

**ESTIMASI PERMEABILITAS MENGGUNAKAN METODE
FUZZY LOGIC BERDASARKAN DATA *CT SCAN*, *CORE*, DAN
LOG PADA LAPANGAN CILAMAYA, JAWA BARAT**

(Skripsi)

Oleh :

Dyna Auliya Haq



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2019

PERMEABILITY ESTIMATION USING THE *FUZZY LOGIC* METHOD BASED ON DATA *CT SCAN*, *CORE* AND *LOG* IN THE CILAMAYA FIELD , WEST JAVA

By

Dyna Auliya Haq

ABSTRACT

Permeability and porosity are important parameters in determining hydrocarbon zones. In managing reservoirs the amount of production depends on permeability. The purpose of this study is determine value porosity *CT Scan* , determine the value of permeability with the *fuzzy logic* method based on *CT Scan*, *Core* , and *log* data . Then compare the results of the prediction permeability of *fuzzy logic* and rock permeability core (*core*) and analyze the productive area is qualitatively and quantitatively. The first step taken was the determination of the *CT Scan* porosity values carried out on two *core* data as many as 20 *tubes*, on each *tube* in a plot of 15 points. The output of this step is the *CT Scan* porosity value which will be used as a parameter in calculating *fuzzy logic* permeability predictions . Furthermore *log* porosity *is* calculated by conducting a petrophysical analysis in the form of calculation of the distribution of shale content, effective porosity, and water saturation. The next one is used for comparison of results between *CT Scan* porosity , *core*, and *log*. Calculation of permeability with *fuzzy logic* method uses *log* parameters, namely *Gamma Ray log*, *NPHI*, *RHOB* , *LLD*, *DT*, *CT Scan* Porosity , and *CT Number*. It can be seen from the data from the *fuzzy logic* permeability calculation that compared with the permeability value of the core rock approaching a value gradient of one with an R^2 value of 0.82 or 82% . with the average value of 10.14 md wells with an average of 6.33 md each zone in zone 1 and zone 2. 12.52 md the result of this calculation indicates that the permeability of these wells belong to *fair* permeability (enough).

Keywords: Permeability Prediction, *Log*, *Fuzzy Logic*, *CT Scan*.

**ESTIMASI PERMEABILITAS MENGGUNAKAN METODE
FUZZY LOGIC BERDASARKAN DATA CT SCAN, CORE
DAN LOG PADA LAPANGAN CILAMAYA, JAWA BARAT**

Oleh

Dyna Auliya Haq

ABSTRAK

Permeabilitas dan porositas merupakan parameter penting dalam penentuan zona hidrokarbon. Dalam pengelolaan reservoir jumlah produksi sangat bergantung pada permeabilitas. Tujuan dari penelitian ini adalah menentukan nilai porositas *CT Scan*, menentukan nilai permeabilitas dengan metode *fuzzy logic* berdasarkan data *CT Scan*, *Core*, dan *log*. Kemudian membandingkan hasil prediksi permeabilitas *fuzzy logic* dan permeabilitas batuan inti (*core*) dan menganalisa daerah produktif secara kualitatif dan kuantitatif. Langkah pertama yang dilakukan adalah determinasi nilai porositas *CT Scan* yang dilakukan pada dua data *core* sebanyak 20 *tube*, pada masing-masing *tube* di plot sebanyak 15 titik. Output dari tahap ini adalah nilai porositas *CT Scan* yang akan digunakan sebagai parameter dalam perhitungan prediksi permeabilitas *fuzzy logic*. Selanjutnya porositas *log* dihitung dengan melakukan analisis petrofisika yang berupa perhitungan sebaran kandungan serpih, porositas efektif, dan saturasi air. Yang selanjutnya digunakan untuk perbandingan hasil antara porositas *CT Scan*, *core*, dan *log*. Perhitungan permeabilitas dengan metode *fuzzy logic* menggunakan parameter *log* yaitu *log Gamma Ray*, *NPHI*, *RHOB*, *LLD*, *DT*, Porositas *CT Scan*, dan *CT Number*. Terlihat dari data hasil perhitungan permeabilitas *fuzzy logic* yang dibandingkan dengan nilai permeabilitas batuan inti mendekati gradien bernilai satu dengan nilai R^2 sebesar 0.82 atau 82%. dengan nilai rata-rata sumur sebesar 10.14 md dengan rata-rata tiap zona sebesar 6.33 md pada zona 1 dan 12.52 md pada zona 2. Hasil perhitungan ini menunjukkan bahwa permeabilitas pada sumur ini termasuk ke permeabilitas *fair* (cukup).

Kata Kunci : Prediksi Permeabilitas, *Log*, *Fuzzy Logic*, *CT Scan*

**ESTIMASI PERMEABILITAS MENGGUNAKAN METODE
FUZZY LOGIC BERDASARKAN DATA *CT SCAN*, *CORE* DAN *LOG*
PADA LAPANGAN CILAMAYA, JAWA BARAT**

Oleh

DYNA AULIYA HAQ

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar

SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2019

Judul Penelitian : **ESTIMASI PERMEABILITAS MENGGUNAKAN
METODE FUZZY LOGIC BERDASARKAN DATA
CT SCAN, CORE DAN LOG PADA LAPANGAN
CILAMAYA, JAWA BARAT**

Nama : Dyna Auliya Haq

No. Pokok Mahasiswa : 1515051003

Jurusan : Teknik Geofisika

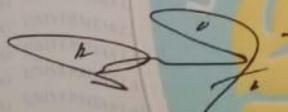
Fakultas : Teknik

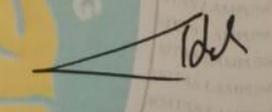
MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing,

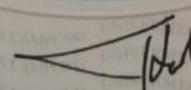
Pembimbing I

Pembimbing II


Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP. 196612221996031001


Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP. 197509112000121002

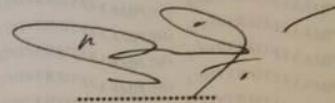
2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika


Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP. 197509112000121002

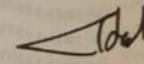
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

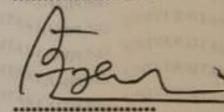
Ketua : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**



Sekretaris : **Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.**



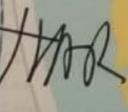
Penguji
Bukan Pembimbing : **Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.**



2. Dekan Fakultas Teknik



Prof. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.
NIP. 19620717 198703 1002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi: **11 Juli 2019**

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan 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 pula 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, 15 Juli 2019



Dyna Auliya Haq

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Bandar Lampung, pada tanggal 6 September 1997, anak pertama dari dua bersaudara dari pasangan Bapak Saifulhaq, S.E. dan Ibu Hermawati, S.Ag. Alamat Penulis berada di Jalan Pagar Alam Gang Cempaka 6 Nomor 5, Segalamider Bandar Lampung. Penulis berkebangsaan Indonesia dan beragama Islam.

Pendidikan yang pernah di tempuh oleh Penulis menyelesaikan pendidikan Sekolah Dasar pada tahun 2003 di SD Kartika II-5 yang selesai pada tahun 2009. Selanjutnya, penulis menempuh pendidikan Sekolah Menengah di SMP IT Fitrah Insani hingga tahun 2012 dilanjutkan di MAN 1 Model Bandar Lampung dan lulus pada tahun 2015.

Pada tahun 2015, penulis terdaftar sebagai mahasiswa di Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung. Pada Tahun 2016, Penulis bergabung menjadi anggota Dana dan Usaha di HIMA TG Bhuwana Universitas Lampung dan menjadi staff Human Resources Development di American Association Of Petroleum Geologist (AAPG) SC Unila. Selanjutnya, ditahun 2017, penulis menjabat sebagai Sekertaris di Badan Eksekutif Mahasiswa Universitas Lampung.

Di akhir masa studi, penulis menjabat sebagai Head Officer Human Resource Development di American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Unila SC kepengurusan tahun 2018 sampai April 2019.

Pada bulan Maret 2018, penulis tercatat melakukan Kerja Praktek (KP) di PT. Bukit Asam, Tanjung Enim pada fungsi Bidang Eksplorasi Geologi dengan mengambil tema penelitian “Identifikasi Dan Korelasi Data Bawah Permukaan Menggunakan Data Well Logging Dan Data Kualitas Batubara Di Daerah Tambang Air Laya (TAL) di PT. Bukit Asam, Tanjung Enim Sumatera Selatan”. Pada bulan Juli tahun 2018 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Kebon Damar, Kabupaten Lampung Timur. Pada Oktober 2018, penulis melakukan penelitian Tugas Akhir (TA) di LEMIGAS hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada Juli 2019 dengan mengambil judul “Estimasi Permeabilitas Menggunakan Metode *Fuzzy Logic* Berdasarkan Data *CT Scan*, *Core*, dan *Log* Pada Lapangan Cilamaya, Jawa Barat”.

PERSEMBAHAN

Dengan penuh rasa syukur, kan ku persembahkan skripsi ini kepada :

Allah SWT

Atas segala nikmat dan berkah yang senantiasa aku rasakan dalam menyelesaikan skripsiku ini

*Kedua Orang Tuaku Tersayang
Ayahanda Tercinta Saifulhaq, S.E.
Ibunda Tercinta Hermawati, S.Ag.*

Berkat Do'a dan kemurnian cinta kasih sayang. Terimakasih atas segala jerih payah ayah dan ibu hingga kebutuhanku dapat dipehuhi. Semuanya takkan terbalas, namun akan selalu ku ingat sampai kapanpun, hingga tak terbatas sampai nyawa lepas dikandung badan.

*The One and Only Adikku Tersayang
Nisa Maulidia Haq*

Terimakasih atas segala bentuk dukungan kalian. Kebersamaan dari kita kecil hingga sekarang takkan lekang oleh waktu. Sungguh egois jika kakakmu ini tidak menginginkan kalian bertumbuh besar hanya karna kalian terlalu menggemaskan dan lucu ketika masih bisa ku pangku.

Teknik Geofisika Universitas Lampung 2015

Suka dan duka telah kita lewati bersama, tawa dan kasih kalian tidak akan pernah aku lupakan. Aku sayang kalian.

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

MOTTO

*Don't make trouble before trouble makes trouble
with you*

Be Realistic, Have Brain, and Behaviour

عَدُوٌّ عَاقِلٌ خَيْرٌ مِنْ صَدِيقٍ جَاهِلٍ

*Musuh yang pandai lebih baik daripada teman yang
bodoh*

اجْهَدْ وَلَا تَكْسَلْ وَلَا تَكُ غَافِلًا فَنَدَامَةُ الْعُقْبَى لِمَنْ يَتَكَاسَلُ

*Bersungguh-sungguhlah, jangan bermalas-malasan, dan
jangan pula lengah, karena penyesalan itu akibat bagi
orang yang bermalas-malasan*

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

Alhamdulillah, Segala puji bagi Allah S.W.T yang telah melimpahkan segala rezeki, petunjuk, dan ilmu kepada penulis, sehingga akhirnya penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Shalawat dan salam semoga selalu untuk nabi-Nya yakni Muhammad S.A.W. Sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul **“Estimasi Permeabilitas Menggunakan Metode *Fuzzy Logic* Berdasarkan Data *CT Scan*, *Core*, dan *Log* Pada Lapangan Cilamaya, Jawa Barat”** ini dengan baik.

Harapan penulis adanya penelitian ini semoga dapat menambah khazanah ilmu di bidang eksplorasi hidrokarbon terutama di bidang keilmuan Geofisika. Adapun dalam pelaksanaan dan penulisan laporan ini penulis menyadari bahwa selesainya proses pengerjaan ini tidak lepas dari bimbingan dan dukungan dari berbagai pihak. Demikian Skripsi ini disusun dengan sebaik-baiknya, harapan penulis agar Skripsi ini dapat menjadi acuan dan berguna bagi pembaca. Selain itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun agar menjadi lebih baik lagi kedepannya.

Penulis

Dyna Auliya Haq

SANWACANA

Alhamdulillahirobbil'alamin...

Dengan penuh rasa syukur, penulis panjatkan kehadiran Allah SWT, karena atas limpahan rahmat dan hidayah-Nya penulis dapat menyelesaikan Laporan Tugas Akhir ini. Shalawat serta salam senantiasa tercurah kepada Nabi Besar Muhammad SAW, keluarga, sahabat serta pengikut-Nya yang terus menegakkan kalimat tauhid di muka bumi ini.

Penulis menyadari sepenuhnya, bahwa apa yang terjadi dalam Laporan Tugas Akhir ini masih jauh dari yang diharapkan. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran dari semua pihak sehingga membawa kearah pemikiran yang lebih maju. Tidak akan terselesaikan Laporan Tugas Akhir ini tanpa bantuan, dukungan dan bimbingan dari berbagai pihak. Pada kesempatan ini penulis menyampaikan terimakasih kepada :

1. Kepada Keluarga, terutama ayah dan ibu yang selalu siap direpotkan oleh anaknya ini. Segala kebutuhan, dari yang penting sampai yang sama sekali tidak penting semua terpenuhi, terimakasih banyak atas segala pengorbanan, kasih sayang serta do'a disetiap sujudmu sehingga dyna bisa menyelesaikan Laporan Tugas Akhir ini dengan baik. Teruntuk Nisa Maulidia Haq/Iyak, selamat menempuh kehidupan mahasiswa baru selamat datang di dunia perkuliahan, terimakasih atas segala kontribusinya. Kepada Nenekku Pahlawanku dyna sangat bersyukur dan berterimakasih atas segala fasilitas, uang bensin, dan doa yang selalu nenek panjatkan di setiap doa..

2. Bapak Prof. Suharno, M.Sc.,PhD selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
3. Bapak Dr. Nandi Haeruddin S.Si, M.Si., selaku ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
4. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. Selaku Pembimbing I Tugas Akhir dari Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
5. Bapak Dr. Nandi Haeruddin S.Si, M.Si. Selaku Pembimbing II Tugas Akhir dari Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
6. Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T. selaku Dosen Penguji Tugas Akhir.
7. Seluruh Dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah membekali penulis dengan ilmu dan pengetahuan sehingga dapat terselesaikannya laporan Tugas Akhir ini.
8. Seluruh Staff Fakultas Teknik dan Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah membantu dalam memperlancar urusan administrasi untuk keperluan Tugas Akhir.
9. Bapak Kepala Sekolah Ade Yogi, M.T. selaku Pembimbing di LEMIGAS yang telah mengarahkan dan memberi bimbingannya sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Tugas Akhir.
10. Seluruh keluarga anggota osis yang ada di LEMIGAS, khususnya Kelompok Evaluasi Formasi, terimakasih atas pengalaman, ketegangan, dan keseruan yang telah diberikan.
11. Teman seperjuangan Tugas Akhir dan sobat misqueenku Ayu Yuliani dan Sunarni yang selalu memberi motivasi dan membantu saya dalam

menyelesaikan laporan Tugas Akhir ini bersama dan dalam lika-liku kerasnya roda kehidupan selama Tugas Akhir.

12. Para penyemangat dan sahabat saya, Tarik Jabrix Nopi terimakasih atas jasa printing dan sebagai pembimbing ketiga ku, Rindi si gupek tapi rajin ngampus pokoknya harus ada acara tiap hari, Sunar yang sekarang berbeda si tukang mager tapi kalo di semangatin juga ikutan.
13. Keluarga Sky yang sekarang punya jalannya masing-masing. Nenek Putri, Bu Bidan Icha, Mbok Yul, Bayi Mungil, Renny SayHi, Tante Bella, dan VivI L.
14. Dan kepada Gucci Gang ku yang selalu minta jalan-jalan dan hedon-hedon terimakasih atas segala dukungan yang telah diberikan
15. My Dearest Support System Muhammad Hikmah Sedo Putra.
16. Serta yang paling di sayangi dan di banggakan, teman-teman Teknik Geofisika 2015 Universitas Lampung yang selalu memberi motivasi dan bantuan, yogi, keti, teku, abil, juli, ozza, jamet, agam, kiwil, monang, yuda, mak feng, bang ali, nurman, fikri, angga, adit, ariyan, dokoy, alfin, aldo, ableh, ayu, maul, ara, nopi, rindi, sunar, mba dana, desi, salma, laras, tata, awe, rani, ester, isti, jee, eka, bunda risma, icik, yang menjadi mahasiswa tingkat akhir dan mulai berpisah satu per satu *TG'15 "TG TG SUKSES"*. Terima kasih karena kalian sudah berjuang sampai saat ini untuk menjalani kehidupan di perkuliahan yang sangat berat ini. Semoga kita semakin sukses, solid dan bisa melewati masa – masa akhir kuliah kita di TG Unila ini.

Demikian laporan Tugas Akhir ini disusun dengan sebaik-baiknya, harapan penulis agar laporan ini dapat menjadi acuan dan berguna bagi pembaca. Selain itu,

penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun agar menjadi lebih baik lagi kedepannya.

Bandarlampung, 15 Juli 2019

Penulis,

Dyna Auliya Haq

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRACT	i
ABSTRAK	ii
PERSETUJUAN	iii
PENGESAHAN	iv
PERNYATAAN	v
RIWAYAT HIDUP	vi
PERSEMBAHAN	viii
MOTTO	ix
KATA PENGANTAR	x
SANWACANA	xi
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xviii
DAFTAR TABEL	xx
I. PENDAHULUAN	
A. Latar Belakang.....	1
B. Tujuan Penelitian.....	4
C. Batasan Masalah	4
D. Manfaat Penelitian	5

II. TINJAUAN PUSTAKA

A. Lokasi Daerah Penelitian	6
B. Geologi Regional	9
C. Tektonostratigrafi dan Struktur Geologi	10
1. Tektonik Pertama	11
2. Tektonik Kedua	12
3. Tektonik Terakhir	12
D. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara	13
1. Batuan Dasar	13
2. Formasi Jatibarang	13
3. Formasi Talangakar	14
4. Formasi Baturaja	14
5. Formasi Cibulakan Atas	15
5.1 Massive	15
5.2 Main	15
5.3 Pre Parigi	15
6. Formasi Parigi	16
7. Formasi Cisubuh	16
E. Sedimentasi Cekungan	18

III. TEORI DASAR

A. <i>Computed Tomography Scan</i>	20
1. Pengertian <i>CT Scan</i>	20
2. Prinsip Kerja <i>CT Scan</i>	21
3. Hubungan <i>CT Scan</i> dengan batuan	22
4. Hubungan <i>CT Scan</i> dengan <i>CT Number</i>	23
5. Hubungan <i>CT Number</i> dengan porositas	24
B. <i>Fuzzy Logic</i>	25
C. <i>Wireline Log</i>	31
1. <i>Log Radioaktif</i>	34
1.1 <i>Gamma Ray</i>	34
1.2 Densitas	36
1.3 <i>Log Neutron</i>	40
2. <i>Log Listrik</i>	42
2.1 <i>Log Spontaneous Potential</i>	42
2.2 Resistivitas	44
2.2.1 <i>Laterolog</i>	46
2.2.2 <i>Induksi</i>	47
D. Interpretasi Kualitatif	48
E. Interpretasi Kuantitatif	49
1. <i>Volume Shale</i>	49
2. Porositas	50
3. Faktor Formasi	53
4. Penentuan Resistivitas Air	54
5. Saturasi Air	56
6. Permeabilitas	58

IV. METODELOGI PENELITIAN

A. Lokasi dan Waktu Penelitian	62
B. Perangkat	62
C. Data Penelitian	62
D. Pengolahan Data	63
1. <i>Plotting CT Number</i> pada <i>software VoxelCalc</i>	63
2. Prediksi permeabilitas dengan metode <i>Fuzzy Logic</i>	65
E. Diagram Alir	68
F. Jadwal Pelaksanaan Penelitian	70

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

A. Perhitungan nilai porositas dari data <i>CT Scan</i>	72
B. Analisis Petrofisika	82
1. Analisis Zona Prospek	82
2. Perhitungan <i>Volume Shale</i>	85
3. Perhitungan porositas	88
4. Penentuan resistivitas air formasi	91
5. Perhitungan saturasi air	92
6. Perhitungan permeabilitas	95
C. Prediksi permeabilitas menggunakan metode <i>Fuzzy Logic</i>	95
D. Perbandingan permeabilitas <i>log</i> , <i>core</i> , dan <i>fuzzy logic</i>	104

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan	112
B. Saran	113

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. Lokasi Struktur Daerah Penelitian	8
Gambar 2. Pembagian Geologi Cekungan Jawa Barat Utara	10
Gambar 3. Penampang Tektonik Cekungan Jawa Barat Utara	13
Gambar 4. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara	17
Gambar 5. <i>CT Scanner</i>	21
Gambar 6. Contoh Grafik Perhitungan <i>bin</i> dengan Kesalahan Persentil 25%	27
Gambar 7. Skematik Diagram Pengaturan <i>Wireline Logging</i>	34
Gambar 8. Respon Kurva Log Gamma Ray	36
Gambar 9. Respon Log Densitas terhadap Batuan	39
Gambar 10. Respon Log Neutron	41
Gambar 11. Karakteristik Log SP	43
Gambar 12. Respon Kurva Log Resistivitas terhadap Batuan	45
Gambar 13. Prinsip Kerja Alat Laterolog	46
Gambar 14. Prinsip Kerja Alat Induksi	47
Gambar 15. Pickett Plot	56
Gambar 16. Data Input untuk Prediksi Permeabilitas <i>Fuzzy Logic</i>	67
Gambar 17. Diagram Alir Penelitian	69
Gambar 18. Plot 1 pada zona 1 <i>tube</i> 1 di kedalaman 2177.93 m	74
Gambar 19. Kurva Perbandingan Porositas <i>Core</i> vs Porositas CT pada zona 1 ..	77
Gambar 20. Plot 1 pada zona 2 <i>tube</i> 11 di kedalaman 2199.29 m	78
Gambar 21. Kurva Porositas <i>Core</i> vs Porositas CT pada zona 2	81
Gambar 22. Analisis Zona Prospek 1 pada sumur SD_56	84

Gambar 23. Analisis Zona Prospek 2 pada sumur SD_56	85
Gambar 24. Tampilan Kandungan <i>Volume Shale</i> di zona 1 pada sumur SD_56.....	87
Gambar 25. Tampilan Kandungan <i>Volume Shale</i> di zona 2 pada sumur SD_56.....	87
Gambar 26. Hasil Interpretasi Kuantitatif Porositas pada zona 1	90
Gambar 27. Hasil Interpretasi Kuantitatif Porositas pada zona 2	91
Gambar 28. Crossplot <i>LLD/PHIE</i> pada sumur SD_56	92
Gambar 29. Hasil Interpretasi Kuantitatif Saturasi Air di zona 1 pada sumur SD_56	94
Gambar 30. Hasil Interpretasi Kuantitatif Saturasi Air di zona 2 pada sumur SD_56	94
Gambar 31. Grafik nilai R^2 pada masing-masing <i>bin</i>	97
Gambar 32. Perbandingan Permeabilitas <i>Core</i> dengan Permeabilitas <i>Fuzzy Logic</i> pada zona 1	102
Gambar 33. Perbandingan Permeabilitas <i>Core</i> dengan Permeabilitas <i>Fuzzy Logic</i> pada zona 2	103
Gambar 34. Perbandingan Porositas <i>CT</i> terhadap PPorositas <i>Core</i> untuk seluruh sampel pada sumur SD_56	104
Gambar 35. Perbandingan Porositas <i>Log</i> terhadap Porositas <i>Core</i> untuk seluruh sampel pada sumur SD_56	105
Gambar 36. Perbandingan Porositas <i>CT</i> terhadap Porositas <i>Log</i> untuk seluruh sampel pada sumur SD_56	106
Gambar 37. Hasil Perhitungan Prediksi Permeabilitas <i>Fuzzy Logic</i> terhadap Permeabilitas <i>Core</i> pada sumur SD_56	107
Gambar 38. Hasil Perbandingan Porositas <i>CT</i> , <i>Core</i> , dan <i>Log</i> serta Permeabilitas <i>Core</i> dan <i>Fuzzy Logic</i> pada zona 1 sumur SD_56	110
Gambar 39. Hasil Perbandingan Porositas <i>CT</i> , <i>Core</i> , dan <i>Log</i> serta Permeabilitas <i>Core</i> dan <i>Fuzzy Logic</i> pada zona 2 sumur SD_56	111

DAFTAR TABEL

Tabel 1. Gambaran Variasi Harga Densitas dengan Kandungan Fluida tertentu di beberapa Lapangan Minyak	39
Tabel 2. Nilai Resistivitas Batuan	45
Tabel 3. Klasifikasi Porositas	53
Tabel 4. Lembar Kerja <i>Ms. Excel</i> Hasil Plot <i>CT Number</i>	65
Tabel 5. Pelaksanaan Kegiatan Penelitian	68
Tabel 6. Hasil Perhitungan Porositas <i>CT</i> pada zona 1 <i>tube 1</i>	75
Tabel 7. Perbandingan Nilai Porositas <i>Core</i> dan Porositas <i>CT Scan</i> di zona 1	76
Tabel 8. Hasil Perhitungan Porositas <i>CT</i> pada zona 2 <i>tube 11</i>	79
Tabel 9. Perbandingan Nilai Porositas <i>Core vs</i> Porositas <i>CT</i> pada zona 2	80
Tabel 10. Kandungan <i>Volume Shale</i> pada sumur SD_56	86
Tabel 11. Nilai Porositas Total dan Porositas Efektif pada Sumur SD_56	89
Tabel 12. Hasil Perhitungan Saturasi Air pada Sumur SD_56	93
Tabel 13. Hasil Perhitungan Permeabilitas <i>Fuzzy Logic</i> pada zona 1 sumur SD_56	100
Tabel 14. Hasil Perhitungan Permeabilitas <i>Fuzzy Logic</i> pada zona 2 sumur SD_56	101

BAB I

PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Peralatan *CT Scan* atau *Computed Tomography Scanner* digunakan pertama kali di bidang medis. Dengan prinsip kerja menggunakan sistem penyinaran untuk melihat organ dalam tubuh manusia tanpa harus melakukan operasi atau bedah.. Di Eropa dan Amerika delapan belas tahun yang lalu alat *CT Scanner* mulai digunakan untuk industri perminyakan untuk melihat simulasi aliran fluida pada batuan reservoir dan untuk keperluan riset. Penggunaan metode ini dilakukan untuk menentukan nilai saturasi dari minyak pada resolusi spasial 0.1 cm agar dapat ditentukan karakteristik kapilar untuk media berpori dan pori batuan dengan menggunakan dimensi spasial dalam satuan mm yang memiliki elemen penyusun batuan yang sama. Metode pengukuran dengan *CT Scanner* ini juga dapat digunakan untuk menguji karakteristik patahan menggunakan jarak, lebar, struktur geometri, dan ketidaklurusan derajat kebundaran. Berdasarkan recalibrasi dan modifikasi dari *Scanner* dan sampel, *CT Scanner* ini dapat digunakan untuk analisis kenaikan resolusi (Pamuji, 2010).

Computed Tomography Scan (CT Scan) merupakan metode penggambaran menggunakan tomografi dimana pemrosesan geometri dapat memberikan hasil gambar 3D dari tubuh bagian dalam sebuah objek dari suatu penampang besar lalu gambar Sinar X 2D diambil dari satu putaran *axis*. Pada teknik *CT Scan*, tabung *X-ray* dan sistem deteksi (detektor) berputar mengelilingi objek yang akan di-scan. kemudian radiasi yang terpancar akan berputar mengelilingi objek dan melepaskan sinar radiasi yang akan melewati/menembus objek. Sistem deteksi akan mengukur nilai intensitas Sinar X yang sudah melewati/menembus objek. Kemudian peralatan komputer akan menghitung nilai dari koefisien atenuasi linear objek (μ) yang merupakan fungsi posisi pada penampang lintang objek. Kemudian informasi mengenai penampang lintang objek yang telah di-*scan* akan didapatkan dari banyak sudut proyeksi (Rachman, 2015)

Dalam menentukan zona hidrokarbon yang prospek hal yang harus dilakukan pertama ialah menentukan parameter penting yang tersedia pada zona reservoir yang kemudian di analisis. Parameter penting untuk penentuan zona prospek meliputi porositas, permeabilitas, dan saturasi hidrokarbon untuk melihat kenampakan dari zona permeabel dan substitusi fluida pada zona tersebut. Permeabilitas pada umumnya dapat diketahui dengan pengukuran di laboratorium menggunakan data *core* di laboratorium *routine core* namun metode pengukuran lab jarang digunakan mengingat biaya yang diperlukan relatif tinggi dan pemilihan titik untuk dilakukan perhitungan juga perlu diperhatikan untuk meminimalisir biaya dan keakuratan data yang dihasilkan. Pengukuran permeabilitas dapat dilakukan dengan interpretasi kuantitatif menggunakan rumus, nilai permeabilitas

dapat diketahui. Permeabilitas dan porositas mempunyai kaitan yang erat karena itu dapat dikatakan permeabilitas adalah fungsi dari porositas (Ari dkk., 2013)

Dalam pengelolaan reservoir jumlah produksi sangat bergantung pada permeabilitas. Karena itu, estimasi permeabilitas yang akurat sangat dibutuhkan. Perhitungan permeabilitas secara langsung hanya bisa dilakukan di laboratorium melalui pengamatan batuan inti. Karena skala pengukuran sampel batuan inti bersifat makroskopik, jadi hasil pengukuran perlu dikonversi ke skala megaskopik agar bisa didistribusikan ke seluruh segmen reservoir. Proses ini dilakukan menggunakan data sumuran untuk memprediksi permeabilitas secara tidak langsung. Selanjutnya, dilakukan pencocokan data dari permeabilitas batuan inti dengan respon log. Lalu permeabilitas dari respon log didistribusikan keseluruhan segmen reservoir menggunakan metode *geostatic* dan hubungan antara permeabilitas, porositas dan *water saturation* (saturasi air). Karena permeabilitas termasuk dari hasil dari proses geologi, maka setiap tipe batuan yang ada pada suatu reservoir memiliki karakter permeabilitas dan porositas yang unik (Yogi, 2018) karena itu untuk menentukan estimasi permeabilitas dibutuhkan metode yang tepat agar hasilnya akurat. Dalam penelitian ini digunakan metode *Fuzzy Logic* untuk menentukan estimasi permeabilitas pada sumur SD_56.

Industri minyak saat ini sering menggunakan teknik interpretasi berdasarkan *fuzzy logic*, untuk memprediksi permeabilitas dan litho-facies di sumur yang telah digali. Prediksi Litho facies dan permeabilitas telah menghadirkan tantangan untuk evaluasi formasi karena kurangnya alat yang mengukur mereka secara langsung.

Metode ini digunakan sebagai alat sederhana untuk mengkonfirmasi korelasi yang diketahui atau sebagai prediktor yang kuat pada sumur. Pada penelitian ini menggunakan data dari *CT Scan*, data *basic routine core* dan data *wireline log*. Dimana data *CT Scan* meliputi *Depth CT*, *CT Number*, dan porositas *CT*. Basic data *routine core* yang digunakan yaitu data porositas, kedalaman, dan permeabilitas.

B. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah :

1. Menentukan nilai porositas dari data *CT Scan*.
2. Menentukan nilai permeabilitas dari data *log*, *core*, dan *fuzzy logic*.
3. Membandingkan nilai permeabilitas *log*, *core*, dan *fuzzy logic*.
4. Analisis daerah produktif secara kualitatif dan kuantitatif..

C. Batasan Masalah Penelitian

Batasan masalah dari penelitian ini adalah menentukan nilai porositas dari data *CT Scan* yang dihasilkan dari pengeplotan titik *CT* untuk mendapatkan nilai *CT Number*, yang kemudian di korelasikan dengan data dari *wireline log* yaitu data *log GR*, *DT*, *RHOB*, *MSFL*, *LLD*, *Pore CT*, dan *CT Number* untuk menghitung prediksi permeabilitas menggunakan metode *Fuzzy Logic* serta membandingkan nilai hasil prediksi *Fuzzy* dengan data permeabilitas *Core* dan *Log*.

D. Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian mengenai prediksi permeabilitas dengan menggunakan metode *Fuzzy Logic* di sumur SD_56 dapat dijadikan sebagai acuan untuk penelitian selanjutnya dalam perhitungan prediksi permeabilitas dengan metode yang sama karna nilai yang dihasilkan cukup akurat.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

A. Lokasi Daerah Penelitian

Secara geografis wilayah penelitian sumur SD_56 terletak di lapangan Cilamaya, cekungan Jawa Barat Utara, Sub-Cekungan Pasir Putih. Secara geografis wilayah kecamatan Cilamaya Wetan termasuk kedalam dataran rendah. Kecamatan Cilamaya Wetan disinggahi oleh Sungai Cilamaya yang termasuk batas alam kecamatan Cilamaya (Kabupaten Karawang dengan Kabupaten Subang). Secara administratif Kecamatan Cilamaya terbagi menjadi beberapa desa. Berikut merupakan batas administratif dari Kecamatan Cilamaya :

- Utara : Laut Jawa
- Selatan: Kecamatan Banyusari
- Barat : Kecamatan Cilamaya Kulon
- Timur : Kecamatan Blanakan Kabupaten Subang

Cekungan Jawa Barat Utara memiliki sistem *block faulting* dengan arah Utara-Selatan. Sistem patahan dari cekungan ini memiliki arah yang mengelompokkan Cekungan Jawa Barat Utara menjadi beberapa Sub-Cekungan atau graben dari arah Barat menuju Timur, yaitu Sub-Cekungan Ciputat, Sub-Cekungan Pasir Putih dan Sub-Cekungan Jatibarang. Pada masing-masing dari Sub-Cekungan

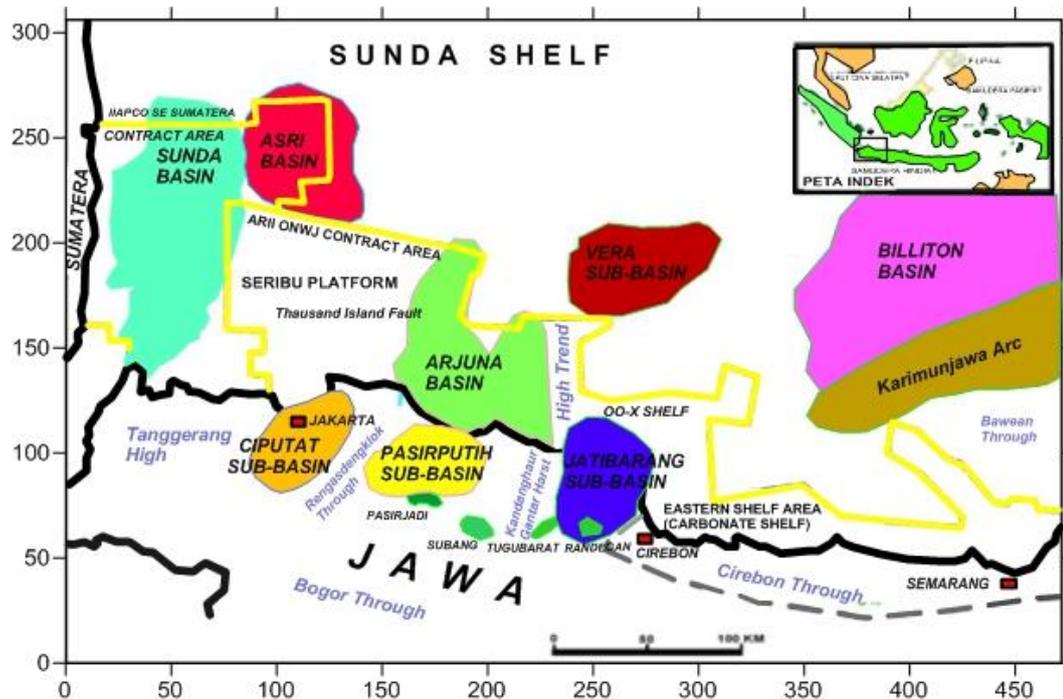
dipisahkan oleh tinggian, seperti tinggian Rengasdengklok yang memisahkan Sub-Cekungan Ciputat dan Sub-Cekungan Pasir Putih. Kemudian tinggian Pamanukan dan tinggian Kandanghaur yang memisahkan Sub-Cekungan Pasir Putih dengan Sub-Cekungan Jatibarang. Konfigurasi dari setiap Sub-Cekungan dan tinggian yang memisahkan tiap Sub-Cekungan sangat memengaruhi batuan induk dan batuan reservoir dengan jenis batuan sedimen tersier. Struktur tersier pada Cekungan ini diperkirakan adalah sistem patahan yang terbentuk pada saat Orogenesa Zaman Kapur Tengah hingga awal Paleosen.

Cekungan Jawa Barat Utara adalah cekungan sedimen Tersier yang terletak di sebelah kanan bagian Barat pulau Jawa. Secara regional, Cekungan Jawa Barat Utara merupakan cekungan busur belakang pegunungan (*back-arc basin*), terbentuk karena adanya tumbukan yang meliputi paparan Sunda dari arah Utara dan paparan India-Australia dari sebelah Selatan. Peristiwa ini terjadi pada umur Eosen hingga Oligosen (**Gambar 1**).

B. Geologi Regional

Pada Cekungan ini terutama pada daerah lepas pantai telah terbukti mempunyai cekungan sedimen yang menghasilkan minyak dan gas. Kemudian pada arah Selatan hingga Paparan Mandala terbukti ditemukan Sub-Cekungan yang baru yaitu Sub-Cekungan Kepuh, Sub-Cekungan Ciputat dan Sub-Cekungan Cipunegara (Bishop, 2000). Studi dengan menggunakan metode gayaberat mengindikasikan adanya potensi hidrokarbon di Jakarta dan sekitarnya (Panjaitan, 2009)

Cekungan Jawa Barat Utara ini dikenal dengan julukan provinsi dari hidrokarbon yang utama di wilayah Pertamina DOH JBB, Cirebon. Cekungan ini terletak di antara daerah Pengangkatan Karimun Jawa di arah Timur, Paparan Pulau Seribu di Barat, Paparan Sunda di arah Utara dan Jalur Perlipatan Bogor pada arah Selatan. Cekungan Jawa Barat Utara juga dipengaruhi dengan *block faulting* yang memiliki arah Utara-Selatan. Patahan ini kemudian membagi cekungan kedalam beberapa Sub-Cekungan diantaranya adalah Jatibarang, Pasir Putih, Rangkas Bitung, Ciputat, dan tinggian-tinggian *basement* diantaranya adalah Arjawinangun, Cilamaya, Pamanukan, Kandanghaur, Rengasdengklok dan Tangerang (**Gambar 2**). Cekungan Jawa Barat ini berdasarkan pola struktur stratigrafi, dan letak yang berada di pola busur penunjaman telah mengalami fase sedimentasi dan fase tektonik dari masa ke masa sejak masa Eosen hingga masa sekarang (Martodjojo, 1984)



Gambar 2. Pembagian Geologi Cekungan Jawa Barat Utara (dimodifikasi dari PPTMGB LEMIGAS, 2018)

C. Tektonostratigrafi dan Struktur Geologi

Cekungan Jawa Barat Utara memiliki daerah laut dan darat (*offshore* dan *onshore*) dengan area Utara adalah laut dan Selatan adalah darat (Darman dan Sidi, 2000). Cekungan ini mempunyai area yang didominasi dengan patahan ekstensional dengan struktur kompresional yang sedikit. Pada Cekungan ini, *rift* sangat mendominasi karena berkaitan dengan patahan yang kemudian membentuk struktur depositer atau *half graben*. Seperti pada Sub-Cekungan Arjuna dan Sub-Cekungan Jatibarang sebagai depositer utama dan depositer lainnya seperti di Sub-Cekungan Ciputat dan Sub-Cekungan Pasirputih. Sekuen tersier mendominasi pada seluruh depositer yang memiliki ketebalan lebih dari 5500 m. Struktur yang ada pada cekungan ini terdiri dari beberapa area tinggian yang terhubung dengan patahan antiklin, lipatan yang turun pada bagian utama, dan *keystone folding*. Struktur kompresional terjadi di awal saat *rift* terbentuk, memiliki arah Barat-laut-

Tenggara dan terjadi pada masa Paleogen. Fase tektonik Jawa Barat terbagi menjadi 3 fase yang diawali dari masa Pra-Tersier hingga masa Plio-Pliostosen (**Gambar 3**). Berikut merupakan fase-fase tektonik Jawa Barat :

1. Tektonik Pertama

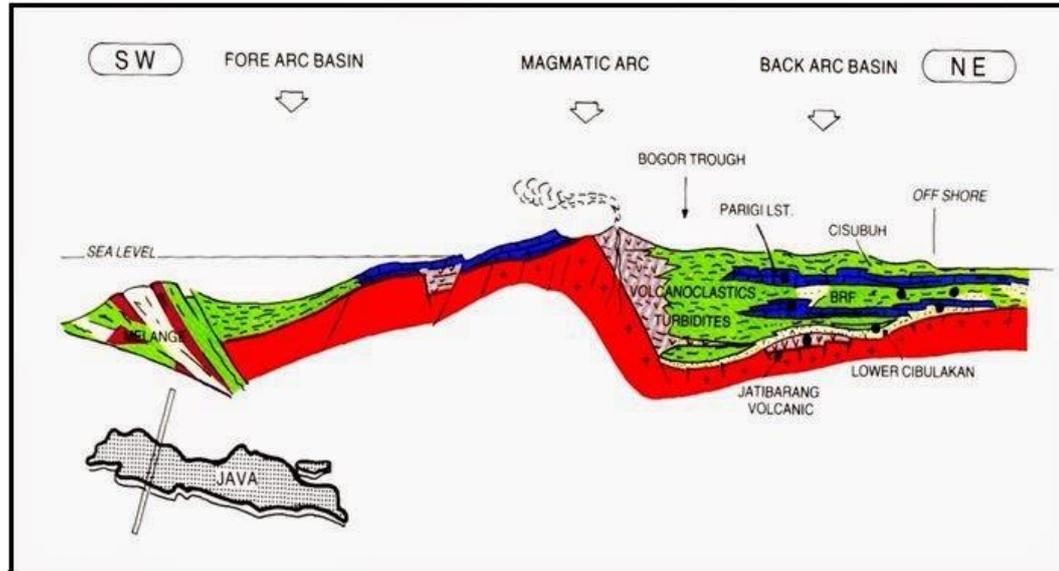
Sejak zaman Kapur pada awal masa Tersier, Daerah ini termasuk kedalam daerah *Fore Arc Basin* yang dicirikan oleh adanya orientasi struktural yang dimulai dari area Cileutuh, Sub-Cekungan Bogor, Sub-Cekungan Jatibarang, Cekungan Muriah dan Cekungan Florence Barat yang terindikasi adanya Meratus Trend. Periode Paleogen yaitu dari masa Eosen-Oligosen di sebut juga dengan *Paleogen Extensional Rifting*. Sesar geser yang mengarah ke kanan terjadi di periode ini dikarenakan oleh peristiwa tumbukan lempeng Eurasia, yang kemudian sesar ini memicu pembentukan cekungan tersier yang berada di Indonesia Barat dan kemudian membentuk Cekungan Jawa Barat Utara sebagai cekungan *pull apart basin*. Tektonik ekstensi kemudian membentuk *half graben system* atau sesar bongkah dan menjadi fase *rifting* yang pertama. Pada fase *rifting* yang pertama, sedimen yang diendapkan dapat disebut sebagai sedimen *synrift 1*. Fase fragmentas, rotasi, serta pergerakan dari Kraton Sunda merupakan fase terbentuknya *rifting*. Trend sesar normal yang berarah N 60° W-N 40° W dan hampir N-S dan dikenal sebagai pola Sesar Sunda mengalami perkembangan fase *rifting* pertama. Dalam masa ini endapan lacustrin dan vulkanik terbentuk yang berasal dari Formasi Jatibarang. Kemudian dijumpai endapan transisi dari Formasi Talangakar menandakan proses sedimentasi yang masih berlangsung. Akhir dari sistem ini adalah ketika lingkungan karbonat diendapkan pada Formasi Baturaja.

2. Tektonik kedua

Pada awal masa Neogen (Oligo-Miosen) fase tektonik kedua terjadi, dikenal juga sebagai fase *Neogen Compressional Wrenching*. Pembentukan diawali dengan adanya sesar geser yang disebabkan oleh gaya kompresif yang terbentuk, gaya kompresif disebabkan oleh tumbukan Lempeng Hindia. Pergeseran sesar pada fase ini didominasi oleh kegiatan reaktifasi sesar normal yang terbentuk pada masa Paleogen. Adanya gunung api yang terbentuk dari jalur vulkanik pada masa Miosen Awal yang sekarang terletak di lepas Pantai Selatan Jawa, menghasilkan endapan gunung api di bawah laut yang dikenal sebagai *old andesite*. Endapan ini tersebar di sepanjang Selatan Pulau Jawa. Pola tektonik ini mengubah arah pola tektonik sebelumnya menjadi arah Barat-Timur. Pola ini juga menghasilkan sistem sesar yang baru yaitu sesar naik yang dimulai dari arah Selatan menuju ke Utara. Pola sesar ini sesuai dengan sistem sesar naik *back arc basin*.

3. Tektonik Terakhir

Masa Pliosen hingga Pleistisen merupakan masa fase tektonik akhir terbentuk. Diawali dengan proses kompresi yang membentuk perangkap (*trap*) struktur yang berupa sesar naik Pasirjadi dan Subang pada Jalur Selatan di Cekungan Jawa Barat Utara kemudian pada Jalur Utara terdapat sesar turun yaitu sesar Pamanukan yang terbentuk karena terdapat perangkap struktur yang membuat proses terjadinya migrasi hidrokarbon. (**Gambar 3**).



Gambar 3. Penampang tektonik Cekungan Jawa Barat Utara (Hareira, 1991)

D. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara

Berikut merupakan formasi yang terbentuk di Cekungan Jawa Barat Utara dari umur tua hingga muda (**Gambar 4**) :

1. Batuan Dasar

Batuan dasar merupakan batuan beku andesit dan batuan basaltik yang memiliki umur dari masa Kapur Tengah hingga Kapur Atas dan batuan metamorf yang berumur Pra-Tersier (Sinclair dkk., 1995) Yang memiliki lingkungan pengendapan yaitu permukaan yang terdapat sisa vegetasi yang lapuk. (Koesoemadinata, 1980)

2. Formasi Jatibarang

Batuan pada formasi ini terendapkan pada saat *early synrift* sistem dan pada fasies *continental fluvial*. Dapat dilihat pada bagian tengah dan Timur dari Cekungan Jawa Barat Utara namun pada bagian Barat, formasi ini hampir tidak ada. Batuan penyusun formasi ini meliputi tufa, aglomerat, konglomerat, dan breksi. Dari rekahan tuff dapat ditemukan minyak dan gas. Formasi ini memiliki posisi yang

tidak selaras dengan batuan dasar. Umur formasi ini sendiri berkisar dari masa Eosen Akhir hingga Oligosen Awal (Budiyani dkk., 1991)

3. Formasi Talangakar

Formasi ini diendapkan pada fase *synrift* selanjutnya yang memiliki fasies *fluvial* sampai *deltaik* dan berkembang hingga *marine*. Perselingan batuan sedimen batupasir dan serpihan *non marine*, serta perselingan batugamping, batupasir, dan serpih pada fasies *marine* merupakan litologi penyusun dalam formasi ini.

Formasi ini memiliki ketebalan yang berbeda bergantung pada daerahnya. Seperti pada daerah Tinggian Rengasdengklok memiliki ketebalan 254 m dan Tinggian Tangerang diperkirakan memiliki ketebalan sebesar 1500 m. Tahapan akhir dalam proses sedimentasi formasi ini dijumpai dengan sedimentasi *synrift* yang berakhir. Dimana tahap awal sedimentasi formasi terjadi pada masa Oligosen dan di akhiri pada masa Miosen Awal. Dalam formasi ini dapat dijumpai lapisan batubara yang kemungkinan terbentuk dalam lingkungan delta. Adanya Batubara dan serpih merupakan ciri dari batu induk untuk hidrokarbon. Adapun formasi ini memiliki ketebalan yang berkisar dari 50–300 m (Budiyani dkk., 1991).

4. Formasi Baturaja

Lingkungan pengendapan dari formasi ini didominasi oleh batugamping yang terdiri dari paparan batugamping hingga *reef build up*. Perkembangan batugamping di formasi ini dapat ditemukan pada area Tinggian Cilamaya dan Tinggian Tangerang.

5. Formasi Cibulakan Atas

Litologi yang terdapat pada formasi ini merupakan perselingan dari batuserpih, batugamping klastik ataupun batugamping terumbu (*Mid Main Crbonate*) yang berkembang secara lokal dan batupasir. Formasi ini terbentuk pada masa Miosen Awal hingga Miosen Akhir yang kemudian terbagi menjadi tiga anggota, yaitu :

5.1 Massive

Lapisan ini terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Baturaja. Memiliki litologi perselingan batulempung dan batupasir yang berbutir halus hingga sedang. Pada lapisan massive atas dapat ditemukan kandungan hidrokarbon. Kemudian dapat ditemukan fosil foriminifera planktonik di lapisan ini seperti *Globigerina trilobus* dan foraminifera bentonik yaitu *Amphistegina* (Arpandi dan Patmosukismo, 1975).

5.2 Main

Lapisan ini diendapkan selaras diatas lapisan massive. Memiliki litologi penyusun berupa batulempung dengan perselingan batupasir yang berbutir halus-sedang dan bersifat glaukonitan. Sejak awal pembentukannya, batugamping dan *blanket* batupasir berkembang pada lapisan ini sehingga membuat anggota main ini terbagi menjadi *Mid Main Carbonat* (Budiyani dkk., 1991).

5.3 Pre Parigi

Pre Parigi terbentuk dan diendapkan selaras diatas anggota lapisan main. Memiliki litologi dengan perselingan batugamping, batulanau, batupasir dan dolomit. Terbentuk pada masa Miosen Tengah hingga Miosen Akhir, anggota ini terndapkan pada lingkungan Neritik Tengah hingga Neritik

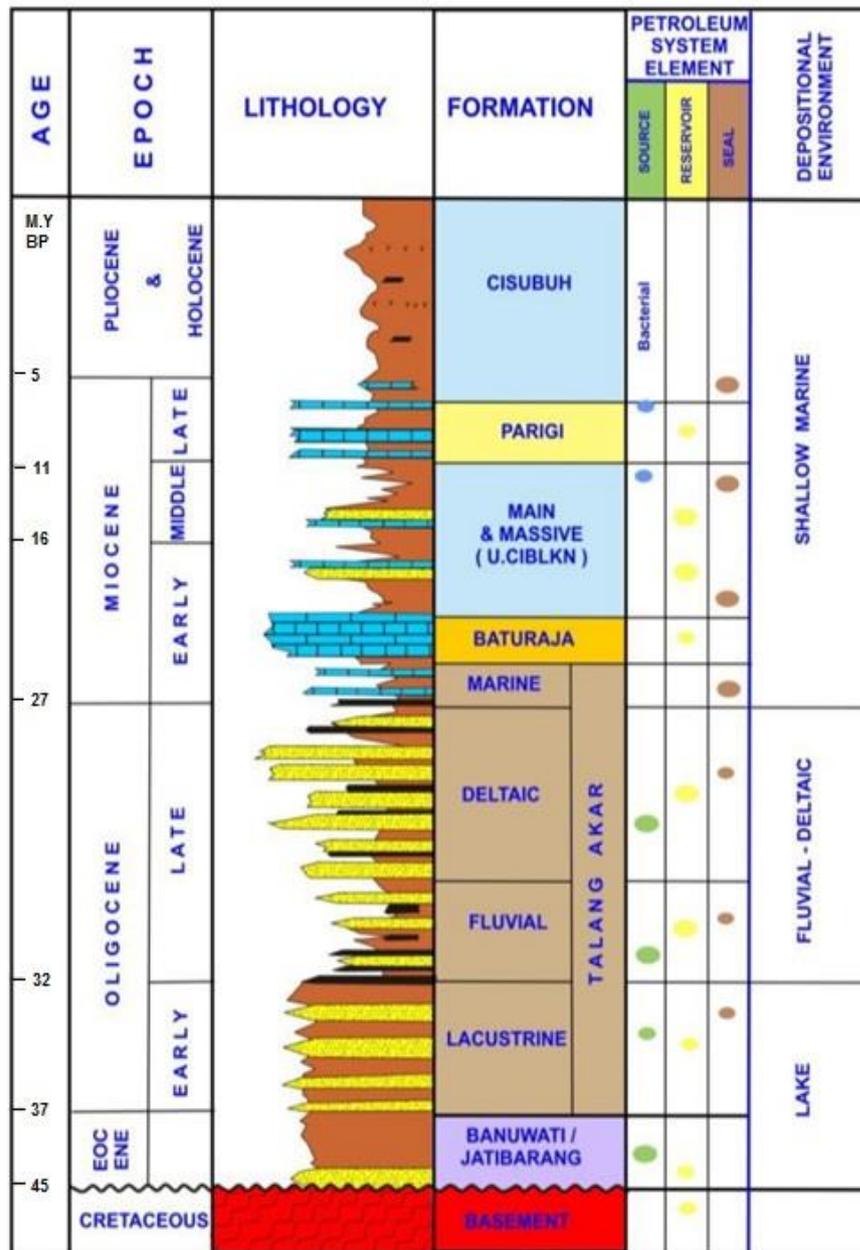
Dalam (Arpandi dan Patmosukismo, 1975) dengan ditemukannya fauna laut dangkal kandungan batupasir glaukonitan.

6. Formasi Parigi

Batugamping klastik dan batugamping terumbu merupakan litologi penyusun pada formasi ini. Pengendapan terjadi di hampir seluruh wilayah cekungan dan kebanyakan tumbuh berkembang menjadi batugamping terumbu yang selaras diatas Formasi Cibulakan Atas. Formasi dengan lingkungan pengendapan laut dangkal hingga neritik tengah ini diendapkan pada masa Miosen Akhir hingga masa Pliosen (Arpandi dan Patmosukismo, 1975).

7. Formasi Cisubuh

Formasi Cisubuh yang tersusun dari batuan sedmen klastik serpih, batulempung, dan batupasir. Namun pada beberapa tempat terdapat endapan batugamping yang tipis. Sedimentasi pada formasi ini mengakhiri proses sedimentasi di Cekungan Jawa Barat Utara.



Gambar 4. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Noble dkk., 1997)

E. Sedimentasi Cekungan

Awal masa Eosen Tengah sampai Oligosen Awal atau pada saat fase transgresi merupakan fase awal dalam proses sedimentasi Cekungan Jawa Barat Utara. Proses sedimentasi pada fase transgresi ini kemudian menghasilkan sedimentasi vulkanik dari area darat hingga laut dangkal pada Formasi Jatibarang. Aktifitas vulkanis pun meningkat. Material vulkanis dari arah Timur juga mulai terendapkan. Dikarenakan adanya hubungan antara interaksi lempeng pada arah Selatan Jawa sehingga di beberapa daerah yang labil sering mengalami aktivitas tektonik

Fase transgresi yang berlangsung sejak masa Oligosen hingga Miosen Awal menghasilkan sedimen transgresif transisi-deltaik hingga laut dangkal yang setara dengan Formasi Talang Akar, namun hal ini terjadi hanya pada awal periode. Dalam cekungan ini memiliki dua daerah lingkungan yaitu area laut dangkal di sebelah Timur dan Paralic di sebelah Barat. Dengan bertambahnya umur, aktifitas vulkanik semakin berkurang sehingga daerah-daerah yang semula labil menjadi agak stabil, namun di beberapa bagian masih aktif seperti di area Sub-Cekungan Ciputat. Selanjutnya pada masa Miosen Awal dari arah Baratlaut ke arah Tenggara, air laut mulai menggenangi daratan tetapi pada daerah Tinggian Tangerang hal ini tidak berlaku. Sehingga setelah proses ini batuan sedimen klastik yang dihasilkan setara dengan formasi Talang Akar.

Cekungan mulai memasuki tahap relatif stabil pada masa Akhir Miosen Awal. Pada masa ini di bagian Barat area Pamanukan memiliki platform yang dangkal, dimana perkembangan karbonat yang cukup signifikan hingga terbentuk setara dengan

Formasi Baturaja. Di bagian Timur memiliki dasar yang lebih dalam. Selanjutnya pada masa Miosen Tengah cekungan ini mengalami fase regresi dimana sedimen laut dangkal dari Formasi Cibulakan Atas mulai diendapkan. Sumber dari sedimen laut dangkal tersebut didominasi dari Formasi Cibulakan Atas yang memiliki arah Utara-Baratlaut. Masa-masa stabil pun mulai terjadi pada masa akhir Miosen Tengah. Pada masa ini lingkungan yang terbentuk ialah laut dangkal dan batugamping berkembang dengan baik karena aktivitas tektonik mulai lemah. Masa Miosen Akhir hingga Pliosen yaitu pada saat fase regresi merupakan fase pembentukan dari Formasi Parigi dan Cisubuh. Cekungan mengalami perubahan kondisi laut yang semakin berkurang menjadi lingkungan paralik.

Kemudian masa Pleistosen hingga Aluvium ditandai dengan pengangkatan sumbu utama Jawa. Pengangkatan ini diiringi dengan aktivitas vulkanis yang semakin meningkat diiringi dengan pembentukan struktur utama Pulau Jawa. Namun proses ini berhenti dengan tiba-tiba yang mengakibatkan perubahan pada kondisi laut yang dijumpai dengan butiran-butiran kasar diendapkan dengan ketidak selarasan diatas Formasi Cisubuh.

BAB III

TEORI DASAR

A. *Computed Tomography Scan*

1. Pengertian *CT Scan*

Alat diagnostik yang memiliki teknik radiografi atau yang biasa disebut *Computed Tomography (CT) Scanner* adalah sebuah alat yang menghasilkan gambaran potongan tubuh atau bagian organ dalam tubuh secara melintang berdasarkan serapan dari Sinar X kedalam irisan tubuh atau objek yang hasilnya akan disajikan dan terlihat pada monitor hitam putih. *Tomography* berasal dari bahasa Yunani yang berarti *tomos* (iris) dan *graphia* yang berarti gambaran. *Computed Tomography (CT)*, *Computed axial tomography (CAT)*, *Computer Assisted Tomography*, atau (*body section roentgenography*) yaitu suatu tahapan digital yang meliputi proses digital dalam menghasilkan gambaran internal tiga dimensi objek yang berasal dari satu rangkaian besar Sinar X dan menghasilkan gambar dua dimensi. Berikut merupakan gambar dari alat *CT Scan* (**Gambar 5**)



Gambar 5. *CT Scanner*

2. Prinsip Kerja *CT Scan*

Prinsip *CT scan* hampir mirip dengan perangkat radiografi yang lain yaitu menggunakan pancaran intensitas radiasi terusan yang ditembakkan melewati suatu objek yang kemudian menampilkan hasil keluaran berbentuk citra atau gambar. Perbedaan yang mendasar pada kedua perangkat ini adalah pada teknik untuk memperoleh citra dan pada citra yang dihasilkan. *X-ray* Konvensional menampilkan objek hanya dari satu sisi serta hasil bentuk citra berupa sebuah bayangan dan terekam pada film. Pada teknik *CT Scan*, tabung *X-ray* dan sistem deteksi akan berputar mengelilingi objek yang akan di-scan. Radiasi yang dipancarkan akan berputar mengelilingi objek dan akan melepaskan sinar yang akan melewati atau menembus objek. Kemudian terdapat detektor yang

mengelilingi objek dan mengukur intensitas atenuasi linier Sinar X yang melewati objek.

Kemudian komputer akan menghitung nilai dari koefisien atenuasi linear objek (μ) yang merupakan fungsi posisi di dalam penampang lintang obyek. Dengan teknik tersebut informasi mengenai penampang objek akan didapatkan dari banyak sudut proyeksi. Kemudian penampang lintang objek dalam bentuk 3D direkonstruksi yang meliputi tiga dimensi volume elemen atau dikenal juga dengan istilah *voxels*. Hasil informasi citra yang diperoleh dari pengukuran *CT Scan* terdiri dari kumpulan dua dimensi angka atau *two dimensional array of numbers* yang dikatakan sebagai Angka *CT*. Angka *CT* dapat disajikan dalam hasil print out, dan dapat dilihat nilainya menggunakan skala *greyscale* atau citra keabuan maupun berwarna. Sebuah citra *CT* terdiri dari *picture elements* atau disingkat *pixels*. Alat *CT* yang umum digunakan adalah *Medical CT Scanner (MCT)* umumnya memiliki dimensi *pixels* sebesar 512x512 dengan ketebalan irisan hingga 0,5 mm. Alat *CT scanner* yang memiliki resolusi lebih tinggi (*Ultra High Resolution CT Scanner*) memiliki ketebalan irisan hingga 0,097 mm. Dengan demikian citrayang dihasilkan oleh *CT scanner* dapat dilihat sebagai peta distribusi keruangan internal obyek dalam tiga dimensi yang memudahkan dalam menganalisa sebaran struktur internal obyek (Rachman, 2015)

3. Hubungan *CT Scan* dan Batuan

Hasil citra dalam gambar dari *CT Scan* menurut (Listiyowati, 2018) dengan skala abu-abu, warna yang lebih gelap menunjukkan nilai densitas yang kecil. Hasil keluaran dari *CT Scan* berupa tampilan gambar atau *CT Image*. Dari hasil *CT Image*

dapat dilakukan perhitungan digital untuk melihat kenampakan pori, kepadatan fraksi matriks batuan, melihat kenampakan struktur mikro pori, dan mencari nilai prediksi permeabilitas (Handoyo dkk., 2018).

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

CT Number yaitu nilai dari koefisien atenuasi (pelemahan energi) Sinar X yang ditentukan oleh rata-rata Sinar X, nilai pelemahan Sinar X yang berhasil melewati/menembus objek bergantung pada jumlah energi awal dan nomor atom objek. Jumlah besaran nilai dari pelemahan Sinar X berbanding lurus dengan jumlah nilai *CT Number* yang terekam oleh detektor (Ali dan Heri, 2014)

Besarnya *marker* berbentuk bulat mengindikasikan jumlah pixel yang selanjutnya dinilai atau *Radius of Interest (ROI)* mempengaruhi nilai *CT Number*. Setiap pixel ditampilkan di monitor pada tingka keterangan yang berbeda dan pada gambaran yang fotografis menunjukkan nilai densitas yang tertinggi. Tingkatan ini sesuai dengan bilangan *CT* atau *CT Number* dengan nilai -1000 sampai 1000 untuk setiap pixel. Dengan keterangan nilai *CT Number* -1000 adalah udara, nilai *CT Number* 1000 merupakan tulang padat, dan *CT Number* 0 adalah air.

Nilai yang didapat diperoleh dari besar atau kecil nilai dari koefisien atenuasi Sinar X setelah menembus/melewati objek. Nilai dari koefisien atenuasi linear yang semakin besar akan menghasilkan jumlah *CT Number* yang semakin besar pula, seperti contoh nilai *CT Number* yang mencapai 1000 HU dijumpai oleh tulang padat sedangkan nilai atenuasi yang diterima detektor semakin kecil maka nilai *CT*

Number yang dihasilkan juga kecil, seperti pada media udara dengan nilai *CT* sebesar -1000 HU. Nilai dari *CT Number* memiliki keterkaitan yang erat dengan nilai dari koefisien atenuasi linear Sinar X. Setiap pixel menunjukkan *CT Number* yang mewakili besar koefisien atenuasi linear Sinar X dari suatu *voxel*. Nilai koefisien atenuasi linear Sinar X ditunjukkan oleh energi rata-rata Sinar X. Nilai dari *CT Number* dinyatakan dengan rumus oleh (Seeram, 2001) :

$$CT\ Number = K \frac{\mu_{sample} - \mu_w}{\mu_w} \dots\dots\dots (1)$$

Keterangan :

μ_t : koefisien atenuasi sampel.

μ_w : koefisien atenuasi air.

K : konstanta yang menetapkan faktor skala untuk jarak *CT Number*.

Dari persamaan diatas terlihat bahwa jumlah nilai *CT* untuk air selalu nol dikarenakan sistem pencitraan *CT* berjalan dengan sistematis. Respon detektor harus selalu dikalibrasi sehingga nilai air selalu bernilai nol. Satuan dari nilai *CT Number* adalah Hounsfield Unit. Beberapa besar informasi akan terbuang ketika gambar memiliki rentang dinamis sebesar 2000, tetapi gambar akan disajikan pada layar monitor dalam bentuk video atau film dengan jumlah warna yang tidak lebih dari 32 warna abu-abu. (Bushong, 2001)

5. Hubungan *CT Number* dengan Porositas

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

$$CT\ Number = CT_{matrix} (1-\phi) + CT_{air} (\phi) \dots\dots\dots (2)$$

Dimana:

ϕ : porositas (%)

CT Number : rata-rata nilai *CT Number*

CT matrix : nilai *CT* matrik batuan

CT air : nilai *CT* udara (-1000 HU)

Satuan nilai dari *CT Number* disajikan dalam skala berstandar internasional yang disebut unit Hounsfield (atau nomor *CT*) yang didefinisikan dengan nilai -1000 (H) adalah udara dan 0 (H) adalah air.

B. Fuzzy Logic

Fuzzy Logic merupakan perluasan dari *Boolean Logic* yang dikembangkan untuk menangani konsep dari *partial truth*, *truth values between*, *completely true* dan *completely false*. Dr. Lotfi Zadeh dari UC/Barkeley mengenalkan ini di tahun 1960 sebagai model ketidak selarasan. Sainis terinspirasi dari hukum Logika Aristoteles kemudian dikembangkan oleh banyak saintis dan ahli filsafat. Hukum Aristoteles ini berdasarkan *X or not X*. Ini telah digunakan sebagai dasar untuk hampir semua yang kita lakukan. Kami menggunakannya ketika kami mengklasifikasikan hal-hal dan ketika kita menilai sesuatu.

Pengguna memilih jumlah bin untuk data yang akan dibagi.oleh program agar mendapat nilai sampel yang kira-kira sama, mulai dari nilai terendah dan meluas ke tertinggi. Untuk setiap tempat data program menghitung rata-rata dan standar deviasi untuk semua kurva terkait yang akan digunakan dalam prediksi. nilai rata-rata dan standar deviasi kemudian digunakan oleh program, untuk dijalankan dalam

mode prediksi untuk menemukan hasil most likely. Kurva prediksi *Fuzzy Logic* menggunakan perumusan matematika *Fuzzy Logic* yang dijabarkan oleh (Cuddy, 2000) :

$$P(C_b) = \frac{1}{\sqrt{n_b}} \times e^{-(C-\mu_b)^2 / (2 \times \sigma_b^2)} \dots\dots\dots (3)$$

Dimana :

$P(C_b)$: probabilitas kurva C pada bin b

n_b : jumlah sampel pada bin b

C : nilai input untuk kurva C

μ_b : nilai rata-rata untuk kurva C pada bin b

σ_b : standar deviasi untuk kurva C pada bin b

Probabilitas untuk semua kurva input kemudian digabungkan sebagai berikut :

$$\frac{1}{P_b} = \frac{1}{P(C1_b)} + \frac{1}{P(C2_b)} + \frac{1}{P(C3_b)} + \dots\dots\dots (4)$$

Dimana :

P_b : total probabilitas untuk bin b

$P(C1_b)$: probabilitas untuk kurva C1 pada bin b

Hasil *most likely* adalah jumlah bin dengan probabilitas yang paling tinggi. Program menghasilkan keluaran hasil bin dari *most likely*, kemudian probabilitas yang paling tinggi kedua, dan rata-rata dari dua hasil tertinggi. Penilaian menggunakan persamaan :

$$R_{av} = \frac{R_{ml} \times P_{ml} + R_{sl} \times P_{sl}}{P_{ml} + P_{sl}} \dots\dots\dots (5)$$

Dimana :

R_{av} : hasil rata-rata tertimbang

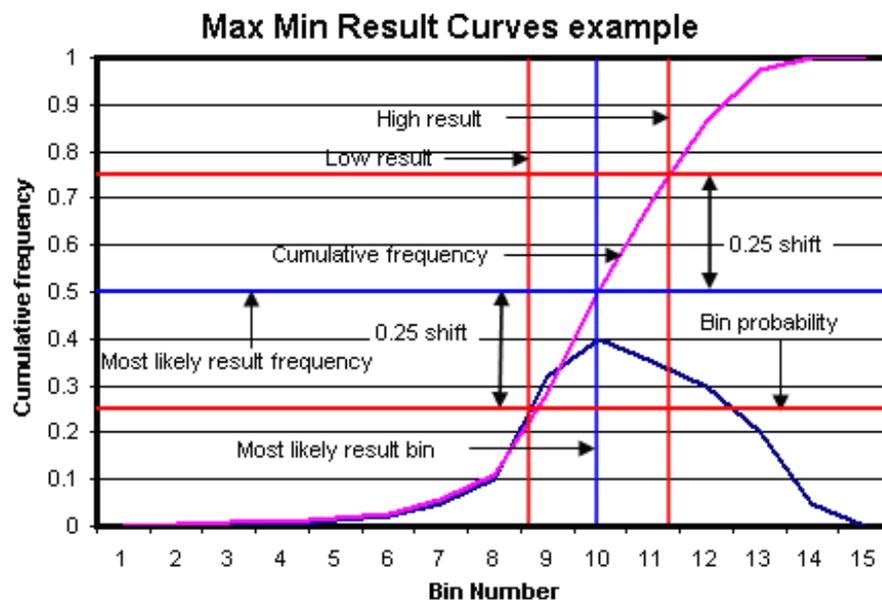
R_{ml} : hasil *most likely*

R_{st} : hasil kedua dari *most likely*

P_{ml} : probabilitas hasil *most likely*

P_{st} : probabilitas hasil kedua dari *most likely*

Gambar 6 dibawah ini menunjukkan contoh bagaimana angka *bin* tinggi dan rendah dihitung menggunakan kesalahan persentil 25%. Untuk menemukan hasil tinggi dan rendah, ekstrapolasi dibuat antara nilai hasil rata-rata *bin*. Jika frekuensi kumulatif bergeser yang dihasilkan di luar rentang nilai normal (0-1) maka nilai hasil akan menjadi nilai rata-rata untuk *bin* pertama atau *bin* terakhir plus atau minus dua standar deviasi dari penyebaran data dalam *bin*. Hal ini memberikan kisaran data di anggota *bin* akhir.



Gambar 6. Contoh grafik perhitungan *bin* dengan kesalahan persentil 25%

Untuk membuat prediksi dari hasil kurva dari beberapa inputan *Fuzzy*. *Fuzzy Logic* merupakan tipe Logika yang akan menyadari banyak contoh dari nilai kebenaran dan kesalahan. Dengan *Fuzzy Logic* proposisi akan lebih bisa di tampilkan dengan derajat kebenaran atau kesalahan.

Geoscientists hidup dengan kesalahan, ketidakpastian, dan korelasi rapuh antara set data. Kondisi ini melekat pada geosains, karena tantangan merancang dan membangun sensor untuk mengukur formasi yang kompleks di lingkungan yang tidak bersahabat. Bahkan di laboratorium sulit untuk menghubungkan respon *log* dengan parameter fisik. Beberapa efek yang mengganggu seperti mineralogi, cairan, dan invasi cairan pengeboran dapat mempengaruhi pengukuran sederhana, seperti porositas. Teknik konvensional mencoba untuk meminimalkan atau mengabaikan kesalahan. Logika *Fuzzy* menegaskan bahwa ada informasi yang berguna dalam kesalahan ini. Informasi kesalahan dapat digunakan dalam memberikan prediksi yang kuat alat untuk *geoscientist* untuk melengkapi teknik konvensional.

Parameter yang sangat penting dalam eksplorasi adalah porositas dan permeabilitas. Untuk menentukan jumlah cadangan fluida pada massa batuan maka digunakan porositas. Sementara untuk menentukan jumlah besaran kemampuan batuan dalam meloloskan fluida maka diperlukan nilai dari permeabilitas. *Fuzzy Logic* sebagai pendekatan yang banyak digunakan dalam estimasi permeabilitas, metode ini juga digunakan dalam memperkirakan permeabilitas dengan keunggulan toleransi. Adaptasi yang baik untuk konsep-konsep kontradiktif obyektif dan elemen-elemen palsu dalam proses komputasi melebihi metode tradisional pada estimasi

permeabilitas yang selalu terletak pada distribusi perintah besaran yang luas. Beberapa area geosains mempunyai keuntungan dari aplikasi matematika *Fuzzy Logic*. Industri minyak saat ini sering menggunakan teknik interpretasi berdasarkan *Fuzzy Logic*, untuk memprediksi permeabilitas dan litho-fasies di sumur yang telah digali. Prediksi Litho-fasies dan permeabilitas telah menghadirkan tantangan untuk evaluasi formasi karena kurangnya alat yang mengukur mereka secara langsung. Metode *fuzzy logic* ini dapat digunakan sebagai alat sederhana untuk mengkonfirmasi korelasi yang diketahui atau sebagai prediktor yang kuat pada sumur.

Fuzzy Logic termasuk dalam aplikasi yang sederhana untuk mengetahui teknik statistik. Sedangkan teknik konvensional berurusan dengan kemutlakan, metode baru membawa istilah kesalahan yang melekat melalui perhitungan daripada mengabaikan atau meminimalkannya. Ini mempertahankan formasi yang memiliki keterkaitan dengan kesalahan dan menghasilkan hasil yang lebih baik.

Logika *Fuzzy* menggabungkan probabilitas ini dan memprediksi bahwa berdasarkan porositas, shaliness, dan karakteristik lainnya, batu itu kemungkinan besar aeolian. Logika *Fuzzy* mengatakan bahwa ada juga kemungkinan itu bisa menjadi fluvial. Jadi, Logika *Fuzzy* menyatakan bahwa setiap interpretasi mungkin tetapi beberapa lebih mungkin daripada yang lain. Satu keuntungan Logika *Fuzzy* adalah bahwa tidak perlu untuk membuat keputusan konkrit. Terlebih lagi, Logika *Fuzzy* mampu dijelaskan dengan algoritma statistik dan komputer, yang mereka sendiri bekerja dalam satu dan nol.

Geoscientists hidup dengan kesalahan, ketidakpastian, dan korelasi rapuh antara set data. Kondisi ini melekat pada geosains, karena tantangan merancang dan membangun sensor untuk mengukur formasi yang kompleks di lingkungan yang tidak bersahabat. Bahkan di laboratorium sulit untuk menghubungkan respon *log* dengan parameter fisik. Beberapa efek yang mengganggu seperti mineralogi, cairan, dan invasi cairan pengeboran dapat mempengaruhi pengukuran sederhana, seperti porositas. Teknik konvensional mencoba untuk meminimalkan atau mengabaikan kesalahan. Logika *Fuzzy* menegaskan bahwa ada informasi yang berguna dalam kesalahan ini. Informasi kesalahan dapat digunakan untuk memberikan prediksi yang kuat alat untuk *geoscientist* untuk melengkapi teknik konvensional (Cuddy, 2000).

Log NPHI, DT, RHOB, GR, dan dalam *log* resistivitas laterolog (RlId) digunakan sebagai inputan dalam *Fuzzy Logic*. Karena terdapat hubungan logis antara input yang dipilih dan permeabilitas. *Log* NPHI, DT, dan RHOB adalah *log* porositas.

Log GR adalah *log* radioaktivitas alami dari formasi dan digunakan untuk membedakan antara reservoir bersih dan kotor. Biasanya, Interval bersih dengan GR rendah menunjukkan permeabilitas yang lebih tinggi daripada interval yang mengandung batu serpih (kotor). Resistivitas listrik dari formasi tergantung pada banyak parameter termasuk saturasi cairan dan geometri pori. Geometri pori adalah elemen kunci yang mengontrol permeabilitas.

Logika *Fuzzy* menegaskan bahwa terdapat informasi yang berguna dalam kesalahan. Informasi kesalahan dapat digunakan dalam memberikan prediksi yang kuat untuk *geoscientists* untuk melengkapi teknik konvensional. Parameter porositas dan permeabilitas sangat penting dalam eksplorasi. Porositas merupakan variabel utama untuk menentukan besaran cadangan fluida yang terdapat dalam suatu massa batuan. Permeabilitas merupakan variabel yang menentukan seberapa besar kemampuan batuan untuk melepaskan minyak. *Fuzzy Logic* sebagai pendekatan yang banyak digunakan dalam estimasi permeabilitas, dapat digunakan untuk memperkirakan permeabilitas karena memiliki keunggulan toleransi. Adaptasi yang baik dalam konsep-konsep kontradiktif obyektif dan elemen-elemen palsu dalam proses komputasi melebihi metode tradisional pada estimasi permeabilitas yang selalu terletak pada distribusi perintah besaran yang luas. Beberapa area di geosains mempunyai keuntungan dari aplikasi matematika *Fuzzy Logic*. Industri minyak saat ini sering menggunakan teknik interpretasi berdasarkan *Fuzzy Logic*, untuk memprediksi permeabilitas dan litho-facies di sumur yang telah digali (Cuddy, 2000)

C. Wireline Log

Wireline logging adalah kegiatan *logging* menggunakan kabel untuk memperoleh informasi mengenai parameter petrofisik dari batuan formasi seperti porositas, permeabilitas, resistivitas dan karakteristik fluida dalam formasi tersebut (Dewanto, 2009). *Logging* menyajikan data yang diperlukan dalam mengetahui kuantitas hidrokarbon pada lapisan dan pada situasi yang sebenarnya. Tampilan kurva *log* menyajikan informasi yang mengenai sifat-sifat batuan dan cairan yang ada pada

sumur. *Logging* merupakan proses yang penting dari pemboran dan penyelesaian galian sumur. Ini adalah hal mutlak yang harus dilakukan agar mendapatkan data *log* yang semakin lengkap dan akurat. *Logging* membutuhkan biaya sekitar 5% dari total eksplorasi dalam sebuah sumur, sehingga tahap ini merupakan hal yang sangat penting agar dilaksanakan dengan baik.

Log atau grafik kedalaman atau waktu dari suatu data set yang menampilkan parameter yang diukur secara kontinu dalam sebuah sumur bor (Harsono, 1997). Pengukuran *wireline log* memiliki prinsip dasar dengan cara mengukur parameter dari sifat fisik dalam formasi di setiap kedalaman secara berkesinambungan dalam sumur bor. Potensial listrik, tahanan jenis batuan, nilai radioaktivitas, kecepatan rambat gelombang, densitas atau kerapatan formasi batuan, kemiringan dari lapisan batuan dan kekompakan formasi merupakan sifat-sifat fisik yang terukur dalam lubang bor.

Untuk melakukan *wireline logging* **Gambar 7.** lubang bor harus dibersihkan dan distabilkan terlebih dahulu sebelum peralatan *logging* dipasan. Pertama hal yang dilakukan adalah ulurkan kabel kedalam lubangbor sampai ke kedalaman maksimum. Pada umumnya *log* bekerja pada saat kabel ditarik dari bawah ke atas lubang bor. Kabel tersebut memiliki fungsi sebagai transmiter data sekaligus untuk menjaga alat-alat *logging* selalu berada pada posisi yang diinginkan (Bateman, 1985). Material luar kabel terdiri dari material *galvanized steel* dan bagian dalamnya diisi dengan konduktor listrik. Kemudian kabel digulung menggunakan *motorized drum* yang digerak-gerakkan secara manual selama tahapan *logging*

berlangsung. Drum ini dapat menggulung kabel dengan kecepatan berkisar dari 300 m/jam (1000 ft/jam) hingga 1800 m/jam (6000 ft/jam) bergantung dengan jenis alat apa yang digunakan (Ellis dan Singer, 2008).

Kabel *logging* memiliki tanda untuk kedalaman (contoh setiap 25 m) yang dicek secara mekanik tetapi koreksi kedalaman harus dilakukan karena tegangan kabel dan pengaruh listrik (Bateman, 1985). Tahapan *Well logging* dapat dilakukan dengan dua cara yaitu :

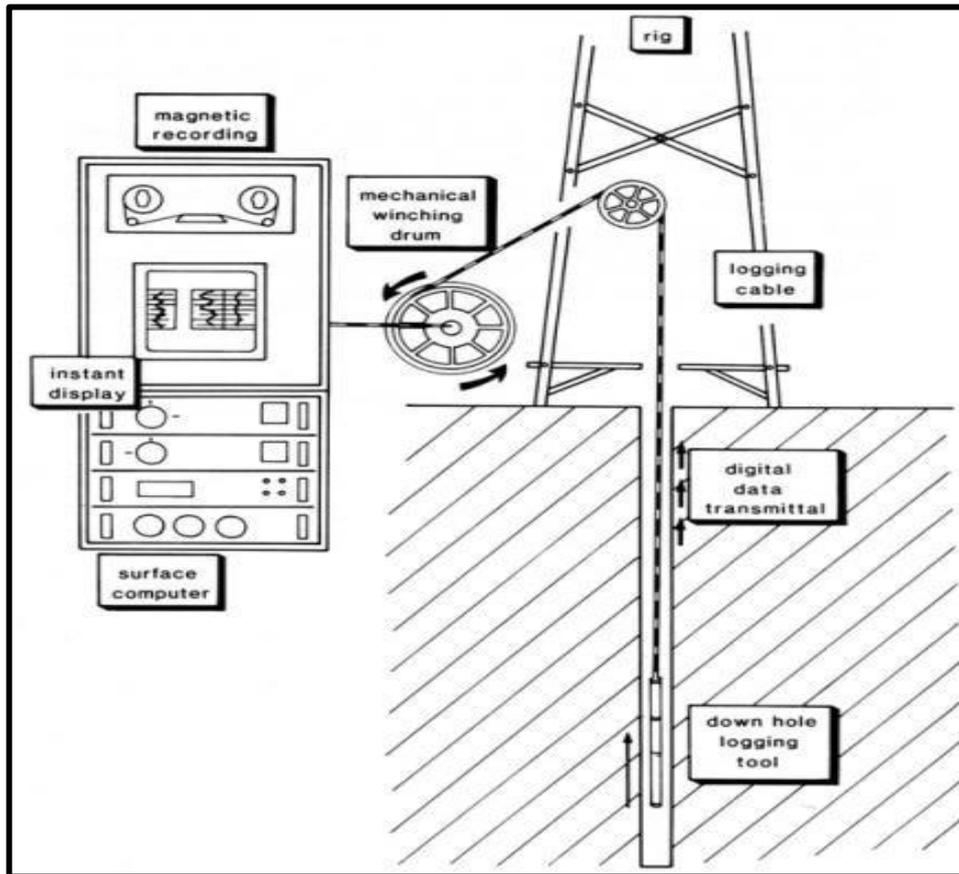
1. *Openhole Logging*

Jenis *logging* ini semua jenis *log* bisa digunakan. Untuk tahapan ini dilakukan pada sumur bor yang belum dilakukan pemasangan *casing*.

2. *Casedhole Logging*

Jenis *logging* yang dilakukan dalam sumur bor yang telah dilakukan pemasangan *casing*. Dalam tahap ini *log* yang dapat digunakan adalah *log Gamma Ray*, *Caliper*, *NMR*, dan *CBL*.

Interpretasi secara kualitatif menggunakan data sifat fisik digunakan dalam menentukan jenis litologi dan jenis fluida pada sumur bor secara *quick look*. Interpretasi kuantitatif memberikan data-data yang dibutuhkan untuk mengetahui ketebalan, nilai porositas, nilai permeabilitas, nilai saturasi air, dan densitas dari hidrokarbon.



Gambar 7. Skematik diagram pengaturan *wireline logging* (Harsono, 1997)

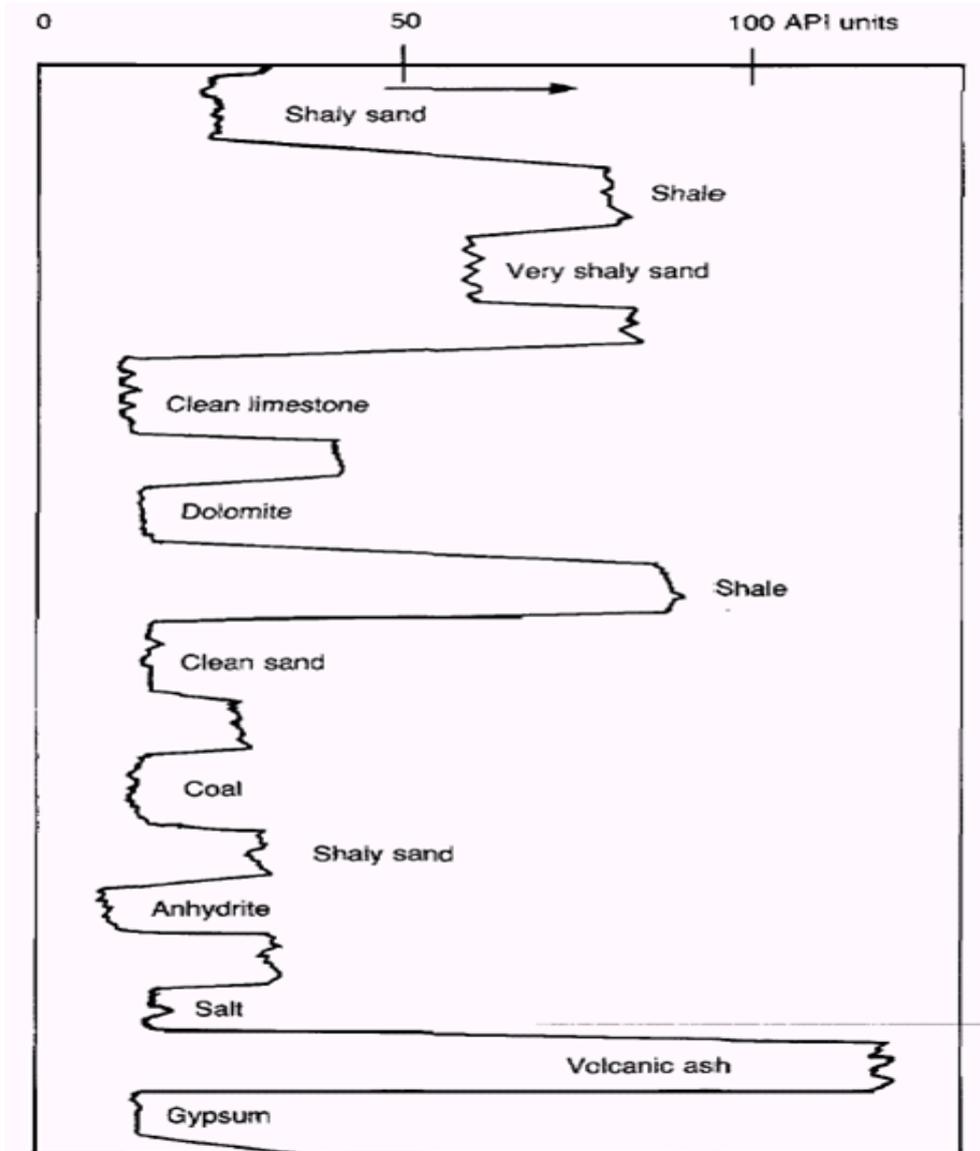
1. Log Radioaktif

1.1 *Gamma Ray*

Prinsip kerja *Log Gamma Ray* adalah perekaman kegiatan radioaktif alami bumi yang bersumber dari tiga unsur radioaktif alami yang berada dalam batuan yaitu Uranium-U, Thorium-Th, dan Potasium-K yang selalu memancarkan sinar gamma dengan pancaran radiasi yang tinggi. Sinar gamma ini dapat menembus batuan dan terdeteksi oleh sensor sinar gamma yang merupakan detektor sitilasi. *Log Gamma Ray* adalah *log* yang pengukurannya dilakukan secara pasif dengan sinar radioaktif oleh formasi itu sendiri. Keluaran kurva yang diperoleh menunjukkan besaran nilai intensitas radioaktif yang terdapat pada suatu batuan.

Log Gamma Ray memiliki skala dalam satuan API (GAPI) yang berarti satu GAPI adalah 1/200 yang diperoleh dari kalibrasi standar formasi tiruan yang berisi unsur Uranium-U, Thorium-Th, dan Potasium-K. *Log Gamma Ray* umumnya disajikan dalam kolom kurva pertama, bersama dengan kurva *log SP* dan *log Caliper* dengan skala dari kiri ke kanan dengan rentang nilai satuan 0-100/0-150 GAPI.

Sinar gamma adalah sinar yang sangat efektif dalam membedakan zona permeabel dan impermeabel. Dikarenakan unsur-unsur radioaktif berpusat pada batu serpih yang sifatnya tidak impermeabel dan tidak banyak terdapat pada batuan karbonat atau pasir, kemudian diabsorpsi dengan atom formasi melalui tahap proses yang disebut fotoelektrik. *Gamma Ray* diabsorpsi secara gradual dan energinya mengalami reduksi setiap kali melewati formasi. Laju absorpsi berbeda sesuai dengan densitas formasi. Formasi yang memiliki densitas lebih rendah akan terlihat lebih radioaktif (Harsono, 1997). Untuk melihat respon kurva *log* pada tiap lapisan batuan dapat dilihat pada **Gambar 8**.



Gambar 8. Respon Kurva *Log Gamma Ray* (G. Asquith dan D. Krygowsky, 2004)

1.2 Densitas

Log densitas umumnya dipakai dalam deteksi zona gas, menghitung densitas karbon, serta mengevaluasi reservoir *shally-sand* maupun litologi yang kompleks. *Log* densitas pada *log* porositas bekerja merekam densitas total atau *bulk density* formasi batuan. *Bulk density* adalah nilai total densitas yang bersumber dari batuan matrik padat dan fluida yang mengisi pori. Pembacaan *log* untuk interpretasi

tekanan abnormal merupakan hasil *cut off* dari *log* sinar gamma. Dalam situasi normal, densitas serpih selalu bertambah terhadap kedalaman, karena bertambahnya tekanan pembeban dan kekompakan batuan. Pada zona abnormal, gagalnya kompaksi serpih akan diikuti oleh tingginya kandungan fluida pada formasi dan menyebabkan densitas serpih berkurang terhadap kedalaman. Kedalaman puncak dari tekanan yang melebihi batas atau *overpressure* ditunjukkan dengan defleksi kurva densitas dari keadaan normal menuju garis abnormal (Ginanjar dan Syahputra, 2014).

Pada *log* densitas, biasanya hasil nilai dilakukan konvert terhadap porositas dengan persamaan :

$$\emptyset = \left(\frac{\rho_m - \rho_b}{\rho_m - \rho_f} \right) \dots\dots\dots (6)$$

Dimana :

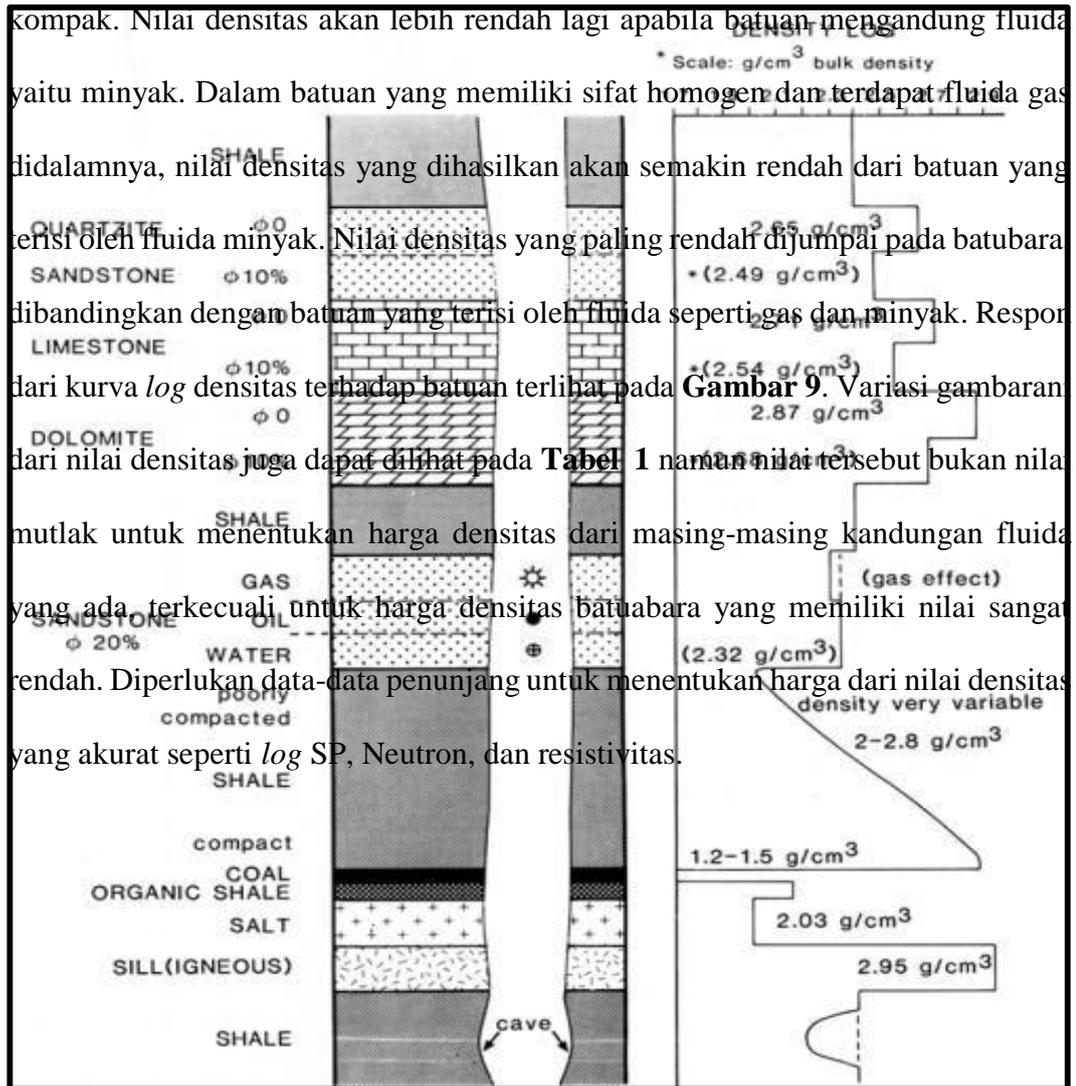
ρ_m : densitas matrik (gr/cm³)

ρ_b : densitas bulk (gr/cm³)

ρ_f : densitas fluida (gr/cm³)

\emptyset : porositas (%)

Pada batuan dengan satuan volume (cc) yang hampir seluruhnya sudah seluruhnya (sangat kompak) dan terdiri dari matriks batuan besar nilai porositasnya adalah nol atau mendekati. Apabila nilai porositas samdengan nol, maka batuan memiliki densitas yang paling besar, hal ini dikenal juga sebagai densitas matriks (ρ_{ma}). Untuk batuan yang mengandung air asin dan bersifat homogen dengan nilai porositas tertentu maka nilai densitas yang dimiliki akan lebih rendah dari batuan yang lebih



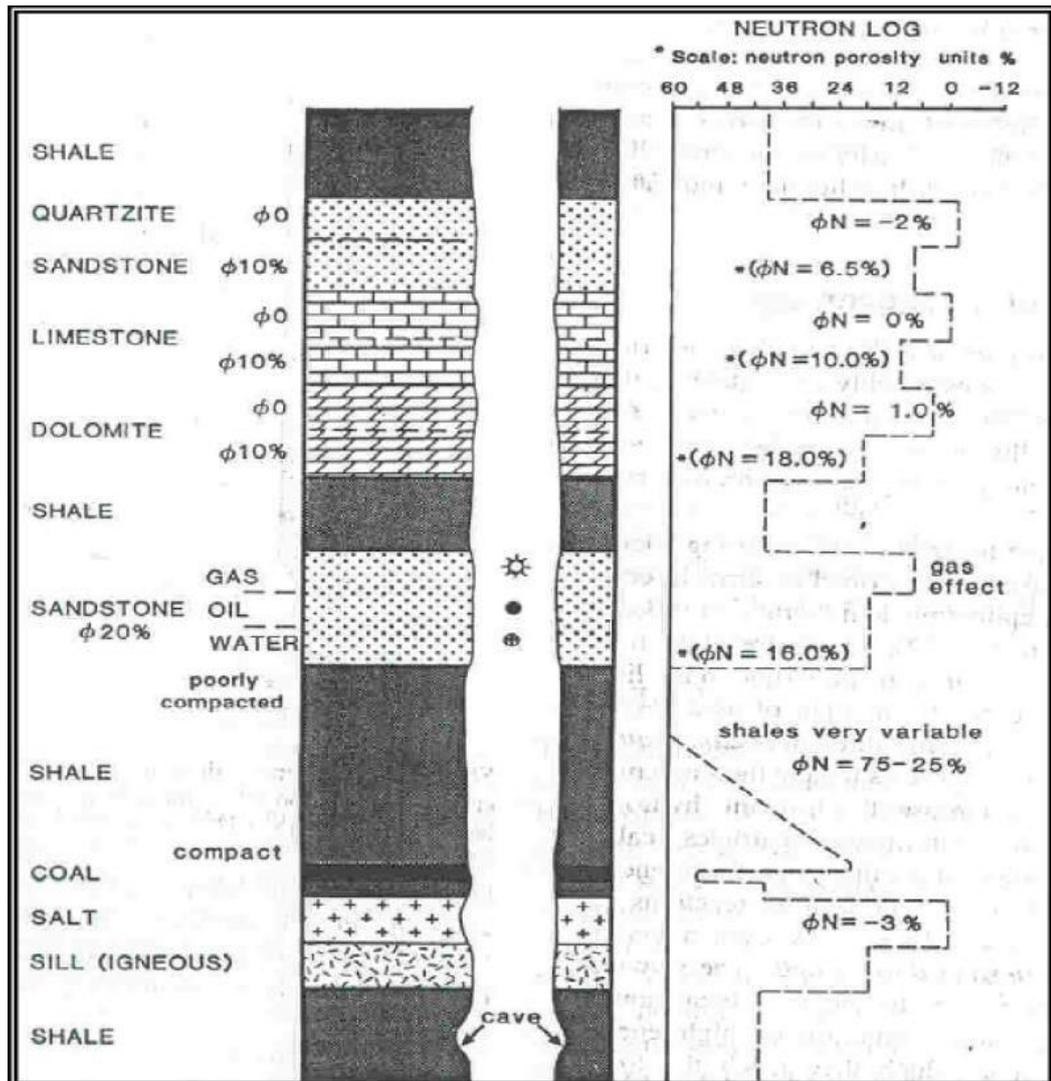
Gambar 9. Respon *Log* densitas terhadap batuan (Rider, 2002)

Tabel 1. Gambaran variasi harga densitas dengan kandungann fluida tertentu di beberapa lapangan minyak (Harsono, 1997).

Jenis Batuan	Kandungan Fluida	Densitas (gr/cc)
<i>Shale</i>	-	2.20 – 2.50
Lapisan <i>Clean</i>	Air Asin	2.25 – 2.45
Lapisan <i>Clean</i>	Minyak	2.20 – 2.35
Lapisan <i>Clean</i>	Gas	2.00 – 2.25
Lapisan Batubara	-	1.60– 1.90

1.3 *Log Neutron*

Prinsip kerja dari jenis *log* ini ialah dengan deteksi kandungan atom hidrogen yang berada dalam formasi batuan melalui tembakkan atom neutron ke arah formasi dengan energi tinggi. *Neutron* merupakan sebuah partikel listrik yang netral dan memiliki massa yang sebanding atau hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel listrik dari *neutron* berpancar sehingga menembus/melewati formasi lalu bertumbukan dengan material formasi, karena tumbukkan tersebut maka *neutron* kehilangan energi. Energi yang berkurang dari proses tumbukkan atom dalam formasi tadi dapat dikatakan sebagai porositas formasi (ϕN). Energi *neutron* akan hilang dengan jumlah besar apabila terjadi tumbukkan dengan jumlah massa yang sama. Dengan begitu jumlah energi dari *neutron* yang hilang bergantung pada jumlah nilai dari atom hidrogen yang terkandung pada formasi.



Gambar 10. Respon *Log Neutron* (Rider, 2002)

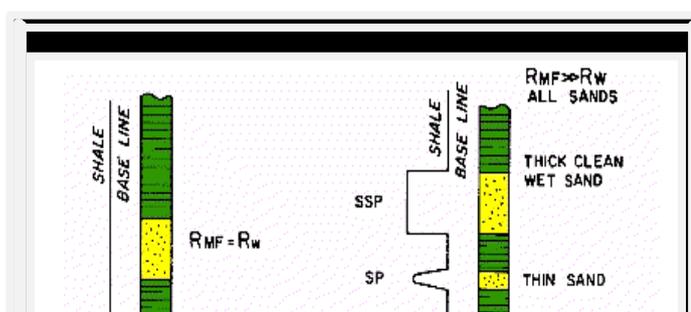
Perekaman *log neutron* menampilkan porositas batuan dengan standar dari matriks batugamping **Gambar 10**. Pada batuan diluar batugamping, harga porositasnya ditampilkan dalam porositas formasi (ϕN). Dalam mencari nilai porositas yang sebenarnya harus menggunakan beberapa kurva *log* seperti gabungan kurva *log neutron* dan *log densitas* (D).

2. Log Listrik

Dalam industri perminyakan *log* listrik adalah alat perekam *log* yang paling tua. Dalam tiap penampang stratigrafi sumur bor, kurva-kurva SP dan resistivitas adalah rekaman standar yang harus ada. Kegunaan *log* listrik ialah dalam interpretasi litologi dan juga untuk deteksi zona yang mengandung fluida minyak atau tidak. *Log* ini juga dapat digunakan sebagai dasar dalam korelasi bawah permukaan.

2.1 Log Spontaneous Potential (SP)

Merupakan proses perekaman dari beda potensial listrik antar elektroda yang ada di permukaan dan yang berada pada lubang bor yang bergerak naik turun. Pada jenis *log* ini lubang bor harus terisi dengan lumpur yang konduktif agar dapat berfungsi dengan baik. Jenis *log* ini dapat digunakan dalam identifikasi lapisan permeabel dan untuk mengkorelasi antar sumur. Kemudian dapat digunakan pula untuk mencari nilai resistivitas air formasi (R_w), dan mengetahui lapisan serpih. Dalam kurva *log* SP garis serpih merupakan garis lurus yang dinamakan garis dasar serpih. Pada formasi yang permeabel kurva SP agak sedikit menyimpang dari garis dasar serpih dan beralih ke garis yang lebih konstan untuk lapisan permeabel yang tebal yaitu garis pasir. Simpangan dari *log* SP bergantung dengan kadar garam dari air formasi dan filtrat lumpur (Rider, 2002).

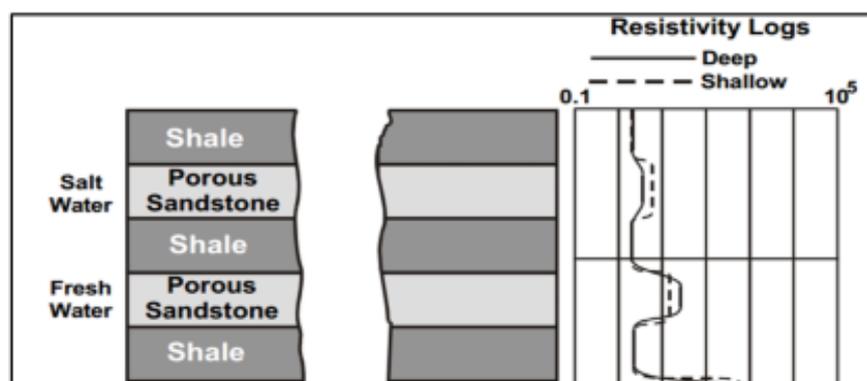


Gambar 11. Karakteristik *Log SP* (G. Asquith dan D. Krygowsky, 2004)

Log SP tidak bisa mengukur nilai mutlak dari permeabilitas ataupun porositas, yang terukur hanya menampilkan lapisan yang permeabel. Beberapa parameter yang mempengaruhi *log SP* ialah resistivitas formasi, air lumpur pemboran, ketebalan formasi dan faktor lainnya. Apabila salinitas dari komponen dalam lapisan lebih besar dari lumpur maka kurva *SP* akan bernilai negatif, dan apabila salinitas komponen dalam lapisan lebih kecil dari lumpur maka kurva *SP* bernilai positif. Dan jika salinitas dari komponen lapisan sama dengan salinitas dari lumpur maka defleksi kurva akan menampilkan garis lurus seperti pada *shale* (G. Asquith dan D. Krygowsky, 2004)

2.2 Resistivitas

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah kemampuan suatu batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut (Darling, 2005) Nilai resistivitas yang rendah ditunjukkan pada batuan yang mudah dialiri arus listrik, untuk nilai yang besar atau tinggi ditunjukkan pada batuan yang sulit mengalirkan arus listrik. *Log Resistivity* **Gambar 12.** digunakan dalam determinasi zona hidrokarbon dan zona air, dapat menentukan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas. Batuan dan matriks merupakan batuan yang tidak konduktif, sehingga kemampuan batuan bergantung pada jenis fluida dan pori. Alat-alat yang digunakan dalam mencari nilai resistivitas (R_t) terdiri dari dua kelompok yaitu alat Laterolog dan alat Induksi. Pada umumnya *log Rt* dikenal juga sebagai LLd (*Deep Laterolog Resistivity*), LLs (*Shallow Laterolog Resistivity*), ILd (*Deep Induction Resistivity*), ILM (*Medium Induction Resistivity*), dan SFL. Satuan dari nilai resistivitas batuan ditunjukkan dengan besaran Ohm Meter pada skala logaritmik dengan rentang nilai berkisar dari 0.2-2000 Ohm Meter.



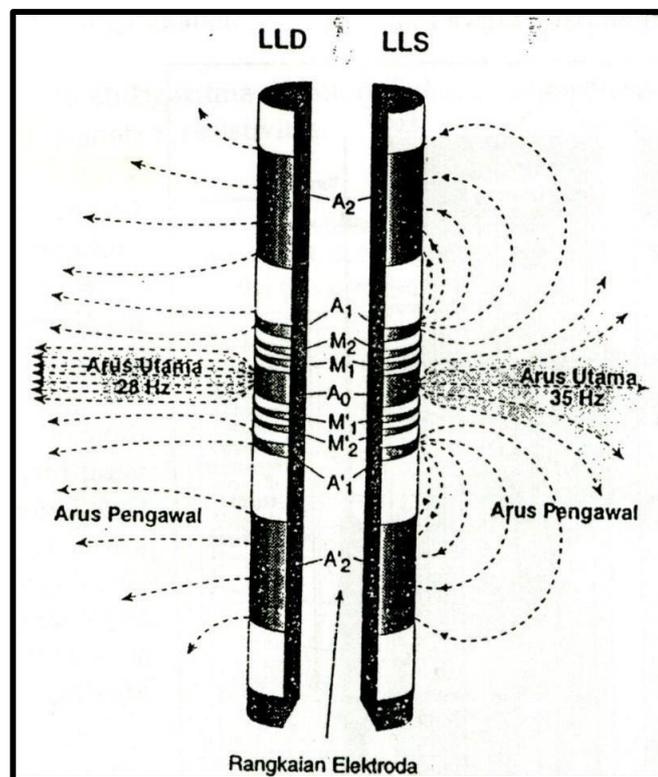
Gambar 12. Respon kurva log Resistivitas terhadap batuan (Gover, 2007)

Tabel 2. Nilai Resistivitas batuan (G. Asquith dan D. Krygowsky, 2004)

Material	Resistivitas (Ohm M)
Limestone	50-10 ⁷
Sandstone	1-10 ⁸
Shale	20-2x10 ³
Dolomite	100-10.000
Sand	1-1000
Clay	1-100
Sea Water	0.2

2.2.1 Laterolog

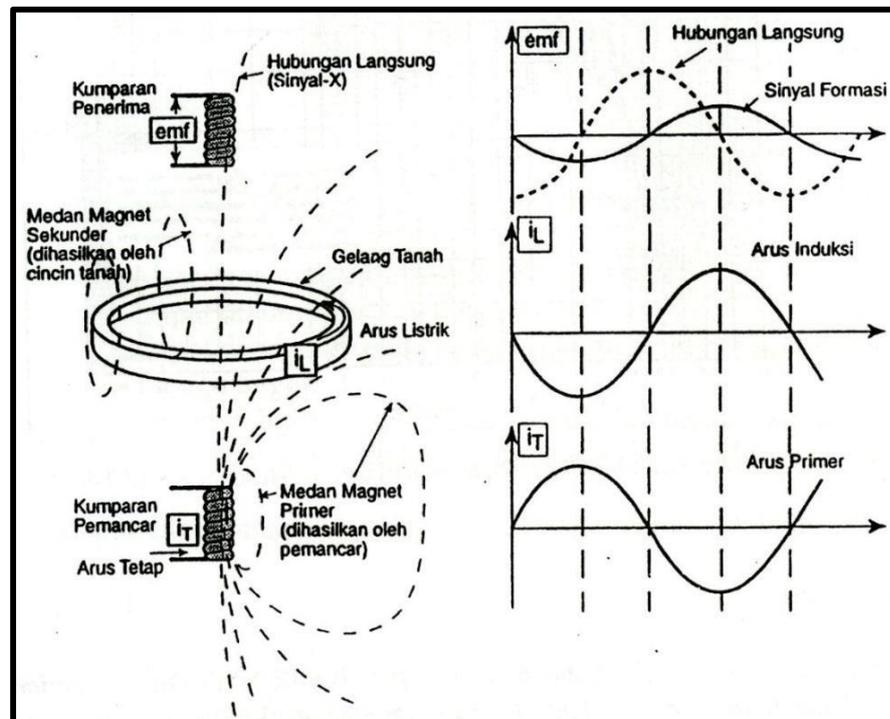
Prinsip kerja alat laterolog ini adalah dengan menembakkan arus listrik bolak-balik kedalam formasi dengan frekuensi yang berbeda. Alat ini umumnya digunakan dengan harga resistivitas menengah hingga tinggi. Alat laterolog (DLT) memiliki arah fokus secara lateral ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Yang dicapai dengan menggunakan arus pengawal (*bucking current*), dengan fungsi untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk kedalam formasi hingga kedalaman yang paling dalam. Tegangan listrik diukur disesuaikan dengan keperluan agar dapat menghasilkan arus listrik utama yang besar nilainya tetap. Harga resistivitas dapat dihitung dengan Hukum Ohm.



Gambar 13. Prinsip Kerja Alat Laterolog (Harsono, 1997)

2.2.2 Induksi

Alat ini bekerja dengan cara menginduksikan arus listrik ke formasi. Alat menggunakan arus bolak-balik yang mengenai kumparan, sehingga menghasilkan medan magnet, dan medan magnet menghasilkan arus listrik pada kumparan. Secara umum, kegunaan dari *log* induksi ini adalah untuk mengukur konduktivitas pada formasi batuan, mencari nilai resistivitas formasi dengan lubang pemboran menggunakan lumpur bor jenis *oil base mud* atau *fresh water base mud*. Penggunaan Lumpur pemboran jenis ini memiliki fungsi untuk memperkecil pengaruh dari formasi dalam zona batulempung/batuserpih yang besar. Untuk cairan lubang bor dengan insulator seperti udara, gas, air tawar, atau *oil base mud* akan menguntungkan pengukuran menggunakan *log* ini.



Gambar 14. Prinsip Kerja Alat Induksi (Harsono, 1997)

D. Interpretasi Kualitatif

Interpretasi dari data *log* adalah sebagai pendukung untuk evaluasi formasi dengan menghasilkan perekaman alat survei *logging* sebagai bentuk informasi utama. Interpretasi data *log* dapat dilakukan secara kualitatif (*quicklook*) dan kuantitatif (perhitungan menggunakan rumus). Interpretasi secara kualitatif memiliki tujuan untuk identifikasi lapisan batuan cadangan, lapisan hidrokarbon, dan perkiraan jenis hidrokarbon. Interpretasi yang baik harus dilakukan dengan cara menggabungkan beberapa *log*. Untuk identifikasi litologi maka penggunaan *log* yang tepat ialah *log* GR atau *log* SP yang kemudian diinterpretasikan. Dapat terlihat dari defleksi kurva GR yang ke kiri atau minimum, menunjukkan litologi batupasir, batugamping atau batubara sedangkan apabila defleksi kurva GR nya ke kanan atau maksimum litologinya menunjukkan *shale* atau *organic shale*. Batugamping memiliki nilai porositas yang kecil, dengan nilai ρ_b nya relatif besar, dan harga ϕN nya kecil. Untuk litologi batubara menampilkan pembacaan yang sebaliknya. Kemudian untuk membedakan jenis fluida yang terkandung pada formasi apakah termasuk air, minyak atau gas dapat ditentukan dengan melihat *log* resistivitas dan gabungan dari *log* Densitas-Neutron. Zona hidrokarbon ditunjukkan dengan adanya separasi antara harga tahanan jenis zona yang terinvasi (R_{xo}) dengan harga resistivitas sebenarnya dari formasi pada zona yang tidak terinvasi (R_t). Separasi tersebut dapat bernilai positif atau negatif bergantung pada harga R_{mf}/R_w yang lebih besar dari 1. Harga perbandingan R_{xo} dengan R_t akan maksimum dan hampir sama dengan harga R_{mf}/R_w dalam zona air. Nilai R_{xo}/R_t yang lebih rendah dari harga maksimum menunjukkan adanya hidrokarbon dalam formasi. Pada lubang bor keterangan nilai $R_{mf} < R_w$ (R_{mf}/R_w kecil), zona hidrokarbon ditunjukkan harga R_{xo}/R_t lebih kecil dari satu. Agar dapat membedakan jenis fluida gas atau minyak

yang berada pada formasi dapat dilihat menggunakan gabungan *log neutron*-densitas. Zona gas ditunjukkan dengan harga porositas *neutron* yang jauh lebih kecil dari harga porositas densitas, sehingga akan ditampilkan oleh separasi kurva *log neutron*-densitas yang lebih besar. Untuk zona yang mengandung minyak, kurva *neutron* atau kurva densitas membentuk separasi positif yang lebih sempit daripada zona gas dalam formasi bersih (Dewanto, 2018)

E. Interpretasi Kuantitatif

Interpretasi data *wireline log* secara kuantitatif dengan menggunakan persamaan. Metode ini dapat digunakan untuk menentukan porositas batuan, permeabilitas batuan, saturasi hidrokarbon maupun kandungan *shale* dalam reservoir. Parameter yang dihitung dalam analisis ini berupa *Volume Shale*, Porositas (\emptyset), Saturasi air (S_w), Permeabilitas (K).

1. *Volume Shale* (V_{shale})

Lapisan yang memiliki sisipan batuserpih/*shale* dapat melakukan perhitungan menggunakan persamaan *volume shale* yang diperoleh dari *log Gamma Ray*, *log SP*, dan *log Neutron* dengan persamaan sebagai berikut :

- Perhitungan V_{shale} menggunakan *log Gamma Ray* :

$$V_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots (7)$$

Dimana :

GR : nilai GR pada lapisan tersebut

GR_{max} : nilai GR maksimum (*shale base line*)

GR_{min} : nilai GR saat defleksi minimum

- Perhitungan V_{shale} dengan menggunakan *log SP* :

$$Vsh = \frac{SP - SP_{min}}{SP_{max} - SP_{min}} \dots\dots\dots (8)$$

Dimana :

SP : nilai SP pada lapisan tersebut

SP_{max} : nilai SP maksimum (*shale base line*)

SP_{min} : nilai SP saat defleksi minimum

- Perhitungan $Vshale$ menggunakan *log* neutron :

$$Vsh = \frac{\phi N - \phi N_{min}}{\phi N_{shale} - \phi N_{min}} \dots\dots\dots (9)$$

Dimana :

ϕN : porositas neutron di kedalaman interpretasi

ϕN_{shale} : porositas rata-rata di zona 100% lempung

ϕN_{min} : nilai porositas saat defleksi minimum

2. Porositas

Porositas (ϕ) merupakan total volume batuan yang memiliki pori. Pada formasi yang renggang porositas bergantung pada distribusi ukuran butir, tidak pada ukuran butiran mutlak. Jika semua ukuran butir mempunyai ukuran yang hampir sama maka nilai porositas akan tinggi dengan rentang antara 0.35-0.4 dan apabila ukuran butir nya bervariasi maka porositasnya rendah sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori diantara butiran yang lebih besar. Namun pada porositas dengan nilai lebih rendah umumnya partikel batuan bergabung dengan material yang mengandung silika atau zat kapur yang kemudian menghasilkan formasi rapat dengan nilai porositas mendekati nol (Harsono, 1997). Porositas bergantung dengan jenis bahan, ukuran, distribusi pori, komposisi dan riwayat diagenetiknya. Porositas batuan umumnya berubah dengan bertambahnya usia dan kedalaman.

Ada beberapa macam porositas batuan, yaitu :

2.1 Porositas total

Porositas total adalah perbandingan ruang kosong total yang tidak terisi benda padat yang ada diantara elemen-elemen mineral dari batuan dengan volume total batuan yang dihitung dalam persen.

2.2 Porositas Efektif

Porositas efektif merupakan perbandingan antara ruang kosong yang saling berhubungan dengan *volume bulk* batuan, dinyatakan dalam persen.

Porositas efektif ini merupakan indikasi atas kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida melalui pori-pori yang saling berhubungan.

Dalam menentukan harga porositas pada lapisan reservoir dapat menggunakan porositas densitas (ϕ_D) yang merupakan hasil perhitungan dari kurva RHOB dan porositas neutron (ϕ_N) yang dibaca dari kurva NPHI. Kurva RHOB mengukur berat jenis matriks batuan reservoir, contoh pada batugamping = 2.71 dan batupasir = 2.65. Kemudian diukur pada lumpur pemboran yang digunakan dalam pemboran (ρ_f) dimana harga air sebesar 1 dan air asin sebesar 1.1.

- Porositas Densitas

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots (10)$$

Dimana :

ϕ_D : porositas densitas

ρ_{ma} : densitas matriks batuan, batupasir 2.65; batugamping 2.71

ρ_b : densitas *bulk* batuan, dari pembacaan kurva *log* RHOB

ρ_f : densitas fluida

Kemudian nilai porositas yang telah didapat dikoreksi dengan pengaruh *Vshale* menggunakan rumus :

$$\emptyset D_{corr} = \emptyset D - (\emptyset D_{sh} \times V_{sh}) \dots\dots\dots (11)$$

Dimana :

$\emptyset D_{corr}$: porositas densitas terkoreksi

$\emptyset D$: porositas densitas

$\emptyset D_{sh}$: nilai porositas densitas pada shale (GRmax)

V_{sh} : *volume shale*

- Porositas Neutron

$$\emptyset N = (1,02 \times \emptyset N_{(log)}) + 0,0425 \dots\dots\dots (12)$$

Dimana :

$\emptyset N_{(log)}$: porositas neutron dari pembacaan kurva

Kemudian nilai porositas yang telah didapat dikoreksi terhadap pengaruh *shale* dengan persamaan :

$$\emptyset N_{Corr} = \emptyset N - (\emptyset N_{sh} \times V_{sh}) \dots\dots\dots (13)$$

Dimana :

$\emptyset N_{Corr}$: porositas neutron yang terkoreksi

$\emptyset N$: porositas neutron dari pembacaan kurva

$\emptyset N_{sh}$: porositas neutron pada *shale* (harga NPHI saat Grmax)

V_{sh} : *volume shale*

Kemudian untuk mencari harga porositas batuan dapat melakukan penggabungan antara porositas densitas dan porositas neutron dengan persamaan :

$$\emptyset_{eff} = \sqrt{\frac{\emptyset D_{corr}^2 - \emptyset N_{corr}^2}{2}} \dots\dots\dots (14)$$

Dimana :

ϕ_{eff} : porositas efektif

ϕ_{Dcorr} : porositas densitas terkoreksi

ϕ_{Ncorr} : porositas neutron terkoreksi

Tabel 3. Klasifikasi porositas (Koesomadinata, 1978)

Presentasi Porositas	Keterangan
0%-5%	Diabaikan (<i>negliable</i>)
5%-10%	Buruk (<i>poor</i>)
10%-15%	Cukup (<i>fair</i>)
15%-20%	Baik (<i>good</i>)
20%-25%	Sangat Baik (<i>very good</i>)
>25%	Istimewa (<i>excellent</i>)

3. Faktor Formasi

Hasil analisa petrofisika yang baik dan layak sangat ditentukan oleh penentuan faktor formasi dan parameter-parameter lain. Penentuan parameter ini berdasarkan dengan genesa reservoir, korelasi dengan lapangan sekitar, karakter reservoir dan fluida dalam reservoir. Untuk harga harga porositas yang biasa ditemui dalam *logging*, faktor formasi dihitung sebagai berikut :

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots (15)$$

- Limestone $F = \frac{1}{\phi^2} \dots\dots\dots (16)$

- Sandstone $F = \frac{0,65}{\phi^{2,15}}$ (17)

Dimana :

a : koefisien litologi (batugamping = 1, batupasir = 0,65)

m : faktor sementasi (batugamping =2, batupasir = 2,15)

4. Penentuan Resistivitas Air (R_w)

Harga R_w dapat dihitung dengan bermacam metode yaitu dengan menggunakan metode *crossplot* resistivitas-*neutron*, resistivitas-*sonic* dan resistivitas-densitas. Penentuan nilai R_w juga dapat dihitung dengan menggunakan rumus SSP (statik Sp), rumus Archie dan dari percobaan dalam laboratorium. Rumus SSP digunakan pada lapisan yang mengandung air (*water-bearing*) yang cukup bersih dan tebal dan defleksi kurva SP yang baik. Keakuratan dari penentuan harga R_w dengan metode ini dipengaruhi oleh beberapa faktor sebagai berikut :

1. Komponen elektrokinetik dari Sp diabaikan.
2. Rmf kadang-kadang jelek (filtrasi lumpur tidak baik).
3. Hubungan antara R_{we} - R_w dan R_{mfe} - R_{mf} , khususnya pada R_w yang tinggi. Berdasarkan hal tersebut serta rekaman penampang mekanik pada daerah penelitian tidak mempunyai kurva defleksi SP yang cukup baik, maka didalam formasi kandungan air, kejenuhan air adalah 1 didaerah murni dan terkontaminasi $S_w = S_{xo} = 1$, sehingga rumus Archie menjadi :

$$R_{wa} = \frac{R_t}{F} \text{ (18)}$$

Dimana :

R_{wa} : resistivitas air formasi

R_t : resistivitas dalam formasi kandungan air

F : faktor formasi

- Menggunakan R_t/R_{xo}

$$R_w = \frac{R_t}{R_{xo}} \times R_{mf@Tf} \dots\dots\dots (19)$$

Dimana :

R_w : resistivitas air

R_{xo} : resistivitas air pada zona terinvasi

R_t : nilai resistivitas

$R_{mf@Tf}$: resistivitas lumpur pada formasi

- Metode SP

$$\text{Dimana } SSP = -K \log \left(\frac{R_{mf}}{R_w} \right) \dots\dots\dots (20)$$

Pada zona air ($SW=1$)

$$R_{xo} = F \times R_{mf} \text{ dan } R_o = F \times R_w$$

Maka :

$$SP = -K \times \log \left(\frac{R_{xo}}{R_o} \right) \dots\dots\dots (21)$$

Dimana :

K : $60 + (0,133 \times \text{temperatur formasi})$

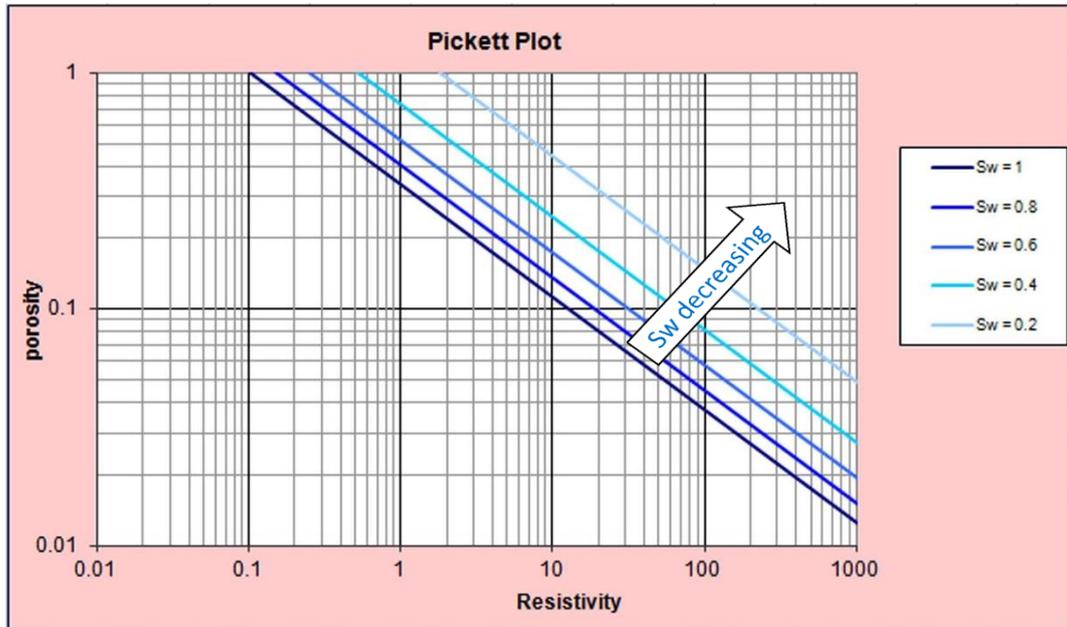
R_{xo} : nilai resistivitas dangkal dari \log

R_o : nilai resistivitas pada zona 100% air ($R_o=R_t$ ketika $Sw=100\%$)

- Metode Pickett Plot

Metode pickett plot mengacu pada observasi dengan nilai R_t (*true resistivity*) adalah fungsi dari nilai porositas (ϕ), saturasi air (Sw) dan

faktor sementasi (m). Metode ini menggunakan *crossplot* nilai porositas dan nilai *resistivity* dalam (ILD atau LLD)



Gambar 15. Pickett Plot (D. Krygowsky dan R. Cluff, 2012)

5. Saturasi Air

Atau kejenuhan air formasi adalah rasio dari volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas total (Adi Harsono, 1997). Tujuan menentukan saturasi air adalah untuk mencari zona yang terdapat hidrokarbon, jika formasi mengandung air maka nilai $S_w = 1$, namun apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon lain maka nilai $S_w < 1$. Archie menyusun persamaannya, yang kemudian kita kenal dengan Archie formula.

$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t} \dots\dots\dots (22)$$

Persamaan ini biasa dipakai sebagai dasar interpretasi data *log*. Persamaan Archie tersebut digunakan pada lapisan bersih (*clean sand formation*). Dari persamaan ini

diturunkan menjadi beberapa persamaan yang pas untuk digunakan pada lapisan *shaly sand formation*, seperti :

Simmandoux Equation

$$S_w = \frac{0.45 R_w}{\phi^2} \left[-\frac{V_{sh}}{R_c} + \sqrt{\frac{V_{sh}}{R_c} + 5 \frac{\phi^2}{R_t R_w}} \right] \dots\dots\dots (23)$$

Indonesian Equation

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{a x R_w}} + \frac{V_{cl}^{1-0,5} V_{sh}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) x S_w^{n/2} \dots\dots\dots (24)$$

Dimana :

S_w : saturasi air formasi

F : faktor formasi

R_w : resistivitas air formasi

R_t : resistivitas formasi (dari kurva resistivitas)

R_{sh} : resistivitas pada *shale*

Penentuan jenis fluida gas, minyak atau air dalam reservoir dapat dilihat dari hasil perhitungan kejenuhan air formasi (S_w). Hasil batasan umum harga S_w untuk lapangan yang “belum dikenal” seperti di bawah ini :

S_w 0 – 35% adalah gas

S_w 35 – 65% adalah minyak

S_w >65% adalah air

6. Permeabilitas

Permeabilitas (K) merupakan pengukuran tingkatan dimana cairan akan mengalir melalui suatu daerah batuan berpori dibawah gradien tekanan tertentu. Satuan permeabilitas dinyatakan dalam milidarcies (md) dengan nilai 100 md adalah tinggi dan 1.0 md adalah rendah untuk ukuran produksi. Permeabilitas sangat bergantung pada ukuran butir batuan. Batuan sedimen dengan butiran besar dan pori-pori yang besar mempunyai permeabilitas yang tinggi sedangkan batuan dengan butiran halus dan pori-pori kecil dengan alur yang berliku mempunyai permeabilitas rendah (Harsono, 1997). Parameter-parameter *Logging* yang mempunyai korelasi baik terhadap permeabilitas yaitu *log Gamma Ray*, NPHI, dan RHOB. *Gamma Ray Log* berfungsi untuk mendeteksi *non permeable zone* dan *permeable zone* melalui intensitas unsur radioaktif. RHOB merupakan hasil dari alat *density Log* yang bekerja mendeteksi isi dari matriks batuan. NPHI merupakan hasil dari alat neutron *Log* yang bekerja dengan deteksi kandungan hidrogen di dalam batuan. Lapisan *permeabel* memiliki kandungan hidrogen lebih banyak dari pada lapisan *yang tidak permeabel* karena adanya fluida yang mengisi di dalam lapisan *permeabel*. Permeabilitas (k) merupakan nilai yang menunjukkan kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida. Henry Darcy pada tahun 1856, dalam percobaannya dengan menggunakan sampel batuan menggunakan batupasir yang tidak kompak dan dialiri air. Batupasir silindris yang porous ini 100% dijenuhi oleh cairan dengan viskositas (μ), dengan luas penampang (A), dan panjangnya (L). Kemudian dengan memberikan tekanan masukan ($P1$) pada salah satu ujung maka aliran dengan laju sebesar Q , dan tekanan keluar adalah $P2$. Definisi batuan mempunyai permeabilitas 1 Darcy menurut hasil percobaan ini

adalah apabila batuan mampu mengalirkan fluida dengan laju $1\text{cm}^3/\text{s}$ memiliki viskositas 1cp , sepanjang 1cm dan mempunyai penampang 1cm^2 , dan perbedaan tekanan sebesar 1atm . Sehingga persamaannya dapat dirumuskan sebagai berikut :

$$K = (Q \cdot \mu \cdot L) / (A \cdot (\Delta P)) \dots\dots\dots (25)$$

Dimana :

- K : permeabilitas (darcy)
- Q : debit aliran (cm^3/s)
- μ : viskositas fluida (cp)
- A : luas penampang media (cm^2)
- ΔP : beda tekanan masuk dan keluar/ $P_1 - P_2$ (atm)
- L : panjang media berpori (cm)

Harga K dinyatakan dalam satuan *Darcy* atau dalam satuan mD , dimana $1\text{mD} = 0.001\text{Darcy}$. Persamaan *Darcy* ini dalam penggunaannya harus memenuhi beberapa asumsi atau limitasi sebagai berikut :

1. Aliran harus laminar
2. Fluida yang mengalir tidak bereaksi dengan batuan
3. Suhu tetap selama aliran
4. Satu fasa fluida dan *incompressible*

Berdasarkan jumlah fasa yang mengalir dalam batuan reservoir, permeabilitas dibedakan menjadi tiga macam, yaitu :

1. Permeabilitas absolut

Merupakan kemampuan batuan untuk melewatkan fluida yang mengalir pada satu fasa melalui media yang berpori.

2. Permeabilitas efektif

Merupakan kemampuan batuan dalam meloloskan fluida yang mengalir melebihi satu fasa, misalnya pada minyak dan air, air dan gas atau gas dan minyak atau ketiganya. Harga permeabilitas efektif dinyatakan sebagai K_o (*oil*), K_g (*gas*), K_w (*water*).

3. Permeabilitas relatif

Merupakan perbandingan permeabilitas efektif dengan permeabilitas absolut dalam kondisi saturasi tertentu. Harga Permeabilitas relatif memiliki rentang antara 0–1 darcy.

Kemudian berikut merupakan faktor-faktor yang mempengaruhi permeabilitas, yaitu :

1. Permeabilitas batuan dari suatu formasi dipengaruhi oleh bentuk butir dan ukuran butir batuan sangat berhubungan dan berperan penting dalam pembentukan permeabilitas. Apabila batuan tersusun dari butiran yang besar, pipih dan seragam dengan dimensi yang horizontal dan lebih panjang, maka nilai permeabilitas horizontal (K_h) akan lebih besar. Sedangkan untuk nilai permeabilitas vertikal (K_v) akan sedang

sampai tinggi. Jika batuan tersusun oleh butir dengan dominan butiran kasar, membulat dan seragam, maka nilai permeabilitas akan lebih besar dari kedua dimensinya. Nilai permeabilitas reservoir secara umum lebih rendah jika memiliki butiran pasir yang tidak teratur.

2. Sementasi yaitu pembentukan semen pada batuan akibat proses dolomitisasi ialah nilai permeabilitas dan porositas batuan sedimen yang sangat dipengaruhi oleh sementasi dan keberadaan semen pada pori batuan.
3. Retakan dan Pelarutan pada batuan pasir. Retakan dapat menyebabkan permeabilitas sekunder pada batupasir yang *interbedded* dengan *shale*, *limestone* dan *dolomite*. Karena pada batuan karbonat, proses pelarut oleh larutan asam yang berasal dari perkolasi air permukaan akan melalui pori batuan, bidang celah dan rekahan akan menambah permeabilitas reservoir.

BAB IV

METODOLOGI PENELITIAN

A. Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas (PPPTMGB) LEMIGAS, Gedung Eksploitasi Kelompok Evaluasi Formasi, Jakarta Selatan dengan waktu pelaksanaan dari 10 Oktober – 10 Desember 2018. Kemudian, dilanjutkan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung s/d Ujian Komprehensif.

B. Perangkat

Perangkat lunak 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* dan *software InterACT ive Petrophysics v3.5* untuk melakukan perhitungan prediksi permeabilitas.

C. Data Penelitian

Data yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Data batuan Inti Sumur SD_56

Data batuan inti pada sumur SD_56 diperoleh dari *conventional core* dan *sidewall core* sebanyak 2 *core* memiliki 58 total *plugs*. *Core 1* memiliki 23 *plug* pada kedalaman 2177.92m - 2187.7m dan *Core 2* memiliki 25 *plugs* pada kedalaman 2199.32m - 2208.21m..

2. Data Routine Core

Data *routine core* yang tersedia adalah porositas, dan permeabilitas..

3. Data CT Scan

Pada software *VoxelCalc. 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 299 titik plot pada sumur SD_56. Sedangkan pada sumur TA_10 Total *plot CT Number* pada *core 1* dan *2* yang digunakan adalah 286 titik plot

4. Data Wireline Log

Sumur SD_56 ini dilengkapi dengan data *wireline logging* untuk menghitung permeabilitas, dilengkapi dengan data log *Gamma Ray*, log *SP*, Log *Caliper*, Log resistivitas (LLD & LLS), dan Log *NPHI & RHOB*.

D. Pengolahan Data

Adapun tahap pengolahan data pada penelitian ini secara garis besar terdiri dari dua tahapan, yaitu menentukan nilai porositas *CT* yang kemudian dilanjutkan dengan menghitung nilai prediksi permeabilitas dengan pendekatan *Fuzzy Logic*.

1. Plotting CT Number pada Software VoxelCal plus v8.23a

Plotting CT Number merupakan tahap pertama pengolahan data pada penelitian ini. Tujuan dari *plotting* ini untuk mendapatkan nilai porositas hasil dari *CT*

kemudian dikorelasikan dengan nilai porositas *core* yang akan menunjukkan validasi keakuratan nilainya. Adapun tahap-tahap *plotting CT Number* adalah sebagai berikut :

- a. Membuka *software VoxcelCalc Plus v8.23a* dengan cara *double click* pada *shortcut* di tampilan *desktop*.
- b. Akan muncul tampilan awal *software VoxcelCalc Plus v8.23a*
- c. *Load data* yang akan diolah pada *file seleCT or*, sesuaikan dengan *database*. Kemudian klik *read*.
- d. Pilih *Colour* dengan cara klik *colour* pada menubar, kemudian pilih *red temperature*. Kemudian, ubah *range* dengan rentang nilai *min. value = -30* dan *max. value = 150*. Hal ini bertujuan untuk mengatur skala warna agar lebih mudah diinterpretasi pada saat *plotting*,
- e. Kemudian melakukan *Define ROI (Radius of Interest)*
- f. Plot di bagian tengah sampel sebanyak 15 titik dengan jarak antar titik 100 meter, hindari zona yang terdapat *fracture*, karena akan mempengaruhi nilai *CT Number*.
- g. Catat nilai *mean, min, dan max* nya pada lembar kerja *Ms. excel*. Lakukan hal yang sama untuk *tube 2* sampai 20 (**Tabel 4**)

Tabel 4. Lembar kerja *Ms. Excel* hasil plot *CT Number*

<i>Top Depth</i>			2199.29 m		
No	Posisi Y	Depth CT	CT Number	Min	Max
1	0.12	2199.29	114.721	51	149
2	0.21	2199.38	114.896	83	148
3	0.27	2199.44	125.596	54	150
4	0.31	2199.48	121.637	2	150
5	0.38	2199.55	122.59	65	150
6	0.45	2199.62	114.669	63	150
7	0.51	2199.68	121.003	66	149
8	0.56	2199.73	110.355	66	150
9	0.61	2199.78	115.966	61	145
10	0.68	2199.85	117.201	64	150
11	0.73	2199.9	130.974	78	150
12	0.78	2199.95	111.376	59	146
13	0.83	2200	119.847	60	150
14	0.88	2200.05	129.302	91	149
15	0.92	2200.09	120.796	86	150
<i>Bottom Depth</i>			2200.29 m		

2. Prediksi Permeabilitas dengan metode *Fuzzy Logic*

Prediksi permeabilitas dengan menggunakan metode *Fuzzy Logic* membutuhkan data *wireline log*, data log yang paling akurat untuk digunakan dalam metode ini adalah Log *Gamma Ray*, Log DT, RHOB, NPHI, MSFL, dan LLD. Data pendukung lainnya merupakan data *CT Scan* yang terdiri dari *CT Number* dan Porositas *CT*. Proses ini dilakukan di *software InteraCT ive Petrophysics v3.5*. berikut merupakan tahap-tahap pengolahan data untuk mencari estimasi permeabilitas :

- a. Buka *Software Interavtive Petrophysics v3.5* dengan cara *double click*.
- b. Buka database yang telah dibuat (*browse database*) atau buat database baru (*open existing databaase*).

- c. Input data LAS yaitu data wireline log yang meliputi data log GR, DT, RHOB, NPHI, MSFL, LLS, LLD, SP, CALI, DRHO dan Kedalaman. Kemudian tampilkan data LAS yang telah di input dengan cara pilih *view* pada *toolbar* kemudian pilih *LogPlot*, setelah itu pilih menu *file* pada kotak dialog *LogPlot* pilih *Triple Combo*.
- d. Setelah input data wireline log, kemudian input data ASCII yang terdiri dari data *CT* , meliputi *DepthCT* , Porositas *CT* , dan *CT Number*. Edit Set, simpan set dengan nama DATCT Masukkan *curve name*, *curve units*, dan *curve type* sesuai dengan kolom nomor. ex. *Name : Depth, Units : Meter, Type : Depth*.
- e. Input data permeabilitas (Kcore) dari data *core (basic data)* dalam bentuk file ASCII. Kemudian Edit Set, simpan set dengan nama CORE. Masukkan *curve name*, *curve units*, dan *curve type* sesuai dengan kolom nomor. ex. *Name : Depth, Units : Meter, Type : Depth*
- f. Kemudian melakukan perhitungan estimasi permeabilitas dengan menggunakan metode *Fuzzy Logic*.
- g. Masukkan data inputan untuk *Fuzzy Logic* (**Gambar 16**). Data yang digunakan adalah *K Core* untuk kurva prediksi, kemudian untuk kurva input 1-7 masukkan data log GR, DT, RHOB, NPHI, LLD, Data *CT Number* dan Data Porositas *CT* .
- h. Masuk ke *tab* selanjutnya yaitu *create model* pada kotak dialog *Fuzzy Logic*. Masuk ke *tab create model*. Masukkan jumlah bin. Kemudian pilih Run.

- i. Setelah pilih Run maka akan langsung menuju *tab* Model Statistics, dengan menunjukkan data *number value*, *mean*, standar deviasi, minimum dan maksimum *value* pada tiap bin.
- j. Pada *tab* terakhir yaitu run model . Ganti nama *default curve name* dengan nama yang diinginkan kemudian klik *apply*. Kemudian *run* untuk melihat hasil dari data *fuzzy logic*.
- k. Kemudian akan muncul tampilan kurva prediksi permeabilitas dengan metode *Fuzzy Logic* terhadap kurva permeabilitas core.

The screenshot shows the 'Fuzzy Logic' software window with the 'Input' tab selected. The window contains a table with the following data:

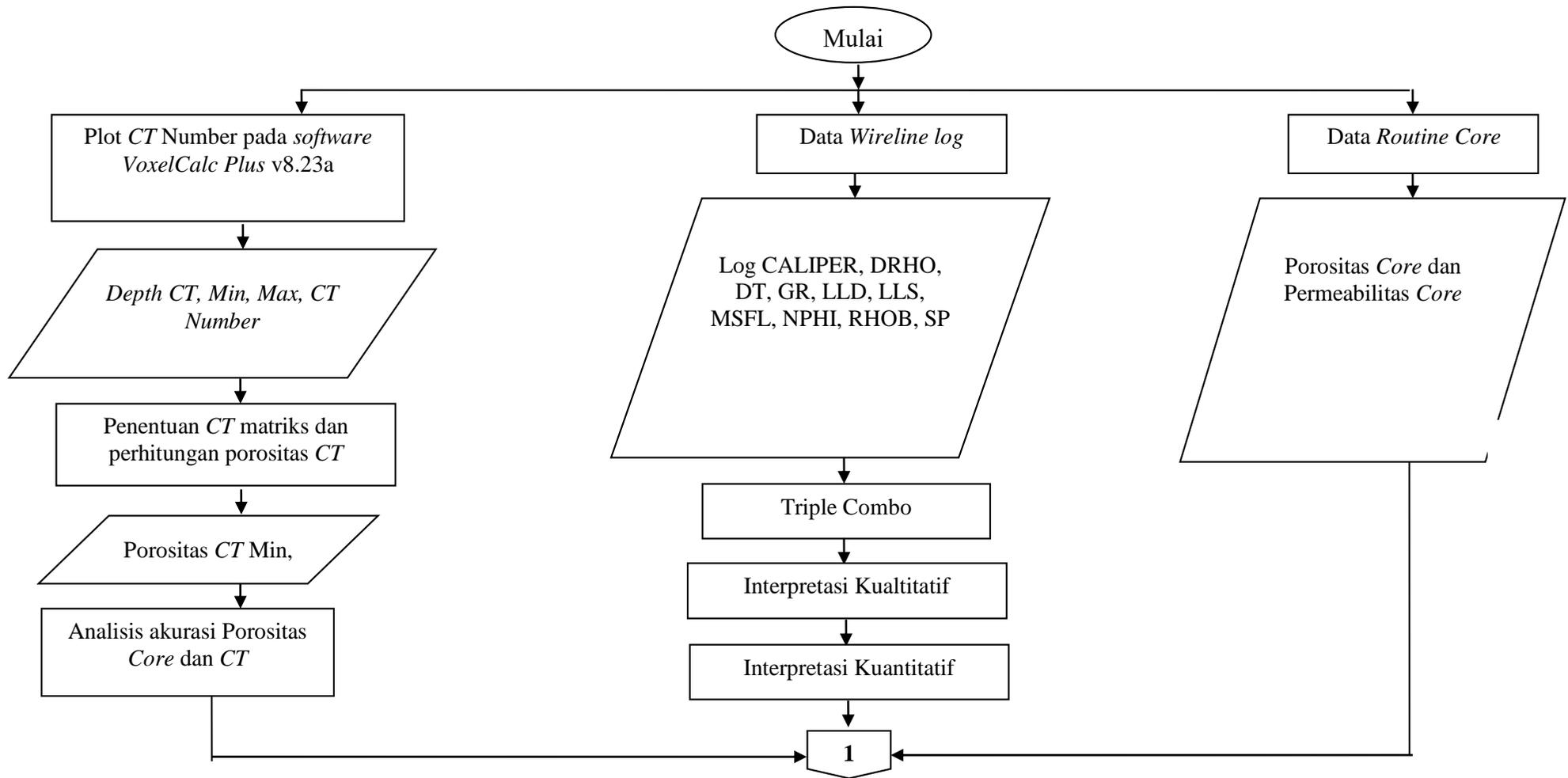
	Default	Log	Well	Well
	Name	Norm	1	2
Well Name			(1) SD_56	
Curve to Predict	K	Yes	Core:KCore	
Input Curve 1	GR	Yes	GR	
Input Curve 2	DT	Yes	DT	
Input Curve 3	LLD	Yes	LLD	
Input Curve 4	RHOB	Yes	RHOB	
Input Curve 5	MSFL	Yes	NPHI	
Input Curve 6	PORE CT	Yes	CT:PORECT	
Input Curve 7	CT AVG	Yes	CT:CT AVG	
Input Curve 8		No		
Top Depth	Model Build		1192.77	
Bottom Depth	Model Build		2415.78	
Top Depth	Model Run		1192.77	
Bottom Depth	Model Run		2415.78	
Discriminator	Curve 1			

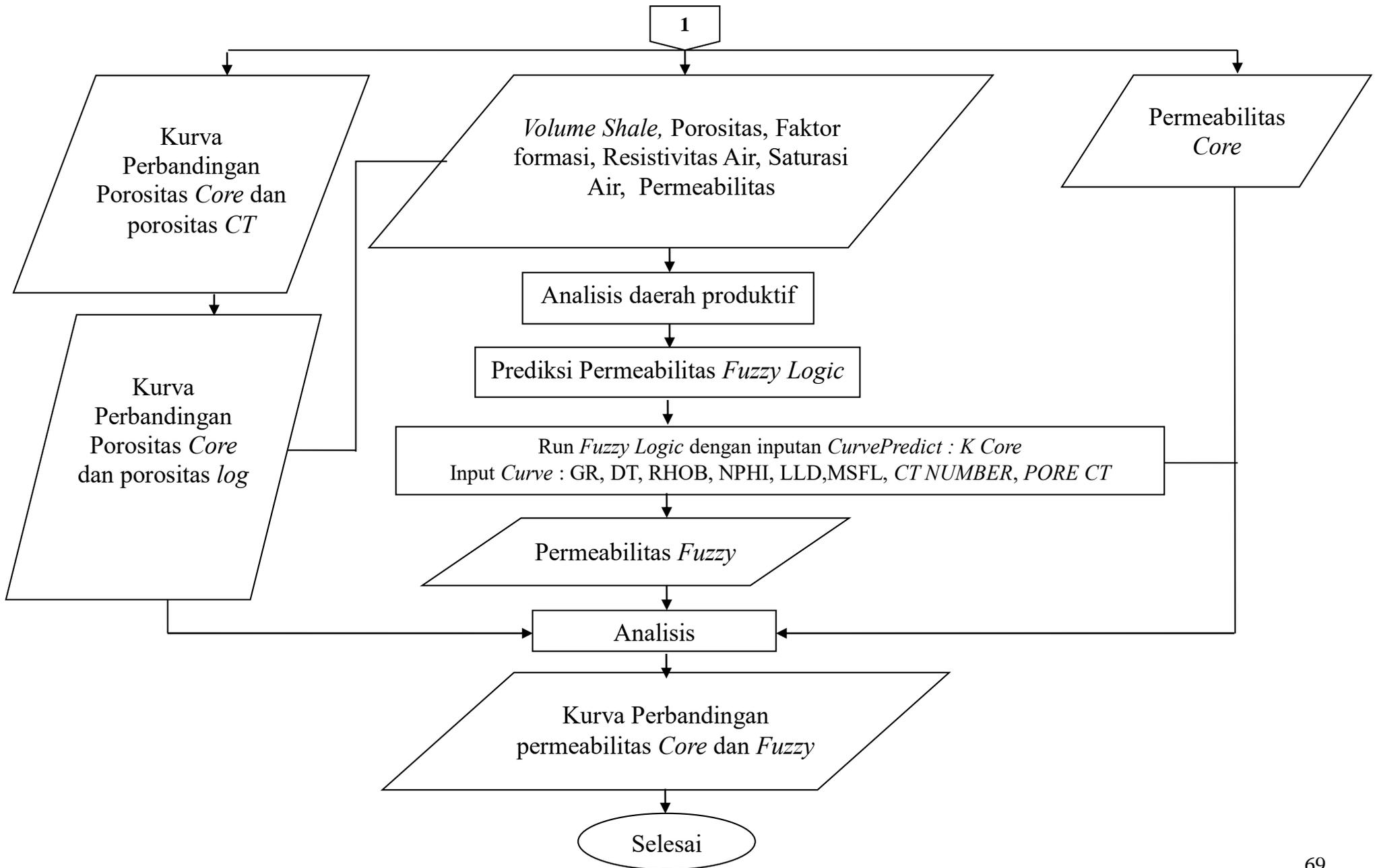
Below the table is a button labeled 'Get Depths from Zones'. At the bottom of the window, there are several buttons: 'SM', 'Report', 'Reset form', 'Load model', 'Save model', 'Close', and 'Help'.

Gambar 16. Data Input untuk prediksi permeabilitas *fuzzy logic*

E. Diagram Alir

Adapun diagram alir pada penelitian ini adalah sebagai berikut ini :





BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian yang berjudul **Estimasi Permeabilitas menggunakan metode *Fuzzy Logic* berdasarkan data *CT Scan*, *Core*, dan *Log* Pada Lapangan Cilamaya, Jawa Barat** adalah sebagai berikut :

1. Dari hasil penentuan nilai porositas dari *CT Scan* didapatkan nilai korelasi sebesar 0.88 yang memiliki nilai mendekati nilai porositas *core*.
2. Hasil nilai dari permeabilitas pada metode *fuzzy logic* menunjukkan nilai rata-rata sumur sebesar 10.14 md dengan rata-rata tiap zona sebesar 6.33 md pada zona 1 dan 12.52 md pada zona 2. Hasil perhitungan ini menunjukkan bahwa permeabilitas pada sumur ini termasuk ke permeabilitas *fair* (cukup)
3. Perbandingan nilai permeabilitas antara *fuzzy logic* dan data *core* menghasilkan keakuratan yang baik dengan nilai R^2 sebesar 0.82. Hasil nilai estimasi permeabilitas menggunakan metode ini dapat dikatakan memiliki hasil yang baik dan cukup akurat dalam pengukuran untuk tahap eksplorasi selanjutnya.

4. Dari interpretasi secara kualitatif dapat disimpulkan bahwa zona produktif terbagi menjadi dua zona yaitu zona 1 pada kedalaman 2177.92-2187.7m dan zona 2 pada kedalaman 2199.32-2208.21m. Secara kualitatif nilai dari *volume shale* termasuk rendah dengan nilai rata-rata pada zona 1 dan 2 berturut-turut adalah 7.3% dan 2.08%. Nilai porositas yang didapatkan untuk rata-rata keseluruhan sumur sebesar 10.08 (cukup). Kemudian nilai saturasi air yang didapatkan pada interpretasi kuantitatif untuk sumur ini adalah 29% dimana dapat dikatakan sumur ini mengandung gas.

B. Saran

Adapun saran untuk penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Diperlukannya data sumur yang lebih banyak agar perhitungan semakin akurat dan dapat dilakukan korelasi antar sumur.
2. Untuk metode *fuzzy logic* data yang diperlukan sebaiknya tidak kurang dari 300 poin data.

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. 1993. *Petunjuk Analisa Laboratorium Sifat Batuan Reservoir Minyak dan Gas Bumi*. Jakarta: Laboratorium Lemigas.
- Adnan, A., Sukowitono, dan Supriyanto. 1991. Jatibarang Subbasin-A Half Garben Model in the Onshore 22 of Northwest Java. *Proceeding tahunan IAGI 20*, h 279-288.
- Ari, T.S., Bagus, J.S., dan Dwadesa, W. 2013. Evaluasi Formasi dan estimasi permeabilitas pada reservoir karbonat menggunakan Carman Kozceny. *Jurnal Institut Sepuluh Nopember*. Institut Sepuluh Nopember.
- Arpandi, D., dan Patmosukismo, S. 1975. The Cibulakan Formation as One of the Most Prospective Stratigraphic Units in the Northwest Java Basinal Area. *International Petroleum Association (IPA) Proceeding*. Vol 4th Annual Convention, Jakarta
- Asquith, G., dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis*. AAPG Methods in Exploration 16, p. 31-35.
- Bishop, G.M., 2000. Petroleum systems of the Northwest Java Province, Java and offshore Southeast Sumatra, Indonesia. *Jurnal U. S Geological Survey*, 34 p.
- Bateman, 1985. *Open Hole Log Analysis sand Formation Evaluation*. International Human Resources Development Corporation. Boston
- 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 20, hal 45-67
- Bushong, S.C. 2001. *Radiologic Science for Technologist, Fourt Edition*. Mosby Company, Toronto.
- Cuddy, 2000. Litho-Facies and permeability prediction from electrical logs using fuzzy logic. *SPE 65411*. Abu Dhabi.

- Darman, H dan Sidi, F.H. An outline of the geology of Indonesia. *Indonesian Association of Geologists 34th Annual Convention Proceedings*.
- Darling, T. 2005. *Well Logging and Formation Evaluation*. Oxford: Elsevier Publishing Company.
- Dewanto, O. 2009. *Buku Ajar Well Logging*. Lampung: Universitas Lampung.
- Dewanto, O. 2016. *Petrofisika Log*. Lampung: Universitas Lampung.
- Donis, G.I.R., Guyer, D.E., Pease, A., dan Fulbright, D.W. 2012. Relation of computerized Tomography Hounsfield Unit measurement and internal components of fresh chestnuts. *Postharvest Biology and Technology*.
- Ellis, D V., dan Singer, J M. 2008, *Well Logging for Earth Scientist 2nd Edition*, Springer, Netherlands.
- GINANJAR dan SYAHPUTRA, A. 2014. Perhitungan Tekanan Pori Lapisan Batuan Bawah Permukaan dengan Menggunakan Data Seismik Pantul. *Jurnal Universitas Padjadjaran*. Universitas Padjadjaran.
- Glover, P. 2007. *Petrophysics*. University of Aberdeen: Department of Geology and Petroleum Geology, UK.
- 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. 1 pp. 21-26.
- Hareira, I. 1991. *Tinjauan Geologi dan Prospek Hidrokarbon cekungan Jawa Barat Utara*. PERTAMINA UEP III. Jakarta
- Harsono. A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log Edisi 8*. Schlumberger Oilfield : Jakarta.
- Koesumadinata R.P. 1980. *Geologi Minyak dan Gasbumi, Edisi-2*. Institut Teknologi Bandung : Bandung
- Krygowsky, D., dan Cluff, G. 2012. Pattern Recognition in a Digital Age: A gameboard Approach to Determining Petrophysical Parameters. *AAPG Annual Convention and Exhibition*. LongBeach, California.
- Lemigas. 2018. *Laporan Evaluasi Geologi*. PPTMGB LEMIGAS: Tidak dipublikasikan
- Listyowati, L.,N. 2018. Perbandingan Analisis Porositas Porites menggunakan Teknik Micro CT dan Optik. *Riset Geologi dan Pertambangan*, Vol. 28, No. 1 (91-100). Bandung

- Martodjojo. 1984. *Evolusi Cekungan Bogor*. Institut Teknologi Bandung
- Mas'uul, A.R., dan Sutanto, H. 2014. Uji Kesesuaian CT Number pada pesawat CT Scan Multi Slice di Unit Radiologi Rumah Sakit Islam Yogyakarta. Semarang. *Jurnal Universitas Diponegoro*. Universitas Diponegoro.
- Noble R.A., Pratomo H., Nugrahanto K., Ibrahim A.M.T., PrasetyaI., Wu C.H., dan Howes J.V.C. 1997, Petroleum System Of Northwest Java, Indonesia. *International Petroleum Association Proceedinng 97-OR-55*
- Pamuji, A.R. 2010. *Korelasi nilai CT dengan nilai API-Gamma Ray pada analisa core*. Universitas Trisakti : Jakarta
- Panjaitan, S. 2009. Aplikasi metode gayaberat untuk identifikasi potensi hidrokarbon di dalam Cekungan Jakarta dan sekitarnya. *Jurnal Sumber Daya Geologi, v. 19, no. 6*. Bandung
- Rachman. 2015. *The evolution of behaviour therapy and cognitive behaviour therapy*. Psychology Department. University of British Columbia, Vancouver, Canada.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, 2ndEdition, revised 2002*. Scotland: Whittles Publishing
- Saner, S. 1993-1994. A Review of Computer Tomography and Petrophysical Applications. *Sabbatical Research*.
- Seeram, E. 2001. *Computed Tomography Physical Principles, Clinical Applications, and Quality Control, Second Edition*. W. B Sauder
- Sinclair, S., Gresko, M., dan Sania, C. 1995. Basin Evolution of the Ardjuna Rift System and its implications for Hydrocarbon Exploration, Offshore Northwest Java, Indonesia. *Indonesia Petroleum Association (IPA) Proceedings, 24th*, hal 147-162. Annual Convention, Jakarta.
- Yogi, A. 2018. Estimasi Permeabilitas dengan beberapa metode karakterisasi reservoir untuk Formasi Talang Akar. *Jurnal Lembar Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, Vol. 52, No. 1 April 2018 : 3-5. Jakarta Selatan: PPTMGB LEMIGAS