0.75	0.81	0.06
1796	Limstone - Carbonate	0.48	0.482	0.002
1824	Batuserpih-Klastik	0.45	0.429	0.021
1844	Batuserpih-Klastik	0.36	0.468	0.108
1870	Limstone - Carbonate	0.63	0.687	0.057
1900	Batuserpih-Klastik	0.49	0.482	0.008
1930	Limstone - Carbonate	0.46	0.481	0.021
1974	Batuserpih-Klastik	0.43	0.439	0.009
2004	Limstone - Carbonate	0.37	0.38	0.01
2024	Batuserpih-Klastik	0.34	0.339	0.001
2064	Batuserpih-Klastik	0.48	0.494	0.014
2110		0.51	0.524	0.014
2150	Batuserpih-Klastik	0.46	0.42	0.04
2170	Limstone - Carbonate	0.46	0.43	0.03
2204	Limstone - Carbonate	0.6	0.7	0.1

2230	Limstone - Carbonate	0.47	0.464	0.006
2316	Batuserpih-Klastik	0.64	0.63	0.01
2424	Batuserpih-Klastik	0.69	0.58	0.11
2450	Batuserpih-Klastik	0.57	0.49	0.08
2480	Batuserpih-Klastik	0.9	0.83	0.07
2530	Batuserpih-Klastik	3.91	1.72	2.19
2540	Batuserpih-Klastik	2.29	1.97	0.32
2554	Batuserpih-Klastik	0.48	0.45	0.03
2616	Batuserpih-Klastik	1.6	1.36	0.24
2700	Limstone - Carbonate	0.68	0.73	0.05
2914	Limstone - Carbonate	1.11	0.87	0.24
2960	Limstone - Carbonate	1.06	0.94	0.12
2986	Batuserpih-Klastik	2.73	1.83	0.9
3000	Limstone - Carbonate	1.94	1.52	0.42
3020	Limstone - Carbonate	2.19	1.74	0.45
3045	Limstone - Carbonate	1.14	0.98	0.16
3070	Batuserpih-Klastik	0.69	0.74	0.05

Dari tabel di atas didapatkan grafik korelasi antara nilai TOC dari analisa Batuan Inti terhadap TOC hasil Model Decker sebagai berikut:



**Gambar 4.17** Hasil korelasi plotting silang antara data TOC core dan TOC Model

Didapatkan besar nilai korelasi antara TOC *Improved Decker Model* dan data TOC Core sebesar 0.8599 dalam kata lain hasil sangatlah cocok.

#### 4.4.4 *Analisa Sumur SH-2*

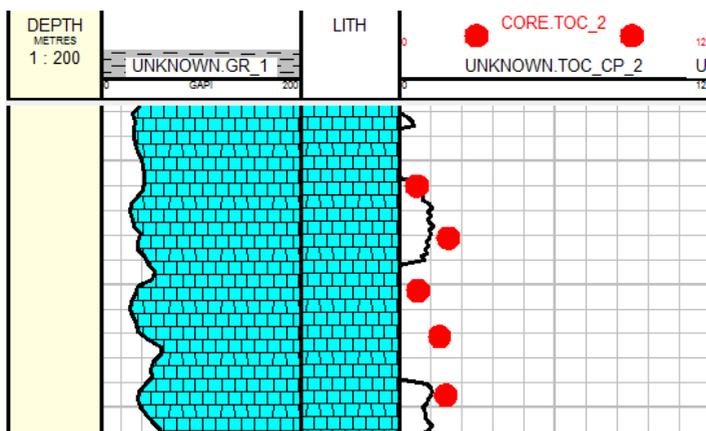
Terletak pada interval top formation (kedalaman 183 meter) hingga kedalaman 1195 meter. Zona ini didominasi oleh batuserpih (*shale*) dengan selingan batugamping. Ciri utama batuserpih pada zona ini adalah berwarna abu hitam, kalkarius, dan sebagian berpasir, serta tidak ditemukan mineral pirit. Adapun batugamping berciri abu kecokelatan, dan berkapur (*chalky*). Pada Ngimbang bagian bawah didominasi batu serpih, dan batugamping, beserta sisipan batupasir batubara dan batu lanau. Batu serpih dengan warna bervariasi dari cokelat muda, cokelat kemerahan hingga berwarna hitam, sangat berkarbon, dan sebagian kalkarius. Adapun batugamping berwarna abu, dengan kristalin halus, berkapur (*chalky*).

##### *Interpretasi Kualitatif*

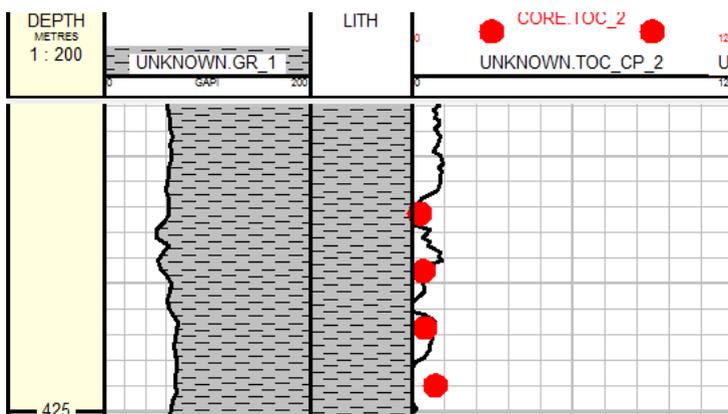
Interpretasi secara kualitatif pada hasil model log Passey Sonic menunjukkan tingginya akurasi model terhadap data TOC core pada sumur SH-2. Dari hasil *quicklook* didapatkan persebaran data core terdapat di kedalaman dengan litologi batuserpih, batubara, dan batugamping. Pada litologi batu gamping model memperlihatkan akurasi yang lebih baik jika dibandingkan dengan data pada litologi batugamping dan batubara. Meskipun pada interpretasi cepatnya tidak ada dari TOC di batugamping yang nilai deviasinya melebihi 1.1 (1 kotak skala), dan hanya satu data pada batubara yang diatas standar deviasi maksimum.

Dari ke-22 data core yang tersedia pada interval formasi Ngimbang ini hanya 4 titik data yang yang memiliki nilai standar deviasi diatas 1,1 (%wt.) yaitu pada kedalaman 424, 489 pada batuserpih dan 590, 591 meter pada batu serpih. Sehingga penggunaan metoda masih masuk dalam kategori baik.

Gambar 5.10 memperlihatkan hasil perhitungan metode ini pada log model, dimana masih ditemui nilai negatif yang meskipun sangat sedikit (ditemui 2 interval yang sangat sempit yang bernilai negatif) sepanjang interval kedalaman 1030 hingga 1031, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/ *quicklook*) yang sangat kecil dan masih masuk dalam batas standar (1,1 SD).



**Gambar 4.18** nilai data core terhadap kedalaman pada 315 menunjukkan hasil yang buruk.



**Gambar 4.19** nilai data core terhadap kedalaman pada 424 menunjukkan hasil yang buruk. Dibarengi dengan nilai negatif

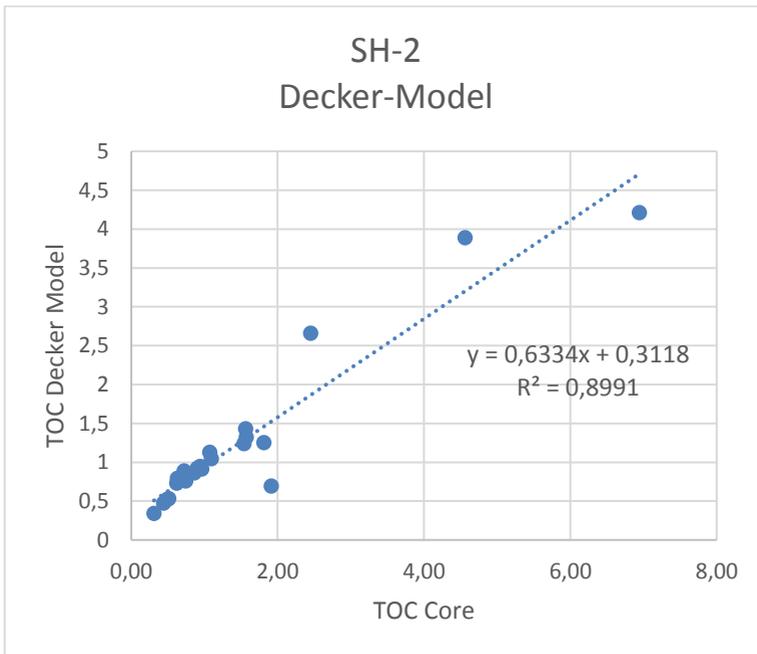
### *Interpretasi Kuantitatif*

Interpretasi kuantitatif sumur SH-2 menggunakan metode Decker menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat cukup baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **0.309**. Atau dalam kata lain hasil penggunaan model Decker ini dalam praktiknya masih cocok dengan hasil TOC core. Dimana dari total 22 data yang tersedia, terdapat 4 buah data yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.15 berikut:

**Tabel 4.14** Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-2.

Depth (m)	Klasifikasi	TOC-Core	TOC-Decker	SD (rerata=0.309)
208.2	Batuserpih-Klastik	0.49	0.52	0.03
268	Batuserpih-Klastik	0.86	0.863	0.003
315.25	Batuserpih-Klastik	1.07	1.126	0.056
319.75	Batuserpih-Klastik	0.72	0.885	0.165
322	Batuserpih-Klastik	0.63	0.793	0.163
410	Batuserpih-Klastik	0.31	0.34	0.03
415	Batuserpih-Klastik	0.44	0.471	0.031
417.25	Batuserpih-Klastik	0.51	0.532	0.022
419.5	Batuserpih-Klastik	0.90	0.918	0.018
421.74	Batuserpih-Klastik	1.09	1.042	0.048
424	Batuserpih-Klastik	0.96	0.913	0.047
490	Batuserpih-Klastik	1.91	0.69	1.22
548	Batuserpih-Klastik	0.74	0.759	0.019
586	Karbonats	1.57	1.32	0.25
588.12	Karbonats	1.81	1.252	0.558
590.25	Karbonats	1.54	1.24	0.3
592.12	Karbonats	0.94	0.944	0.004
594.5	Karbonats	1.56	1.43	0.13
700	Batubara	6.94	4.21	2.73
740	Batubara	4.56	3.887	0.673
780	Batubara	2.45	2.657	0.207
890	Batuserpih-Klastik	0.62	0.727	0.107

Dari tabel di atas didapatkan grafik korelasi antara nilai TOC dari analisa Batuan Inti terhadap TOC hasil Model Decker sebagai berikut:



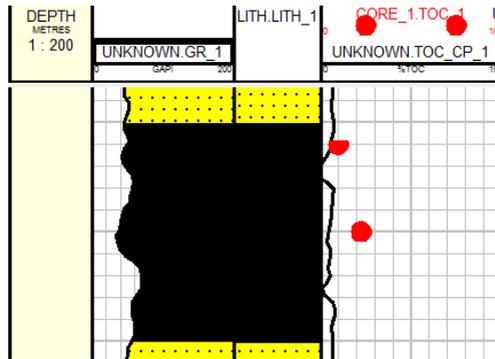
**Gambar 4.20** Penerapan Model Decker pada sumur SH-2 korelasi yang cukup baik

Didapatkan besar nilai korelasi antara TOC *Improved* Decker Model dan data TOC Core sebesar 0.8991 dalam kata lain hasil sangatlah cocok.

#### 4.4.5 Analisa Sumur SH-3

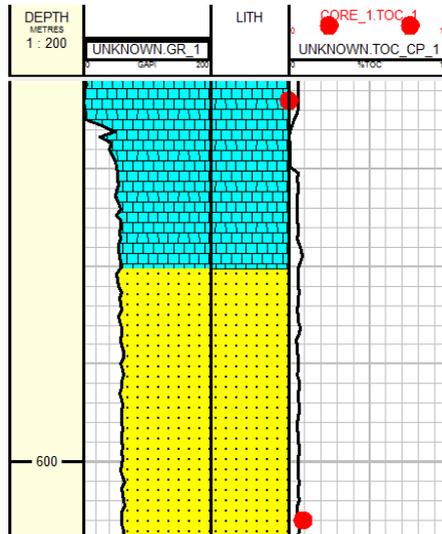
##### *Interpretasi Kualitatif*

Secara kualitatif penggunaan model Decker pada sumur SH-3 menunjukkan hasil log model yang sangat baik. Interpretasi secara kualitatif hasil model log Sonic-Passey pada zona sumur SH-3 menunjukkan dari ketujuh data core yang tersedia pada interval zona ini hanya terdapat satu titik data yang tidak memenuhi standar maksimum simpangan deviasi yaitu pada kedalaman 710 batubara. Gambar 4.21 memperlihatkan contoh log model dan simpangannya terhadap data toc core.



**Gambar 4.21** Hasil perhitungan model Decker.

ditemukan nilai negatif pada beberapa interval tertentu, yang dibarengi dengan simpangan deviasi (secara interpretasi cepat/ *quicklook*) yang tidak melewati batas standar (1.1). Meski demikian, pada kedalaman 710 meter terlihat indikasi nilai simpangan deviasi yang melewati satu kolom (diatas 1.1)



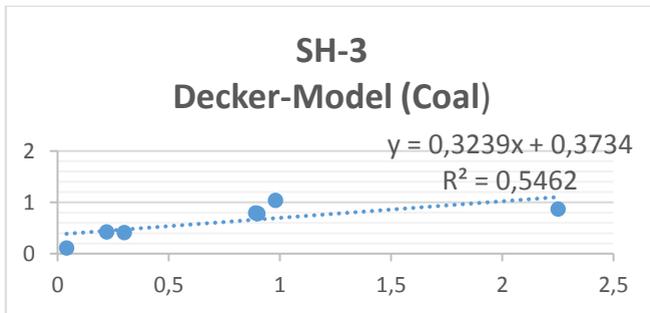
**Gambar 4.22** model Decker pada batugamping dan batupasir

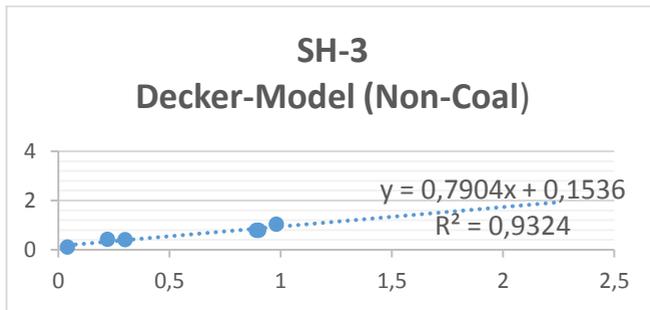
Interpretasi kuantitatif sumur SH-3 menggunakan metode Crossplot Desitas menggambarkan simpangan deviasi yang didapatkan pada interval ini bersifat sangat baik. Rerata simpangan yang didapatkan sebesar **0.292**. Atau, dalam kata lain hasil penggunaan model Decker pada sumur SH-3 ini dalam praktiknya sangat cocok dengan hasil TOC core. Dari dari total 7 data yang tersedia, hanya 1 ada data core yang memiliki simpangan deviasi diatas nilai simpangan standar. Hasil nilai SD ditabulasikan pada tabel 4.15 berikut:

*Tabel 4.15 Perhitungan nilai simpangan deviasi (SD) pada sumur SH-1*

Depth	Klasifikasi	TOC-Core	TOC-Decker	SD (rerata=0.292)
581.5	Karbonat	0.04	0.109	0.069
603	Batupasir-Klastik	0.89	0.792	0.098
630	Batuserpih-Klastik	0.9	0.782	0.118
676.5	Karbonat	0.3	0.409	0.109
706	Batuserpih-Klastik	0.98	1.04	0.06
710	Batubara	2.25	0.867	1.383
729	Batubara	0.22	0.422	0.202

Terdapatnya litologi batubara yang memiliki nilai TOC tinggi, menjadikan adanya peningkatan rerata deviasi antara data TOC Model dan batu inti. Sehingga didapatkan korelasi yang cukup rendah (cc: 0.5462). Namun, apabila hasil pada data batubara diabaikan akan didapatkan korelasi yang sangat tinggi (cc: 0.9324) sesuai grafik berikut.





**Gambar 4.23** Korelasi antara nilai TOC Model dan Core. Atas melibatkan data Batubara. Bawah tanpa melibatkan batubara

#### 4.1.4 Analisa Keseluruhan Hasil Model Crossplot-Density

Dari hasil kesimpulan awal pada analisa kuantitatif dan kualitatif pada sumur SH-3 di atas secara keseluruhan memiliki nilai akurasi yang sangat baik. Dari ketiga sumur, nilai deviasi rerata yang didapatkan secara keseluruhan berada dibawah nilai standar keseluruhan interpretasi kuantitas.

Dengan menganalisa hasil interpretasi kualitatif dan kuantitatif pada keseluruhan sumur percobaan (SH-1, SH-2, dan SH-3) dapat diambil kesimpulan bahwa model sangat baik untuk diaplikasikan pada formasi Ngimbang dengan rerata pada masing-masing sumur sebesar **0.2604**. Dengan menggunakan diskritisasi data model ini sangat cocok untuk diaplikasikan terutama pada interval batuserpih dan batugamping. Meskipun terkadang masih dapat ditemukan beberapa deviasi antara model dan hasil data core yang utamanya didapatkan pada litologi non batuserpih dan batugamping, misalnya pada kasus batubara, secara garis besar tetap dapat diambil kesimpulan bahwa model ini merupakan model yang paling cocok untuk diaplikasikan dibandingkan dengan hasil penggunaan model-model lainnya.

#### 4.6 Aplikasi Model Mallick-Raju (Analisis Kematangan)

Keterkaitan hubungan antara nilai temperatur dan tekanan terhadap kedalaman sumur bersifat linier. Sehingga, persamaan yang digunakan dalam relasi antara log sonik dengan kematangan batuan induk yang diindikasikan berdasarkan nilai pantulan vitrinit juga bersifat linier, sesuai dengan persamaan berikut:

$$R_o = 0.00805(BHC) - 3.24$$

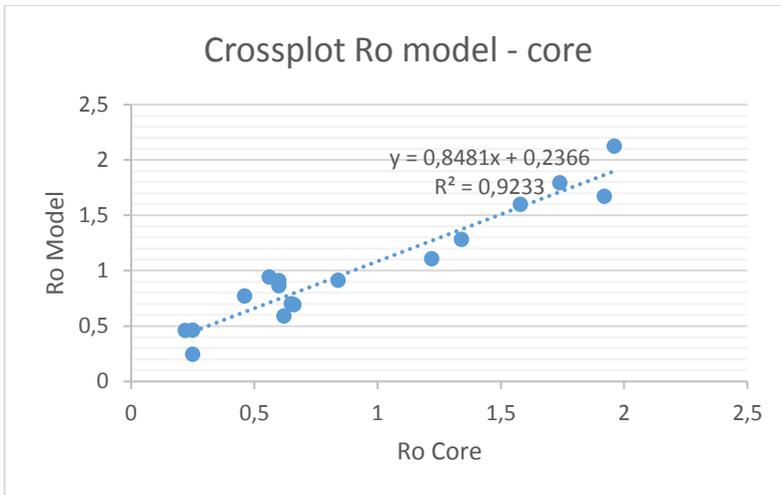
Dimana,

$R_o$  = Pantulan Vitrinite (%)

BHC = Borehole Compensated Sonic Log (us/ft)

A dan B = Konstanta Empiris

Model Mallick-Raju dihasilkan dengan melakukan plotting silang (*cross-plot*) antara nilai sonik log (Borehole Compensated Sonic Tool) dengan nilai pantulan vitrinite yang tersedia pada data batuan inti. Adapun pada penelitian ini, data pantulan vitrinite yang digunakan adalah data yang tersedia dari sumur SH-1. Hal ini dikarenakan ketersediaan data untuk dilakukan plotting silang dengan nilai log sonik yang jauh lebih banyak dibandingkan 2 sumur lainnya yaitu SH-2 dan SH-3.



**Gambar 4.24** Hasil plotting silang antara nilai  $R_o$  model dan  $R_o$  core

#### 4.7 Analisa Keseluruhan Hasil Pemodelan

Pemodelan menggunakan 4 buah metode berbeda memberikan keunggulan dan kelemahan masing-masing metoda. Subbab ini membahas kecocokan penerapan model pada masing-masing sumur, dan mengambil suatu kesimpulan mengenai model yang paling cocok untuk diterapkan.

##### 4.7.1 Analisa Hasil Model Schmoker-Hester

Pada pengaplikasiannya di sumur SH-1, model Schmoker-Hester (1983) memberikan nilai yang baik pada zona 2 (Ngimbang Bawah) yang didominasi batugamping. Dimana nilai rerata simpangan deviasi pada bagian Ngimbang bawah ini menunjukkan nilai yang sangat rendah yaitu 0.488. Namun, memberikan hasil sebaliknya pada zona 1 (Ngimbang Atas) dimana simpangan deviasi menunjukkan angka yang 2.477. Perbedaan utama ini sekilas dapat disebabkan karena pengaruh litologi batuan, dimana nilai TOC batugamping memberikan nilai akurasi yang tinggi dibandingkan dengan nilai TOC pada batuserpilh.

Dari hasil interpretasi kuantitatif dan korelasinya terhadap litologi batuan, model Schmoker-Hester juga memberikan nilai yang baik pada sebagian batuserpilh. Model Schmoker-Hester dibangun berdasarkan model grain batuan serpih di formasi Bakken, dengan meliputi adanya mineral pirit sebagai salah satu komponen pembangun model. Sehingga, model ini utamanya ditujukan pada batuserpilh batuan induk bermineral penyusun pirit.

Adapun, beberapa nilai TOC yang cocok dengan model dapat disebabkan oleh beberapa hal. Pada batuan serpih, yang memiliki kecocokan dengan data core, diperkirakan merupakan batu serpih yang memiliki kandungan mineral pirit. Sehingga, memiliki densitas bulk yang cukup tinggi untuk masuk dalam range nilai yang dapat diaplikasikan menggunakan persamaan (1) model Schmoker-Hester. Sedangkan dalam kasus batugamping yang memiliki nilai densitas yang juga masuk dalam range nilai densitas Schmoker-Hester.

Dengan demikian, model Schmoker-Hester dalam kasus formasi Ngimbang yang menurut data mudlog didominasi oleh batuan bermineral non-pirit, **tidak cocok** untuk diaplikasikan. Demikian juga halnya pada batugamping maupun batubara, sebagaimana interval model yang cocok merupakan hasil akibat batuan berdensitas yang masuk pada range nilai yang cocok dengan kisaran persamaan model *Schmoker-Hester*.

#### 4.7.2 *Analisa Hasil Model Passey-Sonic*

Model Passey-Sonic menghasilkan nilai TOC yang **kurang cocok** untuk diaplikasikan pada formasi Ngimbang, meskipun terkadang memberikan hasil nilai SD yang kecil. Hal ini dikarenakan tingkat kematangan LOM yang terdapat pada seluruh interval sumur di SH-1, SH-2, maupun SH-3 berada diatas 10.5 atau  $R_o > 0.9$ . Selain itu, model Passey-Sonic seringkali memberikan nilai negatif yang disebabkan karena tingginya nilai transit time yaitu diatas kisaran 187 – 351 us/meter utamanya pada kasus sumur SH-1 zona 2 (Ngimbang bawah). Sehingga, penggunaannya harus dibatasi hanya sebagai model untuk pembandingan/ komparasi.. Dari analisa interpretasi kuantitatif juga didapatkan

bahwa metode Passey-Sonic cocok untuk dijadikan sebagai model log pembanding pada formasi Ngimbang.

#### 4.7.3 *Model Passey-Density*

Sebagaimana model *Passey-Sonic* model Passey menggunakan log Densitas juga menghasilkan nilai simpangan deviasi yang sangat rendah. Dan lebih akurat dibandingkan dengan model Passey menggunakan log Sonic. Hal ini terbukti dengan hasil analisa kuantitatif pada ketiga sumur percobaan. Dimana rerata nilai simpangan deviasi menggunakan metode ini adalah sebesar 0.2489.

Dengan demikian, model Passey-Density adalah metode yang **cocok** untuk diaplikasikan pada kasus formasi Ngimbang. Namun, terkadang masih memberikan nilai yang kurang akurat pada bebatuan yang bersifat gamping (batugamping), terutama pada kasus SH-1 zona 2 (Ngimbang bawah) yang didominasi batugamping.

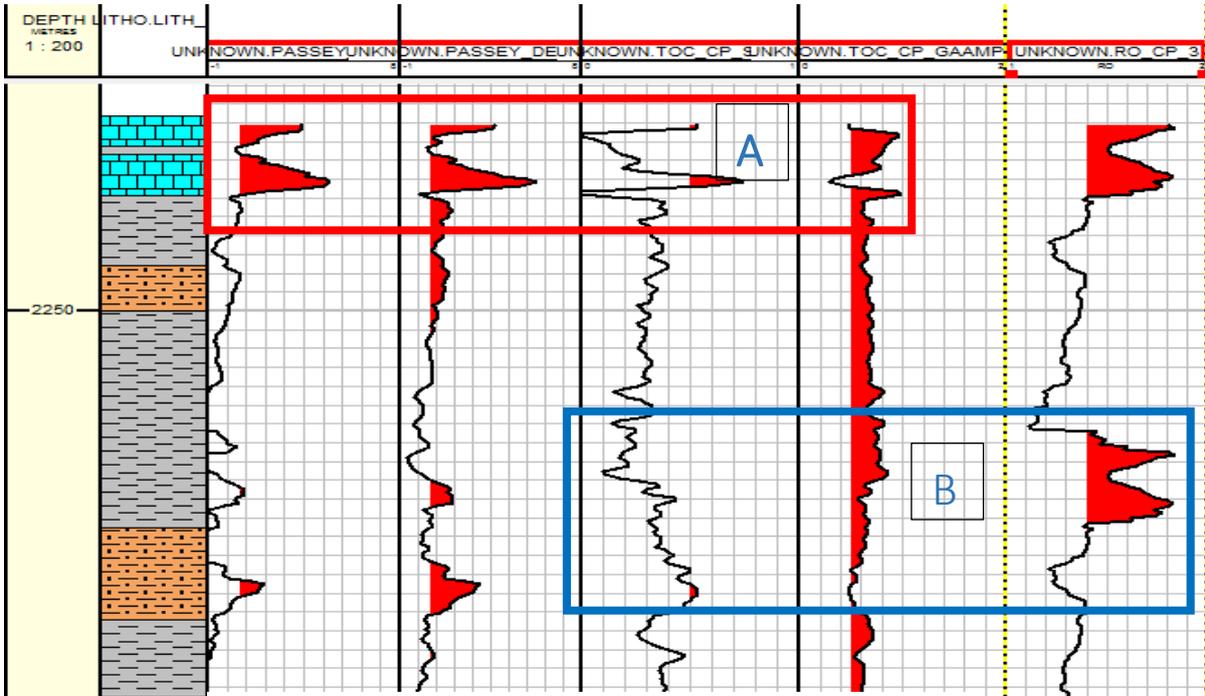
#### 4.7.4 *Model Decker (1993)*

Model Decker memberikan nilai yang sangat cocok pada kedua kasus batuan gamping dan batuserpih. Namun, dengan menggunakan metode ini terkadang memberikan nilai simpangan yang cukup besar dikarenakan tidak terlalu baik dalam memodelkan TOC pada batuan yang memiliki properti fisis yang jauh berbeda dengan data kebanyakan (pada kasus TOC tinggi atau sangat rendah). Kelebihan dari model Decker ini adalah tidak bergantung pada jenis litologi batuan. Sehingga, sangat cocok untuk digunakan sebagai metoda pembanding dibandingkan dengan metoda lain-lainnya.

### 4.8 **Kesimpulan Awal**

Dari seluruh analisa di atas, dapat disimpulkan bahwa penggunaan model log TOC yang baik dalam pengaplikasiannya pada sumur AFA-1 adalah dengan menggunakan metode Decker Decker pada batugamping maupun batuserpih. Adapun model Passey Densitas dan Passey Sonic hanya digunakan terutama sebagai model pembanding, dan juga sebagai bahan model untuk pertimbangan dan koreksi hasil dari model log Decker

#### 4.9 Aplikasi Model pada Sumur AFA-1



Gambar 4.25 Model log TOC yang terbentuk pada sumur AFA-1

Perhitungan TOC pada sumur AFA-1 menggunakan model Passey Sonic, Passey Density dan Decker model log menghasilkan log TOC sebagaimana terdapat pada Gambar 4.25. Sesuai dengan klasifikasi yang dibuat oleh Waples (1985) besar nilai TOC yang diatas 0,5-1 merupakan batuan induk yang memiliki potensi kecil untuk menghasilkan produk hidrokarbon. Adapun besar nilai TOC diatas 1 merupakan batuan induk yang memiliki potensi besar untuk menghasilkan hidrokarbon.

Hasil model dibagi kedalam 2 buah zona. Dimana zona A merupakan batuan induk zona potensial yang dideteksi pada model Decker sekaligus juga metode Passey Density dan Passey Sonic serta kematangan tinggi. Zona B merupakan batuan induk yang potensial terlihat melalui model log TOC Passey Densitas utamanya dan Decker.

#### 4.9.1 Analisa Zona A

Zona A berada pada interval 2240 meter hingga 2243 meter. Nilai TOC tertinggi adalah TOC 4,462 dan nilai terendah 0.3321 melalui model Log Passey Densitas. Litologi utama penyusunun zona A adalah batugamping dengan sedikit sisipan batuserpih. Dalam pemodelan menggunakan metode Model Passey Densitas, didapatkan nilai TOC tertinggi 5,676, dan TOC terendahnya 0,318. Model Decker menghasilkan model dengan nilai TOC tertinggi 1,261 dan terendah 0.546.

**Tabel 4.16** Rincian hasil nilai TOC dan Ro pada zona A

Zona A kedalaman 2240 - 2243			Klasifikasi
Model Decker (TOC wt.%)	0.715	0,546	Baik – Sangat Baik
Model Passey Densitas (TOC wt.%)	5,676	0.318	Baik – Sangat Baik
Model Passey Sonic (TOC wt.%)	4,462	0,3321	Baik – Sangat Baik
Kematangan (Ro%)	1.821	1.524	Post Mature

Dari hasil kesimpulan pada proses pencocokan, nilai TOC yang paling dapat digunakan pada interval zona A adalah model Decker. Hal ini dikarenakan tigginya nilai maturitas yang terdeteksi diatas LOM 10.5 atau  $Ro > 0.9$  yakni pada kisaran Ro sebesar 1.821 – 1.524. Sehingga dapat disimpulkan bahwa dazona A ini memiliki potensi batuan induk yang besar dengan range nilai 0.546 hingga 1.261 (Model Decker).

#### 4.9.2 Analisa Zona B

Zona B berada pada interval kedalaman 2244 - 2251 meter, dengan litologi penyusun utama batuserpih. Model passey sonic tidak memperlihatkan hasil TOC yang cukup untuk menjadikan lapisan ini berpotensi sebagai batuan induk ( $TOC > 1$ ). Namun, hasil model passey densitas memperlihatkan hasil TOC cukup tinggi dengan nilai TOC maksimum pada kedalaman interval zona bernilai 1.813 ( $TOC > 1$ ) dan minimum 0.758 (kategori cukup baik). Adapun model Decker memperlihatkan adanya interval sempit dengan nilai TOC di atas 0.523 meskipun juga terdapat interval dengan TOC buruk  $TOC < 0.5$ . Namun dikarenakan zona B merupakan zona post Mature (sangat matang) dengan kisaran nilai  $R_o$  diatas 1.502 maka hanya model Decker-lah yang menghasilkan nilai TOC yang paling mendekati nilai TOC aslinya sesuai dengan prinsip kerja model Passey dan hasil uji coba pada model sumur SH-1, SH-2 dan SH-3.

**Tabel 4.17** Rincian hasil nilai TOC dan  $R_o$  pada zona B

Zona B kedalaman 2244 - 2251			Keterangan
Model Passey Densitas (TOC .wt%)	1,64	0.758	Baik – Sangat Baik
Model Decker (TOC .wt%)	0.523	0.314	Buruk –Baik
Kematanga ( $R_o$ %)	1.813	1.502	Post Mature

Menggunakan teorema Waples (1985) zona ini sebagian dikategorikan sebagai zona buruk dan zona cukup sebagai batuan induk. Namun, kembali ketebalan lapisan yang tidak signifikan membuat potensi lapisan pada interval ini berkurang.



## **BAB V**

### **KESIMPULAN & SARAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

1. Kelebihan dari Model Decker antara lain mampu menghasilkan model dengan kecocokan dan akurasi tinggi. Serta dapat diaplikasikan pada perhitungan TOC batuserpih klastik maupun batugamping. Terutama dalam penerapan pada batuan berlitologi batugamping. Nilai simpangan deviasi rerata model Decker adalah 0.2601.
2. Secara umum Model Passey Density menghasilkan nilai simpangan yang rendah. Terutama pada aplikasi di batuserpih klastik. Namun, model ini hanya dapat diaplikasikan pada kisaran LOM antara 6 hingga 10.5 (Ro 0.6 – 0.9). Sehingga, aplikasinya sangat terbatas.
3. Model Shmoker-Hester tidak dapat digunakan pada penentuan nilai TOC. Karena batuserpih pada lokasi penelitian minim mineral penyusun pirit. Nilai simpangan deviasi rerata model ini adalah 2.3461.
4. Penerapan model Decker pada sumur AFA-1 menghasilkan zona dengan TOC di atas 0.5 ( $TOC > 1$ ) pada interval zona A litologi batugamping (2240 meter hingga 2243 meter) nilai TOC maksimum 0.715 dan minimum 0.546, dan tingkat kematangan adalah sangat matang (*Post Mature*).
5. Penerapan model Decker pada zona B ( $TOC > 0.5$ ) mampu mendeteksi zona potensi (kedalaman 2245 m – 2251 m) yang mengandung batuserpih dengan nilai nilai  $0.31 < TOC < 0.523$  dan tingkat kematangan adalah sangat matang.

#### **5.2 Saran**

1. Perlu adanya kajian lanjutan hingga mendapatkan besar nilai kualitas batuan induk berdasarkan parameter S2 REP.
2. Model Meyer-Nederloff sebaiknya dibuat dengan menggunakan data Temperatur formasi berdasarkan temperatur lumpur (Mud Filtrate dan Mud Cake Temperature) agar menghasilkan nilai temperatur dan prediksi nilai Determinan D yang lebih akurat.



## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Saultan Panjaitan. 2010. Prospek Migas pada Cekungan Jawa Timur dengan Pengamatan Metode Gaya Berat. Bandung: Buletin Sumber Daya Geologi Volume 5 Nomor 3 – 2010
- [2] Situmorang, B., Siswoyo, Thajib, E., and Paltrinieri, F 1976, Wrench Fault Tectonics and Aspects of Hydrocarbon Accumulation in Java, in Proceedings Indonesian Petroleum Association 5th Annual Convention and Exhibition, Indonesia
- [3] Mudjiono dan Pireno 2001, Exploration of The North Madura Platform, Offshore East Java, Indonesia, Proceedings Indonesia Petroleum Association 28th Annual Convention and Exhibition, Jakarta
- [4] Satyana A.H and Purwaningsih, M.E.M. 2003. Geochemistry of the East Java Basin: New Observations on Oil Grouping, Genetic Gas Types and Trends of Hydrocarbon Habitats, in Proceedings IPA 29th Convention and Exhibition, Jakarta
- [5] Peter, K.E and Cassa, M.R, 1994, Applied Source Rock Geochemistry, AAPG Memoir 60, The Petroleum System From Source to Trap, AAPG. Tulsa, Oklahoma.
- [6] Waples, Douglas W, 1985, Geochemistry in Petroleum Exploration: Reidel Publishing Company. 232 p
- [7] Passey, Q.R., Moretti, F.U., Stroud, J.D., 1990. A practical modal for organic richness from porosity and resistivity logs. AAPG Bulletin 74, 1777– 1794. logs II: Geol. Soc. London, Spec. Publ., 65, pp. 369– 376.
- [8] Schmoker JW. Determination of organic-matter content of Appalachian Devonian shales from gamma-ray logs. AAPG Bull 1981;65(7):1285e98.
- [9] Meyer, B.L., Nederlof, M.H., 1984. Identification of source rocks on wireline logs by density/resistivity and sonic transit time/resistivity cross plots. AAPG Bulletin 68, 121– 129
- [10] Myers, K.J., Jenkyns, K.F., 1992. Determining total organic carbon content from well logs: an intercomparison of GST data and a new density log method. In: Hurst, A., Griffiths, C.M., Worthington, P.F. (Eds.), Geological applications of wireline

- [11] Decker AD, Hill DG, Wicks DE. Log-based gas content and resource estimates for the Antrim shale, Michigan Basin. In: Research MS-25910 presented at the Low Permeability Reservoirs Symposium. New York: SPE; 1993. 26-28 April 1993. Denver, Colorado, USA.
- [12] Mallick, R.K., Raju, S.V., 1995. Thermal Maturity Evaluation by Sonic Log and Seismic Velocity Analysis in Parts of Upper Assam Basin, India. *Organic Geochemistry* 23 (10), 871-879

## DAFTAR PUSTAKA

- Decker AD, Hill DG, Wicks DE. Log-based gas content and resource estimates for the Antrim shale, Michigan Basin. In: Research MS-25910 presented at the Low Permeability Reservoirs Symposium. New York: SPE; 1993. 26-28 April 1993. Denver, Colorado, USA.
- Mallick, R.K., Raju, S.V., 1995. Thermal Maturity Evaluation by Sonic Log and Seismic Velocity Analysis in Parts of Upper Assam Basin, India. *Organic Geochemistry* 23 (10), 871-879
- Meyer, B.L., Nederlof, M.H., 1984. Identification of source rocks on wireline logs by density/resistivity and sonic transit time/resistivity cross plots. *AAPG Bulletin* 68, 121– 129
- Mudjiono dan Pireno 2001, Exploration of The North Madura Platform, Offshore East Java, Indonesia, Proceedings Indonesia Petroleum Association 28th Annual Convention and Exhibition, Jakarta
- Myers, K.J., Jenkyns, K.F., 1992. Determining total organic carbon content from well logs: an intercomparison of GST data and a new density log method. In: Hurst, A., Griffiths, C.M., Worthington, P.F. (Eds.), *Geological applications of wireline*
- Passey, Q.R., Moretti, F.U., Stroud, J.D., 1990. A practical modal for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin* 74, 1777– 1794. *logs II: Geol. Soc. London, Spec. Publ.*, 65, pp. 369– 376.
- Peter, K.E and Cassa, M.R, 1994, Applied Source Rock Geochemistry, AAPG Memoir 60, The Petroleum System From Source to Trap, AAPG. Tulsa, Oklahoma.
- Saultan Panjaitan. 2010. Prospek Migas pada Cekungan Jawa Timur dengan Pengamatan Metode Gaya Berat. Bandung: Buletin Sumber Daya Geologi Volume 5 Nomor 3 – 2010
- Satyana A.H and Purwaningsih, M.E.M. 2003. Geochemistry of the East Java Basin: New Observations on Oil Grouping, Genetic Gas Types and Trends of Hydrocarbon Habitats, in Proceedings IPA 29th Convention and Exhibition, Jakarta
- Situmorang, B., Siswoyo, Thajib, E., and Paltrinieri, F 1976, Wrench Fault Tectonics and Aspects of Hydrocarbon Accumulation in Java, in

Proceedings Indonesian Petroleum Association 5th Annual Convention  
and Exhibition, Indonesia

Schmoker JW. Determination of organic-matter content of Appalachian  
Devonian shales from gamma-ray logs. AAPG Bull  
1981;65(7):1285e98.

Waples, Douglas W, 1985, Geochemistry in Petroleum Exploration: Reidel  
Publishing Company. 232 p

## Biografi Penulis



Yosar Fatahillah lahir di Cairo pada tanggal 16 November 1994. Selama menjadi mahasiswa di Jurusan Teknik Geofisika ITS, penulis telah mengikuti beberapa organisasi kemahasiswaan serta aktif di berbagai unit kegiatan mahasiswa. Diantaranya adalah Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS, *Society of Petroleum Engineers – Student Chapter* ITS, serta ITS Model United Nations Club. Telah ditunjuk sebagai perwakilan ITS pada beberapa kegiatan maupun lomba skala nasional dan Internasional. Diantaranya adalah, delegasi ITS untuk *Harvard National Model United Nations* 2016, di Boston AS. Prestasinya selama menjadi perwakilan ITS adalah, juara 3 lomba English Debate Contest pada acara International Student Energy Conference 2013 di Jakarta. Serta juga berhasil memenangkan award sebagai *Best Position Paper* pada lomba Brawijaya *International Model United Nations*, Malang 2015. Selama menjadi mahasiswa di ITS, penulis telah mempublikasikan beberapa makalah ilmiah pada jurnal-jurnal geosains nasional maupun internasional, dengan fokus publikasi mengenai kajian dan analisa petrofisika pada aplikasi dunia migas konvensional maupun non-konvensional. Salah satu diantaranya adalah sebagai presenter pada acara Pertemuan Ilmiah Tahunan – Himpunan Ahli Geofisika Indonesia (PIT-HAGI) 2016 di Lampung. Selain itu, penulis juga telah mempublikasikan hasil penelitiannya pada beberapa konferensi dan simposium lainnya, diantaranya *South Asia Geoscience Symposium & Conference (SAGSC)* 2016, Yogyakarta dan *SICEST* 2016 di Bangka. Adapun, publikasi lainnya yang tidak berhubungan dengan migas adalah makalah ilmiah mengenai kerentanan tanah dan kajian geoteknik menggunakan metoda Mikrotremor di lokasi padat penduduk yang dipublikasikan pada *SEAGC* 2016, Bali. Selain publikasi makalah ilmiah, karya tulis penulis juga telah dua kali lolos pendanaan Pekan Kreativitas Mahasiswa (PKM) pada kategori Penelitian dan Gagasan Tertulis.