

**KARAKTERISASI RESERVOAR MIGAS DAN *SOURCE ROCK*
MENGUNAKAN DATA LOG DAN DATA GEOKIMIA PADA
DAERAH BLOK KANGEAN**

(Skripsi)

Oleh

TRI NOPIYANTI



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2019**

CHARACTERIZATION OF OIL AND GAS RESERVOAR AND SOURCE ROCK USING GEOCHEMICAL DATA AND LOG DATA IN KANGEAN BLOCK AREA

By

Tri Nopiyanti

ABSTRACT

The existence of an oil and gas beneath the surface of the earth where there is a container or place that accumulates the presence of hydrocarbons with reservoir conditions has different petrophysical properties and characteristics. Before reaching the reservoir, hydrocarbons are at Source Rock which migrates. Petrophysical analysis performed to obtain the petrophysical parameters of the wells in the area to identify the Kangean the shale content, porosity, water saturation and permeability. Geochemical analysis performed to obtain the parameters *SI, S2, S3, HI, OI, PY, PI, Tmax* and *Core* identification *TOC Source Rock* zone kerogen type and level of maturation. There are 4 wells indicated by gas, oil and water reservoirs on lithology *limestone* and *sandston*. For source rock, there are 3 wells, namely BG-1 well at 2200 feet with *TOC core* value 1.01 and *TOC Log* 0.8, *Tmax* 361 and *Hydrogen Index* 329.69 which fall into the category of kerogen III *source rock* type with *immaturity* level, *Immature*, Wells TG-1 at a depth of 4000 feet with a value of *TOC cores* 0.52 and *TOC Lo g* 0.22, *Tmax* 435 and *Hydrogen Index* 120.58 into the category of *source rock* type of kerogen IV to the maturity level it is *Mature* and well AR-1 at a depth of 5270 feet premises grades *Core TOC* 1.74 and *TOC Log* 1.65, *Tmax* 420 and *Hydrogen Index* 128.16 which fall into the category of kerogen type II and III with their *Mature* level.

Keyword : Reservoir, Source Rock, Maturation Level .

KARAKTERISASI RESERVOAR MIGAS DAN SOURCE ROCK MENGUNAKAN DATA LOG DAN DATA GEOKIMIA PADA DAERAH BLOK KANGEAN

Oleh

Tri Nopiyanti

ABSTRAK

Keberadaan suatu minyak dan gas bumi di bawah permukaan bumi yang mana terdapat wadah atau tempat yang terakumulasinya adanya hidrokarbon dengan kondisi reservoir memiliki sifat petrofisika dan karakteristik yang berbeda. Sebelum mencapai pada reservoir, hidrokarbon berada di Source Rock yang bermigrasi. Analisis petrofisika dilakukan untuk mendapatkan parameter petrofisika pada sumur di daerah Blok Kangean yang dilakukan identifikasi kandungan serpih, porositas, saturasi air dan permeabilitas. Analisis geokimia dilakukan untuk mendapatkan parameter *S1, S2, S3, HI, OI, PY, PI, Tmax* dan *TOC Core* yang dilakukan identifikasi zona *Source Rock* tipe kerogen dan tingkat maturasi. Terdapat 4 sumur yang terindikasi reservoir gas, minyak dan air pada litologi *limestone* dan *sandstone*. Untuk *source rock* terdapat 3 sumur yaitu sumur BG-1 di kedalaman 2200 feet dengan nilai *TOC core* 1.01 dan *TOC Log* 0.8, *Tmax* 361 dan *Hydrogen Index* 329.69 yang masuk dalam kategori *source rock* tipe kerogen III dengan tingkat kematangan nya yaitu *Immature*, Sumur TG-1 di kedalaman 4000 feet dengan nilai *TOC core* 0.52 dan *TOC Log* 0.22, *Tmax* 435 dan *Hydrogen Index* 120.58 yang masuk dalam kategori *source rock* tipe kerogen IV dengan tingkat kematangan nya yaitu *Mature* dan Sumur AR-1 di kedalaman 5270 feet dengan nilai *TOC Core* 1.74 dan *TOC Log* 1.65, *Tmax* 420 dan *Hydrogen Index* 128.16 yang masuk dalam kategori *source rock* tipe kerogen II dan III dengan tingkat kematangan nya yaitu *Mature*.

Kata Kunci : *Reservoir, Source Rock, Tingkat Maturasi.*

**KARAKTERISASI RESERVOAR MIGAS DAN SOURCE ROCK
MENGUNAKAN DATA LOG DAN DATA GEOKIMIA PADA DAERAH
BLOK KANGEAN**

Oleh

TRI NOPIYANTI

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar

SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2019**

Judul Penelitian : **KARAKTERISASI RESERVOAR MIGAS DAN SOURCE ROCK MENGGUNAKAN DATA LOG DAN DATA GEOKIMIA PADA DAERAH BLOK KANGEAN**

Nama : Tri Nopiyanti

No. Pokok Mahasiswa : 1515051029

Jurusan : Teknik Geofisika

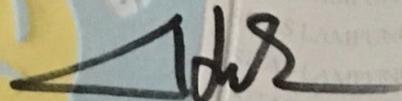
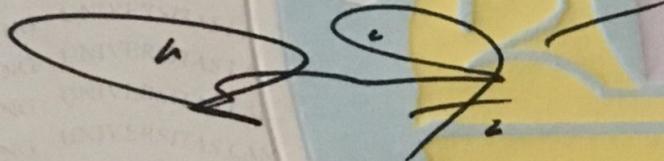
Fakultas : Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing,

Pembimbing I

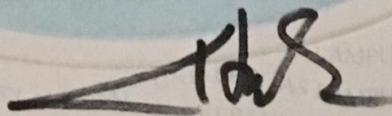
Pembimbing II



Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP. 196612221996031001

Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP. 197509112000121002

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

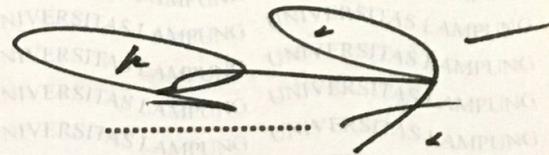


Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP. 197509112000121002

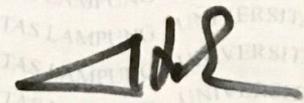
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

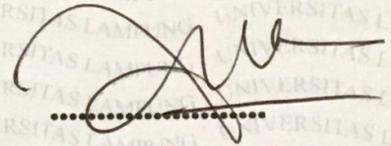
Ketua : Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.



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

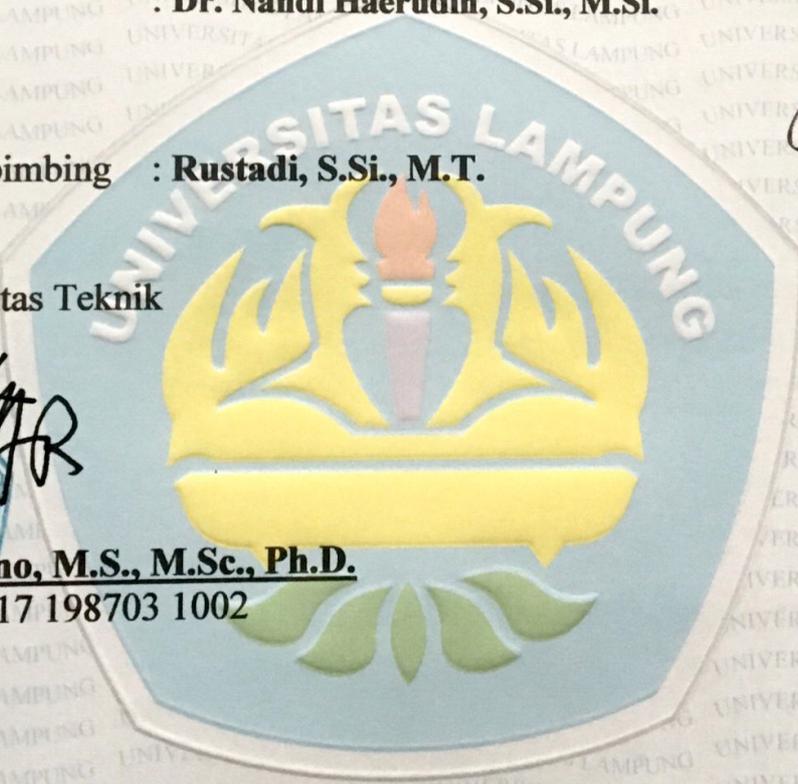
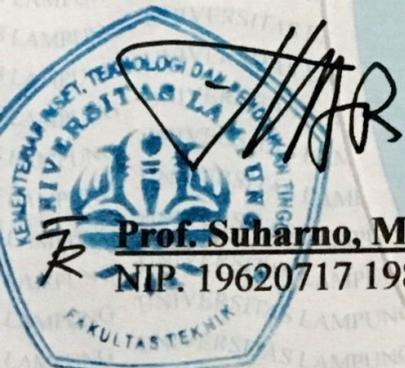


**Penguji
Bukan Pembimbing : Rustadi, S.Si., M.T.**



2. Dekan Fakultas Teknik

Prof. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.
NIP. 19620717 198703 1002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi: 18 Juni 2019

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan orang lain, dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang ditulis atau di terbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka, selain itu saya menyatakan pula 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, 01 Juli 2019



Tri Nopiyanti

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Kota Jambi, pada tanggal 30 November 1996, anak ketiga dari lima bersaudara dari pasangan Bapak Alm. Tugino dan Ibu Suyatmi. Alamat Penulis di Jalan Ahmad Hasyim No. 37 Rw. 01 Rt. 03 Paal Merah, Jambi Selatan, Kota Jambi. Penulis berkebangsaan Indonesia dan beragama Islam. Pendidikan yang pernah di tempuh oleh Penulis menyelesaikan pendidikan Sekolah Dasar pada tahun 2002 di SD Negeri 154 Kota Jambi yang selesai pada tahun 2008. Selanjutnya, penulis menempuh pendidikan Sekolah Menengah di SMP Negeri 6 Kota Jambi hingga tahun 2011 dilanjutkan di SMA Swasta Attaufiq Kota Jambi.

Pada tahun 2015, penulis terdaftar sebagai mahasiswa di Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung. Pada Tahun 2016, Penulis bergabung menjadi anggota Multimedia Informasi di HIMA TG Bhuwana Universitas Lampung dan menjadi staff FIELDTRIP di American Association Of Petroleum Geologist (AAPG) SC Unila. Selanjutnya, ditahun 2017, penulis menjabat sebagai Bendahara Umum di HIMA TG Bhuwana Universitas Lampung.

Di akhir masa studi, penulis menjabat Head Officer Education And Course di American Association of Petroleum Geologists (AAPG) Unila SC kepengurusan tahun 2018 sampai April 2019.

Pada bulan Maret 2018, penulis tercatat melakukan Kerja Praktek (KP) di PT. Bukit Asam, Tanjung Enim pada fungsi Bidang Eksplorasi Geologi dengan mengambil tema penelitian “Identifikasi Dan Korelasi Data Bawah Permukaan Menggunakan Data Well Logging Dan Data Kualitas Batubara Di Daerah MTB di PT. Bukit Asam, Tanjung Enim Sumatera Selatan”. Pada bulan Juli tahun 2018 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Cempaka Nuban, Kecamatan Batanghari Nuban , Kabupaten Lampung Timur. Pada November 2018, penulis melakukan penelitian Tugas Akhir (TA) di PPPGL hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada Juni 2019 dengan mengambil judul “Karakterisasi Reservoir Migas Dan *Source Rock* Menggunakan Data Log Dan Data Geokimia Pada Daerah Blok Kangean”.

PERSEMBAHAN

Dengan penuh rasa syukur, kan ku persembahkan skripsi ini kepada :

Allah SWT

Atas segala nikmat dan berkah yang senantiasa
aku rasakan dalam menyelesaikan skripsiku ini

*Kedua Orang Tuaku Tersayang
Ayahanda Tercinta ALM. Tugino
Ibunda Tercinta Ibu Aisyah*

Berkat Do'a dan kemurnian cinta kasih sayang. Terimakasih atas segala jerih payah ayah dan ibu hingga kebutuhanku dapat dipehumi. Semuanya takkan terbalas, namun akan selalu ku ingat sampai kapanpun, hingga tak terbatas sampai nyawa lepas dikandung badan.

*Kakak dan Adikku Tersayang
Ika Marti Ningsih
Dwi Atmita Morris
Wisnu Saputra
Sasbila Gita Cahyani*

Terimakasih atas segala bentuk dukungan kalian. Kebersamaan dari kita kecil hingga sekarang takkan lekang oleh waktu. Sungguh egois jika kakakmu ini tidak menginginkan kalian bertumbuh besar hanya karna kalian terlalu menggemaskan dan lucu ketika masih bisa ku pangku.

Teknik Geofisika Universitas Lampung 2015

Suka dan duka telah kita lewati bersama, tawa dan kasih kalian tidak akan pernah aku lupakan. Aku sayang kalian.

*Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung
Almamater Tercinta, Universitas Lampung*

MOTTO

*Setiap Lo Males-Malesan
Temen-temen Lo Di luar Sana Terus
BERPROGRESS*

*Menceritakan Keluh Kesah yang aman itu hanya
kepada Ibu dan Allah SWT*

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

Alhamdulillah, Segala puji bagi Allah S.W.T yang telah melimpahkan segala rezeki, petunjuk, dan ilmu kepada penulis, sehingga akhirnya penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Shalawat dan salam semoga selalu untuk nabiNya yakni Muhammad S.A.W. Sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul “ **Karakterisasi Reservoir Migas dan Source Rock Menggunakan Data Log Dan Data Geokimia Pada Daerah Blok Kangean** ” ini dengan baik.

Harapan penulis adanya penelitian ini semoga dapat menambah khazanah ilmu di bidang eksplorasi hidrokarbon terutama di bidang keilmuan Geofisika. Adapun dalam pelaksanaan dan penulisan laporan ini penulis menyadari bahwa selesainya proses pengerjaan ini tidak lepas dari bimbingan dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu penulis mengucapkan terimakasih kepada. Demikian laporan Kerja Praktik ini disusun dengan sebaik-baiknya, harapan penulis agar laporan ini dapat menjadi acuan dan berguna bagi pembaca. Selain itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun agar menjadi lebih baik lagi kedepannya.

Penulis

Tri Nopiyanti

SANWACANA

Alhamdulillahirobbil'alamin...

Dengan penuh rasa syukur, penulis panjatkan kehadiran Allah SWT, karena atas limpahan rahmat dan hidayah-Nya penulis dapat menyelesaikan Laporan Tugas Akhir ini. Shalawat serta salam senantiasa tercurah kepada Nabi Besar Muhammad SAW, keluarga, sahabat serta pengikut-Nya yang terus menegakkan kalimat tauhid di muka bumi ini.

Penulis menyadari sepenuhnya, bahwa apa yang terjadi dalam Laporan Tugas Akhir ini masih jauh dari yang diharapkan. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran dari semua pihak sehingga membawa kearah pemikiran yang lebih maju. Tidak akan terselesaikan Laporan Tugas Akhir ini tanpa bantuan, dukungan dan bimbingan dari berbagai pihak. Pada kesempatan ini penulis menyampaikan terimakasih kepada :

1. Kepada Keluarga, terutama ibu yang sekaligus menjadi ayah, kepala keluarga untuk mencari nafkah dalam membiayaiiku selama sekolah, terimakasih atas segala pengorbanan, kasih sayang serta do'a disetiap sujudmu sehingga saya bias menyelesaikan Laporan Tugas Akhir ini dengan baik. Untuk ALM. Bapak semoga engkau melihat dari atas sana bahwa anak ketigamu alhamdulillah sarjana dan insyallah bisa membanggakan keluarga besar. Untuk *sister and brother*, kak ika, mas fajar, kak mita, mas dian, wisnu, bila dan dua

keponakan bunga yang chubby, kakak anin dan adek deya yang selalu memberikan dukungan walau sedikit bawel tapi terimakasih atas setiap doa dan motivasi nya.

2. Bapak Prof. Suharno, M.Sc.,PhD selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
3. Bapak Dr. Nandi Haeruddin S.Si, M.Si., selaku ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
4. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. Selaku Pembimbing I Tugas Akhir dari Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung
5. Bapak Dr. Nandi Haeruddin S.Si, M.Si. Selaku Pembimbing II Tugas Akhir dari Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung
6. Bapak Rustadi., M.T selaku Dosen Penguji Tugas Akhir.
7. Seluruh Dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah membekali penulis dengan ilmu dan pengetahuan sehingga dapat terselesaikannya laporan Tugas Akhir ini.
8. Seluruh Staff Fakultas Teknik dan Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah membantu dalam memperlancar urusan administrasi untuk keperluan Tugas Akhir.
9. Bapak Tumpal Bernhard Nainggolan, ST., MT. selaku Pembimbing yang telah mengarahkan dan memberi bimbingannya sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Tugas Akhir.
10. Seluruh keluarga yang ada di PPPGL, khususnya di Bidang Geofisika dan HRD yakni Pak Oha.

11. Temen seperjuangan Tugas Praktik dan Kerja Praktik Maulina yang selalu memberi motivasi dan membantu saya dalam menyelesaikan laporan Tugas Akhrit ini bersama. Temen seperjuangan Tugas Praktik Tiara ayu ningratri yang juga selalu memberi motivasi, terimakasih sudah bareng-bareng melewati berbagai hal selama tugas akhir di bandung selama 3 bulan ini.
12. Para penyemangat dan sahabat saya, Tarix Jabrix rindi si gupek tapi rajin, dyna si selow tapi ngga terlalu selow yang ngga jauh ngga dekat selalu meropotkan, si sunar yang mageran tapi kalo di semangat juga ikutan, Gadis Jambi kak tiwi yang loading lama, ayu yang moody-an dan maulina yang selalu gw repotin buat peta dan Haw-Haw nabel si ketua gengs, dika si penyuka kecap, nyima sih lemot, pagit si lemot 2, atika si bunda bendahara, anggi si anak ternak, ditud si kacamata 4, dan tiak si ukthina.
13. Penghuni Wisma Soya yang sekarang berubah jadi KOST-SALMA, intan yang sudah menikah, indah si anak ilkom yang comel, ana sepupu ku, intan si mulut toak, mba kupit yang penyayang kucing, mba nopi sesepuh di kosan, mba yanti yang comel, dan bude kantin yang masakan nya selalu bikin kangen masakan rumah.
14. Keluarga yang dilampung, mbah kakung, mbah putri, bibik mar, om yanto, ana, hevida, dan linda yang selalu kurepotkan, terimakasih
15. Serta yang paling di sayangi dan di banggakan, teman-teman Teknik Geofisika 2015 Universitas Lampung yang selalu memberi motivasi dan bantuan, yogi, keti, teku, abil, juli, ozza, jamet, agam, kiwil, monang, yuda, mak feng, bang ali, nurman, fikri, angga, adit, ariyan, dokoy, alfin, aldo, ableh, ayu, maul, ara, dyna, rindi, sunar, mba dana, desi, salma, laras, tata,

awe, rani, ester, isti, jee, eka, bunda risma, icik, yang menjadi mahasiswa tingkat akhir dan mulai berpisah satu per satu *TG'15 "TG TG SUKSES"*. Terima kasih karena kalian sudah berjuang sampai saat ini untuk menjalani kehidupan di perkuliahan yang sangat berat ini. Semoga kita semakin sukses, solid dan bisa melewati masa – masa akhir kuliah kita di TG Unila ini.

Demikian laporan Tugas Akhir ini disusun dengan sebaik-baiknya, harapan penulis agar laporan ini dapat menjadi acuan dan berguna bagi pembaca. Selain itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun agar menjadi lebih baik lagi kedepannya.

Bandarlampung, 01 Juli 2019

Penulis,

Tri Nopiyanti

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRACT	i
ABSTRAK	ii
PERSETUJUAN	iii
PENGESAHAN	iv
PERNYATAAN	v
RIWAYAT HIDUP	vi
PERSEMBAHAN	viii
MOTTO	ix
KATA PENGANTAR	x
SAN WANCANA	xi
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xviii
DAFTAR TABEL	xxvi
I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Maksud dan Tujuan	2
1.3 Batasan Masalah	3
1.4 Manfaat Penelitian.....	3
1.5 Lokasi Daerah Penelitian.....	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Letak dan Lokasi Penelitian	4
2.2 Geologi Regional	5

2.3	Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara.....	6
2.4	Stratigrafi.....	11
III. TEORI DASAR		
3.1	<i>Well Logging</i>	18
3.2	Jenis Log	22
3.3	Mengidentifikasi Reservoir Hidrokarbon.....	32
3.4	Analisa Petrofisika	33
3.5	<i>Petroleum System</i>	44
3.6	Analisa Geokimia	51
IV. METODOLOGI PENELITIAN		
4.1	Waktu dan Tempat.....	57
4.2	Perangkat Lunak	58
4.3	Data Penelitian.....	58
4.4	Pengolahan Data	59
4.5	Interpretasi Data	60
4.6	Diagram Alir Penelitian.....	61
V. HASIL DAN PEMBAHASAN		
5.1	Pengolahan dan Analisis Petrofisika	65
1.	Interpretasi Kualitatif.....	65
a.	Zona Reservoar	65
b.	Korelasi Litologi Sumur	83
c.	Zona <i>Source rock</i>	86
2.	Interpretasi Kuantitatif.....	120
a.	<i>Volume Shale (Vsh)</i>	121
b.	Porisitas (ϕ).....	122
c.	Resistivitas Air (R_w).....	125
d.	Saturasi Air (S_w).....	131
e.	Permeabilitas (K)	135
5.2	Pengolahan dan Analisis Data Geokimia	140
a.	Analisis Kerogen.....	140
b.	Indikator Kematangan Termal	146
c.	Analisis <i>REP</i>	146

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. Peta Lokasi daerah penelitian	4
Gambar 2. Peta Cekungan Jawa Timur Utara	5
Gambar 3. Tiga Struktur utama Cekungan Jawa Timur	7
Gambar 4. Kolom Stratigrafi di Blok Kangean	12
Gambar 5. Zona <i>Mudcake</i> pemboran	15
Gambar 6. Zona infiltrasi sumur bor	16
Gambar 7. Respon log <i>gamma ray</i> terhadap litologi	20
Gambar 8. Respon log <i>densitas</i> terhadap litologi.....	23
Gambar 9. Respon log <i>resistivitas</i>	24
Gambar 10. Karakteristik log <i>SP</i>	25
Gambar 11. Respon log <i>neutron</i> terhadap litologi	29
Gambar 12. Tipikal respon <i>caliper</i> untuk berbagai litologi	30
Gambar 13. Respon log <i>sonic</i>	43
Gambar 14. Interpretasi kualitatif lapisan <i>source rock</i>	43
Gambar 15. Grafik <i>LOM</i> terhadap <i>Ro</i>	45
Gambar 16. Diagram plot “ <i>Pseudo</i> ” <i>Van Kravelen</i>	50
Gambar 17. Diagram alir penelitian	61

Gambar 18. Peta Lokasi Penelitian Daerah Kangean	62
Gambar 19. Layout pada sumur BG-1	65
Gambar 20. Zona D pada layout pada sumur BG-1 kedalaman 2200 – 2205 meter	66
Gambar 21. Zona D pada layout pada sumur BG-1 kedalaman 2369 – 2370 meter	66
Gambar 22. Layout pada sumur TG-1	67
Gambar 23. Zona A pada ayout pada sumur TG-1 di kedalaman 2186-2272 ft	68
Gambar 24. Zona A pada ayout pada sumur TG-1 di kedalaman 2280-2298 ft	68
Gambar 25. Zona A pada ayout pada sumur TG-1 di kedalaman 2300-2350ft.....	68
Gambar 26. Zona A pada ayout pada sumur TG-1 di kedalaman 2365-2371 ft	68
Gambar 27. Zona A pada layout pada sumur TG-1 di kedalaman 2382-2387 ft.....	69
Gambar 28. Zona A pada layout pada sumur TG-1 di kedalaman 2394-2398 ft	69
Gambar 29. Layout pada sumur BT-1	70
Gambar 30. Zona A pada layout pada sumur BT-1 di kedalaman 3075-3145 ft.....	71
Gambar 31. Zona A pada layout pada sumur BT-1 di kedalaman 3150-3288 ft.....	71
Gambar 32. Zona A pada layout pada sumur BT-1 di kedalaman 3233-3234 ft.....	71
Gambar 33. Zona A pada layout pada sumur BT-1 di kedalaman 3237-3240 ft.....	71
Gambar 34. Zona B pada layout pada sumur BT-1 di kedalaman 3244-3248 ft.....	71
Gambar 35. Zona B pada layout pada sumur BT-1 di kedalaman 3251-3257 ft.....	72
Gambar 36. Zona B pada layout pada sumur BT-1 di kedalaman 3333-3414 ft	72
Gambar 37. Zona B pada layout pada sumur BT-1 di kedalaman 3427-3438 ft	72
Gambar 38. Zona B pada layout pada sumur BT-1 di kedalaman 3447-3522 ft	72
Gambar 39. Zona B pada layout pada sumur BT-1 kedalaman 3534-3560 ft	73

Gambar 40. Layout pada sumur AR-1	75
Gambar 41. Zona A pada layout pada sumur AR-1 di kedalaman 3055-3157 ft	76
Gambar 42. Zona C pada layout pada sumur AR-1 di kedalaman 3242-3277ft	76
Gambar 43. Zona C pada layout pada sumur AR-1 di kedalaman 3285-3533 ft	77
Gambar 44. Zona C pada layout pada sumur AR-1 di kedalaman 3705-3737 ft	77
Gambar 45. Zona C pada layout pada sumur AR-1 di kedalaman 4653-4662 ft	77
Gambar 46. Layout pada sumur BL-1	79
Gambar 47. Zona A pada layout pada sumur BL-1 di kedalaman 7100-7315 ft	80
Gambar 48. Peta Lokasi penelitian dengan slice untuk litokorelasi	81
Gambar 49. Korelasi Litologi Sumur BG-1, TG-1 dan BL-1	82
Gambar 50. Korelasi Litologi Sumur BG-1, BT-1, AR-1 dan BL-1	83
Gambar 51. Layout <i>Source rock</i> sumur BG-1	84
Gambar 52. Zona <i>Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalman 771-772 meter.....	85
Gambar 53. Zona <i>Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalman 883-884 meter	85
Gambar 54. Zona <i>Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalman 827-828 meter	85
Gambar 55. Zona <i>Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalman 842-843 meter	85
Gambar 56. Zona <i>Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalman 845-848 meter	85
Gambar 57. Zona <i>Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalman 850-860 meter	86
Gambar 58. Zona <i>Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalman 869-903 meter	86
Gambar 59. Zona <i>Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalman 905-922 meter.....	86
Gambar 60. Zona <i>Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalman 923-929 meter.....	86
Gambar 61. Zona <i>Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalman 937-967 meter.....	86

Gambar 62. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 969-837 meter	86
Gambar 63. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 1024-1048 meter	87
Gambar 64. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 1152-1154 meter	87
Gambar 65. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 1234-1242 meter	87
Gambar 66. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 1245-1247 meter	87
Gambar 67. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 1251-1253 meter	87
Gambar 68. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 1254-1255 meter	87
Gambar 69. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 1254-1255 meter	88
Gambar 70. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 1262-1263 meter	88
Gambar 71. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 1264-1266 meter	88
Gambar 72. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 1267-1270 meter	88
Gambar 73. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 1217-1274 meter	88
Gambar 74. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 2198-2202	88
Gambar 75. <i>Zona Source rock</i> sumur BG-1 di Kedalaman 2312-2314 meter	88
Gambar 76. <i>Layout Source rock</i> sumur TG-1	92
Gambar 77. <i>Zona Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 719-727 ft	92
Gambar 78. <i>Zona Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 729-737 ft	92
Gambar 79. <i>Zona Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 747-1853 ft	93
Gambar 80. <i>Zona Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 1870-1876 ft	93
Gambar 81. <i>Zona Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 1879-2039 ft	93
Gambar 82. <i>Zona Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 2039-2400 ft	93
Gambar 83. <i>Zona Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 2400-2416 ft	93

Gambar 84. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 2430-2370 ft	94
Gambar 85. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 2767-2988 ft	94
Gambar 86. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 3136-3179 ft	94
Gambar 87. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 3428-3473 ft	94
Gambar 88. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 3652-3675 ft	94
Gambar 89. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 3948-3980 ft	94
Gambar 90. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 4007-4060 ft	95
Gambar 91. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 4234-4335ft	95
Gambar 92. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 4355-4377 ft	95
Gambar 93. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 4624-4680 ft	95
Gambar 94. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 4628-4738 ft	95
Gambar 95. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 4754-4794 ft	95
Gambar 96. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 6051-6161 ft	96
Gambar 97. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 5055-5197 ft	96
Gambar 98. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 5300-5990 ft	96
Gambar 99. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 5997-6034 ft	96
Gambar 100. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 6051-6161 ft	96
Gambar 101. Zona <i>Source rock</i> sumur TG-1 di kedalaman 6051-6161 ft	97
Gambar 102. Layout <i>Source rock</i> sumur BT-1	100
Gambar 103. Zona <i>Source rock</i> sumur BT-1 di kedalaman 1433-3130 ft	100
Gambar 104. Zona <i>Source rock</i> sumur BT-1 di kedalaman 3131-3245 ft	101
Gambar 105. Zona <i>Source rock</i> sumur BT-1 di kedalaman 3131-3245 ft	101

Gambar 106. Zona <i>Source rock</i> sumur BT-1 di kedalaman 3449-3580 ft	101
Gambar 107. Zona <i>Source rock</i> sumur BT-1 di kedalaman 3581-3602 ft	101
Gambar 108. Zona <i>Source rock</i> sumur BT-1 di kedalaman 3609-3687 ft	102
Gambar 109. Zona <i>Source rock</i> sumur BT-1 di kedalaman 3689-3976 ft	102
Gambar 110. Layout <i>Source rock</i> sumur AR-1	104
Gambar 111. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 1850-2164 ft	105
Gambar 112. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 2165-3150 ft	105
Gambar 113. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 3151-3188 ft	105
Gambar 114. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 3232-3346 ft	105
Gambar 115. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 3557-3580 ft	105
Gambar 116. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 3620-4196 ft	106
Gambar 117. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 4309-4326 ft	106
Gambar 118. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 4353-4359 ft	106
Gambar 119. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 4375-4380 ft	106
Gambar 120. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 4389-4426 ft	106
Gambar 121. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 4389-4426 ft.....	106
Gambar 122. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 5682-6700 ft	107
Gambar 123. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 6917-6942ft	107
Gambar 124. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 6987-7014 ft	107
Gambar 125. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 7061-7079 ft.....	107
Gambar 126. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 7119-7147 ft	108
Gambar 127. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 7119-7147 ft	108

Gambar 128. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 7670-7764 ft	108
Gambar 129. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 7869-8045 ft	108
Gambar 130. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 8095-8175 ft	108
Gambar 131. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 8189-8227 ft	109
Gambar 132. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 8518-8548ft	109
Gambar 133. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 8672-8700 ft	109
Gambar 134. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 8806-8822 ft	109
Gambar 135. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 8839-8865 ft	109
Gambar 136. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 9173-9202 ft	109
Gambar 137. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 9245-9251 ft	109
Gambar 138. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 9447-9488 ft	109
Gambar 139. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 9506-9530 ft	110
Gambar 140. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 9708-9721 ft	110
Gambar 141. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 9765-9823 ft	110
Gambar 142. Zona <i>Source rock</i> sumur AR-1 di kedalaman 9927-10019 ft	110
Gambar 143. Layout <i>Source rock</i> sumur BL-1	114
Gambar 144. Zona <i>Source rock</i> sumur BL-1 di kedalaman 4475-4553 ft	114
Gambar 145. Zona <i>Source rock</i> sumur BL-1 di kedalaman 4528-4759ft	115
Gambar 146. Zona <i>Source rock</i> sumur BL-1 di kedalaman 4761-4800 ft	115
Gambar 147. Zona <i>Source rock</i> sumur BL-1 di kedalaman 4801-5554ft	115
Gambar 148. Zona <i>Source rock</i> sumur BL-1 di kedalaman 5558-5666 ft	115
Gambar 149. Zona <i>Source rock</i> sumur BL-1 di kedalaman 5711-6071 ft	115

Gambar 150. <i>Zona Source rock</i> sumur BL-1 di kedalaman 6078-6227ft	116
Gambar 151. <i>Zona Source rock</i> sumur BL-1 di kedalaman 6229-6984ft	116
Gambar 152. <i>Zona Source rock</i> sumur BL-1 di kedalaman 7150-9530 ft	116
Gambar 153. <i>Zona Water Bearing</i> pada sumur BG-1	124
Gambar 154. <i>Crossplot LLD</i> terhadap <i>PHIE</i> dalam penentuan nilai <i>R_w</i> pada sumur BG-1	124
Gambar 155. <i>Zona Water Bearing</i> pada sumur TG-1	125
Gambar 156. <i>Crossplot LLD</i> terhadap <i>PHIE</i> dalam penentuan nilai <i>R_w</i> pada sumur TG-1	125
Gambar 157. <i>Zona Water Bearing</i> pada sumur BT-1	126
Gambar 158. <i>Crossplot LLD</i> terhadap <i>PHIE</i> dalam penentuan nilai <i>R_w</i> pada sumur BT-1	126
Gambar 159. <i>Zona Water Bearing</i> pada sumur AR-1	127
Gambar 160. <i>Crossplot ILD</i> terhadap <i>PHIE</i> dalam penentuan nilai <i>R_w</i> pada sumur AR-1	127
Gambar 161. <i>Zona Water Bearing</i> pada sumur BL-1	128
Gambar 162. <i>Crossplot LLD</i> terhadap <i>PHIE</i> dalam penentuan nilai <i>R_w</i> pada sumur BL-1	128
Gambar 163. <i>Zona Source rock</i> pada Sumur BG-1 pada kedalaman 2199-2002 meter	139
Gambar 164. <i>Zona Source rock</i> pada Sumur TG-1 pada kedalaman 4000-4060 Feet	140
Gambar 165. <i>Zona Source rock</i> pada Sumur AR-1 pada kedalaman 5720 Feet	140
Gambar 166. <i>Zona Source rock</i> pada Sumur BL-1 pada kedalaman 7600 Feet	140
Gambar 167. <i>Diagram “pseudo” Van Kravelen</i> pada sumur BG -1	141
Gambar 168. <i>Diagram “pseudo” Van Kravelen</i> pada sumur TG -1	141

Gambar 169. <i>Diagram “pseudo” Van Kravelen pada sumur BT -1</i>	142
Gambar 170. <i>Diagram “pseudo” Van Kravelen pada sumur AR -1</i>	142
Gambar 171. <i>Pemodelan 3D Zona Source Rock dan Zona Reservoir Tampak North – West</i>	145
Gambar 172. <i>Pemodelan 3D Zona Source Rock dan Zona Reservoir Tampak North –East</i>	145
Gambar 173. <i>Pemodelan 3D Zona Source Rock dan Zona Reservoir Tampak South – West</i>	146
Gambar 174. <i>Pemodelan 3D Zona Source Rock dan Zona Reservoir Tampak South-East</i>	146

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum.....	34
Tabel 2. Densitas matriks berbagai litologi	35
Tabel 3. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum	37
Tabel 4. Potensi kualitas kerogen terhadap nilai TOC	45
Tabel 5. Potensi kerogen kurang matang berdasarkan HI.....	54
Tabel 6. <i>Time Schedule</i> penelitian.....	55
Tabel 7. Kelengkapan log pada sumur penelitian	57
Tabel 8. <i>Zona Source rock</i> pada Sumur BG-1.....	91
Tabel 9 <i>Zona Source rock</i> pada Sumur TG-1	99
Tabel 10. <i>Zona Source rock</i> pada Sumur BT-1	103
Tabel 11. <i>Zona Source rock</i> pada Sumur AR-1.....	113
Tabel 12. <i>Zona Source rock</i> pada Sumur BL-1	118
Tabel 13. Kandungan Lempung (<i>Vshale</i>) Lapisan Zona Target pada Blok Kangean	120
Tabel 14. Nilai Porositas Total (<i>PHIT</i>) dan Porositas Efektif (<i>PHIE</i>) pada Lapisan Zona Target yang Terindikasi Reservoir.	122
Tabel 15. Nilai Resistivitas Air (<i>Rw</i>) menggunakan metode <i>crossplots LLD</i> atau <i>ILD</i> terhadap <i>PHIE</i>	124

Tabel 16. Hasil Perhitungan Saturasi air pada zona target di 5 sumur pada Blok Kangean.....	133
Tabel 17. Hasil Perhitungan Permeabilitas pada zona target di 5 sumur pada Blok Kangean.....	134
Tabel 18. Hasil Perhitungan pada sumur BG-1	137
Tabel 19. Hasil Perhitungan pada sumur TG-1	137
Tabel 20. Hasil Perhitungan pada sumur AR-1	137
Tabel 21. Hasil Perhitungan pada sumur BL-1	138
Tabel 22. Hasil Perhitungan pada sumur BT-1	138
Tabel 23. Nilai <i>TOC core</i> dan <i>TOC log</i> pada 5 Sumur Daerah Blok Kangean	139
Tabel 24. Nilai <i>Ro</i> pada 5 sumur di Blok Kangean	144
Tabel 25. Hasil analisis <i>REP</i> pada 5 sumur di Blok Kangean.....	14

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi merupakan salah satu sumber energi yang paling banyak digunakan oleh manusia dan Indonesia merupakan sumber daya energy yang besar yang menghasilkan minyak dan gas bumi. Minyak dan gas bumi berada pada suatu tempat di bawah permukaan bumi. Reservoir merupakan wadah yang terakumulasi adanya hidrokarbon dimana kondisi reservoir memiliki sifat petrofisika dan karakteristik yang berbeda. Dalam sistem petroleum, selain reservoir ada unsur yang juga penting adalah batuan induk (*Source Rock*). *Source rock* merupakan batuan sedimen yang berasal dari zat-zat organik yang terendapkan. Reservoir dan *Source rock* merupakan elemen terpenting dalam sistem petroleum dimana komponen yang harus dimiliki untuk memungkinkan terkumpul dan berakumulasinya suatu minyak bumi di suatu tempat dan membutuhkan suhu dan tekanan yang tinggi. Lapangan minyak dan gas pada Blok Kangean termasuk ke dalam Cekungan Jawa Timur Utara, dimana Cekungan Jawa Timur merupakan cekungan yang masih memproduksi menghasilkan migas di Indonesia.

Analisa *Well logging* merupakan perekaman karakteristik dari suatu formasi batuan yang diperoleh melalui pengukuran pada sumur bor (Ellis dan Singer,

2008). Keunggulan dari metode ini adalah mampu menggambarkan keadaan bawah permukaan secara lateral, sehingga litologi masing-masing lapisan dapat tergambar dengan jelas dan sebagai data pengikat metode geofisika yang lainnya. Hasil metode ini adalah gambaran bawah permukaan yang detail berupa kurva-kurva nilai parameter fisika yang terekam secara kontinyu. Selanjutnya parameter fisika di analisa berdasarkan ilmu petrofisika dengan cara penilaian sifat fisika batuan yang mengelilingi lubang bor tersebut. Analisa petrofisika merupakan suatu metode pendukung dalam memberikan informasi yang lebih tepat mengenai kedalaman bawah permukaan yang mengandung hidrokarbon serta sejauh mana penyebaran hidrokarbon pada suatu lapisan. Analisa geokimia merupakan aplikasi dari ilmu kimia yang mempelajari tentang asal migrasi, akumulasi serta alterasi minyak bumi yang digunakan dalam *petroleum system* untuk mendapatkan parameter geokimia migas. Dalam hal ini dilakukan penelitian ini untuk mengkarakterisasi reservoir dan mendapatkan analisis petrofisika dan geokimia untuk mengetahui tingkat kematangan suatu hidrokarbon.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian pada tugas akhir kali ini, sebagai berikut :

1. Menentukan lapisan reservoir migas berdasarkan analisis kualitatif dan kuantitatif.
2. Menentukan lapisan *source rock* berdasarkan analisis kualitatif dan kuantitatif.
3. Menentukan zona reservoir migas dan tingkat maturasi hidrokarbon.

1.3 Batasan Masalah

Penelitian ini memiliki batasan masalah yaitu menginterpretasikan lapisan reservoir dan *source rock* berdasarkan analisis kualitatif dan kuantitatif. Analisis petrofisika terhadap sumur yang bertujuan untuk memperoleh nilai properti batuan seperti kandungan shale (V_{sh}), porositas batuan (ϕ), saturasi air (S_w), dan permeabilitas (K). Selain itu, Analisis geokimia untuk menentukan tingkat kematangan suatu hidrokarbon. Hasil akhir penelitian ini karakterisasi reservoir tingkat kematangan dari suatu hidrokarbon pada Blok Kangean.

1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah dapat mengetahui karakteristik reservoir migas, lapisan *source rock* dan tingkat kematangan dari analisis petrofisika dan geokimia.

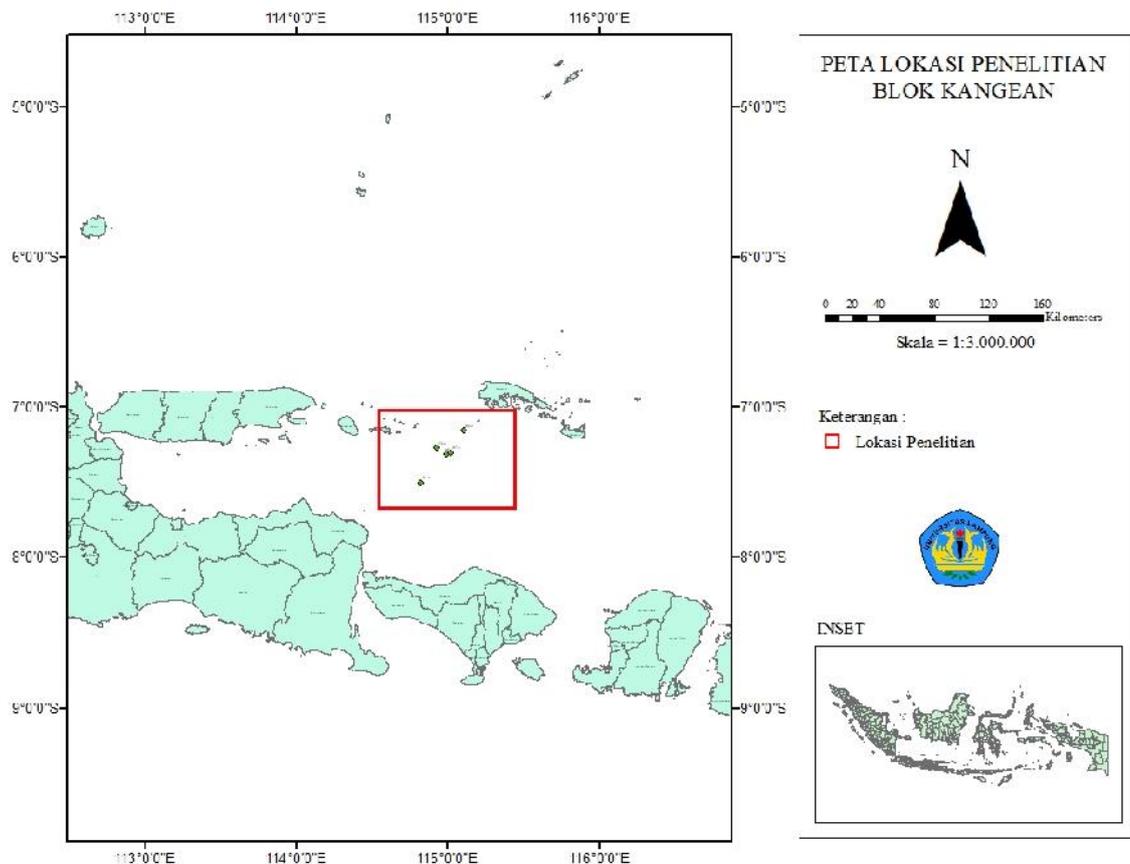
1.5 Lokasi Daerah Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Bidang *Geophysics* Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan (PPPGL) di Jl. Dr.Djunjunan No.236, Husen Sastranegara, Cicendo, Kota Bandung, Jawa Barat 40174. Dengan pusat kajian penelitian berada di daerah Blok Kangean.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Letak dan Lokasi penelitian

Lokasi penelitian yang dilakukan di daerah perairan utara Bali, termasuk Provinsi Bali sedangkan di bagian utara termasuk dalam Kepulauan Madura Bagian Timur dan secara geografis terletak pada koordinat $114^{\circ}32'$ - $116^{\circ}01'$ Bujur Timur dan $07^{\circ}15'$ – $08^{\circ}02'$ Lintang Selatan.

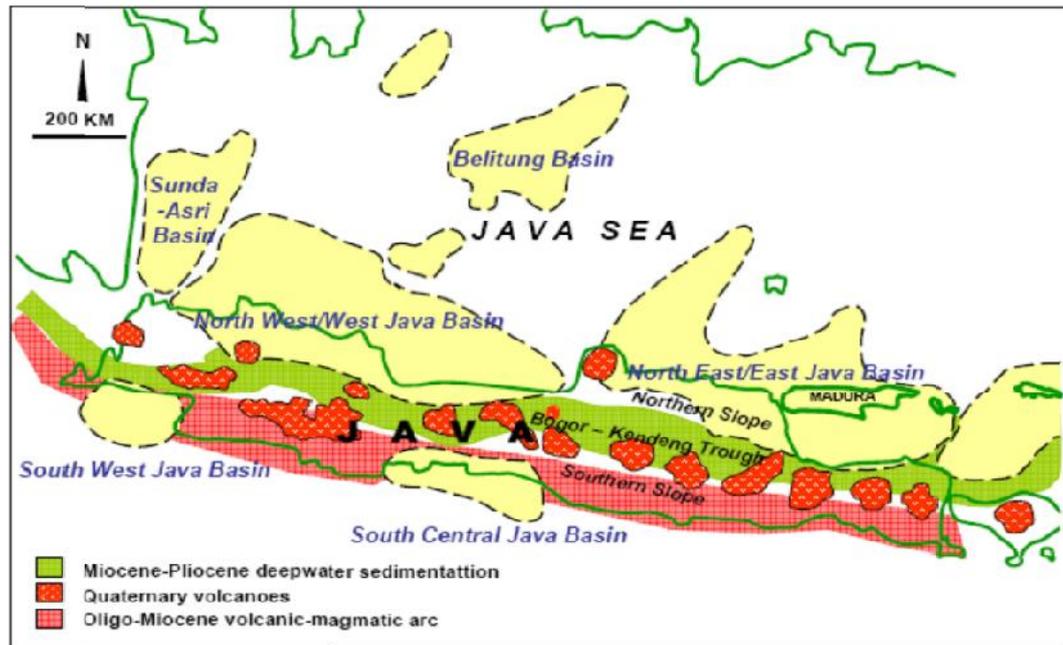


Gambar 1. Peta Lokasi daerah penelitian

2.2 Geologi Regional

Secara geologi Cekungan Jawa Timur terbentuk karena proses pengangkatan dan ketidakselarasan, proses penurunan muka air laut dan pergerakan lempeng tektonik. Pembentukan cekungan tersebut ditandai dengan adanya *half graben* pada tahap awal yang dipengaruhi oleh struktur yang terbentuk sebelumnya dan tatanan tektonik yang paling muda dipengaruhi oleh pergerakan Lempeng Australia dengan Sunda dan secara regional perbedaan bentuk struktural berubah sejalan dengan bertambahnya waktu.

Pada penelitian ini, lokasi penelitian berada di Cekungan Jawa Timur Utara. Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu Cekungan Tersier di Indonesia bagian Barat, hasil interaksi ketiga lempeng yang menghasilkan minyak dan gas bumi, tetapi perkembangan cekungan Jawa Timur Utara masih menjadi perdebatan sampai sekarang (Sribudiyani, dkk., 2003). Cekungan Jawa Timur Utara sebelah barat dibatasi oleh Busur Karimunjawa dimana memisahkannya dengan Cekungan Jawa Barat Utara, di sebelah selatan dibatasi oleh Cekungan Lombok dan sebelah utara dibatasi Tinggian Paternoster, dimana memisahkannya dengan Selat Makasar. Berdasarkan posisinya, Cekungan Jawa Timur Utara dapat dikelompokkan sebagai cekungan belakag busur dan berada pada batas tenggara dari Lempeng Eurasia. Zona cekungan meliputi Pantai Utara Jawa yang membentang dari Tuban ke arah timur melalui Lamongan, Gresik, dan hamir keseluruhan Pulau Madura. (Mujiono dan Pireno, 2002).



Gambar 2. Cekungan Jawa Timur Utara (Sribudiyani, dkk., 2003).

2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara

Perkembangan tektonik yang berkembang di Cekungan Jawa Timur tidak terlepas dari aktivitas tektonik yaitu pergerakan Lempeng Samudera Indo-Australia ke arah utara, Lempeng Samudera Filipina dan Pasifik bergerak ke arah barat, dan Lempeng Eurasia yang relatif stabil. Aktifitas Tektonik utama yang berlangsung pada umur Plio Pleistosen, menyebabkan terjadinya pengangkatan daerah regional Cekungan Jawa Timur dan menghasilkan bentuk morfologi seperti sekarang ini. Struktur geologi daerah Cekungan Jawa Timur umumnya berupa sesar naik, sesar turun, sesar geser, dan pelipatan yang mengarah Barat – Timur akibat pengaruh gaya kompresi dari arah Utara – Selatan (Satyana, 2005). Prospek karbonat Oligo-Miosen pada Cekungan Jawa Timur Utara sebagai penghasil minyak telah terbukti sejak tahun 1990 (Satyana dan Djumiati, 2003).

Batuan dasar Cekungan Jawa Timur terbentuk selama penunjaman Lempeng Samudera Indo-Australia terhadap Lempeng Benua yang berada sepanjang timurlaut-baratdaya arah Sutura Meratus. Pada lepas pantai Cekungan Jawa Timur

dicirikan oleh rangkaian tinggian batuan dasar dan bagian rendahan (graben) yang memuat akumulasi sedimen tersier hingga ribuan meter. Untuk pola tinggian dan rendahan ini menerus sampai bagian daratan Cekungan Jawa Timur dengan arah relatif terbelokkan ke arah barat yang membentuk pola kelurusan timurlaut-baratdaya. Pembelokkan pola tersebut dipengaruhi oleh struktur inversi berarah timur-barat yang terjadi pada periode selanjutnya disepanjang Pantai Utara Jawa Tengah, Jawa Timur, dan Pulau Madura yang disebut Zona Sesar Rembang-Madura-Kangean (RMK). Tersapat tiga tahap orogenesis yang berpengaruh di cekungan Jawa Timur Utara, yaitu:

1. Kapur Atas-Eosen Tengah dimana pada kapur akhir terjadi deformasi kompresi mengikuti tumbukan lempeng Laut Jawa bagian timur dengan Paparan Sunda. Pada Eosen terjadi *rifting* yang diikuti oleh aktifnya kembali sesar naik pra-Eosen dan pembentukan sesar normal.
2. Miosen Tengah dimana orogenesis ditandai oleh peristiwa regresi dan hiatus di daerah Cepu yang dicirikan oleh perubahan fasies dan transgresi zona sesar RMKS (Rembang-Madura-Kangean-Sakal) yang merupakan *wrenching left lateral*.
3. Pliosen-Plistosen dimana pada Pliosen akhir terbentuk lipatan hingga Plistosen akhir dan aktivitas vulkanik busur Sunda-Jawa dimulai pada Pliosen akhir sampai saat ini.

Secara geologi, terbentuknya Cekungan Jawa Timur Utara dikontrol oleh dua sistem sesar yaitu sistem sesar mendatar mengiri berarah timurlaut-baratdaya dan arah timur-barat. Cekungan ini dibentuk oleh beberapa elemen struktur utama dari selatan ke utara, yaitu :

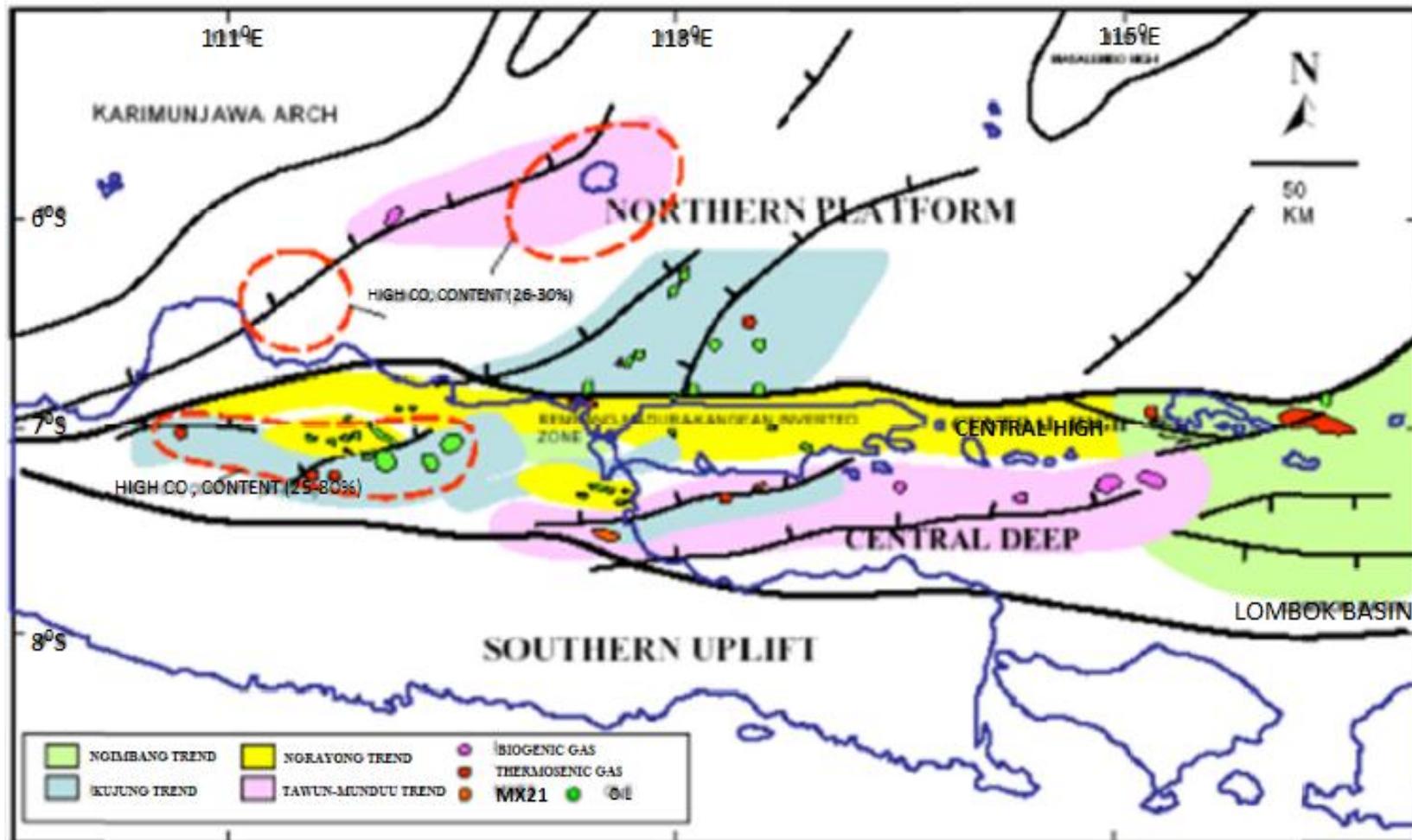
1. Zona Kendeng-Selat Madura berada memanjang dengan arah timur – barat yang dicirikan oleh struktur lipatan, sesar normal dan banyak terdapat sesar naik.
2. Zona Rembang Selatan dan Randublatung yang merupakan zona negatif dengan pola struktur berarah timur-barat yang dicirikan oleh lipatan. Terdapat struktur kubah yang berasosiasi dengan stuktur sesar.
3. Zona Rembang Utara dan Madura Utara, struktur antiklinorium yang terangkat dan tererosi pada Pliosen-Plistosen berasosiasi dengan sistem sesar mendatar mengiri berarah timurlaut-baratdaya yang menerus hingga Kalimantan Selatan.

Cekungan Jawa Timur dipisahkan menjadi 3 mandala struktur (*Structural Provinces*) (Satyana, 2005), dari Utara ke Selatan, yaitu :

1. Paparan Utara yang terdiri dari Busur Bawean, Paparan Maduran Utara dan Paparan Kangean Utara.
2. Bagian tengah yaitu Tinggian Sentral yang terdiri dari Jawa Timur Utara Laut (Kujung) – Madura – Kangean – Tinggian Lombok merupakan daerah terangkat hasil pensesaran ekstensional Eosen – Oligosen Akhir dan pembalikan struktuur Miosen-Resen. Tinggian senral terbentuk karena kemenerusan tinggian Kujung dan tinggian Madura – Kangean ke arah Timur. Pada tegasan Eosen akhir menyebabkan penurunan regional di daerah ini sedangkan tinggiannya menjadi tempat berkembangnya fasies gampingan.
3. Bagian selatan dikenal sebagai Cekungan Selatan yang terdiri dari Zona Rembang – Zona Madura – Sub Cekungan Lombok sebagai sesar

mendatar berasosiasi dengan pengangkatan Kujung, Madura dan Kangean ke arah utara, sedangkan bagian selatan tetap pada lingkungan batial dalam. Terbentuk oleh sesar ekstensional Eosen – Oligosen akhir yang dilanjutkan oleh periode struktur terbalik produk kompresi Miosen awal – Resen. Zona Rambang yang menerus sampai lepas pantai.

Konfigurasi basement Cekungan Jawa Timur dikontrol oleh dua *trend* struktur utama, yaitu Timur laut – Barat daya (*Trend NE – SW*) yang umumnya hanya dijumpai di Mandala Paparan Utara dan Barat – Timur (*Trend W – E*) yang terdapat di Mandala Tinggian Sentral dan Cekungan Selatan. Akibat tumbukan lempeng selama Tersier awal, Cekungan Jawa Timur terangkat dan mengalami erosi. Deretan perbukitan berarah NE – SW terbentuk di sepanjang tepi Tenggara Paparan Sunda akibat pemekaran busur belakang. Periode kompresi terjadi pada Miosen Awal yang mengakibatkan reaktivitas sesar-sesar yang telah terbentuk sebelumnya mengakibatkan pengangkatan dari graben yang sebelumnya terbentuk menjadi tinggian yang sekarang disebut *Central High* (Ponto,1996).

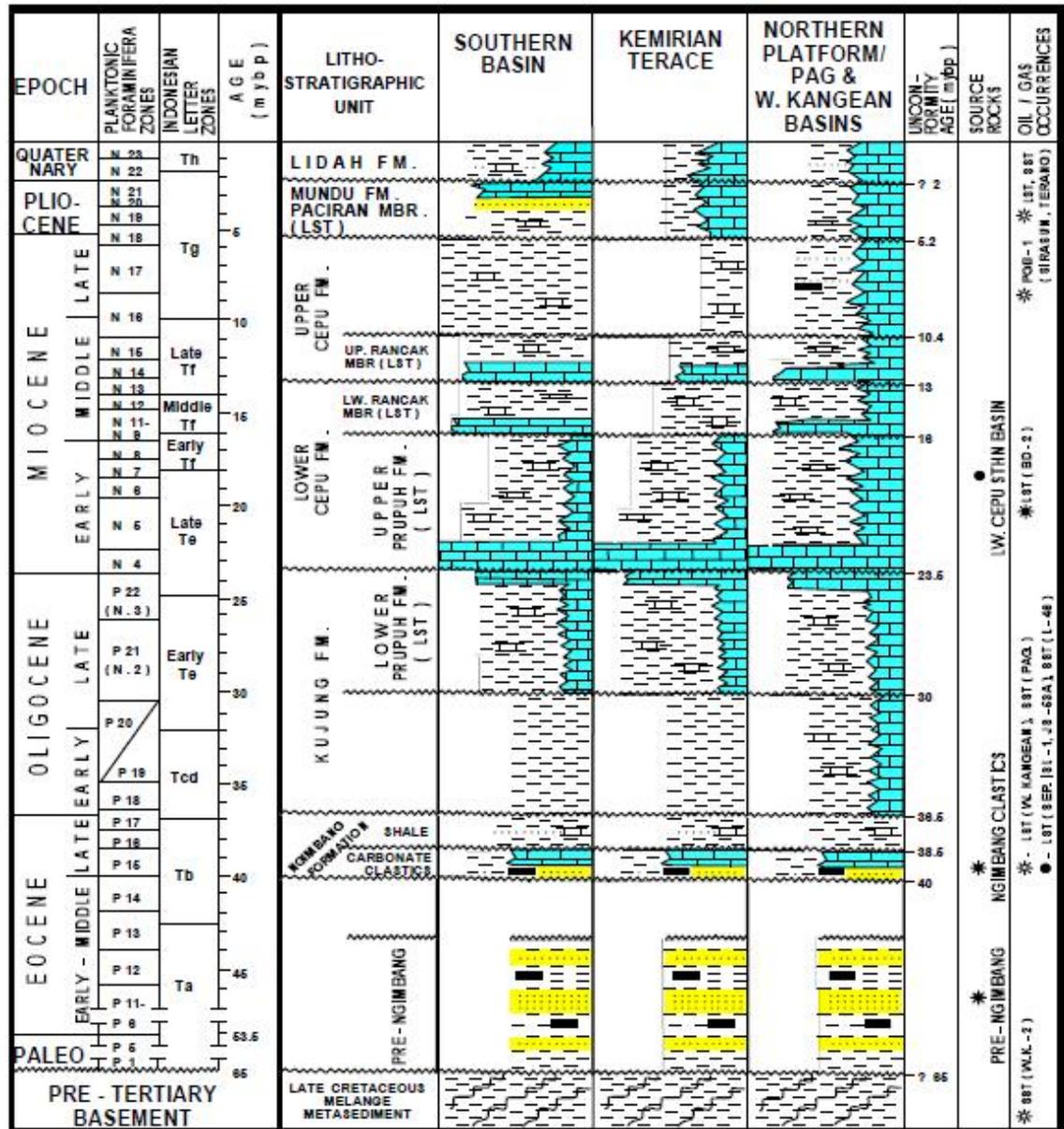


Gambar 3. Tiga Struktur Utama Cekungan Jawa Timur (Satyana dan Purwaningsih,2005).

2.4. Stratigrafi

Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Bagian Utara dibagi menjadi beberapa

Formasi, yaitu :



Gambar 4. Kolom Stratigrafi di Blok Kangean (Kangean Energy Indonesia dalam Naingolan, dkk., 2018)

) **Batuan dasar Pra-Tersier**

Batuan dasar Pra-Tersier di Cekungan Jawa Timur Utara yang mengalasi batuan sedimen tersebut terdiri atas batuan beku, ofiolit, metasedimen dan metamorf yang dipisahkan oleh tinggian yang berarah timurlaut-baratdaya dan terdapat variasi persebaran litologi dari barat ke timur.

) **Formasi Pre-Ngimbang**

Formasi Pre-Ngimbang memiliki umur batuan Eosen Awal yang terdiri atas batupasir dan sisipan serpih, batulanau, dan batubara yang merupakan endapan synrift dan tidak selaras Formasi Ngimbang di atasnya. Pada Cekungan Jawa Timur, formasi ini ditemukan pada bagian timur daerah Lepas Pantai Bali Utara dan Kangean Timur.

) **Formasi Ngimbang**

Proses sedimentasi Tersier dimulai pada jaman pertengahan Eosen dengan timbulnya fase major transgresif disertai dengan erosi dari pegunungan basemen utama (Busur Karimunjawa dan Bawean). Ketidakselarasan pada batas bawah dari siklus Ngimbang umumnya berbeda dan terpisah dari sedimen tersier dari basemen yang ekonomis (Basal, *Tuf vitric* dan *Phylite* kadar rendah). Sifat *non marine* dari sedimen siklus awal Ngimbang menyebabkan ketidaktepatan penanggalan dari proses sedimentasi transgresif di masa pertengahan Eosen. Transgresi yang terjadi menyebabkan sedimen pengisi graben yang awalnya dimulai dari endapan silisiklastik laut dangkal menjadi semakin mendalam ke arah atas. Kenaikan air laut mengendapkan batugamping “CD”

sebagai endapan Formasi Ngimbang bagian atas yang terdiri dari batugamping, dengan perselingan serpih dan batupasir. Formasi Ngimbang bagian bawah terdiri perulangan batupasir, serpih, batu lanau dengan sisipan batubara yang tipis.

) **Formasi Kujung**

Di akhir jaman Ngimbang, proses pengangkatan dan erosi yang disertai dengan penurunan air laut *eustatic* menghasilkan *event* Mid-Oligosen *regresif* yang menyebar luas yang menjelaskan dasar siklus Kujung berikutnya (30 juta tahun). Meskipun pada awalnya dianggap sebagai *event eustatic*, sejumlah pengamatan baik lokal (Cekungan Jawa Timur Utara) dan regional, menyarankan kontrol tektonik. Akhir dari siklus Kujung sesuai dengan berakhirnya transgresi awal yang didominasi karbonat. Dalam kebanyakan kasus, ini menunjukkan bagian atas dari batu gamping Miosen Awal, sifat batu karang bagian atas dari siklus Kujung memiliki arti bahwa siklus. Kujung sampai batas siklus Tuban seringkali merupakan suatu ketidakselarasan akibat waktu yang dibutuhkan untuk klastika berurutan untuk onlap sisa karang. Pada Oligosen akhir-Miosen awal diendapkan Formasi Kujung dengan batuan yang didominasi oleh batugamping dan marl dengan sisipan batupasir yang tipis dan terdapat fosil foraminifera, pecahan koral dan alga pada batugamping. Formasi kujung tersebar luas, meliputi daerah purwodadi menerus ke arah timur Tuban dan Madura.

) **Formasi Cepu**

Sedimentasi Miocene akhir pada cekungan Madura terjadi di laut dalam untuk pengendapan karbonat, lempung, dan silica sand. Proses struktur pada

pertengahan Miocene telah berhenti, kemudian diisi dengan formasi cepu yang terdiri dari marl dan batugamping dari pengendapan *planktonic* dan *nanoplankton*.

) **Formasi Mundu**

Formasi Mundu berumur Pliosen Awal – Pliosen Akhir dan terdiri atas napal berwarna kehijauan, masif dan kaya foraminifera. Bagian atas terdiri dari anggota solerejo dengan perselingan batugamping pasiran dan pasir napalan. Penyebaran formasi cukup luas dan diperkirakan formasi ini diendapkan pada laut terbuka, zona batial pada bagian bawah dan berkembang ke arah atas pada lingkungan paparan dangkal dengan kedalaman antara 100-200 meter.

) **Formasi Paciran**

Formasi Paciran berumur Pleistosen dan dicirikan dengan terdapatnya batugamping terumbu yang menyebar pada zona reembang. Diendapkan pada laut dangkal dan secara lateral menjemari dengan Formasi Mundu dan Formasi Lidah.

) **Formasi Lidah**

Formasi Lidah Pleistosen merupakan siklus pengendapan termuda yang selaras melapisi siklus Kawengan sebelumnya, dan struktur yang terbentuk selama inversi Plio-Pleistosen. Siklus lidah dimulai sekitar Plio-Pleistosen (2 juta tahun) dan ditandai dengan timbulnya endapan non-laut (Hilangnya mikro fosil laut dengan pengecualian bioclasts yang diawetkan ulang). Penghentian sedimentasi laut terbuka ini adalah fungsi dari pengangkatan Pleistosen dengan endapan non laut setelahnya yang berasal dari pengangkatan massa daratan ke utara (*Reembang Zone*) dan ke selatan (*Zona Kendeng*). Wilayah yang tidak terangkat menerima endapan fluvio-delta dan endapan aluvial dari barat dan barat daya dan sedimen

gunung api dari selatan. Daerah vulkanik (Busur vulkanik modern) terbentuk sebagai respon subduksi benua di selatan merupakan sumber utama masukan sedimen ke bagian selatan dan Gundih-Lasem. Transgresi yang berlangsung dari pliosen hingga Plistosen mengendapkan Formasi Lidah yang tersusun oleh batulempung hitam dan napal berlapis dan diselingi oleh batupasir.

2.5 Sistem Minyak Bumi Cekungan Jawa Timur Utara

Sistem minyak bumi (*petroleum system*) adalah komponen yang harus dimiliki untuk memungkinkan terkumpul dan terakumulasinya suatu minyak bumi di suatu cekungan termasuk Cekungan Jawa Timur merupakan penghasil hidrokarbon. Sistem minyak bumi (*petroleum system*) terdiri dari komponen penting, yaitu :

1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk hidrokarbon utama di Cekungan Jawa bagian Timur ini berasal dari serpih karbonatan berasal dari lingkungan *marginal marine*, deltaik, dan lakustrin Formasi Ngimbang, terutama berasal dari *Central Deep Basin* (Manur dan Barraclough, 1994) dengan tipe kerogen II dan III sehingga dapat menghasilkan minyak dan gas. Serpih laut dalam pada bagian bawah Formasi Kujung juga berpotensi sebagai batuan induk.

2. Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*)

Reservoir adalah batuan dengan porositas dan permeabilitas yang baik untuk menyimpan dan mengalirnya hidrokarbon. Reservoir utama yang berada pada cekungan ini adalah batuan karbonat Formasi Ngimbang dan Formasi

Kujung interval I serta reservoir silisiklastik dari Formasi Ngimbang, Formasi Tuban dan Formasi Ngrayong.

3. Batuan Tudung (*Seal Rock*)

Batuan tudung memiliki peran sebagai penyekat yang bersifat tidak permeabel seperti batulempung. *Seal rock* yang berada pada cekungan ini adalah serpih Formasi Ngimbang, Formasi Tuban, Formasi Wonocolo, dan Formasi Lidah. *Shale* Formasi Tuban merupakan batuan tudung yang memiliki tebal 500' – 1500' di Cekungan Jawa Timur Utara.

4. Migrasi

Migrasi hidrokarbon terbagi atas migrasi primer, sekunder, dan tersier. Migrasi primer adalah perpindahan fluida hidrokarbon dari batuan induk menuju batuan reservoir. Migrasi sekunder adalah pergerakan fluida dalam reservoir melalui *trap*. Migrasi tersier adalah pergerakan fluida hidrokarbon setelah pembentukan akumulasi yang nyata. Migrasi lateral terjadi pada lapisan batuan dengan permeabilitas lateral yang baik.

5. Perangkap (*trap*)

Jenis perangkap di semua sistem minyak bumi Jawa Timur umumnya memiliki kesamaan. Hal ini disebabkan evolusi tektonik yang terjadi pada semua cekungan sedimen di sepanjang batas selatan dari kraton Sunda sehingga tipe struktur geologi dan mekanisme perangkap menjadi relatif memiliki kesamaan. Perangkap struktur yang berkembang berupa antiklin dan patahan serta perangkap

stratigrafi ditemukan ketika unit batupasir menumpu (*onlap*) dan menutupi bagian tinggian batuan dasar.

III. TEORI DASAR

3.1 WELL LOGGING

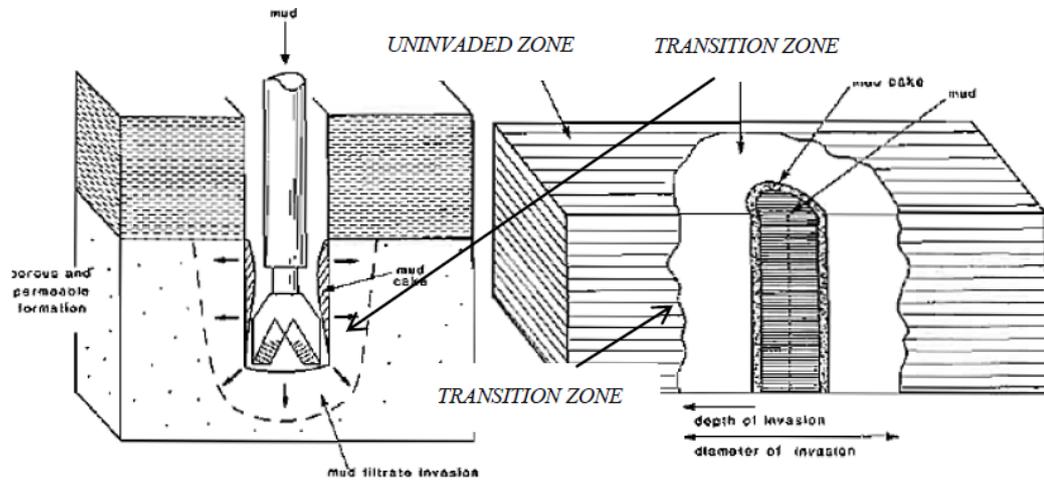
Well logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan kedalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1989). *Wireline logging* adalah kegiatan *logging* menggunakan kabel 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. 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

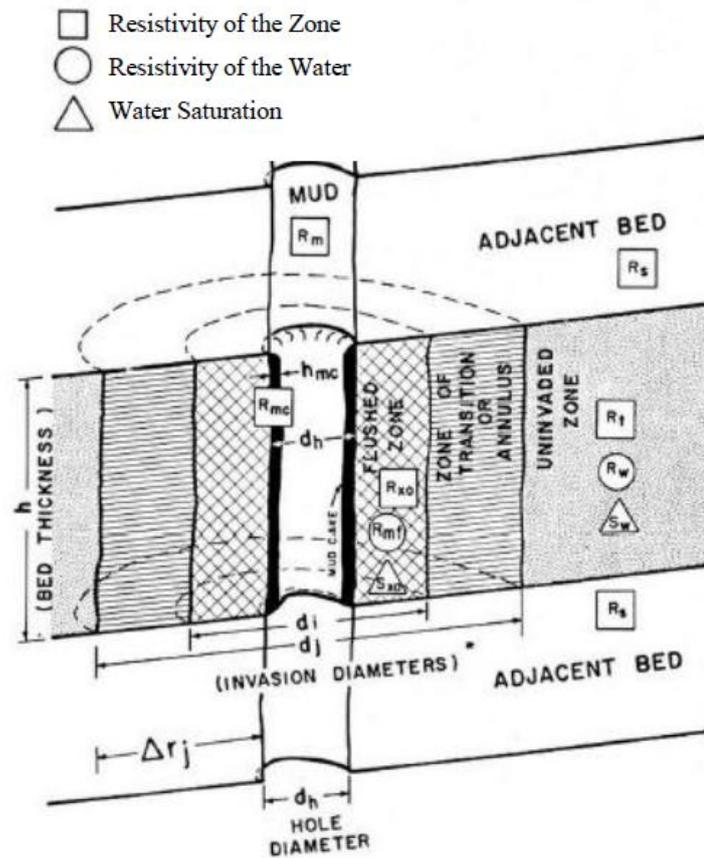
litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, dan kejenuhan fluida. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan log ini adalah untuk menentukan zona, dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir. Pelaksanaan *wireline logging* merupakan kegiatan yang dilakukan dari memasukkan 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).

Well Logging dapat dilakukan dengan dua cara utama yaitu *Openhole Logging* dimana tidak diberi casing dan *cased hole logging* yang diberi casing. Dalam proses pengeboran, komponen utama yang digunakan yakni lumpur pemboran atau seringkali disebut *mud logging* digunakannya komponen ini adalah agar tidak terjadinya *blow out* saat fase pemboran sebelum dilakukannya casing dengan sistem memberi tekanan pada formasi. Namun dalam kenyataannya lumpur mendesak hidrokarbon masuk ke dalam formasi menjauhi lubang bor dan mencegah hidrokarbon menyembur keluar permukaan. Akibatnya pada beberapa lapisan permeabel terjadi penyusupan (infiltrasi) air lumpur pada dinding sumur sehingga mendesak kandungan lapisan semula lebih dalam dan pada dinding

sumur tersebut terbentuk suatu kerak lumpur (*mudcake*) yang menyebabkan diameter sumur lebih kecil.



Gambar 5. Zona Mudcake pemboran (Rider, 1996) dengan modifikasi.



Gambar 6. Zona infiltrasi sumur bor (Asquith dan Gibson,1982) .

Akibatnya pada lapisan ini terbentuk tiga daerah infiltrasi. Seperti ditunjukkan **Gambar 5** dan **Gambar 6**.

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).

Pemboran sumur terbagi menjadi dua yakni *openhole* dan *cased hole logging*.

a. *Openhole Logging*

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

b. *Casedhole Logging*

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

Interpretasi data log merupakan suatu metode pendukung dalam usaha evaluasi formasi, yaitu dengan cara menggunakan hasil perekaman alat survey logging sebagai sumber informasi yang utama. Interpretasi ini dapat dilakukan baik secara kuantitatif maupun kualitatif (Dewanto, 2009).

3.2 JENIS LOG

Log bukan pengukuran langsung dari properti formasi itu adalah tersirat dari pengukuran berdasarkan satu atau kombinasi perangkat Nuklir, Elektromagnetik, Magnetik, Akustik, dan Listrik dalam sumur bor sehingga untuk jenis log yang digunakan yaitu:

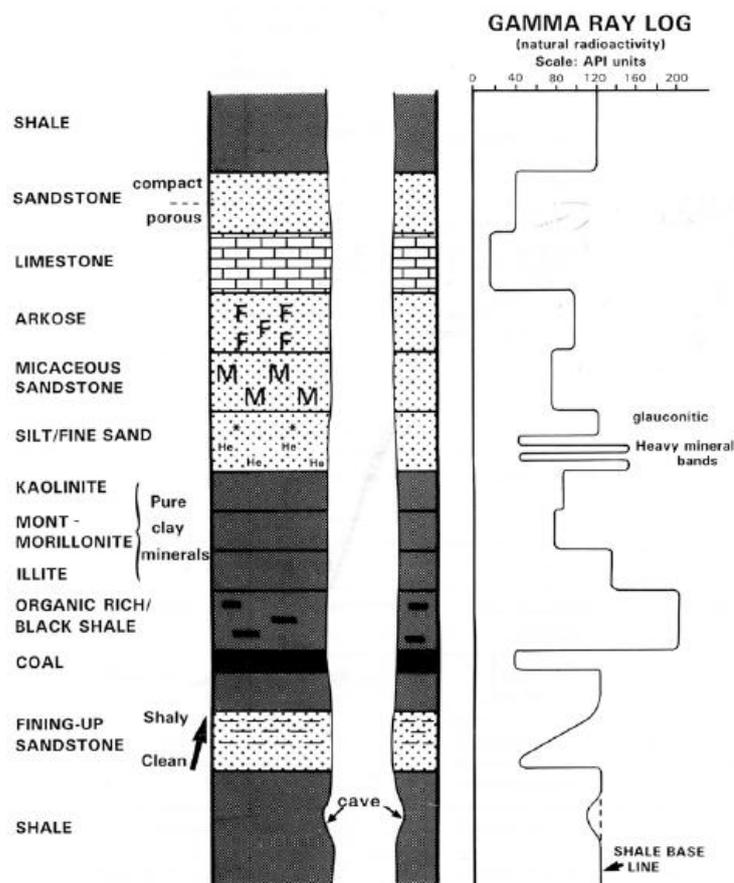
1. Log *Gamma Ray*

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

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).

2. Log Densitas

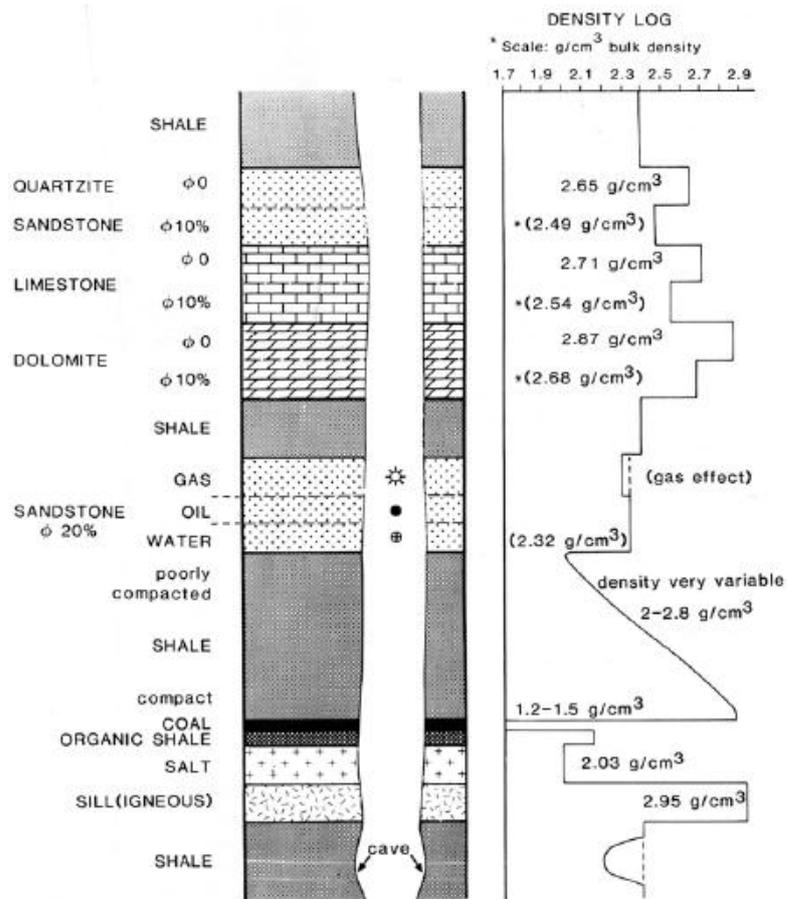
Menurut Harsono, 1997 log densitas digunakan untuk mengukur porositas batuan formasi. Pada prinsipnya log densitas akan memancarkan sinar gamma ke dalam batuan formasi. Sinar gamma akan bertabrakan dengan elektron-elektron yang ada di dalam formasi. Prinsip kerja log densitas yaitu suatu sumber radioaktif 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).

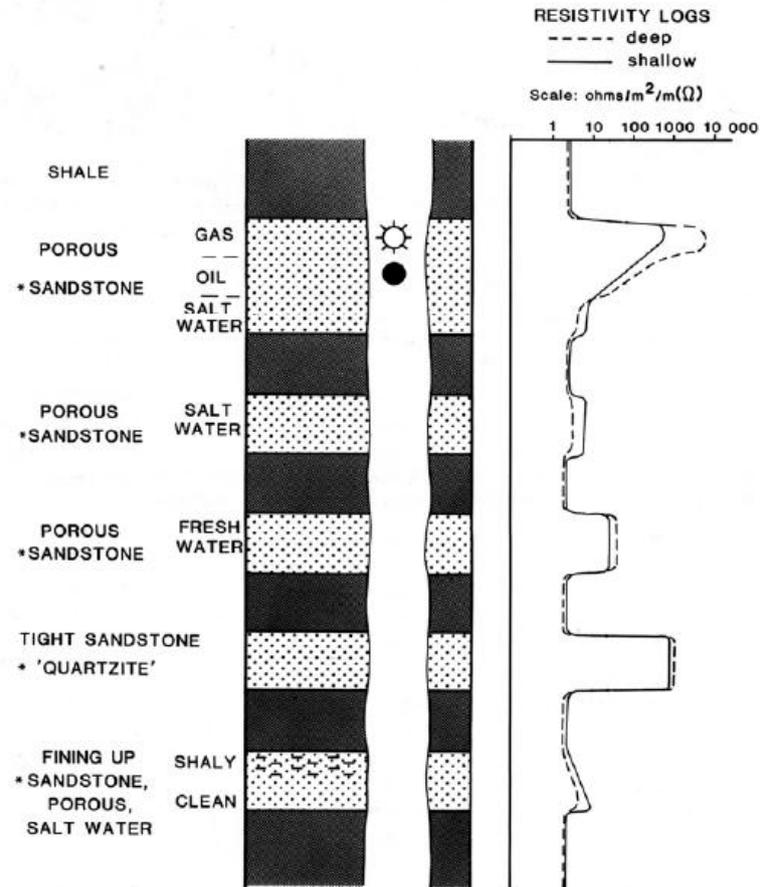


Gambar 8. Respon log densitas terhadap litologi (Rider, 2002).

3. 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 9**. 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 9. Respon log resistivitas (Rider, 2002)

4. Log Neutron

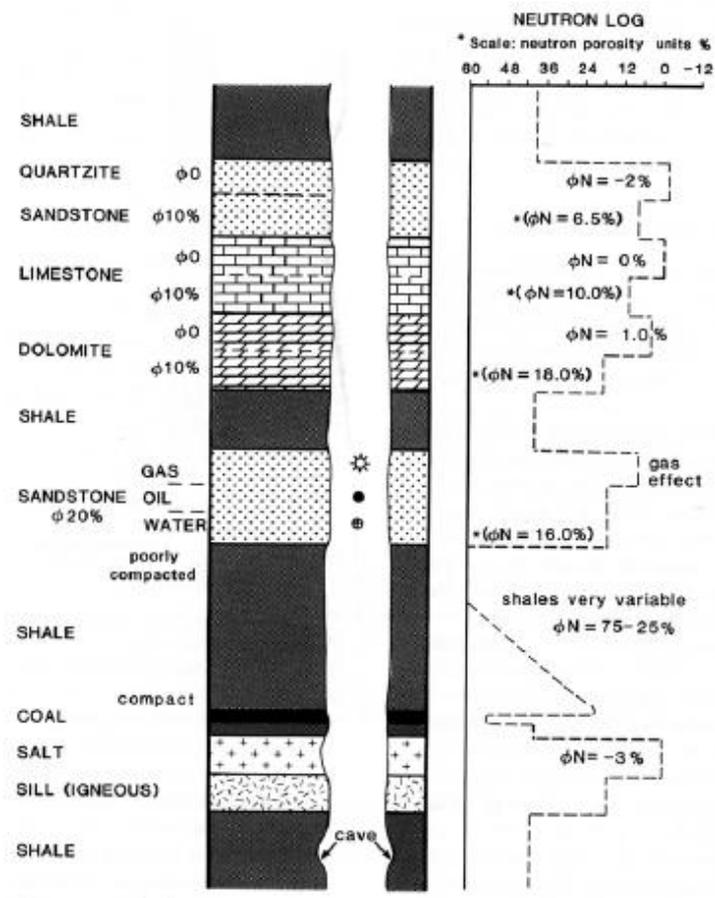
Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Neutron adalah suatu partikel listrik netral yang mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel - partikel neutron 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.

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 hidrogen yang terkandung dalam suatu formasi. Neutron log merespon keberadaan hidrogen 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. Kurva log Neutron dapat dilihat pada **Gambar 11**.

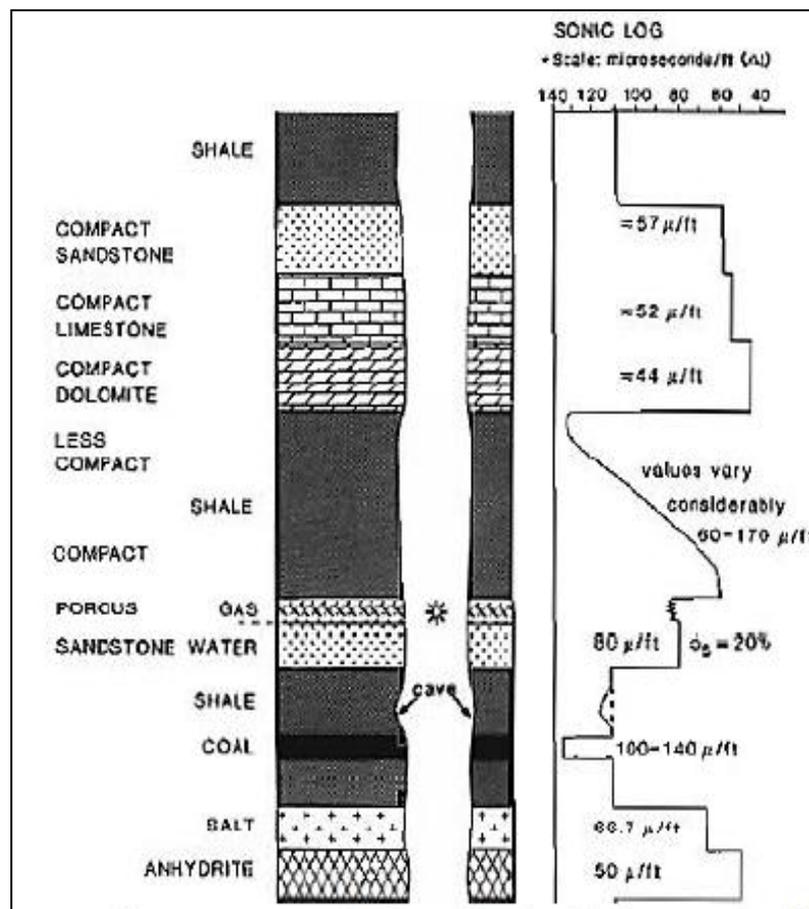


Gambar 11. Respon log neutron terhadap litologi (Rider, 2002)

5. Log *Sonic*

Sonic log merupakan log akustik dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu didalam lapisan batuan. Untuk prinsip kerja alat ini adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (*transmitter*) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan (Δt). Lamanya waktu perambatan bunyi tergantung kepada litologi batuan dan porositas batuanya. Log *sonic* mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara dan dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida, dalam interpretasi seismik dapat digunakan untuk menentukan *interval velocities* dan *velocity profile*, selain itu dapat dikalibrasi dengan penampang seismik, untuk mendertiminasi variasi tekstur dari lapisan pasir – *shale* dan dalam beberapa kasus dapat untuk mengidentifikasi rekahan (*fractures*) (Rider,1996).

BHC atau *Borehole Compensated Sonic Tool* merupakan alat yang sering digunakan dalam pengukuran log *sonic*, dimana alat ini kemungkinan sangat kecil dipengaruhi oleh perubahan-perubahan lubang bor maupun posisi alat sewaktu pengukuran dilakukan dan faktor yang mempengaruhi pengukuran tersebut adalah kepadatan, komposisi serpih, hidrokarbon, rekahan dan pori serta pengaruh dari lubang bor.



Gambar 13. Respon *sonic* untuk berbagai litologi (Rider, 2002)

3.3 MENGIDENTIFIKASI RESERVOAR 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.

3.4 ANALISA PETROFISIKA

Analisa petrofisika merupakan salah satu proses yang penting dalam usaha untuk mengetahui karakteristik suatu reservoir. Melalui analisis petrofisik dapat diketahui zona reservoir, jenis litologi, identifikasi prospek hidrokarbon, porositas, volume *shale* dan saturasi air. Beberapa analisis ini adalah sebagai berikut :

1. *Volume Shale (Vsh)*

Volume Shale (Vsh) yang menunjukkan seberapa banyak kandungan *shale/clay* dalam suatu batuan. Hal ini berpengaruh terhadap sifat batuan karena *shale/clay* menjadi penghambat suatu batuan untuk mengalirkan fluida karena *clay* bersifat *impermeable*. Semakin banyak *clay* yang terdapat pada batuan tersebut maka akan mudah menghambat fluida untuk berada di batuan tersebut dan batuan menjadi kurang baik untuk menjadi sebuah reservoir (Ulum dkk, 2012). Secara matematis, kandungan *Vsh* dapat dihitung dengan persamaan

$$V_{sh} = IGR = \frac{GR_{log} - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}} \quad (1)$$

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})

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. GR_{min} adalah nilai *gamma ray* dari *clean sand*, sedangkan GR_{max} adalah nilai *gamma-ray* dari *shale*. Satuan *gamma ray* adalah API. Menurut (Asquith dan Krygowski, 2004) Selain rumus sederhana di atas terdapat beberapa rumus lain cara menghitung dari V_{shale} :

1. Berdasarkan persamaan *Larionov* pada *Tertiary rocks*:

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

2. Berdasarkan persamaan *Steiber* :

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

3. Berdasarkan persamaan *Clavier* :

$$V_{sh} = 1,7 - [(3,38 - (IGR + 0.7)^2)^{1/2}] \quad (4)$$

4. Berdasarkan persamaan *Larionov* pada *older rock*:

$$V_{sh} = 0,33 \times (2^{2 \times IGR} - 1) \quad (5)$$

2. Porositas

Porositas adalah suatu bagian di dalam batuan yang serupa ruang atau pori-pori yang dapat berisi fluida. Porositas merupakan suatu perbandingan dari volume pori terhadap volume total batuan (Schlumberger, 1989). Rumus dari porositas dalam batuan, yaitu seperti Persamaan 8,

$$Porositas (\phi) = \frac{Volume\ pori}{Volume\ total\ batuan} \quad (8)$$

Parameter yang menentukan tinggi atau rendahnya nilai porositas, yaitu keseragaman butir (sortasi), kompaksi, sementasi, disolusi, dan susunan butir. Porositas yang berasosiasi dengan lempung pada formasi adalah non permeable, sehingga tidak bias dipertimbangkan sebagai porositas efektif. Porositas efektif hanya yang berasosiasi dengan bagian *clean* dari formasi saja. Kandungan lempung dalam batuan dapat menyebabkan pembacaan log menjadi kurang representative dan dapat menyebabkan kesalahan dalam interpretasi. Lempung atau *clay* terdiri dari partikel-partikel sangat kecil dengan luas permukaan yang sangat luas, dan akibatnya dapat mengikat air formasi dalam jumlah banyak di permukaannya.

Porositas berdasarkan proses geologinya diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Porositas primer merupakan porositas yang terjadi bersamaan atau segera setelah proses pengendapan batuan. Jenis batuan sedimen yang mempunyai porositas primer adalah batuan konglomerat, batu pasir dan karbonat. Sedangkan porositas sekunder adalah porositas yang terjadi setelah proses pengendapan batuan (batuan sedimen terbentuk), antara lain akibat aksi pelarutan air tanah atau akibat rekahan (Schlumberger, 1989).

Persamaan 1 diatas akan menghasilkan nilai yang disebut sebagai porositas total batuan atau *PHIT*. Namun, porositas tersebut merupakan porositas kotor dalam arti tidak efektif secara keseluruhan. Porositas efektif merupakan porositas dimana pori-pori yang ada terhubung dan mampu untuk mengalirkan fluida. Pori batuan yang tidak mampu mengalirkan fluida (*isolated*) tidak termasuk dalam definisi porositas efektif atau *PHIE* (Asquith dan Krygowski, 2004).

Secara matematis, persamaan porositas efektif dapat dituliskan sebagai persamaan 9:

$$\text{Porositas Efektif } (\phi_{eff}) = \frac{\text{Volume pori yang berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \quad (9)$$

Nilai porositas yang bervariasi di tiap daerah memiliki kualitas yang bervariasi pula. Porositas menunjukkan seberapa besar volume dari batuan tersebut menampung hidrokarbon. Semakin besar porositas pada batuan reservoir memungkinkan batuan tersebut menampung lebih banyak fluida hidrokarbon. Berdasarkan kualitas, porositas pada batuan reservoir dibedakan menjadi beberapa kelas pada Tabel 1 secara umum.

Tabel 1. Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk, 2005).

Nilai Porositas	Kualitas (umum)
0 – 5%	Diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10%	Buruk (<i>poor</i>)
10 – 15%	Cukup (<i>fair</i>)
15 – 20%	Baik (<i>good</i>)
20 – 25%	Sangat Baik (<i>very good</i>)
>25%	Istimewa (<i>excellent</i>)

Namun terkadang untuk mengetahui tingkat kualitas porositas, haruslah melewati serangkaian uji. Jika menghitung nilai porositas menggunakan parameter

porositas neutron dan porositas densitas, maka dapat menggunakan deretan persamaan 10 hingga persamaan 14:

$$\Phi D = \frac{\rho ma - \rho b}{\rho ma - \rho f} \quad (10)$$

$$\Phi_{tot} = \frac{\Phi N + \Phi D}{2} \quad (11)$$

$$\Phi_{eff} = \sqrt{\frac{\Phi Dc^2 + \Phi Nc^2}{2}} \quad (12)$$

Dimana,

$$\Phi Dc = \Phi D - (\Phi Dsh \times Vsh) \quad (13)$$

$$\Phi Nc = \Phi N - (\Phi Nsh \times Vsh) \quad (14)$$

Keterangan :

ϕD = Porositas Densitas

ρma = Densitas matriks batuan (*gr/cc*) (Lihat table 2)

ρb = Densitas matriks batuan dari log (*gr/cc*) atau RHOB

ρf = Densitas fluida batuan (nilai 1,1 untuk mud, 1 untuk fresh water)

ϕ_{tot} = Porositas Total

ϕN = Porositas Neutron / NPHI

ϕDc = Koreksi porositas densitas

ϕNc = Koreksi porositas neutron

ϕDsh = Porositas densitas shale terdekat

ϕNsh = Porositas neutron shale terdekat

Vsh = *Volume Shale*

Tabel 2. Densitas matriks berbagai litologi (Schlumberger, 1989).

Litologi / Mineral	Pma (g/cm^3)
Soil	1.92
Clay	2.21
Sand	2

Sandstone	2.35
Shale	2.032
Limestone	2.55
Dolomite	2.7

3. Permeabilitas (K)

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida, dengan satuan *millidarcy (md)*. *Permeability* berkaitan dengan porositas efektif tetapi tidak selalu berbanding lurus terhadapnya. Semakin besar porositas efektif, maka semakin besar juga permeabilitasnya. Permeabilitas dikontrol oleh ukuran pori yang berhubungan dan dipresentasikan dengan simbol *K*. Terkadang satuan untuk permeabilitas digunakan dalam *darcy*. Satu *darcy* dapat didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida dengan *viskositas* 1cc dengan laju alir 1 cc/detik pada luas penampang 1 dengan penurunan tekanan 1 *atm/cm*. permeabilitas pada suatu batuan tergantung pada beberapa faktor diantaranya porositas batuan, ukuran pori, bentuk pori, morfologi permukaan pori bagian dalam, susunan pori dan batang pori (topologi dari jaringan pori). Ukuran butir dan distribusinya serta kompaksi dan sementasi (Asquith dan Krygowski, 2004).

Besarnya permeabilitas suatu batuan tergantung pada porositas dan saturasi air dan dapat dihitung dengan menggunakan Persamaan 15. sedangkan kualitas permeabilitas secara umum menurut Koesoemadinata, 1978 dalam Nurwidyanto dkk, dapat dilihat pada table 4.

$$k = a \cdot \frac{\phi^b}{S_w^c} \quad (15)$$

Keterangan :

k = Permeabilitas (*millidarcy*)

- ϕ = Porositas efektif (fraksi)
- S_w = Saturasi air (%)
- a = Konstanta *Schlumberger* = 10000
- b = Konstanta *Schlumberger* = 4.5
- c = Konstanta *Schlumberger* = 2

Tabel 3. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005).

Nilai Permeabilitas	Kualitas (umum)
< 5 mD	Ketat (<i>tight</i>)
5 – 10 mD	Cukup (<i>fair</i>)
10 – 100 mD	Baik (<i>good</i>)
100 – 1000 mD	Sangat Baik (<i>very good</i>)
>1000 mD	Istimewa (<i>excellent</i>)

Permeabilitas Absolut (K_{abs}) adalah permeabilitas bila fluida yang mengalir dalam media berpori terdiri hanya satu macam fluida atau disaturasi 100% fluida. Permeabilitas efektif (K_{eff}) adalah permeabilitas bila fluida yang mengalir dalam media berpori lebih dari satu macam fluida, misalnya (minyak – air), (air – gas), (gas – minyak) atau ketiga-tiganya. Harga permeabilitas efektif dinyatakan sebagai k_o , k_g , k_w , dimana masing-masing untuk minyak, gas dan air. Permeabilitas Relatif (K_{rel}) adalah perbandingan antara permeabilitas efektif pada kondisi saturasi tertentu dengan permeabilitas absolut. Harga permeabilitas relatif (K_{rel}) antara 0 – 1 *darcy*.

4. Resistivitas Air (R_w)

Determinasi harga R_w dapat ditentukan dengan berbagai metode diantaranya dengan menggunakan metode *crossplot* resistivitas – porositas atau rumus *Archie*, serta dari pengukuran di laboratorium. Rumus *archie* dituliskan dalam persamaan berikut :

$$R_{wa} = \frac{R_t}{F} \quad (16)$$

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (17)$$

Dimana,

R_{wa} = Resistivitas Formasi (*apparent resistivity*)

R_t = Resistivitas dalam formasi kandungan air

F = Faktor formasi

ϕ = Porositas

a = *Faktor turtuosisti* (gamping = 1, batupasir = 0,62)

m = *Faktor sementasi* (gamping =2, batupasir = 2.15)

Didalam daerah terinvasi, R_w digantikan oleh R_{mf} karena air formasi didesak keluar oleh fluida yang bersaing dari lumpur pada saat pemboran, yang disebut *mud filtrate*. Untuk mendapatkan harga R_{mf} pada formasi di kedalaman tertentu, maka harus diketahui temperatur formasi dengan Persamaan 18 (Harsono,1997) :

$$T_f = \frac{DF (BHT - ST)}{TD} + TS \quad (18)$$

Dimana,

T_f = Temperatur formasi

DF = Kedalaman formasi (*Depth Formation*)

$ST(TS)$ = Temperatur Permukaan (*Surface Temperature*)

TD = Kedalaman temperature (*Total Depth*)

BHT = Temperatur dasar sumur (*Bottom Hole Temperature*).

Sehingga, penentuan R_{mf} (F) pada temperature formasi dapat menggunakan persamaan 19 sampai 23 :

$$Rm@Tf = \frac{Rmf (TS+6,77)}{Tf+6,77} \quad (19)$$

$$(Terinvansi Lumpur)Rw = Rm@Tf. \frac{Rt}{Rxo} \quad (20)$$

$$(Bersih)Rw = Rm@Tf. \frac{Rt}{Ro} \quad (21)$$

$$Rxo = F. Rmf \quad (22)$$

$$Ro = F. Rw \quad (23)$$

Dimana,

Rw = Resistivitas Air

Rmf = Resistivitas Lumpur (*Mud filtrate*)

Rt = Resistivitas Sebenarnya

Rxo = Resistivitas formasi zona terinvansi

Ro = Resistivitas formasi zona tidak terinvansi (zona jenuh 100% air)

5. Saturasi Air (S_w)

Saturasi air (S_w) adalah besarnya volume pori batuan yang terisi oleh air formasi yang dinyatakan dalam fraksi. Pada zona reservoir, tidak sepenuhnya terisi oleh hidrokarbon. Itulah alasannya tetap dilakukan perhitungan dalam penentuan saturasi air dalam formasi (Asquith dan Krygowski, 2004). Terdapat beberapa metode yang dapat digunakan dalam perhitungan nilai S_w sebagai berikut,

a. Persamaan *Archie*

Persamaan *archie* digunakan pada formasi *clean sand* dengan menghubungkan persamaan index resistivitas dan faktor formasi persamaan ini menggunakan nilai resistivitas sebagai input nilai utamanya perlu diketahui nilai Rw sebelum dapat melakukan perhitungan, dapat dilihat pada Persamaan 23.

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

$$S_w^n = \frac{a.R_w}{\phi^m.R_t} \quad (24)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi Air (%)

m = *factor sementasi* (gamping = 2, batupasir = 2.15)

a = *factor turtuositi* (gamping = 1, batupasir = 0.62)

n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2.0)

ϕ = Porositas efektif (%)

R_w = Resistivitas air (*ohm.m*)

R_t = Resistivitas sebenarnya dari pembacaan log (*ohm.m*)

b. Persamaan Simandoux

Persamaan simandoux efektif menghitung nilai saturasi air pada formasi dengan kehadiran *shale* sebagai pengotornya. Pada Persamaan 25 ini hanya dapat digunakan pada kondisi salinitas tinggi.

$$S_w = \frac{0.4 \times R_w}{\phi e^2} \left[\sqrt{\frac{5 \times \phi e^2}{R_w \times R_t}} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (25)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi Air (%)

ϕe = Porositas efektif (%)

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

R_t = Resistivitas formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

R_{sh} = Resistivitas *shale* (ohm.m)

V_{sh} = *Volume shale* (%)

c. Persamaan Indonesia

Pada kasus perhitungan S_w persamaan Indonesia hanya digunakan pada litologi yang ditemukan di Indonesia. Metode Indonesia akan bekerja dengan baik pada kondisi salinitas menengah hingga rendah dan tidak efektif untuk digunakan pada salinitas yang tinggi dilihat pada Persamaan 26.

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi e^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (26)$$

Keterangan,

S_w = Saturasi Air (%)

ϕe = Porositas efektif (%)

R_w = Resistivitas air formasi (ohm.m)

R_t = Resistivitas formasi dibaca dari kurva resistivitas (ohm.m)

R_{sh} = Resistivitas *shale* (ohm.m)

V_{sh} = *Volume shale* (%)

m = faktor sementasi (gamping = 2, batupasir = 2.15)

a = faktor turtuositi (gamping = 1, batupasir = 0.62)

n = eksponen saturasi (1.8 – 2.5 dengan nilai umum 2.0)

Tabel 4. Interpretasi Saturasi Fluida

SW	Perkiraan Jenis Reservoir
< 50 %	Gas
50 - 75 %	Minyak
> 75%	Air

3.5 PETROLEUM SYSTEM

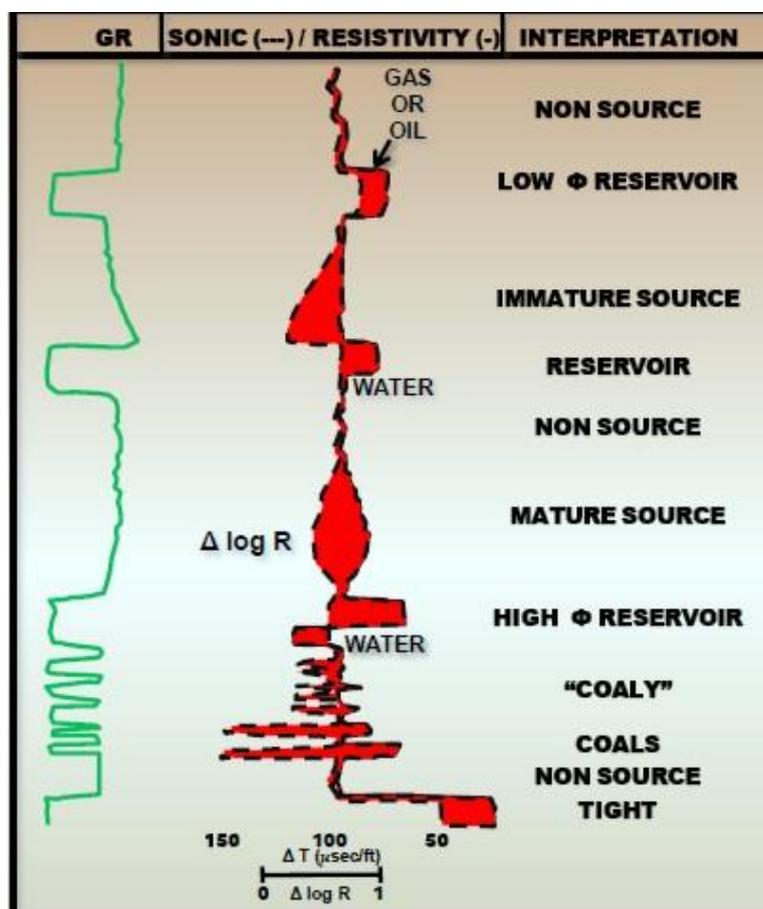
Petroleum System merupakan sistem minyak bumi mencakup batuan sumber hidrokarbon yang matang dan semua akumulasi minyak dan gas yang dihasilkan yang memiliki komposisi kimia berupa *C* dan *H*. Komposisi kimia yang dihasilkan dari proses dekomposisi serta kematangan termal material organik yang berasal dari algae dan tumbuhan. Material organik ini ketika mati kemudian terendapkan, adanya suhu dan tekanan serta waktu yang lama komponen tumbuhan dan algae teralterasi menjadi minyak dan gas. Ini mencakup semua elemen geologi dan proses yang penting jika akumulasi minyak dan gas adalah untuk eksis. Adapun elemen dan proses dari *petroleum system* adalah :

1. *Source rocks* merupakan sedimen yang mengandung material organik yang dapat menghasilkan minyak dan gas bumi dan berfungsi sebagai tempat proses pematangan zat-zat organik. Bahan-bahan organik yang ada dalam sedimen disebut kerogen.

a. *Source Rock Type 1* terbentuk dari sisa-sisa alga yang terdeposit dalam kondisi *anoxic* di danau yang dalam. Tipe ini cenderung untuk menghasilkan minyak mentah yang *waxy* ketika diberikan tekanan panas selama terkubur dalam.

b. *Source Rock Type 2* terbentuk dari plankton laut dan sisa-sisa bakteri diawetkan dalam kondisi *anoxic* di lingkungan laut mereka menghasilkan minyak dan gas ketika mengalami *crack* panas saat penguburan yang mendalam.

c. *Source Rock Type 3* terbentuk dari bahan tanaman darat yang telah didekomposisi oleh bakteri dan jamur dalam kondisi *oxic* atau *sub-oxic*: mereka cenderung untuk menghasilkan sebagian besar gas dengan minyak ringan. Sebagian besar batu bara termasuk dalam tipe 3.



Gambar 14. Interpretasi kualitatif lapisan *source rock*

Faktor Terbentuknya *Source Rock* untuk menjadi *source rock* ada 3 faktor yang mempengaruhi. Yaitu :

- TOC (*total organic karbon*) merupakan kuantitas dari karbon organik yang terendapkan dalam batuan tersebut. Semakin tinggi nilai OC maka akan semakin

baik *source rock* tersebut dan kemungkinan terbentuknya hidrokarbon akan semakin tinggi. TOC yang dapat menghasilkan adalah di atas 1 % . *Total Organic Carbon* atau TOC didefinisikan sebagai jumlah karbon terikat dalam senyawa organik yang terkandung di dalam air itu sendiri. Karbon organik total mengukur semua bahan yang berhidat organik. Jumlah material organik yang ada pada batuan dinyatakan sebagai nilai karbon organik total (TOC/ *Total Organic Carbon*) dalam satuan persen dari batuan dalam keadaan kering. Nilai TOC digunakan sebagai salah satu parameter tahap seleksi awal terhadap batuan sehingga dapat dipisahkan antara batuan yang tidak menarik dan yang menarik untuk dikaji lebih lanjut. (Harsono, 1997). Persamaan empiris untuk menghitung TOC pada batuan yang kaya lempung dari log R adalah :

$$TOC = (\log R) \times 10^{(2.297 - 0.1688 \times LOM)} \quad (27)$$

Secara matematis, menurut Passey, 1990. Rumus untuk menghitung log R dari *overlay log sonic/resistivity* adalah :

$$\log R = \log_{10} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0.02 \times (t - t_{baseline}) \quad (28)$$

Dimana,

TOC = Total Organic Carbon (wt%)

LOM = *Level Of Maturity*

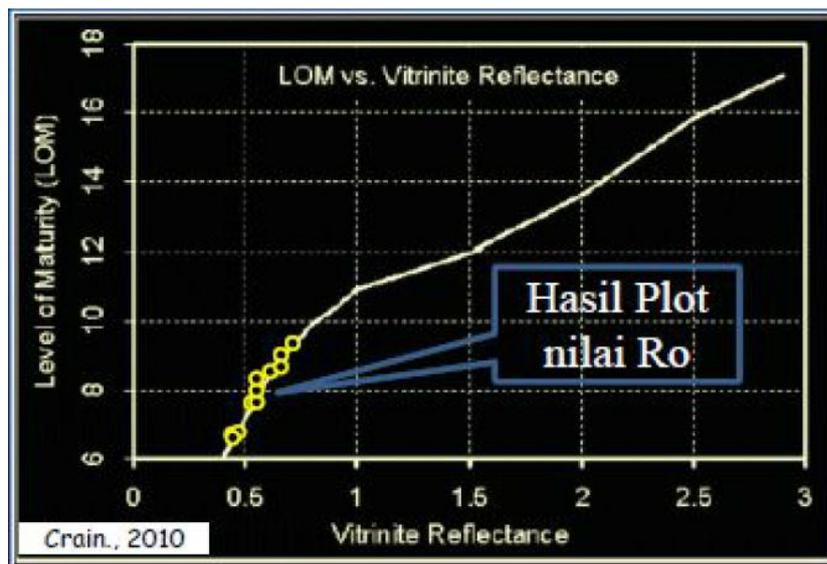
Log R = Kurva sparasi pada *overlay log sonic/resistivity*

R = Resistivitas yang terukur oleh alat logging (*ohm-m*)

T = pengukuran waktu transit ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)

$R_{baseline}$ = nilai resistivitas yang sama dengan $t_{baseline}$ ketika kurva *baseline* berada pada batuan kaya lempung (*non source*).

0.02 = berdasarkan rasio pada $-50 \mu\text{sec}/\text{ft}$ per 1 *resistivity cycle*.



Gambar 15. Grafik *LOM* terhadap nilai *Ro* (Crain, 2010)

Tabel 5. Potensi kualitas kerogen terhadap nilai TOC.

Total Organic Content, Weight %	Kerogen Quality
< 0.5	Very Poor
0.5 to 1	Poor
1 to 2	Fair
2 to 4	Good
4 to 12	Very Good
> 12	Excellent

- Kerogen merupakan kualitas dari *carbon organic* yang terendapkan dalam batuan tersebut. Kerogen akan menentukan hidrokarbon yang akan di bentuk.

Kerogen ada beberapa tipe, diantaranya :

- a. Kerogen Tipe 1 yaitu berasal dari algae yang bersifat lipid yang terbentuk di perairan dangkal, nilai $H/C > 1.5$ dan $O/C < 0.1$ dan menghasilkan minyak.

b. Kerogen Tipe 2 yaitu berasal dari algae dan protozo yang terbentuk di marine sedimen nilai H/C antara 1.2-1.5 dan O/C antara 0.1-0.3 dan menghasilkan minyak dan gas.

c. Kerogen Tipe 3 yaitu berasal dari tumbuhan daratan yang terbentuk di daratan, nilai H/C < 1.0 dan O/C > 0.3 dan menghasilkan gas.

d. Kerogen Tipe 4 yaitu telah mengalami oksidasi sebelum terendapkan sehingga kandungan karbon telah terurai sebelum terendapkan dan tidak menghasilkan hidrokarbon.

- *Maturity* merupakan pematangan dalam proses perubahan zat-zat organik menjadi hidrokarbon dan proses pematangan diakibatkan kenaikan suhu di dalam permukaan bumi. Dimana *maturity* di bagi 3 yaitu antara lain :

a. *Immature* merupakan *source rock* yang belum mengalami perubahan menjadi hidrokarbon.

b. *Mature* merupakan *source rock* yang sedang mengalami perubahan menjadi hidrokarbon.

c. *Overmature* merupakan *source rock* yang telah mengalami pematangan menjadi hidrkarbon (Dewanto, 2015).

2. *Reservoir Rock*

Reservoir rock adalah batuan yang mampu menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon. Dengan kata lain batuan tersebut harus memiliki porositas dan permeabilitas. Jenis reservoir umumnya batupasir dan batuan karbonat dengan porositas 15-30% (baik porositas primer maupun sekunder) serta permeabilitas minimum sekitar 1mD (*mili Darcy*) untuk gas dan 10 mD untuk minyak ringan (*light oil*).

3. *Seal Rock*

Seal rock merupakan batuan halus misalnya batu lempung di atas reservoir sebagai lapisan penudung sehingga migas terjebak dan tidak bermigrasi lebih jauh lagi. Tidak seperti batu reservoir, yang bertindak seperti spons, *seal rock* bertindak seperti dinding dan langit-langit, yang menghalangi cairan untuk bergerak melaluinya. *Seal Rock* yang paling umum adalah *shale*, yang bila dibandingkan dengan batupasir, memiliki ruang yang sangat kecil di dalam untuk cairan (minyak, misalnya) untuk bergerak melaluinya. Meskipun *Seal Rock* mencegah minyak dari bergerak melalui mereka, mereka tidak selalu menghalangi minyak bergerak di sekitar mereka. Untuk mencegah itu, diperlukan semacam jebakan geologi.

4. *Trap*

Trap atau perangkap sangat penting suatu reservoir di lindungi oleh batuan perangkap. Tujuannya agar hidrokarbon yang ada di reservoir itu terakumulasi di tempat itu saja. Jika perangkap ini tidak ada maka hidrokarbon dapat mengalir ketempat lain yang berarti keekonomisannya akan berkurang atau tidak ekonomis sama sekali. Perangkap dalam hidrokarbon terbagi 3 yaitu :

- Perangkap *Structural*, Perangkap Hidrokarbon yang terbentuk dalam struktur geologi seperti lipatan dan patahan.
- Perangkap Stratigrafi, Perangkap Hidrokarbon yang dihasilkan dari perubahan jenis batuan atau pinch-out, ketidakselarasan, atau fitur sedimen lainnya seperti terumbu atau buildups.
- Perangkap Kombinasi, kombinasi antara struktural dan stratigrafi dimana pada perangkap jenis ini merupakan faktor bersama dalam membatasi

bergeraknya atau menjebak minyak bumi. Jebakan merupakan komponen penting dari sistem petroleum.

Berikut merupakan proses *petroleum system* adalah *Generation – Migration – Accumulation of hydrocarbons*, sebagai berikut :

1. Generasi tergantung pada tiga faktor utama:
 - adanya bahan organik cukup kaya untuk menghasilkan hidrokarbon,
 - suhu yang memadai,
 - dan waktu yang cukup untuk membawa batuan hingga matang.
 - Tekanan dan adanya bakteri dan katalis juga mempengaruhi generasi.
 - Generasi merupakan fase kritis dalam pengembangan sistem petroleum.
2. *Migration*

Migrasi adalah Pergerakan hidrokarbon dari batuan sumber ke batuan reservoir. Pergerakan hidrokarbon baru yang dihasilkan keluar dari batuan induk mereka adalah migrasi utama, disebut juga *expulsion*. Gerakan lebih lanjut dari hidrokarbon dalam batuan reservoir kedalam perangkap hidrokarbon atau daerah lain akumulasi adalah migrasi sekunder. Migrasi biasanya terjadi dari daerah struktural rendah ke daerah yang lebih tinggi di bawah permukaan karena daya apung relatif hidrokarbon dibandingkan dengan batuan sekitarnya. Migrasi dapat lokal atau dapat terjadi di sepanjang jarak ratusan kilometer di cekungan sedimen yang besar, dan penting untuk pembentukan sistem petroleum yang layak.

3. *Accumulation*

Akumulasi adalah Tahap dalam pengembangan *Petroleum System* di mana hidrokarbon bermigrasi ke dan tetap terjebak dalam reservoir.

3.6 ANALISIS GEOKIMIA

Geokimia minyak dan gas bumi merupakan aplikasi dari ilmu kimia yang mempelajari tentang asal migrasi, akumulasi serta alterasi minyak bumi. Untuk keperluan identifikasi batuan induk, maka parameter yang dinilai dalam penginterpretasiannya adalah :

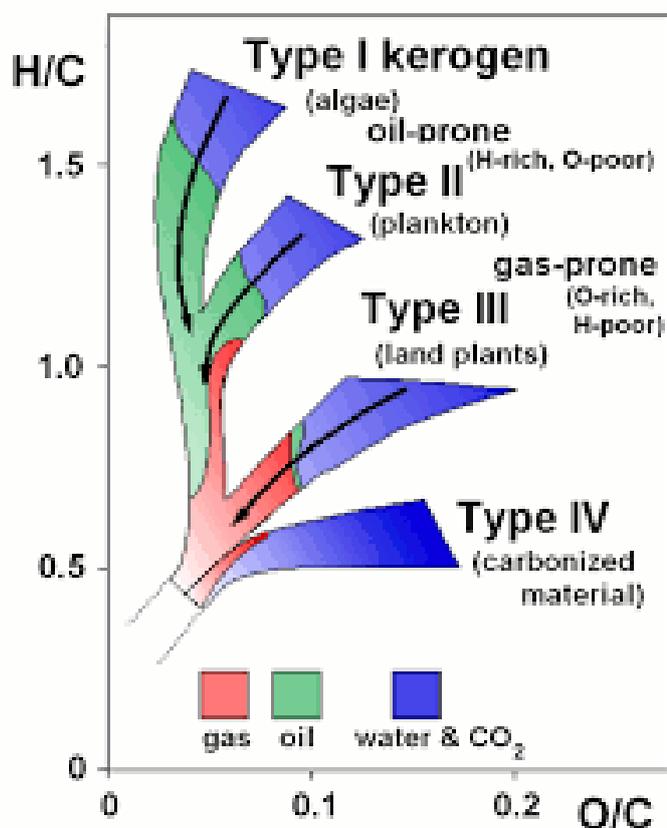
- *Quantity* atau kuantitas yang dapat diperoleh dengan mengetahui persentase jumlah material organik di dalam batuan sedimen.
- *Quality* atau kualitas yang diketahui dengan indeks hidrogen yang dimiliki oleh batuan induk. Dengan mengetahui besarnya maka tipe kerogennya dapat diketahui sehingga produk yang dihasilkan pada puncak pematangan dapat pula diketahui.
- *Maturity* atau kematangan yang mana mengetahui tingkat kematangan suatu batuan dapat diperkirakan kemampuan batuan tersebut untuk menggenerasikan migas. Tingkat kematangan suatu batuan dapat diketahui dengan *Vitrinite Reflectance (%Ro)*, Indeks Alterasi Termal (*TAI*), dan Temperatur maksimum pada pirolisis (*Tmax*).

Ada beberapa hal yang akan diperhatikan dalam analisis batuan induk, yaitu:

- Analisis Kerogen

Material organik akan terpendam dalam sedimen (batuan induk) dalam bentuk yang disebut kerogen. Pengukuran geokimia dapat digunakan untuk menentukan kadar dan tingkat kematangan termal batuan ini. Pengukuran potensi untuk menghasilkan hidrokarbon ditentukan oleh pengukuran *Total Organic Carbon (TOC)* dan *Pyrolysis Yield*. Batuan dengan *pyrolysis yield* lebih besar dari 5kg/ton disebut batuan induk efektif. Untuk peralatan geokimia yang lebih modern lagi, seperti gas *chromatography* dan studi isotop dapat digunakan untuk

menentukan produk hidrokarbon dan juga aplikasi lain, seperti korelasi batuan induk dengan minyak bumi. Deskripsi kerogen secara visual (*optical*) juga dapat menjadi petunjuk yang berguna untuk mengetahui potensi dan tipe hidrokarbon. Pada tabel menunjukkan potensi sumber dari *immature* kerogen berdasarkan indeks hidrogen. Dari pengamatan secara mikroskopik pada cahaya refleksi (*reflected light*), kerogen dapat diklasifikasikan kepada grup *exinite*, *vitrit*, dan *inertinite*. Grup *exinite* terdiri dari maseral dengan potensi minyak yang signifikan, sementara grup *vitrit* adalah penghasil gas (*gas-prone*). Grup *inertinit* tidak mempunyai potensi untuk menghasilkan hidrokarbon. Pengukuran dari *vitritite reflectance* sering digunakan untuk pengukuran indeks kematangan termal.



Gambar 15. Diagram plot "Pseudo" Van Kravelen

- Indikator Kematangan Termal

Vitrinite Reflectance adalah indikator kematangan batuan induk yang paling sering digunakan, dilambangkn dengan R_o (*Reflectance in Oil*). Nilai R_o bervariasi. Untuk menjamin kebenaran pengukuran, maka penentuan nilai R_o diperlukan secara berulang pada sampel yang sama. Bila distirbusi dari *vitritine reflectance* adalah bimodal, maka ada kemungkinan telah terjadi *reworking*. Skala *vitritine reflectance* yang telah dikalibrasikan oleh berbagai parameter kematangan yang lain oleh studi migas adalah sebagai berikut :

- a. $R_o < 0.55$ belum matang (*Immature*)
- b. $0.55 < R_o < 0.8$ telah menghasilkan minyak dan gas bumi.
- c. $0.8 < R_o < 1.0$ minyak berubah menjadi gas bumi (zona kondensat gas)
- d. $1.0 < R_o < 2.5$ *Dry gas*

Vitrinite Reflectance adalah indikator kematangan termal yang sangat baik pada R_o antara 0.7 dan 0.8. salah satu penggunaan *vitritine reflectance* yang juga penting dalam analisis cekungan (*basin analysis*) adalah kalibrasi sejarah termal dan sejarah pengendapan dengan tingkat kematangan pada masa sekarang.

- Analisis REP

Rock Eval Pyrolysis (REP) adalah analisis komponen hidrokarbon pada batuan induk dengan cara melakukan pemanasan bertahap pada sampel batuan induk dalam keadaan tanpa oksigen pada kondisi atmosfer inert dengan temperatur yang terprogram. Pemanasan ini memisahkan komponen organik bebas (*bitumen*) dan komponen organik yang masih terikat dalam batuan induk (*kerogen*). Analisis beberapa parameter-parameter :

1. S_1 (*Free Hydrocarbon*)

S_1 menunjukkan jumlah hidrokarbon bebas yang dapat diuapkan tanpa melalui proses pemecahan kerogen. Nilai S_1 mencerminkan jumlah hidrokarbon bebas yang terbentuk insitu (*Indigeneous Hydrocarbon*) karena kematangan termal maupun karena adanya akumulasi hidrokarbon dari tempat lain (*migrated hydrocarbon*).

2. S_2 (*Pyrolisable Hydrocarbon*)

S_2 menunjukkan jumlah hidrokarbon yang dihasilkan melalui proses pemecahan kerogen yang mewakili jumlah hidrokarbon yang dapat dihasilkan batuan selama proses pematangan secara alamiah. Nilai S_2 menyatakan potensi material organik dalam batuan yang dapat berubah menjadi petroleum. Harga S_1 dan S_2 diukur dalam satuan *mg hidrokarbon/ gram batuan (mg HC/g Rock)*.

3. S_3

S_3 menunjukkan jumlah kandungan CO_2 yang hadir di dalam batuan. Jumlah CO_2 ini dapat dikorelasikan dengan jumlah oksigen di dalam kerogen karena menunjukkan tingkat oksidasi selama diagenesis.

4. T_{max}

Nilai T_{max} ini merupakan salah satu parameter geokimia yang dapat digunakan untuk menentukan tingkat kematangan batuan induk. Harga T_{max} yang terekam sangat dipengaruhi oleh jenis material organik. Kerogen Tipe I akan membentuk hidrokarbon lebih akhir dibanding Tipe III pada kondisi temperatur yang sama. Harga T_{max} sebagai indikator kematangan juga memiliki beberapa keterbatasan lain misalnya tidak dapat digunakan untuk batuan memiliki $TOC < 0.5$ dan $HI < 50$. Harga T_{max} juga dapat menunjukkan tingkat kematangan yang

lebih rendah dari tingkat kematangan sebenarnya pada batuan induk yang mengandung resin yang umum terdapat dalam batuan induk dengan kerogen tipe II.

Kombinasi parameter-parameter yang dihasilkan oleh *Rock Eval Pyrolysis* /dapat dipergunakan sebagai indikator jenis serta kualitas batuan induk, antara lain:

1. *Potensial Yield* ($S_1 + S_2$)

Potensial Yield (PY) menunjukkan jumlah hidrokarbon dalam batuan baik yang berupa komponen *volatile* (bebas) maupun yang berupa kerogen. Satuan ini dipakai sebagai petunjuk jumlah total hidrokarbon maksimum yang dapat dilepaskan selama proses pematangan batuan induk dan jumlah ini mewakili generasi potensial batuan induk.

2. *Production Index* (PI)

Nilai PI menunjukkan jumlah hidrokarbon bebas relatif (S_1) terhadap jumlah total hidrokarbon yang hadir (S_1+S_2). Dapat digunakan sebagai indikator tingkat kematangan batuan induk. PI meningkat karena pemecahan kerogen sehingga S_2 berubah menjadi S_1 .

3. *Hydrogen Index* (HI) dan *Oxygen Index* (OI)

HI merupakan hasil dari $S_2 \times 100/TOC$ dan OI adalah $S_3 \times 100/TOC$. Kedua parameter ini harganya akan berkurang dengan naiknya tingkat kematangan. Harga HI yang tinggi menunjukkan batuan induk didominasi oleh material organik yang bersifat *oil prone*, sedangkan OI tinggi mengindikasikan dominasi material organik *gas prone*. Waples, dalam Kamtono, 2009 menyatakan nilai HI dapat digunakan untuk menentukan jenis hidrokarbon utama dan

kuantitas relatif hidrokarbon yang dihasilkan. Penentuan tipe kerogen berdasarkan analisis *Rock Eval Pyrolysis* dapat dilakukan dilakukan dengan mengeplotkan nilai-nilai HI dan OI pada diagram *Pseudo van Kravelen* atau dengan menggunakan plot *HI-Tmax*.

Tabel 6. Potensi kerogen kurang matang berdasarkan HI (Waples, dalam Kamtono, 2009).

Indeks Hidrogen(<i>mg HC/g TOC</i>)	Produk Utama	Jumlah relatif
< 150	Gas	Sedikit
150 - 300	Minyak dan Gas	Sedikit
300 - 450	Minyak	Sedang
450 - 600	Minyak	Banyak
> 600	Minyak	Sangat Banyak

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Pelaksanaan Penelitian ini dilakukan pada bulan 05 November 2018 hingga 28 Januari 2019 di Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan Lt.5, Bandung. Lalu, dilanjutkan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung s/d Ujian Komprehensif. Tabel 6 merupakan *Time Schedule* dari kegiatan tugas akhir penulis.

Tabel 6. *Time Schedule* penelitian

No	Kegiatan	Bulan (Minggu Ke-)																											
		November				Desember				Januari				Februari				Maret				April				Mei			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur	■	■																										
2	Persiapan dan Pengumpulan			■	■																								
3	Pengolahan					■	■	■	■																				
4	Analisis dan Interpretasi							■	■	■	■																		
5	Laporan									■	■	■	■																
6	Bimbingan											■	■	■	■	■	■												
7	Seminar Usul																			■									
8	Bimbingan																				■	■	■						
9	Seminar																						■						
10	Ujian Komprehensi																										■		

4.2 Perangkat Lunak

Dalam penelitian ini menggunakan beberapa perangkat lunak adalah sebagai berikut :

1. Perangkat Lunak *Techlog64*

Perangkat ini milik *Slumberger* yang digunakan untuk melakukan *quality control* data log, perhitungan awal dan perhitungan sifat-sifat fluida hingga analisa petrofisika lengkap.

2. Perangkat Lunak *Rockworks*

Perangkat ini untuk pengolahan data yang digunakan untuk mendapatkan pemodelan reservoir, *source rock* dan tingkat kematangan.

3. *Microsoft Excel* dan *Microsoft Word*.

Perangkat lunak *Ms. Excel* untuk analisis *Well Inventory* , pembuatan data las dari perhitungan TOC log sedangkan *Ms. Word* digunakan untuk pembuatan laporan penelitian.

4.3 Data Penelitian

Penelitian ini menggunakan beberapa data sebagai berikut :

1. *Well Header*

Well Header merupakan data mengenai riwayat pengeboran suatu sumur yang terdiri dari nilai koordinat x dan y suatu sumur, nilai *kelly bushing surface* (KB), nilai elevasi, nilai total kedalaman sumur dan serta indikasi fluida reservoir

2. Data Sumur

Dalam penelitian ini digunakan 5 data sumur, yaitu sumur AR-1, BL-1, BG-1, BT-1 dan TG-1, yang didalamnya terdapat kelengkapan variasi log pada

Tabel 7.

Tabel 7. Kelengkapan log pada sumur penelitian.

Well Name	Caliper	SP	GR	Density	Neutron	Sonic	Resistivity
AR-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
BL-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
BT-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
BG-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
TG-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

3. Data Geokimia

Data Geokimia yang digunakan dalam penelitian ini berupa data sekunder yaitu nilai R_o , $TOC\ Core$, S_1 , S_2 , S_3 dan T_{max} untuk mendapatkan nilai HI dan OI yang akan digunakan untuk menganalisis Tipe kerogen dan tingkat kematangan suatu hidrokarbon.

4.4 Tahap Pengolahan Data

a. Pengolahan Data Sumur dan Perhitungan Petrofisika

Pengolahan data sumur menggunakan perangkat lunak *Techlog* dengan pemodelan 2D berupa layout data log dan melakukan interpretasi kualitatif dengan zonasi formasi pada sumur serta analisis zona reservoir. Kemudian perhitungan petrofisika meliputi menghitung volume shale (V_{sh}), porositas efektif ($PHIE$), saturasi dengan formula indonesia dikarenakan litologi area penelitian ini didaerah indonesia, serta menghitung permeabilitas sebagai data pendukung untuk interpretasi reservoir. Selain itu, layout data log dilihat *cross over* dari log R_t dan log *sonic* untuk dilakukan interpretasi kualitatif keberadaan *source rock* dan kemudian melakukan perhitungan $TOC\ log$, *Vitirinate Reflectance* (R_o), HI , dan

OI dan nilai yang dihasilkan kemudian di *crossplot* menggunakan diagram “*Pseudo*” *Van Karvelen*.

b. Pengolahan Data Geokimia

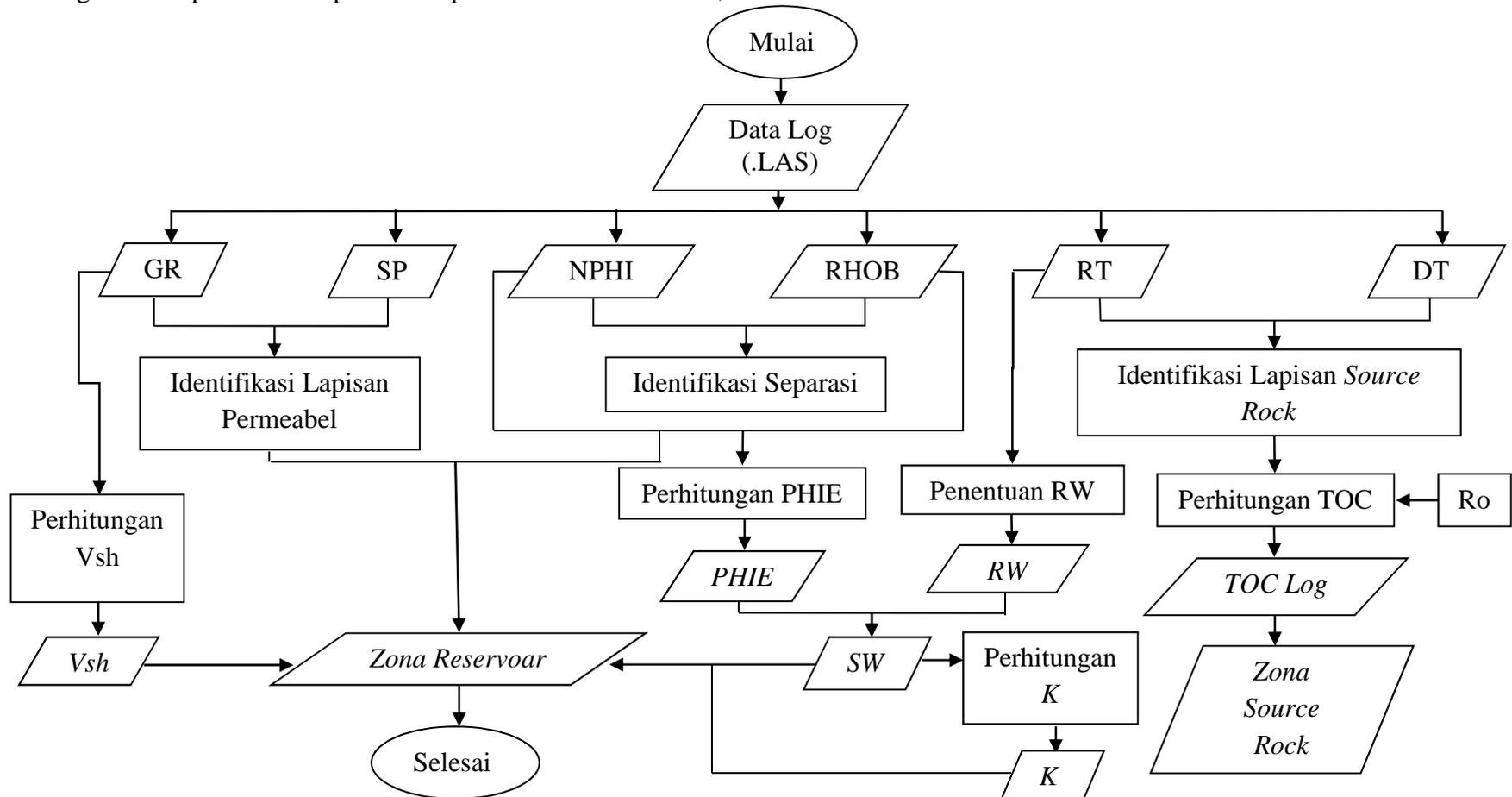
Tahap pengolahan data geokimia ini dilakukan untuk analisis *Rock Eval Pyrolysis* (REP) mendapatkan nilai *TOC log* nya dari *Ro* dan di integrasi dengan parameter *S₁*, *S₂*, *S₃* dan *Tmax* yang telah ada selanjutnya perhitungan *PY*, *PI*, *HI* dan *OI* dan menghasilkan tipe kerogen. Kemudian data *TOC Core*, *S₁*, *S₂*, *S₃* dan *Tmax*, perhitungan *PY*, *PI*, *HI* dan *OI*.

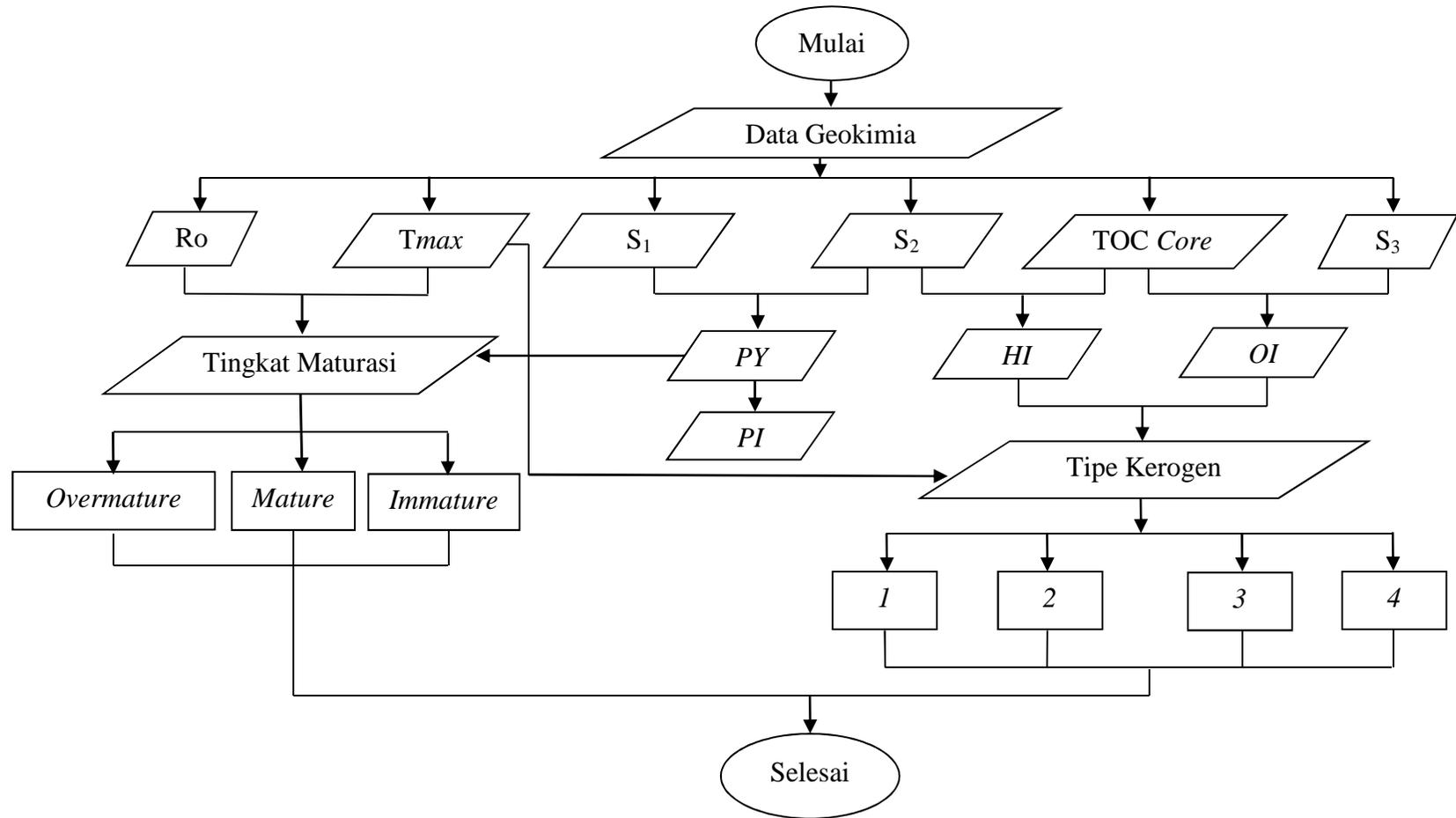
4.5 Tahap Intepretasi Data

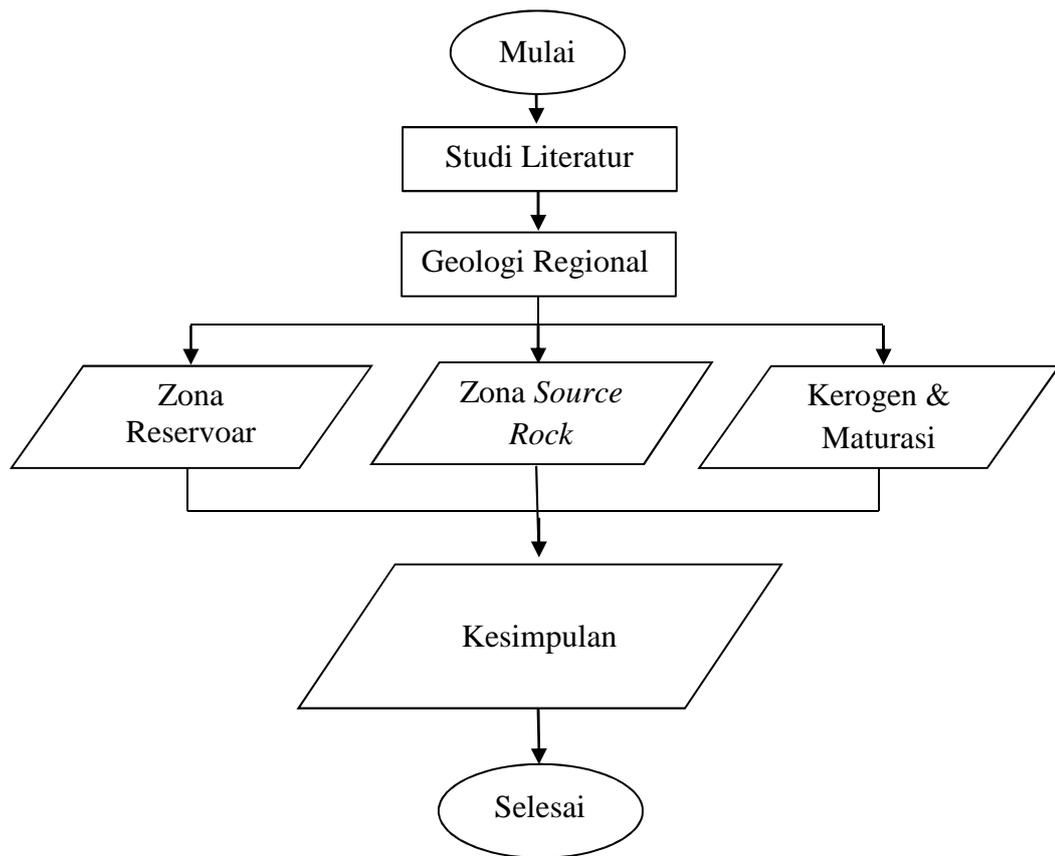
Interpretasi data yang penulis lakukan dalam penelitian ini adalah interpretasi lapisan reservoir pada layout sumur dan interpretasi lapisan *source rock* serta analisis diagram untuk mendapatkan tipe kerogen dan tingkat kematangan hidrokarbon.

4.6 Diagram Alir Penelitian

Diagram Alir penelitian dapat dilihat pada Gambar 17 berikut,







Gambar 17. Diagram alir penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan pada penelitian ini, adalah :

1. Lapisan Reservoir pada 5 sumur di blok kangean yaitu
 - a. Sumur TG-1 pada Zona A dengan litologi *limestone* dan *Sandstone*, terindikasi lapisan reservoir gas dan reservoir minyak.
 - b. Sumur BT-1 pada Zona A dan B dengan litologi *Limestone* dan *Sandstone*, terindikasi lapisan reservoir gas, reservoir minyak, dan reservoir air.
 - c. Sumur AR-1 pada Zona A dan C dengan litologi *limestone* dan *Sandstone*, terindikasi lapisan reservoir gas.
 - d. Sumur BL-1 pada Zona A dengan litologi *limestone*, yang terindikasi lapisan reservoir gas.
2. Lapisan *Source Rock* pada 5 sumur di blok kangean, yaitu :
 - a. Sumur BG-1 pada kedalaman 2200 feet dengan nilai *TOC core* 1.01 dan *TOC Log* 0.8, *Tmax* 361 dan *Hydrogen Index* 329.69 yang masuk dalam kategori *source rock* tipe kerogen III.

- b. Sumur TG-1 pada kedalaman 4000 feet dengan nilai *TOC core* 0.52 dan *TOC Log* 0.22, *Tmax* 435 dan *Hydrogen Index* 120.58 yang masuk dalam kategori *source rock* tipe kerogen IV.
 - c. Sumur AR-1 Pada kedalaman 5270 feet dengan nilai *TOC Core* 1.74 dan *TOC Log* 1.65, *Tmax* 420 dan *Hydrogen Index* 128.16 yang masuk dalam kategori *source rock* tipe kerogen II dan III.
3. Tingkat maturasi hidrokarbon zona reservoir pada blok kangean yaitu *immature* pada sumur BG-1 dan *mature* pada sumur TG-1 dan AR-1.
 4. Volume Reservoir Gas sebesar 126,800,000,000 m³, Reservoir Air 3,300,000,000 m³, *Source Rock Immature* 175,100,000,000 m³, dan *Source Rock Mature* 4,051,300,000,000 m³.

6.2. Saran

Berdasarkan pembahasan pada bab sebelumnya, penulis menyarankan perlu dilakukan proses seismic untuk mengetahui persebaran property reservoir secara lateral dan disarankan untuk nilai rw dilakukan analisis uji laboratorium dengan alasan meningkatkan validitas data.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G. dan Gibson, C. 1982. *Basic Well Log for Geologists*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): USA
- Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis : Second Edition*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): Oklahoma.
- Crain, E.R. 2010. *Unicorns in th garden of good and evil: Part 1-Total Organic Carbon (TOC)*. CSPG Reservoir, p. 31-34.
- Dewanto, O. 2009. *Buku Ajar Well Logging*. Lampung: Universitas Lampung.
- Dewanto, O. 2016. *Petrofisika Log*. Edisi-1 November 2016. Lampung: Universitas Lampung.
- Dewanto, O. 2015. *Buku Ajar Geomigas*. Edisi-1 September 2015. Lampung: Universitas Lampung.
- Doveton, J. H. 1986. *Log Analysis of Subsurface Geology*, John Wiley and Sons Inc, USA.
- Ellis, D.V. dan Singer, J.M. 2008. *Well Logging for Earth Scientists: Second Edition*. Springer: Dordrecht, The Netherlands.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log: Edisi Revisi-8*. Schlumberger Oil Services: Indonesia.
- Kamtono, P., Putra, P.S., dan Hendrizan, M. 2009. Karakteristik Batuan Sumber (*Source Rock*) Hidrokarbon pada Formasi Batuasih di daerah Sukabumi, Jawa Barat. *Jurnal Geologi Indonesia*, Vol.4. Bandung
- Mujiono dan Pireno. 2002. Exploration of the north Madura platform offshore, east java Indonesia. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 28th annual convention*.

- Nainggolan, T. B, M. Muh. N. Iqbal dan Subarsyah. 2018. Dekomposisi Spektral dengan Transformasi Wavelet Kontinyu untuk Deteksi Zona Hirdokarbon di Perairan Bali Utara. *Jurnal PPPGL*. Bandung.
- Nurwidyanto, M.I., Noviyanti, I. dan Widodo, S. 2005. Estimasi Hubungan Porositas dan Permeabilitas pada Batupasir (Study Kasus Formasi Kerek, Ledok, Selorejo). *Jurnal Berkala Fisika*. 8 (3), p. 87 – 90.
- Ponto. 1996. *Petroleum geology of Indonesian basins-principles, mehods and application*, V.4, East Java Basins, Jakarta.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs : Second Edition*. Interprint Ltd.: Malta.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised 2002*. Scotland: Whittles Publishing.
- Satyana, A.H. 2005. Petroleum geology of Indonesia: Current concepts (pre-convention course): *Indonesian Association of Geologists 34th Annual Convention Proceedings*, Surabaya, Indonesia, November 2005.
- Satyana, A. H. Djumiati, M. 2003 Oligo- Miosen Carbonates of the east Java Basin Indonesia, AAPG, *International Conference*, Barecelona.
- Satyana, Awang H., Lambok P. Marpaung, Margaretha E.M. Purwaningsih, dan M. Kusuma Utama, 2005. *Regional Gas Geochemistry of Indonesia: Genetic Characterization and Habitat of Natural Gases, Proc. Of Indon. Petro. Assoc.*, 31, Annual convention.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles / Applications*. Schlumberger Wireline & Testing : Texas.
- Sribudiyani, M.N., R. Ryacudu, T. Kunto, P. Astono, I. Prasetya, B. Sapie, S. Asikin, A.H. Harsolumakso, dan I. Yulianto. 2003. The collision of the East Java microplate and its implication for hydrocarbon occurrences in the East Java Basin: *Proceedings Indonesian Petroleum Association 30th Annual Convention & Exhibition*.
- Ulum, Y.N., Hastuti, E.W.D. dan Herlina, W. 2012. Studi Evaluasi Data Logging dan Sifat Petrofisika Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Pada Lapisan Batupasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Universitas Sriwijaya*. Universitas Sriwijaya