

**IDENTIFIKASI ZONA PROSPEK RESERVOIR MIGAS DAN GAS
BIOGENIK MENGGUNAKAN DATA LOG, PETROFISIKA DAN
GEOKIMIA PADA LAPANGAN “MN” CEKUNGAN NIAS SUMATERA
UTARA**

(Skripsi)

Oleh
MAULINA



**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2019**

ABSTRACT

IDENTIFICATION OF HYDROCARBON AND BIOGENIC GAS RESERVOIR ZONE USING LOG, PETROPHYSICS AND GEOCHEMICAL DATA IN “MN” FIELD OF NIAS BASIN, NORTH SUMATERA

By

MAULINA

The fore-arc basin has been become a target of reservoir searching for a long time based on previous expert studies, where the indications of Late-Miocene carbonate age that could act as a hydrocarbon reservoir was found. ‘MN’ Field located in the Nias Basin, one of the fore-arc basin located in West of Sumatera. As the object of this study, it is hoped that the hydrocarbon reservoir in the fore-arc basin is expected to be discovered and to identify the characteristics of rocks that potential to become hydrocarbon reservoirs. Geochemical data becomes supporting data regarding the presence of gases that are identified as biogenic gases because of the content of methane as the main composition. Identification of the existence of reservoir zones and source rock is done by qualitative interpretation of log data from the L-1, P-1, S-1, T-1 and UB-1 Well. Then, the petrophysical parameters are analyzed in the form of shale volume (V_{sh}), effective porosity, resistivity water (R_w), and water saturation (S_w) to determine the type of reservoir’s fluid. After knowing the petrophysical parameters value, distribution area correlation of reservoir and source rock can be made in the study area. The results of the interpretation indicated that the presence of biogenic gas was detected in S-1 and P-1 Well on limestone lithology with Late Miocene age. Biogenic gas in the ‘MN’ Field has *PHIE* value characteristics around 17,0 – 32,1 % and S_w value is 39,9 % - 61,3 %.

Keywords: biogenic gas, hydrocarbon reservoir, immature source rock, limestone, Late Miocene.

ABSTRAK

IDENTIFIKASI ZONA PROSPEK RESERVOIR MIGAS DAN GAS BIOGENIK MENGGUNAKAN DATA LOG, PETROFISIKA DAN GEOKIMIA PADA LAPANGAN “MN” CEKUNGAN NIAS SUMATERA UTARA

Oleh

MAULINA

Cekungan busur depan telah menjadi target pencarian reservoir sejak lama berdasarkan penelitian-penelitian para ahli sebelumnya, dimana pada cekungan ini ditemukan indikasi keterdapatannya batuan karbonat berumur Miosen Akhir yang dapat berperan sebagai reservoir hidrokarbon. Adapun pada Lapangan ‘MN’ yang terletak di Cekungan Nias merupakan cekungan busur depan yang terletak di sebelah barat Sumatera. Dengan dijadikannya Lapangan ‘MN’ sebagai objek penelitian kali ini, diharapkan dapat diketahui kebenaran keterdapatannya reservoir hidrokarbon pada cekungan busur depan dan untuk mengidentifikasi karakteristik batuan yang potensial menjadi reservoir hidrokarbon. Data geokimia menjadi data pendukung mengenai keberadaan gas yang diidentifikasi sebagai gas biogenik karena kandungan gas metana sebagai komposisi utamanya. Identifikasi keberadaan zona reservoir dan batuan induk dilakukan dengan interpretasi kualitatif data log dari kelima sumur, yaitu sumur L-1, P-1, S-1, T-1 dan UB-1. Kemudian dilakukan analisis parameter petrofisika berupa kandungan lempung (V_{sh}), porositas efektif, resistivitas (R_w), dan saturasi air (S_w) untuk mengetahui zona yang diindikasikan mengandung hidrokarbon serta jenis fluidanya. Dari hasil interpretasi yang dilakukan, diindikasikan bahwa keberadaan gas biogenik terdeteksi pada sumur P-1 dan S-1 pada litologi batugamping berumur Miosen Akhir. Gas biogenik pada Lapangan ‘MN’ ini memiliki karakteristik nilai $PHIE$ berkisar 17,0 – 32,1 % dan S_w 39,9 % – 61,3 %.

Kata Kunci: gas biogenik, reservoir hidrokarbon, batuan induk belum matang, batugamping, Miosen Akhir.

**IDENTIFIKASI ZONA PROSPEK RESERVOIR MIGAS DAN GAS
BIOGENIK MENGGUNAKAN DATA LOG, PETROFISIKA DAN
GEOKIMIA PADA LAPANGAN “MN” CEKUNGAN NIAS SUMATERA
UTARA**

Oleh
MAULINA

Skripsi

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

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
2019**

Judul Penelitian : **IDENTIFIKASI ZONA PROSPEK RESERVOIR
MIGAS DAN GAS BIOGENIK
MENGUNAKAN DATA LOG, PETROFISIKA
DAN GEOKIMIA PADA LAPANGAN "MN"
CEKUNGAN NIAS SUMATERA UTARA**

Nama : Maulina

No. Pokok Mahasiswa : 1515051017

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing,

Pembimbing I

Pembimbing II

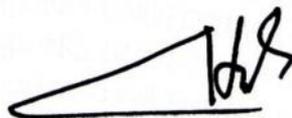


Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP. 19661222 199603 1001



Prof. Drs. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.
NIP. 19620717 198703 1002

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.
NIP. 19750911 200012 1002

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

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



.....

Sekretaris : Prof. Drs. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.



.....

**Penguji
Bukan Pembimbing : Rustadi, S.Si., M.T.**



.....

2. Dekan Fakultas Teknik



Prof. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D.
NIP. 19620717 198703 1002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi: 5 September 2019

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan orang lain, dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang ditulis atau diterbitkan oleh orang lain, kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka, selain itu saya menyatakan pula bahwa skripsi ini dibuat oleh saya sendiri.

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

Bandar Lampung, September 2019

Penulis



000
RIBURUPIAH

Maulina

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Sungai Jawi, Kecamatan Sadu, Kabupaten Tanjung Jabung Timur, Provinsi Jambi pada tanggal 19 Juli 1997. Penulis merupakan anak pertama dari tiga bersaudara dari pasangan Bapak M. Saing dan Ibu Indo Wetteng. Penulis menyelesaikan pendidikan formalnya di TK Pertiwi II Kota Jambi pada tahun 2003, Pendidikan Sekolah dasar di SD Negeri 66 Kota Jambi yang diselesaikan pada tahun 2009, Sekolah Menengah Pertama di SMP Negeri 7 Kota Jambi yang diselesaikan pada tahun 2012 dan pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMA Negeri 1 Kota Jambi yang diselesaikan pada tahun 2015. Pada saat SMA penulis pernah mendapat penghargaan sebagai Juara 1 pada Olimpiade Sains Nasional (OSN) Geografi Tingkat Kabupaten/Kota Jambi pada tahun 2014.

Pada tahun 2015, penulis terdaftar sebagai mahasiswa di Fakultas Teknik Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung melalui jalur Seleksi Nasional Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SNMPTN) . Selama menjadi mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung, penulis juga ikut aktif dalam kegiatan Organisasi Mahasiswa seperti Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Universitas Lampung (Hima TG Bhuwana) sebagai anggota Biro Kesekretariatan pada periode

kepengurusan 2016/2017, dan menjabat sebagai sekretaris Biro Kesekretariatan pada periode 2017/2018, Organisasi Seksi Mahasiswa Ikatan Ahli Geologi Indonesia (SM-IAGI) Universitas Lampung sebagai Sekretaris II pada Tahun 2016-2018, Organisasi *Society of Exploration Geophysicist Student Chapter (SEG SC)* Universitas Lampung Periode 2016-2018 sebagai *staff* bidang *Course* dan *Education*. Pada tahun 2019, penulis juga dipercaya menjadi asisten praktikum *Well-Logging*.

Pada tahun 2018, penulis melaksanakan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Purwosari, Kecamatan Batanghari Nuban, Kabupaten Lampung Timur. Dalam mengaplikasikan ilmu di bidang Geofisika, penulis telah melaksanakan Praktek Kerja Lapangan (PKL) pada Bulan Maret 2018 di Kantor Eksplorasi dan Geoteknik PT Bukit Asam Tanjung Enim, Sumatera Selatan dengan tema **“Identifikasi dan Korelasi Data Bawah Permukaan Menggunakan Data Well-Logging dan Data Kualitas Batubara di Daerah Tambang Banko Barat Pit 1 Tanjung Enim”**. Lalu pada Bulan November 2018 hingga Januari 2019, Penulis melakukan Penelitian Tugas Akhir di Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan (PPPGL) Bandung, Jawa Barat. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada 5 September 2019 dengan skripsi yang berjudul **“Identifikasi Zona Prospek Reservoir Migas dan Gas Biogenik Menggunakan Data Log, Petrofisika dan Geokimia pada Lapangan “MN” Cekungan Nias Sumatera Utara”**.

PERSEMBAHAN

Alhamdulillah rabbil'alamín, dengan mengharapkan Ridho Allah Subhanahu Wata'ala dan Syafa'at Nabi Muhammad Sallallahu 'alaihi Wasallam

Kupersembahkan Karyaku Ini Untuk:

Kedua Orang Tuaku Tercinta

M. Saing dan Indo Wetteng

Adik-Adikku Tersayang

Thalbiyah Multazam Salaksa dan M. Ardhani Zain

Para Sahabat dan Teman-Teman Seperjuangan

Teknik Geofisika Universitas Lampung Angkatan 2015

*Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung
Almamater Tercinta, Universitas Lampung*

Terima Kasih atas Pelajaran Hidup yang Kalian Berikan

MOTTO

“Barang siapa yang menapaki suatu jalan dalam rangka menuntut ilmu, maka Allah akan memudahkan baginya jalan menuju surga”.

(HR. Ibnu Majah & Abu Dawud)

“Allah tidak membebani seseorang melainkan sesuai dengan kesanggupannya”

(Q.S Al-Baqarah : 286)

“Janganlah hanya melihat ke atas karena hanya kesedihan yang akan kau dapat, lihatlah ke bawah dan jadilah dirimu sendiri maka bahagia yang akan kau rasakan”

(Maulina)

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kehadirat Allah Subhanahu Wata'ala, yang telah memberikan rahmat dan hidayat-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan penyusunan Skripsi dengan Judul **“Identifikasi Zona Prospek Reservoir Migas dan Gas Biogenik Menggunakan Data Log, Petrofisika dan Geokimia pada Lapangan “MN” Cekungan Nias Sumatera Utara”** ini dengan baik. Skripsi ini merupakan hasil penelitian Tugas Akhir penulis yang dilakukan di Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan (PPPGL) Bandung sebagai salah satu syarat untuk dapat menyelesaikan tahap Strata-1 (S1) Teknik Geofisika Universitas Lampung. Adapun dalam pelaksanaan dan penulisan skripsi ini, penulis menyadari bahwa selesainya proses ini tidak lepas dari bimbingan dan dukungan dari berbagai pihak dan tidak lepas pula dari kesalahan. Karena itu penulis mengharapkan saran dan kritik yang bersifat membangun dari pembaca sehingga skripsi ini dapat menunjang perkembangan ilmu pengetahuan serta dapat bermanfaat bagi penulis khususnya dan juga para pembaca pada umumnya.

Penulis,

Maulina

SANWACANA

Alhamdulillahirobbil'alamin....

Dalam pelaksanaan dan penulisan laporan ini penulis menyadari bahwa selesainya proses ini tidak lepas dari bimbingan dan dukungan dari berbagai pihak. Pada kesempatan ini penulis menyampaikan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Allah Subhanahu Wata'ala, karena atas berkah rahmat-Nya lah sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik.
2. Kedua orangtua serta keluarga tercinta yang tak henti-hentinya mendidik, berdoa, dan memberikan dukungan kepada penulis dalam segala hal baik secara spiritual maupun material demi tercapainya cita-cita penulis.
3. Bapak rof. Dr. Ir. Hasriadi Mat Akin, M.P. selaku Rektor Universitas Lampung.
4. Bapak Prof. Drs. Suharno, M.S., M.Sc., Ph.D. selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung dan selaku Pembimbing Pendamping I yang telah memberikan masukan dan perbaikan selama bimbingan Tugas Akhir saya.
5. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku Pembimbing Utama yang telah sangat sabar dalam membimbing dan memberikan ilmu, waktu dan motivasinya dalam penyelesaian Tugas Akhir saya.

7. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T. selaku Pembimbing Akademik yang selalu memberikan bimbingan selama masa perkuliahan.
8. Bapak Rustadi, S.Si., M.T. selaku Penguji yang telah memberikan masukan dan saran yang sangat membantu dalam pengerjaan skripsi ini.
9. Seluruh Dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah membekali penulis dengan ilmu dan pengetahuan sehingga dapat terselesaikannya skripsi ini dengan baik.
10. Seluruh Staf Administrasi di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
11. Bapak Tumpal B. Nainggolan, S.T., M.T. selaku Pembimbing Pendamping II yang telah membimbing saya dengan sabar selama melakukan penelitian di PPPGL Bandung.
12. Pak Oha dan seluruh karyawan Puslitbang Geologi Kelautan yang telah menerima penulis dengan baik untuk melakukan penelitian di tempat.
13. Tri Nopiyanti dan Tiara Ayu Ningratri selaku teman seperjuangan Penelitian Tugas Akhir di PPPGL Bandung, yang mengisi hari-hari penulis dengan canda, tawa, suka, dan duka yang dilalui bersama selama hampir tiga bulan lamanya di Bandung serta selalu memberikan motivasi dalam pengerjaan Skripsi ini.
14. Sahabat-sahabat masa sekolah saya Mia, Easy, Fauziah, Meylinda, Diah dan Intan yang tetap saling memberikan semangat dan motivasi untuk menyelesaikan pendidikan masing-masing.
15. Sahabat-sahabat terbaik saya Lia, Tiara, Zeallin, dan Rani yang sangat banyak membantu penulis, memberikan semangat, motivasi selama 4 tahun lebih di masa kuliah ini, semoga silaturahmi kita selalu terjalin walau telah terpisah jarak nantinya.

16. Desi Nurhayani, teman tergesrek, terberisik dan tersabar yang telah menemani penulis selama empat tahun ini, terimakasih telah berbagi pengalaman, suka dan duka selama menjadi anak rantau dan tinggal di tempat baru.
17. Teman-teman Kost Asrama “Ranah Bundo Kece” Ayu, Dinda, Prin, Nurul, Lekat, Mitha, Dedeh, Mba Desi, Mba Neni, Tri, Ani, Sayu, Husnul, Siska, Fatma, Sela, dan Ofri yang selalu meramaikan suasana kos dan mengisi waktu luang dengan tawa.
18. Saudara seperantauan dari Jambi Ayu, Nopi dan Kak Tiwi yang telah berjuang bersama-sama menyelesaikan perkuliahan di tanah Lampung ini.
19. Serta teman-teman Teknik Geofisika Universitas Lampung Angkatan 2015 Ayu, Nopi, Isti, Rani, Tiara, Eka, Zeallin, Lia, Risma, Rindi, Ester, Dyna, Dana, Desi, Salma, Laras, Tata, Sunar, Awe, Nurman, Ade, Aldi, Yogi, Brian, Ozza, Ferdy, Juli, Ravi, Dian, Fauzan, Agam, Angga, Alfin, Ableh, Monang, Satria, Fikri, Adit, Ali, Yuda, Dersan, Aldo, Abil dan Ariyan, yang telah menjadi keluarga kecil penulis selama perkuliahan.
20. Dan berbagai pihak yang tidak dapat disebut satu persatu yang telah membantu dan mendukung penulis dalam menyelesaikan masa kuliah ini.

Bandar Lampung, September 2019

Penulis,

Maulina

DAFTAR ISI

| | Halaman |
|----------------------------------|---------|
| ABSTRACT | i |
| ABSTRAK | ii |
| HALAMAN JUDUL | iii |
| HALAMAN PERSETUJUAN | iv |
| HALAMAN PENGESAHAN | v |
| HALAMAN PERNYATAAN | vi |
| RIWAYAT HIDUP | vii |
| HALAMAN PERSEMBAHAN | ix |
| MOTTO | x |
| KATA PENGANTAR | xi |
| SANWACANA | xii |
| DAFTAR ISI | xv |
| DAFTAR TABEL | xviii |
| DAFTAR GAMBAR | xx |
| I. PENDAHULUAN | |
| 1.1 Latar Belakang | 1 |
| 1.2 Tujuan Penelitian | 3 |
| 1.3 Batasan Masalah | 3 |
| 1.4 Manfaat Penelitian | 3 |
| II. TINJAUAN PUSTAKA | |

| | |
|---|----|
| 2.1 Letak dan Lokasi Penelitian | 5 |
| 2.2 Stratigrafi dan Geologi Regional..... | 6 |
| 2.2.1 Geologi Regional..... | 6 |
| 2.2.2 Stratigrafi Regional | 7 |
| 2.2.2.1 Formasi Batuan | 7 |
| 2.2.2.2 Unit Sedimen | 13 |
| 2.3 Tektonik dan Struktur Geologi | 19 |
| 2.4 Sistem Petroleum Cekungan Nias | 22 |
| 2.4.1 Batuan Induk..... | 22 |
| 2.4.2 Batuan Reservoir | 23 |
| 2.4.3 Batuan Tudung..... | 23 |
| 2.4.4 Perangkat Hidrokarbon | 23 |
| 2.5 Konsep Eksplorasi Hidrokarbon | 24 |

III. TEORI DASAR

| | |
|---|----|
| 3.1 Gas Biogenik | 25 |
| 3.2 Analisis <i>Well Logging</i> | 27 |
| 3.2.1 Metode <i>Well-Logging</i> | 27 |
| 3.2.2 Jenis-jenis Log..... | 28 |
| 3.2.2.1 Log Resistivitas | 28 |
| 3.2.2.2 Log <i>Gamma Ray</i> | 32 |
| 3.2.2.3 Log Densitas..... | 34 |
| 3.2.2.4 Log Neutron | 36 |
| 3.2.2.5 Log Sonik | 39 |
| 3.3. Analisis Petrofisika Reservoir | 41 |
| 3.3.1 Interpretasi Kualitatif | 41 |
| 3.3.2 Interpretasi Kuantitatif | 42 |
| 3.3.2.1 Kandungan <i>Shale (Vsh)</i> | 42 |
| 3.3.2.2 Porositas..... | 43 |
| 3.3.2.3 Resistivitas Air Formasi (<i>Rw</i>)..... | 46 |
| 3.3.2.4 Salinitas Air | 48 |
| 3.3.2.5 Saturasi Air (<i>Sw</i>)..... | 48 |
| 3.4 Analisis Batuan Induk | 50 |

IV. METODOLOGI PENELITIAN

| | |
|--|----|
| 4.1 Waktu dan Tempat Penelitian | 53 |
| 4.2 Alat dan Bahan..... | 53 |
| 4.2.1 Alat..... | 53 |
| 4.2.2 Bahan | 53 |
| 4.3 Jadwal Penelitian | 54 |
| 4.4 Prosedur Penelitian | 54 |
| 4.4.1 Studi Literatur | 54 |
| 4.4.2 Persiapan dan Pengumpulan Data..... | 54 |
| 4.4.2.1 Data Sumur | 55 |
| 4.4.2.2 <i>Well Header</i> | 55 |
| 4.4.2.3 Data Geokimia..... | 55 |
| 4.4.2.4 Perangkat Lunak dan Perangkat Keras..... | 56 |

| | |
|--|----|
| 4.4.3 Pengolahan Data | 57 |
| 4.4.4 Analisis dan Interpretasi Data | 57 |
| 4.5 Diagram Alir | 58 |

V. HASIL DAN PEMBAHASAN

| | |
|--|-----|
| 5.1 Analisis Petrofisika | 59 |
| 5.1.1 Interpretasi Kualitatif | 59 |
| 5.1.1.1 Reservoir Hidrokarbon | 59 |
| 5.1.1.1.1 Reservoir Sumur S-1 | 61 |
| 5.1.1.1.2 Reservoir Sumur L-1 | 63 |
| 5.1.1.1.3 Reservoir Sumur P-1 | 66 |
| 5.1.1.1.4 Reservoir Sumur T-1 | 70 |
| 5.1.1.1.5 Reservoir Sumur UB-1 | 72 |
| 5.1.1.2 Batuan Induk | 73 |
| 5.1.1.2.1 <i>Source Rock</i> Sumur S-1 | 74 |
| 5.1.1.2.2 <i>Source Rock</i> Sumur L-1 | 76 |
| 5.1.1.2.3 <i>Source Rock</i> Sumur P-1 | 81 |
| 5.1.1.2.4 <i>Source Rock</i> Sumur T-1 | 82 |
| 5.1.1.2.5 <i>Source Rock</i> Sumur UB-1 | 83 |
| 5.1.2 Interpretasi Kuantitatif | 86 |
| 5.1.2.1 Kandungan Lempung (<i>Vsh</i>) | 87 |
| 5.1.2.2 Porositas (\emptyset) | 88 |
| 5.1.2.2.1 Sumur L-1 | 90 |
| 5.1.2.2.2 Sumur P-1 | 91 |
| 5.1.2.2.3 Sumur S-1 | 91 |
| 5.1.2.2.4 Sumur T-1 | 92 |
| 5.1.2.2.5 Sumur UB-1 | 92 |
| 5.1.2.3 Resistivitas Air (<i>Rw</i>) | 93 |
| 5.1.2.3.1 Sumur L-1 | 93 |
| 5.1.2.3.2 Sumur P-1 | 94 |
| 5.1.2.3.3 Sumur S-1 | 96 |
| 5.1.2.3.4 Sumur T-1 | 97 |
| 5.1.2.3.5 Sumur UB-1 | 98 |
| 5.1.2.4 Saturasi Air (<i>Sw</i>) | 99 |
| 5.2 Daerah Reservoir Hidrokarbon Lapangan “MN” | 102 |
| 5.2.1 Korelasi Umur Batuan | 102 |
| 5.2.2 Korelasi Litologi | 106 |
| 5.2.3 Korelasi Daerah Reservoir | 110 |

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

| | |
|----------------------|-----|
| 6.1 Kesimpulan | 115 |
| 6.2 Saran | 116 |

DAFTAR PUSTAKA

LAMPIRAN

DAFTAR TABEL

| | Halaman |
|---|---------|
| Tabel 1. Densitas matriks berbagai litologi (Schlumberger, 1989)..... | 36 |
| Tabel 2. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1980)..... | 43 |
| Tabel 3. Klasifikasi air berdasarkan salinitasnya (Pamungkas, 2012) | 48 |
| Tabel 4. Jadwal Penelitian..... | 54 |
| Tabel 5. Komposisi gas metana pada Sumur S-1 dan P-1..... | 56 |
| Tabel 6. Nilai log pada reservoir sumur S-1..... | 62 |
| Tabel 7. Nilai log pada reservoir sumur L-1 | 71 |
| Tabel 8. Nilai log pada reservoir sumur P-1..... | 70 |
| Tabel 9. Nilai log pada reservoir sumur T-1 | 71 |
| Tabel 10. Nilai log pada reservoir sumur UB-1 | 72 |
| Tabel 11. Nilai log pada <i>source rock</i> sumur S-1 | 75 |
| Tabel 12. Nilai log pada <i>source rock</i> sumur L-1..... | 81 |
| Tabel 13. Nilai log pada <i>source rock</i> sumur T-1..... | 82 |
| Tabel 14. Nilai log pada <i>source rock</i> sumur UB-1..... | 84 |
| Tabel 15. Keberadaan reservoir pada Lapangan ‘MN’ | 85 |
| Tabel 16. Keberadaan batuan induk pada Lapangan ‘MN’ | 86 |
| Tabel 17. Nilai kandungan lempung pada sumur di Lapangan ‘MN’..... | 88 |
| Tabel 18. Nilai porositas pada sumur L-1 | 90 |

| | |
|---|-----|
| Tabel 19. Nilai porositas pada sumur P-1 | 91 |
| Tabel 20. Nilai porositas pada sumur S-1 | 91 |
| Tabel 21. Nilai porositas pada sumur T-1 | 92 |
| Tabel 22. Nilai porositas pada sumur UB-1 | 92 |
| Tabel 23. Total nilai porositas reservoir pada sumur di Lapangan ‘MN’ | 92 |
| Tabel 24. Nilai resistivitas air (R_w) pada sumur di Lapangan ‘MN’ | 99 |
| Tabel 25. Nilai saturasi air (S_w) pada sumur di Lapangan ‘MN’ | 100 |
| Tabel 26. Umur batuan pada sumur di Lapangan ‘MN’ | 103 |
| Tabel 27. Litologi sumur-sumur di Lapangan ‘MN’ | 107 |
| Tabel 28. Keberadaan reservoir dan batuan induk sumur-sumur di Lapangan ‘MN’ | 111 |

DAFTAR GAMBAR

| | Halaman |
|---|---------|
| Gambar 1. Lokasi Lapangan MN | 2 |
| Gambar 2. Peta lokasi cekungan di indonesia. Dikelompokkan berdasarkan volume cadangan. <i>MM: Million, B: Billion, boe: Barrel-oil equivalent</i> (Doust dan Noble, 2008) dengan modifikasi | 5 |
| Gambar 3. Cekungan di Pulau Sumatera..... | 6 |
| Gambar 4. Kolom Stratigrafi pada salah satu sumur di Cekungan Nias | 14 |
| Gambar 5. Elemen-elemen tektonik Cekungan Nias | 20 |
| Gambar 6. Penampang melintang Cekungan Nias (Simanjuntak dan Barber, 1996)..... | 20 |
| Gambar 7. Peta penyebaran <i>heat-flow</i> di daerah Samudera Hindia dan Pulau Sumatra (Kenyon & Beddoes, 1977)..... | 21 |
| Gambar 8. Diagram Pembentukan Hidrokarbon (Rice and Claypool, 1981) . | 26 |
| Gambar 9. Respon Log Resistivitas (Rider, 2002)..... | 28 |
| Gambar 10. Format khas log resistivitas (Schlumberger, 1989)..... | 30 |
| Gambar 11. Profil sumur bor terinvasi lumpur (www.petrolog.net)..... | 31 |
| Gambar 12. Nilai <i>Gamma Ray</i> secara umum (Glover, 2000) | 33 |
| Gambar 13. Respon Log <i>Gamma Ray</i> terhadap batuan (Telford dkk., 1990).... | 34 |
| Gambar 14. Skema alat Log Densitas dan Responnya (Telford dkk., 1990)..... | 35 |
| Gambar 15. Respon Log Neutron (Rider, 2002) | 37 |
| Gambar 16. Kombinasi Log Densitas dan Neutron (Bateman, 1985)..... | 39 |

| | | |
|-------------------|--|----|
| Gambar 17. | Respon log sonik terhadap litologi dan perbedaan kompaksitas litologi (Rider, 1996)..... | 40 |
| Gambar 18. | Separasi log sonik dan resistivitas (Crain, 1987) | 52 |
| Gambar 19. | Diagram Alir Penelitian..... | 58 |
| Gambar 20. | Interpretasi <i>quick-look</i> zona reservoir pada sumur S-1. (a) zona 1; dan (b) zona 2..... | 62 |
| Gambar 21. | Interpretasi <i>quick-look</i> zona reservoir pada sumur L-1. (a) zona 1; (b) zona 2; (c) zona 3; (d) zona 4; (e) zona 5; (f) zona 6; (g) zona 7; (h) zona 8; (i) zona 9 dan zona 10; dan (j) zona 11..... | 67 |
| Gambar 22. | Interpretasi <i>quick-look</i> zona reservoir pada sumur P-1 | 69 |
| Gambar 23. | Interpretasi <i>quick-look</i> zona reservoir pada sumur T-1. (a) zona 1; (b) zona 2..... | 71 |
| Gambar 24. | Interpretasi <i>quick-look</i> zona reservoir pada sumur UB-1..... | 72 |
| Gambar 25. | Interpretasi <i>quick-look</i> zona batuan induk sumur S-1. (a) zona 1; dan (b) zona 2..... | 75 |
| Gambar 26. | Interpretasi <i>quick-look</i> zona batuan induk pada sumur L-1. (a) zona 1; (b) zona 2; (c) zona 3; (d) zona 4; (e) zona 5; (f) zona 6; dan (g) zona 7, 8 | 80 |
| Gambar 27. | Interpretasi <i>quick-look</i> zona batuan induk pada sumur T-1 | 82 |
| Gambar 28. | Interpretasi <i>quick-look</i> zona source rock pada sumur UB-1. | 84 |
| Gambar 29. | Zona <i>water-bearing</i> pada sumur L-1..... | 94 |
| Gambar 30. | <i>Rw</i> pada sumur L-1..... | 94 |
| Gambar 31. | Zona <i>water-bearing</i> pada sumur P-1..... | 95 |
| Gambar 32. | <i>Rw</i> pada sumur P-1..... | 95 |
| Gambar 33. | Zona <i>water-bearing</i> pada sumur S-1..... | 96 |
| Gambar 34. | <i>Rw</i> pada sumur S-1..... | 96 |
| Gambar 35. | Zona <i>water-bearing</i> pada sumur T-1..... | 97 |

| | | |
|-------------------|--|-----|
| Gambar 36. | <i>Rw</i> pada sumur T-1..... | 97 |
| Gambar 37. | Zona <i>water-bearing</i> pada sumur UB-1..... | 98 |
| Gambar 38. | <i>Rw</i> pada sumur UB-1..... | 98 |
| Gambar 39. | Persebaran umur tiap sumur dalam model 3D. | 104 |
| Gambar 40. | Korelasi sumur berdasarkan umur batuan. (a) orientasi U-T; (b) orientasi T-S; (c) orientasi S-B; (d) orientasi B-U..... | 106 |
| Gambar 41. | Korelasi sumur berdasarkan litologi. (a) orientasi U-T; (b) orientasi T-S; (c) orientasi S-B; (d) orientasi B-U..... | 110 |
| Gambar 42. | Korelasi daerah reservoir dengan orientasi (a) U-T; (b) T-S; (c) S-B; (d) B-U..... | 113 |

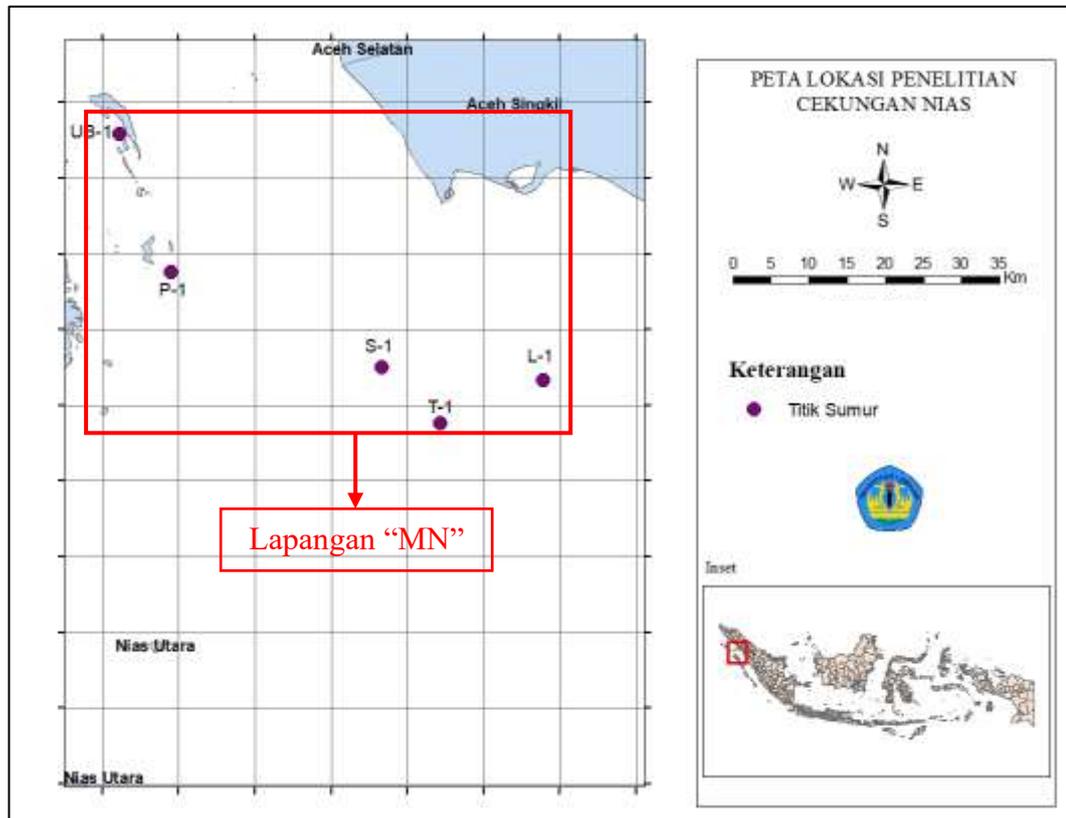
I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Keberadaan material lempung di Indonesia memang cukup berlimpah, sehingga diperkirakan dalam beberapa tahun ke depan akan terdapat banyak sumber minyak dan gas bumi (Dewanto dkk, 2017). Namun proses perubahan material lempung menjadi minyak dan gas ini membutuhkan waktu yang sangat lama (Dewanto dkk, 2017) sehingga menyebabkan keberadaan migas semakin langka dan eksplorasi sulit untuk dilakukan. Hal ini membuat gas biogenik menjadi solusi dalam menggantikan penggunaan minyak dan gas bumi sebagai sumber energi alternatif. Gas biogenik termasuk sebagai jenis bahan bakar yang ramah lingkungan karena hasil pembakaran yang lebih sedikit mengeluarkan karbondioksida dibanding jenis bahan bakar lainnya. Selain itu biaya investasi gas biogenik lebih murah dibandingkan gas non-konvensional karena keberadaannya yang secara umum tidak lebih dari 1000 m di bawah dasar laut, sehingga para peneliti saat ini lebih memfokuskan pada riset gas biogenik yang lebih menguntungkan untuk dilakukan.

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan sejauh ini, Indonesia memiliki potensi gas biogenik yang cukup besar sehingga menggambarkan peluang yang cukup cerah di masa depan. Hingga kini telah terdeteksi sepuluh cekungan gas biogenik di Indonesia yang berada di wilayah Sumatera, Jawa, Bali, Kalimantan

Timur, Sulawesi Selatan, dan Papua. Adapun wilayah penelitian penulis berada pada Lapangan ‘MN’ daerah Cekungan Nias, Sumatera Utara. Lokasi penelitian dapat dilihat pada **Gambar 1**.



Gambar 1. Lokasi Lapangan “MN”

Penentuan dan analisis parameter reservoir dapat dilakukan dengan dua metode, yaitu analisis sampel batuan di laboratorium dan interpretasi data log (Mulyanto dkk, 2018). Adapun dalam penelitian ini, dilakukan interpretasi data log berupa interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif berupa analisis petrofisika dalam upaya mengetahui kondisi rinci dari sebuah sistem petroleum. Analisis petrofisika sendiri merupakan suatu proses yang dilakukan untuk memvalidasi ketersediaan suatu hidrokarbon serta mengetahui karakteristik dari reservoir maupun batuan induk dari hidrokarbon tersebut.

Melalui proses ini dapat diketahui zona reservoir migas, serta lapisan batuan induk dari gas biogenik itu sendiri. Dengan dilakukannya penelitian ini diharapkan dapat mempermudah penentuan zona reservoir gas biogenik kedepannya berdasarkan data-data petrofisika yang ada.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Menentukan lapisan reservoir migas dan gas biogenik secara kualitatif dan kuantitatif di Lapangan 'MN'.
2. Menentukan lapisan batuan induk yang belum matang secara kualitatif pada Lapangan 'MN'.
3. Menentukan daerah reservoir migas dan gas biogenik pada Lapangan 'MN'.

1.3 Batasan Masalah

Penelitian ini difokuskan pada analisis petrofisika secara kualitatif dan kuantitatif *reservoir* hidrokarbon dan penentuan lapisan batuan induk yang belum matang secara kualitatif. Analisis petrofisika ini menggunakan log *gamma ray*, resistivitas, *NPHI* dan *RHOB* yang berguna untuk mengetahui karakteristik batuan berupa kandungan lempung (*Vsh*), porositas batuan (\emptyset), resistivitas (*Rw*), dan saturasi air (*Sw*). Sedangkan identifikasi lapisan gas biogenik dilakukan menggunakan log sonik dan resistivitas yang berguna untuk mengetahui keberadaan lapisan batuan induk yang belum matang. Adapun hasil akhir dari penelitian ini adalah karakteristik petrofisika reservoir hidrokarbon, serta persebaran daerah reservoir gas biogenik pada Lapangan 'MN'.

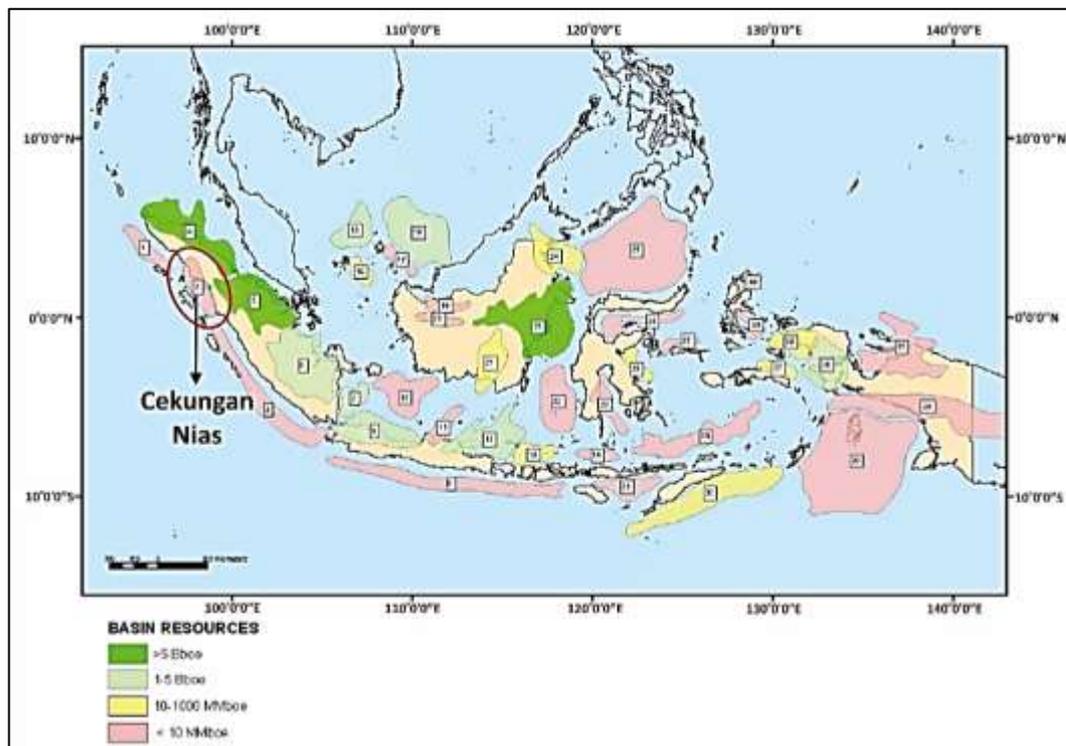
1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat dari dilakukannya penelitian ini adalah dapat mengetahui karakteristik reservoir hidrokarbon dan mengetahui daerah sebaran lapisan gas biogenik pada Lapangan 'MN' berdasarkan data log, petrofisika, dan geokimia.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Letak dan Lokasi Penelitian

Penelitian kali ini berlokasi pada Cekungan Nias yang terletak di lepas pantai barat Sumatera pada koordinat $97,5^{\circ} - 98,5^{\circ}$ BB dan $0^{\circ} - 2^{\circ}$ LU. Cekungan ini diberi nama sesuai dengan keberadaan pulau yang terletak di sebelah baratnya. Lokasi penelitian dapat ditunjukkan pada **Gambar 2**.

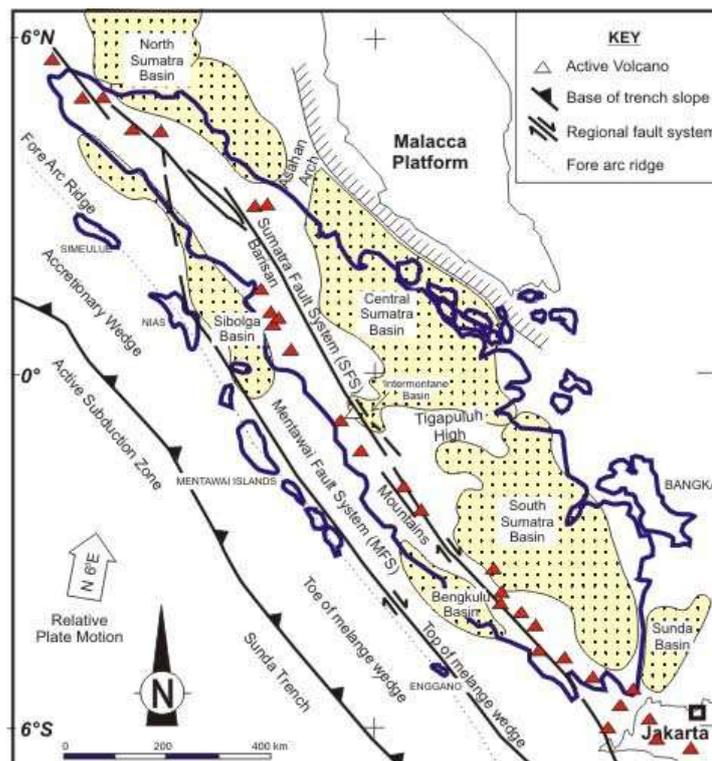


Gambar 2. Peta lokasi cekungan di Indonesia. Dikelompokkan berdasarkan volume cadangan. MM: Million, B: Billion, boe: Barrel-oil equivalent (Doust dan Noble, 2008) dengan modifikasi.

2.2 Stratigrafi dan Geologi Regional

2.2.1 Geologi Regional

Cekungan Nias merupakan cekungan busur depan yang memanjang dengan arah baratlaut – tenggara. Sebelah utara dibatasi oleh Cekungan Sumatera Utara, sebelah timur dibatasi oleh tinggian Pulau Sumatera, sebelah barat dibatasi oleh tinggian Pulau Siberut, Pulau Sipura, Pulau Pangai Utara, dan Pulau Pangai Selatan, dan di sebelah selatan dibatasi oleh Cekungan Mentawai. Luas total dari cekungan ini adalah 10,880 km², sebagian besar terletak di perairan (9,153 km²) dan sebagian kecil di Pulau Nias (1,727 km²). Batuan dasar cekungan ini berumur kapur dengan ketebalan antara 1,500 – 3,500 m pada kedalaman 3,500 m.



Gambar 3. Cekungan di Pulau Sumatera (n.p.).

Menurut SKK Migas (2008) dalam Laporan Penelitian Gas Biogenik Cekungan Nias, Cekungan Nias merupakan bagian dari Cekungan Sibolga yang

dibagi menjadi dua cekungan, yaitu Cekungan Sibolga yang melampar dari lepas pantai barat laut Aceh sampai Kepulauan Banyak, serta Cekungan Nias yang melampar di timur Pulau Nias sampai dengan Kepulauan Pini (**Gambar 3**).

2.2.2 Stratigrafi Regional

2.2.2.1 Formasi Batuan

Enam formasi dan kompleks batuan dasar telah diidentifikasi di Pulau Nias dan Pulau Banyak. Hubungan antara formasi yang baru dengan unit yang dikenali telah didiskusikan dan pembagian stratigrafi telah dikelompokkan oleh Whittaker dkk (1991 dalam Samuel dkk., 1997).

2.2.2.1.1 Batuan Dasar

Batuan dasar tidak tersingkap di Siberut, namun singkapan *mélange* dapat dipetakan. Batuan ini mirip dengan *mélange* yang ada di Nias dan Bangkaru yang diasumsikan muncul sebagai diapir (Samuel dkk., 1997). Batuan ini mengandung inklusi yang datang dari batuan dasar dan menutupi lapisan sedimen di bawahnya. Blok batuan seperti serpentinit, basalt, amfibolit, dan batupasir *graywacke* berada dalam kompleks *mélange* tersebut. Litologi ini juga hadir di Komplek Ofiolit Bangkaru.

Beberapa singkapan batuan beku yang luas juga terdapat di Pulau Batu seperti gabro, gabro pegmatit yang dipotong oleh dike di pesisir tenggara Pulau Sigata. Bagian utuh dari batuan dasar ofiolit tidak selaras ditutupi oleh sedimen breksi berumur Oligosen yang tersingkap di Pulau Barogan. Berbeda dengan konglomerat Oligosen di Pulau Makole yang mengandung metamorf kontinen dan mungkin juga terdapat bukti keberadaan materi batuan dasar metamorf yang dekat dari sumbernya.

2.2.2.1.2 Kompleks Ofiolit Bangkaru

Batuan kompleks ofiolit bangkaru tersingkap di Pulau Nias dan Pulau Banyak, terbagi dalam dua kerangka struktur yang berlainan sebagai bagian blok yang utuh dan pecahan dari *mélange*. Bagian yang utuh kemudian dipetakan sebagai kompleks ofiolit bangkaru. Tujuh kelompok batuan telah dikenali di daerah ini, yang paling umum dijumpai seperti basalt, dan litologi lain seperti skis epidot-aktinolit dari komponen batuan yang kompleks seperti serpentinit, gabro, dan dolerit.

Salah satu singkapan yang paling baik ditemukan di Pulau Bangkaru, memperlihatkan urutan luas batuan beku yang terangkat ke permukaan di atas perulangan pengendapan sedimen Oligosen dan Miosen Awal. Matriks *mélange* juga tersingkap cukup baik dengan beberapa inklusi.

Peneliti terdahulu mencoba untuk menentukan umur formasi ini (misalnya Hopper, 1940 dan Moore dkk., 1980 dalam Samuel dkk., 1995) dari jejak rombakan batugamping klastik laut dangkal di dalam batuan silisiklastik konglomerat. Seperti konglomerat yang ditemukan di baratdaya Pulau Nias diperkirakan oleh Douville (1992 dalam Samuel dkk., 1995) berumur Eosen. Berdasarkan observasi singkapan dan pemboran lepas pantai, tipe batuan Komplek Bangkaru berasal dari kerak samudra.

2.2.2.1.3 Kelompok Idano Me (Formasi Oyo dan Gawo)

Dua informasi dari susunan pola stratigrafi terbaru, Formasi Oyo dan Gawo telah dikelompokkan ke dalam kelompok Idano Me. Pengelompokkan ini adalah fakta penting bahwa dua formasi ini berasal dari satu bagian yang sama, Seri Batupasir Alas ekuivalen dengan Formasi Oyo dan ditunjukkan selaras di atas Seri Tuf-Marl yang ekuivalen dengan Formasi Gawo. Beberapa peneliti menempatkan

ketidakselarasan Oligosen (Unit A) dan Miosen (Unit B) serta menetapkan bahwa perbedaan keduanya dengan beberapa alasan. Namun belum pernah ditemukan bukti langsung yang menunjukkan hal tersebut, hanya berdasarkan pada gradasi dan keselarasan. Formasi Oyo Unit A (Samuel dkk., 1995) secara umum mengalami pembebanan yang lebih dalam dibanding dengan Formasi Gawo (Unit B), tapi hal ini secara tidak langsung tidak terlalu penting dengan adanya ketidakselarasan (Samuel dkk, 1997).

Fasies dan sub-fasies dari kedua Formasi Oyo dan Formasi Gawo dapat dibedakan melalui umur dan pada beberapa kasus dapat dipisahkan langsung di lapangan; terkadang fasies lapisan tebal dari Formasi Oyo dan Gawo tidak selalu dengan mudah dapat dibedakan, batupasir masif mikaan, misalnya, hanya hadir di Formasi Oyo.

Nama dari Formasi Oyo berasal dari “Ojo Beds” (Samuel dkk, 1995). Meskipun tidak keseluruhan dari singkapan ini dapat ditemukan di sepanjang Sungai Oyo, keberadaannya dibatasi oleh rentang dari Sungai Oyo di antara perpotongan jalan dan Sungai Moi. Batuan yang tersingkap berupa perlapisan batupasir dan batulempung dengan blok *mélange* batupasir mikaan dan konglomerat. Nama untuk kelompok Idano Me diambil dari Sungai Me yang terletak di bagian tengah Nias dimana Formasi Oyo dipetakan selaras di atas Formasi Gawo (Samuel dkk, 1995).

Dua sikuen dapat dikenali dari Kelompok Idano Me. Sikuen paling bawah hadir ke bagian atas Formasi Oyo, terdiri dari kumpulan batuan vulkanik yang kaya akan konglomerat, bongkah dan batupasir epiklastik. Sikuen ini tersingkap baik di Sungai Moi, 50 – 150 m ke arah hilir sebagai anggota Moi. Meskipun bagian ini

telah terlipat dan diintrusi oleh *mélange*, ketebalan maksimumnya diperkirakan 15 m. Sikuen kedua adalah sikuen konglomerat Formasi Gawo, hadir ke arah atas Formasi Gawo dan terdiri dari litologi batuan yang serupa dengan anggota Moi. Sikuen ini dapat dipetakan, kurang lebih sepanjang bagian timur Nias pada umur Miosen Awal.

Beberapa contoh batulempung dan batupasir Formasi Gawo telah dianalisis kandungan foraminifera planktonik, bentonik dan nannofosilnya. Pada daerah timur Nias, 50 contoh dari bagian paling bawah. Formasi Gawo mengindikasikan kisaran umur Miosen Awal. Batuan yang paling muda pada Formasi Gawo berumur Miosen Tengah.

Moore dkk (1980 dalam Samuel, 1995) menyatakan bahwa batuan sedimen di Cekungan Timur Nias terendapkan pada lingkungan laut dangkal dari batial bawah pada kala Miosen Awal sampai batial tengah pada kala Miosen Akhir. Meskipun banyak urutan perulangan di Nias, Formasi Gawo terletak selaras dan ditutupi oleh sedimen Formasi Olodano. Formasi Olodano diinterpretasikan sebagai lingkungan laut dangkal, meskipun oleh Moore dkk (1980 dalam Samuel dkk, 1995) disebutkan berada di lingkungan laut dalam.

2.2.2.1.4 Formasi Olodano

Penelitian terdahulu di daerah Nias telah mengenal adanya batugamping Neogen, namun secara umum belum dikelompokkan dalam formasi atau anggota manapun. Dari hasil pemetaan lapangan, dominasi batugamping dapat dikelompokkan dalam tiga kelompok:

- a. Batugamping yang paling muda berasal dari Formasi Gunungsitoli

- b. Urutan batugamping kedua hadir sebagai bagian anggota paling menonjol dalam Formasi Lahomie
- c. Dominasi batugamping tertua terdiri dari Formasi Olodano.

Peneliti-peneliti terdahulu menyimpulkan bahwa batugamping dapat dikorelasikan dengan Formasi Olodano. Batuan Formasi Olodano berada dari punggung sepanjang pesisir timur Nias (Sub-Cekungan Gomo), khusus unit konglomerat seumur dengan sikuen konglomerat Formasi Gawo terlihat ke arah dasar Formasi Olodano (Sungai Gido). Formasi Olodano muncul di bagian tengah Nias (Sub-Cekungan Lahewa). Dua asosiasi fasies batuan berbeda dapat ditentukan dari daerah Nias dan Pulau Banyak; dekat perkampungan Olodano dan perpotongan jalan dekat Sihareo, arah barat Gunungsitoli.

Analisis foraminifera yang dilakukan terhadap lebih dari 100 contoh batuan Formasi Olodano, menjelaskan bahwa kontak stratigrafi antara Formasi Gawo dan Olodano adalah selaras dengan umur yang bervariasi. Ketebalan batuan yang diketahui juga beragam, dari pengukuran langsung adalah 250 m, rekonstruksi di daerah Sisobahili didapatkan hasil 500 m.

2.2.2.1.5 Formasi Lahomie

Formasi Lahomie terdapat di bagian barat Nias (Sub-Cekungan Lahewa), bagian timur (Sub-Cekungan Gomo) dan Pulau Banyak. Batuan sedimen tersingkap di Sub-Cekungan Mujoi dan secara keseluruhan lebih tua dari Formasi Lahomie. Dua unit penanda, Formasi Tuf Lahomie dan sikuen batugamping terlihat di bagian timur Nias, juga ditemukan pada bagian paling timur Pulau Banyak. Litologi yang ditemukan antara lain adalah tuf dan napal di sekitar Sungai Gawo dan litarenit tebal, *packstone* foraminifera dan sedikit konglomerat.

Umur batuan sedimen berkisar mulai dari Miosen Akhir - Pliosen Awal di bagian barat dan tengah Pulau Nias. Pada bagian timur dan tengah lainnya, formasi ini berumur Miosen Tengah – Pliosen Awal. Di daerah barat Nias, litologi Formasi Lahomie dibedakan dari Formasi Gawo dan memiliki hubungan tidak selaras di atasnya, kemudian di bagian timur Pulau Nias dan Pulau Banyak terlihat jelas perubahan fasies antara fasies dominasi batugamping dari Formasi Olodano dan secara selaras ditutupi oleh litologi Formasi Lahomie. Ketebalan keseluruhan dari formasi ini kemungkinan mencapai 1,5 km sebelum terdeformasi.

Terdapat bukti yang kuat dari pentarikan umur batuan bahwa sedimentasi Formasi Lahomie diperkirakan terjadi lebih dahulu di daerah bagian barat Nias dan Siberut dibandingkan dengan bagian timur Nias. Batuan sedimen tertua Formasi Lahomie bagian barat Nias dan Siberut berumur akhir Miosen Awal – Miosen Tengah dimana sedimentasi dari Formasi Olodano terjadi di Nias bagian timur pada saat itu. Formasi Lahomie ditutupi secara tidak selaras oleh formasi tertua di bagian barat Nias. Bukti ketidakselarasan ini berdasarkan sejumlah bukti biostratigrafi, pemetaan foto udara, analisis struktur dan analisis jejak apatit (Samuel dkk, 1997).

2.2.2.1.6 Formasi Tetehosi dan Gunungsitoli

Batuan sedimen Formasi Tetehosi dan Gunungsitoli diendapkan pada waktu yang sama, keduanya dapat dibedakan dari pemetaan lapangan. Formasi Tetehosi litologinya berupa dominasi silisiklastik, sedangkan Formasi Gunungsitoli adalah dominasi karbonat. Keduanya diendapkan tidak selaras di atas suksesi sebelumnya dan kemudian ditutupi oleh sedimentasi sekarang.

Sejumlah indikasi kuat untuk ketidakselarasan ini telah dibuat oleh beberapa peneliti sebelumnya:

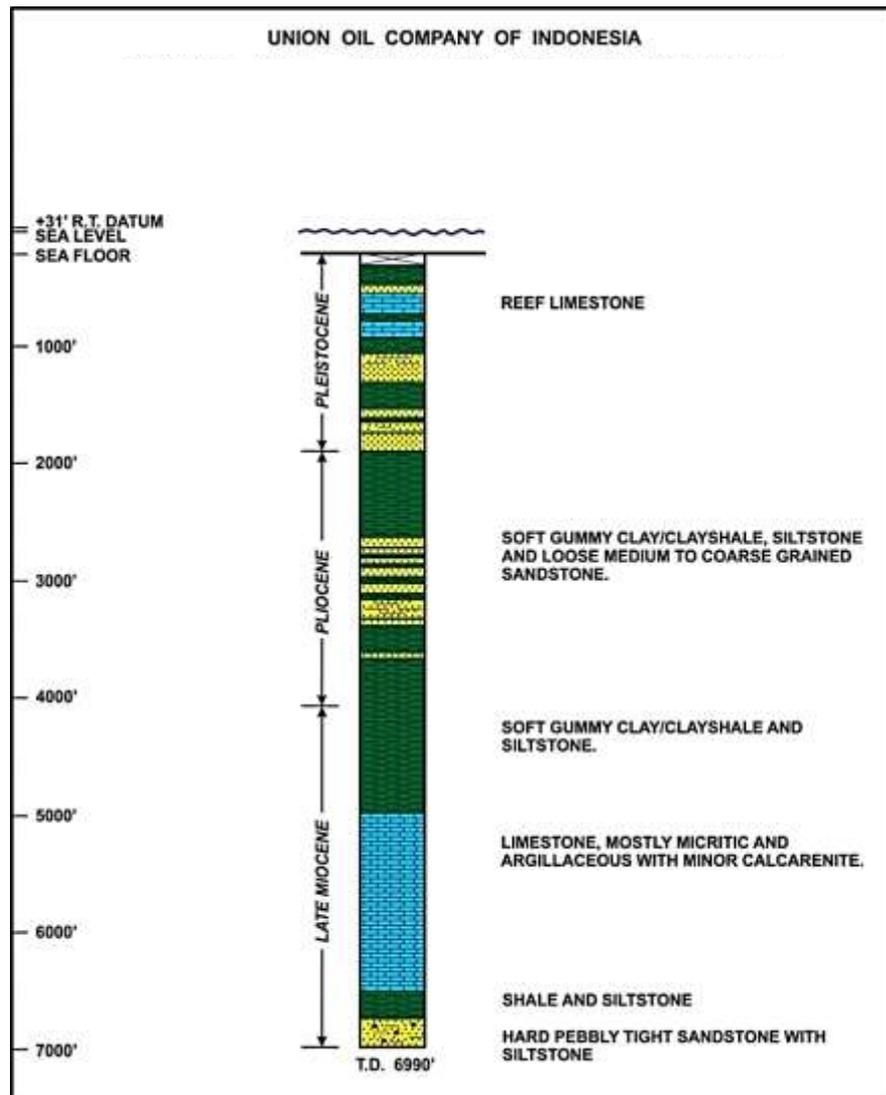
- a. Suksesi silisiklastik Pliosen Akhir – Sub-Resen disusun oleh material dari formasi yang paling tua.
- b. Suksesi silisiklastik Pliosen Akhir – Sub-Resen mengandung banyak rombakan fosil mikro dari formasi yang paling tua.
- c. Suksesi silisiklastik Pliosen Akhir – Sub-Resen relatif tidak terdeformasi dan terletak dengan ketidakselarasan bersudut di atas suksesi tertua.

Formasi Tetelesi secara umum disusun oleh batuan silisiklastik dan ditemui enam fasies, tiga diantaranya adalah karbonat dari Formasi Gunungsitoli. Ketebalan Formasi Tetelesi di bagian timur Nias mencapai 400 m, berdasarkan perkiraan struktur dan juga data seismik. Dari 15 contoh penarikan didapatkan umur batuan Pliosen Akhir sedangkan sebagian besar berumur Pleistosen. Formasi Tetelesi diendapkan pada daerah kipas delta dan lingkungan paparan sekitar bagian pulau yang tererosi, litologi ini menjari dengan terumbu dan batugamping Formasi Gunungsitoli.

Komplek terumbu dengan asosiasi batuan sedimen tersingkap cukup baik di sekitar Gunungsitoli. Batuan tertua di Formasi Gunungsitoli dari hasil penarikan sementara kemungkinan berumur Pliosen Akhir (C^{14} umur radiometrik) (Vita-Finzi dan Situmorang, 1989 dalam Samuel dkk, 1995).

2.2.2.2 Unit Sedimen

Sedimen-sedimen Neogen dibedakan lagi menjadi batuan klastik dan karbonat. Berdasarkan karakteristik seismiknya, stratigrafi Tersier di cekungan ini dibagi menjadi 4 sekuen pengendapan, yaitu Pra-Neogen, Miosen Awal - Miosen Tengah, Miosen Akhir - Pliosen dan Pleistosen - sekarang (Beaudry dan Moore, 1985). Stratigrafi umum Cekungan Nias ini digambarkan pada **Gambar 4**.



Gambar 4. Kolom Stratigrafi pada salah satu sumur di Cekungan Nias (Phoa, 1973).

2.2.2.2.1 Batuan Dasar (*Basement*)

Batuan dasar di Cekungan Busur Muka Nias terdiri dari beberapa jenis batuan. Di Pulau Nias dan sekitarnya dijumpai batuan beku basa, di daerah Sibolga berupa granit, batuan vulkanik dan meta-sedimen, sedangkan di daerah Singkel batuan dasarnya berupa batusabak kehitaman yang terdeformasi kuat dan tersingkap di daratan Sumatra. Batuan dasar tersebut mengalasi satuan batupasir Formasi Sibolga yang berumur Eosen - Oligosen.

Secara regional umur batuan dasar tersebut adalah Mesozoikum (Yura), yang ditandai oleh kandungan fosil Belemnit. Penentuan umur granit daerah Sibolga dengan metode K-Ar menunjukkan umur Kapur-Paleosen, yaitu batolit Sikuleh 97.7 ± 0.7 Ma, sedangkan Lassi granit 112 ± 24 Ma. Sehingga ditafsirkan perkembangan granit menerus dari umur Yura - Kapur.

2.2.2.2 Batuan Paleogen

Satuan batuan sedimen berumur Paleogen kemungkinan hanya dijumpai di Sub-Cekungan Pini di bagian selatan. Sedangkan di sub-cekungan lain di bagian utara, diduga belum berkembang karena masih merupakan tinggian. Oleh sebab itu, keberadaan batuan sediment Oligosen di Sub-Cekungan Simeulue hanya diperkirakan berdasarkan interpretasi seismik.

Batuan sejenis Nias *Beds* di Pulau Simeulue, yaitu *mélange* baru yang ditutupi oleh Anggota konglomerat Pinang. Gabro adalah blok eksotis pada melange tersebut, yang berdasarkan K-Ar berumur $35,4 \pm 3.6$ Ma dan $40,1 \pm 2.7$ Ma, yang identik dengan Eosen Akhir. Gabro tersebut berasal dari kerak Samudera Hindia yang kemudian terangkat secara cepat dan membentuk *mélange* baru.

Singkapan sejenis juga teramati di daerah Sibolga, yaitu berkembangnya satuan batuan vulkanik konglomerat yang menyusun Formasi Sibolga bagian bawah. Satuan tersebut diperkirakan berupa aliran debris dan endapan sungai teranyam (*braided stream*). Sedangkan bagian atasnya adalah satuan batupasir sebagai endapan sungai teranyam yang menyusun Formasi Sibolga bagian atas. Formasi tersebut diperkirakan sebanding dengan Singkel *Beds* yang berumur Eosen - Oligosen.

2.2.2.2.3 Batuan Miosen

Batuan sedimen berumur Miosen umumnya dipisahkan oleh ketidakselarasan menyudut dengan sedimen Paleogen. Beberapa sumur pemboran telah menembus satuan ini, antara lain Sumur Pj-1, S-1, dan L-1. Pada umumnya batuan sedimen Miosen dominan fraksi halus berupa batulempung dan serpih, bersisipan batupasir dan batugamping. Batupasir tersebut kadang berupa endapan turbidit dan kipas pada dasar cekungan terutama di sekitar tinggian purba. Sedimen yang terbentuk di Sub-Cekungan Pini dan Pulau Nias terdiri atas satuan batulempung-serpih yang diendapkan pada lingkungan sublitoral luar sampai batial. Beberapa sisipan batupasir bagian dalam hingga bagian luar sublitoral berumur Miosen Awal diperkirakan dapat bertindak sebagai reservoir.

Pertumbuhan batugamping Miosen Awal di wilayah ini agak lamban, hal ini disebabkan oleh tingginya sedimentasi asal daratan. Hal serupa juga berlaku pada batugamping terumbu yang teramati di Sub-Cekungan Simeulue, yang terbentuk hanya di bagian selatan cekungan dan setempat. (Berglar, 2006).

Pertumbuhan batugamping terumbu sangat intensif pada Miosen Tengah - Akhir, hal ini sejalan dengan periode tenang dan minimnya pasokan material asal daratan. Pada beberapa sumur pemboran batugamping ini dijadikan target utama reservoir. Daerah antara wilayah terumbu tersebut dengan tepi cekungan (bagian dalam sublitoral) diduga sebagai lokasi yang baik untuk pengendapan batupasir.

Di Sub-cekungan Singkel, bagian bawah runtunan sedimen Miosen Awal diendapkan pada lingkungan non-marine. Hal ini ditafsirkan berkaitan dengan aktifnya Sesar Batee sejak Oligosen Akhir, kemudian daerah tinggian bertindak sebagai sumber batuan klastik ke Sub-Cekungan Singkel. Aktifitas vulkanik pada

Miosen Awal - Tengah membentuk batuan vulkanik non-marine di atas runtunan sedimen.

2.2.2.2.4 Batuan Pliosen – Pleistosen

Batuan sedimen Pliosen dan Miosen umumnya dipisahkan oleh ketidakselarasan. Di Sub-Cekungan Simeulue ketidakselarasan tersebut dimulai pada Miosen Akhir, hal ini kemungkinan berkaitan dengan pengangkatan Bukit Barisan pada Miosen Akhir (Karig dkk, 1980 dalam PPPGL, 2018). Ketidakselarasan Mio - Pliosen ini dicirikan oleh percepatan pertumbuhan daerah akresi akibat tunjaman lempeng samudera.

Akibat proses tersebut, maka pengendapan periode ini memperlihatkan pola runtunan regresif, seperti di daerah Sub-Cekungan Simeulue dan Meulaboh, sedangkan di Sub-Cekungan Singkel terjadi secara transgresif dan regresif, kemungkinan karena masih aktifnya Sesar Batee dan pengangkatan pantai di Sumur L-1.

Sekuen transgresif tersebut ditandai oleh batulempung dan lanau serta sedikit batupasir kuarsa yang diendapkan di laut dalam. Batugamping yang berselingan dengan batulempung di sumur pemboran menunjukkan adanya perubahan dari *wackstone* ke *packstone* (Rose, 1983 dalam PPPGL, 2018). Batugamping tersebut tidak berkembang baik di Sub-Cekungan Simeulue. Hal ini kemungkinan disebabkan oleh aktivitas erosi yang terjadi pada inversi cekungan.

Batuan Tuf Toba berumur Pleistosen berkomposisi tuf riolitan yang ditumpangi secara tidak selaras oleh batupasir, kerikil dan kerakal tufaan yang berkembang hingga bagian timur cekungan (unit klastik regresif). Di daerah Singkel keberadaan Tuf Toba tersebut sangat mendominasi, sedangkan ke arah

barat (Sumur L-1) berkembang batugamping laut dangkal. Keadaan ini menerus mulai dari barat cekungan (Sumur S-1) yang bagian bawahnya diendapkan batupasir.

Ada tiga siklus tektonik penting yang dapat dikenali pada Cekungan Nias, yaitu Orogenik Paleogen, Neogen - *Subsidence*, dan tektonik Tersier Akhir (Beaudry dan Moore, 1985). Peristiwa-peristiwa tektonik tersebut diikuti pula tiga siklus sedimentasi transgresi - regresi mayor yang berkaitan dengan perubahan muka laut.

Orogenik Paleogen mengakibatkan batuan-batuan Paleogen (sekuen 1) serta batuan-batuan metasedimen dan metamorfik yang lebih tua terlipat, terangkat dan tererosi di permukaan. Peristiwa Orogenik ini bersamaan dengan penurunan muka laut (*lowstand*) global yang terjadi pada Oligosen.

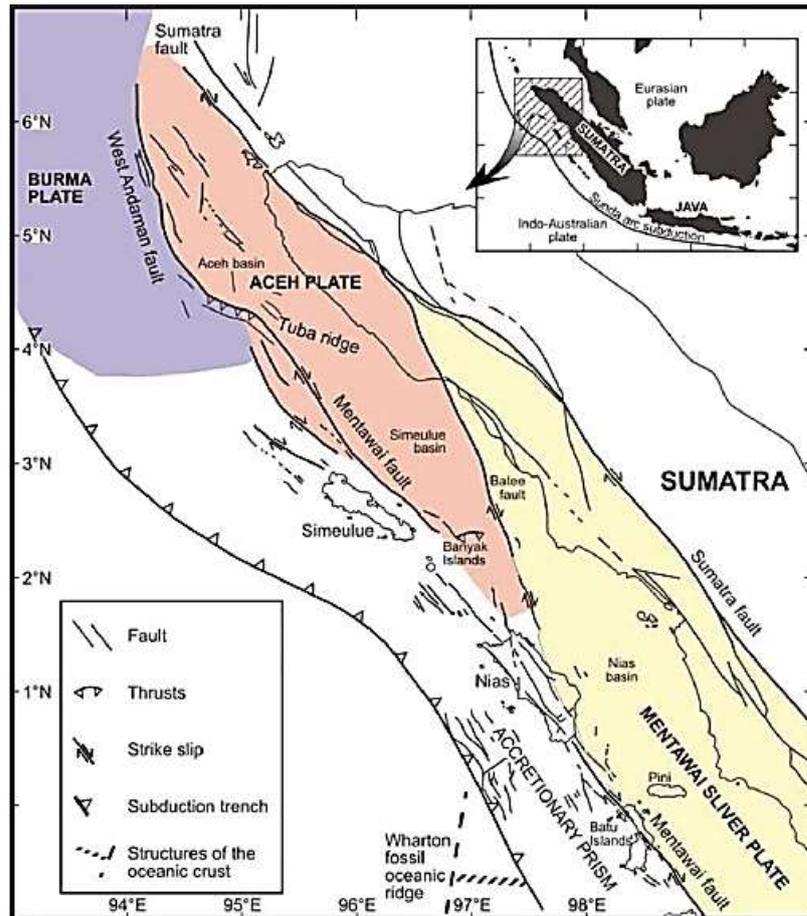
Neogen *Subsidence* dicirikan oleh penurunan cekungan dan sedimentasi yang hampir menerus. Suatu sedimentasi basal di atas ketidakselarasan pada Akhir Oligosen menandai dimulainya pengendapan sekuen transgresi (sekuen 2). Perselingan sekuen batugamping dan serpih mendominasi endapan-endapan sekuen transgresi tersebut yang berakhir pada Akhir Miosen.

Pada Akhir Miosen - Awal Pliosen mulai diendapkan suatu sekuen regresi, yang diawali oleh sedimentasi endapan-endapan *highstand* (sekuen 3) berupa lempung, lanau dan pasir yang berasal dari Sumatra. Sedimen-sedimen asal darat tersebut, dengan laju sedimentasi yang tinggi dan volume yang besar, diendapkan dalam sistem delta pada paparan. Selama fase *highstand* tersebut, tekukan lereng paparan bergeser ke arah darat karena akresi dan agradasi lateral yang terjadi. Fluktuasi perubahan muka laut yang cepat mengakibatkan terjadinya erosi yang intensif, sehingga sebagian batas Plio - Pleistosen merupakan bidang erosi.

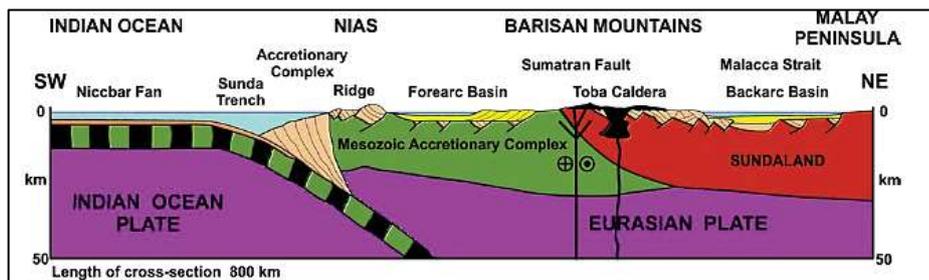
2.3 Tektonik dan Struktur Geologi

Penelitian terdahulu dari Moore dan Karig (1980 dalam Samuel dkk., 1995) mengemukakan bahwa Nias terdiri dari bagian kompleks akresi yang terangkat. Berdasarkan dari foto udara, LANDSAT dan SAR, dapat diketahui adanya empat rangkaian patahan di Nias yang didominasi oleh gaya ekstensional. Pergerakan sesar di daerah ini diperkirakan berasal dari *offset* batuan pada stratigrafi dan hubungannya dengan sesar-sesar yang lainnya, karena tidak dapat dilihat secara jelas dari singkapan yang ada.

Secara regional, cekungan ini terletak di antara jalur penunjaman palung Sunda dan Sesar Sumatra serta dipotong oleh beberapa sesar besar seperti Sesar Batee dan Sesar Mentawai (**Gambar 5**). Struktur-struktur geologi yang terdapat dalam cekungan merupakan hasil pergerakan-pergerakan struktur mayor tersebut. Cekungan Nias merupakan *fore-arc* atau *trench associated (TA) Basin* (Kingston, dkk, 1983 dalam Eisele, 1992), yaitu cekungan yang berada pada tepi lempeng benua konvergen dan terletak ke arah darat dari palung serta umumnya terbentuk di atas sedimen-sedimen endapan palung yang terlipat. **Gambar 6** memperlihatkan penampang melintang dari Palung Sunda sampai Pulau Sumatra (*continental crust*) yang memotong Cekungan Nias.



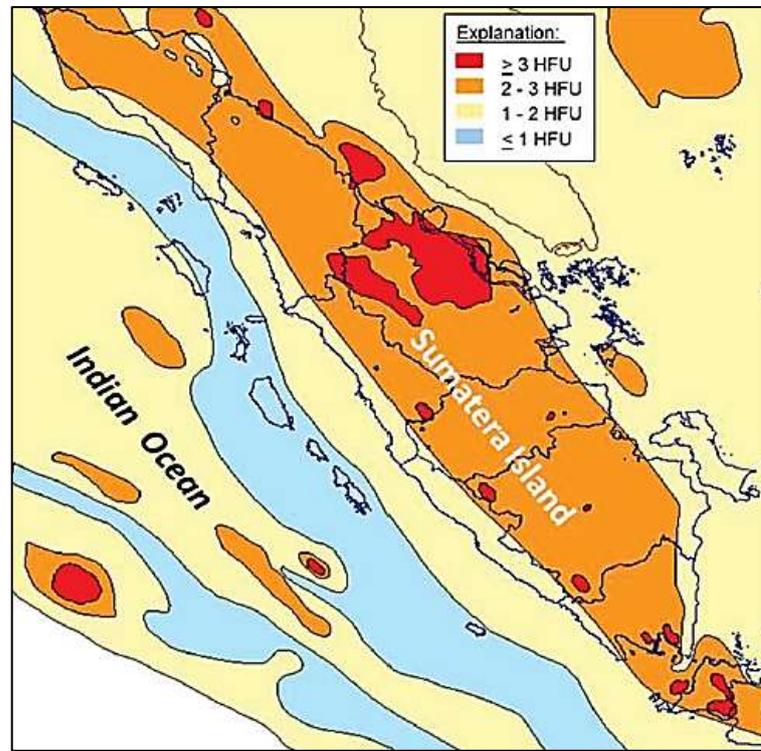
Gambar 5. Elemen-elemen tektonik Cekungan Nias (Karig dkk, 1980 dalam PPPGL, 2018).



Gambar 6. Penampang melintang Cekungan Nias (Simanjuntak dan Barber, 1996 dalam PPPGL, 2018).

Posisi Cekungan Nias yang terletak pada daerah busur depan antara Pulau Sumatra dan Samudra Hindia (**Gambar 7**) mengakibatkan gradien panas bumi serta aliran panas dalam cekungan ini relatif rendah, yaitu rata-rata sekitar 1.2 HFU

(Thamrin dan Mey, 1987 dalam PPPGL, 2018). Aliran panas dan gradien panas bumi yang rendah ini ideal untuk pembentukan gas biogenik.



Gambar 7. Peta penyebaran aliran panas di daerah Samudera Hindia dan Pulau Sumatra (Kenyon dan Beddoes, 1977 dalam PPPGL, 2018).

Cekungan Nias, merupakan cekungan busur depan mencirikan cekungan yang sejuk dengan gradien panas bumi yang lebih kecil sampai sama dengan rata-rata (Katz, 1995, dalam PPPGL, 2018). Hal ini mempengaruhi proses pematangan batuan induk yang ada. Oleh karena gradien panas bumi atau aliran panasnya rendah, maka panas yang diterima oleh batuan juga kecil sehingga batuan induk yang berumur Miosen pada cekungan ini umumnya belum matang. Namun demikian, pada batuan yang lebih tua atau terpendam cukup dalam mungkin saja bisa mencapai tingkat matang.

2.4 Sistem *Petroleum* Cekungan Nias

Komposisi gas pada beberapa Sumur yang terdapat di Cekungan Nias secara umum menunjukkan komposisi metana (CH_4) lebih dari 86% atau dapat dikategorikan sebagai gas kering (*dry gas*). Karakterisasi sampel gas dari beberapa sumur di Cekungan Nias juga memperlihatkan indikasi gas biogenik atau gas yang terbentuk pada kondisi sebelum batuan induk masih belum matang.

2.4.1 Batuan Induk

Batuan induk pada cekungan ini diperkirakan adalah endapan-endapan Oligosen yang diendapkan dalam lingkungan yang terbatas (Beaudry dan Moore, 1985). Hasil analisis geokimia pada sejumlah perconton permukaan batuan induk yang berumur Miosen dan Oligosen dari Pulau Nias menunjukkan bahwa kandungan bahan organik batuan induk tersebut cukup baik namun miskin hidrogen (Tim Studi Pratersier, 1993 dalam PPPGL, 2018) atau cenderung menghasilkan gas (*gas prone*). Batuan induk yang berumur Miosen (Miosen Tengah dan Akhir) menunjukkan tingkat kematangan yang belum matang (*immature*), sedangkan batuan yang berumur Oligosen kelewat matang (*overmature*). Namun demikian, tingkat kematangan batuan Oligosen yang kelewat matang ini hanya bersifat lokal dan secara umum diperkirakan batuan induk yang berumur Oligosen tersebut masih dalam tingkat matang (*mature*).

Serpih dan batuan berbutir halus yang dianalisis dari Cekungan Nias umumnya secara geokimia memiliki kandungan karbon organik yang cukup baik (*TOC* lebih dari 0.5%) namun secara termal masih belum matang, sehingga batuan-batuan ini dapat dikategorikan sebagai batuan induk potensial (Waples, 1985 dalam PPPGL, 2018).

2.4.2 Batuan *Reservoir*

Batugamping dan batupasir merupakan batuan *reservoir* yang potensial di cekungan ini. Dalam kegiatan pemboran yang dilakukan oleh Union Oil ditemukan adanya akumulasi gas di Cekungan Sibolga (Rose, 1983 dalam PPPGL, 2018). Dari enam lokasi akumulasi gas tersebut, lima diantaranya dijumpai pada reservoir batugamping dan satu pada reservoir batupasir. Berdasarkan hasil pemboran tersebut, tampaknya batugamping, khususnya batugamping Miosen Tengah, merupakan *batuan reservoir* yang utama dalam cekungan ini. Korelasi dari beberapa Sumur di Sub-Cekungan Nias memperlihatkan adanya batuan karbonat yang berumur Miosen hingga Pliosen (Caltex Pacific Indonesia).

2.4.3 Batuan Tudung

Batuan tudung (*seal*) pada cekungan ini berupa endapan - endapan batuan berbutir halus (batulempung) yang relatif tebal pada sekuen transgresi yang menutupi endapan batugamping dan batupasir di bawahnya serta endapan serpih intraformasional pada formasi yang mengandung batugamping dan batupasir. Endapan di bagian paling atas (serpih Pleistosen - Kuartar) yang mendekati garis pantai, batuan Tudung ini kurang efektif sebagai tudung karena relatif pasiran serta berada pada kedalaman dangkal, namun pada daerah laut yang dalam cukup efektif karena disini batuan yang berbutir halus (lempung) lebih berkembang.

2.4.4 Perangkap Hidrokarbon

Perangkap hidrokarbon pada Cekungan Nias dapat berupa perangkap struktur atau stratigrafi. Perangkap - perangkap struktur yang ada terbentuk oleh pergerakan sesar-sesar mayor (terutama Sesar Batee) dan diapir serpih (Rose, 1983). Perangkap

stratigrafi dimungkinkan dengan adanya terumbu batugamping (*reef*) dan sembulan batugamping yang berhubungan menjari dengan serpih. Hidrokarbon yang terbentuk pada batuan induk bermigrasi ke atas (*up-dip*) melalui sesar maupun bidang perlapisan ke gundukan-gundukan karbonat dan endapan-endapan progradasi yang tertutup oleh serpih dan serpih gampingan serta endapan-endapan turbidit ketika cekungan mengalami penurunan (Beaudry dan Moore, 1985).

2.5 Konsep Eksplorasi Hidrokarbon

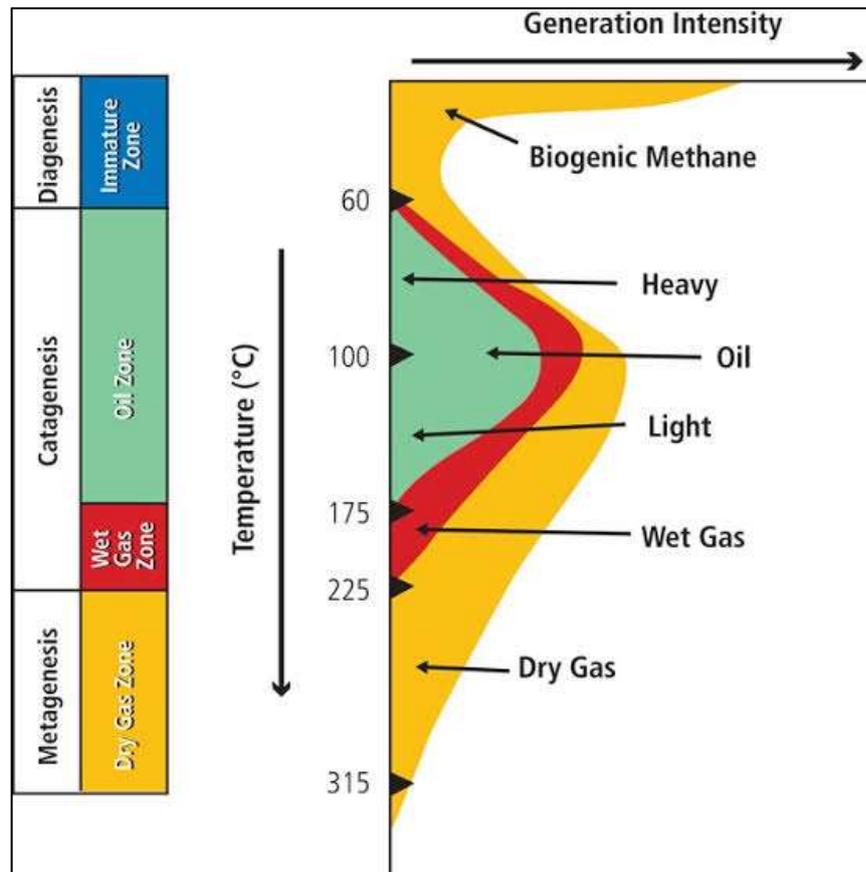
Menurut Pertamina - Beicip tahun 1985 dalam PPPGL, 2018 tentang Penelitian Gas Biogenik Cekungan Nias, konsep eksplorasi (*play*) hidrokarbon yang berkembang dalam Cekungan Nias secara umum dapat dibagi menjadi gas biogenik *play* dan termogenik *play*. Biogenik *play* dijumpai pada batugamping dan batupasir yang berumur Neogen yang sumber hidrokarbonnya (gas) berasal dari bahan organik dari batuan-batuan yang belum matang (R_o dibawah 0.5%), sedangkan kemungkinan termogenik *play* terdapat pada batupasir dan batugamping yang berumur Paleogen.

III. TEORI DASAR

3.1 Gas Biogenik

Gas biogenik merupakan gas yang terbentuk pada kedalaman yang dangkal di bawah permukaan, dan terpengaruh oleh metabolisme dari bakteri anaerob (Cokar, dkk., 2010). Keberadaan gas biogenik di bumi ini hampir mencapai 20% dari seluruh sumber gas alam (Rice and Claypool, 1981) tetapi keberadaannya tersebar pada kantong-kantong gas kecil dengan ukuran yang beragam dan pada berbagai kedalaman (Lubis, 2015).

Gas biogenik didefinisikan sebagai metana yang terbentuk akibat aktivitas organik oleh bakteri metanogenik pada temperatur yang rendah pada batuan sedimen. Sedangkan gas termogenik merupakan gas yang terbentuk akibat aktivitas tektonik pada suhu yang tinggi dan umumnya ditemukan di bawah permukaan yang sangat dalam walaupun di suatu saat muncul pada kedalaman dangkal melalui celah-celah (Faturachman, et.al). Nilai temperatur di dalam suatu ruang batuan, merupakan salah satu parameter yang penting dalam proses penentuan kematangan zat organik, untuk memprediksi kematangan hidrokarbon di dalam batuan sedimen (Dewanto dkk, 2019). Penentuan temperatur di dalam sumur log juga sangat berguna dalam menentukan tingkat maturasi *oil shale* dalam *source rock* (Mulyanto dkk, 2018).



Gambar 8. Diagram Pembentukan Hidrokarbon (Rice and Claypool, 1981)

Pembentukan gas ini terjadi pada fase diagenesis dimana pada fase inilah terbentuk batuan sumber yang secara termal belum matang (**Gambar 8**). Menurut Schoell (1988), gas metana terbentuk dengan proses utama sebagai berikut:

1. Fermentasi bakteri asetat pada lapisan sedimen yang kaya zat organik (gas charged sediment) secara kimiawi: $\text{CH}_3\text{COOH} \rightarrow \text{CH}_4 + \text{CO}_2$.
2. Proses reduksi CO_2 oleh bakteri dari batuan vulkanik atau magmatik alami secara kimiawi: $\text{CO}_2 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CH}_4$.

Serpis merupakan sedimen penghasil hidrokarbon sehingga dapat menghasilkan gas biogenik dan diketahui juga sebagai penghasil gas petrogenik, biogenik, ataupun keduanya (Cokar, dkk., 2010). Hasil penelitian Dewanto dkk (2017) di laboratorium mengatakan bahwa serpis minyak yang berasal dari material

clay-organik terjadi pada temperatur 300 – 400 °C dan untuk material karbonat-organik terjadi pada temperatur 400 – 500 °C, sedangkan pada temperatur 900 – 1000 °C kedua material menghasilkan gas (Mulyanto dkk, 2018).

Gas biogenik merupakan jenis hidrokarbon yang mudah terbakar dan memiliki rantai karbon terpendek (C1) sehingga dikategorikan sebagai gas dengan massa paling ringan, yaitu sekitar 0,7 lebih ringan dari udara (Rice dan Claypool, 1981). Oleh karena itu, gas biogenik termasuk jenis bahan bakar yang ramah lingkungan. jika digunakan sebagai sumber energi,

Gas biogenik merupakan gas dengan kandungan metana > 95 % serta memiliki kandungan S dan CO₂ rendah seta dapat dideteksi dengan keberadaan isotop karbon $\delta^{13}\text{C}$ CH₄ yang bernilai -62 hingga -66 % (Katz, 1995).

3.2 Analisis Well Logging

3.2.1 Metode Well-Logging

Parameter-parameter sifat batuan utama yang diukur dalam proses *well logging* meliputi temperatur, tahanan jenis, densitas, porositas, permeabilitas dan sebagainya yang tergambar dalam bentuk kurva-kurva log. Sifat-sifat dasar batuan yang tergambar dalam kurva log diperlukan untuk menghitung (Harsono, 1997):

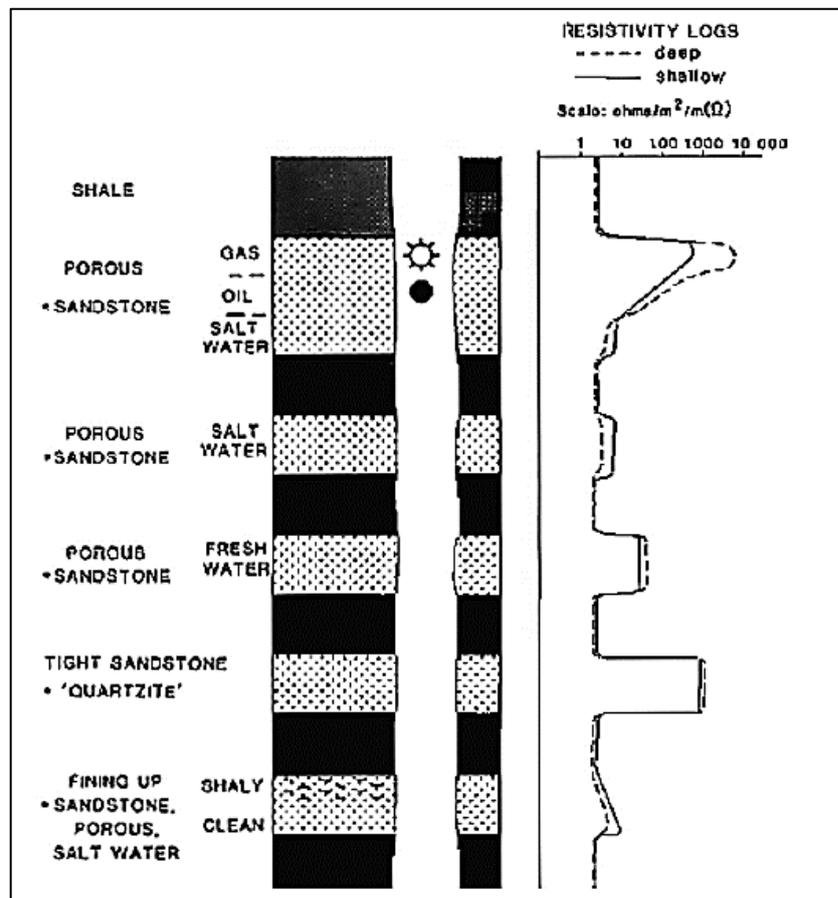
- a. Kapasitas/kemampuan batuan untuk menampung fluida
- b. Jumlah fluida dalam batuan tersebut
- c. Kemampuan fluida mengalir dari batuan ke lobang sumur bor.

3.2.2 Jenis-jenis Log

Alat *logging* dan metode penafsiran yang berkembang dalam hal keakurasian dan kecanggihan, memang memegang peran penting dalam proses pengambilan keputusan geologi. Sampai pada saat ini, interpretasi log petrofisika adalah salah satu alat yang paling berguna dan penting yang dapat dimanfaatkan oleh seorang ahli geologi minyak bumi (Asquith dan Gibson, 1982).

3.2.2.1 Log Resistivitas

Resistivitas suatu batuan adalah kemampuan batuan dalam menghambat aliran arus listrik yang melalui batuan (Darling, 2005). Resistivitas akan bernilai rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan resistivitas memiliki nilai yang tinggi apabila batuan sulit menghantarkan arus listrik.



Gambar 9. Respon Log Resistivity (Rider, 2002).

Kegunaan log resistivitas ini adalah untuk membedakan zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel dengan menentukan nilai porositas resistivitas. Kemampuan batuan dalam penghantaran arus listrik tergantung pada fluida dan pori. Respon log resistivitas terhadap litologi dan fluida pengisi dapat dilihat pada **Gambar 9**.

Alat resistivitas yang dapat digunakan untuk mendeterminasi nilai resistivitas (R_t) terdiri dari dua kelompok yaitu Laterolog dan Induksi.

1) Laterolog

Prinsip kerja dari laterolog adalah mengirimkan arus bolak-balik langsung ke formasi dengan perbedaan frekuensi yang didapatkan dengan menggunakan arus pengawal (*bucking current*) yang fungsinya untuk mengawal arus utama (*measured current*) masuk ke dalam formasi sedalam-dalamnya. Alat ini biasanya digunakan pada lapisan dengan resistivitas menengah-tinggi.

2) Induksi

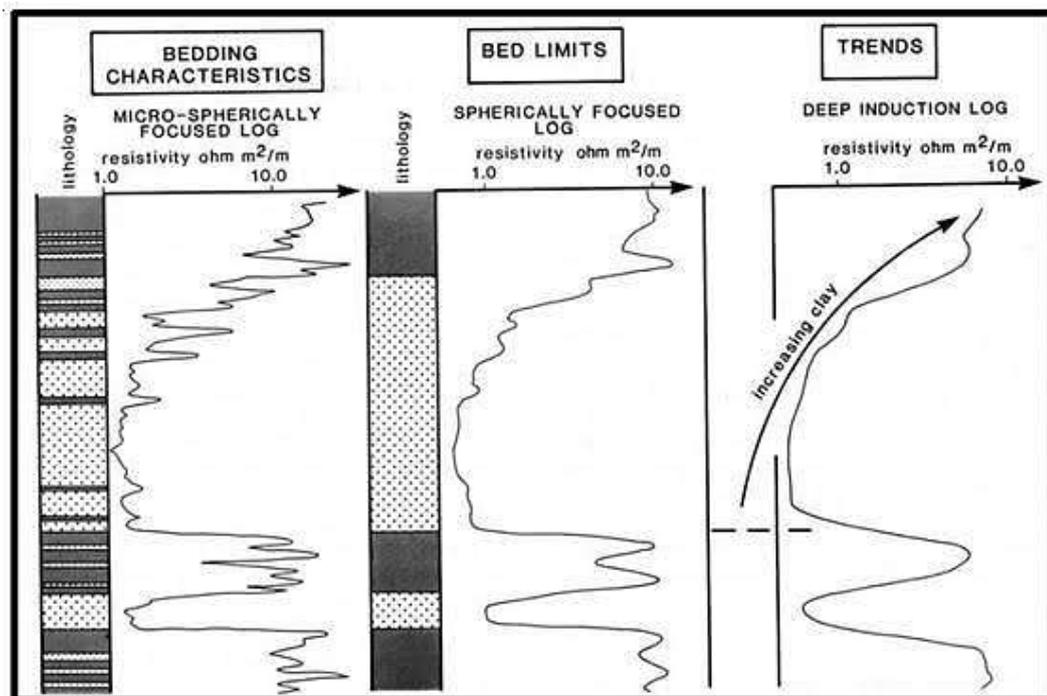
Prinsip kerja dari log induksi yaitu dengan menginduksikan arus listrik ke formasi. Alat akan memanfaatkan arus bolak-balik yang mengenai kumparan, sehingga menciptakan medan magnet yang menghasilkan arus listrik pada kumparan. Secara umum, kegunaan dari log induksi ini adalah mengukur konduktivitas formasi dan mengukur resistivitas formasi pada lubang pemboran yang menggunakan lumpur pemboran jenis “*oil base mud*” atau “*fresh water base mud*”. Lumpur pemboran berfungsi untuk memperkecil pengaruh formasi pada zona batulempung atau *shale* yang besar. Penggunaan log Induksi menguntungkan apabila:

a) Cairan lubang bor adalah insulator misal udara, gas, air tawar, atau *oil base mud*.

- b) Resistivity formasi tidak terlalu besar $R_t < 100 \Omega$
- c) Diameter lubang tidak terlalu besar.

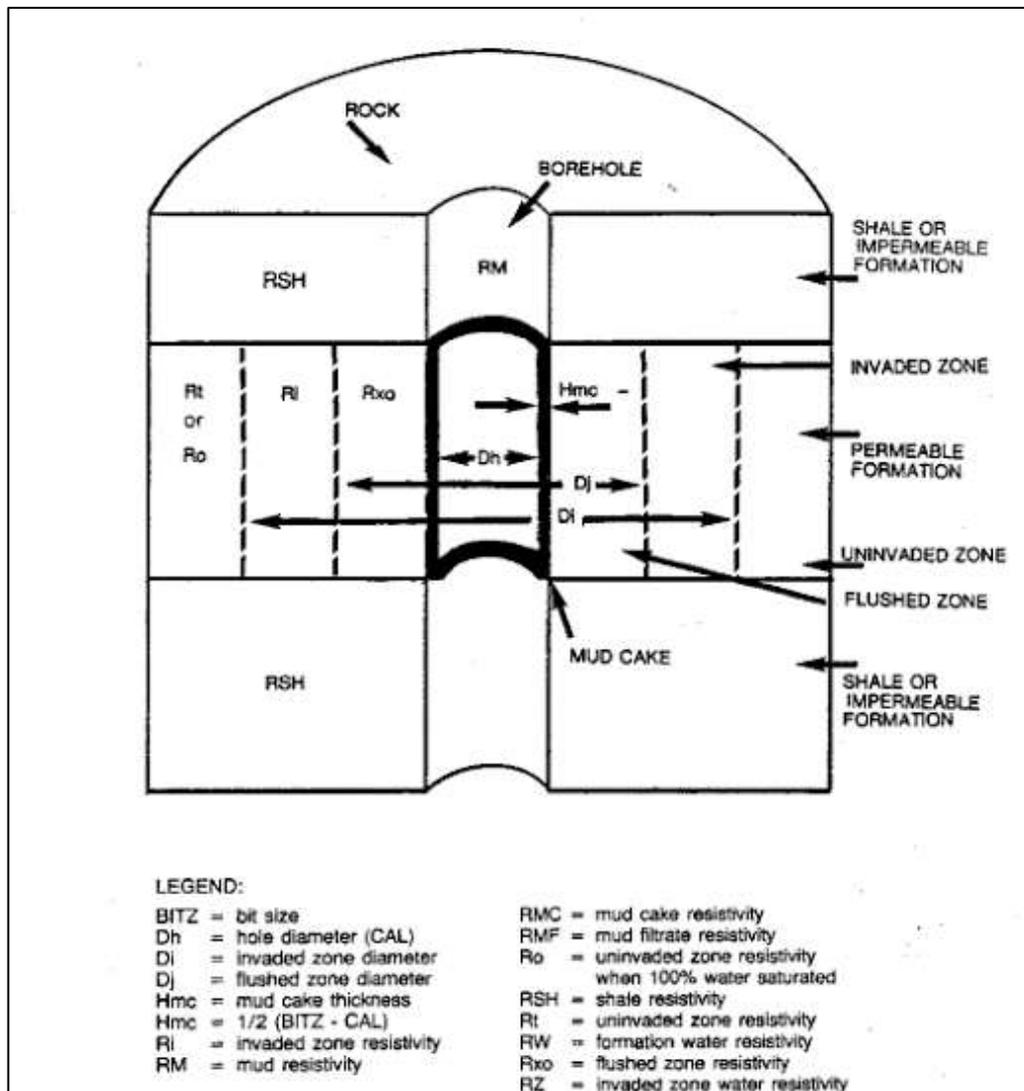
Alat-alat mikro-resistivitas mampu memberikan resolusi lapisan yang sangat baik, yang terbaik dari semua alat logging. Pada skala yang berbeda, alat induksi hanya memberikan gambaran dari lapisan-lapisan itu sendiri, dan batas-batas lapisan sedikit diinterpretasikan.

Dalam interpretasi lapisan geologi, log *microtool* dapat memberikan resolusi yang sangat baik. Log ini paling baik digunakan untuk menginterpretasikan karakteristik lapisan (**Gambar 10**). Para-laterolog mampu menggambarkan indikasi batas lapisan pada skala yang tepat, tetapi penggunaannya harus digunakan dan dikorelasikan dengan log lainnya. Sedangkan log induksi memberikan resolusi yang sangat buruk dalam menginterpretasi batas lapisan, namun semua efek lapisan dirata-rata sedemikian rupa untuk membuat tren litologi menonjol.



Gambar 10. Format khas log resistivitas. (1) kombinasi *Dual Laterolog*; (2) *induction*, kombinasi *spherically focused log* (Schlumberger, 1989).

Ketika pemboran dilakukan, fluida pemboran akan masuk ke dalam formasi sehingga membentuk 3 zona terinvasi (**Gambar 11**) dan mempengaruhi pembacaan log resistivitas.



Gambar 11. Profil sumur bor terinvasi lumpur (Crain, 1978).

1) *Flushed Zone*

Merupakan zona infiltrasi yang letaknya paling dekat dengan lubang bor serta terisi oleh air filtrat lumpur. Meskipun demikian tidak keseluruhan komposisi semula terdesak ke dalam zona yang lebih dalam.

2) *Transition Zone*

Merupakan zona infiltrasi yang lebih dalam dibandingkan dengan *flushed zone*. Zona ini ditempati oleh campuran dari air filtrat lumpur dengan komposisi semula.

3) *Uninvaded Zone*

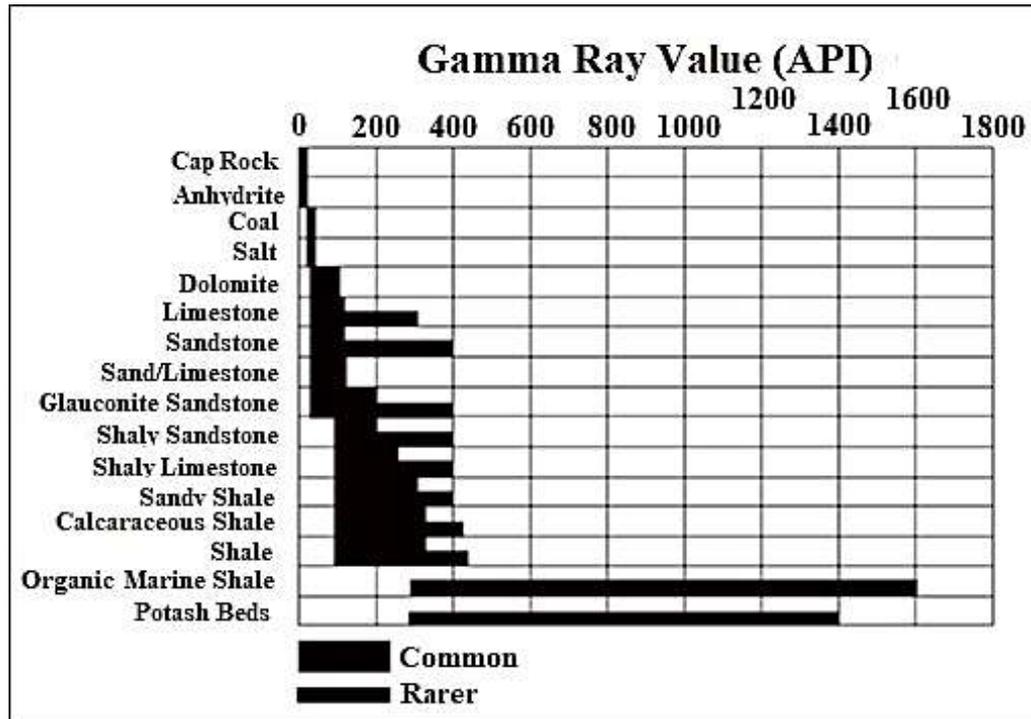
Uninvaded zone merupakan zona yang tidak terinvasi karena letaknya yang paling jauh dari lubang bor, serta seluruh pori batuan terisi oleh komposisi semula.

3.2.2.2 Log *Gamma Ray*

Log *Gamma Ray* merupakan kurva yang menunjukkan intensitas radioaktif yang terdapat dalam formasi. Log ini bekerja dengan merekam radiasi sinar gamma yang terdapat pada batuan, sehingga dapat berguna dalam mendeteksi keberadaan endapan-endapan mineral radioaktif seperti Potasium (K), Thorium (Th), atau bijih Uranium (U).

Pada batuan sedimen unsur-unsur radioaktif banyak terkandung dalam batuan lempung dan serpih, sehingga besar kecilnya intensitas radioaktif akan menunjukkan keberadaan mineral-mineral lempung. Batuan dengan kandungan lempung yang tinggi akan memiliki konsentrasi radioaktif yang tinggi, sehingga nilai *gamma ray*-nya juga tinggi dan kurva mengalami defleksi ke kanan. Unsur radioaktif yang utama adalah potasium yang umumnya ditemukan pada *illite*.

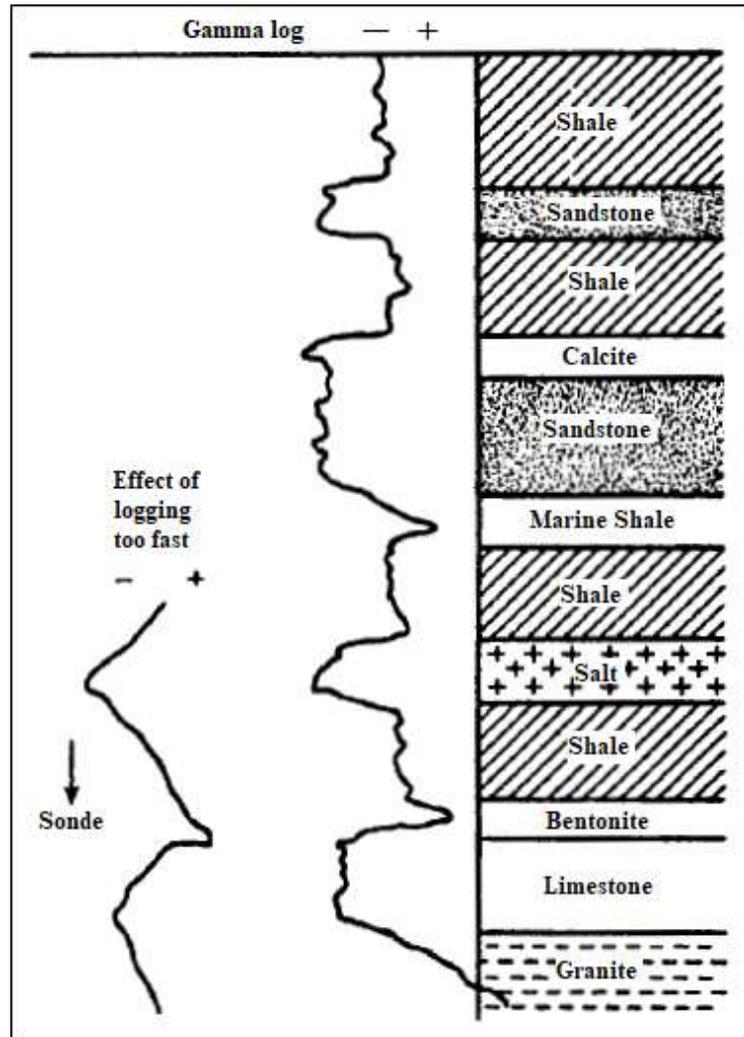
Pada lapisan permeabel yang bersih, kurva log GR akan menunjukkan intensitas radioaktif yang sangat rendah (**Gambar 12**).



Gambar 12. Nilai *Gamma Ray* secara umum (Glover, 2000).

Indikasi keberadaan lapisan serpih dapat diketahui dengan menarik garis *gamma ray* yang mempunyai harga minimum dan garis *gamma ray* maksimum pada suatu penampang log dimana satuan dari log ini adalah *API*.

Kurva *gamma ray* biasanya ditampilkan dalam kolom pertama pada suatu interpretasi log, Bersama dengan kurva SP dan caliper dengan skala dari rendah ke tinggi 0-100 atau 0-150 *API*. Log *gamma ray* merupakan log yang sangat baik dalam penentuan permeabilitas batuan karena mampu memisahkan lapisan serpih dari lapisan permeabel dengan baik seperti yang ditunjukkan pada respon log *gamma ray* (**Gambar 13**).



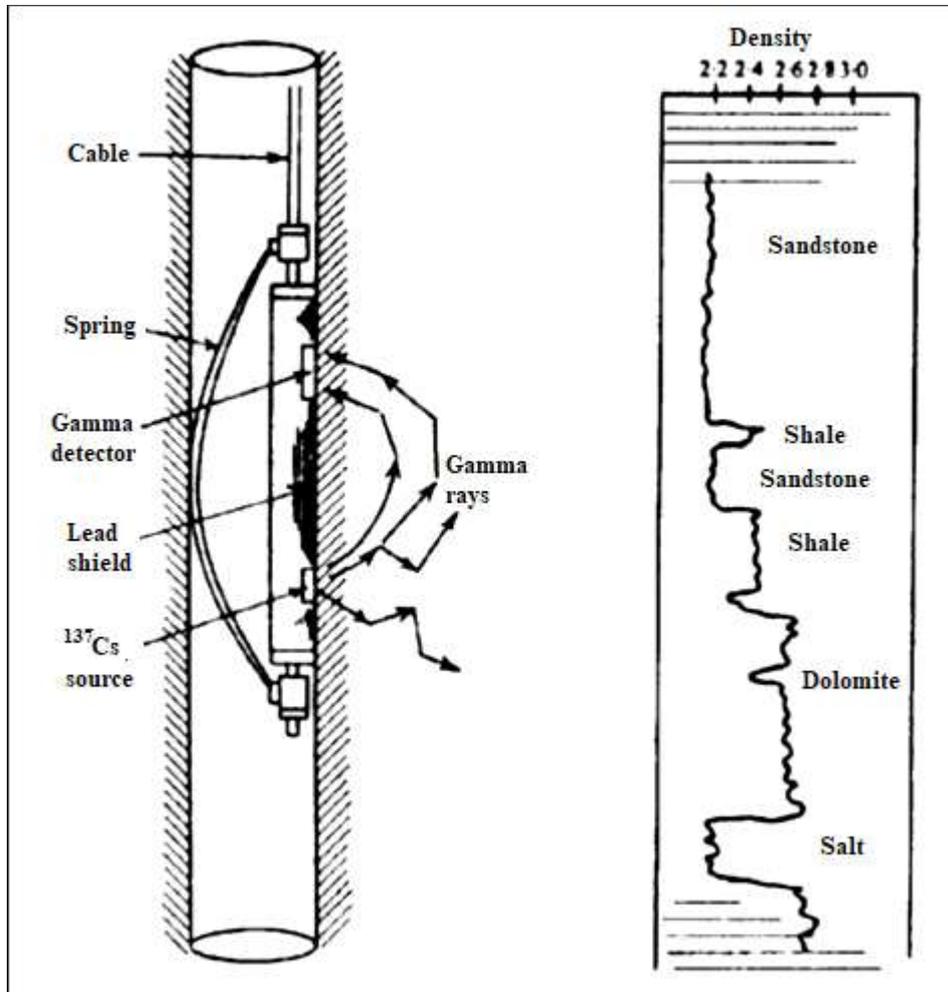
Gambar 13. Respon Log *Gamma Ray* terhadap batuan (Telford dkk., 1990).

Kegunaan log GR ini antara lain adalah untuk evaluasi mineral bijih yang radioaktif menentukan kandungan serpih dan lempung, evaluasi lapisan mineral tidak radioaktif, menentukan lapisan permeabel, dan korelasi antar sumur.

3.2.2.3 Log Densitas

Log densitas merupakan suatu respon kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan dengan satuan gr/cm^3 . Prinsip dasar log ini adalah memancarkan sinar gamma ke dalam formasi dengan kecepatan yang sangat

tinggi. Indikasi densitas formasi ditunjukkan oleh densitas elektron dimana elektron ini menggambarkan banyak energi sinar gamma yang hilang (**Gambar 15**).



Gambar 14. Skema alat Log Densitas dan Responnya (Telford dkk, 1990).

Bulk density merupakan indikator yang penting untuk menghitung porositas bila dikombinasikan dengan kurva log neutron, karena kurva log densitas ini akan menunjukkan besarnya kerapatan medium beserta isinya.

Pada batuan yang sangat kompak, dimana per satuan volume (cc) seluruhnya atau hampir seluruhnya terdiri dari matriks batuan, porositasnya adalah mendekati atau sama dengan nol. Dengan demikian batuan yang mempunyai densitas paling

besar, dimana porositas (\emptyset) adalah nol disebut sebagai densitas matrik (ρ_{ma}). Jika suatu batuan homogen memiliki kandungan air asin akan mempunyai densitas lebih rendah dibanding dengan batuan yang seluruhnya terdiri dari matriks. Untuk batuan yang mengandung minyak, densitas batuan akan lebih rendah daripada yang mengandung air asin karena densitas air asin yang lebih besar daripada minyak.

Pada batuan homogen yang mengandung fluida gas, densitas batuan lebih rendah lagi daripada yang berisi minyak. Sedangkan keberadaan batubara pada batuan membuat batuan mempunyai densitas paling rendah di antara jenis batuan yang mengandung fluida. Gambaran variasi harga densitas dari beberapa lapangan minyak dan gas bumi dilihat pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Densitas matriks berbagai litologi (Schlumberger, 1989)

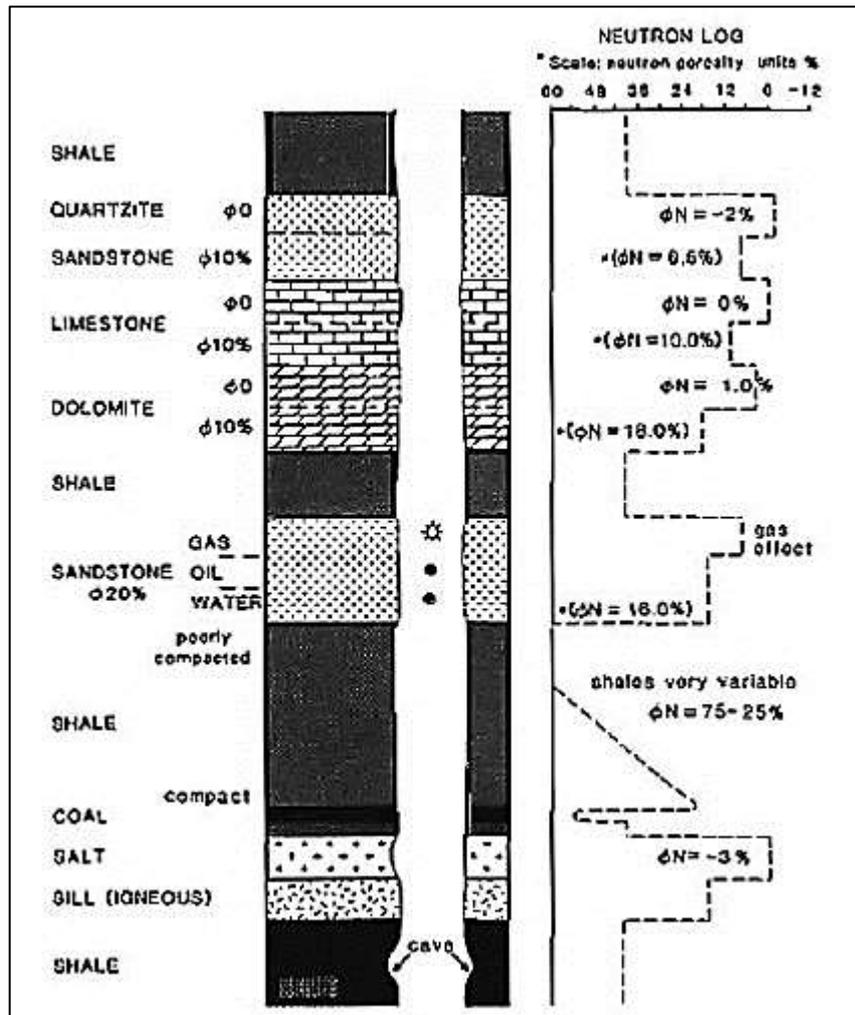
| Litologi / Mineral | ρ_{ma} (g/cm³) |
|---------------------------|--|
| Batupasir | 2,650 |
| Batugamping | 2,710 |
| Dolomit | 2,876 |
| Anhidrit | 2,977 |
| Garam | 2,032 |

Harga densitas pada **Tabel 1** bersifat tidak mutlak tergantung karakteristik batuan setempat, dan untuk meyakinkan keterdapatannya zona air asin, minyak, dan gas masih perlu ditunjang dengan data-data lain seperti log SP, resistivitas, dan neutron, terkecuali lapisan batubara yang memiliki harga densitas yang rendah.

3.2.2.4 Log Neutron

Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi keberadaan atom hidrogen yang terdapat dalam batuan dengan menembakan energi tinggi atom neutron ke

formasi. Neutron merupakan suatu partikel listrik yang bersifat netral dengan massa yang hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel-partikel neutron yang ditembakkan terpancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi yang mengakibatkan neutron kehilangan energi.



Gambar 15. Respon Log Neutron (Rider, 2002).

Energi yang hilang saat benturan dengan atom di dalam formasi batuan disebut sebagai porositas formasi (ϕN). Hilangnya energi paling besar bila neutron bertumbukan dengan sesuatu yang mempunyai massa sama atau hampir sama, contohnya atom hidrogen. Dengan demikian banyaknya energi neutron yang hilang

hampir semuanya tergantung pada besarnya jumlah atom hidrogen dalam formasi **(Gambar 15)**.

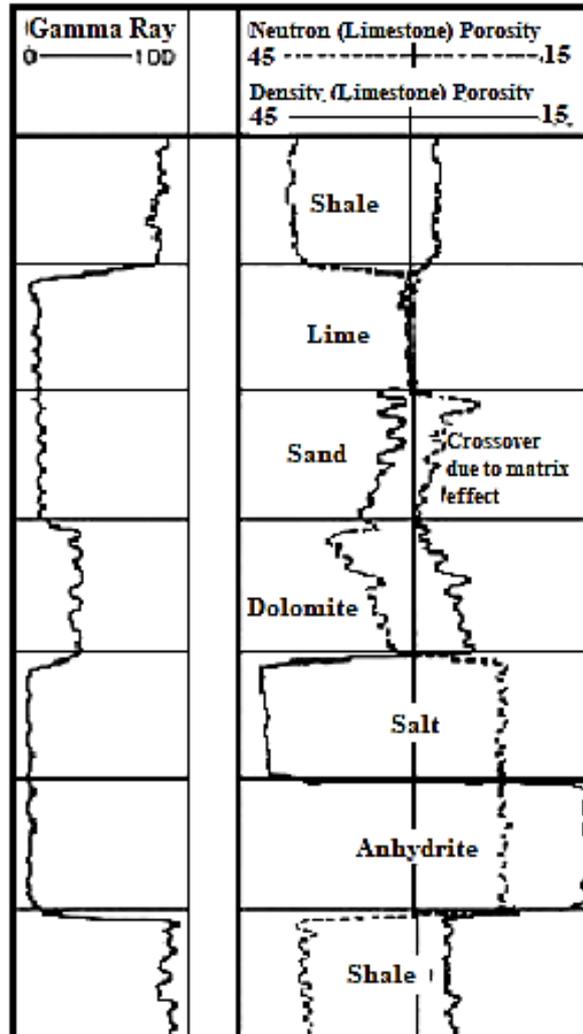
Kandungan air akan memperbesar harga porositas neutron. Jika pori-pori didominasi oleh minyak dan air maka harga porositas neutron bernilai kecil. maka Log neutron akan bernilai kecil apabila formasi berisi fluida gas, mendekati batuan sangat kompak (2 - 6%), ini disebabkan rendahnya konsentrasi atom hidrogen pada gas dibanding minyak dan air. Penurunan harga neutron disebabkan oleh semakin kompaknya batuan dimana porositas mendekati nol

Lapisan serpih mempunyai porositas besar antara 30 - 50% dalam kurva log, tetapi permeabilitas mendekati nol. Keterdapatannya serpih di dalam lapisan permeabel akan memperbesar harga porositas neutron. Selain itu besarnya harga porositas neutron juga dapat dipengaruhi oleh kandungan air asin atau air tawar dalam batuan. Kurva log neutron ini tidak dapat digunakan untuk korelasi karena tidak mewakili litologi suatu batuan.

Dalam perekamannya, log neutron langsung menunjukkan porositas batuan dengan menggunakan standar matrik batugamping. Untuk batuan selain batugamping, harga porositas dinyatakan dalam porositas neutron atau porositas formasi ($\emptyset N$). Gabungan kurva log yang lain seperti log densitas dapat digunakan untuk mendapatkan harga porositas sebenarnya.

Berdasarkan sifat-sifat defleksi kurva ρb dan $\emptyset N$ maka dapat memberikan keuntungan tersendiri pada lapisan-lapisan yang mengandung hidrokarbon. Pada lapisan hidrokarbon, kurva densitas akan cenderung mengalami defleksi ke kiri (ρb rendah), sedangkan pada log neutron akan mengalami defleksi cenderung makin ke kanan ($\emptyset N$ rendah), sedangkan pada lapisan *shale* kedua jenis kurva akan

memperlihatkan gejala yang sebaliknya. Dengan demikian, separasi antara kedua kurva pada lapisan hidrokarbon akan terjadi, dimana separasi disebut positif, sebaliknya pada lapisan *shale* terjadi separasi negatif (**Gambar 16**).



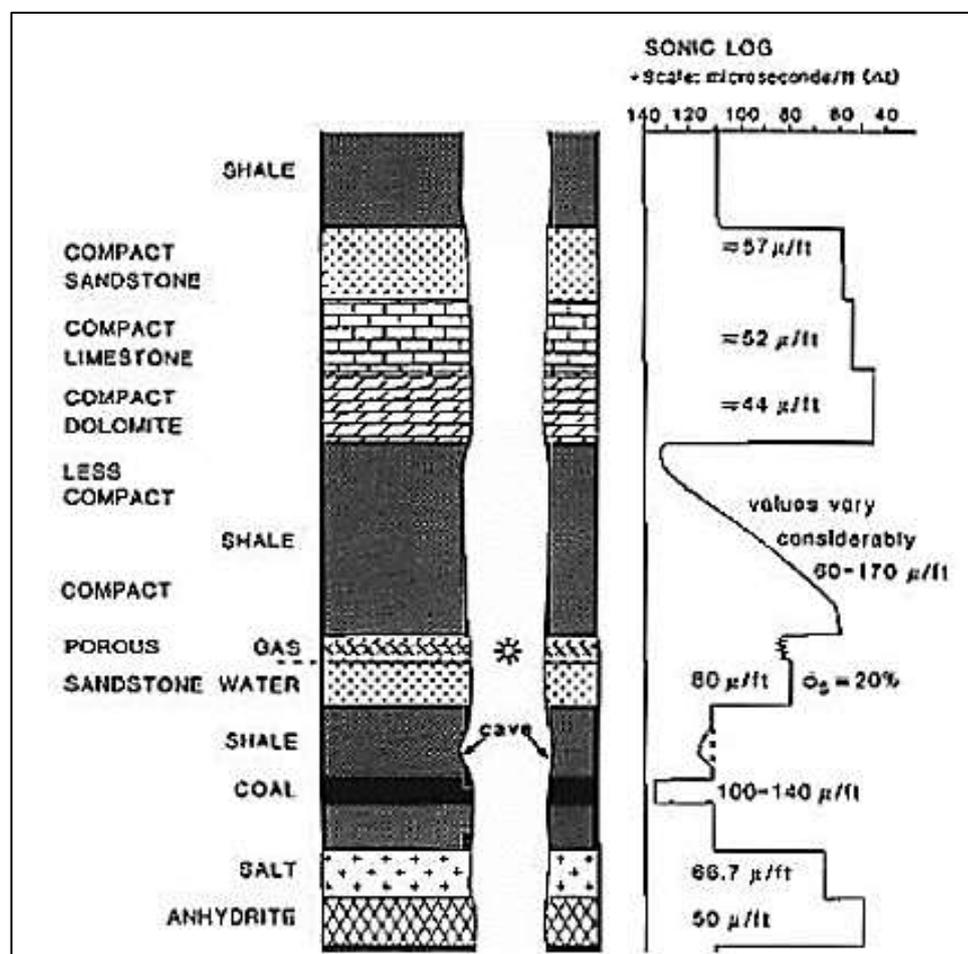
Gambar 16. Kombinasi Log Densitas dan Neutron (Bateman, 1985).

3.2.2.5 Log Sonik

Prinsip kerja log sonik adalah dengan mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu di dalam lapisan batuan. Sumber bunyi (*transmitter*) akan memancarkan bunyi dengan interval yang teratur dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan (Δt) (**Gambar 17**). Lamanya

waktu perambatan bunyi tergantung pada porositas batuan dan jenis litologi batuannya. Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara.

Secara kuantitatif, fungsi log sonik adalah untuk mengetahui porositas dalam lubang yang mengandung fluida, menentukan *interval velocities* dan *velocity profile* dalam interpretasi seismic. Secara kualitatif dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan pasir-*shale* dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk mengidentifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 2002).



Gambar 17. Respon log sonik terhadap litologi dan perbedaan kompasitas litologi (Rider, 1996).

3.3 Analisis Petrofisika Reservoir

3.3.1 Interpretasi Kualitatif

Interpretasi secara kualitatif bertujuan untuk identifikasi lapisan batuan cadangan, lapisan hidrokarbon, serta perkiraan jenis hidrokarbon. Untuk suatu interpretasi yang baik, maka harus dilakukan dengan cara menggabungkan beberapa log. Untuk melakukan identifikasi litologi, maka dapat dilakukan dengan interpretasi log *GR* atau log *SP*. Apabila defleksi kurva *GR*-nya ke kiri atau minimum, diindikasikan litologinya adalah batupasir, batugamping atau batubara, sedangkan untuk litologi *shale* atau *organic shale* ditandai oleh defleksi kurva *GR* ke arah kanan atau maksimum.

Batugamping mempunyai porositas yang kecil, sehingga pembacaan ρ_b nya besar, dan harga $\emptyset N$ -nya kecil, sedangkan untuk litologi batubara menunjukkan pembacaan sebaliknya. Kandungan fluida yang terdapat di dalam formasi dapat ditentukan dengan melihat log resistivitas dan gabungan log Densitas-Neutron. Keberadaan zona hidrokarbon ditunjukkan oleh separasi antara harga resistivitas sebenarnya formasi pada zona tidak terinvasi (R_t) dengan harga tahanan jenis zona terinvasi (R_{xo}). Separasi tersebut dapat bernilai positif atau negatif tergantung pada harga $R_{mf}/R_w > 1$, harga perbandingan R_{xo} dengan R_t akan bernilai tinggi (maksimum) dan hampir sama dengan harga R_{mf}/R_w pada zona air. Nilai R_{xo}/R_t yang lebih rendah dari harga maksimum mengindikasikan adanya hidrokarbon dalam formasi. Pada lubang bor, keterangan harga R_{mf} lebih kecil daripada R_w (R_{mf}/R_w kecil), zona hidrokarbon ditunjukkan harga R_{xo}/R_t lebih kecil dari 1.

Gabungan log neutron-densitas dapat digunakan untuk membedakan gas atau minyak yang terdapat di dalam formasi. Zona gas ditandai dengan nilai porositas

neutron yang jauh lebih kecil dari nilai porositas densitas, sehingga akan ditunjukkan oleh separasi kurva log neutron - densitas yang lebih besar. Dalam zona minyak, kurva neutron atau kurva densitas membentuk separasi positif yang lebih sempit daripada zona gas (pada formasi bersih).

3.3.2 Interpretasi Kuantitatif

Interpretasi data *wireline log* secara kuantitatif dengan menggunakan perhitungan parameter petrofisika. Analisis petrofisika merupakan analisis yang menghasilkan data-data yang diperlukan untuk proses analisis geologi lebih lanjut. Data-data yang dihasilkan yaitu parameter-parameter seperti porositas, resistivitas air formasi, saturasi air, permeabilitas serta *cut off* dan *netpay*.

Untuk memberikan hasil analisis dengan keakuratan yang lebih baik, metode interpretasi dan perhitungan dikontrol oleh data *core* seperti analisis air formasi, *routine core* dan *special core analysis (SCAL)*, serta data-data tes yang pernah dilakukan (Dewanto, 2018).

3.3.2.1 Kandungan Shale (*Vsh*)

Volume Shale merepresentasikan kandungan lempung dalam suatu batuan. Semakin banyak lempung yang terdapat pada batuan tersebut maka akan mempersulit jalannya fluida pada batuan tersebut dan batuan tersebut menjadi kurang baik menjadi sebuah reservoir (Ulum dkk., 2012). Lapisan dengan sisipan berupa lempung maupun serpih dapat diketahui dengan menghitung Indeks Gamma Ray *IGR* terlebih dahulu dengan persamaan berikut (Asquith dkk, 2004).

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

Dimana GR_{log} merupakan nilai log GR pada titik yang dihitung, GR_{min} merupakan nilai gamma ray minimum (formasi bersih), dan GR_{max} merupakan nilai gamma ray maksimum (*shale*).

Setelah diketahui nilai IGR pada sumur penelitian, maka dapat dihitung nilai V_{sh} menggunakan persamaan 2 menurut Larionov (1969) pada batuan tersier yang sesuai dengan umur batuan pada daerah penelitian.

$$V_{sh} = 0,08336 (2^{3,7 \times IGR} - 1) \quad (\text{Asquith dan Gibson, 1982}) \quad (2)$$

3.3.2.2 Porositas

Porositas adalah bagian dari volum batuan yang tidak terisi oleh benda padat (Harsono, 1997). Parameter yang menentukan baik tidaknya nilai porositas adalah sementasi, keseragaman butir (sortasi), disolusi, kompaksi, serta susunan butir. Menurut Koesoemadinata (1980), penentuan kualitas porositas dari suatu reservoir dapat dilihat pada **Tabel 2** berikut.

Tabel 2. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu *reservoir* (Koesoemadinata, 1980)

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

Porositas berdasarkan proses geologinya diklasifikasikan menjadi dua, yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Porositas primer merupakan porositas

yang terjadi bersamaan atau segera setelah proses sedimentasi batuan. Jenis batuan sedimen yang mempunyai porositas primer adalah batu pasir, batuan konglomerat, dan karbonat. Sedangkan porositas sekunder adalah porositas yang terbentuk setelah proses sedimentasi batuan (batuan sedimen terbentuk), antara lain akibat pelarutan air tanah atau akibat keberadaan rekahan (Schlumberger, 1989).

Ada beberapa macam porositas batuan, yaitu:

1. Porositas Total

Porositas total merupakan perbandingan antara ruang kosong total yang tidak terisi oleh benda padat yang ada diantara elemen-elemen mineral dari batuan dengan volume total batuan. Porositas total menghitung keseluruhan volume pori batuan tanpa mengabaikan kandungan lempung pada formasi. Nilai porositas total ϕ_T dapat diperoleh dengan menjumlahkan nilai porositas densitas ϕ_D dan porositas neutron ϕ_N kemudian dibagi dua. Seluruh parameter porositas ini dihitung dalam bentuk persentase (%).

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

Adapun persamaan untuk porositas densitas dan neutron dapat dilihat pada persamaan 4 dan 5 berikut:

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

Harga porositas pada suatu lapisan reservoir dapat ditentukan menggunakan gabungan harga porositas dari dua kurva yang berbeda, yaitu porositas neutron (ϕ_N) yang terbaca dari kurva NPHI dan porositas densitas (ϕ_D) yang merupakan hasil perhitungan dari kurva RHOB. Kurva RHOB yang mengukur berat jenis matriks batuan reservoir biasanya dikalibrasikan pada berat jenis matriks serta diukur pada

lumpur pemboran yang digunakan dalam pemboran (ρ_f), hingga kurva dapat menunjukkan harga porositas.

Porositas densitas ϕ_D dipengaruhi oleh densitas matriks batuan ρ_{ma} dimana nilai densitas untuk tiap batuan dapat dilihat pada **Tabel 1**. Densitas bulk batuan ρ_b diketahui berdasarkan nilai pembacaan pada kurva log densitas. Adapun densitas fluida ρ_f ditentukan berdasarkan jenis fluida pemboran yang diinjeksikan kedalam sumur dimana nilai 1,0 untuk *fresh water*, dan 1,1 untuk *salt water*. Sedangkan porositas neutron ϕ_N didapatkan dari pembacaan pada log neutron.

2. Porositas Efektif

Porositas efektif ϕ_e merupakan perbandingan volume pori yang saling berkorelasi dengan volume keseluruhan batuan. Porositas batuan yang mengandung lempung pada formasi adalah non-permeabel. Porositas efektif hanyalah menghitung porositas yang berasosiasi dengan bagian bersih dari formasi saja. Kandungan lempung dalam batuan dapat menyebabkan kurang representatifnya pembacaan log sehingga menyebabkan kesalahan dalam interpretasi. Lempung dapat mengikat air formasi dalam jumlah banyak di permukaannya karena terdiri dari partikel-partikel yang sangat kecil dengan luas permukaan yang sangat besar. Porositas efektif ϕ_e dapat dihitung menggunakan persamaan 5 berikut.

$$\phi_e = \sqrt{\frac{\phi_{Nc}^2 + \phi_{Dc}^2}{2}} \quad (5)$$

Porositas neutron dikoreksi (ϕ_{Nc}) terhadap pengaruh lempung dengan rumus sebagai berikut:

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

Porositas neutron terkoreksi ϕ_{Nc} dipengaruhi oleh porositas neutron ϕ_N , kandungan lempung pada batuan V_{sh} dan porositas neutron shale yang terbaca pada GR maksimum ϕ_{Nsh} .

Adapun nilai porositas densitas terkoreksi ϕ_{Dc} terhadap pengaruh lempung didapat dengan persamaan berikut, dimana dipengaruhi oleh porositas densitas ϕ_D , kandungan lempung V_{sh} , dan porositas densitas lempung pada GR maksimum ϕ_{Dsh} .

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

Untuk mengkonversi nilai densitas menjadi porositas densitas digunakan persamaan 8 berikut dimana ϕ_{Dsh} merupakan densitas yang terbaca pada GR maksimum.

$$\phi_{Dsh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{Dsh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (8)$$

3.3.2.3 Resistivitas Air Formasi (R_w)

Harga resistivitas air formasi ini dapat ditentukan dengan metode yang beragam antara lain dengan menggunakan metode *crossplot* resistivitas-densitas, resistivitas-neutron, dan resistivitas-sonik. Harga R_w juga dapat dideterminasi dengan menggunakan rumus Archie, rumus SSP (statik S_p) serta melalui percobaan di laboratorium.

Resistivitas air formasi (R_w) ditentukan berdasarkan metode *pickett plot* dengan menggunakan kurva silang antara R_t (resistivitas formasi) dengan $PHIE$ (porositas efektif). Selain itu, Nilai R_w juga bisa didapatkan dengan mencari lapisan reservoir yang terisi penuh dengan air ($S_w = 1$).

Di dalam formasi kandungan air, kejenuhan air adalah 1 di daerah murni dan terkontaminasi $S_w = S_{xo} = 1$, sehingga rumus Archienya yaitu:

$$Rwa = \frac{Rt}{F} \quad (9)$$

Dapat dilihat berdasarkan persamaan 9 di atas bahwa resistivitas formasi Rwa berbanding lurus dengan resistivitas sebenarnya Rt dan berbanding terbalik dengan faktor formasi F , dimana faktor formasi F diperoleh melalui perbandingan antara faktor turtuositas a dan porositas \emptyset dipangkatkan faktor sementasi m seperti yang terlihat pada persamaan 10. Faktor turtuositas a juga disebut koefisien litologi yang digunakan untuk memperbaiki variasi dalam pepadatan, struktur pori dan ukuran butir dimana bernilai 1 untuk batugamping dan 0,62 untuk batupasir. Adapun faktor sementasi m adalah angka yang menunjukkan tingkat sementasi suatu batuan dimana batugamping bernilai 2 dan batupasir bernilai 2,15.

$$F = \frac{a}{\emptyset^m} \quad (10)$$

Pada daerah terinfiltrasi lumpur pemboran, resistivitas air formasi Rw digantikan oleh resistivitas lumpur pemboran Rmf karena air formasi didesak keluar oleh fluida yang tersaring dari lumpur pada saat pemboran, yang disebut *mud filtrate*. Untuk mendapatkan harga Rmf pada formasi di kedalaman tertentu, maka harus diketahui temperatur formasi dengan persamaan 11 (Harsono, 1997) dimana Temperatur formasi Tf dipengaruhi oleh kedalaman fomrasi DF , temperatur permukaan ST , kedalaman temperatur TD , dan temperatur dasar sumur BHT .

$$Tf = \frac{DF(BHT-ST)}{TD} + ST \quad (11)$$

Sehingga, penentuan Rmf (F) pada temperatur formasi dapat menggunakan persamaan 12 hingga 15:

$$Rm@Tf = \frac{Rmf(TS+6.77)}{Tf+6.77} \quad (12)$$

$$Rw = Rm@Tf \cdot \frac{Rt}{Rxo} \quad (13)$$

$$R_{xo} = F \cdot R_{mf} \quad (14)$$

$$R_{xo} = F \cdot R_w \quad (15)$$

Dimana resistivitas air formasi R_w berkaitan dengan resistivitas lumpur pada formasi $R_{mf}@tf$ dan resistivitas sebenarnya R_t serta resistivitas formasi zona terinvasi R_{xo} . R_{xo} sendiri dipengaruhi Faktor formasi F dan resistivitas air formasi R_w seperti yang dijabarkan pada persamaan 15 di atas.

3.2.2.4 Salinitas Air

Salinity atau salinitas adalah kuantitas garam yang terkandung dalam satu liter air. Kandungan garam dalam air ini dinyatakan dalam ppt atau *part per thousand* (g/L) (Astuti dkk., 2007). Berikut **Tabel 3** yang mengenai klasifikasi air berdasarkan salinitasnya.

Tabel 3. Klasifikasi air berdasarkan salinitasnya (Pamungkas, 2012)

| Salinitas (<i>ppt</i>) | Klasifikasi | Konsentrasi |
|--------------------------|-------------|-------------|
| < 0,5 | Tawar | Rendah |
| 0,5 - 33 | Payau | Menengah |
| >33 | Air Laut | Tinggi |

3.2.2.5 Saturasi Air (S_w)

Saturasi atau biasa dikenal sebagai kejenuhan air ini adalah perbandingan kuantitas volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas keseluruhan batuan (Harsono, 1997). Tujuan menentukan kejenuhan air ini adalah untuk mengidentifikasi zona yang mengandung hidrokarbon, jika fluida terkandung pada pori-pori batuan hanya air maka nilai S_w sama dengan 1, tetapi apabila yang terkandung pada pori-pori batuan adalah fluida hidrokarbon maka nilai S_w akan

lebih kecil dari 1. Archie menyusun persamaannya, yang kemudian kita kenal dengan Archie formula, yaitu sebagai berikut:

$$S_w^n = \frac{a}{\phi^m} \frac{R_w}{R_t} \quad (16)$$

Persamaan S_w *archie* berbanding lurus dengan faktor turtuositas a dan resistivitas air formasi R_w , serta berbanding terbalik dengan porositas ϕ , faktor sementasi m dan resistivitas sebenarnya R_t . Nilai S_w *archie* juga dipengaruhi oleh eksponen saturasi n yang secara umum bernilai 2,0.

Rumus ini dipakai sebagai dasar interpretasi data log sampai sekarang. Persamaan *Archie* ini biasanya digunakan pada formasi pasir bersih. Persamaan *Archie* ini dapat diturunkan menjadi beberapa perumusan yang sesuai digunakan pada formasi *Shalysand*, antara lain:

1. Persamaan *Simandoux*:

Persamaan *simandoux* efektif menghitung nilai saturasi air pada formasi dengan kehadiran lempung sebagai pengotornya, kendati demikian, persamaan ini hanya dapat digunakan pada kondisi salinitas tinggi, dapat dilihat pada persamaan 17.

$$S_w = \frac{C \cdot R_w}{\phi e^2} \left[\sqrt{\frac{5 \cdot \phi e^2}{R_t R_w} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} - \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) \right] \quad (17)$$

S_w *simandoux* dipengaruhi oleh parameter yang cukup banyak seperti konstanta C dimana bernilai 0,4 untuk batupasir dan 0,45 untuk batugamping. Selain itu juga dipengaruhi oleh resistivitas air formasi R_w , porositas efektif ϕe , resistivitas sebenarnya R_t , kandungan lempung V_{sh} , dan Resistivitas pada *shale* R_{sh} .

2. Persamaan Indonesia:

Persamaan Indonesia dikembangkan khusus pada kasus perhitungan S_w dengan litologi yang umum ditemukan di Indonesia. Sama halnya dengan metode Simandoux, metode ini dapat mengukur S_w pada formasi *shaly* dengan baik walau struktur pengotor tidak diketahui. Hanya saja metode Indonesia akan bekerja dengan baik pada kondisi salinitas menengah hingga rendah dan tidak efektif untuk digunakan pada salinitas tinggi dilihat pada persamaan 18.

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left(\sqrt{\frac{\phi e^m}{a \times R_w}} + \frac{V_{sh}^{1-0,5V_{sh}}}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \times S_w^{\frac{n}{2}} \quad (18)$$

Persamaan S_w Indonesia ini dipengaruhi oleh resistivitas sebenarnya R_t , porositas efektif ϕe , faktor sementasi m , faktor turtuositas a , resistivitas air formasi R_w , kandungan lempung V_{sh} , resistivitas pada lempung R_{sh} , dan eksponen saturasi n .

Menurut Dewanto tahun 2018, penentuan jenis kandungan di dalam reservoir (gas, minyak dan air) didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air formasi (S_w) dalam hasil batasan umum harga S_w untuk lapangan yang belum dikenal dimana rentang nilai S_w rata-rata untuk gas adalah <50%, rentang nilai S_w rata-rata untuk minyak dan gas adalah <60%, rentang nilai S_w rata-rata untuk minyak adalah berkisar 50% - 70%, dan untuk air bernilai >70%.

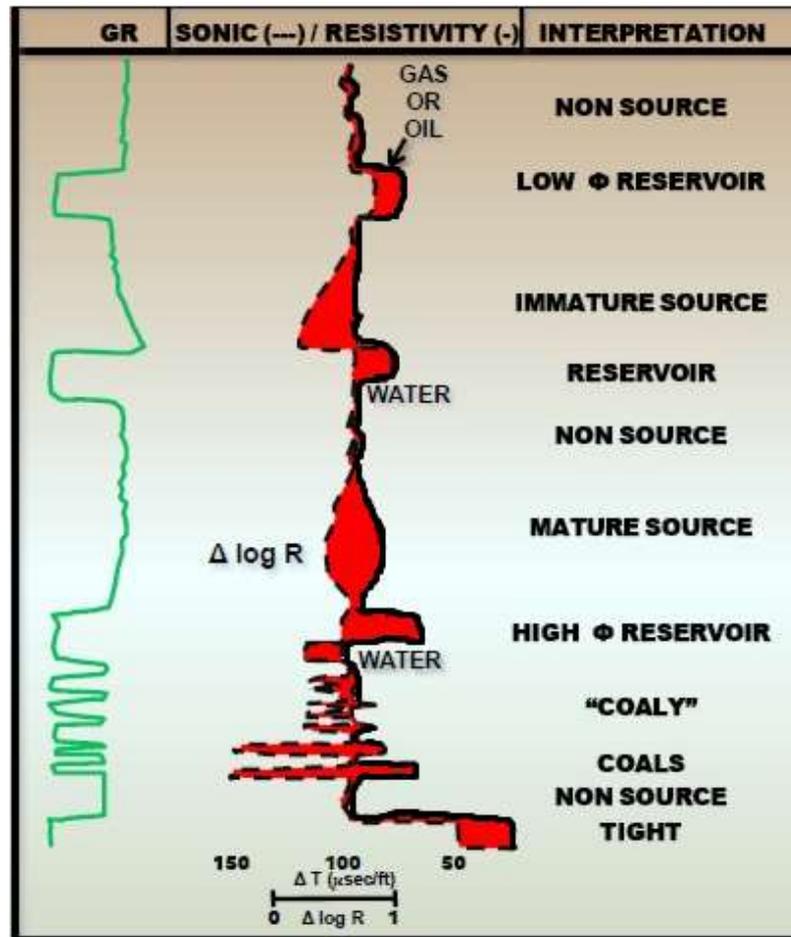
3.4 Analisis Batuan Induk

Penentuan *source rock* dapat dilakukan dengan analisis *quicklook* secara visual menggunakan 3 kurva, yaitu kurva gamma ray, resistivitas, dan sonik (**Gambar 18**). Pertama-tama dilakukan identifikasi zona *source rock* secara *quick-look* berdasarkan separasi log resistivitas dan DT. Adanya separasi ini menunjukkan keberadaan *source rock* dimana *source rock* memiliki karakteristik nilai resistivitas

dan DT yang rendah. *Source rock* memiliki litologi yang impermeabel seperti *claystone* dan *shale*.

Log resistivitas dan sonik di-*overlay* untuk mempermudah dalam melihat bentuk separasi. Aturan pertama yang perlu diketahui adalah ketika GR (atau SP) defleksi ke sebelah kiri artinya zona tersebut bersih (*clean*) dan dapat diindikasikan batuan reservoir. Ketika GR defleksi ke kanan, menandakan litologi *shale* (bukan ciri batuan reservoir). Kemudian, aturan kedua adalah log porositas (dalam hal ini log sonik) diatur dalam skala tinggi ke rendah. Lalu aturan ketiga yaitu log resistivitas diatur dalam skala rendah ke tinggi. Resistivitas tinggi menandakan keberadaan hidrokarbon atau porositas rendah, sedangkan resistivitas rendah menunjukkan indikasi shale atau zona air (Crain, 2010).

Separasi antara log resistivitas dan log DT menunjukkan anomali. Ada tidaknya batuan induk yang matang dapat ditunjukkan melalui separasi yang terbentuk disebelah kanan garis baseline. Sedangkan batuan induk yang belum matang atau sebagai *coal*, dan batuan *non-source rock* lainnya ditunjukkan oleh separasi yang terbentuk di sebelah kiri baseline. *Source rock* yang matang memiliki karakteristik nilai resistivitas yang tinggi, serta log sonik yang tinggi, sedangkan *source rock* yang belum matang memiliki nilai karakteristik dengan nilai resistivitas yang rendah dan log sonik yang tidak terlalu tinggi. Besar separasi log resistivitas dan log sonik disebut dengan ΔLogR (Karlina dan Santosa, 2016).



Gambar 18. Separasi Log DT dan Resistivitas (Crain, 2010).

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan pada tanggal 5 November 2018 s.d. 28 Januari 2019 di Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan (PPPGL) Bandung, Jawa Barat.

4.2 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan selama penelitian ini adalah:

4.2.1 Alat

Alat yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

- | | |
|---------------------------------|---|
| a. <i>Laptop</i> | d. <i>Software Interactive Petrophysics 3.5</i> |
| b. <i>Microsoft Excel 2010</i> | e. <i>Software ArcGIS 10.3</i> |
| c. <i>Software Techlog 2015</i> | f. <i>Software Rockwork 15</i> |

4.2.2 Bahan

Bahan yang dibutuhkan dalam penelitian ini adalah :

- a. Literatur
- b. Data Log (.las)
- c. Well Header
- d. Data Geokimia

4.3 Jadwal Penelitian

Adapun rincian waktu jadwal penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut:

Tabel 4. Jadwal Penelitian

| No. | Kegiatan | Bulan (Minggu ke-) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----|---|--------------------|---|---|---|-----|---|---|---|-----|---|---|---|-----|---|---|---|-----|---|---|---|-------|---|---|---|-----|---|---|---|
| | | Nov | | | | Des | | | | Jan | | | | Feb | | | | Mar | | | | April | | | | Mei | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1 | Studi Literatur, Persiapan dan Pengumpulan Data | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Pengolahan Data | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Analisis dan Interpretasi Data | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | |
| 4 | Penyusunan Laporan | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | | | | | |
| 5 | Bimbingan | | | | | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | | | | | |
| 6 | Seminar Usul | | | | | | | | | | | | | | | | | ■ | | | | | | | | | | | |
| 7 | Bimbingan | | | | | | | | | | | | | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | ■ | | | | |
| 8 | Seminar Hasil | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ■ | | | |
| 9 | Ujian Komprehensif | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ■ |

4.4 Prosedur Penelitian

Berikut adalah langkah-langkah yang digunakan dalam penelitian:

4.4.1 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan sebagai tahapan pertama yang dilakukan dalam penelitian ini dengan tujuan untuk mendapatkan referensi terpercaya yang berkaitan dengan data dan dasar teori yang digunakan. Pada tahap ini, penulis mempelajari stratigrafi dan geologi dari daerah penelitian.

4.4.2 Persiapan dan Pengumpulan Data

Persiapan data dalam penelitian ini meliputi pengumpulan data yang telah dimiliki oleh perusahaan dari hasil pengeboran, yakni data sumur berupa data *.las*, serta koordinat UTM sumur. Data las merupakan data utama yang akan diolah untuk dilakukan interpretasi petrofisika dan korelasi litologi. Kemudian log sonik digunakan untuk analisis kesensitifan dari parameter fisika batuan yang dihasilkan. Adapun sumur penelitian S-1, P-1, T-1, L-1, dan UB-1 berlokasi di Lapangan MN

Cekungan Nias Sumatera Utara. Selain itu, digunakan data geokimia untuk mengetahui komposisi gas metana yang terdapat pada daerah penelitian.

Data pendukung lainnya adalah literatur-literatur yang mendukung penelitian ini dengan ruang lingkup bahasan meliputi analisis *logging*, analisis petrofisika *reservoir*, dan penentuan *source rock* secara kualitatif dari daerah penelitian.

4.4.2.1 Data Sumur

Adapun sumur penelitian berjumlah 5 sumur yaitu sumur S-1, P-1, T-1, L-1, dan UB-1 yang berlokasi di Cekungan Nias Sumatera Utara. Masing-masing sumur membutuhkan data Log *GR*, resistivitas, *NPHI*, *RHOB*, dan log sonik pada penelitian ini.

4.4.2.2 Well Header

Well header merupakan data riwayat pengeboran suatu sumur berupa nilai koordinat x dan y, nilai *kelly bushing* (KB), elevasi, total kedalaman sumur, serta indikasi fluida *reservoir*.

4.4.2.3 Data Geokimia

Data geokimia pada penelitian ini berupa tabel yang menunjukkan komposisi gas metana pada Sumur S-1 dan P-1 di Cekungan Nias. Berikut pada **Tabel 5** menunjukkan komposisi gas metana yang terdapat di Lapangan 'MN'.

Tabel 5. Komposisi gas metana pada sumur S-1 dan P-1

| Components | S-1 | | P-1 |
|-------------------|----------------------|--------------|----------------------|
| | Water Depth : 196 ft | | Water Depth : 199 ft |
| | DST 2 | DSt 3 | DST |
| | 5198'-5216' | 5034'- 5090' | 3205'-3225' |
| | Late Miocene | Late Miocene | Early Pliocene |
| | % | % | % |
| Hydrogen | - | - | - |
| Helium | - | - | - |
| Carbon Monoxide | - | - | - |
| Hydrogen Sulphide | - | - | - |
| Carbon Dioxide | 0.29 | 0.23 | - |
| Oxygen | - | - | - |
| Nitrogen | 0.56 | 0.61 | - |
| Methane | 98.95 | 98.96 | 99.79 |
| Ethane | 0.18 | 0.19 | 0.15 |
| Propane | 0.02 | 0.01 | 0.06 |
| Iso-Butane | - | - | - |
| n-Butane | - | - | - |
| Iso Pentane | - | - | - |
| n-Pentane | - | - | - |
| Hexanes | - | - | - |
| Hexanes Plus | - | - | - |
| Total Percentage | 100 | 100 | 100 |
| Molecular Weight | 16.222 | 16.209 | 16.08 |
| Gravity | 0.56 | 0.5595 | 0.555 |

4.4.2.4 Software dan Hardware

Adapun *software* yang digunakan dalam penelitian ini adalah *software Techlog* 2015 untuk menampilkan data log dan interpretasi litologi serta analisis kualitatif petrofisika, *software Interactive Petrophysics* 3.5 digunakan untuk plotting *Rw* pada zona *water-bearing*, *software Microsoft Excel* 2010 untuk melakukan interpretasi kuantitatif, *software Rockwork* 15 yang digunakan dalam korelasi litologi, umur, dan daerah *reservoir*, serta *software ArcGIS* 10.3 yang digunakan

dalam *plotting* titik sumur untuk pembuatan peta lokasi penelitian, Sedangkan untuk hardware yang digunakan yaitu sebuah laptop dengan spesifikasi Inter Core i-3 dan RAM 4GB.

4.4.3 Pengolahan Data

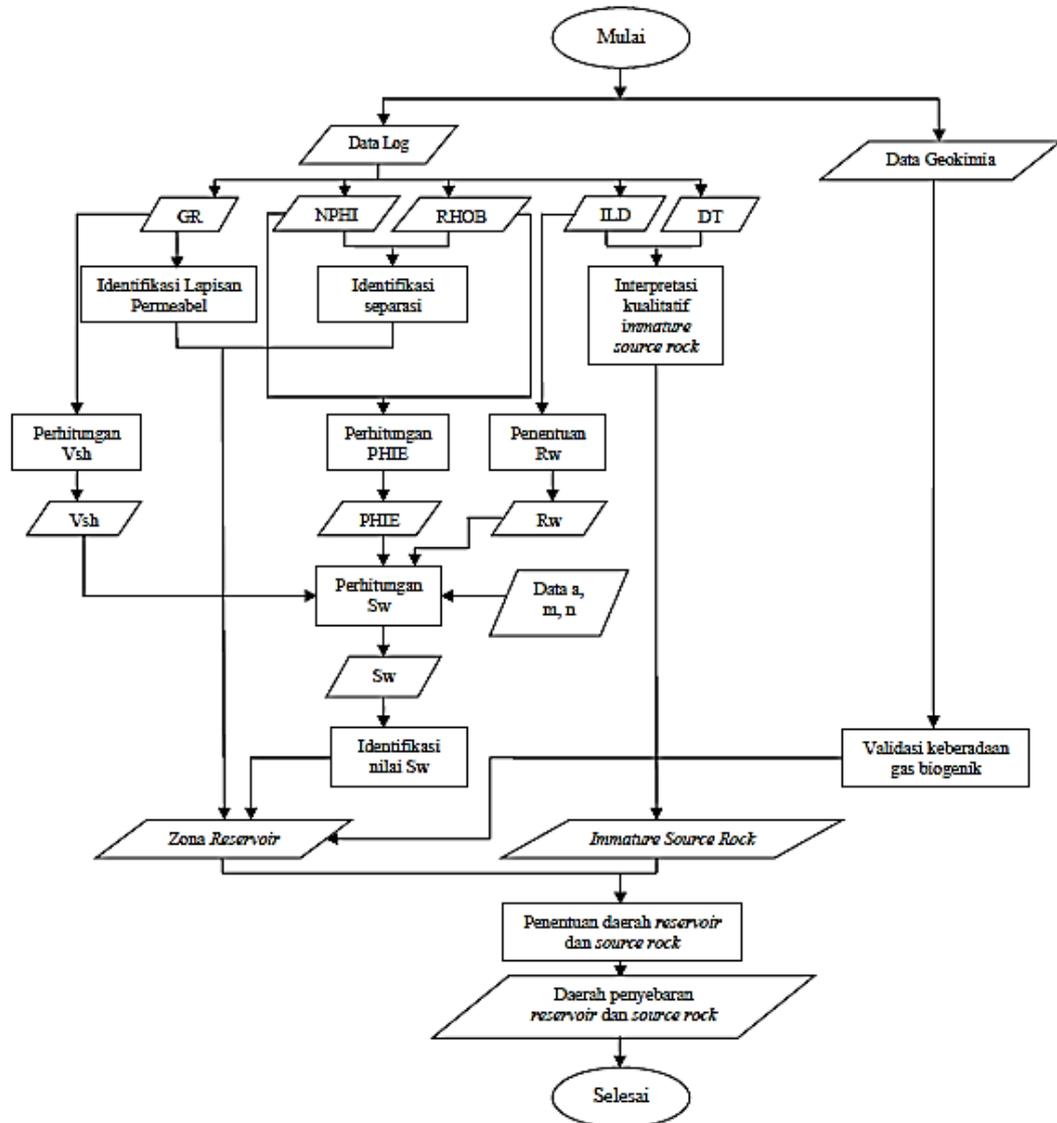
Pengolahan data sumur dilakukan dengan interpretasi kualitatif zona *reservoir* yaitu zonasi litologi dan analisis area prospek hidrokarbon. Selain itu melakukan analisis kuantitatif dengan menghitung kandungan shale volume, porositas efektif serta saturasi air dengan formula Indonesia. Selain itu dilakukan pula analisis kualitatif zona *source rock* untuk memvalidasi keberadaan gas biogenik dengan menampilkan *overlay* log DT dan resistivitas. Kemudian dilakukan korelasi litologi, umur, serta daerah penyebaran *reservoir* hidrokarbon di Lapangan 'MN'.

4.4.4 Analisis dan Interpretasi Data

Interpretasi yang dilakukan pada penelitian ini adalah interpretasi litologi sumur, interpretasi zona *reservoir* secara kualitatif dan kuantitatif, interpretasi zona *source rock* yang *immature* secara kualitatif berdasarkan bentuk *overlay* log DT dan log log resistivitas, dan daerah *reservoir* gas biogenik pada Lapangan MN.

4.5 Diagram Alir

Adapun proses yang dilakukan dalam penelitian ini adalah sebagaimana yang tergambar pada **Gambar 19** berikut:



Gambar 19. Diagram Alir Penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Dari penelitian yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa:

1. Interpretasi lapisan reservoir migas secara kualitatif ditunjukkan pada lapisan permeabel (*GR* bernilai kecil) serta adanya separasi antara log *NPHI* dan *RHOB*, namun interpretasi kualitatif kurang mendukung karena nilai resistivitas yang rendah pada zona *interest*. Sedangkan interpretasi secara kuantitatif sangat mendukung berdasarkan nilai *PHIE* yang tinggi yaitu pada rentang 32,1 – 42,5 %, dan *Rw* dengan rentang nilai yang rendah yaitu 0,03 – 0,11 ohm.m serta *Sw* senilai 13,6 – 61,3 % pada zona reservoir migas.
2. Lapisan reservoir gas biogenik pada Lapangan ‘MN’ terdapat pada Sumur P-1 di kedalaman 3202,5 – 3225,0 ft dan pada Sumur S-1 di kedalaman 5026 – 5216 ft yang ditentukan berdasarkan data geokimia berupa komposisi gas metana dengan nilai *PHIE* 17,0 – 32,1 %, *Rw* dengan nilai 0,03 – 0,04 ohm.m serta *Sw* berkisar pada 39,9 – 61,3 %.
3. Lapisan *source rock* yang belum matang secara kualitatif ditentukan oleh bentuk separasi kurva log sonik dan resistivitas dengan rentang nilai log sonik 101 – 160 us/ft dan log resistivitas 0,7 – 26,5 ohm.m pada litologi *silty clay* berumur *Pliocene – Late Miocene*.

4. Hasil pemodelan daerah reservoir menunjukkan bahwa reservoir gas biogenik berada pada sumur P-1 dan S-1 pada litologi *limestone* berumur Miosen Akhir dan reservoir migas berada pada sumur L-1, P-1, T-1 dan UB-1 pada litologi *limestone* berumur *Pleistocene* dan *Late Miocene* serta pada litologi *silty clay* dengan selingan batupasir berumur *Late Pliocene* dan *Late Miocene*.

6.2 Saran

Berdasarkan penelitian dan pembahasan yang telah dilakukan, penulis menyarankan apabila terdapat penelitian selanjutnya dengan bahasan materi yang sama dengan materi skripsi ini untuk menggunakan daerah yang memiliki data geokimia yang lebih lengkap agar dapat dihitung nilai *TOC* sehingga keberadaan *source rock* dan tingkat kematangannya dapat dijustifikasi.

DAFTAR PUSTAKA

- Asquith, G. dan Gibson, C.R. 1982. *Basic Well Log Analysis for Geologists*. USA: American Association of Petroleum Geologists.
- Asquith, G. dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis : Second Edition*. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG): Oklahoma.
- Bateman, R.M. 1985. *Open-Hole Log Analysis and Formation Evaluation*, Boston: International Human Resources Development Corporation.
- Beaudry, D. dan Moore, G.F. 1985. Seismic Stratigraphy and Cenozoic Evolution of West Sumatera Fore-Arc Basin. *AAPG Bulletin*, Vol. 69/5, p. 742-759.
- Cokar, M., Kallos, M.S., Huang, H., Larter, S.R., dan Gates, I.D. 2010. *Biogenic Gas Generation from Shallow Organic-Matter-Rich Shales*. Presentation of CSUG/SPE 135323. Canada: University of Calgary.
- Crain, E.R. 1978. *Crain's Petrophysical Pocket Pal Sampler*. www.spec2000.net (diakses pada 13 Maret 2019).
- Crain, E.R. 2010. *Crain's Petrophysical Handbook*. www.spec2000.net/ (diakses pada 5 Maret 2019).
- Darling, T. 2005. *Well Logging and Formation Evaluation*. Oxford: Elsevier Publishing Company.
- Dewanto, O., Mulyatno, B.S., Rustadi dan Wibowo, R.C. 2017. Determining the Temperature of Shale Material Conversion Into Crude Oil Based on Organic Clay and Organic Carbonate Test Outside Reservoir. *International Journal of Mechanical and Mechatronics Engineering, IJMME*. Vol:17 No:05. ISSN: 2077-124X (Online), 2227-2771 (Print). Page: 84-89.
- Dewanto, O., Rizky, S., Mulyanto, B.S., dan Rustadi. 2019. The Maturity Estimation of Material Organic in CaCO₃ with Determining Tmax and Energy Activation Using Pyrolysis Method. *Journal of Computational and Theoretical Nanoscience*. Vol. 16, No.1–12.

- Dewanto, O. 2018. *Well Logging*. Buku Ajar. Penerbit Pusaka Media, Bandar Lampung. ISBN: 978-602-5947-28-5.
- Doust, H. dan Noble, R.A. 2008. Petroleum Systems of Indonesia. *Elsevier - Marine and Petroleum Geology*, 25, p. 103-129.
- Eisele, G. 1992. *Sedimentary Basins: Evolution, Facies, and Sediment Budget*. Springer: Heidelberg.
- Faturachman, A., Rahardiawan, R., Sianipar, A. 2004. Kandungan Gas Biogenik dan Termogenik Gas Sedimen Dasar Laut di Perairan Selat Madura. *Jurnal Geologi Kelautan*, vol. 2, no. 2. Bandung: Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan.
- Glover, P. 2000. *Petrophysics*. United Kingdom: University of Aberdeen.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Services.
- Karig, D.E., Lawrence, M.B., Moore, G.F., dan Curray, J.R. 1980. Structural Framework of the Fore-arc Basin, NW Sumatera. *Geology Society*, 137 (part 1): p. 77-91.
- Karlina, D.A. dan Santosa, B.J. 2016. Prediksi Log TOC dan S2 dengan Menggunakan Teknik Δ Log Resistivity. *Jurnal Sains dan Seni ITS*, Vol. 5/2, hal. 20-24.
- Katz, B. 1995. Biogenic Gas – Its Formation and Economic Significance. *Proceedings of Indonesia Petroleum Association 24th Annual Convention*.
- Kenyon, C.S., dan Beddoes, L.R. 1977. *Geothermal Gradient Map Southeast Asia*. Southeast Asia Petroleum Explor. Soc. and Indonesia Petroleum Assoc., 50p.
- Koesoemadinata, R.P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi Jilid 1 dan 2*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Larionov, V.V. 1969. *Radiometry of Boreholes*. Nedra, Moscow.
- Lubis, S. 2015. *Prospeksi Gas Methan Biogenic Perairan Dangkal: Sumber Gas Non-Konvensional*. Short Course on SM IAGI UNPAD. Jatinangor.
- Moore, G.F. dan Karig, D.E. 1980. Structural Geology of Nias Island, Western Indonesia, Implications for Subduction Zone Tectonics. *American Journal of Science*, 280, p. 193-223.
- Mulyanto, B.S., Dewanto, O., dan Rizky, S. 2018. Determining Layer Oil Shale as New Alternative Energy Sources Using Core Analysis and Well Log Method.

International Journal of Engineering & Technology. ISSN: 2227524X. Vol:7, No:4.36. Page: 941-949.

- Pamungkas, W. 2012. Aktivitas Osmoregulasi, Respons Pertumbuhan, dan Energetic Cost pada Ikan yang dipelihara dalam Lingkungan Bersalinitas. *Jurnal Media Akualtur*, 7 (1), hal. 44-51.
- Pertamina dan Beicip F. 1992. *Global Geodinamics, Basin Classification and Exploration Play-Types in Indonesia, Volume III*. Pertamina, Jakarta.
- Phoa, R., Bradley, K., dan Camp, Q.V. 1973. *Laporan Penelitian Gas Biogenik Cekungan Nias*. Bandung: Union Oil Company.
- Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan (PPPGL). 2018. *Penelitian Gas Biogenik Cekungan Nias*. Bandung.
- Rice, D.D., dan Claypool, G.E. 1981. Generation, accumulation, and resources potential of biogenic gas: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin v. 65, no.1, p. 5-25*.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition*, revised 2002. Scotland: Whittles Publishing.
- Rose, R. 1983. *Miocene Carbonate Rocks of Sibolga Basin, Northwest Sumatera*. Indonesian Petroleum Association 12th Annual Convention Proceedings, p. 107-125.
- Samuel, M.A., Harbury, N.A., Jones, M.E., dan Matthews, S.J. 1995. Inversion-Controlled Uplift of an Outer-arc Ridge: Nias Island, Offshore Sumatra. *Geological Society of London, Special Publication* 88, hal. 473-492.
- Samuel, M.A., Harbury, N.A. 1996. The Mentawai Fault Zone and Deformation of the Sumatran Fore-arc in the Nias Area. *Geological Society of London, Special Publication* 106, hal. 337-351.
- Samuel, M.A., Harbury, N.A., Bakri, A., Banner, F.T., dan Hartono, L. 1997. A New Stratigraphy for the Islands of the Sumatran Fore-arc, Indonesia. *Journal of Earth Sciences*, vol. 15, No. 4/5, hal 339-380.
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles/Application*, Seventh Printing. Texas.
- Schoell, M. 1988. Multiple Origin of Methane in the Earth. *Chemical Geology Vol. 71, p. 1-10*.
- Simanjuntak, T.O., dan Barber, A.J. 1996. *Contrasting Tectonic Styles in the Neogene Orogenic Belts of Indonesia*. In: Hall, R. and Blundell, D.J. (Eds), *Tectonic Evolution of Southeast Asia*, Geological Society Special Publication, London, p. 185 – 201.

- Telford, W.M., Geldart, L.P., dan Sheriff, R.E. 1990. *Applied Geophysics 2nd Edition*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Ulum, Y.N., Hastuti, E.W.D., dan 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*. Universitas Sriwijaya.
- Vita-Finzi, C., dan Situmorang, B. 1989. Holocene Coastal Deformation in Simeulue and Nias, Indonesia. *Marine Geology*, 89 (1-2), 153-161.
- Waples, D.W. 1985. *Maturity Modelling: Thermal Indicators, Hydrocarbon Generation and Oil Cracking*. AAPG Memoir 60. Tulsa Oklahoma USA.