

**EVALUASI FORMASI UNTUK MENENTUKAN CADANGAN
HIDROKARBON PADA *RESERVOIR* KARBONAT
LAPANGAN “X” MENGGUNAKAN DATA WELL LOGGING
DAN PETROFISIKA**

Skripsi

Oleh

**Dian Triyanto
1115051013**



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2016**

ABSTRAK

EVALUASI FORMASI UNTUK MENENTUKAN CADANGAN HIDROKARBON PADA *RESERVOIR* KARBONAT LAPANGAN “X” MENGUNAKAN DATA WELL LOGGING DAN PETROFISIKA

Oleh

DIAN TRIYANTO

Kebutuhan yang meningkat pada sumber daya alam berupa hidrokarbon mengakibatkan tingkat konsumsi menjadi meningkat pula, sehingga perlu dilakukan efektifitas dalam penggunaan sumber daya tersebut. Mengingat hidrokarbon merupakan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui maka dengan jumlah cadangan yang tersedia saat ini tidak memungkinkan akan bertahan dalam waktu yang cukup lama, sehingga perlu dilakukan eksplorasi yang lebih baik lagi untuk mendapatkan cadangan hidrokarbon yang cukup besar. Proses eksplorasi memiliki beberapa tahapan seperti Analisis Geologi, Geofisika, dan Reservoir. Ketiga analisis ini biasanya disebut proses evaluasi formasi yang dapat digunakan untuk menentukan cadangan hidrokarbon. Data yang digunakan pada proses evaluasi formasi berupa data *Well Logging*, Petrofisika, Geologi, dan Geofisika. Proses ini digunakan untuk menentukan sifat fisis batuan seperti litologi batuan, porositas, permeabilitas, saturasi air, dan cadangan hidrokarbon awal. Adapun tahapan proses evaluasi formasi tersebut adalah analisis *core routine* dan *core special*, interpretasi kualitatif dan kuantitatif logging, pemodelan 2D dan 3D, perhitungan cadangan hidrokarbon awal. Dari data yang tersedia pada penelitian ini dapat diketahui bahwa Lapangan “X” yang merupakan daerah penelitian ini memiliki litologi berupa batuan karbonat, dan serpih. Batuan karbonat merupakan reservoir daerah ini dan batuan serpih merupakan batuan tudung. Reservoir berisi hidrokarbon berupa gas, dengan rata-rata porositas efektif sebesar 23-28%, Saturasi Air 38-59%, Volume Shale 35%, dan Permeabilitas 5-10 mD, sehingga dapat dihitung volumetrik masing-masing zona sebesar 1.82×10^3 MSCF zona UCBL-01, 3.19×10^3 MSCF zona UCBL-02, 25.94×10^3 MSCF zona UCBL-03, dan 7.89×10^3 MSCF zona UCBL-04.

Kata Kunci : Hidrokarbon, Evaluasi Formasi, Litologi, Reservoir, Geologi, Geofisika, Petrofisika

ABSTRACT

EVALUATION OF FORMATION FOR DETERMINING THE HYDROCARBONS RESERVES IN CARBONATE RESERVOIR FIELD " X " DATA USING WELL LOGGING AND PETROPHYSICAL

By

DIAN TRIYANTO

The increased need for natural resources such as hydrocarbon resulted in the level of consumption be increased as well, so it is necessary to the effectiveness of the use of these resources. Given the hydrocarbon is a natural resource that can not be renewed then by the amount of reserves available today do not permit will last for quite a long time, so we need to discover better to get a sizeable hydrocarbon reserves. The exploration process has several stages such as analysis of Geology, Geophysics and Reservoir. This analysis is usually called the third formation evaluation process that can be used to determine the hydrocarbon reserves. Data used in the process of formation evaluation form of data Well Logging, petrophysical, Geology and Geophysics. This process is used to determine the physical properties of rocks such as rock lithology, porosity, permeability, water saturation, and hydrocarbon reserves early. The stages of the formation evaluation process is routine core and special core analysis, qualitative and quantitative interpretation of logging, 2D and 3D modeling, calculation of the initial hydrocarbon reserves. From the data provided in this study can be seen that Fields "X" which is the research area has the form of carbonate rock lithology, and shale. A carbonate rock reservoir area and shale rock is a rock hood. Reservoir contains hydrocarbons in the form of gas, with an average effective porosity of 23-28%, 38-59% Water Saturation, Volume Shale 35%, and permeability of 5-10 mD, so it can be calculated volumetric each zone of 1.82×10^3 MSCF zone UCBL-01, 3.19×10^3 MSCF UCBL-02 zone, 25.94×10^3 MSCF UCBL-03 zone, and 7.89×10^3 MSCF UCBL-04 zone.

Keyword : Hydrocarbon, Evaluation Formation, Lithology, Reservoir, Geology, Geophysics, Petrophysical

**EVALUASI FORMASI UNTUK MENENTUKAN CADANGAN
HIDROKARBON PADA *RESERVOIR* KARBONAT
LAPANGAN “X” MENGGUNAKAN DATA *WELL LOGGING*
DAN PETROFISIKA**

Oleh

DIAN TRIYANTO
1115051013

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2016**

Judul Skripsi

: **EVALUASI FORMASI UNTUK MENENTUKAN CADANGAN
HIDROKARBON PADA *RESERVOIR* KARBONAT
LAPANGAN "X" MENGGUNAKAN DATA WELL LOGGING
DAN PETROFISIKA**

Nama Mahasiswa

: **Dian Triyanto**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1115051013

Jurusan

: Teknik Geofisika

Fakultas

: Teknik

MENYETUJUI,

Pembimbing I

Pembimbing II

Dr. Ordas Dewanto., S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199603 1 001

Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.
NIP 19700120 200003 1 001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.
NIP 19700120 200003 1 001

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua

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

Sekretaris

: **Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.**

Penguji

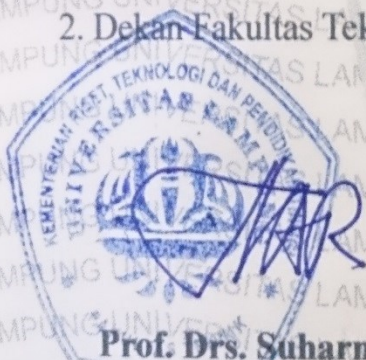
Bukan Pembimbing : **Dr. Muh Sarkowi, S.Si., M.Si.**

2. Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung

Prof. Drs. Suharno, B.Sc., M.Sc., Ph.D.

NIP 19620717 198703 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 18 Agustus 2016



Handwritten signatures of the members of the examination team.

PERNYATAAN

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

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

Bandar Lampung, 20 Agustus 2016



Dian Triyanto
NPM.1115051013

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Keputran, Kec. Sukoharjo, Pringsewu pada tanggal 30 Januari 1993, merupakan anak ketiga dari tiga bersaudara pasangan Bapak Wagimin (Alm) dengan Ibu Supinah. Penulis menyelesaikan pendidikan di SDN 01 Keputran selesai pada tahun 2005, lalu melanjutkan ke SMPN 1 Pringsewu diselesaikan pada tahun 2008, kemudian menyelesaikan pendidikan di SMAN 1 Pringsewu, Jurusan IPA diselesaikan pada tahun 2011. Pada tahun 2011 penulis terdaftar sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Selama menjadi mahasiswa penulis aktif dalam organisasi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Universitas Lampung tahun 2013-2014, Kordinator Wilayah Regional Sumatera Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) tahun 2014-2015, Asisten Praktikum Mata Kuliah Perpetaan tahun 2012, Mata Kuliah Eksplorasi Geolistrik tahun 2014-2015, dan Mata Kuliah Well Logging tahun 2015-2016. Pada bulan Februari 2015 penulis melaksanakan kerja praktek di PT. GEOSERVICES dan pada bulan Maret 2016 penulis melaksanakan Tugas Akhir di Pusat Penelitian Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas bumi – Lembaga Minyak dan Gas (PPPTMGB – LEMIGAS) Jakarta. Penulis juga bekerja pada CV. Mitra Loka Persada E.N.G sebagai *Chief Executive Officer* (CEO) perusahaan.

“SAYA PERSEMBAHKAN KARYAKU INI UNTUK”

Ayahanda dan Ibunda Tercinta Bapak Wagimin (Alm) dan Ibu Supinah yang selalu memberikan dukungan, do’a dan kasih sayang yang tulus.

Kakekku Atmo Sariman (Alm), Nenekku Kuning (Alm), Kakekku Ngadiman (Alm), Nenekku Silah (Alm), Kakakku Sutikno Amd., dan Suwardiyanto S.T. yang telah memberikan semangat, do’a dan motivasi baik moril ataupun materil.

Untuk “The Special One” Diah Mentari, yang selalu ada untuk memberi semangat, mendoakan, dan menemani.

Keluarga Besar Bapak Wagimin (Alm) Tercinta

Almamaterku tercinta

UNIVERSITAS LAMPUNG

MOTTO

“Barang siapa menempuh suatu jalan untuk mencari ilmu, maka Allah memudahkannya mendapat jalan ke surga”

(H.R Muslim)

“barang siapa menginginkan kebahagiaan didunia maka haruslah dengan ilmu, barang siapa yang menginginkan kebahagiaan di akhirat haruslah dengan ilmu, dan barang siapa yang menginginkan kebahagiaan pada keduanya maka haruslah dengan ilmu”

(HR. ibn Asakir)

*“Jadilah Dirimu Sendiri, sebaik-baiknya jadi orang lain bukanlah cerminan dirimu, dan seburuk-buruknya dirimu bukanlah cerminan orang lain”
“Ikutilah Prosesnya, karena proses tidak akan mengkhianati hasilnya”*

(Dian Triyanto)

“Berusahalah untuk tidak menjadi manusia yang berhasil tapi berusahalah untuk menjadi manusia yang berguna”

(Albert Einstein)

“Karena Masa lalu tidak akan pernah datang kembali, maka Jadikanlah Masa Lalu Sebagai Pembelajaran Di Masa Depan”

(Dian Triyanto)

“Intelligence is not the measurement, but intelligence support all”

“Kecerdasan bukanlah tolak ukur kesuksesan, tetapi dengan menjadi cerdas kita bisa menggapai kesuksesan”

(Anonim)

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb

Alhamdulillahirobbil'alamin, Puji syukur atas kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan segala kemudahan sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul **“Evaluasi Formasi untuk menentukan Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir Karbonat Lapangan “X” menggunakan Data Well Logging dan Petrofisika”** sebagai salah satu bagian dari kurikulum dan salah satu syarat bagi penulis untuk menyelesaikan studi di Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Namun penulis menyadari bahwa masih banyak ketidak sempurnaan dan kesalahan dalam penulisan. Oleh karena itu penulis meminta maaf dan mengharapkan kritik serta saran untuk memperbaiki dan menyempurnakan tulisan berikutnya. Semoga tulisan ini bermanfaat bagi kita semua, Amin.

Wassalamu'alikum Wr. Wb.

Bandar Lampung, 20 Agustus 2016

Penulis

Dian Triyanto
NPM. 1115051013

SANWACANA

Assalamu'alaikum Wr. Wb

Syukur Alhamdulillah penulis panjatkan kehadiran Allah S.W.T, karena atas berkat rahmat dan hidayah-Nyalah, laporan Skripsi ini dapat diselesaikan.

Tulisan ini merupakan laporan Skripsi sebagai syarat untuk memenuhi untuk mencapai gelar Sarjana Strata-1 di Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Banyak pihak yang terlibat dan memberikan kontribusi ilmiah, spritual dan informasi baik secara langsung maupun tidak langsung. Pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tuaku Bapak Wagimin (Alm) dan Ibu Supinah yang telah membesarkan penulis dan memberikan semangat, motivasi serta do'a yang tak ternilai harganya sehingga skripsi ini dapat terselesaikan.
2. Bapak Prof. Dr. Ir. Hasriyadi Mat Akin, M.P. Selaku Rektor Universitas Lampung.
3. Bapak Prof. Drs. Suharno, B.Sc., M.S., M.Sc., Ph.D. Selaku Dekan Fakultas Teknik, Universitas Lampung.
4. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. Selaku Dosen pembimbing 1 dan sebagai Dosen Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung.

5. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T. Selaku Dosen pembimbing 2, Dosen Jurusan Teknik Geofisika, dan Ketua Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung.
6. Bapak Dr. H. Muh Sarkowi, S.Si., M.Si. Selaku Dosen Penguji/Pembahas, Dosen Jurusan Teknik Geofisika, dan Dosen Pembimbing Akademik Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung.
7. Bapak Yohanes B Doi Wangge, S.T., M.T. selaku Pembimbing di Pusat Penelitian Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas bumi – Lembaga Minyak dan Gas (PPPTMGB – LEMIGAS) Jakarta telah memberikan masukan, saran dan bimbingannya di bidang Geoscientist.
8. Dosen-dosen pengajar Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung atas bimbingan dan ilmu yang telah diberikan.
9. Kedua kakak kandung saya Sutikno, Amd. Dan Suwardiyanto, S.T. yang selalu memberikan doa dan dukungan luar biasa selama ini.
10. Diah Mentari Amd.Keb yang selalu memberi support selama ini.
11. Keluarga Besar saya yang selalu memberikan doa dan dukungan luar biasa selama ini.
12. Sahabat-sahabat saya Halilintar Duta Mega, S.T., Dongki Pranata Putra, Dwanda Adi Kumara, Mezrin Romosi, S.T. (Mapas), Bagus Hardiansyah, S.T., Alwi Karya Sasmita, Satria Dharma Setiawan, S.Ked.
13. Teman-teman Teknik geofisika Unila angkatan 2011 “*The Best Friend and Our Family in Geophysical Engineering University of Lampung*”.
14. Kakak Tingkat dan Senior Teknik geofisika Unila angkatan 2007, 2008, 2009, 2010 yang telah memberikan sharing ilmu.

15. Adik Tingkat Teknik geofisika Unila angkatan 2012, 2013, 2014, dan 2015 yang telah memberikan support.
16. Teman-teman HMGI Regional Sumatera yang telah memberikan support.

Wasalamu'aliakum Wr. Wb

Bandar Lampung, 20 Agustus 2016

Penulis

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	i
ABSTRACT	ii
HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
HALAMAN PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
HALAMAN PERSEMBAHAN	viii
HALAMAN MOTTO	ix
KATA PENGANTAR	x
SANWACANA	xi
DAFTAR ISI	xiv
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xxii
 BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Tugas Akhir	2
1.3 Batasan Masalah Tugas Akhir	3
 BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara	4

2.2 Sedimentasi Cekungan Jawa Barat Utara	7
2.3 Kerangka Tektonik Regional	10
2.4 Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Barat Utara	15
2.5 Petroleum sistem Cekungan Jawa Barat Utara	20
2.5.1 Batuan Induk (<i>Source Rock</i>)	20
2.5.2 Batuan Reservoir	22
2.5.3 Batuan Tudung	22
2.5.4 Pemerangkapan dan Jalur migrasi	23
2.6 Stratigrafi Regional Daerah Penelitian	24

BAB III TEORI DASAR

3.1 Ruang Lingkup Evaluasi Formasi	27
3.2 Metode-metode Evaluasi Formasi	27
3.2.1 <i>Mud Logging</i>	28
3.2.2 <i>Cutting</i>	29
3.2.3 <i>Coring</i>	30
3.2.4 Keterbatasan Analisis <i>Core</i>	31
3.2.5 <i>Well logging</i>	32
3.3 Tujuan dari Evaluasi Formasi	32
3.4 Pengertian <i>Well logging</i>	33
3.5 Tipe-tipe Log	36
3.5.1 Log Listrik	36
3.5.1.1 Log Spontaneous Potential (SP)	36
3.5.1.2 Log Resistivitas	38
3.5.2 Log Radioaktif	44
3.5.2.1 Log Gamma Ray	44
3.5.2.2 Log Porositas	46
3.5.3 Log Akustik (Log Sonik)	52
3.5.4 Log Caliper	54
3.6 Interpretasi Kualitatif	55
3.6.1 Zona Batuan Reservoir	56
3.6.2 Jenis Litologi	57
3.6.3 Jenis Fluida Pengisi Formasi	58
3.7 Interpretasi Kuantitatif	60
3.7.1 Porositas	60
3.7.1.1 Log Densitas Formasi	60
3.7.1.2 Log Neutron	62
3.7.1.3 Kombinasi Log Densitas dan Neutron	62
3.7.2 Faktor Formasi	63
3.7.3 Resistivitas Air (R_w)	64
3.7.4 Kandungan Serpih	67
3.7.5 Saturasi Air (S_w)	69
3.7.6 Volume Air Total	73
3.7.7 Permeabilitas	74
3.7.8 <i>Netpay</i>	75
3.7.9 Penentuan Cadangan Gas Awal	77

BAB IV METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Lokasi dan Waktu Penelitian Tugas Akhir	79
4.2 Alat dan Bahan Penelitian Tugas Akhir	79
4.3 Jadwal Penelitian	80
4.4 Prosedur Percobaan	80
4.4.1 Studi Literatur	80
4.4.2 Pengolahan Data <i>Log</i>	80
4.4.3 Perhitungan Properti Petrofisika	81
4.4.4 Korelasi data <i>Log</i> dan Petrofisika (Analisis Lab)	81
4.4.5 <i>Modeling</i> 2D dan 3D	81
4.5 Diagram Alir Penelitian	82

BAB V HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

5.1 Hasil Penelitian	83
5.2 Pembahasan	104
5.2.1 Analisis <i>Routine Core</i>	106
5.2.1.1 <i>Grain Density</i>	107
5.2.1.2 Porositas dan Permeabilitas	109
5.2.1.3 Perubahan Porositas – Permeabilitas	111
5.2.2 Analisis <i>Special Core</i>	112
5.2.2.1 <i>Formation Resistivity Factor</i>	112
5.2.2.2 <i>Formation Resistivity Index</i>	113
5.2.3 Interpretasi Data <i>Log</i>	114
5.2.3.1 <i>Quality Control</i> dari Data <i>Log</i>	115
5.2.3.2 Model Litologi	116
5.2.3.3 <i>Shale Contents</i>	117
5.2.3.4 Porositas	118
5.2.3.5 Interpretasi Saturasi Air	119
5.2.4 Parameter <i>Cut-off</i>	120
5.2.4.1 Litologi <i>Cut-off</i>	121
5.2.4.2 <i>Water Saturation Cut-off</i>	122
5.2.5 Reservoir Lumping	123
5.2.6 Pemodelan Perlapisan Reservoir Gas Lapangan “X”	123
5.2.6.1 Pemodelan Stratigrafi (<i>Stratigraphic Modeling</i>)	124
5.2.6.2 Pemodelan Properti Petrofisika	127
5.2.7 Perhitungan Volumetrik	137

BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan	140
6.2 Saran	141

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. Peta Sebaran Cekungan di Pulau Jawa	5
Gambar 2. Peta Penampang Barat-Timur Cekungan Jawa Barat	6
Gambar 3. Perubahan Muka laut global Cekungan Jawa Barat Utara	9
Gambar 4. Lingkungan Pengendapan Formasi Cekungan Jawa Barat Utara.	9
Gambar 5. Penampang tektonik Cekungan Jawa Barat Utara	14
Gambar 6. Struktur utama Cekungan Jawa Barat Utara	15
Gambar 7. Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara	19
Gambar 8. Peta Penyebaran Batuan Induk di Cekungan Jawa Barat Utara ..	21
Gambar 9. <i>Set-up wellsite</i> untuk logging	35
Gambar 10. Skematik diagram dari pengaturan <i>wireline logging modern</i>	35
Gambar 11. Contoh <i>shale baseline</i> dan didefinisikan SSP dalam <i>log SP</i>	37
Gambar 12. Prinsip kerja alat Laterolog	40
Gambar 13. Prinsip kerja alat Induksi	41
Gambar 14. Kontras karakteristik resolusi lapisan dari alat resistivitas dan aplikasi geologinya	42
Gambar 15. Profil sumur bor terinvasi lumpur	43
Gambar 16. Grafik respon <i>log Resistivity</i>	44
Gambar 17. Log sinar gamma dan spektral dengan beberapa respon khas ...	46
Gambar 18. Proses hamburan dan penyerapan sinar gamma	48

Gambar 19. Log densitas beberapa respon yang khas.....	48
Gambar 20. Log neutron beberapa respon yang khas	52
Gambar 21. Grafik respon Log Sonik	54
Gambar 22. Tipikal respon Log <i>Caliper</i> untuk berbagai litologi	55
Gambar 23. Permeabilitas dan Distribusi Butiran	74
Gambar 24. Kurva Hubungan F_k dan Median (V_{Sh} , Porositas, dan S_w)	77
Gambar 25. Diagram alir Penelitian	82
Gambar 26. Lokasi Sumur daerah penelitian “X”	83
Gambar 27. Hasil <i>triple combo</i> data log Lapangan “X”	84
Gambar 28. Hasil analisis Litologi berdasarkan Interpretasi Kualitatif data Log sumur X-01	84
Gambar 29. Hasil analisis Litologi berdasarkan Interpretasi Kualitatif data Log sumur X-02	85
Gambar 30. Hasil analisis Litologi berdasarkan Interpretasi Kualitatif data Log sumur X-03	85
Gambar 31. Model Litologi Formasi Upper Cibulakan (UCBL-01) dari sumur X-01, X-02, dan X-03	86
Gambar 32. Model Litologi Formasi Upper Cibulakan (UCBL-02) dari sumur X-01, X-02, dan X-03	86
Gambar 33. Model Litologi Formasi Upper Cibulakan (UCBL-03) dari sumur X-01, X-02, dan X-03	87
Gambar 34. Model Litologi Formasi Upper Cibulakan (UCBL-04) dari sumur X-01, X-02, dan X-03	87
Gambar 35. Penentuan V_{Sh} dengan data Log Gamma Ray dan SP	88
Gambar 36. Validasi nilai data Log dengan data <i>Core</i> sumur X-01	88
Gambar 37. <i>Crossplot</i> perbandingan <i>Core-Log</i> Porositas Sumur X-01	89
Gambar 38. Hasil reservoir lumping sumur X-01	89
Gambar 39. Hasil reservoir lumping sumur X-02	90

Gambar 40. Hasil reservoir lumping sumur X-03	90
Gambar 41. Korelasi antar sumur X-01, X-02, dan X-03 Lapangan “X”	91
Gambar 42. Distribusi Litologi Reservoir Gas zona UCBL-01	92
Gambar 43. Distribusi Litologi Reservoir Gas zona UCBL-02	92
Gambar 44. Distribusi Litologi Reservoir Gas zona UCBL-03	93
Gambar 45. Distribusi Litologi Reservoir Gas zona UCBL-04	93
Gambar 46. Model 3D Distribusi Litologi Reservoir Gas Lapangan “X”	94
Gambar 47. Distribusi Porositas Reservoir Gas zona UCBL-01	94
Gambar 48. Distribusi Porositas Reservoir Gas zona UCBL-02	95
Gambar 49. Distribusi Porositas Reservoir Gas zona UCBL-03	95
Gambar 50. Distribusi Porositas Reservoir Gas zona UCBL-04	96
Gambar 51. Model 3D Distribusi Porositas Reservoir Gas Lapangan “X” ..	96
Gambar 52. Distribusi Saturasi Air Reservoir Gas zona UCBL-01	97
Gambar 53. Distribusi Saturasi Air Reservoir Gas zona UCBL-02	97
Gambar 54. Distribusi Saturasi Air Reservoir Gas zona UCBL-03	98
Gambar 55. Distribusi Saturasi Air Reservoir Gas zona UCBL-04	98
Gambar 56. Model 3D Distribusi Saturasi Air Reservoir Gas Lapangan X .	99
Gambar 57. Distribusi Permeabilitas Reservoir Gas zona UCBL-01	99
Gamabr 58. Distribusi Permeabilitas Reservoir Gas zona UCBL-02	100
Gambar 59. Distribusi Permeabilitas Reservoir Gas zona UCBL-03	100
Gambar 60. Distribusi Permeabilitas Reservoir Gas zona UCBL-04	101
Gambar 61. Model 3D Distribusi Permeabilitas Reservoir Gas Lapangan “X”	101
Gambar 62. Distribusi <i>Fluid Contacs</i> Reservoir Gas zona UCBL-01	102
Gambar 63. Distribusi <i>Fluid Contacs</i> Reservoir Gas zona UCBL-02	102

Gambar 64. Distribusi <i>Fluid Contacts</i> Reservoir Gas zona UCBL-03	103
Gambar 65. Distribusi <i>Fluid Contacts</i> Reservoir Gas zona UCBL-04	103
Gambar 66. Model 3D Distribusi <i>Fluid Contacts</i> Reservoir Gas Lapangan “X”	104
Gambar 67. Kurva Distribusi Frekuensi <i>Grain Density</i> Formasi <i>Upper</i> Cibulakan Sumur X-01	108
Gambar 68. Kurva Distribusi Frekuensi <i>Grain Density</i> Formasi <i>Upper</i> Cibulakan Sumur X-02	108
Gambar 69. Kurva Distribusi Frekuensi Porositas Formasi <i>Upper</i> Cibulakan Sumur X-01	109
Gambar 70. Kurva Distribusi Frekuensi Porositas Formasi <i>Upper</i> Cibulakan Sumur X-02	110
Gambar 71. Kurva Distribusi Frekuensi Permeabilitas Formasi <i>Upper</i> Cibulakan Sumur X-01	110
Gambar 72. Kurva Distribusi Frekuensi Permeabilitas Formasi <i>Upper</i> Cibulakan Sumur X-02	111
Gambar 73. Hubungan Porositas-Permeabilitas dari sumur X-01, X-02 Lapangan “X”	112
Gambar 74. <i>Formation Factor vs Porosity</i> dari sumur X-03 parameter <i>Archie</i>	113
Gambar 75. <i>Formation Resistivity Index</i> sumur X-03 parameter <i>Archie</i>	114
Gambar 76. Komparasi Volume <i>Shale</i> dengan data Porositas <i>Core</i>	118
Gambar 77. Analisis air dari sumur X-01	120
Gambar 78. Litologi <i>Cut-off</i> Formasi <i>Upper</i> Cibulakan (zona UCBL-01, UCBL-02, UCBL-03, dan UCBL-04	121
Gambar 79. Volume <i>Shale Cut-off</i> reservoir gas pada Formasi <i>Upper</i> Cibulakan (zona UCBL-01, UCBL-02, UCBL-03, dan UCBL-04)	122
Gambar 80. Pembagian zona Reservoir Gas Lapangan “X”	126
Gambar 81. Konsep regional <i>sedimentologi Facies</i> Reservoir Gas Lapangan “X”	129

Gambar 82. Penentuan <i>Lithofacies</i> Reservoir Gas Lapangan “X”	129
Gambar 83. Histogram Reservoir Gas zona UCBL-01	130
Gambar 84. Histogram <i>Facies</i> Reservoir Gas zona UCBL-02	130
Gambar 85. Histogram <i>Facies</i> Reservoir Gas zona UCBL-03	131
Gambar 86. Histogram <i>Facies</i> Reservoir Gas zona UCBL-04	131
Gambar 87. Histogram Porositas Reservoir Gas zona UCBL-01	132
Gambar 88. Histogram Porositas Reservoir Gas zona UCBL-02	133
Gambar 89. Histogram Porositas Reservoir Gas zona UCBL-03	133
Gambar 90. Histogram Porositas Reservoir Gas zona UCBL-04	133
Gambar 91. Histogram Saturasi Air Reservoir Gas zona UCBL-01	135
Gambar 92. Histogram Saturasi Air Reservoir Gas zona UCBL-02	135
Gambar 93. Histogram Saturasi Air Reservoir Gas zona UCBL-03	136
Gambar 94. Histogram Saturasi Air Reservoir Gas zona UCBL-04	136
Gambar 95. Data PVT pada reservoir Gas Lapangan “X”	138
Gambar 96. Diagram alir analisis <i>uncertainty</i> reservoir Gas Lapangan “X”	139

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. Densitas <i>matriks</i> dari berbagai litologi	61
Tabel 2. Densitas <i>matriks</i> untuk beberapa mineral pembentuk batuan	61
Tabel 3. Koefisien dan eksponen untuk menghitung Faktor Formasi	64
Tabel 4. <i>Bulk Volume Water</i> fungsi ukuran butir dan litologi	73
Tabel 5. <i>Bulk Volume Water</i> pada batuan karbonat	73
Tabel 6. Jadwal Penelitian	80
Tabel 7. <i>Routine Core Analysis</i> Sumur X-01	106
Tabel 8. <i>Routine Core Analysis</i> Sumur X-02	107
Tabel 9. Kehadiran data <i>Log</i> pada Lapangan “X”	115
Tabel 10. Reservoir Lumping Lapangan “X”	123
Tabel 11. Detail hasil perhitungan <i>Volumetrik</i> Reservoir Gas Lapangan X... ..	139

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam kehidupan manusia energi memiliki peranan yang sangat penting. Energi yang dibutuhkan sangat beraneka ragam sumbernya, dapat berupa sumber energi yang dapat diperbaharui dan tidak dapat diperbaharui. Minyak dan gas bumi merupakan sumber energi yang tidak dapat diperbaharui dan masih belum dapat tergantikan saat ini. Di Indonesia diperkirakan terdapat 128 cekungan yang potensial mengandung hidrokarbon, baik itu minyak maupun gas.

Semakin menipisnya hidrokarbon dan semakin besarnya jumlah permintaan mengakibatkan kegiatan untuk memaksimalkan perolehan minyak dan gas bumi semakin intensif dilakukan, baik melalui eksplorasi untuk mencari cadangan baru maupun dengan melakukan kajian ulang terhadap lapangan-lapangan yang telah berproduksi. kegiatan eksplorasi yang dilakukan melingkupi berbagai disiplin ilmu. Berbagai disiplin ilmu itu adalah *Geology*, *Geophysics*, *Petrophysics*, dan *Rock Physics* yang digunakan untuk dasar melakukan evaluasi formasi sebelum dilakukannya pemboran produksi. Evaluasi Formasi memiliki peranan penting untuk mengetahui karakteristik formasi batuan yang akan dibor. Berbagai macam metode digunakan untuk mengetahui karakteristik formasi baik melalui

analisis batu inti, analisis *cutting*, maupun analisis data *log*. Analisis *well logging* saat ini banyak digunakan karena biayanya yang relatif lebih murah dan kualitas datanya yang akurat.

Well logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur, untuk mengevaluasi formasi dan identifikasi ciri- ciri batuan di bawah permukaan. *Well logging* ini bertujuan untuk mendapatkan informasi litologi, porositas, resistivitas dan kejenuhan hidrokarbon pada suatu formasi.

Logging sebagai alat dan metode interpretatif yang berkembang dalam akurasi dan kecanggihannya. Mereka memainkan peran diperluas dalam proses pengambilan keputusan geologi. Kini, interpretasi log petrofisika adalah salah satu alat yang paling berguna dan penting yang tersedia bagi seorang ahli geologi minyak bumi.

Selain digunakan dalam eksplorasi untuk mengorelasikan zona dan untuk membantu dengan pemetaan struktur dan *isopach*, log membantu menentukan karakteristik fisik batuan seperti litologi, porositas, geometri pori, dan permeabilitas. Data *log* digunakan untuk mengidentifikasi zona produktif, untuk menentukan kedalaman dan ketebalan zona, untuk membedakan antara minyak, gas, atau air di reservoir, dan untuk memperkirakan cadangan hidrokarbon.

1.2 Tujuan Tugas Akhir

Adapun tujuan dari Tugas Akhir ini adalah :

1. Melakukan Evaluasi Formasi pada Lapangan Hidrokarbon “X”.

2. Memerkirakan litologi, memerkirakan kandungan fluida, mengidentifikasi reservoir karbonat, menentukan nilai porositas, permeabilitas, dan Saturasi fluida.
3. Mengetahui persebaran hidrokarbon, ketebalan lapisan produktif dan cadangan terbukti yang terdapat pada reservoir karbonat dengan pemodelan 2D dan 3D interpolasi antar sumur.

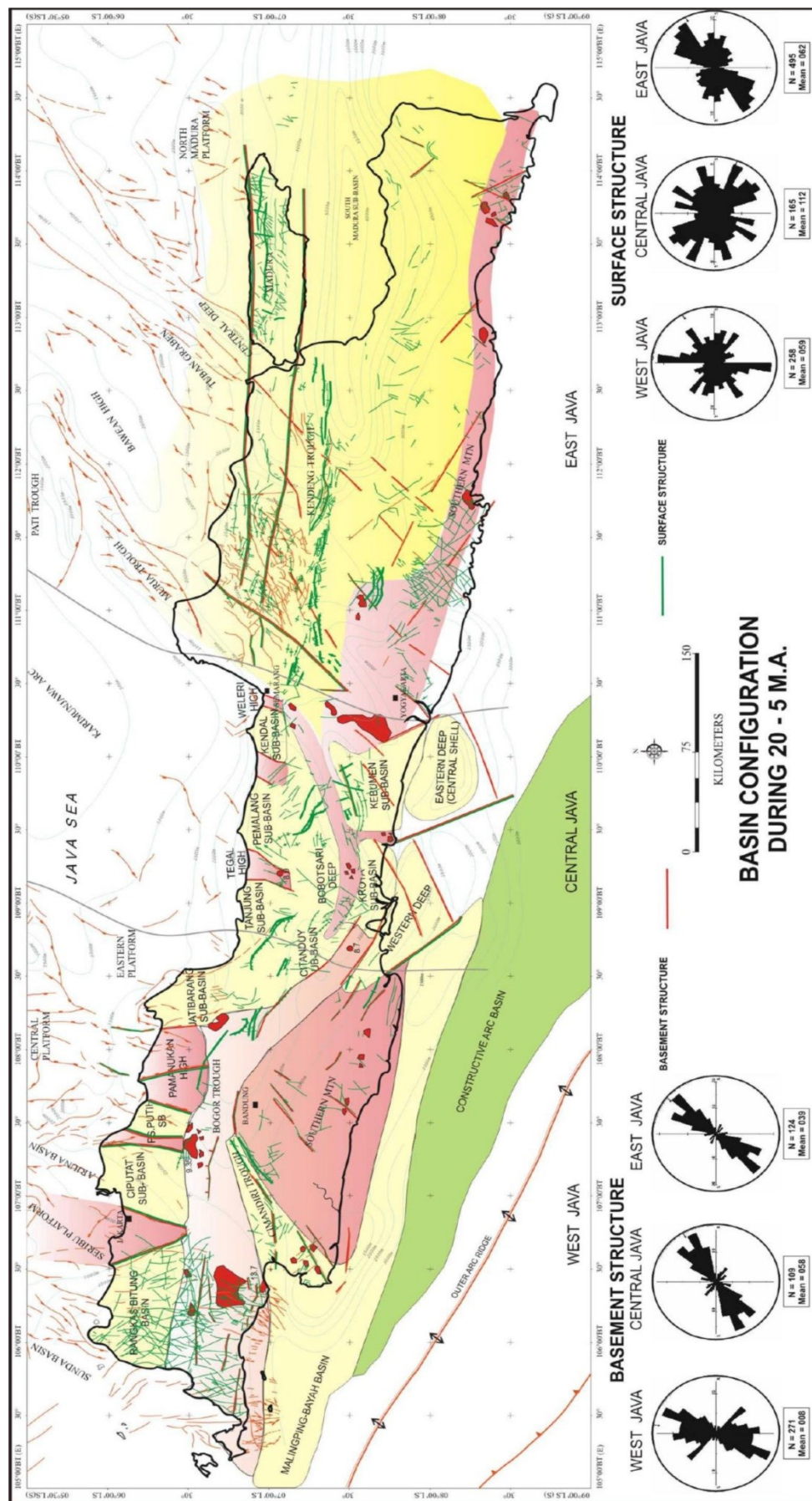
1.3 Batasan Masalah Tugas Akhir

Adapun batasan masalah pada tugas akhir ini adalah meliputi proses evaluasi formasi dan kegunaanya dalam eksplorasi, peran data *log* dan petrofisika dalam mengidentifikasi reservoir karbonat, memerkirakan litologi, memerkirakan kandungan fluida, menghitung porositas, menghitung permeabilitas, dan menghitung saturasi fluida, penyebaran hidrokarbon, ketebalan lapisan produktif dan cadangan terbukti yang terdapat pada reservoir karbonat dengan pemodelan 2D dan 3D interpolasi antar sumur, dengan jumlah sebanyak 3 sumur eksplorasi.

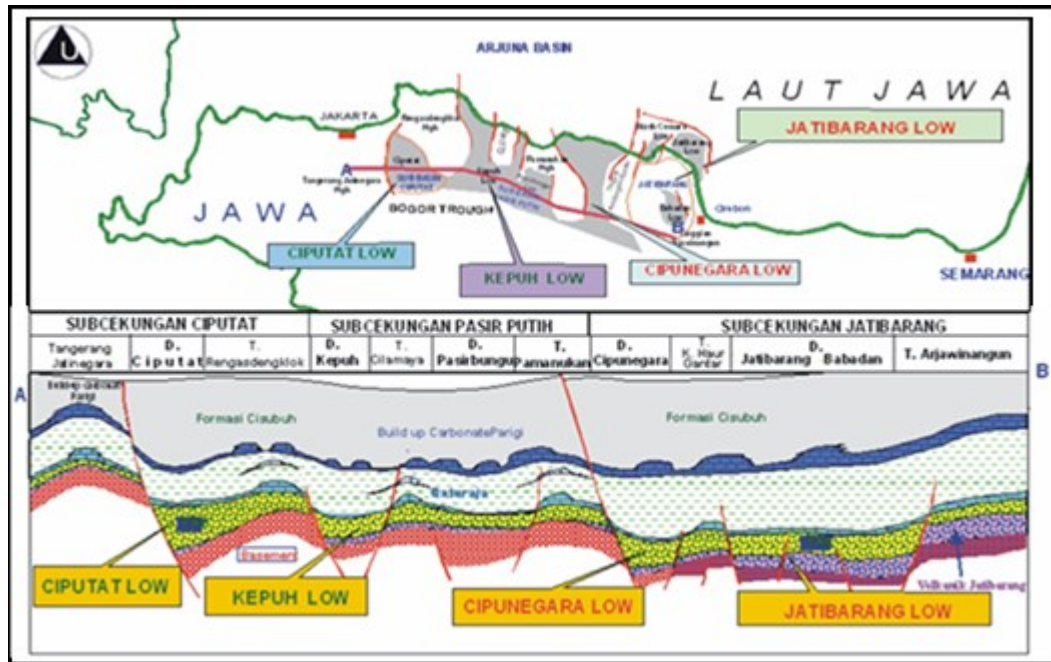
BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Barat Utara

Secara geologi Lapangan “X” berada di Sub-Cekungan Ciputat dan masuk ke dalam tatanan tektonik Cekungan Jawa Barat Utara. Cekungan Jawa Barat Utara dipengaruhi oleh sistem *block faulting* yang berarah Utara-Selatan. Sistem patahan yang berarah Utara-Selatan membagi Cekungan Jawa Barat Utara menjadi graben atau beberapa Sub-Cekungan dari barat ke timur, yaitu Sub-Cekungan Ciputat, Sub-Cekungan Pasir Putih dan Sub-Cekungan Jatibarang. Masing-masing Sub-Cekungan tersebut dipisahkan oleh tinggian. Tinggian Rengasdengklok memisahkan Sub-Cekungan Ciputat dengan Sub-Cekungan Pasir Putih. Tinggian Pamanukan dan Tinggian Kandanghaur memisahkan Sub-Cekungan Pasir Putih dengan Sub-Cekungan Jatibarang. Konfigurasi Sub-Cekungan dan tinggian-tinggian ini sangat memengaruhi penyebaran batuan sedimen Tersier, baik sebagai batuan induk maupun sebagai batuan reservoir. Sistem patahan blok terbentuk selama orogenesis Kapur Tengah hingga awal Paleosen dan diperkirakan mengontrol struktur Tersier di Cekungan Jawa Barat Utara **Gambar 1 dan Gambar 2.**



Gambar 1. Peta Sebaran Cekungan di Pulau Jawa



Gambar 2. Peta penampang Barat – Timur Cekungan Jawa Barat (Martodjoyo, 1989)

Dari hasil penelitian kajian ini, diharapkan diketahui pemahaman mengenai geologi regional, tatanan stratigrafi, mengidentifikasi perkembangan Cekungan, dan pemahaman lebih lanjut *petroleum system* yang berkembang di Sub-Cekungan Ciputat khususnya mengenai pola pembentukan Cekungan, sistem pemerangkapan hidrokarbon, sistem migrasi hidrokarbon ke dalam reservoir. Di samping itu dalam kajian ini akan lebih diperinci mengenai *play* hidrokarbon yang di dalamnya meliputi identifikasi batuan induk hidrokarbon, batuan reservoir, dan batuan penyekat hidrokarbon. Perangkat hidrokarbon yang merupakan elemen penting dalam *petroleum system* yang merupakan target utama. Kajian struktur ini akan memberikan informasi besaran *closure* untuk masing-masing daerah prospek yang selanjutnya akan dapat dipergunakan untuk dasar perhitungan perkiraan besarnya cadangan hidrokarbon yang terdapat pada kawasan tersebut. Analisis geologi dan geofisika Lapangan “X” dimaksudkan untuk mengetahui

penyebaran pada masing-masing horison yang diidentifikasi sebagai lapisan reservoir yang produktif. Untuk Lapangan “X” reservoir produktif lebih diarahkan pada lapisan Zona UCBL.

Selain itu analisis geologi dan geofisika juga ini dilakukan untuk mengetahui perkembangan struktur bawah permukaan, model pemerangkapan hidrokarbon dan *play* hidrokarbon serta perhitungan volumetric cadangan pada masing-masing lapisan dan Lapangan.

2.2. Sedimentasi Cekungan Jawa Barat Utara

Periode awal sedimentasi di Cekungan Jawa Barat Utara dimulai pada Kala Eosen Tengah–Oligosen Awal (fase transgresi) yang menghasilkan sedimentasi vulkanik darat–laut dangkal dari Formasi Jatibarang. Pada saat itu aktifitas vulkanisme meningkat. Hal ini berhubungan dengan interaksi antar lempeng di sebelah selatan Pulau Jawa, akibatnya daerah-daerah yang masih labil sering mengalami aktivitas tektonik. Material-material vulkanik dari arah timur mulai diendapkan.

Periode selanjutnya merupakan fase transgresi yang berlangsung pada Kala Oligosen Akhir–Miosen Awal yang menghasilkan sedimen transgresif transisi–deltaik hingga laut dangkal yang setara dengan Formasi Talangakar pada awal permulaan periode. Daerah Cekungan terdiri dari 2 (dua) lingkungan yang berbeda, yaitu bagian barat paralik sedangkan bagian timur merupakan laut dangkal. Selanjutnya aktifitas vulkanik semakin berkurang, , sehingga daerah-daerah menjadi agak stabil, tetapi anak Cekungan Ciputat masih aktif. Kemudian air laut menggenangi daratan yang berlangsung pada

Kala Miosen Awal mulai dari bagian barat laut terus ke arah tenggara mengenangi beberapa tinggian kecuali Tinggian Tangerang. Tinggian-tinggian ini sedimen-sedimen klastik yang dihasilkan setara dengan Formasi Talangakar.

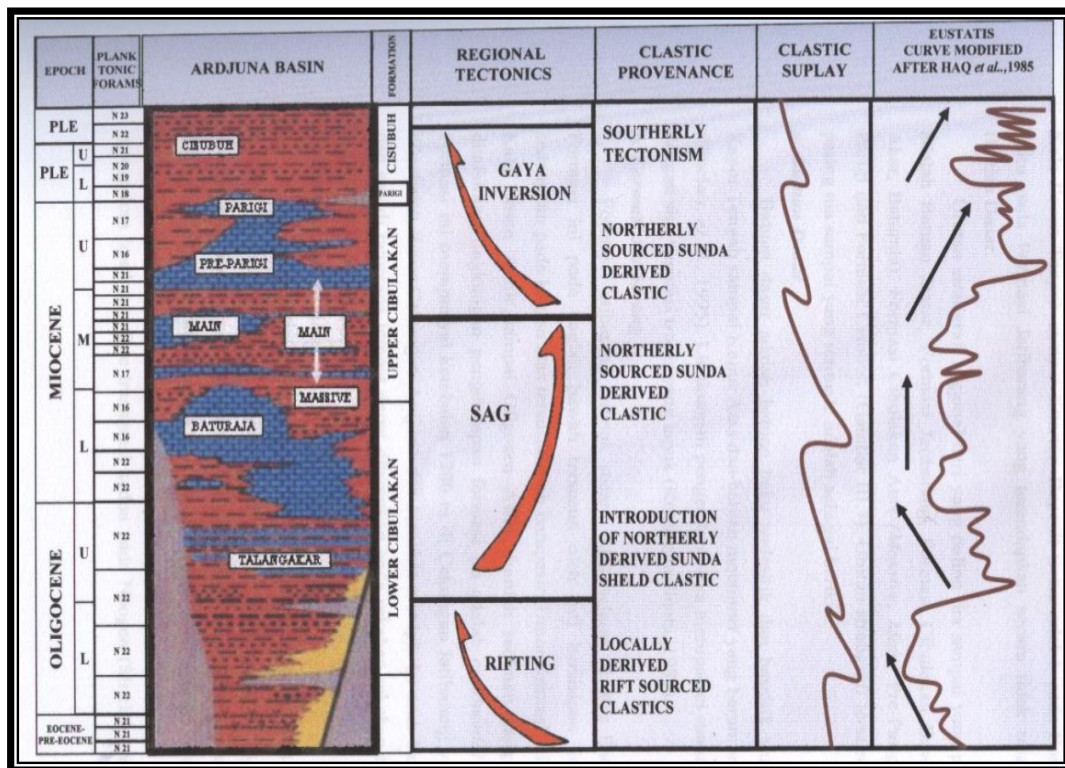
Akhir Miosen Awal daerah Cekungan relatif stabil, dan daerah Pamanukan sebelah barat merupakan *platform* yang dangkal, dimana karbonat berkembang baik, , sehingga membentuk setara dengan Formasi Baturaja, sedangkan bagian timur merupakan dasar yang lebih dalam.

Kala Miosen Tengah yang merupakan fase regresi, Cekungan Jawa Barat Utara diendapkan sedimen-sedimen laut dangkal dari Formasi Cibulakan Atas. Sumber sedimen yang utama dari Formasi Cibulakan Atas diperkirakan berasal dari arah utara – barat laut. Akhir Miosen Tengah kembali menjadi kawasan yang stabil, batugamping berkembang dengan baik. Perkembangan yang baik ini disebabkan aktivitas tektonik yang sangat lemah dan lingkungan berupa laut dangkal.

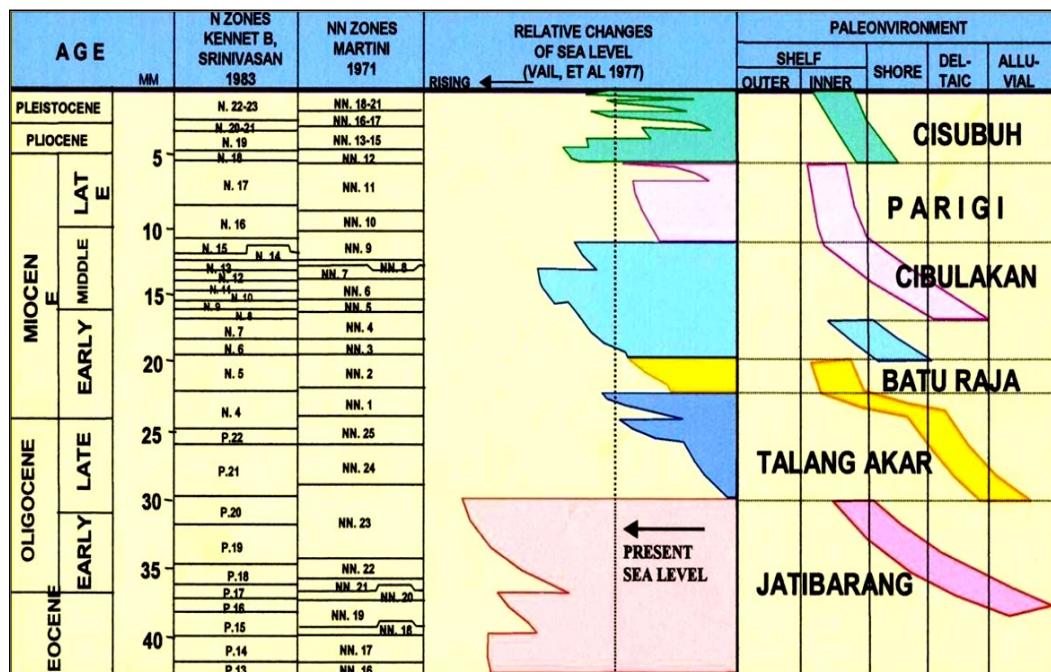
Kala Miosen Akhir–Pliosen (fase regresi) merupakan fase pembentukan Formasi Parigi dan Cisubuh. Kondisi daerah Cekungan mengalami sedikit perubahan dimana kondisi laut semakin berkurang masuk ke dalam lingkungan paralik.

Kala Pleistosen–Alluvium ditandai untuk pengangkatan sumbu utama Jawa. Pengangkatan ini juga diikuti oleh aktivitas vulkanisme yang meningkat dan juga diikuti pembentukan struktur utama Pulau Jawa. Pengangkatan sumbu utama Jawa tersebut berakhir secara tiba-tiba, sehingga memengaruhi kondisi laut. Butiran-butiran kasar diendapkan secara tidak

selaras diatas Formasi Cisubuh. **Gambar 3** dan **4** menampilkan kondisi perubahan muka air laut dan pengendapan formasi.



Gambar 3. Perubahan muka laut global Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 1994)



Gambar 4. Lingkungan pengendapan Formasi Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 1994)

2.3 Kerangka Tektonik Regional

Pada permulaan Paleogen (Eosen–Oligosen), Cekungan Jawa Barat mengalami proses tektonik regangan dengan pola Sesar berarah utara-selatan yang berupa Sesar-Sesar normal, dimana pola Sesar tersebut dinamakan sebagai pola Sesar Sunda (*Sunda Fault*) yang sangat sesuai dengan sistem Sesar naik yang berada dibelakang busur volkanik di Sirkum Pasifik yang disebut sebagai *Thrust Fold Belt System*.

Perkembangan pola Sesar naik dibuktikan dengan berdasarkan pada penyebaran umur endapan turbidit yang makin muda kearah utara, , sehingga diambil kesimpulan bahwa Cekungan Jawa Barat yang semula diduga sebagai Cekungan yang berkedudukan tetap, ternyata terus berpindah dari selatan ke arah utara dan akibatnya terjadi perkembangan pola Sesar naik yang sesuai dengan pola Sesar yang sering terjadi di *back arc basin*. Perpindahan Cekungan Jawa Barat ini juga dikomplicasikan dengan timbulnya deretan jalur magmatis baru pada umur Plio–Pleistosen yang ditempati oleh jalur gunungapi aktif di sepanjang Pulau Jawa sampai sekarang.

Cekungan Jawa Barat Utara sangat dipengaruhi dengan adanya Sesar berarah kurang lebih utara selatan yang sangat berperan sebagai pembentuk arah Cekungan dan pola sedimentasi.

Penurunan daerah Cekungan terus berlangsung dengan lautan yang menutupi seluruh daerah lereng Cekungan sebelah selatan melalui jalur-jalur yang terletak diantara bongkah-bongkah tektonik yang tinggi posisinya dan yang memisahkan bagian-bagian Cekungan yang lebih kecil. Denudasi dan gerak penurunan berlangsung terus, genang laut Miosen menutupi seluruh

Cekungan Sunda dan mengendapkan sedimen-sedimen klastik yang halus dari Formasi Cibulakan. Dengan terisinya bagian-bagian Cekungan maka terbentuk suatu permukaan endapan yang datar dengan pengangkatan-pengangkatan lemah di kawasan pinggir dan menurunnya permukaan laut yang menghasilkan susut laut secara regional dan pengendapan sedimen klastik yang berbutir lebih kasar serta batugamping dari Formasi Parigi. Susut laut ini diakhiri oleh suatu genang laut utama pada bagian akhir Kala Miosen Tengah, yaitu pada saat diendapkannya batulempung asal laut dan batupasir dari Formasi Cisubuh. Selama genang laut yang kedua ini telah terjadi hubungan antar daerah Cekungan Sunda dan daerah Cekungan Sumatra Selatan. Susut laut yang terakhir berlangsung selama Kala Pleistosen , sehingga menyebabkan kondisi marin yang dijumpai dewasa ini.

Sebagai hasil dari gerak-gerak sinambung di Zaman Tersier melalui sistem Sesar yang berarah utara-selatan di daerah Cekungan Sunda dan Jawa Barat, maka tingkat pertumbuhan struktur serta kepadatannya adalah sangat tinggi. Struktur-struktur umumnya berukuran besar dan luas. Gerak yang terbesar melalui Sesar selama Zaman Tersier berlangsung di Kala Oligosen hingga Miosen Awal, dimana telah terjadi pergeseran vertikal besar sekurangnya 120 meter sepanjang batas timur dari Cekungan Sunda.

Cekungan Jawa Barat Utara telah terbukti sebagai Cekungan minyak bumi yang potensial. Kegiatan eksplorasi secara aktif telah dilakukan di Cekungan Jawa Barat Utara dimana telah terjadi penemuan-penemuan terutama pada struktur-struktur antiklin. Lapisan-lapisan utama yang berproduksi adalah batupasir dari Formasi Talangakar dan Formasi

Cibulakan, selain batugamping dari Formasi Baturaja dan Formasi Parigi yang juga memproduksi minyak dan gas bumi. Suatu hal yang menarik ialah bahwa di kawasan daratan juga telah diproduksi minyak bumi dari batuan tuffa vulkanik dan breksi dari Formasi Jatibarang.

Secara tektonik, sejarah Cekungan Jawa Barat Utara tidak terlepas dari tektonik global Indonesia Bagian Barat dimana tatanan tektoniknya berupa sistem *active margin*, antara Lempeng Hindia dengan Lempeng Asia. Sistem ini dicirikan dengan adanya zona subduksi (penunZaman) dan busur magmatik. Fase-fase tektonik yang terjadi dalam sejarah geologi Cekungan ini adalah :

a. Tektonik Pertama

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

Periode Paleogen (Eosen-Oligosen) di kenal sebagai *Paleogen Extensional Rifting*. Pada periode ini terjadi Sesar geser mendatar menggerakan utama Kraton Sunda akibat dari peristiwa tumbukan Lempeng Hindia dengan Lempeng Eurasia. Sesar-Sesar ini mengawali pembentukan Cekungan-Cekungan Tersier di Indonesia Bagian Barat dan membentuk Cekungan Jawa Barat Utara sebagai *pull apart basin*

Tektonik ekstensi ini membentuk Sesar-Sesar bongkah (*half graben system*) dan merupakan fase pertama *rifting* (*Rifting I : fill phase*).

Sedimen yang diendapkan pada *rifting* I ini disebut sebagai sedimen *synrift* I. Cekungan awal *rifting* terbentuk selama fragmentasi, rotasi dan pergerakan dari Kraton Sunda. Dua *trend* Sesar normal yang diakibatkan oleh perkembangan *rifting-I* (*early fill*) berarah N 60° W – N 40° W dan hampir N – S yang dikenal sebagai Pola Sesar Sunda.

Pada masa ini terbentuk endapan lakustrin dan vulkanik dari Formasi Jatibarang yang menutup rendahan-rendahan yang ada. Proses sedimentasi ini terus berlangsung dengan dijumpainya endapan transisi Formasi Talangakar. Sistem ini kemudian diakhiri dengan diendapkannya lingkungan karbonat Formasi Baturaja.

b. Tektonik kedua

Fase tektonik kedua terjadi pada permulaan Neogen (Oligo-Miosen) dan dikenal sebagai *Neogen Compressional Wrenching*. Ditandai dengan pembentukan Sesar-Sesar geser akibat gaya kompresif dari tumbukan Lempeng Hindia. Sebagian besar pergeseran Sesar merupakan reaktifasi dari Sesar normal yang terbentuk pada periode Paleogen.

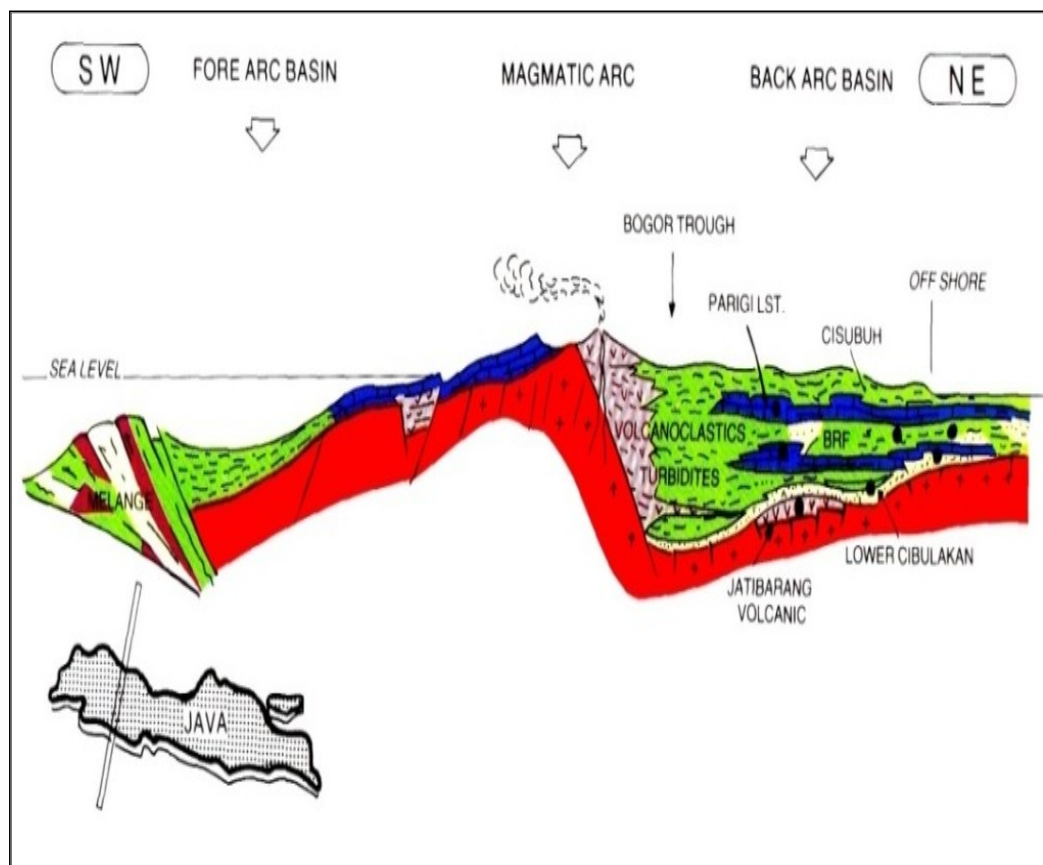
Jalur penunZaman baru terbentuk di selatan Jawa. Jalur vulkanik periode Miosen Awal yang sekarang ini terletak di lepas pantai Selatan Jawa. Deretan gunungapi ini menghasilkan endapan gunungapi bawah laut yang sekarang dikenal sebagai “*old andesite*” yang tersebar di sepanjang selatan Pulau Jawa. Pola tektonik ini disebut Pola Tektonik Jawa yang merubah pola tektonik tua yang terjadi sebelumnya menjadi berarah barat-timur dan menghasilkan suatu sistem Sesar naik, dimulai dari selatan

(Ciletuh) bergerak ke utara. Pola Sesar ini sesuai dengan sistem Sesar naik belakang busur.

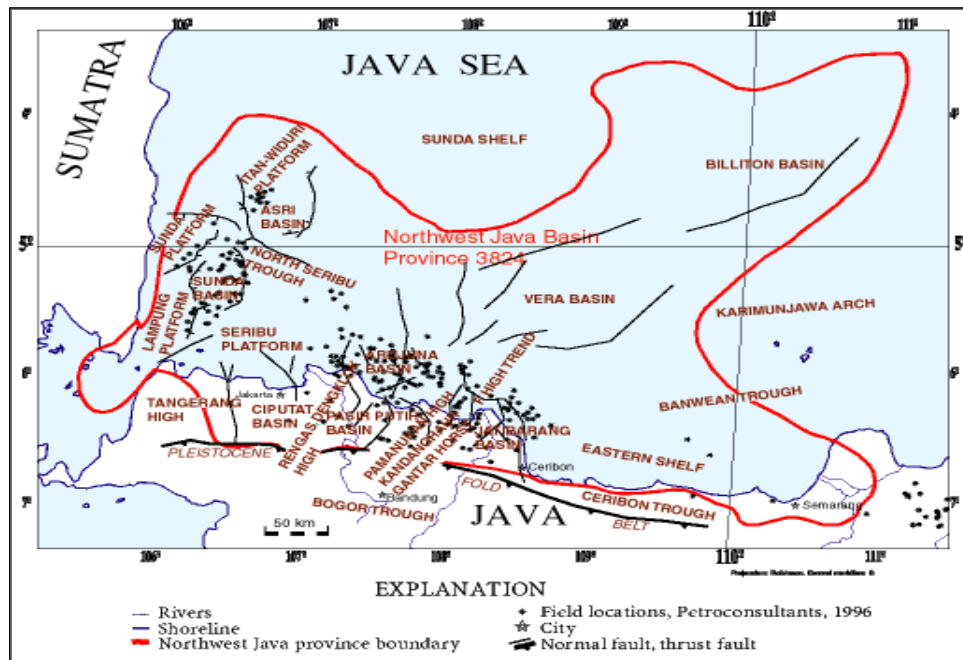
c. Tektonik Terakhir

Fase tektonik akhir yang terjadi adalah pada Pliosen–Pleistosen, dimana terjadi proses kompresi kembali dan membentuk perangkap-perangkap struktur berupa Sesar-Sesar naik di jalur selatan Cekungan Jawa Barat Utara. Sesar-Sesar naik yang terbentuk adalah Sesar naik Pasirjadi dan Sesar naik Subang, sedangkan di jalur utara Cekungan Jawa Barat Utara terbentuk Sesar turun berupa Sesar turun Pamanukan. Akibat adanya perangkap struktur tersebut terjadi kembali proses migrasi hidrokarbon

Gambar 5.



Gambar 5. Penampang tektonik Cekungan Jawa Barat Utara (Hareira. I, 1991)



Gambar 6. Struktur utama Cekungan Jawa Barat Utara (Reminton, 1985)

2. 4 Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Barat Utara

Stratigrafi umum Jawa Barat Utara berturut-turut dari tua ke muda menurut Soejono Martodjojo, 1989, adalah sebagai berikut :

a. Batuan Dasar

Batuan dasar adalah batuan beku andesitik dan basaltik yang berumur Kapur Tengah sampai Kapur Atas dan batuan metamorf yang berumur Pra-Tersier. Lingkungan Pengendapannya merupakan suatu permukaan dengan sisa vegetasi tropis yang lapuk.

b. Formasi Jatibarang

Satuan ini merupakan endapan *early synrift*, terutama dijumpai di bagian tengah dan timur dari Cekungan Jawa Barat Utara. Formasi ini terdiri dari *tuff*, breksi, aglomerat, dan konglomerat alas. Formasi ini

diendapkan pada fasies fluvial. Umur formasi ini adalah dari Kala Eosen Akhir sampai Oligosen Awal. Pada beberapa tempat di Formasi ini ditemukan minyak dan gas pada rekahan-rekahan *tuff*.

c. Formasi Cibulakan

Formasi ini dibagi menjadi 2 (dua) anggota, yaitu Anggota Cibulakan Atas dan Anggota Cibulakan Bawah. Pembagian anggota ini berdasarkan perbedaan lingkungan pengendapan, dimana Anggota Cibulakan Bawah merupakan endapan transisi (paralik), sedangkan Anggota Cibulakan Atas merupakan endapan neritik.

Anggota Cibulakan Bawah dibedakan menjadi dua bagian sesuai dengan korelasi Cekungan Sumatera Selatan, yaitu : Formasi Talangakar dan Formasi Baturaja. Secara keseluruhan Formasi Cibulakan ini berumur Miosen Awal sampai Miosen Tengah.

d. Formasi Talangakar

Fase *synrift* berikutnya diendapkan Formasi Talangakar secara tidak selaras di atas Formasi Jatibarang. Formasi ini awalnya berfasies *fluvio-deltaic* sampai fasies *marine*. Litologi formasi ini diawali oleh perselingan sedimen batupasir dengan serpih *nonmarine* dan diakhiri oleh perselingan antara batugamping, serpih, dan batupasir dalam fasies *marine*. Akhir sedimentasi Formasi Talangakar ditandai dengan berakhirnya sedimentasi *synrift*. Pada formasi ini juga dijumpai batubara yang kemungkinan

terbentuk pada lingkungan delta. Adapun terendapkannya formasi ini terjadi dari Kala Oligosen sampai dengan Miosen Awal.

e. Formasi Baturaja

Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Talangakar. Pengendapan Formasi Baturaja yang terdiri dari batugamping, baik yang berupa paparan maupun yang berkembang sebagai *reef buildup* menandai fase *post rift* yang secara regional menutupi seluruh sedimen klastik Formasi Talangakar di Cekungan Jawa Barat Utara. Perkembangan batugamping terumbu umumnya dijumpai pada daerah tinggian. Namun, sekarang diketahui sebagai daerah dalaman. Formasi ini terbentuk pada Kala Miosen Awal–Miosen Tengah (terutama dari asosiasi foraminifera). Lingkungan pembentukan formasi ini adalah pada kondisi laut dangkal, air cukup jernih, sinar matahari pun cukup.

f. Formasi Cibulakan Atas

Formasi Cibulakan Atas terbagi menjadi tiga formasi, yaitu : *Massive*, *Main*, dan *Pre Parigi*. Formasi ini terbagi menjadi 3 Anggota, yaitu:

o *Massive*

Anggota ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Baturaja. Litologi anggota ini adalah perselingan batulempung dengan batupasir yang mempunyai ukuran butir dari halus-sedang. Anggota *Massive* ini dijumpai kandungan hidrokarbon, terutama pada bagian atas.

○ *Main*

Anggota *Main* terendapkan secara selaras di atas Anggota *Massive*. Litologi penyusunnya adalah batulempung berselingan dengan batupasir yang mempunyai ukuran butir halus-sedang (bersifat glaukonitan). Pada awal pembentukannya berkembang batugamping dan juga *blanket-blanket* pasir, dimana pada bagian ini dibedakan dengan Anggota *Main* itu sendiri dan disebut dengan *Mid Main Carbonate*.

○ *Pre Parigi*

Anggota *Pre Parigi* terendapkan secara selaras di atas Anggota *Main*. Litologinya adalah perselingan batugamping, dolomit, batupasir dan batulanau. Anggota ini terbentuk pada Kala Miosen Tengah – Miosen Akhir dan diendapkan pada lingkungan Neritik Tengah–Neritik Dalam, dengan dijumpainya fauna-fauna laut dangkal dan juga kandungan batupasir glaukonitan.

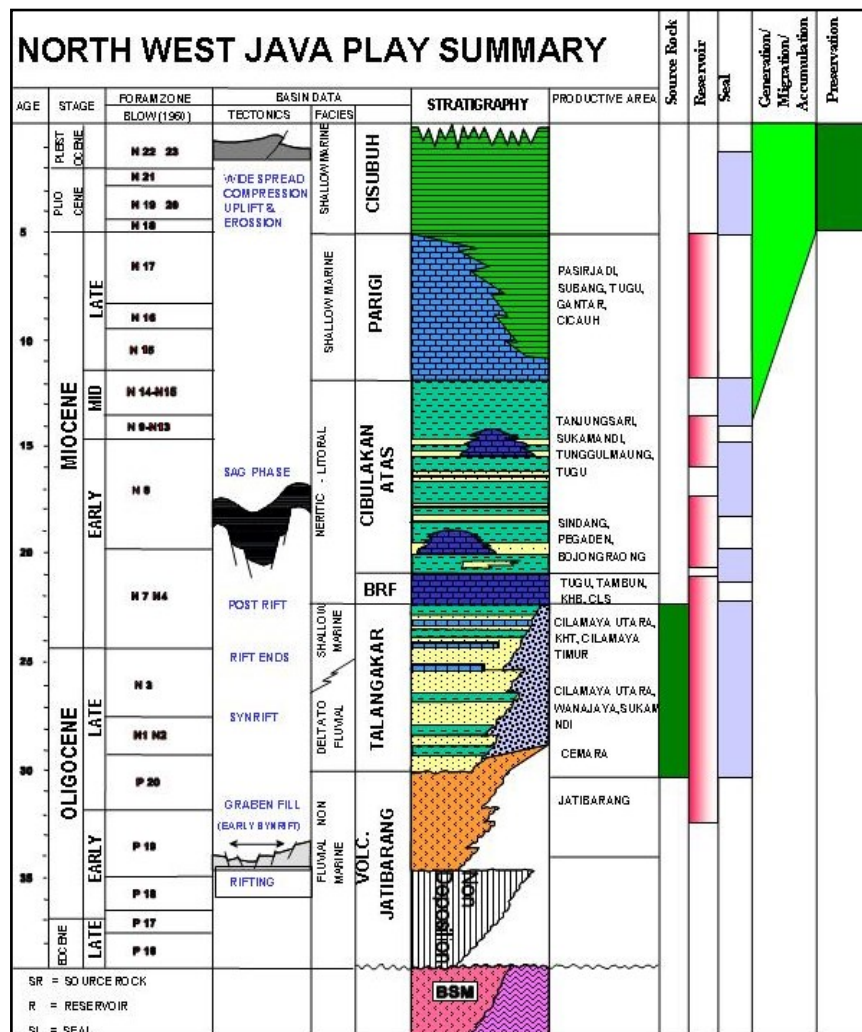
g. Formasi Parigi

Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Cibulakan Atas. Litologi penyusunnya sebagian besar adalah batugamping klastik maupun batugamping terumbu. Pengendapan batugamping ini melampar ke seluruh Cekungan Jawa Barat Utara. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah laut dangkal–neritik tengah. Batas bawah Formasi Parigi ditandai dengan perubahan berangsur dari batuan fasies campuran klastika

karbonat Formasi Cibulakan Atas menjadi batuan karbonat Formasi Parigi.
Formasi ini diendapkan pada Kala Miosen Akhir–Pliosen.

h. Formasi Cisubuh

Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Parigi. Litologi penyusunnya adalah batulempung berselingan dengan batupasir dan serpih gampingan. Umur formasi ini adalah dari Kala Miosen Akhir sampai Pliosen–Pleistosen. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal yang semakin ke atas menjadi lingkungan litoral–paralik.



Gambar 7. Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Pertamina, 1996 dalam Darman & Sidi, 2000)

2. 5 Petroleum sistem Cekungan Jawa Barat Utara

Pada Cekungan Jawa Barat Utara ada beberapa formasi yang potensial sebagai tempat akumulasi hidrokarbon yakni Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, Formasi Cibulakan Atas, dan Formasi Parigi. Akan tetapi tidak menutup kemungkinan untuk formasi-formasi lainnya terutama yang memiliki ukuran butir kasar.

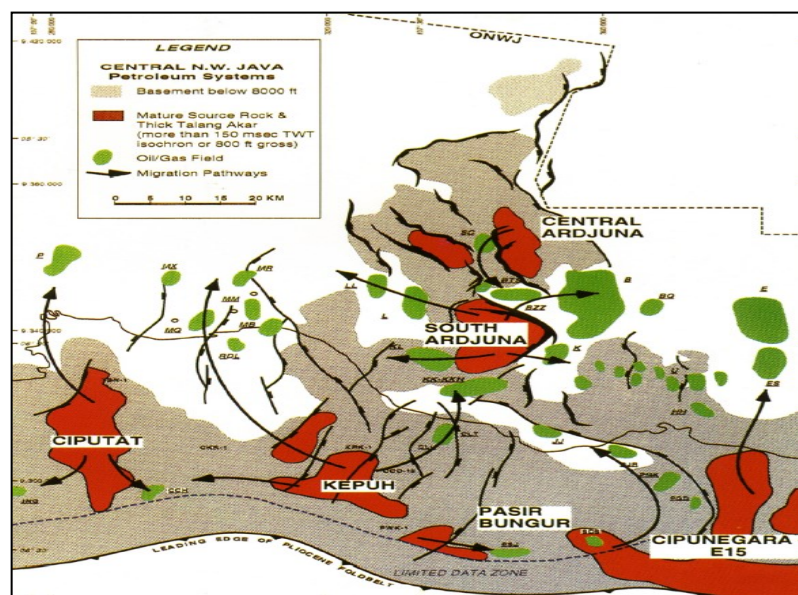
2.5.1 Batuan induk (*Source rock*)

Formasi Jatibarang, Anggota Cibulakan Bawah (Formasi Talangakar) dan Anggota Cibulakan Tengah (Formasi Baturaja) dapat bertindak sebagai batuan induk. Formasi Jatibarang meskipun banyak mengandung material vulkanik, tetapi batulempungnya mengandung material organik yang cukup jumlahnya untuk membentuk hidrokarbon dan telah mencapai kematangan termal. Formasi Talangakar juga merupakan batuan induk utama, karena formasi ini diendapkan pada lingkungan fluvial – laut dangkal, , sehingga material organiknya dapat terawetkan dengan baik. Formasi Baturaja juga dapat bertindak sebagai batuan induk mengingat kandungan material organik yang cukup, meskipun harga hidrogen indeks-nya rendah.

Pada Cekungan Jawa Barat Utara terdapat tiga tipe utama batuan induk, yaitu *lacustrine shale (oil prone)*, *fluvio deltaic coals*, *fluvio deltaic shales (oil dan gas prone)* dan *marine claystone (bacterial gas)* (Noble, et all, 1997).

a. *Lacustrine Shale*

Lacustrine Shale terbentuk pada suatu periode *syn rift* dan berkembang dalam dua macam fasies yang kaya material organik. Fasies pertama adalah fasies yang berkembang selama *initial-rift fill*. Fasies ini berkembang pada Formasi Banuwati dan ekuivalen Formasi Jatibarang sebagai *lacustrine clastic* dan vulkanik klastik (Noble, et al, 1997). Fasies kedua adalah fasies yang terbentuk selama akhir *syn rift* dan berkembang pada bagian bawah ekuivalen Formasi Talangakar. Pada formasi ini batuan induk dicirikan oleh klastika non marin berukuran kasar dan *interbedded* antara batupasir dengan *lacustrine shale*.



Gambar 8. Peta Penyebaran Batuan Induk di Cekungan Jawa Barat Utara (Noble, R.A, et al, 1997)

b. *Fluvio Deltaic Coal & Shale*

Batuan induk ini dihasilkan oleh ekuivalen Formasi Talangakar yang diendapkan selama *post rift sag*. Fasies ini dicirikan oleh *coal bearing sediment* yang terbentuk pada sistem fluvial pada Oligosen

Akhir. Batuan induk tipe ini menghasilkan minyak dan gas (Noble, et all, 1997).

c. *Marine Lacustrine*

Batuan induk ini dihasilkan oleh Formasi Parigi dan Cisubuh pada Cekungan laut. Batuan induk ini dicirikan oleh proses *methanogenic bacteria* yang menyebabkan degradasi material organik pada lingkungan laut.

2.5.2 Batuan reservoir

Batupasir tufa – vulkanikan dari Formasi Jatibarang berperan sebagai batuan reservoir yang paling baik. Batupasir delta pada anggota Cibulakan Bawah atau Formasi Talangakar, dan batupasir delta-laut dangkal pada Anggota Cibulakan Atas juga berperan sebagai reservoir yang baik. Pada Anggota Cibulakan bagian atas terdapat lapisan batugamping yang dikenal dengan lapisan Z-14 dan Z-16, dimana lapisan ini merupakan salah satu target reservoir di Lapangan "X". Reservoir lain yang berkembang adalah Formasi Parigi.

2.5.3 Batuan Tudung

Batuan tudung di atas reservoir yang meliputi Formasi Jatibarang, Formasi Talangakar, Anggota Cibulakan Atas berupa batuan fraksi halus formasi itu sendiri ataupun formasi yang berada di atasnya. Reservoir batugamping terumbu Formasi Parigi keseluruhannya tertutup oleh batulempung Formasi Cisubuh. Sebagai batuan penyekat

lainnya berupa batuan serpih atau batulempung yang terdapat diantara masing-masing formasi (*Intraformational shale*).

Pada Cekungan Jawa Barat Utara, hampir setiap Formasi memiliki lapisan penutup yang efektif. Namun Formasi yang bertindak sebagai lapisan penutup utama adalah Formasi Cisubuh, karena Formasi ini memiliki litologi impermeabel yang cocok sebagai penghalang bagi hidrokarbon untuk bermigrasi lebih lanjut.

2.5.4 Pemerangkapan dan Jalur migrasi

Tipe pemerangkapan di semua sistem petroleum Jawa Barat Utara hampir sama, hal ini disebabkan evolusi tektonik dari semua Cekungan sedimen sepanjang batas selatan dari Kraton Sunda, tipe struktur geologi dan mekanisme cebakan yang hampir sama. Bentuk utama struktur geologi adalah *dome anticlinal* yang lebar dan cebakan dari blok Sesar yang miring. Pada beberapa daerah dengan reservoir *reefal built-up*, perangkat stratigrafi juga berperan. Perangkat stratigrafi yang berkembang umumnya disebabkan terbatasnya penyebaran batugamping dan perbedaan fasies.

Jalur untuk perpindahan hidrokarbon mungkin terjadi dari jalur keluar yang lateral dan atau vertikal dari Cekungan awal. Migrasi lateral mengambil tempat di dalam unit-unit lapisan dengan permeabilitas horizontal yang baik, sedangkan migrasi vertikal terjadi ketika migrasi yang utama dan langsung yang tegak menuju lateral. Jalur migrasi lateral berciri tetap dari unit-unit permeable. Pada

Cekungan Jawa Barat Utara, saluran utama untuk migrasi lateral lebih banyak berupa celah batupasir yang mempunyai arah utara-selatan dari Anggota *Main* maupun *Massive* (Formasi Cibulakan Atas). Sesar menjadi saluran utama untuk migrasi vertikal dengan transportasi yang cepat dari cairan yang bersamaan dengan waktu periode tektonik aktif dan pergerakan Sesar (Noble, et all, 1997).

2.6 Stratigrafi Regional Daerah Telitian

Stratigrafi Daerah Penelitian perkembangannya sangat dipengaruhi oleh tatanan tektonik Cekungan Jawa Barat Utara, terutama dipengaruhi oleh pola penyebaran tinggian dari batuan dasar hingga pola perkembangan dari fase batugamping yang berbeda-beda. Stratigrafi Lapangan dari tua ke muda adalah :

a. Formasi Jatibarang

Satuan ini merupakan endapan *early synrift*, terutama dijumpai di bagian tengah dan timur dari Cekungan Jawa Barat Utara. Formasi ini berkembang sangat baik di daerah Struktur Jatibarang. Pada bagian barat Cekungan ini (daerah Tambun - Rengasdengklok), Formasi Jatibarang tidak (sangat tipis) dijumpai. Formasi ini terdiri dari tufa, breksi, aglomerat dan konglomerat alas. Formasi ini diendapkan pada fasies fluvial.

b. Formasi Talangakar

Pada fase *synrift* berikutnya diendapkan Formasi Talangakar. Pada awalnya berfasies *fluvio-deltaic* sampai fasies marin. Litologi formasi ini

diawali oleh perselingan sedimen batupasir dengan serpih non marin dan diakhiri oleh perselingan antara batugamping, serpih dan batupasir dalam fasies marin. Ketebalan formasi ini sangat bervariasi dari beberapa meter di Tinggian Rengasdengklok sampai 254 m di tinggian Tambun - Tangerang hingga diperkirakan lebih dari 1500 m pada pusat Dalaman Ciputat. Pada akhir sedimentasi, Formasi Talangakar ditandai dengan berakhirnya sedimentasi *synrift*. Formasi ini diperkirakan berkembang cukup baik di daerah Sukamandi dan sekitarnya.

c. Formasi Baturaja

Pengendapan Formasi Baturaja yang terdiri dari batugamping, baik yang berupa paparan maupun yang berkembang sebagai *reef buildup* menandai fase *post rift* yang secara regional menutupi seluruh sedimen klastik Formasi Talangakar di Cekungan Jawa Barat Utara. Perkembangan batugamping terumbu umumnya dijumpai pada daerah tinggian.

d. Formasi Cibulakan Atas

Formasi ini terdiri dari perselingan antara serpih dengan batupasir dan batugamping. Batugamping pada satuan ini umumnya merupakan batugamping klastik serta batugamping terumbu yang berkembang secara setempat-setempat. Batugamping terumbu ini dikenali sebagai *Mid Main Carbonate* (MMC).

e. Formasi Parigi

Formasi Parigi berkembang sebagai batugamping terumbu, namun di beberapa tempat ketebalannya tipis, berselingan dengan napal. Batas bawah Formasi Parigi ditandai dengan perubahan berangsur dari batuan fasies campuran klastika karbonat Formasi Cibulakan menjadi batuan karbonat Formasi Parigi. Kontak antara Formasi Parigi dengan Formasi Cisubuh yang berada di atasnya sangat tegas yang merupakan kontak antara batugamping bioklastik dengan napal yang berfungsi sebagai lapisan penutup.

f. Formasi Cisubuh

Formasi Parigi diendapkan di bawah sedimen klastik serpih, batulempung, batupasir dan di tempat yang sangat terbatas diendapkan juga batugamping tipis yang dikenal sebagai Formasi Cisubuh. Seri sedimentasi ini sekaligus mengakhiri proses sedimentasi di Cekungan Jawa Barat Utara.

Formasi Talangakar yang terletak di Dalaman Ciputat, Kepuh Pasirbungur, Cipunegara dan Jatibarang diyakini sebagai formasi penghasil hidrokarbon. Formasi-formasi ini berfungsi sebagai *source rock*.

BAB III TEORI DASAR

3.1 Ruang Lingkup Evaluasi Formasi

Evaluasi formasi batuan adalah suatu proses analisis ciri dan sifat batuan di bawah tanah dengan menggunakan hasil pengukuran lubang sumur (Harsono, 1997). Evaluasi formasi membutuhkan berbagai macam pengukuran dan analisis yang saling melengkapi satu sama lain. Tujuan utama dari evaluasi formasi adalah untuk mengidentifikasi reservoir, memperkirakan cadangan hidrokarbon, dan memperkirakan perolehan hidrokarbon (Harsono, 1997).

3.2 Metode –Metode Evaluasi Formasi

Evaluasi formasi umumnya dilakukan secara berurutan dan sistematis. Daerah yang dianggap berpotensi mengandung hidrokarbon awalnya ditentukan melalui survei seismik, gravitasi, dan magnetik (Bateman, 1985). Setelah daerah tersebut dibor selanjutnya dilakukan *mud logging* dan *measurements while drilling (MWD)* ; setelah itu bisa dilakukan pengambilan batu inti (Bateman, 1985). Saat mata bor tersebut telah mencapai kedalaman tertentu maka *logging* dapat dilakukan. Penjelasan mengenai metode – metode yang digunakan dalam evaluasi formasi adalah sebagai berikut :

3.2.1 Mud Logging

Mud logging merupakan proses mensirkulasikan dan memantau perpindahan *mud* dan *cutting* pada sumur selama pemboran (Bateman, 1985). Menurut Darling (2005) terdapat dua tugas utama dari seorang *mud logger*, yaitu :

- Memantau parameter pengeboran dan memantau sirkulasi gas/cairan/padatan dari sumur agar pengeboran dapat berjalan dengan aman dan lancar.
- Menyediakan informasi sebagai bahan evaluasi bagi *petroleum engineering department*.

Mud-logging unit akan menghasilkan *mud log* yang akan dikirim ke kantor pusat perusahaan minyak. Menurut Darling (2005), *mud log* tersebut meliputi:

- Pembacaan gas yang diperoleh dari detektor gas atau kromatograf
- Pengecekan terhadap ketidakhadiran gas beracun (H_2S , SO_2)
- Laporan analisis *cutting* yang telah dideskripsi secara lengkap
- *Rate of Penetration (ROP)*
- Indikasi keberadaan hidrokarbon yang terdapat di dalam sampel

Mud log merupakan alat yang berharga untuk petrofisis dan geolog di dalam mengambil keputusan dan melakukan evaluasi. Darling (2005) menyatakan bahwa *mud log* digunakan untuk hal – hal berikut ini:

- Identifikasi tipe formasi dan litologi yang dibor
- Identifikasi zona yang *porous* dan permeabel

- *Picking of coring, casing*, atau batas kedalaman pengeboran akhir
- Memastikan keberadaan hidrokarbon sampai pada tahap membedakan jenis hidrokarbon tersebut apakah minyak atau gas

3.2.2 *Cutting*

Pekerjaan lain dari seorang *mud logger* adalah melakukan deskripsi *cutting*. *Cutting* merupakan material hasil hancuran batuan oleh mata bor yang dibawa oleh lumpur pemboran ke permukaan (Bateman, 1985). Sebagian sampel dimasukkan ke dalam plastik *polyethene* sebagai sampel basah sementara sebagian sampel lain yang telah dicuci dan dikeringkan dikenal sebagai sampel kering. Sampel yang telah dibersihkan diamati di bawah mikroskop yang ada di *mud-logging unit*. Hasil deskripsi kemudian diserahkan ke kantor pusat pengolahan data.

Agar informasi tersebut berguna maka ada standar deskripsi baku yang harus dilakukan. (Darling 2005) menyatakan bahwa deskripsi tersebut harus meliputi:

- Sifat butir
 - Tekstur
 - Tipe
 - Warna
 - *Roundness* dan *sphericity*
 - Sortasi
 - Kekerasan

- Ukuran
- Kehadiran mineral jejak (misalnya pirit, kalsit, dolomit, siderit)
- Tipe partikel karbonat
- Partikel skeletal (fosil, foraminifera)
- Partikel non-skeletal (lithoclast, agregat, *rounded particles*)
- Porositas dan permeabilitas
 - Tipe porositas (intergranular, *fracture*, *vuggy*)
 - Permeabilitas (permeabilitas rendah, menengah, atau tinggi)
 - Deteksi Hidrokarbon dapat dilakukan melalui *natural fluorescence*, *solvent cut*, *acetone test*, *visible staining*, dan analisis *odor*

3.2.3 Coring

Coring merupakan metode yang digunakan untuk mengambil batu inti (*core*) dari dalam lubang bor (Bateman, 1985). *Coring* penting untuk mengkalibrasi model petrofisik dan mendapat informasi yang tidak diperoleh melalui *log*.

Setelah pengeboran, *core* (biasanya 0,5 m setiap 10 menit) dibungkus dan dijaga agar tetap awet. *Core* tersebut mewakili kondisi batuan tempatnya semula berada dan relatif tidak mengalami gangguan, sehingga banyak informasi yang bisa didapat. Informasi penting yang bisa didapat oleh seorang petrofisis dari data *core* tersebut menurut (Darling 2005) antara lain:

- Homogenitas reservoir

- Tipe sementasi dan distribusi dari porositas dan permeabilitas
- Kehadiran hidrokarbon dari bau dan pengujian dengan sinar ultraviolet
- Tipe mineral
- Kehadiran *fracture* dan orientasinya
- Kenampakan dip

3.2.4 Keterbatasan Analisis *Core*

Data *core* tidak selalu akurat, menurut (Darling 2005) ada sejumlah alasan yang menyebabkan hal tersebut , yaitu:

- Suatu *core* diambil pada *water leg*, dimana proses diagenesis mungkin saja terjadi, hal ini menyebabkan *core* tidak selalu dapat mewakili *oil* atau *gas leg* di reservoir.
- *Coring* dan proses pemulihannya menyebabkan terjadinya perubahan tekanan dan suhu batuan, sehingga bisa menyebabkan terjadinya perubahan struktur pada batuan tersebut
- Proses penyumbatan, pembersihan, dan pengeringan dapat mengubah *wettability* dari sumbat, sehingga membuatnya tidak bisa merepresentasikan kondisi di bawah lubang bor.
- Pengukuran resistivitas sumbat pada suhu lingkungan menggunakan udara sebagai fluida yang tidak basah (*nonwetting fluid*) bisa tidak merepresentasikan kondisi reservoir.

3.2.5 Well Logging

Well logging merupakan perekaman karakteristik dari suatu formasi batuan yang diperoleh melalui pengukuran pada sumur bor (Ellis dan Singer, 2008). Data yang dihasilkan disebut sebagai *well log*. Berdasarkan proses kerjanya, *logging* dibagi menjadi dua jenis, yaitu *wireline logging* dan *logging while drilling* bor (Ellis dan Singer, 2008). *Wireline logging* dilakukan ketika pemboran telah berhenti dan kabel digunakan sebagai alat untuk mentransmisikan data. Pada *logging while drilling*, *logging* dapat dilakukan bersamaan dengan pemboran. *Logging* jenis ini tidak menggunakan kabel untuk mentransmisikan data. Saat ini *logging while drilling* lebih banyak digunakan karena lebih praktis, sehingga waktu yang diperlukan lebih efisien walaupun masih memiliki kekurangan berupa transmisi data yang tidak secepat *wireline logging*.

3.3 Tujuan dari Evaluasi Formasi

Tujuan dari evaluasi formasi menurut Ellis dan Singer (2008) adalah sebagai berikut:

- Menentukan ada tidaknya hidrokarbon

Hal yang pertama kali dilakukan adalah menentukan apakah di formasi batuan tersebut terdapat hidrokarbon, setelah itu ditentukan jenisnya, atau gas

- Menentukan dimana tepatnya hidrokarbon tersebut berada

Evaluasi formasi diharapkan mampu menjelaskan pada kedalaman hidrokarbon tersebut berada dan pada lapisan batuan apa saja

- Menentukan berapa banyak kandungan hidrokarbon tersebut di dalam formasi

Berapa banyak hidrokarbon yang terdapat di dalam formasi harus bisa diketahui. Aspek paling penting untuk mengetahui kandungan hidrokarbon adalah dengan menentukan porositas batuan karena hidrokarbon terdapat di dalam pori – pori batuan.

- Menentukan apakah hidrokarbon tersebut potensial untuk diproduksi atau tidak

Untuk menentukan potensial atau tidaknya hidrokarbon yang berada di dalam formasi batuan membutuhkan banyak parameter yang harus diketahui. Parameter yang paling penting adalah permeabilitas batuan, faktor kunci lainnya adalah *oil viscosity*.

Evaluasi formasi dilakukan dengan mengkorelasikan data – data yang berasal dari sumur bor. Evaluasi formasi menyediakan nilai porositas dan saturasi hidrokarbon sebagai fungsi kedalaman dengan menggunakan informasi geologi lokal dan sifat fluida yang terakumulasi di dalam reservoir bor (Ellis dan Singer,2008). Variasi formasi batuan bawah permukaan yang sangat luas menyebabkan berbagai peralatan *logging* harus digunakan untuk memperoleh hasil yang ideal bor (Ellis dan Singer,2008).

3.4 Pengertian *Well Logging*

Well logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur **Gambar 9** dan **10**, untuk mengevaluasi formasi dan identifikasi

ciri- ciri batuan di bawah permukaan. Tujuan *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, porositas, resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama penggunaan *log- log* yang merekam bentuk/ defleksi kurva selama *well logging* adalah untuk menentukan zona lapisan permeabel dan impermeabel, memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir. *Well logging* dapat dilakukan dengan dua cara dan bertahap, yaitu:

a. *Openhole Logging*

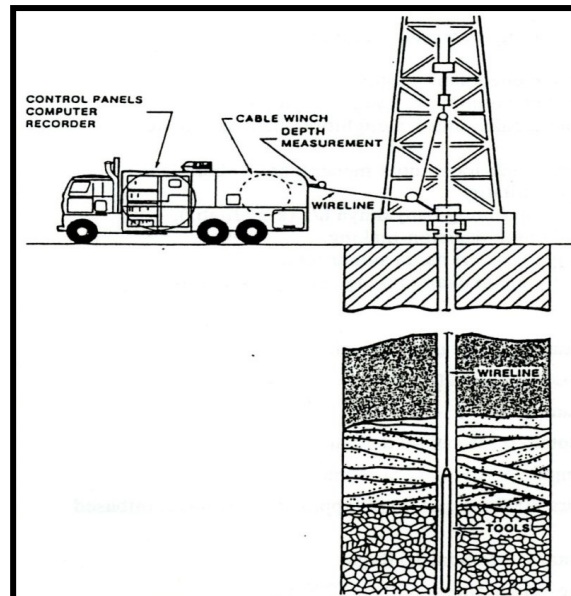
Openhole Logging ini merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/lubang bor yang belum dilakukan pemasangan *casing*. Pada umumnya pada tahap ini semua jenis *log* dapat dilakukan.

b. *Casedhole Logging*

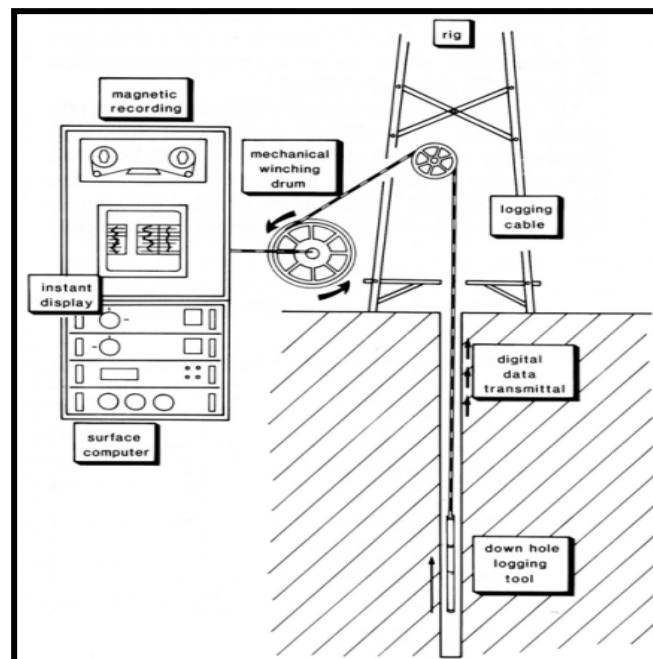
Casedhole Logging merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/ lubang bor yang sudah dilakukan pemasangan *casing*. Pada tahapan ini hanya *log* tertentu yang dapat dilakukan antara lain adalah *log Gamma Ray, Caliper, NMR, dan CBL*.

Parameter-parameter sifat batuan utama yang diukur meliputi temperatur, tahanan jenis, densitas, porositas, permeabilitas dan sebagainya yang tergambar dalam bentuk kurva-kurva *log*. Sifat-sifat dasar batuan yang tergambar dalam kurva *log* diperlukan untuk menghitung (Harsono, 1997):

- Kapasitas/kemampuan batuan untuk menampung fluida
- Jumlah fluida dalam batuan tersebut
- Kemampuan fluida mengalir dari batuan ke lobang sumur bor.



Gambar 9. *Set-up wellsite untuk logging.* (Rider, 2002)



Gambar 10. Skematik diagram dari pengaturan *wireline logging* modern. (Rider, 2002)

Komputer dan peralatan elektronik disimpan di sebuah truk *logging* (di darat) atau kabin (lepas pantai). Alat *logging* diderek ke atas lubang oleh kabel *logging* yang juga mentransmisikan pembacaan alat. Transmittal adalah digital dan direkam pada pita magnetik. Komputer memungkinkan tampilan instan.

3.5 Tipe- Tipe *Log*

Log adalah suatu grafik kedalaman (dalam waktu) dari satu set yang menunjukkan parameter fisik, yang diukur secara berkesinambungan dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Ada 4 tipe atau jenis *log* yang biasanya digunakan dalam interpretasi, , yaitu:

- *Log* listrik, terdiri dari *log* SP (*Spontaneous Potential*), *log* resistivitas;
- *Log* radioaktif, terdiri dari *log* GR (*Gamma Ray*), *log* porositas (*log* densitas dan *log neutron*);
- *Log* akustik berupa *log Sonic*;
- *Log Caliper*.

3.5.1 *Log* Listrik

Log listrik merupakan suatu jenis *log* yang digunakan untuk mengukur sifat kelistrikan batuan, yaitu resistivitas atau tahanan jenis batuan dan potensial diri dari batuan.

3.5.1.1 *Log Spontaneous Potensial (SP)*

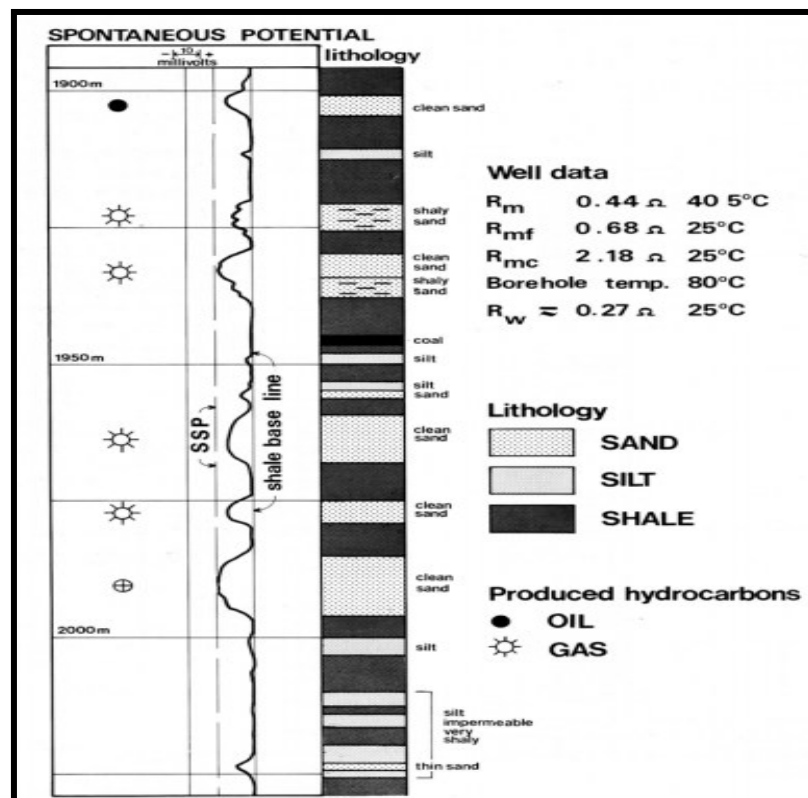
Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik – turun. Supaya SP dapat berfungsi maka lubang harus diisi oleh lumpur konduktif. *Log* SP digunakan untuk:

- Identifikasi lapisan permeable;
- Mencari batas-batas lapisan permeabel dan korelasi antar

sumur berdasarkan lapisan itu ;

- Menentukan nilai resistivitas air formasi (R_w);
- Memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

Pada lapisan serpih (*shale*), kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, sedangkan pada formasi permeabel kurva SP menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang cukup tebal , yaitu garis pasir. Penyimpangan SP dapat ke kiri atau ke kanan tergantung pada kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur (Hilchie, 1982).



Gambar 11. Contoh *shale* baseline dan didefinisikan SSP dalam log SP. (Rider, 2002)

Shale baseline menunjukkan defleksi positif maksimum (dalam sampel ini) dan terjadi berlawanan dengan serpih. SSP

(*Static SP*) adalah defleksi negatif maksimum dan terjadi berlawanan bersih, *porous* dan batupasir permeabel yang berkomposisi air. (Rider, 2002)

Log SP hanya dapat menunjukkan lapisan permeabel, namun tidak dapat mengukur harga absolut dari permeabilitas maupun porositas dari suatu formasi. *Log SP* sangat dipengaruhi oleh beberapa parameter seperti resistivitas formasi, air lumpur pemboran, ketebalan formasi dan salinitas air formasi. Jika salinitas air formasi dalam lapisan lebih besar dari salinitas lumpur maka kurva *SP* akan berkembang negatif, dan jika salinitas air formasi dalam lapisan lebih kecil dari salinitas lumpur maka kurva *SP* akan berkembang positif. Dan apabila salinitas air formasi dalam lapisan sama dengan salinitas lumpur maka defleksi kurva *SP* akan menunjukkan garis lurus sebagaimana pada *shale* (Doveton, 1986).

3.5.1.2 *Log Resistivitas*

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut (Thomer, 1984). Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik.

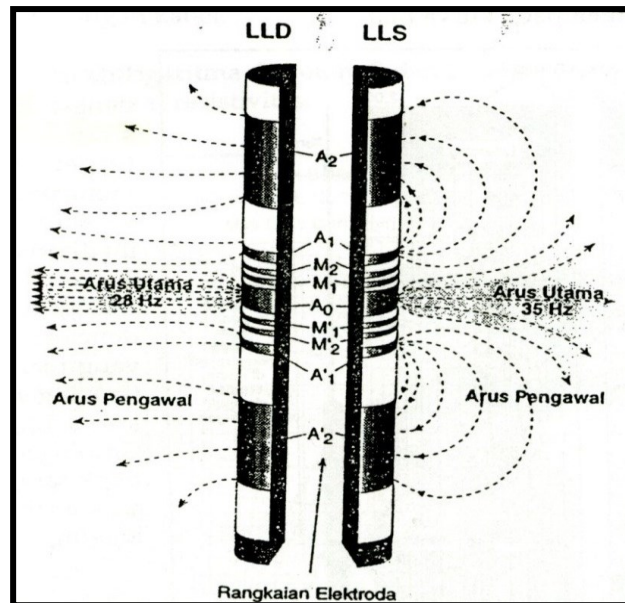
Log Resistivity digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas, karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori.

Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (R_t) terdiri dari dua kelompok, yaitu *Laterolog* dan Induksi. Yang umum dikenal sebagai *log R_t* adalah LLD (*Deep Laterolog Resistivity*), LLS (*Shallow Laterolog Resistivity*), ILD (*Deep Induction Resistivity*), ILM (*Medium Induction Resistivity*), dan SFL.

a. *Laterolog*

Prinsip kerja dari *laterolog* ini adalah mengirimkan arus bolak-balik langsung ke formasi dengan frekuensi yang berbeda. Alat *laterolog* (LDT) memfokuskan arus listrik secara lateral ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Ini dicapai dengan menggunakan arus pengawal (*bucking current*), yang fungsinya untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk ke dalam formasi sedalam-dalamnya. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap, resistivitas dapat dihitung dengan hukum

ohm. Alat ini biasanya digunakan untuk resistivitas menengah-tinggi.



Gambar 12. Prinsip Kerja Alat *Laterolog* (Rider, 2002)

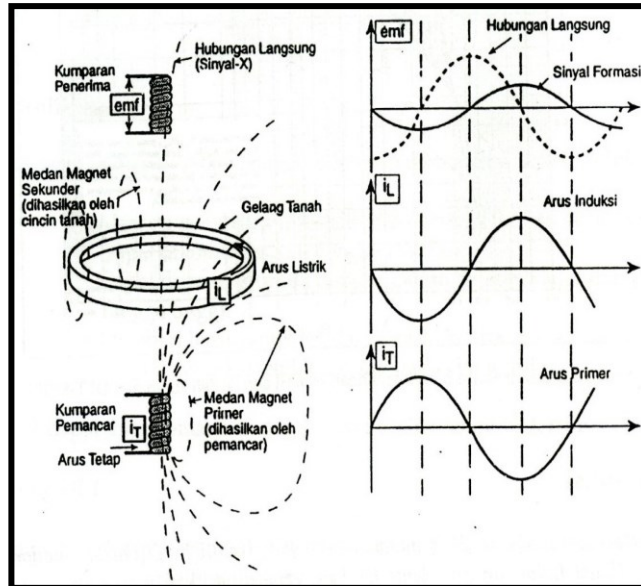
b. Induksi

Prinsip kerja dari induksi, yaitu dengan menginduksikan arus listrik ke formasi. Pada alat memanfaatkan arus bolak-balik yang dikenai pada kumparan, sehingga menghasilkan medan magnet dan sebaliknya medan magnet akan menghasilkan arus listrik pada kumparan.

Secara umum, kegunaan dari *log* induksi ini antara lain mengukur konduktivitas pada formasi, mengukur resistivitas formasi dengan lubang pemboran yang menggunakan lumpur pemboran jenis *oil base mud* atau *fresh water base mud*.

Penggunaan *Log* Induksi menguntungkan apabila :

- Cairan lubang bor adalah insulator misal udara, gas, air tawar atau *oil base mud*;
- Resistivitas formasi tidak terlalu besar $R_t < 100 \Omega$;
- Diameter lubang tidak terlalu besar.

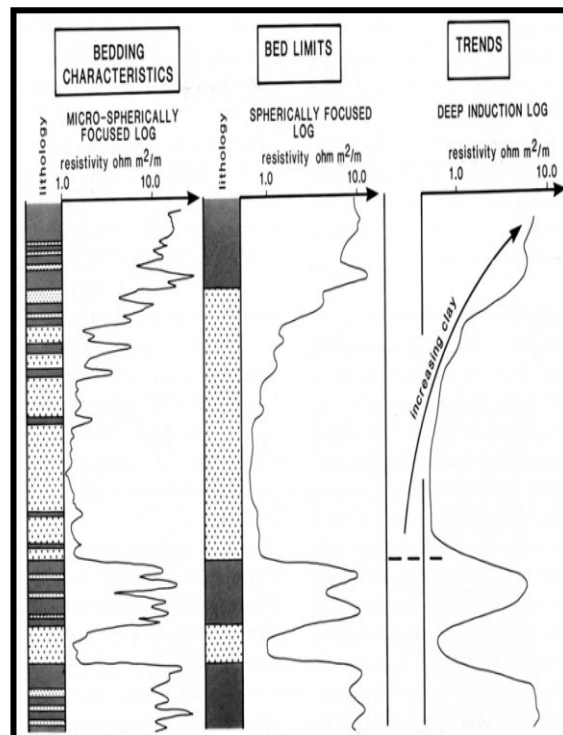


Gambar 13. Prinsip Kerja Alat Induksi. (Rider, 2002)

Alat-alat mikro-resistivitas mampu memberikan resolusi lapisan yang sangat baik, dan merupakan yang terbaik dari semua alat *logging*. Pada skala yang berbeda, alat induksi hanya dapat memberikan gambaran dari lapisan-lapisan itu sendiridan tidak memberikan gambaran dari batas-batas lapisan.

Untuk perhitungan petrofisika hal ini penting untuk mengetahui resolusi minimum lapisan untuk pengukuran resistivitas formasi yang sebenarnya. Untuk lapisan lebih tipis daripada resolusi minimum, grafik koreksi harus

digunakan untuk menemukan nilai-nilai yang benar atau menggunakan alat khusus.



Gambar 14. Kontras karakteristik resolusi lapisan dari alat resistivitas dan aplikasi geologinya. (Rider, 2002)

Untuk tujuan geologi, *log* resistivitas yang digunakan harus diketahui kemampuannya resolusi. *Log microtool* memberikan resolusi sangat baik untuk identifikasi lapisan geologi **Gambar 14**. *Laterolog* mampu memberikan gambaran lapisan pada skala yang tepat untuk indikasi batas lapisan, tetapi penggunaannya harus digunakan dan dikorelasikan dengan *log* lainnya. *Log* induksi memberikan resolusi batas lapisan yang sangat buruk, tetapi pada saat yang sama semua efek lapisan dirata-rata sedemikian rupa untuk membuat tren litologi menonjol. Ketika suatu formasi di bor, air lumpur pemboran akan masuk ke dalam formasi ,

sehingga membentuk 3 zona yang terinvasi **Gambar 15** dan mempengaruhi pembacaan *log* resistivitas, yaitu :

○ *Flushed Zone*

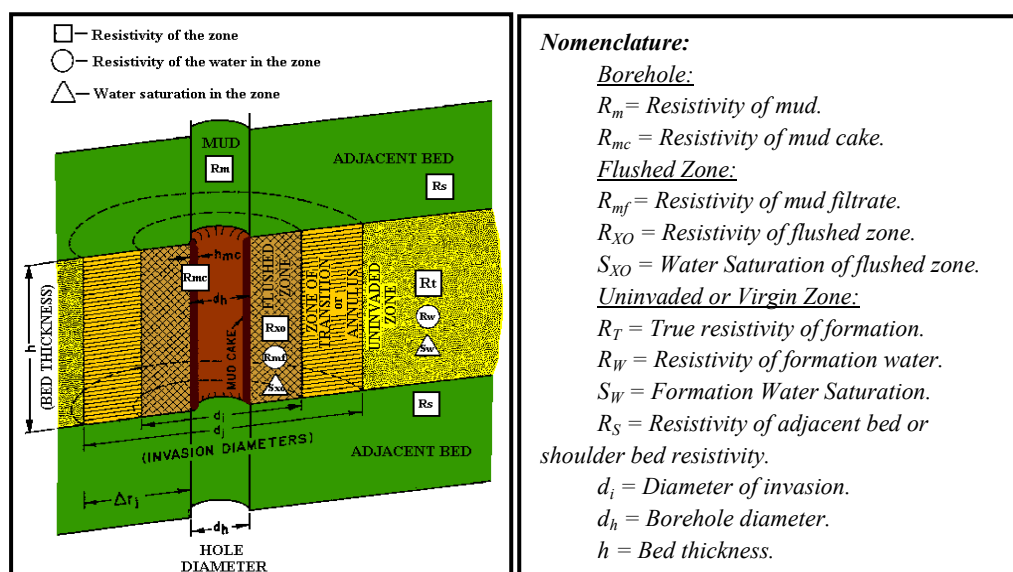
Merupakan zona infiltrasi yang terletak paling dekat dengan lubang bor serta terisi oleh air filtrat lumpur yang mendesak fluida formasi (gas, minyak ataupun air tawar). Meskipun demikian mungkin saja tidak seluruh fluida formasi terdesak ke dalam zona yang lebih dalam.

○ *Transition Zone*

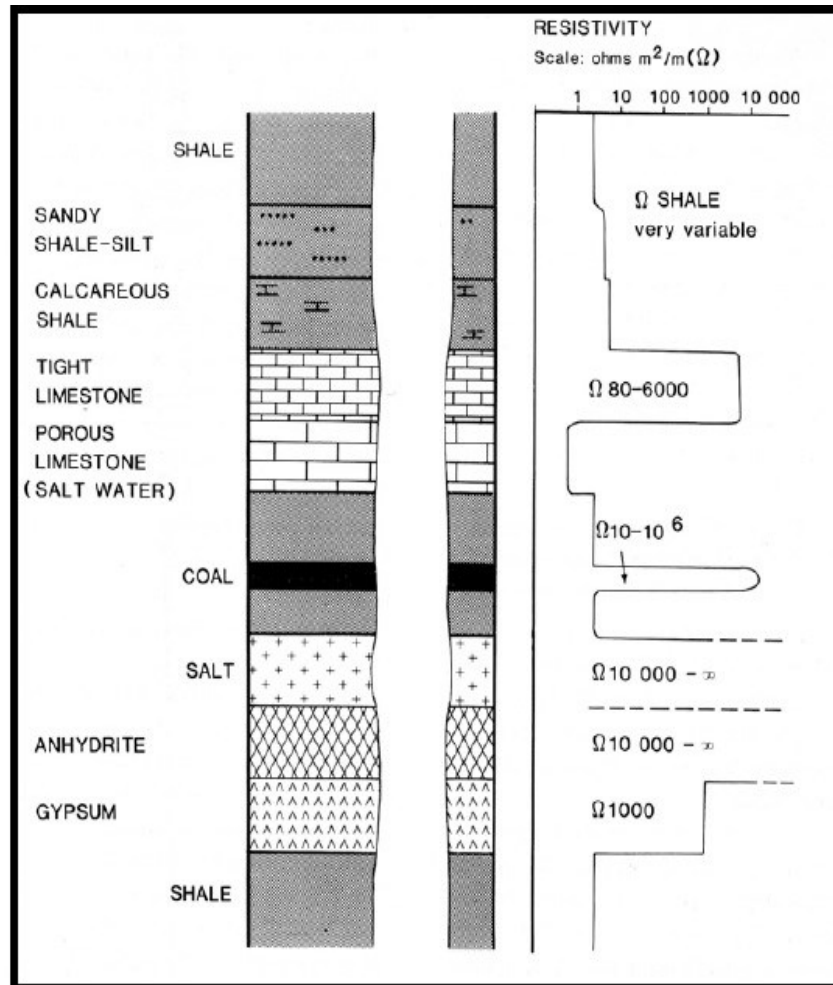
Merupakan zona infiltrasi yang lebih dalam keterangan zona ini ditempati oleh campuran dari air filtrat lumpur dengan fluida formasi.

○ *Uninvaded Zone*

Merupakan zona yang tidak mengalami infiltrasi dan terletak paling jauh dari lubang bor, serta seluruh pori-pori batuan terisi oleh fluida formasi.



Gambar 15. Profil sumurbor terinvasi lumpur (Winardi, 2005)



Gambar 16. Grafik respon *Log Resistivity* (Rider, 2002)

3.5.2 *Log Radioaktif*

Log radioaktif pada prinsipnya menyelidiki intensitas radioaktif mineral yang mengandung radioaktif dalam suatu lapisan batuan dengan menggunakan suatu radioaktif tertentu.

3.5.2.1 *Log Gamma Ray*

Prinsip *log gamma ray* adalah perekaman radioaktif alami bumi. Radioaktif *gamma ray* berasal dari 3 unsur radioaktif yang berada dalam tubuh batuan seperti *Uranium (U)*, *Thorium*

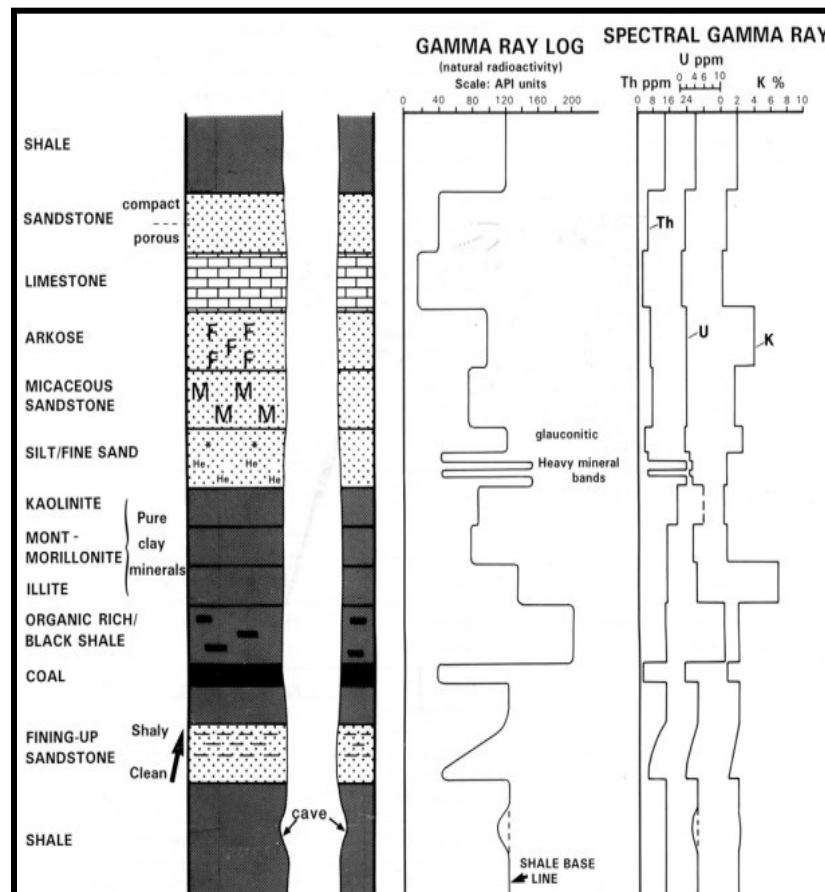
(*Th*), dan *Potassium (K)* yang secara kontinu memancarkan *gamma ray* dalam bentuk pulsa- pulsa energi radiasi tinggi. Sinar gamma ini mampu menembus batuan dan dideteksi oleh sensor sinar gamma yang umumnya berupa detektor sintilasi.

Unsur- unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan serpih yang tidak permeabel, yang terjadi selama proses perubahan geologi batuan, sehingga menyebabkan tingkat radiasi lempung maupun *shale* lebih tinggi **Gambar 17**. Maka dari itu, *log GR* secara luas digunakan dalam interpretasi batuan, pasir-serpih untuk menghitung volume dari *shale* (V_{sh}). Prinsipnya adalah interpolasi linear dari pembacaan pasir dan serpih. Namun, tidak semua serpih bersifat radioaktif dan semua yang radioaktif belum tentu serpih.

Secara khusus *Log GR* berguna untuk mendefinisi lapisan permeabel di saat SP tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ($R_{mf} = R_w$) atau juga ketika SP tidak dapat direkam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif. Secara umum fungsi dari *Log GR* antara lain :

- Evaluasi kandungan serpih/ *shale*(V_{sh})
- Menentukan lapisan permeable
- Evaluasi bijih mineral radioaktif
- Evaluasi lapisan mineral yang bukan radioaktif
- Korelasi *Log* pada sumur berselubung

- Korelasi antar sumur.



Gambar 17. Log sinar gamma dan Spektral dengan beberapa respon yang khas.
(Rider, 2002)

Log sinar gamma menunjukkan radioaktivitas alami. Spektral log gamma ray memberikan kelimpahan unsur-unsur radioaktif alami dari Thorium- Th, Uranium- U, dalam bagian per juta (ppm) dan Potassium- K dalam%. F = feldspar, M = mika, * = glauconite.

3.5.2.2 Log Porositas

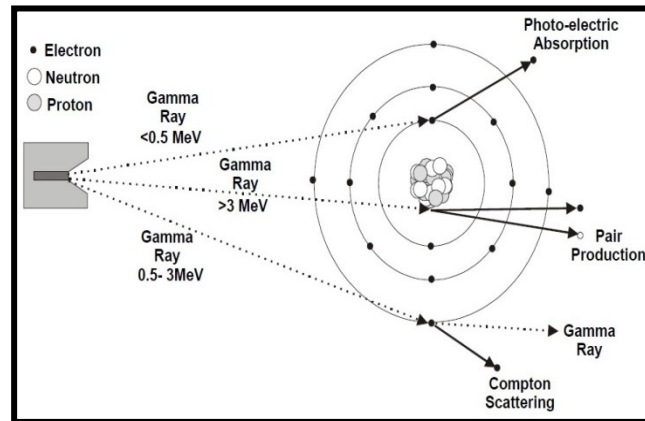
Log Porositas digunakan untuk mengetahui karakteristik/sifat dari litologi yang memiliki pori, dengan memanfaatkan sifat – sifat fisika batuan yang didapat dari

sejumlah interaksi fisika di dalam lubang bor. Hasil interaksi dideteksi dan dikirim ke permukaan barulah porositas dideskripsikan.

Ada tiga jenis pengukuran porositas yang umum digunakan di lapangan saat ini, yaitu: Sonik, Densitas, dan *Neutron*. Nama-nama ini berhubungan dengan besaran fisika yang dipakai dimana pengukuran itu dibuat, sehingga istilah-istilah “Porositas Sonik”, “Porositas Densitas”, dan “Porositas *Neutron*”. Penting untuk diketahui bahwa porositas-porositas ini biasanya tidak sama antara satu dengan yang lain atau tidak bisa mewakili porositas sebenarnya.

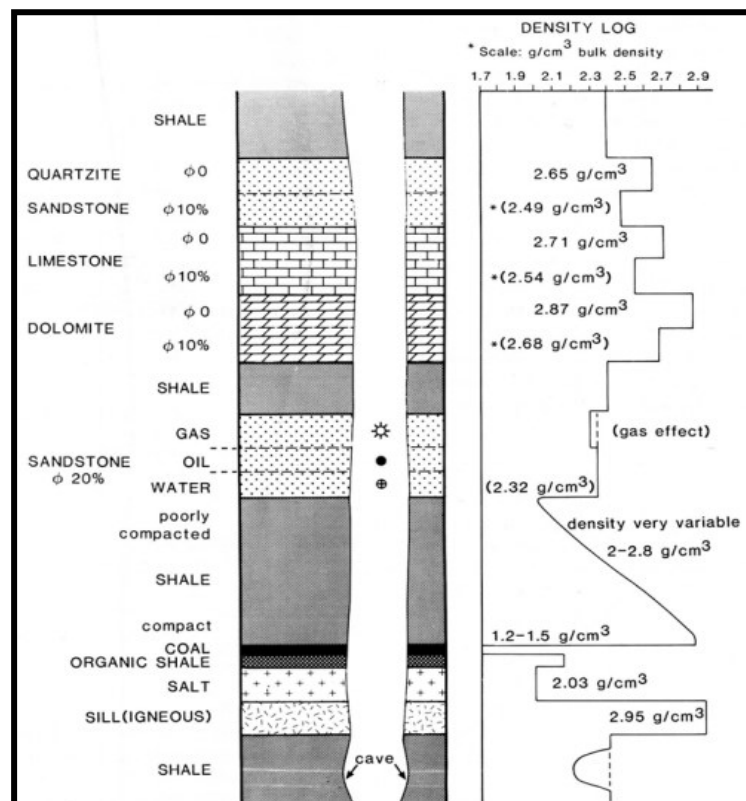
a. Log Densitas

Alat porositas pertama adalah yang akan ditinjau adalah Alat Litho-Densitas atau *Litho-Density Tool* (LDT). Pada LDT, menggunakan prinsip fisika nuklir dengan memanfaatkan tembakan sinar gamma, sehingga LDT dirancang untuk memberikan tanggapan terhadap gejala fotolistrik dan hamburan *Compton* dengan cara memilih sumber radioaktif yang memproduksi sinar gamma dengan tingkat tenaga antara 75 Kev dan 2 Mev, misalnya unsur *Cesium-137* yang mempunyai puncak tenaga sinar gamma pada 662 keV. Berikut skematik proses hamburan dan penyerapan sinar gamma.



Gambar 18. Proses hamburan dan penyerapan sinar gamma. (Rider, 2002)

Log densitas merekam secara menerus dari densitas bulk formasi. Densitas yang diukur merupakan semua densitas dari batuan termasuk batubara **Gambar 19**. Secara geologi densitas bulk adalah fungsi dari densitas total dari mineral-mineral pembentuk batuan (misalnya matriks) dan volume dari fluida bebas yang mengisi pori (Rider, 1996).



Gambar 19. *Log* densitas beberapa respon yang khas. (Rider, 2002)

Log densitas menunjukkan densitas bulk. *Densitas dan porositas dengan densitas formasi air (*fresh*) 1.0g/cm^3 . (skala sama dengan **Gambar 20** *log neutron*).

Prinsip pengukuran *log* densitas adalah menembakan sinar gamma yang membawa partikel foton ke dalam formasi batuan, partikel-partikel foton akan bertumbukan dengan elektron yang ada dalam formasi. Banyaknya energi sinar gamma yang hilang setiap kali bertumbukan menunjukkan densitas elektron dalam formasi yang mengindikasikan densitas formasi. Masuknya sinar gamma ke dalam batuan akan menyebabkan benturan antara sinar gamma dan elektron, sehingga terjadi pengurangan energi pada sinar gamma tersebut. Sisa energi sinar gamma ini direkam detektor sinar gamma. Semakin lemah energi yang diterima detektor, maka semakin banyak jumlah elektron di dalam batuan yang berarti semakin padat butiran penyusun batuan per satuan volume yang menjadi indikasi densitas batuan.

b. *Log Neutron*

Log neutron merekam *Hidrogen index* (HI) dari formasi. HI merupakan indikator kelimpahan kandungan hidrogen dalam formasi (dengan asumsi atom H berasal dari HC atau air). Satuan pengukuran dinyatakan dalam satuan PU (*Porosity Unit*) (Rider, 1996).

Alat yang digunakan disebut Alat *Neutron* terkompensasi (*Compensated Neutron Tool*) atau disingkat CNT. Alat ini biasanya dikombinasikan dengan LDT dan Gamma- Ray, karena ketiga alat tersebut adalah alat nuklir dengan kecepatan *logging* yang sama dan kombinasi *neutron*-densitas akan memberikan evaluasi litologi pintas dan indikator gas yang ampuh.

Prinsip kerja dari CNT ini adalah hasil pemancaran partikel neutron dari sumber neutron ke dalam formasi. Menurut teori fisika nuklir, terdapat beberapa macam interaksi yang mungkin terjadi:

- Tumbukan Elastis

Partikel *neutron* terpental setelah tumbukan dengan inti atom formasi tanpa terjadi apa-apa.

- Tumbukan Inelastis

Sebagian tenaga dari partikel *neutron* diberikan pada inti atom, karena tambahan tenaga kinetik tersebut, inti atom dapat pindah ke tingkat tenaga atom yang lebih tinggi, kemudian hancur dengan melepaskan kelebihan tenaganya berupa sinar gamma.

- Tangkapan *Neutron*

Inti atom menyerap seluruh tenaga *neutron*, berpindah ke tingkat tenaga yang lebih tinggi, karena tambahan

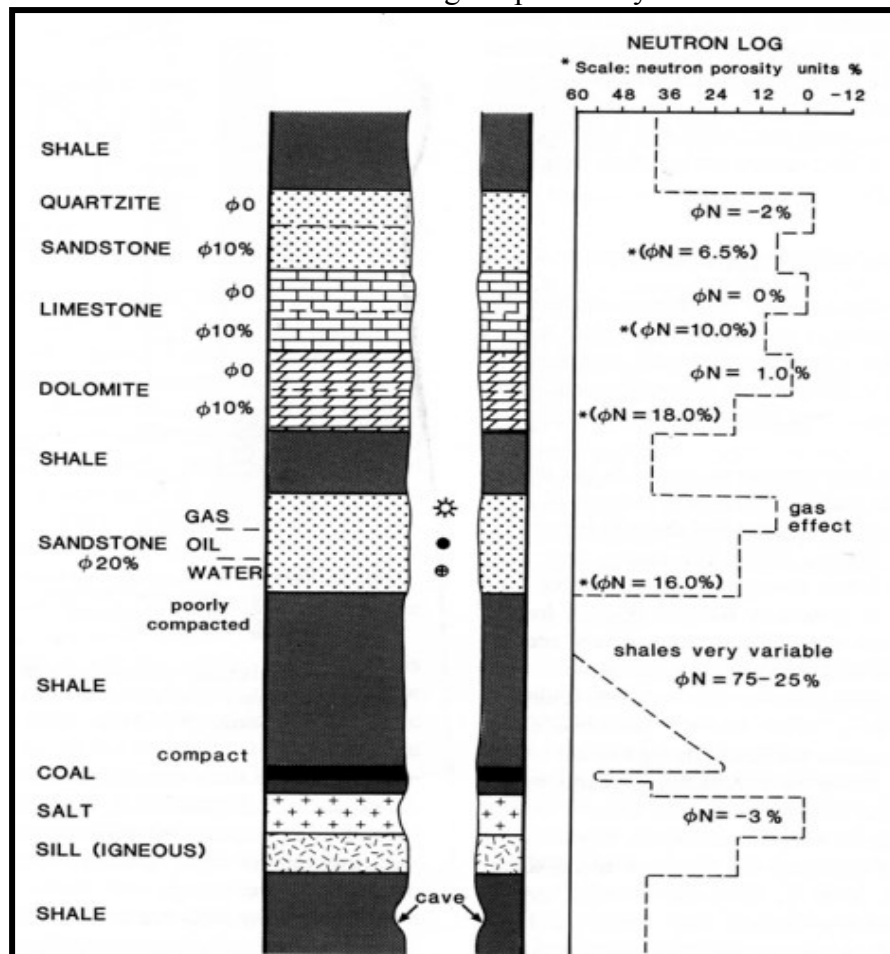
tenaga kinetik dari *neutron* kemudian hancur dengan memancarkan sinar gamma.

- Aktivasi

Prosesnya hampir sama dengan peristiwa tangkapan *neutron*, akan tetapi selama proses pembusukan/hancur inti atom memancarkan sinar beta, gamma dan elektron.

Tanggapan alat *neutron* terutama untuk mencerminkan banyaknya atom hidrogen di dalam formasi. Karena minyak dan air mempunyai jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama, *neutron* akan memberikan tanggapan porositas cairan dalam formasi bersih akan tetapi *neutron* tidak dapat membedakan antara atom hidrogen bebas dengan atom hidrogen yang secara kimia terikat pada mineral batuan, , sehingga tanggapan *neutron* pada formasi *shale* yang banyak mengandung atom hidrogen di dalam susunan molekulnya seolah-olah mempunyai porositas yang lebih tinggi. Semakin banyak atom H dalam formasi, maka partikel *neutron* yang kembali akan semakin sedikit. Besarnya porositas batuan sama dengan jumlah energi *neutron* yang hilang, karena atom hidrogen berkonsentrasi pada pori yang terisi fluida (air atau minyak). Pori yang terisi oleh gas akan memiliki pola kurva *log neutron* akan lebih rendah dari yang seharusnya (*gas*

effect). Hal ini terjadi karena konsentrasi hidrogen dalam gas lebih kecil dibandingkan pada minyak dan air.



Gambar 20. Log neutron beberapa respon yang khas (Rider, 2002)

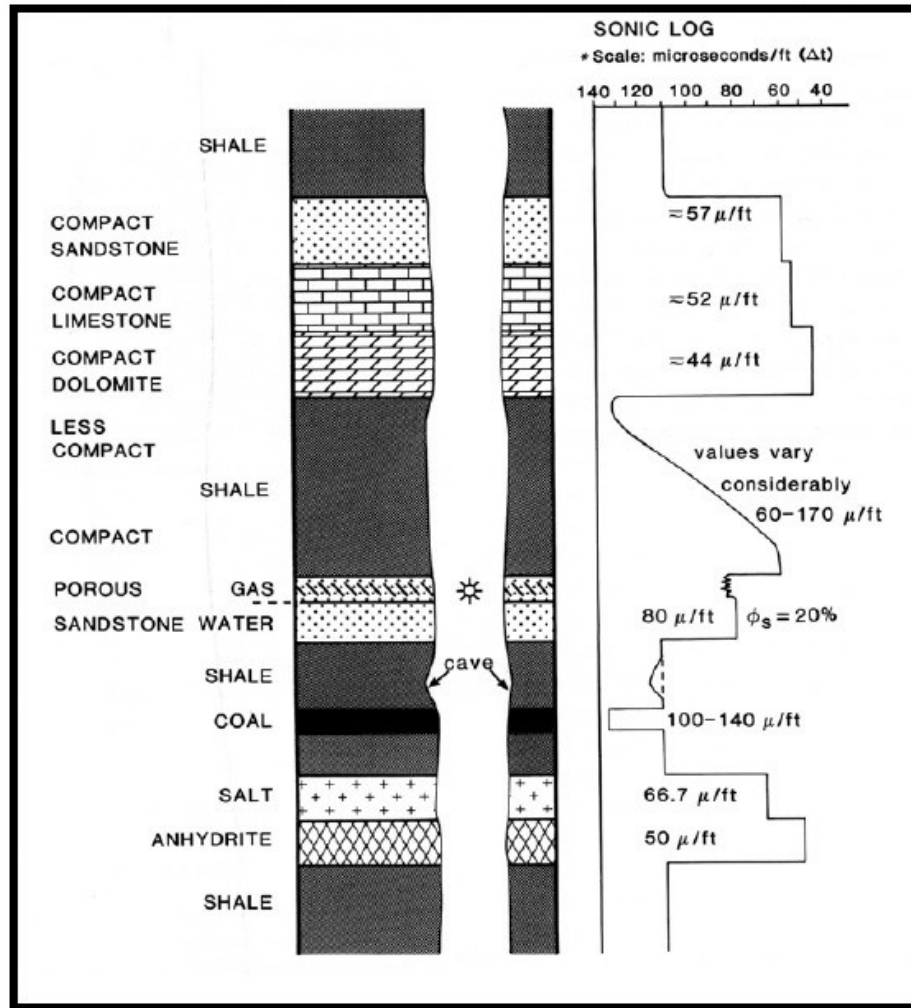
Log neutron menunjukkan indeks hidrogen yang diubah menjadi unit porositas neutron. *Porositas dengan air segar dan alat CNL Schlumberger (skala sama dengan **Gambar 19** log Densitas).

3.5.3 Log Akustik (Log Sonik)

Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara. Secara kuantitatif, log sonik dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida, dalam

interpretasi seismik dapat digunakan untuk menentukan *interval velocities* dan *velocity profile*, selain itu juga dapat dikalibrasi dengan penampang seismik. Secara kualitatif dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan pasir-*shale*. Log ini juga dapat digunakan untuk identifikasi litologi, mungkin juga dalam penentuan batuan induk, kompaksi normal, *overpressure*, dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 1996).

Alat yang digunakan untuk mengukur porositas sonik ini adalah BHC (*Borehole Compensated Sonic Tool*). Log Sonik pada prinsipnya mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu, sehingga memerlukan pemancar dan penerima yang dipisahkan dalam jarak tertentu. Waktu yang dibutuhkan tersebut biasanya disebut “*Interval Transit Time*” (Δt). Δt berbanding terbalik dengan kecepatan gelombang suara dan tergantung pada jenis litologi, porositas dan kandungan porinya. Faktor- faktor yang mempengaruhi pengukuran antara lain adalah kepadatan, komposisi serpih, hidrokarbon, rekahan dan pori/gerohong, serta pengaruh dari lubang bor.

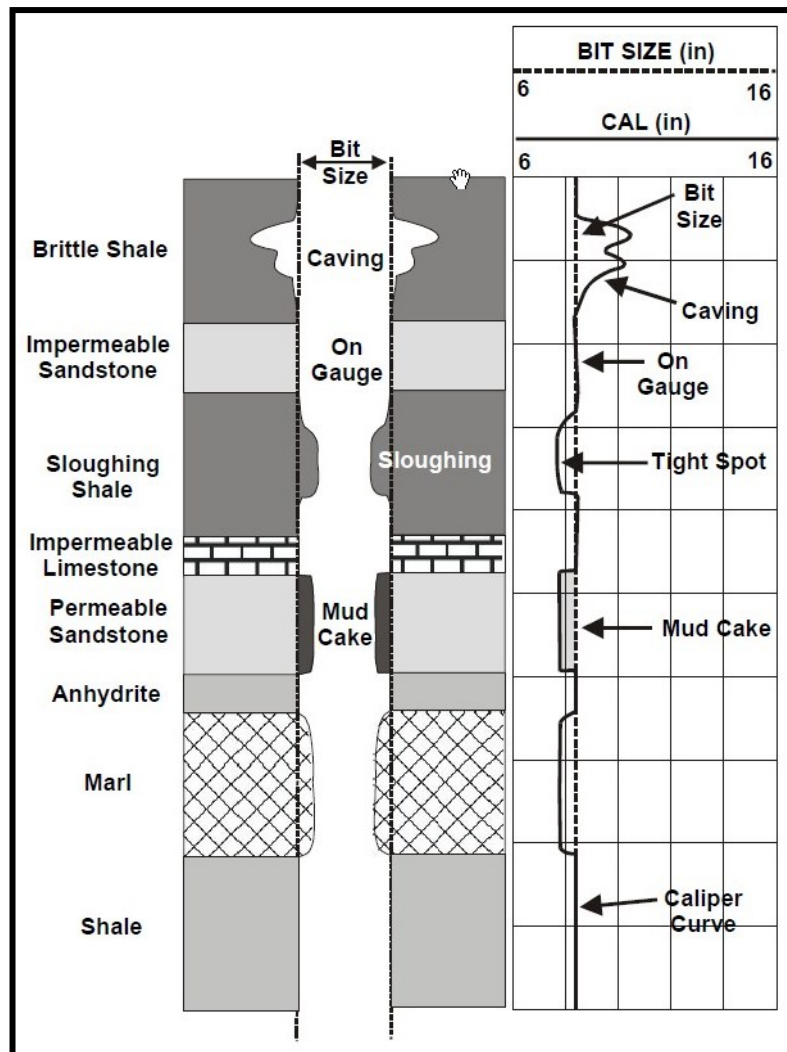


Gambar 21. Grafik respon *Log Sonik* (Rider, 2002)

3.5.4 *Log Caliper*

Alat caliper berfungsi untuk mengukur ukuran dan bentuk lubang bor **Gambar 22**. Alat mekanik sederhana caliper mengukur profil vertikal diameter lubang. *Log caliper* digunakan sebagai kontributor informasi untuk keadaan litologi. Selain itu, *log* ini juga digunakan sebagai indikator zona yang memiliki permeabilitas dan porositas yang bagus (batuan reservoir) dengan terbentuknya kerak lumpur yang berasosiasi dengan *log gamma ray*, perhitungan tebal kerak lumpur,

pengukuran volume lubang bor dan pengukuran volume semen yang dibutuhkan. Berikut beberapa faktor yang mempengaruhi respon caliper



Gambar 22. Tipikal respon caliper untuk berbagai litologi. (Rider, 2002)

3.6 Interpretasi Kualitatif

Pada evaluasi kualitatif, parameter-parameter yang dievaluasi adalah :

- Zona Batuan Reservoir
- Jenis litologi
- Jenis cairan pengisi Reservoir

3.6.1 Zona Batuan Reservoir

Batuan reservoir yang berpori/*porous* dapat dibedakan dengan zona batuan kedap/impermeabel dengan melihat bentuk-bentuk kurva *log*. Adapun perbedaan kenampakan antara lapisan batuan kedap dengan lapisan batuan porous pada *log* sebagai berikut (Rider, 1996) :

- Zona batuan kedap (misal batulempung, serpih) dicirikan oleh:
 - Harga kurva sinar Gamma ray tinggi
 - Kurva SP tidak menunjukkan adanya defleksi yang menjauhi *shale base line* atau kurva SP relative membentuk garis lurus.
 - Tidak berbentuk kerak lumpur pemboran, diameter lubang kadang membesar (tidak selalu).
 - Adanya serpih negatif pada *microlog*.
 - Harga tahanan jenis pada zona terinvasi/flushed zone (R_{xo}) hampir sama dengan harga tahanan jenis formasi (R_t).
 - Harga porositas *neutron* lebih tinggi daripada porositas Densitas
- Zona batuan porous (misal batu pasir, batu gamping terumbu) dicirikan oleh :
 - Harga sinar kurva Gamma Ray rendah
 - Adanya defleksi kurva SP yang menjauhi *shale base line* merupakan indikasi awal adanya zona batuan yang permeabel/*porous*. Besarnya defleksi, tidak menunjukkan besarnya tingkat permeabilitas.

- Terbentuknya kerak lumpur pemboran
- Adanya separasi positif pada *microlog*
- Mempunyai harga porositas menengah sampai tinggi

3.6.2 Jenis Litologi

Jenis litologi zona reservoir dapat ditentukan berdasarkan kenampakan defleksi *log* tanpa melakukan perhitungan. Adapun kenampakan beberapa jenis litologi batuan reservoir adalah sebagai berikut :

- Batu pasir pada *log* dicirikan oleh:
 - Defleksi kurva Gamma Ray rendah, namun apabila terjadi pada batupasir radioaktif maka defleksi kurva Gamma Ray akan tinggi. Sifat radioaktif pada batupasir biasanya disebabkan karena pengaruh mineral feldspar, mika yang memiliki nilai radioaktif tinggi.
 - Terjadi separasi positif pada kurva tahanan jenis mikro (harga tahanan jenis yang dicatat *log* micronormal 2” daripada yang dicatat oleh microinverse 1x1 “). Nilai kurva resistivitas tinggi.
 - Terjadi defleksi kurva SP yang menjauhi *shale base line* merupakan indikasi awal adanya zona batuan yang permeabel/porous.
 - Diameter lubang bor yang relatif lebih kecil karena cenderung untuk membentuk kerak lumpur yang tebal.
- Batu gamping pada *log* dicirikan oleh:

- Defleksi kurva Gamma Ray lebih rendah daripada batupasir.
- Harga ϕ lebih tinggi (lebih rendah daripada batupasir).
- Terjadi separasi positif pada kurva tahanan jenis mikro apabila batugamping tersebut porous dan terjadi separasi negatif bila tidak porous. Nilai kurva resistivitas tinggi.
- Terjadi defleksi kurva SP yang menjauhi *shale base line* merupakan indikasi awal adanya zona batuan yang permeabel/porous.
- Kurva *log neutron* berhimpit dengan kurva *log* Densitas.
- Lubang bor kadang-kadang membesar.
- Batu serpih / *shale* pada *log* dicirikan oleh:
 - Defleksi kurva *Gamma Ray* tinggi.
 - Porositasnya *neutron* lebih besar daripada porositas densitas dan tidak menunjukkan adanya *crossover* antara kurva TNPH-RHOB.
 - Nilai kurva resistivitas rendah.
 - Kurva SP tidak menunjukkan adanya defleksi yang menjauhi *shale base line* atau kurva SP *relative* membentuk garis lurus.

3.6.3 Jenis Fluida Pengisi Formasi

Untuk membedakan jenis fluida yang terdapat di dalam formasi, air,minyak atau gas, ditentukan dengan melihat *log* resistivitas dan gabungan *log* Densitas-*Neutron*. Zona hidrokarbon ditunjukkan oleh adanya separasi antara harga tahanan jenis zona terinvansi (R_{xo}) dengan

harga resistivitas sebenarnya formasi pada zona tidak terinvasi (R_t). Separasi tersebut dapat positif atau negatif tergantung pada harga $R_{mf}/R_w > 1$, harga perbandingan R_{xo} dengan R_t akan maksimum dan hampir sama dengan harga R_{mf}/R_w di dalam zona air. Nilai R_{xo}/R_t yang lebih rendah dari harga maksimum menunjukkan adanya hidrokarbon dalam formasi. Pada lubang bor keterangan harga R_{mf} lebih kecil daripada R_w (R_{mf}/R_w kecil), zona hidrokarbon ditunjukkan harga R_{xo}/R_t lebih kecil dari satu. Untuk membedakan gas atau minyak yang terdapat di dalam formasi dapat dilihat pada gabungan *log neutron- densitas*. Zona gas ditandai dengan harga porositas *neutron* yang jauh lebih kecil dari harga porositas densitas, sehingga akan ditunjukkan oleh separasi kurva *log neutron- densitas* yang lebih besar. Dalam zona minyak, kurva *neutron* atau kurva densitas membentuk separasi positif yang lebih sempit daripada zona gas (dalam formasi bersih). Pada zona lempungan kurva *Neutron* dan Densitas berhimpit atau membentuk separatif negatif (harga porositas Neutron lebih besar daripada harga porositas densitas). Zona ditunjukkan oleh separasi kurva *Neutron* dan densitas yang sempit dan berhimpit. Zona air dibedakan dengan zona minyak akan menunjukkan harga tahanan jenis formasi (R_t) yang lebih tinggi daripada zona air (Widada, dkk, 2006 dalam Hadi Nugroho, 2011).

3.7 Interpretasi Kuantitatif

Analisis *log* secara kuantitatif meliputi analisa porositas, factor formasi, resistivitas air formasi, kandungan serpih, saturasi, volume air total, permeabilitas, dan ketebalan lapisan produktif.

3.7.1 Porositas

Porositas dapat ditentukan dari beberapa macam *log*, diantaranya dari *log* densitas, *neutron*, sonik dan kombinasi dari dua macam *log* tersebut (Harsono, 1997).

3.7.1.1 Log Densitas Formasi

Log tersebut merupakan *log* porositas yang mengukur densitas elektron suatu formasi. *Log* ini dapat membantu geologist untuk mengidentifikasi mineral evaporit, mendeteksi zona yang mengandung gas, menentukan densitas hidrokarbon, dan mengevaluasi reservoir *shaly sand* dan kompleks litologi (Schlumberger, 1972 dalam Asquith, 1982). Harga densitas yang kita peroleh dari pembacaan dapat diubah menjadi harga porositas dengan rumus :

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fluida}} \dots\dots\dots(1)$$

Keterangan :

ρ_{ma} : densitas matriks batuan (gr/cc) (lihat tabel 1 atau 2)

ρ_b : densitas matriks batuan dari pembacaan *log* (gr/cc) atau densitas bulk formasi

ρ_{fluida} : densitas fluida batuan (gr/cc)

Tabel 1. Densitas matriks dari berbagai litologi. Nilai ini konstan untuk digunakan dalam formula porositas densitas (after Schlumberger, 1972).

Litologi/ Mineral	$\rho_{\text{ma}}(\text{g/cm}^3)$
Batupasir	2.648
Batugamping	2.710
Dolomit	2.876
Anhidrit	2.977
Garam	2.032

Tabel 2. Densitas matriks untuk beberapa mineral pembentuk batuan (dalam Glover)

Mineral	$\rho_{\text{ma}}(\text{g/cm}^3)$	Mineral	$\rho_{\text{ma}}(\text{g/cm}^3)$
Kuarsa	2.65	Halite*	2.16
Kalsit	2.71	Gypsum*	2.30
Dolomit	2.87	Anhidrit*	2.96
Biotit	2.90	Karnalit*	1.61
Klorit	2.80	Silvit*	1.99
Illite	2.66	Polihalit*	2.78
Kaolinit	2.594	Glaukonit	2.30
Muskovit	2.83	Kainit	2.13

**evaporites*

Beberapa litologi harus benar- benar diperhatikan karena komposisi matriks dapat berubah, contohnya densitas matriks pada batupasir bersih adalah kuarsa ($2,65 \text{ g/cm}^3$). Akan tetapi, jika jumlah variabel biotit hadir di pasir, maka densitas bulk batuan akan naik hingga $2,84 \text{ g/cm}^3$ karena biotit memiliki densitas $2,90 \text{ g/cm}^3$.

Jika zona terinvasi, minyak tidak mempengaruhi porositas densitas secara signifikan, akan tetapi gas sangat mempengaruhi porositas densitas. Hilchie, 1978 (dalam Asquith, 1982) menyarankan menggunakan kepadatan gas dari $0,7 \text{ mg/cc}$ untuk densitas fluida dalam rumus densitas porositas jika kepadatan gas tidak diketahui. Berdasarkan Krygowski, densitas/

kepadatan gas sebesar 0,2 mg/cc. Sedangkan berdasarkan berbagai sumber dalam Rider, 2002 kepadatan gas sebesar 0,000886 mg/cc.

3.7.1.2 *Log neutron*

Log tersebut merupakan *log* porositas yang mengukur konsentrasi ion hidrogen pada formasi. Ketika pori terisi dengan gas bukan minyak atau air, maka nilai porositas *neutron* akan rendah. Hal ini terjadi karena konsentrasi hidrogen pada gas lebih sedikit daripada minyak maupun air. Nilai porositas *neutron* rendah yang disebabkan karena gas ini disebut *gas effect*. Hasil pembacaan dari *Log neutron* ini menggunakan standar pengukuran batu gamping.

3.7.1.3 Kombinasi *log* Densitas dan *Neutron*

Selain digunakan untuk menghitung porositas, kombinasi *log* densitas dan *neutron* ini juga digunakan untuk mendeterminasi litologi dan mendeteksi zona kandungan gas (pada analisis kualitatif). Harga porositas yang diperoleh dari pembacaan *log* densitas dan *neutron* diperoleh dengan menggunakan persamaan :

$$\phi_{N-D} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \dots\dots\dots (2)$$

Keterangan :

ϕ_{N-D} : porositas *neutron*- densitas

ϕ_N : porositas *neutron* (*limestone units*)

ϕ_D : porositas densitas (*limestone units*)

Persamaan di atas juga digunakan untuk reservoir dengan kandungan gas. Setiap kali *log neutron*-densitas mencatat porositas densitas kurang dari 0, nilai yang umum di dalam reservoir *dolomite anhydritic*, rumus berikut harus digunakan untuk menentukan porositas *neutron*- densitas:

$$\phi_{N-D} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2}$$

3.7.2 Faktor Formasi

Faktor formasi merupakan faktor keras lunaknya batuan rata-rata yang tergantung dari mineral pembentuk batuan. Harga faktor formasi rata-rata diperoleh sebagai berikut (Harsono, 1997) :

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots \dots \dots (3)$$

Catatan :

Untuk batu pasir $a = 0,62$; $m = 2,15$

Untuk batu gamping $a = 1$; $m = 2$

Tabel 3. Koefisien dan eksponen berbeda yang digunakan untuk menghitung faktor formasi (F). (Modifikasi after Asquith, 1980)

$F = a/\phi^m$	Formula yang umumnya berlaku Dimana: a = <i>turtuosity faktor</i> */ faktor litologi m = eksponen sementasi ϕ = porositas
$**F = 1/\phi^2$	Untuk karbonat
$**F = 0.81/\phi^2$	Untuk batupasir terkonsolidasi
$**F = 0.62/\phi^{2.15}$	Formula Humble untuk pasir tsk terkonsolidasi
$F = 1.45/\phi^{1.54}$	Untuk pasir rata- rata (after Carothers, 1958)
$F = 1.65/\phi^{1.33}$	Untuk pasir lempungan (after Carothers, 1958)
$F = 1.45/\phi^{1.70}$	Untuk pasir karbonatan (after Carothers, 1958)
$F = 0.85/\phi^{2.14}$	Untuk karbonat (after Carothers, 1958)
$F = 2.45/\phi^{1.08}$	Untuk batupasir Pliosen, Kalifornia Selatan (after Carothers and Porter 1970)
$F = 1.97/\phi^{1.29}$	Untuk batupasir Miosen, Texas - Lousiana (after Carothers and Porter 1970)
$F = 1.0/\phi^{(2.05-\phi)}$	Untuk formasi granular bersih (after Sethi, 1979)

Keterangan:

**turtuosity* merupakan fungsi dari kompleksitas migrasi/ jalan fluida yang bermigrasi melalui batuan.

** paling umum digunakan.

3.7.3 Resistivitas Air (Rw)

Determinasi harga Rw dapat ditentukan dengan berbagai metode diantaranya dengan menggunakan metode *crossplot* resistivitas-*neutron*, resistivitas-sonic dan resistivitas-densitas. Harga Rw juga dapat dihitung dengan menggunakan rumus SSP (statik Sp) dan rumus Archie, serta dari pengukuran di laboratorium.

Rumus SSP dipakai jika terdapat lapisan mengandung air (*water-bearing*) cukup tebal dan bersih, serta defleksi kurva SP yang baik. Keakuratan dari penentuan harga Rw dengan metode ini dipengaruhi oleh beberapa faktor sebagai berikut :

- Komponen elektrokinetik dari Sp diabaikan.
- Rmf kadang-kadang jelek (filtrasi lumpur tidak baik).
- Hubungan antara Rwe-Rw dan Rmfe-Rmf, khususnya pada Rw 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 :

$$Rwa = \frac{Rt}{F} \dots\dots\dots(4)$$

Keterangan :

Rwa : resistivitas formasi (*apparent resistivity*)

Rt : resistivitas dalam formasi kandungan air

F : faktor formasi

Pada lapisan yang mengandung air dengan kondisi yang bersih dan menunjukkan harga Rwa paling kecil serta mendekati harga Rw sumur terdekat, merupakan harga Rw pada interval yang dievaluasi (Schlumberger, 1986).

Didalam daerah terinvasi Rw digantikan oleh Rmf, karena air formasi didesak keluar oleh fluida yang bersaing dari lumpur pada saat pemboran, yang disebut *mud filtrate*. Untuk mendapatkan harga Rmf pada formasi di kedalaman tertentu, maka harus diketahui temperatur formasi dengan rumus (Harsono, 1997):

$$Tf = \frac{DF (BHT-ST)}{TD} + Ts \dots\dots\dots(5)$$

Keterangan :

Tf : temperatur formasi

Df : kedalaman formasi (*Depth Formation*)

ST (TS) : temperatur permukaan (*Surface Temperature*)

TD : kedalaman total (*Total Depth*)

BHT : temperatur dasar sumur (*Bottom Hole Temperature*)

Penentuan Rmf (F) pada temperatur formasi dengan menggunakan rumus persamaan :

$$Rm@Tf = \frac{Rmf(Ts+6,77)}{Tf+6,77} \dots\dots\dots(6)$$

$$Rw = Rm@Tf \cdot \frac{Rt}{Rxo}$$

Keterangan

R_w : resistivitas air

R_t : resistivitas sebenarnya

R_{xo} : resistivitas formasi pada zona terinvasi

$$Rxo = F \times Rmf \text{ dan } Ro = F \times Rw$$

R_o : *wet resistivity* (yaitu resistivitas pada zona jenuh 100% air)

Resistivitas air formasi adalah tahanan jenis air yang berada di formasi pada suhu formasi. Simbol resistivitas air formasi adalah R_w. Resistivitas air formasi salah satu parameter yang penting untuk menentukan harga saturasi air.

Metode *pickettplot* dapat digunakan dengan baik bila formasinya bersih, litologinya konsisten, dan R_w-nya konstan. Metode ini didasarkan pada formula *Archie*. Selain digunakan untuk memerkirakan S_w, metode ini dapat pula digunakan untuk memerkirakan R_w, yaitu

dengan membuat *crossplot* antara R_t dan porositas pada kertas *log*. Titik-titik yang terluar pada *crossplot* tersebut terletak pada suatu garis yang disebut *Ro line*. Semua titik pada garis ini mempunyai $S_w = 100\%$ atau $S_w = 1$.

Pada titik potong antara garis $S_w = 1$ dengan porositas 100%, maka : Bila a diketahui (harga 1 biasanya untuk *limestone* dan 0.8 untuk *sandstone*), maka besarnya R_w dapat ditentukan (Anastasya, 2015).

3.7.4 Kandungan Serpih

Volume *shale* dapat didefinisikan sebagai nilai persentase kandungan *shale* pada suatu lapisan batuan. Perhitungan V_{sh} dilakukan menggunakan data *log gamma ray* karena diasumsikan bahwa *shale* yang bersifat radio-aktif dapat terekam pada *log*. Untuk menentukan nilai *gamma ray clean sand* (MA) dan *clean shale* (SH) dibutuhkan histogram distribusi data *log gamma ray*. Kemudian Nilai MA diambil pada 5% dari persebaran data *log gamma ray*, dan 95% untuk data SH (Adycipta Anis Prawoto, 2015).

Kandungan serpih penting untuk dihitung, karena akan mempengaruhi parameter yang lain. Biasanya kandungan serpih dihitung berdasarkan rumus (Harsono, 1997) :

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots \dots \dots (7)$$

Keterangan :

I_{GR} : indeks gamma ray

GR *log* : GR hasil pembacaan *log* Gamma Ray

GR max : GR maksimum

GR min : GR minimum

Nilai yang dihitung dari indeks sinar gamma (I_{GR}) yang sesuai untuk volume *shale* baik dalam pasir konsolidasi atau tidak dikonsolidasi ditentukan. Volume *shale* juga dihitung secara matematika dari indeks gamma ray dengan mengikuti formula (Dresser Atlas, 1979) sebagai berikut.

Untuk yang lebih tua (*older rocks*), *consolidated*:

$$V_{sh} = 0.33 [2^{(2 \times I_{GR})} - 1.0]$$

atau batuan Tersier (*Tertiary rocks*), *unconsolidated*:

$$V_{sh} = 0.083 [2^{(3.7 \times I_{GR})} - 1.0]$$

Di beberapa literatur, I_{GR} dianggap sama dengan V_{sh} ($I_{GR} = V_{sh}$).

Hasil perhitungan V_{shale} dipakai untuk mengkoreksi ϕN dan ϕD , yaitu dengan menggunakan persamaan :

$$\phi D_c = \phi D - \phi D_{shale} \times V_{shale}$$

$$\phi N_c = \phi N - \phi N_{shale} \times V_{shale}$$

Setelah dikoreksi kedua harga porositas tersebut digabung dengan menggunakan persamaan :

$$\phi_c = (7 \times \phi D_c + 2 \times \phi N_c) / 9 \dots\dots\dots(8)$$

Selain menggunakan kurva *gamma ray*, volume *shale* ini juga bisa dihitung dengan menggunakan indikator kurva tunggal SP,

neutron, dan resistivitas. Indikator SP akan memberikan hasil V_{shale} terlalu tinggi pada lapisan hidrokarbon. Dengan kurva SP, interpolasi langsung seperti pada *gamma ray* juga digunakan, sehingga:

$$V_{sh} \leq \frac{SP_{clean} - SP}{SP_{clean} - SP_{shale}}$$

Indikator *neutron* akan bekerja dengan baik dalam formasi dengan porositas rendah dan dalam reservoir gas yang jenuh. Dengan pendekatan yang sama, *log neutron* memberikan persamaan berikut (Harsono, 1997)

$$V_{sh} = \frac{\phi_N - \phi_{Nmin}}{\phi_{Nshale} - \phi_{Nmin}}$$

Jika menggunakan indikator resistivitas, maka rumus yang dianjurkan adalah (Panduan manual IP version 3.4, 2007)

$$V_{sh} = \frac{R_{sh}}{R_t} \cdot \frac{R_{clean} - R_t}{R_{clean} - R_{sh}}$$

3.7.5 Saturasi Air (S_w)

Determinasi harga kejenuhan air (S_w) dari *log* resistivitas dalam formasi yang bersih (*non-shaly*), berdasarkan pada rumus Archie (Harsono, 1997) :

$$S_w = \sqrt{\frac{F \cdot R_w}{R_t}} \dots \dots \dots (9)$$

Keterangan :

S_w : nilai kejenuhan air pada zona tidak terinvasi

F : nilai faktor formasi

R_w : nilai resistivitas air

R_t : nilai resistivitas zona tidak terinvasi

Sedangkan harga kejenuhan air dalam zona terinvasi (S_{xo}), menggunakan rumus :

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{F \cdot R_{mf}}{R_{xo}}} \dots \dots \dots (10)$$

Keterangan :

S_{xo} : nilai kejenuhan air pada zona terinvasi

F : nilai faktor formasi

R_{mf} : nilai resistivitas *mud filtrate*

R_{xo} : nilai resistivitas zona terinvasi

R_{xo} diperoleh dari short normal, R_t dari Induction atau laterolog, sedangkan R_{mf}/R_w dari harga yang diukur (dibaca di *header log*).

Dari harga S_w dan S_{xo} dapat diketahui S_{hr} (saturasi hidrokarbon tersisa)

$$S_{hr} = 1 - S_{xo} \dots \dots \dots (11)$$

Harga S_{hr} dipakai untuk menentukan porositas batuan

$$\phi = \phi_c (1 - 0,1 S_{hr}) \dots \dots \dots (12)$$

Saturasi Air dari Metode *Archie*

$$S_w = \left(\frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t} \right)^{1/n} \dots \dots \dots (13)$$

S_w = saturasi air dari zona *uninvaded* (metode *Archie*)

R_w = *resistivity* formasi air pada temperatur formasi

R_t = *true resistivity* dari formasi (koreksi invasi dari R_{LLd} atau R_{LLd})

ϕ = porositas

a = faktor *turtuosity*

m = eksponen sementasi

n = eksponen saturasi, bervariasi dari 1.8 hingga 2.5. Nilai normalnya 2.0

Saturasi air pada zona *univaded* (S_w), yang dihitung dengan menggunakan persamaan *Archie*, adalah parameter paling fundamental dalam evaluasi *log*. Tapi, walaupun saturasi zona air diketahui, informasi itu tidak cukup untuk mengevaluasi potensi produktivitas suatu zona. Harus diketahui pula:

1. Saturasi air cukup rendah untuk dilakukan kompleksi bebas air (*water-free completion*)
2. Fluida hidrokarbon yang ada dapat bergerak (*movable*)
3. Zona permeabel
4. Cadangan hidrokarbon yang ada ekonomis dan dapat diproduksi (*recoverable*)

$$S_{xo} = \left(\frac{a}{\phi^m} \frac{R_{mf}}{R_{xo}} \right)^{1/n} \dots\dots\dots(14)$$

S_{xo} = saturasi air dari *flushed zone* (metode *Archie*)

R_{mf} = resistivitas formasi air pada temperatur formasi

R_{xo} = *shallow resistivity* dari *Laterolog-8*, *Microspherical*

Focused Log atau *Microlaterolog*

ϕ = porositas

a = faktor *turtuosity*

m = eksponen sementasi

n = eksponen saturasi, bervariasi dari 1.8 hingga 2.5. Nilai normalnya 2.0

Saturasi air pada *flushed zone* (S_{xo}) dapat digunakan sebagai indikator dapat Bergeraknya hidrokarbon (*hydrocarbom moveability*). Contohnya, bila nilai S_{xo} lebih besar dari S_w , maka hidrokarbon di flushed zone kemungkinan telah didorong dari dekat lubang bor oleh fluida pemboran yang menginvasi formasi.

Metode Archie ini memiliki kelebihan diantaranya dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang tidak memiliki kandungan *shale* atau *clean sand formation*. Pada beberapa kasus metode archie juga dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang memiliki kandungan batuan karbonat. Persamaan Archie merupakan dasar dari berbagai metode yang muncul setelahnya. Metode Archie ini selain memiliki beberapa kelebihan tentu masih memiliki beberapa kekurangan diantaranya adalah bahwa metode ini tidak dapat menentukan nilai saturasi air dengan baik pada reservoir yang memiliki kandungan *shale*. Selain itu, persamaan ini juga tidak menganggap bahwa *shale* yang berada pada suatu formasi dapat meningkatkan pengukuran konduktivitas, sehingga akan membuat nilai perhitungan menjadi kurang tepat (Imam Fajri Dwiyo, 2014).

3.7.6 Volume Air Total

$$BVW = S_w \times \phi \quad \dots\dots\dots(15)$$

Keterangan :

BVW = *bulk volume water*/ volume air total

S_w = saturasi air pada zona tak terinvasi

ϕ = porositas

Tabel 4. *Bulk Volume Water* sebagai Fungsi dari Ukuran Butir dan Litologi. *Acomparative chart.* (Modifikasi after: Fertl dan Vercellino, 1978)

Grain Size (mm)		Bulk Volume Water
Kasar	1.0 – 0.5 mm	0.2 – 0.025
Sedang	0.5 – 0.25 mm	0.025 – 0.035
Halus	0.25 – 0.125 mm	0.035 – 0.05
Sangat halus	0.125 – 0.062 mm	0.05 – 0.07
Lanau	< 0.0625 mm	0.07 – 0.09

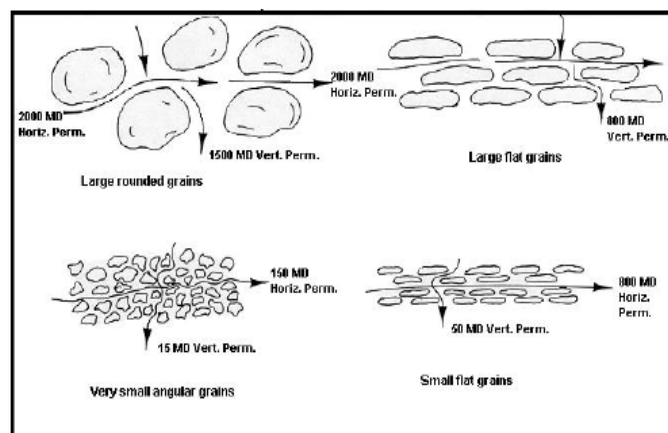
Tabel 5. *Bulk Volume Water* pada batuan karbonat

Carbonates (nilai karbonat untuk BVW digunakan sebagai panduan umum untuk membedakan tipe- tipe porositas)	
<i>Vuggy</i>	0.005 – 0.015
<i>Vuggy and intercrystalline (intergranular)</i>	0.015 – 0.025
<i>Intercrystalline (intergranular)</i>	0.025 – 0.04
<i>Chalky</i>	0.05

Jika nilai *bulk volume water* dihitung pada beberapa kedalaman pada suatu formasi adalah konstan atau mendekati konstan, maka hal ini mengindikasikan bahwa zona tersebut homogen dan pada saturasi air sisa. Ketika suatu zona berada pada saturasi air sisa, air yang dihitung pada zona tak terinvasi tidak akan berpindah karena disebabkan tekanan kapiler pada butiran. Oleh karena itu, produksi hidrokarbon pada zona saturasi air sisa harus bebas air (Morris and Biggs, 1967 dalam Asquith, 1982).

3.7.7 Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida dan dinyatakan dengan simbol K **Gambar 23**. Permeabilitas adalah suatu besaran tensor (yang memiliki arah x, y, dan z) arah suatu aliran fluida menentukan besaran permeabilitas. Estimasi permeabilitas pada batuan karbonat tidak selalu mengikuti hubungan antara porositas dan permeabilitas, seperti halnya di batuan klastik (pasir). Karena distribusi dan ukuran saluran pori di batuan karbonat seperti vuggy, interparticle berpengaruh terhadap permeabilitas Permeabilitas suatu batuan tergantung apakah porinya saling terhubung atau tidak (Arga Nuryanto, 2014).



Gambar 23. Permeabilitas dan Distribusi Butiran (Fitriani Achmad, 2013)

Besarnya permeabilitas suatu batuan tergantung pada porositas dan saturasi air dan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai

berikut (Bateman, 1985):
$$K = a \cdot \frac{\phi^b}{S_w^c} \dots\dots\dots (16)$$

Keterangan :

K = permeabilitas (*millidarcies*)

ϕ = porositas (fraksi)

S_w = saturasi air (fraksi)

a, b, c = konstanta (*Schlumberger*: $a = 10000$, $b = 4,5$, $c = 2$)

3.7.8 *Netpay*

"*Net Pay*" didefinisikan sebagai ketebalan batu yang memberikan kontribusi untuk produksi ekonomis dengan teknologi saat ini, harga hari ini, dan biaya saat ini. *Net pay* jelas target bergerak karena teknologi, harga, dan biaya bervariasi hampir setiap hari. Menentukan *Net-pay* dengan menerapkan *cut-off* yang tepat pada sifat reservoir, sehingga lapisan tidak produktif atau tidak ekonomis tidak dihitung. Hal ini dapat dilakukan dengan menggunakan data *log* dan data inti.

Routine, atau konvensional, analisis data inti dapat disimpulkan dan rata-rata untuk mendapatkan sifat *reservoir mappable*, seperti hasil analisis *log*. Properti ini juga digunakan untuk membandingkan *log* hasil analisis data inti. Jika properti *mappable* tidak cocok dengan interval batu yang sama, beberapa penyesuaian harus dilakukan pada analisis *log*.

Sifat *reservoir* kumulatif, setelah *cut-off* diterapkan, untuk memberikan informasi tentang *pore volume* (PV), *hydrocarbon pore volume* (HPV), dan Permeabilitas (K) dari zona potensi *pay*. Nilai-nilai ini digunakan untuk menghitung hidrokarbon di tempat, cadangan diterduga, dan produktivitas sumur. Ada beberapa langkah untuk menentukan *cut-off* salah satunya metode frekuensi.

Metode frekuensi adalah suatu penerapan ilmu statistika dalam analisa untuk mengetahui syarat-syarat batasan standar *cut-off* dalam menentukan jenis fluida yang terkandung di dalam formasi pada suatu kedalaman tertentu. Apabila persyaratan nilai standar dipenuhi artinya bahwa pada kedalaman sumur tersebut jenis fluidanya adalah hidrokarbon, sedangkan nilai yang berada di luar *cut-off* tersebut adalah air. Pengolahan data dengan metode ini dengan membuat distribusi frekuensi untuk 3 (tiga) parameter , yaitu V_{sh} , ϕ , dan S_w . Berikut adalah tahapan dalam penentuan *cut-off* dengan Metode Frekuensi.

1. Tentukan jumlah kelas (K) dengan persamaan :

$$K = 1 + 3,3 \log N$$

$$N = \text{Jumlah Data}$$

2. Tentukan nilai selang atau interval (C) dengan persamaan :

$$C = \frac{\text{Nilai Maksimum}(V_{sh}, \phi, S_w) - \text{Nilai Minimum}(V_{sh}, \phi, S_w)}{K}$$

3. Buat susunan nilai interval untuk setiap kelas berdasarkan harga C yang telah didapatkan.
4. Tentukan nilai tengah (median) untuk setiap kelas (K) dengan persamaan :

$$\text{Median} = \frac{\text{Nilai Selang Pertama} + \text{Nilai Selang Kedua}}{2}$$

5. Tentukan *tally* untuk setiap kelas (K) dari data yang memenuhi nilai intervalnya.
6. Tentukan nilai frekuensi (F) untuk setiap kelas dengan persamaan :

$$F = \frac{\text{Tally}}{N} \times 100\% \dots\dots\dots(17)$$

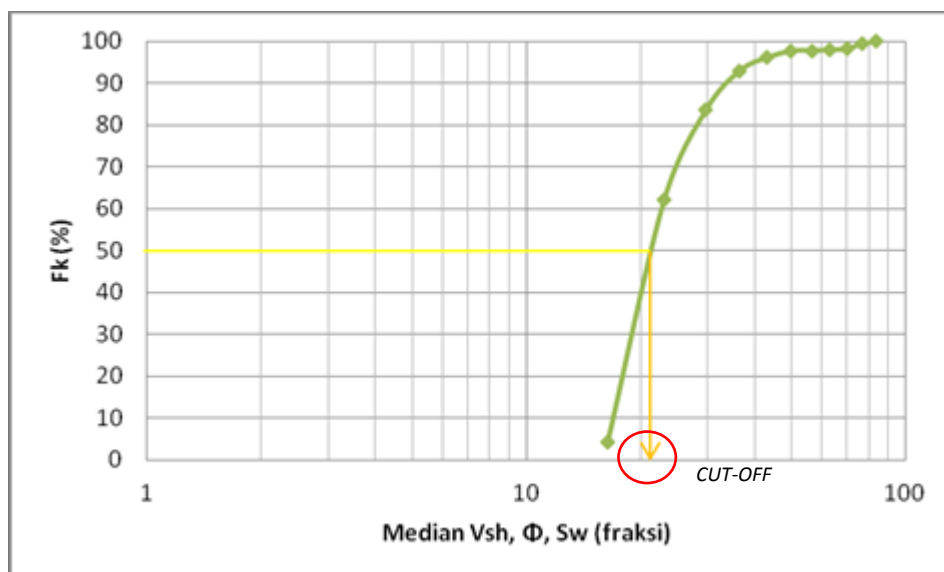
7. Tentukan nilai frekuensi kumulatif (Fk) untuk setiap kelas :

$$F_k = \sum F_i$$

8. Buat kurva hubungan antara Fk dengan median untuk variable-variabel Vsh, ϕ , dan Sw.

9. Penentuan nilai *cut-off* dilakukan dengan menarik garis horizontal pada nilai pada sumbu-y , yaitu, $F_k = 50\%$ hingga memotong kurva dan ditarik kebawah menuju sumbu-x (median Vsh, ϕ , dan Sw) , sehingga didapatkan nilai *cut-off* yang terdiri dari Vsh, ϕ , dan Sw

Gambar 24. Frekuensi kumulatif diatas 50% menunjukkan peluang positif keterdapatan hidrokarbon.



Gambar 24. Kurva Hubungan Fk dan Median (Vsh, ϕ , Dan Sw). (Fitriani Achmad, 2013)

3.7.9 Penentuan Cadangan Gas Awal

Cadangan (*reserves*) adalah perkiraan volume minyak, kondensat, gas alam, *natural gas liquids* dan substansi lain yang

berkaitan secara komersial dapat diambil dari jumlah yang terakumulasi direservoar dengan metode operasi yang ada dengan dengan kondisi ekonomi dan atas dasar regulasi pemerintah saat itu. Perkiraan cadangan didasarkan atas interpretasi data geologi dan atau *engineering* yang tersedia pada saat itu. Penentuan cadangan gas awal ini dihitung dengan rumus volumetrik (Muhammad Fahdie, 2015).

BAB IV METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Lokasi, dan Waktu Penelitian Tugas Akhir

Lokasi penelitian dilakukan di “**Pusat Penelitian Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas bumi – Lembaga Minyak dan Gas (PPPTMGB – LEMIGAS) Jakarta**” dan di “**Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung**” mulai Maret – Juni 2016.

4.2 Alat dan Bahan Penelitian Tugas Akhir

Adapun alat dan Bahan yang digunakan pada Penelitian Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut

1. Data Log (Gamma Ray, Densitas, Neutron, Self Potential, Sonic, Caliper, Resistivitas, BHT)
2. Data Petrofisika (Rw, Porositas, Permeabilitas, Faktor Sementasi, Faktor Turtoisity, Faktor Saturasi, Saturasi Air)
3. Data Geologi Regional dan Stratigrafi
4. Data Eksplorasi Geofisika
5. Komputer
6. Software Geofisika
7. Alat tulis

4.3 Jadwal Penelitian

Tabel 6. Tugas Akhir ini akan dilaksanakan pada Maret – Juni 2016

No	Kegiatan	Waktu (Minggu ke-)															
		Maret				April				Mei				Juni			
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Studi Literatur	■	■														
2	Persiapan Data log dan petrofisika		■	■	■												
3	Pengolahan Data log dan petrofisika			■	■	■	■	■	■								
4	Analisis Data							■	■	■	■						
5	Interpretasi hasil pengolahan									■	■	■	■	■	■		
6	Penulisan Laporan					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

*) Jadwal bisa disesuaikan dengan kesepakatan dan ketentuan yang ada

4.4 Prosedur Percobaan

Adapun Prosedur percobaan pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

4.4.1 Studi Literatur

- Mempelajari tatanan geologi dan stratigrafi regional daerah penelitian.
- Melakukan analisis terhadap data hasil pengamatan tim lab petrofisika (*Routine* dan *Special Core*).
- Melakukan analisis terhadap data eksplorasi geofisika berupa data struktur dan data log.

4.4.2 Pengolahan data Log

- Melakukan pemodelan 1D data log sebagai peta kedalaman.
- Melakukan zonasi Litologi.
- Melakukan analisis ketebalan Litologi daerah prospek fluida.

4.4.3 Perhitungan Properti Petrofisika

- Melakukan perhitungan kandungan *Shale/Clay* dengan formula log *Gamma Ray*.
- Melakukan perhitungan porositas berdasarkan data log dengan formula Log *Neutron-Density*.
- Melakukan perhitungan Saturasi Air berdasarkan data log dengan Formula Archie.

4.4.4 Korelasi data log dan petrofisika (analisis lab)

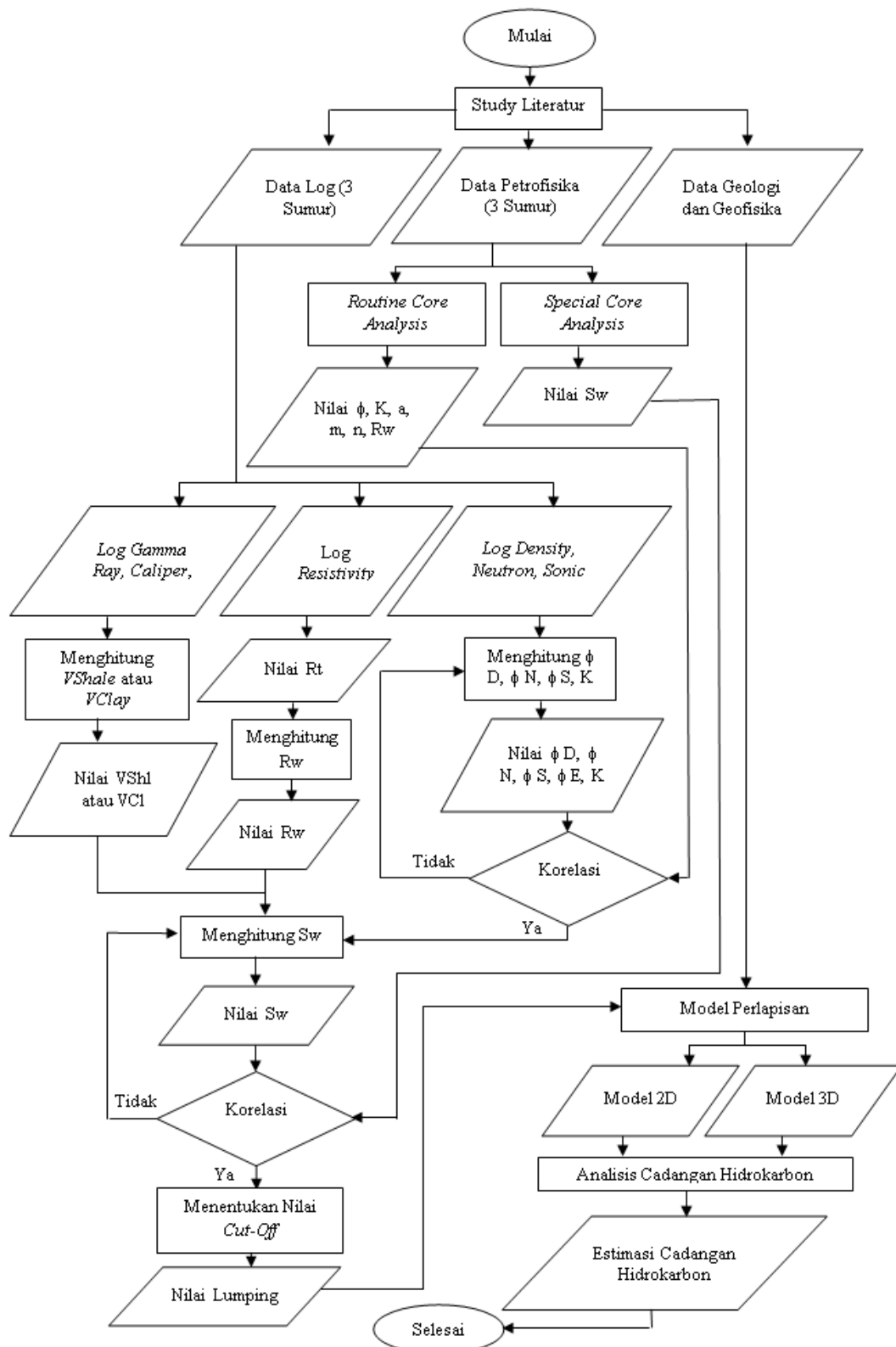
- Melakukan validasi nilai hasil perhitungan data log dan data analisis lab petrofisika.
- Menentukan reservoir lumping berdasarkan nilai *cut-off*.
- Melakukan interpolasi antar sumur.
- Mengidentifikasi kemenerusan Litologi berdasarkan nilai log, petrofisika, data geologi dan stratigrafi regional.

4.4.5 Modeling 2D dan 3D

- Melakukan pemodelan 2D untuk menentukan persebaran Porositas, Litologi, Saturasi Air, Permeabilitas, dan Kontak Fluida.
- Menentukan masing-masing lapisan produktif hidrokarbon.
- Melakukan pemodelan 3D untuk menggambarkan ketebalan Litologi.
- Menghitung cadangan hidrokarbon di tempat pada daerah penelitian (OOIP atau OGIP).

4.5 Diagram Alir Penelitian

Adapun diagram alir penelitian ini adalah sebagai berikut :



Gambar 25. Diagram Alir Penelitian

BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Dapat disimpulkan hasil penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Proses Evaluasi Formasi memiliki banyak tahapan dan data, tahapan yang dilakukan adalah analisis *routine core*, analisis *special core*, interpretasi data *log*, parameter *Cut-off*, reservoir lumping, Pemodelan Perlapisan, dan perhitungan volumetrik.
2. Data yang dibutuhkan untuk proses evaluasi formasi berupa data *coring*, *cutting*, DST, data log, data hasil analisis geofisika dan geologi.
3. Lapangan “X” ini memiliki kondisi litologi yang terdiri dari batuan karbonat, *shale*, dan sedikit pasir.
4. Batuan karbonat mendominasi litologi di reservoir, yang dibagi menjadi dua lapisan utama berupa limestone 1 dan 2.
5. Reservoir terisi oleh sebagian besar fluida berupa Gas, dengan nilai property petrofisika rata-rata VSh 35%, porositas 26%, saturasi air 48%.
6. *Fluid Contacts* yang didominasi oleh kontak antara air dengan gas dapat mencirikan bahwa reservoir daerah penelitian memiliki prospek hidrokarbon berupa gas.
7. Hasil perhitungan volumetrik penelitian ini menunjukkan bahwa daerah penelitian ini memiliki kalkulasi cadangan terbukti hidrokarbon yang

cukup besar dengan perhitungan gas di tempat senilai 1.82×10^3 MSCF zona UCBL-01, 3.19×10^3 MSCF zona UCBL-02, 25.94×10^3 MSCF zona UCBL-03, dan 7.89×10^3 MSCF zona UCBL-04.

6.2 Saran

Adapun saran pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Disarankan menambah data seismik, untuk daerah yang belum tercover.
2. Disarankan menambah jumlah sumur eksplorasi dengan ke dalaman rata-rata mendekati basement bagian lapangan yang belum memiliki data sumur.

DAFTAR PUSTAKA

- Achmad, F., 2013, *Kajian Sifat Petrofisik, Sifat Fluida dan Potensi Hidrokarbon pada Sumur FA di Lapangan Prabumulih PT. Pertamina Ep Region Sumatera*, Unsri, Palembang.
- Asquith, G., 1976, *Basic Well Log Analysis for Geologist*, American Association of Petroleum Geologist, Oklahoma.
- Asquith, G., dan Gibson, C., 1982, *Basic Well Log Analysis*, The American Association of Petroleum Geologist, Oklahoma.
- Atlas., dan Dresser., 1979, *Log Interpretation Charts*, Dresser Industries Inc, Dresser Atlas Division.
- Atlas., dan Dresser., 1982, *Well Logging and Interpretation Techniques*, Dresser Industries Inc, Dresser Atlas Division.
- Bateman, R M, 1985, *Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation*, International Human Resources Development Corporation, Boston.
- Darling, T., 2005, *Well Logging and Formation Evaluation*, Oxford: Elsevier Publishing Company.
- Darman, H., Sidi, F.H., 2000, *An Outline of the Geology of Indonesia*, IAGI Vol 20th, Indonesia, Hal 45-67.
- Dewan, J T., 1983, *Modern Open-Hole Log Interpretation*, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklohama.
- Diaz, M., Prasad., dkk., 2002, *Effect of Glauconite on the Elastic Properties Porosity and Permeability of Reservoirs Rocks*, AAPG Annual Meeting, Houston, Texas on article.
- Doveton, J H., 1986, *Log Analysis of Subsurface Geology*, John Wiley and Sons Inc, USA.

- Dwiyono, I F., dan Sarju, W., 2014, *Kompilasi Metode Water Saturation dalam Evaluasi Formasi*. Prosiding Seminar Nasional Kebumian Ke-7 UGM, Yogyakarta.
- Ellis, D V., dan Singer, J M., 2008, *Well Logging for Earth Scientist 2nd Edition*, Springer, Netherlands.
- Fahdie, M., dkk., 2015, *Evaluasi Formasi Sumur GJN untuk Penentuan Cadangan Gas Awal (Ogip) pada Lapangan "X"*, Seminar Nasional Cendekiawan, Fakultas Teknologi Kebumian dan Energi Universitas Trisakti.
- 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 revisi-8 mei, Schlumberger Oil Services, Indonesia.
- Hernansyah., 2008, *Buku Analisa Log Sumur*.
- Hilchie, D W., 1982, *Appiled Openhole Interpretation*.
- Noble, R A., 1997, *Petroleum System of Northwest Java Indonesia*, ProceedingIPA, 26th Annual Convention, hal: 585 – 600, Jakarta.
- Nugroho, H., 2011, *Buku Panduan Praktikum GMB*, Teknik Geologi UNDIP, Semarang.
- Nuryanto, A., dan Bagus, J S., 2014, *Evaluasi Formasi menggunakan Data Log dan Data Core Pada Lapangan "X" Cekungan Jawa Timur Bagian Utara*, Jurnal Sains Dan Seni Pomits Vol. 3, No. 2 Jurusan Fisika, FMIPA, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS), Surabaya.
- Pradana, P., dkk., 2016, *Analisa Log untuk menentukan awal isi Gas di tempat (OGIP) Lapangan X Sumur Rm-3*, Seminar Nasional Cendekiawan, Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Kebumian dan Energi, Universitas Trisakti.
- Prawoto, A A., dkk., 2015, *Potensi Hidrokarbon Formasi Air Benakat, Lapangan 'Ca', Cekungan Sumatera Selatan*, Bulletin Of Scientific Contribution, Volume 13, Nomor 1, Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran.
- Putri, A., 2015, *Analisis penentuan Zona Produktif dan Perhitungan Cadangan Minyak awal dengan menggunakan data Logging pada Lapangan APR*, Seminar Nasional Cendekiawan 2015.
- Reminton, C, H., Nasir, H., 1986, *Potensial Hidrokarbon Pada Batuan Karbonat Miosen Jawa Barat Utara*, PIT IAGI XV, Yogyakarta.

Rider, M., 1996, *The Geological Interpretation of Well Logs 2nd Edition*, Interprint Ltd, Malta.

Rider, M., 2002, *The Geological Interpretation of Well Logs. Second Edition*, Sutherland, Skotlandia.

Schlumberger., 1972, *Schlumberger Log Interpretation Volume I*, Schlumberger Well Services, USA.

Schlumberger., 1986, *Log Interpretation Charts*, Schlumberger Well Services, USA.

Schlumberger., 2007, *Users Manual Interactive Petrophysics 3.4*, PGL-Senergy, Scotland.