

SKRIPSI
APLIKASI METODE PORE GEOMETRY STRUCTURE (PGS) UNTUK
MENINGKATKAN PREDIKSI KARAKTERISTIK RESERVOIR DI
LAPANGAN VOLVE

Disusun dan Diajukan Oleh:

NURUL AZIZAH HARIS

H221 16 306



DEPARTEMEN GEOFISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS HASANUDDIN
MAKASSAR
2021

**APLIKASI METODE PORE GEOMETRY STRUCTURE (PGS) UNTUK
MENINGKATKAN PREDIKSI KARAKTERISTIK RESERVOIR DI
LAPANGAN VOLVE**



Oleh

NURUL AZIZAH HARIS

H22116306

DEPARTEMEN GEOFISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS HASANUDDIN

MAKASSAR

2021

**APLIKASI METODE PORE GEOMETRY STRUCTURE (PGS) UNTUK
MENINGKATKAN PREDIKSI KARAKTERISTIK RESERVOIR DI
LAPANGAN VOLVE**

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



Disusun dan Diajukan Oleh:

NURUL AZIZAH HARIS

H221 16 306

DEPARTEMEN GEOFISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS HASANUDDIN

MAKASSAR

2021

LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI

**APLIKASI METODE PORE GEOMETRY STRUCTURE (PGS) UNTUK
MENINGKATKAN PREDIKSI KARAKTERISTIK RESERVOIR DI
LAPANGAN VOLVE**

Oleh:

NURUL AZIZAH HARIS

H221 16 306

SKRIPSI

**Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Ujian Guna Memperoleh Gelar Sarjana
Sains Program Pendidikan Sarjana, Departemen Geofisika
Telah Disetujui Oleh Tim Pembimbing Pada Tanggal
Seperti Tertera di Bawah Ini**

Disetujui Oleh :

Makassar, Juni 2021

Pembimbing Utama

Pembimbing Pertama


Dr. Erfan Syamsuddin, M.Si
NIP. 196709032001121001


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

Mengetahui,

Ketua Departemen Geofisika


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

SURAT PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Nurul Azizah Haris

NIM : H22116306

Departemen : Geofisika

Judul Tugas Akhir : Aplikasi Metode Pore Geometry Structure (PGS)
untuk Meningkatkan Prediksi Karakteristik
Reservoir di Lapangan Volve

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, 3 Juni 2021

Yang Membuat Pernyataan,


METERAI
TEMPEL
CC6F6AHF934317363
6000
ENAM RIBU RUPIAH
NURUL AZIZAH HARIS

ABSTRAK

Penelitian ini menggunakan salah satu metode *rock typing* yakni *Pore Geometry Structure* (PGS). Metode *Pore Geometry Structure* merupakan metode pengelompokan batuan berdasarkan arsitektur penyusun pori, yakni geometri pori dan struktur pori batuan. Data yang digunakan adalah data *core* dan data sumur 15/9-19A pada Formasi Hugin di Lapangan Volve, Norwegia. Penelitian ini bertujuan untuk meningkatkan hasil prediksi karakteristik reservoir dalam hal ini porositas dan permeabilitas dengan menggunakan metode *Pore Geometry Structure*. Selain itu penelitian ini juga bertujuan untuk membandingkan hasil prediksi yang diperoleh menggunakan Metode *Pore Geometry Structure* dengan metode standar yang digunakan pada penelitian sebelumnya di Lapangan Volve. Hasilnya menunjukkan bahwa nilai koefisien determinasi menggunakan metode PGS lebih besar daripada metode sebelumnya, yakni 0,8925 dan 0,886. Sedangkan untuk perhitungan permeabilitas, tidak ditemukan adanya korelasi yang baik jika menggunakan metode *Pore Geometry Structure* dibandingkan dengan metode sebelumnya. Hal ini disebabkan oleh data kecepatan gelombang P yang digunakan bukan berupa data *core* melainkan data log, sehingga terdapat perbedaan yang cukup signifikan antara data permeabilitas terukur (data *core*) dan data permeabilitas hasil prediksi menggunakan metode PGS.

Kata Kunci: Pore Geometry Structure (PGS), Rock Typing, Reservoir.

ABSTRACT

This study applied one of the rock typing methods, Pore Geometry Structure (PGS). The pore Geometry Structure method is a method of grouping rocks based on pore building architecture, namely geometry and pore structure. The data used are core data and well data of wells 15/9-19A on the Hugin Formation in Volve Field, Norway. This study aims to improve the prediction results of reservoir characteristics such as porosity and permeability by using the Pore Geometry Structure method and to compare the prediction results obtained using the Pore Geometry Structure Method with the standard method used in previous research in the Volve Field. The results showed that the coefficient of determination using the PGS method is greater than the previous method with the values 0.8925 and 0.886. As for the permeability calculation, no good correlation was found when using the Pore Geometry Structure method compared to the previous method. This is because the P wave velocity data used is not core data but log data, so there is a significant difference between the measured permeability data (core data) and the permeability data predicted using the PGS method.

Keywords: Pore Geometry Structure (PGS), Rock Typing, Reservoir.

KATA PENGANTAR

Segala puji bagi Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya kepada penulis, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik. Shalawat dan salam senantiasa tercurah kepada Rasulullah SAW yang mengantarkan manusia dari zaman kegelapan ke zaman yang terang benderang ini. Penyusunan skripsi ini dimaksudkan untuk memenuhi sebagian syarat-syarat guna mencapai gelar Sarjana Geofisika di Universitas Hasanuddin.

Penulis menyadari bahwa penulisan ini tidak dapat terselesaikan tanpa dukungan dari berbagai pihak baik moril maupun materil. Oleh karena itu, penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih kepada semua pihak yang telah membantu dalam penyusunan skripsi ini terutama kepada:

1. Nurul Azizah Haris, terimakasih banyak karena dapat menyelesaikan skripsi meski pun prosesnya tidak sesuai dengan rencana awal tetapi kamu dapat membuktikan bahwa kamu bisa.
2. Kedua orang tua, Abba tercinta Drs. Abdul Haris dan Ibunda tersayang Suhartinah, S.Pd yang telah memberikan dukungan baik moril maupun materil, doa, dan juga terimakasih banyak karena tidak pernah menekan penulis untuk lulus dengan cepat dan membandingkan penulis dengan anak tetangga dan anak-anak lainnya.
3. Mas Arasy Az-Zariat, merupakan pembimbing eksternal yang selalu memberikan *support* dan meluangkan waktu untuk membimbing penulis dengan sangat sabar.
4. Mas Muhammad Nur Ali Akbar, Mba Febrina Ari Restuti, dan Mas Khibran Rinjani, terimakasih banyak mas dan mba atas waktu dan kesediaannya membimbing penulis dalam menyelesaikan skripsi.
5. Bapak Dr. Erfan Syamsuddin, M.Si selaku dosen Pembimbing Skripsi I yang telah berkenan memberikan tambahan ilmu dan solusi pada setiap permasalahan atas kesulitan dalam penulisan skripsi ini.

6. Bapak Dr.Muh. Alimuddin Hamzah, M.Eng selaku dosen Pembimbing Skripsi II yang telah bersedia membimbing dan mengarahkan penulis selama menyusun skripsi.
7. Seluruh Bapak/Ibu dosen Departemen Geofisika yang telah memberikan pengetahuan yang sangat bermanfaat selama masa perkuliahan.
8. Saudara Rian Dharmawan, terima kasih banyak karena selalu ingin direpotkan dan selalu membantu penulis dalam proses penyusunan skripsi.
9. Sahabat-sahabat Sisterlillah Nurita, Ninda, Debby, Lia, Devi, dan Ria yang selalu menghibur, membantu, menasihati penulis dalam menyelesaikan skripsi.
10. Ananaka di Ablam Ninda, Lia, Nurita, Rian, Gafur, dan Adul yang selalu merencanakan liburan tapi tidak pernah terlaksana.
11. Teman-teman seperjuangan 16neous Geofisika Unhas 2016, terimakasih banyak atas kenangannya selama masa kuliah.
12. SPE Unhas SC yang merupakan tempat penulis untuk meningkatkan kapasitas dan kualitas diri untuk lebih baik di setiap harinya.
13. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebut satu persatu yang telah membantu dalam penyelesaian penulisan naskah skripsi ini.

Semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi para pembaca dan semua pihak.

Makassar, Juni 2021
Yang Membuat Pernyataan,


NURUL AZIZAH HARIS

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	x
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xiv
DAFTAR LAMPIRAN	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
II.1 Latar Belakang.....	1
II.2 Rumusan Masalah.....	2
II.3 Ruang Lingkup	3
II.4 Tujuan Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
II.1 Geologi Regional.....	4
II.1.1 Geologi Regional Lapangan Volve	4
II.1.2 Stratigrafi Lapangan Volve.....	5
II.1.3 Petroleum System Lapangan Volve	7
II.1.4 Evaluasi Petrofisika	11
II.2 Jenis Log	11
II.2.1 Log Gamma Ray	11
II.2.2 Log Listrik.....	13
II.2.3 Log Porositas.....	18

II.3	Parameter Petrofisika.....	27
II.3.1	Porositas.....	27
II.3.2	Permeabilitas.....	32
II.3.3	Hubungan Permeabilitas dan Porositas	34
II.3.4	Saturasi Air	34
II.3.5	Resistivitas	35
II.3.6	Bulk Modulus dan Shear Modulus.....	38
II.4	Rock Typing.....	39
II.4.1	Metode Pore Geometry Structure (PGS)	40
II.4.2	Voigt dan Reuss Bound	42
II.4.3	Bulk Modulus dan Porositas Kritis.....	42
II.4.4	Prediksi Porositas Berdasarkan Kecepatan Akustik dan Porositas Kritis	43
II.4.5	Predisi Permeabilitas Berdasarkan Kecepatan Akustik dan Porositas Kritis	44
BAB III	METODE PENELITIAN	47
III.1	Lokasi Penelitian	47
III.2	Perangkat dan Data Penelitian.....	47
III.3	Prosedur Penelitian	48
III.3.1	Menentukan Rock Type.....	48
III.3.2	Karakterisasi Gelombang P.....	48
III.3.3	Prediksi Nilai Porositas Berdasarkan Kecepatan Akustik dan Porositas Kritis	49
III.3.4	Prediksi Permeabilitas Berdasarkan Kecepatan Akustik dan Porositas Kritis	50
III.3.5	Membandingkan Prediksi Porositas dan Permeabilitas Menggunakan PGS dengan Prediksi Permeabilitas Pada Laporan Lapangan Volve.....	50
III.4	Bagan Alir Penelitian.....	51
BAB IV	HASIL DAN PEMBAHASAN.....	52
IV.1	Menentukan Tipe Batuan (Rock Type).....	52

IV.2 Karakterisasi Gelombang P	57
IV.3 Prediksi Nilai Porositas Berdasarkan Kecepatan Akustik dan Porositas Kritis	59
IV.4 Prediksi Permeabilitas Berdasarkan Kecepatan Akustik dan Porositas Kritis	62
IV.5 Membandingkan Prediksi Porositas Menggunakan PGS dengan Prediksi Porositas Pada Laporan Lapangan Volve	65
IV.6 Membandingkan Prediksi Permeabilitas Menggunakan PGS dengan Prediksi Permeabilitas Pada Laporan Lapangan Volve.....	66
BAB V PENUTUP	68
V.1 Kesimpulan	68
V.2 Saran	69
DAFTAR PUSTAKA	70
LAMPIRAN	72

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Peta Lokasi Lapangan Volve (Theta Vest) (Statoil, 1993).	4
Gambar 2.2 Stratigrafi Lapangan Volve, Slepner Vest, dan Loke (Statoil, 1993)..	6
Gambar 2.3 Peta litostratigrafi North Sea (Kaspersen, 2016).	10
Gambar 2.4 Perbedaan Litologi Terhadap Respon Log Gamma Ray (Glover, 2000).	13
Gambar 2.5 Defleksi SP Log dari shale baseline (Asquith & Krygowski, 2004) .	15
Gambar 2.6 Respon log resistivitas pada formasi dengan fluida yang beragam (pada hydrocarbon zone) (Glover, 2000)	17
Gambar 2.7 Respon log sonik di berbagai litologi (Glover, 2000).	20
Gambar 2.8 Kumpulan dari (a) butiran pasir dengan ukuran dan bentuk berbeda dan (b) bola yang menggambarkan kemasan kubik dari tiga ukuran butiran.	29
Gambar 2.9 Rock type curves (Wibowo & Permadi, 2013).	41
Gambar 4.1 Grafik korelasi antara permeabilitas vs porositas	52
Gambar 4.2 Grafik korelasi antara kecepatan vs porositas	53
Gambar 4.3 Grafik korelasi antara kecepatan vs permeabilitas	53
Gambar 4.4 Hasil pengelompokan tipe batuan (rock type) Formasi Hugin	54
Gambar 4.5 Hubungan antara kecepatan gelombang P vs geometri pori	58
Gambar 4.6 Plot kecepatan gelombang P vs porositas pada masing-masing tipe batuan (rock types)	60
Gambar 4.7 Hasil crossplot antara porositas prediksi dan porositas terukur menggunakan metode PGS	62
Gambar 4.8 Plot antara S_b vs V_p	63
Gambar 4.9 Hasil crossplot antara permeabilitas prediksi dan permeabilitas terukur menggunakan metode PGS	64
Gambar 4.10 Hasil crossplot antara porositas prediksi dan porositas terukur menggunakan metode standar pada Lapangan Volve	65
Gambar 4.11 Hasil crossplot antara permeabilitas prediksi dan permeabilitas terukur menggunakan metode standar pada Lapangan Volve	67

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Stratigrafi Regional Lapangan Volve (Sen & Ganguli, 2019).....	6
Tabel 2.2 Interval transit time untuk berbagai jenis matriks batuan (Asquith & Krygowski, 2004)	20
Tabel. 2.3 Nilai densitas matriks berdasarkan litologi (Halliburton, 1991 dalam Asquith & Krygowski, 2004).	22
Tabel 2.4 Perbandingan antara crossplot porositas (Asquith & Krygowski, 2004).	25
Tabel 2.5 Rentang nilai porositas batuan (Glover, 2000)	30
Tabel 2.6 Klasifikasi permeabilitas reservoir.....	33
Tabel 2.7 Nilai a dan m untuk menghitung faktor formasi (F) (Asquith & Krygowski, 2004).	37
Tabel 4.1 Deskripsi geologi masing-masing rock type.....	55
Tabel 4.2 Nilai porositas kritis (ϕ_c) dan modulus bulk pada porositas kritis (B_c)	61
Tabel 4.3 Nilai dari α dan β	63

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Grafik penentuan <i>rock type</i> menggunakan <i>rock type curve</i> (Akbar & Permadi, 2014)	72
Lampiran 2 Sintetik seismogram sumur di lapangan Volve (Statoil, 1993)	72
Lampiran 3 Penampang seismic yang memperlihatkan patahan di bawah permukaan lapangan Volve (Statoil, 1993).....	73

BAB I

PENDAHULUAN

II.1 Latar Belakang

Lapangan Volve merupakan lapangan dengan struktur geologi yang cukup kompleks dan memiliki reservoir berupa minyak yang ditemukan pada tahun 1993. Pada tahun 2005 plan for development and operation (PDO) Lapangan Volve telah disetujui dengan tiga oil production wells dan tiga water injection wells. Lapangan Volve pertama kali melakukan pengeboran pada tahun 2007 dan memulai produksi pada Februari 2008, namun pada tahun 2016 Lapangan Volve telah ditutup dan decommissioning telah selesai pada akhir tahun 2018 (Statoil, 2005).

Reservoir Lapangan Volve terdiri atas Formasi Hugin dan Sleipner dengan dominasi batuan pasir (sandstone) dengan berbagai variasi ketebalan yang terletak di kedalaman 2750-3120 m di bawah permukaan laut. Reservoir merupakan batuan yang memiliki kemampuan untuk menyimpan fluida di dalam pori-porinya dan umumnya memiliki karakteristik yang berbeda-beda tergantung dari faktor yang mempengaruhinya. Karakterisasi reservoir merupakan salah satu hal yang memegang peranan penting dalam eksplorasi, eksploitasi, mau pun pengembangan serta pengelolaan sebuah lapangan. Hal tersebut dilakukan agar tingkat keakuratan dari pemodelan reservoir untuk memprediksi nilai porositas dan permeabilitas dapat meningkat.

Salah satu cara yang umum digunakan dalam karakterisasi reservoir yaitu dengan melakukan pengklasifikasian jenis batuan (rock typing). Nilai porositas dan

permeabilitas memegang peranan penting dalam klasifikasi batuan untuk selanjutnya digunakan dalam karakterisasi reservoir. Pada penelitian ini akan digunakan metode Pore Geometry Structure (PGS) yang merupakan salah satu dari metode rock typing.

Metode Pore Geometry Structure (PGS) memanfaatkan arsitektur pori batuan yakni geometri pori (pore geometry) dan struktur pori (pore structure) sebagai acuan dalam mengelompokkan jenis batuan serta menjadi dasar untuk memprediksi nilai porositas dan permeabilitas. Hal ini telah dibuktikan oleh penelitian Akbar (2019) tentang penggunaan metode PGS dalam estimasi nilai porositas dan permeabilitas berdasarkan kecepatan sonik, porositas kritis, dan rock typing. Oleh karena itu, pada penelitian ini metode PGS akan diaplikasikan di Lapangan Volve yang sudah berhenti produksinya. Selanjutnya membandingkan hasil prediksi karakteristik reservoir dengan penelitian yang berjudul **“Aplikasi Metode Pore Geometry Structure (PGS) untuk Meningkatkan Prediksi Karakteristik Reservoir di Lapangan Volve”**.

II.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah dari penelitian ini adalah:

1. Bagaimana penggunaan metode Pore Geometry Structure (PGS) dalam prediksi karakteristik reservoir (porositas dan permeabilitas) di Lapangan Volve?

2. Bagaimana hasil perbandingan prediksi karakteristik reservoir menggunakan metode Pore Geometry Structure (PGS) dan metode standar pada Lapangan Volve?

II.3 Ruang Lingkup

Ruang lingkup penelitian ini adalah melakukan rock typing dan prediksi porositas dan permeabilitas pada formasi di Lapangan Volve menggunakan metode Pore Geometry Structure (PGS). Data yang digunakan pada penelitian ini 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.

II.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Memprediksi karakteristik reservoir (porositas dan permeabilitas) menggunakan metode Pore Geometry Structure (PGS) di Lapangan Volve.
2. Menyajikan perbandingan prediksi karakteristik reservoir menggunakan metode Pore Geometry Structure (PGS) dan hasil laporan geoscientist pada Lapangan Volve.

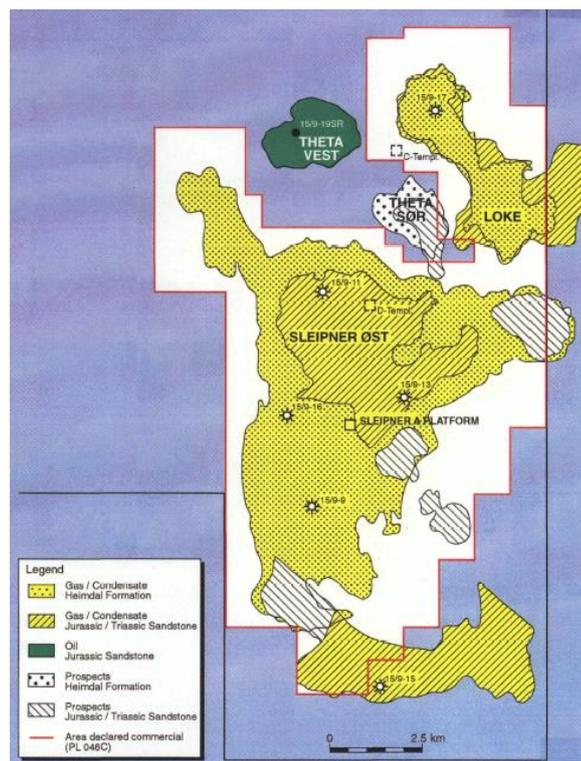
BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

II.1 Geologi Regional

II.1.1 Geologi Regional Lapangan Volve

Lapangan Volve adalah lapangan minyak air laut dangkal (kedalaman air sekitar 80 m) yang terletak di bagian tengah North Sea (landas kontinen Norwegia), 200 kilometer dari bagian barat Stavanger yang berada di ujung selatan Norwegia (Sen & Ganguli, 2019). Peta Lapangan Volve atau yang sebelumnya dinamakan Theta Vest ditunjukkan pada Gambar 2.1.



Gambar 2.1 Peta Lokasi Lapangan Volve (Theta Vest) (Statoil, 1993).

Formasi Hugin Jurassik Tengah telah menjadi lapangan eksplorasi di South Viking Graben, utara North Sea, sejak 1960-an. Formasi Hugin merupakan bagian dari Vestland Group, terdiri dari endapan laut dangkal, marjinal yang berhubungan

dengan endapan kontinental dari Formasi Sleipner yang mendasarinya dan serpihan laut lepas pantai dari Formasi Heather yang terlalu berlebihan (Vollset & Dore 1984; Partington et al. 1993 dalam Kieft et al., 2010).

II.1.2 Stratigrafi Lapangan Volve

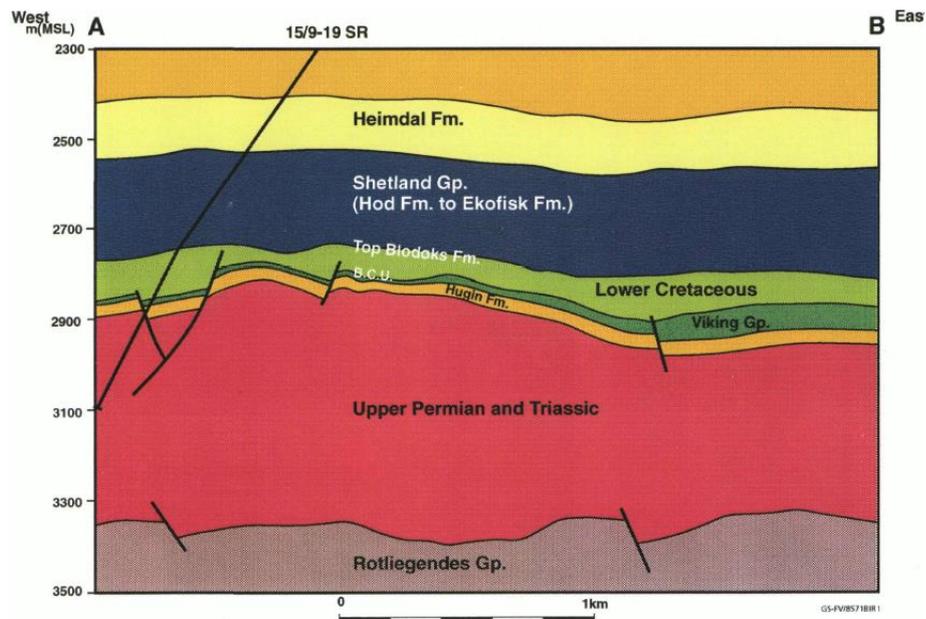
Lapangan Volve berukuran 2x3 km, fault-limited structure terbentuk dari hasil salt movements dan stretching selama dan setelah deposit reservoir. Reservoir terdiri atas Formasi Hugin pada zaman Jurasik Tengah dan berada di wilayah pengembangan yang sebagian besar terdiri atas batupasir (Statoil, 2005). Formasi batupasir yang berada di tengah North Sea dan merupakan bagian dari Vestland Grup (Hansen et al., 2020).

Lingkungan pengendapan didominasi oleh pasang surut, yang menghasilkan lapisan batupasir lateral yang besar. Minyak mulai bermigrasi ke dalam struktur hanya sekitar 5-10 juta tahun yang lalu. Minyak telah terbentuk di area Sleipner Graben sekitar 10 km NW dari Volve dan bermigrasi dari graben ke dalam struktur Volve. Reservoir berada pada kedalaman 2750-3120 m di bawah muka air laut (Statoil, 2005).

Formasi Hugin terdiri dari batupasir yang relatif murni diendapkan di perairan dangkal yang didominasi pasang surut dengan pergantian tidal channel deposit, permukaan pasang surut, dan tepi muara. Batupasir didominasi oleh butiran kuarsa dengan jumlah yang sedikit mineral tanah liat dan mika. Stratigrafi regional Lapangan Volve dapat dilihat pada Gambar 2.2 dan Tabel 2.1 (Statoil, 2005).

Tabel 2.1 Stratigrafi Regional Lapangan Volve (Sen & Ganguli, 2019)

System	Group	Formation	Lithology
Quaternary	Nordland	Recent sediments	Sandstone, Claystone
		Upper Utsira Fm.	Sandstone
Tertiary	Hordaland	Lower Utsira Fm.	Claystone
		Skade Fm.	Sandstone, Claystone
		Grid Fm.	Sandstone, Claystone
	Rogaland	Balder Fm.	Sandstone, Anhydrite
		Sele Fm.	Claystone
		Lista Fm.	Claystone
		Ty Fm.	Sandstone, Claystone, minor Limestone
Cretaceous	Shetland	Ekofisk Fm.	Limestone
		Tor Fm.	Limestone
		Hod Fm.	Limestone
		Blodoeks Fm.	Limestone
		Hidra Fm.	Limestone
	Cromer Knoll	Roedby Fm.	Marl
		Asgard Fm.	Marl, Limestone
Jurassic	Viking	Draupne Fm.	Claystone, minor Limestone
		Heather Fm.	Claystone
	Vestland	Hugin Fm.	Sandstone, minor Claystone, and Limestone
		Sleipner Fm.	Sandstone-Claystone intercalation, minor Coal



Gambar 2.2 Stratigrafi Lapangan Volve, Slepner Vest, dan Loke (Statoil, 1993).

II.1.3 Petroleum System Lapangan Volve

Petroleum system untuk Lapangan Volve yang berada di cekungan North Sea adalah sebagai berikut (Kaspersen, 2016):

1. Batuan Sumber (Source Rock)

Secara umum, batuan sumber dapat didefinisikan sebagai sedimen yang mampu menghasilkan minyak atau gas yang signifikan. Sumber utama minyak bumi di daerah Utsira High adalah Formasi Draupne yang kaya organik dan cenderung mengandung minyak. Ada juga batuan sumber sekunder potensial di daerah tersebut seperti Formasi Heather dan serpih Kupferschiefer. Penemuan hidrokarbon di Haugaland High (bagian selatan Utsira High) mengandung minyak non-biodegradasi yang berasal dari Formasi Draupne (Kaspersen, 2016).

2. Batuan Reservoir

Formasi Sleipner ditemukan di Viking Graben yang merupakan batuan reservoir di Lapangan Sleipner Vest. Formasi Sleipner diendapkan di Viking Graben di bawah pengaturan marjinal laut ke non-laut (Kaspersen, 2016). Formasi tersebut merupakan bagian dari Vestland Grup. Kelompok ini dibagi lagi dengan Formasi Sleipner pembawa batubara bagian bawah dan Formasi Hugin yang didominasi pasir bagian atas. Lingkungan pengendapan keseluruhan untuk Vestland Grup berada di perairan fluvial hingga dangkal saat Formasi Hugin mengendap selama tahap keretakan (rift) awal di atas endapan dataran Delta dari Formasi Sleipner. Formasi Hugin diendapkan di lingkungan laut dangkal, dan kaya akan pasir. Formasi tersebut telah menjadi target eksplorasi di South Viking Graben sejak

tahun 1960-an (Kaspersen, 2016). Ketika Formasi Hugin diendapkan (Jurasik Tengah ke Atas) terjadi transgresi besar di Viking Graben yang disebabkan oleh penurunan permukaan tanah terkait keretakan (rift) dan banjir di Viking Graben Selatan. Pengendapan Formasi Hugin telah dikaitkan dengan tenggelamnya Delta Brent di bagian utara Viking Graben. Baik unit Bawah ke Tengah (Sleipner) dan Jurasik Tengah ke Atas (Hugin dan Intra Draupne) menebal ke arah tengah cekungan (misalnya Viking Graben Selatan) dan tipis di atas tertinggi struktural tertutup Trias, seperti Utsira High (Kaspersen, 2016).

3. Cap Rock dan Seal

Di tengah North Sea, keragaman akumulasi hidrokarbon diimbangi dengan banyaknya variasi seals dan trap (Kaspersen, 2016). Pada syn-rift submarine fan dan reservoir turbidit, sebagai batupasir Formasi Intra Draupne di daerah Johan Sverdrup, seal tersebut secara sementara setara dengan Tanah Liat Kimmeridge (Formasi Draupne) (Gautier, 2005). Jika Formasi Draupne tidak ada, Formasi Cretaceous Åsgard bertindak sebagai seal di daerah Johan Sverdrup. Penemuan ini telah didefinisikan sebagai trap yang dibatasi patahan (fault-bounded trap) terhadap bagian selatan Utsira Basement High dan dilapisi oleh serpih Jurasik (Draupne Shale) atau Cretaceous Åsgard marls (Kaspersen, 2016).

4. Migrasi

Migrasi minyak bumi di bagian tengah North Sea terkait dengan penurunan Formasi Draupne setelah sistem keretakan (rift) yang gagal. Penurunan muka tanah meningkatkan kematangan termal batuan sumber dan berlanjut hingga hari ini

(Kaspersen, 2016). Ketebalan sedimen Jurasik Atas menebal ke arah barat dari Utsira High ke South Viking Graben. Di Graben, mayoritas Sedimen Jurasik terletak di dalam oil and gas window, sedangkan pada struktur tinggi Formasi Jurasik Draupne terletak di atas oil window (Isaksen dan Ledje, 2001 dalam Kaspersen, 2016). Di Graben, kemungkinan hidrokarbon telah dihasilkan dalam jumlah besar. Hidrokarbon bermigrasi dari Viking Graben sepanjang jalur ke tepi (Utsira High). Studi Isaksen dan Ledjes (2001) sebagian besar berfokus pada bagian Tersier yang lebih jauh ke Utara daripada reservoir di lapangan Johan Sverdrup, tetapi mereka menyebutkan migrasi hidrokarbon dari Formasi Draupne di Graben ke Formasi Jurasik Tengah Hugin dan Sleipner (Kaspersen, 2016).

Untuk visualisasi yang lebih jelas, peta litostratigrafi North Sea dapat dilihat pada Gambar 2.3.

II.1.4 Evaluasi Petrofisika

Data dari log dan core telah digunakan untuk menghitung net sand, porositas, permeabilitas dan saturasi hidrokarbon di Volve wells (15/9-19SR, 15/9-19A, dan 15/9-19BT2). Data dari uji produksi, sampel fluida, dan tekanan formasi pengukuran juga digunakan dalam interpretasi petrofisika yang didasarkan pada metode dan algoritma yang digunakan untuk evaluasi Formasi Hugin di tempat lain di area Sleipner. Analisis karakteristik batuan telah dilakukan dengan baik dengan baik untuk memastikan korespondensi yang terbaik antara data core dan data log. Porositas dihitung dengan mengkalibrasi data log dengan mengoreksi nilai dari kondisi core ke kondisi reservoir. Permeabilitas dihitung atas dasar multivariable korelasi antara permeabilitas core dikoreksi ke kondisi reservoir dengan porositas yang dihitung dan shale volume (Statoil, 1993).

II.2 Jenis Log

II.2.1 Log Gamma Ray

Log gamma ray (GR) mengukur radioaktivitas alami dalam formasi dan dapat digunakan untuk mengidentifikasi litologi serta untuk zona yang berhubungan. Batupasir dan karbonat bebas serpih (shale-free) memiliki konsentrasi bahan radioaktif yang rendah dan memberikan pembacaan sinar gamma yang rendah. Saat kandungan serpih meningkat, respons log sinar gamma meningkat karena konsentrasi bahan radioaktif dalam serpih. Seperti log SP, log sinar gamma dapat digunakan tidak hanya untuk korelasi, tetapi juga untuk penentuan volume serpih (tanah liat). Volume ini penting dalam menghitung saturasi air dalam shale bearing

formation dengan beberapa teknik shaly-sand. Berbeda dengan log SP, respon sinar gamma tidak dipengaruhi oleh resistivitas air formasi (R_w) dan karena log sinar gamma merespon sifat radioaktif dari formasi daripada sifat listrik, maka dapat digunakan di lubang bersegel dan di lubang terbuka yang berisi cairan pengeboran non-konduktor (misalnya oil-based muds atau udara). Karena serpih biasanya lebih radioaktif daripada pasir atau karbonat, log sinar gamma dapat digunakan untuk menghitung volume serpih di reservoir berpori. Respon log gamma ray terhadap perbedaan litologi dapat dilihat pada Gambar 2.4. Volume serpih yang dinyatakan sebagai pecahan atau persentase desimal disebut V_{shale} dengan rumus sebagai berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

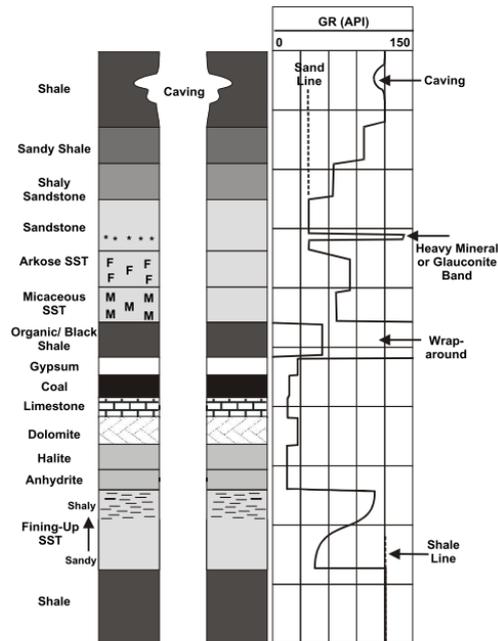
$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.1)$$

Keterangan: I_{GR} = gamma ray indeks

GR_{log} = gamma ray pada formasi

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

GR_{max} = maksimum gamma ray (shale)



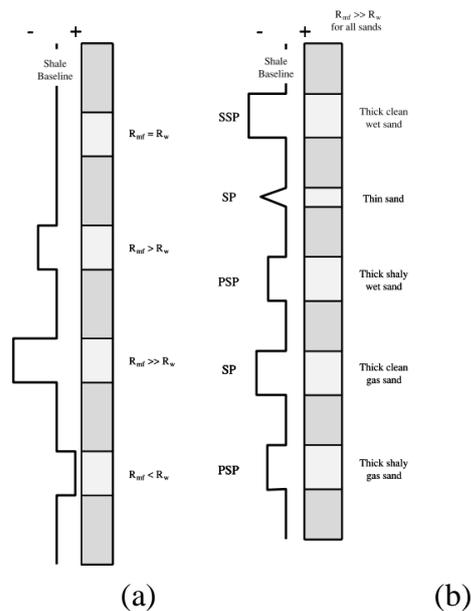
Gambar 2.4 Perbedaan litologi terhadap respon log gamma ray (Glover, 2000).

II.2.2 Log Listrik

1) Spontaneous Potential (SP) Log

Log Spontaneous Potential (SP) adalah log digunakan untuk menentukan gross lithology (yaitu, reservoir vs non reservoir) melalui kemampuannya untuk membedakan zona permeabel (seperti batupasir) dari zona kedap air (seperti serpih), serta digunakan juga digunakan untuk menghubungkan zona antar sumur. Log SP merupakan catatan arus searah (DC), tegangan listrik yang timbul terutama dari faktor elektrokimia di dalam lubang bor dan batuan yang berdekatan menciptakan respons log SP. Log SP biasanya digunakan untuk mendeteksi lapisan permeabel, mendeteksi batas lapisan permeabel, menentukan resistivitas air formasi (R_w), dan menentukan volume serpih (V_{shale}) di lapisan permeabel (Asquith & Krygowski, 2004).

Gambar 2.5 (a) memperlihatkan defleksi SP dengan resistivitas yang berbeda dari filtrat lumpur (R_{mf}) dan air formasi (R_w). Jika resistivitas filtrat lumpur (R_{mf}) sama dengan resistivitas air formasi (R_w), tidak ada defleksi, positif atau negatif, dari garis dasar serpih (shale baseline). Jika R_{mf} lebih besar dari R_w , SP defleksi ke kiri dari shale baseline (defleksi negatif). Jika R_{mf} sangat melebihi R_w , defleksi secara proporsional lebih besar atau disebut dengan SP normal. Jika R_{mf} kurang dari R_w , SP defleksi ke kanan dari shale baseline (defleksi positif). Kondisi yang sering disebut reversed SP ini dihasilkan oleh formasi yang mengandung fresh water. Log SP hanya dapat digunakan dengan lumpur pengeboran konduktif (yaitu, dasar air asin atau dasar fresh water). Log ini tidak berfungsi dengan oil-base muds or in air-filled holes. Gambar 2.5 (b) memperlihatkan defleksi log SP dengan resistivitas filtrat lumpur (R_{mf}) jauh lebih besar daripada air formasi (R_w). SSP (static spontaneous potential) di bagian atas diagram, adalah defleksi maksimum yang mungkin pada batupasir tebal, bebas serpih (shale-free), dan water bearing (basah) sandstone untuk rasio R_{mf} / R_w tertentu. Semua defleksi lainnya lebih kecil dan besarnya relatif. SP menunjukkan respon karena adanya lapisan tipis dan/ atau adanya gas. PSP (static spontaneous potential) adalah respons SP jika ada serpih (shale) (Asquith & Krygowski, 2004).



Gambar 2.5 Defleksi SP Log dari shale baseline (Asquith & Krygowski, 2004)

2) Log Resistivitas

Log resistivitas menghasilkan arus dalam formasi yang berdekatan dan mengukur respons formasi terhadap arus itu. Log resistivitas digunakan untuk menentukan hydrocarbon-bearing versus water-bearing zones, menunjukkan zona permeabel, dan menentukan porositas. Sejalan ini, penggunaan log resistivitas yang paling penting adalah penentuan hydrocarbon-bearing versus water-bearing zones karena matriks atau butiran batuan non konduktif dan hidrokarbon di pori-pori juga non konduktif, kemampuan batuan untuk menyalurkan arus hampir seluruhnya merupakan fungsi air dalam pori-pori (Asquith & Krygowski, 2004).

Ketika saturasi hidrokarbon dari pori-pori meningkat (saturasi air menurun), resistivitas formasi meningkat. Ketika salinitas air di pori-pori berkurang (dan R_w meningkat), resistivitas batuan juga meningkat. Dengan mengetahui (atau menentukan) beberapa parameter (a , m , n , dan R_w), dan dengan menentukan dari

log porositas (ϕ) dan jumlah formasi, atau benar, resistivitas (R_t), dapat menentukan formasi itu saturasi air (S_w) dari Persamaan Archie berikut (Asquith & Krygowski, 2004):

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.2)$$

Keterangan: S_w = saturasi air

a = faktor tortuosity

m = faktor sementasi

n = saturation exponent

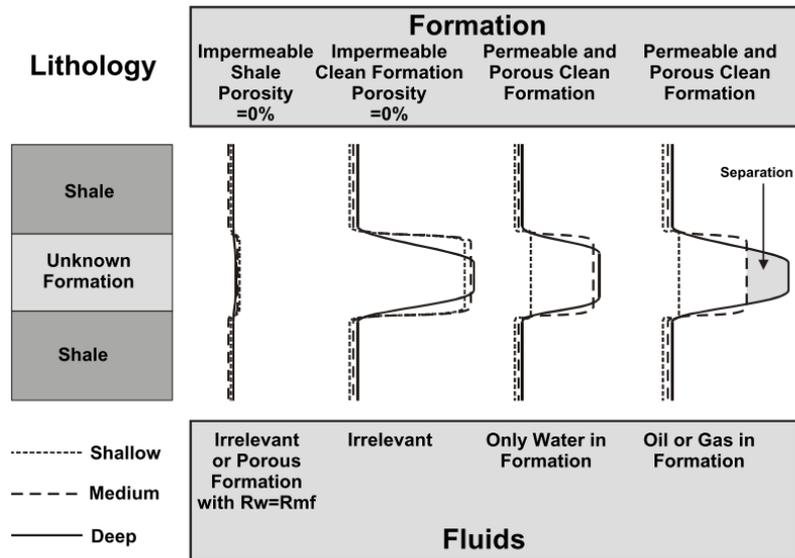
R_w = resistivitas air formasi

ϕ = porositas

R_t = resistivitas formasi yang sebenarnya

Induction log dan lateral log merupakan alat yang dapat mengukur resistivitas pada formasi. Induction log sebenarnya mengukur konduktivitas, dan karenanya kadang-kadang disebut log konduktivitas (Glover, 2000). Jenis log yang termasuk dalam induction log menurut (Asquith & Krygowski, 2004) adalah induction deep log (ILD) dan induction medium log (ILM). Lateral log adalah alat modern untuk mengukur resistivitas dalam lumpur salinitas tinggi (resistivitas rendah), lateral log juga memfokuskan arusnya menjadi lembaran tipis untuk meningkatkan resolusi vertikal dan kedalaman penetrasi. Lateral log mengukur resistivitas dalam pengertian konvensional, dan biasanya disebut sebagai alat resistivitas. Baik induction logs maupun lateral log memiliki tipe yang berbeda, yang sensitif terhadap kedalaman penetrasi yang berbeda ke dalam lubang bor (Glover, 2000). Jenis log yang termasuk dalam lateral log adalah lateral deep log (LLD), lateral

shallow log (LLS), dan microspherically focused resistivity log (MSFL) (Asquith & Krygowski, 2004).



Gambar 2.6 Respon log resistivitas pada formasi dengan fluida yang beragam (pada hydrocarbon zone) (Glover, 2000)

Gambar 2.6 memperlihatkan bahwa jika ketiga kurva memiliki resistivitas rendah, dan saling bertumpuk, formasi tersebut merupakan serpih, formasi tersebut permeabel dan mengandung air tetapi filtrat lumpur memiliki resistivitas yang sama dengan air formasi. Jika ketiga kurva memiliki resistivitas lebih tinggi daripada serpih 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 serpih yang berdekatan.

II.2.3 Log Porositas

1) Log Sonik

Log sonik adalah log porositas yang mengukur interval transit time (Δt , Delta t, atau DT) dari gelombang suara kompresi yang berjalan melalui formasi sepanjang sumbu lubang bor (Asquith & Krygowski, 2004). 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 terinvansi (invaded zone) yang mengandung filtrat lumpur, kecepatan suara (waktu transit interval), dan merupakan fungsi porositas (Tiab & Donaldson, 2003).

Gelombang kompresi atau primary wave (p-wave) adalah gelombang dengan pergerakan yang sama seperti gelombang suara di udara, yakni mendorong secara bergantian (mengompres) dan menarik (melebarkan) batuan. Gelombang P merupakan gelombang yang paling cepat dan gerakan partikelnya selalu searah propagasi. Gelombang P, seperti gelombang suara, bergerak melalui batuan padat seperti granit dan material cair seperti magma vulkanik atau air. Ketika gelombang P muncul dari dalam bumi ke permukaan, sebagian kecil itu ditransmisikan ke

atmosfer sebagai gelombang suara. Suara seperti itu, jika frekuensinya lebih dari 15 siklus per detik, dapat didengar oleh hewan atau manusia. Ini dikenal sebagai suara gempa. Hubungan antara kecepatan gelombang kompresi atau V_p dan konstanta elastis E (modulus Young), σ (Poisson ratio), K (modulus bulk), μ (modulus geser), λ (konstanta Lamé), dan kerapatan ρ adalah sebagai berikut (Kayal, 2006):

$$V_p = \left\{ \frac{(\lambda + 2\mu)}{\rho} \right\}^{\frac{1}{2}} \quad (2.3)$$

Menurut (Glover, 2000) ada beberapa fungsi dari log sonik, yaitu:

- a. Penyediaan catatan kecepatan "seismik" dan waktu tempuh di seluruh lubang bor. Informasi ini dapat digunakan untuk mengkalibrasi kumpulan data seismik (yaitu, mengikatnya ke nilai terukur kecepatan seismik).
- b. Penyediaan data "seismik" untuk digunakan dalam membuat seismogram sintetis.
- c. Penentuan porositas (bersama dengan alat FDC dan CNL).
- d. Korelasi stratigrafi, identifikasi satuan batuan, identifikasi fraktur, identifikasi kompaksi, identifikasi tekanan berlebih, dan identifikasi source rock.

Waktu transit interval (Δt) bergantung pada litologi dan porositas. Oleh karena itu, waktu transit interval matriks formasi (Tabel 2.2) harus diketahui untuk mendapatkan porositas sonik dengan Wyllie time-average equation (Asquith & Krygowski, 2004):

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \quad (2.4)$$

Keterangan: ϕ_s = porositas sonik

Δt_{ma} = interval transit time pada matriks ($\mu\text{sec/ft}$)

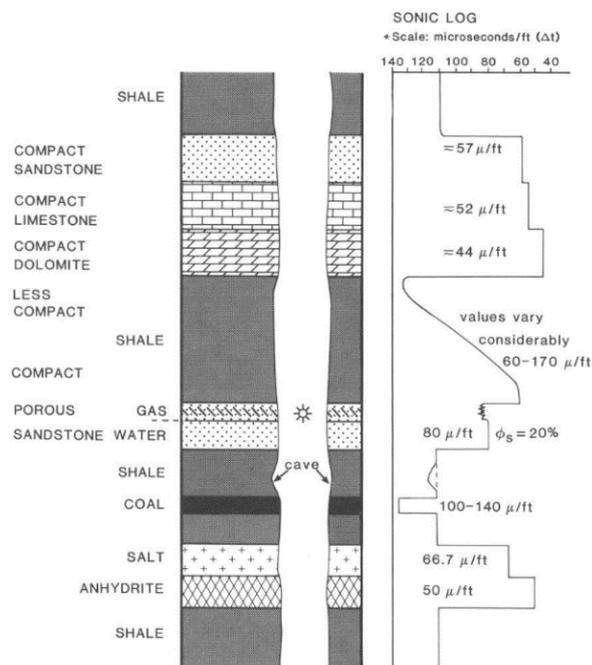
Δt_{log} = interval transit time pada formasi ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)

Δt_{fl} = interval transit time pada fluida formasi ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)

Nilai Δt_{ma} dan Δt_{fl} dapat dilihat pada Tabel 2.2 dan Respon log sonik terhadap perbedaan litologi dapat dilihat pada Gambar 2.7.

Tabel 2.2 Interval transit time untuk berbagai jenis matriks batuan (Asquith & Krygowski, 2004)

Litologi	Δt_{ma} dan Δt_{fl} ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)
Batupasir	55.5-51.0
Batu gamping	47.6
Dolomit	43.5
Anhidrit	50
Salt/ garam	66.7
Casing/ iron	57
Freshwater	189
Saltwater	185



Gambar 2.7 Respon log sonik di berbagai litologi (Glover, 2000).

2) Log Densitas

Densitas diukur dalam gram per sentimeter kubik, g/cm^3 (atau Kg/m^3 atau Mg/m^3), dan ditunjukkan dengan huruf Yunani ρ (rho). Dua nilai densitas terpisah digunakan oleh log densitas, yaitu bulk density (ρ_b atau RHOB) dan matrix density (ρ_{ma}). Massa jenis adalah kepadatan seluruh formasi (bagian padat dan fluida) yang diukur dengan alat logging. Massa jenis matriks adalah massa jenis kerangka padat batuan. Ini dapat dianggap sebagai densitas jenis batuan tertentu (misalnya, batu gamping atau batupasir) yang tidak memiliki porositas (Asquith & Krygowski, 2004). Log densitas dapat digunakan untuk mengidentifikasi mineral evaporit, mendeteksi zona bantalan gas (gas-bearing zone), menentukan densitas hidrokarbon, dan mengevaluasi reservoir pasir serpih dan litologi kompleks (Schlumberger, 1972 dalam Asquith & Krygowski, 2004).

Formasi dengan massa jenis tinggi, memiliki kerapatan elektron tinggi. Ini melemahkan sinar gamma secara signifikan, dan karenanya laju penghitungan sinar gamma yang rendah dicatat di sensor. 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. Dengan demikian, laju hitungan gamma bergantung pada kerapatan nomor elektron, yang terkait dengan kerapatan massal suatu zat dengan Persamaan sebagai berikut (Glover, 2000):

$$n_e = \frac{N Z}{A} \rho_b \quad (2.5)$$

Keterangan: n_e = jumlah densitas elektron (electrons/cm³)

N = Avagadro's number ($\approx 6.02 \times 10^{23}$)

Z = nomor atom (no units)

A = berat atom (g/mole)

ρ_b = bulk densitas (g/cm³)

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).

Tabel. 2.3 Nilai densitas matriks berdasarkan litologi (Halliburton, 1991 dalam Asquith & Krygowski, 2004).

Litologi	Densitas (g/cm³)
Batupasir	2.644
Batu gamping	2.710
Dolomit	2.877
Anhydrit	2.960
Salt/garam	2.040

Massa jenis formasi (ρ_b) adalah fungsi dari matriks kepadatan, porositas, dan kepadatan fluida dalam pori-pori (saltwater mud, freshwater mud, atau hidrokarbon). Untuk menentukan porositas massa jenis, baik dengan diagram maupun dengan perhitungan, harus diketahui massa jenis matriks (Tabel 2.3) dan jenis fluida dalam formasi. Rumus untuk menghitung porositas massa jenis adalah (Asquith & Krygowski, 2004):

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (2.6)$$

Keterangan: ϕ_D = densitas berdasarkan log porositas

ρ_{ma} = densitas matriks (Tabel 2.3)

ρ_b = densitas bulk

ρ_{fl} = densitas fluida (salt mud= 1.1, fresh mud= 1.0, gas= 0.7)

3) Log Neutron

Log neutron adalah log yang sensitif terutama terhadap jumlah atom hidrogen dalam sebuah formasi. Penggunaan utamanya adalah dalam penentuan porositas suatu formasi (Glover, 2000). Dalam formasi bersih (yaitu, bebas serpih atau shale-free) dimana porositas diisi dengan air atau minyak, log neutron mengukur porositas berisi cairan (ϕ_N , PHIN, atau NPHI). 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).

- a) Hydrocarbon effect, terjadi jika pori-pori diisi dengan gas, bukan minyak atau air, porositas neutron yang dilaporkan kurang dari porositas formasi sebenarnya. Ini terjadi karena konsentrasi hidrogen dalam gas lebih rendah daripada di minyak atau air. Konsentrasi yang lebih rendah ini tidak diperhitungkan oleh perangkat lunak pengolah alat logging, dan dengan demikian diartikan sebagai porositas rendah. Penurunan porositas neutron dengan adanya gas disebut efek gas.
- b) Shale effect, terjadi ketika lempung merupakan bagian dari matriks formasi, porositas neutron yang dilaporkan lebih besar dari porositas formasi sebenarnya. Hal ini terjadi karena hidrogen yang ada di dalam struktur tanah

liat dan di air yang terikat ke tanah liat juga merasakan hidrogen di dalam ruang pori. Karena perangkat lunak pemrosesan alat logging mengharapkan semua hidrogen dalam formasi berada di pori-pori, hidrogen ekstra ditafsirkan sebagai bagian dari porositas. Peningkatan porositas neutron dengan adanya lempung disebut efek serpih.

4) Kombinasi Pengurukan Porositas

Meskipun munculnya log porositas memberikan peningkatan substansial dalam interpretasi log, perubahan yang signifikan, dari sudut pandang geologi, adalah pengembangan teknik interpretatif yang menggabungkan pengukuran dari alat porositas yang berbeda. kombinasi dari dua atau tiga pengukuran, litologi dapat diinterpretasikan dan perkiraan porositas yang lebih baik dihasilkan. Interpretasi litologi dan porositas dilakukan melalui crossplots. Ini adalah plot x-y dari kuantitas yang diinginkan, biasanya ditindih dengan garis untuk litologi "murni" (biasanya batupasir, batugamping, dan dolomit) dengan porositas yang ditunjukkan pada setiap garis litologi (Asquith & Krygowski, 2004).

a) Kombinasi Neutron-densitas: Quick-look Litologi dan Porositas

Kombinasi pengukuran neutron dan densitas mungkin merupakan kombinasi log porositas yang paling banyak digunakan. Tampilan logdensitas neutron terdiri dari kurva porositas neutron (NPHI) dan porositas-densitas (DPHI). Teknik pengintaian bekerja paling baik dengan Batasan kedua kurva neutron dan densitas dalam porositas (desimal atau persen) yang direferensikan ke satuan batu kapur, formasi bersih (tidak ada lempung di dalam formasi), dan tidak ada gas dalam formasi, hanya air atau minyak.

b) Kombinasi Neutron-densitas: Mendeteksi gas

Teknik lain yang menggunakan log neutron dan densitas serta identifikasi pola kurva adalah dengan identifikasi gas. Gas dalam pori-pori menyebabkan porositas massa jenis menjadi terlalu tinggi (gas memiliki massa jenis lebih rendah dari minyak atau air) dan menyebabkan porositas neutron menjadi terlalu rendah (konsentrasi atom hidrogen dalam gas lebih rendah daripada minyak atau air). Besarnya crossover (jumlah pemisahan antara kurva) secara kualitatif terkait dengan saturasi gas, namun crossover lebih kuat dipengaruhi (secara kualitatif) oleh tekanan formasi. Zona bertekanan rendah, baik di kedalaman dangkal atau habis dari produksi, cenderung menunjukkan persilangan yang besar. Persilangan neutron-densitas juga dapat disebabkan oleh efek litologi.

c) Kombinasi porositas: Crossplots

Crossplot adalah cara grafis untuk menyelesaikan hubungan kompleks menggunakan dua (atau tiga) pengukuran porositas untuk memperkirakan litologi formasi dan porositas. Semua titik silang ini memiliki format umum yang sama, satu pengukuran ditampilkan di sepanjang sumbu x dan yang lainnya ditampilkan di sepanjang sumbu y. Pengukuran dalam unit porositas yang mengacu pada batu kapur atau dalam kasus densitas dan log sonik, pengukuran dapat dilakukan dalam unit pengukuran asli (ρ_b dalam g/cm^3 atau Kg/m^3 untuk massa jenis, dan Δt dalam $\mu sec/ft$ atau $\mu sec/m$ untuk sonik).

Tabel 2.4 Perbandingan antara crossplot porositas (Asquith & Krygowski, 2004).

Crossplot	Kelebihan	Kekurangan
Neutron-densitas	Kombinasi neutron dan densitas adalah yang	Di lubang yang kasar atau di lumpur

	paling umum dari semua pasangan crossplot porositas.	pengeboran yang berat, data densitas mungkin tidak valid.
Neutron-sonik	Sonik kurang sensitif terhadap lubang kasar dibandingkan dengan massa jenis.	Kombinasi data sonik dan neutron (tanpa massa jenis) tidak umum.
Spectral- densitas	Kedua pengukuran tersebut dilakukan dengan alat logging yang sama; keduanya akan tersedia di sumur yang lebih baru.	Pemilihan pasangan litologi akan berpengaruh signifikan terhadap estimasi porositas. Dalam lubang yang kasar, data mungkin tidak valid. Pengukuran P_e tidak akan ada di sumur yang diborsebelum sekitar tahun 1978.
Sonik-densitas	Terbaik untuk mengidentifikasi reservoir radioaktif, daripada memprediksi litologi dan porositas: Potensi reservoir plot di sepanjang garis litologi yang berdekatan sementara serpih cenderung jatuh ke arah kanan bawah	Pemilihan pasangan litologi berpengaruh signifikan terhadap estimasi porositas. Garis litologi berjarak dekat, sehingga setiap ketidakpastian dalam pengukuran menghasilkan perubahan besar

	plot. Hal ini dapat menunjukkan adanya reservoir radioaktif yang bercampur dengan serpih (yang cenderung memiliki radioaktivitas tinggi).	dalam perkiraan litologi dan porositas.
--	---	---

II.3 Parameter Petrofisika

II.3.1 Porositas

Butir pasir dan partikel bahan karbonat yang menyusun reservoir batupasir dan batu kapur biasanya tidak pernah sempurna karena tingginya tingkat ketidakteraturan bentuknya. Ruang kosong yang tercipta di seluruh lapisan di antara butiran, disebut ruang pori atau celah yang ditempati oleh cairan (cairan dan/atau gas). Porositas batuan reservoir didefinisikan sebagai fraksi dari volume bulk reservoir yang tidak ditempati oleh kerangka solid reservoir (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%. Kadang-kadang 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):

$$\phi = \frac{V_{pore}}{V_{bulk}} = \frac{V_{bulk} - V_{matrix}}{V_{bulk}} = \frac{V_{bulk} - (W_{dry} / \rho_{matrix})}{V_{bulk}} \quad (2.7)$$

Keterangan: V_{pore} = volume pori

V_{bulk} = volume bulk batuan

V_{matrix} = volume dari partikel solid yang menyusun matriks batuan

W_{dry} = total dry weight dari batuan

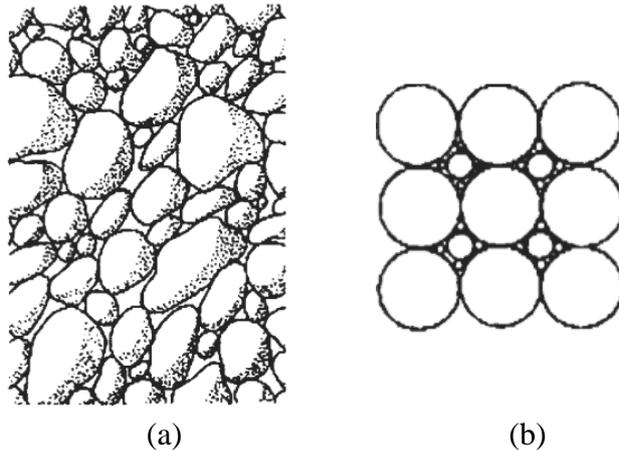
ρ_{matrix} = densitas dari mineral matriks

1) Faktor yang Mempengaruhi Nilai Porositas

Porositas reservoir petroleum berkisar dari 5% sampai 40% tetapi paling sering antara 10% dan 20%. Faktor-faktor yang mempengaruhi besarnya porositas pada sedimen klastik adalah (Tiab & Donaldson, 2003):

- a) Keseragaman ukuran butir: Keseragaman atau penyortiran adalah gradasi butir. Jika partikel kecil dari lanau (silt) atau tanah liat (clay) dicampur dengan butiran pasir yang lebih besar, porositas efektif (intercommunicating) akan sangat berkurang seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.8. Reservoir ini disebut kotor atau shaly. Penyortiran bergantung pada setidaknya empat faktor utama, yaitu kisaran ukuran material, jenis pengendapan, karakteristik arus, dan durasi proses sedimentasi.
- b) Derajat sementasi atau konsolidasi, batupasir yang sangat tersementasi memiliki porositas rendah, sedangkan batuan lunak yang tidak terkonsolidasi memiliki porositas yang tinggi. Sementasi terjadi baik pada saat litifikasi maupun selama alterasi batuan dengan mengedarkan air tanah. Prosesnya pada dasarnya adalah mengisi ruang kosong dengan bahan mineral, yang mengurangi porositas. Bahan sementasi meliputi kalsium karbonat, magnesium karbonat,

besi karbonat, besi sulfida, limonit, hematit, dolomit kalsium sulfat, clays, dan banyak bahan lainnya termasuk kombinasi dari bahan-bahan ini.



Gambar 2.8 Kumpulan dari (a) butiran pasir dengan ukuran dan bentuk berbeda dan (b) bola yang menggambarkan kemasan kubik dari tiga ukuran butiran.

- c) Jumlah kompaksi selama dan setelah pengendapan, kompaksi cenderung untuk menghilangkan rongga dan memeras cairan untuk mendekatkan partikel mineral, terutama batuan sedimen berbutir halus. Pengeluaran fluida dengan kompaksi pada suhu yang meningkat merupakan mekanisme dasar untuk migrasi primer petroleum dari batuan sumber ke batuan reservoir. Sedangkan kompaksi adalah proses litifikasi yang penting pada batulempung (claystones), serpih (shale), dan batuan karbonat berbutir halus, kompaksi dapat diabaikan pada batupasir atau konglomerat yang padat. Umumnya, porositas lebih rendah pada batuan yang lebih dalam dan lebih tua, tetapi pengecualian untuk tren dasar ini biasa terjadi. Banyak batuan karbonat menunjukkan sedikit bukti kompaksi fisik.

- d) Metode packing, dengan meningkatnya overburden pressure, butiran pasir angular yang buruk disortir dan menunjukkan perubahan progresif dari packing acak ke packing yang lebih dekat. Beberapa penghancuran dan deformasi plastik dari partikel pasir muncul.

Rentang nilai porositas batuan berdasarkan litologi dapat dilihat pada Tabel 2.5 berikut.

Tabel 2.5 Rentang nilai porositas batuan (Glover, 2000)

Litologi	Rentang Nilai Porositas
Unconsolidated sands	35-45
Batupasir "Reservoir"	15-35
Batupasir kompak	5-15
Serpih	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

2) Klasifikasi Porositas dalam Keteknikan

Selama sedimentasi dan litifikasi, beberapa ruang pori awalnya berkembang menjadi terisolasi dari ruang pori lain oleh berbagai proses diagenetik dan katagenetik seperti sementasi dan pematatan. Dengan demikian, banyak pori-pori akan saling berhubungan, sedangkan yang lain akan benar-benar terisolasi. Hal ini menyebabkan dua kategori porositas yang berbeda, yaitu total (absolut) dan efektif,

bergantung pada ruang pori mana yang diukur dalam menentukan volume ruang pori tersebut. Perbedaan antara porositas total dan porositas efektif adalah porositas yang terisolasi atau tidak efektif.

Porositas absolut adalah rasio total ruang kosong dalam sampel dengan volume bulk sampel tersebut, terlepas dari apakah ruang kosong tersebut saling berhubungan atau tidak. Sebuah batuan mungkin memiliki porositas absolut yang cukup besar namun tidak memiliki konduktivitas fluida karena kurangnya interkoneksi pori. Contohnya adalah lava, batu apung, dan batuan lain dengan porositas vesikuler. Sedangkan porositas efektif dipengaruhi oleh sejumlah faktor litologi termasuk jenis, kandungan, dan hidrasi lempung yang ada di batuan, heterogenitas ukuran butir, pengemasan dan sementasi butir, serta pelapukan dan peluruhan yang mungkin mempengaruhi batu. Banyak dari pori-pori yang mungkin buntu dengan hanya satu pintu masuk ke sistem saluran pori utama. Tergantung pada tingkat kebasahan, pori-pori ujung buntu ini dapat terisi dengan air atau minyak, yang merupakan cairan yang tidak dapat direduksi. Untuk memulihkan minyak dan gas dari reservoir, hidrokarbon harus mengalir beberapa ratus kaki melalui saluran pori di batu sebelum mencapai lubang sumur produksi. Jika minyak bumi menempati ruang kosong yang tidak terhubung, maka minyak tidak dapat diproduksi. Oleh karena itu, porositas efektif adalah nilai yang digunakan dalam semua perhitungan teknik reservoir (Tiab & Donaldson, 2003).

II.3.2 Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk meloloskan cairan. Ini terkait dengan porositas tetapi tidak selalu bergantung padanya. Permeabilitas dikendalikan oleh ukuran saluran penghubung (pore throats atau kapiler) di antara pori-pori. Ini diukur dalam Darcys atau millidarcys (mD) 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).

Sekitar 150 tahun yang lalu Darcy melakukan eksperimen sederhana pada bungkusan pasir, dan karenanya mengembangkan formula empiris yang tetap menjadi formula permeabilitas utama yang digunakan dalam industri minyak saat ini. Persamaan Darcy dapat dinyatakan sebagai berikut (Glover, 2000):

$$Q = \frac{k A (P_i - P_o)}{\mu L} \quad (2.8)$$

Keterangan: Q = flow rate (cm^3/s atau m^3/s)

P_o = tekanan fluida yang keluar (dynes/cm^2 atau Pa)

P_i = tekanan fluida yang masuk (dynes/cm^2 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)

A= area dari sampel (cm^2 atau m^2)

Secara intuitif, jelas bahwa permeabilitas akan bergantung pada porositas. Semakin tinggi porositas semakin tinggi permeabilitasnya. Namun, permeabilitas juga tergantung pada konektivitas ruang pori, agar jalur aliran fluida memungkinkan. 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 tinggi porositas, semakin tinggi permeabilitasnya.
- 2) Semakin kecil butirnya, semakin kecil pori-pori dan pore throats, maka semakin rendah permeabilitasnya.
- 3) 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.

Klasifikasi nilai permeabilitas diperlihatkan pada Tabel 2.6

Tabel 2.6 Klasifikasi permeabilitas reservoir (Glover, 2000)

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

II.3.3 Hubungan Permeabilitas dan Porositas

Hubungan antara permeabilitas dan porositas bersifat kualitatif dan 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 sifat ini, sering kali dapat ditemukan korelasi yang sangat berguna di antara keduanya dalam satu formasi (Tiab & Donaldson, 2003).

II.3.4 Saturasi Air

Saturasi air adalah banyaknya volume pori dalam suatu batuan yang ditempati oleh air formasi. Ini direpresentasikan sebagai pecahan desimal atau persentase dan memiliki simbol S_w .

$$S_w = \frac{\text{air formasi yang mengisi pori}}{\text{total ruang pori pada batuan}} \quad (2.9)$$

Meskipun saturasi hidrokarbon adalah target utama, namun saturasi air biasanya digunakan karena perhitungannya langsungnya dalam Persamaan seperti Persamaan Archie. Saturasi hidrokarbon (S_h) biasanya ditentukan oleh perbedaan antara kesatuan dan saturasi air:

$$S_h = 1 - S_w \quad (2.10)$$

Saturasi air yang tidak dapat direduksi atau S_{wirr} adalah istilah yang digunakan untuk menggambarkan saturasi air saat semua air teradsorpsi pada butiran dalam batuan atau ditahan di kapiler oleh tekanan kapiler. Pada kejenuhan air yang tidak

dapat direduksi, air tidak bergerak dan permeabilitas relatif terhadap air adalah nol (Asquith & Krygowski, 2004).

II.3.5 Resistivitas

Resistivitas adalah sifat batuan tempat seluruh ilmu tentang logging 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. Dalam interpretasi log, hidrokarbon, batuan, dan fresh water dari formasi semuanya diasumsikan bertindak sebagai isolator yang artinya nonkonduktif (atau setidaknya sangat resistif) terhadap aliran arus listrik. Air asin adalah konduktor dan memiliki resistivitas rendah (Asquith & Krygowski, 2004).

$$\rho = \frac{r \times A}{L} \quad (2.11)$$

Keterangan : ρ = resistivitas (ohm m)

r = resistansi (ohm)

A = area cross-section dari substansi yang diukur (m^2)

L = Panjang dari substansi yang diukur (m)

Resistivitas adalah pengukuran dasar saturasi fluida dari reservoir dan merupakan fungsi porositas, jenis fluida (yaitu, hidrokarbon, air asin, atau air tawar), jumlah fluida, dan jenis batuan. Karena batuan dan hidrokarbon bertindak sebagai isolator tetapi air asin bersifat konduktif, pengukuran resistivitas yang dilakukan dengan

alat logging dapat digunakan untuk mendeteksi hidrokarbon dan memperkirakan porositas reservoir. Selama pengeboran sumur, fluida berpindah ke formasi berpori dan permeabel yang mengelilingi lubang bor, sehingga pengukuran resistivitas yang direkam pada jarak yang berbeda ke dalam formasi seringkali memiliki nilai yang berbeda. Resistivitas diukur dengan log listrik, umumnya dikenal (di Barat) sebagai log laterolog dan induksi (Asquith & Krygowski, 2004).

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):

$$R_o = F \times R_w \quad (2.12)$$

Eksperimen Archie juga mengungkapkan bahwa faktor formasi (F) dapat dikaitkan dengan porositas formasi dengan rumus berikut:

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (2.13)$$

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. Faktor tortuositas (a) biasanya diset ke 1.0, tetapi dibiarkan bervariasi oleh beberapa petrofisikawan (Asquith & Krygowski, 2004).

Saturasi air (S_w) ditentukan dari resistivitas formasi berisi air (R_o) dan resistivitas formasi aktual (true) (R_t) dengan hubungan berikut:

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.14)$$

di mana n adalah eksponen saturasi, yang nilainya biasanya bervariasi dari 1,8 hingga 2,5 tetapi paling sering diasumsikan sebagai 2. Dengan menggabungkan Persamaan 2.7 dan 2.8, rumus saturasi air dapat ditulis ulang menjadi bentuk berikut:

$$S_w = \left(\frac{F \times R_w}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.15)$$

Ini adalah rumus yang paling sering disebut sebagai Persamaan Archie untuk saturasi air (S_w). Semua metode interpretasi saat ini yang melibatkan kurva resistivitas diturunkan dari Persamaan ini. Dalam bentuknya yang paling umum, Persamaan Archie menjadi:

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (2.16)$$

Tabel 2.7 menggambarkan kisaran nilai a dan m . Dalam interpretasi first-pass atau pengintaian, atau jika tidak ada pengetahuan tentang parameter lokal, nilai berikut dapat digunakan untuk mencapai perkiraan awal saturasi air: $a = 1,0$; $m = n = 2,0$

Tabel 2.7 Nilai a dan m untuk menghitung faktor formasi (F) (Asquith & Krygowski, 2004).

Faktor Turtousitas (a)	Eksponen Sementasi (m)	Keterangan
1.0	2.0	Karbonat
0.81	2.0	Consolidated sandstones
0.62	2.15	Unconsolidated sands
1.45	1.54	Average sands
1.65	1.33	Shaly sands
1.45	1.70	Calcareous sands
0.85	2.14	Karbonat

2.45	1.08	Pliocene sands, southern California
1.97	1.29	Miocene sands, Texas–Louisiana Gulf Coast
1.0	$\phi^{(2.05-\phi)}$	Clean granular formations

II.3.6 Bulk Modulus dan Shear Modulus

Bulk modulus (K) adalah sejauh mana suatu bahan dapat menahan tekanan isotropik. Bayangkan sejumlah material yang mengalami tekanan isotropik P_1 . Sekarang biarkan tekanan isotropik meningkat menjadi tekanan P_2 . Materi akan dikompres dari volume awal v_1 ke volume baru yang lebih kecil v_2 . Persamaan Bulk modulus dapat dituliskan sebagai berikut (Glover, 2000):

$$K = \frac{P_2 - P_1}{(v_1 - v_2)/v_1} = \frac{\Delta P}{\Delta v/v_1} \quad (2.17)$$

Dengan ΔP adalah perubahan tekanan, dan Δv adalah perubahan volume. Jadi ΔP adalah perubahan tekanan yang menyebabkan Δv berubah volume.

Shear modulus (μ) adalah sejauh mana material dapat menahan geseran. Bayangkan sejumlah material yang mengalami tekanan isotropik P_1 . Sekarang berikan tegangan geser (tekanan non-isotropik) P_s ke salah satu sisi sampel. Material akan bergeser ke bentuk baru, dan panjang keseluruhannya akan bertambah dari panjang awal l_1 ke panjang baru yang lebih besar l_2 . Rumus shear modulus (μ) dapat dituliskan sebagai berikut (Glover, 2000):

$$\mu = \frac{P_s}{(l_2 - l_1)} = \frac{P_s}{\gamma} \quad (2.18)$$

dengan γ adalah regangan geser. Penerapan tegangan geser P_s menyebabkan terjadinya regangan geser γ . Analisis rinci tentang kecepatan dan kelambatan gelombang P dalam suatu material dapat dituliskan sebagai berikut (Glover, 2000):

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad \text{untuk padatan} \quad (2.19)$$

$$V_p = \sqrt{\frac{K}{\rho}} \quad \text{untuk cairan} \quad (2.20)$$

II.4 Rock Typing

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).

Sebuah metode rock type dan prediksi permeabilitas telah dikembangkan (Wibowo & Permadi, 2013), yakni konsep yang mempertimbangkan hubungan antara aspek geologi maupun aspek teknik reservoir. Konsep ini menyatakan bahwa arsitektur pori dalam hal ini geometri pori dan struktur pori dapat dipergunakan buat mengelompokkan batuan dan juga sebagai dasar dalam melakukan prediksi permeabilitas. Hasil penelitian metode ini memperlihatkan bahwa kemiripan arsitektur pori-pori berkaitan erat dengan kemiripan fitur-fitur geologi pada skala mikroskopik (microscopic geological features) yang artinya berasal dari

manifestasi kejadian- peristiwa geologi (lingkungan pengendapan serta diagenesa) yang serupa (Akbar & Permadi, 2014).

II.4.1 Metode Pore Geometry Structure (PGS)

Metode ini membutuhkan Persamaan yang dapat memberikan gambaran tentang arsitektur sistem pori. Arsitektur disini dapat dicirikan oleh geometri pori dan struktur pada skala tertentu. Pada saat yang sama, pengaturan butiran/ partikel padat dan ruang pori efektif dianggap sebagai elemen yang membentuk arsitektur pori (Wibowo & Permadi, 2013). Penentuan rock type dilakukan dengan menggunakan metode PGS yang jumlah pengelompokkannya didasarkan atas penggunaan PGS rock type curves pada Gambar 2.9 (Wibowo & Permadi, 2013 dalam Akbar & Permadi, 2014). Rock type curve tersebut mencirikan suatu karakter batuan disetiap rock typenya dimana semakin besar harga pore geometry $\left(\sqrt{\frac{k}{\phi}}\right)$ dan pore structure $\left(\frac{k}{\phi^3}\right)$, menunjukkan kualitas batuan yang semakin baik dan sebaliknya (Akbar & Permadi, 2014).

Klasifikasi batuan berdasarkan rock type curves (Gambar 2.9) memiliki similiaritas dengan Persamaan Kozeny, susunan ulang Persamaan Kozeny pada PGS rock typing dapat dinyatakan dalam dua bentuk sebagai berikut (Akbar, 2019):

$$\left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5} = \phi \left(\frac{1}{\tau F_s S_b^2}\right)^{0.5} \quad (2.21)$$

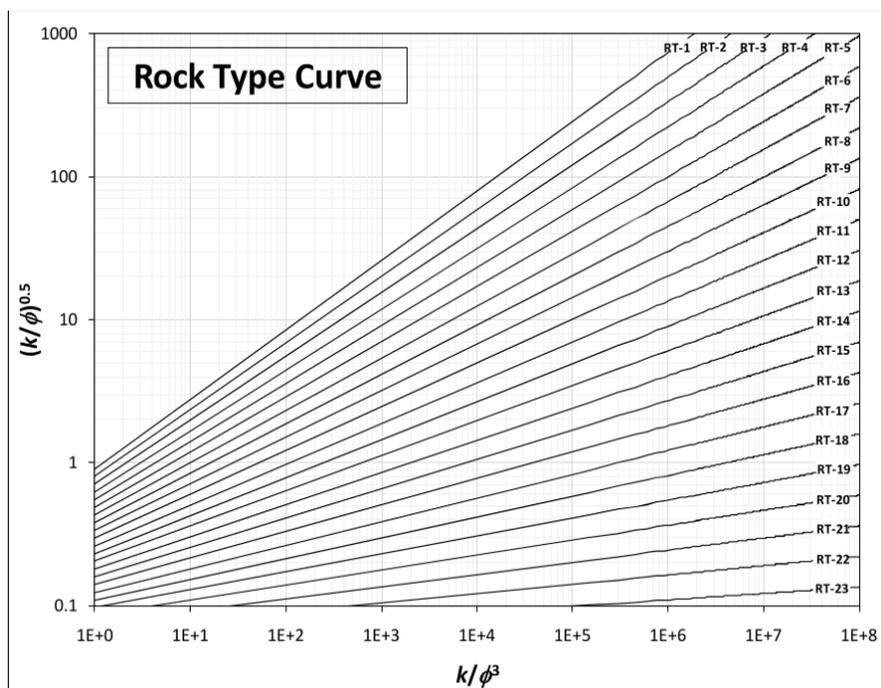
dan

$$\frac{k}{\phi^3} = \frac{1}{\tau F_s S_b^2} \quad (2.22)$$

k adalah permeabilitas dan ϕ adalah porositas. Istilah $(k/\phi)^{0.5}$ mencirikan geometri pori, sering disebut "radius hidrolis rata-rata", dan (k/ϕ^3) disebut "istilah struktur pori" yang menjelaskan semua fitur struktur internal ruang pori. Parameter lainnya τ , F_s , dan S_b adalah tortuosity, faktor bentuk pori, dan luas permukaan internal tertentu. Untuk penggunaan rock typing, Persamaan 2.15 dapat dituliskan dalam bentuk Persamaan hukum pangkat sebagai berikut:

$$\left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5} = a \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^b \quad (2.23)$$

Plotting $(k/\phi)^{0.5}$ dan (k/ϕ^3) pada skala log-log menghasilkan garis lurus dengan konstanta $a = 1$ dan maksimum kemiringan eksponen garis $b = 0,5$ untuk bentuk pori bulat sempurna dan tabung kapiler halus. Untuk batuan berpori alami, nilai b harus kurang dari 0,5. Semakin kompleks sistem pori batuan, semakin rendah nilai b . Konstanta a dikenal sebagai faktor koreksi efisiensi aliran fluida volumetrik untuk sistem pori tak beraturan (Wibowo dan Permadi, 2013 dalam Akbar, 2019).



Gambar 2.9 Rock type curves (Wibowo & Permadi, 2013).

II.4.2 Voigt dan Reuss Bound

Rata-rata Voigt dan Reuss diinterpretasikan sebagai rasio tegangan rata-rata dan regangan rata-rata dalam sebuah komposit. Tegangan dan regangan umumnya tidak diketahui dalam komposit dan diharapkan tidak seragam. Batas atas (Voigt) ditemukan dengan asumsi bahwa regangan seragam di semua tempat sedangkan batas bawah (Reuss) ditemukan dengan asumsi bahwa tegangan seragam di semua tempat. Persamaan untuk kedua batasan ini adalah (Mavko, 2015):

$$M_V = \sum_i^N f_i M_i \quad (2.24)$$

$$\frac{1}{M_R} = \sum_i^N f_i \frac{1}{M_i} \quad (2.25)$$

M_V adalah batas atas (Voigt) dan M_R adalah batas bawah (Reuss), f_i adalah volume fraksi dari komponen I dengan modulus M_i . Karena ini adalah batas atas dan bawah, perkiraan nilai sebenarnya terkadang diambil sebagai rata-rata dari keduanya, yang dikenal sebagai rata-rata Voigt-Reuss-Hill:

$$M_{VRH} = \frac{M_V + M_R}{2} \quad (2.26)$$

II.4.3 Bulk Modulus dan Porositas Kritis

Porositas kritis (ϕ_c), konsep dalam penelitian ini diadopsi dari penelitian Nur et al. (1995) yang memodifikasi ikatan Voigt. Dia mendefinisikan porositas kritis ϕ_c sebagai nilai porositas yang memisahkan perilaku kecepatan gelombang P pada media berpori pada rangka bantalan beban dan suspensi bantalan fluida. Dia menggunakan contoh batuan yang sempurna dan paling sederhana yaitu batupasir bersih. Namun, banyak batuan reservoir yang sangat heterogen. Kemudian, Mavko (2015) menemukan bahwa tekstur batuan dan proses diagenesis dapat memainkan

peran penting dalam menentukan porositas kritis. Kemudian, penelitian ekstensif oleh Prakoso et al. (2018) menyatakan bahwa pada setiap jenis batuan memiliki porositas kritis ϕ_c untuk estimasi porositas dan permeabilitas pada batuan kering batupasir. Persamaan berikut untuk porositas kritis (ϕ_c) diformulasikan sebagai (Akbar, 2019):

$$B = \left(1 - \frac{\phi}{\phi_c}\right) B_m + \left(\frac{\phi}{\phi_c}\right) B_c \quad (2.27)$$

Voigt bound untuk shear modulus dapat dimodelkan sebagai berikut (Mavko et al. 2009 dalam Akbar, 2019):

$$\mu = \left(1 - \frac{\phi}{\phi_c}\right) \mu_m + \left(\frac{\phi}{\phi_c}\right) \mu_c \quad (2.28)$$

B dan μ masing-masing adalah bulk modulus dan shear modulus. Simbol B_m dan μ_m adalah bulk dan shear modulus dari mineral padat, sedangkan B_c dan μ_c adalah bulk modulus dan shear modulus pada porositas kritis.

II.4.4 Prediksi Porositas Berdasarkan Kecepatan Akustik dan Porositas Kritis

Prediksi porositas disarankan berdasar pada Persamaan umum dari kecepatan gelombang-P (V_p) yang diformulasikan sebagai fungsi dari densitas (ρ), bulk modulus (B), dan shear modulus (μ) (Akbar, 2019).

$$V_p = \sqrt{\frac{B + 4/3\mu}{\rho}}, \quad (2.29)$$

Secara alternatif, dapat dituliskan sebagai berikut:

$$V_p^2 \rho = B + 4/3\mu. \quad (2.30)$$

Substitusi Persamaan 2.27 dan 2.28 ke Persamaan 2.30, dilakukan untuk membangun pendekatan porositas sebagai fungsi dari porositas kritis dan kecepatan gelombang-P.

$$V_p^2 \rho = \left[\left(1 - \frac{\phi}{\phi_c}\right) B_m + \left(\frac{\phi}{\phi_c}\right) B_c \right] + \left[\frac{4}{3} \left(1 - \frac{\phi}{\phi_c}\right) \mu_m + \left(\frac{\phi}{\phi_c}\right) \mu_c \right] \quad (2.31)$$

Kemudian, menyusun kembali Persamaan 2.31 yang dibuat dengan mengelompokkan variabel yang sama.

$$V_p^2 \rho - B_m - \frac{4}{3} \mu_m = \frac{\phi}{\phi_c} (B_c + \frac{4}{3} \mu_c - B_m - \frac{4}{3} \mu_m) \quad (2.32)$$

Selanjutnya, porositas dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$\phi = \phi_c \frac{V_p^2 \rho - B_m - \frac{4}{3} \mu_m}{(B_c + \frac{4}{3} \mu_c - B_m - \frac{4}{3} \mu_m)} \quad (2.33)$$

Mengenai nilai shear modulus pada kondisi porositas kritis mendekati nol ($\mu_c \approx 0$), lalu Persamaan prediksi porositas dapat disederhanakan sebagai berikut:

$$\phi = \phi_c \frac{V_p^2 \rho - V_m^2 \rho_m}{B_c - V_m^2 \rho_m}, \quad (2.34)$$

V_m adalah kecepatan gelombang P dalam matriks batuan, satuan untuk V_p dan V_m dalam km/s dan ρ dalam g/cm^3 . Sedangkan seluruh unit B_m , B_c , μ_m , dan μ_c berada di GPa. Untuk nilai B_c dapat ditentukan dengan menggunakan Persamaan berikut:

$$\frac{1}{B_c} = (1 - \phi_c) \frac{1}{B_m} + \phi_c \frac{1}{B_m} \quad (2.35)$$

II.4.5 Predisi Permeabilitas Berdasarkan Kecepatan Akustik dan Porositas

Kritis

Prediksi permeabilitas juga dapat dilakukan berdasarkan kecepatan gelombang P dan porositas kritis dengan menurunkan Persamaan Kozeny (Persamaan 2). Akbar

(2019) menyederhanakan rumus ini dalam bentuk lain sebagai berikut (Akbar, 2019):

$$k = 0.9869 \frac{c\phi^3}{S_b^2}, \quad (2.36)$$

c adalah konstanta Kozeny. Sebagai alternatif, untuk menghitung luas permukaan spesifik (S_b) dapat juga dituliskan sebagai berikut:

$$S_b = 0.9869 \frac{c\phi^3}{k} \quad (2.37)$$

Nilai c dapat dihitung berdasarkan (Mortensen dkk., 1998 dalam Akbar, 2019) melalui pendekatan untuk model tabung penetrasi linier 3D sederhana sebagai berikut:

$$c = \left(4 \cos \left(\frac{1}{3} \arccos \left(\phi \frac{8^2}{\pi^3} - 1 \right) + \frac{4}{3} \pi \right) + 4 \right)^{-1} \quad (2.38)$$

Dengan adanya nilai porositas dan permeabilitas dari data core, nilai S_b dapat diperoleh menggunakan Persamaan 2.37. Kecepatan gelombang P bergantung pada struktur pori internal dan radius hidrolis yang besar diatur oleh ukuran butir yang besar memiliki S_b yang lebih rendah, oleh karena itu kecepatan gelombang P meningkat secara eksponensial dengan menurunnya nilai S_b (Prakoso dkk., 2018 dalam Akbar, 2019). Untuk jenis batuan tertentu, semakin tinggi nilai $(k/\phi)^{0.5}$ mengindikasikan besarnya nilai radius hidrolis atau ukuran pori yang lebih besar sehingga luas permukaan spesifik rendah. Selanjutnya S_b bisa diperoleh dengan menggunakan pendekatan kecepatan gelombang P dalam bentuk Persamaan eksponensial di setiap jenis batuan. Hubungan antara S_b dan V_p yang berbanding terbalik dan dapat dituliskan sebagai berikut:

$$S_b = \alpha e^{-\beta V_p^{1000}} \quad (2.39)$$

α dan β adalah konstanta yang bergantung pada tipe batuan. Penentuan nilai konstanta tersebut untuk masing-masing jenis batuan diperoleh dari hasil cross-plot antara S_b dan V_p dari data core. Selanjutnya, Persamaan 2.34 dan Persamaan 2.39 disubstitusikan ke Persamaan 2.36 akan menghasilkan Persamaan seperti berikut:

$$k = 0.9869 \frac{c \left(\frac{V_p^2 \rho - V_m^2 \rho_m}{B_c - V_m^2 \rho_m} \right)^3}{(\alpha e^{-\beta (V_p^{1000})})^2} \quad (2.40)$$

dengan satuan k dalam Darcy dan V_p dalam km/s. Persamaan (2.40) menyatakan bahwa kecepatan gelombang P proporsional terhadap permeabilitas karena luas permukaan internal sangat mempengaruhi permeabilitas. Nilai permeabilitas yang lebih tinggi cenderung memiliki radius hidrolis yang besar dengan luas permukaan internal spesifik yang rendah (ukuran butir yang besar). Akibatnya kecepatan gelombang P cenderung tinggi seiring dengan meningkatnya permeabilitas (Akbar, 2019).