

SKRIPSI

IDENTIFIKASI ZONA LOW RESISTIVITY MENGGUNAKAN
ANALISIS PETROFISIKA DAN DATA PETROGRAFI PADA
FORMASI GUMAI LAPANGAN “PC” SUB-CEKUNGAN JAMBI
SUMATERA SELATAN

Disusun dan Diajukan Oleh:

NUR LAILIAH KAREPESINA

H221 16 521



DEPARTEMEN GEOFISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS HASANUDDIN
MAKASSAR

2021

**IDENTIFIKASI ZONA LOW RESISTIVITY MENGGUNAKAN
ANALISIS PETROFISIKA DAN DATA PETROGRAFI PADA
FORMASI GUMAI LAPANGAN “PC” SUB-CEKUNGAN JAMBI
SUMATERA SELATAN**

Skripsi ini untuk melengkapi tugas akhir dan memenuhi syarat untuk memperoleh
gelar sarjana Pada Program Studi Geofisika

Disusun dan diajukan oleh:

NUR LAILIAH KAREPESINA

H221 16 521

**DEPARTEMEN GEOFISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS HASANUDDIN
MAKASSAR**

2021

LEMBAR PENGESAHAN

**IDENTIFIKASI ZONA *LOW RESISTIVITY* MENGGUNAKAN ANALISIS
PETROFISIKA DAN DATA PETROGRAFI PADA FORMASI GUMAI
LAPANGAN PC SUB-CEKUNGAN JAMBI SUMATERA SELATAN**

Disusun dan diajukan oleh:

NUR LAILIAH KAREPESINA

H221 16 521

Telah dipertahankan di hadapan Panitia Ujian yang dibentuk dalam rangka
Penyelesaian Program Sarjana Program Studi Geofisika Fakultas Matematika dan
Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Hasanuddin

Pada tanggal 01 Maret 2021

Dan dinyatakan telah memenuhi syarat kelulusan

Menyetujui,

Pembimbing Utama,



Sabrianto Aswad, S.Si., M.T.
NIP. 197805242005011002

Pembimbing Pertama,



Mahrani, S.Si., M.Si
NIP. 197202271998022002

Ketua Program Studi,



Dr. Muh. Alimuddin Hamzah, M.Eng
NIP. 196709291993031003

PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Nur Lailiah Karepesina
NIM : H221 16 521
Departemen : Geofisika
Judul Tugas Akhir : Identifikasi Zona *Low Resistivity* Menggunakan Analisis Petrofisika dan Data Petrografi pada Formasi Gumai Lapangan "PC" Sub-Cekungan Jambi Sumatera Selatan

Menyatakan bahwa skripsi ini benar-benar hasil karya saya sendiri dan belum pernah diajukan untuk mendapatkan gelar sarjana di Universitas Hasanuddin atau Lembaga Penelitian lain kecuali kutipan dengan mengikuti tata penulisan karya ilmiah yang sudah lazim digunakan, karya tulis ini merupakan murni dari gagasan dan penelitian saya sendiri, kecuali arahan Tim Pembimbing dan masukan Tim Penguji.

Makassar, 01 Maret 2021

Yang Membuat Pernyataan,



Nur Lailiah Karepesina

ABSTRAK

Formasi Gumai merupakan salah satu reservoir paling produktif dan menjadi target eksplorasi utama di Cekungan Sumatera Selatan. Pada beberapa zona reservoir di Lapangan “PC” terdapat nilai resistivitas rendah ≤ 5 ohm tetapi termasuk zona potensi hidrokarbon sehingga diperlukan suatu usaha untuk dapat mengidentifikasi zona *low resistivity*. Penelitian ini membahas tentang identifikasi zona reservoir *low resistivity* dan mengevaluasi parameter petrofisika berupa volume *clay*, porositas, dan tingkat saturasi air pada reservoir *shaly-sand formation* untuk memberikan karakteristik batuan sehingga dapat mengindikasikan dimana zona hidrokarbon berada. Data yang digunakan pada penelitian ini terdiri dari data log, petrografi, *X-Ray Diffraction*, dan *Scanning Electron Microscope*. Berdasarkan hasil analisa petrografi, reservoir *low resistivity* disebabkan oleh kehadiran mineral lempung seperti smectit, ilit, kaolinit, dan klorit. Dalam menganalisa reservoir *low resistivity* dilakukan analisis petrofisika dengan mengkombinasikan data log dengan data *routine core* untuk menentukan nilai parameter petrofisika. Metode yang direkomendasikan pada penelitian ini yaitu Metode *Stieber* untuk menghitung kandungan lempung, Metode porositas *Density* untuk menghitung porositas, dan Metode *Waxman Smits* untuk menentukan saturasi air. Ketiga metode ini diterapkan pada semua sumur karena memiliki kesamaan lingkungan pengendapan. Berdasarkan hasil analisa petrofisika pada reservoir *low resistivity* menunjukkan adanya zona potensi hidrokarbon.

Kata Kunci: Zona *Low Resistivity*, Analisa Petrografi, Analisa Petrofisika

ABSTRACT

The Gumai Formation is one of the most productive reservoirs and is the main exploration target in the South Sumatra Basin. In some reservoir zones in the “PC” field, there are low resistivity values ≤ 5 ohms but they are included in the hydrocarbon potential zone so that an effort is needed to identify the low resistivity zone. This study discusses the identification of low resistivity reservoir zones and evaluates petrophysical parameters such as clay volume, porosity, and water saturation level in the reservoir shaly-sand formation to provide rock characteristics so that it can indicate where the hydrocarbon zone is located. The data used in this study consisted of log data, petrography, X-Ray Diffraction, and Scanning Electron Microscope. Based on the results of the petrographic analysis, the low resistivity reservoir is caused by the presence of clay minerals such as smectite, illite, kaolinite, and chlorite. In analyzing the low resistivity reservoir, a petrophysical analysis is carried out by combining log data with routine core data to determine the value of petrophysical parameters. The methods recommended in this study are the Stieber Method for calculating the clay content, the Density Porosity Method for calculating the porosity, and the Waxman Smits Method for determining water saturation. These three methods are applied to all wells because they have the same depositional environment. Based on the results of the petrophysical analysis, the low resistivity reservoir shows a zone of hydrocarbon potential.

Key Words: Low Resistivity Zone, Petrographic Analysis, Petrophysical Analysis

KATA PENGANTAR



Segala puji dan syukur kehadirat Allah SWT atas berkah, rahmat, dan hidayah-Nya yang senantiasa dilimpahkan kepada penulis, sehingga bisa menyelesaikan skripsi dengan judul **“Identifikasi Zona Low Resistivity Menggunakan Analisis Petrofisika Dan Data Petrografi Pada Formasi Gumai Lapangan “Pc” Sub Cekungan Jambi Sumatera Selatan”**. Shalawat dan salam senantiasa tercurah kepada Rasulullah SAW yang mengantarkan manusia dari zaman kegelapan ke zaman yang terang benderang ini.

Perjalanan panjang telah penulis lalui dalam rangka penyelesaian penyusunan skripsi ini. Banyak hambatan yang dihadapi dalam penyusunannya, namun berkat kehendak-Nyalah sehingga penulis berhasil menyelesaikan penyusunan skripsi ini.

Dalam penulisan skripsi ini, penulis selalu mendapatkan bimbingan, dorongan, serta semangat dari banyak pihak. Penghargaan dan terima kasih yang setulus-tulusnya kepada Ayahanda tercinta **Drs. Hi Ali Karepesina** dan Ibunda yang kusayangi **Hj. Zainab Wasahua, S.Pd** yang selalu memberikan dukungan yang sangat luar biasa serta kasih sayang dan perhatian yang tiada hentinya kepada penulis serta seluruh keluarga besar yang selalu memberikan doa dan semangat untuk penulis. Pada kesempatan ini pula dengan senang hati penulis menyampaikan rasa terima kasih kepada yang terhormat:

1. Bapak **Sabrianto Aswad, S.Si, MT** selaku pembimbing Utama yang telah banyak meluangkan waktu untuk memberikan bimbingan, arahan dan masukan selama penyelesaian skripsi.
2. Ibu **Makhrani, S.Si, M.Si** selaku pembimbing utama serta penasehat akademik yang telah banyak membantu, memberikan bimbingan, serta motivasi yang sangat berarti.
3. Kak **Muhtar** yang banyak memberikan bantuan dan bimbingan kepada penulis selama melakukan Tugas Akhir di PetroChina International Jabung Ltd. sampai terselesaikannya penulisan skripsi ini.

4. Mas **I Gusti Agung Aditya Surya Wibawa** dan Teh **Lia Reulina Ketaren** selaku pembimbing Tugas Akhir selama melaksanakan penelitian di PetroChina International Jabung Ltd. yang telah meluangkan waktu di tengah kesibukannya untuk memberikan bimbingan dan motivasi serta ilmu yang baru kepada penulis.
5. Bapak **Ir. Bambang Harimei, M.Si** dan Bapak **Muh. Fawzy Ismullah M, S.Si., MT** selaku tim penguji yang telah memberikan kritik, saran, dan masukan sangat membangun kepada penulis selama penulisan skripsi.
6. Bapak **Dr. Eng. Amiruddin, S.Si., M.Si** selaku Dekan Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Hasanuddin
7. Bapak **Dr. Muh. Alimuddin Hamzah, M.Eng** selaku Ketua Departemen Geofisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Hasanuddin.
8. Seluruh **Dosen Departemen Geofisika** yang telah memberikan ilmu selama perkuliahan.
9. Para **Staf Departemen Geofisika dan Staf Fakultas** atas pelayanan dan bantuan yang telah diberikan kepada penulis dalam proses administrasi.
10. Sahabat-sahabatku **Leha, Gufran, Farid, Mini, Uchy, Indy, Novita** selalu memberikan semangat kepada penulis sampai penulis dapat menyelesaikan skripsi ini.
11. Teman-teman "Sisterlillah" **Debby, Nurita, Ninda, Cica, Devi, dan Ria** yang telah menjadi tempat berbagi ilmu, cerita, semangat selama perkuliahan serta memberi bantuan dan dukungan kepada penulis.
12. Teman-Teman "Ananaka" **Ninda, Cica, Nurita, Rian, Adul, dan Gafur** yang senantiasa memberikan semangat kepada penulis.
13. Teman-teman "Bocah Pecin" yang banyak memberikan bantuan dan bimbingan kepada penulis selama melakukan Tugas Akhir di PetroChina International Jabung Ltd. sampai terselesaikannya penulisan skripsi ini.

14. Teman-teman seperjuangan seangkatan “**16neous**” **Geofisika 2016** yang telah berbagi ilmu selama perkuliahan, dan membantu menghilangkan stress dalam proses penyusunan skripsi ini.
15. Teman-teman, kakak-kakak, dan adik-adik **Society of Petroleum Engineers Unhas SC**.
16. Serta kepada semua pihak yang telah membantu penulis dan tidak sempat penulis sebutkan satu persatu sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik, semoga segala kebaikan saudara(i)ku diterima sebagai ibadah disisi-Nya.

Penulis menyadari dalam penulisan skripsi ini masih jauh dari sempurna, dan banyak kekurangan baik dalam metode penulisan maupun dalam pembahasan materi sehingga penulis mengharapkan saran dan kritik yang bersifat membangun mudah-mudahan dikemudian hari dapat memperbaiki segala kekurangannya. Penulis berharap semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua.

Makassar, Maret 2021

Penulis

DAFTAR ISI

SAMPUL	i
HALAMAN PENUNJUK SKRIPSI	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
SURAT PERNYATAAN	iv
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vi
KATA PENGANTAR	vii
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	ix
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Rumusan Masalah	3
I.3 Ruang Lingkup	4
I.4 Tujuan Penelitian.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
II.1 Geologi Regional	5
II.1.1. Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan.....	5
II.1.2. Struktur Cekungan Sumatera Selatan	6
II.1.3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan.....	7
II.1.4. <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Selatan	12
II. 2. Jenis-jenis Log	14
II.2.1. Log Litologi.....	15
II.2.2. Log Resistivitas	18

II.2.3. Log Porositas	21
II. 3. Analisa log dan Petrofisika batuan.....	26
II. 3.1. Analisis Kualitatif.....	26
II. 3.2. Analisis Kuantitatif.....	27
II. 4. Interpretasi Zona <i>Low Resistivity Pay</i>	34
II. 5. RMSE (Root Mean Square Error).....	37
BAB III METODE PENELITIAN	38
III.1 Lokasi Penelitian	38
III.2. Perangkat dan Data Penelitian.....	38
III.3. Pengolahan Data	40
III.3.1. Analisis Kualitatif	40
III.3.2. Analisis Petrografi.....	41
III.3.3. Analisis Kuantitatif	42
III.4. Bagan Alir Penelitian.....	44
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	45
IV.1. Analisis Kualitatif.....	45
IV.1.1. Penentuan Zona Reservoir Low Resistivity.....	45
IV.2. Analisis Petrografi	47
IV.3. Analisis Kuantitatif.....	57
IV.3.1. Evaluasi Kandungan Lempung	57
IV.3.2. Penentuan Porositas	60
IV.3.3. Penentuan Resistivitas dan Saturasi Air	64
IV.3.4. Cut Off	70
IV.3.5. Lumping.....	72
BAB V PENUTUP	73

V.1. Kesimpulan	73
V.2. Saran	73
DAFTAR PUSTAKA	74
LAMPIRAN.....	76

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Lokasi Cekungan Sumatera Selatan (Koesoemadinata, 1978).....	5
Gambar 2.2	Struktur Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)..	7
Gambar 2.3	Stratigrafi umum Blok Jabung Cekungan Sumatera Selatan (PetroChina International Jabung, Ltd. 2017).....	11
Gambar 2.4	Respon log <i>gamma ray</i> untuk berbagai litologi (<i>Glover, 2007</i>).....	16
Gambar 2.5	Karakteristik Log SP (Asquith dan Kyrgowski, 2004).....	18
Gambar 2.6	Profil lubang bor yang menunjukkan ketiga zona infiltrasi (Asquith dan Kyrgowski, 2004).....	20
Gambar 2.7	Tipe distribusi <i>shale</i> (<i>Glover, 2007</i>).....	36
Gambar 3.1	Lokasi Daerah Penelitian (PetroChina International Jabung, Ltd. 2017).....	38
Gambar 3.2	Bagan alir.....	44
Gambar 4.1	Zona Reservoir Sumur PC 87.....	46
Gambar 4.2	Data <i>petrography</i> pada kedalaman 3981.20 ft dengan perbesaran 100X.....	48
Gambar 4.3	Data SEM pada kedalaman 3981.20 dengan perbesaran 120X.....	49
Gambar 4.4	Data SEM pada kedalaman 3981.20 dengan perbesaran 650X.....	50
Gambar 4.5	Data SEM pada kedalaman 3981.20 dengan perbesaran 950X.....	50

Gambar 4.6	Data <i>petrography</i> pada kedalaman 3982.20 ft dengan perbesaran 20X.....	51
Gambar 4.7	Data <i>petrography</i> pada kedalaman 3982.20 ft dengan perbesaran 100X.....	52
Gambar 4.8	Data SEM pada kedalaman 3982.20 dengan perbesaran 120X.....	53
Gambar 4.9	Data SEM pada kedalaman 3982.20 dengan perbesaran 1000X.....	54
Gambar 4.10	Data <i>petrography</i> pada kedalaman 3984.20 ft dengan perbesaran 100X.....	54
Gambar 4.11	Data SEM pada kedalaman 3984.20 dengan perbesaran 120X.....	56
Gambar 4.12	Data SEM pada kedalaman 3984.20 dengan perbesaran 1000X.....	56
Gambar 4.13	Penentuan <i>sand base line</i> dan <i>shale base line</i>	58
Gambar 4.14	Perbandingan nilai kandungan lempung antara data XRD dan hasil perhitungan sumur PC 87.....	59
Gambar 4.15	Nilai RMSE hasil perhitungan kandungan lempung dengan data XRD.....	59
Gambar 4.16	<i>Crossplot</i> antara (a) log neutron (CNL) dengan log density (LDL) dan (b) log density (LDL) dengan log sonik (BHC).....	61
Gambar 4.17	Perbandingan nilai porositas antara data RCAL dan hasil perhitungan sumur PC 87.....	61
Gambar 4.18	Nilai RMSE hasil perhitungan porositas dengan data RCAL PC 87.....	62
Gambar 4.19	<i>Crossplot</i> antara log resistivitas formasi (ILD) dan porositas efektif (PHIE).....	64

Gambar 4.20 <i>Crossplot</i> antara log resistivitas formasi (ILD) dan volume lempung (VWCL).....	65
Gambar 4.21 <i>Crossplot</i> antara QvApp dengan PhiT_rec.....	66
Gambar 4.22 Perbandingan nilai saturasi air antara Data RCAL dan hasil perhitungan sumur PC 87.....	66
Gambar 4.23 Nilai RMSE hasil perhitungan saturasi air dengan data RCAL sumur PC 87.....	67
Gambar 4.24 (a) <i>Crossplot</i> antara VCLGR stibier dengan PHIE density (b) <i>Crossplot</i> antara PHIE density dengan SW Waxman Smitsh.....	70
Gambar 4.25 Penerapan nilai <i>cut off</i> pada setiap zona interest sumur PC 87.....	71

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1.	Nilai resistivitas batuan (De Coster, 1974).....	19
Tabel 2.2.	Densitas matriks dari beberapa litologi (Asquith dan Kyrgowski, 2004).....	24
Tabel 2.3.	Interval <i>transit time</i> untuk berbagai matriks (Asquith dan Kyrgowski, 2004)	25
Tabel 2.4.	Pengelompokkan nilai porositas (Koesoemadinata1978)	31
Tabel 3.1.	Tabel ketersediaan data.....	40
Tabel 4.1.	Data <i>X-Ray Diffraction</i> (3981.20 ft)	48
Tabel 4.2.	Data <i>X-Ray Diffraction</i> (3982.20 ft)	53
Tabel 4.3.	Data <i>X-Ray Diffraction</i> (3984.20 ft)	55
Tabel 4.4.	Hasil perhitungan tingkat kandungan lempung pada setiap reservoir di 3 sumur	60
Tabel 4.5.	Hasil perhitungan porositas pada setiap reservoir di 3 sumur	63
Tabel 4.6.	Hasil perhitungan saturasi air pada setiap reservoir di 3 sumur	68

Tabel 4.7. Hasil *cut off* di setiap zona reservoir pada semua sumur 71

BAB I

PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

Sumber daya energi dari hidrokarbon yang berupa minyak dan gas masih menjadi sumber energi utama di Indonesia. Semakin meningkatnya kebutuhan manusia akan sumber daya energi terutama sumber energi minyak dan gas mengakibatkan cadangan minyak dan gas yang tersedia juga semakin berkurang. Hal ini mengakibatkan perlunya optimalisasi produksi minyak dengan melakukan eksplorasi secara berkelanjutan dan terus-menerus sehingga menambah kembali cadangan hidrokarbon yang ada, termasuk salah satunya adalah pada Lapangan PC Formasi Gumai yang terdapat di Cekungan Sumatera Selatan. Sejak PetroChina International ditugaskan sebagai operator Blok Jabung pada tahun 2002, kegiatan eksplorasi hanya menargetkan potensi Formasi Talang Akar sebagai reservoir primer. Penemuan di Lapangan PC pada tahun 2013 adalah titik balik dalam memahami potensi Formasi Gumai di Blok Jabung yang sebelumnya belum menjadi reservoir yang produktif, sehingga dilakukan penelitian lebih lanjut untuk mengetahui properti reservoir pada formasi tersebut (Wibawa dkk., 2018).

Pengembangan lokasi eksplorasi, memerlukan adanya data-data yang memberikan petunjuk bahwa formasi tersebut memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang baik. Salah satu metode yang dapat digunakan yaitu metode *well logging*. 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 yang mengandung informasi mengenai keadaan formasi batuan di bawah suatu sumur baik itu jenis litologi maupun fluida. Hasil *well logging* yang berupa kurva nilai parameter fisika dapat menginterpretasi kondisi bawah permukaan, menentukan lapisan yang mengandung hidrokarbon, dan zona penyebaran hidrokarbon. Kehadiran mineral lempung dan penyebarannya di dalam batupasir sebagai reservoir sangat mempengaruhi hasil dari analisis log. Jumlah kehadiran dan penyebaran dari mineral lempung dapat diketahui dari hasil interpretasi log yang memperlihatkan sifat fisik batuan, yaitu *volume shale/clay*, porositas, dan nilai resistivitas yang dimiliki batuan yang dapat mempengaruhi harga saturasi air.

Penentuan nilai saturasi air menjadi kunci untuk mengetahui suatu interval reservoir dominan mengandung air atau hidrokarbon. Perkembangan teknologi eksplorasi khususnya teknologi *logging* serta kondisi reservoir yang beragam mempengaruhi konsep penentuan saturasi air dari waktu ke waktu. Pada kasus ini, reservoir yang diteliti berupa *shaly-sand formation*. *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 dilakukan akan 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 sehingga perlu dilakukan koreksi.

Selain itu, nilai resistivitas juga menjadi salah satu faktor yang mempengaruhi hasil dari perhitungan saturasi air. Zona *low resistivity* merupakan suatu fenomena dalam hal ini lapisan batupasir memiliki nilai *deep resistivity* yang rendah ≤ 5 ohm dan saturasi air yang tinggi tetapi lapisan tersebut termasuk zona produktif. Identifikasi zona *low resistivity* ini sangat menantang dan penting untuk pengembangan lapangan minyak dan gas, sehingga diperlukan suatu usaha untuk dapat mengidentifikasi zona potensi hidrokarbon untuk dilakukan uji kandungan lapisan dalam upaya meningkatkan penemuan cadangan baru. Oleh karena itu, pada penelitian ini difokuskan pada identifikasi dan evaluasi zona *low resistivity* yang mengandung hidrokarbon untuk memahami penyebab *low resistivity* yang terjadi pada reservoir *shaly-sand formation* dan analisis petrofisika sehingga memberikan gambaran karakteristik suatu batuan antara lain porositas, resistivitas, dan tingkat saturasi air sehingga dapat mengindikasikan lokasi zona hidrokarbon berada.

I.2. Rumusan Masalah

Rumusan masalah pada penelitian Tugas Akhir ini adalah:

1. Dimana zona reservoir dengan nilai *low resistivity* pada Lapangan PC Formasi Gumai di Sub-Cekungan Jambi Sumatera Selatan?
2. Apa penyebab *low resistivity* pada zona penelitian?
3. Berapa nilai parameter petrofisika berupa volume shale (V_{sh}), porositas (Φ), saturasi air (S_w) pada Lapangan PC Formasi Gumai di Sub-Cekungan Jambi Sumatera Selatan?

I.3. Ruang Lingkup Penelitian

Ruang lingkup dari penelitian ini adalah:

1. Penelitian ini difokuskan pada 3 sumur pada Lapangan PC Formasi Gumai yang terdapat di Cekungan Sumatera Selatan.
2. Analisa penyebab *low resistivity* pada daerah penelitian berdasarkan data XRD, SEM, dan petrografi.
3. Analisa petrofisika dilakukan dengan menggunakan data sumur dan divalidasi dengan menggunakan data *routine core analysis* untuk mengetahui kualitas reservoir berdasarkan parameter-parameter petrofisika batuan.

I.4. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengidentifikasi zona reservoir dengan nilai *low resistivity* lapangan PC Formasi Gumai di Sub-Cekungan Jambi Sumatera Selatan.
2. Menentukan penyebab *low resistivity* serta kandungan mineral pada zona penelitian.
3. Menghitung nilai properti reservoir pada lapangan PC berdasarkan karakter fisik reservoir seperti tingkat kandungan lempung, porositas, dan saturasi air dengan menggunakan metode yang tepat.

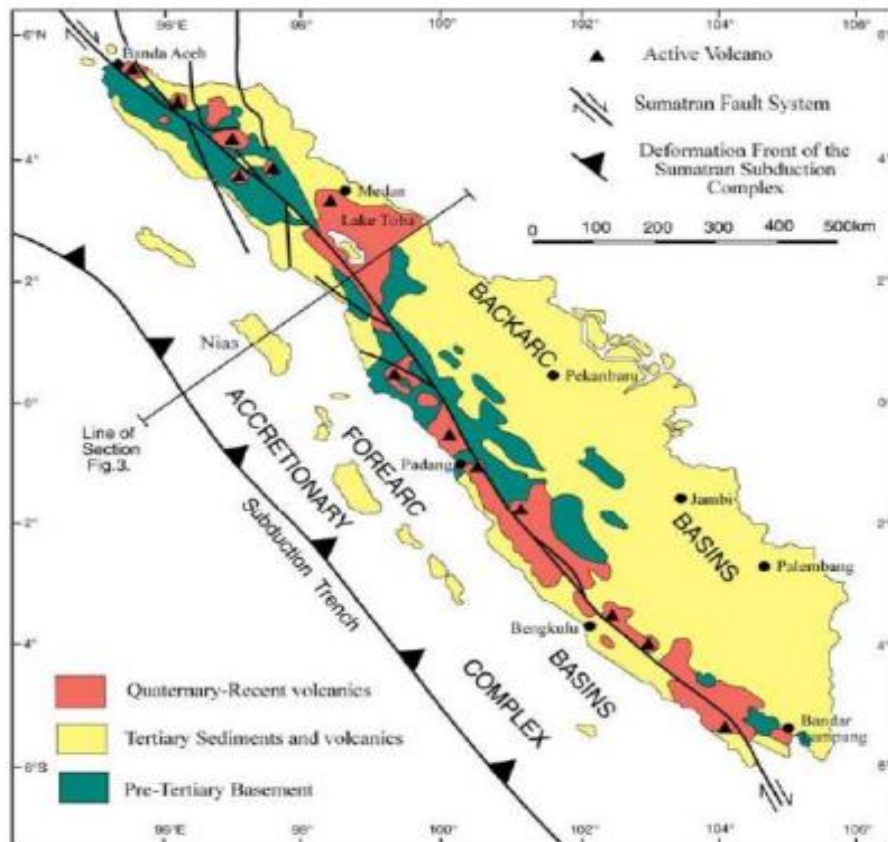
BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1. Geologi Regional

II.1.1. Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan belakang busur (*back arc*) karena berada di belakang Pegunungan Barisan. Cekungan ini sebagian besarnya terletak di daratan yang berada pada bagian tenggara Pulau Sumatera.



Gambar 2.1 Lokasi Cekungan Sumatera Selatan (Koesoemadinata, 1978)

Secara Fisiografis, Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan berumur Tersier yang terbentuk sebagai akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda sebagai bagian dari Lempeng Eurasia dan Lempeng Indo-Australia. Cekungan Sumatra Selatan ini bagian barat daya dibatasi oleh singkapan Pra-Tersier Bukit Barisan, di sebelah timur oleh Paparan Sunda (*Sundaland*), sebelah barat dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh dan ke arah tenggara dibatasi oleh Tinggian Lampung.

II.1.2. Struktur Cekungan Sumatra Selatan

Menurut Ginger dan Fielding (2005) Cekungan Sumatra Selatan dapat dibagi ke dalam tiga *megasequences*, yaitu:

1. *Syn-Rift Megasequence* (c. 40 - c. 29 Ma)

Subduksi di sepanjang Sumatra bagian Barat menyebabkan area Sumatra Selatan menjadi subjek utama yang mengalami gaya ekstensional yang besar berawal dari Eosen hingga Oligosen awal. Gaya ekstensional ini menghasilkan sejumlah *half-graben* dengan geometri dan orientasi yang dipengaruhi oleh keberagaman jenis litologi batuan dasar. Terdapat 3 sistem *graben* yang berkembang di Cekungan Sumatra Selatan selama *Syn-Rift Megasequence* yaitu Pola Jambi, Pola Sunda, dan Pola Sumatra.

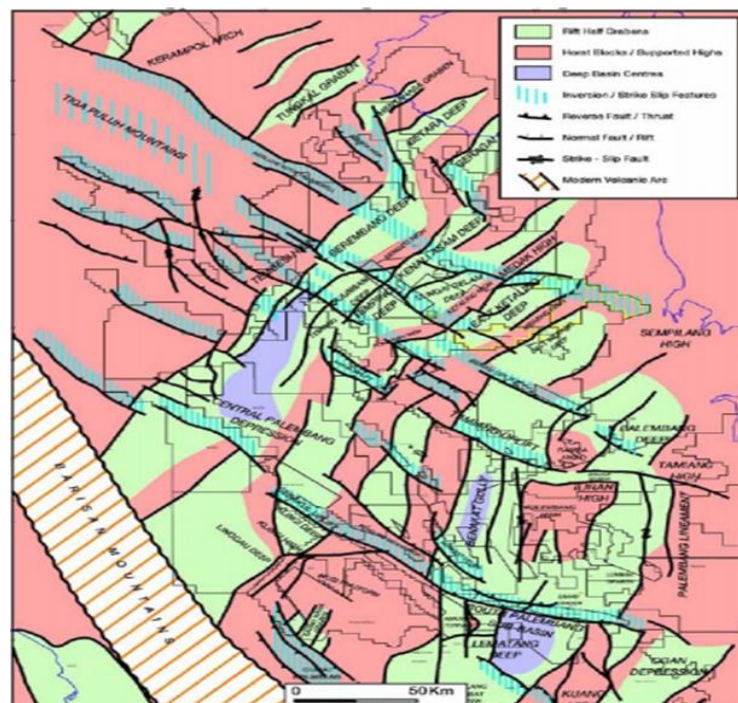
2. *Post-Rift Megasequence* (c. 29 – c. 5 Ma)

Fase ini berlangsung sejak Oligosen hingga Miosen. Rifting berhenti sekitar 29 Ma yang lalu, namun kerak benua yang di bawah Sumatra Selatan *subside* disebabkan oleh *lithospheric thermal*. Pada fase ini, cekungan sudah lebih stabil sehingga intensitas aktivitas tektonik mulai menurun. *Fase Post Rift*

Megasequence secara stratigrafi dicirikan oleh endapan *meandering fluvial* pada bagian bawah yang diikuti oleh delta dan endapan laut dangkal.

3. *Syn-Orogenic/Inversion Megasequence* (c. 5 Ma – sekarang)

Orogenesa Bukit Barisan merupakan orogenesis yang besar yang membentang di Sumatera Selatan dari 5 Ma yang lalu sampai saat ini. Fase ini berlangsung selama Pliosen hingga Pleistosen. Lipatan *transpresional* memanjang dengan orientasi Barat laut-tenggara yang terbentuk di sepanjang cekungan dan memotong struktur yang terjadi saat *syn-rift*. Jebakan hidrokarbon yang berada di tengah-tengah cekungan terbentuk pada saat tersebut.



Gambar 2.2 Struktur Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)

II.1.3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan secara umum terbentuk selama fase transgresi dan diikuti regresi. Formasi yang terbentuk selama fase transgresi terdiri

dari Formasi Talang Akar, Formasi Batu Raja dan Formasi Gumai. Sedangkan formasi yang terbentuk selama fase regresi terdiri dari Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai. Formasi Lemat dan *Older Lemat* diendapkan sebelum fase transgresi utama. Berikut merupakan stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dapat dilihat pada Gambar 2.3 (Ginger dan Fielding, 2005):

1. *Basement* (Pra - Tersier dan Tersier Awal)

Formasi ini merupakan batuan dasar (*Basement Rock*) dari Cekungan Sumatera Selatan. Tersusun atas batuan beku Mesozoikum, batuan metamorf Paleozoikum, Mesozoikum, dan batuan karbonat yang termetamorfosa. Hasil *dating* di beberapa tempat menunjukkan bahwa beberapa batuan berumur Kapur Akhir sampai Eosen Awal. Batuan metamorf Paleozoikum-Mesozoikum dan batuan sedimen mengalami perlipatan dan pensesaran akibat intrusi batuan beku selama episode Orogenesa Mesozoikum Tengah (Mid-Mesozoikum).

2. Formasi Lahat (Eosen Akhir – Oligosen Tengah)

Formasi Lahat terbagi menjadi anggota klastik kasar di bagian bawah, dan di bagian atasnya terdeposisi batuan *shale* anggota Benakat. Batuan yang ada pada formasi ini terdiri dari batupasir tuffan, konglomerat, breksi, dan lempung. Batuan-batuan tersebut kemudian merupakan bagian dari siklus sedimentasi yang berasal dari *continental*, akibat dari aktivitas vulkanik dan proses erosi dan disertai dengan aktivitas tektonik pada akhir Kapur-awal Tersier di Cekungan Sumatera Selatan.

3. Formasi Talang Akar (Oligosen Akhir – Miosen Awal)

Pada masa terakhir fase pelengkungan termal *Syn-Rift* hingga awal *Post-Rift*

fase tektonik Cekungan Sumatera Selatan, endapan fluviatil dan deltaik tersebar di seluruh cekungan. Selanjutnya, 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 transgresi. 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. Formasi Talang Akar terdiri dari batupasir, serpi, lanau, batupasir kuarsa, dengan sisipan batulempung karbonat, batubara dan konglomerat.

4. Formasi Baturaja (Miosen Awal)

Di area graben, transgresi laut berkelanjutan 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 biasanya dijumpai di bagian selatan cekungan, dan sedikit di temukan di sub-cekungan Jambi di Utara.

5. 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*. Formasi gumai mendominasi seluruh cekungan yang membentuk batuan *seal* regional.

Pengendapan Formasi Gumai berlangsung sepanjang episode transgresi Tersier yang menenggelamkan Formasi Batu Raja dan menghasilkan lapisan penutup

yang tebal berupa serpih marin di seluruh 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 bertindak sebagai reservoir. Pada bagian dasar dan atasnya, formasi ini tidak mempunyai kesamaan waktu pengendapan di seluruh bagian cekungan yang berakibat pada akhir siklus transgresi ini, Formasi Gumai masih ada yang terus terendapkan berupa serpih, khususnya di bagian tengah cekungan sedangkan batupasir diendapkan di bagian tepi cekungan.

6. Formasi Air Benakat (Miosen Tengah)

Reservoir batupasir berkualitas tinggi berumur Miosen Tengah tersebar di seluruh Cekungan Sumatera Selatan. Banyak batupasir yang mengandung fragmen vulkanik sebagai hasil dari aktivitas vulkanik Pegunungan Barisan, khususnya di bagian barat, yang membuat kualitas reservoir menjadi berkurang. Komposisi dari Formasi Air Benakat terdiri dari batupasir glaukonit, lempung, lanau, dan batupasir yang mengandung unsur karbonatan.

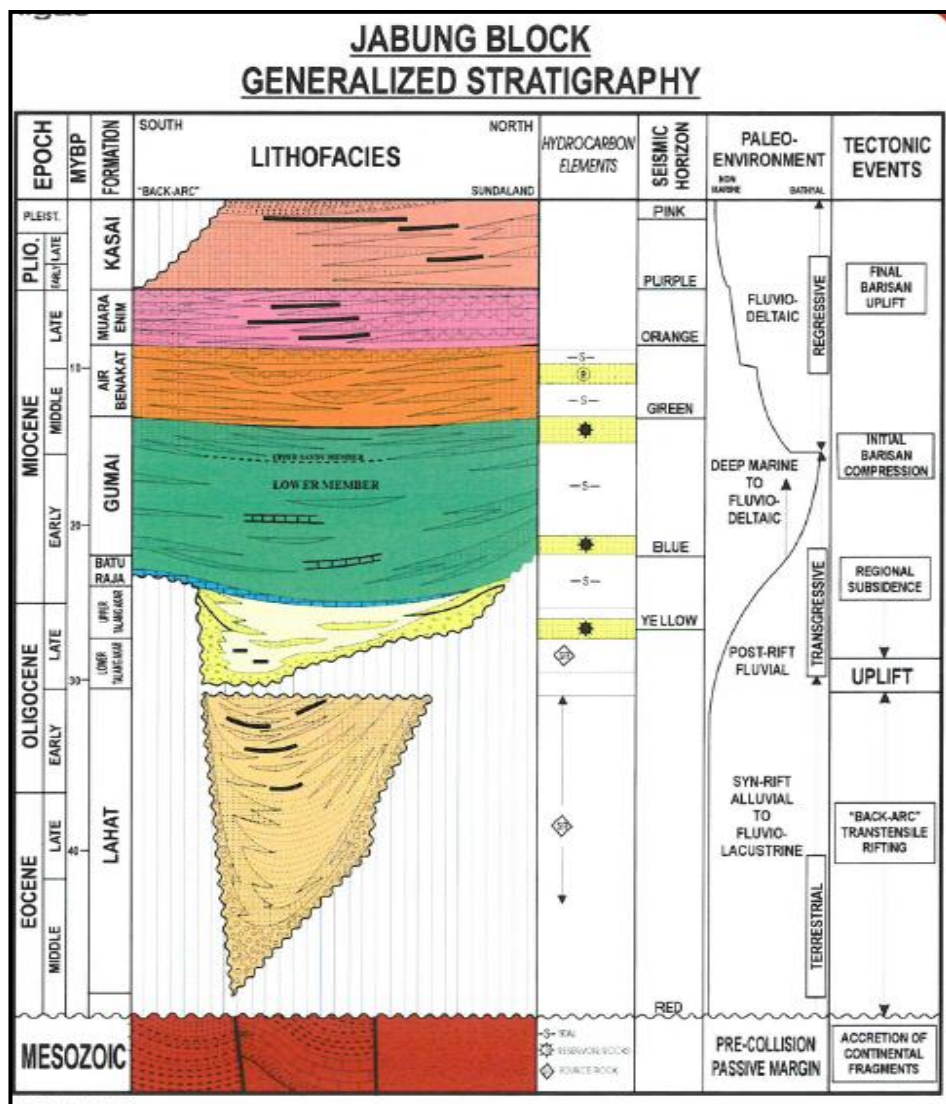
7. Formasi Muara Enim (Miosen Akhir)

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 mayoritas endapan sedimen di cekungan. Batuan penyusun pada formasi ini berupa batupasir, lempung, dan lapisan batubara.

8. Formasi Kasai (Pliosen – Plistosen)

Formasi ini merupakan yang paling muda di Cekungan Sumatera Selatan. Pada zaman Pliosen, aktivitas vulkanisme Pegunungan Barisan meningkatkan jumlah

sedimen piroklastik pada cekungan, diikuti dengan kondisi regresi yang terus berlanjut di seluruh Sumatera Selatan. Sedimen tersebut seperti tufa, lempung, dan batupasir klastik vulkanik. Sedimen menjadi tidak berpola pada masa Plistosen, dengan pengangkatan cekungan yang relatif cepat, meningkatkan endapan di antara lipatan-lipatan yang membentuk morfologi struktur pada masa sekarang. Batuan penyusun dari formasi ini terdiri dari batupasir, lempung, dan lapisan batubara.



Gambar 2.3 Stratigrafi umum Blok Jabung Cekungan Sumatera Selatan (PetroChina International Jabung, Ltd. 2017)

II.1.4. *Petroleum System* Cekungan Sumatera Selatan

Menurut Kosoemadinata (1978) Cekungan Sumatera Selatan sering disebut dengan cekungan penghasil minyak dan gas produktif. Hal ini dibuktikan dengan adanya antiklin yang dihubungkan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang terletak di kaki Bukit Gumai dan Pegunungan Barisan. Peristiwa rembesan ini dapat diinterpretasikan sebagai indikasi awal adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan *petroleum system*. Urutan dari *petroleum system* Sumatera Selatan, yaitu:

1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk *lacustrine* Formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coal shale* pada Formasi Talang Akar. Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks *half-graben*, sedangkan *terrestrial coal* dan *coal shale* secara luas pada batas *half-graben*. Selain itu, pada batugamping Formasi Baturaja dan *shale* dari Formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya. Gradien temperatur di Cekungan Sumatera Selatan berkisar 49° C/Km. 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

Pada 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. *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 *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 *tight*. Porositas yang terdapat pada Formasi Baturaja berkisar antara 10-30% dan permeabilitasnya sekitar 1 Darcy.

3. Batuan Penutup (*seal*)

Batuan penutup Cekungan Sumatera Selatan umumnya berupa *shale* yang cukup tebal yang berada di atas reservoir Formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri. *Seal* pada reservoir batugamping pada Formasi Batu Raja juga berupa lapisan *shale* yang berasal dari Formasi Gumai. Pada reservoir batupasir Formasi Air Benakat dan Muara Enim, *shale* juga menjadi *seal rock* yang baik untuk menjebak hidrokarbon.

4. *Trap*

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan pertama yang dieksplorasi. Antiklin ini

dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat awal Miosen dan berkisar pada 2-3 juta tahun yang lalu. Tipe jebakan 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 horizontal dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada Formasi Lahat dan Formasi Talang Akar. Migrasi horizontal terjadi di sepanjang *slope*, yang membawa hidrokarbon dari *source rock* kepada batuan reservoir dari Formasi Lahat dan Talang Akar. Pada migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Terdapat resapan hidrokarbon didalam Formasi Muara Enim dan Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Pliosen sampai Pleistosen.

II. 2. Jenis-jenis Log

Well logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur untuk evaluasi formasi dan indentifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1972).

Tampilan dari hasil metode tersebut berbentuk log atau suatu grafik terhadap kedalaman atau waktu dari satu kumpulan data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan dari sebuah sumur pengeboran (Harsono, 1997). *Well logging* dapat dilakukan dengan dua cara yaitu:

1. *Openhole Logging*

Openhole Logging merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/lubang bor yang belum dilakukan pemasangan *casing*.

2. *Casedhole Logging*

Casedhole Logging merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/lubang bor yang sudah dilakukan pemasangan *casing*.

Terdapat beberapa jenis log yang digunakan dalam eksplorasi geofisika khususnya pada penelitian ini yang dapat dikelompokkan menjadi 3 yaitu log litologi, log resistivitas, dan log porositas.

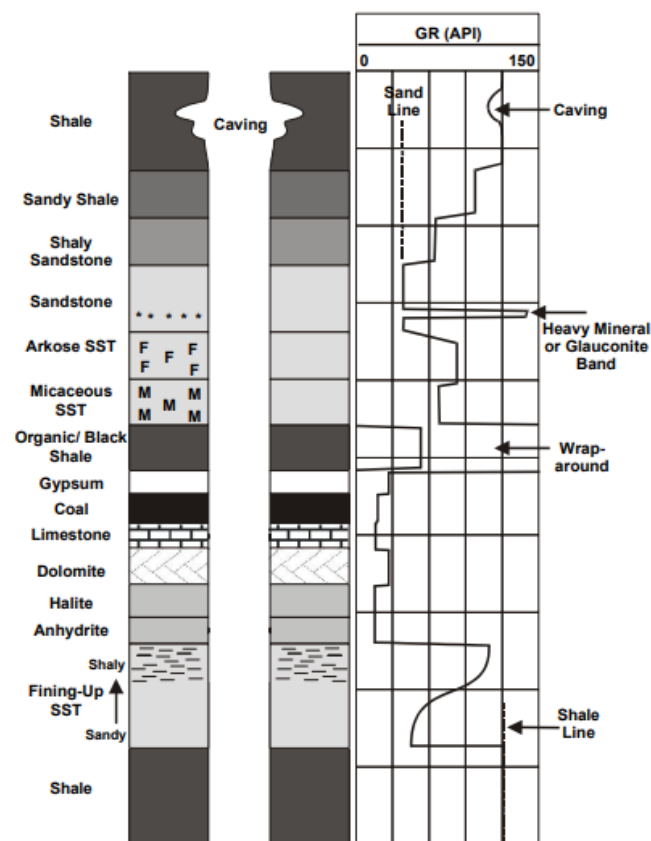
II.2.1. Log Litologi

Log litologi merupakan log sumur yang respon kurjanya digunakan untuk mengidentifikasi jenis litologi dari setiap lapisan di bawah permukaan. Log litologi terdiri dari log *gamma ray*, dan log spontaneous.

II.2.1.1. Log Gamma Ray

Log *gamma ray* merupakan log yang mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Radioaktif *gamma ray* berasal dari 3 unsur radioaktif yang

ada dalam batuan yaitu Uranium-U, Thorium-Th, dan Potasium-K yang secara kontinu memancarkan *gamma ray* dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Prinsip kerja log ini adalah mengukur intensitas dari radioaktif alami yang terdapat di formasi sebagai hasil dari peluruhan radioaktif formasi batuan (Harsono, 1997). Tingkat radiasi serpih lebih tinggi dibandingkan batuan lainnya karena unsur-unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan serpih yang bersifat impermeabel, sehingga log *gamma ray* adalah log permeabilitas yang bagus karena mampu membedakan antara lapisan permeabel dan impermeabel seperti pada Gambar 2.4.



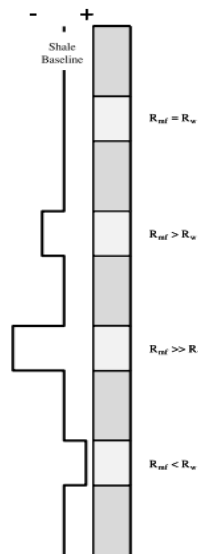
Gambar 2.4 Respon log *gamma ray* untuk berbagai litologi (Glover, 2007).

Litologi yang berbeda pada setiap formasi batuan memiliki derajat radioaktivitas yang juga berbeda-beda. Pada lapisan batuan yang mengandung serpih (*shale*)

dengan radioaktivitasnya yang tinggi memiliki nilai respon log *gamma ray* yang tinggi dengan defleksi kurva ke kanan. Berbeda halnya dengan batupasir, dolomit dan batugamping memiliki nilai respon log *gamma ray* yang rendah dengan defleksi kurva ke kiri. Namun harus diperhatikan untuk tidak terlalu menggeneralisasi aturan ini. Misalnya pada kasus lain, batupasir bersih yang mungkin mengandung pottasium-feldspar, micas, glaukonit, atau mineral berat yang lainnya akan menghasilkan nilai respon log *gamma ray* yang tinggi (Glover, 2007).

II.2.1.2. Log *Spontaneous Potential* (SP)

Satuan dari log SP adalah *millivolt* (mV). Log SP merupakan log yang merekam perbedaan potensial antara elektroda yang bergerak di dalam lubang bor dan elektroda tetap yang terletak di permukaan. Elektroda ini bergerak melewati berbagai jenis batuan yang memiliki sifat dan kandungan fluida berbeda-beda. Perbedaan salinitas antar lumpur dan fluida di dalam batuan menyebabkan terjadinya defleksi negatif dan positif kurva SP yang melewati suatu batuan permeabel. Jika kurva SP bergerak ke kiri (defleksi negatif; $R_{mf} > R_w$) atau bergerak ke kanan (defleksi positif; $R_{mf} < R_w$) dari garis dasar serpih, terdapat zona permeabel seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.5 (Asquith dan Kyrgowski, 2004).



Gambar 2.5 Karakteristik Log SP

(Asquith dan Kyrgowski, 2004).

Pada lapisan serpih, kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, sedangkan pada zona permeabel kurva SP akan menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang cukup tebal. Garis itu disebut dengan garis pasir. Penyimpangan SP dapat ke kiri atau ke kanan tergantung pada kadar garam formasi dan filtrasi lumpur (Rider, 2002).

Kegunaan log SP adalah untuk identifikasi lapisan-lapisan permeabel, menentukan batas-batas lapisan permeabel, dan memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih. Log SP tidak dapat direkam di dalam lubang sumur yang diisi oleh lumpur yang tidak konduktif karena diperlukan medium yang dapat menghantarkan arus listrik antara elektroda alat dan formasi (Harsono, 1997).

II.2.2. Log Resistivitas

Resistivitas suatu batuan merupakan suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan. Log resistivitas digunakan untuk menentukan zona hidrokarbon dan zona air, serta mengindikasikan zona permeabel

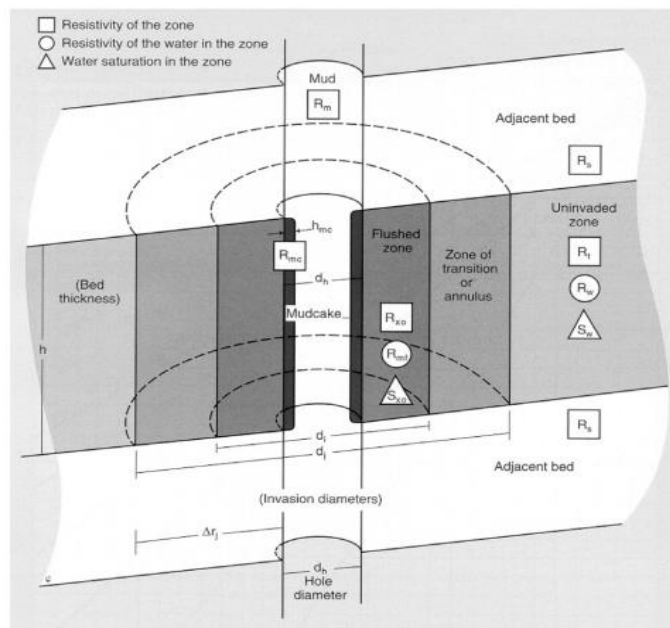
dengan mendeterminasi porositas resistivitas. Satuan yang digunakan pada log resistivitas adalah Ohm Meter dan biasanya dibuat dalam skala logaritmik dengan nilai antara 0.2 sampai dengan 2000 Ohm Meter. Resistivity logging dilakukan karena pada dasarnya batuan, fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu seperti yang tertera pada tabel 2.1.

Tabel 2.1 Nilai resistivitas batuan (De Coster, 1974)

Material	Resistivitas (Ωm)
<i>Limestones</i>	50-10 ⁷
<i>Sandstone</i>	1-10 ⁸
<i>Shale</i>	20-2×10 ³
<i>Dolomite</i>	100-10.000
<i>Sand</i>	1-1000
<i>Clay</i>	1-100
<i>Sea Water</i>	0.2

Pada Tabel 2.1 merupakan variasi nilai resistivitas antara jenis batuan sedimen. Air garam memiliki nilai resistivitas yang sangat rendah, sedangkan hidrokarbon (minyak dan gas) memiliki nilai resistivitas yang sangat tinggi sehingga dapat dibedakan dengan baik antara air garam dengan hidrokarbon. Log resistivitas tersebut juga sangat membantu pekerjaan evaluasi formasi khususnya untuk menganalisa apakah suatu reservoir mengandung air garam (*wet*) atau mengandung hidrokarbon. Oleh karena itu, log resistivitas juga dapat digunakan untuk menganalisa *Hidrocarbon-Water Contact* (Bagenda, 2017).

Terdapat tiga jenis penetrasi *resistivity* di dalam pengukuran log resistivitas, yaitu *shallow (borehole)*, *medium (invaded zone)*, dan *deep (uninvaded zone)*. Perbedaan kedalaman penetrasi ini bertujuan untuk menghindari salah tafsir pada pembacaan log *resistivity* karena *mud invasion* (efek lumpur pengeboran). Seperti yang diketahui untuk mengantisipasi *pore pressure*, saat pengeboran biasanya dipompa *oil based mud* atau *water based mud*. Misalnya, jika menggunakan *water based mud* (resistivity rendah) sebagai lumpur pengeboran, kemudian lumpur tersebut menginvasi reservoir yang mengandung minyak, maka akan mendapatkan profil *deep penetration resistivity* yang lebih tinggi dibandingkan dengan *shallow medium penetration resistivity*. Jika *medium penetration* dan *deep penetration* mirip (tidak ada efek invasi), maka situasi ini mengindikasikan minyak di dalam reservoir tersebut sangat susah untuk *mobile* (hal ini kurang bagus untuk diproduksi) seperti yang diilustrasikan pada Gambar 2.6.



Gambar 2.6 Profil lubang bor yang menunjukkan ketiga zona infiltrasi (Asquith dan Kyrgowski, 2004).

Resistivitas log juga memiliki kegunaan lain yakni untuk mendeterminasi tingkat saturasi air (*water saturation*). Jika saturasi air semakin meningkat maka resistivitas akan semakin rendah.

II.2.3. Log Porositas

Terdapat 3 jenis metode logging yang digunakan dalam pengukuran porositas, diantaranya log neutron, log densitas, dan log *sonic*. Ketiga log tersebut memiliki prinsip kerja yang berbeda-beda.

II.2.3.1. Log Neutron

Log neutron merupakan log porositas yang sensitif terutama dalam pengukuran kandungan atom hidrogen yang terdapat pada formasi batuan. Penggunaan utamanya adalah dalam penentuan porositas suatu formasi. Porositas dari log neutron berhubungan dengan indeks hidrogen batuan. Jika pori pada batuan terisi oleh gas, maka nilai log neutron akan rendah hal ini karena konsentrasi atom hidrogen pada gas lebih kecil dibandingkan dengan air dan minyak (*Glover, 2007*).

Pada praktiknya, tidak hanya atom hidrogen yang mempengaruhi nilai dari log neutron pada suatu formasi, tetapi unsur pembentuk batuan lainnya juga mempengaruhi pada menurunnya nilai dari log neutron. Gejala penurunan nilai porositas log neutron ini disebut dengan *gas effect*. Selain *gas effect*, salah satu gejala yang juga dapat mempengaruhi nilai porositas neutron adalah *shale effect*. Gejala ini terjadi karena serpih yang mengandung sejumlah besar hidrogen ikut terhitung sebagai hidrogen seperti dalam pori. Oleh karena itu, porositas yang

terukur dari log neutron dalam formasi serpih cukup signifikan, lebih tinggi dari yang sebenarnya. Gejala dari *shale effect* ini dapat dikurangi dengan melakukan koreksi log neutron yang terbaca terhadap jumlah serpih dengan menggunakan persamaan:

$$\phi_{Ncorr} = \phi_N - (\phi_{Nclay} \times V_{cl}) \quad (2.1)$$

Dengan:

ϕ_{Ncorr} = Porositas setelah dikoreksi terhadap lempung

ϕ_N = Porositas berdasarkan log neutron

ϕ_{Nclay} = Porositas lempung berdasarkan log neutron

V_{cl} = Kandungan lempung

Sehingga minyak dan air mempunyai jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama, log neutron akan memberi tanggapan porositas fluida dalam formasi bersih. Akan tetapi neutron tidak dapat membedakan antara atom hidrogen bebas dengan atom-atom hidrogen yang secara kimia terikat pada mineral batuan, sehingga tanggapan neutron pada formasi lempung yang banyak akan mengandung atom-atom hidrogen didalam susunan molekulnya seolah-olah mempunyai porositas yang lebih tinggi (Harsono, 1997).

II.2.3.2. Log Densitas

Log densitas merupakan log porositas yang digunakan untuk mengukur densitas batuan pada formasi. Nilai densitas yang terukur merupakan nilai densitas keseluruhan dari matriks batuan dan fluida yang terdapat pada pori batuan. Satuan dari log densitas adalah g/cc. Dua nilai densitas berbeda yang digunakan dalam log densitas yaitu *bulk density* (RHOB) dan densitas matriks (ρ_{ma}). *Bulk density*

merupakan densitas keseluruhan yang terukur oleh alat log densitas, sedangkan densitas matriks adalah densitas dari batumannya. Selain mengukur densitas batuan, log densitas juga digunakan untuk menentukan porositas batuan, mengidentifikasi mineral evaporit, menentukan densitas hidrokarbon, zona *gas-bearing*, serta mengevaluasi reservoir batupasir lempungan (*shale sand*) dan litologi yang kompleks (Asquith dan Kyrgowski, 2004).

Berdasarkan Asquith dan Kyrgowski (2004), penentuan porositas pada log densitas dapat dilakukan dengan menggunakan persamaan:

$$\emptyset_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (2.2)$$

Dengan:

\emptyset_D = Porositas log densitas

ρ_{ma} = Densitas matriks (g/cm^3) (tabel 2.2)

ρ_b = Densitas bulk (g/cm^3)

ρ_{fl} = Densitas fluida (g/cm^3) (*salt mud* = 1.1, *fresh mud* = 1.0, dan *gas* = 0.7)

Pada Tabel 2.2 merupakan variasi nilai densitas antar jenis batuan dalam berbagai litologi.

Tabel 2.2. Densitas matriks dari beberapa litologi (Asquith dan Kyrgowski, 2004).

Litologi	Densitas (g/cm^3)
<i>Sandstone</i> /Batupasir	2.644
<i>Limestone</i> /Batugamping	2.710
<i>Dolomite</i> /dolomite	2.877
<i>Anhydrite</i> /Anhydrit	2.960
<i>Salt</i> /Garam	2.040

Besaran densitas yang didapatkan sangat berguna untuk menentukan besarnya porositas. Tinggi rendahnya nilai densitas batuan dapat mempengaruhi nilai porositas dan jenis kandungan yang ada di dalam batuan. Jika batuan semakin kompak, maka porositas yang terbentuk juga semakin kecil. Batupasir memiliki densitas yang paling tinggi yaitu sebesar $2.644 g/cm^3$ di antara semua jenis batuan.

II.2.3.3. Log Sonic

Log *sonic* merupakan log yang digunakan untuk mendapatkan harga porositas batuan seperti pada log densitas dan log neutron. Log *sonic* menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan ke dalam formasi hingga ditangkap kembali oleh

receiver. Alat penerima (*receiver*) akan merekam lamanya waktu perambatan bunyi dalam batuan atau *interval transit time* (Δt). Besarnya *interval transit time* pada suatu formasi tergantung pada matriks batuan serta distribusi porositasnya. Perbedaan *interval transit time* (Δt) pada suatu batuan disebabkan karena litologi batuan formasi yang berbeda. Dimana formasi yang memiliki porositas tinggi, akan mengakibatkan nilai *interval transit time* menjadi lebih besar seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2.3.

Tabel 2.3. *Interval transit time* untuk berbagai matriks (Asquith dan Kyrgowski, 2004).

Litologi	Δt_{ma} dan Δt_f
<i>Sandstone</i> /Batupasir	55.5 – 51.0
<i>Limestone</i> /Batugamping	47.6
<i>Dolomite</i> /dolomite	43.5
<i>Anhydrite</i> /Anhydrit	50
<i>Salt</i> /Garam	66.7
<i>Casing (iron)</i>	57
<i>Freshwater</i>	189
<i>Saltwater</i>	185

Porositas *sonic* dapat dihitung dari pembacaan $\log \Delta t$ harus terdapat hubungan antara *transit time* dengan porositas. Wyllie mengajukan persamaan waktu rata-rata

yang merupakan hubungan linear antara waktu dan porositas, seperti di bawah ini (Harsono, 1997):

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (2.3)$$

Dengan:

ϕ_s = Porositas dari log *sonic*

Δt_{log} = *Transite time* yang dibaca dari log ($\mu sec/ft$)

Δt_{ma} = *Transite time* matriks batuan ($\mu sec/ft$)

Δt_f = *Transite time fluida* ($\mu sec/ft$)

II. 3. Analisa log dan Petrofisika batuan

Dalam Harsono (1997) menyatakan bahwa interpretasi data log dilakukan dapat secara kualitatif maupun secara kuantitatif. Interpretasi kualitatif dilakukan dengan tujuan untuk identifikasi lapisan batuan, mendeteksi lapisan hidrokarbon, pendugaan jenis hidrokarbon, dan korelasi antar sumur. Sedangkan untuk analisa kuantitatif dilakukan untuk menentukan litologi batuan, tahanan jenis air formasi (R_w), harga porositas, saturasi air (S_w), dan permeabilitas (K).

II. 3.1. Analisis Kualitatif

Setelah dilakukan logging, selanjutnya melakukan interpretasi terhadap data pengukuran secara kualitatif guna memperkirakan kemungkinan adanya lapisan permeabel dan ada tidaknya fluida pada formasi. Suatu interpretasi yang baik dilakukan dengan cara menggabungkan beberapa jenis log. Untuk indentifikasi litologi dapat dilakukan interpretasi dengan menggunakan log GR dan log SP.

Apabila defleksi dari kurva GR ke kiri, menunjukkan bahwa kemungkinan litologinya pada zona tersebut memiliki kandungan serpih yang rendah dan mungkin juga adanya permeabilitas, sedangkan apabila defleksi dari kurva GR ke kanan, menunjukkan bahwa zona tersebut memiliki kandungan serpih yang tinggi dan tidak permeabel (Dewanto, 2009).

Gas atau minyak yang terdapat di dalam formasi dapat dibedakan melalui gabungan log neutron-densitas. Zona gas ditandai dengan harga porositas neutron yang jauh lebih kecil dari harga porositas densitas, sehingga akan ditunjukkan oleh separasi kurva log neutron-densitas yang lebih besar. Sedangkan untuk zona minyak, kurva neutron atau kurva densitas membentuk separasi positif yang lebih sempit daripada zona gas.

II. 3.2. Analisis Kuantitatif

Menurut Dewanto (2009) interpretasi data *wireline log* secara kuantitatif dengan menggunakan perhitungan rumus. Proses pengerjaan analisis petrofisika adalah menghasilkan data-data yang diperlukan untuk proses analisis lebih lanjut. Data-data yang dihasilkan dari analisis petrofisika, yaitu seperti di bawah ini:

II. 3.2.1. Tingkat kandungan lempung dan serpih

Tingkat kandungan lempung (volume *shale*) merepresentasikan seberapa banyak kandungan lempung dalam suatu formasi batuan. Kandungan lempung pada batuan dapat menyebabkan sementasi dan mengurangi porositas batuan. Jika porositas berkurang maka dapat menyebabkan jumlah hidrokarbon yang terakumulasi juga semakin berkurang. Hal ini disebabkan karena *shale* yang tidak memiliki

permeabilitas yang baik sehingga kurang baik untuk menjadi batuan reservoir (Harsono, 1997).

Umumnya *shale* terdiri dari 50% *clay*, 25% silika, 10% feldspar, 10% karbonat, 3% besi oksida, 1% bahan organik dan 1% mineral lainnya. *Clay* adalah komponen utama dari *shale* yang terdiri dari partikel-partikel sangat kecil dengan luas permukaan yang sangat luas sehingga dapat mengikat air formasi dalam jumlah yang banyak. *Shale* dapat menyerap air sebanyak 2-40% dari volumenya. Pada batuan sedimen, *clay* yang ditinjau adalah jenis montmorillonit, ilit, koalinit, klorit dan mineral campuran yang biasanya berbentuk lapisan (Rider, 2002).

Evaluasi kandungan lempung paling efektif dengan menggunakan log *gamma ray*, hal ini karena *shale* mengandung unsur radioaktif yang lebih banyak dibandingkan dengan *sandstone* atau batuan karbonat lainnya. Selain itu, log *gamma ray* juga efektif dalam membedakan antara lapisan *permeable* dan *impermeable* karena unsur radioaktif yang terkandung dalam *shale* lebih banyak yang bersifat *impermeable*.

Asquith dan Kyrgowski (2004) menyatakan bahwa pada kondisi *linear*, indeks *gamma ray* yang terekam pada suatu lapisan akan sama dengan tingkat kandungan lempung pada lapisan tersebut, dimana $V_{shale} = I_{GR}$.

$$I_{gr} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.4)$$

Dengan:

I_{GR} = Indeks *gamma ray*

GR_{log} = Pembacaan log *gamma ray* dari suatu formasi (API)

GR_{min} = Pembacaan minimum log *gamma ray* (API)

GR_{max} = Pembacaan maksimum log *gamma ray* (API)

Pada kondisi *nonlinear* perhitungan kandungan lempung dapat menggunakan persamaan (Asquith dan Kyrgowski, 2004):

Stieber

$$V_{shale} = \frac{I_{GR}}{3 - 2 \times I_{GR}} \quad (2.5)$$

Clavier

$$V_{shale} = 1.7 - [3.38 - (I_{GR} - 0.7)^2]^{\frac{1}{2}} \quad (2.6)$$

II.3.2.2. Porositas

Porositas ditandai dengan (\emptyset) pada batuan merupakan jumlah fraksi antara volume kosong batuan dengan volume total batuan. Porositas merupakan representasi dari kemampuan suatu batuan untuk menyimpan fluida dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi. Porositas batuan akan meningkat menjadi 0.35-0.4 jika semua butirannya mempunyai ukuran butiran yang hampir sama, sebaliknya akan rendah jika ukuran butirannya bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori di antara butiran yang besar. Pada porositas yang lebih rendah partikel-partikel batuan umumnya bergabung bersama material yang mengandung silika atau zat kapur, menghasilkan formasi yang rapat (*consolidated formation*) dengan porositas mendekati nol (Harsono, 1997).

Menurut Harsono (1997) dalam karakterisasi *reservoir* porositas terbagi menjadi 2 yaitu porositas total dan porositas efektif.

1. Porositas total didefinisikan sebagai perbandingan ruang kosong terhadap volume total suatu batuan, dapat ditulis dalam persamaan sebagai berikut:

$$\phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \quad (2.7)$$

Dengan:

V_t = Volume total batuan

V_s = Volume yang terisi zat padat

V_p = Volume ruang kosong

2. Porositas efektif merupakan porositas yang dapat dilalui oleh fluida karena poriporinya saling terhubung antara satu dengan yang lainnya.

$$PHIE = PHIT - Vsh \quad (2.8)$$

Tinggi rendahnya nilai porositas pada suatu batuan ditentukan berdasarkan beberapa parameter, seperti keseragaman butir. Porositas yang berasosiasi dengan formasi lempung adalah non permeabel, sehingga tidak bisa dipertimbangkan sebagai porositas efektif (Asquith dan Kyrgowski, 2004).

Berdasarkan proses geologinya, porositas terbagi menjadi 2 yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Porositas primer merupakan porositas yang terbentuk bersamaan dengan proses pengendapan batuan, sehingga sangat tergantung pada waktu sementasi. Sedangkan porositas sekunder merupakan porositas yang dibentuk setelah proses pengendapan batuan. Porositas sekunder disebut juga

porositas terinduksi yang berarti porositasnya dibentuk oleh beberapa gejala dari luar, seperti gejala tektonik dan pelarutan air. Pada Tabel 2.4 merupakan klasifikasi kualitas porositas menurut Koesoemadinata. (Koesoemadinata, 1978).

Tabel 2.4. Pengelompokan nilai porositas (Koesoemadinata, 1978)

Keterangan	Presentase (%)
Diabaikan (<i>negligible</i>)	0 – 5
Buruk (<i>poor</i>)	5 – 10
Cukup (<i>fair</i>)	10 – 15
Baik (<i>good</i>)	15 – 20
Sangat baik (<i>very good</i>)	20 – 25
Istimewa (<i>excellent</i>)	>25

II.3.2.3. Resistivitas Air

Batuan yang mengandung hidrokarbon (minyak/gas) akan memiliki resistivitas lebih tinggi dibandingkan dengan batuan yang jenuh dengan air formasi, dan semakin besar saturasi air, maka semakin rendah resistivitas formasi. Hubungan terhadap saturasi air ini menjadikan penentuan nilai resistivitas penting sebagai salah satu parameter untuk mendeteksi zona hidrokarbon. Nilai R_w dapat sangat bervariasi dari sumur ke sumur di beberapa reservoir karena parameter yang mempengaruhinya antara lain salinitas, suhu, invasi air tawar, dan perubahan lingkungan pengendapan (Tiab dan Donaldson, 2004).

Penentuan nilai R_w dapat ditentukan dengan menggunakan 3 metode yaitu, *crossplot* resistivitas-porositas, pengukuran di laboratorium, serta rumus *Archie* menggunakan persamaan seperti di bawah ini (Harsono, 1997):

$$R_w = \frac{R_t}{F} \quad (2.9)$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (2.10)$$

Dengan:

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

R_t = Resistivitas formasi (ohm.m)

F = Faktor formasi

a = Faktor *tortuosity*

m = Faktor sementasi

ϕ = Porositas

II.3.2.4. Saturasi Air

Asquith dan Kyrgowski (2004) menyatakan bahwa saturasi air (S_w) merupakan fraksi antara volume pori batuan yang berisikan air pada suatu formasi. Jika air terdapat pada volume pori batuan yang kosong, maka suatu formasi akan memiliki saturasi air sebesar 100%. Bagian yang berisikan minyak atau gas disebut dengan saturasi hidrokarbon (S_h), atau sama dengan $(1 - S_w)$.

Terdapat beberapa metode yang digunakan dalam penentuan saturasi air. Pada zona reservoir yang memiliki kandungan lempung (*shaly-sand formation*), nilai saturasi air dapat dihitung menggunakan persamaan di antaranya persamaan Simandoux,

persamaan Indonesian, persamaan Dual-Water, dan persamaan Waxman-Smits. Berikut merupakan rumus yang digunakan untuk mencari nilai S_w pada zona *shaly-sand formation* (Dwiyono dan Winardi, 2014):

1. *Simandoux*

$$S_w = \frac{0.4 \times R_w}{\phi_e^2} \left[\frac{5.0 \phi_e^2}{R_w \times R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (2.11)$$

2. *Indonesian*

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh} (1 - \frac{V_{sh}}{2})}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi_e \frac{m}{2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (2.12)$$

3. *Dual Water*

$$C_t = \frac{C_w S_w^2}{F_0} + \frac{(C_w B - C_w) V_Q Q_v S_w}{F_0} \quad (2.13)$$

4. *Waxman-Smits*

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F^* R_w} + \frac{B Q_v S_w}{F^*} \quad (2.14)$$

Dengan:

S_w = Saturasi air

R_w = Resistivitas air formasi

ϕ_e = Porositas efektif

R_t = Resistivitas formasi

V_{sh} = Volume serpih

R_{sh} = Resistivitas serpih

a = Faktor turtuositas (gamping = 1; batupasir = 0.62)

m = Faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2.15)

- n = Eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2)
- C_{wB} = Konduktivitas *bound water*
- $V_Q Q_v$ = Jumlah *shale* yang berdampak langsung pada jumlah *bound water*
- F_0 = Total dari porositas batuan yang saling terhubung
- B = Konstanta yang bergantung pada nilai R_w
- Q_v = Konstanta yang berhubungan dengan nilai CEC
- F^* = Rongga pori yang saling berhubungan

II. 4. Interpretasi Zona *Low Resistivity*

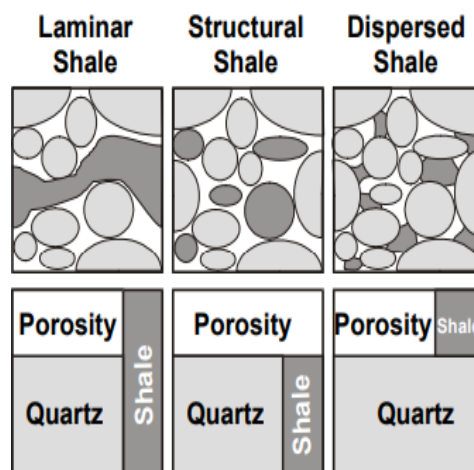
Low resistivity zone merupakan suatu fenomena dalam hal ini lapisan batupasir memiliki nilai *deep resistivity* yang rendah dan saturasi air yang tinggi tetapi lapisan tersebut produktif. Pada zona *low resistivity* dapat disebabkan oleh beberapa faktor diantaranya seperti kehadiran mineral *clay* (montmorilonit, smektit, ilit, koalinit), kehadiran mineral glaukonit, mineral pyrit, dan *Traces fossil*. Secara teori, alasan *low resistivity* dapat dibagi ke dalam 2 grup (Pratama dkk., 2017):

1. Saturasi air formasi tinggi tetapi hidrokarbon berproduksi, hal ini disebabkan oleh kehadiran *microporosity*.
2. Saturasi air hasil perhitungan lebih tinggi daripada air yang diproduksi selama produksi hidrokarbon. Hal ini disebabkan oleh mineral konduktif seperti *pyrite* dan mineral lempung di dalam lapisan batupasir.

Mineral lempung merupakan mineral konduktif karena memiliki nilai *cation of exchange capacity* (CEC) yang tinggi. *Cation Exchange Capacity* (CEC) merupakan kemampuan mineral lempung untuk saling bertukar ion. Mineral yang

berbeda akan memiliki nilai CEC yang berbeda pula. Kuarsa yang berada dalam batupasir hampir tidak memiliki nilai CEC. Ilit dan montmorilonit memiliki nilai CEC yang tinggi. Semakin tinggi nilai CEC suatu mineral, maka kemampuan mineral tersebut untuk mengikat air akan semakin besar sehingga dapat menurunkan pembacaan nilai resistivitas yang sebenarnya (Dwiyono dan Winardi, 2014).

Shaly Sand Formation merupakan istilah yang digunakan untuk menunjukkan bahwa suatu formasi tidak hanya mengandung pasir saja, tetapi terdapat *shale* pada kandungan pasirnya. Kehadiran lempung dan serpih pada suatu reservoir akan berdampak pada sulitnya menginterpretasi nilai resistivitas karena dapat menurunkan pembacaan resistivitas menjadi rendah. Secara umum, keberadaan lempung atau serpih di lapisan pasir menurunkan resistivitas formasi sebenarnya (R_t) dan, jika tidak diperbaiki akan menghasilkan perkiraan S_w yang berlebihan, yaitu diartikan sebagai zona *water-bearing* yang sebenarnya merupakan *oil-bearing*. Distribusi serpih pada batupasir terdiri dari tiga, antara lain seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.8 (Tiab dan Donaldson, 2004):



Gambar 2.8 Tipe distribusi *shale* (Glover, 2007)

1. *Laminar shale*

Distribusi *shale* yang berlapis (*laminated*) adalah lapisan tipis serpih yang diendapkan di antara lapisan pasir. Pasir dan serpih berlapis ini ketebalannya tidak melebihi 0.5 inci. Pengaruh jenis serpih ini pada porositas dan permeabilitas formasi umumnya dianggap dapat diabaikan. Setelah pengendapan lapisan serpih dan pasir dapat menjadi homogen melalui proses infiltrasi lempung ke dalam ruang pori-pori atau berbagai macam aktivitas organisme.

2. *Structural shale*

Pada lapisan serpih yang terstruktur (*Structural shale*), ada sebagai butiran shale yang membentuk bagian dari matriks bersama dengan butiran pasir. Jenis distribusi *shale* ini jarang terjadi karena dianggap memiliki sifat yang mirip dengan *laminar shale* yang keduanya berasal dari pengendapan.

3. *Dispersed shale*

Pada lapisan serpih yang menyebar (*dispersed*), serpih tersebar dan menempel/melapisi butiran pasir atau mungkin sebagian mengisi ruang pori. Distribusi *shale* ini sangat mempengaruhi permeabilitas dan porositas formasi sekaligus dapat meningkatkan saturasi air. Peningkatan saturasi air ini disebabkan oleh fakta bahwa shale dapat menyerap lebih banyak air.

Kehadiran mineral lempung serta penyebarannya di dalam batupasir sebagai reservoir sangat mempengaruhi pembacaan nilai resistivitas sehingga dapat menyebabkan kesalahan dalam analisa log (Herdiansyah dkk., 2016).

Selain itu, penyebab penurunan nilai resistivitas adalah kehadiran mineral besi, terutama pirit. Resistivitas yang diukur pada *dry* pirit berkisar antara 0.03 dan 0.8 Ωm sehingga dapat menyebabkan pembacaan nilai resistivitas rendah. Kehadiran pirit juga akan menyebabkan pembacaan nilai log densitas menjadi lebih tinggi. Hal ini dikarenakan nilai densitas mineral pirit yang tinggi yaitu 5.0 g/cc (Pratama dkk, 2017).

II. 5. RMSE (*Root Mean Square Error*)

Root Mean Square Error (RMSE) merupakan salah satu cara yang digunakan untuk mengukur tingkat akurasi hasil perkiraan suatu model. Root Mean Square Error adalah besar tingkat kesalahan dari hasil prediksi, dimana jika semakin kecil nilai RMSE maka hasil prediksi akan semakin akurat. Jadi, dengan menggunakan RMSE membantu memberikan gambaran lengkap tentang distribusi kesalahan (Chai&Draxler, 2014).

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n e_i^2} \quad (2.15)$$

Dengan:

n = Jumlah data