

**IDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA HIDROKARBON PADA SUMUR
NONKONVENSIONAL BERDASARKAN NILAI PERMEABILITAS DI
LAPANGAN 'STL' CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

(Skripsi)

Oleh:

**Stella Elizabeth
2015051070**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2024**

**IDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA HIDROKARBON PADA SUMUR
NONKONVENSIONAL BERDASARKAN NILAI PERMEABILITAS DI
LAPANGAN 'STL' CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Oleh

STELLA ELIZABETH

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

IDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA HIDROKARBON PADA SUMUR NONKONVENSIONAL BERDASARKAN NILAI PERMEABILITAS DI LAPANGAN 'STL' CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh

STELLA ELIZABETH

Hidrokarbon nonkonvensional pada saat ini menjadi fokus utama dalam kegiatan eksplorasi untuk pemenuhan energi migas di Indonesia karena ketersediannya yang cukup melimpah. Ciri dari hidrokarbon nonkonvensional yaitu reservoir bersifat *impermeable* dan berada pada batuan induk. Salah satu potensi hidrokarbon nonkonvensional berada di Cekungan Jawa Timur Utara. Oleh sebab itu perlu dilakukan studi lanjutan untuk mengidentifikasi kandungan fluida hidrokarbon yang didasarkan pada nilai permeabilitas menggunakan metode *well logging*. Pada penelitian ini menggunakan 4 data sumur dengan data Log yang terdiri dari *log gamma ray*, log resistivitas dan log sonik. Berdasarkan hasil penelitian, pada sumur SB memiliki 15 zona target yang tersebar pada Formasi Ngrayong dan Formasi Tawun dengan litologi serpih yang memiliki nilai permeabilitas 0,0001 – 0,135 mD dengan kualitas ketat dan didominasi oleh fluida gas. Pada Sumur SD memiliki 49 zona target pada Formasi Ngimbang dengan litologi batuan karbonat yang memiliki nilai permeabilitas 0,00001 – 0,441 mD dengan kualitas ketat dan didominasi oleh fluida gas. Pada Sumur SN memiliki 7 zona target pada Formasi Kujung dengan litologi batuan karbonat yang memiliki nilai permeabilitas 0,560 – 0,936 mD dengan kualitas ketat dan didominasi oleh fluida minyak. Pada Sumur ST memiliki 13 zona target pada Formasi Kujung dengan litologi batuan karbonat yang memiliki nilai permeabilitas 0,033 – 0,935 mD dengan kualitas ketat dan didominasi oleh fluida minyak.

Kata Kunci : Hidrokarbon, Jenis Fluida, Permeabilitas, Nonkonvensional

ABSTRACT

IDENTIFICATION OF HYDROCARBON FLUID CONTENT IN UNCONVENTIONAL WELLS BASED ON PERMEABILITY VALUES IN FIELD 'STL' NORTH EAST JAVA BASIN

By

STELLA ELIZABETH

Unconventional hydrocarbons are currently the main focus in exploration activities to fulfill oil and gas energy in Indonesia because of their abundant availability. The characteristic of non-conventional hydrocarbons is that reservoirs are impermeable and located in the host rock. One of the potential non-conventional hydrocarbons is in the North East Java Basin. Therefore, it is necessary to conduct further studies to identify the content of hydrocarbon fluids based on the permeability value using the well logging method. In this study, 4 well data were used with log data consisting of gamma ray logs, resistivity logs and sonic logs. Based on the results of the study, the SB well has 15 target zones spread over the Ngrayong Formation and the Tawun Formation with shale lithology which has a permeability value of 0,0001 – 0,135 mD with strict quality and is dominated by gaseous fluids. In the SD well, there are 49 target zones in the Ngimbang Formation with carbonate lithology which has a permeability value of 0,00001 – 0,441 mD with strict quality and dominated by gaseous fluids. The SN well has 7 target zones in the Kujung Formation with carbonate lithology which has a permeability value of 0,560 – 0,936 mD with strict quality and dominated by oil fluids. The ST Well has 13 target zones in the Kujung Formation with a carbonate lithology that has a permeability of 0,033 – 0,935 mD with strict quality and is dominated by oil fluids.

Keywords: Hydrocarbon, Type of Fluid, Permeability, Nonconventional

Judul Skripsi

**IDENTIFIKASI KANDUNGAN FLUIDA
HIDROKARBON PADA SUMUR
NONKONVENSIONAL BERDASARKAN
NILAI PERMEABILITAS DI LAPANGAN
'STL' CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Nama Mahasiswa

Stella Elizabeth

Nomor Pokok Mahasiswa

2015051070

Program Studi

: Teknik Geofisika

Fakultas

: Teknik



1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

Pembimbing II

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

NIP. 19661222 199603 1001

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

NIP. 19700120 200003 1001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

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

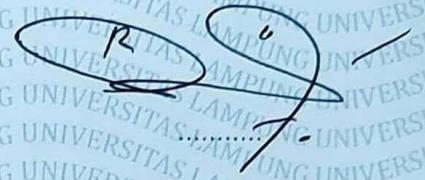
NIP. 196912301998021001

MENGESAHKAN

1. **Tim Penguji**

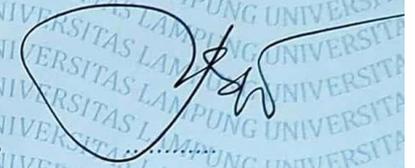
Ketua

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



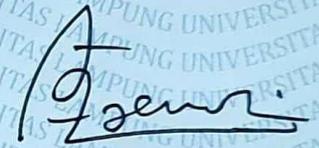
Sekretaris

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



Anggota

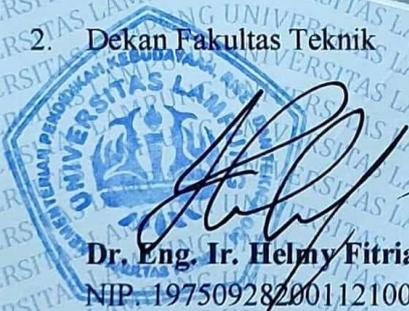
Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T., CRP.



2. **Dekan Fakultas Teknik**

Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc.)

NIP. 197509282001121002



Tanggal Ujian Skripsi: 07 Agustus 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, 14 Agustus 2024

Penulis



Stella Elizabeth
NPM. 2015051070

RIWAYAT HIDUP



Penulis dengan nama lengkap Stella Elizabeth lahir di Jakarta, 18 April 2002, merupakan anak kedua dari dua bersaudara, dari pasangan Bapak Eliper Tambunan dan Meryati Sinambela. Penulis telah menyelesaikan pendidikan Sekolah Dasar (SD) di SD Kasih Bunda pada tahun 2014. Selanjutnya penulis melanjutkan pendidikan Sekolah Menengah Pertama (SMP) di Strada Bhakti Utama pada tahun 2014 sampai 2017 dan kemudian melanjutkan pendidikan di jenjang Sekolah Menengah Akhir (SMA) di SMA Hang Tuah 1 Jakarta pada tahun 2017 sampai 2020. Pada tahun 2020, penulis diterima sebagai mahasiswa S1 Reguler di Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung melalui jalur SBMPTN.

Selama menjadi mahasiswa, penulis aktif dalam beberapa organisasi kemahasiswaan yaitu Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HIMA TG BHUWANA) sebagai Anggota Bidang Kaderisasi pada periode 2022-2023. 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 *Human Resource Development* pada periode 2023. Penulis melakukan pengabdian diri pada Januari -Februari 2023 di Desa Buay Nyerupa , Kecamatan Sukau, Kabupaten Lampung Barar dalam kegiatan Kuliah Kerja Nyata (KKN) Universitas Lampung.

Dalam penerapan bidang keahlian, Penulis melaksanakan Praktik Kerja Lapangan (PKL) di BBSPGL – Balai Besar Survei dan Pemetaan Geologi Kelautan di Bandung pada bulan Agustus - September 2023 dengan judul penelitian “**Analisis Kualitas Reservoar Hidrokarbon Berdasarkan Nilai Volume Shale (Vsh) Pada Sumur SE Cekungan Tarakan Kalimantan Utara**”. Kemudian Pada akhir masa studi Penelitian Tugas Akhir pada Bulan April 2024 di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung dengan judul penelitian “**Identifikasi Kandungan Fluida Hidrokarbon Pada Sumur Nonkonvensional Berdasarkan Nilai Permeabilitas di Lapangan ‘STL’ Cekungan Jawa Timur Utara**”. Dimana penulis berhasil lulus dengan gelar Sarjana Teknik pada tanggal 07 Agustus 2024

PERSEMBAHAN

Dengan mengucapkan Puji Syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa atas terselesaikannya skripsi ini dengan baik dan lancar. Skripsi ini saya persembahkan untuk :

Mama Dan Papa

ELIPER dan MERYATI

Yang selalu ada dan tiada henti memberikan doa, kasih sayang, perhatian, semangat, dan segala dukungan yang tidak terhingga. Terimakasih atas semua doa yang selalu engkau panjatkan di setiap langkah dan cita-cita ku. Semoga Tuhan selalu memberikan mama dan bapak kesehatan agar dapat melihat proses dalam kehidupan penulis, yang membahagiakan serta membanggakan kalian.

Kakakku Tersayang

MELLY NOVELIA

Terima kasih sudah menjadi saudara terbaik, yang selalu memberikan dukungan dan semangat serta menjadi sandaran bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Penulis sangat berharap kakak dapat menjadi orang yang selalu baik sampai kapanpun untuk menjadi panutan penulis.

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

Motto

"Kuatkan dan teguhkanlah hatimu, janganlah takut dan jangan gemetar karena mereka, sebab Tuhan, Allahmu, Dialah yang berjalan menyertai engkau; Ia tidak akan membiarkan engkau dan tidak akan meninggalkan engkau"

- Ulangan 31:6-

"Jika aku memiliki kesempatan untuk meningkatkan setiap hal dari diriku, maka aku akan bekerja keras untuk mewujudkannya daripada hanya duduk diam."

- Jeon Jungkook-

Jangan samakan waktumu dengan orang lain. Setiap orang punya masanya masing-masing. Bersabar dan tunggulah! Giliranmu akan datang secara alami.

-Gol D Roger-

KATA PENGANTAR

Penulis mengucapkan puji syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa karena atas berkat dan kasih karunia-Nya sehingga penulis dapat menyusun skripsi dengan judul **“Identifikasi Kandungan Fluida Hidrokarbon Pada Sumur Nonkonvensional Berdasarkan Nilai Permeabilitas di Lapangan ‘STL’ 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, 14 Agustus 2024

Penulis



Stella Elizabeth
NPM. 2015051070

SANWACANA

Puji dan syukur penulis ucapkan kepada Tuhan Yesus Kristus karena atas berkat dan kasih karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul **“Identifikasi Kandungan Fluida Hidrokarbon Pada Sumur Nonkonvensional Berdasarkan Nilai Permeabilitas di Lapangan ‘STL’ 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. Tuhan Yesus yang telah memberikan kekuatan, penyertaan, dan anugerah yang begitu hebat setiap harinya dalam kehidupan penulis.
2. Kedua orang tua tercinta yang selalu menjadi kebanggaan dan motivasi hidup penulis Bapak Eliper dan Ibu Meryati yang telah memberi banyak dukungan baik secara moril maupun materi, semangat serta doa yang tidak pernah putus untuk penulis sampai saat ini.
3. Saudara saya, Melly Novelia yang selalu memberikan dukungan, semangat dan doa untuk penulis.
4. Bapak Dr. 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 Skripsi di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung dan sebagai Dosen Pembimbing Akademik yang telah banyak meluangkan waktu memberi saran dan masukan, koreksi dan pengarahan dalam penyusunan dan penulisan Tugas Akhir ini.

6. Bapak Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si, M.T., selaku dosen pembimbing II Skripsi di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah meluangkan waktunya untuk bimbingan, diskusi, arahan serta motivasi dalam pengerjaan dan penyusunan Tugas Akhir ini.
7. Bapak Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T., CRP., selaku penguji yang telah meluangkan waktu untuk memberikan saran dan masukan atas skripsi ini, sehingga menjadikan skripsi ini menjadi lebih baik.
8. Seluruh Dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati, terima kasih untuk semua ilmu yang diberikan sampai saat ini.
9. Ivan Zikry yang sudah menemani dan menjadi tempat bercerita serta tak henti-hentinya memberikan semangat dan doa kepada penulis untuk menyelesaikan skripsi ini
10. Dhewi yang sudah menjadi sahabat, yang telah banyak meluangkan waktu dan dukungan serta berbagi cerita, keluh kesah, canda tawa kepada penulis di segala macam kondisi. Terima kasih sudah menemani proses penulis dalam menyelesaikan pendidikan di Teknik Geofisika.
11. Asep selaku sahabat penulis yang telah banyak membantu penulis selama pembuatan dan penyusunan tugas akhir ini.
12. Bella selaku sahabat seperjuangan yang telah menjadi teman berbagi cerita dan canda tawa sejak awal penulis masuk Jurusan Teknik Geofisika.
13. Srimul sebagai sahabat satu kos yang sudah banyak memberikan dukungan pada penulis dalam proses menyelesaikan pendidikan di Teknik Geofisika.
14. Fadel, Vito sebagai sahabat penulis yang selalu memberikan semangat, dan meluangkan waktu berbagi cerita kepada penulis.
15. Teman-teman SMP (Ruang Kosong) Talia, Jean, Octa, Aurel, Jesika yang sudah memberikan dukungan, dan menjadi tempat berbagi cerita dan tempat pulang untuk penulis
16. Keluarga Besar Teknik Geofisika 2020 (PATAKIS) yang telah memberikan dukungan dan bantuan serta pengalaman untuk penulis selama menjadi mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

17. Semua pihak yang terlibat selama pelaksanaan kegiatan Tugas Akhir ini dimana telah memberikan kesempatan, bantuan dan pengalaman yang sangat luar biasa, sekali lagi penulis ucapkan terimakasih banyak.
18. *Last, I want to thank you for believing in myself not to give up and keep working hard. Thank you for trying your best and staying patient in the face of many obstacles and trials.*

Akhir kata, penulis menyadari bahwa Skripsi ini masih jauh dari kesempurnaan, akan tetapi sedikit harapan semoga Skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua.

Bandar Lampung, 14 Agustus 2024

Penulis

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Stella Elizabeth', with a stylized flourish extending to the right.

Stella Elizabeth

NPM. 2015051070

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	iii
ABSTRACT	iv
PERSETUJUAN.....	v
PENGESAHAN.....	vi
PERNYATAAN.....	vii
RIWAYAT HIDUP.....	viii
PERSEMBAHAN.....	x
KATA PENGANTAR.....	xii
SANWACANA.....	xiii
DAFTAR ISI.....	xvi
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxi
I.PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Manfaat Penelitian	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Lokasi Daerah Penelitian	4
2.2 Geologi Regional dan Fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara	4
2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara.....	7

2.4 Stratigrfi Cekungan Jawa Timur Utara	10
2.5 Struktur Regional	14
2.5.1 Serpih	15
2.5.2 Gas Serpih	16
2.6 Sistem Petroleum Konvensional	18
2.6.1 Batuan Induk (Source Rock)	19
2.6.2 Batuan Reservoir	19
2.6.3 Batuan Seal	20
2.6.4 Trap (Jebakan)	21
2.6.5 Migrasi	21
2.7 Sistem Petroleum Nonkonvensional	21
2.8 Penelitian Terdahulu	23
III. TEORI DASARs	25
3.1 Well Logging	25
3.2 Jenis-jenis Log	26
3.2.1 Log Gamma Ray	26
3.2.2 Log Resistivitas	28
3.2.3 Log Neutron	31
3.2.4 Log Densitas	32
3.2.5 Log Sonic	34
3.3 Analisis Petrofisika	35
3.3.1 Porositas	36
3.3.2 Permeabilitas (k)	36
3.4 Analisis Parameter Nonkonvensional	38
IV. METODE PENELITIAN	40
4.1 Tempat dan Waktu Penelitian	40
4.2 Perangkat Lunak	40
4.3 Data Penelitian	41
4.4 Prosedur Penelitian	42
4.4.1 Studi Literatur	42
4.4.2 Persiapan dan Pengumpulan Data	43
4.4.3 Pengolahan Data	43
4.4.4 Interpretasi	45

4.5 Diagram Alir.....	46
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	48
5.1 Data Penelitian	48
5.1.1 Kelengkapan Data	48
5.2 Analisis Kualitatif	49
5.3 Analisis Petrofisika Zona Target Nonkonvensional	69
5.3.1 Analisis Porositas	69
5.3.2 Analisis Permeabilitas	75
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	81
6.1 Kesimpulan	81
6.2 Saran.....	82
DAFTAR PUSTAKA.....	83
LAMPIRAN.....	91

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
1. Peta Daerah Lokasi Penelitian	4
2. Peta Geologi Regional daerah Penelitian	5
3. Fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara	7
4. Tiga struktur utama Cekungan Jawa Timur	9
5. Stratigrafi Zona Rembang Cekungan Jawa Timur Utara	11
6. Pola tektonik Cekungan Jawa Timur	15
7. Mekanisme pembentukan gas serpih dari model saturation reservoir.....	17
8. Petroleum system	18
9. Petroleum system chart Cekungan Jawa Timur Utara.	18
10. Skema sistem petroleum konvensional dan nonkonvensional	22
11. Respon log gamma ray	27
12. Respon resistivity log di berbagai log	30
13. Respon log neutron	32
14. Respon log densitas.....	33
15. Respon dan prinsip kerja log sonik	35
16. Tampilan Data log sumur SD	41
17. Tampilan Data well report.....	42
18. Tampilan triple combo	43
19. Tampilan Analisis Kualitatif.....	44
20. Tampilan Porositas	44
21. Tampilan Permeabilitas	45
22. Tampilan Jenis Fluida.....	45
23. Diagram Alir.....	47
24. Zona target 1,2,3, dan 4 Sumur SB pada Formasi Ngrayong	50

25. Zona target 5,6, dan 7 Sumur SB pada Formasi Ngrayong	51
26. Zona target 8,9, 10, dan 11 Sumur SB pada Formasi Ngrayong.....	52
27. Zona target 1 dan 2 Sumur SB pada Formasi Tawun.....	54
28. Zona target 3 dan 4 Sumur SB pada Formasi Tawun.....	54
29. Zona Target 1-12 sumur SD pada Formasi Ngimbang	56
30. Zona Target 13-21 sumur SD pada Formasi Ngimbang	57
31. Zona Target 22-31 sumur SD pada Formasi Ngimbang	58
32. Zona Target 32-41 sumur SD pada Formasi Ngimbang	59
33. Zona Target 42-46 sumur SD pada Formasi Ngimbang	60
34. Zona Target 47 dan 48 sumur SD pada Formasi Ngimbang.....	60
35. Zona Target 49 sumur SD pada Formasi Ngimbang.....	60
36. Zona target 1,2,3, dan 4 Sumur SN pada Formasi Kujung	63
37. Zona target 5,6, dan 7 Sumur SN pada Formasi Kujung	64
38. Zona target 1,2,3, dan 4 Sumur ST pada Formasi Kujung.....	66
39. Zona target 5-13 Sumur ST pada Formasi Kujung	67

DAFTAR TABEL

	Halaman
1. Batuan reservoir di Cekungan Jawa Timur	20
2. Nilai Resistivitas	31
3. Skala penentuan kualitas nilai porositas batuan.....	36
4. Klasifikasi nilai permeabilitas batuan	38
5. Definisi batuan dan cairan minyak bumi nonkonvensional	38
6. Jadwal rincian Kegiatan Tugas Akhir	40
7. Kelengkapan data penelitian	48
8. Zona target reservoir Sumur SB pada Formasi Ngrayong	52
9. Zona target reservoir Sumur SB pada Formasi Tawun.....	55
10. Zona target reservoir Sumur SD pada Formasi Ngimbang	61
11. Zona target reservoir Sumur SN pada Formasi Kujung	64
12. Zona target reservoir Sumur ST pada Formasi Kujung.....	68
13. Nilai porositas sumur SB pada Formasi Ngrayong.....	69
14. Nilai porositas sumur SB pada Formasi Tawun.....	70
15. Nilai porositas sumur SD pada Formasi Ngimbang.....	71
16. Nilai porositas sumur SN pada Formasi Kujung	73
17. Nilai porositas sumur ST pada Formasi Kujung.....	74
18. Nilai permeabilitas sumur SB pada Formasi Ngrayong.....	75
19. Nilai permeabilitas sumur SB pada Formasi Tawun.....	76
20. Nilai permeabilitas sumur SD Formasi Ngimbang	77
21. Nilai permeabilitas sumur SN pada Formasi Kujung	79
22. Nilai permeabilitas sumur ST pada Formasi Kujung.....	79

I.PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan energi saat ini mendorong ditemukannya sumber energi hidrokarbon baru, salah satunya hidrokarbon nonkonvensional. *Shale* hidrokarbon adalah sumber minyak dan gas nonkonvensional yang terperangkap dalam batuan serpih yang kaya akan bahan organik namun memiliki nilai permeabilitas dan porositas yang rendah (Zou dkk, 2013). Pada dasarnya serpih merupakan batuan induk, namun dalam migas nonkonvensional, serpih dapat menjadi batuan sumber sekaligus reservoir (Self-sourced reservoir) (Ahmed dan Meehan, 2016).

Potensi hidrokarbon nonkonvensional di Indonesia salah satunya terdapat di Cekungan Jawa Timur Utara (*Northeast Java Basin*) yang dimana memiliki kandungan *shale gas* sebesar 42 TCF (Agustiyar, 2021; dan Jumiati, dkk., 2020). Hingga saat ini, Cekungan Jawa Timur Utara dikenal sebagai cekungan yang kaya akan sumber hidrokarbon, yang telah berproduksi di banyak wilayah. Menurut kajian Fadlillah (2022) dengan menggunakan metode seismik, diketahui bahwa Cekungan Jawa Timur Utara diketahui mempunyai potensi gas berdasarkan nilai saturasi air pada kisaran 30%, Menurut klasifikasi saturasi dari Adim (1991), nilai ini menunjukkan bahwa Cekungan Jawa Timur Utara memiliki fluida gas.

Penelitian yang dilakukan oleh beberapa peneliti, nilai porositas dan permeabilitas pada sumur nonkonvensional dapat berpengaruh signifikan terhadap kandungan fluida hidrokarbon. Penelitian yang dilakukan oleh Al-Shammari dkk., (2018) menemukan bahwa nilai porositas dan permeabilitas

pada batuan karbonat dapat mempengaruhi kandungan fluida hidrokarbon pada sumur nonkonvensional. Penelitian lain oleh Wang dkk.,(2019) juga menemukan bahwa nilai porositas dan permeabilitas pada batuan *shale* dapat mempengaruhi kandungan fluida hidrokarbon pada sumur nonkonvensional.

Dalam industri minyak dan gas, pengetahuan tentang kandungan fluida hidrokarbon pada sumur nonkonvensional sangat penting untuk memprediksi produksi dan manajemen sumur. Namun, kandungan fluida hidrokarbon pada sumur nonkonvensional dapat berbeda-beda tergantung pada nilai porositas dan permeabilitas batuan. Dalam beberapa penelitian, nilai permeabilitas rendah telah ditemukan terkait dengan adanya gas, minyak, dan air di dalam batuan. Penelitian oleh Pradoto dkk., (2019) menemukan bahwa nilai permeabilitas rendah pada batuan dapat mempengaruhi kandungan gas, minyak, dan air di dalamnya yang terkait dengan aktivitas geofisika.

Pada penelitian ini dilakukan untuk melengkapi penelitian-penelitian sebelumnya dengan melakukan identifikasi jenis fluida berdasarkan permeabilitas yang ada pada zona target hidrokarbon nonkonvensional dengan menggunakan metode well logging. Dengan adanya penelitian ini maka diharapkan dapat memberikan kontribusi yang baik dalam mengembangkan potensi sumber daya hidrokarbon di Indonesia khususnya daerah yang menyimpan potensi hidrokarbon nonkonvensional yang ada di Cekungan Jawa Timur Utara

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian adalah sebagai berikut :

1. Menentukan zona target hidrokarbon Nonkonvensional di Lapangan ‘STL’ Cekungan Jawa Timur Utara
2. Melakukan perhitungan Porositas dan Permeabilitas berdasarkan data log di lapangan ‘STL’ cekungan Jawa Timur Utara
3. Menentukan kandungan fluida pada sumur Nonkonvensional berdasarkan nilai permeabilitas di Lapangan ‘STL’ Cekungan Jawa Timur Utara

1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah penelitian yaitu, sebagai berikut :

1. Daerah penelitian berfokus pada Lapangan 'STL' Cekungan Jawa Timur Utara
2. Data yang digunakan berupa data log yang terdiri dari log gamma ray , log resistivitas, log sonic, log neutron dan log densitas
3. Analisis petrofisika yang digunakan dalam penentuan zona target hidrokarbon difokuskan pada perhitungan nilai permeabilitas
4. Identifikasi kandungan fluida didasarkan pada hasil perhitungan nilai permeabilitas

1.4 Manfaat Penelitian

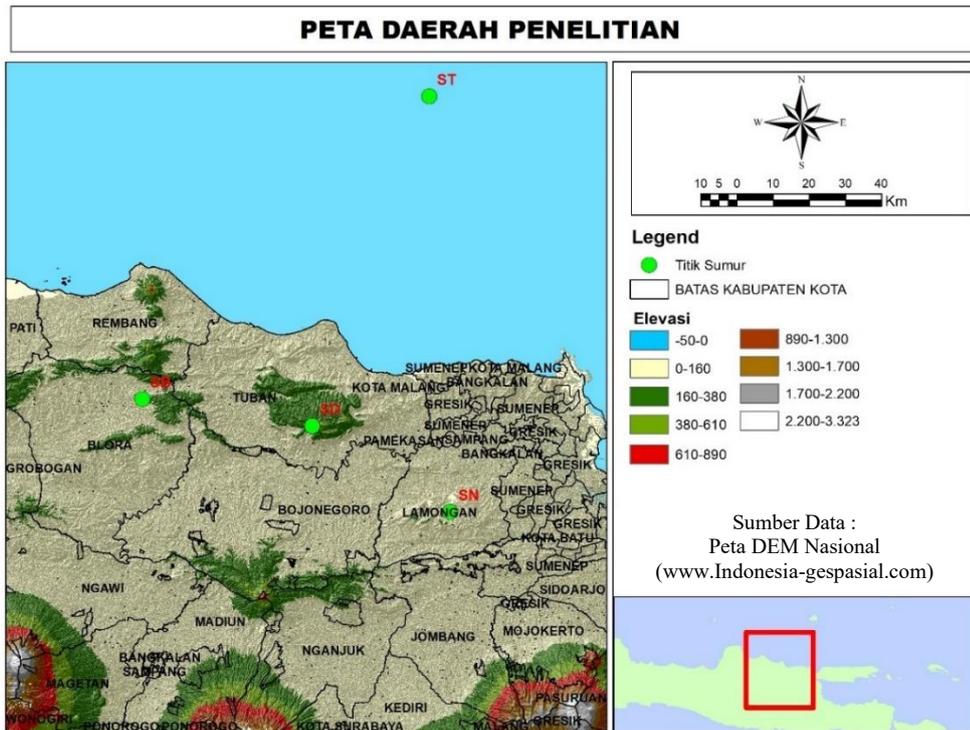
Adapun manfaat penelitian adalah sebagai berikut :

1. Memberikan informasi terkait zona prospek hidrokarbon nonkonvensional yang didasarkan pada analisis kualitatif data log di Lapangan 'STL' Cekungan Jawa Timur Utara
2. Memberikan informasi terkait kandungan fluida yang di dasarkan pada perhitungan nilai permeabilitas

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Daerah Penelitian

Lokasi penelitian ini berada di dalam area Cekungan Jawa Timur Utara yang mencakup wilayah administrasi Kabupaten Blora, Tuban, Lamongan. Adapun untuk sebaran titik sumur dapat dilihat pada gambar 1 di bawah ini.

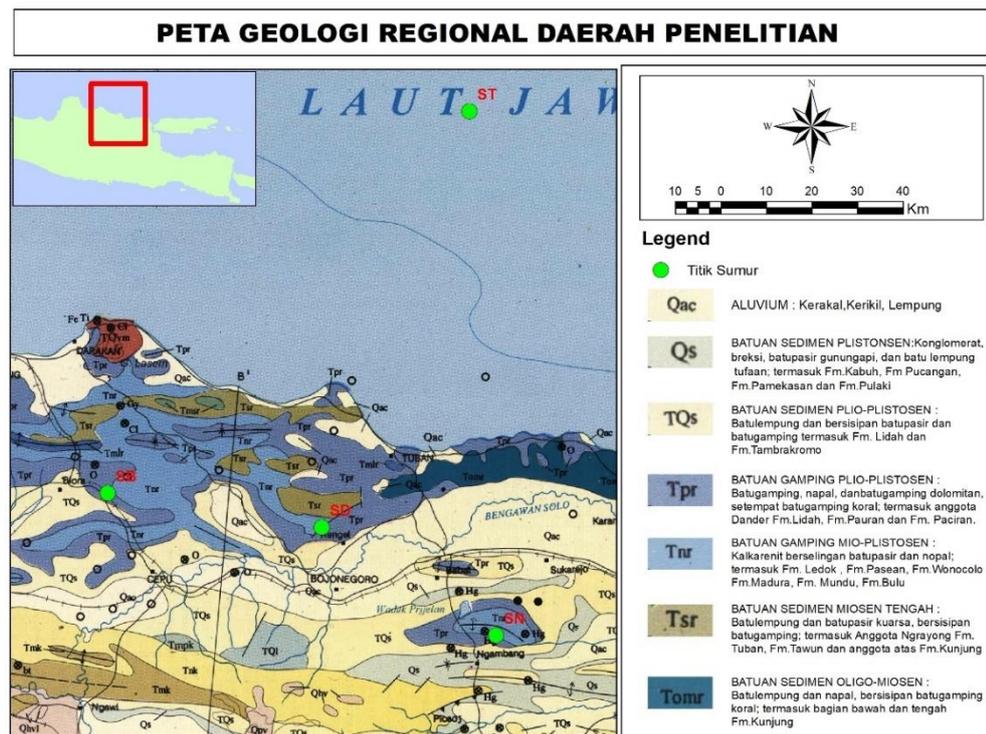


Gambar 1. Peta Daerah Lokasi Penelitian

2.2 Geologi Regional dan Fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan satu cekungan lepas pantai dari banyaknya cekungan yang ada di Indonesia. Cekungan yang memiliki luas sekitar 190.300 km² ini terletak di dekat ujung selatan Paparan Sunda. Busur

Karimunjawa membagi Cekungan Jawa Timur Utara dari Cekungan Jawa Barat Utara di barat; busur vulkanik berbatasan dengan wilayah di selatan; Cekungan Lombok berbatasan dengan wilayah di timur; dan Dataran Tinggi Paternoster berbatasan dengan wilayah di utara, membagninya dari Selat Makassar. Cekungan Jawa Timur Utara terletak di tepi tenggara Lempeng Eurasia dan dikategorikan sebagai cekungan busur belakang(*back arc basin*) (Mudjiono dan Pireno, 2002).



Gambar 2. Peta Geologi Regional daerah Penelitian

Secara geologi regional, pembentukan Cekungan Jawa Timur dapat dikaitkan dengan berbagai proses geologi, termasuk pergerakan lempeng tektonik, penurunan permukaan air utara, pengangkatan, dan ketidaksejajaran. Karena pengaruh gaya tekan yang berasal dari utara dan selatan, struktur geologi daerah Cekungan Jawa Timur terutama terdiri dari sesar geser, sesar naik, sesar menurun, dan lipatan yang mengarah ke barat-timur. Graben parsial yang dipengaruhi oleh struktur yang dikembangkan sebelumnya ada selama tahap awal penciptaan Cekungan Jawa Timur Laut. Pergerakan Lempeng Australia dan Sunda berdampak pada tatanan tektonik termuda. Perbedaan bentuk

struktur antar daerah berbanding lurus dengan perubahan waktu (Satyana, 2005).

Adapun tiga zona utama yang dapat dibedakan di Cekungan Jawa Timur Laut (Pringgoprawiro, 1983). Dari selatan ke utara, tiga zona besar dibagi dalam urutan sebagai berikut:

1. Zona Kendeng

Zona Kendeng merupakan zona yang terletak di sebelah Utara deretan gunung api, zona ini diisi dengan endapan Kenozoikum muda yang seringnya terlipat ketat disertai dengan patahan penutup yang memiliki lereng selatan yang menonjol. Zona Kendeng memiliki lebar maksimal 40 km dan panjang sekitar 250 km.

2. Zona Randublatung

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

3. Zona Rembang - Madura

Zona Randublatung membagi Zona Kendeng dari Zona Rembang, yang membentang sejajar dengannya. Zona Rembang adalah dataran tinggi yang terdiri dari struktur antiklin berorientasi Barat-Timur yang dihasilkan dari proses tektonik Tersier Akhir. Struktur ini menghasilkan bukit dengan ketinggian rata-rata kurang dari 500 meter. Perbukitan yang berasal dari Zona Rembang berjalan memanjang dengan cara yang umumnya sesuai dengan sumbu lipatan barat-timur. Sumbu lipat ini kadang-kadang menunjukkan pola en-eselon, menunjukkan adanya sesar geser lateral. Cekungan yang lebih dalam di selatan yang disebut Cekungan Kendeng dan paparan karbonat di utara yang dikenal sebagai Zona Rembang dipisahkan oleh zona patahan.

Litologi penyusunnya berupa kombinasi batuan lempung, napalm utara dalam, dan batuan karbonat utara dangkal dan klastik.



Gambar 3. Fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara (Van Bemmelen, 1949)

Berdasarkan gambar 3 di atas, fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara di wilayah penelitian ini terdiri dari Zona Rembang yang berstruktur tinggi dan zona penurunan tanah Zona Randublatung di bagian selatan (Van Bemmelen, 1949). Salah satu studi pada tahun 2009 oleh Gaol dkk., dengan judul “Aplikasi Pendekatan Metode Gayaberat Dalam Eksplorasi Hidrokarbon: Studi Geologi Bawah Permukaan Daerah Cekungan Jawa Timur Utara Segmen Lamongan” memberikan dukungan untuk ini, menyatakan bahwa anomali gravitasi di cekungan memungkinkan untuk identifikasi batuan dasar tinggi di utara dan batuan dasar rendah di selatan. Dibandingkan dengan Barat, wilayah dataran rendah ini cenderung lebih datar di Timur. Hal ini dibedakan dengan adanya anomali rendah di selatan dan anomali tinggi di utara, yang menyiratkan batuan dasar tinggi.

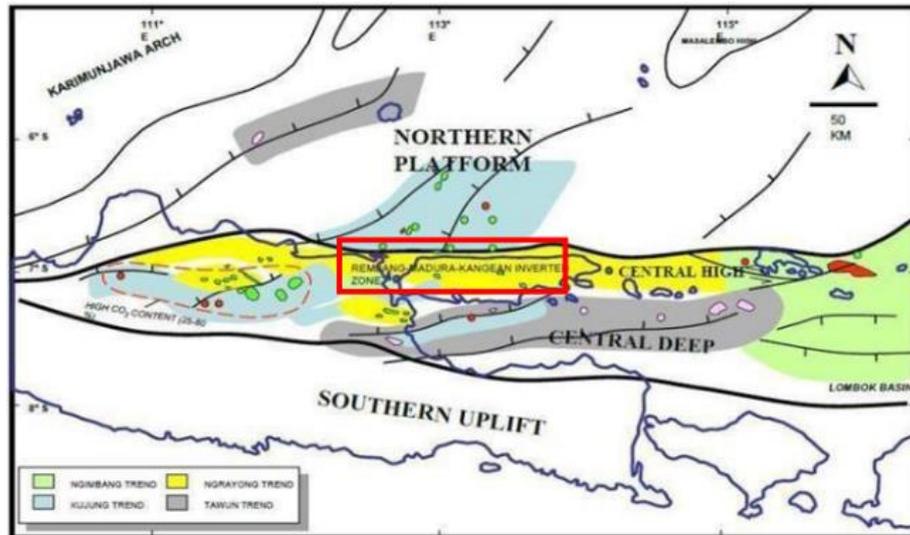
2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara

Aktivitas tektonik Pliosen-Pleistosen primer menghasilkan pengangkatan (uplift) wilayah regional Cekungan Jawa Timur yang juga memunculkan struktur morfologi wilayah saat ini. Karena pengaruh tekanan kompresi dari arah utara-selatan, struktur geologi daerah Cekungan Jawa Timur terutama terdiri dari patahan lipatan, geser, naik, dan turun yang berorientasi barat-timur

(Satyana, 2005). Sejak tahun 1990, potensi Cekungan Jawa Timur Laut sebagai penghasil minyak ditunjukkan oleh karbonat oligo-Miosen (Satyana dan Djumiati, 2003).

Cekungan Jawa Timur terbagi menjadi tiga bagian struktural (Satyana, 2005) dari Utara hingga Selatan, yaitu:

1. Paparan Utara, yang terdiri dari Kangean Utara, Madura Utara, dan Busur Bawean.
2. Bagian tengah yaitu Tinggi Sentral yang terdiri dari Jawa Timur Utara Laut (Kujung) – Kangean – Madura – Dataran Tinggi Lombok yang terangkat karena proses perpindahan besar-besaran yang terjadi antara Eosen dan Oligosen Akhir, serta pembalikan struktural yang terjadi antara Miosen dan saat ini. Ketinggian di tengah diciptakan oleh elevasi Madura-Kangean ke timur dan elevasi Kujung berlanjut ke dalamnya. Daerah ini mengalami penurunan regional karena tegangan Eosen Akhir, dan fasies batu kapur berkembang pada ketinggian daerah.
3. Bagian selatan yang disebut sebagai Cekungan Selatan terdiri dari Zona Rembang, Zona Madura, dan Sub Cekungan Lombok mengalami pergerakan mendatar ke arah Utara yang berasosiasi dengan pengangkatan Kujung, Madura, dan Kangean. Sedangkan pada bagian Selatan tetap berada lingkungan batial dalam. Sesar ekstensional Eosen-Oligosen akhir, yang diikuti oleh periode struktur hasil kompresi pada Miosen Awal-Resen, menyebabkan pembentukan ini.



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

Struktur utama yang mengatur konfigurasi *basement* Cekungan Jawa Timur ini ada dua yaitu Trend NE - SW yang memiliki arah Barat-Timur yang ditemukan di Mandala Paparan Utara dan Trend W - E yang memiliki arah Barat - Timur yang berada di Mandala Tinggian Sentral dan Cekungan Selatan. Cekungan Jawa Timur terangkat dan terdegradasi selama Tersier awal sebagai akibat dari tabrakan lempeng. Perkembangan busur belakang (*back arc*) menyebabkan deretan bukit terbentuk di sepanjang tepi tenggara Paparan Sunda ke arah NE -SW.

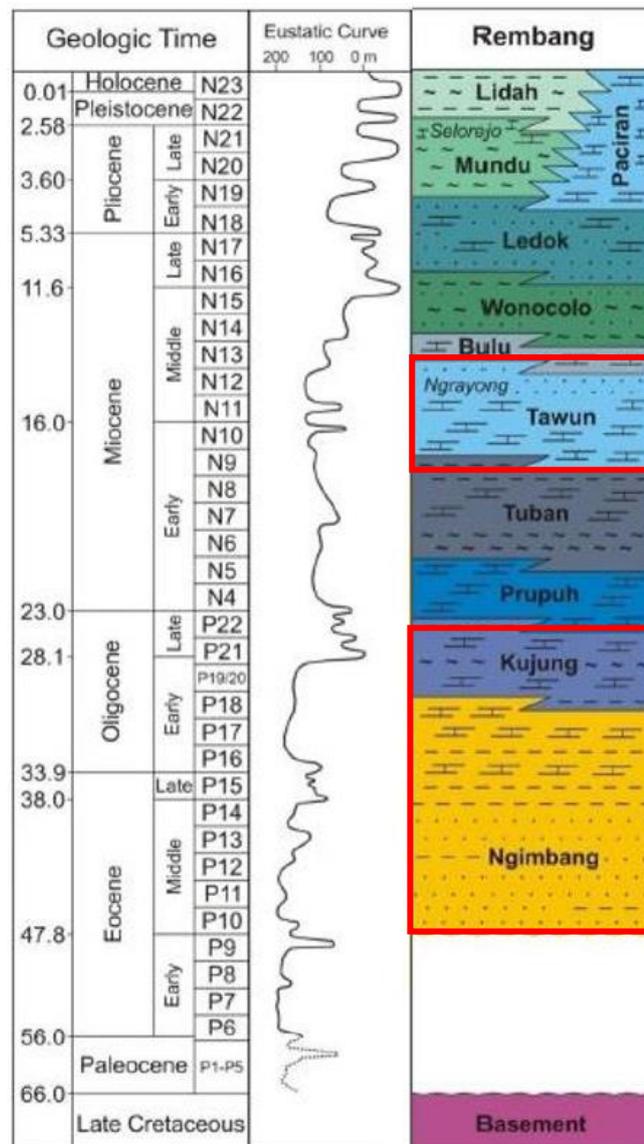
Kompresi Miosen awal menyebabkan reaktivitas patahan yang dikembangkan sebelumnya, yang menyebabkan graben terangkat dari lokasi aslinya ke ketinggian yang saat ini dikenal sebagai Central High (Ponto, 1996). Struktur utama di wilayah objek wisata ini merupakan Busur Karimunjawa, Busur Bawean, Palung Muria, dan Tinggian Tuban - Madura Utara, yang terlihat dari utara ke timur. Selama Oligosen Awal, pengangkatan menghasilkan erosi yang meluas dan menghentikan proses presipitasi. Hingga Miosen Awal, akan ada tektonik yang tenang sepanjang era berikutnya, di mana endapan karbonat akan menumpuk.

Periode terakhir mencakup Miosen Akhir hingga saat ini dan dikenal sebagai tektonik kompresi. Relief terbalik adalah hasil dari reaktivasi kesalahan normal yang menciptakan graben dan horst (Hamilton, 1979).

2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

Secara stratigrafi, Cekungan Jawa Timur Utara membagi formasi batuan beku Pra-Tersier, ophiolitic, metasediment, dan metamorf yang membentuk Cekungan Jawa Timur Laut yang dipisahkan oleh tinggian-tinggian yang berarah Timur Utara - Barat Daya. Batuan dasar Cekungan Jawa Timur Laut terdiri dari campuran batuan metaslate yang retak secara regional, yang merupakan irisan akresioner dari kerak menengah. Batuan ini dibagi oleh ketinggian mikrobenua yang membentang dari barat daya ke timur laut. Batuan dasar Blok Kangean terdiri dari andesit, basal, dan batu kapur yang dikenal sebagai gabro. Sedimen sintesis dan non-laut dari era Eosen Awal hingga Tengah (Ngimbang Bawah) menutupi daerah graben. Fase transgresi pada Eosen Akhir - Oligosen dengan endapan sedimen post-rimter (Ngimbang atas) termasuk serpih dan karbonat yang ada di dalam graben horst. Setelah fase pengangkatan Oligosen, endapan pasir berkembang di daerah dangkal. Cekungan ini kemudian tenggelam oleh episode pelanggaran regional pada akhir Oligosen-Miosen awal (Wijaya dan Noeradi, 2010).

Area penelitian ini berada di Zona Rembang yang terdiri dari banyak formasi. Menurut Bintarto dkk., (2020), Formasi Ngimbang merupakan formasi tertua di Zona Rembang. Ini berkembang dari fase eosen hingga miosen akhir (Doust and Noble, 2008) dan terletak di batuan dasar. Menurut Husein (2015), susunan formasi di Zona Rembang adalah sebagai berikut:



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

a. Formasi Ngimbang

Formasi Ngimbang terdiri dari dua bagian yaitu bagian dasar sedimen Paleosen, yang dikenal sebagai Pra-Ngimbang, dan bagian atas sedimen Eosen, yang dikenal sebagai Eosen (Ngimbang). Menurut Philips dkk. (1991) Formasi pra-Ngimbang didominasi batu lempung pasir dan batu pasir yang berupa Paleosen hingga Eosen Tengah ditemukan pada alluvial. Formasi Ngimbang dibedakan menjadi Ngimbang Klastik, Ngimbang Karbonat, dan Ngimbang *Shale*. Ngimbang Karbonat terdiri dari batu kapur

yang diendapkan di lingkungan laut dangkal berumur Eosen Akhir, sedangkan Ngimbang *Shale* terdiri dari serpih yang diendapkan di *deep outer shelf* hingga zaman bathyal Eosen Akhir, dan Ngimbang Klastik didominasi oleh batupasir yang diendapkan pada lingkungan terrestrial berumur Eosen Akhir.

b. Formasi Kujung

Formasi Kujung ialah formasi batuan yang berumur Oligosen Awal hingga Oligosen Akhir. Secara umum Formasi ini terdiri dari perselingan antara batu lempung pasiran dengan batupasir dan batugamping yang kaya akan foraminifera golongan orbitoid (*Lepidocyclina*, *Cycloclypeus*). Batu lempung pasiran dapat digolongkan berwarna abu-abu hingga abu-abu kecoklatan, batu lempung pasiran akhirnya bertransisi menjadi batu lanau yang mengandung oksida besi pada ketinggian yang lebih tinggi. Batu pasirnya sebagian besar berwarna kemerahan dan cukup keras, sebagian bersifat gampingan dan sebagian tidak. Batu gampingnya berwarna coklat muda hingga abu-abu muda, berbutir halus sampai sedang.

c. Formasi Prupuh

Formasi Prupuh merupakan formasi batuan yang berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal yang terutama terbuat dari batugamping bioklastik, yaitu batugamping putih tebal, keras, dan kotor.

d. Formasi Tuban

Formasi Tuban adalah formasi batuan yang berumur Miosen Awal yang terdiri dari banyak sisipan batugamping yang diselingi lapisan batuan lempung monoton. Diduga bahwa lingkungan utara bagian dalam adalah tempat lingkungan sedimentasi dalam formasi ini terjadi.

e. Formasi Tawun

Formasi Tawun memiliki posisi selaras di atas Formasi Tuban, dengan menentukan perbatasan Formasi Tawun yang dicirikan oleh batuan lunak seperti batu lempung dan napal. Bagian atas Formasi Tawun (Anggota Ngrayong) terdiri dari batu pasir yang kaya akan moluska, lignit, dan pasir kuarsa yang mengandung mika dan oksida besi, sedangkan pada bagian bawah terdiri dari batu lempung, batugamping pasiran, batupasir dan lignit.

f. Formasi Ngrayong

Formasi Ngrayong merupakan formasi batuan yang posisinya di antara Formasi Tawun dan Formasi Bulu dan diperkirakan berumur Miosen Tengah. Bagian atas formasi ini terdiri dari batupasir dengan sisipan batu gamping, sedangkan bagian bawah terdiri dari litologi yang terdiri dari batu lempung dan batugamping. Reservoir utama untuk ladang minyak di wilayah Cepu dan sekitarnya adalah batu pasir yang ditemukan dalam formasi ini. Ketebalan rata-rata adalah 300 meter, dan menipis ke timur dan selatan sebagai akibat dari fasies berubah menjadi batu tanah liat.

g. 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 cenderung lebih tebal di barat, di mana bisa mencapai ketebalan maksimal 300 meter, dibandingkan hanya 80 meter di timur.

h. Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo merupakan formasi batuan yang didominasi oleh litologi batuan jenis napal dan batu lempung tak berlapis. Bagian bawahnya didominasi oleh batugamping pasiran dan batupasir gampingan. Biasanya, ini menunjukkan gejala pengendapan secara transgresif. Ketebalan struktur ini mencapai sekitar 500 meter, dan cenderung semakin tebal ke arah selatan. Pengendapan formasi ini terjadi antara Miosen Tengah dan Akhir.

i. Formasi Ledok

Formasi Ledok merupakan formasi batuan yang berumur Miosen Tengah hingga Pliosen Awal. Litologi utama formasi ini terdiri dari lempengan dan batupasir yang bergantian. Formasi Ledok memiliki ketebalan total 230 meter. Formasi ini cenderung semakin berubah menjadi Formasi Paciran di utara.

j. Formasi Mundu

Formasi Mundu ialah formasi batuan yang berumur Miosen Akhir – Pliosen. Formasi ini terbentuk dari litologi napal masif berwarna abu-abu muda

hingga putih kekuningan. Di tempat-tempat tertentu, bagian atas formasi ini secara bertahap berubah menjadi batu gamping pasiran. Ketika bergerak ke selatan, formasi ini cenderung berkembang lebih tebal hingga mencapai ketinggian 700 meter.

k. Formasi Selorejo

Formasi Selorejo adalah formasi batuan yang terdiri dari litologi perselingan antara batugamping napalan dan batugamping pasiran. Formasi ini dianggap sebagai bagian dari Formasi Mundu, yang diungkapkan dengan jelas oleh Sungai Gadu. Formasi ini diperkirakan berasal dari Pliosen Tengah hingga Akhir.

l. Formasi Lidah

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

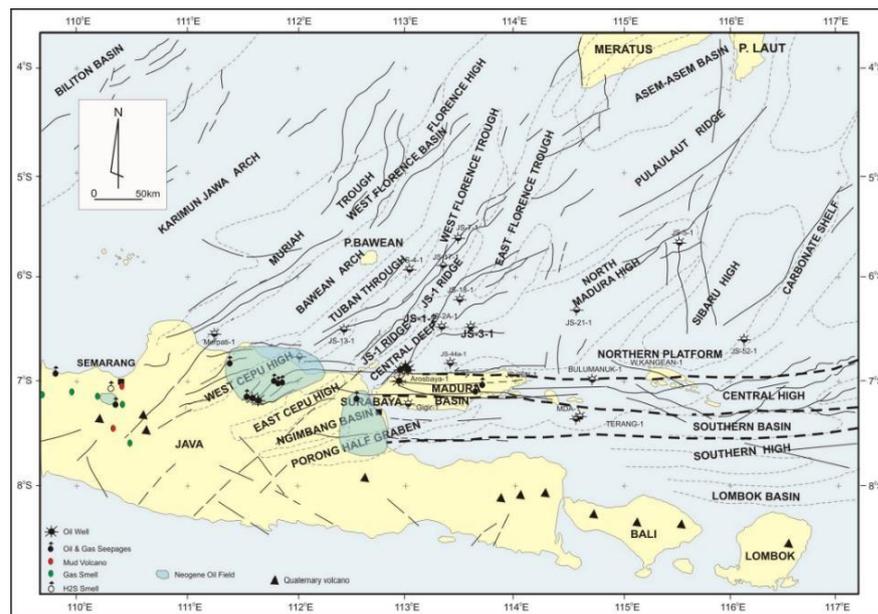
m. Formasi Paciran

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

2.5 Struktur Regional

Struktur keseluruhan Cekungan Jawa Timur terdiri dari beberapa sesar normal yang membentang dari barat daya-timur laut (ke arah Meratus), sesar horizontal yang membentang dari barat-timur (dikenal sebagai Rembang-Madura-Kangean-Sakala/RMKS), dan sesar ke atas dan antiklin yang membentang dari barat-timur (Gambar 6) (Sribudiyani dkk., 2003). Sesar horizontal RMKS dulunya merupakan rangkaian sesar normal yang mengalami proses inversi pada umur Miosen Awal berubah menjadi sesar mendatar. Sesar normal ini diduga merupakan graben tertua di cekungan ini. Akibat dari subduksi Lempeng Mikro Utara Jawa Timur dengan bagian selatan Lempeng Eurasia, rangkaian sesar normal ke arah Meratus menghasilkan half-graben di

cekungan ini. Tektonik kompresional terutama selama era Plio-Pleistosen bertanggung jawab untuk pengembangan seri antiklin dan kesalahan pengangkatan di Zona Kendeng. Pada bentuk zona sesar ke atas, aktivitas tektonik ini membagi Zona Rembang dengan Zona Kendeng. Proses perpindahan tampak terjadi lebih lambat dari konstruksi struktur lain, seperti yang ditunjukkan oleh bidang patahan ke atas yang tampak memotong ke lapisan horizontal (arah Meratus dan arah Sakala).



Gambar 6. Pola tektonik Cekungan Jawa Timur (Sribudiyani dkk., 2003)

2.5.1 Serpilh

Serpilh adalah batuan sedimen yang terdiri dari komposisi butiran berukuran lempung dan lanau (diameter kurang dari $<1/16$ mm) dengan karakteristik laminasi planar (Zou dkk., 2010). Serpilh biasanya kaya akan kandungan material organik dan merupakan batuan induk pada sistem petroleum konvensional sebelum berkembangnya teknologi *hydraulic fracturing* dan pengeboran horizontal. Serpilh dihasilkan melalui integrasi mekanisme fisika, biokimia, dan proses geologi yang berakhir dalam suatu formasi batuan sedimen berukuran halus yang mengandung bahan organik karbon serta kaya dengan hidrogen (McCarthy dkk., 2011). Litologi serpilh dibedakan dengan

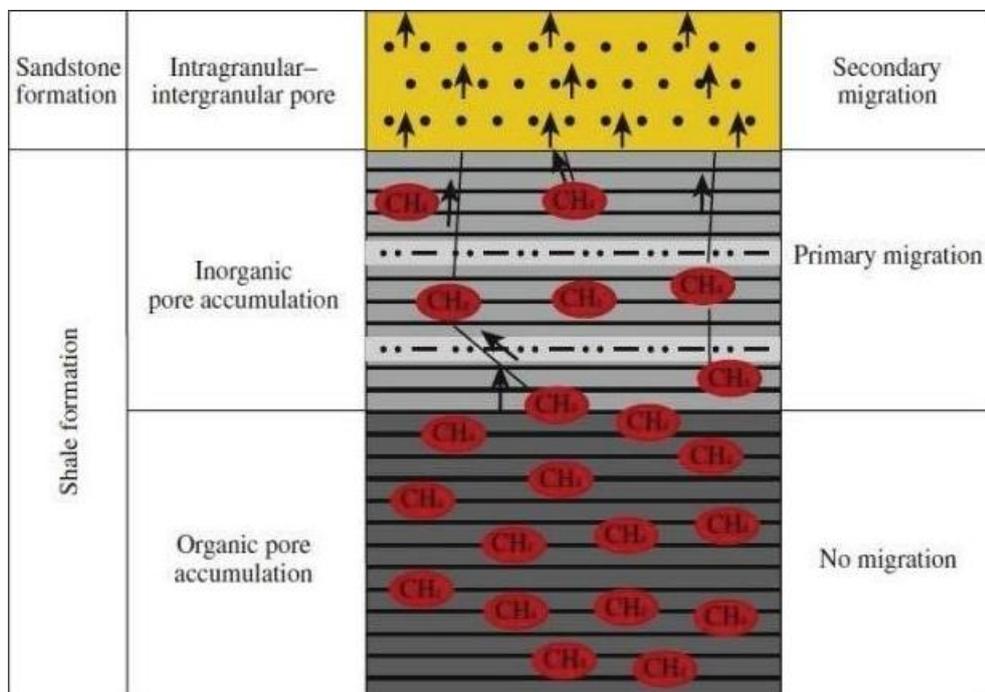
batulumpur lain karena memiliki karakteristik struktur menyerpih dan bersifat cenderung terbelah (*fissile*).

2.5.2 Gas Serpih

Terdapat dua sistem petroleum yang diketahui, yaitu sistem petroleum konvensional dan nonkonvensional. Perbedaan dari dua sistem petroleum ini terdapat pada tempat akumulasi hidrokarbon, pada sistem petroleum konvensional minyak dan gas sudah bermigrasi ke dalam batuan reservoir yang memiliki permeabilitas sedang sampai tinggi dan terperangkap oleh kondisi struktur atau stratigrafi sedangkan pada sistem nonkonvensional, minyak dan gas terakumulasi di batuan induk itu sendiri yang memiliki permeabilitas yang sangat kecil, sehingga dibutuhkan teknologi untuk merekahkan batuan agar bisa diproduksi secara ekonomis. Berdasarkan Peraturan Menteri ESDM No. 5 Tahun 2012, Migas nonkonvensional termasuk minyak dan gas yang dibudidayakan dari reservoir di mana minyak dan gas terbentuk dengan permeabilitas rendah (*low permeability*) antara lain *shale oil*, *shale gas*, *tight sand gas*, *coal bed methane*, dan *methane-hydrate*, dengan menggunakan teknologi tertentu seperti *hydraulic fracturing*.

Gas serpih termasuk dalam salah satu dari jenis migas nonkonvensional. Menurut (Curtis, 2002 dalam Yan dkk., 2016) gas serpih merupakan gas alam yang terserap kedalam permukaan partikel yang berukuran halus atau kerogen, atau tersimpan di dalam rekahan dan pori berukuran mikro pada serpih yang akan material organik atau larut di dalam kerogen dan bitumen. Berdasarkan pembentukannya secara biokimia, gas serpih akan terbentuk dalam proses *oil cracking gas*, kemudian terakumulasi di dalam pori-pori serpih, setelah tersaturasi maka akan terjadi migrasi menjadi fase bebas dalam pori serpih, dan ketika akumulasi kembali terjadi, maka gas akan bermigrasi untuk kedua kalinya menuju ke reservoir konvensional melalui migrasi sekunder (Gambar 7). Formasi yang kaya akan hidrokarbon dapat berfungsi sebagai reservoir gas dan batuan induk gas, yaitu dalam reservoir gas serpih.

Rendahnya permeabilitas yang terdapat pada gas serpih mengakibatkan gas tidak dapat mengalir secara alami. Akibatnya, teknologi pemboran diperlukan yakni dengan menggunakan *hydraulic fracturing* dan pemboran horizontal pada serpih agar gas yang terdapat pada serpih dapat mengalir (Gambar 7). Proses ini melibatkan penerapan tekanan tinggi pada air yang telah dicampur dengan bahan kimia tertentu untuk memecahkan serpih gas (Tinker dan Potter, 2000 dalam Khan, 2016). Tekanan ini membuat rekahan baru agar gas serpih dapat keluar dari pori batuan dan mengalir ke permukaan. Sistem hidrokarbon nonkonvensional juga tidak memerlukan perangkap, tidak seperti reservoir konvensional.

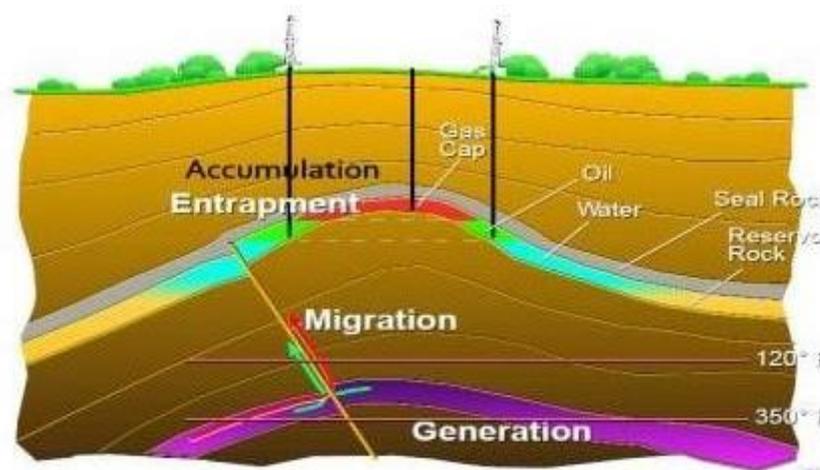


Gambar 7. Mekanisme pembentukan gas serpih dari model saturation reservoir (Zou dkk., 2010)

Setelah mengetahui gambaran umum mengenai batuan induk serta gas serpih, maka selanjutnya perlu diketahui cara untuk mengevaluasi serpih tersebut. Menurut Bilgen dan Sarikaya (2016) setidaknya ada tujuh parameter utama dalam mengembangkan sistem gas serpih, yakni: ketebalan, kematangan, kekayaan, kandungan hidrogen, kandungan gas, kandungan mineral lempung, dan indeks kegetasan.

2.6 Sistem Petroleum Konvensional

Sistem petroleum (*petroleum system*) adalah sebuah gagasan yang memberikan penjelasan tentang sistem berkesinambungan yang memungkinkan produksi hidrokarbon di bawah permukaan. Cekungan Jawa Timur Laut adalah cekungan busur belakang paling kompleks di Indonesia dalam hal struktur dan stratigrafi, dan juga merupakan daerah yang paling dicari untuk sistem petroleum di Indonesia (Satyana 2008). Batuan tertua yang terpapar di cekungan ini berasal dari Miosen Akhir, dan mengandung minyak. Ada beberapa elemen sistem petroleum di Cekungan Jawa Timur Laut, antara lain batuan induk (*source rock*), reservoir, cebakan (*trap*), batuan penutup (*seal*), dan migrasi yang dapat dilihat pada gambar 8 dan 9 di bawah ini.



Gambar 8. Petroleum system (Tryono, 2016)

PRE-TERTIARY	TERTIARY										QUARTER NARY		PETROLEUM SYSTEM ELEMENTS
	PALEO CENE		EOCENE		OLIGO CENE		MIOCENE		PLIOCENE		PLEIS TOCENE	HO LO CENE	
	E	L	E	M	L	E	L	E	M	L	E	L	
	PRE-NEMBANG NEMBANG KUTUNG												SOURCE ROCKS
	NEMBANG KUTUNG (KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG)												RESERVOIR ROCKS
	INTRAFORMATIONAL AND REGIONAL SHALES & CARBONATE												SEALING ROCKS
													OVERBURDEN ROCKS
	STRATIGRAPHIC (DEEPS)					STRUCTURAL & STRATIGRAPHIC							TRAP FORMATION
	PRE-NEMBANG NEMBANG KUTUNG (KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG, KUTUNG)												HC GENMIG/ACC
													PRESERVATION
													CRITICAL MOMENT

Gambar 9. Petroleum system chart Cekungan Jawa Timur Utara (Pertamina, 2002).

2.6.1 Batuan Induk (Source Rock)

Batuan yang kaya akan senyawa organik dikenal sebagai *source rock*. Jika batuan ini terkena panas yang cukup, mereka dapat melepaskan hidrokarbon sebagai gas atau minyak. Menurut Devi dkk., (2018) , minyak yang ditemukan di Cekungan Jawa Timur Laut berasal dari Formasi Ngimbang, yang membentuk batuan sumber atau batuan induk selama era Eosen dari litologi serpih. Sementara menurut Pradono dan Rakasiwi (2018), Formasi Ngimbang pada Eosen Tengah menghasilkan sumber material batuan di Cekungan Jawa Timur Laut, menurut Pradono dan Rakasiwi (2018). Litologinya terdiri dari batu pasir, batulanau, batu kapur, serpih, dan batu bara.

Menurut analisis sampel minyak di Ngasinan, Trembul, Ngrayong, dan Kawengan menunjukkan batuan induk atau source rock diendapkan di lingkungan fluvio-delta di mana pengendapan cepat terjadi. Endapan cepat ini merupakan salah satu metode untuk mencegah kerusakan material, dan biasanya ditandai dengan lapisan batuan sedimen yang relatif tebal. Formasi Ngimbang berumur Eosen adalah batuan induk, atau batuan sumber, untuk minyak yang diekstraksi dari ladang Kawengan. Diperkirakan bahwa area dapur untuk minyak ini di Lapangan Kawengan contoh terletak di area Kening Through (Doust, 2007).

2.6.2 Batuan Reservoir

Batuan reservoir yang baik biasanya terdiri dari batuan yang berpori dan memiliki sifat permeabilitas yang baik, yang memungkinkan mereka untuk mengakumulasi hidrokarbon. Batuan ini biasanya berupa batupasir atau batuan karbonat (*limestone dan dolomite*). Menurut Sinulingga dan Ramdhan (2017), batuan reservoir di cekungan Jawa Timur diperkirakan berumur Miosen Tengah dan ditemukan di Formasi Ngrayong, yang berada di atas lapisan serpih dan batu kapur Formasi Tuban dan memiliki akumulasi batupasir kuarsa yang signifikan. Menurut Fatahillah dkk., (2016), selain lapisan batupasir pada Formasi Ngrayong, terdapat juga lapisan gugus

karbonat dari Formasi Ngimbang bagian atas dan batuan klastik pada Formasi Ngimbang bagian bawah berupa batugamping. Batuan ini memiliki permeabilitas 10 mD (millidarcy) dan nilai porositas lebih dari 35%, menjadikan lapisan batupasir sebagai reservoir yang sangat baik.

Hasil evaluasi lapangan minyak di Cekungan Jawa Timur Utara menunjukkan formasi-formasi yang mungkin berfungsi sebagai batuan reservoir di Cekungan Jawa Timur Utara, seperti yang ditunjukkan dalam Tabel 1 di bawah ini.

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

Reservoir	Litologi	Trap	Lapangan
Ngrayong	<i>Sandstone/ Limestone</i>	<i>Anticline on Flower structure, faulted closure</i>	Randugunting, Banyuabang, Kawengan, Wonocolo, Nglobo, Semanggi
Tubean	<i>Sandstone</i>	<i>Anticline on Flower structure, faulted closure</i>	Candi, Ngiono, Tawun
Kujung	<i>Limestone/ Sandstone</i>	<i>Draping, carbonate buid- up, faulted closure</i>	Mudi, Sukowati, Banyuurip, Cendono
Ngimbang	<i>Limestone/ Sandstone</i>	<i>carbonate buid- up, stratigraphy, filled block, alluvial fan</i>	Pagerungan gas, Suci A dan B, West kangean gas

2.6.3 Batuan Seal

Batuan seal atau umumnya disebut dengan batuan tudung adalah kelas batuan yang memiliki kualitas permeabel atau nonpermeable yang memungkinkan mereka memaksimalkan hidrokarbon dengan mencegah laju migrasi hidrokarbon. Batuan tudung seringkali merupakan *shale* atau *tight limestone*. Batuan seal di Cekungan Jawa Timur merupakan *shale* dari bagian Formasi Tubean, Formasi Wonocolo, dan Formasi Ngimbang.

2.6.4 Trap (Jebakan)

Trap juga dikenal sebagai jebakan, adalah kumpulan struktur perlapisan tempat beradanya batuan tudung (seal) dan reservoir. Di Cekungan Jawa Timur Laut, trap adalah karbonat built-up yang biasanya merupakan perangkat struktural antiklin yang disebabkan oleh pembalikan patahan. Mereka lebih umum dari Oligosen Akhir hingga Miosen Awal (Bintarto dkk., 2020).

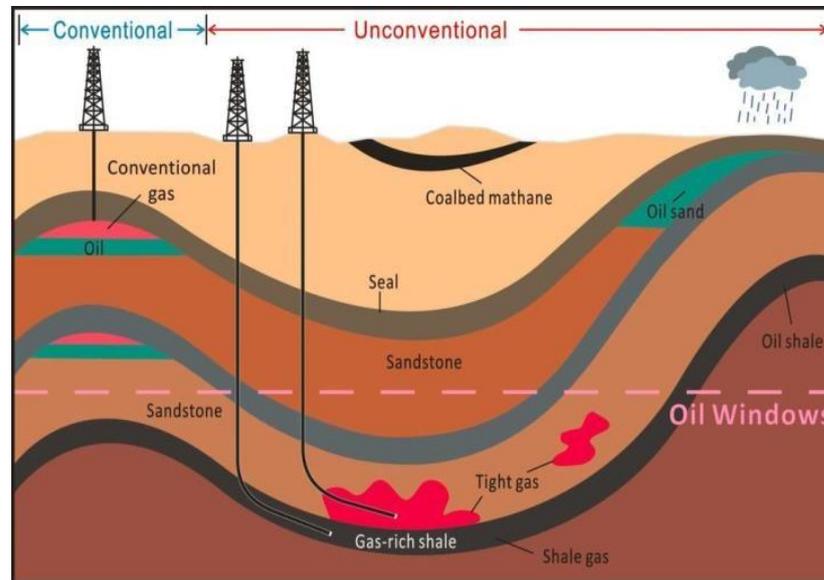
2.6.5 Migrasi

Migrasi merupakan salah satu elemen kunci dari petroleum system. Pergerakan dan akumulasi hidrokarbon dalam batuan berpori atau reservoir setelah mereka pertama kali hadir di batuan sumber atau induk dikenal sebagai proses migrasi. Sesuai temuan Fatahillah dkk., (2016) proses migrasi di Cekungan Jawa Timur Laut dimulai pada masa Oligosen Awal – Miosen Awal dan masih berlangsung hingga saat ini, dimulai dengan Formasi Ngimbang dan Formasi Kuujung. Pada Miosen Tengah, hidrokarbon dapat terakumulasi dalam Formasi Ngrayong yang baru dibuat karena mekanisme migrasi hidrokarbon. Formasi Ngrayong dan Formasi Kujung keduanya memiliki sesar dan struktur zona berpori yang baik, yang mendukung proses migrasi dan dapat menjadi faktor utama migrasi hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Laut.

2.7 Sistem Petroleum Nonkonvensional

Menurut Zendehboudi dan Bahadori (2017a dan 2017b), hidrokarbon nonkonvensional adalah hidrokarbon yang memiliki kapasitas untuk menghasilkan sumber daya seperti *shale gas*, *shale oil*, atau *tight oil* serta gas metana Batubara atau yang biasa disebut CMG (*Coalbed Methane Gas*). Zhang dkk., (2016) menyatakan bahwa karena hidrokarbon ini biasanya berbentuk serpih atau sekitarnya, yang memiliki pori-pori yang tidak terhubung atau dengan kata lain porositas efektifnya kurang dari 10% (Katz dkk., 2021). Produksi hidrokarbon non-konvensional biasanya terjadi pada karbonat, batu pasir, batulanau, atau serpih dengan permeabilitas yang sangat buruk. Menurut

Katz dkk., (2021) juga menambahkan bahwa sistem petroleum nonkonvensional sangat unik karena seluruh sistem secara langsung terkandung dalam batuan induk, yang kaya akan bahan organik.



Gambar 10. Skema sistem petroleum konvensional dan nonkonvensional (Zendeboudi & Bahadori,2017)

Ciri dari sistem petroleum nonkonvensional adalah bahwa seluruh sistemnya terkandung di dalam batuan induk yang kaya bahan organik. Hubungan antara reservoir dan batuan sumber (source rock) selama proses migrasi hidrokarbon dijelaskan oleh tiga model:

a. Model Masif

Model ini menggambarkan situasi di mana hidrokarbon tertahan secara masif di dalam batuan induk (source rock). Dalam keadaan ini, migrasi hidrokarbon hanya terjadi ketika tetesan hidrokarbon dari tepi atau daerah marjinal batuan sumber bermigrasi. Tidak adanya hubungan langsung antara batuan sumber dan hidrokarbon yang terperangkap di reservoir. Hidrokarbon harus bermigrasi melalui batuan sumber yang kurang permeabel, yang menghadirkan kesulitan bagi model masif.

b. Model Sandwich

Dalam model ini, reservoir terletak diantara dua lapisan batuan sumber (source rock) yang berkembang dengan baik. Sebagian besar penyediaan hidrokarbon ke dalam reservoir dipengaruhi oleh lapisan batuan sumber

di atas dan di bawah reservoir. Hidrokarbon yang dihasilkan oleh batuan sumber baik di atas maupun di bawah reservoir bermigrasi secara vertikal ke dalamnya dan terperangkap di sana. Karena ada dua kemungkinan saluran migrasi, model sandwich cenderung menghasilkan peluang untuk migrasi yang lebih efisien.

c. Model Tumpang Tindih

Model tumpang tindih menggambarkan keadaan di mana batuan sumber dan waduk lebih erat terkait satu sama lain, atau bahkan tumpang tindih. Dalam kondisi ini, keduanya saling bersentuhan atau hampir bersentuhan secara lateral antara reservoir dan batuan sumber. Karena jarak migrasi yang berkurang, hidrokarbon dapat berpindah dari batuan sumber ke reservoir dengan lebih mudah. Secara umum, model yang tumpang tindih menawarkan jalur migrasi yang efektif dan memiliki kapasitas untuk berkontribusi secara signifikan terhadap akumulasi hidrokarbon di reservoir.

2.8 Penelitian Terdahulu

Ocky dkk., (2017) telah melakukan penelitian di Kabupaten Tuban dengan judul “GEOLOGI DAN KARAKTERISTIK SERPIH FORMASI TUBAN DAERAH GENAHARJO KABUPATEN TUBAN SEBAGAI SUMBERDAYA MIGAS NONKOVENSIONAL HIDROKARBON SERPIH” Dalam penelitiannya menjelaskan bahwa jenis kerogen mayoritas ditemukan dalam vitrinit dengan nilai berkisar antara 43 hingga 85% sedangkan jenis minoritas ditemukan pada liptinit dan inertinit, dengan nilai berkisar antara 5 hingga 10%. Nilai ini menunjukkan bahwa tumbuhan tingkat tinggi merupakan sebagian besar bahan organik. Nilai Reflektansi Vitrinit kecil 0,23 hingga 0,34% R_o menunjukkan batuan induk yang belum matang. Berdasarkan komposisi mineral dan TOC, Indeks Kerapuhan dihitung, dan hasilnya adalah nilai 0,67 hingga 0,86, yang menunjukkan Kerapuhan Tinggi. Porositas total batuan berkisar antara 3.37 hingga 6.13% menunjukkan potensi reservoir yang cukup baik. Parameter hidrokarbon serpih seperti geologi, geokimia dan mineralogi harus terelaborasi satu sama lain untuk menentukan sebuah potensi.

Dalam penelitian ini parameter geokimia batuan induk menunjukkan hasil yang buruk (tidak potensial).

Fadhilah (2018) melakukan penelitian dengan judul “KARAKTERISASI *SHALE* DAN KARBONAT SEBAGAI RESERVOAR NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA” penelitian ini menjelaskan bahwa dengan nilai permeabilitas pada sumur Nv-2 0,07-0,083 mD, sumur Nv-4 dengan nilai permeabilitas 0,056-0,07 mD, dan sumur Nv-7 dengan nilai 0,09 mD. Untuk nilai mobilitas pada sumur Nv-2 dengan rentang 1,5-1.8 mD/cP, sumur Nv-4 dengan rentang 1,04-1,26 mD/cP, dan sumur Nv-7 dengan nilai 1,58 mD/cP. Dalam hal ini kandungan fluida pada ketiga sumur tersebut adalah gas, untuk nilai transmisibilitas pada sumur Nv-2 dengan rentang 10,43-98,91 mDm/cP, sumur Nv-4 dengan rentang 10,02-78,91 mDm/cP, dan sumur Nv-7 sebesar 12,32 mDm/cP. Kemudian dari kematangan organik didapatkan pada sumur Nv-2 dengan nilai 0,50-0,73 wt %, sumur Nv-4 dengan nilai 1,03-1,4 wt %, dan sumur Nv-7 dengan nilai 0,77 wt %. Sumur Nv-4 yang paling berprospek dengan total volume sebesar 40.460.000.000 Cu.Ft.

Jaya (2023) telah melakukan penelitian di Cekungan Jawa Timur Utara dengan judul “PERSEBARAN SATURASI AIR DAN KANDUNGAN JENIS FLUIDA PADA LAPANGAN “X” DI CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA UNTUK EKSPLORASI HIDROKARBON NONKONVENSIONAL” Dalam Penelitiannya menjelaskan Batuan serpih (*shale*) adalah salah satu reservoir nonkonvensional dengan nilai porositas dan permeabilitas rendah yang dapat berfungsi sebagai batuan sumber dan batuan reservoir Hasil penelitian menunjukkan bahwa zona target daerah penelitian untuk hidrokarbon nonkonvensional berada pada kedalaman 580 – 595 m dan 600 – 642 m. Dan hasil persebaran saturasi air pada batasan *shale* Formasi Ngimbang pada arah selatan diindikasikan oleh warna hijau menunjukkan kandungan jenis fluidanya gas. Pada arah barat utara diindikasikan oleh warna kuning yang menunjukkan kandungan jenis fluidanya minyak. Pada arah timur utara, barat – timur diindikasikan oleh warna merah yang menunjukkan kandungan jenis fluidanya air.

III. TEORI DASAR

3.1 Well Logging

Well logging adalah metode Proses pengukuran satu atau lebih besaran fisik di dalam atau di sekitar lubang sumur dalam kaitannya dengan kedalaman, waktu, atau keduanya. Dalam hal ini alat perekam log gamma ray, log densitas, dan log kaliper digunakan bersama-sama (Suardi, 2012). Menurut Hustrulid (2006), *well logging* adalah metode yang biasanya digunakan dalam eksplorasi mineral, minyak, dan gas untuk mengevaluasi formasi geologi yang dibor. Dalam *well logging*, data batuan yang diperoleh dari pengeboran (data coring) biasanya dianalisis di laboratorium untuk menentukan sifat asli lapisan. selain itu dihasilkan data sumur dalam bentuk data log yang dapat dimanfaatkan untuk perhitungan sumber daya, analisis petrofisika, dan interpretasi geologi.

Pendapat lain menjelaskan bahwa *well logging* adalah suatu teknik yang dapat digunakan baik saat pengeboran maupun setelah pengeboran untuk mengumpulkan data bawah permukaan menggunakan alat ukur yang ditempatkan di dalam lubang sumur. Untuk tujuan mengidentifikasi dan mengevaluasi litologi yang mendasarinya, pengukuran porositas, resistivitas, permeabilitas, dan saturasi hidrokarbon akan dikumpulkan melalui penggunaan metode *well logging*. Teknik ini dapat menghasilkan informasi yang diperlukan untuk menilai keberadaan hidrokarbon baik secara kuantitatif maupun kualitatif.

Penentuan batas reservoir, identifikasi lapisan permeabel, keberadaan hidrokarbon, dan klasifikasi jenis batuan semuanya dicapai dengan interpretasi kualitatif. Sementara itu, nilai permeabilitas, saturasi cairan, dan indeks porositas diperoleh dengan menggunakan interpretasi kuantitatif. Memahami

karakteristik petrofisika batuan, memperkirakan besarnya petrofisika log, memanfaatkan perangkat lunak untuk interpretasi, dan menghargai nilai hasil interpretasi log sumur adalah dasar-dasar interpretasi log kuantitatif (Dewanto, 2009). Konsep dasar well logging yaitu suatu metode jumlah fisik batuan pada kedalaman lubang bor. well logging adalah kualitas fisik atau petrofisika batuan, sesuai dengan tujuan logging, yaitu untuk memastikan besarnya fisik batuan. Mendapatkan informasi tentang litologi bawah permukaan, resistivitas, porositas, dan saturasi hidrokarbon adalah tujuan penebangan sumur. Log ini terutama digunakan untuk mengidentifikasi zona dan menghitung kandungan minyak dan gas reservoir (Harsono, 1997).

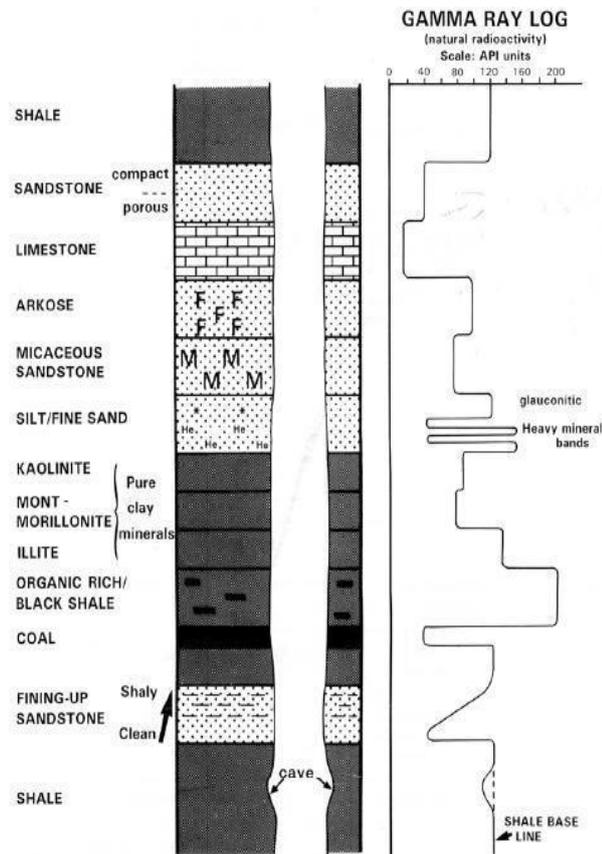
3.2 Jenis-jenis Log

3.2.1 Log Gamma Ray

Log Gamma Ray dikenal sebagai log yang digunakan untuk perekaman sifat radioaktif yang melekat pada bumi. Tiga unsur radioaktif utama, yaitu unsur logi uranium, torium, dan kalium, yang biasanya ditemukan di batuan adalah sumber radiasi *Gamma Ray*. (Hasono, 1997). Schlumberger (1998) menyatakan bahwa log GR menunjukkan adanya kandungan *shale* pada sebuah formasi, hal ini dikarenakan unsur-unsur radioaktif cenderung terkonsentrasi pada *shale* dan *clay*. Kandungan yang radioaktifnya lebih rendah biasanya dalam formasi bersih, seperti batu pasir (log GR rendah). Akibatnya, log GR biasanya digunakan sebagai alasan pertama untuk mengklasifikasikan lapisan batu pasir atau serpih.

Prinsip kerja *log gamma ray* adalah mengidentifikasi arus yang dihasilkan oleh ionisasi, yang merupakan hasil dari sinar gamma yang berinteraksi dengan formasi gas ideal di dalam ruang ionisasi yang dipasang di atas sonde. Jumlah arus yang disediakan berkorelasi langsung dengan intensitas sinar gamma. Hampir semua batuan sedimen dalam formasi memiliki karakteristik radioaktif yang kuat, terutama yang terkonsentrasi dalam mineral *clay*. Adapun kandungan serpih V_{sh} , mineral radioaktif dan lapisan mineral radioaktif dapat dinilai menggunakan log sinar gamma, serta mendeterminasi lapisan

permeable dan melakukan analisis fasies bawah permukaan (Asquith & Krygowski, 2004).



Gambar 11. Respon log gamma ray (Rider, 2002)

Menurut Mjili dan Mulibo (2018), pada litologi yang *free shale* seperti *sandstone* atau *dolomite* nilai GR umumnya ditandai dengan nilai GR rendah (≤ 60) sedangkan *shale* umumnya menunjukkan nilai GR yang relatif lebih tinggi (≥ 60). Selain untuk menentukan lapisan *shale* dan batupasir, *log GR* juga dapat digunakan untuk menentukan lapisan *permeable* di saat *log SP* terdistorsi (umumnya pada lapisan yang sangat resistiv), saat *log SP* tidak berfungsi (saat $Rmf = Rw$), atau saat *log SP* tidak dioperasikan dikarenakan penggunaan lumpur pengeboran yang bersifat non konduktif.

Pada batupasir dan batukarbonat mempunyai konsentrasi radioaktif rendah dan *gamma ray* bernilai rendah, sebaliknya pada batu lempung serpih, mempunyai *gamma ray* tinggi. *Log gamma ray* memiliki satuan API (*American Petroleum*

Institute) yang biasanya memiliki skala berkisar 0–150 API atau 0–200 API jika terdapat lapisan *organic rich shale*.

Menurut Asquith & Krygowski, (2004) *log gamma ray* dapat digunakan untuk:

- Evaluasi kandungan serpih Vsh.
- Determinasi lapisan permeabel.
- Evaluasi mineral radioaktif.
- Evaluasi lapisan mineral radioaktif.
- Korelasi dan analisis fasies bawah permukaan.

Log gamma ray juga berguna untuk identifikasi lapisan permeabel disaat log SP tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ($R_{mf} = R_w$), atau ketika SP tidak dapat merekam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (oil base mud).

Dalam pelaksanaannya, pengukuran *log gamma ray* dilakukan dengan menurunkan instrumen *log gamma ray* kedalam lubang bor dan merekam radiasi sinar *gamma* untuk setiap interval tertentu. Biasanya interval pada perekaman *gamma ray* secara vertikal sebesar 0,5 feet. Sinar *gamma* dapat menembus logam juga semen, maka *logging gamma ray* ini dapat dilakukan pada lubang bor yang telah dipasang *casing* maupun yang telah dilakukan *cementing*. Walaupun terjadi atenuasi, sinar *gamma* karena casing, tetapi energinya masih cukup kuat untuk mengukur sifat radiasi *gamma* pada formasi batuan di sampingnya (Zain, 2011).

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 merupakan log elektrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi adanya zona hidrokarbon (Gambar 12). Seperti yang diketahui, butiran dan matrik batuan dianggap tidak bersifat konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida yang mengisi pori batuan. Apabila nilai kurva resistivitas menunjukkan nilai yang rendah mencerminkan keberadaan fluida dengan nilai salinitas yang tinggi atau air. Sementara nilai resistivitas yang tinggi cenderung menunjukkan terdapatnya kandungan hidrokarbon (Fatahillah, 2016). Terdapat dua jenis alat yang digunakan untuk pengukuran resistivitas yaitu laterolog dan induksi. Laterolog umumnya disebut sebagai alat resistivitas, sementara induksi lebih sering disebut alat konduktivitas. Log dari pengukuran resistivitas laterolog diantaranya; LLd (laterolog dalam), LLs (laterolog dangkal), MSFL (log mikro terfokus). Sementara log dari pengukuran induksi diantaranya; 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:

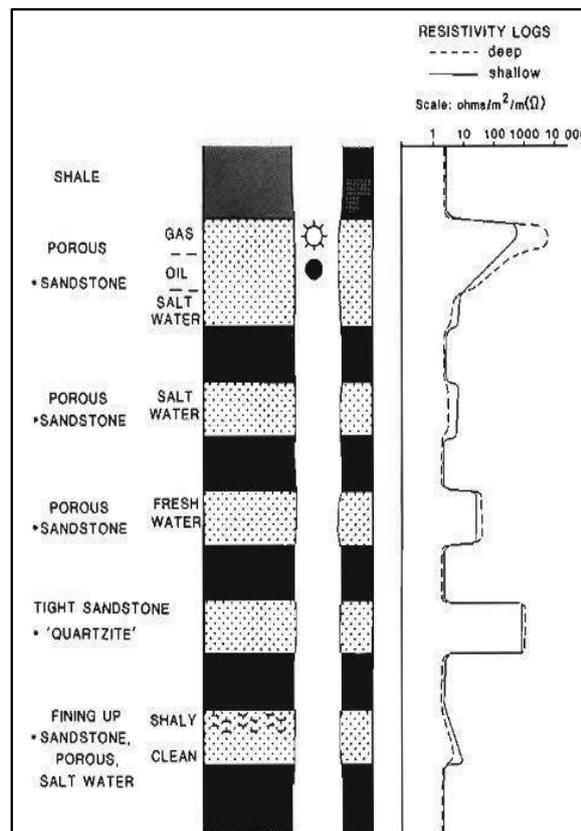
1. Pada lapisan permeabel yang mengandung air tawar akan memiliki nilai resistivitasnya tinggi, karena air tawar mempunyai salinitas yang rendah bahkan lebih rendah dari air yang difiltrasi, sehingga konduktivitasnya rendah.
2. Pada lapisan permeabel yang mengandung air asin akan memiliki nilai resistivitas 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 12. Respon resistivity log di berbagai log

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 Ohmm, biasanya dibuat dalam skala logaritmik dengan menggunakan rentang nilai antara 0,2 hingga 2000 Ohmm. Metode logging resistivitas ini digunakan karena pada dasarnya batuan, fluida, dan hidrokarbon yang ada di dalam bumi mempunyai nilai resistivitas tertentu (Aprilia dkk., 2018). Berikut contoh nilai resistivitas yang dapat dilihat pada Tabel 2.

Tabel 2. Nilai Resistivitas (Asquith dan Krygowski, 2004)

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

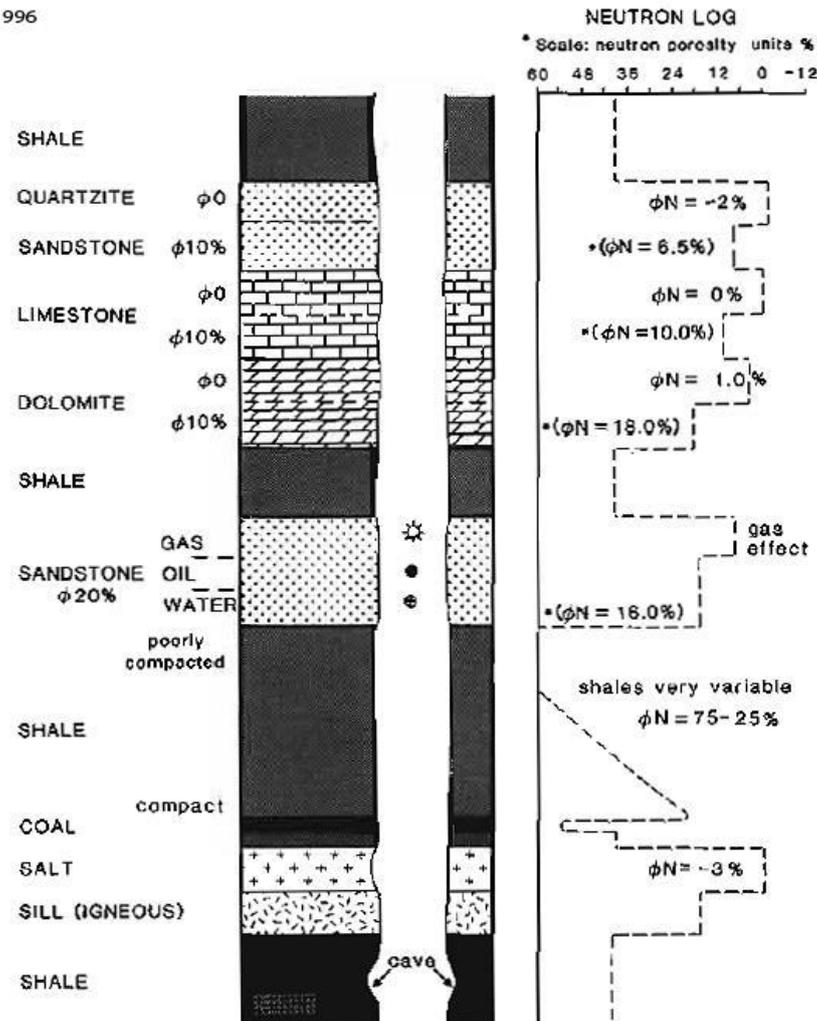
3.2.3 Log Neutron

Log neutron merupakan log yang mengukur konsentrasi kandungan hidrogen di dalam suatu formasi. Prinsip penggunaannya adalah dengan menembakkan partikel neutron dari suatu sumber CNT (Compensated Neutron Tool), partikel neutron yang ditembakkan akan menyebar ke seluruh formasi dan berinteraksi dengan inti atom. neutron terdapat di semua unsur kecuali hidrogen dan mempunyai massa yang hampir sama dengan atom hidrogen (Fatahillah, 2016), oleh sebab itu log ini dapat menggambarkan keberadaan konsentrasi dari hidrogen dengan baik.

Karena sifatnya yang mampu mengukur kandungan hidrogen, log neutron umumnya digunakan untuk menentukan porositas dari suatu batuan. Namun

log neutron mempunyai kekurangan di mana tidak bisa membedakan antara atom hidrogen yang berada bebas di pori batuan dengan atom hidrogen yang memang terikat secara kimia pada mineral penyusun batuan (seperti pada *shale*), sehingga terkadang respon log neutron pada formasi yang banyak mengandung *shale* akan menunjukkan seolah-olah lapisan tersebut mempunyai porositas yang tinggi (Harsono, 1997).

©RIDER, 1996



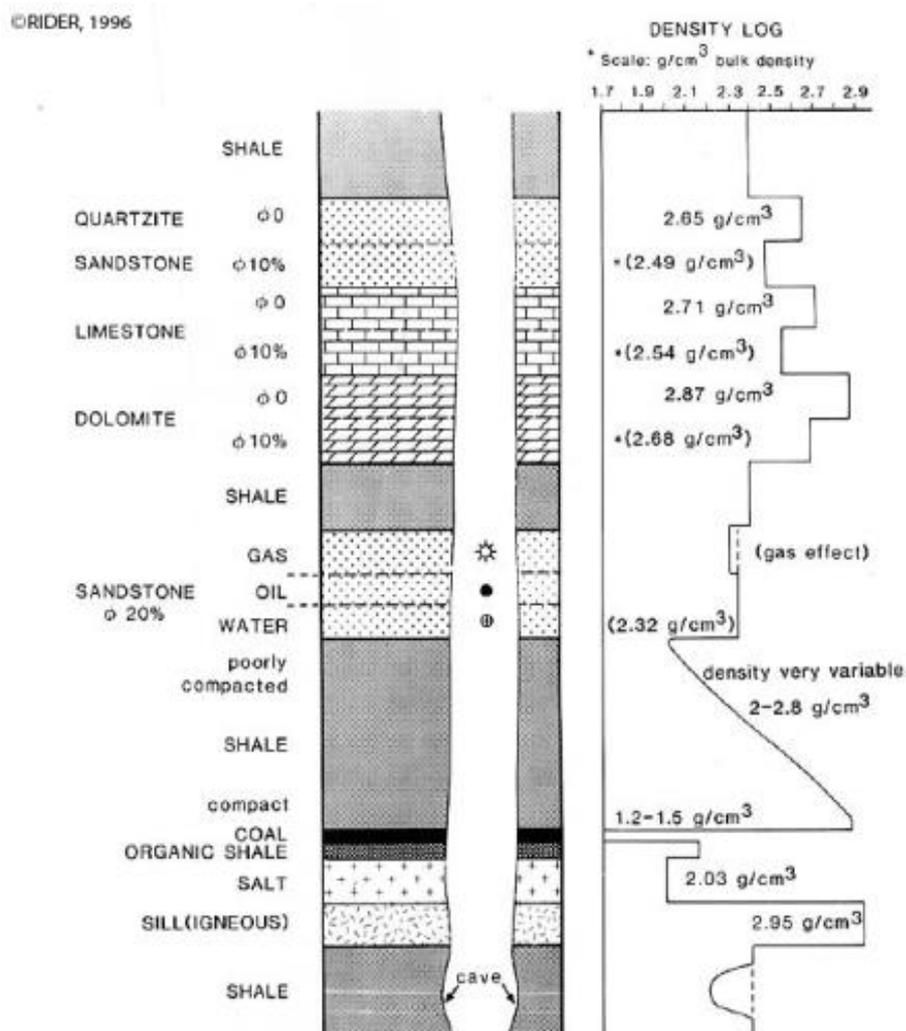
Gambar 13. Respon log neutron (Rider, 2002)

3.2.4 Log Densitas

Log densitas adalah log yang didasarkan pada hamburan sinar gamma sebagai fungsi dari bulk density dari matriks batuan yang matriks batuan. Bulk density merupakan densitas keseluruhan dari matriks batuan serta fluida yang ada di

dalam pori (termasuk air, minyak, atau gas) (Tiab dan Donaldson, 2012). Data mengenai bulk density didapatkan dari korelasi antara intensitas gamma ray pada detektor dan data yang digunakan untuk kalibrasi alat.

Bulk density dari sebuah formasi adalah rata-rata dari dari matriks dan fluida dalam pori-pori pada area flushed zone, dan porositasnya dipengaruhi oleh keberadaan *shale*. Densitas dari *shale* bervariasi antara 2.20 dan 2.85 g/cm^3 , tergantung dari mineral clay yang ada di dalam shale. Log densitas digunakan untuk mengestimasi porositas efektif dari batupasir berlempung, dengan mengasumsikan densitas dari *shale* sekitar 2.65 g/cm^3 . Log densitas bersama dengan log neutron juga umum digunakan untuk mendeteksi adanya air di batuan, menentukan densitas dari hidrokarbon, dan mengevaluasi keberadaan lapisan *shale* (Asquith & Krygowski, 2004).



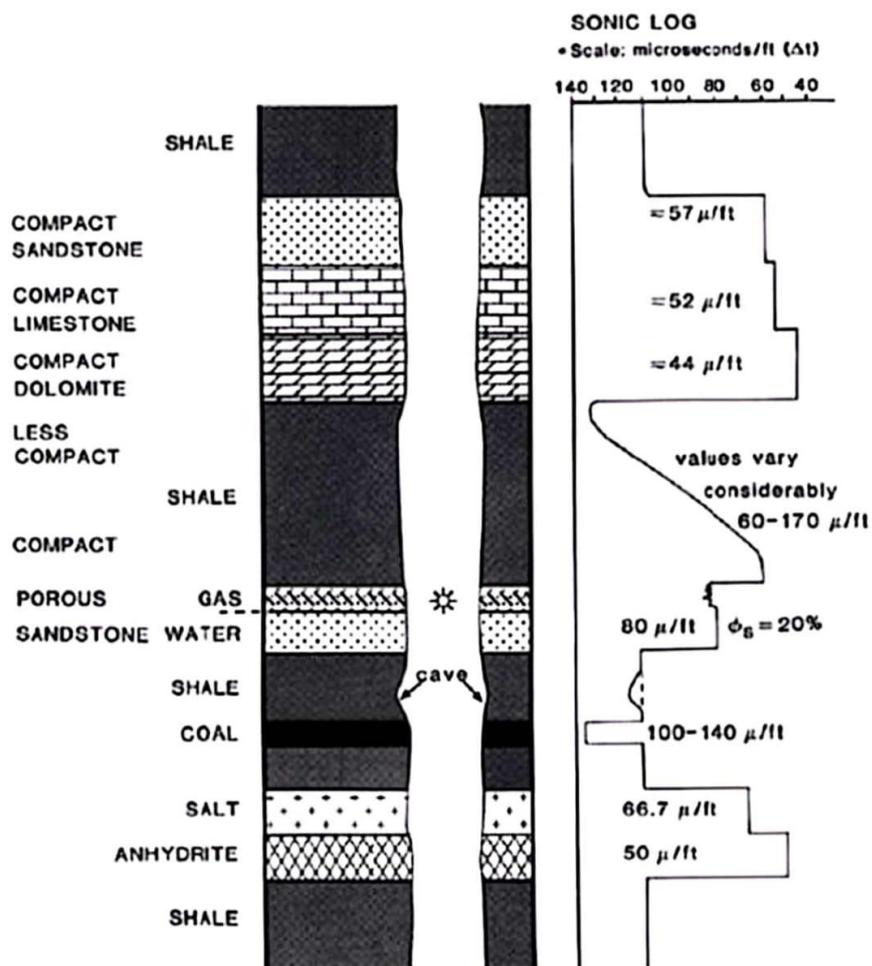
Gambar 14. Respon log densitas (Rider, 2002)

3.2.5 Log Sonic

Log sonik merupakan log yang digunakan untuk mendapatkan harga porositas suatu batuan sebagaimana pada log densitas dan juga log neutron. Log sonic ini menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan atau dipancarkan ke dalam suatu formasi hingga ditangkap kembali oleh receiver. Kecepatan suara melalui formasi batuan ini tergantung pada matriks batuan serta distribusi porositasnya. Alat yang biasa digunakan yaitu BHC (Borehole Compensated Sonic Tool) yaitu alat yang menggunakan rangkaian pasangan pemancar-penerima sehingga pengaruh dari lubang bor dapat dikecilkan. Prinsip kerja alat ini beroperasi dalam konfigurasi homogen yaitu, tergantung pada sudut balok, gelombang yang dilepaskan oleh pemancar akan merambat dengan cepat melalui lumpur. Sebagian dari gelombang akan merambat sebagai gelombang sekunder di sepanjang dinding sumur, sementara yang lain akan dipantulkan atau dibelokkan. Tujuan alat sonik adalah untuk mengukur waktu rambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu (Harsono, 1997).

Secara kualitatif log ini digunakan untuk mengevaluasi porositas yang ada pada pori- pori batuan. Menurut Shandika (2016), kegunaan log sonik ini selain mengukur porositas batuan ialah sebagai berikut:

1. Mengukur volume batuan yang digunakan dalam analisis seismik.
2. Melengkapi data untuk syntetic seismograms.
3. Dapat mengidentifikasi ada tidaknya rekahan di dalam formasi.



Gambar 15. Respon dan prinsip kerja log sonik (Rider, 2002)

3.3 Analisis Petrofisika

Menurut Colley (2015), Analisis petrofisika merupakan suatu kegiatan analisis sifat fisika dan kimia dari batuan serta fluida yang dikandungnya. Petrofisika menekankan pada analisis sifat-sifat yang berhubungan dengan sistem pori, distribusi dari fluida dan karakteristik alirannya yang dapat digunakan untuk mengidentifikasi serta mengevaluasi reservoir hidrokarbon, sumber hidrokarbon, akuifer, serta batuan seal. Menurut Senosy dkk. (2020) produktivitas dari 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 material organik di dalam batuan.

3.3.1 Porositas

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).

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

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

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 (Koesoemadinata, 1978)

Porositas (%)	Deskripsi Kualitatif
0-5	Dapat Diabaikan
5-10	Buruk
10-15	Cukup
15-20	Baik
20-25	Sangat baik
>25	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 31 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 pepadatan dan sementasi (Asquith dan Krygowski, 2004).

Permeabilitas disimbolkan dengan K dan satuan yang digunakan untuk menggambarkan permeabilitas adalah milidarcy (md), Rider (1996) mengklasifikasikan nilai permeabilitas secara kualitatif dimulai dari permeabilitas yang sangat buruk sampai *excellent. Shale* dan beberapa batupasir memiliki porositas yang cukup baik, namun butirnya sangat halus sehingga jalur bagi perpindahan fluida menjadi sangat terbatas sehingga menjadi impermeable (Schlumberger, 1998). Timur (1968) mengembangkan formula empiris untuk perhitungan nilai permeabilitas yang terdistribusi pada data log, sebagai berikut;

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

Dengan keterangan:

- K : Permeabilitas (md)
- ϕ : Porositas (%)
- S_w : Saturasi air
- a : Konstanta (a=8581)
- b : Konstanta (b=4.4)
- c : Konstanta (c=2)

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. Klasifikasi nilai permeabilitas batuan (Koesoemadinata, 1978)

Nilai Permeabilitas (md)	Deskripsi Kualitatif
<10.5	Ketat
11-15	Buruk
15-50	Sedang
50-250	Baik
250-1000	Sangat baik
>1000	<i>excellent</i>

3.4 Analisis Parameter Nonkonvensional

Pada tahun 1981, Baker mengemukakan definisi reservoir nonkonvensional dalam kerangka ekonomi murni sebagai "wilayah reservoir yang memiliki karakteristik yang menghambat praktik konvensional." Beberapa faktor seperti mobilitas dan transmibilitas memiliki dampak signifikan pada penentuan wilayah reservoir yang bersifat nonkonvensional.

Tabel 5. Definisi batuan dan cairan minyak bumi nonkonvensional (Abdelfattah, 2015).

Parameter Gas	Gas	Minyak
Permeabilitas (mD)	<0.1	<1
Mobilitas (mD/cP)	<10	<1
Transmibilitas (mDm/cP)	<100	<10

Secara umum, hidrokarbon nonkonvensional cenderung berkumpul di reservoir yang memiliki kualitas yang rendah, sering kali berupa *shale* atau dengan kata lain memiliki porositas efektif di bawah 10% (Katz dkk., 2021). Hidrokarbon nonkonvensional biasanya ditemukan dalam *shale* atau karbonat dengan permeabilitas yang sangat rendah (Katz dkk., 2021). Identifikasi hidrokarbon nonkonvensional melibatkan pengamatan zona yang tidak permeabel, porositas yang buruk, serta litologi seperti *shale*, dengan rentang

permeabilitas kurang dari 1 md (Abdelfattah dkk., 2015). Potensi zona *shale* yang mengandung hidrokarbon yang baik dapat diidentifikasi berdasarkan kriteria nilai $TOC \geq 0,5$ wt% (dengan modifikasi Altamar, 2014, dan penelitian Khan dkk., 2016).

Berbagai parameter, termasuk mobilitas dan transmisibilitas, memiliki dampak besar pada penentuan wilayah reservoir yang bersifat nonkonvensional. Oleh karena itu, mendapatkan pemahaman mendalam tentang sifat fisik dan kimia sumber hidrokarbon nonkonvensional di cekungan Jawa Timur Utara sangat penting, dan seperti yang diindikasikan oleh Treccani (2012), ini dapat memberikan wawasan berharga untuk menentukan apakah eksploitasi hidrokarbon tersebut layak dilakukan atau tidak.

IV. METODE PENELITIAN

4.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun penelitian dilakukan di :

Tempat : Laboratorium Mitigasi Bencana Geologi

Alamat : Jl. Soemantri Brojonegoro No. 1, Gedong Meneng, Kec. Rajabasa, Kota Bandar Lampung, Lampung.

Tanggal : April 2024 s.d Agustus 2024

Tabel 6. Jadwal rincian Kegiatan Tugas Akhir

Kegiatan	Apr			Mei				Jun				Jul				Agu
	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1
Studi Literatur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Pengumpulan Data Well Logging	■	■	■													
Pengolahan Data Well Logging			■	■	■											
Penyusunan Laporan dan Bimbingan Usul					■	■	■	■								
Seminar Usul									■							
Bimbingan Hasil										■	■	■	■			
Seminar Hasil														■		
Revisi dan Persiapan Sidang Komprehensif															■	
Sidang Komprehensif																■

4.2 Perangkat Lunak

Adapun perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut

1. *Software* Interactive Petrophysics V3.5
Software ini digunakan untuk melakukan pengolahan dan analisis data sumur.
2. *Software* ArcGIS 10.3
Software ini digunakan untuk membuat peta daerah penelitian dan Geologi Regional

3. *Software* Microsoft Excel 2021

Software ini digunakan untuk membuat matriks data.

4. *Software* Microsoft Word 2021

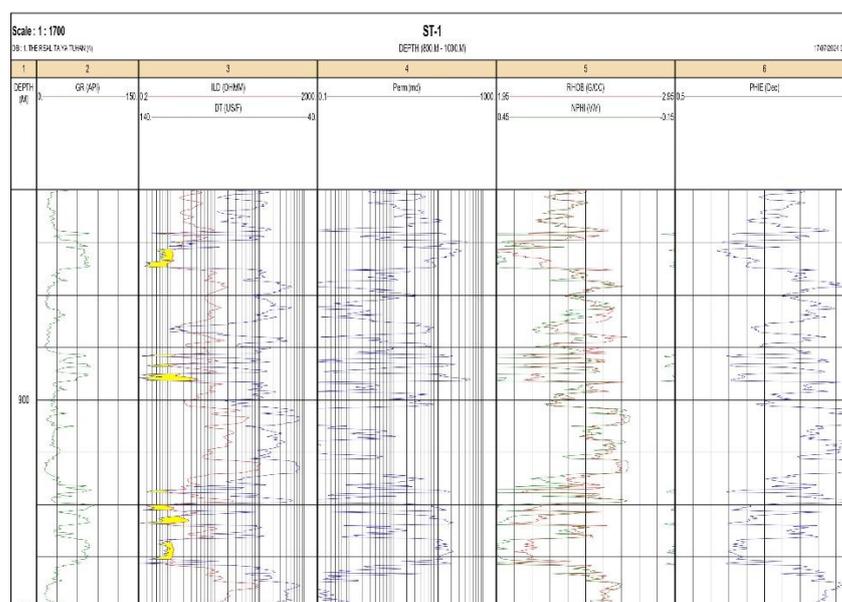
Software ini digunakan dalam pembuatan dan penyusunan laporan akhir.

4.3 Data Penelitian

Seluruh data yang digunakan pada penelitian ini bersumber dan dimiliki oleh Pusat Survei Geologi. Terdapat dua variasi data yang digunakan dalam penelitian ini yaitu data sekunder yang berupa data logging dalam format .LAS serta data pendukung seperti well report dari masing-masing sumur.

1. Data Log

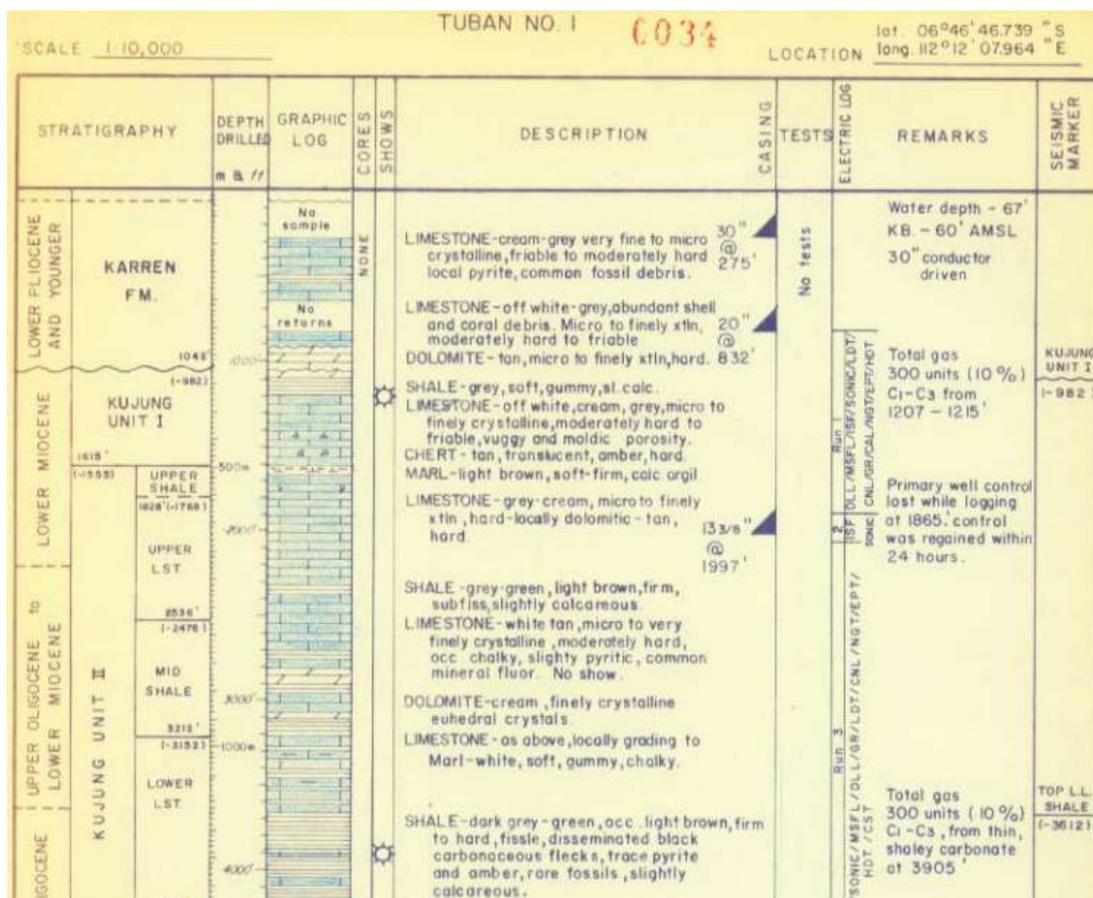
Dalam Penelitian in data log yang digunakan merupakan 4 data sumur yang terletak pada Jawa Timur Utara dalam format .LAS.



Gambar 16. Tampilan Data log sumur SD

2. Data Well Report

Data ini berupa data yang berisi informasi hasil pemboran yang meliputi data litologi dan lain sebagainya. Pada penelitian ini, data well report khususnya data litologi digunakan untuk split zone yang pada nantinya akan digunakan untuk memberikan batasan antar formasi



Gambar 17. Tampilan Data well report

4.4 Prosedur Penelitian

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

4.4.1 Studi Literatur

Pada tahap awal penelitian dilakukan studi literatur untuk mengumpulkan data-data yang berkaitan dengan penelitian, Data yang berkaitan dengan penelitian seperti tinjauan pustaka dan teori dasar dapat mempermudah dalam proses penelitian maupun interpretasi hasil. Studi literatur ini berguna untuk menunjang dan memudahkan proses penelitian.

4.4.2 Persiapan dan Pengumpulan Data

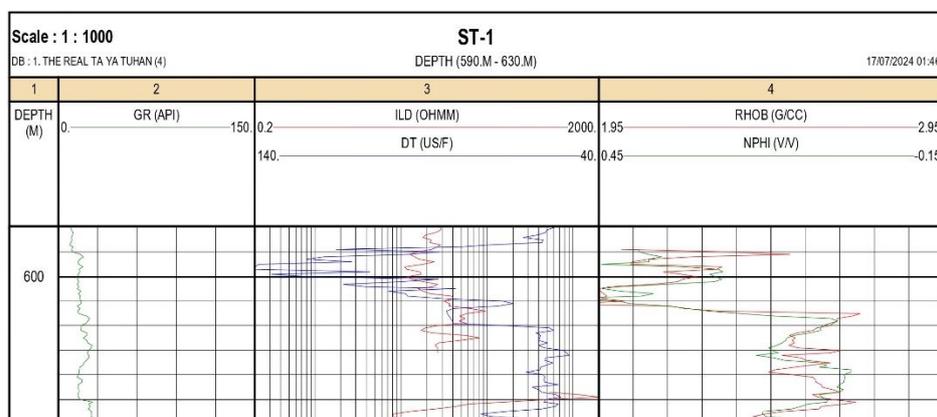
Tahapan pengumpulan data merupakan tahapan untuk mengumpulkan data yang dibutuhkan dalam penelitian ini. Data yang digunakan pada penelitian ini berupa data log sumur yang berupa log resistivitas dan log Sonic serta data well report yang terdiri dari data koordinat, data litologi, dan data petrofisika.

4.4.3 Pengolahan Data

Proses pengolahan data menggunakan 2 jenis data yaitu data log sumur dan data core. Dimana data log dan data core masing-masing terdiri atas 4 sumur yaitu sumur SB, sumur SD, sumur SN, dan sumur ST.

a. Membuat Tripel Combo

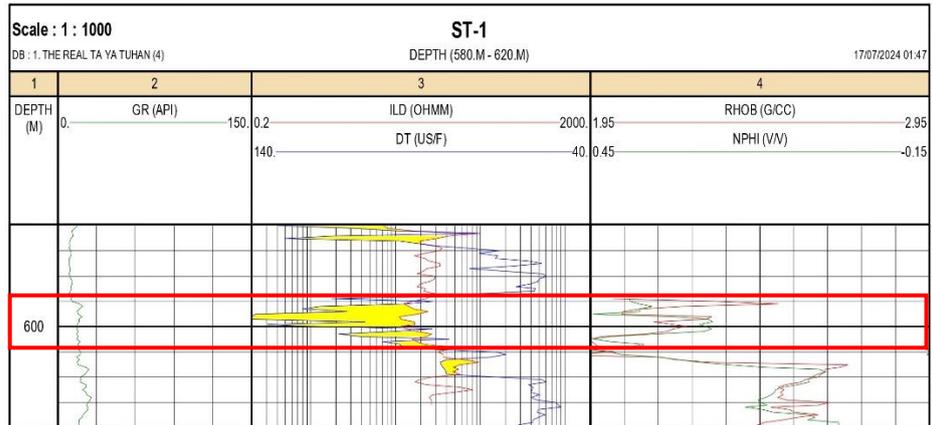
Tahapan ini dilakukan untuk membuat log plot triple combo yang terdiri dari tiga track. Track pertama berisi kurva log gamma ray, track kedua yang berisi kurva log resistivitas dan log sonic, track ketiga yang berisi log densitas dan log neutron. Adapun tampilan triple combo ditunjukkan pada gambar 18.



Gambar 18. Tampilan triple combo

b. Analisis Kualitatif

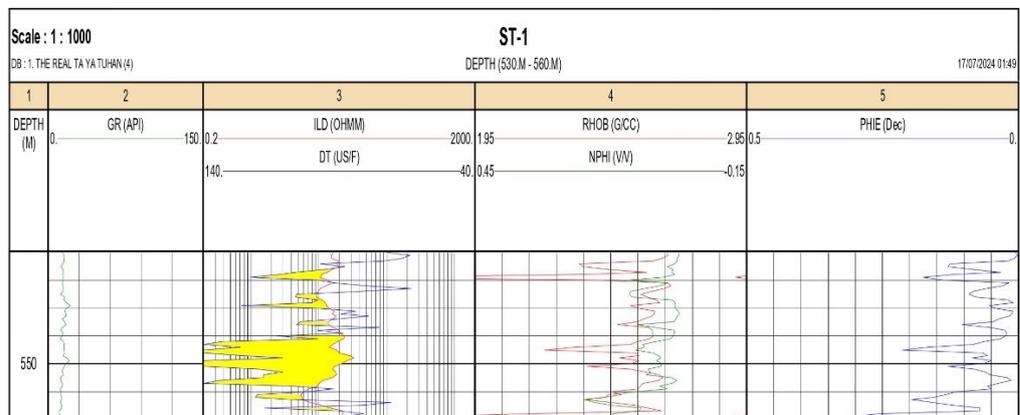
Pada tahap ini dilakukan untuk menentukan zona target yang dilihat dari respon log, yang mana log gamma ray nya ditentukan dengan nilai yang besar yang di identifikasikan sebagai *shale* atau yang nilai nya rendah yang diidentifikasikan sebagai karbonat. Dan juga bisa dilihat dengan adanya separasi antara log resistivitas dan log sonic.



Gambar 19. Tampilan Analisis Kualitatif

c. Menghitung Porositas

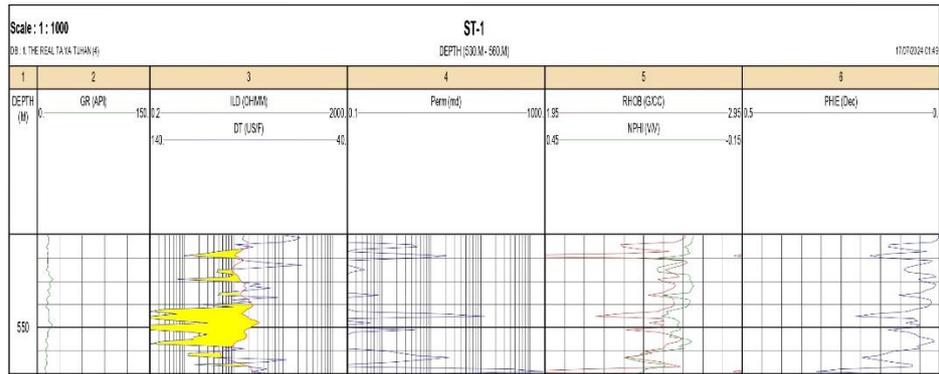
Penentuan porositas ini dilakukan dengan menginput gradient temperature, tahap ini dilakukan untuk mengetahui nilai porositas pada zona target, Dimana pada sumur non-kovensional dilihat nilai porositas yang rendah.



Gambar 20. Tampilan Porositas

d. Menghitung Permeabilitas

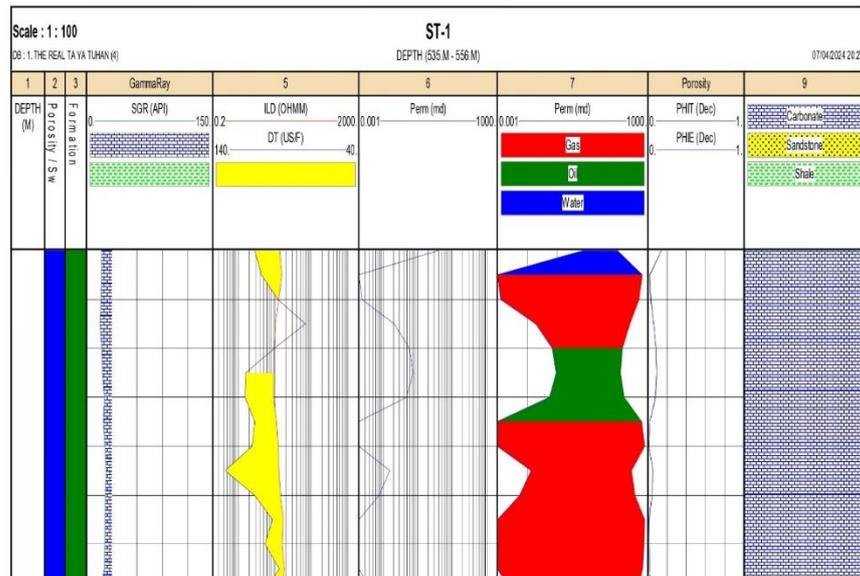
Pada tahap penentuan permeabilitas ini menggunakan persamaan timur. tahap ini dilakukan untuk mengetahui nilai permeabilitas



Gambar 21. Tampilan Permeabilitas

e. Menentukan Jenis Fluida

Pada tahap ini dilakukan untuk mengetahui jenis fluida pada zona target yang mana jenis fluid ini didasarkan pada Tabel analisis jenis fluida dari Abdelfattah dkk., (2015)



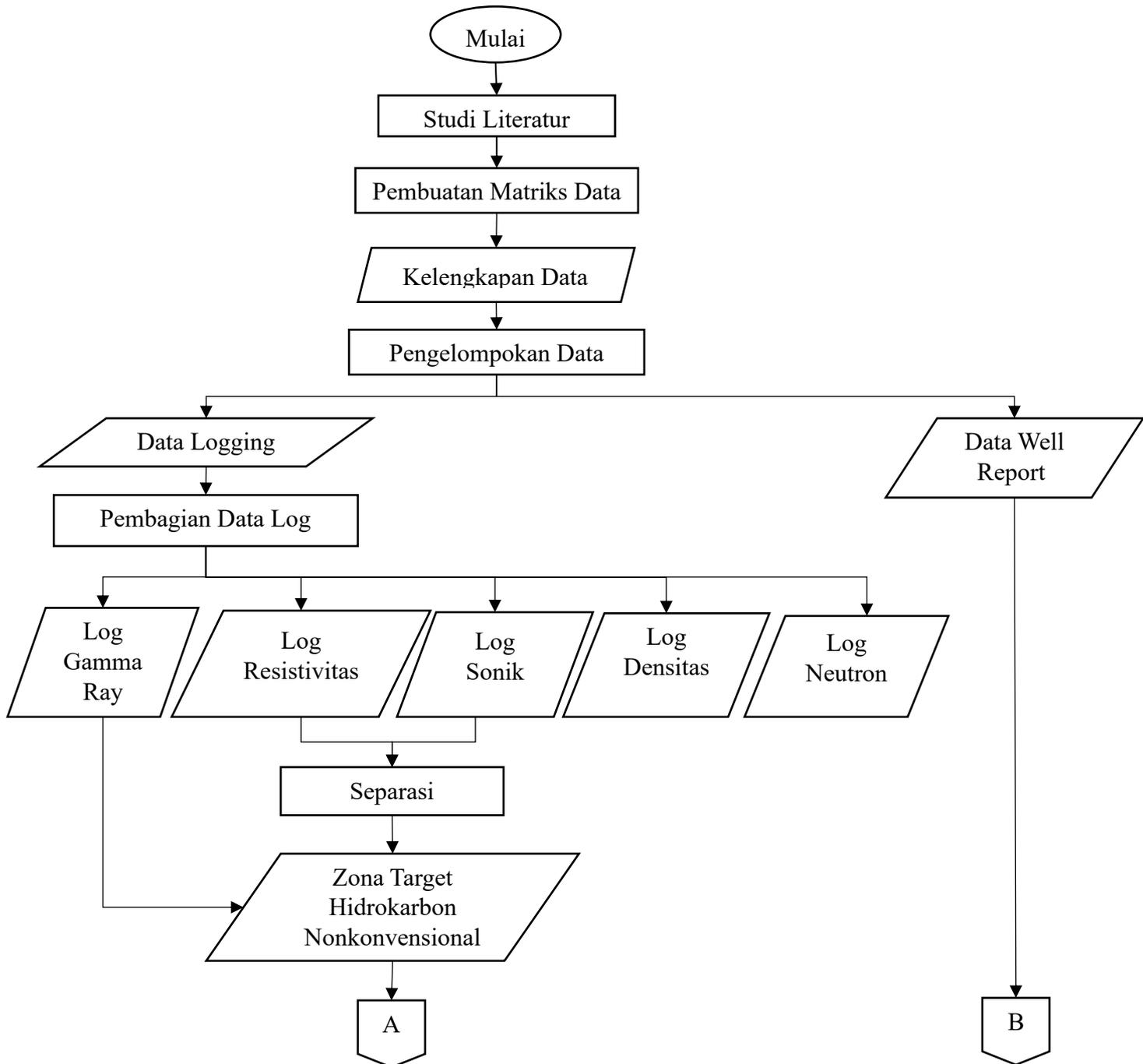
Gambar 22. Tampilan Jenis Fluida

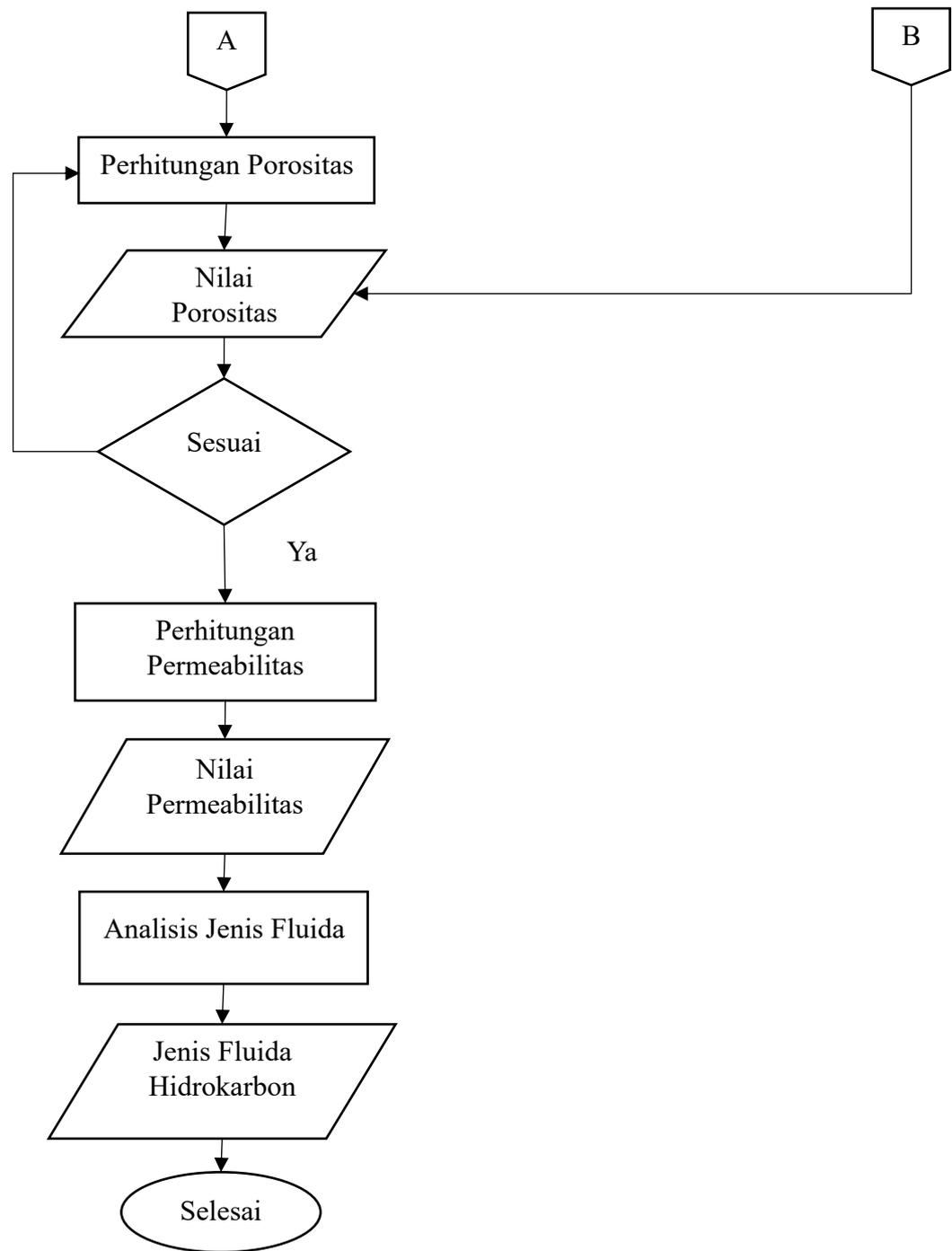
4.4.4 Interpretasi

Tahap ini merupakan tahap menganalisis hasil dari proses pengolahan yang berupa jenis fluida hidrokarbon berdasarkan nilai permeabilitas, yang dimana nilai permeabilitas dapat dilihat jika nilai <0.1 diidentifikasi sebagai gas sedangkan nilai <1 diidentifikasi sebagai minyak.

4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir pada penelitian ini yaitu sebagai berikut :





Gambar 23. Diagram Alir

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Hasil analisis terhadap beberapa data sumur di Cekungan Jawa Timur Utara menghasilkan beberapa kesimpulan yang mengacu pada tujuan dari penelitian ini, sebagai berikut:

1. Penelitian ini menggunakan 4 data sumur, pada sumur SB memiliki 11 zona target pada Formasi Ngrayong dan 4 zona target pada Formasi Tawun dengan litologi serpih. Sumur SD memiliki 49 zona target pada Formasi Ngimbang dengan litologi karbonat. Sumur SN memiliki 7 zona target pada Formasi Kujung dengan litologi karbonat. Sumur ST memiliki 13 zona target pada Formasi Kujung dengan litologi karbonat.
2. Berdasarkan nilai porositas dan permeabilitas, sumur SB pada Formasi Ngrayong memiliki nilai porositas 0,29% - 8% dan permeabilitas 0,0001 – 0,135 mD. Sumur SB pada Formasi Tawun memiliki nilai porositas 2,53% - 4,92%. dan permeabilitas 0,002 – 0,0319 mD. Sumur SD pada Formasi Ngimbang memiliki nilai porositas 0,24 – 6,99% dan permeabilitas 0,00001 – 0,441 mD. Sumur SN pada Formasi Kujung memiliki nilai porositas 11,10 -12,29% dan permeabilitas 0,560 – 0,936 mD. Sumur ST pada Formasi Kujung memiliki nilai porositas 3,51% - 12,48% dan nilai permeabilitas 0,033 – 0,935 mD. Secara umum hasil analisis dari 4 sumur menunjukkan bahwa kualitas reservoir hidrokarbon pada Lapangan ‘STL’ memiliki kualitas porositas sangat buruk dan permeabilitas memiliki kualitas ketat
3. Berdasarkan nilai permeabilitas didapatkan bahwa pada sumur SB didominasi oleh fluida gas, pada sumur SD didominasi oleh fluida gas, pada sumur Sumur SN didominasi oleh fluida minyak, pada sumur ST didominasi oleh fluida minyak.

6.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian ini penulis menyarankan beberapa hal sebagai berikut.

1. Perlu dilakukan penelitian dengan menggunakan data core untuk memvalidasi hasil pengolahan
2. Perlu dilakukan penelitian dengan metode seismik untuk melihat sebaran nilai porositas dan permeabilitas di zona target daerah penelitian

DAFTAR PUSTAKA

- Abdelfattah, M.H, Abdelalim, A.M, Yassin, M.H.A. (2015). Unconventional Reservoir: Definitions, Types and Egypt's Potential. *Faculty of Petroleum and Mining Engineering Suez University Journal*. 1, 1-6.
DOI:10.13140/RG.2.1.3846.0880
- Adim, H. (1991). *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir, Volume 1*. Jakarta: Badan Penelitian Dan Pengembangan Energi Dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi "LEMIGAS"
- Agustiyar, F. (2021, Agustus). Indications of the Potential of Shale Gas for Non Conventional. *Tadulako Science and Technology Journal*, 2(1), 17-25.
- Ahmed, U., & Meehan, D. (2016). *Unconventional Oil and Gas Resources: Exploitation and Development*. Baker Hughes.
- Al-Shammari, H. M., Al-Shammari, A. M., & Al-Shammari, S. M. (2018). Porosity and Permeability of Carbonate Rocks and Their Impact on Fluid Flow. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166, 1-12.
- 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. B., dan Krygowski, D. (2004). *Basic Well log Analysis Second Edition, AAPG Methods in Exploration series no.16*. American Association of Petroleum Geologist.
- 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.
- Bilgen, S., & Sarikaya, M. A. (2016). Shale Gas Development: Key Parameters and Their Impact on Production. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34, 123-134.
- Colley, N. (2015). *An Introduction To Petrophysics*. Diambil kembali dari OPC: <https://opc.co.uk/technical-feature/an-introduction-to-petrophysics/>
- Curtis, J. B. (2002). Shale Gas: *A New Energy Source*. Dalam: *Natural Gas: A Non-Conventional Energy Source*.
- 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:10.1088/1755-1315/118/1/012009
- Dewanto, O. (2009). *Buku Ajar Well Logging*. Universitas Lampung: Lampung.
- Dewanto, O. (2016). *Petrofisika Log edisi-1*. Lampung: AURA. ISBN : 978-602-6238-88-7
- 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.

- Fadlillah, F. (2022). Analisis Persebaran Seismik untuk Menentukan Potensi Gas di Cekungan Jawa Timur Utara. *Jurnal Teknologi*, 1(1), 1-12.
- Fadhilah, N. S. (2022). Karakterisasi Shale Dan Karbonat Sebagai Reservoir Nonkonvensional Di Cekungan Jawa Timur Utara. *SKRIPSI*. Lampung, Jurusan Teknik Geofisika, Universitas Lampung.
- 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.
- Gaol, K. L., Wardhana, D. D., Praptisih, Yayat, S., dan Kamtono. (2009). Aplikasi Pendekatan Metode Gayaberat 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.
- Hamilton, H. (1979). Tectonics of the Indonesian Region. U.S.G.S. *Professional Paper* 1078:345 p.
- 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.
- Jaya, I. R., (2023). Persebaran saturasi air dan kandungan jenis Fluida pada lapangan "x" di cekungan jawa Timur utara untuk eksplorasi hidrokarbon

Nonkonvensional. *SKRIPSI*. Lampung, Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Katz, B., Gao, L., Little, J., & Zhao, Y. R. (2021). Geology still matters – Unconventional petroleum system disappointments and failures. *Unconventional Resources*, <https://doi.org/10.1016/j.unres.2021.12.001>

Khan, A. (2016). Analisis Parameter Utama dalam Pengembangan Gas Serpih di Indonesia. *Jurnal Energi dan Sumber Daya Mineral*, 3(2), 45-58.

Koesoemadinata, R. P. (1978). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Penerbit ITB.

McCarthy, J., Smith, R., & Johnson, L. (2011). Shale Gas: A Comprehensive Overview of the Resource and Its Potential. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 3(4), 1-15.

Mjili, A. S., & Mulibo, G. D. (2018). Petrophysical Analysis of Reservoirs Rocks at Mlinzi Mbali-1 Well in Block 7 Offshore, Tanzania: Geological Implication on the Reservoir Quality. *Open Journal of Geology*, 08(08), 764-780. doi:DOI: 10.4236/ojg.2018.88045

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*.

Nukefi, A. (2007). Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir “A”, Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat. *SKRIPSI*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.

Ocky, M. B., Hendra, D. A., Anggara, F., (2017). Geologi Dan Karakteristik Serpih Formasi Tuban Daerah Genaharjo Kabupaten Tuban Sebagai Sumberdaya Migas Non Konvensional Hidrokarbon Serpih. *TESIS*. Yogyakarta, Universitas Gajah Mada

- Pertamina. (2009). *Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur*. Regional Western Indonesia Study.
- Philips, T.L., Noble, R.A., dan Sinarto, F.F., 1991. *Origin of Hydrocarbons, Kangean Block Northersn Platform, Offshore N.E. Java Sea*. Proceeding of Indonesia Petroleum Association 20th Annual Convention, P.637- 661.
- Ponto, P. (1996). *Petroleum geology of Indonesian basins-principles. methods and applicartion*, V.4, East Java Basins, Jakarta
- Poupon, A., & Leveaux, J. (1971). Evaluation of water saturation in shaly formations. *SPWLA 12th annual logging symposium*, 1-2.
- 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, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs, Second Edition*. Scotland: Rider-French Consulting-Ltd.
- 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.
- 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. (2008). *Cekungan Jawa Timur Laut: Struktur dan Stratigrafi*. Dalam: *Prosiding Seminar Nasional Geologi dan Energi Terbarukan*, 1-10.
- Satyana, A. H., dan Djumlati, M. (2003). Oligo Miocene 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.*
- Schlumberger. (1998). *Schlumberger Log Interpretation Principles/Applications*. Texas: Schlumberger Wireline and Testing.
- Senosy, A. H., Ewida, H. F., Soliman, H. A., & 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
- Sribudiyani, Prasetya I, Muchsin N, Sapiie B, Ryacudu R, Asikin S, Kunto T, Harsolumakso AH, Astono P, Yulianto I. (2003). The Collision Of The East Java Microplate And Its Implication For Hydrocarbon Occurrences In The East Java Basin. Proceedings of Indonesian Petroleum Association. Twenty-Ninth Annual Convention & Exhibition.
- Suardi, A. (2012). Evaluasi Kualitas Reservoir Batupasir Formasi Cibulakan Menggunakan Data Well Logging di Lapangan X, Cekungan Jawa Barat. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, 13(2), 63-74.

- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2012). *Chapter 12 - Basic Well-Log Interpretation*. Gulf Professional Publishing. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-383848-3.00012-8>
- Timur, A. (1968). An Investigation Of Permeability, Porosity And Residual Water Saturationrelation For Sandstone Reservoirs. *Log Analyst*, 4 (4).
- Tinker, S. W., & Potter, R. M. (2000). Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs: A Review of the Technology and its Application. *Journal of Petroleum Technology*, 52(3), 1-10.
- Tryono, F. Y. (2016). Peranan Geologi Dalam Sistem Hidrokarbon Serta Potensi Dan Tantangan Eksplorasi Migas Di Indonesia. *Swara Patra*, Vol. 6(2).
- Ulum, Y., Hastuti, E., & Herlina, W. (2012). Studi Evaluasi Data Logging dan Sifat Petrofisika Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Pada Lapisan Batupasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Universitas Sriwijaya*.
- Van Bemmelen, R. W. (1949). *The Geology of Indonesia*, vol. I.A. Martinus Nyhoff, The Hague.
- Wang, F., Zhang, J., & Li, X. (2019). Permeability and Porosity of Shale Rocks and Their Impact on Fluid Flow. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 66, 1-12.
- 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.
- Yan, Y., Asikin, S., Kunto, T., Muchsin, N., Sapiie, B., Ryacudu, R., Harsolumakso, A. H., Astono, P., & Yulianto, I. (2016). Gas Serpih: Karakteristik dan Potensi di Indonesia. *Jurnal Energi dan Sumber Daya Mineral*, 3(1), 15-25.
- Zain, M. K. (2011). *Analisa Log Petrofisika Dan Evaluasi Formasi Reservoir Pada Lapangan Boonsville*. Depok: Universitas Indonesia.

Zou, C. Z. (2013). *Unconventional Petroleum Geology*. USA: Elsevier.

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