

**ANALISIS SATURASI AIR (S_w) BERDASARKAN DATA *LOG*
DAN *CORE* UNTUK MENGIDENTIFIKASI KANDUNGAN
FLUIDA PADA LIMA SUMUR DI-LAPANGAN “L”
JAWA TENGAH**

(Skripsi)

Oleh

**Lola Anjelika
1915051019**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2026**

**ANALISIS SATURASI AIR (S_w) BERDASARKAN DATA *LOG*
DAN *CORE* UNTUK MENGIDENTIFIKASI KANDUNGAN
FLUIDA PADA LIMA SUMUR DI-LAPANGAN “L”
JAWA TENGAH**

Oleh

Lola Anjelika

(Skripsi)

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

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2026**

ABSTRAK

ANALISIS SATURASI AIR (S_w) BERDASARKAN DATA *LOG* DAN *CORE* UNTUK MENGIDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA PADA LIMA SUMUR DI-LAPANGAN “L” JAWA TENGAH

Oleh

LOLA ANJELIKA

Penurunan cadangan hidrokarbon dan keterbatasan penemuan lapangan baru menuntut evaluasi reservoir yang lebih akurat, khususnya dalam penentuan distribusi fluida. Salah satu parameter penting dalam evaluasi reservoir adalah saturasi air (S_w), yang digunakan untuk mengidentifikasi potensi hidrokarbon. Penelitian ini bertujuan menganalisis saturasi air berdasarkan data *log* dan data *core* untuk mengidentifikasi kandungan fluida pada lima sumur (LA-1 hingga LA-5) di Lapangan “L”, Jawa Tengah.

Metode penelitian meliputi analisis petrofisika menggunakan data *well logging* berupa *log gamma ray*, resistivitas, *neutron*, dan densitas. Parameter yang dianalisis meliputi *shale volume*, porositas efektif, dan saturasi air. Penentuan nilai S_w dilakukan melalui perhitungan manual dan menggunakan perangkat lunak *Interactive Petrophysics* (IP), kemudian dibandingkan dengan data *core* sebagai acuan. Selain itu, dilakukan analisis korelasi antara S_w manual, S_w IP, dan S_w *core* untuk menilai tingkat kesesuaian hasil.

Hasil penelitian menunjukkan adanya variasi nilai *shale volume*, porositas, dan saturasi air pada masing-masing sumur dan zona target reservoir. Perbandingan antara S_w manual, S_w IP, dan S_w *core* menunjukkan tingkat kesesuaian yang cukup hingga baik, sehingga data *log* dapat digunakan dalam evaluasi saturasi air. Berdasarkan hasil tersebut, beberapa zona reservoir diinterpretasikan memiliki potensi hidrokarbon di Lapangan “L”.

Kata kunci: saturasi air, *well logging*, data *core*, data *log*, petrofisika

ABSTRACT

WATER SATURATION (S_w) ANALYSIS BASED ON LOG AND CORE DATA TO IDENTIFY FLUID CONTENT IN FIVE WELLS IN FIELD ‘L’, CENTRAL JAVA

By

LOLA ANJELIKA

The decline in hydrocarbon reserves and the limited discovery of new fields require more accurate reservoir evaluation, particularly in determining fluid distribution. One of the key parameters in reservoir evaluation is water saturation (S_w), which is used to identify hydrocarbon potential. This study aims to analyze water saturation based on log and core data to identify fluid content in five wells (LA-1 to LA-5) located in Field “L”, Central Java.

The methodology includes petrophysical analysis using well logging data consisting of gamma ray, resistivity, neutron, and density logs. The analyzed petrophysical parameters include shale volume, effective porosity, and water saturation. Water saturation values were determined through manual calculations and using Interactive Petrophysics (IP) software, then compared with core data as a reference. In addition, correlation analysis was conducted between manual S_w , IP S_w , and core S_w to evaluate the consistency of the results.

The results indicate variations in shale volume, porosity, and water saturation across each well and reservoir target zone. The comparison between manual S_w , IP S_w , and core S_w shows fair to good agreement, indicating that log data can be reliably used for water saturation evaluation with core data as validation. Based on these results, several reservoir zones in Field “L” are interpreted to have hydrocarbon potential.

Keywords: water saturation, well logging, core data, log data, petrophysics

Judul Skripsi : ANALISIS SATURASI AIR (Sw) BERDASAR-KAN DATA LOG DAN CORE UNTUK MENGIDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA PADA LIMA SUMUR DI-LAPANGAN "L" JAWA TENGAH.

Nama Mahasiswa : Iola Anjelika

Nomor Pokok Mahasiswa : 1915051019

Program Studi : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik



1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

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

Pembimbing II

**Sandri Erfani, S.Si., M.Eng.
NIP. 19890215 201903 1 016**

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

**Dr. Ir. Syamsurrijal Rasimeng, S.Si., M.Si., C.EIA, IPM.
NIP 19730716 200012 1 002**

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua

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



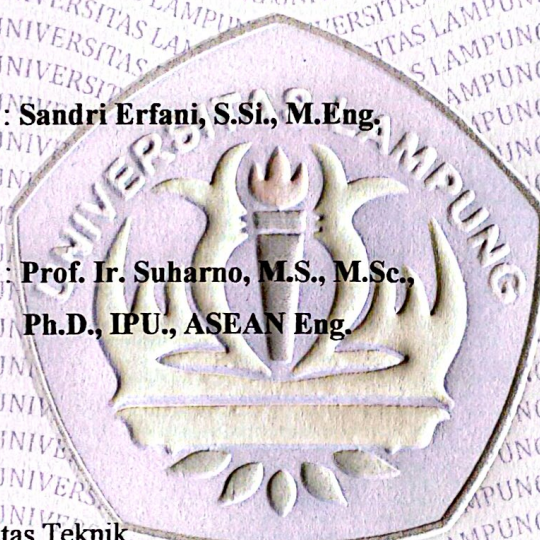
Sekretaris

: **Sandri Erfani, S.Si., M.Eng.**



Anggota

: **Prof. Ir. Suharno, M.S., M.Sc.,
Ph.D., IPU., ASEAN Eng.**



2. Dekan Fakultas Teknik



: **Dr. Ahmad Herison, S.T., M.T.**

NIP. 19691030 200003 1 001

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 28 Januari 2026

PERNYATAAN

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

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

Bandar Lampung, 05 Februari 2026

Penulis



Lola Anjelika

NPM. 1915051019

RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama Lola Anjelika, dilahirkan di Lampung Barat, tepatnya di Way Mengaku pada 19 November 2001. Penulis merupakan putri dari pasangan Bapak Antonizar dan Ibu Wiji Astutik yang berdomisili di Kabupaten Lampung Utara, Provinsi Lampung. Pendidikan formal penulis dimulai dari Sekolah Dasar SDN 01 Penagan Ratu yang diselesaikan pada tahun 2013. Selanjutnya, penulis melanjutkan pendidikan ke jenjang Sekolah Menengah Pertama di SMPN 01 Kotabumi dan lulus pada tahun 2016. Pendidikan Sekolah Menengah Atas ditempuh di SMAN 03 Kotabumi dan diselesaikan pada tahun 2019.

Pada tahun 2019, penulis melanjutkan pendidikan ke jenjang perguruan tinggi di Universitas Lampung, Fakultas Teknik, Jurusan Teknik Geofisika. Selama masa perkuliahan, penulis aktif dalam berbagai kegiatan akademik maupun nonakademik. Penulis tergabung sebagai anggota Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HIMA TG Bhuwana) pada bidang media dan informasi. Selain itu, penulis juga aktif dalam organisasi kerohanian kampus seperti Birohmah Universitas Lampung dan FOSSI FT Unila. Selain kegiatan akademik, penulis memiliki pengalaman pengabdian sebagai pengajar di TPQ Ulul Albaab di Bandar Lampung sejak tahun 2021.

Dalam bidang kewirausahaan, penulis pernah menjadi ketua tim pada program kewirausahaan mahasiswa dan berhasil memperoleh pendanaan melalui Program Mahasiswa Wirausaha (PMW) pada tahun 2021. Pada tahun 2022, penulis melaksanakan Kuliah Kerja Nyata (KKN) sebagai bentuk pengabdian kepada masyarakat. Pada tahun yang sama, penulis juga melaksanakan Kerja Praktik (KP) di Badan Meteorologi, Klimatologi, dan Geofisika (BMKG) dengan judul **“Pemetaan**

Seismisitas pada Skala > 3 SR di Wilayah Lampung dan Sekitarnya Menggunakan *Software* QGIS", sebagai bagian dari penerapan ilmu geofisika secara langsung di dunia kerja. Pada akhir masa studi, penulis menyelesaikan penelitian Tugas Akhir dengan judul **"Analisis Saturasi Air (Sw) Berdasarkan Data *Log* dan *Core* untuk Mengidentifikasi Kandungan Fluida pada Lima Sumur di-Lapangan "L" Jawa Tengah"**, sebagai syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik (S.T.) pada Program Studi Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Selama kuliah penulis juga mengikuti berbagai seminar dan webinar ilmiah di bidang geofisika, energi, dan mitigasi bencana. Selama kuliah penulis pernah menulis karya yang sudah pernah menulis karya yang sudah dipublikasikan dengan judul **"Penerapan Metode Inversi Dalam Pendugaan Nilai Resistivitas"** pada Jurnal Teknik Sains Vol 06 No 02 pada tahun 2021.

PERSEMBAHAN

Alhamdulillāhi rabbil ‘ālamīn.

Dengan rasa syukur ke hadirat Allah SWT, karya ini penulis persembahkan sebagai hasil dari ikhtiar dan doa yang telah dilalui.

Karya ini penulis persembahkan kepada kedua orang tua tercinta. Doa, kasih sayang, dan dukungan yang tidak pernah putus menjadi kekuatan utama penulis dalam menyelesaikan studi ini. Atas ridho dan restu kalian, penulis dapat bertahan hingga tahap ini.

Persembahan ini juga penulis sampaikan kepada keluarga besar yang selalu memberikan semangat, perhatian, dan dukungan. Kehadiran keluarga menjadi sumber motivasi dalam setiap proses yang dijalani.

Penulis mengucapkan terima kasih kepada para dosen dan pembimbing atas bimbingan, arahan, serta ilmu yang diberikan dengan penuh kesabaran. Setiap masukan sangat berarti dalam penyusunan karya ini.

Karya ini juga penulis persembahkan kepada sahabat, teman seperjuangan, rekan organisasi, KKN, Kerja Praktik, serta seluruh teman Teknik Geofisika. Terima kasih atas kebersamaan, dukungan, dan semangat selama masa perkuliahan.

Persembahan ini turut penulis tujukan kepada masyarakat dan lingkungan sekitar yang telah memberi kesempatan kepada penulis untuk belajar mengabdikan dan berbagi. Pengalaman tersebut menjadi pelajaran berharga tentang arti kebermanfaatan.

Semoga karya ini dapat memberikan manfaat dan menjadi langkah awal bagi penulis untuk terus belajar dan berkarya.

MOTTO

“Hidup bukan tentang siapa yang paling cepat sampai, tetapi tentang siapa yang paling kuat bertahan dan tetap berbuat baik di setiap prosesnya.”

“Ketika Tuhan berkehendak menjadikan seseorang berhasil, Dia akan terlebih dahulu mengambil kenyamanannya, menguji kesabarannya, membuatnya merasakan kesendirian, serta menguji imannya, karena sebelum Dia memberikannya kehidupan yang diimpikan, Tuhan membentuk pribadi yang mampu menjalaninya.”

*“Allah tidak membebani seseorang melainkan sesuai dengan kesanggupannya.”
(QS. Al-Baqarah: 286).*

“No matter how bad people treat you, never be a bad person to take revenge. Stay gentle. God knows what you’ve been through”

“Seburuk apapun halaman sebelumnya, langkahmu tetap masa depan. Tugasmu hanya menjadi baik bukan hanya sempurna. Hanya perlu menjadi lebih baik dari hari kemarin, bukan lebih baik dari orang lain.”

KATA PENGANTAR

Puji Syukur kita panjatkan kehadirat Allah SWT yang mana kita pada saat ini diberikan banyak kemudahan diberikan kesehatan, diberikan nikmat sehat, nikmat iman dan nikmat Islam. Taklupa juga kita haturkan sholawat serta salam kepada baginda kita nabi besar nabi Muhammad SAW, yang mana kita telah dibawa dari zaman Zahiliah menuju zaman yang terang benderang seperti sekarang. Syukur Alhamdulillah penulis telah menyelesaikan laporan akhir yang berjudul **“ANALISIS SATURASI AIR (Sw) BERDASARKAN DATA LOG DAN DATA *CORE* UNTUK MENGIDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA PADA LIMA SUMUR DI-LAPANGAN “L” JAWA TENGAH”** dengan sebaik-baiknya.

Tak lupa juga penyusun mengucapkan banyak-banyak terimakasih kepada banyak pihak yang terlibat dalam baik itu saat kerja praktek maupun saat penyusunan laporan ini. Demikian, penyusun berusaha dengan semaksimal mungkin demi kesempurnaan penyusunan laporan ini baik dari hasil kegiatan belajar mengajar di perkuliahan, maupun dalam menunaikan praktik kerja di dunia industri.

Penyusun menyadari adanya kekurangan dalam laporan ini saran dan kritik yang sifatnya membangun begitu diharapkan oleh penyusun demi kesempurnaan dalam penulisan laporan berikutnya.

Bandar Lampung, 05 Februari 2026

Lola Anjelika

SANWACANA

Puji dan syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT karena atas rahmat dan kehendak-Nya penulis masih diberi kekuatan untuk bertahan hingga akhirnya dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **“Analisis Saturasi Air (Sw) Berdasarkan Data Log dan Core untuk Mengidentifikasi Kandungan Fluida pada Lima Sumur di-Lapangan “L” Jawa Tengah”**. Skripsi ini tidak hanya lahir dari proses akademik tetapi juga dari perjalanan hidup yang panjang penuh lelah air mata doa dan pelajaran yang perlahan membentuk penulis menjadi pribadi yang lebih kuat.

Pada kesempatan kali ini penulis ingin mengucapkan rasa terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. **Bapak Dr. Hj. Ahmad Herison, S.T., M.T.**, selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
2. **Bapak Dr. Ir. Syamsurizal Rasimeng, S.Si., M.Si., C.EIA, IPM.**, selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung, atas arahan, kebijakan, dan dukungan yang diberikan selama proses perkuliahan hingga penyusunan skripsi.
3. **Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**, selaku Dosen Pembimbing I skripsi, yang telah meluangkan waktu, tenaga, dan pikiran dalam memberikan bimbingan, arahan, serta masukan yang sangat berarti dalam penyelesaian skripsi ini.
4. **Bapak Sandri Erfani, S.Si., M.Eng.**, selaku Dosen Pembimbing II skripsi, yang telah memberikan saran, kritik, serta koreksi yang membangun sehingga skripsi ini dapat diselesaikan dengan lebih baik.
5. **Bapak Prof. Ir. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D., IPU., ASEAN Eng.**, selaku Dosen Penguji skripsi, atas masukan, evaluasi, dan perbaikan yang sangat

bermanfaat dalam penyempurnaan skripsi ini.

6. **Bapak Dr. Alimuddin Muchtar, S.Si., M.Si., C.EIA**, selaku Dosen Pembimbing Akademik (PA), yang telah memberikan bimbingan, nasihat, serta arahan akademik selama penulis menempuh studi di Jurusan Teknik Geofisika.
7. **Segenap Dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung**, yang telah memberikan ilmu pengetahuan, wawasan, dan pengalaman selama proses perkuliahan, serta seluruh staf akademik Jurusan Teknik Geofisika atas bantuan administrasi yang diberikan.
8. Terima kasih yang tidak akan pernah cukup penulis ucapkan kepada Ibunda tercinta **Wiji Astutik**. Terima kasih karena selalu sabar menunggu. Terima kasih karena menjadi tempat pulang paling aman. Menjadi pendengar paling setia. Menjadi teman berbagi untuk semua keluh yang penulis rasakan ketika dunia terasa terlalu berat. Terima kasih karena tidak pernah lelah menguatkan.
9. Ucapan terima kasih yang paling dalam penulis sampaikan kepada Ayahanda tercinta **Antonizar S.H., M.M.**, terima kasih karena tetap berdiri sebagai penopang keluarga. Terima kasih karena terus bekerja tanpa banyak keluhan. Terima kasih karena selalu berusaha mencukupi kebutuhan anakmu. Terima kasih karena tidak pernah memperlmasalahkan lamanya proses yang penulis jalani. Diam-diam doa dan kerja kerasmu menjadi kekuatan terbesar penulis.
10. Terima kasih kepada adik-adik penulis yang menjadi alasan untuk tetap bertahan. Untuk **Rioga Kurniawan**, daeng minta maaf karena sering ribut dan banyak ngomel. Semua itu bukan karena daeng tidak sayang, tapi karena daeng ingin kamu jadi lebih baik dan tidak salah jalan. Kalau caranya sering bikin kamu capek, maafin daeng ya. Daeng selalu berharap kamu bisa mencapai semua cita-citamu. Semoga langkahmu dimudahkan dan hidupmu ke depan lebih baik dari hari ini.
11. Untuk **Sinta Adelia**, maaf karena sering menyuruh dan menuntut. Semua itu lahir dari rasa sayang dan harapan agar kamu kuat dan berani bermimpi. Tetap semangat mengikuti olimpiade. Semoga langkahmu sampai ke tingkat nasional dan semoga cita-citamu untuk masuk kedokteran segera tercapai.

12. Untuk **Haikal Kurniawan**, terima kasih karena selalu baik kepada daengmu. Terima kasih karena selalu ingat daeng, selalu memberi nasihat meskipun masih kecil, dan selalu berbagi makanan tanpa pernah menghitung banyak atau sedikit. Kamu sering mengingatkan daeng tentang banyak hal. Semoga kelak kamu tumbuh menjadi orang berilmu dan berhati baik.
13. Untuk **Habibi Kurniawan**, terima kasih sudah lahir ke dunia ini. Terima kasih karena selalu membuat daeng bersemangat. Terima kasih karena selalu mencari dan mengingat daeng. Tetap sehat ya sayang. Semoga suatu hari kita bisa berkumpul kembali dan berbincang panjang dengan bahagia.
14. Terima kasih juga kepada **Bunda Nuraina** dan adik-adik penulis **Amelda Ramdini, Siska Ramdini, dan Cahaya Ramdini** atas kebersamaan mengiringi langkah penulis.
15. Terima kasih kepada sepupu pengganti figure kakak, **Linda Octari**. Terima kasih karena telah mendengarkan semua cerita penulis dari awal sampai akhir. Terima kasih karena sudah menyadarkan penulis tentang banyak hal dalam hidup. Semoga rencana pernikahanmu berjalan lancar dan hidupmu selalu dipenuhi kebahagiaan.
16. Terima kasih juga kepada **Siska Ramdini** yang selalu ada untuk mendengar dan menguatkan. Semoga kesedihan kamu segera terlewati dan kebahagiaan yang kamu tunggu segera datang.
17. Terima kasih kepada sahabat-sahabat penulis **Sindi, Diah, Mba Sabrina, dan Dewi** yang telah mendengarkan banyak cerita tanpa lelah. Terima kasih karena tetap tinggal meskipun penulis sering datang dengan cerita yang berat. Semoga kita semua sukses!
18. Terima kasih kepada teman-teman seperjuangan **Angkatan 2019 Teknik Geofisika** tanpa terkecuali, yang telah kebersamai dan banyak memberikan ilmu dalam dunia perkuliahan ini.
19. Terima kasih kepada teman seperjuangan akhir semester **Isti, Wawa, Abi, Dirga, Finna, Debora, Gina, dan Yessica**, yang mana telah menemani masa-masa akhir, sekaligus banyak membantu untuk semester akhir ini.
20. Terima kasih kepada teman-teman Kerja Praktik **Bila, Tata, dan Nada** atas kebersamaan dan proses yang telah dilalui bersama.

21. Terima kasih kepada teman-teman KKN **Dewi, Mba Febri, Feby, Erwin, Rajasa, dan Ghiffari** atas kenangan dan pelajaran berharga yang penulis dapatkan selama mengenal kalian.
22. Terima kasih juga kepada **Firda dan Ocha** yang pernah menjadi bagian dari perjalanan hidup penulis di masa perkuliahan. Meskipun saat ini penulis memilih menjaga jarak, penulis tetap berterima kasih atas kebersamaan dan pelajaran hidup yang pernah diberikan.
23. Dan terakhir, terima kasih untuk diri sendiri. Terima kasih karena sudah bertahan sejauh ini. Terima kasih karena tidak menyerah meskipun pernah berada di titik paling gelap hingga harus masuk ke ruang dokter jiwa dan berjuang melawan depresi. Terima kasih karena tetap memilih hidup. Tetap melangkah. Tetap menyelesaikan apa yang telah dimulai.

Semoga skripsi ini menjadi saksi bahwa penulis pernah berjuang sekuat tenaga untuk bertahan dan tumbuh.

DAFTAR ISI

	Halaman
ABTRAK	ii
<i>ABSTRACT</i>	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
PERSEMBAHAN	ix
MOTTO	x
KATA PENGANTAR	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI	xvi
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxii
 I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian	3
1.3 Batasan Masalah	3
 II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1 Lokasi Penelitian	4
2.2 Geologi Regional.....	6
2.2.1 Geologi Regional.....	6
2.2.2 Struktur Geologi Regional.....	9
2.2.3 Stratigrafi Regional	10
2.2.3.1 Formasi Tawun.....	11

2.2.3.2 Formasi Ngrayong	12
2.2.3.3 Formasi Wonocolo	12
2.2.3.4 Formasi Ledok.....	13
2.2.4 Fisiografi Regional	13
2.2.5 Tektonik <i>Setting</i>	16
2.3 <i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa Timur Utara	19
2.3.1 Batuan Induk (<i>Source Rock</i>).....	20
2.3.2 Batuan Reservoir (<i>Reservoir Rock</i>)	21
2.3.3 Batuan Tudung (<i>Seal Rock</i>).....	21
2.3.4 Migrasi (<i>Migration</i>).....	21
2.3.5 Perangkap (<i>Trap</i>).....	21
III. TEORI DASAR	
3.1 <i>Well logging</i>	23
3.2 Jenis-jenis <i>Log</i>	25
3.2.1 <i>Gamma ray log</i>	25
3.2.2 <i>Resistivity log</i>	28
3.2.3 <i>Neutron Log</i>	30
3.2.4 <i>Density log</i>	31
3.3 Analisis Petrofisika.....	34
3.3.1 <i>Shale Volume (V_{sh})</i>	34
3.3.2 Porositas (ϕ)	35
3.3.3 Resistivitas Air	38
3.3.4 Saturasi Air (S_w)	39
IV. METODOLOGI PRAKTIKUM	
4.1 Alat dan Bahan	42
4.2 Waktu dan Tempat Penelitian.....	42
4.3 <i>Time Schedule</i>	42
4.4 Prosedur Penelitian	44
4.4.1 Studi Literatur.....	44
4.4.2 Persiapan dan Pengumpulan Data	44
4.4.3 Pengolahan Data	44
4.5 Diagram Alir.....	46

V. HASIL DAN PEMBAHASAN	
5.1 Data Penelitian.....	48
5.2 Analisis Kualitatif.....	48
5.3 Analisis Kuantitatif.....	72
5.3.1 <i>Shale Volume</i>	72
5.4 Porositas.....	75
5.5 Resistivitas Air Formasi (R_w)	78
5.6 Saturasi Air (S_w) dan Identifikasi Fluida	102
5.7 Korelasi.....	104
5.8 Kandungan Fluida.....	116
VI. KESIMPULAN	
6.1 Kesimpulan.....	121
6.2 Saran	123
DAFTAR PUSTAKA	
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. Peta daerah penelitian	5
Gambar 2. Peta geologi daerah penelitian	8
Gambar 3. Pola-pola struktur geologi di Pulau Jawa.....	10
Gambar 4. Stratigrafi Zona Rembang Cekungan Jawa Timur Utara	11
Gambar 5. Peta fisiografi Jawa Tengah	14
Gambar 6. Diagram skematik unsur-unsur tektonik Jawa Timur.....	16
Gambar 7. <i>Petroleum system</i>	20
Gambar 8. Operasi <i>logging</i>	24
Gambar 9. Respon <i>gamma ray log</i>	26
Gambar 10. Respon <i>resistivity log</i>	28
Gambar 11. Respon <i>neutron log</i>	30
Gambar 12. Respon <i>density log</i>	31
Gambar 13. Diagram alir penelitian	46
Gambar 14. Zona target reservoir 1 dan 2 pada sumur LA-1	51
Gambar 15. Zona target reservoir 3 pada sumur LA-1	51
Gambar 16. Zona target reservoir 4 pada sumur LA-1	52
Gambar 17. Zona target reservoir 5 pada sumur LA-1	52
Gambar 18. Zona target reservoir 6 pada sumur LA-1	53
Gambar 19. Zona target reservoir 7 dan 8 pada sumur LA-1	53
Gambar 20. Zona target reservoir 1 dan 2 pada sumur LA-2	55
Gambar 21. Zona target reservoir 3 dan 4 pada sumur LA-2	55
Gambar 22. Zona target reservoir 5, 6 dan 7 pada sumur LA-2	56
Gambar 23. Zona target reservoir 8 dan 9 pada sumur LA-2	56
Gambar 24. Zona target reservoir 1 pada sumur LA-3	58

Gambar 25. Zona target reservoir 2 pada sumur LA-3	58
Gambar 26. Zona target reservoir 3 pada sumur LA-3	59
Gambar 27. Zona target reservoir 4 pada sumur LA-3	59
Gambar 28. Zona target reservoir 5 pada sumur LA-3	60
Gambar 29. Zona target reservoir 6 dan 7 pada sumur LA-3	60
Gambar 30. Zona target reservoir 8 pada sumur LA-3	61
Gambar 31. Zona target reservoir 9 pada sumur LA-3	61
Gambar 32. Zona target reservoir 1 dan 2 pada sumur LA-4	63
Gambar 33. Zona target reservoir 3 pada sumur LA-4	63
Gambar 34. Zona target reservoir 4 pada sumur LA-4	64
Gambar 35. Zona target reservoir 5, 6 dan 7 pada sumur LA-4	64
Gambar 36. Zona target reservoir 8 pada sumur LA-4	65
Gambar 37. Zona target reservoir 9 dan 10 pada sumur LA-4	65
Gambar 38. Zona target reservoir 11 pada sumur LA-4	66
Gambar 39. Zona target reservoir 1, 2, 3 dan 4 pada sumur LA-5	67
Gambar 40. Zona target reservoir 5 dan 6 pada sumur LA-5	68
Gambar 41. Zona target reservoir 7 dan 8 pada sumur LA-5	68
Gambar 42. Zona target reservoir 9 pada sumur LA-5	69
Gambar 43. <i>Chart schlumberger</i> sumur LA-1	80
Gambar 44. <i>Pickett plot</i> sumur LA-1	81
Gambar 45. <i>Chart schlumberger</i> sumur LA-2	84
Gambar 46. <i>Pickett plot</i> sumur LA-2	87
Gambar 47. <i>Chart schlumberger</i> sumur LA-3	88
Gambar 48. <i>Pickett plot</i> sumur LA-3	91
Gambar 49. <i>Chart schlumberger</i> sumur LA-4	93
Gambar 50. <i>Pickett plot</i> sumur LA-4	96
Gambar 51. <i>Chart schlumberger</i> sumur LA-5	98
Gambar 52. <i>Pickett plot</i> sumur LA-5	100
Gambar 53. Korelasi Sw IP dan Sw manual LA-1	106
Gambar 54. Korelasi Sw IP dan Sw <i>core</i> LA-1	106
Gambar 55. Korelasi Sw IP manual dan Sw <i>core</i> LA-1	107
Gambar 56. Korelasi Sw IP dan Sw manual LA-2	107

Gambar 57. Korelasi Sw IP dan Sw <i>core</i> LA-2	107
Gambar 58. Korelasi Sw IP manual dan Sw <i>core</i> LA-2.....	108
Gambar 59. Korelasi Sw manual dan Sw IP LA-3	108
Gambar 60. Korelasi Sw IP dan Sw <i>core</i> LA-3	108
Gambar 61. Korelasi Sw manual dan Sw <i>core</i> LA-3	109
Gambar 62. Korelasi Sw manual dan Sw IP LA-4.....	109
Gambar 63. Korelasi Sw IP dan Sw <i>core</i> LA-4	109
Gambar 64. Korelasi Sw manual dan Sw <i>core</i> LA-4	110
Gambar 65. Korelasi Sw manual dan Sw IP LA-5.....	110
Gambar 66. Korelasi Sw IP dan Sw <i>core</i> LA-5	110
Gambar 67. Korelasi Sw manual dan Sw <i>core</i> LA-5	111
Gambar 68. Hasil analisis kuantitatif pada sumur LA-1	113
Gambar 69. Hasil analisis kuantitatif pada sumur LA-2	113
Gambar 70. Hasil analisis kuantitatif pada sumur LA-3	114
Gambar 71. Hasil analisis kuantitatif daerah target 5 pada sumur LA-4	114
Gambar 72. Hasil analisis kuantitatif daerah target 6 pada sumur LA-5	114
Gambar 73. Hasil analisis kandungan fluida pada sumur LA-1	119
Gambar 74. Hasil analisis kandungan fluida pada sumur LA-2.....	119
Gambar 75. Hasil analisis kandungan fluida pada sumur LA-3.....	119
Gambar 76. Hasil analisis kandungan fluida pada sumur LA-4.....	120
Gambar 77. Hasil analisis kandungan fluida pada sumur LA-5.....	120

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. Nilai resistivitas	29
Tabel 2. Kualitas nilai <i>shale volume</i> suatu reservoir	35
Tabel 3. Kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir	38
Tabel 4. Interpretasi saturasi fluida	41
Tabel 5. Tabel <i>time schedule</i>	43
Tabel 6. Daerah target reservoir sumur LA-1, LA-2, LA-3, LA-4, dan LA-5.	69
Tabel 7. Hasil perhitungan <i>shale volume</i> pada sumur LA-1, LA-2, LA-3, LA-4, dan LA-5.....	73
Tabel 8. Hasil perhitungan porositas efektif pada sumur LA-1, LA-2, LA-3, LA-4, dan LA-5.....	76
Tabel 9. <i>Water bearing zone</i> sumur LA-1	78
Tabel 10. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur LA-1	80
Tabel 11. <i>Water bearing zone</i> sumur LA-2.....	85
Tabel 12. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur LA-2	85
Tabel 13. <i>Water bearing zone</i> sumur LA-3.....	87
Tabel 14. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur LA-3	89
Tabel 15. <i>Water bearing zone</i> sumur LA-4.....	92
Tabel 16. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur LA-4	93
Tabel 17. <i>Water bearing zone</i> sumur LA-5.....	97
Tabel 18. Hasil porositas <i>crossplot</i> dan litologi pada sumur LA-5	99
Tabel 19. Hasil perhitungan S_w pada sumur LA-1, LA-2, LA-3, LA-4, dan LA-5.....	102
Tabel 20. Nilai perbandingan S_w manual, S_w IP dan S_w <i>core</i>	105

Tabel 21. Nilai perbandingan Sw manual, Sw IP dan Sw <i>core</i>	111
Tabel 22. Tingkat korelasi	111
Tabel 23. Jenis fluida berdasarkan saturasi air pada sumur LA-1, LA-2, LA-3, LA-4 dan LA-5.....	116

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Cadangan minyak bumi yang ada saat ini cenderung mengalami penurunan seiring dengan meningkatnya kebutuhan energi dan semakin terbatasnya penemuan lapangan hidrokarbon baru. Kondisi tersebut mendorong perlunya upaya optimalisasi lapangan yang telah ada melalui evaluasi reservoir yang lebih akurat, khususnya dalam mengidentifikasi zona atau sumur yang masih berpotensi menghasilkan hidrokarbon. Evaluasi reservoir yang tidak akurat dapat menyebabkan kesalahan dalam penentuan potensi hidrokarbon dan estimasi cadangan (Asquith dkk., 2004).

Evaluasi reservoir bertujuan untuk memahami karakteristik batuan serta distribusi fluida di dalam pori-pori batuan reservoir. Salah satu parameter utama yang berperan penting dalam evaluasi reservoir adalah saturasi air (S_w). Saturasi air menunjukkan perbandingan volume air terhadap total volume pori batuan dan memiliki pengaruh langsung terhadap keberadaan serta kuantitas hidrokarbon. Nilai saturasi air yang tinggi umumnya mengindikasikan dominasi fluida air, sedangkan nilai saturasi air yang rendah menunjukkan potensi keberadaan hidrokarbon (Tiab dkk., 2016).

Lapangan Nglobo yang terletak di Kabupaten Blora, Jawa Tengah dipilih sebagai lokasi penelitian karena memiliki ketersediaan data *log* dan data *core* yang memadai. Ketersediaan kedua jenis data tersebut memungkinkan dilakukannya evaluasi reservoir secara lebih komprehensif. Selain itu, hingga saat ini belum banyak dilakukan kajian yang secara khusus membandingkan hasil interpretasi saturasi air dari data *log* dengan data *core*

pada Lapangan Nglobo, sehingga masih terdapat peluang untuk meningkatkan keakuratan evaluasi reservoir pada lapangan ini.

Penentuan nilai saturasi air umumnya dilakukan berdasarkan interpretasi data *log* sumur, khususnya *log* resistivitas yang dikombinasikan dengan parameter petrofisika lainnya. Data *log* memberikan informasi kontinu terhadap sifat fisik batuan bawah permukaan sehingga banyak digunakan dalam evaluasi reservoir. Namun demikian, hasil interpretasi saturasi air berbasis data *log* memiliki tingkat ketidakpastian yang dipengaruhi oleh asumsi-asumsi tertentu, seperti homogenitas batuan dan kondisi fluida (Ellis dkk., 2007).

Di sisi lain, data *core* merupakan data yang diperoleh secara langsung dari batuan bawah permukaan dan dianggap sebagai representasi kondisi batuan yang paling mendekati keadaan sebenarnya. Data *core* sering digunakan sebagai acuan atau kontrol dalam evaluasi hasil interpretasi data *log*, termasuk dalam penentuan nilai saturasi air. Oleh karena itu, perbandingan antara hasil interpretasi saturasi air dari data *log* dengan data *core* menjadi penting untuk menilai tingkat keakuratan hasil evaluasi reservoir (Tiab dkk., 2016).

Berbagai penelitian sebelumnya telah membahas penentuan saturasi air menggunakan data *log* sumur. Namun, sebagian besar penelitian tersebut hanya berfokus pada satu jenis data dan belum melakukan perbandingan langsung dengan data *core* sebagai validasi. Penelitian ini membedakan diri dari penelitian sebelumnya dengan menjadikan data *core* sebagai acuan pembandingan terhadap hasil interpretasi saturasi air berbasis *well logging*. Dengan demikian, penelitian ini diharapkan dapat mengurangi ketidakpastian dalam penentuan saturasi air serta memberikan hasil yang lebih representatif terhadap kondisi reservoir di Lapangan Nglobo.

Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah metode *well logging* untuk penentuan saturasi air, dengan data *core* digunakan sebagai pembandingan. Pendekatan ini diharapkan dapat memberikan gambaran yang

lebih akurat mengenai distribusi fluida di dalam reservoir serta menjadi dasar dalam evaluasi potensi hidrokarbon pada Lapangan Nglobo, Kabupaten Blora, Jawa Tengah.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan pada penelitian kali ini adalah

1. Mengidentifikasi zona target reservoir hidrokarbon pada lima sumur di Lapangan 'L' Jawa Tengah.
2. Melakukan analisis parameter petrofisika (*shale volume*, porositas, dan resistivitas).
3. Mengidentifikasi saturasi air pada daerah target reservoir menggunakan parameter petrofisika (*shale volume*, porositas, dan resistivitas).
4. Menentukan perbandingan saturasi air manual, program *Interactive Petrophysics* dan data *Core*.
5. Mengidentifikasi kandungan fluida berdasarkan data *core* dan data *log*.

1.3 Batasan Masalah

Adapun Batasan masalah dalam penelitian kali ini adalah

1. Data yang digunakan pada penelitian ini ialah data sekunder dari 5 sumur yaitu sumur LA-1, LA-2, LA-3, LA-4, dan LA-5.
2. Analisis petrofisika yang digunakan berupa *shale volume*, porositas, dan saturasi air untuk mengetahui kandungan fluida yang ada pada sumur LA-1, LA-2, LA-3, LA-4, dan LA-5.
3. Data yang digunakan merupakan data *gamma ray log*, *resistivity log*, *neutron log*, dan *density log*.

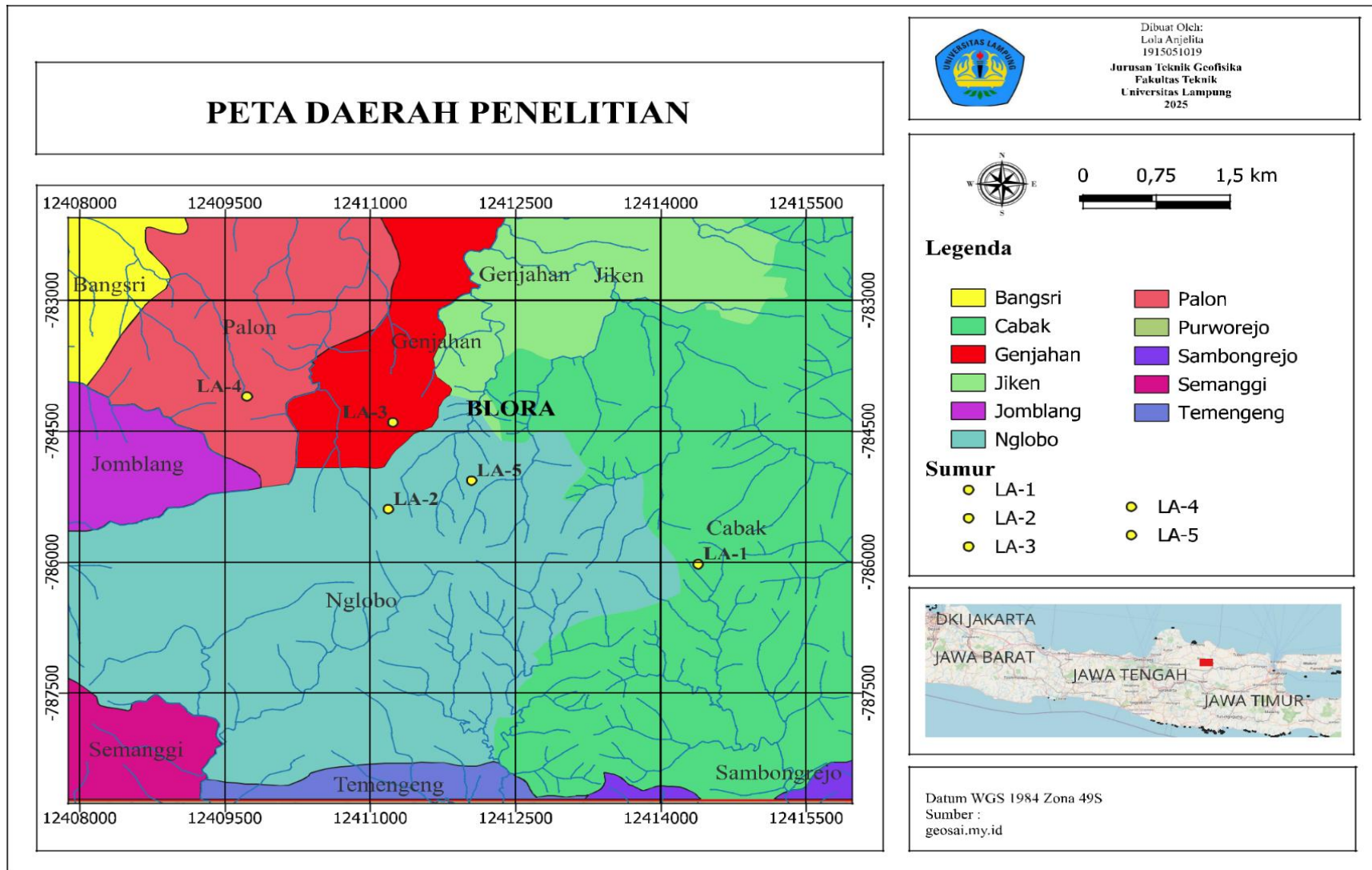
II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Lokasi Penelitian

Penelitian kali ini berlokasi pada Lapangan “L” di Desa Nglobo, yang terletak di Kabupaten Blora, Provinsi Jawa Tengah yang berada di area Cekungan Jawa Timur Utara. Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu dari cekungan-cekungan lepas pantai yang ada di Indonesia. Cekungan ini terletak di ujung Tenggara Paparan Sunda yang stabil. Secara geografi Cekungan Jawa Timur Utara terletak pada koordinat $110^{\circ} - 1180^{\circ}$ BT dan $4^{\circ} - 8^{\circ}$ LS dan meliputi daerah sekitar 190.300 km². Cekungan Jawa Timur Utara merupakan zona pertemuan lempeng Indo-Australia dan Eurasia yang merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*). Busur Karimunjawa di sebelah barat, cekungan Lombok di sebelah timur, busur Vulkanik di sebelah selatan, dan elevasi Paternoster di sebelah utara yang memisahkannya dengan Selat Makassar merupakan batas-batas geografis cekungan Jawa Timur Utara.

Secara geografis sumur LA-1 terletak pada koordinat $111^{\circ}31'13.18''$ BT $07^{\circ}02'35.36''$ LS, sumur LA-2 terletak pada koordinat $111^{\circ}29'29.67''$ BT $07^{\circ}02'15.14''$ LS, sumur LA-3 terletak pada koordinat $111^{\circ}29'31.22''$ BT $07^{\circ}01'43.22''$ LS, sumur LA-4 terletak pada koordinat $111^{\circ}28'42.51''$ BT $07^{\circ}01'33.70''$ LS, dan LA-5 terletak pada koordinat $111^{\circ}29'57.44''$ BT $07^{\circ}02'4.58''$ LS.

Lokasi Penelitian sebaran titik sumur pemboran yang terdiri dari 5 data sumur yaitu LA-1, LA-2, LA-3, LA-4, dan LA-5 dapat dilihat pada **Gambar 1**.



Gambar 1. Peta daerah penelitian

2.2. Geologi Regional

2.2.1 Geologi Regional

Cekungan Jawa Timur secara geologi terbentuk karena proses pengangkatan dan ketidakselarasan proses penurunan muka air laut dan pergeseran dari lempeng tektonik. Pembentukan cekungan ini ditandai dengan terbentuknya *half graben* pada tahap awal yang dipengaruhi oleh adanya struktur yang terbentuk sebelumnya dan tatanan tektonik yang paling muda dipengaruhi oleh pergerakan Lempeng Australia dengan Sunda dan juga secara regional perbedaan bentuk structural berubah sejalan dengan bertambahnya waktu (Sribudiyani dkk., 2003).

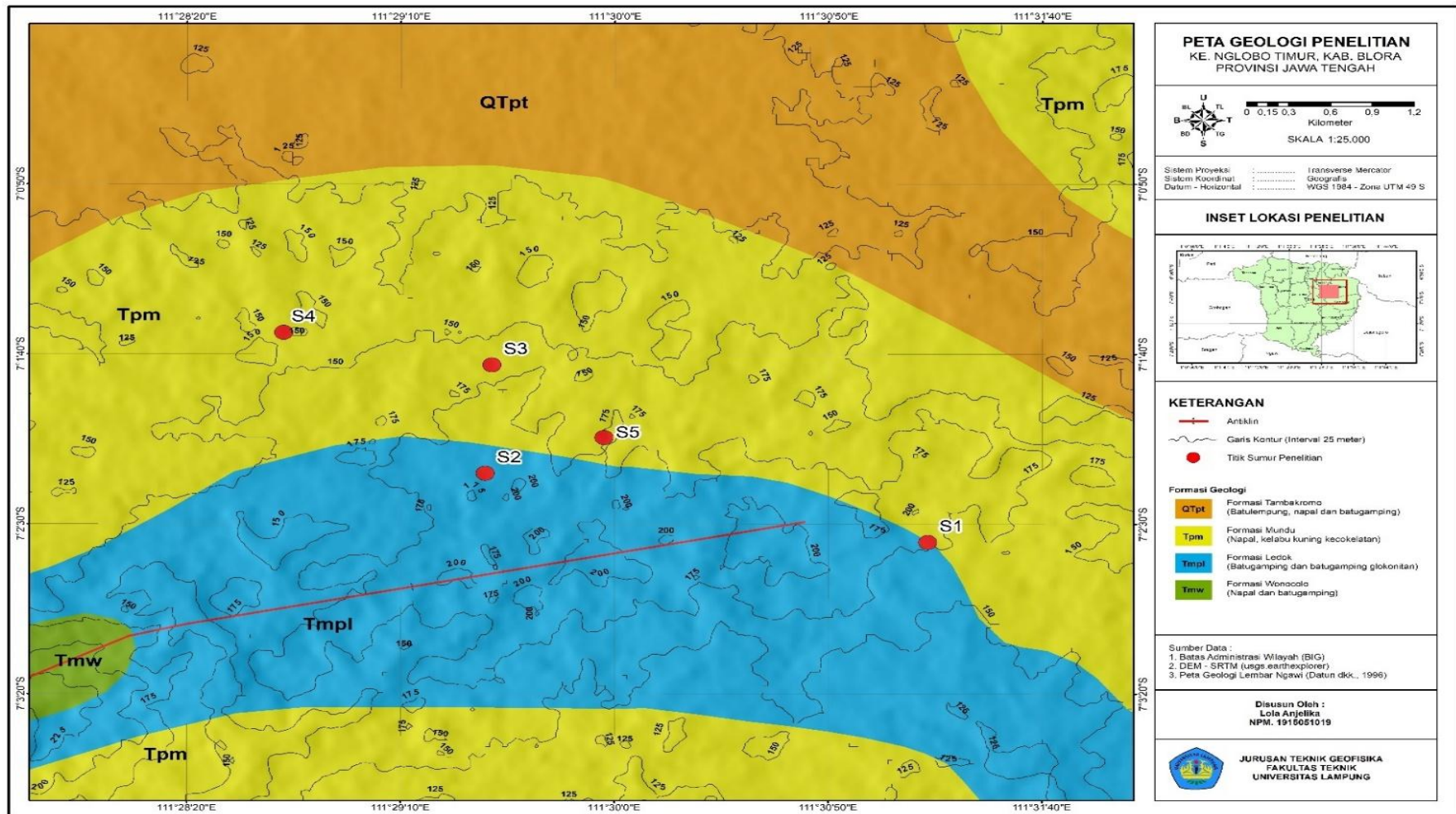
Cekungan Jawa Timur Utara membentang dari barat ke timur mulai dari Semarang hingga Surabaya sepanjang ± 250 km dengan lebar 60 - 70 km. Secara geografis cekungan ini terletak antara $110^{\circ}30'$ BT hingga $113^{\circ}30'$ BT dan $6^{\circ}00'$ LS hingga $7^{\circ}30'$ LS (Koesoemadinata, 1980). Pada bagian barat Cekungan Jawa Timur Utara dibatasi oleh Busur Karimunjawa yang memisahkan Cekungan Jawa Timur Utara dengan Cekungan Jawa Barat Utara, di sebelah selatan dibatasi oleh Cekungan Lombok dan sebelah utara dibatasi oleh keberadaan Tinggian Paternoster, posisi ini memisahkannya dengan Selat Makassar. Selain itu dilihat dari posisinya Cekungan Jawa Timur Utara dapat dikelompokkan sebagai cekungan busur belakang dan berada pada batas tenggara dari Lempeng Eurasia. Adapun zona cekungan meliputi Pantai Utara Jawa yang membentang dari Tuban ke arah timur melalui Lamongan, Gresik, dan hampir keseluruhan Pulau Madura (Mudjiono dan Pireno, 2002).

Berdasarkan peta geologi Berdasarkan peta geologi daerah penelitian di Kecamatan Nglobo Timur, Kabupaten Blora, Provinsi Jawa Tengah pada **Gambar 2** di bawah, wilayah penelitian tersusun

oleh beberapa satuan batuan dengan umur dan karakteristik litologi yang berbeda. Satuan batuan yang berkembang di daerah ini meliputi.

Formasi Wonocolo (Tmw) tersingkap secara terbatas di bagian barat daya daerah penelitian. Satuan ini didominasi oleh litologi napal dan batugamping, yang mencerminkan lingkungan pengendapan laut dangkal. Keberadaan formasi ini menunjukkan satuan batuan yang relatif lebih tua dibandingkan satuan lainnya. Formasi Ledok (Tmpl) menempati bagian tengah hingga selatan daerah penelitian dengan sebaran memanjang berarah barat–timur. Litologi penyusunnya berupa batugamping dan batupasir glaukonitan. Pola sebaran formasi ini dikontrol oleh struktur geologi berupa antiklin yang berarah barat–timur, sebagaimana ditunjukkan oleh simbol struktur pada peta. Struktur antiklin ini berperan penting dalam mengontrol perangkap hidrokarbon di daerah penelitian. Formasi Mundu (Tpm) memiliki sebaran yang cukup luas dan mendominasi bagian tengah hingga utara daerah penelitian. Formasi ini tersusun atas napal dengan warna abu-abu hingga kecokelatan, yang mengindikasikan bahwa formasi ini menjadi salah satu target utama dalam analisis petrofisika dan evaluasi reservoir. Sementara itu, Formasi Tambakromo (QTpt) menempati bagian paling utara daerah penelitian dan merupakan satuan batuan termuda. Litologi penyusunnya berupa batulempung, napal, dan batugamping, yang umumnya merupakan endapan laut dangkal hingga transisi.

Sebaran titik sumur penelitian menunjukkan bahwa sumur LA-2 terletak pada Formasi Ledok (Tmpl), sedangkan sumur LA-1, LA-3, LA-4, dan LA-5 berada pada Formasi Mundu (Tpm). Kondisi ini menunjukkan variasi litologi dan karakter reservoir pada masing-masing sumur, yang berpengaruh terhadap nilai porositas, saturasi air, serta potensi hidrokarbon di setiap zona target.



Gambar 2. Peta geologi daerah penelitian

2.2.2 Struktur Geologi Regional

Menurut Pulunggono dan Martodjojo (1994) Pulau Jawa dipengaruhi oleh aktivitas tektonik Lempeng Eurasia dan Lempeng Indo-Australia sehingga berkembang tiga pola struktur geologi dominan di pulau Jawa yaitu Pola Meratus yang berarah timurlaut-baratdaya, Pola Sunda yang berarah utara-selatan, dan Pola Jawa yang berarah barattimur **Gambar 3**.

1. Pola yang tertua adalah Pola Meratus yang berumur 80-53 juta tahun (Kapur Akhir-Eosen Awal) dengan arah timurlaut-baratdaya. Diinterpretasikan pola ini dihasilkan oleh tektonik kompresi yang merupakan arah awal menunjamnya lempeng Samudra Indo-Australia ke bawah Paparan Sunda. Di Jawa Barat Pola ini terwakili oleh sesar Cimandiri, di Jawa Tengah diwakili oleh pola penyebaran batuan Pra-Tersier di sekitar Karangsambung, sedangkan di Jawa Timur Pola ini sangat dominan terekspresi yang terwakili oleh sesar pembatas Cekungan Pati, Floence Timur, Central Deep, Cekungan Tuban, dan pola konfigurasi Tinggian Karimun Jawa, Tinggian Bawean, dan Tinggian Masalembo.
2. Pola yang kedua adalah Pola Sunda yang berumur 53-32 juta tahun (Eosen Awal Oligosen Awal) dengan arah utara-selatan. Diinterpretasikan bahwa pola ini dihasilkan oleh tektonik regangan akibat menurunnya kecepatan tumbukan lempeng Benua India dan Eurasia sehingga menimbulkan *Rollback* pada kala Eosen-Oligosen Akhir. Pola ini banyak terwakili oleh sesar-sesar yang berada di bagian barat Pulau Jawa dengan arah sesar utara-selatan baik sesar mendatar maupun sesar turun. Karena sesar ini dihasilkan oleh regangan maka banyak terekspresikan sebagai pembatas cekungan seperti sesar pembatas pada Cekungan Asri, Cekungan Sunda, dan Cekungan Arjuna.
3. Pola yang termuda yang terbentuk pada Neogen ialah pola Jawa. Pola ini terbentuk akibat gaya kompresi dengan arah tegasan utara

selatan sehingga menghasilkan pola struktur yang mengarah timur barat. Pola sesar ini banyak terwakili pada di daratan pulau Jawa. Pada bagian barat pola ini terwakili oleh sesar naik seperti sesar Baribis dan sesar-sesar dalam cekungan Bogor. Sesar-sesar yang berada pada Zona Serayu Selatan dan Utara mewakili pola ini pada bagian tengah. Sedangkan di bagian timur diwakili sesar naik pegunungan Kendeng.

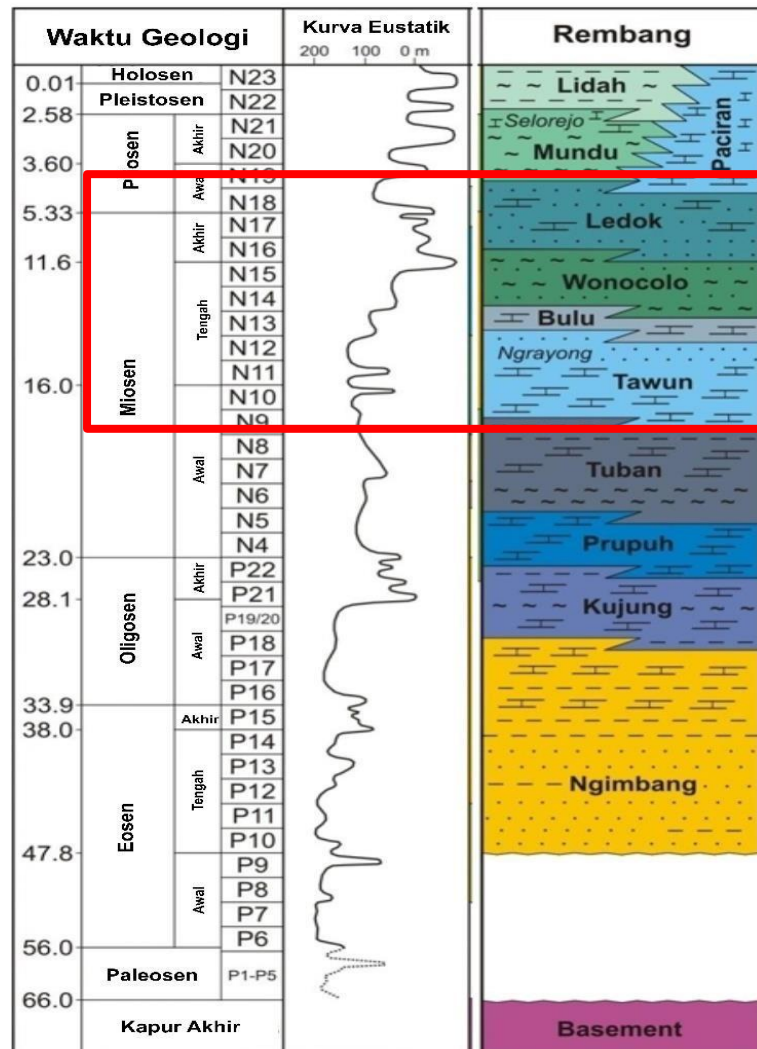


Gambar 3. Pola-pola struktur geologi di Pulau Jawa (Pulunggono dan Matodjojo, 1994).

2.2.3 Stratigrafi Regional

Berikut ini merupakan stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara yang disusun berdasarkan data bawah permukaan hasil eksplorasi hidrokarbon. Satuan stratigrafi tertua yang berkembang di atas batuan dasar adalah Formasi Ngimbang, namun formasi ini tidak tersingkap di permukaan dan hanya diketahui melalui data pemboran serta interpretasi geofisika. Secara regional, susunan stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara menunjukkan urutan pengendapan yang kompleks dan berperan penting dalam sistem petroleum.

Pemahaman terhadap stratigrafi ini menjadi dasar dalam analisis potensi reservoir dan persebaran hidrokarbon. Stratigrafi regional Cekungan Jawa Timur Utara ditunjukkan pada **Gambar 4** berikut.



Gambar 4. Stratigrafi Zona Rembang Cekungan Jawa Timur Utara (Husein, 2016)

2.2.3.1 Formasi Tawun

Secara umum Formasi ini tersusun oleh perselingan antara batulempung pasiran dengan batupasir dan batugamping yang kaya akan foraminifera golongan orbitoid (*Lepidocyclina*, *Cycloclypeus*). Batulempung pasiran berwarna abu-abu hingga abu-abu kecoklatan, semakin ke

atas cenderung berubah menjadi batulanau dengan konkresi oksida besi. Batupasirnya biasanya cukup keras berwarna kemerahan, sebagian bersifat gampingan dan sebagian tidak. Batugampingnya berwarna coklat muda hingga abu-abu muda, berbutir halus sampai sedang. Penyusun utamanya adalah fosil foraminifera besar dengan sedikit pencampur batupasir kuarsa. Ketebalan batugamping ini mencapai 30 m. Formasi Tawun diendapkan pada Awal hingga Miosen Tengah, pada lingkungan paparan yang agak dalam (*outer shelf*) dari suatu laut terbuka.

2.2.3.2 Formasi Ngrayong

Formasi Ngrayong diendapkan pada lingkungan laut dangkal dekat pantai yang makin keatas lingkungannya menjadi litoral, laguna, hingga sublittoral pinggir. Formasi ini tersusun oleh batupasir kuarsa dengan selingan batulempung, lanau, lignit, dan batugamping bioklastik. Pada batupasir kuarsanya kadang-kadang mengandung cangkang moluska laut. Formasi Ngrayong memiliki umur Miosen tengah N9-N14 dengan ketebalan formasi ini mencapai 90 meter. Di Cekungan Jaawa Timur Utara formasi ini merupakan salah satu batuan reservoir minyak yang potensial.

2.2.3.3 Formasi Wonocolo

Pada umumnya formasi ini terdiri atas napal pasiran yang berulang dengan napal sisipan batu gamping kalkarenit dan batu lempung. Pada napal pasiran sering memperlihatkan struktur paralel laminasi. Formasi Wonocolo terletak selaras diatas Formasi Bulu, untuk kemudian tertindih secara selaras oleh Formasi Ledok. Formasi ini mempunyai penyebaran yang luas di Jalur Rembang dengan arah barat-timur. Umur

dari formasi ini diinterpretasi bagian bawah dari Miosen Akhir hingga bagian tengah dari Miosen Akhir.

Penentuan umur didasarkan pada kandungan foraminifera plankton. Dari arah barat ke timur formasi ini tidak mengalami perubahan fasies, namun diutara napal pasirannya berubah menjadi pasir napalan hal ini menunjukkan adanya pendangkalan.

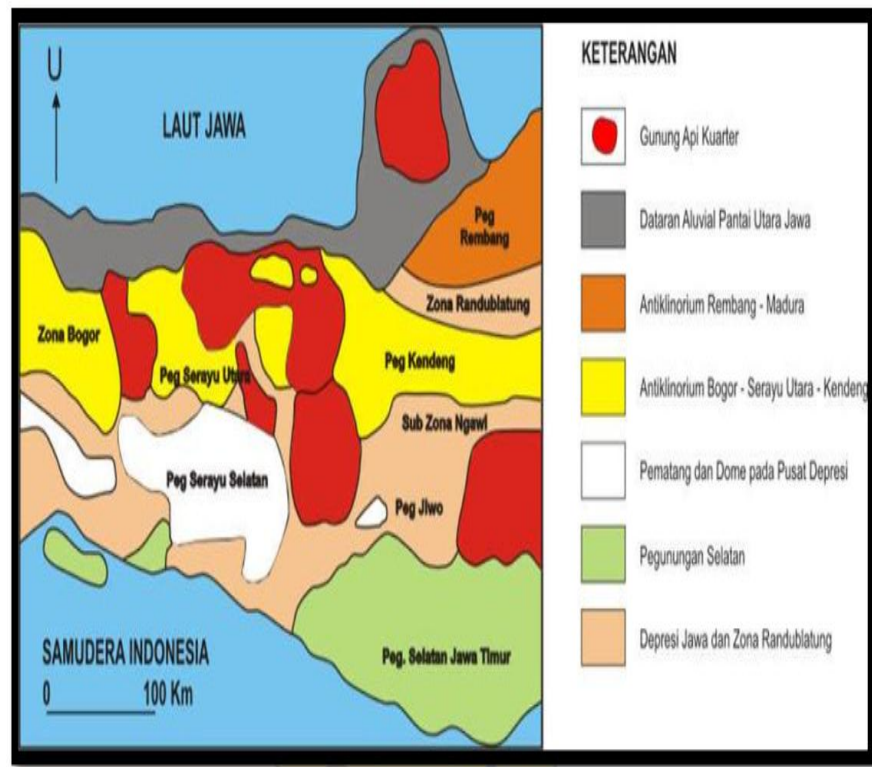
2.2.3.4 Formasi Ledok

Pada Formasi Ledok bagian bawah terdiri atas kalkarenit yang memiliki ketebalan 40cm dan terletak selaras diatas Formasi Wonocolo, kemudian disusul oleh perulangan antara batupasir gampingan kalkarenit, dan napal pasiran. Kandungan yang banyak dijumpai yakni mineral glaukonit terutama pada batu pasir, kalkarenit, batupasir gampingan, dan napal pasiran memperlihatkan struktur silang-siur skala besar. Formasi Ledok memiliki umur Miosen Akhir bagian atas. Diendapkan pada lingkungan neritik pinggir sampai neritik luar.

2.2.4 Fisiografi Regional

Geologi Cekungan Jawa Timur Utara kali ini akan melalui beberapa zona fisiografi regional, yaitu Zona Depresi Randublatung, Zona Pegunungan Rembang, dan Zona Pesisir Utara Jawa **Gambar 5**. Setiap zona memiliki karakteristik geomorfologi, stratigrafi, dan tektonik tersendiri. Terdapat 5 lokasi pengamatan geologi yang akan dikunjungi, melintasi kabupaten Grobogan, Blora, dan Rembang, di Cekungan Jawa Timur Utara termasuk kedalam cekungan sedimen tersier yang terletak di antara dua tektonik utama, dimana pada arah selatan dibatasi oleh busur vulkanik yang ditandai oleh sederetan gunung berapi sedangkan di utara dibatasi oleh Paparan Sunda

(Ringgis, 1985). Daerah penelitian ditunjukkan oleh kotak berwarna merah yang terletak di Kabupaten Blora, Provinsi Jawa Tengah yang masuk ke dalam Zona Rembang yang dicirikan adanya pegunungan yang telah mengalami perlipatan berbentuk *anticlinorium* yang memanjang pada arah barat-timur. Pegunungan lipatan ini memanjang mulai dari utara Purwodadi terus memanjang ke arah timur hingga Pulau Madura (Prihutama dkk., 2018). Meninjau dari skala regional, daerah penelitian masuk dalam Peta Geologi Lembar Purwokerto Tegal dengan skala 1:100.000. Kajian geologi regional lembar Purwokerto-Tegal meliputi fisiografi regional, stratigrafi regional, dan struktur geologi regional.



Gambar 5. Peta fisiografi Jawa Tengah (van Bemmelen, 1949)

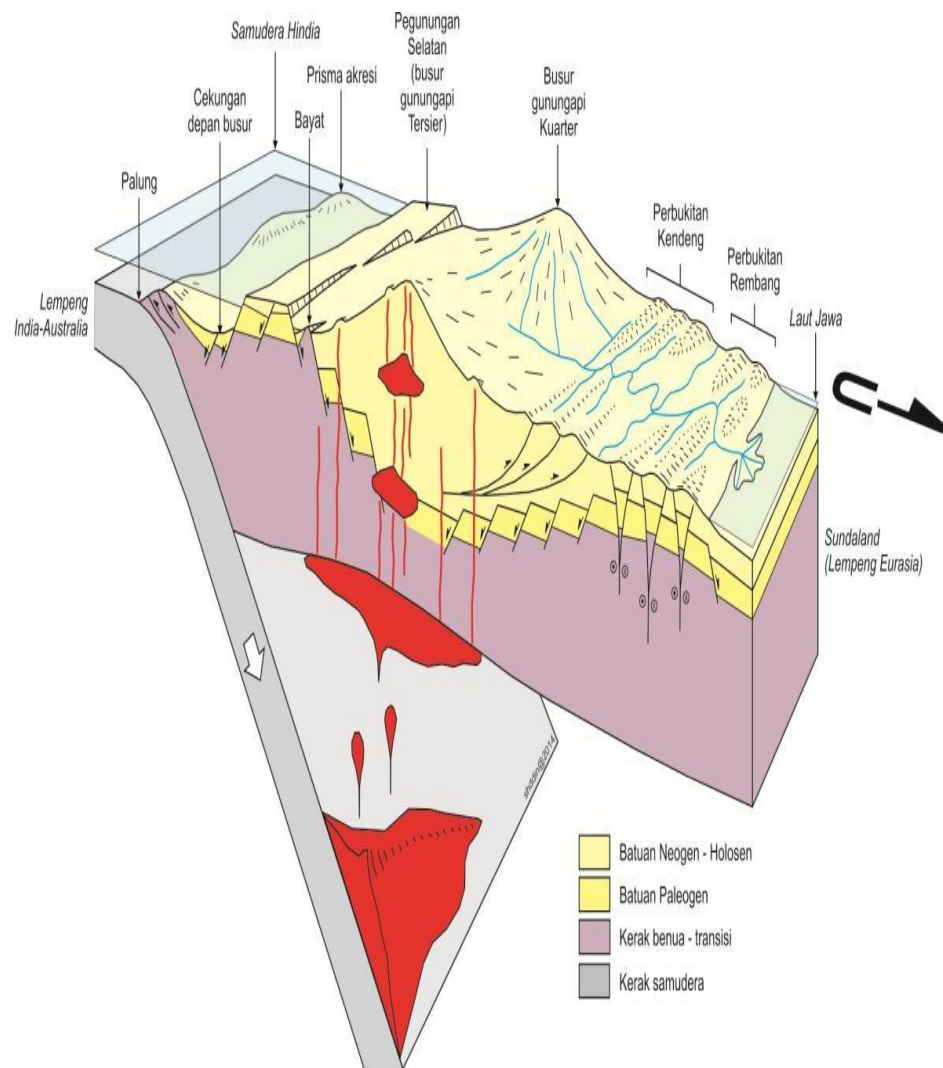
Jawa Tengah dibagi oleh van Bemmelen (1949) menjadi tujuh zona fisiografi yaitu Satuan Gunungapi Kuarter (*Quaternary Volcanoes*), Dataran Aluvial Pantai Utara Jawa (*Alluvial plains of Northern Java*), Antiklinorium Rembang–Madura (*Rembang–Madura anticlinorium*), Antiklinorium Bogor–Serayu Utara–Kendeng

(*Bogor, North Serayu and Kendeng Anticlinorium*), Pematang dan Dome pada Pusat Depresi (*Domes and Ridges in The Central Depression*), Pegunungan Selatan (Jawa Timur), Depresi Jawa dan Zona Randublatung (*Central Depression Zone of Java and Randublatung Zone*). Meninjau dari segi fisiografi dan Struktural dapat diklasifikasikan menjadi 4 bagian, yaitu Jawa Barat meliputi Cirebon bagian barat, Jawa Tengah meliputi antara Cirebon dan Semarang, Jawa Timur meliputi antara Semarang dan Surabaya, dan sebelah timur dari Jawa yaitu Selat Madura dan Madura (van Bemmelen, 1949).

Luasan daerah Jawa Tengah merupakan yang tersempit antara Jawa Barat dan Jawa Timur dengan luas hanya 100-120 km secara melintang. Hal ini dikarenakan adanya teluk Cirebon dan Semarang yang mengakibatkan bertambah dalamnya laut Jawa sehingga keberadaan dataran rendah bagian utara sangat terbatas, ditambah lagi dengan hilangnya Pegunungan Selatan yang sebagian besarnya dibawah permukaan laut antara Nusakambangan dan Pegunungan Selatan di Jawa Timur. Depresi Bandung mengangkat elemen baru yaitu barisan Serayu Selatan yang membujur di Jawa Barat. Barisan serayu utara dibatasi oleh produk Gunungapi muda Rogojembangan (2.177m), kompleks Dieng (Prah, 2.565) dan Ungaran (2.050m) pada bagian timur, sedangkan bagian barat dibatasi oleh Gunungapi Slamet (3.428m). Perbatasan barisan Bogor di Jawa Barat sejajar dengan Prupuk Bumiayu-Ajibarang (van Bemmelen, 1949). Berdasarkan penjabaran diatas maka diketahui bahwa daerah penelitian masuk kedalam Zona Antiklinorium Bogor-Serayu Utara Kendeng (van Bemmelen, 1949) yang mana daerah itu didominasi oleh bentukan morfologi perbukitan. Kondisi fisiografi dan struktur geologi tersebut mengindikasikan bahwa wilayah ini berkembang dalam lingkungan tektonik kompresional yang dicirikan oleh keberadaan struktur lipatan dan sesar. Pola struktur ini berpengaruh terhadap ketebalan dan persebaran satuan batuan sedimen,

khususnya pada zona-zona cekungan dan tinggian struktural. Selain itu, perkembangan struktur antiklin dan sinklin berperan penting dalam pembentukan perangkat hidrokarbon secara struktural.

2.2.5 Tektonik *Setting*



Gambar 6. Diagram skematik unsur-unsur tektonik Jawa Timur (Husein, 2016).

- Zona Depresi Randublatung

Zona Randublatung merupakan suatu depresi atau lembah memanjang yang berada di antara Perbukitan Kendeng dan

Perbukitan Rembang. Zona ini mencakup daerah Purwodadi, Cepu, Bojonegoro, Lamongan, Gresik, dan Surabaya. van Bemmelen (1949) menduga Depresi Randublatung terbentuk sebagai daerah amblesan (*subsidence*), bagian dari kesetimbangan isostasi regional ketika Perbukitan Rembang dan Perbukitan Kendeng mengalami pengangkatan tektonis di akhir Tersier. Hipotesis van Bemmelen tersebut tampaknya hanya berlaku untuk Zona Randublatung bagian barat saja, yang membentang dari Purwodadi hingga Randublatung, yang secara fisiografis memang membentuk depresi sempit terasit dua lajur perbukitan. Adapun fisiografi Zona Randublatung bagian timur yang membentang dari Randublatung hingga pesisir Gresik dan Surabaya, ditandai dengan kemunculan banyak antiklin terisolir, seperti Dander, Pegat, Ngimbang, Sekarkorong, dan Lidah. Secara struktur, pola perlipatan antiklin- antiklin tersebut masih mengikuti pola lipatan Zona Kendeng. Hal ini menunjukkan proses isostasi negatif bukanlah faktor utama dalam pembentukan Zona Randublatung, dan terdapat pula faktor tektonik kompresif dalam pembentukan zona tersebut, sebagaimana yang terjadi di Zona Kendeng.

Sebagai sebuah depresi tektonis, sedimentasi Zona Randublatung terus aktif semenjak akhir Tersier hingga sekarang, dengan menerima pasokan sedimen dari Perbukitan Kendeng maupun Perbukitan Rembang. Sistem pengaliran permukaan (*drainage system*) di zona ini terbagi dua, yaitu Sistem Lusi di bagian barat dan Sistem Bengawan Solo di bagian timur. Di bagian barat, sedimentasi dilakukan oleh Sungai Lusi, yang kemudian bergabung dengan Sungai Serang, membentuk Delta Serang yang dengan cepat menjadikan pesisir utara Pulau Jawa sebagai pantai maju. Demikian juga di bagian timur, di mana Sungai Bengawan Solo terus mengalir ke arah timur dan bergabung dengan pesisir utara Pulau Jawa sebagai

delta di Ujung Pangkah. Proses sedimentasi yang berlangsung secara kontinu menjadikan Zona Randublatung sebagai daerah akumulasi sedimen yang dipengaruhi oleh suplai sedimen fluvial, subsidensi tektonik, dan dinamika muka laut regional.

Para geologawan menempatkan stratigrafi Randublatung dengan melihat klasifikasi Zona Rembang, dan beberapa lapangan migas berhasil dikembangkan di zona ini. Meski demikian, tektonik Randublatung tidak bisa didekati dengan model Zona Rembang, karena kemiripannya pola sumbu perlipatannya lebih mendekati Zona Kendeng (Husein, 2016). Menarik pula mencermati kehadiran Kendeng *Molasse* di Perbukitan Dander yang menunjukkan sumber (*provenance*) dari Formasi Pucangan di Zona Kendeng atau bahkan dari terobosan Gunungapi Pandan di selatannya. Hal ini memberikan informasi tambahan, bahwa stratigrafi Randublatung tidak hanya dibangun oleh Zona Rembang, namun juga mendapat pengaruh dari Zona Kendeng, setidaknya saat Kendeng mulai terangkat semenjak pertengahan Pliosen (Husein, 2016).

- Zona Perbukitan Rembang

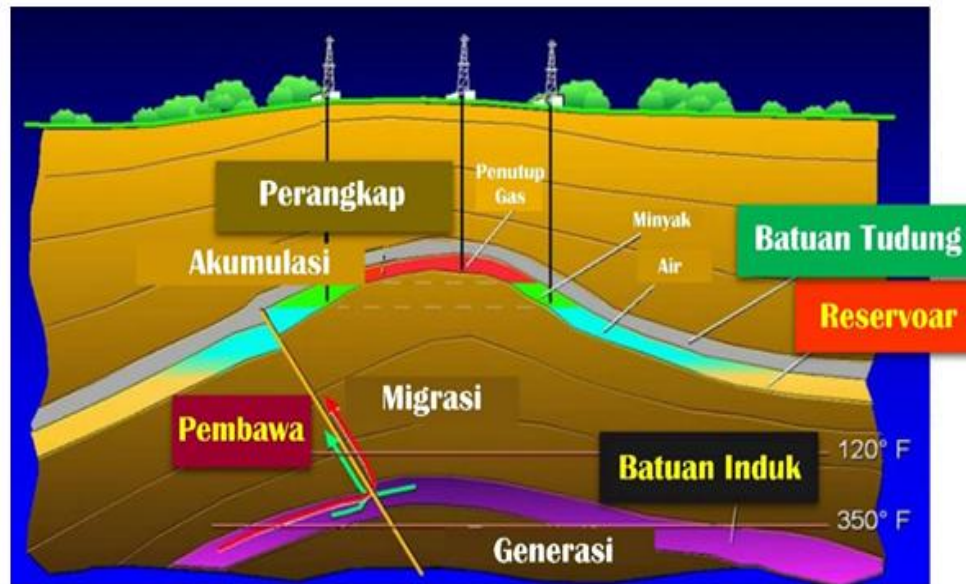
Perbukitan Rembang merupakan suatu perbukitan antiklinorium yang memanjang dengan arah timur-barat (T-B) di sisi utara Pulau Jawa. Zona ini membentang dari bagian utara Purwodadi hingga ke Pulau Madura. Lipatan- lipatan dengan sumbu memanjang berarah timur-barat, dengan panjang dari beberapa kilometer hingga mencapai 100 km (Antiklin Dokoro di utara Grobogan). Zona Rembang terbagi menjadi dua, yaitu Antiklinorium Rembang Utara dan Antiklinorium Rembang Selatan (van Bemmelen, 1949). Antiklinorium Rembang Selatan juga dikenal sebagai Antiklinorium Cepu. Kedua zona antiklinorium tersebut dipisahkan oleh lembah aliran Sungai Lusi di bagian barat, dan lembah aliran Sungai Kening (anak

sungai Bengawan Solo) di bagian timur. Proses pengelupasan (denudasi) di Zona Rembang hanya dilakukan oleh sungai-sungai kecil yang bermuara langsung ke pesisir utara Pulau Jawa, sehingga tidak terbentuk delta-delta yang cukup signifikan di kawasan tersebut. Perbukitan lipatan di Zona Rembang umumnya tersusun secara *en-echelon* ke arah kiri (*left-stepping*), mengindikasikan kontrol patahan batuan alas (*basement faults*) geser sinistral berarah timur-timurlaut- barat-baratdaya (TTL-BBD) yang membentuk antiklinorium Rembang tersebut (Husein, 2015). Pola ini dapat diamati pada rangkaian perbukitan deretan Antiklin Dokoro hingga Antiklin Lodan (baratlaut Tuban) di Zona Rembang bagian utara, dan rangkaian perbukitan deretan Antiklin Gabus (baratlaut Randublatung) hingga Antiklin Ledok (utara Cepu).

2.3. *Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara*

Sistem minyak bumi (*petroleum system*) merupakan sistem yang dimiliki cekungan untuk berkumpul dan berakumulasinya suatu minyak bumi sehingga memungkinkan untuk terbentuknya hidrokarbon, bermigrasi dan terperangkap dibawah permukaan yang nantinya dapat diproduksi. Cekungan Jawa Timur Laut adalah cekungan busur belakang paling kompleks di Indonesia dalam hal struktur dan stratigrafi, dan juga merupakan daerah yang paling dicari untuk sistem petroleum di Indonesia (Satyana, 2008). Batuan tertua yang terpapar di cekungan ini berasal dari Miosen Akhir, dan mengandung minyak. Ada beberapa elemen sistem petroleum di Cekungan Jawa Timur Laut, antara lain batuan induk (*source rock*), reservoir, cebakan (*trap*), batuan penutup (*seal*), dan migrasi seperti pada **Gambar 7** dibawah ini. Interaksi antar elemen sistem petroleum tersebut menentukan keberhasilan pembentukan dan akumulasi hidrokarbon di dalam cekungan. Batuan induk berperan sebagai sumber utama hidrokarbon, sedangkan batuan reservoir menyediakan ruang pori untuk penyimpanan fluida. Keberadaan batuan penutup yang efektif sangat

penting untuk mencegah kebocoran hidrokarbon selama proses migrasi. Selain itu, perkembangan struktur geologi seperti lipatan dan sesar berperan dalam pembentukan perangkap hidrokarbon. Oleh karena itu, pemahaman menyeluruh terhadap sistem petroleum menjadi kunci dalam evaluasi potensi hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Laut.



Gambar 7. *Petroleum system* (Craig dan Quagliaroli, 2020)

Adapun *petroleum system* pada Cekungan Jawa Timur Utara menurut Mudjiono dan Pireno (2002) adalah sebagai berikut.

2.3.1 Batuan Induk (*Source Rock*)

Pada Cekungan Jawa Timur Utara minyak berasal dari Formasi Ngimbang dan Formasi Kujung, yang berasal dari batuan sedimen berbutir halus yang telah mengalami pematangan untuk menghasilkan minyak dan gas bumi serta kaya akan material organik sisa dari hewan dan tumbuhan.

2.3.2 Batuan Reservoir (*Reservoir Rock*)

Batuan reservoir merupakan batuan yang berpori dan memiliki sifat permeabilitas yang baik, sehingga mampu untuk mengakumulasi hidrokarbon berupa batupasir, atau dapat juga berupa batuan

karbonat (*limestone dan dolomite*). Batuan reservoir di Cekungan Jawa Tengah menurut Sinulingga dan Ramdhan (2017) berada pada Formasi Ngrayong yang memiliki akumulasi batupasir kuarsa yang cukup besar dan mengendap di atas lapisan *shale* dan *limestone* dari Formasi Tuban, dan diperkirakan berumur Miosen Tengah.

2.3.3 Batuan Tudung (*Seal Rock*)

Batuan tudung di Cekungan Jawa Timur Utara merupakan jenis serpih tebal dari Formasi Tuban dengan ketebalan sebesar 500' – 1500'. Pada reservoir Kujung, Prupuh, Rancak, dan Ngrayong batuan tudung berasal dari serpih Tuban. Serpih akan menghalangi hidrokarbon yang terperangkap di bawahnya untuk keluar.

2.3.4 Migrasi (*Migration*)

Migrasi bisa diartikan berpindahnya minyak dan gas bumi dari batuan induk ke sebuah perangkap atau reservoir, yang mana jalur migrasi ini dapat berupa pori-pori batuan, rekahan, atau pun bidang antar lapisan batuan. Proses migrasi terbagi menjadi dua, yaitu migrasi primer dan sekunder. Pada Cekungan Jawa Timur Utara terjadi setelah Plio-Pleistosen dimana hidrokarbon yang terperangkap pada reservoir karbonat Kujung-Tuban akibat pengaruh aktivitas tektonik dan perubahan konfigurasi kemiringan lapisan batuan sehingga akhirnya bermigrasi kembali ke reservoir batupasir Ngrayong, Wonocolo, Ledok, dan Lidah.

2.3.5 Perangkap (*Trap*)

Trap atau perangkap adalah sebuah set struktur perlapisan tempat beradanya reservoir dan *seal*. Dimana trap ini dapat berupa perangkap hidrokarbon, dimana perangkap ini terdiri dari perangkap stratigrafi perangkap struktur dan kombinasi dari keduanya. Trap di Cekungan Jawa Timur Utara terbentuk pada Oligosen Akhir hingga

Miosen Awal dan umumnya merupakan trap struktural antiklin yang terjadi akibat adanya inversi sesar (Bintarto dkk., 2020).

III. TEORI DASAR

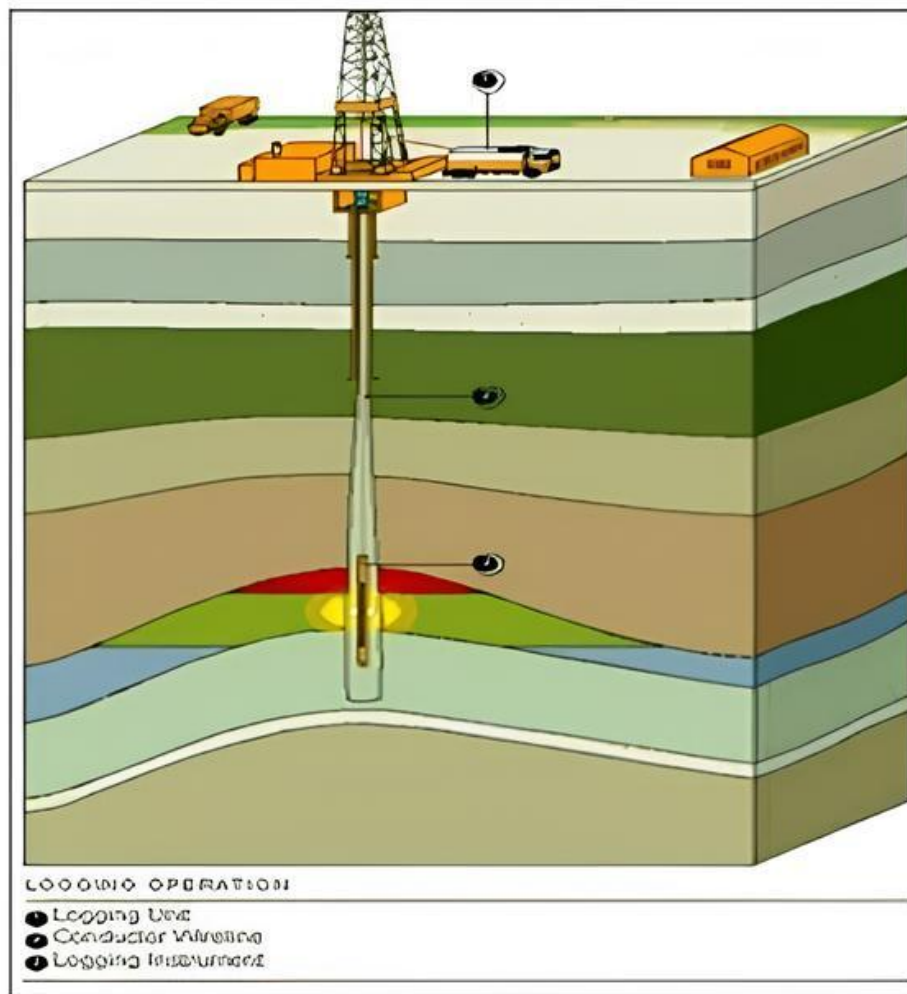
3.1. *Well logging*

Well logging merupakan metode yang digunakan dalam eksplorasi mineral, minyak dan gas yang mampu mengevaluasi formasi geologi pada daerah sumur yang akan dibor. Pada pengeboran menggunakan metode *well logging* data batuan yang diperoleh dari pengeboran (*coring data*) akan dianalisa dilaboratorium untuk dapat menentukan sifat asli lapisan batuan. Selain itu, data sumur ini dapat dimanfaatkan untuk perhitungan sumber daya, analisa petrofisika dan interpretasi geologi (Hustrulid, 2006).

Metode *well logging* ini dapat mengukur besaran-besaran fisik batuan reservoir yang dapat memberikan informasi bawah permukaan yang meliputi karakteristik litologi, ketebalan lapisan, kandungan fluida, korelasi struktur dan kontinuitas batuan dari lubang bor (Darling, 2005). Metode ini pula dapat menghasilkan tingkat akurasi data yang relatif tinggi dibandingkan dengan metode lain, dapat dikatakan bahwa metode ini sering menjadi pilihan utama Perusahaan dalam melakukan eksplorasi meskipun memerlukan biaya yang relatif mahal (Khasanah, 2019).

Prinsip pengukuran *well logging*, yaitu dengan memasukkan alat kedalam lubang bor dan mencatat sifat fisiknya pada kedalaman tertentu. Pencatatan ini dilakukan dalam bentuk kedalaman, waktu, dan jarak dengan menarik alat ukur dari dasar lubang sampai kedalaman tertentu dengan kecepatan yang stabil. Pencatatan ini kemudian diplot pada suatu kurva *log* yang sesuai dengan skala tertentu dan direkam secara digital (Harsono, 1997), terdapat tujuan lain dari metode *well logging*, yaitu menentukan zona yang mengan-

dung hidrokarbon dalam sebuah reservoir, menentukan keberadaan hidrokarbon dan menentukan seberapa banyak kandungan hidrokarbon dalam formasi, serta memperoleh informasi mengenai adanya lapisan *permeable* dan *impermeable* (Dewanto, 2009). Kegiatan *well logging* ditunjukkan pada **Gambar 8**.



Gambar 8. Operasi *logging* (Mastoadji, 2007)

Data dari hasil pengukuran menggunakan metode ini berupa data *log* yang menampilkan grafik kedalaman dari suatu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan didalam sebuah sumur. Dari hasil kurva-kurva tersebut menunjukkan parameter yang dapat menginterpretasikan jenis dan urutan litologi yang setidaknya dapat mengetahui komposisi hidrokarbon pada suatu formasi pada daerah

penelitian. Dapat disimpulkan bahwa metode *well logging* ini merupakan metode yang dapat digunakan untuk mengevaluasi secara kualitatif dan kuantitatif dalam mengetahui adanya komposisi hidrokarbon (Harsono, 1997).

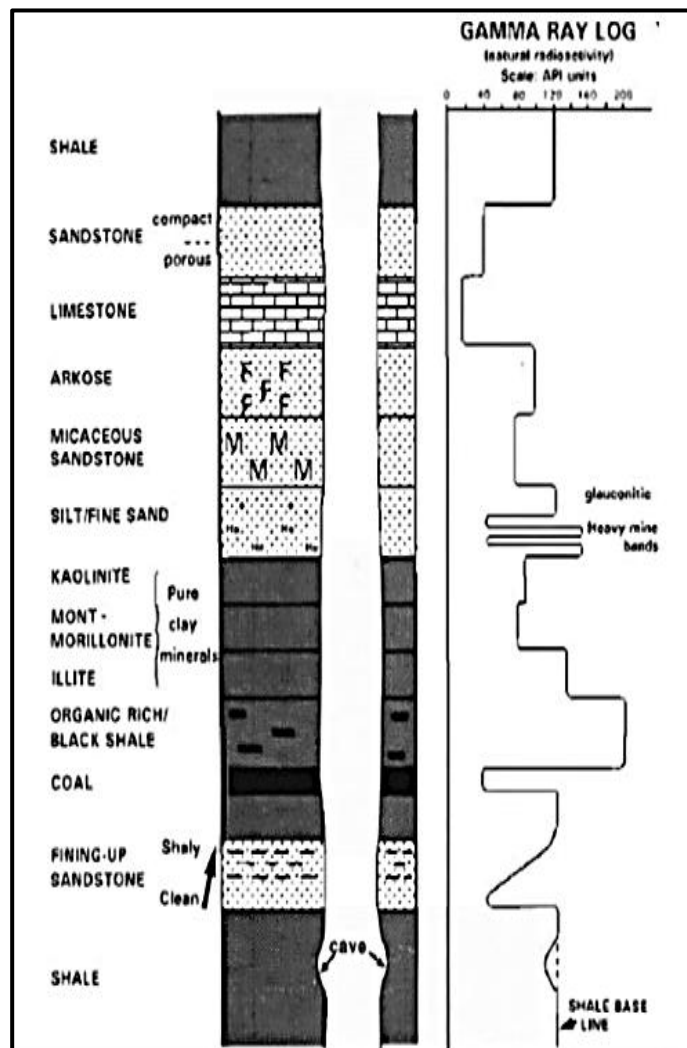
3.2. Jenis-jenis *Log*

3.2.1. *Gamma ray log*

Gamma ray log merupakan *log* dari hasil suatu pengukuran yang menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam suatu formasi, *log* jenis ini digunakan karena sinar gamma sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan yang tidak permeabel, karena unsur unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam *shale* yang tidak permeabel dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang secara umum adalah permeabel (Harsono, 1997). Menurut Asquith dkk. (2003), *Gamma ray log* dapat digunakan untuk mengevaluasi kandungan serpih *Vsh*, mineral radioaktif, dan lapisan mineral radioaktif, serta dapat menganalisis fasies bawah permukaan.

Gamma ray log memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*) yang memiliki skala berkisar antara 0 – 150 API (Erihartanti, 2015). Kurva *log* GR yang mengarah ke kiri menunjukkan litologi batuan yang memiliki lapisan *permeable* seperti *sandstone*, *limestone*, dan karbonat, sedangkan kurva *log* GR yang mengarah ke kanan menunjukkan adanya litologi batuan yang *non permeable* seperti *shale* (Rider, 2002). Selain itu, *gamma ray log* juga banyak digunakan sebagai dasar dalam penentuan zona reservoir dan korelasi stratigrafi antar sumur. Variasi nilai gamma ray mencerminkan perubahan litologi dan kandungan serpih pada suatu formasi. Oleh karena itu, interpretasi *gamma ray log* menjadi tahap awal yang penting dalam analisis petrofisika bawah permukaan. Informasi ini digunakan dalam analisis petrofisika lanjutan.

Berikut merupakan gambar respon *gamma ray log*.



Gambar 9. Respon *gamma ray log* (Rider, 2002).

Gambar tersebut memperlihatkan respon *Gamma Ray Log* terhadap variasi litologi dan kandungan mineral radioaktif pada batuan bawah permukaan. *Gamma ray log* merekam intensitas radiasi alami dalam satuan API (*American Petroleum Institute*), yang umumnya tinggi pada batuan yang kaya unsur radioaktif seperti *shale*, lempung, dan *organic-rich shale*, serta rendah pada batuan yang relatif bersih seperti *sandstone*, *limestone*, dan karbonat. Nilai *gamma ray* yang tinggi mencerminkan kandungan serpih yang besar, khususnya akibat keberadaan mineral lempung seperti *kaolinite*, *illite*, dan *montmorillonite*, serta mineral berat dan *glauconite*. Sebaliknya,

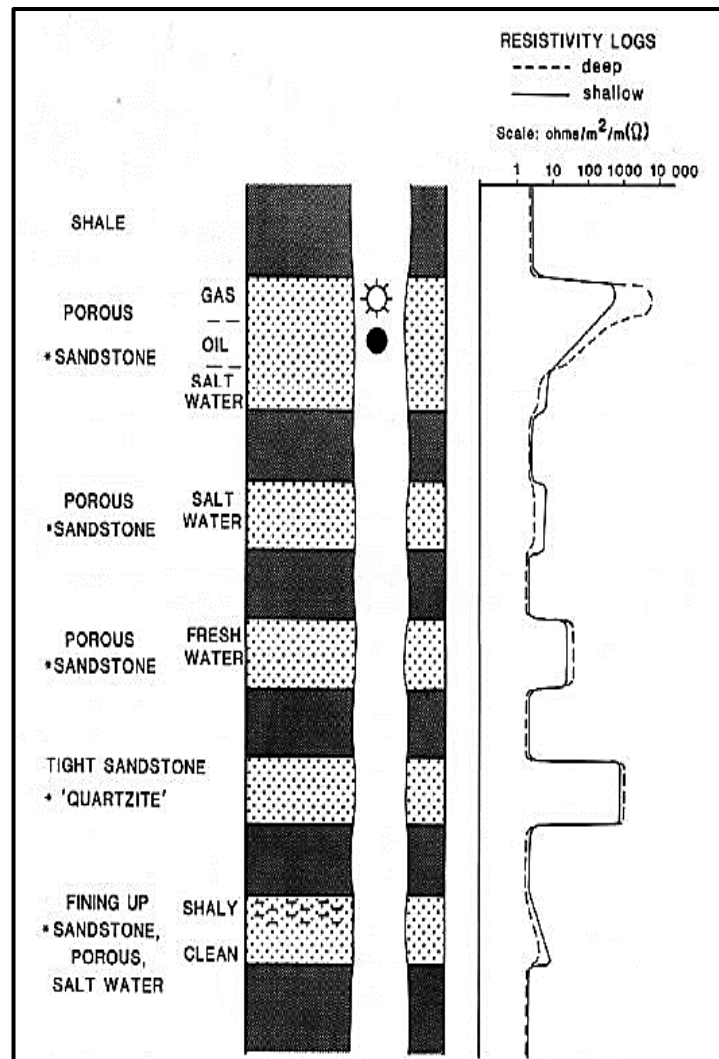
nilai *gamma ray* yang rendah menunjukkan litologi bersih dan berpotensi sebagai zona reservoir. Pola kurva *gamma ray* yang mengarah ke kiri mengindikasikan batuan dengan kandungan serpih rendah (*clean formation*), sedangkan kurva yang mengarah ke kanan menunjukkan peningkatan kandungan serpih. Oleh karena itu, *gamma ray log* berperan penting dalam identifikasi litologi, penentuan batas *shale-sand*, evaluasi kandungan serpih (*Vsh*), serta analisis fasies dan korelasi stratigrafi antar sumur.

Pengukuran *gamma ray log* dilakukan dengan menurunkan instrumen *gamma ray log* ke lubang bor dan merekam radiasi gamma pada interval tertentu. Setiap unsur menghasilkan satu unit energi gamma pada 1.6 meV. Interval pada perekaman *gamma ray* vertikal adalah 0,5 *feet*. Sinar gamma mampu menembus logam dan semen, sehingga pengukuran menggunakan sinar gamma dapat dilakukan pada lubang bor yang telah dilengkapi dengan *casing* dan proses *cementing*. Meskipun terjadi penurunan intensitas sinar gamma akibat adanya *casing*, energi yang tersisa masih cukup untuk mengukur sifat radiasi gamma dari formasi batuan di sekitarnya (Schlumberger, 1998). Berikut merupakan *tool gamma ray* yang ditunjukkan pada **Gambar 9**.

Prinsip pengukuran *gamma ray log* adalah mengukur dan mencatat intensitas radioaktif alami yang didapatkan oleh formasi sebagai fungsi hasil peluruhan radioaktif yang terdapat dalam formasi batuan. *Gamma ray log* digunakan untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut diantaranya *uranium*, *thorium*, *potassium* dan *radium*. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, *coal*, *gypsum* dan lain-lain. Oleh karena itu

shale akan memberikan respon gamma ray yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan lainnya (Erihartanti, 2015).

3.2.2. *Resistivity log*



Gambar 10. Respon *resistivity log* (Rider, 2002).

Resistivity log merupakan *log* yang dapat mengukur resistivitas suatu formasi. Resistivitas formasi dapat diukur menggunakan induksi maupun elektroda seperti laterolog, mikrolog dan mikrolaterolog. *Resistivity log* digunakan untuk membedakan zona hidrokarbon dan air. Apabila nilai resistivitas rendah maka batuan tersebut mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan kebalikannya apabila nilai resistivitas tinggi maka batuan tersebut sulit untuk mengalirkan arus

listrik. Terdapat beberapa alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (R_t) yaitu Laterolog dan Induksi. Dikenal dengan *log R_t* yaitu LLd (*Deep Laterolog Resistivity*), LLs (*Shallow Laterolog Resistivity*), ILd (*Deep Induction Resistivity*), ILM (*Medium Induction Resistivity*), serta SFL (Harsono, 1997). Perbedaan nilai resistivitas tersebut mencerminkan jenis fluida pengisi pori batuan, sehingga *resistivity log* menjadi parameter penting dalam identifikasi zona hidrokarbon.

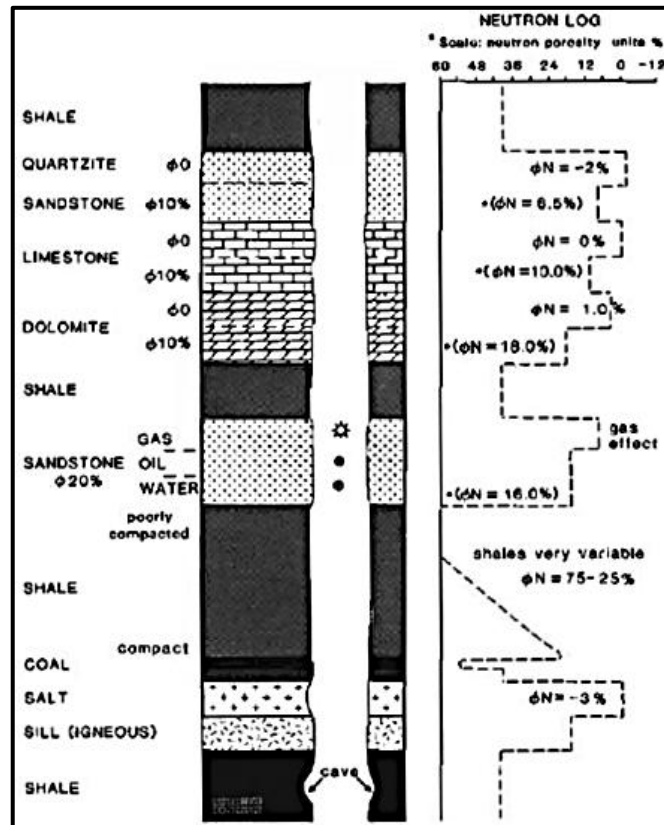
Resistivity log jenis ini digunakan untuk mengukur sifat-sifat batuan dan fluida seperti minyak air dan gas disepanjang lubang bor dengan mengukur sifat hambatan listrik. Besaran resistivitas batuan dinyatakan dalam satuan Ohmm, biasanya dibuat dalam skala logaritmik dengan menggunakan rentang nilai antara 0,2 hingga 2000 Ohmm. Metode *logging* resistivitas ini digunakan karena pada dasarnya batuan, fluida, dan hidrokarbon yang ada di dalam bumi mempunyai nilai resistivitas tertentu (Aprilia dkk., 2018). Variasi nilai resistivitas tersebut dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, serta kandungan dan salinitas fluida pengisi pori batuan. Berikut contoh nilai resistivitas yang dapat dilihat pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Nilai resistivitas (Asquith dkk., 2004).

Material	Resistivitas (Ohm.m)
<i>Limestone</i>	50 - 10^2
<i>Sandstone</i>	1 - 10^8
<i>Shale</i>	20 – 2×10^3
<i>Dolomite</i>	100 – 10.000
<i>Sand</i>	1 – 1000
<i>Clay</i>	1 – 100
<i>Sea Water</i>	0.2

3.2.3. Neutron log

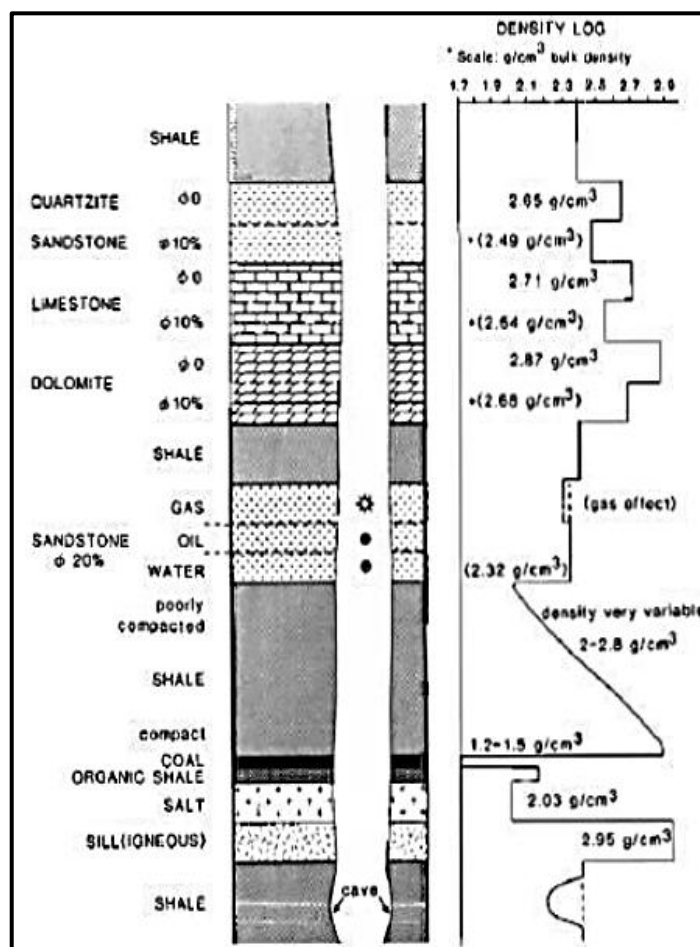
Neutron log merupakan *log* yang dapat mengukur jumlah ion hidrogen pada suatu formasi, penggunaan *log* jenis ini digunakan bersama dengan *density log* dalam mengukur porositas batuan. Akan tetapi *neutron log* tidak bisa membedakan atom hidrogen yang berada bebas di pori batuan dengan atom hidrogen yang terikat secara kimia pada mineral penyusunan batuan (batuan *shale*), sehingga terkadang respon dari *neutron log* pada formasi yang banyak mengandung *shale* menunjukkan seolah-olah lapisan tersebut mempunyai porositas yang tinggi (Harsono, 1997). Prinsip kerja dari *log* jenis ini ialah dengan merekam banyaknya atom neutron yang kembali dari presentase pori pada formasi yang terisi atom hidrogen sehingga atom neutron yang ditembakkan ke formasi mengakibatkan menabrak atom-atom hidrogen dan atom-atom yang bertabrakan tersebut akan melemah energinya sehingga detektor akan menghitung atom neutron yang kembali dari formasi tersebut (Dewan, 1983).



Gambar 11. Respon *neutron log* (Rider, 2002).

Gambar tersebut memperlihatkan hubungan antara variasi litologi dengan respon *neutron log* sepanjang lubang bor. Pada bagian kiri ditunjukkan urutan litologi yang terdiri atas *shale*, *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, *coal*, dan *salt*, termasuk kondisi pemadatan batuan serta fluida pengisi pori berupa gas, minyak, dan air. Bagian kanan menampilkan kurva *neutron porosity* (Φ_N) dalam satuan persen yang bervariasi mengikuti perubahan litologi. Nilai Φ_N terlihat lebih tinggi pada zona *sandstone* berpori dan *shale*, sedangkan nilai yang lebih rendah muncul pada batuan karbonat dan batuan kompak. Pada interval yang ditandai sebagai zona gas, kurva *neutron log* menunjukkan penyimpangan ke arah nilai porositas yang lebih kecil.

3.2.4. Density log



Gambar 12. Respon *density log* (Rider, 2002).

Gambar tersebut menunjukkan contoh respon *density log* (*density log*) terhadap berbagai jenis litologi dan fluida di dalam lubang bor. Pada bagian kiri ditampilkan variasi litologi seperti *shale*, *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, *quartzite*, batubara, dan garam, beserta kondisi porositas dan fluida pengisi pori (gas, minyak, dan air). Sementara itu, bagian kanan memperlihatkan rentang nilai densitas batuan (g/cm^3) yang diukur oleh *density log*.

Secara umum, batuan dengan densitas tinggi seperti *limestone*, *dolomite*, dan *quartzite* menunjukkan nilai densitas yang lebih besar (sekitar $2,6\text{--}2,9 \text{ g/cm}^3$), sedangkan batuan berdensitas rendah seperti batubara dan *shale* organik memiliki nilai densitas yang jauh lebih kecil (sekitar $1,2\text{--}2,0 \text{ g/cm}^3$). Selain itu, keberadaan fluida di dalam pori batuan juga mempengaruhi nilai densitas yang terukur. Zona yang mengandung gas menunjukkan penurunan nilai densitas yang signifikan (*gas effect*), dibandingkan dengan zona yang terisi minyak atau air.

Gambar ini juga memperlihatkan bahwa porositas dan tingkat pepadatan batuan berpengaruh terhadap respon *density log*, di mana batuan yang kurang terkompaksi memiliki nilai densitas yang lebih rendah dibandingkan batuan yang kompak. Oleh karena itu, *density log* sangat penting dalam identifikasi litologi, estimasi porositas, serta deteksi keberadaan hidrokarbon, khususnya gas, pada analisis petrofisika bawah permukaan.

Density log merupakan *log* yang digunakan untuk mengukur densitas atau berat jenis total formasi. Prinsip kerja *log* ini yaitu dengan menggunakan prinsip *Compton Scattering*. Pada kejadian hamburan *Compton*, foton sinar gamma bertumbukan dengan elektron dari atom di dalam batuan, foton akan

kehilangan tenaga karena proses tumbukan dan dihamburkan kearah yang tidak sama dengan arah foton awal, sedangkan tenaga foton yang hilang sebetulnya diserap oleh elektron sehingga elektron dapat melepaskan diri dari ikatan atom menjadi elektron bebas (Harsono, 1997).

Density log dilakukan untuk mengukur densitas suatu batuan disepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan dan juga fluida yang terdapat pada pori- pori batuan. *Density log* adalah alat yang digunakan untuk mengukur porositas batuan formasi. Selain itu *Density log* juga dapat digunakan untuk mendeteksi suatu lapisan yang mengandung gas dan menentukan berat jenis hidrokarbon yang mengisi pori-pori batuan (Shandika, 2016).

Tujuan utama dari *Density log* adalah untuk menentukan porositas dengan mengukur densitas bulk batuan. Ketika digunakan bersama dengan *Neutron log*, *log* ini dapat digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air untuk menentukan densitas hidrokarbon, dan membantu dalam mengevaluasi lapisan *shale*. *Log* ini digunakan bersama-sama dengan *Neutron log* untuk melihat adanya zona reservoir yang ditandai oleh adanya separasi (Asquith dkk., 2004).

Prinsip kerja *density log* ialah dengan cara memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor. Saat sinar gamma menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukan dengan elektron pada batuan tersebut, yang mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan sebagian dari energinya dan sebagian lagi dari energi tersebut akan dipantulkan kembali, yang kemudian akan ditangkap oleh detektor yang diletakkan diatas sumber radiasi. Intesitas sinar gamma yang dipantulkan tergantung dari densitas formasi. Tujuan utama dari penggunaan *density log* adalah

untuk menentukan porositas dengan mengukur densitas bulk batuan. Ketika digunakan bersama dengan *neutron log*, *log* ini dapat mendeteksi adanya hidrokarbon atau air untuk menentukan densitas hidrokarbon, yang dapat membantu dalam mengevaluasi lapisan *shale*, serta dapat melihat adanya zona reservoir yang ditandai oleh adanya separasi.

3.3. Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika dilakukan untuk mengevaluasi ciri dan sifat fisika batuan pada kegiatan eksplorasi dengan menganalisis hasil pengukuran pada lubang sumur untuk mendapatkan litologi dan sifat sifat petrofisika batuan. Setelah melakukan analisa petrofisika dapat diketahui parameter petrofisika batuan seperti porositas batuan, saturasi air, kandungan lempung, dan permeabilitas dari batuan di reservoir. Dengan mengetahui litologi dan sifat –sifat petrofisika batuan, dapat ditentukan interval kedalaman yang merupakan zona reservoir (Erfido, 2014).

3.3.1. *Shale Volume* (V_{sh})

Shale volume merupakan banyaknya kandungan *shale* dalam suatu formasi batuan. Kehadiran *shale* dalam batuan dapat menyebabkan penyimpangan pada kurva *log* yang berdampak pada karakteristik batuan. Hal ini terjadi karena *shale* bersifat *non permeable*, sehingga menghambat aliran fluida di dalam batuan. Semakin tinggi kandungan *shale*, semakin kecil kemampuan batuan untuk menyimpan dan mengalirkan fluida, sehingga batuan tersebut kurang baik sebagai batuan reservoir (Ulum dkk., 2014). Formasi reservoir dikategorikan sebagai bersih jika memiliki kandungan radioaktif yang rendah, kecuali jika terdapat mineral tertentu dalam lapisan tersebut. Oleh karena itu, perlu dilakukan interpretasi kuantitatif, seperti perhitungan *shale volume*, karena kandungan *shale* secara signifikan mempengaruhi produktivitas lapisan reservoir (Asquith dkk., 2004). Kandungan *shale* sebesar 100%

akan terdeteksi melalui *gamma ray log* sebagai tingkat radioaktif yang tinggi dan menjadi indikasi keberadaan *shale* (Nuryanto dan Santosa, 2014). Perhitungan *shale volume* sangat penting dilakukan untuk mendapatkan kurva *log* yang akurat. Perhitungan *shale volume* dapat menggunakan nilai *gamma ray* dengan Persamaan 1 dan Persamaan 2 (Rider, 2002).

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (1)$$

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

Keterangan:

I_{GR} = GR Index

GR_{log} = Nilai GR pada *log*

GR_{min} = Nilai GR *log* maksimal pada lapisan *non shale*

GR_{max} = Nilai GR *log* maksimal pada lapisan *shale*

Berikut merupakan kualitas kandungan *shale* pada batuan reservoir yang ditunjukkan pada **Tabel 2**, yang menggambarkan kualitas nilai *shale volume* suatu reservoir.

Tabel 2. Kualitas nilai *shale volume* suatu reservoir (Kamel, 2003)

Nilai V_{shale}	Kualitas
<10%	<i>Cleandsand</i>
10% < <i>shale</i> < 33%	<i>Shaly</i>
<33%	<i>Shale</i>

3.3.2. Porositas ($\emptyset$)

Porositas merupakan representasi dari kemampuan suatu batuan reservoir untuk menyimpan fluida, atau dapat disebut juga bahwa porositas adalah perbandingan antara volume pori batuan terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen. Nilai

porositas akan menjadi tinggi jika semua butirannya mempunyai ukuran butiran yang hampir sama dan sebaliknya akan menjadi rendah jika ukuran butirannya bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori diantara butiran yang besar (Harsono, 1997).

Menurut Schlumberger (1989) 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.

Menurut *University of Wisconsin-Madison* (2022), porositas merupakan perbandingan antara nilai pori-pori batuan dengan volume total batuan dalam persentase. Suatu reservoir minyak, porositas menggambarkan persentase total ruang yang tersedia untuk ditempati fluida. Porositas diklasifikasikan menjadi dua jenis, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut atau porositas total adalah rasio antara volume pori dengan volume total suatu batuan (Loversen, 1954), sedangkan porositas efektif merupakan perbandingan antara volume pori-pori yang saling terhubung dengan volume total batuan (Keller, 1988). Kandungan *shale volume* dalam suatu formasi batuan mempengaruhi nilai porositas. Jika formasi mengandung *shale* yang tinggi, maka porositas efektif akan berkurang. Porositas merupakan parameter penting dalam menunjukkan kemampuan batuan untuk menampung hidrokarbon. Porositas dalam analisis *well logging* dapat dihitung dengan menggunakan *neutron log* dan *density log*. Kombinasi *neutron log* dan *density log* digunakan untuk memperoleh estimasi

porositas yang lebih akurat karena mampu meminimalkan pengaruh litologi dan fluida. Berikut merupakan persamaan yang digunakan untuk menghitung porositas berdasarkan *neutron log*-densitas (Kumalasari, 2018).

1. Porositas Densitas (Φ_D)

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

Koreksi Porositas Densitas (Φ_{Dc})

$$(\Phi_{Dc}) = \Phi_D - (\Phi_{Dsh} \times V_{sh}) \quad (4)$$

Porositas Densitas *Shale* Terdekat

$$\Phi_{Dsh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{bsh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (5)$$

2. Porositas Neutron (Φ_N)

Nilai Φ_N diambil langsung dari kurva *log*.

Koreksi Porositas Neuron (Φ_{Nc})

$$\Phi_{Nc} = \Phi_N - (N_{sh} \times V_{sh}) \quad (6)$$

3. Porositas Total dan Porositas Efektif

Porositas Total (Φ_{Tot})

$$\Phi_{Tot} = \frac{\Phi_N + \Phi_D}{2} \quad (7)$$

Porositas Efektif (Φ_{Eff})

$$\Phi_{Eff} = \sqrt{\frac{\Phi_{Nc}^2 + \Phi_{Dc}^2}{2}} \quad (8)$$

Berdasarkan ukuran dan kualitas porositas pada batuan reservoir dapat dibedakan yang ditunjukkan pada **Tabel 3**.

Tabel 3. Kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir
(Koesoemadinata, 1978)

Porositas (%)	Deskripsi Kualitatif
0-5	Diabaikan
5-10	Buruk
10-15	Cukup
15-20	Baik
20-25	Sangat Baik
>25	Istimewa

Nilai porositas batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data sumur, yaitu data *density log*, *neutron log*, dan *log* kecepatan. Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam suatu batuan maka akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya (Koesoemadinata, 1980).

3.3.3. Resistivitas Air

Resistivitas air formasi (R_w) merupakan tahanan jenis air di dalam formasi pada suhu formasi yang digunakan untuk menentukan saturasi air (S_w). Nilai resistivitas untuk setiap formasi diperlukan sebelum menghitung saturasi air. Nilai resistivitas biasanya dihitung menggunakan daerah *water bearing*, karena daerah ini memiliki kandungan air yang tinggi. Metode *pickett plot* adalah salah satu metode yang paling umum digunakan untuk menghitung nilai resistivitas. Nilai resistivitas dapat dihitung dengan membuat *crossplot* antara R_t dan porositas pada kertas *log*. Garis R_o line terbentuk dari semua titik di luar *crossplot* dan memiliki nilai $S_w = 100\%$ atau $S_w = 1$. Nilai a diketahui (biasanya bernilai 1 untuk *limestone* dan 0,8 untuk *sandstone*), maka nilai R_w dapat dihitung dengan memperhatikan nilai porositas yang diasumsikan sebesar

100% yang berarti secara geologi reservoir hanya berisi air (Anastasya, 2015). Perhitungan nilai resistivitas air dengan menggunakan metode *picket plot* seperti pada Persamaan 9.

$$\log R_t = -m \cdot \log \phi + \log (a \cdot R_w) \quad (9)$$

Keterangan:

R_t = Resistivitas sebenarnya (dibaca dari kurva resistivitas)

m = Faktor sementasi (batugamping = 2 ; batupasir = 2,15)

a = Faktor turtositas (batugamping = 1 ; batupasir = 0,62)

ϕ = Porositas efektif (%)

R_w = Resistivitas air formasi

3.3.4. Saturasi Air (S_w)

Salah satu parameter fisik penting dalam batuan reservoir adalah saturasi air yang berperan dalam menentukan kelayakan sumur untuk diproduksi. Saturasi air menunjukkan bagian volume pori batuan reservoir yang terisi oleh fluida (Sugiarto dkk., 2013). Saturasi air merupakan persentase dari rongga pori batuan yang terisi oleh fluida, yang menjadi salah satu parameter penting untuk uji kelayakan sumur produksi. Kejenuhan fluida yang berada dalam pori adalah rasio antara volume cairan dengan volume ruang pori. Sebagai contoh, kejenuhan air suatu batuan adalah 10%, hal ini berarti 1/10 dari ruang pori terisi dengan air, sedangkan sisanya terisi oleh sesuatu yang lain (misalnya minyak, gas, udara atau yang lainnya) Pori batuan ini tidak bisa kosong. Data saturasi pada umumnya dilaporkan dalam satuan persen, meskipun ada sebagian kecil yang masih dalam bentuk persamaan. Perhitungan saturasi air dilakukan dengan menggunakan sifat fisik batuan, seperti *volume of*

shale, porositas, dan resistivitas sebenarnya (Malureanu dkk., 2016). Dengan mengaitkan persamaan indeks resistivitas dan faktor

formasi, perhitungan saturasi air metode Archie diterapkan pada formasi *clean sand*. Metode ini menggunakan nilai resistivitas batuan sebagai data utama dan sangat efektif di area dengan tingkat salinitas tinggi. Namun, dalam lingkungan *clean sand* yang memiliki tingkat salinitas rendah, metode ini bisa menghasilkan kesalahan (Kumalasari, 2018). Namun, formula Archie kurang akurat jika formasi mengandung *shale* dalam jumlah besar yang terdiri dari mineral lempung dan *silt* (Sam-Marcus dkk., 2018).

Saturasi air dilambangkan sebagai S_w (*water saturation*), S_o melambangkan (*oil saturation*), dan S_g melambangkan (*gas saturation*). Batuan tidak mungkin memiliki pori-pori yang sepenuhnya kosong, sehingga untuk menghitung nilai saturasi air dapat menggunakan Persamaan 10.

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

Semakin kecil nilai saturasi air memungkinkan kapasitas penampungan fluida hidrokarbon, seperti minyak dan gas semakin besar. Nilai $S_w = 1$ jika pori batuan diisi hanya dengan air, namun jika pori batuan terisi hidrokarbon, maka $S_w < 1$. Persamaan yang digunakan dalam perhitungan saturasi air dengan metode Archie oleh Persamaan 11 (Harsono, 1997).

$$S_w = n \sqrt{\frac{a R_w}{\phi^m R_t}} \quad (11)$$

Keterangan:

- S_w = Saturasi air (%)
- m = Faktor sementasi (batugamping = 2 ; batupasir = 2,15)
- a = Faktor turtositas (batugamping = 1 ; batupasir = 0,62)
- n = Eksponen saturasi (1,8 – 2,5. Umumnya 2)
- ϕ = Porositas efektif (%)
- R_w = Resistivitas air formasi

R_t = Resistivitas sebenarnya (dibaca dari kurva resistivitas)

Hasil perhitungan saturasi air digunakan untuk menentukan jenis fluida dalam reservoir (gas, minyak dan air). **Tabel 4** menunjukkan batasan umum nilai nilai S_w yang digunakan untuk menentukan jenis fluida di dalam reservoir.

Tabel 4. Interpretasi saturasi fluida (Irawan, 2009)

S_w Rata-Rata	Jenis Fluida
< 25%	Gas
< 25 - 75%	Minyak
> 75 - 100%	Air

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian kali ini adalah sebagai berikut

1. Laptop
2. Data *Log* Lapangan L di Jawa Tengah
3. *Software* IP
4. *Software Excel*

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini berfungsi untuk mendukung proses pengolahan, analisis, serta interpretasi data *log* sumur yang digunakan dalam penelitian.

4.2 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan pada tanggal 05 Januari – 03 Februari 2025 yang berlokasi di Jurusan Geofisika Universitas Lampung. Adapun penyusunan laporan proposal ini dilakukan dari tanggal bulan Maret hingga April 2025. Pemilihan waktu dan lokasi penelitian disesuaikan dengan ketersediaan data serta fasilitas penunjang yang mendukung kelancaran proses penelitian.

4.3 *Time Schedule*

Di bawah ini disajikan **Tabel 5** *Time Schedule* dari Tugas Akhir lapangan yang dilakukan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang dapat dilihat pada berikut. Time schedule tersebut disusun untuk memberikan gambaran tahapan penelitian yang dilakukan secara sistematis mulai dari pengumpulan data, pengolahan data, hingga penyusunan laporan akhir.

4.4 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur yang dilakukan pada penelitian tugas akhir kali ini adalah sebagai berikut:

4.4.1. Studi Literatur

Studi literatur dilakukan pada tahap awal dalam mengumpulkan data-data yang berkaitan dengan penelitian yaitu berupa tinjauan pustaka, teori dasar serta mencari referensi atau bahan acuan lainnya untuk mempermudah dalam melakukan penelitian.

4.4.2. Persiapan dan Pengumpulan Data

Tahapan selanjutnya adalah mengumpulkan data-data yang diperlukan dalam penelitian. Pada penelitian ini. Data yang digunakan yaitu data *log* sumur (Las.) yang terdiri dari data *density log*, *gamma ray log*, *neutron log* dan *resistivity log*. Data *log* sumur yang dikumpulkan kemudian dilakukan pengecekan kelengkapan dan kualitas data untuk memastikan data layak digunakan dalam proses pengolahan. Tahap ini meliputi pemeriksaan interval kedalaman, kesesuaian satuan, serta kontinuitas data *log* pada masing-masing sumur. Persiapan data yang baik diperlukan untuk meminimalkan kesalahan interpretasi pada tahap pengolahan dan analisis petrofisika.

4.4.3. Pengolahan Data

Pengolahan data pada penelitian ini dilakukan secara bertahap untuk mencapai tujuan penelitian yang telah ditetapkan. Tahap awal pengolahan data dilakukan dengan menyusun dan menampilkan data *log* sumur dalam bentuk *triple combo log* pada masing-masing sumur LA-1, LA-2, LA-3, LA-4, dan LA-5 menggunakan perangkat lunak *Interactive Petrophysics*. Penyajian *triple combo log* meliputi *gamma ray log*, *resistivity log*, *density log*, dan *neutron log*, yang

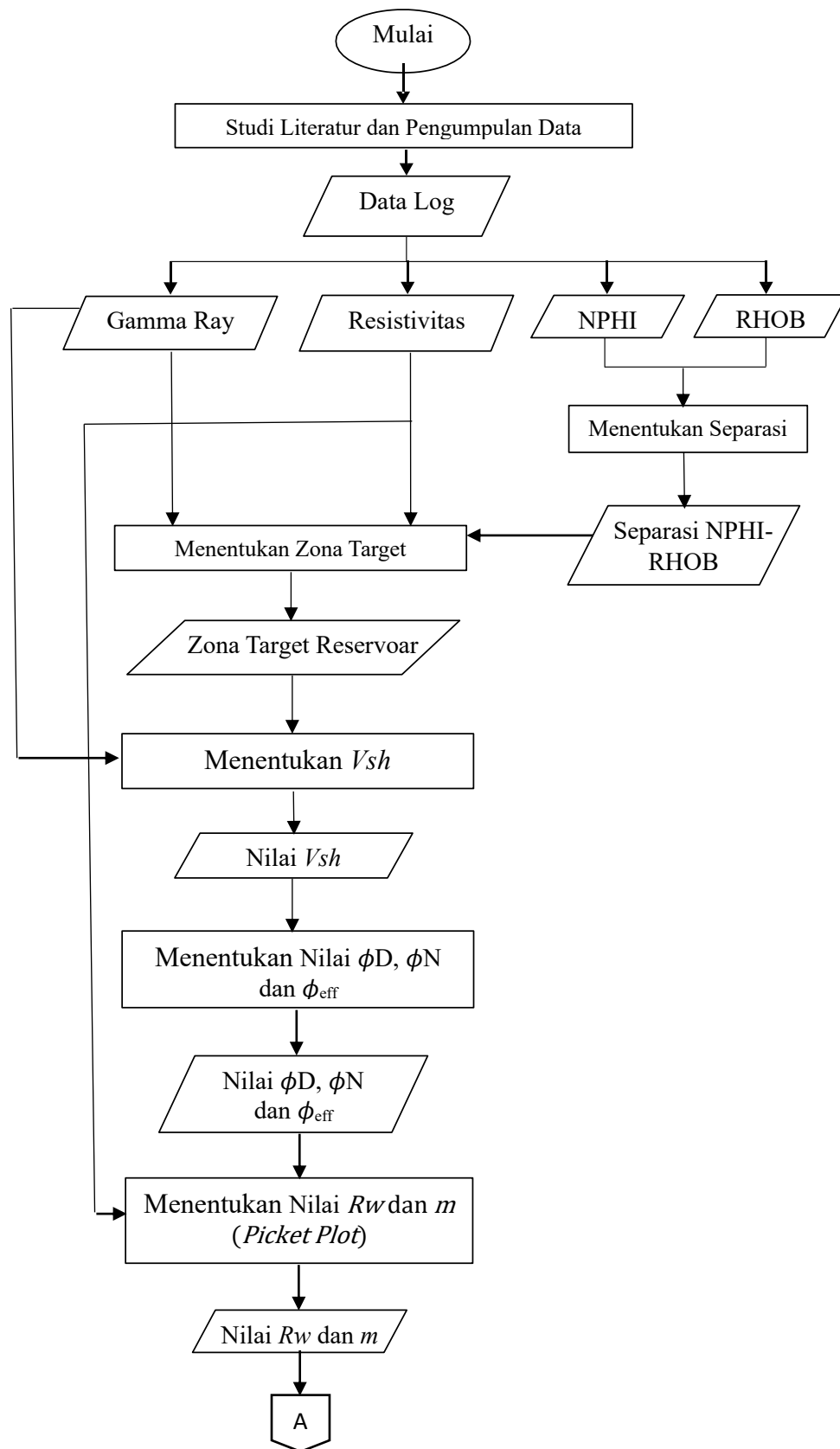
digunakan sebagai dasar dalam identifikasi litologi dan zona target reservoir hidrokarbon.

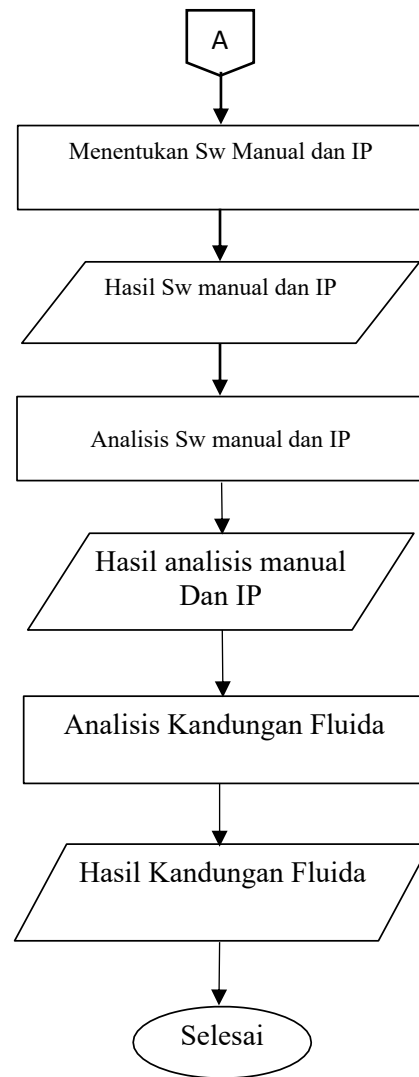
Identifikasi zona target reservoir dilakukan secara kualitatif dengan memperhatikan respon *log* yang menunjukkan nilai *gamma ray* rendah, nilai resistivitas tinggi, serta adanya separasi antara *neutron log* dan *density log*. Zona-zona yang memenuhi kriteria tersebut ditetapkan sebagai zona reservoir potensial pada masing-masing sumur. Selanjutnya, ditentukan *water bearing zone* pada setiap sumur untuk memperoleh nilai resistivitas air formasi (R_w) menggunakan metode *Pickett Plot*, yang menjadi parameter penting dalam perhitungan saturasi air.

Tahap berikutnya adalah perhitungan kandungan *shale* dengan menggunakan indeks *gamma ray* yang diperoleh dari *gamma ray log*. Nilai kandungan *shale* tersebut kemudian digunakan untuk menghitung porositas efektif pada zona target reservoir dengan memanfaatkan kombinasi *density log* dan *neutron log*. Porositas efektif yang dihasilkan digunakan sebagai parameter dalam perhitungan saturasi air (S_w).

Perhitungan nilai saturasi air dilakukan dengan tiga pendekatan, yaitu perhitungan manual, perhitungan menggunakan perangkat lunak *Interactive Petrophysics*, serta perbandingan dengan data saturasi air hasil analisis *core*. Hasil perhitungan tersebut kemudian dibandingkan untuk mengetahui kesesuaian dan perbedaan nilai saturasi air yang diperoleh dari masing-masing metode. Selanjutnya, identifikasi jenis fluida pada zona target reservoir dilakukan berdasarkan nilai saturasi air serta didukung oleh data *core* dan respon *log* sumur. Seluruh hasil pengolahan data kemudian dianalisis dan disajikan dalam bentuk tabel dan grafik untuk memudahkan interpretasi dan pembahasan hasil penelitian.

4.5 Diagram Alir





Gambar 13. Diagram alir penelitian

VI. SIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Kesimpulan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Berdasarkan analisis kualitatif, zona target sumur LA-1 terdapat di kedalaman 215,8–424,0 m, zona target reservoir sumur LA-2 tersebar di kedalaman 559,6–705,6 m, zona target sumur LA-3 terdapat di kedalaman 501,5–731,4 m, zona target sumur LA-4 tersebar di kedalaman 570,1–765,5 m, sedangkan zona target sumur LA-5 tersebar di kedalaman 679,1–911,5 m.
2. Berdasarkan hasil perhitungan *shale volume*, porositas efektif, dan resistivitas, sumur LA-1 memiliki *shale volume* pada rentang 6,33% hingga 16,84% dengan porositas efektif berkisar antara 24,88% sampai 37,36% serta nilai resistivitas berada pada kisaran 1,44 hingga 2,74 ohm·m. Sumur LA-2 menunjukkan *shale volume* sebesar 7,44% hingga 11,03% dengan porositas efektif antara 17,38% sampai 29,69% dan nilai resistivitas berkisar 1,56 hingga 5,47 ohm·m. Sumur LA-3 memiliki *shale volume* yang relatif lebih tinggi yaitu 13,25% hingga 26,01% dengan porositas efektif sebesar 18,63% sampai 33,67% serta nilai resistivitas antara 1,29 hingga 3,70 ohm·m. Sumur LA-4 memperlihatkan variasi *shale volume* yang cukup rendah hingga sedang yaitu 0,56% sampai 8,76% dengan porositas efektif berkisar 20,69% sampai 37,62% dan nilai resistivitas relatif tinggi pada rentang 1,94 hingga 10,08 ohm·m. Sumur LA-5 memiliki *shale volume* sebesar 6,32% hingga 17,37% dengan porositas efektif yang lebih sempit yaitu 19,47% sampai 23,05% serta nilai resistivitas berada pada kisaran 2,29 hingga 3,18 ohm·m.

3. Berdasarkan hasil perhitungan saturasi air menggunakan persamaan Archie, nilai saturasi air pada sumur LA-1 berada pada rentang 0,25 hingga 0,80. Sumur LA-2 memiliki nilai saturasi air yang relatif tinggi yaitu antara 0,55 sampai 1,34. Sumur LA-3 menunjukkan nilai saturasi air paling rendah dibandingkan sumur lainnya dengan rentang 0,05 hingga 0,14. Sumur LA-4 memiliki nilai saturasi air berkisar antara 0,16 sampai 0,69. Sumur LA-5 menunjukkan nilai saturasi air yang tinggi dengan rentang 0,79 hingga 1,33.
4. *Sw* hasil perhitungan manual memiliki tingkat kebenaran tertinggi, dengan korelasi terhadap data *core* mencapai sekitar 86–87%. *Sw* hasil *log* IP memiliki tingkat kebenaran yang lebih rendah, dengan korelasi terhadap data *core* hanya sekitar 74%, sehingga kurang representatif jika digunakan secara langsung. Perbandingan menunjukkan bahwa korelasi *Sw* Manual–*Core* lebih besar dan lebih baik dibandingkan *Sw* IP–*Core*, sehingga metode manual dinilai lebih andal. Oleh karena itu, dalam penelitian ini saturasi air hasil perhitungan manual dipilih dan digunakan sebagai acuan utama dalam penentuan jenis fluida reservoir.
5. Berdasarkan hasil analisis kandungan fluida dari data saturasi air (*Sw*), setiap sumur menunjukkan karakter fluida yang berbeda. Sumur LA-1 didominasi oleh minyak dengan keberadaan air yang terbatas pada bagian bawah zona reservoir. Sumur LA-2 didominasi oleh air, meskipun masih dijumpai beberapa interval yang mengandung minyak. Sumur LA-3 secara keseluruhan diisi oleh gas tanpa indikasi keberadaan air maupun minyak. Sumur LA-4 didominasi oleh minyak dengan keberadaan gas pada beberapa interval tertentu dan tidak dijumpai zona jenuh air. Sementara itu, sumur LA-5 sepenuhnya merupakan zona jenuh air dan tidak menunjukkan potensi hidrokarbon. Secara keseluruhan, sumur LA-1, LA-3, dan LA-4 memiliki potensi hidrokarbon yang lebih baik dibandingkan sumur LA-2, sedangkan sumur LA-5 tidak memiliki potensi hidrokarbon.

6.2 Saran

Data *core* pada sumur penelitian sebaiknya lebih lengkap, agar target pada setiap kedalaman masing-masing sumur terdapat data berdasarkan data *core*

dan dapat diketahui perbandingan antara hasil dari data *log* dan data *core* secara akurat.

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. (1991). *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir Vol 1*. Universitas Trisakti.
- Aprilia, R., Dewanto, O., Karyanto, K., dan Ramadhan, A. (2018). Analisis Petrofisika Dan Penyebab Low Resistivity Reservoir Zone Berdasarkan Data Log, Sem, rd Dan Petrografi Pada Lapangan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 4(2), 144–158. <https://doi.org/10.23960/jge.v4i2.13>
- Asquith, G., Krygowski, D., Henderson, S., dan Hurley, N. (2004). *Basic Well Log Analysis* (Vol. 16). American Association of Petroleum Geologists.
- Aulia, A. S., Gani, R. M. G., Firmansyah, Y., dan Zainal, R. M. (2021). Evaluasi Formasi Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Formasi Tuban Lapangan “Sy” Cekungan Jawa Timur Utara. *Geoscience Journal*, 5(2), 161-171.
- Bintarto, B., Swadesi, B., Choiriah, S. U., dan Kaesti, E. Y. (2020). *Pemetaan Singkapan Di Indonesia Berdasarkan Pada Karakteristik Reservoir Migas Studi Kasus “Cekungan Jawa Timur Utara”*. Yogyakarta: Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
- Camyra, F., Nurdrajat., Firmansyah, Y., dan Ganjar, R. (2022). Perbandingan Nilai Saturasi Air Pada Zona Reservoir Batupasir Serpihan (Shally Sand) Dengan Pendekatan Model Indonesia Dan Model Simandoux, Studi Kasus Di Cekungan Sumatra Selatan. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 6(1), 698-704
- Craig, J., dan Quagliaroli, F. (2020). The oil dan gas upstream cycle: Exploration activity. *EPJ Web of Conferences* <https://doi.org/10.1051/epjconf/202024600008>.
- Dewan, J. T. (1983). *Essentials of Modern Open-hole Log Interpretation*. PennWell Books.
- Dewanto, O. (2009). *Well logging Vol-6*. DIKTAT. Lampung: Universitas Lampung.

- Ellis, D. V., Singer, J. M., & Peeters, P. (2007). *Well logging for earth scientists (2nd edition)*. Springer.
- Erfido. (2014). *Analisa Petrophysics dan Rock Physics dalam Penentuan Pengaruh Heterogenitas Reservoir Batupasir terhadap Evaluasi Formasi Lapangan "X" Cekungan Tarakan*. Universitas Diponegoro.
- Erihartanti. (2015). *Estimasi Sumberdaya Batubara Berdasarkan Data Well logging dengan Metode Cross Section di PT. Telen Orbit Prima Desa Buhut Kab. Kapuas Kalimantan Tengah*. Banjarmasin: Universitas Lambung Mangkurat
- Harsono, A. (1997). *Pengantar Evaluasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Service.
- Husein, S. (2015). *Petroleum and Regional Geology Northeast Java Basin Indonesia*. Universitas Gajah Mada.
- Husein, S. (2016). *Fieldtrip Geologi Cekungan Jawa Timur Utara*. Universitas Gajah Mada.
- Hustrulid, W. (2006). *Underground Mining Methods: Engineering Fundamentals and International Case Studies*. Society for Mining, Metallurgy, and Exploration.
- Koesoemadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Institut Teknologi Bandung.
- Khasanah, U., Supriyanto, dan Djayus. (2019). Analisis Nilai *Gamma ray log* dan Log Density Terhadap Variasi Kecepatan Perekaman Metode *Well logging* Robertson Geologing (RG).” *Geosains Kutai Basin*, 2(1), 1–7.
- Kumalasari, I. N. (2018). Identifikasi Persebaran dan Estimasi Cadangan Gas serta Sumur Usulan Menggunakan Inversi Seismik Simultan dan Pemodelan 3D Property Reservoir Di Lapangan INK, Cekungan Sumatera Selatan. Universitas Lampung. *Skripsi*. Universitas Lampung.
- Malureanu, I., Boaca, T., dan Neagu, D.-D. (2016). New Relations of Water Saturation's Calculus from Well Logs. *Acta Geophysica*, 64, 1542–1562.
- Mastoadji, E. K. (2007). Basic Well Log Interpretation. *Handout of AAPG SC UNDIP Course*.
- Mennan, A. (2017). *Well Log Interpretation and 3D Reservoir Property Modeling of Maui-Bfield, Taranika Basin, New Zealand*. Missouri University of Science and Technology.
- Mudjiono, R., dan Pireno, G. E. (2002). Exploration of the North Madura Platform,

Offshore East Java, Indonesia. *Proceedings of Indonesian Petroleum Association, 28th Annual Convention dan Exhibition, Volume 1*, 707–726.

Nuryanto, A., & Santosa, B. J. (2014). Evaluasi formasi menggunakan data *log* dan data core pada Lapangan “X” Cekungan Jawa Timur bagian utara. *Jurnal Sains dan Seni ITS*, 3(1).

Prihutama, F. A., Dani, A., dan Widada, S. (2018). Karakteristik Geologi Dan Skenario Reservoir Hidrokarbon sebagai Rencana Pengembangan Zona Prospek Lapangan “Tesseract” Cekungan Jawa Timur Utara Pada Zona Rembang Jawa Timur. *Proceeding of Seminar Nasional Kebumihan Ke 11*, 436-454

Pulunggono, A. and Martodjojo, S. (1994). Perubahan tektonik Paleogen-Neogen merupakan peristiwa tektonik terpenting di Jawa. *Proceeding Geologi dan Geotek Pulau Jawa*, Yogyakarta, 37-49.

Purnamasari, N. (2023). *Pengaruh keberadaan tambang minyak tradisional Desa Ledok Kecamatan Sambong Kabupaten Blora terhadap kondisi sosial ekonomi masyarakat sekitar* (Undergraduate thesis, Universitas Muhammadiyah Surakarta).

Rider, M., (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised 2002*. Scotland: Whittles Publishing.

Ringgis, J. (1985). *Seismic Stratigraphy 1: Proceedings of the Joint ASCOPE/CCOP Workshop 1*. White Lotus Press.

Saadu, Y.K., dan Nwankwo, C.N. (2018). Petrophysical Evaluation and Volumetric Estimation Within Central Swamp Depobelt, Niger Delta, Using 3D Seismic and Well Logs. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27(4), 531–539.

Sam-Marcus, J., Enaworu, E., Rotimi, O. J., dan Seteyeobot, I. (2018). A proposed Solution to The Determination of Water Saturation: Using a Modelled Equation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8, 1009–1015.

Sarwono, J. (2006). *Metode penelitian kuantitatif dan kualitatif*. Yogyakarta: Graha Ilmu.

Satjana, A. (2008). *Cekungan Jawa Timur Laut: Struktur dan Stratigrafi*. Dalam: *Prosiding Seminar Nasional Geologi dan Energi Terbarukan*, 1-10.

Schlumberger. (1998). *Schlumberger Log Interpretation Principles/Application*. Texas: Schlumberger Wireline and Testing

Shandika, D. (2016). *Interpretasi Log untuk Menentukan Interval Perforasi Formasi “K” Lapangan “X”*. Universitas Trisakti.

- Sinulingga, Y. R., dan Ramdhan, A. M. (2017). Karakteristik Tekanan Luap Dan Penyebabnya Pada Daerah Lepas Pantai Selat Madura. *Bulletin of Geology*, 1(1).
- Sribudiyani, Prasetya, I., dan Muchsin, N. (2003). The Collision of The East Java Microplate and Its Implication for Hydrocarbon Occurrences in The East Java Basin, Indonesia. *Assoc., 29th Annual Convention Proceeding* Sugiarto, T. A., Sentosa, J. B., dan Warnana, D. D. (2013). Evaluasi Formasi dan Estimasi Permeabilitas Pada Reservoir Karbonat Menggunakan Carman Kozceny. *Jurnal Sains Pomits*, 1, 1–5.
- Tiab, D., Donaldson, E. C., & Petrophysics Group. (2016). *Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties* (4th ed.). Gulf Professional Publishing.
- Tim Atlas Cekungan Survei Geologi. (2009). *Peta Cekungan Sedimen Indonesia Berdasarkan Data Gayaberat dan Geologi*. Badan Geologi Departemen ESDM.
- Van Bemmelen. R.W. (1994). *The Geology of Indonesia*. Government Printing Office.