

**PREDIKSI PERMEABILITAS MENGGUNAKAN METODE
LOG DAN PORE GEOMETRY STRUCTURE (PGS) PADA
SUMUR AY-7 DAERAH CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**
(Skripsi)

Oleh

Ayu Yuliani
1515051006



**KEMENTRIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2019**

PERMEABILITY PREDICTION USING *LOG* AND *PORE GEOMETRY STRUCTURE* (PGS) METHODS IN AY-7 WELL NORTHWEST JAVA BASIN AREA

By
Ayu Yuliani

ABSTRACT

One of the most important reservoir rock properties is permeability. Permeability is the nature of a reservoir rock to be able to pass fluid. In this study, permeability calculations were carried out using *log* and PGS (*Pore Geometry Structure*) methods based on *core* data, *logs*, and *CT-Scans*. Then compare the results of the predicted permeability to the permeability data from the core rock (*core*) on the AY-7 well. In the *log* method, permeability is calculated by conducting a petrophysical analysis which aims to evaluate the formation in the form of calculation of the distribution of shale content in the research target zone, effective porosity, water saturation, and permeability of *logs*. Next, the determination of porosity values from *CT Scan*. Performed on 2 data *cores* of 20 *tubes*, each *tube* was plotted as many as 15 points. The output of this stage is the Porosity_*CT* value that will be used for the distribution of predictions for PGS permitted values. In the PGS method, there are two stages that are carried out, namely *rock typing* based on geological descriptions, then predicting permeability. Using these two methods, permeability can be calculated on the AY-7 Well. The results of *log* and PGS permeability calculations that show good correlation are the results of calculation of PGS permeability. It can be seen from the data from the calculation of PGS permeability approaching the gradient one value with R^2 of 0.906, it will get closer to the core rock permeability value. While the results of the calculation of the permeability of the *log* to the core rock permeability is 0.845.

Keywords: Permeability Prediction, Log, CT-Scan, Pore Geometry Structure (PGS),

PREDIKSI PERMEABILITAS MENGGUNAKAN METODE LOG DAN PORE GEOMETRY STRUCTURE (PGS) PADA SUMUR AY-7 DAERAH CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA

Oleh
Ayu Yuliani

ABSTRAK

Permeabilitas merupakan kemampuan suatu batuan agar dapat melewatkan fluida. Pada penelitian ini, perhitungan permeabilitas dilakukan dengan menggunakan metode *log* dan PGS (*Pore Geometry Structure*) berdasarkan data *core*, *log*, dan *CT Scan*. Kemudian membandingkan hasil prediksi permeabilitas terhadap data permeabilitas dari batuan inti (*core*) pada Sumur AY-7. Pada metode *log*, perhitungan permeabilitas dilakukan dengan analisis petrofisika yang bertujuan untuk mengevaluasi formasi zona target penelitian berupa perhitungan sebaran kandungan serpih (*volume shale*), porositas efektif, saturasi air, dan permeabilitas. Selanjutnya, determinasi nilai porositas dari *CT Scan*. Dilakukan pada 2 data *core* sebanyak 20 *tube*, setiap *tube* diplot sebanyak 15 titik. *Output* dari tahap ini adalah nilai Porositas *CT* yang akan digunakan untuk sebaran prediksi nilai permeabilitas PGS. Pada metode PGS, dilakukan *rock typing* berdasarkan deskripsi geologi, kemudian perhitungan prediksi permeabilitas. Menggunakan dua metode tersebut, dapat dilakukan perhitungan permeabilitas pada Sumur AY-7. Hasil perhitungan permeabilitas *log* dan PGS yang menunjukkan korelasi yang baik adalah hasil perhitungan Permeabilitas PGS. Terlihat dari data hasil perhitungan permeabilitas PGS mendekati gradien bernilai satu dengan R^2 sebesar 0.906, maka akan semakin mendekati nilai permeabilitas batuan inti. Sedangkan hasil perhitungan permeabilitas *log* terhadap permeabilitas batuan inti adalah sebesar 0.845.

Kata Kunci: Prediksi Permeabilitas, *Log*, *Pore Geometry Structure* (PGS), *CT Scan*

**PREDIKSI PERMEABILITAS MENGGUNAKAN METODE
LOG DAN PORE GEOMETRY STRUCTURE (PGS) PADA
SUMUR AY-7 DAERAH CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA**

Oleh

Ayu Yuliani

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK

pada

Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung



**KEMENTRIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2019**

Judul Skripsi : **PREDIKSI PERMEABILITAS
MENGUNAKAN METODE LOG DAN
PORE GEOMETRY STRUCTURE (PGS)
PADA SUMUR AY-7 DAERAH CEKUNGAN
JAWA BARAT UTARA**

Nama Mahasiswa : *Ayu Juliani*

Nomor Pokok Mahasiswa : 1515051006

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik



MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.

NIP. 19661222 199603 1 001

Pembimbing II

Karyanto, S.Si., M.T.

NIP. 19691230 199802 1 001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.

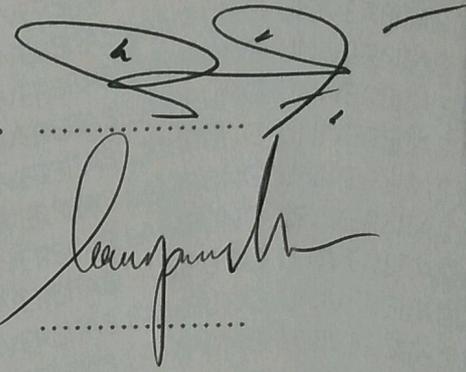
NIP. 19750911 200012 1 002

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

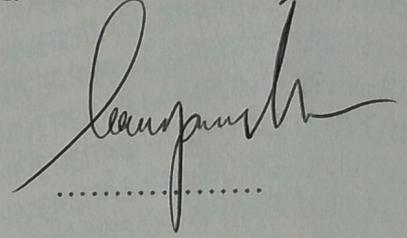
Ketua

: **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**



Sekretaris

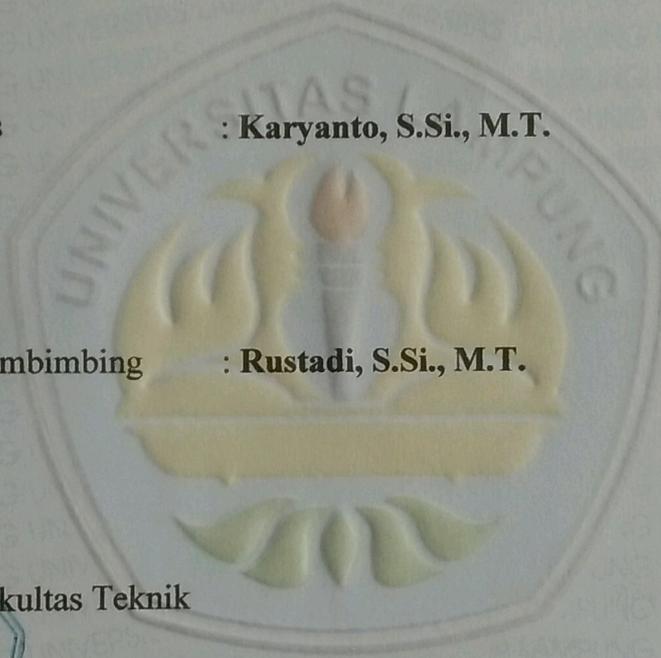
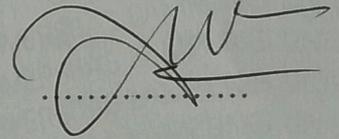
: **Karyanto, S.Si., M.T.**



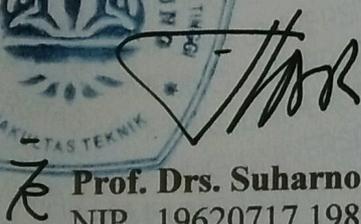
Penguji

Bukan Pembimbing

: **Rustadi, S.Si., M.T.**



Dekan Fakultas Teknik



Prof. Drs. Suharno, M.Sc., Ph.D.
NIP. 19620717 198703 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **21 Mei 2019**

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan oleh orang lain, dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka, selain itu saya menyatakan bahwa skripsi ini dibuat oleh saya sendiri.

Apabila pernyataan saya ini tidak benar maka saya bersedia dikenai sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 28 Juni 2019

Penulis,



Ayu Yuliani

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Kehidupan Baru, Kota Jambi pada tanggal 20 juli 1998 yang merupakan anak pertama dari tiga bersaudara. Penulis menyelesaikan pendidikan di SDN 149 Desa Danau Embat, Kecamatan Maro Sebo Ilir, Batanghari, Jambi pada Tahun 2009, SMPN 3 Batanghari, Jambi pada Tahun 2012 dan SMAN 1 Batanghari, Jambi pada Tahun 2015. Selanjutnya, pada tahun yang sama penulis terdaftar sebagai mahasiswi di Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung angkatan 2015 melalui jalur undangan SNMPTN (Seleksi Nasional Masuk Perguruan Tinggi Negeri).

Selama menjadi mahasiswi, penulis aktif di beberapa kegiatan kampus antara lain: Eksekutif Muda BEM-FT Universitas Lampung (2015-2016), Anggota Muda FOSSI-FT Universitas Lampung (2015-2016), Anggota aktif divisi Sosial dan Politik BEM-FT Universitas Lampung (2016-2017), Anggota aktif divisi Kaderisasi FOSSI-FT Universitas Lampung (2016-2017), Anggota aktif divisi *Education and Creative AAPG (American Association Petroleum Geology) Student Chapter* Universitas Lampung (2016-2017), Anggota aktif divisi Kesekretariatan Hima TG Bhuwana Periode (2016-2017), Sekretaris Umum

Himpunan Mahasiswa TG Bhuwana Universitas Lampung (2017-2018), dan *Head Officer Division Workshop & Training, Education and Creative Department AAPG (American Association Petroleum Geology) Student Chapter Universitas Lampung* (2018-2019).

Selama masa kuliah, penulis pernah menjadi Asisten Praktikum Geologi Dasar pada tahun 2016 dan Eksplorasi Geothermal pada tahun 2019. Penulis pernah menerima beasiswa PPA sebanyak 2 kali yaitu pada Semester 5 dan 6.

Penulis melakukan Praktik Kerja Lapangan (PKL) di Gedung Eksploitasi Kelompok Evaluasi Formasi, PPPTMGB LEMIGAS, Jakarta Selatan selama satu bulan dengan tema: **“Analisis Tekanan Kapiler Pada Sampel Sumur AY-1 Lapangan “X” Menggunakan Metode Sentrifugal Di Laboratorium SCAL PPPTMGB ‘LEMIGAS’”** pada bulan Februari – Maret 2018. Kemudian, penulis melaksanakan Kerja Kuliah Nyata (KKN) di Desa Nibung, Kecamatan Gunung Pelindung, Kabupaten Lampung Timur. Pada bulan Oktober 2018, penulis melakukan penelitian Tugas Akhir selama dua bulan di PPPTMGB LEMIGAS, kelompok Evaluasi Formasi hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada tanggal 20 Mei 2019 dengan mengambil tema: **“Prediksi Permeabilitas Menggunakan Metode *Log dan Pore Geometry Structure* (PGS) Pada Sumur AY-7 Daerah Cekungan Jawa Barat Utara”**.

PERSEMBAHAN

Dengan mengucapkan lafaz Hamdalah, ku persembahkan skripsi ini kepada :

*Ayahanda Dan Ibunda Tercinta
Bapak Ruslan & Ibu Noviyanti*

Penyemangat ku yang selalu mengirimkan do'a dan mengharapkan kebahagiaan untuk ku. Kalian segala-segalanya bagi ku. Do'a dan ketulusan ku selalu tercurahkan untuk kalian ayah dan ibu.

*Adikku Tersayang
Mirza Rifah Rodiani dan M. Danil Ramadhani*

Teman, sahabat, musuh, keluarga ku ketika dirumah. Patner ribut dan meramaikan suasana dirumah, kalian segala-galanya bagiku.

Teknik Geofisika Universitas Lampung 2015

Menjadi keluarga, suka dan duka dari awal hingga akhir serta kenangan yang telah kita ukir bersama-sama. Tetaplah 15TIMEWA, angkatan ku.

*Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung
Almamater Tercinta, Universitas Lampung*

يَا أَيُّهَا الَّذِينَ آمَنُوا إِذَا قِيلَ لَكُمْ تَفَسَّحُوا فِي الْمَجَالِسِ فَافْسَحُوا يَفْسَحَ اللَّهُ لَكُمْ
وَإِذَا قِيلَ انشُزُوا فَانْشُزُوا يَرْفَعِ اللَّهُ الَّذِينَ آمَنُوا مِنْكُمْ وَالَّذِينَ أُوتُوا الْعِلْمَ دَرَجَاتٍ
وَاللَّهُ بِمَا تَعْمَلُونَ خَبِيرٌ

**“Hai orang-orang beriman: Apabila dikatakan kepadamu: "Berlapang-
lapanglah dalam majlis", Maka lapangkanlah niscaya Allah akan memberi
kelapangan untukmu. Apabila dikatakan: "Berdirilah kamu", Maka
berdirilah, niscaya Allah akan meninggikan orang-orang yang beriman di
antaramu dan orang-orang yang diberi ilmu pengetahuan beberapa
derajat. Allah Maha mengetahui apa yang kamu kerjakan."**

(Q.s. Al-Mujadalah 58 : 11)

MOTTO

Berusahalah! Jika gagal, coba lagi. Kegagalan bukanlah akhir dari segalanya.

Bangkitlah! Berusaha, berdo'a, dan berserah diri kepada Allah SWT

(Ayu Yuliani)

You are What You Think You Are

(Ayu Yuliani)

KATA PENGANTAR

Alhamdulillahirobbil'aalamiin, segala puji bagi Allah SWT yang telah memberikan rahmat dan hidayah-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “**Prediksi Permeabilitas Menggunakan Metode *Log* dan *Pore Geometry Structure (PGS)* Pada Sumur AY-7 Daerah Cekungan Jawa Barat Utara**”. Skripsi ini merupakan hasil penelitian Tugas Akhir penulis di PPPTMGB ‘LEMIGAS’ pada bulan Oktober – Desember 2018 dan sebagai syarat dalam meraih gelar S-1 Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Penulis berharap hasil dari penelitian ini semoga dapat menambah pengetahuan petrofisika, terutama di bidang Ilmu Geofisika. Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam penulisan skripsi ini. Oleh karena itu, penulis mengharapkan saran dan kritik yang bersifat membangun dari pembaca untuk kemajuan kita bersama. Semoga penelitian ini dapat bermanfaat untuk perkembangan ilmu pengetahuan masa kini maupun mendatang.

Penulis

Ayu Yuliani

SANWACANA

Dalam kegiatan Tugas Akhir sampai penulisan skripsi yang berjudul “**Prediksi Permeabilitas Menggunakan Metode *Log* dan *Pore Geometry Structure* (PGS) Pada Sumur AY-7 Daerah Cekungan Jawa Barat Utara**”, banyak pihak yang telah membantu dan memberikan kontribusi yang bermanfaat bagi penulis. Semoga Allah membalas semua kebaikan-kebaikan yang telah diberikan kepada penulis. Pada sanwacana ini, penulis ingin mengucapkan rasa terimakasih kepada:

1. Kedua orangtua terhebat yang sangat penulis cintai dan sayangi Ayah dan Emak. Serta adik-adik yang sangat penulis cintai dan sayangi Mirza dan Danil. Terimakasih untuk doa, kerja keras dan pengorbanan ayah dan emak yang selalu menyertai penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan Tugas Akhir ini sebagai skripsi. Terimakasih adik-adik yang selalu menyemangati dan mendukung penulis selama perkuliahan sampai penyusunan skripsi ini.
2. Keluarga Besar M.Syafi'i – Amnah dan Salami yang sangat penulis sayangi, yang selalu membantu penulis dan mendoakan penulis sehingga dapat menyelesaikan skripsi ini dengan baik.
3. Bapak Prof. Suharno, M. Sc., Ph.D selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung dan Pembimbing Akademik.

4. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
5. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. sebagai Pembimbing 1 dalam Penelitian Skripsi.
6. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. sebagai Pembimbing 2 dalam Penelitian Skripsi.
7. Bapak Rustadi, S.Si., M.T. sebagai Pembahas dalam Penelitian Skripsi.
8. Semua dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah memberikan ilmu dan pengetahuan kepada penulis selama perkuliahan sampai penyusunan laporan Tugas Akhir ini.
9. PPPTMGB 'LEMIGAS' yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk melaksanakan Tugas Akhir.
10. Bapak Ade Yogi, S.T., M.T. selaku Pembimbing Tugas Akhir di PPPTMGB 'LEMIGAS' bidang Evaluasi Formasi, Gedung Eksploitasi. Terimakasih atas ilmu dan pengajaran yang diberikan kepada penulis, serta kesabaran bapak dalam membimbing penulis.
11. Bapak Angga, Bapak Yudi, Bapak Biyan, Bapak Syukri, Bapak Bowo, Bapak Zeindro, Bu Delly dan Bu Sarah, yang banyak membantu dan memberikan saran kepada penulis selama Tugas Akhir di Lemigas.
12. Teman satu kosan dan satu kelompok Evaluasi Formasi: Dyna Auliya Haq dan Sunarni yang sering penulis repotkan. Teman seperjuangan TA di Lemigas: Dana, Adit, dan Zeallin. Teman seperjuangan TA di Jakarta: Rindi, Rani, Dana, Adit, Zeallin, Dyna, dan Sunarni, yang banyak membantu penulis selama TA di Jakarta Selatan. Terimakasih untuk waktu dan pengalaman

yang kita habiskan selama Tugas Akhir di Jakarta. Terimakasih atas perhatian kalian saat penulis sakit selama Tugas Akhir dan selalu membantu penulis jika sedang kesulitan.

13. Penghuni kontrakan Stabilo yang sangat penulis kasihi, Rani dan Amel. Yang sudah 3 tahun bersama dalam satu atap, seperjuangan dan sepenanggungan suka dan duka yang sudah kita alami bersama-sama. Terimakasih sudah menjadi partner terheboh dan tersayang di kontrakan. Kucing tersayang: bulan, yellow dan kuning yang menemani penulis saat sendirian di kontrakan. Membuat penulis bahagia dengan tingkah lucunya, gemesannya, tersayang.
14. Keluarga Besar Teknik Geofisika Angkatan 2015, yogi, eka, dyna, lia, fauzan, laras, fikri, aryan, ali, maul, abil, yuda, ade, adib, adit, agam, amel, angga, brian, dersan, dian, desy, nopi, ester, ferdy, juli, rani, monang, nurman, ozza, dana, rindi, risma, salma, sunarni, tiara, zeallin, satria, tata, aldo, ravi, aldi, alfin, dini yang telah menjadi keluarga bagi penulis di tanah rantau ini, terimakasih untuk waktu yang sudah kita habiskan bersama. Suka dan duka yang kita alami dari awal hitam putih sampai akhir hitam putih ini. Selalu jadi yang ter 15TIMEWA ya guys!!
15. Grup Berfaedah yang sangat berfaedah: Ester, Eka, Amel, dan Fefeng. Terimakasih sudah mengukir kenangan bersama, membuat kenangan dan kerecehan bersama. Semoga kita sukses selalu, aamiin!!
16. Gadis Jambi: Kak Tiwi, Maul, dan Nopi yang berjuang meraih gelar S.T bersama-sama di rantauan.
17. Kakak-Kakak Senior dan Alumni serta Adik-adik di Teknik Geofisika Universitas Lampung. Terutama kak Dharta dan kak Alfan, yang sering

penulis repotkan dan banyak membantu penulis.

18. Geng dari zaman SMA sampai sekarang D'bedos tersayang: Rifqi, Ocha, Putri, Dwi, dan Ejak. Semangat mengejar cita-cita guys, semoga selalu dalam lindungan Allah SWT.
19. Serta semua pihak yang terlibat dan tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Akhir kata, Penulis menyadari bahwa laporan penelitian tugas akhir ini masih jauh dari kesempurnaan, namun Penulis berharap laporan ini dapat berguna dan bermanfaat bagi kita semua.

Bandar Lampung, 28 Juni 2019

Penulis,

Ayu Juliani

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRACT	i
ABSTRAK	ii
HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
HALAMAN PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
HALAMAN PERSEMBAHAN	ix
KATA PENGANTAR	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI	xvi
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxiii
BAB I. PENDAHULUAN	
A. Latar Belakang	1
B. Tujuan Penelitian	5
C. Batasan Masalah Penelitian	5
D. Manfaat Penelitian	6
BAB II. TINJAUAN PUSTAKA	
A. Lokasi Daerah Penelitian	7

B. Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara	8
C. Tektonostratigrafi dan Struktur Geologi	9
1. Tektonik Pertama	9
2. Tektonik Kedua	10
3. Tektonik Terakhir	11
D. Stratigrafi Regional	12
1. Batuan Dasar	12
2. Formasi Jatibarang.....	12
3. Formasi Talang Akar	13
4. Formasi Baturaja	13
5. Formasi Cibulakan Atas	14
6. Formasi Parigi	15
7. Formasi Cisubuh	15

BAB III. TEORI DASAR

A. Metode <i>Well Logging</i>	17
1. Konsep Dasar Metode <i>Well Logging</i>	17
2. Perangkat-Perangkat <i>Well Logging</i>	18
a. Log <i>Spontaneous Potential</i>	18
b. Log Gamma Ray	20
c. Log Caliper	22
d. Log Resistivitas	24
e. Log Neutron	26
f. Log Densitas	28
B. Analisis Inti Batuan Reservoir	30
1. Pengertian Analisis Inti Batuan Reservoir	30
2. Sifat Fisik Batuan Reservoir	32
C. Analisis Petrofisika	32
1. <i>Volume Shale</i>	33
2. Porositas	34
3. Resistivitas Air Formasi (R_w)	37
4. Saturasi Air	38
5. Permeabilitas (k)	41
D. <i>Computed Tomography (CT) Scan</i>	44
1. Pengertian <i>CT Scan</i> dan Terapannya	44
2. Prinsip Kerja <i>CT Scan</i>	46
3. Hubungan <i>CT Scan</i> dengan Batuan	47
4. Hubungan <i>CT Scan</i> dengan <i>CT Number</i>	48
5. Hubungan <i>CT Scan</i> dengan Porositas	48
E. Prediksi Permeabilitas dengan Metode <i>Pore Geometry Structure</i> (PGS)	50

BAB IV. METODOLOGI PENELITIAN

A. Lokasi dan Waktu Penelitian	56
B. Perangkat	57
C. Data Penelitian	57
D. Prosedur Penelitian	58
1. Pengolahan Data Log dan Analisis Petrofisika	61
2. Plotting <i>Plotting CT Number</i> pada <i>Software VoxcelCal plus v8.23a</i> untuk Determinasi Nilai Porositas	63
3. Prediksi Permeabilitas dengan Pendekatan Metode <i>Pore Geometry Structure</i> (PGS)	65
4. Menampilkan Hasil Data Permeabilitas dan Porositas Pada <i>Software Interactive Petrophysics 3.5</i>	70

BAB V. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Pengolahan Data Log dan Analisis Petrofisika	73
1. Analisis Zona Target Penelitian	73
2. Perhitungan <i>Volume Shale (Vsh)</i>	76
3. Perhitungan Porositas (ϕ)	79
4. Penentuan Resistivitas Air Formasi (R_w)	82
5. Perhitungan Saturasi Air (S_w)	83
6. Perhitungan Permeabilitas (k)	85
B. Determinasi Nilai Porositas dari <i>CT Scan</i>	87
C. Prediksi Permeabilitas dengan Pendekatan Metode <i>Pore Geometry Structure</i> (PGS)	96
1. <i>Rock Typing</i> Berdasarkan Deskripsi Geologi	96
2. Persamaan Prediksi Permeabilitas PGS.....	100
3. Menentukan Sebaran PGS dari Porositas <i>CT</i>	102
4. Perhitungan Permeabilitas PGS	103
D. Perbandingan Nilai Permeabilitas <i>Log</i> , PGS, dan <i>Core</i>	107

BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan	117
B. Saran	118

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Lokasi Daerah Penelitian (Lemigas, 2018)	7
2. Pembagian Geologi Cekungan Jawa Barat Utara (Lemigas, 2018)	8
3. Sayatan Melintang Fisiografi Cekungan dan Busur Gunungapi Jawa Barat (Pertamina, 1996)	12
4. Tabel Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 1996)	16
5. Respon Kurva <i>Log Spontaneous Potential</i> (Rider, 1996)	19
6. Respon Kurva <i>Log Gamma Ray</i> (Rider, 1996)	21
7. Respon Caliper yang Khas Terhadap Berbagai Litologi (Rider, 1996).....	23
8. Respon Log Resistivitas yang khas (Rider, 1996)	25
9. Identifikasi Litologi Berdasarkan <i>Log Neutron</i> (Rider, 1996)	27
10. Identifikasi litologi berdasarkan <i>log</i> densitas (Rider, 1996).....	29
11. Parameter dan Tekstur Permeabilitas (Modifikasi dari Beard and Weyl, 1973).....	43
12. <i>CT Scanner</i>	44
13. Gambar Skematik Cara Kerja <i>CT Scan</i> Generasi Keempat (Modifikasi dari Rachman, 2015)	47
14. Diagram Alir Penentuan Nilai Permeabilitas dari Data Log	59

15. Diagram Alir Prediksi Permeabilitas PGS	61
16. <i>Plotting CT Number</i>	64
17. Lembar Kerja Ms. <i>Excel</i> Hasil Plot <i>CTNumber</i>	65
18. Input <i>Fuzzy Logic</i>	68
19. <i>Edit Number of Bin</i>	69
20. <i>Run Model Fuzzy Logic</i>	70
21. Input Data Porositas <i>Core</i> dan <i>Depth</i>	71
22. Input Data Porositas <i>CT</i> dan <i>Depth</i>	71
23. Input Data Permeabilitas <i>Core</i> dan <i>Depth</i>	72
24. Input Data Permeabilitas <i>PGS</i> dan <i>Depth</i>	72
25. Analisis Zona Prospek Zona 1 Sumur AY-7	75
26. Analisis Zona Prospek Zona 2 Sumur AY-7	76
27. Tampilan Kandungan <i>Vshale</i> Pada Zona 1 Sumur AY-7	78
28. Tampilan Kandungan <i>Vshale</i> Pada Zona 2 Sumur AY-7	78
29. Hasil Interpretasi Kuantitatif Porositas Zona 1	81
30. Hasil Interpretasi Kuantitatif Porositas Zona 2	82
31. Crossplot <i>LLD/PHIE</i> untuk Determinasi <i>Rw</i> Sumur AY-7	83
32. Hasil Interpretasi Kuantitatif Saturasi Air Zona 1 Sumur AY-7	84
33. Hasil Interpretasi Kuantitatif Saturasi Air Zona 2 Sumur AY-7	85
34. Hasil Interpretasi Kuantitatif Permeabilitas Zona 1 Sumur AY-7	86
35. Hasil Interpretasi Kuantitatif Permeabilitas Zona 2 Sumur AY-7	86

36. Zona Plot 1 Data Zona 1 <i>Tube</i> 6 Pada Kedalaman 1781.09 m	88
37. Kurva porositas <i>core</i> vs porositas <i>CT</i> Data Zona 1	91
38. Zona Plot 1 Data Zona 2 <i>Tube</i> 19 Pada Kedalaman 1937.23 m	92
39. Kurva Porositas <i>Core</i> vs Porositas <i>CT</i> Data Zona 2	95
40. Plot Ukuran Butir Pada Kurva PGS	97
41. Final <i>Rock Type</i> dalam Kurva PGS	98
42. Hubungan <i>Irreducible Water Saturation</i> dan Permeabilitas Dari Data SCAL Pada Sumur AY-7	100
43. Hasil Sebaran PGS Zona 1 Sumur AY-7	102
44. Hasil Sebaran PGS Zona 2 Sumur AY-7	103
45. Perbandingan Permeabilitas <i>Core</i> dan Permeabilitas <i>PGS</i> Zona 1	105
46. Perbandingan Permeabilitas <i>Core</i> dan Permeabilitas <i>PGS</i> Zona 2	106
47. Perbandingan Porositas <i>CT</i> terhadap Porositas Batuan Inti Untuk Semua Sampel Sumur AY-7	107
48. Perbandingan Porositas <i>Log</i> terhadap Porositas Batuan Inti Untuk Semua Sampel Sumur AY-7	108
49. Perbandingan Porositas <i>Log</i> terhadap Porositas <i>CT</i> Untuk Semua Sampel Sumur AY-7	108
50. Perbandingan Permeabilitas <i>PGS</i> terhadap Permeabilitas Batuan Inti Untuk Semua Sampel Sumur AY-7	110
51. Perbandingan Permeabilitas <i>Log</i> terhadap Permeabilitas <i>PGS</i> Untuk Semua Sampel Sumur AY-7	110
52. Perbandingan Permeabilitas <i>Log</i> terhadap Permeabilitas Batuan Inti (<i>Core</i>) Untuk Semua Sampel Sumur AY-7	111

53. Perbandingan Porositas <i>CT</i> , <i>Core</i> , dan <i>Log</i> serta Permeabilitas PGS, <i>Core</i> , dan <i>Log</i> Data Zona 1 Sumur AY-7	113
54. Perbandingan Porositas <i>CT</i> , <i>Core</i> , dan <i>Log</i> serta Permeabilitas PGS, <i>Core</i> , dan <i>Log</i> Data Zona 2 Sumur AY-7	114
55. Perbandingan Hasil Akhir Porositas <i>CT</i> , <i>Core</i> , dan <i>Log</i> serta Permeabilitas PGS, <i>Core</i> , dan <i>Log</i> Data Zona 1	115
56. Perbandingan Hasil Akhir Porositas <i>CT</i> , <i>Core</i> , dan <i>Log</i> serta Permeabilitas PGS, <i>Core</i> , dan <i>Log</i> Data Zona 2	116

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Klasifikasi nilai densitas berdasarkan jenis batuan (Telford, 1990)	29
2. Kisaran Nilai Porositas Batuan (Paul dalam <i>Hu</i> dan <i>Huang</i> , 2017).....	35
3. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata dalam Kumalasari, 2018).....	37
4. Densitas Matriks Berbagai Litologi (Schlumberger dalam Kumalasari, 2018)	37
5. Pelaksanaan Kegiatan Penelitian	56
6. Kandungan Lempung Pada Zona Target Sumur AY-7 Terindikasi Reservoir	77
7. Nilai Porositas Total dan Efektif Sumur AY-7	80
8. Hasil Perhitungan Porositas <i>CT</i> Data Zona 1 <i>Tube</i> 6	89
9. Perbandingan Nilai Porositas <i>Core</i> dan Porositas <i>CT</i> Data Zona 1	90
10. Hasil Perhitungan Porositas <i>CT</i> Data Zona 2 <i>Tube</i> 19	93
11. Perbandingan Nilai Porositas <i>Core</i> dan Porositas <i>CT</i> Data Zona 2	94
12. Klasifikasi <i>Rock Type</i> PGS dan Deskripsi Geologinya	99
13. Hasil Perhitungan Nilai <i>A</i> , <i>B</i> , dan <i>c</i> Untuk Setiap Tipe Batuan	101
14. Persamaan Final Prediksi Permeabilitas PGS	101
15. Hasil Perhitungan Permeabilitas PGS Zona 1 Sumur AY-7	104
16. Hasil Perhitungan Permeabilitas PGS Zona 2 Sumur AY-7	104

BAB I. PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Penentuan properti batuan reservoir sangat penting dilakukan agar dapat memahami reservoir yang lebih baik. Beberapa properti batuan tersebut adalah porositas dan permeabilitas. Permeabilitas berperan penting dalam kehidupan awal lapangan minyak dan dalam melakukan karakterisasi serta deskripsi reservoir (*Reservoir Characterization and Description*) untuk tujuan pengelolaan reservoir, karena produksi sangat bergantung pada permeabilitas.

Penentuan nilai permeabilitas dapat dilakukan dengan menggunakan metode log dan metode *pore geometry structure* (PGS). Pada penentuan nilai permeabilitas dengan metode log, menggunakan beberapa data log berupa: log *gamma ray*, resistivitas, dan *neutron porosity hydrogen index* (NPHI) dan densitas batuan (*RHOB*). Dengan data log tersebut, dapat dilakukan interpretasi kualitatif dan kuantitatif berupa penentuan porositas, saturasi air, permeabilitas, dan kandungan serpih. Dimana jumlah kandungan serpih di Indonesia sangat banyak, sehingga diharapkan dalam beberapa tahun ke depan akan tersedia banyak sumber minyak dan gas. Jika kita menunggu proses perubahan material serpih menjadi minyak dan gas, itu jelas akan

membutuhkan waktu yang lama. Oleh karena itu dalam penelitian ini, proses mengubah bahan serpih menjadi minyak dan gas akan dilakukan di laboratorium (Dewanto, dkk., 2017).

Penentuan permeabilitas batuan dengan menggunakan metode *pore geometry structure* (PGS), sebelumnya melakukan determinasi nilai porositas dari data *CT Scan*. Selanjutnya melakukan *rock type* dan mendapatkan persamaan permeabilitas PGS dan melakukan perhitungan permeabilitas PGS. Umumnya *CT Scan* digunakan dalam bidang medis. Namun, *CT Scan* juga dapat diaplikasikan untuk perhitungan parameter fisik batuan dengan menggunakan simulasi digital. Simulasi digital dilakukan untuk membuat model atau memvisualisasikan perbedaan antara pori dan matriks batuan dan dapat digunakan untuk memprediksi nilai porositas dan permeabilitas. Citra digital batuan dapat diperoleh dari pemindaian menggunakan *CT Scan* dan dikombinasikan dengan *software* digital (Handoyo, dkk, 2018). Tingkat keabuan dapat menunjukkan nilai *CT*, untuk tingkat keabuan yang gelap diidentifikasi sebagai pori dan mempunyai nilai *CT* yang rendah. Citra gambar berwarna hitam menunjukkan pori (udara), warna abu-abu menunjukkan kepadatan matriks padat yang rendah, dan warna putih terang menunjukkan kepadatan matriks padat yang lebih tinggi (Demir and Demiral, 2001).

Peneliti terdahulu dalam melakukan estimasi porositas menggunakan *CT Scan* (Wibowo dan Permadi, 2013; Permadi dan Susilo, 2009; Handoyo,

dkk., 2015; Demir and Demiral, 2001; Ebrahim, dkk., 2003; Arns and Knackstedt, 2002; dan Rachman, 2015), gambar digital dari hasil *scanning* digunakan untuk menentukan nilai sifat batuan, struktur pori dan memvisualisasikan bentuk pori-pori sampel batuan dalam citra gambar 3D. Selanjutnya dilakukan segmentasi citra, hasil gambar digital dipisahkan antara batuan matriks pori dan solid. Proses ini disebut *thresholding*. Dari segmentasi citra tersebut dilakukan pencitraan batuan pada resolusi yang lebih baik dan yang lebih kecil dari pandangan: Hasil gambar dibuat dalam 2D dan 3D (kubus). Selanjutnya, kubus utama dibuat menjadi kubus kecil (sub-kubus) untuk menentukan variasi sifat fisik batuan. Dan terakhir dilakukan analisis *Digital Rock Physics* (DRP) dan analisis 2D dan 3D, menghitung persentase bagian pori dan matriks batuan padat untuk menentukan nilai porositas setiap sub-kubus dan menghitung nilai permeabilitas menggunakan persamaan *Lattice Boltzman*. Fraksi volume setiap konstituen batuan mineral dihitung untuk menentukan teori media yang efektif. Pada penelitian ini, penulis menggunakan teknik yang berbeda dari peneliti terdahulu, yaitu melakukan *plotting* sebanyak 15 titik pada gambar citra sampel *core* hasil *scanning* menggunakan *CT Scan* dan dikombinasikan dengan simulasi digital (*software VoxcelCalc Plus v8.23a*). Hal ini, akan menunjukkan hasil yang lebih variatif, karena pada zona yang diplot mengenai semua bagian *core* pada *tube*.

Penelitian sebelumnya dengan mengangkat tema tentang determinasi pengelompokkan batuan dan prediksi permeabilitas yang telah dilakukan

oleh Permadi, dkk. (2013), aspek geologi dan teknik reservoir sangat dipertimbangkan pada penelitian ini. Dimana, diketahui bahwa geometri dan struktur pori dapat diaplikasikan dalam pegelompokkan batuan (*rock typing*) serta menjadi dasar dalam perhitungan prediksi permeabilitas. Hasil penelitian dengan metode ini menunjukkan bahwa terdapat kaitan erat antara kemiripan arsitektur pori dengan geologi (*lithofacies* dan diagenesa) yang serupa (Akbar dan Permadi, 2014).

Menurut Yogi (2018), metode yang digunakan dalam penentuan tipe batuan akan sangat mempengaruhi hasil perhitungan permeabilitas. Permeabilitas merupakan hasil dari proses geologi sehingga setiap tipe batuan dalam suatu reservoir memiliki karakter permeabilitas-porositas yang unik. Oleh karena itu, penentuan tipe batuan harus dilakukan menggunakan metode yang tepat, agar nilai hasil prediksi permeabilitas akan mendekati nilai permeabilitas nyatanya. Metode yang dapat digunakan untuk memprediksi nilai permeabilitas adalah pendekatan *Pore Geometry Structure* (PGS). Metode *Pore Geometry Structure* (PGS) sangat bagus untuk penentuan tipe batuan. Karena pada metode ini melakukan sebaran geometri dan struktur pori, dimana geometri dan struktur pori (arsitektur pori) sangat berpengaruh dalam porositas dan akan berkaitan dengan hasil prediksi permeabilitas. Selain itu, pada metode ini, persamaan diperoleh dari korelasi hubungan porositas, permeabilitas, dan *irreducible water saturation*. Pada pendekatan *Pore Geometry Structure* (PGS), terdapat 2 tahapan yaitu: identifikasi *rock type* dan mendapatkan persamaan permeabilitas PGS. Identifikasi *rock type* dapat

dilakukan dengan mengintegrasikan data dari *routine core*, SCAL, dan deskripsi geologi. Hasil dari perhitungan menggunakan metode PGS ini kemudian di bandingkan dengan hasil perhitungan log dan *core*.

Permasalahan ini sangat menarik untuk dikaji dan menjadi dasar dalam pemilihan topik penelitian guna menyelesaikan penyusunan skripsi. Berdasarkan uraian diatas, penulis memilih judul “**Prediksi Permeabilitas Menggunakan Metode *Log* dan *Pore Geometry Structure* (PGS) Pada Sumur AY-7 Daerah Cekungan Jawa Barat Utara**” untuk dikaji lebih lanjut.

B. Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan dan menganalisis zona target sumur penelitian.
2. Menentukan nilai prediksi permeabilitas menggunakan metode *Pore Geometry Structure* (PGS), *core*, dan *log* .
3. Menganalisis hasil perhitungan nilai permeabilitas PGS, *core*, dan *log* .

C. Batasan Masalah Penelitian

Batasan masalah pada penelitian ini antara lain:

1. Pada sumur AY-7 terdapat 2 zona target penelitian, yaitu zona 1 pada kedalaman 1776.00 – 1785.50 m. zona 2 pada kedalaman 1929.18 - 1939.18 m.

2. Determinasi nilai porositas *CT* dilakukan dengan *plotting* zona pada data *core* sebanyak 286 titik (*20 tube*), akan diperoleh nilai *CTnumber* yang akan digunakan untuk perhitungan porositas *CT*.
3. Porositas *CT* tersebut digunakan untuk sebaran estimasi permeabilitas menggunakan metode *Pore Geometry Structure* (PGS) berdasarkan data *Routine Core* (porositas dan permeabilitas), data *SCAL* (*Swirr*) pada zona 1 dan 2, kemudian dibandingkan dengan data hasil perhitungan permeabilitas dari data *log* dan *core*.

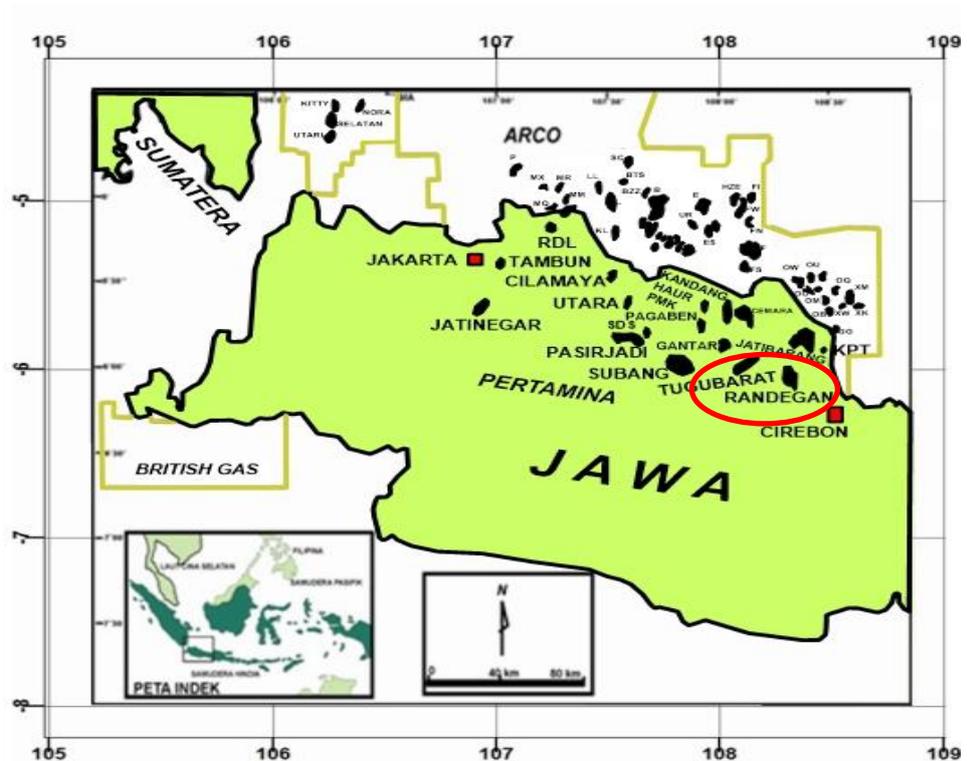
D. Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah *output* yang diperoleh dapat digunakan untuk karakterisasi dan deskripsi reservoir (RDC) serta pemodelan simulasi reservoir.

BAB II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Lokasi Daerah Penelitian

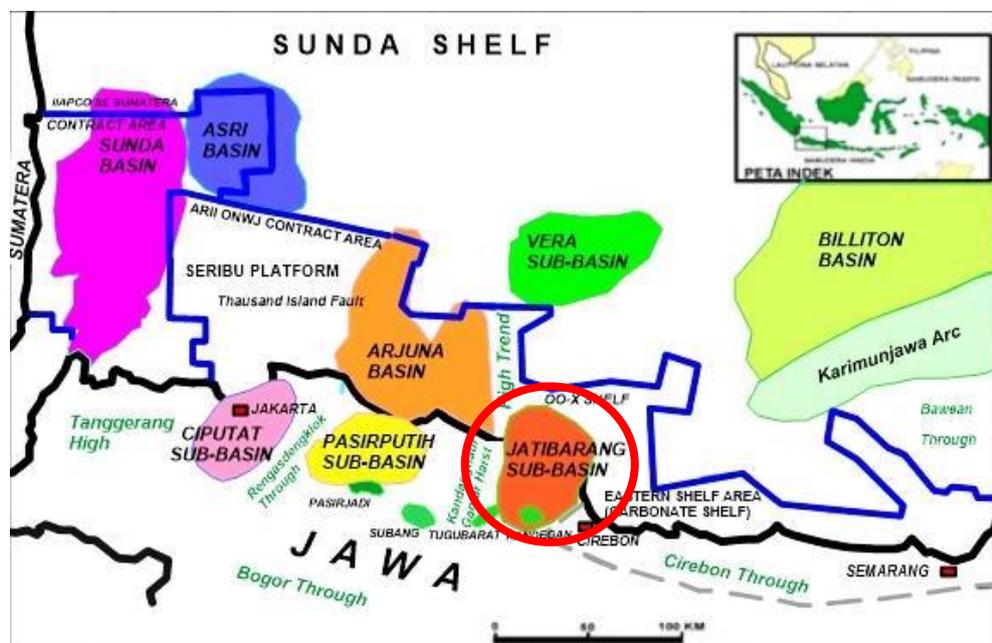
Penelitian ini berlokasi pada Lapangan Randegan, Cekungan Jawa Barat Utara (**Gambar 1**). Secara geografis, Lapangan Randegan berada di sebelah barat kota Cirebon dengan jarak sekitar 50 km, atau berjarak sekitar 200 km ke arah tenggara dari kota Jakarta. Cekungan Jawa Barat Utara adalah cekungan sedimen tersier yang terletak di sebelah kanan bagian barat pulau Jawa (Lemigas, 2018).



Gambar 1. Lokasi Daerah Penelitian (Modifikasi dari Lemigas, 2018)

B. Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara

Cekungan Jawa Barat Utara berada di paparan sunda bagian utara, terdiri dari cekungan yang berisi sedimen, half-graben yang terbentuk di tepi selatan lempeng sunda atau kraton selama tersier. Wilayah Cekungan Jawa Barat Utara terdiri dari: Bagian lepas pantai dari cekungan termasuk *Platform Seribu*, Sub-Cekungan Arjuna, dan Sub-Cekungan Vera. Di daerah Jawa Barat bagian Utara terdiri dari Tangerang tinggi, Sub-Cekungan Ciputat, Rengasdengklok Tinggi, Sub-Cekungan Pasir Putih, Pamanukan Tinggi, dan Sub-Cekungan Jatibarang. Berpotensi dan produktif dalam menghasilkan hidrokarbon pada reservoir Jatibarang, Talang Akar, Cibulakan Atas dan Parigi, merupakan Sub-Cekungan Jatibarang berada di bagian timur Cekungan Jawa Barat Utara pada umur *Early-Oligocene* ke *End-Miocene*.



Gambar 2. Pembagian Geologi Cekungan Jawa Barat Utara (Modifikasi dari Lemigas, 2018).

C. Tektonostratigrafi dan Struktur Geologi

Cekungan Jawa Barat Utara memiliki dari dua area yaitu darat (*onshore*) dan laut (*offshore*) di Utara dan di Selatan pulau Jawa (Darman dan Sidi, 2000). Semua daerah didominasi oleh patahan ekstensional (*extensional faulting*) dengan struktur kompresional yang sangat sedikit. Cekungan didominasi oleh *rift* yang berkaitan dengan patahan (*fault*) yang membentuk beberapa struktur deposenter (*half graben*), deposenter utamanya yaitu Sub-Cekungan Arjuna dan Sub-Cekungan Jatibarang. Deposenter lainnya yaitu Sub-Cekungan Ciputat dan Sub-Cekungan Pasirputih. Deposenter-deposenter tersebut didominasi oleh sekuen tersier dengan ketebalan melebihi 5500 m. Struktur yang penting pada cekungan tersebut yaitu terdiri dari bermacam-macam area tinggian yang berhubungan dengan antiklin yang terpatahkan dan blok tinggian (*horst block*), lipatan pada bagian yang turun pada patahan utama, *keystone folding* dan mengena pada tinggian batuan dasar. Struktur kompresional hanya terjadi pada awal pembentukan *rift* pertama yang berarah relatif barat laut-tenggara pada periode Paleogen. Sesar ini akan aktif kembali pada Oligosen. Tektonik Jawa Barat dibagi menjadi tiga fase tektonik yang dimulai dari Pra-Tersier hingga Plio-Pliostosen. Fase tektonik tersebut adalah sebagai berikut :

1. Tektonik Pertama

Pada zaman Akhir Kapur awal Tersier, Jawa Barat Utara dapat diklasifikasikan sebagai '*Fore Arc Basin*' dengan dijumpainya orientasi struktural mulai dari Cileutuh, Sub Cekungan Bogor, Jatibarang, Cekungan Muriah dan Cekungan *Florence* Barat yang mengindikasikan

kontrol *Meratus Trend*. Periode Paleogen (Eosen-Oligosen) dikenal sebagai *Paleogen Extensional Rifting*. Pada periode ini terjadi sesar geser mendatar mengenai utama kraton Sunda, yang disebabkan oleh terjadinya tumbukan Lempeng Hindia dengan Lempeng Eurasia. Sesar-sesar ini mengawali pembentukan cekungan-cekungan Tersier di Indonesia Bagian Barat dan membentuk Cekungan Jawa Barat Utara sebagai *pull apart basin*.

Tektonik ekstensi ini membentuk *half graben system* dan merupakan fase pertama *rifting (Rifting I: fill phase)*. Sedimen yang diendapkan pada *rifting I* ini disebut sebagai sedimen *synrift I*. Cekungan awal *rifting* terbentuk selama fragmentasi, rotasi dan pergerakan dari kraton Sunda. Dua *trend* sesar normal yang diakibatkan oleh perkembangan *rifting-I (early fill)* berarah N 60° W – N 40° W dan hampir N – S yang dikenal sebagai Pola Sesar Sunda. Pada masa ini, terbentuk endapan *lacustrin* dan vulkanik dari Formasi Jatibarang yang menutup rendahan-rendahan yang ada. Proses sedimentasi ini berlangsung terus-menerus dengan dijumpainya endapan transisi Formasi Talangakar. Sistem ini kemudian diakhiri dengan diendapkannya lingkungan karbonat Formasi Baturaja.

2. Tektonik Kedua

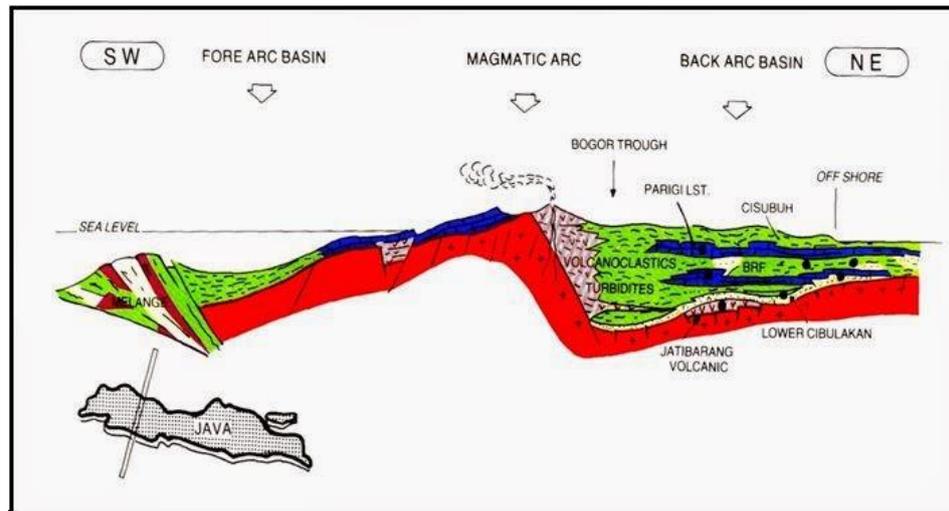
Pada fase tektonik kedua yang terjadi pada permulaan Neogen (Oligo-Miosen), dikenal sebagai *Neogen Compressional Wrenching*. Fase ini

ditandai dengan pembentukan sesar-sesar geser (*strike-slip fault*) akibat gaya kompresif dari tumbukan lempeng Hindia. Sebagian besar pergeseran sesar merupakan reaktifasi dari sesar normal yang terbentuk pada periode sebelumnya.

Jalur penunjaman baru terbentuk di selatan Jawa. Jalur vulkanik periode Miosen Awal yang sekarang ini terletak di lepas pantai selatan Jawa. Deretan gunungapi ini menghasilkan endapan gunungapi bawah laut yang sekarang dikenal sebagai "*old andesite*" yang tersebar di sepanjang selatan Pulau Jawa. Pola tektonik ini dikenal sebagai Pola Tektonik Jawa yang merubah pola tektonik tua yang terjadi sebelumnya menjadi berarah barat-timur dan menghasilkan suatu sistem sesar naik, dimulai dari selatan (Ciletuh) bergerak ke utara. Pola sesar ini sesuai dengan sistem sesar naik busur belakang atau yang dikenal sebagai *thrust foldbelt system*.

3. Tektonik Terakhir

Pada fase tektonik akhir yang terjadi pada Pliosen – Pleistosen, terjadi proses kompresi kembali dan membentuk perangkap-perangkap struktur berupa sesar-sesar naik di jalur selatan Cekungan Jawa Barat Utara. Sesar-sesar naik yang terbentuk adalah sesar naik Pasirjadi dan sesar naik Subang, sedangkan di jalur utara Cekungan Jawa Barat Utara terbentuk sesar turun berupa sesar turun Pamanukan. Adanya perangkap struktur tersebut, membuat proses migrasi hidrokarbon terjadi lagi.



Gambar 3. Sayatan Melintang Fisiografi Cekungan dan Busur Gunungapi Jawa Barat) (Pertamina, 1996).

D. Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Barat Utara

Stratigrafi umum Cekungan Jawa Barat Utara berturut-turut dari tua ke muda adalah sebagai berikut:

1. Batuan Dasar

Batuan dasar pada cekungan ini adalah batuan beku andesitik dan basaltik yang berumur Kapur Tengah sampai Kapur Atas dan batuan metamorf yang berumur Pra Tersier (Sinclair, et.al, 1995). Lingkungan Pengendapannya merupakan suatu permukaan dengan sisa vegetasi tropis yang lapuk (Koesoemadinata, 1980).

2. Formasi Jatibarang

Pada formasi ini berupa endapan *early synrift*, terutama dijumpai dibagian tengah dan timur dari Cekungan Jawa Barat Utara. Pada bagian barat cekungan, sangat sedikit adanya kenampakan Formasi Jatibarang. Penyusun formasi ini terdiri dari: tufa, breksi, aglomerat, dan

konglomerat alas. Formasi ini diendapkan pada fasies fluvial. Umur formasi ini adalah Kala Eosen Akhir sampai Oligosen Awal. Formasi ini mengandung minyak dan gas pada rekahan-rekahan tuff (Budiyani, dkk., 1991).

3. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Jatibarang pada fase *synrift* berikutnya. Pada awalnya, formasi ini berfasies *fluvio-deltaic* sampai fasies *marine*. Awal dari litologi formasi ini adalah perselingan sedimen batupasir dengan serpih non-*marine* dan diakhiri oleh perselingan antara batugamping, serpih, dan batupasir dalam fasies *marine*. Pada akhir sedimentasi, Formasi Talang Akar ditandai dengan berakhirnya sedimentasi *synrift*. Formasi ini diperkirakan berkembang cukup baik di daerah Sukamandi dan sekitarnya. Adapun terendapkannya formasi ini terjadi dari Kala Oligosen sampai dengan Miosen Awal.

4. Formasi Baturaja

Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Talang Akar. Pengendapan Formasi Baturaja yang terdiri dari batugamping, baik yang berupa paparan maupun yang berkembang sebagai *reef buildup* menandai fase *post rift* yang secara regional menutupi seluruh sedimen klastik Formasi Talang Akar di Cekungan Jawa Barat Utara. Perkembangan batugamping terumbu umumnya dijumpai pada daerah tinggian. Namun, sekarang diketahui sebagai daerah dalaman. Formasi ini terbentuk pada Kala Miosen Awal–Miosen Tengah (terutama dari asosiasi foraminifera).

Lingkungan pembentukan formasi ini adalah pada kondisi laut dangkal, air cukup jernih, sinar matahari ada (terutama dari melimpahnya foraminifera *Spiroclypens Sp*).

5. Formasi Cibulakan Atas

Litologi penyusun formasi ini berupa perselingan antara batupasir dan batugamping dengan serpih. Dimana batugamping pada formasi ini umumnya merupakan batugamping klastik serta batugamping terumbu. Batugamping ini dikenal sebagai *Mid Main Carbonate* (MMC), diendapkan pada Kala Miosen Awal-Miosen Akhir. Formasi ini terbagi menjadi 3 Anggota, yaitu:

a. *Massive*

Anggota ini terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Baturaja. Litologi anggota ini adalah perselingan batulempung dengan batupasir yang mempunyai ukuran butir dari halus-sedang. Pada massive ini dijumpai kandungan hidrokarbon, terutama pada bagian atas. Selain itu terdapat fosil foraminifera planktonik seperti *Globigerina trilobus*, foraminifera bentonik seperti *Amphistegina* (Arpandi dan Patmosukismo, 1975).

b. *Main*

Anggota *main* terendapkan secara selaras diatas anggota *massive*. Litologi penyusunnya adalah batulempung berselingan dengan batupasir yang mempunyai ukuran butir halus-sedang (bersifat glaukonitan). Pada awal pembentukannya berkembang batugamping

dan juga *blanket-blanket* pasir, dimana pada bagian ini anggota *main* dikenal dengan *Mid Main Carbonat* (Budyani, dkk.,1991).

c. *Pre Parigi*

Anggota *Pre Parigi* terendapkan secara selaras diatas anggota *Main*. Dengan litologi berupa perselingan batugamping, dolomit, batupasir dan batulanau. Anggota ini terbentuk pada Kala Miosen Tengah-Miosen Akhir. Lingkungan pengendapannya adalah Neritik Tengah-Neritik Dalam dan dijumpai adanya fauna-fauna laut dangkal dan juga kandungan batupasir glaukonitan (Arpandi dan Patmosukismo, 1975).

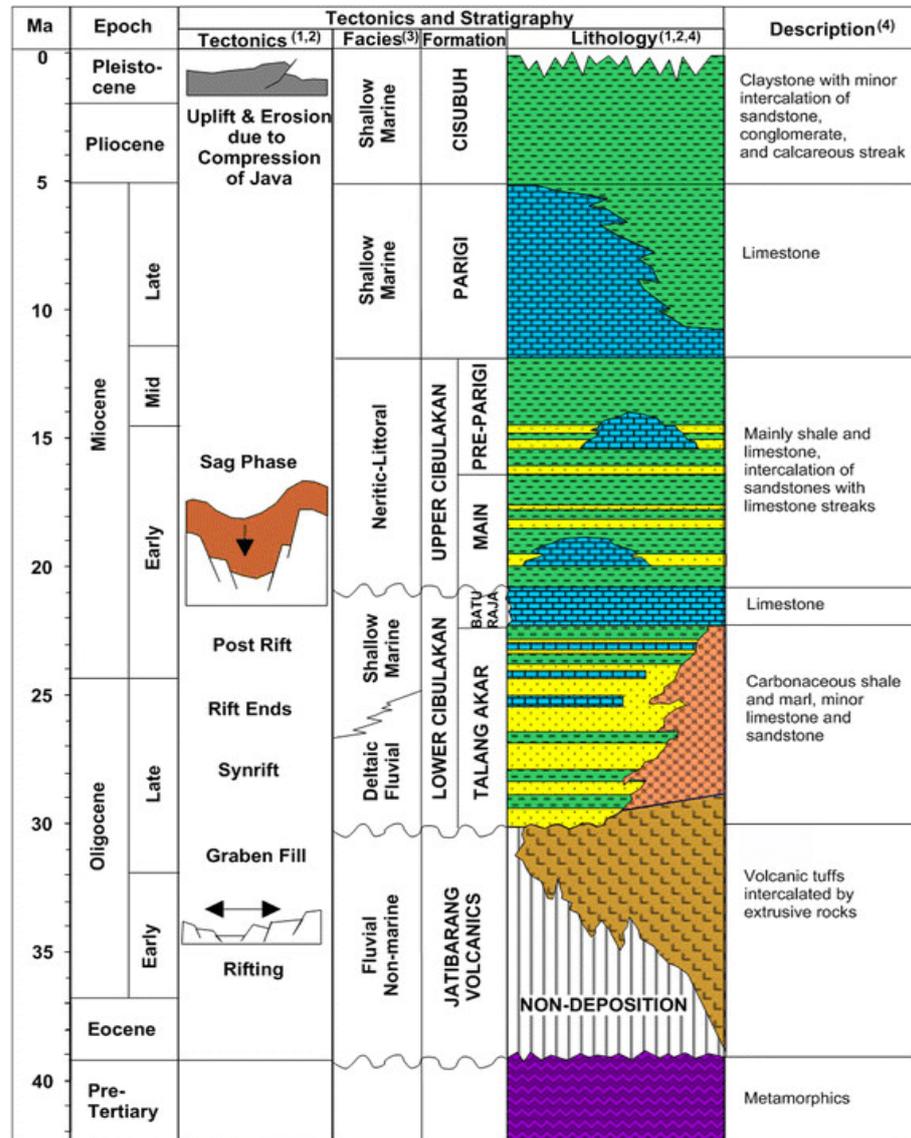
6. Formasi Parigi

Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Cibulakan Atas. Memiliki litologi penyusun berupa adalah batugamping klastik maupun batugamping terumbu. Pengendapan batugamping ini tersebar diseluruh Cekungan Jawa Barat Utara. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah laut dangkal–neritik tengah (Arpandi dan Patmosukismo, 1975). Batas bawah Formasi Parigi ditandai dengan perubahan berangsur dari batuan fasies campuran klastika karbonat Formasi Cibulakan Atas menjadi batuan karbonat Formasi Parigi. Formasi ini diendapkan pada Kala Miosen Akhir-Pliosen.

7. Formasi Cisubuh

Formasi Cisubuh diendapkan secara selaras di atas Formasi Parigi, memiliki litologi penyusun berupa batulempung yang berselingan dengan batupasir dan serpih gampingan. Formasi ini berumur dari Kala Miosen

Akhir sampai Pliosen – Pleistosen. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah lingkungan laut dangkal yang semakin ke atas menjadi lingkungan litoral – paralik (Arpandi dan Patmosukismo, 1975).



Gambar 4. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 1996).

BAB III. TEORI DASAR

A. Metode *Well Logging*

1. Konsep Dasar Metode *Well Logging*

Well Logging merupakan suatu metode yang digunakan untuk mengukur parameter-parameter fisika dalam *borhole* yang beragam terhadap kedalaman sumur. Analisis petrofisika dapat diaplikasikan untuk mengetahui dan mengevaluasi formasi berupa porositas, saturasi air, dan permeabilitas yang akan digunakan untuk menentukan tahap eksplorasi dan produksi selanjutnya (Irawan dan Utama, 2009).

Suatu grafik kedalaman (kadang-kadang waktu) dari satu set kurva dengan menampilkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah, dapat diperoleh dari operasi *Logging* di sumur terbuka yang umumnya dimulai dari kedalaman maksimum (*total depth*) sampai dengan *casing shoe* disebut Log. Hasil perekaman data log akan memberikan informasi tentang sifat-sifat batuan dan fluida sesuai dengan keadaan yang sesungguhnya di dalam sumur yang akan digunakan untuk mengevaluasi kuantitas sumur tersebut. Tujuan *Logging* adalah untuk menentukan besaran-besaran fisik batuan berdasarkan sifat-sifat fisik atau petrofisik dari batuan.

Logging merupakan bagian yang penting dari proses pemboran dan penyelesaian sumur, oleh karena itu penting untuk mendapatkan data Log yang akurat dan lengkap (Harsono, 1994).

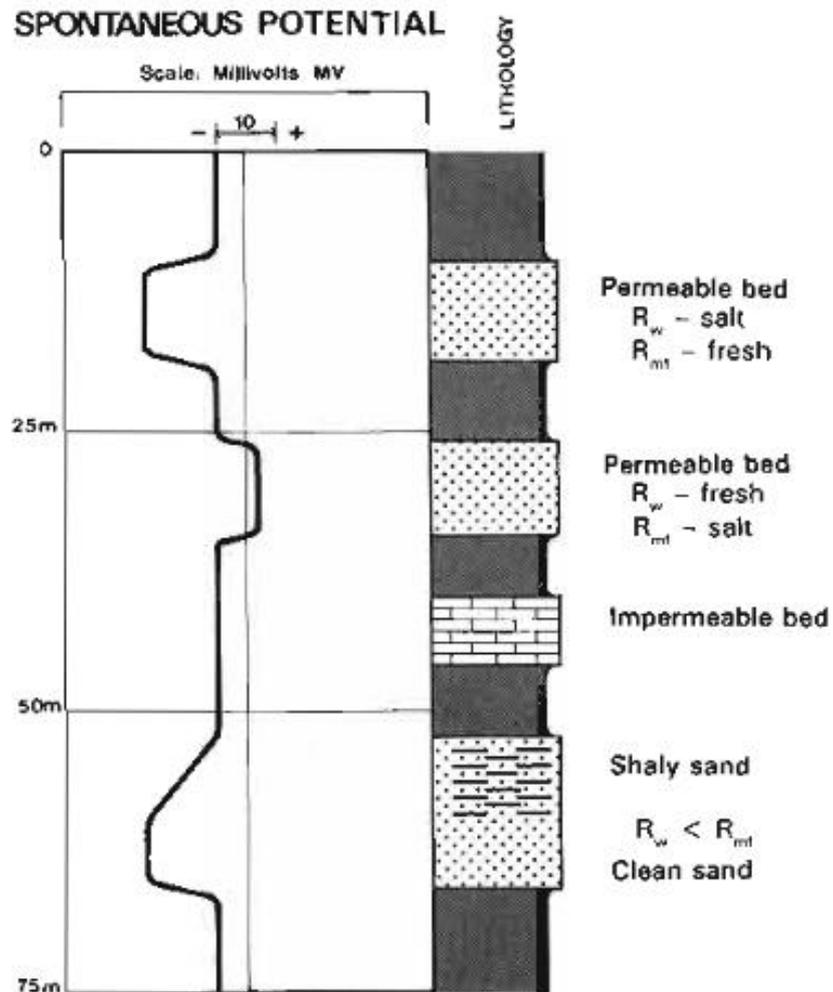
Interpretasi data Log adalah tahap yang dilakukan untuk mengevaluasi formasi dengan cara menghasilkan data dari proses perekaman alat survei *Logging* sebagai sumber informasi yang utama. Interpretasi data *logging* dapat dilakukan secara kualitatif maupun kuantitatif. Interpretasi dilakukan dengan mengkombinasikan data-data yang diperoleh dari masing-masing *Log*. Dari interpretasi kualitatif dapat diperoleh: identifikasi tipe batuan, pendeteksian adanya hidrokarbon, pendeteksian adanya lapisan *permeable*, dan penentuan batas-batas reservoir. Sedangkan interpretasi kuantitatif dapat diperoleh nilai: porositas, saturasi fluida, dan permeabilitas (Dewanto, 2018).

2. Perangkat-Perangkat *Well Logging*

a. Log *Spontaneous Potential* (SP)

Log *Spontaneous Potential* (SP) merupakan rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan yang tetap dengan elektroda yang terdapat didalam lubang bor yang bergerak naik turun. Skala Log SP adalah dalam millivolt. Log SP dapat digunakan untuk mengidentifikasi lapisan *permeable*; mencari batas-batas lapisan *permeable* dan melakukan korelasi antar sumur berdasarkan batasan lapisan tersebut; menentukan nilai resistivitas

air-formasi, R_w ; dan memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih. Dalam penyajiannya, pembacaan serpih ada di sebelah kanan sedangkan pasir yang *permeable* disebelah kiri (**Gambar 5**).



Gambar 5. Respon Kurva Log *Spontaneous Potential* (Rider, 1996)

Log SP akan memberikan respon perbedaan yang lebih kontras antara serpih dan pasir dari pada Sinar Gamma pada formasi lunak. Sedangkan pada formasi karbonat yang keras akan menunjukkan respon perubahan log SP yang sangat kecil, sehingga tidak dapat membedakan formasi yang *permeable* dan *impermeable*. Dalam hal

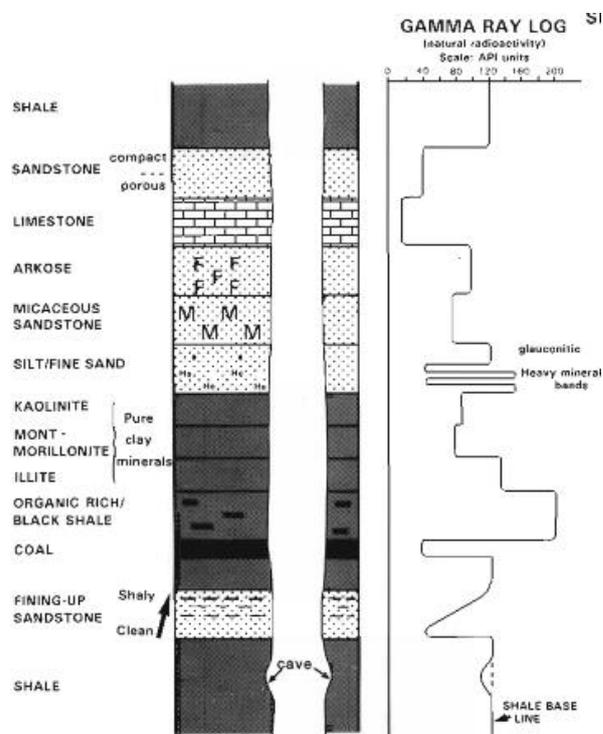
ini, lebih baik menggunakan log sinar gamma karena dapat memberikan resolusi lapisan yang lebih baik. Pada lapisan serpih tidak ada aliran listrik, sehingga potensialnya adalah konstan dengan kata lain, SP-nya rata. Pembacaan ini disebut *Shale Base Line*) (Harsono, 1994).

Pada lapisan *permeable*, aliran listrik mulai terjadi yang akan menyebabkan beda potensial negatif (relatif serpih). Respon penurunan kurva log SP tidak pernah tajam saat melewati dua lapisan yang berbeda, akan selalu memiliki sudut kemiringan. Jika lapisan *permeable* tersebut cukup tebal, maka respon log SP menjadi konstan mendekati nilai maksimumnya (SSP-*Static SP*). Memasuki lapisan serpih, situasi sebaliknya akan terjadi dan beda potensial akan kembali ke nilai serpih secara teratur (Harsono, 1994).

b. Log Gamma Ray

Prinsip dari *Log Gamma Ray* (GR) adalah suatu rekaman dari tingkat radioaktivitas alami yang terjadi karena unsur: *Uranium* (*U*), *Thorium* (*Th*), dan *Potassium* (*K*) yang ada pada batuan. Pemancaran yang terus-menerus terdiri atas semburan pendek yang berasal dari tenaga tinggi sinar Gamma dan mampu menembus batuan, sehingga dapat dideteksi oleh detektor yang memadai (umumnya jenis detektor *scintillation*). Sinar Gamma sangat efektif dalam membedakan lapisan *permeable* dan *impermeable*, karena unsur-

unsur radioaktif cenderung berpusat didalam serpih yang *impermeable* dan kurang dalam batuan karbonat atau pasir yang secara umum adalah *permeable*. Log GR diskala dalam satuan API (GAPI), diskala dari kiri ke kanan dalam 0-100 atau 0-150 GAPI. Log GR biasanya ditampilkan pada kolom pertama, bersama-sama kurva log SP dan *Caliper*. Serpih memiliki tingkat radiasi yang lebih tinggi dibandingkan batuan lain karena unsur-unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan serpih yang *impermeable*. Pada formasi *permeable* memiliki tingkat radiasi sinar gamma yang lebih rendah dan respon kurva akan cenderung ke kiri. Sehingga Log GR adalah Log permeabilitas yang bagus sekali karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan *impermeable* dari lapisan *permeable* (**Gambar 6**).



Gambar 6. Respon Kurva Log *Gamma Ray* (Rider, 1996).

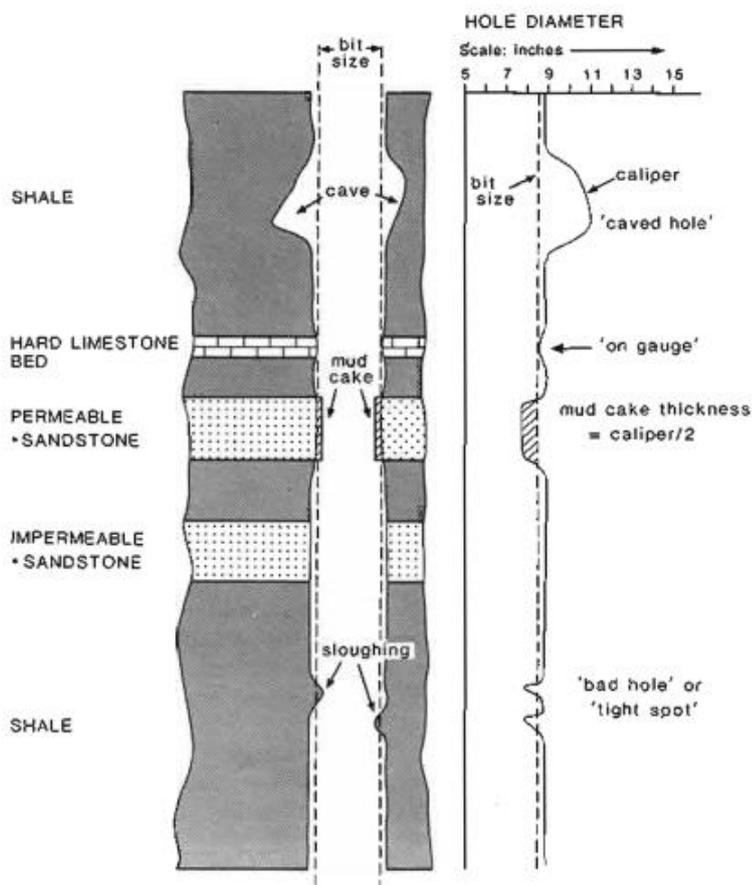
Log sinar gamma dapat digunakan untuk definisi lapisan *permeable* disaat log SP tidak berfungsi disebabkan oleh formasi yang sangat resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ($R_{mf} = R_w$), selain itu dapat juga digunakan ketika log SP tidak dapat direkam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (*oil base mud*). Log sinar gamma dapat digunakan untuk: Evaluasi kandungan serpih, V_{sh} ; Menentukan lapisan *permeable*; Evaluasi biji mineral yang radioaktif; Evaluasi lapisan mineral yang bukan radioaktif; Korelasi Log pada sumur berselubung; dan Korelasi antar sumur.

c. Log Caliper

Log Caliper adalah alat log yang digunakan untuk mengukur diameter dan bentuk lubang bor dengan menggunakan alat yang dapat diperpanjang 2, 4, atau lebih. Lengan alat log caliper dapat bergerak masuk dan keluar saat ditarik dari lubang bor, dan gerakan diubah menjadi sinyal listrik oleh potensiometer (Glover, 2012). Log caliper diplot bersama dengan ukuran bit pengeboran, ketika lubang memiliki ukuran yang sama dengan ukuran bit disebut *gauge*. Dengan perbandingan ini dimungkinkan untuk dapat memprediksi kemungkinan litologi (**Gambar 7**).

Pada saat diameter lubang sama dengan ukuran bit, hal ini menunjukkan bahwa kemungkinan litologi formasi terkonsolidasi oleh batupasir masif yang tidak *permeable*, serpihan berkapur,

batuan beku dan batuan metamorf. Dalam situasi lain, ketika diameter lubang bor lebih besar dari ukuran bit, formasi terdiri dari litologi yang dapat larut seperti pembentukan garam atau serpih rapuh (*brittle shale*), tetapi ketika diameter lebih kecil dari ukuran bit, perlu dilakukan pengembangan *mudcake* untuk formasi berpori dan *permeable* yang menunjukkan batupasir *permeable*. Log caliper dapat diaplikasikan untuk penentuan secara tepat penampang geologi lubang bor dan untuk mengidentifikasi lokasi lapisan reservoir, sehubungan dengan data yang dikumpulkan oleh metode geofisika lainnya (Javid, 2013).



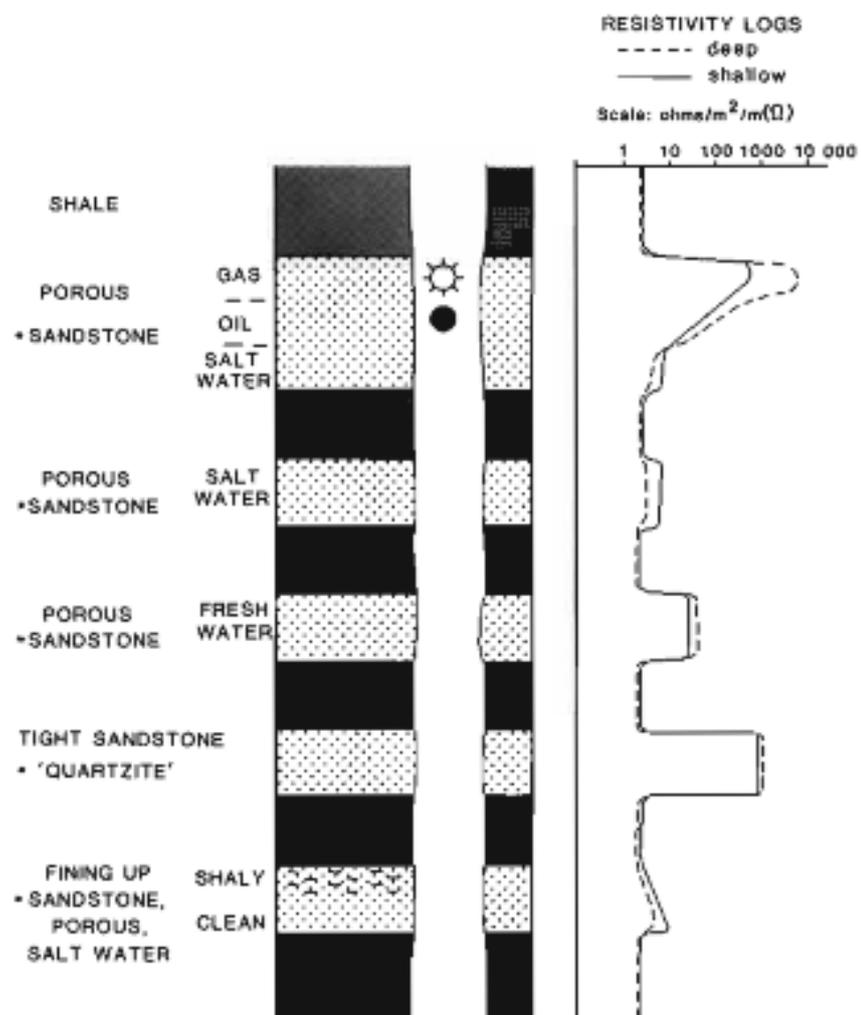
Gambar 7. Respon Caliper yang Khas Terhadap Berbagai Litologi (Rider, 1996).

d. Log Resistivitas

Log resistivitas dapat diaplikasikan untuk menentukan zona *mining area* dan zona air, mengindikasikan zona *permeable* dengan mendeterminasi porositas resistivitas. Batuan dan matrik bersifat tidak konduktif, sehingga kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori. Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (Rt) terdiri dari dua kelompok yaitu laterelog dan log induksi. Yang umum dikenal sebagai *Log Rt* adalah *LLd (Deep LatereLog Resistivity)*, *LLs (Shallow LatereLog Resistivity)*, *ILd (Deep Induction Resistivity)*, *ILm (Medium Induction Resistivity)*, dan *SFL* (Kumalasari, 2018).

Laterolog merupakan alat yang digunakan untuk mengukur resistivitas lumpur dengan resistivitas rendah dengan salinitas tinggi. Mikro resistivitas adalah alat resistivitas lain yang dirancang untuk mengukur *mudcake* resistivitas. Resistivitas dikendalikan oleh konduktivitas cairan pori. Pada sebagian besar batuan, komponen padat memiliki resistivitas lebih tinggi daripada cairan pori. Hidrokarbon memiliki resistivitas lebih tinggi daripada air tawar dan air tawar memiliki resistivitas lebih tinggi daripada air garam. Formasi serpih diindikasikan memiliki resistivitas yang lebih rendah daripada formasi batupasir karena keberadaan air yang terikat dalam lempung (Javid, 2013).

Ada beberapa prinsip umum log resistivitas sebagai indikator jenis litologi dan fluida. Menurut (**Gambar 8**) tidak ada pemisahan antara log resistivitas dalam dan dangkal ketika formasi *impermeable* (serpih). Sebaliknya, pemisahan antara dua log resistivitas menunjukkan zona *permeable* (batu pasir). Resistivitas tinggi dalam formasi batu pasir yang ketat terkait dengan sementasi atau kompaksi. Sedangkan batupasir berpori yang diisi dengan air menunjukkan resistivitas yang rendah (Javid, 2013).



Gambar 8. Respons Log Resistivitas yang khas (Rider, 1996).

e. Log Neutron

Prinsip dari log *neutron* adalah merekam *Hidrogen Index* (HI) dari formasi. *Hidrogen Index* merupakan indikator kelimpahan kandungan hidrogen dalam formasi (dengan asumsi atom H berasal dari HC atau Air). Satuan pengukuran dinyatakan dalam satuan PU (*Porosity Unit*) (Rider, 1996). Alat yang digunakan pada log neutron adalah alat *neutron* terkompensasi (*Compensated Neutron Tool*) atau disingkat CNT yang dikombinasikan dengan LDT dan *gamma ray*. Kombinasi log *neutron*-densitas akan memberikan evaluasi litologi pintas dan indikator gas yang ampuh. Prinsip kerja dari alat CNT ini adalah hasil pemancaran partikel *neutron* dari sumber *neutron* ke dalam formasi (Kumalasari, 2018).

Log neutron pada **Gambar 9** menunjukkan indeks hidrogen yang diubah menjadi unit porositas *neutron*. Beberapa faktor yang mempengaruhi nilai porositas pada kurva neutron, yaitu sebagai berikut (Telford dan Geldart dalam Kumalasari, 2018):

1. *Shale* atau *Clay*

Harga porositas neutron akan membesar apabila terdapat kehadiran serpih dalam lapisan *permeable*.

2. Kandungan Air Asin atau Air Tawar

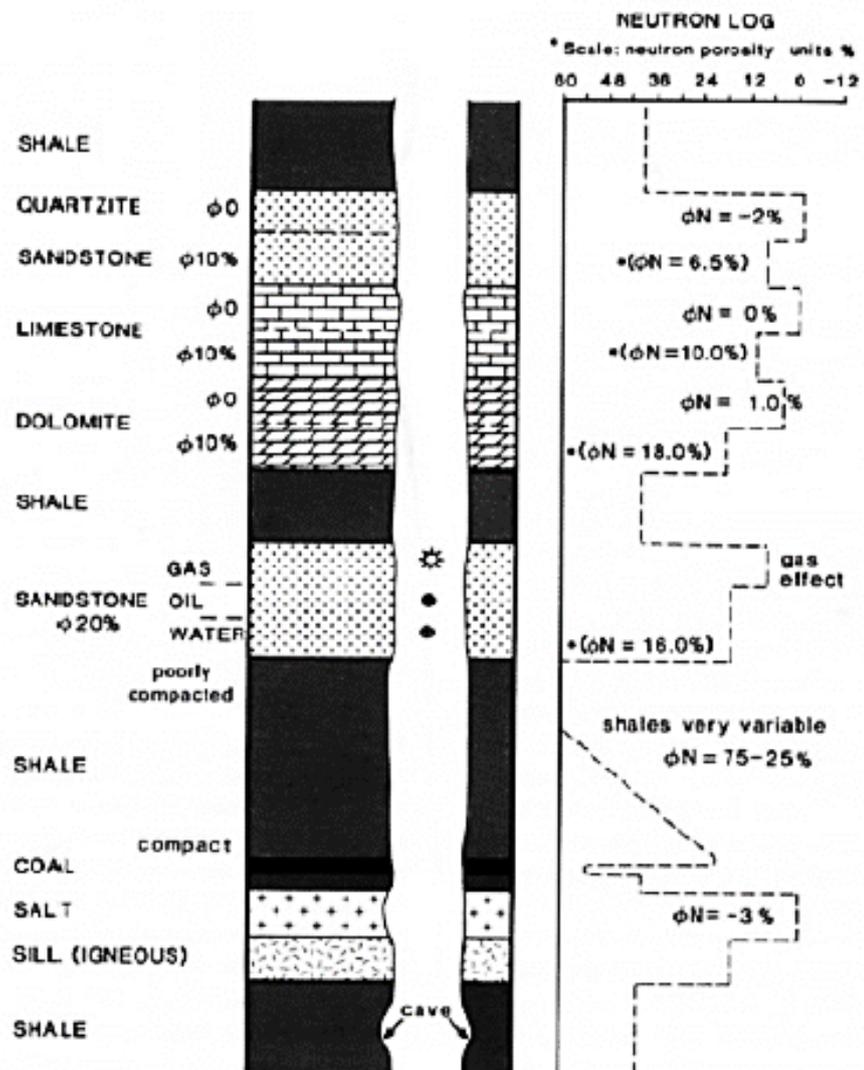
Harga porositas neutron akan membesar jika terdapat kehadiran kandungan air asin maupun air tawar.

3. Kandungan Minyak.

Harga porositas neutron akan menurun apabila terdapat sedikitnya persentase air pada batuan yang didominasi oleh minyak.

4. Kandungan Gas

Harga porositas neutron akan mendekati batuan yang kompak yaitu 2 sampai 6 % apabila lapisan tersebut mengandung gas dan sedikit mengandung air.



Gambar 9. Identifikasi Litologi Berdasarkan *Log Neutron* (Rider, 1996).

f. Log Densitas

Log densitas merupakan pengukuran Log porositas yang mengukur densitas elektron suatu formasi. Prinsip kerja log densitas adalah suatu sumber radioaktif dari alat pengukur dipancarkan sinar gamma dengan intensitas energi tertentu menembus batuan. Batuan terbentuk dari butiran mineral, mineral tersusun dari atom-atom yang terdiri dari proton dan elektron. Partikel sinar *gamma* bertumbukan dengan elektron-elektron dalam batuan. Akibat tumbukan ini sinar gamma akan mengalami pengurangan energi. Energi yang kembali sesudah mengalami benturan akan diterima oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya.

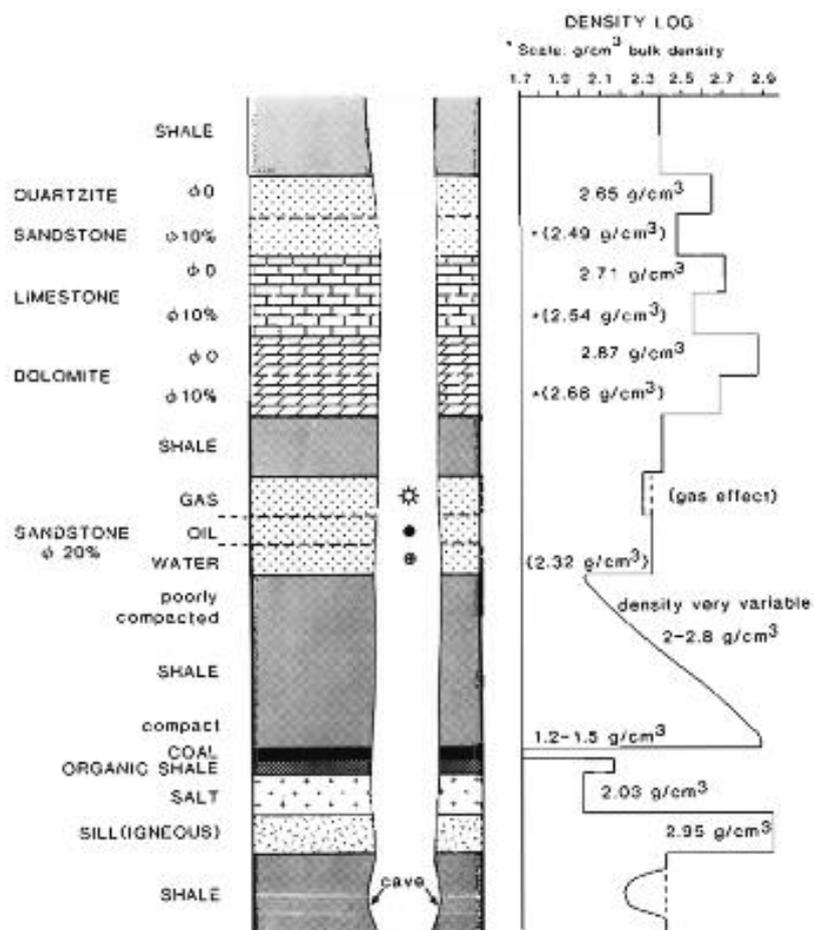
Pada **Gambar 10** dibawah ini, merupakan gambaran respon *Log* densitas terhadap jenis litologi batuan. Semakin lemahnya energi yang kembali menunjukkan semakin banyaknya elektron-elektron dalam batuan, yang berarti semakin padat butiran penyusun batuan persatuan volume. Besar kecilnya energi yang diterima oleh detektor tergantung dari:

1. Besarnya densitas kandungan yang ada dalam pori-pori batuan.
2. Besarnya porositas batuan.
3. Besarnya densitas matriks batuan (Afriani, dkk. dalam Kumalasari, 2018).

Pada **Tabel 1.** berikut ini menjelaskan klasifikasi nilai densitas batuan berdasarkan jenis batumannya, menurut Telford, dkk., (1990):

Tabel 1. Klasifikasi nilai densitas berdasarkan jenis batuan (Telford, 1990).

<i>Rock Type (Sediments)</i>	<i>Density Range (gr/cm³)</i>	<i>Density Average (gr/cm³)</i>
Overbuden		1.92
Soil	1.2-2.4	1.92
Clay	1.63-2.6	2.21
Gravel	1.7-2.4	2
Sand	1.7-2.3	2
Sandstone	1.61-2.76	2.35
Shale	1.77-3.2	2.4
Limestone	1.93-2.90	2.55
Dolomite	2.26-2.90	2.7



Gambar 10. Identifikasi Litologi Berdasarkan Log Densitas (Rider, 1996).

B. Analisis Inti Batuan Reservoir

1. Pengertian Analisis Inti Batuan Reservoir

Batuan inti (*core*) merupakan sampel atau contoh batuan yang diambil dari bawah permukaan pada kedalaman yang prospek menggunakan metode tertentu oleh perusahaan minyak atau tambang untuk keperluan lebih lanjut. Data *core* merupakan data yang paling baik untuk mengetahui kondisi bawah permukaan, namun karena panjangnya terbatas maka dituntut untuk mengambil data-data yang ada secara maksimal. Data yang diambil meliputi jenis batuan, tekstur, struktur sedimen dan sifat fisik batuan itu sendiri. *Core* dibagi menjadi dua, yaitu (Dewanto, 2016):

- a. *Conventional core*, merupakan *core* yang diambil bersamaan dengan proses pemboran.
- b. *Sidewall core*, merupakan *core* yang diambil pada saat melakukan *wireline Logging*.

Alasan utama dilakukannya pengambilan data *core* lapangan adalah (Dewanto, 2016):

- a. Keperluan stratigrafi, dimana perusahaan minyak akan mengambil data formasi *core* pada daerah *development well*.
- b. Keperluan analisis ada tidaknya kandungan hidrokarbon pada formasi tersebut, dimana perusahaan minyak akan mengambil data *core* pada daerah yang belum terbukti ada kenampakan hidrokarbonnya (*wild cat* atau *exploratory*).

Analisis inti batuan (*Core Analysis*) adalah suatu tahapan analisa yang dilakukan setelah diperolehnya contoh formasi dibawah permukaan (*core*). Analisa Inti Batuan (*Core Analysis*) bertujuan untuk menentukan secara langsung informasi tentang sifat-sifat fisik batuan yang ditembus selama pemboran, dimana dalam pemboran ekplorasi dapat digunakan untuk mengevaluasi kemungkinan dapat diproduksinya hidrokarbon dari suatu sumur, sedangkan tahap eksploitasi dari suatu reservoir dapat digunakan untuk pegangan melaksanakan *well completion* dan merupakan suatu informasi penting untuk melaksanakan proyek *secondary* dan *tertiary recovery*. Selain itu, data inti batuan ini juga berguna sebagai bahan pembanding dan kalibrasi pada metode *Log ging*. Prosedur Analisis Inti Batuan pada dasarnya terdiri atas 2 bagian, yaitu :

- a. Analisis inti batuan rutin (*Routine Core Analysis*), umumnya melakukan pengukuran porositas (*porosity*), permeabilitas absolut (*absolute permeability*) dan saturasi fluida (*saturation*).
- b. Analisis inti batuan spesial (*Special Core Analysis*), dapat dikelompokkan menjadi dua, yaitu:
 - Pengukuran pada kondisi statis, meliputi tekanan kapiler, sifat-sifat listrik dan cepat rambat suara, *grain density*, *wettability*, kompresibilitas batuan, permeabilitas dan porositas fungsi tekanan (*Net Over Burden*) dan studi *petrography*.
 - Pengukuran pada kondisi dinamis meliputi permeabilitas relatif, *thermal-recovery*, gas residual, *water flood evaluation*, *liquid*

permeability (completion evaluation, work over dan injection fluid meliputi surfactant dan polymer).

2. Sifat Fisik Batuan Reservoir

Sifat fisik batuan reservoir adalah sifat yang dimiliki formasi batuan yang berhubungan dengan sifat fisika, kelistrikan, kemagnetan, dan sebagainya. Sifat-sifat fisik batuan formasi tersebut antara lain: sifat radioaktif (*Natural Gamma Ray*), Saturasi Fluida (*Fluids Saturatuion*), Porositas (*Porosity*), Permeabilitas (*Permeability*), Densitas Batuan (*Density*), Ukuran Butir (*Grain Size*), Sifat Kelistrikan, Sifat Kebasahan (*Wettability*), Tekanan Kapiler (*Capillary Pressure*), Kompresibilitas Batuan (*Rock Compressibility*), dan sebagainya (Adim, 1993).

Sifat-sifat batuan yang penting untuk analisa *Log* adalah porositas, kejenuhan air, dan permeabilitas. Dengan dua parameter yang pertama banyaknya hidrokarbon di lapisan formasi dapat dihitung, sedangkan dengan parameter terakhir, dapat ditunjukkan pada tingkat mana hidrokarbon dapat diproduksi (Harsono, 1994).

C. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika dilakukan untuk menghasilkan data-data yang diperlukan pada proses analisis *geoLog* i lebih lanjut. Data-data yang dihasilkan dari analisis petrofisika yaitu seperti penyediaan parameter-parameter dibawah ini:

1. Volume Shale (V_{sh})

Data *Log* yang digunakan untuk mengidentifikasi zona *permeable* dan *impermeable* adalah data *Log* GR. Respon GR yang rendah mengindikasikan bahwa pada lapisan tersebut merupakan lapisan yang *permeable*, sedangkan respon GR yang tinggi mengindikasikan bahwa pada lapisan tersebut merupakan lapisan yang *impermeable*. Data dari *Log* GR dipadukan dengan data dari *Log* SP. Data *Log* GR dipakai untuk menentukan volume *shale*, dapat dilihat pada **Persamaan 1**. Untuk lapisan yang *permeable* *Log* SP menunjukkan defleksi. Arah defleksi dari *Log* SP tergantung dari nilai R_{mf} dan R_w pada lapisan tersebut (Irawan dan Utama, 2009). Persamaan respon linier:

$$V_{SH} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{maks} - GR_{min}} \quad (1)$$

Log gamma ray memiliki beberapa persamaan empiris seperti respon persamaan linier. Sedangkan persamaan non-linier memiliki respon berdasarkan formasi dan kondisi geografis, sehingga semua persamaan non-linier lebih *optimistic* dalam memperkirakan kandungan *shale*. Oleh sebab itu, persamaan linier perlu disesuaikan dengan persamaan non linier (Asquith and Krygowski, 2004). Persamaan non-linier:

a. Larionov (1969) untuk *Tertiary Rock*,

$$V_{SH} = 0.083 (2^{(3.7 \times I_{GR})} - 1) \quad (2)$$

b. Larionov (1969) untuk *Older Rock*,

$$V_{SH} = 0.33 (2^{(3.7 \times I_{GR})} - 1) \quad (3)$$

c. Stieber (1970) untuk *South Louisiana Miocene and Pliocene*,

$$V_{SH} = I_{GR} = \frac{I_{GR}}{3 - 2 \times I_{GR}} \quad (4)$$

d. *Clavier* (1971)

$$V_{SH} = 1.7 - [(3.38) - (I_{GR} + 0.7)^2]^{1/2} \quad (5)$$

2. Porositas

Porositas merupakan karakteristik fisik paling terkenal dari reservoir minyak bumi dan sebagai properti batuan yang sangat penting karena dapat digunakan untuk mengukur volume potensial hidrokarbon di batuan reservoir (Hu dan Huang, 2017). Adapun faktor-faktor yang mempengaruhi besaran porositas adalah ukuran butir, pemilahan (*sorting*) butir, bentuk atau kebundaran (*roundness*) butir, kompaksi dan sementasi, retakan dan rekahan pelarutan, dan rekristalisasi (Adim, 1993).

Porositas suatu batuan didefinisikan sebagai rasio volume kosong dari batu terhadap total volume batuan, secara matematis dinyatakan dalam

Persamaan 6 sebagai berikut:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_b} \times 100\% \quad (6)$$

dimana, \emptyset merupakan porositas batuan, %; V_p merupakan volume pori atau ruang kosong dalam batuan, cm^3 ; V_b merupakan volume total batuan, cm^3 .

Dalam batuan reservoir, porositas tinggi juga dapat ditemukan karena disolusi (porositas sekunder), terutama pada karbonat. Secara umum, porositas bisa sangat rendah pada batuan karbonat. Dalam beberapa

kasus, porositas total batuan karbonat mungkin sangat tinggi, tetapi permeabilitasnya bisa sangat rendah karena pori-pori dan *vug* yang membentuk struktur pori tidak terhubung. Dalam massa karbonat yang rekah, porositas matriks dapat serendah 1%. Batuan berair dan metamorf hampir selalu memiliki porositas kurang dari 1%. Batupasir, umumnya, berada pada kisaran 5–25%. Pada **Tabel 2** berikut ini memberikan kisaran perkiraan porositas untuk beberapa litologi umum:

Tabel 2. Kisaran Nilai Porositas Batuan (Paul dalam Hu dan Huang, 2017).

No.	LitoLog i	Rentang Nilai Porosity (%)
1	<i>Unconsolidated sands</i>	35 – 45
2	Batupasir Reservoir	15 – 35
3	Batupasir Padat	1 – 15
4	Batuan Karbonat Padat	< 1 – 5
5	Serpilh	0 – 45
6	Lempung	0 – 45
7	<i>Massive limestone</i>	5 – 10
8	<i>Vuggy limestone</i>	10 – 40
9	Dolomit	10 – 30
10	Kapur	5 – 40
11	Granit	< 1
12	<i>Basalt</i>	< 0.5
13	<i>Gneiss</i>	< 2
14	Konglomerat	1 – 15

Data *Log* yang digunakan untuk menghitung porositas adalah perpaduan antara data *Log* densitas dan neutron. Nilai porositas dari *Log* densitas (ϕ_d) ditentukan dengan menggunakan **Persamaan 7**. Sedangkan untuk *Log* neutron langsung menunjukkan nilai porositas (ϕ_n) (Irawan dan Utama, 2009):

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (7)$$

$$\phi_{DC} = \phi_D - (V_{SH} \times \phi_{DSH}) \quad (8)$$

$$\phi_{NC} = \phi_N - (V_{SH} \times \phi_{NSH}) \quad (9)$$

$$\phi_{tot} = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad (10)$$

$$\phi_{eff} = \sqrt{\frac{(\phi_{DC}^2) + (\phi_{NC}^2)}{2}} \quad (11)$$

Keterangan:

ϕ_D = Porositas Densitas (fraksi)

ρ_{ma} = Densitas matriks batuan (gr/cc)

ρ_b = Densitas matriks batuan dari *Log* (gr/cc) atau RHOB

ρ_f = Densitas fluida batuan (1,1 untuk *mud*, 1 untuk *fresh water*)

ϕ_{tot} = Porositas total (fraksi)

ϕ_N = Porositas neutron / NPHI

ϕ_{DC} = Koreksi porositas densitas

ϕ_{NC} = Koreksi porositas neutron

ϕ_{DSH} = Porositas densitas *shale* terdekat

ϕ_{NSH} = Porositas neutron *shale* terdekat

V_{sh} = *Volume shale*

Menurut Koesoemadinata (1980), penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas dari suatu reservoir adalah seperti yang terlihat pada **Tabel 3** berikut ini.

Tabel 3. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1980)

Harga Porositas	Skala
0-5	Diabaikan
5-10	Buruk
10-15	Cukup
15-20	Baik
20-25	Sangat Baik
>25	Istimewa

Pada **Tabel 4** berikut ini menjelaskan nilai densitas dari berbagai macam *litoLog* i. Perbedaan nilai densitas tiap litologi dipengaruhi oleh matriks batuan, porositas dan fluida pengisi.

Tabel 4. Densitas Matriks Berbagai Litologi (Schlumberger dalam Kumalasari, 2018).

Litologi/Mineral	$\rho_{ma}(\text{gr/cm}^3)$
Batupasir	2.65
Batugamping	2.71
Dolomit	2.876
Anhidrit	2.977
Garam	2.032

3. Resistivitas Air Formasi (R_w)

Resistivitas air formasi (R_w) ditentukan berdasarkan metode picket plot dengan menggunakan kurva silang antara $PHIE$ (porositas efektif) dengan R_t (resistivitas formasi). Selain itu, Nilai R_w juga bias didapatkan dengan mencari lapisan reservoir yang terisi penuh dengan air ($S_w = 1$). Sehingga dengan menganggap nilai $a = 1$, $m = 2$, $n = 2$, maka **Persamaan 12** menjadi (Irawan dan Utama, 2009):

$$R_w = \phi R_t \quad (12)$$

Lapisan yang terisi penuh dengan air ditandai dengan rendahnya respon *Log* resistivitas dan berhimpitnya kurva *Log* neutron dan kurva *Log* densitas.

4. Saturasi Air (S_w)

Kejenuhan air ditandai dengan S_w (Saturasi air), merupakan bagian dari ruang pori yang berisi air. Sisa bagian yang berisi minyak atau gas disebut kejenuhan hidokarbon, (S_h), sama dengan $(1-S_w)$. Asumsi umum adalah bahwa reservoir mula-mula terisi air dan selang masa perubahan *geoLog* i, minyak atau gas yang terbentuk di tempat lain pindah ke formasi berpori, menggantikan air pada ruang pori yang lebih besar. Akan tetapi hidrokarbon pindahan ini tidak pernah bisa menggantikan semua air. Ada kejenuhan air-sisa (*irreducible water saturation, S_{wirr}*), yang menunjukkan air yang tertinggal karena tegangan permukaan pada permukaan butiran, kontak butiran, dan didalam celah-celah yang sangat kecil (Harsono, 1994).

Beberapa faktor yang mempengaruhi saturasi air (S_w) dalam reservoir antara lain (Adim, 1993):

- a. Ukuran dan distribusi pori
- b. Ketinggian diatas *free level water* (karena adanya adhesi dan tekanan kapiler).
- c. Wettabilitas batuan

Menurut (Pierre dalam Hu dan Huang, 2017) ada beberapa macam saturasi air, antara lain:

- a. *Swirr (Irreducible Water Saturation)* merupakan saturasi air yang tidak dapat direduksi, berada di bawah atau di mana air tidak dapat mengalir.
- b. *Swc (Connate Water Saturation)* merupakan saturasi air mula-mula. "Connate" menyiratkan asal, berasal dari pembentukan batu. Ini adalah kejenuhan air yang terperangkap di pori-pori selama pembentukan batuan.
- c. *Swi (Initial Water Saturation)* merupakan saturasi air awal atau asli saat ditemukannya.

Saturasi fluida didefinisikan sebagai fraksi volume pori yang ditempati oleh fluida yang diberikan dalam batuan reservoir, sering dinyatakan sebagai persentase (Hu dan Huang, 2017):

$$S_i = \frac{V_i}{V_p} \times 100\% = \frac{V_i}{\phi V_b} \times 100\% \quad (13)$$

dimana, i menunjukkan fluida ke- i pada batuan reservoir (seperti minyak, gas, air); V_i adalah volume fluida ke- i yang diisi pori-pori batuan, cm^3 ; V_p adalah volume total pori-pori batuan, cm^3 ; V_b adalah volume total batuan, cm^3 . Dipori-pori batuan yang mengandung minyak, selalu ada air yang telah ada sebelum hidrokarbon terperangkap. Jika minyak, gas, dan air secara simultan ada di batuan reservoir, saturasi setiap fluida ditentukan oleh persamaan berikut ini:

Saturasi Minyak (*Oil Saturation*):

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \times 100\% \quad (14)$$

Saturasi Gas (*Gas Saturation*):

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \times 100\% \quad (15)$$

Saturasi Air (*Water Saturation*):

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100\% \quad (16)$$

Berikut ini hubungan saturasi minyak, gas, dan air dalam reservoir. Ini adalah kondisi kontinuitas.

$$S_o + S_g + S_w = 100\% \quad (17)$$

Pada analisis data *Log*, nilai S_w dihitung dengan menggunakan metode *Simandoux*. Metode ini menggunakan log densitas dan neutron untuk menentukan porositas. Volume pengotor dapat dihitung menggunakan log GR, SP, dan indikator kehadiran *shale* lainnya (Dwiyono dan Winardi, 2014):

$$S_w = \frac{0.4 \times R_w}{\phi^2} \left[\sqrt{\frac{5 \cdot \phi^2}{R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (18)$$

Keterangan:

S_w : Saturasi Air (Dec)

ϕ : Porositas Efektif (Dec)

R_w : Resistivitas Air Formasi (ohm.m)

R_t : Resistivitas Formasi dibaca dari kurva LLD (ohm.m)

V_{sh} : Volume *Shale* (Dec)

R_{sh} : Resistivitas *Shale* (ohm.m)

5. Permeabilitas (k)

Permeabilitas ditandai dengan k dinyatakan dalam mD (*milidarcies*), merupakan kemampuan mengalir dari cairan formasi. Permeabilitas sangat bergantung pada ukuran butir dari batuan. Sedimen butiran esar dengan pori-pori besar mempunyai permeabilitas tinggi, sedangkan batuan berbutir halus dengan pori-pori kecil dan alur yang berliku-liku mempunyai permeabilitas rendah (Harsono, 1994). Permeabilitas adalah sifat dari pada batuan yang merupakan kemampuan batuan tersebut untuk melewatkan fluida. Secara kuantitatif, besarnya permeabilitas suatu batuan ditentukan berdasarkan rumus darcy (untuk aliran laminar dan *viscous*). Darcy merumuskan bahwa kecepatan alir, sebagai berikut:

$$Q = \frac{k \times A \times (P_0 - P_1)}{\mu \times L} \quad (19)$$

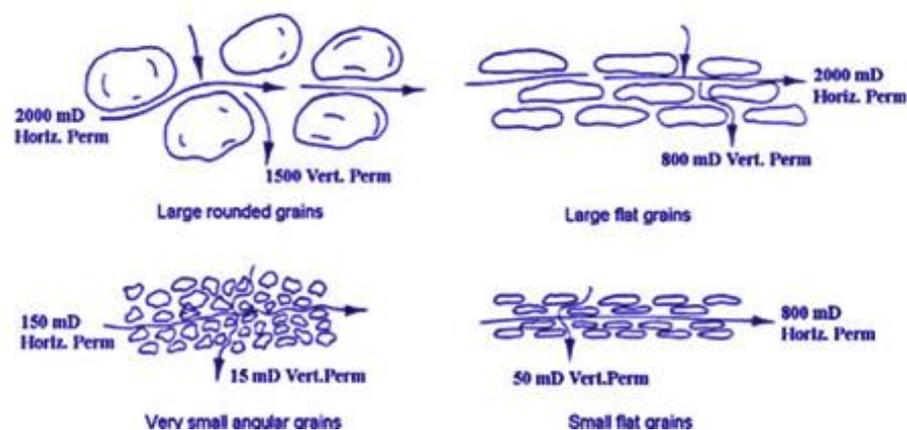
dimana, k adalah permeabilitas (Darcy), Q adalah debit aliran fluida (volume per satuan waktu), P_0 adalah tekanan dari luar fluida (psi), P_1 adalah tekanan di dalam pipa (psi), μ adalah viskositas (cp), A adalah luas penampang (cm^2), dan L adalah panjang sampel (cm) (Dvorkin dalam Handoyo, dkk., 2018).

Pada umumnya, pemakaian istilah permeabilitas dibedakan menjadi (Adim, 1993):

- a. Permeabilitas Absolut, yaitu jika fluida yang mengalir dalam porous media terdiri dari satu macam fluida (gas, air, atau minyak).

- b. Permeabilitas Efektif, yaitu bila fluida yang mengalir lebih dari satu macam fluida. Atau kemampuan dari batuan untuk dialiri fluida dengan adanya fluida lain di dalam batuan tersebut.
- c. Permeabilitas Relatif, yaitu perbandingan permeabilitas efektif terhadap permeabilitas absolut.

Karena struktur pori dan porositas batuan pada dasarnya ditentukan oleh tekstur kerangka batuan, maka juga akan mengontrol permeabilitas batuan. Dari sudut pandang tekstur batuan, faktor-faktor utama yang terlibat meliputi: ukuran butir, penyortiran, susunan butir, komponen, dan konten sementasi, dan jenis sementasi, dan sebagainya. Bentuk dan tekstur partikel sangat mempengaruhi permeabilitas. Partikel memanjang atau tidak teratur membuat jalur aliran lebih berliku daripada partikel bola (**Gambar 11**). Selain itu, partikel dengan tekstur permukaan yang kasar akan memberikan hambatan gesekan lebih besar untuk mengalir daripada partikel bertekstur halus. Dengan demikian, baik bentuk memanjang dan tekstur kasar akan mengurangi laju cairan yang mengalir melalui batuan maka akan mengurangi permeabilitas batuan.



Gambar 11. Parameter dan Tekstur Permeabilitas (Modifikasi dari Beard and Weyl, 1973).

Pada data *Log* , besarnya permeabilitas suatu batuan tergantung pada porositas dan saturasi air dan dapat dihitung dengan menggunakan

Persamaan 20 berikut ini:

$$k = a \frac{\phi^b}{S_w^c} \quad (20)$$

Keterangan:

k = Permeabilitas (*milidarcies*)

ϕ = Porositas efektif (fraksi)

S_w = Saturasi air (fraksi)

a = Konstanta (*Schlumberger* = 10000, *Morris Biggs Gas* = 6241, *Morris Biggs Oil* = 62500, *Timur* = 8581)

b = Konstanta (*Schlumberger* = 4.5, *Morris Biggs Gas* = 6, *Morris Biggs Oil* = 6, *Timur* = 4.4)

c = Konstanta (*Schlumberger* = 2, *Morris Biggs Gas* = 2, *Morris Biggs Oil* = 2, *Timur* = 2)

D. *Computed Tomography (CT) Scan*

1. Pengertian *CT Scan* dan Terapannya

Computed Tomography (CT) Scan merupakan penggambaran tomografi dimana pemrosesan geometri digunakan untuk menghasilkan sebuah gambar atau citra bagian dalam sebuah objek dari suatu seri besar gambar sinar-x diambil dalam satu putaran “*axis*”. Kata tomografi berasal dari bahasa Yunani, yaitu *tomos* merupakan potongan dan *graphia* merupakan penggambaran. *Computed tomography (CT)* adalah bentuk khusus dari tomografi dimana komputer digunakan untuk membuat rekonstruksi matematika dari tomografi atau *slice* (Thayalan, 2014). Berikut ini merupakan gambar alat *CT-Scan* (**Gambar 12**):



Gambar 12. *CT Scanner* (Rachman, 2015)

CT Scan umumnya digunakan pada bidang kedokteran untuk mendiagnosa kelainan pada organ tubuh mulai dari kepala, leher, rongga dada, rongga perut, tulang belakang, dan anggota tubuh lainnya (Bontrager, 2010). Selain itu, *CT Scan* dapat digunakan untuk

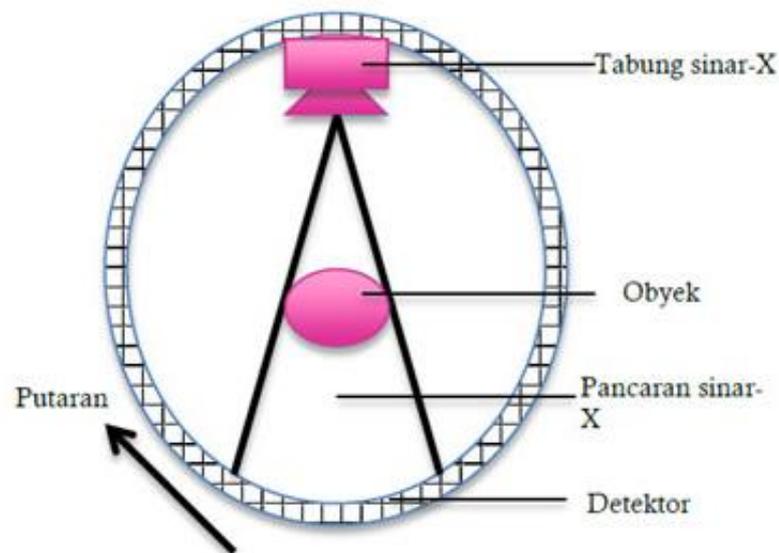
perhitungan parameter fisik batuan dengan menggunakan simulasi komputer (digital). Simulasi digital dilakukan untuk membuat model atau memvisualisasikan perbedaan antara pori dan matrik batuan dan dapat digunakan untuk memprediksi nilai porositas, permeabilitas, konduktivitas listrik, densitas, dan parameter elastisitas batuan. Citra digital batuan dapat diperoleh dari pemindaian menggunakan *CT Scan* dan dikombinasikan dengan digital *software* simulasi. Selain itu, citra digital telah diterapkan untuk memvisualisasikan batuan dan memprediksi parameter fisik (*Arns dan Knackstedt, 2012; Dvorkin, 2009; Handoyo, dkk., 2014*).

Teknik yang lebih canggih dari teknik *Roentgen* ditemukan dan dikembangkan oleh *Godfrey Hounsfield* yang kemudian dikenal sebagai *CT (computed tomography) scan*. Dasar pemikiran dari temuannya adalah bahwa suatu benda yang disimpan dalam kotak tertutup dapat diketahui bentuknya tanpa merusak kotaknya dengan melakukan pembacaan *x-ray* dari berbagai sudut dari benda tersebut. Sebagai seorang ahli komputer dan radar, dia kemudian menciptakan aplikasi yang dapat menggabungkan gambar *x-rays* yang diambil dari berbagai sudut untuk menghasilkan gambar dari obyek dalam bentuk irisan (*slices*) (*Hounsfield, 1973*).

2. Prinsip Kerja *CT Scan*

Secara umum *CT scan* terdiri atas empat perangkat alat utama yaitu sumber radiasi, sistem deteksi (detektor), manipulator mekanis dan komputer beserta monitor. Sumber radiasi berfungsi untuk melepaskan radiasi ke obyek yang kemudian ditangkap oleh detektor, sumber radiasi dan detektor berputar mengelilingi obyek selama proses *scanning* berlangsung. Manipulator mekanis berfungsi untuk menentukan geometri gerak *scanner* yang tergantung “generasi” *CT Scan*. Komputer berfungsi untuk mengolah data yang kemudian ditayangkan pada monitor sehingga diperoleh gambar irisan atau penampang 2 dimensi (2-D) atau peta distribusi internal 3 dimensi (3-D) obyek yang di-*scan*. Cara kerja *CT Scan* mirip dengan perangkat radiografi lainnya yaitu keduanya menggunakan intensitas radiasi terusan setelah melewati suatu obyek untuk membentuk citra atau gambar. Perbedaan mendasar dari kedua perangkat ini adalah pada teknik yang digunakan untuk memperoleh citra dan pada citra yang dihasilkan. Konvensional *X-ray* menampilkan obyek hanya dari satu sisi saja dan gambar yang dihasilkan seperti sebuah bayangan yang terekam pada sebuah film. Pada teknik CT, tabung *X-ray* dan sistem deteksi berputar mengelilingi obyek yang di-*scan* (**Gambar 13**). Sumber radiasi yang berputar mengelilingi obyek akan melepaskan sinar yang kemudian melewati/ menembus obyek. Detektor yang juga berputar mengelilingi obyek, mengukur intensitas dari sinar X yang telah melewati obyek. Komputer kemudian menghitung nilai dari

koefisien atenuasi linear obyek (μ) sebagai fungsi dari posisi di dalam penampang lintang obyek. Dengan cara tersebut, informasi penampang melintang obyek akan diperoleh dari banyak sudut proyeksi. Dari informasi tersebut, penampang melintang obyek dalam bentuk 3-D kemudian direkonstruksi.



Gambar 13. Gambar Skematik Cara Kerja *CT Scan* (Modifikasi dari Rachman, 2015).

3. Hubungan *CT Scan* dengan Batuan

Menurut Handoyo, dkk. (2015), Ada beberapa hubungan antara *CT Scan* dengan batuan seperti berikut ini:

1. Dapat memvisualisasikan perbedaan antara pori dan kepadatan matriks.
2. *CT Scan* dapat dikombinasikan dengan simulasi digital yang mampu memberikan hasil visualisasi pori, kepadatan matriks

batuan, sehingga dapat dilakukan prediksi nilai porositas dan permeabilitas.

4. Hubungan *CT-Scan* dengan *CT Number*

Ketika *Hounsfield* berhasil menemukan *CT-Scanner* dengan menggunakan berkas sinar homogen, oleh sebab berkas sinar tersebut memuaskan pada awal penelitiannya. Maka digunakan pada hukum *Lamber-Beer*, hubungan eksponensial menguraikan apa yang terjadi pada foton saat melewati jaringan, dengan menggunakan persamaan dibawah berikut ini (Seeram, 2001) :

$$I = I_0 e^{(-\mu x)} \quad (21)$$

dimana, I merupakan Intensitas sinar-x setelah melewati objek. I_0 merupakan Intensitas sinar-x pada waktu penyinaran. x merupakan panjang objek. μ merupakan koefisien atenuasi linear. Rumus yang berhubungan dengan koefisien tersebut adalah :

$$CT_{number} = \left\{ \frac{(\mu_{sampel} - \mu_{water})}{\mu_{water}} \right\} \times 1000 \quad (22)$$

dimana, nilai maksimal besaran *CTnumber* adalah sebesar 1000 HU (*Hounsfield Unit*). Udara memiliki nilai *CTnumber* yang terendah yaitu -1000 HU (*Hounsfield Unit*), sedangkan air memiliki nilai *CTnumber* sebesar 0 HU (*Hounsfield Unit*).

5. Hubungan *CT Number* dengan Porositas

Hubungan *CT Number* dengan Porositas (Saner, 1933-1934) :

$$CT_{number} = CT_{matrix} (1 - \emptyset) + CT_{air} \cdot \emptyset \quad (23)$$

$$CT_{air} \cdot \emptyset = CT_{number} - CT_{matrix} (1 - \emptyset) \quad (24)$$

$$CT_{air} \cdot \emptyset = 1 - \frac{CT_{matrix} (1 - \emptyset)}{CT_{average}} \quad (25)$$

$$CT_{number} = CT_{matrix} - CT_{matrix} \cdot \emptyset - CT_{air} \cdot \emptyset \quad (26)$$

$$CT_{matrix} \cdot \emptyset - CT_{air} \cdot \emptyset = CT_{number} - CT_{matrix} \quad (27)$$

$$(CT_{matrix} - CT_{air}) \emptyset = CT_{number} - CT_{matrix} \quad (28)$$

$$\emptyset = \frac{CT_{number} - CT_{matrix}}{CT_{matrix} - CT_{air}} \quad (29)$$

$$\emptyset = -\frac{CT_{number}}{CT_{matrix}} + 1 \quad (30)$$

$$\emptyset = 1 - \frac{CT_{number}}{CT_{matrix}} \quad (31)$$

dimana, \emptyset adalah porositas; %. CT_{number} adalah Rata-rata nilai CT *Number*. CT_{matrix} adalah Nilai CT matrik batuan. CT_{air} adalah Nilai CT udara ; -1000 HU.

Rasio antara volume ruang kosong (pori) dan volume batuan seluruhnya disebut porositas. Penentuan bagian yang merepresentasikan pori-pori dapat dilakukan dengan memilih semua *voxel-voxel* yang memiliki nilai densitas lebih kecil dari nilai *threshold*. *Threshold* dipilih berdasarkan pada asumsi bahwa terdapat hubungan linier antara nilai CT dengan densitas (Taud et.al., 2005) sehingga pori teridentifikasi (Keller, 1998). Dalam perhitungan porositas, setiap *voxel* akan diperhatikan. Menurut Listiyowati (2018), nilai CT merepresentasikan kesamaan dengan tingkat keabuan. Citra hasil rekonstruksi dengan kode warna dimana warna yang lebih gelap dapat diindikasikan sebagai area dengan

densitas yang rendah, dan mengindikasikan pori-pori yang terisi oleh udara.

E. Prediksi Permeabilitas dengan Metode Pore Geometry Structure (PGS)

Faktor utama yang mempengaruhi kualitas reservoir dan mengendalikan potensi *off-take* dari sumur minyak atau gas adalah porositas dan struktur pori batuan reservoir tersebut. Lingkungan pengendapan dan proses diagenetik batuan akan mempengaruhi sistem pori suatu batuan reservoir. Bentuk dari sistem pori berkaitan erat dengan tekstur mikrokosmik batuan yaitu: ukuran butir, penyortiran, dan pengaturan partikel batuan (Hu and Huang, 2017).

Interaksi kompleks dari berbagai faktor yang mempengaruhi porositas akan membentuk struktur pori batuan reservoir. Keseluruhan karakter dari sistem pori yaitu ukuran dan bentuk pori, konektivitas antara pori-pori, kekasaran permukaan pori-pori, distribusi ukuran pori, dan pola hubungan pori-pori merupakan struktur pori. Ukuran, bentuk, distribusi, dan cara pori mengontrol semua sifat mekanik dan hidrolis batuan, seperti konduktivitas, perilaku deformasi, anisotropi, dan lain-lain. Beberapa karakteristik petrografi yang dapat mempengaruhi struktur pori batuan klastik adalah: (1) Butir: ukuran, bentuk, penyortiran, komposisi kimia, komposisi mineral; (2) Matriks: jumlah setiap mineral, distribusi mineral dan komposisi kimia; (3) Semen: komposisi, jumlah, distribusi sehubungan dengan butir dan matriks. Sedangkan faktor-faktor yang dapat mempengaruhi struktur pori batuan

kimia sebagian besar adalah: (1) Konten fosil, (2) *Fracturing* dan *jointing*, (3) Solusi dan redeposisi, (4) Kandungan dolomit, (5) Rekrystalisasi, (6) Kandungan serpih, (7) *bedding planes*. Ukuran pori-pori individu berkisar dari sub-kapiler hingga bukaan kapiler untuk solusi rongga atau lubang dari semua bentuk dan ukuran, termasuk rongga-rongga yang terbentuk di batuan karbonat (Hu and Huang, 2017).

Terdapat 3 metode yang bisa diterapkan dalam prediksi permeabilitas dari data *CT Scan*, yaitu: metode *Fuzzy Logic*, *Flow Zone Indicator* (FZI), dan *Pore Geometry Structure* (PGS). Pada metode *pore geometry structure* (PGS), terdapat 2 tahapan yaitu: identifikasi *flow unit* dan prediksi permeabilitas. Menurut Yogi (2018), Integrasi data dari *routine core*, *special core*, dan deskripsi geologi dapat digunakan untuk pengelompokan tipe batuan (*rock typing*). Pengelompokan tipe batuan berdasarkan *lithofacies* dan porositas sekunder dilakukan berdasarkan korelasi hubungan antara *lithofacies*, geometri pori dan struktur pori (arsitektur pori). Sebelum melakukan prediksi permeabilitas, terlebih dahulu menentukan batasan untuk setiap tipe batuan dengan melakukan *plotting* data permeabilitas dengan porositas pada grafik semilog. Selanjutnya, dilakukan perbandingan dengan persamaan yang diperoleh dari kurva semilog permeabilitas dan saturasi air dari data *Special Core Analysis* (SCAL) untuk mendapatkan parameter-parameter yang digunakan pada persamaan permeabilitas PGS.

Dalam penentuan permeabilitas, korelasi empiris yang diperoleh sama dengan persamaan yang diturunkan secara teoritis untuk model tabung kapiler kecuali kekuatan diameter hidrolis poris yang bernilai kurang dari 2. Berdasarkan hal tersebut, dapat diketahui bahwa model kapiler dapat digunakan sebagai pendekatan untuk mengkarakterisasi geometri poris dan struktur poris karena diameter hidraulik efektif (geometri poris) yang diturunkan dapat mencerminkan struktur sistem poris-poris. Model ini juga dapat digunakan untuk mengidentifikasi tipe batuan (Permadi dan Susilo, 2009).

Konsep *Leverett's J-Function* yang dikembangkan oleh Leverett (1941), untuk zonasi reservoir dan pengelompokan tipe batuan atau *rock typing*, bahwa kurva *J-Function* tunggal merupakan representasi untuk sekelompok sampel batuan yang memiliki kesamaan dalam geometri dan struktur poris. Kurva *J-Function* dengan sampel batuan yang sama harus memiliki distribusi ukuran poris yang sama, agar struktur poris juga sama. Pada tahun 1995, El-Khatib telah membahas kelebihan dari penggunaan kurva *J-function* dalam mendefinisikan unit aliran (*flow unit*) dalam studi simulasi reservoir. Kemudian, dalam penelitian Guo et.al, (2007) dijelaskan bahwa terdapat kecocokan yang sesuai dimana unit aliran (*flow unit*) atau tipe batuan (*rock type*) yang didefinisikan sesuai dengan data tekanan kapiler dalam kurva *J-function*. Berdasarkan hal tersebut, menunjukkan bahwa geometri dan struktur poris berperan penting dalam mengidentifikasi tipe batuan atau unit aliran (Permadi, dkk., 2009).

Geometri pori atau dikenal sebagai radius hidrolis rata-rata dilambangkan dengan $\left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5}$, sedangkan struktur pori yang menjelaskan semua fitur struktur internal dari pori-pori dilambangkan dengan $\frac{k}{\phi^3}$. Hubungan antara geometri pori dan struktur pori ditampilkan pada **Persamaan 14** berikut ini:

$$\left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5} = \phi \times \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.5} \quad (32)$$

atau

$$\left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5} = \frac{V_p}{V_b} \times \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^{0.5} \quad (33)$$

dimana V_p merupakan *Pore Volume* dan V_b merupakan *Bulk Volume*.

Plotting data $\left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5}$ sebagai variabel dependen terhadap $\frac{k}{\phi^3}$ sebagai variabel independen pada grafik log-log akan menghasilkan garis lurus dengan kemiringan positif 0,5 dan $V_p/V_b=1$. Dengan memperlakukan media berpori sebagai tabung kapiler halus yang berkeluk-liku dan memiliki tebal dinding yang sangat kecil, dapat diturunkan sebagai persamaan Kozeny. Selain itu, istilah $\left(\frac{k}{\phi}\right)^{0.5}$ dalam persamaan di atas menyiratkan bahwa medium diperlakukan sebagai tabung kapiler halus tunggal yang memiliki $\phi=1$. Kondisi ini akan menyebabkan fluida mengalir dengan efisiensi aliran 1, artinya tidak terjadi penundaan aliran fluida pada titik manapun di dalam medium. Oleh karena itu, **Persamaan 32** dapat mewakili model ideal dari media berpori memiliki geometri dan struktur pori yang sangat sederhana.

Ketika berhadapan dengan batuan berpori nyata, kehadiran pori mikro, meso, dan makro, kontraksi pori, perbedaan pori, dan kekasaran dinding pori akan membuat aliran fluida jauh dari situasi yang ideal (Wyllie dan Gardner, 1958). Kecepatan fluida yang mengalir dapat beragam secara signifikan dari satu lokasi pori ke stagnasi aliran lain dan bahkan terjadi di *dead end* apabila memungkinkan pada kondisi nyata dan kompleks. Dengan kata lain, volume fluida yang mengalir per satuan waktu dari satu posisi ke posisi lainnya akan berbeda. Oleh karena itu, diharapkan efisiensi aliran akan lebih kecil dari 1. Berikut ini merupakan persamaan tipe batuan untuk batuan berpori nyata ditunjukkan pada **Persamaan 32**:

$$\left(\frac{k}{\emptyset}\right)^{0.5} = a \left(\frac{k}{\emptyset^3}\right)^b \quad (34)$$

dimana konstanta a merupakan efisiensi aliran dan eksponen b merupakan dapat mewakili kompleksitas pori (Permadi dan Wibowo, 2013).

Selain porositas, *irreducible water saturation* (Sw_{irr}) juga akan mempengaruhi hasil perhitungan permeabilitas. Dimana permeabilitas akan berbanding terbalik dengan *irreducible water saturation* (Sw_{irr}) dan berbanding lurus dengan porositas. Berdasarkan hubungan ketiga parameter tersebut, dapat dilakukan penentuan permeabilitas dengan mendapatkan persamaan antara permeabilitas dan saturasi air kemudian disubstitusikan pada setiap persamaan tipe batuan. Berikut ini merupakan bentuk umum persamaan antara permeabilitas, porositas, dan *irreducible water saturation* (Yogi, 2018):

Persamaan k vs Sw_{irr}

$$Swirr = M k^{-n} \quad (35)$$

Substitusikan **Persamaan 34** ke $\sqrt{\frac{k}{\phi}}$ menghasilkan:

$$\sqrt{\frac{k}{\phi}} = \left(\frac{M}{Sw}\right)^{\frac{0.5}{n}} \quad (36)$$

Substitusikan **Persamaan 34** ke **Persamaan 36** akan menjadi:

$$\left(\frac{M}{Sw}\right)^{\frac{0.5}{n}} = a \left(\frac{k}{\phi^3}\right)^b \quad (37)$$

$$k = \left(\frac{M^{\frac{0.5}{n}}}{a}\right)^{\frac{1}{b}} \times \left(\frac{\phi^{3-\frac{0.5}{b}}}{Sw^{\frac{0.5}{nb}}}\right) \quad (38)$$

Persamaan akhir hubungan antara porositas, permeabilitas, dan *irreducible water saturation* yang akan digunakan dalam perhitungan permeabilitas sebagai permeabilitas PGS ditunjukkan pada **Persamaan 39** berikut ini:

$$k = c \left(\frac{\phi^A}{Sw^B}\right) \quad (39)$$

dengan,

$$A = 3 - \frac{0.5}{b} \quad (40)$$

$$B = \frac{0.5}{nb} \quad (41)$$

$$c = \left(\frac{M^{\frac{0.5}{n}}}{a}\right)^{\frac{1}{b}} \quad (42)$$

B. Perangkat

Perangkat yang digunakan pada penelitian ini adalah seperangkat laptop dengan *Software VoxcelCalc. Plus v8.23a* untuk melakukan *plotting* nilai *CT Number* dari data *CT Scan*. Kemudian, *software Microsoft Excel* untuk melakukan perhitungan porositas *CT*, nilai prediksi permeabilitas, dan pembuatan kurva dalam proses *rock typing*, serta analisis perhitungan petrofisika. *Software Interactive Petrophysic 3.5* untuk melakukan sebaran nilai *PGS* dari data *CT Scan* dan untuk melakukan perhitungan saturasi air dan permeabilitas dari data *Logging*.

C. Data Penelitian

Data yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Sampel Batuan Inti Sumur AY-7

Data batuan inti yang diperoleh dari *conventional core* dan *sidewall core* sebanyak 2 *core* memiliki 54 total *plugs*. *Core 1* memiliki 25 *plugs* pada kedalaman 1776.00 m – 1785.80 m dan *Core 2* memiliki 29 *plugs* pada kedalaman 1929.18 m – 1939.08 m.

2. Data *Routine Core* dan *SCAL*

Data *routine core* yang digunakan adalah Porositas (\emptyset dalam %), dan permeabilitas (*k* dalam mD). Sedangkan data *SCAL* yang digunakan adalah *Swirr* (*irreducible water saturation*).

3. Data *CT Scan*

Pada *software VoxcelCalc. v8.23a*, setiap pada kedalaman 1 m, dilakukan plot *CT Number* sebanyak 15 titik. Total plot *CT Number* pada *core 1* dan

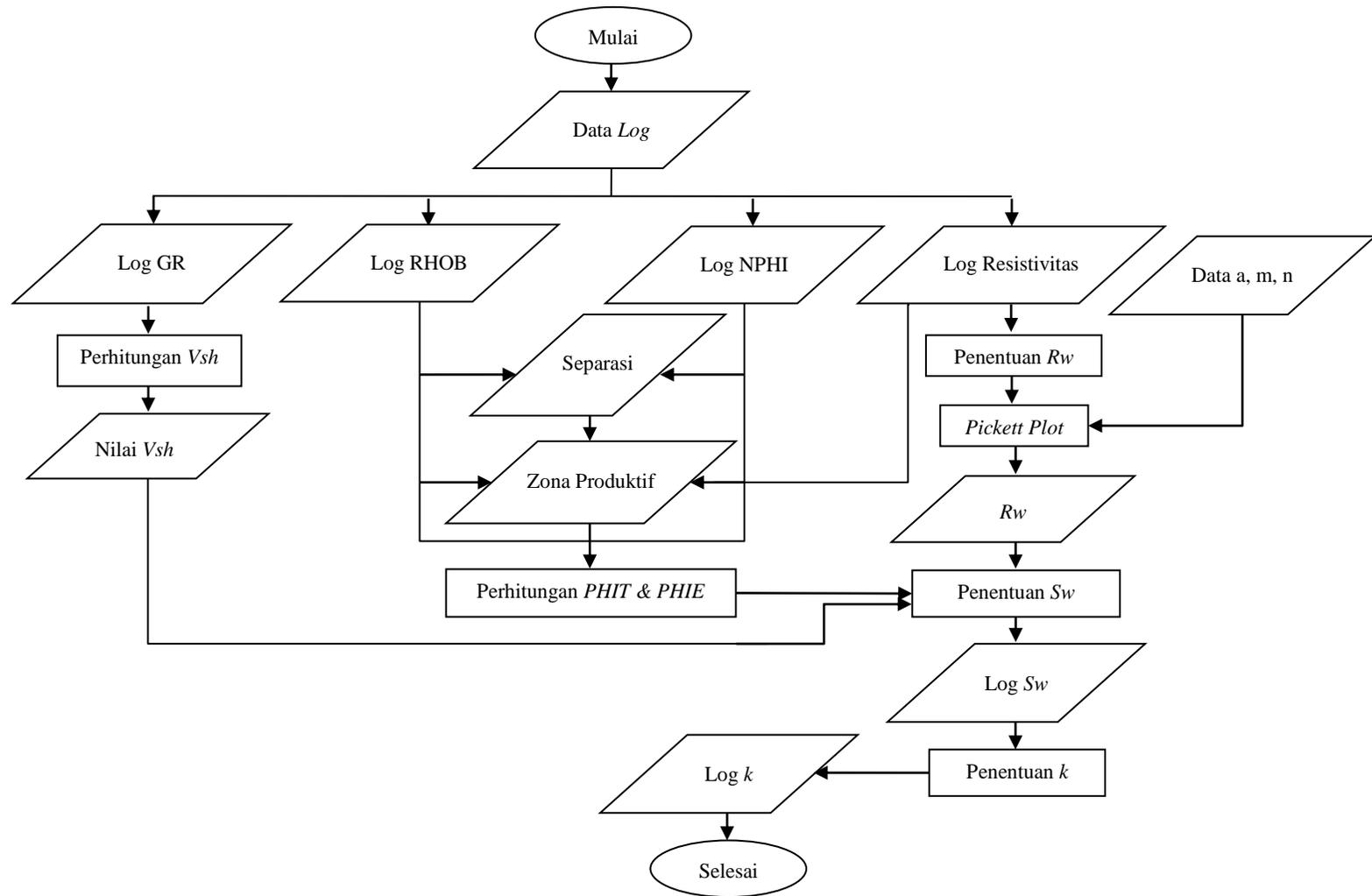
2 yang digunakan pada penelitian ini adalah 286 titik plot.

4. Data *Log*

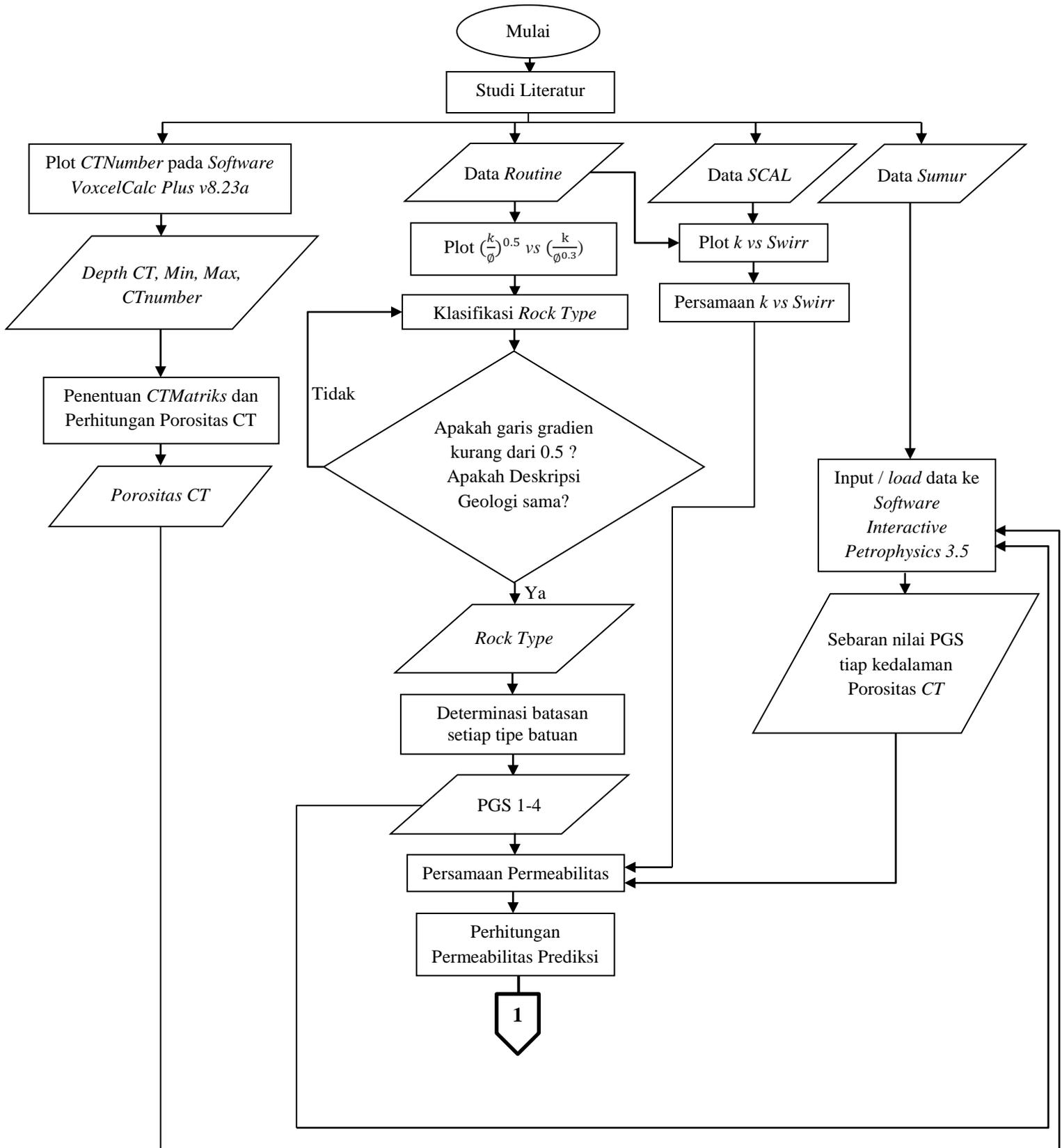
Sumur AY-7 ini dilengkapi dengan data *log* dalam format .LAS meliputi: data Log *Gamma Ray*, Log Caliper, Log SP, Log Resistivitas (LLD, LLS & MSFL), Log NPHI dan Log RHOB. Digunakan untuk menentukan sebaran PGS menggunakan data porositas *CT* dengan pendekatan *fuzzy logic*. Serta untuk melakukan perhitungan permeabilitas dari data *logging*.

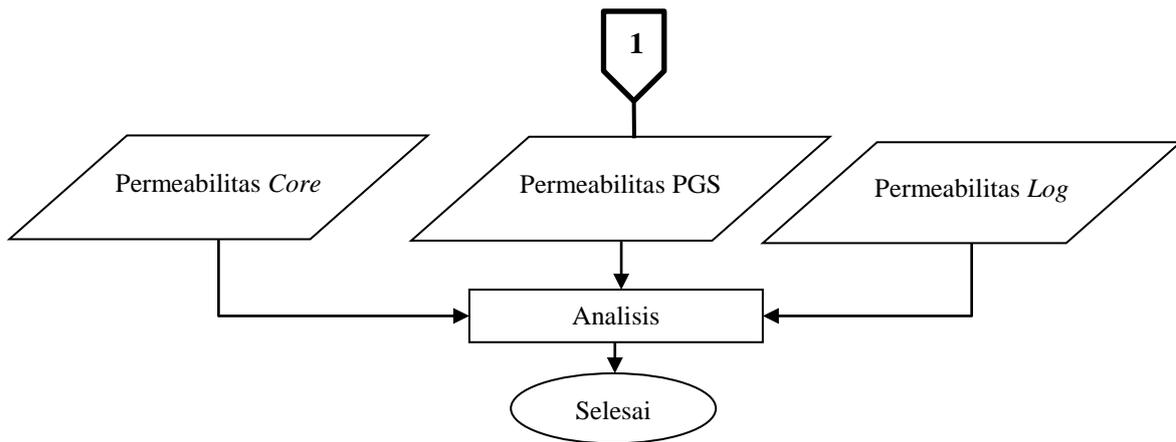
D. Prosedur Penelitian

Adapun tahap pengolahan data pada penelitian ini secara garis besar yaitu: perhitungan nilai permeabilitas dari data *log*, penentuan tipe batuan, penentuan final Persamaan permeabilitas dengan pendekatan *Pore Geometry Structure* (PGS), melakukan sebaran PGS dari data Porositas *CT*, menghitung nilai prediksi permeabilitas dari sebaran data PGS dan porositas *CT*, dan menganalisis hasil perhitungan permeabilitas dari data *log*, *core*, dan metode PGS. Adapun diagram alir pada penelitian ini adalah sebagai berikut ini (**Gambar 14 dan 15**):



Gambar 14. Diagram Alir Penentuan Nilai Permeabilitas dari Data Log





Gambar 15. Diagram Alir Prediksi Permeabilitas PGS

1. Pengolahan Data Log dan Analisis Petrofisika

a. Analisis Zona Prospek

Untuk melakukan analisis zona prospek dapat dilakukan interpretasi secara kualitatif dan kuantitatif. Interpretasi kualitatif dilakukan secara *quick look* pada kurva *log Gamma Ray*, *Resistivity*, *Neutron Porosity* dan *Density*. Pada reservoir karbonat, ditandai dengan nilai *Gamma Ray* yang rendah karena sedikitnya kandungan radioaktif Thorium, Uranium, dan Potassium. Sehingga, dalam melakukan interpretasi zona *reservoir* dapat dilihat dari defleksi kurva *Log Gamma Ray* yang menunjukkan penurunan nilai. Selain itu, dapat menggunakan *Log Spontaneous Potential*. Pada penelitian ini, peneliti menggunakan *Log Gamma Ray* sebagai acuan utama karena *Log Gamma Ray* sensitif terhadap perubahan litologi *permeable* dan *non permeable*. *Log Resistivity* dan separasi *Log Neutron Porosity-Density* dapat digunakan untuk melihat ada tidaknya kandungan hidrokarbon dalam

reservoir. Ditandai dengan nilai resistivitas (R_t) yang tinggi, dan terdapat separasi antara $\log NPHI$ dan $RHOB$.

b. Perhitungan Volume Shale (V_{sh})

Sebelum melakukan perhitungan *Volume Shale* (V_{sh}), terlebih dahulu menentukan nilai GR_{maks} dan GR_{min} pada data sumur AY-7. Kemudian menghitung nilai *Indeks Gamma Ray* (IGR) dengan **Persamaan 1**, dan *Volume Shale* (V_{sh}) dengan **Persamaan 3**.

c. Perhitungan Porositas

Setelah menghitung nilai IGR dan V_{sh} , selanjutnya menghitung nilai porositas. Dimulai dengan porositas densitas (ϕ_D), dihitung menggunakan **Persamaan 7**. Koreksi porositas densitas (ϕ_{DC}), dihitung menggunakan **Persamaan 8**. Koreksi porositas neutron (ϕ_{NC}), dihitung menggunakan **Persamaan 9** (nilai porositas neutron (ϕ_N) diperoleh dari pembacaan pada kurva *Log NPHI*). Selanjutnya menghitung porositas total (ϕ_{tot}) dengan **Persamaan 10** dan porositas efektif (ϕ_{eff}) dengan **Persamaan 11**.

d. Penentuan Resistivitas Air Formasi (R_w)

Resistivitas air formasi (R_w) ditentukan berdasarkan zona *water bearing* menggunakan metode *pickett plot* dengan melakukan kurva silang antara $PHIE$ (porositas efektif) dengan R_t (resistivitas formasi; pembacaan dari kurva *Log LLD*).

e. Perhitungan Saturasi Air (S_w)

Nilai V_{sh} , Porositas Efektif (ϕ_{eff}), Resistivitas Air (R_w) diperoleh sebelumnya. Dan nilai a , m , dan n yang diperoleh dari *pickett plot*. Selanjutnya melakukan perhitungan Saturasi Air (S_w) menggunakan **Persamaan 18**.

f. Perhitungan Permeabilitas (k)

Pada penelitian ini, perhitungan permeabilitas dilakukan menggunakan permeabilitas *schlumberger*, *morris biggs oil*, *morris biggs gas*, dan timur menggunakan **Persamaan 20**.

2. Plotting CT Number pada Software VoxcelCal plus v8.23a untuk Determinasi Nilai Porositas

Plotting CT Number bertujuan untuk mendapatkan nilai porositas hasil dari *CT*, kemudian dikorelasikan dengan nilai porositas *core* dan dilihat hasil akurasi nilainya. Nilai porositas *CT* ini akan digunakan pada sebaran PGS untuk prediksi permeabilitas tiap data *CT*. Pada tahapan ini, melakukan *plotting* pada 20 *tube* (*tube* 1 – 10 merupakan *core* 1 dan *tube* 11-20 merupakan *core* 2). Plot zona di bagian tengah sampel sebanyak 15 titik untuk setiap *tube*. Yang perlu diperhatikan adalah hindari zona yang ada *fracture* dan jangan mengenai tutup besi *top* dan *bottom tube*. Kemudian, dari *plotting* tersebut catat nilai *mean*, *min*, dan *max* pada lembar kerja *Ms. Excel* (**Gambar 17**). Nilai *mean* sebagai nilai

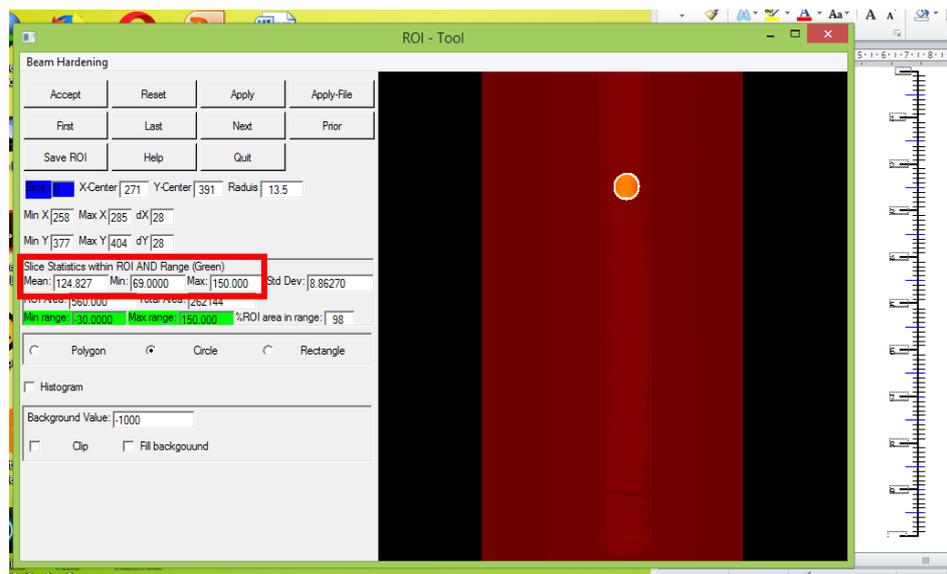
CTNumber yang akan digunakan untuk perhitungan porositas *CT* diperoleh dengan menggunakan **Persamaan 39**. Pada (**Gambar 16**) Sesuaikan zona yang dilingkari dengan *ruler* (skala 0 – 1; interval 0,1), kemudian catat nilai tersebut sebagai Posisi Y yang akan digunakan untuk menghitung *DepthCT*.

Untuk menghitung *depth CT* dengan rumus:

$$DepthCT = \text{Posisi Y} + Top\ Depth \quad (38)$$

nilai porositas CT dengan rumus:

$$\phi = 1 - (CTnumber/CTmatrix) \quad (39)$$



Gambar 16. *Plotting CT Number*

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1							Ket :		Terukur dari pembacaan software	
2										
3			Top Depth (m)	1776				CT matrix		130
4		No.	Posisi Y	Depth CT	Mean	Min	Max	Porositas	Por (%)	
5		1	0.03	1776.03	129.413	109	148			
6		2	0.1	1776.1	129.725	119	143			
7		3	0.15	1776.15	129.391	118	142			
8		4	0.19	1776.19	127.645	104	149			
9		5	0.22	1776.22	128.178	113	138			
10		6	0.29	1776.29	128.464	110	140			
11		7	0.34	1776.34	127.581	104	145			
12		8	0.42	1776.42	129.208	116	145			
13		9	0.47	1776.47	128.713	114	139			
14		10	0.55	1776.55	128.861	119	141			
15		11	0.6	1776.6	127.909	111	142			
16		12	0.66	1776.66	128.601	119	140			
17		13	0.76	1776.76	123.736	110	142			
18		14	0.81	1776.81	121.762	105	139			
19		15	0.93	1776.93	120.159	94	135			
20			Bottom Depth (m)	1777						
21										
22										
23										
24										

Gambar 17. Lembar Kerja Ms. Excel Hasil Plot CTNumber

3. Prediksi Permeabilitas dengan Pendekatan Metode *Pore Geometry Structure* (PGS)

a. *Rock Typing* Berdasarkan Deskripsi Geologi

Klasifikasi tipe batuan berdasarkan deskripsi geologi dilakukan dengan menuangkan korelasi antara deskripsi geologi, geometri pori dan struktur pori atau C dalam suatu grafik log-log. Sehingga didapat kurva plot ukuran butir pada kurva PGS geometri pori $(\frac{k}{\phi})^{0.5}$ vs struktur pori $(\frac{k}{\phi^{0.3}})$. Dari kurva tersebut, selanjutnya determinasi tipe batuan berdasarkan deskripsi batuan inti. Penentuan tipe batuan ini berdasarkan atribut geologi yang dominan untuk setiap tipe batuan. Persamaan tipe batuan didapat dengan meregresikan data untuk masing-masing tipe batuan. Berdasarkan persamaan tersebut, didapat nilai konstanta (a) dan eksponen (b). Kemudian, hasil regresi data

masing-masing tipe batuan tersebut dimasukkan kedalam tabel persamaan dan deskripsi geologi tiap tipe batuan.

b. Persamaan Prediksi Permeabilitas PGS

Selain porositas, permeabilitas juga dipengaruhi oleh *irreducible water saturation (Swirr)*. Permeabilitas berbanding lurus dengan porositas dan berbanding terbalik dengan *irreducible water saturation (Swirr)*. Untuk menentukan persamaan antara permeabilitas, porositas, dan *irreducible water saturation*, persamaan antara permeabilitas dan *irreducible water saturation (Swirr)* harus disubstitusi pada setiap persamaan tipe batuan. Hasil kurva plot nilai *Swirr vs k* akan menghasilkan **Persamaan 35**, sehingga diperoleh nilai M dan n , kemudian masukkan kedalam tabel.

Selanjutnya, nilai a dan b yang diperoleh pada persamaan final *rock typing* dan nilai M dan n yang diperoleh dari persamaan *Swirr vs k*. Nilai tersebut akan digunakan untuk mendapatkan persamaan final prediksi permeabilitas PGS yaitu **Persamaan 39**. Untuk nilai c , B , dan A berturut-turut diperoleh dengan **Persamaan 42**, **41**, dan **40**. Sehingga nilai prediksi permeabilitas dapat dihitung dan divalidasi dengan perhitungan permeabilitas dari analisis petrofisika data *log*.

c. Menentukan Sebaran PGS dari Porositas CT

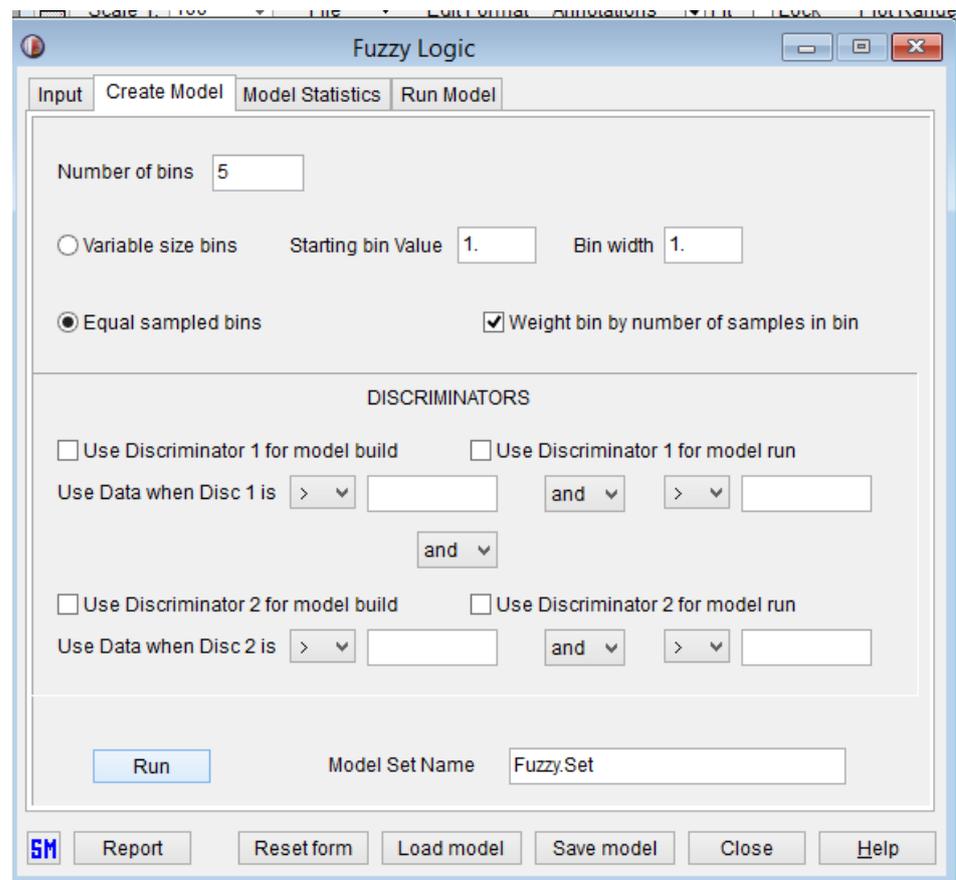
Nilai porositas *CT* yang telah diperoleh dari proses sebelumnya, digunakan untuk mendapatkan sebaran PGS dengan pendekatan *fuzzy logic* menggunakan *software Interactive Petrophysics 3.5*. Pada *rock typing* telah diperoleh 4 sebaran PGS yaitu PGS-1, PGS-2, PGS-3, dan PGS-4. Tiap PGS sesuai dengan hasil final *rock typing*, nilai PGS pada setiap kedalaman sesuai dengan *rock typing* yang telah dilakukan. Kemudian diinput sebagai inputan *fuzzy logic*. Input *fuzzy* yang digunakan adalah nilai *Depth* (m) dan PGS hasil *rock typing*. Pada saat melakukan *rock typing*, akan menghasilkan sebaran PGS tiap kedalaman *core*. Nilai *Depth core* dan PGS akan digunakan sebagai inputan *fuzzy* yang disimpan dalam format ASCII.prn. Selanjutnya, *add* inputan *fuzzy logic* (**Gambar 18**) dari data *log*, meliputi: PGS untuk kurva prediksi (*curve to predict*) dan kurva input 1 sampai 8 (*input curve 1 – 8*) berupa *Log GR*, *RHOB*, *NPHI*, *LLD*, *DT*, *MSFL*, Data Porositas *CT*, dan sesuaikan *top and bottom depth* dengan data.

	Default	Log	Well	Well
	Name	Norm	1	2
Well Name			(1) ayy	
Curve to Predict	Ka	Yes	PGS:PGS	
Input Curve 1	GR	Yes	GR	
Input Curve 2	RHOB	Yes	RHOB	
Input Curve 3	NPHI	Yes	NPHI	
Input Curve 4	LLD	Yes	LLD	
Input Curve 5	Por CT	Yes	DataCT:Por CT	
Input Curve 6	DT	Yes	DT	
Input Curve 7	MSFL	Yes	MSFL	
Input Curve 8	CTAverage	Yes	DataCT:CTAverage	
Top Depth	Model Build		595.	
Bottom Depth	Model Build		2114.4	
Top Depth	Model Run		595.	
Bottom Depth	Model Run		2114.4	
Discriminator	Curve 1			

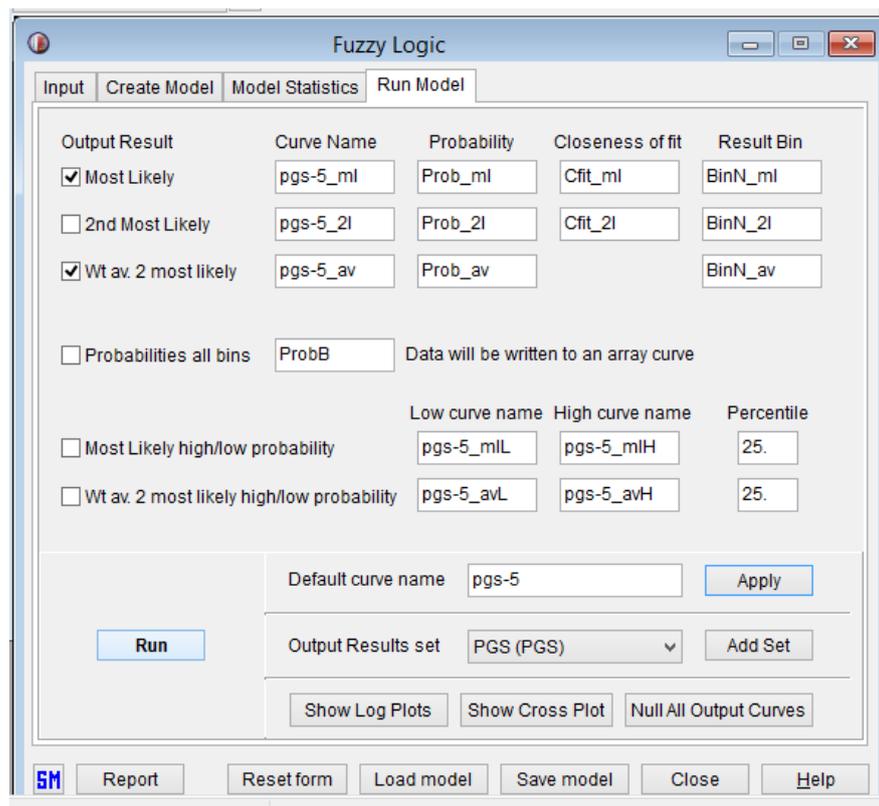
Gambar 18. Input *fuzzy logic*

Selanjutnya, lakukan *run fuzzy logic* pada *advanced interpretation* untuk mendapatkan sebaran PGS tiap kedalaman sesuai data porositas *CT*. *Edit Number of Bin* yang akan digunakan (seperti pada **Gambar 19**), dimulai dari 2 – 100. Setelah itu, pada bagian *Run Model*, ubah *default curve name* dan *output result sets* sesuai *bin* yang kita gunakan (Seperti pada **Gambar 20**). Tahap ini, jangan sampai terlupakan karena jika terjadi hasil *bin* yang sebelumnya dibuat akan tergantikan dengan *bin* yang baru. Pada penelitian ini, penulis mencoba *number of bin* 5, 10, dan 15. Pilih hasil yang mendekati sebenarnya, pada penelitian ini menggunakan hasil sebaran pada *bin* 5. Lalu tampilkan sebaran PGS *bin* 5 dengan format .ml pada *triple combo*. Kemudian

save data dalam format ASCII, sesuaikan dengan kedalaman *core 1* dan *core 2* dengan interval 0.01 sehingga akan diperoleh sebaran PGS tiap kedalaman 0.01. Selanjutnya klasifikasi PGS sesuai data Porositas *CT*, kemudian input data ke lembar kerja *Ms. Excel* dan persamaan tiap PGS. Nilai permeabilitas PGS dapat dihitung dengan menerapkan persamaan permeabilitas tiap PGS yang telah dihitung sebelumnya.



Gambar 19. *Edit Number of Bin*

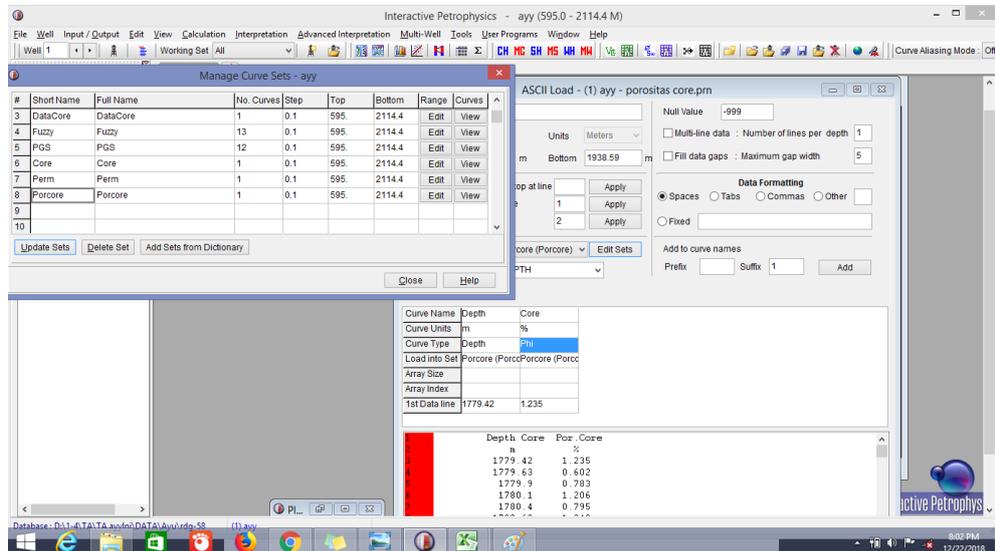


Gambar 20. *Run Model Fuzzy Logic*

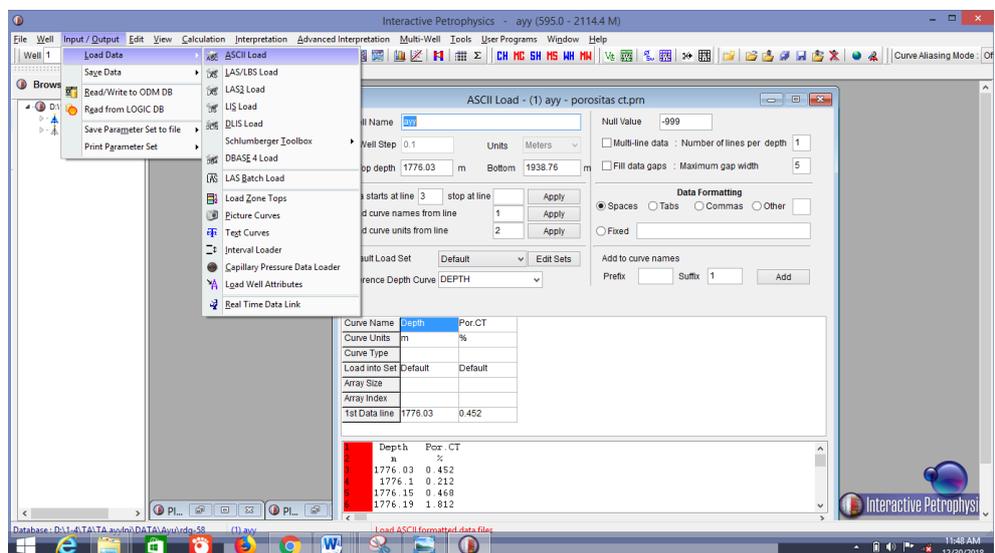
4. Menampilkan Hasil Data Permeabilitas dan Porositas Pada *Software Interactive Petrophysics 3.5*

Setelah data porositas *CT* terhitung, kemudian melakukan prediksi permeabilitas dengan pendekatan PGS diperoleh nilai permeabilitas prediksi. Kemudian hasil data tersebut, ditampilkan pada *software Interactive Petrophysics 3.5*. Sebelum menampilkan hasil akhir dan perbandingannya, terlebih dahulu melakukan input data yang akan digunakan. Data tersebut adalah *Depth Core* dan Porositas *Core* (**Gambar 21**), *Depth CT* dan Porositas *CT* (**Gambar 22**), *Depth Core* dan Permeabilitas *Core* (**Gambar 23**), serta *Depth PGS* dan Permeabilitas PGS (**Gambar 24**). Data tersebut disimpan dalam format *ASCII*.

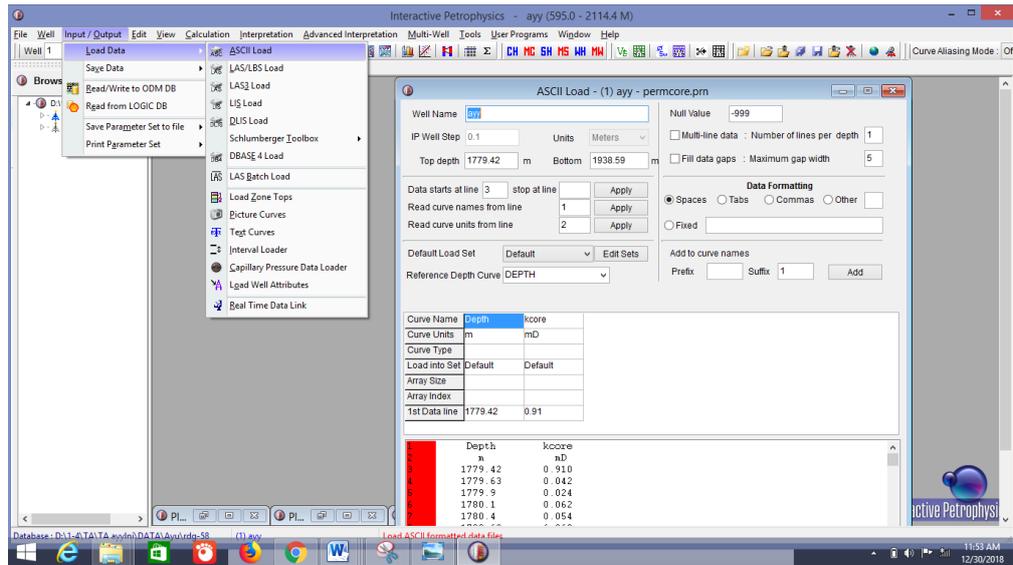
Kemudian pada *Triple combo* yang telah ditampilkan hasil sebaran PGS pada tahap sebelumnya, ditampilkan juga data Porositas dan Permeabilitas yang telah diinput.



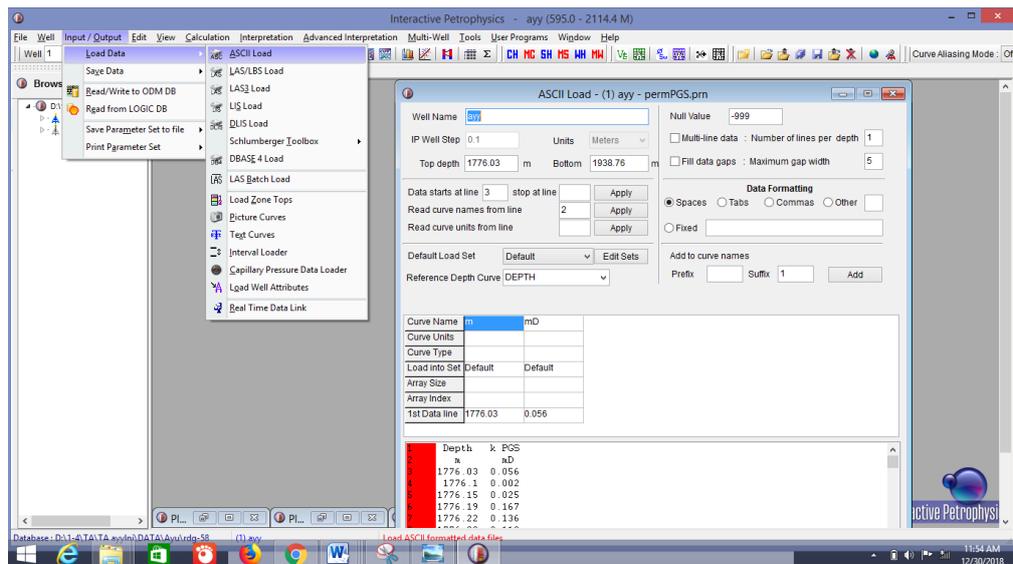
Gambar 21. Input Data Porositas Core dan Depth Core



Gambar 22. Input Data Porositas CT dan Depth CT



Gambar 23. Input Data Permeabilitas Core dan Depth Core



Gambar 24. Input Data Permeabilitas PGS dan Depth

BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian yang berjudul “**Prediksi Permeabilitas Menggunakan Metode *Log* dan *Pore Geometry Structure* (PGS) Pada Sumur AY-7 Daerah Cekungan Jawa Barat Utara**” ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan interpretasi secara kualitatif dan kuantitatif, dapat disimpulkan bahwa zona target penelitian pada Sumur AY-7 merupakan zona non-prospek.
2. Nilai permeabilitas *Core* Sumur AY-7 pada penelitian ini diambil rata-rata yaitu bernilai 0.864 md, dengan nilai minimum sebesar 0.024 md dan nilai maksimum sebesar 24.161 md. Nilai permeabilitas PGS Sumur AY-7 diambil rata-rata yaitu sebesar 0.897 md, dengan nilai minimum sebesar 0.015 md dan nilai maksimum sebesar 24.148 md. Nilai permeabilitas log Sumur AY-7 pada penelitian ini diambil rata-rata yaitu bernilai 0.594 md, dengan nilai minimum sebesar 0.002 md dan nilai maksimum sebesar 5.569 md. Hasil perhitungan permeabilitas menunjukkan bahwa permeabilitas tergolong tight (ketat).

3. Berdasarkan hasil perhitungan permeabilitas *core*, *log*, dan PGS, nilai permeabilitas yang mendekati hasil perhitungan dari laboratorium (data *core*) adalah permeabilitas PGS.
4. Saturasi air berhubungan dengan kandungan serpih, dimana pada zona dengan kandungan serpih yang tinggi memiliki porositas efektif yang kecil sehingga saturasi air juga akan bernilai kecil. Sedangkan pada zona dengan kandungan serpih yang kecil, memiliki porositas efektif yang besar sehingga akan memiliki nilai saturasi air yang bernilai besar.

B. Saran

Adapun saran dari penelitian ini adalah sebagai berikut ini:

1. Data yang digunakan sebaiknya lebih banyak dan tidak kurang dari 300 data.
2. Diperlukan data SCAL berupa tekanan kapiler yang dapat mewakili semua *rock type* yang ditentukan untuk validasi *rock type* yang lebih akurat.
3. Untuk mendapatkan pemodelan simulasi reservoir, dibutuhkan data *checkshoot* dan data seismik.

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. 1993. *Petunjuk Analisa Laboratorium Sifat Batuan Reservoir Minyak dan Gas Bumi*. Jakarta: Laboratorium Lemigas.
- Arns, C. H. and Knackstedt, M. A. 2002. Computation of Linear Elastic Properties from Microtomographic Images: Methodology and Agreement Between Theory and Experiment. *Journal of Geophysics*, Vol. 67, No. 5, 1396-1405. Canberra: Australian National University.
- Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration* 16, p. 31-35.
- Arpandi, D. dan Patmosukismo, S. 1975. The Cibulakan Formation as One of the Most Prospective Stratigraphic Units in the Northwest Java Basinal Area. *Indonesian Petroleum Association (IPA) Proceeding*. Vol 4th Annual Convention. Jakarta.
- Beard, D. C. and Weyl, P. K. 1973. Influence of Texture on Porosity and Permeability of Unconsolidated Sand. *American Association Petroleum Geology(AAPG) Bulletin Journal* 57(2): 348–369.
- Bontrager, K. L. 2010. *Textbook of Positioning and Related Anatomy, Fifth Edition*. St. Louis: CV. Mosby Company.
- Budiyani, S., Priambodo, D., Haksana, B.W., dan Sugianto, P.,. 1991. Konsep Eksplorasi Untuk Formasi Parigi di Cekungan Jawa Barat Utara. *Makalah Ikatan Ahli Geologi Indonesia (IAGI)*. Vol 20th, Indonesia. hal 45-67.
- Darman, H. dan Sidi, F. H. 2000. An Outline of The Geology of Indonesia. *Makalah Ikatan Ahli Geologi Indonesia (IAGI)*. Vol 20th. Indonesia.
- Dvorkin, J. P. 2009. Relevance of Computational Rock Physics. *Geophysics Journal*. Geophysics Department, Standford University. Standford. USA.
- Demir, M. dan Demiral, B. 2001. Effect of Pore Size Distribution On Porosity Measurement By Computerized Tomography. *Paper Society of Core Analysis*. SCA 2001-49.

- Dewanto, O. 2016. *Petrofisika Log, Edisi-1*. Lampung: Universitas Lampung.
- Dewanto, O., Mulyatno, B.S., Rustadi dan Wibowo, R.C. 2017. Determining the Temperature of Shale Material Conversion Into Crude Oil Based on Organic Clay and Organic Carbonate Test Outside Reservoir. *International Journal of Mechanical and Mechatronics Engineering, IJMME*. Vol:17 No:05. ISSN: 2077-124X (Online), 2227-2771 (Print). Page: 84-89.
- Dewanto, O. 2018. *Well Logging, Edisi-1*. Buku Ajar. Bandar Lampung: Pusaka Media. ISBN: 978-602-5947-28-5.
- Dwiyono, I. F. Dan Winardi, S. 2014. Kompilasi Metode Water Saturation dalam Evaluasi Formasi. *Prosiding Seminar Nasional Kebumian Ke-7*. M2P-03.
- Ebrahi, H.S., Saleh, H. dan Ayato, K.,. 2003. A Method For Estimating Permeability of Carbonate Rocks From CT Scan Data. *Paper Society of Core Analysis*. SCA 2003-41.
- El-Khatib, N. 1995. Development of A Modified Capillary Pressure-J Function. *Paper Society Petroleum Engineers 29890*. SPE Middle East Oil. Bahrain.
- Gardner, W.R.,. 1958. Some Steady State Solutions Of The Unsaturated Moisture Flow Equation With Application To Evaporation From A Water Table. *Soil Science*. 85: 228-232.
- Glover, P. W. J. 2000. *Petrophysics*. Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen, UK.
- Guo, G., Diaz, M.A., Paz, F., dan Waninger, E.A.,. 2005. Rock Typing As An Effective Tool For Permeability And Water-Saturation Modeling: A Case Study In A Clastic Reservoir In The Oriente Basin. *Paper Society Petroleum Engineers (SPE) 9703* presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas.
- Handoyo, Fatkhan, Fourier, D.E.L.,. 2014. Digital Rock Physics Application: Structure Parameters Characterization, Materials Identification, Fluid Modeling, and Elastic Properties Estimation of Saturated Sandstones. *Himpunan Ahli Geologi Indonesia (HAGI) Proceeding*. Solo, Bandung Institute of Technology, Indonesia. Department, Stanford University. Stanford. USA.
- Handoyo, Fatkhan, Fourier, D.E.L., Reza, R., dan Harnanti, Y.P. 2018. Estimasi Parameter Fisis Batuan Berdasarkan Citra Batuan (Digital Rock Physics) Studi Kasus: Lapangan Minyak Bumi Blok Cepu, Jawa Tengah, Indonesia. *Jurnal Geofisika*, vol. 16, No.01 pp. 21-26.
- Harsono, A.,. 1994. *Teknik Evaluasi Log*. IATMI. Schlumberger Data Services. Jakarta.

- Hounsfield, G.N.,. 1973. Computerized Transverse Axial Scanning (Tomography): Part I. Description of System. *British Journal of Radiology*. 46:1016-1022.
- Hu, Xt., dan Huang, S.,. 2017. *Physics of Petroleum Reservoirs, Chapter 2: Physical Properties of Reservoir Rocks*. China: Petroleum Industry Press and Springer-Verlag Berlin Heidelberg. DOI 10.1007/978-3-662-53284-3_2.
- Irawan, D. dan Utama, W.,. 2009. Analisis Data *Well Log* (Porositas, Saturasi Air, dan Permeabilitas) untuk Menentukan Zona Hidrokarbon, Studi Kasus: Lapangan "ITS" Daerah Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Fisika dan Aplikasinya* vol. 5, No.1. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh November.
- Javid, S. 2013. *Petrography And Petrophysical Well Log Interpretation For Evaluation Of Sandstone Reservoir Quality In The Skalle Well (Barents Sea)*. Thesis S-2, Department of Geology and Mineral Resources Engineering, Norwegian University of Science and Technology.
- Keller. 1998. High Resolution, Non-Destructive Measurement And Characterization Of Fracture Apertures. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 35 (8), 1037-1050.
- Koesoemadinata, R.P.,. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung. 296 p.
- Kumalasari, I., N.,. 2018. Identifikasi Persebaran Dan Estimasi Cadangan Gas Serta Sumur Usulan Menggunakan Inversi Seismik Simultan Dan Pemodelan 3D Property Reservoir Di Lapangan Ink, Cekungan Sumatera Selatan. Skripsi Sarjana FT Unila, Lampung.
- Lemigas. 2018. *Laporan Evaluasi Geologi*. PPPTMG LEMIGAS: Tidak Dipublikasikan.
- Listiyowati, L.N.,. 2018. Perbandingan Analisis Porositas Porites Menggunakan Teknik Micro-CT dan Optik. *Riset Geologi dan Pertambangan*, vol. 28, No.1 (91-100). Bandung.
- Paul, G. 2001. *Petrophysics*. MSc Course Notes.
- Permadi, P., and Susilo, A. 2009. Permeability Prediction and Characteristics of Pore Structure and Geometry as Inferred from Core Data. *Paper Society Petroleum Engineers (SPE) 125350-PP*. Abu Dhabi.
- Pertamina. 1996. *Laporan Internal PT. Pertamina EP*. PT. Pertamina EP : Tidak Dipublikasikan.
- Rachman, A. 2015. Aplikasi Teknik Computed Tomography (CT) Scan dalam Penelitian Porositas Tanah dan Perkembangan Akar. *Makalah Review*. ISSN 1907-0799. Bogor: Balai Penelitian Tanah.

- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs 2nd Edition*, Interprint Ltd, Malta.
- Saner, S. 1993-1994. A Review of Computer Tomography and Petrophysical Applications. *Sabbatical Research*.
- Seeram, E. 2001. *Computed Tomography: Physical Principles, Clinical Application and Quality Control*. W. B Saunders Company.
- Sinclair, S., Gresko, M., and Sunia, C., 1995. Basin Evolution of the Ardjuna Rift System and its Implications for Hydrocarbon Exploration, Offshore Northwest Java, Indonesia. *Indonesian Petroleum Association (IPA) Proceedings*, 24th, hal 147-162. Annual Convention, Jakarta.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Applications*. Sugar Land, Texas.
- Taud, H., Martinez, A.R., Parrot, J.F., and Hernandez, E.L.,. 2005. Porosity Estimation Method By X-Ray Computed Tomography. *Journal Petroleum Sciences Engineering* 47, 209–217.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., dan Sheriff, R. E. 1990. *Applied Geophysics – Second Edition*. United Kingdom: Cambridge University Press.
- Thayalan, K. 2014. *The Physics of Radiology and Imaging*. New Delhi: Jaypee Brothers Medical Publisers (P) Ltd.
- Wibowo, A.S. dan Permadi, P.,. 2013. Kozeny's Equation For Better Core Analysis. *Paper Society of Core Analysis (SCA) 2013-048*. International Symposium of The Society of Core Analysis. Napa Valley, California.
- Yogi, A. 2018. Estimasi Permeabilitas dengan Beberapa Metode Karakterisasi Reservoir Untuk Formasi Talang Akar. *Jurnal Lembaga Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, Vol. 52 No.1, April 2018 : 3-5. Jakarta Selatan : PPPTMGB LEMIGAS.