

Ujian Skripsi

**KARAKTERISASI RESERVOIR DENGAN METODE ANALISIS
PETROFISIKA DAN *ROCK TYPE HYDRAULIC FLOW UNIT* (HFU)**



DISUSUN OLEH:

SARWAN HENDRICK

H061181313

DEPARTEMEN GEOFISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS HASANUDDIN

MAKASSAR

2023

HALAMAN JUDUL

**KARAKTERISASI RESERVOIR DENGAN METODE ANALISIS
PETROFISIKA DAN *ROCK TYPE HYDRAULIC FLOW UNIT* (HFU)**

SKRIPSI

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Sains

UN Pada Departemen Geofisika **DIN**
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Universitas Hasanuddin

OLEH:

SARWAN HENDRICK
H061181313

DEPARTEMEN GEOFISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS HASANUDDIN

MAKASSAR

2023

HALAMAN PENGESAHAN

**KARAKTERISASI RESERVOIR DENGAN METODE ANALISIS
PETROFISIKA DAN *ROCK TYPE HYDRAULIC FLOW UNIT* (HIFU)**

Disusun dan Diajukan Oleh:

SARWAN HENDRICK

H061181313

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 Agustus 2023

Dinyatakan telah memenuhi syarat kelulusan

Menyetujui,

Pembimbing Utama

Pembimbing Pertama



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



Ir. Bambang Harime M.Si
NIP. 196105011991031003

**Ketua Departemen Geofisika
Fakultas Matematika Dan Ilmu Pengetahuan Alam
Universitas Hasanuddin Makassar**



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

PERNYATAAN KEASLIAN

Saya yang bertandatangan di bawah ini:

Nama : Sarwan Hendrick
NIM : H061181313
Departemen : Geofisika
Judul Skripsi : Karakterisasi Reservoir Dengan Metode Analisis Petrofisika dan *Rock Type Hydraulic Flow Unit (HFU)*.

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 mumi dari gagasan penelitian saya sendiri, kecuali arahan dari Tim Pembimbing dan masukan Tim Penguji.

Makassar, 18 Agustus 2022

Yang membuat pernyataan,



Sarwan Hendrick

ABSTRAK

Cekungan Sumatera Tengah merupakan salah satu cekungan yang memiliki potensi hidrokarbon, namun memiliki tingkat heterogenitas yang tinggi, terutama di sumur SENG dari penelitian tentang sifat fisik dari karakteristik reservoir termasuk jenis litologi, volume serpih, porositas, permeabilitas, dan nilai saturasi air yang merupakan dasar bagi kegiatan eksplorasi minyak dan gas. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk menentukan sifat fisik dari reservoir yang berkembang di daerah-daerah termasuk volume serpih (V_{sh}), porositas (ϕ), permeabilitas (k), saturasi air (S_w) dan menentukan Hydraulic Flow Unit (HFU) reservoir pada sumur yang memiliki data core dengan menggunakan parameter Flow Zone Indicator (FZI) dan metode regresi non-parametrik yang disebut Alternating Conditional Expectation (ACE) pada sumur yang tidak memiliki data core. Dari hasil penelitian, Sumur Seng memiliki nilai Volume Shale rata-rata sebesar 27.15%, porositas 15.7%, permeabilitas 103,3 mD, saturasi air of 37.5%. Reservoir pada sumur Seng dapat dikelompokkan menjadi enam flow unit. Enam flow unit tersebut masing-masing memiliki permeabilitas sebagai fungsi dari porositas yang telah divalidasi dengan mengaplikasikannya pada sumur. Dengan menggunakan metode ACE, kita dapat menentukan Hydraulic Flow Unit pada sumur yang tidak memiliki data core dengan menggunakan data log. Setelah FZI dihitung dari data log dan divalidasi dengan data core terlihat bahwa hasil dari metode tersebut menghasilkan korelasi yang cukup baik ($R^2 = 0.79$), sehingga metode tersebut cukup dapat diaplikasikan pada sumur-sumur yang tidak memiliki data core.

Kata Kunci: Permeabilitas, *Hydraulic flow unit*, *Rock Typing*, ACE, *Reservoir*

ABSTRACT

Central Sumatera basin is one of the basin area in Indonesia that has considerable hydrocarbon potential but have a very high degree of heterogeneity, particularly in the field by SENG well as the research of the physical properties of a reservoir characteristics including type of lithology, shale volume, porosity, permeability and water saturation value which is fundamental to the activities of oil and gas exploration. The purpose of this research was to determine the physical properties of the reservoir that developed in the areas include shale volume (V_{sh}), porosity (ϕ), permeability (k), water saturation (S_w) and to determine reservoir Hydraulic Flow Unit (HFU) on wells that have core data by using the Flow Zone Indicator (FZI) parameter and non-parametric regression method called Alternating Conditional Expectation (ACE) in the wells that does not have the core data. From the research, well Seng has a value of shale volume average of 27.15%, porosity 15.7%, permeability 103,3 mD, water saturation of 37.5%. The reservoir on the well Seng can be grouped into six flow units. The flow unit each have a permeability as a function of porosity has been validated by applying it to the well. By using ACE, we can determine Hydraulic Flow Unit on wells that does not have core data by using log data. After FZI calculated from the log data and core data is validated to be seen that the results of these methods produce a fairly good correlation ($R^2 = 0.791$), so the method is quite applicable to wells that does not have the core data.

Keywords: *Permeability, Hydraulic flow unit, Rock Typing, ACE, Reservoir.*

KATA PENGANTAR

Puji syukur tak terkira Penulis panjatkan ke hadirat Tuhan Yesus Kristus atas segala kasih dan karunia-Nya yang telah memberikan hikmat, kekuatan dan kesehatan sehingga Penulis dapat melakukan penelitian dan menyelesaikan penulisan Tugas Akhir dengan judul “**Karakterisasi Reservoir Dengan Metode Analisis Petrofisika dan Rock Type Hydraulic Flow Unit (HFU)**”. Ucapan terima kasih yang setinggi-tingginya Penulis haturkan kepada kedua orang tua, Bapak **Hamzah** dan Ibu **Hasma** untuk setiap kasih sayang, doa dan motivasinya serta memberikan dukungan baik moril maupun materil.

Dalam masa studi hingga penyelesaian Tugas Akhir ini tentunya tidak lepas dari bimbingan dan bantuan berupa saran dan kritik yang membangun dari berbagai pihak. Oleh karena itu, ucapan terima kasih juga Penulis berikan kepada:

1. Bapak **Sabrianto Aswad, S.Si., M.T** selaku Pembimbing Utama yang selalu meluangkan waktu dan memberikan ilmu, kritik dan saran dalam penyelesaian Tugas Akhir ini.
2. Bapak **Ir. Bambang Harimei, M.Si** selaku Pembimbing Pertama yang senantiasa menuntun dalam mengerjakan dan memahami konsep dari Tugas Akhir Penulis serta selaku Pembimbing Akademik yang selalu memberikan masukan yang membangun selama Penulis menjalani pendidikan di Universitas Hasanuddin, serta seluruh Dosen Departemen Geofisika FMIPA Unhas untuk setiap ilmu yang diberikan pada Penulis.

3. Bapak **Egi Wicaksono, M.T.** selaku Pembimbing di LEMIGAS, terima kasih untuk kesabarannya dalam membimbing Penulis.
4. Bapak **Dra. Maria. M.Si** dan Ibu **Makhrani, S.Si., M.Si** selaku Dosen Penguji yang telah memberikan ilmu, kritik dan masukan yang membangun bagi Penulis untuk kesempurnaan Tugas Akhir ini.
5. Seluruh Bapak/Ibu dosen Departemen Geofisika yang telah memberikan pengetahuan yang sangat bermanfaat selama masa perkuliahan.
6. Saudara tak sedarah Penulis **HIMAFI 2018, Iis, Jihan, Fya, Ainul, Jojo, Marni, Irma, Fira, Wilda, Sri, Fhaika, Aini, Ilmi, Acam, Dena, Nunu, Vika, Yesi, Wibu, Geby, Milen, Suci, Mute, Nilam, Onding, Nisa, Yen, Juni, Kiki, Epe, Ayu, Ocha, Windy, Sheren, Dhea, Fina, Fiskah, Chana, Feni, Risda, Uli, Kutir, Sari, Firda, Cunni, Yuyun, Cica, Aqila, Angela, Azmi, Aulia, Dede, Justin, Hadi, Patan, Tater, Mulyanto, Hasnan, Heral, Ipul, Uci, Azlan, Sarwan, Wawan, Pian, Agung, Komang, Masdar, Yusran, Yansen, Syahrul, Indra, Slengos, Rana, Izzah, Afni, Dilla, Yusril dan Fauzan.** Terima kasih telah berproses bersama Penulis selama masa perkuliahan, tetap “**Satu Tekad Taklukkan Waktu**”.
7. Teman-teman **MIPA 2018**, khususnya **Pengurus BEM FMIPA Unhas Periode 2021/2022, Jalil, Dede, Alif, Milen, Chand, Lutfi, Andri, Yusuf, Heral, El, Icha, Pitto, Ninis, Geby, Wilda, Juni, Uci, Ardi, Azlan, Ipul, Syahrul, Kido, Onding, Marni, Wildawati, Umar, Hasnan, Aldo, Fina, Maya, Aqila, Acam, Justin, Inul, Agung, Farhan, Komang, Ail, Wawan, Iis, Nunu, Sheren, Shamad, Ishak, Cilla, Firda, Spaer, Jojo, Yaya,**

Nasmah, Afni, Yuyun, Syara, Snufkin, Nando, Calli, Ana, Dena, Esri, Fira, Isa, Jihan, Fya, Marsya, Vivi, Ilmi, dan Vika. Terima kasih atas kebersamaannya dari Maba hingga saat ini, salam **“Use Your Mind Be The Best”** dan **“Takkan Pudar”**.

8. Terima kasih pada **Kakak MIPA 2015 (Kak Nuge, Kak Gustamin, Kak Novi, Kak Risna, Kak Hafis, Kak Erfi, dll.)** selaku Pengurus BEM Penulis, **Kakak HIMAFI 2016 (Kak Arif, Kak Winda, Kak Mute, Kak Arya, Kak Ulla, Kak Ayyub, Kak Hasrina, dll.)** selaku Pengurus Himpunan Penulis, dan **Kakak HIMAFI 2017 (Kak Ate', Kak Uci, Kak Zahra, Kak Azhardi, Kak Angga, Kak Ardi, Kak Zahari, dll.)** selaku Panitia yang telah banyak mengajarkan hal baik pada Penulis.
9. Adik-adik **HIMAFI-HMGF 2019, Galib, Arsyih, Kamil, Haikal, Devi, Diki, Sarni, Patio, Nismul, Nude, Haerul, Cindy, Haidir, Alif, Ismi, Afikah, Lida, Indah, Mey, Dahlia, Akbar, Suleha, Jinaan, Kiya, Habib, Ila, Asyifah, Pipit, Ayul, Risda, Caca, Sindy, Dian, Fausta, Jack, Muji, Nanda, Yuli, Ashar, Sekar, Tiara, Dominikus, Gorki, Riman, Muly, Nur, Ita, Yusri, Jimbo, Alya, Nurul, Fara, Ikram, Israil, Asira, Nara, Rati B, Pitti, Ratih, Eni, Hajrul, Sire, Umni, Hajar, Tiche, Gisel, Mutiara, Rara, Gunawan, Mahar, Ririn, Enjel, Jasmine, Maria, Hartini, Yoriska, Agus, Nabila, Daya, Risma, Yuni, Salsa, Elivia, Atul, Septi, Lela, Dollo, dan Azizah.** Terima kasih sudah memberikan kesan yang indah ketika Penulis menjalani kepanitiaan di Himafi dan HMGF FMIPA Unhas, tetap **“Bangkit dan Buktikan”**.

10. Adik-adik **T20POSFER**, **Alghi, Toktok, Astri, Asmawan, Faiz, Guntur, Imran, Alif, Dayat, Ema, Aini, Aza, Asi, Echa, Angel, Ima, Mela, Lola, Resty, Gloria, Jane, Nisfit, Hasna, Rezky, Qalbi, Wulan, Mifta, Aan, Umi, Milka, Selfi, Aurel, Sandra, Regita, Indah, Fira, Merlia, Ica, Cholis, Magfirah, Datu, Emmi, Izzah, Tazkia, Ansya, Yudi, Ical, Awi, Yonas, Agung, Rianul, Dirham, Ila, Defina, Wikal, Gery, Hamman, Nikom, Rizka, Arpah dan Ihsan**. Terima kasih telah menjadi adik-adik yang baik selama Penulis menjadi Pengurus HMGF FMIPA Unhas, jaga terus kebersamaannya dan tetap “.
11. Terima kasih pula untuk 419 adik-adik **MIPA 2021** untuk setiap pengalaman berharga selama Penulis menjadi Pengurus BEM FMIPA Unhas, tetap “**Satu Asa Nyala Bersama**”.
12. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebut satu persatu yang telah membantu dalam penyelesaian penulisan naskah skripsi ini.

Penulis menyadari bahwa Tugas Akhir ini tentunya memiliki kekurangan, oleh karena itu Penulis mengharapkan saran dan kritik yang membangun agar Tugas Akhir ini dapat bermanfaat bagi Penulis maupun pembaca di masa mendatang.

Makassar, 18 Agustus 2023

Penulis

Sarwan Hendrick
H061181313

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
PERNYATAAN KEASLIAN	iv
ABSTRAK	v
ABSTRACT	vi
KATA PENGANTAR	vii
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1. Latar Belakang	1
I.2. Rumusan Masalah	2
I.3. Ruang Lingkup	2
I.4. Tujuan Penelitian	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	3
II.1.1. Geologi Regional	3
II.1.2. Stratigrafi Regional	5
II.1. Petroleum System	7
II.2. Well Logging dan Jenis-Jenis Log	10
II.3.1. Log Gamma Ray	10
II.3.2. Log Porositas	13
II.3.3. Log Densitas	13
II.3.4. Log Neutron	14
II.3. Parameter Petrofisika	15
II.4.1. Porositas	15
II.4.2. Resistivitas	17
II.4.3. Saturasi Air	17
II.4.4. Permeabilitas	18
II.4.5. Alternating Conditional Expectation (ACE)	19

II.4. <i>Rock typing</i>	20
II.5.1. <i>Hydraulic Flow Unit (HFU)</i>	22
II.5.2. <i>Reservoir Quality Index (RQI)</i>	24
II.5.3. <i>Flow Zone Indicator (FZI)</i>	24
II.5.4. <i>Global Hydraulic Element (GHE)</i>	25
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	27
III.1. Lokasi Penelitian	27
III.2. Data Penelitian	28
III.3. Perangkat Penelitian	28
III.4. Pengolahan Data	28
III.4.1. Persiapan Data <i>Routine Core</i> dan <i>Data Log</i>	28
III.4.2. Plot Porositas dan Permeabilitas pada <i>GHE Map</i>	29
III.4.3. Determinasi Batasan <i>Flow Unit</i>	29
III.4.4. Menghitung ϕ_z, RQI dan FZI	29
III.4.5. Menentukan <i>Rock Type</i>	30
III.4.6. <i>Alternating Conditional Expectation (ACE)</i>	30
III.5. Bagan Alir Penelitian	31
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	32
IV.1. Hasil Analisis Kuantitatif	32
IV.1.1. Evaluasi Kandungan Lempung	32
IV.1.2. Evaluasi Porositas	35
IV.1.3. Saturasi Air	36
IV.1.4. Perhitungan Permeabilitas	36
IV.2. Porositas dan Permeabilitas pada <i>GHE Map</i>	37
IV.3. Menghitung ϕ_z, RQI dan FZI	39
IV.4. Menentukan <i>Rock Type</i>	41
IV.5 Perbandingan	43
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	51
V.1. Kesimpulan	51
V.2. Saran	51
DAFTAR PUSTAKA	52
LAMPIRAN	55

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Pola struktur geologi regional Basin Sumatera Tengah (dimodifikasi Longley, 1990).....	4
Gambar 2.2 Stratigrafi Basin SumateranTengah (Heidrick dan Aulia, 1996)	7
Gambar 2.3 <i>Petroleum system</i> (Downey, 2016)	8
Gambar 2. 4 Respon log resistivitas pada <i>hydrocarbon zone</i> (Glover, 2000)	12
Gambar 2.5 Template global hydraulic elements yang menunjukkan GHE1 di dasar hingga GHE10 di atas (Corbett & Potter, 2004).....	26
Gambar 3.1 Lokasi Penelitian	27
Gambar 3.2 Bagan alir penelitian.....	31
Gambar 4. 1 (a), (b) dan (c) Parameter petrofisika berdasarkan analisa kuantitatif (Porositas, kandungan lempung, resistivitas dan saturasi.)	34
Gambar 4.2 Hasil <i>crossplot</i> porositas vs permeabilitas pada <i>GHE maps</i> dalam menentukan jumlah <i>flow unit</i> yang terbentuk.....	37
Gambar 4.3 Transformasi optimal logaritma natural nilai FZI menggunakan ACE	41
Gambar 4. 1 Nilai FZI Data Core VS FZI dari Data Log dengan ACE Log GR, NPHI dan RHOB.....	50
Gambar 4. 2 Nilai FZI Data Core VS FZI dari Data Log dengan ACE Log BHC, NPHI dan RHOB.....	50
Gambar 4. 3 Nilai FZI Data Core VS FZI dari Data Log dengan ACE Log GR, BHC dan RHOB.....	51

Gambar 4. 4 Nilai FZI Data Core VS FZI dari Data Log dengan ACE Log GR, NPHI dan BHC.....	51
Gambar 4. 5 Nilai FZI Data Core VS FZI dari Data Log dengan ACE Log GR, NPHI, RHOB, BHC.....	52
Gambar 4. 6 Nilai FZI Data Core VS FZI dari Data Log dengan ACE Log GR, NPHI, RHOB, RES.....	52
Gambar 4. 7 Nilai FZI Data Core VS FZI dari Data Log dengan ACE Log GR, NPHI, RHOB, BHC dan RES.....	53

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Rentang nilai porositas batuan (Glover, 2000)	16
Tabel 2. 2 Klasifikasi permeabilitas reservoir (Glover, 2000).....	19
Tabel 2.3 Parameter template <i>Global Hydraulic Elements</i> (GHE) (Corbett & Potter, 2004).....	26
Tabel 4.1 Nilai volume <i>Shale</i>	35
Tabel 4. 2 Nilai Perhitungan ϕ_z , RQI dan FZI.....	39
Tabel 4.3 Klasifikasi <i>flow unit</i> berdasarkan GHE <i>maps</i> dan Deskripsi geologi pada <i>Sumur Seng</i>	42
Tabel 4. 4 Perbandinagn korelasi dan RMSE	47

BAB I

PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

Karakterisasi reservoir ditentukan oleh banyak faktor. Diantaranya adalah kapasitas penyimpanan hidrokarbon yang merupakan fungsi dari porositas batuan dan kapasitas aliran fluida reservoir yang merupakan fungsi dari permeabilitas. Reservoir yang baik memiliki karakteristik permeabilitas dan porositas yang besar namun hidrokarbon *shale* merupakan sumber energi minyak dan gas bumi non-konvensional yang terperangkap dalam formasi batuan *shale* kaya akan kandungan material organik, akan tetapi memiliki porositas dan permeabilitas yang rendah (Widhiyatmoko M. Et al., 2022).

Proses geologi sangat berperan penting dalam mempengaruhi sifat batuan reservoir yang beragam sehingga dibutuhkan pengelompokan karakteristik reservoir dengan melakukan *rock typing*. *Rock typing* adalah penggolongan jenis batuan berdasarkan sifat petrofisika, terutama sifat yang berkaitan dengan dinamika fluida dalam batuan, seperti porositas dan permeabilitas (Akbar dan Permadi, 2013).

Hydraulic Flow Units (HFU) merupakan metode yang menggabungkan antara atribut geologi batuan dan data petrofisika sehingga menghasilkan *flow unit* yang berbeda dari setiap batuan bergantung dari tekstur ataupun mineraloginya. HFU didefinisikan sebagai volume yang mewakili volume total batuan reservoir yang mempunyai petrofisik dan geologi sama. *Properties* ini yang mempengaruhi aliran fluida pada batuan reservoir, sehingga nilai HFU mempresentasikan jenis batuan yang terdapat di dalam reservoir yang masing-masing juga memiliki perilaku aliran fluida yang berbeda pula (Abbaszadeh et al., 1996).

I.2. Rumusan Masalah

Adapun rumusan masalah dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana karakteristik reservoir berdasarkan parameter petrofisika batuan?
2. Bagaimana cara menentukan *rock type* pada *Sumur SENG* dengan menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU)?
3. Bagaimana perbandingan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) untuk permeabilitas dari data *core* dan permeabilitas prediksi dari log?

I.3. Ruang Lingkup

Adapun ruang lingkup pada penelitian ini yaitu dibatasi pada analisis petrofisika penentuan *rock typing* dan prediksi permeabilitas pada formasi di sumur SENG dengan menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU).

I.4. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Melakukan analisis petrofisika untuk menentukan volume *shale*, porositas, saturasi air dan permeabilitas untuk karakterisasi resevoir.
2. Menentukan *rock type* pada sumur SENG dengan menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU).
3. Mengetahui perbandingan *rock type* pada sumur SENG menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) dengan permeabilitas dari data *core* dan permeabilitas data log.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

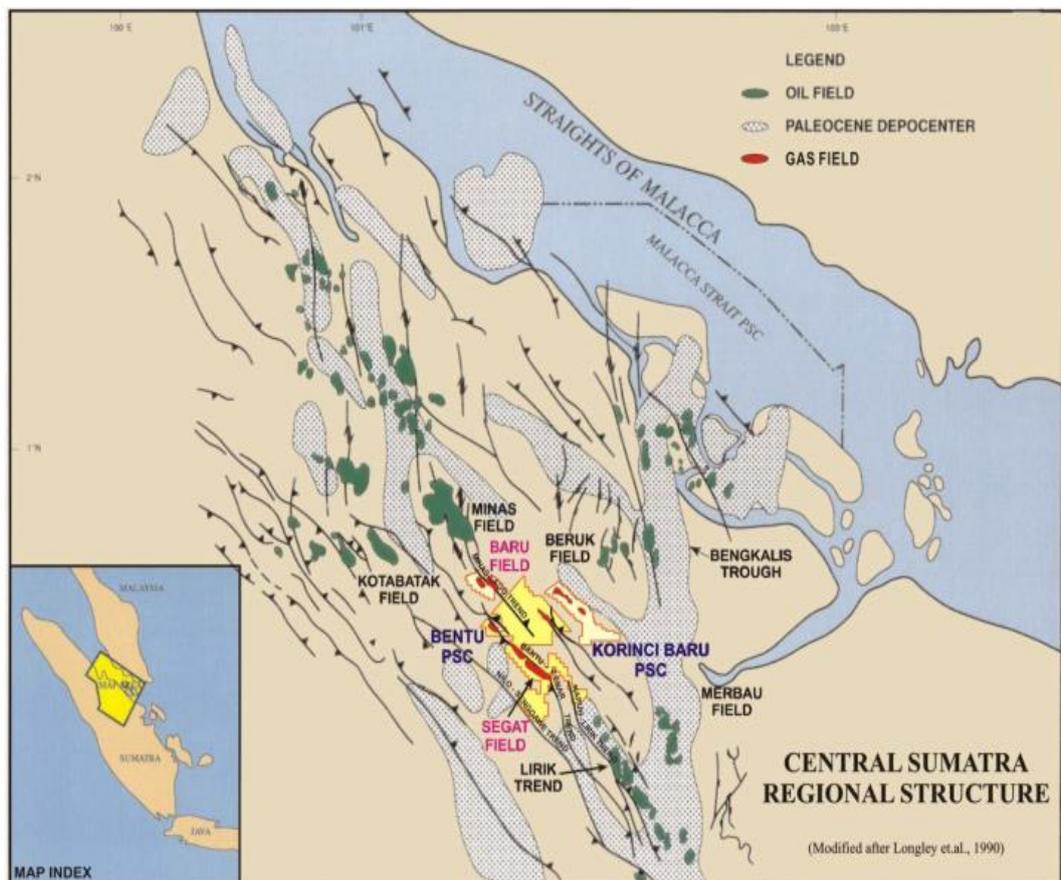
II.1.1. Geologi Regional

Area studi pada penelitian ini berada pada Pegunungan Barisan terletak kurang lebih 30 kilometer di sebelah barat daya kawasan SENG sedangkan tinggian Minas terletak sekitar 30 kilometer di sebelah utara. Palung Bengkalis berarah utara utama sejajar dengan daerah sekitar 50 kilometer ke timur. Ada lima sesar besar berarah barat laut dan *trend* antiklinal terkait yang melintasi Blok Bentu dengan panjang berkisar hingga 160 kilometer. Dengan arah dari barat laut ke timur laut: *Trend* Lipai-Emas, *Trend* Nilo-SENG gawe, *Trend* Bentu-Penar, *Trend* napuh – lirik dan *Trend* Minas – Lago.

Daerah SENG secara geologis terletak di cekungan busur belakang Sumatera. Blok – blok tersebut berjarak sekitar 30 km di sebelah barat laut Pegunungan Barisan. Terdapat delapan antiklin berarah barat laut-tenggara melintasi blok Bentu, tetapi hanya 2 struktur antiklin utama yang melewati lokasi blok. Struktur antiklin utama ini adalah *trend* Bentu-Penar dan *trend* Minas-Lago. Sejarah struktural Cekungan Sumatera Tengah dapat diringkas dalam lima periode seperti pada **Gambar 2.1**:

1. Orogeni Jurassic Akhir - Kapur ketika strata Paleozoikum dan Mesozoikum bermetamorfosis oleh aktivitas batuan beku yang ekstensif dan erosi, terkait dengan intrusi batholit granit yang signifikan.
2. Perpanjangan selama Paleosen, menghasilkan serangkaian sistem *horst - graben* berarah utara dan barat laut dan tersebar sesar normal.

3. Pengangkatan dan erosi pada Oligosen Tengah dari kompleks - kompleks *rift graben* sebelumnya yang terkait dengan magmatisme minor.
4. Inisiasi pengangkatan Pegunungan Barisan pada Miosen Tengah disertai dengan peningkatan vulkanisme.
5. Peristiwa kompresional Plio-Pleistosen yang tersebar luas, berorientasi timur laut-barat daya yang berdampak signifikan pada masa kini struktur cekungan, seperti yang digariskan pada peta elemen struktur. Pengangkatan besar-besaran Pegunungan Barisan terjadi terkait dengan pilinan kanan-lateral utama dan pembentukan serangkaian antiklin berarah barat laut dan sesar dorong.



Gambar 2.1 Pola struktur geologi regional Basin Sumatera Tengah (dimodifikasi Longley, 1990) (Longley et. al., 1990)

II.1.2. Stratigrafi Regional

Tabel stratigrafi (Heidrick dan Aulia, 1996) seperti pada **Gambar 2.2** memiliki tata nama stratigrafi Basin Sumatera Tengah merangkum unit yang ditembus dalam SENG dengan sedimen yang berumur mulai dari Miosen Awal sampai Akhir dan yang mendasari Miosen Awal diperkirakan berumur Pra-Tersier.

1. Formasi Korinci/Nilo

Miosen Akhir - Formasi Korinci/Nilo ini terdiri dari perlapisan urutan batupasir kontinental (aluvial dan fluvial) dan batulempung dengan lapisan batubara kecil. Komponen vulkanik klastik yang *signifikan* terlihat di litologi utama yang mencerminkan daerah sumber dominan dari gunung berapi Barisan.

2. Formasi Binio

Miosen Tengah Formasi Binio yang mendasari Formasi Korinci/Nilo. Satuannya terdiri dari batu lempung atau *shale* masif regresif urutan *interbedded* dengan batu pasir kecil dan *stringer* batu kapur. Itu batulempung dan *shale* tebal, abu-abu kebiruan sampai abu-abu tua, lunak sampai keras, lengket, gumpal hingga subfisil, kadang-kadang mengandung karbon dan sedikit glaukonit dengan garis-garis dan lamina berlumpur dan berpasir.

3. Formasi Telisa

Formasi Telisa laut berumur Miosen awal hingga tengah dan menggaris bawah Formasi Binio. Bagian atas unit ini terdiri dari abu-abu kecoklatan, tegas, kuning, berbintik-bintik karbon batulanau diselingi dengan abu-abu kecoklatan, lembut, kuning kadang-kadang berkapur batulempung dan minor setebal satu sampai empat

meter terpilah sedang, sangat halus sampai berbutir halus, batupasir kuarsa dengan semen berkapur. Satuan ini secara selaras menutupi Miosen awal Formasi Tualang.

4. Formasi Tualang

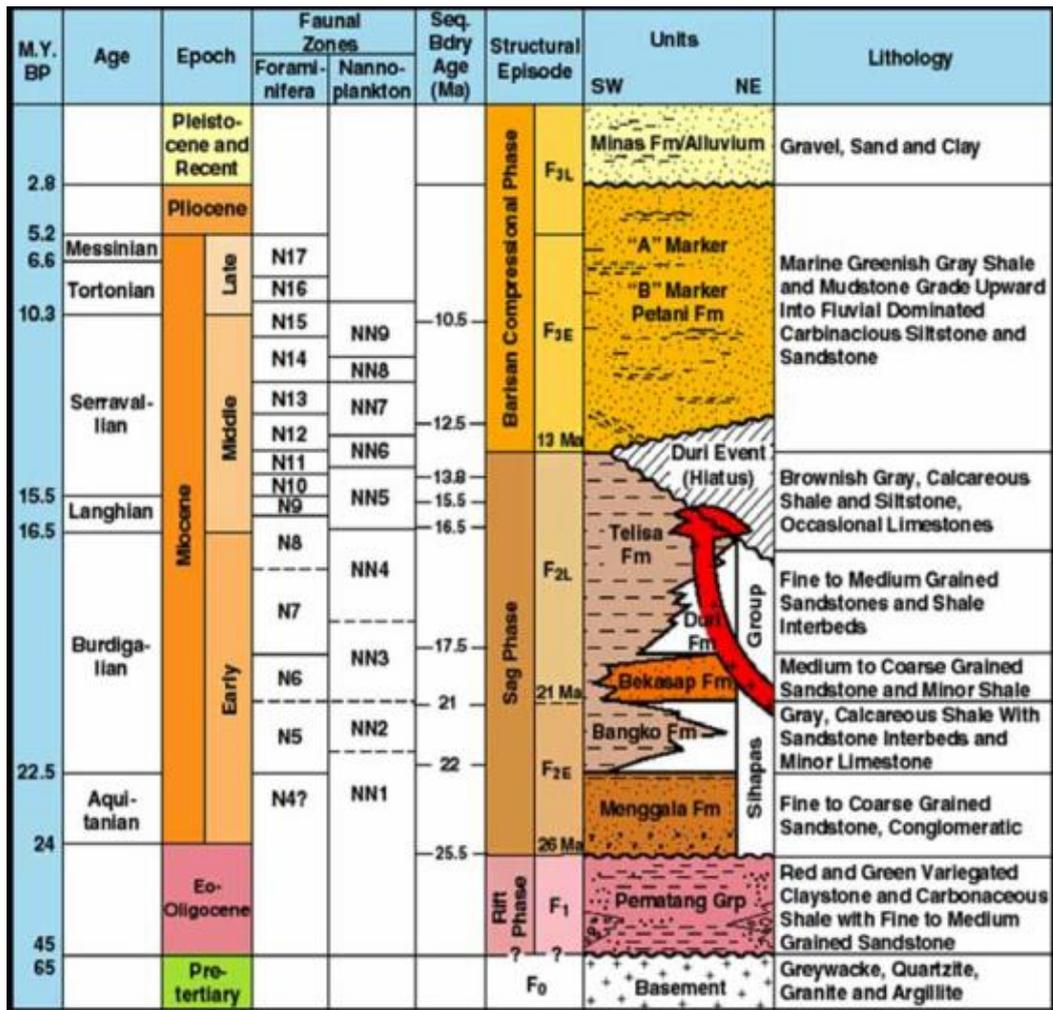
Formasi Tualang terdiri dari laut dangkal yang saling bersilangan *shale*/batulempung dan batupasir dengan sisipan batulanau. Itu *shale*/batulempung berwarna abu-abu coklat, keras, berlumpur sedikit berkapur. Unit ini secara selaras menutupi Pembentukan Lakat.

5. Formasi Lakat

Formasi Lakat fluvial - pantai berumur Miosen Awal dan selaras mendasari Formasi Tualang. Bagian atas unit ini terdiri dari lapisan batupasir arkosik dan *shale*/batulempung. bagian bawah dari unit ini terdiri dari lapisan batupasir, abu-abu muda, kadang-kadang berbutir sedang sampai kasar sangat kasar, tersortir sedang sering kuarsit putih dan kuarsa *over growth*, didominasi kuarsit, mika putih dan *shale* klorit hijau tua. Itu *shale*/batulempung berwarna coklat muda dan abu-abu sedang, keras, kadang-kadang bergradasi ke batulanau.

6. *Basement*

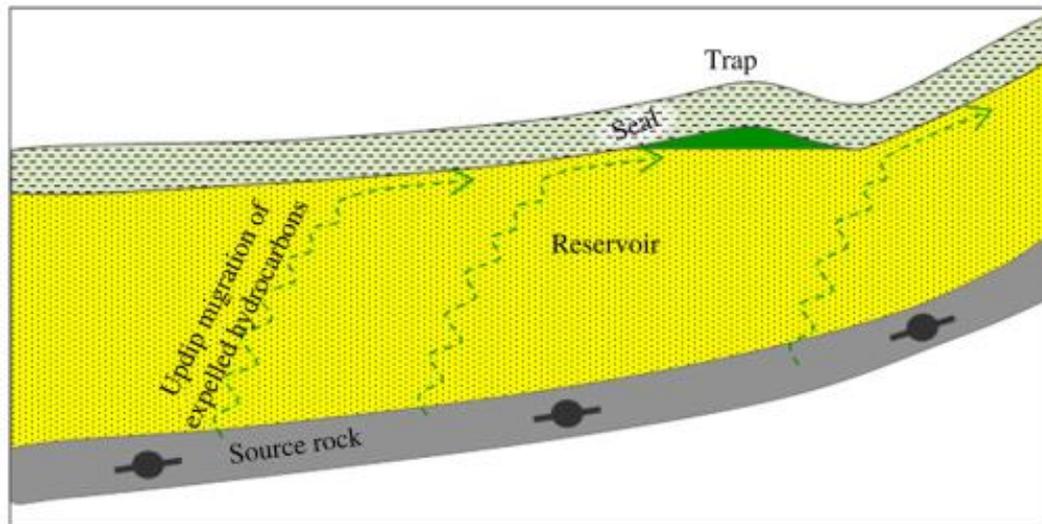
Basement terdiri dari *greywacke* kuarsit dengan kuarsit bergantian dan interkalasi kecil sekis. Kuarsit *greywacke* berwarna abu-abu sedang hingga gelap, berbutir halus, sebagian rekristalin dengan serisit umum dan pita klorit hijau. Kuarsit berwarna abu-abu muda, haluskristal, fraktur konkoid dengan urat kuarsa putih halus. Sekis berwarna abu-abu muda, tegas, kilau halus, kadang-kadang bergradasi ke batu lanau *micaceous*.



Gambar 2.2 Stratigrafi Basin SumateranTengah (Heidrick dan Aulia, 1996)

II.1. Petroleum System

Petroleum system adalah sistem dimana hidrokarbon terjadi di perangkap struktural atau stratigrafi yang digambarkan dengan kontak air hidrokarbon di bawah reservoir. Tidak semua cekungan sedimen mengandung akumulasi hidrokarbon. Hidrokarbon dapat terakumulasi jika fitur-fitur berikut ada secara bersamaan: *trap*, reservoir, *seal/cap rock* dan batuan induk serta migrasi.



Gambar 2.3 *Petroleum system* (Downey, 2016)

Menurut Downey (2016) komponen penting dalam *petroleum system* sebagai berikut:

1. *Trap* (Perangkap)

Trap (perangkap) adalah geometri bawah permukaan di mana hidrokarbon dapat terperangkap jika terdapat reservoir yang dilapisi oleh *seal* dan memiliki akses ke hidrokarbon. Dalam klasifikasi paling sederhana, dapat dibagi lagi menjadi perangkap struktural dan stratigrafi. Perangkap struktural dapat berupa struktur antiklinal sederhana dalam semua arah atau struktur patahan pada sistem minyak bumi (Dolson, dkk., 1999).

2. Reservoir

Reservoir merupakan litologi yang porous dan permeable. Porositas menciptakan ruang untuk hidrokarbon, permeabilitas memungkinkan hidrokarbon mengalir ke reservoir. Geometri dan kontinuitas reservoir bergantung pada pengendapan. Sebuah pengetahuan yang baik dan pemahaman tentang pengendapan reservoir

(potensial) sangat penting untuk pengembangan *sumur* hidrokarbon, maupun dalam tahap eksplorasi.

3. *Cap rock* atau lapisan penutup

Cap rock atau lapisan penutup litologi dengan permeabilitas yang sangat rendah sehingga hidrokarbon tidak dapat atau sulit bergerak melalui lapisan penutup ini menuju lapisan lain (Skerlec, 1999).

4. Batuan induk dan migrasi

Batuan induk adalah sedimen yang kaya akan material organik yang mungkin telah terdeposit dalam berbagai lingkungan termasuk *deep water marine*, *lacustrine* dan delta. Dalam *Petroleum geology*, batuan induk mengacu pada batuan dimana hidrokarbon telah atau mampu dihasilkan. Faktor Terbentuknya *Source Rock* TOC (*Total Organic Carbon*) merupakan kuantitas dari karbon organik yang terendapkan dalam batuan tersebut. Semakin tinggi nilai TOC maka akan semakin baik source rock tersebut dan kemungkinan terbentuknya hidrokarbon akan semakin tinggi. Kerogen merupakan kualitas dari karbon organik yang terendapkan dalam batuan tersebut. Kerogen akan menentukan hidrokarbon yang akan dibentuk. Migrasi adalah Pergerakan hidrokarbon dari *Source Rock* ke batuan reservoir. Pergerakan hidrokarbon baru yang dihasilkan keluar dari batuan induk mereka adalah migrasi utama, disebut juga *expulsion*. Gerakan lebih lanjut dari hidrokarbon dalam batuan reservoir kedalam perangkap hidrokarbon atau daerah lain akumulasi adalah migrasi sekunder.

II.2. *Well Logging* dan Jenis-Jenis Log

Well logging merupakan sebuah metode yang dilakukan untuk memperoleh data rekaman sumur pemboran yang lebih detail yang digambarkan dalam bentuk kurva-kurva dari nilai parameter petrofisika. Pengukuran dan perekaman yang dilakukan adalah terhadap sifat fisik batuan (Harsono, 1997).

II.3.1. *Log Gamma Ray*

Prinsip dasar dari *log gamma ray* (GR) yaitu mengukur radioaktivitas alami dalam formasi dan dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi serta untuk zona yang berhubungan. Radioaktivitas alami yang terukur berasal dari tiga unsur radioaktif yang ada dalam batuan yaitu *uranium* (U), *thorium* (Th), dan *potassium* (K) yang secara berkelanjutan memancarkan sinar gamma dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi (Rider, 2002). *Gamma ray log* telah digunakan sebagai salah satu dari indikator *shale* yang penting dalam evaluasi *shaly* formasi. Dalam evaluasi kualitatif kandungan *shale*, diasumsikan bahwa mineral radioaktif selain *shale* tidak ada. Batupasir dan karbonat *shale-free* memiliki konsentrasi bahan radioaktif yang rendah dan memberikan pembacaan sinar gamma yang rendah. Karena *shale* biasanya lebih radioaktif daripada pasir atau karbonat, log sinar gamma dapat digunakan untuk menghitung volume *shale* di reservoir berpori. Volume *shale* yang dinyatakan sebagai pecahan atau persentase desimal disebut *Vshale* dengan rumus sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.1)$$

Keterangan:

I_{GR} = *gamma ray indeks*

GR_{log} = pembacaan *gamma ray* pada formasi

GR_{log} = minimum *gamma ray* (*clean sand or carbonate*)

GR_{max} = maksimum *gamma ray* (*shale*)

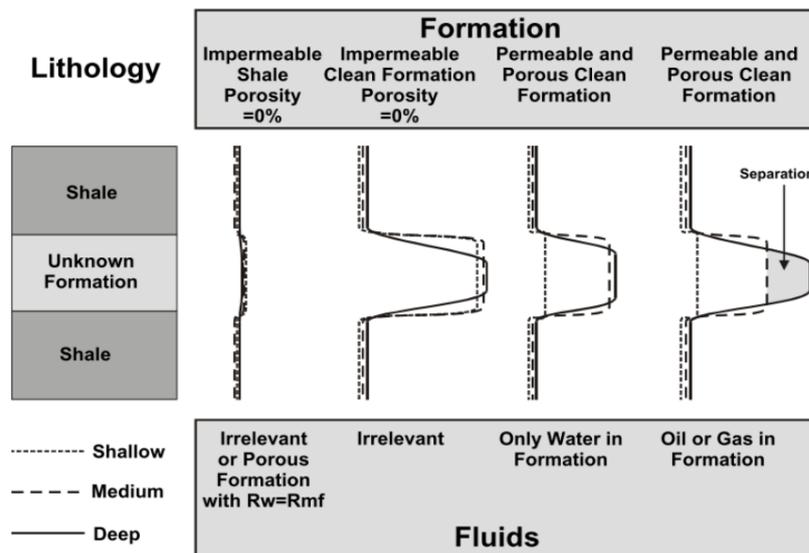
1. Spontaneous Potential (SP) Log

Log *Spontaneous Potential* (SP) adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik-turun. Supaya SP dapat berfungsi maka lubang harus diisi oleh lumpur konduktif. Kegunaan Log SP yaitu: log digunakan untuk menentukan *gross lithology* (yaitu reservoir vs non reservoir) melalui kemampuannya untuk membedakan zona permeabel (seperti batupasir) dari zona kedap air (seperti *shale*), serta digunakan juga untuk menghubungkan zona antar sumur. Log SP biasanya digunakan untuk mendeteksi lapisan permeabel, mendeteksi batas lapisan permeabel, menentukan resistivitas air formasi (R_w), dan menentukan volume *shale* (V_{shale}) di lapisan permeabel (Asquith & Krygowski, 2004).

2. Log Resistivitas

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut (Darling, 2005). Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Log resistivitas memiliki kegunaan antara lain: menentukan zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel dan menentukan porositas. Sejauh ini, penggunaan log resistivitas yang paling penting adalah penentuan *hydrocarbon-bearing versus water-bearing zones* karena matriks atau

butiran batuan nonkonduktif dan hidrokarbon di pori-pori juga nonkonduktif, kemampuan batuan untuk menyalurkan arus hampir seluruhnya merupakan fungsi air dalam pori-pori (Asquith & Krygowski, 2004).



Gambar 2. 4 Respon log resistivitas pada *hydrocarbon zone* (Glover, 2000)

Gambar 2.4 memperlihatkan bahwa jika ketiga kurva memiliki resistivitas rendah, dan saling bertumpuk, formasi tersebut merupakan *shale*, formasi tersebut permeabel dan mengandung air tetapi filtrat lumpur memiliki resistivitas yang sama dengan air formasi. Jika ketiga kurva memiliki resistivitas lebih tinggi daripada *shale* di sekitarnya, dan saling bertumpuk, formasi tersebut merupakan formasi pembersih yang tidak tembus air (batupasir, batugamping). Jika kurva dangkal memiliki resistivitas rendah, tetapi *medium and deep penetrating tools* memiliki resistivitas yang lebih tinggi yaitu sama (saling bertumpuk), maka formasi tersebut permeabel dan hanya berisi air formasi. Jika kurva dangkal memiliki resistivitas rendah, medium sebagai resistivitas lebih tinggi, dan yang dalam memiliki resistivitas lebih tinggi (yaitu, ada pemisahan *medium and deep tool responses*), formasi tersebut *permeabel* dan mengandung hidrokarbon. Jika resistivitas filtrat

lumpur konstan, efeknya lebih besar untuk formasi dengan *fresh formation water* daripada untuk *saline formation water*, dan dalam kasus *extremely saline formation water*, *deep resistivity* di formasi dapat menjadi lebih kecil dari lapisan *shale* yang berdekatan.

II.3.2. Log Porositas

Log sonik merupakan log porositas yang mengukur lamanya waktu (*interval transit time* / Δt) yang diperlukan gelombang untuk menempuh jarak satu kaki dalam suatu formasi dan dinyatakan dalam satuan *microsecond per feet* ($\mu\text{sec}/\text{ft}$) (Schlumberger, 1989). Kecepatan bunyi dalam formasi tergantung pada sifat mineral penyusun batuan, porositas, fluida ruang pori, temperatur, tekanan, dan tekstur batuan. Untuk litologi tertentu, zona penyelidikan alat sonik pada dasarnya berada di zona terinvasi (*invaded zone*) yang mengandung filtrat lumpur, kecepatan suara (waktu transit interval), dan merupakan fungsi porositas (Tiab & Donaldson, 2003).

II.3.3. Log Densitas

Pengukuran log densitas memanfaatkan fenomena hamburan Compton (*Compton Scattering*). Dengan mengukur densitas elektron (jumlah elektron per satuan volume) akibat hamburan Compton maka densitas dari formasi dapat diketahui. Semakin besar densitas elektron maka semakin padat butiran / mineral penyusun batuan di dalam formasi. Formasi dengan massa jenis rendah, memiliki kerapatan elektron rendah. Ini melemahkan sinar gamma kurang dari formasi kepadatan tinggi, dan karenanya tingkat penghitungan sinar gamma yang lebih tinggi dicatat di sensor.

Massa jenis batuan bergantung pada mineral padat yang menyusunnya, porositasnya, dan massa jenis fluida yang mengisi porositas tersebut. Oleh karena itu, alat densitas formasi berguna dalam penentuan porositas, pendeteksian fluida berdensitas rendah (gas) pada pori-pori, dan sebagai bantuan dalam identifikasi litologi (Glover, 2000).

II.3.4. Log Neutron

Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Neutron adalah suatu partikel listrik netral yang mempunyai massa yang hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel-partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi, akibat dari tumbukan tersebut neutron akan kehilangan energi. Energi yang hilang saat benturan dengan atom di dalam formasi batuan disebut sebagai porositas formasi (ϕ_N). Hilangnya energi paling besar apabila neutron bertumbukan dengan sesuatu yang mempunyai massa yang sama atau hampir sama, contohnya atom hidrogen. Respons log neutron bervariasi, bergantung pada perbedaan jenis detektor dan apa yang dideteksi (sinar gamma dan atau neutron dari energi yang berbeda), jarak antara sumber dan detektor, litologi (yaitu, batupasir, batugamping, dan dolomit) (Asquith & Krygowski, 2004).

II.3. Parameter Petrofisika

II.4.1. Porositas

Porositas didefinisikan sebagai perbandingan antara volume batuan yang tidak terisi oleh padatan terhadap volume batuan secara keseluruhan. Berdasarkan sifat batuan reservoir maka porositas dibagi menjadi dua yaitu porositas efektif dan porositas absolut. Porositas efektif yaitu perbandingan volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan secara keseluruhan sedangkan porositas absolut adalah perbandingan volume pori-pori total batuan dengan volume batuan tanpa memandang saling berhubungan atau tidak, terhadap volume batuan secara keseluruhan. Besar kecilnya porositas dipengaruhi oleh beberapa faktor, yaitu ukuran butir, susunan butir, sudut kemiringan dan komposisi mineral pembentuk batuan (Tiab & Donaldson, 2003). Porositas secara konvensional diberi simbol ϕ , dan dinyatakan sebagai pecahan yang bervariasi antara 0 dan 1, atau persentase yang bervariasi antara 0% dan 100%. Porositas dinyatakan dalam 'unit porositas', yang sama dengan persen (yaitu, 100 unit porositas (pu) = 100%). Porositas (ϕ) dapat dihitung berdasarkan hubungan matematis berikut (Glover, 2000):

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.2)$$

Koreksi Porositas Densitas

$$\begin{aligned} \phi D_c &= \phi D - (\phi D_{sh} \times V_{sh}) \\ \phi N_c &= \phi D - (\phi N_{sh} \times V_{sh}) \end{aligned} \quad (2.3)$$

Keterangan:

ϕD : porositas densitas

ϕN_c : koreksi porositas neutron

ϕD_c : koreksi porositas densitas

ρ_{ma} : densitas matriks batuan (gr/cc)

ρ_f : densitas fluida batuan (gr/cc)

ϕ_{dsh} : porositas *density shale* (%)

V_{sh} : volume *shale* dari nilai V_{sh} min

$$\phi_{eff} = \frac{\phi_{DC} + \phi_{NC}}{2} \quad (2.4)$$

Maka,

$$\phi = \frac{V_{pore}}{V_{bulk}} = \frac{V_{bulk} - V_{matriks}}{V_{bulk}} = \frac{V_{bulk} - \frac{W_{dry}}{\rho_{matriks}}}{V_{bulk}} \quad (2.5)$$

Keterangan:

V_{pore} = Volume pori

V_{bulk} = Volume bulk batuan

$V_{matriks}$ = Volume dari partikel solid yang menyusun batuan

W_{dry} = Total *dry weight* dari batuan

Rentang nilai porositas batuan berdasarkan litologi dapat dilihat pada **Tabel 2.1**.

Tabel 2. 1 Rentang nilai porositas batuan (Glover, 2000)

Litologi	Rentang Nilai Porositas
<i>Unconsolidated sand</i>	35-45
Batupasir "Reservoir"	15-35
Batupasir kompak	5-15
<i>Shale</i>	0-45
Lempung	5-10
Batu gamping massif	10-40
Vuggy limestones	10-30
Dolomit	5-40
Granit	<1
Basal	<0.5
Gneiss	<2
Konglomerat	1-15

II.4.2. Resistivitas

Log resistivitas adalah pertama kali dikembangkan. Resistivitas adalah properti yang melekat pada semua material, apa pun materialnya bentuk dan ukurannya. Bahan yang berbeda memiliki kemampuan yang berbeda untuk menahan aliran listrik. Sementara resistansi suatu material bergantung pada bentuk dan dimensinya, kebalikan dari resistivitas adalah konduktivitas. Eksperimen Archie menunjukkan bahwa resistivitas formasi berisi air (R_o) dapat dikaitkan dengan resistivitas air (R_w) yang mengisi formasi melalui konstanta yang disebut faktor resistivitas formasi (F):

$$R_o = F \times R_w \quad (2.6)$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (2.7)$$

m adalah faktor sementasi yang nilainya bervariasi dan dipengaruhi oleh ukuran butir, distribusi ukuran butir, serta kompleksitas jalur antar pori (tortuositas). Sementara a adalah faktor tortuositas, semakin tinggi tortuositas formasi maka semakin tinggi nilai m .

II.4.3. Saturasi Air

Saturasi air atau kejenuhan air adalah perbandingan kuantitas (volume) suatu fluida dengan pori-pori batuan tempat fluida tersebut berada. Saturasi merupakan persentase bagian dari suatu pori yang terisi fluida.

$$S_w = \frac{\text{air formasi yang mengisi pori}}{\text{total ruang pori pada batuan}} \quad (2.8)$$

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.9)$$

II.4.4. Permeabilitas

Permeabilitas merupakan besaran yang digunakan untuk menunjukkan seberapa besar ke mampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida yang terkandung didalamnya. Permeabilitas merupakan properties suatu batuan berpori dan merupakan besaran yang menunjukkan kapasitas medium dalam mengalirkan fluida. Satuan dari permeabilitas disimbolkan dengan d (darcy) atau md (mildarcy). Permeabilitas sebesar 1 darcy menyatakan bahwa batuan melewatkan suatu fluida tiap 1 cm^3 dengan viskositas 1 centipose (cP) dengan luas area 1 cm^2 pada kondisi tekanan sebesar 1 atm/cm. dan diwakili oleh simbol k. Kemampuan sebuah batuan untuk mengirimkan satu fluida, ketika ia benar-benar jenuh dengan fluida tersebut, disebut permeabilitas absolut. Permeabilitas efektif mengacu pada kemampuan batuan untuk mengirimkan satu fluida di hadapan fluida lain ketika dua fluida tidak bercampur (Asquith & Krygowski, 2004).

Persamaan Darcy dapat dinyatakan sebagai berikut (Glover, 2000):

$$Q = \frac{k A (P_i - P_o)}{\mu L} \quad (2.1)$$

Dengan Q adalah Flow rate (cm^3/s atau m^3/s), P_o (Tekanan fluida yang keluar (dynes/cm^3 atau Pa)), P_i (Tekanan fluida yang keluar (dynes/cm^3 atau Pa)), μ (Viskositas dinamis dari fluida (poise atau Pa.s)), L (Panjang tabung (cm atau m)), k (Permeabilitas dari sampel (darcy atau m^2)) dan A (area dari sampel (cm^2 atau m^2))

Konektivitas pori-pori tergantung pada banyak faktor termasuk ukuran dan bentuk butiran, distribusi ukuran butiran, dan faktor lain seperti operasi gaya kapiler yang

bergantung pada sifat kebasahan batuan. Namun, dapat dibuat beberapa generalisasi jika semua faktor lain dimisalkan konstan (Glover, 2000):

- 1) Semakin kecil butirnya, semakin kecil pori-pori dan *pore throats*, maka semakin rendah permeabilitasnya.
- 2) Semakin kecil ukuran butirnya, semakin besar luas permukaan yang terpapar fluida yang mengalir, yang menyebabkan gesekan yang lebih besar antara fluida dan batuan, sehingga permeabilitasnya lebih rendah.

Nilai porositas dapat dihitung menggunakan nilai data log dengan persamaan :

$$K = \left(\frac{250\phi_{eff}^3}{Swirr} \right)^2 \quad (2.11)$$

Dimana:

K = Permeabilitas

Swirr = Saturasi air

ϕ_{eff} = Porositas efektif

Tabel 2. 2 Klasifikasi permeabilitas reservoir (Glover, 2000)

Nilai Permeabilitas (mD)	Klasifikasi
<10	Cukup
10 – 100	Tinggi
100 – 1000	Sangat tinggi
>1000	Istimewa

II.4.5. Alternating Conditional Expectation (ACE)

Sebuah teknik regresi variabel dari transformasi non-parametrik optimal digunakan (Breiman dan Friedman, 1985). Dalam hal ini menggunakan program GRACE yang didasarkan pada sebuah algoritma yang disebut Alternating Conditional Expectation (ACE) (Xue dan Datta-Gupta, 1997). Algoritma ACE digunakan

karena mempunyai kemampuan dalam menghasilkan transformasi variabel dependen dan independen secara optimal untuk meningkatkan korelasi. Program GRACE dapat menghasilkan korelasi yang optimal antara variabel dependen Y (FZI) dan variabel independen X_1, \dots, X_p (log sumur). Hal ini didapat melalui transformasi non-parametrik dari variabel dependen dan independen. Non-parametrik menyiratkan bahwa tidak ada bentuk fungsional yang diasumsikan antara variabel dependen dan independen dan transformasi yang dihasilkan semata-mata berdasarkan dari data tersebut.

$$\theta(Y) = \alpha + \sum_{l=1}^p \phi_l(X_l) + \varepsilon \quad (2.12)$$

$X_l = \text{independent Variable}$

$\phi_l = \text{Transformation for independent Variable}$

$Y = \text{Dependent Variable}$

$\theta = \text{Transformation Dependent Variable}$

$\alpha = \text{Linear Coeficient}$

$\varepsilon = \text{Error}$

II.4. Rock typing

Rock typing adalah suatu proses mengklasifikasikan fasies geologi berdasarkan sifat dinamisnya, sifat-sifat yang bersifat dinamis dari fasies tersebut dapat diperoleh melalui pengamatan tekstur (ukuran butir, sortasi, porositas, permeabilitas dan sebagainya), proses diagenesis, serta interaksi penyusun batuan dan fluidanya

seperti *wettability*, permeabilitas relatif, dan tekanan kapiler. Sifat-sifat ini nantinya akan disatukan dengan data litofasies (Gomes et al., 2008).

Rock typing sangat penting dalam mengenali peristiwa dan dampak proses diagenesis pada formasi batuan, dalam memilih interval perforasi, dan membangun model aliran reservoir. Awalnya, Archie mendefinisikan jenis batuan sebagai unit batuan yang diendapkan di lingkungan yang sama dan mengalami diagenesis serupa, menghasilkan hubungan permeabilitas-porositas yang unik, profil tekanan kapiler, dan saturasi air untuk ketinggian tertentu di atas *free water* di dalam reservoir (Wibowo & Permadi, 2013).

Litofasies dapat dikelompokkan berdasarkan lingkungan pengendapannya, maupun jenis batuannya, dengan cara melihat tekstur batuan dan juga struktur sedimennya, sebagai contoh dengan mengklasifikasikan batuan dengan klasifikasi batuan (sebagai contoh klasifikasi Dunham, 1962 untuk batuan gamping), jenis butiran penyusun (pada batuan karbonat : *Ooid, peloid, pisoid, oncoid, intraklas, ekstraklas*, serta *skeletal grains*), serta struktur sedimen yang terdapat pada batuan tersebut, sehingga menghasilkan penamaan *litofasies* pada batuan karbonat, misalnya *Trough cross bedded Ooid grainstone* (Archie, 2003).

Pengelompokkan lainnya dilakukan berdasarkan pada sifat petrofisik batuan, pada pengelompokkan ini batuan berasal dari *litofasies* yang berbeda, namun memiliki kesamaan sifat petrofisik, dan sebaliknya batuan yang memiliki *litofasies* sama, namun dapat memiliki karakteristik petrofisik yang berbeda, hal ini disebabkan akibat proses diagenesis yang terjadi pada batuan. Pada skala yang lebih besar

(skala *sumur*), pengelompokan berdasarkan sifat petrofisik ini disebut sebagai *Flow Units/ Hydraulic Units* (Archie, 2003).

II.5.1. Hydraulic Flow Unit (HFU)

Metode *Flow unit* merupakan suatu pemetaan pada sebagian dari volume total reservoir, dimana kondisi geologi dan sifat petrofisika dari reservoir tersebut mempengaruhi aliran fluida yang ada didalam reservoir. (Ebanks et al., 1993).

Menurut Ebanks et al., (1993) *Flow unit* mempunyai beberapa karakteristik yaitu:

1. *Flow unit* terjadi pada volume spesifik dari reservoir yang heterogen serta tersaturasi oleh fluida.
2. *Flow unit* merupakan metode yang menggunakan korelasi dan pemetaan antar sumur.
3. Pengenalan zonasi *flow unit* didalam reservoir menggunakan *wireline log* yang disertai oleh data *core*.

Flow Units/ Hydraulic Units didefinisikan sebagai volume yang mewakili total batuan reservoir di mana sifat geologis yang mengontrol aliran fluida secara internal konsisten dan dapat diprediksi berbeda dari properti batuan lainnya. Jadi, *flow unit* adalah zona reservoir yang kontinu secara lateral dan vertikal dan memiliki karakteristik aliran dan lapisan yang serupa. HFU berkaitan dengan distribusi fasies geologis tetapi tidak harus sesuai dengan batas fasies. Parameter yang sebagian besar mempengaruhi aliran fluida adalah atribut geometrik *pore throat*. Geometri pori selanjutnya dikendalikan oleh mineralogi (jenis, kelimpahan, lokasi) dan tekstur (ukuran butir, bentuk butir, sortasi, *packing*). Berbagai kombinasi sifat geologi ini dapat menghasilkan *flow unit* batuan yang berbeda yang memiliki sifat

transpor fluida yang serupa. Oleh karena itu, HFU dapat mencakup beberapa tipe batuan, tergantung pada tekstur pengendapan dan kandungan mineralnya. Pengelompokan batuan berdasarkan atribut aliran geologis fundamentalnya merupakan dasar klasifikasi dari HFU (Abbaszadeh et al., 1996).

Jika media berpori disimulasikan sebagai bundel tabung kapiler lurus, persamaan permeabilitas batuan berikut diperoleh dengan menggabungkan hukum Darcy untuk aliran dalam media berpori dan hukum Poiseuille untuk aliran dalam tabung:

$$k = \frac{r^2}{8} \phi_{eff} \quad (2.13)$$

Keterangan:

k = permeabilitas (μm^2)

ϕ_{eff} = porositas efektif

r = jari-jari tabung kapiler (μm^2)

Persamaan ini merupakan hubungan sederhana namun penting karena menunjukkan bahwa faktor yang menghubungkan permeabilitas dengan porositas bergantung pada karakteristik pori (radius pori), yang merupakan fitur geologi dari batuan sedimen. Radius pori rata-rata didefinisikan sebagai rasio luas penampang dan perimeter basah. Hal ini berkaitan dengan luas permukaan per satuan volume butir. Sehingga menghasilkan persamaan Kozeny – Carman yang dikenal sekarang yaitu (Abbaszadeh et al., 1996):

$$k = \frac{\phi_{eff}^3}{(1-\phi_{eff})^2 F_s r^2 S^2 g v} \quad (2.14)$$

(k) adalah permeabilitas dalam μm^2 , (ϕ_{eff}) adalah porositas efektif dalam fraksi yang diperoleh dari inti atau data log yang sesuai, Sgv adalah luas permukaan spesifik butir dalam μm^{-1} $F_s r^2$, adalah konstanta Kozeny yang nilainya antara 5 dan 100 untuk sebagian besar batuan reservoir. Variasi dalam $F_s r^2$ ini adalah definisi utama untuk penggunaan universal model karena dalam praktiknya, konstanta Kozeny tidak dikenal untuk formasi tertentu. Seluruh istilah $F_s r^2 S^2 g v$ merupakan fungsi dari karakteristik geologi media berpori dan variasi perubahan geometri pori. Penentuan dan perbedaan kelompok $F_s r^2 S^2 g v$ adalah titik focus dari teknik klasifikasi HFU (Abbaszadeh et al., 1996).

II.5.2. Reservoir Quality Index (RQI)

Reservoir Quality Index (RQI) diperkenalkan oleh Amaefule et al. (1993) dengan mempertimbangkan permeabilitas reservoir dan porositas. Amaefule menggunakan RQI untuk menentukan batas parameter petrofisika yang paling penting termasuk porositas, permeabilitas, saturasi air dan volume *shale*. Kemudian, membedakan zona pembayaran bersih dari zona kotor. RQI dapat dinyatakan dengan menggunakan persamaan berikut:

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{k}{\phi_{eff}}} \quad (2.15)$$

RQI dinyatakan dalam mikrometer atau μm ($1 \mu\text{m} = 10^{-6}\text{m}$).

II.5.3. Flow Zone Indicator (FZI)

Flow Zone Indicator (FZI) merupakan pembagian jenis batuan berdasarkan karakter aliran dari suatu reservoir dengan data porositas dan permeabilitas. FZI merupakan parameter unik yang menggabungkan atribut geologi dari tekstur dan mineralogi sebagai dasar dalam penentuan *hydraulic unit* (Amaefule et al., 1993).

FZI dapat dinyatakan dengan menggunakan persamaan berikut:

$$FZI = \frac{RQI}{\phi z} \quad (2.16)$$

Dengan ϕz rasio volume pori terhadap volume butiran adalah

$$\phi z = \frac{\phi_{eff}}{1-\phi_{eff}} \quad (2.17)$$

Sampel dengan nilai FZI yang serupa akan berada pada garis lurus dengan kemiringan satu, dan sampel data dengan nilai FZI yang sangat berbeda akan terletak pada garis kemiringan satuan yang lain (*parallel*). Sampel yang terletak pada garis lurus yang sama memiliki atribut pori yang serupa karena merupakan HFU yang unik. Setiap baris adalah HFU dan perpotongan dari baris ini dengan $\phi z = 1$ adalah nilai FZI rata-rata untuk HFU tersebut (Amaefule et al., 1993).

Dasar klasifikasi HFU adalah mengidentifikasi kelompok data yang membentuk garis lurus kemiringan satuan pada log-log plot RQI versus ϕz . Permeabilitas titik sampel kemudian dihitung dari HFU yang bersangkutan menggunakan nilai FZI rata-rata dan porositas sampel yang sesuai menggunakan persamaan berikut:

$$k = \phi_{eff} \left(\frac{FZI \left(\frac{\phi_{eff}}{1-\phi_{eff}} \right)}{0.0314} \right)^2 \quad (2.18)$$

II.5.4. *Global Hydraulic Element (GHE)*

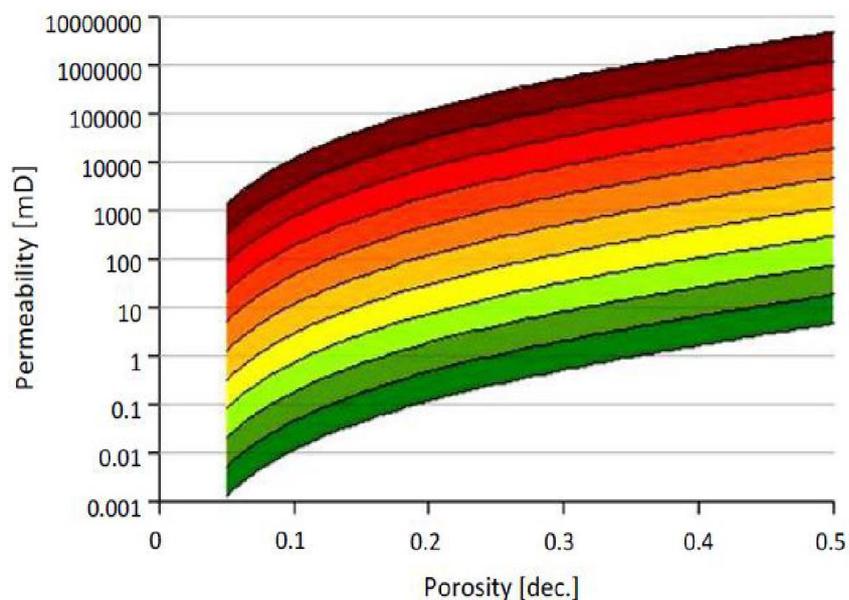
Corbett dan Potter (2004) memperkenalkan istilah *Global Hydraulic Element (GHE)*. GHE digunakan berdasarkan rangkaian nilai-nilai *Flow Zone Indicator (FZI)* (**Tabel 2.3**) dengan tujuan memecah berbagai kemungkinan kombinasi porositas dan permeabilitas menjadi sejumlah GHE yang dapat dikelola. Corbett dan Potter (2004) membuat template GHE berdasarkan **persamaan (2.9)** pada plot silang permeabilitas porositas dan membagi ruang parameter menjadi 10 GHE

(Gambar 2.9). Keuntungan dari pendekatan ini adalah tidak perlu menghitung apapun dan data dari reservoir manapun dibandingkan pada kerangka acuan yang sama. Pendekatan ini mendapatkan popularitas dibandingkan dengan pendekatan *hydraulic unit* konvensional yang dijelaskan oleh (Amaefule et.al., 1993).

Tabel 2.3 Parameter template *Global Hydraulic Elements* (GHE) (Corbett & Potter, 2004).

GHE	GHE 1	GHE 2	GHE 3	GHE 4	GHE 5	GHE 6	GHE 7	GHE 8	GHE 9	GHE 10
FZI	0.0938	0.1875	0.375	0.75	1.5	3	6	12	24	48

Rangkaian nilai FZI (0,0938 - 48) sesuai dengan batas bawah GHE (1-10). Hal ini memungkinkan setiap penyumbatan inti diklasifikasikan dengan cepat dalam istilah GHE hanya dengan memplot nilai porositas dan permeabilitasnya pada templat. Pendekatan GHE juga memungkinkan pemilihan sampel yang representatif meskipun ketersediaan data inti terbatas (Paper & Machowski, 2011).



Gambar 2.5 Template global hydraulic elements yang menunjukkan GHE 1 di dasar hingga GHE 10 di atas (Corbett & Potter, 2004)