

**ANALISIS PETROFISIKA DAN PENYEBAB *LOW RESISTIVITY*  
*RESERVOIR ZONE* BERDASARKAN DATA LOG, SEM, XRD DAN  
PETROGRAFI PADA FORMASI GUMAI LAPANGAN RAW  
SUB-CEKUNGAN JAMBI SUMATERA SELATAN**

( Skripsi )

Oleh

**Rita Aprilia**



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
FAKULTAS TENIK  
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
2018**

**PETROPHYSICS ANALYSIS AND LOW RESISTIVITY RESERVOIR  
ZONE CAUSE BASED ON LOG, SEM, XRD AND PETROGRAPHY  
DATA ON GUMAI FORMATION RAW FIELD JAMBI SUB-BASIN  
SOUTH SUMATERA**

By

**Rita Aprilia**

**ABSTRACT**

Hydrocarbon reservoir zone located on Low Resistivity is a typical and hidden oil and gas layer which always wrong in assessing as a water layer due to the complex geological origin and resistivity log limitation in identifying hydrocarbon. On Jambi Sub-Basin, Gumai Formation is shaly sand reservoir type. Presence of shale in a reservoir will decreasing resistivity value and increasing saturation value, so it can cause the results of the analysis to be pessimistic in the identification of hydrocarbons. In that case need to do analysis to core data in the form of Petrography, SEM, and XRD data on research area in order to know the cause of Low Resistivity on reservoir zone that having a probability of hydrocarbon content. Reservoir zone that has low resistivity value is at depth 1572-1577 measure deep (mD). In this zone, it has a low resistivity value around 2.7- 4.4 ohm-m, with water saturation value around 47%-74% which causes on Low Resistivity reservoir zone to be between hydrocarbons and water reservoir zone. Then, on this research, Low Resistivity is also caused by Lamination Clay of shale type presence which consists of several types of Clay which can cause reservoir zone is at low resistivity value. This Clay type consist of Kaolite 20%, Illite 4%, and Chlorite 4% minerals as well as the presence of other minerals as proponent of low resistivity that is Quartz 60%, Plagioclase 9% and Calcite 3% as conductive minerals.

**Keyword:** *Mud log, Low Resistivity, X-Dry Diffraction, SEM, Petrography*

**ANALISIS PETROFISIKA DAN PENYEBAB *LOW RESISTIVITY*  
RESERVOIR ZONE BERDASARKAN DATA LOG, SEM, XRD DAN  
PETROGRAFI PADA FORMASI GUMAI LAPANGAN RAW  
SUB-CEKUNGAN JAMBI SUMATERA SELATAN**

Oleh

**Rita Aprilia**

**ABSTRAK**

Zona reservoir hidrokarbon yang berada pada *Low Resistivity* merupakan suatu lapisan minyak gas yang khusus dan tersembunyi yang selalu salah dalam menilai sebagai lapisan air dikarenakan asal geologi yang kompleks dan keterbatasan dari log resistivitas dalam mengidentifikasi hidrokarbon. Pada Sub-Cekungan Jambi, Formasi Gumai merupakan jenis reservoir pasir serpih (*Shaly Sand*). Hadirnya lempung dalam sebuah reservoir akan menurunkan nilai resistivitas dan menaikkan nilai saturasi, sehingga dapat menyebabkan hasil analisis menjadi pesimis dalam identifikasi hidrokarbon. Maka dalam hal itu perlu dilakukannya analisis terhadap data *core* daerah penelitian berupa data *Petrography*, *SEM*, dan *XRD* pada daerah penelitian agar dapat diketahui penyebab dari *Low Resistivity* pada zona reservoir yang mungkin memiliki kandungan hidrokarbon. Zona reservoir yang memiliki nilai resistivitas rendah berada pada kedalaman 1572-1577 *measure deep* (mD). Pada zona ini, memiliki nilai resistivitas yang rendah berada diantara 2.7- 4.4 ohm-m, dengan nilai saturasi air berada diantara 47%-74% yang menyebabkan pada zona reservoir *Low Resistivity* berada diantara hidrokarbon dan zona reservoir air. Kemudian pada zona penelitian ini, *Low Resistivity* juga disebabkan karena hadirnya serpihan jenis *Lamination Clay* yang terdiri dari beberapa jenis *Clay* yang dapat menyebabkan zona reservoir berada pada nilai resistivitas rendah. Jenis *Clay* ini berupa mineral *Kaolite* 20%, *Illite* 4%, dan *Chlorite* 4% serta hadirnya mineral lain sebagai pendukung resistivitas rendah yaitu *Quartz* 60%, *Plagioclase* 9% dan *Calcite* 3% sebagai mineral konduktif.

**Kata Kunci:** *Mud log, Low Resistivity, X-Dry Diffraction, SEM, Petrography*

**ANALISIS PETROFISIKA DAN PENYEBAB *LOW RESISTIVITY*  
RESERVOIR ZONE BERDASARKAN DATA LOG, SEM, XRD DAN  
PETROGRAFI PADA FORMASI GUMAI LAPANGAN RAW  
SUB-CEKUNGAN JAMBI SUMATERA SELATAN**

Oleh

**RITA APRILIA**

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar

**SARJANA TEKNIK**

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
FAKULTAS TENIK  
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
2018**

Judul Skripsi

**: ANALISIS PETROFISIKA DAN PENYEBAB  
LOW RESISTIVITY RESERVOIR ZONE  
BERDASARKAN DATA LOG, SEM, XRD  
DAN PETROGRAFI PADA FORMASI GUMAI  
LAPANGAN RAW SUB-CEKUNGAN JAMBI  
SUMATERA SELATAN**

Nama Mahasiswa

: *Rita Aprilia*

Nomor Pokok Mahasiswa : 1415051064

Jurusan

: Teknik Geofisika

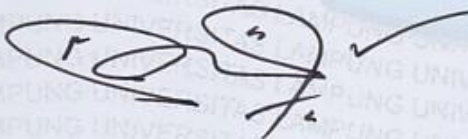
Fakultas

: Teknik

**MENYETUJUI**

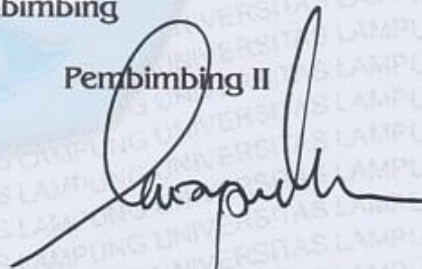
**1. Komisi Pembimbing**

Pembimbing I



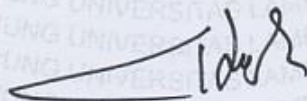
**Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**  
NIP 19661222 199603 1 001

Pembimbing II



**Karyanto, S.Si., M.T.**  
NIP 19691230 199802 1 001

**2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika**




**Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.**  
NIP 19750911 200012 1 002

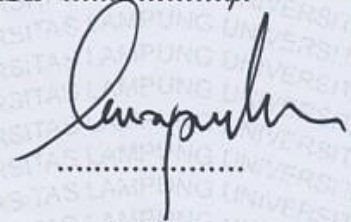
**MENGESAHKAN**

**1. Tim Penguji**

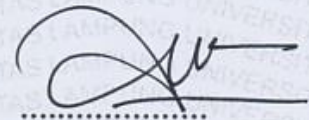
**Ketua : Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.** .....



**Sekretaris : Karyanto, S.Si., M.T.** .....



**Penguji  
Bukan Pembimbing : Rustadi, S.Si., M.T.** .....



**2. Dekan Fakultas Teknik**



**Prof. Drs. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.**  
NIP 19620717 198703 1 002

**Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 14 Maret 2018**

## PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan orang lain, dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka, selain itu saya menyatakan pula bahwa skripsi ini dibuat oleh saya sendiri.

Apabila pernyataan saya ini tidak benar maka saya bersedia dikenai sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 14 Maret 2018



Rita Aprilia

## RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di pekon Kampung Jawa, Kec. Pesisir Tengah, Kab. Pesisir Barat pada tanggal 14 April 1996, anak ketiga dari empat bersaudara sebagai buah kasih dari pasangan Ayahanda Wardana Firson, S.Pd dengan Ibunda Fauziah, S.Pd.

Jenjang akademis penulis dimulai dengan menyelesaikan pendidikan Taman Kanak-kanak pada TK Al-Khottob Kec. Pesisir Tengah Kab. Pesisir Barat pada tahun 2002, Sekolah Dasar Negeri 1 Pekon Kampung Jawa Kec. Pesisir Tengah Kab. Pesisir Barat pada tahun 2008, Sekolah Lanjutan Tingkat Pertama (SLTP) Negeri 2 Pesisir Tengah Kab. Pesisir Barat pada tahun 2011 dan menamatkan Sekolah Menengah Atas (SMA) Negeri 1 Pesisir Tengah Kab. Pesisir Barat pada tahun 2014.

Pada tahun yang sama penulis terdaftar sebagai mahasiswa Program S1 Reguler Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung melalui jalur SBMPTN. Penulis terdaftar sebagai anggota bidang Sains dan Teknologi pada periode 2015/2016, Anggota bidang Sains dan Teknologi Badan Eksekutif Mahasiswa Fakultas Teknik (2014-2016), Sekretaris dari *Society of Exploration*



*Geophysics* (SEG) pada periode 2017/2018. Pada bulan Januari 2017 Penulis melakukan Praktik Kerja Lapangan (PKL) di PT. Dizamatra Powerindo, Lahat Sumatera Selatan dengan tema: **“Karakterisasi Litologi Berdasarkan Data Log Serta Hubungan Antara Kualitas Batubara dan Data Logging pada Sumur Dza024 dan Dza034”**. Pada Bulan Juli 2017 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Durian, Kec. Padang Cermin, Kab. Pesawaran. Kemudian pada bulan September 2017 penulis melaksanakan Tugas Akhir sebagai penelitian skripsi di Pertamina EP Fungsi Eksplorasi, Jakarta Selatan dengan tema: **“Analisis Petrofisika dan Penyebab *Low Resistivity Reservoir Zone* Berdasarkan Data Log, SEM, XRD dan Petrografi pada Formasi Gumai Lapangan RAW Sub-Cekungan Jambi Sumatera Selatan”**.

## PERSEMBAHAN

Alhandulillahirabbal' alamin

Puji syukur kupanjatkan kepada Allah SWT, karena atas berkat dan rahmat-Nyalah saya dapat menyelesaikan sebuah karya kecil ini yang telah dibuat dengan penuh perjuangan dan pengorbanan.

Kupersembahkan karya ini dengan tulus kepada :

Ayah dan Ibu yang selalu memberikan dorongan terbesar dalam hidupku, yang selalu menjadi tumpuan hidupku, yang selama ini telah memberikan pengorbanan hidup dan kasih sayangnya untukku tiada henti-hentinya, yang serta selalu menyematkan namaku disetiap do'a dan sujudnya untuk keberhasilanku

Kakak dan adikku yang teramat aku sayangi, kalianlah yang selalu mengajarkanku arti kembali dan kesabaran dalam hidup

Sesorang yang selama ini menjadi penyemangat mimpiku, terimakasih telah menggoreskan tinta putih yang akan menjadi warna suci kelak di kemudian hari

## MOTTO

*“ Teruslah menjadi sang pemimpi hingga kau bisa menaklukan mimpi itu dan menjadikannya nyata “*

*“ Jadikanlah sabar dan sholat sebagai penolongmu, sesungguhnya Allah SWT beserta orang-orang yang sabar “  
(Al-Baqorah, 154)*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadirat Allah Subhanawata'ala berkat rahmat dan kuasanya lah penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “**Analisis Petrofisika dan Penyebab *Low Resistivity Reservoir Zone* Berdasarkan Data Log, SEM, XRD dan Petrografi pada Formasi Gumai Lapangan RAW Sub-Cekungan Jambi Sumatera Selatan**”. Skripsi ini merupakan salah satu hasil penelitian Tugas Akhir Penulis di PT. PERTAMINA EP sekaligus bagian dari persyaratan meraih gelar S-1 Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Harapan penulis dengan adanya penelitian ini semoga dapat menambah khazanah ilmu di bidang eksplorasi hidrokarbon terutama di bidang keilmuan Geofisika, penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan skripsi ini. Karenanya, kritik dan saran sangat dibutuhkan guna membangun agar kedepannya penulis dapat memberikan yang lebih baik lagi. Demikian kata pengantar ini, semoga penelitian dapat bermanfaat untuk masa kini dan mendatang.

**Penulis**

*Rita Aprilia*

## SANWACANA

Alhamdulillahirobbil'alamin....

Dengan penuh rasa syukur, penulis panjatkan kehadiran Allah SWT, karena atas limpahan rahmat dan hidayah-Nya penulis dapat menyelesaikan laporan Tugas Akhir (TA) hingga penulisan skripsi yang berjudul “**Analisis Petrofisika dan Penyebab *Low Resistivity Reservoir Zone* Berdasarkan Data Log, SEM, XRD dan Petrografi pada Formasi Gumai Lapangan RAW Sub-Cekungan Jambi Sumatera Selatan**”. Serta berbagai pihak telah memberikan banyak kontribusi dalam penulisan skripsi ini, sehingga pada sanwacana kali ini penulis ingin menyampaikan terimakasih kepada:

1. Bapak Prof. Drs. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D. selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
2. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
3. Bapak Rustadi, S.Si.M.T. selaku Pembimbing Akademik dan Pembahas dalam Penelitian Skripsi
4. Bapak Dr. Ordas Dewanto S.Si., M.Si. selaku Pembimbing I dalam Penelitian Skripsi

5. Bapak Karyanto S.Si., M.T. sebagai selaku Pembimbing II dalam Penelitian Skripsi
6. Seluruh Dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah membekali penulis dengan ilmu dan pengetahuan sehingga dapat tercapainya laporan Penelitian Skripsi ini.
7. Mas Aldhis Ramadhan selaku pembimbing Tugas Akhir di PT. PERTAMINA EP.
8. Seluruh keluarga yang ada di PT. PERTAMINA EP, khususnya kepada *Team Sumatera* di Fungsi Eksplorasi.
9. Teruntuk kedua orang tuaku, ayah dan ibu, terimakasih atas segala pengorbanan, kasih sayang serta do'a disetiap sujudmu sehingga saya bisa menyelesaikan laporan Penelitian Skripsi ini dengan baik. Untuk ayah, engkau adalah panutan terbesar dalam hidupku terimakasih telah memberikan segenap jiwa dan ragamu untuk keberhasilanku. Untuk ibu, engkau adalah wanita terhebat yang pernah kukenal, wanita bermental baja yang tidak pernah mengeluh dalam keadaan apapun, terimakasih atas setiap do'a mu.
10. My Sisters (Meidiana Francisca, Melati Arie Sandy, Winda Firsonalia), hanya dengan kalian tempatku berbagi, tempatku merasakan apa yang kalian rasakan. Terimakasih atas semuanya, kalianlah saudara terbaikku.
11. My Bei Zirwan Siddik, yang selalu memberi suport, motivasi, selalu memberikan perhatian selama ini dan terimakasih atas semua pengorbananmu selama ini, semoga kelak kita bisa dipersatukan dalam ikatan yang Dia ridhoi.

12. My Best Partner Diana Malinda Arief makasih yang telah memberikan begitu banyak motivasi dan support selama ini dan selalu sabar menemani tetap jadi sahabatku ya sampai anak kita juga bersahabat.
13. My Little Family Retno, Titin, Fatimah, Kendi, Novia, Tri, Sindi, Helda yang selalu menjadi kebanggaanku, selalu menjadi sahabat terbaikku sampai kita tua nanti.
14. Teruntuk keluarga Aquarium yang sama – sama pejuang skripsi, Aldo, Aya, Bidara, Ayu, Rizki, Faza, Mulya, Dinar dan Setyo terima kasih telah menjadi keluarga di di PT. PERTAMINA EP selama 2 bulan setengah ini.
15. KKN Squadku terkhusus Anggi, Filza, Komang dan Yushar terima kasih telah menjadi keluarga yang luar biasa selama 40 hari.
16. Semua teman Teknik Geofisika 2014 *Luar Biasa Biasa Diluar*, kalian adalah keluarga terbaikku selama 3,5 tahun ini, kalianlah yang menjadi penyemangat kesuksesanku hari ini dan nanti.

**Penulis**

**Rita Aprilia**

## DAFTAR ISI

<b>ABSTRACT .....</b>	<b>i</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>ii</b>
<b>PERSETUJUAN.....</b>	<b>iii</b>
<b>PENGESAHAN .....</b>	<b>iv</b>
<b>PERNYATAAN.....</b>	<b>v</b>
<b>RIWAYAT HIDUP .....</b>	<b>vi</b>
<b>PERSEMBAHAN.....</b>	<b>viii</b>
<b>MOTTO .....</b>	<b>ix</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>x</b>
<b>SANWACANA .....</b>	<b>xi</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>xiv</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xvii</b>
<b>DAFTAR TABEL.....</b>	<b>xix</b>

### **I. PENDAHULUAN**

A. Latar Belakang.....	1
B. Tujuan Penelitian .....	3
C. Batasan Masalah .....	3
D. Manfaat Penelitian .....	3



## II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Lokasi Daerah Penelitian .....	4
B. Cekungan Sumatera Selatan .....	5
1. Lokasi Cekungan Sumatera Selatan.....	5
2. Struktur Cekungan Sumatera Selatan.....	6
3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan .....	9
C. Petroleum System Cekungan Sumatera Selatan .....	16
1. Batuan Induk ( <i>Source Rock</i> ) .....	17
2. Batuan Reservoir .....	18
3. Batuan Tudung ( <i>Seals</i> ).....	19
4. Jebakan ( <i>Trap</i> ).....	20
5. Migrasi .....	20
D. Konsep <i>Play</i> di Cekungan Sumatera Selatan.....	21
1. Tipe <i>Play</i> Struktur.....	21
2. Tipe <i>Play</i> Kombinasi Struktur dan Stratigrafi.....	22

## III. TEORI DASAR

A. Metode <i>Well Logging</i> .....	24
1. Log Gamma Ray .....	26
2. Log Densitas .....	28
3. Log Neutron .....	30
4. Log Resistivitas.....	33
B. Proses Invasi pada Pengeboran.....	35
1. Zona Terusir ( <i>Flushed Zone</i> ) .....	35
2. Zona Transisi ( <i>Transition Zone</i> ) .....	35
3. Zona Tidak Terganggu ( <i>Uninvaded Zone</i> ) .....	36
C. Analisis Batuan <i>Core</i> .....	36
D. Analisis Log dan <i>Petrophysics</i> .....	37
1. Analisis Log.....	37
1.1 Interpretasi Log Kualitatif.....	38
1.2 Interpretasi Log Kuantitatif.....	40
E. Interpretasi Formasi Pasir Serpih ( <i>Shaly Sand</i> ) .....	48

#### **IV. METODELOGI PENELITIAN**

A. Lokasi dan Waktu Penelitian .....	53
B. Jadwal Penelitian .....	53
C. Perangkat .....	54
D. Data Penelitian.....	54
1. Data Sumur.....	54
2. Data <i>Mudlog</i> .....	54
3. Data DST.....	55
4. Data <i>Routine Core Analysis</i> .....	55
5. Data Analisis Batuan ( <i>Petrography, XRD dan SEM</i> ) .....	56
E. Tahap Pengolahan Data .....	58
1. <i>Inventory Data</i> .....	58
2. <i>Loading Data</i> .....	58
F. Tahap Analisis Data.....	59
G. Diagram Alir Penelitian.....	61

#### **V. HASIL DAN PEMBAHASAN**

A. Indikasi dan Penyebab <i>Low Resistivity Zone</i> .....	62
B. Analisis Data Petrofisika.....	75
C. Analisis <i>Low Resistivity Zone</i> .....	89

#### **VI. KESIMPULAN DAN SARAN**

A. Kesimpulan .....	97
B. Saran.....	98

#### **DAFTAR PUSTAKA**

#### **LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.</b> Lokasi Daerah Penelitian.....	4
<b>Gambar 2.</b> Lokasi Cekungan Sumatera Selatan .....	5
<b>Gambar 3.</b> <i>Crustal Cross Section</i> Sumatera Selatan .....	6
<b>Gambar 4.</b> Pola Struktur Cekungan Sumatera Selatan .....	7
<b>Gambar 5.</b> Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan .....	15
<b>Gambar 6.</b> <i>South Sumatera Basin Regional Setting Hydrocarbon</i> .....	16
<b>Gambar 7.</b> Skema Cekungan Sumatera Selatan, tanpa Skala.....	17
<b>Gambar 8.</b> <i>Well Logging</i> .....	25
<b>Gambar 9.</b> Interpretasi Lapisan Batuan dengan GR Log.....	26
<b>Gambar 10.</b> Interpretasi Lapisan Batuan dengan Density Log.....	28
<b>Gambar 11.</b> Interpretasi Lapisan Batuan dengan Neutron Log .....	31
<b>Gambar 12.</b> Interpretasi Lapisan Batuan dengan Resistivitas Log.....	34
<b>Gambar 13.</b> Profil Lubang Bor yang Menunjukkan Ketiga Zona Infiltrasi .....	36
<b>Gambar 14.</b> Model Reservoir Pasir Sepihan.....	49
<b>Gambar 15.</b> Model Volumetrik Pasir Serpihan .....	49
<b>Gambar 16.</b> Tipe Distribusi <i>Clay</i> .....	50
<b>Gambar 17.</b> Tipe Mineral <i>Clay</i> .....	51
<b>Gambar 18.</b> Data <i>Petrography</i> .....	56
<b>Gambar 19.</b> Data <i>SEM</i> .....	57
<b>Gambar 20.</b> Analisis Zona <i>Low Resistivity</i> .....	59
<b>Gambar 21.</b> Diagram Alir Penelitian.....	61
<b>Gambar 22.</b> Data <i>Mud Log</i> Zona 1 .....	64
<b>Gambar 23.</b> <i>Wireline Log</i> Zona 1 .....	65
<b>Gambar 24.</b> Data <i>SEM</i> Zona 1 .....	66
<b>Gambar 25.</b> Data <i>Petrography</i> .....	67
<b>Gambar 26.</b> Data <i>Mud Log</i> Zona 2.....	70

<b>Gambar 27.</b> <i>Wireline Log Zona 2</i> .....	71
<b>Gambar 28.</b> <i>Data SEM Zona 2</i> .....	72
<b>Gambar 29.</b> <i>Data Petrography Zona 2</i> .....	73
<b>Gambar 30.</b> <i>Triple Combo</i> .....	77
<b>Gambar 31.</b> <i>Perhitungan Clay Volume</i> .....	78
<b>Gambar 32.</b> <i>Hasil Perhitungan Clay Volume</i> .....	79
<b>Gambar 33.</b> <i>Analisis Porositas</i> .....	81
<b>Gambar 34.</b> <i>Analisis Permeabilitas</i> .....	82
<b>Gambar 35.</b> <i>Perhitungan Nilai Rw</i> .....	83
<b>Gambar 36.</b> <i>Perhitungan Nilai Resistivitas Clay</i> .....	84
<b>Gambar 37.</b> <i>Perhitungan Nilai Saturation Water</i> .....	85
<b>Gambar 38.</b> <i>Cut-Off Porositas dan V-Shale</i> .....	86
<b>Gambar 39.</b> <i>Cut-Off Porositas dan Sw</i> .....	86
<b>Gambar 40.</b> <i>Hasil Lumping Zona 1</i> .....	87
<b>Gambar 41.</b> <i>Hasil Lumping Zona 2</i> .....	88
<b>Gambar 42.</b> <i>Zona Low Resistivity Reservoir</i> .....	90
<b>Gambar 43.</b> <i>Crossplot VWCL/ PHIT</i> .....	92
<b>Gambar 44.</b> <i>Mineral Composition</i> .....	93
<b>Gambar 45.</b> <i>Clay Content and Type</i> .....	94

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 1.</b> Nilai Resistivitas Batuan .....	33
<b>Tabel 2.</b> Jadwal Penelitian .....	53
<b>Tabel 3.</b> Marker Formasi .....	55
<b>Tabel 4.</b> Data <i>X-Dry Diffraction</i> .....	57
<b>Tabel 5.</b> Data <i>X-Dry Diffraction</i> .....	68
<b>Tabel 6.</b> Data <i>X-Dry Diffraction</i> .....	74

## I. PENDAHULUAN

### A. Latar Belakang

Industri MIGAS di Indonesia masih memegang peranan penting dalam ekonomi negara. Dalam beberapa tahun belakangan industri MIGAS di Indonesia mengalami penurunan karena berkurangnya jumlah cadangan MIGAS yang ada. Oleh sebab itu, eksplorasi secara berkelanjutan dan terus menerus diperlukan untuk menambah kembali cadangan yang ada. Kegiatan eksplorasi minyak bumi merupakan tahapan penting dalam industri MIGAS dimana cadangan yang baru ditemukan. Salah satu metode yang bisa digunakan yaitu metode *well logging*. Pada kasus penelitian ini, penulis fokus pada *Low Resistivity Reservoir* yang digunakan untuk menemukan cadangan hidrokarbon pada daerah penelitian. *Low Resistivity* disebabkan karena beberapa faktor yang mempengaruhinya yaitu, keberadaan mineral berat yang bersifat konduktif, *shaly sand reservoir*, *fresh water formation*, dan *microporosity*.

Metode *well logging* ini merekam respon dari alat log yang dimasukkan ke dalam sumur karena perbedaan sifat fisik dan fluida batuan. Respon tersebut direkam secara terus menerus dalam sebuah kurva. Kurva ini mengandung informasi mengenai keadaan formasi batuan di bawah suatu sumur baik itu jenis litologi maupun fluida. Hasil *well logging* yang berupa kurva tersebut memerlukan teknik interpretasi untuk menginterpretasi kondisi bawah permukaan,

menentukan lapisan yang mengandung hidrokarbon, dan zona penyebaran hidrokarbon.

Analisis petrofisika terdiri dari dua tahap, yang pertama adalah interpretasi kualitatif untuk menentukan zona prospek dan yang kedua adalah interpretasi kuantitatif. Interpretasi kuantitatif bertujuan untuk menentukan nilai-nilai parameter petrofisika batuan seperti volume serpih, porositas, permeabilitas, saturasi air, dan saturasi hidrokarbon. Nilai-nilai tadi berguna dalam pengambilan keputusan selanjutnya yang menentukan nasib suatu sumur. Nilai-nilai parameter ini dijadikan sebagai dasar dalam pembuatan *net-pay* suatu zona yang merupakan aset bagi perusahaan. Setelah ditemukan jumlah cadangan hidrokarbon dalam suatu lapisan dan dianggap ekonomis kegiatan dilanjutkan dengan eksploitasi. Kegiatan ini diharapkan dapat mengembangkan zona hidrokarbon lebih luas.

Penelitian ini dilakukan pada lapangan "RAW" Sub-Basin Jambi, Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan sedimen yang sampai saat ini masih menyumbang cadangan minyak dan gas bumi di Indonesia. Cekungan ini terletak di sebelah timur dari Pegunungan Barisan dan memanjang sampai ke paparan Sunda di tenggara. Reservoir utama pada cekungan ini yaitu batupasir Formasi Talang Akar, batuan karbonat Formasi Baturaja, dan batupasir Air Benakat. Meskipun sudah banyak minyak yang dihasilkan, cekungan ini masih menarik untuk dieksplorasi.

## **B. Tujuan Penelitian**

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Menentukan zona menarik dengan nilai *Low Resistivity* yang terlewatkan pada saat interpretasi awal pada Formasi Gumai.
2. Menentukan penyebab *Low Resistivity* serta kandungan mineral pada zona *Low Resistivity* reservoir.
3. Analisis data petrofisika dan penyebab *Low Resistivity* pada zona penelitian.

## **C. Batasan Masalah**

Dalam penelitian Tugas Akhir ini memilih cakupan ruang lingkup permasalahan yang dibatasi pemodelan kurva log pada daerah sumur eksplorasi RAW-01 berdasarkan parameter log *GR*, *RHOB*, *NPHI*, *Rt*, *Vcl*, *Sw*, *k* dan dengan analisis *Low Resistivity Pay Zone* pada formasi Gumai.

## **D. Manfaat Penelitian**

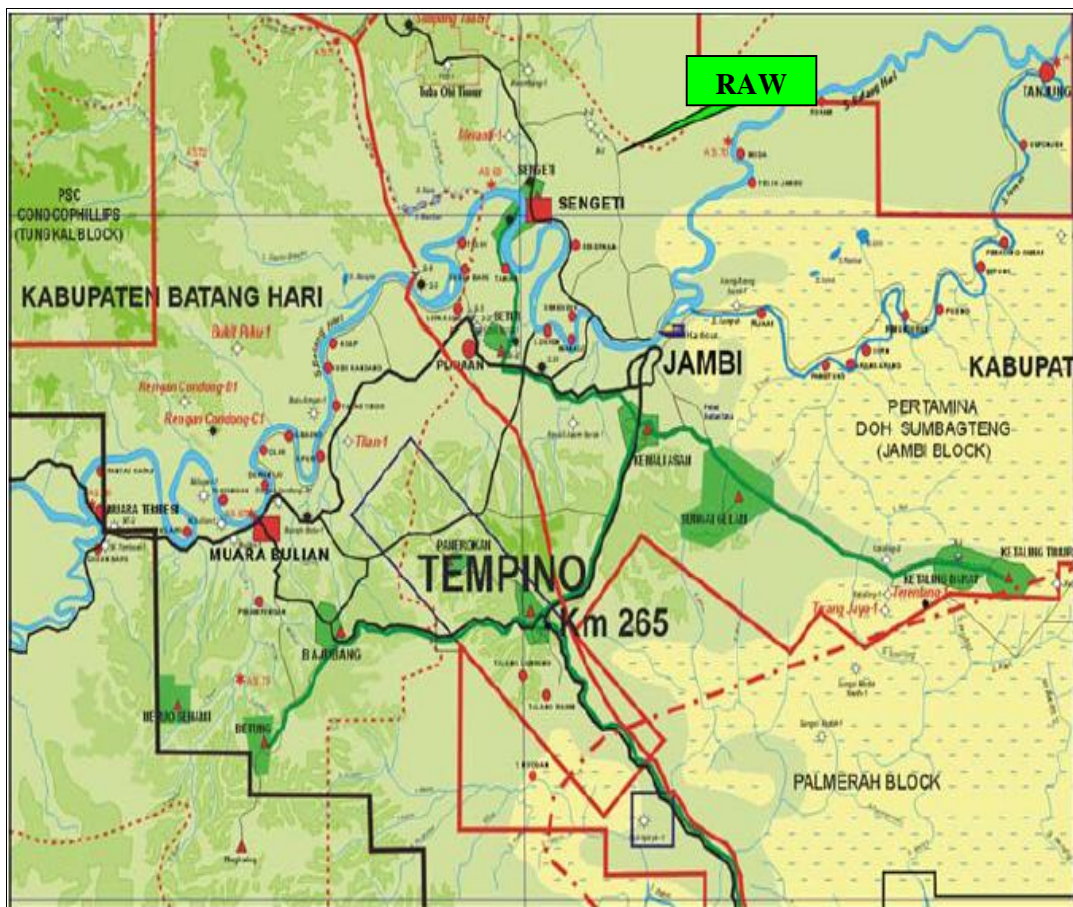
Manfaat penelitian Tugas Akhir ini adalah mengetahui zona potensial reservoir *low-resistivity* sehingga diharapkan dapat meningkatkan produksi hidrokarbon yang selama ini hanya di dapat dari reservoir konvensional.



## II. TINJAUAN PUSTAKA

### A. Lokasi Daerah Penelitian

Lapangan “RAW ” yang menjadi daerah penelitian dalam Tugas Akhir ini terletak di sub-cekungan Jambi cekungan Sumatera Selatan (*South Sumatera Basin*) dengan arah NE-SW pada **Gambar 1** seperti pada berikut ini.

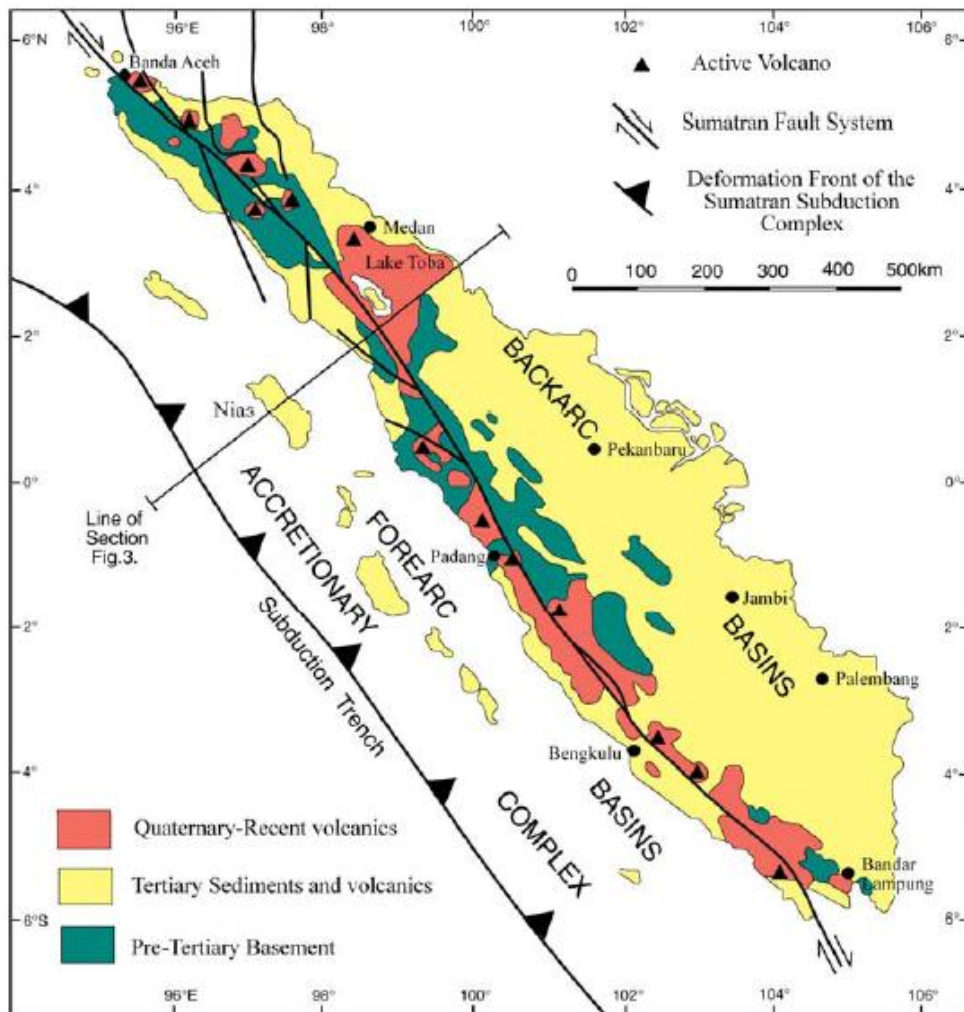


**Gambar 1.** Lokasi Daerah Penelitian (PT. Geoservices, 2013)

## B. Cekungan Sumatera Selatan

### 1. Lokasi Cekungan Sumatera Selatan

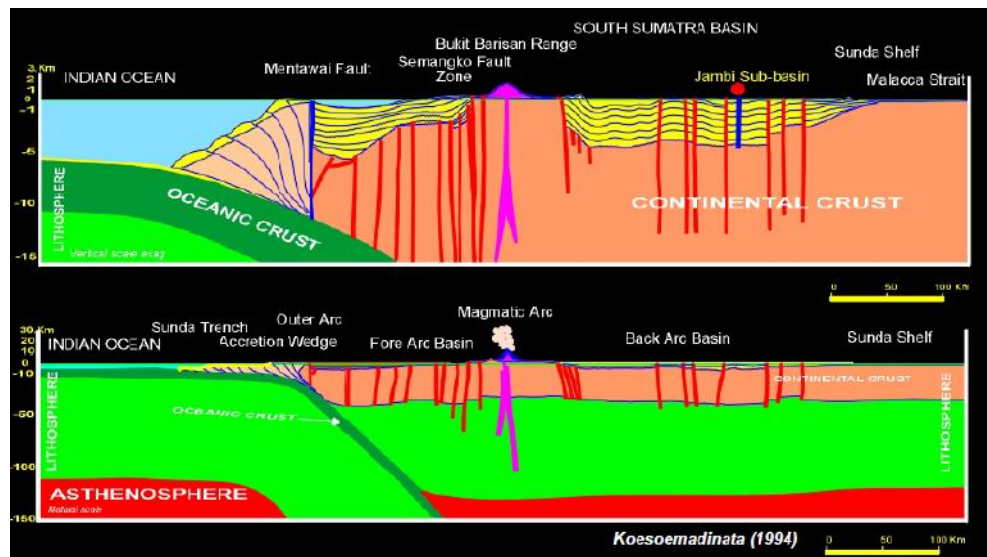
Cekungan Sumatera Selatan sebagian besarnya terletak di daratan yang berada pada bagian tenggara Pulau Sumatera. Berikut merupakan peta Pulau Sumatera seperti pada **Gambar 2**.



**Gambar 2.** Lokasi Cekungan Sumatera Selatan (Koesoemadinata, 1978)

Cekungan ini Terletak di Pulau Sumatera, berbatasan di sebelah barat dengan Barisan Range yang berumur Plio-Pleistosen, dan di sebelah timur dengan Selat Malaka. Cekungan ini dibatasi disebelah timurnya dengan dengan Cekungan Sunda oleh Palembang atau *Lampung High*. Disebelah selatan pembatas antara

Cekungan Sumatera Selatan dengan Central Sumatera adalah Pegunungan Tigapuluh. *South* Sumatera dibagi kedalam subbasin-subbasin Jambi, *North* Palembang, *Central* Palembang, *South* Palembang, dan Bandar Jaya Basin. Kebanyakan data yang dipublikasi berasal dari data *South* Palembang sub-basin



**Gambar 3.** *Crustal Cross Section* Sumatera Selatan (Koesoemadinata, 1978)

## 2. Struktur Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan dibentuk oleh tektonik ekstensif berarah timur-barat yang bekerja pada kala Mesozoikum Tengah. Bersama dengan aktifitas orogenetis yang mengikutinya sejak Akhir Kapur hingga Eosen, menghasilkan konfigurasi cekungan yang terdiri atas setengah terban, berputar dan sesar-sesar bongkah; sehingga terbagi atas 4 sub-cekungan. Fase akhir tektonik pada kala Plio-Pleistosen menghasilkan kenampakan struktur Resen berarah baratdaya-tenggara dengan depresi berarah timur-barat. Di bagian tengah Cekungan Sumatera Selatan, tersingkap batuan metamorf dan batuan beku berumur Perm hingga karbon, yang berarah NW-SE. Batuan-batuan ini terdiri dari filit, sabak, argilit, kuarzit, gneiss dan granit. Di bagian barat laut dan di

sebelah selatan dari kecenderungan Permo-Karbon terdapat batuan metaforf berumur Mesozoik dan intrusi-intrusi lokal granit. Pada kecenderungan yang lebih luas lagi, ke arah selatan dari batuan berumur Permo-karbon dan Mesozoik, terdapat batuan metasedimen dan batugamping yang berumur Jura atau Kapur, dan terdapat bersama-sama dengan batuan beku mafik. Ke sebelah utara dari kecenderungan Permo-Karbon, dekat Kota Palembang, ditemui batuan mikritik limestone yang berumur Cretaceous yang berarah NW-SE.



**Gambar 4.** Pola Struktur Cekungan Sumatera Selatan (Koesoemadinata, 1978)

Menurut Ginger dan Fielding (2005) sejarah pengisian Cekungan Sumatera Selatan dengan membagi kedalam tiga fase yang mengontrol

perkembangan struktur di Cekungan Sumatera Selatan, yaitu:

**a. *Syn-Rift Megasequence***

Sumatera Selatan mengalami fase ekstensional selama Eosen hingga Oligosen awal. Fase ekstensional ini menghasilkan pembentukan sejumlah *graben* yang memiliki geometri *half graben* dan orientasi yang dipengaruhi oleh sifat heterogenitas batuan dasar. Terdapat tiga sistem *graben* yang berkembang di Cekungan Sumatera Selatan selama fase *syn-rift* yaitu pola Jambi, pola Sunda, dan pola Sumatera.

**b. *Post-Rift Megasequence***

Fase ini berlangsung sejak Oligosen hingga Miosen. Pada fase ini cekungan sudah lebih stabil dibandingkan fase sebelumnya, sehingga intensitas aktivitas tektonik mulai turun. Selama fase ini secara stratigrafi dicirikan oleh endapan *meandering fluvial* pada bagian bawah yang diikuti oleh delta dan endapan laut dangkal.

**c. *Syn-Orogenic / Inversi Megasequence***

Fase ini berlangsung selama Pliosen hingga Pleistosen, pada fase ini terjadi orogenesis Bukit Barisan dan reaktifasi sesar-sesar normal yang terbentuk selama umur Paleogen. Selain itu, pada fase ini menyebabkan terbentuknya antiklin - antiklin yang memiliki sumbu berorientasi barat laut-tenggara dan berperan sebagai perangkap bagi hidrokarbon.

Kebanyakan sesar-sesar normal yang menjadi tempat/cekungan bagi sedimen/pengendapan di cekungan ini telah teraktifkan kembali dan sebagian

telah mengalami pembalikan arah (*reverse*) selama fasa kompresi dan *basin inversion* pada kala Miosen hingga Plio-Plesitosen. Pada Eosen hingga Oligosen, terbentuk *rift basin* atau kompleks *half graben* sepanjang batas selatan dari *Sunda Shelf*. *Rift basin* ini terjadi karena tektonik *stress* dan *extension* dari pergerakan lempeng Australia ke arah timur dan lempeng India ke arah barat, serta rotasi Pulau Kalimantan. *Rift basin* ini menutupi (*overlie*) suatu zona *unconformity* yang berada pada berbagai batuan Pra-Tertier.

Graben-graben dan sesar-sesar utama dari Cekungan Sumatera Selatan berorientasi NNW-SSE. Kecenderungan ini selaras dengan kemenerusan graben-graben di Cekungan Sumatera Tengah, tetapi di Cekungan Sumatera Selatan memiliki dimensi yang lebih besar dan lebih dalam. Subcekungan Palembang di cekungan ini lebih dalam dari 4500 m. Dalam Benakat (*Benakat Gulley*) yang dibatasi oleh sesar-sesar, menghubungkan kompleks subcekungan-subcekungan utama Lematang *Depression* dan Palembang *Depression*. Benakat *Gulley* yang berorientasi hampir N-S memiliki tren yang mirip dengan Bengkalis *Depression* di Cekungan Sumatera Tengah, Sesar yang berada di bagian timur pantai Sumatera, Cekungan Sunda-Asri di *offshore* Laut Jawa dan graben-graben di Bagian Utara Sumatera. Jambi *Depression* dibatasi dibagian NW oleh Sesar Tembesi yang memiliki tren SW-NE.

### **3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan**

Stratigrafi daerah cekungan Sumatera Selatan secara umum dapat dikenal satu *megacycle* (daur besar) yang terdiri dari suatu transgresi dan diikuti regresi. Formasi yang terbentuk selama fase transgresi dikelompokkan menjadi Kelompok

Telisa (Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai). Kelompok Palembang diendapkan selama fase regresi (Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai), sedangkan Formasi Lemat dan *older* Lemat diendapkan sebelum fase transgresi utama. Stratigrafi cekungan Sumatera Selatan ini terlihat pada **Gambar 5**. Berikut beberapa formasi pada cekungan Sumatera Selatan:

**a. Basement Pra-Tersier dan Tersier Awal**

Pencampuran kompleks antara batuan beku, metamorf dan batuan sedimen yang membentuk alas dari Cekungan Sumatera Selatan, telah disimplifikasi menjadi beberapa bagian alas, yang memiliki arah baratlaut-tenggara, dengan cara menentukan perbedaan komposisi dan umur. Bagian *basement* yang tertua, merupakan bagian yang paling sedikit, adalah bagian dari Mikro Kontinen Malacca, terendapkan di atas bagian utara dan selatan cekungan. Lebih jauh ke arah selatan, dengan volume cukup banyak, terendapkan sisa dari Mikro Kontinen Mergni, kemungkinan mewakili sebagai sisa fragmen kontinen yang lebih lemah. Mikro Kontinen Malacca dan Mergni dipisahkan oleh rangkaian Mutus. Rangkaian Mutus merupakan fragmen yang terdeformasi dari material pada masa transportasi ke arah utara dan penumbukan. Terakhir adalah batuan granit, vulkanik dan metamorfik yang terdeformasi secara besar-besaran (berumur Kapur Akhir dan Tersier) yang juga bagian alas dari Cekungan Sumatera Selatan.

**b. Formasi Lemat (Eosen Akhir – Oligosen Tengah)**

Batuan paling tua yang terendapkan di atas *basement* Pra-Tersier adalah batuan klastik material kontinen dari Formasi Lemat. Formasi Lemat terbagi

menjadi anggota klastik kasar di bagian bawah, dan di atasnya terdeposisi batu shale anggota Benakat. Anggota batuan yang lebih kasar terendapkan di lingkungan darat disusun oleh litologi batupasir, lempung, serta fragmen batuan dari breksi dan granit yang mendominasi. Normalnya, Formasi Lemat dibatasi oleh ketidakselarasan di atas dan dibawahnya, dibuktikan oleh horison seismik. Hanya dibagian ujung dari cekungan saja terdapat kontak antara Formasi Lemat dan Talangakar yang diinterpretasikan sebagai *paraconformity*. Ketebalan formasi sangat bervariasi, mulai dari kisaran hanya beberapa meter hingga maksimal 2500 m di pusat Cekungan Sumatera Selatan.

### **c. Formasi Talang Akar (Oligosen Akhir – Miosen Awal)**

Ketika masa akhir fase pelengkungan termal *Syn-Rift* hingga awal *Post-rift* fase tektonik Cekungan Sumatera Selatan, endapan fluviatil dan deltaik tersebar di seluruh cekungan. Arah kecenderungan dari pangkal merupakan endapan kaya batupasir dari *braided-plain*, hingga endapan miskin akan batupasir dari *meander belt* dan sedimen *overbank* bersamaan dengan pengaruh endapan transisi hingga laut seiring dengan berlanjutnya penurunan cekungan.

Pada Miosen Awal, kondisi fluviatil tergantikan dengan deltaik, transisi dan laut dangkal hingga laut dalam hampir di seluruh Cekungan Sumatera Selatan akibat dari proses yang bersifat transgresif. Secara dominan, litologi penyusun Talang Akar yaitu batupasir fluvial dan deltaik, lanau, serpih dan batubara yang terendapkan di lingkungan *braided stream*. Di bagian ujung cekungan, litofasies Talang Akar berubah menjadi batu serpih lingkungan laut.

Turunnya level permukaan air laut pada akhir Oligosen Atas menghasilkan perubahan fasies ke arah cekungan dan indikator kedalaman purba.



Pengisian kebelakang transgresif subsekuen dari permukaan ini menghasilkan akumulasi sekuen yang tebal yaitu reservoir batupasir lingkungan danau yang bagus.

**d. Formasi Baturaja (Miosen Awal)**

Di area *graben*, transgresi laut berlanjut hingga Miosen Awal dengan endapan serpih laut dengan lingkungan yang lebih dalam, pada kondisi laut dangkal di atas tinggian intra cekungan dan juga di sebagian besaran bagian timur dari cekungan. Produksi karbonat meningkat di atas platform, di batas cekungan serta di tinggian intra cekungan. Reservoir karbonat dengan kualitas tinggi biasa dijumpai di bagian selatan cekungan, dan sedikit ditemukan di sub-cekungan Jambi di utara. Ini diakibatkan karena endapan sedimen yang meningkat ke arah utara dan banyaknya *bioherm* menyebabkan perkembangan porositas sekunder di bagian selatan dan timur.

**e. Formasi Gumai (Miosen Awal – Miosen Tengah)**

Proses transgresi laut yang masih berlanjut di akhir Miosen Awal menghasilkan endapan batu serpih laut, lanau, dan batupasir dengan endapan karbonat di puncak tinggian *basement*. Saat puncak transgresi, endapan laut terbuka yaitu serpih glaukonit. Gumai, mendominasi seluruh cekungan yang membentuk batuan *seal* regional.

Selanjutnya, progradasi oleh sedimen deltaik di cekungan terjadi, endapan transisi dan laut dangkal secara bertahap tergantikan oleh serpih laut terbuka. Area platform di bagian timur dan timurlaut mendominasi pasokan sedimen, pada saat

itu juga suplai minor sedimen material vulkanik yang sumbernya berasal dari gunung-gunung api yang terekspos di bagian barat dalam masa sedimentasi.

Pengendapan Formasi Gumai berlangsung sepanjang episode transgresi Tersier yang menenggelamkan Formasi Batu Raja dan menghasilkan lapisan penutup yang tebal berupa serpih marin diseluruh bagian cekungan. Formasi ini terdiri dari serpih berfosil dengan sisipan-sisipan tipis batugamping mengandung glaukonit, yang merupakan fasies marin dangkal yang terdapat pada bagian tepi cekungan. Formasi Gumai ini dapat bertindak sebagai batuan reservoir. Umur formasi ini berkisar antara N7 hingga N12. Pada bagian dasar dan atasnya, formasi ini tidak mempunyai kesamaan waktu pengendapan diseluruh bagian cekungan, yang berakibat pada akhir siklus transgresi ini, Formasi Gumai masih ada yang terus diendapkan berupa serpih, khususnya di bagian tengah cekungan sedangkan batupasir diendapkan d dibagian tepi cekungan.

#### **f. Formasi Air Benakat (Miosen Tengah)**

Lingkungan laut dalam berumur Miosen Awal secara bertahap tergantikan dengan laut dangkal, kemudian menjadi lingkungan transisi akibat dari pasokan sedimen di tepi yang memasuki cekungan. Reservoir batupasir berkualitas tinggi berumur Miosen Tengah tersebar di seluruh Cekungan Sumatera Selatan, dengan beberapa pengecualian di pusat cekungan. Banyak batupasir yang mengandung fragmen vulkanik sebagai hasil dari aktivitas vulkanik Pegunungan Barisan, khususnya di bagian barat, yang membuat kualitas reservoir menjadi berkurang.

**g. Formasi Muara Enim (Miosen Akhir)**

Merupakan sedimen berumur Miosen Akhir di Cekungan Sumatera Selatan, merekam periode pada saat meningkatnya aktivitas vulkanik serta munculnya Pegunungan Barisan di bagian barat yang hadir sebagai sumber mayoritas endapan sedimen di cekungan. Pada umumnya, sumur-sumur interval Formasi Muara Enim menunjukkan endapan merupakan sedimen fluvial-deltaik dan rawa-rawa pesisir, dengan tidak menunjukkan endapan serpih bersifat regional yang dapat bertindak sebagai batuan tudung (*seal*).

**h. Formasi Kasai (Pliosen-Plistosen)**

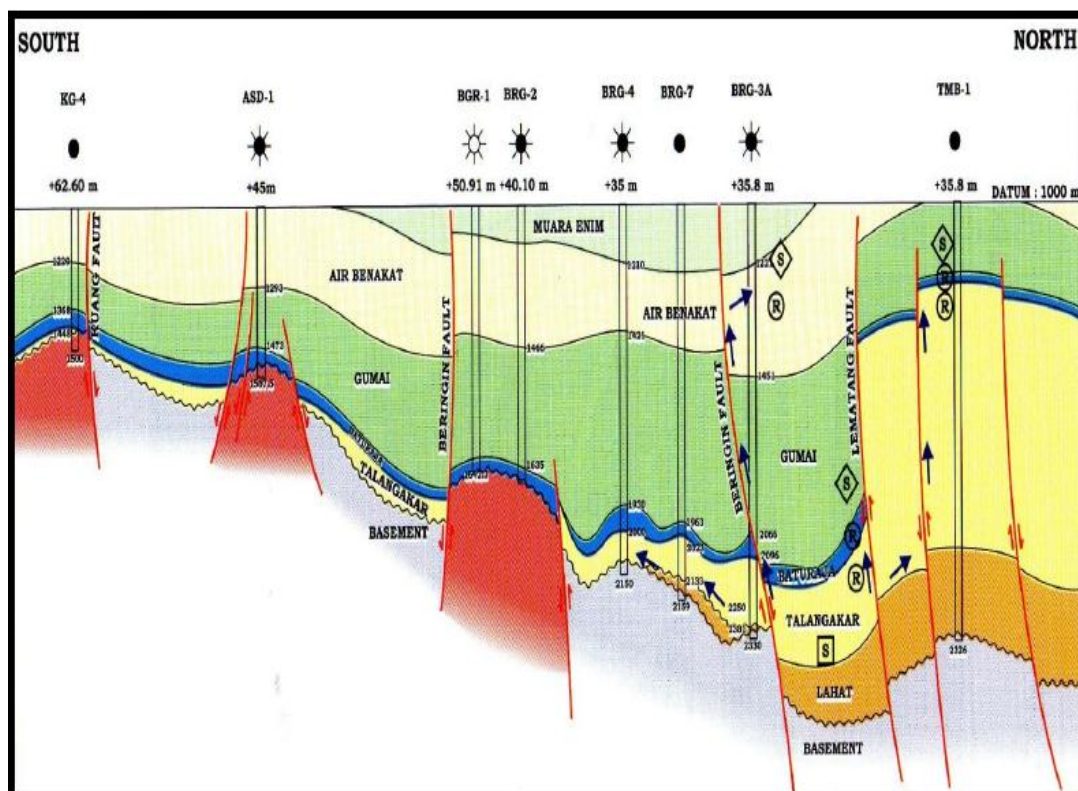
Pada zaman Pliosen, aktifitas vulkanisme Pegunungan Barisan meningkatkan jumlah pasokan sedimen vulkaniklastik pada cekungan, diikuti dengan kondisi regresi yang terus berlanjut di seluruh Sumatera Selatan yang menyebabkan lingkungan menjadi darat. Sedimen tersebut seperti tufa, batulempung lingkungan darat, dan batupasir klastik vulkanik. Sedimentasi menjadi tidak berpola pada masa plistosen, dengan pengangkatan cekungan yang relatif cepat dan erosi intensif, menciptakan endapan di antara lipatan-lipatan yang membentuk morfologi struktur pada masa sekarang.

UMUR		KELOMPOK	FORMASI	TABEL	LITOLOGI	
KWARTER			PALERMBANG			
PLISTOSEN		Kasai				Kerikil, Pasir tuffan, lempung, Konkresi vulkanik, tuf batuapung
	PLIOSEN	Muara Enim			150 - 750	Lempung, Lempung pasiran, pasir dan lapisan tebal batubara
Air Benaka t				Lempung pasiran dan napalan, banyak pasir dengan glaukonit, kadang gampingan		
MIOSEN		Atas		Gumai		2200
	Tengah					
	Bawah	Batu Raja			0-160	
OLIGOSEN	Atas	Talang akar		0 - 100	Pasir, pasir gampingan, lempung, lempung pasir, sedikit batubara, pasir kasar pada dasar penampang dibanyak tempat	
	Tengah	LAF		0 - 300	Tuff ungu, hujau, merah, coklat, lempung tuffan, breksi dan konglomerat	
	Bawah					
EOSA	Atas					
	Tengah					
	Bawah					
PALEOSEN						
Mesozoikum Paleozoikum			Pre-tercier		Batuan beku aneka warna dan batuan sedimen yang bermetamorfosis tingkat rendah	

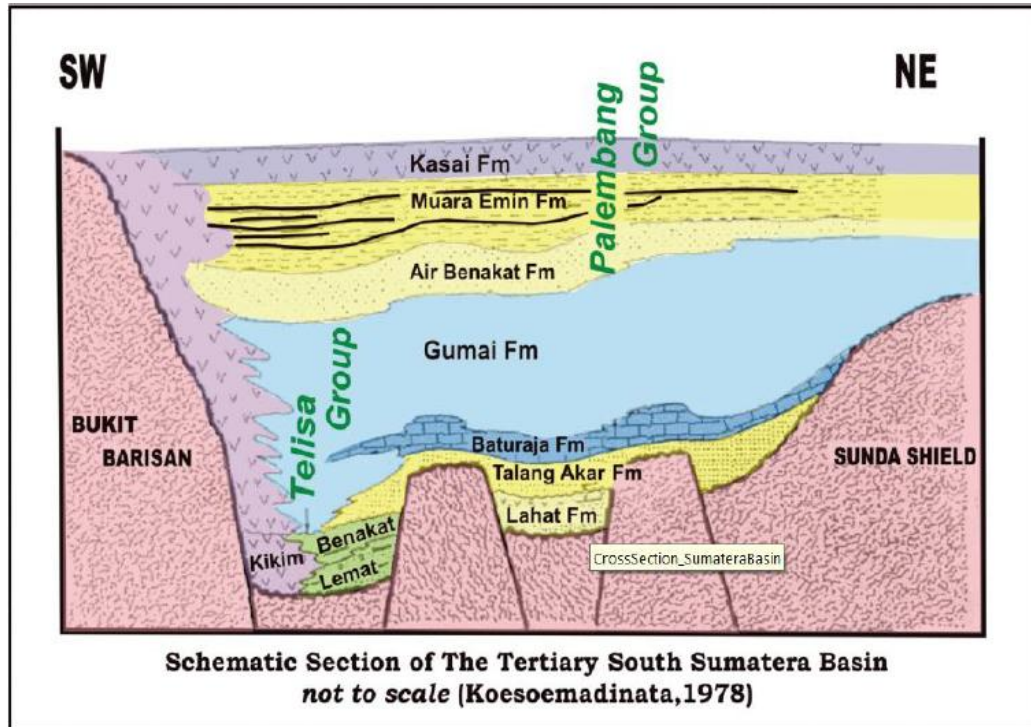
Gambar 5. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Koesoemadinata, 1978)

### C. *Petroleum System Cekungan Sumatera Selatan*

Cekungan Sumatera Selatan sering disebut dengan cekungan penghasil minyak dan gas produktif. Hal ini dibuktikan adanya antiklin yang dihubungkan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang terletak di kaki bukit Gumai dan pegunungan Barisan. Dengan adanya peristiwa rembesan ini, sehingga dapat diinterpretasikan sebagai indikasi awal adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan *petroleum system*. Berikut merupakan ilustrasi gambar dari skema hidrokarbon yang ada di Sumatera Selatan, khususnya pada formasi Gumai yang menjadi formasi penelitian. Skema ini dapat dilihat pada **Gambar 6** dan pada **Gambar 7** berikut:



**Gambar 6.** *South Sumatra Basin Regional Setting Hydrocarbon Play (POFD DNF, 2006)*



**Gambar 7.** Skema Cekungan Sumatera Selatan, tanpa Skala  
(Koesoemadinata, 1978)

Urutan dari *petroleum system* Sumatera Selatan tertera pada penjelasan di bawah ini:

### 1. Batuan Induk (*Source rock*)

Hidrokarbon pada cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk *lacustrine* formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada formasi Talang Akar. Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks *half-graben*, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* secara luas pada batas *half-graben*. Selain itu pada batu gamping formasi Batu Raja dan *shale* dari formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya. Gradien temperatur di cekungan Sumatera Selatan berkisar  $49^{\circ}$  C/Km. Gradien ini lebih kecil jika dibandingkan dengan cekungan Sumatera Tengah, sehingga minyak akan cenderung berada pada tempat yang dalam.

Formasi Batu Raja dan formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada *petroleum system*.

## 2. Batuan Reservoir

Dalam cekungan Sumatera Selatan, beberapa formasi dapat menjadi reservoir yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada *basement*, formasi Lahat, formasi Talang Akar, formasi Batu Raja, dan formasi Gumai. Sedangkan untuk sub cekungan Palembang Selatan produksi hidrokarbon terbesar berasal dari formasi Talang Akar dan formasi Batu Raja. *Basement* yang berpotensi sebagai reservoir terletak pada daerah *uplifted* dan *paleohigh* yang didalamnya mengalami rekahan dan pelapukan. Batuan pada *basement* ini terdiri dari granit dan kuarsit yang memiliki porositas efektif sebesar 7 %.

Untuk formasi Talang Akar secara umum terdiri dari *quarzone sandstone*, *siltstone*, dan pengendapan *shale*. Sehingga pada *sandstone* sangat baik untuk menjadi reservoir. Porositas yang dimiliki pada formasi talang Akar berkisar antara 15-30% dan permeabilitasnya sebesar 5 *Darcy*. Formasi Talang Akar diperkirakan mengandung 75% produksi minyak dari seluruh cekungan Sumatera Selatan. Pada reservoir karbonat formasi Batu Raja, pada bagian atas merupakan zona yang *porous* dibandingkan dengan bagian dasarnya yang relatif ketat (*tight*). Porositas yang terdapat pada formasi Baturaja berkisar antara 10-30% dan permeabilitasnya sekitar 1 *Darcy*.

### **3. Batuan Tudung (*Seals*)**

#### **a. Batuan Tudung (*Seals*) Regional**

Serpil laut berumur Awal hingga Miosen Tengah membentuk kualitas terbaik batuan tudung berskala regional (Talang Akar Bagian Atas, ekuivalen Baturaja dan Formasi Gumai). Batas pengendapan dari fasies tudung ini ketika masa transgresi berumur Miosen Awal (ekuivalen dengan masing-masing umur formasi). Tudung Formasi Talang Akar Bagian Atas adalah yang paling efektif di bagian pusat cekungan, menutupi tinggian-tinggian *basement* terbukti mampu menudung kolom gas lebih dari 500m. Hanya di beberapa area dimana tudung ini tidak efektif, seperti di bagian barat dekat atau di dalam area Pegunungan Barisan dimana terendapkan endapan tufaan berbutir kasar bersamaan dengan pengendapan Formasi Gumai, serta di lima sumur bagian paing timur cekungan dekat dengan pasokan endapan klastik dari Tameng Sunda.

#### **b. Batuan Tudung Intraformasi dan Lateral**

Meskipun karbonat *platform* non-terumbu dari Formasi Baturaja tidak seefektif seperti tudung berskala regional, tetapi mampu menjadi jebakan hidrokarbon berskala cukup luas. Contohnya seperti di Lapangan Kaji, Semoga dan Sungai Kenawang. Kapasitas tudung lokal, yang biasanya termasuk dalam bagian dari siklus sedimentasi Formasi Talang Akar, Gumai, dan Air Benakat, membuat banyaknya jumlah lapisan-lapisan yang produktif sebagai penghasil minyak dan gas bumi di lapangan-lapangan yang ada di dalam cekungan.



#### 4. Jebakan (*Trap*)

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat awal miosen dan berkisar pada 2-3 juta tahun yang lalu. Selain itu jebakan hidrokarbon pada cekungan Sumatera Selatan juga diakibatkan karena struktur. Tipe jebakan struktur pada cekungan Sumatera Selatan secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan struktur tua ini berkombinasi dengan sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Jebakan struktur tua juga berupa sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon. Sedangkan jebakan struktur yang lebih muda terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan (Pliosen sampai Pleistosen).

#### 5. Migrasi

Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara horisontal dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horisontal terjadi di sepanjang kemiringan *slope*, yang membawa hidrokarbon dari *source rock* dalam kepada batuan reservoir dari formasi Lahat dan Talang Akar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Terdapatnya resapan hidrokarbon di dalam Formasi Muara Enim dan Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Pleistosen.

#### **D. Konsep *Play* di Cekungan Sumatera Selatan**

Berikut merupakan jenis dari tipe-tipe *Play* pada Cekungan Sumatera Selatan yaitu:

##### **1. Tipe *Play* Struktur**

Jenis *play* pertama untuk Cekungan Sumatera Selatan yang akan dibahas adalah struktur. Eksplorasi pertama biasanya mencari struktur yang bagus yang memungkinkan adanya akumulasi hidrokarbon. Pendekatan ini cukup baik untuk daerah target disekitar horizon permukaan. Gravitasi dan seismik akan menyusul kemudian untuk menggambarkan struktur yang lebih dalam dan lebih detail. Beberapa macam tipe *play* struktur terus mengalami pengembangan beberapa tahun terakhir ini.

##### **a. Struktur Kompresi (*Compresional Structures*)**

Energi kompresi terus meningkat selama waktu Plio-Pleistocene dengan percepatan rata-rata subduksi kerak samudra kearah Sumatera bagian barat. Hampir semua struktur permukaan yang ada pada saat ini merupakan hasil dari proses tersebut. Hasil dari proses ini adalah berputarnya arah orientasi Back Sumatera. Untuk daerah Cekungan Sumatera menghasilkan struktur antiklin yang berarah Utara- Utara Barat Laut ke Selatan-Selatan Tenggara dan memiliki kemiringan sekitar 150. Prinsip objektif dari eksplorasi untuk struktur ini termasuk lapisan pasir dangkal dari Formasi Air Benakat dan Muara Enim. Sebagai contoh untuk tipe perangkap (*trap*) ini adalah Lapangan Rambutan yang memiliki reservoir dari Lapisan Batupasir Air Benakat.

Untuk level yang lebih dalam, kompresi menghasilkan tambahan klosur sepanjang utara-selatan sesar. Proses ini menghasilkan peningkatan potensi hidrokarbon pada perangkap (*trap*) yang terbentuk selama masa Oligo-Miocene. Perangkap hidrokarbon pada klosur muda ini bias berukuran besar dan pemboran eksplorasi yang berdasar pada tipe *play* ini mempunyai resiko yang kecil. Walaupun prospek pada kategori ini telah dibor pada waktu yang lalu, akibatnya tipe *play* lain harus dicari saat ini.

## **2. Tipe Play Kombinasi Struktur dan Stratigrafi**

Play stratigrafi sesungguhnya sangat beresiko, dan eksplorasi stratigrafi saat ini berfokus pada penemuan buildups karbonat pada Formasi Baturaja. Hanya sedikit prospek lapisan batu pasir yang telah dibor yang terpisah dari perangkap stratigrafi.

### **a. Carbonat Buildups**

Karbonat Formasi Baturaja terbentuk oleh tumpukan biohermal dan pengembangan reefal diatas basement high tua dan dekat batas pembentuk *shelf*. Buildups karbonat ini terlihat pada data seismik dengan jelas pada interval ketebalan Formasi Baturaja. Lapangan Ramba merupakan contoh dari carbonat bank Baturaja dengan perubahan fasies lateral yang kasar. Reservoir Ramba yang tebal, kumpulan fasies poros pada struktur yang tipis, *shaly* dan fasies kompak pada arah samping struktur.

### **b. Sandstone Pinchouts**

Perangkap stratigrafi dengan klastik terjadi apabila jika *onlap* diatas tinggian basement. Batuan pasir seharusnya berada pada perubahan fasies.

Sebagai contoh pinchout stratigrafi reservoir minyak Talang Akar terjadi di Lapangan Talang Akar/Pendopo, Abab, Ramba, Tanjung Laban, Air Serdang dan beberapa lapangan lainnya.

### III. TEORI DASAR

#### A. Metode *Well Logging*

*Logging* merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan terhadap kedalaman lubang bor. Sesuai dengan tujuan logging yaitu menentukan besaran-besaran fisik batuan maka dasar dari *logging* itu sendiri adalah sifat-sifat fisik atau petrofisik dari batuan. *Well logging* dapat dilakukan dengan dua cara dan bertahap yaitu:

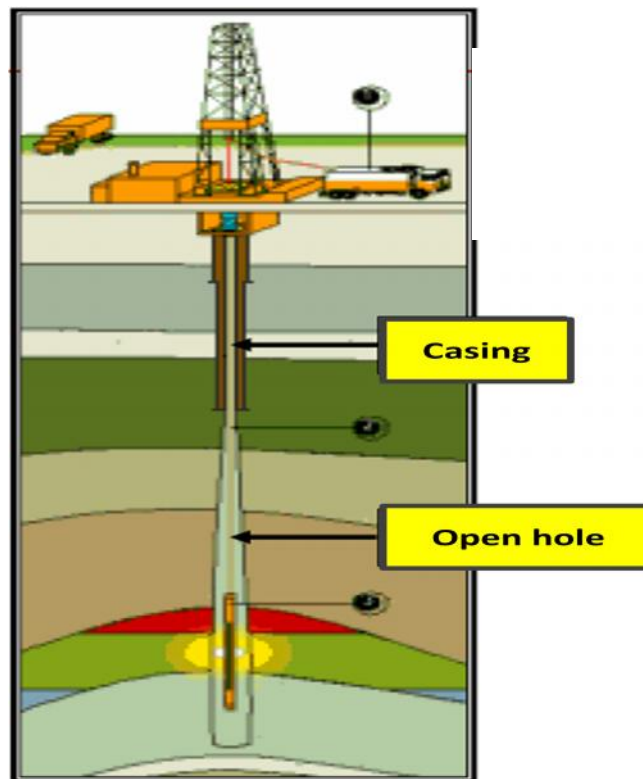
##### 1. *Openhole Logging*

*Openhole Logging* ini merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/lubang bor yang belum dilakukan pemasangan *casing*. Pada umumnya pada tahap ini semua jenis log dapat dilakukan (Harsono, 1997).

##### 2. *Casedhole Logging*

*Casedhole Logging* merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/ lubang bor yang sudah dilakukan pemasangan *casing*. Pada tahapan ini hanya log tertentu yang dapat dilakukan antara lain adalah *log Gamma Ray, Caliper, NMR* dan *CBL* (Harsono, 1997).

Kegiatan *Logging* ini, dapat dilihat seperti pada ilustrasi **Gambar 8** berikut ini:



**Gambar 8.** *Well Logging* (Kristanto, 1996)

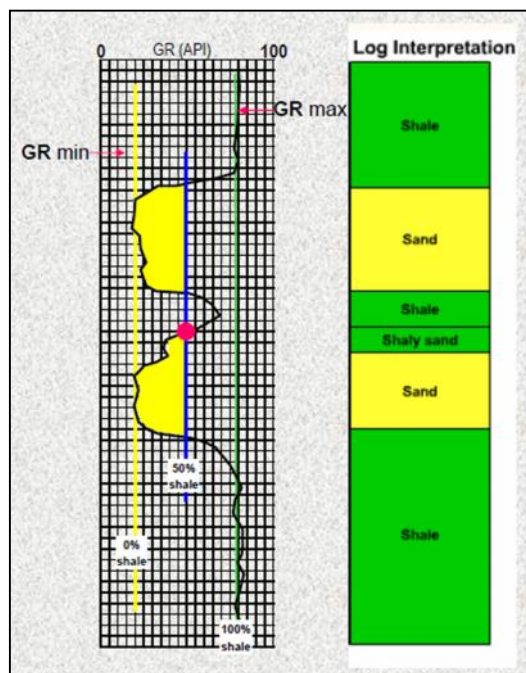
Menurut Harsono (1997) parameter-parameter sifat batuan utama yang diukur meliputi temperatur, tahanan jenis, densitas, porositas, permeabilitas dan sebagainya yang tergambar dalam bentuk kurva-kurva log. Sifat-sifat dasar batuan yang tergambar dalam kurva log diperlukan untuk menghitung:

- a. Kapasitas/kemampuan batuan untuk menampung fluida
- b. Jumlah fluida dalam batuan tersebut
- c. Kemampuan fluida mengalir dari batuan ke lobang sumur bor.

Terdapat beberapa Jenis *log* yang digunakan dalam eksplorasi geofisika khususnya dalam penelitian ini, yaitu:

## 1. Log Gamma Ray

Gamma Ray Log adalah metoda untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Radioaktivitas GR log berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan yaitu Uranium (*U*), Potasium (*P*), Thorium (*Th*) yang secara kontinyu memancarkan *Gamma Ray* dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Tiga unsur radiasi utama yang umumnya ditemukan dibawah tanah, masing-masing mempunyai tingkat tenaga yang berbeda. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone*, *limstone*, *dolomite*, *coal*, *gypsum*, dll. Oleh karena itu *shale* akan memberikan respon *Gamma Ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya. Pada **Gambar 9** menunjukkan contoh interpretasi lapisan batuan untuk mendeskripsikan *sandstone* dari *shale* dengan menggunakan log *Gamma Ray*.



**Gambar 9.** Interpretasi Lapisan Batuan dengan GR Log (Kristanto, 1996)

Seperti halnya logging yang lainnya, pengukuran log *Gamma Ray* dilakukan dengan menurunkan instrument log *Gamma Ray* kedalaman lubang bor dan merekam radiasi sinar gamma untuk setiap interval tertentu. Biasanya interval perekaman *Gamma Ray* secara vertikal sebesar 0.5 feet. Sinar gamma dapat menembus logam dan semen, maka *Logging Gamma Ray* dapat dilakukan pada lubang bor yang telah dipasang casing ataupun telah dilakukan *cementing* (Harsono, 2007).

Secara khusus gamma ray 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*). Log *Gamma Ray* dapat digunakan untuk mendeteksi dan evaluasi terhadap mineral-mineral radioaktif seperti biji potasium dan uranium. Sedangkan untuk mineral yang tidak aktif log *Gamma Ray* juga dapat digunakan untuk menentukan lapisan batubara (Harsono, 2007).

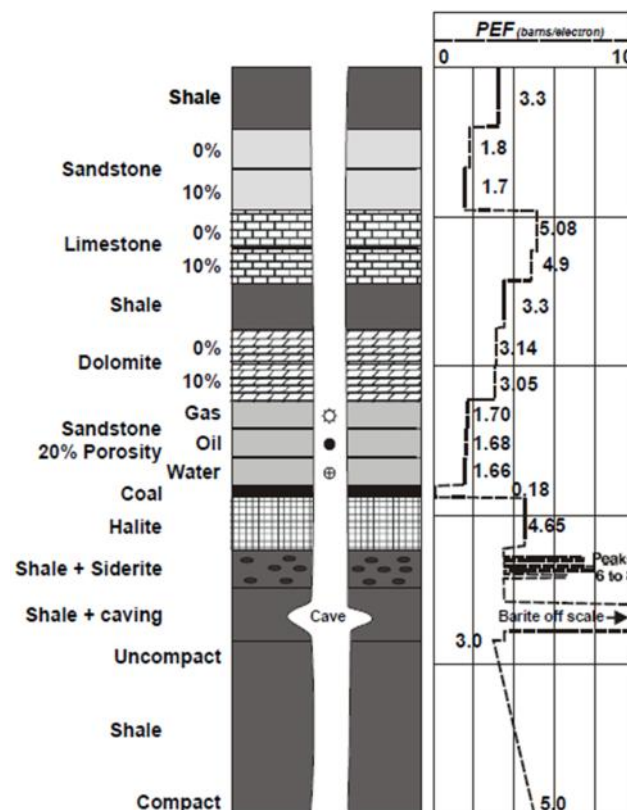
Menurut Harsono (2007) korelasi dari sumur ke sumur sering dilakukan dengan menggunakan log *Gamma Ray*, dimana sejumlah tanda-tanda perubahan litologi hanya terlihat pada *log gamma ray*. Ringkasan dari kegunaan log *Gamma Ray* adalah:

- a. Evaluasi kandungan serpih/*shale* (*Vsh*)
- b. Evaluasi bijih mineral radioaktif
- c. Evaluasi lapisan mineral yang bukan radioaktif
- d. Korelasi log pada sumur berselubung



## 2. Log Densitas

Log densitas adalah rekaman densitas keseluruhan (*bulk density*) batuan. *Bulk density* ini mencakup densitas matrix dan fluida di dalamnya. Secara geologi, densitas ini merupakan fungsi densitas mineral yang menyusun batuan dan volume fluida bebas di dalam pori-pori. Contohnya, densitas batupasir kuarsa tanpa porositas memiliki nilai 2,65 g/cc yaitu densitas dari kuarsa itu sendiri. Kehadiran air dalam porositas batupasir ini akan menghasilkan nilai densitas sebesar 2,49 g/cc. Di dalam formasi yang memiliki densitas tinggi penghamburan elektron jarang dan hanya sedikit yang sampai ke alat detektor sebaliknya di dalam batuan yang berdensitas rendah penghamburan elektron lebih banyak terjadi. Pada **Gambar 10** menunjukkan contoh interpretasi lapisan batuan dengan menggunakan log *Density*.



**Gambar 10.** Interpretasi Lapisan Batuan dengan Density Log (Rider,1996)

Prinsip kerja log densitas yaitu suatu sumber radioaktif dari alat pengukur dipancarkan sinar gamma dengan intensitas energi tertentu menembus formasi/batuan. Batuan terbentuk dari butiran mineral, mineral tersusun dari atom-atom yang terdiri dari proton dan elektron. Partikel sinar gamma membentur elektron-elektron dalam batuan. Akibat benturan ini sinar gamma akan mengalami pengurangan energi (*loose energy*). Energi yang kembali sesudah mengalami benturan akan diterima oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya. Makin lemahnya energi yang kembali menunjukkan makin banyaknya elektron-elektron dalam batuan, yang berarti makin banyak/padat butiran/mineral penyusun batuan persatuan volume. Besar kecilnya energi yang diterima oleh detektor tergantung dari:

- a. Besarnya densitas matriks batuan
- b. Besarnya porositas batuan
- c. Besarnya densitas kandungan yang ada dalam pori-pori batuan.

Menurut Serra (2009) seperti proses *logging* lain *logging* densitas mempunyai keterbatasan alat dan variabelnya. Batasan dari *logging* ini antara lain:

- a. Lubang buruk

Lubang yang buruk akan memberikan nilai log yang tidak pasti meskipun sudah menggunakan sistem dua detektor.

- b. Kandungan serpih

Serpih mempengaruhi pengukuran densitas sebesar jumlah volumenya. Koreksi terhadap serpih perlu dilakukan untuk memperoleh densitas sesungguhnya.

c. Hidrokarbon

Jika terdapat hidrokarbon maka densitas air ( $\rho_f$ ) dalam rumus diatas mungkin perlu diubah untuk memperoleh porositas densitas. Kehadiran hidrokarbon terutama gas akan mengurangi densitas formasi yang berakibat terhadap besarnya nilai porositas.

d. Lumpur barit

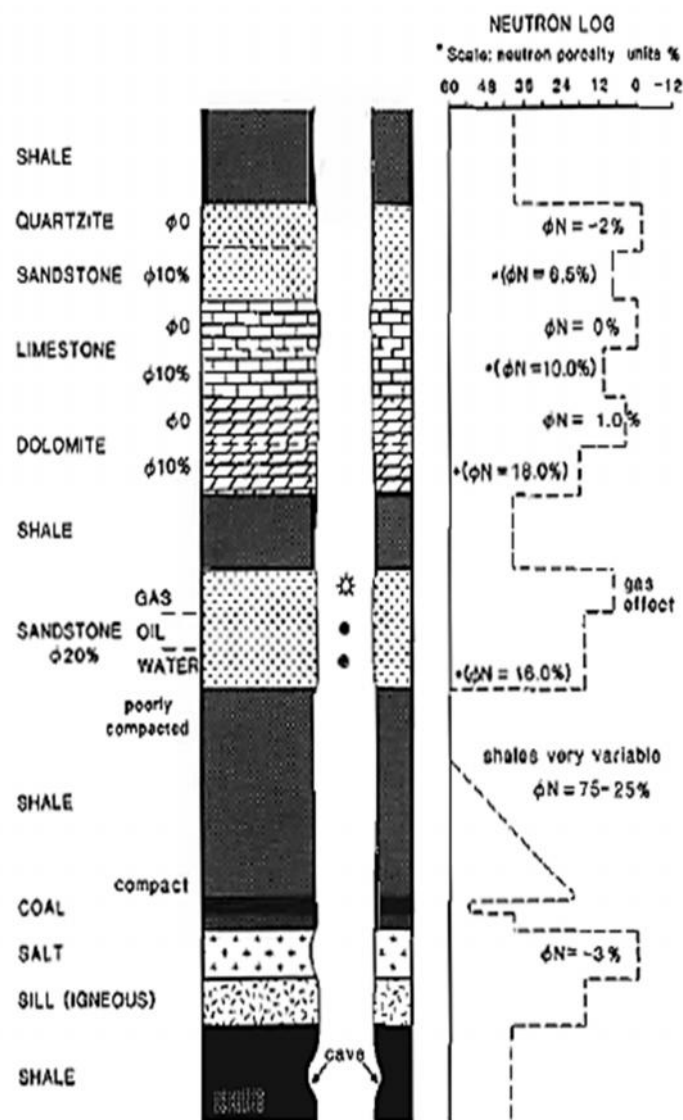
Barit dalam lumpur seringkali dapat dideteksi oleh penyimpangan yang tajam dari defleksi kurva ke kanan. Namun kehadiran barit menjadi adanya indikasi rekahan dalam batuan karbonat.

### 3. Log Neutron

Log neutron adalah rekaman reaksi formasi batuan terhadap bombardir neutron berkecepatan tinggi. Log neutron ini merekam jumlah neutron yang tertangkap kembali oleh detektor sehingga berhubungan dengan indeks hidrogen formasi. Porositas dari log ini berhubungan dengan indeks hidrogen batuan. Jika dalam batuan terdapat banyak air, maka porositas akan berkurang dan nilai kurva log neutron akan tinggi. Jika terdapat porositas yang banyak di dalam batuan nilai kurva log neutron batuan menjadi rendah. Porositas dari log ini dinyatakan dalam *Neutron Porosity Unit*. Respon alat *logging* neutron mencerminkan banyaknya atom hidrogen di dalam formasi batuan. Karena minyak dan air mempunyai jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama, maka log neutron akan memberikan respon porositas fluida dalam formasi bersih.

Namun pada formasi lempung yang mengandung atom-atom hidrogen dalam susunan molekulnya, porositas yang terukur akan terlihat seolah-olah lebih

tinggi. Hal ini disebabkan karena alat *logging* neutron tidak dapat membedakan atom hidrogen yang terikat pada mineral batuan. Log neutron akan memberikan respon porositas yang lebih rendah daripada porositas formasi sesungguhnya pada daerah gas yang cukup dekat dengan dinding sumur, seperti pada **Gambar 11** ilustrasi interpretasi lapisan batuan dengan neutron log. Hal ini disebabkan karena gas memiliki atom hidrogen yang lebih rendah daripada air dan minyak (Rider, 2002).



**Gambar 11.** Interpretasi Lapisan Batuan dengan Neutron Log

Neutron log direncanakan untuk menentukan porositas total batuan tanpa melihat atau memandang apakah pori-pori diisi oleh hidrokarbon maupun air formasi. Neutron terdapat di dalam ini elemen, kecuali hidrokarbon. Neutron merupakan partikel netral yang mempunyai massa sama dengan atom hidrogen. Prinsip kerja dari neutron log adalah sebagai berikut, energi tinggi dari neutron dipancarkan secara kontinyu dari sebuah sumber radioaktif yang ditempatkan didalam sonde logging yang diletakkan pada jarak spacing pendek sekitar 10-18 *inch* dari detektor gamma ray. Pada operasi *logging*, neutron meninggalkan sumbernya dengan energi tinggi, tetapi dengan cepat akan berkurang karena bertumbukan dengan inti-inti elemen di dalam formasi. Semua inti-inti elemen turut serta dalam pengurangan energi ini, tetapi yang paling dominan adalah atom dengan massa atom yang sama dengan neutron yaitu hidrogen. Setelah energi neutron banyak berkurang kemudian neutron tersebut akan menyebar di dalam formasi tanpa kehilangan energi lagi sampai tertangkap dan terintegrasi dengan inti-inti elemen batuan formasi, seperti klorine dan silikon. Inti-inti ini akan terangsang untuk memancarkan sinar gamma.

Kemudian detektor sinar gamma akan merekam radiasi sinar gamma tersebut. Bila kerapatan didalam formasi cukup tinggi, yaitu mengandung air, minyak dan gas atau didalam lapisan shale maka energi neutron akan diperlambat pada jarak yang sangat dekat dengan sumber dan akibatnya hanya sedikit radiasi sinar gamma yang direkam oleh detektor. Hal ini yang menjadi dasar hubungan antara jumlah sinar gamma per detik dengan porositas. Hubungan ini menunjukkan apabila jumlah sinar gamma per detik cukup tinggi maka porositasnya rendah (Asquith, 1976).

#### 4. Log Resistivitas

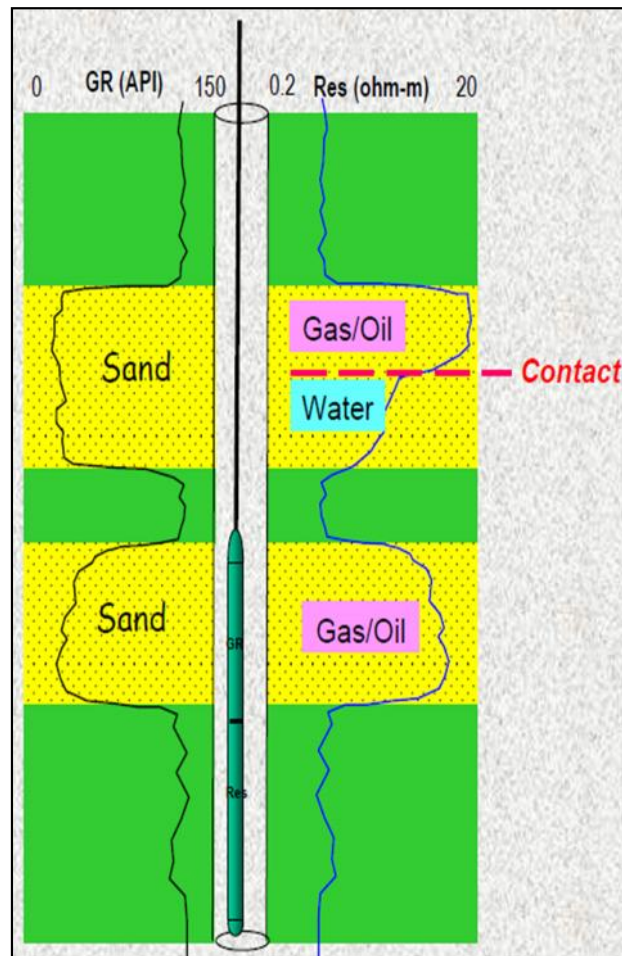
*Resistivity log* adalah metoda untuk mengukur sifat batuan dan fluida pori seperti minyak, air dan gas disepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan kelistrikannya. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm Meter, dan biasanya dibuat dalam skala logarithmic dengan nilai antara 0,2 sampai dengan 2000 Ohm Meter. Metoda resistivity logging ini dilakukan karena pada hakekatnya batuan, fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu, yang ditunjukkan pada **Tabel 1**.

**Tabel 1.** Nilai Resistivitas Batuan (De Coster, 1974)

<b>Material</b>	<b>Resistivitas (Ohm Meter)</b>
Limestones	$50 - 10^7$
Sandstones	$1 - 10^8$
Shales	$20 - 2 \times 10^3$
Dolomite	100 – 10.000
Sand	1 - 1000
Clay	1 - 100
Sea Water	0.2

Pada **Tabel 1** terlihat adanya nilai resistivitas antara jenis batuan sedimen. Hal ini mengakibatkan interpretasi batuan berdasarkan nilai log resistivitas merupakan pekerjaan yang sangat sulit. Akan tetapi, nilai resistivitas air garam dapat dibedakan dengan baik dari minyak dan gas. Karena air garam memiliki nilai resistivitas yang sangat rendah, sedangkan hidrokarbon (minyak-gas) memiliki nilai resistivitas yang sangat tinggi. Log resistivitas banyak sekali membantu pekerjaan evaluasi formasi khususnya untuk menganalisa apakah suatu

reservoir mengandung air garam (*wet*) atau mengandung hidrokarbon, sehingga log ini digunakan untuk menganalisis *Hydrocarbon-Water Contact*.



**Gambar 12.** Interpretasi Lapisan Batuan dengan Resistivitas Log (Kristanto, 1996)

Di dalam pengukuran resistivity log, biasanya terdapat tiga jenis ‘penetrasi’ resistivity, yakni shallow (*borehole*), medium (*invaded zone*) dan deep (*virgin*) penetration. Perbedaan kedalaman penetrasi ini dimaksudkan untuk menghindari salah tafsir pada pembacaan log resistivity karena mud invasion (efek lumpur pengeboran) dan bahkan dapat mempelajari sifat mobilitas minyak. Sebagaimana yang kita ketahui untuk mengantisipasi *pressur* (*e.g. pore pressure*), saat pengeboran biasanya dipompa *oil based mud* atau *water based mud*. Sebagai

contoh, jika menggunakan *water based mud* (resistivity rendah) sebagai lumpur pendoran, kemudian lumpur tersebut menginvasi reservoir yang mengandung minyak, maka akan mendapatkan profil *deep penetration* resistivity yang lebih tinggi daripada *shallow medium penetration* resistivity.

Jika *medium penetration* dan *deep penetration* mirip (tidak ada efek invasi), maka situasi ini mengindikasikan minyak didalam reservoir tersebut sangat susah untuk mobile (hal ini kurang bagus dalam produksi). Resistivity log memiliki kegunaan lain yakni untuk mendeterminasi tingkat saturasi air (*Water Saturation*). Semakin tinggi saturasi air maka resistivity akan semakin rendah.

## **B. Proses Invasi pada Pendoran**

Pada saat dilakukannya proses pendoran lumpur, pendoran dapat menginfiltrasi ke dalam lapisan permabel. Dengan masuknya lumpur inti ke dalam formasi batuan mempengaruhi respon log. Terbtuk 3 (tiga) zona infiltrasi pada formasi batuan seperti pada **Gambar 13** ketiga zona tersebut adalah:

### **1. Zona Terusir (*Flushed Zone*)**

Merupakan zona infiltrasi yang lebih dalam daripada zona terusir. Ciri zona ini adalah adanya campuran lumpur pendoran dan fluida formasi

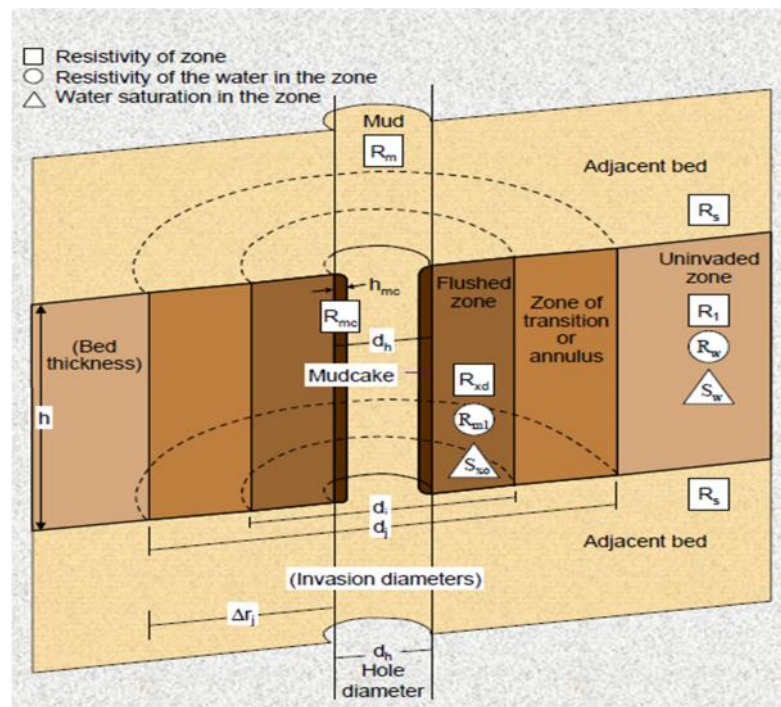
### **2. Zona Transisi (*Transition Zone*)**

Merupakan zona infiltrasi yang lebih dalam daripada zona terusir (*flushed zone*). Ciri zona ini adalah adanya campuran lumpur pendoran dan fluida formasi.



### 3. Zona Tidak Tertanggu (*Uninvaded Zone*)

Merupakan zona infiltrasi yang terletak paling jauh dari lubang bor. Zona ini menggambarkan keadaan formasi yang sebenarnya dimana seluruh pori-pori batuan terisi oleh fluida batuan dan tidak terpengaruh oleh adanya infiltrasi lumpur pengeboran



**Gambar 13.** Profil Lubang Bor yang Menunjukkan Ketiga Zona Infiltrasi (Kristanto, 1996)

### C. Analisis Batuan Core

Dalam menentukan parameter petrofisika analisis batuan inti sangat umum digunakan. Pengertian *core* adalah sampel atau contoh batuan yang diambil dari bawah permukaan dengan suatu metode tertentu. *Core* umumnya diambil pada kedalaman tertentu yang prospektif oleh perusahaan minyak atau tambang untuk keperluan lebih lanjut. Data *core* merupakan data yang paling baik untuk

mengetahui kondisi bawah permukaan, tapi karena panjangnya terbatas, maka dituntut untuk mengambil data yang ada secara maksimal (Triwibowo, 2010).

Data yang diambil meliputi jenis batuan, tekstur, struktur sedimen dan sifat fisik batuan itu sendiri. Selain itu juga dapat mengetahui harga porositas, permeabilitas, dan saturasi fluida yang terkandung dalam batuan tersebut. Tekstur dan struktur batuan sedimen dapat menggambarkan sejarah transportasi pengendapan, energi pembentukan batuan tersebut, gnesa, arah arus, mekanisme transportasi dan kecepatan sedimen tersebut diendapkan. Sehingga dari faktor-faktor tersebut dapat ditentukan fasies sedimen dan lingkungan pengendapannya. Adapun *core* dibagi menjadi 2 (Dua), yaitu:

1. *Conventional core*, yaitu *core* yang diambil bersamaan dengan proses pemboran
2. *Sidewall core*, yaitu *core* yang diambil pada saat melakukan *wireline logging*.

#### **D. Analisis Log dan *Petrophysics***

##### **1. Analisis Log**

Interpretasi data *logging* dapat dilakukan secara kuantitatif maupun kualitatif (Harsono, 1997). Interpretasi dilakukan dengan mengkombinasikan data-data yang didapat dari masing-masing log. Interpretasi kualitatif dapat memperoleh identifikasi batuan, pendeteksian adanya hidrokarbon, pendeteksian lapisan permeabel, dan penentuan batas-batas reservoir. Sedangkan dari interpretasi kuantitatif didapat porositas, saturasi fluida ( $S_w$ ), dan index permeabilitas. Lapisan prospek dapat teridentifikasi dengan melakukan

interpretasi *logging*. Interpretasi *logging* ini dibagi menjadi interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif. Interpretasi kualitatif dilakukan untuk mengidentifikasi lapisan porous permeabel dan ada tidaknya fluida. Sedangkan interpretasi kuantitatif dilakukan untuk menentukan harga  $V_{cl}$ ,  $R_t$ ,  $S_w$  dan  $K$  batuan (Dewanto, 2009).

### 1.1 Interpretasi Log Kualitatif

Setelah selesai melakukan *logging* maka selanjutnya yang akan dikerjakan adalah melakukan interpretasi terhadap data pengukuran secara kualitatif guna memperkirakan kemungkinan adanya lapisan porous permeabel dan ada tidaknya fluida. Untuk memperoleh hasil yang lebih akurat harus dilakukan pengamatan terhadap log yang kemudian satu sama lainnya dibandingkan. Tujuan dari interpretasi kualitatif adalah identifikasi lithologi dan fluida hidrokarbon yang meliputi identifikasi lapisan porous permeabel, ketebalan dan batas lapisan, serta kandungan fluidanya.

Menurut Ellis dan Singer (2008) penentuan jenis batuan atau mineral pada plot data berbagai log porositas, seperti plot antara log *density-neutron* dan log *sonic-neutron*. Sedangkan lapisan berpori dapat ditentukan berdasarkan pengamatan terhadap log SP, log resistivity, log caliper, dan log gamma ray. Penentuan jenis lithologi, apakah shale atau batupasir atau batu gamping ataupun merupakan seri pasir *shale* didasarkan pada defleksi kurva SP, GR, resistivity, dan *konduktivity*. Adapun fluida hidrokarbon dapat ditentukan pada pengamatan log induction dan FDC-CNL berdasarkan sifat air, minyak, atau gas yaitu:

### a. Identifikasi Lapisan Permeabel

Untuk identifikasi lapisan permeabel dapat diketahui dengan separasi resistivity, separasi mikrolog, dan gamma ray log. Adapun masing-masing log diatas dapat diketahui sebagai berikut:

- Separasi *resistivity*

Adanya invasi dan lapisan permeabel sering ditunjukkan dengan adanya separasi antara kurva *resistivity* investigasi rendah.

- Separasi *microlog*

Proses invasi pada lapisan permeabel akan mengakibatkan terjadinya *mud cake* pada dinding lubang bor. Dua kurva pembacaan akibat adanya *mud cake* oleh microlog menimbulkan separasi pada lapisan permeabel dapat dideteksi oleh adanya separasi positif (*micro inverse* lebih kecil daripada micro normal).

- *Gamma Ray log*

Formasi mengandung unsur-unsur radioaktif akan memancarkan radioaktif dimana intensitasnya akan terekam pada defleksi kurva log *Gamma Ray*, pada umumnya defleksi kurva yang membesar menunjukkan intensitas yang besar adalah lapisan *shale/clay*, sedangkan defleksi menunjukkan intensitas radioaktif rendah menunjukkan lapisan permeabel.

### b. Identifikasi Ketebalan dan Batas Lapisan

Ketebalan lapisan batuan dibedakan atas dua, yaitu ketebalan kotor (*gross thickness*) dan ketebalan bersih (*net thickness*). Ketebalan kotor (*gross thickness*) merupakan tebal lapisan yang dihitung dari puncak lapisan sampai dasar lapisan

dari suatu lapisan batuan. Sedangkan ketebalan bersih (*net thickness*) merupakan tebal lapisan yang dihitung atas ketebalan dari bagian-bagian permeabel dalam suatu lapisan. Jenis log yang dapat digunakan untuk menentukan ketebalan lapisan adalah SP log, kurva resistivity, kurva *microresistivity*, dan log *Gamma Ray* (Ellis dan Singer, 2008).

## 1.2 Interpretasi Log Kuantitatif

Didalam analisa *logging* secara kuantitatif dimaksudkan untuk menentukan litologi batuan, tahanan jenis air formasi ( $R_w$ ), evaluasi *shaliness*, harga porositas ( ), saturasi air ( $S_w$ ), dan permeabilitas ( $k$ ). Berikut merupakan cara melakukan beberapa perhitungan kuantitatif yaitu:

### a. Menghitung Statik BHT Sumur

Cara menentukan temperatur berdasarkan sumur log, yaitu data sirkulasi waktu pengeboran, yang perhitungannya menggunakan rumus *Dimensionless Time* (Triwibowo, 2010).

$$DT1 = \frac{\Delta t1}{t + \Delta t1} \dots\dots\dots (1)$$

$$DT2 = \frac{\Delta t1 + \Delta t2}{t + \Delta t1 + \Delta t2} \dots\dots\dots (2)$$

### b. Penentuan *Resistivity* Air Formasi ( $R_w$ )

Tahanan jenis air ( $R_w$ ) merupakan parameter penting dalam menentukan harga saturasi air ( $S_w$ ) batuan selama menggunakan log listrik. Ada beberapa metode yang digunakan untuk menentukan resistivity air formasi, yaitu:

- **Analisis Air Formasi**

Pengukuran harga  $R_w$  ini dilakukan dipermukaan dari contoh air formasi dengan melakukan pencatatan terhadap temperatur permukaan. Untuk mendapatkan harga  $R_w$  pada temperatur formasi dimana contoh air formasi tersebut berasal maka digunakan persamaan:

$$R_w(T_f) = \frac{T_{surface} + 6.77}{T_{formasi} + 6.77} \times R_w(T_s) \text{ dalam } ^\circ\text{F} \dots\dots\dots (3)$$

$$R_w(T_f) = \frac{T_{surface} + 21.5}{T_{formasi} + 21.5} \times R_w(T_s) \text{ dalam } ^\circ\text{C} \dots\dots\dots (4)$$

- **Metode Ratio**

$$R_w = R_{mf} \times \frac{R_t}{R_{xo}} \dots\dots\dots (5)$$

Asumsi yang digunakan untuk metode ini adalah sebagai berikut:

- ✓  $R_{ILD} = R_t$  dan  $R_{MSFL} = R_{xo}$
- ✓ Formasi bersih ( $V_{sh} < 15\%$ )
- ✓  $R_w$  konstan
- ✓ Formasi permeabel
- ✓ Kondisi lubang bor bagus

- **Metode Picket Plot**

$$\log R_t = -m \log \phi + \log R_w - n \log S_w \dots\dots\dots (6)$$

Resistivitas air formasi ( $R_w$ ) dapat ditentukan berdasarkan metode picket plot dengan menggunakan kurva silang antara  $PHIE$  (porositas efektif) dengan  $R_t$  (resistivitas formasi).

### c. Evaluasi Shaliness ( $V_{sh}$ )

Pada *shale* 100% log *Gamma Ray* dapat mendeteksi adanya tingkatan radioaktif alam yang tinggi, sehingga pada tingkatan ini dapat memberikan gambaran adanya shale, karena *shale* mengandung radioaktif yang sangat tinggi. Pada formasi reservoir bersih biasanya mempunyai tingkatan radioaktif rendah atau dapat disebut 0% *shale*. Dalam batuan reservoir *shaly* tingkatan radioaktif tergantung dari kandungan *shale*. Ada beberapa cara untuk menentukan adanya kandungan shale ( $V_{sh}$ ) secara kuantitatif, tetapi pada kasus ini yang digunakan adalah  $V_{sh} GR$  (*Gamma Ray*). Perhitungan index *Gamma Ray* ialah sebagai berikut:

$$IGR = \frac{GR - GR_{cn}}{GR_{sh} - GR_{cn}} \dots\dots\dots (7)$$

Dengan:

$IGR$  = indeks *shale gamma ray* %

$GR$  = respon log *gamma ray* pada lapisan yang ingin dihitung

$GR_{cn}$  = respon log pada zona yang bebas *shale* ( $GR_{Min}$ ) %

$GR_{sh}$  = respon log di zona *shale* ( $GR_{Max}$ ) %

Sedangkan nilai  $v_{shale}$  dapat dicari dengan rumus berikut:

$$V_{sh} LarionovOldRocks = 0.33(2(2^{IGR}) - 1) \dots\dots\dots (8)$$

$$Vsh\ Linier = IGR = \frac{GR - GRcn}{GRsh - GRcn} \dots\dots\dots (9)$$

$$Vsh\ Clavier = 1.7\sqrt{3.38} - (IGR + 0.7)^2 \dots\dots\dots (10)$$

$$Vsh\ Stieber = \frac{IGR}{3 - 2IGR} \dots\dots\dots (11)$$

$$Vsh\ LarionovTertiaryRocks = 0.083(2^{3.7IGR} - 1)^{3.7IGR} - 1) \dots\dots\dots$$

#### d. Penentuan Porositas

Bertujuan untuk mengetahui porositas sebenarnya dari formasi batuan dengan menggunakan model porositas densitas dan neutron.

- **Neutron log**

Pembacaan neutron log tidak hanya tergantung pada porositas tetapi juga litologi dan kandungan fluidanya. Oleh karena itu penentuan porositas harus mengetahui litologinya. Harga dari porositas neutron ( $N$ ) dapat diketahui dengan menggunakan persamaan dibawah ini (dalam limestone unit):

$$\Phi N = (1.02 \times \Phi NLog) + 0.0425 \dots\dots\dots (13)$$

Dimana:

$Nlog$  : Porositas yang terbaca pada kurva neutron log

0.0425 : Koreksi terhadap *limestone formation*.



- **Density Log**

Dalam menentukan porositas batuan dipengaruhi juga oleh litologi kandungan fluida batuan. Porositas dari *density log* biasanya dinotasikan dengan ( $D$ ) yang mempunyai harga sesuai dengan persamaan dibawah ini:

$$D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots (14)$$

Dimana:

- $D$  : Porositas densitas.
- $\rho_{ma}$  : Densitas matrik batuan, gr/cc, batupasir 2.65
- $\rho_b$  : Densitas bulk yang dibaca pada kurva log RHOB, gr/cc.
- $\rho_f$  : Densitas fluida (air) dibaca dari log header, gr/cc.

Selain pada data log porositas dapat diketahui pada data petrofisika, ada dua nilai porositas yang didapat pada analisa petrofisika, yaitu porositas total (*PHIT*), dan porositas efektif (*PHIE*). Porositas total merupakan pembacaan log porositas atas respon terhadap ruang kosong di antara batuan yang berisi sejumlah air ikat lempung (CBW), air bebas pada formasi, dan hidrokarbon. Sedangkan porositas efektif merupakan pembacaan log porositas atas respon terhadap ruang kosong di antara batuan yang berisi air bebas pada formasi, dan hidrokarbon.

$$PHIE = PHIT - CBW \dots\dots\dots (15)$$

Penentuan porositas menggunakan parameter log densitas dan log neutron berdasarkan persamaan *dual water* sesuai persamaan berikut:

$$\phi_T = \frac{\phi_{Ndsh} \cdot \phi_D - \phi_{Ddsh} \cdot \phi_N}{\phi_{Ndsh} - \phi_{Ddsh}} \dots\dots\dots (16)$$

Dimana:

- $wl_T$  : Porositas total  
 $wl_D$  : Porositas dari log densitas (*DPHI*)  
 $wl_N$  : Porositas dari log neutron (*NPHI*)  
 $wl_{Ddsh}$  : *DPHI dry shale*(serpilh kering)  
 $wl_{Ndsh}$  : *NPHI dry shale*(serpilh kering)

Nilai  $wl_{Ndsh}$  dan  $wl_{Ddsh}$  diperoleh dari kurva silang antara log neutron dengan log densitas dan kurva silang antara log sinar gamma dengan nilai separasi antara porositas dari log neutron dan porositas dari log densitas sesuai gambar 3 dan 4. Sedangkan untuk penentuan nilai porositas efektif berdasarkan persamaan *dual water* sesuai persamaan berikut:

$$\phi_E = \phi_r - V_{sh} \cdot V_{WSH} \dots\dots\dots (17)$$

Dimana,

$$V_{WSH} = \frac{\phi_{Ndsh} \cdot \phi_{Dsh} - \phi_{Ddsh} \cdot \phi_{Nsh}}{\phi_{Ndsh} - \phi_{Ddsh}} \dots\dots\dots (18)$$

#### e. Penentuan Kejenuhan Air ( $S_w$ )

Volume pori batuan yang terisi oleh air disebut saturasi air ( $S_w$ ) sedangkan bagian yang terisi oleh hidrokarbon disebut saturasi hidrokarbon ( $S_h$ ) dengan nilai  $(1-S_w)$ . Bermula batuan terisi oleh air formasi yang kemudian terdesak oleh hidrokarbon selama proses migrasi. Air yang terdesak tidak semuanya pindah, masih ada *air yang tersisa* karena tegangan permukaan butiran.

Air sisa itu dinamakan (*Swirr*). Metode penentuan saturasi air pada *shaly-sand formation* dapat dikelompokkan menjadi dua group berdasarkan pendekatan dan konsep yang digunakan yaitu: *Vsh group* dan *CEC group*. *Vsh group* melakukan pendekatan dan konsep berdasarkan volume *shale* yang berada pada suatu formasi, yang termasuk dalam group ini antara lain adalah *Laminated shale*, *Dispersed shale*, *Structural shale*, *Automatic Compensation* (1950), *Simandoux* (1963), Indonesia (1971) dan *Worthington* (1985).

*CEC group* melakukan pendekatan dan konsep berdasarkan *Cation Exchange Capacity* yaitu pertukaran ion yang dapat terjadi pada formasi yang mengandung *shale*, yang termasuk dalam group ini antara lain adalah *Waxman-Smith* (1968), *Dual-Water* (1977) dan *LSU model* (1989). Berikut merupakan rumus  $S_w$  yang digunakan untuk mencari nilai  $S_w$  pada zona *Shaly* yaitu:

*Simandoux*

$$S_w = 0.4 \times R_w / \phi e^2 [\sqrt{(\phi e^2 \cdot 5)} / (R_w \cdot R_t) + \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}] \dots (19)$$

*Indonesian*

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[ \frac{V_{sh}^{(1 - \frac{V_{sh}}{2})}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi_e^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \dots (20)$$

Dimana:

$S_w$  : Saturasi air

$R_w$  : Resistivitas air formasi.

$R_t$  : Resistivitas formasi.

$V_{sh}$  : Volume serpih.

$R_{sh}$  : Resistivitas serpih

$w_l$  : Porositas.

Dalam teknik reservoir, jumlah air, minyak dan gas persatuan volume pori dinyatakan dengan istilah saturasi. Saturasi air ( $S_w$ ), saturasi minyak ( $S_o$ ) dan saturasi gas ( $S_g$ ) pada kondisi di bawah tekanan jenuh jumlah ketiga saturasi tersebut sama dengan satu, atau dapat ditulis secara matematisnya sebagai berikut:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \dots\dots\dots (21)$$

Pada kondisi reservoir bertekanan jenuh berlaku:

$$S_w + S_o = 1 \dots\dots\dots (22)$$

Sehingga volume pori yang terisi hidrokarbon adalah:

$$(S_o \times \varphi) + (S_g \times \varphi) = (1 - S_w) \times \varphi \dots\dots\dots (23)$$

#### f. Penentuan Permeabilitas

Permeabilitas ( $k$ ) adalah ukuran kemampuan batuan untuk dapat melewati fluida. Permeabilitas berhubungan dengan porositas yang saling berhubungan dan butiran matriks yang besar. Sedimen dengan matriks yang besar dan porositas besar akan memiliki permeabilitas yang besar pula. Sedangkan batuan dengan matriks dan porositas kecil akan menyulitkan fluida untuk mengalir yang berarti permeabilitasnya kecil. Permeabilitas dinyatakan dalam milidarcy ( $mD$ ) dengan interval 0.1-1000 mD untuk ukuran produksi.

Persamaan permeabilitas timur yakni:

$$k = a \times \left( \frac{\phi^b}{S_w^c} \right) \dots\dots\dots (24)$$

Dimana,

$k$  = Permeabilitas (*milidarcies*)

= Porositas efektif (fraksi)

$S_w$  = Saturasi air (fraksi)

$a$  = Konstanta schlumberger = 10000

$b$  = Konstanta schlumberger = 4.5

$c$  = Konstanta schlumberger = 2

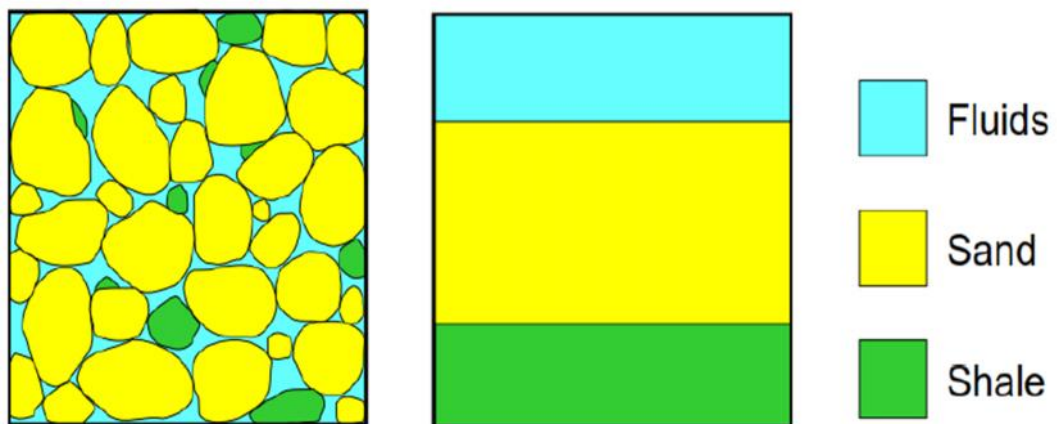
### **g. Lumping**

Lumping adalah nilai bungkal. Lumping dilakukan untuk mengetahui nilai kumulatif yang di dapat dari parameter-parameter petrofisika yang terdapat pada sumur-sumur eksplorasi. Nilai kumulatif merupakan jumlah dari parameter tertentu pada setiap sampling dikalikan dengan nilai interval sampling. Nilai interval tergantung pada nilai penggal yang digunakan. Nilai kumulatif memiliki arti jumlah dari parameter pada tiap kedalaman sampling. Nilai interval sampling ditentukan dengan nilai penggal (*cutoff*) yang menghilangkan zona tidak produktif sehingga didapatkan zona *net reservoir* dan *net pay* (Triwibowo, 2010).

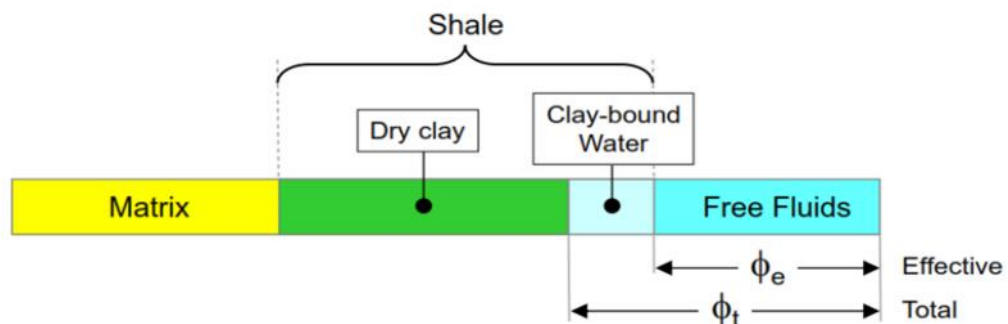
### **E. Interpretasi Formasi Pasir Serpih (*Shaly Sand*)**

*Shaly Sand Formation* adalah suatu istilah yang digunakan untuk menunjukkan bahwa suatu formasi tidak hanya mengandung pasir saja, tetapi terdapat *shale* pada kandungan pasirnya. Pada *shaly-sand formation* perhitungan nilai saturasi air yang akan dilakukan cenderung lebih sulit jika dibandingkan dengan yang dilakukan pada *clean formation*. Hal ini terjadi karena *shale* yang

hadir dalam suatu formasi dapat menyebabkan perubahan pembacaan nilai pada saat dilakukan pengukuran dengan menggunakan *logging* sehingga perlu dilakukan koreksi. Kehadiran *shale* pada suatu reservoir dapat berdampak pada beberapa hal yaitu, mengurangi porositas efektif, pada umumnya berkurang banyak, menurunkan nilai permeabilitas, terkadang turun drastis dan merubah nilai resistivitas yang diprediksi dengan menggunakan persamaan Archie analisa *logging* secara kuantitatif dimaksudkan untuk menentukan litologi batuan, tahanan jenis air formasi ( $R_w$ ), evaluasi *shaliness* ( $V_{cl}$ ), harga porositas ( ), saturasi air ( $S_w$ ), dan permeabilitas ( $K$ ). Pada formasi *shaly sand* diasumsikan terdapat 3 (Tiga) komponen penyusun yaitu *grain quartz*, porositas fluida dan *shale* (Herdiansyah, dkk, 2016).



**Gambar 14.** Model Reservoir Pasir Serpihan (Pertamina, 2016)

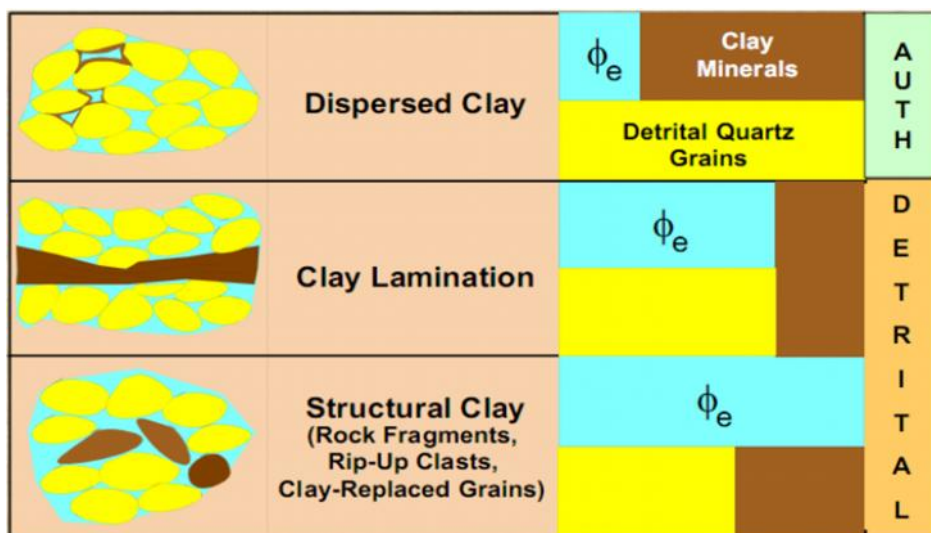


**Gambar 15.** Model Volumetrik Pasir Serpihan (Pertamina, 2016)

Formasi pasir serpihan (*shaly formation*) ini pada umumnya berupa mineral lempung yang berupa kaolinit, illit atau smektit. Kehadiran mineral lempung pada pori-pori batuan menyebabkan terjadinya perubahan nilai yang tercatat pada alat *logging* seperti porositas, resistivitas dan kejenuhan air. Formasi serpihan cenderung memberikan efek negatif antara lain:

1. Mengurangi porositas efektif
2. Mengurangi permeabilitas
3. Memberikan nilai resistivitas yang berbeda dengan resistivitas
4. Memberikan pembacaan log porositas yang tidak sesuai dengan keadaan yang sebenarnya.

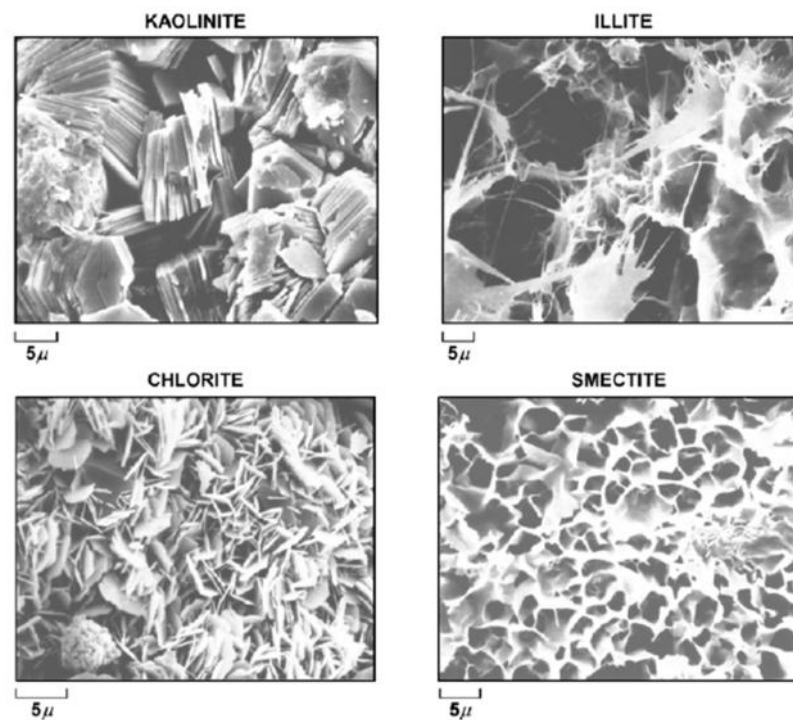
Lempung (*clay*) terdiri atas partikel-partikel yang sangat kecil dan memiliki permukaan yang luas sehingga dapat mengikat air formasi dalam jumlah yang banyak di bagian permukaan. Air yang terikat dapat didorong oleh hidrokarbon sehingga hidrokarbon tidak dapat mengalir. Distribusi serpih pada batupasir terdiri dari 3 (tiga) yaitu:



**Gambar 16.** Tipe Distribusi *Clay* (Ariewijaya , 2007 )

**a. *Dispersed Clay***

Pada lapisan serpih yang menyebar (*dispersed*), lempung dalam lapisan serpih disebarkan ke dalam ruang pori-pori. Mineral lempung pada batupasir disebabkan oleh proses authigenesis selama proses diagenesis. Lempung ini tumbuh karena adanya alterasi mineral seperti *feldspar*. Adapun jenis mineral yang terdapat pada serpih yang menyebar (*dispersed*) ini adalah:



**Gambar 17.** Tipe Mineral *Clay* (Ariewijaya , 2007)

**b. *Clay Lamination***

Distribusi serpih yang berlapis (*laminated*) pada umumnya tipis dan terletak berselang-seling dengan pasir. Lapisan serpih ini berasal dari hasil rombakan batuan. Setelah pengendapan lapisan serpih dan pasir dapat menjadi homogen melalui proses infiltrasi lempung ke dalam ruang pori-pori atau berbagai macam aktivitas organisme.



**c. *Structural Clay***

Pada lapisan serpih yang terstruktur (*structural clay*) butiran lempung menggusur butiran pasir tetapi jenis ini jarang sekali ditemukan.



### C. Perangkat

Perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini adalah seperangkat laptop dengan *Software* Interactive Petrophysics 3.5v untuk melakukan pemodelan kurva log dan juga perhitungan parameter *petrophysics*. Kemudian menggunakan *Software* Microsoft Excel untuk proses perhitungan nilai *cut-off* pada sumur penelitian.

### D. Data Penelitian

Dalam penelitian ini menggunakan beberapa data utama yaitu:

1. Data Sumur (*Log*). *LAS*
2. Data *Mudlog*
3. Data DST
4. Data *Routine Core Analysis*
5. Data Analisis Batuan ( *Petrography*, *XRD* dan *SEM* )

#### 1. Data Sumur

Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data sumur RAW-01 yang terfokuskan pada *Gumai Formation* dengan kedalam 1545,5 meter sampai dengan 1935,0 meter. Data sumur ini dilengkapi dengan parameter-parameter log yaitu log Gamma Ray, log Sonic, log SP, log Densitas, log Porositas.

#### 2. Data *Mudlog*

Data *Mudlog* ini merupakan data pengukuran laboratorium yang berisi analisis hidrokarbon pada suatu sumur yang digunakan untuk mengidentifikasi

tipe formasi dan litologi yang dibor, mengidentifikasi zona yang porous & permeabel, mengetahui batas kedalaman pengeboran akhir dan memastikan keberadaan hidrokarbon sampai pada tahap membedakan jenis hidrokarbon tersebut apakah minyak atau gas. Pada penelitian ini, data marker yang digunakan merupakan data marker formasi yaitu terdapat beberapa formasi yang terdapat pada sumur penelitian seperti pada **Tabel 3** berikut ini:

**Tabel 3.** Marker Formasi

NO	FORMATION	TOP DEPTH		
		MD	TVD	MSS
1	ABF	215	213.51	-200.2
2	GUF	1546	1415.3	-1400.5
3	TAF	2065	1924.7	-1909.87
4	PRE TAF	2352	2211.7	-2196.87

### 3. Data DST

Data *Drill Steam Test* (DST) merupakan data informasi produksi dan zona interval perforasi, yang juga digunakan dalam validasi keberadaan zona hidrokarbon berdasarkan *oil rate* dan *gas rate*. Data DST yang digunakan dalam penelitian ini berada di kedalaman 1600 *measured depth* sampai dengan 1610 *measured depth*.

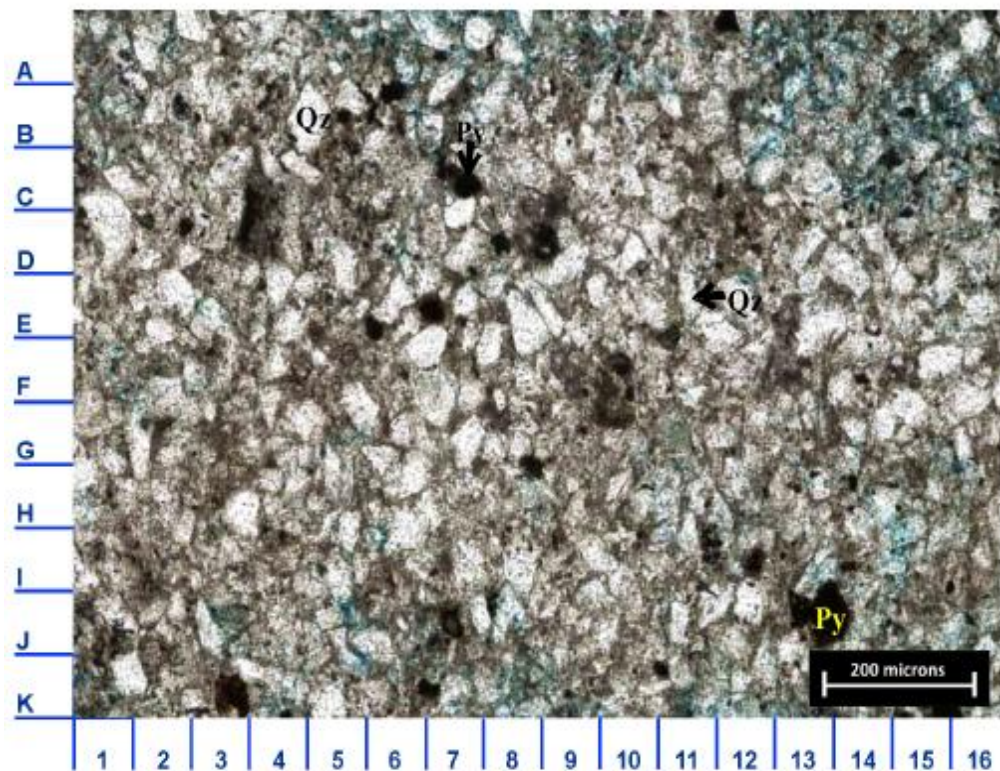
### 4. Data *Routine Core Analysis*

Data ini terdiri dari data *sample inventory & lithological description*, *sample cleaning*, *sample drying*, *porosity*, *permeability*, dan *grain density* yang merupakan data hasil dari pengukuran secara konvensional maupun *sidewall*. Data

*routine core analysis* yang digunakan ini hanya pada sumur RAW-01 formasi Gumai.

### 5. Data Analisis Batuan (*Petrography, XRD dan SEM*)

Data-data ini merupakan hasil analisis laboratorium yang digunakan dalam analisis multimineral dan deskripsi tipe batuan (*rock type*) yang mungkin dapat menyebabkan *Low Resistivity* pada sumur penelitian yaitu RAW-01.



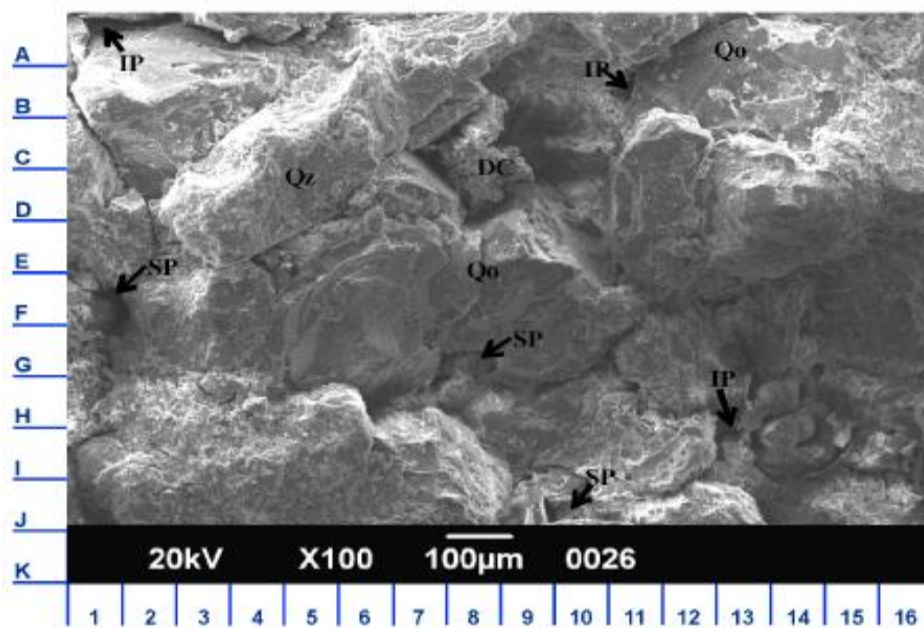
**Gambar 18.** Data *Petrography*

Pada **Gambar 18** merupakan gambar dari data *petrography*. Data *petrography* ini merupakan data yang digunakan untuk mengetahui karakter lapisan batupasir dan melihat kandungan mineral-mineral konduktif yang mungkin dapat menyebabkan *Low Resistivity*.

**Tabel 4.** Data *X-Dry Diffraction*

Other mineral [69%]			
Quartz	60%	Pyrite	0%
K-feldspar	0%	Plagioclase	9%
Zeolite [Laumontite]	0%	Gypsum	0%
Carbonate minerals [3%]			
Calcite	3%	Dolomite	0%
Siderite	0%		
Clay minerals [28%]			
Smectite	0%	Illite	4%
Kaolinite	20%	Chlorite	4%

Kemudian pada **Tabel 4** merupakan tabel data *XRD*, dimana data *XRD* ini merupakan data yang digunakan untuk mengetahui efek dan jumlah kandungan mineral yang ada pada batuan.

**Gambar 19.** Data *SEM*

Pada **Gambar 19** merupakan gambar data *SEM*, dimana data *SEM* ini digunakan untuk mengetahui jenis mineral penyebab *Low Resistivity* yang terkandung dalam batuan.

## **E. Tahap Pengolahan Data**

### **1. Inventory Data**

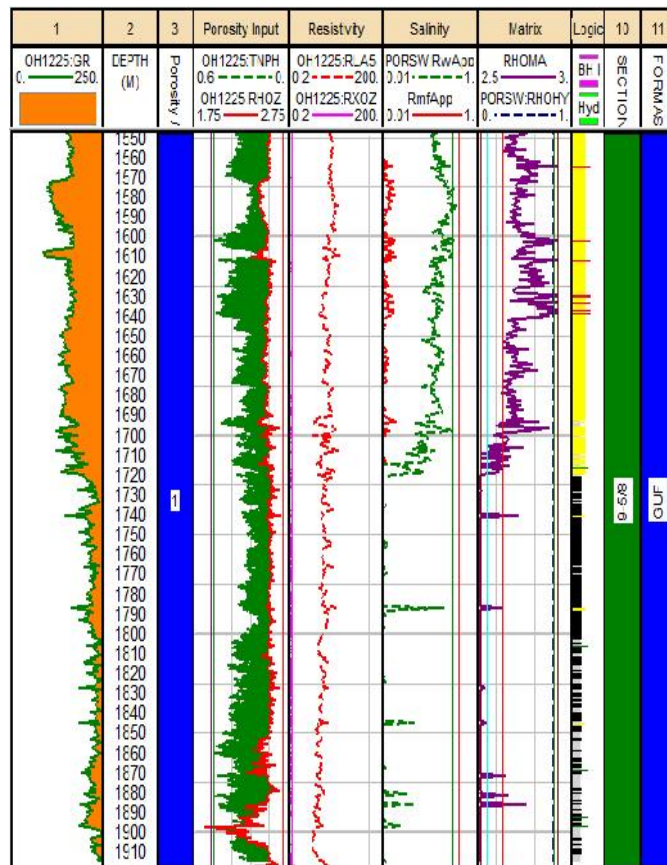
Awal dari proses penelitian Tugas Akhir ini adalah melakukan proses *inventory* data yaitu menginventarisasi data yang telah diberikan dalam bentuk tabulasi, tahap ini dilakukan agar memudahkan penulis dalam proses pencarian data jika sewaktu-waktu dibutuhkan serta dapat memahami dengan baik data-data yang tersedia dan layak untuk digunakan dalam penelitian Tugas Akhir ini.

### **2. Loading Data**

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan software *Interactive Petrophysics* dengan mengikuti diagram alir proses pada gambar **Gambar 20**. Hal yang pertama kali dilakukan yaitu dengan melakukan *input* pada data log Gamma Ray, log Resistivitas dan log Porositas yang terbagi atas *neutron log porosity (NPHI)* dan *density porosity (RHOB)*. Kemudian dilakukan zonasi yang bertujuan untuk menentukan lapisan-lapisan yang terdapat pada bawah permukaan. Setelah dilakukan zonasi dilakukan perhitungan pada porositas (*PHIE*), kandungan lempung (*Vclgr*) dan saturasi air (*Sw*) dengan menggunakan persamaan *Indonsian* dan perhitungan porositas (*PHIE*). Setelah itu dilakukan *Cut-off* yang bertujuan untuk mengetahui lapisan-lapisan prospek. Kemudian langkah yang terakhir dilakukan *Lumping*, yang bertujuan untuk mengetahui nilai dari porositas (*PHIE*), kandungan lempung (*Vclgr*) dan saturasi air (*Sw*).

## F. Tahap Analisis Data

Analisis data ini dilakukan pada data sumur RAW-01 yang terfokuskan pada formasi Gumai. Sesuai dengan tema penelitian ini yang mengenai *Low Resistivity Pay Zone*, maka analisis data ini dilakukan untuk mengetahui zona-zona yang berpotensi hidrokarbon namun berada pada *Low Resistivity* dan juga untuk mengetahui penyebab *Low Resistivity* serta mengetahui kandungan mineral-mineral yang ada pada zona reservoir *Low Resistivity*.



**Gambar 20.** Analisis zona *Low Resistivity*

Tahap pertama yaitu menentukan zona-zona produktif yang berada pada *Low Resistivity* kurva log hasil perhitungan *Saturasi Water and Porosity*. Sebelumnya dilakukan proses validasi zona produktif terhadap data *Routine Core Analysis* yang berisikan nilai dari parameter permeabilitas, porositas, saturasi air



dan *grain density* yang berada pada kedalaman 1546 *measured depth* – 1935 *measured depth* formasi Gumai. Hal ini dilakukan untuk mendapatkan sinkronisasi dari data log yang telah diolah dengan data *core* yang merupakan data laboratorium. Kemudian, dilanjutkan dengan proses validasi data dengan data *Mudlog*.

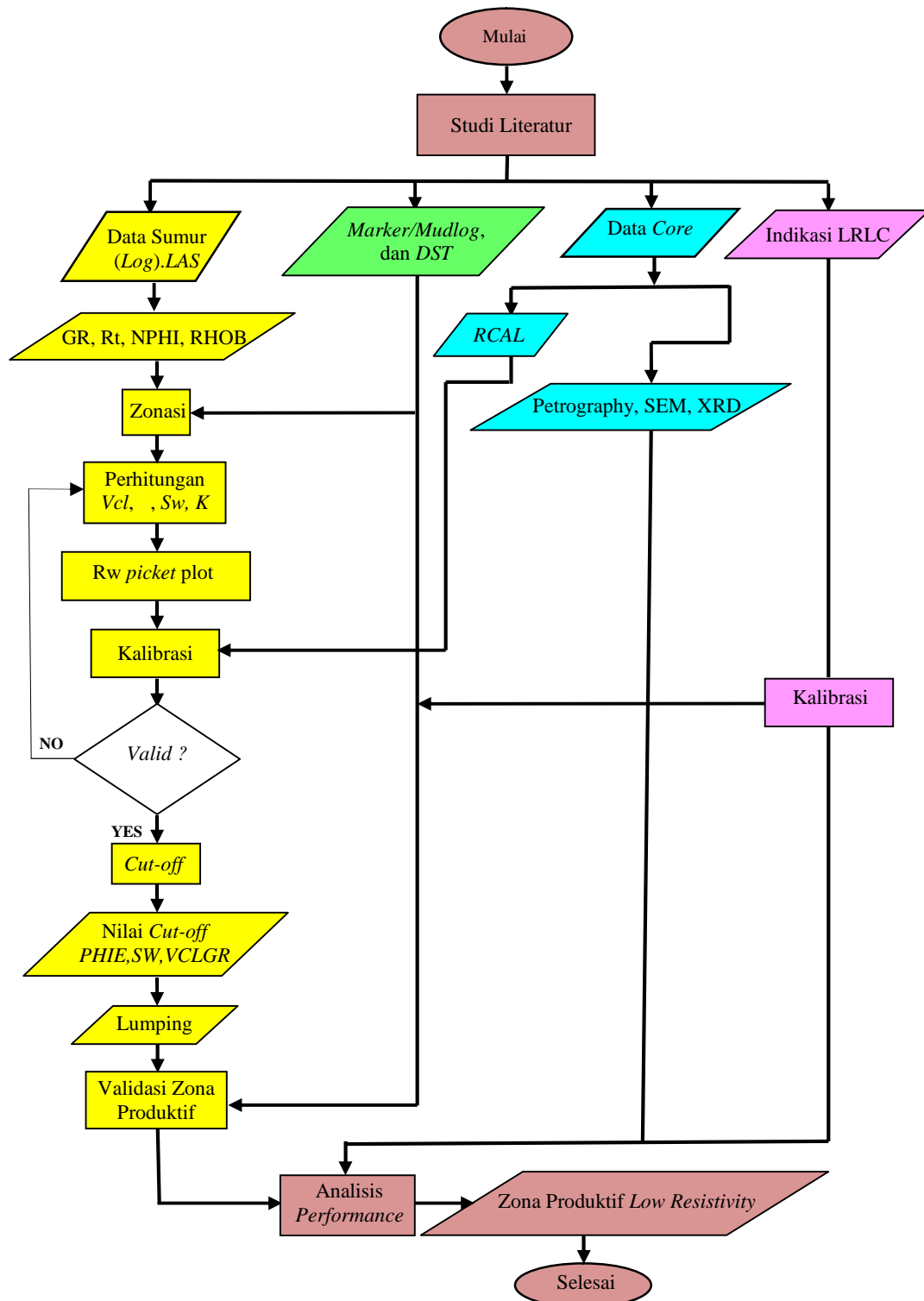
Setelah dilakukan proses-proses tersebut, maka dilanjutkan dengan menentukan *Low Resistivity Pay Zone*, kemudian dari beberapa zona hasil interpretasi maka dilanjutkan dengan menganalisis penyebab dari *Low Resistivity* pada zona reservoir tersebut, dimana zona *low resistivity* ini merupakan zona reservoir yang memiliki nilai resistivitas rendah berdasarkan sifat komposisi mineralnya yang disebabkan oleh keberadaan mineral berat yang bersifat konduktif.

Kemudian dilakukan proses lumping pada zona-zona *Low Resistivity* yang telah ditentukan, sebelumnya dilakukan proses *cut-off* untuk mendapatkan nilai dari  $V_{wcl}$ ,  $S_w$ , dan  $PHIE$  pada masing-masing zona *Low Resistivity*. Dari nilai-nilai parameter ini, kita bisa melihat apakah zona *Low Resistivity* yang telah ditentukan merupakan zona yang tepat pada *Low Resistivity*.

Setelah itu dilanjutkan dengan menganalisis data analisa batuan yang berupa data *petrography*, *SEM* dan *XRD* di setiap kedalaman pada zona *Low Resistivity Reservoir* yang terdapat pada formasi Gumai. Dari data analisis batuan ini, maka dapat diperoleh penyebab dari *low resistivity* pada zona reservoir dengan beberapa jenis mineral sebagai penyebabnya beserta jumlah kandungannya dalam *percent* (%).

## G. Diagram Alir Penelitian

Berikut diagram alir penelitian yang digunakan terdapat pada **Gambar 21**.



**Gambar 21.** Diagram Alir Penelitian

## VI. KESIMPULAN DAN SARAN

### A. Kesimpulan

Setelah dilakukan interpretasi, maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Didapatkan zona *Low Resistivity Reservoir* pada kedalaman 1572–1577 meter sebagai zona menarik pada penelitian ini.
2. Adanya *Low Resistivity Reservoir Zone* ini disebabkan karena beberapa faktor yaitu, terdapatnya *shaly sand reservoir*, *microporosity*, *conductive mineral* dan terdapatnya jenis mineral *clay* dengan jumlah *kaolite* 20 %, *illite* 4 % dan *chlorite* 4 %, serta kandungan mineral lain yaitu *quartz* 60 %, *plagioclase* 9 % dan *calcite* 3 %.
3. Berdasarkan analisis petrofisika yang dilakukan pada zona *Low Resistivity Reservoir*, maka didapatkan nilai resistivitas rendah diantara 2.7–4.4 ohm-m, *gamma ray* diantara 92 API–139 API, porositas efektif diantara 13%-19%, saturasi air (*Sw*) diantara 47%-74% yang menyebabkan pada daerah *Low Resistivity* berada diantara *Hydrocarbon* dan zona *Water Reservoir* serta permeabilitas sebesar 1 mD.

## **B. Saran**

Dalam penelitian ini, perlu dibutuhkan data  $a, m, n$  dari data *SCAL* atau *Special Core Analysis* dan data *Laboratorium Analysis* agar perhitungan petrofisika bisa lebih tepat dan akurat. Kemudian dibutuhkan *Structure Map* daerah penelitian, agar bisa langsung diketahui jumlah cadangan *HC* pada zona *Low Resistivity* yang diidentifikasi.

## DAFTAR PUSTAKA

- Ariewijaya, A. 2007, *Low Resistivity Low Contrast*, Halliburton: Texas.
- Asquith, George B., 1976, *Basic Well Log Analysis for Geologist*. American Association of Petroleum Geologist. Oklahoma.
- Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004, *Basic Well Log Analysis : Second Edition*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): Oklahoma.
- Crain, E. R., 2012, *Crain Petrophysical Handbook*, ([www.spec2000.net](http://www.spec2000.net) diakses pada tanggal 9 november 2017, informasi yang diambil tentang *water saturation*).
- Dewan, T.J.,: *Essential of Modern Open-Hole Log Interpretation*, Pennwell Publishing Company, Tulsa-Oklahoma, USA, 1983.
- Dewanto, O., 2009, *Buku Ajar Well Logging*. Universitas Lampung: Lampung.
- Ellis, D.V. dan Singer, J.M., 2008, *Well Logging for Earth Scientists: Second Edition*. Springer: Dordrecht, The Netherlands.
- Ginger, D., dan Fielding, K. 2005, The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatera Basin. *Proceeding Indonesian Petroleum Association (IPA), The 30<sup>th</sup> Annual Convention & Exhibition*: Jakarta. Indonesia.
- Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log: Edisi Revisi-8*. Schlumberger Oil Services: Indonesia.
- Harsono. A., 1997, *Pengantar Evaluasi Log, Schlumberger Data Services*, Jakarta.

- Herdiansyah, F., Abdurrokhim, A., dan Syafri, I., 2016, *Contribution Low Resistivity Zone Pada Reservoir Batupasir Formasi Cibulakan Atas Cekungan Jawa Barat Utara*, *Bulletin of Scientific*, Teknik Geologi Universitas Padjajaran, Jakarta, Volume 14 No. 1.
- Koesoemadinata, R.P., 1978, *Geologi Minyak dan Gas Bumi Edisi kedua Jilid 1 dan 2*. ITB : Bandung.
- Kristanto, D., 1996, *Basic Well Logging Analysis and Interpretation*. Petroleum Engineering: Institut Teknologi Bandung.
- Pertamina., 2013, *Laporan Geological dan Laboratory Services Division*. PT.GEOSERVICES, Indonesia (tidak dipublikasikan).
- Pertamina. 2016, *Laporan Internal PT. Pertamina EP*. PT. Pertamina EP (Tidak diterbitkan).
- POFD, DNF. 2006, *POFD Limau Barat Tengah*. PT. PERTAMINA EP Asset 2, Indonesia (tidak dipublikasikan).
- Rider, M., 1996, *The Geological Interpretation of Well Logs*. John Wiley & Sons, Inc., New York, USA.
- Rider, M., 2002, *The Geological Interpretation of Well Logs, 2<sup>nd</sup> Edition, revised 2002*. Scotland: Whittles Publishing.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles / Applications*. Schlumberger Wireline & Testing : Texas.
- Serra P. A., Lopez C. K., Dorigueto R., dan Gananca F. F., 2009. Blood glucose and insulin levels in patients with peripheral vestibular disease, *Braz J Otorhinolaryngol*. 75(5):701-5.
- Triwibowo, B., 2010, Cut-off Porositas, Volume Shale, dan Saturasi Air untuk Perhitungan Netpay Sumur O Lapangan C Cekungan Sumatra Selatan, UPN, *Jurnal Ilmiah MTG*, Vol. 3, No. 2, Juli 2010.
- Winardi, S., 2014. *Quantitative Log Analysis*. Departement Of Geological Eng. Gadjah Mada University.