

**IDENTIFIKASI RESERVOAR NON KONVENSIONAL PADA  
LAPANGAN X CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA  
BERDASARKAN PERMEABILITAS, MOBILITAS DAN  
TRANSMISIBILITAS**

(Skripsi)

Oleh  
**Miftahul Rizki Fadlilah**  
**1815051013**



**FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG  
2023**

**IDENTIFIKASI RESERVOAR NON KONVENSIONAL PADA  
LAPANGAN X CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA  
BERDASARKAN PERMEABILITAS, MOBILITAS DAN  
TRANSMISIBILITAS**

Oleh  
**Miftahul Rizki Fadlilah**

**Skripsi**

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

**Pada**

**Jurusan Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG  
2023**

## ABSTRAK

### IDENTIFIKASI RESERVOAR NON KONVENSIONAL PADA LAPANGAN X CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA BERDASARKAN PERMEABILITAS, MOBILITAS DAN TRANSMISIBILITAS

Oleh

**Miftahul Rizki Fadlilah**

Kebutuhan akan sumber energi terutama dalam minyak dan gas terus meningkat sehingga mengharuskan peningkatan produksi akan minyak dan gas. Salah satu caranya yakni eksplorasi migas non-konvensional. Migas non-konvensional merupakan migas yang diusahakan dari reservoir tempat terbentuknya minyak dan gas bumi dengan cirinya permeabilitas yang rendah antara lain *shale oil* dan *shale gas*. Pada penelitian ini bertujuan untuk menentukan daerah target reservoir non-konvensional pada lapangan X cekungan Jawa Timur Utara, menentukan karakteristik reservoir non-konvensional yang berupa permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas pada lapangan X cekungan Jawa Timur Utara, dan menentukan kandungan hidrokarbon reservoir non-konvensional pada lapangan X cekungan Jawa Timur Utara. Hasil dari penelitian ini adalah didapatkan daerah target reservoir non-konvensional yaitu sumur L-1 target 1 berada pada kedalaman 1096 s.d 1214 m dengan nilai permeabilitas 0.07 mD, mobilitas 1.29 mD/cP, transmisibilitas 11.34 mDm/cP dengan kandungan gas dan memiliki volume sebesar  $10,48 \times 10^{12}$  meter cubic sumur L-1 target 2 berada pada kedalaman 1240 s.d 1413 m dengan nilai permeabilitas 0,08 mD, mobilitas 1,48 mD/cP, transmisibilitas 16,32 mDm/cP dengan kandungan gas dan memiliki volume sebesar  $17,60 \times 10^{12}$  meter cubic, sumur L-2 target 3 berada pada kedalaman 4131 s.d 4136 m dengan nilai permeabilitas 0,05 mD, mobilitas 0,7 mD/cP, transmisibilitas 4 mDm/cP dengan kandungan minyak dangas dan memiliki volume sebesar  $0,48 \times 10^{12}$  meter cubic sumur R-1 target 1 berada pada kedalaman 1882 s.d 1950 m dengan nilai permeabilitas 0,04 mD, mobilitas 1,0 mD/cP, transmisibilitas 53 mDm/cP dengan kandungan gas dan memiliki volume sebesar  $5,78 \times 10^{12}$  meter cubic.

**Kata kunci:** *well logging*, reservoir non-konvensional, permeabilitas, mobilitas, transmisibilitas

## **ABSTRACT**

### **IDENTIFICATION OF NON-CONVENTIONAL RESERVOIRS IN THE X FIELD OF THE NORTH EAST JAVA BASIN BASED ON PERMEABILITY, MOBILITY AND TRANSMISSIBILITY**

By

**Miftahul Rizki Fadlilah**

The need for energy sources, especially oil, and gas, continues to increase, necessitating increased production of oil and gas. One way is unconventional oil and gas exploration. Unconventional oil and gas is oil and gas that is cultivated from reservoirs where oil and gas are formed natural gas with its low permeability characteristics includes shale oil and shale gas. This study aims to determine the target area of unconventional reservoirs in Field X North East Java Basin, determine the characteristics of unconventional reservoirs in the form of permeability, mobility, and transmissibility in field X North East Java Basin, and determine the hydrocarbon content of unconventional reservoirs in field X Basin North East Java. The results of this study are the non-conventional reservoir target area, namely target 1 well L-1 located at a depth of 1096 to 1214 m with a permeability value of 0.07 mD, mobility of 1.29 mD/cP, transmissibility of 11.34 mDm/cP with a gas content and a volume of 10.48 x10<sup>12</sup> cubic meters of target 2 L-1 well is at a depth of 1240 to 1413 m with a permeability value of 0.08 mD, mobility of 1.48 mD/cP, transmissibility of 16.32 mDm/cP with a gas content and a volume of 17.60 x10<sup>12</sup> meter cubic. L-2 target 3 well is at a depth of 4131 to 4136 m with a permeability value of 0.05 mD, mobility of 0.7 mD/cP, transmissibility of 4 mDm/cP with a gas and oil content and volume of 0.48 x10<sup>12</sup> cubic meter well R-1 target 1 is at a depth of 1882 to 1950 m with a permeability value of 0.02 mD, mobility of 0.6 mD/cP, transmissibility of 30 mDm/cP with a gas content and volume of 5.78 x10<sup>12</sup> cubic meters.

**Keywords:** well logging, unconventional reservoir, permeability, mobility, transmissibility

Judul Skripsi : **IDENTIFIKASI RESERVOAR NON  
KONVENSIONAL PADA LAPANGAN  
X CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA  
BERDASARKAN PERMEABILITAS,  
MOBILITAS DAN  
TRANSMISIBILITAS**

Nama Mahasiswa : *Miftahul Rieki Fadlilahi*

Nomor Pokok Mahasiswa : **1815051013**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

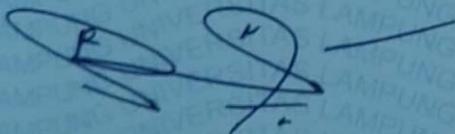
Fakultas : **Teknik**

**MENYETUJUI,**

1. Komisi pembimbing

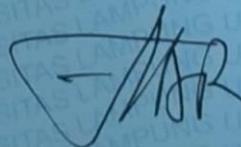
Pembimbing 1

Pembimbing 2



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

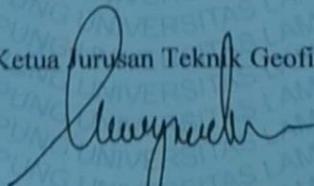
**NIP. 196612221996031001**



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

**NIP. 196207171987031000**

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

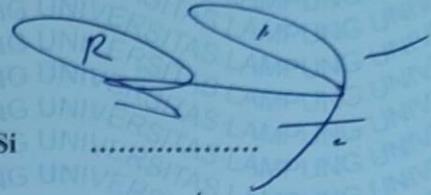


**Karyanto, S.Si., M.T.  
NIP. 19691230 199802 1001**

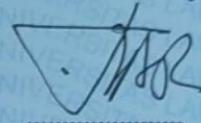
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

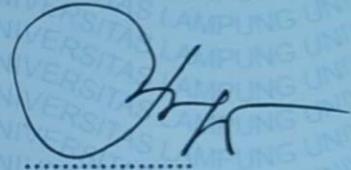
Ketua : Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si



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



Penguji  
Bukan  
Pembimbing : Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si.,  
M.T.



2. Dekan Fakultas Teknik



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

Tanggal Ujian Skripsi : 14 Februari 2023

## PERNYATAAN

Dengan ini menyatakan bahwa apa yang tertulis didalam skripsi ini adalah hasil mandiri yang berdasarkan pengetahuan dan data yang telah penulis dapatkan. Karya ini tidak berisi material yang telah dipublikasikan sebelumnya atau dengan kata lain bukanlah hasil plagiat karya orang lain.

Demikianlah pernyataan ini penulis buat dan dapat dipertanggungjawabkan. Apabila dikemudian hari terdapat kecurangan dalam karya ini, maka penulis bersedia dikenai sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 17 Februari 2023

Penulis,



**Miftahul Rizki Fadlilah**

NPM 1855051013

## RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama Miftahul Rizki Fadlilah dilahirkan di Belitang, 26 April 2001 sebagai anak kedua dari dua bersaudara, dari pasangan Bapak Ponidi dan Ibu Ruminah. Penulis mengawali pendidikan formal di SD N Toto Margo Mulyo yang diselesaikan pada tahun 2012, di SMP Negeri 2 Buay Madang Timur yang diselesaikan pada tahun 2015, dan di SMA Negeri 1 Belitang yang diselesaikan pada tahun 2018. Penulis diterima sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung melalui jalur Seleksi Nasional Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SNMPTN) pada tahun 2018. Penulis melaksanakan Kuliah Kerja Nyata (KKN) pada Januari – Februari 2021 di Desa Kumpul Rejo, Kecamatan Buay Madang Timur, Kabupaten Ogan Komering Timur, Provinsi Sumatera Selatan. Selama menjadi mahasiswa Penulis pernah menjadi asisten dosen mata kuliah praktikum metode Well Logging dan praktikum metode Geolistrik. Penulis melaksanakan Kerja Praktek di Laboratorium Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung dengan judul yaitu “ **ANALISIS PETROFISIKA MENGGUNAKAN DATA LOG PADA SUMUR T-1 DAN T-3 DI CEKUNGAN SUMATERA SELATAN** “. Selama masa studi, penulis juga aktif dalam kegiatan organisasi kemahasiswaan seperti Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana sebagai anggota Biro Dana dan Usaha di Universitas Lampung periode 2020 – 2021, Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia Wilayah 1 sebagai anggota Divisi Internal, serta Society of Exploration Geophysicists Students Chapter University of Lampung sebagai Presiden periode 2021. Pada akhir masa studi penulis melakukan penelitian Tugas Akhir untuk memperoleh gelar sarjana teknik di instansi Pusat Survei

Geologi Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral Bandung dengan judul yaitu  
**“IDENTIFIKASI RESERVOAR NON KONVENSIONAL PADA  
LAPANGAN X CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA BERDASARKAN  
PERMEABILITAS, MOBILITAS DAN TRANSMISIBILITAS “.**

## **PERSEMBAHAN**

Alhamdulillah, Puji syukur selalu Penulis panjatkan kepada Allah SWT Tuhan Semesta Alam atas segala rahmat-Nya, hidayah-Nya, dan karunia-Nya.

### **Mamak dan Bapak,**

Ini kupersersembahkan untukmu Mak Pak yang telah berjuang untuk kebahagiaanku dan untuk cita-cita besarku, semoga Allah selalu memberikan rahmat-Nya dan kebaikan selalu kepadamu Mak Pak

### **Kakak dan keluarga**

Yang selalu memberikan dukungan dan do'a

### **Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung**

Terima kasih untuk semuanya, Penulis mengucapkan terima kasih

## **KATA PENGANTAR**

Dengan menyebut nama Allah SWT yang Maha Pengasih lagi Maha Penyayang, Penulis panjatkan puji syukur atas kehadiran-Nya, yang telah melimpahkan rahmat, hidayah, dan inayah-Nya kepada Penulis, sehingga dapat menyelesaikan skripsi Tugas Akhir dengan judul yaitu “ Identifikasi Reservoir Non-Konvensional pada lapangan X cekungan Jawa Timur Utara berdasarkan Permeabilitas, Mobilitas dan Transmisibilitas” dengan maksimal dan sebaik-baiknya. Tidak lupa Penulis juga mengucapkan terima kasih atas bantuan dari berbagai pihak yang telah berkontribusi dalam pembuatan skripsi ini. Karena keterbatasan pengetahuan dan pengalaman Penulis, Penulis meyakini masih banyak kekurangan dalam laporan ini. Oleh karena itu Penulis membutuhkan kritik dan saran yang membangun agar kedepannya dapat lebih baik lagi. Akhir kata Penulis berharap agar skripsi ini dapat bermanfaat dan menambah wawasan bagi banyak orang.

Bandar Lampung, 15 Februari 2023

Penulis,

**Miftahul Rizki Fadlilah**

**NPM. 1815051013**

## SANWACANA

Alhamdulillah, puji syukur Penulis haturkan kepada Allah *Subhanahu Wa Ta'ala* Yang Maha Kuasa yang telah memberikan rahmat, hidayah, inayah, karunia, serta pertolongan-Nya kepada Penulis sehingga Penulis dapat menyelesaikan Skripsi Tugas Akhir ini dengan sebaik-baiknya dan maksimal. Dan juga tak lupa pula shalawat serta salam yang selalu tercurahkan kepada junjungan kita nabi besar Muhammad *Shallallahu 'Alaihi Wasallam* yang menjadi suri tauladan bagi kita dan semoga kita mendapatkan syafaatnya di akhirat nanti. Aamiin.

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

1. Bapak dan Ibu Saya yaitu Bapak Ponidi dan Ibu Ruminah yang terus selalu memberi dukungan, semangat, serta doa terbaiknya yang tak pernah lelah dan henti.
2. Kakak Saya yaitu Mas Rezza Fachrudi yang selalu memberi dukungan, semangat, serta doa untuk Penulis.
3. Bapak Dr. Andy Setyo Wibowo, S.T., M.T. selaku pembimbing di Pusat Survei Geologi KESDM Bandung yang telah memberikan banyak ilmu wawasan dan wejangan kepada penulis.
4. Bapak Ryandi Adlan, S.T., M.T. yang memberikan bimbingan juga selama Tugas Akhir di Pusat Survei Geologi KESDM Bandung.
5. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku dosen Pembimbing Tugas Akhir di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah banyak meluangkan waktu memberi masukan, koreksi dan pengarahan dalam mengerjakan Laporan Tugas Akhir ini.
7. Bapak Prof. Drs. Ir. Soeharno, M.Sc., Ph.D., IPU., ASEAN Eng. selaku dosen pembimbing 2 Tugas Akhir atas bimbingan, diskusi, arahan serta motivasi dalam mengerjakan Tugas Akhir.
8. Bapak Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T. selaku dosen penguji Tugas Akhir yang telah memberikan kesempatan waktunya.
9. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing akademik yang telah memberikan arahan dan bimbingan kepada penulis dari sejak awal perkuliahan.
10. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati terima kasih untuk semua ilmu yang diberikan.
11. Keluarga Besar Teknik Geofisika 2018 (TGasak) yang sangat saya sayangi yang telah memberikan semangat serta doa selama pembuatan laporan ini berlangsung.
12. Tim Jatim Tugas Akhir di Pusat Survei Geologi Luvi, Novi, Rijal, Jona, Aulia.
13. Farhan dan Asad yang telah banyak membantu Penulis dalam menyelesaikan topik terkhusus penelitian Tugas Akhir.
14. Serta semua pihak yang terlibat, Penulis mengucapkan banyak terima kasih.

*“Take your small experience to make you to the next level”*

“Tak ada yang mustahil, Allah ada bersamamu”

Bandar Lampung, 15 Februari 2023

Penulis,

**Miftahul Rizki Fadlilah**

**NPM. 1815051013**

## DAFTAR ISI

	Halaman
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>ii</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>iii</b>
<b>PERSETUJUAN</b> .....	<b>v</b>
<b>PENGESAHAN</b> .....	<b>vi</b>
<b>PERNYATAAN</b> .....	<b>vii</b>
<b>RIWAYAT HIDUP</b> .....	<b>viii</b>
<b>PERSEMBAHAN</b> .....	<b>x</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>xi</b>
<b>SANWACANA</b> .....	<b>xii</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>xiv</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>xvi</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>xvii</b>
<b>I. PENDAHULUAN</b>	
<b>1.1.Latar Belakang</b> .....	<b>1</b>
<b>1.2.Tujuan Penelitian</b> .....	<b>2</b>
<b>1.3.Batasan Penelitian</b> .....	<b>2</b>
<b>1.4.Manfaat Penelitian</b> .....	<b>3</b>
<b>II. TINJAUAN PUSTAKA</b>	
<b>2.1.Letak Geografis Daerah Penelitian</b> .....	<b>4</b>

2.2. Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Utara .....	4
2.3. Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara .....	6
2.4. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara .....	7
2.5. <i>Petroleum System</i> Konvensional .....	13
2.6. <i>Petroleum System</i> Non-Konvensional .....	15

### III. TEORI DASAR

3.1 <i>Well Logging</i> .....	16
3.2 Jenis-jenis <i>Log</i> .....	18
3.3 Parameter Petrofisika .....	30

### IV. METODE PENELITIAN

4.1. Waktu dan Tempat Penelitian .....	39
4.2. Perangkat dan Data Penelitian .....	40
4.3. Mekanisme Penelitian .....	40
4.4. Diagram Alir Penelitian .....	41

### V. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Analisis Zona Target .....	42
5.2. Analisis Permeabilitas, Mobilitas, dan Transmisibilitas.....	49
5.3. Volume Prospek Migas Non-Konvensional.....	55

### VI. KESIMPULAN DAN SARAN

### DAFTAR PUSTAKA

## DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Nilai resistivitas (Asquith dan Krygowski, 2004) .....	20
2. Densitas matriks berbagai litologi (Schlumberger, 1989).....	33
3. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1980).....	33
4. Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum (Koesomadinata, 1980).....	37
5. Rician kegiatan Tugas Akhir penelitian .....	39
6. Zona target sumur L-1.....	44
7. Zona target sumur L-2.....	45
8. Zona target sumur R-1 .....	47
9. Zona target sumur R-2 .....	48
10. Zona target tiap sumur .....	48
11. Parameter migas non-konvensional .....	50
12. . Nilai permeabilitas, mobilitas, trasmisibilitas sumur L-1.....	51
13. Nilai permeabilitas, mobilitas, trasmisibilitas sumur L-2.....	52
14. Nilai permeabilitas, mobilitas, trasmisibilitas sumur R-1 .....	53
15. Nilai permeabilitas, mobilitas, trasmisibilitas sumur L-1.....	54
16. . Nilai permeabilitas, mobilitas, trasmisibilitas tiap sumur .....	54
17. Volume prospek migas non-konvensional.....	55

## DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Letak daerah penelitian.....	4
2. Peta yang menunjukkan trend dan habitat minyak dan gas bumi di Cekungan Jawa Timur Utara (Satyana, 2003).....	5
3. Stratigrafi regional cekungan Jawa Timur Utara (Husein, 2015)).....	8
4. Operasi kegiatan <i>logging</i> .....	17
5. Log Spontaneous Potential .....	19
6. Respon <i>log</i> resistivitas .....	21
7. Respon log gamma ray .....	23
8. <i>Log</i> densitas beberapa respon yang khas .....	26
9. Respon log neutron .....	28
10. Grafik respon <i>log</i> sonik .....	29
11. Diagram alir penelitian.....	41
12. Zona target sumur L-1.....	43
13. Zona target 1 sumur L-1.....	43
14. Zona target 2 sumur L-1.....	43
15. Zona target sumur L-2.....	44
16. Zona target 1 sumur L-2 skala 1000 .....	44
17. Zona target 2 sumur L-2 skala 1000 .....	45
18. Zona target 3 sumur L-2 skala 1000 .....	45
19. Zona target sumur R-1 .....	46
20. Zona target 1 sumur R-1 skala 2500 .....	46

21. Zona target 2 sumur R-1 skala 2500 .....	47
22. Zona target sumur R-2 .....	47
23. Zona target sumur R-2 skala 2500 .....	48
24. Zona target sumur L-1 dan parameter migas non konvensional Parameter migas non-konvensional.....	50
25. Zona target sumur L-2 dan parameter migas non konvensional Parameter migas non-konvensional.....	51
26. Zona target sumur R-1 dan parameter migas non konvensional Parameter migas non-konvensional.....	52
27. Zona target sumur R-2 dan parameter migas non konvensional Parameter migas non-konvensional.....	53

## I. PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Kebutuhan akan minyak dan gas bumi yang semakin bertambah mengharuskan untuk meningkatkan pula ditahap produksi akan minyak dan gas bumi di Indonesia. Namun semakin seringnya proses eksplorasi dilakukan secara konvensional maka perlu dilakukan suatu eksplorasi dengan metoda yang baru guna untuk mendapatkan minyak dan gas bumi yang lebih besar. Salah satu cara untuk meningkatkan produksi minyak dan gas bumi yaitu dengan eksplorasi migas non konvensional. Berdasarkan dari Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) Nomor 05 Tahun 2012, yang menyatakan bahwa migas non-konvensional merupakan migas yang diusahakan dari reservoir tempat terbentuknya minyak dan gas bumi dengan cirinya permeabilitas yang rendah (*low permeability*), antara lain *shale oil*, *shale gas*, *tight sand gas*, gas metana batubara (*coal bed methane*), dan *methane-hydrate*. Salah satu dari sumber migas non-konvensional adalah *shale oil* dan *shale gas*. *Shale* umumnya merupakan batuan induk, namun dalam konsep migas non-konvensional, *shale* akan menjadi batuan induk sekaligus batuan reservoir (*Self Source Reservoir*) (Ahmed dan Meehan, 2016). Beberapa parameter *shale* yang menentukan berpotensi atau tidaknya suatu formasi meliputi *Total Organic Carbon (TOC)*, kematangan termal, saturasi hidrokarbon, porositas, mineralogi dan kegetasan batuan (Wijayanti dkk, 2019).

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan cekungan pembentuk hidrokarbon yang potensial dan matang. Terdapat lebih dari satu batuan induk pada

cekungan Jawa Timur Utara, antara lain formasi Ngimbang, Kujung II, Tawun, dan Tuban. (Fahlevi, 2012). Dalam menemukan suatu potensi minyak dan gas bumi/hidrokarbon ada beberapa metode geofisika yang digunakan, mulai dari metode seismik, metode *well logging*, metode *gravity*, dan lain sebagainya. Hidrokarbon non-konvensional umumnya diproduksi di *shale*, batulanau, batupasir, atau karbonat yang memiliki permeabilitas sangat-sangat rendah (Katz dkk., 2021). Untuk menentukan hidrokarbon non-konvensional dapat dilihat dengan zona *impermeable*, porositas efektif yang buruk, dan litologi berupa *shale*. Dengan rentang permeabilitas <1 md. Zona prospek *shale* hidrokarbon yang baik dapat ditentukan berdasarkan nilai TOC  $\geq 0,5$  wt%. Selain itu, definisi tentang ketidakkonvensionalan reservoir pada konteks ekonomi murni. “Itu terletak di area reservoir dengan sifat yang mencegah dari praktik konvensional”. Beberapa parameter seperti mobilitas dan transmissibilitas sangat mempengaruhi penentuan area reservoir non-konvensional (Baker, 1981).

### **1.2.Tujuan Penelitian**

Adapun tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Menentukan daerah target reservoir non-konvensional pada Lapangan X cekungan Jawa Timur Utara,
2. Menentukan karakteristik reservoir non-konvensional yang berupa Permeabilitas, Mobilitas dan Transmisibilitas pada lapangan X cekungan Jawa Timur Utara,
3. Menentukan kandungan hidrokarbon reservoir non-konvensional pada lapangan X cekungan Jawa Timur Utara.

### **1.3.Batasan Penelitian**

Adapun batasan penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Data *well* yang digunakan yaitu berjumlah 4 *well* yaitu diantaranya L-1, L-2, R-1, dan R-2.

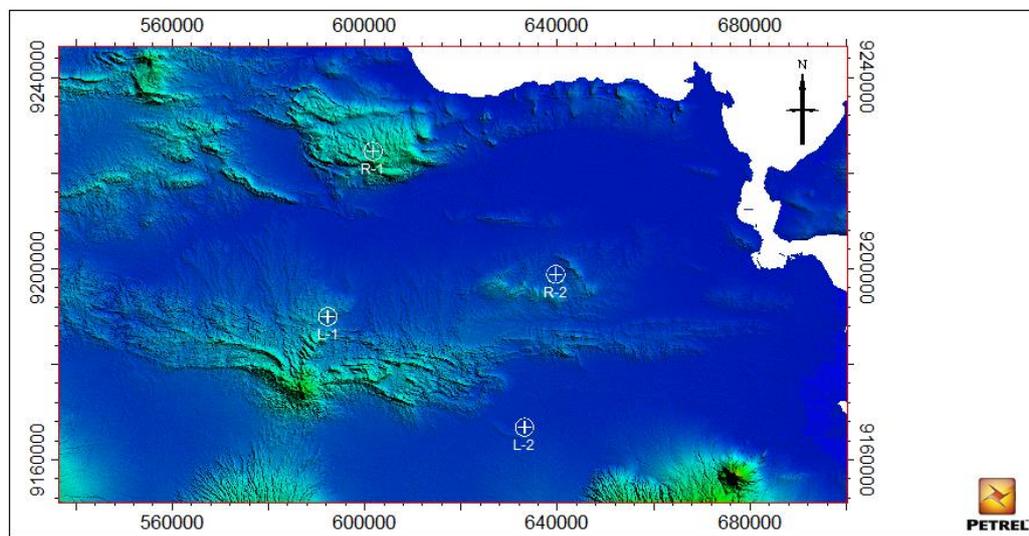
#### **1.4. Manfaat Penelitian**

Adapun manfaat yang diharapkan setelah penelitian ini adalah agar dijadikan salah satu acuan untuk penentuan zona prospek yang akan dilanjutkan dalam tahap produksi minyak dan gas bumi pada lapangan ini.

## II. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. Letak Geografis Daerah Penelitian

Daerah penelitian berada di sub-cekungan Lamongan cekungan Jawa Timur Utara dan merupakan lapangan *onshore* (darat) yang ditunjukkan pada **Gambar 1** sebagai berikut.

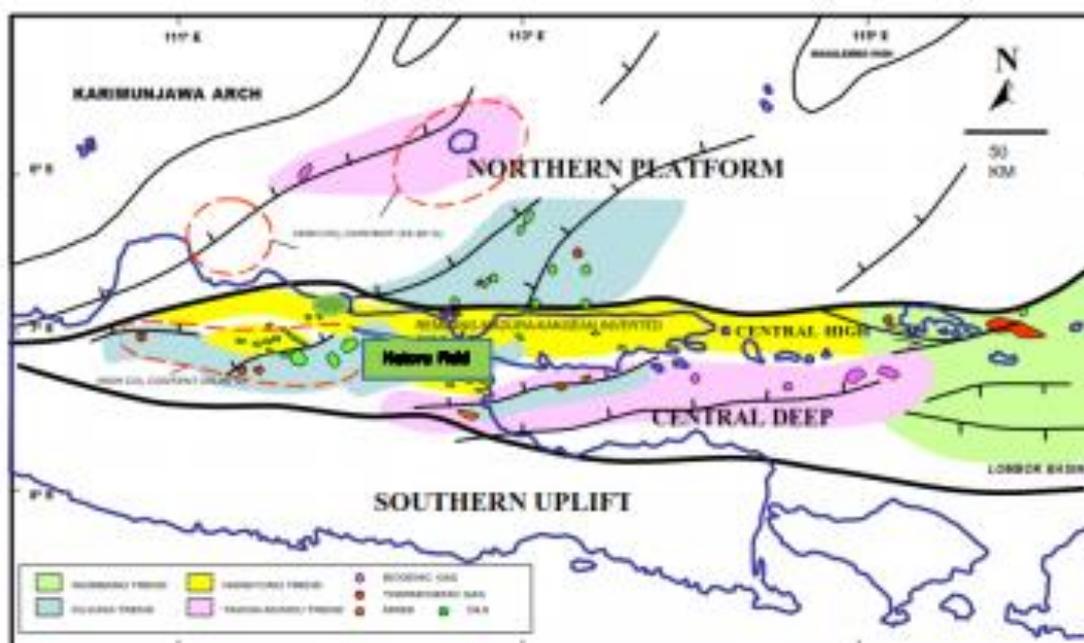


**Gambar 1.** Letak daerah penelitian

### 2.2. Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Utara

Secara fisiografis, cekungan Jawa Timur Utara terbentang dari arah barat ke arah timur mulai dari Semarang hingga Surabaya sepanjang  $\pm 250$  km dengan lebar 60 – 70 km. Secara geografis terletak antara  $110^{\circ}30'$  BT dan  $6^{\circ}00'$  LS hingga  $7^{\circ}30'$  LS (Koesoemadinata, 1980). Cekungan Jawa Timur Utara sebelah barat dibatasi oleh busur Karimun Jawa dimana memisahkannya

dengan cekungan Jawa Barat Utara, di sebelah selatan dibatasi oleh cekungan Lombok dan sebelah utara dibatasi Tinggian Paternoster, dimana memisahkannya dengan Selat Makasar. Berdasarkan posisinya, cekungan Jawa Timur Utara dapat dikelompokkan sebagai cekungan belakang busur dan berada pada batas tenggara dari lempeng Eurasia. Zona cekungan meliputi pantai Utara Jawa yang membentang dari Tuban ke arah timur melalui Lamongan, Gresik, dan hampir keseluruhan Pulau Madura (Mujiono dan Pireno, 2002).



**Gambar 2.** Peta yang menunjukkan *trend* dan habitat minyak dan gas bumi di Cekungan Jawa Timur Utara (Satyana, 2003).

Secara geologi cekungan Jawa Timur Utara terbentuk karena proses pengangkatan dan ketidakselarasan, proses penurunan muka air laut dan pergerakan lempeng tektonik. Pembentukan cekungan tersebut ditandai dengan adanya *half graben* pada tahap awal yang dipengaruhi oleh struktur yang terbentuk sebelumnya dan tatanan tektonik yang paling muda dipengaruhi oleh pergerakan lempeng Australia dengan Sunda dan secara regional perbedaan bentuk struktural berubah sejalan dengan bertambahnya waktu.

Sedimentasi pada cekungan ini mulai dari umur Tersier hingga sekarang terdiri dari 15.000 kaki lebih dari pengukuran pada umur Eosen sampai sekarang dan terendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar. Batuan Miosen dan Oligosen tersingkap di Pegunungan Selatan yang terletak di selatan busur vulkanik. Hingga ke utara busur, dua komponen utama yang berbeda teramati zona Kendeng dan Tuban Ridge (*North Rembang Zone*) dimana terdapat singkapan batuan berumur Miosen hingga Plestosen. Perkembangan struktur terakhir mencerminkan interaksi yang kompleks dicirikan oleh sesar naik kompresional dan inversi dari struktur *extensional* tua serta rezim *strike-slip*.

### 2.3. Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara

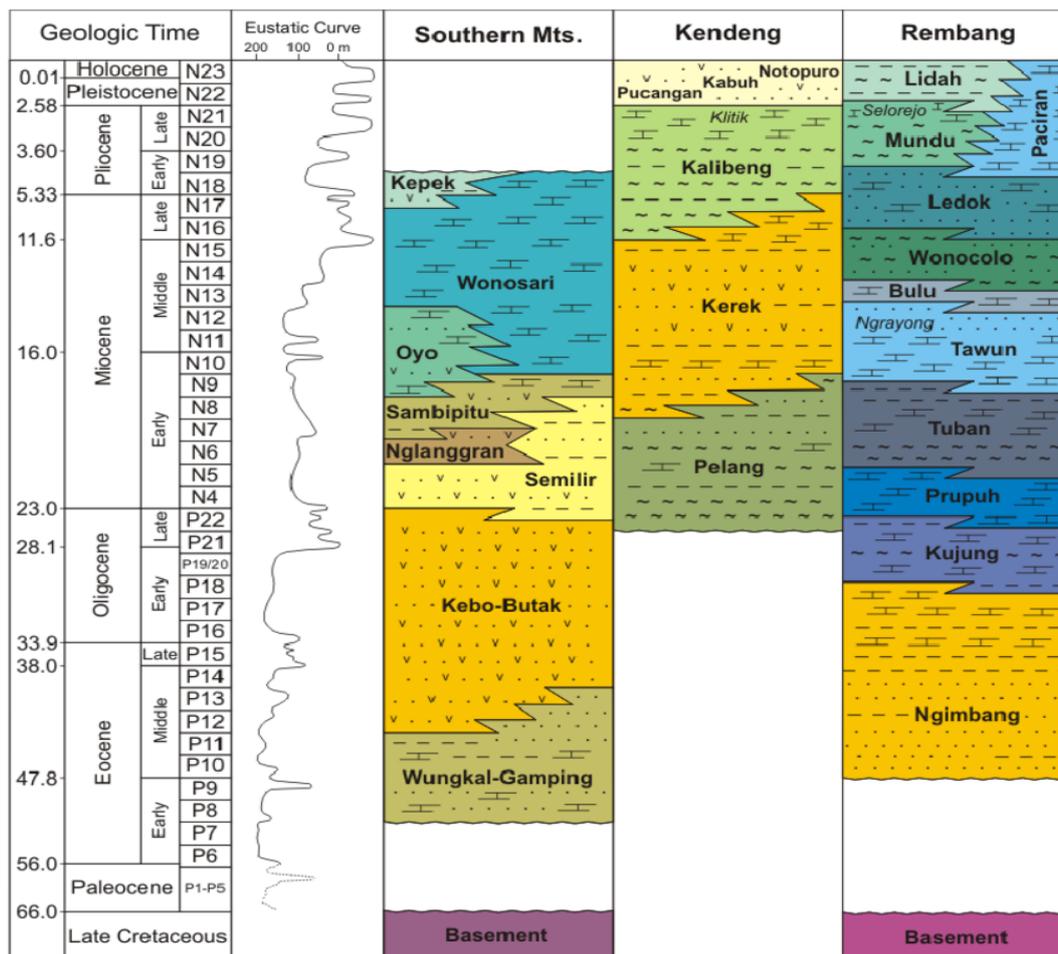
Perkembangan tektonik yang berkembang di cekungan Jawa Timur Utara tidak terlepas dari aktivitas tektonik yaitu pergerakan lempeng Samudera Indo-Australia ke arah utara, lempeng Samudera Filipina dan Pasifik bergerak ke arah barat, dan lempeng Eurasia yang relatif stabil. Aktifitas Tektonik utama yang berlangsung pada umur Plio Pleistosen, menyebabkan terjadinya pengangkatan daerah regional cekungan Jawa Timur dan menghasilkan bentuk morfologi seperti sekarang ini. Struktur geologi daerah cekungan Jawa Timur Utara umumnya berupa sesar naik, sesar turun, sesar geser, dan perlipatan yang mengarah Barat-Timur akibat pengaruh gaya kompresi dari arah Utara-Selatan (Satyana, 2005). Prospek karbonat Oligo-Miosen pada cekungan Jawa Timur Utara sebagai penghasil minyak telah terbukti sejak tahun 1990 (Satyana, 2003). Terdapat tiga tahap orogenesis yang berpengaruh di cekungan Jawa Timur Utara, yaitu diantaranya pertama pada Kapur Atas-Eosen Tengah dimana pada kapur akhir terjadi deformasi kompresi mengikuti tumbukan lempengan Laut Jawa bagian timur dengan Paparan Sunda. Pada Eosen terjadi *rifting* yang diikuti oleh aktifnya kembali sesar naik pra-Eosen dan pembentukan sesar normal. Kemudian pada Miosen Tengah dimana orogenesis ditandai oleh peristiwa regresi dan hiatus di daerah Cepu yang dicirikan oleh perubahan fasies dan transgresi. zona sesar RMKS (Rembang-Madura-Kangean-Sakal) yang merupakan *wrenching left lateral*. dan setelah itu pada

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

Secara geologi, terbentuknya cekungan Jawa Timur Utara ini dikontrol oleh dua sistem sesar yaitu sistem sesar mendatar mengiri berarah timurlaut-baratdaya dan arah timur-barat. Cekungan ini dibentuk oleh beberapa elemen struktur utama dari selatan ke utara, yaitu zona Kendeng-Selat Madura berada memanjang dengan arah timur–barat yang dicirikan oleh struktur lipatan, sesar normal dan banyak terdapat sesar naik, kemudian zona Rembang Selatan dan Randublatung yang merupakan zona negatif dengan pola struktur berarah timur-barat yang dicirikan oleh lipatan terdapat struktur kubah yang berasosiasi dengan stuktur sesar, selanjutnya zona Rembang Utara dan Madura Utara, struktur antiklinorium yang terangkat dan tererosi pada Pliosen-Plistosen berasosiasi dengan sistem sesar mendatar mengiri berarah timurlaut-baratdaya yang menerus hingga Kalimantan Selatan.

#### **2.4. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara**

Klasifikasi stratigrafi cekungan Jawa Timur Utara (**Gambar 3**) dari tua ke muda :



**Gambar 3.** Stratigrafi regional cekungan Jawa Timur Utara (Husein, 2015)

#### 2.4.1. Batuan pra-Tersier

Batuan Tersier yang terdapat pada zona Rembang selalu terletak secara tidak selaras bersudut (*angular unconformity*) di bawah batuan Kenozoikum. Penentuan umur belum dapat ditentukan secara pasti, meskipun demikian penentuan umur secara radiometri telah dilakukan terhadap batuan pra-Tersier yaitu 100 juta tahun atau zaman Kapur.

#### 2.4.2. Formasi Ngimbang

Bagian bawah formasi ini terdiri atas perulangan antara batupasir, serpih dan batulanau dengan sisipan tipis batubara. Foraminifera besar maupun plankton yang dapat dipakai sebagai penunjuk umur dapat dijumpai pada formasi ini menunjukkan umur Eosen - Oligosen Awal, terletak tidak

selaras di atas batuan yang berumur pra-Tersier. Litologi yang sebagian besar terdiri atas endapan gamping, disamping banyaknya foraminifera besar yang ditemukan dan sedikitnya golongan plankton, menunjukkan lingkungan laut dangkal. Bagian bawah dari formasi ini batumannya tersusun oleh perulangan batupasir, serpih, dan lanau dengan sisipan tipis batubara, sedangkan bagian atas dari formasi terdiri dari batugamping dengan sisipan-sisipan tipis serpih gampingan dan napal.

#### 2.4.3. Formasi Kujung

Litologi formasi ini terdiri atas napal dan batulempung napalan, abu - abu kehijauan, kuning kecoklatan dengan sisipan batugamping bioklastik, keras, mengandung foraminifera besar dan ganggang. Formasi Kujung diendapkan selaras diatas formasi Ngimbang yang hampir seluruhnya terdiri atas batugamping. Di bagian atas formasi Kujung terletak secara selaras di bawah formasi Prupuh. Penentuan umur dari kedua strato tipe berdasarkan atas foraminifera plankton menunjukkan Oligosen Atas atau zona P19 – N1 dari zonasi Blow. Endapan napal abu-abu dari formasi Kujung banyak mengandung foraminifera kecil plankton maupun benthos. Ini menunjukkan suatu lingkungan laut terbuka dengan kedalaman berkisar antara 200 – 500 meter atau pada zona bathyal atas. Formasi Kujung yang diendapkan pada zona Rembang membaji ke arah selatan ke dalam cekungan yang lebih dalam dari zona Kendeng dan diduga berubah fasies dengan formasi Pelang ke arah lepas pantai, formasi Kujung berubah fasies menjadi dangkal.

#### 2.4.4. Formasi Prupuh

Formasi ini terdiri atas perselingan antara batugamping kapuran berwarna putih kotor dengan batugamping bioklastik berwarna putih abu-abu muda. Formasi ini diendapkan selaras diatas Formasi Kujung untuk selanjutnya bersentuhan secara selaras pula dengan formasi Tuban yang terletak langsung diatasnya. Formasi ini mempunyai penyebaran yang luas dan menempati jalur yang sempit dan memanjang pada

Tinggian Tuban, mulai dari daerah Panceng di timur, melalui daerah Paciran, Palang hingga Tuban di barat. Formasi Prupuh keseluruhannya adalah Oligosen Atas hingga Miosen Bawah atau zona N3 – N5 dari Zonasi Blow Rasio antara golongan plankton dan benthos yang berjumlah 50% – 60% menunjukkan pengendapan pada lingkungan neritik luar.

#### 2.4.5. Formasi Tuban

Satuan batuan ini tersingkap disepanjang Kali Suwuk terutama terdiri atas endapan batulempung yang monoton dengan sisipan-sisipan batugamping dan napal pasir, berwarna putih abu-abu, kaya akan foraminifera berada di bagian bawah dari urutan ini. Di bagian bawah, formasi Tuban berbatasan secara selaras dengan formasi Prupuh. Meskipun demikian persentuhan antara kedua satuan tersebut sulit dilihat di lapangan karena kuatnya proses pelapukan. Formasi Tuban mempunyai penyebaran yang luas di daerah Paciran dan Tuban, sepanjang antiklin Panyaman, sepanjang pantai utara mulai Tuban hingga desa Panceng, di barat daya Tuban dan tenggara Tuban. Berdasarkan atas kandungan foraminifera plankton yang banyak ditemukan pada formasi ini, maka umurnya adalah miosen bawah bagian tengah atau setara dengan zona N5 – N6. Di daerah Kujung dan Prupuh, formasi Tuban diendapkan pada paparan dangkal, pada zona neritik luar dengan kedalaman antara 50 – 150 meter.

#### 2.4.6. Formasi Ngrayong

Formasi ini berumur Miosen Tengah (N9 - N14). Tersusun oleh batupasir kuarsa dengan selinga-selingan batulempung, lanau, lignit, dan batugamping bioklastik. Pada batupasir kuarsanya kadang-kadang mengandung cangkang moluska laut. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal dekat pantai yang makin keatas lingkungannya menjadi litoral, laguna, hingga sublitoral pinggir. Tebal dari formasi ini

mencapai 90 meter. Di cekungan Jawa Timur Utara formasi ini merupakan salah satu batuan reservoir minyak yang potensial.

#### 2.4.7. Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo pada umumnya terdiri atas napal pasiran yang berulang dengan napal dengan sisipan batugamping kalkarenit dan batulempung. Pada napal pasiran sering memperlihatkan struktur paralel laminasi. Formasi Wonocolo terletak selaras di atas formasi Bulu, untuk kemudian tertindih secara selaras oleh formasi Ledok. Formasi ini mempunyai penyebaran yang luas di jalur Rembang dengan arah barat – timur. Ketebalan formasi Wonocolo pada umumnya menipis dari selatan ke utara dan dari barat ke timur. Umur dari formasi ini diinterpretasi bagian bawah dari Miosen Akhir hingga bagian tengah dari Miosen Akhir atau zona N15 – N16, penentuan umur didasarkan atas kandungan foraminifera plankton. Dari barat ke timur, formasi ini tidak mengalami perubahan fasies yang berarti, akan tetapi ke utara napal pasirannya berubah menjadi pasir napalan hal ini menunjukkan adanya suatu gejala pendangkalan.

#### 2.4.8. Formasi Ledok

Bagian bawah dari formasi Ledok terdiri atas kalkarenit setebal 40 cm yang terletak selaras di atas formasi Wonocolo, untuk kemudian disusul oleh perulangan antara batupasir gampingan kalkarenit, dan napal pasiran. Banyak dijumpai kandungan mineral glaukonit terutama pada batupasirnya, dan secara setempat dijumpai kalkarenit, batupasir gampingan, dan napal pasiran memperlihatkan struktur silang - siur skala besar. Umur formasi Ledok adalah Miosen Akhir bagian atas atau zona N17 – N18 dari Blow. Diendapkan pada lingkungan neritik pinggir sampai neritik luar.

#### 2.4.9. Formasi Mundu

Satuan ini terdiri atas napal yang berwarna abu - abu kehijauan, putih kekuningan jika lapuk, kaya atas foraminifera plankton. Bagian puncak dari formasi ini seringkali ditempati oleh perselingan batugamping pasiran dan pasir napalan. Bagian atas dari formasi Mundu ini dikenal dengan anggota Selorejo. Formasi Mundu terletak selaras di atas formasi Ledok kemudian tertindih secara selaras pula oleh formasi Lidah yang terletak di atasnya. Umur formasi Mundu keseluruhannya adalah Pliosen atau zona N18 – N21 menurut Zonasi Blow. Perbandingan antara foraminifera plankton terhadap benthos untuk bagian bawah dari formasi ini berkisar antara 75% - 89% yang mengindikasikan endapan laut terbuka (bathyal tengah) pada kedalaman antara 700 – 1100 meter. Sementara itu perbandingan antara foraminifera plankton terhadap benthos untuk bagian atas berkisar antara 30% - 47%, yang mencirikan pengendapan pada suatu paparan yang dangkal, laut terbuka, pada kedalaman 100 - 200 m (neritik luar). Ketebalan dari formasi ini berkisar antara 75- 342 m.

#### 2.4.10. Formasi Lidah

Formasi ini terdiri atas lempung berwarna biru tua yang monoton, plastis dan jika lapuk berwarna coklat kuning. Satuan ini pada umumnya tidak berlapis dan tidak mengandung pasir sama sekali, namun secara setempat dapat berselingan dengan batupasir kuarsa yang mengandung glaukonit dan moluska. Umur formasi ini diperkirakan adalah Pliosen atas hingga Pleistosen (N20 - N21). Formasi ini diendapkan pada lautan yang agak terlindung dengan kedalaman sekitar 200 – 300 meter untuk bagian bawah dan berangsur-angsur menjadi dangkal ke arah atas. Tebal dari Formasi ini antara 130 sampai 575 meter.

## 2.5. *Petroleum System* Konvensional

*Petroleum System* merupakan kajian dari studi yang sudah dilakukan untuk dapat menggambarkan hubungan diantara batuan induk yang aktif, komponen-komponen geologi, proses-proses yang dibutuhkan dari tahap awal pembentukan hingga hidrokarbon yang termaturasikan dapat terakumulasi dan terperangkap. *Petroleum system* memiliki unsur-unsur pembentuk yang sangat penting yakni :

- Memiliki *source rock* yang sudah terbukti termaturasi secara baik dengan syarat memiliki harga TTI ( *Temperature Time Index*) berkisar dari 15 – 500.
- Memiliki batuan reservoir yang memiliki porositas dan juga permeabilitas yang baik sehingga dapat menjadi tempat penampungan hidrokarbon.
- Adanya batuan penutup yang bersifat *impermeable* dan terletak diatas batuan yang dianggap reservoir yang akan menjebak aliran fluida dari batuan reservoir
- Memiliki jalur migrasi yang akan berfungsi sebagai jalur keluar hidrokarbon dari *source rock* menuju reservoir.
- Adanya geometri dari batuan penutup yang dapat menjebak aliran fluida didalamnya.

Berdasarkan data *Joint Operating Body* Pertamina Petrochina East Java, *petroleum system* pada cekungan Jawa Timur dibagi menjadi :

### 2.5.1. Batuan induk

Batuan induk diendapkan pada *fluvio-deltaic* dimana terjadi pengendapan yang cepat yang merupakan salah satu cara untuk mencegah rusaknya material. Batuan yang terindikasi sebagai batuan induk pada cekungan Jawa Timur berasal dari formasi Ngimbang.

### 2.5.2. Batuan reservoir

Suatu reservoir dikatakan baik jika mempunyai porositas (10-30%) dan permeabilitas (50-500 *millidarcy*) karena pori-pori yang saling berhubungan ini akan sangat mempengaruhi besar kecilnya daya tampung dari suatu batuan reservoir. Batuan yang bertindak sebagai reservoir yang baik adalah batupasir pada formasi Ngrayong, batuan karbonat formasi Kujung dan Tuban.

### 2.5.3. Batuan penutup

Secara umum biasanya yang berperan sebagai batuan penutup adalah lempung, evaporit (*salt*), dan batuan karbonat (*limestone & dolomite*).

### 2.5.4. Migrasi

Secara umum migrasi dibagi menjadi dua, yaitu migrasi primer dan migrasi sekunder. Migrasi primer adalah pergerakan hidrokarbon keluar dari batuan induk menuju batuan reservoir, sedangkan migrasi sekunder adalah pergerakan hidrokarbon dari satu reservoir ke reservoir lainnya melalui patahan. Migrasi primer yang terjadi pada interval waktu Pliosen-*Recent*, dimana hidrokarbon yang ter-*generate* dari formasi Ngimbang masuk langsung ke struktur perangkap akibat tektonik Plio-Pleistosen (Ngrayong-Wonocolo- Ledok) melalui media dari jalur patahan. Migrasi sekunder yang telah terjadi setelah tektonik Plio-Pleistosen, dimana hidrokarbon yang sudah terperangkap pada lapisan reservoir sembulan karbonat Kujung-Tuban, akibat pengaruh aktivitas tektonik dan perubahan dari konfigurasi kemiringan lapisan batuan akhirnya bermigrasi lagi masuk ke perangkap batupasir Ngrayong, Wonocolo, Ledok, dan Lidah.

### 2.5.5. Perangkap

Perangkap struktur merupakan target eksplorasi yang paling sering dicari karena jenis perangkap ini mudah dideteksi. Pada umumnya perangkap ini merupakan sebuah antiklin yang pembentukannya akan sangat berkaitan erat dengan aktivitas tektonik di daerah tersebut. Sedangkan perangkap

stratigrafi adalah jebakan yang terbentuk dan berhubungan dengan perubahan tipe batuan baik secara lateral maupun vertikal dan ketidakselarasan. Sebagian besar jebakan yang berkembang di cekungan Jawa Timur Utara adalah perangkap struktur dan stratigrafi yang terbentuk pada umur Miosen, yaitu karbonat *build-up* pada masa Oligosen Akhir-Miosen Awal dan struktur *uplift* yang terjadi pada masa Miosen Awal-Miosen Akhir.

## **2.6. Petroleum System Non-Konvensional**

Hidrokarbon non-konvensional (*Unconventional Hydrocarbon*) adalah jenis hidrokarbon yang mampu menghasilkan sumber daya berupa *shale oil* (minyak *shale*) atau *tight oil*, *shale gas* atau *tight gas*, serta CMG (*Coalbed Methane Gas*) atau gas yang dihasilkan dari lapisan batubara. Jenis hidrokarbon ini 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 porositas efektifnya di bawah 10% (Katz dkk., 2021). Hidrokarbon non-konvensional umumnya diproduksi di *shale*, batulanau, batupasir, atau karbonat yang memiliki permeabilitas sangat-sangat rendah. Sistem *petroleum* non-konvensional sangat unik karena seluruh sistem terkandung langsung di dalam batuan induk yang kaya material organik. Sistem *petroleum* non-konvensional terbagi menjadi menjadi tiga jenis berdasarkan hubungan antara batuan induk dan reservoirnya, yakni diantaranya model masif, di mana hidrokarbon secara masif tertahan di batuan induk dan hanya bermigrasi sebagai hasil dari “tetesan” pinggiran batuan induk, kemudian model *sandwich* dimana reservoir berada di antara dua source rock yang berkembang secara baik, serta model tumpang tindih, dimana reservoir dan batuan induk tipis saling tumpang tindih sehingga memungkinkan proses migrasi berjalan lebih mudah.

### III. TEORI DASAR

#### 3.1. *Well Logging*

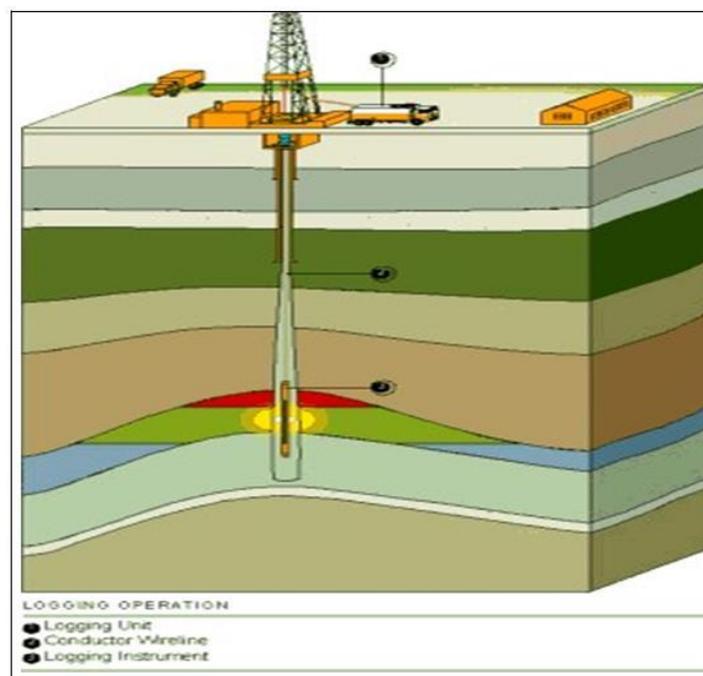
*Logging* adalah metode atau teknik untuk mengkarakterisasi formasi di bawah permukaan dengan pengukuran parameter-parameter fisis batuan dalam lubang bor. *Log* adalah hasil rekaman dalam fungsi kedalaman terhadap proses *logging*. *Log* merupakan suatu kurva kedalaman/waktu dari suatu set data yang menunjukkan parameter diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur pemboran. *Log* bisa dibuat baik pada inspeksi visual dari sampel yang dibawa ke permukaan (*log* geologi) atau pada pengukuran fisika oleh instrumen yang diturunkan ke dalam lubang (*log* geofisika) (Massy, 2019).

Dengan metode *well logging* akan didapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, permeabilitas dan saturasi/kejenuhan hidrokarbon untuk evaluasi formasi dan identifikasi litologi bawah permukaan (Kumalasari dkk., 2018). Sedangkan tujuan utama dari penggunaan *log* ini adalah untuk menentukan zona, memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir.

Dalam pelaksanaan *well logging* truk *logging* diatur segaris dengan kepala sumur, kabel *logging* dimasukkan melalui dua buah roda-katrol. Roda katrol atas diikat pada sebuah alat pengukur tegangan kabel. Di dalam kabin *logging* atau truk *logging* terdapat alat penunjuk beban yang menunjukkan tegangan kabel atau berat total alat. Roda katrol bawah diikat pada struktur menara bor dekat dengan mulut sumur. Setelah alat-alat *logging* disambungkan menjadi

satu diadakan serangkaian pemeriksaan ulang dan kalibrasi sekali lagi dilakukan supaya yakin bahwa alat berfungsi dengan baik dan tidak terpengaruh oleh suhu tinggi atau lumpur. Alat *logging* kemudian ditarik dengan kecepatan tetap, maka dimulailah proses perekaman data. Untuk mengumpulkan semua data yang diperlukan, seringkali diadakan beberapa kali perekaman dengan kombinasi alat yang berbeda (Harsono, 1997). Sistem pengiriman data di lapangan dapat menggunakan jasa satelit atau telepon, sehingga data *log* dari lapangan dapat langsung dikirim ke pusat komputer untuk diolah lebih lanjut.

Pelaksanaan *wireline logging* merupakan kegiatan yang dilakukan dari memasukkan alat yang disebut sonde ke dalam lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Pencatatan dilakukan dengan menarik sonde tersebut dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan yang tetap dan menerus. Kegiatan ini dilakukan segera setelah pekerjaan pengeboran selesai. Hasil pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dalam kurva *log* vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai keperluan pemakainya. Untuk operasi kegiatan *logging* dapat diilustrasikan pada **Gambar 4**.



**Gambar 4** . Operasi kegiatan *logging* (Mastoadji, 2007).

### 3.2. Jenis-Jenis Log

Hasil pengukuran berupa grafik besaran fisis terhadap kedalaman sumur bor  
Ada 4 jenis *log* yang sering digunakan dalam interpretasi yaitu :

- *Log* listrik, terdiri dari *log* resistivitas dan *log SP* (*Spontaneous Potential*).
- *Log* radioaktif, terdiri dari *log GR* (*Gamma Ray*), *log* porositas yaitu terdiri dari *log density* (*RHOB*) dan *log neutron* (*NPHI*).
- *Log* akustik berupa *log sonic*.
- *Log* caliper (Telford dkk, 1990)

#### 3.2.1. Log listrik

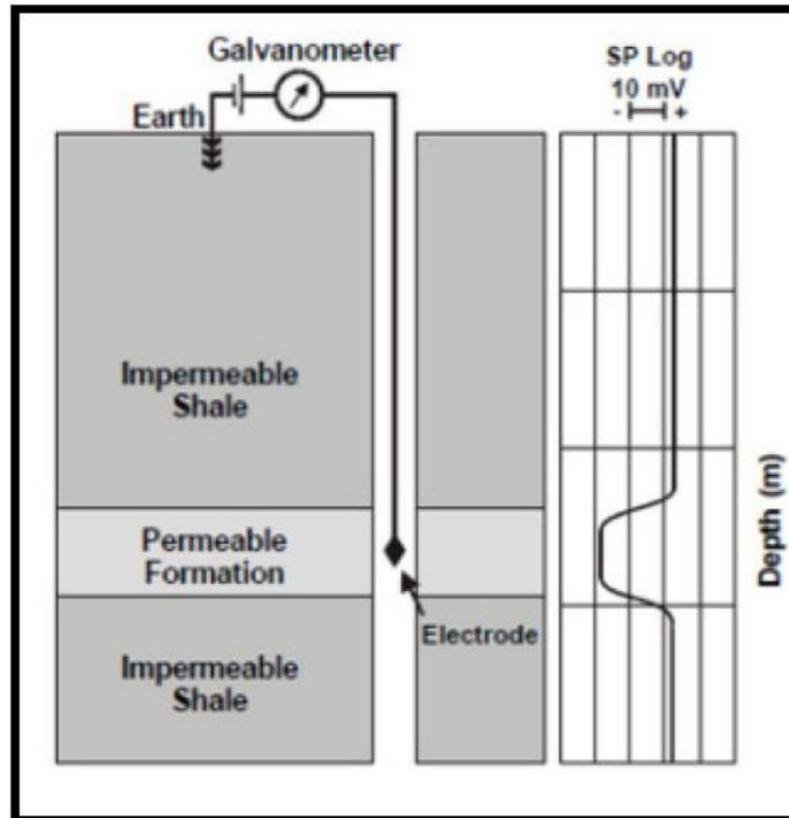
*Log* listrik merupakan suatu jenis *log* yang digunakan untuk mengukur sifat kelistrikan batuan, yaitu resistivitas atau tahanan jenis batuan dan potensial diri dari batuan.

##### a. *Spontaneous potential*

Pengukuran *SP* sensornya hanyalah sebuah elektroda (sering kali dipasang pada kabel berinsulasi, yang dikenal sebagai "kekang", beberapa puluh kaki di atas sonde pengukuran lainnya) yang dirujuk ke tanah di permukaan. Pengukuran pada dasarnya adalah tegangan dc pengukuran dimana diasumsikan bahwa sumber tegangan dc yang tidak diinginkan adalah konstan atau hanya berubah secara perlahan seiring waktu dan kedalaman (Ellis dan Singer, 1987). *Log SP* ialah rekaman beda potensial antara elektroda yang bergerak secara alami pada sumur bor dan elektroda yang berada di permukaan. *Log SP* tidak dapat digunakan pada lumpur pengeboran yang bersifat non-konduktif. Menurut (Asquith dan Krygowsky, 2004) kegunaan dari *log SP* ialah:

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

Pada log SP, apabila terdefleksi ke arah kiri merupakan zona permeabel seperti *sandstone* dan apabila tidak terdefleksi merupakan zona non permeabel seperti *shale* yang ditunjukkan pada **Gambar 5**.



**Gambar 5.** *Log Spontaneous Potential*

### 3.2.2. *Log resistivitas*

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut. Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik.

*Log resistivitas* adalah *log* yang mengukur resistivitas suatu Formasi. Resistivitas Formasi dapat diukur menggunakan induksi maupun elektroda seperti laterolog, mikrolog dan mikrolaterolog. Kegunaan *log*

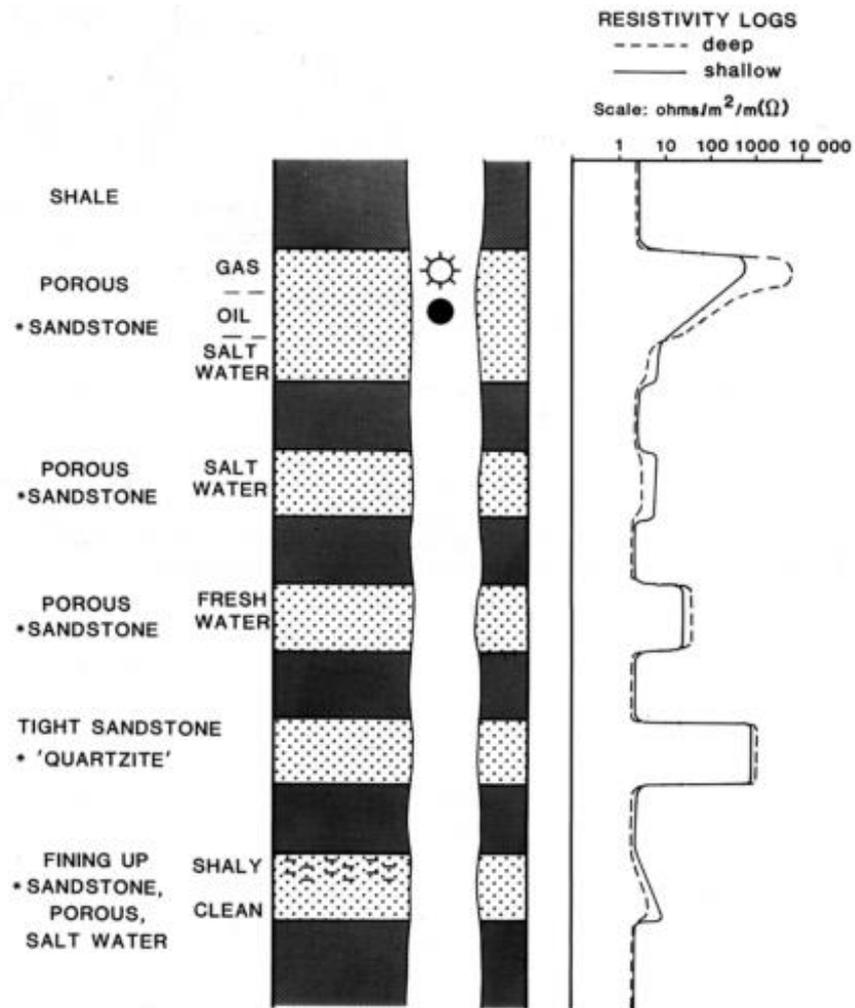
resistivitas adalah untuk membedakan zona hidrokarbon dan air (Nukefi, 2007). Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan *ohm meter* dan biasanya dibuat dalam skala logaritmik dengan nilai antara 0.2 - 2000 *ohm meter*. Metode ini digunakan karena pada umumnya batuan, fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu (Aprilia dkk, 2018). Berikut adalah contoh nilai resistivitas yang dapat dilihat pada **Tabel 1**.

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

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

Matriks dan butiran dalam batuan dianggap sebagai insulator atau *non-konduktif* (buruk dalam mengalirkan arus listrik), sehingga kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan listrik sangat berhubungan dengan jumlah air (konduktif) dalam pori. Semakin banyak jumlah air yang terdapat dalam suatu pori maka semakin kecil resistivitas yang terhitung. Sebaliknya, semakin banyak jumlah hidrokarbon yang terdapat dalam pori maka akan semakin besar resistivitas yang terhitung. Hal ini dikarenakan hidrokarbon merupakan insulator atau *non-konduktif* seperti halnya matriks dan butiran (Nukefi, 2007).

**Gambar 6** menunjukkan respon dari *log* resistivitas.



**Gambar 6.** Respon log resistivitas (Rider, 2002).

### 3.2.3. Log radioaktif

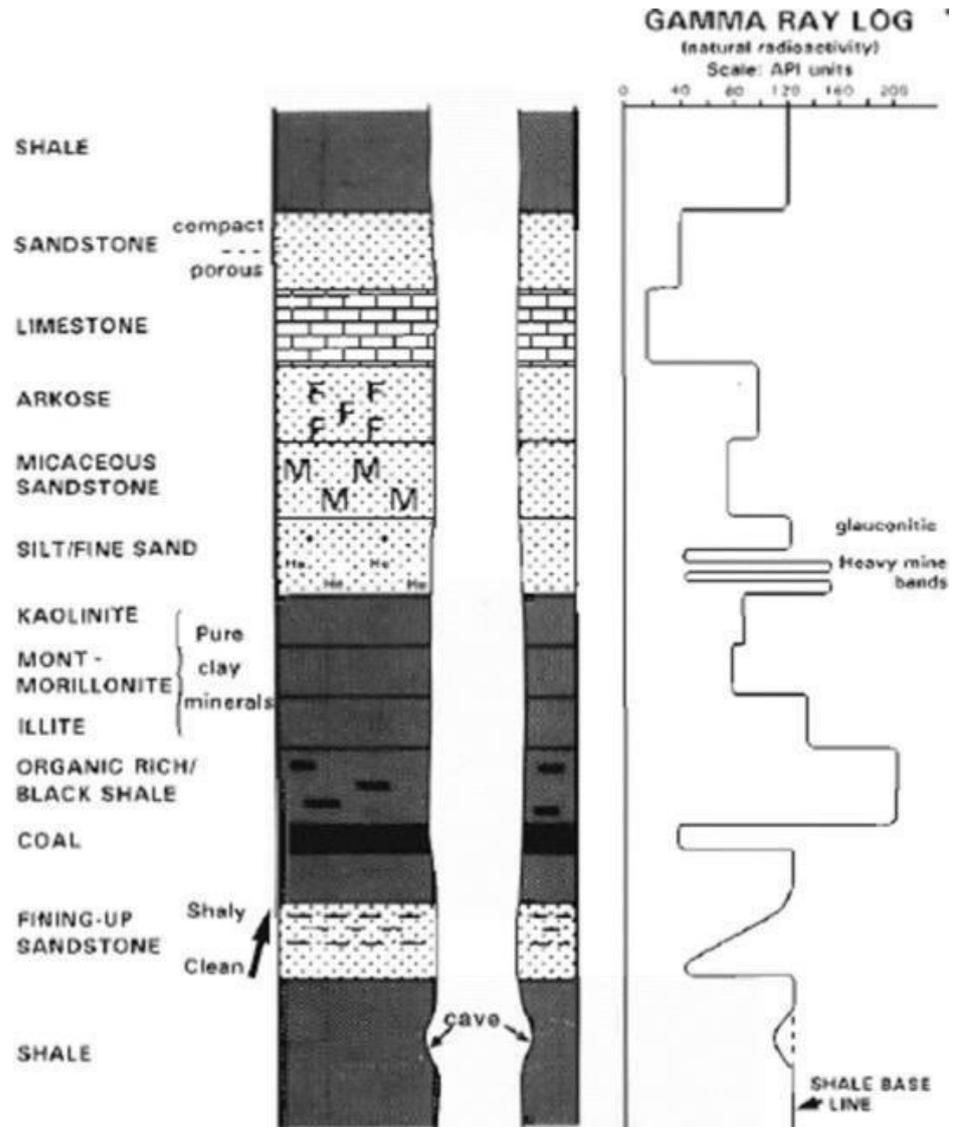
Log radioaktif pada prinsipnya menyelidiki intensitas radioaktif mineral yang mengandung radioaktif dalam suatu lapisan batuan dengan menggunakan suatu radioaktif tertentu.

#### a. Gamma ray log

Gamma ray log adalah metoda untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut diantaranya Uranium, Thorium, Potassium, Radium, dll. Radioaktivitas GR berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada

dalam batuan yaitu Uranium (U), Thorium (Th), dan Potasium (K), yang secara kontinu memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Setiap *GR* yang terdeteksi akan menimbulkan pulsa listrik pada detektor. Parameter yang direkam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu (sering disebut cacah *GR*). Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, *coal*, *gypsum*, dll. Oleh karena itu *shale* akan memberikan respons *gamma ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya (Faisal, 2012).

Prinsip pengukuran *log gamma ray* adalah mengukur dan mencatat intensitas radioaktif alami yang didapatkan oleh formasi sebagai fungsi hasil peluruhan radioaktif yang terdapat dalam formasi batuan. *Log Gamma Ray* merupakan metode yang digunakan untuk mengukur radiasi sinar *gamma* yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut diantaranya Uranium, Thorium, Potassium dan Radium. Pada **Gambar 7** menunjukkan respon dari *log gamma ray*.



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

Menurut Asquith dan Krygowski, (2004) log gamma ray dapat berfungsi sebagai :

- 1.) Evaluasi kandungan serpih *Vsh*.
- 2.) Determinasi lapisan *permeable*
- 3.) Evaluasi mineral radioaktif.
- 4.) Evaluasi lapisan mineral radioaktif.
- 5.) Korelasi dan analisis fasies bawah permukaan.

b. *Log* porositas

*Log* porositas digunakan untuk mengetahui karakteristik/sifat dari litologi yang memiliki pori, dengan memanfaatkan sifat-sifat fisika batuan yang didapat dari sejumlah interaksi fisika di dalam lubang bor. Hasil interaksi dideteksi dan dikirim ke permukaan barulah porositas dideskripsikan. Ada tiga jenis pengukuran porositas yang umum digunakan di lapangan saat ini, yaitu: Sonik, Densitas, dan Neutron. Nama-nama ini berhubungan dengan besaran fisika yang dipakai dimana pengukuran itu dibuat, sehingga istilah-istilah “Porositas Sonik”, “Porositas Densitas”, dan “Porositas *Neutron*”. Penting untuk diketahui bahwa porositas-porositas ini biasanya tidak sama antara satu dengan yang lain atau tidak bisa mewakili porositas sebenarnya.

1.) *Log* densitas

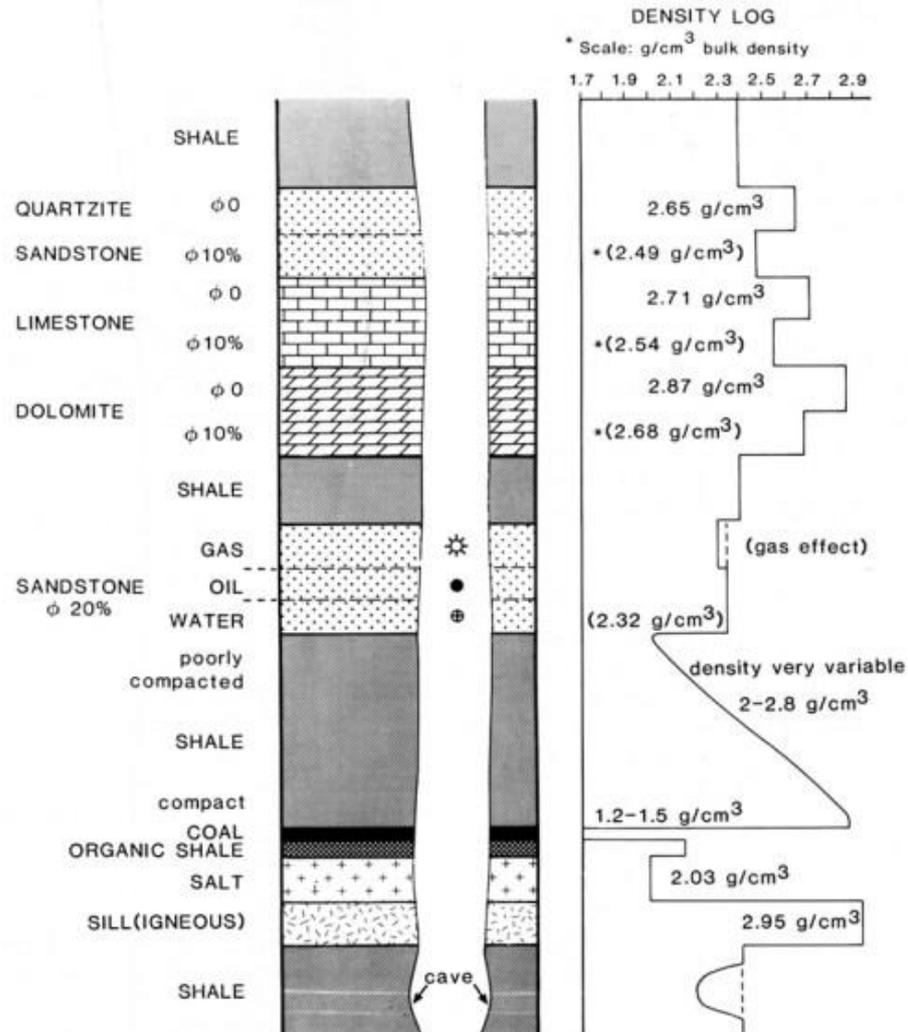
*Log* densitas dilakukan untuk mengukur densitas suatu batuan disepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan dan juga fluida yang terdapat pada pori-pori batuan. *Density log* adalah alat yang digunakan untuk mengukur porositas batuan formasi. Selain itu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

Prinsip kerja *log* densitas ialah dengan cara memancarkan sinar *gamma* dari sumber radiasi sinar *gamma* yang diletakkan pada dinding lubang bor. Saat sinar *gamma* menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukan dengan elektron pada batuan tersebut, yang mengakibatkan sinar *gamma* akan kehilangan sebagian dari energinya dan sebagian lagi dari energi tersebut akan dipantulkan kembali, yang kemudian akan ditangkap oleh detektor yang diletakkan di atas sumber radiasi. Intensitas sinar *gamma* yang

dipantulkan tergantung dari densitas formasi. Tujuan utama dari *log* densitas ini ialah menentukan porositas dengan mengukur densitas *bulk* batuan, selain itu juga dapat digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air, digunakan bersama-sama dengan *neutron log*, juga untuk menentukan densitas hidrokarbon ( $\rho_h$ ) dan membantu dalam mengevaluasi lapisan *shale* (Asquith dan Krygowski, 2004).

Dalam perhitungan porositas batuan menggunakan dua nilai densitas yang berbeda yaitu *bulk* densitas ( $\rho_b$  atau RHOB) dan densitas matriks ( $\rho_{ma}$ ). *Bulk* densitas ialah densitas keseluruhan dari batuan yaitu bagian fluida dan *solid* batuan yang terukur oleh alat densitas *log*, sedangkan densitas matriks adalah densitas dari matriks batuannya saja (Asquith dan Krygowski, 2004). Secara kuantitatif *log* densitas digunakan untuk mengukur porositas dan secara tidak langsung mengukur densitas hidrokarbon (HC). Secara kualitatif *log* ini digunakan untuk menentukan litologi dan jenis mineral tertentu, *log* ini juga bisa digunakan untuk mengidentifikasi *fracture* pada formasi.

*Log* densitas merekam secara menerus dari densitas *bulk* formasi. Densitas yang diukur merupakan semua densitas dari batuan termasuk batubara. Secara geologi densitas *bulk* adalah fungsi dari densitas total dari mineral-mineral pembentuk batuan (misalnya matriks) dan volume dari fluida bebas yang mengisi pori. (Rider, 2002). Adapun respon dari *log* densitas ditunjuka pada **Gambar 8**.



**Gambar 8.** Log densitas beberapa respon yang khas (Rider, 2002).

## 2.) Log neutron

Log neutron merupakan log porositas yang mengukur jumlah ion hidrogen pada suatu formasi. Log neutron ini digunakan bersama dengan log densitas untuk mengukur suatu porositas batuan. Apabila pori yang terisi oleh gas, maka neutron porositas yang terhitung akan lebih kecil. Hal ini karena gas memiliki jumlah ion hidrogen lebih sedikit dibandingkan dengan air maupun minyak. Gejala penurunan nilai neutron porositas ini disebut *gas effect*. Selain *gas effect*, terdapat *shale effect* yang dapat mempengaruhi nilai neutron porositas. *Shale effect* merupakan gejala kenaikan nilai neutron

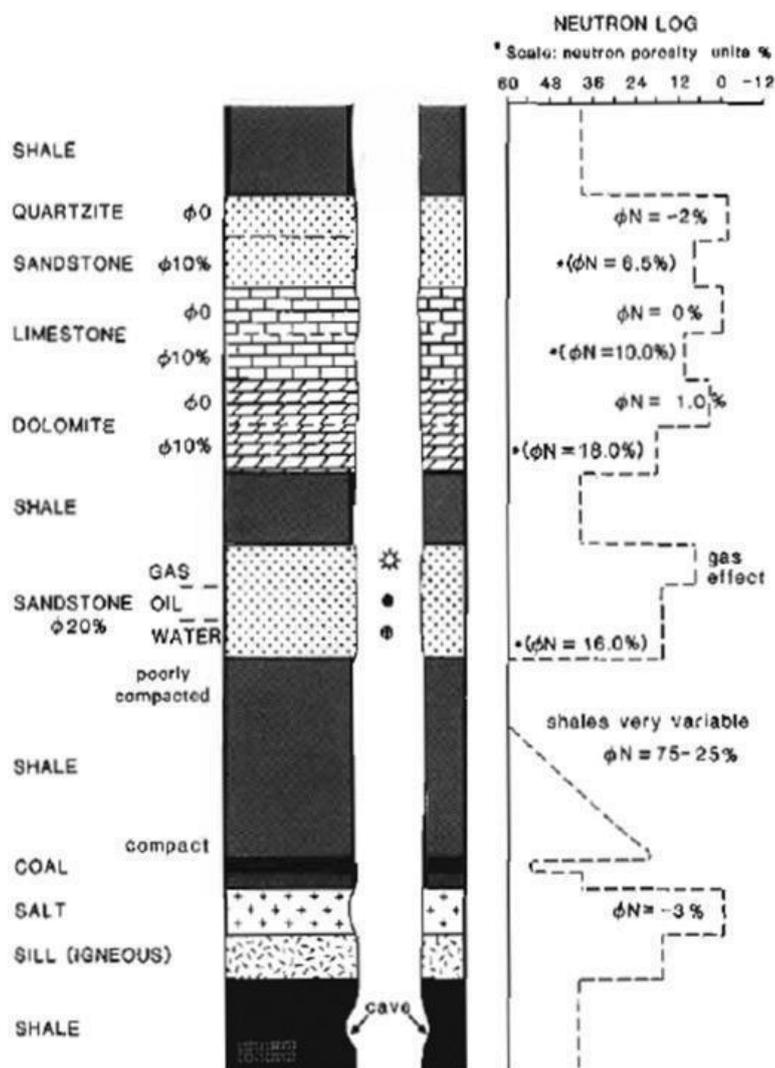
porositas yang terjadi akibat kandungan *shale*. Hal ini terjadi karena ion hidrogen pada struktur lempung dan air yang terikat dalam lempung ikut terhitung sebagai ion hidrogen seperti dalam pori (Nukefi, 2007).

Neutron terbentuk dari sumber kimia yang biasanya tercampur dengan *americium* dan *beryllium* yang mana secara kontinu menghasilkan neutron. Ketika neutron bertumbukkan dengan unsur kimia pada formasi, maka neutron tersebut kehilangan beberapa energi. Dengan cukupnya kolusi (endapan), neutron diserap oleh nukleus dan sebuah *gamma ray* terpancarkan. Karena atom hidrogen ini hampir sama dengan massa dari neutron, energi maksimum hilang bersamaan dengan neutron bertumbukkan dengan atom hidrogen. Sehingga, energi yang hilang dapat disamakan dengan porositas formasi. Jadi, neutron porositas *log* tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogennya dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga *shale* yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula (Asquith dan Krygowski, 2004).

Menurut (Wisnu, 2019) kegunaan *log* neutron ini ialah antara lain yaitu menentukan porositas yaitu mendeteksi porositas primer dan sekunder dalam formasi., identifikasi litologi dengan menggunakan gabungan *log* densitas, neutron dan *sonic*, identifikasi adanya hidrokarbon, dideteksi dengan gabungan *log* neutron dan densitas.

*Log* neutron merekam *Hidrogen Index* (HI) dari formasi. HI merupakan indikator kelimpahan kandungan hidrogen dalam

formasi (dengan asumsi atom H berasal dari HC atau air). Satuan pengukuran dinyatakan dalam satuan PU (*Porosity Unit*). (Rider, 2002). Adapun Respon dari *log* neutron ditampilkan pada **Gambar9**.



**Gambar 9.** Respon *log* neutron (Rider, 2002).

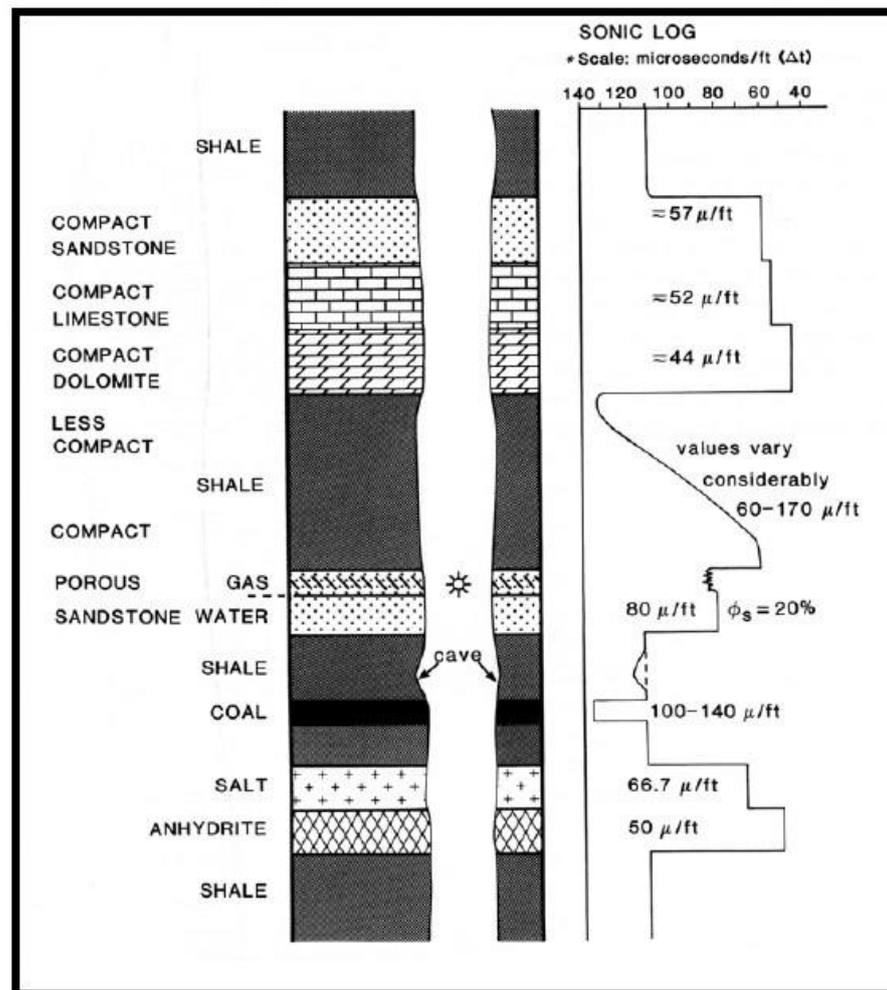
#### 3.2.4. Log akustik/sonic log

*Sonic log* adalah pencatatan terhadap kedalaman waktu tempuh yang diperlukan oleh gelombang suara pada 1 ft formasi, dan interval *transit time* (*DT*) waktu rambat bunyi di dalam batuan tergantung pada: jenis litologi, porositas batuan dan jenis fluida batuan (Rosyidan, 2015).

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

- Mengukur volume batuan yang digunakan dalam analisis seismik.
- Melengkapi data untuk *synthetic seismograms*.
- Dapat mengidentifikasi ada tidaknya rekahan di dalam formasi.

Adapun respon *log* sonik ditunjukkan pada **Gambar 10**.



**Gambar 10.** Grafik respon *log* sonik (Rider, 2002)

### 3.2.5. Log caliper

Alat caliper berfungsi untuk mengukur ukuran dan bentuk lubang bor. Alat mekanik sederhana caliper mengukur profil vertikal diameter

lubang. *Log caliper* digunakan sebagai kontributor informasi untuk keadaan litologi. Selain itu, *log* ini juga digunakan sebagai indikator zona yang memiliki permeabilitas dan porositas yang bagus (batuan reservoir) dengan terbentuknya kerak lumpur yang berasosiasi dengan *log gamma ray*, perhitungan tebal kerak lumpur, pengukuran volume lubang bor dan pengukuran volume semen yang dibutuhkan.

### 3.3. Parameter Petrofisika

Analisis petrofisika merupakan salah satu proses yang penting dalam usaha untuk mengetahui karakteristik suatu reservoir. Analisis petrofisika diawali oleh perolehan data bawah permukaan melalui proses *well logging* pada lubang pengeboran. Untuk melakukan analisis petrofisika diperlukan beberapa parameter penting batuan dalam suatu formasi, diantaranya adalah porositas, saturasi air, *shale volume* dan permeabilitas (Maulana, 2016).

Analisis petrofisika yang digunakan untuk memperoleh sifat-sifat fisis dari suatu batuan yang mana merupakan salah satu untuk membedakan sifat dari reservoir dengan melakukan suatu kegiatan pengeboran yang disebut *well logging* pada sumur-sumur di daerah penelitian. Analisis petrofisika akan menghasilkan gambaran batas kontak fluida yang digunakan untuk menghitung cadangan hidrokarbon dan menentukan kedalaman perforasi pada proses produksi. Berdasarkan analisis ini juga dapat diestimasi apakah hidrokarbon yang terdapat pada lapangan tersebut dapat menghasilkan energi yang besar dan bernilai ekonomis atau tidak (Herninda dkk., 2021).

#### 3.3.1. Porositas

Pori-pori atau rongga-rongga merupakan sifat dasar batuan reservoir yang menjadi tempat fluida terperangkap. Perbandingan antara volume pori-pori dengan volume total batuan disebut porositas (Telford, dkk., 1990). Dalam reservoir minyak, porositas menggambarkan persentase dari total ruang yang tersedia untuk ditempati oleh suatu cairan atau gas (Manurung dkk., 2017).

Porositas merupakan perbandingan antara volume pori batuan terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen. Pada formasi renggang besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butir, dan tidak tergantung pada ukuran butiran mutlak. Nilai porositas akan menjadi tinggi jika semua butirannya mempunyai ukuran butiran yang hampir sama dan sebaliknya akan menjadi rendah jika ukuran butirannya bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori diantara butiran yang besar. Porositas adalah representasi dari kemampuan suatu batuan reservoir untuk menyimpan fluida. (Harsono, 1997).

Menurut Koesoemadinata (1980) porositas dapat dibedakan sebagai berikut:

a. Porositas Primer

Porositas primer ialah porositas yang terjadi pada waktu pengendapan batuan, dimana besar kecilnya porositas tersebut sangat dipengaruhi oleh susunan butiran, bentuk atau kebundaran butiran, kompaksi dan sedimentasi.

b. Porositas Sekunder

Porositas sekunder adalah porositas yang terjadi oleh adanya proses geologi setelah terjadinya pengendapan batuan, proses pembentukan porositas tersebut antara lain karena pelarutan, retakan dan rekahan.

Porositas didefinisikan sebagai persentase ruang pori dalam volume total batuan. Ruang pori sendiri diartikan sebagai ruang dalam tubuh batuan yang tidak diisi oleh zat padat. Dengan demikian, porositas yang dimaksud di atas adalah ruang pori total, bukan ruang pori efektif. Ruang pori total mencakup semua ruang yang tidak terisi oleh zat padat, baik ruang yang berhubungan maupun ruang yang tidak berhubungan. Ruang pori efektif adalah ruang-ruang pori yang berhubungan satu sama lain (Koesoemadinata, 1980). Adapun rumus dari porositas yaitu sebagai berikut:

$$\text{Porositas } (\emptyset) = \frac{(\text{volume pori-pori})}{(\text{volume total batuan})} \dots\dots\dots (1)$$

Persamaan (1) diatas akan menghasilkan nilai yang disebut sebagai porositas total batuan (*PHIT*). Namun, porositas tersebut merupakan porositas kotor dalam *aRti* tidak efektif secara keseluruhan. Porositas efektif merupakan porositas dimana pori-pori yang ada terhubung dan mampu untuk mengalirkan fluisa. Pori batuan yang tidak mampu mengalirkan fluida (*isolated*) tidak termasuk dalam definisi porositas efektif atau *PHIE* (Asquith dan Krygowski, 2004). Secara matematis persamaan porositas efektif dituliskan sebagai berikut:

$$\text{Porositas efektif } (\emptyset_e) = \frac{(\text{volume pori-pori berhubungan})}{(\text{volume total batuan})} \times 100\% \dots\dots(2)$$

Jika menghitung nilai porositas menggunakan parameter porositas neutron dan porositas densitas, maka dapat menggunakan deretan persamaan (3) hingga persamaan (7) sebagai berikut (Ramdhani, 2017):

$$\emptyset D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots (3)$$

$$\emptyset_{tot} = \frac{(\emptyset N + \emptyset D)}{2} \dots\dots\dots (4)$$

$$\emptyset_{eff} = \sqrt{\frac{\emptyset D c^2 + \emptyset N c^2}{2}} \dots\dots\dots (5)$$

Dimana,

$$\emptyset D c = \emptyset D - (\emptyset D sh \times V sh) \dots\dots\dots (6)$$

$$\emptyset N c = \emptyset N - (\emptyset N sh \times V sh) \dots\dots\dots (7)$$

Keterangan:

$\emptyset D$  = Porositas densitas

$\rho_{ma}$  = Densitas matriks batuan (lihat **Tabel 2**)

$\rho_b$  = Densitas matriks dari log atau RHOB

$\emptyset_{tot}$  = Porositas total

$\emptyset N$  = Porositas neutron

$\emptyset Dc$  = Koreksi porositas densitas

$\emptyset Nc$  = Koreksi porositas neutron

$\emptyset Dsh$  = Porositas densitas *shale* terdekat

$\emptyset Nsh$  = Porositas neutron *shale* terdekat

$Vsh$  = Volume *shale*

**Tabel 2.** Densitas matriks berbagai litologi (Schlumberger, 1989)

Litologi/Mineral	$\rho_{ma}$ (g/cm <sup>3</sup> )
Batupasir	2,650
Batugamping	2,710
Dolomit	2,876
Anhidrit	2,977
Garam	2,032

Menurut (Koesoemadinata, 1980), penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas dari suatu reservoir adalah seperti yang terlihat pada **Tabel 3**.

**Tabel 3.** Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1980)

Nilai Porositas (%)	Kualitas
0 – 5	Diabaikan ( <i>negligible</i> )
5 – 10	Buruk ( <i>poor</i> )
10 – 15	Cukup ( <i>fair</i> )
15 – 20	Baik ( <i>good</i> )
20 – 25	Sangat Baik ( <i>very good</i> )
>25	Istimewa

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

gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya. Butiran dan karakter geometris (susunan, bentuk, ukuran dan distribusi) proses diagenesa dan kandungan semen, kedalaman dan tekanan.

### 3.3.2. Saturasi Air ( $S_w$ )

Saturasi air merupakan salah satu parameter fisik batuan yang sangat penting dalam menentukan kelayakan sumur untuk diproduksi, Saturasi air merupakan fraksi (atau persentase) volume pori dari batuan reservoir yang terisi oleh air. Selama ini terdapat asumsi umum bahwa volume pori yang tidak terisi oleh air berarti terisi oleh hidrokarbon. Mendeterminasi saturasi air dan hidrokarbon merupakan salah satu tujuan dasar dari *well logging* (Sugiarto, dkk, 2013).

Jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai  $S_w = 1$ , tetapi apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai  $S_w < 1$ . Untuk zona yang mengandung *shale* (Manurung dkk., 2017).

Dalam menghitung saturasi air, terlebih dahulu adalah menentukan koefisien  $a$ ,  $m$ , dan  $n$ . Nilai-nilai tersebut dapat diketahui dari analisa sampel *core* yang merupakan rangkaian dari suatu penilaian formasi. Karena keterbatasan data yang dimiliki, penentuan koefisien  $a$ ,  $m$ , dan  $n$  ini menggunakan nilai standar oleh (Asquith, 1980). Dengan sedikitnya informasi yang dimiliki, nilai eksponen saturasi ( $n$ ) bernilai sama dengan nilai  $m$  yaitu 2. Nilai tortuositas ( $a$ ) bernilai 1 untuk *sandstone* dengan ukuran butir *fine* dan nilai porositas yang *excellent*. Pada formasi ini Faktor sementasi ( $m$ ) bernilai 1 untuk *consolidated sandstone* (Asquith, 1980).

Metode Archie ini memiliki kelebihan diantaranya dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang tidak memiliki kandungan

*shale* atau *clean sand formation*. Pada beberapa kasus metode archie juga dapat dengan baik menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang memiliki kandungan batuan karbonat. Persamaan Archie merupakan dasar dari berbagai metode yang muncul setelahnya. Kekurangan metode ini diantaranya adalah bahwa metode ini tidak dapat menentukan nilai saturasi air dengan baik pada reservoir yang memiliki kandungan *shale*. Selain itu, persamaan ini juga tidak menganggap bahwa *shale* yang berada pada suatu formasi dapat meningkatkan pengukuran konduktivitas sehingga akan membuat nilai perhitungan menjadi kurang tepat (Ramdhani, 2017).

$$S_w^n = \frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t} \dots\dots\dots (8)$$

Keterangan:

$S_w$  = Saturasi air (%)

$a$  = Faktor tortuositi (gamping = 1; batupasir = 0,62)

$m$  = Faktor sementasi (gamping = 2; batupasir = 2,15)

$n$  = Eksponen saturasi (1,8 – 2,5 dengan nilai umum 2,0)

$\phi$  = Porositas efektif (%)

$R_w$  = Resistivitas air (ohm.m)

$R_t$  = Resistivitas sebenarnya dari pembacaan *log* (ohm.m)

Penentuan jenis kandungan di dalam reservoir (air, minyak, dan gas) didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air formasi ( $S_w$ ) dalam hasil batasan umum harga  $S_w$  untuk lapangan yang belum dikenal seperti di bawah ini:

- a. Jika harga  $S_w$  rata-rata >70% -75%, maka perkiraan jenis reservoir adalah reservoir air.
- b. Jika harga  $S_w$  rata-rata <50% -70%, maka perkiraan jenis reservoir adalah reservoir minyak.
- c. Jika harga  $S_w$  rata-rata <60%, maka perkiraan jenis reservoir adalah reservoir minyak dan gas.

d. Jika harga  $S_w$  rata-rata  $<50\%$ , maka perkiraan jenis reservoir adalah reservoir gas (Dewanto, 2016).

### 3.3.3. Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida, dengan satuan *milidarcy* (md). Permeabilitas berkaitan dengan porositas efektif tetapi tidak selalu berbanding lurus terhadapnya. Semakin besar porositas efektif, maka semakin besar juga permeabilitasnya. Permeabilitas dikontrol oleh ukuran pori yang berhubungan dan dipresentasikan dengan simbol  $K$ . Terkadang satuan untuk permeabilitas digunakan dalam darcy. Satu *Darcy* dapat didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida dengan viskositas 1cc dengan laju alir 1 cc/detik pada luas penampang 1cm<sup>2</sup> dengan penurunan tekanan 1 atm/cm. Permeabilitas pada suatu batuan tergantung pada beberapa faktor diantaranya porositas batuan, ukuran pori, bentuk pori, morfologi permukaan pori bagian dalam, susunan pori dan batang pori (topologi dari jaringan pori), ukuran butir dan distribusinya serta kompaksi dan sementasi (Asquith dan Krygowski, 2004).

Besarnya permeabilitas suatu batuan tergantung pada porositas dan saturasi air dan dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (11). Sedangkan kualitas permeabilitas secara umum menurut Koesoemadinata, (1980) dapat dilihat pada **Tabel 4**.

$$k = a \times \frac{\phi^b}{S_w^c} \dots\dots\dots (9)$$

Keterangan:

$k$  = Permeabilitas (mD)

$\phi$  = Porositas efektif (fraksi)

$S_w$  = Saturasi air (fraksi)

$a$  = Konstanta

$b$  = Konstanta

$c$  = Konstanta

**Tabel 4.** Nilai permeabilitas berdasarkan kualitas secara umum (Koesomadinata, 1980)

Nilai Permeabilitas (mD)	Kualitas (umum)
< 5 (1 – 5)	Ketat ( <i>tight</i> )
5 – 10	Cukup ( <i>fair</i> )
10 – 100	Baik ( <i>good</i> )
100 – 1000	Sangat baik ( <i>very good</i> )
>1000	Isimewa ( <i>excellent</i> )

#### 3.3.4. Mobilitas

Mobilitas fluida adalah suatu ukuran yang menunjukkan kemudahan suatu fluida untuk mengalir melalui media berpori dengan suatu gradien tekanan tertentu. Mobilitas fluida didefinisikan sebagai perbandingan antara permeabilitas efektif fluida tersebut terhadap viskositasnya pada kondisi reservoir dengan rumus sebagai berikut:

$$\lambda_f = \frac{K_f}{\mu_f} \dots\dots\dots(10)$$

Keterangan:

$\lambda_f$  = Mobilitas (mD/cP)

$K_f$  = Permeabilitas (mD)

$\mu_f$  = Viskositas (cP)

#### 3.3.5. Transmisibilitas

Karakteristik batuan reservoir dievaluasi dalam hal storativitas dan transmisibilitas untuk menunjukkan masing-masing potensi penyimpanan dan aliran fluida minyak bumi. Kedua parameter tersebut mengkombinasikan berbagai sifat batuan dan fluida. Rumus transmisibilitas dapat dilihat pada persamaan di bawah ini:

$$Tf = \frac{Kf \times net}{\mu f} \dots\dots\dots(11)$$

Keterangan:

$\lambda f$  = Mobilitas (mD/cP)

$Kf$  = Permeabilitas (mD)

$\mu f$  = Viskositas (cP)

net = Netpay (m)



## 4.2. Perangkat dan Data Penelitian

Adapun untuk perangkat penelitian dan data penelitian yang digunakan yaitu sebagai berikut:

### 4.2.1. Perangkat Penelitian

#### a. Software *Interactive Petrophysics*

Software ini digunakan untuk mengolah data *well log*.

#### b. Software *Microsoft Excel*

Software ini digunakan untuk perhitungan permeabilitas, mobilitas, dan transmisibilitas

### 4.2.2. Data Penelitian

Data-data yang diperlukan dan digunakan dalam penelitian ini berasal dari Pusat Survei Geologi KESDM yang menggunakan nama dan koordinat yang tidak untuk dipublikasikan secara umum. Adapun untuk data-data tersebut yaitu sebagai berikut :

#### b. Data *well*/sumur

Data *well* atau disebut juga data sumur ini, data *well* yang digunakan dalam penelitian ini berjumlah 4 *well*/sumur.

## 4.3. Mekanisme Penelitian

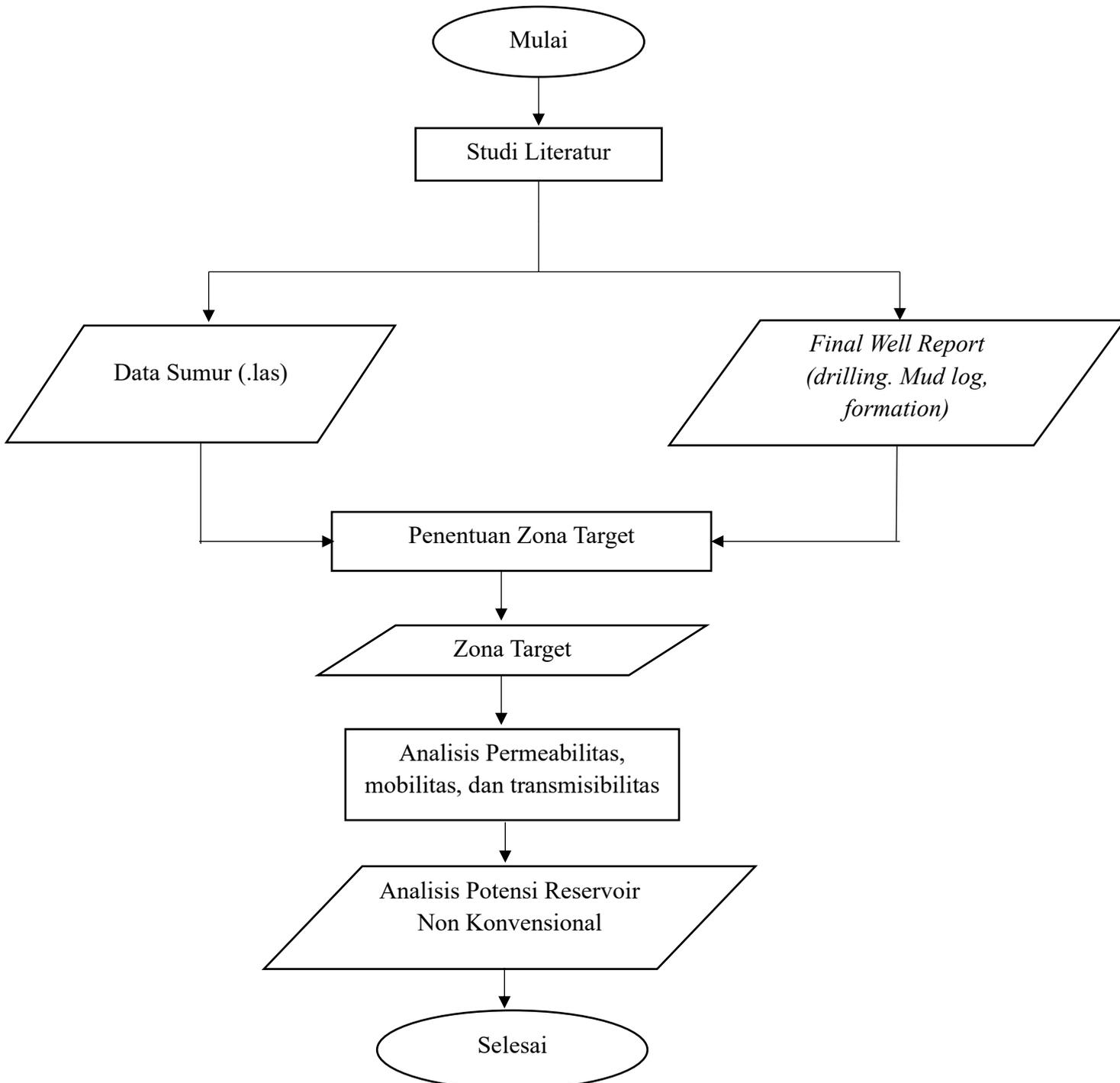
### 4.3.1. Penentuan zona target

Penentuan zona target disini yaitu zona yang dianggap sebagai reservoir/batuan induk dalam konsep migas non-konvensional. Dalam penentuan zona target ini bisa dilakukan dengan mengetahui interpretasi secara sepintas dari data *well log* yaitu dari *log gamma ray* dan *log sonic* dan resistivitas. Zona target diindikasikan dengan nilai *log gamma ray* yang tinggi dan terdapat adanya separasi antara *log resistivitas* dengan *log sonic*.

#### 4.3.2. Perhitungan permeabilitas, mobilitas, dan transmisibilitas

Pada proses ini yaitu dilakukan suatu perhitungan parameter migas non-konvensional yaitu berupa nilai permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas.

#### 4.4. Diagram alir



**Gambar 11.** Diagram alir penelitian



## VI. KESIMPULAN

### 6.1. Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari hasil penelitian ini adalah sebagai berikut:

6.1.1. Daerah target reservoir non-konvensional adalah sebagai berikut:

- a. sumur L-1 target 1 berada pada kedalaman 1096 s.d 1214 m,
- b. sumur L-1 target 2 berada pada kedalaman 1240 s.d 1413 m,
- c. sumur L-2 target 1 berada pada kedalaman 197 s.d 206 m,
- d. sumur L-2 target 2 berada pada kedalaman 2978 s.d 2998 m,
- e. sumur L-2 target 3 berada pada kedalaman 4131 s.d 4136 m,
- f. sumur R-1 target 1 berada pada kedalaman 1896 s.d 1913 m,
- g. sumur R-1 target 2 berada pada kedalaman 2090 s.d 2108 m,
- h. sumur R-2 target 1 berada pada kedalaman 812 s.d 851 m.

6.1.2. Daerah reservoir non-konvensional berada pada:

- a. Sumur L-1 target 1 berada pada kedalaman 1096 s.d 1214 m dengan nilai permeabilitas 0,07 mD, mobilitas 1,29 mDd/cP, transmisibilitas 11,34 mDm/cP,
- b. Sumur L-1 target 2 berada pada kedalaman 1240 s.d 1413 m dengan nilai permeabilitas 0,08 mD, mobilitas 1,48 mD/cP, transmisibilitas 16,32 mDm/cP,
- c. Sumur L-2 target 3 berada pada kedalaman 4131 s.d 4136 m dengan nilai permeabilitas 0,03 mD, mobilitas 0,6 mD/cP, transmisibilitas 1.537 mDm/cP,

d. Sumur R-1 target 1 berada pada kedalaman 1882 s.d 1950 m dengan nilai permeabilitas 0,04 mD, mobilitas 1,0 mD/cP, transmisibilitas 53 mDm/cP.

6.1.3. Kandungan reservoir non-konvensional yaitu sebagai berikut:

a. Sumur L-1 berada pada kedalaman 1096 s.d 1214 m dengan nilai permeabilitas 0.07 mD, mobilitas 1.29 mD/cP, transmisibilitas 11.34 mDm/cP dengan kandungan gas dan memiliki volume sebesar  $10,48 \times 10^{12}$  meter cubic,

b. Sumur L-1 target 2 berada pada kedalaman 1240 s.d 1413 m dengan nilai permeabilitas 0,08 mD, mobilitas 1,48 mD/cP, transmisibilitas 16,32 mDm/cP dengan kandungan gas dan memiliki volume sebesar  $17,60 \times 10^{12}$  meter cubic,

c. Sumur L-2 target 3 berada pada kedalaman 4131 s.d 4136 m dengan nilai permeabilitas 0,05 mD, mobilitas 0,7 mD/cP, transmisibilitas 4 mDm/cP dengan kandungan minyak dan gas gas dan memiliki volume sebesar  $0,48 \times 10^{12}$  meter cubic,

d. Sumur R-1 target 1 berada pada kedalaman 1882 s.d 1950 m dengan nilai permeabilitas 0,04 mD, mobilitas 1,0 mD/cP, transmisibilitas 53 mDm/cP dengan kandungan gas dan memiliki volume sebesar  $5,78 \times 10^{12}$  meter cubic.

## DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, U dan Meehan, D.N., 2016. *Unconventional Oil and Gas Resources: Exploitation and Development*. Baker Hughes.
- Aprilia, R., Dewanto, O., Karyanto, K., dan Ramadhan, A. 2018. Analisis petrofisika dan penyebab low resistivity reservoir zone berdasarkan data log, Sem, Xrd dan petrografi pada lapangan X sumatera selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 2, No. 17
- Asquith, G.B. 1980. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. AAPG, Methods in Exploration Series. Oklahoma
- Asquith, G., dan Krygowski, D., 2004. *Basic Well Log Analysis*. The American Association of Petroleum Geologists. Oklahoma.
- Baker, O. 1981. Effect of Price and Technology on Tight Gas Resources of the United States. International Energy Conversion Engineering Conference (IECEC) Proceedings 16<sup>th</sup> Annual Meeting Atlanta, v.2, p. 1298-1303.
- Dewanto, O. 2016. *Petrofisika Log*. Universitas Lampung. Lampung.
- Ellis, D.V. dan Singer, J.M. 2006. *Well Logging for Earth Scientists Second Edition*. Springer : Netherlands.

- Faisal, A. S. 2012. Identifikasi sebaran batubara dari data well logging di daerah X ampah barito timur. *Jurnal Fisika FLUX*, Vol. 9, No. 2 .
- Fahlevi, Luthfi. 2012. Geologi dan Studi Geokimia Batuan Induk Minyak Bumi Endapan Paleogen Cekungan Lepas Pantai Jawa Timur Utara berdasarkan Data Geokimia Biomarker pada Lapangan LF-1. SKRIPSI. UPN Veteran Yogyakarta.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Service. Jakarta.
- Herninda, G., Abdurrokhim, dan Mohamad F. 2021. Petrofisika reservoir sand A formasi talang akar berdasarkan data well log di lapangan FR cekungan asri. *Padjadjaran Geoscience Journal*. Vol. 5, No.1.
- Husein, S dan Nukman, M. 2015. Rekonstruksi Tektonik Mikrokontinen Pegunungan Selatan Jawa Timur: Hipotesis Berdasarkan Analisis Kemagnetan Purba. *Proceeding, Seminar Nasional Kebumihan Ke-8*. UGM.
- Katz, B., Gao, L., Little, J., & Zhao, Y. R. 2021. Geology still matters – Unconventional petroleum system disappointments and failures. *Unconventional Resources*, 1, 18-36.  
doi:<https://doi.org/10.1016/j.uncres.2021.12.001>
- Koesoemadinata R.P. 1980. *Geologi Minyak dan Gasbumi, Edisi-2. Jilid 1 dan 2*. ITB Bandung.
- Kumalasari, I. N., Dewanto, O., dan Mulyatno, B. S. 2018. Identifikasi persebaran dan sumur usulan menggunakan metode *well logging*, petrofisika inversi, seismik simultan dan pemodelan 3D geometri reservoir. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 1, No. 16.

- Manurung, L. S., Dewanto, O., dan Haerudin, N. 2017. Analisis Sw berdasarkan nilai  $R_w$  spontaneous potential dan  $R_w$  pickett plot pada formasi berai cekungan barito dengan menggunakan metode well logging. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 3, No. 3.
- Massy, J. D. 2019. Studi electrical logging pada kegiatan pemboran air tanah di desa koaklalo kecamatan taebanu kabupaten kupang provinsi nusa tenggara timur. *Seminar Nasional Sains dan Teknik FST Undana*.
- Mastoadji, E. K. 2007. *Basic Well Log Interpretation*, Handout of AAPG SC UNDIP Course.
- Maulana, M. W. 2016. Analisis petrofisika dan penentuan zona potensi hidrokarbon lapangan kaprasida formasi baturaja cekungan sumatera selatan. *Jurnal Teknik IT*. Vol. 5, No.2 .
- Mujiono dan Pireno, 2002, Exploration of the north Madura platform offshore, east java Indonesia. Proceedings of the Indonesian Petroleum Association, 28th anual convention.
- Nukefi, Alvey. 2007. Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir “A”, Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna. *SKRIPSI 2007*.
- Ramdhani, E. 2017. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Formasi Talang Akar menggunakan Analisis Petrofisika dan Sismik Inversi AI dengan Pendekatan Map Algebra pada Lapangan Bisma Cekungan Sumatera Selatan. *SKRIPSI. Teknik Geofisika Universitas Lampung*.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised 2002*. Whittles Publishing. Scotland.

- Rosyidan, C. L. 2015. Analisa Fisikaminyak (Petrophysics) dari Data Log Konvensional untuk Menghitung Sw berbagai Metode. *Prosiding Seminar Nasional Fisika, Vol. 4.*
- Sandhika, D. 2016. Interpretasi Log untuk Menentukan Interval Perforasi Formasi K Lapangan X. *SKRIPSI-2016.*
- Satyana. A. H. 2003. Oligo-miocene Carbonates of East Java Basin, Indonesia: Facies Definition Leading to Recent Significant Discoveries, AAPG Conference., Barcelona, Spain.
- Satyana. A. H., 2005. Oligo-Miocene Carbonates Of Java, Indonesia: Tectonic Volcanic Setting and Petroleum Implications. Proceedings of the International Petroleum Association, Thirtieth Annual Convention & Exhibition, August 2005.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles / Applications.* Schlumberger Wireline & Testing : Texas.
- Sugiarto, T. A., Sentosa, J. B., dan Warnana, D. D., 2013, Evaluasi formasi dan estimasi permeabilitas pada reservoir karbonat menggunakan carman kozceny, *Jurnal Sains Pomits.* Vol. 1, No. 1
- Telford, W. M., Geldart, L. P., dan Sheriff, R. E. 1990. *Applied Geophysics, Second Edition.* Cambridge University Press.
- Wijayanti, Janna Azizah, Setyowiyoto, Jarot, dan Anggara, Ferian. 2019. Persebaran TOC dan Porositas Total Menggunakan Seismik Inversi pada Shale Piniya, Cekungan Akimeugah, Papua. *Jurnal Fisika Indonesia,* Vol. 23, No. 2.

Wisnu, M. 2019. Analisis Fasies dan Lingkungan Pengendapan Batupasir A, B dan C Formasi Talang Akar berdasarkan Data Log dan Batuan Inti. *SKRIPSI-2018*.