

**ANALISIS PROSPEK GAS METHANA MENGGUNAKAN DATA LOG,  
PETROFISIKA DAN GEOKIMIA PADA LAPANGAN 'ZSD' CEKUNGAN  
NIAS SUMATERA UTARA**

(Skripsi)

Oleh :

**Aisyah Herlysa**

**2015051038**



**JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG  
2024**

**ANALISIS PROSPEK GAS METHANA MENGGUNAKAN DATA LOG,  
PETROFISIKA DAN GEOKIMIA PADA LAPANGAN 'ZSD' CEKUNGAN  
NIAS SUMATERA UTARA**

**Oleh  
AISYAH HERLYSA**

**Skripsi**

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

**Pada**

**Jurusan Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
BANDAR LAMPUNG  
2024**

## **ABSTRAK**

### **ANALISIS PROSPEK GAS METHANA MENGGUNAKAN DATA LOG, PETROFISIKA DAN GEOKIMIA PADA LAPANGAN 'ZSD' CEKUNGAN NIAS SUMATERA UTARA**

Oleh

**AISYAH HERLYSA**

Cekungan Nias merupakan cekungan busur depan yang terletak di sebelah barat Sumatera. Adapun pada Lapangan 'ZSD' yang terletak di Cekungan Nias sebagai objek penelitian kali ini. Tujuan dari penelitian ini untuk mengetahui 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 metana karena kandungan gas metana sebagai komposisi utamanya. Identifikasi keberadaan zona reservoir dilakukan dengan interpretasi kualitatif data log dari kelima sumur, yaitu sumur AHL-1, AHP-1, AHS-1, AHT-1 dan AHUB-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 metana terdeteksi pada sumur AHP-1 dan AHS-1 pada litologi batugamping. Gas metana pada Lapangan 'ZSD' ini memiliki karakteristik nilai PHIE sumur AHP-1 35 % dan sumur AHS-1 34% dengan nilai  $S_w$  sumur AHP-1 24 % dan sumur AHS-1 41 %.

**Kata kunci:** Gas Methana, Saturasi Air, Petrofisika

## ABSTRACT

### ANALYSIS OF METHANA GAS PROSPECTS USING LOG, PETROPHYSICAL AND GEOCHEMICAL DATA IN THE 'ZSD' FIELD IN THE NIAS BASIN OF NORTH SUMATRA

By

**AISYAH HERLYSA**

The Nias Basin is a forearc basin located to the west of Sumatra. The 'ZSD' Field which is located in the Nias Basin is the object of research this time. The aim of this research is to determine whether there are hydrocarbon reservoirs in the forearc basin and to identify the characteristics of rocks that have the potential to become hydrocarbon reservoirs. Geochemical data provides supporting data regarding the presence of gas identified as methane gas because it contains methane gas as its main composition. Identification of the existence of the reservoir zone was carried out by qualitative interpretation of log data from the five wells, namely wells AHL-1, AHP-1, AHS-1, AHT-1 and AHUB-1. Then an analysis of petrophysical parameters in the form of clay content ( $V_{sh}$ ), effective porosity, resistivity ( $R_w$ ) and water saturation ( $S_w$ ) is carried out to determine the zone indicated to contain hydrocarbons and the type of fluid. From the results of the interpretation carried out, it was indicated that the presence of methane gas was detected in the AHP-1 and AHS-1 wells in the limestone lithology. Methane gas in the 'ZSD' Field has a PHIE value characteristic of the AHP-1 well of 35% and the AHS-1 well of 34% with a  $S_w$  value of the AHP-1 well of 24% and the AHS-1 well of 41%.

**Keywords:** Methane Gas, Petrophysics, Water Saturation

Judul Skripsi : ANALISIS PROSPEK GAS METHANA  
MENGUNAKAN DATA LOG,  
PETROFISIKA DAN GEOKIMIA PADA  
LAPANGAN 'ZSD' CEKUNGAN NIAS,  
SUMATERA UTARA

Nama Mahasiswa : Aisyah Herfysa

Nomor Pokok Mahasiswa : 2015051038

Program Studi : Teknik Geofisika

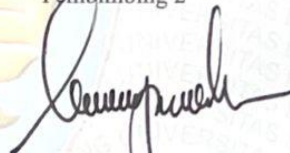
Fakultas : Teknik

MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing 1

Pembimbing 2



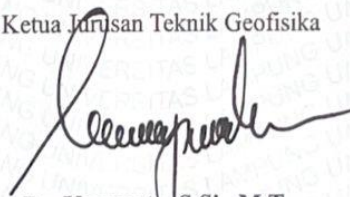
**Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**

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

NIP. 19661222 199603 1001

NIP. 196912301998021001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



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

NIP. 196912301998021001

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

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

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

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

2. Dekan Fakultas Teknik



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

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 19 Juli 2024

## **PERNYATAAN**

Dengan ini saya menyatakan bahwa apa yang tertulis di dalam skripsi ini dengan judul “Analisis Prospek Gas Methana Menggunakan Data Log, Petrofisika dan Geokimia Pada Lapangan ‘ZSD’ Cekungan Nias, Sumatera Utara” adalah hasil kerja saya sendiri yang berdasarkan pengetahuan dan data yang telah saya dapatkan. Karya ini tidak berisi material yang telah dipublikasikan sebelumnya atau dengan kata lain bukanlah hasil plagiat karya orang lain.

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

Bandar Lampung, 19 Juli 2024  
Penulis,

**Aisyah Herlysa**  
NPM. 2015051038

## RIWAYAT HIDUP



Penulis bernama Aisyah Herlysa, lahir di Manna pada tanggal 21 Juli 2001 sebagai anak keempat dari lima bersaudara, dari pasangan Bapak Zoherli dan Ibu Satmaria. Penulis telah menempuh Pendidikan di Sekolah Dasar di SD Negeri 03 Bengkulu Selatan yang diselesaikan pada tahun 2014, lalu melanjutkan ke jenjang Sekolah Menengah Pertama di MTSN 01 Bengkulu Selatan yang diselesaikan pada tahun 2017, kemudian menempuh Pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMAN 01 Bengkulu Selatan yang diselesaikan pada tahun 2020. Pada tahun 2020 Penulis diterima pada Perguruan Tinggi Negeri sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung melalui jalur Seleksi Bersama Masuk Perguruan Tinggi Negeri (SBMPTN). Penulis aktif di organisasi kemahasiswaan seperti Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (Anggota Danusian), di Universitas Lampung periode 2022 – 2023. Penulis melaksanakan Kuliah Kerja Nyata (KKN) pada Januari – Februari 2023 di Kegeringan, Lampung Barat, Lampung. Penulis melaksanakan Kerja Praktik (KP) pada Tahun 2023 pada September-November di PT. Soilens dengan judul “Identifikasi Struktur Lapisan Bawah Permukaan Menggunakan Metode Seismik *Downhole* pada Sumur MDK-2 Di Daerah Tuban, Jawa Timur.”. Pada akhir masa studi penulis melakukan penelitian untuk memperoleh gelar sarjana teknik dengan judul “**Analisis Prospek Gas Methana Menggunakan Data Log, Petrofisika dan Geokimia Pada Lapangan ‘ZSD’ Cekungan Nias, Sumatera Utara**”.



## **PERSEMBAHAN**

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

### **BAPAK DAN IBU TERSAYANG**

**ALM. ZOHERLI**

**&**

**SATMARIA**

Saya Persembahkan Karyaku ini Untuk Kedua orang tua saya, Bapak Alm. Zoherli dan Ibu Satmaria Tercinta dan Tersayang Yang selalu memberikan doa, kasih sayang, perhatian, semangat, serta dukungannya dan segala yang diberikan tiada hentinya untuk penulis. Mungkin penulis tidak akan bisa membalas semua kasih dan sayang yang telah diberikan, tetapi penulis selalu berdoa semoga bapak dan ibu sehat selalu, dilimpahkan karunia tiada henti, Bahagia dan tetap disisi penulis hingga akhir hayat. Penulis akan selalu berusaha menjadi anak yang dapat membanggakan keluarga.

### **KAKAK-KAKAK DAN ADIK TERSAYANGKU**

**RIANSYAH PRATAMA, AYU LESTARI, OCTA FIRTA,**

**DAN ADIKKU SATRIA RAMADHAN**

Yang telah menjadi *support system* selama ini. Kakak dan adik yang sangat saya sayangi terima kasih untuk segala perhatian dan kasih sayang yang tiada henti, selalu dalam suka dan duka disegala proses penulis, semoga selalu diberikan kesehatan dan dilimpahkan rezeki serta kekuata dan semoga menjadi anak yang sukses dan bisa bersama-sama membahagiakan kedua orang tua dan dapat menjadi orang yang bermanfaat untuk orang sekitar.

## MOTTO

"Sembilan bulan ibuku merakit tubuhku untuk menjadi mesin penghancur badai,  
maka tak pantas aku tumbang hanya karena mulut seseorang"

“Maka sesungguhnya bersama kesulitan ada kemudahan. Maka apabila engkau  
telah selesai (dari suatu urusan), tetaplah bekerja keras (untuk urusan yang lain).

Dan hanya kepada Tuhan mu lah engkau berharap”

(QS. Al-Insyirah, 6-8)

“Menuntut ilmu adalah takwa. Menyampaikan ilmu adalah ibadah. Mengulang-  
ulang ilmu adalah zikir. Mencari ilmu adalah jihad”

~Abu Hamid Al Ghazali~

“Tidak ada kesuksesan tanpa kerja keras. Tidak ada keberhasilan tanpa  
kebersamaan. Tidak ada kemudahan tanpa doa”

~Ridwan Kamil~

“Jangan pernah menyerah pada mimpimu, impian dapat menjadi kenyataan jika  
Anda mempercayainya dengan sepenuh hati”

~Walt Disney~

## KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis haturkan kehadirat Allah SWT, karena berkat rahmat dan hidayah-Nya-lah saya dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **“ANALISIS PROSPEK GAS METHANA MENGGUNAKAN DATA LOG, PETROFISIKA DAN GEOKIMIA PADA LAPANGAN ‘ZSD’ CEKUNGAN NIAS SUMATERA UTARA”** Skripsi ini dibuat untuk memenuhi tugas akhir perkuliahan dan sebagai salah satu persyaratan untuk memperoleh gelar Sarjana di Program Studi Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung. Selain itu, skripsi ini juga dibuat sebagai salah satu wujud implementasi dari ilmu yang didapatkan selama masa perkuliahan di Program Studi Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung. Penulis menyadari bahwa skripsi masih jauh dari sempurna. Oleh karena itu, penulis berharap dapat belajar lebih banyak lagi dalam mengimplementasikan ilmu yang didapatkan. Skripsi ini tentunya tidak lepas dari bimbingan, masukan, dan arahan dari berbagai pihak. Semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi penulis dan bagi para pembaca pada umumnya.

Bandar Lampung, 19 Juli 2024

Penulis,

**Aisyah Herlysa**  
NPM. 2015051038

## SANWACANA

Puji syukur senantiasa penulis haturkan kepada Allah *Subhanahu Wa Ta'ala* yang maha kuasa karena berkat rahmat dan hidayah serta karunia-Nya kepada penulis sehingga penulis dapat menyusun skripsi dengan judul “Analisis Prospek Gas Methana Menggunakan Data Log, Petrofisika dan Geokimia Pada Lapangan ‘ZSD’ Cekungan Nias, Sumatera Utara”. Tak lupa pula shalawat serta salam yang selalu tercurahkan kepada junjungan kita nabi besar Muhammmad *Shallallahu 'alaihi wassallam* yang menjadi tauladan bagi kita. Terima kasih penulis sampaikan kepada semua pihak yang telah terlibat secara langsung maupun tidak langsung dalam penyusunan skripsi ini. Penulis pun menyadari masih terdapat kekurangan di dalam skripsi ini.

Pada kesempatan kali ini penulis ingin mengucapkan rasa terima kasih yang sebesar- besarnya kepada:

1. Superhero dan panutanku ayahanda Alm. Zoherli Zainudin yang merupakan malaikat terindah yang Allah berikan untuk peneliti. Bapak yang hebat yang rela berkorban membiayai hidupku semasa hidupnya, kesetiaan dan tanggung jawab yang tidak pernah ternilai. Terimakasih semasa hidupmu selalu berjuang untuk kehidupan penulis. walaupun bapak tidak sempat menemani penulis dalam perjalanan selama menempuh pendidikan. Alhamdulillah kini sudah di tahap ini, menyelesaikan karya tulis skripsi sederhana ini yang penulis persembahkan untuk bapak, Semoga tenang di alam sana bapak sayang.
2. Pintu surgaku ibunda Satmaria tercantik sedunia dan paling peneliti sayang, yang sangat penyabar, yang tiada henti mendoakan putri tercintanya, yang selalu memberikan cinta dan kasih sayang. Emakkkkkk terimakasih sudah menjadi ibu sekaligus ayah untuk hidupku, yang rela berkorban jiwa dan

raga untuk penulis, emak bagaikan malaikat tanpa sayap, karna kerja kerasmu emak, penulis bisa sampai dititik ini, terimakasih emak atas kerja kerasnya yang tidak akan pernah ternilai, aku mencintaimu.

3. Abangku Octa Firta saya sangat berterima kasih padamu, karena kerja kerasmu juga aku bisa sampai di tahap ini, terima kasih atas semua pengorbanan yang telah abang berikan, doakan adikmu ini menjadi orang yang sukses agar bisa membalas semua tenaga, finansial dan kasih sayang yang selama ini kamu usahakan dan berikan.
4. Teruntuk Dang, Wah, Adik, Riansyah Pratama, Ayu Lestari dan adikku Satria Ramadhan terimakasih selama ini sudah menemani penulis semasa hidupnya terimakasih atas nasehat dan support kepada penulis selama ini, kalian bagaikan pelangi yang selalu mewarnai hidupku disetiap harinya. Kakak dan adik yang Tangguh, yang hebat dan strict parents telah menumbuhkan karakter yang kuat tak kenal takut dan independent. Peneliti bangga terlahir dari keluarga ini.
5. Kepada seseorang yang tak kalah pentingnya dalam hidupku Muhammad dede kholaska terimakasih telah menjadi bagian dari perjalanan hidup penulis, berkontribusi banvak dalam hidupku baik tenaga dan waktu kepada penulis. Yang selalu menghibur. mendukung, dan mendengarkan keluh kesah, dan terimakasih selalu memberikan semangat untuk pantang menyerah.
6. Kepada keluarga besar tercinta terutama Bucik Lesminiarti yang telah memberikan doa, dorongan, dan motivasi untuk menyelesaikan skripsi ini.
7. Bapak Dr. Eng., Ir. Helmy Fitriawan, ST., M.Sc. selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
8. Bapak Dr. Karyanto, S. Si., M. T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung sekaligus selaku dosen pembimbing kedua terimakasih atas kesediannya untuk meluangkan waktu dalam memberikan bimbingan, arahan, kritik, masukan serta motivasi dengan penuh kesabaran dalam pengerjaan skripsi ini.
9. Bapak Dr. Ordas Dewanto., S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing pertama terimakasih atas kesediannya untuk meluangkan waktu dalam memberikan

bimbingan, arahan, kritik, masukan serta motivasi dengan penuh kesabaran dalam pengerjaan skripsi ini.

10. Bapak Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T. selaku dosen penguji yang telah meluangkan waktunya, serta senantiasa memberikan saran dan masukan serta kritik yang berarti bagi penulis.
11. Bapak Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing akademik yang telah memberikan arahan serta motivasi kepada penulis selama menjadi mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
12. Para dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang penulis hormati terima kasih untuk semua ilmu yang telah diberikan.
13. Emir Dzakwan Kamal Zein, S.T. Selaku pembimbing KP di PT. Soilens terima kasih kak Emir penulis ucapkan untuk ilmu, waktu, dan tenaga yang telah diberikan.
14. Sahabatku Dunia Akhirat Tersayang Yohana Ainoun Sari yang selalu mendukung penulis dalam hal apapun, terima kasih selalu ada untuk penulis dikala senang dan sedih yang mampu menjadi tempat berkeluh kesah, dan terimakasih atas supportnya selama ini.
15. Sahabatku Tercinta Harika Delpa terima kasih selalu menemani penulis walaupun berinteraksi secara jarak jauh tetapi tidak menghambat saya dan kamu untuk saling support.
16. Sahabatku Tersayang Astri Yunita dari awal perkuliahan sampai sekarang, terima kasih telah menjadi sahabat yang pengertian, penuh kasih sayang selalu berada dipihak penulis dalam suka maupun duka dan tempat berkeluh kesah, selalu mau direpotkan selama masa perkuliahan, sehingga penulis dapat menyelesaikan penulisan ini dengan baik. Terimakasih atas kebaikannya selama ini yunitaku.
17. Sahabatku Tersayang Ayu Khusnul Khotimah terima kasih atas bantuannya selama ini, yang selalu mau ketika diminta bantuan dan mampu hidup berdampingan selama masa perkuliahan dan Kerja Praktik, terima kasih selalu memberikan semangat serta dukungannya kepada penulis sampai masa akhir perkuliahan.

18. Sahabatku Tersayang Risma Anggita Sinaga salah satu teman yang selalu membantu penulis pada saat perkuliahan salah satunya tugas kuliah maupun yang lainnya, terima kasih sudah mau menjadi teman berkeluh kesah pada saat perkuliahan, dan terima kasih mau hidup berdampingan selama perkuliahan dan Kerja Praktik.
19. Sahabatku Tersayang Hermalia Azizah yang mau hidup berdampingan selama masa perkuliahan dan terima kasih selalu memberikan semangat serta dukungannya kepada penulis sampai masa akhir perkuliahan, salah satu teman untuk berkeluh kesah pada saat perkuliahan.
20. Sahabatku Tersayang Vina Aviani Rosadi yang mau hidup berdampingan selama masa perkuliahan dan selalu memberikan semangat serta dukungannya kepada penulis sampai masa akhir perkuliahan.
21. Sahabat Kosan Afiqahumairoh terima kasih atas semua bantuan, dan mau hidup berdampingan selama dikosan dan diperkuliahan.
22. Ramadan Adi Ariawan terima kasih sudah menjadi teman yang baik selama perkuliahan yang selalu memberikan bantuan dan sigap untuk mengisi kouta dan pulsa listrik ketika penulis kehabisan pulsa listrik dikosan, semoga usahanya lancar, localgift selalu jaya dan langgeng dunia akhirat bersama Marcellina.
23. Aldi Muhammad Triyan terima kasih sudah menjadi komti yang baik dan selalu pengertian pada angkatannya.
24. Asep Ariawan terima kasih atas bantuannya selama ini dalam hal perkuliahan dan ilmu yang selalu diberikan.
25. Keluarga besar Teknik Geofisika 2020 (Patakis), terima kasih telah membantu, memberikan semangat, dukungan, dan terima kasih untuk kebersamaan kalian.
26. Mas Dayat dan Mba Dea yang selalu memberikan pelayanan yang baik pada saat perkuliahan, selalu mau di repotkan penulis, terima kasih atas bantuannya selama perkuliahan.
27. Ibu dan Bapak kosan Lumbok Seminung yang selalu baik kepada penulis terima kasih untuk kosannya kurang lebih 4 tahun ini, penulis sangat aman, nyaman dan bangga pernah ngekos di Kosan Lumbok Seminung no 24.

28. Serta semua pihak yang terlibat, penulis mengucapkan banyak terima kasih.

Bandar Lampung, 19 Juli 2024

Penulis

**Aisyah Herlysa**  
NPM. 2015051038



## DAFTAR ISI

<b>ABSTRAK .....</b>	<b>iii</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>iv</b>
<b>HALAMAN PERSETUJUAN .....</b>	<b>v</b>
<b>HALAMAN PENGESAHAN .....</b>	<b>vi</b>
<b>PERNYATAAN.....</b>	<b>vii</b>
<b>RIWAYAT HIDUP.....</b>	<b>viii</b>
<b>PERSEMBAHAN.....</b>	<b>ix</b>
<b>MOTTO .....</b>	<b>x</b>
<b>KATA PENGANTAR.....</b>	<b>xi</b>
<b>SANWACANA.....</b>	<b>xii</b>
<b>DAFTAR ISI.....</b>	<b>xvii</b>
<b>DAFTAR TABEL .....</b>	<b>xx</b>
<b>DAFTAR GAMBAR .....</b>	<b>xxi</b>
<b>I. PENDAHULUAN</b>	
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Manfaat Penelitian .....	3
<b>II. TINJAUAN PUSTAKA</b>	
2.1 Letak dan Lokasi Penelitian .....	4
2.2 Startigrafi dan Geologi Regional .....	5
2.2.1 Geologi Regional .....	5
2.2.2 Stratigrafi regional .....	6

1.2.2.1 Formasi Batuan .....	6
1.2.2.2 Unit Sedimen.....	6
1.3 Tektonik dan Struktur Geologi.....	16
1.4 Sistem Petroleum Cekungan Nias.....	17
1.4.2 Batuan Induk .....	18
1.4.3 Batuan Reservoir .....	18
1.4.4 Batuan Tudung .....	19
1.4.5 Perangkap Hidrokarbon .....	19
1.5 Konsep Eksplorasi Hidrokarbon .....	19
<b>III. TEORI DASAR</b>	
3.1 Gas Methana .....	21
3.2 Konsep Dasar <i>Well logging</i> dan Petrofisika.....	22
3.3 Jenis-Jenis Log.....	24
3.3.1 Log <i>Gamma Ray</i> .....	24
3.3.2 Log Resistivitas .....	26
3.3.3 Log Neutron.....	28
3.3.4 Log Densitas .....	29
3.4 Analisis Petrofisika .....	30
3.4.1 Interpretasi Kualitatif.....	31
3.5 Interpretasi Kuantitatif .....	31
3.5.1 <i>Volume Shale (Vsh)</i> .....	31
3.5.2 Porositas .....	32
3.5.3 Saturasi Air .....	33
<b>IV. METODE PENELITIAN</b>	
4.1 Tempat dan Waktu Penelitian.....	35
4.2 Alat dan Bahan.....	36
4.3 Prosedur Penelitian .....	36
4.3.1 Studi Literatur.....	36
4.3.2 Persiapan dan Pengumpulan Data .....	36
4.3.2.1 Data Sumur .....	37
4.3.2.2 Data Geokimia.....	37
4.3.2.3 Pengolahan Data .....	38

4.4 Diagram Alir .....	39
<b>V. HASIL DAN PEMBAHASAN</b>	
5.1 Data Penelitian .....	40
5.2 Analisis Petrofisika .....	40
5.2.1 Analisis Kualitatif .....	40
5.2.2 Analisis Kuantitatif .....	50
5.2.2.1 Analisis Volume Shale .....	50
5.2.2.2 Analisis Porositas .....	52
5.2.2.3 Resistivitas Air .....	55
5.2.2.4 Saturasi Air .....	61
5.2.3 Pemodelan 3D .....	63
<b>VI. KESIMPULAN DAN SARAN</b>	
<b>DAFTAR PUSTAKA</b>	

## DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Skala Penentuan Baik Tidaknya Kualitas Nilai Porositas Batuan Suatu Reservoar .....	32
2. Variasi Perhitungan Saturasi Air ( $S_w$ ) .....	33
3. Interpretasi Saturasi Fluida Hasil Data Lab .....	34
4. Jadwal Kegiatan Penelitian .....	35
5. Komposisi Gas Methana pada Sumur AHS-1 dan AHP-1 .....	37
6. Nilai Log Pada Reservoar Sumur AHS-1.....	42
7. Nilai Log Pada Reservoar Sumur AHP-1.....	44
8. Nilai Kandungan Lempung Pada Sumur di Lapangan "ZSD" .....	52
9. Nilai Porositas Sumur AHL-1 .....	54
10. Nilai Porositas pada Sumur AHP-1 .....	54
11. Nilai Porositas pada Sumur AHS-1 .....	54
12. Nilai Porositas pada Sumur AHT-1 .....	54
13. Nilai Porositas pada Sumur AHUB-1 .....	55
14. Daerah Water Bering Pada Sumur AHS-1 .....	58
15. Hasil Porositas <i>Crossplot</i> Pada Sumur AHS-1 .....	59
16. Daerah Water Bering Pada Sumur AHT-1 .....	61
17. Hasil Porositas <i>Crossplot</i> Pada Sumur AHT-1 .....	62
18. Nilai Resistivitas Air ( $R_w$ ) Pada Sumur di Lapangan 'ZSD' .....	65
19. Nilai Saturasi Air ( $S_w$ ) pada Sumur di Lapangan 'ZSD' .....	66
20. Litologi Keseluruhan Semur pada Lapangan 'ZSD' .....	68
21. Volume Litologi.....	75

22. Keseluruhan Reservoir Pada Keseluruhan Sumur.....	76
23. Volume Reservoir .....	81

## DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta daerah penelitian .....	4
2. Cekungan di Pulau Sumatera .....	5
3. Kolom stratigrafi pada salah satu sumur di Cekungan Nias .....	12
4. Elemen-elemen tektonik Cekungan Nias .....	16
5. Penampang melintang Cekungan Nias .....	17
6. Peta penyebaran aliran panas di daerah Samudra Hindia dan Pulau Sumatra .....	17
7. Diagram pembentukan hidrokarbon.....	21
8. Respon kurva log <i>gamma ray</i> .....	25
9. Respon log resistivitas .....	27
10. Respon log <i>neutron</i> .....	29
11. Respon log <i>density</i> .....	30
12. Diagram alir penelitian.....	39
13. Hasil triple combo AHS-1 .....	42
14. Zona prospek reservoir sumur AHS-1 .....	43
15. Zona prospek reservoir sumur AHS-1 .....	43
16. Hasil triple combo sumur AHP-1 .....	44
17. Zona prospek reservoir sumur AHP-1 .....	45
18. Hasil triple combo sumur AHL-1 .....	45
19. Zona prospek reservoir sumur AHL-1 .....	46
20. Zona prospek reservoir sumur AHL-1 .....	46
21. Zona prospek reservoir sumur AHL-1 .....	47

22. Zona prospek reservoir sumur AHL-1 .....	47
23. Zona prospek reservoir sumur AHL-1 .....	47
24. Zona prospek reservoir sumur AHL-1 .....	47
25. Zona prospek reservoir sumur AHL-1 .....	48
26. Hasil triple combo sumur AHT-1 .....	48
27. Zona prospek reservoir sumur AHT-1 .....	48
28. Hasil triple combo sumur AHUB-1.....	49
29. Zona prospek reservoir sumur AHT-1 .....	50
30. Zona water bearing pada sumur AHL-1 .....	55
31. Rw pada sumur AHL-1 .....	56
32. Zona water bearing pada sumur AHP-1 .....	56
33. Rw pada sumur AHP-1.....	57
34. Zona water bearing pada sumur AHS-1 .....	57
35. Rw pada sumur AHS-1.....	58
36. Zona water bearing pada sumur AHT-1 .....	58
37. Rw pada sumur AHT-1.....	59
38. Zona water bearing pada sumur AHUB-1 .....	59
39. Rw pada sumur AHUB-1 .....	60
40. Sebaran titik log secara 3D .....	64
41. Pemodelan 3D sebaran titik dan korelasi dengan arah Selatan-Barat....	65
42. Pemodelan 3D sebaran titik dan korelasi dengan arah Barat -Utara.....	65
43. Pemodelan 3D sebaran titik dan korelasi dengan arah Utara-Timur .....	66
44. Pemodelan 3D sebaran titik dan korelasi dengan arah Timur-Selatan...	66
45. Sebaran <i>limestone</i> .....	67
46. Sebaran <i>silty clay</i> dengan selingan <i>sandstone</i> .....	67
47. Sebaran <i>sandy limestone</i> dengan selingan <i>silty clay</i> .....	68
48. Sebaran <i>claystone</i> .....	68
49. Sebaran <i>sandstone</i> .....	69

50. Sebaran <i>tuff</i> .....	69
51. Sebaran titik log .....	71
52. Pemodelan reservoir secara 3D dan korelasi dengan arah Selatan-Barat .....	72
53. Pemodelan reservoir secara 3D dan korelasi dengan arah Timur-Selatan .....	72
54. Pemodelan reservoir secara 3D dan korelasi dengan arah Utara-Timur .....	73
55. Pemodelan reservoir secara 3D dan korelasi dengan arah Barat-Utara .	73
56. Sebaran reservoir Gas .....	74
57. Sebaran reservoir minyak .....	74
58. Sebaran reservoir dan gas metana .....	75



## 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 methana menjadi solusi dalam menggantikan penggunaan minyak dan gas bumi sebagai sumber energi alternatif. Gas methana 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 methana 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 methana yang lebih menguntungkan untuk dilakukan. Pembentukannya dapat berlangsung secara natural maupun sintesis. Gas ini diproduksi oleh alam dalam proses yang disebut metanogenesis. Beberapa mikroorganisme atau mikroba menggunakan tahap-tahap tersebut sebagai sumber energi. Sebagai salah satu jenis gas rumah kaca yang kuat, methana juga berkontribusi besar dalam fenomena *climate change*. Bahkan sudah mencapai lapisan atmosfer akibat produksinya yang berlebihan. Penyebabnya adalah aktivitas yang berhubungan dengan kepentingan manusia.

Gas ini muncul ketika manusia melakukan kegiatan produksi tambang, seperti minyak bumi dan gas alam. Selain itu, ia juga bisa timbul akibat bahan pengelolaan pupuk atau pembuangan sampah yang berlebihan.

Walaupun begitu, metana merupakan bahan bakar yang lebih minim menghasilkan gas, ketika terbakar daripada energi fosil, seperti minyak dan batu bara. Oleh karena itu, banyak industri yang memilih untuk menggunakan gas ini dalam produksinya. Gas ini sebenarnya tergolong sebagai salah satu emisi yang berbahaya karena tergolong penyebab efek rumah kaca yang dapat menimbulkan global warming pada bumi. Namun, di tangan orang-orang tepat, metana dapat dimanfaatkan untuk kehidupan sehari-hari seperti bahan bakar, pembangkit listrik, memasak dan pupuk. Menyimpan gas methana terbilang rumit dan berpotensi memperburuk global warming yang kita hadapi saat ini. Sifatnya yang mudah terbakar meningkatkan resiko pembakaran. Selain itu, metana dianggap 20-30 kali lebih kuat sebagai gas rumah kaca daripada dengan karbondioksida.

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan sejauh ini, Indonesia memiliki potensi gas methana yang cukup besar, sehingga menggambarkan peluang yang cukup cerah di masa depan. Hingga kini telah terdeteksi sepuluh cekungan gas methana di Indonesia yang berada di wilayah Sumatera, Jawa, Bali, Kalimantan, Timur, Sulawesi Selatan, dan Papua. Adapun wilayah penelitian penulis berada pada lapangan 'ZSD' daerah Cekungan Nias, Sumatera Utara. Lokasi penelitian dapat dilihat pada **(Gambar 1)**.

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 *system petroleum*. Analisis petrofisika sendiri merupakan suatu proses yang dilakukan untuk memvalidasi keterdapatannya suatu hidrokarbon serta mengetahui karakteristik dari reservoir maupun batuan induk dari hidrokarbon tersebut.

Metode *well logging* juga sangat berperan penting dalam perkembangan eksplorasi hidrokarbon. Metode ini memberikan hasil dari serangkaian pengukuran yang dilakukan pada lubang bor untuk memastikan keberadaan hidrokarbon.

Metode *well logging* merupakan suatu metode geofisika untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur (Schlumberger, 1989). Hasil metode *well logging* berupa gambaran bawah permukaan yang lebih detail dalam bentuk kurva-kurva dari nilai parameter yang terekam secara kontinu. Tujuan dari *well logging* untuk mendapatkan informasi petrofisika (sifat fisik batuan) berupa pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, permeabilitas dan kejenuhan air (Dewanto, 2009). Metode *well logging* tidak hanya berperan untuk menentukan litologi batuan bawah permukaan, tetapi juga menentukan daerah target reservoir serta daerah target batuan induk. Dari data log dapat diidentifikasi daerah target secara analisis kualitatif dan kuantitatif. Oleh karena itu, data log sumur sangat berperan penting dalam perkembangan eksplorasi hidrokarbon.

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

## **1.2 Tujuan Penelitian**

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Menentukan zona target reservoir pada 5 sumur di Lapangan 'ZSD' Cekungan Nias, Sumatera Utara.
2. Menentukan jenis fluida berdasarkan nilai saturasi air di zona target reservoir pada 5 sumur di Lapangan 'ZSD' Cekungan Nias, Sumatera Utara.
3. Menentukan prospek gas metana di zona target reservoir pada 5 sumur di Lapangan 'ZSD' Cekungan Nias, Sumatera Utara

## **1.3 Batasan Masalah**

Adapun batasan masalah dalam penelitian ini adalah.

Data yang digunakan adalah data log sekunder (.LAS) pada sumur AHS-1, sumur AHP-1, sumur AHT-1, sumur AHL-1, dan sumur AHUB-1 Cekungan Nias, Sumatera Utara.

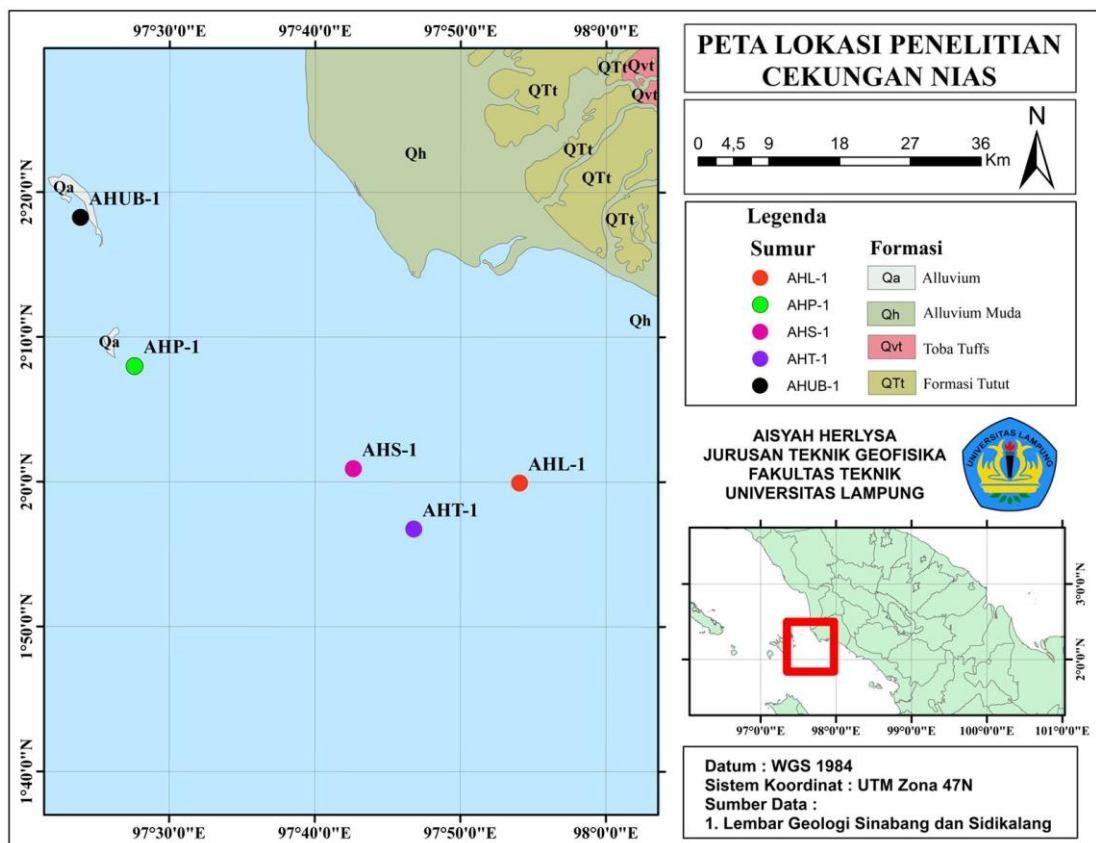
#### **1.4 Manfaat Penelitian**

Manfaat dari dilakukannya penelitian ini adalah dapat mengetahui karakteristik reservoir hidrokarbon dan mengetahui daerah sebaran lapisan gas methana pada lapangan 'ZSD' 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 dan sebaran titik sumur pemboran dapat dilihat pada (Gambar 1).

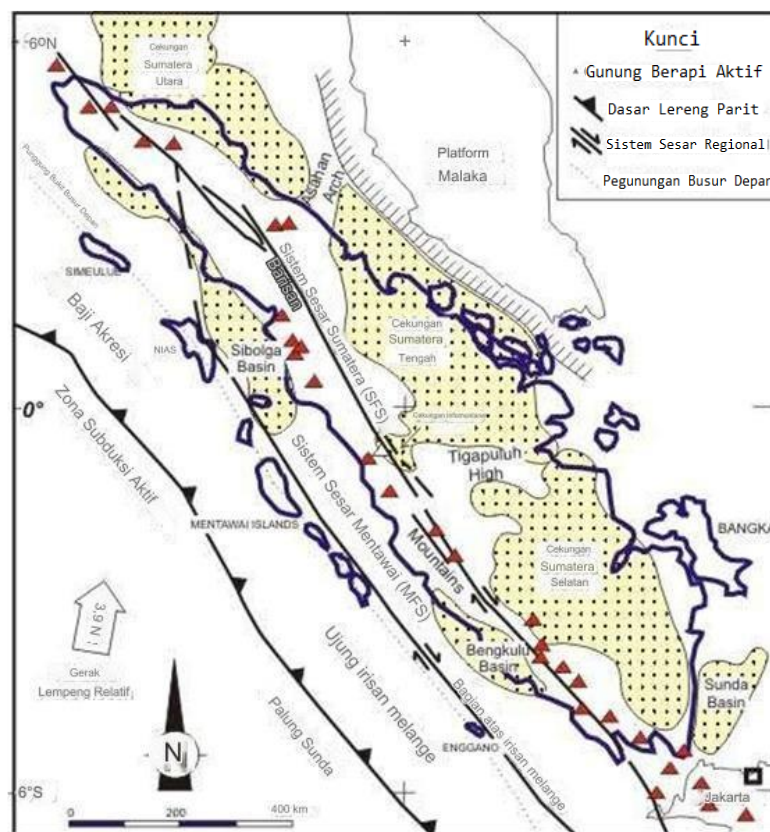


Gambar 1. Peta daerah penelitian

## 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 km<sup>2</sup>, sebagian besar terletak di perairan (9,153 km<sup>2</sup>) dan sebagian kecil di Pulau Nias (1,727 km<sup>2</sup>). Batuan dasar cekungan ini berumur Kapur dengan ketebalan antara 1,500 – 3,500 m pada kedalaman 3,500 m.



**Gambar 2.** Cekungan di Pulau Sumatera (n.p.).

Menurut SKK Migas (2008) dalam Laporan Penelitian Gas Methana 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 2**).

## **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 (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 jugaterdapat 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 barat daya Pulau Nias diperkirakan oleh (Douville 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 MiosenTengah.

Moore dkk (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 (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:

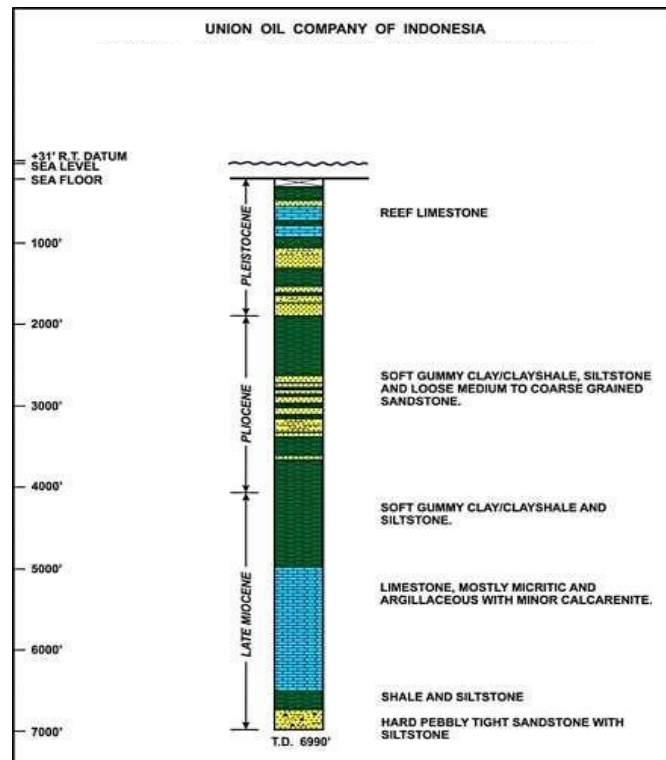
- a. Suksesi silisiklastik Pliosen Akhir – Sub-Resen disusun oleh material dari formasi yang paling tua.
- b. Suksesi silisiklastik Pliosen Akhir – Sub-Resen mengandung banyak rombakanfosil mikro dari formasi yang paling tua.
- c. Suksesi silisiklastik Pliosen Akhir – Sub-Resen relatif tidak terdeformasi 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 penarikhan 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 penarikhan sementara kemungkinan berumur Pliosen Akhir ( $C^{14}$  umur radiometrik) (Vita-Finzi dan Situmorang, 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 3**).



**Gambar 3.** 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  $97.7 \pm 0.7$  Ma, sedangkan Lassi granit  $112 \pm 24$  Ma. Sehingga ditafsirkan perkembangan granit menerus dari umur Yura - Kapur.

#### **2.2.2.2.1 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 sedimen 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*.

#### **2.2.2.2.2 Batuan Miosen**

Batuan sedimen berumur Miosen umumnya dipisahkan oleh ketidakselarasan menyudut dengan sedimen Paleogen. Beberapa sumur pemboran telah menembus satuan ini, antara lain Sumur AHP-1, AHS-1, dan AHL-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 tinggi bertindak sebagai sumber batuan klastik ke Sub-Cekungan Singkel. Aktifitas vulkanik pada Miosen Awal-Tengah membentuk batuan Vulkanik non-marine di atas runtunan sedimen.

#### **2.2.2.2.3 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, 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 AHL-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, 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 AHL-1) berkembang batugamping laut dangkal. Keadaan ini menerus mulai dari barat cekungan (Sumur AHS-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

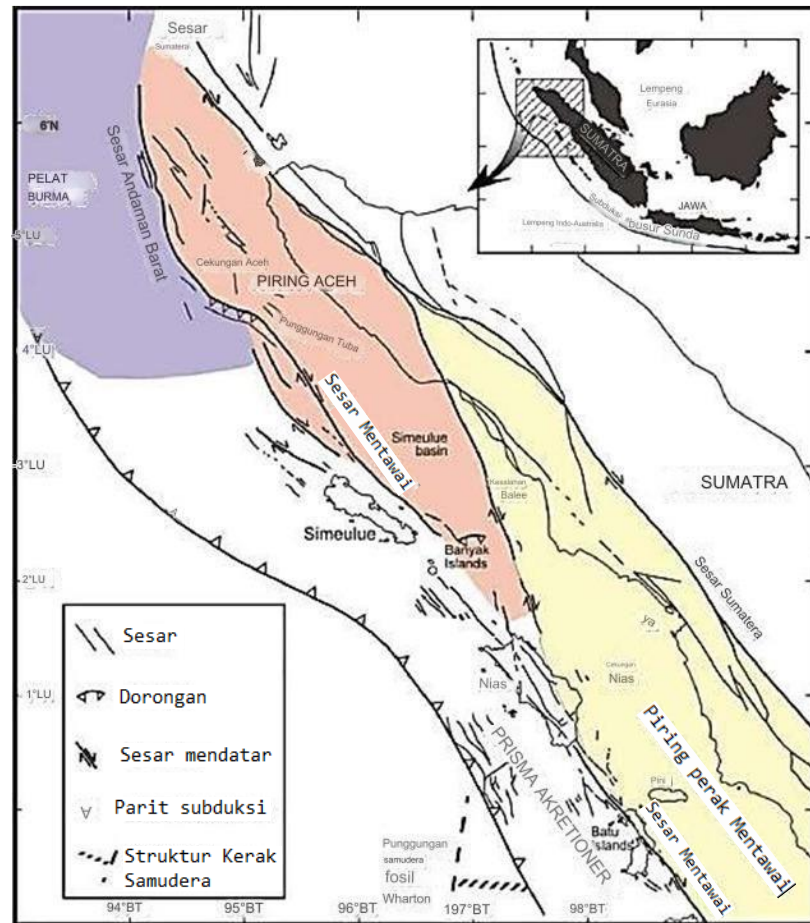


lateral yang terjadi. Fluktuasi perubahan muka laut yang cepat mengakibatkan terjadinya erosi yang intensif, sehingga sebagian batas Plio - Pleistosen merupakan bidang erosi.

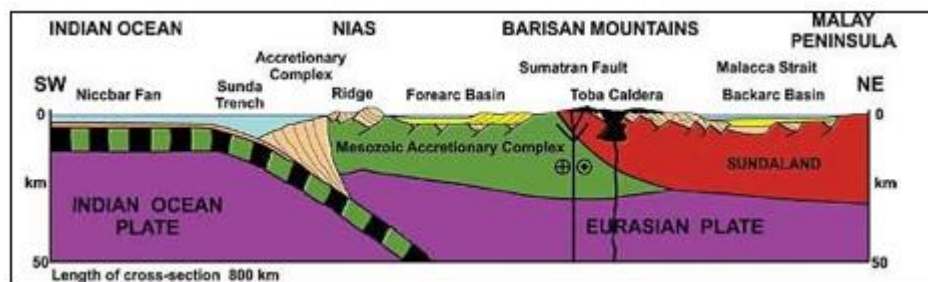
### 2.3 Tektonik dan Struktur Geologi

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 Nias terletak di antara jalur penunjaman Palung Sunda dan Sesar Sumatra serta dipotong oleh beberapa sesar besar seperti Sesar Batee dan Sesar Mentawai (**Gambar 4**). 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 terlihat. (**Gambar 5**) memperlihatkan penampang melintang dari Palung Sunda sampai Pulau Sumatra (*continental crust*) yang memotong Cekungan Nias.

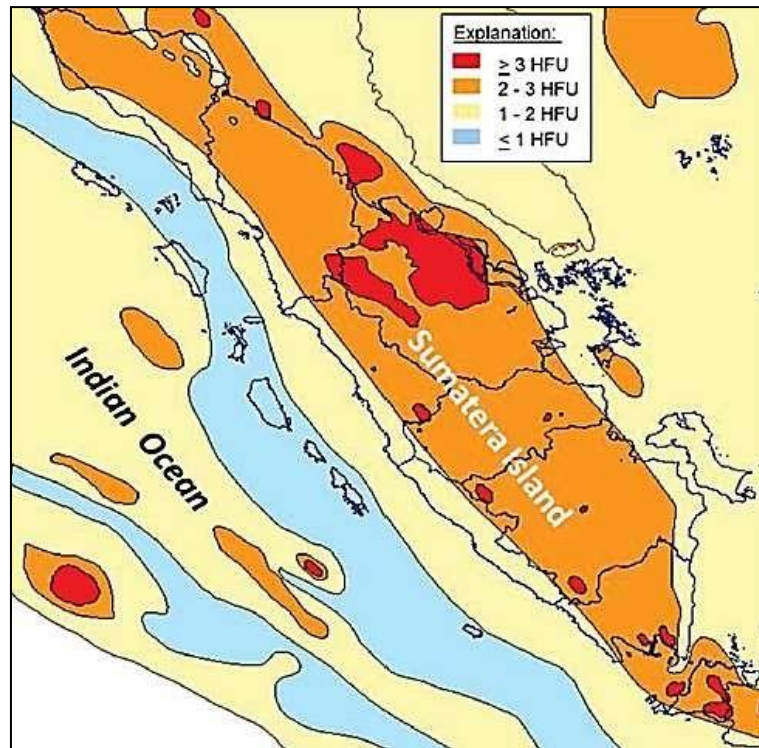


**Gambar 4.** Elemen-elemen tektonik Cekungan Nias (Karig dkk, dalam PPPGL, 2018).



**Gambar 5.** Penampang melintang Cekungan Nias (Simanjuntak dan Barber, dalam PPPGL, 2018).

Posisi Cekungan Nias yang terletak pada daerah busur depan antara Pulau Sumatra dan Samudra Hindia (**Gambar 6**) mengakibatkan gradien panasbumi serta aliran panas dalam cekungan ini relatif rendah, yaitu rata-rata sekitar 1.2 HFU (Thamrin dan Mey, dalam PPPGL, 2018). Aliran panas dan gradien panasbumi yang rendah ini ideal untuk pembentukan gas methana.



**Gambar 6.** Peta penyebaran aliran panas di daerah Samudera Hindia dan Pulau Sumatra (Kenyon dan Beddoes, dalam PPPGL, 2018).

Cekungan Nias, merupakan cekungan busur depan mencirikan cekungan yang sejuk dengan gradien panasbumi yang lebih kecil sampai sama dengan rata-rata (Katz, dalam PPPGL, 2018). Hal ini mempengaruhi proses pematangan batuan induk yang ada. Oleh karena gradien panasbumi 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 *Petrpleum* Cekungan Nias**

Komposisi gas pada beberapa Sumur yang terdapat di Cekungan Nias secara umum menunjukkan komposisi methana ( $\text{CH}_4$ ) lebih dari 86% atau dapat dikategorikan sebagai gas kering (*dry gas*). Karakterisasi sampel gas dari beberapa sumur di Cekungan Nias juga memperlihatkan indikasi gas methana 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 sampel 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, 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*).

Serpit 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, 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, dalam PPPGL, 2018). Dari enam lokasi akumulasi gas tersebut, lima diantaranya dijumpai pada reservoir batu gamping 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

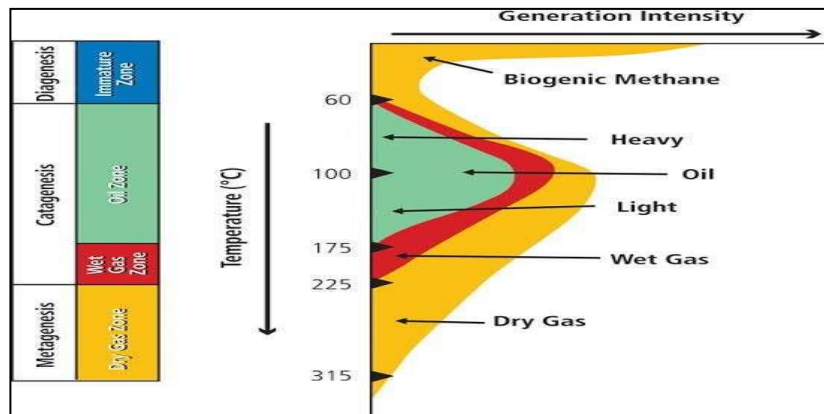
Menurut Pertamina - Beicip dalam PPPGL, 2018 tentang Penelitian Gas Methana Cekungan Nias, konsep eksplorasi (*play*) hidrokarbon yang berkembang dalam Cekungan Nias secara umum dapat dibagi menjadi gas methana *play* dan termogenik *play*. Methana *play* dijumpai pada batugamping dan batupasir yang berumur Neogen yang sumber hidrokarbonnya (gas) berasal dari bahanorganik dari batuan-batuan yang belum matang (*Ro* di bawah 0.5%), sedangkan kemungkinan termogenik *play* terdapat pada batupasir dan batugamping yang berumur Paleogen.

### III. TEORI DASAR

#### 3.1 Gas Methana

Gas methana merupakan gas yang terbentuk pada kedalaman yang dangkal di bawah permukaan, dan terpengaruh oleh metabolisme dari bakteri anaerob (Cokar dkk, 2010). Keberadaan gas methana 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 methana didefinisikan sebagai methana 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 dkk, 2004). 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).



**Gambar 7.** 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 7**). Menurut *Schoell* (1988), gas methana 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  $\text{CO}_2$  oleh bakteri dari batuan vulkanik atau magmatik alami secara kimiawi:  $\text{CO}_2 + 2 \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CH}_4$ .

Serpit merupakan sedimen penghasil hidrokarbon sehingga dapat menghasilkan gas methana dan diketahui juga sebagai penghasil gas petrogenik, methana, ataupun keduanya (Cokar, dkk., 2010). Hasil penelitian Dewanto dkk (2017) di laboratorium mengatakan bahwa serpit 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 methana 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 methana termasuk jenis bahan bakar yang ramah lingkungan jika digunakan sebagai sumber energi,

Gas methana merupakan gas dengan kandungan methana > 95 % serta memiliki kandungan S dan  $\text{CO}_2$  rendah seta dapat dideteksi dengan keberadaan isotop karbon  $^{13}\text{C}$   $\text{CH}_4$  yang bernilai -62 hingga -66 % (Katz, 1995).

### **3.2 Konsep Dasar Well Logging dan Petrofisika**

Log adalah suatu grafik kedalaman, dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono, 1997). Kegiatan untuk mendapatkan data log disebut '*logging*'. *Logging* memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara

kuantitatif banyaknya hidrokarbon di lapisan pada situasi dan kondisi sesungguhnya. Kurva log memberikan informasi yang dibutuhkan untuk mengetahui sifat-sifat batuan dan cairan.

*Well logging* merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan. Tujuan dari *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan log ini adalah untuk menentukan zona, dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir. Hasil pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dalam kurva log vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai keperluan pemakainya. Tampilan data hasil metode tersebut adalah dalam bentuk log yaitu grafik kedalaman dari satu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur (Harsono,1997).

Petrofisika adalah ilmu yang mempelajari tentang sifat-sifat fisik batuan. Analisa petrofisika mendukung usaha evaluasi formasi dengan cara menggunakan hasil rekaman *logging* sebagai sumber utama. Data-data di luar data *logging* juga diperlukan, seperti data *core* dan data lumpur pemboran. Analisa ini sangat penting untuk mengetahui kualitas reservoir, jenis fluida, porositas dan permeabilitas dari suatu batuan atau formasi, karena hal ini hanya dapat diketahui berdasarkan sifat fisik dari batuan tersebut. Dengan cara menggunakan data log sebagai sumber utama, parameter fisika analisa berdasarkan ilmu petrofisika untuk mengevaluasi formasi akan dapat memberikan informasi secara akurat mengenai zona reservoir dan sejauh mana penyebaran hidrokarbon didasarkan pada evaluasi dan analisa parameter petrofisika seperti kandungan lempung (*Vclay*), Porositas ( $\Phi$ ), dan Saturasi air (*Sw*).



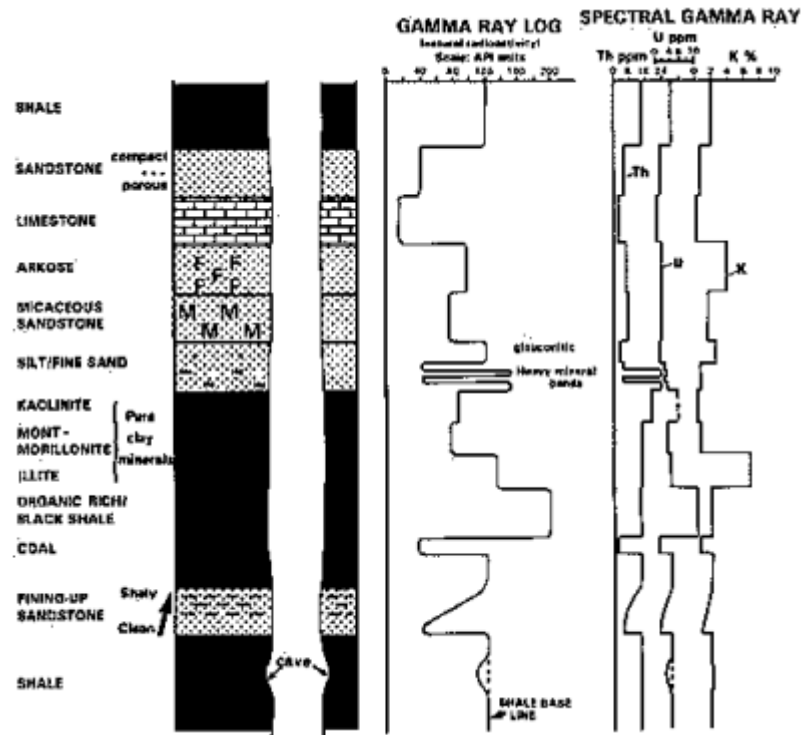
### 3.3 Jenis-Jenis Log

#### 3.3.1 Log Gamma Ray

Secara sederhana prinsip dari log GR adalah mengukur dan merekam sifat radioaktif dari lapisan bumi. Sifat Radioaktif GR tersebut terus menerus dipancarkan dalam bentuk pulsa-pulsa radiasi tinggi dari unsur Uranium, Thorium, dan Potassium yang umumnya terdapat pada batuan (Harsono, 1997). Log Gamma Ray (GR) menunjukkan besaran intensitas radioaktif dalam suatu formasi. Log gamma ray digunakan karena sinar gamma sangat efektif untuk membedakan lapisan permeable dan non permeable sebab unsur radioaktif cenderung berpusat di dalam shale yang non permeable serta tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang umumnya permeable (Harsono, 1997).

Log ini juga merupakan metode yang digunakan untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di dalam lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan diantaranya Uranium, Thorium, Potasium dan Radium. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat pada batulempung dan sedikit dalam batupasir, batugamping, dolomite, coal, gypsum dan lainnya. Oleh karena itu, batulempung akan memberikan respon gamma ray yang signifikan dibandingkan dengan batuan lainya (Erihartini dkk., 2017).

Respon Log Gamma Ray ditunjukkan pada **(Gambar 8)**, dimana respon Log Gamma Ray pada batulempung pada rentang 0 – 120 API dan pada batupasir dengan rentang 0–40 API. Respon Log Gamma Ray paling rendah ditunjukkan pada limestone dan paling tinggi pada *organic rich/black shale*.



Gambar 8. Respon kurva log *gamma ray* (Rider, 1996)

Menurut Mjili dan Mulibo (2018), pada litologi yang *free shale* seperti *sandstone* atau *dolomite* nilai GR umumnya ditandai dengan nilai GR rendah ( $\leq 60$ ) sedangkan shale umumnya menunjukkan nilai GR yang relatif lebih tinggi ( $\geq 60$ ). Selain untuk menentukan lapisan *shale* dan batupasir, log GR juga dapat digunakan untuk menentukan lapisan *permeable* di saat log terdistorsi (umumnya pada lapisan yang sangat resistiv), saat log SP tidak berfungsi (saat  $R_{mf} = R_w$ ), atau saat log SP tidak dioperasikan dikarenakan penggunaan lumpur pengeboran yang bersifat nonkonduktif.

Pada batupasir dan batu karbonat mempunyai konsentrasi radioaktif rendah dan *gamma ray* bernilai rendah, sebaliknya pada batulempung serpih, mempunyai *gamma ray* tinggi. Log *gamma ray* memiliki satuan API (*American Petroleum Institute*) yang biasanya memiliki skala berkisar 0–150 API atau 0–200 API jika terdapat lapisan *organic rich shale*.

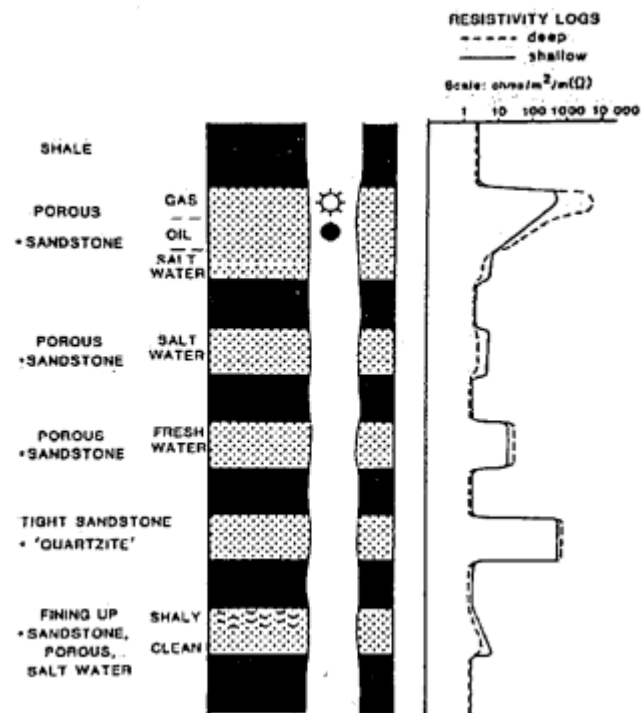
Menurut Asquith dan Krygowski, (2004) *log gamma ray* dapat digunakan untuk:

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

Berdasarkan interpretasi kuantitatif *log gamma ray* digunakan untuk menghitung kandungan lempung, sedangkan interpretasi kualitatif digunakan untuk mengkorelasi, menjabarkan fasies dan sekuen serta mengidentifikasi jenis litologi berdasarkan kandungan radioaktif. *Log gamma ray* memiliki fungsi lain yaitu untuk mengevaluasi kandungan serpih (*Vsh*), mendeterminasi lapisan permeable, mengevaluasi mineral radioaktif, dan mengkorelasi serta analisis fasies bawah permukaan serta di dalam suatu formasi.

### 3.3.1 Log Resistivitas

Menurut Harsono (1997), *Log resistivitas* merupakan *log elektrik* yang digunakan untuk mengetahui indikasi adanya zona hidrokarbon, dapat dilihat pada (**Gambar 9**). Seperti yang diketahui, butiran dan matrik batuan dianggap tidak bersifat konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida yang mengisi pori batuan. Apabila nilai kurva resistivitas menunjukkan nilai yang rendah mencerminkan keberadaan fluida dengan nilai salinitas yang tinggi atau air. Sementara nilai resistivitas yang tinggi cenderung menunjukkan terdapatnya kandungan hidrokarbon (Fatahillah, 2016). Terdapat dua jenis alat yang digunakan untuk pengukuran resistivitas yaitu laterolog dan induksi. Laterolog umumnya disebut sebagai alat resistivitas, sementara induksi lebih sering disebut alat konduktivitas. *Log* dari pengukuran resistivitas laterolog diantaranya; LLd (laterolog dalam), LLs (laterolog dangkal), MSFL (log mikro terfokus). Sementara *log* dari pengukuran induksi diantaranya; ILd (Induksi dalam), ILM (induksi menengah), SFL (log terfokus).



**Gambar 9.** Respon log resistivitas (Rider, 1996)

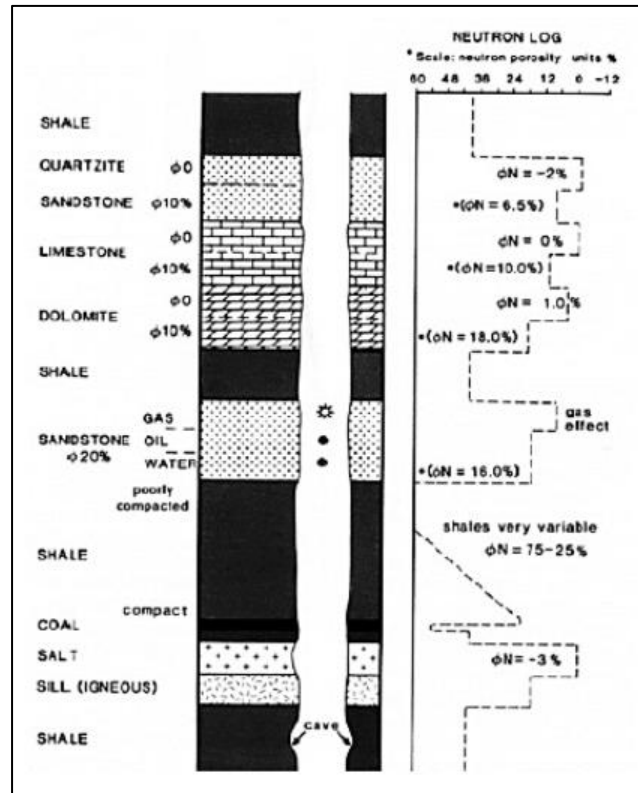
Respon Log Resistivitas ditunjukkan pada (**Gambar 9**), dimana respon Log Resistivitas pada batulempung bernilai 1 – 5 Ohm.m, pada batupasir dengan kandungan hidrokarbon gas pada rentang 100 – 10.000 Ohm.m, batupasir dengan kandungan hidrokarbon minyak pada rentang 100 – 1000 Ohm.m, dan batupasir dengan kandungan hidrokarbon air pada rentang 5 – 10 Ohm.m.

Log resistivitas adalah metode yang digunakan untuk mengukur sifat batuan dan fluida pori seperti minyak, air dan gas disepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan kelistrikannya. Untuk besaran resistivitas batuan dideskripsikan dengan Ohm meter, biasanya dibuat dalam skala logarithmic dengan menggunakan rentang nilai antara 0,2 sampai dengan 2000 Ohm meter. Metoda resistivitas logging ini dilakukan karena pada hakikatnya batuan, fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu (Aprilia, 2018).

### 3.3.2 Log Neutron

Log neutron merupakan log yang mengukur jumlah ion hidrogen dalam suatu formasi. Mekanisme kerja dari log ini ialah dengan pemancaran neutron yang berenergi tinggi dari sumber radioaktif yang dipasang pada alat. Jika terjadi tumbukan akan kehilangan energi tergantung pada inti material formasi, energi neutron yang hilang tergantung pada jenis energi yang ditumbuk. Log neutron digunakan bersamaan dengan log densitas untuk menghitung porositas suatu batuan. Jika pori terisi oleh hidrokabron gas, maka neutron porositas yang terhitung akan lebih kecil, hal ini disebabkan karena gas memiliki jumlah ion hidrogen lebih sedikit dibandingkan dengan air maupun minyak. Gejala penurunan nilai neutron porositas ini disebut dengan gas *effect* serta terdapat *shale effect* jika terjadi kenaikan nilai porositas akibat kandungan shale. Hal tersebut terjadi karena ion hidrogen pada struktur lempung dan air yang terikat dalam lempung ikut terhitung sebagai ion hidrogen seperti dalam pori (Nukefi, 2007). Semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogennya dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga *shale* yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula (Asquith dan Krygowski, 2004). Dapat dilihat pola kurva log neutron terhadap litologi batuan pada **(Gambar 10)**.

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



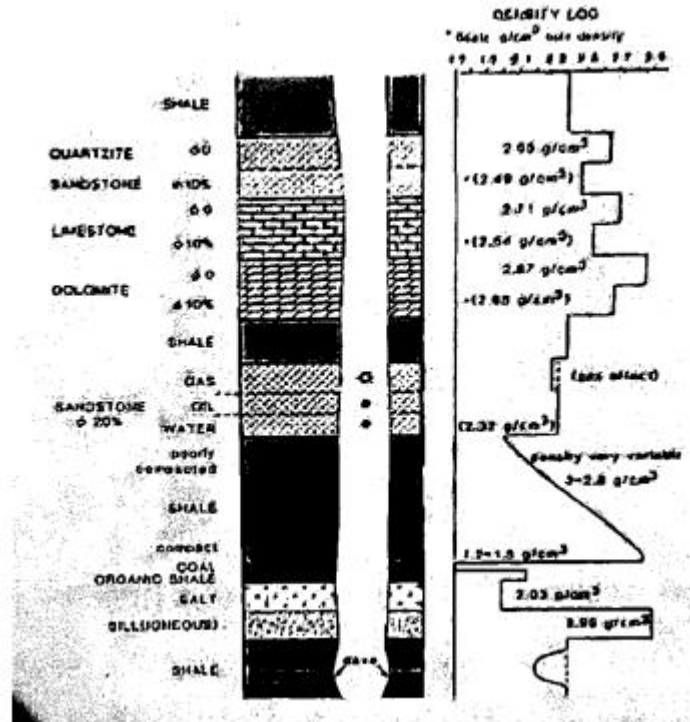
**Gambar 10.** Respon *log neutron* (Rider, 2002)

### 3.3.3 Log Densitas

Prinsip kerja log ini ialah memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakan pada dinding bor. Saat sinar gamma menembus batuan sinar akan bertumbukan dengan elektron pada batuan tersebut, sehingga mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan sebagian dari energinya dan sebagian lagi akan dipantulkan kembali dan ditangkap oleh detektor yang diletakan diatas sumber radiasi. Respon log densitas pada lapisan batupasir menunjukkan nilai yang rendah tergantung pada porositas batuan yang ada, ditunjukkan pada (**Gambar 11**).

*Bulk density* dari sebuah formasi adalah rata-rata dari dari matriks dan fluida dalam pori-pori pada area *flushed zone*, dan porositasnya dipengaruhi oleh keberadaan *shale*. Densitas dari *shale* bervariasi antara 2.20 dan 2.85  $g/cm^3$ , tergantung dari mineral *clay* yang ada di dalam *shale*. Log densitas digunakan untuk mengestimasi porositas efektif dari batupasir berlempung, dengan mengasumsikan densitas dari *shale* sekitar 2.65  $g/cm^3$ . Log densitas bersama

dengan log neutron juga umum digunakan untuk mendeteksi adanya air di batuan, menentukan densitas dari hidrokarbon, dan mengevaluasi keberadaan lapisan *shale* (Asquith & Krygowski, 2004).



Gambar 11. Respon *log density* (Rider, 2002)

### 3.4 Analisis Petrofisika

Lapisan prospek dapat teridentifikasi dengan melakukan analisis petrofisika. Analisis petrofisika ini dibagi menjadi interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif. Interpretasi kualitatif dilakukan untuk mengidentifikasi lapisan poros permeabel dan ada tidaknya fluida. Sedangkan interpretasi kuantitatif dilakukan untuk menentukan harga parameter petrofisika batuan seperti kandungan lempung, porositas batuan, resistivitas fluida saturasi air dan permeabilitas batuan.

#### 3.4.1 Interpretasi Kualitatif

Setelah melakukan logging maka selanjutnya dilakukanlah interpretasi terhadap data pengukuran secara kualitatif guna memperkirakan kemungkinan adanya lapisan poros permeabel dan ada tidaknya fluida. Tujuan dari interpretasi kualitatif ini adalah untuk mengidentifikasi litologi dan fluida

hidrokarbon yang meliputi identifikasi lapisan poros permeabel, ketebalan dan batas lapisan serta kandungan fluidanya.

### 3.5 Interpretasi Kualitatif

Dalam analisis petrofisika, interpretasi kuantitatif dimaksudkan untuk mengetahui harga parameter petrofisika batuan seperti kandungan lempung, porositas batuan, resistivitas fluida, saturasi air dan permeabilitas batuan.

#### 3.5.1 Volume Shale ( $V_{sh}$ )

*Volume shale* merupakan banyaknya kandungan *shale* dalam suatu formasi. Efek yang ditimbulkan jika terdapat kandungan *shale* dalam batuan sedimen yaitu terjadi penyimpangan kurva log yang berpengaruh terhadap sifat batuan karena shale menjadi penghambat batuan untuk mengalirkan fluida, karena shale bersifat *impermeable*. Semakin banyak *shale* dalam batuan maka akan mudah menghambat fluida untuk berada di batuan dan batuan kurang baik menjadi batuan reservoir (Rider, 2002). Dalam analisis petrofisika perlu dilakukan perhitungan kandungan lempung terutama pada lapisan *shaly sand*, karena kandungan *sand* dapat mempengaruhi dalam penilaian produktivitas lapisan reservoir. Rumus perhitungan kandungan lempung ditunjukkan pada persamaan 1 (Nuryanto dan Santosa, 2014):

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

$$V_{SH} = I_{GR}$$

Dengan keterangan sebagai berikut

- $I_{GR}$  = GR Index
- $GR_{log}$  = Nilai GR yang pada *log*
- $GR_{min}$  = Nilai GR minimum pada *log*
- $GR_{max}$  = Nilai GR maksimum pada *log*

#### 3.5.2 Porositas

Porositas merupakan perbandingan antara volume pori batuan terhadap volume total seluruh batuan. Porositas dapat diartikan sebagai rongga yang dimiliki oleh



suatu batuan. Pada suatu formasi yang renggang besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butir dan tidak bergantung pada ukuran butir mutlak. Porositas tinggi terjadi ketika semua butiran mempunyai ukuran butir yang hampir sama dan rendah jika ukuran butirnya bervariasi sehingga akan mengisi ruang pori diantara butiran yang besar. Porositas merupakan representasi dari kemampuan batuan untuk menyimpan fluida (Harsono, 1997).

Pada dasarnya perbedaan dari kedua jenis porositas tersebut hanyalah untuk mempermudah dalam mengidentifikasi jenis porositas. Menurut Koesoemadinata (1978), penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas dari suatu reservoir adalah seperti yang terlihat pada **Tabel 1**.

**Tabel 1.** Skala Penentuan Baik Tidaknya Kualitas Nilai Porositas Batuan Suatu Reservoir (Koesoemadinata, 1978).

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

Porositas batuan tergantung pada banyak faktor, termasuk jenis batuan dan bagaimana butir-butir batuan disusun. Misalnya, batu kristal seperti granit memiliki porositas yang sangat rendah (<1%), karena satu-satunya ruang pori adalah retakan kecil, panjang, tipis di antara butiran mineral individu. Batupasir, biasanya, memiliki porositas yang jauh lebih tinggi (10–35%) karena butiran pasir tersusun atas mineral individu yang tidak seragam satu sama lain, memungkinkan terciptanya ruang pori yang lebih besar. Porositas pada *well logging* dapat dihitung dengan menggunakan log densitas, log neutron, dan log sonik.

### 3.5.3 Saturasi Air ( $S_w$ )

Saturasi air pada batuan reservoir hidrokarbon mempengaruhi nilai cadangan di bawah permukaan, dikarenakan merupakan rasio dari volume air yang terisi oleh air dengan volume porositas total. Saturasi air berfungsi untuk menentukan zona yang mengandung hidrokarbon pada reservoir, jika air merupakan satu-satunya fluida yang terkandung di dalam pori batuan, maka nilai  $S_w = 1$ , tetapi jika pori mengandung fluida hidrokarbon maka  $S_w < 1$ .

Terdapat beberapa metode perhitungan saturasi air yang digunakan sesuai dengan lingkungan pengendapan, kandungan lempung dan litologi target reservoir daerah penelitian diantaranya *Archie*, *Simandoux*, *Indonesia*, dan *Dual – Water* yang disajikan dalam **Tabel 2**.

**Tabel 2.** Variasi Perhitungan Saturasi Air ( $S_w$ )

Model Saturasi	Formula
<i>Archie</i>	$S_w = \sqrt[n]{\frac{aR_w}{\phi^m R_t}}$
<i>Simandoux</i>	$S_w = \frac{a.R_w}{\phi^2} \left[ \sqrt{\frac{4\phi^2}{R_w.R_t}} + \left( \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$
<i>Indonesia</i>	$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[ \frac{V_{sh}^{1-\frac{V_{sh}}{2}}}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{\frac{m}{2}}}{\sqrt{a.R_w}} \right] . S_w^{\frac{n}{2}}$
<i>Dual-water</i>	$\frac{1}{R_t} = \frac{S_{wt}^n}{F_o} \left[ \frac{1}{R_w} + \frac{V_Q Q_v}{S_{wt}} \left( \frac{1}{R_{cw}} - \frac{1}{R_w} \right) \right]$

Keterangan :

$S_w$  : Saturasi air (%)

$m$  : Faktor sementasi (batugamping = 2; batupasir = 2.15)

$a$  : Faktor turtuositas (batugamping = 1; batupasir = 0.62)

$n$  : Eksponen saturasi (umumnya 2.0)

$\phi$  : Porositas efektif (%)

$R_w$  : Resistivitas air formasi ( $\Omega m$ )

$R_t$  : Resistivitas sebenarnya ( $\Omega m$ )

$V_{sh}$  : Volume shale

$R_{sh}$  : Resistivitas *shale* ( $\Omega m$ )

$R_{cw}$  : Resistivitas *bound water* ( $\Omega m$ )

$Q_v$  : *Cation-exchange capacity* (CEC) (meq/mL)

Metode ini memiliki kelebihan yaitu kandungan *shale* mulai diperhitungkan. Penentuan jenis kandungan fluida didalam reservoir didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air formasi ( $S_w$ ) dari hasil batasan umum seperti pada **Tabel 3**.

**Tabel 3.** Interpretasi Saturasi Fluida Hasil Data Lab (Adim, 1991)

$S_o$ Rata-rata (%)	$S_w$ Rata-rata (%)	Perkiraan Jenis Reservoir
< 3	< 50	Gas
2 – 5	< 60	Minyak + Gas
> 5	< 50 – 70	Minyak
< 1	> 70 – 75	Air

Secara kualitatif data log yang digunakan untuk mengidentifikasi jenis hidrokarbon adalah data log densitas, dan neutron. Untuk membedakan lapisan yang terisi gas dan minyak, digunakan separasi positif antara log densitas dan neutron. Untuk gas menunjukkan respon resistivitas yang lebih tinggi, dan separasi positif log densitas-neutron yang lebih besar daripada minyak. Secara kuantitatif nilai  $S_w < 25\%$  dianggap sebagai gas,  $25\% > S_w < 75\%$  dianggap minyak,  $S_w > 75\%$  dianggap sebagai air **Tabel 4**.

**Tabel 4.** Interpretasi Saturasi Fluida Berdasarkan (Irawan, 2009)

$S_w$ Rata-rata (%)	Perkiraan Jenis Reservoir
< 25	Gas
>25 - <70	Minyak
> 75	Air

## IV. METODE PENELITIAN

### 4.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun tempat penelitian dilakukan di:

Tempat : Laboratorium Mitigasi Bencana Geologi

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

Tanggal : Februari 2024 s.d Maret 2024

Adapun jadwal pelaksanaan kegiatan penelitian pada tugas akhir ini dapat dilihat pada **Tabel 4**.

**Tabel 4.** Jadwal Kegiatan Penelitian.

Kegiatan	Februari	Maret				April				Mei				Juni				Juli	
	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
Studi Literatur																			
Pengumpulan Data Well Logging																			
Pengolahan Data Well Logging																			
Penyusunan Laporan dan Bimbingan Usul																			
Seminar Usul																			
Bimbingan Hasil Seminar Hasil																			
Revisi dan Persiapan Sidang Komprehensif																			
Sidang Komprehensif																			

## 4.2 Alat dan Bahan

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

1. Laptop
2. Data *Log* Sumur (.Las)
3. Data Geokimia
4. *Software Interactive Petrophysics*
5. *Software ArcGis 10.3*
6. *Microsoft Excel*
7. *Microsoft Word*

## 4.3 Prosedur Penelitian

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

### 4.3.1 Studi Literatur

Studi literatur dilakukan pada tahap awal sampai akhir untuk mengumpulkan data atau informasi yang berkaitan dengan penelitian. Data yang berkaitan dengan penelitian seperti tinjauan pustaka dan teori dasar dapat mempermudah dalam proses penelitian maupun interpretasi hasil. Pada tahapan studi literatur, penulis mempelajari tatanan geologi, stratigrafi regional, kerangka tektonik, dan *petroleum system* daerah penelitian. Pada tahap ini penulis juga mempelajari terkait dengan metode *well logging*.

### 4.3.2 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. Adapun sumur penelitian AHS-1, AHP-1, AHT-1, AHL-1, dan AHUB-1 berlokasi di Lapangan 'ZSD' 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 *reservoarsecara* kualitatif dari daerah penelitian.

#### 4.3.2.1 Data Sumur

Adapun sumur penelitian berjumlah 5 sumur yaitu sumur AHS-1, AHP-1, AHT-1, AHL-1, dan AHUB-1 yang berlokasi di Cekungan Nias Sumatera Utara. Masing-masing sumur membutuhkan data Log *GR*, resistivitas, *NPHI*, dan *RHOB* pada penelitian ini.

#### 4.3.2.2 Data Geokimia

Data geokimia pada penelitian ini berupa tabel yang menunjukkan komposisi gas methana pada Sumur AHS-1 dan AHP-1 di Cekungan Nias. Berikut pada **Tabel 5** menunjukkan komposisi gas methana yang terdapat di Lapangan ‘ZSD’.

**Tabel 5.** Komposisi Gas Methana pada Sumur AHS-1 dan AHP-1

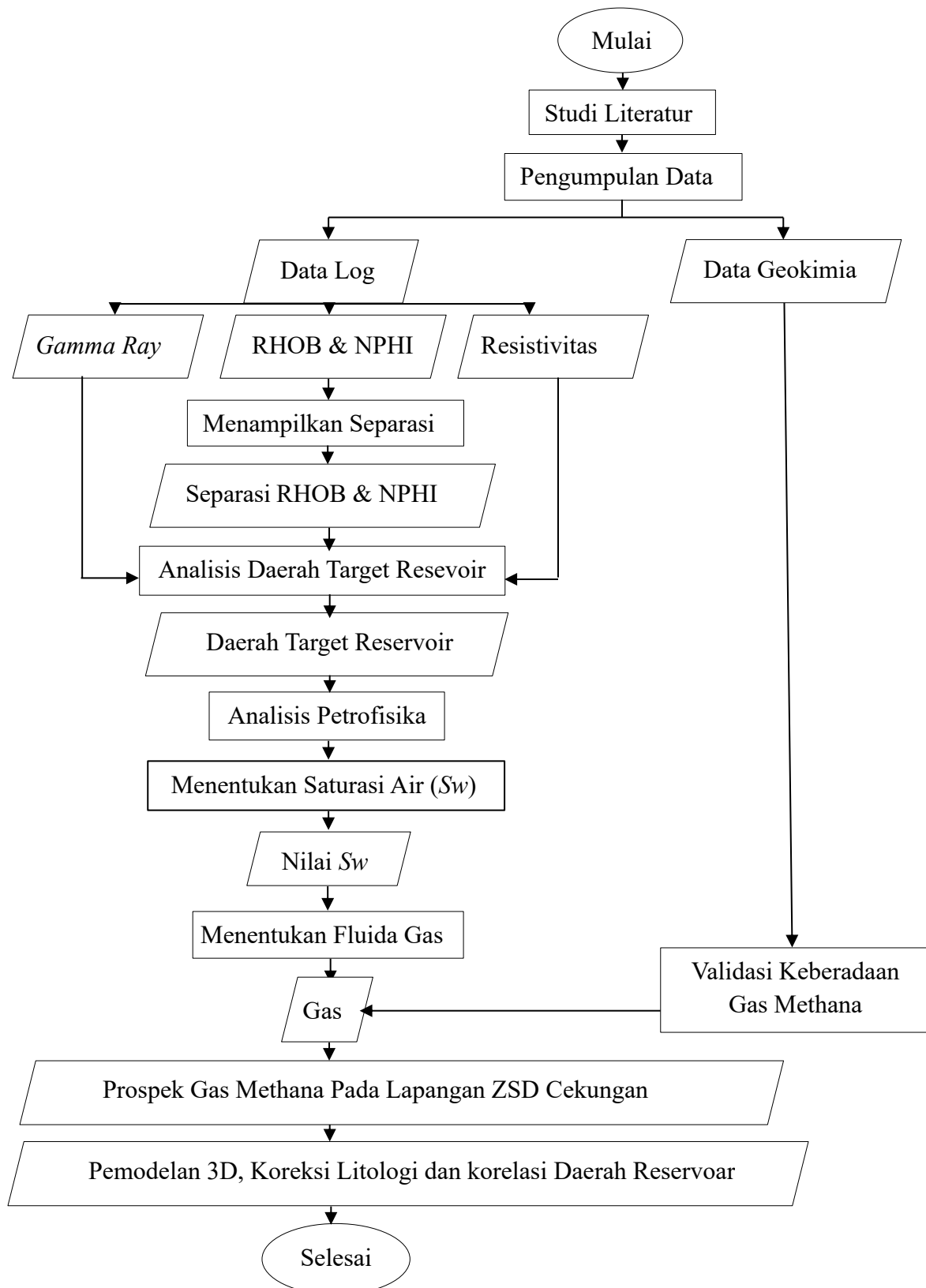
Components	AHS-1		AHP-1
	Water Depth : 196 ft		Water Depth : 199 ft
	DST 2	DST 3	DST
	5198.0-5216.0	5034.0-5090.0	3205.0-3225.0
	%	%	%
Hydrogen	-	-	-
Helium	-	-	-
Carbon Monoxide	-	-	-
Hydrogen Sulphide	-	-	-
Carbon Dioxide	0.29	0.23	-
Oxygen	-	-	-
Nitrogen	0.56	0.61	-
Methane	98.95	98.96	99.79
Ethane	0.18	0.19	0.15
Propane	0.02	0.01	0.06
Iso-Butane	-	-	-
n-Butane	-	-	-
Iso Pentane	-	-	-
n-Pentane	-	-	-
Hexanes	-	-	-
Hexanes Plus	-	-	-
<b>Total Percentage</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
<b>Molecular Weight</b>	<b>16.222</b>	<b>16.209</b>	<b>16.08</b>
<b>Gravity</b>	<b>0.56</b>	<b>0.5595</b>	<b>0.555</b>

#### 4.3.2.3 Pengolahan Data

Dalam penelitian ini proses pengolahan data menggunakan data log sumur, yang mana data log ini terdiri dari 5 sumur, yaitu sumur AHS-1, AHP-1, AHT-1, AHL-1, dan AHUB-1. Jenis-jenis log yang digunakan dalam penelitian ini, yaitu *log resistivitas*, *log gamma ray*, *log densitas*, dan *log neutron*. Tahap pertama yang dilakukan adalah membuat *triple combo* pada masing-masing sumur dengan bantuan *software Interactive Petrophysics*. Setelah membuat *triple combo* kemudian dilakukan analisis secara kualitatif untuk menentukan zona target reservoir dengan melihat nilai *log gamma ray* yang bernilai rendah, nilai resistivitas yang tinggi, dan terdapat separasi antara *log neutron* dan *log densitas*. Kemudian menghitung nilai saturasi air. Setelah itu menentukan nilai saturasi air, tahap selanjutnya yaitu, menentukan kandungan fluida gas berdasarkan nilai saturasi air. Tahap terakhir yaitu, menentukan prospek gas metana berdasarkan pada zona target reservoir pada 5 sumur di Lapangan “ZSD” Cekungan Nias, Sumatera Utara. Kemudian dilakukan korelasi litologi serta daerah penyebaran reservoir hidrokarbon di Lapangan “ZSD”.

#### 4.4 Diagram Alir

Adapun diagram alir dalam penelitian ini pada **Gambar 12**.



**Gambar 12.** Diagram alir penelitian



## VI. KESIMPULAN DAN SARAN

### 6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Berdasarkan analisis yang dilakukan dapat diketahui bahwa zona target pada sumur AHL-1 terdapat 7 zona reservoir, zona pertama kedalaman 809,5-932,0 ft, zona kedua kedalaman 995,5-1040,0 ft, zona ketiga kedalaman 1148,0-1190,0 ft, zona keempat kedalaman 2387,0-2390,0 ft, zona kelima kedalaman 2601,5-2610,1 ft, zona keenam kedalaman 2770,0-2788,0 ft, dan zona ketujuh kedalaman 3051,5-3059,5 ft. Zona target pada sumur AHP-1 terdapat satu zona reservoir pada kedalaman 3202,5-3225,0 ft. Zona target pada sumur AHS-1 terdapat dua zona reservoir, zona pertama pada kedalaman 5026-5130 ft dan zona kedua pada kedalaman 5198-5216 ft. Zona target pada sumur AHT-1 terdapat 1 zona reservoir pada kedalaman 3145-3157 ft. Dan zona target pada sumur AHUB-1 terdapat 1 zona reservoir pada kedalaman 1534-1685 ft.
2. Jenis fluida berdasarkan nilai saturasi air di zona target reservoir pada sumur AHP-1 kedalaman 3202,5-3225 ft, terdapat reservoir minyak dan gas metana, pada sumur AHS-1 kedalaman 5026-5216 ft terdapat reservoir gas metana, pada sumur AHL-1 kedalaman 809-3059 ft terdapat reservoir gas, pada sumur AHT-1 kedalaman 3145-3157 ft terdapat reservoir minyak, dan pada sumur AHUB-1 pada kedalaman 1534-1685 ft terdapat reservoir gas.
3. Lapisan reservoir gas metana pada Lapangan 'ZSD' terdapat pada sumur AHP-1 di kedalaman 3202,5 – 3225,0 ft dan pada sumur AHS-1 di kedalaman 5026 – 5216 ft yang ditentukan berdasarkan data geokimia berupa komposisi gas metana dengan nilai PHIE pada sumur AHP-1 35 % dan pada sumur AHS-1 34%, dengan nilai  $R_w$  pada sumur AHP-1 0,13 ohm dan pada Sumur AHS-1 0,14 ohm serta dengan nilai  $S_w$  pada sumur

AHP-1 24% dan pada sumur AHS-1 41%. ohm dan pada Sumur AHS-1 0,14 ohm serta dengan nilai  $S_w$  pada sumur AHP-1 24% dan pada sumur AHS-1 41%.

## **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

- Adim, H. (1991). *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir, Volume 1*. Badan Penelitian Dan Pengembangan Energi Dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi. <https://doi.org/10.29244/jitkt.v15i2.43145>
- Aprilia, R., Dewanto, O., Karyanto, K., dan Ramadhan, A. (2018). Analisis Petrofisika Dan Penyebab Low Resistivity Reservoir Zone Berdasarkan Data Log, Sem, Xrd Dan Petrografi Pada Lapangan X Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 2(17). <https://doi.org/10.23960/jge.v4i2.13>
- Asquith, G. dan Krygowski, D. (2004). *Second Edition Basic Well Log Analysis*. The American Association of Petroleum Geologist. <https://doi.org/10.1306/Mth16823>
- Beaudry, D. dan Moore, G.F. 1985. Seismic Stratigraphy and Cenozoic Evolution of West Sumatera Fore-Arc Basin. *AAPG Bulletin*, 69/5, p. 742-759. <https://doi.org/10.1306/AD4627FE-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Cannon, S. (2016). *Petrophysics: A Practical Guide*. West Sussex: Wiley Blackwell.
- 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. <https://doi.org/10.2118/135323-MS>
- Dewanto, O. (2009). *Buku Ajar Well Logging*. Teknik Geofisika Universitas Lampung. Bandar Lampung.
- 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*. No:05. ISSN: 2077-124X (Online), 2227-2771 (Print). Page: 84-89.
- Eisele, G. (1992). *Sedimentary Basins: Evolution, Facies, and Sediment Budget*. Springer: Heidelberg.

- Erihartanti, E., Siregar, S. S., dan Sota, I. (2017). Estimasi Sumberdaya Batubara Berdasarkan Data Well Logging Dengan Menggunakan Metode Cross Section di PT. Telen Orbit Prima Desa Buhut Kab. Kapuas Kalimantan Tengah. *Jurnal Fisika Fluks*, 12(2), 118-127.
- Fatahillah, Y. (2016). Penentuan Potensi Batuan Induk Menggunakan Model Log TOC, Pada Formasi Ngimbang, Lapangan "ARRAZI", Cekungan Jawa Timur Utara. *Tugas Akhir*. Surabaya: Institut Teknologi Sepuluh Nopember. <https://doi.org/10.12962/j23373539.v5i2.18240>
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Servis.
- Husein, S. (2015). *Petroleum and Regional Geology Northeast Java Basin, Indonesia: Excursion Guide Book*. Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada.
- Irawan, D., & Utama, W. (2009). Analisis Data Well Log (Porositas, Saturasi Air, dan Permeabilitas) untuk menentukan Zona Hidrokarbon, Studi Kasus: Lapangan "ITS" Daerah Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Fisika Dan Aplikasinya*, 5(1), 1-7. <https://doi.org/10.12962/j24604682.v5i1.935>
- Koesoemadinata, R. P. (1978). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Penerbit ITB.
- 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. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.137.1.0077>
- Lubis, S. (2015). *Prospeksi Gas Methan Biogenic Perairan Dangkal: Sumber Gas Non-Konvensional*. Short Course on SM IAGI UNPAD. Jatinangor.
- Mjili, A. S., dan Mulibo, G. D. (2018). Petrophysical Analysis of Reservoirs Rocks at Mlinzi Mbali-1 Well in Block 7 Offshore, Tanzania: Geological Implication on the Reservoir Quality. *Open Journal of Geology*, 08(08), 764-780. <https://doi.org/10.4236/ojg.2018.88045>
- 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.
- Nukefi, A. (2007). Karakterisasi reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon Pada Reservoir "A", Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna Barat. *Skripsi*. Institut Teknologi Bandung.
- Nurhayanto, A. dan Santosa, B. G. (2014). Evaluasi Formasi Menggunakan Data Log dan Data Core pada Lapangan "X" Cekungan Jawa Timur Bagian

Utara. *Jurnal Sains dan Seni Pomits*, 3(2), B112-B117. <https://doi.org/10.12962/j23373520.v3i2.6887>

- Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi Kelautan (PPPGL). (2018). *Penelitian Gas Methana Cekungan Nias*. Bandung
- Rice, D.D., dan Claypool, G.E. (1981). Generation, accumulation, and resources potential of biogenic gas: *American Association of Petroleum Geologist Bulletin v. 65, no.1, p. 5-25*.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs Second Editions*. Rider-French Consulting Ltd.
- 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. (1998). *Schlumberger Log Interpretation Principles/Applications*. Texas: Schlumberger Wireline and Testing.
- Schoell, M. (1988). Multiple Origin of Methane in the Earth. *Chemical Geology Vol. 71, p. 1-10*.
- Vita-Finzi, C., dan Situmorang, B. (1989). Holocene Coastal Deformation in Simeulue and Nias, Indonesia. *Marine Geology*, 89 (1-2), 153-161. [https://doi.org/10.1016/0025-3227\(89\)90031-5](https://doi.org/10.1016/0025-3227(89)90031-5)
- Walidan, I. F. (2011). Penentuan Struktur Bawah Permukaan Berdasarkan Pemodelan Data Gaya Berat Untuk Melihat Potensi Hidrokarbon pada Daerah “FW1807” Cekungan Jawa Timur Utara. *Skripsi*. Universitas Indonesia.
- Widarsono, B. (2010). Potensi Peran Kawasan Jawa Timur/Tengah dalam produksi Minyak dan Gas Bumi Nasional: Sebuah kajian Atas Kinerja, Peluang, Tantangan, dan Proyeksinya. *Lembar Publikasi Lemigas*, 44 (3), 216. <https://doi.org/10.29017/LPMGB.44.3.165>.