

SKRIPSI

**ANALISA PETROFISIKA DAN PETROGRAFI DALAM
MENGIDENTIFIKASI PENYEBAB *LOW RESISTIVITY* PADA ZONA
RESERVOIR FORMASI GUMAI LAPANGAN “B” SUB-CEKUNGAN
JAMBI SUMATERA SELATAN**

Disusun dan Diajukan Oleh:

DEBBY RAHAYU

H221 16 019

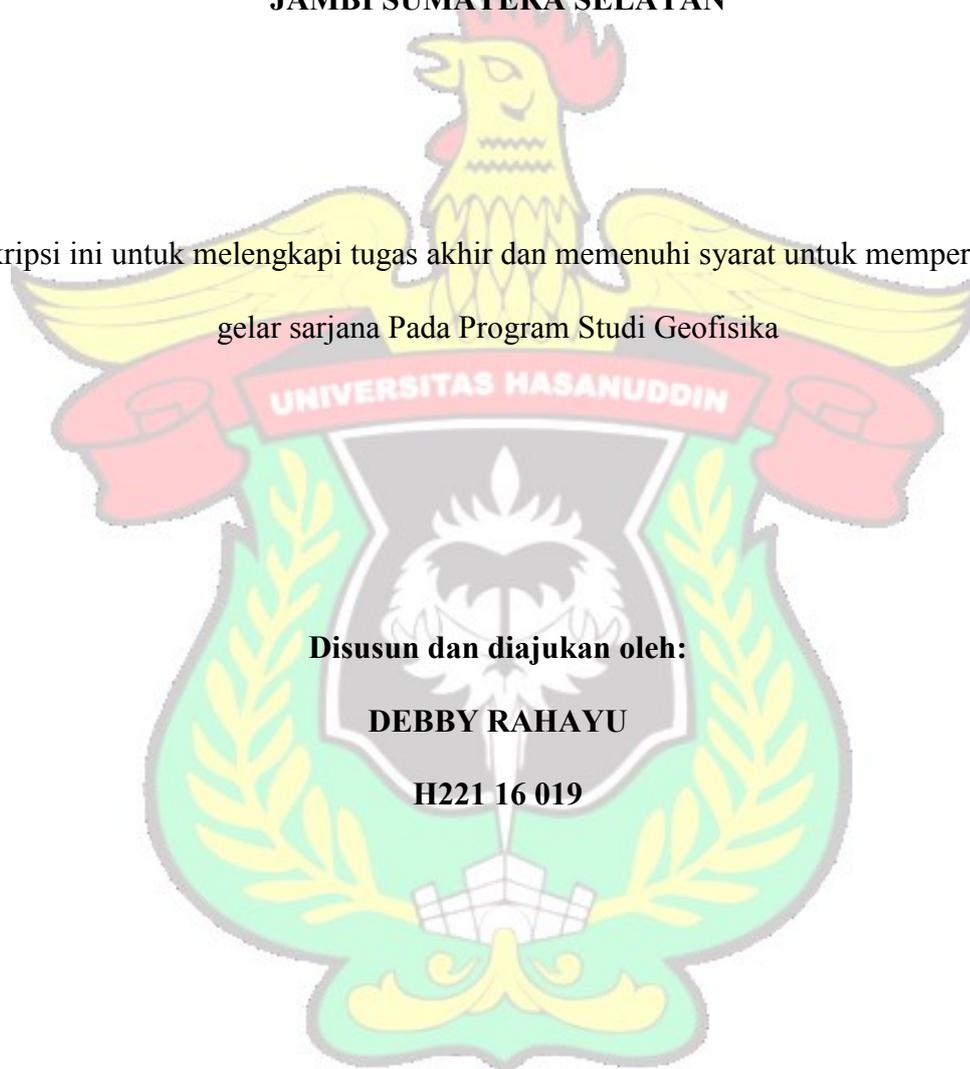


**DEPARTEMEN GEOFISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS HASANUDDIN
MAKASSAR**

2021

**ANALISA PETROFISIKA DAN PETROGRAFI DALAM
MENGIDENTIFIKASI PENYEBAB *LOW RESISTIVITY* PADA ZONA
RESERVOIR FORMASI GUMAI LAPANGAN “B” 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:

DEBBY RAHAYU

H221 16 019

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

2021

LEMBAR PENGESAHAN

**ANALISA PETROFISIKA DAN PETROGRAFI DALAM
MENGIDENTIFIKASI PENYEBAB *LOW RESISTIVITY* PADA ZONA
RESERVOIR FORMASI GUMAI LAPANGAN "B" SUB-CEKUNGAN
JAMBI SUMATERA SELATAN**

Disusun dan diajukan oleh:

DEBBY RAHAYU

H221 16 019

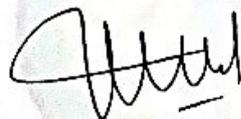
Telah dipertahankan di hadapan Panitia Ujian yang dibentuk dalam rangka
Penyelesaian Program Sarjana Program Studi Geofisika Fakultas Matematika dan
Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Hasanuddin

Pada tanggal 01 Maret 2021

Dan dinyatakan telah memenuhi syarat kelulusan

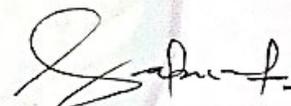
Menyetujui,

Pembimbing Utama,



Makhrani, S.Si, M.Si
NIP. 197202271998022002

Pembimbing Pertama,



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

Ketua Program Studi,



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

PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Debby Rahayu
NIM : H221 16 019
Departemen : Geofisika
Judul Tugas Akhir : Analisa Petrofisika dan Petrografi dalam Mengidentifikasi Penyebab *Low Resistivity* pada Zona Reservoir Formasi Gumai Lapangan "B" 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,


Debby Rahayu

ABSTRAK

Formasi Gumai pada Lapangan “B” merupakan reservoir pasir serpihan dimana klastik laut diendapkan. Pada formasi ini sedang dikembangkan reservoir dengan resistivitas rendah sebagai target *workover* yang baru. Zona *low resistivity* menjadi masalah yang cukup menantang dalam industri minyak dan gas bumi. Penelitian ini membahas tentang identifikasi penyebab kasus *low resistivity* dan melakukan analisa petrofisika untuk mendapatkan sifat petrofisika yang akurat. Data yang digunakan terdiri dari petrografi, *X-Ray Diffraction*, *Scanning Electron Microscope*, dan data log. Dari hasil analisa petrografi, diketahui bahwa penyebab *low resistivity* pada reservoir batupasir ialah kehadiran mineral lempung seperti ilit, kaolinit, dan klorit. Analisa petrofisika menentukan parameter properti dengan membandingkan beberapa persamaan yang divalidasi dengan data *routine core*. Berdasarkan analisa kuantitatif, direkomendasikan menggunakan metode *Stieber* untuk menghitung kandungan lempung pada reservoir, metode porositas neutron densitas untuk menghitung porositas, dan metode *Waxman Smits* untuk menentukan saturasi air. Dengan menerapkan semua metode yang diperoleh pada sumur yang memiliki lingkungan pengendapan yang sama, maka interval zona reservoir yang diperoleh menjadi meningkat.

Kata Kunci: zona *low resistivity*, analisa petrografi, parameter petrofisika

ABSTRACT

The Gumai Formation in the "B" field is a shaly sand reservoir where marine clastics are deposited. In this formation, a low resistivity reservoir is being developed as a new workover target. The low resistivity zone is a challenging problem in the oil and gas industry. This study discusses the identification of the causes of low resistivity cases and performs petrophysical analysis to obtain accurate petrophysical properties. The data used consisted of petrography, X-Ray Diffraction, Scanning Electron Microscope, and log data. From the results of the petrographic analysis, it is known that the cause of low resistivity in the sandstone reservoir is the presence of clay minerals such as illite, kaolinite, and chlorite. The Petrophysical analysis determines property parameters by comparing several validated equations with core routine data. Based on quantitative analysis, it is recommended to use the Stieber method to calculate the clay content of the reservoir, the neutron porosity density method to calculate the porosity, and the Waxman Smits method to determine water saturation. By applying all the methods obtained to wells with the same depositional environment, the resulting reservoir zone interval is increased.

Key Words: low resistivity zone, petrographic analysis, petrophysical parameters

KATA PENGANTAR



Segala puji dan syukur kehadiran Allah SWT atas berkah, rahmat, dan hidayah-Nya yang senantiasa dilimpahkan kepada penulis, sehingga bisa menyelesaikan skripsi dengan judul “**Analisa Petrofisika dan Petrografi Dalam Mengidentifikasi Penyebab *Low Resistivity* pada Zona Reservoir Formasi Gumai Lapangan “B” 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. Jasmin** dan Ibunda yang kusayangi **Yulianti** yang telah mencurahkan segenap cinta dan kasih sayang serta perhatian moril maupun materiil kepada penulis serta kedua saudari tersayang **Idharyanti Eka Wardhana** dan **Hirawati** yang selalu memberikan semangat. Pada kesempatan ini pula dengan senang hati penulis menyampaikan rasa terima kasih kepada yang terhormat:

1. Ibu **Makhrani, S.Si, M.Si** selaku pembimbing utama yang telah banyak membantu, memberikan bimbingan, serta motivasi yang sangat berarti hingga skripsi ini terselesaikan.
2. Bapak **Sabrianto Aswad, S.Si, MT** selaku pembimbing Pertama yang telah banyak banyak memberikan bimbingan, arahan dan masukan selama penulisan skripsi.
3. Teh **Lia Reulina Ketaren & Mas I Gusti Agung Aditya Surya Wibawa** 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.

4. Kak **Muhtar** yang banyak memberikan bantuan dan bimbingan kepada penulis selama melakukan Tugas Akhir di PetroChina International Jabung Ltd. sampai terselesaikannya penulisan skripsi ini.
5. Bapak **Dr. Erfan, M.Si** dan Bapak **Syamsuddin, S.Si, MT** selaku tim penguji yang telah memberikan kritik, saran, dan masukan bersifat 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 serta selaku penasehat akademik
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. Teman-teman **CREW** yang senantiasa menemani penulis sejak SMA sampai saat ini, tempat untuk mencurahkan pikiran, dan menjadi pendengar yang baik saat keadaan terasa berat, serta memberi dukungan dan motivasi yang tak henti agar penulis dapat menyelesaikan studi dengan baik.
11. Teman-teman **DDLA** yang selalu memberikan semangat dan motivasi kepada penulis sampai penulis dapat menyelesaikan skripsi ini.
12. Teman-teman **Sisterlillah** yang telah menjadi tempat berbagi cerita dan ilmu selama perkuliahan serta memberi bantuan dan dukungan kepada penulis.

13. Mas **Faisal** 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	xvii
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Ruang Lingkup	3
I.3 Rumusan Masalah	3
I.4 Tujuan Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
II.1 Geologi Regional	4
II.1.1 Struktur Cekungan Sumatera Selatan	4
II.1.2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan	5
II.1.3 <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Selatan.....	9
II.2 Jenis-Jenis Log.....	12
II.2.1 Log <i>Gamma Ray</i>	13
II.2.2 Log <i>Spontaneous Potential (SP)</i>	13
II.2.3 Log Resistivitas.....	15
II.2.4 Log Densitas	17
II.2.5 Log Neutron	18
II.2.6 Log Sonik.....	20
II.3 Zona <i>Low Resistivity</i>	21
II.4 Analisa Petrofisika Batuan	23

II.4.1 Penentuan Kandungan Lempung	23
II.4.2 Porositas	24
II.4.3 Resistivitas Formasi	26
II.4.4 Saturasi Air	28
II.4 <i>Root Mean Square Error</i> (RMSE)	30
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	32
III.1 Lokasi Penelitian	32
III.2 Alat dan Bahan	32
III.3 Pengolahan Data	34
III.3.1 Analisa Kualitatif	34
III.3.2 Analisa Petrografi	35
III.3.3 Analisa Kuantitatif	36
III.3.3.1 Evaluasi Kandungan Lempung	36
III.3.3.2 Penentuan Porositas	36
III.3.3.3 Penentuan Resistivitas dan Saturasi Air	36
III.3.3.4 Penentuan <i>Cut Off</i>	37
III.3.3.5 <i>Lumping</i>	37
III.4 Bagan Alir Penelitian	38
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	39
IV.1 Analisa Kualitatif	39
IV.1.1 Penentuan Zona Reservoir	39
IV.2 Analisa Petrografi	41
IV.3 Analisa Kuantitatif	59
IV.3.1 Evaluasi Kandungan Lempung	59
IV.3.2 Porositas	61
IV.3.3 Penentuan Resistivitas dan Saturasi Air	64
IV.3.4 <i>Cutoff</i>	70
IV.3.5 <i>Lumping</i>	73
BAB V PENUTUP	75
V.1 Kesimpulan	75
V.2 Saran	76

DAFTAR PUSTAKA	77
LAMPIRAN	79

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Stratigrafi Umum Blok Jabung Cekungan Sumatera Selatan dan Korelasinya dengan Profil Seismik dan <i>Well Log</i> (PetroChina International Jabung Ltd., 2017)	9
Gambar 2.2	Defleksi Log SP dari <i>Shale Baseline</i> (Asquith dan Krygowsky, 2004).....	14
Gambar 2.3	Respon Log Resistivitas (Asquith dan Krygowsky, 2004)	16
Gambar 2.4	Respon log dari zona <i>low resistivity</i> di Lapangan minyak Dagang, Cekungan Teluk Bohai (Zhiqiang dkk, 2007).....	23
Gambar 3.1	Lokasi Penelitian Lapangan “B” (PetroChina International Jabung Ltd., 2009)	32
Gambar 4.1	Penentuan zona <i>interest</i> berdasarkan analisa kualitatif (a) Zona 1 dan 2, (b) Zona 3 dan 4.....	40
Gambar 4.2	Penampang petrografi pada kedalaman 3361 ft (pembesaran 100X)	42
Gambar 4.3	Penampang SEM pada kedalaman 3361 ft (a) Pembesaran 150X dan (b) Pembesaran 900X	43
Gambar 4.4	Penampang SEM pada kedalaman 3361 ft dengan pembesaran 1.000X	43
Gambar 4.5	Penampang petrografi pada kedalaman 3605 ft (a) Pembesaran 25X dan (b) Pembesaran 100X	45
Gambar 4.6	Penampang SEM pada kedalaman 3605 ft dengan pembesaran 150X	45
Gambar 4.7	Penampang SEM pada kedalaman 3605 ft dengan pembesaran 1000X	46

Gambar 4.8	Penampang petrografi pada kedalaman 3605 ft dengan pembesaran 950X	46
Gambar 4.9	Penampang SEM pada kedalaman 3710 ft (a) Pembesaran 25X dan (b) Pembesaran 100X	47
Gambar 4.10	Penampang data SEM pada kedalaman 3710 ft (a) Pembesaran 150X dan (b) Pembesaran 800X.....	48
Gambar 4.11	Penampang data SEM pada kedalaman 3710 ft dengan pembesaran 850X	49
Gambar 4.12	Penampang petrografi pada kedalaman 3769 ft (a) Pembesaran 25X dan (b) Pembesaran 100X	50
Gambar 4.13	Penampang SEM pada kedalaman 3769 ft dengan pembesaran 150X	51
Gambar 4.14	Penampang SEM pada kedalaman 3769 ft dengan pembesaran 550X	51
Gambar 4.15	Penampang SEM pada kedalaman 3769 ft dengan pembesaran 550X	52
Gambar 4.16	Penampang petrografi pada kedalaman 3840 ft (a) Pembesaran 25X dan (b) pembesaran 100 X.....	53
Gambar 4.17	Penampang SEM pada kedalaman 3840 ft dengan pembesaran 150X	54
Gambar 4.18	Penampang SEM pada kedalaman 3840 ft dengan pembesaran 750X	54
Gambar 4.19	Penampang SEM pada kedalaman 3840 ft dengan pembesaran 700X	55

Gambar 4.20	Penampang petrografi pada kedalaman 4042 ft dengan perbesaran 100X	56
Gambar 4.21	Penampang SEM pada kedalaman 4042 ft dengan perbesaran 150X	56
Gambar 4.22	Penampang SEM pada kedalaman 4042 ft dengan perbesaran 1.100 X	57
Gambar 4.23	Penampang SEM pada kedalaman 4042 ft dengan perbesaran 900X	57
Gambar 4.24	Penentuan <i>sand base line</i> dan <i>shale base line</i>	60
Gambar 4.25	Perbandingan data XRD dengan hasil perhitungan kandungan lempung	60
Gambar 4.26	Nilai RMSE hasil perhitungan kandungan lempung terhadap data XRD	61
Gambar 4.27	<i>Crossplot</i> antara (a) log densitas (FDC) dengan log neutron (CNL) dan (b) log densitas (FDC) dengan log sonik (DTC)	62
Gambar 4.28	Perbandingan data porositas <i>core</i> dengan data porositas hasil perhitungan	63
Gambar 4.29	Nilai RMSE hasil perhitungan porositas terhadap data porositas <i>core</i>	63
Gambar 4.30	<i>Crossplot</i> antara log resistivitas (RT) dengan porositas efektif (PHIE_ND)	64
Gambar 4.31	<i>Crossplot</i> antara log resistivitas (RT) dengan volume lempung (VWCL)	65
Gambar 4.32	<i>Crossplot</i> antara QvApp dengan 1/PhiT (PhiT_rec)	66

Gambar 4.33 Perbandingan data saturasi air <i>core</i> dengan data saturasi air hasil perhitungan	66
Gambar 4.34 Nilai RMSE hasil perhitungan saturasi air terhadap data saturasi air <i>core</i>	67
Gambar 4.35 Zona <i>interest</i> berdasarkan analisa kuantitatif (a) Zona 1, (b) Zona 2, (c) Zona 3 dan 4, dan (d) Zona 5 dan 6	69
Gambar 4.36 <i>Crossplot</i> antara V_{shale} dengan $Phie$	71
Gambar 4.37 <i>Crossplot</i> antara porositas efektif ($Phie$) dengan saturasi air (Sw)	72
Gambar 4.38 Penerapan nilai <i>cutoff</i> untuk sumur PTC-1 (a) Zona 1, 2, 3 dan (b) Zona 4, 5, 6	73

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Nilai Resistivitas Material (Telford dkk, 1990).....	17
Tabel 2.2 Nilai Densitas Matriks dari Berbagai Litologi (Asquith dan Krygowsky, 2004).....	18
Tabel 3.1 Kelengkapan Data Sumur	34
Tabel 3.2 Kelengkapan Data Las	34
Tabel 4.1 Data XRD pada kedalaman 3361 ft	44
Tabel 4.2 Data XRD pada kedalaman 3605 ft	47
Tabel 4.3 Data XRD pada kedalaman 3710 ft	49
Tabel 4.4 Data XRD pada kedalaman 3769 ft	52
Tabel 4.5 Data XRD pada kedalaman 3840 ft	55
Tabel 4.6 Data XRD pada kedalaman 4042 ft	58
Tabel 4.7 Nilai resistivitas, mineral lempung dan porositas data XRD	58
Tabel 4.8 Hasil perhitungan kandungan lempung, porositas, dan saturasi air pada semua sumur	70
Tabel 4.9 Nilai <i>cutoff</i> pada lapangan B	72
Tabel 4.10 Hasil <i>cutoff</i> pada setiap zona reservoir pada semua sumur.....	74

BAB I

PENDAHULUAN

I.1 Latar Belakang

Kebutuhan sumber daya energi ialah salah satu kebutuhan terpenting bagi kehidupan masyarakat. Salah satu sumber daya energi yang umumnya digunakan oleh manusia dalam kehidupan sehari-hari adalah minyak dan gas bumi. Masyarakat saat ini pada umumnya melakukan aktivitas dengan menggunakan kendaraan yang membutuhkan energi berupa bahan bakar minyak. Selain itu masih banyak lagi pemakaian minyak dan gas sebagai sumber energi dalam kehidupan sehari-hari. Oleh karena itu, eksplorasi dan eksploitasi terhadap sumber daya alam terus dilakukan oleh berbagai negara termasuk di Indonesia (Dwiyono dan Winardi, 2014).

Dalam melakukan pengembangan kegiatan eksplorasi di lokasi penelitian, diperlukan adanya karakterisasi suatu reservoir untuk mendapatkan informasi lebih lanjut tentang parameter fisis seperti nilai porositas. Dengan melakukan karakterisasi reservoir, maka akan diperoleh model reservoir secara lengkap baik porositas, litologi, maupun fluida yang ada di dalamnya (Dwiyono dan Winardi, 2014).

Kebanyakan hidrokarbon yang terkandung dalam cekungan sedimen ditandai dengan peningkatan resistivitas yang kontras antara bagian bantalan hidrokarbon dan zona bantalan air. Resistivitas minyak dan gas umumnya lebih tinggi daripada resistivitas air. Namun, di banyak cekungan reservoir menunjukkan respon

resistivitas yang rendah dan sebagai hasilnya, analisa log konvensional akan memberikan hasil saturasi air yang tidak akurat. Ini sering menjadi penyebab akumulasi hidrokarbon yang berpotensi produktif diabaikan (Mashaba dan Altermann, 2015).

Salah satu masalah yang cukup menantang dalam melakukan karakterisasi reservoir adalah zona *low resistivity*, yang disebabkan oleh beberapa faktor yaitu formasi pasir serpihan dan adanya mineral lempung. Zona *low resistivity* akan mempengaruhi hasil dari perhitungan saturasi air pada saat melakukan karakterisasi reservoir. Terdapat beberapa metode yang dapat digunakan dalam penentuan saturasi air pada suatu reservoir tergantung dari jenis reservoir daerah penelitian baik itu berupa formasi bersih atau formasi pasir serpihan.

Daerah penelitian merupakan Formasi Gumai yang merupakan reservoir pasir serpihan yang memiliki resistivitas rendah sehingga membuat perhitungan *net pay* menjadi pesimis padahal daerah tersebut mengandung hidrokarbon. Oleh karena itu pada penelitian ini penulis mengidentifikasi dan melakukan analisa petrofisika pada zona *low resistivity* untuk mengetahui penyebab *low resistivity* pada daerah penelitian dan bagaimana cara melakukan analisa petrofisika untuk mendapatkan sifat petrofisika yang akurat, khususnya saturasi air.

I.2 Ruang Lingkup Penelitian

Penelitian ini dibatasi pada identifikasi penyebab zona *low resistivity* serta perhitungan parameter petrofisika yaitu kandungan lempung, porositas, dan saturasi air pada zona *low resistivity* Formasi Gumai dengan menggunakan data sekunder yaitu data log, petrografi, SEM (*scanning electron microscope*), dan XRD (*X-ray diffraction*) yang diberikan oleh Petrochina International Jabung Ltd.

I.3 Rumusan Masalah

- 1) Bagaimana menentukan zona *interest* pada *low resistivity*?
- 2) Apa faktor yang menyebabkan *low resistivity* pada daerah penelitian?
- 3) Bagaimana menentukan nilai parameter petrofisika pada zona *low resistivity*?

I.4 Tujuan Penelitian

- 1) Menentukan zona *interest* pada *low resistivity*
- 2) Mengidentifikasi penyebab *low resistivity* pada daerah penelitian berdasarkan data XRD, SEM, dan Petrografi.
- 3) Menentukan nilai parameter petrofisika seperti kandungan lempung, porositas, dan saturasi air.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1 Geologi Regional

II.1.1 Struktur Cekungan Sumatera Selatan

Menurut Ginger and Fielding (2005), sejarah dari cekungan Sumatera Selatan dapat dibagi ke dalam tiga *megasequences* tektonik sebagai berikut:

1) *Syn-Rift Megasequence*

Kerak benua di daerah Sumatera Selatan mengalami fase ekstensional yang besar selama Eosen hingga Oligosen Awal. Hal ini menyebabkan terbukanya banyak *half graben* yang geometri dan orientasinya dipengaruhi oleh heterogenitas *basement*.

2) *Post-Rift Megasequences*

Fase ini berlangsung sejak Oligosen hingga Miosen. Intensitas tektonik mulai menurun pada fase ini dikarenakan cekungan sudah lebih stabil dibanding fase sebelumnya. Tidak ada bukti bahwa aktifitas tektonik lokal memberikan pengaruh yang signifikan diregresi ini.

3) *Syn-Orogenic/Inversi Megasequence*

Peristiwa orogenik yang tersebar luas terjadi di seluruh Sumatera Selatan. Pada fase ini terjadi orogenesis Bukit Barisan. Banyak jebakan struktural yang mengandung hidrokarbon di tengah cekungan terbentuk saat itu.

II.1.2 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Secara umum, cekungan Sumatera Selatan terbentuk selama fase transgresi yang diikuti regresi. Formasi yang terbentuk selama fase transgresi terdiri dari Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai sedangkan formasi yang terbentuk selama fase regresi yaitu Formasi Air Benakat, Formasi Enim, dan Formasi Kasai. Formasi Lemat dan *older* Lemat diendapkan sebelum fase transgresi utama. Secara umum, stratigrafi Blok Jabung dapat dilihat pada Gambar 2.1. Berikut beberapa formasi pada cekungan Sumatera Selatan (Ginger and Fielding, 2005):

1) *Basement* Pra-Tersier dan Tersier Awal

Interkalasi kompleks dari batuan beku, metamorf, dan batuan sedimen yang menjadi *basement* cekungan Sumatera Selatan telah disederhanakan menjadi beberapa *basement*, yang memiliki arah baratlaut-tenggara masing-masing dengan cara menentukan perbedaan komposisi dan umur. Bagian *basement* paling tua, paling sedikit dianggap sebagai bagian dari Malaka *Microplate*. Lebih jauh ke selatan, dengan volume yang banyak, terendapkan sisa-sisa lempengan Mergui, kemungkinan mewakili fragmen yang lebih lemah. Lempeng Malaka dan Mergui dipisahkan oleh kumpulan Mutus yaitu fragmen yang terdeformasi yang diperoleh selama transportasi ke arah utara dan tumbukkan. Deformasi secara besar-besaran dari batuan granit, vulkanik, dan metamorfik (di umur akhir Zaman Kapur dan Tersier) mendasari sisa dari cekungan Sumatera Selatan.

2) Formasi Lemat/Lahat (Eosen Akhir – Oligosen Tengah)

Menurut De Coster (1974) dalam Ginger dan Fielding (2005), pengendapan di cekungan Sumatera Selatan terjadi selama Eosen sampai Oligosen Awal. Bagian pengeboran yang mengandung tufa, sekuen klastik kasar, atau granit dilapisi secara selaras oleh serpih, batulanau, batupasir, dan endapan batubara di lingkungan lakustrin dan lakustrin marginal (Anggota Benakat).

3) Formasi Talang Akar (Oligosen Akhir - Miosen Awal)

Selama masa pelengkungan termal *Syn-rift* Akhir sampai *Post-rift* Awal dari evolusi tektonik cekungan Sumatera Selatan, pengendapan fluvial dan delta tersebar luas terjadi di seberang cekungan. Tren dari “proksimal” merupakan endapan kaya batupasir *brain-plain* sampai “distal” miskin akan pasir *meander belt* dan sedimen di tepian bertepatan dengan pengaruh laut dan laut yang semakin marjinal pada sedimentasi seiring dengan berlanjutnya penurunan permukaan tanah.

Pada Miosen Awal, kondisi fluvial digantikan oleh kondisi delta, laut marjinal dan laut dangkal sampai dalam di sebagian besar cekungan Sumatera Selatan oleh peristiwa transgresi yang nyata.

4) Formasi Baturaja (Miosen Awal)

Transgresi laut berlanjut pada Miosen Awal dengan pengendapan serpih laut yang lebih dalam di atas area graben, dan kondisi laut dangkal di atas ketinggian intrabasinal dan sebagian besar sisi timur cekungan. Pada fase ini produksi karbonat berkembang pesat dan mengakibatkan pengendapan

batugamping baik pada platform di tepi cekungan, dan sebagai terumbu pada ketinggian intrabasinal yang halus. Reservoir karbonat berkualitas tinggi biasa ditemukan di selatan cekungan, tetapi lebih jarang di sub-cekungan Jambi di utara. Hal ini disebabkan masukan sedimen yang meningkat ke utara dan paparan bioherme yang lebih nyata meningkatkan porositas sekunder ke selatan dan timur.

5) Formasi Gumai (Miosen Awal - Miosen Tengah)

Transgresi laut yang berlanjut selama bagian akhir Miosen Awal mengakibatkan pengendapan serpih laut, batulanau, dan batupasir (dinamai Formasi Gumai) dengan pengendapan karbonat yang jarang terjadi di puncak tertinggi *basement*. Selama puncak transgresi, pengendapan serpihan gumai laut terbuka dan glaukonitik mendominasi seluruh cekungan yang menciptakan segel regional yang paling luas.

Kemudian, progradasi sedimen delta di seluruh cekungan terjadi dan kemudian endapan laut dangkal secara bertahap menggantikan serpih laut terbuka. Area platform di timur dan timur laut mendominasi masukan sedimen, meskipun saat ini beberapa sedimen vulkanistik bersumber dari pulau-pulau vulkanik yang terisolasi di barat.

6) Formasi Air Benakat (Miosen Tengah)

Kondisi laut dalam yang lazim pada akhir Miosen Awal berangsur-angsur digantikan oleh laut yang lebih dangkal dan kemudian kondisi laut marginal sebagai akibat dari masukan sedimen yang terus menerus dari pinggiran

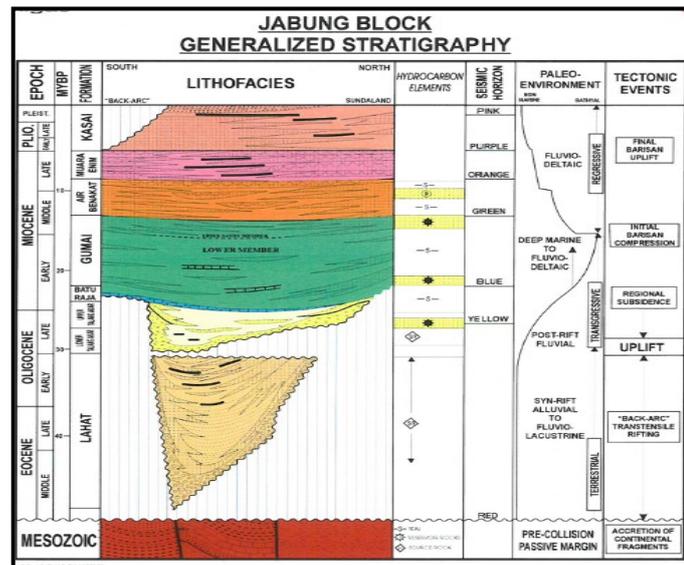
cekungan. Dengan beberapa pengecualian di pusat cekungan, reservoir batupasir laut dangkal berkualitas tinggi dari usia Miosen Tengah tersebar luas di cekungan Sumatera Selatan.

7) Formasi Muara Enim (Miosen Akhir)

Sedimen Miosen Akhir di cekungan Sumatera Selatan mencatat periode peningkatan vulkanisme dan munculnya Pegunungan Barisan, di sebelah barat, sebagai sumber utama masukan sedimen ke dalam cekungan. Di sebagian besar sumur, endapan fluvial-delta dan rawa pesisir membentuk sebagian besar interval Muara Enim, tanpa bukti adanya segel serpih laut yang luas secara regional.

8) Formasi Kasai (Pliosen-Pleistosen)

Selama Pliosen, vulkanisme besar di Pegunungan Barisan menyebabkan peningkatan lebih lanjut dalam komponen vulkanistik dan regresi lebih lanjut mengakibatkan kondisi benua terbentuk di seluruh Sumatera Selatan. Sedimennya adalah tufa, batulempung benua dan batupasir vulkanik. Pengendapan menjadi tidak berpola pada zaman Pleistosen, dengan pengangkatan cekungan yang relatif cepat dan erosi intensif, menciptakan endapan di antara lipatan-lipatan yang membentuk morfologi struktur pada masa sekarang.



Gambar 2.1 Stratigrafi Umum Blok Jabung Cekungan Sumatera Selatan dan Korelasinya dengan Profil Seismik dan *Well Log* (PetroChina International Jabung Ltd., 2017)

II.1.3 *Petroleum System* Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan sering dianggap sebagai cekungan penghasil minyak dan gas yang produktif karena adanya antiklin yang terhubung dengan rembesan minyak dan gas yang terletak di kaki bukit Gumai dan pegunungan Barisan. Rembesan ini diinterpretasi sebagai indikasi awal keberadaan hidrokarbon yang terdapat di bawah permukaan berdasarkan *petroleum system*.

Berikut merupakan urutan *petroleum system* pada cekungan Sumatera Selatan (Koesoemadinata, 1980):

1) *Source Rock* (Batuan Sumber)

Pada cekungan Sumatera Selatan, yang menjadi sumber hidrokarbon pada Formasi Lahat adalah batuan induk lakustrin dan pada Formasi Talang Akar yaitu batuan induk batubara *terrestrial* dan serpih batubara. Selain itu pada batugamping Formasi Baturaja dan serpih pada Formasi Gumai juga memungkinkan untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya. Formasi Baturaja dan

Formasi Gumai berada dalam keadaan matang sampai awal matang pada beberapa bagian yang dalam dari cekungan, sehingga memungkinkan untuk menghasilkan gas pada *petroleum system*.

2) Batuan Reservoir

Beberapa formasi pada cekungan Sumatera Selatan dapat bertindak sebagai reservoir yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon diantaranya yaitu *basement*, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai. *Basement* yang berpotensi sebagai reservoir terletak pada daerah *uplifted* dan *paleohigh* yang di dalamnya mengalami rekahan dan pelapukan. Batuan pada *basement* ini terdiri dari granit dan kuarsit yang memiliki porositas efektif sebesar 7%.

Secara umum Formasi Talang Akar terdiri batupasir, batulanau, dan pengendapan serpih. Talang Akar memiliki nilai porositas yang 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 Baturaja, bagian atas merupakan zona yang *porous* dibandingkan dengan bagian dasarnya yang relatif ketat (*tight*). Formasi Baturaja memiliki nilai porositas antara 10% - 30% dan permeabilitas sekitar 1 *Darcy*.

3) *Seals* (Batuan Tudung)

Serpih laut yang berumur Awal sampai Miosen Tengah membentuk kualitas terbaik batuan tudung berskala regional (Talang Akar Bagian Atas, Formasi

Baturaja dan Formasi Gumai). Batas pengendapan fasies tudung ini ketika masa transgresi berumur Miosen Awal. Tudung Formasi Talang Akar adalah yang paling efektif di bagian pusat cekungan. Di beberapa area, 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 bagian paling timur cekungan dekat dengan pasokan endapan klastik dari Tameng Sunda.

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

4) *Trap* (Jebakan)

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini terbentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat Awal Miosen dan berkisar antara 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 yang lebih muda. Jebakan struktur tua ini berkombinasi dengan sesar naik. Selain

itu, jebakan struktur tua juga berupa sesar normal regional yang menjebak hidrokarbon sedangkan jebakan struktur muda terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan (Pliosen sampai Pleistosen).

5) Migrasi

Migrasi hidrokarbon terjadi secara horisontal dan vertikal dari batuan sumber serpih dan batubara pada Formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horizontal terjadi di sepanjang kemiringan, yang membawa hidrokarbon dari batuan sumber ke reservoir. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun.

Pada Formasi Gumai, yang bertindak sebagai batuan sumber pada area lokalnya berupa serpih. Formasi Gumai mengalami pengendapan batupasir sehingga dapat bertindak sebagai reservoir untuk menyimpan hidrokarbon. Serpih pada Formasi Gumai yang berumur Awal sampai Miosen membentuk tudung hidrokarbon. Jebakan hidrokarbon diakibatkan oleh struktur yang berkombinasi dengan sesar. Migrasi terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar.

II.2 Jenis-Jenis Log

Menurut Harsono (1997), metode *well logging* merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan di bawah permukaan untuk memperoleh gambaran sifat, ciri, dan berbagai keterangan lain pada batuan di bawah permukaan.

Well logging adalah bentuk konvensional dari *logging* yang menggunakan alat ukur yang digantung pada kabel atau kawat yang menahan alat dan membawa data kembali ke permukaan (Glover, 2007).

II.2.1 Log *Gamma Ray*

Log *gamma ray* mengukur radioaktivitas alami dalam formasi dan dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi dan untuk mengkorelasi zona. Batupasir dan karbonat bebas serpih memiliki konsentrasi bahan radioaktif yang rendah dan memberikan pembacaan *gamma ray* yang rendah. Saat kandungan serpih meningkat, respon log *gamma ray* akan meningkat karena konsentrasi bahan radioaktif dalam serpih. Namun, batupasir bersih (yaitu dengan kandungan serpih yang rendah) juga dapat menghasilkan respon *gamma ray* yang tinggi jika batupasir tersebut mengandung *K-feldspars*, mika, glaukonit, atau uranium yang kaya air.

Log *gamma ray* spektral tidak hanya mencatat jumlah sinar gamma yang dipancarkan oleh formasi tetapi juga energi masing-masing, dan memproses informasi tersebut menjadi kurva yang mewakili jumlah *thorium* (Th), kalium (K), dan uranium (U) yang hadir dalam formasi (Asquith dan Krygowsky, 2004).

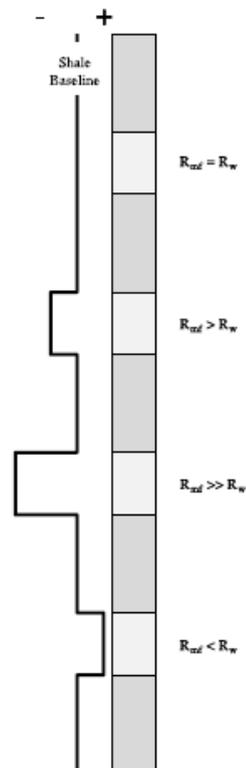
II.2.2 Log *Spontaneous Potential* (SP)

Log *Spontaneous Potential* (SP) mengukur perbedaan potensial alami atau spontan (biasa disebut *self-potential*) yang ada di antara lubang bor dan permukaan jika tidak ada arus yang diterapkan secara artifisial. Ini adalah log yang sangat sederhana yang hanya membutuhkan elektroda di lubang bor dan elektroda referensi di permukaan (Glover, 2007).

Log SP merekam arus searah (DC) tegangan (potensial) yang berkembang secara alami (secara spontan) antara elektroda yang bergerak di dalam lubang bor dan

elektroda tetap yang berada di permukaan. Log SP diukur dalam *milivolts* (mV). Tegangan listrik yang timbul terutama dari faktor elektrokimia di dalam lubang bor dan batuan yang berdekatan menciptakan tanggapan log SP. Faktor elektrokimia ini disebabkan oleh perbedaan salinitas antara lumpur filtrat dan air formasi di dalam formasi permeabel. Salinitas suatu fluida berbanding terbalik dengan resistivitasnya, dan dalam prakteknya salinitas ditunjukkan oleh resistivitas filtrat lumpur (R_{mf}) dan resistivitas air formasi (R_w) (Asquith dan Krygowsky, 2004).

Menurut Glover (2007), log SP memiliki empat kegunaan utama yaitu mendeteksi lapisan permeabel, menentukan nilai R_w , menentukan volume serpih pada formasi, serta korelasi.



Gambar 2.2 Defleksi Log SP dari *Shale Baseline* (Asquith dan Krygowsky, 2004)

Gambar 2.2 menunjukkan defleksi log SP dengan perbedaan resistivitas filtrat lumpur (R_{mf}) dan resistivitas air formasi (R_w). Apabila resistivitas filtrat lumpur (R_{mf}) sama dengan resistivitas air formasi (R_w), maka tidak ada defleksi, baik positif atau negatif dari garis dasar serpih. Ketika R_{mf} lebih besar dari R_w , SP terdefleksi ke kiri garis dasar serpih (defleksi negatif). Ketika R_{mf} sangat melebihi R_w , defleksi secara proporsional lebih besar. Ketika R_{mf} kurang dari R_w , SP akan terdefleksi ke kanan garis dasar serpih (defleksi positif). Kondisi ini sering disebut SP terbalik, diproduksi oleh formasi yang mengandung air tawar (Asquith dan Krygowsky, 2004).

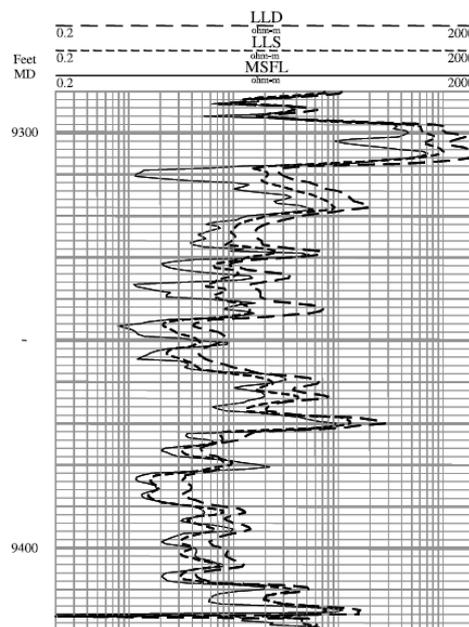
II.2.3 Log Resistivitas

Log resistivitas adalah log yang mengukur resistivitas dari suatu formasi, dimana resistivitas tersebut dapat diukur dengan menggunakan *induction log* maupun *lateral log*. *Induction log* mengukur konduktivitas formasi daripada resistivitas. Secara desain, *induction log* bekerja dengan baik di sumur yang berisi cairan nonkonduktif di lubang bor (seperti udara dan *oil-based mud*) atau di *freshwater mud* (di mana $R_{mf} > 3 R_w$). Contoh log yang termasuk dalam *induction log* adalah *Induction Deep Log* (ILD) dan *Induction Medium Log* (ILM). Berbeda dengan *induction log*, *lateral log* merupakan log yang dirancang untuk mengukur resistivitas formasi di lubang bor yang diisi dengan *saltwater mud* (dimana $R_{mf} \sim R_w$). Contoh log yang termasuk dalam *lateral log* adalah *Lateral Deep Log* (LLD), *Lateral Shallow Log* (LLS), dan *Microspherically Focused Resistivity Log* (MSFL) (Asquith dan Krygowsky, 2004).

Menurut Asquith dan Krygowsky (2004), log resistivitas digunakan untuk:

- 1) Membedakan zona hidrokarbon dan zona air.
- 2) Mengindikasi zona permeabel.
- 3) Menentukan porositas.

Sejauh ini penggunaan log resistivitas yang paling penting adalah penentuan zona hidrokarbon dengan zona air. Karena matriks batuan atau butir-butir tidak konduktif dan semua hidrokarbon di pori-pori juga tidak konduktif, kemampuan batuan untuk mengirimkan arus hampir seluruhnya merupakan fungsi air di pori-pori (Asquith dan Krygowsky, 2004).



Gambar 2.3 Respon Log Resistivitas (Asquith dan Krygowsky, 2004)

Contoh respon log resistivitas ditunjukkan pada Gambar 2.3, dimana LLD (garis putus-putus panjang) mengukur resistivitas yang dalam (*deep resistivity*) formasi, LLS (garis putus-putus pendek) mengukur resistivitas dangkal (*shallow resistivity*) dari formasi atau resistivitas dari zona terinvasi (*invaded zone*), dan

MSFL (garis utuh) mengukur resistivitas dari *flushed zone* (Asquith dan Krygowsky, 2004).

Adapun nilai resistivitas dari beberapa material terdapat pada Tabel 2.1 di bawah ini.

Tabel 2.1 Nilai Resistivitas Material (Telford dkk, 1990)

Material	Resistivitas (Ohm Meter)
Batugamping	$50 - 10^7$
Batupasir	$1 - 10^8$
Serpih	$20 - 2 \times 10^3$
Dolomit	$100 - 10.000$
Lempung	$1 - 100$
Air Laut	0.2

II.2.4 Log Densitas

Log densitas mengukur *bulk density* (ρ_b) dari suatu formasi. Kegunaan utamanya adalah untuk memperoleh nilai porositas total dari formasi. Log ini juga berguna dalam mendeteksi zona *gas-bearing* dan dalam mengidentifikasi mineral evaporit (Glover, 2007).

Sejak akhir 1970-an, log densitas juga digunakan untuk pengukuran *photoelectric-effect* (P_e , PE, atau PEF) untuk menentukan litologi dari formasi. Log densitas dapat membantu ahli geologi untuk (Asquith dan Krygowsky, 2004):

- 1) Mengidentifikasi mineral evaporit.
- 2) Mendeteksi zona gas.
- 3) Mendeteksi densitas hidrokarbon.
- 4) Mengevaluasi reservoir pasir serpihan dan litologi kompleks.

Bulk density (ρ_b) formasi adalah fungsi dari densitas matriks, porositas, dan densitas fluida pada pori-pori. Untuk menentukan porositas dari log densitas, densitas matriks dan jenis fluida dalam formasi harus diketahui. Nilai densitas matriks dari beberapa litologi dapat dilihat pada Tabel 2.2. Rumus untuk menghitung porositas dari log densitas adalah (Asquith dan Krygowsky, 2004):

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (2.1)$$

Dimana:

ϕ_D = Porositas berdasarkan log densitas

ρ_{ma} = Densitas matriks

ρ_b = Densitas *bulk* formasi

ρ_{fl} = Densitas *fluida*

Tabel 2.2 Nilai Densitas Matriks dari Berbagai Litologi (Asquith dan Krygowsky, 2004)

Litologi/Fluida	ρ_{ma} atau ρ_{fl} (g/cm³)
Batupasir	2.644
Batugamping	2.710
Dolomit	2.877
<i>Anhydrite</i>	2.960
<i>Salt/garam</i>	2.040

II.2.5 Log Neutron

Log neutron sensitif terutama terhadap jumlah atom hidrogen dalam formasi. Kegunaan utamanya adalah menentukan porositas dari formasi. Pada formasi dengan jumlah atom hidrogen yang besar, neutron melambat dan diserap dengan sangat cepat dan dalam jarak dekat. Laju perhitungan dari neutron yang lambat atau *gamma ray* yang tertangkap pada alat adalah rendah. Oleh karena itu, laju

perhitungan akan rendah pada batuan dengan porositas tinggi sedangkan untuk formasi dengan jumlah atom hidrogen yang kecil akan memiliki laju perhitungan yang tinggi pada batuan dengan porositas rendah (Glover, 2007).

Pada formasi yang bersih (bebas serpih) dimana porositas diisi dengan air atau minyak, log neutron mengukur porositas yang diisi cairan/*liquid-filled porosity* (ϕ_N , PHIN, atau NPHI). Ketika pori-pori diisi oleh gas, porositas neutron yang terhitung akan kecil. Hal ini disebabkan karena konsentrasi hidrogen yang rendah pada gas dibanding pada minyak atau air. Penurunan porositas neutron karena adanya kehadiran gas disebut *gas effect* (Asquith dan Krygowsky, 2004).

Porositas dari formasi yang berupa *gas-bearing* dapat diestimasi menggunakan persamaan berikut:

$$\phi_{NDgas} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad (2.2)$$

Dimana ϕ_{NDgas} adalah porositas formasi *gas-bearing*, ϕ_N adalah porositas berdasarkan log neutron, dan ϕ_D adalah porositas berdasarkan log densitas.

Selain *gas effect*, ada juga *shale effect* yang dapat mempengaruhi nilai porositas neutron. *Shale effect* ini disebabkan karena atom hidrogen yang ada di dalam struktur tanah lempung dan air yang terikat ke tanah lempung ikut terhitung sebagai atom hidrogen di dalam pori. *Shale effect* bisa dikurangi dengan mengkoreksi log neutron yang terbaca terhadap jumlah lempung yang ada dengan menggunakan persamaan sebagai berikut (Asquith dan Krygowsky, 2004):

$$\phi_{Ncorr} = \phi_N - (\phi_{Nshale} \times V_{sh}) \quad (2.3)$$

Dimana:

Φ_N = Porositas berdasarkan log neutron

Φ_{Ncorr} = Porositas setelah dikoreksi terhadap lempung

Φ_{Nshale} = Porositas lempung berdasarkan log neutron

V_{sh} = Kandungan lempung

II.2.6 Log Sonik

Akustik *logging* di lubang terbuka (lubang bor tanpa alas) terdiri dari pengukuran kecepatan akustik. Pengukuran ini disebut log sonik, merupakan catatan waktu yang dibutuhkan sebuah gelombang akustik untuk menempuh jarak tertentu melalui formasi yang mengelilingi lubang bor (Bassiouni, 1994).

Log sonik pertama kali diperkenalkan untuk penentuan kecepatan seismik. Log ini selanjutnya banyak digunakan dalam eksplorasi dan pengembangan minyak bumi setelah ditemukan bahwa nilai porositas formasi yang andal dapat diekstraksi dari respon log. Alat sonik konvensional mengukur kebalikan dari kecepatan gelombang kompresi. Parameter ini disebut interval waktu tempuh, Δt , atau perlambatan, dan dinyatakan dalam mikrodetik per kaki. Porositas dari formasi dinyatakan dalam persamaan Wyllie seperti berikut (Bassiouni, 1994):

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (2.4)$$

Dimana Δt_{ma} dan Δt_f masing-masing adalah perlambatan dari matriks dan pori fluida. Rata-rata nilai dari perlambatan matriks yang umum digunakan adalah 55.5, 47.5, dan 43.5 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ masing-masing untuk batupasir, karbonat, dan

dolomit. Rata-rata perlambatan untuk fluida yang digunakan adalah 189 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ (Bassiouni, 1994).

II.3 Zona *Low Resistivity*

Low resistivity telah menjadi masalah yang menantang dalam evaluasi formasi selama bertahun-tahun. Hal ini dikarenakan interpretasi petrofisika konvensional tidak dapat mengidentifikasi interval pada reservoir *low resistivity* (Chu dan Steckhan, 2011).

Kesulitan dalam mengidentifikasi hidrokarbon dengan menggunakan metode berbasis resistivitas sederhana dikarenakan persamaan saturasi berbasis resistivitas mungkin gagal untuk mengidentifikasi dengan jelas ketika *deep resistivity* (R_t) sangat rendah atau ketika ada sedikit atau tidak ada kontras antara *deep resistivity* (R_t) di zona bantalan hidrokarbon dan resistivitas *water-filled formation* (R_o) (Ayadiuno dkk, 2017).

Zona low resistivity adalah zona dimana lapisan batupasir memiliki nilai resistivitas yang rendah dan saturasi air yang tinggi namun lapisan tersebut merupakan lapisan yang produktif. Menurut Hamada et al. (2000) dalam Mashaba dan Altermann (2015), penyebab zona *low resistivity* dibagi menjadi dua kategori:

- 1) Kategori pertama merujuk pada reservoir yang memiliki saturasi air yang tinggi tapi hidrokarbon diproduksi. Hal ini disebabkan oleh *microporosity*.
- 2) Kategori kedua merujuk pada kasus dimana saturasi air yang dihitung lebih tinggi daripada air yang diproduksi selama produksi hidrokarbon. Hal ini sering

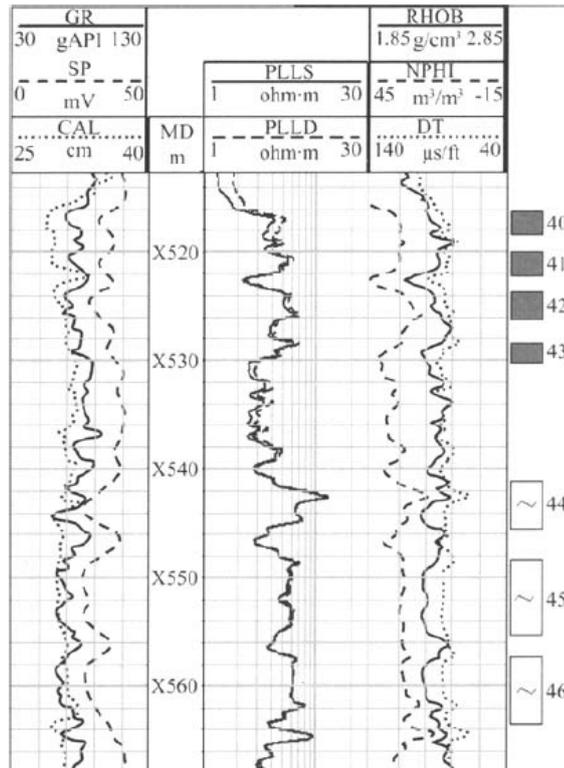
disebabkan oleh kehadiran mineral konduktif seperti pirit, besi sulfida yang lain dan grafit pada reservoir.

Mineral lempung adalah mineral konduktif karena nilai *cation exchange capacity* (CEC) yang tinggi, dimana ilit memiliki nilai CEC tertinggi yaitu 26.6 – 69.0 meq 100 g⁻¹ sedangkan smektit memiliki nilai CEC sekitar 5.0 – 39.0 meq 100 g⁻¹ (Pratama dkk, 2017).

Pada zona hidrokarbon, kation yang dapat bertukar dari mineral lempung yang melapisi butiran pasir terkonsentrasi pada volume pori yang lebih kecil menghasilkan peningkatan Q_v efektif (CEC per satuan volume), yang akan menurunkan resistivitas zona minyak (Kumar dkk, 2009).

Faktor lain yang menyebabkan penurunan resistivitas adalah kehadiran mineral besi, terutama pirit. Resistivitas yang diukur pada *dry* pirit berkisar antara 0.03 dan 0.8 Ωm yang mana menyebabkan pembacaan nilai resistivitas rendah. Kehadiran pirit juga akan menyebabkan pembacaan nilai log densitas menjadi lebih tinggi dibandingkan densitas matriks (pasir). Hal ini dikarenakan nilai densitas mineral pirit yang tinggi yaitu 5.0 g cc⁻¹ (Pratama dkk, 2017).

Kehadiran mineral lempung dan penyebarannya serta kandungan mineral glaukonit di dalam reservoir batupasir sangat mempengaruhi hasil dari analisa log. Terdapatnya mineral lempung pada reservoir dapat mempengaruhi nilai dari resistivitas, sehingga dapat menyebabkan kesalahan dalam analisa (Herdiansyah dkk, 2016).



Gambar 2.4 Respon log dari zona *low resistivity* di Lapangan minyak Dagang, Cekungan Teluk Bohai (Zhiqiang dkk, 2007).

Gambar 2.4 adalah contoh zona *low resistivity* di Lapangan minyak Dagang, Cekungan Teluk Bohai. Respon log resistivitas di zona atas nomor 40-43 hampir sama dengan zona air di bagian bawah, X548-X562 m. Dari log *gamma ray* (GR), terlihat jelas bahwa pembacaan GR yang lebih tinggi menunjukkan kandungan batulanau dan batupasir serpih lebih tinggi di zona *pay* (Zhiqiang dkk, 2007).

II.4 Analisa Petrofisika Batuan

II.4.1 Penentuan Kandungan Lempung

Di sebagian besar reservoir, satuan batumannya cukup sederhana, yaitu siklus batupasir dan serpih atau karbonat dan serpih. Setelah litologi utama diidentifikasi, nilai log *gamma ray* dapat digunakan dalam penentuan kandungan

lempung. Adapun rumus untuk menghitung kandungan lempung adalah sebagai berikut (Glover, 2007):

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.5)$$

dimana:

I_{GR} = indeks *gamma ray*

GR_{log} = pembacaan nilai *gamma ray* pada kedalaman zona *interest*

GR_{min} = pembacaan nilai *gamma ray* minimal

GR_{max} = pembacaan nilai *gamma ray* maksimal

Dibandingkan dengan respon linier, hubungan nonlinier lebih optimis, karena mereka menghasilkan nilai kandungan lempung lebih rendah dari persamaan linier. Adapun beberapa rumus dari respon *nonlinier* yaitu (Asquith dan Krygowsky, 2004):

Steiber (1970):

$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3 - 2I_{GR}} \quad (2.6)$$

Clavier (1971):

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (I_{GR} - 0.7)^2]^{\frac{1}{2}} \quad (2.7)$$

II.4.2 Porositas

Porositas suatu batuan adalah perbandingan antara volume ruang yang terdapat pada batuan terhadap volume total batuan. Ruang tersebut mencakup semua pori, retakan, dan ruang antar kristal. Porositas secara konvensional diberi simbol ϕ ,

dan dinyatakan sebagai pecahan yang bervariasi antara 0 sampai 1, atau persentase yang bervariasi antara 0% sampai 100%. Terkadang porositas dinyatakan dalam “unit porositas” yang sama dengan persen (yaitu, 100 unit porositas (pu) = 100%) (Glover, 2007).

Tekstur batuan sedimen sangat ditentukan oleh bentuk butiran dan kebulatan, ukuran dan sortasi butir, orientasi butir dan pengepakan, dan komposisi kimia. Kombinasi spesifik dari variabel ini dapat mengungkapkan informasi tentang proses dan mekanisme diagenetik dan katagenetik yang beroperasi selama transportasi, pengendapan, pemadatan dan deformasi material sedimen. Dalam beberapa kasus, tekstur dapat menghasilkan beberapa informasi tentang porositas formasi. Misalnya batupasir berbutir halus dengan sortasi buruk umumnya akan memiliki porositas lebih rendah dari batupasir yang terdiri dari butir yang kasar dan tersortir dengan baik (Tiab dan Donaldson, 2004).

Selama sedimentasi dan litifikasi, beberapa ruang pori awalnya berkembang menjadi terisolasi dari ruang pori lainnya oleh berbagai proses diagenetik dan katagenetik seperti sementasi dan pemadatan. Dengan demikian, banyak pori-pori akan saling berhubungan dan yang lain akan sepenuhnya terisolasi. Ini mengarah pada dua kategori porositas yang berbeda, yaitu total (mutlak) dan efektif, tergantung pada ruang pori mana yang diukur dalam menentukan volume ruang pori ini (Tiab dan Donaldson, 2004).

Menurut Harsono (1997), porositas ada beberapa macam, yaitu:

- 1) Porositas Total (ϕ_t), adalah perbandingan antara ruang kosong total yang tidak diisi benda padat yang ada di antara elemen-elemen mineral batuan, dengan volume total batuan:

$$\phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \quad (2.8)$$

di mana:

V_p = volume ruang kosong

V_s = volume yang terisi zat padat

V_t = volume total batuan

Porositas total terbagi menjadi dua, yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Porositas primer adalah porositas yang terbentuk bersamaan dengan terbentuknya batuan, sedangkan porositas sekunder terbentuk karena adanya rekahan yang diperoleh secara mekanik.

- 2) Porositas efektif, adalah porositas yang dapat dilalui oleh fluida karena pori-porinya saling terhubung antara satu dengan yang lainnya.

$$PHIE = PHIT - Vsh \quad (2.9)$$

Porositas dapat berkisar dari nol sampai besar sekali, akan tetapi biasanya berkisar dari 5% sampai 40%. Porositas 5% biasanya disebut porositas tipis (*marginal porosity*) dan umumnya tidak ekonomis (Koesoemadinata, 1980).

II.4.3 Resistivitas Formasi

Resistivitas adalah perhitungan dasar dari saturasi fluida reservoir dan merupakan fungsi dari porositas, jenis fluida (misalnya hidrokarbon, *saltwater*, atau

freshwater), jumlah dari fluida, dan jenis batuan. Karena batuan dan hidrokarbon bertindak sebagai isolator tapi *saltwater* adalah konduktif, perhitungan resistivitas yang dibuat berdasarkan alat *logging* dapat digunakan untuk mendeteksi hidrokarbon dan memperkirakan porositas dari reservoir. Selama pengeboran sumur, fluida berpindah ke formasi berpori dan permeabel di sekitar lubang bor, jadi pengukuran resistivitas direkam di jarak yang berbeda sehingga sering memiliki nilai yang berbeda. Resistivitas diukur oleh log listrik, umumnya dikenal sebagai *laterologs* dan *induction logs* (Asquith dan Krygowsky, 2004).

Percobaan Archie menunjukkan bahwa resistivitas dari *water-filled formation* (R_o) bisa dikaitkan dengan resistivitas air (R_w) yang mengisi formasi melalui konstanta yang disebut faktor resistivitas formasi (F) (Asquith dan Krygowsky, 2004):

$$R_o = F.R_w \quad (2.10)$$

Percobaan Archie juga mengungkapkan bahwa faktor formasi (F) dapat dihubungkan dengan porositas formasi seperti rumus berikut (Asquith dan Krygowsky, 2004):

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (2.11)$$

Dimana m adalah faktor sementasi yang nilainya bervariasi sesuai dengan ukuran butir, distribusi ukuran butir, dan kompleksitas jalur antara pori-pori (*tortuosity*), dan a adalah faktor *tortuosity*. Faktor *tortuosity* (a) umumnya bernilai 1.0, tapi bisa bervariasi oleh beberapa ahli petrofisika (Asquith dan Krygowsky, 2004).

II.4.4 Saturasi Air

Bagian dari ruang pori yang berisi air disebut kejenuhan air atau saturasi air, ditandai dengan simbol S_w . Sisa bagian yang berisi minyak atau gas disebut kejenuhan hidrokarbon, S_h , atau sama dengan $(1-S_w)$. Asumsi umum adalah reservoir mula-mula terisi oleh air dan selang masa perubahan geologi, minyak atau gas yang terbentuk di tempat lain akan pindah ke formasi yang berpori, menggantikan air namun tidak dapat menggantikan semua air yang ada (Harsono, 1997).

Pada formasi pasir serpihan perhitungan saturasi air akan cenderung lebih sulit dilakukan dibanding dengan formasi bersih. Hal ini disebabkan karena kehadiran lempung pada reservoir yang akan menimbulkan dampak seperti berkurangnya porositas efektif, berkurangnya nilai permeabilitas, serta merubah nilai R_w yang sudah diprediksi melalui persamaan Archie (Dwiyono dan Winardi, 2014).

Menurut Dwiyono dan Winardi (2014), metode perhitungan saturasi air pada formasi pasir serpihan terbagi menjadi dua yaitu *Vshale group* dan *CEC group*.

1) *Vshale Group*

Didefinisikan sebagai volume dari lempung basah (yang mengandung air) per volume dari batuan reservoir. Maksud dari volume lempung basah ini adalah rongga pori yang terisi oleh air yang terikat pada lempung, atau biasa disebut sebagai *bound water*. Dalam melakukan perhitungan porositas total suatu reservoir, *bound water* perlu diperhitungkan.

(1) *Simandoux* (1963)

Dalam menentukan porositas, *Simandoux* menggunakan log densitas dan log neutron. Fraksi lempung dapat ditentukan berdasarkan log *gamma ray*, log SP, atau indikator kehadiran lempung lainnya.

$$S_w = \frac{0.4 \cdot R_w}{\phi_e^2} \left[\sqrt{\frac{5 \cdot \phi_e^2}{R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (2.12)$$

(2) *Indonesia* atau *Poupon and Leveaux* (1971)

Persamaan ini dikembangkan berdasarkan karakteristik dari *freshwater* serta tingginya kandungan lempung yaitu berkisar antara 30% - 70% yang terdapat pada suatu formasi yang sering dijumpai pada reservoir minyak di Indonesia (*Poupon & Leveaux*, 1971).

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh}^{1-0.5 V_{sh}}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi_e^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (2.13)$$

Rsh merujuk pada resistivitas lempung, ϕ_e adalah porositas efektif, dan n merupakan faktor saturasi.

2) *CEC Group*

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 bentuk batupasir hampir tidak memiliki nilai CEC. Ilit dan montmorilonit memiliki nilai CEC yang tinggi karena memiliki luas permukaan yang besar. Berikut merupakan metode yang termasuk ke dalam grup ini.

(1) *Waxman-Smits* (1968)

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

Dimana F^* dan S_w merujuk pada rongga pori yang saling berhubungan, B adalah konstanta yang sangat bergantung pada nilai R_w , Q_v adalah konstanta yang ditentukan dengan mengalikan volume lempung dengan nilai CEC.

(2) *Dual Water* (1977)

$$C_t = \frac{C_w S_w^2}{F_0} + \frac{(C_{wB} - C_w) V_Q Q_v S_w}{F_0} \quad (2.15)$$

Dimana C_{wB} adalah konduktivitas dari *bound water* dan $V_Q Q_v$ adalah jumlah lempung yang berdampak langsung pada jumlah *bound water* dan kemampuannya untuk terkonduksi. C_t adalah konduktivitas *hydrocarbon bearing rock* (konduktivitas formasi). F_0 merupakan total porositas dari batuan yang saling terhubung.

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

Root mean square error (RMSE) telah digunakan sebagai standar untuk mengukur kinerja model dalam studi penelitian meteorologi, kualitas udara, dan iklim. Di bidang geosains, banyak yang menyajikan RMSE sebagai standar untuk kesalahan model (Chai dan Draxler, 2014).

Dalam banyak studi sensitivitas model yang hanya menggunakan RMSE, interpretasi terperinci tidak penting karena variasi model yang sama akan memiliki distribusi kesalahan yang serupa. Asumsi yang mendasari kapan

menyajikan RMSE adalah bahwa kesalahan tidak bias dan mengikuti distribusi normal (Chai dan Daxler, 2014).

Rumus dalam menghitung *root mean square error* (RMSE) dapat dituliskan sebagai berikut (Willmott dan Matsuura, 2005):

$$\text{RMSE} = [n^{-1} \sum_{i=1}^n |e_i|^2]^{1/2} \quad (2.17)$$

Perhitungan RMSE melibatkan urutan 3 langkah sederhana. '*Total square error*' diperoleh pertama kali sebagai jumlah kesalahan kuadrat individu; artinya, setiap kesalahan mempengaruhi total secara proporsional persegi, bukan besarnya. Kesalahan besar, sebagai hasilnya, memiliki pengaruh yang relatif lebih besar terhadap total kesalahan persegi daripada yang lebih kecil. Ini berarti bahwa total kesalahan kuadrat akan bertambah sebagai kesalahan total terkonsentrasi dalam penurunan jumlah kesalahan individu yang semakin besar. Maka total kesalahan kuadrat adalah dibagi dengan n, yang menghasilkan *error mean-square* (MSE). Langkah ketiga dan terakhir adalah menggunakan RMSE sebagai akar kuadrat dari MSE (Willmott dan Matsuura, 2005).