

**ANALISIS RESERVOAR MIGAS BERDASARKAN PARAMETER
PETROFISIKA DARI 7 SUMUR DI CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

(Skripsi)

Oleh

FERNANDO SIALLAGAN



**KEMENTERIAN RISET TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2018**

ABSTRACT

OIL AND GAS RESERVOIR ANALYSIS BASED ON PETROPHYSICAL PARAMETERS FROM 7 WELLS IN SOUTH SUMATERA SUMATERA

By

FERNANDO SIALLAGAN

In an exploratory drilling, it is a very important step to analyze the saturation of the fluid in the reservoir. The fluid system present in a reservoir is usually multi-phase (water and hydrocarbon). The hydrocarbon saturation (oil or gas) can be determined by calculating the water saturation, thereby determining the value water saturation (S_w = water saturation) being the key to know a reservoir interval whether the dominant contains water or hydrocarbons. The development of exploration technology, especially logging technology and various reservoir conditions affect the concept of water saturation determination over time. This study attempted to compile the types of water saturation determination methods in 7 wells data "ARA".

Determine the petrophysical property as a step to characterize the well data is determine shale volume using the gamma ray index method, determine water resistivity using pickett plot method, determine porosity using density and neutron log correlation, and to determine water saturation using archie and simandoux methods.

Based on analysis 7 wells data "ARA" has a fluid of gas, oil and water. The average porosity value of "ARA" is 16.2% and the average water saturation is 21.8%.

Keywords : Logging, Hydrocarbon, Porosity, Water Saturation

ABSTRAK

ANALISIS RESERVOAR MIGAS BERDASARKAN PARAMETER PETROFISIKA DARI 7 SUMUR DI CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Oleh

Fernando Siallagan

Pada suatu pemboran eksplorasi, tahapan yang sangat penting adalah menganalisa kejenuhan fluida pada reservoir. Sistem fluida yang ada pada suatu reservoir biasanya multi fasa (air dan hidrokarbon). Saturasi hidrokarbon (minyak atau gas bumi) dapat diketahui dengan terlebih dahulu menghitung saturasi airnya, dengan demikian penentuan nilai saturasi air ($S_w = \text{water saturation}$) menjadi kunci untuk mengetahui suatu interval reservoir apakah dominan mengandung air atau hidrokarbon. Perkembangan teknologi eksplorasi khususnya teknologi *logging* serta kondisi reservoir yang beragam mempengaruhi konsep penentuan saturasi air dari waktu ke waktu. Penelitian ini berusaha mengkompilasi jenis-jenis metode penentuan saturasi air pada 7 data sumur "ARA".

Menentukan properti petrofisika sebagai langkah melakukan karakterisasi data sumur yakni menentukan volume shale menggunakan metode gamma ray indeks, menentukan resistivitas air menggunakan metode picket plot, menentukan porositas menggunakan korelasi log density & neutron, dan untuk menentukan saturasi air menggunakan metode archie dan simandoux.

Berdasarkan analisis 7 data sumur "ARA" memiliki fluida berupa gas, minyak dan air. Nilai porositas rata-rata pada sumur "ARA" adalah 16.2% dan nilai rata-rata saturasi air sebesar 21.8%.

Kata kunci : Hidrokarbon, *Logging*, Porositas, Saturasi Air

**ANALISIS RESERVOAR MIGAS BERDASARKAN PARAMETER
PETROFISIKA DARI 7 SUMUR DI CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Oleh

FERNANDO SIALLAGAN

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
2018**

**Judul Skripsi : ANALISIS RESERVOAR MIGAS
BERDASARKAN PARAMETER
PETROFISIKA DARI 7 SUMUR
DI CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Nama Mahasiswa : Fernando Siallagan

Nomor Pokok Mahasiswa : 1015051022

Jurusan : Teknik Geofisika

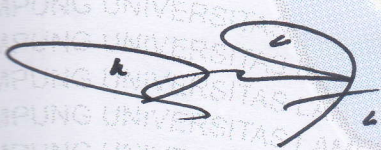
Fakultas : Teknik

MENYETUJUI

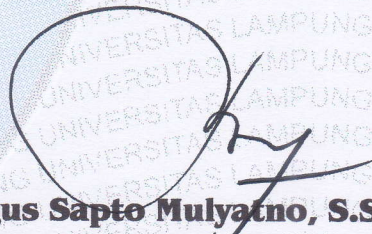
1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

Pembimbing II

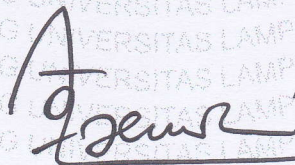


Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199603 1 001



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

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika




Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.
NIP 19720928 199903 1 001

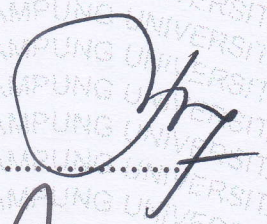
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

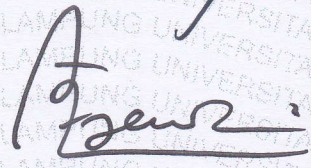
Ketua Penguji : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**



Sekretaris/Anggota : **Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.**



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



2. Dekan Fakultas Teknik

Prof. Drs. Suharno, S.Si., M.Sc., Ph.D.

NIP 19620717 198703 1 002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 28 Desember 2017



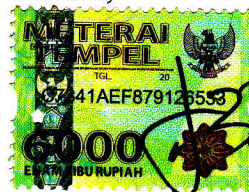
PERNYATAAN

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

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

Bandar Lampung, 25 Januari 2018

Penulis,



Fernando Siallagan

RIWAYAT HIDUP



Nama lengkap penulis adalah Fernando Siallagan. Penulis dilahirkan di Pematangsiantar, pada tanggal 11 juli 1991, sebagai anak kelima dari lima bersaudara, dari Bapak H. Siallagan dan Ibu L. Manurung.

Penulis memulai pendidikan di Sekolah Dasar nomor 091453

Marihat Raja dan lulus pada tahun 2003 setelah itu melanjutkan pendidikan ke Sekolah Menengah Pertama Negeri 03 Pematangsiantar dan lulus pada tahun 2006. Pada tahun 2009 lulus dari Sekolah Menengah Atas Negeri 01 Pematangsiantar dan melanjutkan kuliah di Teknik Geofisika Universitas Lampung pada tahun 2010. Pada tahun 2017 penulis telah menyelesaikan skripsi dengan judul **"ANALISIS RESRVOAR MIGAS BERDASARKAN PARAMETER PETROFISIKA DARI 7 SUMUR DI CEKUNGAN SUMATERA SELATAN"** dan telah dinyatakan lulus pada tahun tersebut.

Selama menjadi mahasiswa penulis mengikuti organisasi baik internal maupun eksternal kampus antara lain, Unit Kegiatan Mahasiswa Kristen (UKM-K) Universitas Lampung sebagai anggota pada tahun 2010. Forum Komunikasi Mahasiswa Kristen Fakultas Teknik (FKMK-FT) sebagai anggota pada tahun 2010. Gerakan Mahasiswa Kristen Indonesia (GMKI) sebagai anggota pada tahun 2011. Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) sebagai anggota

pada tahun 2011. HIMA TG BHUWANA sebagai anggota di bidang SBM pada periode tahun 2011-2012. Komisariat Pertanian - Teknik di biro Aksi dan Pelayanan Gerakan Mahasiswa Kristen Indonesia (GMKI) Cabang Bandarlampung sebagai pengurus periode tahun 2011-2012. HIMA TG BHUWANA sebagai anggota di bidang Kaderisasi pada periode tahun 2012-2013. BEM FT Universitas Lampung sebagai Sekretaris eksekutif periode tahun 2013-2014. Penulis juga pernah melaksanakan kerja praktek pada Pusat Sumber Daya Geologi (PSDG), Kementerian ESDM pada tahun 2014.

*Dengan memanjatkan puji syukur
kepada Tuhan yang Maha Esa*

*Kupersembahkan karya pertamaku ini
untuk keluarga besar yang selalu
mendukung dan menyayangiku*



*Sahabat-sahabat yang selalu setia
menemani dalam suka maupun duka*

MOTTO

"Dibaheni Hudok ma tu hamu saluhutna, manang dia pe
dipangido hamuna di tangiangmuna;
Sai nasahat do i tu hamu, asal porsea hamu, ingkon
jaloonmuna."

(Markus 11:24)

"JIKA KITA MENYERAH, MAKA SEMUA USAHA AKAN SIA-
SIA"

Hidup adalah proses pembelajaran untuk perbaikan diri,
teruslah belajar untuk menjadi baik, lebih baik dan
lebih baik lagi.

(Fernando Siallagan)

SANWACANA

Penulis mengucapkan puji syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa atas berkat dan kasih karunia-Nya sehingga penulisan skripsi berjudul “**Analisis Reservoir Migas Berdasarkan Parameter Petrofisika dari 7 Sumur di Cekungan Sumatera Selatan**” ini dapat terselesaikan. Penulisan skripsi ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Dalam penulisan skripsi ini penulis menyadari bahwa skripsi ini dapat berjalan dan selesai berkat bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, mulai dari awal perkuliahan sampai penyusunan skripsi. Oleh karena itu pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan banyak terimakasih kepada:

1. Kedua orangtua penulis H. Siallagan dan L. Manurung yang selalu mendoakan dan memberikan semangat kepada penulis selama masa perkuliahan sampai penyusunan skripsi ini.
2. Abang Franky R.S. Siallagan, Roy R.M. Siallagan dan Benny T.B. Siallagan yang selalu mendukung penulis dalam menyelesaikan perkuliahan dan penyusunan skripsi ini.
3. Kakak Siska R. Siallagan yang selalu mendukung penulis dalam menyelesaikan perkuliahan dan penyusunan skripsi ini.

4. Bapak Prof. Dr. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D., selaku dekan Fakultas Teknik yang mengajarkan banyak ilmu pengetahuan dan pembaharuan dalam Fakultas Teknik.
5. Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.T., M.T., selaku ketua Jurusan Teknik Geofisika dan juga dosen penguji yang telah banyak memberikan masukan untuk skripsi saya.
6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., selaku pembimbing I yang telah memberikan pengarahan dan koreksi sehingga saya dapat menyelesaikan skripsi ini.
7. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T., selaku dosen pembimbing 2 yang dengan sabar mengoreksi serta memberikan bimbingan pada skripsi saya.
8. Bapak Rustadi, S.Si., M.T., selaku dosen pembimbing akademis yang telah membantu membimbing dalam perkuliahan.
9. Seluruh dosen dan staf Jurusan Teknik Geofisik Unila yang tidak bisa saya sebutkan satu persatu, terimakasih untuk semua ilmu, jasa dan kesabarannya yang telah diberikan.
10. Bang Rahmat (Mamet) yang telah membantu dan membagi ilmunya untuk skripsi ini.
11. Geng Suzuran (Kecoa Putih) Wawai, Mamet, Bebew, Aji, Tanjung, Bima, Ade, Sari, Amri dan Betha.
12. Sahabat masa kecil Mutiara, Astro, Basten, Jimmy dan Sakti.
13. Sahabat kuliah Andres Simbolon, Sarkis Simanjuntak, Debora Sihombing, Yunita Manurung, Rachel Sitorus dan Marikson Sihombing.

14. Teman-teman Teknik Geofisika Universitas Lampung angkatan 2010 (TG Mania'10) yang telah menjadi teman dalam perkuliahan, saya sangat bersyukur atas kesempatan untuk mengenal kalian semua dan terimakasih telah memberikan banyak kenangan.
15. Kakak angkatan 2007, 2008, dan 2009 yang telah membagikan ilmu dan pengalamannya selama masa perkuliahan.
16. Adik angkatan 2011, 2012, 2013, 2014, 2015 dan 2016 yang telah memberikan partisipasi dan bantuannya untuk menyelesaikan skripsi ini.
17. Semua pihak yang tidak dapat penulis ucapkan satu persatu yang memberikan dukungan dan motivasi kepada penulis.

Semoga Tuhan Yang Maha Esa membalas semua bantuan dari semua pihak tersebut di atas dengan sebaik-baiknya. Penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan dalam penulisan skripsi ini. Oleh karena itu penulis sangat mengharapkan kritik dan saran yang membangun demi perbaikan mendatang. Penulis juga berharap laporan skripsi ini membawa manfaat positif bagi kita semua.

Bandar Lampung, Januari 2018
Penulis

Fernando Siallagan

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRACK	i
ABSTRAK	ii
LEMBAR PERSETUJUAN	iv
LEMBAR PENGESAHAN	v
PERNYATAAN.....	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
PERSEMBAHAN.....	ix
MOTTO	x
SANWACANA	xi
DAFTAR ISI.....	xiv
DAFTAR GAMBAR.....	xvii
DAFTAR TABEL	xviii
BAB I PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	3
1.3 Batasan Masalah	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Geologi Regional.....	4
2.2 Fisiologi.....	7

2.3 Stratigrafi	8
2.4.1 Batuan Dasar (<i>Basement</i>)	10
2.4.2 Formasi Lahat	11
2.4.3 Formasi Talang Akar	11
2.4.4 Formasi Baturaja.....	12
2.4.5 Formasi Gumai	13
2.4.6 Formasi Air Benakat.....	13
2.4.7 Formasi Muara Enim	14
2.4.8 Formasi Kasai	14

BAB III TEORI DASAR

3.1 <i>Well Logging</i>	16
3.1.1 <i>Wireline Logging</i>	18
3.1.2 <i>Logging While Drilling</i>	21
3.2 Perangkat-Perangkat <i>Well Logging</i>	25
3.2.1 Log Listrik.....	26
3.2.2 Log Radioaktif	38
3.2.3 Log Akustik.....	50
3.2.4 Log Caliper.....	54
3.3 Interpretasi Kualitatif.....	55
3.3.1 Jenis Litologi	56
3.3.2 <i>Sand Baseline</i> dan <i>Shale Baseline</i>	57
3.3.3 Zona Batuan Reservoir.....	57
3.3.4 Jenis Fluida Pengisi Formasi	58
3.4 Interpretasi Kuantitatif.....	59

3.4.1 <i>Volume Shale</i>	60
3.4.2 Porositas.....	60
3.4.3 Faktor Formasi.....	66
3.4.4 Resistivity Water (R_w) pada Formasi	67
3.4.5 Saturasi Air (S_w)	68

BAB IV METODE PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat Pelaksanaan.....	69
4.2 Alat dan Bahan	70
4.3 Diagram Alir Penelitian.....	71

BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Pengkondisian Data.....	73
5.2 Zonasi Reservoir dan Kandungan Lempung	74
5.3 Porositas, Resistivitas Air dan Saturasi Air	82

BAB VI KESIMPULAN

6.1 Kesimpulan	96
6.2 Saran.....	97

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. Resolusi lapisan minimum dari alat resistivitas	34
Tabel 2. Nilai Delta-T pada material di beberapa kondisi	53
Tabel 3. Faktor-faktor penyebab respon kaliper	54
Tabel 4. Densitas matriks dari berbagai litologi	61
Tabel 5. Densitas matriks untuk beberapa mineral pembentuk batuan.....	62
Tabel 6. Koefisien dan eksponen berbeda yang digunakan untuk menghitung Faktor formasi (F)	66
Tabel 7. Kegiatan Penelitian	69
Tabel 8. Data Log Sumur	73
Tabel 9. Analisis Kuantitatif Data Log Sumur.....	94

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. Lokasi Cekungan Sumatera Selatan	5
Gambar 2. <i>Regional Tectonic element of South Sumatera Basin</i>	7
Gambar 3. Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan	9
Gambar 4. Peta Distribusi Facies Formasi Baturaja	12
Gambar 5. <i>Instrument Wireline Logging</i>	19
Gambar 6. Sebuah alat LWD yang berisi <i>density dan neutron detector</i>	24
Gambar 7. <i>Wireline Log dan Logging While Drilling</i>	24
Gambar 8. Pengukuran log SP	26
Gambar 9. Contoh defleksi SP dari <i>shale baseline</i>	28
Gambar 10. Prinsip Kerja Alat Laterolog	32
Gambar 11. Prinsip Kerja Alat Log Induksi	33
Gambar 12. Kontras karakteristik resolusi lapisan dari alat resistivitas	34
Gambar 13. Format khas log resistivitas.....	35
Gambar 14. Profil sumur bor terinvasi lumpur	36
Gambar 15. Prinsip kerja alat <i>Micro Spherically Focussed Log</i>	38
Gambar 16. Pengukuran log <i>gamma ray</i>	39

Gambar 17. Defleksi kurva log <i>Gamma Ray</i> terhadap pengaruh <i>shale</i> dan <i>sand</i>	40
Gambar 18. Respon log <i>gamma ray</i> terhadap batuan	41
Gambar 19. Proses hamburan dan penyerapan sinar gamma.....	42
Gambar 20. Log densitas.....	43
Gambar 21. Skema alat log <i>density</i>	45
Gambar 22. Prinsip Kerja Alat Neutron.....	47
Gambar 23. Log neutron	48
Gambar 24. Log penentu jenis litologi.....	50
Gambar 25. Respon log <i>Density</i> dan log Neutron.....	50
Gambar 26. Prinsip kerja alat log <i>Sonic</i>	52
Gambar 27. Tipikal Respon <i>caliper</i> untuk berbagai litologi	55
Gambar 28. Penentuan nilai resistivitas air (RW) berdasarkan Picket plot	67
Gambar 29. Diagram Alir Penelitian	71
Gambar 30. Zona Ara-01-A dan Ara-01-B sebagai zona potensial sumur Ara-01	75
Gambar31. Zona Ara-02-A dan Ara-02-B sebagai zona potensial sumur Ara-02	76
Gambar32. Zona Ara-03-A sebagai zona potensial sumur Ara-03.....	77
Gambar33. Zona Ara-04-A sebagai zona potensial sumur Ara-04.....	78
Gambar34. Zona Ara-05-A sebagai zona potensial sumur Ara-05.....	79
Gambar35. Zona Ara-06-A sebagai zona potensial sumur Ara-06.....	80
Gambar36. Zona Ara-07-A sebagai zona potensial sumur Ara-07.....	81
Gambar37. Nilai Resistivitas air pada sumur Ara_01.....	82
Gambar38. Nilai Resistivitas air pada sumur Ara_02.....	83
Gambar39. Nilai Resistivitas air pada sumur Ara_03.....	83
Gambar40. Nilai Resistivitas air pada sumur Ara_04.....	84

Gambar41. Nilai Resistivitas air pada sumur Ara_05.....	84
Gambar42. Nilai Resistivitas air pada sumur Ara_06.....	85
Gambar43. Nilai Resistivitas air pada sumur Ara_07.....	85
Gambar44. Porositas dan Saturasi Air Pada Sumur Ara-01	87
Gambar45. Porositas dan Saturasi Air Pada Sumur Ara-02	88
Gambar46. Porositas dan Saturasi Air Pada Sumur Ara-03	89
Gambar47. Porositas dan Saturasi Air Pada Sumur Ara-04	90
Gambar48. Porositas dan Saturasi Air Pada Sumur Ara-05	91
Gambar49. Porositas dan Saturasi Air Pada Sumur Ara-06	92
Gambar50. Porositas dan Saturasi Air Pada Sumur Ara-07	93
Gambar51. Sw pada Lapisan yang bersih.....	95
Gambar52. Sw pada Lapisan yang Kotor	95

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kegiatan eksplorasi sangat diperlukan untuk memprediksi kondisi bawah permukaan, sehingga dapat mengurangi resiko kegagalan dalam melakukan eksploitasi hidrokarbon. Secara umum kegiatan eksplorasi dapat menghasilkan data seismik, data log sumur, dan data geologi. Data seismik mampu memberikan informasi spasial yang luas, tetapi tidak mampu memberikan resolusi yang baik secara vertikal. Sebaliknya data log sumur mampu memberikan resolusi yang baik secara vertikal.

Data log sumur sangat berperan penting dalam perkembangan eksplorasi hidrokarbon. Hasil data log sumur adalah gambaran bawah permukaan yang lebih detail berupa kurva-kurva nilai parameter fisika secara kontinu. Metode *logging* dapat memberitahukan gambaran yang lengkap dari lingkungan bawah permukaan tanah, tepatnya dapat mengetahui dan menilai batuan-batuan yang mengelilingi lubang bor tersebut. Metode ini juga dapat memberikan keterangan kedalaman lapisan yang mengandung hidrokarbon serta sejauh mana penyebarannya.

Petrofisika adalah ilmu yang mempelajari tentang sifat-sifat fisik batuan. Analisis ini sangat penting untuk mengetahui kualitas reservoir, jenis fluida, porositas dan permeabilitas dari suatu batuan atau formasi. Dalam pengembangan lokasi eksplorasi selanjutnya diperlukan adanya data-data yang memberikan petunjuk bahwa formasi yang akan dieksploitasi tersebut memiliki nilai porositas dan permeabilitas yang cukup baik, maka sangat diperlukan adanya suatu karakterisasi reservoir. Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses untuk mendeskripsikan secara kualitatif atau kuantitatif dengan menggunakan data yang ada. Dengan adanya karakterisasi reservoir, maka kita dapat mendapatkan model reservoir secara lengkap baik litologi, porositas, maupun fluida di dalamnya. Salah satu tahapan dalam melakukan karakterisasi reservoir adalah *water saturation* atau kejenuhan air.

Menentukan nilai saturasi air perlu dilakukan penelitian secara bertahap. Dimulai dari penentuan jenis formasi, apakah berupa *shaly-sand formation* atau berupa *clean sand formation*. Jika yang dijumpai berupa *clean sand formation* maka penentuan metode saturasi air akan menjadi lebih mudah karena pada formasi jenis ini tidak terdapat kandungan *shale* yang dapat mengganggu nilai perhitungan. Apabila reservoir yang kita teliti memiliki kandungan *shale* atau bahkan terdiri dari batuan karbonat, maka penelitian masih harus berlanjut hingga dapat diketahui bagaimana dampak dari kehadiran *shale* ataupun rongga-rongga yang terbentuk pada batuan karbonat terhadap nilai saturasi air yang akan dicari. Pada reservoir yang mengandung *shale*, perlu dilakukan berbagai penelitian lanjutan seperti menentukan volume *shale* yang ada pada suatu

reservoar. Setelah itu barulah kita bisa mengetahui metode water saturation air manakah yang akan cocok pada reservoar yang akan kita teliti.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk:

1. Menganalisis kualitatif untuk menentukan zona potensial hidrokarbon.
2. Menganalisis kuantitatif untuk menentukan V_{shale} , R_w dan $PHIE$.
3. Menganalisis metode S_w yang akan dipakai pada zona potensial hidrokarbon.
4. Menghitung nilai S_w pada lapisan .

1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah dalam penelitian ini ada pada analisis reservoar migas berdasarkan sifat-sifat petrofisika batuan berdasarkan data log sumur dengan menggunakan *Interactive Petrophysic (IP)*.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

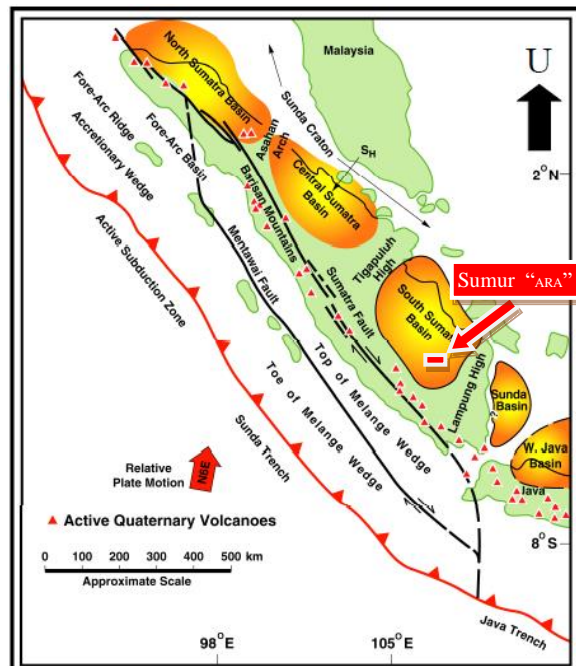
2.1. Geologi Regional

Cekungan Sumatera Selatan (*South Sumatera Basin*) dibatasi oleh Paparan Sunda di sebelah timurlaut, daerah Tinggian Lampung (*Lampung High*) di sebelah tenggara, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah baratdaya serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh (*Tiga Puluh High*) di sebelah baratlaut. Evolusi cekungan ini diawali sejak Mesozoik (Pulunggono, 1992) dan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*). Tektonik cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda (Heidrick, 1993).

Di dalam daerah Cekungan Sumatera Selatan terdapat daerah peninggian batuan dasar para tersier dan berbagai depresi. Perbedaan relief dalam batuan dasar ini diperkirakan karena pematahan dasar dalam bongkah-bongkah. Hal ini sangat ditentukan oleh adanya Depresi Lematang di Cekungan Palembang, yang jelas dibatasi oleh jalur patahan dari Pendopo-Antiklinorium dan Patahan Lahat di sebelah baratlaut dari Paparan Kikim.

Cekungan Sumatera Selatan dan Cekungan Sumatera Tengah merupakan satu cekungan besar yang dipisahkan oleh Pegunungan Tigapuluh. Cekungan ini

terbentuk akibat adanya pergerakan ulang sesar bongkah pada batuan pra-tercier serta diikuti oleh kegiatan vulkanik.



Gambar 1. Lokasi Cekungan Sumatera Selatan dan batas-batasnya (Heidrick,1993)

Secara tektonik Cekungan Sumatera Selatan terbentuk akibat adanya kompresi antara Lempeng Eurasia dan Lempeng India pada umur Mesozoik Tengah dan selanjutnya selama masa Paleosen hingga Miosen Awal terjadi fase ekstensi yang diikuti proses inversi, sehingga terjadi pengangkatan *basement* yang mempunyai implikasi terhadap proses sedimentasi dan stratigrafi.

Cekungan Sumatera Selatan terbentuk melalui tiga fase tektonik: yang pertama adalah fase kompresi, fase ini diawali dengan adanya kolisi Lempeng Eurasia dan India mengakibatkan adanya kompresi yang menyebabkan terbentuknya sesar-sesar geser dekstral berarah relatif utara-selatan. Kedua adalah fase ekstensi (Eosen hingga Miosen Awal), fase ini menyebabkan terbentuknya sesar-sesar normal dan sesar tumbuh (*growth fault*) yang mempunyai arah relatif utara-selatan. Fase ekstensi ini juga mengakibatkan terbentuknya cekungan

(*graben* atau *half graben*) yang selanjutnya terjadi pengisian awal cekungan (*synrift-rifting*). Ketiga adalah fase kompresi (Pliosen hingga sekarang), pada fase ini terjadi kompresi *basement*, pembalikan cekungan, dan pembalikan sesar normal, sehingga menghasilkan bentukan antiklinal sebagai jebakan jebakan utama di daerah ini (Suhendan, 1984 dalam Setiadi, 2010). Beberapa struktur sesar normal dan cekungan sedimen yang teraktivasi kembali akibat kompresi selama masa Miosen hingga Plio-Plistosen membentuk struktur baru berupa cekungan inversi (Sudarmono, 1997 dalam Setiadi, 2010).

Pergerakan horisontal yang terjadi mulai Plistosen Awal sampai sekarang mempengaruhi kondisi Cekungan Sumatera Selatan dan Tengah sehingga sesar-sesar yang baru terbentuk di daerah ini mempunyai perkembangan hampir sejajar dengan Sesar Semangko. Akibat pergerakan horisontal ini, orogenesis yang terjadi pada Plio–Plistosen menghasilkan lipatan yang berarah baratlaut-tenggara tetapi sesar yang terbentuk berarah timurlaut–baratdaya dan baratlaut-tenggara. Jenis sesar yang terdapat pada cekungan ini adalah sesar naik, sesar mendatar dan sesar normal.

Daerah Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi depresi Jambi di Utara, Sub Cekungan Palembang Tengah dan Sub Cekungan Palembang Selatan atau Depresi Lematang, masing-masing dipisahkan oleh tinggian batuan dasar. Di daerah Sumatera Selatan terdapat 3 (tiga) antiklinorium utama, dari selatan ke utara: Antiklinorium Muara Enim, Antiklinorium Pendopo Benakat dan Antiklinorium Palembang.

Struktur geologi yang berkembang akibat gaya tegasan yang bekerja dengan arah baratdaya-timur laut membentuk lipatan dan sesar. Struktur lipatan

membentuk antiklinorium Pendopo-Benakat. Jurus umum masing-masing antiklin dan sinklin berarah baratlaut-tenggara yang sesuai dengan arah memanjang Pulau Sumatera yang dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 2. Regional Tectonic element of South Sumatera Basin

2.2. Fisiologi

Sejarah pembentukan cekungan Sumatera Selatan memiliki beberapa kesamaan dengan sejarah pembentukan cekungan Sumatera Tengah. Batas antara kedua cekungan tersebut merupakan kawasan yang membujur dari timurlaut-baratdaya melalui bagian utara Pegunungan Tigapuluh. Cekungan-cekungan tersebut mempunyai bentuk asimetrik dan di sebelah baratdaya dibatasi oleh sesar-sesar dan singkapan-singkapan batuan Pra-Tersier yang terangkat sepanjang kawasan kaki pegunungan Barisan. Di sebelah timur laut dibatasi oleh formasi-formasi sedimen dari paparan Sunda. Pada bagian selatan dan timur, cekungan tersebut dibatasi oleh tinggian Pegunungan Tigapuluh. Kedua daerah tinggian

tersebut tertutup oleh laut dangkal saat Miosen awal sampai Miosen tengah. Cekungan-cekungan tersier tersebut juga terhampar ke arah barat dan kadang dihubungkan oleh jalur-jalur laut dengan Samudera Hindia. Berdasarkan unsur tektonik, maka fisiografi regional cekungan Sumatera Selatan mempunyai daerah tinggian dan depresi, yaitu:

1. Tinggian Meraksa, yang terdiri dari Kuang, Tinggian Palembang, Tinggian Tamiang, Tinggian Palembang bagian utara dan Tinggian Sembilang.
2. Depresi Lematang (Muaraenim Dalam)
3. Antiklinorium Pendopo Limau dan Antiklinorium Palembang bagian utara.

Ketiga fisiografi di atas membagi cekungan Sumatera Selatan menjadi tiga bagian, yaitu Sub-cekungan Palembang bagian selatan, Sub-cekungan Palembang bagian tengah dan Sub-cekungan Jambi.

2.3. Sratigrafi

Pada dasarnya stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari satu siklus besar sedimentasi yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awalnya siklus ini dimulai dengan siklus *non-marine*, yaitu proses diendapkannya Formasi Lahat pada oligosen awal dan setelah itu diikuti oleh Formasi Talang Akar yang diendapkan di atasnya secara tidak selaras. Fase transgresi ini terus berlangsung hingga miosen awal, dan berkembang formasi Baturaja yang terdiri dari batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan *back reef*, *fore reef* dan intertidal. Sedangkan untuk fase transgresi maksimum diendapkan Formasi Gumai bagian bawah yang terdiri dari *shale* laut

dalam secara selaras diatas Formasi Baturaja. Fase regresi terjadi pada saat diendapkannya Formasi Gumai bagian atas dan diikuti oleh pengendapan Formasi Air Benakat secara selaras yang didominasi oleh litologi batupasir pada lingkungan pantai dan delta. Pada pliosen awal, laut menjadi semakin dangkal karena terdapat dataran delta dan *non-marine* yang terdiri dari perselingan batupasir dan *claystone* dengan sisipan berupa batubara. Pada saat pliosen awal ini menjadi waktu pembentukan dari formasi Muara Enim yang berlangsung sampai pliosen akhir yang terdapat pengendapan batuan konglomerat, batu apung dan lapisan batupasir *tuffa*.

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan diawali dengan siklus pengendapan darat, kemudian berangsur menjadi pengendapan laut, dan kembali kepada pengendapan darat. Urut-urutan stratigrafi dari tua ke muda (Koesoemadinata, 1980).

UMUR	KELOMPOK	FORMASI	TEBAL (m)	LITOLOGI	Fasies			
					TERESTRIAL	LUMBAKAL	MERITIC	MERITIC DEEP
Kwarter				Pasir, lanau, lempung, aluvial.				
Plistosen		Kasai		Kerikil, pasir tuffan, dan lempung konkresi vulkanik, tuff batuapung				
Pliosen	PALEMBANG	Muara Enim	150-750	Lempung, lempung pasiran, pasir dan lapisan tebal batubara.				
Miosen	Atas	Air Benakat		Lempung pasiran dan napalan, banyak pasir dengan glaukonit, kadang gampingan.				
	Tengah	Gumai	2200	Napal, lempung, serpih, serpih lanauan, kadang-kadang gamping dan pasir tipis, Globigerina biasa terdapat				
	Bawah	Batu Raja	0-160	Napal, gamping terumbu dan gamping lempungan				
Oligosen	Atas	Talangakar	0-1100	Pasir, pasir gampingan, lempung, lempung pasiran sedikit batubara, pasir kasar pada dasar penampang di banyak tempat.				
	Tengah							
Eosen	Bawah	LAF	0-300	Tuff ungu, hijau, merah dan coklat, lempung tuffan, breksi dan konglomerat.				
	Atas							
	Tengah							
Paleosen	Bawah							
	Atas							
Mesozoikum Paleozoikum		Pretercier		Batuan beku aneka warna dan batuan sedimen yang termetamorfisir tingkat rendah.				

Gambar 3. Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Koesoemadinata, 1980)

2.3.1. Batuan Dasar (*Basement*)

Batuan dasar (pra tersier) terdiri dari batuan kompleks Paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, dan batuan karbonat. Batuan dasar yang paling tua, terdeformasi paling lemah, dianggap bagian dari Lempeng-mikro Malaka, mendasari bagian utara dan timur cekungan. Lebih ke selatan lagi terdapat Lempeng-mikro Mergui yang terdeformasi kuat, kemungkinan merupakan fragmen kontinental yang lebih lemah. Lempeng-mikro Malaka dan Mergui dipisahkan oleh fragmen terdeformasi dari material yang berasal dari selatan dan bertumbukan. Bebatuan granit, vulkanik, dan metamorf yang terdeformasi kuat (berumur Kapur Akhir) mendasari bagian lainnya dari cekungan Sumatera Selatan. Morfologi batuan dasar ini dianggap mempengaruhi morfologi *rift* pada Eosen-Oligosen, lokasi dan luasnya gejala inversi/pensesaran mendatar pada Plio-Pleistosen, karbon dioksida lokal yang tinggi yang mengandung hidrokarbon gas, serta rekahan-rekahan yang terbentuk di batuan dasar (Ginger, 2005).

2.3.2. Formasi Lahat

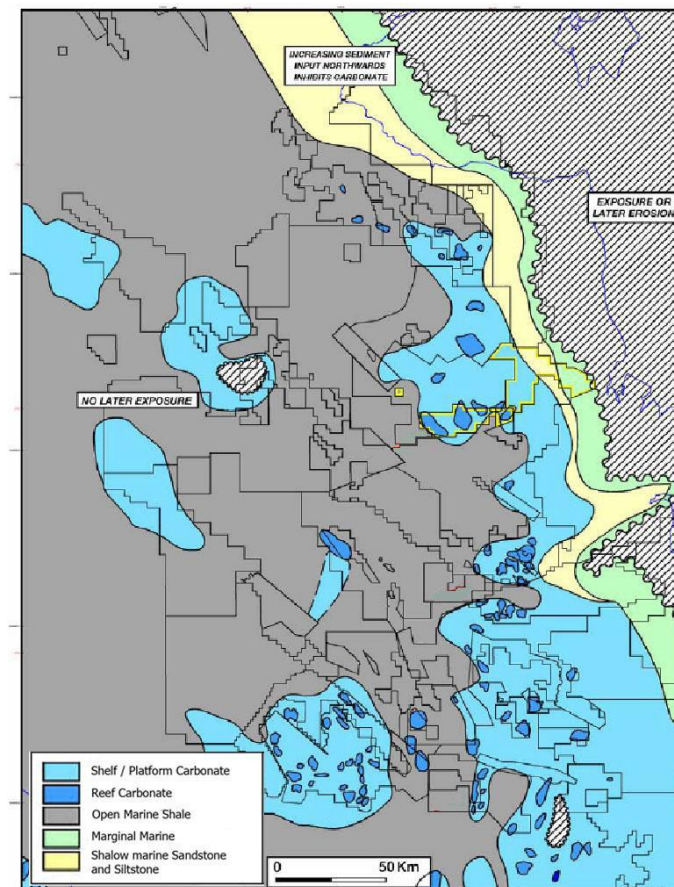
Formasi Lahat diperkirakan berumur oligosen awal (Sardjito dkk, 1991). Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada Cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial sampai dengan *lacustrine*. Fasies batupasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batupasir kasar, kerikilan, dan konglomerat. Sedangkan fasies *shale* terletak di bagian atas (*Benakat Shale*) terdiri dari batu serpih sisipan batupasir halus, lanau, dan tufa. Sehingga *shale* yang berasal dari

lingkungan *lacustrine* ini merupakan dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi *graben* ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian *intra-graben* sub cekungan selatan dan tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger, 2005).

2.3.3. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar diperkirakan berumur oligosen akhir sampai miosen awal. Formasi ini terbentuk secara tidak selaras dan kemungkinan *paraconformable* di atas Formasi Lahat dan selaras di bawah Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa/formasi Baturaja. Formasi Talang Akar pada cekungan Sumatera Selatan terdiri dari batulanau, batupasir dan sisipan batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batupasir kasar, serpih dan sisipan batubara. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih. Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 460-610 m di dalam beberapa area cekungan. Variasi lingkungan pengendapan formasi ini merupakan *fluvial-deltaic* yang berupa *braided stream* dan *point bar* di sepanjang paparan (*shelf*) berangsur berubah menjadi lingkungan pengendapan *delta front*, *marginal marine*, dan *prodelta* yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan (*basinward*). Sumber sedimen batupasir Talang Akar Bawah ini berasal dari dua tinggian pada kala oligosen akhir, yaitu di sebelah timur (Wilayah Sunda) dan sebelah barat (deretan Pegunungan Barisan dan daerah tinggian dekat Bukit Barisan).

2.3.4. Formasi Baturaja



Gambar 4. Peta Distribusi Facies Formasi Baturaja (Bishop, 2001)

Formasi Baturaja diendapkan secara selaras di atas formasi Talang Akar pada kala miosen awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat *platforms* dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan 60-120 m. Didalam batuan karbonatnya terdapat *shale* dan *calcareous shale* yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah *platform* dan tinggian (Bishop, 2001). Produksi karbonat berjalan dengan baik pada masa sekarang dan menghasilkan pengendapan dari batugamping. Keduanya berada pada *platforms* di pinggir dari cekungan dan *reef* yang berada pada tinggian *intra-basinal*. Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara sub-

cekungan Jambi (Ginger, 2005). Beberapa distribusi *facies* batugamping yang terdapat dalam formasi Baturaja diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Bagian bawah terdiri dari batugamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan terdiri dari *wackestone* bioklastik, sedikit *plentic foram*, dan di beberapa tempat terdapat *vein* (Gambar 4).

2.3.5. Formasi Gumai

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas formasi Baturaja pada kala oligosen sampai dengan tengah miosen. Formasi ini tersusun oleh *fosilliferous marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batugamping, napal dan batulanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan *shale*. Ketebalan formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas cekungan dan pada saat melewati tinggian ketebalannya cenderung tipis.

2.3.6. Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi dan akhir dari pengendapan formasi Gumai pada kala tengah miosen (Bishop, 2001). Pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan neritik hingga *shallow marine*, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufaan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini

diperkirakan antara 1000-1500 m.

2.3.7. Formasi Muara Enim

Formasi ini diendapkan pada kala akhir miosen sampai pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batu lempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan cekungan Sumatra Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada lingkungan *delta plain* dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batupasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama kala Miosen akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan *onset* pengendapan lingkungan *non marine*. Batupasir pada formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan *silicified wood*. Sedangkan batubara yang terdapat pada formasi ini umumnya berupa lignit. Ketebalan formasi ini tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2001).

2.3.8. Formasi Kasai

Formasi ini diendapkan pada kala pliosen sampai dengan pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil dari erosi dari pengangkatan Bukit Barisan dan pegunungan Tigapuluh, serta akibat adanya pengangkatan pelipatan yang terjadi di cekungan. Pengendapan dimulai setelah tanda-tanda awal dari pengangkatan

terakhir Pegunungan Barisan yang dimulai pada miosen akhir. Kontak formasi ini dengan formasi Muara Enim ditandai dengan kemunculan pertama dari batupasir tufaan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresi ketiga ini adalah adanya kenampakan produk vulkanik. Formasi Kasai tersusun oleh batupasir kontinental dan lempung serta material piroklastik. Formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah terdiri atas *tuffaceous sandstone* dengan beberapa selingan lapisan-lapisan *tuffaceous claystone* dan batupasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan *tuff*, batu apung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu berstruktur sedimen silang siur. Lignit terdapat sebagai lensa-lensa dalam batupasir dan batulempung yang terdapat *tuff*.

BAB III

TEORI DASAR

3.1 Well Logging

Log adalah suatu grafik kedalaman (bisa juga waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Kegiatan untuk mendapatkan data log disebut ‘*logging*’. *Logging* memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kuantitatif banyaknya hidrokarbon di lapisan pada situasi dan kondisi sesungguhnya. Kurva log memberikan informasi yang dibutuhkan untuk mengetahui sifat-sifat batuan dan cairan.

Well logging dalam bahasa Prancis disebut *carrotage electrique* yang berarti “*electrical coring*”, hal itu merupakan definisi awal dari *well logging* ketika pertama kali ditemukan pada tahun 1927. Saat ini *well logging* diartikan sebagai perekaman karakteristik dari suatu formasi batuan yang diperoleh melalui pengukuran pada sumur bor (Ellis & Singer, 2008).

Well logging mempunyai makna yang berbeda untuk setiap orang bor. Bagi seorang geolog, *well logging* merupakan teknik pemetaan untuk kepentingan eksplorasi bawah permukaan. Bagi seorang petrofisisis, *well logging* digunakan untuk mengevaluasi potensi produksi hidrokarbon dari suatu

reservoir. Bagi seorang geofisikawan, *well logging* digunakan untuk melengkapi data yang diperoleh melalui seismik. Seorang *reservoir engineer* menggunakan *well log* sebagai data pelengkap untuk membuat simulator. Kegunaan utama dari *well logging* adalah untuk mengkorelasikan pola-pola *electrical conductivity* yang sama dari satu sumur ke sumur lain kadang-kadang untuk area yang sangat luas bor (Ellis & Singer, 2008). Saat ini teknologi *well logging* terus berkembang sehingga dapat digunakan untuk menghitung potensi hidrokarbon yang terdapat di dalam suatu formasi batuan.

Log adalah suatu grafik kedalaman (bisa juga waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Log elektrik pertama kali digunakan pada 5 September 1927 oleh Henry George Doll dan Schlumberger bersaudara pada lapangan minyak kecil di Pechelbronn, Alsace, sebuah propinsi di timurlaut Prancis (Ellis & Singer, 2008). Log terus mengalami perkembangan dari waktu ke waktu. Pada tahun 1929 log resistivitas mulai digunakan, disusul dengan kehadiran log SP tiga tahun kemudian, selanjutnya log neutron digunakan pada tahun 1941 disusul oleh kehadiran mikrolog, laterolog, dan log *sonic* pada tahun 1950-an (Schlumberger, 1989).

Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan log ini adalah untuk menentukan zona, dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir (Harsono, 1997). Dari hasil kurva-kurva yang menunjukkan parameter tersebut dapat diinterpretasikan jenis-jenis dan urutan-urutan litologi serta ada tidaknya

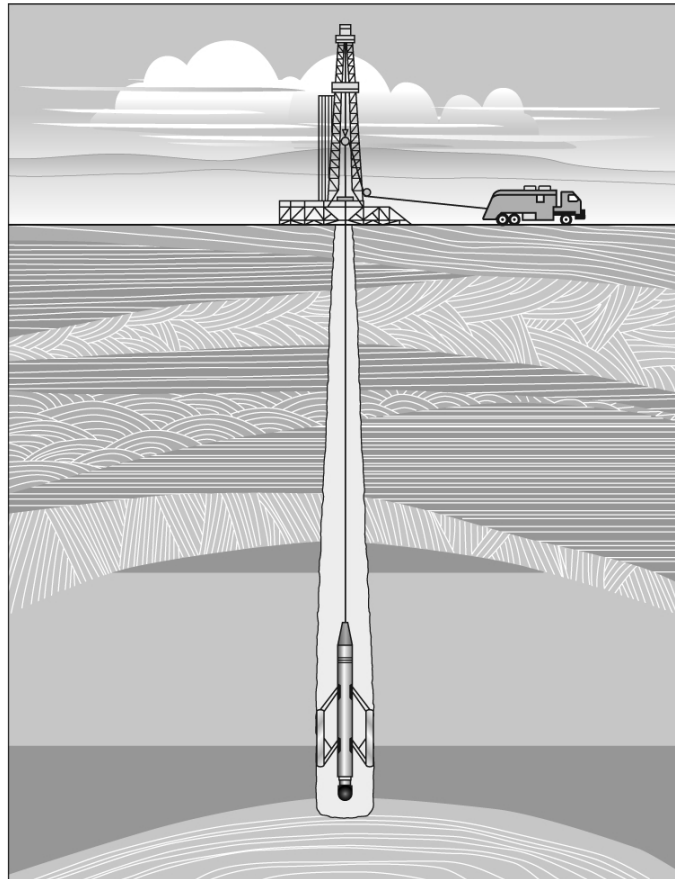
komposisi hidrokarbon pada suatu formasi di daerah penelitian. Dengan kata lain metode *well logging* merupakan suatu metode yang dapat memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kualitatif dan kuantitatif adanya komposisi hidrokarbon. Ellis & Singer (2008) membagi metode yang digunakan untuk memperoleh data log menjadi dua macam, yaitu:

3.1.1 *Wireline Logging*

Wireline logging sendiri merupakan perekaman dengan menggunakan kabel setelah pengeboran dilaksanakan dan pipa pengeboran telah di angkat. Pelaksanaan *wireline logging* merupakan kegiatan yang dilakukan dari memasukkan alat yang disebut *sonde* ke dalam lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Pencacatan dilakukan dengan menarik sonde tersebut dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan yang tetap dan menerus. Kegiatan ini dilakukan segera setelah pekerjaan pengeboran selesai. Hasil pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dalam kurva log vertikal yang sebandingdengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai keperluan pemakainya. Tampilan data hasil metode tersebut adalah dalam bentuk log yaitu grafik kedalaman dari satu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono,1997).

Pada *wireline logging*, hasil pengukuran akan dikirim ke permukaan melalui kabel (*wire*). Instrumen-instrumen yang terdapat pada alat ini adalah (Gambar 6):

1. *Mobile laboratory*
2. *Borehole*
3. *Wireline*
4. *Sonde*



Gambar 5. *Instrument wireline logging* (Schlumberger, 1989)

Untuk menjalankan *wireline logging*, lubang bor harus dibersihkan dan distabilkan terlebih dahulu sebelum peralatan *logging* dipasang (Bateman, 1985). Hal yang pertama kali dilakukan adalah mengulurkan kabel ke dalam lubang bor hingga kedalaman maksimum lubang bor tersebut (Bateman, 1985). Sebagian besar log bekerja ketika kabel tersebut ditarik dari bawah ke atas lubang bor. Kabel tersebut berfungsi sebagai transmiter data sekaligus sebagai penjaga agar alat *logging* berada pada posisi yang diinginkan (Bateman, 1985). Bagian luar kabel tersusun atas *galvanized steel* sedangkan bagian dalamnya diisi oleh konduktor listrik (Ellis & Singer, 2008). Kabel tersebut digulung dengan menggunakan *motorized drum* yang digerakkan secara manual selama *logging* berlangsung (Ellis & Singer, 2008). Drum tersebut menggulung kabel dengan kecepatan antara 300

m/jam (1000 ft/jam) hingga 1800 m/jam (6000 ft/jam) tergantung pada jenis alat yang digunakan (Ellis & Singer, 2008). Kabel *logging* mempunyai penanda kedalaman (misalnya tiap 25 m) yang dicek secara mekanik, namun koreksi kedalaman harus dilakukan akibat tegangan kabel dan pengaruh listrik (Bateman, 1985).

Biaya sewa rig yang mahal dan *logging* pada sumur bor yang harus dilakukan dengan seketika membuat alat *logging* modern saat ini dirancang agar bisa menjalankan beberapa fungsi sekaligus. rangkaian *triple-combo* yang dimiliki oleh Schlumberger dapat mengukur resistivitas, densitas, mikroresistivitas, neutron, dan gamma ray sekaligus (Harsono, 1997). Apabila rangkaian tersebut ditambahi dengan alat Sonik, maka rangkaian yang dihasilkan disebut rangkaian *super-combo* (Harsono, 1997). Kedua rangkaian tersebut mampu bekerja dengan kecepatan 1800 ft/jam (Harsono, 1997).

Data yang didapat melalui berbagai alat *logging* yang berbeda tersebut kemudian diolah oleh CSU (*Cyber service unit*). CSU merupakan sistem *logging* komputer terpadu di lapangan yang dibuat untuk kepentingan *logging* dengan menggunakan program komputer yang dinamakan *cyberpack* (Harsono, 1997). Sistem komputer CSU merekam, memproses dan menyimpan data *logging* dalam bentuk digital dengan format LIS (*Log Information Standard*), DLIS (*Digital Log-Interchange Standard*) atau ACSII (Harsono, 1997). CSU juga berfungsi menampilkan data log dalam bentuk grafik (Harsono, 1997).

Sistem komputer terbaru yang digunakan oleh Schlumberger adalah MAXIS (*Multiasking Acquisition and Imaging System*). Sistem ini mampu mentransmisikan data lebih cepat dari sistem CSU. Tidak seperti sistem *logging* lainnya, sistem

MAXIS mempunyai kemampuan menampilkan gambar atau citra berwarna dari data-data yang diukur dengan alat-alat *logging* generasi baru (Harsono, 1997). Gambar atau citra data ini mempermudah karakterisasi reservoir dan interpretasi data di lapangan.

Darling (2005) menyebutkan sejumlah kelebihan *wireline logging* sebagai berikut:

- Mampu melakukan pengukuran terhadap kedalaman *logging* secara otomatis
- Kecepatan transmisi datanya lebih cepat daripada LWD, mampu mencapai 3 Mb/detik.

Wireline logging juga mempunyai sejumlah kekurangan (Darling, 2005) yaitu:

- Sulit digunakan pada *horizontal & high deviated well* karena menggunakan kabel
- Informasi yang didapat bukan merupakan *real-time data*

3.1.2 Logging While Drilling

Logging while drilling (LWD) merupakan suatu metode pengambilan data log dimana *logging* dilakukan bersamaan dengan pemboran. Hal ini dikarenakan alat *logging* tersebut ditempatkan di dalam *drill collar*. Pada LWD, pengukuran dilakukan secara *real time* oleh *measurement while drilling* (Harsono, 1997).

Alat LWD terdiri dari tiga bagian, yaitu: sensor *logging* bawah lubang bor, sebuah sistem transmisi data, dan sebuah penghubung permukaan. Sensor *logging* ditempatkan di belakang *drill bit*, tepatnya pada *drill collars* (lengan yang berfungsi memperkuat *drill string*) dan aktif selama pemboran dilakukan (Bateman, 1985).

Sinyal kemudian dikirim ke permukaan dalam format digital melalui *pulse telemetry* melewati lumpur pemboran dan kemudian ditangkap oleh *receiver* yang ada di permukaan (Harsono, 1997). Sinyal tersebut lalu dikonversi dan log tetap bergerak dengan pelan selama proses pemboran. *Logging* berlangsung sangat lama sesudah pemboran dari beberapa menit hingga beberapa jam tergantung pada kecepatan pemboran dan jarak antara bit dengan sensor di bawah lubang bor (Harsono, 1997).

Layanan yang saat ini disediakan oleh perusahaan penyedia jasa LWD meliputi *gamma ray*, *resistivity*, densitas, neutron, survei lanjutan (misalnya sonik). Tipe log tersebut sama (tapi tidak identik) dengan log sejenis yang digunakan pada *wireline logging*. Secara umum, log LWD dapat digunakan sama baiknya dengan log *wireline logging* dan dapat diinterpretasikan dengan cara yang sama pula (Darling, 2005). Meskipun demikian, karakteristik pembacaan dan kualitas data kedua log tersebut sedikit berbeda.

Menurut Darling (2005), alat LWD mempunyai sejumlah keunggulan dibandingkan dengan *wireline logging*, yaitu:

- Data yang didapat berupa *real-time information*.

Informasi tersebut dibutuhkan untuk membuat keputusan penting selama pemboran dilakukan seperti menentukan arah dari mata bor atau mengatur *casing*.

- Informasi yang didapat tersimpan lebih aman.

Hal ini karena informasi tersebut disimpan di dalam sebuah memori khusus yang tetap dapat tetap diakses walaupun terjadi gangguan pada sumur.

- Dapat digunakan untuk melintas lintasan yang sulit.

LWD tidak menggunakan kabel sehingga dapat digunakan untuk menempuh lintasan yang sulit dijangkau oleh *wireline logging* seperti pada sumur horizontal atau sumur bercabang banyak (*high deviated well*).

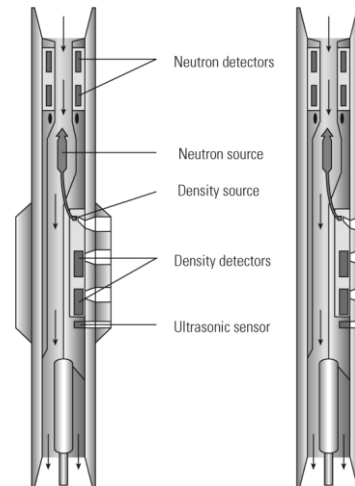
- Menyediakan data awal apabila terjadi *hole washing-out* atau invasi.

Data LWD dapat disimpan dengan menggunakan memori yang ada pada alat dan baru dilepas ketika telah sampai ke permukaan atau ditransmisikan sebagai pulsa pada *mud column* secara *real-time* pada saat pemboran berlangsung (Harsono, 1997).

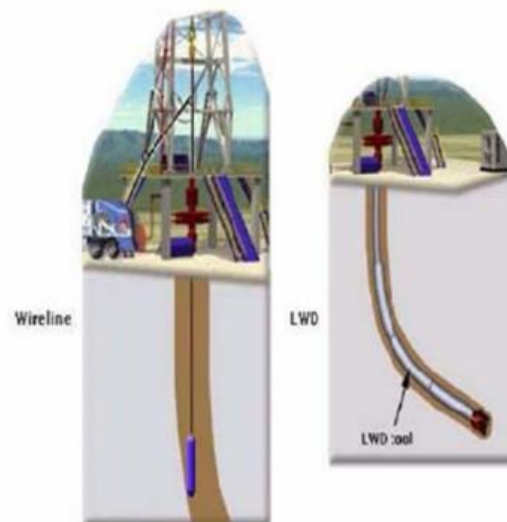
Berkaitan dengan hal tersebut terdapat Darling (2005) menyebutkan sejumlah kelemahan dari LWD yang membuat penggunaannya menjadi terbatas, yaitu:

- Mode pemboran: Data hanya bisa ditransmisikan apabila ada lumpur yang dipompa melewati *drillstring*.
- Daya tahan baterai: tergantung pada alat yang digunakan pada string, biasanya hanya dapat bekerja antara 40-90 jam
- Ukuran memori: Sebagian besar LWD mempunyai ukuran memori yang terbatas hingga beberapa megabit. Apabila memorinya penuh maka data akan mulai direkam di atas data yang sudah ada sebelumnya. Berdasarkan sejumlah parameter yang direkam, memori tersebut penuh antara 20-120 jam
- Kesalahan alat: Hal ini bisa menyebabkan data tidak dapat direkam atau data tidak dapat ditransmisikan.
- Kecepatan data: Data ditransmisikan tanpa kabel, hal ini membuat

kecepatannya menjadi sangat lambat yaitu berkisar antara 0,5-12 bit/s jauh dibawah *wireline logging* yang bisa mencapai 3 Mb/s.



Gambar 6. Sebuah alat LWD yang berisi *density* dan *neutron detector* (Schlumberger, 1989)



Gambar 7. *Wireline Log* dan *Logging While Drilling* (Schlumberger, 1989)

Data-data yang didapat pada pengukuran *well logging* antara lain: resistivitas, porositas, lapisan permeabel, mud cake pada dinding sumur, sifat radio aktif, sifat rambat suara, temperatur dan tekanan formasi, tekanan jenis fluida dalam formasi, litologi, parameter drilling, dll (Hermansjah, 2008).

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):

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

3.2 Perangkat-Perangkat *Well Logging*

Masing-masing alat logging memiliki karakteristik pengukuran sifat formasi yang berbeda, ada yang mengukur sifat batuan ada juga yang mengukur sifat fluida untuk mendapatkan data yang siap diinterpretasikan. Alat logging tertentu sangat peka terhadap kehadiran gas, sedangkan alat lainnya peka terhadap kandungan fluida lubang bor. Namun dari semua itu, yang perlu diperhatikan adalah kenyataannya tidak satupun alat logging yang mengukur porositas, saturasi, permeabilitas, atau jenis fluida secara langsung. Alat logging juga tidak dapat mengidentifikasi warna batuan atau tekstur batuan. Namun, memberikan data yang dapat dikorelasikan dengan sifat-sifat diatas (Hermansjah, 2008).

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:

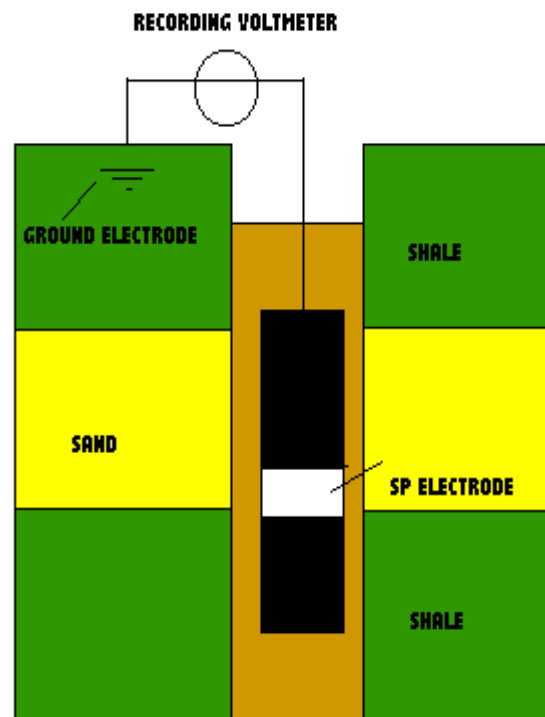
1. Log listrik, terdiri dari log SP (*Spontaneous Potensial*) dan log resistivitas.
2. Log radioaktif, terdiri dari log GR (*Gamma Ray*), log porositas (log densitas dan log neutron).
3. Log akustik berupa log *sonic*.
4. Log Caliper.

3.2.1 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.

3.2.1.1 Log *Spontaneous Potential* (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.



Gambar 8. Pengukuran log SP (Hermansjah, 2008)

Pembacaan Kurva SP:

- Pada lapisan serpih, 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).

- Bila $R_{mf} > R_w$ (*fresh mud*), maka defleksi SP menyimpang ke kiri (SP negatif), sedangkan bila $R_{mf} < R_w$ (*Salt mud*), maka defleksi SP menyimpang ke kanan (SP positif). SP log hanya dipakai dengan dasar *salt water drilling muds* (Hermansjah, 2008).

Berbagai kondisi batuan dan kadungan yang ada di dalamnya mempengaruhi bentuk-bentuk kurva SP. Bentuk-bentuk kurva SP adalah sebagai berikut:

Faktor-faktor yang mempengaruhi defleksi SP (Hermansjah, 2008):

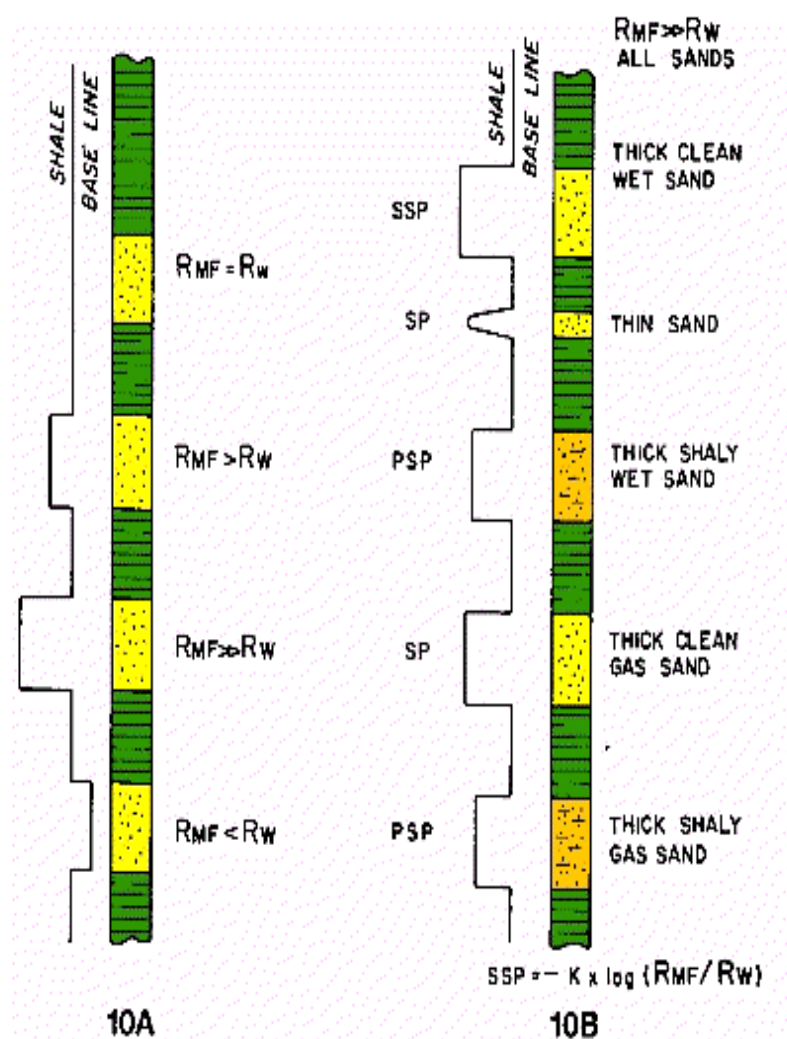
a. Faktor lithologi:

- Pada lapisan *shale/clay*, bentuk kurva SP lurus dan merupakan *shale base line*.
- Pada lapisan kompak, defleksi SP akan mengecil mendekati *shale base line* tergantung tingkat kekompakan batuan.
- Pada lapisan *shaly*, memperkecil defleksi SP mendekati *shale base line*.
Tergantung presentase *shale* pada lapisan permeabel.
- Pada lapisan permeabel, defleksi SP berkembang bisa positif atau negatif tergantung jenis kandungannya.

b. Faktor kadungan (jenis lumpur *fresh water mud*)

- Air asin : defleksi SP negatif
- Air tawar : defleksi SP positif
- Hidrokarbon : defleksi SP negatif
- Air payau : defleksi SP mendekati *shale base line*

Jadi pada prinsipnya, defleksi negatif akan terjadi bila salinitas kandungan dalam lapisan lebih besar dari salinitas lumpur, sedangkan defleksi positif terjadi bila salinitas kandungan dalam lapisan lebih kecil dibandingkan salinitas lumpur. Bilamana pada lapisan permeable salinitasnya sama dengan lumpur maka defleksi SP akan merupakan garis lurus sebagaimana pada *shale/clay*. Kurva SP yang lurus selain pada *shale* dan kesamaan salinitas juga dikarenakan adanya lapisan yang sangat kompak (*tight zone*).



Gambar 9. Contoh defleksi SP dari *shale baseline* (Hermansjah, 2008)

Kelebihan dan Kekurangan Log SP

Log SP memiliki kelebihan–kelebihan sebagai berikut:

1. Bereaksi hanya pada lapisan *permeable*
2. Mudah pengukurannya
3. Sebagai indikator lapisan *permeable* dan *non permeable*
4. Dapat menentukan batas antara lapisan *permeable* dan *non permeable*

Adapun kekurangan–kekurangan dari Log SP yaitu:

1. Tidak bekerja pada *oil base mud*
2. Tidak bereaksi bila $R_{mf} = R_w$
3. Dapat terpengaruh arus listrik
4. Tidak berfungsi baik pada formasi karbonat.

Fungsi Log SP

Log SP digunakan untuk:

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

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 (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.

Log *resistivity* merupakan log elektrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi adanya zona yang mengandung air ataupun hidrokarbon, zona permeabel dan zona berpori. Standar log *resistivity* seperti laterolog dan *induction log* menggunakan gelombang elektromagnetik dengan frekuensi sekitar 35 sampai 20000 Hz. Pada reservoir, nilai konduktivitas dipengaruhi oleh salinitas dan distribusi dari air formasi yang dikontrol oleh tipe porositas dan *wettability* dari formasi (Harsono, 1997).

Perbandingan daerah yang cocok untuk pemakaian log *Induction* dan Lateral:

- Log *Induction* bekerja dalam:
 1. *Fresh mud*
 2. Resistivitas formasi < 200 ohm-m
 3. $R_{mf}/R_w > 2.0$
- Log Lateral akan bekerja lebih baik pada:
 1. *Salt Mud*

2. Resistivitas formasi $> 200 \text{ ohm-m}$
3. $R_{mf}/R_w < 2.0$
4. *Large borehole* $> 12 \text{ in.}$ serta *deep invasion* ($> 40 \text{ in.}$)

Dengan adanya invasi maka industri *logging* telah menciptakan 3 tipe alat Resistivitas yaitu:

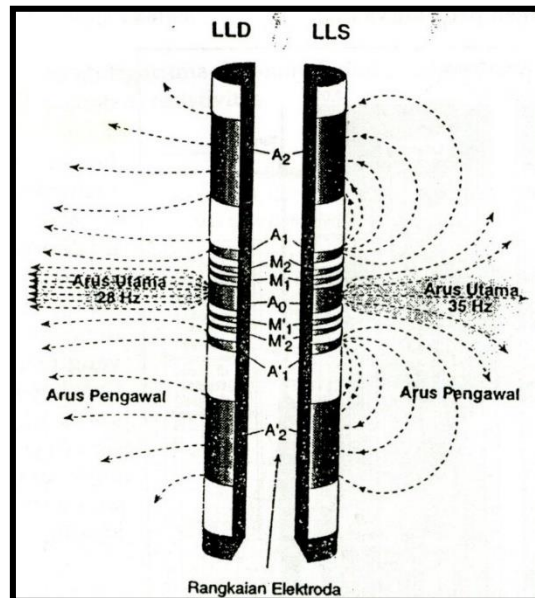
1. *Deep investigation.*
2. *Medium investigation.*
3. *Shallow investigation.*

3.2.1.2.1 Laterolog

Prinsip kerja dari laterolog ini adalah mengirimkan arus bolak-balik langsung ke formasi dengan frekuensi yang berbeda. Alat laterolog (DLT) 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.

Alat laterolog direkayasa untuk mengukur resistivitas batuan yang dibor dengan *salty mud* atau lumpur yang sangat konduktif serta dipakai untuk mendeteksi zona-zona yang mengandung HC. Prinsip kerja alat laterolog, sonde pada alat resistivitas ini memiliki elektroda penyangga (*bucking electrode*) untuk memfokuskan arus survei dan memaksanya mengalir dalam arah yang tegak lurus terhadap *sonde*. Arus yang terfokuskan ini memungkinkan pengukuran dilakukan pada batuan dengan arah yang lebih pasti. Ini merupakan perbaikan terhadap

pengukuran yang memakai arus yang tidak terfokus, yaitu alat ES (*Electrical Survey*) yang terdahulu, dimana arus survey lebih suka mengalir dalam lumpur karena resistivitas lumpur yang lebih rendah dari resistivitas batuan.



Gambar 10. Prinsip Kerja Alat Laterolog (Harsono, 1997)

Beberapa alat laterolog berdasarkan cakupan kedalamannya, yaitu:

- Laterolog Log *Shallow* (LLS): jangkauan kedalaman dangkal.
- Laterolog Log *Medium* (LLM): jangkauan kedalaman menengah.
- Laterolog Log *Deep* (LLD): jangkauan kedalaman dalam.

3.2.1.2.2 Induksi

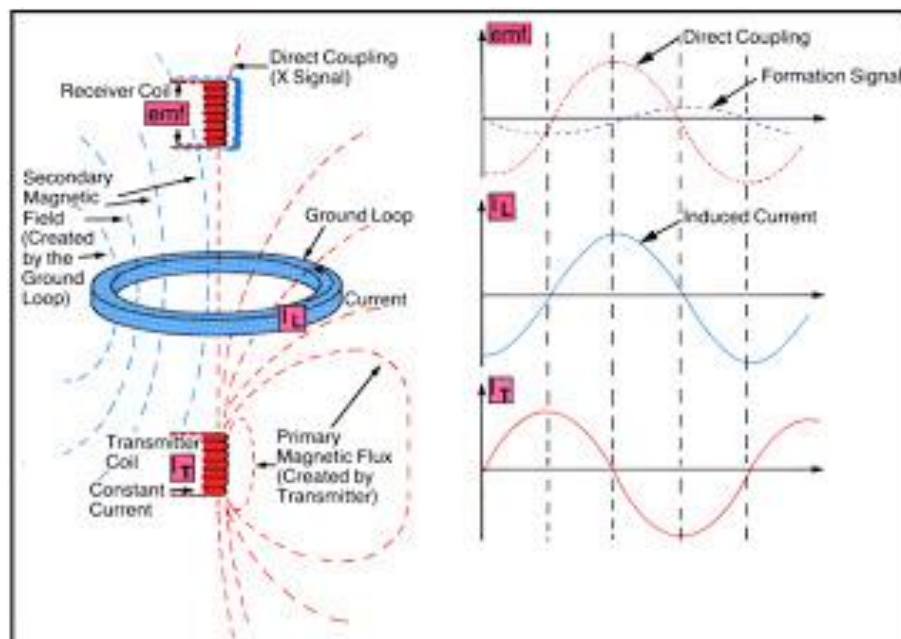
Alat induksi menentukan resistivitas dengan cara mengukur konduktivitas batuan. Dalam kumparan transmitter dialirkan arus bolak balik berfrekuensi tinggi dengan amplituda konstan yang akan menimbulkan medan magnet dalam batuan. Medan magnet ini menimbulkan arus Eddy atau arus Foucault yang dinamakan ground loop. Besar arus ini sebanding dengan konduktivitas batuan.

Alat induksi akan mengubah sinyal yang diterima ke arus DC yang sebanding kemudian dikirim ke komputer dipermukaan. Kemudian komputer

menterjemahkan sinyal DC ini ke nilai konduktivitas dan seterusnya diubah ke nilai resistivitas dalam Ohm.

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*.
- Resistivity* formasi tidak terlalu besar $R_t < 100 \Omega$
- Diameter lubang tidak terlalu besar.



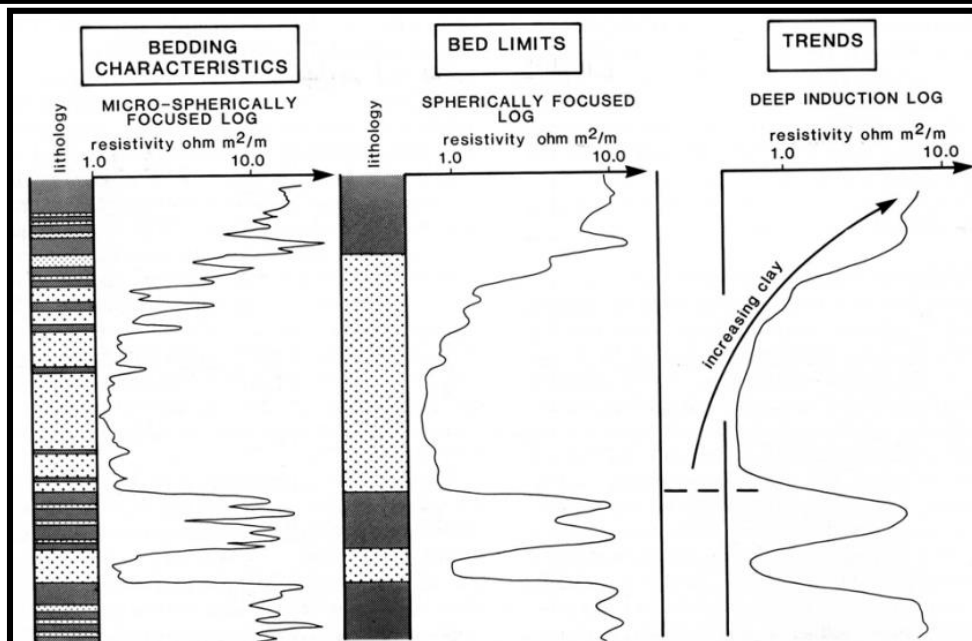
Gambar 11. Prinsip Kerja Alat Log Induksi (Schlumberger, 1996)

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 sendiri, dan tidak memberikan gambaran dari batas- batas lapisan.

Untuk perhitungan petrofisika hal ini penting untuk mengetahui resolusi minimum lapisan untuk pengukuran resistivitas formasi yang sebenarnya. Tabel 1. memberikan perkiraan resolusi lapisan untuk tujuan analisis petrofisika. Untuk lapisan lebih tipis daripada resolusi minimum, grafik koreksi harus digunakan untuk menemukan nilai-nilai yang benar, atau menggunakan alat khusus.

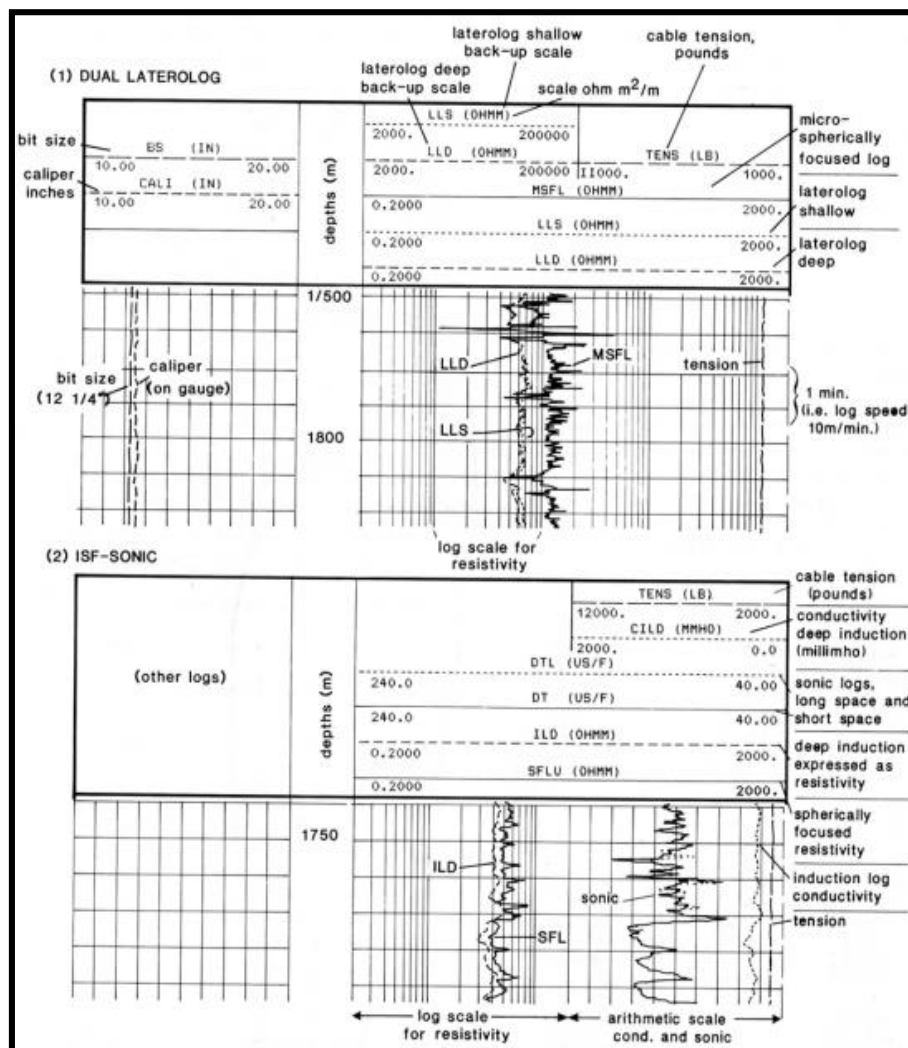
Tabel 1. Resolusi lapisan minimum dari alat resistivitas (Hartmann, 1975 dalam Rider, 1996)

Bed thickness	Logging tool	Spacing (in)	Estimated bed resolution						Resistivity measured
			ratio of edge bed to zone						
			5:1	1:5	20:1	1:20	100:1	1:100	
Less than 30cm (1ft)	Microlog	1 & 2	0.5	0.0	1.0	0.0	1.0	0.0	R_{xo}
	Micro-laterolog		0.3	0.0	0.5	0.0	1.0	0.0	
	Proximity	1	0.3	0.0	0.5	0.0	1.0	0.0	
30cm-1m (1ft-3ft)	SFL		1.0	0.0	2.0	0.0	3.0	0.0	R_i
	Laterolog 3	12	2.0	2.0	2.0	3.0	2.5	4.0	R_i
	Laterolog 8	14	2.0	2.0	2.0	3.0	2.5	4.0	R_i
1m-3m (3ft-10ft)	Laterolog 7	32	2.5	3.5	3.0	4.0	3.5	5.0	R_i
	Laterolog S	32	2.5	3.0	3.0	3.5	3.0	5.0	R_{xo}
	Laterolog D	32	2.5	3.0	3.0	3.5	3.0	4.0	R_i
	Induction M	40	4.0	10.0	4.0	20.0	10.0	25.0	R_i-R_t
	Induction D	40	4.0	10.0	4.0	20.0	10.0	25.0	R_i
Greater than 3m (10ft)	64in Normal	64	6.0	0.0	8.0	0.0	1.0	0.0	R_i-R_t
	18ft Lateral	216	20.0	0.0	30.0	0.0	50.0	0.0	R_i
	SN 16	16	10.0	6.0	20.0	10.0	0.0	0.0	$R_i (R_m = 0.1)$



Gambar 12. Kontras karakteristik resolusi lapisan dari alat resistivitas dan aplikasi geologinya (Schlumberger, 1996)

Untuk tujuan geologi, log resistivitas yang digunakan harus diketahui kemampuan resolusinya. Log *microtool* memberikan resolusi sangat baik untuk identifikasi lapisan geologi. Para-laterologs 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.



Gambar 13. Format khas log resistivitas. (1) kombinasi Dual Laterolog; (2) *induction*, kombinasi *spherically focused log* (Schlumberger, 1996)

Ketika suatu formasi di bor, air lumpur pemboran akan masuk ke dalam formasi sehingga membentuk 3 zona yang terinvasi (Gambar 14) dan mempengaruhi pembacaan log resistivitas, yaitu:

a. *Flushed Zone*

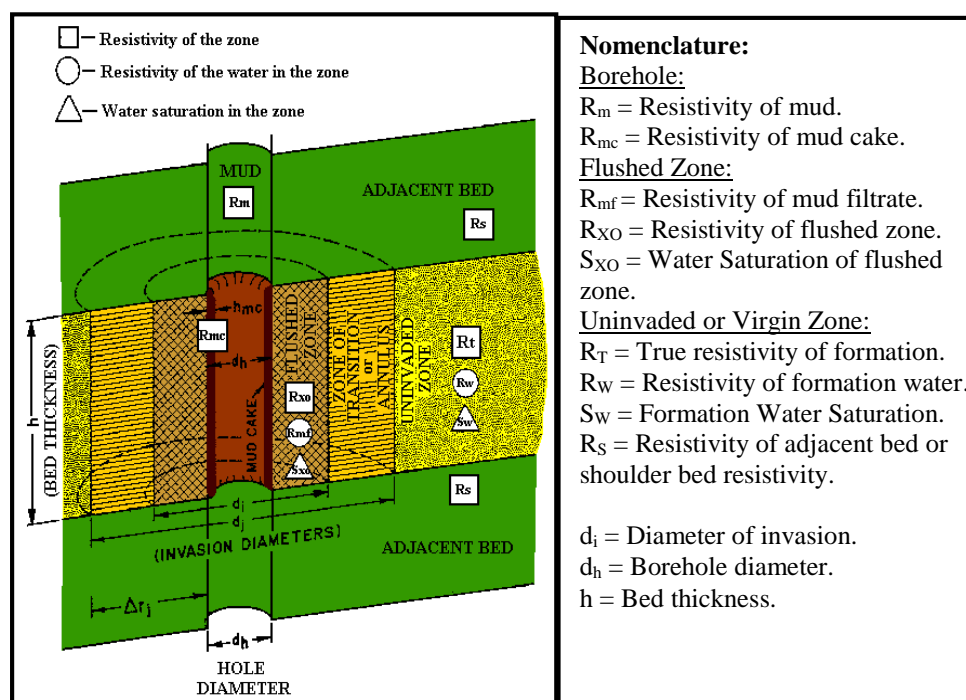
Merupakan zona infiltrasi yang terletak paling dekat dengan lubang bor serta terisi oleh air filtrat lumpur yang mendesak fluida formasi (gas, minyak ataupun air tawar). Meskipun demikian mungkin saja tidak seluruh fluida formasi terdesak ke dalam zona yang lebih dalam.

b. *Transition Zone*

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

c. *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 14. Profil sumur bor terinvasi lumpur (www.petrolog.net)

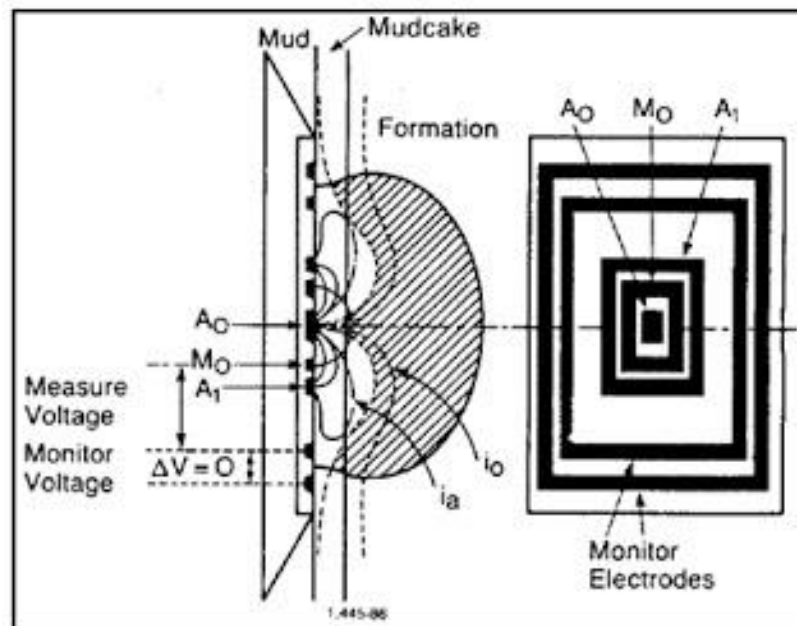
3.2.1.2.3 *Microlog*

Telah diketahui bahwa RXO berguna untuk koreksi pengukuran Rt. Log yang dirancang khusus untuk menyelidiki lapisan rembesan yang hanya beberapa inci dari lubang bor. Jenis log RXO adlh: PL, MLL, MSFL (*Micro Spherically Focussed Log*), dan Microlog lama. Dibawah ini adalah peninjauan kembali dari bermacam-macam kegunaan dari log RXO. Dalam hubungan dengan log Rt memberikan penentuan dari:

- Hidrokarbon yang dipindahkan.
- Porositas formasi bersih.
- Resistivitas filtrasi lumpur Rmf
- Resistivitas lumpur Rm.
- Ketebalan dari kerak lumpur hmc dan koreksi
- Log Rt terhadap pengaruh rembesan.
- Log porositas terhadap pengaruh hidrokarbon

Microlog adalah alat yg paling unggul untuk penentuan lapisan permeabel dan ketebalan kerak-lumpur. Prinsip kerja alat MSFL Serupa dengan alat mikrolog, pengukuran terhadap MSFL dibuat dengan sebuah bantalan elektroda khusus yang ditekan ke dinding lubang bor dengan bantuan sebuah kaliper. Pada bantalan tersebut dipasang suatu rangkaian bingkai-bingkai logam yang konsentrik disebut elektroda yang mempunyai fungsi memancarkan, mefokuskan dan menerima kembali arus listrik yang hampir sama seperti cara kerja elektroda Leterolog. Karena bantalannya kecil dan susunan elektrodanya berdekatan, maka hanya beberapa inci dari formasi dekat lubang bor yang diselidiki. Sehingga kita akan mempunyai suatu pengukuran dari resistivitas didaerah rembesan. Pengukuran

terhadap diameter lubang secara bersamaan oleh kaliper yang merupakan bagian tak terpisahkan dari alat MSFL. MSFL merupakan alat yang memancarkan arus listrik kedalam formasi sehingga diperlukan lumpur konduktif. Ini tidak dapat dilakukan dalam lumpur minyak. Sehingga hidrokarbon yang pindah tidak dapat ditentukan dalam lumpur minyak dengan alat ini.



Gambar 15. Prinsip kerja alat *Micro Spherically Focussed Log* (Schlumberger, 1996)

3.2.2 Log Radioaktif

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

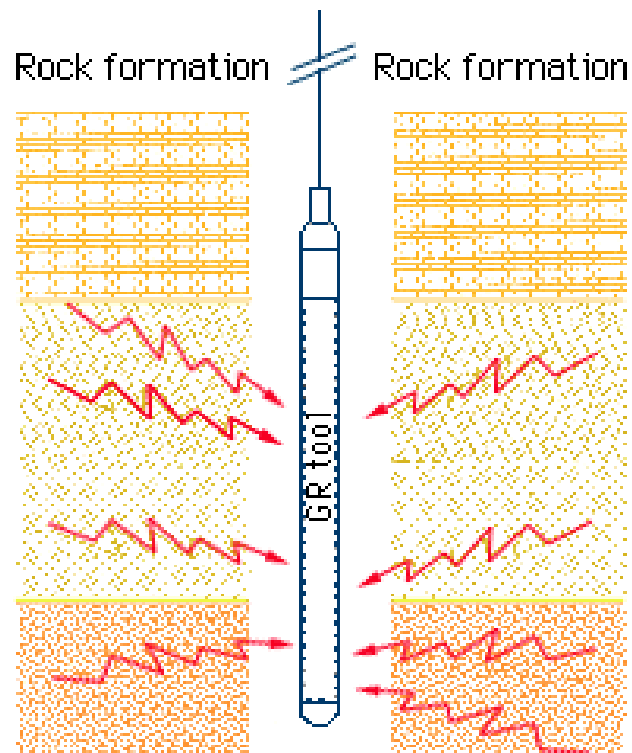
3.2.2.1 Log *Gamma Ray*

Log *Gamma Ray* adalah rekaman radioaktivitas alamiah. Radioaktivitas alamiah yang ada di formasi timbul dari elemen-elemen berikut yang ada dalam batuan (Harsono, 1997):

- Uranium (U)

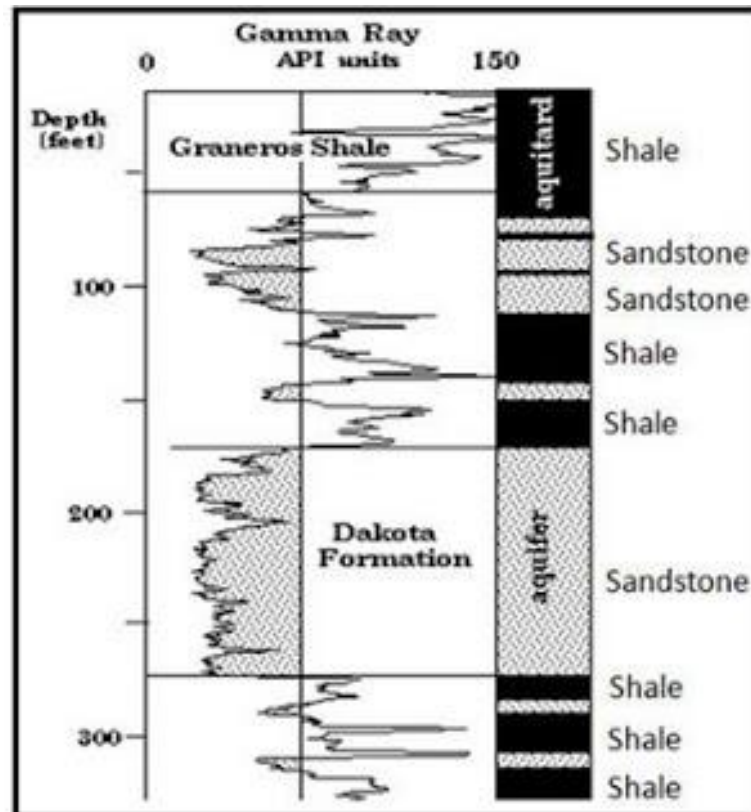
- Thorium (Th)
- Potasium (K)

Ketiga elemen ini memancarkan *Gamma Rays* secara terus menerus, yang merupakan *short bursts of high energy radiation* (ledakan-ledakan radiasi berenergi tinggi). Elemen tersebut biasanya banyak dijumpai pada *shale/clay*, maka log GR sangat berguna berguna untuk mengetahui besar kecilnya kandungan *shale* dalam lapisan *permeable*. Dengan menarik garis GR yang mempunyai harga maksimum dan minimum pada suatu penampang log maka kurva log GR yang jatuh diantara kedua garis tersebut merupakan indikasi adanya lapisan *shaly*.



Gambar 16. Pengukuran log *gamma ray* (Harsono, 1997)

Maka dari itu, log GR secara luas digunakan dalam interpretasi batuan, pasir-serpih untuk menghitung *volume 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.

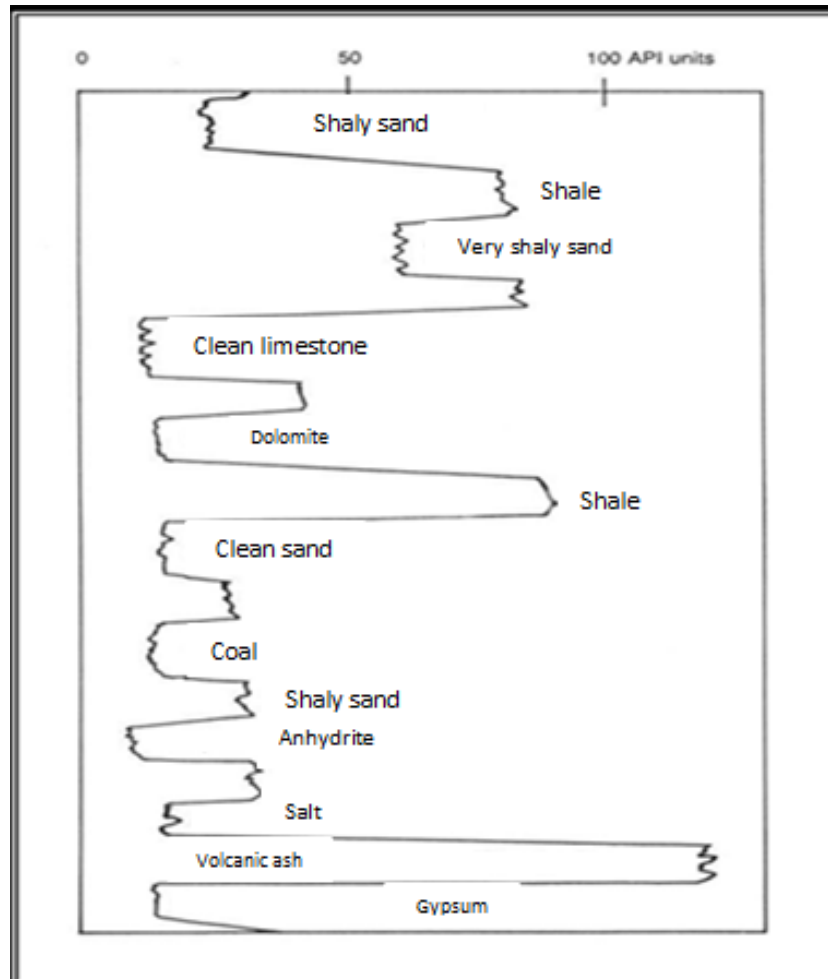


Gambar 17. Defleksi kurva log *Gamma Ray* terhadap pengaruh *shale* dan *sand* (Abdullah, 2007)

Secara khusus Log GR berguna untuk mendefinisikan 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:

- 1) Evaluasi kandungan serpih/ *shale* V_{sh}
- 2) Menentukan lapisan permeabel
- 3) Evaluasi bijih mineral radioaktif
- 4) Evaluasi lapisan mineral yang bukan radioaktif
- 5) Korelasi Log pada sumur berselubung
- 6) Korelasi antar sumur



Gambar 18. Respon log *gamma ray* terhadap batuan (Rider, 2002)

3.2.2.2 Log Porositas

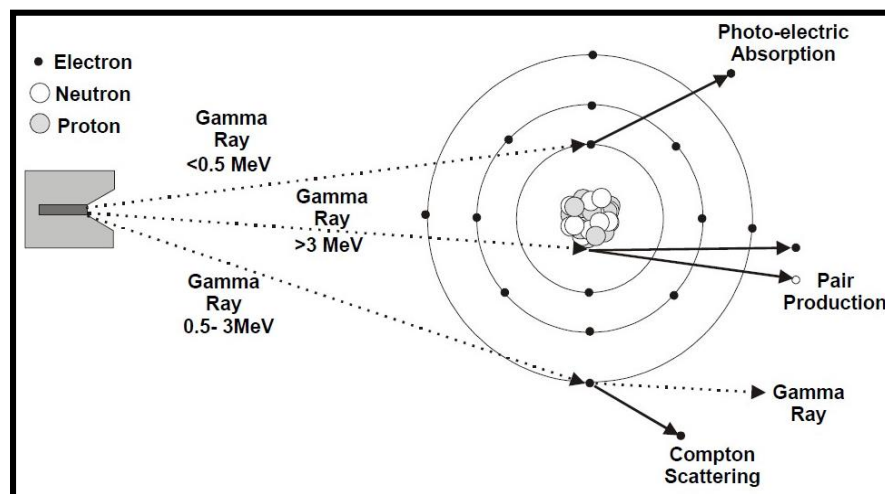
Log Porositas digunakan untuk mengetahui karakteristik/ sifat dari litologi yang memiliki pori, dengan memanfaatkan sifat-sifat fisika batuan yang didapat dari sejumlah interaksi fisika di dalam lubang bor. Hasil interaksi dideteksi dan dikirim ke permukaan barulah porositas dideskripsikan.

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.

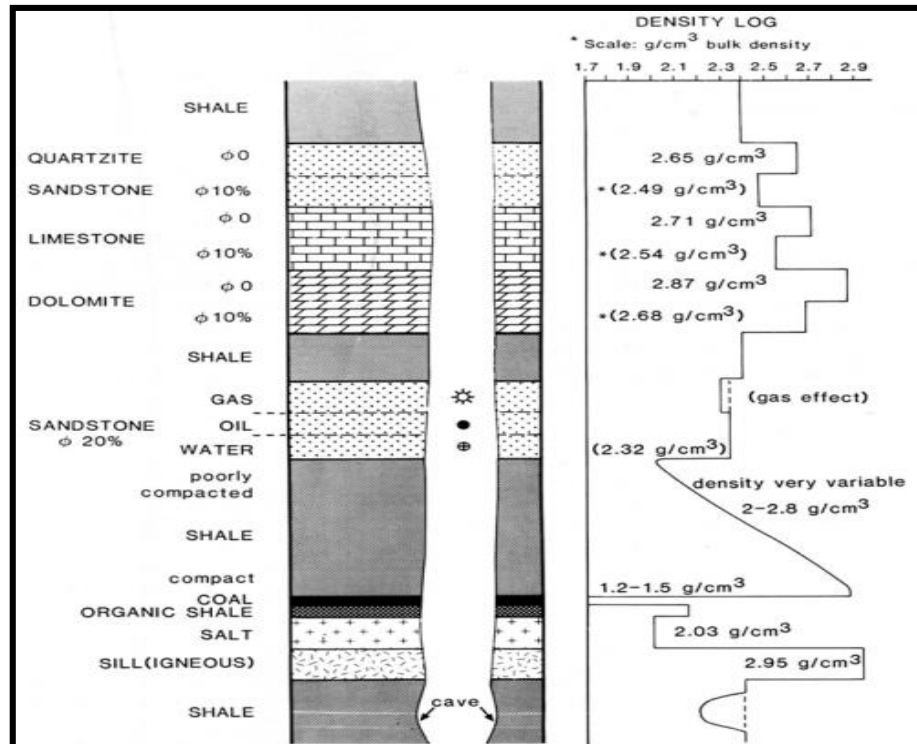
3.2.2.2.1 Log Densitas

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 19. Proses hamburan dan penyerapan sinar gamma (Rider, 1996)

Log densitas merekam secara menerus dari densitas bulk formasi. Densitas yang diukur merupakan semua densitas dari batuan termasuk batubara. 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 20. Log densitas; beberapa respon yang khas. Log densitas menunjukkan densitas bulk. *Densitas dan porositas dengan densitas formasi air (*fresh*) 1.0g/cm^3

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.

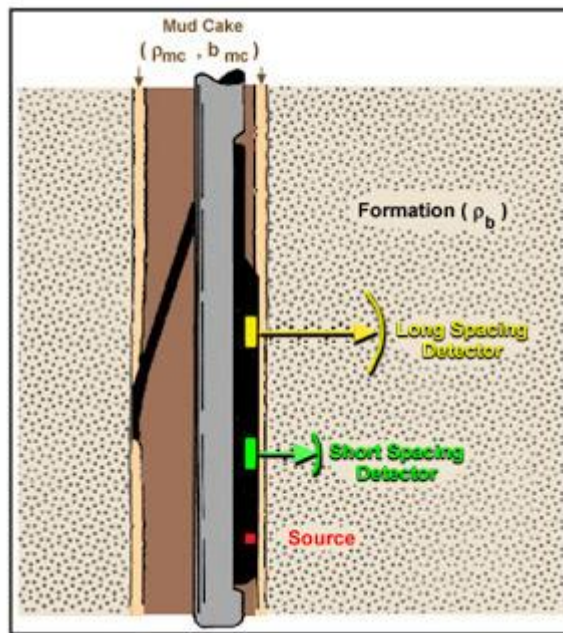
Prinsip kerja alat *density*:

- Suatu sumber radioaktif Cs137 berkekuatan 1.5 curie memancarkan GR berenergi 662 keV ke dalam batuan.
- Gamma rays ini berinteraksi dengan elektron-elektron batuan dengan mekanisme yang disebut *Compton scattering*, dimana *gamma ray* tadi kehilangan energinya serta tersebar ke segala arah.
- Proses *Compton scattering* menghasilkan adanya “awan” *gamma ray* di sekitar *source* dengan radius yang bervariasi menurut banyaknya elektron batuan. Makin banyak elektron batuan makin pendek radius awan dan akibatnya makin sedikit *gamma ray* yang sampai ke detektor (*count rates*).
- Jadi ρ_b berbanding terbalik terhadap *count rates* atau cps yang diterima oleh detektor.
- *Gamma ray* terdeteksi yang sedikit jumlahnya menunjukkan adanya *electron density* yang besar.
- *Bulk density* ρ_b untuk kebanyakan elemen punya harga yang hampir sama besar dengan *electron density* ρ_e seperti persamaan empiris sebagai berikut:

$$\rho_b = 1.0704 \rho_e - 0.1883$$

Besar kecilnya energi yang diterima oleh detektor tergantung dari:

- Besarnya densitas matrik batuan.
- Besarnya porositas batuan.
- Besarnya densitas kandungan yang ada dalam pori-pori batuan.



Gambar 21. Skema alat log *density* (Schlumberger, 1996)

Dalam log densitas kurva dinyatakan dalam satuan gram/cc, dan karena energi yang diterima detector dipengaruhi oleh matrik batuan ditambah kandungan yang ada dalam pori-pori batuan, maka satuan gram/cc merupakan besaran “*Bulk Density*” batuan

Faktor-faktor yang mempengaruhi kurva “*Bulk Density*” adalah:

a) Batuan sangat kompak

Batuan sangat kompak porositasnya (Φ) mendekati harga nol, sehingga per satuan volum (cc) seluruhnya atau hampir seluruhnya terdiri dari matrik batuan. Dengan demikian batuan mempunyai densitas paling besar, dimana $\Phi = 0$, dan ini disebut densitas Matrik (ρ_{ma}). Setiap jenis batuan mempunyai harga ρ_{ma} yang berbeda dimana Φ batuan = 0, seperti:

Sandstone ----- ρ_{ma} = 2,65

Limestone ----- ρ_{ma} = 2,71

Dolomite ----- ρ_{ma} = 2,87

Shale/Clay ----- rma = rma bervariasi antara 2,2 – 2,65

b) Batuan Homogen dengan porositas tertentu, misalnya 20%:

- Mengandung air asin

Mempunyai densitas lebih rendah dibanding dengan batuan yang seluruhnya terdiri dari matrik.

- Mengandung minyak

Densitas batuan ialah lebih rendah daripada berisi air asin, sebab densitas air asin lebih besar daripada minyak.

- Mengandung gas

Densitas batuan lebih rendah lagi dibandingkan dengan yang berisi minyak.

- Batuan batubara (*coal*)

Mempunyai densitas yang paling rendah diantara semua jenis batuan.

3.2.2.2.2 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).

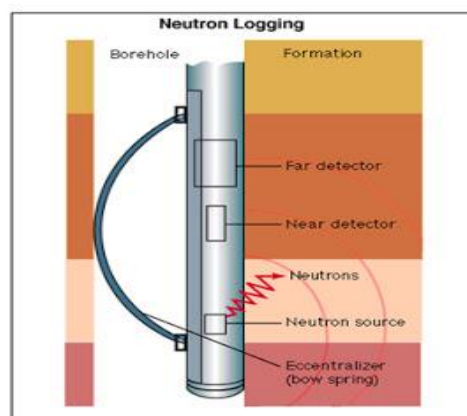
Alat Neutron dipakai untuk menentukan *primary porosity* batuan, yaitu ruang pori batuan yang terisi air, minyak bumi atau gas. Bersama log lain misalnya log *density*, dapat dipakai untuk menentukan jenis batuan / litologi serta tipe fluida yang mengisi pori pori batuan.

Prinsip kerja alat log neutron yaitu *fast neutrons* (~ 5 mev) ditembakkan oleh sumber ke formasi dalam segala arah. Neutron diperlambat oleh benturan benturan

dengan inti atom/nuclei sampai mencapai *thermal energy level* yaitu sebesar ~ 0.025 ev. Pada tingkat energi ini partikel-partikel neutron tadi diserap (*absorbed*) oleh inti atom. Atom *hydrogen* adalah elemen yang paling efektif dalam memperlambat neutron-neutron sebab mempunyai masa yang sama dengan masa neutron. Inti-inti atom lain yang biasa ditemui dalam elemen-elemen formasi sedimenter (Si,C,Ca dan O₂) lebih besar massanya dari pada neutron. Partikel-partikel neutrons hanya terpantulkan oleh inti-inti tadi tanpa banyak kehilangan energi. Neutron dicatat dalam bentuk pulsa, banyaknya pulsa yang direkam oleh *detector* naik bila awan mengembang (*less hydrogen*), atau turun bila awan mengkerut (*more hydrogen*). Banyaknya pulsa yang direkam oleh *detektor* berbanding terbalik dengan porositas, karena semua *hydrogen* (dalam *clean formations*) terkandung dalam cairan yang mengisi pori-pori. Banyaknya pulsa naik bila porositas turun, atau banyaknya pulsa turun bila porositas naik.

Pembacaan nilai porositas neutron bisa sangat bervariasi tergantung pada:

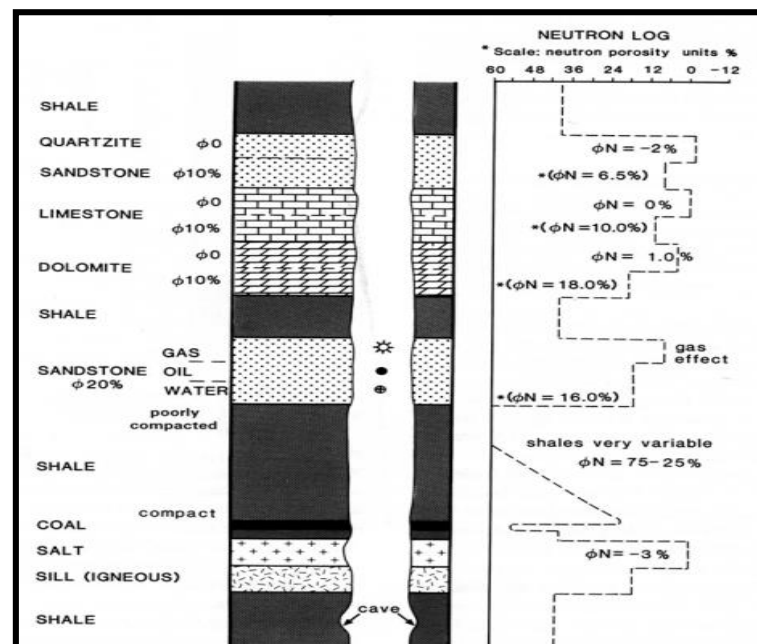
- Perbedaan tipe detektor dan apa yang dideteksi (sinar gamma dan atau neutron dengan energi yang berbeda).
- Jarak antara detektor dengan sumber.
- Litologi (seperti batupasir, batugamping dan dolomit).



Gambar 22. Prinsip kerja alat Neutron (Schlumberger, 1996)

Tanggapan alat netron, terutama 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. 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.

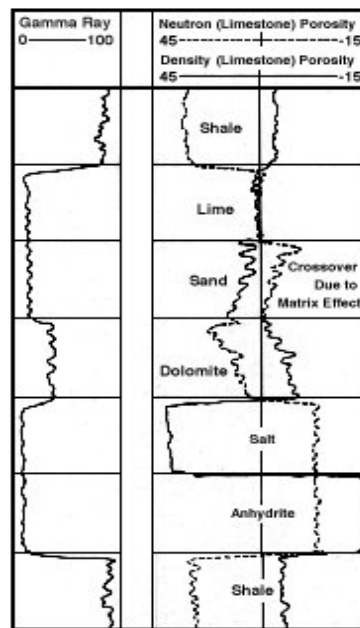


Gambar 23. Log neutron; beberapa respon yang khas. Log neutron menunjukkan indeks hidrogen yang diubah menjadi unit porositas neutron.
*Porositas dengan air segar dan alat CNL Schlumberger.

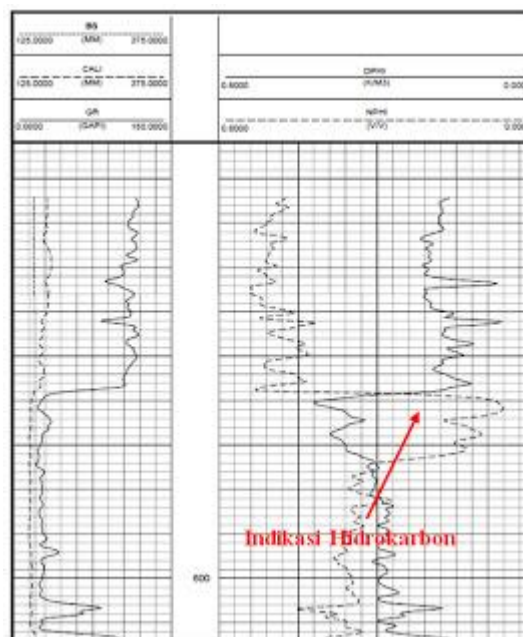
Untuk mendapatkan harga porositas batuan digunakan gabungan antara porositas density dan porositas neutron (Φ_D dan Φ_N). *Shale* mempengaruhi pembacaan log sehingga NPHI menjadi lebih besar dari pada true porosity karena adanya air yang terikat pada permukaan *shales*. Batuan yang mengandung gas mengandung konsentrasi hidrogen yang lebih rendah dari pada kalau berisi minyak atau air; akibatnya pembacaan neutron log akan lebih kecil dari *true porosity* (Harsono, 1997).

Beberapa interpretasi terhadap respon kurva log neutron dan log density:

- Dalam limestone tanpa *shale* yang berisi air kurva-kurva RHOB dan NPHI akan overlay.
- Dalam batuan *shale* RHOB ada disebelah kanan NPHI.
- Dalam pasir tanpa *shale* berisi air, RHOB disebelah kiri NPHI dengan separasi 6-7 p.u
- Dalam dolomite tanpa *shale* berisi air, RHOB ada disebelah kanan NPHI.
- Dalam sandstone tanpa *shale* yang berisi air kurva-kurva RHOB dan NPHI akan overlay.
- Dalam batuan *shale* RHOB ada disebelah kanan NPHI.
- Dalam sandstone berisi gas, RHOB ada disebelah kiri dari NPHI. Separasi lebih besar dari 3 p.u.
- Dalam pasir tanpa *shale* berisi minyak , RHOB disebelah kiri NPHI dengan separasi 1-3 p.u.
- Dalam limestone berisi gas, RHOB ada disebelah kiri dari NPHI. Separasi lebih besar dari 6-7 p.u



Gambar 24. Log penentu jenis litologi (Bateman, 1985)



Gambar 25. Respon log Density dan log Neutron terhadap indikasi hidrokarbon (Schlumberger, 1996)

3.2.3 Log akustik

Yang termasuk dalam log akustik adalah log sonik. Log sonik adalah suatu log yang digunakan untuk mendapatkan harga porositas batuan sebagaimana seperti pada log densitas dan log neutron. Log sonik adalah log yang menggambarkan

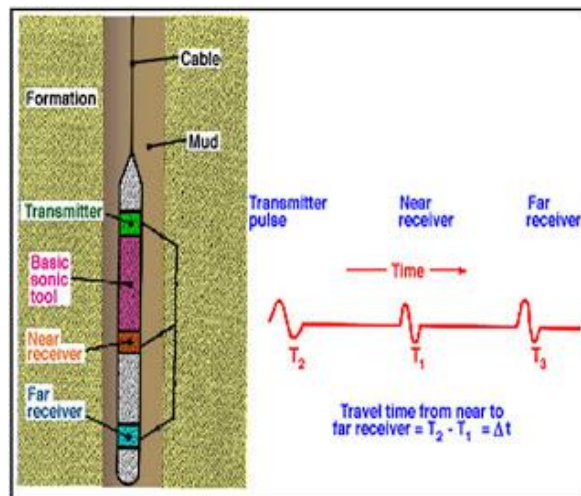
waktu dari kecepatan suara yang dikirim atau dipancarkan kedalam formasi yang mana pantulan suara yang kembali akan diterima oleh *receiver*. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut dengan “*Interval Transit Time*” atau Dt .

Besar kecilnya harga Dt yang melalui suatu formasi tergantung dari jenis batuan, besarnya porositas batuan dan isi yang terkandung dalam batuan. Dengan demikian log sonik disamping berguna untuk mengetahui porositas batuan, juga sangat berguna membantu dalam interpretasi “*Seismic Record*” , terutama untuk maksud-maksud kalibrasi kedalaman formasi.

Alat tersusun dari satu transmitter di bagian atas dan satu transmitter dibagian bawah dengan masing-masing *transmitter* mempunyai dua *receiver*. Suara dikirimkan dari *transmitter* masuk ke dalam formasi, kemudian pencatatan dilakukan pada saat pantulan suara yang pertama kali sampai ke *receiver*. *Transmitter-transmitter* mengirimkan suara secara bergantian, dan harga Dt dicatat pada pasangan-pasangan *receiver* yang menerima pantulan suara secara bergantian. Harga Dt rata-rata dari *receiver-receiver* ini dihitung secara otomatis oleh computer di permukaan, yang secara otomatis memproses *transit time* menjadi total *travel time*.

Kadang-kadang gelombang suara yang dikirimkan oleh transmitter diterima kembali oleh *receiver* terdekat cukup kuat, tetapi diterima oleh *receiver* yang lebih jauh terlalu lemah. Hal tersebut kemungkinan terhalang oleh “sesuatu”, sehingga menyebabkan harga Dt terlalu besar. Hal ini bisa terjadi karena alat melalui formasi yang “*unconsolidated*” atau pasir lepas, rekahan-rekahan pada batuan, adanya gas

dalam batuan, lumpur yang banyak mengandung gelembung-gelembung udara ataupun dinding lubang bor yang sangat tidak rata pada lapisan garam.



Gambar 26. Prinsip kerja alat log *Sonic* (Hidayat, 2013)

Umumnya kecepatan suara yang menembus formasi batuan tergantung oleh matrik batuan (*sandstone, limestone, atau dolomite*) serta distribusi porositasnya.

Faktor-faktor yang berpengaruh terhadap kurva Dt:

- *Shale*

Batuan *shale* mempunyai porositas yang besar, meski permeabilitasnya mendekati harga 0 (nol). Sehingga batuan yang mengandung *shale* mempunyai harga Dt yang semakin besar.

- Kekompakan Batuan

Kekompakan batuan akan memperkecil porositas, sehingga kurva Dt akan semakin rendah atau kecil.

- Kandungan Air

Adanya kandungan air dalam batuan menyebabkan kurva Dt cenderung mempunyai harga yang semakin besar.

- Kandungan Minyak

Air (terutama air asin) mempunyai sifat penghantar suara yang lebih baik dibandingkan dengan minyak, sehingga adanya minyak dalam batuan akan berpengaruh memperkecil harga Dt.

- Kandungan Gas

Gas merupakan penghantar suara yang tidak baik, sehingga pantulan suara akan lambat diterima oleh receiver. Dengan demikian gas berpengaruh memperkecil harga Dt pada kurva.

Tabel 2. Nilai Delta-T pada material di beberapa kondisi (Harsono, 1997)

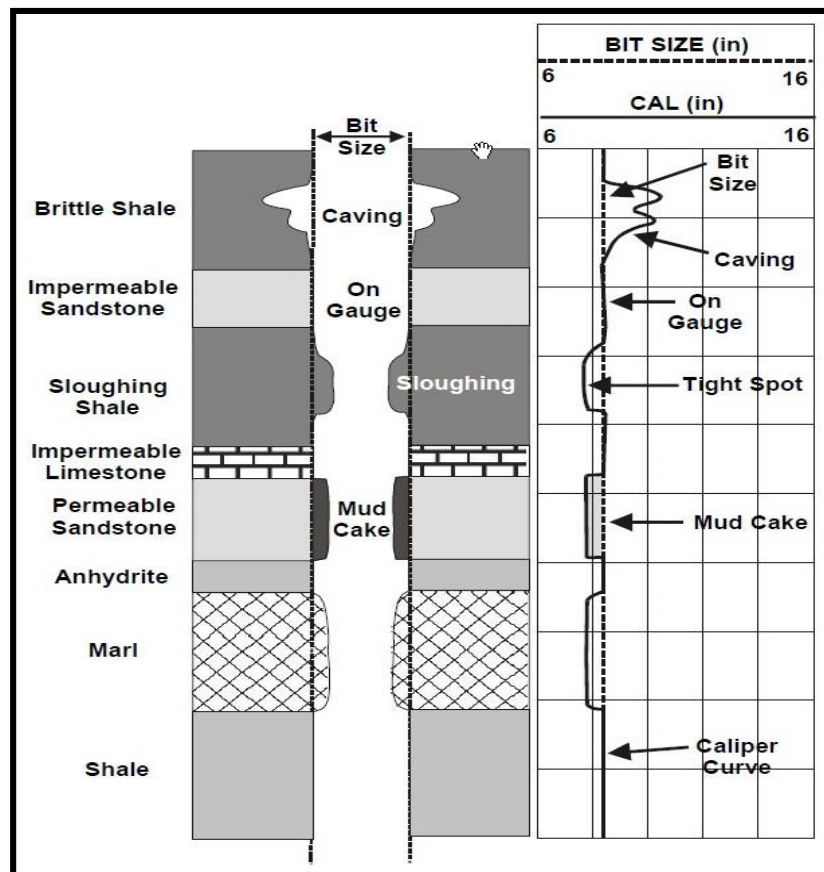
.	Material	Delta-T(us/ft)
Non Porous	Anhydrite	50
Solids	Calcite	49.7
.	Dolomite	43.5
.	Granite	50.7
.	Gypsum	52.6
.	Limestone	47.6
.	Quartz	52.9
.	Salt	66.6
.	Steel	50
.	Casing	57.0
Water Saturated	Dolomites (5-20%)	50.0-66.6
Porous Rocks	Limestone (5-20%)	54.0 - 76.9
.	Sandstones (5-20%)	62.5 - 86.9
.	Sands (unconsolidated - 20-35%)	86.9 - 111.1
.	Shales	58.8 - 143.0
Liquids	Water (pure)	208
.	Water (100,000mg/L of NaCl)	192.3
.	Water (200,000mg/L of NaCl)	181.8
.	Petroleum	238.1
.	Mud	189
Gases	Hydrogen	235.3
.	Methane	666.6

3.2.4 Log Caliper

Alat *caliper* berfungsi untuk mengukur ukuran dan bentuk lubang bor. Alat mekanik sederhana caliper mengukur profil vertikal diameter lubang. Log kaliper 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 kaliper.

Tabel 3. Faktor- faktor penyebab respon kaliper

Diameter lubang	Penyebab	Kemungkinan Litologi
<i>On gauge/</i> sama dengan ukuran mata bor	Sumur formasi yang terkonsolidasi dan Formasi batuan non-permeabel.	Batupasir masif, Batu lempung karbonatan, Batuan beku, Batuan metamorf
Lebih besar dari ukuran mata bor	Formasi terlarut dalam lumpur pemboran dan Formasi lemah dan runtuh.	Formasi garam dibor dengan air tawar, Batupasir tak terkonsolidasi, kerikil-kerikil dan <i>brittle shales</i> .
Lebih kecil dari ukuran mata bor	Formasi mengembang dan mengalir ke dalam lubang bor. Terbentuknya kerak lumpur pada formasi berporous dan permeabel.	Batulempung mengembang, batupasir berporous dan permeabel



Gambar 27. Tipikal Respon *caliper* untuk berbagai litologi(Rider, 2002)

3.3 Interpretasi Kualitatif

Pada analisis kualitatif, parameter-parameter yang dievaluasi antara lain adalah:

- Jenis litologi
- *Sand Baseline* dan *shale baseline*
- Lapisan permeabel dan impermeabel
- *Zona reservoir*
- Jenis cairan pengisi *reservoir*

3.3.1 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:

Batupasir pada log dicirikan oleh:

1. 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.
2. 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.
3. Terjadi defleksi kurva SP yang menjauhi *shale base line* merupakan indikasi awal adanya zona batuan yang permeabel/ *porous*.
4. Diameter lubang bor yang relatif lebih kecil karena cenderung untuk membentuk kerak lumpur yang tebal.

Batugamping pada log dicirikan oleh:

1. Defleksi kurva *Gamma Ray* lebih rendah daripada batupasir.
2. Harga ϕ lebih tinggi (lebih rendah daripada batupasir).
3. Terjadi separasi positif pada kurva tahanan jenis mikro apabila batugamping tersebut porous dan terjadi separasi negatif bila tidak porous. Nilai kurva resistivitas tinggi.
4. Terjadi defleksi kurva SP yang menjauhi *shale base line* merupakan indikasi awal adanya zona batuan yang permeabel/ *porous*.

5. Kurva log neutron berhimpit dengan kurva log Densitas.
6. Lubang bor kadang-kadang membesar.

Batuserpih/ *shale* pada log dicirikan oleh:

1. Defleksi kurva *Gamma Ray* tinggi.
2. Porositasnya *neutron* lebih besar daripada porositas densitas dan tidak menunjukkan adanya crossover antara kurva TNPH- RHOB.
3. Nilai kurva resistivitas rendah.
4. Kurva SP tidak menunjukkan adanya defleksi yang menjauhi *shale base line* atau kurva SP *relative* membentuk garis lurus.

3.3.2 Sand Baseline dan Shale Baseline

Sand baseline dan *shale baseline* bisa dianalisis menggunakan log SP dan log GR. Dengan log SP, Pada lapisan *shale/clay*, bentuk kurva SP lurus dan merupakan *shale baseline*. Sedangkan pada lapisan permeabel atau *sand*, defleksi SP berkembang bisa positif atau negatif tergantung jenis kandungannya. Sedangkan penentuan *sand baseline* dan *shale baseline* menggunakan log GR adalah ketika pada *shale base line*, defleksi kurva *Gamma Ray* tinggi, dan kenaikan pada *sand base line* defleksi kurva *Gamma Ray* rendah.

3.3.3 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) :

- a) Zona batuan kedap (misal batulempung, serpih) dicirikan oleh:
 1. Harga kurva sinar *Gamma ray* tinggi
 2. Kurva SP tidak menunjukkan adanya defleksi yang menjauhi *shale base line* atau kurva SP *relative* membentuk garis lurus.
 3. Tidak berbentuk kerak lumpur pemboran, diameter lubang kadang membesar (tidak selalu)
 4. Adanya serpih negatif pada *microlog*
 5. Harga tahanan jenis pada zona terinvasi/*flushed zone* (Rxo) hampir sama dengan harga tahanan jenis formasi (Rt)
 6. Harga porositas *neutron* lebih tinggi daripada porositas densitas
- b) Zona batuan *porous* (misal batupasir, batugamping terumbu) dicirikan oleh:
 1. Harga sinar kurva *Gamma Ray* rendah
 2. 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.
 3. Terbentuknya kerak lumpur pemboran
 4. Adanya separasi positif pada *microlog*
 5. Mempunyai harga porositas menengah sampai tinggi

3.3.4 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 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 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 (Nugroho, 2011).

3.4 Interpretasi Kuantitatif

Analisis log secara kuantitatif meliputi analisis *Volume shale*, nilai porositas (\emptyset_D , \emptyset_N , dan \emptyset_E), faktor formasi (F), *Resistivity Water* (R_w), dan *Saturasi Water* (S_w).

3.4.1 Volume Shale

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

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots(1)$$

Keterangan :

IGR = 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*:

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

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} ($I_{GR} = V_{sh}$).

3.4.2 Porositas

Porositas dapat ditentukan dari beberapa macam log, diantaranya dari log

densitas, neutron, sonik dan kombinasi dari dua macam log tersebut (Harsono, 1997).

1. Log densitas formasi, 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 :

$$\phi D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fluida}} \dots\dots\dots(3)$$

Dimana :

ρ_{ma} : densitas matriks batuan (gr/cc) (lihat tabel 4 atau tabel 5)

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

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

Tabel 4. Densitas matriks dari berbagai litologi. Nilai ini konstan untuk digunakan dalam formula porositas densitas (after Schlumberger, 1972)

<i>Litologi/ Mineral</i>	<i>ρ_{ma} (g/cm³)</i>
Batupasir	2.648
Batugamping	2.710
Dolomit	2.876
Anhidrit	2.977
Garam	2.032

Tabel 5. Densitas matriks untuk beberapa mineral pembentuk batuan (dalam Glover)

<i>Mineral</i>	$\rho_{ma} (g/cm^3)$	<i>Mineral</i>	$\rho_{ma} (g/cm^3)$
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 g/cm³). Akan tetapi, jika jumlah variabel biotit hadir di pasir, maka densitas bulk batuan akan naik hingga 2,84 g/cm³ karena biotit memiliki densitas 2,90 g/cm³.

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 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.

Setelah didapatkan nilai porositas densitas, selanjutnya dilakukan koreksi porositas densitas (ϕ_{Dc}) terhadap volume *shale*, menggunakan rumus (Harsono, 1997):

$$\phi_{Dc} = \phi_D - (V_{sh} \times \phi_{Dsh}) \dots \dots \dots (4)$$

Dimana:

ϕ_{Dc} : koreksi porositas densitas

ϕ_D : porositas densitas

V_{sh} : *volume shale*

ϕ_{Dsh} : porositas densitas *shale*

Sebelum melakukan perhitungan koreksi porositas densitas (ϕ_{Dc}), terlebih dahulu dihitung porositas densitas *shale* (ϕ_{Dsh}) dengan rumus (Harsono, 1997):

$$\phi_{Dsh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{Dsh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots \dots \dots (5)$$

Dimana:

ϕ_{Dsh} : porositas densitas *shale*

ρ_{ma} : densitas matriks batuan

ρ_f : densitas filtrate

ρ_{Dsh} : densitas bacaan log RHOB pada *shale*

2. **Log neutron**, 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 batugamping. Porositas neutron dihitung menggunakan rumus (Harsono, 1997):

$$\phi N = 1,02(\phi Nlog) + 0,0425 \dots \dots \dots (6)$$

Dimana:

ϕN : porositas neutron

$\phi NLog$: bacaan log NPHI

Setelah didapatkan nilai porositas neutron, selanjutnya dilakukan koreksi porositas neutron (ϕNc) terhadap volume *shale*, menggunakan rumus (Harsono, 1997):

$$\phi Nc = \phi N - (Vsh \times \phi Nsh) \dots \dots \dots (7)$$

Dimana:

ϕNc : koreksi porositas neutron

ϕN : porositas neutron

Vsh : *volume shale*

ϕNsh : porositas neutron *shale*

- 3. Kombinasi log densitas dan neutron (Separasi)**, 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 juga disebut dengan porositas total, dihitung menggunakan rumus:

$$\phi T = \sqrt{\frac{\phi D^2 + \phi N^2}{2}} \dots\dots\dots(8)$$

Dimana:

ϕT : porositas total

ϕN : porositas neutron

ϕD : porositas densitas

kemudian dilakukan koreksi, menggunakan rumus (Harsono, 1997):

$$\phi Tc = \frac{(2 \times \phi Nc) + (7 \times \phi Dc)}{9} \dots\dots\dots(9)$$

Dimana:

ϕTc : koreksi porositas total

ϕNc : koreksi porositas neutron

ϕDc : koreksi porositas densitas

4. Porositas efektif (ϕE)

Perhitungan porositas efektif dihitung dengan 2 cara, yaitu perhitungan porositas efektif indikasi gas dan perhitungan porositas efektif indikasi minyak. Berikut adalah rumus porositas efektif terindikasi gas (Sudarno, 2002):

$$\phi E_{gas} = \frac{\phi Dc + \phi Nc}{2} \dots\dots\dots(10)$$

Dimana:

ϕE_{gas} : porositas efektif gas

ϕNc : koreksi porositas neutron

ϕ_{Dc} : koreksi porositas densitas

Sedangkan rumus untuk porositas efektif terindikasi minyak adalah (Sudarno, 2002):

$$\phi_{E_{oil}} = \sqrt{\frac{\phi_{Dc}^2 + \phi_{Nc}^2}{2}} \dots\dots\dots(11)$$

Dimana:

$\phi_{E_{oil}}$: porositas efektif minyak

ϕ_{Nc} : koreksi porositas neutron

ϕ_{Dc} : koreksi porositas densitas

3.4.3 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) :

$$F = \frac{a}{\phi^m} \dots\dots\dots(12)$$

Catatan :

Untuk batupasir $a = 0,62$; $m = 2,15$

Untuk batugamping $a = 1$; $m = 2$

Tabel 6. Koefisien dan eksponen berbeda yang digunakan untuk menghitung faktor formasi (F). (Modifikasi after Asquith, 1982)

$F = a/\phi^m$	Formula yang umumnya berlaku Dimana: a = turtuosity faktor */ 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)

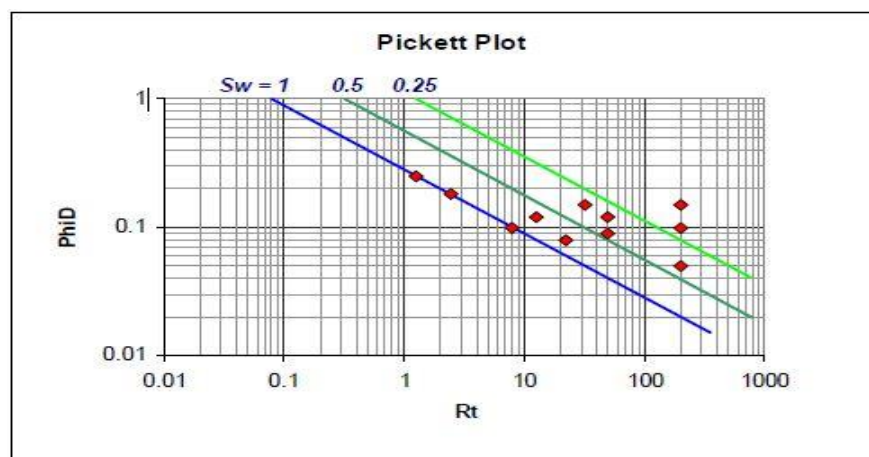
Keterangan:

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

** paling umum digunakan.

3.4.4 *Resisitvity Water (Rw) pada formasi*

Resistivity Water (Rw) merupakan hal yang sangat mempengaruhi besarnya nilai saturasi *water (Sw)*. Dalam penelitian ini metode Picket plot digunakan dalam penentuan nilai RW. Picket plot juga dapat dimanfaatkan untuk mengetahui nilai faktor formasi (F). Nilai m dalam Picket plot (Gambar 29) merupakan nilai kemiringan dari garis 100% Saturasi air (SW 100%).



Gambar 28. Penentuan nilai resistivitas air (RW) berdasarkan Picket plot

3.4.5 Saturasi Air (S_w)

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

$$S_w = \sqrt{\frac{F \times R_w}{R_t}} \dots \dots \dots (17)$$

Dimana:

- S_w : saturasi water
- F : faktor formasi
- R_w : Resistivity water
- R_t : Resisitvity true

Sedangkan untuk zona yang mengandung *shale* atau SW kotor digunakan rumus simandoux, rumus Sw Simandoux adalah sebagai berikut:

$$S_w = \left(\frac{0,4 \times R_w}{\phi^2} \right) \times \left[-\frac{V_{shl}}{R_{shl}} + \sqrt{\left(\frac{V_{shl}}{R_{shl}} \right)^2 + \frac{5 \phi^2}{R_t \times R_w}} \right] \dots \dots \dots (18)$$

Dimana:

- S_w : saturasi water
- R_w : Resistivity water
- R_t : Resisitvity true
- R_{shl} : Resisitvity pada shale
- V_{shl} : Volume shale
- ϕ_{eff} : Porositas efektif

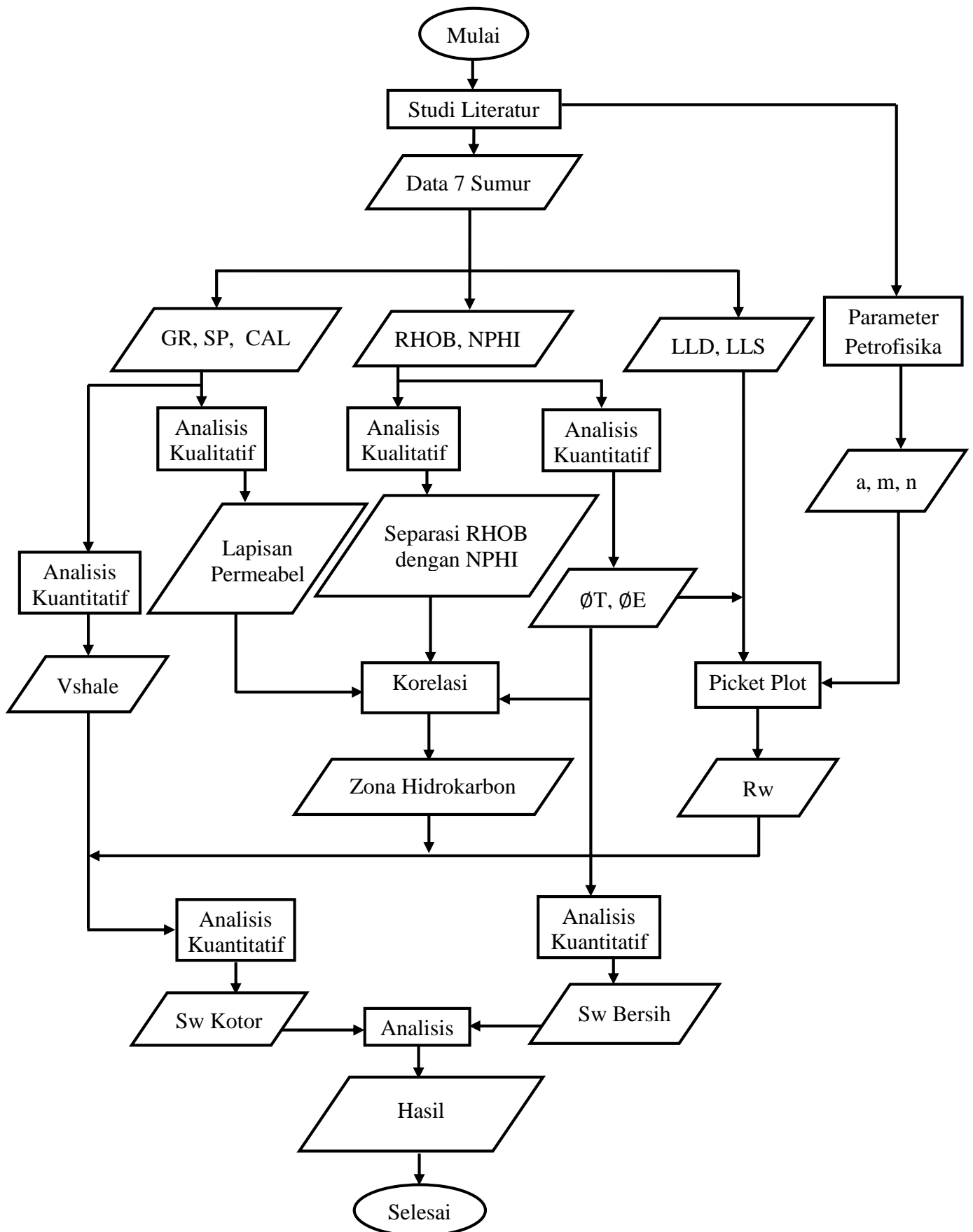
4.2 Alat dan Bahan

Alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini antara lain:

- a) Data Literatur Geologi Regional Daerah Penelitian
Data literatur meliputi peta geologi regional dan Peta Statigrafi.
- b) Data Analisis Lab
Data analisis lab antara lain data α (faktor tortoisitas), m (faktor sementasi) dan n (saturasi eksponen).
- c) Data LAS sumur
Data Las yakni format data sumur yang dapat diolah menggunakan perangkat komputer.
- d) Seperangkat alat computer (PC)
Perangkat computer adalah perangkat keras yang menunjang pekerjaan di Laboratorium.
- e) *Software (Interactive Petrophysic 3.5)*

4.3 Diagram Alir Penelitian

Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan *software Interactive Petrophysic 3.5* dengan diagram alir seperti dibawah ini :



Gambar 29. Diagram Alir Penelitian

Adapun langkah-langkah yang dilakukan dalam penelitian ini adalah :

- a) Mempelajari kondisi dari penelitian sebelumnya mengenai daerah penelitian dari geologi regional.
- b) Mempelajari hasil analisis tim lab mengenai data inti batuan atau *coring* seperti : a (faktor turtoisitas), n (eksponen saturasi).
- c) Melakukan analisis pola log untuk membuat peta kedalaman atau zona target yang akan dikorelasikan untuk membuat peta ketebalan formasi target.
- d) Melakukan perhitungan properti petrofisika seperti:
 - 1) Volume *Shale* : menggunakan formula indeks gamma ray
 - 2) Porositas : menggunakan formula log *density*-neutron
 - 3) Saturasi : menggunakan persamaan Archie dan Simandoux

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Dapat disimpulkan hasil penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Litologi daerah penelitian adalah batu pasir.
2. Model porositas densitas-neutron sangat efektif dalam menentukan nilai Porositas, begitu juga dengan model saturasi air Simandoux untuk menghitung saturasi air pada litologi *shaly sand* dan model saturasi air Archie untuk menghitung saturasi air pada litologi *clean sand*.
3. Dari hasil perhitungan petrofisika, zona potensial pada setiap sumur merupakan reservoir yang baik dilihat dari nilai porositas efektif sebesar 9%-21% dan saturasi air 6%-42%. Nilai parameter petrofisika tersebut dapat dilihat dalam tabel hasil analisis kuantitatif data log sumur.
4. Dengan melihat distribusi parameter petrofisika, akan memudahkan dalam melakukan interpretasi hingga tahap pemodelan.

6.2 Saran

Adapun saran pada penelitian ini adalah menambah data luas lapangan, data analisis core rutin dan data seismik agar dapat mengevaluasi formasi dan dapat menghitung besar kandungan hidrokarbon pada reservoir.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. 2007. *Log Gamma Ray*. <http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2007/02/gamma-ray-log.html> (diakses tanggal 28 November 2016).
- Asquith dan George, B. 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologist*. American Association of Petroleum Geologist. Tulsa. Oklahoma.
- Bateman, R.M. 1985. *Open-hole Log Analysis & Formation Evaluation*. International Human Resources Development Corporation. Boston.
- Bishop dan Michele, G. 2001. *South Sumatera Basin Province, Indonesia*. USGS. Open-file report 99-50-S.
- Darling, T. 2005. *Well Logging and Formation Evaluation*. Gulf Freeway. Texas.
- Dewanto, O. 2016. *Petrofisika Log*. Universitas Lampung. Lampung.
- Dwiyono I.F dan Winardi, S. 2014. *Kompilasi Metode Water Saturatin Dalam Evlulasi Formasi*. Yogyakarta. Teknik Geologi, Universitas Gadjah Mada.
- Ellis, D. V dan Singer, J. M. 2008. *Well Logging for Earth Scientist 2nd Edition*. Springer. Netherlands.
- Ginger, D dan Fielding, K. 2005, *The Petroleum and Future Potential of The South Sumatra Basin*. Indonesian Petroleum Assocoation.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log Edisi-8*. Jakarta; Schlumberger Oil Field Services.
- Heidrick, T.L dan Aulia, K. 1993. *A structural and Tectonic Model of The Coastal Plain Block, Central Sumatera Basin, Indonesia*. Indonesian Petroleum Assosiation, Proceeding 22th Annual Convention. Jakarta. Vol. 1,p. 285-316.
- Hermansjah. 2008. *Analisis Log Sumur*. Jakarta: PT. PERTAMINA Tbk.
- Hilchie, D.W. 1982. *Advanced Well Log Interpretation*. Douglas W. Hilchie Inc. Colorado.

- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs 2nd Edition*. Interprint Ltd. Malta.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Aplication*. Schlumberger Educational Services. Texas.
- Sudarno, Y. 2002. *Interpretasi Data Log, Open Hole*. PT. Elnusa Geosains.
- Winardi, S. 2014. *Quantitative Log Analysis*. Departmement Of Geological Eng
Gajah Mada University.
- Zain, R. P. 2012. *Analisa Petrofisika dan Multiatribut Seismik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan Spinel Cekungan Cooper-Eromanga, Australia Selatan*. Depok. MIPA, Universitas Indonesia.