

SKRIPSI

**KORELASI PERMEABILITAS DAN JENIS BATUAN (*ROCK TYPE*)
PADA LAPANGAN VOLVE MENGGUNAKAN METODE *HYDRAULIC*
FLOW UNIT (HFU)**

Disusun dan Diajukan Oleh:

NURITA DWI PUSPITASARI

H221 16 021



DEPARTEMEN GEOFISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS HASANUDDIN

MAKASSAR

2021

**KORELASI PERMEABILITAS DAN JENIS BATUAN (*ROCK TYPE*)
PADA LAPANGAN VOLVE MENGGUNAKAN METODE *HYDRAULIC*
FLOW UNIT (HFU)**



OLEH:

NURITA DWI PUSPITASARI

H221 16 021

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

2021

**KORELASI PERMEABILITAS DAN JENIS BATUAN (*ROCK TYPE*)
PADA LAPANGAN VOLVE MENGGUNAKAN METODE *HYDRAULIC*
FLOW UNIT (HFU)**

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



**Disusun dan Diajukan Oleh:
NURITA DWI PUSPITASARI
H221 16 021**

DEPARTEMEN GEOFISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS HASANUDDIN

MAKASSAR

2021

LEMBAR PENGESAHAN

**KORELASI PERMEABILITAS DAN JENIS BATUAN (*ROCK TYPE*)
PADA LAPANGAN VOLVE MENGGUNAKAN METODE *HYDRAULIC
FLOW UNIT* (HFU)**

Disusun dan diajukan oleh:

NURITA DWI PUSPITASARI

H221 16 021

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 12 Maret 2021

Dan dinyatakan telah memenuhi syarat kelulusan

Menyetujui,

Pembimbing Utama,

Pembimbing Pertama,


Dr. Erfan Syamsuddin, M.Si
NIP. 196709032001121001


Muh. Fawzy Ismullah, S.Si., M.T
NIP. 199111092019031010

Ketua Program Studi,


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

SURAT PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Nurita Dwi Puspitasari
NIM : H22116021
Departemen : Geofisika
Judul Tugas Akhir : Korelasi Permeabilitas dan Jenis Batuan (*Rock Type*) pada Lapangan Volve Menggunakan Metode *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 murni dari gagasan dan penelitian saya sendiri, kecuali arahan Tim Pembimbing dan masukan Tim Penguji.

Makassar, 12 Maret 2021

Yang Membuat Pernyataan,



Handwritten signature of Nurita Dwi Puspitasari.

NURITA DWI PUSPITASARI

ABSTRAK

Lapangan Volve merupakan lapangan dengan struktur geologi yang cukup kompleks dan memiliki reservoir berupa minyak. Reservoir Lapangan Volve terdiri atas Formasi Hugin dan Sleipner dengan dominasi batuan pasir (*sandstone*). Salah satu sifat fisik reservoir utama yaitu permeabilitas. Untuk mencari parameter berupa permeabilitas terdapat berbagai metode *rock typing* yang dinilai cukup akurat, salah satunya yaitu metode *Hydraulic Flow unit* (HFU). Metode HFU sendiri adalah suatu metode pengelompokan batuan berdasarkan pada prinsip geologi dalam atribut aliran yang mengalir didalamnya. Objektivitas dari penelitian ini adalah menghitung prediksi permeabilitas, menentukan *rock type* dengan menggunakan metode HFU serta membandingkan hasil prediksi permeabilitas metode HFU dengan hasil laporan pada Lapangan Volve. Adapun data yang digunakan pada penelitian ini berupa data *routine core* dan data log sebanyak 279 sampel untuk Formasi Hugin dan 150 sampel untuk Formasi Sleipner. Dilakukan perhitungan untuk kedua formasi dan diperoleh prediksi permeabilitas yang cukup bagus yaitu korelasi sebesar 93% dan 96% untuk Formasi Hugin dan sama 98% untuk Formasi Sleipner. Penentuan *rock type/ flow unit* juga dilakukan hasilnya setiap formasi menghasilkan 6 *rock type/ flow unit*, untuk Formasi Hugin dari GHE 3 sampai dengan GHE 8 sedangkan untuk Formasi Sleipner dari GHE 2 sampai dengan GHE 7. Hasil perbandingan prediksi permeabilitas menunjukkan bahwa metode HFU lebih akurat dibandingkan dengan hasil laporan geosaintis pada lapangan Volve dikarenakan korelasi yang diperoleh pada hasil laporan geosaintis pada Lapangan Volve lebih rendah.

Kata Kunci : Lapangan Volve , permeabilitas, *Hydraulic flow unit*, Formasi Hugin, Formasi Sleipner

ABSTRACT

The Volve field is a field with a fairly complex geological structure and a reservoir in the form of oil. Reservoir Volve Field consists of the Hugin and Sleipner Formations with a predominance of sandstone. One of the main reservoir physical properties is permeability. To find parameters in the form of permeability, there are various rock typing methods that are considered quite accurate, one of which is the Hydraulic Flow Unit (HFU) method. The HFU method is a method of grouping rocks based on geological principles in the flow attributes that flow therein. The objectivity of this research is to calculate the permeability prediction, determine the rock type using the HFU method and compare the permeability prediction results of the HFU method with the results of the reports on the Volve Field. The data used in this study are routine core and log data totaling 279 samples for the Hugin Formation and 150 samples for the Sleipner Formation. Calculations were made for both formations and obtained very good permeability predictions, namely correlations of 93% and 96% for the Hugin Formation and 98% for the Sleipner Formation. Determination of the rock type/flow unit was also carried out, the result was that each formation produced 6 rock types/flow units, for the Hugin Formation from GHE 3 to GHE 8 while for the Sleipner Formation from GHE 2 to GHE 7. The comparison of the permeability prediction shows that the HFU method is more accurate than the results of the geoscientist reports on the Volve field because the correlation obtained in the results of the geoscientific reports on the Volve Field is lower.

Keywords: *Volve Field, permeability, Hydraulic flow unit, Hugin Formation, Sleipner Formation*

KATA PENGANTAR



Segala puji dan syukur kehadiran Allah SWT atas berkat, rahmat, dan hidayah-Nya yang senantiasa dilimpahkan kepada penulis, sehingga bisa menyelesaikan skripsi dengan judul “**Korelasi Permeabilitas dan Jenis Batuan (*Rock Type*) Pada Lapangan Volve Menggunakan Metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU)**”. 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 **Haryanto, S.Pd** dan Ibunda yang kusayangi **Resmiati** yang telah mencurahkan segenap cinta dan kasih sayang serta perhatian moril maupun materiil kepada penulis serta saudara-saudari tersayang **Jenny Ratna Ika Setiawati, Muhammad Effendy Saputra** dan **Rifky Aswan** yang selalu memberikan semangat. Pada kesempatan ini pula dengan senang hati penulis menyampaikan rasa terima kasih kepada yang terhormat:

1. Bapak **Dr. Erfan Syamsuddin, M.Si** selaku pembimbing utama yang telah banyak membantu, memberikan bimbingan, serta motivasi yang sangat berarti hingga skripsi ini terselesaikan.
2. Bapak **Muh. Fawzy Ismullah, S.Si., M.T** selaku pembimbing Pertama yang telah banyak banyak memberikan bimbingan, arahan dan masukan selama penulisan skripsi.

3. Mas **Arasy Az Zariat** selaku pembimbing eksternal yang telah meluangkan waktu di tengah kesibukannya untuk memberikan bimbingan dan motivasi serta ilmu yang baru kepada penulis.
4. Bapak **Bambang Harimei, 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.
5. Bapak **Syamsuddin, S.Si, MT** selaku penasehat akademik yang telah banyak memberikan nasehat, bimbingan dan masukan kepada penulis.
6. Bapak **Dr. Muh. Alimuddin Hamzah, M.Eng** selaku Ketua Departemen Geofisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Hasanuddin.
7. Seluruh **Dosen Departemen Geofisika** yang telah memberikan ilmu selama perkuliahan.
8. Para **Staf Departemen Geofisika dan Staf Fakultas** atas pelayanan dan bantuan yang telah diberikan kepada penulis dalam proses administrasi.
9. **Nara** dan **Nira** yang selalu menemani dan membantu dalam mengerjakan skripsi ini. Terima Kasih atas dukungannya.
10. Sahabat-sahabatku **Ifah, Pani, Karmi, Upi, Wiwi, Nawir** 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 **Cosinus Class** yang selalu memberikan semangat dan motivasi kepada penulis sampai penulis dapat menyelesaikan skripsi ini.
12. Teman-teman “Sisterlillah” **Debby, Lia, Cica, Ninda, Devi dan Ria** yang telah menjadi tempat berbagi cerita dan ilmu selama perkuliahan serta memberi bantuan dan dukungan kepada penulis.
13. Teman-Teman “Ananaka” **Ninda, Cica, Lia, Rian, Adul, dan Gafur** yang senantiasa memberikan semangat kepada penulis.

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 **FISIKA 2016**, yang telah memberikan banyak pengalaman baru kepada penulis. Terimakasih untuk setiap kisah suka dan duka yang tak terlupakan selama bersama.
16. Teman-teman KKN Reguler Gel. 103 : Desa Ko'mara, Takalar. **Rezki, Wira, Adul, Wana** dan **Fadel**. Terimakasih atas kerjasama dan pengalaman baru selama KKN.
17. Teman-teman, kakak-kakak, dan adik-adik **Society of Petroleum Engineers Unhas SC**.
18. Keluarga **Himpunan Mahasiswa Geofisika (HMGF)**, **Himpunan Mahasiswa Fisika (HIMAFI)**, dan **KM FMIPA UNHAS**, terimakasih kesempatan berorganisasi yang telah diberikan serta atas kebersamaan dan pengalamannya. **USE YOUR MIND BE THE BEST**.
19. 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

HALAMAN SAMPUL	i
HALAMAN JUDUL	ii
HALAMAN PENUNJUK SKRIPSI	iii
LEMBAR PENGESAHAN	iv
SURAT PERNYATAAN	v
ABSTRAK	vi
ABSTRACT	vii
KATA PENGANTAR	viii
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR GAMBAR	xv
DAFTAR TABEL	xvi
BAB I PENDAHULUAN	1
I.1 Latar Belakang	1
I.2 Rumusan Masalah	2
I.3 Ruang Lingkup Penelitian.....	3
I.4 Tujuan Penelitian	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
II.1 Tektonik Regional.....	4

II.1.2 Stratigrafi Regional	6
II.2 Analisa Petrofisika	7
II.2.1 Porositas	7
II.2.2 Permeabilitas	10
II.2.3 Volume Lempung.....	15
II.2.4 Hubungan Porositas dan Permeabilitas	16
II.3 Well Logging	17
II.3.1 Log Litologi	18
II.3.2 Log Porositas.....	20
II.4 Rock Typing	23
II.5 Hydraulic Flow Units (HFU).....	24
II.5.1 Konsep Hydraulic Flow Units.....	24
II.5.2 Reservoir Quality Index (RQI).....	26
II.5.3 Flow Zone Indicator (FZI)	26
II.5.4 Global Hydraulic Element (GHE).....	27
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	29
III.1 Lokasi Penelitian	29
III.2 Perangkat dan Data Penelitian.....	29
III.3 Prosedur Penelitian.....	30
III.3.1 Persiapan Data <i>Routine Core</i> dan Data Log	30

III.3.2 Plot Porositas dan Permeabilitas pada GHE <i>Map</i>	30
III.3.3 Determinasi Batasan <i>Flow Unit</i>	30
III.3.4 Menghitung ϕ_z , RQI dan FZI	31
III.3.5 Menghitung Permeabilitas Prediksi Menggunakan HFU	31
III.3.6 Menentukan Rock Type.....	31
III.3.7 Perbandingan	32
III.4 Bagan Alir Penelitian	33
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	34
IV.1 Penentuan <i>Flow Unit</i> Berdasarkan GHE <i>Maps</i>	34
IV.2 Determinasi Batasan Setiap Harga <i>Flow Unit</i> Berdasarkan GHE <i>Maps</i> ..	35
IV.2.1 Determinasi Batasan Setiap Harga <i>Flow Unit</i> Baru.....	36
IV.3 Perhitungan Permeabilitas Prediksi.....	39
IV.3.1 Formasi Hugin	39
IV.3.2 Formasi Sleipner.....	43
IV.4 Menentukan <i>Rock Type</i>	45
IV.5 Perbandingan Prediksi Permeabilitas Menggunakan Metode HFU dengan Prediksi Permeabilitas Pada Laporan Lapangan Volve.....	47
BAB V PENUTUP	50
V.1 Kesimpulan.....	50
V.2 Saran	51

DAFTAR PUSTAKA.....52

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Geosection Lapangan Volve (Statoil, 2004)	5
Gambar 2.2	Stratigrafi Regional Lapangan Volve.....	6
Gambar 2.3	(a) Butiran pasir dengan ukuran dan bentuk berbeda dan (b) bagian yang menggambarkan <i>cubic packing</i> dari tiga ukuran butir.....	9
Gambar 2.4	Pengaruh ukuran butir pada permeabilitas.....	13
Gambar 2.5	Pengaruh material sementasi <i>clay</i> pada porositas permeabilita.....	15
Gambar 2.6	(a) dan (b) Hubungan Porositas dan Permeabilitas.....	17
Gambar 2.7	<i>Template global hydraulic elements</i> yang menunjukkan GHE1 di dasar hingga GHE10 di atas.....	28
Gambar 3.1	Base Map Lokasi Penelitian.....	29
Gambar 3.2	Bagan Alir Penelitian.....	33
Gambar 4.1	Hasil <i>crossplot</i> porositas vs permeabilitas pada <i>GHE maps</i> dalam menentukan jumlah <i>unit</i>	34
Gambar 4.2	Persamaan Permeabilitas per Golongan <i>Flow unit</i>	37
Gambar 4.3	Permeabilitas prediksi dari syarat batas nilai FZI pada Formasi Hugin.....	41
Gambar 4.4	Permeabilitas prediksi dari nilai FZI rata-rata pada Formasi Hugin.....	42
Gambar 4.5	Permeabilitas prediksi dari syarat batas nilai FZI pada Formasi Sleipner.....	44
Gambar 4.6	Permeabilitas prediksi dari nilai FZI rata-rata pada Formasi Sleipner.....	45
Gambar 4.7	Prediksi permeabilitas hasil laporan Lapangan Volve pada Formasi Hugin.....	48
Gambar 4.8	Prediksi permeabilitas hasil laporan Lapangan Volve pada Formasi Sleipner.....	48

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Skala penentuan baik atau tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir.....	8
Tabel 2.2 Klasifikasi permeabilitas.....	12
Tabel 2.3 Densitas matriks beberapa batuan.....	21
Tabel 2.4 Densitas fluida.....	22
Tabel 2.5 Parameter <i>template Global Hydraulic Elements</i> (GHE).....	28
Tabel 4.1 Batasan harga <i>flow unit</i> pada Formasi Hugin.....	35
Tabel 4.2 Batasan harga <i>flow unit</i> pada Formasi Sleipner.....	36
Tabel 4.3 Batasan Harga <i>Flow Unit</i> Baru Formasi Hugin.....	38
Tabel 4.4 Batasan Harga <i>Flow Unit</i> Baru Formasi Sleipner.....	38
Tabel 4.5 Nilai FZI rata-rata Formasi Hugin.....	39
Tabel 4.6 Nilai FZI rata-rata Formasi Sleipner.....	39
Tabel 4.7 Persamaan permeabilitas prediksi dari syarat batas nilai FZI pada Formasi Hugin.....	40
Tabel 4.8 Persamaan permeabilitas prediksi dari nilai FZI rata-rata pada Formasi Hugin.....	42
Tabel 4.9 Persamaan permeabilitas prediksi dari syarat batas nilai FZI pada Formasi Sleipner.....	43
Tabel 4.10 Persamaan permeabilitas prediksi dari nilai FZI rata-rata pada Formasi Sleipner.....	44
Tabel 4.11 Klasifikasi <i>flow unit</i> berdasarkan GHE <i>maps</i> dan Deskripsi geologi pada Formasi Hugin.....	46
Tabel 4.12 Klasifikasi <i>flow unit</i> berdasarkan GHE <i>maps</i> dan Deskripsi geologi pada Formasi Sleipner.....	47

BAB I

PENDAHULUAN

I.1 Latar Belakang

Penentuan kualitas reservoir merupakan hal penting dalam proses karakterisasi reservoir. Kualitas reservoir ditentukan oleh banyak faktor beberapa diantaranya yaitu kapasitas penyimpanan hidrokarbon yang merupakan fungsi dari porositas batuan dan kemampuan reservoir mengalirkan fluida yang merupakan fungsi dari permeabilitas. Kedua ini merupakan faktor pengendali kualitas reservoir utama dalam industri minyak dan gas bumi.

Sifat batuan reservoir memiliki banyak jenis yang tergantung pada proses geologi mulai dari jenis batuan dan efek pasca pengendapan sehingga dibutuhkan pengelompokan karakteristik reservoir dengan melakukan *rock typing*. *Rock Typing* adalah penggolongan jenis batuan berdasarkan sifat petrofisika, terutama sifat yang berkaitan dengan perilaku fluida dalam batuan, seperti porositas dan permeabilitas. Pada umumnya ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk menentukan *rock type* diantaranya yaitu metode *pore-geometry structure* (PGS), *hydraulic flow unit* (HFU), dan analisis multivariabel dari respon log (Akbar & Permadi, 2013).

Hydraulic Flow Units (HFU) merupakan suatu 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 *properties* 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).

Lapangan Volve adalah lapangan minyak perairan dangkal (kedalaman air sekitar 80 m) yang ditemukan pada tahun 1993 di bagian tengah laut utara Norwegia. Namun, setelah melakukan operasi selama 8 tahun akhirnya pada bulan September 2016 Lapangan Volve ditutup. Lapangan Volve merupakan struktur *oil-bearing* kecil yang terletak di tengah blok 15/9. Sumur 15/919SR membuktikan adanya minyak dalam struktur pada tahun 1993 dan sejak itu dua sumur *appraisal* telah dibor. Sumur 15/9-19A dibor pada tahun 1996 dan terbukti merupakan reservoir yang jauh lebih tebal daripada sumur penemuan. Sumur 15/9-19B dibor pada tahun 1997 di suatu segmen di luar lapangan dan di sini reservoirnya terisi air. Kedua sumur di zona minyak tersebut telah diuji produksi dan menunjukkan sifat produksi yang baik. (Statoil, 2004).

Berdasarkan uraian di atas, maka dilakukan penelitian untuk menentukan korelasi permeabilitas dan jenis batuan reservoir dan membandingkannya dengan hasil prediksi karakteristik reservoir pada penelitian sebelumnya menggunakan metode HFU.

I.2 Rumusan Masalah

Adapun rumusan masalah pada penelitian ini yaitu :

1. Bagaimana penggunaan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) untuk menghitung prediksi permeabilitas

2. Bagaimana cara menentukan *Rock Type* pada Lapangan Volve dengan menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU)?
3. Bagaimana hasil perbandingan prediksi permeabilitas menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) dengan hasil laporan pada Lapangan Volve?

I.3 Ruang Lingkup Penelitian

Ruang lingkup penelitian ini dibatasi pada penentuan *rock typing* dan prediksi permeabilitas pada formasi di Lapangan Volve dengan menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit*. Data yang digunakan merupakan data sekunder yang dirilis oleh Equinor ASA (<https://www.equinor.com/en/how-and-why/digitalisation-in-our-dna.html>) dan dapat diakses oleh umum.

I.4 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah :

1. Menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) untuk menghitung prediksi permeabilitas.
2. Menentukan *Rock Type* pada Lapangan Volve dengan menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU).
3. Membandingkan hasil prediksi permeabilitas menggunakan metode *Hydraulic Flow Unit* (HFU) dengan hasil laporan pada Lapangan Volve.

BAB II

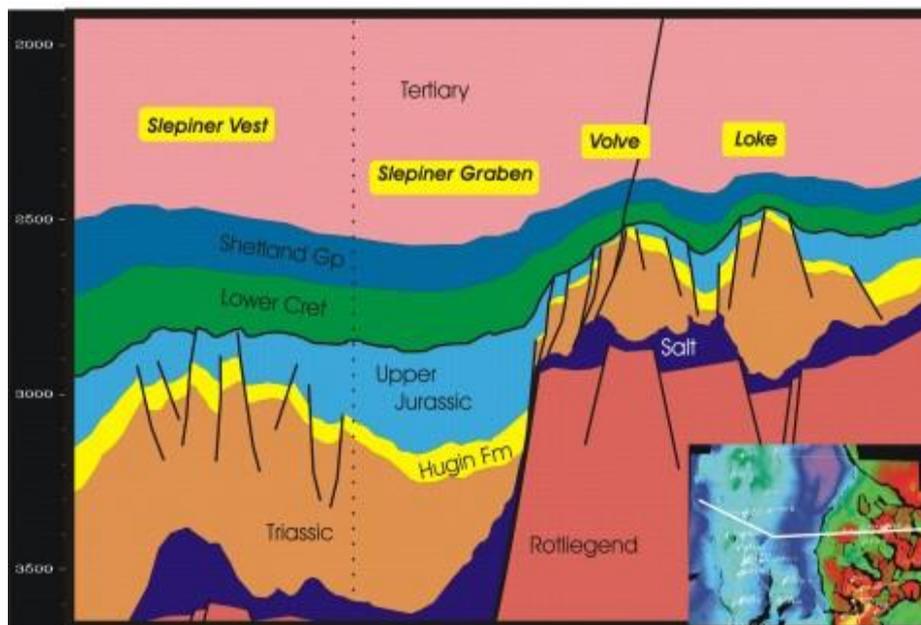
TINJAUAN PUSTAKA

II.1 Tektonik Regional

Perkembangan struktural Volve sebagian besar dikendalikan oleh pergerakan garam yang mempengaruhi ketebalan unit reservoir *Mesozoikum* dan menciptakan struktur konduksi minyak dan gas/ kondensat. Selain itu, perluasan tektonik akhir *Jurassic* telah mempengaruhi daerah tersebut dalam menciptakan sistem *Sleipner-graben* di sebelah barat Volve. Beberapa sesar, terutama yang di bagian barat dibentuk sebagai kombinasi gerakan garam. Perluasan sumur di Volve menunjukkan perbedaan besar dalam ketebalan reservoir Hugin (18-112 m) dan banyak upaya telah dilakukan untuk memahami dan memprediksi perkembangan ketebalan tersebut. Studi menunjukkan bahwa garam di daerah tersebut di masa lalu muncul di bagian *diapires*, dinding, dan *pillows*. Sebagai fungsi dari peningkatan curah hujan di *Jurassic*, garam mulai larut dan dengan demikian menciptakan perbedaan besar dalam penurunan permukaan ketika reservoir Hugin diendapkan. Pelarutan garam berlanjut di masa *Upper Jurassic* dan selama struktur garam awal terlihat tergenang di tingkat Kapur Bawah (cekungan *salt collapsing*). Garam hanya tersisa sedikit di daerah itu (lihat **Gambar 2.1**) (Statoil, 2004).

Pada masa *Callovian* ketika Formasi Hugin diendapkan, Volve berada di tengah-tengah wilayah yang sebagian besar memiliki endapan pasir, sementara 5-10 km lebih jauh ke utara lebih banyak tanah liat laut dan 5-10 km ke selatan adalah

tanah liat ringan dan batulanau serta gambut yang diendapkan. Di dalam area pengendapan pasir, terdapat arus pasang surut yang kuat yang dapat mengangkut pasir ke sekitar dan memindahkannya ke area yang mengalami penurunan paling banyak. Dengan demikian menjadi mungkin untuk menyimpan unit dengan ketebalan bervariasi dari 200 m di Sleipner Vest hingga 2 m di Loke dengan rasio bersih/ kotor yang hampir sama (Statoil, 2004).



Gambar 2. 1 Geosection Lapangan Volve (Statoil, 2004).

Perbedaan besar penurunan muka tanah selama dan setelah pengendapan reservoir menyebabkan pembentukan banyak sesar dari daerah tanpa garam (ketinggian Trias) sampai ke cekungan runtuh. Sesar-sesar ini berkembang pada saat ada sedikit *overlay* dan sedikit tekanan pada bidang sesar. Selain itu, panjang patahan biasanya terbatas sehingga meskipun lemparan maksimum seringkali besar, terdapat jalur aliran di sekitar banyak patahan. Meskipun banyak kesalahan internal di lapangan, hubungan tetap dianggap baik. Hal ini telah terdeteksi ketika produksi dalam pengujian sumur 15/9-19SR dan 15/9-19A. Namun, jelas bahwa

terdiri dari *sandstone* dengan rasio bersih/ kotor tinggi (93%), porositas 21% dan permeabilitas uji sumur kira-kira 1 Darcy. Saturasi air di zona minyak rata-rata 20% (Statoil, 2004).

2) Formasi Sleipner

Formasi Sleipner berumur pertengahan *Jurassic. Sandstone* di dalam Formasi Sleipner pada umumnya menunjukkan kecepatan interval yang lebih rendah daripada *sandstone* di Formasi Hugin karena formasi ini dilapisi oleh *shale*. Formasi Sleipner memiliki ketebalan bervariasi antara 40 dan 50 m dan terdiri dari porositas dan permeabilitas rata-rata masing-masing 16-20% dan 0,1-4000 mD (Halland et al., 2014).

II.2 Analisa Petrofisika

Analisa petrofisika adalah suatu kegiatan eksplorasi untuk mengetahui karakteristik reservoir melalui evaluasi rekaman *logging* pada sumur eksplorasi sehingga mendapatkan litologi dan sifat-sifat petrofisik suatu batuan seperti porositas, permeabilitas, kandungan lempung dan kejenuhan air.

II.2.1 Porositas

Porositas diartikan sebagai sebuah perbandingan antara volume pori-pori pada sampel terhadap volume total seluruh batuan dari sampel (Klobes et al., 1997). Menurut Harsono (1997), porositas merupakan representasi dari kemampuan suatu batuan reservoir dalam menyimpan fluida.

Ada 2 jenis porositas yang dikenal dalam teknik reservoir, kedua porositas tersebut yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut diartikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total

batuan (Koesoemadinata, 1978). Secara matematis dituliskan sebagai persamaan berikut :

$$Porositas\ Absolut\ (\phi) = \frac{Volume\ pori-pori\ total}{Volume\ total\ batuan} \times 100\% \quad (2.1)$$

Sedangkan porositas efektif diartikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume total batuan. Secara matematis juga dapat dituliskan sebagai berikut:

$$Porositas\ Efektif\ (\phi_e) = \frac{Volume\ pori-pori\ berhubungan}{Volume\ total\ batuan} \times 100\% \quad (2.2)$$

Menurut Koesoemadinata (1978), pada dasarnya perbedaan dari kedua jenis porositas tersebut hanyalah untuk mempermudah dalam pengidentifikasi jenis porositas. Penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas dapat dilihat pada **Tabel 2.1** di bawah ini :

Tabel 2. 1 Skala penentuan baik atau tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1978)

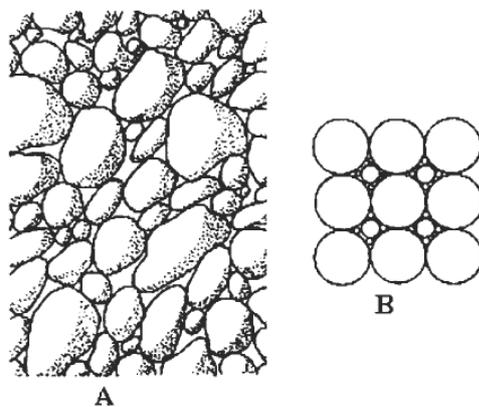
Harga Porositas (%)	Klasifikasi
0-5	Diabaikan
5-10	Buruk
10-15	Cukup
15-20	Baik
20-25	Sangat baik
>25	Istimewa

Nilai porositas suatu batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data log sumur, diantaranya dari data log neutron, log kecepatan dan log densitas. Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan. Hal ini disebabkan karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya (Koesoemadinata, 1978).

Penentuan perkiraan batas nilai porositas, para ahli menghitung porositas berbagai susunan batuan yang serupa. Porositas dengan susunan kubik atau biasa disebut *cubic packing* (agak kompak) yaitu 47.6%, sedangkan rombohedral (seperti belah ketupat, lebih kompak) yaitu 25,96% (Tiab & Donaldson, 2004).

Adapun faktor-faktor yang mempengaruhi nilai porositas menurut Tiab & Donaldson (2004) yaitu:

- 1) Keseragaman ukuran butir: Keseragaman atau sortasi disebut juga gradasi butir. Jika partikel kecil dari lanau atau tanah liat dicampur dengan butiran pasir yang lebih besar, porositas efektif (interkomunikasi) akan sangat berkurang seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.3**. Sehingga reservoir terlihat kotor. Penyortiran juga bergantung pada empat faktor utama: kisaran ukuran material, jenis pengendapan, karakteristik arus, dan durasi proses sedimen.



Gambar 2.3 (a) Butiran pasir dengan ukuran dan bentuk berbeda dan (b) bagian yang menggambarkan *cubic packing* dari tiga ukuran butir.

- 2) Tingkat sementasi atau konsolidasi: Batuan pasir dengan semen tinggi memiliki porositas rendah, sedangkan batuan lunak yang tidak terkonsolidasi memiliki porositas tinggi. Sementasi terjadi baik pada saat litifikasi maupun selama alterasi batuan dengan mengedarkan air tanah. Prosesnya pada

dasarnya adalah mengisi ruang hampa dengan bahan mineral, yang mengurangi porositas. Bahan penyemenan meliputi: kalsium karbonat, magnesium karbonat, besi karbonat, besi sulfida, limonit, hematit, dolomit kalsium sulfat, tanah liat, dan banyak bahan lainnya termasuk kombinasi dari bahan-bahan ini.

- 3) Jumlah kompaksi selama dan setelah pengendapan: kompaksi cenderung menghilangkan rongga dan mengeluarkan cairan untuk mendekatkan partikel mineral, terutama batuan sedimen berbutir halus. Pengeluaran fluida dengan kompaksi pada suhu yang meningkat merupakan mekanisme dasar untuk migrasi primer minyak bumi dari sumber ke batuan reservoir. Sedangkan kompaksi merupakan proses litifikasi yang penting pada batulempung, serpih, dan batuan karbonat berbutir halus, kompaksi dapat diabaikan pada sandstone atau konglomerat yang padat. Umumnya, porositas lebih rendah pada batuan yang lebih dalam dan lebih tua.
- 4) Metode *packing*: seiring dengan meningkatnya tekanan lapisan penutup, butiran pasir angular yang buruk menunjukkan perubahan progresif dari *random packing* ke *packing* yang lebih dekat. Beberapa penghancuran dan deformasi plastik dari partikel pasir terjadi.

II.2.2 Permeabilitas

Selain porositas, batuan reservoir harus memiliki kemampuan untuk memungkinkan cairan minyak bumi mengalir melalui pori-pori yang saling berhubungan. Kemampuan batuan untuk menghantarkan fluida disebut permeabilitas. Hal ini menunjukkan bahwa batuan tidak berpori tidak memiliki

permeabilitas. Permeabilitas batuan bergantung pada porositas efektifnya, akibatnya dipengaruhi oleh ukuran butir batuan, bentuk butir, sebaran ukuran butir (sortasi), kemas butir, serta derajat konsolidasi dan sementasi. Jenis tanah liat atau bahan penyemen di antara butiran pasir juga mempengaruhi permeabilitas, terutama jika terdapat air tawar. Beberapa lempung, terutama smektit (bentonit) dan montmorillonit membengkak di air tawar dan cenderung menyumbat sebagian atau seluruh ruang pori (Tiab & Donaldson, 2004).

Insinyur Perancis Henry Darcy mengembangkan persamaan aliran fluida dalam bentuk diferensial sebagai berikut (Tiab & Donaldson, 2004).

$$u = \frac{q}{A_c} = -\frac{k}{\mu} \frac{dp}{dl} \quad (2.3)$$

Dengan :

u = kecepatan fluida (cm/s)

q = laju aliran (cm³/s)

k = permeabilitas (darcy)

A_c = luas penampang batuan (cm²)

μ = viskositas fluida (cP)

l = panjang sampel batuan (cm)

$\frac{dp}{dl}$ = gradien tekanan dalam aliran (atm/cm)

Permeabilitas merupakan kemampuan suatu batuan untuk melepaskan fluida tanpa merusak partikel pembentuk atau kerangka batuan. Permeabilitas adalah suatu pengukuran yang menyatakan tingkat kemudahan dari fluida untuk mengalir di dalam formasi suatu batuan. Satuannya adalah Darcy. Satu Darcy didefinisikan

sebagai permeabilitas dari fluida sebesar satu centimeter kubik perdetik dengan kekentalan sebesar satu centipoises mengalir dalam tabung berpenampang sebesar satu centimeter persegi di bawah gradien tekanan satu atmosfer per centimeter persegi. Kenyataan menunjukkan bahwa satuan satu Darcy terlalu besar, sehingga digunakan satuan yang lebih kecil yaitu miledarcy (mD) (Harsono, 1997).

Permeabilitas beberapa reservoir menurut Koesoemadinata (1978) dikelompokkan dalam **Tabel 2.2** dibawah ini :

Tabel 2.2 Klasifikasi permeabilitas (Koesoemadinata, 1978).

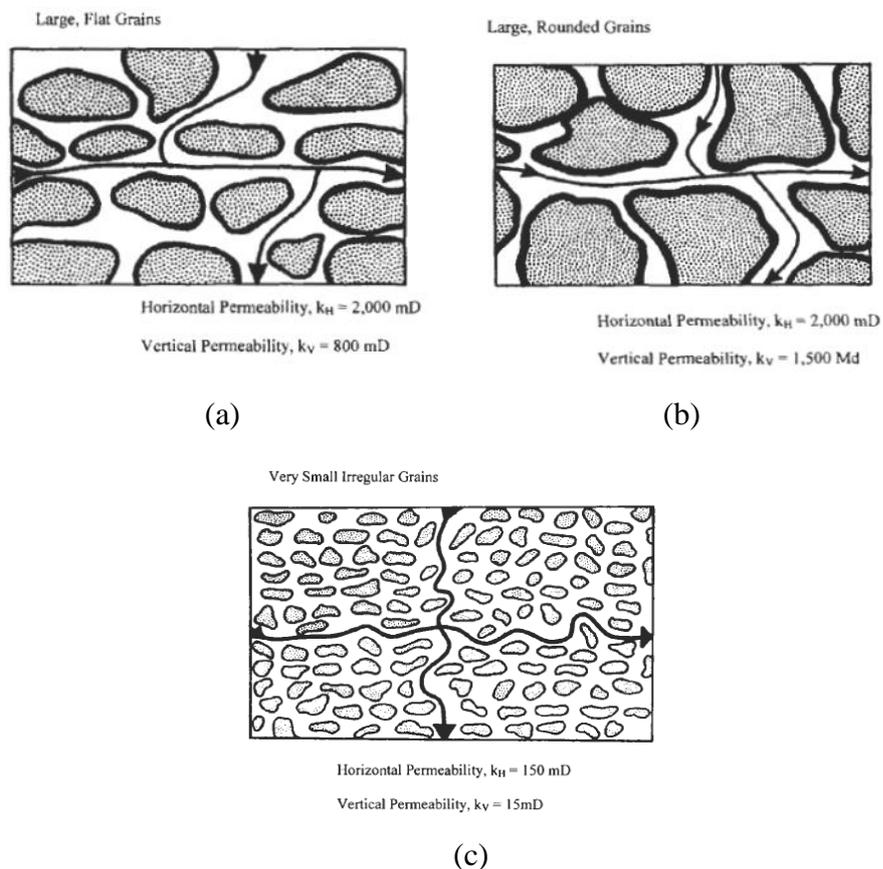
Kualitas	Nilai permeabilitas (mDarcy)
Sangat buruk	<1
Buruk	1-50
Sedang	50-200
Baik	200-500
Sangat baik	>500

Berbeda dengan porositas, permeabilitas sangat bergantung pada ukuran butiran batuan. Batuan yang memiliki butir besar dengan pori-pori besar mempunyai permeabilitas tinggi, sedangkan batuan yang memiliki butir halus dengan pori-pori kecil dan juga alur yang berliku-liku maka batuan tersebut mempunyai permeabilitas yang rendah (Koesoemadinata, 1978).

Adapun faktor-faktor yang mempengaruhi nilai permeabilitas pada sedimen menurut Tiab & Donaldson (2004) yaitu:

- 1) **Bentuk dan ukuran butiran pasir:** Jika batuan tersusun dari butiran datar berukuran besar dan rata tersusun seragam dengan dimensi horizontal

terpanjang, seperti yang diilustrasikan pada **Gambar 2.4(a)** maka permeabilitas horizontal (k_H) akan sangat tinggi, sedangkan permeabilitas vertikal (k_v) akan berukuran sedang hingga besar. Jika batuan tersebut sebagian besar terdiri dari butiran besar dan bulat, permeabilitasnya akan cukup tinggi dan besarnya sama di kedua arah, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.4(b)**. Permeabilitas batuan reservoir umumnya lebih rendah, terutama pada arah vertikal, jika butiran pasirnya kecil dan bentuknya tidak beraturan (**Gambar 2.4(c)**). Sebagian besar reservoir minyak bumi termasuk dalam kategori ini.

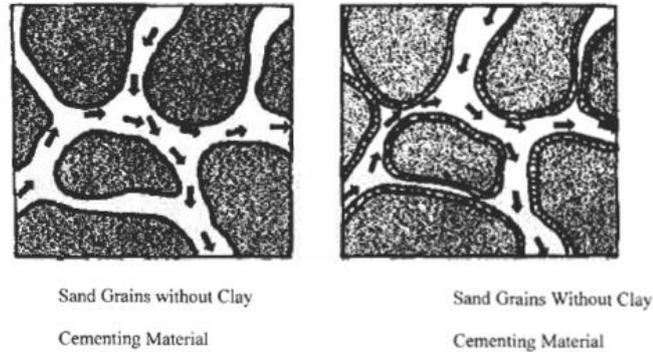


Gambar 2.4 Pengaruh ukuran butir pada permeabilitas (Tiab & Donaldson, 2004)

- a) Butiran datar besar
- b) Butiran bulat besar
- c) Butiran kecil dan tidak teratur

Reservoir dengan permeabilitas terarah disebut anisotropik. Anisotropi sangat mempengaruhi karakteristik aliran fluida pada batuan. Perbedaan permeabilitas yang diukur sejajar dan vertikal pada bidang perlapisan merupakan konsekuensi dari asal sedimen, karena butiran mengendap di air dengan sisi terpanjang dan paling rata pada posisi horizontal. Kompaksi sedimen selanjutnya meningkatkan urutan butiran pasir sehingga umumnya terletak pada arah yang sama (Tiab & Donaldson, 2004).

- 2) **Laminasi:** Mineral *platy* seperti *muskovit*, dan serpih laminasi, bertindak sebagai penghalang permeabilitas vertikal. Dalam hal ini rasio K dan V umumnya berkisar dari 1,5 sampai 3 dan dapat melebihi 10 untuk beberapa batuan reservoir. Kadang-kadang, bagaimanapun, K_v lebih tinggi dari K_H karena rekahan atau sambungan vertikal dan saluran solusi vertikal. Sambungan berfungsi sebagai penghalang permeabilitas horizontal hanya jika sambungan tersebut dilapisi dengan tanah liat atau mineral lainnya. Pentingnya mineral lempung sebagai penentu permeabilitas sering dikaitkan tidak hanya dengan kelimpahannya tetapi juga dengan mineralogi dan komposisi cairan pori.
- 3) **Sementasi:** **Gambar 2.5** menunjukkan bahwa permeabilitas dan porositas batuan sedimen dipengaruhi oleh tingkat sementasi dan lokasi bahan penyemenan di dalam ruang pori.



Gambar 2.5 Pengaruh material sementasi *clay* pada porositas dan permeabilitas.

- 4) **Fraktur dan larutan:** Dalam sandstone, rekahan bukanlah suatu penyebab penting permeabilitas sekunder, kecuali sandstone yang diselingi dengan serpih, batugamping, dan dolomit. Dalam karbonat, larutan mineral yang merembes di permukaan dan air asam bawah permukaan saat melewati pori-pori primer, retakan, rekahan, dan bidang perlapisan, meningkatkan permeabilitas batuan reservoir.

II.2.3 Volume Lempung

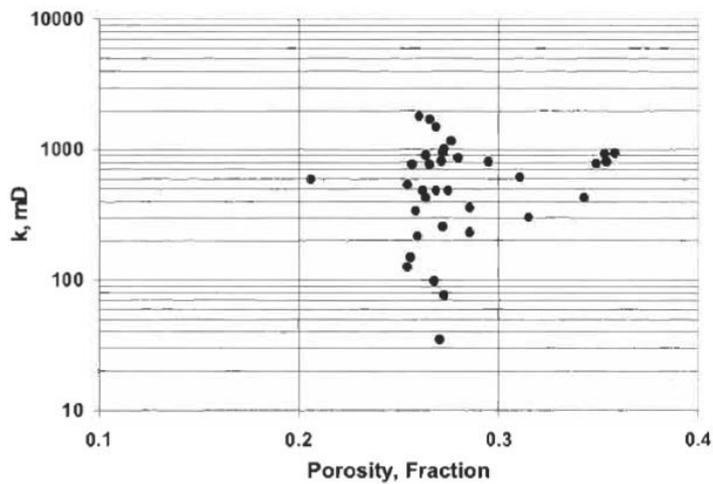
Menurut Rider (2002) Volume lempung merupakan banyaknya jumlah lempung yang terdapat pada suatu formasi. Adanya *clay* atau *shale* di dalam batuan sedimen dapat menyebabkan terjadinya penyimpangan interpretasi log bila menggunakan rumus-rumus untuk batuan bersih. Efek adanya *shale* dalam formasi (Rider,2002)

1. Mengurangi porositas efektif, umumnya signifikan.
2. Mengurangi permeabilitas, terkadang dengan drastis.
3. Memberikan resistivitas yang berbeda dengan yang diperoleh berdasarkan persamaan Archie.

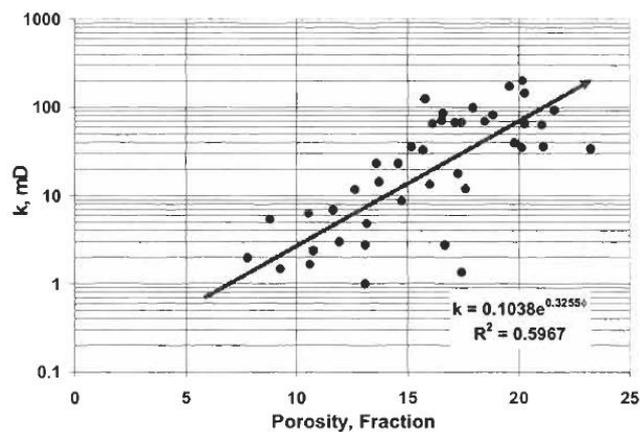
Clay merupakan komponen utama dari serpih (*shale*), terdiri dari partikel yang sangat kecil dengan luas permukaan yang sangat besar, dan akibatnya dapat mengikat air formasi dalam jumlah besar ke permukaan. Untuk pasir, air ini mempengaruhi konduktivitas listrik tetapi tidak berpengaruh pada konduktivitas hidrolik. Air yang terikat tidak dapat didorong oleh hidrokarbon dan tidak dapat mengalir (Rider, 2002).

II.2.4 Hubungan Porositas dan Permeabilitas

Gambar 2.6(a) menunjukkan plot data permeabilitas versus porositas yang diperoleh dari sejumlah besar sampel formasi sandstone. Meskipun formasi ini umumnya dianggap sangat seragam dan homogen, tidak ada garis tren yang ditentukan secara spesifik antara nilai permeabilitas dan porositas. Dalam hal ini, hubungan antara permeabilitas dan porositas bersifat kualitatif dan sama sekali tidak kuantitatif secara langsung atau tidak langsung. Sangat mungkin untuk memiliki porositas yang sangat tinggi tanpa permeabilitas sama sekali, seperti pada kasus batu apung (di mana porositas efektif hampir nol), lempung, dan serpih. Kebalikan dari permeabilitas tinggi dengan porositas rendah mungkin juga benar, seperti pada karbonat fraktur mikro. Terlepas dari kurangnya kesesuaian mendasar antara kedua properti ini, sering kali dapat ditemukan korelasi yang sangat berguna di antara keduanya dalam satu formasi, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.6(b)** (Tiab & Donaldson, 2004).



(a)



(b)

Gambar 2.6 (a) dan (b) Hubungan Porositas dan Permeabilitas (Tiab & Donaldson, 2004).

II.3 Well Logging

Well Logging merupakan salah satu teknik yang digunakan untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan kedalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi jenis-jenis batuan di bawah permukaan. Tujuan dari *well logging* yaitu untuk mendapatkan informasi

kedalaman litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, permeabilitas dan saturasi hidrokarbon (Schlumberger, 1989).

Menurut Harsono (1997) *Logging* memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kuantitatif banyaknya sumber daya di lapisan pada situasi dan kondisi yang sesungguhnya. Grafik log memberikan informasi yang dibutuhkan untuk mengetahui sifat-sifat batuan dan cairan.

II.3.1 Log Litologi

1. Log Gamma Ray

Log gamma ray adalah suatu metode untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat disekitar lapisan batuan lubang bor. 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). Ukuran radioaktif yang tinggi cenderung menunjukkan adanya serpih yang tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir secara umum. Semakin besar kandungan serpih dalam formasi maka akan memberikan nilai lebih tinggi pada pembacaan Gamma Ray (Harsono, 1997). *Gamma ray* sangat efektif membedakan antara lapisan permeabel dan impermeable karena terdapat unsur-unsur radioaktif yang cenderung berpusat di dalam serpih yang sifatnya impermeable (Asquith & Gibson, 2004).

Log gamma ray dapat digunakan untuk menghitung persentase volume *shale* pada reservoir. Sebelum melakukan perhitungan persentase volume *shale*, terlebih dahulu dibutuhkan untuk menghitung indeks gamma ray dengan persamaan sebagai berikut (Asquith & Gibson, 2004).

Menurut Asquith & Gibson (2004), untuk menentukan persentase volume *shale* ada beberapa metode yang dapat digunakan yaitu metode linear dan beberapa metode nonlinear empiris. Metode nonlinear didasarkan pada wilayah geografis atau umur formasi atau jika tersedia informasi lain. Adapun persamaan untuk menghitung persentase volume *shale* dengan metode linear yaitu $V_{sh} = I_{GR}$.

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

Dengan,

I_{GR} = Indeks *gamma ray*

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

GR_{max} = Pembacaan maksimum *gamma ray*

GR_{min} = Pembacaan minimum *gamma ray*

2. Log Resistivitas

Resistivitas adalah kemampuan batuan untuk menghambat arus listrik yang melaluinya. Semakin besar nilai resistivitas suatu batuan maka batuan tersebut sulit untuk mengalirkan arus listrik dan sebaliknya semakin kecil nilai resistivitas suatu batuan maka batuan tersebut lebih mudah untuk mengalirkan arus listrik. Log resistivitas merupakan log elektrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi ada tidaknya hidrokarbon (Harsono, 1997).

Log resistivitas terbagi menjadi tiga yaitu *shallow resistivity* digunakan untuk mengukur nilai resistivitas pada *flushed zone* maka dari itu nilai yang terukur merupakan nilai *mud* yang digunakan dalam pemboran. Resistivitas medium

digunakan untuk mengukur nilai resistivitas pada *invaded zone* dimana zona tersebut tercampur antara *mud* dan formasi. Sedangkan *true resistivity* untuk mengukur nilai formasi yang sebenarnya (Asquith & Gibson, 2004).

3. Log Spontaneous Potential (SP)

Log Spontaneous Potential (SP) merupakan suatu parameter log yang digunakan untuk mengukur beda potensial arus searah antara elektroda yang bergerak di dalam lubang pengeboran dengan elektroda yang berada di permukaan (fungsi dari salinitas air formasi). Menurut Harsono (1997), *Log Spontaneous Potential* tidak dapat diukur dalam lubang bor yang diisi oleh lumpur yang resistif. Hal ini disebabkan karena pada saat pengukuran log SP ini diperlukan suatu medium yang konduktif pada kedua elektroda.

Log Spontaneous Potential (SP) hanya dapat menunjukkan lapisan permeabel, namun tidak dapat mengukur harga absolut dari permeabilitas maupun porositas dari suatu formasi (Asquith & Gibson, 2004). Defleksi log *spontaneous potential* bergantung pada kondisi salinitas fluida, jika salinitas fluida pemboran sama dengan salinitas formasi maka tidak akan menimbulkan defleksi meskipun lapisan tersebut merupakan lapisan permeabel (Rider, 1996).

II.3.2 Log Porositas

1. Log Densitas (RHOB)

Schlumberger (1989) menyatakan bahwa log densitas adalah log porositas yang mengukur kerapatan elektron dalam suatu formasi. Hal ini yang menjadi dasar bagi geologist untuk mengidentifikasi adanya mineral, gas, hidrokarbon,

dan reservoir pasir yang mengandung lempung dalam susunan formasi yang lebih kompleks.

Log densitas digunakan untuk mengukur densitas elektron pada suatu formasi. Densitas elektron dapat dihubungkan dengan *bulk density* dari formasi. *Bulk density* dari formasi merupakan fungsi dari densitas matriks, porositas, dan densitas dari fluida pada pori. *Bulk density* diperoleh melalui pengukuran dengan menggunakan alat *logging*. Densitas matriks adalah densitas dari bagian yang padat pada batuan. Adapun persamaan untuk menghitung porositas densitas yaitu (Asquith & Gibson, 2004):

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.5)$$

Dengan,

ϕ_D = Porositas densitas

ρ_{ma} = Densitas matriks (gr/cm³)

ρ_b = RHOB = *Bulk density* (gr/cm³)

ρ_f = Densitas fluida (gr/cm³)

Nilai densitas matriks beberapa batuan dan nilai densitas fluida dapat dilihat pada

Tabel 2.3 dan **Tabel 2.4** berikut.

Tabel 2.3 Densitas matriks beberapa batuan (Asquith & Gibson, 2004).

Litologi	ρ_{ma} g/cm³ [Kg/m³]
<i>Sandstone</i>	2,644 [2644]
<i>Limestone</i>	2,701 [2701]
<i>Dolomite</i>	2,877 [2877]
<i>Anhydrite</i>	2,960 [2960]
<i>Salt</i>	2,040 [2040]

Tabel 2.4 Densitas fluida (Asquith & Gibson, 2004).

Fluida	$\rho_f \text{ g/cm}^3$ [Kg/m³]
<i>Fresh water</i>	1,0 [1000]
<i>Salt water</i>	1,15 [1150]

2. Log Neutron (NPHI)

Log neutron merupakan log porositas yang digunakan untuk mengukur konsentrasi hidrogen yang terdapat didalam suatu formasi. Pada formasi *clean sand*, pada saat porositas diisi oleh air atau minyak maka log neutron akan mengukur porositas yang terisi oleh fluida tersebut sebagai porositas neutron (NPHI atau PHIN) (Asquith & Gibson, 2004).

Menurut Harsono (1997), dijelaskan bahwa log neutron tidak mengukur volume pori-pori secara langsung, tetapi terlebih dahulu menggunakan karakter fisik dari mineral dan air untuk melihat kontras kerigidan. Adapun cara kerja log neutron ini yaitu partikel-partikel akan bertumbukan dengan atom-atom yang terdapat pada batuan sehingga mengakibatkan hilangnya energi dan kecepatan. Tumbukan Neutron dengan atom H pada formasi yang mempunyai massa atom yang sama merupakan yang paling signifikan. Partikel yang telah kehilangan energi tersebut kemudian dipantulkan kembali, diterima oleh detektor dan direkam keatas permukaan. Sehingga dengan mengetahui kandungan atom Hidrogen di dalam batuan maka akan diketahui seberapa besarnya harga porositas batuan tersebut.

3. Log Sonik (DT)

Log sonik adalah log porositas yang digunakan untuk mengukur lamanya waktu (*interval transit time*) yang dibutuhkan oleh gelombang suara kompresional untuk menempuh jarak satu kaki dalam suatu formasi. Log sonik juga digunakan untuk

memperoleh harga porositas batuan seperti log densitas dan log neutron. Log sonik menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan ke dalam formasi hingga diterima kembali oleh *receiver*. Semakin tinggi harga Dt pada log sonic maka semakin besar pula harga porositas batuan (Schlumberger, 1989).

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).

Litofasies dapat dikelompokkan berdasarkan lingkungan pengendapannya, maupun jenis batumannya, 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*, *oncooid*, *intraklas*, *ektraklas*, 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 lapangan), pengelompokan berdasarkan sifat petrofisik ini disebut sebagai *Flow Units/ Hydraulic Units* (Archie, 2003).

II.5 Hydraulic Flow Units (HFU)

II.5.1 Konsep Hydraulic Flow Units

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:

$$k = \frac{r^2}{8} \phi e \quad (2.6)$$

Keterangan: (k) adalah permeabilitas dalam μm^2 , (ϕe) adalah porositas efektif dan (r) adalah jari-jari tabung kapiler dalam μm .

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) :

$$k = \frac{\phi e^3}{(1-\phi e)^2 F_s \tau^2 S^2 g v} \quad (2.7)$$

(k) adalah permeabilitas dalam μm^2 , (ϕ_e) adalah porositas efektif dalam fraksi yang diperoleh dari inti atau data log yang sesuai, S_{gv} adalah luas permukaan spesifik butir dalam μm^{-1} , $F_s\tau^2$ adalah konstanta Kozeny yang nilainya antara 5 dan 100 untuk sebagian besar batuan reservoir. Variasi dalam $F_s\tau^2$ ini adalah definisi utama untuk penggunaan universal model karena dalam praktiknya, konstanta Kozeny tidak dikenal untuk formasi tertentu. Seluruh istilah $F_s\tau^2 S_{gv}^2$ merupakan fungsi dari karakteristik geologi media berpori dan variasi perubahan geometri pori. Penentuan dan perbedaan kelompok $F_s\tau^2 S_{gv}^2$ adalah titik fokus 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 :

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad (2.8)$$

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:

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z} \quad (2.9)$$

Dengan ϕ_z rasio volume pori terhadap volume butiran adalah:

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1-\phi_e} \quad (2.10)$$

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-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 ϕ_z . Permeabilitas titik sampel kemudian dihitung dari HFU yang bersangkutan menggunakan nilai FZI rata-rata dan porositas sampel yang sesuai menggunakan persamaan berikut:

$$k = \phi \left(\frac{FZI \left(\frac{\phi}{1-\phi} \right)}{0,0314} \right)^2 \quad (2.11)$$

II.5.4 Global Hydraulic Element (GHE)

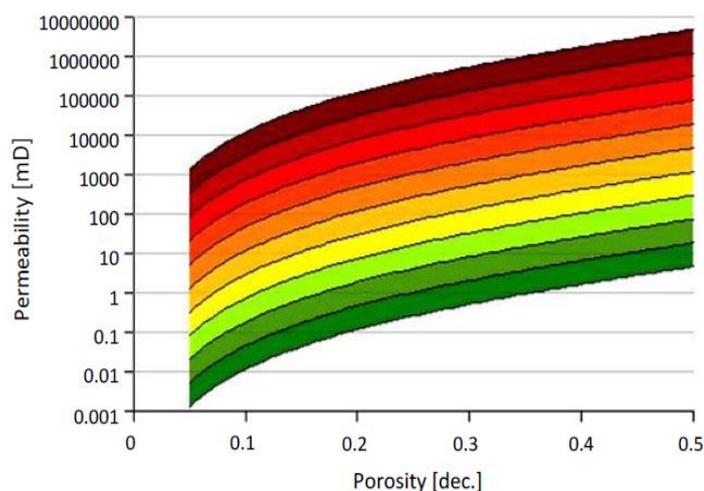
Corbett dan Potter (2004) memperkenalkan istilah *Global Hydraulic Element* (GHE). GHE digunakan berdasarkan rangkaian nilai-nilai *Flow Zone Indicator* (FZI) yang apriori sistematis (**Tabel 2.5**) dengan tujuan memecah berbagai kemungkinan kombinasi porositas dan permeabilitas menjadi sejumlah GHE yang

dapat dikelola. Corbett dan Potter (2004) membuat template GHE berdasarkan persamaan (2.12) pada plot silang permeabilitas porositas dan membagi ruang parameter menjadi 10 GHE (Gambar 2.8). 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 2.5 Parameter *template Global Hydraulic Elements* (GHE) (Corbett & Potter, 2004).

GHE	GHE1	GHE2	GHE3	GHE4	GHE5	GHE6	GHE7	GHE8	GHE9	GHE10
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 2.7 *Template global hydraulic elements* yang menunjukkan GHE1 di dasar hingga GHE10 di atas (Corbett & Potter, 2004).