ESTIMASI KANDUNGAN SERPIH (Vsh), POROSITAS EFEKTIF (Øe) DAN SATURASI AIR (Sw) UNTUK MENGHITUNG CADANGAN HIDROKARBON PADA RESERVOAR *LIMESTONE* LAPANGAN "PRB" DI SUMATERA SELATAN MENGGUNAKAN DATA LOG DAN PETROFISIKA

(Skripsi)

Oleh

Leo Rivandi Purba

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

2017

ABSTRACT

THE ESTIMATION OF SHALE CONTENT(Vsh), EFFECTIVE POROSITY (Øe) AND WATER SATURATION (Sw) IN ORDER TO ESTIMATE HYDROCARBON STOCK IN THE RESERVOIR OF LIMESTONE IN "PRB" FIELD SOUTH SUMATERA USING LOG DATA AND PETROPHYSICS

By

LEO RIVANDI PURBA

Log and petrophysics data of research area are that located in South Sumatera Basin, exactly at formation Baturaja will be used for counting the hydrocarbon stock in research field. There are 3 the well datas prosessed to determine the prospect layer of hydrocarbon and estimate the hydrocarbon stock in the productive zone by using 1 petrophysic data from well PRB-3. In order to determine the productive zone of hydrocarbon, the first thing to do is to determine the petrophysics parameters. Parameters used is shale content, effective porosity and water saturation. The value of shale content on "PRB" field shows that reservoir is clean from shale minerals. But, based on the saturation of water, type hydrocarbon in reservoir it is natural gas. Based value of three parameters last, the field "PRB" having 6 zone productive hydrocarbon in each ecploratory wells. Then, determine zone net pay that had been determined by using the cut-off of shale content which is 8% it means hydrocarbon will be produced if the value of shale content under 8%, effective porosity is 5% it means hydrocarbon will be produced if the value of porosity of effective larger than 5% and water saturation is 70% it means that the value of water saturation on field "PRB" must be less than 70% that hydrocarbon can be produced. Average thickness of the net pay in well PRB-1 is 6.78 meter. In well PRB-2, the average thickness is 7.37 meter while in well PRB-3 it is 3,825 meter. The average thickness from those three wells is 3,005 meter. The mean effective porosity of those 3 wells is 8,1% and the mean water saturation is 27,2%. Gas volume formation factor (Bg) is 0,0226 bbl/SCF which the area width is 28 km^2. Natural gas stock (OGIP) in this research area is 7,764 BSCF.

Keywords: Limestone, Net pay, Cut-off, natural gas stock

ABSTRAK

ESTIMASI KANDUNGAN SERPIH (*VSh*), POROSITAS EFEKTIF (Øe) DAN SATURASI AIR (*Sw*) UNTUK MENGHITUNG CADANGAN HIDROKARBON PADA RESERVOAR *LIMESTONE* LAPANGAN "PRB" DI SUMATERA SELATANMENGGUNAKAN DATA LOGDAN PETROFISIKA

Oleh

LEO RIVANDI PURBA

Data log dan petrofisika dari daerah penelitian yang terletak pada Cekungan Sumatera Selatan, tepatnya pada Formasi Baturaja akan digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon pada daerah penelitian. 3 data sumur diproses untuk menentukan lapisan prospek hidrokarbon dan menghitung cadangan hidrokarbon pada zona produktif dengan bantuan 1 data petrofisika pada sumur PRB-3. Dalam penentuan zona produktif hidrokarbon terlebih dahulu menentukan parameter-parameter petrofisika. Parameter yang digunakan adalah kandungan serpih, porositas efektif dan saturasi air. Nilai kandungan serpih yang kecil pada lapangan "PRB" menunjukkan bahwa reservoarnya bersih dari mineral serpih. Sedangkan berdasarkan nilai saturasi airnya, jenis hidrokarbon pada reservoar ini adalah gas bumi. Berdasarkan nilai ketiga parameter tadi, lapangan "PRB" memiliki 6 zona produktif hidrokarbon pada masing-masing sumur eksplorasi. Kemudian, menentukan zona *net pay* yang sudah ditentukan dengan menggunakan *cut-off* kandungan serpih rata-rata 8% artinya hidrokarbon akan diproduksi jika nilai kandungan serpihnya dibawah 8%, sedangkan porositas efektif 5% artinya hidrokarbon akan dapat diproduksi jika nilai porositas efektif lebih besar dari 5% dan saturasi air 70% artinya nilai saturasi air pada lapangan "PRB" harus lebih kecil dari 70% agar hidrokarbonnya bisa diproduksi. Tebal rata-rata *net pay* pada sumur PRB-1 adalah 2,275 meter. Pada sumur PRB-2 tebal rata-rata *net pay* adalah 4,09 meter. Pada sumur PRB-3 tebal rata-rata *net pay* adalah 2,65 meter. Tebal lapisan rata-rata ketiga sumur adalah sebesar 3,005 meter. Nilai rata-rata porositas efektif dari 3 sumur adalah 8,1%, dan nilai saturasi air rata-rata adalah 27,2%. Faktor formasi volume gas (Bg) adalah 0,0226 bbl/SCF dengan luas daerah 28 km^2. Cadangan gas bumi (*OGIP*) pada daerah penelitian ini adalah 7,764 BSCF.

Kata Kunci: Batugamping, *Net pay*, *cut-off*, cadangan gas bumi.

ESTIMASI KANDUNGAN SERPIH (Vsh), POROSITAS EFEKTIF (Øe) DAN SATURASI AIR (Sw) UNTUK MENGHITUNG CADANGAN HIDROKARBON PADA RESERVOAR *LIMESTONE* LAPANGAN "PRB" DI SUMATERA SELATAN MENGGUNAKAN DATA LOG DAN PETROFISIKA

Oleh

LEO RIVANDI PURBA

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung

KEMENTRIAN RISET TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2017

Judul Skripsi	:	**ESTIMASI KANDUNGAN SERPIH (Vsh), POROSITAS EFEKTIF (Øe) DAN SATURASI AIR (Sw) UNTUK MENGHITUNG CADANGAN HIDROKARBON PADA RESERVOAR *LIMESTONE* LAPANGAN "PRB" DI SUMATERA SELATAN MENGGUNAKAN DATA LOG DAN PETROFISIKA**
Nama Mahasiswa	:	Leo Rivandi Purba
Nomor Pokok Mahasiswa	:	1115051022
Jurusan	:	Teknik Geofisika
Fakultas	:	Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I	Pembimbing II
Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.	**Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.**
NIP 19661222 199603 1 001	NIP 19700120 200003 1 001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.
NIP 19720928 199903 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. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.** .....

2. Dekan Fakultas Teknik

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

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **13 Juni 2017**

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis bukan merupakan karya dari orang lain melainkan berdasarkan pemikiran saya sendiri, sebagai syarat memperoleh gelar sarjana. Adapun kutipan tertentu dalam penulisan skripsi ini terdapat karya atau pendapat orang lain yang ditulis menurut sumbernya sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka secara jelas sesuai dengan norma, kaidah dan etika penulisan ilmiah.

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

Bandar Lampung, 18 Juli 2017

Penulis,

Leo Rivandi Purba

RIWAYAT HIDUP

Penulis dilahirkan di Koto Kampar, Riau pada tanggal 26 Juli 1993. Merupakan anak kedua dari pasangan Bapak Riahman Purba dan Ibu Nurbalia Siahaan. Penulis mengawali pendidikan akademis dimulai dari tingkat sekolah dasar di SD Negeri 025 Siberuang, Kecamatan Koto Kampar Hulu pada tahun 1999 sampai dengan tahun 2005. Lalu penulis melanjutkan ke tingkat sekolah menengah pertama di SMP Bintang Timur Pematang Siantar pada tahun 2005 sampai dengan tahun 2008. Kemudian melanjutkan ke tingkat sekolah menengah atas di SMA Santo Thomas 2 Medan mulai tahun 2008 sampai dengan tahun 2011. Pada tahun 2011, penulis melanjutkan pendidikan ke jenjang perguruan tinggi di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung melalui jalur SNMPTN Tertulis.

Selama menjadi mahasiswa di Universitas Lampung, penulis juga aktif di organisasi kemahasiswaan kampus. Penulis memulai berorganisasi sebagai Anggota Bidang Sosial Budaya Masyarakat Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HIMA TG Bhuwana) Universitas Lampung pada tahun 2012-2013. Kemudian dipercaya Kepala Bidang Sosial Budaya Masyarakat pada tahun 2013-2014.

Pada April-Mei 2015, penulis menjalani Kerja Praktek di PT. Dizamatra Powerindo, Lahat, Sumatera Selatan selama satu bulan dengan tema "**Interpretasi Data *Logging* Geofisika untuk Mengetahui *Overburden* Batubara dan Korelasinya di Daerah "KL" Lahat Sumatera Selatan".** Kemudian pada Maret-Mei 2016 penulis melaksanakan Tugas Akhir di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Miyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) "Lemigas" Jakarta sebagai bahan untuk mendukung penulisan Skripsi. Sehingga penulis dapat menyelesaikan jenjang perguruan tinggi dengan menamatkan program sarjana melalui Skripsi dengan judul "**Estimasi Kandungan Serpih (Vsh), Porositas Efektif (Øe) dan Saturasi Air (Sw) untuk Menghitung Cadangan Hidrokarbon Pada Reservoar *Limestone* Lapangan "PRB" di Sumatera Selatan Menggunakan Data Log dan Petrofisika**".

PERSEMBAHAN

Atas segala berkat dan karunia yang Tuhan berikan serta perlindungan-Nya, Ku persembahkan karya ini untuk:

Ayahanda Tercinta Bapak Riahman Purba

Ibunda Tercinta mamak Nurbalia Siahaan

Kakak ku tersayang dan adik-adik ku terkasih
Keluarga besar Saya

TEMAN-TEMAN SEPERJUANGAN TG'11 "OUCH"

KELUARGA BESAR TEKNIK GEOFISIKA UNILA

Almamater Tercinta

Universitas Lampung

MOTTO

Tuhan adalah kekuatan umatNya dan benteng keselamatan bagi orang yang diurapiNya!
(Mazmur 25:8)

Segala perkara dapat kutanggung di dalam Dia yang memberi kekuatan kepadaku
(Filipi 4:13)

Habonaran Do Bona/Semua Berasal dari Kebenaran
(Kepercayaan Masyarakat Simalungun)

Hidup ini seperti sepeda. Agar tetap seimbang, kau harus terus bergerak
(Albert Einstein)

Cara terbaik untuk menemukan dirimu sendiri adalah dengan kehilangan dirimu dalam melayani orang lain
(Mahatma Gandhi)

Kejujuran akan mengajarkanmu untuk hidup dalam jalanNya sebab penyesalan datangnya terakhir bukan diawal
(Leo Rivandi Purba)

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur bagi ALLAH atas segala limpahan rahmat, karunia dan kebaikan-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan Skripsi yang berjudul **"ESTIMASI KANDUNGAN SERPIH (Vsh), POROSITAS EFEKTIF (Øe) DAN SATURASI AIR (Sw) UNTUK MENGHITUNG CADANGAN HIDROKARBON PADA RESERVOAR *LIMESTONE* LAPANGAN "PRB" DI SUMATERA SELATAN MENGGUNAKAN DATA LOG DAN PETROFISIKA".** Skripsi ini merupakan salah satu syarat untuk mencapai gelar sarjana di Jurusan Teknik Geofisika, fakultas Teknik, Universitas Lampung dan juga pertanggungjawaban atas semua mata kuliah yang telah diambil selama masa perkuliahan.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini tidaklah sempurna, masih banyak terdapat kekurangan, sehingga penulis sangat membutuhkan kritik dan saran untuk diperbaiki ke depannya. Semoga ilmu dan pengalaman selama menjalani perkuliahan yang terangkum dalam skripsi ini bermanfaat untuk penulis dan pembaca.

Bandar lampung, 18 Juli 2017
Penulis,

Leo Rivandi Purba

SANWACANA

Puji syukur dan terimakasih penulis tujukan kepada Allah atas segala rahmat dan karunia-Nya yang tidak dapat dihitung dalam memberikan kesempatan dan kekuatan kepada hamba-Nya sehingga skripsi ini bisa terselesaikan. Skripsi yang berjudul: "**Estimasi Kandungan Serpih (Vsh), Porositas Efektif (Øe) dan Saturasi Air (Sw) untuk Menghitung Cadangan Hidrokarbon Pada Reservoar *Limestone* Lapangan "PRB" di Sumatera Selatan Menggunakan Data Log dan Petrofisika**" adalah salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik, Jurusan Teknik Geofisika, Fakutas Teknik, Universitas Lampung.

Penyusunan skripsi ini tidak akan terwujud tanpa adanya dukungan, bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak. Oleh karena itu penulis mengucapkan terimakasih kepada:

1. Kedua orang tuaku tercinta Bapak Riahman Purba dan Mama Nurbalia Siahaan yang telah banyak memberi dukungan, mendidik, mengajari, mendoakan, mencintai dan menyayangi dengan sepenuh hati. Terimakasih atas segalanya.
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. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika dan sebagai pembahas.
5. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si selaku pembimbing I.
6. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T sebagai Pembimbing II.
7. Bapak Yohanes B Doi Wangge, S.T., M.T selaku pembimbing di LEMIGAS yang telah memberikan masukan, saran dan bimbingannya di bidang Geoscientist.
8. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati terimakasih untuk semua ilmu yang diberikan.
9. Seluruh Staf Tata Usaha dan teknisi laboratorium Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah memberi banyak bantuan.
10. Kakak ku Eva Purba, S.ST dan Laeku Ns. Lukas S.Kep yang telah memberikan semangat secara terus-menerus tanpa ada bosannya dan terus mendoakan saya.
11. Ke dua adik ku Erick Purba (calon sarjana teknik pertambangan) walaupun pendiam tapi mendoakan abangmu ini semangat kuliahnya kuk, dan Nia Purba yang masih fokus sekolah tapi cerewet kok sama abangnya makasih yah nang semangat sekolahnya.
12. Teman seperjuangan selama melaksanakan tugas akhir di Lemigas Dian Triyanto yang telah berbagi ilmu dan memotivasi penulis.

13. Teman-teman Teknik Geofisika 2011 yang telah memberikan dukungan, doa dan yang telah meninggalkan kami 3 orang ini serigala terakhir TG'11 OUCH (kalian jahat).
14. Kakak tingkat dan senior Teknik Geofisika Unila angkatan 2007, 2008, 2009 dan 2010 yang telah memberikan bantuan dan sharing ilmunya.
15. Adik tingkat Teknik Geofisika Unila angakatan 2012, 2013, 2014, 2015 dan 2016 yang telah memberikan bantuan ilmu serta doa kalian semua.
16. Sahabat perjuangan pada saat KKN di Negeri Ratu Ngambur, Ngambur, Pesisir Barat yaitu bli Adi kerja di Bogor, dang Ridho yang gak tau dimana, bli Rama anak bikers semangat skripsi bli, dek Novi yang baik hati makasih doanya, dek Selly yang sudah jadi abdi negara.
17. Yang Terakhir namun tak kalah pentingnya, Kiki Nuratih yang selalu setia memberikan motivasi tiada hentinya dalam suka maupun duka.

Salam Sejahtera. HORAS !

Bandar Lampung,18 Juli 2017
Penulis,

Leo Rivandi Purba

DAFTAR ISI

halaman

ABSTRACT ..... **i**

ABSTRAK ..... **ii**

HALAMAN JUDUL ..... **iii**

HALAMAN PERSETUJUAN ..... **iv**

HALAMAN PENGESAHAN ..... **v**

HALAMAN PERNYATAAN ..... **vi**

RIWAYAT HIDUP ..... **vii**

HALAMAN PERSEMBAHAN ..... **ix**

MOTTO ..... **x**

KATA PENGANTAR ..... **xi**

SANWACANA ..... **xii**

DAFTAR ISI ..... **xv**

DAFTAR GAMBAR ..... **xviii**

DAFTAR TABEL ..... **xx**

BAB I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang 1
1.2 Tujuan Penelitian 2
1.3 Batasan Masalah 3

BAB II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan 4
2.2 Tektonik Regional Cekungan Sumatera Selatan 5
2.3 Truktur Geologi Cekungan Sumatera Selatan 7
2.4 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan 9
2.5 *Petroleum System* 14

BAB III. TEORI DASAR

3.1 Pengertian *Well Logging* 16
3.2 Jenis-Jenis *Well Logging* 18
3.2.1 Log Listrik 18

3.2.1.1 Log *Spontaneous Potensial* (SP) 18
3.2.1.2 Log Resistivitas 19
3.2.2 Log Radioaktif 23
3.2.2.1 Log *Gamma Ray* (GR) 23
3.2.2.2 Log Densitas (RHOB) 24
3.2.2.3 Log Neutron (NPHI) 26
3.2.2.4 Kombinasi Log Densitas dan Log Neutron 27
3.2.3 Log Caliper 28
3.2.4 Log Sonik 30
3.3 Interpretasi Kualitatif 32
3.4 Interpretasi Kuantitatif dan Perhitungan Petrofisika 33
3.4.1 Volume Kandungan *Clay* (V_{Cl}) 34
3.4.2 Porositas (Φ) 35
3.4.3 Faktor Formasi (F) 38
3.4.4 Penentuan *Formation Resistivity Water* (Rw) 38
3.4.5 Saturasi Air (Sw) 41
3.4.6 Permeabilitas (K) 42
3.5 Penentuan Cadangan Hidrokarbon Awal 43

BAB IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Lokasi dan Waktu Penelitian 45
4.2 Bahan dan Alat 45
4.3 Jadwal Penelitian 46
4.4 Pengolahan Data 46
4.4.1 Studi Literatur 46
4.4.2 Pengolahan Data Log 46
4.4.3 Analisis Intrpretasi Kualitatif dan Interpretasi Kuantitatif 47
4.4.4 Perhitungan Properti Petrofisika 47
4.4.5 Korelasi Data Log dan Petrofisika 48
4.4.6 Modeling 2D dan 3D 48
4.5 Diagram Alir 49

BAB V. HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

5.1 Peta Daerah Penelitian 50
5.2 Analisis Interpretasi Kualitatif Log 51
5.2.1 Model Litologi 55
5.3 Analisis Interpretasi Kuantitatif Log dan Petrofisika 58
5.3.1 Kandungan Serpih (Vsh) 59
5.3.2 Analisis *Routine Core* 63
5.3.2.1 Porositas Efektif ($\emptyset e$) dan Permeabilitas (K) 64
5.3.2.2 Perubahan Porositas Efektif-Permeabilitas 65
5.3.2.3 *Grain Density* (Densitas Butiran) 65
5.3.3 Analisis *Special Core* 67
5.3.3.1 *Formation Resistivity Factor* (FF) 67
5.3.3.2 *Formation Resistivity Index* (RI) 67
5.3.4 Nilai Porositas Efektif ($\emptyset e$) dan Saturasi Air (Sw) 68
5.4 Nilai *Cut-Off* 75

5.4.1 Nilai *Cut-Off* Porositas Efektif 75
5.4.2 Nilai *Cut-Off* Kandungan Serpih 79
5.4.3 Nilai *Cut-Off* Saturasi Air 82
5.5 Reservoar *Lumping* (*Net Pay*) 82
5.6 Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Awal (OGIP) 92

BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan 93
6.2 Saran 94

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

Gambar halaman

1. Peta Cekungan Sumatera Selatan 5
2. Peta Struktrur Geologi 8
3. Stratigrafi Regional Sumatera Selatan 13
4. Skematik Diagram dari Pengaturan Wireline Logging 17
5. Karakteristik Log SP 19
6. Respon Log Resistivitas Terhadap Batuan 20
7. Prinsip Kerja Alat Laterolog 21
8. Profil Sumur Bor Terinvasi Lumpur 23
9. Respon Log *Gamma Ray* terhadap Batuan 24
10. Respon Log Densitas terhadap Batuan 25
11. Respon Log Neutron 27
12. Log Penentu Jenis Litologi 28
13. Tipikal Respon Caliper untuk Berbagai Litologi 29
14. Sistem BHC 31
15. Respon Log Sonik 32
16. Diagram Alir Penelitian 49
17. Peta Penelitian Lapangan "PRB" 50
18. Kurva *Triple Combo* Sumur PRB-1 51
19. Kurva *Triple Combo* Sumur PRB-2 53
20. Kurva *Triple Combo* Sumur PRB-3 54
21. *Crossplot Density-Neutron* Lapisan Produktif Sumur PRB-1 56
22. *Crossplot Density-Neutron* Lapisan Produktif Sumur PRB-2 57
23. *Crossplot Density-Neutron* Lapisan Produktif Sumur PRB-3 58
24. Perbandingan Kurva Kandungan Serpih pada Sumur PRB-3 59
25. Kurva Kandungan Serpih Sumur PRB-1 60
26. Kurva Kandungan Serpih Sumur PRB-2 61
27. Kurva Kandungan Serpih Sumur PRB-3 62
28. Hubungan Porositas Efektif-Permeabilitas dari Sumur PRB-3 65
29. Kurva Distribusi Frekuensi Densitas Butiran Formasi Baturaja (BRF) pada Sumur PRB-3..... 66
30. Validasi Nilai Porositas Efektif Log dengan Porositas Efektif *Core* Sumur PRB-3 68
31. *Crossplot* Perbandingan Porositas *Core* dengan Porositas Log Sumur PRB-3..... 69

32. Hasil Pengolahan Porositas Efektif dan Saturasi air Sumur PRB-1 70
33. Hasil Pengolahan Porositas Efektif dan Saturasi air Sumur PRB-2 72
34. Hasil Pengolahan Porositas Efektif dan Saturasi air Sumur PRB-3 74
35. *Crossplot* Porositas Efektif dengan Permeabilitas Sumur PRB-1 76
36. *Crossplot* Porositas Efektif dengan Permeabilitas Sumur PRB-2 77
37. *Crossplot* Porositas Efektif dengan Permeabilitas Sumur PRB-3 78
38. *Crossplot* Porositas Efektif dengan *VCLGR* Sumur PRB-1 79
39. *Crossplot* Porositas Efektif dengan *VCLGR* Sumur PRB-2 80
40. *Crossplot* Porositas Efektif dengan *VCLGR* Sumur PRB-3 81
41. Zona *Net* Reservoar dan *Net Pay* pada Sumur PRB-1 83
42. Zona *Net* Reservoar dan *Net Pay* pada Sumur PRB-2 85
43. Zona *Net* Reservoar dan *Net Pay* pada Sumur PRB-3 87
44. 2D *Net Pay* Lapangan "PRB" 88
45. 3D *Net Pay* Lapangan "PRB" 89
46. 2D Porositas Efektif *Pay* Lapangan "PRB" 89
47. 3D Porositas Efektif *Pay* Lapangan "PRB" 90
48. 2D Saturasi Air *Pay* Lapangan "PRB" 91
49. 3D Saturasi Air *Pay* Lapangan "PRB" 91

DAFTAR TABEL

halaman

Tabel 1. Variasi Harga Densitas Batuan dengan Kandungan Fluida Tertentu dari Beberapa Lapangan Minyak Bumi 26
Tabel 2. Variasi Harga Δt (μs/ft), *V* (ft/s) dan *V* (m/s) pada Log Sonik 31
Tabel 3. Klasifikasi Porositas Minyak dan Gas Bumi 38
Tabel 4. *Time Schedule* 46
Tabel 5. Kelengkapan Data Log pada Lapangan "PRB" 51
Tabel 6. Data *Routine Core* Sumur PRB-3 63
Table 7. Nilai *Cut-off* Porositas Efektif dari Hasil *Crossplot* 78
Tabel 8. Nilai *Cut-off* Kandungan Serpih dari Hasil *Crossplot* 81
Tabel 9. Hasil Reservoar *Lumping* dari Sumur PRB-1 84
Tabel 10. Hasil Reservoar *Lumping* dari Sumur PRB-2 86
Tabel 11. Hasil Reservoar *Lumping* dari Sumur PRB-3 88

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Meningkatnya pertumbuhan industri akan sumber energi dan semakin berkurangnya cadangan minyak bumi yang tersedia, telah mendorong perusahaan minyak dan gas untuk menemukan cadangan baru ataupun mengelola sumur-sumur tua (*brown pits*) untuk menjaga kesetaraan *supply and demand*.

Langkah eksplorasi minyak dan gas bumi (migas) saat ini semakin menjadi kompleks, mulai dari kajian awal geologi dalam skala regional hingga kajian rinci skala mikro berdasarkan data *well-log* (sumur bor) dalam upaya mengungkap kondisi rinci dari sebuah *petroleum system* yang ditemukan.

Well Logging merupakan metode pengukuran parameter-parameter fisika, dalam lubang bor, yang bervariasi terhadap kedalaman sumur. Metode *logging* sangat berperan penting karena dapat memberikan gambaran detail sifat fisis dari batuan sekitar lubang pengeboran yang dilakukan. Analisa petrofisika dilakukan untuk memperoleh informasi secara vertikal, dan sebelum melakukan analisa petrofisika, maka kita harus paham konsep dasar *well logging* dimulai dari akuisisinya sampai pembacaan kurva log yang memberikan banyak informasi. Data *logging* yang sudah diinterpretasikan dapat dianalisis. Hasil analisis data *logging* dapat digunakan untuk mengetahui lapisan produktif. Lapisan produktif

maksudnya lapisan yang memiliki hidrokarbon dan hidrokarbonnya tidak dapat dihitung secara rinci. Log *gamma ray*, *spontaneous potensial* dan *caliper* dianalisis untuk membedakan zona permeabel dan zona impermeabel. Zona permeabel tersebut dikombinasikan dengan log densitas, neutron dan sonik maka akan diketahui lapisan produktif yang memiliki hidrokarbon.

Lapisan produktif dianalisis menggunakan perhitungan petrofisika yaitu untuk mengetahui saturasi air, porositas dan permeabilitas. Nilai permeabilitas dan nilai Rw sudah diketahui nilainya dari hasil uji laboratorium. Nilai saturasi air dihitung menggunakan persamaan archie dikarenakan reservoarnya batugamping. Nilai saturasi air yang didapatkan dari hasil perhitungan dikoreksi dari satu sumur kesumur lainnya untuk dikorelasikan.

Korelasi nilai saturasi air dan porositas pada beberapa sumur log digunakan untuk menentukan daerah produktif. Dengan tambahan data geologi dan data geofisika, maka dapatlah dihitung cadangan hidrokarbon pada daerah produktif tersebut.

Hasil dari analisis data *logging* dan perhitungan petrofisika dapat digunakan untuk menentukan karakteristik reservoar (saturasi air, porositas dan permeabilitas) yang kemudian digunakan untuk menetukan arah kelanjutan dari kegiatan eksplorasi dan eksploitasi selanjutnya.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Menentukan lapisan prospek hidrokarbon berdasarkan data log.

2. Menentukan kandungan serpih (V_{Sh}), porositas efektif ($\emptyset e$) dan saturasi air (S_w) berdasarkan data log dan petrofisika.
3. Menentukan daerah produktif yang mengandung hidrokarbon berdasarkan nilai *cut-off* kandungan serpih (V_{Sh}), porositas efektif ($\emptyset e$) dan saturasi air (S_w) pada ketiga sumur.
4. Menghitung cadangan hidrokarbon pada zona produkif.

1.3 Batasan Masalah

Penentuan cadangan hidrokarbon pada lapangan "PRB' menggunakan data hasil pengolahan log dan petrofisika yaitu nilai porositas efektif, saturasi air dan kandungan serpih di zona produktif.

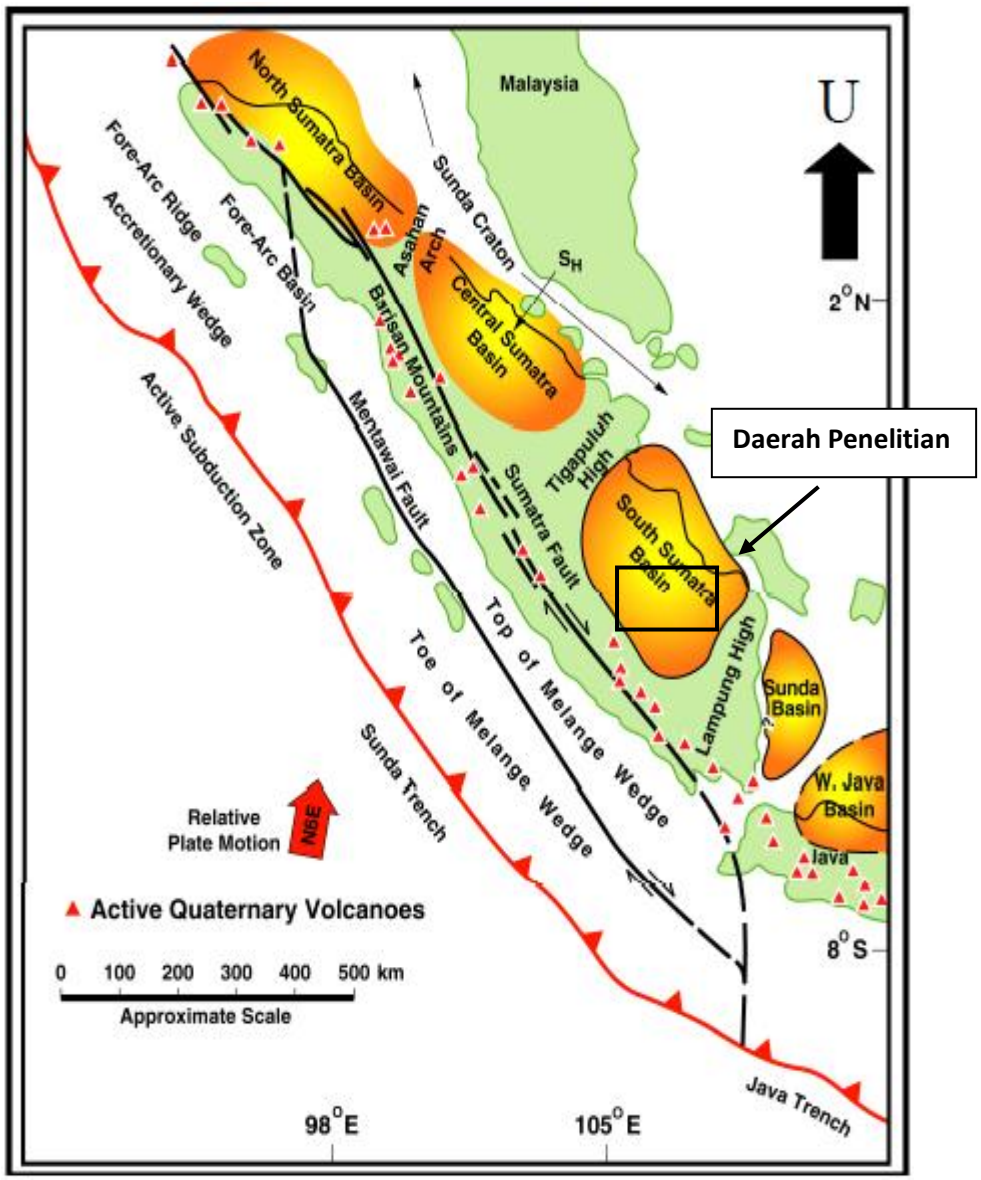
BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan

Secara umum, Pulau Sumatra terdiri atas tiga buah cekungan besar. Ketiga buah cekungan itu adalah *North Sumatra Basin*, *Central Sumatra Basin* dan *South Sumatra Basin*. Wilayah penelitian berada di *South Sumatra Basin* atau Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan (*South Sumatra Basin)* dibatasi oleh Paparan Sunda di sebelah timurlaut, daerah *Lampung High* di sebelah Tenggara, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah baratdaya serta Pegunungan Dua Belas dan *Tiga Puluh High* di sebelah barat laut **(Gambar 1)**. Evolusi cekungan ini diawali sejak Mesozoic dan merupakan cekungan busur belakang *back arc basin* (Pulunggono, 1992).

Tektonik cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda (Heidrick dan Aulia, 1993).



Gambar 1. Peta Cekungan Sumatra Selatan (Heidrick dan Aulia, 1993).

2.2 Tektonik Regional Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan dan Cekungan Sumatera Tengah mempunyai sejarah pembentukan yang sama dimana kedua cekungan tersebut merupakan suatu cekungan *back-arc basin.* Perkembangan dan pembentukan cekungan Sumatra Selatan dipengaruhi oleh tiga fasa tektonik utama yaitu fasa *rifting*, fasa *sagging* dan fasa kompresi yang dijabarkan sebagai berikut:

1. Fasa *Rifting* (Paleogene)

   Fasa ini dimulai dengan adanya subduksi miring Lempeng Samudra Hindia terhadap Lempeng Benua Asia (*Sunda Land*) pada masa Pre-Tersier (Jura Akhir-Kapur Awal), dengan arah konvergensi N 30 W sebagai fasa kompresi. Gerak penujaman miring ini membentuk sesar geser Jura Akhir dan sesar geser Kapur Awal yang diduga berkembang sebagai Sesar Geser Musi dan Sesar Geser Lematang.

2. Fasa *Sagging* (Oligocene Akhir-Miocene Akhir)

   Fasa ini di duga terbentuk karena proses penyeimbangan-penyeimbangan iso statis yang menghasilkan depresi–depresi dangkal yang selanjutnya merubah cekungan Sumatera Selatan menjadi bersifat "*backarc*". Dari Oligosen Akhir sampai Miosen, diseluruh cekungan terjadi penurunan (subsidensi) yang meluas. Penurunan ini bergabung dengan perubahan "*eustatic sealevel*" mengubah fasies sedimentasi dari yang bersifat darat/*lacustrine* menjadi laut dangkal (Formasi *Upper* Talang Akar/TRM, Batu Raja).

3. Fasa Kompresi (Plio-Pleistocene)

   Pada akhir Miocene-Pliocene, Cekungan Sumatra Selatan mengalami peningkatan tektonik sebagai akibat tumbukan konvergensi lempeng Samudra Hindia dengan lempeng "*Sunda Land*". Tektonik kompresi ini mengangkat Bukit Barisan dan menjadi "*source sediment*" baru dibagian barat cekungan. Fasa tektonik kompresi ini sangat penting didalam industri perminyakan, karena struktur-struktur yang terbentuk pada periode ini banyak menghasilkan struktur-struktur cebakan minyak bumi.

Cebakan-cebakan yang terbentuk bukan hanya terbatas pada sedimen-sedimen berumur Miosen Tengah dan Akhir, tetapi juga memperbesar cebakan-cebakan terdahulu (Pre-Early Miocene).

2.3 Struktur Geologi Cekungan Sumatera Selatan

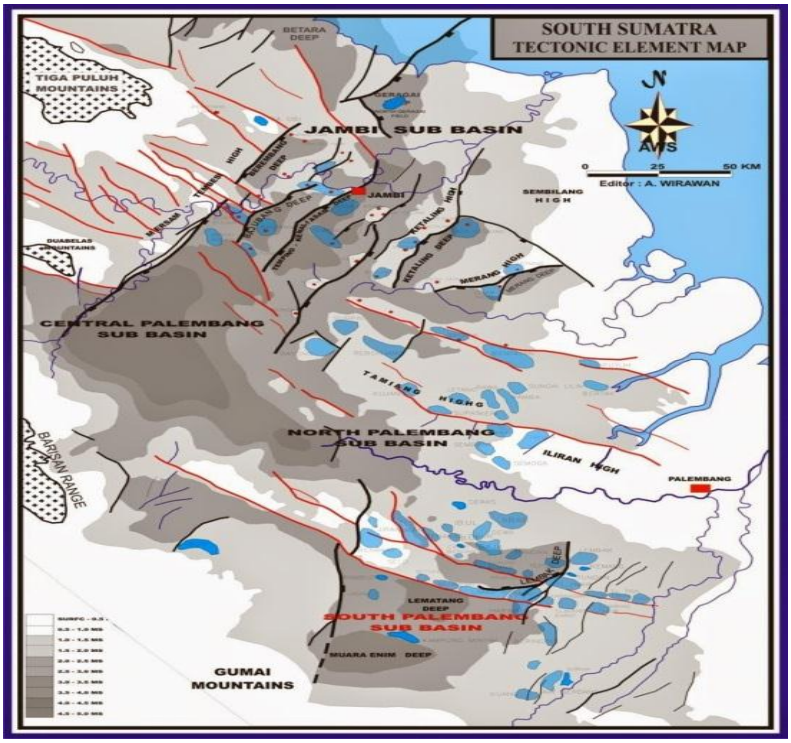
Secara regional perkembangan struktur geologi di Sumatera Selatan pada prinsipnya dipengaruhi oleh beberapa rejim tektonik. Pada daerah Cekungan belakang busur (*back-arc basin*) struktur geologi berkembang akibat kombinasi pensesaran lateral (*strike slip* atau *wrenching*) dan rejim kompresional, sedangkan pada daerah busur vulkanik (*volcanic arc*) perkembangan struktur geologi dikontrol oleh *wrenching* (**Gambar 2**). Pada Cekungan Sumatera Selatan struktur geologi pada umumnya ditunjukkan oleh dua komponen utama, yaitu:

1. Batuan dasar pra-Tersier yang membentuk half graben, horst dan blok sesar.
2. Elemen struktur berarah Baratlaut-Tenggara dan struktur depresi di Timurlaut yang keduanya terbentuk sebagai akibat dari orogen Plio-Plistosen.

Jenis struktur yang umum dijumpai di Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari lipatan, sesar dan kekar. Struktur lipatan memperlihatkan orientasi Baratlaut-Tenggara, melibatkan sekuen batuan berumur Oligosen-Plistosen. Sedangkan sesar yang ada merupakan sesar normal dan sesar naik. Sesar normal dengan pola kelurusan Baratlaut-Tenggara tampak berkembang pada runtunan batuan berumur Oligosen-Miosen, sedang struktur dengan arah umum Timurlaut-Baratdaya, Utara-Selatan dan Barat-Timur terdapat pada sikuen batuan berumur

Plio-Plistosen. Sesar naik biasanya berarah Baratlaut-Tenggara, Timurlaut-Baratdaya dan Barat-Timur, dijumpai pada batuan berumur Plio-Plistosen dan kemungkinan merupakan hasil peremajaan (*reactivation*) struktur tua yang berupa sesar tarikan (extensional *faults*). Struktur rekahan yang berkembang memperlihatkan arah umum Timurlaut-Baratdaya, relatif tegak lurus dengan "*strike*" struktur regional atau sejajar dengan arah pergerakan Tektonik (*tectonic motion*) di Sumatera.

Pembentukan struktur lipatan, sesar, dan kekar di Cekungan Sumatera Selatan memberikan implikasi yang signifikan terhadap akumulasi sumber daya minyak bumi, gas alam, batubara, dan panas bumi. Kumpulan struktur lipatan yang membentuk antiklinorium telah banyak dijumpai berperan sebagai perangkap hidrokarbon. Selain struktur geologi, jenis litologi penyusun stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan telah pula mengontrol penyebaran sumber daya energi fosil dan non-fosil di daerah ini.



Gambar 2. Peta Struktur Geologi (Heidrick dan Aulia, 1993)

2.4 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatera Selatan

Pada dasarnya stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dikenal satu daur besar (*megacycle*) yang terdiri dari suatu transgresi dan kemudian diikuti oleh regresi. Kelompok fase transgresi disebut kelompok Telisa yang terdiri dari Formasi Lahat, Talang Akar, Baturaja dan Formasi Gumai, sedangkan kelompok fase regresi disebut kelompok Palembang yang terdiri dari Formasi Air Benakat, Muara Enim dan Formasi Kasai. Berikut diberikan gambaran secara umum mengenai stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan.

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi tiga kelompok yaitu kelompok batuan Pra-Tersier, kelompok batuan Tersier serta kelompok batuan Kuarter. Berikut ini adalah penejelasan tentang kelompok batuan tersebut:

1. Batuan Pra-Tersier

   Batuan Pra-Tersier Cekungan Sumatera Selatan merupakan dasar cekungan (Basement). Batuan ini diketemukan sebagai batuan beku, batuan metamorf dan batuan sedimen. Batuan Pra-Tersier ini diperkirakan telah mengalami perlipatan dan patahan yang intensif pada zaman Kapur Tengah sampai zaman Kapur Akhir dan diintrusi oleh batuan beku sejak orogenesa Mesozoikum Tengah.

2. Batuan Tersier

   Urutan sedimentasi Tersier di Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi dua tahap pengendapan, yaitu tahap genang laut dan tahap susut laut. Sedimen-sedimen yang terbentuk pada tahap genang laut disebut Kelompok Telisa, dari umur Eosen Awal hingga Miosen Tengah terdiri atas Formasi Lahat (LAF), Formasi Talang Akar (TAF),

Formasi Baturaja (BRF), dan Formasi Gumai (GUF). Sedangkan yang terbentuk pada tahap susut laut disebut Kelompok Palembang dari umur Miosen Tengah–Pliosen terdiri atas Formasi Air Benakat (ABF), Formasi Muara Enim (MEF), dan Formsi Kasai (KAF) (**Gambar 3**). Berikut ini penjelasan tentang formasi batuan tersier:

a. Formasi Lahat (LAF)

   Formasi ini terletak secara tidak selaras diatas batuan dasar, yang terdiri atas lapisan-lapisan tipis tuff andesitik yang secara berangsur berubah keatas menjadi batu lempung tufaan. Selain itu breksi andesit berselingan dengan lava andesit, yang terdapat dibagian bawah. Formasi ini terdiri dari tuff, aglomerat, batu lempung, batu pasir tufaan, konglomeratan dan breksi yang berumur Eosen Akhir hingga Oligosen Awal. Ketebalan dan litologi sangat bervariasi dari satu tempat ketempat yang lainnya karena bentuk cekungan yang tidak teratur.

b. Formasi Talang Akar (TAF)

   Formasi Talang akar dibeberapa tempat bersentuhan langsung secara tidak selaras dengan batuan Pra Tersier. Formasi ini dibeberapa tempat menindih selaras Formasi Lahat, hubungan itu disebut rumpang stratigrafi, ia juga menafsirkan hubungan stratigrafi diantara kedua formasi tersebut selaras terutama dibagian tengahnya, ini diperoleh dari data pemboran sumur Limau yang terletak disebelah Barat Daya Kota Prabumulih (Anonim, 2012), Formasi Talang Akar terdiri atas batupasir, yang mengandung kuarsa dan ukuran butirnya pada bagian bawah kasar dan semakin atas semakin halus. Pada bagian teratas batu pasir ini

berubah menjadi batu pasir konglomeratan atau breksian. Batu pasir berwarna putih sampai coklat keabuan dan mengandung mika, terkadang terdapat selang- seling batu lempung coklat dengan batubara, pada anggota ini terdapat sisa- sisa tumbuhan dan batubara, ketebalannya antara 40–830 meter. Sedimen- sedimen ini merupakan endapan fluvial sampai delta. Formasi ini berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal. Ketebalan formasi ini pada bagian selatan cekungan mencapai 460–610 meter, sedangkan pada bagian utara cekungan mempunyai ketebalan kurang lebih 300 meter.

c. Formasi Baturaja (BRF)

Formasi ini diendapkan secara selaras diatas Formasi Talang Akar. Terdiri dari batu gamping terumbu dan batu pasir gampingan. Di gunung Gumai tersingkap dari bawah keatas berturut-turut napal tufaan, lapisan batu gamping koral, batu pasir napalan kelabu putih. Ketebalannya antara 19-150 meter dan berumur Miosen Awal. Lingkungan pengendapannya adalah laut dangkal.

d. Formasi Gumai (GUF)

Formasi Gumai ini terdiri atas napal tufaan berwarna kelabu cerah sampai kelabu gelap. Kadang-kadang terdapat lapisan-lapisan batupasir glaukonit yang keras, tuff, breksituff, lempung serpih dan lapisan tipis batu gamping. Umur dari formasi ini adalah Awal Miosen Tengah (Tf2) (Van Bemmelen, 1949).

e. Formasi Air Benakat (ABF)

Formasi ini berumur dari Miosen Akhir hingga Pliosen. Litologinya

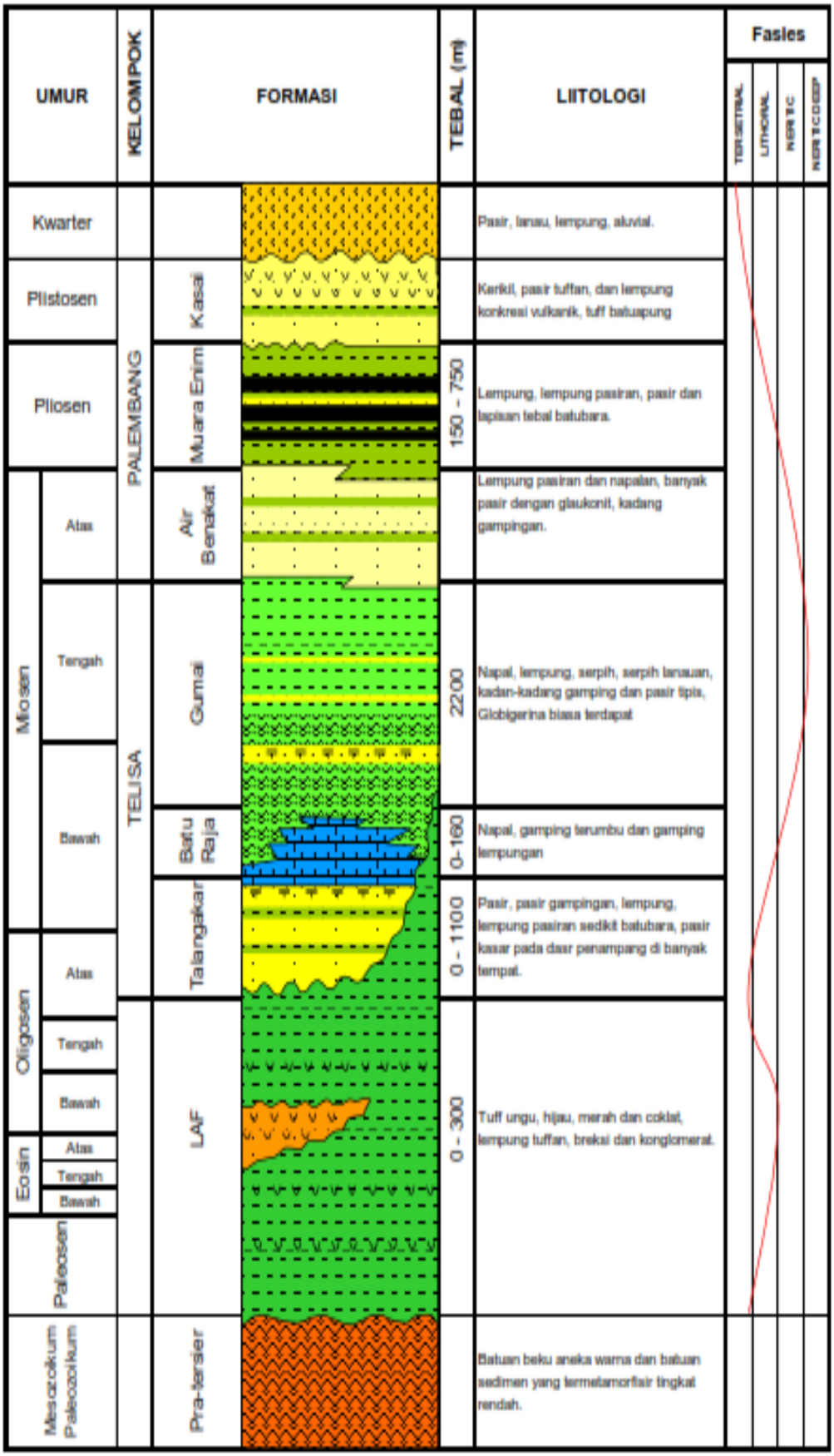
terdiri atas batu pasir tufaan, sedikit atau banyak lempung tufaan yang berselang- seling dengan batu gamping napalan atau batupasirnya semakin keatas semakin berkurang kandungan glaukonitnya. Ketebalan formasi ini berkisar 250–1550 meter. Lokasi tipe formasi ini terletak diantara Air Benakat dan Air Benakat Kecil (kurang lebih 40 km sebelah utara-baratlaut Muara Enim Lembar Lahat).

f. Formasi Muara Enim (MEF)

Formasi ini terdiri atas batu lempung dan batu pasir coklat sampai coklat kelabu, batu pasir berukuran halus sampai sedang. Didaerah Palembang terdapat juga lapisan batubara. Juga terdapat batu lempung pasiran dan batu lempung tufaan yang berwarna biru hijau, beberapa lapisan batubara berwarna merah-tua gelap, batu pasir kasar halus berwarna putih sampai kelabu terang. Ketebalan formasi ini sekitar 450 -750 meter.

g. Formasi Kasai (KAF)

Formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah terdiri atas batu pasir tufan dengan beberapa selingan batu lempung tufaan, kemudian terdapat konglomerat selang-seling lapisan-lapisan batu lempung tufaan dan batu pasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan tuf batu apung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu terkersikkan berstruktur sedimen silang siur,lignit terdapat sebagai lensa-lensa dalam batu pasir dan batu lempung tufan.



Gambar 3. Stratigrafi Regional Sumatera Selatan (Koesomadinata, 1980).

2.5. Petroleum System

Besarnya jumlah dan jenis hidrokarbon yang dihasilkan oleh suatu batuan tergantung pada tiga parameter pokok, yaitu jenis material organik, kadar dan tingkat kematangannya. Jenis material organic (tipe kerogen) I dan II berpotensi menghasilkan minyak. Sedangkan tipe kerogen III berpotensi menghasilkan gas. Kadar organik diukur dari jumlah TOC (*Total Organic Carbon*). Untuk tingkat tekanan didapat dari analisa temperatur dan tekanan. Berikut ini adalah syarat terbentuknya *petroleum system*:

1. Batuan Induk

   Batuan yang dianggap sebagai sumber utama penghasil hidrokarbon di lapangan minyak Tasim adalah *shale*/serpih pada Formasi Talang Akar dan Lahat. Batu serpih tersebut dinilai berpotensi karena telah dalam kondisi matang (*mature*), dan telah meregenerasikan hidrokarbon. Pada Miosen Akhir-Pliosen pada kedalaman antara 2800 m terjadi proses pematangan hidrokarbon.

2. Batuan Reservoar

   Reservoar utama dilapangan Tasim adalah batugamping formasi Baturaja yang telah terbukti berproduksi disumur-sumur *existing*. Batugamping ini umumnya dari kelompok arenit yang didominasi oleh butiran ketimbang matrik. Penyusun utamanya adalah Kuarsa, sebagian feldspar dan fragmen batuan, sortasi sedang.

3. Batuan Penyekat (*Seal*)

   Batuan penyekat adalah batu serpih dari formasi Talang akar yang berselang seling dengan reservoir batugamping.

4. Perangkap (*Trap*)

   Perangkap yang berkembang di Struktur Prabumulih merupakan kombinasi antara perangkap struktur dan stratigrafi.

5. Migrasi

   Migrasi Hidrokarbon di Lapangan Tasim diperkirakan terjadi secara *insitumigration*. Kematangan batuan induk Formasi Talangakar tercapai didalaman (*Half-Graben*). Hidrokarbon umumnya terperangkap secara stratigrafi di lapisan-lapisan *rift-climax*. Kemudian pada Plio-Plestosen, terjadi lagi migrasi (*secondary migration*) melalui pola patahan yang terbentuk pada saat itu.

BAB III

TEORI DASAR

3.1 Pengertian *Well Logging*

Well logging merupakan metode penelitian yang mempelajari karakter fisik batuan suatu formasi dari pengamatan dan perhitungan parameter fisik batuan dari pemboran. Parameter fisik tersebut berupa sifat porositas, resistivitas, temperatur, densitas, permeabilitas dan kemampuan cepat rambat yang direkam oleh gelombang elektron dalam bentuk kurva.

Pada prinsipnya alat di masukkan kedalam sumur dan dicatat sifat fisik pada daerah di kedalaman tertentu. Pencatatan dilakukan dengan kedalamannya ,waktu, jarak kemudian di plot kedalam suatu log yang mempunyai skala tertentu dan direkam dalam bentuk digital (**Gambar 4**). *Well logging* dapat dilakukan dengan dua cara dan bertahap yaitu:

1. *Openhole Logging*

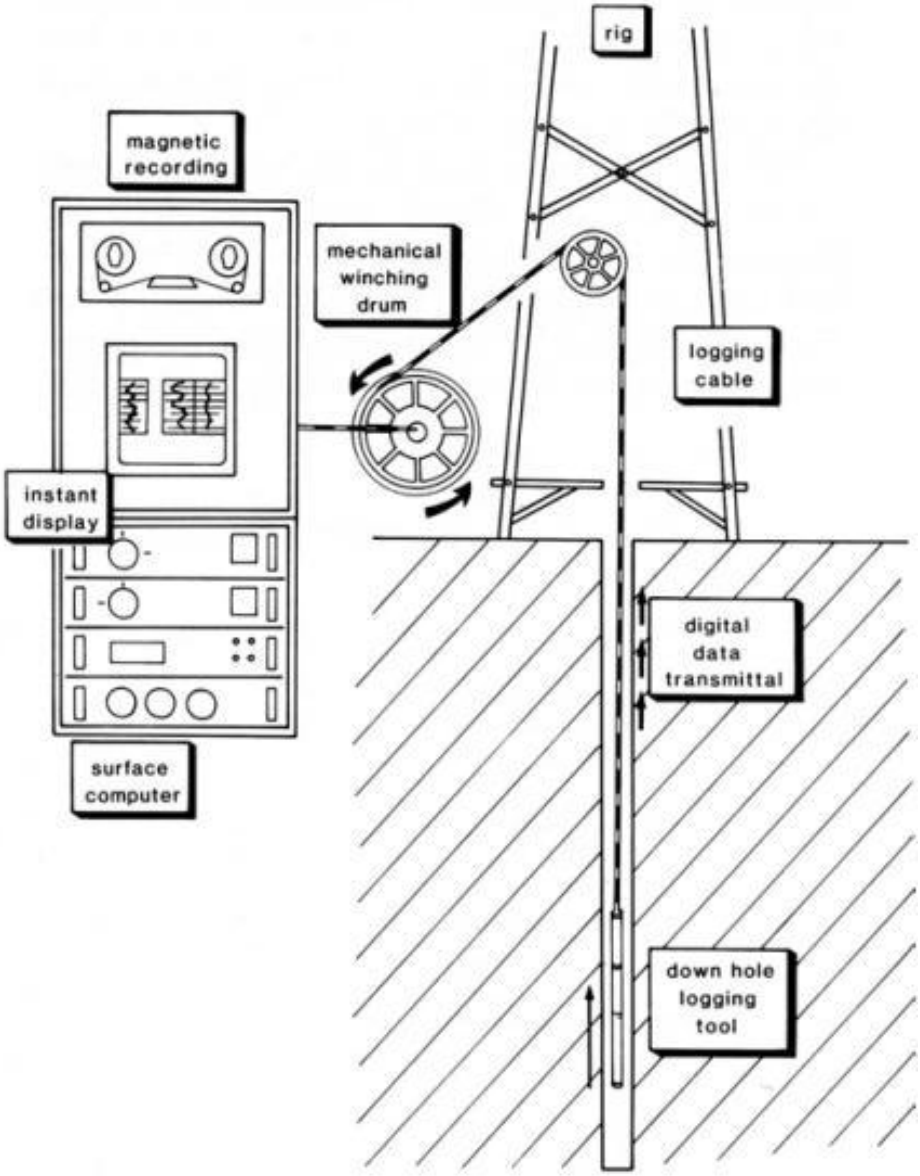
   Openhole logging ini merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur/lubang bor yang belum dilakukan pemasangan *casing*. Pada umumnya tahap ini semua jenis log dapat dilakukan.

2. *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.

Secara kualitatif dengan sifat-sifat fisik tersebut kita dapat menentukan jenis litologi dan jenis fluida pada formasi yang tertembus sumur. Sedangkan secara kuantitatif dapat memberikan data-data untuk menentukan ketebalan, porositas, permeabilitas, kejenuhan fluida, dan densitas hidrokarbon.



Gambar 4. Skematik Diagram dari Pengaturan *Wireline Logging* (Harsono, 1997)

3.2 Jenis-Jenis *Well Logging*

3.2.1 Log Listrik

Keguanaan log listrik adalah untuk interpretasi litologi dan dapat juga digunakan untuk mendeteksi zona yang mengandung hidrokarbon atau tidak. Log ini juga dapat digunakan sebagai dasar dalam korelasi bawah permukaan. Jenis log listrik adalah log *spontaneous potensial* (SP) dan resistivitas.

3.2.1.1 Log *Spontaneous Potensial* (SP)

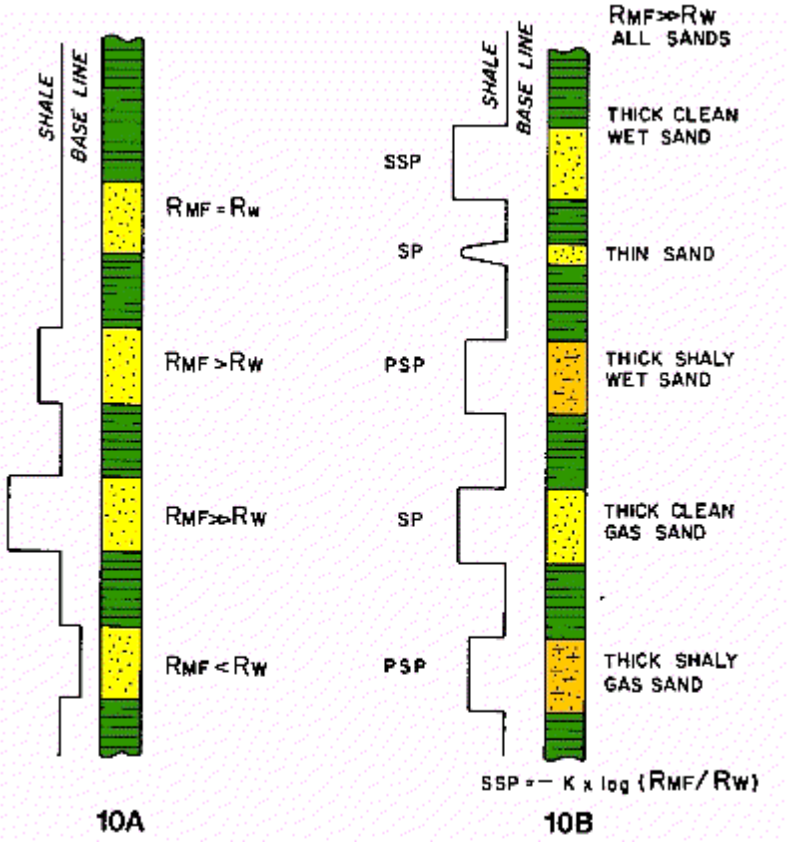
Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat dilubang bor yang bergerak naik-turun. Log SP dapat berfungsi jika lubang diisi oleh lumpur konduktif dan tujuan Log SP untuk:

1. Identifikasi lapisan *permeable* dan *impermeable.*
2. Mencari batas-batas lapisan *permeable* dan korelasi antar sumur berdasarkan lapisan itu.
3. Menentukan nilai resistivitas air formasi (Rw).
4. Memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.

Pada lapisan serpih, Kurva SP umumnya berupa garis lurus yang disebut garis dasar serpih, Sedangkan pada formasi *permeable* kurva SP menyimpang dari garis dasar serpih dan mencapai garis konstan pada lapisan *permeable* yang cukup tebal yaitu garis pasir. Penyimpangan SP dapat ke kiri atau ke kanan tergantung pada kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur (Rider, 2002).

Log SP hanya dapat menunjukkan lapisan *permeable*, namun tidak dapat mengukur harga *absolute* dari permeabilitas maupun porositas dari sutau formasi.Log SP sangat dipengaruhi oleh beberapa parameter seperti resistivitas

formasi, air lumpur pemboran, ketebalan formasi dan parameter lainnya. Sehingga jika salinitas komposisi dalam lapisan lebih besar dari salinitas lumpur maka kurva SP akan berkembang negatif, dan jika salinitas komposisi dalam lapisan lebih kecil dari salinitas lumpur maka kurva SP akan berkembang positif (**Gambar 5**). Dan apabila salinitas komposisi dalam lapisan sama dengan salinitas lumpur maka defleksi kurva SP akan menunjukkan garis lurus sebagaimana pada shale (Asquith, 1976).



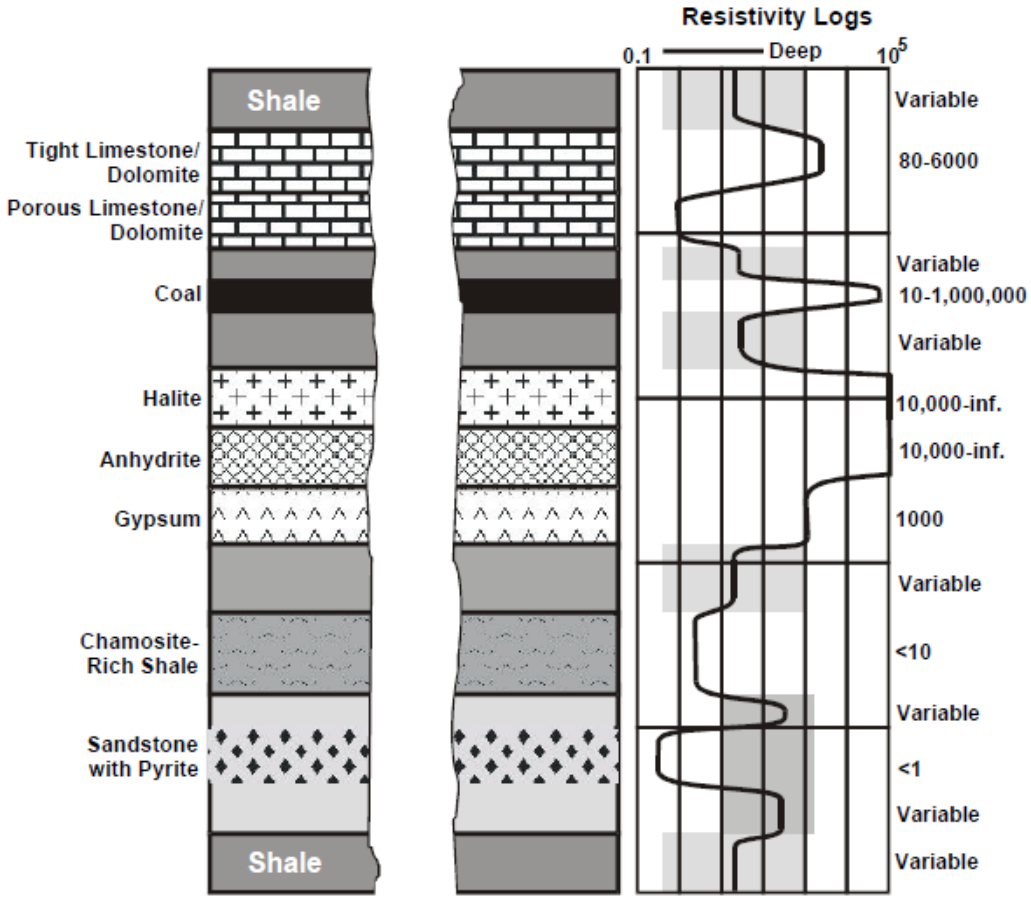
Gambar 5. Karakteristik Log SP (Asquith, 1976)

3.2.1.2 Log Resistivitas

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut

(Darling, 2005). Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik (**Gambar 6**).

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

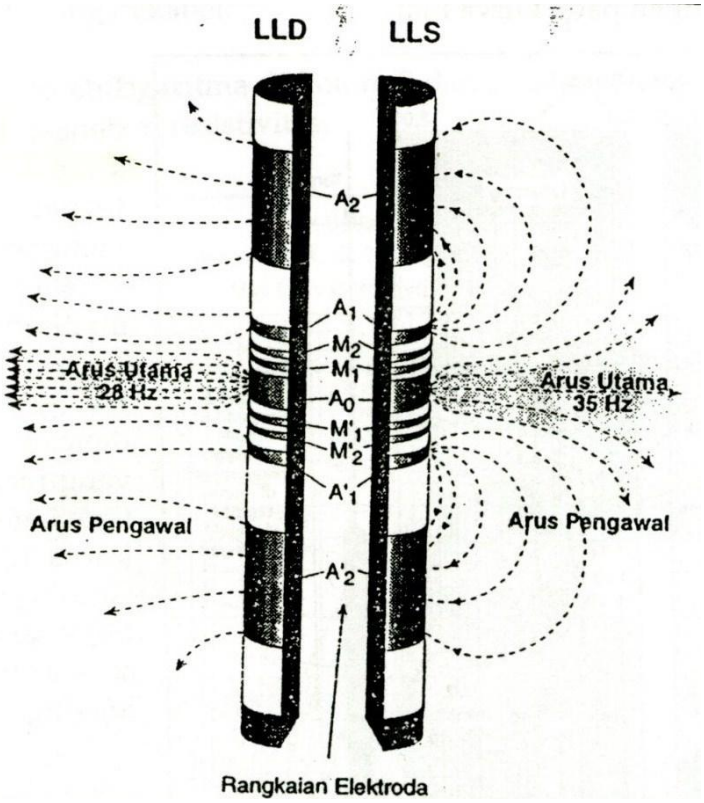


Gambar 6. Respon Log Resistivitas Terhadap Batuan (Darling, 2005)

Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (Rt) terdiri dari dua kelompok yaitu *Laterolog* dan Induksi. Yang umum dikenal sebagai log Rt adalah LLd (*Deep Laterelog Resistivity*), LLs (*Shallow Laterelog Resisitivity*), ILd (*Deep Induction Resisitivity*), ILm (*Medium Induction Resistivity*), dan SFL.

1. *Laterolog*

Prinsip kerja dari *laterelog* ini adalah mengirimkan arus listrik secara lateral ke dalam formasi dengan frekuensi berbeda. Ini dicapai dengan menggunakan arus pengawal (*bucking current*), yang fungsinya untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk ke dalam formasi sedalam-dalamnya (**Gambar 7**). Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap, resistivitas dapat dihitung dengan hukum ohm.



Gambar 7. Prinsip Kerja Alat Laterolog (Harsono, 1997)

2. Induksi

Prinsip kerja dari Induksi yaitu dengan 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*".

Ketika suatu formasi di bor, air lumpur pemboran akan masuk ke dalam formasi sehingga membentuk 3 zona yang terinvasi dan mempengaruhi pembacaan log resistivitas (**Gambar 8**), yaitu:

1. *Flushed Zone*

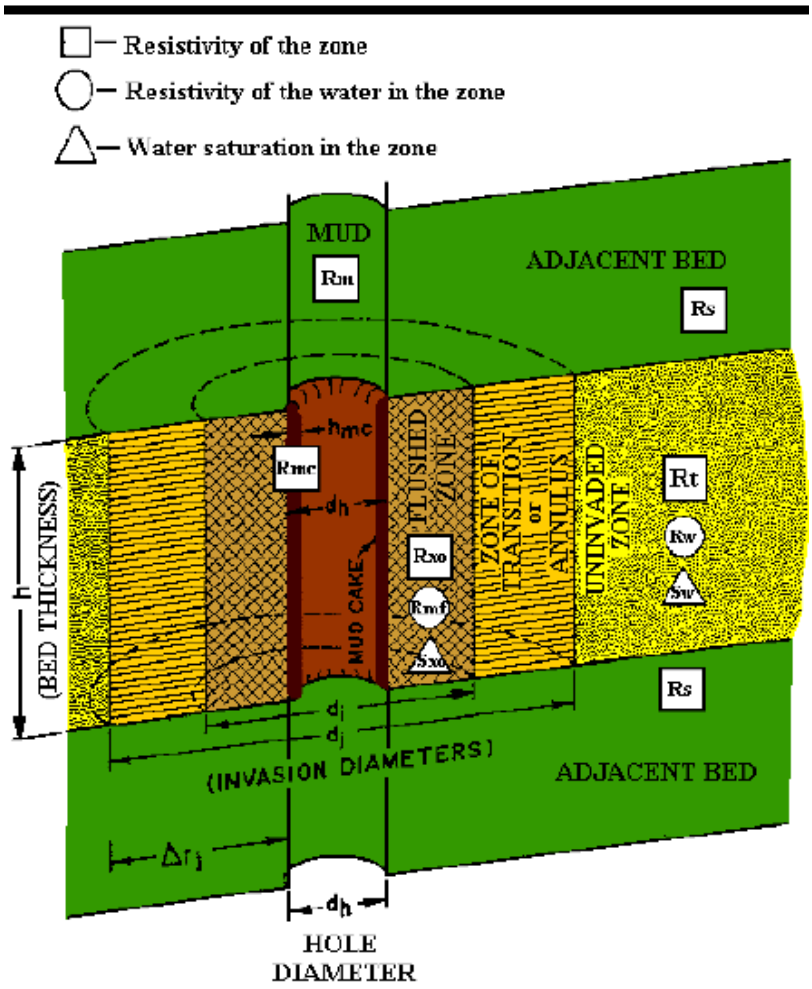
   Merupakan zona infiltrasi yang terletak paling dekat dengan lubang bor, serta terisi oleh air filtrat lumpur yang mendesak komposisi semula (gas, minyak ataupun air tawar).Meskipun demikian, mungkin saja tidak seluruh komposisi semula terdesak ke dalam zona yang lebih dalam.

2. *Transition Zone*

   Merupakan zona infiltrasi yang lebih dalam, keterangan zona ini ditempati oleh campuran dari air filtrat lumpur dengan komposisi semula.

3. *Uninvaded Zone*

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



Gambar 8. Profil Sumur Bor Terinvasi Lumpur (Keehm, 2016)

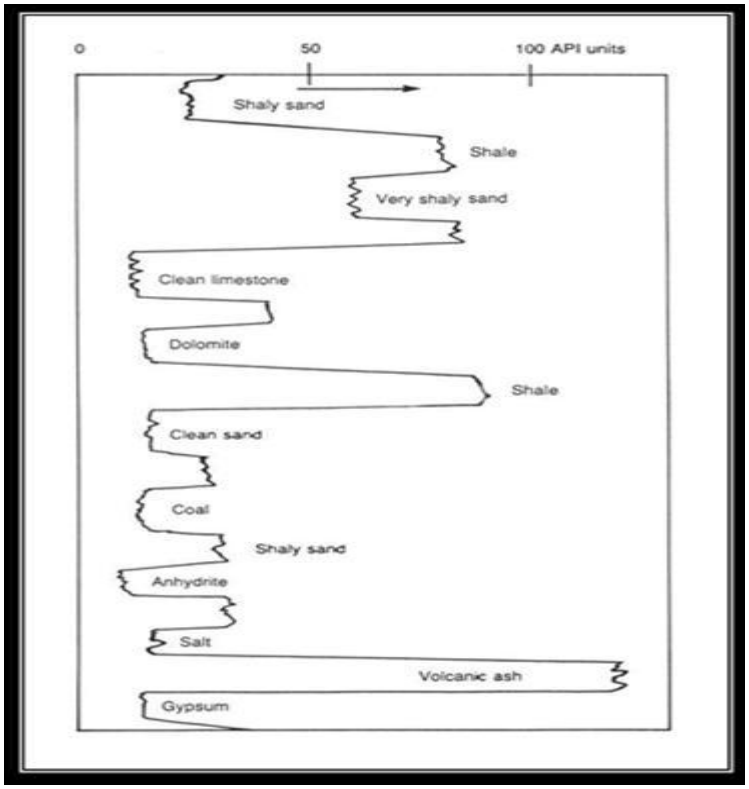
3.2.2 Log Radioaktif

3.2.2.1 Log *Gamma Ray* (GR)

Prinsip dari Log *Gamma Ray* adalah suatu rekaman dari tingkat radioaktivitas alami yang terjadi karena unsur Uranium, Thorium dan Potassium pada batuan. Pemancaran yang terus–menerus terdiri dari semburan pendek dari tenaga tinggi sinar gamma yang mampu menembus batuan serta dapat dideteksi oleh detektor. Fungsi dari log *gamma ray* ialah untuk membedakan lapisan *permeable* dan *impermeable*. Pada batupasir dan batu karbonat mempunyai

konsentrasi radioaktif rendah dan *gamma ray*-nya bernilai rendah, sebaliknya pada batu lempung atau serpih mempunyai *gamma ray* tinggi (**Gambar 9**).

Kegunaan log GR ini antara lain adalah untuk mengetahui kandungan serpih (Vsh), kandungan lempung, menentukan lapisan *permeable*, evaluasi mineral bijih yang radioaktif, evaluasi lapisan mineral tidak radioaktif, dan korelasi antar sumur.

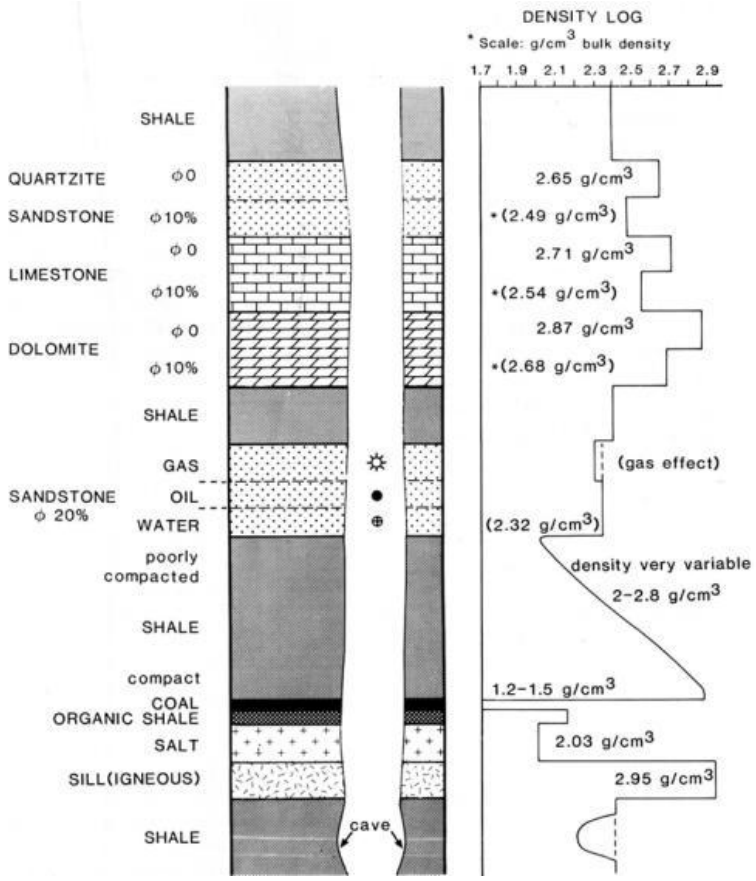


Gambar 9. Respon Log *Gamma Ray* terhadap Batuan (Asquith dan Krygowsky, 2004)

3.2.2.2 Log Densitas (RHOB)

Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram/ cm^3. Prinsip dasar dari log ini adalah menembakkan sinar gamma kedalam formasi, dimana sinar gamma ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan

yang sangat tinggi (**Gambar 10**). Banyaknya energi sinar gamma yang hilang menunjukkan densitas elektron di dalam formasi, dimana densitas elektron merupakan indikasi dari densitas formasi.



Gambar 10. Respon Log Densitas terhadap Batuan (Rider,2002)

Bulk density (ρ_b) merupakan indikator yang penting untuk menghitung porositas bila dikombinasikan dengan kurva log neutron, karena kurva log densitas ini akan menunjukkan besarnya kerapatan medium beserta isinya. Selain itu apabila log densitas dikombinasikan dengan Log neutron, maka akan dapat dipakai untuk memperkirakan kandungan hidrokarbon atau fluida yang terdapat di dalam formasi, menentukan besarnya densitas hidrokarbon (ρ_h) dan membantu dalam evaluasi lapisan *shaly*. Pada lapisan yang mengandung hidrokarbon, kurva

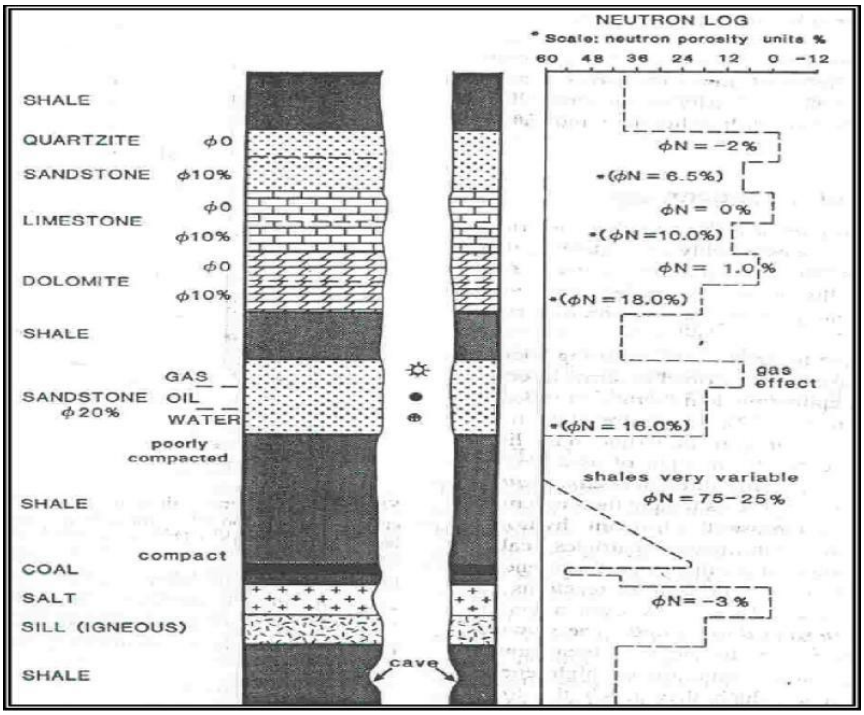
densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri (densitas total (Rho_b) makin kecil), sedangkan defleksi log neutron ke kanan.

Tabel 1. Variasi harga Densitas Batuan dengan Kandungan Fluida Tertentu dari Beberapa Lapangan Minyak Bumi (Harsono, 1997)

Batuan	**Kandungan Fluida**	**Densitas**
Shale	-	2,20-2,50
Lapisan *Clean*	Air Asin	2,25-2,45
Lapisan Clean	Minyak	2,20-2,35
Lapisan Clean	Gas	2,00-2,25
Lapisan Batubara	-	1,60-1,90

3.2.2.3 Log Neutron (NPHI)

Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Neutron adalah suatu partikel listrik netral yang mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel-partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi, akibat dari tumbukan tersebut neutron akan kehilangan energi. Energi yang hilang saat benturan dengan atom di dalam formasi batuan disebut sebagai porositas formasi (ØN). Hilangnya energi paling besar bila neutron bertumbukan dengan sesuatu yang mempunyai massa sama atau hampir sama, contohnya atom hidrogen. Dengan demikian besarnya energi neutron yang hilang hampir semuanya tergantung banyaknya jumlah atom hidrogen dalam formasi.



Gambar 11. Respon Log Neutron (Rider, 2002)

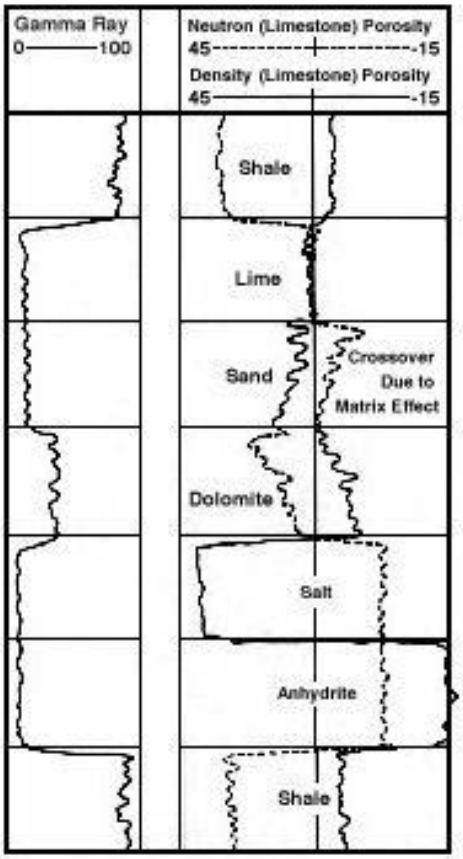
Kandungan air akan memperbesar harga porositas neutron. Jika pori-pori didominasi oleh minyak dan air harga porositas neutron kecil. Apabila formasi terisi oleh gas, maka nilai log neutron kecil mendekati batuan sangat kompak (2–6%), karena konsentrasi atom hidrogen pada gas lebih kecil daripada minyak dan air. Batuan yang kompak dimana porositas mendekati nol akan menurunkan harga neutron. Lapisan serpih mempunyai porositas besar antara 30–50% dalam kurva log, tetapi permeabilitas mendekati nol. Pengaruh serpih dalam lapisan permeabel akan memperbesar harga porositas neutron. Kandungan air asin atau air tawar dalam batuan akan memperbesar harga porositas neutron. Kurva log neutron ini tidak dapat untuk korelasi karena tidak mewakili litologi suatu batuan (**Gambar 11**).

3.2.2.4 Kombinasi Log Densitas dan Log Neutron

Berdasarkan sifat–sifat defleksi kurva ρb dan $\emptyset N$ maka dapat memberikan keuntungan tersendiri pada lapisan–lapisan yang mengandung hidrokarbon. Pada

lapisan hidrokarbon, kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri (makin kecil harga ρbnya). Sedangkan pada log neutron, harga porositasnya akan cenderung makin ke kanan (makin kecil harga $\emptyset N$ nya), dan pada lapisan *shale* kedua jenis kurva akan memperlihatkan gejala yang sebaliknya (**Gambar 12**).

Dengan demikian, pada lapisan hidrokarbon akan terjadi separasi antara kedua kurva, dimana separasi disebut positif, sebaliknya pada lapisan shale terjadi separasi negatif.

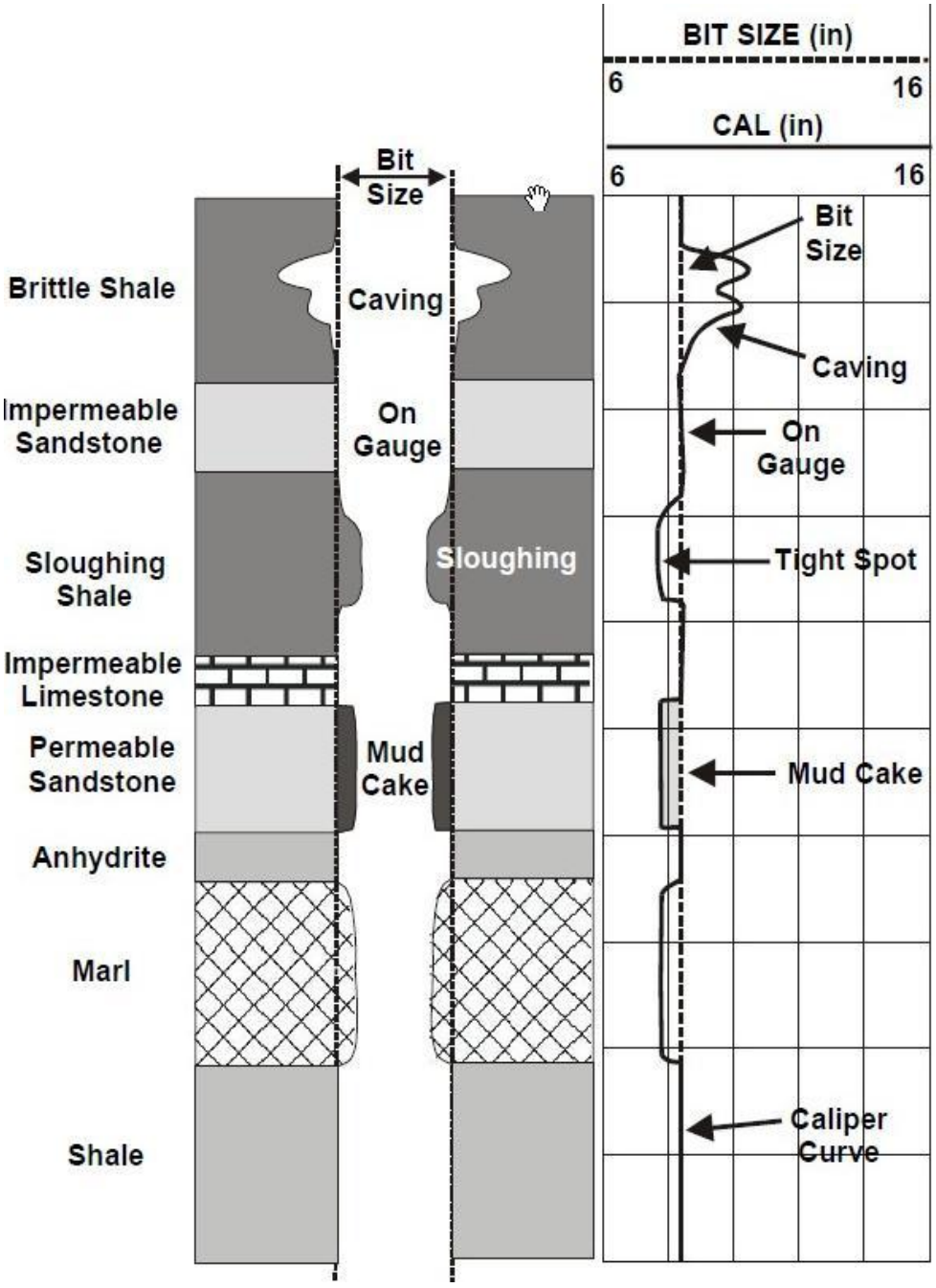


Gambar 12. Log Penentu Jenis Litologi (Bateman, 1985)

3.2.3 Log Caliper

Log ini digunakan untuk mengukur diameter lubang bor yang sesungguhnya untuk keperluan perencanaan atau melakukan penyemenan dan dapat

merefleksikan lapisan *permeable* dan lapisan yang *impermeable*. Pada lapisan yang *permeable* diameter lubang bor akan semakin kecil karena terbentukya kerak lumpur (*mud cake*) pada dinding lubang bor (**Gambar 13**). Sedangkan pada lapisan yang *impermeable* diameter lubang bor akan bertambah besar karena ada dinding yang runtuh (*vug*).



Gambar 13. Tipikal Respon Caliper untuk Berbagai Litologi (Rider, 2002)

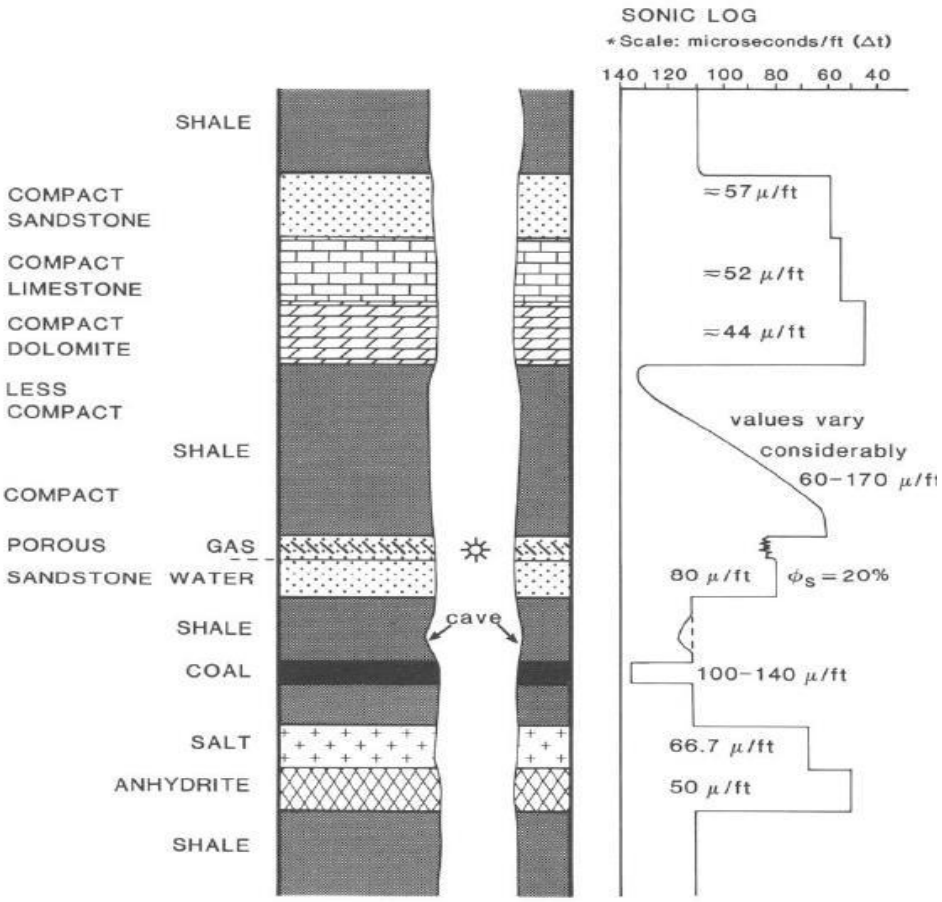
3.2.4 Log Sonik

Sonic log merupakan log akustik dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu didalam lapisan batuan. Prinsip kerja alat ini adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (*transmitter*) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan (Δt). Lamanya waktu perambatan bunyi tergantung kepada litologi batuan dan porositas batuannya. Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara (**Gambar 14**). 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* dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 1996).

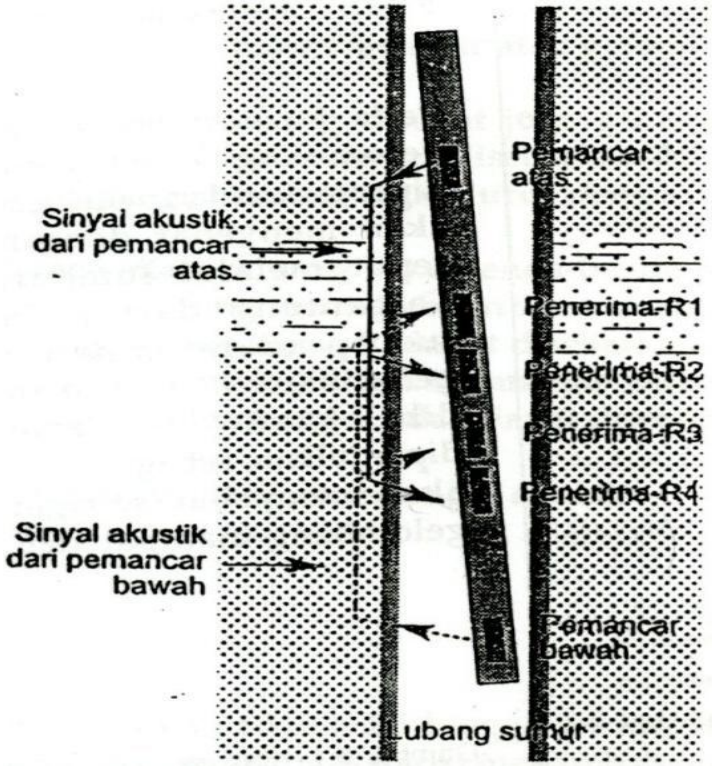
Alat sonic yang sering dipakai pada saat ini adalah BHC (*Borehole Compensated Sonic Tool*), dimana alat ini sangat kecil dipengaruhi oleh perubahan-perubahan lubang bor maupun posisi alat sewaktu pengukuran dilakukan (**Gambar 15**). Faktor-faktor yang mempengaruhi pengukuran antara lain adalah kepadatan, komposisi serpih, hidrokarbon, rekahan dan pori/gerohong, serta pengaruh dari lubang bor.

Tabel 2. Variasi Harga Δt (μs/ft), *V* (ft/s), dan *V* (m/s) pada Log Sonik (Paul, 2000)

Material	**Δt (μs/ft)**	***V* (ft/s)**	***V* (m/s)**
Compact sandstone	55,6-51,3	18000-19500	5490-5950
Limestone	47,6-43,5	21000-23000	6400-7010
Dolomite	43,5-38,5	23000-26000	7010-7920
Anhidryte	50	20000	6096
Halite	66,7	15000	4572
Shale	170-60	5880-16660	1790-5805
Bituminous coal	140-100	7140-10000	2180-3050
Lignite	180-140	5560-7140	1690-2180
Casing	57,1	17500	5334
Water; 200000 ppm, 15 psi	180,5	5540	1690
Water; 150000 ppm, 15 psi	186	5380	1640
Water; 100000 ppm, 15 psi	192,3	5200	1580
Oil	238	4200	1280
Methane, 15 psi	626	16000	490



Gambar 14. Respon Log Sonik (Rider, 2002)



Gambar 15. Sistem BHC (Harsono, 1997)

3.3 Interpretasi Kualitatif

Interpretasi secara kualitatif bertujuan untuk identifikasi lapisan batuan cadangan, lapisan hidrokarbon, serta perkiraaan jenis hidrokarbon. Untuk suatu interpretasi yang baik, maka harus dilakukan dengan cara menggabungkan beberapa log. Untuk mengidentifikasi litologi, maka dapat dilakukan interpretasi dari log GR atau log SP. Apabila defleksi kurva GRnya ke kiri atau minimum, kemungkinan litologinya menunjukkan batupasir, batugamping atau batubara, sedangkan untuk litologi *shale* atau organik *shale,* maka defleksi kurva GRnya ke kanan atau maksimum. Batugamping mempunyai porositas yang kecil, sehingga pembacaan $\rho_b$nya besar, dan harga $\emptyset_N$nya kecil, sedangkan untuk litologi batubara menunjukkan pembacaan sebaliknya.

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 terinvasi (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 Rmf 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).

3.4 Interpretasi Kuantitatif dan Perhitungan Petrofisika

Interpretasi data log secara kuantitaif dengan menggunakan rumus perhitungan. Metode ini dapat digunakan untuk menentukan porositas batuan, permeabilitas batuan, saturasi hidrokarbon maupun kandungan *clay/shale* dalam resesvoar. Parameter yang dihitung dalam analisis ini berupa volume *clay/shale*, porositas (∅), saturasi air (Sw), dan permeabilitas (K).

3.4.1 Volume *Clay* (V_{Cl})

Volume *clay* atau *shale* adalah banyaknya jumlah *clay* yang ada pada formasi tersebut. Efek yang ditimbulkan oleh adanya kandungan *clay* didalam batuan sedimen adalah terjadinya penyimpangan interpretasi log bila menggunakan rumus-rumus untuk batuan bersih. Pada batuan sedimnen, *clay* yang ditinjau adalah jenis *montmorillonite, illite, kaolinite, chlorite* dan mineral campuran yang biasanya berbentuk lapisan. Berikut merupakan rumus dalam menghitung *Vclay*:

$$\mathrm{V}clay = \frac{\mathrm{GR}log - \mathrm{GR}min}{\mathrm{GR}max - \mathrm{GR}min} \quad (1)$$

Dimana:

Vclay = Volume *clay*

GRlog = GR pada kedalaman tertentu (API)

GRmax = GR maximum (*shale/clay*)

GRmin = GR minimum (*limestone*)

Harga V*clay* bervariasi: $0 \leq \mathrm{V}clay \leq 1$. Perhitungan *Vclay* ini dibagi menjadi beberapa rumus. Rumus tersebut adalah sebagai berikut (Rider, 2002):

Linear: $\mathrm{Vcl} = \mathrm{I_{GR}}$ (2)

Clavier: $\mathrm{Vcl} = 1{,}7 - (3{,}38\text{-}(\mathrm{I_{GR}} + 0{,}7)^2)^{0.5}$ (3)

Stieber: $\mathrm{Vcl} = 0{,}5\ \frac{\mathrm{IGr}}{0{,}5 \times \mathrm{IGr}}$ (4)

Larinov: $\mathrm{Vcl} = 0{,}0333 * (2^{\mathrm{IGr}} - 1)$ (5)

3.4.2 Porositas (Ø)

Porositas suatu medium adalah bagian dari volume batuan yang tidak terisi oleh benda padat (Harsono, 1997). Ada beberapa macam porositas batuan:

1. Porositas Total

   Porositas total merupakan perbandingan antara ruang kosong yang tidak terisi oleh benda padat yang ada diantara elemen-elemen mineral dari batuan dengan volume total batuan. Porositas total meliputi:

a. Porositas Primer, yaitu ruang antar butir atau antar kristal yang tergantung pada bentuk dan ukuran butir serta pemilihan butirnya.
b. Porositas gerowong terbentuk secara dissolusi dan porositas rekah yang diperoleh secara mekanik dan membentuk porositas sekunder. Porositas ini dikenal sebagai *vuggy* pada batu gamping.

$$\emptyset_T = \frac{\emptyset_N + \emptyset_D}{2} \qquad (6)$$

2. Porositas Efektif

   Merupakan perbandingan volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume total batuan. Porositas efektif bisa jauh lebih kecil dibandingkan dengan porositas total jika pori-porinya tidak saling berhubungan.Penentuan harga porositas pada lapisan reservoar menggunakan gabungan harga porositas dari dua kurva yang berbeda, yaitu porositas densitas ($\emptyset_D$) yang merupakan hasil perhitungan dari kurva RHOB dan porositas neutron ($\emptyset_N$) yang dibaca dari kurva NPHI.

   Kurva RHOB yang mengukur berat jenis matriks batuan reservoir biasanya dikalibrasikan pada berat jenis matriks batuan (batugamping =

2,71 dan batu pasir = 2,65) serta diukur pada lumpur pemboran yang digunakan dalam pemboran (ρ_f), setelah itu kurva ini baru bisa menunjukkan harga porositas.

a. Porositas Densitas

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

Dimana:

$\emptyset_D$ = porositas densitas

ρ_{ma} = densitas matriks batuan.

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

ρ_f = densitas Fluida (*fresh water* 1,0 *; salt water* 1,1)

Kemudian nilai porositas dikoreksi terhadap pengaruh *clay/shale.*

$$\emptyset_{Dcorr} = \emptyset_D - (\emptyset_{Dcl} \text{ x } V_{cl}) \quad (8)$$

Dimana:

$\emptyset_{Dcorr}$ = porositas densitas terkoreksi

$\emptyset_{Dcl}$ = nilai porositas densitas pada *clay*dari RHOB pada GRmax

V_{cl} = volume *clay*

b. Porositas Neutron

$$\emptyset_N = (1{,}02 \text{ x } \emptyset_{NLog}) + 0{,}0425 \quad (9)$$

Dimana :

$\emptyset_{Nlog}$ = porositas Neutron dari pembacaan kurva

Kemudian nilai porositas dikoreksi terhadap pengaruh *shale/clay*

$$\emptyset_{Ncorr} = \emptyset_N - (\emptyset_{Nclay} \text{ x } V_{clay}) \quad (10)$$

Dimana:

$\emptyset_{Ncorr}$ = porositas neutron terkoreksi

$\emptyset_{N}$ = porositas neutron dari permbacaan kurva log NPHI

$\emptyset_{Nclay}$ = porositas neutron pada clay dari harga NPHI pada GRmax

V_{clay} = volume clay

Kemudian pendekatan harga porositas batuan dilakukan melalui gabungan antara porositas densitas dan porositas neutron dengan menggunakan persamaan:

$$\emptyset e = \sqrt{\frac{\emptyset_{DCorr}{}^{2} - \emptyset_{NCorr}{}^{2}}{2}} \quad (11)$$

Dimana:

$\emptyset_{e}$ = porositas efektif

$\emptyset_{DCorr}$ = porositas densitas koreksi

$\emptyset_{NCorr}$ = porositas neutron koreksi

c. Porositas Sonik

Perhitungan porositas menggunakan sonik log memerlukan t_f dan t_{ma}. Dimana fluida yang diselidiki adalah *mud filtrat*. Sehingga, porositas dapat dihitung sebagai berikut:

$$\emptyset = \frac{t - tma}{tf - tma} \quad (12)$$

Dimana:

t = *travel time* batuan (nilai Log sonik)

tf = *travel time* fluida (*freshwater* 189 usec/ft; *saltwater* 185 usec/ft)

tma = *travel time* matriks batuan.

Tabel 3. Klasifikasi Porositas Minyak dan Gas Bumi (Koesoemadinata, 1978)

Persentase Porositas	Keterangan
0 % - 5 %	Dapat diabaikan (*Negligible*)
5 % - 10 %	Buruk (*Poor*)
10 %- 15 %	Cukup (*Fair*)
15 % - 20 %	Baik (*Good*)
20 % - 25 %	Sangat baik (*Very Good*)
>25 %	Istimewa (*Excelent*)

3.4.3 Faktor Formasi (F)

Kelayakan dan kesesuaian analisa petrofisika sangat ditentukan oleh penentuan faktor formasi dan beberapa parameter lainnya.Penentuan parameter ini didasarkan pada genesa reservoar, korelasi dengan lapangan sekitar, dan/atau karakter reservoar dan fluida dalam reservoar.

Untuk nilai-nilai porositas yang biasa dalam logging, faktor formasi dihitung sebagai berikut:

Pada *limestone*: $F = \frac{1}{\emptyset^2}$ (13)

Pada *sandstone*: $F = \frac{0.81}{\emptyset^2}$ (14)

Atau: $F = \frac{0.62}{\emptyset^{2.15}}$ (15)

3.4.4 Penentuan *Formation Resistivity Water* (R_w)

Determinasi harga R_w dapat ditentukan dengan berbagai metode diantaranya dengan menggunakan metode *crossplot* resistivitas-neutron, resistivitas-sonik dan

resistivitas-densitas. Harga R_w dapat juga dihitung menggunakan rumus SSP (Statik SP) dan rumus Archie, serta percobaan 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 R_w dengan metode ini dipengaruhi oleh beberapa faktor sebagai berikut:

a. Komponen elektrokinetik dari SP diabaikan.
b. Rmf kadang-kadang jelek (filtrasi lumpur tidak baik).
c. Hubungan antara R_{we}-R_w dam Rmfe-Rmf, khusunya 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 Sw = Sxo = 1, sehingga rumus Archie menjadi:

$$R\text{wa} = \frac{\text{Rt}}{\text{F}} \tag{16}$$

Keterangan:

R_{wa} = resistivitas formasi (*apparent resistivity*)

R_t = resistivitas dalam formasi kandungan air

F = faktor formasi

1. Menggunakan R_t/R_{xo}

$$R_w = \frac{\text{R}_\text{t}}{\text{R}_\text{xo}} \text{ x } \text{R}_{\text{mf@Tf}} \tag{17}$$

dimana:

R_w = resitivitas air

R_{xo} = resistivitas air pada zona terinvansi

R_t = nilai resistivitas

$R_{mf@Tf}$ = Resistivitas lumpur pada formasi

2. Metode SP

$$SSP = -K \log\left(\frac{R_{mf}}{R_w}\right) \quad (18)$$

Dimana:

Pada zona air (S_W = 1)

R_{xo} = F . R_{mf} dan R_o = F . R_w

Maka:

$$SP = -Kx \log\left(\frac{R_{xo}}{R_0}\right) \quad (19)$$

Dimana:

K = 60 + (0.133 x formasi temperatur)

R_{xo} = nilai resistivitas dangkal dari log

R_o = nilai resitivitas pada zona 100% air (Ro = Rt ketika Sw = 100%)

3. Metode *Picket Plot*

Metode *picket plot* didasarkan pada observasi bahwa nilai R_t (*true resistivity*) adalah fungsi dari nilai porositas (∅), saturasi air (S_w) dan faktor sementasi (m). metode ini menggunakan *crossplot* nilai porositas dan nilai *resistivity* dalam (ILD atau LLD).

3.4.5 Saturasi Air (*Sw*)

Saturasi atau kejenuhan air adalah rasio dari volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas total (Harsono, 1997). Tujuan menentukan saturasi air adalah untuk meentukan zona yang mengandung hidrokarbon, jikaair merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai *Sw* < 1.

Ada beberapa metode atau model saturasi yang digunakan sesuai dengan kondisi lingkungan pengendapan, kandungan lempung, dan litologi target reservoar antara lain Archie, Simandoux, Indonesia, Juhasz, dan Waxmann Smith. Persamaan yang digunakan adalah persamaan Archie (Rosyidan, 2015).

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a}{\phi^m} x \frac{\mathrm{Rw}}{Rt}} \qquad (20)$$

Dimana:

S_w = saturasi air formasi

Rw = resistivitas air formasi

Rt = resistivitas formasi, dibaca dari kurva resistivitas

∅ = porositas batuan (%)

a = konstanta batuan (*limestone*=1)

m = faktor sementasi

n = faktor saturasi

Rumus ini dipakai sebagai dasar interpretasi data Log sampai sekarang. Persamaan Archie tersebut biasanya digunakaan pada *cleandsand formation*. Penentuan jenis kandungan di dalam reservoir (gas, minyak dan air) didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air formasi (Sw) dalam hasil batasan umum harga Sw

rata-rata untuk lapangan yang “belum dikenal” seperti dibawah ini (Dewanto, 2016):

a. Jika harga Sw rata-rata <50%, maka perkiraan jenis reservoar adalah reservoar gas.
b. Jika harga Sw rata-rata 50-70 %, maka perkiraan jenis reservoar adalah reservoar minyak.
c. Jika harga Sw rata-rata >70%, maka perkiraan jenis reservoar adalah reservoar air.

1. Menentukan Saturasi Air Sisa

   Saturasi air sisa merupakan saturasi air yang tidak terangkat pada zona terinvasi.Kandungan air pada suatu sumur terdapat 2 jenis air, yaitu *free water* dan *irreducible water*.Air yang terangkat kepermukaan adalah *free water*, sedangkan air yang tidak terangkat adalah *irreducible water*.

$$S\text{wirr} = \frac{(1/\emptyset\text{e})}{1-Vcl} \qquad (21)$$

   Dimana:

   S_{wirr} = saturasi air sisa

   $\emptyset e$ = porositas efektif

   Vcl = volume *clay*

3.4.6 Permeabilitas (K)

Permeabilitas adalah suatu pengukuran yang menyatakan tingkat kemudahan dari fluida untuk mengalir didalam formasi suatu batuan (Harsono, 1997) satuannya adalah *darcy*. Satu *darcy* didefenisikan sebagai permeabilitas

dari fluida sebesar satu sentimeter persegi di bawah gradient tekanan satu atmosfer per sentimeter persegi (Harsono, 1997). Kenyataan menunjukkan bahwa satuan satu *Darcy* terlalu besar, sehingga digunakan satuan yang lebih kecil yaitu *milidarcy* (mD). Berbeda dengan porositas, permeabilitas sangat tergantung pada ukuran butiran batuan. Batuan sedimen butiran besar dengan pori-pori besar mempunyai permeabilitas tinggi, sedangkan batuan berbutir halus dengan pori-pori kecil akan mempunyai permeabilitas rendah.

Rumus Tixier:

$$K = \left(250\ \frac{Øe^3}{S_{wirr}}\right)^2 \quad (22)$$

Dimana:

K = permeabilitas (mD)

S_{wirr} = saturasi air sisa, didapat dari hasil percobaan

Øe = porositas efektif

Persamaan permeabilitas Timur:

$$K = 8581\ \frac{\emptyset^{4.4}}{Sw^2} \quad (23)$$

Dimana:

K = Permeabilitas (mD)

∅ = Porositas

Sw = Saturasi Air

3.5 Penentuan Cadangan Hidrokarbon Awal

Cadangan adalah perkiraan volume minyak, gas alam, *natural gas liquids* dan substansi lain yang berkaitan secara komersial dapat diambil dari jumlah yang terakumulasi direservoar dengan metode operasi yang ada. Perkiraan cadangan

didasarkan atas interpretasi data geologi dan teknik reservoir serta geofisika yang tersedia pada saat itu. Penentuan cadangan hidrokarbon dihitung menggunakan rumus volumetric (Triwibowo, 2010):

Untuk minyak bumi:

$$\mathrm{OOIP} = \frac{7758.\mathrm{A.h.}\emptyset(1-\mathrm{Sw})}{\mathrm{Bo}} \quad (24)$$

dan untuk gas bumi:

$$\mathrm{OGIP} = \frac{43560.\mathrm{A.h.}\emptyset(1-\mathrm{Sw})}{\mathrm{Bg}} \quad (25)$$

Dimana:

OOIP = *Original Oil in Place* (barel)

OGIP = *Original Gas in Place* (SCF)

A = Luas area (feet/kaki)

h = Tebal *net-pay* rata-rata (feet/kaki)

$\emptyset$ = Porositas rata-rata (dec)

Sw = Saturasi air rata-rata (dec)

Bo = Faktor volume formasi minyak (bbl/STB)

Bg = Faktor volume formasi gas (bbl/SCF)

BAB IV

METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian dilakukan pada Lapangan "PRB", berada pada cekungan Sumatera Selatan. Penelitian ini dilakukan selama 4 bulan pada bulan Maret-Juni 2016 bertempat di **Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi "LEMIGAS".**

4.2 Bahan dan Alat

Adapun beberapa bahan dan data yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Geologi Regional
2. 3 data sumur *Logging*
3. 1 Data petrofisika

Adapun beberapa alat yang digunakan, yaitu:

1. *Software Interactive Petrophysics 3.5* (IP) untuk pengolahan dan interpretasi data *logging* dan petrofisika.
2. Laptop yang digunakan untuk pengoperasian *software* pada Penelitian ini.
3. Alat tulis, buku catatan, jurnal dan referensi lain yang menunjang penelitian.

4.3 Jadwal Penelitian

Tabel 4. *Time Schedule*

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 Logdan Petrofisika																
3	Pengolahan Data Log dan Petrofisika																
4	Analisis Data																
5	Interpretasi hasil Pengolahan																
6	Penulisan Laporan																

4.4 Prosedur Percobaan

Adapun prosedur percobaan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

4.4.1 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan tujuannya yaitu sebagai berikut:

1. Mempelajari tentang geologi dan stratigrafi regional pada daerah penelitian.
2. Menganalisa data hasil laboratorium petrofisika (*Routine* dan *Special core*).
3. Menganalisa data eksplorasi berupa data log.

4.4.2 Pengolahan Data Log

Pada penelitian ini mengguanakan tiga buah data sumur produksi yaitu PRB-1, PRB-2dan PRB-3. Data log yang dimiliki masing-masing sumur yaitu log *gamma ray*, log resistivitas, log densitas, log neutron, log sonik, log caliper, log *spontaneuos potential* yang digunakan untuk interpretasi litologi dan zona hidrokarbon. Berikut ini adalah proses pengolahan data log:

1. Melakukan pemodelan 1D data log sebagai peta kedalaman.

2. Melakukan zonasi litologi.
3. Menganalisa ketebalan litologi lapisan prospek hidrokarbon.

4.4.3 Analisis Interpretasi Kualitatif dan Interpretasi Kuantitatif

Analisis log dilakukan pada penelitian ini yaitu analisis interpretasi kualitatif dan analisis interpretasi kuantitatif. Berikut ini adalah langkah-langkah dalam menginterpretasikan:

1. Melakukan Analisis interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif antar sumur.
2. Mengidentifikasi kemenerusan litologi berdasarkan kurva log, nilai petrofisika, data geologi dan stratigrafi regional.
3. Menganalisis nilai kandungan serpih pada zona prospek hidrokarbon dari masing-masing sumur.
4. Menganalisis nilai porositas efektif pada zona prospek hidrokarbon dari masing-masing sumur.
5. Menganalisis nilai saturasi air pada zona prospek hidrokarbon dari masing-masing sumur.

4.4.4 Perhitungan Properti Petrofisika

Data petrofisika didapatkan dari sampel batuan atau *coring* yang diuji dilaboratourium. Adapun data petroisika yang dihasilkan berupa *Routine Core* dan *Special Core* yaitu nilai porositas, nilai permeabilitas, nilai *grain density*, nilai a, nilai m, dan nilai n. Sampel batuan yang diambil hanya 1 sumur log yaitu PRB-3. Berikut ini adalah proses perhitungan petrofisika:

1. Menghitung kandungan *shale/clay* dengan menggunakan formula log *Gamma Ray*.

2. Menghitung porositas berdasarkan data log dengan menggunakan formula log *Neutron Density*.
3. Menghitung saturasi air (Sw) berdasarkan data log dengan menggunakan formula Archie.

4.4.5 Korelasi Data Log dan Petrofisika (Analisis Laboratorium)

Data log dan data petrofisika harus dilakukan korelasi yang bertujuan untuk melihat hubungan antara log dan petrofisika baik atau tidak. Langkah-langkah yang dilakukan yaitu sebagai berikut:

1. Melakukan validasi nilai hasil perhitungan data log dan data analisa petrofisika.
2. Menentukan nilai *cut-off* dari data porositas efektif, saturasi air, dan kandungan *clay/shale*.
3. Menentukan nilai *net-pay (lumping)* dari data *cut-off*.

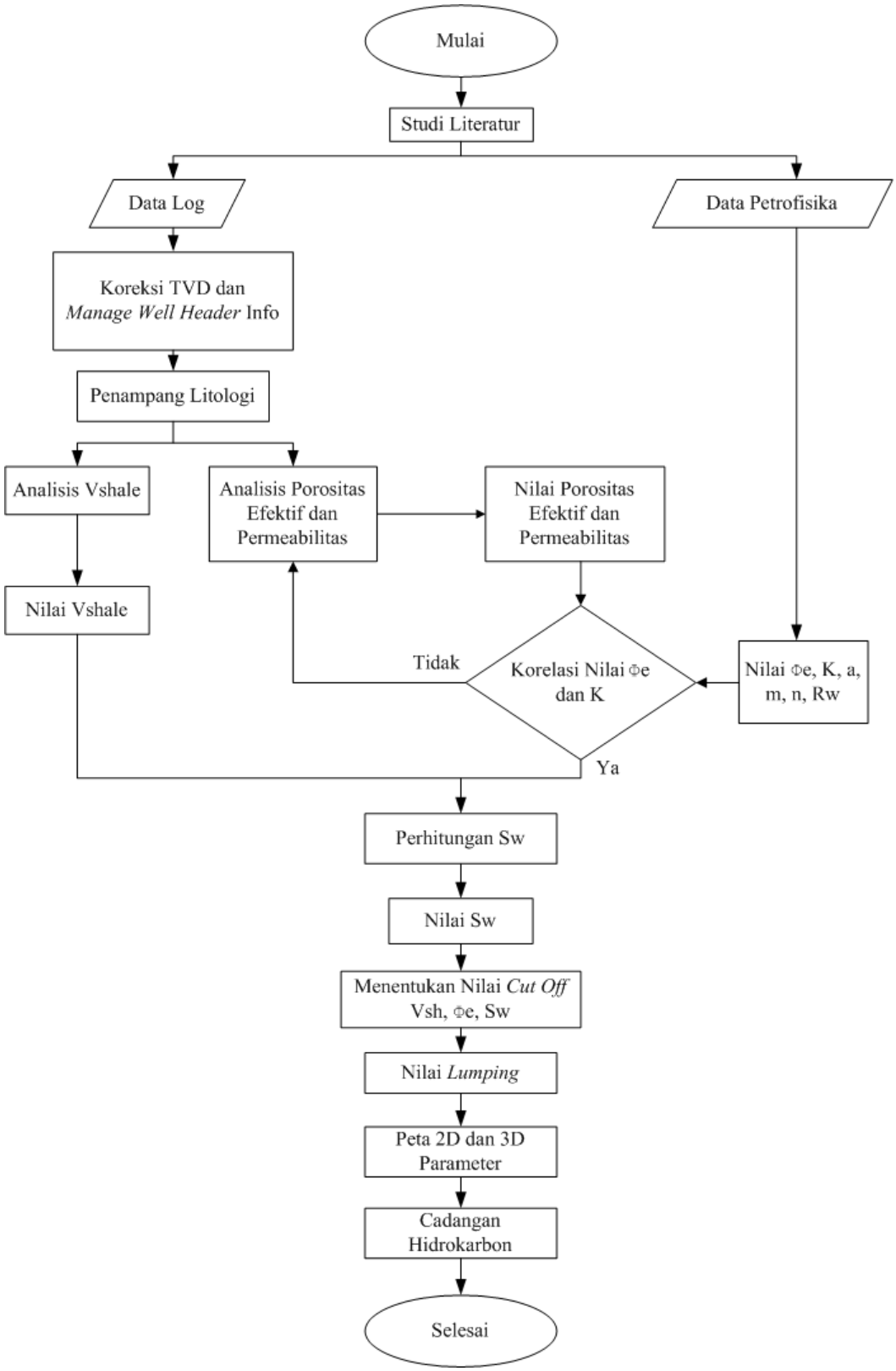
4.4.6 Modeling 2D dan 3D

Dalam membuat model 2D dan 3D harus memperhatikan parameter-parameter yang digunakan. Berikut ini adalah langkah dalam membuat model 2D dan 3D:

1. Melakukan pemodelan 2D untuk menentukan persebaran porositas efektifdan kandungan *clay*/*shale*.
2. Melakukan pemodelan 3D untuk menggambarkan ketebalan litologi dan reservoar.
3. Menghitung cadangan hidrokarbon pada daerah penelitian yakni *Original Oil in Place* (OOIP) dan *Original Gas in Place* (OGIP).

4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir penelitian ini adalah sebagai berikut:



Gambar 16. Diagram Alir

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian yang dilakukan, maka didapatlah kesimpulan sebagai berikut:

1. Tebal lapisan produktif sumur PRB-1 sebesar 95,9 meter, sumur PRB-2 sebesar 102 meter dan sumur PRB-3 sebesar 101,7 meter.
2. Berdasarkan nilai rata-rata kandungan serpih sumur PRB-1, sumur PRB-2 dan sumur PRB-3 merupakan daerah *cleandsand*.
3. Berdasarkan nilai rata-rata saturasi air sumur PRB-1, sumur PRB-2 dan sumur PRB-3 hidrokarbonnya merupakan gas bumi.
4. *Net-pay* ditentukan dengan *cut-off* porositas 5%, kandungan serpih 8% dan saturasi air 70%, artinya hidrokarbon akan diproduksi jika memenuhi nilai tersebut.
5. Nilai *net pay* lapangan "PRB" kandungan serpih adalah 0,0346, porositas efektif sebesar 0,081 dan saturasi air sebesar 0,272.
6. Tebal rata-rata *net-pay* sumur PRB-1 adalah 2,73 meter, sumur PRB-2 adalah 4,09 meter dan sumur PRB-3 adalah 2,65 meter.
7. *Original Gas in Place (OGIP)* pada lapangan "PRB" adalah 7,764 BSCF.

6.2 Saran

Adapun saran pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Disarankan penambahan sumur eksplorasi.
2. Disarankan penelitian lebih lanjut tentang teknik reservoar untuk mengetahui volume hidrokarbon yang sesungguhnya pada lapangan "PRB".

DAFTAR PUSTAKA

Anonim, 2012, POFD Limau Barat Tengah, Indonesia: PT, PERTAMINA EP Asset 2 (tidak dipubliksaikan).

Asquith, G. B., 1976, *Basic Well Log Analysis for Geologist*, The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma.

Asquith, G. B., dan Krygowsky D,A,, 2004, *Basic Well Log Analysis, Second Edition*, Tulsa, Oklahoma: AAPG, AAPG Methods in Exploration series 16.

Bateman, R. M., 1985, *Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation*, Internal human resource development corporation, Boston.

Bemmelen, R. W., 1949, *The Geologyof Indonesia*, Martinus Nyhoff, The Haque, Netherland.

Darling, T., 2005, *Well Logging and Formation Evaluation*, Oxford: Oilfield Serviced, Jakarta.

Dewanto, O., 2008, *Estimasi cadangan hidrokarbon pada batuan reservoir bersih menggunakan metode interpretasi dan analisa log*, Seminar Hasil Penelitian dan Pengabdian kepada Masyarakat, Universitas Lampung, Lampung.

Dewanto, O., 2016, *Petrofisika Lab*, Lampung: Universitas Lampung.

Hari, R., 2015, *Analisa log kualitatif*, *http://geohazard009,wordpress,com/analisa-log-kualitatif,html* diakses pada Rabu, 28 September 2016 pukul 19:00 WIB.

Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Schlumberger Oilfield Services*, Edisi ke-8, Jakarta.

Heidrick dan Aulia, 1993, *A Structural And Tectonic Model of the Coastal Plains Block, South Sumatera Basins*, Indonesia: procedings of the indonesian petroleum association, 22 Annual Convention.

Keehm, Y., 2016, *Petrophysics*, Kongju National University, Seoul.

Koesoemadinata, R. P., 1978, *Geologi Minyak dan Gas Bumi*, Jilid 1 Edisi kedua, Institut teknologi bandung, Bandung.

Koesoemadinata, R. P., 1980, *Geologi Minyak dan Gas Bumi*, Jilid 2 Edisi kedua, Institut teknologi bandung, Bandung.

Pulunggono, A., 1992, *Pre-Tertiary and Tertiary Fault System as a Framework of the South Sumatera Basin, a study of sar-maps*: Proceedings Indonesia Petroleum Association Twenty First Annual Convention.

Paul, G., 2000, *Economics Show CO_2 EOR Potential in Central Kansas*, Jurnal minyak dan gas, 5 Juni, halaman 31-47.

Rider, M., 1996, *The Geological Interpertation of Well Logs*, Caithness, Scotland.

Rider, M., 2002, *The Geological Interpretation of Well Logs*, Second Edition, Revised 2002, Scotland: Whitetles Publishing.

Rosyidan, C., Satiawati. L., dan Satiyawira, B., 2015, Analisa Fisika Minyak (Petrophysics) dari Data Log Konvensional untuk Menghitung Sw berbagai Metode, *Prosiding Seminar Nasional Fisika*. Volume IV, ISSN: 2339-0654.

Triwibowo, B., 2010, Cut-off Porositas, Volume Shale dan Saturasi Air untuk Perhitungan Netpay sumur O Lapangan C cekungan Sumatera Selatan, *Jurnal Ilmiah MTG*, Volume 3.

Wangge, J., 2013, Simulasi Reservoir dan Sertifikasi Cadangan Hidrokarbon Lapangan X Cekungan Sumatera Selatan, *Jurnal Ilmiah MTG*, Volume 5.