

**EVALUASI FORMASI UNTUK MENENTUKAN PROSPEK  
HIDROKARBON NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN  
JAWA TIMUR UTARA BERDASARKAN DATA *WELL  
LOGGING***

(Skripsi)

Oleh  
**Luvi Roma Doni**  
**1815051047**



**FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG  
2022**

**EVALUASI FORMASI UNTUK MENENTUKAN PROSPEK  
HIDROKARBON NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN  
JAWA TIMUR UTARA BERDASARKAN DATA *WELL  
LOGGING***

Oleh

**LUVI ROMA DONI**

Skripsi

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

Pada

**Jurusan Teknik geofisika  
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG  
2022**

## ABSTRAK

### EVALUASI FORMASI UNTUK MENENTUKAN PROSPEK HIDROKARBON NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA BERDASARKAN DATA *WELL LOGGING*

Oleh

**Luvi Roma Doni**

Hidrokarbon nonkonvensional merupakan sumber hidrokarbon yang berada pada zona yang berbeda dari zona biasa hidrokarbon ditemukan pada umumnya, reservoirnya memiliki sifat *impermeable* namun memiliki kandungan material organik yang kaya. Salah satu potensi hidrokarbon nonkonvensional di Indonesia berada di Cekungan Jawa Timur Utara (*Northeast Java Basin*) di mana terdapat kandungan *shale gas* sebesar 42 TCF. Penelitian ini bertujuan sebagai studi lebih lanjut dan mendalam untuk mengkaji potensi sumber hidrokarbon dengan melakukan analisis petrofisika meliputi kandungan *Vshale*, porositas, saturasi air, serta permeabilitas, dan analisis geokimia *Total Organic Carbon* (TOC) skala sumuran dengan menggunakan total delapan data sumur yang diolah dengan *software Interactive Petrophysics V3.5*. Hasil analisis menunjukkan bahwa dari delapan sumur yang dianalisis terdapat enam zona yang terdiri dari 4 sumur berpotensi sebagai reservoir hidrokarbon nonkonvensional, yaitu sumur LUV4 zona 4 (1422 -2265 m) pada formasi Ngimbang dengan permeabilitas sangat buruk dan TOC sedang, sumur LUV5 zona 4 (1119 – 1763m) pada Formasi Kujung dengan permeabilitas sangat buruk dan TOC baik, sumur LUV6 zona 2 (1550 – 2479 m) pada Formasi Ngimbang dengan permeabilitas buruk dan TOC baik, sumur LUV7 zona 1 (1113 – 1185 m) pada Formasi Kujung dan zona 3 (1354 – 1489 m) pada Formasi Ngimbang dengan permeabilitas sangat buruk dan TOC sedang, serta sumur LUV8 zona 2 (195 – 1268 m) pada Formasi Kujung dengan permeabilitas sangat buruk dan TOC sedang.

Kata kunci: nonkonvensional, *Total Organic Carbon*, Petrofisika, Geokimia

## **ABSTRACT**

### **FORMATION EVALUATION IN DETERMINING NON-CONVENTIONAL HYDROCARBON PROSPECT OF THE NORTH EAST JAVA BASIN BASED ON WELL LOGGING DATA**

By

**Luvi Roma Doni**

*Non-conventional hydrocarbons are hydrocarbon sources that are typically in a different zone from the usual zone of hydrocarbons found in general, the reservoir has impermeable properties but contains rich organic material. One of the potential non-conventional hydrocarbons in Indonesia were predicted in the North East Java Basin (Northeast Java Basin) with a total 42 Trillion Cubic Feet (TCF) shale gas content. This study aims to be further and in-depth study to assess the potential of non-coventional hydrocarbon sources by conducting petrophysical analysis including Vshale content, porosity, water saturation, and permeability, and geochemical analysis of Total Organic Carbon (TOC) at well scale, using a total of eight well data and processed with Intercative Petrophysics V3.5. The results of the analysis show that from the eight wells were analyzed, there are six zones from which of 4 wells that potentially called as non-conventional hydrocarbon reservoirs, zone 4 of LUV4 well (1422 -2265 m) in the Ngimbang formation with very poor permeability and moderate TOC, zone 4 of LUV5 well ( 1119 – 1763 m) in the Kujung Formation with very poor permeability and good TOC, zone 2 of LUV6 well (1550 – 2479 m) in the Ngimbang Formation with poor permeability and good TOC, zone 1 of LUV7 well (1113 – 1185 m) in the Kujung Formation and zone 3 (1354 – 1489 m) in the Ngimbang Formation with very poor permeability and moderate TOC, and zone 2 LUV8 well (195 – 1268 m) in the Kujung Formation with very poor permeability and moderate TOC.*

*Key words: non-conventional, Total Organic Carbon, petrophysical, geochemical*

Judul Skripsi : **EVALUASI FORMASI UNTUK  
MENENTUKAN PROSPEK HIDROKARBON  
NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN  
JAWA TIMUR UTARA BERDASARKAN DATA  
WELL LOGGING**

Nama Mahasiswa : **Lyvi Roma Doni**

Nomor Pokok Mahasiswa : **1815051047**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**



**1. Komisi pembimbing**

Pembimbing 1

Pembimbing 2

**Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**  
NIP. 19661222 199603 1001

**Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.**  
NIP 197001202000031001

**2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika**

**Karyanto, S.Si., M.T.**  
NIP 196912301998021001

**MENGESAHKAN**

**1. Tim Penguji**

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



**Sekretaris : Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.**



**Anggota : Dr. Ir. Muh Sarkowi, S.Si., M.Si, IPU.**



**2. Dekan Fakultas Teknik**



**Dr. Eng. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc. }**  
NIP. 197509282001121002



**Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 27 Oktober 2022**

## PERNYATAAN KEASLIAN HASIL KARYA

Saya Luvi Roma Doni NPM 1815051047

Dengan ini menyatakan bahwa apa yang tertulis di dalam karya ilmiah ini adalah hasil kerja saya sendiri yang berdasarkan pengetahuan dan data yang telah saya dapatkan. Karya ini tidak berisi material yang telah dipublikasikan sebelumnya atau dengan kata lain bukanlah hasil plagiat karya orang lain.

Demikianlah pernyataan ini saya buat dan dapat dipertanggungjawabkan. Apabila dikemudian hari terdapat kecurangan dalam karya ini, maka saya siap mempertanggungjawabkannya.

Bandar Lampung, Oktober 2022



**Luvi Roma Doni**

NPM 1815051047

## RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama Luvi Roma Doni, dilahirkan di Bumi Makmur pada tanggal 05 Januari 2001 sebagai anak ketiga dari tiga bersaudara, dari pasangan Bapak Ahyardin dan Ibu Suryana. Penulis mengawali pendidikan formal di Sekolah Dasar di SDN Cahaya Makmur yang diselesaikan pada tahun 2012, Sekolah Menengah Pertama di SMP Negeri 6 Kotabumi Utara yang diselesaikan pada tahun 2015, dan Sekolah Menengah Atas di SMAN 2 Kotabumi yang diselesaikan pada tahun 2018.

Penulis diterima sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung melalui jalur Seleksi Bersama Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SBMPTN) pada tahun 2018. Penulis melaksanakan Kuliah Kerja Nyata (KKN) pada Agustus – September 2021 di Desa Padang Ratu, Kecamatan Sugkai Utara, Kabupaten Lampung Utara, Lampung. Penulis melaksanakan Kerja Praktik (KP) di PT Indonesia Power, Kamojang dengan judul “Analisis Degradasi Efisiensi Cooling Tower pada PT. Indonesia Power Unit PLTP Darajat”.

Selama masa studi penulis juga aktif menjadi Asisten Praktikum untuk mata kuliah Geologi Dasar di Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Penulis aktif juga di organisasi kemahasiswaan seperti Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (sebagai *supervisor*) dan Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (sebagai komisi disiplin), di Universitas Lampung periode 2020 – 2021. Pada akhir masa studi penulis melakukan penelitian untuk memperoleh gelar sarjana teknik dengan judul “Evaluasi Formasi untuk Menentukan Prospek Hidrokarbon Nonkonvensional di Cekungan Jawa Timur Utara Berdasarkan Data *Well Logging*”.



## **PERSEMBAHAN**

Skripsi ini Aku persembahkan untuk Ayah dan Bunda di kampung, akhirnya:

“Ayah, Ibun, anakmu sudah lulus”

....

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah SWT, karena berkat rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan Skripsi yang berjudul **“EVALUASI FORMASI UNTUK MENENTUKAN PROSPEK HIDROKARBON NONKONVENSIONAL DI CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA BERDASARKAN DATA *WELL LOGGING*”**. Adapun maksud dan tujuan dari penulisan Skripsi ini adalah untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar sarjana teknik pada Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung. Selama penulisan Skripsi ini banyak sekali terdapat hambatan yang dialami. Namun berkat adanya bantuan, serta bimbingan dari berbagai pihak, hingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik. Penulis menyadari bahwa tidak tertutup kemungkinan di dalam Skripsi ini terdapat kekurangan. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang bersifat membangun demi kesempurnaan Skripsi ini. Semoga Skripsi ini dapat berguna dan bermanfaat bagi penulis khususnya dan bagi para pembaca pada umumnya, serta bagi perkembangan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 20 November 2022  
Penulis,



**Luvi Roma Doni**  
NPM. 1815051047

## SANWACANA

Puji syukur penulis haturkan kepada Allah *Subhanahu Wa Ta'ala* Yang Maha Kuasa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Tak lupa pula shalawat serta salam yang selalu tercurahkan kepada junjungan kita nabi besar Muhammad *Shallallahu 'alaihi wasallam* yang menjadi suri tauladan bagi kita.

Dalam penyelesaian skripsi ini, banyak pihak yang telah terlibat dan kesempatan ini penulis ingin mengucapkan rasa terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua tercinta yang selalu menjadi kebanggaan hidup penulis Ayah Ahyardin dan Ibum Suryana yang telah banyak memberi dukungan, mencintai dan menyayangi dengan sepenuh hati
2. Kedua kakak penulis Abang Sandra Riadi dan Atu Sevia Rosa Linda yang selalu memberikan semangat, Kanjang Rahmatika, Ajo Gilang Ramadhan, serta dua keponakan penulis Minak Rafa dan Dede Ghava yang selalu menularkan energi positif kepada penulis
3. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang membantu penulis untuk lulus tepat waktu
4. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing pertama yang telah memberikan bimbingan, arahan dengan penuh kesabaran, kebaikan hati dan kesedian dalam membimbing dan memberikan kritik, masukan serta motivasi dalam pengerjaan skripsi ini
5. Bapak Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T., selaku dosen pembimbing kedua yang telah memberikan bimbingan, arahan dengan penuh kesabaran, kebaikan hati dan kesedian bapak dalam membimbing dan memberikan kritik, masukan serta motivasi dalam pengerjaan skripsi ini

6. Bapak Dr. Ir. Muh. Sarkowi, S.Si., M.Si, IPU. selaku penguji yang telah meluangkan waktunya, serta senantiasa memberikan saran dan masukan serta kritik yang berarti bagi penulis
7. Bapak Dr. Andy Setyo Wibowo, S.T., M.T. selaku pembimbing di PSG yang telah menularkan begitu banyak ilmu berharga bagi penulis
8. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang penulis hormati, terima kasih untuk semua ilmu yang diberikan
9. Sahabat sepanjang jalan hidup, Ais, Uyan, Hani, semoga senantiasa sukses
10. Teman seperjuangan selama melaksanakan skripsi Novi dan Vivi yang telah menjadi tempat berdiskusi dan memberi dukungan penuh bagi penulis
11. Keluarga Besar Teknik Geofisika 2018 (TGasak) yang telah memberikan motivasi dan membantu dalam penyusunan skripsi ini, terima kasih untuk kebersamaan kalian
12. Serta semua pihak yang terlibat, penulis mengucapkan banyak terima kasih
13. *Last but not least, I wanna thank God for giving me stenght to pass and accomplish this hard work. Again, I wanna thank God because of his blessing so I can manage time and my days for having no days offhard work, I wanna thank me for having no days off, never quitting whatsoever burdens come across and just being me at all times, through the days I've passed was rough. Well, I ATE!*

Bandar Lampung, 20 November 2022

Penulis,



**Luvi Roma Doni**

NPM. 1815051047

## DAFTAR ISI

ABSTRAK .....	iii
<i>ABSTRACT</i> .....	iv
PERSETUJUAN .....	v
PENGESAHAN .....	vi
RIWAYAT HIDUP.....	viii
PERSEMBAHAN.....	ix
KATA PENGANTAR .....	x
SANWACANA.....	xi
DAFTAR ISI.....	xiii
DAFTAR TABEL.....	xvi
DAFTAR GAMBAR .....	xx
I. PENDAHULUAN .....	24
1.1 Latar Belakang dan Masalah.....	24
1.2 Tujuan Penelitian .....	3
1.3 Batasan Masalah .....	3
1.4 Manfaat Penelitian .....	3
II. TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Geologi Regional Jawa Timur Utara .....	4
2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur Utara.....	7
2.2.1 <i>Basement</i> .....	7
2.2.2 Formasi Ngimbang .....	8

2.2.3 Formasi Kujung .....	8
2.2.4 Formasi Prupuh .....	8
2.2.5 Formasi Tuban.....	8
2.2.6 Formasi Tawun.....	8
2.2.7 Formasi Ngrayong .....	9
2.2.8 Formasi Bulu .....	9
2.2.9 Formasi Wonocolo .....	9
2.2.10 Formasi Ledok.....	10
2.2.11 Formasi Mundu .....	10
2.2.12 Formasi Selorejo.....	10
2.2.13 Formasi Lidah.....	10
2.2.14 Formasi Paciran.....	10
2.3 Sistem Petroleum Regional Jawa Timur.....	11
2.3.1 Sistem Petroleum Konvensional Cekungan Jawa Timur Utara .....	11
2.3.2 Sistem Petroleum Nonkonvensional Cekungan Jawa Timur Utara .....	14
2.4 Penelitian Terdahulu .....	14
III. TEORI DASAR .....	18
3.1 <i>Well Logging</i> serta Variasi Data Sumur .....	18
3.1.1 Log <i>Gamma Ray</i> .....	18
3.1.2 Log Resistivitas .....	19
3.1.3 Log Neutron .....	21
3.1.4 Log Densitas.....	22
3.1.5 Log Sonik .....	23
3.2 Analisis Petrofisika.....	24
3.2.1 Volume <i>Shale (V<sub>sh</sub>)</i> .....	25
3.2.2 Porositas ( $\emptyset$ ) .....	25
3.2.3 Saturasi Air ( <b>S<sub>w</sub></b> ) .....	27
3.2.4 Permeabilitas ( <b>K</b> ).....	29
3.3 Analisis Geokimia ( <i>Geochemical Analysis</i> ) .....	31
3.3.1 Vitrinite Reflectance ( <b>R<sub>o</sub></b> ).....	31
3.3.2 Level Of Maturity (LOM) .....	31

3.3.3 Total Organic Carbon (TOC) Model Passey .....	32
3.3.4 Tipe Kerogen dan Tingkat Kematangan Material Organik .....	35
3.4 Korelasi Data <i>Core</i> dan Analisis Log .....	36
IV. METODE PENELITIAN .....	37
4.1 Waktu dan Tempat Penelitian .....	37
4.2 Data dan Perangkat Lunak .....	37
4.3 Prosedur Penelitian .....	37
4.3.1 <i>Preprocessing</i> .....	38
4.3.2 <i>Processing</i> .....	39
4.3.3 <i>Postprocessing</i> .....	39
4.4 Diagram Alir .....	39
V. HASIL DAN PEMBAHASAN .....	40
5.1 Hasil <i>Preprocessing</i> .....	40
5.1.1 Koreksi GR .....	40
5.1.2 Koreksi Resistivitas .....	42
5.1.3 Koreksi Densitas .....	43
5.1.4 Koreksi NPHI .....	45
5.2 Hasil <i>Processing</i> .....	46
5.2.1 Analisis Petrofisika .....	46
5.3 Analisis Geokimia .....	119
5.3.1 Penentuan Nilai LOM .....	119
5.3.2 Model TOC Metode Passey .....	122
5.3.3 Analisis Tipe Kerogen dan Kematangan Material Organik .....	140
5.4 Analisis Komprehensif .....	144
VI. KESIMPULAN DAN SARAN .....	147
6.1 Kesimpulan .....	147
6.2 Saran .....	148
DAFTAR PUSTAKA .....	149

## DAFTAR TABEL

Tabel 1. Nilai densitas sebagai acuan penentuan porositas densitas.....	27
Tabel 2. Klasifikasi nilai porositas batuan .....	27
Tabel 3. Tabel klasifikasi jenis fluida pengisi pori berdasarkan nilai saturasi air	28
Tabel 4. Variasi perhitungan saturasi air (Sw) .....	29
Tabel 5. Klasifikasi nilai permeabilitas batuan .....	30
Tabel 6. Rentang nilai kematangan hidrokarbon .....	32
Tabel 7. Klasifikasi kualitas TOC.....	32
Tabel 8. Tipe kerogen pada batuan sedimen.....	35
Tabel 9. Tabel hubungan kekuatan dua variabel.....	36
Tabel 10. Parameter koreksi kurva log GR.....	41
Tabel 11. Hasil koreksi kurva log GR.....	42
Tabel 12. Parameter koreksi kurva log resistivitas .....	42
Tabel 13. Hasil koreksi kurva log <i>deep resistivity</i> .....	43
Tabel 14. Parameter koreksi kurva log densitas.....	44
Tabel 15. Hasil koreksi kurva log densitas .....	45
Tabel 16. Parameter koreksi kurva log NPHI .....	45
Tabel 17. Hasil koreksi kurva log NPHI sumur LUV4.....	46
Tabel 18. Parameter perhitungan untuk penentuan <i>Vshale</i> .....	48
Tabel 19. Pembagian zona sumur LUV1 .....	49
Tabel 20. Pembagian zona sumur LUV2 .....	51
Tabel 21. Pembagian zona sumur LUV3 .....	52
Tabel 22. Pembagian zona sumur LUV4 .....	54
Tabel 23. Pembagian zona sumur LUV5 .....	56
Tabel 24. Pembagian zona sumur LUV6 .....	57



Tabel 25. Pembagian zona sumur LUV7 .....	59
Tabel 26. Pembagian zona sumur LUV8 .....	60
Tabel 27. <i>Input</i> parameter untuk perhitungan porositas pada <i>software</i> .....	63
Tabel 28. Nilai porositas dan saturasi air masing-masing zona sumur LUV1.....	64
Tabel 29. Tabel porositas <i>core</i> dan porositas log sumur LUV1 .....	65
Tabel 30. Nilai porositas dan saturasi air masing-masing zona sumur LUV2.....	68
Tabel 31. Tabel porositas <i>core</i> dan porositas log sumur LUV2 .....	68
Tabel 32. Nilai porositas masing-masing zona sumur LUV3 .....	70
Tabel 33. Nilai porositas masing-masing zona sumur LUV4.....	71
Tabel 34. Tabel porositas <i>core</i> dan porositas log sumur LUV4 .....	72
Tabel 35. Nilai porositas masing-masing zona sumur LUV5 .....	74
Tabel 36. Tabel porositas <i>core</i> dan porositas log sumur LUV5 .....	75
Tabel 37. Nilai porositas masing-masing zona sumur LUV6.....	77
Tabel 38. Tabel porositas <i>core</i> dan porositas log sumur LUV6 .....	78
Tabel 39. Nilai porositas masing-masing zona sumur LUV7 .....	79
Tabel 40. Nilai porositas masing-masing zona sumur LUV8.....	80
Tabel 41. Tabel hasil perhitungan <i>Rw</i> dan parameter yang digunakan masing-masing sumur metode <i>picket plot</i> .....	81
Tabel 42. Parameter penentuan <i>Rw</i> sumur LUV1 .....	81
Tabel 43. Parameter penentuan <i>Rw</i> sumur LUV2 .....	83
Tabel 44. Parameter penentuan <i>Rw</i> sumur LUV3 .....	84
Tabel 45. Parameter penentuan <i>Rw</i> sumur LUV4 .....	86
Tabel 46. Parameter penentuan <i>Rw</i> sumur LUV5 .....	87
Tabel 47. Parameter penentuan <i>Rw</i> sumur LUV7 .....	90
Tabel 48. Parameter penentuan <i>Rw</i> sumur LUV8 .....	92
Tabel 49. Nilai rata-rata saturasi air masing-masing zona pada sumur LUV1 .....	95
Tabel 50. Saturasi air <i>core</i> dan saturasi air log sumur LUV1 .....	96
Tabel 51. Nilai rata-rata saturasi air masing-masing zona pada sumur LUV2 .....	98
Tabel 52. Saturasi air <i>core</i> dan saturasi air log sumur LUV2.....	99
Tabel 53. Nilai rata-rata saturasi air masing-masing zona pada sumur LUV3 ...	101
Tabel 54. Nilai rata-rata saturasi air masing-masing zona pada sumur LUV4 ...	102

Tabel 55. Saturasi air <i>core</i> dan saturasi air log sumur LUV4.....	103
Tabel 56. Nilai rata-rata saturasi air masing-masing zona pada sumur LUV5 ...	105
Tabel 57. Nilai rata-rata saturasi air masing-masing zona pada sumur LUV6 ...	106
Tabel 58. Nilai rata-rata saturasi air masing-masing zona pada sumur LUV7 ...	108
Tabel 59. Nilai rata-rata saturasi air masing-masing zona pada sumur LUV8 ...	109
Tabel 60. Tabel nilai permeabilitas masing-masing zona pada sumur LUV1 ....	110
Tabel 61. Nilai permeabilitas <i>core</i> sumur LUV1 .....	110
Tabel 62. Tabel nilai permeabilitas masing-masing zona pada sumur LUV2 ....	111
Tabel 63. Tabel nilai permeabilitas masing-masing zona pada sumur LUV3 ....	112
Tabel 64. Tabel nilai permeabilitas masing-masing zona pada sumur LUV4 ....	113
Tabel 65. Tabel nilai permeabilitas masing-masing zona pada sumur LUV5 ....	115
Tabel 66. Nilai permeabilitas <i>core</i> sumur LUV1 .....	115
Tabel 67. Tabel nilai permeabilitas masing-masing zona pada sumur LUV6 ....	116
Tabel 68. Tabel nilai permeabilitas masing-masing zona pada sumur LUV7 ....	117
Tabel 69. Tabel nilai permeabilitas masing-masing zona pada sumur LUV8 ....	118
Tabel 70. Data geokimia <i>core</i> sumur LUV1 .....	119
Tabel 71. Data geokimia <i>core</i> sumur LUV2.....	120
Tabel 72. Data geokimia <i>core</i> sumur LUV5 .....	121
Tabel 73. Data geokimia <i>core</i> sumur LUV6.....	122
Tabel 74. Parameter perhitungan TOC masing-masing sumur.....	123
Tabel 75. Tabel nilai TOC masing-masing zona kedalaman LUV1 .....	125
Tabel 76. Nilai TOC <i>core</i> dan TOC Log sumur LUV1 .....	126
Tabel 77. Tabel nilai TOC masing-masing zona kedalaman sumur LUV2.....	128
Tabel 78. Nilai TOC <i>core</i> dan TOC Log sumur LUV2 .....	129
Tabel 79. Tabel nilai TOC masing-masing zona kedalaman sumur LUV3.....	131
Tabel 80. Tabel nilai TOC masing-masing zona kedalaman sumur LUV4.....	132
Tabel 81. Tabel nilai TOC masing-masing zona kedalaman sumur LUV5.....	134
Tabel 82. Nilai TOC <i>core</i> dan TOC Log sumur LUV5 .....	135
Tabel 83. Tabel nilai TOC masing-masing zona kedalaman pada sumur LUV6	136
Tabel 84. Nilai TOC <i>core</i> dan TOC Log sumur LUV6 .....	137
Tabel 85. Tabel nilai TOC masing-masing zona kedalaman pada sumur LUV7	139
Tabel 86. Tabel nilai TOC masing-masing zona kedalaman pada sumur LUV8	140

Tabel 87. Data Tmax dan HI sumur LUV1.....	141
Tabel 88. Data Tmax dan HI sumur LUV2.....	142
Tabel 89. Data Tmax dan HI sumur LUV4.....	143
Tabel 90. Data Tmax dan HI sumur LUV5.....	143
Tabel 91. Hasil analisis petrofisika dan geokimia untuk semua sumur .....	145

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. Grafik produksi vs konsumsi minyak di Indonesia menunjukkan adanya gap antara kebutuhan konsumsi dan produksi .....	24
Gambar 2. Peta Geologi regional area penelitian yang diplot bersama lokasi sumur penelitian.....	5
Gambar 3. Fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara .....	6
Gambar 4. Kolom stratigrafi Zona Rembang yang merupakan bagian dari Cekungan Jawa Timur Utara.....	7
Gambar 5. Skema sistem petroleum konvensional dan nonkonvensional .....	11
Gambar 6. Persebaran saturasi air pada <i>source rock</i> Formasi Ngimbang.....	12
Gambar 7. Cekungan Jawa Timur Utara dan area yang menghasilkan minyak dan gas .....	16
Gambar 8. Visualisasi respon log gamma ray terhadap variasi litologi.....	19
Gambar 9. Zona pengukuran nilai resistivitas berdasarkan invasi fluida pemboran .....	20
Gambar 10. Visualisasi respon log resistivitas terhadap variasi litologi .....	21
Gambar 11. Visualisasi respon log neutron terhadap variasi litologi .....	22
Gambar 12. Visualisasi respon log densitas terhadap variasi litologi.....	23
Gambar 13. Visualisasi respon log sonik terhadap variasi litologi.....	24
Gambar 14. Visualisasi hubungan porositas dan permeabilitas.....	30
Gambar 15. Korelasi antara <i>vitroinite reflectance</i> dengan LOM.....	32
Gambar 16. Visualisasi keadaan padatan dan fluida pada <i>source rock (mature)</i> dan <i>non source rock</i> .....	33
Gambar 17. Diagram pseudo van krevelen .....	36
Gambar 18. Diagram alir penelitian.....	39
Gambar 19. Hasil koreksi terhadap log GR .....	41

Gambar 20. Hasil koreksi terhadap kurva log <i>deep resistivity</i> .....	43
Gambar 21. Hasil koreksi terhadap log densitas .....	44
Gambar 22. Hasil koreksi terhadap kurva log NPHI .....	46
Gambar 23. Hasil perhitungan <i>Vshale</i> pada <i>software</i> .....	48
Gambar 24. Kurva tampilan hasil perhitungan <i>Vsh</i> pada sumur LUV1 .....	49
Gambar 25. Pembagian zona sumur LUV2 .....	50
Gambar 26. Kurva tampilan hasil perhitungan <i>Vsh</i> pada sumur LUV3.....	52
Gambar 27 Kurva tampilan hasil perhitungan <i>Vsh</i> pada sumur LUV4.....	54
Gambar 28. Kurva tampilan hasil perhitungan <i>Vsh</i> pada sumur LUV5.....	55
Gambar 29. Kurva tampilan hasil perhitungan <i>Vsh</i> pada sumur LUV6.....	57
Gambar 30. Kurva tampilan hasil perhitungan <i>Vsh</i> pada sumur LUV7.....	58
Gambar 31. Kurva tampilan hasil perhitungan <i>Vsh</i> pada sumur LUV8.....	60
Gambar 32. Hasil perhitungan porositas pada <i>software</i> .....	63
Gambar 33. Kurva porositas sumur LUV1 .....	64
Gambar 34. Korelasi antara porositas <i>core</i> dan porositas hasil perhitungan log sumur LUV1 .....	66
Gambar 35. Plot porositas <i>core</i> terhadap kedalaman pada sumur LUV1 .....	66
Gambar 36. Kurva porositas sumur LUV2 .....	67
Gambar 37. Korelasi antara porositas <i>core</i> dan porositas hasil perhitungan log sumur LUV2 .....	69
Gambar 38. Plot porositas <i>core</i> terhadap kedalaman pada sumur LUV2.....	69
Gambar 39. Kurva porositas sumur LUV3 .....	70
Gambar 40. Kurva porositas sumur LUV4 .....	71
Gambar 41. Korelasi antara porositas <i>core</i> dan porositas hasil perhitungan log sumur LUV4 .....	72
Gambar 42. Plot porositas <i>core</i> terhadap kedalaman pada sumur LUV4.....	73
Gambar 43. Kurva porositas sumur LUV5 .....	74
Gambar 44. Korelasi antara porositas <i>core</i> dan porositas hasil perhitungan log sumur LUV5 .....	75
Gambar 45. Plot porositas <i>core</i> terhadap kedalaman pada sumur LUV5 .....	76
Gambar 46. Kurva porositas sumur LUV6 .....	77
Gambar 47. Kurva porositas sumur LUV7 .....	79

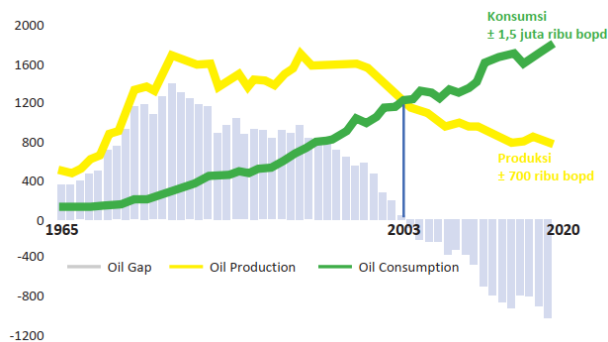
Gambar 48. Kurva porositas sumur LUV8 .....	80
Gambar 49. <i>Pickett</i> plot sumur LUV1 .....	82
Gambar 50. <i>Pickett</i> plot sumur LUV2 .....	83
Gambar 51. <i>Pickett</i> plot sumur LUV3 .....	85
Gambar 52. <i>Pickett</i> plot sumur LUV4 .....	86
Gambar 53. <i>Pickett</i> plot sumur LUV5 .....	88
Gambar 54. <i>Pickett</i> plot sumur LUV6 .....	89
Gambar 55. <i>Pickett</i> plot sumur LUV7 .....	91
Gambar 56. <i>Pickett</i> plot sumur LUV8 .....	92
Gambar 57. Saturasi air sumur LUV2 .....	94
Gambar 58. Kurva saturasi air sumur LUV1 .....	95
Gambar 59. Korelasi antara <i>Sw core</i> dengan <i>Sw</i> hasil perhitungan log pada sumur LUV1 .....	96
Gambar 60. Plot saturasi air dari data <i>core</i> pada sumur LUV1 .....	97
Gambar 61. Kurva saturasi air sumur LUV2 .....	98
Gambar 62. Korelasi antara <i>Sw core</i> dengan <i>Sw</i> hasil perhitungan log pada sumur LUV2 .....	99
Gambar 63. Plot saturasi air dari data <i>core</i> pada sumur LUV2 .....	100
Gambar 64. Kurva saturasi air sumur LUV3 .....	101
Gambar 65. Kurva saturasi air sumur LUV4 .....	102
Gambar 66. Korelasi antara <i>Sw core</i> dengan <i>Sw</i> hasil perhitungan log pada sumur LUV4 .....	103
Gambar 67. Plot saturasi air dari data <i>core</i> pada sumur LUV4 .....	104
Gambar 68. Kurva saturasi air sumur LUV5 .....	105
Gambar 69. Kurva saturasi air sumur LUV6 .....	106
Gambar 70. Plot saturasi air dari data <i>core</i> pada sumur LUV6 .....	107
Gambar 71. Kurva saturasi air sumur LUV7 .....	107
Gambar 72. Kurva saturasi air sumur LUV8 .....	108
Gambar 73. Kurva permeabilitas sumur LUV1 .....	110
Gambar 74. Kurva permeabilitas sumur LUV2 .....	111
Gambar 75. Kurva permeabilitas sumur LUV3 .....	112
Gambar 76. Kurva permeabilitas sumur LUV4 .....	113

Gambar 77. Kurva permeabilitas sumur LUV5 .....	114
Gambar 78. Kurva permeabilitas sumur LUV6 .....	116
Gambar 79. Kurva permeabilitas sumur LUV7 .....	117
Gambar 80. Kurva permeabilitas sumur LUV8 .....	118
Gambar 81. Hasil kalkulasi TOC metode Passey pada sumur LUV1.....	125
Gambar 82. Korelasi TOC <i>core</i> dengan TOC Log sumur LUV1 .....	127
Gambar 83. Hasil kalkulasi TOC metode Passey pada sumur LUV2.....	128
Gambar 84. Korelasi TOC <i>core</i> dengan TOC Log sumur LUV2 .....	129
Gambar 85. Hasil kalkulasi TOC metode Passey pada sumur LUV3.....	130
Gambar 86. Hasil kalkulasi TOC metode Passey pada sumur LUV4.....	132
Gambar 87. Hasil kalkulasi TOC metode Passey pada sumur LUV5.....	134
Gambar 88. Korelasi TOC <i>core</i> dengan TOC Log sumur LUV5 .....	135
Gambar 89. Hasil kalkulasi TOC metode Passey pada sumur LUV6.....	136
Gambar 90. Korelasi TOC <i>core</i> dengan TOC Log sumur LUV6 .....	137
Gambar 91. Hasil kalkulasi TOC metode Passey pada sumur LUV7.....	138
Gambar 92. Hasil kalkulasi TOC metode Passey pada sumur LUV8.....	140
Gambar 93. Diagram <i>pseudo van krevelen</i> .....	144

## I. PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang dan Masalah

Konsumsi bahan bakar migas (minyak dan gas) di Indonesia belum sebanding dengan produksinya. Terlihat pada gambar 1, trend konsumsi migas semakin meningkat (Nasir, 2014), sementara trend produksi semakin menurun setiap tahunnya (Setyono & Kiono, 2021) dan (Nasir, 2014). Saat ini fokus produksi minyak di Indonesia masih sangat bertumpu pada ketersediaan minyak dan gas konvensional. Padahal, beberapa negara maju telah banyak yang memulai untuk memproduksi minyak dan gas (selanjutnya disebut hidrokarbon) nonkonvensional untuk memenuhi kebutuhan penggunaan dalam negeri maupun kepentingan ekspor (Kapustin & Grushevenko, 2018).



Gambar 1. Grafik produksi vs konsumsi minyak di Indonesia menunjukkan adanya gap antara kebutuhan konsumsi dan produksi (Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2022)

Hidrokarbon nonkonvensional menurut European Commission (2019), merupakan sumber hidrokarbon yang berada pada zona yang berbeda dari zona biasa hidrokarbon ditemukan pada umumnya, hidrokarbon 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*). Dikutip dari website kementerian ESDM (2014), Indonesia memiliki cadangan hidrokarbon nonkonvensional mencapai 1037 TCF (*trillion cubic feet*) yang terbagi ke dalam 574 TCF untuk *shale gas*, dan 453 TCF merupakan *coalbed methane*. Oleh sebab itu diperlukan proses studi lebih jauh dan mendalam mengenai ketersediaan sumber hidrokarbon nonkonvensional di Indonesia.

Salah satu potensi hidrokarbon 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). Selama ini, Cekungan Jawa Timur Utara dikenal sebagai cekungan yang kaya sumber hidrokarbon, bahkan telah produksi di beberapa area. Berdasarkan penelitian Fadlillah (2022) dengan menggunakan metode persebaran seismik, diketahui bahwa Cekungan Jawa Timur Utara memiliki potensi gas berdasarkan nilai saturasi air berkisar di angka 30% yang menurut kalsifikasi saturasi dari Adim (1991) merupakan fluida gas.

Sangat penting menggali informasi mengenai bagaimana sifat fisik dan kimia dari sumber hidrokarbon nonkonvensional di cekungan Jawa Timur Utara, dan menurut Treccani (2012) sifat fisik dan kimia dari hidrokarbon dapat memberikan informasi yang sangat berguna dalam pemutusan apakah suatu sumber hidrokarbon layak untuk dieksploitasi atau tidak. Penelitian ini bermaksud untuk menganalisis sifat fisika dan kimia seperti volume *shale* ( $V_{sh}$ ), saturasi air ( $S_w$ ), porositas ( $\emptyset$ ), permeabilitas ( $K$ ), serta kekayaan kandungan hidrokarbon (*hydrocarbon richness*), serta analisis tipe kerogen yang dapat diperoleh dari analisis pengolahan variasi data beberapa sumur eksplorasi di Cekungan Jawa Timur Utara melalui data sumur penelitian.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan yang ingin dicapai dalam melaksanakan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mendapatkan parameter fisik seperti volume *shale* ( $V_{sh}$ ), saturasi air ( $S_w$ ), porositas ( $\emptyset$ ), permeabilitas ( $K$ ), di sumur pemboran.
2. Mendapatkan nilai TOC dan tipe kerogen serta kematangan di sumur penelitian
3. Mendapatkan representasi zona kedalaman yang berpotensi hidrokarbon nonkonvensional di sumur penelitian berdasarkan analisis petrofisik dan analisis kekayaan kandungan hidrokarbon melalui hasil perhitungan nilai TOC (*Total Organic Carbon*) serta analisis tipe kerogen dan kematangan hidrokarbon.

## 1.3 Batasan Masalah

Penelitian ini dibatasi oleh hal-hal berikut:

1. Zona yang dianalisis hanya merupakan zona yang ditentukan berdasarkan interpretasi kualitatif sebagai zona hidrokarbon nonkonvensional
2. Area penelitian fokus pada cekungan Jawa Timur Utara Zona Rembang
3. Penggunaan data *core* hanya sebagai pembanding perhitungan log
4. Analisis geokimia dibatasi hingga penentuan nilai TOC log dan analisis tipe kerogen
5. Metode yang digunakan dalam penentuan TOC adalah metode  $\Delta \log R$  Passey
6. Penelitian ini dilakukan pada skala penelitian sumuran

## 1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini antara lain:

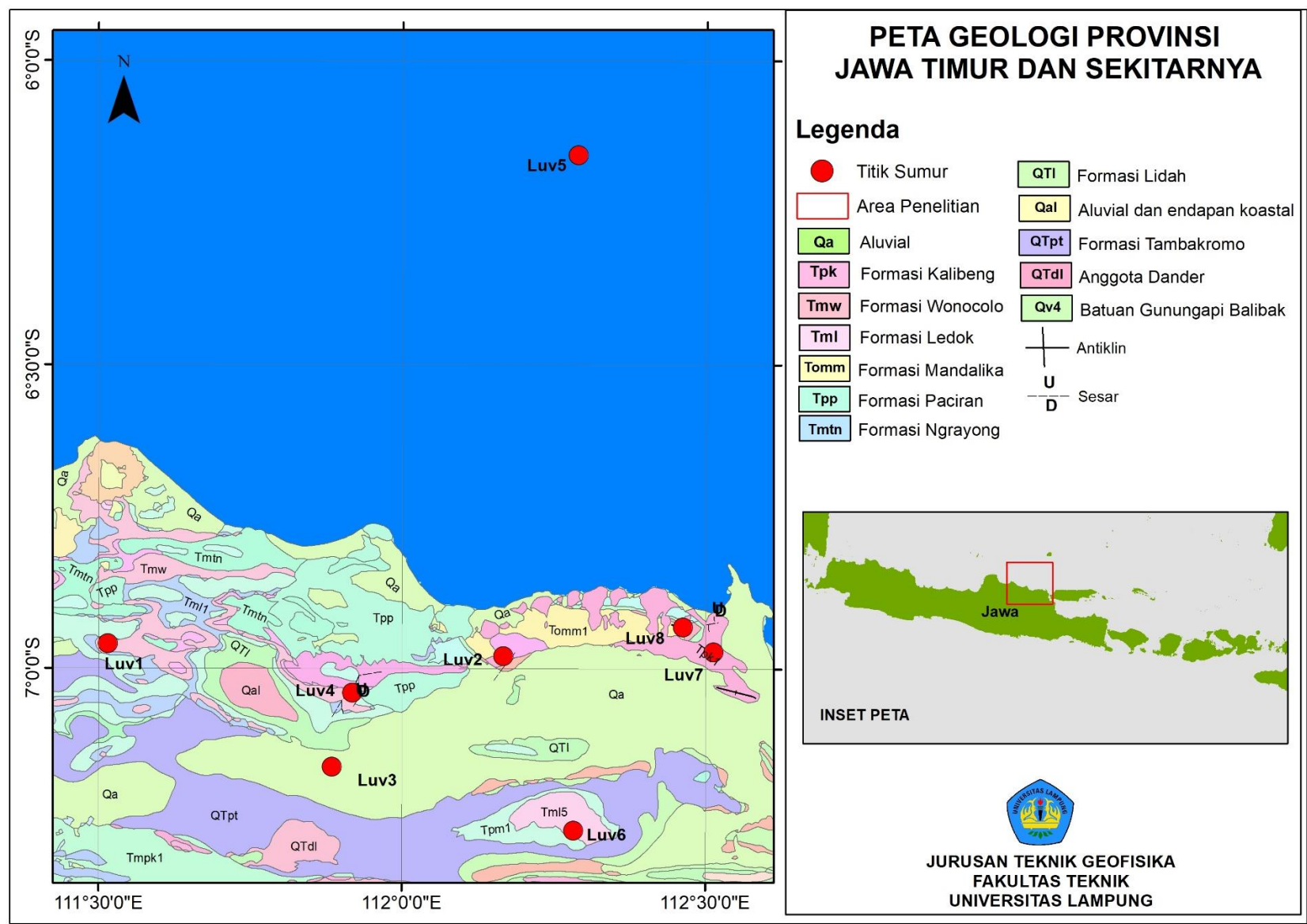
1. Memberikan informasi zona hidrokarbon nonkonvensional
2. Memberikan informasi analisis parameter fisik dan kimia zona kedalaman dan Formasi yang dianggap berpotensi menjadi reservoir nonkonvensional.

## II. TINJAUAN PUSTAKA

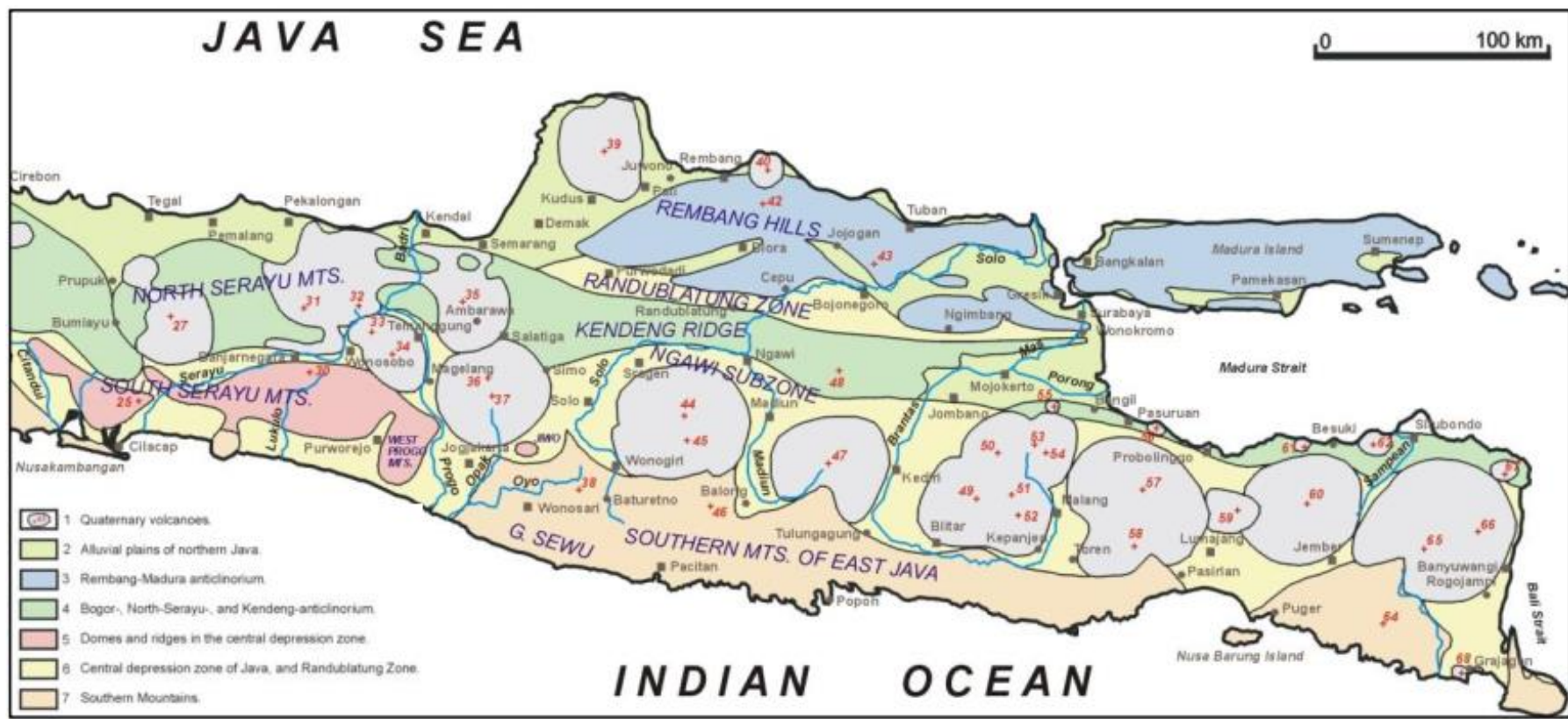
### 2.1 Geologi Regional Jawa Timur Utara

Lokasi penelitian ini berada di dalam area Cekungan Jawa Timur Utara yang mencakup wilayah administrasi Jawa Timur dan sebagian Jawa Tengah. Terdapat 8 sumur pemboran yang terbagi menjadi tujuh sumur *onshore* dan satu sumur *offshore* (gambar 2). Menurut Panjaitan (2010) terjadinya peristiwa tumbukan antara Lempeng Hindia Australia yang cenderung bergerak ke arah Utara terhadap Lempeng Sunda mengakibatkan terbentuknya Cekungan Jawa Timur Utara (lihat gambar 2), bukti dari adanya tumbukan kerak lempeng Samudera Hindia dengan kerak benua Lempeng Sunda ini adalah terciptanya sistem busur kepulauan atau yang dikenal dengan *sunda arc system*.

Berdasarkan gambar 4, fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara pada sumur penelitian ini termasuk ke dalam Zona Rembang yang merupakan struktur tinggian, di bagian selatan terdapat Zona Randublatung yang merupakan zona amblesan atau *subsidence* (Bemmelen, 1949). Hal ini didukung oleh Gaol dkk., (2009) yang mengajukan hipotesis berdasarkan hasil penelitiannya, 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.



Gambar 2. Peta Geologi regional area penelitian yang diplot bersama lokasi sumur penelitian



Gambar 3. Fisiografi Cekungan Jawa Timur Utara (Husein, 2015)



yang merupakan sikuen batupasir kuarsa yang terlitifikasi secara baik dengan karbonat, batulanau, dan serpih dengan beberapa rijang.

### **2.2.2 Formasi Ngimbang**

Formasi Ngimbang terbagi menjadi dua bagian, yaitu bagian bawah sedimen Paleosen “Pre-Ngimbang” dan di bagian atas sedimen Eosen “Ngimbang”. Formasi Pre-Ngimbang telah dikenali di bagian Timur dari Cekungan Jawa Timur yang terdiri dari batupasir, batulanau, dan serpih yang secara tidak selaras ditindih oleh Ngimbang berumur Eosen Akhir. Sedimen-sedimen “Ngimbang” di seluruh area cekungan ini didokumentasikan sebagai endapan-endapan *alluvial/fluviial*, lakustrin, deltaik, dan transisi. Formasi Ngimbang ini diprediski berumur Eosen Tengah hingga Akhir.

### **2.2.3 Formasi Kujung**

Formasi Kujung merupakan Formasi berumur Oligosen Awal hingga Oligosen Akhir utamanya terdiri dari perlapisan batugamping, serpih, dan batupasir, serta sedimen konglomeratan dengan sisipan batubara.

### **2.2.4 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.

### **2.2.5 Formasi Tuban**

Formasi Tuban berumur Miosen Awal, terdiri atas perlapisan batulempung yang bersifat monoton dengan beberapa sisipan batugamping. Lingkungan pengendapan diduga terjadi pada lingkungan laut dalam.

### **2.2.6 Formasi Tawun**

Formasi Tawun diperkirakan berumur Miosen Awal hingga Tengah. Berciri 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.

### **2.2.7 Formasi Ngrayong**

Formasi ini 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.

### **2.2.8 Formasi Bulu**

Formasi Bulu diperkirakan berusia Miosen Tengah, terletak di atas batupasir Ngrayong, Formasi ini tersusun oleh kalkarenit berlempeng (*platty sandstones*) dengan sisipan napal pasiran. 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 Formasi ini.

### **2.2.9 Formasi Wonocolo**

Formasi Wonocolo didominasi oleh napal dan batulempung tak berlapis. Bagian bawahnya didominasi dengan batugamping pasiran 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.



### **2.2.10 Formasi Ledok**

Formasi Ledok berumur Miosen Tengah hingga Pliosen Awal. Penyusun utama Formasi ini terdiri atas perselingan antara batupasir berlempeng-lempeng. Ketebalan Formasi Ledok secara keseluruhan mencapai 230 m. Ke arah Utara, Formasi ini memiliki kecenderungan berangsur-angsur berubah menjadi Formasi Paciran.

### **2.2.11 Formasi Mundu**

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

### **2.2.12 Formasi Selorejo**

Tersusun oleh perselingan antara batugamping napalan hingga batugamping pasiran dianggap sebagai Anggota Formasi Mundu tersingkap bagus di Sungai Gadu. Umur dari Formasi ini diperkirakan Pliosen Tengah-Akhir.

### **2.2.13 Formasi Lidah**

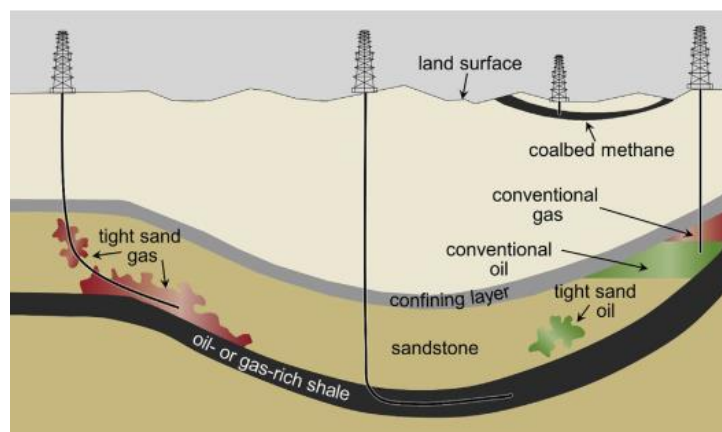
Formasi ini tersusun oleh batulempung yang berwarna kebiruan dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir tersusun *stratotype* oleh batulempung hitam dan napal berlapis yang diselingi oleh batupasir berumur Plio-Plistosen.

### **2.2.14 Formasi Paciran**

tersusun oleh batugamping masif umumnya merupakan batugamping terumbu tersebar di utara Zona Rembang dari wilayah Tuban, Lamongan dan Gresik umur Pliosen Awal hingga Plistosen.

## 2.3 Sistem Petroleum Regional Jawa Timur

Sistem petroleum merupakan suatu konsep yang menyatakan sistem berkesinambungan yang memungkinkan terbentuknya hidrokarbon di bawah permukaan (gambar 4). Sistem petroleum di Cekungan Jawa Timur Utara terbukti sebagai salah satu sumber penghasil migas yang cukup besar di Indonesia (Subarsyah & Zulivandama, 2020 serta Fatahillah, dkk. 2016). Menurut Katz dkk. (2021), sama halnya dengan hidrokarbon pada reservoir konvensional, hidrokarbon pada reservoir nonkonvensional juga harus memenuhi beberapa aspek sistem petroleum agar hidrokarbon dapat terakumulasi. Elemen sistem petroleum yang harus dipenuhi diantaranya adalah *source rock*, reservoir, *trap*, *seal*, serta migrasi.



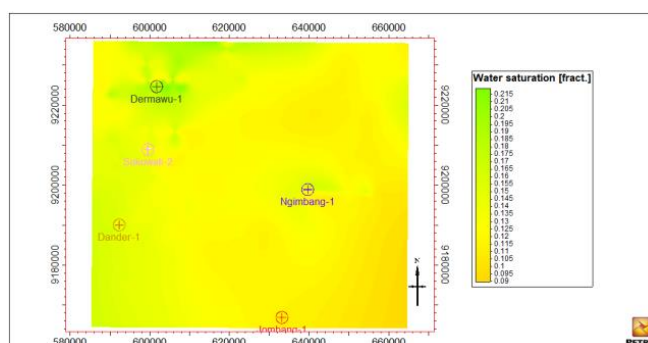
Gambar 5. Skema sistem petroleum konvensional dan nonkonvensional  
(Zendeboudi & Bahadori, 2017)

### 2.3.1 Sistem Petroleum Konvensional Cekungan Jawa Timur Utara

#### 2.3.1.1 Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk atau *source rock* merupakan batuan yang kaya akan material organik. Batuan ini dapat menghasilkan gas atau minyak apabila menerima jumlah panas yang cukup. Source rock pada umumnya merupakan *shale* atau *limestone* dengan nilai TOC (*Total Organic Carbon*) berkisar antara 0,5-1%. Devi 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 & 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. Gambar berikut ini menunjukkan persebaran saturasi air di Formasi Ngimbang di Cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan penelitian Fadlillah (2022), pada gambar di bawah ini terlihat bahwa Formasi Ngimbang didominasi nilai saturasi air dengan rentang 0.09 – 0.215 yang dideskripsikan sebagai fluida gas.



Gambar 6. Persebaran saturasi air pada *source rock* Formasi Ngimbang

### 2.3.1.2 Batuan Reservoir

Batuan reservoir yang baik umumnya merupakan batuan yang berpori dan juga memiliki sifat permeabilitas yang baik, sehingga mampu untuk mengakumulasi hidrokarbon. Umumnya batuan reservoir berupa batupasir, atau dapat juga berupa batuan karbonat (*limestone* dan *dolomite*). Batuan reservoir di cekungan Jawa Tengah menurut Sinulingga & Ramdhan (2017) berada pada Formasi Ngrayong yang memiliki akumulasi batupasir kuarsa yang cukup besar dan mengendap di atas lapisan *shale* dan *limestone* dari Formasi Tuban, dan diperkirakan berumur Miosen Tengah. Fatahillah dkk., (2016) menambahkan, bahwa lapisan batupasir di Formasi Ngrayong sangat baik sebagai reservoir karena mempunyai nilai porositas lebih dari 35% dan permeabilitas mencapai 10 mD (*mildarcy*), dan selain batupasir terdapat juga lapisan kelompok karbonat dari Formasi Ngimbang bagian atas, dan batuan klastik berupa *limestone* di Formasi Ngimbang bawah.

### 2.3.1.3 Batuan Seal

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

### 2.3.1.4 Trap (Jebakan)

*Trap* atau jebakan adalah sebuah set struktur perlapisan tempat beradanya reservoir dan seal. Trap di Cekungan Jawa Timur Utara berupa karbonat yang ter-*build up* dan lebih dominan, terbentuk pada Oligosen Akhir hingga Miosen Awal dan umumnya merupakan trap struktural antiklin yang terjadi akibat adanya inversi sesar (Bintarto dkk., 2020).

### 2.3.1.5 Migrasi

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

### 2.3.2 Sistem Petroleum Nonkonvensional Cekungan Jawa Timur Utara

Hidrokarbon nonkonvensional adalah jenis hidrokarbon yang mampu menghasilkan sumber daya berupa *shale oil* (minyak *shale*) atau *tight oil*, *shale gas* (gas *shale*) atau tight gas, serta CMG (*Coalbed Methane Gas*) atau gas yang dihasilkan dari lapisan batubara (Zendejboudi & Bahadori, 2017a dan 2017b). Jenis hidrokarbon 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). Hidrokarbon nonkonvensional umumnya diproduksi di *shale*, batulanau, batupasir, atau karbonat yang memiliki permeabilitas sangat-sangat rendah. Katz dkk., (2021) juga menambahkan bahwa sistem petroleum nonkonvensional sangat unik karena seluruh sistem terkandung langsung di dalam batuan induk yang kaya material organik. Sistem petroleum nonkonvensional terbagi menjadi menjadi tiga jenis berdasarkan hubungan antara *source rock* dan reservoirnya, yakni;

- a. Model masif, di mana hidrokarbon secara masif tertahan di batuan induk dan hanya bermigrasi sebagai hasil dari “tetesan” pinggiran batuan induk
- b. Model *sandwich* di mana reservoir berada di antara dua *source rock* yang berkembang secara baik
- c. Model tumpang tindih, di mana reservoir dan *source rock* tipis saling tumpang tindih sehingga memungkinkan prose migrasi berjalan lebih mudah.

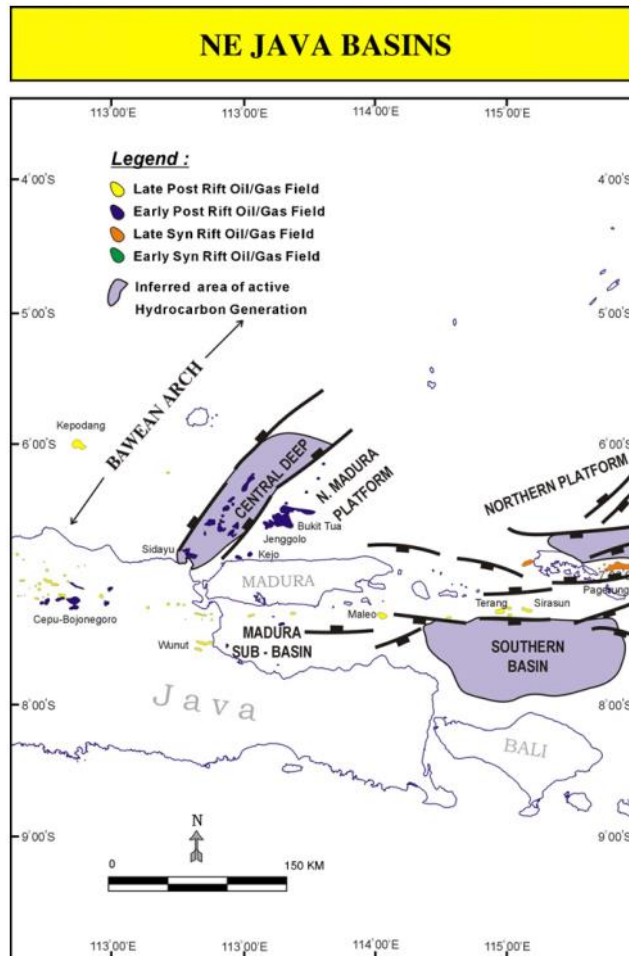
### 2.4 Penelitian Terdahulu

Beberapa penelitian mengenai keberadaan potensi hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Utara telah dilakukan oleh banyak peneliti, berikut diantaranya:

1. Penelitian yang berjudul “Penentuan Potensi Batuan Induk Menggunakan Model Log TOC Pada Formasi Ngimbang, Lapangan “Arrazi”, Cekungan Jawa Timur Utara” yang dilakukan oleh Fatahillah dkk., (2016) menyatakan

bahwa Cekungan Jawa Timur Utara memang terbukti sebagai salah satu cekungan yang relatif kaya akan kandungan material organik. Fokus formasi penelitian ini adalah pada Formasi Ngimbang dengan menggunakan metode perhitungan TOC model Passey serta model Mallick-Raju untuk menentukan tingkat kematangan dari Formasi. Penelitian menggunakan tiga buah data sumur dan data *core* dengan hasil penelitian menyimpulkan bahwa Formasi Ngimbang merupakan Formasi dengan rata-rata kandungan TOC buruk – cukup baik dengan tingkat kematangan bervariasi dari *immature* hingga *post mature*.

2. Selanjutnya penelitian yang berjudul “Prediksi Log TOC dan S2 dengan Menggunakan Teknik  $\Delta$ Log Resistivity” yang dilakukan oleh Karlina & Santosa (2016) bertujuan untuk menentukan kandungan material organik (TOC) serta tingkat kematangan hidrokarbon S2 dengan memanfaatkan model TOC Passey. Metode yang digunakan adalah memanfaatkan *overlay  $\Delta$ logR* yaitu nilai separasi yang diciptakan oleh kurva resistivitas dan kurva log DT. Variabel LOM (*Level of Maturity*) yang diperoleh dari *vitrinite reflectance*, serta data *Hydrocarbon Index* (HI) juga ikut berperan dalam proses penentuan nilai TOC dan S2. Hasil dari penelitian ini adalah berupa nilai korelasi antara nilai TOC log dengan TOC *core* dengan nilai korelasi 0.857 dan nilai korelasi S2 *core* dengan S2 dari log adalah 0.774.
3. Penelitian dari Doust dan Noble (2008) yang berjudul “*Petroleum System of Indonesia*” yang membahas mengenai potensi basin-basin di Indonesia yang berpotensi dan terbukti menghasilkan hidrokarbon. Salah satu basin yang mempunyai potensi hidrokarbon yang besar yaitu Cekungan Jawa Timur Utara (*NE Java Basin*) dengan lima buah petroleum system yang sejauh ini diketahui yaitu Ngimbang – OK Ngrayong, Ngimbang – Ngimbang, Ngimbang – Kujung, *Tertiary – Miocene*, *Tertiary – Pliocene*. Berikut ini peta struktur yang menunjukkan area yang menghasilkan minyak dan gas di Cekungan Jawa Timur Utara;



Gambar 7. Cekungan Jawa Timur Utara dan area yang menghasilkan minyak dan gas

4. Penelitian yang berjudul “*The Development of Non-Conventional Oil and Gas Indonesia Case Study on Hydrocarbon Shale*” oleh Jumiati dkk. (2020) mengemukakan bahwa salah satu jenis hidrokarbon nonkonvensional adalah reservoir *shale* (*shale reservoir*) di mana hidrokarbon diproduksi di Formasi *shale* dan bertindak sekaligus sebagai *source rock* dan reservoir. Hasil dari penelitian ini adalah terdapat 6 basin dan 11 Formasi yang telah diidentifikasi berpotensi untuk dieksplorasi berdasarkan data TOC, kerogen, *maturity*, dan *brittleness index* (BI). Penelitian ini juga mengimplikasikan bahwa terdapat kandungan *shale gas* di Cekungan Jawa Timur Utara sebesar 42 TCF.

5. Penelitian selanjutnya yang menjadi landasan penelitian ini adalah penelitian yang berjudul “Petrofisika Untuk Organic *Shale*, Cekungan Kutai Bagian Atas, Formasi Batu Ayau” oleh Nouval, dkk. (2019) dengan topik analisis petrofisika dan tujuan untuk memperoleh hasil representatif kualitas organic *shale* pada Formasi Batu Ayau. Hasil penelitian didapatkan nilai volume *shale* sebesar 50-60%, porositas 8-30%, dan saturasi air 60-70%, TOC dengan rentang 0.7 – 3.2 wt%, dan BI (*Brittleness Index*) sebesar 51-58%.



### III. TEORI DASAR

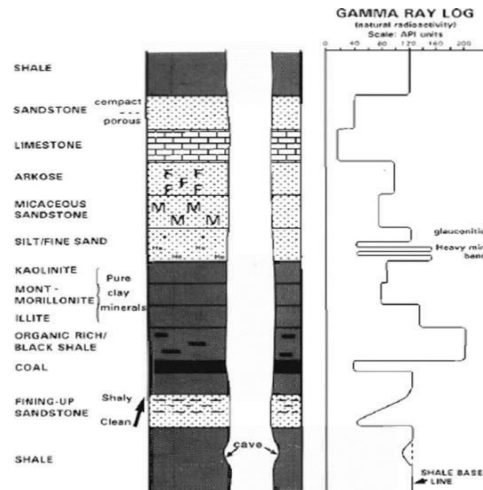
#### 3.1 *Well Logging* serta Variasi Data Sumur

Menurut Hustrulid (2006), *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 pemboran (*coring data*) akan dianalisis di lab 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*. Terdapat beberapa variasi kurva log dari sumur pemboran yang mengandung data yang berbeda-beda untuk analisis, seperti sebagai berikut;

##### 3.1.1 Log *Gamma Ray*

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 Potassium yang umumnya terdapat pada batuan (Harsono, 1997). Menurut Schlumberger (1998), 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. Menurut Mjili & Mulibo (2018) pada litologi yang *free shale* seperti *sandstone* atau *dolomite* nilai GR umumnya ditandai dengan

nilai GR rendah ( $\leq 60$ ), , sedangkan *shale* umumnya menunjukkan nilai GR yang relatif lebih tinggi ( $\geq 60$ ) seperti ditunjukkan pada gambar berikut.



Gambar 8. Visualisasi respon log gamma ray terhadap variasi litologi (Rider, 2002)

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 pemboran yang bersifat nonkonduktif.

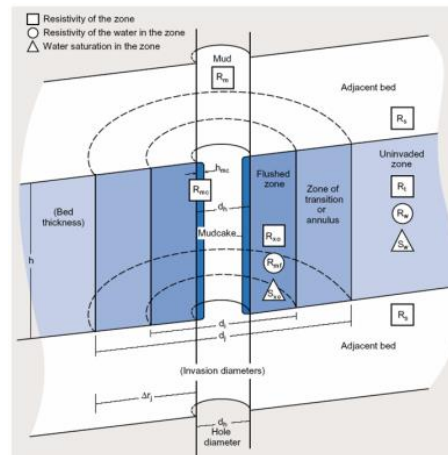
### 3.1.2 Log Resistivitas

Salah satu parameter kunci dalam penentuan saturasi hidrokarbon dalam proses eksplorasi adalah resistivitas dari Formasi. Arus listrik dapat merambat melalui sebuah Formasi hanya karena adanya air di dalam Formasi. Schlumberger (1998), menyatakan bahwa resistivitas dari suatu Formasi bergantung pada;

- Resistivitas dari air Formasi
- Jumlah kandungan air yang tersedia
- Geometri dari pola pori batuan

Pengukuran nilai log resistivitas sangat rentan mengalami *misread* atau salah pembacaan nilai resistivitas asli zona bawah permukaan dikarenakan adanya

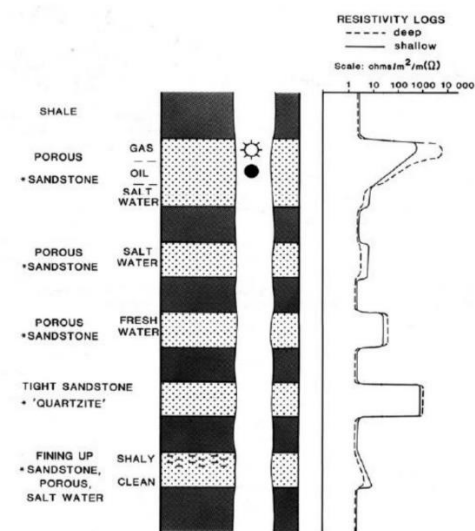
percampuran antara fluida pemboran. Proses jauhnya fluida pemboran masuk ke dalam Formasi di bagi menjadi tiga buah zona, seperti ditunjukkan pada gambar berikut ini:



Gambar 9. Zona pengukuran nilai resistivitas berdasarkan invasi fluida pemboran, modifikasi dari Anderson (2001)

Berdasarkan gambar 8 zona resistivitas yang terukur terbagi menjadi tiga bagian yaitu:

- *Flushed zone*, zona ini merupakan zona di mana jaraknya hanya beberapa inci dari lubang pemboran. Pada zona ini, cairan asli dari Formasi telah tercemar dan tergantikan oleh fluida pemboran yang merembes menembus Formasi. Nilai resistivitas yang terekam mencerminkan nilai resistivitas fluida pemboran dan biasanya direkam sebagai *shallow depth resistivity*
- *Transition zone* atau *annulus zone*, zona ini berada tepat setelah *flushed zone* dan masih terkontaminasi dengan fluida pemboran. Resistivitas pada zona ini terukur sebagai *medium depth resistivity*
- *Uninvaded zone*, merupakan zona yang aman dari rembesan atau kontaminasi fluida pemboran. Sehingga nilai resistivitas yang dibaca merupakan nilai resistivitas sesungguhnya dari Formasi. Resistivitas pada zona ini terukur sebagai *deep resistivity*.



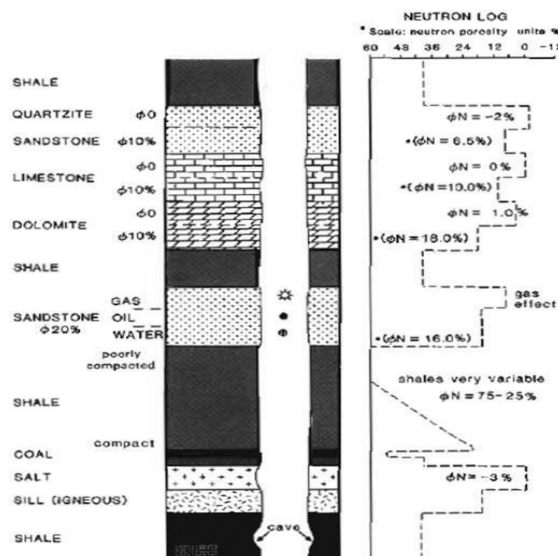
Gambar 10. Visualisasi respon log resistivitas terhadap variasi litologi (Rider, 2002)

Apabila nilai kurva resistivitas menunjukkan nilai yang rendah mencerminkan keberadaan fluida dengan nilai salinitas yang tinggi atau air. Sementara nilai resistivitas yang tinggi cenderung menunjukkan terdapatnya kandungan hidrokarbon (Fatahillah, 2016), lihat gambar 9. Terdapat dua jenis alat yang digunakan untuk pengukuran resistivitas yaitu laterolog dan induksi. Laterolog umumnya disebut sebagai alat resistivitas, sementara induksi lebih sering disebut alat konduktivitas. Log dari pengukuran resistivitas laterolog diantaranya; LLd (laterolog dalam), LLs (laterolog dangkal), MSFL (log mikro terfokus). Sementara log dari pengukuran induksi diantaranya; ILd (Induksi dalam), ILm (induksi menengah), SFL (log terfokus).

### 3.1.3 Log Neutron

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

kecuali hidrogen dan mempunyai massa yang hampir sama dengan atom hidrogen (Fatahillah, 2016), oleh sebab itu log ini dapat menggambarkan keberadaan konsentrasi dari hidrogen dengan baik. Respon log neutron terhadap variasi litologi batuan ditunjukkan pada gambar berikut;



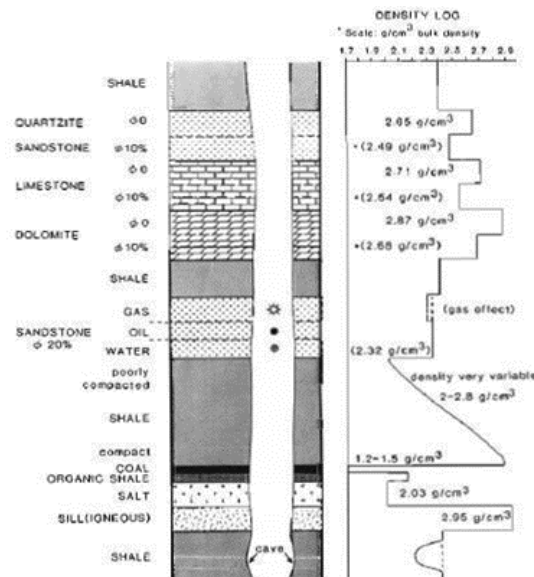
Gambar 11. Visualisasi respon log neutron terhadap variasi litologi (Rider, 2002)

Karena sifatnya yang mampu mengukur kandungan hidrogen, log neutron umumnya digunakan untuk menentukan porositas dari suatu batuan. Namun log neutron mempunyai kekurangan di mana tidak bisa membedakan antara atom hidrogen yang berada bebas di pori batuan dengan atom hidrogen yang memang terikat secara kimia pada mineral penyusun batuan (seperti pada *shale*), sehingga terkadang respon log neutron pada Formasi yang banyak mengandung *shale* akan menunjukkan seolah-olah lapisan tersebut mempunyai porositas yang tinggi (Harsono, 1997).

### 3.1.4 Log Densitas

Log densitas adalah log yang didasarkan pada hamburan sinar gamma sebagai fungsi dari *bulk density* dari matriks batuan. *Bulk density* merupakan densitas keseluruhan dari matriks batuan serta fluida yang ada di dalam pori (termasuk air, minyak, atau gas) (Tiab & Donaldson, 2012). Data mengenai *bulk density* didapatkan dari korelasi antara intensitas gamma ray pada detektor dan data

yang digunakan untuk kalibrasi alat. Respon log densitas terhadap variasi litologi batuan ditunjukkan pada gambar berikut;



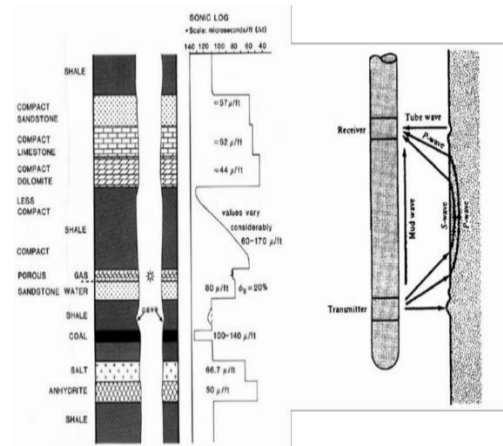
Gambar 12. Visualisasi respon log densitas terhadap variasi litologi (Rider, 2002)

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

### 3.1.5 Log Sonik

Log Sonik merupakan salah satu log porositas, bersama log neutron dan log densitas. Log sonik memanfaatkan gelombang akustik dari sumber dan melewati Formasi lalu kembali lagi ke sumber (*receiver*). Log sonic

memberikan sebuah interval waktu yang dinamakan delta-t  $\Delta t$ . Respon log sonik terhadap variasi litologi batuan ditunjukkan pada gambar berikut;



Gambar 13. Visualisasi respon log sonik terhadap variasi litologi (Rider, 2002)

Pengukuran sebuah Formasi menggunakan gelombang suara. Secara kualitatif log ini digunakan untuk mengevaluasi porositas yang ada pada pori-pori batuan. Kegunaan lain dari log ini juga bisa membantu mengidentifikasi jenis litologi, *source rock* dan memprediksi zona *over pressure*. Bila pada transmitter dipancarkan gelombang suara, maka gelombang tersebut akan merambat kedalam batuan Formasi dengan kecepatan tertentu yang akan tergantung pada sifat elastisitas batuan, kandungan fluida, porositas dan tekanan Formasi. Kemudian gelombang ini akan terpantul kembali menuju lubang bor dan akan diterima oleh kedua *receiver*. Selisih waktu penerimaan ini direkam oleh log dengan satuan *microsecond per feet* ( $\mu\text{sec/ft}$ ) yang dapat dikonversikan dari kecepatan rambat gelombang suara dalam *ft/sec*.

### 3.2 Analisis Petrofisika

Menurut Colley (2015), Analisis petrofisika merupakan suatu kegiatan analisis sifat fisika dan kimia dari batuan serta fluida yang dikandungnya. Petrofisika menekankan pada analisis sifat-sifat yang berhubungan dengan sistem pori, distribusi dari fluida dan karakteristik alirannya yang dapat digunakan untuk

mengidentifikasi serta mengevaluasi reservoir hidrokarbon, sumber hidrokarbon, akuifer, serta batuan *seal*. Menurut Senosy dkk. (2020) produktivitas dari suatu sumur dari reservoir hidrokarbon bergantung pada beberapa sifat fisik seperti litologi, porositas, saturasi air, permeabilitas, dan saturasi, serta sifat kimia berupa TOC (*Total Organic Carbon*) atau kandungan material organik di dalam batuan.

### 3.2.1 Volume *Shale* ( $V_{sh}$ )

Volume *shale* didefinisikan sebagai rasio lempung yang terdapat pada suatu Formasi. Banyaknya *shale* yang terkandung di dalam suatu batuan akan menghambat pergerakan fluida di dalam batuan, sehingga akan menjadi kurang baik sebagai batuan reservoir (Ulum dkk., 2012). Perhitungan volume *shale* penting dilakukan karena kandungan *shale* sangat mempengaruhi pembacaan dari kurva log. Perhitungan volume *shale* dapat menggunakan nilai gamma ray, yang diadaptasi dari Larionov (1969) Rider (2002) dan Moore dkk. (2011):

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

$$V_{sh} = 0.083(2^{3.7 \times I_{GR}} - 1) \quad (2)$$

Dengan keterangan sebagai berikut:

$I_{GR}$  = GR *Index*

$GR_{log}$  = Nilai GR yang pada log

$GR_{min}$  = Nilai GR minimum pada log

$GR_{max}$  = Nilai GR maksimum pada log

### 3.2.2 Porositas ( $\emptyset$ )

Menurut University of Winconsin-Madison (2022) porositas merupakan persentase dari ruang kosong/pori yang ada di sebuah batuan. Didefinisikan sebagai rasio volume rongga atau ruang pori dibagi dengan volume total dari



batuan, atau disebut porositas total. Porositas efektif merupakan rasio dari pori batuan yang saling berhubungan dengan volume total keseluruhan batuan. Umumnya ditulis sebagai pecahan desimal antara 0 dan 1 atau sebagai persentase. Untuk sebagian besar batuan, porositas bervariasi dari kurang dari 1% hingga 40%. Porositas batuan tergantung pada banyak faktor, termasuk jenis batuan dan bagaimana butir-butir batuan disusun. Misalnya, batu kristal seperti granit memiliki porositas yang sangat rendah (<1%) karena satu-satunya ruang pori adalah retakan kecil, panjang, tipis di antara butiran mineral individu. Batupasir, biasanya, memiliki porositas yang jauh lebih tinggi (10–35%) karena butiran pasir tersusun atas mineral individu yang tidak seragam satu sama lain, memungkinkan terciptanya ruang pori yang lebih besar.

Porositas pada *well logging* dapat dihitung dengan menggunakan log densitas, log neutron, dan log sonik. Berikut adalah formula perhitungan porositas berdasarkan log neutron-densitas, serta log sonik (Schlumberger, 1998):

$$\phi_{Tot} = \frac{\phi_N + \phi_D}{2} \quad (3)$$

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (4)$$

$$\phi_{eff} = \sqrt{\frac{\phi_{NC}^2 + \phi_{DC}^2}{2}} \quad (5)$$

Dengan

$$\phi_{NC} = \phi_N - (\phi_{Nsh} \times V_{sh}) \quad (6)$$

$$\phi_{DC} = \phi_D - (\phi_{Dsh} \times V_{sh}) \quad (7)$$

Sementara, perhitungan porositas dengan log sonik menurut Tixier dkk., (1959) sebagai berikut:

$$\phi_S = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (8)$$

Di mana;

$\phi_D$  = Porositas dari log densitas (%)

$\phi_N$  = Porositas dari log neutron (%)

$\rho_{ma}$  = Densitas matriks batuan ( $kg/m^3$ ) lihat tabel 1

$\rho_b$  = Densitas bulk pada log ( $kg/m^3$ )

$\rho_f$  = Densitas fluida ( $kg/m^3$ )

$\phi_{Tot}$  = Porositas total

$\phi_{DC}$  = Koreksi porositas densitas

$\phi_{DC}$  = Koreksi porositas neutron

$\phi_{Dsh}$  = Porositas densitas *shale*

$V_{sh}$  = Volume *shale*

Tabel 1. Nilai densitas sebagai acuan penentuan porositas densitas modifikasi dari Asquith & Krygowski (2004)

Litologi	Fluida	$\rho_{ma}$ ( $Kg/m^3$ )	$\rho_{fl}$ ( $Kg/m^3$ )
Sandstone	-	2644	-
Limestone	-	2710	-
Dolomite	-	2877	-
-	Fresh Water Mud	-	1000
-	Salt Water Mud	-	1150
-	Oil Mud	-	900

Berikut ini adalah tabel klasifikasi nilai porositas batuan secara kualitatif:

Tabel 2. Klasifikasi nilai porositas batuan (Rider, 1996)

Porositas (%)	Deskripsi Kualitatif
0 - 5	Diabaikan
5 - 10	Buruk
10 - 15	Sedang
15 - 20	Baik
20 - 30	Sangat baik
> 30	Excellent

### 3.2.3 Saturasi Air ( $S_w$ )

Saturasi air menggambarkan jumlah fluida air yang mengisi volume batuan. Harsono (1997) menyebutkan untuk bagian volume batuan yang terisi oleh hidrokarbon, disebut dengan saturasi hidrokarbon ( $S_h$ ) di mana nilainya 1 –

$S_w$ . Perhitungan saturasi air diperlukan di dalam analisis mengingat volume batuan tidak sepenuhnya terisi dengan hidrokarbon, oleh sebab itu perlu dilakukan perhitungan jumlah kandungan air dalam batuan. Menurut Malureanu dkk. (2016), untuk menentukan nilai saturasi air dapat dilakukan dengan banyak cara dengan menggunakan sifat fisik dari batuan, seperti resistivitas sebenarnya, resistivitas air, porositas, *shale volume*, resistivitas *shale*, saturasi, serta faktor sementasi. Penentuan jenis fluida pengisi pori didasarkan pada nilai saturasi air yang menggambarkan kejenuhan air. Klasifikasi perkiraan jenis reservoir berdasarkan nilai saturasi air menggunakan berdasarkan penelitian Adim (1991), sebagai berikut:

Tabel 3. Tabel klasifikasi jenis fluida pengisi pori berdasarkan nilai saturasi air, modifikasi Adim (1991)

<b>So Rata-rata</b>	<b>Sw Rata-rata</b>	<b>Perkiraan Jenis Reservoir</b>
< 3%	< 50%	Gas
2 – 5%	< 60%	Minyak dan Gas
> 5%	50 - 70%	Minyak
< 1%	70 - >75%	Air

Archie (1942) mengembangkan formula untuk mengkalkulasi nilai saturasi air pada tabe 2 dengan mengasumsikan reservoir secara murni tersusun atas *clean sand* (pasir murni) dan satu-satunya medium yang konduktif adalah air yang menyaturasi reservoir. Namun, pada formula Archie mengabaikan kenyataan bahwa pada Formasi terkadang terdapat kehadiran *shale* yang secara dominan tersusun oleh mineral lempung dan silt, hal ini menjadi kekurangan dalam formula  $S_w$  dari Archie (Sam-Marcus dkk., 2018). Berdasarkan kekurangan pada formula dari Archie, dikembangkan beberapa formula perhitungan saturasi air dengan memperhitungkan parameter *shaly-sandy* untuk menghitung saturasi air secara lebih akurat, diantaranya Simandoux (Simandoux, 1963), ), model dual-water (Clavier dkk., 1977), Perhitungan Waxman–Smits (Waxman & Smits, 1968), dan model Indonesia (Poupon & Leveaux, 1971), tersaji dalam tabel 2 berikut:

Tabel 4. Variasi perhitungan saturasi air ( $S_w$ )

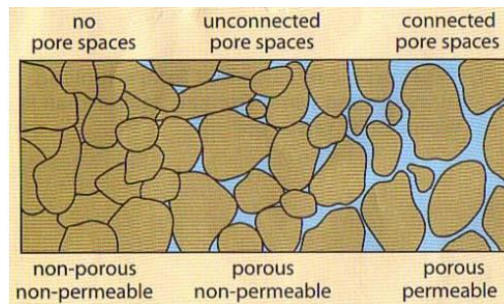
Model Saturasi	Formula
Archie	$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}} \quad (9)$
Simandoux	$S_w = \frac{a \cdot R_w}{\phi^2} \left[ \sqrt{\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2 + \frac{4\phi^2}{a \cdot R_w \cdot R_t}} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right] \quad (10)$
Indonesia	$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[ \frac{V_{sh}^{1-\frac{V_{sh}}{2}}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{\frac{n}{2}} \quad (11)$

## Keterangan

- $S_w$  : Saturasi air (%)  
 $m$  : Faktor sementasi (batugamping = 2; batupasir = 2.15)  
 $a$  : Faktor turtuosity (batugamping = 1; batupasir = 0.62)  
 $n$  : Eksponen saturasi (umumnya 2.0)  
 $\phi$  : Porositas efektif (%)  
 $R_w$  : Resistivitas air Formasi ( $\Omega m$ )  
 $R_t$  : Resistivitas sebenarnya ( $\Omega m$ )  
 $V_{sh}$  : Volume *shale*  
 $R_{sh}$  : Resistivitas *shale* ( $\Omega m$ )

### 3.2.4 Permeabilitas ( $K$ )

Permeabilitas adalah ukuran kemudahan fluida mengalir melalui pori di dalam batuan. Sebuah batu mungkin sangat berpori, tetapi jika pori-pori tidak terhubung, fluida tidak dapat berpindah sehingga disebut tidak permeabel atau *impermeable* (lihat gambar 7). Demikian juga, batu mungkin memiliki beberapa retakan terus menerus yang memungkinkan kemudahan aliran fluida, tetapi ketika porositas dihitung, tidak tampak sangat berpori seperti *limestone*.



Gambar 14. Visualisasi hubungan porositas dan permeabilitas

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

$$K = 8581 \frac{\phi^{4.4}}{S_w^2} \quad (12)$$

Dengan keterangan:

$K$  : Permeabilitas (md)

$\phi$  : Porositas (%)

$S_w$  : Saturasi air

Tabel 5. Klasifikasi nilai permeabilitas batuan (Rider, 1996)

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

### 3.3 Analisis Geokimia (*Geochemical Analysis*)

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.

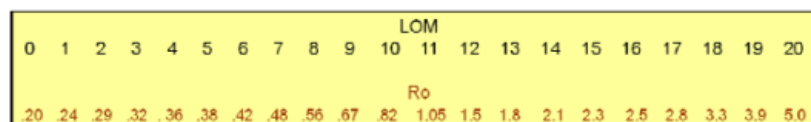
#### 3.3.1 Vitrinite Reflectance ( $R_o$ )

Hakim dkk., (2019) menyatakan bahwa pengukuran vitrinite reflectance menunjukkan besarnya jumlah sinar yang direfleksikan kembali oleh senyawa vitrinite dan dinyatakan dalam bentuk persentase. Pengukuran *vitrinite reflectance* menunjukkan kematangan dari material organik dengan menunjukkan apakah material organik telah menggenerasi hidrokarbon atau menjadi batuan *source rock* yang efektif. Pengukuran *vitrinite reflectance* ini dilakukan di bawah mikroskop di laboratorium. Pengukuran diberikan dalam satuan reflektansi, % $R_o$ , dengan nilai tipikal berkisar dari 0%  $R_o$  hingga 3%  $R_o$ , dengan nilai untuk batuan sumber penghasil gas biasanya melebihi 1,5%

#### 3.3.2 Level Of Maturity (LOM)

Maturasi hidrokarbon merupakan proses batuan induk menjadi mampu menghasilkan minyak atau gas ketika terkena tekanan dan suhu yang sesuai. Saat batuan induk mulai matang, ia menghasilkan hidrokarbon. 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. Kematangan batuan induk mencerminkan tekanan dan suhu sekitar serta durasi kondisi yang menguntungkan untuk pembentukan hidrokarbon. Memahami pematangan sangat penting dalam reservoir serpih karena peran ganda serpih sebagai batuan induk dan batuan reservoir.

*Maturity* di dalam geokimia diperoleh berdasarkan hubungan dengan nilai *vitritine reflectance* maupun  $T_{max}$  (Passey dkk., 2010) sebagai berikut:



Gambar 15. Korelasi antara *vitritine reflectance* dengan LOM (Passey dkk., 2010)

Tabel 6. Rentang nilai kematangan hidrokarbon (modifikasi Peters & Cassa, 1994)

<i>Maturation</i>	Ro (%)	LOM	$T_{max}$ °C
<i>Immature</i>	< 0.6	< 9	< 420
<i>Mature</i>	0.6 - 1.4	9 - 11.5	435 - 445
<i>Post Mature</i>	> 1.4	> 11.5	> 470

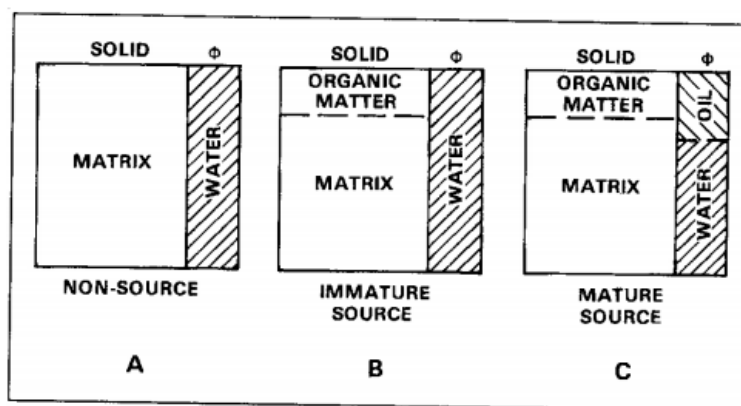
### 3.3.3 Total Organic Carbon (TOC) Model Passey

Kekayaan material organik pada batuan dikenal sebagai *Total Organic Carbon* (selanjutnya disingkat TOC). TOC merupakan sebuah indikator penting untuk menunjukkan kualitas suatu hidrokarbon reservoir batuan induk, hal ini dikarenakan karbon hadir dalam setiap komponen organik dari sebuah batuan dalam bentuk kerogen, bitumen, maupun hidrokarbon (Steiner dkk., 2016). Peters & Cassa (1994) dalam penelitiannya, mengklasifikasikan tingkat kekayaan material organik suatu batuan berdasarkan kualitasnya ke dalam beberapa bagian, sebagai berikut;

Tabel 7. Klasifikasi kualitas TOC menurut Peters & Cassa (1994)

TOC (dalam %)	Kualitas
< 0.5%	Buruk
0.5% – 1%	Sedang
1% – 2%	Baik
2% – 4%	Sangat baik
> 4%	Sangat-sangat baik

Untuk menentukan kualitas TOC suatu batuan dapat dilakukan dengan metode seperti analisis sample *core* di lab, serta penentuan kualitas TOC berdasarkan data log. Passey dkk. (1990) mengembangkan suatu formula perhitungan kualitas TOC dengan menggunakan data dari kurva log porositas (sonik, neutron, dan densitas) dan resistivitas (selanjutnya disebut sebagai metode Passey). Ide dari metode Passey ini adalah dengan menganalisis kurva log yang mengukur karakter fluida pengisi pori pada batuan (lihat gambar 10), di mana batuan *source rock (mature)* dianggap memiliki 3 komponen yaitu matriks, padatan material organik, dan cairan pengisi pori (minyak atau air). , , sedangkan untuk batuan *non source rock* hanya terdapat dua komponen yaitu matriks dan cairan (air). Untuk *immature source rock*, Passey dkk. (1990) menyatakan bahwa komponen batuan terdiri padatan material organik dan matriks, seiring berjalannya waktu padatan material organik akan berubah dan mengisi pori batuan sampai *source rock* menjadi matang (*mature*).



Gambar 16. Visualisasi keadaan padatan dan fluida pada *source rock (mature)* dan *non source rock* (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. *Baseline* menunjukkan kondisi di mana litologi merupakan *non source rock* yang berbutir halus – sangat halus. Pemberian skala pada kurva log sonik dibuat sedemikian sehingga skala pada *travel time* log sonik adalah



164 $\mu$ s/m untuk satu siklus log resistivitas. 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 dari Passey dkk., (1990) sebagai berikut;

$$\Delta \log R = \log_{10} \frac{R}{R_{baseline}} + (0.02 \times \Delta t - \Delta t_{baseline}) \quad (13)$$

Sehingga TOC;

$$TOC = (\Delta \log R) \times 10^{(2.297 - (0.1668 \times LOM))} \quad (14)$$

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

Log densitas:

$$\Delta \log R = \log_{10} \frac{R}{R_{baseline}} + (2.50 \times (\rho - \rho_{baseline})) \quad (15)$$

Log neutron:

$$\Delta \log R = \log_{10} \frac{R}{R_{baseline}} + (4.0 \times (\phi N - \phi N_{baseline})) \quad (16)$$

Dengan keterangan:

$\Delta \log R$	: Nilai separasi kurva sonik dan resistivitas
$R$	: Nilai resistivitas log ( $\Omega m$ )
$R_{baseline}$	: Nilai resistivitas pada <i>baseline</i> ( $\Omega m$ )
$\Delta t$	: Nilai <i>transit time</i> pada log sonik ( $\mu s/m$ )
$\Delta t_{baseline}$	: Nilai <i>transit time</i> pada <i>baseline</i> ( $\mu s/m$ )
LOM	: <i>Level of Maturity</i> (hasil analisis lab atau nilai estimasi)
$\rho$	: Nilai densitas pada log ( $g/cc$ )
$\rho_{baseline}$	: Nilai densitas pada <i>baseline</i> ( $g/cc$ )

- $\emptyset N$  : Nilai log neutron pada log (*dec*)  
 $\emptyset N_{baseline}$  : Nilai log neutron pada *baseline* (*dec*)

### 3.3.4 Tipe Kerogen dan Tingkat Kematangan Material Organik

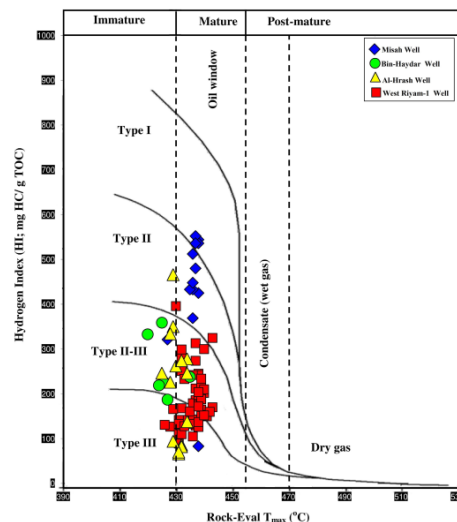
Kerogen merupakan material organik di dalam batuan yang apabila dipanaskan dengan suhu yang sesuai akan menghasilkan minyak atau gas (Cornford, 2005). Kerogen tersusun atas dua bahan utama yaitu alga dan tumbuhan dari darat.

Tipe kerogen yang hadir di dalam batuan mempunyai peranan penting dalam jenis hidrokarbon yang akan dihasilkan di batuan tersebut. Berikut adalah tipe kerogen dan jenis hidrokarbon yang dihasilkannya:

Tabel 8. Tipe kerogen pada batuan sedimen

<b>Tipe Kerogen</b>	<b>Potensi Hidrokarbon Dominan</b>	<b>Lingkungan Pengendapan</b>
I	<i>Oil prone</i>	<i>Lacustrine</i>
II	<i>Oil and gas prone</i>	<i>Marine</i>
III	<i>Gas prone</i>	<i>Terrestrial</i>
IV	<i>Inert</i>	<i>Terrestrial</i>

Kerogen berkorelasi dengan temperatur dalam membentuk hidrokarbon. Di dalam studi geokimia umum digunakan diagram van krevelen dalam menentukan tingkat kematangan suatu material serta menentukan jenis kerogennya dengan melakukan plot antara *Oxygen Index* (OI) mg HC/g TOC dengan *Hydrogen Index* (HI) mg HC/g TOC (Peters dkk., 2012), atau dapat juga dengan menggunakan modifikasi diagram van krevelen yang disebut sebagai diagram pseudo van krevelen, yaitu plot antara data Tmax (°C) dan *Hydrogen Index* (mg HC/g TOC) seperti pada penelitian Al-Matary dkk., (2018) sebagai berikut:



Gambar 17. Diagram pseudo van krevelen modifikasi Al-Matary dkk., (2018)

### 3.4 Korelasi Data *Core* dan Analisis Log

Korelasi mengenai data *core* dan data log digunakan untuk memvalidasi perhitungan log. Semakin besar nilai korelasi hasil perhitungan log dengan data *core* maka hasil analisis merupakan hasil yang optimis. Menurut Subandriyo (2020), digunakan korelasi statistik untuk melihat kekuatan hubungan antara dua variabel tertentu yang dalam penelitian ini berupa hasil analisis log dengan data *core*. Korelasi antara dua variabel pada penelitian ini menggunakan metode regresi linier pangkat kuadrat terkecil biasa (*Ordinary Least Squares*). Berikut ini tabel nilai kekuatan hubungan antara dua variabel menurut Sarwono (2006);

Tabel 9. Tabel hubungan kekuatan dua variabel

0	Tidak berhubungan
> 0 - 0.25	Korelasi sangat lemah
> 0.25 - 0.5	Korelasi sedang
> 0.5 - 0.75	Korelasi kuat
> 0.75 - 0.99	Korelasi sangat kuat
1	korelasi sempurna

## IV. METODE PENELITIAN

### 4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Waktu	20 Juni -18 Agustus 2022
Tempat	Pusat Survei Geologi, Jl. Diponegoro No.57, Cihaur Geulis, Kec. Cibeunying Kaler, Kota Bandung, Jawa Barat 40122  Gedung Teknik Geofisika Universitas Lampung, Jl. Prof. Dr. Ir. Sumantri Brojonegoro No.1, Gedong Meneng, Kec. Rajabasa, Kota Bandar Lampung, Lampung 35141

### 4.2 Data dan Perangkat Lunak

Seluruh data yang digunakan pada penelitian ini bersumber dan dimiliki oleh Pusat Survei Geologi. Terdapat dua variasi data yang digunakan dalam penelitian ini yaitu; data primer berupa data logging sumur LUV1, LUV4, LUV2, LUV3, LUV5, LUV6, LUV7, dan LUV8 dalam format LAS. serta data pendukung seperti *final well report* dan *geochemical report* dari masing-masing sumur. Perangkat lunak yang digunakan adalah Interactice Petrophysics V3.5 tahun 2008, dimulai dari tahap *preprocessing*, hingga *processing* selesai.

### 4.3 Prosedur Penelitian

Prosedur penelitian meliputi tiga tahap yaitu *preprocessing*, *processing*, dan *postprocessing*. Penjabaran masing-masing tahap sebagai berikut:

### 4.3.1 *Preprocessing*

Tahap ini merupakan tahap persiapan dimulai dengan mengumpulkan data-data yang dibutuhkan sampai dengan melakukan koreksi terhadap data yang akan diolah. Menurut Olotu & Olukayode (1988), tujuan dari *preprocessing* dan pemodelan data log adalah untuk merekonstruksi kurva log *raw* yang diperoleh melalui pengeditan secara interpretatif. Adalah hal umum untuk mengoreksi efek dari pemboran, invasi fluida, *washout* dan efek lubang bor lainnya. Koreksi data *well logging* harus dilakukan untuk ketidaksesuaian alat dalam pembacaan geologi tertentu (hadirnya lapisan tipis, *shale* lunak atau keras) yang dapat menyebabkan kesalahan pembacaan dan interpretasi.

Dalam penelitian ini, setelah semua data terkumpul tahap pertama yang dilakukan adalah melakukan koreksi lingkungan pemboran atau *environmental correction*. Menurut Lehmann (2010), di dalam pemboran pengaruh lingkungan seperti geometri lubang bor, konfigurasi *casing* dan material, serta kepadatan lumpur memiliki efek penting untuk karakterisasi kondisi lingkungan dan berpengaruh terhadap hasil pembacaan kurva *well logging*, oleh karena itu koreksi lingkungan diperlukan dalam tujuan untuk meminimalisasi efek dari lubang bor.

Koreksi lingkungan yang diterapkan di dalam penelitian ini meliputi koreksi log GR, log resistivitas, log NPHI, dan log RHOB dengan menggunakan *tools* dari Schlumberger. Perlu diketahui bahwa untuk setiap data sumur umumnya digunakan *tools* koreksi yang berbeda, bergantung pada jenis perusahaan *service* pemboran. Beberapa jenis koreksi yang ada pada *software* IP v3.5 diantaranya Schlumberger, Baker Atlas, Halliburton, AnaDrill, Baker Hughes INTEQ, Sperry-Sun, Weatherford/Reeves, serta Pathfinder. Masing-masing mempunyai parameter input koreksi yang berbeda, namun pada prinsipnya memiliki tujuan yang sama yaitu mengoreksi data agar dapat seakurat mungkin menggambarkan kondisi di area yang diteliti.

### 4.3.2 Processing

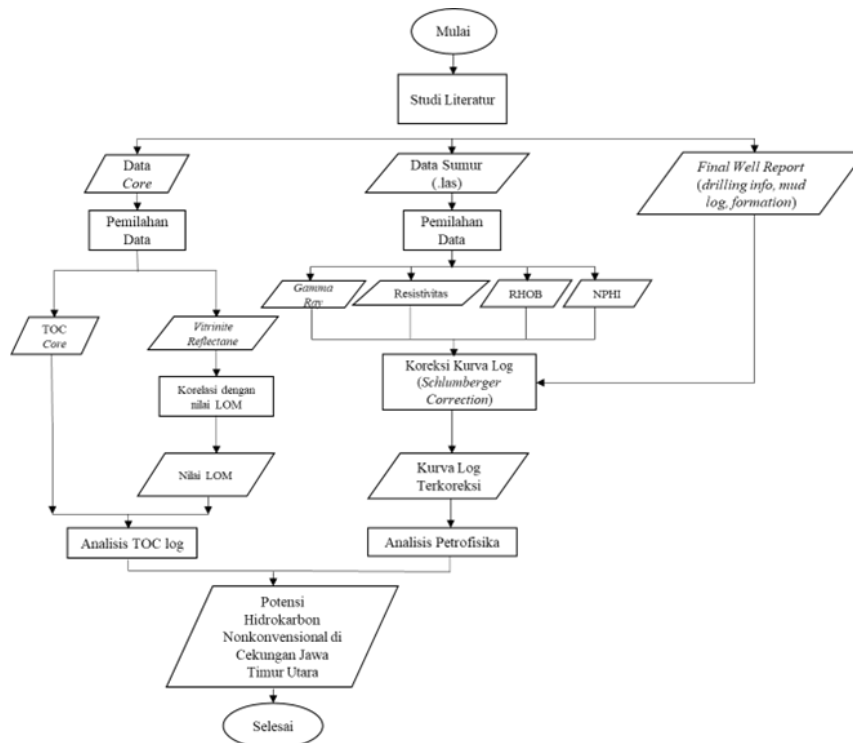
Tahap *processing* pada penelitian ini meliputi analisis petrofisika untuk perhitungan  $R_w$ , volume *shale* ( $V_{sh}$ ), porositas ( $\phi$ ), saturasi air ( $S_w$ ), permeabilitas ( $K$ ), *net-pay*, hingga kekayaan material organik (*organic richness*). Semua perhitungan dilakukan secara otomatis pada *software* IP v3.5 dengan acuan literasi ilmiah. Hasil perhitungan dianalisis pada bab selanjutnya untuk dievaluasi apakah Cekungan Jawa Timur Utara memiliki potensi sebagai reservoir nonkonvensional.

### 4.3.3 Postprocessing

Tahap akhir dari penelitian ini adalah hasil analisis dan evaluasi terhadap data sumur yang diolah dan selanjutnya penulisan laporan hasil penelitian sebagai syarat akhir untuk memperoleh gelar sarjana teknik di Teknik Geofisika Universitas Lampung.

## 4.4 Diagram Alir

Adapun alur pada penelitian ini digambarkan pada diagram alir berikut ini;



Gambar 18. Diagram alir penelitian

## VI. KESIMPULAN DAN SARAN

### 6.1 Kesimpulan

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

1. Dari hasil analisis petrofisika didapatkan bahwa; sumur LUV1 terdapat 4 zona dengan fluida air dan minyak, dan permeabilitasnya sangat baik. Sumur LUV2 terdapat 3 zona dengan fluida air dan minyak, dan permeabilitas sangat buruk – sedang. Sumur LUV3 terdapat 5 zona dengan fluida air, dan permeabilitas sedang – baik. Sumur LUV4 terdapat 5 zona dengan fluida gas dan permeabilitas sangat buruk – buruk. Sumur LUV5 terdapat 5 zona dengan fluida air dan gas dan permeabilitas sangat buruk – sedang. Sumur LUV6 terdapat 2 zona dengan fluida air dan permeabilitas sangat buruk – sedang. Sumur LUV7 terdapat 3 zona dengan fluida air dan gas, dan permeabilitas sangat buruk. Sumur LUV8 terdapat 2 zona dengan fluida air dan minyak dan permeabilitas sangat buruk – baik
2. Berdasarkan kandungan TOC nya, sumur LUV1 memiliki kandungan TOC sedang – baik dan cenderung menghasilkan gas, sumur LUV2 memiliki kandungan TOC buruk - sedang dan kecenderungan menghasilkan minyak, sumur LUV3 memiliki kandungan TOC sedang – buruk, sumur LUV4 memiliki kandungan TOC dan kecenderungan menghasilkan *inert*, sumur LUV5 memiliki kandungan TOC buruk – baik dengan kecenderungan menghasilkan gas dan *inert*, sumur LUV6 memiliki kandungan TOC sedang – baik dengan kerogen dominan tipe II-III, sumur

LUV7 memiliki kandungan TOC buruk -sedang, dan sumur LUV8 memiliki kandungan TOC sedang.

3. Potensi zona hidrokarbon nonkonvensional ditemukan sebanyak 6 zona yang merupakan zona reservoir nonkonvensional yaitu, sumur LUV4 zona 4 pada Formasi Ngimbang, sumur LUV5 zona 4 pada Formasi Kujung, sumur LUV6 zona 2 pada Formasi Ngimbang, sumur LUV7 zona 1 pada Formasi Kujung dan zona 3 pada Formasi Ngimbang, serta sumur LUV8 zona 2 pada Formasi Kujung

## **6.2 Saran**

Berdasarkan hasil penelitian ini penulis menyarankan beberapa hal berikut untuk memperkuat validasi hasil analisis, diantaranya melakukan proses korelasi masing-masing sumur penelitian dengan seismik untuk melihat persebaran sifat fisik Formasi di Cekungan Jawa Timur Utara.



## DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. (1991). *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoar, Volume 1*. Jakarta: Badan Penelitian Dan Pengembangan Energi Dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi “LEMIGAS”.
- Agustiyar, F. (2021, Agustus). Indications of the Potential of Shale Gas for Non-Conventional. *Tadulako Science and Technology Journal*, 2(1), 17-25.
- Al-Matary, A. M., Hakimi, M. H., Sofi, S. A., Al-Nehmi, Y. A., Al-haj, M. A., Al-Hmdani, Y. A., & Al-Sarhi, A. A. (2018). Preliminary Source Rock Evaluation and Hydrocarbon Generation Potential of The Early Cretaceous Subsurface Shales from Shabwah Sub-Basin in The Sabatayn Basin, Western Yemen. *Journal of African Earth Sciences*, 12 -21.
- Anderson, B. (2001). *Modeling and inversion methods for the interpretation of resistivity logging tool response*. Holland: University of Deft.
- Archie, G. (1942). The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics. *Trans AIME*, 146, 54-62.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). Basic Well log Analysis Second Edition, AAPG Methods in Exploration series no.16. *American Association of Petroleum Geologist*.
- Aulia, A.-S., Gani, R. M., Firmansyah, Y., & Zainal, R. M. (2021). Evaluasi Formasi Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Formasi Tuban Lapangan

“Sy” Cekungan Jawa Timur Utara. *Padjajaran Geoscience Journal*, 161-171. doi:i-  
ISSN: 2597-4033

Bemmelen, R. V. (1949). *The Geology of Indonesia, vol. I.A.* Martinus Nyhoff, The Hague.

Bintarto, B., Swadesi, B., Choiriah, S. U., & Kaesti, E. Y. (2020). *Pemetaan Singkapan Di Indonesia Berdasarkan Pada Karakteristik Reservoar Migas Studi Kasus “Cekungan Jawa Timur Utara”*. Yogyakarta: Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.

Clavier, C., Coates, G., & Dumanoir, J. (1977). The theoretical and experimental bases for the “dual water” model for the interpretation of shaly sands. *Society of Petroleum Engineers Paper(6859)*, 10.

Colley, N. (2015, Mei 27). *An Introduction To Petrophysics*. Retrieved from OPC: <https://opc.co.uk/technical-feature/an-introduction-to-petrophysics/>

Cornford, C. (2005). The Petroleum System. In E. Ltd., *Petroleum Geology* (p. 294). London: Elsevier.

Devi, E. A., Rachman, F., Satyana, A. H., Fahrudin, & Reddy. (2018). Paleofacies of Eocene Lower Ngimbang Source Rocks in Cepu Area, East Java Basin based on Biomarkers and Carbon-13 Isotopes. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. doi:doi :10.1088/1755-1315/118/1/012009

Dewan, J. T. (1955). Neutron Log Correction Charts for Borehole Conditions and Bed Thickness. *Petroleum Transactions, AIME*, 50-58.

Doust, H., & Noble, R. A. (2008). Petroleum systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*, 25, 103-129.

Doust, H., & Noble, R. A. (2008). Petroleum Systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*, 103 - 129.

- Egbele, E., Ezuka, I., Harcourt, P., & Onyekonwu, M. (2005). Net-To-Gross Ratios: Implications in Integrated Reservoir Management Studies. *Society of Petroleum Engineers Inc*(no. SPE 98808).
- European Commission. (2019). *European Commission*. Retrieved July 5, 2022, from European Commission: [https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/shale-gas-and-other-unconventional-hydrocarbons\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/shale-gas-and-other-unconventional-hydrocarbons_en)
- Fatahillah, Y., Hilyah, A., & 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.
- Fathi, N., Alrazzaq, A. A., & Jawad, S. N. (2021). Application of net pay for reservoir characterization in carbonate reservoir rock – Case study: South-eastern of Iraq. *Materials Today: Proceedings*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.05.155>
- Gaol, K. L., Wardhana, D. D., Praptisih, Yayat, S., & Kamtono. (2009). Aplikasi Pendekatan Metode Gayaberat Dalam Eksplorasi Hidrokarbon: Studi Geologi Bawah Permukaan Daerah Cekungan Jawa Timur Utara Segmen Lamongan. *Prosiding Pemaparan Hasil Penelitian Puslit Geoteknologi – LIPI 2009* (pp. 163-172). Bandung: LIPI.
- Hakim, L., Rachwibowo, P., Widiarso, D. A., & 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 Lumbang Energi.
- Harsono, A. (1997). *Pengantar Evaluasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Service.

- Husein, S. (2015). *Petroleum and Regional Geology Northeast Java Basin, Indonesia: EXCURSION GUIDE BOOK*. Yogyakarta: UNIVERSITAS GADJAH MADA.
- Hustrulid, W. A. (2006). *Well Logging*. Retrieved 2022, from Britannica: <https://www.britannica.com/technology/well-logging/additional-info#history>
- Jooybari, H. (2016). A Structured Mobility-Based Methodology for Quantification of Net-Pay Cutoff in Petroleum Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*,(no. SPE 183643).
- Jumiati, W., Maurich, D., Wibowo, A. S., & 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.
- Kapustin, N. O., & Grushevenko, D. A. (2018). Global Prospects of Unconventional Oil in the Turbulent Market: A Long Term Outlook to 2040. *Rev. IFP Energies nouvelles*, 73(67), 1-13.
- Katz, B., Gao, L., Little, J., & Zhao, Y. R. (2021). Geology still matters – Unconventional petroleum system disappointments and failures. *Unconventional Resources*, 1, 18-38. doi:<https://doi.org/10.1016/j.uncres.2021.12.001>
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2022). *Buku Saku Edisi Desember 2021*. Jakarta: Desember 2021.
- Koesoemadinata, R. P. (1978). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Penerbit ITB.
- Larionov, V. (1969). *Borehole radiometry*. Mosmow: USSR.

- Lehmann, K. (2010). Environmental corrections to gamma-ray log data: Strategies for geophysical logging with geological and technical drilling. *Journal of Applied Geophysics*, 17-26. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2009.10.001>.
- Liu, Z., Tang, X., Shi, M., & Yang, J. (2020). Environmental impact correction for resistivity logging in CBM horizontal well. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*(546). doi:[doi:10.1088/1755-1315/546/2/022006](https://doi.org/10.1088/1755-1315/546/2/022006)
- Ma, Y. Z. (2019). Facies and Lithofacies Classifications from Well Logs. In Y. Z. Ma, *Quantitative Geosciences: Data Analytics, Geostatistics, Reservoir Characterization and Modeling*. Denver, USA: Schlumberger.
- Macedo, I., Figueiredo, J. J., & Sousa, M. C. (2019). Density log correction for the borehole effects and its impact on well-to-seismic-tie: application on North Sea data set. *Interpretation*, 8(1), 1-34. doi:[DOI: 10.1190/int-2019-0004.1](https://doi.org/10.1190/int-2019-0004.1)
- Mahbaz, S., Hadi, S., Namjouyan, M., & Mirzaahmadian, Y. (2011). Optimization of reservoir cut-off parameters: a case study in SW Iran. *Pet. Geosci*, 17, 355-363. doi:<https://doi.org/10.1144/1354-079311-005>
- Malureanu, I., Boaca, T., & Naegu, D.-D. (2016). New Relations of Water Saturation's Calculus from Well Logs. *Acta Geophysica*, DOI: [10.1515/acgeo-2016-0063](https://doi.org/10.1515/acgeo-2016-0063).
- Mjili, A. S., & Mulibo, G. D. (2018). Petrophysical Analysis of Reservoirs Rocks at Mlinzi Mbali-1 Well in Block 7 Offshore, Tanzania: Geological Implication on the Reservoir Quality. *Open Journal of Geology*, 08(08), 764-780. doi:[DOI: 10.4236/ojg.2018.88045](https://doi.org/10.4236/ojg.2018.88045)
- Moore, E. J., & Szasz, S. E. ( 1966). Determining Formation Water Resistivity From Chemical Analysis. *JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY* , 373-376.

- Moore, W., Ma, Y. Z., Urdea, J., & Bratton, T. (2011). Uncertainty Analysis in Well Log and Petrophysical Interpretations. *AAPG Memoir* .
- Nasir, M. (2014). *Potret Kinerja Migas Indonesia*. Retrieved from <https://www.kemenkeu.go.id/sites/default/files/potret%20kinerja%20migas%20indonesia.pdf>
- Nouval, A., Setyowitoto, J., Anggara, F., & Iskandar, Y. (2019). Petrofisika Untuk Organic Shale, Cekungan Kutai Bagian Atas, Formasi Batu Ayau. *Jurnal Fisika Indonesia*, 1 - 7.
- Olotu, S., & Olukayode, A. (1988). Well Log Preprocessing and Modelling for Quantitative Seismic Interpretation. *European Petroleum Conference*. The Hague, Netherlands. doi: <https://doi.org/10.2118/50626-MS>
- Panjaitan, S. (2010). Prospek Migas Pada Cekungan Jawa Timur Dengan Pengamatan Metode Gaya Berat. *Buletin Sumber Daya Geologi*, 5(3), 168-181.
- Passey, Q. R., Bohaces, K., Esch, W., Klimentidis, R., & 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*, (pp. 1-29). Beijing, China. doi:<http://dx.doi.org/10.2118/131350-ms>
- Passey, Q. R., Creaney, S., Kulla, J. B., Moretti, F. J., & 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.
- Peters, K. E., David, C. J., & Kacwicz, M. (2012). An Overview of Basin and Petroleum System Modeling: Definitions and Concepts. *AAPG Hedberg Series*, 1-16.

- Peters, K., & Cassa, M. (1994). Applied Source Rock Geochemistry, The Petroleum System From Source to Trap. *American Association of Petroleum Geologists*, 93-117.
- Poupon, A., & Leveaux, J. (1971). Evaluation of water saturation in shaly formations. *SPWLA 12th annual logging symposium*, 1-2.
- Pradono, A., & Rakasiwi, D. (2018). Basin Modeling and Hydrocarbon Source Rock Potential of Middle Eocene Ngimbang Formation in East Java Basin, Indonesia. *4th Myanmar Oil & Gas Conference*. Yangon: AAPG Asia Pacific Region. doi:DOI:10.1306/11213Pradono2019
- Rahmani, O., Khoshnoodkia, M., Kadkhodaie, A., Pour, A. B., & Tsegab, H. (2019). Geochemical Analysis for Determining Total Organic Carbon Content Based on  $\Delta\text{LogR}$  Technique in the South Pars Field. *Minerals*, 9(735). doi:doi:10.3390/min9120735
- Rider. (1996). *The geological interpretation of well logs, 2nd edition*. Houston: Gulf Publishing Company.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs, Second Edition*. Scotland: Rider-French Consulting-Ltd.
- Sam-Marcus, J., Enaworu, E., Rotimi, O. J., & Seteyeobot, I. (2018). A proposed solution to the determination of water saturation: using a modelled equation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 8, 1009–1015. doi:https://doi.org/10.1007/s13202-018-0453-4
- Sarwono, J. (2006). *Metode Penelitian Kuantitatif dan Kualitatif*. Yogyakarta: Graha Ilmu.
- Schlumberger . (1998). *Schlumberger Log Interpretation Principles/Applications*. Texas: Schlumberger Wireline and Testing.

- Senosy, A. H., Ewida, H. F., Soliman, H. A., & Ebraheem, M. O. (2020). Petrophysical analysis of well logs data for identification and characterization of the main reservoir of Al Baraka Oil Field, Komombo Basin, Upper Egypt. *SN Applied Sciences*, 2(1293). doi:<https://doi.org/10.1007/s42452-020-3100-x>
- Setyono, A. E., & Kiono, B. F. (2021). Dari Energi Fosil Menuju Energi Terbarukan: Potret Kondisi. *Jurnal Energi Baru & Terbarukan*, 2(3), 154-162.
- Simandoux, P. (1963). Measures die techniques an milieu application a mesure des saturation en eau, etude du comportement de massifs agrileux. *Review du'Institute Francais du Patrole 18*(Supplementary Issue), 193.
- Singh, K., & Joshi, R. (2020). Petro-physics and Rock Physics of Carbonate Reservoirs. *Springer Nature Singapore Pte Ltd*.
- Sinulingga, Y. R., & Ramdhan, A. M. (2017). Karakteristik Tekanan Luap Dan Penyebabnya Pada Daerah Lepas Pantai Selat Madura. *Bulletin of Geology*, 1(1). doi:DOI: 10.5614/bull.geol.2017.1.1.2
- Steiner, S., Ahsan, S. A., Raina, I., Dasgupta, S., & Lis, G. P. (2016). Interpreting Total Organic Carbon TOC in Source Rock Oil Plays. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE. doi:<https://doi.org/10.2118/183050-MS>
- Subandriyo, B. (2020). *Analisis Korelasi dan Regresi*. Jakarta: Badan Pusat Statistik.
- Subarsyah, & Zulivandama, S. R. (2020). Estimasi Kedalaman Batuan Dasar Cekungan Jawa Timur Utara Menggunakan Metode Source Parameter



Imaging Dan Analisis Spektrum Data Geomagnet. *Jurnal Geologi Kelautan*, 18(2), 111-124.

Syaeful, H., & Muhammad, A. G. (2017). Interpretasi Lingkungan Pengendapan Formasi Batuan Menggunakan Analisis Elektrofases di Lokasi Tapak Puspipetek Serpong. *Eksplorium*, 38(1), 29–42. doi:DOI: 10.17146/eksplorium.2017.38.1.3538

Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2012). *Chapter 12 - Basic Well-Log Interpretation*. Gulf Professional Publishing. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-383848-3.00012-8>

Timur, A. (1968). An Investigation of Permeability, Porosity and Residual Water Saturation Relation for Sandstone Reservoirs. *Log Analyst*, 4, 4.

Tixier, M., Alger, R., & Doh, C. (1959). Sonic Logging. *J Pet Technol Trans*, 216(106).

Treccani. (2012). *Treccani*. Retrieved Juli 5, 2022, from Treccani: [http://www.treccani.it/portale/opencvms/handle404?exporturi=/export/sites/default/Portale/sito/altre\\_aree/Tecnologia\\_e\\_Scienze\\_applicate/enciclopedia/inglese/inglese\\_vol\\_1/pag031-64ING3.pdf](http://www.treccani.it/portale/opencvms/handle404?exporturi=/export/sites/default/Portale/sito/altre_aree/Tecnologia_e_Scienze_applicate/enciclopedia/inglese/inglese_vol_1/pag031-64ING3.pdf)

Ulum, Y., Hastuti, E., & Herlina, W. (2012). Studi Evaluasi Data Logging dan Sifat Petrofisika Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Pada Lapisan Batupasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Universitas Sriwijaya*.

University of Wisconsin-Madison. (2022). *Understanding porosity and density*. Retrieved Juli 2022, from Wisconsin Geological and Natural History Survey: <https://wgnhs.wisc.edu/maps-data/data/rock-properties/understanding-porosity-density/>

- Waxman, M., & Smits, L. (1968). Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. *Society of petroleum engineers 42nd annual fall meeting* (pp. 107–122). Houston, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Zendehboudi, S., & Bahadori, A. (2017). Chapter Six - Shale Oil: Fundamentals, Definitions, and Applications. In *Shale Oil and Gas Handbook* (pp. 193-230). Gulf Professional Publishing.
- Zendehboudi, S., & Bahadori, A. (2017). *Shale Oil and Gas Handbook*. Gulf Professional Publishing. doi:<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802100-2.00001-0>
- Zhang, X.-S., Wang, H.-J., Ma, F., & Sun, X.-C. (2016). Classification and characteristics of tight oil plays. *Petroleum Science*. doi:DOI 10.1007/s12182-015-0075-0
- Zhongyuan, T., Aming, J., Weilin, Y., Yingming, L., & Shuangsheng, G. (2010). Resistivity correction for drilling fluid invasion using LWD and wire-line logging data: A case from high-porosity and low-permeability carbonate reservoirs, DLL Oilfield, Oman. *Petroleum Exploration And Development*, 37(4), 430–437.