

**KARAKTERISASI ZONA RESERVOAR HIDROKARBON
DENGAN ANALISIS PETROFISIKA BERDASARKAN DATA
LOG FORMASI AIR BENAKAT SUMUR “TRD”
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

(Skripsi)

Oleh
Beny Chasandra



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2017**

ABSTRACT

HYDROCARBON RESERVOIR CHARACTERIZATION BY USING PETROPHYSICS ANALYSIS BASED ON LOG DATA ON AIR BENAKAT FORMATION “TRD” WELL, SOUTH SUMATERA BASIN

By

BENY CHASANDRA

The research area was located in South Sumatra Basin on Air Benakat Formation at South-East Jambi Province. The research conducted to know productive the interest zone by petrophysics analysis (volume shale water saturation, and porosity) and its characteristics by well-log. By the quicklook interpretation got permeable zones and productive zones each well. The lithology of TRD Well is sandstone with a few foraminifera. The interpretation based on the petrophysical analysis porosity of the 7th zone on TRD-10 is average 12,4%, saturation water 19,4% and volume shale 6,2%; the 7th zone on TRD-11 well is average porosity 16,2%, saturation water 41,3%, and volume shale 22%; the 11th zone on TRD-14 well is average porosity 33,2%, saturation water 21,2% and volume shale 1,2%; The 6th zone TRD-15 well, porosity 7,02%, saturation water 32,3% and volume shale 5,6%; On the TRD-17 well of the 7th zone is average the porosity 9,04%, saturation water 25,6% and volume shale 4,6%; and 4th zone of TRD-19 well, porosity 23,2% Saturation water 13,5% and volume shale 7,1%. Based on the result showed by netpay 2D and 3D Crosssection which are the distribution of petrophysical parameters. The characteristics of hydrocarbon reservoir on TRD Wells have low water saturation is less than 50%, porosity more than 5% and volume shale less than 25%. From the result of petrophysics parameter value used as the indicator of the productive zone and interpreted that sand reservoir on well TRD has potentially for the reservoir zone with gas prospect.

Keywords: petrophysics, saturation water, porosity, volume shale and netpay.

ABSTRAK

KARAKTERISASI RESERVOAR HIDROKARBON DENGAN ANALISIS PETROFISIKA BERDASARKAN DATA LOG FORMASI AIR BENAKAT SUMUR “TRD” CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Oleh

BENY CHASANDRA

Daerah penelitian terletak pada Cekungan Sumatera Selatan, tepatnya pada Formasi Air Benakat yang berada di bagian tenggara Provinsi Jambi. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui dimana zona-zona produktif berdasarkan analisis parameter petrofisika (saturasi air, porositas dan *vshale*), serta bagaimana karakteristiknya. Interpretasi pintas menghasilkan zona-zona *permeable* dan zona produktif di setiap sumur. Adapun litologi pada sumur TRD adalah batupasir (*sandstone*) dengan sedikit kandungan foraminifera di dalamnya. Penentuan ini didasarkan pada hasil analisis petrofisika dengan hasil rata-rata porositas zona 7 pada sumur TRD-10 sebesar 12,4%, Sw 19,4% dan Vsh 6,2%; zona 7 sumur TRD-11 porositas 16,2%, Sw 41,3%, dan Vsh 22%; zona 11 pada sumur TRD-14 porositas 33,2%, Sw 21,2% dan Vsh 1,2%; zona 6 sumur TRD-15, porositas 7,02%, Sw 32,3% dan Vsh 5,6%; zona 7 sumur TRD-17, porositas 9,04%, Sw 25,6% dan Vsh 4,6%; dan zona 4 sumur TRD-19, porositas 23,2% Sw 13,5% dan Vsh 7,1%. Hasil ini juga dapat dilihat pada penampang *net pay* 2D dan 3D yang merupakan persebaran parameter petrofisika. Karakteristik reservoir pada sumur TRD ini relatif memiliki saturasi yang rendah di bawah 50%, porositas lebih dari 5 % dan kandungan lempung kurang dari 25%, sehingga dapat dikatakan zona produktif pada sumur TRD berpotensi gas.

Kata Kunci: Petrofisika, Saturasi Air, Porositas, *Vshale*, dan *Net pay*

**KARAKTERISASI ZONA RESERVOAR HIDROKARBON DENGAN
ANALISIS PETROFISIKA BERDASARKAN DATA LOG FORMASI AIR
BENAKAT SUMUR “TRD” CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**Oleh
BENY CHASANDRA**

Skripsi

**Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK**

**Pada
Jurusan Teknik Geofisika**



Fakultas Teknik Universitas Lampung

**KEMENTERIAN RISET TEKNOLOGI DAN PENDUDUKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2017**

Judul Skripsi : **KARAKTERISASI ZONA RESERVOAR
HIDROKARBON DENGAN ANALISIS
PETROFISIKA BERDASARKAN DATA LOG
FORMASI AIR BENAKAT SUMUR "TRD"
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Nama Mahasiswa : **Beny Chasandra**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1215051012

Program Studi : Teknik Geofisika S-1

Jurusan : Teknik Geofisika

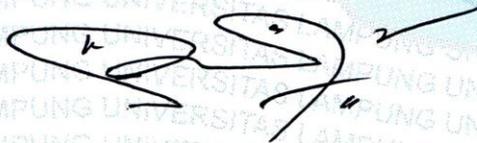
Fakultas : Teknik

MENYETUJUI

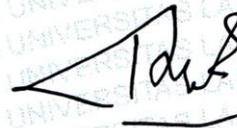
1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

Pembimbing II

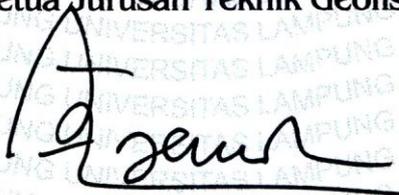


Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199603 1 001



Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP 19750911 200012 1 002

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



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

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua

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



Sekretaris

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



Penguji

Bukan Pembimbing

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



2. Dekan Fakultas Teknik



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

NIP 19620717 198703 1 002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 20 April 2017

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa 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, 24 April 2017

Penulis,



Beny Chasandra

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Muara Bulian tepatnya pada tanggal 26 Maret 1994. Penulis merupakan anak pertama dari pasangan Bapak Suroto dan Ibu Mustika Wati. Penulis mengawali pendidikan awal di Taman Kanak-kanak TK IQRA, Muara Bulian, pada tahun 1999 sampai dengan tahun 2000. Kemudian dilanjutkan ke pendidikan Sekolah Dasar di SD N 34 Teratai, Muara Bulian dari tahun 2000 sampai tahun 2006. Selanjutnya Pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMP N 3, Muara Bulian sampai pada tahun 2009. Dan selanjutnya Pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMA N 1 Muara Bulian dari tahun 2009 sampai tahun 2012.

Pada bidang kemahasiswaan penulis terdaftar sebagai anggota Dewan Perwakilan Mahasiswa Fakultas Teknik tepatnya di periode 2014/2015. Di periode yang sama penulis juga terdaftar sebagai anggota KRT (Kesekretariatan) HIMA TG. Dan pada periode 2013/2014. Penulis juga pernah terdaftar sebagai anggota di organisasi *SEG (Society Engineering Geophysics)* dan *AAPG (American Association of Petroleum)*.

Pada tahun 2015 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Bujung Sari Marga, Kecamatan Pagar Dewa, Kabupaten Tulang Bawang Barat,

Lampung. Dan pada tahun 2016 penulis juga melaksanakan Kerja Praktek selama 1 bulan di PT. Sele Raya Merangin Dua, Sumatera Selatan “Sistem Operasi Pengeboran pada Lubang Pengeboran $17^{1/2}$ Inchi Bit dan Pemasangan $13^{3/8}$ Inchi Casing, Berdasarkan Data Pengeboran Daerah Lumbian, Provinsi Sumatera Selatan”. Dan pada tahun 2016, Penulis melakukan penelitian Tugas Akhir (TA) untuk penulisan skripsi di PERTAMINA EP Asset 1 Jambi yang berlokasi di Jambi. Pada akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjana strata 1 di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung tepatnya pada tanggal 20 April 2017.

PERSEMBAHAN

*Karya ini penulis persembahkan yang paling utama adalah kepada ALLAH SWT
sebagai wujud rasa syukur atas apa yang telah diberikan sampai saat ini.*

Kepada Orangtua Tercinta

Ayahanda Suroto

Dan Ibunda Mustika Wati

Yang Selalu Menjadi Motivasi Hidup Untuk Selalu Bersemangat

Kepada Adinda Tercinta Cindy Thalia

Yang Selalu Memberikan Dukungan

Keluarga Terknik Geofisika Universitas Lampung Angkatan 2012

Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung

Dan Kampus Tercinta Universitas Lampung

SANWACANA

Alhamdulillah, puji syukur senantiasa penulis haturkan kepada Allah SWT yang telah memberikan segala rahmat serta hidayah-Nya, sehingga penulis dapat melaksanakan dan sekaligus menyelesaikan Tugas Akhir dan Skripsi di PERTAMINA EP Asset 1 Jambi ini dengan hikmat. Adapun laporan skripsi ini berjudul *“Karakterisasi Zona Reservoir Hidrokarbon Dengan Analisis Petrofisika Berdasarkan Data Log Formasi Air Benakat Sumur “TRD” Cekungan Sumatera Selatan “.*

Dalam pelaksanaan dan penulisan laporan ini, Penulis menyadari sepenuhnya bahwa terselesaikannya segala tentang skripsi ini tidaklah lepas dari bimbingan dan dukungan berbagai pihak. Oleh karena itu ucapan terimakasih Penulis persembahkan kepada:

1. Allah SWT;
2. Kedua Orang tua tercinta Bapak Suroto dan Ibu Mustika Wati yang tidak henti-hentinya mendidik, mendo’akan dan mendukung Penulis untuk selalu semangat dalam menyelesaikan kuliah dan skripsi ini;
3. Kepada adikku Cindy Thalia yang selalu mendukung dan memeberi semangat untuk pantang menyerah selama mengerjakan skripsi ini;
4. PERTAMINA EP Asset 1 Jambi sebagai Institusi yang telah memberikan kesempatan untuk melaksanakan tugas akhir selama 2 bulan;

5. Bapak Wawan Hermawan selaku G&G di PERTAMINA EP Asset 1 Jambi.
6. Ibu Ni Putu Juniari selaku pembimbing selama tugas akhir.
7. Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung;
8. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si selaku Pembimbing I yang selalu memberikan bimbingan dan membagi ilmu yang bermanfaat untuk penyelesaian skripsi ini;
9. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si selaku Dosen Pembimbing II yang telah memberikan bimbingan dan arahan pada penyelesaian skripsi ini;
10. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si, M.T selaku Dosen Penguji sekaligus Pembimbing Akademik yang telah membantu dalam masukan dan koreksi terhadap penyelesaian skripsi ini;
11. Semua Dosen Teknik Geofisika yang telah memberikan waktu dan ilmunya selama berkuliah di Jurusan Teknik Geofisika;
12. Keluarga “Ciloko Rolas” (Agus, Bagas, Made, Sigit, Rival, Gata dan Zulhijri, Dimas ‘Suen’, Carta, Virgian, Dedi A., Dedi Yul, Ferry, Bari, Ryan ‘Ucok’, Anta ‘Agan’, Hanif, Soulthan’Sule’, Kukuh, Legowo, Andre, Kevin, Gifari, Jordi, Hilman, Esha, Dimas ’onoy’, Dimas ‘Kopet’, Edo, Aldo, Irwan ‘Komti’, Ari, Andina, Azis, Elen, Gita, Niar, Nana, Vivi, Lita, Resti, Medi, Beta, Bella, Dilla, Vee, Zahidah) tanpa terkecuali;
13. Keluarga besar ‘KENDUR’ yang tak henti-hentinya selalu membagi ilmu serta informasi dan mendukung baik dalam suka dan duka di waktu siang maupun malam;

14. Kakak serta adik tingkat Teknik Geofisika yang telah mendukung dan memberi semangat;

15. Dan berbagai pihak yang telah membantu penulis dalam pelaksanaan dan penyusunan skripsi ini.

Semoga dengan adanya karya ini dapat bermanfaat sekaligus menambah ilmu pengetahuan kepada seluruh pembaca khususnya bagi mahasiswa Teknik Geofisika Universitas Lampung dan masyarakat luas pada umumnya. Kritik dan saran yang bersifat membangun sangat penulis harapkan untuk memotivasi penulis agar dapat menjadi seseorang yang lebih baik dikemudian hari nanti.

Bandarlampung, 24 April 2017

Penulis
Beny Chasandra

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRACT.....	i
ABSTRAK.....	ii
HALAMAN JUDUL.....	iii
HALAMAN PERSETUJUAN.....	iv
HALAMAN PENGESAHAN.....	v
HALAMAN PERNYATAAN.....	vi
RIWAYAT HIDUP.....	vii
HALAMAN PERSEMBAHAN.....	ix
SANWACANA.....	x
DAFTAR ISI.....	xiii
DAFTAR GAMBAR.....	xv
DAFTAR TABEL.....	xviii
I. PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Tujuan Penelitian.....	2
1.3. Batasan Masalah Penelitian.....	2
II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1. Lokasi Penelitian.....	3
2.2. Geologi Regional Daerah Penelitian.....	4
2.2.1. Fisiografi Daerah Penelitian.....	4
2.2.2. Struktur Regional Daerah Penelitian.....	4
2.2.3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan.....	8
III. TEORI DASAR	
3.1. Prinsip Dasar Well Logging.....	14
3.1.1. Prinsip Kerja Log Gamma Ray.....	15
3.1.2. Prinsip Kerja Log Densitas (RHOB).....	18
3.1.3. Pengertian Log Resistivitas.....	20
3.1.4. Karakteristik Log SP (<i>Spontaneous Potential</i>).....	22

3.1.5. Prinsip Dasar Log Neutron.....	24
3.1.6. Pengertian Log Caliper	26
3.2. Zonasi Akibat Lumpur Pemboran	27
3.3. Mengidentifikasi Reservoir Hidrokarbon	29
3.4. Parameter Sifat Fisik Batuan Reservoir Hidrokarbon	30
3.4.1. Pengertian Porositas Batuan.....	30
3.4.2. Metode Penentuan Resistivitas Air Formasi (Rw).....	33
3.4.2.1. Crossplot Antara Porositas – Resistivitas.....	33
3.4.3. Menentukan <i>Volume of Shale</i> Batuan	34
3.4.4. Pengertian Saturasi Air Formasi	36
3.4.4.1. Metode Saturasi Air	37

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Alat dan Bahan Penelitian.....	39
4.2. Prosedur Penelitian	39
4.2.1. <i>Input Data Las</i>	39
4.2.2. <i>Input Well Header Info</i>	39
4.2.3. <i>Input Temperature Gradient</i>	40
4.2.4. Koreksi Lingkungan.....	40
4.2.5. Interpretasi Kualitatif	40
4.2.5.1. Zonasi Reservoir.....	40
4.2.5.2. Penentuan Litologi Pintas	41
4.2.6. Interpretasi Kuantitatif.....	41
4.2.6.1. Evaluasi Kandungan Lempung	41
4.2.6.2. Penentuan Porositas dan Saturasi Air	41
4.2.6.3. Penentuan Permeabilitas Fluida	42
4.2.6.4. Penentuan Nilai <i>Cut Off</i>	42
4.2.6.5. Penentuan Nilai <i>Net Pay</i>	42
4.3. Diagram Alir Penelitian	43
4.4. Time Schedule Penelitian	44

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Penentuan Interval Berpori	45
5.2. Penentuan Tipe Litologi Zona Reservoir	53
5.3. Penentuan Nilai <i>Volume Shale</i>	53
5.4. Penentuan Nilai Resistivitas Air Formasi	54
5.5. Penentuan Nilai Porositas (\emptyset) dan Saturasi Air (Sw)	58
5.6. Penentuan Nilai <i>Cut Off</i>	58
5.7. Penentuan Nilai <i>Net Pay</i>	66

VI. KESIMPULAN

LAMPIRAN

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Elemen tektonik pulau sumatra	3
2. Stratigrafi daerah penelitian	8
3. Respon log <i>gamma ray</i> terhadap litologi	17
4. Respon log densitas terhadap litologi	20
5. Respon log resistivitas	21
6. Karakteristik log sp	22
7. Respon log neutron terhadap litologi	26
8. Tipikal respon caliper untuk berbagai litologi	27
9. Penampang formasi lateral	28
10. Diagram alir penelitian.....	43
11. Zonasi pada sumur TRD-10	46
12. Zonasi pada sumur TRD-11	47
13. Zonasi pada sumur TRD-14	48
14. Zonasi pada sumur TRD-15	49
15. Zonasi pada sumur TRD-17	51
16. Zonasi pada sumur TRD-19	52
17. Resistivitas air pada sumur TRD-10	55
18. Resistivitas air pada sumur TRD-11	55

19. Resistivitas air pada sumur TRD-14	56
20. Resistivitas air pada sumur TRD-15	56
21. Resistivitas air pada sumur TRD-17	57
22. Resistivitas air pada sumur TRD-19	57
23. <i>Cut off</i> porositas pada sumur TRD-10	59
24. <i>Cut off</i> porositas pada sumur TRD-11	60
25. <i>Cut off</i> porositas pada sumur TRD-14	60
26. <i>Cut off</i> porositas pada sumur TRD-15	61
27. <i>Cut off</i> porositas pada sumur TRD-17	61
28. <i>Cut off</i> porositas pada sumur TRD-19	62
29. <i>Cut off vshale</i> pada sumur TRD-10.....	63
30. <i>Cut off vshale</i> pada sumur TRD-11.....	63
31. <i>Cut off vshale</i> pada sumur TRD-14.....	64
32. <i>Cut off vshale</i> pada sumur TRD-15.....	64
33. <i>Cut off vshale</i> pada sumur TRD-17.....	65
34. <i>Cut off vshale</i> pada sumur TRD-19.....	65
35. Zona <i>net</i> reservoir dan <i>net pay</i> pada sumur TRD-10	67
36. Zona <i>net</i> reservoir dan <i>net pay</i> pada sumur TRD-11	68
37. Zona <i>net</i> reservoir dan <i>net pay</i> pada sumur TRD-14	69
38. Zona <i>net</i> reservoir dan <i>net pay</i> pada sumur TRD-15	70
39. Zona <i>net</i> reservoir dan <i>net pay</i> pada sumur TRD-17	70
40. Zona <i>net</i> reservoir dan <i>net pay</i> pada sumur TRD-19	71
41. 2D <i>Net</i> reservoir	72
42. 2D <i>Net pay</i>	73

43. 3D <i>Net</i> reservoir	74
44. 3D <i>Net pay</i>	75

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Ukuran porositas dan kualitas	32
2. Time Schedule kegiatan Penelitian tugas akhir	44
3. Zonasi pada sumur TRD-10	45
4. Zonasi pada sumur TRD-11	47
5. Zonasi pada sumur TRD-14	48
6. Zonasi pada sumur TRD-15	50
7. Zonasi pada sumur TRD-17	50
8. Zonasi pada sumur TRD-19	52
9. Nilai volume <i>shale</i> lapisan reservoir pada tiap – tiap sumur.....	54
10. Nilai resistivitas air pada tiap – tiap sumur	54
11. Porositas dan saturasi air zona reservoir pada sumur TRD.....	54
12. Hasil <i>cut off</i> porositas pada sumur TRD	62
13. Hasil <i>cut off</i> volume <i>shale</i> pada sumur TRD	66
12. Hasil <i>cut off</i> porositas pada sumur TRD	62
14. Nilai <i>net pay</i> dan <i>net</i> reservoir pada sumur TRD	74

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pertumbuhan ekonomi di dunia membuat minyak dan gas sangat dibutuhkan sebagai penunjang kehidupan manusia di bumi. Untuk menyiapkan persediaan guna mencukupi kebutuhan akan minyak dan gas, banyak perusahaan migas berlomba-lomba untuk melakukan eksplorasi. Eksplorasi minyak dan gas dapat dilakukan dengan menggunakan metode geofisika. Dari hasil eksplorasi tersebut selanjutnya kita mendapatkan informasi data bawah permukaan untuk mengetahui kandungan di dalamnya dengan menggunakan metode *well logging*.

Indonesia mempunyai sumber daya alam yang melimpah. Indonesia memiliki banyak lokasi dengan potensi cadangan minyak dan gas bumi. Tidak sedikit perusahaan dalam negeri maupun asing yang terus melakukan eksplorasi dan pemboran di berbagai daerah di Indonesia. Seperti halnya yang terjadi di Lapangan Minyak Aro, Kabupaten Muaro Jambi, Jambi. Lapangan Minyak Aro ini termasuk ke dalam Cekungan Sumatera Selatan, dimana Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan yang masih berproduksi di Indonesia.

Well Logging merupakan teknik pemboran untuk mendapatkan data bawah permukaan menggunakan alat yang dimasukkan ke dalam lubang sumur. Metode *well logging* tidak hanya berperan untuk menentukan litologi batuan bawah

permukaan, tapi juga untuk mengetahui zona pada reservoir yang memiliki potensi terdapatnya hidrokarbon. Dari data log, kita dapat mengidentifikasi produktifitas lapisan dengan analisis secara kuantitatif dan kualitatif.

Untuk menentukan kelayakan suatu sumur untuk dilakukan produksi, perlu dilakukan kajian penting interpretasi parameter – parameter petrofisika. Porositas, *Vshale*, dan Saturasi Air merupakan parameter utama yang mempengaruhi nilai cadangan hidrokarbon pada lapisan reservoir.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini ialah sebagai berikut:

1. Analisis kualitatif untuk menentukan zona produktif pada sumur TRD
2. Analisis kuantitatif untuk menentukan nilai *Volume Shale (vshale)*, Porositas (\emptyset) dan Saturasi Air (S_w) pada sumur TRD.
3. Menentukan distribusi persebaran *net* reservoir dan *net pay* sumur TRD.

1.3 Batasan Masalah Penelitian

Batasan masalah pada penelitian ini ialah sebagai berikut:

1. Perhitungan parameter *vshale*, porositas, dan saturasi air berdasarkan interpretasi dari data log sumur TRD.
2. Perhitungan saturasi air dilakukan dengan menggunakan metode Simandoux.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Penelitian

Lapangan Aro secara administratif adalah masuk ke wilayah Provinsi Jambi. Batas-batas cekungan Sub-Cekungan Jambi di bagian utara dibatasi oleh tinggian Pegunungan Tigapuluh yang bersebelahan dengan Pegunungan Duabelas yang memisahkan dengan Cekungan Sumatra Tengah. Kemudian di bagian timur diperkirakan melampar sampai ke arah Selat Malaka dan disebelah selatan berbatasan dengan Sub-Cekungan Palembang, kemudian di sebelah barat dibatasi oleh Sub-Cekungan Palembang Tengah.



Gambar 1. Elemen tektonik pulau sumatera (Koesoemadinata, 1980)

2.2 Geologi Regional Daerah Penelitian

2.2.1 Fisiografi Daerah Penelitian

Fisiografi daerah penelitian terbagi menjadi 4 bagian, yaitu:

1. Cekungan Sumatera Selatan.
2. Bukit Barisan dan Tinggian Lampung.
3. Cekungan Bengkulu, meliputi lepas pantai antara Daratan Sumatera dan rangkaian pulau-pulau di sebelah barat Pulau Sumatera.
4. Rangkaian kepulauan di sebelah barat Pulau Sumatera, yang membentuk suatu busur tak bergunung api di sebelah barat Pulau Sumatera.

Subduksi dari Lempeng Hindia-Australia dengan batas Lempeng Asia pada masa Paleogen diperkirakan menyebabkan rotasi Lempeng Asia termasuk Sumatra searah jarum jam. Perubahan posisi Sumatra yang sebelumnya berarah E-W menjadi SE-NW dimulai pada Eosen-Oligosen. Perubahan tersebut juga mengindikasikan meningkatnya pergerakan sesar mendatar di sumatera seiring dengan rotasi. Subduksi *oblique* dan pengaruh sistem mendatar di sumatera menjadikan kompleksitas regim *stress* dan pola *strain* di sumatera. Karakteristik Awal Tersier Sumatera ditandai dengan pembentukan cekungan-cekungan belakang busur sepanjang Pulau Sumatera, yaitu Cekungan Sumatera Utara, Cekungan Sumatera Tengah, dan Cekungan Sumatera Selatan.

2.1.2. Struktur Regional Daerah Penelitian

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*). Pembentukan Cekungan Sumatera Selatan sangat dikontrol oleh aktivitas tektonik tua mulai dari Mid. Mesozoikum hingga orogenesis Plio-Plistosen yang

paling akhir. Perkembangan tektonik cekungan Sumatera sangat dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara lempeng Samudera Hindia dengan Lempeng Asia Tenggara. Sejarah tektonik yang memengaruhi pembentukan Cekungan Sumatera Selatan pada periode Mid-Mesozoik sampai Resen dapat dibagi menjadi 4 episode, yaitu :

1. Orogenesa Mid-Mesozoik
2. Tektonik Kapur Akhir-Tersier Awal
3. *Tectonic Quiescence*
4. Orogenesa Plio-Pleistosen

Pada episode orogenesa Mid-Mesozoik terjadi pengangkatan endapan strata sedimen pada kala Paleozoikum Akhir sampai Mesozoikum Awal-Tengah, sehingga sedimen mengalami metamorfisme. Perlipatan dan pensesaran membentuk kerangka struktur pada Pulau Sumatera. Pada kala Paleozoikum Akhir-Mesozoikum Tengah batuan terangkat dan membentuk Pegunungan Barisan, Gunung Tigapuluh, Gunung Duabelas, dan pegunungan lainnya pada Pulau Sumatera, sehingga terbentuk Cekungan Sumatera Selatan. Pegunungan Barisan yang terbentuk merupakan blok-blok batuan metamorf yang berumur Perm-Karbon. Struktur pada orogenesa Mid-Mesozoik sangat dipengaruhi oleh terjadinya subduksi antara Lempeng Samudera Hindia dengan Lempeng Asia Tenggara. Interaksi antar lempeng tersebut menyebabkan sedimen mengalami lipatan kompresional yang mengakibatkan naiknya temperatur dan tekanan, sehingga membuat berkembangnya proses metamorfisme. Pusat dari lipatan kompresional adalah Sabuk Pegunungan Barisan. Kompresi subduksi yang terus

berlanjut mengakibatkan pengangkatan dan pembentukan gunung-gunung di depan Pegunungan Barisan.

Pada episode tektonik Kapur Akhir-Tersier Awal terjadi gaya peregangan (*tensile stresses*) secara regional yang mengakibatkan terbentuknya graben dan blok-blok sesar dengan arah utara-selatan atau baratlaut (NNW)-tenggara (SSE), sebagian berarah timur laut dan barat laut. Pada episode tektonik ini berkembang struktur sesar transform (*wrench fault*) di sepanjang pantai timur Sumatera. Episode *Tectonic Quiescence* dimulai pada Tersier Awal-Miosen. Periode ini ditandai dengan adanya penurunan (*subsidence*) dasar cekungan dan pengendapan sedimen tersier. Penurunan dasar cekungan terjadi pada Miosen Tengah akibat diastrofisme pada Pegunungan Barisan dan akibat pergerakan struktur minor pada cekungan.

Episode Orogenesa Plio-Pleistosen ditandai dengan lipatan dan sesar yang memiliki arah barat laut (NNW). Proses konvergen antara Lempeng Samudera Hindia dengan Lempeng Asia Tenggara terjadi kembali. Struktur geologi yang terbentuk pada episode ini merupakan struktur muda yang sebagian besar mengontrol terbentuknya perangkap-perangkap hidrokarbon dicekungan ini.

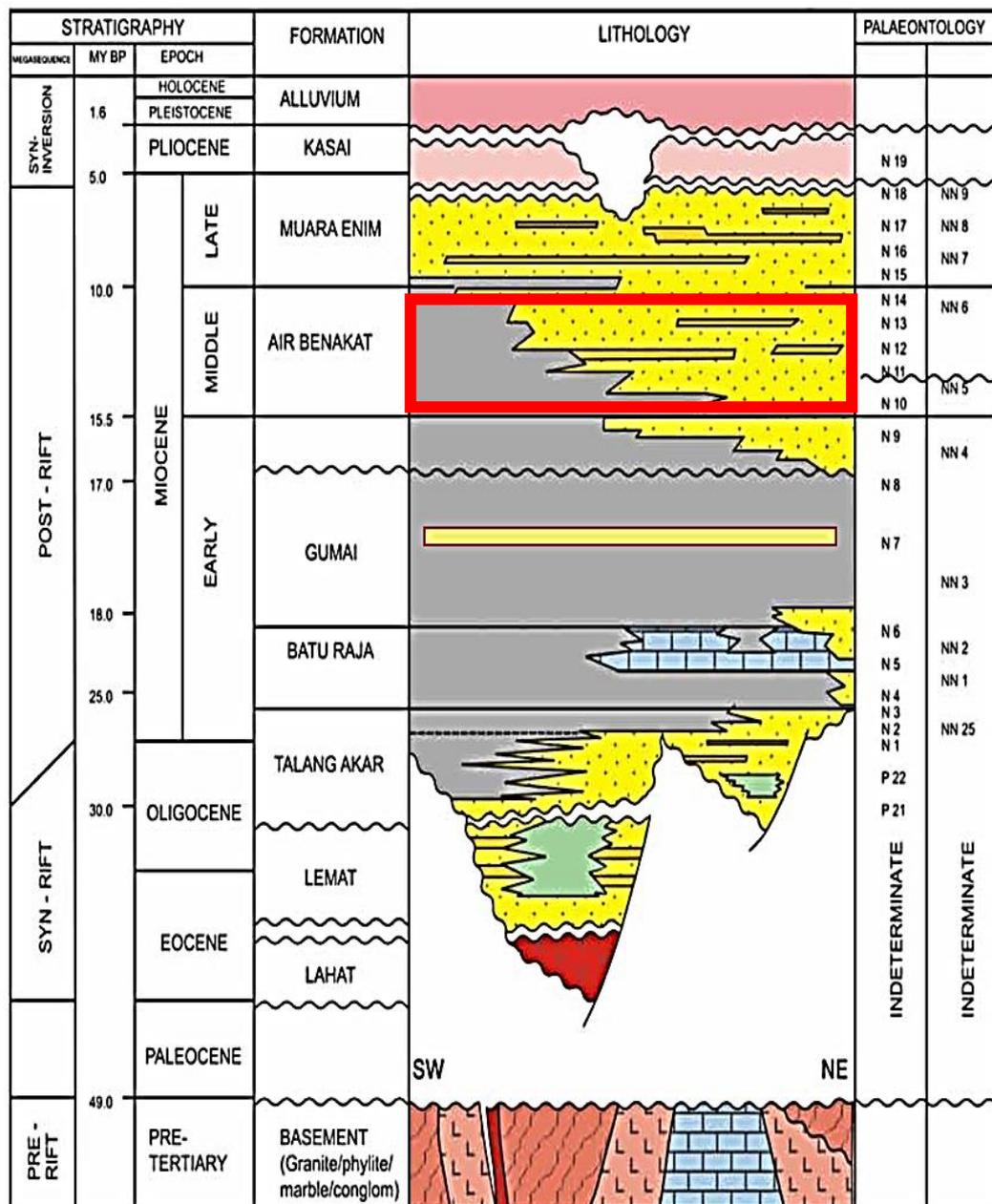
Tatanan tektonik di atas secara umum memberikan koensekuensi pada Cekungan Sumatera Selatan menjadi berbentuk asimetris. Di bagian barat daya dibatasi oleh patahan berukuran mega yang ditandai oleh adanya pengangkatan (*uplift*) di sepanjang bagian depan Pegunungan Barisan, pada bagian timur laut dibatasi oleh pengendapan atau sedimentasi Paparan Sunda (*Sunda Shelf*), pada bagian selatan dibatasi oleh Tinggian Lampung dan suatu busur yang sejajar dengan Pantai Timur Sumatera dan pada bagian utara terpisah dari Cekungan Sumatera Tengah oleh pegunungan Tigapuluh. Blok-blok patahan yang terbentuk membuat

Cekungan Sumatera Selatan terbagi menjadi beberapa sub-cekungan, yaitu meliputi Sub-Cekungan Palembang, selatan, Sub-Cekungan Palembang tengah dan Sub-Cekungan Jambi yang memiliki arah barat daya tenggara. Sementara untuk Sub-Cekungan Jambi mempunyai orientasi sedikit berbeda, yaitu relatif timur laut (NE) - barat daya (SW).

Kemudian struktur utama yang berumur tua yang berkembang di Sub-Cekungan Jambi, umumnya merupakan sesar normal yang mempunyai arah relatif timur laut – barat daya. Struktur tersebut mengontrol terbentuknya rendahan (*graben*) dan tinggian (*horst*) yang mempunyai arah sejajar dengan orientasi sesar yang ada. Tinggian Perbukitan Tigapuluh dan Duabelas dipisahkan dengan Sub-Cekungan Jambi di bagian utara dikontrol oleh adanya Patahan Normal Utama Setiti yang memotong dengan arah timur laut - barat daya. Begitu juga Tinggian Ketaling dengan Rendahan Ketaling dan Rendahan Merang dengan Tinggian Merang keduanya juga dikontrol oleh adanya patahan normal yang mempunyai arah sama dengan Patahan Setiti. Berkembangnya rendahan (*graben* dan *half graben*) dengan arah sejajar dengan orientasi patahan mempunyai pengaruh yang sangat besar terhadap perkembangan sedimentasi di daerah ini. Kemiringan rendahan yang umumnya mengarah ke arah barat menjadikan arah sedimentasi berkembang dari timur laut dengan sumber material adalah rombakan batuan tua dari Sunda *land* mengalir menuju rendahan yang ada di sekitaran Sub-Cekungan Jambi.

2.1.3 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Selatan memperlihatkan kesamaan unit dan waktu dengan Cekungan Sumatera Tengah. Stratigrafi cekungan Sumatera Selatan terdiri dari beberapa formasi yang berumur Tersier dan terendapkan tak selaras di atas batuan dasar (*basement rock*) Pra-Tersier.



Gambar 2. Stratigrafi daerah penelitian (Pertamina, 2015).

Urutan Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dari tua ke muda adalah:

1. Komplek Pra Tersier

Formasi ini merupakan batuan dasar (*basement rock*) dari Cekungan Sumatera Selatan dan Cekungan Sumatera Tengah. Tersusun atas batuan beku Mesozoikum, batuan metamorf Paleozoikum-Mesozoikum, dan batuan karbonat. Pada beberapa tempat, hasil *dating* menunjukkan bahwa beberapa batuan berumur Kapur Akhir sampai Paleosen-Eosen Awal. Batuan metamorf Paleozoikum-Mesozoikum dan batuan sedimen mengalami perlipatan dan pensesaran akibat intrusi batuan beku selama episode orogenesis Mesozoikum Tengah (Mid-Mesozoikum).

2. Formasi Tuf Kikim dan Lemat Tua (*Older Lemat*).

Batuan tertua yang ditemukan di Cekungan Sumatera Selatan berumur Mesozoikum dan Paleozoikum, yang terdiri dari batupasir tufaan, konglomerat, breksi, dan batulempung, serta tersingkap di Gunung Gumai sebelah baratdaya Lahat. Endapan tersebut diidentifikasi sebagai Formasi Tuff Kikim. Batuan yang terbentuk merupakan bagian dari siklus sedimentasi kontinen, vulkanisme, dan erosi pada periode tektonik Kapur Akhir-Tersier Awal. Seri endapan ini kemungkinan besar berkembang pada fase *rifting* dimana cekungan mulai terbentuk oleh adanya perenggangan.

3. Formasi Lemat dan Anggota Benakat.

Formasi Lemat tersusun atas klastika kasar berupa batupasir, batulempung, fragmen batuan, breksi, "*granite wash*", terdapat lapisan tipis batubara, dan tuf. Semuanya diendapkan pada lingkungan kontinen. Sedangkan

Anggota Benakat dari Formasi Lemat terbentuk pada bagian tengah cekungan dan tersusun atas serpih berwarna coklat abu-abu (*grey-brown shales*) yang berlapis dengan serpih tufaan (*tuffaceous shales*), batulanau, batupasir, terdapat lapisan tipis batubara dan batu gamping (*stringer*), dan glaukonit; diendapkan pada lingkungan *fresh-brackish*. Formasi Lemat secara normal dibatasi oleh bidang ketidakselarasan (*unconformity*) pada bagian atas dan bawah formasi. Pada bagian distal cekungan merupakan kontak antara Formasi Lemat dengan Formasi Talang Akar yang diinterpretasikan sebagai *paraconformable*. Formasi Lemat berumur Paleosen-Oligosen, dan Anggota Benakat berumur Eosen Akhir-Oligosen, yang ditentukan dari spora dan pollen, juga dengan *dating* K-Ar. Ketebalan formasi ini bervariasi, lebih dari 2500 kaki (+ 760 M) pada Cekungan Sumatera Selatan dan lebih dari 3500 kaki (1070 M) pada zona depresi sesar (didapat dari data seismik).

4. Formasi Talang Akar

Formasi ini terletak di atas Formasi Lemat dan di bawah Formasi Telisa atau Anggota Basal Batugamping Telisa. Formasi Talang Akar terdiri atas batupasir yang berasal dari delta plain, serpih, lanau, batupasir kuarsa tufaan dengan sisipan batulempung karbonat, konglomerat, dan lapisan tipis batubara di beberapa tempat. Kontak antara Formasi Talang Akar dengan Formasi Lemat adalah tidak selaras pada bagian tengah dan tepi cekungan yang diinterpretasikan sebagai *paraconformable*. Sedangkan kontak antara Formasi Talang Akar dengan Formasi Telisa dan Anggota Basal Batugamping Telisa adalah selaras. Kontak antara Formasi Talang Akar dengan Formasi Telisa sulit

dibedakan karena secara umum hampir sama. Ketebalan Formasi Talang Akar bervariasi antara 1500-2000 kaki (sekitar 460-610 M).

Formasi Talang Akar berumur Oligosen Atas dan Miosen Bawah. Pada beberapa sumur yang telah dianalisis menunjukkan bahwa foraminifera planktonik yang ada pada sumur yang dibor pada Formasi ini berhubungan dengan delta plain dan shelf.

5. Anggota Basal Batugamping Telisa

Anggota Basal Batugamping Telisa dikenal sebagai Formasi Baturaja. Komposisi dari Anggota Basal Batugamping Telisa ini terdiri dari Batugamping *bank* (*bank limestone*) atau *platform* dan *reefal*. Ketebalan bagian bawah dari Anggota ini bervariasi, namun rata-rata 200-250 kaki (sekitar 60-75 M). Anggota ini sangat *fossiliferous* dan dari analisis umur anggota ini berumur Miosen. Fauna yang ada pada Anggota Basal Batugamping Telisa umumnya berumur N.6, namun kadang-kadang berumur N.5 dan N.7.

6. Formasi Telisa

Formasi Telisa tersebar secara luas dan merupakan endapan Tersier, Formasi Telisa ini diendapkan selama fase transgresif laut maksimum (*maximum marine transgressive*) ke dalam cekungan. Batuan yang ada pada Formasi Telisa ini bersifat *fossiliferous*, mengandung serpih yang berasal dari laut, dan kadang-kadang mengandung lapisan tipis batugamping *glaukonitan*. Pada pinggiran cekungan terjadi fasies *shallow marine* (laut dangkal) dengan batulanau dan batupasir berbutir halus, batugamping hadir dengan sisipan serpih. Formasi Telisa berada di atas Formasi Talang Akar pada Cekungan

Sumatera Selatan, dan berada di atas Formasi Tualang pada Cekungan Sumatera Tengah, sedangkan pada bagian pinggiran dari cekungan berada di atas batuan Pra-Tersier. Ketebalan dari Formasi Telisa dipengaruhi oleh posisi dari cekungan, namun variasi ketebalannya berkisar antara 6000-9000 kaki (sekitar 1800-2700 M). Penentuan umur pada Formasi Telisa ditentukan dari dating dengan menggunakan foraminifera planktonik. Pemeriksaan mikropaleontologi menunjukkan bahwa fosil foraminifera yang dijumpai digolongkan ke dalam zona *Globigerinoides sicanus/Globogerinatella insueta* dan bagian bawah zona *Orbulina satiralis/Globorotalia peripheroranda*. Umurnya disimpulkan Miosen Awal-Miosen Tengah. Lingkungan pengendapannya adalah laut terbuka, neritik.

7. Formasi *Lower Palembang*

Formasi *Lower Palembang* diendapkan selama awal fase siklus regresi. Komposisi dari Formasi ini terdiri dari serpih, batupasir glaukonitan, batulempung, batulanau, dan lapisan tipis batugamping. Pada bagian bawah dari Formasi *Lower Palembang* kontak dengan Formasi Telisa. Ketebalan dari Formasi ini bervariasi dari 3300-5000 kaki (sekitar 1000-1500 M). Fauna-fauna yang dijumpai pada Formasi *Lower Palembang* ini antara lain *Orbulina universa d'Orbigny*, *Orbulina suturalis Bronimann*, *Globigerinoides subquadratus Bronimann*, *Globigerina venezuelana Hedberg*, *Globorotalia peripronda Blow & Banner*, *Globorotalia mayeri Cushman & Ellisor*, yang menunjukkan umur Miosen Tengah N12-N13. Formasi ini diendapkan di lingkungan laut dangkal.

8. Formasi *Middle Palembang*

Batuan penyusunan yang ada pada Formasi ini berupa batupasir, batulempung, dan lapisan batubara. Batas bawah dari Formasi *Middle* Palembang pada bagian selatan dari Cekungan biasanya berupa lapisan batubara yang sering dipakai sebagai marker. Jumlah serta ketebalan lapisan-lapisan batubara menurun dari selatan ke utara pada cekungan ini. Ketebalan formasi ini berkisar bervariasi 1500-2500 kaki (sekitar 450-750 M). Dalam formasi ini tidak dijumpai fosil, dan di bagian atas ditemukan *Haplophragmoides sp* dan spesies *Quinqueloculina* serta sisa tumbuhan, yang menunjukkan umur kira-kira Pliosen Awal. Dapat ditafsirkan formasi ini berumur Miosen Akhir sampai Pliosen, berdasarkan kedudukan stratigrafinya. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal sampai *brackish* (pada bagian dasar), paludal, delta plain, dan lingkungan *non marine*.

9. Formasi *Upper* Palembang

Formasi ini merupakan formasi yang paling muda di Cekungan Sumatera Selatan. Formasi ini diendapkan selama orogenesis pada Plio-Pleistosen dan dihasilkan dari proses erosi Pegunungan Barisan dan Gunung Tigapuluh. Formasi ini berbentuk antiklin. Komposisi dari formasi ini terdiri dari batupasir tuffaan, lempung dan kerakal, serta lapisan tipis batubara. Umur dari formasi ini tidak dapat dipastikan, tetapi diduga Plio-Pleistosen, dengan lingkungan pengendapan darat.

III. TEORI DASAR

3.1 Prinsip Dasar *Well Logging*

Well logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan kedalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1958). *Wireline logging* adalah kegiatan *logging* menggunakan kabel untuk memperoleh informasi mengenai parameter petrofisik dari batuan formasi seperti porositas, permeabilitas, resistivitas dan karakteristik fluida dalam formasi tersebut (Dewanto, 2009).

Logging merupakan sebuah metode yang dilakukan untuk memperoleh data rekaman sumur pemboran yang lebih detail yang digambarkan dalam bentuk kurva-kurva dari nilai parameter petrofisika. Untuk dapat melakukan interpretasi log dengan baik harus dipahami sifat-sifat kurva dari setiap jenis log serta kondisi-kondisi yang berpengaruh terhadap bentuk kurva yang bersangkutan, sehingga kesimpulan yang dihasilkan diharapkan tidak jauh dari kondisi sebenarnya (Nugroho dkk., 2017).

Log adalah suatu grafik kedalaman (atau waktu), dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur. Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, dan kejenuhan fluida.

Sedangkan tujuan utama dari penggunaan log ini adalah untuk menentukan zona, dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir. Pelaksanaan *wireline logging* merupakan kegiatan yang dilakukan dari memasukkan alat yang disebut *sonde* ke dalam lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Pencatatan 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 sebanding dengan 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).

3.1.1 Prinsip Kerja Log *Gamma Ray*

Prinsip log *gamma ray* adalah suatu rekaman tingkat radioaktivitas alami yang terjadi karena tiga unsur, yaitu uranium (U), thorium (Th), dan potassium (K) yang ada pada batuan. Pemancaran yang terus menerus terdiri dari semburan pendek tenaga tinggi sinar gamma yang mampu menembus batuan, sehingga dapat dideteksi oleh detektor yang memadai (biasanya jenis detektor *scintillation*). Sinar *gamma* sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan yang tak permeabel karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam serpih yang tak permeabel, dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir secara umum adalah permeabel.

Kadang kala lumpur bor mengandung sejumlah unsur potassium, karena zat *potassiumchlorida* ditambahkan ke dalam lumpur untuk mencegah pembengkakan

serpih. Radioaktivitas dari lumpur akan mempengaruhi pembacaan log *gamma ray* berupa tingkatan latar belakang radiasi yang tinggi. Koreksi pengaruh unsur potasium lumpur ini hanya ada pada alat NGT.

Log *gamma ray* di skala dalam satuan API (GAPI). Satu GAPI = 1/200 dari tanggapan yang didapat dari kalibrasi standar suatu formasi tiruan yang berisi Uranium, Thorium dan Potassium dengan kuantitas yang diketahui dengan tepat dan diawasi oleh *American Petroleum Institute* (API) di Houston, Texas. Log *gamma ray* biasanya ditampilkan pada kolom pertama, bersama-sama kurva SP dan kaliper. Biasanya di skala dari kiri ke kanan dalam 0-100 atau 0-150 GAPI.

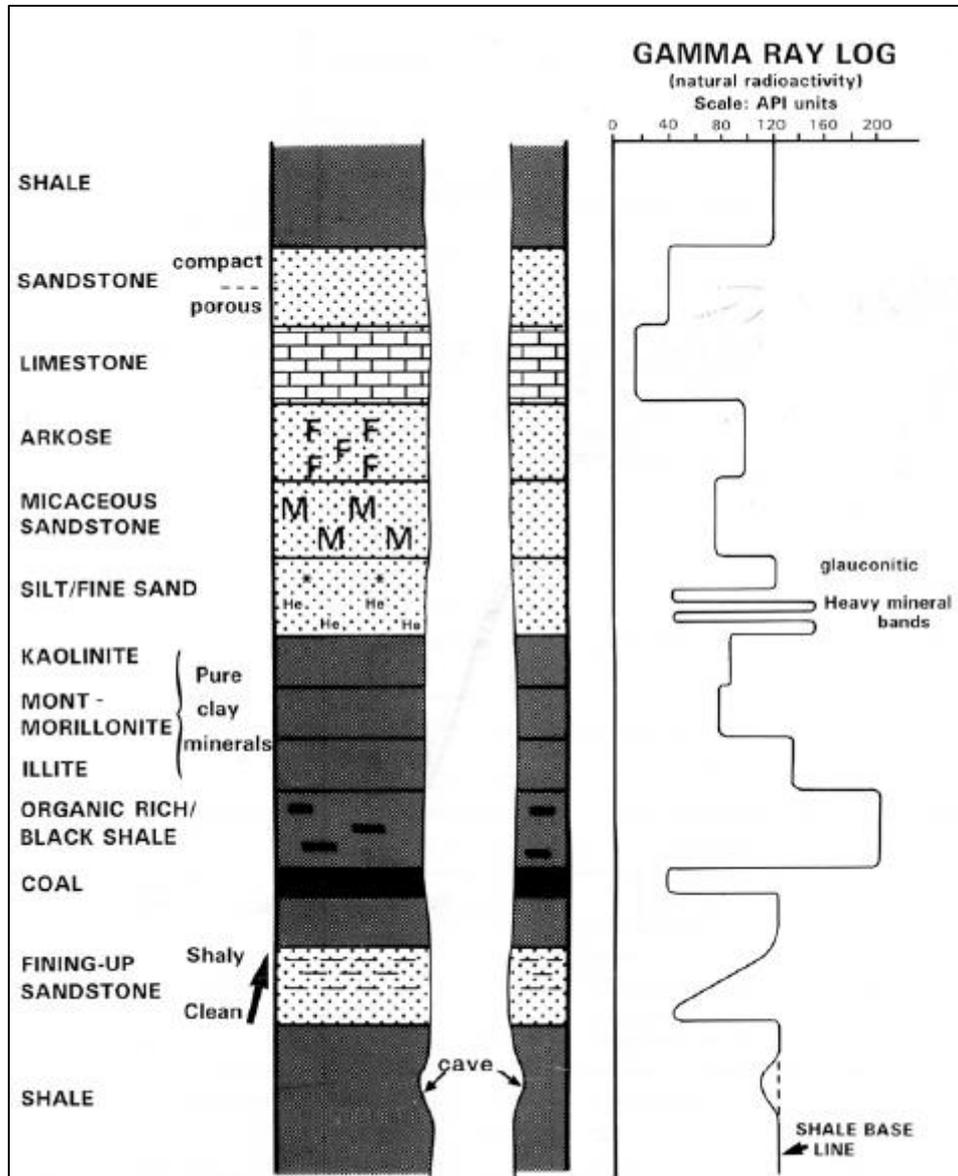
Tingkat radiasi serpih lebih tinggi dibandingkan batuan lain karena unsur-unsur radioaktif cenderung mengendap di lapisan serpih yang tidak permeabel, hal ini terjadi selama proses perubahan geologi batuan.

Pada formasi permeabel tingkat radiasi *gamma ray* lebih rendah, dan kurva akan turun ke kiri, sehingga log *gamma ray* adalah log permeabilitas yang bagus sekali karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih dari lapisan permeabel. Secara khusus log *gamma ray* berguna untuk definisi lapisan permeabel di saat SP tidak berfungsi karena formasi yang sangat resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ($R_{mf} = R_w$), atau juga ketika SP tidak dapat direkam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (*oil base mud*).

Korelasi dari sumur ke sumur sering dilakukan dengan menggunakan log *gamma ray*, dimana sejumlah tanda-tanda perubahan litologi hanya terlihat pada log *gamma ray*. Ringkasan dari kegunaan Log GR, adalah sebagai berikut:

1. Evaluasi kandungan serpih.
2. Menentukan lapisan permeabel.
3. Evaluasi biji mineral yang radioaktif maupun yang tidak radioaktif.

4. Korelasi log pada sumur yang berselubung.
5. Korelasi antar sumur (Harsono, 1997).



Gambar 3. Respon log *gamma ray* terhadap litologi (Rider, 2002).

Sesuai dengan namanya, log *gamma ray* merespon radiasi gamma alami pada suatu formasi batuan (Ellis dan Singer, 2008). Pada formasi batuan sedimen, log ini biasanya mencerminkan kandungan unsur radioaktif di dalam formasi. Hal ini

dikarenakan elemen radioaktif cenderung untuk terkonsentrasi di dalam lempung dan serpih. Formasi bersih biasanya mempunyai tingkat radioaktif yang sangat rendah, kecuali apabila formasi tersebut terkena kontaminasi radioaktif misalnya dari debu vulkanik atau granit (Schlumberger,1989).

Untuk melewati suatu materi, *gamma ray* bertumbukan dengan atom dari zat penyusun formasi. *gamma ray* akan kehilangan energinya setiap kali mengalami tumbukan, setelah energinya hilang, *Gamma ray* diabsorpsi oleh atom formasi melalui suatu proses yang disebut efek fotoelektrik (Ellis dan Singer, 2008). Jadi *gamma ray* diabsorpsi secara gradual dan energinya mengalami reduksi setiap kali melewati formasi. Laju absorpsi berbeda sesuai dengan densitas formasi. Formasi dengan jumlah unsur radioaktif yang sama per unit volum tapi mempunyai densitas yang berbeda akan menunjukkan perbedaan tingkat radioaktivitas Formasi yang densitasnya lebih rendah akan terlihat sedikit lebih radioaktif. Respon GR log setelah dilakukan koreksi terhadap lubang bor dan sebagainya sebanding dengan berat konsentrasi unsur radioaktif yang ada di dalam formasi (Schlumberger,1989).

3.1.2 Prinsip Kerja Log Densitas (RHOB)

Log densitas digunakan untuk mengukur porositas batuan formasi. Pada prinsipnya log densitas akan memancarkan sinar gamma ke dalam batuan formasi. Sinar gamma akan bertabrakan dengan elektron-elektron yang ada di dalam formasi (Rosyidan dkk., 2015).

Prinsip kerja log densitas (Harsono, 1997), yaitu suatu sumber radioaktif dari alat pengukur dipancarkan sinar gamma dengan intensitas energi tertentu menembus formasi/batuan. Batuan terbentuk dari butiran mineral, mineral tersusun

dari atom-atom yang terdiri dari proton dan elektron. Partikel sinar gamma membentur elektron-elektron dalam batuan. Akibat benturan ini sinar gamma akan mengalami pengurangan energi (*loose energy*). Energi yang kembali sesudah mengalami benturan akan diterima oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya. Makin lemahnya energi yang kembali menunjukkan makin banyaknya elektron-elektron dalam batuan, yang berarti makin banyak/padat butiran/mineral penyusun batuan persatuan volume.

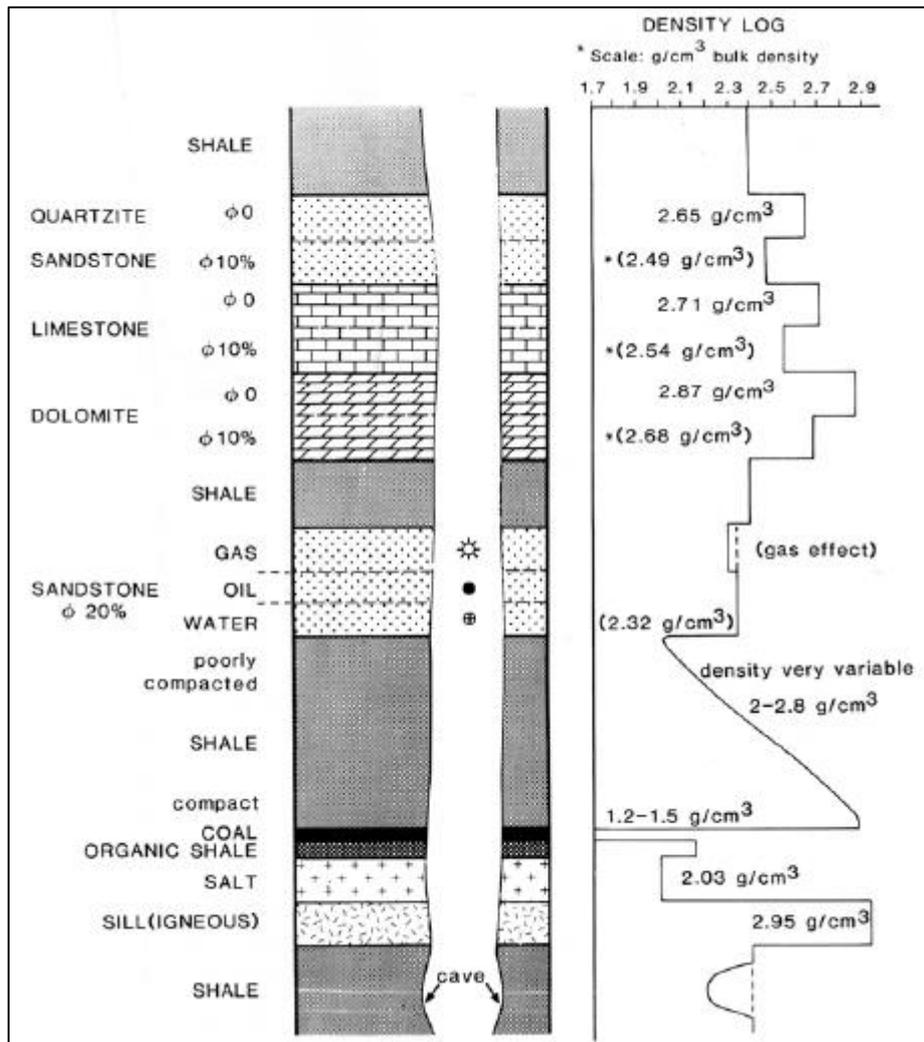
Besar kecilnya energi yang diterima oleh detektor tergantung dari:

1. Besarnya densitas matriks batuan.
2. Besarnya porositas batuan.
3. Besarnya densitas kandungan yang ada dalam pori-pori batuan.

Volume batuan yang diselidiki oleh alat density log tergantung pada jarak antara sumber radioaktif dan detektor. Untuk batuan yang tidak memerlukan resolusi tinggi, lebih baik menggunakan jarak antara sumber dan detektor agak jauh yaitu *long spacing density tool*.

Sebuah sumber radioaktif yang diarahkan ke dinding bor mengeluarkan sinar gamma berenergi sedang ke dalam formasi. Sinar gamma tersebut bertumbukan dengan elektron yang ada di dalam formasi. Pada tiap kali tumbukan, sinar gamma kehilangan sebagian energinya yang diserap oleh elektron. Sinar gamma tersebut terus bergerak dengan energinya yang tersisa. Jenis interaksi ini dikenal sebagai hamburan Compton. Hamburan sinar gamma tersebut kemudian ditangkap oleh detektor yang ditempatkan di dekat sumber sinar gamma. Jumlah sinar gamma yang kembali tersebut kemudian digunakan sebagai indikator dari densitas formasi. Nilai hamburan *Compton* dipengaruhi oleh jumlah elektron yang di dalam formasi.

Sebagai akibatnya, respon *density tool* dibedakan berdasarkan densitas elektronnya (jumlah elektron tiap sentimeter kubik). Densitas elektron berhubungan dengan *true bulk density* yang bergantung pada densitas matriks batuan, porositas formasi, dan densitas fluida yang mengisi pori (Schlumberger,1989).

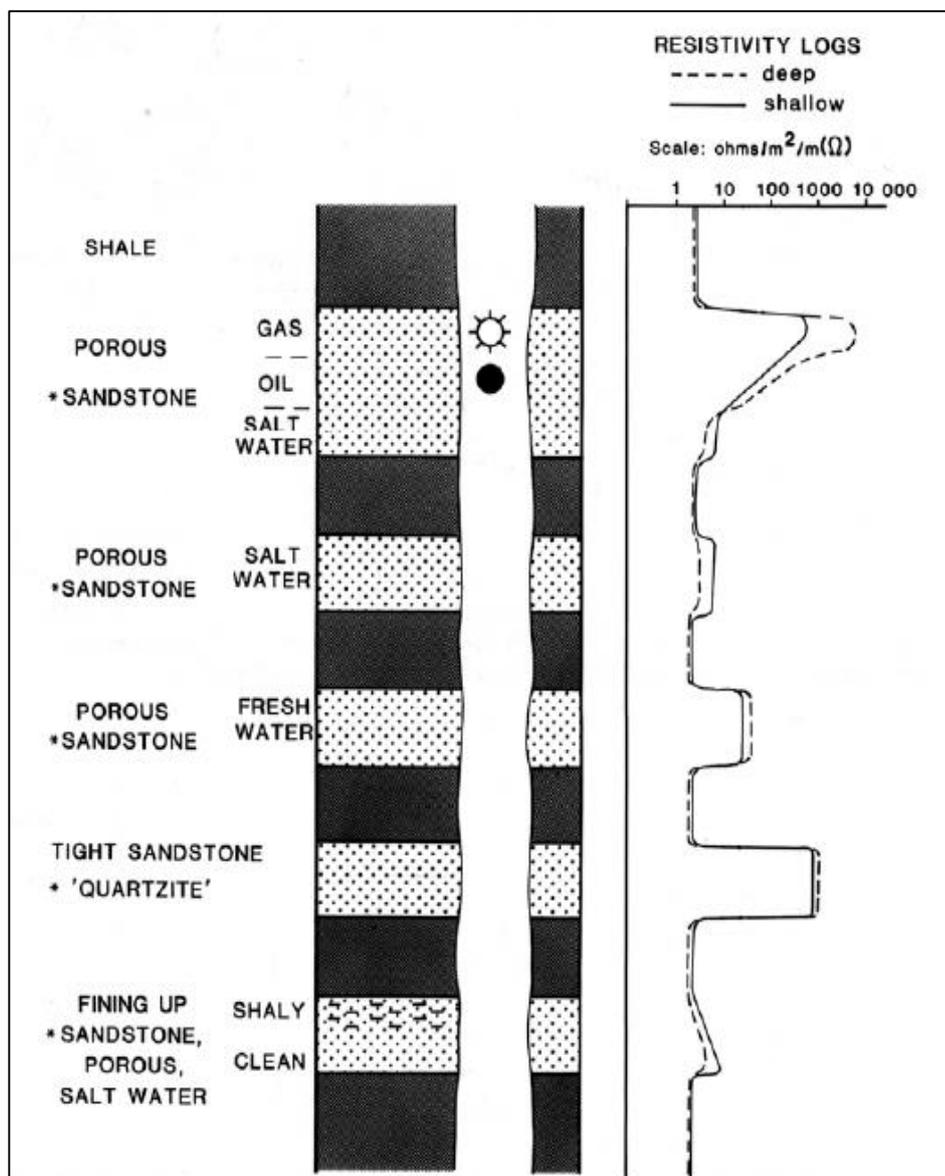


Gambar 4. Respon log densitas terhadap litologi (Rider, 2002).

3.1.3 Pengertian Log Resistivitas

Log resistivitas adalah rekaman tahanan jenis formasi ketika dilewati oleh kuat arus listrik, dinyatakan dalam ohmmeter (Schlumberger,1989). Penampang log resistivitas dapat dilihat pada gambar 5. Nilai resistivitas rendah apabila batuan

mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (R_t) terdiri dari dua kelompok yaitu Laterolog dan Induksi. Juga 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 (Harsono, 1997).



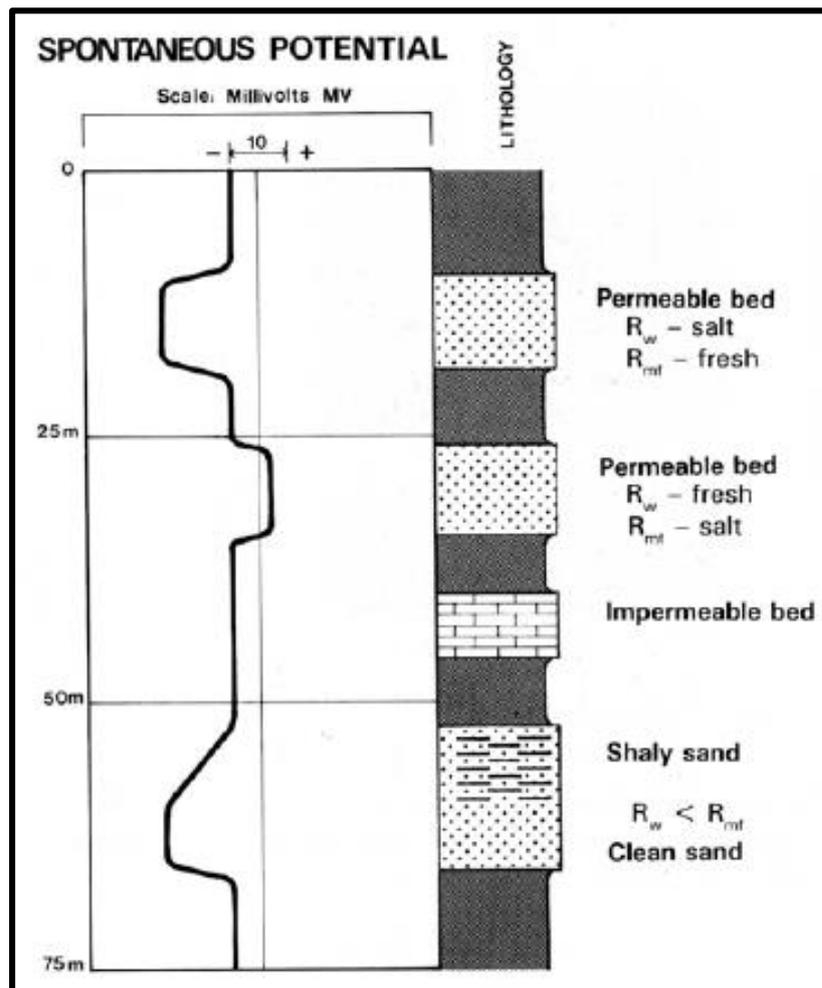
Gambar 5. Respon log resistivitas (Rider, 2002).

3.1.4 Karakteristik Log SP (*Spontaneuos Potential*)

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.

Karakteristik log SP ditunjukkan pada Gambar 6. 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.



Gambar 6. Karakteristik log sp (Rider, 2002)

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 (Rider, 2002).

Log SP hanya dapat menunjukkan lapisan permeabel, namun tidak dapat mengukur harga absolut dari permeabilitas maupun porositas dari suatu formasi. Log SP sangat dipengaruhi oleh beberapa parameter seperti resistivitas formasi, air lumpur pemboran, ketebalan formasi dan parameter lainnya. Sehingga jika salinitas komposisi dalam lapisan lebih besar dari salinitas lumpur maka kurva SP akan berkembang negatif, dan jika salinitas komposisi dalam lapisan lebih kecil dari salinitas lumpur maka kurva SP akan berkembang positif, dan apabila salinitas komposisi dalam lapisan sama dengan salinitas lumpur maka defleksi kurva SP akan menunjukkan garis lurus sebagaimana pada *shale* (Asquith, 2004).

Potensial ini diukur dalam milivolts (mV) dalam skala yang relatif yang disebabkan nilai mutlaknya (*absolute value*) bergantung pada sifat-sifat dari lumpur pemboran. Pada bagian yang *shaly*, defleksi SP maksimum ke arah kanan yang dapat menentukan suatu garis dasar *shale*. Defleksi dari bentuk log *shale baseline* menunjukkan zona batuan permeabel yang mengandung fluida dengan salinitas yang berbeda dari lumpur pemboran (Russel, 1951).

Log SP hanya dapat menunjukkan lapisan permeabel, namun tidak dapat mengukur harga absolut dari permeabilitas maupun porositas dari suatu formasi. Log SP sangat dipengaruhi oleh beberapa parameter seperti resistivitas formasi, air lumpur pemboran, ketebalan formasi dan parameter lain. Jadi pada dasarnya, jika

salinitas komposisi dalam lapisan lebih besar dari salinitas parameter lain. Jadi pada dasarnya, jika salinitas komposisi dalam lapisan lebih besar dari salinitas lumpur, maka kurva SP akan berkembang negatif dan jika salinitas komposisi dalam lapisan lebih kecil dari salinitas lumpur, maka kurva SP akan berkembang positif. Apabila salinitas komposisi dalam lapisan sama dengan salinitas lumpur, maka defleksi kurva SP akan merupakan garis lurus sebagaimana pada *shale* (Doveton, 1986).

3.1.5 Prinsip Dasar Log Neutron

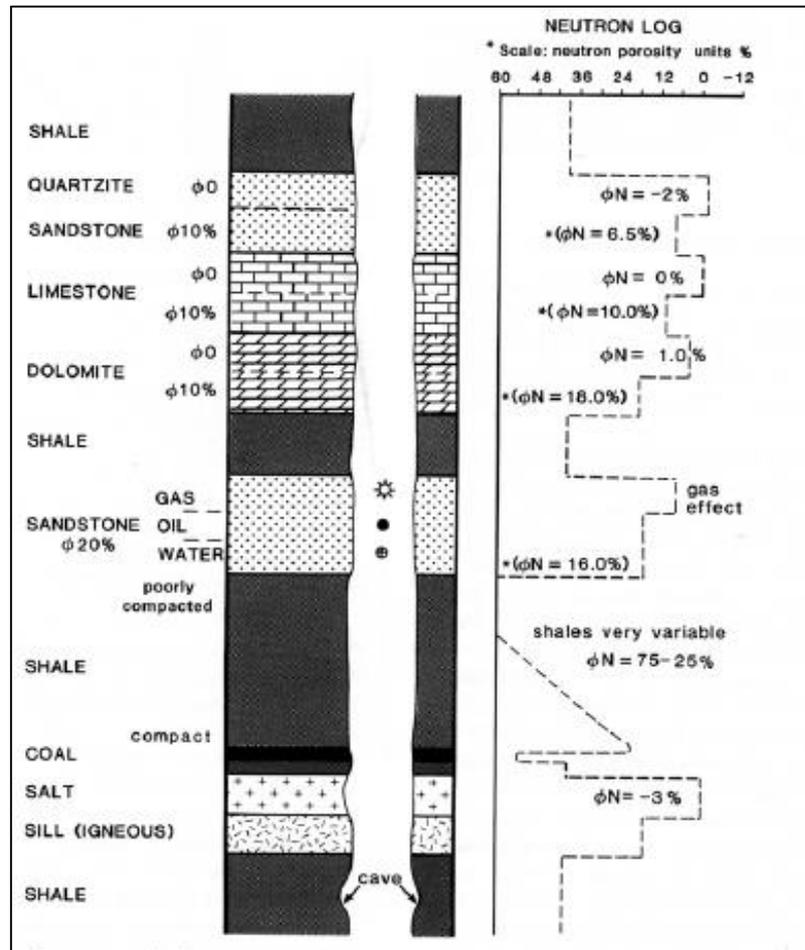
Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Neutron adalah suatu partikel listrik netral yang mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel - partikel neutron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

Kandungan air akan memperbesar harga porositas neutron. Jika pori-pori didominasi oleh minyak dan air harga porositas neutron kecil. Apabila formasi terisi oleh gas, maka nilai log neutron kecil mendekati batuan sangat kompak (2 – 6%), karena konsentrasi atom hidrogen pada gas lebih kecil daripada minyak dan air. Batuan yang kompak dimana porositas mendekati nol akan menurunkan harga

neutron. Lapisan serpih mempunyai porositas besar antara 30 – 50% dalam kurva log, tetapi permeabilitas mendekati nol. Pengaruh serpih dalam lapisan permeabel akan memperbesar harga porositas neutron. Kandungan air asin atau air tawar dalam batuan akan memperbesar harga porositas neutron. Kurva log neutron ini tidak dapat untuk korelasi karena tidak mewakili litologi suatu batuan. Log neutron dalam perekamannya langsung menunjukkan porositas batuan dengan menggunakan standar matrik batu gamping. Untuk batuan selain batugamping, harga porositasnya dinyatakan dalam porositas neutron atau porositas formasi (ϕ_N). Untuk mendapatkan harga porositas sebenarnya harus digunakan gabungan kurva log yang lain seperti log densitas (D).

Berdasarkan sifat-sifat defleksi kurva ρb dan ϕ_N maka dapat memberikan keuntungan tersendiri pada lapisan – lapisan yang mengandung hidrokarbon. Pada lapisan hidrokarbon, kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri (makin kecil harga ρb -nya), sedangkan pada log neutron, harga porositasnya akan cenderung makin ke kanan (makin kecil harga ϕ_N nya), dan pada lapisan *shale* kedua jenis kurva akan memperlihatkan gejala yang sebaliknya. Dengan demikian, pada lapisan hidrokarbon akan terjadi separasi antara kedua kurva, dimana separasi disebut positif, sebaliknya pada lapisan *shale* terjadi separasi negatif. Pada prinsipnya log neutron mengukur konsentrasi ion hydrogen yang terkandung dalam suatu formasi. Neutron log merespon keberadaan hydrogen dalam lapisan batuan. Karena itulah dalam lapisan yang berisi air atau minyak neutron log akan merefleksikan adanya cairan yang mengisi pori-pori batuan. Apabila neutron log dikombinasikan dengan log densitas maka akan dapat mengidentifikasi adanya

zona hidrokarbon pada lapisan yang prospek (Rosyidan dkk, 2015). Kurva log Neutron dapat dilihat pada Gambar 7.

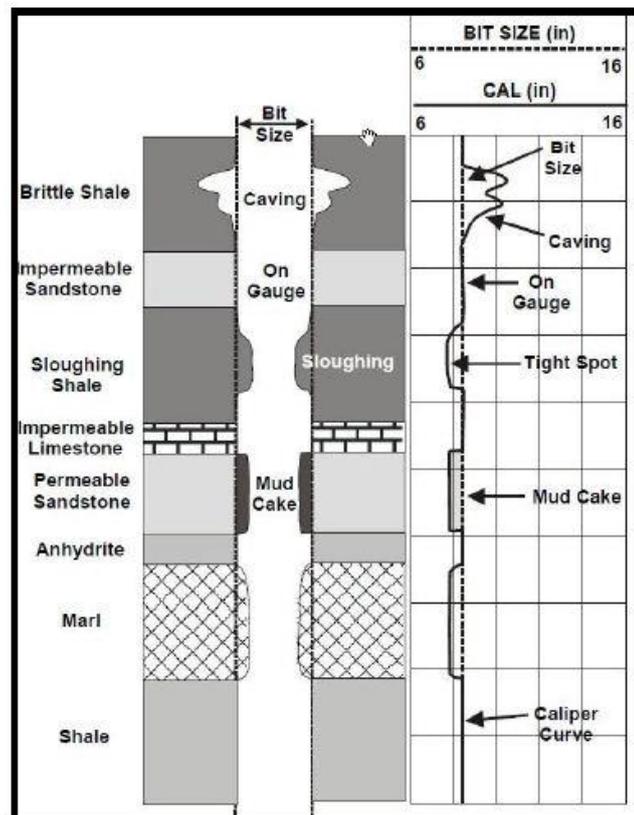


Gambar 7. Respon log neutron terhadap litologi (Rider, 2002)

3.1.6 Pengertian Log Caliper

Log ini merupakan log penunjang keterangan log ini digunakan untuk mengetahui perubahan diameter dari lubang bor yang bervariasi akibat adanya berbagai jenis batuan yang ditembus mata bor. Pada lapisan *shale* atau *clay* yang permeabilitasnya hampir mendekati nol, tidak terjadi kerak lumpur sehingga terjadi keruntuhan dinding sumur bor (*washed out*), sehingga dinding sumur bor

mengalami perbesaran diameter. Sedangkan pada lapisan permeabel terjadi pengecilan lubang sumur bor karena terjadi endapan lumpur pada dindingnya yang disebut kerak lumpur (*mud cake*). Sedangkan pada lapisan yang impermeabel diameter lubang bor akan bertambah besar karena ada dinding yang runtuh. Pada dinding sumur yang tidak mengalami proses penebalan dinding sumur, diameter lubang bor akan tetap. Log ini berguna untuk mencari ada atau tidaknya lapisan permeabel (Rider, 2002).

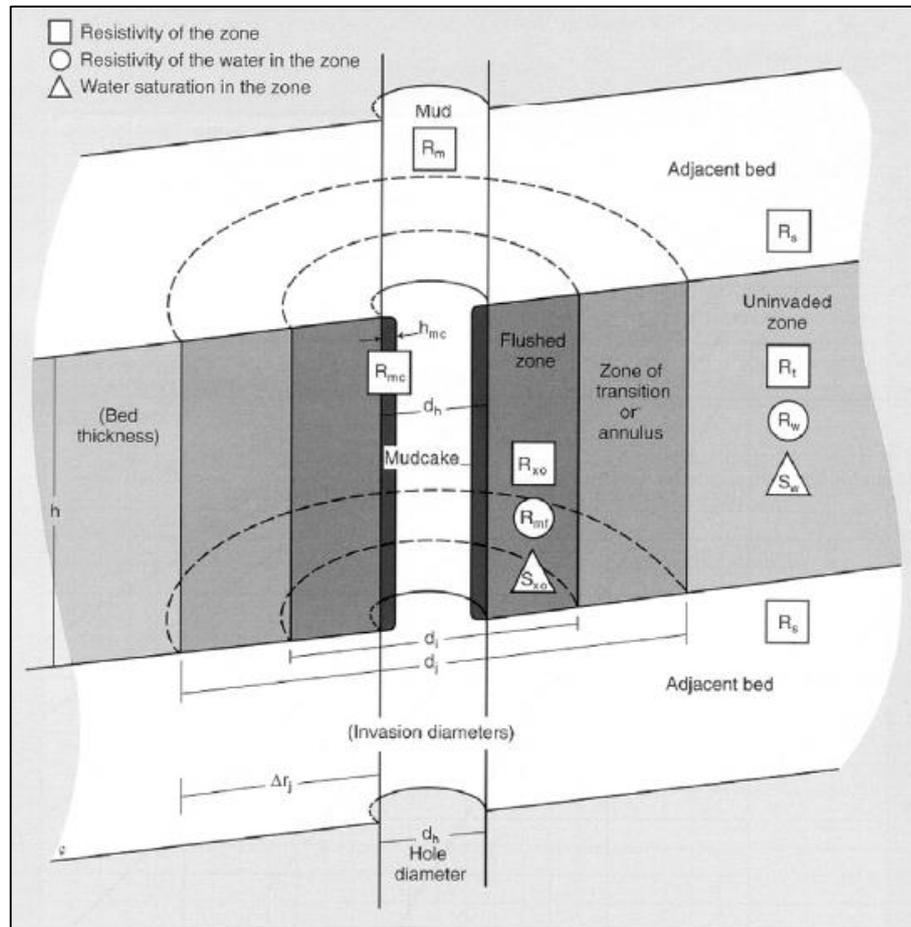


Gambar 8. Tipikal respon caliper untuk berbagai litologi (Rider, 2002)

3.2 Zonasi Akibat Lumpur Pemboran

Akibat adanya lumpur pemboran, maka pada lapisan *permeabel* terjadi penyusupan (*infiltrasi*) air lumpur pada dinding sumur sehingga mendesak kandungan lapisan semula lebih ke dalam, dan pada dinding sumur tersebut

terbentuk suatu kerak lumpur (*mud cake*) yang menyebabkan diameter sumur lebih kecil.



Gambar 9. Penampang formasi lateral (Asquith, 2004)

Akibatnya pada lapisan ini terbentuk tiga daerah *infiltrasi* yaitu;

a. *Flushed Zone* atau *Invaded Zone*

Merupakan daerah yang paling dekat dengan lubang sumur yang terisi oleh air lumpur. Sehingga bila dilakukan pengukuran sifat fisik pada daerah ini, maka yang diukur bukanlah sifat dari kandungan semula (asli), akan tetapi sifat dari air lumpur.

b. *Transition Zone*

Merupakan daerah lebih dalam dari *Invaded zone*. Daerah ini terisi campuran air lumpur dan kandungan semula.

c. *Uninvaded Zone*

Merupakan daerah yang tidak dipengaruhi oleh air lumpur dan terletak paling jauh dari lubang sumur. Daerah ini seluruhnya terisi kandungan semula, misalnya air, minyak dan gas (Dewanto, 2016).

3.3 Mengidentifikasi Reservoir Hidrokarbon

Indikator yang paling dapat dipercaya terhadap keberadaan reservoir adalah dengan melihat pergerakan dari log densitas dan log neutron, yaitu ketika log densitas bergerak ke kiri (densitas rendah) dan bersinggungan atau bersilangan dengan kurva neutron. Pada reservoir klastik, hampir tiap keberadaan reservoir dihubungkan dengan log *Gamma ray*. Pada sejumlah kecil reservoir, log GR tidak dapat digunakan sebagai indikator pasir karena kehadiran mineral radioaktif di dalam pasir. Serpih dapat dengan jelas dikenali sebagai suatu zona ketika log densitas berada di sebelah kanan dari log neutron, dicirikan dengan nilai unit porositas sebesar 6 atau lebih.

Jadi *crossover* antara log densitas dan log neutron lebih baik digunakan untuk mengidentifikasi reservoir. Zona gas akan menunjukkan nilai *crossover* yang lebih besar daripada zona air dan minyak. Log densitas dan log neutron merupakan hasil pengukuran statistik (diukur berdasarkan waktu kedatangan sinar gamma pada detektor yang bersifat acak), sehingga tampilannya dapat tetap meliuk-liuk walaupun berada pada litologi yang homogen, Oleh karena itu sangat berbahaya

apabila kita membuat aturan ketat bahwa kurva densitas harus berpotongan dengan kurva neutron untuk menyatakan bahwa lapisan tersebut adalah net sand. Untuk sebagian besar reservoir menyarankan aturan–aturan berikut ini:

1. Menentukan pembacaan rata-rata GR pada clean sand (GR_{sa}) dan nilai serpih (GR_{sh}). Jangan gunakan nilai pembacaan terbesar yang teramati tapi gunakan kenampakan secara umum yang teramati.
2. Menentukan volume serpih, V_{sh} sebagai $(GR - GR_{sa}) / (GR_{sh} - GR_{sa})$. Dengan membandingkan V_{sh} terhadap respon densitas dan neutron, tentukan nilai V_{sh} yang akan digunakan sebagai *cutoff*. Umumnya nilai *cutoff* adalah 50%.

3.4 Parameter Sifat Fisik Batuan Reservoir Hidrokarbon

Reservoir adalah bagian kerak bumi yang mengandung air, minyak, dan gas bumi. Sedangkan, batuan adalah wadah atau batuan yang berongga - rongga atau berpori - pori dimana diisi dan dijenuhi oleh minyak dan gas bumi tersebut (Dewanto, 2009).

Batuan reservoir umumnya terdiri dari batuan sedimen yang berupa batu pasir dan karbonat (sedimen klastik) serta batuan *shale* (sedimen non-klastik) atau dapat juga termasuk batuan vulkanik.

3.4.1 Pengertian Porositas Batuan (\emptyset)

Porositas (\emptyset) merupakan bagian dari volume batuan yang tidak terisi oleh benda padat. Jenis – jenis porositas ialah porositas total, porositas bersambungan, porositas potensial, dan porositas efektif. Porositas total (\emptyset_t) adalah perbandingan

antara ruang kosong total yang tidak diisi oleh benda padat (pori – pori, retakan, rekahan, rongga) yang ada diantara elemen – elemen mineral dari batuan, dengan volume total batuan.

$$\phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \quad (1)$$

Dengan :

ϕ_t = Porositas total

V_p = Volume ruang kosong, biasanya terisi cairan (air, minyak dan gas)

V_s = Volume yang terisi oleh zat padat

V_t = Volume total batuan

Porositas total meliputi porositas primer dan porositas rongga. Porositas primer (ϕ_1), antar – butir atau antar – kristal. Ini terutama tergantung pada bentuk dan ukuran zat padat, dan cara penyortirannya. Biasanya dijumpai pada batuan klastik. Porositas rongga yang diperoleh secara mekanik, akan membentuk porositas sekunder (ϕ_2), banyak berhubungan dengan batuan zat kimia atau biokimia.

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2 \quad (2)$$

Dengan :

ϕ_t = Porositas total

ϕ_1 = Porositas primer

ϕ_2 = Porositas sekunder (Harsono, 1997).

Porositas bersambungan ($\emptyset_{\text{connect}}$) adalah bagian ruang kosong bersambungan di dalam batuan. Bisa jauh lebih sedikit dibandingkan dengan porositas total, jika pori – porinya tidak bersambungan. Porositas efektif (\emptyset_e) merupakan porositas yang dapat dilalui oleh cairan bebas, tidak termasuk porositas yang tidak bersambungan, dan ruangan yang tidak terisi oleh air – resapan dan air – ikat serpih. Catatan bahwa porositas adalah tanpa dimensi, biasanya dinyatakan sebagai angka desimal dengan 100 dalam persen (Harsono, 1997).

Porositas batuan reservoir dapat diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas absolut dan porositas efektif.

1. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori total terhadap volume batuan total yang dinyatakan dalam persen (Levorsen, 1954).
2. Porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan terhadap volume batuan total (*bulk volume*) yang dinyatakan dalam persen (Judson, 1987).

Tabel 2. Ukuran porositas dan kualitas (Koesoemadinata, 1978)

Nilai Porositas	Kualitas
0 – 5 %	Dapat diabaikan
5 – 10 %	Buruk
10 – 15 %	Cukup
15 – 20 %	Baik
20 – 25 %	Sangat Baik
> 25 %	Istimewa

3.4.2 Metode Penentuan Resistivitas Air Formasi (R_w)

3.4.2.1 *Crossplot* Antara Porositas – Resistivitas

Metode tersebut merupakan penyelesaian secara grafis dari persamaan kejenuhan Archie, ringkasannya adalah sebagai berikut:

1. Pilih grafik porositas – resistivitas yang sesuai untuk dikerjakan.
2. Pilih skala dari porositas. Titik matriks harus didalam skala yang dipilih.
3. Gambar nilai log yang dibaca langsung dari log resistivitas - dalam dan log porositas didalam lapisan yang dikehendaki (skala resistivitas diatur agar sesuai dengan nilai resistivitas).
4. Tarik garis dari titik matriks jika diketahui) melalui titik - titik paling kiri (utara - barat) didapat garis - air, dimana $S_w = 100\%$. Setiap titik pada garis itu memberikan nilai porositasnya dan resistivitas R_o yang sesuai.

Untuk memperoleh R_w , nyatakan skala porositas dalam absis (pakai grafik yang sesusai), kemudian umpamakan $F = 1/\phi^2$, tarik garis vertikal dari titik $\phi = 10$ ($F = 100$) ke garis – air kemudian tarik garis horizontal ke ordinat baca R_o , hitung $R_w = R_o / F$. Untuk $F = 0,625/\phi^{2,15}$, pakai $\phi = 20$ dengan cara yang sama.

Agar metode ini akurat, ada beberapa asumsi yang harus terpenuhi, diantaranya adalah:

1. R (dalam) = R_t
2. Formasi bersih ($V_{sh} < 15\%$)
3. R_w konstan.
4. Litologi tidak kompleks.
5. Kondisi lubang bagus.
6. Hubungan F dan ϕ yang sesuai.

7. Pengaruh gas kecil (Harsono, 1997).

3.4.3 Menentukan *Volume of Shale* Batuan

Volume of shale atau yang dikenal sebagai *Vshale* merupakan persentasi atau desimal fraksi dari *shale* pada sebuah volume batuan. *Shale* bersifat radioaktif sehingga bisa digunakan *Gamma ray log* untuk menghitung *Vshale* pada reservoir. Beberapa fungsi *Vshale* untuk kebutuhan subsurface G&G:

1. *Net to Gross* atau penentuan *Sand Non Sand* berdasarkan *cut-off Vshale*
2. *Vshale* merupakan salah satu data berperan untuk menghitung nilai porosity.
3. Populasi reservoir properties pada *Earth Model* umumnya berawal dari *Vshale*.

Adanya *shale* atau serpih dalam suatu formasi dapat menyebabkan kekeliruan dalam perhitungan porositas dan saturasi air. Ketika *shale* terdapat dalam suatu formasi, maka peralatan log porositas seperti *sonic log*, log dansitas, dan neutron log akan merekam harga porositas yang terlalu besar. Perhitungan volume *shale* dibutuhkan untuk mengoreksi log-log porositas yang akan digunakan untuk perhitungan porositas efektif.

Vshale dihitung dari rumus sebagai berikut:

$$Vsh = IGR = \frac{GR_{log} - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}} \quad (3)$$

Dengan:

IGR = Indeks *shale gamma ray* %

GR_{log} = Respon log *gamma ray* pada lapisan yang ingin dihitung

GR_{clean} = Respon log pada zona yang bebas *shale* (GR_{min})

GR_{sh} = Respon log di zona *shale* (GR_{max}) (Asquith, 2004).

Dimana GR adalah *gamma ray* yang sudah dinormalisasi dengan menggunakan satu nilai *mean* dan standar deviasi dari sebuah lapangan. Setiap pengukuran *gamma ray* pada reservoir dapat menghasilkan nilai dan *range* nilai yang berbeda-beda karena perbedaan kondisi lubang bor dan alat dari masing-masing *service company*. Sehingga butuh sebuah *well* yang menjadi referensi pada suatu lapangan. GRmin adalah nilai *gamma ray* dari *clean sand*, sedangkan GRmax adalah nilai *gamma-ray* dari *shale*. Satuan *gamma ray* adalah API. Menurut (Asquith, 2004) Selain rumus sederhana di atas terdapat beberapa rumus lain cara menghitung dari *Vshale*:

1. Berdasarkan persamaan Larionov pada *Tertiary rocks*:

$$V_{sh} = 0,083 \times (2^{3,7 \times IGR} - 1) \quad (4)$$

2. Berdasarkan persamaan Steiber :

$$V_{sh} = \frac{IGR}{3 - 2 \times IGR} \quad (5)$$

3. Berdasarkan persamaan Clavier :

$$V_{sh} = 1,7 - [(3,38 - (IGR + 0.7)^2)^{1/2}] \quad (6)$$

4. Berdasarkan persamaan Larionov pada *older rock*:

$$V_{sh} = 0,33 \times (2^{2 \times IGR} - 1) \quad (7)$$

3.4.4 Pengertian Saturasi Air Formasi

Saturasi atau kejenuhan cairan yang berada dalam pori adalah rasio antara volume cairan dengan volume ruang pori. Sebagai contoh, kejenuhan air suatu batuan adalah 10%, hal ini berarti 1/10 dari ruang pori terisi dengan air, sedangkan sisanya terisi oleh sesuatu yang lain (misalnya minyak, gas, udara ,dll. Pori batuan ini tidak bisa kosong). Data saturasi pada umumnya dilaporkan dalam satuan persen, meskipun ada sebagian kecil yang masih dalam bentuk persamaan (Crain, 2012).

Salah satu parameter paling penting pada penentuan karakteristik suatu reservoir adalah kejenuhan hidrokarbon. Kejenuhan hidrokarbon merupakan persentase dari rongga pori pada batuan reservoir yang terisi oleh hidrokarbon, penjelasan di atas dapat dituliskan pada persamaan dibawah (Alimoradi, dkk., 2011).

Sebelum proses migrasi batuan reservoir berisi air, kemudian dengan adanya migrasi, sebagian dari air didesak oleh cairan hidrokarbon. Volume air di dalam batuan perlu diketahui untuk menghitung berapa fluida hidrokarbon yang terdapat di dalam reservoir. Dalam teknik reservoir jumlah air, minyak dan gas per satuan volume pori dinyatakan dengan istilah saturasi.

Saturasi air (S_w), saturasi minyak (S_o) dan saturasi gas (S_g) pada kondisi reservoir dibawah tekanan jenuh jumlah ketiga saturasi tersebut sama dengan satu

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (8)$$

Pada kondisi reservoir bertekanan jenuh berlaku:

$$S_w + S_o = 1 \quad (9)$$

Volume pori yang diisi hidrokarbon:

$$S_o.\emptyset + S_g.\emptyset = (1 - S_w).\emptyset \quad (10)$$

Beberapa faktor yang mempengaruhi S_w dalam reservoir adalah ukuran dan distribusi pori, ketinggian di atas *free water level* (karena adanya adhesi dan tekanan kapiler), dan *wettabilities* batuan (Dewanto, 2016).

3.4.4.1 Metode Saturasi Air

Dalam pengaplikasiannya beberapa metode pendekatan yang kompleks dilakukan dalam penentuan nilai parameter saturasi air sehingga mendekati dengan keadaan yang sebenarnya pada reservoir. Metode-metode tersebut di antaranya adalah:

1. Perhitungan nilai saturasi air (S_w) dari log resistivitas berdasarkan hubungan terhadap porositas dan perbedaan sifat elektrik batuan.
2. Perhitungan nilai saturasi air (S_w) berdasarkan perbandingan data tekanan kapiler dari laboratorium (SCAL Lab) dengan hasil interpretasi saturasi air (P_c/S_w) dengan pengaruh jenis batuan, sifat fluida serta ketinggian di atas air bebas (*free water level*).
3. Perhitungan saturasi air menggunakan determinasi Dean-Stark dalam perhitungan volume air pada plug batuan inti yang menggunakan metode *oil based mud* (OBM).
4. Kombinasi antara metode-metode tersebut.

Metode-metode pendekatan yang digunakan dalam menentukan parameter saturasi di atas dilakukan berdasarkan ketersediaan data pendukung pada penelitian dimana pada tiap-tiap metode dibutuhkan data yang berbeda.

Determinasi harga saturasi air (S_w) dari log resistivitas dalam formasi bersih (non *shaly*), berdasarkan pada rumus Archie (Harsono, 1997).

$$S_w^{n/2} = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m R_t} \quad (10)$$

Dari persamaan Archie tersebut dapat diturunkan menjadi beberapa persamaan yang cocok digunakan pada *shaly sand formation*, antara lain

Persamaan Simandoux (Dewanto, 2016)

$$S_w = \frac{C \cdot R_w}{\phi e} \left[\sqrt{\frac{\phi_{ef}^m}{a \cdot R_w} + \frac{V_{sh}^2}{R_{sh}^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}} \right] \quad (11)$$

Persamaan Indonesia (Harsono, 1997)

$$\frac{1}{R_t} = \left[\sqrt{\frac{\phi^m}{a R_w}} \right] + \frac{V_{sh}^{(1-0,5V_{sh})}}{\sqrt{R_{sh}}} \times S_w^{n/2} \quad (12)$$

Dengan:

V_{sh} = Volume *Shale*

ϕ_{ef} = Porositas Efektif

a = Koefisien Litologi ($a=1$)

m = Faktor Sementasi ($m=2$)

n = Saturasi Eksponen ($n=2$)

R_w = Resistivitas Air Formasi

R_t = Resistivasi Formasi Pada Uninvaded Zone

R_{sh} = Resistivitas Formasi Pada Lapisan *Shale*.

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Alat dan Bahan Penelitian

Alat dan bahan yang digunakan dalam Penelitian Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

- a. PC (*Personal Computer*)
- b. Data Log sumur TRD dalam format*.LAS
- c. Peta geologi dan stratigrafi daerah penelitian
- d. *Software microsoft excel* dan *Interactive Petrophysics*

4.2 Prosedur Penelitian

4.2.1 *Input Data Las*

Pada tahap ini dilakukan proses *loading* data berupa data Las dari *well log*. Dimana sebelumnya sudah dibuat database untuk lembar kerjanya. Proses yang dilakukan pada tahap ini dengan klik Input/output pada software Interaktif petrofisik , lalu load data dan pilih dengan format Las data.

4.2.2 *Input Well Header Info*

Setelah dilakukan proses loading data, dilanjutkan dengan proses *input well header info*. Dimana proses ini bertujuan melengkapi informasi data pada sumur sehingga memudahkan untuk proses selanjutnya. Proses ini dilakukan dengan klik

well lalu pilih *manage well header info*, dan disini dilakukan pengisian data sesuai data *well header* dari data log sumur yang diberikan.

4.2.3 Input Temperature Gradient

Pada tahapan ini dilakukan *input data temperature* dari setiap kedalaman. Namun dikarenakan data suhu pada tiap kedalaman tidak ada, jadi dilakukan input data pada kedalaman *KB* dan *bottom depth*. Fungsi dari input temperature gradient ini adalah digunakan untuk koreksi lingkungan nantinya. Proses yang dilakukan dengan klik *calculation* - pilih pada kolom *temperature gradient*.

4.2.4 Koreksi Lingkungan

Dalam penelitian ini digunakan modul koreksi lingkungan schlumberger. Koreksi lingkungan dilakukan pada sumur yang memiliki log caliper, jika tidak ada maka tidak dapat dilakukan koreksi lingkungan. Koreksi ini bertujuan agar mengurangi dampak dari lingkungan sumur bor pada data log. Pada tahap ini dilakukan koreksi pada log *gamma ray*, densitas, resistivitas, dan *neutron*.

4.2.5 Interpretasi Kualitatif

4.2.5.1 Zonasi Reservoir

Pada tahap ini dilakukan pembuatan zonasi pintas dengan melihat dari kurva log *gamma ray*, resistivitas dan separasi dari RHOB dan NPHI. Dimana pada yang mengandung hidrokarbon pada nilai *gamma ray* akan rendah, resistivitasnya tinggi dan adanya separasi antara RHOB dan NPHI. Zonasi ini berguna untuk menentukan

secara pintas dimana zona-zona yang mengandung hidrokarbon dan juga berguna untuk korelasi antar sumur.

4.2.5.2 Penentuan Litologi Pintas

Penentuan lithologi diinterpretasikan berdasarkan pembacaan kurva log dari setiap sumur. Kurva log yang digunakan sebagai parameter adalah kurva log gamma ray, namun bisa juga ditambah dengan log yang lain biasanya dengan log resistivitas untuk melihat fluidanya dan log Rhob serta Nphi untuk melihat zona hidrokarbonnya.

4.2.6 Interpretasi Kuantitatif

4.2.6.1 Evaluasi Kandungan Lempung

Penentuan kadungan lempung dalam suatu formasi dapat dicari dengan menggunakan indikator tunggal yaitu dengan log *gamma ray*, atau menggunakan indicator ganda yaitu dengan log resistivitas serta log neutron-densitas. Evaluasi kandungan lempung sangat diperlukan dikarenakan kandungan lempung dapat mempengaruhi nilai perhitungan porositas suatu formasi dan juga mempengaruhi pada zona yang mengandung hidrokarbon. Kandungan lempung suatu formasi ditentukan dengan mengambil nilai terendah dari ketiga perhitungan di atas.

4.2.6.2 Penentuan Porositas dan Saturasi Air

Penentuan parameter saturasi air dan porositas dapat dilakukan secara manual maupun dengan menggunakan *software interactive petrophysics*, jika secara manual maka dilakukan perhitungan dengan menggunakan *software microsoft excel*, jika

menggunakan software *Interactive Petrophysics* penentuan keduanya dalam satu proses. Pada porositas, model yang digunakan adalah model porositas dengan log densitas-neutron yang menghasilkan nilai porositas total dan porositas efektif.

4.2.6.3 Penentuan Permeabilitas Fluida

Dikerenakan keterbatasan data, maka perhitungan permeabilitas dilakukan dengan menggunakan *software interactive petrophysics* dimana menggunakan persamaan *schlumberger*.

4.2.6.4 Penentuan Nilai *Cut Off*

Dalam penelitian ini parameter *cut off* yang dilakukan adalah dengan melakukan *cut off* porositas , *cut off* saturasi dan *cut off vshale*, sedangkan pada permeabilitas nilai *cut off* yang diambil adalah 1 mD yang diasumsikan sebagai batas nilai terendah untuk fluida dapat mengalir.

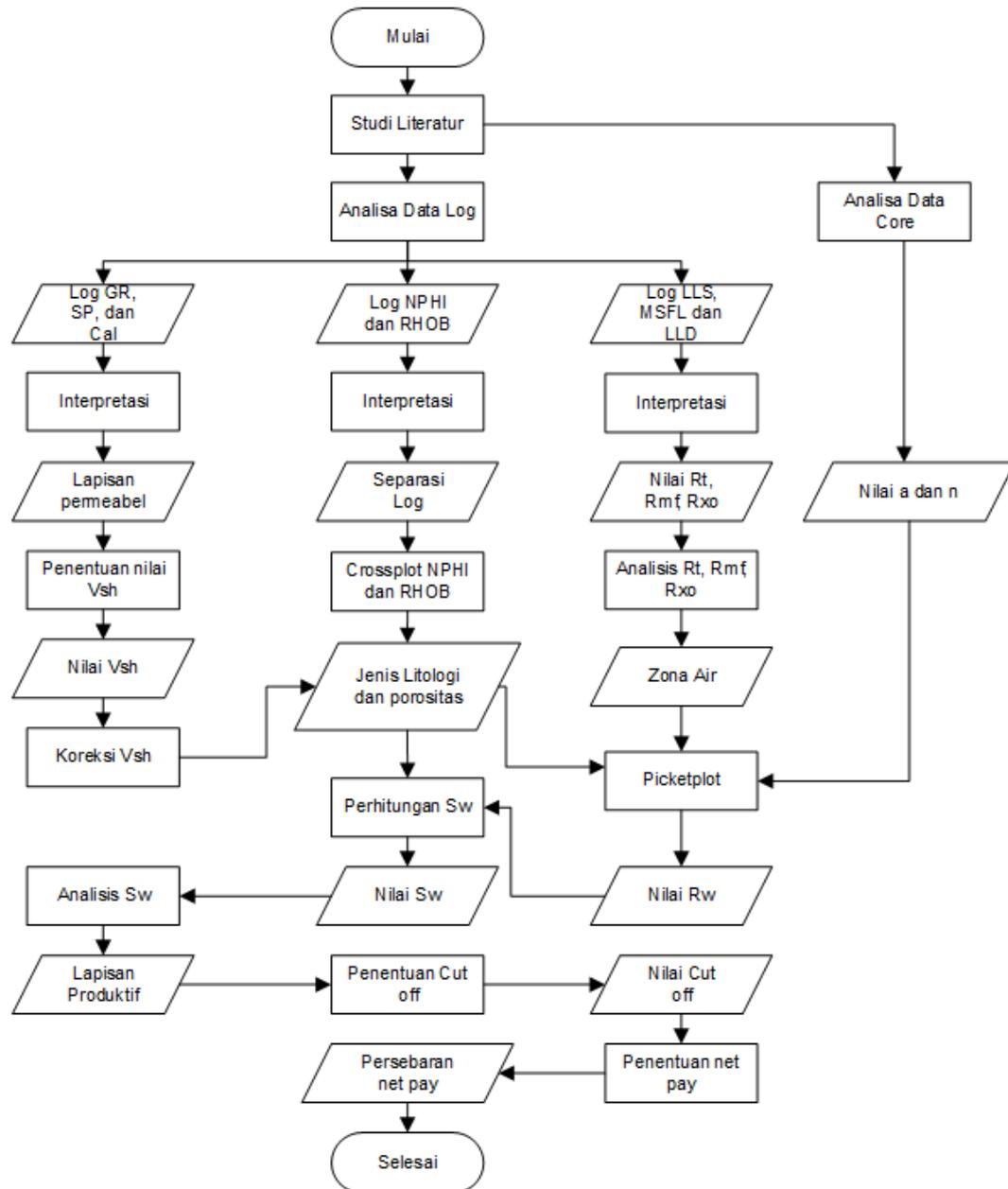
Pada *cut off* porositas ditentukan berdasarkan hasil dari *crossplot* antara permeabilitas dan nilai porositas. Untuk *cut off* saturasi ditentukan dari hasil *crossplot* antara porositas dan nilai saturasi dan untuk *cut off* volum *shale* atau kandungan lempung ditentukan dari hasil *crossplot* antara nilai porositas dengan nilai *vshale*.

4.2.6.5 Penentuan Nilai *Net pay*

Dengan menerapkan hasil dari nilai *cut off* pada porositas, saturasi dan *vshale* maka akan dihasilkan zona net reservoir atau *net summary* dan zona *pay* reservoir atau *pay summary*.

4.3 Diagram Alir Penelitian

Proses berjalannya penelitian ini dapat dilihat pada Gambar .



Gambar 10. Diagram alir penelitian

4.4 Time Schedule Penelitian

Pada Tabel 1 di bawah ini disajikan Time Schedule dari kegiatan penelitian yang dilakukan di PT.Pertamina Asset 1 Jambi.

Tabel 1. *Time schedule* kegiatan penelitian tugas akhir di PT.Pertamina EP Asset 1

Kegiatan	1 Agustus - 1 Oktober 2016							
	Minggu Ke-							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Studi pustaka								
Analisa data								
Prosesing data								
Penyusunan laporan								

VI. KESIMPULAN

Dari kegiatan penelitian yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Perhitungan parameter porositas (ϕ) dilakukan dengan menggunakan model *density-neutron* didapat nilai porositas reservoir pada sumur TRD-10 sebesar 12,4 %, sumur TRD-11 sebesar 16,2 %, sumur TRD-14 sebesar 33,2 %, sumur TRD-15 sebesar 7 %, sumur TRD-17 sebesar 9 %, dan sumur TRD-19 sebesar 23,2 %.
2. Perhitungan parameter saturasi air (S_w) dilakukan dengan menggunakan persamaan simandoux, didapat nilai saturasi air pada sumur TRD-10 sebesar 19,4 %, sumur TRD-11 sebesar 41,3 %, sumur TRD-14 sebesar 21,3 %, sumur TRD-15 sebesar 32,3 %, sumur TRD-17 sebesar 25,6 %, dan sumur TRD-19 sebesar 13,5 %.
3. Berdasarkan analisis kualitatif diketahui tipe litologi zona reservoir merupakan batupasir (*sandstone*) dengan sedikit kandungan foraminifera.
4. Zona *net* reservoir didapat dengan menggunakan *cut off* dengan nilai pada sumur TRD-10 sebesar 10,06 m, sumur TRD-11 sebesar 8,38 m, sumur TRD-14 sebesar 9,6 m, sumur TRD-15 sebesar 4,57 m, sumur TRD-17 sebesar 7,54 m, dan sumur TRD-19 sebesar 7,16 m.

5. Zona *net pay* didapat dengan menggunakan *cut off* dengan nilai pada sumur TRD-10 sebesar 3,2 m, sumur TRD-11 sebesar 6,55 m, sumur TRD-14 sebesar 9,6 m, sumur TRD-15 sebesar 4,57 m, sumur TRD-17 sebesar 7,5 m, dan sumur TRD-19 sebesar 6,93 m.

DAFTAR PUSTAKA

- Alimoradi, A., dkk., 2011, *Methods of water saturation estimation: Historical perspective*, Journal of Petroleum and Gas Engineering Vol. 2(3), pp 45-53.
- Asquith, G.B., 1982, *Basic Well Log Analysis for Geologists*, Oklahoma: AAPG, Methods in Exploration Series
- BPB manual, 1981, *British Petroleum Book*, United Kingdom: British company.
- Crain, E.R., 2012, Crain Petrophysical Handbook, *Water Saturation*, www.spec2000.net, Diakses pada tanggal 13 Agustus 2016 Pukul 15.50 WIB.
- Dewanto, O, 2009, *Buku Ajar Well Logging*, Lampung: Universitas Lampung.
- Dewanto, O, 2016, *Buku Ajar Petrofisika Log*, Edisi Pertama, Lampung: Universitas Lampung.
- Doveton, J., 1986, *Log Analysis of Subsurface Geology*, USA: John and Sons, Inc.
- Ellis, D.V. & Singer, J.M., 2008, *Well Logging for Earth Scientist 2nd Edition*, Netherlands: Springer

- Harsono, A., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.
- Judson, S., Kauffman, M. E & Leet, L. D., 1987, *Physical Geology*, 7th Ed, New Jersey: Practice-Hall, Inc..
- Koesoemadinata, R.P., 1980, *Geologi Minyak dan Gasbumi, Edisi Kedua*, Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Levorsen, A. I., 1954, *Geology of Petroleum*, San Fransisco: W.H Freeman & Company.
- Nugroho, H., dkk, 2017. Penentuan Zona Prospek Reservoir Hidrokarbon. *Jurnal Riset Geologi*.
- Pertamina, 2015, *Exploitation Sub Surface Funneling*, Jakarta : PT.Pertamina EP Asset 1.
- Rosyidan, C., dkk, 2015. Analisa Fisika Minyak (Petrophysics) Dari Data Log Konvensional Untuk Menghitung Sw Berbagai Metode. *Prosiding Seminar Nasional Fisika (E-Journal) SNF2015 Volume IV*.
- Rider, M., 2002, *The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition*, Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Russel, W., 1951, *Principles of Petroleum Geology*, USA:McGraw-Hill book Company Inc.
- Schlumberger, 1989, *Log Interpretation Principles/Aplication*, Schlumberger.