

**DELINIASI ZONA RESERVOAR HIDROKARBON  
BERDASARKAN DATA LOG DAN KORELASI  
LITOSTRATIGRAFI DARI 99 SUMUR TUA BELANDA DI  
LAPANGAN “KW“ CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

**(Skripsi)**

**Oleh**

**ASEP IRAWAN  
2015051024**



**FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG  
2024**

**DELINIASI ZONA RESERVOAR HIDROKARBON  
BERDASARKAN DATA LOG DAN KORELASI  
LITOSTRATIGRAFI DARI 99 SUMUR TUA BELANDA DI  
LAPANGAN “KW“ CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

**Oleh**

**ASEP IRAWAN**

**Skripsi**

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

**Pada**

**Jurusan Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG  
2024**

## **ABSTRAK**

### **DELINIASI ZONA RESERVOAR HIDROKARBON BERDASARKAN DATA LOG DAN KORELASI LITOSTRATIGRAFI DARI 99 SUMUR TUA BELANDA DI LAPANGAN “KW” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

**Oleh**

**ASEP IRAWAN**

Di Indonesia terdapat beberapa titik sumur minyak tua yang berproduksi sejak zaman Belanda yang salah satunya yaitu Lapangan KW. Lapangan KW merupakan lapangan migas tua yang memiliki titik sumur terbanyak. Oleh sebab itu maka perlu dilakukan studi lanjutan di Lapangan KW dengan mendeliniasi zona reservoir hidrokarbon menggunakan data log dan korelasi litostratigrafi. Data yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data sumur tua Belanda dengan jumlah 99 sumur yang mencakup wilayah administrasi Kabupaten Bojonegoro dan Tuban dengan luas area penelitian 35.778.600 m<sup>2</sup>. Titik sumur tersebar pada Formasi Wonocolo dan Formasi Ledok. Berdasarkan hasil korelasi litostratigrafi maka didapatkan 18 lapisan batuan yang terkorelasi dengan litologi napal pasiran, lempung pasiran, lempung napalan, batu lempung, napal, batupasir, dan pasir gampingan. Berdasarkan analisis hasil korelasi litostratigrafi dengan data sumur maka didapatkan 5 zona reservoir hidrokarbon dengan 3 lapisan pasir gampingan yang memiliki nilai porositas 19% dan permeabilitas 1791 mD dan 2 lapisan batupasir dengan nilai porositas 19% dan permeabilitas 1342 mD. Hasil analisis ini menunjukkan bahwa kualitas reservoir hidrokarbon pada Lapangan KW memiliki kualitas porositas baik dan permeabilitas istimewa. Berdasarkan hasil pemodelan 2D dan 3D didapatkan bahwa zona reservoir hidrokarbon total memiliki elevasi kedalaman sebesar 1.536 m dan ketebalan sebesar 1.071 m serta nilai volume bulk sebesar 4,69 x 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>.

Kata Kunci: Deliniasi, Korelasi Litostratigrafi, Reservoir, Sumur Tua Belanda

## **ABSTRACT**

### **DELINIATION OF HYDROCARBON RESERVOIR ZONES BASED ON LOG DATA AND LITOSTRATIGRAPHIC CORRELATION FROM 99 OLD DUTCH WELLS IN THE “KW” FIELD OF THE NORTH EAST JAVA BASIN**

**By**

**ASEP IRAWAN**

In Indonesia, there are several old oil wells that have been producing since the Dutch era, one of which is the KW Field. The KW field is an old oil and gas field that has the most well points. Therefore, it is necessary to carry out further studies in the KW Field by delineating the hydrocarbon reservoir zone using log data and lithostratigraphic correlation. The data used in this research is old Dutch well data with a total of 99 wells covering the administrative areas of Bojonegoro and Tuban Regencies with a research area of 35.778.600 m<sup>2</sup>. The well points are spread across the Wonocolo Formation and Ledok Formation. Based on the results of lithostratigraphic correlation, 18 rock layers were found that were correlated with the lithology of sandy marl, sandy clay, marl clay, claystone, marl, sandstone and calcareous sand. Based on the analysis of lithostratigraphic correlation results with well data, 5 hydrocarbon reservoir zones were obtained with 3 layers of calcareous sand which had a porosity value of 19% and a permeability of 1791 mD and 2 layers of sandstone with a porosity value of 19% and a permeability of 1342 mD. The results of this analysis show that the quality of the hydrocarbon reservoir in the KW Field has good porosity and excellent permeability. Based on the results of 2D and 3D modeling, it was found that the total hydrocarbon reservoir zone has a depth elevation of 1,536 m and a thickness of 1.071 m and a bulk volume value of 4,69 x 10<sup>9</sup> m<sup>3</sup>.

**Keywords:** Deliniation, Lithostratigraphic Correlation, Reservoir, Old Dutch Wells

Judul Skripsi

: **DELINIASI ZONA RESERVOAR  
HIDROKARBON BERDASARKAN DATA  
LOG DAN KORELASI LITOSTRATIGRAFI  
DARI 99 SUMUR TUA BELANDA DI  
LAPANGAN "KW" CEKUNGAN JAWA  
TIMUR UTARA**

Nama Mahasiswa

: **Asep Irawan**

Nomor Pokok Mahasiswa

: **2015051024**

Program Studi

: **Teknik Geofisika**

Fakultas

: **Teknik**



1. **Komisi Pembimbing**

Pembimbing I

Pembimbing II

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

NIP. 19661222 199603 1001

**Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T., CRP.**

NIP. 19720928 199903 1001

2. **Ketua Jurusan Teknik Geofisika**

**Dr. Karyanto, S.Si., M.T.**

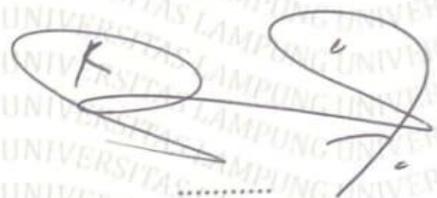
NIP. 196912301998021001

**MENGESAHKAN**

1. **Tim Penguji**

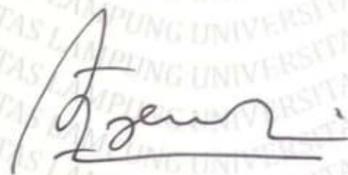
**Ketua**

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



**Sekretaris**

**: Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T., CRP.**



**Anggota**

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



2. **Dekan Fakultas Teknik**

**Dr. Eng. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc. }**

**NIP. 197509282001121002**



**Tanggal Ujian Skripsi: 15 Maret 2024**

## PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis ini 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.

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

Bandar Lampung, 16 Mei 2024

Penulis



*Asep Irawan*

**Asep Irawan**

NPM. 2015051024

## RIWAYAT HIDUP



Penulis dengan nama lengkap Asep Irawan lahir di Mesuji, 20 Juli 2003, merupakan anak ketiga dari tiga bersaudara, dari pasangan Bapak Waslim dan Ibu Manisem. Penulis telah menyelesaikan pendidikan Sekolah Dasar (SD) di SD Negeri 1 Wonosari pada tahun 2014. Selanjutnya penulis melanjutkan pendidikan Sekolah Menengah Pertama (SMP) di SMP Negeri 1 Mesuji Timur pada tahun 2014 sampai 2017 dan kemudian melanjutkan pendidikan di jenjang Sekolah Menengah Akhir (SMA) di SMA Negeri 1 Tanjung Raya pada tahun 2017 sampai 2020. Pada tahun 2020, penulis diterima sebagai mahasiswa S1 Reguler di Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung melalui jalur SNMPTN.

Selama menjadi mahasiswa, penulis aktif dalam beberapa organisasi kemahasiswaan yaitu Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HIMA TG BHUWANA) sebagai Ketua Biro Dana dan Usaha pada periode 2023. Penulis juga aktif dalam Organisasi *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) SC Universitas Lampung sebagai anggota Divisi *Human Resource Development* pada periode 2022 dan sebagai Kepala Divisi *Finance and Government* pada periode 2023, Seksi Mahasiswa Ikatan Ahli Geologi Indonesia (SM-IAGI) SC Universitas Lampung periode 2023 sebagai anggota Divisi Akademik dan Keprofesian, *Society Of Exploration Geophysicst* (SEG) SC Universitas Lampung periode 2024 sebagai Kepala Divisi Internal, dan Forum Silaturahmi dan Studi Islam Fakultas Teknik

(FOSSI FT) Universitas Lampung periode 2021 dan 2022 sebagai Anggota Departemen Akademik Riset.

Dalam bidang keilmuan dan akademik, penulis aktif dalam menulis jurnal. Selain itu, penulis juga pernah menjadi asisten praktikum pada mata kuliah praktikum Geologi struktur, Metode Geolistrik, Metode Gaya Berat, Metode *Well Logging*, dan mata kuliah Evaluasi Formasi. Pada Januari tahun 2024, penulis pernah mengabdikan diri selama 40 hari di Desa Bujung Buring Baru, Kecamatan Tanjung Raya, Kabupaten Mesuji dalam rangkaian kegiatan Kuliah Kerja Nyata (KKN) Universitas Lampung.

Dalam penerapan bidang keahlian, Penulis melaksanakan Praktik Kerja Lapangan (PKL) di LEMIGAS – Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi Pada bulan Januari - Februari 2023 dengan judul penelitian “**Analisis Petrofisika Dalam Menentukan Zona Prospek Hidrokarbon Pada Formasi Menggala dan Formasi Pematang Sumur AI\_1 Cekungan Sumatera Tengah**”. Kemudian pada Bulan Agustus - Oktober 2023 Penulis melaksanakan Magang sekaligus Tugas Akhir untuk memperoleh gelar sarjana teknik di Pusat Survei Geologi (PSG) Bandung dengan judul “**Deliniasi Zona Reservoir Hidrokarbon Berdasarkan Data Log dan Korelasi Litostratigrafi Dari 99 Sumur Tua Belanda di Lapangan “KW” Cekungan Jawa Timur Utara**”.

## **PERSEMBAHAN**

Puji syukur Penulis panjatkan kepada Allah SWT atas terselesaikannya skripsi ini dengan baik dan lancar. Skripsi ini saya persembahkan untuk :

### **IBU DAN BAPAK TERCINTA**

**WASLIM**

**&**

**MANISEM**

Yang tiada hentinya memberikan kasih sayang, perhatian, semangat, dan segala dukungan yang tidak terhingga. Terimakasih atas semua do'a di setiap malam yang engkau panjatkan di setiap langkah dan cita-cita Ku. Semoga bapak dan ibu sehat selalu dan bisa selalu bahagia di setiap pencapaianku. Saya akan selalu berusaha menjadi anak yang terbaik untuk bapak dan ibu.

### **KAKAK – KAKAK TERKUAT KU**

**AGUS WASIMIN**

**&**

**WASITO**

Saudara sekaligus panutanku. Semoga aku bisa menjadi sepertimu dengan versi terbaikku.

### **KELUARGA BESAR SAN WAHIDI**

**Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung dan Semua yang terlibat dalam proses pembuatan skripsi ini, saya ucapkan terima kasih.**

*Kesuksesan bukan akhir dan kegagalan juga bukan hal fatal. Hal tersebut merupakan keberanian untuk melakukan sesuatu yang penting.*

~Winston Churchill~

*Kesuksesan tergantung pada persiapan sebelumnya. Tanpa persiapan pasti akan gagal.*

~Confucius~

*"Barang siapa yang mengerjakan kebaikan sekecil apapun, niscaya dia akan melihat (balasan)nya."*

(Q.S Al-Zalzalah: 7)

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis haturkan atas kehadiran Allah *Subhanahu Wa Ta'ala*, Yang Maha Kuasa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya penulis dapat menyusun skripsi dengan judul **“DELINIASI ZONA RESERVOAR HIDROKARBON BERDASARKAN DATA LOG DAN KORELASI LITOSTRATIGRAFI DARI 99 SUMUR TUA BELANDA DI LAPANGAN “KW“ CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA”**. Terima kasih penulis sampaikan kepada semua pihak yang telah terlibat secara langsung maupun tidak langsung dalam penyusunan skripsi ini. Penulis pun menyadari mungkin masih terdapat kekurangan di dalam skripsi ini, sehingga sangat diharapkan kritik dan saran yang membangun. Semoga semua yang tertulis di dalam skripsi ini dapat memberikan manfaat kepada siapapun, baik kalangan umum maupun akademisi untuk kemajuan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 16 Mei 2024

Penulis

A handwritten signature in black ink, consisting of a circular mark on the left containing the letters 'AIEP', followed by a series of vertical, wavy lines, and ending with a stylized 'f' and a period.

**Asep Irawan**

NPM. 2015051024

## SAN WACANA

Puji dan syukur penulis haturkan atas kehadiran Allah *Subhanahu Wa Ta'ala*, Yang Maha Kuasa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul **“DELINIASI ZONA RESERVOAR HIDROKARBON BERDASARKAN DATA LOG DAN KORELASI LITOSTRATIGRAFI DARI 99 SUMUR TUA BELANDA DI LAPANGAN “KW“ CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA”**. Dalam pelaksanaan dan penulisan skripsi ini penulis menyadari bahwa selesainya proses ini tidak lepas dari bimbingan dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis ingin menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Allah SWT, yang selalu memberikan anugerah-Nya dan kemudahan kepada penulis.
2. Kedua orang tua tercinta yang selalu menjadi kebanggaan dan motivasi hidup penulis Bapak Waslim dan Ibu Manisem yang telah memberi banyak dukungan menyayangi dengan sepenuh hati.
3. Kakak saya Agus Wasimin dan Wasito yang selalu memberi semangat.
4. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
5. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., selaku dosen Pembimbing I tugas akhir di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah banyak meluangkan waktu memberi masukan, koreksi dan pengarahan dalam penyusunan dan penulisan skripsi ini.
6. Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T., CRP., selaku dosen pembimbing II tugas akhir di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah

meluangkan waktunya untuk bimbingan, diskusi, arahan serta motivasi dalam pengerjaan dan penyusunan skripsi ini.

7. Bapak Prof. Drs. Ir. Suharno, M.Sc., Ph.D., IPU., ASEAN Eng., selaku penguji yang telah meluangkan waktu untuk memberikan saran dan masukan atas skripsi ini, sehingga menjadikan skripsi ini menjadi lebih baik.
8. Bapak Drs. Hermansyah, M.Si., dan Bapak Dr. Andy Setyo Wibowo, S.T., M.T., selaku pembimbing tugas akhir di Pusat Survei Geologi (PSG) Bandung yang telah meluangkan waktu dan tenaganya untuk memberikan arahan dan masukkan dalam pengolahan data penelitian.
9. Bapak Rustadi, S.Si., M.T., selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan penulis selama menjadi mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
10. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati terima kasih untuk semua ilmu yang diberikan. .
11. Nasik, Ramot, Vito, Fadel, Stella, Sri dan Dhewi yang selalu memberikan semangat serta doa untuk penulis.
12. Keluarga Besar Teknik Geofisika 2020 (PATAKIS) yang telah memberikan motivasi dan membantu penulis selama menjadi mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
13. Serta semua pihak yang terlibat, penulis mengucapkan banyak terima kasih.
14. Terakhir, terima kasih untuk diri saya sendiri yang sudah mampu berjuang untuk menyelesaikan Skripsi ini “I did it”

Bandar Lampung, 16 Mei 2024

Penulis

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'Asep Irawan', with a stylized flourish at the end.

**Asep Irawan**

NPM. 2015051024

## DAFTAR ISI

	<b>Halaman</b>
<b>ABSTRAK .....</b>	<b>iii</b>
<b>ABSTRAC.....</b>	<b>iv</b>
<b>PERSETUJUAN.....</b>	<b>v</b>
<b>PENGESAHAN.....</b>	<b>vi</b>
<b>PERNYATAAN.....</b>	<b>vii</b>
<b>RIWAYAT HIDUP .....</b>	<b>viii</b>
<b>PERSEMBAHAN.....</b>	<b>x</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>xii</b>
<b>SANWACANA .....</b>	<b>xiii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>xv</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xix</b>
<b>DAFTAR GAMBAR.....</b>	<b>xx</b>
<b>I. PENDAHULUAN .....</b>	<b>23</b>
1.1 Latar Belakang.....	23
1.2 Tujuan Penelitian .....	3
1.3 Batasan Masalah .....	3
1.4 Manfaat Penelitian .....	3
<b>II. TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>4</b>
2.1 Lokasi Daerah Penelitian .....	4
2.2 Geologi Regional dan Fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara.....	6

2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara .....	9
2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara .....	11
2.4.1 <i>Basement</i> .....	12
2.4.2 Formasi Ngimbang .....	13
2.4.3 Formasi Kujung .....	13
2.4.4 Formasi Prupuh .....	13
2.4.5 Formasi Tuban.....	13
2.4.6 Formasi Tawun.....	14
2.4.7 Formasi Ngrayong .....	14
2.4.8 Formasi Bulu .....	14
2.4.9 Formasi Wonocolo .....	14
2.4.10 Formasi Ledok.....	15
2.4.11 Formasi Mundu .....	15
2.4.12 Formasi Selorejo.....	15
2.4.13 Formasi Lidah.....	16
2.4.14 Formasi Paciran .....	16
2.5 Sistem Petroleum Regional Jawa Timur Utara.....	16
2.5.1 Batuan Induk ( <i>Source Rock</i> ).....	17
2.5.2 Batuan Reservoir .....	18
2.5.3 Batuan <i>Seal</i> .....	19
2.5.4 <i>Trap</i> (Jebakan).....	19
2.5.5 Migrasi.....	20
2.6 Penelitian Terdahulu .....	20
<b>III. TEORI DASAR .....</b>	<b>22</b>
3.1 Sumur Tua di Indonesia.....	22
3.2 Konsep Dasar <i>Well Logging</i> .....	23

3.2.1 Log <i>Spontaneous Potential</i> (SP) .....	25
3.2.2 Log Resistivitas .....	26
3.3 Analisis Petrofisika .....	29
3.3.1 Porositas ( $\emptyset$ ).....	30
3.3.2 Permeabilitas ( $k$ ) .....	30
3.4 Korelasi Litostratigrafi.....	32
3.5 Volume Bulk Batuan .....	34
3.5.1 Penentuan Volume Bulk Batuan Secara Analitis .....	35
3.5.2 Penentuan Volume Bulk Batuan Secara Grafis.....	36
<b>IV. METODE PENELITIAN.....</b>	<b>37</b>
4.1 Waktu dan Tempat Penelitian.....	37
4.2 Perangkat Lunak .....	37
4.3 Data Penelitian.....	38
4.4 Prosedur Penelitian .....	41
4.4.1 Studi Literatur.....	41
4.4.2 Pengumpulan dan Pembuatan Matriks Data.....	41
4.4.3 Konversi Koordinat .....	41
4.4.4 Digitasi Data Log .....	42
4.4.5 Pengolahan Data .....	42
4.4.6 Interpretasi.....	45
4.5 Diagram Alir .....	46
<b>V. HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>50</b>
5.1 Data dan Hasil Penelitian.....	50
5.1.1 Data Penelitian .....	50
5.1.2 Posisi Titik Sumur Pada Lapangan KW .....	55
5.1.3 Data Litologi.....	58

5.1.4 Korelasi Litostratigrafi .....	62
5.1.5 Data Log .....	67
5.1.6 Data Petrofisika Batuan Reservoar.....	77
5.1.7 Pemodelan 2D .....	78
5.1.8 Pemodelan 3D .....	92
5.2 Pembahasan .....	101
5.2.1 Analisis Posisi Titik Sumur Penelitian.....	102
5.2.2 Analisis Litologi Bawah Permukaan Lapangan KW .....	103
5.2.3 Analisis Korelasi Litostratigrafi .....	105
5.2.4 Analisis Kualitatif Data Log Lapangan KW .....	107
5.2.5 Analisis Petrofisika Batuan Reservoar Hidrokarbon.....	110
5.2.6 Analisis Kedalaman Zona Reservoar Hidrokarbon.....	111
5.2.7 Analisis Ketebalan Zona Reservoar Hidrokarbon.....	113
5.2.8 Analisis Pemodelan 3D dan Volume Bulk Zona Reservoar Hidrokarbon .....	115
5.2.9 Analisis Sistem Petroleum Lapangan KW .....	117
<b>VI. KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>	<b>119</b>
6.1 Kesimpulan .....	119
6.2 Saran .....	120
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>121</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>128</b>

## DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Batuan reservoir di Cekungan Jawa Timur .....	19
2. Nilai resistivitas .....	29
3. Skala penentuan kualitas nilai porositas batuan reservoir .....	30
4. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum .....	31
5. Jadwal rincian kegiatan tugas akhir .....	37
6. Kelengkapan data sumur .....	52
7. Data koordinat global hasil konversi .....	55
8. Litologi pada Sumur KW 58 .....	59
9. Litologi pada Sumur KW 114 .....	59
10. Litologi pada Sumur KW 38 .....	59
11. Litologi pada Sumur KW 78 .....	60
12. Litologi pada Sumur KW 40 .....	60
13. Litologi pada Sumur KW 103 .....	61
14. Litologi pada Sumur KW 28 .....	61
15. Litologi pada Sumur KW 32 .....	62
16. Litologi pada Sumur KW 115 .....	62
17. Litologi pada Sumur KW 106 .....	62
18. Hasil korelasi litostratigrafi .....	63
19. Nilai parameter fisik batuan reservoir Lapangan KW .....	78
20. Ketebalan dan kedalaman zona reservoir Lapangan KW .....	85
21. Nilai volume bulk reservoir hidrokarbon .....	92

## DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta daerah lokasi penelitian Lapangan KW Jawa Timur .....	4
2. Geologi regional daerah penelitian .....	6
3. Penampang fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara .....	8
4. Tiga struktur utama Cekungan Jawa Timur .....	10
5. Stratigrafi Zona Rembang Cekungan Jawa Timur Utara .....	12
6. <i>Petroleum system</i> .....	17
7. <i>Petroleum system chart</i> Cekungan Jawa Timur Utara.....	17
8. <i>Log Spontaneous Potential</i> .....	25
9. Respon <i>resistivity log</i> di berbagai litologi .....	28
10. Skema korelasi litostratigrafi .....	33
11. Grafik penentuan volume bulk batuan .....	36
12. Data log sumur tua Belanda.....	39
13. Data <i>report</i> litologi .....	40
14. Data <i>core</i> .....	40
15. Digitasi data log .....	42
16. Korelasi antar data sumur .....	43
17. Hasil <i>display</i> data sumur .....	43
18. <i>Well top</i> data sumur .....	44
19. Korelasi litostratigrafi .....	44
20. Penampang 2D .....	45
21. Penampang 3D .....	45
22. Diagram alir proses digitasi data.....	47
23. Diagram alir penelitian.....	49

24. Data penelitian dalam format pdf.....	51
25. Data penelitian dalam format las .....	52
26. Posisi titik sumur dan luasan area penelitian .....	58
27. Sampel data <i>core</i> litologi .....	58
28. <i>Well section</i> Sumur KW.....	64
29. Korelasi litostratigrafi .....	66
30. Analisis data log Sumur KW 58 .....	67
31. Analisis data log Sumur KW 122 .....	68
32. Analisis data log Sumur KW 38 .....	69
33. Analisis data log Sumur KW 78 .....	70
34. Analisis data log Sumur KW 40 .....	71
35. Analisis data log Sumur KW 103 .....	72
36. Analisis data log Sumur KW 28 .....	73
37. Analisis data log Sumur KW 32 .....	74
38. Analisis data log Sumur KW 115 .....	75
39. Analisis data log Sumur KW 106 .....	76
40. Sampel data <i>core</i> petrofisika lapisan Batupasir .....	77
41. Sampel data <i>core</i> petrofisika lapisan Pasir Gampingan.....	77
42. Peta kedalaman lapisan reservoir Pasir 1 .....	79
43. Peta kedalaman lapisan reservoir Pasir Gampingan 1.....	80
44. Peta kedalaman lapisan reservoir Pasir Gampingan 2.....	81
45. Peta kedalaman lapisan reservoir Pasir 2 .....	82
46. Peta kedalaman lapisan reservoir Pasir Gampingan 3.....	83
47. Peta kedalaman lapisan total .....	84
48. Peta ketebalan lapisan reservoir Pasir 1 .....	86
49. Peta ketebalan lapisan reservoir Pasir Gampingan 1.....	87
50. Peta ketebalan lapisan reservoir Pasir Gampingan 2.....	88
51. Peta ketebalan lapisan reservoir Pasir 2 .....	89
52. Peta ketebalan lapisan reservoir Pasir Gampingan 3.....	90
53. Peta ketebalan lapisan total .....	91
54. Pemodelan 3D Lapisan Pasir 1 .....	93
55. Pemodelan 3D Lapisan Pasir Gampingan 1.....	94

56. Pemodelan 3D Lapisan Pasir Gampingan 2.....	95
57. Pemodelan 3D Lapisan Pasir 2 .....	96
58. Pemodelan 3D Lapisan Pasir Gampingan 3.....	97
59. Pemodelan 3D lapisan reservoir total pada arah Utara .....	98
60. Pemodelan 3D lapisan reservoir total pada arah Selatan .....	99
61. Pemodelan 3D lapisan total .....	100

## I. PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Indonesia memiliki beberapa titik sumur minyak tua yang berproduksi pada zaman penjajahan Belanda yang ditinggalkan serta ditutup ketika Jepang masuk ke Indonesia. Menurut data dari Dirjen dan Departemen ESDM, sumur tua pertambangan berjumlah 13.824 sumur yang menyebar di Kalimantan Timur berjumlah 3.143 sumur, Sumatera bagian selatan berjumlah 3.623 sumur, Sumatera bagian Utara berjumlah 2.392 sumur, Sumatera bagian Tengah berjumlah 1.633 sumur, Jawa Tengah dan Jawa Timur berjumlah 2.496 sumur, dan Kalimantan Selatan berjumlah 100 Sumur. Dari total keseluruhan, hanya 745 sumur yang masih dinyatakan aktif (Naumi dan Trilaksana, 2015).

Sebagian besar keberadaan hidrokarbon dari sumur-sumur tua yang ditinggalkan oleh Belanda masih mengalirkan rembesan minyak yang menyebar di beberapa tempat seperti halnya di Lapangan KW yang berada di Kabupaten Bojonegoro dan Tuban. Lapangan KW adalah lapangan migas yang terletak pada struktur Kawengan yang dikenal sebagai struktur penghasil hidrokarbon yang ditemukan pada tahun 1900-an oleh perusahaan Belanda. Pada awalnya Lapangan KW adalah lapangan migas yang tidak dimanfaatkan keberadaannya karena dinilai tidak ekonomis. Namun, ternyata Lapangan KW termasuk lapangan migas yang memiliki potensi yang cukup besar untuk dikembangkan (Lemigas, 2007). Lapangan KW adalah lapangan migas tua yang memiliki titik sumur terbanyak di Indonesia. Semakin berkurangnya cadangan migas dan sulitnya penemuan lapangan migas baru di Indonesia, maka membuka peluang untuk dilakukan studi lanjutan di beberapa lapangan tua termasuk di Lapangan KW ini.

Dalam konteks ini, deliniasi sumur tua Belanda menjadi langkah awal yang penting dalam upaya mengoptimalkan produksi hidrokarbon di Lapangan KW. Deliniasi ini akan memerlukan penggunaan data log sumur dan korelasi litostratigrafi, yang merupakan metode esensial dalam penentuan zona reservoir hidrokarbon. Melalui analisis data log, maka dapat mengidentifikasi lapisan batuan yang berpotensi sebagai tempat penyimpanan atau tempat akumulasi hidrokarbon, serta menentukan karakteristik litologi dan sifat reservoirnya. Data log yang digunakan berupa log *short normal* (log resistivitas) dan log SP (*Spontaneous Potential*). Log resistivitas dapat digunakan untuk membedakan lapisan terduga reservoir atau berdasarkan sifatnya dalam menentukan zona air. Sedangkan log SP berfungsi untuk mengidentifikasi zona permeabel pada suatu formasi. Pada log SP, apabila kurva log terdefleksi ke arah kiri maka dapat diidentifikasi sebagai zona permeabel seperti *sandstone* dan apabila tidak terdefleksi maka dapat diidentifikasi sebagai zona non permeabel seperti *shale* (Glover, 2007).

Dalam penelitian ini juga dilakukan korelasi litostratigrafi yang bertujuan untuk menghubungkan atau mengkorelasikan unit memiliki kesamaan litologi dan posisi stratigrafinya. Biasanya lapisan yang dikorelasikan adalah lapisan reservoir seperti *sandstone* maupun *limestone* karena lapisan inilah yang berpotensi untuk menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon dalam jumlah yang ekonomis. Lapisan dengan litologi sama dan memiliki umur geologi yang sama diasumsikan akan menghasilkan respon kurva log yang sama pula ketika dideteksi oleh alat log sehingga kesamaan pada masing-masing sumur tersebut dapat menghasilkan garis korelasi. Korelasi litostratigrafi akan membantu dalam memahami sekuens stratigrafi yang ada di lapangan ini, yang pada nantinya akan membantu dalam menentukan distribusi zona-zona reservoir hidrokarbon.

Dengan pemahaman yang baik tentang struktur geologi dan litologi di Lapangan KW serta pengolahan data log dan data *well report* seperti data koordinat, data litologi dan data produksi pada masa Belanda, maka perusahaan

minyak dan gas dapat mengambil keputusan yang lebih baik dalam merencanakan pengeboran kembali sumur-sumur tua, mengoptimalkan produksi, dan mengurangi risiko operasional. Dengan adanya penelitian ini maka diharapkan dapat memberikan kontribusi yang baik dalam mengembangkan potensi sumber daya hidrokarbon di Indonesia dan meningkatkan kontribusi industri minyak dan gas bumi terhadap perekonomian nasional.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan sebaran litologi bawah permukaan berdasarkan data core pada Lapangan KW Cekungan Jawa Timur Utara.
2. Melakukan korelasi litostratigrafi dan mengetahui sekuen stratigrafi untuk menentukan potensi zona reservoir hidrokarbon pada sumur-sumur tua Belanda di Lapangan KW Cekungan Jawa Timur Utara.
3. Menganalisis hubungan antara data log dengan litologi bawah permukaan dalam menentukan zona reservoir hidrokarbon pada Lapangan KW Cekungan Jawa Timur Utara.
4. Membuat pemodelan 2D dan 3D sebaran zona reservoir hidrokarbon dan mengestimasi nilai *volume bulk* zona reservoir di Lapangan KW Cekungan Jawa Timur Utara.

## 1.3 Batasan Masalah

Penelitian ini dibatasi oleh hal-hal sebagai berikut:

1. Area penelitian berfokus pada Lapangan KW Cekungan Jawa Timur Utara.
2. Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini yaitu data sumur tua Belanda yang terdiri dari log resistivitas dan log SP (*Spontaneous Potential*) serta data litologi yang digunakan yaitu hasil dari data *report*.
3. Parameter yang dianalisis berupa zona reservoir hidrokarbon yang dihasilkan dari hubungan data sumur dengan korelasi litostratigrafi.

4. Pemodelan 2D dan 3D dibuat berdasarkan sebaran zona reservoir hidrokarbon dan untuk mendapatkan nilai *bulk volume* dari *body reservoir* hidrokarbon.

#### **1.4 Manfaat Penelitian**

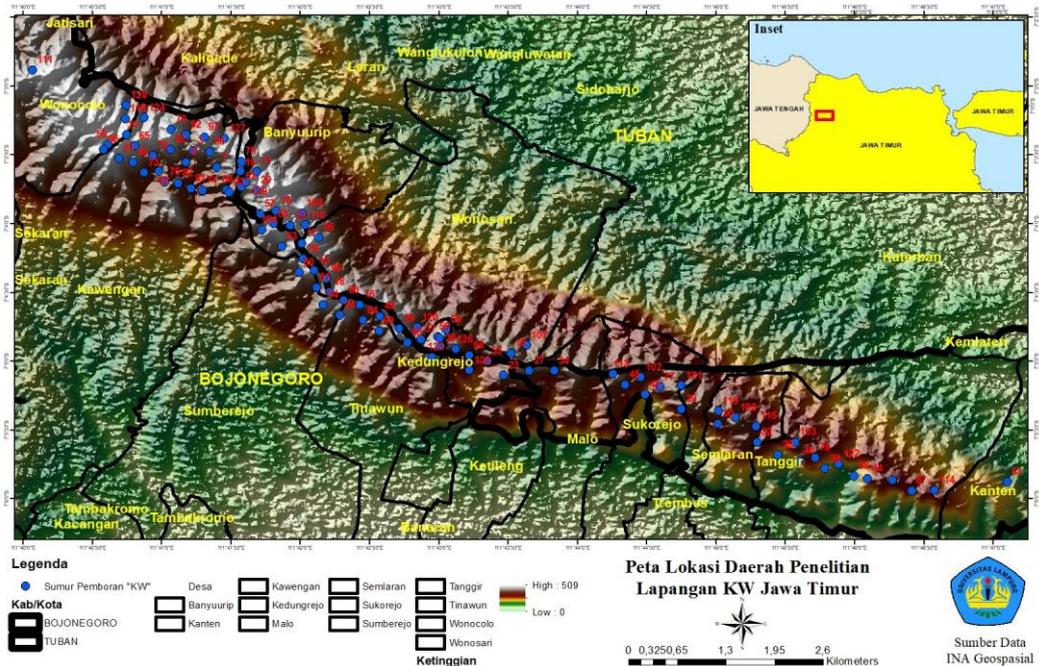
Manfaat dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Memberikan informasi terkait sebaran litologi di Lapangan KW Cekungan Jawa Timur Utara.
2. Memberikan informasi tentang sekuens zona reservoir hidrokarbon serta *bulk volume* dari *body reservoir* di Lapangan KW Cekungan Jawa Timur Utara.

## II. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Lokasi Daerah Penelitian

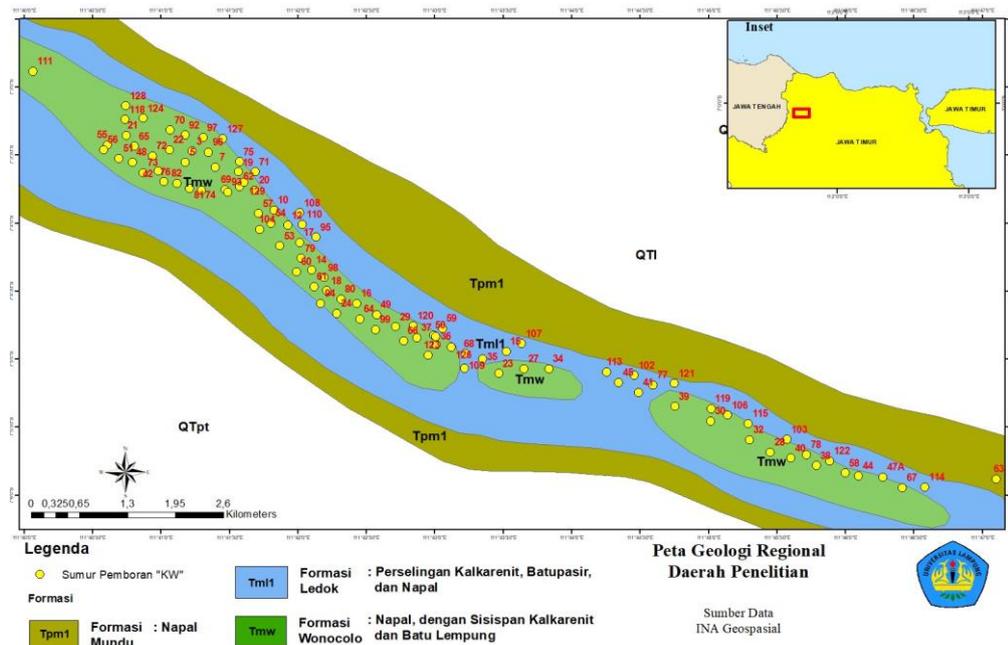
Lokasi penelitian ini berada pada area Cekungan Jawa Timur Utara yang meliputi wilayah administrasi Kabupaten Bojonegoro dan Tuban Provinsi Jawa Timur. Terdapat 99 sumur tua yang tersebar di 12 desa atau kelurahan. 1 sumur berada di Desa Kanten, 11 sumur di Desa Tanggir, 5 sumur di Desa Semlaran, 7 sumur di Desa Sukorejo, 2 sumur di Desa Malo, 5 sumur di Desa Kedungrejo, 11 sumur di Desa Wonosari, 10 sumur di Desa Tinawun, 4 sumur di Desa Sumberejo, 16 sumur di Desa Banyu urip, 21 sumur di Desa Kawengan, dan 6 sumur di Desa Wonocolo. Adapun untuk sebaran titik sumur pemboran dapat ditunjukkan pada gambar 1 di bawah ini.



**Gambar 1.** Peta daerah lokasi penelitian Lapangan KW Jawa Timur

## 2.2 Geologi Regional dan Fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara

Cekungan Jawa Timur Utara ialah salah satu dari cekungan-cekungan lepas pantai yang ada di Indonesia. Cekungan yang memiliki luas sekitar 190.300 km<sup>2</sup> ini terletak di dekat ujung selatan Paparan Sunda. Cekungan Jawa Timur Utara di sebelah barat dibatasi oleh Busur Karimunjawa yang memisahkannya dengan Cekungan Jawa Barat Utara, di sebelah selatan dibatasi oleh busur vulkanik, sebelah timur dibatasi oleh Cekungan Lombok, dan sebelah utara dibatasi oleh Tinggian Paternoster yang memisahkannya dengan Selat Makasar. Posisi Cekungan Jawa Timur Utara dapat dikelompokkan sebagai cekungan busur belakang (*back arc basin*) dan berada pada batas tenggara dari Lempeng Eurasia (Mudjiono dan Pireno, 2002).



**Gambar 2.** Geologi regional daerah penelitian

Secara geologi regional, Cekungan Jawa Timur terbentuk karena adanya proses pengangkatan (*uplift*) dan ketidakselarasan serta proses-proses lain seperti penurunan muka air laut dan pergerakan lempeng tektonik. Secara umum struktur geologi daerah Cekungan Jawa Timur berupa sesar naik, sesar turun, sesar geser, dan lipatan yang mengarah Barat - Timur akibat pengaruh gaya

kompresi dari arah Utara - Selatan. Tahap awal pembentukan Cekungan Jawa Timur Utara yaitu ditandai dengan adanya *half graben* yang dipengaruhi oleh struktur yang terbentuk sebelumnya. Tatahan tektonik yang paling muda dipengaruhi oleh pergerakan Lempeng Australia dan Sunda. Secara regional perbedaan bentuk struktural berbanding lurus dengan perubahan waktu (Satyana, 2005).

Secara umum Cekungan Jawa Timur Utara dibagi menjadi tiga zona besar (Pringgoprawiro, 1983). Adapun pembagian tiga zona besar tersebut dilakukan secara berurutan dari arah Selatan ke Utara adalah sebagai berikut:

1. Zona Kendeng

Zona Kendeng merupakan zona yang terletak di sebelah Utara deretan gunung api, zona ini terdiri dari endapan Kenozoikum muda yang pada umumnya terlipat kuat disertai dengan sesar-sesar sungkup dengan arah kemiringan dominan ke bagian Selatan. Zona Kendeng membentang dengan panjang bentangan sekitar 250 km dengan lebar maksimumnya mencapai 40 km.

2. Zona Randublatung

Zona Randublatung adalah suatu bentuk depresi fisiografi akibat proses tektonik yang membentang di antara Zona Kendeng dan Zona Rembang. Zona ini terbentuk pada kala Pleistosen dengan arah bentangan Barat - Timur. Pada Zona Randublatung ini ditemukan beberapa struktur antiklin pendek dan kubah-kubah. Pada Zona Randublatung terdapat aliran sungai utama yaitu Sungai Bengawan Solo.

3. Zona Rembang - Madura

Zona Rembang adalah zona yang terbentang sejajar dengan Zona Kendeng yang dipisahkan oleh Zona Randublatung. Zona Rembang merupakan suatu dataran tinggi yang terdiri dari struktur antiklin yang memiliki arah Barat - Timur sebagai akibat gejala tektonik Tersier Akhir yang membentuk perbukitan dengan elevasi yang tidak begitu tinggi dengan rata-rata kurang dari 500 meter. Arah memanjang perbukitan dari Zona Rembang mengikuti sumbu-sumbu lipatan yang pada umumnya berarah

barat - timur. Di beberapa tempat sumbu-sumbu lipatan ini mengikuti pola *en-echelon* yang menandakan adanya sesar geser lateral. Zona Rembang adalah zona patahan antara paparan karbonat di utara (Laut Jawa) dengan cekungan yang lebih dalam di selatan (Cekungan Kendeng). Litologi penyusunnya berupa campuran antara karbonat laut dangkal dengan batuan klastik, serta batu lempung dan napal laut dalam.



**Gambar 3.** Penampang fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara (Van Bemmelen, 1949)

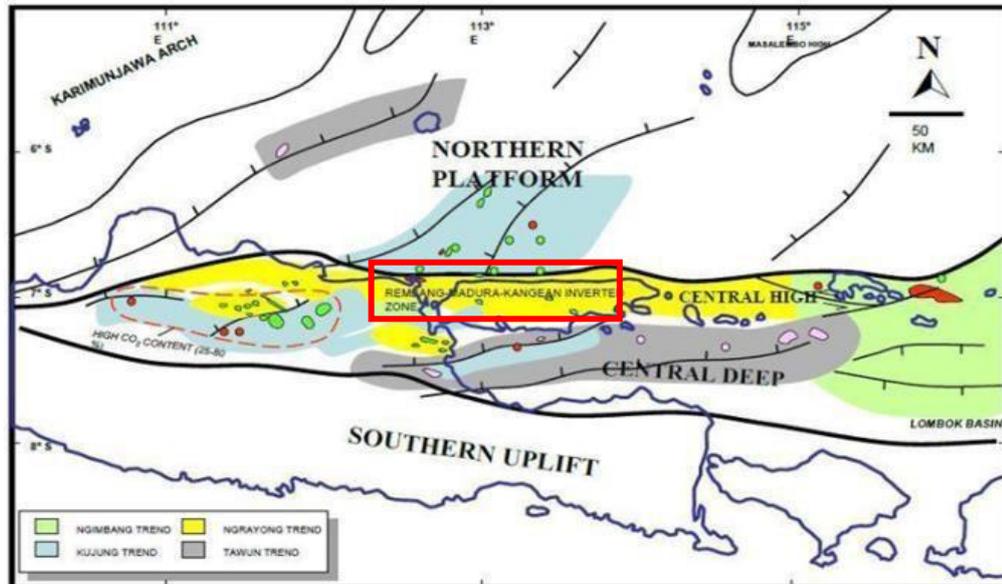
Berdasarkan gambar 2 di atas maka dapat diketahui bahwa fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara pada daerah penelitian ini termasuk ke dalam Zona Rembang yang merupakan struktur tinggian dan di bagian Selatan terdapat Zona Randublatung yang merupakan zona amblesan atau *subsidence* (Van Bemmelen, 1949). Hal ini didukung oleh penelitian yang dilakukan Gaol dkk., (2009) dengan judul “Aplikasi Pendekatan Metode Gayaberat Dalam Eksplorasi Hidrokarbon: Studi Geologi Bawah Permukaan Daerah Cekungan Jawa Timur Utara Segmen Lamongan” yang mengatakan bahwa berdasarkan anomali gaya berat di Cekungan Jawa Timur Utara, maka dapat diidentifikasi di bagian Utara memperlihatkan batuan dasar tinggian dan batuan dasar rendahan pada bagian Selatan. Daerah rendahan ini cenderung lebih datar pada arah Timur jika dibandingkan dengan arah Barat. Hal tersebut ditandai dengan adanya anomali tinggi (yang merupakan cerminan dari batuan dasar tinggi) pada daerah Utara dan anomali rendah pada daerah Selatan.

### 2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara

Aktivitas tektonik utama yang berlangsung pada umur Plio-Pleistosen, menyebabkan terjadinya pengangkatan (*uplift*) daerah regional Cekungan Jawa Timur dan menghasilkan bentuk morfologi seperti sekarang ini. Struktur geologi daerah Cekungan Jawa Timur umumnya berupa sesar naik, sesar turun, sesar geser, dan pelipatan yang mengarah Barat - Timur akibat adanya pengaruh gaya kompresi dari arah Utara - Selatan (Satyana, 2005). Prospek karbonat Oligo-Miosen pada Cekungan Jawa Timur Utara sebagai penghasil minyak telah terbukti sejak tahun 1990 (Satyana dan Djumiati, 2003).

Cekungan Jawa Timur dipisahkan menjadi 3 mandala struktur (*structural provinces*) (Satyana, 2005) dari arah Utara ke Selatan yaitu sebagai berikut :

1. Paparan Utara yang terdiri dari Busur Bawean, Paparan Madura Utara dan Paparan Kangean Utara.
2. Bagian tengah yaitu Tinggian Sentral yang terdiri dari Jawa Timur Utara Laut (Kujung) – Madura – Kangean - Tinggian Lombok yang merupakan daerah terangkat hasil dari proses pensesaran ekstensional Eosen - Oligosen Akhir dan pembalikan struktur pada Miosen - sekarang. Tinggian sentral ialah tinggian yang terbentuk karena kemenerusan tinggian Kujung dan tinggian Madura - Kangean ke arah Timur. Adanya tegasan Eosen akhir menyebabkan penurunan regional di daerah ini dan sedangkan ketinggiannya menjadi tempat berkembangnya fasies gampingan.
3. Bagian selatan yang dikenal sebagai Cekungan Selatan yang mencakup Zona Rembang, Zona Madura, dan Sub Cekungan Lombok mengalami pengangkatan secara mendatar yang berasosiasi dengan pengangkatan Kujung, Madura, dan Kangean ke arah Utara. Sedangkan bagian Selatan tetap pada lingkungan batial dalam. Pembentukan ini sebabkan oleh adanya sesar ekstensional Eosen - Oligosen akhir yang dilanjutkan oleh periode struktur hasil kompresi pada Miosen awal - Resen.



**Gambar 4.** Tiga struktur utama Cekungan Jawa Timur (Satyana dan Perwaningsih, 2003).

Konfigurasi *basement* Cekungan Jawa Timur dikontrol oleh dua *trend* struktur utama yaitu *Trend NE - SW* yang memiliki arah Timur Laut - Barat daya yang umumnya hanya dijumpai di Mandala Paparan Utara dan *Trend W - E* yang memiliki arah Barat - Timur yang terdapat di Mandala Tinggian *Sentral* dan Cekungan Selatan. Akibat tumbukan lempeng selama Tersier awal, Cekungan Jawa Timur terangkat dan mengalami erosi. Deretan perbukitan berarah NE - SW terbentuk di sepanjang tepi Tenggara Paparan Sunda akibat pemekaran busur belakang (*back arc*).

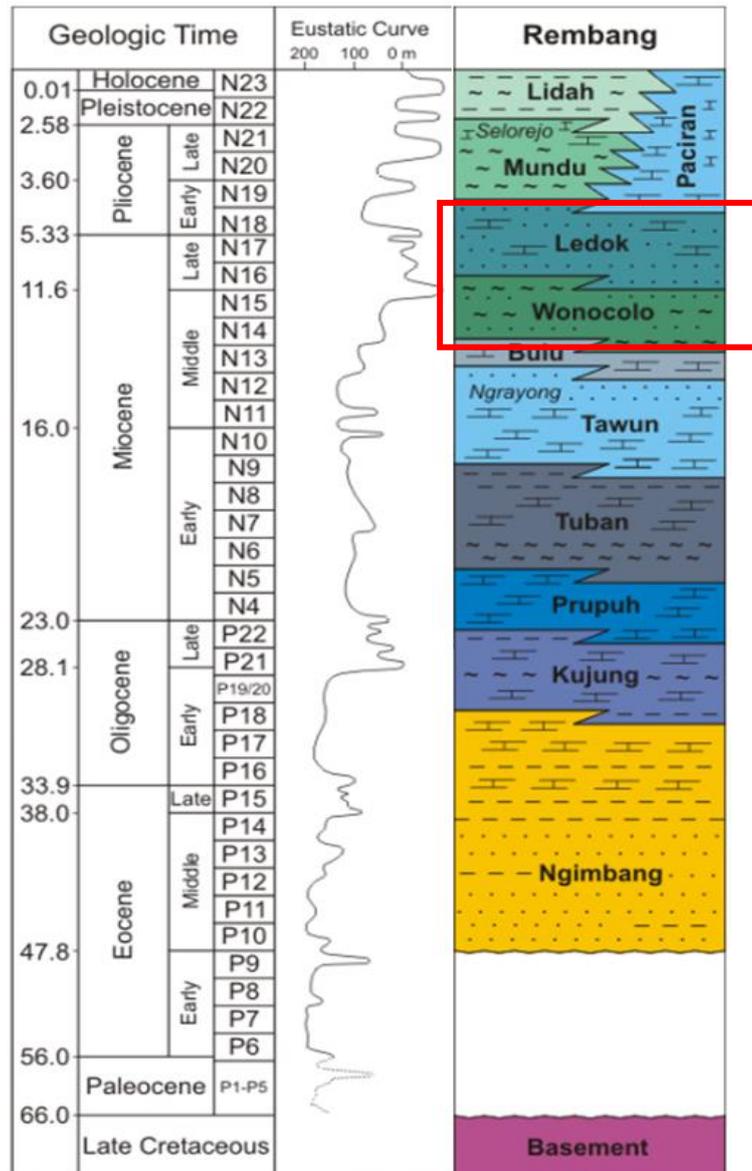
Periode kompresi terjadi pada Miosen Awal yang mengakibatkan reaktivitas sesar-sesar yang telah terbentuk sebelumnya yang mengakibatkan pengangkatan dari graben yang sebelumnya terbentuk menjadi tinggian yang sekarang disebut *Central High* (Ponto, 1996). Dari arah Utara ke Timur, struktur utama yang tampak dalam wilayah tarikan ini adalah Busur Karimunjawa, Palung Muria, Busur Bawean, dan Tinggian Tuban - Madura Utara. Pengangkatan pada waktu Oligosen Awal menghentikan proses-proses pengendapan dan menyebabkan erosi yang luas. Periode selanjutnya adalah periode tektonik tenang dan akumulasi endapan karbonat hingga Miosen Awal.

Periode terakhir adalah periode tektonik kompresi mulai dari Miosen Akhir hingga sekarang. Sesar-sesar normal yang membentuk *horst* dan *graben* teraktifkan kembali, sehingga menghasilkan struktur-struktur terbalik (*inverted relief*) (Hamilton, 1979).

#### 2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

Secara stratigrafi, Cekungan Jawa Timur Utara disusun oleh formasi batuan dasar berumur Pra-Tersier yang merupakan batuan beku, ofiolit, metasedimen dan metamorf yang dipisahkan oleh tinggian-tinggian yang berarah Timur Laut - Barat Daya. Batuan dasar di Cekungan Jawa Timur Utara tersusun atas serangkaian melange dari batuan-batuan metasedimen yang secara lokal terpatahkan (*accretionary wedge* dari kerak intermediet) yang dipisahkan oleh tinggian mikrokontinen berarah Barat Daya - Timur Laut. Pada Blok Kangean batuan dasar tersusun dari batuan gabro, basalt, dan andesit yang berumur kapur. Daerah graben terisi oleh sedimen *syn-rimeter* dan *non-marine* yang berumur Eosen Awal - Eosen Tengah (Ngimbang Bawah). Fase transgresi pada Eosen Akhir - Oligosen Awal diendapkan oleh sedimen *post-rimeter* (Ngimbang atas) termasuk serpih dan karbonat yang ada di dalam *graben horst*. Setelah periode pengangkatan pada masa Oligosen, terjadi pengendapan pasir di daerah dangkal. Fase transgresi regional kemudian menggenangi cekungan selama periode Oligosen akhir - Miosen awal (Wijaya dan Noeradi, 2010).

Area penelitian ini berada di Zona Rembang yang tersusun atas beberapa formasi. Formasi yang paling tua pada Zona Rembang merupakan Formasi Ngimbang yang letaknya berada di atas batuan dasar (Bintarto dkk., 2020) dan berkembang dalam fase *eocene* hingga *late miocene* ((Doust dan Noble, 2008). Berikut ini adalah susunan formasi pada Zona Rembang menurut Husein, (2015);



**Gambar 5.** Stratigrafi Zona Rembang Cekungan Jawa Timur Utara (Husein, 2015).

#### 2.4.1 Basement

*Basement* atau batuan dasar di Cekungan Jawa Timur Utara tersusun dari batuan metamorf, meta-vulkanik, batuan beku, dan sedimen-sedimen *Cretaceous* yang merupakan sikuen batupasir kuarsa yang terlitifikasi secara baik dengan karbonat, batu lanau, dan serpih dengan beberapa rijang.

#### **2.4.2 Formasi Ngimbang**

Formasi Ngimbang terbagi menjadi dua bagian yaitu bagian bawah sedimen Paleosen (Pre-Ngimbang) dan di bagian atas sedimen Eosen (Ngimbang). Formasi Pre-Ngimbang dapat ditemukan di bagian Timur Cekungan Jawa Timur Utara dengan litologi yang terdiri dari batupasir, batulanau, dan serpih yang secara tidak selaras ditindih oleh Ngimbang berumur Eosen Akhir. Sedimen-sedimen Ngimbang di seluruh area cekungan ini diakumulasikan sebagai endapan-endapan alluvial atau fluvial, lakustrin, deltaik, dan transisi. Formasi Ngimbang ini diprediksi berumur Eosen Tengah hingga Eosen Akhir.

#### **2.4.3 Formasi Kujung**

Formasi Kujung ialah formasi batuan yang berumur Oligosen Awal hingga Oligosen Akhir dengan litologi utamanya terdiri dari perlapisan batugamping, serpih, dan batupasir, serta sedimen konglomeratan dengan sisipan batubara.

#### **2.4.4 Formasi Prupuh**

Formasi Prupuh merupakan formasi batuan yang berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal yang umumnya tersusun oleh litologi dari batugamping bioklastik berlapis tebal, keras, dan yang berlapis dengan batugamping kapuran berwarna putih kotor.

#### **2.4.5 Formasi Tuban**

Formasi Tuban adalah formasi batuan yang berumur Miosen Awal yang memiliki susunan litologi yang terdiri atas perlapisan batu lempung yang bersifat monoton dengan beberapa sisipan batugamping. Lingkungan pengendapan pada formasi ini diduga terjadi pada lingkungan laut dalam.

#### **2.4.6 Formasi Tawun**

Formasi Tawun merupakan formasi batuan yang diperkirakan berumur Miosen Awal hingga Miosen Tengah. Formasi ini memiliki ciri litologi batupasir yang cukup keras berwarna kemerahan, sebagian bersifat gampingan dan sebagian lagi tidak. Sementara batugampingnya cenderung berwarna coklat muda hingga abu-abu muda dan berbutir halus sampai sedang.

#### **2.4.7 Formasi Ngrayong**

Formasi Ngrayong merupakan formasi batuan yang berada di antara Formasi Tawun dan Formasi Bulu dan diperkirakan berumur Miosen Tengah. Bagian bawah formasi ini tersusun oleh litologi yang terdiri dari batugamping dan batulempung, sedangkan bagian atas terdiri dari batupasir dengan sisipan batugamping. Batupasir pada formasi ini merupakan reservoir utama pada lapangan-lapangan minyak di daerah Cepu dan sekitarnya. Ketebalan rata-rata mencapai 300 meter yang menipis ke arah Selatan dan juga ke arah Timur, hal ini terjadi akibat perubahan fasies menjadi batu lempung.

#### **2.4.8 Formasi Bulu**

Formasi Bulu merupakan formasi batuan yang diperkirakan berusia Miosen Tengah yang terletak di atas batupasir Ngrayong. Formasi ini tersusun oleh litologi jenis kalkarenit berlempeng (*platty sandstones*) dengan sisipan napal pasiran. Formasi ini memiliki kecenderungan menjadi semakin tebal di bagian arah Barat dengan ketebalannya mencapai 300 meter, sementara di arah bagian Timur ketebalan hanya 80 meter.

#### **2.4.9 Formasi Wonocolo**

Formasi Wonocolo merupakan formasi batuan yang didominasi oleh litologi batuan jenis napal dan batulempung tak berlapis. Bagian

bawahnya didominasi oleh batugamping pasiran dan batupasir gampingan. Hal ini secara umum menunjukkan gejala pengendapan secara transgresif. Formasi ini mencapai ketebalan kurang lebih 500 meter dan menunjukkan kecenderungan peningkatan ketebalan ke arah Selatan. Formasi ini mengalami pengendapan yang terjadi pada Miosen Tengah – Miosen Akhir.

#### **2.4.10 Formasi Ledok**

Formasi Ledok merupakan formasi batuan yang berumur Miosen Tengah hingga Pliosen Awal. Penyusun utama litologi dari formasi ini terdiri atas perselingan antara batupasir berlempeng-lempeng. Ketebalan Formasi Ledok secara keseluruhan mencapai 230 meter. Pada arah Utara formasi ini memiliki kecenderungan berangsur-angsur berubah menjadi Formasi Paciran.

#### **2.4.11 Formasi Mundu**

Formasi Mundu ialah formasi batuan yang berusia Miosen Akhir – Pliosen. Formasi ini tersusun oleh litologi napal masif berwarna abu-abu muda hingga putih kekuning-kuningan. Di beberapa tempat, bagian atas dari formasi ini secara berangsur berubah menjadi batugamping pasiran. Ketebalan dari formasi ini cenderung bertambah ke arah Selatan hingga mencapai 700 meter.

#### **2.4.12 Formasi Selorejo**

Formasi Selorejo adalah formasi batuan yang tersusun oleh litologi perselingan antara batugamping napalan hingga batugamping pasiran. Formasi ini dianggap sebagai anggota Formasi Mundu yang tersingkap bagus di Sungai Gadu. Umur dari formasi ini diperkirakan Pliosen Tengah – Pliosen Akhir.

#### **2.4.13 Formasi Lidah**

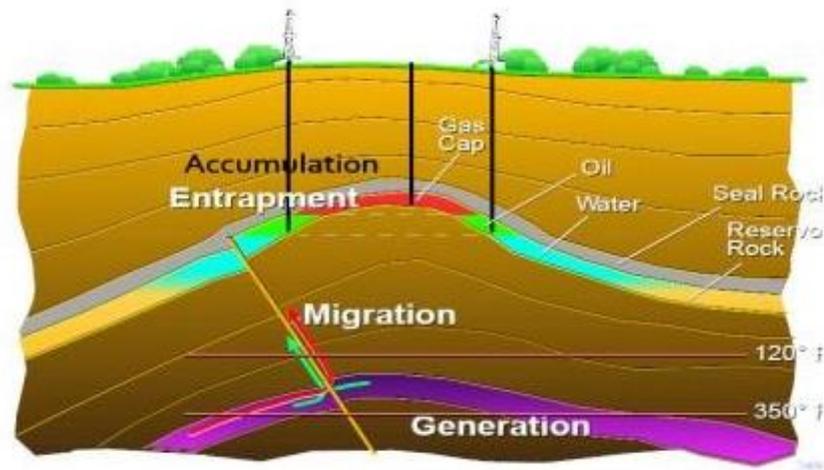
Formasi Lidah adalah formasi batuan yang memiliki susunan litologi yang berupa batulempung yang berwarna kebiruan dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir yang tersusun *stratotype* oleh batulempung hitam dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir berumur Plio-Plistosen.

#### **2.4.14 Formasi Paciran**

Formasi Paciran merupakan formasi batuan yang tersusun oleh batugamping masif yang umumnya merupakan batugamping terumbu yang tersebar di utara Zona Rembang dari wilayah Tuban, Lamongan, dan Gresik. Formasi ini memiliki umur Pliosen Awal hingga Plistosen.

### **2.5 Sistem Petroleum Regional Jawa Timur Utara**

Sistem petroleum (*petroleum system*) adalah sebuah konsep yang menjelaskan sistem berkesinambungan yang memungkinkan terbentuknya hidrokarbon di bawah permukaan. Secara struktur dan stratigrafi, Cekungan Jawa Timur Utara merupakan cekungan *back arc* atau cekungan busur belakang Indonesia terkompleks yang juga merupakan *most wanted area* untuk *petroleum system* di Indonesia (Satyana 2008). Batuan tertua yang tersingkap di Cekungan Jawa Timur Utara memiliki umur Miosen Akhir yang kebanyakan mengandung minyak. Pada Cekungan Jawa Timur Utara terdapat beberapa elemen sistem petroleum yang diantaranya adalah batuan induk (*source rock*), reservoir, cebakan (*trap*), batuan penutup (*seal*), dan migrasi yang dapat dilihat pada gambar 6 dan 7 di bawah ini.



Gambar 6. Petroleum system (Tryono, 2016)

PRE-TERTIARY	TERTIARY										QUARTER NARY		PETROLEUM SYSTEM ELEMENTS	
	PALEOCENE		EOCENE		OLIGOCENE			MIOCENE		PLIOCENE		PLEISTOCENE		HOLOCENE
	E	L	E	M	L	E	L	E	M	L	E			
	PEKEMBANG, NEMBANG, KULUNG		MUSIBU GAS SOURCE, TAMBULIDAH									SOURCE ROCKS		
	NEMBANG		CD	KULUNG	KULUNG	TERANG	MOYAN	WIKOLOLO	MUNDU	PACIRAN	LIDAH	RESERVOIR ROCKS		
	INTRA-FORMATIONAL AND REGIONAL SHALES & CARBONATE												SEALING ROCKS	
	OVERBURDEN ROCKS												OVERBURDEN ROCKS	
	STRATIGRAPHIC (PEEPS)			STRUCTURAL & STRATIGRAPHIC									TRAP FORMATION	
	PRESAMBANG, NEMBANG		KULUNG			TERANG		TAMPAK		LIDAH		HC GENMIG/ACC		
	PRESERVATION												PRESERVATION	
	CRITICAL MOMENT												CRITICAL MOMENT	

Gambar 7. Petroleum system chart Cekungan Jawa Timur Utara (Pertamina, 2002).

### 2.5.1 Batuan Induk (Source Rock)

Batuan induk atau *source rock* adalah batuan yang kaya akan material organik. Batuan ini dapat menghasilkan hidrokarbon yang berupa gas atau minyak apabila menerima jumlah panas yang cukup. Devi dkk., (2018) menyatakan bahwa *source rock* atau batuan induk di Cekungan Jawa Timur Utara dihasilkan dari litologi *shale* pada Formasi Ngimbang selama kala Eosen dan menyatakan bahwa minyak yang ada di Cekungan Jawa Timur Utara berasal dari formasi tersebut. Sementara menurut Pradono dan Rakasiwi, (2018) material *source rock* pada Cekungan Jawa

Timur Utara terbentuk pada Formasi Ngimbang pada kala Pertengahan Eosen dengan litologi yang tersusun atas batupasir, batulanau, batukapur, *shale*, dan batu bara.

Analisa contoh minyak di Ngasinan, Trembul, Ngrayong, dan Kawengan menunjukkan batuan induk atau *source rock* diendapkan di lingkungan *fluvio-deltaic* dimana terjadi pengendapan yang cepat yang merupakan salah satu cara untuk mencegah rusaknya material dan biasanya pengendapan yang cepat ini dicirikan dengan adanya perlapisan batuan endapan yang relatif tebal. Batuan induk atau *source rock* untuk minyak dari lapangan Kawengan adalah Formasi Ngimbang yang berumur Eosen. Untuk kasus pada Lapangan Kawengan, *kitchen area* untuk minyak ini diasumsikan pada daerah Kening *Through* (Doust, 2007).

### 2.5.2 Batuan Reservoir

Batuan reservoir yang baik umumnya adalah batuan yang berpori dan juga memiliki sifat permeabilitas yang baik, sehingga mampu untuk mengakumulasi hidrokarbon. Umumnya batuan reservoir berupa batupasir atau batuan karbonat (*limestone* dan *dolomite*). Batuan reservoir di cekungan Jawa Timur 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. Fatahillah dkk., (2016) menambahkan bahwa lapisan batupasir di Formasi Ngrayong sangat baik sebagai reservoir karena mempunyai nilai porositas lebih dari 35% dan permeabilitas mencapai 10 mD (*mildarcy*), dan selain batupasir terdapat juga lapisan kelompok karbonat dari Formasi Ngimbang bagian atas, dan batuan klastik berupa *limestone* di Formasi Ngimbang bawah.

Dari hasil evaluasi beberapa lapangan minyak di Cekungan Jawa Timur Utara dikatakan bahwa formasi-formasi yang berpotensi sebagai batuan

reservoar di Cekungan Jawa Timur Utara ditunjukkan dalam Tabel 1 di bawah ini.

**Tabel 1.** Batuan reservoar di Cekungan Jawa Timur (Pertamina, 2009)

<b>Reservoar</b>	<b>Litologi</b>	<b>Trap</b>	<b>Lapangan</b>
Ngrayong	Batupasir/ Batu Gamping	<i>Anticline on Flower structure, faulted closure</i>	Randugunting, Banyuabang, Kawengan, Wonocolo, Nglobo, Semanggi
Tuban	Batupasir	<i>Anticline on Flower structure, faulted closure</i>	Candi, Ngiono, Tawun
Kujung	Batu Gamping/ Batupasir	<i>Drapping, carbonate build- up, faulted closure</i>	Mudi, Sukowati, Banyuurip, Cendono
Ngimbang	Batu Gamping /Batupasir	<i>carbonate build- up, stratigraphy, filled block, alluvial fan</i>	Pagerungan gas, Suci A dan B, West kangean gas

### 2.5.3 Batuan Seal

Batuan *seal* atau umumnya disebut dengan batuan tudung merupakan sekumpulan batuan dengan sifat yang tidak permeabel atau *nonpermeable* sehingga mampu menghalangi laju dari migrasi hidrokarbon sehingga hidrokarbon dapat terakumulasi. Pada umumnya batuan tudung merupakan *shale* atau *tight limestone*. Batuan *seal* di Cekungan Jawa Timur merupakan *shale* dari bagian Formasi Tuban, Formasi Wonocolo, dan Formasi Ngimbang.

### 2.5.4 Trap (Jebakan)

*Trap* atau jebakan adalah sebuah set struktur perlapisan tempat beradanya reservoar dan batuan tudung (*seal*). *Trap* di Cekungan Jawa Timur Utara berupa karbonat yang *ter-build up* dan lebih dominan terbentuk pada Oligosen Akhir hingga Miosen Awal dan umumnya

merupakan *trap* struktural antiklin yang terjadi akibat adanya pembalikan sesar (Bintarto dkk., 2020).

### 2.5.5 Migrasi

Migrasi adalah salah satu komponen yang penting dalam *petroleum system*. Proses migrasi ialah perpindahan hidrokarbon yang semula berada di *source rock* atau batuan induk kemudian berpindah dan terakumulasi di batuan berpori atau reservoir. Menurut Fatahillah dkk., (2016) proses migrasi di Cekungan Jawa Timur Utara dimulai dari Formasi Ngimbang dan formasi Kujung pada Oligosen Awal – Miosen Awal, dan berlanjut sampai saat ini. Proses migrasi hidrokarbon tersebut yang memungkinkan terakumulasinya hidrokarbon di Formasi Ngrayong yang baru terbentuk pada Miosen Tengah. Proses migrasi ini didukung dengan kondisi bahwa pada Formasi Ngrayong dan Formasi Kujung memiliki sistem zona berpori yang baik serta terdapat patahan-patahan sehingga dapat menjadi alasan kuat bagi migrasi hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Utara.

## 2.6 Penelitian Terdahulu

Zuhelmi (2017) telah melakukan penelitian pada Lapangan Kawengan Cekungan Jawa Timur Utara dengan judul “ANALISIS POTENSI HIDROKARBON PADA DAERAH ‘X’ BERDASARKAN PEMODELAN DATA GAYABERAT DAN MAGNETIK. Dalam penelitiannya dijelaskan bahwa model inversi 3D anomali residual gaya berat dan anomali residual magnetik menunjukkan pola antiklin dan pola struktur sesar yang sesuai dengan penampang seismik KWG-5, KWG-7, dan KWG-9. Hasil model inversi residual 3D pada kedua data menunjukkan pola yang diduga merupakan reservoir hidrokarbon dengan nilai densitas berkisar antara 2,16 hingga 2,33 g/cm<sup>3</sup> dan nilai suseptibilitas antara 0,418 hingga 0,484 SI. Berdasarkan tabel variasi batuan, harga rata-rata yang paling mendekati nilai tersebut adalah batupasir.

Hariyadi dkk, (2016) juga melakukan penelitian pada Lapangan Kawengan dengan judul “SISTEM PETROLEUM STRUKTUR ANTIKLIN KAWENGAN”. Berdasarkan hasil penelitian ini menunjukkan bahwa terbentuknya kawasan struktur antiklin Kawengan karena pengaruh sesar besar yang membentuk Jawa Timur yaitu sesar RMKS (Rembang-Madura-Kangean-Sakala), serta dataran tinggi di sisi Timur dan Barat. Cepu. Sistem perminyakan Lapangan Kawengan terdiri atas batuan sumber yang berasal dari Formasi Ngimbang, Formasi Kujung, Formasi Prupuh, Formasi Tuban dan Formasi Tawun; batuan reservoir berasal dari Formasi Ngrayong dan Formasi Wonocolo; jebakan berupa jebakan struktural berupa antiklin (antiklinorium) dengan arah umum Barat Laut – Tenggara dan jebakan stratigrafi berupa *onlapping* dan *cross bedding*; pematangan minyak bumi dimulai pada Miosen Awal hingga Miosen Tengah dan mulai bermigrasi pada Miosen Akhir; Lapisan penutup di Lapangan Kawengan terdiri dari batulumpur antarlapis pada setiap formasi, namun penutup utama reservoir Formasi Ngrayong adalah napal Formasi Wonocolo, napal Formasi Ledok, dan batulumpur Formasi Lidah.

Fitryana dan Teguh, (2015) Melakukan penelitian pada Lapangan Kawengan dengan judul “ANALISA POTENSI SUMUR-SUMUR TUA MIGAS UNTUK KEGIATAN PRODUKSI ULANG MENGGUNAKAN SISTEM INFORMASI GEOGRAFIS (Studi Kasus: Lapangan Kawengan, Bojonegoro)”. Berdasarkan hasil penelitian menunjukkan bahwa hasil yang diperoleh dari analisis potensi migas adalah sumur yang memiliki akses jalan paling terjangkau adalah KW-50 yang terletak di kawasan Blok-4 dengan nilai 0,520 meter. dengan luas yang terdiri dari kawasan pemukiman dan lahan pertanian. Namun dari sisi sisa volume cadangan minyak, blok 4 memiliki sisa volume kategori sedang yaitu 14131,25 MSTB dengan rata-rata produksi harian 99,86 BPOD.

### III. TEORI DASAR

#### 3.1 Sumur Tua di Indonesia

Menurut Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 01 Tahun 2008, sumur tua didefinisikan sebagai sumur minyak bumi yang dibor sebelum tahun 1970 dan telah berproduksi serta terletak pada suatu lapangan yang tidak sedang dieksploitasi dalam suatu pertambangan minyak dan gas wilayah kerja gas yang terikat kontrak kerja sama dan tidak lagi dimanfaatkan oleh kontraktor (K3S). Suatu lapangan migas dapat diklasifikasikan sebagai lapangan tua apabila tingkat produksinya menurun secara signifikan dan atau tingkat produksinya mendekati batas ekonomis. Ciri dari sumur tua migas yaitu produksi sumur menurun, reservoir bertekanan rendah, dan menghasilkan air lebih banyak. Di sisi lain, peralatan dan infrastrukturnya yang sudah tua sehingga memiliki risiko lebih tinggi terhadap masalah keselamatan kerja dan dampak ke lingkungan. Lapangan migas tua dikenal sebagai “*brownfield*” atau “*mature field*” (Wibisono, 2018).

Indonesia memiliki banyak sumur tua yang masih berpotensi untuk diaktifkan kembali. Meningkatkan dan mengoptimalkan produksi minyak bumi di wilayah kerja pertambangan (WKP) kontrak kerja sama (KKS) yang banyak terdapat sumur tua serta meningkatkan kesejahteraan masyarakat yang berada di wilayah lokasi sumur tua tersebut, maka Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral mengeluarkan Peraturan Menteri (Permen) Nomor 1 Tahun 2008 tentang Pedoman operasional penambangan minyak bumi di sumur tua. Dengan terbitnya peraturan ini, Satuan Tugas Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKKMIGAS) dan Kementerian Energi

dan Sumber Daya Mineral (cq Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi dan Sekretariat Jenderal Energi dan Sumber Daya Mineral), serta PT. PERTAMINA EP telah menyusun pedoman prosedur kerja sebagai pedoman kerja SKKMIGAS dan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (K3S) dalam menangani permohonan KUD atau BUMD terkait eksploitasi minyak pada sumur tua.

Menurut Dirjen dan Departemen ESDM, di Indonesia terdapat sumur tua pertambangan dengan jumlah 13.824 sumur yang menyebar di Kalimantan Timur berjumlah 3.143 sumur, Sumatera bagian selatan berjumlah 3.623 sumur, Sumatera bagian Utara berjumlah 2.392 sumur, Sumatera bagian Tengah berjumlah 1.633 sumur, Jawa Tengah dan Jawa Timur berjumlah 2.496 sumur, dan Kalimantan Selatan berjumlah 100 Sumur. Dari total keseluruhan, hanya terdapat 745 sumur yang masih dinyatakan aktif (Naumi dan Trilaksana, 2015). Salah satu studi terkait sumur tua di Indonesia yaitu di Lapangan Kawengan. Lapangan Kawengan merupakan lapangan minyak dan gas bumi yang tidak dimanfaatkan keberadaannya karena dinilai tidak ekonomis. Namun ternyata Lapangan Kawengan merupakan Lapangan migas yang memiliki potensi yang cukup besar untuk dikembangkan (Lemigas, 2007). Lapangan Kawengan merupakan lapangan migas tua yang memiliki titik sumur terbanyak di Indonesia. Semakin berkurangnya cadangan minyak dan gas bumi dan sulitnya penemuan lapangan minyak dan gas bumi baru, maka dapat membuka peluang untuk revitalisasi dan mereaktivasi beberapa lapangan tua menjadi sumber cadangan hidrokarbon.

### **3.2 Konsep Dasar *Well Logging***

*Well logging* adalah metode pengukuran satu atau lebih kuantitas fisik di dalam atau di sekitar lubang sumur relatif terhadap kedalaman sumur atau terhadap waktu atau keduanya. Dalam hal ini digunakan kombinasi alat perekam log *gamma ray*, log densitas, dan log kaliper (Suardi, 2012). Menurut Hustrulid (2006), *well logging* merupakan suatu teknik yang umumnya digunakan dalam eksplorasi mineral dan minyak dan gas untuk menganalisis formasi geologi

yang dibor. Umumnya dalam *well logging*, data batuan hasil pengeboran (*coring data*) akan dianalisis di laboratorium untuk mengetahui sifat asli lapisannya, selain itu juga dihasilkan data sumur (berupa log data) yang dapat digunakan dalam analisis petrofisika dan interpretasi geologi, serta perhitungan sumber daya.

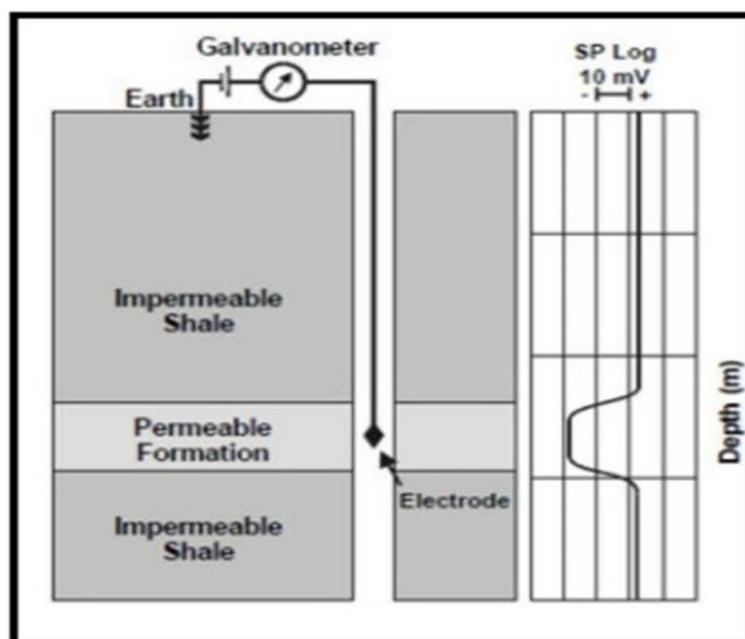
Pendapat lain menjelaskan bahwa *well logging* adalah suatu metode untuk memperoleh data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur yang dapat dilakukan pada saat pengeboran maupun setelah pengeboran. Dengan menggunakan metode *well logging* akan diperoleh informasi litologi bawah permukaan, pengukuran porositas, resistivitas, permeabilitas dan saturasi hidrokarbon untuk evaluasi formasi dan identifikasi litologi bawah permukaan. Metode ini merupakan metode yang dapat menyediakan data yang diperlukan untuk mengevaluasi keberadaan hidrokarbon secara kualitatif dan kuantitatif. Dari interpretasi kualitatif diperoleh identifikasi jenis batuan, pendeteksian keberadaan hidrokarbon, pendeteksian lapisan permeabel, dan penentuan batas reservoir. Sedangkan dari interpretasi kuantitatif diperoleh nilai indeks porositas, saturasi fluida, dan permeabilitas. Dasar-dasar interpretasi log secara kuantitatif adalah memahami sifat petrofisika batuan, menentukan besaran petrofisika dari log, menggunakan *software* untuk interpretasi dan memahami kegunaan hasil interpretasi hasil log sumur (Dewanto, 2009).

Konsep dasar *well logging* adalah suatu metode pengukuran kuantitas fisik batuan pada kedalaman lubang bor. Sesuai dengan tujuan *logging* yaitu menentukan besaran fisis suatu batuan, maka dasar *logging* itu sendiri adalah sifat fisis atau petrofisika batuan tersebut. Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi bawah permukaan, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, dan saturasi hidrokarbon. Tujuan utama penggunaan log ini adalah untuk menentukan zona dan memperkirakan jumlah minyak dan gas dalam suatu reservoir (Harsono, 1997).

### 3.3 Jenis-jenis Log

#### 3.2.1 Log *Spontaneous Potential* (SP)

Log SP (*Spontaneous Potential*) merupakan perekaman beda potensial antara elektroda yang bergerak secara alami di dalam sumur bor dan elektroda di permukaan. Log SP (*Spontaneous Potential*) tidak dapat digunakan pada lumpur pengeboran dengan sifat nonkonduktif. Log SP (*Spontaneous Potential*) merupakan kurva rekaman hasil beda potensial listrik antara elektroda permukaan dan elektroda pada lubang bor yang bergerak naik turun (Harsono, 1997).



**Gambar 8.** Log *Spontaneous Potential* (Glover, 2007)

Log SP (*Spontaneous Potential*) ini berfungsi untuk mencari zona permeabel pada suatu formasi dengan menggunakan prinsip beda potensial sebagai alat ukurnya. Hasil pencatatan log SP (*Spontaneous Potential*) dinyatakan dalam milivolt (mV) sebagai satuannya. Pada prinsipnya defleksi yang tercatat pada log SP (*Spontaneous Potential*) terjadi karena adanya perbedaan salinitas lumpur dan salinitas kandungan yang terdapat pada lapisan batuan. Terdapat 2 jenis garis pada defleksi kurva log SP (*Spontaneous Potential*) yaitu *shale baseline* dan *sand baseline*. Pada log

SP (*Spontaneous Potential*) jika terdefleksi ke arah kiri merupakan zona permeabel seperti batupasir atau *sandstone* dan jika tidak terdefleksi maka dapat diidentifikasi sebagai zona nonpermeabel seperti serpih atau *shale*. Menurut Asquith, (2004) kegunaan log SP (*Spontaneous Potential*) adalah:

1. Mengidentifikasi lapisan permeabel
2. Mendeteksi batas lapisan permeabel
3. Menentukan resistivitas air formasi
4. Menentukan *volume shale* pada lapisan permeabel

### 3.2.2 Log Resistivitas

Salah satu parameter kunci dalam menentukan saturasi hidrokarbon dalam proses eksplorasi adalah resistivitas formasi. Resistivitas merupakan parameter kemampuan suatu batuan dalam menghambat arus listrik yang melewatinya. Semakin besar nilai resistivitas suatu batuan maka semakin sulit batuan tersebut menghantarkan arus listrik dan sebaliknya. Arus listrik dapat merambat melalui suatu formasi hanya karena adanya air dalam formasi tersebut.

Menurut Harsono (1997), log resistivitas adalah log listrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi keberadaan zona hidrokarbon (Gambar 9). Seperti diketahui, butiran dan matriks batuan tergolong non konduktif, sehingga kemampuan batuan dalam menghantarkan arus listrik bergantung pada fluida yang mengisi pori-pori batuan. Jika nilai kurva resistivitas menunjukkan nilai yang rendah, hal ini mencerminkan adanya fluida dengan nilai salinitas atau air yang tinggi. Sedangkan nilai resistivitas yang tinggi cenderung menunjukkan adanya kandungan hidrokarbon (Fatahillah, 2016). Alat yang digunakan untuk pengukuran resistivitas ada dua jenis, yaitu laterolog dan induksi. Laterolog umumnya disebut sebagai alat resistivitas, sedangkan induksi lebih sering disebut sebagai alat konduktivitas. Log pengukuran resistivitas Laterolog meliputi; LLD (laterolog dalam), LLS (laterolog dangkal), MSFL (log mikro terfokus). Sedangkan log dari pengukuran induksi

antara lain; ILD (Induksi dalam), ILM (induksi menengah), SFL (log terfokus).

Sifat atau karakteristik batuan meliputi porositas, salinitas dan jenis batuan, berdasarkan log resistivitas dapat dianalisis sebagai berikut:

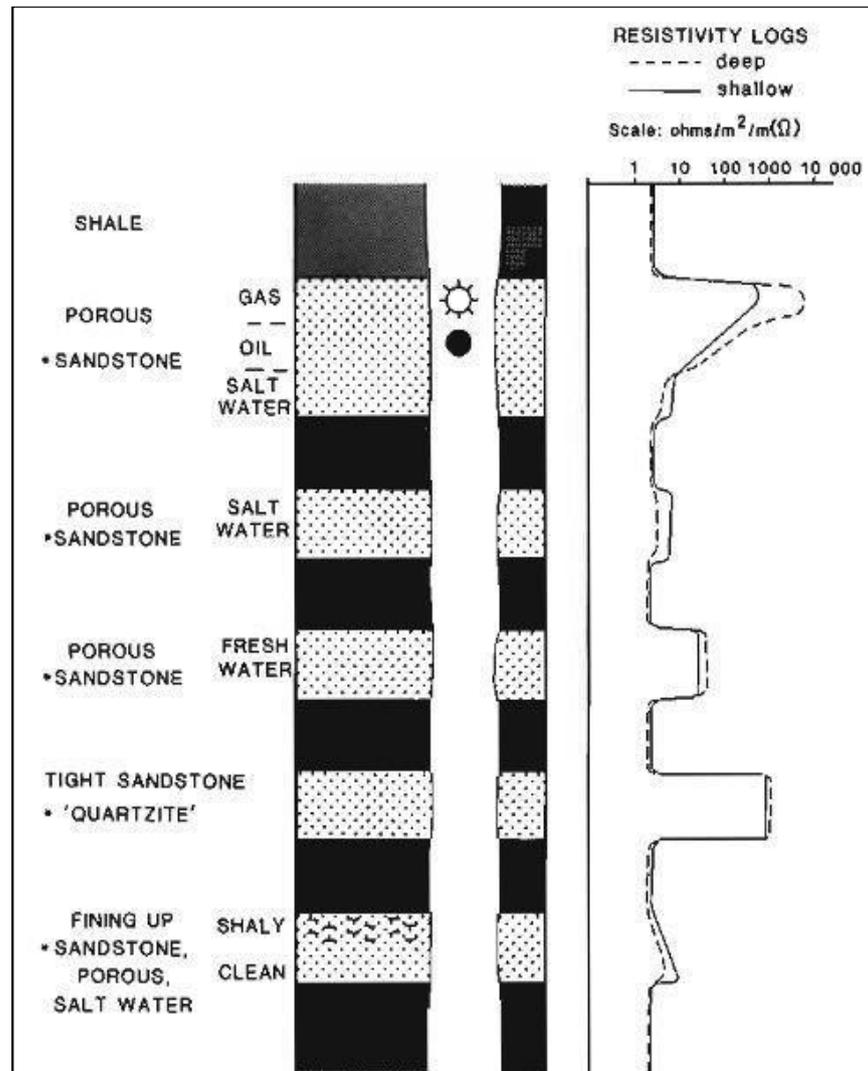
1. Pada lapisan permeabel yang mengandung air tawar akan memiliki nilai resistivitasnya tinggi, karena air tawar mempunyai salinitas yang rendah bahkan lebih rendah dari air yang difiltrasi, sehingga konduktivitasnya rendah.
2. Pada lapisan permeabel yang mengandung air asin akan memiliki nilai resistivitas rendah, karena air asin mempunyai salinitas yang tinggi sehingga konduktivitasnya tinggi.
3. Pada lapisan yang mengandung hidrokarbon akan memiliki nilai resistivitas yang tinggi.
4. Pada lapisan yang mengandung sisipan serpih, nilai resistivitasnya menunjukkan penurunan yang berbanding lurus dengan persentase sisipan tersebut.
5. Pada lapisan kompak nilai resistivitasnya tinggi, karena lapisan kompak mempunyai porositas mendekati nol, sehingga jarak antar butiran yang menjadi media penghantar arus listrik relatif kecil (Rizki, 2018).

Schlumberger (1998), menyatakan bahwa resistivitas suatu formasi bergantung pada;

1. Resistivitas air formasi
2. Jumlah kandungan air yang tersedia
3. Geometri pola pori batuan

Log resistivitas adalah log yang mengukur resistivitas suatu formasi. Resistivitas formasi diukur dengan menggunakan induksi atau elektroda seperti laterolog, mikrolog dan mikrolaterolog. Kegunaan log resistivitas

adalah untuk membedakan zona hidrokarbon dan perairan (Nukefi, 2007).



**Gambar 9.** Respon *resistivity log* di berbagai litologi (Rider, 1996)

Log resistivitas adalah metode yang digunakan untuk mengukur sifat-sifat batuan dan fluida pori seperti minyak, air dan gas di sepanjang lubang bor dengan mengukur sifat hambatan listriknya. Besaran resistivitas batuan dinyatakan dalam satuan Ohm, biasanya dibuat dalam skala logaritmik dengan menggunakan rentang nilai antara 0,2 hingga 2000 Ohm. Metode *logging* resistivitas ini digunakan karena pada dasarnya batuan, fluida, dan

hidrokarbon yang ada di dalam bumi mempunyai nilai resistivitas tertentu (Aprilia et al., 2018). Berikut contoh nilai resistivitas yang dapat dilihat pada Tabel 2.

**Tabel 2.** Nilai resistivitas (Asquith dan Krygowski, 2004)

<b>Material</b>	<b>Resistivitas (Ohmm)</b>
<i>Limestone</i>	50 - 10 <sup>2</sup>
<i>Sandstones</i>	1 - 10 <sup>8</sup>
<i>Shale</i>	20 – 2x10 <sup>3</sup>
<i>Dolomite</i>	100 – 10.000
<i>Sand</i>	1 – 1000
<i>Clay</i>	1 – 100
<i>Sea Water</i>	0.2

### 3.3 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika batuan merupakan analisis yang menggunakan sifat fisik batuan sebagai fungsi dari respon batuan selama proses *logging*. Petrofisika adalah ilmu yang mempelajari sifat fisik batuan. Analisis petrofisika sangat penting untuk mengetahui zona produktif, kedalaman dan ketebalan suatu zona, jenis fluida dalam reservoir, dan mengestimasi cadangan hidrokarbon (Asquith dan Gibson, 1982).

Analisis petrofisika adalah kegiatan menganalisis sifat fisik dan kimia batuan serta fluida yang dikandungnya. Petrofisika menekankan analisis sifat-sifat yang berkaitan dengan sistem pori, distribusi fluida, dan karakteristik aliran yang dapat digunakan untuk mengidentifikasi dan mengevaluasi reservoir hidrokarbon, sumber hidrokarbon, akuifer, dan segel batuan. Menurut Senosy dkk. (2020) produktivitas suatu sumur dari reservoir hidrokarbon bergantung pada beberapa sifat fisik seperti litologi, porositas, saturasi air, permeabilitas dan saturasi, serta sifat kimia berupa TOC (*Total Organic Carbon*) atau kandungan bahan organik di dalam batuan.

### 3.3.1 Porositas ( $\emptyset$ )

Porositas adalah perbandingan antara volume pori-pori batuan yang tidak terisi fluida dengan volume batuan secara keseluruhan. Ada dua jenis porositas yang dikenal dalam proses karakterisasi reservoir, yaitu porositas efektif dan porositas total (Harsono, 1997). Porositas total didefinisikan sebagai perbandingan volume rongga atau ruang pori dibagi dengan volume total batuan (persamaan 1). Sedangkan porositas efektif merupakan perbandingan pori-pori batuan yang saling berhubungan dengan volume batuan total (persamaan 2).

$$\emptyset_{total} = \frac{\text{volume pori}}{\text{volume batuan}} \times 100\% \dots \dots \dots (1)$$

$$\emptyset_{efektif} = \frac{\text{volume pori yang berhubungan}}{\text{volume batuan}} \times 100\% \dots \dots \dots (2)$$

Pada dasarnya perbedaan kedua jenis porositas tersebut hanya untuk memudahkan dalam mengidentifikasi jenis porositasnya saja. Menurut Koesoemadinata (1978), penentuan nilai porositas suatu reservoir baik atau tidak seperti terlihat pada Tabel 3.

**Tabel 3.** Skala penentuan kualitas nilai porositas batuan reservoir (Koesoemadinata, 1978)

Harga Porositas (%)	Skala
0-5	Diabaikan
5-10	Buruk
10-15	Cukup
15-20	Baik
20-25	Sangat baik
25-40	Istimewa

### 3.3.2 Permeabilitas ( $k$ )

Permeabilitas menyatakan kemampuan suatu batuan untuk memungkinkan fluida mengalir di dalamnya, baik ke dalam batuan atau ke luar batuan. Semakin besar nilai permeabilitas maka semakin besar

pula jumlah fluida yang dapat dialirkan oleh suatu reservoir. Permeabilitas suatu batuan bergantung pada beberapa faktor antara lain porositas batuan, bentuk pori, ukuran pori, morfologi permukaan pori internal, susunan pori dan batang pori (topologi jaringan pori). Ukuran butir dan distribusi serta pematatan dan sementasi (Asquith dan Krygowski, 2004).

Nilai permeabilitas suatu batuan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan 3 berikut:

$$k = a \frac{\phi^b}{S_w^c} \dots\dots\dots(3)$$

Dimana :

- $k$  = Permeabilitas (mD)
- $\phi$  = Porositas efektif (fraksi)
- $S_w$  = Saturasi air (fraksi)
- $a, b, c$  = Konstanta

Permeabilitas merupakan kemampuan batuan dalam mengalirkan fluida dalam satuan milidarcy (mD). Permeabilitas berhubungan dengan porositas efektif tetapi tidak selalu berbanding lurus dengannya. Semakin besar porositas efektif maka semakin besar pula permeabilitasnya. Menurut Koesoemadinata (1978), penentuan kualitas permeabilitas secara umum seperti terlihat pada Tabel 4 berikut.

**Tabel 4.** Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum (Koesoemadinata, 1978)

Nilai Permeabilitas (mD)	Kualitas Umum
<5	Ketat
5 - 10	Cukup
10 - 100	Baik
100 - 1000	Sangat Baik
>1000	Istimewa

### 3.4 Korelasi Litostratigrafi

Korelasi adalah suatu proses menghubungkan titik-titik kesamaan waktu atau menghubungkan satuan-satuan stratigrafi dengan mempertimbangkan kesamaan waktu (Sandi Stratigrafi Indonesia, 1996). Menurut North American Stratigraphy Code (1983) terdapat tiga jenis prinsip korelasi, yaitu:

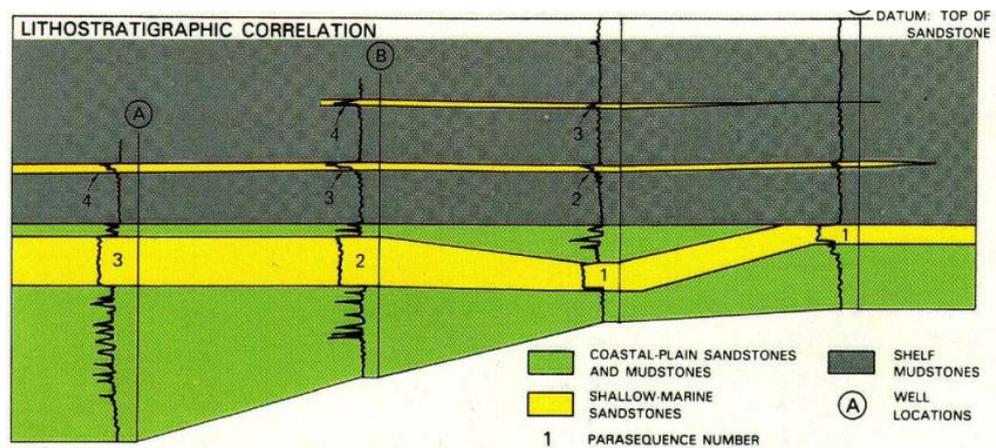
1. Litokorelasi yaitu menghubungkan satuan-satuan yang mempunyai kedudukan litologi dan stratigrafi yang sama.
2. Biokorelasi, yang dengan cepat menyamakan fosil dan posisi biostratigrafinya.
3. Kronokorelasi, yaitu penyesuaian usia dan posisi kronostratigrafi secara cepat.

Korelasi adalah proses mengidentifikasi hubungan waktu antara unit-unit batuan yang berbeda yang dengannya kita dapat mengidentifikasi mana yang lebih tua, mana yang lebih muda, dan mana yang berumur sama (Nichols, 2009). Oleh karena itu, korelasi merupakan prinsip panduan yang berguna dalam mengidentifikasi, menetapkan luas lateral dan interkoneksi batuan reservoir hidrokarbon di dalam atau di seluruh lahan. Menurut Nichols (2009), korelasi litostratigrafi adalah proses pembentukan hubungan batuan ditinjau dari karakteristik litologi suatu strata dan posisi stratigrafi relatifnya. Posisi stratigrafi relatif suatu satuan batuan dapat ditentukan dengan mempertimbangkan hubungan geometri dan fisik yang menunjukkan lapisan mana yang lebih tua dan mana yang lebih muda.

Sebuah aspek fundamental dalam studi stratigrafi adalah mengenali, membagi, dan menghubungkan (menetapkan kesetaraan) batuan sedimen berdasarkan sifat fisiknya yang disebut litologi, yang juga merupakan cara yang digunakan oleh geologis dalam dua konteks yang berbeda namun terkait. Secara esensial, hal ini melibatkan analisis dan deskripsi karakteristik fisik batuan, terutama ketika memeriksa singkapan (Bates dan Jackson, 1980). Istilah ini juga digunakan untuk merujuk kepada karakteristik fisik tertentu, termasuk jenis batuan, warna, komposisi mineral, dan ukuran butiran, yang semuanya

merupakan bagian dari litologi. Sebagai contoh, kita bisa mengidentifikasi litologi dari unit stratigrafi tertentu sebagai contohnya seperti batu pasir, serpih, batu gamping, dan lainnya. Oleh karena itu, litostratigrafi adalah unit batuan yang diidentifikasi dan dijelaskan berdasarkan ciri-ciri fisiknya, dan ini berhubungan dengan studi tentang hubungan stratigrafi antar lapisan yang dapat dikenali berdasarkan litologi (Boggs, 1987).

Korelasi litostratigrafi merupakan upaya menghubungkan dua titik dalam suksesi vertikal batuan yang didasarkan pada kesamaan litologi. Korelasi litostratigrafi sangat umum digunakan dalam pemetaan geologi permukaan, karena proses korelasi ini relatif cepat dan mudah. Misalnya dengan mengamati kemiripan atribut batupasir pada dua lokasi berbeda (Van Wagoner dkk., 1988).



**Gambar 10.** Skema korelasi litostratigrafi (Van Wagoner dkk., 1988)

Satuan litostratigrafi adalah kelompok batuan sedimen, batuan beku ekstrusif, batuan metasedimen, atau batuan metavulkanik yang dibedakan berdasarkan sifat fisik litologinya. Umumnya, satuan litostratigrafi mengikuti prinsip hukum superposisi, yang menyatakan bahwa dalam setiap susesi strata yang tidak mengalami gangguan atau pembalikan sejak terbentuknya, batuan yang lebih muda berada di atas batuan yang lebih tua. Unit litostratigrafi juga biasanya berbentuk stratifikasi dan tabel. Hal ini diidentifikasi dan ditentukan berdasarkan ciri-ciri fisik batuan yang

dapat diamati. Batas antara unit yang berbeda dapat ditempatkan di kontak yang jelas atau dibedakan, atau bahkan dapat ditarik secara subjektif dalam wilayah transisi. Definisi satuan litostratigrafi bergantung pada stratotipe (unit tipe yang telah ditetapkan) atau bagian tipe, yang terdiri dari batuan yang mudah diakses, jika memungkinkan, melalui singkapan alamiah, penggalian, penambangan, atau lubang bor. Satuan litostratigrafi ditentukan dengan ketat berdasarkan kriteria litologi sesuai dengan deskripsi bahan batuan aktual (Boggs, 1987).

### 3.5 Volume Bulk Batuan

Volume bulk merupakan volume total formasi yang meliputi volume pori dan volume batuan (DeSorcy, 1994). Nilai volume bulk diperoleh dari pemetaan bawah permukaan. Volume bulk adalah istilah yang digunakan dalam geologi dan ilmu bumi untuk mengacu pada volume total suatu bahan batuan atau material, termasuk volume dari batuan itu sendiri dan rongga-rongga yang mungkin ada di dalamnya. Konsep ini penting dalam pemahaman karakteristik fisik dan sifat geomekanika batuan. Volume bulk dapat mempengaruhi sejumlah aspek, seperti sifat reservoir minyak dan gas alam, sifat pemadatan batuan, dan pergerakan bahan batuan dalam kerak bumi.

Untuk menghitung volume bulk, diperlukan luas area dan ketebalan reservoir. Nilai luas reservoir merupakan luas peta struktur kedalaman yang mempunyai *oil water contact* atau *gas water contact* dan dapat dihitung langsung menggunakan *software*. Perbandingan antara luas di atas dan di bawah dikenal dengan rasio luasan area yang dirumuskan sebagai berikut:

$$Rasio = \frac{A_{n+1}}{A_n} \dots\dots\dots(4)$$

Dimana:

$A_{n+1}$  = Luas area yang dilingkupi kontur n+1 (m<sup>2</sup>)

$A_n$  = Luas area yang dilingkupi kontur n (m<sup>2</sup>)

### 3.5.1 Penentuan Volume Bulk Batuan Secara Analitis

Langkah awal yang dilakukan dalam menentukan volume bulk batuan adalah dengan membuat peta kontur bawah permukaan dan peta *isopach*. Peta kontur bawah permukaan adalah peta yang menggambarkan garis-garis yang menghubungkan titik-titik yang mempunyai kedalaman sama pada setiap puncak formasi. Sedangkan peta *isopach* merupakan peta yang menggambarkan garis-garis yang menghubungkan titik-titik yang mempunyai ketebalan formasi produktif yang sama.

Perhitungan volume reservoir dilakukan dengan menggunakan persamaan trapesium atau piramida, yang dipengaruhi oleh perbandingan luas antara satu kontur dengan kontur di atasnya (Tearpock dan Bischke, 1991).

#### 1. Metode Pyramidal

perbandingan antara kontur yang berurutan kurang atau sama dengan 0,5 atau  $\frac{A_{n+1}}{A_n} < 0,5$ . Persamaan yang digunakan adalah :

$$Vb = \frac{h}{3} (A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n + A_{n+1}}) \dots \dots \dots (4)$$

#### 2. Metode Trapezoidal

Metode ini digunakan bila harga perbandingan antara kontur yang berurutan lebih dari 0,5 atau  $\frac{A_{n+1}}{A_n} > 0,5$ . Persamaan yang digunakan adalah:

$$Vb = \frac{h}{2} (A_n + A_{n+1}) \dots \dots \dots (5)$$

Dimana:

$Vb$  = Volume bulk ( $m^3$ )

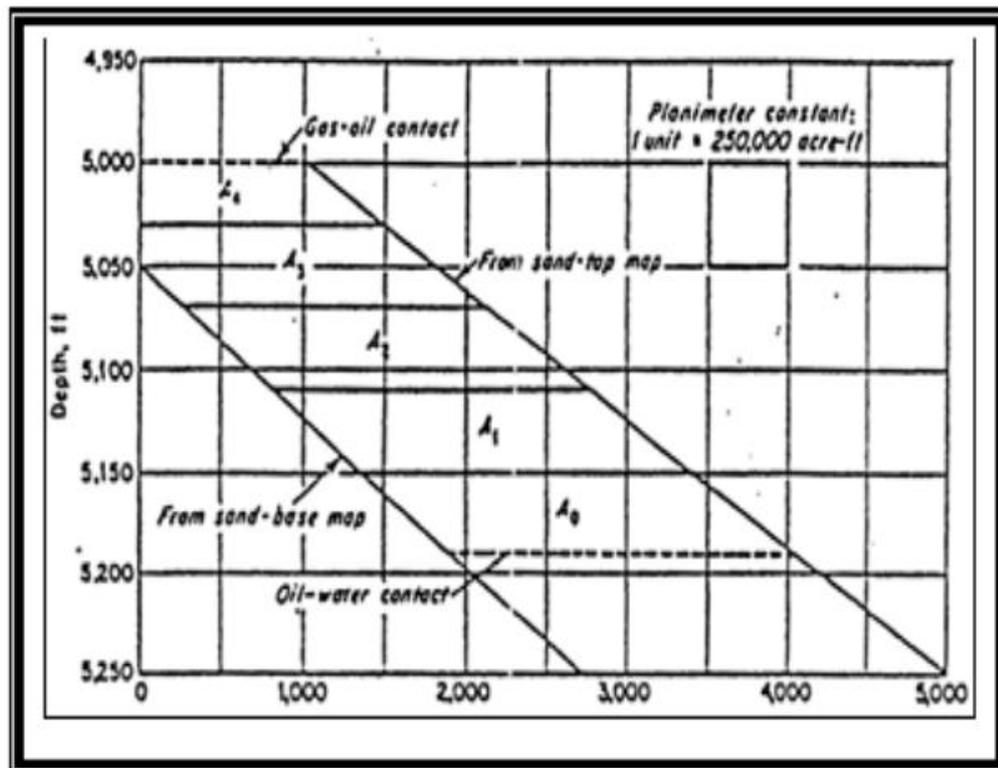
$h$  = Interval garis – garis *netpay area* ( $m^2$ )

$A_n$  = Luas daerah yang dibatasi oleh *netpay* terendah ( $m^2$ )

$A_{n+1}$  = Luas daerah yang dibatasi oleh garis *netpay* tertinggi ( $m^2$ )

### 3.5.2 Penentuan Volume Bulk Batuan Secara Grafis

Penentuan volume bulk batuan secara grafis dilakukan dengan memplot ketebalan yang ditunjukkan oleh setiap garis kontur terhadap luas setiap area, seperti terlihat pada Gambar 11. Dari gambar tersebut terlihat bahwa volume bulk batuan adalah luas pada gambar di bawah. .  
 lengkung.



**Gambar 11.** Grafik penentuan volume bulk batuan (Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia, 2013)

## IV. METODE PENELITIAN

### 4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Adapun waktu dan tempat pelaksanaan penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut.

Waktu : 1 September – 18 Oktober 2023

Tempat : Gedung B Pusat Survei Geologi, Jl. Diponegoro No.57, Cihaur Geulis, Kec. Cibeunying Kaler, Kota Bandung, Jawa Barat 40122

**Tabel 5.** Jadwal rincian kegiatan tugas akhir

Kegiatan	Sep-23				Okt-23				Nov-23				Des-23				Jan-24				Feb-24				Mar-24			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2		
Studi Literatur																												
Pengumpulan Data																												
Membuat Matriks Data																												
Digitasi Data																												
Pengolahan Data																												
Interpretasi dan diskusi																												
Pembuatan Laporan Usul																												
Seminar Usul																												
Pembuatan Laporan Hasil																												
Revisi dan Bimbingan Hasil																												
Seminar Hasil																												
Revisi dan Fiksasi Hasil																												
Sidang Komprehensif																												

### 4.2 Perangkat Lunak

Adapun perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut.

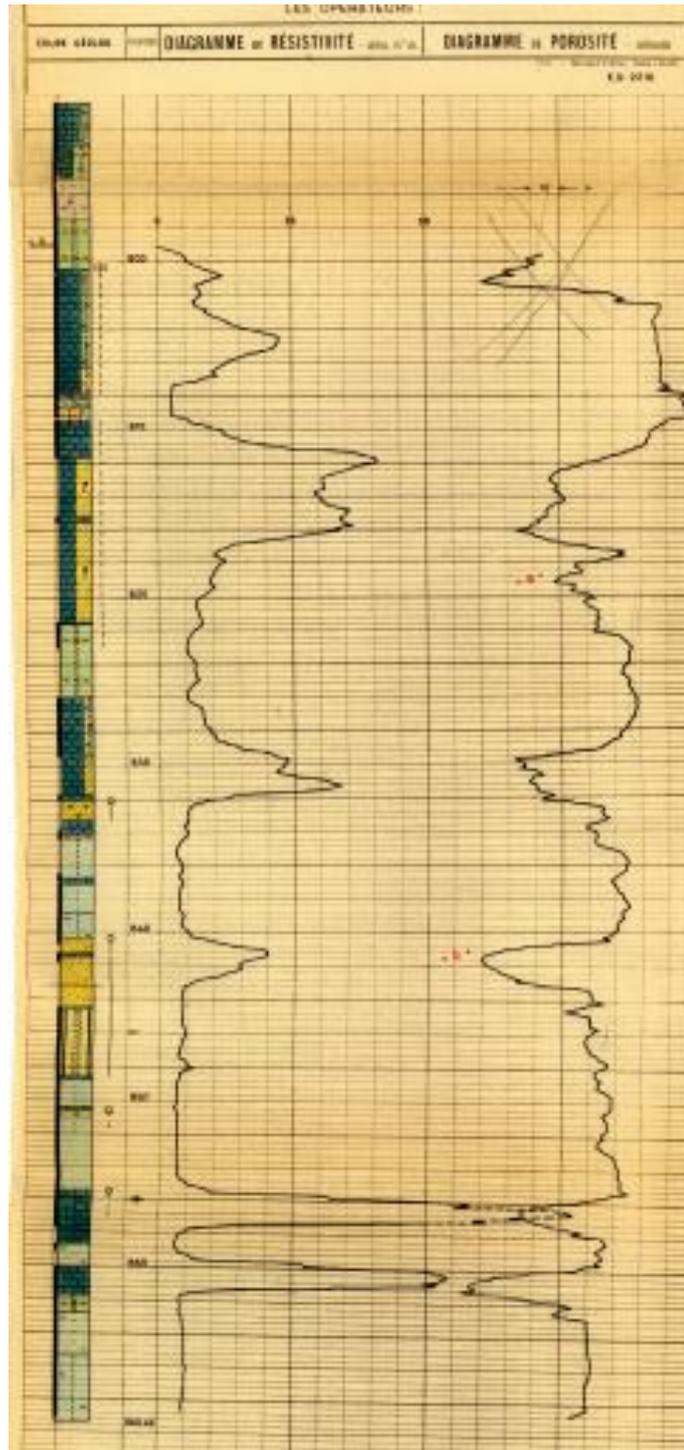
1. *Software Neura Log*  
*Software* ini digunakan untuk melakukan digitasi data log dari format pdf atau jpg.
2. *Software Petrel 2017*  
*Software* ini digunakan untuk melakukan korelasi litostratigrafi dan membuat pemodelan 2D dan 3D serta mengestimasi nilai volume bulk reservoir.
3. *Software Interactive Petrophysics V3.5*  
*Software* ini digunakan untuk melakukan pengolahan dan analisis data sumur.
4. *Software ArcGIS 10.7*  
*Software* ini digunakan untuk mengubah koordinat lokal menjadi koordinat global dan juga digunakan untuk menampilkan titik-titik sumur pemboran.
5. *Software Microsoft Excel 2019*  
*Software* ini digunakan untuk membuat matriks data.
6. *Software Microsoft Word 2019*  
*Software* ini digunakan dalam pembuatan dan penyusunan laporan akhir.

### **4.3 Data Penelitian**

Seluruh data yang digunakan pada penelitian ini bersumber dan dimiliki oleh Pusat Survei Geologi (PSG) Bandung. Terdapat dua variasi data yang digunakan dalam penelitian ini yaitu data sekunder yang berupa data logging dalam format pdf dan jpg serta data pendukung seperti *final well report* dan data core porositas dan permeabilitas dari beberapa sumur.

#### **1. Data Log**

Dalam penelitian ini data log yang digunakan merupakan data sumur belanda yang berjumlah 99 sumur dalam format pdf dan jpg. Sebagian besar data log yang ada pada data sumur tua belanda yaitu berupa log resistivitas dan log SP.



**Gambar 12.** Data log sumur tua Belanda

## 2. Data *Well Report*

Data ini berupa data yang berisi informasi hasil pemboran yang meliputi data litologi, data *water analysis*, temperatur, dan lain sebagainya. Pada penelitian ini, data well report khususnya data litologi digunakan untuk *well top* yang pada nantinya akan digunakan pada proses korelasi litostratigrafi.



#### **4.4 Prosedur Penelitian**

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

##### **4.4.1 Studi Literatur**

Studi literatur dilakukan pada tahapan awal sampai akhir untuk mengumpulkan data atau informasi yang berkaitan dengan penelitian. Data yang berkaitan dengan penelitian seperti tinjauan pustaka dan teori dasar dapat mempermudah dalam proses penelitian maupun interpretasi hasil. Pada tahapan studi literatur, penulis mempelajari tatanan geologi, stratigrafi regional, kerangka tektonik, dan *petroleum system* daerah penelitian. Pada tahap ini juga penulis mempelajari terkait *well logging* dan korelasi litostratigrafi.

##### **4.4.2 Pengumpulan dan Pembuatan Matriks Data**

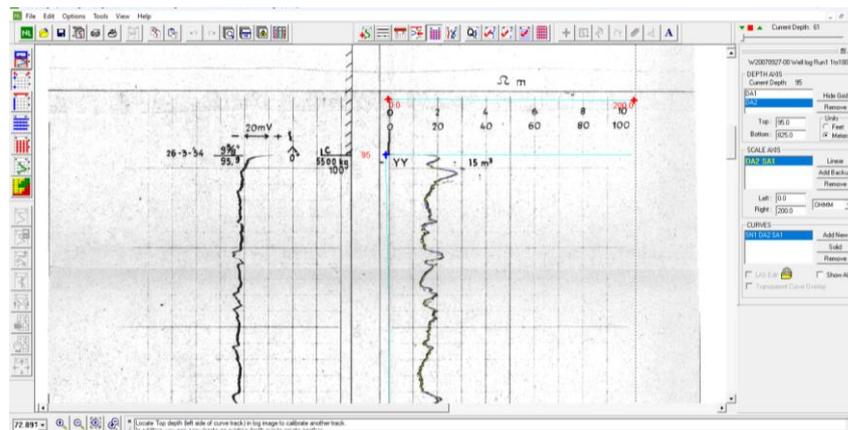
Tahapan pengumpulan data merupakan tahapan untuk mengumpulkan data yang dibutuhkan dalam penelitian ini. Data yang digunakan pada penelitian ini berupa data log sumur yang berupa log resistivitas dan log SP serta data *well report* yang terdiri dari data koordinat, data litologi, dan data petrofisika. Setelah data-data terkumpul, selanjutnya yaitu pembuatan matriks data yang bertujuan untuk mempermudah dalam melakukan analisis kualitas dan kelengkapan data.

##### **4.4.3 Konversi Koordinat**

Data koordinat yang terdapat pada sumur tua belanda merupakan koordinat lokal sehingga harus diubah kedalam koordinat global dengan menggunakan software ArcGIS 10.7 dengan tujuan supaya bisa diketahui posisi tepat titik sumur pemboran.

#### 4.4.4 Digitasi Data Log

Digitasi data log ini dilakukan dengan menggunakan *software* Neura Log dengan tujuan untuk merubah data dari format pdf menjadi data las yang siap untuk dilakukan pengolahan. Adapun tampilan proses digitasi data log ini adalah sebagai berikut.



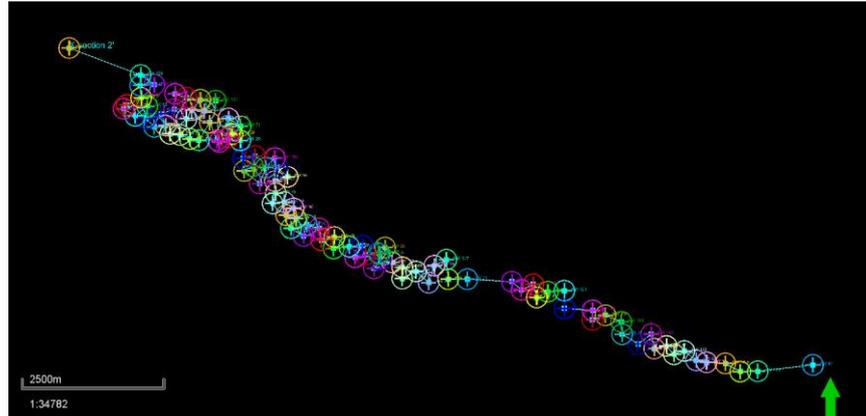
**Gambar 15.** Digitasi data log

#### 4.4.5 Pengolahan Data

Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan data log hasil proses digitasi yang berupa data log *spontaneous potential* dan log resistivitas. Pengolahan data dilakukan dengan beberapa tahapan yaitu:

a. *Loading* Data dan Korelasi Data Sumur

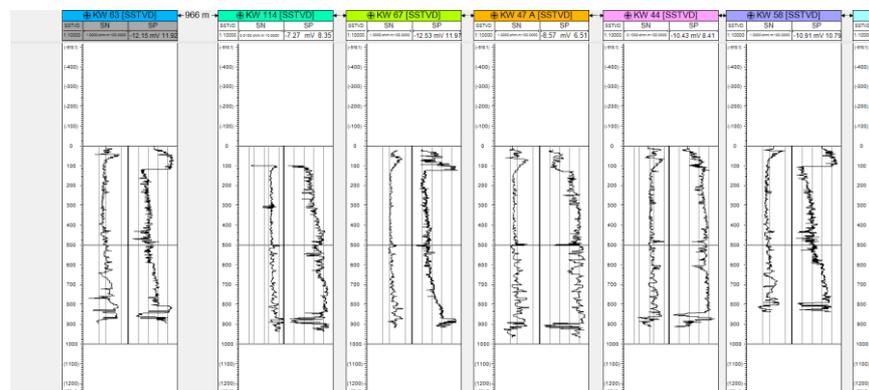
Proses ini dilakukan dengan memasukkan data-data kedalam perangkat atau *software* Petrel 2015. Data awal yang dimasukkan berupa data *wireline* log (LAS) dan data *well header*. Proses pemasukkan data dilakukan dengan mengimport data ke dalam *software* yang kemudian akan menampilkan titik-titik sumur pemboran berdasarkan letak koordinatnya. Dan selanjutnya yaitu melakukan korelasi antar data sumur berdasarkan letak sumur yang saling berdekatan. Adapun tampilan dari hasil korelasi antar sumur ditunjukkan pada gambar 14 di bawah.



**Gambar 16.** Korelasi antar data sumur

b. *Display Data Sumur*

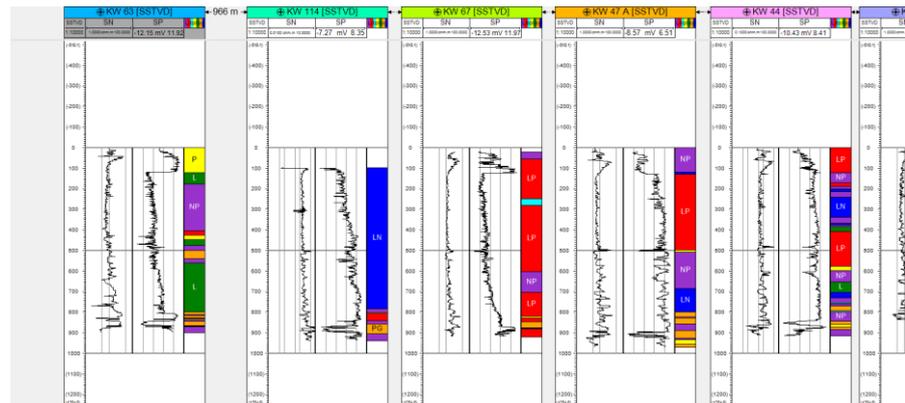
Korelasi antar data sumur menghasilkan *track* data sumur yang berurutan semua dengan jarak dan koordinat terdekat. Langkah selanjutnya yaitu melakukan *display* data sumur yang berupa data log resistivitas (Log SN) dan log SP. Adapun hasil *display* data sumur ditunjukkan pada gambar 15 di bawah ini.



**Gambar 17.** Hasil *display* data sumur

c. *Load Data Well Top*

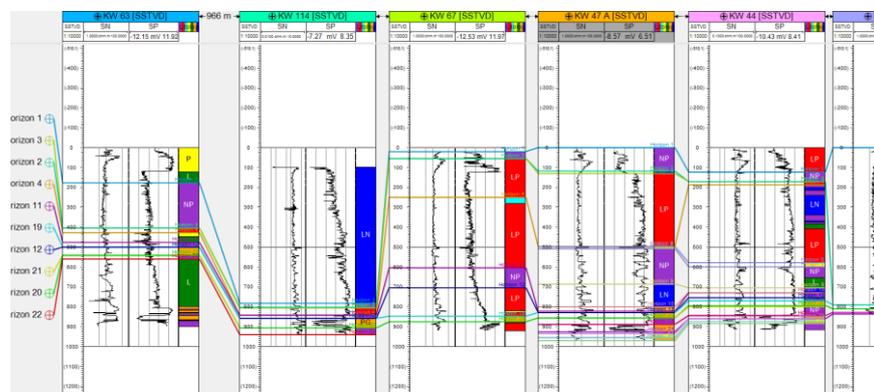
Data well top merupakan data yang berupa data litologi per kedalaman dari masing-masing sumur yang pada nantinya akan digunakan dalam proses korelasi litostratigrafi. Adapun tampilan *well top* ditunjukkan pada gambar 16 di bawah ini.



**Gambar 18.** Well top data sumur

d. Korelasi Litostratigrafi

Secara sederhana korelasi litostratigrafi merupakan korelasi yang didasarkan pada data litologi bawah permukaan. Proses ini dilakukan dengan mengkorelasikan kesamaan litologi dari masing-masing data sumur dengan membuat horizon-horizon tertentu. Adapun hasil korelasi ditunjukkan pada gambar 17 di bawah.

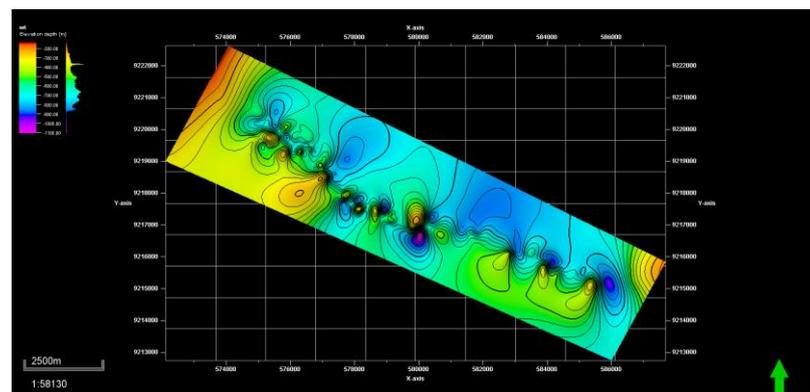


**Gambar 19.** Korelasi litostratigrafi

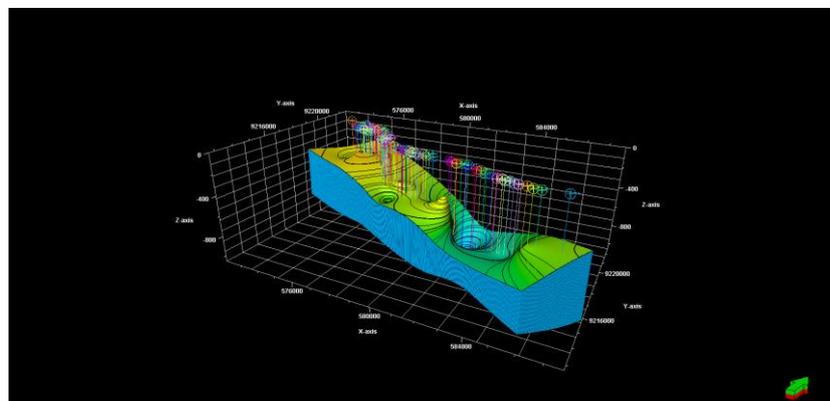
e. Analisis Zona Reservoir Hidrokarbon

Proses ini merupakan tahap analisis keberadaan zona reservoir hidrokarbon dengan menganalisis hubungan antara data sumur dengan hasil korelasi litostratigrafi yang dilakukan dengan cara menganalisis data log yang berupa log resistivitas dan log SP dengan litologi dari masing-masing sumur.

- f. Pemodelan 2D dan 3D serta Estimasi Nilai Volume Bulk Reservoir  
 Pemodelan 2D dilakukan dengan memperhatikan sebaran zona reservoir hidrokarbon. Hasil dari pemodelan ini berupa peta kedalaman dan ketebalan reservoir. Sedangkan pemodelan 3D dilakukan untuk menunjukkan *sand body* dari daerah yang diduga zona reservoir. Dari hasil pemodelan 3D, maka dapat dilakukan estimasi nilai volume bulk dari masing-masing model.



**Gambar 20.** Penampang 2D



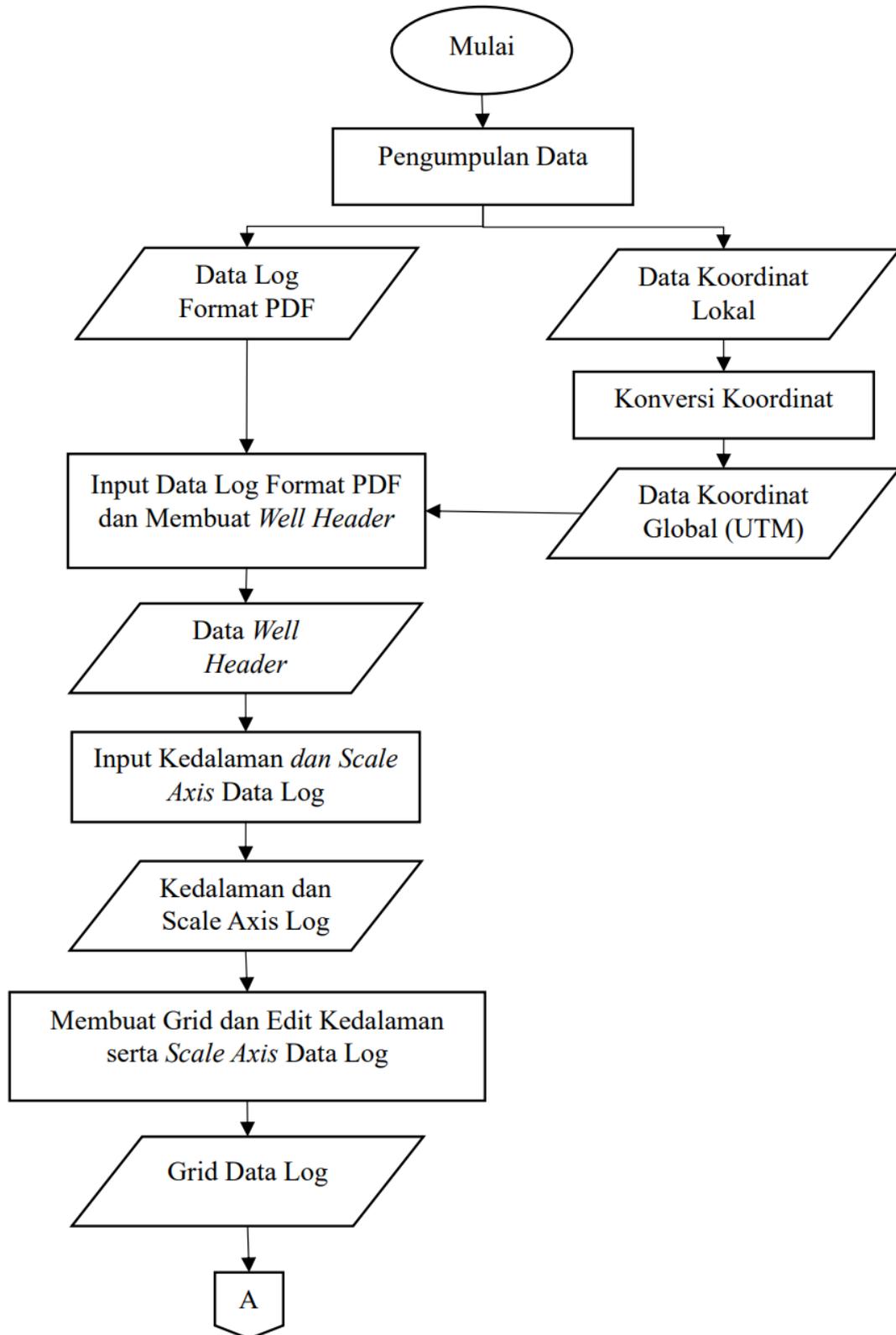
**Gambar 21.** Penampang 3D

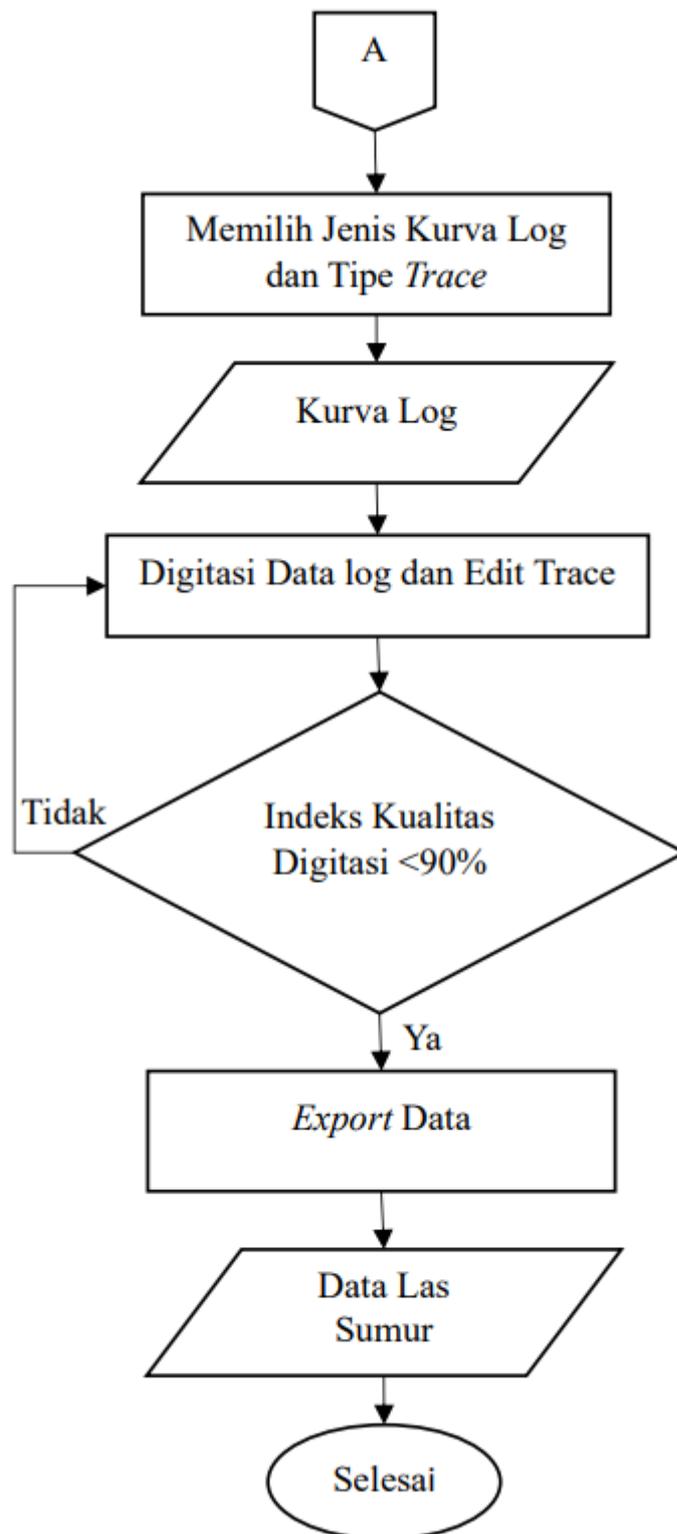
#### 4.4.6 Interpretasi

Tahap ini merupakan tahapan menganalisis hasil dari proses pengolahan yang berupa pemodelan 2D yang terdiri peta ketebalan dan peta kedalaman serta pemodelan 3D yang digunakan dalam mengestimasi nilai volume bulk dari zona reservoir.

#### 4.5 Diagram Alir

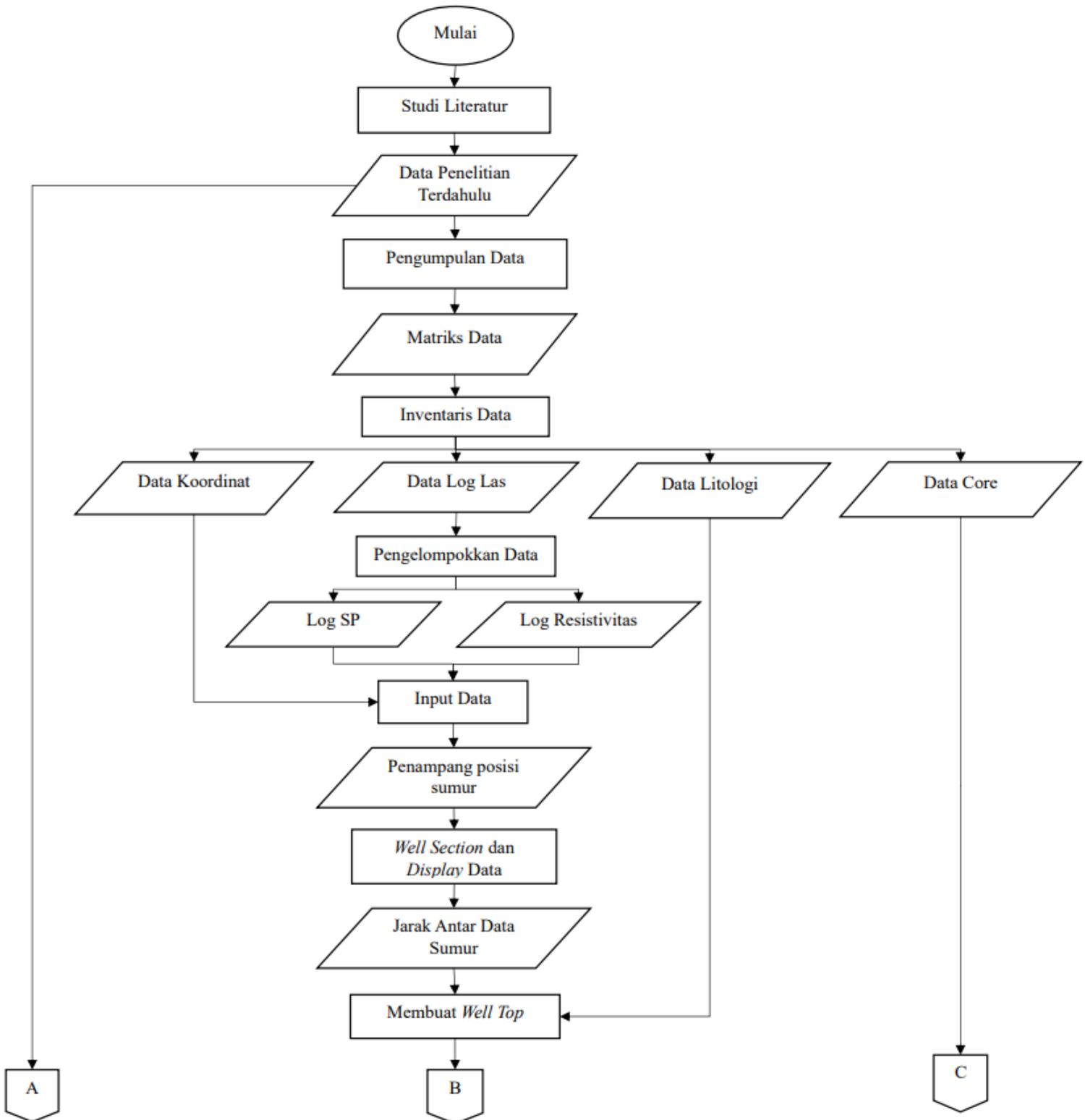
- a. Diagram alir proses digitasi data log format pdf kedalam format las.

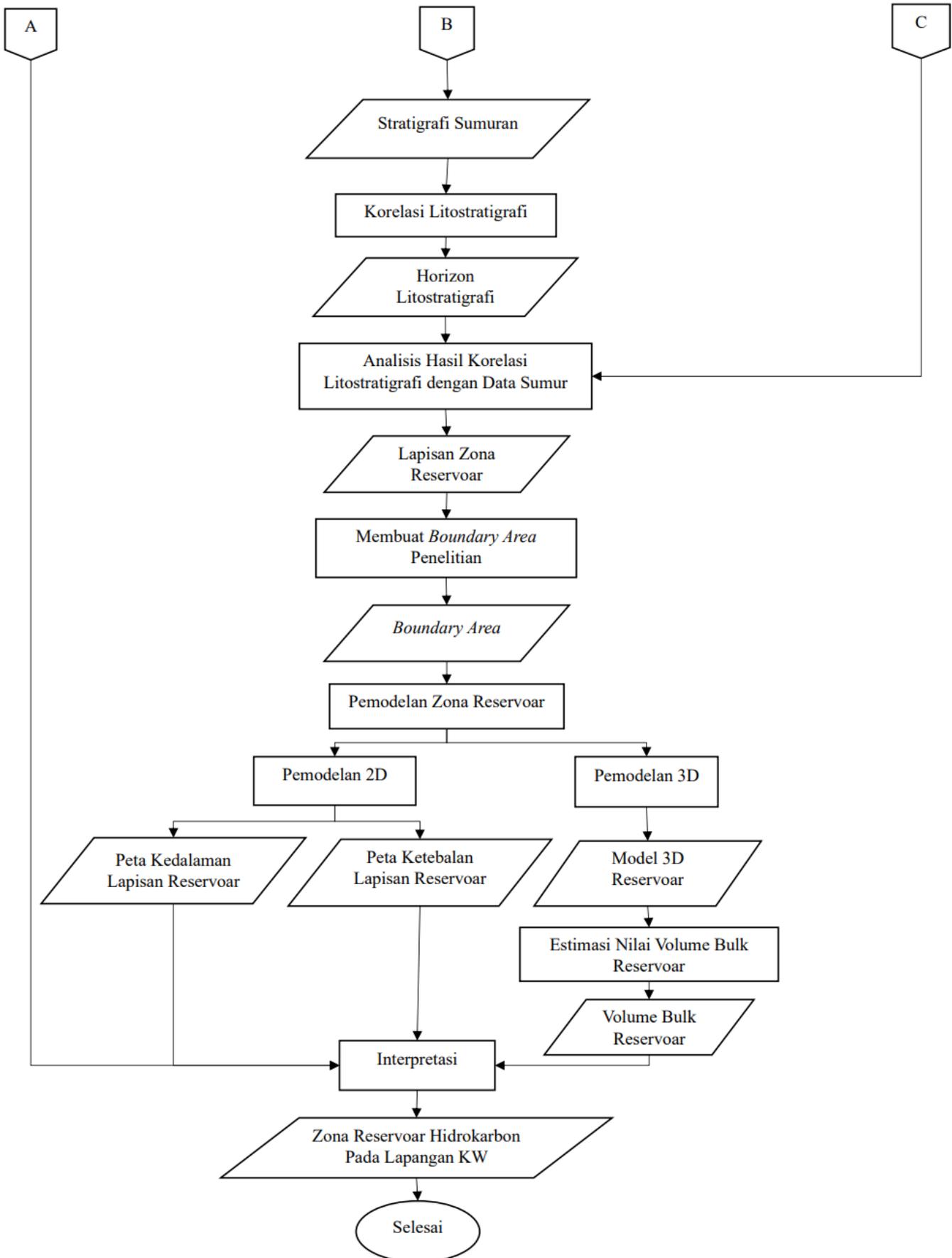




**Gambar 22.** Diagram alir proses digitasi data

b. Diagram alir proses penelitian adalah sebagai berikut.





**Gambar 23.** Diagram alir penelitian

## VI. KESIMPULAN DAN SARAN

### 6.1 Kesimpulan

Hasil analisis terhadap data sumur tua belanda pada Lapangan KW Cekungan Jawa Timur Utara menghasilkan beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Sumur tua belanda pada Lapangan KW Cekungan Jawa Timur Utara berjumlah 99 sumur. Daerah penelitian mencakup wilayah administrasi Kabupaten Bojonegoro dan Tuban dengan luas area penelitian 35.778.600 m<sup>2</sup>. Titik sumur tersebar pada Formasi Wonocolo dan Formasi Ledok dengan litologi yang didominasi oleh napal pasiran, lempung pasiran, napal, batupasir, batu lempung, pasir gampingan, dan lempung napalan.
2. Korelasi litostratigrafi pada 99 sumur tua belanda menghasilkan 18 lapisan batuan yang terkorelasi yaitu 6 lapisan napal pasiran, 3 lapisan pasir gampingan, 3 lapisan lempung pasiran, 2 lapisan batupasir, 2 lapisan lempung napalan, 1 lapisan batu lempung, dan 1 lapisan napal.
3. Berdasarkan analisis hasil korelasi litostratigrafi dengan data sumur maka didapatkan 5 zona reservoir hidrokarbon dengan 3 lapisan pasir gampingan yang memiliki nilai porositas 19% dan permeabilitas 1791 mD dan 2 lapisan batupasir dengan nilai porositas 19% dan permeabilitas 1342 mD. Hasil analisis ini menunjukkan bahwa kualitas reservoir hidrokarbon pada Lapangan KW memiliki kualitas porositas baik dan permeabilitas istimewa.
4. Berdasarkan hasil pemodelan 2D dan 3D didapatkan bahwa zona reservoir hidrokarbon total memiliki elevasi kedalaman sebesar 1536 m dan ketebalan sebesar 1071 m serta nilai volume bulk sebesar  $4,69 \times 10^9$  m<sup>3</sup>.

## 6.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian ini penulis menyarankan beberapa hal sebagai berikut.

1. Perlu dilakukan penelitian lanjutan terkait perhitungan nilai resistivitas air untuk mendapatkan nilai saturasi air yang berguna dalam mengestimasi nilai cadangan hidrokarbon.
2. Perlu dilakukan penelitian dengan menggunakan data seismik untuk memvalidasi hasil pengolahan dan untuk menemukan struktur baru pada daerah penelitian.

## DAFTAR PUSTAKA

- Aprilia, R., Dewanto, O., Karyanto, K., dan Ramadhan, A. (2018). Analisis Petrofisika Dan Penyebab Low Resistivity Reservoir Zone Berdasarkan Data Log, Sem, Xrd Dan Petrografi Pada Lapangan X Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 2(17).
- Asquith, G., dan Gibson, C. (1982). *Basic Well Log Analysis For Geologist*. Tulsa: AAPG.
- Asquith, G. B., (2004). *Basic well log analysis for geologists*. AAPG.
- Asquith, G. B., dan Krygowski, D. (2004). *Basic Well log Analysis Second Edition, AAPG Methods in Exploration series no.16*. American Association of Petroleum Geologist.
- Bates, R. L., dan Jackson, J. A. (1980). *Glossary Of Geology, 2<sup>nd</sup> ed.*: American Geol. Institute, Falls Church, Va., 749p.
- 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.
- Boggs, Jr. Sam. (1987). *Principles of Sedimentology and Stratigraphy : Fourth Edition*. Pearson Prentice Hall, New Jersey.

- DeSorcy, G.J. (1994). *Definitions and Guidelines for Classification of Oil and Gas Reserves*. Canada: The Petroleum Society of the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum, Calgary Section.
- Devi, E. A., Rachman, F., Satyana, A. H., Fahrudin, dan Reddy. (2018). Paleofacies of Eocene Lower Ngimbang Source Rocks in Cepu Area, East Java Basin based on Biomarkers and Carbon-13 Isotopes. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. doi:doi :10.1088/1755-1315/118/1/012009
- Dewanto, O. (2009). *Buku Ajar Well Logging*. Universitas Lampung: Lampung.
- Doust, H. (2007). Petroleum System of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*. Science Direct.
- Doust, H., dan Noble, R. A. (2008). Petroleum systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*, 25, 103-129.
- Fatahillah, Y. (2016). Penentuan Potensi Batuan Induk Menggunakan Model Log TOC, Pada Formasi Ngimbang, Lapangan “ARRAZI”, Cekungan Jawa Timur Utara. *Tugas Akhir*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Fatahillah, Y., Hilyah, A., dan Utama, W. (2016). Penentuan Potensi Batuan Induk Menggunakan Model Log Toc pada Formasi Ngimbang, Lapangan “Arrazi”, Cekungan Jawa Timur Utara. *Jurnal Teknik ITS*, 5(2), B352-B354.
- Fitryana, R., dan Teguh, H. (2015). Analisa Potensi Sumur-Sumur Tua Migas Untuk Kegiatan Produksi Ulang Menggunakan Sistem Informasi Geografis (Studi Kasus : Lapangan Kawengan, Bojonegoro). *GEOID* Vol. 08, No. 01, Agustus 2012 (75-84).

- Gaol, K. L., Wardhana, D. D., Praptisih, Yayat, S., dan Kamtono. (2009). Aplikasi Pendekatan Metode Gayabarat Dalam Eksplorasi Hidrokarbon: Studi Geologi Bawah Permukaan Daerah Cekungan Jawa Timur Utara Segmen Lamongan. *Prosiding Pemaparan Hasil Penelitian Puslit Geoteknologi – LIPI 2009* (hal. 163-172). Bandung: LIPI.
- Glover, P. (2007). *Petrophysics MSc Course Notes*. Nottingham, United Kingdom.
- Hamilton, H. (1979). *Tectonics of the Indonesian Region*. U.S.G.S. Professional Paper 1078:345 p.
- Hariyadi, H., Dedy, K., dan Jatmika, S. (2016). Sistem Petroleum Struktur Antiklin Kawengan. *Prosiding Seminar Nasional Kebumian XI*, Yogyakarta, 3 – 4 November 2016 Fakultas Teknologi Mineral, UPN ”Veteran” Yogyakarta. NO. ISBN 978-602-19765-3-1.
- Harsono, A. (1997). *Pengantar Evaluasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Service.
- Husein, S. (2015). *Petroleum and Regional Geology Northeast Java Basin, Indonesia: Excursion Guide Book*. Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada.
- Hustrulid, W. (2006). *Underground Mining Methods: Engineering Fundamentals and International Case Studies*. Society for Mining, Metallurgy, and Exploration.
- Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia. (2013). *PK. Teknik Produksi Migas Teknik Reservoar dan Cadangan Migas*. Jakarta: Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia.
- Koesoemadinata, R. P. (1978). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Penerbit ITB.

- Lemigas. (2007). *Inisiasi Pengembangan Sumur Tua Migas Lapangan Marginal Kabupaten Bojonegoro, Ngawi, Madiun, Jombang, dan Mojokerto*. Jakarta : Riset Lemigas – Pertamina ( tidak dipublikasikan).
- 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*.
- Naumi, M. A., dan Trilaksana, B. (2015). Analisis Kelayakan Investasi Pengembangan Sumur Tua di Lapangan X. *Jurnal Teknik Pertambangan*, 1(1), 1-10.
- Nichols, G. (2009). *Sedimentologi dan stratigrafi, edisi ke-2*. Wiley, Chichester.
- North American Commission on Stratigraphic Nomenclature. (1983). North American Stratigraphic Code: Am. Assoc. *Petroleum Geologists Bull.*, v. 67, p. 841-875.
- Nukefi, A. (2007). Karakterisasi Reservoar dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoar “A”, Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat. *SKRIPSI*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Pertamina. (2007). *Kawengan MT Final Report*. Pertamina Internal Report.
- Pertamina. (2009). *Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur*. Regional Western Indonesia Study.
- Ponto, P. (1996). *Petroleum geology of Indonesian basins-principles, methods and application*, V.4, East Java Basins, Jakarta
- Pradono, A., dan Rakasiwi, D. (2018). Basin Modeling and Hydrocarbon Source Rock Potential of Middle Eocene Ngimbang Formation in East Java Basin,

Indonesia. *4th Myanmar Oil dan Gas Conference*. Yangon: AAPG Asia Pacific Region. doi:DOI:10.1306/11213Pradono2019

Pringgoprawiro, H. (1983). *Revisi Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara dan Paleogeografinya*. Institut Teknologi Bandung.

Rider. (1996). *The geological interpretation of well logs, 2nd edition*. Houston: Gulf Publishing Company.

Rizki, A. (2018). Identifikasi Zona Akifer Air Tanah dengan Metode 1D Geolistrik Resistivitas dan Well Logging pada Daerah Lampung Timur dan Way. *Skripsi*. Universitas Lampung.

Sandi Stratigrafi Indonesia. (1996). *Korelasi Stratigrafi*. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi.

Satyana, A. H., dan Djumlati, M. (2003). OligoMiocene Carbonates of the East Java Basin, Indonesia: Facies Definition Leading to Recent Significant Discoveries. *AAPG Search and Discovery Article 9001*.

Satyana, A. H., dan Perwaningsih. (2003). Geochemistry of The East Java Basin: New Observation On Oil Grouping, Genetic Gas Types and Trends of Hydrocarbon Habitats. *Proc. 29th Ann. Conv Indon. Petroleum Assoc.*

Satyana, A. H. (2005). Oligo-Miocene Carbonates of Java, Indonesia: Tectonic, Volcanic Setting and Petroleum Implications. *Proc. Indonesian Petroleum Association 30th annual conv.*

Satyana, A. H. (2008). *Petroleum Geology of Indonesia*. IAGI Professional Courses. Bali.

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

- Senosy, A. H., Ewida, H. F., Soliman, H. A., dan Ebraheem, M. O. (2020). Petrophysical analysis of well logs data for identification and characterization of the main reservoir of Al Baraka Oil Field, Komombo Basin, Upper Egypt. *SN Applied Sciences*, 2 (1293). doi:<https://doi.org/10.1007/s42452-020-3100-x>
- Sinulingga, Y. R., dan Ramdhan, A. M. (2017). Karakteristik Tekanan Luap Dan Penyebabnya Pada Daerah Lepas Pantai Selat Madura. *Bulletin of Geology*, 1(1). doi:DOI: 10.5614/bull.geol.2017.1.1.2
- Suardi, A. (2012). Evaluasi Kualitas Reservoar Batupasir Formasi Cibulakan Menggunakan Data Well Logging di Lapangan X, Cekungan Jawa Barat. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, 13(2), 63-74.
- Tearpock, D. J., dan Bischke, R. E. (1991). *Applied subsurface geological mapping with structural methods*. Prentice Hall.
- Tryono, F. Y. (2016). Peranan Geologi Dalam Sistem Hidrokarbon Serta Potensi Dan Tantangan Eksplorasi Migas Di Indonesia. *Swara Patra*, Vol. 6(2).
- Van Bemmelen, R. W. (1949). *The Geology of Indonesia, vol. I.A*. Martinus Nyhoff, The Hague.
- Van Wagoner, J. C., Mitchum Jr, R. M., Campion, K. M., dan Rahmanian, V. D. (1988). *Siliciclastic sequence stratigraphy in well logs, cores, and outcrops: AAPG methods in exploration series, no. 7*. American Association of Petroleum Geologists.
- Wibisono, K. (2018). Pengelolaan Lapangan “Tua” Studi Kasus Lapangan Sembakung, Kalimantan Utara. *Seminar Nasional Cendekiawan ke 4 Tahun 2018*.

Wibowo, E. (2019). Analisa Potensi Shallow Hydrocarbon pada Formasi Wonocolo Berdasarkan Pendekatan Anisotropi Resistivitas dan Parameter Dar Zarrouk Daerah Dangdangilo, Kabupaten Bojonegoro, Jawa Timur. *Jurnal Offshore*, Volume 3 No. 2 Desember 2019 : 76 – 85 ; e -ISSN : 2549-8681.

Wijaya, P.H., dan Noeradi, D. (2010). Properties modelling to support reservoir characteristic of W ITB Field in Madura Strait area, Bull. *Marine Geol.* 25. Hal: 77-87.

Zuhelmi, E. (2017). Analisis Potensi Hidrokarbon Pada Daerah ‘X’ Berdasarkan Pemodelan Data Gayabarat Dan Magnetik. *SKRIPSI*. Lampung, Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung.