

**ANALISIS SIFAT PETROFISIKA BATUAN MENGGUNAKAN
METODE MULTIMINERAL PROBABILISTIK UNTUK
KARAKTERISASI RESERVOAR PADA SUMUR A-1 DAN A-2
LAPANGAN X, CEKUNGAN BONAPARTE**

(Skripsi)

Oleh

ALICYA INMAS MAULADIKA



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

ABSTRAK

ANALISIS SIFAT PETROFISIKA BATUAN MENGGUNAKAN METODE MULTIMINERAL PROBABILISTIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR PADA SUMUR A-1 DAN A-2 LAPANGAN X, CEKUNGAN BONAPARTE

Oleh

Alicya Inmas Mauladika

Salah satu wilayah di Indonesia yang memiliki sumber daya minyak dan gas bumi adalah daerah timur Indonesia yaitu pada Cekungan Bonaparte. Cekungan Bonaparte terletak diantara paparan kontingen Australia dengan paparan Eurasia (Sundaland). Eksplorasi minyak dan gas bumi dapat dilakukan dengan menggunakan salah satu metode geofisika yaitu metode *Well Logging*. Pada penelitian ini dilakukan analisis petrofisika secara kualitatif dan kuantitatif terhadap data yang telah diambil dengan menggunakan metode *Well Logging* pada sumur A-1 dan A-2 yang terletak di lapangan X, Cekungan Bonaparte. Analisis kuantitatif dilakukan dengan menggunakan metode Multimineral Probabilistik agar mendapatkan model yang mendekati keadaan bawah permukaan yang sebenarnya. Berdasarkan analisis kualitatif pada kedua sumur, jenis litologi batuan adalah batu pasir, kemudian hidrokarbon pengisinya adalah gas. Untuk sumur A-1 terdapat 3 zona prospek dan sumur A-2 terdapat 3 zona prospek. Selanjutnya, berdasarkan analisis kuantitatif, pada sumur A-1 nilai *VClay* adalah sebesar 32.5%, nilai porositas efektif rata-rata sebesar 9.6%, nilai *Sw* rata-rata sebesar 15.4% dan nilai *K* rata-rata sebesar 2.13 md. Kemudian pada sumur A-2, nilai *VClay* adalah sebesar 34.3%, nilai porositas efektif rata-rata sebesar 7%, nilai *Sw* rata-rata sebesar 63% dan nilai *K* rata-rata sebesar 1.1 md. Nilai-nilai parameter tersebut selanjutnya digunakan untuk mencari nilai *netpay*. Nilai *netpay* pada sumur A-1 lebih besar yaitu 75.59 meter sedangkan pada sumur A-2 adalah 40.84 meter.

Kata kunci: well logging, multimineral, vclay, porositas efektif, netpay

ABSTRACT

ANALYSIS OF PETROPHYSICAL ROCK PROPERTIES USED MULTIMINERAL PROBABILISTIC METHODE FOR RESERVOAR CHARACTERIZATION ON A-1 WELL AND A-2 WELL, X-FIELD BONAPARTE BASIN

By

Alicya Inmas Mauladika

One of Indonesia's areas that has oil and gas resource is Bonaparte Basin. The location of Bonaparte Basin is between Australia Continent and Eurasia Continent (Sundaland). Oil and gas can be explored use geophysical methods such as well logging. This research has done qualitative and quatitative analysis of well log on A-1 Well and A-2 Well, X Field, Bonaparte Basin. Quantitative analysis has done used multimineral probabilistic method to get the subsurface model that close with actual condition. Based on qualitative analysis of both wells, the lithology type is sandstone and the hidrocarbon content is gas. There are 3 prospect zones in A-1 Well and 2 prospect zones in A-2 Well. Next, based on quantitative analysis, in A-1 Well, V_{Clay} value is 32.5%, porosity effective average value is 9.6%, S_w average value is 15.4% and K average value is 2.13 md. Then, on A-2 Well, V_{Clay} value is 34.3%, porosity effective average value is 7 %, S_w average value is 63% and K value is 1.1 md. Those parameter values are used to find the netpay value. Netpay value in A-1 Well is larger than A-2 Well, that is 75.59 meters while in well A-2 is 40.84 meters.

Keyword: well logging, multimineral, vclay, multimineral, effective porosity, netpay

**ANALISIS SIFAT PETROFISIKA BATUAN MENGGUNAKAN
METODE MULTIMINERAL PROBABILISTIK UNTUK
KARAKTERISASI RESERVOAR PADA SUMUR A-1 DAN A-2
LAPANGAN X, CEKUNGAN BONAPARTE**

Oleh

ALICYA INMAS MAULADIKA

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung



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

Judul Skripsi

**: ANALISIS SIFAT PETROFISIKA BATUAN
MENGUNAKAN METODE MULTIMINERAL
PROBABILISTIK UNTUK KARAKTERISASI
RESERVOAR PADA SUMUR A-1 DAN A-2
LAPANGAN X, CEKUNGAN BONAPARTE**

Nama Mahasiswa

: Alicia Inmas Mauladika

Nomor Pokok Mahasiswa : 1315051005

Jurusan

: Teknik Geofisika

Fakultas

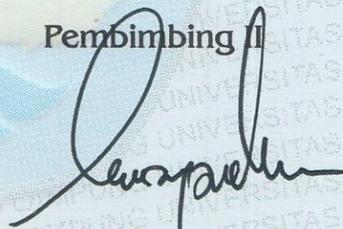
: Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

Pembimbing II



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

Karyanto, S.Si., M.T.

NIP 19661222 199603 1 001

NIP 19691230 199802 1 001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



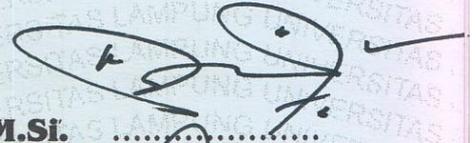
Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.

NIP 19750911 200012 1 002

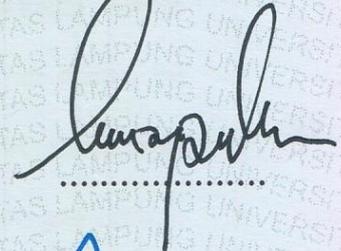
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

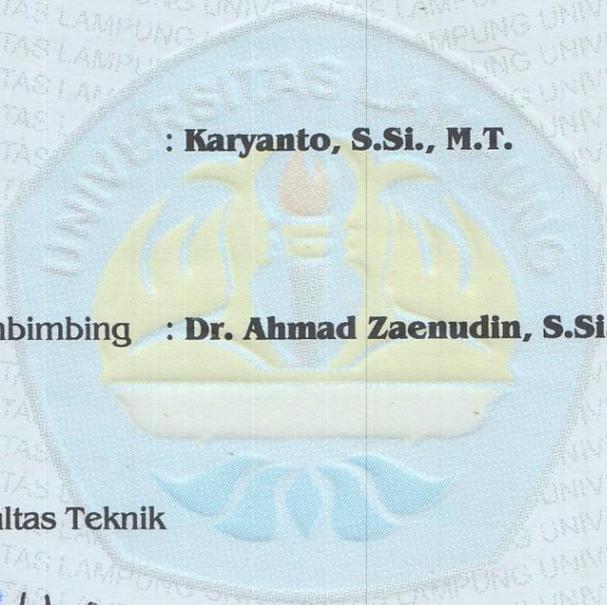
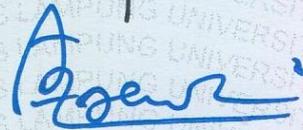
Ketua : Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.



Sekretaris : Karyanto, S.Si., M.T.



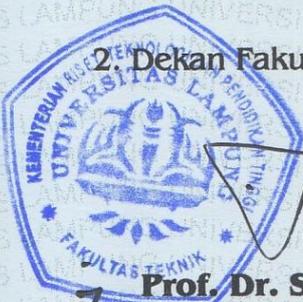
**Penguji
Bukan Pembimbing : Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.**



2. Dekan Fakultas Teknik

Prof. Dr. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.

NIP 19620717 198703 1 002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 07 Februari 2018

PERNYATAAN KEASLIAN HASIL KARYA

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

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

Bandar Lampung, 20 Februari 2018
Penulis



Alicya Inmas Mauladika

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Bandar Lampung pada tanggal 17 Agustus 1995, sebagai anak pertama dari tiga bersaudara dari pasangan Bapak Basuni dan Ibu Zuraidah Natalya. Penulis memulai pendidikan di TK PTPN VII Bandar Lampung pada tahun 2000, kemudian melanjutkan Sekolah Dasar di SD Kartika II-5 Bandar Lampung dari tahun 2001 hingga 2007. Penulis melanjutkan sekolah menengah pertama di SMP N 1 Bandar Lampung pada tahun 2007 hingga 2010. Selanjutnya penulis meneruskan sekolah di SMA YP UNILA pada tahun 2010 hingga akhirnya lulus tahun 2013.

Pada tahun 2013 penulis terdaftar sebagai mahasiswa Universitas Lampung Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika melalui jalur SNMPTN. Selama menjadi mahasiswa, penulis aktif di beberapa organisasi kemahasiswaan seperti Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HIMA TG) pada periode 2014 sampai 2016 sebagai anggota Saintek (Sains dan Teknologi). Selain organisasi internal kampus, penulis juga aktif dalam organisasi eksternal yaitu sebagai bendahara umum AAPG SC Unila periode 2016/2017 dan bendahara umum MATALAM (Mahasiswa Teknik Cinta Alam) Unila periode 2017/2018.

Pada bulan Juli hingga Agustus 2016 penulis melaksanakan Kerja Praktik di PPPTMGB LEMIGAS Jakarta dengan judul “**Analisis Petrofisika Pada Sumur V-2 Lapangan X Cekungan Bintuni, Papua**” selama kurang lebih satu bulan. Pada tahun 2017 penulis melaksanakan Tugas Akhir (TA) selama kurang lebih 2 bulan di PPPTMGB LEMIGAS Jakarta dengan judul “**Analisis Sifat Petrofisika Batuan Menggunakan Metode Multimineral Probabilistik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Sumur A-1 Dan A-2 Lapangan X, Cekungan Bonaparte**”. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada 07 Februari 2018.

Man Jadda Wajadda
Siapa bersungguh-sungguh pasti berhasil

Believe in yourself and do your best

Never give up because great things take time

Allah knows what the best for you and when it's best for you to have it

Aku persembahkan karya kecil ini untuk:

Allah SWT

*Ayahanda tercinta, Bapak Basuni
Ibunda terkasih, Ibu Zuraidah Natalya*

*Saudara kandungku,
M. Ariansyah Aryindani
Annisa Adelita Az-zahra
dan Keluarga besarku*

*Teknik Geofisika UNILA 2013
Keluarga Besar Teknik Geofisika UNILA
Almamater Tercinta UNILA*

Serta Sahabat-sahabatku tercinta

.

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah *robbilalamin*, segala puji dan syukur bagi ALLAH SWT yang telah memberikan nikmat, karunia dan perlindungan-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Skripsi yang berjudul **“ANALISIS SIFAT PETROFISIKA BATUAN MENGGUNAKAN METODE MULTIMINERAL PROBABILISTIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR PADA SUMUR A-1 DAN A-2 LAPANGAN X, CEKUNGAN BONAPARTE”** sebagai salah satu bagian dari kurikulum dan salah satu syarat bagi penulis untuk menyelesaikan studi sebagai Sarjana Teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Skripsi ini merupakan hasil kegiatan Tugas Akhir di PPPTMGB LEMIGAS Jakarta. Namun demikian, penulis menyadari masih banyak ketidaksempurnaan dan banyak kelemahan dalam laporan Tugas Akhir ini. Oleh karena itu penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun agar dapat memperbaiki dan menyempurnakan nya. Semoga Skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua.

Bandar Lampung, 20 Februari 2018
Penulis,

Alicya Inmas Mauladika

SANWACANA

Skripsi yang berjudul: “**Analisis Sifat Petrofisika Batuan Menggunakan Metode Multimineral Probabilistik Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Sumur A-1 Dan A-2 Lapangan X, Cekungan Bonaparte**” adalah salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik, Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung.

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

1. **Allah SWT** yang selalu mengawasi dan meridhoi setiap proses sampai skripsi ini selesai, sehingga tiada alasan bagi penulis untuk berhenti bersyukur “Alhamdulillah”.
2. **Nabi Muhammad saw** yang memberikan teladan kepada seluruh umatnya, terutama penulis untuk selalu ingin menjadi orang yang lebih baik lagi.
3. Kedua orang tua ku tercinta, **Ibu Zuraidah Natalya** dan **Bapak Basuni** serta adik **M. Ariansyah Aryindani** dan **Annisa Adelita Azzahra** yang telah memberikan kasih sayang dan kesabaran serta doa yang terus di berikan tanpa rasa lelah.
4. **Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si** selaku Ketua Jurusan Teknik yang telah memberikan nasihat dan motivasi untuk penulis.

5. **Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si** selaku pembimbing utama yang telah membantu memberikan saran dan bimbingan serta memberikan motivasi selama penelitian hingga penulisan skripsi.
6. **Bapak Karyanto S.Si., M.T** sebagai pembimbing kedua telah memberikan arahan dan bimbingan penulisan skripsi.
7. **Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T** sebagai penguji yang telah memberi kritik, saran dan bimbingan dalam perbaikan-perbaikan skripsi.
8. **Bapak Prof. Drs. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D** selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung dan pembimbing akademik yang telah memberikan masukan dan nasehat, baik untuk skripsi ataupun untuk masa depan penulis.
9. Seluruh Staf Tata Usaha dan Laboratorium Jurusan Teknik Geofisika Unila, **Pak Marsuno dan Mbak Dhea, Bapak Legino dan Bapak Pujono** yang telah memberi banyak bantuan dalam proses administrasi;
10. **PPPTMGB LEMIGAS Jakarta** sebagai institusi yang telah memberi kesempatan untuk melaksanakan Tugas Akhir.
11. **Bapak Yohanes B Doi Wangge, S.T., M.T** selaku pembimbing tugas akhir di PPPTMGB LEMIGAS Jakarta yang telah banyak membantu dan memotivasi serta menjadi mentor yang baik bagi penulis selama melaksanakan tugas akhir.
12. **Bapak dosen** Jurusan Teknik Geofisika atas didikan, bimbingan, serta ilmu pengetahuan yang telah diberikan.
13. Teman-teman **Teknik Geofisika 2013** yang telah memberikan dukungan dan keceriaan setiap harinya.

14. Keluarga Besar Teknik Geofisika Unila angkatan 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2014, 2015, 2016 dan 2017 yang telah memberikan dukungan, do'a dan semangat untuk penulis.
15. Sahabat perjuangan pada saat KKN di Mulyo Aji, Tulang Bawang yaitu **Restu, Bang Zen, Pau, Selvi, Merry dan Oci** tempat berbagi suka dan duka.
16. Manusia pemberi semangat dan pendengar curhatan serta sahabat SMA, **Dwinita Meilia Sari, Ananda Karunia dan Fani Maulita**.
17. Sahabat SMP, **Tessya Chyntia**, terima kasih udah jadi tempat curhat waktu lagi galau.
18. **Angkatan Desir Seminung** serta **Keluarga Besar MATALAM UNILA**, terima kasih untuk pengalaman-pengalaman pendakian dan berorganisasi yang berharga.
19. *My support system*, **Antok Nopendrianto**, terimakasih untuk kesabaran dan dukungannya.

Semoga segala kebaikan dan bantuan yang telah diberikan kepada penulis dibalas oleh Allah SWT dan bermanfaat bagi kita semua.

Bandar Lampung, 20 Februari 2018
Penulis,

Alicya Inmas Mauladika

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	i
ABSTRACT	ii
HALAMAN JUDUL	iii
LEMBAR PERSETUJUAN	iv
LEMBAR PENGESAHAN	v
HALAMAN PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
HALAMAN MOTTO	ix
HALAMAN PERSEMBAHAN	x
KATA PENGANTAR	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xix
I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Geologi Regional	4
2.2 Tektonik Regional	5

2.3 Stratigrafi Regional	8
--------------------------------	---

III. TEORI DASAR

3.1 Minyak dan Gas Bumi	11
3.2 <i>Well Logging</i>	13
3.3 Data Batuan Inti	25
3.4 Analisis Kualitatif	26
3.5 Analisis Multimineral Probabilistik	27
3.6 Mineral Lempung	29
3.7 Penentuan Volume Lempung	31
3.8 Penentuan Porositas	32
3.9 Penentuan Resistivitas Formasi	33
3.10 Penentuan Saturasi Air	34
3.11 Penentuan Permeabilitas	36
3.12 Lumping	37

IV. METODE PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat	38
4.2 Alat dan Bahan	38
4.3 Jadwal Penelitian	39
4.4 Prosedur Penelitian	39
4.5 Diagram Alir	43

V. HASIL PENGAMATAN DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisis Petrofisika	44
5.2 Analisis Kualitatif	45
5.3 Analisis Multimineral Probabilistik	47
5.4 Nilai <i>Cut Off</i>	68
5.5 Data Lumping	71

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan	76
6.2 Saran	77

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Cekungan Bonaparte	4
2. Tektonik Cekungan Bonaparte.....	7
3. Stratigrafi Cekungan Bonaparte.....	10
4. Respon <i>Log Gamma Ray</i> Terhadap Batuan	16
5. Contoh Respon Log Densitas.....	19
6. Respon <i>Log Neutron</i>	21
7. Prinsip kerja alat Log Sonik.....	22
8. Prinsip Kerja Alat <i>Laterolog</i>	24
9. Model Interpretasi Multimineral	28
10. Diagram Skematik Struktur Kaolinite.....	30
11. Diagram Skematik Struktur Illite.....	31
12. Diagram Alir Penelitian	43
13. Log <i>Triple Combo</i> Sumur A-1	46
14. Log <i>Triple Combo</i> Sumur A-2.....	46
15. Kandungan Serpih Sumur A-1	48
16. Kandungan Serpih Sumur A-2.....	48
17. <i>Crossplot</i> RT dengan VCLGR Sumur A-1	50
17. <i>Crossplot</i> RT dengan VCLGR Sumur A-2.....	50
19. <i>Crossplot</i> RT dengan VCLGR Sumur A-1	51
20. <i>Crossplot</i> RT dengan VCLGR Sumur A-2.....	51
21. Kurva Perbandingan <i>Sw</i> Sumur A-1	52
22. Kurva Perbandingan <i>Sw</i> Sumur A-2.....	52
23. <i>Crossplot</i> CPOR dengan RHOZ Sumur A-2	54

24.	<i>Crossplot</i> CPOR dengan RHOZ Sumur A-2	54
25.	<i>Crossplot</i> RHOZ dengan VCLGR Sumur A-1	55
26.	<i>Crossplot</i> RHOZ dengan VCLGR Sumur A-2	55
27.	<i>Crossplot</i> TNPH dengan VCLGR Sumur A-1	56
28.	<i>Crossplot</i> TNPH dengan VCLGR Sumur A-2.....	56
29.	<i>Crossplot</i> NPHI dengan CGR Sumur A-1	57
30.	<i>Crossplot</i> NPHI dengan CGR Sumur A-2	58
31.	PHIT dan PHIE Sumur A-1	59
32.	PHIT dan PHIE Sumur A-2	60
33.	<i>Crossplot</i> RT dengan PHIE Sumur A-1	61
34.	<i>Crossplot</i> RT dengan PHIE Sumur A-2.....	61
35.	Kurva <i>Sw</i> Sumur A-1	63
36.	Kurva <i>Sw</i> Sumur A-2	63
37.	Kurva Permeabilitas Sumur A-1	65
38.	Kurva Permeabilitas Sumur A-2	65
39.	Model 2D <i>Mineral Solver</i> sumur A-1	66
40.	Model 2D <i>Mineral Solver</i> sumur A-2	67
41.	<i>Cut off</i> Porositas dan <i>Vsh</i> sumur A-1	68
42.	<i>Cut off</i> Porositas dan <i>Sw</i> sumur A-1	69
43.	<i>Cut off</i> Porositas dan <i>Vsh</i> sumur A-2.....	69
44.	<i>Cut off</i> Porositas dan <i>Sw</i> sumur A-2.....	70
45.	Penampang <i>Cut Off</i> Sumur A-1	70
46.	Penampang <i>Cut Off</i> Sumur A-2	71
47.	Posisi Sumur A-1 dan A-2	73
48.	Model 3D <i>Vcl Pay</i> Sumur A-1 dan A-2.....	73
49.	Model 3D <i>Phi Pay</i> Sumur A-1 dan A-2.....	74
50.	Model 3D <i>Sw Pay</i> Sumur A-1 dan A-2.....	74
51.	Model 3D <i>Netpay</i> Sumur A-1 dan A-2	75

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Densitas Matriks Litologi.....	18
2. Jadwal Penelitian.....	39
3. Nilai Porositas Lapisan Prospek Sumur A-1.....	59
4. Nilai Porositas Lapisan Prospek Sumur A-2.....	57
5. Nilai S_w Lapisan Prospek Sumur A-1.....	62
6. Nilai S_w Lapisan Prospek Sumur A-2.....	62
7. Nilai Permeabilitas Zona-Zona Prospek Hidrokarbon Sumur A-1	64
8. Nilai Permeabilitas Zona-Zona Prospek Hidrokarbon Sumur A-2.....	64
9. <i>Netpay</i> Sumur A-1	72
10. <i>Netpay</i> Sumur A-2	72

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang sangat dibutuhkan. Indonesia merupakan negara yang memiliki sumber daya minyak dan gas bumi yang cukup ekonomis untuk diproduksi. Salah satu wilayah di Indonesia yang memiliki sumber daya minyak dan gas bumi adalah daerah timur Indonesia yaitu pada Cekungan Bonaparte. Cekungan Bonaparte terletak diantara paparan kontinen Australia dengan paparan Eurasia (Sundaland).

Salah satu metode geofisika yang digunakan dalam eksplorasi minyak dan gas bumi adalah *Well Logging*. *Well Logging* merupakan metode interpretatif yang berkembang dalam akurasi dan kecanggihannya yang mempengaruhi pengambilan keputusan geologi (Sari, dkk., 2014). Metode *Well Logging* adalah suatu perekaman besaran-besaran fisis di sumur pemboran yang biasanya dilakukan dari dasar sumur kemudian ditarik ke atas secara perlahan-lahan dengan maksud agar sensor atau *probe* yang diturunkan ke dalam sumur lubang bor mendeteksi batuan di dinding sumur. Dari hasil perekaman tersebut didapatkan data log, log merupakan suatu grafik kedalaman atau waktu dari suatu kumpulan data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur pemboran (Harsono, 1997). Setelah didapatkan data hasil pemboran (data log), selanjutnya adalah melakukan analisis sifat petrofisika berdasarkan data log

tersebut. Analisis petrofisika sangat penting dilakukan untuk mengetahui karakteristik reservoir pada sumur pemboran.

Dalam analisis petrofisika terdapat dua analisis yang dilakukan yaitu analisis kualitatif untuk mengetahui litologi bawah permukaan, zona potensi hidrokarbon dan jenis fluida pengisi. Kemudian terdapat analisis kuantitatif yang bertujuan untuk mengetahui parameter-parameter petrofisika. Terdapat dua metode yang dapat digunakan dalam analisis kuantitatif data log yaitu metode deterministik dan metode multimineral probabilistik. Metode deterministik adalah metode analisis yang digunakan untuk mencari parameter-parameter petrofisika secara bertahap sedangkan metode multimineral probabilistik adalah metode yang didasarkan pada perhitungan probabilistik untuk mengetahui parameter petrofisika. Pada metode multimineral probabilistik, parameter yang telah didapat kemudian digunakan untuk membuat pemodelan dan rekonstruksi kurva log dari pemodelan tersebut. Apabila rekonstruksi kurva log pemodelan mendekati dengan kurva log sebenarnya maka pemodelan yang dibuat mendekati dengan keadaan yang sebenarnya.

Pada penelitian ini akan dilakukan analisis petrofisika secara kualitatif dan kuantitatif dengan menggunakan metode multimineral probabilistik untuk mendapatkan nilai parameter-parameter petrofisika dan pemodelan yang mendekati keadaan sebenarnya serta nilai *netpay* pada sumur A-1 dan A-2.

1.2 Tujuan

Tujuan dari penelitian ini ialah sebagai berikut:

1. Menentukan litologi bawah permukaan dan zona potensi hidrokarbon pada sumur A-1 dan A-2.

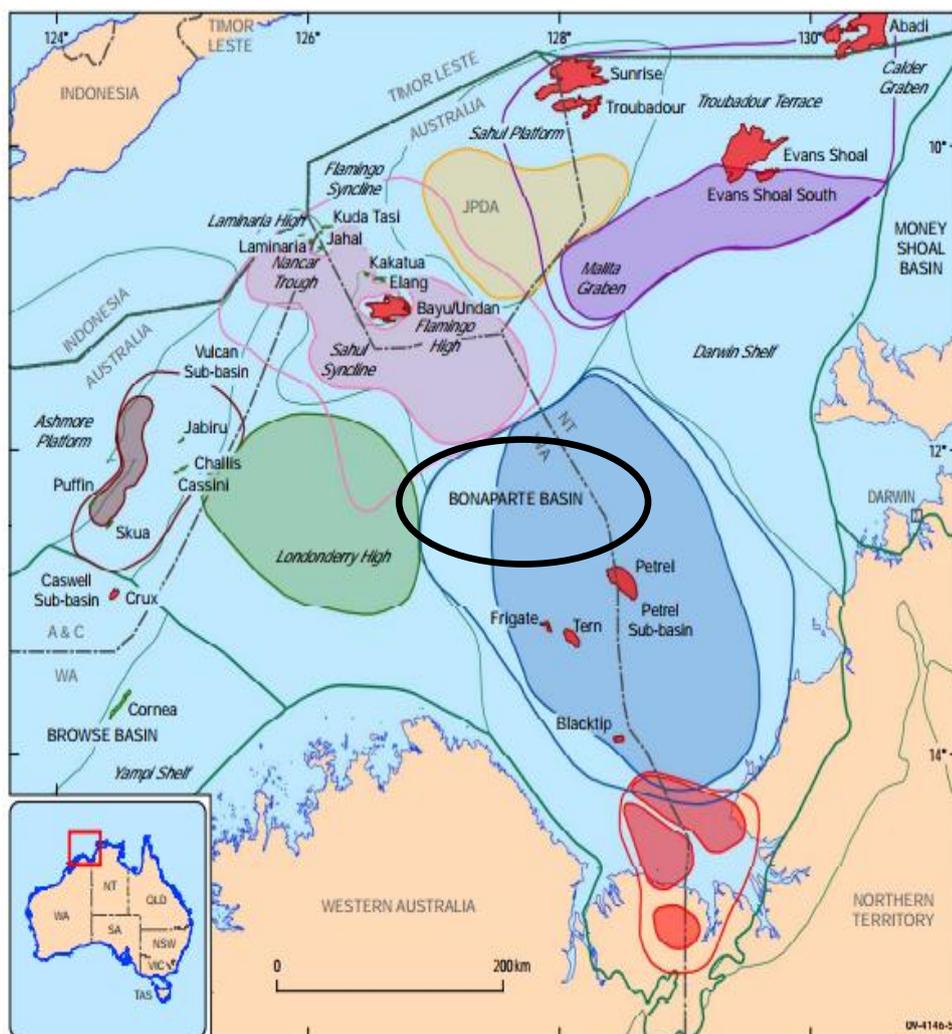
2. Menentukan parameter-parameter petrofisika pada batuan serta membuat pemodelan 2D yang mendekati dengan keadaan yang sebenarnya pada sumur A-1 dan A-2 dengan menggunakan metode analisis multimineral probabilistik.
3. Mengetahui pengaruh analisis mineral batuan terhadap perhitungan parameter petrofisika.
4. Menentukan nilai *netpay* pada sumur A-1 dan A-2 berdasarkan data lumping yang didapat dari nilai *cut off*.
5. Membuat model 3D berdasarkan nilai *netpay* yang telah didapat pada sumur A-1 dan A-2.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian ini adalah melakukan analisis petrofisika secara kualitatif dan kuantitatif pada sumur A-1 dan A-2 untuk mengetahui litologi, zona potensi hidrokarbon, parameter-parameter petrofisika batuan, pemodelan batuan serta nilai *netpay* berdasarkan data-data sekunder yang diolah menggunakan *Software Interactive Petrophysics*.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional



Gambar 1. Cekungan Bonaparte (Barret, dkk., 2004)

Lokasi penelitian berada pada Cekungan Bonaparte yaitu wilayah yang ditandai lingkaran hitam pada **Gambar 1**. Cekungan Bonaparte terletak diantara paparan kontinen Australia dengan paparan Eurasia (Sundaland), berada dilepas

pantai (*offshore*) luas area kira-kira 270.000 m² di bagian utara *margin continent*. Cekungan Bonaparte mengalami dua proses yaitu umur Paleozoic yang mengalami fase ekstensi dan fase kedua umur akhir Triassic mengalami fase kompresi. Batas-batas Cekungan Bonaparte terdiri dari: utara berbatasan dengan Timor Gap (*offshore*), selatan berbatasan dengan Darwin Australia dan bagian barat berbatasan dengan laut lepas Indonesia.

2.2 Tektonik Regional

Cekungan Bonaparte didominasi oleh patahan ekstensional (*extensional faulting*) sedikit sekali dijumpai struktur kompresional. Cekungan didominasi oleh *rift* yang berhubungan dengan patahan yang membentuk beberapa struktur deposenter, antara lain deposenter utamanya yaitu Sub-Cekungan Petrel dan Sub-Cekungan Sahul, juga deposenter yang lain seperti: Malita Graben, Sahul Platform dan Laminaria High. Struktur yang penting pada cekungan tersebut yaitu terdiri dari bermacam-macam area tinggian yang membatasi satu sub cekungan dengan cekungan lainnya, berupa antiklin yang terpatahkan dan blok tinggian (*horst block*), lipatan pada bagian yang turun pada patahan utama dan mengenal pada tinggian batuan dasar. Struktur kompresional hanya terjadi pada awal pembentukan *rift* pertama yang berarah relatif timur laut-tenggara pada periode Jurassic. Sesar ini akan aktif kembali pada Cretaceous dan Neogene.

Cekungan Bonaparte secara struktur sangat kompleks terdiri dari umur Paleozoic dan Mesozoic pada sub cekungan daerah *Platform*. Deposenter utama Cekungan Bonaparte terjadi di lepas pantai (*offshore*) Sub Cekungan Petrel dari ekstensi luar,

cekungan bagian Timor Gap merupakan deposenter orthogonal pada Sahul Sinklin dan Malita Graben. Bagian selatan Cekungan Bonaparte dibatasi oleh Darwin dan Plover Shelves. Cekungan margin utara dari Timor Gap dimana kedalaman air laut sekitar 3000 meter termasuk Laminaria dan Flamingo High. Flamingo Sinklin terpisah dengan Sahul Platform dari Flamingo high, Sahul platform merupakan regional konstituen (*constituents*), Klep dan Thoubadour Highs dan terpisah dengan Sikatan Trough, rendah di bagian Platform (Shuster, dkk., 1998). Terjadinya struktur cekungan Bonaparte meliputi:

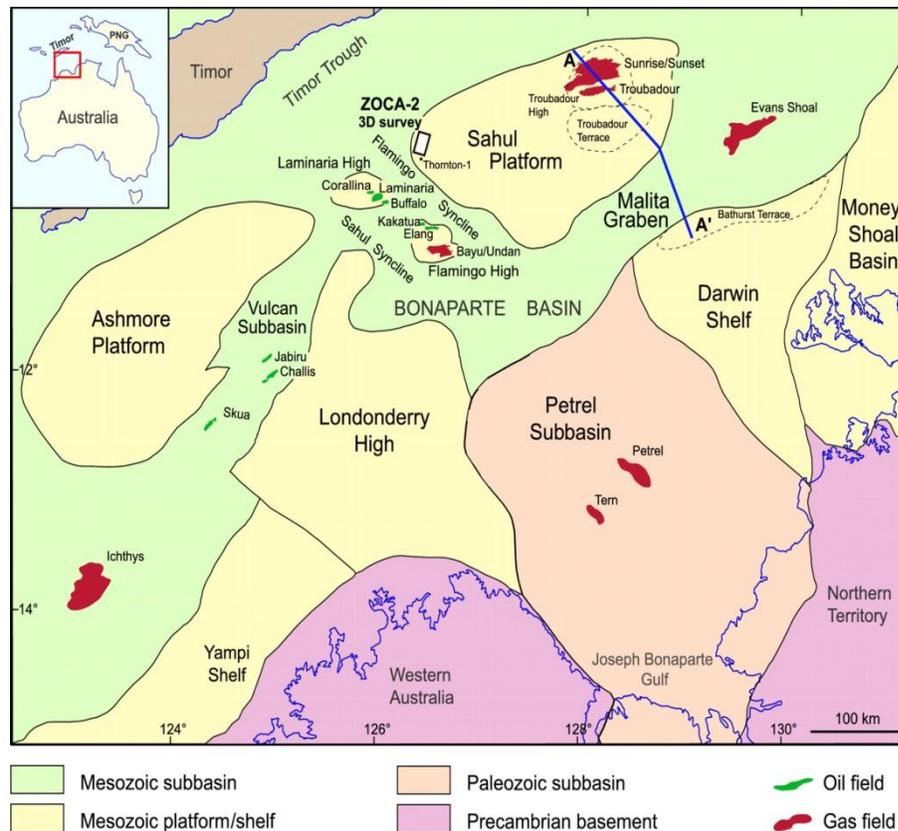
- a. Late Jurassic sampai awal Cretaceous terjadi struktur pengangkatan patahan.
- b. Cretaceous dan Neogene pengaktifan kembali (*re-activation*) di bawah *oblique, left lateral, strongly strike-slip domain*.
- c. Miocene Present Day, patahan eskensial (*extensional faulting*) signifikan *Strike-slip association* dengan palung Timor bagian utara Malita Graben sampai selatan.
- d. Rift, pengangkatan terkait dengan patahan selama akhir Jurassic sampai awal Cretaceous, *trend* timor sampai barat adanya patahan dari *northeast* sampai *southeast*.

Cekungan Bonaparte sangat kompleks terdiri dari struktur Paleozoic sampai Mesozoic terdiri dari dua fase ekstensi pada umur Paleozoic:

- a. Tren dari Northwest sampai umur Late Devonian-Early Carboniferous pada sistem pengangkatan (Cekungan Sub Petrel).
- b. Tren Northeast dari umur Late Carboniferous-Early Permian pada sistem pengangkatan (Cekungan Sub Proto Vulcam dan Proto Malita Graben).

- c. Regional Late Triassic North-South kompresi. Struktur antiklin, erosi inversi, dan pengangkatan (*Uplift*).
- d. Ekstensi pada umur akhir Jurrassic berhubungan dengan Tren Northeast (Cekungan Sub Vulkam, Malita dan Calder Graben) dan Tren Southeast Graben (Cekungan Sahul Sinklin).
- e. Umur Late Miocene sampai Pliocene, konvergen lempengan Australia dan Eurasia mengalami penurunan pada Palung Timor, patahan aktif kembali dan meluas (Barret, dkk., 2004).

Tektonik Cekungan Bonaparte dapat dilihat pada **Gambar 2** dibawah ini:



Gambar 2. Tektonik Cekungan Bonaparte (Frankowicz dan McClay, 2010)

2.3 Stratigrafi Regional

Stratigrafi cekungan Bonaparte yang ditunjukkan pada **Gambar 3**, berturut-turut dari umur tua sampai umur muda dari Precambrian sampai Quaternary sebagai berikut:

a. Batuan Sedimen Tertua.

Secara umum terbentuk pada umur Permian, Triassic, Jurassic, Cretaceous dan sampai umur muda Tertiary. Umur Permian dibagi lagi yaitu: *Lower* dan *Upper* (umur bawah dan atas). Kemudian Umur Triassic dibagi menjadi: umur *Lower*, *Middle* dan *Upper*.

b. Formasi Johnson (Base Eocene)

Satuan endapan Formasi Johnson ini pembentukan dominan mengandung batulempung *interbedded*, *calcilutites*, napal dan batulempung gampingan.

c. Formasi Wangarlu (Turonian MFS)

Satuan endapan Formasi Wangarlu terdiri dari batu lempung (*Claystone*) yang cukup konsisten, juga mengandung batulempung silika.

d. Formasi Echuca Shoal (Base Aptian)

Satuan Formasi Echuca Shoal terbentuk pada umur Barrimian terdiri dari material batulempung dan jejak material karbonat.

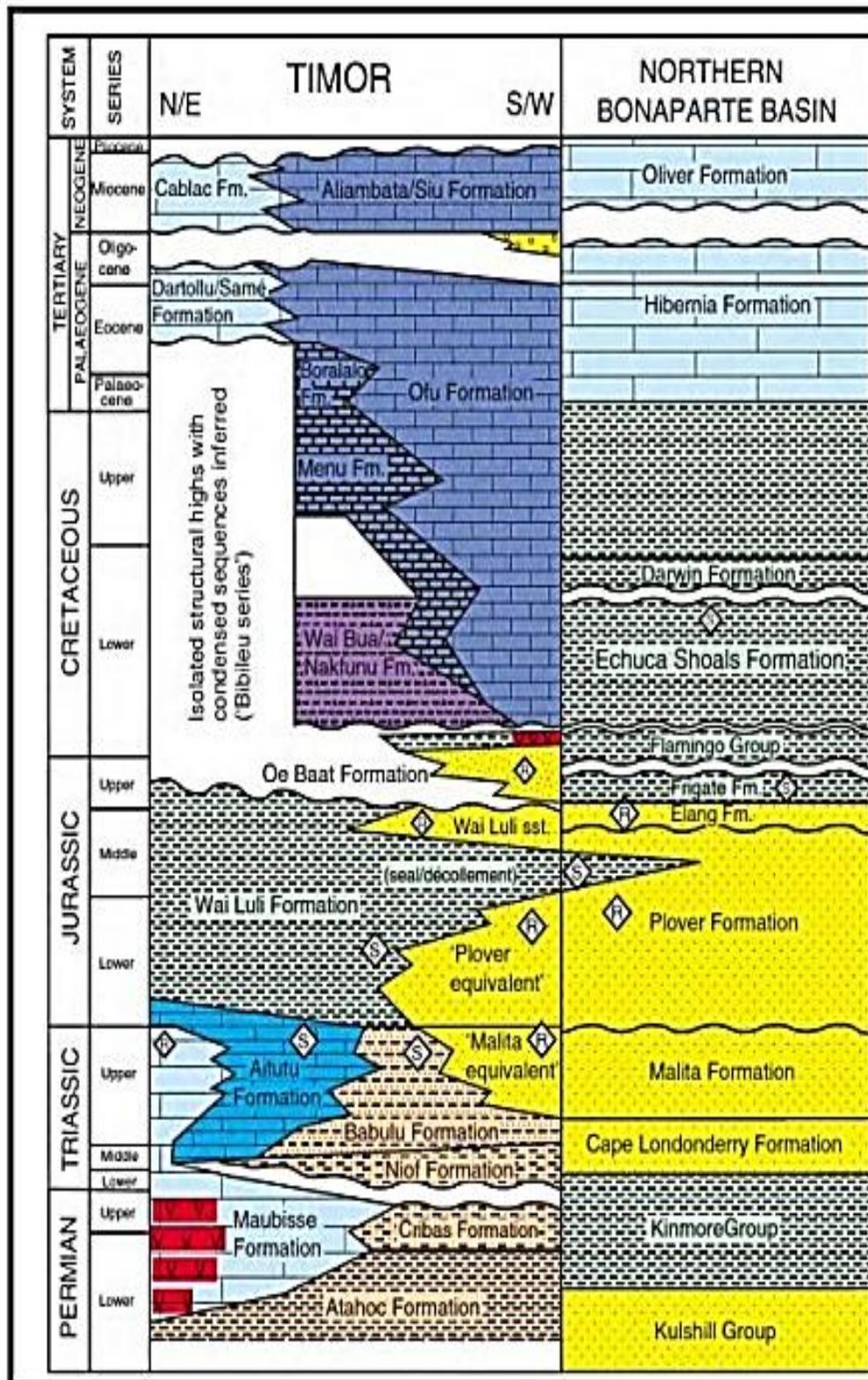
e. Formasi Elang (Base Flamingo)

Formasi Elang Callovian selaras dengan Formasi Flamingo, tersusun dari batulempung agillaceous dan batupasir.

f. Formasi Plover

Formasi Plover merupakan formasi dari daerah penelitian. Formasi ini terdiri dari batupasir halus sampai kasar dengan batupasir dan batulempung *interbedded* serta batu bara minor. Tidak adanya mikrofosil laut dan terdapatnya keberadaan batu bara mengindikasikan jenis lingkungan pengendapannya adalah fluvial (Struckmeyer, 2006).

Preston dan Edwards (2000) dan Longley dkk. (2002) mengemukakan bahwa pada Formasi Plover terdapat akumulasi hidrokarbon dari Cekungan Bonaparte. Di daerah ini, selain lapisan batubara tipis, unit ini juga mengandung kerogen tipe II / III yang cukup banyak sebagai bahan organik terdispersi.



Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Bonaparte (Charlton, 2002)

III. TEORI DASAR

3.1 Minyak dan Gas Bumi

3.1.1 Pengertian

Minyak dan gas bumi adalah istilah Indonesia yang pemakaiannya telah mendarah daging pada kita. Sebelumnya, lebih banyak dipergunakan orang istilah minyak tanah yang berarti minyak yang dihasilkan dari dalam tanah. Dengan diketahuinya bahwa minyak tanah atau minyak mentah itu terdapat bersama-sama dengan gas alam, maka istilah yang lazim sekarang adalah minyak dan gas bumi. Dalam beberapa bahasa lain, di antaranya Inggris, istilah yang dipergunakan adalah *petroleum*, yang berasal dari kata *petro* (batu) dan *oleum* (minyak). Jadi arti *petroleum* sebenarnya adalah minyak dan batu. Istilah minyak bumi lebih tepat, karena memang minyak ini terdapat dalam bumi dan bukan dalam tanah. Istilah yang sering juga digunakan adalah minyak mentah, dalam bahasa Inggris *crude oil* atau disingkat *crude* saja. Minyak mentah berarti minyak yang belum dikilang, jadi yang masih terdapat dalam kerak bumi. Selain itu terdapat gas bumi yang dalam bahasa Inggris disebut *earth gas*, tetapi istilah ini tidak banyak digunakan. Istilah yang lazim ialah *natural gas*, yang kita salin jadi gas alam. Arti geologi minyak dan gas bumi sebetulnya adalah tempat atau cara terdapatnya minyak dan gas bumi di dalam kerak bumi secara geologi. Dapat pula diartikan

sebagai ilmu yang mempelajari keadaan geologi atau cara terdapatnya minyak dan gas bumi di dalam kerak bumi ataupun di dalam bumi (Koesoemadinata, 1980).

3.1.2 Teori Terbentuknya Minyak dan Gas Bumi

Ada tiga macam teori yang menjelaskan proses terbentuknya minyak dan gas bumi yaitu:

a. Teori Biogenetik (Teori Organik)

Menurut Teori Biogenetik (organik), disebutkan bahwa minyak bumi dan gas alam terbentuk dari beraneka ragam binatang dan tumbuh-tumbuhan yang mati dan tertimbun di bawah endapan lumpur. Endapan lumpur ini kemudian dihanyutkan oleh arus sungai menuju laut, akhirnya mengendap di dasar lautan dan tertutup lumpur dalam jangka waktu yang lama, ribuan dan bahkan jutaan tahun. Akibat pengaruh waktu, temperatur tinggi, dan tekanan lapisan batuan di atasnya, maka binatang serta tumbuh-tumbuhan yang mati tersebut berubah menjadi bintik-bintik dan gelembung minyak atau gas.

b. Teori Anorganik

Menurut Teori Anorganik, disebutkan bahwa minyak bumi dan gas alam terbentuk akibat aktivitas bakteri. Unsur-unsur oksigen, belerang, dan nitrogen dari zat-zat organik yang terkubur akibat adanya aktivitas bakteri berubah menjadi zat seperti minyak yang berisi hidrokarbon.

c. Teori Duplex

Teori Duplex merupakan perpaduan dari Teori Biogenetik dan Teori Anorganik. Teori Duplex yang banyak diterima oleh kalangan luas, menjelaskan bahwa minyak

dan gas bumi berasal dari berbagai jenis organisme laut baik hewani maupun nabati. Diperkirakan bahwa minyak bumi berasal dari materi hewani dan gas bumi berasal dari materi nabati.

Akibat pengaruh waktu, temperatur dan tekanan, maka endapan lumpur berubah menjadi batuan sedimen. Batuan lunak yang berasal dari lumpur yang mengandung bintik-bintik minyak dikenal sebagai batuan induk (*source rock*). Selanjutnya minyak dan gas ini akan bermigrasi menuju tempat yang bertekanan lebih rendah dan akhirnya terakumulasi di tempat tertentu yang disebut dengan perangkap (*trap*). Dalam suatu perangkap (*trap*) dapat mengandung:

1. Minyak, gas dan air
2. Minyak dan air
3. Gas dan air

Jika gas terdapat bersama-sama dengan minyak bumi disebut dengan *Associated Gas*. Sedangkan jika gas terdapat sendiri dalam suatu perangkap disebut *Non Associated Gas*. Karena perbedaan berat jenis, maka gas selalu berada di atas, minyak di tengah, dan air di bagian bawah. Karena proses pembentukan minyak bumi memerlukan waktu yang lama, maka minyak bumi digolongkan sebagai sumber daya alam yang tidak dapat diperbarui (*unrenewable*).

3.2 Well Logging

3.2.1 Pengertian

Log merupakan suatu grafik kedalaman atau waktu dari suatu kumpulan data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam

sebuah sumur pemboran (Harsono, 1997). Prinsip dasar *wireline log* adalah mengukur parameter sifat-sifat fisik dari suatu formasi pada setiap kedalaman secara kontinyu dari sumur pemboran. Adapun sifat-sifat fisik yang diukur adalah potensial listrik batuan atau kelistrikan, tahanan jenis batuan, radioaktivitas, kecepatan rambat gelombang elastis, kerapatan formasi (densitas), dan kemiringan lapisan batuan, serta kekompakan formasi yang kesemuanya tercermin dari lubang bor.

Well logging adalah suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang bor untuk evaluasi formasi dan identifikasi dari ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1989).

Well Logging dapat dilakukan dengan dua cara dan bertahap, yaitu:

1. *Openhole Logging*

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

2. *Casedhole Logging*

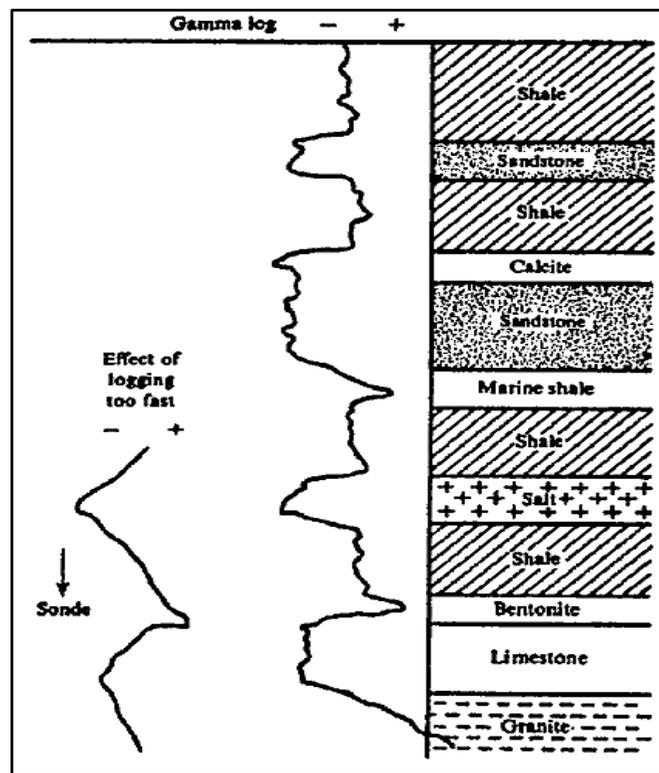
Casedhole logging merupakan kegiatan *logging* yang dilakukan pada sumur atau lubang bor yang sudah dilakukan pemasangan *casing*. Pada tahapan ini hanya log tertentu yang dapat dilakukan antara lain adalah *log gamma ray* dan *log caliper*.

Secara kualitatif dengan data sifat-sifat fisik tersebut kita dapat menentukan jenis litologi dan jenis fluida pada formasi yang tertembus sumur. Sedangkan secara

kuantitatif dapat memberikan data-data untuk menentukan ketebalan, porositas, permeabilitas, kejenuhan fluida, dan densitas hidrokarbon.

3.2.2 Log Gamma Ray

Prinsip log sinar gamma adalah perekaman radioaktif alami bumi. Radioaktif sinar gamma berasal dari 3 unsur radioaktif yang berada dalam tubuh batuan seperti Uranium (U), Thorium (Th), dan Potasium (K) yang secara kontinu memancarkan sinar gamma dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. 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 adalah untuk mengevaluasi komposisi serpih, bijih mineral radioaktif, lapisan mineral yang bukan radioaktif, korelasi log pada sumur berselubung, dan korelasi antar sumur untuk analisis elektrofases (Sari, dkk., 2014). Respon log *gamma ray* dapat dilihat pada **Gambar 4.** dibawah ini:



Gambar 4. Respon *Log Gamma Ray* Terhadap Batuan (Telford, dkk., 1990)

3.2.3 Log Porositas

Porositas didefinisikan sebagai rasio antara ruang pori pada batuan dengan volume total batuan. Biasanya diekspresikan dalam satuan persen (%). Porositas efektif adalah bagian ruang pori-pori yang diisi fluida yang tidak terikat oleh *clay*. Sedangkan porositas total adalah ruang pori-pori yang terisi oleh fluida baik yang terikat oleh *clay* maupun yang tidak terikat oleh *clay*. Pada formasi renggang (*unconsolidated formation*) besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran, tidak pada ukuran butiran mutlak. Porositas akan menjadi tinggi antara 0,35-0,4 g/liter jika semua butirannya mempunyai ukuran yang hampir sama, selanjutnya menjadi rendah jika ukuran butiran bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori diantara butiran yang lebih besar. Kemudian pada porositas yang

lebih rendah partikel-partikel batuan umumnya bergabung bersama material yang mengandung silika atau zat kapur, menghasilkan formasi rapat (*consolidated formation*) dengan porositas mendekati nol. Porositas dapat diukur dengan menggunakan *log sonic*, *log density*, dan *log neutron*. Porositas direpresentasikan dalam bentuk simbol Yunani “ ϕ ” atau “PHI” dengan ditambahkan awalan atau akhiran yang menunjukkan tipe porositas tertentu. Misalnya, DPHI atau PHID untuk *density porosity*. Ada tiga jenis porositas dalam log, yaitu *sonic porosity*, *density porosity*, dan *neutron density porosity* (Asquit, 1982).

a. Log Densitas

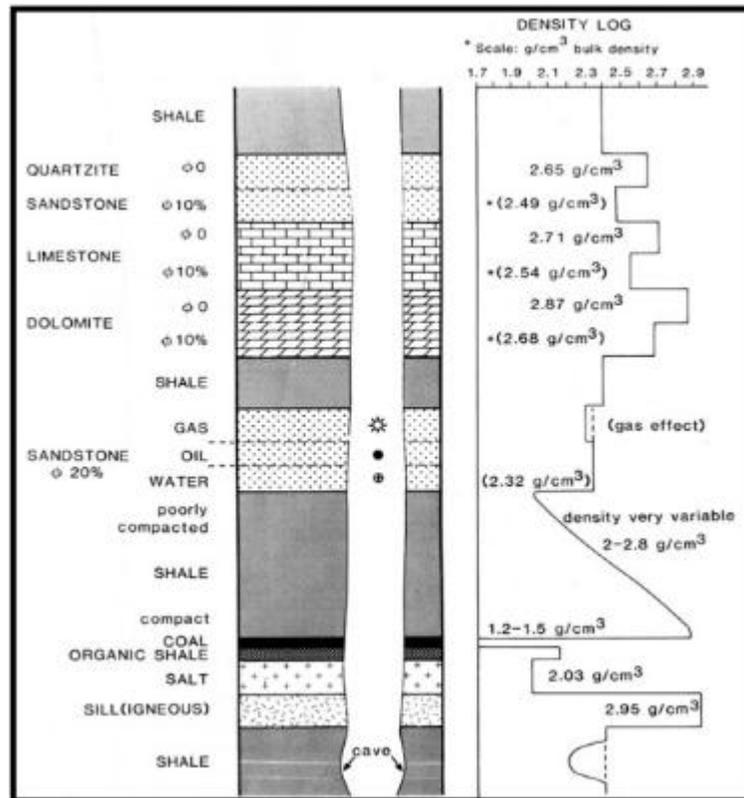
Log densitas merekam secara menerus dari densitas bulk formasi. Secara geologi densitas bulk adalah fungsi dari densitas total dari mineral-mineral pembentuk batuan misalnya matriks, dan volume dari fluida bebas yang mengisi pori (Rider, 2002). Prinsip kerja log densitas (Harsono, 1993) yaitu suatu sumber radioaktif dari alat pengukur di pancarkan *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 (*lose 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*. Respon log densitas dapat dilihat pada **Gambar 5**. Besar kecilnya energi yang diterima oleh detektor tergantung dari :

- a. Besarnya densitas matriks batuan.
- b. Besarnya porositas batuan.
- c. Besarnya densitas kandungan yang ada dalam pori-pori batuan.

Densitas matriks dari berbagai litologi dapat dilihat pada **Tabel 1**. Nilai ini konstan untuk digunakan dalam formula porositas densitas.

Tabel 1. Densitas Matriks Litologi (Schlumberger, 1972).

Litologi /Mineral	ρ_{ma} (gr/cm^3)
Batu Pasir	2.648
Batu Gamping	2.710
Dolomit	2.876
Anhidrit	2,977
Garam	2.032



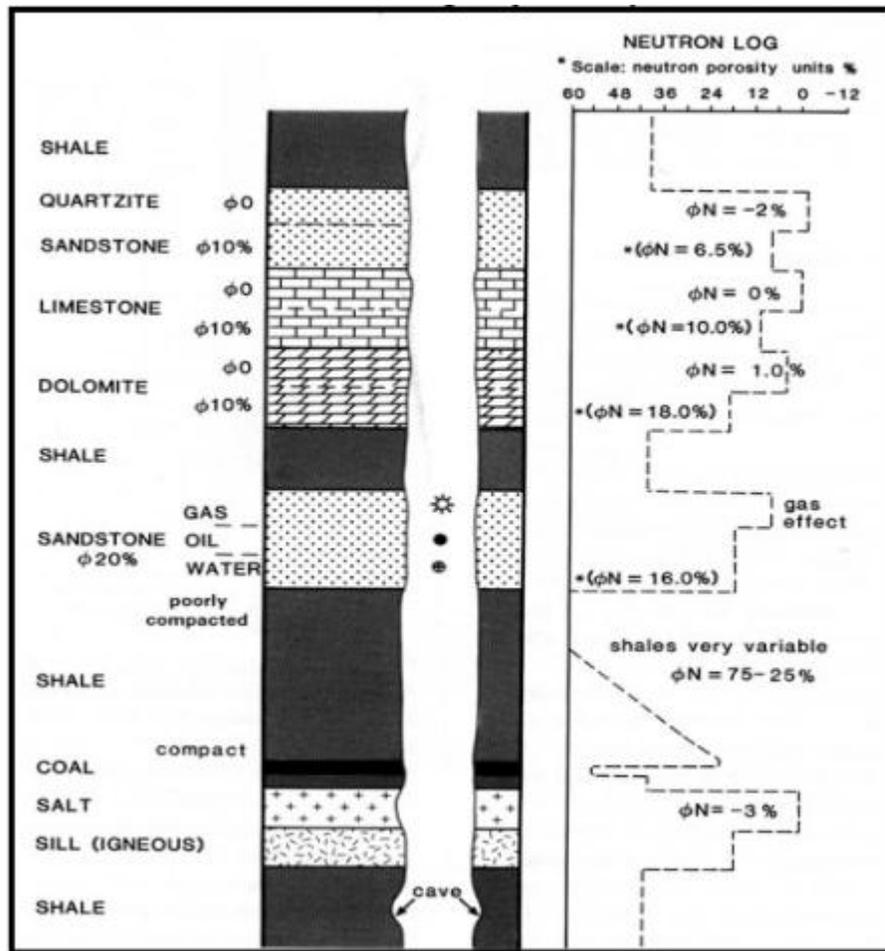
Gambar 5. Contoh Respon Log Densitas (Rider, 2002)

b. 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. Semakin sering *neutron* mengalami tumbukan, dikarenakan semakin banyak atom hidrogen di dalam suatu formasi. Oleh karena itu tanggapan *log neutron* menunjukkan nilai tinggi. Dengan kata lain, keberadaan atom hidrogen ini berhubungan langsung dengan porositas batuan. Gas memiliki konsentrasi hidrogen yang rendah, dengan demikian *neutron* akan memberikan respon porositas yang rendah pula. Pada air dan minyak, jumlah atom hidrogennya hampir sama, tapi lebih banyak dari gas sehingga tidak terlihat adanya *crossover*.

Dalam evaluasi formasi, *log neutron* berguna untuk menentukan porositas, identifikasi litologi, dan identifikasi adanya gas. Kombinasi log NPHI dan RHOB digunakan untuk membantu identifikasi litologi. Log NPHI mengukur kandungan air formasi dan berguna sebagai indikator porositas. Log RHOB mengukur *bulk density* dari formasi, termasuk matriks dan kandungan fluida pada pori. Kombinasi log NPHI dan RHOB sangat baik sebagai indikator serpih. Serpih dicirikan dengan nilai NPHI tinggi dibandingkan dengan nilai RHOB, menghasilkan ruang *crossover*. Respon *log neutron* dapat dilihat pada **Gambar 6** dibawah ini:

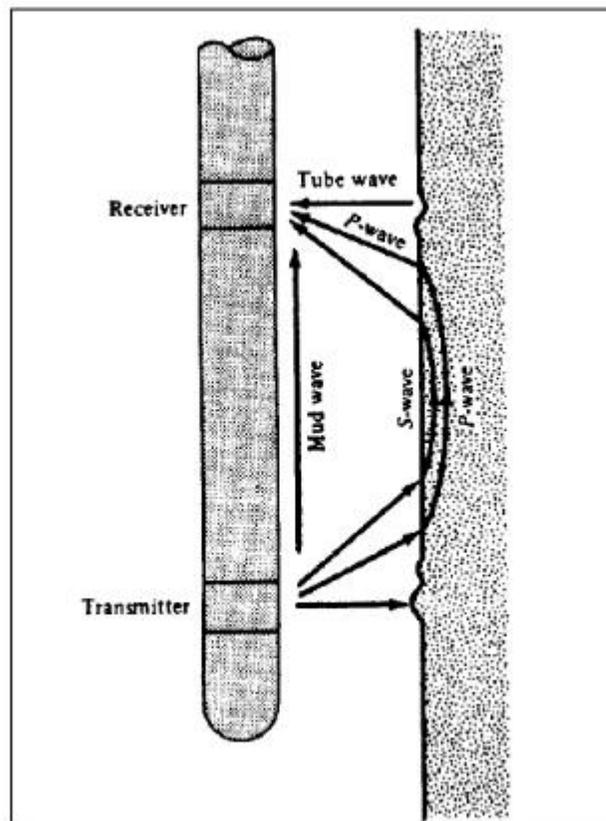


Gambar 6. Respon Log Neutron (Rider, 2002)

c. Log Sonik

Log Sonik merupakan log akustik dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu didalam lapisan batuan. Prinsip kerja alat ini (Gambar 7) adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (*transmitter*) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan (Δt). Lamanya waktu perabatan bunyi tergantung kepada litologi batuan dan porositas batuanya. Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara. Secara kuantitatif, log sonik dapat

digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida, dalam interpretasi seismik dapat digunakan untuk menentukan *interval velocities* dan *velocity profile*, selain itu juga dapat dikalibrasi dengan penampang seismik. Secara kualitatif dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan pasir dan serpih, dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 2002).



Gambar 7. Prinsip kerja alat Log Sonik (Labo, 1987)

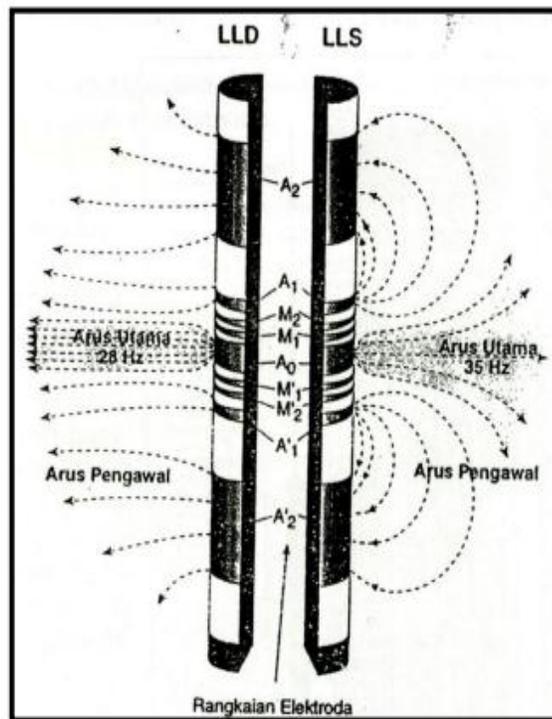
3.2.4 Log Resistivitas.

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut (Darling, 2005). Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan

arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Log Resistivitas digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas, karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori. Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (R_t) terdiri dari dua kelompok yaitu Laterolog dan Induksi, yang umum dikenal sebagai log R_t adalah LLd (*Deep Laterolog Resistivity*), LLs (*Shallow Laterolog Resistivity*), ILd (*Deep Induction Resistivity*), ILM (*Medium Induction Resistivity*), dan SFL.

a. *Laterolog*

Prinsip kerja dari *laterolog* ini adalah mengirimkan arus bolak-balik langsung ke formasi dengan frekuensi yang berbeda. Prinsip kerja dari *laterolog* ini dapat dilihat pada **Gambar 8**. Alat *laterolog* memfokuskan arus listrik secara lateral ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Ini dicapai dengan menggunakan arus pengawal (*bucking current*), yang fungsinya untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk ke dalam formasi sedalam-dalamnya. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap, resistivitas dapat dihitung dengan hukum ohm. Alat ini biasanya digunakan untuk resistivitas menengah-tinggi.



Gambar 8. Prinsip Kerja Alat *Laterolog* (Harsono, 1997)

b. Induksi

Prinsip kerja dari induksi yaitu dengan menginduksikan arus listrik ke formasi. Pada alat memanfaatkan arus bolak-balik yang dikenai pada kumparan, sehingga menghasilkan medan magnet, dan sebaliknya medan magnet akan menghasilkan arus listrik pada kumparan. Secara umum, kegunaan dari log induksi ini antara lain mengukur konduktivitas pada formasi, mengukur resistivitas formasi dengan lubang pemboran yang menggunakan lumpur pemboran jenis “*oil base mud*” atau “*fresh water base mud*”. Penggunaan Lumpur pemboran berfungsi untuk memperkecil pengaruh formasi pada zona batulempung/*clay* yang besar. Penggunaan log induksi menguntungkan apabila:

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

c. Diameter lubang tidak terlalu besar.

Ketika suatu formasi di bor, air lumpur pemboran akan masuk ke dalam formasi sehingga membentuk 3 zona yang terinvansi 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 komposisi semula (gas, minyak ataupun air tawar). Meskipun demikian mungkin saja tidak seluruh komposisi semula terdesak ke dalam zona yang lebih dalam.

b. *Transition Zone*

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

c. *Uninvaded Zone*

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

3.3 Data Batu Inti (*Core*)

Data batu inti atau biasa disebut *core*, memberikan berbagai informasi langsung sebagai bahan evaluasi dan rujukan dalam analisa petrofisika. Sampel yang diambil biasanya hanya memiliki panjang beberapa meter saja, sangat kecil dibandingkan reservoarnya. Sampel batu inti ini diambil dari sumur pilihan dan dianalisa secara rinci untuk mengembangkan model geologi dan parameter petrofisika formasi seperti porositas, permeabilitas, dan juga saturasi air.

3.4 Analisis Kualitatif

Interpretasi analisis kualitatif dibangun berdasarkan respon log yang diturunkan pada sumur pemboran dengan validasi data-data pendukung lainnya (Nurbilad dan Sarju, 2014). Analisis kualitatif berguna untuk mengetahui litologi batuan, zona reservoir dan akumulasi hidrokarbon. Dalam analisa data log, litologi suatu sumur pengeboran harus diketahui terlebih dahulu. Indikator yang paling terhadap keberadaan reservoir adalah dengan melihat *log gamma ray*, hal tersebut 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. Suatu pembacaan nilai tinggi ditunjukkan bahwa di zona tersebut zona *clay*, karena zona *clay* memiliki kandungan (Thorium, Uranium dan Potasium) yang tinggi, sedangkan zona yang *log gamma ray* rendah menandakan bahwa zona reservoir (gamping dan pasir) (Nuryanto dan Bagus, 2014). Identifikasi hidrokarbon dilakukan berdasarkan zona Interval kedalaman yang terakumulasi hidrokarbon akan membentuk *butterfly effect*, yaitu respon log densitas dan *neutron* yang saling memotong satu sama lain (nilai densitas rendah dan *neutron* rendah). Sedangkan respon kurva log resistivitas digunakan untuk mengidentifikasi jenis hidrokarbon, yaitu defleksi ke kiri (negatif) menunjukkan kehadiran fluida air, lebih positif dari itu adanya akumulasi hidrokarbon minyak, dan defleksi ke kanan (positif) menunjukkan adanya hidrokarbon gas (Nurbilad dan Sarju, 2014). Selain menggunakan log resistivitas, identifikasi jenis hidrokarbon juga dapat dilihat pada log densitas dan *log neutron*. Zona gas ditandai dengan harga porositas *neutron* yang jauh lebih kecil dari

harga porositas densitas, sehingga akan ditunjukkan oleh separasi kurva log *neutron-density* 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 separasi 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.

3.5 Analisis Multimineral Probabilistik

Analisis multimin (multimineral) yang diperkenalkan oleh Claude Meyer dan Alan Sibbit dari Schlumberger pada tahun 1980. Metode ini merupakan analisis petrofisika dengan pendekatan pada peluang (*probabilistic*). Pada multimin, penentuan parameter petrofisika dari data log dilakukan secara bersamaan dengan menghitung respon tiap pengukuran log dari model volume prediksi pada setiap kedalaman. Data yang dapat digunakan dalam multimin diantaranya adalah data logging, data *core*, *XRD* (*X-Ray Diffraction*) dan petrografi. Untuk pemilihan interval *sample* dalam analisis multimin akan mempengaruhi hasil analisis sehingga untuk set log yang memiliki interval sampel yang berbeda dapat dilakukan kontrol pada interval sampelnya.

Aplikasi mineral pada interpretasi interpretasi log dikombinasi berdasarkan data log saja atau dikalibrasi dengan data *core*, multimineral sangat memperhatikan efek dari kehadiran mineral lempung sehingga dengan menggunakan analisis multimineral

hubungan antara log yang digunakan dengan mineral sangat bergantung, tahapan dalam multimineral analisis berupa pembuatan model multimineral berdasarkan data *pre-calculation*, koreksi lingkungan dan parameter *picking*. Prinsip dari multimineral analisis adalah melakukan perhitungan balik terhadap data log yang tersedia melalui suatu persamaan berdasarkan model yang dibentuk (**Gambar 9**) (Cannon dan Coates, 1990).

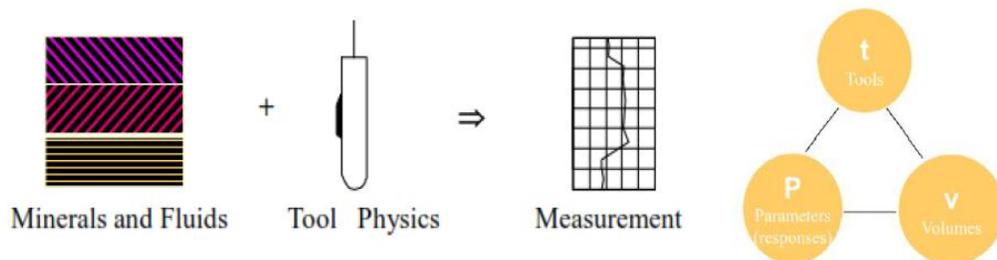
$$t = P.v \quad (1)$$

Keterangan:

t : *Data creation*

P : *Calibration parameters*

v : *Analysis log*



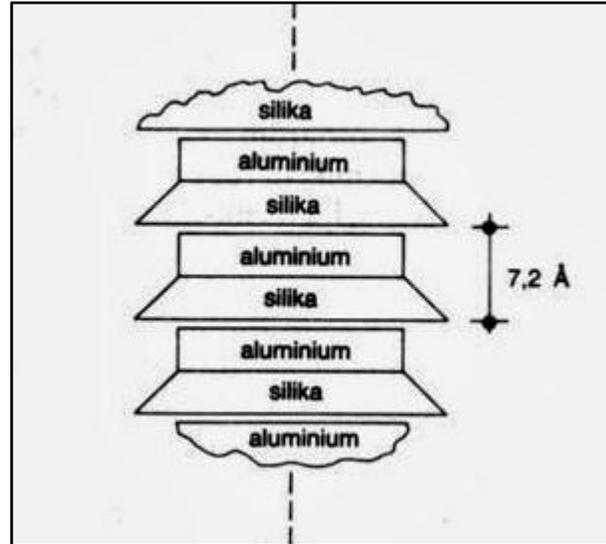
Gambar 9. Model Interpretasi Multimineral (Kimminau dkk, 1989)

3.6 Mineral Lempung

Mineral lempung merupakan pelapukan akibat reaksi kimia yang menghasilkan susunan kelompok partikel berukuran koloid dengan diameter butiran lebih kecil dari 0,002 mm. Menurut Holtz dan Kovacs (1981) satuan struktur dasar dari mineral lempung terdiri dari silica tetrahedron dan alumina oktahedron. Satuan-satuan dasar tersebut bersatu membentuk struktur lembaran . Jenis-jenis mineral lempung

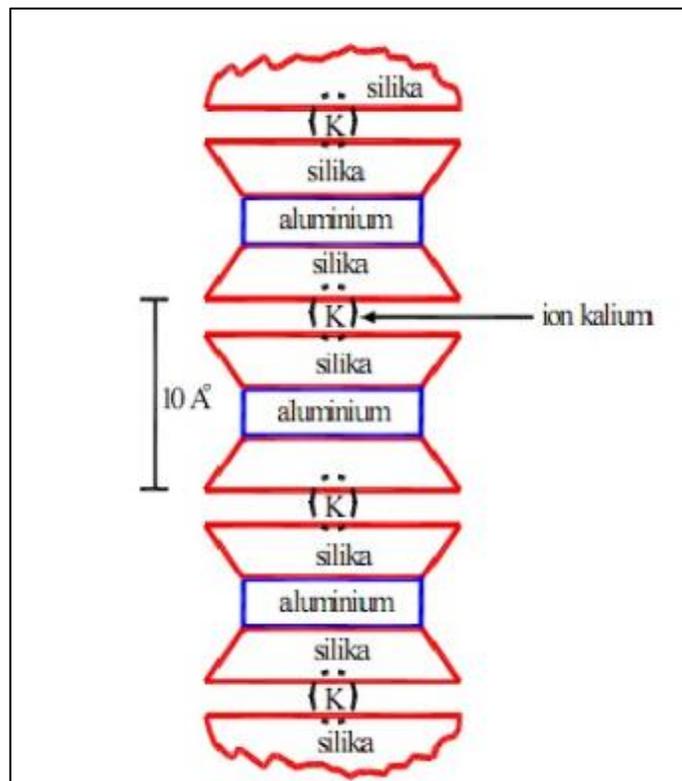
tergantung dari kombinasi susunan satuan struktur dasar atau tumpukan lembaran serta macam ikatan antara masing-masing lembaran. Susunan pada kebanyakan tanah lempung terdiri dari silika tetrahedra dan aluminium oktahedra. Silika tetrahedron pada dasarnya merupakan kombinasi dari satuan silika tetrahedron yang terdiri dari satu atom silikon yang dikelilingi pada sudutnya oleh empat buah atom oksigen. Sedangkan aluminium oktahedron merupakan kombinasi dari satuan yang terdiri dari satu atom Alumina yang dikelilingi oleh atom hidroksil pada keenam sisinya. Silika dan aluminium secara parsial dapat digantikan oleh elemen yang lain dalam kesatuannya, keadaan ini dikenal sebagai substansi isomorf. Kombinasi dari susunan kesatuan dalam bentuk susunan lempeng terbentuk oleh kombinasi tumpukan dari susunan lempeng dasarnya dengan bentuk yang berbeda-beda. Pada penelitian ini, mineral penyusun *clay* adalah Kaolinite dan Illite.

- a. Kaolinite merupakan mineral dari kelompok kaolin, terdiri dari susunan satu lembaran silika tetrahedra dengan lembaran aluminium oktahedra (**Gambar 10**). Kedua lembaran terikat bersama-sama, sedemikian rupa sehingga ujung dari lembaran silika dan satu dari lapisan lembaran oktahedra membentuk sebuah lapisan tunggal. Dalam kombinasi lembaran silika dan aluminium, keduanya terikat oleh ikatan hidrogen. Pada keadaan tertentu, partikel kaolinite mungkin lebih dari seratus tumpukan yang sukar dipisahkan. Karena itu, mineral ini stabil dan air tidak dapat masuk di antara lempengannya untuk menghasilkan pengembangan atau penyusutan pada sel satuannya. Kaolinite mempunyai rumus kimia $\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_5(\text{OH})_4$.



Gambar 10. Diagram Skematik Struktur Kaolinite (Lambe dan Whitman, 1969)

- b. Illite adalah bentuk mineral lempung yang terdiri dari mineral-mineral kelompok illite. Bentuk susunan dasarnya terdiri dari sebuah lembaran aluminium oktahedra yang terikat di antara dua lembaran silika tetrahedra. Dalam lembaran oktahedra, terdapat substitusi parsial aluminium oleh magnesium dan besi, dan dalam lembaran tetrahedra terdapat pula substitusi silikon oleh aluminium (**Gambar 11**). Lembaran-lembaran terikat bersama-sama oleh ikatan lemah ion-ion kalium yang terdapat di antara lembaran-lembarannya. Ikatan-ikatan dengan ion kalium (K^+) lebih lemah daripada ikatan hidrogen yang mengikat satuan kristal kaolinite, tapi sangat lebih kuat daripada ikatan ionik yang membentuk kristal montmorillonite. Susunan Illite tidak mengembang oleh gerakan air di antara lembaran-lembarannya. Illite mempunyai rumus kimia $K_{0.65}A_2I[Al_{0.65}Si_{3.35}O_{10}](OH)_2$.



Gambar 11. Diagram Skematik Struktur Illite (Lambe dan Whitman, 1969)

3.7 Penentuan Volume Lempung

Perhitungan kandungan lempung dalam suatu formasi dapat dicari dengan menggunakan indikator tunggal, yaitu *log gamma ray*, dan *log resistivitas*, atau dengan menggunakan indikator ganda, yaitu *log neutron-densitas*. *Log gamma ray* (GR) adalah yang sering digunakan karena *log* ini mengukur tingkat radioaktivitas formasi, umumnya semakin tinggi GR semakin tinggi pula *VClay* karena dalam *clay* secara relatif lebih banyak dijumpai mineral-mineral radioaktif seperti Potassium (K), Thorium (Th), Uranium (U). Jadi *log gamma ray* sangat memiliki kapabilitas untuk mengukur derajat kandungan *clay* di dalam lapisan batuan. Rumus penentuan nilai *volume clay* adalah:

$$V_{clay} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2)$$

dimana:

GR_{log} : Hasil pembacaan GR log pada lapisan yang bersangkutan.

GR_{max} : Hasil pembacaan GR log maksimal pada lapisan *clay*.

GR_{min} : Hasil pembacaan GR log maksimal pada lapisan *non clay*.

(Nuryanto dan Bagus, 2014).

3.8 Penentuan Porositas

Data log yang digunakan untuk menghitung porositas adalah perpaduan antara data log densitas dan *neutron*. Nilai porositas dari log densitas (ϕ_D) ditentukan dengan menggunakan Persamaan 3. Sedangkan untuk log *neutron* langsung menunjukkan nilai porositas (ϕ_N) batuan dengan skala matrik batu gamping, Persamaan 4 dan 5, berikut ini:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3)$$

ϕ_D : Porositas densitas

ρ_{ma} : Rho matriks

ρ_b : Rho batuan

ρ_f : Rho fluida

$$\phi_{DC} = \phi_D - (VSH \times \phi_{DSH}) \quad (4)$$

$$\phi_{NC} = \phi_D - (VSH \times \phi_{NSH}) \quad (5)$$

Nilai ϕ_{DSH} didapatkan dari nilai porositas dari densitas (ϕ_D) pada lapisan lempung. Nilai ϕ_{NSH} didapatkan dari log *neutron* pada lapisan lempung, *volume clay* (VSH) dicari dengan menggunakan Persamaan 2. Nilai porositas efektif (ϕ_{eff}) didapatkan dengan persamaan :

$$\phi_{eff} = \sqrt{\frac{\phi_{DC}^2 + \phi_{NC}^2}{2}} \quad (6)$$

dimana:

ϕ_{eff} : Porositas efektif

ϕ_{DC} : Porositas densitas

ϕ_{NC} : Porositas neutron

(Irawan dan Utama, 2009).

3.9 Penentuan Resistivitas Formasi

Resistivitas air formasi adalah tahanan jenis air yang berada di formasi pada suhu formasi. Simbol resistivitas air formasi adalah R_w . Resistivitas air formasi salah satu parameter yang penting untuk menentukan harga saturasi air. Metode Pickett Plot dapat digunakan dengan baik bila formasinya bersih, litologinya konsisten, dan R_w -nya konstan. Metode ini didasarkan pada formula Archie. Selain digunakan untuk memerkirakan S_w , metode ini dapat pula digunakan untuk memerkirakan R_w , yaitu dengan membuat *crossplot* antara R_t dan porositas pada kertas log. Titik-titik yang terluar pada *crossplot* tersebut terletak pada suatu garis yang disebut *Ro line*. Semua titik pada garis ini mempunyai $S_w = 100\%$ atau $S_w = 1$. Pada titik potong antara garis $S_w = 1$ dengan porositas 100%. Bila a diketahui (harga 1 biasanya untuk

limestone dan 0.8 untuk *sandstone*), maka besarnya R_w dapat ditentukan (Putri, 2015).

3.10 Penentuan Saturasi Air

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 dan Hume, 2011).

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, 2011).

$$S_o = 1 - S_w \quad (7)$$

Terdapat beberapa jenis metode saturasi. Penggunaan metode ini didasarkan pada jenis formasi batuan. Pada formasi bersih (*clean formation*), metode yang dapat dipakai adalah metode Archie.

$$S_w^n = \frac{a.R_w}{\phi^m.R_t} \quad (8)$$

S_w : Saturasi air

R_w : Resistivitas air

ϕ : Porositas

R_t : Resistivitas batuan

a : Koefisien litologi

m : Faktor sementasi

Rumus ini dipakai sebagai dasar interpretasi data log sampai sekarang. Persamaan Archie tersebut biasanya digunakan pada *clean sand formation*. Dari persamaan Archie tersebut, diturunkan menjadi beberapa persamaan yang cocok digunakan pada *shalysand formation*, antara lain adalah Metode Simandoux. Metode Simandoux menggunakan log densitas dan log *neutron* untuk menentukan porositas. Adapun fraksi lempung dapat ditentukan dari *log gamma ray*, SP dan indikator kehadiran *clay* lainnya. Metode ini baik digunakan pada pasir yang mengandung *dispersed* dan *laminated clay*. Dalam bentuk yang berbeda, dan pada reservoir yang terdiri dari batupasir, persamaan diatas dapat dituliskan sebagai berikut:

$$S_w = \frac{0.4 \times R_w}{\phi e^2} \left[\left(\sqrt{\frac{5 \times \phi e^2}{R_w \times R_t} + \left(\frac{V_{clay}}{R_{sh}} \right)} \right) - \frac{V_{clay}}{R_{sh}} \right] \quad (9)$$

dimana:

S_w : Saturasi air

ϕe : Porositas efektif

R_w : Resistivitas air

R_t : Resistivitas batuan

V_{Clay} : Volum *clay*

R_{clay} : Resistivitas *clay*

Metode Simandoux ini memiliki kelebihan diantaranya pada persamaan ini kehadiran *clay* sudah mulai diperhitungkan. Selain itu, metode ini sangat baik dalam melakukan perhitungan *water saturation* pada formasi yang memiliki kadar salinitas

air yang tinggi atau *saline water*. Metode Simandoux ini selain memiliki beberapa kelebihan tentu masih memiliki beberapa kekurangan diantaranya adalah bahwa metode ini hanya dapat digunakan pada zona *linear* (salinitas tinggi). Selain itu, metode ini juga tidak memperhitungkan cara persebaran dan jenis *clay* yang ada. Padahal jenis *clay* yang berbeda tentu akan menyebabkan dampak yang berbeda pula pada pembacaan log (Dewan, 1983).

Penentuan jenis kandungan di dalam reservoir (gas, minyak dan air) didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air formasi (S_w) dalam hasil batasan umum harga S_w untuk lapangan yang “belum dikenal” seperti di bawah ini:

- Gas = Jika harga S_w adalah 0-35%
- Minyak = Jika harga S_w adalah 35-65%
- Air = Jika harga S_w adalah $> 65\%$

3.11 Penentuan Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida dan dinyatakan dengan simbol K , **Gambar 7**. Permeabilitas adalah suatu besaran tensor (yang memiliki arah x , y , dan z) arah suatu aliran fluida menentukan besaran permeabilitas. Estimasi permeabilitas pada batuan karbonat tidak selalu mengikuti hubungan antara porositas dan permeabilitas, seperti halnya di batuan klastik (pasir). Karena distribusi dan ukuran saluran pori di batuan karbonat seperti *vuggy*, *interparticle* berpengaruh terhadap permeabilitas. Permeabilitas suatu batuan tergantung apakah porinya saling terhubung atau tidak.

Besarnya permeabilitas suatu batuan tergantung pada porositas dan saturasi air dan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut (Bateman,1985):

$$K = a \frac{\phi^b}{S_w^c} \quad (10)$$

Keterangan :

K = Permeabilitas (*millidarcies*)

ϕ = Porositas

S_w = Saturasi air (fraksi)

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

3.12 Lumping

Untuk proses deskripsi reservoir lebih lanjut, diperlukan suatu teknik deskripsi dari data log yang lebih sederhana. Teknik ini dinamakan lumping atau pembungkalan. Maksud kata pembungkalan disini memiliki arti nilai kumulatif parameter petrofisika yang terdapat pada sumur-sumur eksplorasi. Nilai kumulatif merupakan jumlah dari parameter tertentu pada setiap kedalaman sampling dikalikan dengan nilai *sampling interval*. Nilai interval tergantung pada nilai *cut-off* yang digunakan. Nilai *cut-off* ini berfungsi untuk menghilangkan bagian sumur yang dianggap tidak produktif sehingga didapat nilai *netpay*.

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat

Penelitian dilakukan selama 6 bulan, yaitu dari tanggal 01 Maret sampai tanggal 31 Agustus 2017. Tempat pelaksanaan penelitian ini pada satuan Eksploitasi 1 dan 2 milik PPPTMGB LEMIGAS Jakarta dan Laboratorium Eksplorasi Teknik Geofisika Universitas Lampung.

4.2 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

- a. PC (*personal computer*)
- b. Data sekunder sumur A-1 dan A-2 berupa data log, data *routine core analysis* dan data *XRD (X-Ray Diffraction)*.
- c. *Software Interactive Petrophysics v3.5*.
- d. Peta geologi dan Stratigrafi regional daerah penelitian.
- e. Alat tulis

4.3 Jadwal Penelitian

Adapun jadwal pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

Tabel 2. Jadwal Penelitian

No	Kegiatan	Waktu							
		Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September- Desember	Januari (2018)
1.	Studi Literatur								
2.	Persiapan Data Log dan Petrofisika								
3.	Pengolahan Data								
4.	Analisis Data								
5.	Interpretasi Data								
6.	Seminar Usul								
7.	Seminar Hasil								
8.	Ujian Skripsi								

4.4 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur percobaan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

- a. Mengamati data sumur A-1 dan A-2 serta data-data pendukung lainnya untuk mengetahui log apa saja yang digunakan pada saat pemboran dan informasi lainnya yang dibutuhkan seperti data *routine core analysis* serta data *XRD* yang berguna untuk mengetahui jenis mineral batuan.
- b. Mempelajari tatanan geologi dan stratigrafi regional daerah penelitian.
- c. Melakukan *input* data LAS dan data ASCII sumur A-1 dan A-2 yang berisikan data log dan data *core* pada *Software Interactive Petrophysics*.
- d. Menampilkan *Log Plot (Triple Combo)* dari data sumur serta melakukan penyuntingan skala tiap log yang dapat dilihat dari menu *statistic log* agar kurva *log plot* lebih sesuai dan ideal. Kemudian melakukan interpretasi *volume clay*

analysis untuk menentukan zona *permeable* dan *non permeable*. Indikator yang digunakan dalam penentuan *volume clay* adalah *log gamma ray*.

- e. Melakukan analisis kualitatif untuk mengetahui litologi, zona hidrokarbon dan jenis hidrokarbon pengisi.
- f. Melakukan analisis kuantitatif dengan menggunakan metode multimineral probabilistik. Analisis kuantitatif meliputi evaluasi *clay*, analisis mineral batuan serta analisis porositas dan saturasi.
- g. Melakukan evaluasi *clay* yang bertujuan untuk mendapat nilai *volume clay* (*VClay*), *Res Clay* dan *Rxo Clay*. Nilai *volume clay* didapat menggunakan Metode Linear. Untuk nilai *Res Clay* didapat dari *crossplot* antara Log RT dengan VCLGR sedangkan nilai *Rxo Clay* didapat dari *crossplot* antara Log RXOZ dengan VCLGR.
- h. Melakukan analisis mineral batuan yang bertujuan untuk mendapatkan nilai *Rho Matrix*, *Rho Wet Clay*, *Phi Wet Clay*, \emptyset *Wet Clay*, *GR Min* dan *GR Max*. *Rho Matrix* didapat dari *crossplot* antara data *core porosity* dengan log RHOZ. Kemudian *Rho Wet Clay* dan *Phi Wet Clay* didapat dari *crossplot* antara log RHOZ dengan VCLGR (*Rho Wet Clay*) dan *crossplot* antara log RHOZ dengan VCLGR (*Phi Wet Clay*). Selanjutnya \emptyset *Wet Clay* didapat dengan menggunakan rumus:

$$\emptyset WC = \frac{Rho WC - Rho DC}{1 - Rho DC}$$

Dimana, nilai *Rho DC* adalah 2.7 gr/cc.

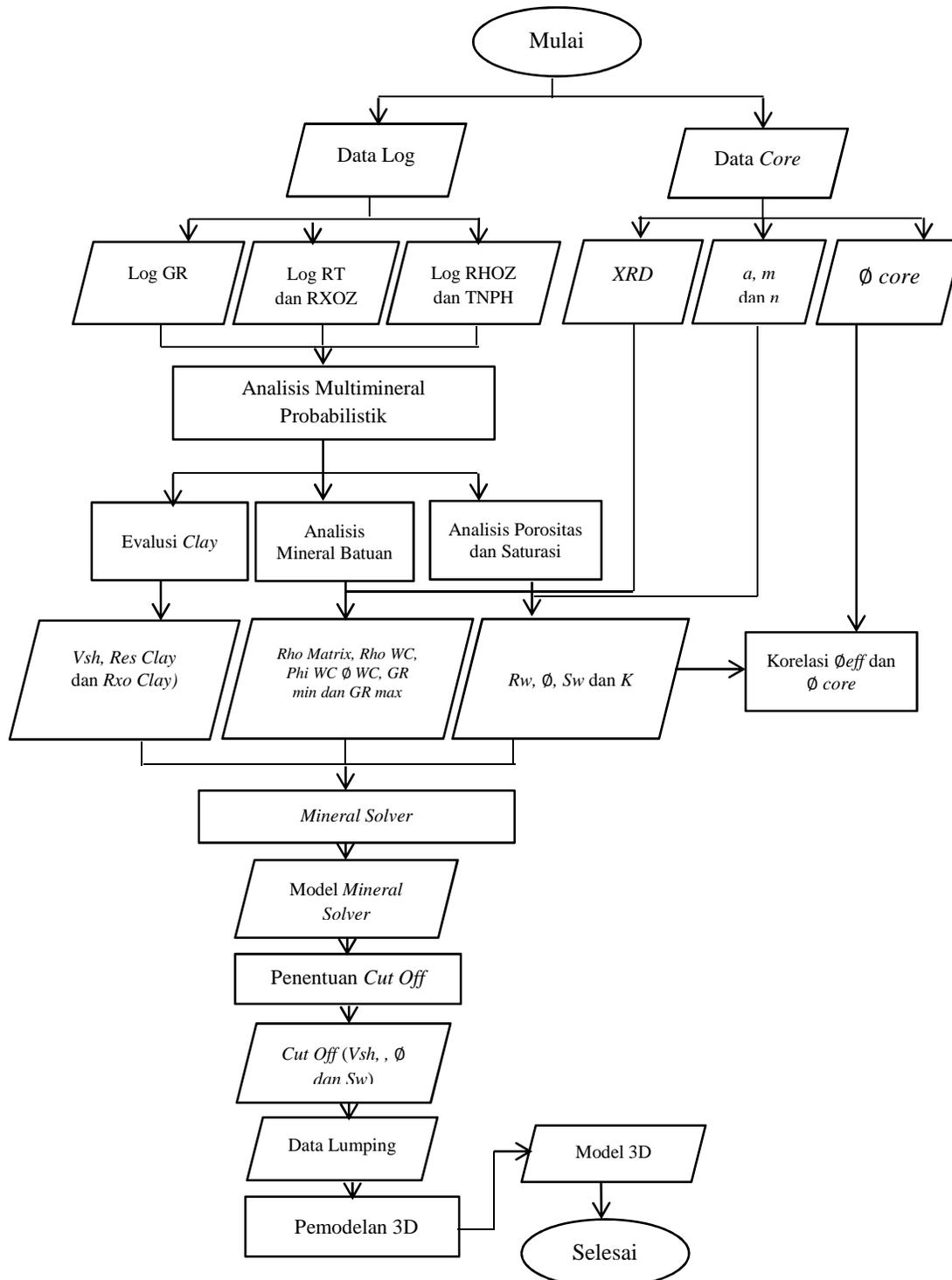
Untuk *GR min* dan *GR max* didapat dari *crossplot* antara log TNPH dengan log GR dan log RHOZ sebagai *color bar*. *GR min* diambil di titik matriks batuan dan *GR max* diambil di titik *wet clay*.

- i. Melakukan analisis porositas dan saturasi yang bertujuan untuk mendapatkan nilai resistivitas air (R_w), porositas (ϕ), saturasi air (S_w) dan permeabilitas (K). Perhitungan porositas menggunakan indikator *neutron density*. Kemudian untuk nilai R_w dicari dengan menggunakan Metode Pickett Plot. Metode ini dilakukan dengan menyilangkan nilai porositas efektif (PHIE) dengan nilai resistivitas (RT) pada zona yang dianggap 100% air ($S_w = 1$). Persilangan pada zona tersebut akan menghasilkan sejumlah garis trend linear yang paralel. Masing-masing garis trend ini menunjukkan suatu nilai kejenuhan air (S_w). Garis paling bawah menggambarkan nilai S_w tertinggi (100%), dan disebut garis trend air. Kemiringan dari garis-garis trend paralel ini menunjukkan nilai porositas 1 (100%), dimana pembacaan nilai resistivitas pada titik potong tersebut menunjukkan nilai resistivitas air (R_w). Selanjutnya untuk S_w dicari dengan menggunakan Metode Simandoux. Metode ini digunakan karena formasi ini merupakan formasi *shalysand*.
- j. Membuat pemodelan 2D dengan memasukkan nilai parameter-parameter petrofisika yang telah didapat kedalam *mineral solver*.
- k. Menentukan nilai *cut off VClay*, *cut off* porositas dan *cut off* saturasi (S_w). Untuk *cut off VClay* dan porositas didapat dari *crossplot* antara porositas efektif (Msol Phie) dengan *volume clay* (Msol VClay). Kemudian untuk *cut off* saturasi didapat dari *crossplot* antara porositas efektif (Msol Phie) dengan saturasi air (Msol S_w).

1. Membuat pemodelan 3D *netpay* berdasarkan nilai *cut off* yang telah didapat. Model 3D yang dibuat adalah model 3D *average VClay pay*, *average* model 3D *Phi pay*, model 3D *average Sw pay* dan model 3D *average netpay*.

4.5 Diagram Alir

Berikut diagram alir penelitian yang ditunjukkan pada **Gambar 12:**



Gambar 12. Diagram Alir Penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan pengolahan data dan analisis petrofisika yang telah dilakukan, pada sumur A-1 terdapat 3 zona prospek hidrokarbon dan pada sumur A-2 terdapat 2 zona prospek hidrokarbon. Jenis litologi pada sumur A-1 dan sumur A-2 adalah batu pasir dengan jenis hidrokarbon pengisi adalah gas.
2. Berdasarkan hasil analisis kuantitatif pada sumur A-1, nilai V_{Clay} adalah sebesar 32.5%, nilai porositas efektif rata-rata sebesar 9.6%, nilai S_w rata-rata sebesar 15.4% dan nilai K rata-rata sebesar 2.13 md. Kemudian pada sumur A-2, nilai V_{Clay} adalah sebesar 34.3%, nilai porositas efektif rata-rata sebesar 7%, nilai S_w rata-rata sebesar 63% dan nilai K rata-rata sebesar 1.1 md.
3. Nilai *cut off* V_{Clay} , *cut off* porositas dan *cut off* S_w pada sumur A-1 dan sumur A-2 adalah $\leq 40\%$, $\geq 4\%$ dan $\leq 60\%$.
4. Parameter-parameter mineral batuan berpengaruh terhadap nilai porositas batuan, dimana nilai porositas ini sangat berpengaruh terhadap nilai saturasi fluida (air dan gas).
5. Berdasarkan data lumping yang didapat dari nilai *cut off*, pada sumur A-1 terdapat 3 zona prospek dengan jumlah ketebalan *netpay* adalah 75.59

meter dan pada sumur A-2 terdapat 2 zona prospek dengan jumlah ketebalan *netpay* sebesar 40.84 meter.

6.2 Saran

Dibutuhkan data *core* yang lebih lengkap seperti data pengukuran *dry clay*, data *Rmf* dan data *core* permeabilitas agar parameter-parameter yang didapat dan model yang dibuat lebih akurat.

DAFTAR PUSTAKA

- Alimoradi, A., 2011, Methods of Water Saturation Estimation: Historical perspective, *Journal of Petroleum and Gas Engineering*, Vol. 2(3).
- Asquith, G. B., 1982, *Basic Well Log Analysis for Geologists*, AAPG, Methods in Exploration Series, Oklahoma.
- Barrett, A. G., Hinde, A.L. and Kennard, J.M., 2004, *Undiscovered Resource Assessment Methodologies and Application to The Bonaparte Basin*, Geoscience Australia, Canberra.
- Bateman, R. M., 1985, *Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation*, International Human Resources Development Corporation, Boston.
- Cannon, D.E., and Coates, G.R., 1990, Applying Mineral Knowledge to Standard Log Interpretation, *AAPG journal*.
- Charlton, T.R. 2002, The Petroleum Potential of East Timor, *The APPEA Journal*.
- Crain, E. R. and Hume, D.W., 2011, *Productivity Estimation in the Milk River Laminated Shaly Sand, Southeast Alberta and Southwest Saskatchewan*, Canadian Well Logging Society.
- Darling, T., 2005, *Well Logging and Formation Evaluation*, Texas, Gulf Freeway.
- Dewan, J. T., 1983, *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*, PennWell Publishing Company, Oklahoma.
- Harsono, A. 1993, *Pengantar Evaluasi Log*, Schlumberger Data Services, Jakarta.
- Harsono, A. 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Services, Jakarta.
- Holtz, R.D. and Kovacs, W.D., 1981, *An Introduction in Geotechnical Engineering*, *Prentice Hall Civil Engineering and Engineering Mechanics Series*, Prentice-Hall, Harvard.

- Irawan, D. dan Utama, W., 2009, Analisis Data Well Log (Porositas, Saturasi Air, dan Permeabilitas) untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Studi Kasus Lapangan “ITS” Daerah Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Fisika dan Aplikasinya*, Vol. 5.
- Kimminau, S., LaVigne, J., Singer, J., and Wendel, F., 1986, A Coherent Framework for Developing and Applying Multiple Formation Evaluation Models, *AAPG Journal*.
- Koesoemadinata, R. P., 1980, *Geologi Minyak dan Gasbumi*, Edisi Kedua, Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Lambe, T. W. and Whitman, R. V. (1969), *Soil Mechanics*, John Willey and Son Inc., New York.
- Longley, I.M., Buessenschuett, C., Clydsdale, L., Cubitt, C.J., Davis, R.C., Johnson, M.K., Marshall, N.M., Murray, A.P., Somerville, R., Spry, T.B. and Thompson, N.B., 2002, The Sedimentary Basins of Western Australia 3, *Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia, Symposium*, Perth.
- Nurbilad, dan Sarju, 2014, *Kompilasi Metode Water Saturation Dalam Evaluasi Formasi*. Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Nuryanto, A. dan Bagus, 2014, Evaluasi Formasi menggunakan Data Log dan Data Core Pada Lapangan “X” Cekungan Jawa Timur Bagian Utara, *Jurnal Sains Dan Seni Pomits Vol. 3, No. 2*, Jurusan Fisika, FMIPA, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS), Surabaya.
- Putri, A., 2015, Analisis penentuan Zona Produktif dan Perhitungan Cadangan Minyak awal dengan menggunakan data Logging pada Lapangan APR, *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan 2015*.
- Preston, J.C. dan Edwards, D.S., 2000, The Petroleum Geochemistry of Oils and Source Rocks from The Northern Bonaparte Basin, Offshore Northern Australia. *The APPEA Journal*.
- Rider, M., 2002, *The Geological Interpretation of Well Logs*, Second Edition, Scotland, Rider-French Consulting Ltd.
- Sari, M., Nugroho, H., Hidajat, W.K. dan Satriawan, O., 2014, *Analisis Petrofisika dengan Menggunakan Deterministik Probabilistik Serta Perhitungan Volume Hidrokarbon dengan Metode Well Basis Pada Sumur MG-04 di Struktur Musi, Cekungan Sumatera Selatan*, PT. Pertamina EP Region Sumatera.

Schlumberger, 1972, *Log Interpretation I – Principles*, Houston, Schlumberger Ltd.

Schlumberger, 1989, *Log Interpretation Principles/Applications*, Schlumberger Wireline & Testing, Texas

Struckmeyer, Heike, 2006, *Petroleum Geology of the Arafura and Money Shoal Basins*, Geoscience Australia.

Telford, W. M., Geldart, L. P., Sheriff, R. E., and Keys, D. A., 1990, *Applied Geophysics*, Cambridge University Press, London.