

**ANALISIS MIGAS BERDASARKAN KARAKTERISTIK
RESERVOAR NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN JAWA
TIMUR UTARA DAN PENAMBAHAN LOGAM ALUMINIUM
PADA *SOURCE ROCK* UNTUK MEMPERCEPAT TINGKAT
MATURASI HIDROKARBON**

DISERTASI DOKTOR

Oleh:

**BAGUS SAPTO MULYATNO
NPM: 1937061001**



**PROGRAM STUDI DOKTOR MIPA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2025**

**ANALISIS MIGAS BERDASARKAN KARAKTERISTIK
RESERVOAR NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN JAWA
TIMUR UTARA DAN PENAMBAHAN LOGAM ALUMINIUM
PADA *SOURCE ROCK* UNTUK MEMPERCEPAT TINGKAT
MATURASI HIDROKARBON**

Oleh:

**BAGUS SAPTO MULYATNO
NPM: 1937061001**

DISERTASI

**Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mencapai Gelar
DOKTOR**

Pada

**Program Studi Doktor MIPA
Fakultas Matematika Dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Lampung**



**PROGRAM STUDI DOKTOR MIPA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2025**

ABSTRAK

ANALISIS MIGAS BERDASARKAN KARAKTERISTIK RESERVOAR NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA DAN PENAMBAHAN LOGAM ALUMINIUM PADA *SOURCE ROCKS* UNTUK MEMPERCEPAT TINGKAT MATURASI HIDROKARBON

Oleh

Bagus Sapto Mulyatno

Cekungan Jawa Timur Utara memiliki potensi migas nonkonvensional (MNK) yang perlu dikembangkan. Migas nonkonvensional memiliki ciri khusus, yaitu batuan induk (*source rocks*) berperan sebagai tempat produksi sekaligus akumulasi migas. Untuk mengetahui karaktersistik dari migas nonkonvensional, maka perlu dilakukan penelitian dengan tujuan untuk menentukan zona target migas nonkonvensional yang didasarkan pada analisis batuan induk, nilai permeabilitas, mobilitas, transmisibilitas, persebaran densitas, dan penambahan logam guna mempercepat proses maturasi migas. Pada penelitian ini menggunakan data sumur, data geokimia, data seismik, data *checkshot* serta data *marker*. Berdasarkan hasil penelitian didapatkan lapisan *source rock* pada Sumur BGS di Cekungan Jawa Timur Utara secara keseluruhan berada pada kedalaman 32 – 10,63 ft dengan litologi batuan yang didominasi oleh *Shale* dan batuan karbonatan. Lapisan *source rock* memiliki nilai kandungan *total organic carbon* (TOC) pada rentang 0,5 wt% – 5,61wt% dengan kualitas sedang – istimewa serta memiliki jenis kerogen dominan tipe III yang berpotensi menghasilkan gas dengan tingkat kematangan *immature* – *early mature*. Zona target reservoir migas nonkonvensional pada Sumur BGS secara keseluruhan memiliki nilai permeabilitas <0,1 mD, nilai mobilitas <10 mD/cP, dan nilai transmisibilitas <100 mDm/cP dengan fluida yang dihasilkan, yaitu jenis gas. Pada penelitian ini juga dilakukan penambahan Logam Aluminium sebagai katalisator dan material organik (asam stearat) dalam batuan induk yang hasilnya dapat mempercepat reaksi pematangan hidrokarbon dari keadaan *immature* – *early mature* menjadi lebih cepat *mature*.

Kata kunci: migas nonkonvensional, penambahan logam aluminium, permeabilitas, mobilitas, transmisibilitas.

ABSTRACT

ANALYSIS OF OIL AND GAS BASED ON NON-CONVENTIONAL RESERVOIR CHARACTERISTICS IN THE NORTH EAST JAVA BASIN AND THE ADDITION OF ALUMINIUM METAL TO SOURCE ROCKS TO ACCELERATE HYDROCARBON MATURATION LEVEL

By

Bagus Sapto Mulyatno

The North East Java Basin has the potential for unconventional oil and gas that needs to be developed. Unconventional oil and gas have special characteristics, namely source rocks that act as a place for production and accumulation of oil and gas. To determine the characteristics of unconventional oil and gas, research is needed to determine the target zone for unconventional oil and gas based on analysis of source rocks, permeability values, mobility, transmissibility, density distribution, and metal additions to accelerate the oil and gas maturation process. This study uses well data, geochemical data, seismic data, checkshot data, and marker data. Based on the results of the study, the source rock layer in the BGS Well in the North East Java Basin as a whole is at a depth of 32 - 10,632 ft with rock lithology dominated by Shale and carbonate rocks. The source rock layer has a total organic carbon (TOC) content value in the range of 0.5wt% - 5.61wt% with moderate - excellent quality and has a dominant kerogen type III which has the potential to produce gas with immature - early mature maturity levels. The target zone of the unconventional oil and gas reservoir in the BGS Well as a whole has a permeability value of <0.1 mD, a mobility value of <10 mD / cP, and a transmissibility value of <100 mDm / cP with the fluid produced, namely the type of gas. In this study, the addition of Aluminium Metal as a catalyst and organic material (stearic acid) in the source rock was also carried out, the results of which can accelerate the hydrocarbon maturation reaction from an immature - early mature state to a more mature state.

Keywords: unconventional oil and gas, addition of aluminium metal, permeability, mobility, transmissibility

Judul Disertasi : ANALISIS MIGAS BERDASARKAN
KARAKTERISTIK RESERVOAR
NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN JAWA
TIMUR UTARA DAN PENAMBAHAN LOGAM
ALUMINIUM PADA *SOURCE ROCKS* UNTUK
MEMPERCEPAT TINGKAT MATURASI
HIDROKARBON

Nama Mahasiswa : Bagus Sapto Mulyatno

Nomor Pokok Mahasiswa : 1937061001

Program Studi : Doktor Ilmu MIPA

Fakultas : MIPA



1. Komisi Pembimbing

Promotor

Prof. Ir. Suharso, S.Si., Ph.D.
NIP. 196905301995121001

Ko-Promotor

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

Ko-Promotor

Prof. Dr. Ir. Muh. Sarkowi, S.Si., M.Si., IPU
NIP. 197112101997021001

2. Ketua Program Studi Doktor MIPA

Dr. Khoirin Nisa, S.Si., M.Si.
NIP. 197407262000032001

Three handwritten signatures are present on the right side of the page. The top signature is in blue ink and appears to be 'Suharso'. The middle signature is in black ink and appears to be 'Ordas Dewanto'. The bottom signature is in blue ink and appears to be 'Khoirin Nisa'. Each signature is followed by a dotted line indicating the official stamp or name of the signatory.

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua : Prof. Dr. Eng. Suripto Dwi Yuwono, S.Si., M.T.

Sekretaris : Dr. Aristoteles, S.Si., M.Si.

Anggota : Prof. Ir. Suharso, S.Si., Ph.D.

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

Prof. Dr. Ir. Muh. Sarkowi, S.Si., M.Si., IPU.

Prof. Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si., IPM.

Dr. Junaidi, S.Si., M.Sc.

Dr. Frinsyah Virgo, S.Si., M.T.

2. Dekan Fakultas MIPA

Dr. Eng. Heri Satria, S.Si., M.Si.
NIP. 197110012005011002

Direktur Pascasarjana

Prof. Dr. Ir. Murhadi, M.Si.
NIP. 196403261989021001

Tanggal lulus ujian disertasi: 22 Juli 2025

PERNYATAAN ORISINALITAS DISERTASI

Saya menyatakan dengan sebenar-benarnya bahwa sepanjang pengetahuan saya di dalam disertasi ini tidak terdapat karya ilmiah yang pernah diajukan untuk memperoleh gelar akademik di suatu perguruan tinggi, dan tidak terdapat karya atau pendapat yang pernah ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis dikutip dalam naskah ini dan disebutkan dalam pustaka.

Bandar Lampung, 22 Juli 2025

Yang Menyatakan,



Bagus Sapto Mulyatno

NPM. 1937061001

RIWAYAT HIDUP



Penulis dengan nama lengkap Bagus Sapto Mulyatno, lahir di Kota Kediri, 20 Januari 1970 merupakan anak ke-tujuh dari sembilan bersaudara, dari pasangan Bapak Soeparno Yosodiharjo, B.B.A. (alm) dan Ibu Rr. Siti Halimah (alm). Sejak kecil penulis memiliki hobi membaca, melukis, mendaki gunung, *traveling*, dan mendengarkan musik.

Penulis menyelesaikan Pendidikan Taman Kanak-kanak di TK Katholik Santa Maria Kediri. Kemudian penulis melanjutkan Pendidikan ke jenjang Sekolah Dasar di SD Katholik Santa Maria Kediri. Selanjutnya penulis melanjutkan pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMP Negeri 1 Kediri dan kemudian melanjutkan pendidikan di jenjang Sekolah Menengah Akhir di SMA Negeri 2 Kediri. Pada tahun 1988, penulis diterima sebagai mahasiswa S1 Reguler di Prodi Fisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Diponegoro, Semarang. Penulis juga melanjutkan jenjang S2 Teknik Geofisika, Program Pascasarjana di Institut Teknologi Bandung pada 1998. Selain itu penulis juga telah mengambil Program Profesi Insinyur di PSPPI Universitas Lampung tahun 2019. Pada tahun 2019 juga penulis diterima sebagai mahasiswa S3 Program Studi Doktor Ilmu MIPA di Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Lampung dan selesai pada tahun 2025.

Mulai tahun 2000 penulis menjadi dosen pada Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Lampung sampai 2009. Kemudian pada tahun 2009 sampai sekarang, penulis dialih tugaskan menjadi dosen pada Jurusan

Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Selama menjalani karir di dunia Pendidikan, penulis aktif mengikuti berbagai organisasi profesi seperti Himpunan Ahli Geofisika Indonesia (HAGI) (2003 – sekarang), *Physics Society of Indonesia* (PSI) (2002 – sekarang), Forum Sedimentologi Indonesia (FOSI) (2001 – sekarang), Ikatan Ahli Geologi Indonesia (IAGI) (2019 – sekarang), *Society of Exploration Geophysicist* (SEG) USA (2002 – sekarang), Asosiasi Panasbumi Indonesia (API) (2002 – sekarang), *American Association of Petroleum Geology* (AAPG) (2013 – sekarang), dan *European Association of Geoscientist and Engineer* (EAGE) (2018 – sekarang).

Untuk mendapatkan gelar doktor, di bawah bimbingan Bapak Prof. Ir. Suharso, S.Si, Ph.D. selaku promotor, penulis telah menyelesaikan penelitian dengan judul **“ANALISIS MIGAS BERDASARKAN KARAKTERISTIK RESERVOAR NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA DAN PENAMBAHAN LOGAM ALUMINIUM PADA *SOURCE ROCKS* UNTUK MEMPERCEPAT TINGKAT MATURASI HIDROKARBON”**.

PERSEMBAHAN

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

IBU DAN BAPAK TERCINTA

Alm. Soeparno Yosodiharjo, B.B.A.

&

Alm. Rr. Siti Halimah

Yang tiada hentinya memberikan kasih sayang, perhatian, semangat, dan segala dukungan yang tidak terhingga. Terimakasih atas semua yang telah engkau berikan. Semoga Almarhum bapak dan almarhumah ibu selalu diberikan tempat terbaik di sisi Allah SWT.

KAKAK DAN ADIK TERBAIK KU

Mbak Ika Harpiyani, Mas Nanang Dwi Hartono, Mbak Tri Harpiyati, Mbak Rachmalinawati, Mas Adi Haris Wiranto (almarhum)

&

Dik Adi Hastho Utomo, Dik Agustin Teny Purwanti (almarhumah), dan Dik Agustina Twinny Lestari

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

*Temukan kelebihan pada dirimu, dan jadikanlah ia
sebagai modal kesuksesanmu.*

~Bagus Sapto Mulyatno~

*Janganlah dicabut nyawaku, sebelum aku menemukan
reservoar migas di Lampung atau daerah lain, yang
akan bermanfaat bagi masyarakat.*

~Bagus Sapto Mulyatno~

*"Allah akan mengangkat derajat orang yang beriman
dan berilmu pengetahuan beberapa derajat.*

(Q.S Al-Mujadalah: 11)

*Jangan biarkan kegagalan hari ini menghalangi
kesuksesanmu esok*

~Ali bin Abi Thalib~

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis haturkan atas kehadiran Allah *Subhanahu Wa Ta'ala*, Yang Maha Kuasa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya penulis dapat menyusun disertasi dengan judul **“ANALISIS MIGAS BERDASARKAN KARAKTERISTIK RESERVOAR NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA DAN PENAMBAHAN LOGAM ALUMINIUM PADA *SOURCE ROCKS* UNTUK MEMPERCEPAT TINGKAT MATURASI HIDROKARBON”**. Terima kasih penulis sampaikan kepada semua pihak yang telah terlibat secara langsung maupun tidak langsung dalam penyusunan disertasi ini. Penulis pun menyadari mungkin masih terdapat kekurangan di dalam disertasi ini, sehingga sangat diharapkan kritik dan saran yang membangun. Semoga semua yang tertulis di dalam disertasi ini dapat memberikan manfaat kepada siapapun, baik kalangan akademisi, maupun umum untuk kemajuan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 22 Juli 2025
Penulis,

Bagus Sapto Mulyatno
NPM. 1937061001

SAN WACANA

Puji dan syukur penulis haturkan atas kehadiran Allah *Subhanahu Wa Ta'ala*, yang Maha Kuasa, atas berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan disertasi dengan judul **“ANALISIS MIGAS BERDASARKAN KARAKTERISTIK RESERVOAR NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA DAN PENAMBAHAN LOGAM ALUMINIUM PADA *SOURCE ROCKS* UNTUK MEMPERCEPAT TINGKAT MATURASI HIDROKARBON”**. Dalam pelaksanaan dan penulisan disertasi ini penulis menyadari bahwa selesainya proses ini tidak lepas dari bimbingan dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu, penulis ingin menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Allah SWT, yang selalu memberikan anugerah-Nya dan kemudahan kepada penulis.
2. Kedua orang tua tercinta, yaitu Alm. Soeparno Yosodiharjo, B.B.A. dan Alm. Rr. Siti Halimah yang selalu menjadi kebanggaan dan motivasi hidup penulis.
3. Kakak-kakak dan adik-adik saya, yaitu Mbak Ika Harpiyani, Mas Nanang Dwi Hartono, Mbak Tri Harpiyati, Mbak Rachmalinawati, Mas Adi Haris Wiranto (almarhum), Dik Adi Hastho Utomo, Dik Agustin Teny Purwanti (almarhumah), dan Dik Agustina Twinny Lestari yang selalu memberi semangat.
4. Rektor Universitas Lampung Ibu Prof. Dr. Ir. Lusmeilia Afriani, DEA, IPM, Asean Eng.
5. Wakil Rektor 1 Prof. Dr. Eng. Suropto Dwi Yuwono, S.Si., M.T.
6. Dekan Fakultas MIPA, Dr. Eng. Heri Satria, S.Si., M.Si.
7. Kaprodi S3 MIPA, Ibu Dr.Khoirin Nisa, S.Si., M.Si.

8. Bapak Prof. Ir. Suharso, S.Si, Ph.D., selaku Promotor yang telah banyak meluangkan waktu memberi masukan, koreksi, bimbingan dalam penyusunan dan penulisan disertasi ini.
9. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., selaku Ko-Promotor I yang telah meluangkan waktunya untuk bimbingan, diskusi, arahan serta motivasi dalam pengerjaan dan penyusunan disertasi ini.
10. Bapak Prof. Dr. Ir. Muh. Sarkowi, S.Si., M.Si., IPU., selaku Ko-Promotor II yang telah meluangkan waktu dan tenaganya untuk memberikan arahan dan masukan dalam penelitian disertasi ini.
11. Bapak Prof. Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si., IPM., dan Dr. Junaidi, S.Si., M.Sc., selaku penguji internal yang telah bersedia meluangkan waktu untuk menguji dan memberikan kritik serta saran kepada peneliti dalam penulisan disertasi ini.
12. Bapak Dr. Frinsyah Virgo, S.Si., M.T., selaku penguji eksternal yang telah bersedia untuk menguji dan memberikan kritik serta saran kepada peneliti dalam penulisan disertasi ini.
13. Bapak Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc., Dr. Muhammad Irsyad, S.T., M.T., Ir. Vera Agustriana Noorhidana, S.T., M.T., Ph.D., dan Dr. Eng. Ageng Sadnowo Repelianto, S.T., M.T., selaku Dekan dan Wakil Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
14. Semua bapak dan ibu dosen Program Studi Doktor Ilmu MIPA Universitas Lampung yang telah memberikan ilmu dan pengalamannya.
15. Seluruh staf karyawan FMIPA Universitas Lampung yang telah banyak membantu dalam urusan administrasi selama menempuh Pendidikan S3.
16. Bapak Dr. Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si., IPM., dan Dr. Alimuddin, S.Si., M.Si., selaku Ketua Jurusan dan Sekretaris Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
17. Semua bapak dan ibu Dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung, terkhusus Dr. Karyanto, S.Si., M.T.
18. Teman-teman S3 MIPA, Dr. Karyanto, Dr. Gurum Ahmad Fauzi, Dr. Agus Sutrisno, Dr. Widyastuti, dan Dr. Bernadhita Herindri Samodera Utami yang telah kebersamaan selama perkuliahan S3 di Doktor Ilmu MIPA.

19. Asep Irawan, S.T., Satiya Mirwanda, S.T., Rizky Sianturi, S.T., Zidan Anung, S.T., Saepudin, S.T., Faris Alhamdi, S.T., Dani, S.T., M. Rasyid, S.T., Ferdio Valentin, S.T., Razki, dan M. Reza yang telah ikut memberikan semangat.
20. Serta semua pihak yang terlibat, penulis mengucapkan banyak terima kasih.
21. Terakhir, terima kasih untuk diri saya sendiri Dr. Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.Si., yang sudah mampu berjuang untuk menyelesaikan disertasi ini.

Bandar Lampung, 22 Juli 2025
Penulis,

Bagus Sapto Mulyatno
NPM. 1937061001

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	i
ABSTRACT	ii
PERSETUJUAN.....	iii
PENGESAHAN	iv
PERNYATAAN ORISINALITAS DISERTASI.....	Error! Bookmark not defined.
RIWAYAT HIDUP.....	vi
PERSEMBAHAN.....	viii
KATA PENGANTAR.....	x
SAN WACANA.....	xi
DAFTAR ISI	xiv
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR TABEL	xxii
I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Permasalahan	7
1.3 Tujuan Penelitian	8
1.4 Batasan Penelitian.....	8
1.5 Hipotesis	9
1.6 Kebaruan (<i>Novelty</i>) Penelitian.....	10
1.7 Manfaat Penelitian.....	11

II. TINJAUAN PUSTAKA	12
2.1 Lokasi Daerah Penelitian.....	12
2.2 Geologi Regional dan Fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara.....	12
2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara	16
2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara	18
2.5 Sistem Petroleum Cekungan Jawa Timur Utara	26
2.6 Teori Dasar	31
2.6.1 <i>Well Logging</i>	31
2.6.2 Jenis-Jenis Log.....	33
2.6.3 Parameter Fisik Batuan Reservoir Migas Nonkonvensional.....	45
2.6.4 Analisis Geokimia.....	48
2.6.5 Metode Seismik Refleksi	58
2.6.6 <i>Scanning Electron Microscope (SEM)</i> dan <i>X-Ray Diffraction (XRD)</i>	62
2.6.7 Analisis Termal	66
III. METODOLOGI PENELITIAN	70
3.1 Waktu dan Tempat	70
3.2 Perangkat Lunak.....	70
3.3 Data Penelitian.....	71
3.4 Prosedur Penelitian.....	72
3.5 Diagram Alir	80
IV. HASIL DAN PEMBAHASAN	85
4.1 Analisis Lapisan <i>Source rock</i> dan Zona Target Reservoir Migas Nonkonvensional.....	85
4.2 Analisis Tingkat Maturasi dan Tipe Kerogen	123
4.3 Analisis Seismik dalam Penentuan Zona Target Migas Nonkonvensional.....	127
4.4 Analisis Penambahan Logam Aluminium dalam Upaya Percepatan Pematangan Hidrokarbon	172

V. KESIMPULAN DAN SARAN	239
6.1 Kesimpulan.....	239
6.1. Saran	240
DAFTAR PUSTAKA.....	242
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2. 1. Peta lokasi daerah penelitian	12
Gambar 2. 2. Geologi regional daerah penelitian	13
Gambar 2. 3. Peta penampang fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara.....	15
Gambar 2. 4. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara	19
Gambar 2. 5. <i>Petroleum System Chart</i> Cekungan Jawa Timur Utara	27
Gambar 2. 6. Petroleum system konvensional dan nonkonvensional	29
Gambar 2. 7. Respon log <i>gamma ray</i> terhadap litologi.....	35
Gambar 2. 8. Log <i>spontaneous potential</i>	36
Gambar 2. 9. Respon log densitas terhadap litologi	38
Gambar 2. 10. Respon log resistivitas	40
Gambar 2. 11. Respon log neutron terhadap litologi	43
Gambar 2. 12. Respon log sonic untuk berbagai litologi	44
Gambar 2. 13. Analisis kualitatif kematangan <i>source rock</i>	50
Gambar 2. 14. Korelasi antara nilai <i>vitrinite reflectance</i> (Ro) dengan LOM.....	51
Gambar 2. 15. Tampilan <i>overlay</i> log sonic dan log resistivitas serta separasi $\Delta \log R$ dalam interval kaya organik	53
Gambar 2. 16. Grafik plot antara TOC vs HI	55
Gambar 2. 17. Diagram <i>Van Kravelen</i> Tmax vs HI	58
Gambar 2. 18. Konsep seismik refleksi	59
Gambar 2. 19. Koefisien refleksi	61
Gambar 2. 20. Konsep dasar inversi seismik.....	62
Gambar 2. 21. Grafik TGA massa vs temperatur	68
Gambar 2. 22. Grafik TGA massa vs waktu	69
Gambar 3. 1. Penampang line seismik	71

Gambar 3. 2. Diagram alir penelitian secara menyeluruh	81
Gambar 3. 3. Diagram alir penentuan <i>source rock</i> dan daerah target migas nonkonvensional.....	82
Gambar 3. 4. Diagram alir penyebaran akustik impedansi dan densitas	83
Gambar 3. 5. Diagram alir proses percepatan pematangan migas nonkonvensional	84
Gambar 4. 1. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-1	87
Gambar 4. 2. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-2.....	92
Gambar 4. 3. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-3	98
Gambar 4. 4. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-4.....	103
Gambar 4. 5. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-5	109
Gambar 4. 6. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-6.....	114
Gambar 4. 7. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-7.....	119
Gambar 4. 8. Plot HI vs Tmax.....	124
Gambar 4. 9. Plot TOC vs HI	126
Gambar 4. 10. Koreksi <i>checkshot</i> sumur BGS-4.....	128
Gambar 4. 11. Koreksi <i>checkshot</i> sumur BGS-5	128
Gambar 4. 12. <i>Wavelet</i> hasil ekstraksi <i>wavelet statistical</i> (kiri) dan spektrum frekuensi (kanan) sumur BGS-4.....	129
Gambar 4. 13. <i>Wavelet</i> hasil ekstraksi <i>wavelet statistical</i> (kiri) dan spektrum frekuensi (kanan) sumur BGS-5.....	129
Gambar 4. 14. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur BGS-4	131
Gambar 4. 15. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur BGS-5	132
Gambar 4. 16. <i>Picking horizon</i> seismik A-1	134
Gambar 4. 17. <i>Picking horizon</i> seismik A-2.....	135
Gambar 4. 18. <i>Time map</i> TSH Tuban	136
Gambar 4. 19. <i>Time map</i> BSH Tuban.....	137
Gambar 4. 20. <i>Time map</i> TSH Kujung	137
Gambar 4. 21. <i>Time map</i> BSH Kujung	138
Gambar 4. 22. <i>Time map</i> TSH Ngimbang	138
Gambar 4. 23. <i>Time map</i> BSH Ngimbang	139
Gambar 4. 24. <i>Crossplot</i> AI dan Densitas pada sumur BGS-4.....	141

Gambar 4. 25. <i>Crossplot</i> AI dan Densitas pada sumur BGS-5.....	141
Gambar 4. 26. Model inisial zona target Formasi Tuban sumur BGS-4	144
Gambar 4. 27. Model inisial zona target Formasi Kujung sumur BGS-4	145
Gambar 4. 28. Model inisial zona target Formasi Ngimbang sumur BGS-4	146
Gambar 4. 29. Model inisial zona target Formasi Tuban sumur BGS-5	147
Gambar 4. 30. Analisis pra inversi sumur BGS-4	148
Gambar 4. 31. Analisis pra inversi sumur BGS-5	149
Gambar 4. 32. Hasil inversi impedansi akustik Formasi Tuban sumur BGS-4.	150
Gambar 4. 33. Hasil inversi impedansi akustik Formasi Kujung sumur BGS-4	151
Gambar 4. 34. Hasil inversi impedansi akustik Formasi Ngimbang sumur BGS-4	152
Gambar 4. 35. Hasil inversi impedansi akustik sumur BGS-5	153
Gambar 4. 36. <i>Crossplot</i> AI dan Densitas sumur BGS-4	156
Gambar 4. 37. <i>Crossplot</i> AI dan Densitas sumur BGS-5	156
Gambar 4. 38. Hasil inversi densitas Formasi Tuban sumur BGS-4.....	158
Gambar 4. 39. Hasil inversi densitas Formasi Kujung sumur BGS-4.....	159
Gambar 4. 40. Hasil inversi densitas Formasi Ngimbang sumur BGS-4.....	160
Gambar 4. 41. Hasil inversi densitas Formasi Tuban sumur BGS-5	161
Gambar 4. 42. Persebaran AI pada TSH Tuban.....	162
Gambar 4. 43. Persebaran AI pada BSH Tuban	163
Gambar 4. 44. Persebaran AI pada TSH Kujung.....	164
Gambar 4. 45. Persebaran AI pada BSH Kujung	164
Gambar 4. 46. Persebaran AI pada TSH Ngimbang.....	165
Gambar 4. 47. Persebaran AI pada BSH Ngimbang.....	165
Gambar 4. 48. <i>Crossplot</i> AI dan densitas menunjukkan hubungan linear berbanding lurus.....	167
Gambar 4. 49. Persebaran densitas pada TSH Tuban.....	168
Gambar 4. 50. Persebaran densitas pada BSH Tuban.....	168
Gambar 4. 51. Persebaran densitas pada TSH Kujung.....	169
Gambar 4. 52. Persebaran densitas pada BSH Kujung.....	169
Gambar 4. 53. Persebaran densitas pada TSH Ngimbang.....	170
Gambar 4. 54. Persebaran densitas pada BSH Ngimbang.....	170

Gambar 4. 55. (a) Hasil foto SEM; (b) hasil XRD pada material <i>Shale</i> BGS1 (dominasi kaolinite)	177
Gambar 4. 56. (a) Hasil foto SEM; (b) hasil XRD pada material <i>Shale</i> BGS1-Ast	180
Gambar 4. 57. (a) Hasil foto SEM; (b) hasil XRD pada material <i>Shale</i> BGS1-Ast- Al.....	184
Gambar 4. 58. (a) Hasil foto SEM; (b) hasil XRD pada material KBG1	189
Gambar 4. 59. (a) Hasil foto SEM; (b) hasil XRD pada material KBG1-Ast...	193
Gambar 4. 60. (a) Hasil foto SEM; (b) hasil XRD pada material KBG1-Ast-Al	197
Gambar 4. 61. Grafik hasil pengukuran TGA pada material <i>Shale</i> (BGS1).....	203
Gambar 4. 62. Grafik hasil pengukuran TGA pada material <i>Shale</i> +Organik+ Logam Aluminium rasio 1:1	207
Gambar 4. 63. Grafik hasil pengukuran TGA pada material <i>Shale</i> +Organik+ Logam Aluminium rasio 1:2	211
Gambar 4. 64. Grafik hasil pengukuran TGA pada material <i>Shale</i> +Organik+ Logam Aluminium rasio 2:1	214
Gambar 4. 65. Grafik hasil pengukuran TGA pada material Karbonat (KBG1)	219
Gambar 4. 66. Grafik hasil pengukuran TGA pada material Karbonat+Organik+ Logam Aluminium rasio 1:1	222
Gambar 4. 67. Grafik hasil pengukuran TGA pada material Karbonat+Organik+ Logam Aluminium rasio 1:2	225
Gambar 4. 68. Grafik hasil pengukuran TGA pada material <i>Shale</i> +Organik+ Logam Besi	232
Gambar 4. 69. Grafik hasil pengukuran TGA pada material <i>Shale</i> +Organik+ Logam Aluminium	233
Gambar 4. 70. Grafik hasil pengukuran TGA pada material Karbonat+Organik+ Logam Besi	237
Gambar 4. 71. Grafik hasil pengukuran TGA pada material Karbonat+Organik+ Logam Aluminium	238

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2. 1. Nilai resistivitas	40
Tabel 2. 2. Klasifikasi nilai permeabilitas batuan.....	46
Tabel 2. 3. Definisi batuan dan cairan minyak bumi nonkonvensional.....	48
Tabel 2. 4. Rentang nilai kematangan migas	51
Tabel 2. 5. Klasifikasi kualitas TOC.....	52
Tabel 3. 1. Nilai parameter TOC masing-masing Sumur BGS.....	75
Tabel 4. 1. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-1	88
Tabel 4. 2. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-2.....	93
Tabel 4. 3. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-3.....	99
Tabel 4. 4. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-4.....	104
Tabel 4. 5. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-5.....	110
Tabel 4. 6. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-6.....	115
Tabel 4. 7. Karakteristik migas nonkonvensional Sumur BGS-7.....	120
Tabel 4. 8. Tingkat kematangan dan tipe kerogen	124
Tabel 4. 9. Hasil <i>well to seismic tie</i> Sumur BGS-4 dan BGS-5.....	130
Tabel 4. 10. Hasil kuantitatif analisis pra inversi	149
Tabel 4. 11. Perbandingan hasil analisis termal pada sampel material <i>Shale</i> + Asam Stearat + Logam Aluminium	216
Tabel 4. 12. Perbandingan hasil analisis termal pada sampel material Karbonat + Asam Stearat + Logam Aluminium	227
Tabel 4. 13. Perbandingan analisis termogravimetri penambahan logam Fe dan logam Al pada sampel <i>source rock shale</i>	230
Tabel 4. 14. Perbandingan analisis termogravimetri penambahan logam Fe dan logam Al pada sampel <i>source rock</i> karbonat	236

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan minyak dan gas bumi yang semakin bertambah mengharuskan dilakukannya sebuah tindakan untuk meningkatkan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia. Saat ini fokus produksi minyak di Indonesia masih sangat bertumpu pada ketersediaan migas konvensional. Padahal, beberapa negara maju telah banyak yang memulai untuk memproduksi migas nonkonvensional untuk memenuhi kebutuhan penggunaan dalam negeri maupun kepentingan ekspor (Kapustin dan Grushevenko, 2018).

Migas nonkonvensional menurut *European Commission* (2019), merupakan sumber migas yang berada pada zona yang berbeda dari zona biasa dimana migas ditemukan pada umumnya, migas ini termasuk *shale gas* (gas alam yang berasal dari formasi yang terdiri dari *shale*), *coalbed methane* (gas yang muncul pada lapisan batubara, dan juga *tight oil* serta *shale oil* (minyak mentah yang berasal dari formasi *Shale*).

Berdasarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 05 Tahun 2012, yang menyatakan bahwa migas nonkonvensional merupakan migas yang diusahakan dari reservoir tempat terbentuknya minyak dan gas bumi dengan cirinya permeabilitas yang rendah (*low permeability*), antara lain *shale oil*, *shale gas*, *tight sand gas*, gas metana batubara (*coal bed methane*), dan *methane-hydrate*. Salah satu dari sumber migas nonkonvensional adalah *shale oil* dan *shale gas*.

Shale hydrocarbon merupakan sumber energi migas nonkonvensional yang terperangkap di dalam suatu formasi batuan *shale* yang kaya akan kandungan material organiknya, tetapi cenderung memiliki nilai permeabilitas dan porositas yang rendah (Zou dkk., 2013). *Shale* umumnya merupakan batuan induk, namun dalam konsep migas nonkonvensional, *shale* akan menjadi batuan induk sekaligus batuan reservoir (*self source reservoir*) (Ahmed dan Meehan, 2016).

Berdasarkan data Kementerian ESDM, di Indonesia cadangan migas non konvensional yang potensial untuk dikembangkan ialah *coal bed methane* sebesar 453 TCF dan *shale gas* 574 TCF (Aridji, 2021). Potensi *shale gas* di Indonesia mencapai 547 triliun kaki kubik (TCF) yang terletak pada tujuh cekungan di Indonesia. Tiga cekungan tersebut berada di Sumatera (Cekungan Sumatera Utara, Tengah, dan Selatan: misalnya pada serpih Baong, serpih Telisa, dan serpih Gumai), dua cekungan berada di Jawa, lalu dua cekungan berada di Kalimantan (Cekungan Kutai dan Barito). Potensi *shale gas* di Papua berupa Formasi Klasafet. Secara khusus, di Cekungan Sumatera Utara potensi tersebut mencapai angka 18,56 TSCF (Sukhyar dan Fakhruddin, 2013).

Potensi CBM di Indonesia diperkirakan mencapai 453,3 TSCF. Potensi tersebut ditemukan di Cekungan Sumatera Selatan (Blok Muara Enim) dan Cekungan Kutai di Kalimantan Timur. Nilai potensi CBM di Indonesia diperkirakan menempati ke enam terbesar di dunia. Selain potensi CBM yang besar, potensi *tight gas* di Indonesia juga ditemukan di beberapa cekungan, misalnya di Kalimantan Timur, Jawa, Sumatera Selatan, dan Sumatera Utara (Advanced Resources International, Inc, 2003).

PT Pertamina Hulu Rokan (PHR) saat ini sedang melakukan studi potensi Minyak Nonkonvensional (MNK) di kawasan Blok Rokan. Hasilnya, ditemukan peluang MNK di Wilayah Kerja Rokan yang diharapkan untuk mendukung produksi minyak nasional. Potensi sumber daya MNK di

Wilayah Kerja (WK) Rokan berada di Formasi Pematang *brown shale*, yakni batuan induk utama hidrokarbon yang ada di kawasan Sumatera bagian tengah, dan *lower red bed*, yakni formasi batuan yang berada di bawah *brown shale*. Potensi ini berada pada kedalaman lebih dari 6.000 kaki. Di WK Rokan potensi MNK ini ada di wilayah Sumur Gulamo, dengan rencana total kedalaman mencapai 8.559 kaki. Sumur ini merupakan salah satu dari dua sumur eksplorasi vertikal yang direncanakan oleh PT Pertamina Hulu Rokan sebagai operator wilayah kerja Rokan, bagi tahapan eksplorasi MNK Rokan. Potensi MNK *in place* di kedua sumur tersebut mencapai 80 juta barel minyak. Setelah pemboran dua sumur tersebut, masih akan ada lagi 126 sumur lain yang akan dilakukan pemboran, karena potensi MNK di Blok Rokan sangat besar, mencapai 1,28 miliar barel minyak (Sudadi, 2023).

Salah satu potensi migas nonkonvensional di Indonesia berada di Cekungan Jawa Timur Utara (*Northeast Java Basin*) di mana terdapat kandungan *Shale gas* sebesar 42 TCF (Agustiyar, 2021; dan Jumiati, dkk., 2020). Penemuan tersebut juga didukung oleh keadaan geologi Cekungan Jawa Timur yang unik dan memiliki kompleksitas cukup tinggi, umumnya merupakan dampak dari variasi stratigrafi dan tatanan struktur (Juventa, 2022). Dari 128 cekungan yang ada di Indonesia, Cekungan Jawa Timur Utara menyimpan potensi keberadaan migas. Cekungan Jawa Timur Utara memiliki cadangan 53,7 MMSTB minyak dan kondensat dan 480,1 BSCF cadangan gas dan asosiasi gas (SKK Migas, 2020).

Menurut penelitian (Azhary dkk., 2019) didapatkan bahwa Cekungan Jawa Timur Utara saat ini masih berpotensi sebagai tempat pembentukan dan pematangan minyak dan gas bumi. Pada daerah ini juga memiliki tinggian yang berpotensi sebagai perangkap (*trap*) dan zona reservoir. Cekungan Jawa Timur Utara merupakan cekungan pembentuk migas yang potensial dan matang. Terdapat lebih dari satu batuan induk pada Cekungan Jawa Timur Utara, antara lain Formasi Ngimbang, Formasi Kujung II, Formasi Tawun, serta Formasi Tuban (Fahlevi, 2012).

Migas nonkonvensional baik secara umum maupun yang terdapat di Cekungan Jawa Timur Utara diproduksi pada batuan serpih (*shale*), batulanau, batupasir, atau karbonat yang memiliki permeabilitas sangat-sangat rendah (Katz dkk., 2021). Migas nonkonvensional adalah migas yang terbentuk dan tersimpan pada batuan induk (*shale*) dengan permeabilitas yang sangat kecil sekitar 1 mD sampai 0,1 mD, sehingga tidak dapat bermigrasi menuju reservoir konvensional (Lemigas, 2020). *Shale* yang memiliki pori yang tidak saling berhubungan dan nilai porositas efektifnya kurang dari 10% (Katz dkk., 2021).

Untuk menentukan migas nonkonvensional dapat dilihat dari zona *impermeable*, porositas efektifnya yang buruk, dan litologinya berupa *Shale*. Beberapa parameter *Shale* yang menentukan berpotensi atau tidaknya suatu formasi meliputi *Total Organic Carbon* (TOC), kematangan termal, saturasi migas, porositas, mineralogi dan kegetasan batuan (Wijayanti dkk, 2019). Berdasarkan penelitian (Azizah, 2023) mengenai potensi migas nonkonvensional dengan melakukan persebaran impedansi akustik dan TOC (*Total Organic Carbon*) pada *body Shale* Formasi Tuban, Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang pada Cekungan Jawa Timur Utara dengan mengidentifikasi tipe kerogen dan kematangan *body Shale* memiliki kualitas TOC sedang hingga sangat baik.

Untuk mengetahui persebaran potensi migas nonkonvensional dapat menggunakan metode seismik inversi dengan membuat model bawah permukaan dari data seismik dan data sumur. Pada penelitian ini dilakukan inversi impedansi akustik untuk mengetahui dan mengidentifikasi persebaran lapisan target. Dengan adanya impedansi akustik dapat juga dilakukan persebaran densitas untuk mengetahui daerah target *body Shale*.

Pada dasarnya batuan induk memiliki kandungan material organik yang kompleks yang terdiri dari berbagai macam unsur dan senyawa kimia yang mempunyai karakteristik yang berbeda-beda, oleh karena itu kita perlu mengetahui identitas dari material tersebut. Sebelum material organik berupa

kelompok senyawa siklik yang dipilih dipadukan dengan material *clay* yang mengandung *kaolinite* atau *illite*, maka dilakukan dahulu karakterisasi terhadap *clay* dan karbonat. Alat-alat yang digunakan untuk karakterisasi bahan dalam *clay* dan karbonat adalah SEM, XRD dan Analisis TGA.

Berdasarkan penelitian (Dewanto dkk., 2022) mengenai percobaan penambahan logam Fe pada *source rock* yang dapat mempercepat laju reaksi perubahan material organik. Untuk itulah pada penelitian ini dilakukan percobaan dengan metode *Scanning Electron Microscopy* (SEM), *X-Ray Diffraction* (XRD) dan *Thermogravimetric Analysis* (TGA) dengan penambahan material organik asam stearat dan logam Aluminium (Al) sebagai katalis pada *source rock*. Dalam penelitian ini dengan penambahan material organik dan logam Aluminium diharapkan dapat mempercepat kematangan *source rock* dari *immature* menjadi *mature*.

Logam Aluminium dalam bentuk Alumina sering digunakan dalam industri sebagai adsorben, katalis dan penyangga katalis. Alumina memiliki sifat-sifat seperti keras, titik leleh tinggi, konduktivitas listrik rendah, dan tahan terhadap suhu tinggi. Diantara bentuk alumina, $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ adalah yang paling umum digunakan untuk adsorpsi dan katalisis. Kelebihan $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ sebagai pengemban yaitu karena mempunyai luas permukaan yang tinggi dan relatif stabil terhadap temperatur yang relatif tinggi dan tidak mudah membentuk senyawa dengan komponen didukung (Ross, 2011).

Scanning Electron Microscopy (SEM) merupakan teknik karakterisasi material yang banyak digunakan untuk melihat morfologi permukaan partikel sampai pada ukuran 1 nm. SEM digunakan untuk mengamati batas butir, distribusi butir, batas fase, bukti adanya deformasi mekanik dan komposisi kimia (Charurvedi dan Dave, 2012). SEM memanfaatkan interaksi antara elektron sumber dengan elektron penyusun sampel yang akan menghasilkan emisi elektron ataupun foton. Hasil dari interaksi tersebut akan direkam oleh detektor ataupun layar. Hasil data rekaman tersebut dapat divisualisasikan, sehingga dapat menghasilkan morfologi sampel.

X-ray Diffraction (XRD) adalah metode yang mampu menganalisis jenis dan sifat mineral tertentu dengan melihat pola difraksi mineral yang dihasilkan (Oktamuliani dkk, 2015). *Thermogravimetric Analysis* (TGA) adalah salah satu metode analisis termal suatu sampel dengan memperhatikan penurunan massa selama sampel diberikan perlakuan panas yang dilakukan dalam lingkungan atmosfer (Mayasari dan Yuniari, 2016).

Dalam upaya meningkatkan efisiensi proses pematangan hidrokarbon pada batuan induk migas nonkonvensional, salah satu pendekatan yang berkembang adalah penambahan logam seperti aluminium sebagai katalis termal. Penambahan logam ini diharapkan dapat mempercepat reaksi kerogen menjadi hidrokarbon melalui modifikasi sifat fisik dan kimia batuan, seperti peningkatan luas permukaan reaksi dan perubahan struktur kristalin mineral (Zhao dkk., 2020). Penambahan logam terutama aluminium telah diteliti sebagai katalis yang mampu mempercepat proses pirolisis kerogen. Penambahan logam ini dapat meningkatkan luas permukaan reaksi, menurunkan suhu aktivasi, dan mempercepat dekomposisi senyawa organik menjadi hidrokarbon (Kok dkk., 2022).

Untuk memahami pengaruh tersebut, dilakukan pengukuran terintegrasi menggunakan *Scanning Electron Microscope* (SEM), *X-Ray Diffraction* (XRD), dan *Thermogravimetric Analysis* (TGA). Teknik SEM diharapkan mampu mengamati perubahan morfologi permukaan dan distribusi pori, yang berperan penting dalam meningkatkan area kontak reaksi (Lan dkk., 2016). Selanjutnya, XRD digunakan untuk mengidentifikasi perubahan fasa mineral dan kristalinitas yang terjadi akibat interaksi antara logam aluminium dan matriks batuan (Saif dkk., 2017). Sementara itu, TGA memberikan informasi kuantitatif terkait perilaku termal batuan, seperti suhu awal reaksi dan laju dekomposisi, yang dapat menunjukkan efektivitas aluminium dalam menurunkan suhu maturasi hidrokarbon (Abu El-Rub dkk., 2020).

Melalui pendekatan ini, diharapkan dapat diperoleh pemahaman yang

menyeluruh terhadap mekanisme percepatan pematangan hidrokarbon akibat penambahan logam aluminium, sehingga berkontribusi dalam pengembangan teknologi eksplorasi migas nonkonvensional yang lebih efisien.

1.2 Permasalahan

Kebutuhan migas di Indonesia semakin bertambah, dimana selama ini eksploitasi migas diambil dari reservoir dan *source rock* migas konvensional, sehingga mengharuskan untuk meningkatkan eksplorasi migas nonkonvensional. Beberapa negara maju telah banyak memulai memproduksi migas nonkonvensional untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negeri maupun kepentingan ekspor. Dalam penelitian ini akan dilakukan kajian untuk menentukan zona target migas nonkonvensional pada sumur-sumur di Cekungan Jawa Timur Utara, sehingga dapat memberikan informasi yang sangat penting tentang keberadaan sumber migas non konvensional. Pada penelitian ini, jenis fluida migas ditentukan berdasarkan nilai permeabilitas, mobilitas, dan transmisibilitas. Sedangkan data geokimia digunakan untuk menentukan tingkat maturasi dan tipe kerogennya. Urgensi (keutamaan) dari penelitian ini adalah bahwa kita harus memulai untuk mengeksplorasi dan memproduksi migas (selanjutnya disebut migas) nonkonvensional untuk memenuhi kebutuhan energi dalam negeri maupun kepentingan ekspor. Migas nonkonvensional berfokus pada keberadaan *source rock* yang memiliki nilai permeabilitas dan porositas yang sangat buruk. Kualitas *source rock* yang baik ditandai dengan nilai *Total Organic Carbon* (TOC) yang tinggi dan sudah *mature*. Namun pada migas nonkonvensional, biasanya *source rock* memiliki kematangan yang masih *immature* sampai dengan *early mature*. Untuk itu dilakukan analisis *Scanning Electron Microscopy* (SEM) dan *X-ray Diffraction* (XRD) serta *Thermogravimetric Analysis* (TGA) dengan melakukan penambahan senyawa organik berupa asam stearat (Ast) dan logam Aluminium yang bertujuan untuk mempercepat laju reaksi perubahan material organik, sehingga dapat mempercepat proses kematangan migas.

1.3 Tujuan Penelitian

Penelitian ini bertujuan sebagai berikut:

1. Menentukan lapisan batuan induk (*source rock*) pada sumur BGS-1, BGS-2, BGS-3, BGS-4, BGS-5, BGS-6 dan BGS-7 di Cekungan Jawa Timur Utara.
2. Menentukan karakterisasi migas nonkonvensional pada sumur BGS-1, BGS-2, BGS-3, BGS-4, BGS-5, BGS-6 dan BGS-7 di Cekungan Jawa Timur Utara.
3. Menentukan persebaran impedansi akustik dan densitas pada *body Shale* di Cekungan Jawa Timur Utara.
4. Menentukan pengaruh penambahan logam Aluminium dan asam stearat untuk mempercepat proses maturasi organik menjadi hidrokarbon pada batuan induk (*source rock*).

1.4 Batasan Penelitian

Pelaksanaan penelitian ini dibatasi pada hal-hal sebagai berikut:

1. Daerah penelitian difokuskan pada lapangan migas nonkonvensional "BGS" Cekungan Jawa Timur Utara.
2. Data *log* sumur yang digunakan berjumlah tujuh sumur, yaitu BGS-1, BGS-2, BGS-3, BGS-4, BGS-5, BGS-6 dan BGS-7. Data *log* sumur yang digunakan berupa *log gamma ray*, *log resistivitas*, *log neutron*, dan *log sonic*. Pada penelitian ini juga menggunakan data geokimia, data seismik, data *checkshot*, dan data marker.
3. Identifikasi *source rock* didasarkan pada nilai TOC (*Total Organic Carbon*) yang mengacu pada klasifikasi kelimpahan material *organic* (Peters dan Cassa, 1994).
4. Penentuan tingkat kematangan dan tipe kerogen hanya dilakukan pada sumur BGS-2, BGS-3, BGS-5, dan BGS-6 karena keterbatasan data geokimia pada daerah penelitian.
5. Analisis zona target migas nonkonvensional didasarkan pada nilai permeabilitas, mobilitas, dan transmisibilitas yang sama-sama bernilai kecil.

6. Pada peta persebaran nilai impedansi akustik dan nilai densitas hanya dilakukan pada wilayah yang mencakup sumur BGS-4 dan BGS-5 karena keterbatasan data.

1.5 Hipotesis

Untuk mengidentifikasi migas nonkonvensional pada *source rock* dimungkinkan berdasarkan nilai permeabilitas <1 mD, nilai mobilitas <10 mD/cP, dan nilai transmisibilitas <100 mDm/Cp dengan jenis fluida minyak atau gas serta memiliki nilai $\text{TOC} \geq 0,5$ %wt. Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk meloloskan fluida, sedangkan mobilitas adalah kemampuan fluida untuk berpindah dari satu tempat ke tempat lain atau pergerakan fluida. Kemudian transmisibilitas adalah laju aliran fluida dalam reservoir. Jika permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas nilainya kecil kemungkinan fluida dalam reservoir tersebut tidak dapat lolos dan dapat ditentukan jenis fluidanya sesuai karakteristik parameter petrofisika tersebut di atas.

Source rock adalah batuan sumber atau tempat di mana minyak pertama kali terbentuk. Pada *source rock* terdapat endapan sedimen yang mengandung banyak bahan organik, karena suhu dan tekanan yang tinggi membuat bahan organik yang ada di *source rock* berubah menjadi hidrokarbon dengan waktu berjuta-juta tahun. *Source rock* memiliki kandungan mineral yang terdiri dari beberapa jenis logam, misalnya seng, silikat, kalsium, magnesium, besi, aluminium dan beberapa jenis logam lainnya. Kandungan logam alami yang terdapat pada *source rock* inilah yang dimungkinkan nantinya membantu dalam proses percepatan pematangan hidrokarbon. Beberapa jenis logam seperti Aluminium dimungkinkan dapat berperan sebagai katalis dalam mempercepat reaksi, karena Aluminium dapat merusak keteraturan struktur kristal penyusun *source rock*, sehingga ikatan rantai hidrokarbon dapat terpotong-potong dan menyebabkan proses pematang hidrokarbon lebih cepat. Selain itu juga, dimungkinkan keberadaan logam Aluminium dalam *source rock* dapat mengakibatkan *source rock* kehilangan massa yang besar dan laju dekomposisi yang tinggi. Hal ini menandakan reaksi pemecahan

(*cracking*) hidrokarbon terjadi lebih cepat dan lebih intensif. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa logam Al sebagai katalisator yang baik. Keberadaan katalis dalam suatu reaksi akan memungkinkan meningkatkan laju reaksi. Meskipun katalis berpengaruh terhadap kecepatan reaksi, namun katalis tidak ikut bereaksi dan tidak mengalami perubahan secara kimiawi pada akhir reaksi. Selain itu, katalis juga berfungsi untuk menurunkan energi aktivasi. Selain logam, penambahan material organik diduga juga bisa mempercepat reaksi, karena akan meningkatkan nilai TOC (*Total Organic Carbon*), sehingga proses maturasinya lebih cepat.

1.6 Kebaruan (*Novelty*) Penelitian

Migas nonkonvensional umumnya diproduksi pada litologi *Shale* atau karbonat, dan *novelty* atau kebaruan penelitian ini adalah untuk mengidentifikasi migas nonkonvensional pada daerah penelitian di Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan parameter permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas yang nilainya kecil pada *source rock* sekaligus reservoir.

Pada migas nonkonvensional, biasanya *source rock* memiliki tingkat kematangan yang masih *immature* sampai dengan *early mature*, oleh sebab itu *novelty* atau kebaruan penelitian ini, yaitu mempercepat reaksi perubahan organik menjadi hidrokarbon dengan dilakukan penambahan Logam Aluminium dan senyawa organik (Asam Stearat) dalam *source rock*. Sebelumnya Dewanto, (2015) telah melakukan penelitian yang hampir serupa dengan penelitian ini, namun yang membedakannya, yaitu jenis logam yang digunakan logam besi (Fe). Berdasarkan hasil analisis termogravimetri pada sampel *source rock* (*Shale* dan karbonat) yang ditambah dengan asam stearat dan logam besi (Fe) yang dilakukan, maka didapatkan hasil nilai kehilangan massa total sebesar $\pm 29,82\%$ (*shale*) dan $\pm 37,35\%$ (karbonat). Sedangkan dalam penelitian ini juga dilakukan analisis termogravimetri pada sampel *source rock* (*Shale* dan karbonat) yang ditambah dengan asam stearat dan logam aluminium (Al) dan didapatkan hasil nilai kehilangan massa total sebesar $\pm 49,54\%$ (*shale*) dan $\pm 47,40\%$ (karbonat). Dari hasil kedua penelitian ini, maka dapat diketahui bahwa logam aluminium lebih unggul berperan

sebagai katalis jika dibandingkan dengan logam besi, karena nilai hasil kehilangan massa total akibat penambahan logam aluminium pada *source rock* lebih besar. Besarnya nilai kehilangan massa total pada analisis termogravimetri ini dapat mengindikasikan bahwa lebih banyak senyawa organik yang terurai dan konversi kerogen menjadi hidrokarbon lebih tinggi. Ini menggambarkan proses pematangan yang lebih cepat dan efisien.

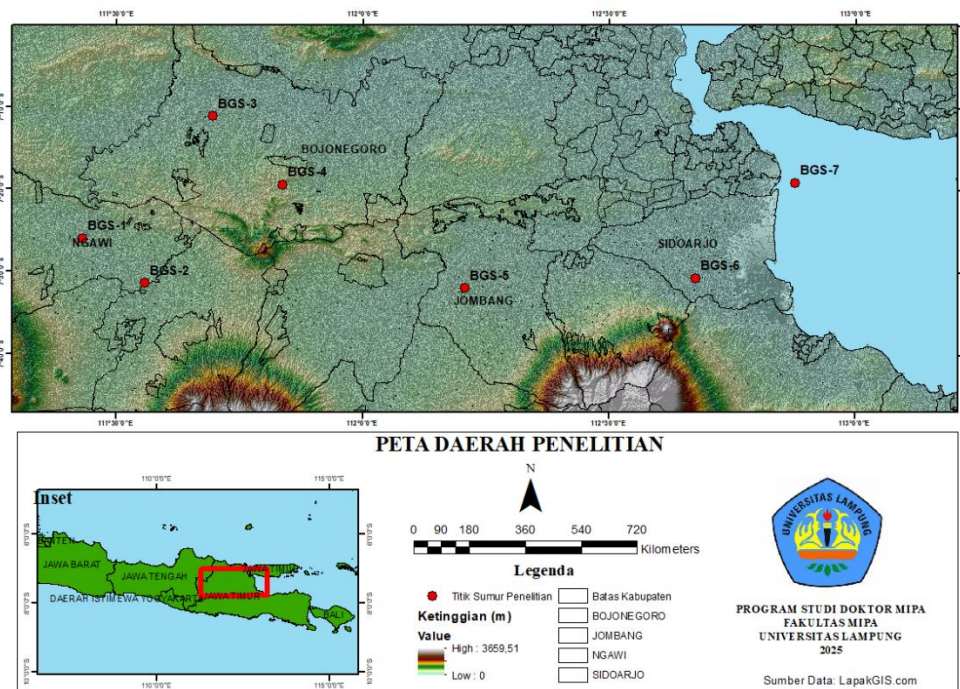
1.7 Manfaat Penelitian

Dengan adanya penelitian ini diharapkan dapat dijadikan sebagai bahan referensi dalam melakukan eksploitasi migas nonkonvensional selanjutnya. Selain itu, dengan adanya penelitian ini juga diharapkan dapat memberikan kontribusi dalam pengembangan ilmu kebumian, khususnya dalam bidang migas nonkonvensional, mendukung upaya diversifikasi sumber energi nasional dengan menggali potensi migas nonkonvensional yang selama ini belum termanfaatkan secara optimal, dan dengan adanya penelitian ini juga membuka peluang pengembangan teknik simulasi pematangan hidrokarbon untuk mempercepat estimasi umur termal kerogen dan prediksi generasi hidrokarbon, yang sangat berguna dalam proses eksplorasi awal.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Daerah Penelitian

Lokasi daerah penelitian yang mencakup sumur BGS-1, BGS-2, BGS-3, BGS-4, BGS-5, BGS-6 dan BGS-7 terletak di Cekungan Jawa Timur Utara. Cekungan Jawa Timur Utara, secara geografis berada pada $007^{\circ} 19' 33.014''$ S dan $111^{\circ} 50' 11.609''$ E. Untuk peta lokasi daerah penelitian ditunjukkan pada **Gambar 2.1**.

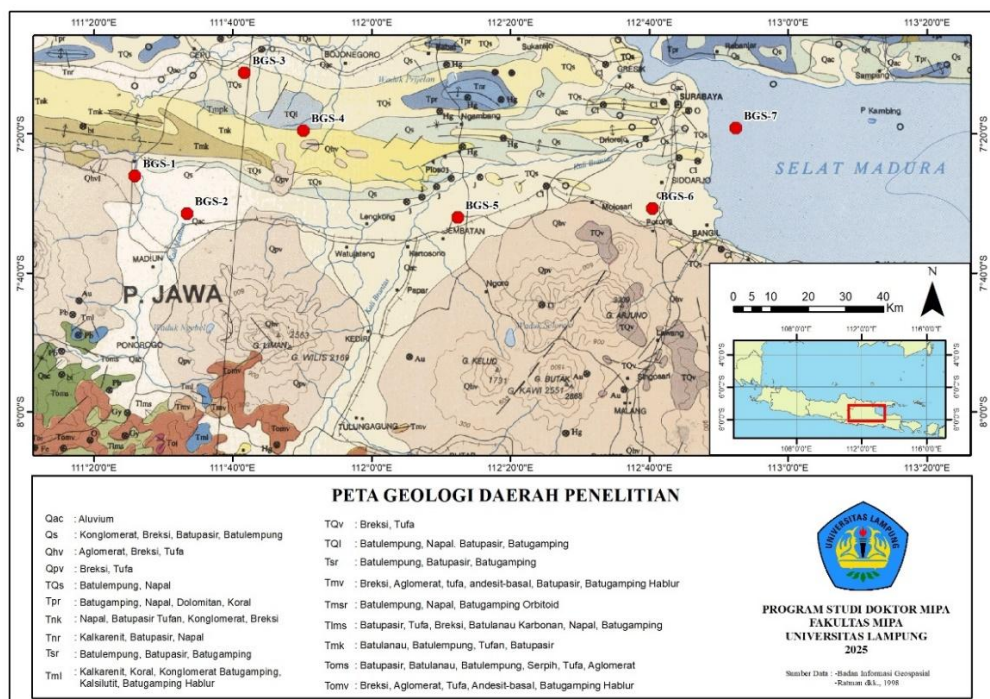


Gambar 2. 1. Peta lokasi daerah penelitian

2.2 Geologi Regional dan Fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara

Secara geologi Cekungan Jawa Timur terbentuk, karena proses pengangkatan dan ketidakselarasan, proses penurunan muka air laut dan pergerakan lempeng tektonik. Struktur geologi daerah Cekungan Jawa Timur umumnya

berupa sesar naik, sesar turun, sesar geser, dan pelipatan yang mengarah Barat - Timur akibat pengaruh gaya kompresi dari arah Utara - Selatan. Tahap awal pembentukan cekungan tersebut ditandai dengan adanya *half graben* yang dipengaruhi oleh struktur yang terbentuk sebelumnya. Tatanan tektonik yang paling muda dipengaruhi oleh pergerakan Lempeng Australia dan Sunda. Secara regional perbedaan bentuk struktural sejalan dengan perubahan waktu (Satyana, 2005). Cekungan Jawa Timur Utara merupakan salah satu Cekungan Tersier di Indonesia bagian barat, hasil interaksi ketiga lempeng yang menghasilkan minyak dan gas bumi, tetapi perkembangan Cekungan Jawa Timur Utara masih menjadi perdebatan sampai sekarang (Sribudiyani dkk., 2003). Adapun geologi regional Cekungan Jawa Timur Utara khususnya daerah penelitian dapat dilihat pada **Gambar 2.2** di bawah ini.



Gambar 2. 2. Geologi regional daerah penelitian (Modifikasi dari Ratman., dkk 1998)

Cekungan Jawa Timur Utara sebelah barat dibatasi oleh Busur Karimunjawa yang memisahkannya dengan Cekungan Jawa Barat Utara, di sebelah selatan dibatasi oleh Cekungan Lombok dan sebelah utara dibatasi Tinggian Paternoster, yang memisahkannya dengan Selat Makasar. Berdasarkan posisinya, Cekungan Jawa Timur Utara dapat dikelompokkan sebagai

cekungan belakang busur dan berada pada batas tenggara dari Lempeng Eurasia. Zona cekungan meliputi Pantai Utara Jawa yang membentang dari Tuban ke arah timur melalui Lamongan, Gresik, dan hampir ke seluruh Pulau Madura (Mudjiono dan Pireno, 2002).

Cekungan Jawa Timur Utara dibagi menjadi tiga bagian besar (Pringgoprawiro, 1983). Adapun 3 pembagian tersebut berturut-turut dari selatan ke utara adalah sebagai berikut:

1. Zona Kendeng

Terletak langsung di sebelah utara deretan gunung api, terdiri dari endapan kenozoikum muda yang pada umumnya terlipat kuat disertai dengan sesar-sesar sungkup dengan kemiringan ke selatan. Panjang Zona Kendeng sekitar 250 km dengan lebar maksimumnya adalah 40 km.

2. Zona Randublatung

Merupakan suatu depresi fisiografi akibat gejala tektonik yang terbentang di antara Zona Kendeng dan Zona Rembang, terbentuk pada kala Pleistosen dengan arah Barat-Timur. Beberapa antiklin pendek dan kubah-kubah berada pada depresi ini. Sepanjang dataran ini mengalir sungai utama, yaitu Sungai Bengawan Solo.

3. Zona Rembang-Madura

Zona Rembang terbentang sejajar dengan Zona Kendeng yang dipisahkan oleh depresi Randublatung, merupakan suatu dataran tinggi terdiri dari antiklinorium yang berarah barat-timur sebagai hasil gejala tektonik Tersier Akhir yang membentuk perbukitan dengan elevasi yang tidak begitu tinggi, rata-rata kurang dari 500 m. Arah memanjang perbukitan tersebut mengikuti sumbu-sumbu lipatan yang pada umumnya berarah barat-timur. Di beberapa tempat sumbu-sumbu lipatan ini mengikuti pola *en-echelon* yang menandakan adanya sesar geser lateral. Zona Rembang merupakan zona patahan antara paparan karbonat di utara (Laut Jawa) dengan cekungan yang lebih dalam di selatan (Cekungan Kendeng). Litologi penyusunnya adalah campuran antara karbonat laut dangkal dengan klastika, serta lempung dan napal laut dalam.



Gambar 2. 3. Peta penampang fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara (Van Bemmelen, 1949)

Berdasarkan **Gambar 2.3**, fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara pada sumur penelitian ini berada pada Zona Rembang dan Zona Kendeng. Zona perbukitan Rembang merupakan suatu perbukitan antiklinorium yang memanjang dengan arah timur-barat di sisi utara Pulau Jawa. Zona ini membentang dari bagian utara Purwodadi hingga ke Pulau Madura. Lipatan-lipatan dengan sumbu memanjang berarah timur-barat, dengan panjang dari beberapa kilometer hingga mencapai 100 km (Antiklin Dokoro di utara Grobogan). Lalu Zona Kendeng, merupakan antiklinorium dengan panjang 250 kilometer, lebar kurang lebih 20 kilometer, dan ketinggiannya kurang lebih 500 meter. Zona ini membentang dari Gunung Ungaran ke arah timur sampai ke daerah Mojokerto, bahkan dapat ditelusuri hingga Madura (van Bemmelen, 1949).

Hal ini didukung oleh Gaol dkk., (2009) yang mengajukan hipotesis berdasarkan hasil penelitiannya yang berjudul “*Aplikasi Pendekatan Metode Gayaberat Dalam Eksplorasi Migas: Studi Geologi Bawah Permukaan Daerah Cekungan Jawa Timur Utara Segmen Lamongan*” mengatakan bahwa berdasarkan anomali gaya berat di Cekungan Jawa Timur Utara di bagian Utara memperlihatkan batuan dasar tinggian dan batuan dasar rendahan pada bagian Selatan. Daerah rendahan ini cenderung lebih datar pada arah Timur dibandingkan dengan arah barat. Hal tersebut ditandai dengan anomali tinggi,

yang merupakan cerminan dari batuan dasar tinggi pada daerah Utara, dan anomali rendah pada daerah Selatan.

2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara

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

Perkembangan tektonik yang berkembang di Cekungan Jawa Timur tidak terlepas dari aktivitas tektonik, yaitu pergerakan Lempeng Samudera IndoAustralia ke arah utara, Lempeng Samudera Filipina dan Pasifik bergerak ke arah barat, dan Lempeng Eurasia yang relatif stabil. Aktivitas tektonik utama yang berlangsung pada umur Plio-Pleistosen, menyebabkan terjadinya pengangkatan daerah regional Cekungan Jawa Timur dan menghasilkan bentuk morfologi seperti sekarang ini. Struktur geologi daerah Cekungan Jawa Timur umumnya berupa sesar naik, sesar turun, sesar geser, dan pelipatan yang mengarah Barat-Timur akibat pengaruh gaya kompresi dari arah Utara-Selatan.

Terdapat tiga tahap orogenesis yang berpengaruh di Cekungan Jawa Timur Utara, yaitu:

1. Kapur Atas-Eosen Tengah dimana pada Kapur Akhir terjadi deformasi kompresi mengikuti tumbukan Lempeng Laut Jawa bagian timur dengan Paparan Sunda. Pada Eosen terjadi *rifting* yang diikuti oleh aktifnya kembali sesar naik pra-Eosen dan pembentukan sesar normal.
2. Miosen Tengah dimana orogenesis ditandai oleh peristiwa regresi dan hiatus di daerah Cepu yang dicirikan oleh perubahan fasies dan transgresi zona

sesar RMKS (Rembang-Madura-Kangean-Sakal) yang merupakan *wrenching left lateral*.

3. Pliosen-Plistosen dimana pada Pliosen akhir terbentuk lipatan hingga Plistosen akhir dan aktivitas vulkanik busur Sunda-Jawa dimulai pada Pliosen akhir sampai saat ini.

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

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

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

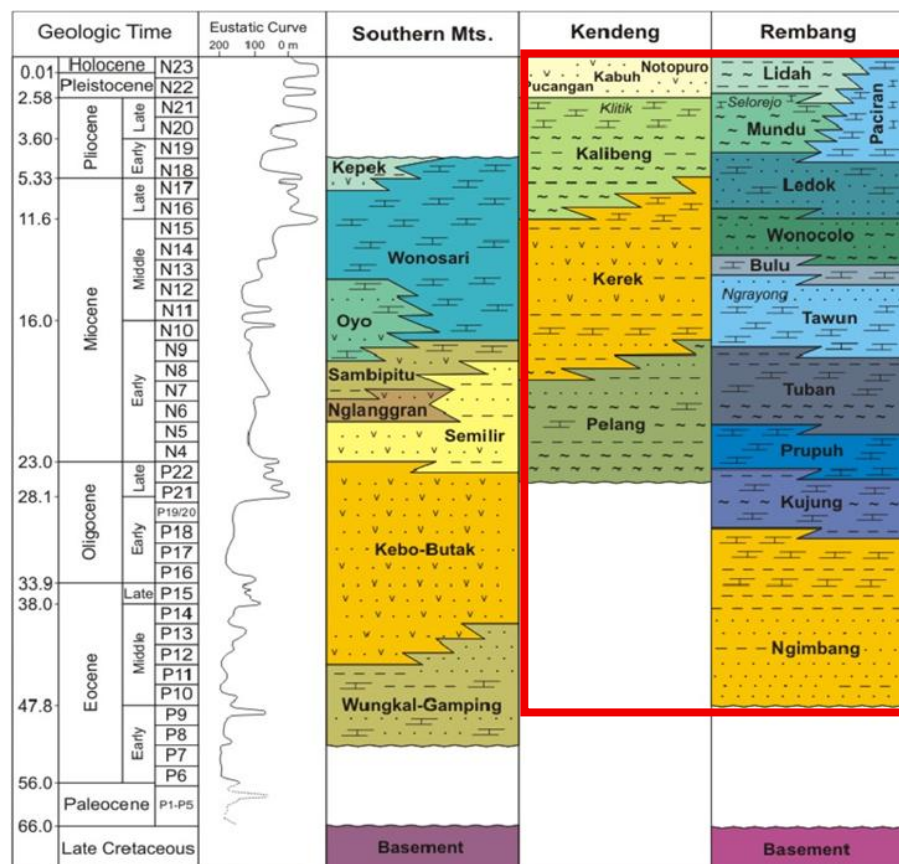
Tenggara Paparan Sunda akibat pemekaran busur belakang. Periode kompresi terjadi pada Miosen Awal yang mengakibatkan reaktivitas sesar-sesar yang telah terbentuk sebelumnya mengakibatkan pengangkatan dari graben yang sebelumnya terbentuk menjadi tinggian yang sekarang disebut *Central High* (Ponto, 1996).

Dari Utara ke Timur, kenampakan struktur utama dalam wilayah tarikan ini adalah Busur Karimunjawa, Palung Muria, Busur Bawean, dan Tinggian Tuban - Madura Utara. Pengangkatan pada waktu Oligosen Awal menghentikan proses - proses pengendapan dan menyebabkan erosi yang luas. Periode selanjutnya adalah periode tektonik tenang dan akumulasi endapan karbonat hingga Miosen Awal. Periode terakhir adalah periode tektonik kompresi mulai dari Miosen Akhir hingga sekarang. Sesar-sesar normal yang membentuk *horst* dan *graben* teraktifkan kembali, sehingga menghasilkan struktur-struktur terbalik (*inverted relief*) (Hamilton, 1979).

2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

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

Pada stratigrafi regional daerah penelitian termasuk ke dalam Zona Rembang dan Zona Kendeng yang merupakan bagian dari cekungan sedimen Jawa Timur (Bemmelen, 1949). Menurut Pringgoprawiro (1983) satuan penamaan litostratigrafi di Zona Rembang dengan urutan tua ke muda, yaitu Formasi Ngimbang, Formasi Kujung, Formasi Prupuh, Formasi Tuban, Formasi Ledok, Formasi Mundu, Formasi Paciran, dan Formasi Lidah. Formasi yang paling tua diduga merupakan Formasi Ngimbang yang letaknya berada di atas batuan dasar (Bintarto dkk., 2020) dan berkembang dalam fase *Eocene* hingga *Late Miocene* (Doust dan Noble, 2008). Pada satuan penamaan litostratigrafi di zona Kendeng dengan urutan tua ke muda, yaitu Formasi Pelang, Formasi Kerek, Formasi Banyak, Formasi Kalibeng, Formasi Pucangan, Formasi Kabuh dan Formasi Notopuro. Berikut adalah formasi yang menyusun zona Rembang menurut Husein, (2015) yangunjukkan pada **Gambar 2.4** di bawah ini.



Gambar 2. 4. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara (Husein, 2015)

Berikut merupakan urutan formasi batuan pada Zona Rembang sebagai berikut.

a. Batuan Dasar Pra-Tersier Batuan dasar

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

b. Formasi Pre-Ngimbang

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

c. Formasi Ngimbang

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

d. Formasi Kujung

Formasi Kujung merupakan satuan stratigrafi tertua yang tersingkap, terutama tersusun oleh batulempung dengan sisipan batugamping dan

batupasir, terutama di bagian bawah. Batugamping di bagian bawah ini sering disebut sebagai Batugamping Kranji. Formasi ini diendapkan lingkungan paparan tengah hingga paparan luar (Husein, 2016). Menurut Satyana dan Djumlati (2003), Formasi Kujung dibagi menjadi tiga unit secara berurutan yang paling tua, yaitu Kujung III yang terdiri dari material klastik atau *clastic-rich*, Kujung II berisi batuan karbonat sikuen transgresi laut dangkal dan *Shale* serta terdapat karbonat *build ups* secara lokal pada daerah tinggian, Kujung I (Anggota Prupuh) terdiri dari batuan karbonat hasil endapan energi tinggi yang menghasilkan *clean limestone* dan umumnya berkembang *build ups* berupa *pinnacle reef*.

e. Formasi Prupuh

Formasi Prupuh adalah formasi berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal yang umumnya tersusun dari batugamping bioklastik berlapis tebal, keras, yang berlapis dengan batugamping kapuran berwarna putih kotor. Formasi Prupuh selaras terhadap Formasi Kujung di bawahnya dan terhadap Formasi Tuban yang ada di atasnya.

f. Formasi Tuban

Formasi Tuban adalah formasi berumur Miosen Awal, terdiri atas perlapisan batulempung yang bersifat monoton dengan beberapa sisipan batugamping. Lingkungan pengendapan diduga terjadi pada lingkungan laut dalam. Formasi ini secara umum tersusun oleh klastika karbonat dalam bentuk *packstone-wackestone*, yang mengandung fosil foraminifera besar disertai dengan fragmen koral dan alga. Salah satu Formasi berumur Neogen (Miosen Awal-Miosen Tengah), yaitu Formasi Tuban yang tersingkap di daerah Tuban dimana tersusun atas batulempung, napal, lempung pasiran dan serpih dan diendapkan dilingkungan transisi hingga laut dalam (Hartono dan Suharsono, 1997).

g. Formasi Tawun

Formasi Tawun adalah formasi yang diperkirakan berumur Miosen Awal hingga Tengah. Formasi ini tersusun oleh beberapa perselingan antara batulempung pasir dengan batupasir dan batugamping yang kaya akan foraminifera golongan *orbitoid*. Dengan batupasir yang cukup keras berwarna kemerahan, sebagian bersifat gampingan dan sebagian lagi tidak. Sementara batugampingnya cenderung berwarna coklat muda hingga abu-abu muda, berbutir halus sampai sedang.

h. Formasi Ngrayong

Formasi Ngrayong adalah formasi yang berada di antara Formasi Tawun dan Formasi Bulu dan diperkirakan berumur Miosen Tengah. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batugamping dan batulempung sedangkan bagian atas terdiri dari batupasir dengan sisipan batugamping. Batupasir pada formasi ini merupakan reservoir utama pada lapangan-lapangan minyak di daerah Cepu dan sekitarnya. Ketebalan rata-rata mencapai 300 m tetapi menipis ke arah selatan dan juga ke arah timur, hal ini terjadi akibat perubahan fasies menjadi batulempung.

i. Formasi Bulu

Formasi Bulu adalah formasi yang diperkirakan berusia Miosen Tengah, terletak di atas batupasir Ngrayong mempunyai penyebaran yang luas di Antiklinorium Rembang Utara., formasi ini tersusun oleh kalkarenit berlempeng (*platty sandstones*) dengan sisipan napal pasir. Formasi ini memiliki kecenderungan menjadi semakin tebal di bagian arah barat dengan ketebalannya mencapai 300 m, sementara di arah bagian timur ketebalan hanya 80 m.

j. Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo adalah formasi yang didominasi oleh batunapal dan batulempung tak berlapis. Bagian bawahnya didominasi oleh batugamping pasir dan batupasir gampingan, yang secara umum menunjukkan gejala

pengendapan transgresif. Formasi ini mencapai ketebalan kurang lebih 500 meter, dan menunjukkan kecenderungan peningkatan ketebalan ke arah selatan. Pengendapannya terjadi pada Miosen Tengah – Akhir.

k. Formasi Ledok

Formasi Ledok adalah formasi yang berumur Miosen Tengah hingga Pliosen Awal. Penyusun utama formasi ini terdiri atas perselingan antara batupasir berlempeng-lempeng dan beberapa sisipan napal. Batupasirnya memiliki warna kehijauan hingga kecoklatan dan berbutir halus hingga sedang dengan komposisi mineral terdiri dari kuarsa, fragmen kalsit serta glaukonit. Ketebalan Formasi Ledok diperkirakan mencapai 230 m. Ke arah utara, formasi ini memiliki kecenderungan berangsur-angsur berubah menjadi Formasi Paciran.

l. Formasi Mundu

Formasi Mundu adalah formasi yang berusia Pliosen Tengah. Formasi ini tersusun oleh napal masif berwarna abu-abu muda hingga putih kekuning-kuningan. Pada bagian atas dari formasi ini secara berangsur berubah menjadi batugamping pasir. Ketebalan dari Formasi Mundu diperkirakan cenderung bertambah ke arah selatan hingga mencapai 700 meter.

m. Formasi Selorejo

Formasi Selorejo adalah formasi yang tersusun oleh perselingan antara batugamping napal hingga batugamping pasir dianggap sebagai Anggota Formasi Mundu tersingkap bagus di Sungai Gadu. Ketebalan satuan ini mencapai 100 m. Formasi Selorejo dianggap sebagai anggota dari Formasi Mundu yang mana umur dari formasi ini diperkirakan Pliosen Tengah-Akhir.

n. Formasi Lidah

Formasi lidah adalah formasi yang tersusun oleh batulempung yang berwarna kebiruan dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir tersusun

stratotype oleh batulempung hitam dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir dan lensa-lensa *fossiliferous grainstone/rudstone (coquina)*. Formasi ini berumur Plio-Plistosen.

o. Formasi Paciran

Formasi Paciran adalah formasi yang tersusun oleh batugamping masif umumnya merupakan batugamping terumbu tersebar di utara Zona Rembang dari wilayah Tuban, Lamongan dan Gresik umur Pliosen Awal hingga Plistosen. Diketahui bahwa beberapa tempat batuan ini telah terbentuk pada umur yang lebih tua, semasa dengan pembentukan Formasi Ledok dan Wonocolo di bagian utara, serta semasa dengan Formasi Mundu dan Lidah di Selatan.

Stratigrafi penyusun Zona Kendeng merupakan endapan laut dalam di bagian bawah yang semakin ke atas berubah menjadi endapan laut dangkal dan akhirnya menjadi endapan non laut. Endapan di Zona Kendeng merupakan endapan turbidit klastik, karbonat dan vulkaniklastik. Stratigrafi Zona Kendeng terdiri atas 7 formasi batuan,urut dari tua ke muda sebagai berikut (Rahardjo, 2004):

a. Formasi Pelang

Formasi Pelang merupakan formasi tertua yang tersingkap di Mandala Kendeng. Formasi ini tersingkap di Desa Pelang, Selatan Juwangi. Dari bagian yang tersingkap tebal terukurnya berkisar antara 85 meter hingga 125 meter (de Genevraye dan Samuel, 1972). Litologi berupa napal dan napal lempungan dengan lensa kalkarenit bioklastik yang banyak mengandung fosil foraminifera besar.

b. Formasi Kerek

Formasi Kerek ini berupa perselang-selingan antara lempung, napal, batupasir tuf gampingan dan batupasir tufaan. Lokasinya berada di Desa Kerek, tepi sungai Bengawan Solo, ± 8 km ke utara Ngawi. Formasi Kerek

memiliki karakteristik dalam litologinya berupa perulangan perselingan batulempung, napal, batupasir tuf gampingan dan batupasir tufan. Perulangan ini menunjukkan struktur sedimen yang khas, yaitu perlapisan bersusun (*graded bedding*). Lokasi pengendapan berada di Desa Kerek, tepi sungai Bengawan Solo (Pringgoprawiro, 1983).

c. Formasi Banyak

Formasi ini terdiri dari perselingan antara tuf, batupasir tuf, breksi tuf gampingan, breksi vulkanik, dan napal tufan yang banyak mengandung fosil *Globigerina*, sedangkan komposisi batuan vulkaniknya bersifat andesitan (Bemmelen, 1949). Struktur sedimen berupa lapisan bersusun (*graded bedding*) dan paralel laminasi menunjukkan terdapat adanya pengaruh arus turbidit. Pringgoprawiro memberikan umur N17-N18 (Miosen Atas) berdasarkan kandungan foraminifera planktonik, dengan lingkungan sedimentasi neritik luar (Pringgoprawiro, 1983).

d. Formasi Kalibeng

Formasi ini terdiri dari batuan yang lebih tua merupakan batulempung anggota formasi kalibeng dengan ciri tidak berlapis, merupakan fasies laut dalam. Bagian paling atas dari anggota ini, yaitu lempung abu-abu kekuningan yang mengandung foraminifera planktonik yang diindikasikan berumur Pliosen Awal. Di atas anggota batulempung terdapat anggota batulanau dan batugamping yang merupakan endapan laut dangkal. Batulanau mengandung moluska dan foraminifera bentonik. Sementara batu gamping pada bagian bawah terdapat coral dan moluska, dan bagian paling atas merupakan *marl* (napal) fragmen karbonat terdapat foraminifera planktonik.

e. Formasi Pucangan

Formasi Pucangan berumur Pleistosen Awal – Pleistosen Akhir, terdiri atas batupasir kasar-konglomeratan, batupasir, batupasir tufaan, dan lempung hitam yang mengandung moluska air tawar. Di Zona Kendeng bagian barat

dan tengah, Formasi Pucangan berkembang sebagai fasies daratan. Sedangkan di bagian timur Zona Kendeng, Formasi Pucangan merupakan endapan laut dangkal (Husein, 2015).

f. Formasi Kabuh

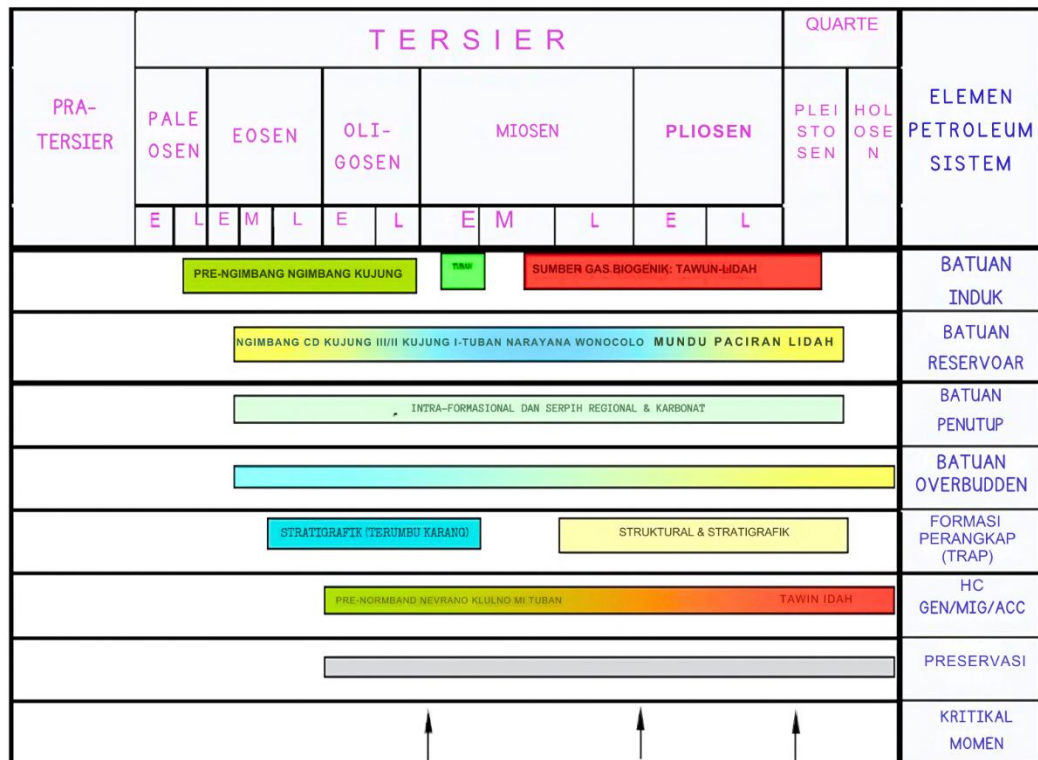
Formasi Kabuh tersusun dari perlapisan batupasir kasar-konglomeratan dengan perlapisan silang-siur, batupasir, batulempung, tuf, lensa konglomerat, dan fosil vertebrata. Pada bagian barat dan tengah Zona Kendeng, Formasi Kabuh terendapkan di lingkungan darat, sedangkan pada Zona Kendeng bagian timur Formasi Kabuh mempunyai fasies yang beragam, fasies darat berangsur-angsur berubah menjadi fasies laut yang makin ke atas berubah ke batuan vulkanik yang diendapkan pada lingkungan transisi (Pringgoprawiro, 1983).

g. Formasi Notopuro

Formasi ini terdiri dari batuan tuf berseling dengan batupasir tufan, breksi lahar dan konglomerat vulkanik. Makin ke atas sisipan batupasir tufan semakin banyak dan terendapkan secara selaras di atas Formasi Kabuh, berada sepanjang Pegunungan Kendeng dengan ketebalan lebih dari 240 meter. Umur dari formasi ini adalah Pleistosen Akhir dan berupa endapan lahar di daratan (Pringgoprawiro, 1983).

2.5 Sistem Petroleum Cekungan Jawa Timur Utara

Sistem petroleum (*petroleum system*) adalah sebuah konsep yang menjelaskan sistem berkesinambungan yang memungkinkan terbentuknya migas di bawah permukaan. Secara struktur dan stratigrafi, Cekungan Jawa Timur Utara merupakan cekungan *back arc* atau cekungan busur belakang Indonesia terkompleks yang juga merupakan *most wanted area* untuk *petroleum system* di Indonesia (Satyana 2008). Pada Cekungan Jawa Timur Utara terdapat beberapa elemen sistem petroleum yang diantaranya adalah *source rock*, *reservoir*, *trap*, *seal*, serta migrasi yang dapat dilihat pada **Gambar 2.5** di bawah ini.



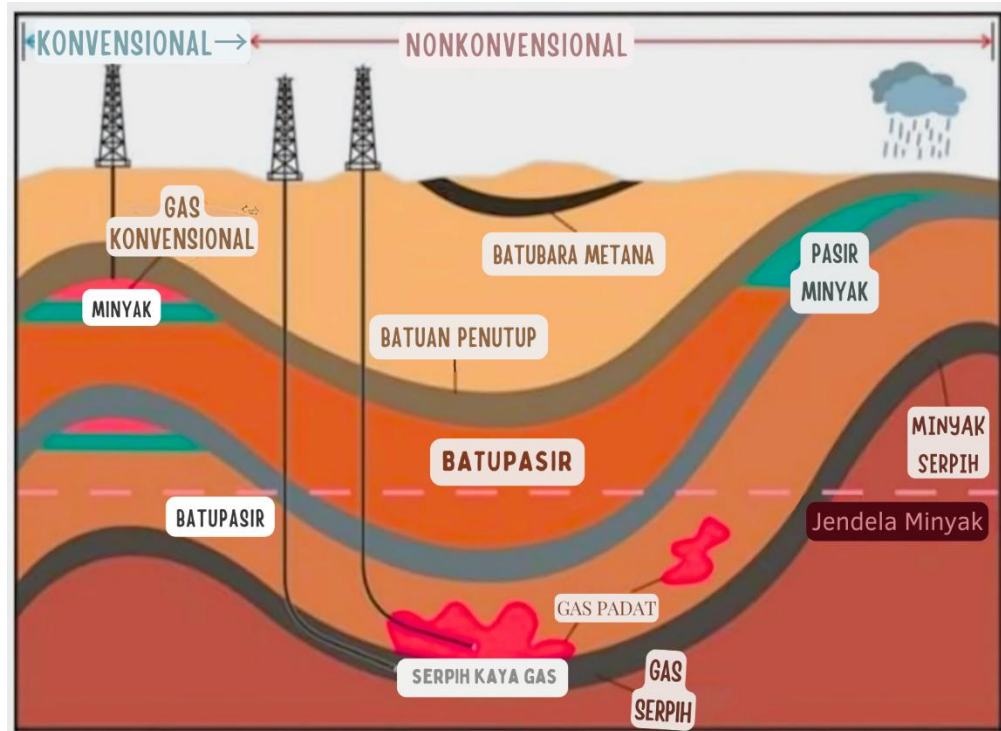
Gambar 2. 5. *Petroleum System Chart* Cekungan Jawa Timur Utara (Pertamina, 2002).

Berdasarkan **Gambar 2.5** di atas, maka dapat diketahui bahwa Cekungan Jawa Timur Utara memiliki *petroleum system* yang sangat kompleks. Dewi dkk., (2018) menyatakan bahwa *source rock* di Cekungan Jawa Timur Utara dihasilkan dari *Shale* pada Formasi Ngimbang selama kala Eosen dan menyatakan bahwa minyak yang ada di Cekungan Jawa Timur Utara berasal dari formasi tersebut. Sementara menurut Pradono dan Rakasiwi, (2018) material *source rock* pada Cekungan Jawa Timur Utara terbentuk pada Formasi Ngimbang Pertengahan Eosen yang terdiri atas batupasir, batulanau, batukapur, *Shale*, dan batu bara. Selain *source rock*, juga terdapat batuan reservoir. Batuan reservoir di Cekungan Jawa Timur menurut Sinulingga dan Ramdhan, (2017) berada pada Formasi Ngrayong yang memiliki akumulasi batupasir kuarsa yang cukup besar dan mengendap di atas lapisan *Shale* dan *Limestone* dari Formasi Tuban, dan diperkirakan berumur Miosen Tengah. Cekungan Jawa Timur Utara memiliki batuan *seal* yang merupakan *Shale* dari bagian Formasi Tuban, Formasi Wonocolo, dan Formasi Ngimbang. *Trap* di Cekungan Jawa Timur Utara berupa karbonat yang *ter-build up* dan lebih dominan yang

terbentuk pada Oligosen Akhir hingga Miosen Awal dan umumnya merupakan *trap* struktural antiklin yang terjadi akibat adanya inversi sesar (Bintarto dkk., 2020). Menurut Fatahillah dkk., (2016) proses migrasi di Cekungan Jawa Timur Utara dimulai dari Formasi Ngimbang dan Formasi Kujung pada Oligosen Awal – Miosen Awal, dan berlanjut sampai saat ini. Proses migrasi hidrokarbon tersebut yang memungkinkan terakumulasinya hidrokarbon di Formasi Ngrayong yang baru terbentuk pada Miosen Tengah. Proses migrasi ini didukung dengan kondisi bahwa pada Formasi Ngrayong dan Formasi Kujung memiliki sistem zona berpori baik serta terdapat patahan-patahan sehingga dapat menjadi alasan kuat bagi migrasi hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Utara.

Cekungan Jawa Timur Utara memiliki reservoir migas konvensional dan juga migas nonkonvensional. Namun pada penelitian ini akan difokuskan pada migas nonkonvensional. Migas nonkonvensional adalah jenis migas yang mampu menghasilkan sumber daya berupa *Shale oil* (minyak serpih) atau *tight oil*, *Shale gas* (*gas Shale*) atau *tight gas*, serta CMG (*Coalbed Methane Gas*) atau gas yang dihasilkan dari lapisan batubara (Zendehboudi dan Bahadori, 2017a dan 2017b). Jenis migas ini menurut Zhang dkk., (2016) umumnya terakumulasi di reservoir yang mempunyai kualitas yang sangat buruk, karena umumnya berupa *Shale* atau di sekitarnya yang memiliki pori yang tidak saling berhubungan, atau dengan kata lain permeabilitasnya sangat rendah (Katz dkk., 2021).

Batuan induk (*source rocks*) pada MNK (migas non konvensional) berupa *Shale* yang disertai *tight* laminasi dari *siltstone* atau *sandstone*, sehingga disebut sebagai *Shale* migas, sebab masih berada pada formasi yang didominasi *Shale* (Lemigas, 2020). *Shale* berperan sebagai *source rock* dan *trap*, karena permeabilitasnya yang rendah. Jika dari lima elemen *petroleum system* migas konvensional ditemukan pada satu lokasi yang sama, maka dapat disebut sebagai sumber migas nonkonvensional. Adapun *petroleum system* nonkonvensional dapat dilihat dari **Gambar 2.6** di bawah ini.



Gambar 2. 6. *Petroleum system konvensional dan nonkonvensional* (Zendeboudi, 2017a)

Migas ini umumnya terakumulasi di reservoir yang kualitasnya sangat buruk, karena berada dalam batuan seperti *Shale*, atau di sekitarnya yang memiliki pori yang tidak saling berhubungan, sehingga permeabilitasnya sangat rendah (Katz dkk., 2021). Petroleum System nonkonvensional juga unik, karena seluruh sistemnya terkandung langsung di dalam batuan induk (*source rocks*) yang kaya akan material organik. Ada tiga model yang menjelaskan hubungan antara reservoir dan batuan sumber (*source rock*) dalam proses migrasi migas:

a. Model Masif

Model ini menggambarkan situasi di mana migas tertahan secara masif di dalam batuan induk (*source rock*). Dalam kondisi ini, migrasi migas terjadi hanya melalui pergerakan tetesan migas dari pinggiran atau area margin batuan sumber. Migas yang terperangkap di reservoir tidak terhubung dengan batuan sumber secara langsung. Model masif menciptakan tantangan bagi migrasi migas, karena migas harus bergerak melalui batuan sumber (*source rocks*) yang tidak terlalu permeabel.

b. Model *Sandwich*

Dalam model ini, reservoir terletak di antara dua lapisan batuan sumber (*source rock*) yang berkembang dengan baik. Lapisan batuan sumber di atas dan di bawah reservoir berkontribusi secara signifikan pada penyediaan migas ke dalam reservoir. Migas yang dihasilkan oleh batuan sumber di atas dan di bawah reservoir dapat bergerak secara vertikal ke reservoir dan terperangkap di dalamnya. Model *sandwich* cenderung menciptakan potensi migrasi yang lebih efisien karena terdapat dua jalur migrasi yang mungkin.

c. Model Tumpang Tindih

Model tumpang tindih mencirikan situasi di mana reservoir dan batuan sumber memiliki hubungan yang lebih dekat, bahkan saling tumpang tindih. Dalam kondisi ini, reservoir dan batuan sumber saling bersentuhan atau hampir bersentuhan secara lateral. Hal ini memungkinkan migas untuk bermigrasi lebih mudah dari batuan sumber ke reservoir, karena jarak migrasi lebih pendek. Model tumpang tindih biasanya menyediakan jalur migrasi yang efisien dan dapat mendukung akumulasi migas yang signifikan di reservoir.

Gas serpih termasuk dalam salah satu dari jenis migas nonkonvensional. Menurut (Curtis, 2002) gas serpih merupakan gas alam yang terserap ke dalam permukaan partikel yang berukuran halus atau kerogen, atau tersimpan di dalam rekahan dan pori berukuran mikro pada serpih yang kaya 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. Kemudian 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. Dalam reservoir gas serpih, formasi serpih kaya migas dapat bertindak sebagai reservoir gas maupun sebagai batuan induk dari gas.

Rendahnya permeabilitas yang terdapat pada gas serpih mengakibatkan gas tidak dapat mengalir secara alami. Oleh karena itu diperlukan teknologi pemboran, yakni dengan menggunakan *hydraulic fracturing* dan pemboran horizontal pada serpih agar gas yang terdapat pada serpih dapat mengalir. Proses ini dilakukan dengan memompakan air dengan campuran senyawa kimia tertentu dengan tekanan tinggi yang cukup membuat rekahan pada serpih gas (Khan, 2016). Tekanan ini membuat rekahan baru agar gas serpih dapat keluar dari pori batuan dan mengalir ke permukaan. Sistem migas nonkonvensional juga tidak memerlukan perangkat, tidak seperti reservoir konvensional.

2.6 Teori Dasar

1.6.1 *Well Logging*

Well logging merupakan metode penelitian yang mempelajari karakter fisik batuan suatu formasi dari pengamatan dan perhitungan parameter fisik batuan dari pemboran. Parameter fisik tersebut berupa sifat porositas, resistivitas, temperatur, densitas, permeabilitas dan kemampuan cepat rambat yang direkam oleh gelombang elektron dalam bentuk kurva (Harsono, 1997). *Well Logging* merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Pratama, 2013). Metode *well logging* menghasilkan tingkat akurasi data yang relatif tinggi dibandingkan dengan metode lain, sehingga metode ini masih menjadi pilihan utama perusahaan dalam melakukan eksplorasi meskipun memerlukan biaya yang relatif mahal (Khasanah dkk., 2019).

Well logging merupakan metode pengukuran satu atau lebih kuantitas fisik di dalam atau di sekitar lubang sumur relatif terhadap kedalaman sumur atau terhadap waktu atau keduanya. Dalam hal ini digunakan kombinasi alat perekaman log *gamma ray*, log densitas dan log kaliper (Suardi, 2012). Menurut Hustrulid dan Bullock (2001), *well logging* sebuah teknik yang umumnya digunakan dalam eksplorasi mineral maupun minyak dan gas bumi

untuk menganalisis formasi geologi yang dibor. Umumnya pada *well logging* data data batuan hasil pengeboran (*coring data*) akan dianalisis di laboratorium untuk mengetahui sifat asli perlapisan, selain itu juga dihasilkan data sumur (berupa data log) yang menyajikan data yang dapat digunakan dalam analisis petrofisika dan interpretasi geologi, hingga perhitungan *resource*.

Konsep dasar *well logging* merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan terhadap kedalaman lubang bor. Sesuai dengan tujuan *logging*, yaitu menentukan besaran-besaran fisik batuan maka dasar dari *logging* itu sendiri adalah sifat-sifat fisik atau petrofisik dari batuan (Harsono, 1997). Petrofisika adalah salah satu cabang ilmu geofisika yang mempelajari sifat fisik batuan (Ahsanitaqwm, 2016).

Pendapat lain menjelaskan bahwa *well logging* merupakan metode untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan kedalam lubang sumur yang dapat dilakukan saat pemeboran berlangsung atau setelah pemboran. Dengan metode *well loging* akan didapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, permeabilitas dan kejenuhan migas untuk evaluasi formasi dan identifikasi litologi bawah permukaan. Metode ini merupakan suatu metode yang dapat memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kualitatif dan kuantitatif adanya migas. Dari interpretasi kualitatif diperoleh identifikasi tipe batuan, pendeteksian adanya migas, pendeteksian adanya lapisan permeabel, dan penentuan batas reservoir. Sedangkan dari interpretasi kuantitatif diperoleh harga porositas, saturasi fluida dan indeks permeabilitas. Dasar-dasar interpretasi log kuantitatif adalah pemahaman sifat petrofisika batuan, penentuan besaran petrofisika dari log, penggunaan *soft ware* untuk interpretasi dan pemahaman kegunaan hasil interpretasi hasil log sumur (Dewanto, 2009).

1.6.2 Jenis-Jenis Log

Log adalah suatu grafik kedalaman atau waktu dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur. Terdapat enam jenis *log* yang biasa digunakan dalam *well logging*, yaitu:

a. *Log Gamma Ray*

Prinsip *log gamma ray* adalah suatu rekaman tingkat radioaktivitas alami yang terdiri dari tiga unsur, yaitu *uranium* (U), *thorium* (Th), dan *potasium* (K) yang ada pada batuan. Sinar *gamma* sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan yang tidak permeabel, karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam serpih yang tak permeabel, dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang secara umum adalah permeabel. Biasanya lumpur bor mengandung sejumlah unsur potasium, karena zat *potassiumchlorida* ditambahkan ke dalam lumpur untuk mencegah pembengkakan serpih. Radioaktivitas dari lumpur akan mempengaruhi pembacaan *log gamma ray* berupa tingkatan latar belakang radiasi yang tinggi. Koreksi pengaruh unsur potasium lumpur ini hanya ada pada alat NGT.

Secara sederhana prinsip dari log GR adalah mengukur dan merekam sifat radioaktivitas dari lapisan bumi. Sifat Radioaktif GR tersebut terus-menerus dipancarkan dalam bentuk pulsa-pulsa radiasi tinggi dari unsur-unsur *Uranium*, *Thorium*, dan *Potasium* yang umumnya terdapat pada batuan (Harsono, 1997). Menurut Schlumberger (1989), umumnya log GR menunjukkan adanya kandungan *Shale* pada sebuah formasi, hal ini dikarenakan unsur-unsur radiaktif cenderung terkonsentrasi pada *Shale* dan *clay*. *Clean formation* (Formasi bersih) umumnya memiliki lebih sedikit kandungan radioaktif, seperti batupasir (log GR rendah). Oleh karena itu log GR biasanya digunakan sebagai justifikasi awal untuk penentuan jenis lapisan *Shale* atau batupasir.

Dalam pelaksanaannya, pengukuran *log gamma ray* dilakukan dengan menurunkan instrumen *log gamma ray* kedalam lubang bor dan merekam

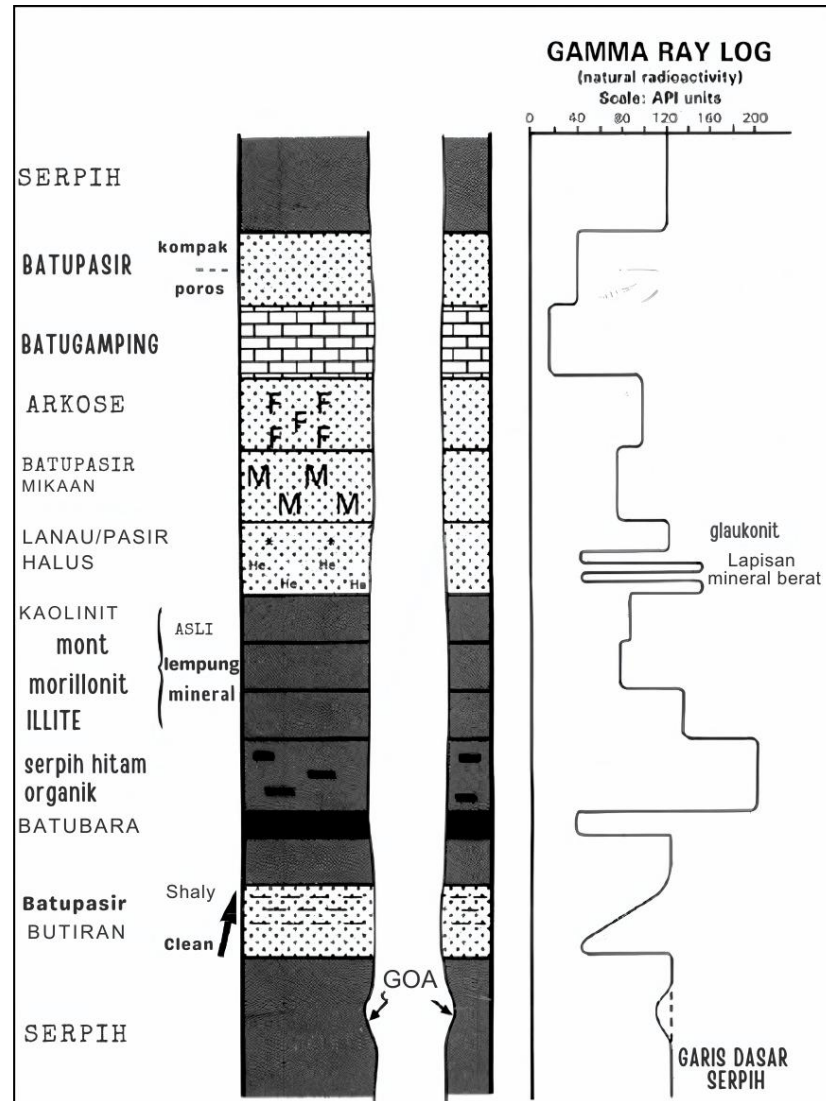
radiasi sinar *gamma* untuk setiap interval tertentu. Biasanya interval pada perekaman *gamma ray* secara vertikal sebesar 0,5 ft. Sinar *gamma* dapat menembus logam juga semen, maka *logging gamma ray* ini dapat dilakukan pada lubang bor yang telah dipasang *casing* maupun yang telah dilakukan *cementing*.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

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 $R_{mf} = R_w$), atau saat log SP tidak dioperasikan dikarenakan penggunaan lumpur pengeboran yang bersifat nonkonduktif.

Secara khusus *log gamma ray* berguna untuk definisi lapisan permeabel di saat SP tidak berfungsi, karena formasi yang sangat resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ($R_{mf} = R_w$), atau juga ketika SP tidak dapat direkam, karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (*oil base mud*). Korelasi dari sumur ke sumur sering dilakukan dengan menggunakan *log gamma ray*, dimana sejumlah tanda-tanda perubahan litologi hanya terlihat pada *log gamma ray*.

Ringkasan dari kegunaan *Log GR*, adalah sebagai berikut:

1. Evaluasi kandungan serpih.
2. Menentukan lapisan permeabel.
3. Evaluasi biji mineral yang radioaktif maupun yang tidak radioaktif.
4. Korelasi *log* pada sumur yang berselubung.
5. Korelasi antar sumur (Harsono, 1997)



Gambar 2. 7. Respon log *gamma ray* terhadap litologi (Rider, 2002)

Untuk melewati suatu materi, *gamma ray* bertumbukan dengan atom dari zat penyusun formasi. *gamma ray* akan kehilangan energinya setiap kali mengalami tumbukan, setelah energinya hilang, *Gamma ray* diabsorpsi oleh atom formasi melalui suatu proses yang disebut efek fotoelektrik (Ellis dan Singer, 2008).

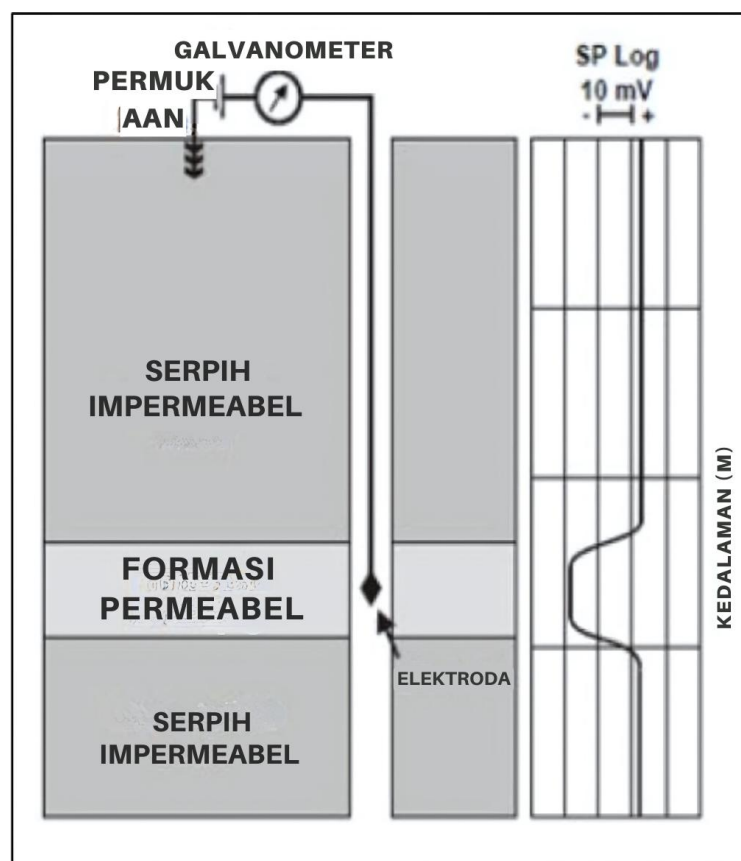
b. Log *Spontaneous Potential* (SP)

Log SP ialah rekaman beda potensial antara elektroda yang bergerak secara alami pada sumur bor dan elektroda yang berada di permukaan. *Log SP* tidak dapat digunakan pada lumpur pemboran yang bersifat non konduktif.

Menurut Asquith (2004) kegunaan dari *log SP* ialah:

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

Pada *log SP*, apabila terdefleksi ke arah kiri merupakan zona permeabel seperti *sandstone* dan apabila tidak terdefleksi merupakan zona non permeabel seperti *Shale* yang ditunjukkan pada **Gambar 2.8**.



Gambar 2. 8. Log *spontaneous potential* (Glover, 2007)

c. Log Densitas

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

intensitas energi tertentu menembus formasi/batuan. Batuan terbentuk dari butiran mineral, mineral tersusun dari atom-atom yang terdiri dari proton dan elektron. Partikel sinar gamma membentur elektron-elektron dalam batuan. Akibat benturan ini sinar gamma akan mengalami pengurangan energi (*loose energy*). Energi yang kembali sesudah mengalami benturan akan diterima oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya. Makin lemahnya energi yang kembali menunjukkan makin banyaknya elektron-elektron dalam batuan, yang berarti makin banyak/padat butiran/mineral penyusun batuan persatuan volume. Besar kecilnya energi yang diterima oleh detektor tergantung dari:

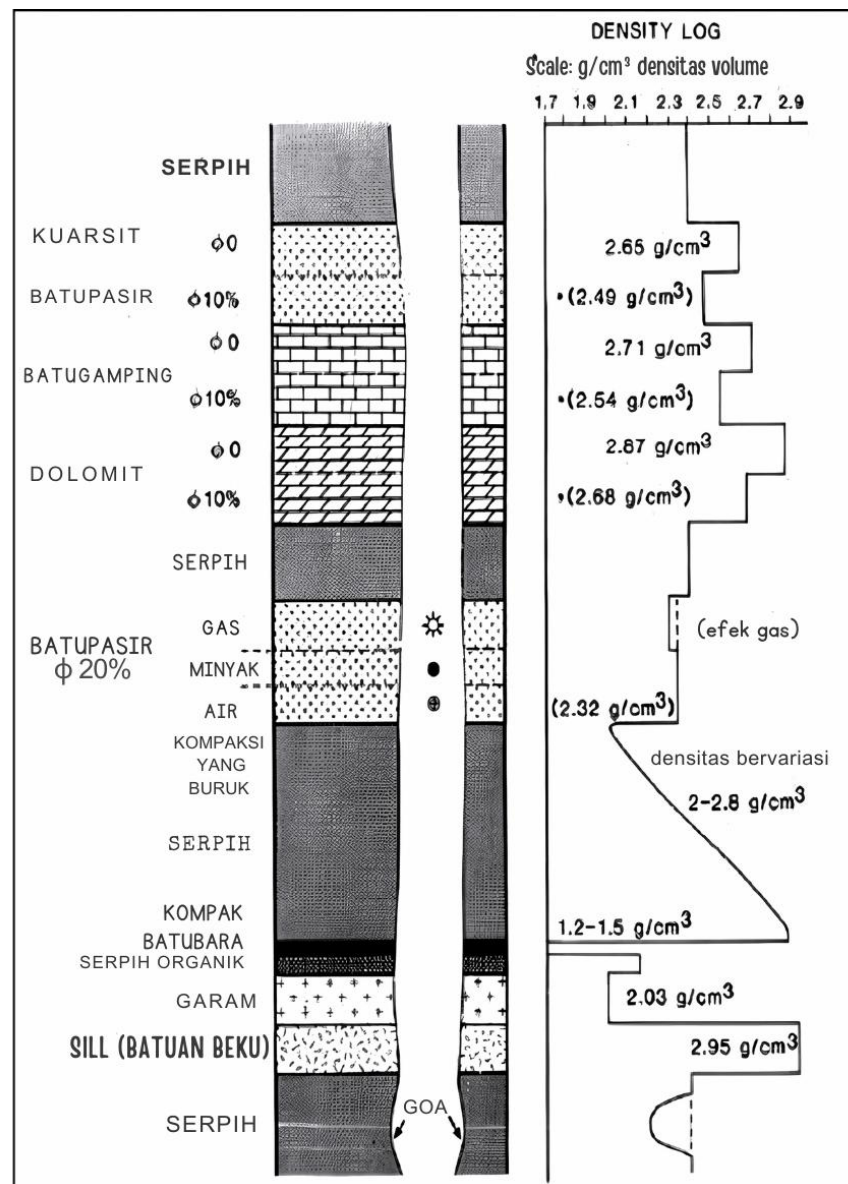
1. Nilai densitas matriks batuan.
2. Nilai porositas batuan.
3. Nilai densitas fluida yang ada dalam pori-pori batuan.

Volume batuan yang diselidiki oleh alat *density log* tergantung pada jarak antara sumber radioaktif dan detektor. Untuk batuan yang tidak memerlukan resolusi tinggi, lebih baik menggunakan jarak antara sumber dan detektor agak jauh, yaitu *long spacing density tool*.

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). Log densitas bersama dengan log neutron juga umum digunakan untuk mendeteksi adanya air di batuan, menentukan densitas dari migas, dan mengevaluasi keberadaan lapisan *Shale* (Asquith dan Krygowski, 2004)

Sebuah sumber radioaktif yang diarahkan ke dinding bor mengeluarkan sinar gamma berenergi sedang ke dalam formasi. Sinar gamma tersebut bertumbukan dengan elektron yang ada di dalam formasi. Pada tiap kali tumbukan, sinar gamma kehilangan sebagian energinya yang diserap oleh elektron. Sinar gamma tersebut terus bergerak dengan energinya yang tersisa. Jenis interaksi ini dikenal sebagai hamburan *Compton*. Hamburan

sinar gamma tersebut kemudian ditangkap oleh detektor yang ditempatkan di dekat sumber sinar gamma. Jumlah sinar gamma yang kembali tersebut kemudian digunakan sebagai indikator dari densitas formasi. Nilai hamburan *Compton* dipengaruhi oleh jumlah elektron yang di dalam formasi. Sebagai akibatnya, respon *density tool* dibedakan berdasarkan densitas elektronnya (jumlah elektron tiap sentimeter kubik). Densitas elektron berhubungan dengan *true bulk density* yang bergantung pada densitas matriks batuan, porositas formasi, dan densitas fluida yang mengisi pori (Schlumberger,1989).



Gambar 2. 9. Respon log densitas terhadap litologi (Rider, 2002)

d. Log Resistivitas

Log resistivitas adalah rekaman tahanan jenis formasi ketika dilewati oleh arus listrik, dinyatakan dalam ohmmeter (Schlumberger, 1989). Penampang *log resistivitas* dapat dilihat pada Gambar 8. Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (R_t) terdiri dari dua kelompok, yaitu *Latero log* dan *Induksi*. Juga umum dikenal sebagai *log R_t* adalah *LLd* (*Deep Laterolog Resistivity*), *LLs* (*Shallow Laterolog Resistivity*), *ILD* (*Deep Induction Resistivity*), *ILm* (*Medium Induction Resistivity*), dan *SFL* (Harsono, 1997).

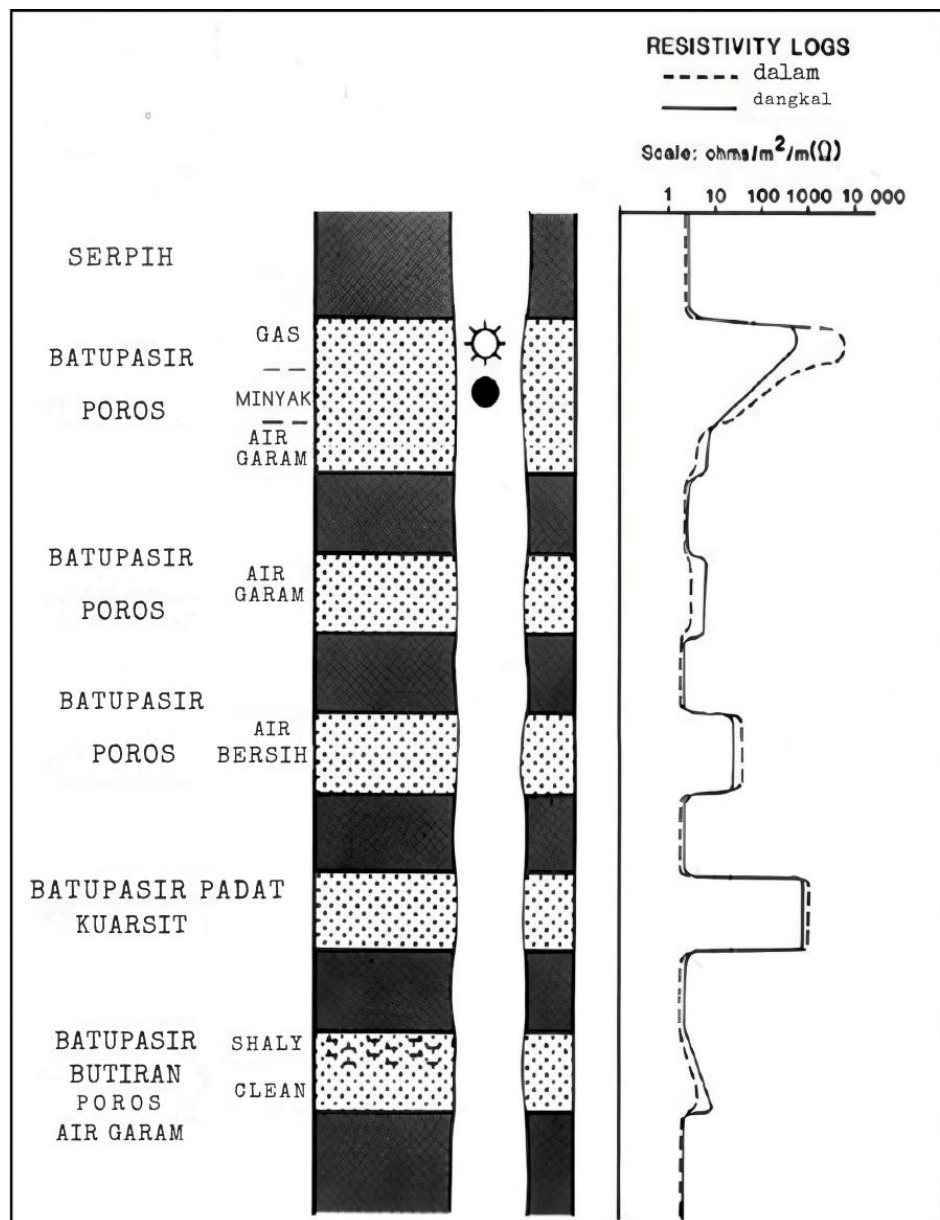
Menurut Harsono (1997), *Log resistivitas* merupakan log elektrik yang digunakan untuk mengetahui indikasi adanya zona migas (**Gambar 2.10**). Seperti yang diketahui, butiran dan matrik batuan dianggap tidak bersifat konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida 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 migas (Fatahillah, 2016).

Log resistivitas adalah log yang mengukur resistivitas suatu formasi. Resistivitas formasi diukur menggunakan induksi maupun elektroda seperti *laterolog*, *mikrolog* dan *mikrolaterolog*. Kegunaan *log resistivitas* ialah untuk membedakan zona migas dan air (Nukefi, 2007).

Untuk besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm Meter, biasanya dibuat dalam skala *logarithmic* dengan menggunakan rentang nilai antara 0,2 sampai dengan 2000 Ohm Meter. Metoda resistivitas *logging* ini dilakukan karena pada hakekatnya batuan, fluida dan migas di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu (Aprilia, 2018). Berikut adalah contoh nilai resistivitas yang dapat dilihat pada **Tabel 2.1**.

Tabel 2. 1. Nilai resistivitas (Asquith dan Krygowski, 2004)

Material	Resistivitas (Ohm meter)
<i>Limestone</i>	50-10 ²
<i>Sandstone</i>	1-10 ⁸
<i>Shale</i>	20 – 2000
<i>Dolomite</i>	100 – 10.000
<i>Sand</i>	1 – 1000
<i>Clay</i>	1 – 100
<i>Sea Water</i>	0,2

**Gambar 2. 10.** Respon log resistivitas (Rider, 2002)

e. Log Neutron

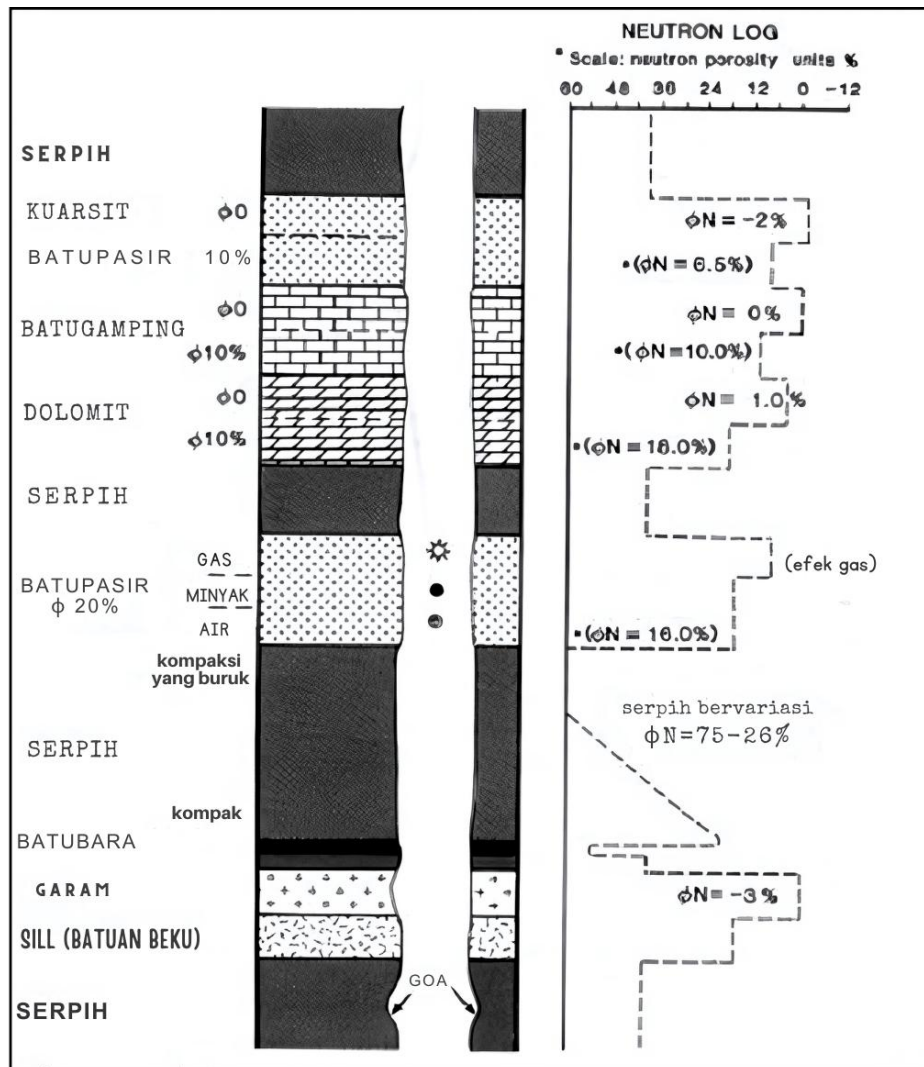
Log neutron merupakan log yang mengukur konsentrasi kandungan hidrogen di dalam suatu formasi. Prinsip penggunaannya adalah dengan menembakkan partikel neutron dari suatu sumber CNT (*Compensated Neutron Tool*), partikel neutron yang ditembakkan akan menyebar ke seluruh formasi dan berinteraksi dengan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

Prinsip dasar dari *log neutron* adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakkan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Neutron adalah suatu partikel listrik netral yang mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel - partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi, akibat dari tumbukan tersebut neutron akan kehilangan energi. Energi Neutron yang hilang saat benturan dengan atom di dalam formasi batuan disebut sebagai porositas formasi ($\emptyset_N$). Hilangnya energi paling besar bila neutron bertumbukan dengan sesuatu yang mempunyai massa sama atau hampir sama, contohnya atom hidrogen. Dengan demikian besarnya energi neutron yang hilang hampir semuanya tergantung pada banyaknya jumlah atom hidrogen dalam formasi.

Kandungan air akan memperbesar harga porositas neutron. Jika pori-pori didominasi oleh minyak dan air, maka harga porositas neutron kecil. Apabila formasi terisi oleh gas, maka nilai *log neutron* kecil mendekati batuan sangat kompak (2 – 6%), karena konsentrasi atom hidrogen pada gas lebih kecil daripada minyak dan air. Batuan yang kompak dimana porositas mendekati nol akan menurunkan harga neutron. Lapisan *Shale* mempunyai porositas besar antara 30 – 50% dalam kurva *log*, tetapi permeabilitas mendekati nol. Pengaruh *Shale* dalam lapisan permeabel akan memperbesar harga porositas neutron. Kandungan air asin atau air tawar dalam batuan akan memperbesar harga porositas neutron. Kurva *log neutron* ini tidak dapat untuk korelasi, karena tidak mewakili litologi suatu

batuan. *Log* neutron dalam perekamannya langsung menunjukkan porositas batuan dengan menggunakan standar matrik batugamping. Untuk batuan selain batugamping, harga porositasnya dinyatakan dalam porositas neutron atau porositas formasi (ϕ_N). Untuk mendapatkan harga porositas sebenarnya harus digunakan gabungan kurva *log* yang lain seperti *log* densitas.

Berdasarkan sifat–sifat defleksi kurva ρb dan ϕ_N , maka dapat memberikan keuntungan tersendiri pada lapisan – lapisan yang mengandung migas. Pada lapisan migas, kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri (makin kecil harga ρb -nya), sedangkan pada *log* neutron, harga porositasnya akan cenderung makin ke kanan (makin kecil harga ϕ_N nya), dan pada lapisan *Shale* kedua jenis kurva akan memperlihatkan gejala yang sebaliknya. Dengan demikian, pada lapisan migas akan terjadi separasi antara kedua kurva, dimana separasi disebut positif, sebaliknya pada lapisan *Shale* terjadi separasi negatif. Pada prinsipnya *log* neutron mengukur konsentrasi ion hidrogen yang terkandung dalam suatu formasi. Neutron *log* merespon keberadaan hidrogen dalam lapisan batuan. Karena itulah dalam lapisan yang berisi air atau minyak neutron *log* akan merefleksikan adanya cairan yang mengisi pori-pori batuan. Apabila neutron *log* dikombinasikan dengan *log* densitas, maka akan mengidentifikasi adanya zona migas pada lapisan yang prospek. Kurva *log* Neutron dapat dilihat pada **Gambar 2.11**.

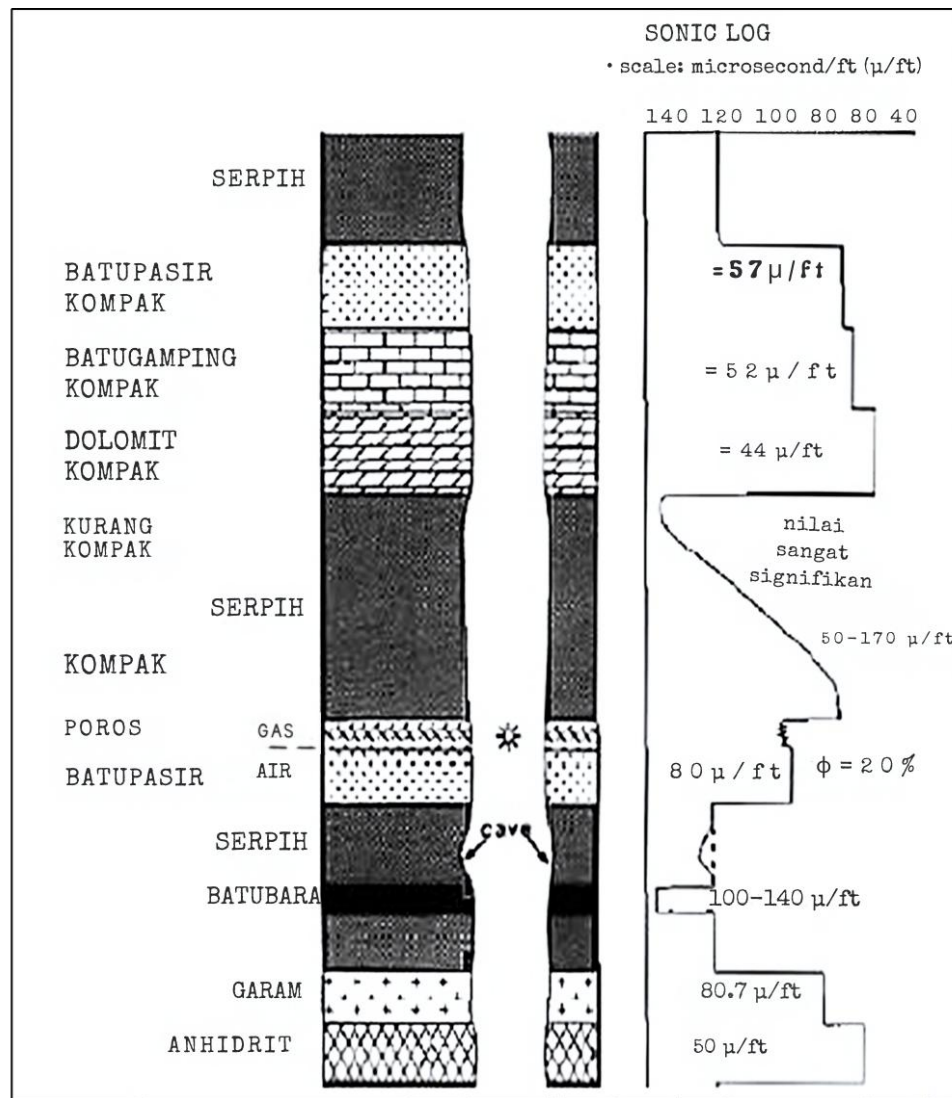


Gambar 2. 11. Respon log neutron terhadap litologi (Rider, 2002)

f. Log sonic

Log sonic merupakan log akustik dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu di dalam lapisan batuan. Untuk prinsip kerja alat ini adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (*transmitter*) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan (Δt). Lamanya waktu perambatan bunyi tergantung kepada litologi batuan dan porositas batuanya. *Log sonic* mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara dan dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida. Di dalam interpretasi seismik dapat digunakan untuk menentukan *interval velocities* dan *velocity profile*, selain itu dapat

dikalibrasi dengan penampang seismik, untuk mendertiminasi variasi tekstur dari lapisan pasir-serpih dan dalam beberapa kasus dapat untuk mengidentifikasi rekahan (*fractures*) (Rider,1996).



Gambar 2. 12. Respon log sonic untuk berbagai litologi (Rider, 2002)

Menurut Shandika (2016), kegunaan *log sonic* 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.

1.6.3 Parameter Fisik Batuan Reservoir Migas 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 transmisibilitas memiliki dampak signifikan pada penentuan wilayah reservoir yang bersifat nonkonvensional. Secara ekonomis, penentuan reservoir yang bersifat nonkonvensional dikaitkan berdasarkan indeks EROEI (*Energy Return on Energy Investment*), khususnya pada negara-negara yang memiliki reservoir berpermeabilitas rendah seperti *shale*, batubara dan karbonat. Baker (1981), menjelaskan definisi reservoir nonkonvensional yang ditinjau dari segi ekonomi dimana hidrokarbon nonkonvensional terletak pada reservoir dengan pengembangan yang berbeda dari praktik konvensional pada umumnya. Adapun dalam menentukan migas nonkonvensional ini mempertimbangkan beberapa parameter, diantaranya permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas.

a. Permeabilitas (k)

Permeabilitas menyatakan kemampuan suatu batuan untuk memungkinkan fluida mengalir di dalamnya, baik ke dalam batuan atau ke luar batuan. Semakin besar nilai permeabilitas maka semakin besar pula jumlah fluida yang dapat dialirkan oleh suatu reservoir. Permeabilitas suatu batuan bergantung pada beberapa faktor antara lain porositas batuan, bentuk pori, ukuran pori, morfologi permukaan pori internal, susunan pori dan batang pori (topologi jaringan pori). Ukuran butir dan distribusi serta pematatan dan sementasi (Asquith dan Krygowski, 2004).

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 impermeabel (Schlumberger, 1998). Timur (1968) mengembangkan formula empiris untuk perhitungan nilai permeabilitas yang terdistribusi pada data log, sebagai berikut;

$$k = a \cdot \frac{\phi^b}{S_{wi}^c} \quad 2.1)$$

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 2.2** berikut.

Tabel 2. 2. 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>

b. Mobilitas

Mobilitas merupakan ukuran yang menunjukkan kemudahan fluida untuk mengalir melalui media berpori dengan gradien tekanan tertentu dan dipengaruhi oleh saturasi fluida yang bersangkutan. Mobilitas didefinisikan

juga sebagai perbandingan antara permeabilitas efektif suatu fluida dengan viskositas dari fluida tersebut yang dinyatakan pada **Persamaan 2.2** berikut (dalam hal ini satuan viskositas adalah cP dimana 1 cP setara dengan 10^{-3} Pa.s atau 10^{-3} kg/m.s).

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f} \quad 2.2)$$

Keterangan:

λ_f = Mobilitas (mD/cP)

k_f = Permeabilitas (mD, dimana 1 mD = $9,869233 \times 10^{-16}$ m²)

μ_f = Viskositas (cP, dimana 1 cP = 10^{-3} kg/m.s)

c. Transmisibilitas

Transmisibilitas merupakan ukuran konduktivitas suatu formasi yang dikoreksi melalui viskositas (kekentalan atau ketebalan) fluida yang mengalir. Transmisibilitas berkaitan dengan storativitas yang menunjukkan jumlah fluida yang akan dilepaskan dari media berpori ketika terjadi penurunan tekanan reservoir satu satuan. Nilai permeabilitas batuan yang tinggi seiring dengan ketebalan formasi yang besar serta viskositas fluida yang relatif rendah menyebabkan adanya aliran volumetrik yang besar dalam media berpori, sebaliknya permeabilitas reservoir yang rendah dan fluida yang tebal akan mengurangi transmisibilitas batuan sehingga sulit diproduksi.

$$T_f = \frac{k_f \times \text{netpay}}{\mu_f} \quad 2.3)$$

Keterangan:

T_f = Transmisibilitas (mDm/cP)

k_f = Permeabilitas (mD, dimana 1 mD = $9,869233 \times 10^{-16}$ m²)

netpay = Ketebalan *net-pay* (*thickness*) (m)

μ_f = Viskositas (cP, dimana 1 cP = 10^{-3} kg/m.s)

Tabel 2. 3. Definisi batuan dan cairan minyak bumi nonkonvensional (Abdelfattah dkk., 2015)

Parameter Gas	Gas	Minyak
Permeabilitas (mD)	<0,1	<1
Mobilitas (mD/cP)	<10	<1
Transmisibilitas (mDm/cP)	<100	<10

Secara umum, migas nonkonvensional cenderung mengumpul di reservoir yang memiliki kualitas yang rendah, sering kali berupa shale atau dengan kata lain memiliki porositas efektif di bawah 10% (Katz dkk., 2021). Migas nonkonvensional biasanya ditemukan dalam *shale* atau karbonat dengan permeabilitas yang sangat rendah (Katz dkk., 2021). Berdasarkan **Tabel 2.3**, Identifikasi migas 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 migas yang baik dapat diidentifikasi berdasarkan kriteria nilai $\text{TOC} \geq 0,5 \text{ wt\%}$ (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 migas nonkonvensional di cekungan Jawa Timur Utara sangat penting, dan seperti yang diindikasikan oleh Treccani (2012), ini dapat memberikan wawasan berharga untuk menentukan apakah eksploitasi migas tersebut layak dilakukan atau tidak.

1.6.4 Analisis Geokimia

Analisis geokimia merupakan sebuah pengukuran yang melibatkan kuantitas elemen, isotop, mineral, atau senyawa yang ada di dalam batuan, cairan alami, atau gas alam. Analisis geokimia yang umumnya dikenal disebut dengan *rock*

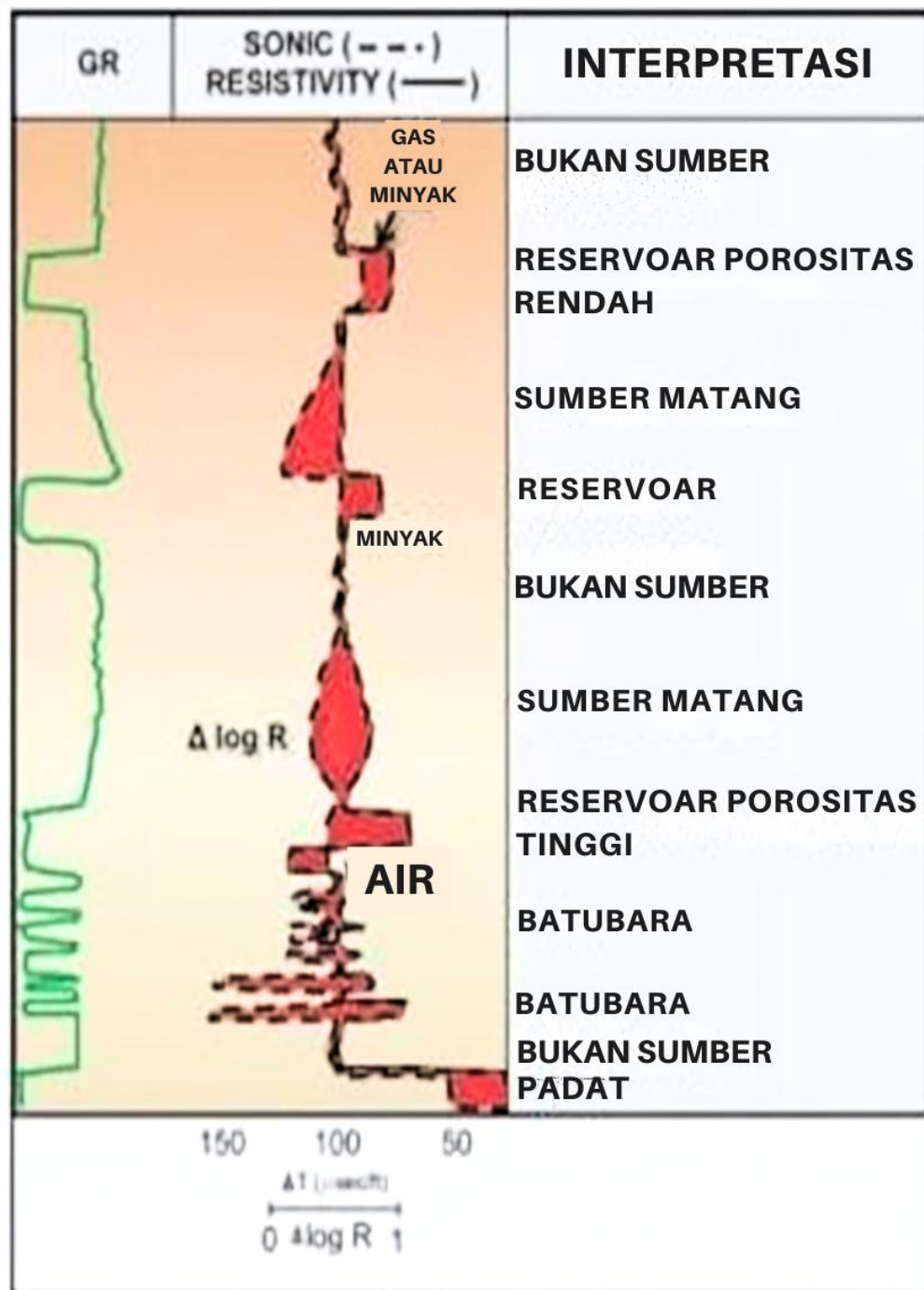
eval pyrolysis yang mampu memberikan informasi rinci terkait kimiawi suatu batuan (Rahmani dkk., 2019). Di dalam penelitian ini, analisis geokimia dimanfaatkan untuk menghitung kekayaan material organik pada batuan.

a. *Vitrinite Reflectance (Ro)*

Vitrinite reflectance adalah parameter yang menunjukkan tingkat kematangan dari material organik dengan menunjukkan apakah material organik telah menggenerasi migas atau menjadi batuan *source rock* yang efektif. Dalam pengukuran *vitrite reflectance* ini dilakukan di bawah mikroskop di laboratorium. Pengukuran diberikan dalam satuan reflektansi, yaitu % *Ro*. Apabila dengan nilai tipikal berkisar dari 0% *Ro* hingga 3% *Ro*, dengan nilai untuk batuan sumber penghasil gas biasanya melebihi 1,5% (Hakim dkk., 2019). Menurut Siswoyo dan Subono (1995), diungkapkan bahwa $Ro = 0,4 - 0,6$ menunjukkan awal terjadinya minyak bumi (immature hydrocarbon), $Ro = 0,7 - 0,8$ menunjukkan terjadinya minyak yang cukup matang (*abundant oil generation*), $Ro = 0,8 - 1,3$ menunjukkan bahwa hidrokarbon bersifat sangat matang dan untuk gas umumnya ditunjukkan dengan harga $Ro > 1,3$.

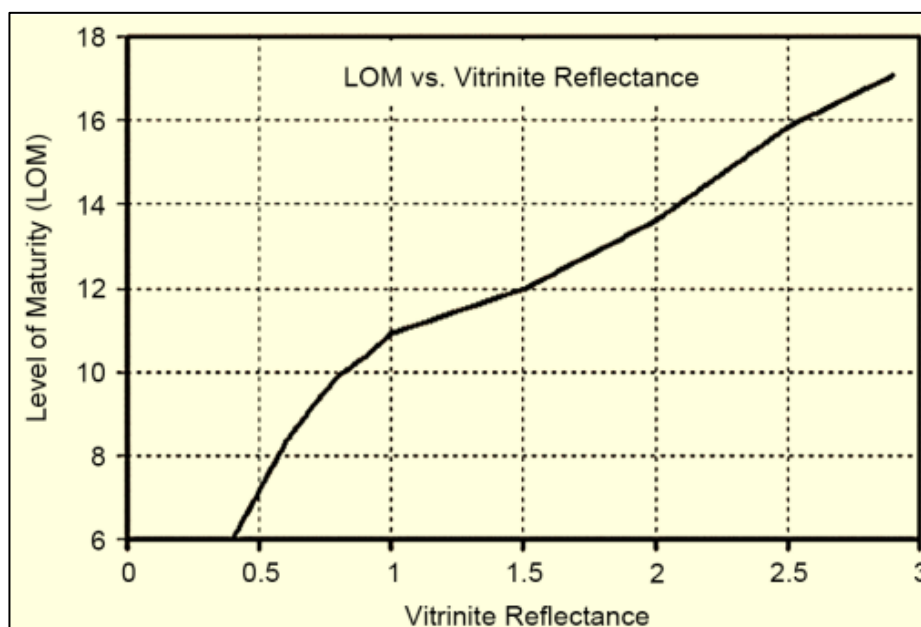
b. *Level of Maturity (LOM)*

Maturasi migas adalah suatu proses batuan induk menjadi mampu menghasilkan minyak atau gas ketika terkena tekanan dan suhu yang sesuai. Ketika *source rock* mulai matang, maka akan menghasilkan migas. Saat batuan induk hampir minyak matang, generasi minyak berat digantikan oleh minyak dan kondensat sedang dan ringan. Di atas suhu sekitar 100°C atau 212°F, hanya gas kering yang dihasilkan, dan metamorfisme baru akan segera terjadi. Perlu diketahui bahwa kematangan batuan induk mencerminkan tekanan dan suhu sekitar, serta durasi kondisi yang menguntungkan untuk pembentukan migas.



Gambar 2. 13. Analisis kualitatif kematangan *source rock* (Passey dkk., 2010)

Nilai dari *Level of Maturity* (LOM) diperoleh berdasarkan hubungan dengan nilai *vitroinite reflectance* maupun T_{max} (Passey dkk., 2010) yang ditunjukkan pada **Gambar 2.14** sebagai berikut:



Gambar 2. 14. Korelasi antara nilai *vitrinite reflectance* (R_o) dengan LOM (Passey dkk., 2010)

Tabel 2. 4. Rentang nilai kematangan migas (Peters dan Cassa, 1994)

<i>Maturation</i>	<i>Ro (%)</i>	<i>Tmax °C</i>
<i>Immature</i>	0,2 – 0,6	< 435
<i>Mature</i>	0,6 – 1,35	435 - 470
<i>Post Mature</i>	> 1,35	> 470

c. *Total Organic Carbon (TOC)*

Kuantitas atau kekayaan material organik pada suatu batuan dinyatakan sebagai karbon organik total (TOC) dalam satuan persen (%). Total karbon yang dimaksud adalah semua senyawa kimia yang mengandung atom karbon, kecuali karbon dioksida, karbonat, dan logam karbit disebut sebagai bahan organik. Untuk menghasilkan batuan yang memiliki kekayaan yang baik, jumlah material organik yang terendapkan haruslah signifikan dan terlindungi dari kerusakan selama proses diagenesis (Waples, 1985).

Total Organic Carbon (TOC) adalah ukuran kekayaan organik yang menggambarkan jumlah kandungan bahan organik dalam batuan induk yang terdiri dari bitumen dan kerogen. TOC diwakili oleh persen berat bahan

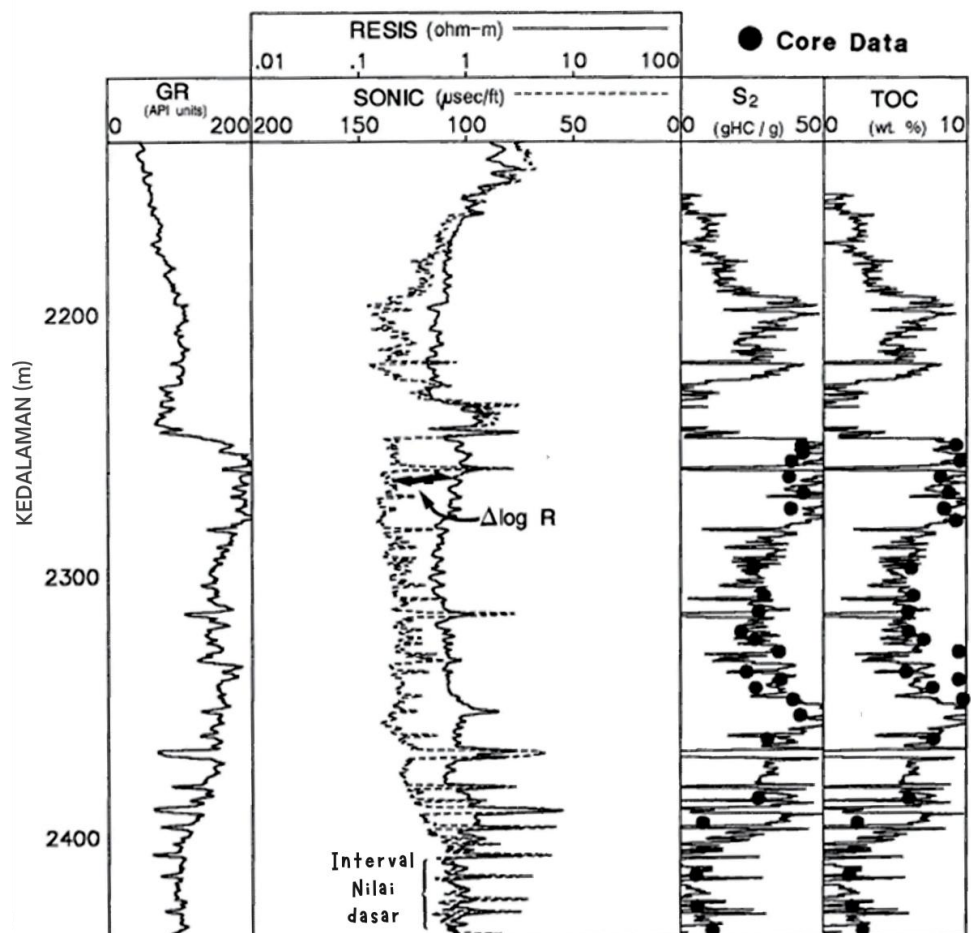
organik relatif terhadap berat total batuan (Peters dan Cassa, 1994). TOC merupakan sebuah indikator penting untuk menunjukkan kualitas suatu reservoir migas batuan induk. Hal ini disebabkan karena karbon hadir dalam setiap komponen organik dari sebuah batuan dalam bentuk kerogen, bitumen, maupun migas (Steiner dkk., 2016). Menurut (Peters dan Cassa, 1994) dalam penelitiannya, mengklasifikasikan tingkat kekayaan material organik suatu batuan berdasarkan kualitasnya ke dalam beberapa bagian seperti ditunjukkan pada **Gambar 2.16** dan **Tabel 2.5** sebagai berikut:

Tabel 2. 5. Klasifikasi kualitas TOC menurut Peters dan Cassa (1994)

TOC (%)	Kualitas
< 0,5 %	Buruk
0,5% - 1%	Sedang
1% - 2%	Baik
2% - 4%	Sangat baik
< 4%	Sangat-sangat baik

Dalam melakukan perhitungan TOC metode Passey salah satu parameter penting yang harus diperhatikan adalah nilai LOM (*Level of Maturity*), yaitu nilai yang mewakili kematangan material organik. Dimana nilai LOM didapatkan berdasarkan korelasinya dengan nilai *vitrinite reflectance* (R_o).

Penentuan dan analisis parameter reservoir atau batuan induk dilakukan dengan dua metode, yaitu analisis *core* di laboratorium dan melakukan interpretasi *log* dari lapangan. Pengujian pirolisis digunakan untuk mengetahui kandungan organik (TOC), kematangan bahan organik, mendeteksi kandungan minyak atau gas yang dihasilkan dan juga digunakan untuk mengidentifikasi jenis beberapa material campuran (Mulyatno dkk., 2018). Perhitungan *log* TOC menggunakan metode Passey dkk., (1990), yaitu dengan melakukan *crossover* antara *log* resistivitas dan *log sonic*. Untuk batuan induk (*source rock*) dapat dikatakan matang, maka *log sonic* interval batuan tersebut harus berada di sebelah kiri *log* resistivitas. Hal ini dapat dilihat pada **Gambar 2.15**.



Gambar 2. 15. Tampilan *overlay* log sonic dan log resistivitas serta separasi $\Delta \log R$ dalam interval kaya organik (Passey dkk., 1990)

Perhitungan kualitas TOC metode Passey menggunakan parameter penting pada kurva *log* yang disebut dengan *baseline*. *Baseline* merupakan kondisi kurva log di mana *log* porositas (sonik) dan *log* resistivitas saling *overlay* atau berhimpitan. Adapun *baseline* menunjukkan kondisi di mana litologi merupakan *non source rock* yang berbutir halus – sangat halus. *Baseline* ini menunjukkan suatu keadaan “zero TOC” atau tidak adanya keberadaan dari TOC.

Setelah *baseline* diperoleh, interval dari area kaya material organik dapat dilihat dari adanya separasi antara kedua kurva *log* yang kemudian disebut sebagai $\Delta \log R$. Nilai $\Delta \log R$ berkorelasi linier dengan kualitas TOC sebagai

sebuah fungsi kematangan dan dapat dikalkulasi dengan formula yang ditunjukkan pada persamaan 1 hingga 4 sebagai berikut:

- Metode $\Delta \log R$

$$\Delta \log R = \log_{10} \frac{R}{R_{baseline}} + (0,02 \times \Delta t - \Delta t_{baseline}) \quad 2.4)$$

Sehingga TOC,

$$TOC = (\Delta \log R) \times 10^{(2,297 - (0,1668 \times LOM))} \quad 2.5)$$

Metode Passey memberikan variasi perhitungan dengan menggunakan kurva dari $\log$ densitas dan juga $\log$ neutron. Dengan formula sebagai berikut:

Log densitas:

$$\Delta \log R = \log_{10} \frac{R}{R_{baseline}} + (2,50 \times (\rho - \rho_{baseline})) \quad 2.6)$$

Log neutron:

$$\Delta \log R = \log_{10} \frac{R}{R_{baseline}} + (4,0 \times (\phi N - \phi N_{baseline})) \quad 2.7)$$

Keterangan:

TOC = Total Organic Carbon (wt%)

$\Delta \log R$ = Separasi kurva $\log$ sonic dan $\log$ resistivitas

R = Nilai resistivitas yang terukur alat logging (Ωm)

R_{baseline} = Nilai resistivitas pada *baseline* (Ωm)

Δt = Nilai transit time pada $\log$ sonic ($\mu s/m$)

$\Delta t_{baseline}$ = Nilai transit *time* pada *baseline* ($\mu s/m$)

0,02 = Berdasarkan rasio 50 $\mu sec/ft$ per 1 *resistivity cycle*

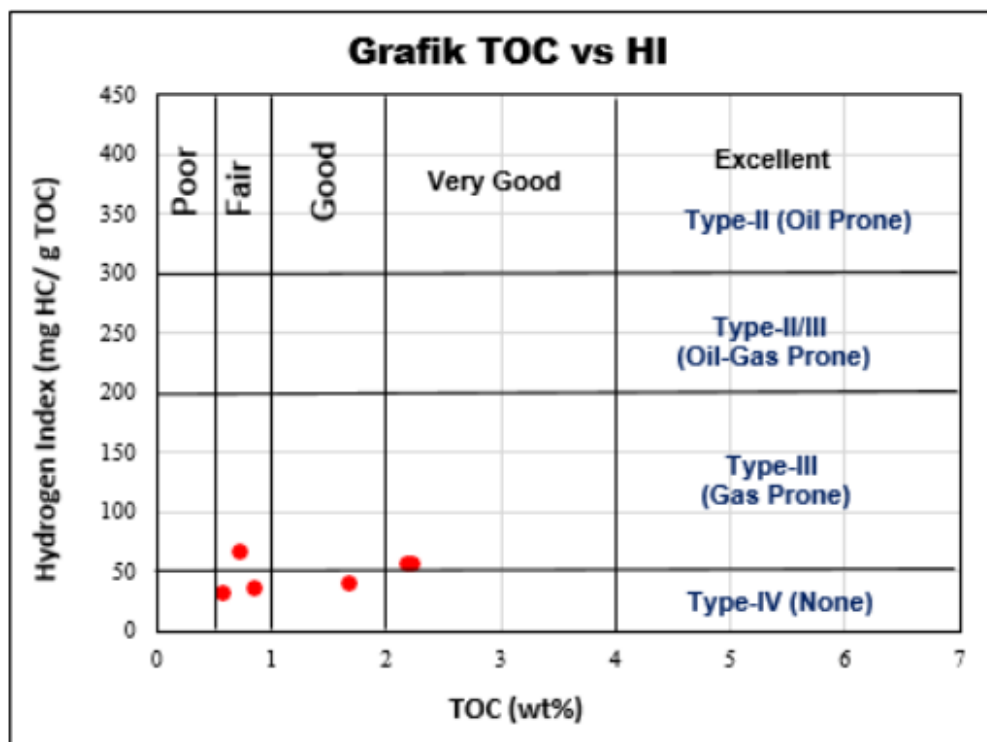
LOM = Level of Maturity

ϕN = Nilai $\log$ neutron pada $\log$ (*dec*)

$\phi N_{baseline}$ = Nilai $\log$ neutron pada *baseline* (*dec*)

ρ = Nilai densitas pada $\log$ (g/cc)

$\rho_{baseline}$ = Nilai densitas pada *baseline* (g/cc)



Gambar 2. 16. Grafik plot antara TOC vs HI (Gorenekli, 2018)

d. Tipe Kerogen

Kerogen merupakan kualitas dari *carbon organic* yang terendapkan dalam batuan. Kerogen akan menentukan migas yang akan dibentuk. Analisis jenis kerogen terutama didasarkan pada perbandingan atom H/C dan O/C, seperti yang ditunjukkan dalam studi batuan sumber dengan diagram *Van Krevelen* yang dapat dilihat pada **Gambar 2.17** yang menyatakan bahwa hasil kandungan hidrogen tinggi yang ditunjukkan pada HI dan H/C dalam kerogen dapat dianggap sebagai potensi generatif minyak. Kerogen dapat dipengaruhi oleh pematangan dan produksi serta pelepasan produk dengan kandungan hidrogen yang tinggi. Ini mungkin habis di H terkait dengan C pada saat suhu tinggi sebagai akibat dari katagenesis, kerogen bisa berubah menjadi karbon murni, yaitu grafit (Peters dan Cassa, 1994). Terdapat empat jenis kerogen, yaitu:

1. Kerogen Tipe I (*Oil Prone*)

Kerogen tipe I memiliki perbandingan atom H/C tinggi ($\geq 1,5$) dan O/C rendah ($< 0,1$). Tipe kerogen ini sebagian berasal dari bahan organik yang

kaya akan lipid (misal akumulasi material alga) khususnya senyawa alifatik rantai panjang. Kandungan hidrogen yang dimiliki oleh tipe kerogen I sangat tinggi, karena memiliki sedikit gugus lingkaran atau struktur aromatik. Kandungan oksigennya jauh lebih rendah, karena terbentuk dari material lemak yang miskin oksigen. Kerogen tipe ini menunjukkan kecenderungan besar untuk menghasilkan migas cair atau minyak. Kerogen tipe I berwarna gelap, suram, dan berstruktur laminasi maupun tidak berstruktur. Kerogen ini biasanya terbentuk oleh butiran yang relatif halus, kaya material organik, lumpur *anoxic* yang terendapkan dengan perlahan-lahan (tenang), sedikit oksigen, dan terbentuk pada lingkungan air yang dangkal, seperti laguna dan danau.

2. Kerogen Tipe II (*Oil and Gas Prone*)

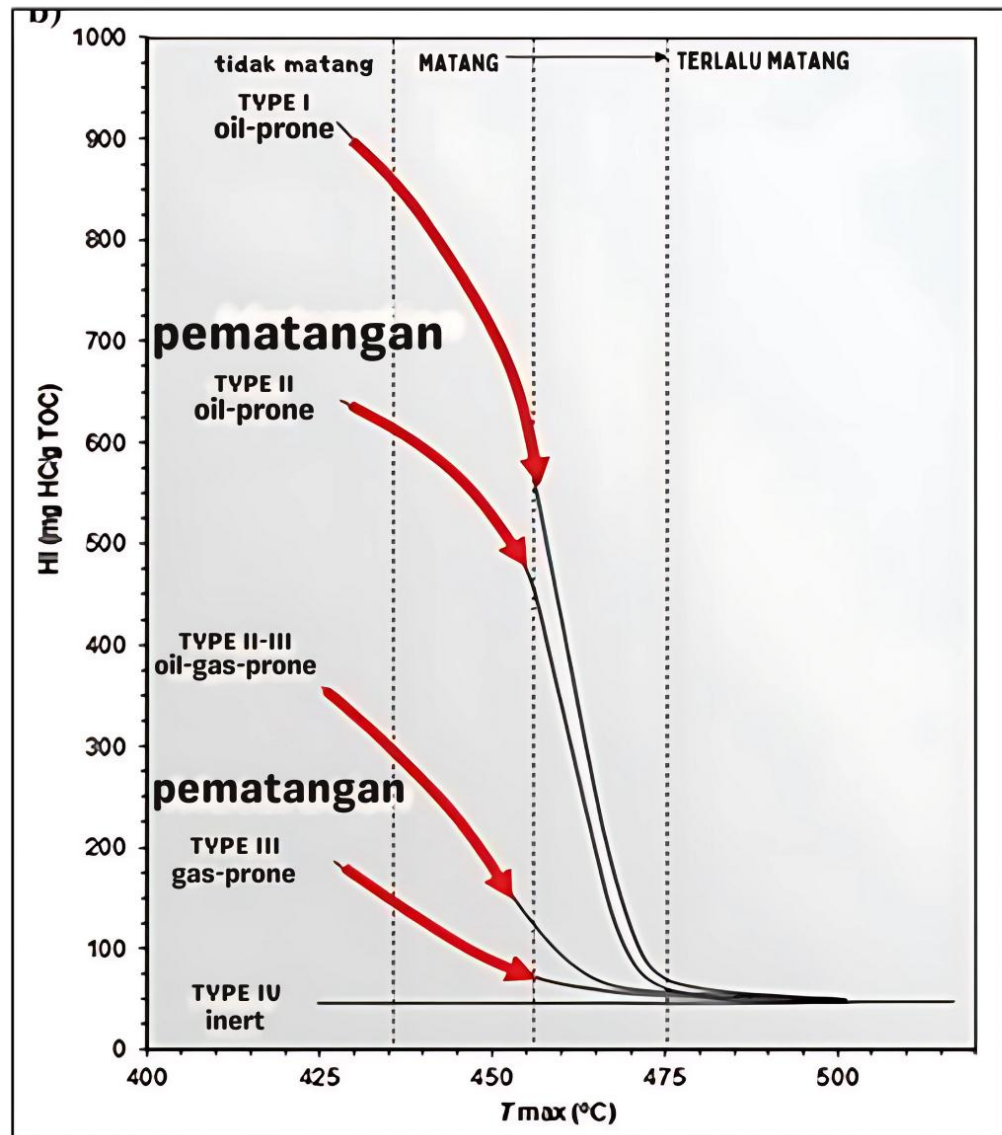
Kerogen tipe II memiliki perbandingan atom H/C relatif tinggi (1,2 – 1,5), sedangkan perbandingan atom O/C relatif rendah (0,1 – 0,2). Kerogen tipe ini dapat menghasilkan minyak dan gas, tergantung pada tingkat kematangan termalnya. Kerogen tipe II dapat terbentuk dari beberapa sumber yang berbeda-beda, yaitu alga laut, polen dan spora, lapisan lilin tanaman, fosil resin, dan juga bisa berasal dari lemak tanaman. Hal ini terjadi akibat adanya pencampuran antara material organik *autochthon* bersama-sama dengan material *allochthon* yang didominasi oleh material dari tumbuh-tumbuhan, seperti polen dan spora. Pencampuran ini menunjukkan adanya gabungan karakteristik antara kerogen tipe I dan tipe III. Kandungan hidrogen yang dimiliki kerogen tipe II ini sangat tinggi, sedangkan kandungan oksigennya jauh lebih rendah, karena kerogen tipe ini terbentuk dari material lemak yang miskin oksigen. Kerogen tipe II tersusun oleh senyawa alifatik rantai sedang (lebih dari C₂₅) dalam jumlah yang cukup besar dan sebagian besar naftena (rantai siklik). Pada kerogen tipe ini juga sering ditemukan unsur belerang dalam jumlah yang besar dalam rantai siklik dan kemungkinan juga dalam ikatan sulfida. Kerogen tipe II yang banyak mengandung belerang secara lebih lanjut dapat dikelompokkan lagi menjadi kerogen tipe II-S dengan persen berat belerang (S) organik 8 – 14% dan rasio S/C > 0,04.

3. Tipe Kerogen III (*Gas Prone*)

Kerogen tipe III memiliki perbandingan atom H/C yang relatif rendah (0,3). Kandungan hidrogen yang dimiliki relatif rendah, karena terdiri atas sistem aromatik yang intensif, sedangkan kandungan oksigennya tinggi, karena terbentuk dari lignin, selulosa, fenol, dan karbohidrat. Kerogen tipe III terutama berasal dari tumbuhan darat yang hanya sedikit mengandung lemak dan zat lilin. Kerogen tipe ini menunjukkan kecenderungan besar untuk membentuk gas (*gas prone*).

4. Tipe Kerogen VI (*Gas Inert*)

Kerogen tipe IV terutama tersusun atas material rombakan berwarna hitam dan opak. Sebagian besar kerogen tipe IV tersusun atas kelompok maseral inertinit dengan sedikit vitrinit. Kerogen tipe ini tidak memiliki kecenderungan menghasilkan migas, sehingga terkadang kerogen tipe ini dianggap bukan kerogen yang sebenarnya. Kerogen ini kemungkinan terbentuk dari material tumbuhan yang telah teroksidasi seluruhnya di permukaan dan kemudian terbawa ke lingkungan pengendapannya. Kerogen tipe IV hanya tersusun oleh senyawa aromatik.



Gambar 2. 17. Diagram *Van Kravellen* T_{max} vs HI (Praptisih dkk., 2014)

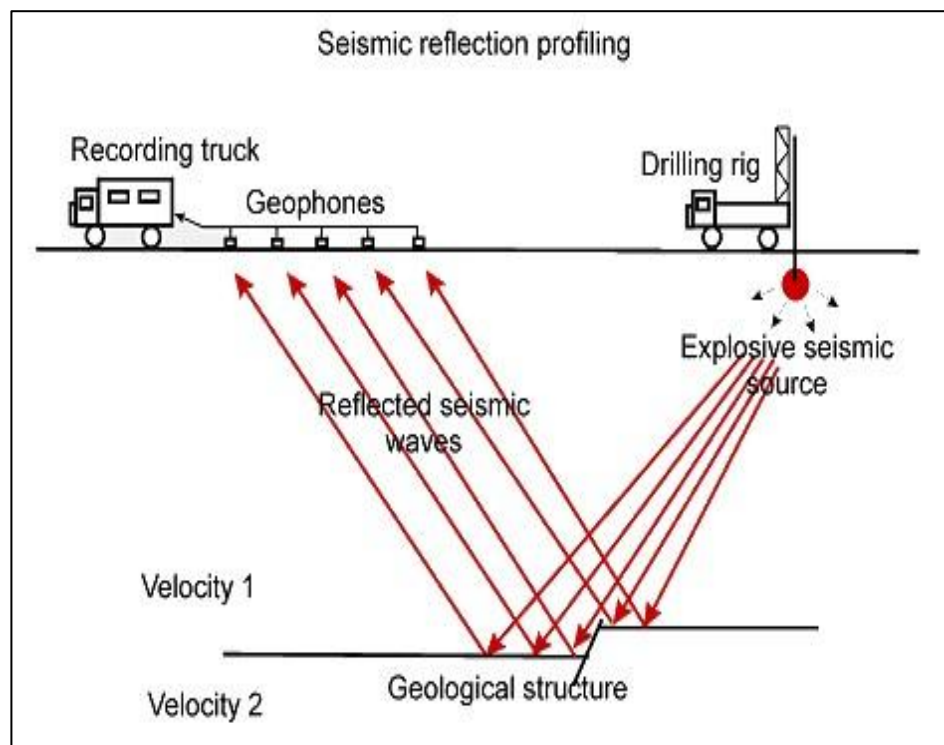
1.6.5 Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan sebuah metode seismik yang memanfaatkan gelombang pantul dari hasil injeksi sumber gelombang yang umumnya berupa ledakan menggunakan dinamit sebagai sumber (*source*) pada bidang reflektor (batas pelapisan batuan) (Permana dan Triyoso, 2015). Hal ini dapat dilihat pada **Gambar 2.18**.

Pada dasarnya metode seismik refleksi merupakan metode yang paling tepat dalam survei eksplorasi migas atau minyak bumi. Keuntungan dari metode seismik refleksi adalah dapat mendeteksi variasi batuan baik lateral maupun

vertikal dalam parameter fisis, yaitu kecepatan gelombang seismik dan dapat juga mengindikasikan kenampakan struktur di bawah permukaan bumi serta membatasi kenampakan stratigrafi dan beberapa kenampakan pengendapan sedimen yang ada.

Prinsip dasar dari metode seismik adalah menempatkan *geophone* sebagai penerima getaran pada lokasi penelitian. Sumber getaran dapat ditimbulkan oleh sebuah ledakan dinamit atau suatu pemberat yang dijatuhkan ke tanah (*weight drop*). Gelombang yang dihasilkan oleh sumber akan menyebar ke segala arah dan direkam oleh *geophone* sebagai fungsi waktu yang dapat memperkirakan bentuk lapisan bawah permukaan yang sebenarnya. Hasil gelombang seismik yang terekam oleh *receiver* akan membawa informasi mengenai keberadaan litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat (*travel time*), amplitudo refleksi, dan variasi fasa. Setiap *trace* merupakan hasil dari konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan keberadaan *noise* (Russel, 1996).



Gambar 2. 18. Konsep seismik refleksi (Danusaputro, 2010)

a. Impedansi Akustik

Impedansi akustik (*Acoustic Impedance/AI*) merupakan sebuah kemampuan batuan untuk meloloskan atau melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, impedansi akustik adalah parameter dari hasil perkalian antara densitas batuan dengan kecepatan gelombang. *Acoustic Impedance* dapat dianalogikan berbanding lurus dengan kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas suatu batuan (Sukmono, 2000). Maka dari sifat ini kita dapat menyimpulkan semakin keras suatu batuan, maka impedansi akustiknya semakin besar pula dan juga sebaliknya. Contohnya, seperti batupasir mempunyai nilai impedansi akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batulempung, karena batupasir bersifat lebih kompak jika dibandingkan dengan batulempung.

Impedansi akustik batuan dapat dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$IA = \rho \cdot v \quad 2.8)$$

Dimana IA adalah nilai impedansi akustik, ρ adalah densitas (gr/cc) dan v adalah kecepatan (ft/s).

b. Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan cerminan atau gambaran dari bidang batas media yang memiliki harga impedansi akustik yang berbeda. Pada dasarnya, koefisien refleksi merupakan bentuk respon dari *wavelet* seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik (Sukmono, 2000). Pada saat gelombang seismik menjalar ke bawah permukaan dan membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (*normal incidence*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan dalam persamaan berikut:

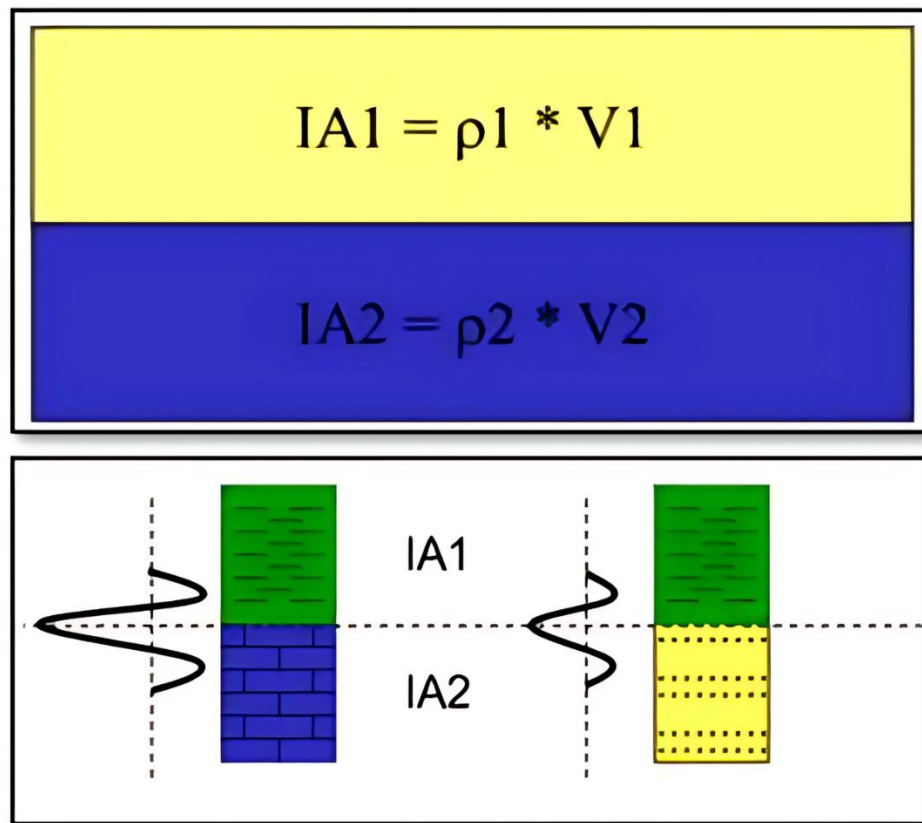
$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad 2.9)$$

Keterangan :

RC = Koefisien refleksi

AI_1 = Impedansi akustik lapisan atas

AI_2 = Impedansi akustik lapisan bawah



Gambar 2. 19. Koefisien refleksi (Delisatra, 2012)

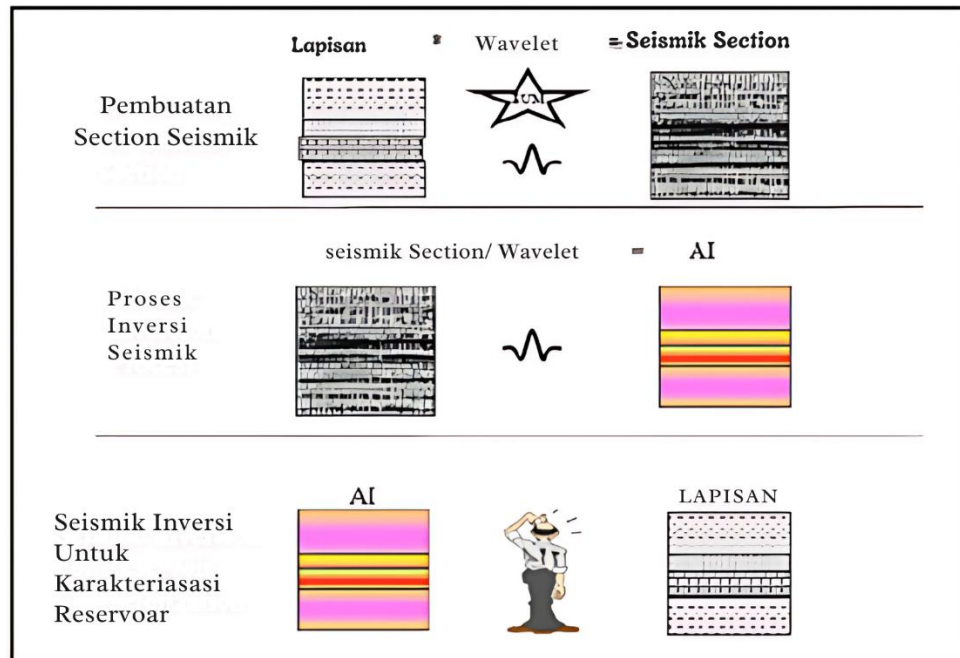
Adapun **Gambar 2.19** menjelaskan mengenai hubungan AI dengan nilai koefisien refleksi. Dimana apabila nilai impedansi akustik pada AI_2 lebih besar dari impedansi akustik pada AI_1 , atau gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas/kecepatan rendah ke batuan dengan harga densitas/kecepatan yang lebih tinggi, maka nilai koefisien refleksi akan bernilai positif begitu juga sebaliknya (Sukmono, 1999).

c. Metode Seismik Inversi

Inversi seismik merupakan teknik untuk membuat sebuah model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan ke depan (*forward modelling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan dari model bumi.

Russel (1998) membagi metode seismik inversi ke dalam dua kelompok, yakni inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *prestack*, yaitu

dilakukan pada data seismik yang belum di-*stack* (*CDP gather*). Inversi tersebut bertujuan menurunkan parameter elastik untuk memperoleh karakter batuan. Sedangkan inversi seismik *post-stack* merupakan teknik untuk mendapatkan kembali nilai koefisien refleksi dari suatu rekaman seismik yang selanjutnya digunakan untuk menentukan nilai impedansi akustik lapisan batuan.



Gambar 2. 20. Konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2000)

1.6.6 Scanning Electron Microscope (SEM) dan X-Ray Diffraction (XRD)

Scanning Electron Microscopy (SEM) adalah sebuah instrumen yang menggunakan berkas elektron pancaran tinggi untuk memindai sebuah objek sehingga menghasilkan citra (*image*) dari objek itu. SEM umumnya digunakan untuk melihat objek yang sangat kecil (skala nano). SEM digunakan oleh seluruh teknologi yang berskala nano, diantaranya untuk mengidentifikasi material pada bidang material sains, forensik, analisis kegagalan metalurgi dan elektronik, ilmu korosi, batuan mineral, perangkat nano, polimer, katalis, desain semikonduktor, dan pertambangan minyak dan gas. *Image* (citra) yang dihasilkan dari SEM berupa gambar hitam putih (tanpa warna), hal ini disebabkan karena panjang gelombang yang dihasilkan oleh elektron *probe* (elektron pemindai) tidak berada pada spektrum cahaya tampak. Berkas sinar

elektron dengan jari-jari yang kecil ditembakkan ke sampel. Elektron kemudian berinteraksi dengan atom-atom pada sampel. Elektron hasil interaksi kemudian menghasilkan sinyal yang mengandung informasi tentang topografi permukaan sampel, komposisi, morfologi, dan informasi lainnya yang ditangkap oleh detector (Masta, 2020).

Analisis prinsip kerja SEM mirip dengan mikroskop optik, hanya saja berbeda dalam perangkatnya. Pertama berkas elektron disejajarkan dan difokuskan oleh magnet yang didesain khusus berfungsi sebagai lensa. Energi elektron biasanya 100 keV, yang menghasilkan panjang gelombang kira-kira 0,04 nm. Spesimen sasaran sangat tipis agar berkas yang dihantarkan tidak diperlambat atau dihamburkan terlalu banyak. Bayangan akhir diproyeksikan ke dalam layar pendar atau film. Berbagai distorsi yang terjadi akibat masalah pemfokusan dengan lensa magnetik membatasi resolusi hingga sepersepuluh nanometer (Tipler, 1991).

Cara kerja SEM adalah gelombang elektron yang dipancarkan electron gun terkondensasi di lensa kondensor dan terfokus sebagai titik yang jelas oleh lensa objektif. *Scanning coil* yang diberi energi menyediakan medan magnetik bagi sinar elektron. Berkas sinar elektron yang mengenai cuplikan menghasilkan elektron sekunder dan kemudian dikumpulkan oleh detektor sekunder atau detektor backscatter. Gambar yang dihasilkan terdiri dari ribuan titik berbagai intensitas di permukaan *Cathode Ray Tube* (CRT) sebagai topografi (Kroschwitz, 1990).

Scanning Electron Microscopy (SEM) merupakan salah satu jenis mikroskop elektron yang mampu menghasilkan resolusi tinggi dari gambaran permukaan suatu sampel. Prinsip kerja alat SEM adalah dengan memanfaatkan hamburan balik elektron (*electron beam*) pada permukaan objek dan mengambil gambar dengan mendeteksi elektron yang muncul pada permukaan objek (Setyaningsih dan Septiano, 2019). Kemajuan dalam penggunaan *Scanning Electron Microscopy* (SEM) memungkinkan pemindaian area yang luas dan

mengumpulkan sejumlah besar data untuk mendapatkan karakteristik sampel, diantaranya adalah menghitung objek dan mengumpulkan statistik objek tersebut, salah satunya mendapatkan citra morfologi ukuran untuk menentukan distribusi ukuran (Kharin, 2020). Pengujian *Scanning Electron Microscopy* (SEM) memungkinkan mendapatkan hasil citra morfologi dan konsentrasi dari campuran bahan (Septiano dkk., 2021).

Scanning Electron Microscope (SEM) digunakan untuk mengetahui perbedaan ukuran partikel pada *clay*, *carbonat*, *clay-carbonat*, *carbonat-organic*, dan material serpih yang sudah ditambah dengan logam Fe. Dari hasil SEM-Edax akan didapatkan morfologi dan unsur-unsur yang terkandung dalam material-material tersebut (Dewanto, 2015).

SEM (*Scanning Electron Microscope*) – EDX (*Energy Dispersive X-Ray Spectroscopy*) merupakan metode yang secara luas digunakan untuk pengamatan morfologi permukaan, struktur, dan pemetaan kandungan berbagai jenis sampel mulai dari bahan alam, organik, anorganik, polimer, logam hingga sampel biologi (Pretorius, 2010). Metode pengamatan ini menggunakan berkas elektron pancaran energi tinggi untuk memindai objek sehingga menghasilkan citra dan komposisi sampel. Berkas elektron yang digunakan sebagai sumber memiliki panjang gelombang puluhan ribu kali lebih pendek dari panjang gelombang cahaya tampak sehingga citra yang dihasilkan metode ini memiliki resolusi dan detail gambar yang lebih baik daripada mikroskop optik (Masta, 2020).

Prinsip tersebut membuat metode ini memiliki keunggulan lebih dan sangat digemari jika dibandingkan mikroskop optik. Metode ini dapat menghasilkan citra gambar tiga dimensi dengan perbesaran dan resolusi yang jauh lebih tinggi (Yañez dan Barbosa, 2003). Untuk dapat dihasilkan citra gambar yang baik maka hal yang penting harus dilakukan diantaranya pengondisian sampel sehingga sampel bersifat konduktif dan dapat mengalirkan elektron (Ichinokawa dkk., 1974).

XRD (*X-Ray Diffraction*) merupakan salah satu metode analisis yang efektif dalam mendeskripsikan batuan dan suatu senyawa kimia tertentu dalam wujud padat dengan menggunakan difraksi/pantulan sinar X. Sinar X merupakan radiasi elektromagnetik yang dihasilkan oleh deselerasi partikel dengan kecepatan tinggi secara tiba-tiba (Moore dan Reynold, 1997). Panjang gelombang sinar X memiliki orde yang sama dengan jarak antar atom sehingga digunakan sebagai sumber difraksi kristal. Voltase tinggi dalam tabung sinar X menghasilkan elektron yang lalu ditembakkan pada logam target (anode) sehingga menghasilkan sinar X yang memancar ke segala arah. Logam target biasanya berupa tembaga (Cu) akan menghasilkan karakteristik radiasi kuat sehingga cocok digunakan dalam aplikasi bidang geologi. Hukum dasar dalam difraksi sinar X mengacu pada Hukum Bragg (Moore dan Reynold, 1997).

Difraksi sinar-x merupakan metode analisa yang memanfaatkan interaksi antara sinar-x dengan atom yang tersusun dalam sebuah system kristal. Untuk dapat memahami prinsip dari difraksi sinar-x dalam analisa kualitatif maupun kuantitatif, terlebih dahulu diuraikan penjelasan mengenai sistem Kristal (Muzakir, 2012). Difraksi sinar-X mengidentifikasi struktur kristal suatu padatan dengan cara membandingkan nilai jarak d (bidang kristal) dan intensitas puncak difraksi dengan data standar. Sinar-X merupakan radiasi elektromagnetik dengan panjang gelombang sekitar 100 pm yang dihasilkan dari penembakan logam dengan elektron berenergi tinggi. Melalui analisis tinggi XRD, diketahui dimensi kisi (d = jarak antar kisi) dalam struktur mineral (Tovina, 2009). Hasil yang didapatkan dari difraksi sinar-X adalah berupa puncak-puncak intensitas dan bentuk difraksi, versus sudut hamburan (2θ) (Bragg dkk., 1975).

X-Ray Diffraction (XRD) adalah metode karakterisasi yang digunakan untuk mengetahui ciri utama kristal, seperti parameter kisi dan tipe struktur. Selain itu, juga dimanfaatkan untuk mengetahui rincian lain seperti susunan berbagai

jenis atom dalam kristal, kehadiran cacat, orientasi, dan cacat kristal. Sinar-X merupakan gelombang elektromagnetik dengan panjang gelombang ($\lambda \approx 0,1$ nm) yang lebih pendek dibandingkan gelombang cahaya ($\lambda \approx 400-800$ nm) (Smallman, 2000).

Sinar-X adalah suatu pengujian dengan menggunakan radiasi elektromagnetik yang dihasilkan suatu tabung sinar-X yang mengenai suatu target logam oleh pukulan electron, sehingga mengeluarkan suatu bentuk titik atau garis. Bentuk serta posisi garis-garis tersebut berkaitan langsung terhadap jarak d . Jika nilai (d) dan (n) diperoleh, kemudian akan diikuti dengan intensitas puncak kurva difraksi sinar-X (Ariesnawan, 2015). Pemanfaatan sinar-X dalam penelitian tanah lempung adalah untuk mengetahui susunan sistematis atom atau ion dalam bidang kristal. Sedangkan hasil jenis mineral didapat dari pembacaan *peak data* XRD menggunakan *Software MATCH 3: Crystal Analysis*. Dikutip dari Ariesnawan, (2015) yang menyebutkan bahwa difraksi sinar-X (XRD) adalah metode yang paling banyak digunakan dalam identifikasi tanah berbutir halus dan studi struktur kristal.

Analisis mineralogi dan kristalografi dengan *X-Ray Diffraction* merupakan salah satu metode analisis yang efektif dalam mendeskripsikan batuan dan suatu senyawa kimia tertentu dalam wujud padat karena proses preparasinya mudah, murah dan cepat. Analisis dengan XRD dalam perkembangannya juga digunakan dalam ilmu-ilmu selain geologi di antaranya adalah arkeologi, teknik sipil, teknik kimia, teknik material dan kedokteran. Analisis mineralogi dengan XRD mempunyai keunggulan dibandingkan analisis petrografi karena dapat mengidentifikasi dengan jelas jenis mineral lempung (*clay*) (Wicaksono, 2017).

1.6.7 Analisis Termal

Analisis termal adalah teknik yang mempelajari sifat-sifat fisik bahan yang berubah terhadap suhu. Beberapa metode umum yang dapat digunakan

untuk menganalisis sifat bahan secara termal yaitu *Differential Thermal Analysis* (DTA), *Differential Scanning Calorimeter* (DSC), *Thermogravimetric Analysis* (TGA), *Dilatometry* (DIL), *Evolved Gas Analysis* (EGA), *Dynamic Mechanical Analysis* (DMA), *Dielectric Analysis* (DEA). Dalam bidang industri, metalurgi, ilmu material, dan farmasi yang utama diaplikasikan adalah DTA dan DSC yang digunakan untuk mempelajari fasa transisi di bawah pengaruh atmosfer, suhu dan tingkat pemanasan yang berbeda. Kombinasi dari dua teknik analisis termal yang umum adalah Simultan Analisis Termal (STA) kombinasi dari TGA dan DSC.

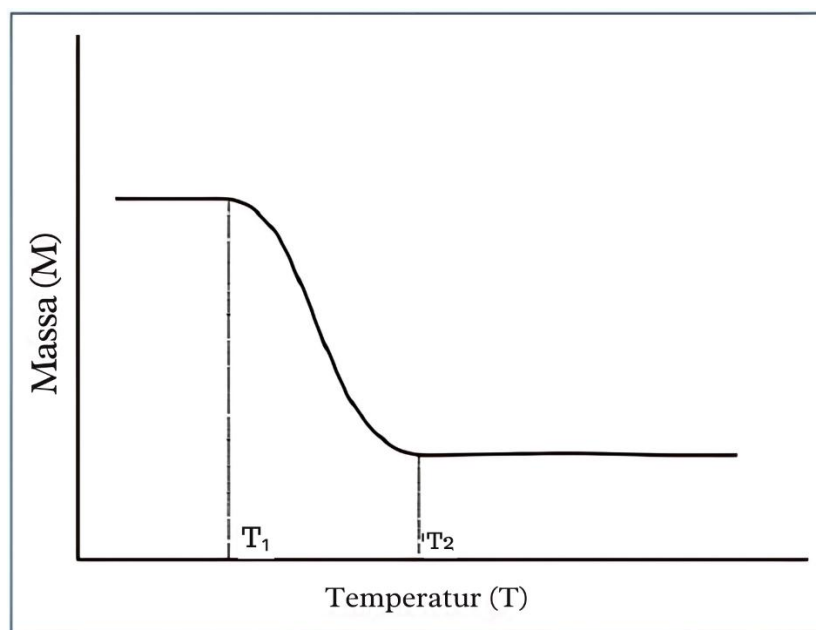
Beberapa definisi tentang metode DTA, TGA dan DSC yaitu:

1. DTA merupakan analisis termal menggunakan referensi (bahan pembanding) dimana sampel dan bahan referensi yang dipanaskan dalam satu tungku. Perbedaan suhu sampel dan suhu bahan referensi dicatat dalam program selama siklus pemanasan dan pendinginan.
2. DSC merupakan pengukuran perubahan dari perbedaan laju aliran panas ke bahan (sampel) dan bahan referensi yang mengalami pengendalian suhu. Perubahan-perubahan terjadi adanya pelepasan panas (eksotermal) dan penyerapan panas (endotermal). Seperti hal DTA, analisis termal DSC juga merupakan teknik alternatif untuk menentukan suhu transisi fasa berupa titik leleh, onset re-kristalisasi, suhu penguapan (Klancnik dkk., 2010).
3. TGA merupakan pengukuran perubahan berat suatu bahan sebagai fungsi waktu. Hasil analisis berupa rekaman diagram yang kontinu dimana reaksi dekomposisi terjadi. Berat suatu bahan yang dibutuhkan saat dianalisis beberapa milligram, yang dipanaskan pada laju konstan (Sembiring, 2014).

Thermogravimetry Analysis (TGA) berfungsi untuk mengukur massa suatu material yang hilang atau bertambah selama proses reaksi. TGA menghasilkan kurva dalam fungsi waktu dan temperatur saat proses pemanasan atau pendinginan dengan profil temperatur tertentu (Wagner,

2018). Pada kurva TGA dapat diidentifikasi suatu sampel mengalami pengurangan massa apabila kurva TG menurun sedangkan terjadi penambahan massa apabila kurva TG naik (Hildal dan Perepezko, 2018).

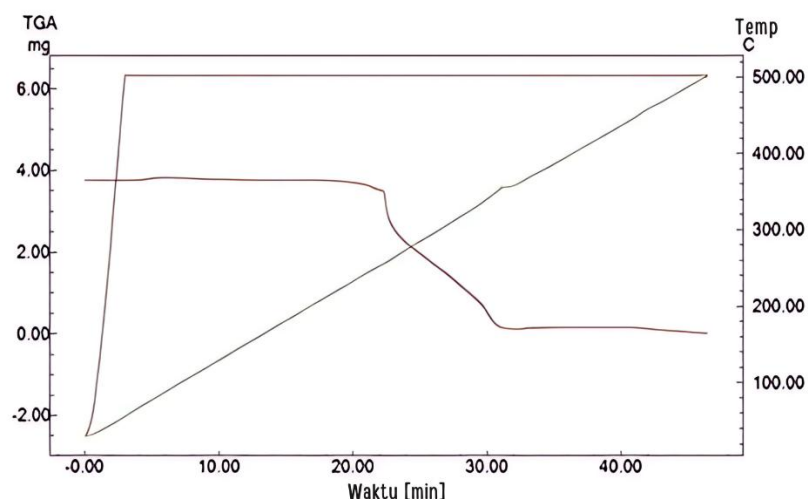
Pengurangan massa terjadi apabila reaksi yang berlangsung antara lain dehidrasi, pirolisis, dekomposisi, desorpsi, evaporasi dan sebagainya. Analisis termal memberikan sifat seperti entalpi, kapasitas termal, perubahan massa, dan koefisien ekspansi panas (Jose dkk., 2017). Oleh karena itu, berdasarkan informasi tersebut, dapat diidentifikasi reaksi yang terjadi pada sampel uji. Tujuan dilakukan termogravimetri analisis adalah menemukan perbandingan stoikiometri dari sampel yang diuji (Ivanov, 2012).



Gambar 2. 21. Grafik TGA massa vs temperatur (Brown, 2001)

Selama analisis termogravimetri, massa sampel terus direkam selama rentang waktu dan suhu yang telah ditentukan. Grafik pada **Gambar 2.21** menunjukkan perubahan massa sampel, dimana T_1 menunjukkan temperatur sesaat sebelum terjadi perubahan massa dan T_2 menunjukkan temperatur saat sampel telah mengalami perubahan massa (Brown, 2001). Hasil dari kurva TG memberikan informasi tentang perubahan komposisi sampel, stabilitas

termal, dan parameter kinetik untuk reaksi kimia dari sampel (Jose dkk., 2017).



Gambar 2. 22. Grafik TGA massa vs waktu (Jamaludin, 2020)

Gambar 2.22 menunjukkan perubahan massa sampel berbanding dengan waktu (Setiabudi dkk., 2012). Nilai T_1 dan T_2 bergantung pada beragam variabel, seperti laju pemanasan, sifat dari padatan seperti ukuran dan atmosfer di atas sampel, sehingga T_1 dan T_2 merupakan nilai yang sangat bergantung pada kondisi eksperimen, karenanya tidak mewakili suhu-suhu dekomposisi pada equilibrium (Sudrajat, 2015).

III. METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat

Pelaksanaan penelitian dilakukan pada bulan April 2022 – Mei 2025 di Pusat Survei Geologi (PSG) Bandung, Laboratorium Geofisika Eksplorasi Universitas Lampung, dan Laboratorium Terpadu Universitas Lampung.

3.2 Perangkat Lunak

Adapun perangkat lunak yang digunakan dalam penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. *Software Schlumberger Petrel*
Software ini digunakan untuk pengolahan data seismik yang digunakan pada penelitian dan juga membantu dalam interpretasi serta visualisasi 2D data seismik.
2. *Software Hampson Russel Suite*
Software HRS digunakan untuk pengolahan data sumur dan inversi seismik.
3. *Software Interactive Petrophysics V3.5*
Software ini digunakan untuk melakukan pengolahan dan analisis data sumur.
4. *Software ArcGIS 10.7*
Software ini digunakan untuk menampilkan titik-titik sumur penelitian dan pembuatan peta geologi regional.
5. *Software Microsoft Excel 2019*
Software ini digunakan untuk membuat matriks data.
6. *Software Microsoft Word 2019*
Software ini digunakan dalam pembuatan dan penyusunan laporan akhir.

3.3 Data Penelitian

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah:

1. Data sumur *well logging* (.Las) dan data *core* petrofisika batuan

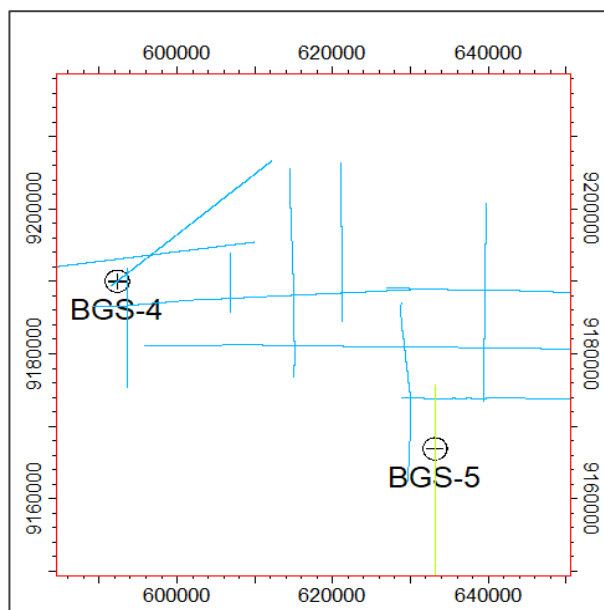
Penelitian ini menggunakan 7 data sumur yaitu BGS-1, BGS-2, BGS-3, BGS-4, BGS-5, BGS-6 dan BGS-7 yang terletak di Cekungan Jawa Timur Utara. Dengan *log* yang dipakai ialah *log gamma ray*, *log resistivitas*, *log neutron porosity*, dan *log sonic*. Sedangkan data *core* petrofisika yang digunakan dalam penelitian ini yaitu data *core* permeabilitas dan viskositas.

2. Data Geokimia

Data geokimia yang dipakai pada penelitian ini adalah data sekunder. Dengan data yang dipakai adalah data *Vitrinite Reflectance* (R_o), *Total Organic Carbon* (TOC) *core*, *Hydrogen Index* (HI), dan Tmax.

3. Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 2D dengan format .seggy dengan jumlah 13 penampang *line* seismik. Dimana 2 dari penampang *line* seismik tersebut memotong sumur daerah penelitian (BGS-4 dan BGS-5) yang digunakan.



Gambar 3. 1. Penampang line seismik

4. Data *Checkshot*

Data *checkshot* berfungsi untuk mendapatkan hubungan kedalaman dengan waktu. Pada penelitian ini hanya terdapat 2 data *checkshot* dari 7 sumur yang digunakan. Dimana sumur yang memiliki data *checkshot*, yaitu BGS-4 dan BGS-5.

5. Data *Marker*

Data marker geologi berisi informasi mengenai kedalaman lapisan batuan atau formasi batuan yang ada di daerah penelitian. Marker litologi yang digunakan setiap formasi dibatasi oleh *Top Shale* (TSH) dan *Bottom Shale* (BSH) setiap formasi dalam penelitian ini.

a. Sumur BGS-4

Formasi Tuban : 3201 ft – 4422 ft

Formasi Kujung : 4860 ft – 6567 ft

Formasi Ngimbang : 7809 ft – 9300 ft

b. Sumur BGS-5

Formasi Tuban : 3819 ft – 4497 ft

6. Data *Core* Sampel Batuan

Data *core* sampel batuan yang digunakan, yaitu sampel batuan *Shale* dan sampel batuan karbonatan. Kedua sampel batuan ini nantinya digunakan untuk pengukuran TGA.

3.4 Prosedur Penelitian

Dalam penelitian ini, prosedur untuk melaksanakan penelitian dibagi menjadi 5 bagian, yaitu:

1. Studi Literatur

Studi literatur dilakukan pada tahapan awal untuk mengumpulkan data yang berkaitan dengan penelitian, yaitu seperti tinjauan pustaka dan teori dasar yang dapat memudahkan dalam penelitian.

2. Persiapan dan Pengumpulan data

Tahapan ini merupakan tahapan untuk mengumpulkan data yang dibutuhkan dalam melakukan penelitian ini. Data yang digunakan dalam penelitian ini ialah berupa data *log* sumur (.LAS), data *core* petrofisika batuan, data geokimia, data seismik, dan data *core* batuan sampel.

3. Pengolahan data sumur dan data *core* petrofisika batuan

Pada penelitian ini, pengolahan data log atau data sumur digunakan untuk analisis kualitatif zona *source rock* sekaligus zona target reservoir migas nonkonvensional. Mengidentifikasi zona target *source rock* secara kualitatif dapat dilakukan dengan melihat respon dari masing-masing kurva log. Adapun jenis log yang digunakan pada penelitian ini antara lain log *gamma ray*, log resistivitas, log sonic, dan log porositas. Log *Gamma ray* pada penelitian ini digunakan untuk mengidentifikasi litologi bawah permukaan yang dapat dilihat dari lapisan yang mengandung zat radioaktif tinggi atau memiliki litologi *Shale* yang ditandai dengan terjadinya defleksi kurva log *gamma ray* ke arah kanan atau bernilai besar (> 75 GAPI) dan untuk mengidentifikasi litologi bawah permukaan yang dapat dilihat dari lapisan yang mengandung zat radioaktif yang sangat rendah atau memiliki litologi batuan karbonatan yang ditandai dengan terjadinya defleksi kurva log *gamma ray* ke arah kiri atau bernilai kecil (< 30 GAPI). Selain respon log *gamma ray*, pada analisis kualitatif zona target *source rock* juga dapat diidentifikasi dengan adanya *crossover* atau separasi antara log resistivitas dengan log sonic dan atau log porositas yang bernilai sama-sama besar. Respon log sonic yang besar dapat diidentifikasi suatu lapisan batuan kompak (keras) yang memiliki material penyusun saling terikat kuat, sehingga memiliki nilai permeabilitas dan porositas yang kecil dan respon log resistivitas yang tinggi diidentifikasi dengan adanya fluida migas.

Selain analisis kualitatif, pada penentuan zona target migas nonkonvensional juga dapat dilakukan secara kuantitatif, yaitu dengan

melakukan identifikasi pada beberapa parameter fisik batuan yang salah satunya yaitu nilai permeabilitas pada batuan induk (*source rock*). Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk dapat meloloskan fluida migas. Parameter tersebut digunakan untuk memvalidasi bahwa daerah target yang dipilih adalah tepat untuk dijadikan sebagai target *source rock* sekaligus reservoir migas nonkonvensional. Pada penelitian ini nilai permeabilitas yang digunakan adalah nilai permeabilitas *core*. Selain itu, pada penelitian ini juga menggunakan data *core* viskositas yang digunakan untuk menghitung parameter mobilitas, dan transmisibilitas. Parameter-parameter ini yang nantinya digunakan dalam menganalisis zona target reservoir migas nonkonvensional. Migas nonkonvensional memiliki ciri-ciri nilai permeabilitas, mobilitas, dan transmisibilitas yang sangat rendah. Selain digunakan untuk parameter penentuan target reservoir, pada migas nonkonvensional permeabilitas, mobilitas, dan transmisibilitas juga dapat digunakan untuk mengestimasi jenis fluida yang didasarkan pada penelitian yang dilakukan oleh Abdelfattah dkk. (2015) seperti yang tercantum pada **Tabel 2.3**.

4. Pengolahan data geokimia

Pada penelitian ini, pengolahan data geokimia digunakan untuk mencari nilai *Total Organic Carbon* (TOC), tingkat maturasi, dan tipe kerogen. Pada penelitian ini menggunakan metode Passey ($\Delta\log R$) untuk menentukan zona potensial yang kaya akan kandungan organiknya (nilai TOC). Nilai TOC dapat digunakan untuk mengetahui kadar atau jumlah material organik pada suatu batuan. Pada migas nonkonvensional memerlukan lapisan batuan yang kaya akan material organik atau dapat diartikan sebagai lapisan yang memiliki nilai TOC tinggi, karena besarnya nilai TOC dapat berpengaruh pada jumlah produksi migas pada suatu zona target. Perhitungan nilai TOC menggunakan metode Passey memerlukan nilai $\Delta\log R$. Setelah nilai $\Delta\log R$ diperoleh, maka selanjutnya adalah menentukan *baseline*. Dalam hal ini *baseline* merupakan sebuah kondisi kurva resistivitas dan kurva porositas saling

berhimpit yang menandakan bahwa zona tersebut sebagai *non-source rock* atau menunjukkan suatu keadaan “*zero TOC*” atau tidak adanya keberadaan dari TOC. Untuk melakukan perhitungan TOC dibutuhkan parameter penting berupa nilai *Level of Maturity* (LOM) yang merupakan nilai yang mewakili kematangan material organik. Nilai LOM diperoleh dari hasil korelasi dengan nilai *Vitrinite Reflectance* (Ro). Berikut adalah nilai parameter TOC yang digunakan pada masing-masing sumur.

Tabel 3. 1. Nilai parameter TOC masing-masing Sumur BGS

Sumur	Kurva Porositas	Rb	Tb/Rhob/Nb
BGS-1	DT	4,5	50
BGS-2	DT	9	60
BGS-3	DT	12	75
BGS-4	DT	4,3	93
BGS-5	NPHI	0,98	0,35
BGS-6	NPHI	1	0,5
BGS-7	DT	1,02	90

5. Pengolahan data seismik

Pada penelitian ini, pengolahan data seismik digunakan untuk mengetahui sebaran nilai akustik impedansi dan densitas pada daerah penelitian. Adapun tahapan dalam pengolahan data seismik sebagai berikut:

a. *Checkshot Correction, Wavelet Analysis dan Well to seismic tie*

Proses *well seismic tie* merupakan tahapan untuk mengikat sumur terhadap seismik. Pengikatan data sumur perlu dilakukan, karena untuk menginterpretasi keberadaan suatu formasi pada penampang seismik dengan baik. Selain itu, karena domain seismik berbeda dengan data sumur. Data seismik menggunakan domain waktu, sedangkan sumur menggunakan domain kedalaman. Proses *well to seismic tie* memerlukan

data *log* berupa *log* densitas dan *log sonic*. Sebelum melakukan *well to seismic tie*, dilakukan beberapa proses sebagai berikut: Langkah pertama dalam pengikatan data sumur dengan data seismik adalah melakukan koreksi *checkshot*. Pada tahapan ini, data yang digunakan berupa data kecepatan/*sonik* (*p-wave*) dan data *checkshot*. Koreksi ini dilakukan untuk melakukan konversi antara data sumur yang merupakan data dengan domain kedalaman (*depth*) terhadap data seismik yang memiliki domain waktu. Dalam melakukan tahapan *well to seismic tie* diperlukan sebuah *wavelet* yang akan digunakan dalam pembuatan model inisial. Pada penelitian ini menggunakan ekstraksi *wavelet statistical*. *Wavelet* ini dibuat dengan cara mengekstraksi sebuah *wavelet* dari data seismik secara berulang, sehingga mendapatkan *wavelet* yang paling baik. Pada penelitian ini tahap pertama dilakukan ekstraksi *wavelet* dengan menggunakan *statistical* untuk melihat panjang gelombang dan frekuensi dominan pada data seismik.

b. *Picking Horizon*

Picking horizon dilakukan dengan membuat garis-garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik. Dalam melakukan *picking horizon* diperlukan *well to seismic tie* untuk mengikat horizon seismik dengan data sumur, sehingga horizon dapat diletakkan pada horizon yang sesuai. Selain itu, *picking horizon* ini dilakukan dengan menghubungkan lintasan-lintasan seismik yang memiliki data sumur agar menjadi acuan dalam memilih reflektor yang sama dan dapat diketahui korelasi antara data seismik dengan data *log*. Kemudian posisi awal dilakukan *picking horizon* berada pada area yang dilalui oleh data sumur, hal ini karena adanya data marker yang digunakan sebagai acuan dalam melakukan *picking horizon*. Pada penelitian ini, dilakukan *picking horizon* pada *top Shale* dan *base Shale*

c. *Time map*

Time map merupakan hasil dari *picking horizon* yang membentuk suatu kedalaman dari geologi daerah tersebut dalam bentuk *time*/waktu. *Time*

map yang terbentuk 2 buah peta, karena hanya dilakukan dua kali *picking*, yaitu *picking top* dan *bottom*, maka *Time map* juga berupa *top Time map* dan *bottom Time map*.

d. Inversi AI

1. Analisis sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan dengan membuat *crossplot* data *log* sumur BGS-4 dan BGS-5. Analisis ini digunakan untuk melihat sensitivitas data *log* terhadap variasi perubahan litologi bawah permukaan. Pada penelitian ini dilakukan analisis sensitivitas antara impedansi akustik dengan densitas batuan dengan dikontrol oleh nilai *gamma ray*.

2. Model inisial

Tahapan selanjutnya yang perlu dilakukan dalam melakukan inversi AI adalah membuat model inisial, yaitu membuat penyebaran nilai *p-impedance* pada seismik. Nilai *p-impedance* ini berasal dari kurva *p-wave* dikalikan dengan nilai densitas dari masing-masing sumur.

3. Analisis inversi

Inversi impedansi akustik yang dilakukan pada penelitian ini yaitu metode inversi *model based*. Sebelum volume impedansi akustik dihasilkan, terlebih dahulu melakukan analisis inversi yang bertujuan untuk simulasi inversi agar hasil inversi yang dilakukan memiliki hasil yang baik dengan memasukkan nilai parameter yang sesuai. Pada analisis inversi ini yang harus diperhatikan, yaitu besarnya nilai *error* dari *P-impedance log* dengan inversi serta melihat korelasi antara *synthetic trace* dan *seismic trace*. Dimana harus didapatkan nilai *error* yang kecil dan nilai korelasi yang mendekati nilai 1. Setelah dilakukan analisis, tahap selanjutnya adalah melakukan proses inversi. Dalam hal ini juga perlu pertimbangan dalam memilih metode inversi yang tepat, baik dari *total error* maupun dari *total correlation*. Dimana dari hasil inversi

akan didapatkan AI *map* dengan melakukan *overlay* antara hasil inversi dengan *Time map*.

e. *Crossplot* AI dan densitas

Cara untuk mengetahui hubungan antara AI dan densitas adalah dengan membuat *Crossplot*, dengan AI sebagai sumbu x dan densitas sebagai sumbu y . Pada dasarnya AI dan densitas membentuk hubungan *linier* dan berbanding lurus. Hasil dari *crossplot* akan didapatkan sebuah persamaan yang akan digunakan dalam mengubah *cube* AI menjadi *cube* densitas.

f. Persebaran AI dan *densitas*

Persamaan yang didapatkan pada saat melakukan *Crossplot*, selanjutnya akan dimasukkan ke dalam hasil inversi (AI *map*) untuk mendapatkan persebaran nilai densitas yang di *Crossplot* kan dengan *log p-impedance*. Setelah itu akan didapatkan peta persebaran densitas daerah penelitian.

6. Pengukuran SEM, XRD, dan TGA

Pada penelitian ini, dilakukan pengukuran SEM, XRD, dan TGA pada material yang berupa sampel *source rock shale* dan karbonat murni serta sampel *source rock shale* dan karbonat yang ditambah dengan asam stearat dan logam aluminium (Al). Pengukuran ini dilakukan guna untuk melihat pengaruh penambahan logam Aluminium pada sampel *source rock shale* dan karbonatan terhadap proses percepatan pematangan migas nonkonvensional. Langkah awal yang dilakukan dalam pengukuran SEM, XRD, dan TGA yaitu menyiapkan sampel *source rock shale* dan karbonat. Sampel dikeringkan terlebih dahulu pada suhu 60°C selama 24 jam, kemudian digerus hingga menjadi serbuk halus dan diayak menggunakan saringan berukuran 100 *mesh* untuk memperoleh ukuran partikel yang seragam. Selanjutnya yaitu pembuatan sampel *source rock* murni dan sampel *source rock* yang dicampur dengan asam stearat dan logam aluminium dengan rasio tertentu. Kemudian sampel diaduk dan ditekan secara perlahan dan didiamkan sesaat (48 - 72 jam) dan kemudian diaduk kembali secara berulang dengan tujuan agar sampel tercampur dan

mengisi secara rata ke seluruh pori-pori pada material wadah *shale* dan wadah karbonat. Selanjutnya material serpih dan karbonat tersebut didiamkan minimal selama 48 jam dengan tujuan agar bahan organik yang terperangkap mengisi pori-pori dan lebih mengikat serta kompak. Dan selanjutnya sampel siap untuk dilakukan pengukuran SEM, XRD, dan TGA.

Pada pengukuran SEM, sampel diletakkan di atas stub berbahan logam yang telah dilapisi pita karbon konduktif. Sampel selanjutnya dilapisi dengan lapisan tipis emas (*gold coating*) menggunakan mesin *sputter coater* untuk meningkatkan konduktivitas permukaan dan mencegah terjadinya muatan listrik selama pengamatan. Pengamatan dilakukan menggunakan SEM tipe *high-vacuum* dengan tegangan percepatan sebesar 15 kV. Citra diperoleh pada berbagai perbesaran untuk mengamati morfologi permukaan, pori, rekahan, dan interaksi antar material.

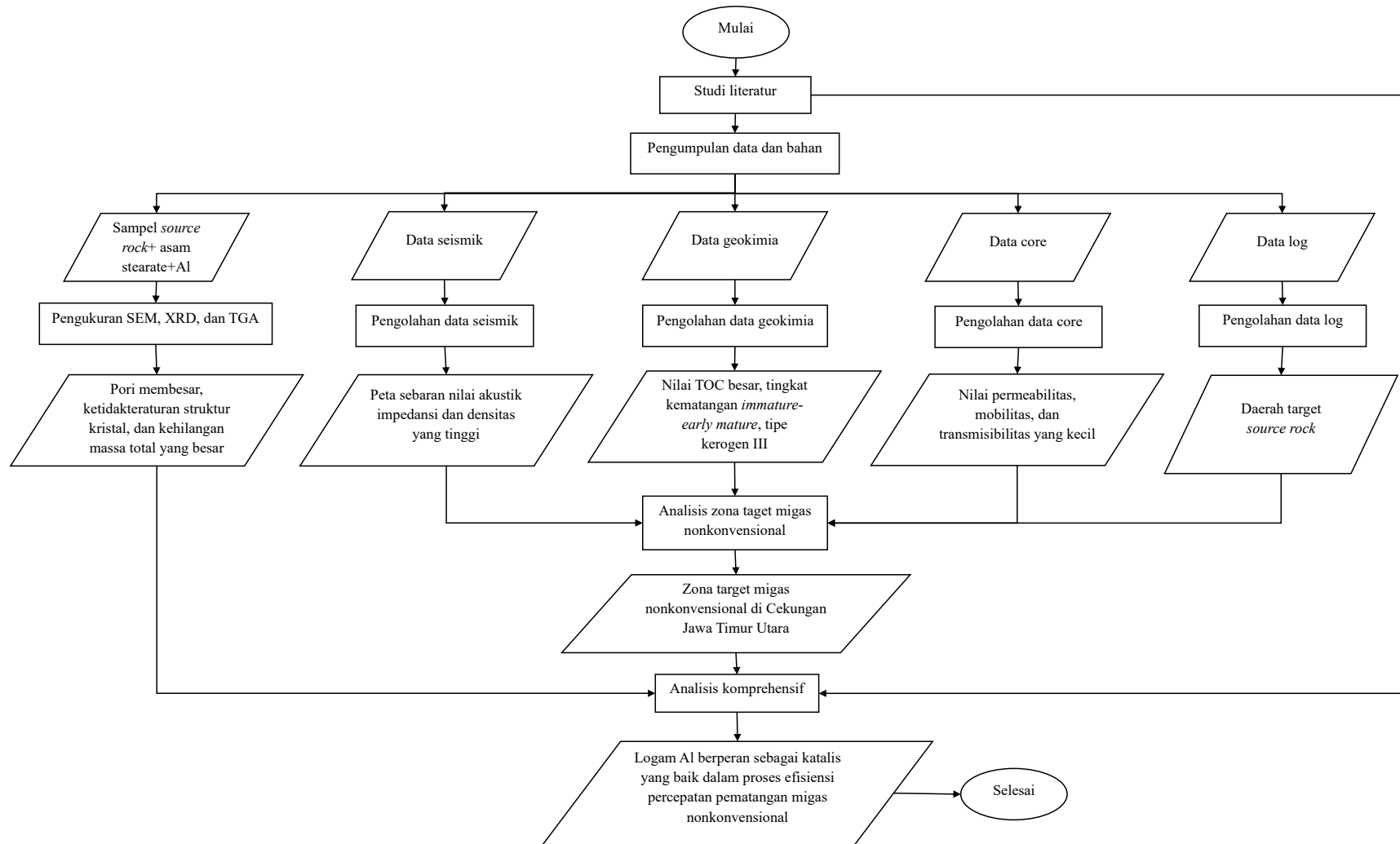
Pada pengukuran XRD, sampel dikompaksi secara merata pada *holder* XRD berbahan kaca atau aluminium agar permukaan analisis rata dan stabil. Pengukuran dilakukan menggunakan XRD tipe difraktometer serbuk dengan radiasi Cu-K α ($\lambda = 1,5406 \text{ \AA}$), tegangan 40 kV, dan arus 30 mA. Data difraksi diperoleh pada rentang sudut 2θ antara 0° hingga 100° , dengan kecepatan pemindaian $2^\circ/\text{menit}$. Pola difraksi yang diperoleh dianalisis menggunakan perangkat lunak pencocokan database untuk mengidentifikasi fasa mineral utama, perubahan intensitas puncak, dan evaluasi kristalinitas yang dapat menunjukkan pengaruh penambahan asam stearat dan logam aluminium terhadap struktur mineral *shale* dan mineral karbonat.

Pada pengukuran TGA, sebanyak $\pm 10 \text{ mg}$ serbuk sampel ditimbang dan dimasukkan ke dalam wadah platina, kemudian dianalisis menggunakan alat TGA dengan pemanasan bertahap dari suhu ruang hingga 1000°C pada laju pemanasan $10^\circ\text{C}/\text{menit}$ dalam atmosfer nitrogen. Data

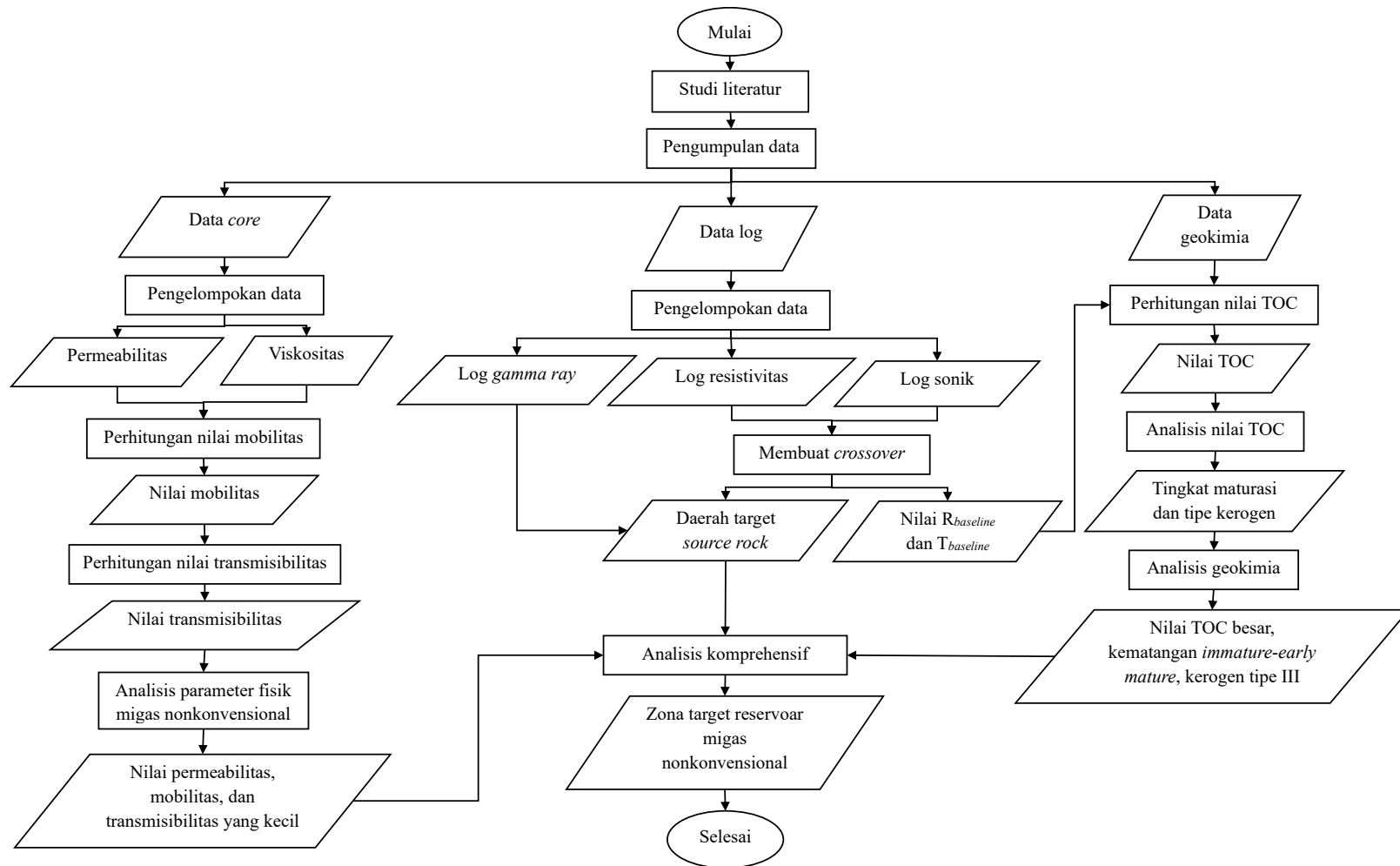
penurunan massa dicatat sebagai fungsi suhu untuk mengidentifikasi tahapan dekomposisi material organik dan anorganik. Perbandingan kurva TGA antara *shale* dan karbonat murni dengan sampel campuran digunakan untuk mengevaluasi pengaruh penambahan asam stearat dan logam aluminium terhadap kestabilan termal dan potensi reaktivitas termal yang berkaitan dengan proses maturasi hidrokarbon.

3.5 Diagram Alir

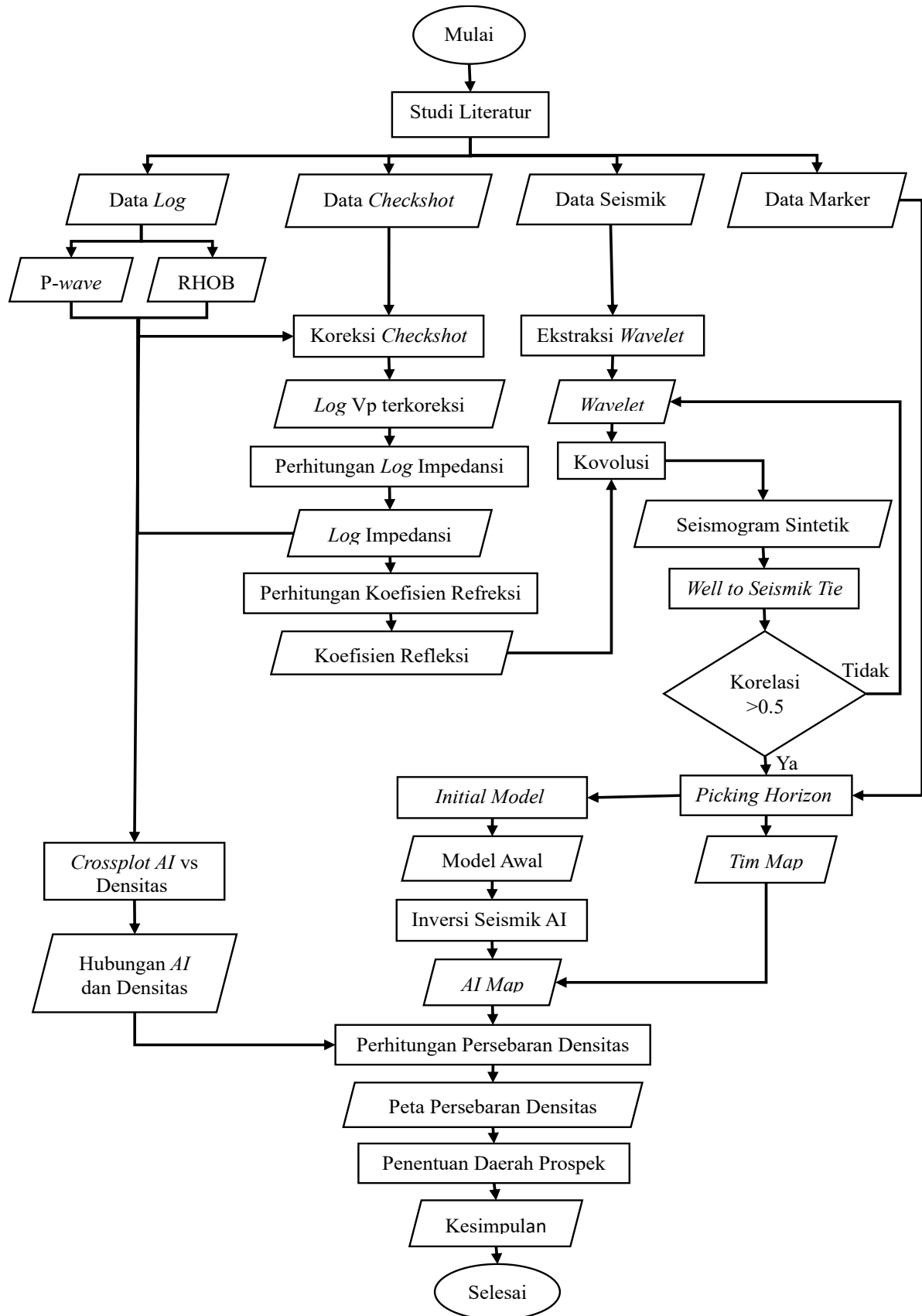
Adapun diagram alir penelitian ini dapat dilihat **pada Gambar 3.2, Gambar 3.3, Gambar 3.4 dan Gambar 3.5** di bawah ini:



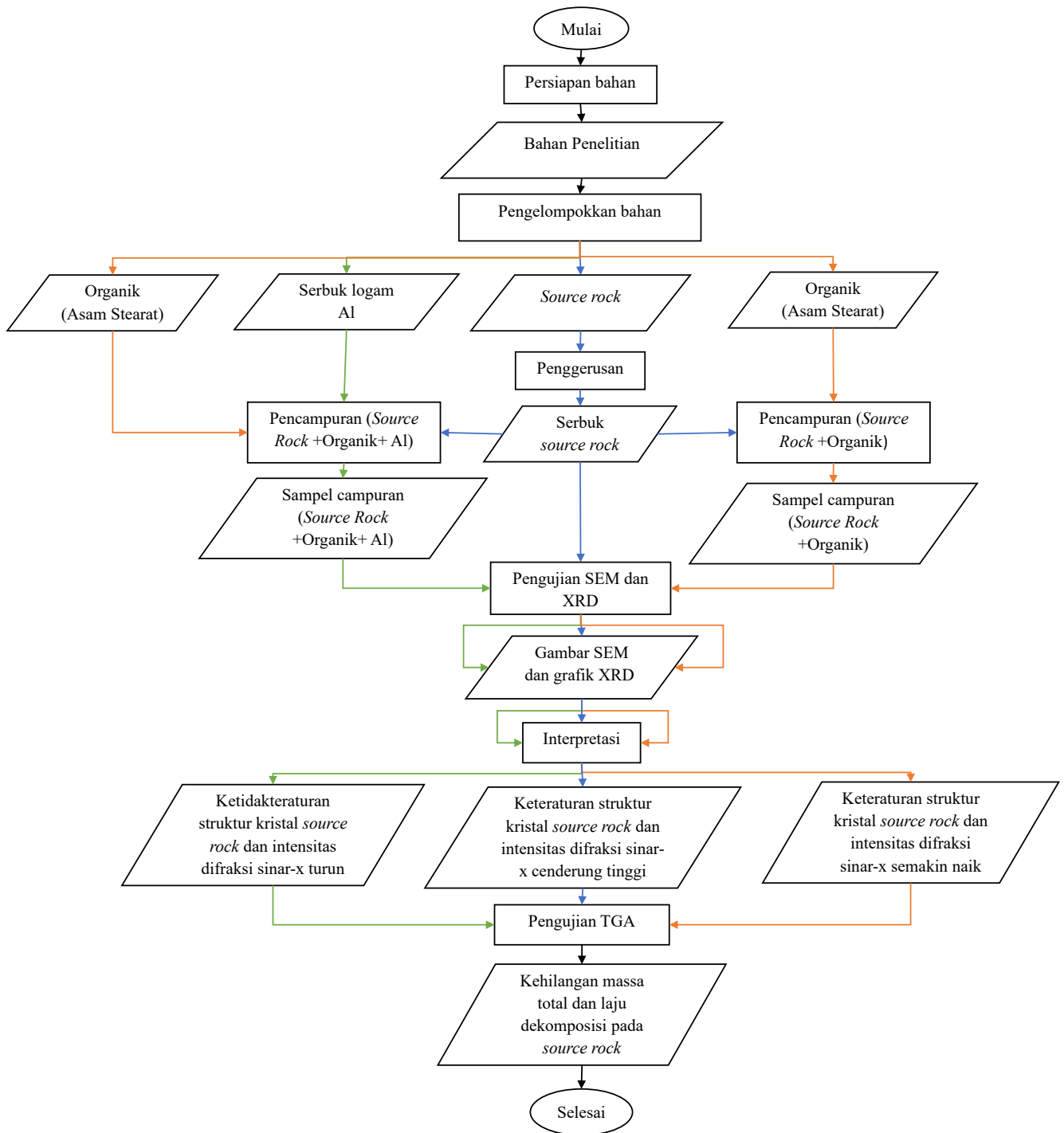
Gambar 3. 2. Diagram alir penelitian secara menyeluruh



Gambar 3. 3. Diagram alir penentuan *source rock* dan daerah taget migas nonkonvensional



Gambar 3. 4. Diagram alir penyebaran akustik impedansi dan densitas



Gambar 3. 5. Diagram alir proses percepatan pematangan migas nonkonvensional

V. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan hasil identifikasi lapisan *source rock* pada Sumur BGS di Cekungan Jawa Timur Utara secara keseluruhan berada pada kedalaman 32 – 10,632 ft dengan litologi batuan yang didominasi oleh *Shale* dan batuan karbonatan. Lapisan *source rock* memiliki nilai kandungan TOC pada rentang 0,5wt% – 5,61wt% dengan kualitas sedang – istimewa serta memiliki jenis kerogen dominan tipe III yang berpotensi menghasilkan gas dengan tingkat kematangan *immature – early mature*.
2. Berdasarkan analisis karakteristik zona target reservoir migas nonkonvensional pada Sumur BGS di Cekungan Jawa Timur Utara secara keseluruhan memiliki nilai permeabilitas <0,1 mD, nilai mobilitas <10 mD/cP, dan nilai transmisibilitas <100 mDm/cP dengan fluida yang dihasilkan yaitu jenis gas.
3. Persebaran nilai impedansi akustik pada arah utara – barat laut dan tenggara target *body Shale* Formasi Tuban memiliki nilai impedansi akustik sebesar 3000 (m/s)*(g/cc) – 7000 (m/s)*(g/cc) dengan persebaran nilai densitas sebesar 1,50 g/cc – 2,30 g/cc, Formasi Kujung memiliki nilai impedansi akustik sebesar 4600 (m/s)*(g/cc) – 8400 (m/s)*(g/cc) dengan persebaran nilai densitas sebesar 1,70 g/cc – 2,37 g/cc dan Formasi Ngimbang memiliki nilai impedansi akustik sebesar 4500 (m/s)*(g/cc) – 10000 (m/s)*(g/cc) dengan persebaran nilai densitas sebesar 1,72 g/cc – 2,46 g/cc. Dari ketiga formasi batuan tersebut dominan memiliki sebaran nilai akustik impedansi dan densitas batuan yang

tinggi pada arah Barat Laut – Utara yang dapat diidentifikasi sebagai daerah zona target reservoir hidrokarbon nonkonvensional.

4. Berdasarkan analisis SEM material *Shale* dan karbonat dengan melakukan penambahan logam berupa Al (Aluminium) dapat meningkatkan kandungan Al dalam *source rock* naik menjadi 1,21% (*shale*) dan 2,72% (karbonat) yang mengakibatkan terbukanya pori-pori mikroskopis yang ditunjukkan dengan citra SEM yang menampilkan struktur permukaan yang lebih berpori dan kasar. Pengukuran XRD menunjukkan penurunan intensitas puncak di $2\theta \sim 22^\circ - 26^\circ$ (*shale*) dan $2\theta \sim 29^\circ$ (karbonat) lebih dari 70%, dengan kristalinitas karbonat turun $< 30\%$. Modifikasi ini menyebabkan terbukanya pori dan ketidakaturan struktur kristal pada *source rock* yang mengakibatkan percepatan pematangan hidrokarbon secara termal. Pengujian TGA pada material *shale* dan karbonat yang dimodifikasi dengan asam stearat dan logam aluminium menunjukkan bahwa rasio 1:2 menghasilkan performa termal paling optimal. Pada *shale*, rasio ini menghasilkan kehilangan massa tertinggi (49,54%) dan laju dekomposisi maksimum (0,317 mg/min), sedangkan pada karbonat mencapai 47,40% dan 0,191 mg/min. Kehilangan massa dan laju dekomposisi yang tinggi pada *source rock* Hasil ini mengindikasikan bahwa peningkatan jumlah aluminium meningkatkan aktivitas katalitik, mempercepat pemutusan ikatan organik, dan menurunkan energi aktivasi.

6.1. Saran

Adapun saran dalam penelitian ini adalah akan lebih baik apabila sumur yang digunakan memiliki data *log* dan *well report* yang lengkap, mengingat penampang *line* seismik berjumlah banyak agar mendapatkan hasil penyebaran parameter petrofisika yang akurat. Selain itu data geokimia perlu dilengkapi untuk mendukung hasil analisis yang lebih baik. Kemudian perlu dilakukan analisis struktur geologi bawah permukaan dengan melakukan *picking fault* pada tahap interpretasi data seismik. Penulis juga menyarankan untuk

dilakukan analisis lanjutan terkait pengukuran waktu kecepatan pematangan hidrokarbon, supaya dapat mendapatkan hasil yang valid terkait lamanya proses pematangan hidrokarbon dari sebelum hingga ditambahkan katalis berupa Logam Aluminium.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdelfattah, M. H., Abdelalim, A. M., dan Yassin, M. H. A. (2015). Unconventional Reservoir: Definitions, Types, and Egypt's Potential. *Faculty of Petroleum and Mining Engineering Suez University Journal*. 1-7.
- Abu El-Rub, Z., Kujawa, J., dan Al-Gharabli, S. (2020). Pyrolysis Kinetic Parameters of Omari Oil Shale Using Thermogravimetric Analysis. *Energies*. 13(16):4060.
- Advanced Resources International, Inc. (ARII). (2003). *Indonesian coalbed methane*. Laporan evaluasi cadangan coalbed methane di Indonesia.
- Agustiyar, F. (2021). Indications of the Potential of *Shale* Gas for Non-Conventional Indications of the Potential of *Shale* Gas for Non-Conventional. *Tadulako Science and Technology Journal*. 2(1):17-25.
- Ahmed, U., dan Meehan, D. N. (2016). *Unconventional Oil and Gas Resources: Exploitation and Development*. CRC Press, Boca Raton. 894 hlm.
- Ahsanitaqwim, (2016). *Analisis Properti Petrofisika Untuk Menentukan Zona Prospek Migas*. IST AKPRIND, Yogyakarta.
- Altamar, R.P. dan Marfurt, K. (2014). Mineralogy-Based Brittleness Prediction from Surface Seismic Data: Application to The Barnett *Shale*. *Interpretation*. 2(4):255-271.
- 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*. 4(2): 144-158.

- Aridji, T. (2021). Potensi Besar, Pemerintah Kembangkan Migas Non Konvensional. *Jurnal Migas*. 1(7):6-7.
- Ariesnawan, R. A., (2015). Karakteristik Mekanik Dan Dinamik Clay *Shale* Kabupaten Tuban Terhadap Perubahan Kadar Air. *Disertasi*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Surabaya.
- Asquith, G. B., (2004). *Basic Well Log Analysis for Geologists*. American Association of Petroleum Geologists, Oklahoma.
- Asquith, G. B., dan Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. American Association of Petroleum Geologists, Oklahoma.
- Azhary, M., Zaenudin, A., Karyanto., dan Setiadi, I. (2019). Studi Sub-Cekungan Jawa Timur Utara Untuk Mengetahui Pola Sub-Cekungan Berpotensi Minyak Dan Gas Bumi Menggunakan Data Gaya Berat. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. 3(3):88-98.
- Aziza, N. A. (2023). Identifikasi Persebaran Total Organic Carbon (TOC) Menggunakan Seismik Inversi Acoustic Impedance (AI) Pada Body *Shale* Lapangan A Cekungan Jawa Timur Utara. *Skripsi*. Teknik Geofisika. Universitas Lampung. Bandar Lampung.
- Baker, O. (1981). Effect of Price and Technology on Tight Gas Resources of the United States. *International Energy Conversion Engineering Conference (IECEC) Proceedings 16th Annual Meeting Atlanta*. 2:1298-1303.
- Bemmelen, R. W. V. (1949). *The Geology of Indonesia*. Edition: General Geology of Indonesia and Adjacent Archipelagoes. Government Printing Office, The Hague, Netherland.
- 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.
- Bragg, L., Philips, D., dan Lipson, H. S. (1975). *The Development of X-Ray Analysis*. Bell. London. Hal. 1 - 13.

- Brown, B. (2001). *Introduction to Thermal Analysis*. 2nd ed. Springer Verlag, New York.
- Charurvedi., dan Dave, P. (2012). Microscopy in Nanotechnology. *Current Microscopy Contributions to Advances in Science and Technology*. Formatex Research Center: Badajoz, Spain.
- Curtis, J. B. (2002). Fractured *Shale*-Gas Systems. *AAPG Bulletin*. 86(11):1921-1938.
- Danusaputro, H. (2010). Inversi Model Based untuk Gambaran Litologi Bawah Permukaan. *Jurnal Sains dan Matematika (JSM)*. 18(3):88- 93.
- De Genevraye, P., dan Samuel, L. (1972). Geology of The Kendeng Zone (Central & East Java). *Indonesian Petroleum Association. Jakarta: Annual Convention Proceeding*. 17-30.
- Delisatra, G. (2012). *Short Course: Seismik Interpretation & Reservoir Characterization*. Universitas Gajah Mada, Yogyakarta.
- 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*. 118.
- Dewanto, O. (2009). *Buku Ajar Well Logging*. Universitas Lampung, Lampung.
- Dewanto, O. (2015). Perbandingan Tingkat Maturasi Organik Dalam CaCO_3 dan Penambahan Fe, Dengan Cara Penentuan Energi Aktivasi Menggunakan Metode Analisis Termogravimetri dan Pirolisis. *Disertasi*. Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Prigram Studi Ilmu Fisika, Universitas Indonesia.
- Dewanto, O., Ferucha, I., Darsono., dan Rizky. S. (2022). Conversion Of Oil *Shale* To Liquid Hydrocarbons As A New Energy Resources Using Iron (Fe)-Pillared Clay (Kaolinite) Catalyst. *Indonesian Jourbal of Applied Physics (IJAP)*, 12(2), 197-216.
- Doust, H., dan Noble, R. A. (2008). Petroleum systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*. 25:103-129.
- Ellis, D. V., dan Singer. J. M. (2008). *Well Logging for Earth Scientist 2nd Edition*. Springer, Netherlands.

- European Commission. (2019). European Commission. Retrieved Juny 18, 2024, from European Commission: https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/Shale-gas-and-other-unconventional-hydrocarbons_e
- Fahlevi, L. (2012). Geologi dan Studi Geokimia Batuan Induk Minyak Bumi Endapan Paleogen Cekungan Lepas Pantai Jawa Timur Utara Berdasarkan Data Geokimia Biomarker pada Lapangan LF-1. *Skripsi*. UPN Veteran Yogyakarta, Yogyakarta.
- Fatahillah, Y. (2016). Penentuan Potensi Batuan Induk Menggunakan Model Log TOC, Pada Formasi Ngimbang, Lapangan “ARRAZI”, Cekungan Jawa Timur Utara. *Tugas Akhir*. Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.
- 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, P., Yayat, S., dan Kamtono, K. (2009). Aplikasi Pendekatan Metode Gayaberat Dalam Eksplorasi Migas: Studi Geologi Bawah Permukaan Daerah Cekungan Jawa Timur Utara Segmen Lamongan. *Prosiding Pemaparan Hasil Penelitian Puslit Geoteknologi – LIPI 2009*. 163-172.
- Glover, P. (2007). *Petrophysics MSc Course Notes*. Nottingham, United Kingdom.
- Gorenekli, Y. S. (2018). Geochemical Characterization of the Lower Pennsylvanian Morrow Shale in the Anadarko Basin of Oklahoma. *Thesis*. University of Oklahoma, USA.
- Hakim, L., Rachwibowo, P., Widiarso, D. A., dan Zaqqie, B. (2019). Analisis Maseral Dengan Metode Reflectance Vitrinite Untuk Mengetahui Kualitas Batubara Pada Sumur Al 25, Lapangan Kintap, Kabupaten Tanah Laut Provinsi Kalimantan Selatan, Pt. Anugerah Lumbung Energi. *Geological Engineering E-Journal*. 6(1):168-186,
- Hamilton, H. (1979). *Tectonics of the Indonesian Region*. U.S. Govt. Print. Off, USA. 345 hlm.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta.

- Hildal, K., dan Perepezko, J. H. (2018). *Metal and Alloys in Handbook of Thermal Analysis and Calorimetry*. 2nd ed. Elsevier Science, New York.
- Husein, S. (2015). *Petroleum and Regional Geology Northeast Java Basin, Indonesia: Excursion Guide Book*. Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Husein, S. (2016). *Fieldtrip Geologi Cekungan Jawa Timur Utara*. Dept. of Geological Engineering UGM, Yogyakarta.
- Hustrulid, W., dan Bullock, R. L. (2001). *Underground Mining Methods: Engineering Fundamentals and International Case Studies*. SME. 718 hlm.
- Ichinokawa, T., Iiyama, M., Onoguchi, A., dan Kobayashi, T. (1974). Charging effect of specimen in scanning electron microscopy. *Japanese Journal of Applied Physics*. 13(8):1272.
- Ivanov, S. (2012). Multiferroic complex oxides: Main features of preparation, structure, and properties. *Science and Technology Atomic, Molecular, Condensed Matter & Biological Systems*. 2:163-238.
- Jamaludin, A., Afghani, F. A., Dwiyanti, H, dan Saputri, A. (2020). Identifikasi Kerusakan Thermo Gravimetry Analysis di Hotcell 108 IRM. *Pengelolaan Instalasi Nuklir*. 13(25): 520105.
- Jose C., Abraham J., dan Kumar M. (2017). *Instrumental Techniques for the Characterization of Nanoparticles in Thermal and Rheological Measurement Techniques for Nanomaterials Characterization*. Elsevier Science, New York.
- Jumiati, W., Maurich, D., Wibowo, A. S., dan Nurdiana, I. (2020). The Development of Non-Conventional Oil and Gas in Indonesia Case Study on Hydrocarbon Shale. *Journal of Earth Energy Engineering*, 9(1):11 -16.
- Juventa, J. (2022). Karakteristik Reservoir Karbonat Menggunakan Inversi Impedansi Akustik Blok 'X' Formasi Tuban, Cekungan Jawa Timur. *Jurnal Geosaintek* 8(1):173-180.
- Kapustin, N. O., dan Grushevenko, D. A. (2018). Global prospects of unconventional oil in the turbulent market: a long term outlook to 2040. *Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP Energies Nouvelles*. 73(67): 1-13.

- Katz, B., Gao, L., Little, J., dan Zhao, Y. R. (2021). Geology still matters – Unconventional petroleum system disappointments and failures. *Unconventional Resources*. 1:18-38.
- Khan, J. Q. (2016). Unconventional *Shale* gas reservoir characterization and modelling of the Perminan Roseneath and Murteree *Shale* s in the Copper Basin. *Disertasi*. James Cook University, Australia.
- Kharin, A.Y. (2020). Deep learning for scanning electron microscopy: synthetic data for the nanoparticle’s detection. *Ultramicroscopy*. 219:113125.
- Khasanah, U., Supriyanto, S., dan Djayus, D. (2019). Analisis Nilai Log *Gamma ray* Dan Log Density Terhadap variasi Kecepatan Perekaman Metode Well Logging “Robertson Geologging (RG)”. *Jurnal Geosains Kutai Basin*. 2(1):1-7.
- Klancnik, G., Medved, J., dan Mrvar, P. (2010). Differential Thermal Analysis and Differential Scanning Calorimetry as A Method of Material Investigation. *RMZ- Materials and Geoenvironment*. 57:127-142.
- Koesoemadinata R.P. (1978). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. ITB, Bandung.
- Kok, M. V., Varfolomeev, M. A., Nurgaliev, D. K., dan Kandasamy, J. (2022). Application of TGA-MS technique for oil shale characterization and kinetics. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. 147:10767–10774.
- Kroschwitz, J. (1990). *Polymer Characterization and Analysis*. John Wiley and Sons Inc. Canada. Hal. 53 - 59.
- Lan, X. Z., Luo, W. J., Song, Y. H., Zhang, Q. L., dan Zhou, J. (2016). Study on the Spectrum Research on the Process of Oil Shale Pyrolysis. *Guang pu xue yu Guang pu fen xi = Guang pu*. 36(4):1121-1126.
- Lemigas. (2020). *Strategi Percepatan Eksplorasi & Eksploitasi MNK Shale HC Melalui Implementasi Sumur Pilot Multi Stage Fracturing Horizontal Well (MSFHW)*. Lemigas, Jakarta.
- Masta, N. (2020). *Buku Materi Pembelajaran Scanning Electron Microscopy*. Universitas Kristen Indonesia, Jakarta.

- Mayasari, H. E., dan Yuniari, A. (2016). Karakteristik termogravimetri dan kinetika dekomposisi EPDM dengan bahan pengisi carbon black. *Majalah Kulit, Karet, dan Plastik*. 32(2):125-134.
- Mitchell, J. K. (1976). *Fundamentals Of Soil Behavior*. John Wiley & Sons, Inc., New York.
- Mjili, A. S., dan 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.
- Moore, D. M., dan Reynolds, R. C., Jr. (1997). *X-Ray Diffraction and the Identification and Analysis of Clay Minerals*, 2nd ed. Oxford University Press, New York.
- Mudjiono dan Pireno. (2002). Exploration of the north Madura platform offshore. east java Indonesia. *Proceedings of the Indonesian Petroleum Association*, 28th annual convention. 1:707-726.
- Mulyanto, B.S., Dewanto, O., dan Rizky, S. (2018). Determining Layer Oil *Shale* as New Alternative Energy Sources Using Core Analysis and Well Log Method. *International Journal of Engineering & Technology (UAE)*. 7(4):941-949.
- Muzakir, A. (2012). *Karakterisasi Material, Prinsip dan Aplikasinya dalam Penelitian Kimia*. Cetakan Pertama. UPI Press. Bandung.
- Nukefi, A. (2007). Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Migas pada Reservoir “A”, Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat. *Skripsi*. Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Oktamuliani, S., Samsidar, S., Nazri, M. Z., dan Nehru, N. (2015). Identifikasi Mineral Pada Batuan Granit Di Geopark Merangin Provinsi Jambi Menggunakan X-Ray Diffraction (Xrd) Dan Scanning Electron Microscopy. *Journal Online of Physics*, 1(1):12-17.
- Passey, Q. R., Bohaces, K., Esch, W., Klimentidis, R., dan Sinha, S. (2010). From Oil-Prone *Source rock* to Gas Producing *Shale* Reservoir, Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional *Shale* Gas Reservoirs. *International Oil and Gas Conference and Exhibition*. 1-29.

- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., dan Strouds, J. D. (1990). A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 74(12):1777- 1794.
- Permana, U., dan Triyoso, K. (2015). Pengolahan Data Seismik Refleksi 2D Untuk Memetakan Struktur Bawah Permukaan Lapangan “X” Prabumulih, Sumatera Selatan. *Alhazen Journal of Physics*. 2(1):28-37.
- Peters, K. E., dan Cassa, M. R. (1994). *Applied Source rock Geochemistry*. The Petroleum System From Source to Trap. AAPG Memoirs no. 60, Tulsa.
- Ponto, P. (1996). *Petroleum geology of Indonesian basins-principles, methods, and application*. Pertamina BPPKA (Foreign Contractors Ventures Development Body), Jakarta.
- Pradono, A., dan Rakasiwi, D. (2018). Basin Modeling and Hydrocarbon Source Rock Potential of Middle Eocene Ngimbang Formation in East Java Basin, Indonesia. *4th Myanmar Oil dan Gas Conference*. Yangon: AAPG Asia Pacific Region. 11213.
- Praptisih, P., Kamtono, K., Putra, P. S., dan Hendrizan, M. (2014). Karakteristik Batuan Sumber (Source Rock) Hidrokarbon pada Formasi Batuasih di daerah Sukabumi, Jawa Barat. *Indonesian Journal on Geoscience*. 4(3):167–175.
- Pratama, A. (2013). Analisis Petrofisika Untuk Menentukan Potensi Migas Pada Sumur Elp-23 Lapangan Prabumulih Menggunakan Metode Inversi. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 1(1):2-14.
- Pretorius, E. (2010). Influence of acceleration voltage on scanning electron microscopy of human blood platelets. *Microscopy Research and Technique*. 73(3):225–228.
- Pringgoprawiro, H. (1983). *Revisi Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara dan Paleogeografinya*. Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Rahardjo, W. (2004). *Buku Panduan Ekskursi Geologi Regional Pegunungan Selatan dan Zona Kendeng*. Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Ratman, N., Suwanti, T., dan Samodra, H. (1998). Peta Geologi Indonesia, Lembar Surabaya. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi ITB, Bandung.
- Rider. M. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Caithness, Scotland.

- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised 2002*. Scotland: Whittles Publishing.
- Ross, J. (2011). Properties and applications of gamma alumina in catalysis. *Journal of Industrial Chemistry*. 7(2):45-53.
- Russel, B. H. (1996). *Intruduction to Seismic Inversion Methods*. Hampson-Russel Software Service Ltd:Calgary, Alberta.
- Russell, B. H. (1998). *Introduction to seismic inversion methods*. Society of Exploration Geophysicist, Canada.
- Saif, T., Lin, Q., Bijeljic, B., dan Blunt, M. J. (2017). Microstructural imaging and characterization of oil shale before and after pyrolysis. *Fuel*. 197:562–574.
- Sandhika, D. (2016). Interpretasi log untuk menentukan interval perforasi formasi K lapangan X. *Skripsi*. Universitas Trisakti, Jakarta.
- Satyana, A. H. (2005). Oligo-Miocene Carbonates of Java, Indonesia: Tectonic, Volcanic Setting and Petroleum Implications. *Proc. Indonesian Petroleum Association 30th annual conv.*
- Satyana, A. H. (2008). *Petroleum Geology of Indonesia*. IAGI Professional Courses, Bali.
- Satyana, A. H., dan Djumlati, M. (2003). OligoMiocene Carbonates of the East Java Basin, Indonesia: Facies Definition Leading to Recent Significant Discoveries. *AAPG Search and Discovery Article 9001*.
- Schlumberger. (1998). *Schlumberger Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger Wireline and Testing, Texas.
- Sembiring, S. (2014). *Preparasi dan Karakterisasi Bahan*. Buku Ajar Jurusan Fisika Universitas Lampung, Bandar Lampung.
- Septiano, A. F., Sutanto, H., dan Susilo. (2021). Synthesis and characterization of resin lead acetatecomposites and ability test of X-ray protection. *Journal of Physics: Conference Series*. 1918(2):022003.
- Setiabudi, A., Hardian, R., dan Mudzakir, A. (2012). *Karakterisasi Material*. UPI Press, Bandung.

- Setyaningsih, N. E. dan Septiano, A. F. (2019). Optimasi kualitas citra scanning electron microscopy (sem) dengan metode contrast to noise ratio (CNR). *Prosiding Seminar Nasional IV Hasil Penelitian Pranata Laboratorium Pendidikan Indonesia*. IV - ISSN: 2548-1924.
- Sinulingga, Y. R., dan Ramdhan, A. M. (2017). Karakteristik Tekanan Luap Dan Penyebabnya Pada Daerah Lepas Pantai Selat Madura. *Bulletin of Geology*. 1(1):19-39.
- SKK Migas. (2020). *Laporan Tahunan 2020*. Jakarta.
- Smallman, R. E., dan Bishop, R. J. (2000). *Metalurgi Fisik Modern dan Rekayasa Material*. Erlangga. Jakarta. Hal. 23 - 30.
- Sribudiyani, M. N., Ryacudu, R., Kunto, T., Astono, P., Prasetya, I., Sapiie, B. Asikin, S., Harsolumakso, A., dan Yulianto, I. (2003). The collision of the East Java microplate and its implication for hydrocarbon occurrences in the East Java Basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Association 30th Annual Convention & Exhibition*. 1:1-12.
- Steiner, S., Ahsan, S. A., Raina, I., Dasgupta, S., dan Lis, G. P. (2016). Interpreting Total Organic Carbon TOC in *Source rock* Oil Plays. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. SPE-183050-MS.
- Suardi, U. (2012). Identifikasi Penyebaran dan Analisis Stripping Ratio (Sr) Seam Batubara dengan Menggunakan Data Geofisika Logging pada Area Pit-3 Konsesi Tambang Batubara di Kohong – Kalimantan Tengah. *Skripsi*. Universitas Lampung, Bandar Lampung.
- Sudadi, S. (2023). *PHR Kerjakan Studi Minyak Non Konvensional di Blok Rokan, Ikhtiar Mencari Migas Non Konvensional*. <https://www.ruangenergi.com/phr-kerjakan-studi-minyak-non-konvensional-di-blok-rokan-ikhtiar-mencari-migas-non-konvensional/>. Diakses pada 16 Juli 2025.
- Sudrajad, A., Setiawan, I., dan Faisal, A. (2015). Analisa Thermal Gravimetric Analysis Bahan Bakar Emulsi Air. *Junal Teknik Mesin Untirta*. 1(1):66-70.
- Sukmono, S. (1999). *Interpretasi Seismik Refleksi*. Institut Teknologi Bandung, Bandung.

- Sukmono, S. (2000). *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoir*. Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Sukhyar, R., dan Fakhruddin, R. (2013). *Unconventional Oil and Gas Potential in Indonesia with Special Attention to Shale Gas and Coal Bed Methane*. Laporan Kementerian ESDM. Badan Geologi KESDM, Jakarta.
- Tiab, D., dan Donaldson, E. C. (2012). *Chapter 12 - Basic Well-Log Interpretation*. Gulf Professional Publishing, Texas.
- Timur, A. (1968). An Investigation Of Permeability, Porosity And Residual Water Saturationrelation For Sandstone Reservoirs. *Log Analyst*. 9(4).
- Tipler, P. (1991). *Fisika untuk Sains dan Teknik Edisi Ketiga Jilid I*. Erlangga. Jakarta. Hal. 43 - 50.
- Tissot, B. P., dan Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer Verlag Berlin Heidelberg, Germany.
- Tovina, H. (2009). Sintesis Nanozeolit Tipe Faujasite dengan Teknik Seeding yang Ditumbuhkan pada Permukaan Glassy Karbon. *Skripsi*. Departemen Kimia FMIPA Universitas Indonesia. Depok.
- Wagner, M. (2018). *Thermal Analysis in Practice*. Hanser Publishers, Munich.
- Waples, D.W., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. IHRDC, Boston.
- Wicaksono, D. D., Setiawan, N. I., Wilopo, W., dan Harijoko, A. (2017). Teknik Preparasi Sampel Dalam Analisis Mineralogi Dengan XRD (X-Ray Diffraction) Di Departemen Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada. *Proceeding*, Seminar Nasional Kebumian Ke-10.
- Wijaya, P. H., dan Noeradi, D. (2010). Properties modelling to support reservoir characteristic of W ITB Field in Madura Strait area. *Bull Marine Geol*. 25:77-87.
- Wijayanti., Janna, A., Setyowiyoto., Jarot., dan Anggara, F. 2019. Persebaran TOC dan Porositas Total Menggunakan Seismik Inversi pada *Shale* Piniya, Cekungan Akimeugah, Papua. *Jurnal Fisika Indonesia*. 23(2):24.

- Yañez, M. J., dan Barbosa, S. E. (2003). Changes in particle area measurements due to SEM accelerating voltage and magnification. *Microscopy Research and Technique*. 61(5):463–468.
- Zain, M. K. (2011). *Analisa Log Petrofisika Dan Evaluasi Formasi Reservoir Pada Lapangan Boonsville*. Universitas Indonesia, Depok.
- Zendehboudi, S., dan A. Bahadori. (2017a). *Chapter Six - Shale Oil: Fundamentals, Definitions, And Applications*. Gulf Professional Publishing, Houston.
- Zendehboudi, S., dan A. Bahadori. (2017b). *Shale Oil and Gas Handbook*. Gulf Professional Publishing, Houston.
- Zhang, X. S., Wang, H. J., Ma, F., dan Sun, X. C. (2016). Classification And Characteristics of Tight Oil Plays. *Petroleum Science*. 13(1):18-33.
- Zhao, X., Zhang, X., Liu, Z., Lu, Z., dan Liu, Q. (2017). Organic matter in Yilan oil shale: Characterization and pyrolysis with or without inorganic minerals. *Energy & Fuels*. 31(4), 3784–3792.
- Zou, C. Z. (2013). *Unconventional Petroleum Geology*. Elsevier, USA.