

**EVALUASI FORMASI GRUP SIHAPAS DAN PEMATANG
BERDASARKAN INTEGRASI DATA *WELL LOGGING* DAN
GEOKIMIA PADA SUMUR C DAN D LAPANGAN AIS
CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

(Skripsi)

Oleh

**A'ISAH YULIANTINA
NPM 1815051019**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2022**

**EVALUASI FORMASI GRUP SIHAPAS DAN PEMATANG
BERDASARKAN INTEGRASI DATA *WELL LOGGING* DAN GEOKIMIA
PADA SUMUR C DAN D LAPANGAN AIS CEKUNGAN SUMATERA
TENGAH**

Oleh

A'ISAH YULIANTINA

Skripsi

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

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2022**

ABSTRAK

EVALUASI FORMASI GRUP SIHAPAS DAN PEMATANG BERDASARKAN INTEGRASI DATA *WELL LOGGING* DAN GEOKIMIA PADA SUMUR C DAN D LAPANGAN AIS CEKUNGAN SUMATERA TENGAH

Oleh

A'isah Yuliantina

Evaluasi formasi yang disebut juga analisis petrofisika merupakan salah satu proses analisis ciri dan sifat batuan di bawah permukaan yang menggunakan hasil pengukuran lubang sumur (*wireline logging*). Evaluasi dilakukan melalui analisis petrofisika untuk mendapatkan parameter-parameter, yaitu volume *shale*, porositas, saturasi air dan analisis TOC. Penelitian kali ini dilakukan di Grup Sihapas dan Pematang sumur C dan sumur D pada Cekungan Sumatera Tengah untuk dilakukan evaluasi formasinya. Pada penelitian ini diperoleh 18 zona reservoir sumur C dan 17 zona reservoir sumur D. Diperoleh 10 zona *source rock* sumur C dan lima zona *source rock* sumur D. Nilai TOC sumur C Grup Sihapas ialah 0,34-10,92% dan Grup Pematang sumur C adalah 0,27-1,11%. Nilai TOC Grup Sihapas sumur D sebesar 0,08-4,52% serta Grup Pematang 0,48-1,97%. Kemudian diperoleh nilai porositas batumannya 11-30%, nilai saturasi air (S_w) 39-80% dengan kandungan fluida yang didominasi oleh minyak dan gas bumi. Kemudian dengan nilai TOC yang bagus maka untuk potensi minyak dan gasnya sangat bagus, hal ini didukung juga oleh tipe kerogen serta tingkat maturasi di Cekungan Sumatera Tengah.

Kata kunci: evaluasi formasi, *source rock*, reservoir, *well logging*.

ABSTRACT

FORMATION EVALUATION OF THE SIHAPAS AND PEMATANG GROUP BASED ON INTEGRATION DATA OF WELL LOGGING AND GEOCHEMICAL AT WELL C AND D IN AIS FIELD OF CENTRAL SUMATRA BASIN

By

A'isah Yuliantina

Formation evaluation known as petrophysical analysis is a process of analyzing the characteristics and properties of rocks beneath the surface using drill hole measurements results (wireline logging). The evaluation was performed with a petrophysical analysis to obtain parameters such as shale volume, porosity, water saturation, and TOC analysis. This research was carried out in the Sihapas Group and Pematang of Wells C and D in the Central Basin of Sumatera to evaluate the formation. In this research resulted in 18 well reservoir C and 17 well reservoir D. There were 10 source rock zones for well C and five source rock zones for well D. TOC values for well C in Sihapas Group were 0.34-10.92% and for Pematang Group well C were 0.27-1.11%. Sihapas well D has an TOC of 0.08-4.52% and Pematang has an TOC of 0.48-1.97%. Then, the rock porosity value is 11-30%, the water saturation value (S_w) is 39-80% with the liquid content dominated by oil and natural gas. With a good TOC value, the potential for oil and gas is very good, this is also supported by the type of corrosion and the level of maturity in the Central Sumatra Basin.

Keywords: formation evaluation, source rock, reservoir, well logging.

Judul Skripsi : **EVALUASI FORMASI GRUP SIHAPAS DAN PEMATANG BERDASARKAN INTEGRASI DATA *WELL LOGGING* DAN GEOKIMIA PADA SUMUR C DAN D LAPANGAN AIS CEKUNGAN SUMATERA TENGAH**

Nama Mahasiswa : **Aisah Yullantina**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1815051019

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik



Pembimbing I

Pembimbing II

A handwritten signature in black ink, appearing to be "Dr. Ordas Dewanto".

A handwritten signature in black ink, appearing to be "I Gede Boy Darmawan".

Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP 19661222 199603 1 001

I Gede Boy Darmawan, S.Si., M.Eng.
NIP 19880505 201903 1 019

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

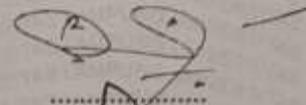
A handwritten signature in black ink, appearing to be "Karyanto".

Karyanto, S.Si., M.T.
NIP 19691230 199802 1 001

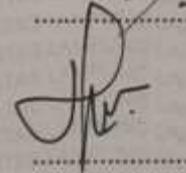
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

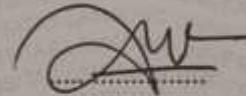
Ketua : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**



Sekretaris : **I Gede Boy Darmawan, S.Si., M.Eng.**



Anggota : **Rustadi, S.Si., M.T.**



2. Dekan Fakultas Teknik

Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc.
NIP 19750928-200112 1 002



Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **17 Mei 2022**

PERNYATAAN

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

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

Bandar Lampung, 25 Mei 2022


A'isah Yuliantina
NPM. 1815051019

RIWAYAT HIDUP



Penulis dengan nama lengkap A'isah Yuliantina, lahir di Menggala 18 Juli 2000, anak pertama dari tujuh bersaudara dari pasangan bahagia Bapak Ahmadsyah dan Ibu Denyati. Penulis berkebangsaan Indonesia dan beragama Islam. Pendidikan formal yang pernah ditempuh oleh penulis yaitu pendidikan Sekolah Dasar pada tahun 2006 di SD Negeri 3 Kibang Yekti Jaya selesai pada tahun 2012. Selanjutnya, penulis menempuh pendidikan Sekolah Menengah Pertama di SMP Negeri 2 Lambu Kibang selesai pada tahun 2015 dan pendidikan Sekolah Menengah Atas di SMA Negeri 10 Bandar Lampung selesai pada tahun 2018.

Pada tahun 2018, penulis terdaftar sebagai mahasiswa S-1 Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung melalui jalur SNMPTN. Selama menjadi mahasiswa penulis juga aktif dalam berbagai organisasi kampus diantaranya, pada tahun 2020, penulis bergabung menjadi anggota Sains dan Teknologi Himpunan Mahasiswa TG Bhuwana Universitas Lampung dan menjadi anggota Divisi Eksternal Badan Eksekutif Mahasiswa (BEM) Fakultas Teknik Universitas Lampung serta menjadi anggota Kementrian Luar Negeri Badan

Eksekutif Mahasiswa (BEM) Universitas Lampung. Selain itu dalam organisasi eksternal kampus penulis juga aktif dalam organisasi diantaranya sebagai anggota Divisi *Education Society of Exploration Geophysicist Student Chapter* Universitas Lampung (SEG -SC UNILA) pada tahun 2020-2021 dan diamanahkan menjadi Sekretaris di *Society of Exploration Geophysicist Student Chapter* Universitas Lampung (SEG -SC UNILA) pada tahun 2021-2022. Selain itu juga penulis menjadi anggota HMGZine Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) Pusat pada periode 2021-2022. Kemudian penulis juga dipercaya menjadi Asisten Praktikum Geologi Dasar (2020) dan Metode *Well Logging* (2022) di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Pada bulan Februari tahun 2021, penulis melaksanakan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Jaya Guna, Kecamatan Marga Tiga, Kabupaten Lampung Timur. Pada bulan Juli 2021, penulis melaksanakan Kerja Praktek (KP) di Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung dengan mengambil tema “Menentukan Konduktivitas Panas Formasi Pada Sumur AIS di Cekungan Sumatera Tengah”. Pada November 2021 hingga April 2022, penulis melakukan penelitian Tugas Akhir (TA) di Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung dengan judul skripsi “Evaluasi Formasi Grup Sihapas dan Pematang Berdasarkan Integrasi Data *Well Logging* dan Geokimia Pada Sumur C dan D Lapangan AIS Cekungan Sumatera Tengah” dan dinyatakan lulus pada bulan Mei 2022.

PERSEMBAHAN

Dengan penuh rasa syukur, ku persembahkan skripsi ini kepada:

ALLAH SWT.

Atas segala nikmat yang telah diberikan

Untuk dapat menyelesaikan skripsi ini

KEDUA ORANGTUA KU TERCINTA

PAPA AHMADSYAH

MAMA DENYATI

Berkat do'a serta dukungan yang tak henti. Terimakasih atas segala nya, jerih payah yang diberikan untuk ku. Semuanya tak akan bisa terbalas, namun sampai kapan pun insyaallah akan selalu aku ingat bahkan sampai nyawa lepas dikandung badan.

KEENAM ADIKKU TERSAYANG

Terimakasih atas segala dukungan dan semangat yang telah diberikan.

Keluarga Besar Teknik Geofisika Universitas Lampung

Almamater Tercinta, Universitas Lampung

SANWACANA

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

Penulis menyadari sepenuhnya, bahwa dalam Laporan Tugas Akhir ini masih jauh dari yang diharapkan. Dengan demikian, penulis sangat mengharapkan kritik dan saran dari semua pihak sehingga dapat membawa kearah yang lebih maju. Dalam penyelesaian Laporan Tugas Akhir ini, banyak pihak yang telah terlibat dan kesempatan ini penulis ingin mengucapkan rasa terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua tercinta yang selalu menjadi kebanggaan hidup penulis Papa Ahmadsyah dan Mama Denyati yang telah banyak memberi semangat, dukungan, mencintai dan menyayangi. Serta do'a yang tak pernah putus, terimakasih atas segala pengorbanan dan kasih sayang yang tulus yang diberikan.
2. Kepada Almh. Nenek ku (siti) Hj. Yang Ani tercinta semoga siti melihat dari surga Allah bahwa cucu siti alhamdulillah sudah sarjana dan insyaallah dapat membanggakan serta Keluarga Besar tercinta.
3. Keenam adik tersayang Agus Febriansyah, Devi Yuliantina, Okta Febriansyah, Lingga Merlinda Yuliantina, Andina Meisela Yuliantina dan Andini Meiseli Yuliantina yang tak pernah lupa memberikan semangat dan dukungan.

4. Bapak Dr. Eng., Ir. Helmy Fitriawan, ST., M.Sc. selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
5. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., selaku dosen Pembimbing 1 Tugas Akhir di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah banyak meluangkan waktu untuk memberi masukan, bimbingan, diskusi, koreksi dan pengarahan dalam mengerjakan Tugas Akhir ini.
7. Bapak I Gede Boy Darmawan, S.Si., M.Eng., selaku dosen Pembimbing 2 yang telah banyak meluangkan waktu untuk memberi masukan, bimbingan, diskusi, arahan serta motivasi dalam mengerjakan Tugas Akhir.
8. Bapak Rustadi, S.Si. M.T., selaku penguji yang telah memberikan waktunya.
9. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati banyak terima kasih untuk semua ilmu yang telah diberikan.
10. Teman seperjuangan selama melaksanakan kerja praktik Winona Putri Prihadita dan Retno Gayatri.
11. Sahabat-sahabat yang tersayang sejak maba “LOVOMA” yaitu Difa, Vivi, Lia, Fitri dan ada Novi telah menjadi tempat berdiskusi dan memberi dukungan.
12. Sahabat tersayang juga tempat bertukar cerita Alivia Natasya Putri, Tefania Bunga dan Genk “MEIKARTA” ada Karina, Sekar, Afra, Amel, Devista, Trifosani, Dinda.
13. Sahabat sedari les Inten ada Adel, Tasya, Talitha dan geng-gong “grup rusak berat” serta teman-teman member centil Inten “Asrama Putri”.
14. Teman-teman KKN selama 40hari bersama Ipan, Edho, Steven, Eki, Lia, Novi.
15. Keluarga Besar Teknik Geofisika 2018 “TGasak” tersayang yang telah memberikan motivasi dan membantu, ada ikram, topik, daus, arnas, dico, herlian, luvi, denta, arsy, paran, alek, nanda, aiz, ari, suandi, dicky, tekto, asad, budjar, joy, masrul, julpan, mintul, nurul, supardi, mbun, fira, ber,

pitboy, fika, mila, nisa, okta, sebrina, sarah, rindy, wulan, dini, wayan, pegit, naira yang sudah menjadi mahasiswa tingkat akhir. Semoga semakin sukses dan solid serta bisa melewati masa akhir perkuliahan ini.

16. Serta semua pihak yang terlibat, penulis mengucapkan terima kasih.
17. Diri saya sendiri Aishly yang mau dan mampu bertahan sampai saat ini berjuang, berusaha sekuat dan semampu yang saya bisa, pantang menyerah walau banyak rasa “MALAS” dan godaan yang datang menghampiri setiap saat, terimakasih sudah kuat sampai saat ini.

Demikian laporan Tugas Akhir ini yang telah disusun dengan sebaiknya, besar harapan penulis agar laporan ini dapat menjadi acuan dan dapat berguna bagi pembaca. Penulis juga mengharapkan kritik dan saran yang membangun agar menjadi lebih baik lagi untuk kedepannya.

Bandar Lampung, 10 Februari 2022

Penulis,

A'isah Yuliantina

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	ii
ABSTRACT	iii
PERSETUJUAN.....	iv
PENGESAHAN	v
PERNYATAAN.....	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
PERSEMBAHAN.....	ix
SANWACANA	x
DAFTAR ISI.....	xiii
DAFTAR GAMBAR.....	xvi
DAFTAR TABEL	xix
I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah	2
II. TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 Lokasi Daerah Penelitian	4
2.3 Tektonik Cekungan Sumatera Tengah.....	5
2.4 Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah	6
2.5 <i>Petroleum System</i>	11
III. TEORI DASAR	14
3.1 <i>Well Logging</i>	14
3.1. 1. <i>Log Gamma Ray</i>	15

3.1. 2. <i>Log Resistivitas</i>	16
3.1. 3. <i>Log Densitas</i>	18
3.1. 4. <i>Log Neutron</i>	19
3.1. 5. <i>Log Sonic</i>	20
3.2 Analisis Petrofisika	21
3.2.1. <i>Volume Shale</i>	22
3.2.2. Porositas.....	23
3.2.3. Permeabilitas.....	25
3.2.4. Resistivitas Air (Rw)	25
3.2.5. Saturasi Air (Sw).....	26
3.3 <i>Vitrinite Reflectance (Ro)</i>	28
3.4 <i>Total Organic Carbon (TOC)</i>	28
3.5 Kematangan Material Organik	31
3.6 Korelasi	34
3.7 Kerogen	34
IV. METODE PENELITIAN	38
4.1 Tempat dan Waktu Penelitian ..	38
4.2 Perangkat Lunak	38
4.3 Data Penelitian	38
4.4 Prosedur Penelitian	39
4.5 Jadwal Kegiatan	41
4.6 Diagram Alir	42
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	43
5.1 Analisis Petrofisika	43
5.1.1. Interpretasi Kualitatif.....	43
1. Zona Target Potensi Migas	43
5.1.2. Interpretasi Kuantitatif	55
1. <i>Volume Shale</i>	55
2. Porositas.....	58
3. Resistivitas Air (Rw)	62
4. Saturasi Air (Sw)	64

5.2	Interpretasi Kualitatif Zona <i>Source Rock</i>	67
5.2.1.	Evaluasi Kematangan Lapisan <i>Source Rock</i>	73
5.3	Analisis Geokimia.....	77
5.3.1.	<i>Total Organic Carbon (TOC)</i>	77
5.3.2.	Analisis Nilai <i>Vitrinite Reflectance (Ro)</i>	80
5.3.3.	Analisis Tipe Kerogen	81
5.3.4.	Analisis Kematangan Material Organik	83
5.3.5.	Analisis Korelasi TOC	85
5.4	Integrasi Data <i>Well logging</i> dan Geokimia	87
VI.	KESIMPULAN DAN SARAN	88
6.1	Kesimpulan	88
6.2	Saran	89
	DAFTAR PUSTAKA	90

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar	
1. Peta Lokasi Daerah Penelitian	4
2. Fisiografi Cekungan Sumatera Tengah	6
3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah	7
4. Operasi kegiatan <i>logging</i>	15
5. Respon <i>log Gamma Ray</i>	16
6. Respon <i>log resistivitas</i>	17
7. Respon <i>log densitas</i>	19
8. Respon <i>log neutron</i>	20
9. Respon <i>log sonic</i>	21
10. Grafik LOM terhadap nilai R_o	30
11. Interpretasi kualitatif lapisan batuan sumber	31
12. Diagram “Pseudo” Van krevelen	35
13. Grafik Plot antara TOC <i>Log</i> vs S_2	37
14. Diagram alir	42
15. Zona target reservoir 1 sumur C.....	44
16. Zona target reservoir 2 sumur C.....	44
17. Zona target reservoir 3 - 5 sumur C.....	45

18. Zona target reservoir 6 - 9 sumur C.....	46
19. Zona target reservoir 10 - 11 sumur C.....	46
20. Zona target reservoir 12 - 14 sumur C.....	47
21. Zona target reservoir 15 sumur C.....	48
22. Zona target reservoir 16 - 18 sumur C.....	49
23. Zona target reservoir 1 sumur D.....	50
24. Zona target reservoir 2 - 3 sumur D	50
25. Zona target reservoir 4 - 5 sumur D	51
26. Zona target reservoir 6 - 8 sumur D	52
27. Zona target reservoir 9 - 11 sumur D	53
28. Zona target reservoir 12 - 14 sumur D	54
29. Zona target reservoir 15 - 17 sumur D	55
30. Metode Pickett Plot.....	63
31. Zona <i>source rock</i> 1 - 2 sumur C.....	67
32. Zona <i>source rock</i> 3 sumur C	68
33. Zona <i>source rock</i> 4 - 5 sumur C.....	69
34. Zona <i>source rock</i> 6 sumur C	69
35. Zona <i>source rock</i> 7 - 10 sumur C.....	70
36. Zona <i>source rock</i> 1 sumur D.....	71
37. Zona <i>source rock</i> 2 sumur D.....	71
38. Zona <i>source rock</i> 3 - 5 sumur D.....	72
39. Interpretasi kualitatif lapisan batuan sumber target 1 – 2 sumur C.....	73
40. Interpretasi kualitatif lapisan batuan sumber target 3 sumur C.....	74
41. Interpretasi kualitatif lapisan batuan sumber target 4 – 5 sumur C.....	74

42. Interpretasi kualitatif lapisan batuan sumber target 6 sumur C.....	75
43. Interpretasi kualitatif lapisan batuan sumber target 7 – 10 sumur C	75
44. Interpretasi kualitatif lapisan batuan sumber target 1 sumur D	76
45. Interpretasi kualitatif lapisan batuan sumber target 2 sumur D	76
46. Interpretasi kualitatif lapisan batuan sumber target 3 – 5 sumur D	77
47. Plot silang TOC <i>Log</i> dan nilai S2	82
48. Plot silang HI dan Tmax sumur C dan sumur D	84
49. Kurva <i>well-logging</i> hubungan TOC <i>Log</i> dan TOC <i>Core</i> sumur C	85
50. Kurva <i>well-logging</i> hubungan TOC <i>Log</i> dan TOC <i>Core</i> sumur D.....	86
51. Grafik korelasi TOC <i>Log</i> dan TOC <i>Core</i> sumur C dan D	86

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel	
1. Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum	25
2. Persamaan saturasi air.....	27
3. Klasifikasi fluida berdasarkan nilai saturasi air.....	28
4. Nilai TOC terhadap potensi kualitas kerogen.....	30
5. Parameter geokimia dalam penentuan fasa kematangan termal.....	32
6. Pelaksanaan kegiatan penelitian.....	41
7. Hasil perhitungan volume <i>shale</i> pada zona target reservoir sumur C.....	57
8. Hasil perhitungan volume <i>shale</i> pada zona target reservoir sumur D.....	58
9. Hasil perhitungan porositas pada zona target reservoir sumur C.....	61
10. Hasil perhitungan porositas pada zona target reservoir sumur D.....	62
11. Hasil perhitungan saturasi air pada zona target reservoir sumur C.....	65
12. Hasil perhitungan saturasi air pada zona target reservoir sumur D.....	66
13. Hasil perhitungan TOC pada zona <i>source rock</i> sumur C.....	79
14. Hasil perhitungan TOC pada zona <i>source rock</i> sumur D.....	80
15. Nilai Ro sumur C.....	81
16. Nilai Ro sumur D.....	81
17. Data geokimia pada sumur C dan sumur D.....	83
18. Integrasi data <i>well logging</i> dan geokimia.....	87

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Evaluasi formasi yang disebut juga analisis petrofisika merupakan salah satu proses analisis ciri dan sifat batuan di bawah permukaan yang menggunakan hasil pengukuran lubang sumur (*wireline logging*). Analisis petrofisika dapat dilakukan dengan interpretasi pintas atau *quick look* dan dengan menggunakan perangkat lunak tertentu. Analisis petrofisika adalah kegiatan analisis yang dilakukan agar mendapatkan informasi mengenai sifat fisik batuan dan fluida reservoir (Utomo dkk., 2019). Perhitungan dalam evaluasi formasi diperlukan untuk mengetahui kualitas, kuantitas dan potensi reservoir serta *source rock* di Formasi Sihapas dan Pematang.

Serpit minyak merupakan suatu sejenis material serpit *clay* atau karbonat terdapat banyak kandungan material organik, dan merupakan sumber energi yang dapat menghasilkan minyak dan gas bumi (Kantsler dkk., 1980; Dewanto dkk., 2019). Terdapat beberapa literatur yang telah menyebutkan bahwa di Cekungan Sumatera Tengah sangat berpotensi untuk menghasilkan minyak dan gas bumi. Untuk mendukung potensi minyak dan gas bumi di Grup Sihapas dan Pematang maka diperlukan juga adanya batuan sumber di Grup Sihapas dan Pematang, yang merupakan sumber minyak dan gas bumi pada reservoir Grup Sihapas dan Pematang. Ada batuan induk yang merupakan sumber minyak dan gas bumi untuk reservoir pada formasi-formasi di Cekungan Sumatera Tengah.

Telah dilakukan penelitian sebelumnya oleh Adinur dkk., (2019) menemukan reservoir berdasarkan analisis petrofisika dengan nilai $Sw=0,24-0,25\%$.

Kemudian Adiria dkk., (2018) menemukan daerah potensi minyak dan gas dengan nilai $Sw=30-40\%$. Selanjutnya beberapa penelitian tentang adanya batuan sumber di Cekungan Sumatera Tengah telah banyak dilakukan oleh beberapa peneliti. Seperti Datu dan Adventino (2019) menghasilkan penelitian bahwa Formasi Sihapas diduga sebagai batuan induk Cekungan Sumatera Tengah. Selanjutnya Gani (2016) yang menghasilkan penelitian tentang Formasi *Brown Shale* merupakan formasi yang baik dalam parameter potensi, kualitas dan kematangan batuan induk. Dengan demikian maka penulis melakukan penelitian di Grup Sihapas dan Pematang untuk dilakukan evaluasi formasinya. Evaluasi dilakukan melalui analisis petrofisika untuk mendapatkan parameter-parameter, yaitu volume *shale*, porositas, saturasi air dan TOC. Parameter-parameter dari analisis petrofisika tersebut digunakan untuk identifikasi zona produktif di Grup Sihapas dan Pematang, pada Lapangan AIS dengan menghitung volume hidrokarbon. Dalam penelitian ini metode yang digunakan yaitu metode *logging* dan geokimia. Metode *logging* ialah metode yang melakukan analisis kualitatif dan analisis kuantitatif dengan menggunakan perhitungan parameter nilai petrofisika (Pratama dkk., 2018; Dewanto, 2018).

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dalam pelaksanaan penelitian ini adalah sebagai berikut

1. Menentukan daerah target reservoir berdasarkan analisis petrofisika dan daerah *source rock* berdasarkan analisis kualitatif dan kuantitatif (nilai TOC) di Grup Sihapas dan Pematang.
2. Mengevaluasi Formasi Grup Sihapas dan Pematang dalam hubungannya dengan potensi migas dan *source rock*.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam pelaksanaan penelitian ini adalah

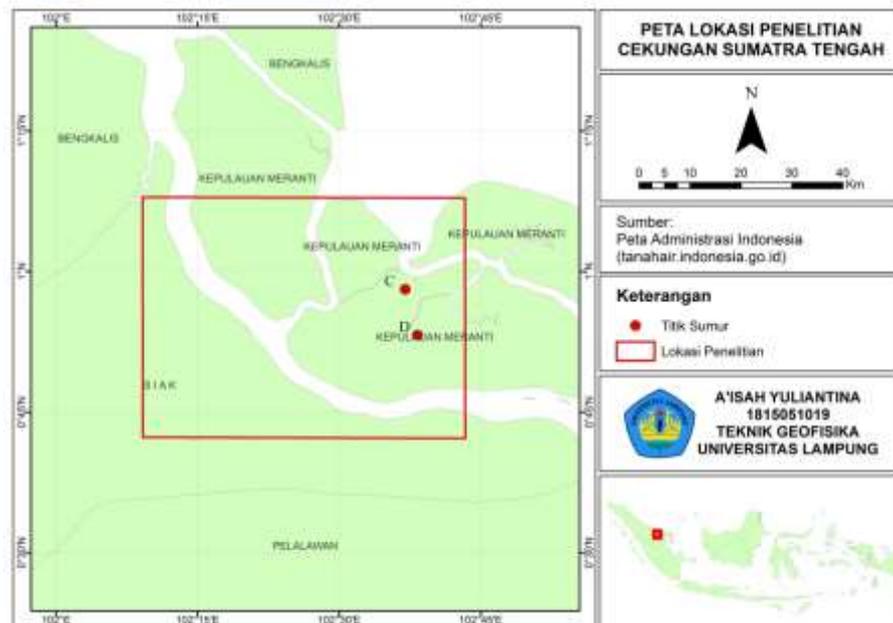
1. Menentukan daerah target reservoir dan daerah *source rock* Grup Sihapas dan Pematang Cekungan Sumatera Tengah dengan menggunakan data *Well logging* sumur C dan D terletak di Sumatera Tengah.

2. Menggunakan data geokimia pada penelitian sebelumnya yaitu prosiding seminar nasional kebumihan ke-12 Teknik Geologi, Universitas Gajah Mada oleh Cecilia Jatu Datu dan Adventino digunakan untuk menentukan tipe kerogen dan tingkat maturasi.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Daerah Penelitian

Lokasi daerah penelitian pada penelitian ini terletak di Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatera Tengah memiliki luas sekitar 103.500 Km². Secara geografis cekungan ini terletak antara 900°-103° BT dan 1° LS – 4°LU. Pada bagian utara, Cekungan Sumatera Tengah dipisahkan dari Cekungan Sumatera Utara oleh Tinggian Asahan, sedangkan di bagian selatannya dipisahkan dari Cekungan Sumatera Selatan oleh Pegunungan Tigapuluh. Pada Gambar 1, Sumur C dan D di Cekungan Sumatera Tengah ditunjukkan dengan tulisan C dan D dapat dilihat pada gambar di bawah ini:

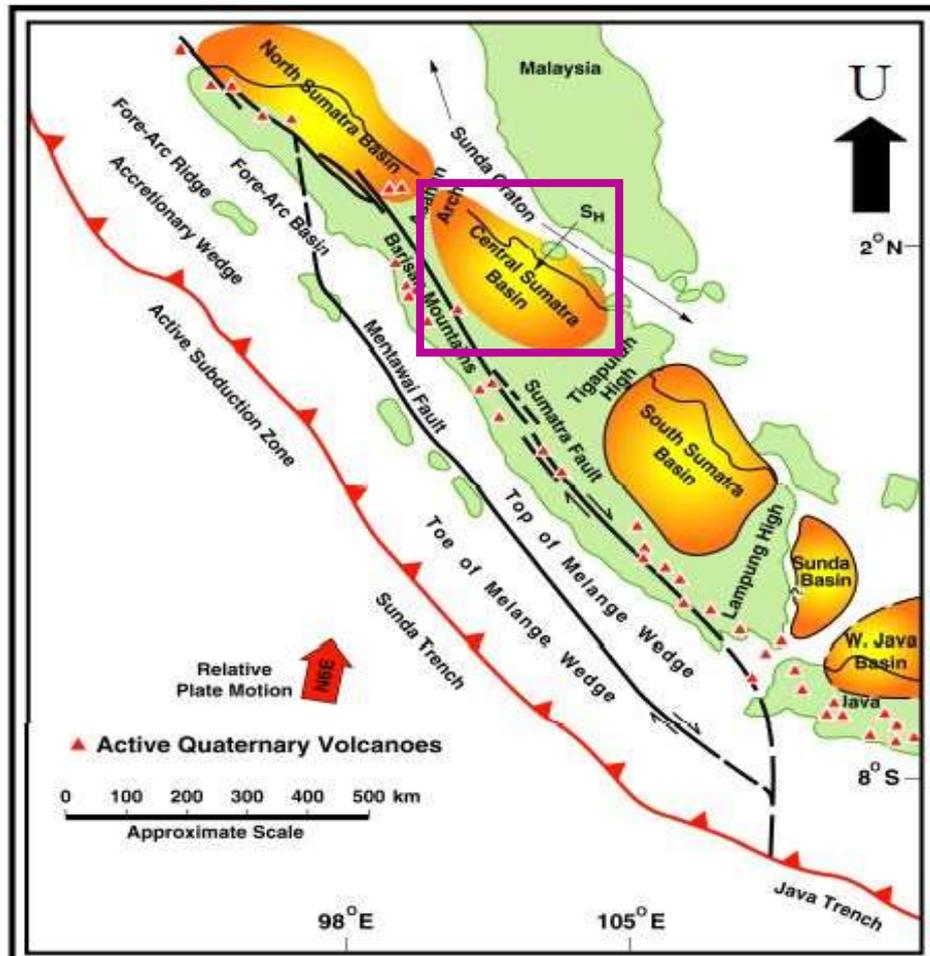


Gambar 1. Peta lokasi daerah penelitian.

2.2 Fisiografi Cekungan Sumatera Tengah

Wilayah Cekungan Sumatera tengah adalah cekungan yang terbentuk di belakang busur magmatik yaitu selama Tersier Awal (Eosen–Oligosen) yang rangkaian struktur setengah *graben* nya dipisahkan oleh suatu *block horst*, yang merupakan hasil dari terjadinya proses penunjaman lempeng Samudra Hindia menyusup ke bawah lempeng benua Asia (Mertosono dan Nayoan, 1974). Cekungan Sumatera Tengah dapat dilihat pada Gambar 2 yang berbentuk asimetris mengarah barat laut-tenggara, dan untuk bagian yang terdalam nya terletak pada bagian barat daya serta melandai ke arah timur laut.

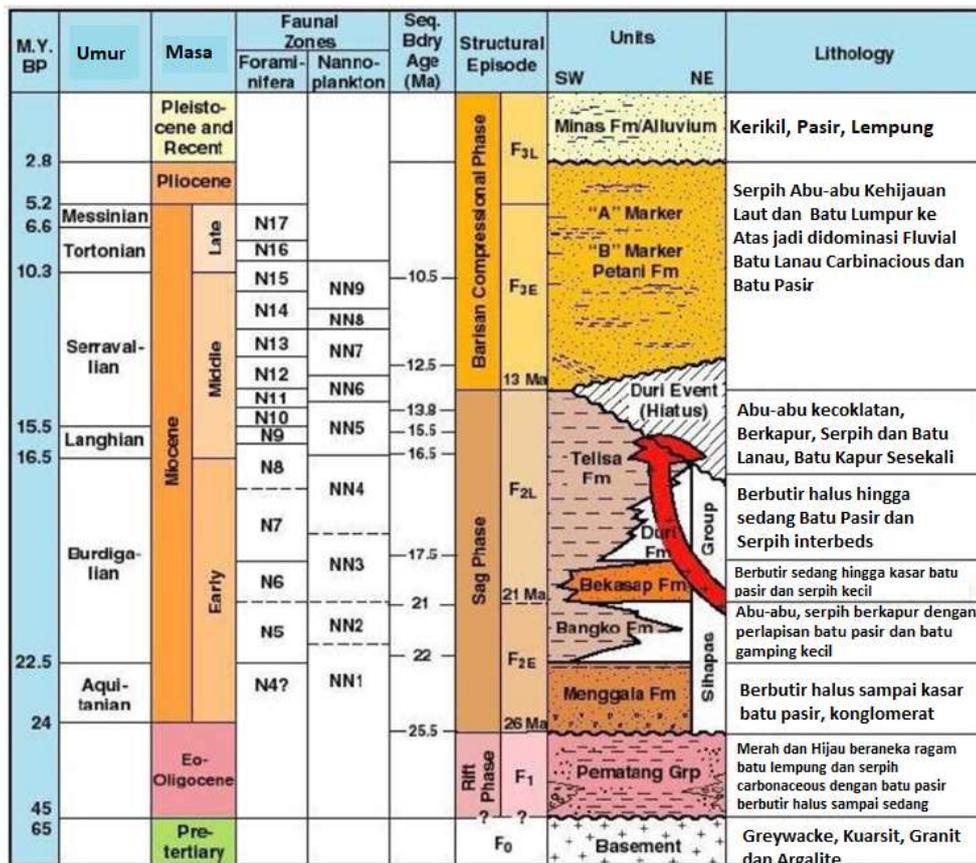
Cekungan Sumatera Tengah pada bagian barat dan barat daya dibatasi oleh Bukit Barisan, bagian timur dibatasi Semenanjung Malaysia, bagian utara oleh Busur Asahan, dan di sebelah tenggara oleh dataran tinggi Tigapuluh dan di sebelah timur laut oleh Kraton Sunda sedangkan batas bagian selatan tidak diketahui secara baik (Heidrick dan Aulia, 1993). Selanjutnya rangkaian struktur setengah *graben* ini diisi oleh sedimen klastik *non-marine* dan *lacustrine* dari kelompok pematang yang berada di beberapa bagian cekungan (*graben*) yang dalam. Empat bentukan khas dari Cekungan Sumatera Tengah yaitu Tinggian Kubu (*Kubu High*) di bagian Barat Laut, *central deep* di bagian tengah cekungan, Bukit Barisan (*Mountain Front*) di bagian Barat cekungan dan Tinggian Rokan (*Rokan Uplift*) serta Dataran Pantai (*Coastal Plain*) di bagian timur cekungan.



Gambar 2. Fisografi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Trulington, 1995).

2.3 Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah

Stratigrafi regional Cekungan Sumatera Tengah tersusun oleh beberapa unit formasi dan kelompok batuan yaitu dari yang tua ke yang muda, ada batuan dasar (*basement*), Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas, Formasi Petani, dan Formasi Minas. Kemudian untuk Batuan dasar Cekungan Sumatera Tengah berumur Pra-Tersier yang berfungsi sebagai landasan Cekungan Sumatera Tengah menurut Eubank dan Makki (1981) dalam Heidrick dan Aulia (1993) terbagi menjadi empat satuan litologi, yaitu *Mallaca Terrane*, *Mutus Assemblage*, *Mergui Terrane*, dan *Kualu Terrane*. Gambar 3 menunjukkan stratigrafi dari Cekungan Sumatera Tengah.



Gambar 3. Fisografi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick dan Aulia, 1993).

Stratigrafi Tersier pada Cekungan Sumatera Tengah dari yang tua ke yang paling muda adalah kelompok Pematang, Kelompok Sihapas (Formasi Menggala, Bangko, Bekasap, dan Duri), Formasi Telisa, Formasi Petani, dan diakhiri oleh Formasi Minas.

2.3.1. Grup Pematang

Kelompok Pematang diendapkan tidak selaras di atas batuan dasar, kelompok pematang diendapkan pada lingkungan danau atau lakustrin dan fluvial yang sedimennya berasal dari tinggian yang berada di sekelilingnya serta berumur Paleogen. Kelompok pematang ini terbagi menjadi tiga formasi:

- Formasi *Lower Red Bed*, yang terdiri dari batulempung, batulanau, batupasir, arkose, konglomerat yang diendapkan pada lingkungan darat serta dengan sistem pengendapan kipas aluvial dan berubah lateral dengan menjadi lingkungan fluviatil dan lakustrin.
- Formasi *Brown Shale*, terdiri dari serpih yang berwarna coklat kemudian diendapkan pada lingkungan lakustrin dalam sampai lakustrin dangkal. Selain terdapat batulempung, di formasi ini juga terdapat endapan-endapan kipas aluvial dan endapat turbidit.
- Formasi *Upper Red Bed*, yang terdiri dari litologi batupasir, konglomerat, dan serpih merah kehijauan yang diendapkan pada lingkungan lakustrin.

2.3.2. Grup Sihapas

Kelompok Sihapas ini diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Pematang. Unit-unit sedimennya adalah sikuen transgresif yang menyebabkan penenggelaman lingkungan pengendapan darat menjadi *fluviodeltaic*. *Fluvio-deltaic* pada formasi ini ditandai oleh sikuen batupasir yang menghalus ke atas bersifat konglomeratik, berbutir kasar dan halus serta tertutup oleh serpih *calcareous* dan *mudstone*. Formasi Bangko yang lingkungan pengendapannya sangat besar dipengaruhi oleh intertidal dan laut, sedimen-sedimen diendapkan mulai Oligosen Akhir sampai Miosen Awal. Sedimen Kelompok Sihapas meluas ke seluruh cekungan dengan formasi laut dalam Telisa di bagian atas yang menunjukkan bagian puncak transgresi, Kelompok Sihapas terdapat empat formasi, yaitu

- Formasi Menggala, ialah formasi yang paling tua di Kelompok Sihapas, dengan perkiraan berumur Miosen Awal. Litologinya tersusun oleh batupasir halus sampai kasar dengan sifat yang konglomeratan. Lingkungan pengendapan yaitu *braided river*

sampai *non-marine* (Sukanta dan Kadar, 1997). Ketebalan formasi menggala ini mencapai 1800 kaki.

- Formasi Bangko, yang diperkirakan umurnya pada Miosen Awal. Formasi ini diendapkan selaras di atas Formasi Menggala. Litologi dari formasi ini serpih abu-abu dengan sifat gampingan berselingan batupasir halus sampai sedang. Lingkungan pengendapannya Estuarin (Sukanta dan Kadar, 1997). Ketebalan formasi bangko sekitar 300 kaki.
- Formasi Bekasap, diperkirakan berumur Miosen Awal. Formasi bekasap diendapkan selaras di atas Formasi Bangko. Litologi penyusunnya ialah batupasir dengan kandungan glaukonit di bagian atasnya serta sisipan serpih, batugamping tipis dan lapisan tipis batubara. Lingkungan pengendapan dari *estuarine, intertidal, inner neritici* sampai *middle/outer* (Sukanta dan Kadar, 1997). Ketebalan formasi Bekasap diperkirakan 1300 kaki.
- Formasi Duri, ialah bagian paling atas dari Kelompok Sihapas. Formasi Duri diendapkan secara selaras dengan Formasi Bekasap yang diperkirakan berumur Miosen Awal. Litologi Formasi ini ialah batupasir berukuran halus sampai medium diselingi serpih dan sedikit batugamping. Lingkungan pengendapannya ialah *middle-outer Neritic* (Sukanta dan Kadar, 1997). Ketebalan formasi nya maksimum 900 kaki.

2.3.3. Formasi Telisa

Formasi Telisa diendapkan menjari dengan Formasi Bekasap yang berada di sebelah barat daya, di sebelah barat timur laut menjadi dengan Formasi Duri (Yarmanto dan Aulia, 1998). Formasi telisa memiliki umur Miosen Awal-Miosen Tengah yang terdapat suksesi batuan sedimen didominasi oleh serpih dengan sisipan batu lanau bersifat gampingan, berwarna abu kecoklatan terkadang dijumpai batugamping. Lingkungan pengendapan dari formasi ini mulai *neritic*, sampai dengan *non-marine* (Sukanta dan Kadar, 1997). Ketebalan

Formasi Telisa 1600 kaki. Satu peristiwa yang cukup penting di Cekungan Sumatera Tengah adalah munculnya intrusi dan ekstrusi batuan beku berumur Miosen Tengah (12–17 Ma) sesaat setelah hiatus Duri. Komposisi batuan-batuan intrusi tersebut menunjukkan lingkungan cekungan belakang busur (Heidrick dan Aulia, 1993).

2.3.4. Formasi Petani

Formasi Petani diperkirakan berumur Miosen Tengah-Plistosen yang diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Telisa dan Kelompok Sihapas. Formasi petani terdapat sikuen monoton serpih-*mudstone* dan berisi interkalasi batupasir minor dan batulanau yang ke arah atas menunjukkan pendangkalan lingkungan pengendapan dan penyusutan pengaruh laut sehingga lingkungan pengendapan berubah dari laut pada bagian bawahnya menjadi daerah payau pada bagian atasnya. Formasi Petani ini adalah awal dari fase regresi yang menunjukkan akhir dari periode panjang transgresi di daerah Cekungan Sumatera Tengah (Sukanta dan Kadar, 1997).

2.3.5. Formasi Minas

Formasi Minas adalah endapan kuartar yang diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Petani. Litologi Formasi Minas ini ialah terdiri dari lapisan-lapisan tipis konglomerat, pasir kuarsa, pasir lepas, kerikil, lempung yang merupakan endapan fluvial-alluvial yang diendapkan dari Plisoten hingga saat ini.

Berdasarkan sejarah geologi yang dihubungkan dengan evaluasi tektonik lempeng, urutan stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah terbagi menjadi empat sekuen pengendapan yang merefleksikan fase-fase yang berbeda pada perkembangan cekungan (Eubank dan Makki 1981 dalam Heidrick dan Aulia 1993). Empat urutan sekuen pengendapan tersebut adalah:

- Sikuen *syn-rift* berumur Eosen-Oligosen bawah yang disusun oleh sedimen kipas aluvial, fluvial serta ada lakustrin memiliki batuan sumber lokal.
- Sikuen *post-rift* berumur Oligosen Atas-Miosen tengah tersusun oleh sedimen fluvial, batupasir delta dan laut, batu serpih dan juga batubara.
- Sikuen *syn-orogenic* berumur Miosen tengah-Pliosen terdiri dari batupasir, batuserpih, batubara, sedimen delta dan fluvial.
- Sikuen *post-orogenic* berumur Pliestosen-Holosen terdiri dari Pasir, tanah gambut serta estuarin.

2.4 Petroleum System

Petroleum system adalah aspek yang sangat penting dalam hal eksplorasi. *Petroleum system* merupakan bagian dari elemen-elemen geologi serta proses-proses yang sangat penting hubungannya dalam menghasilkan dan menyimpan minyak bumi, serta dibutuhkan pemahaman mengenai *petroleum system* dan proses yang bekerja pada suatu daerah, yang nantinya sangat berpengaruh terhadap keberhasilan dari suatu eksplorasi. Berikut merupakan pembahasan mengenai *petroleum system* di wilayah Cekungan Sumatera Tengah:

2.4.1. Batuan Induk (*Source Rock*)

Lacustrin Brown Shale yang berasal dari tinggian Pematang merupakan satu-satunya *source rock* yang diketahui (Williams, 1985). Formasi ini memiliki dua fasies yang telah teridentifikasi yaitu suatu fasies *algal-amorphous* yang merupakan *oil prone* dan fasies *carbonaceous* (gamping) yang merupakan *gas prone*. Fasies *algal-amorphous* berkomposisi *alginate* dan *algal* dan *bacterial origin amorph* (tipe kerogen I dan I-II). Kandungan *organic* rata-rata dari suatu sampel *brown shale* yaitu 5% TOC (*Total Organic Carbon*). Pada beberapa bagian, *brown shale* bahkan ada yang memiliki TOC sebesar 20%.

2.4.2. *Maturation*

Gradien temperatur rata-rata Cekungan Sumatra Tengah adalah 3.5° F/100. Hal ini berhubungan kuat dikarenakan kebanyakan batuan di cekungan ini merupakan dalam *thermal equilibrium* dengan *basement* yang dalam. Dua fase tektonostratigrafi sering diperhitungkan untuk meneliti *gradient*;

- Fase *Rifting* ialah regangan, penebalan dan pensesaran dari kerak, seiringan dengan peningkatan aliran panas dikarenakan penerobosan astenosfer yang panas.
- Fase *post-rift* tanda dari panas yang makin besar karena hadirnya kembali *thermal equilibrium* pada mantel litosfer dan astenosfer.

Hal di atas membuat material endapan hidrokarbon termatangkan dengan baik. Hal ini juga didukung waktu pematangan yang lama (*Rifting*: eosen-oligosen, *post rift*: miosen awal-tengah), sehingga hidrokarbon di cekungan Sumatra Tengah sangat berpotensi.

2.4.3. *Reservoir and Seal (penutup)*

Reservoir dan *seal* berada pada Kelompok Sihapas yang terdiri dari lima formasi: Formasi Menggala, Formasi Bangko, Formasi Bekasap, Formasi Duri, dan Formasi Telisa (Heidrick dan Aulia, 1993). Batupasir pada Formasi Bekasap merupakan *reservoir* primer pada Cekungan Sumatra Tengah dengan porositas 27%. Di atas batupasir ini ditutup oleh *shale* setebal 30-40 ft yang termasuk *seal moderate* sampai baik.

Batuan tudung (*seal rock*) untuk formasi Menggala ialah lapisan *calcareous shale* yang merupakan serpih laut transgresi (*Transgressive marin shale*) dari formasi Bangko. Formasi Bangko berada tepat di atas formasi Menggala serta mengandung banyak lapisan serpih yang cukup tebal. Lapisan yang berfungsi sebagai batuan tudung formasi Bekasap merupakan suatu lapisan serpih dari formasi Telisa yang banyak mengandung lapisan serpih yang tebal. Kedua *seal*

rock ini memiliki *sealing capacity* yang besar, sehingga mampu menahan tekanan dari reservoir yang besar sekalipun. Hal ini menyebabkan cekungan Sumatra Tengah menjadi salah satu lapangan minyak raksasa.

2.4.4. Migrasi

Bentuk asimetri pada tinggian Pematang sangat mempengaruhi migrasi minyak yang berarah lateral terutama di depan batas *Hinge* dari cekungan. Hal ini ditunjukkan pada semua pola penemuan minyak yang memperlihatkan reservoir Pematang di tengah cekungan dan reservoir Sihapas disepanjang struktur didekat *hinge margin*. Migrasi cekungan telah terjadi di waktu formasi Telisa diendapkan, yaitu sekitar umur Miosen tengah, dimana Formasi *Brown Shale* telah mengalami deformasi yang mengakibatkan terbentuk struktur yang membuka jalan terjadinya migrasi. Jarak migrasi relatif pendek berkisar sekitar 25 km.

2.4.5. *Hydrocarbon Trap*

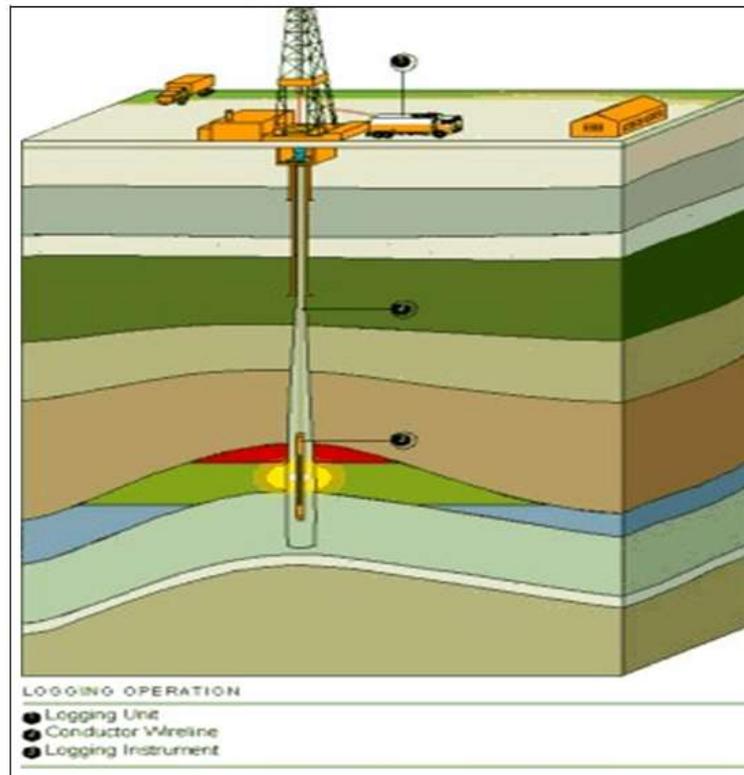
Jenis perangkap pada cekungan ini yaitu perangkap struktur, perangkap stratigrafi, dan perangkap lainnya. Eubank dan Makki (1981) bahwa perangkap struktur ialah perangkap yang utama di Cekungan Sumatera Tengah. Hal ini dikarenakan oleh letak geografis dari Cekungan Sumatera Tengah yang berada pada pinggiran dari lempeng yang bergerak aktif, sehingga terdapat banyak dihasilkan struktur sesar dan lipatan (antiklin) yang memiliki potensi untuk perangkap minyak bumi. Setiap daerah prospek dibatasi oleh sesar normal. Perangkap stratigrafi tidak dikenal secara luas di daerah sekitar cekungan Sumatera tengah. Perangkap stratigrafi ini biasanya memiliki resiko tinggi, sehingga di masa lalu perangkap stratigrafi ini tidak dicari secara aktif. Kebanyakan perangkap stratigrafi ditemukan dari data hasil pemboran pada struktur tinggian.

III. TEORI DASAR

2.1 *Well Logging*

Well logging adalah salah satu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan yang menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur untuk dilakukan evaluasi formasi serta identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan (Schlumberger, 1972). Tujuan dari *well logging* ialah agar mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, serta kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan, tujuan utama dari penggunaan *log* ini ialah untuk menentukan zona target dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi pada suatu reservoir (Harsono, 1997).

Kegiatan melakukan *wireline logging* adalah kegiatan yang dilakukan dengan memasukkan alat yaitu alat sonde dimasukkan ke dalam lubang pemboran sampai ke dalam dasar lubang. Kemudian pencacatan dilakukan dengan menarik alat sonde dari dasar lubang sampai ke kedalaman yang diinginkan dengan kecepatan yang tetap dan menerus. Kegiatan ini dilakukan langsung setelah pekerjaan pengeboran selesai Gambar 4. Hasil dari pengukuran atau pencatatan tersebut disajikan dengan bentuk kurva *log* vertikal yang sebanding dengan kedalamannya dengan menggunakan skala tertentu sesuai keperluan pemakainya.



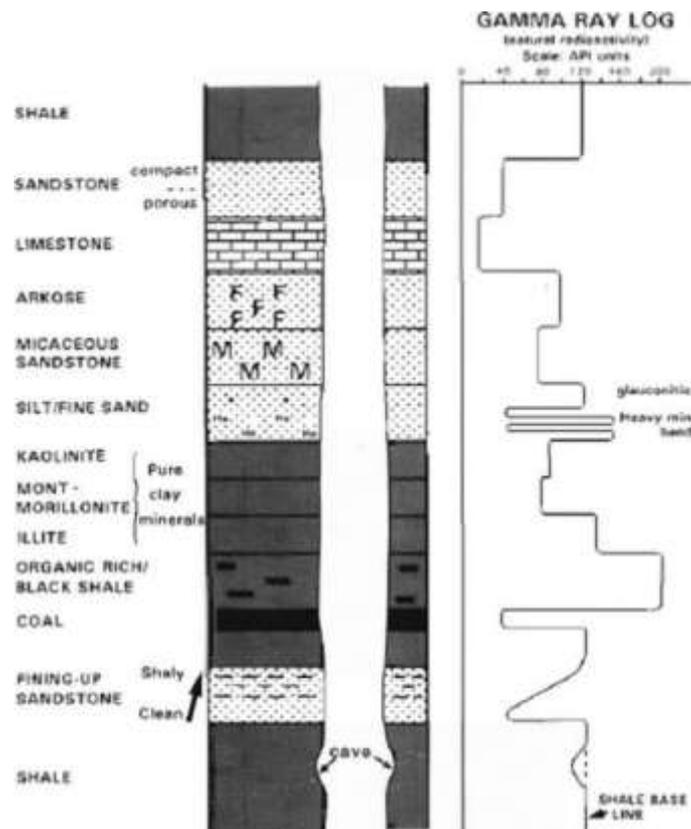
Gambar 4. Operasi kegiatan *logging* (Mastoadji, 2007).

2.1.1 *Log Gamma Ray*

Log Gamma Ray (GR) adalah *log* dari hasil suatu pengukuran dengan menunjukkan besaran intensitas radioaktif pada formasi, *log gamma ray* digunakan karena sinar gamma sangat efektif untuk membedakan lapisan permeabel serta tidak permeabel, dikarenakan dari unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat pada *shale* yang tidak permeabel dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir merupakan lapisan permeabel (Harsono, 1997).

Prinsip dari pengukuran *log gamma ray* ialah dengan mengukur serta mencatat intensitas radioaktif alami yang didapatkan pada formasi yaitu sebagai fungsi hasil peluruhan radioaktif yang terdapat dalam formasi batuan. Unsur-unsur dari radioaktif tersebut di antara lain: Thorium (Th), Uranium (U), dan Potassium (K) (Harsono, 1997). Di

dalam formasi hampir semua batuan sedimen mempunyai sifat radioaktif yang tinggi, terutama terkonsentrasi pada mineral *clay* (Asquith dan Krygowski, 2003). Pada Gambar 5, dapat dilihat respon dari *log gamma ray* apabila terdefleksi ke kiri maka menunjukkan litologi batuan berupa *sandstone*, *limestone*, dan merupakan lapisan *permeable*. Apabila terdefleksi kekanan maka litologi batuan berupa *shale* yaitu lapisan yang tidak *permeable*.



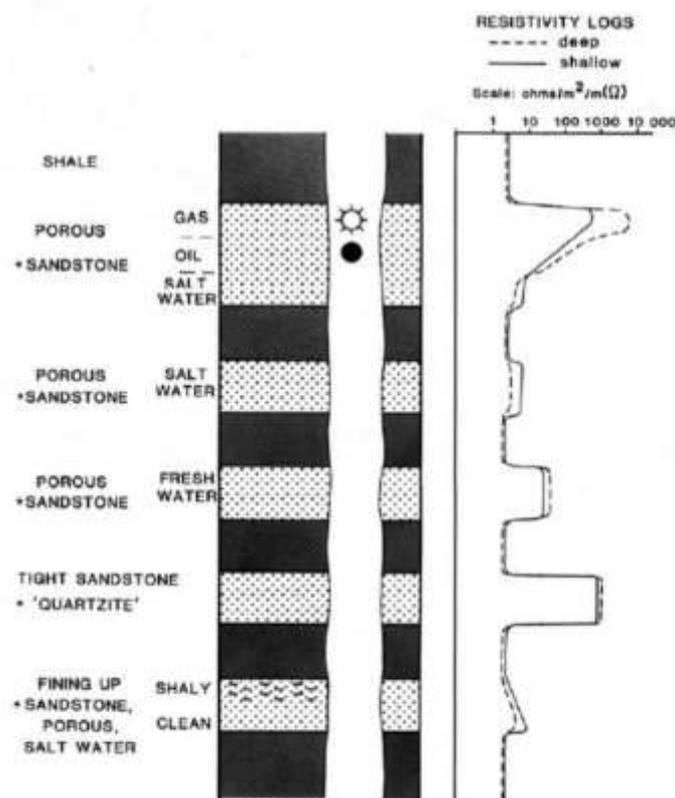
Gambar 5. Respon *log gamma ray* (Rider, 2002).

Menurut Asquith dan Krygowski, (2003) *Log gamma ray* dapat digunakan untuk menentukan:

- Evaluasi kandungan serpih V_{sh} .
- Determinasi lapisan *permeable*.
- Evaluasi mineral radioaktif.
- Evaluasi lapisan mineral radioaktif.
- Korelasi serta analisis fasies bawah permukaan

2.1.2 Log Resistivitas

Log resistivitas merupakan *log* yang mengukur resistivitas dari suatu formasi. Resistivitas formasi dapat dilakukan pengukuran dengan menggunakan induksi maupun elektroda seperti laterolog, mikrolog dan mikrolaterolog. Kegunaan dari *log* resistivitas ialah digunakan untuk membedakan zona hidrokarbon dan air (Nukefi, 2007). Apabila nilai resistivitas rendah maka batuan tersebut mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan kebalikannya apabila nilai resistivitas tinggi maka batuan tersebut sulit untuk mengalirkan arus listrik. Terdapat beberapa alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas (R_t) yaitu Laterolog dan Induksi. Dikenal dengan *log* R_t yaitu LLd (*Deep Laterolog Resistivity*), LLs (*Shallow Laterolog Resistivity*), ILd (*Deep Induction Resistivity*), ILM (*Medium Induction Resistivity*), serta SFL (Harsono, 1997). Gambar 6 menunjukkan respon dari *log* resistivitas.

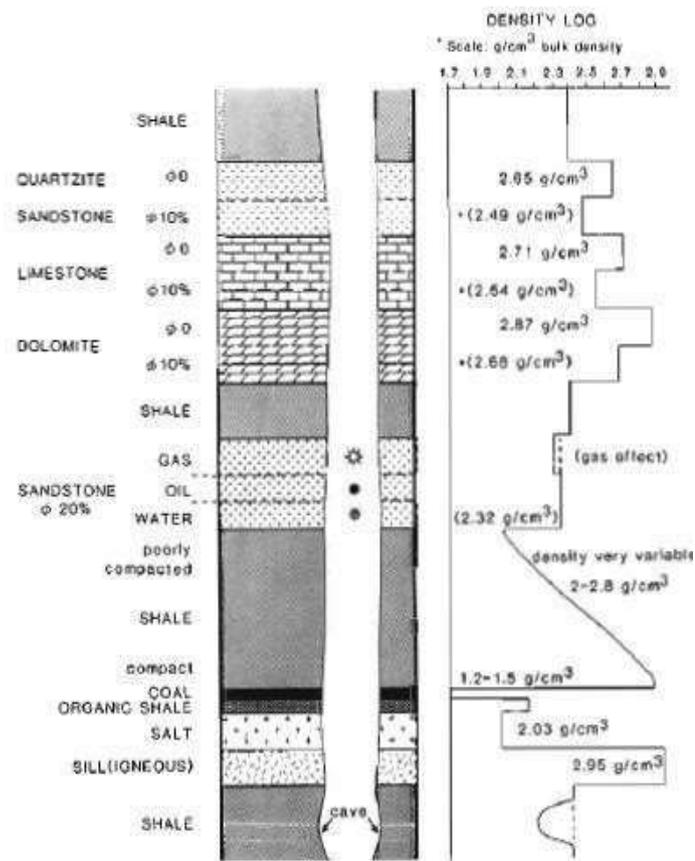


Gambar 6. Respon *log* resistivitas (Rider, 2002).

2.1.3 Log Densitas

Densitas *log* dilakukan untuk mengukur densitas batuan disepanjang lubang bor. Prinsip kerja *density log* adalah dengan cara memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor. Pada saat sinar gamma menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukan dengan elektron pada batuan tersebut, yang mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan sebagian dari energinya dan yang sebagian lagi akan dipantulkan kembali, yang kemudian ditangkap oleh detektor yang diletakkan di atas sumber radiasi. Intesitas sinar gamma yang dipantulkan tergantung dari densitas formasi. Tujuan utama dari *density log* adalah menentukan porositas dengan mengukur *densitas bulk* batuan, dapat juga digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air, digunakan bersama-sama dengan neutron *log*, juga untuk menentukan densitas hidrokarbon (ph) dan membantu dalam mengevaluasi lapisan *shale* (Asquith dan Krygowski, 2003).

Dalam perhitungan porositas batuan menggunakan dua nilai densitas yang berbeda yaitu bulk densitas (ρ_b atau RHOB) dan densitas matriks (ρ_{ma}). Bulk densitas merupakan densitas keseluruhan dari batuan yaitu bagian fluida dan solid batuan yang terukur oleh alat densitas *log*, sedangkan densitas matriks adalah densitas dari matriks batumannya saja (Asquith dan Krygowski, 2004). Pada Gambar 7, dapat dilihat di bawah ini yang merupakan respon dari *log* densitas.

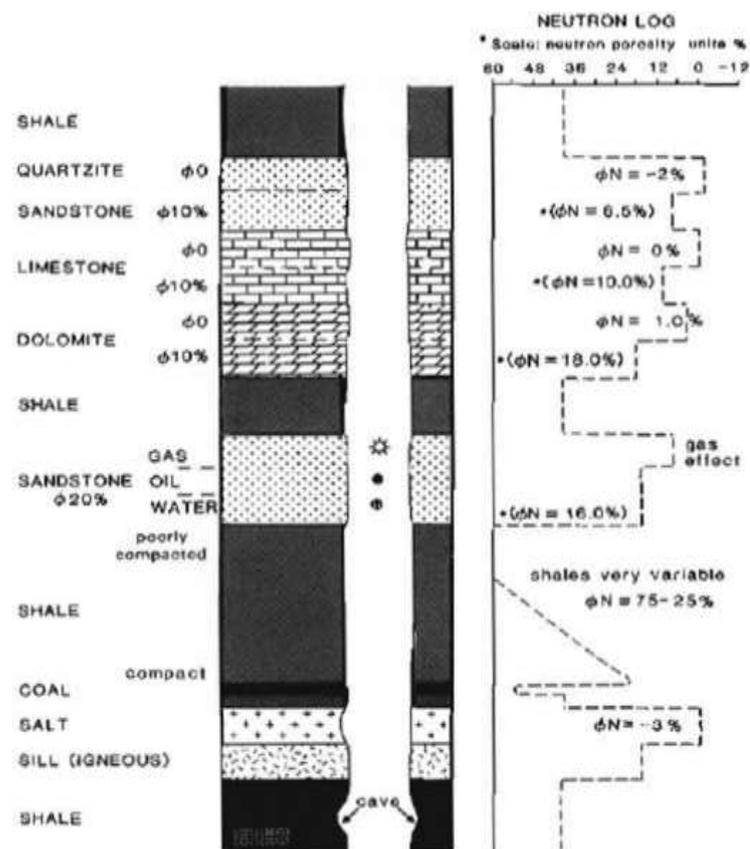


Gambar 7. Respon *log* densitas (Rider, 2002).

3.1.4. *Log* Neutron

Log Neutron merupakan *log* porositas yang mengukur jumlah ion hidrogen pada suatu formasi. *Log* neutron digunakan bersama dengan *log* densitas untuk mengukur porositas batuan. Apabila pori yang terisi oleh gas, maka neutron porositas yang dihitung akan lebih kecil. Hal ini karena gas memiliki jumlah ion hidrogen lebih sedikit dibandingkan dengan air maupun minyak. Gejala penurunan nilai neutron porositas ini disebut *gas effect*. Selain *gas effect*, ada juga *shale effect* yang dapat mempengaruhi nilai neutron porositas. *Shale effect* adalah gejala kenaikan nilai neutron porositas yang terjadi akibat kandungan *shale*. Hal ini terjadi karena ion hidrogen pada struktur lempung dan air yang terikat dalam lempung ikut dihitung

sebagai ion hidrogen seperti dalam pori (Nukefi, 2007). Untuk respon dari *log* neutron dapat dilihat pada Gambar 8. Jadi, neutron porositas *log* tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogennya dan semakin tinggi indeks hidrogen. Sehingga *shale* yang banyak mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula (Asquith dan Krygowski, 2003).

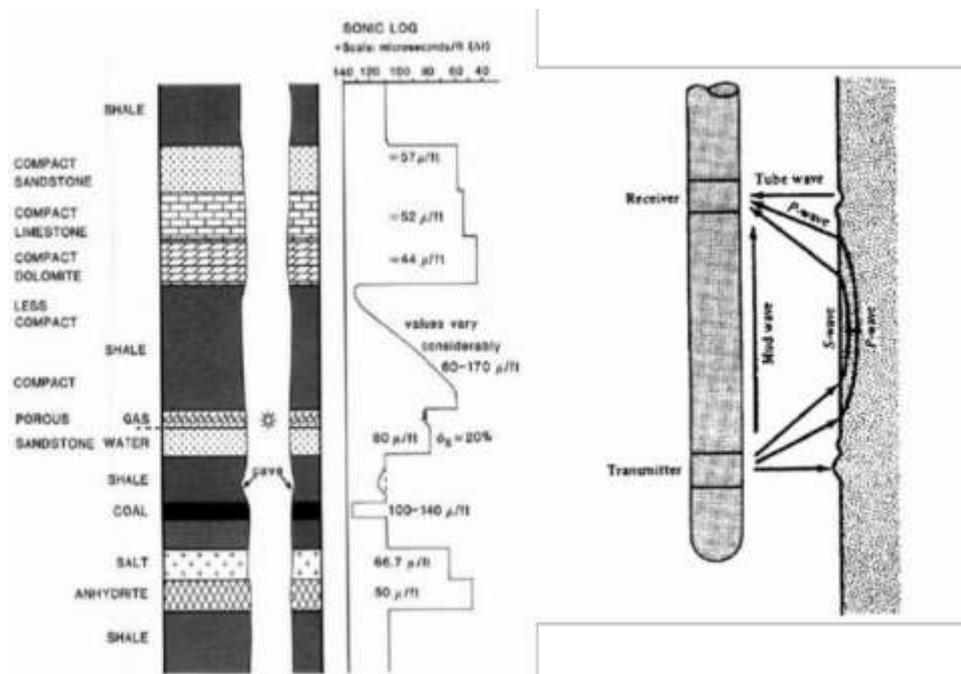


Gambar 8. Respon *log* neutron (Rider, 2002).

3.1.5. *Log* Sonic

Log sonic merupakan *log* yang digunakan untuk mendapatkan harga porositas batuan sebagaimana pada *log* densitas dan *neutron log*. *Log sonic* menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan atau dipancarkan ke dalam formasi hingga ditangkap kembali oleh

receiver. *Log sonic* menghasilkan interval waktu yang dinamakan Δt . Secara kualitatif *log sonic* digunakan untuk mengevaluasi porositas yang ada pada pori-pori batuan. *Log sonic* ini juga bisa digunakan untuk mengikatkan *well-log* dengan data *seismic* atau biasa disebut dengan *well seismic tie*. Kemudian kegunaan lain dari *log* ini dapat membantu mengidentifikasi jenis litologi, *source rock* dan memprediksi zona *over pressure*. Bila *transmitter* dipancarkan sebuah gelombang suara, maka gelombang tersebut akan merambat kedalam batuan formasi dengan kecepatan tertentu yang akan tergantung pada sifat elastisitas batuan, kandungan fluida, porositas dan tekanan formasi. Kemudian gelombang dapat terpantul kembali menuju lubang bor dan diterima oleh kedua *receiver*. Selisih waktu penerimaan ini direkam oleh *log* dengan satuan *microsecond per feet* ($\mu\text{sec}/\text{ft}$) yang dapat dikonversikan dari kecepatan rambat gelombang suara dalam ft/sec . Untuk respon dan cara kerja dari *log sonic* maka dapat dilihat pada Gambar 9.



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

3.2. Analisis Petrofisika

Analisa petrofisika adalah proses untuk mengetahui karakteristik satu reservoir. Melakukan analisa petrofisika maka dapat diketahui jenis litologi, porositas, jenis fluida, permeabilitas, saturasi air dan volume *shale*. Selain itu sifat batuan yang penting dari analisis fisis media berpori adalah batuan reservoir yang harus bersifat kelolosan atau permeabilitas, porous dan memiliki kejenuhan (saturasi).

3.2.1. Volume Lempung (*Shale*)

Volume lempung adalah banyak jumlah lempung yang ada pada formasi. Adanya *clay* atau *shale* di dalam batuan menyebabkan terjadinya penyimpangan interpretasi *log* bila menggunakan rumus-rumus batuan bersih. Karena *shale* menghambat suatu batuan untuk mengalirkan fluida, *shale/clay* yang bersifat *impermeable* yaitu tidak dapat mengalirkan fluida. Dengan demikian semakin banyak kandungan *shale* dalam suatu batuan maka lebih mudah untuk menghambat fluida yang berada di batuan tersebut maka batuan akan menjadi kurang baik menjadi sebuah zona *reservoir* (Harsono, 1997). Semakin banyak *shale* yang terkandung dalam batuan maka akan semakin mudah menghambat fluida untuk berada didalam batuan tersebut dan batuan akan menjadi kurang baik sebagai reservoir (Ulum dkk, 2012).

Berikut merupakan rumus dalam menentukan V_{shale} (Rider, 2002):

$$I_{GR} = \frac{GR_{Log} - GR_{Min}}{GR_{Max} - GR_{Min}} \quad (1)$$

$$V_{Shale} = 0,083(2^{3,7 \times IGR} - 1) \quad (2)$$

Keterangan

I_{GR} = Indeks *gamma ray*

GR_{Log} = Nilai *gamma ray* yang dibaca pada *log*

GR_{Min} = Nilai *gamma ray* minimum

GR_{Max} = Nilai *gamma ray* maksimum

3.2.2. Porositas

Porositas adalah suatu perbandingan antara volume ruang kosong (pori-pori) terhadap volume total dari suatu batuan. Porositas dapat menjadi tinggi apabila semua butirannya mempunyai ukuran butiran yang hampir sama dan menjadi rendah jika ukuran butirannya bervariasi sehingga butiran yang kecil dapat mengisi ruang pori diantara butiran yang besar. Porositas merupakan representasi dari kemampuan suatu batuan reservoir untuk menyimpan fluida (Harsono, 1997).

Menurut Koesoemadinata (1980) porositas dapat dibedakan sebagai berikut:

- Porositas Primer

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

- Porositas Sekunder

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

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

Terdapat 2 jenis porositas, yaitu yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut merupakan perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan pada persamaan berikut:

$$\text{Porositas absolut } (\varphi) = \frac{(\text{volume pori-pori total})}{(\text{volume total batuan})} \times 100\% \quad (3)$$

Sedangkan porositas efektif merupakan perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan sebagai berikut:

$$\text{Porositas efektif } (\varphi_e) = \frac{(\text{volume pori-pori berhubungan})}{(\text{volume total batuan})} \times 100\% \quad (4)$$

Untuk dapat menentukan porositas dari suatu formasi dapat digunakan *log* porositas, antara lain: *log* sonic, *log* RHOB, dan *log* NPHI. Perhitungan porositas yang umum digunakan adalah dengan dua data *log* yaitu densitas dan neutron:

$$\varnothing = \frac{\varnothing N^2 + \varnothing D^2}{2} \quad (5)$$

Keterangan

$\varnothing D$ = Porositas Densitas

$\varnothing N$ = Porositas Neutron

Nilai porositas batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data sumur, yaitu data *log* densitas, *log* neutron, dan *log* kecepatan. Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam suatu batuan maka akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Butiran dan karakter geometris (susunan, bentuk, ukuran dan distribusi) proses diagenesa dan kandungan semen, kedalaman dan tekanan.

Tabel 1. Nilai porositas berdasarkan kualitas secara umum (Koesoemadinata dalam Nurwidyanto dkk., 2005).

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

3.2.3. Permeabilitas

Permeabilitas ialah kemampuan dari batuan untuk dapat dilewati oleh fluida (Cannon, 2016). Ini merupakan pengukuran tingkatan dimana fluida akan mengalir melalui suatu daerah batuan berpori di bawah gradient tekanan yang tertentu, dinyatakan dalam *millidarcies* (md). Dalam ukuran produksi nilai permeabilitas 1000md dinyatakan sebagai permeabilitas tinggi dan 1.0md dinyatakan sebagai permeabilitas rendah. Permeabilitas sangat tergantung pada ukuran butiran batuan. Sedimen butiran besar dengan pori-pori besar mempunyai permeabilitas tinggi, sedangkan batuan berbutir halus dengan pori-pori kecil dan alur yang berliku-liku mempunyai permeabilitas rendah (Koesoemadinata, 1980).

3.2.4. Resistivitas Air (Rw)

Sebelum dilakukan nya perhitungan saturasi air (S_w), maka terlebih dahulu dilakukan perhitungan nilai resistivitas air (R_w) pada tiap formasi. Ada beberapa cara untuk mendapatkan nilai R_w , yaitu:

- Metode *Sample Water Analysis*
- Metode *Pickett Plot*

Zona yang terisi air memiliki resistivitas paling rendah (dibandingkan dengan minyak dan gas). Selain itu zona reservoir juga dapat

diidentifikasi dengan adanya persilangan (*crossover*) pada *composite log* antara *log* NPHI dan *log* RHOB, dimana *log* RHOB terlihat lebih rendah dibandingkan *log* RHOB (posisi NPHI di sebelah kiri RHOB). Semakin besar lebar *crossover* maka dapat diidentifikasi bahwa zona tersebut terisi gas, apabila separasi tersebut kecil, maka dapat diidentifikasi bahwa zona tersebut adalah zona air.

3.2.5. Saturasi Air (S_w)

Saturasi air (S_w) adalah bagian ruang pori yang terisi air atau volume pori batuan yang terisi oleh air, sedangkan bagian yang terisi oleh hidrokarbon disebut dengan saturasi hidrokarbon (S_h) yang memiliki nilai $(1-S_w)$ (Harsono, 1997). Zona *reservoir* tidak selalu atau sepenuhnya terisi oleh hidrokarbon, maka harus dilakukan perhitungan dalam menentukan saturasi air formasi (Asquith dan Krygowski, 2004). Ada beberapa metode yang dapat digunakan untuk melakukan perhitungan nilai S_w yaitu persamaan Archie, Simandoux, dan Indonesia.

Persamaan Archie digunakan untuk formasi *clean sand* dengan menghubungkan persamaan indeks resistivitas dan faktor formasi persamaan ini menggunakan nilai resistivitas sebagai input nilai utamanya. Persamaan ini baik digunakan pada lingkungan dengan salinitas tinggi. Pada lingkungan *clean sand* dengan salinitas sangat rendah dapat menimbulkan error. Persamaan Simandoux efektif menghitung nilai saturasi air pada formasi dengan kehadiran *shale* sebagai pengotornya. Namun, persamaan ini hanya dapat digunakan pada kondisi salinitas tinggi. Sedangkan persamaan Indonesia dikembangkan khusus pada kasus perhitungan S_w dengan litologi yang umum ditemukan di Indonesia. Sama halnya dengan metode Simandoux, metode ini dapat mengukur S_w pada formasi *shale* yang cukup banyak pada reservoir di Indonesia.

Dapat dilihat pada Tabel 2 untuk persamaan yang dapat digunakan untuk saturasi air yaitu ada persamaan Archie, Simandoux dan Indonesia di bawah ini:

Tabel 2. Persamaan saturasi air.

Saturasi Air	Persamaan
Archie	$S_w^n = \frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t}$
Simandoux	$S_w = \frac{a \cdot R_w}{\phi^2} \left[\sqrt{\frac{4\phi^2}{R_w \cdot R_t} + \left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right)^2} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right]$
Indonesia	$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2}$

Keterangan

- S_w = Saturasi air (%)
 m = Faktor sementasi (batugamping = 2; batupasir = 2.15)
 a = Faktor turtuosity (batugamping = 1; batupasir = 0.62)
 n = Eksponen saturasi (1.8 – 2.5, umumnya 2.0)
 ϕ = Porositas efektif (%)
 R_w = Resistivitas air formasi (Ωm)
 R_t = Resistivitas sebenarnya (Ωm)
 R_{sh} = Resistivitas *shale* (Ωm)

Dewanto (2016) telah mengklasifikasikan untuk fluida pengisi formasi batuan dengan menggunakan uji data lab, dapat dilihat pada Tabel 3 di bawah ini.

Tabel 3. Interpretasi Saturasi Fluida hasil data lab. (Adim, 1991).

So Rata-rata	Sw Rata-rata	Perkiraan jenis fluida
< 3%	< 50%	Gas
2 - 5%	< 60%	Minyak dan gas
> 5%	< 50 - 70%	Minyak
< 1%	> 70 - 75%	Air

3.3. *Vitrinite Reflectance (Ro)*

Vitrinite Reflectance (Ro) adalah data geokimia yang diperoleh dari hasil pengukuran. Harga R_o biasanya dapat menunjukkan kematangan hidrokarbon. Pada eksplorasi hidrokarbon, R_o biasanya merupakan indikator untuk memperkirakan tingkat maturasi hidrokarbon, yaitu dengan melihat besarnya refleksi pada *core* tersebut. Dari beberapa penelitian tentang hubungan R_o dan maturasi hidrokarbon, menurut Siswoyo dan Subono, (1995), diungkapkan bahwa $R_o = 0.4 - 0.6$ menunjukkan awal terjadinya minyak bumi (*immature hydrocarbon*), $R_o = 0.7 - 0.8$ menunjukkan terjadinya minyak yang cukup matang (*abundant oil generation*), $R_o = 0.8 - 1.3$, menunjukkan bahwa hidrokarbon bersifat sangat matang dan untuk gas umumnya ditunjukkan dengan harga $R_o > 1.3$.

3.4. *Total Organic Carbon (TOC)*

Total Organic Carbon (TOC) adalah ukuran kekayaan organik yang menggambarkan jumlah bahan organik dalam batuan induk yang terdiri dari bitumen dan kerogen. TOC diwakili oleh persen berat bahan organik relatif terhadap berat total batuan. Secara umum, batuan induk diklasifikasikan kualitas buruk jika nilai TOC kurang dari 0.5%; sedang jika nilai TOC berada di antara 0.5% - 1%; Baik jika nilai TOC berkisar antara 1% - 2%; dan sangat baik jika nilai TOC berkisar 2% - 4%; *excellent* jika lebih dari 4% (Peters dan Cassa, 1994).

Penentuan dan analisis parameter reservoir atau batuan induk dilakukan dengan dua metode yaitu analisis *core* di laboratorium dan interpretasi *log* dari lapangan. Pengujian pirolisis digunakan untuk mengetahui kandungan organik (TOC), kematangan bahan organik, mendeteksi kandungan minyak atau gas yang dihasilkan dan juga digunakan untuk mengidentifikasi jenis beberapa material campuran (Mulyatno dkk., 2018).

Untuk menghitung nilai TOC maka digunakan *log* Passey dkk., (1990), dengan menggunakan rumus sebagai berikut:

$$TOC = (\Delta \text{Log } R) \times 10^{(2,297 - 0,2688 \times LOM)} \quad (6)$$

$$\Delta \text{Log } R = \text{Log} \left(\frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0,02 \times (T - T_{baseline}) \quad (7)$$

Keterangan

TOC = *Total Organic Carbon* (wt%)

LOM = *Level of maturity*

Log R = Kurva separasi pada *overlay log* sonic/resistivitas

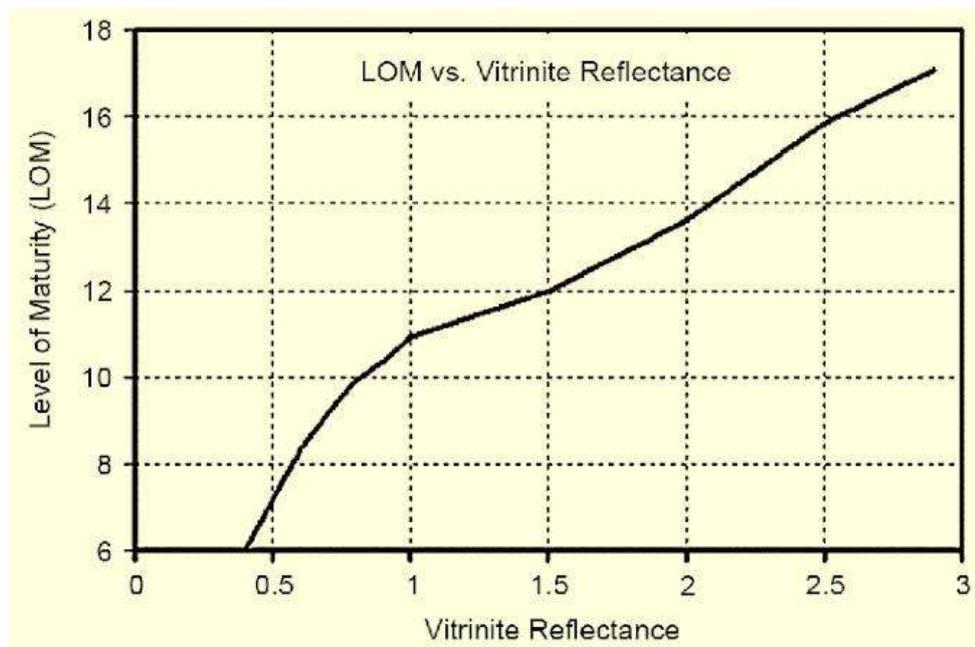
R = Resistivitas yang terukur alat *logging* (ohm-m)

T = Pengukuran waktu transit ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)

$R_{baseline}$ = Nilai resistivitas yang sama dengan $T_{baseline}$ ketika kurva *baseline* berada pada batuan kaya lempung (*non source*)

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

Pada gambar 10 dapat dilihat terdapat grafik LOM terhadap nilai R_o berikut di bawah ini.



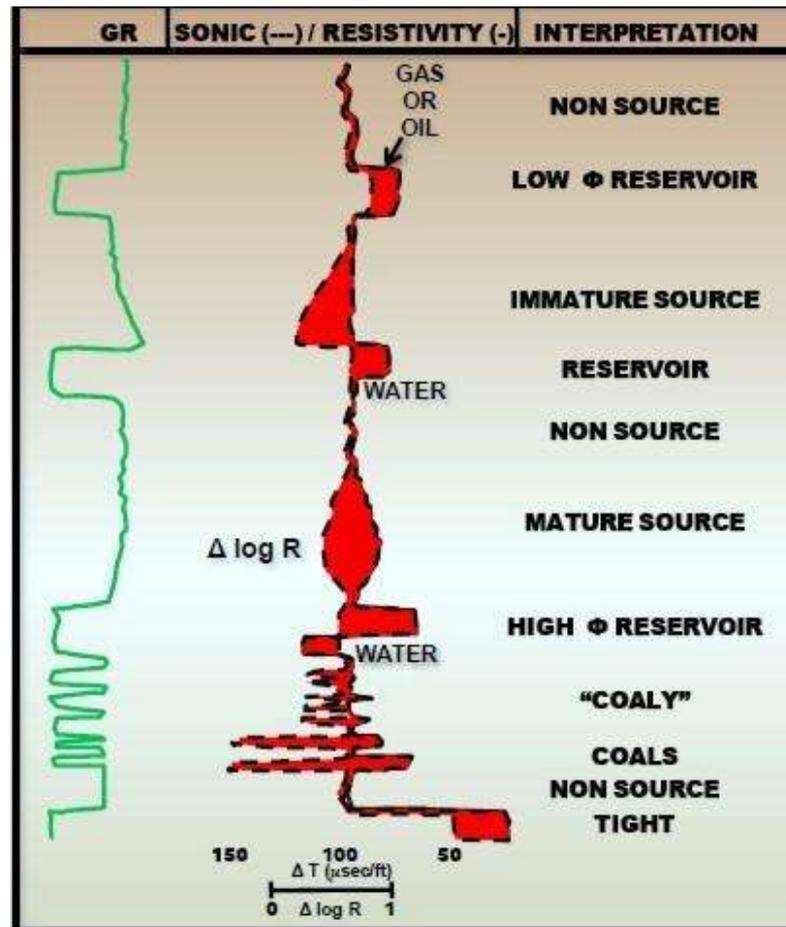
Gambar 10. Grafik LOM terhadap nilai Ro (Crain, 2010).

Pada Tabel 4 merupakan potensi kualitas kerogen terhadap nilai TOC dapat dilihat di bawah ini.

Tabel 4. Nilai TOC terhadap potensi kualitas kerogen (Peters dan Cassa, 1994).

TOC (wt%)	Kualitas Kerogen
<0,5	Buruk
0,5 – 1	Sedang
1 – 2	Baik
2 – 4	Sangat Baik
>4	<i>Excellent</i>

Pada Gambar 11 dapat dilihat untuk analisis visual batuan induk berdasarkan data *log* mekanik di bawah ini sebagai berikut :



Gambar 11. Interpretasi kualitatif lapisan batuan sumber (Passey,1990).

3.5. Kematangan Material Organik

Kematangan diperlukan untuk mengetahui apabila suatu batuan induk telah memasuki jendela minyak. Batas jendela minyak ini sangat tergantung pada tipe material organiknya. Pada umumnya jendela minyak dicapai pada nilai R_o sekitar 0,6%. Parameter geokimia dalam penentuan fasa kematangan termal menurut Peters dan Cassa (1994) dapat dilihat pada Tabel 5 berikut ini:

Tabel 5. Parameter geokimia dalam penentuan fasa kematangan termal (Peters dan Cassa, 1994).

Tingkat Kematangan	Ro (%)	Tmaks (°C)
Belum Matang	0,20 - 0,60	<435
Awal Matang	0,60 - 0,65	435 - 445
Puncak	0,65 - 0,90	445 - 450
Akhir	0,90 - 1,35	450 - 470
Lewat Matang	>1,35	>470

Kompilasi hasil analisis reflektansi vitrinit, nilai Tmaks dan indeks produksi data pirolisis *Rock-Eval*, dapat diaplikasikan untuk mengetahui tingkat kematangan suatu batuan. Analisis beberapa parameter-parameter yang dihasilkan dari *Rock Eval Pyrolysis* sebagai berikut:

1. S1 (*Free Hydrocarbon*)

S1 mengindekasikan jumlah hidrokarbon bebas yang diupkan tanpa melalui proses pemecahan kerogen. Nilai S1 mencerminkan hidrokarbon bebas yang terbentuk insitu (*Indigeneous Hydrocarbon*) karena kematangan termal maupun karena adanya akumulasi hidrokarbon dari tempat lain (*migrated hydrocarbon*).

2. S2 (*Pyrolisable Hydrocarbon*)

S2 menyatakan jumlah hidrokarbon yang dihasilkan melalui proses pemecahan kerogen yaitu mewakili jumlah hidrokarbon yang dapat dihasilkan batuan selama proses pematangan secara alamiah. Nilai S2 menyatakan potensi material organik dalam batuan yang dapat berubah menjadi petroleum. Harga dari nilai S1 dan S2 diukur dalam satuan mg hidrokarbon/gram batuan (*mg HC/g Rock*).

3. S3

S3 menunjukkan jumlah kandungan CO₂ yang ada pada batuan. Jumlah CO₂ ini dapat dikorelasikan dengan jumlah oksigen di dalam kerogen karena menunjukkan tingkat oksidasi selama diagenesis.

4. Tmax

Nilai Tmax ialah salah satu dari parameter geokimia yang dapat digunakan untuk menentukan tingkat kematangan batuan induk. Tmax sangat dipengaruhi oleh jenis material organik. Kerogen Tipe I biasanya membentuk hidrokarbon lebih akhir dibandingkan dengan Tipe III dengan temperatur yang sama. Nilai Tmax bisa digunakan untuk indikator kematangan namun terdapat beberapa keterbatasan yang dimilikinya misal tidak dapat digunakan untuk batuan memiliki TOC <0,5 dan HI <50. Harga Tmax juga menunjukkan tingkat kematangan yang lebih rendah dari tingkat kematangan sebenarnya dari suatu batuan induk yang mengandung resinat yang umum terdapat dalam batuan induk dengan kerogen tipe II.

Kombinasi dari parameter-parameter yang dihasilkan oleh *Rock Eval Pyrolysis* dapat dipergunakan untuk indikator jenis serta kualitas batuan induk, antara lain:

1. **Potensial Yield (S1 + S2)**

Potensial *Yield* (PY) menyatakan jumlah hidrokarbon dalam batuan baik yang berupa komponen *volatile* (bebas) maupun yang berupa kerogen. Satuan ini dipakai sebagai petunjuk jumlah total hidrokarbon maksimum yang dapat dilepaskan selama proses pematangan batuan induk dan jumlah ini mewakili generasi potensial batuan induk.

2. **Production Index (PI)**

Nilai PI menunjukkan jumlah hidrokarbon bebas relatif (S1) terhadap jumlah total hidrokarbon yang hadir (S1+S2). Dapat digunakan sebagai

indikator tingkat kematangan batuan induk. PI meningkat karena pemecahan kerogen sehingga S2 berubah menjadi S1.

3. *Hydrogen Index (HI) dan Oxygen Index (OI)*

HI yang merupakan hasil dari $S2 \times 100 / TOC$ dan untuk OI adalah $S3 \times 100 / TOC$. Kedua parameter ini harganya akan berkurang dengan naiknya tingkat kematangan. Harga HI tinggi itu menunjukkan batuan induk didominasi oleh material organik yang bersifat *oil prone*, sedangkan OI tinggi dapat mengindikasikan dominasi material organik *gas prone*. Penentuan tipe kerogen berdasarkan analisis *Rock Eval Pyrolysis* dapat dilakukan dilakukan dengan mengplotkan nilai-nilai HI dan OI pada diagram Van Kravelen atau dengan menggunakan plot Tmax vs HI Gambar 12.

3.6. Korelasi

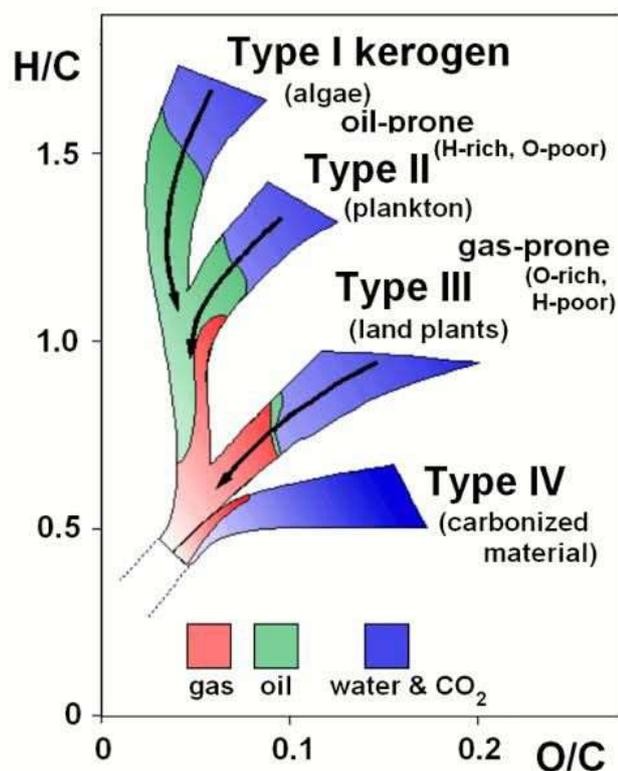
Korelasi digunakan untuk mengukur kekuatan hubungan antara dua variable (atau bisa lebih dari dua) dengan skala tertentu, misalnya Pearson data harus berskala interval atau rasio. Untuk kuat lemah hubungan diukur dengan menggunakan range 0 sampai 1. Melakukan interpretasi mengenai kekuatan dari hubungan antara dua variable dapat digunakan kriteria berikut :

- a. 0 : Tidak terdapat korelasi
- b. $>0 - 0,25$: Korelasi sangat lemah
- c. $>0,25 - 0,5$: Korelasi Cukup
- d. $>0,5 - 0,75$: Korelasi kuat
- e. $>0,75 - 0,99$: Korelasi sangat kuat
- f. =1 : Korelasi sempurna (Sarwono, 2006).

3.7. Kerogen

Kerogen adalah bagian dari material organik di batuan sedimen yang tidak larut dengan pelarut organik biasa (Waples, 1985), sedangkan bagian yang larut disebut dengan bitumen. Kerogen tidak larut karena molekulnya

berukuran besar. Deskripsi kerogen secara visual dapat menjadi salah satu petunjuk untuk mengetahui potensi dan tipe hidrokarbon. Pada gambar menunjukkan potensi sumber dari immature kerogen berdasarkan indeks hidrogen. Kemudian untuk pengamatan secara mikroskopik pada cahaya refleksi (*reflected light*), kerogen juga diklasifikasikan menjadi grup exinite, vitrinite, dan inertinite. Grup exinite yang terdiri dari maseral dengan potensi minyak yang signifikan, lalu grup vitrit adalah penghasil gas (*gas prone*). Grup inertit tidak mempunyai potensi untuk menghasilkan hidrokarbon. Pengukuran menggunakan nilai *vitrinite reflectance* digunakan untuk pengukuran indeks kematangan termal. Pada gambar 12 di bawah ini menunjukkan diagram “Pseudo” Van Krevelen.



Gambar 12. Diagram “Pseudo” Van Krevelen (Waples, 1985).

Analisis tipe kerogen terdapat empat tipe, yaitu:

a. Kerogen Tipe I (Oil Prone)

Kerogen tipe I dengan perbandingan atom H/C tinggi (≥ 1.5) dan O/C rendah (< 0.1). Tipe kerogen I ada yang berasal dari bahan organik

kaya lipid (seperti akumulasi material alga) khususnya senyawa alifatik rantai panjang. Kandungan hidrogen dari tipe kerogen I itu sangat tinggi, karena kerogen tipe ini sedikit gugus lingkaran atau struktur aromatik. Lebih rendah untuk kandungan oksigennya karena terbentuk dari material lemak yang miskin oksigen. Kerogen tipe ini dapat banyak menghasilkan hidrokarbon cair atau minyak. Kerogen ini berwarna gelap, suram, dan baik berstruktur laminasi maupun tidak berstruktur. Tipe ini biasanya terbentuk oleh butiran yang relatif halus, kaya dengan material organik, lumpur anoksik yang terendapkan dengan perlahan-lahan (tenang), sedikit oksigen, dan terbentuk pada lingkungan air yang dangkal.

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

Kerogen tipe II memiliki perbandingan atom H/C relatif tinggi (1,2-1,5), sedangkan untuk perbandingan atom O/C relatif rendah (0,1-0,2). Kerogen tipe ini penghasil dari minyak dan gas, dengan berdasarkan pada tingkat kematangan termalnya. Dapat terbentuk dari banyak berbagai sumber yang berbeda-beda, seperti alga laut, polen dan spora, lapisan lilin tanaman, fosil resin, dan juga bisa berasal dari lemak tanaman. Terjadi akibat adanya percampuran material organik *autochton* dengan material *allochton* kemudian didominasi oleh material dari tumbuhan, seperti polen dan spora. Kandungan hidrogen pada kerogen tipe II sangat tinggi, sedangkan untuk kandungan oksigennya sendiri jauh lebih rendah dikarenakan kerogen tipe II terbentuk dari material lemak yang sedikit oksigen.

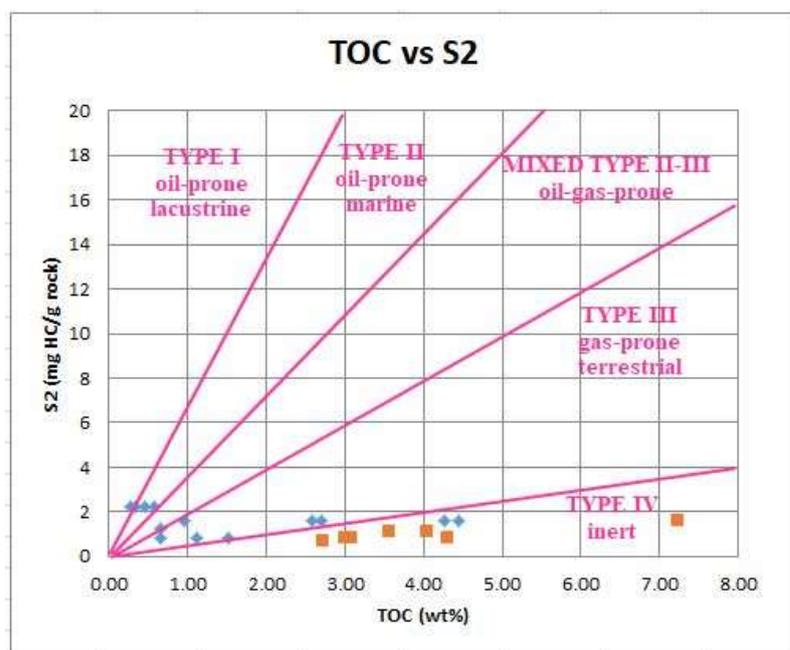
c. Kerogen Tipe III (*Gas Prone*)

Kerogen tipe III dengan perbandingan dari atom H/C yang relatif rendah (<1,0) serta perbandingan O/C yang tinggi (>0,3). Memiliki kandungan hidrogen relatif rendah dikarenakan terdiri atas sistem aromatik yang intensif, dan untuk kandungan oksigennya tinggi yaitu terbentuk dari

lignin, selulosa, fenol, dan karbohidrat. Kerogen tipe III berasal muasal dari tumbuhan darat sedikit mengandung lemak dan zat lilin. Kerogen tipe ini memiliki kecenderungan besar penghasil gas (*gas prone*).

d. Kerogen Tipe IV (*Inert*)

Kerogen tipe IV tersusun oleh material rombakan dengan warna yang hitam dan opak. Kerogen tipe IV ini tersusun oleh sedikit vitrinit dan kelompok maseral inertinit. Kerogen tipe ini tidak dapat menghasilkan hidrokarbon sehingga terkadang kerogen tipe IV dianggap bukan kerogen yang sebenarnya. Kerogen ini terbentuk dari material tumbuhan yang telah teroksidasi seluruhnya di permukaan dan kemudian terbawa ke lingkungan pengendapannya. Hanya tersusun oleh senyawa aromatik untuk kerogen tipe IV. Dapat dilihat dibawah ini pada Gambar 13 plot antara TOC *Log* dengan S2 untuk menentukan tipe kerogen.



Gambar 13. Grafik Plot antara TOC *Log* vs S2

IV. METODE PENELITIAN

4.1. Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun Penelitian ini dilakukan di:

Tempat : Gedung Teknik Geofisika Universitas Lampung
Alamat : Jl. Brojonegoro No. 1 Gedong Meneng, Rajabasa, Gedong
Meneng, Kec. Rajabasa, Kota Bandar Lampung, Lampung
35142
Tanggal : November 2021 s.d. April 2022

4.2. Perangkat Lunak

Adapun dalam penelitian ini menggunakan beberapa perangkat lunak ialah sebagai berikut :

1. Perangkat Lunak *Techlog64* 2015
Perangkat lunak *Techlog* ini milik Schlumberger digunakan untuk *quality control* pada data *log*, melakukan perhitungan awal serta perhitungan sifat-sifat fluida, dan analisa petrofisika.
2. *Microsoft Word* dan *Microsoft Excel*
Perangkat lunak *MS. Word* digunakan untuk menyusun dan membuat laporan penelitian dan *MS. Excel* digunakan untuk perhitungan.

4.3. Data Penelitian

Pada penelitian ini menggunakan beberapa data, diantaranya sebagai berikut :

1. Data Sumur

Pada penelitian ini digunakan dua data sumur yaitu sumur C dan sumur D (tidak dipublikasikan). Lengkap dengan variasi *log* seperti *log* GR, *sonic*, *neutron*, *resistivity*, *density*.

2. Data Geokimia

Adapun data geokimia yang digunakan pada penelitian ini ialah data geokimia sekunder, yaitu nilai R_o , TOC *Core*, HI, OI, dan Tmax yang digunakan untuk menganalisis tingkat kematangan dari hidrokarbon dan tipe kerogennya.

4.4. Prosedur Penelitian

Dalam penelitian ini, prosedur untuk melaksanakan penelitian dibagi menjadi 2 bagian yaitu :

1. Studi Literatur

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

2. Pengolahan Data

- a. Pengolahan Data Sumur

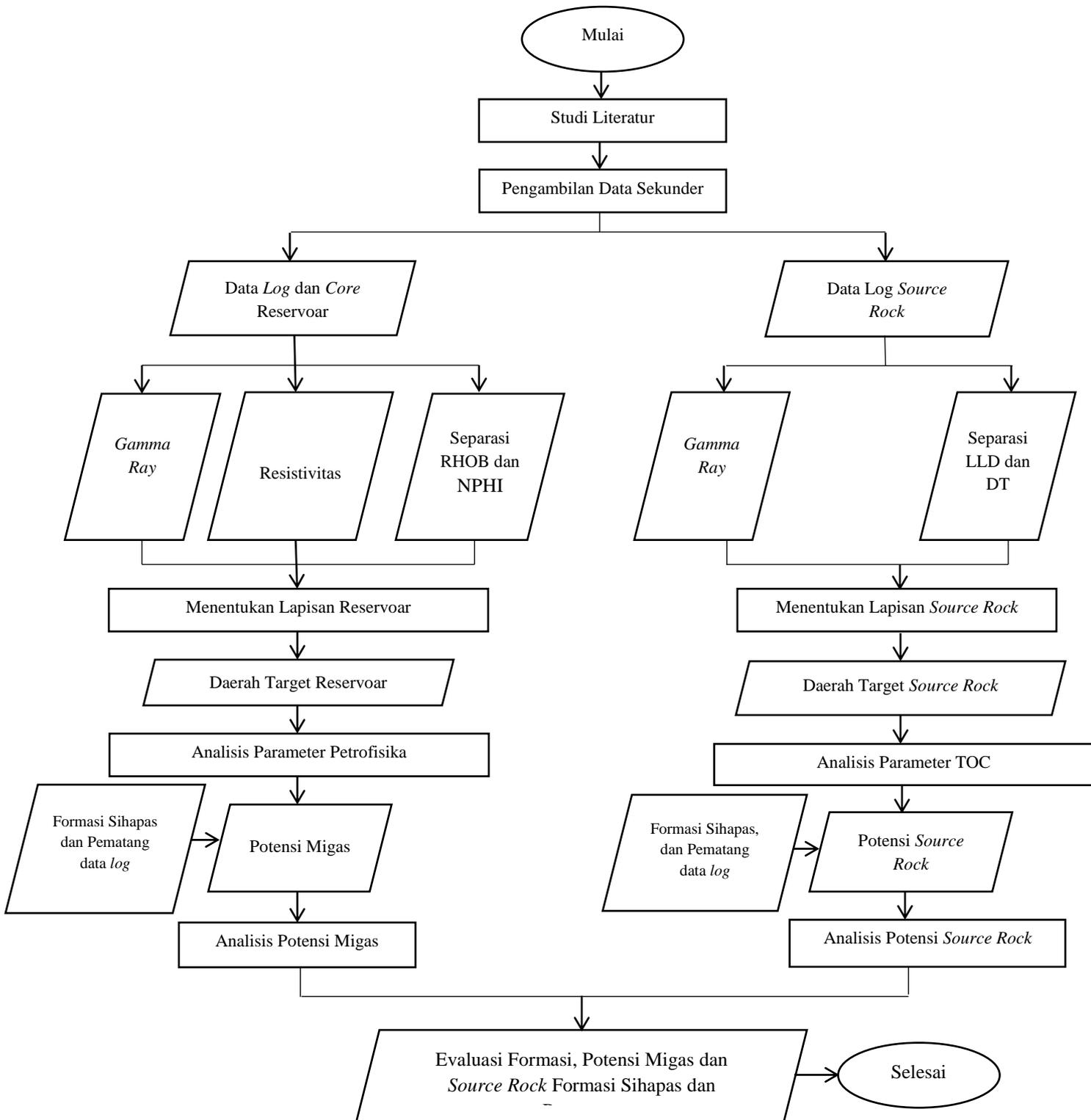
Pengolahan ini dilakukan dengan menggunakan *software* Techlog dengan melakukan pemodelan *layout* data *log* dan melakukan interpretasi kualitatif dengan melakukan analisis zona target reservoir. Kemudian dilakukan perhitungan petrofisika untuk menghitung nilai *volume shale* (V_{sh}), porositas efektif, saturasi air (S_w) menggunakan metode Archie dikarenakan nilai kandungan lempung nya (V_{sh}) yang kecil. Untuk zona *source rock* dilakukan interpretasi kualitatif dengan *layout* data *log* melihat *cross over* dari *log* R_t dan *log* *sonic* yang kemudian melakukan perhitungan TOC *Log*, *Vitrinite Reflectance* (R_o).

b. Pengolahan Data Geokimia

Tahapan pengolahan data TOC *Core*, Tmax, HI, OI dilakukan *cross plot* untuk menghasilkan diagram “Pseudo” Van Krevelen dan mendapatkan tipe kerogen serta tingkat kematangan dari suatu hidrokarbon.

4.6. Diagram Alir

Adapun diagram alir pelaksanaan kegiatan penelitian ini dapat dilihat dibawah ini :



Gambar 14. Diagram alir penelitian.

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Berdasarkan pengolahan data dan analisis yang telah dilakukan dapat disimpulkan bahwa:

1. Secara kualitatif dan kuantitatif diperoleh daerah reservoir dan *source rock*, yaitu:
 - a. Secara kualitatif, didapatkan 18 zona target reservoir sumur C dan 17 zona target reservoir sumur D. Kemudian didapatkan 10 zona *source rock* sumur C dan lima zona *source rock* sumur D.
 - b. Secara kuantitatif, diperoleh nilai TOC batuan induk sumur C Grup Sihapas ialah 0,34 – 10,92% serta Grup Pematang ialah 0,27 – 1,11%. Diperoleh nilai TOC sumur D Grup Sihapas sebesar 0,08 – 4,52% dan untuk Grup Pematang sebesar 0,48 – 1,97%.
2. Evaluasi formasi pada Grup Sihapas dan Pematang diperoleh nilai porositas batuan sebesar 11 - 30%, nilai saturasi air (S_w) 39 - 80% dengan kandungan fluida didominasi oleh minyak dan gas bumi. Diperoleh nilai TOC batuan induk pada sumur C dan D di Cekungan Sumatera Tengah yang menurut klasifikasi Peters dan Cassa (1994) didefinisikan mempunyai kualitas yang baik maka untuk potensi minyak dan gasnya sangat bagus, hal ini didukung juga oleh tipe kerogen dan tingkat maturasi di Cekungan Sumatera Tengah. Kemudian dihasilkan integrasi data antara TOC *Log* dan TOC *Core*, tingkat maturasi *Core* dan tingkat maturasi *Log*.

6.2. Saran

Berdasarkan dari hasil penelitian ini, maka penulis menyarankan perlu dilakukan proses seismik agar dapat mengetahui persebaran reservoir secara lateral dan disarankan data sumur lebih dari dua sumur agar hasil yang didapatkan lebih akurat.

DAFTAR PUSTAKA

- Adinur P.P.M., Syafri, I., Yuniardi, Y., Firmansyah, Y., dan Triamindo, D. 2019. Nilai Pay Summary Formasi Bangko Lapangan “STU” Cekungan Sumatera Tengah Dengan Menggunakan Analisis Petrofisika. *Padjadjaran Geoscience Journal*. Vol. 3, No. 2.
- 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: Jakarta.
- Adiria, S., Musu, J.T., Hasan, M., Permono, W., Anwari, J., Purba, H., Rahmi, S., Sadjati, O., Sopandi, I., dan Ruzi, F. 2018. Hydrocarbon Potential in Sandstone Reservoir Isolated inside Low Permeability Shale Rock (Case Study: Beruk Field, Central Sumatra Basin). *IOP Conference Series Earth and Environmental Science 132*.
- Asquith, G., dan Krygowski, D. 2003. *Basic Well Log Analysis*. The American Association of Petroleum Geologists: Oklahoma.
- Asquith, G., dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well log Analysis Second Edition, AAPG Methods in Exploration series No.16*. American Association of Petroleum Geologist: USA.
- Cannon, S. 2016. *Petrophysics A Practical Guide*. Wiley Blackwell: West Sussex.
- Crain, E.R. 2010. Unicorns In The Garden of Good and Evil: Part 1-Total Organic Carbon (TOC). *CSPG Reservoir*. p. 31-34.
- Datu, C.T.P., dan Adventino. 2019. Geochemical Method For Source Rock Analysis In JT-1 Well, Central Sumatera Basin. *Prosiding Seminar Nasional Kebumihan ke 12*. Universitas Gadjah Mada: Yogyakarta.

- Dawson, W.C., Yarmanto, U., Sukanta, D.K., dan J.B. Sangree. 1997. Regional Sequence Stratigraphic Correlation Central Sumatra Basin, Indonesia. *IPA Proceeding*: Jakarta.
- Dewanto, O. 2018. *Well Logging*. Pusaka Media: Bandar Lampung.
- Dewanto, O., Rizky, S., Mulyanto, B.S., dan Rustadi. 2019. The Maturity Estimation of Material Organic in CaCO₃ with Determining Tmax and Energy Activation Using Pyrolysis Method. *Journal of Computational and Theoretical Nanoscience*. Vol. 16, No. 7, p. 3054–3065.
- Dewanto, O. 2016. *Petrofisika Log Edisi I*. Universitas Lampung: Lampung.
- Eubank, R. T., dan Makki, A.C. 1981. Structural Geology of The Central Sumatra Back Arc-Basin. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, 10th Annual Convention*. Vol. 1, p. 153-196.
- Gani, R.M.G., Firmansyah, Y., dan Ilmi, N.N. 2016. Evaluasi Batuan Induk Sub-Cekungan Aman Utara, Cekungan Sumatra Tengah Dengan Parameter Tipe Material Asal, Kekayaan Dan Kematangan. *Seminar Nasional Ke-III*. Fakultas Teknik Geologi: Universitas Padjadjaran.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Edisi 8*. Schlumberger Oilfield Service: Jakarta.
- Heidrick dan Turlington. 1995. *Central Sumatera Basin in Petroleum Geology of Indonesian Basin: Principles, Methods and Application*. Pertamina BPKKA: Jakarta.
- Heidrick, T. L., dan Aulia, K. 1993. A Structural and Tectonic Model of The Coastal Plains Block, Central Sumatra Basin, Indonesia. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, 22nd Annual Convention*. Vol.1, p. 285-317.
- Hunt, J.M. 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology, 2nd edition*. W.H. Freeman and Company: New York.
- Kantsler, A.J., Cook, A.C., dan Smith, G.C. 1980. Rank Variation, Calculated Paleotemperatures In Understanding Oil, Gas Occurrence. *Oil and Gas Journal*. No. 20, p. 196-205.

- Kempton, G., Minifie, S., Rutlay, D., dan Santon, J. 1997. *Indonesian Petroleum System Study Central Sumatra Basin*. Santos Asia Pacific Pty Ltd: Jakarta.
- Koesoemadinata, R.P. 1980. *Geologi Minyak dan Gasbumi, Edisi-2. Jilid 1 dan 2*. Institut Teknologi Bandung: Bandung.
- 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 and Technology*. Vol. 7, No. 4, p. 941-949.
- Nukefi, Alvey. 2007. Karakterisasi Reservoir dan Perhitungan Volumetrik Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir "A", Lapangan Dalmatian, Cekungan Natuna. Skripsi. FITB Institut Teknologi Bandung: Bandung.
- Nurwidyanto, M.I., Noviyanti, I., dan Widodo, S. 2005. Estimasi Hubungan Porositas dan Permeabilitas pada Batupasir (Study Kasus Formasi Kerek, Ledok, Selorejo). *Jurnal Berkala Fisika*. Vol. 8, No. 3, p. 87 – 90.
- Passey, Q.R., Moretti, F.U., dan Stroud, J.D. 1990. A Practical Modal For Organic Richness From Porosity And Resistivity Logs. *AAPG Bulletin*. Vol. 12, p. 1777-1794.
- Peters, K.E., dan Cassa, M.R. 1994. *Applied Source Rock Geochemistry, The Petroleum System From Source to Trap*. American Association of Petroleum Geologists: USA.
- Peters, K.E. 1986. *Guidelines For Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis*. American Association of Petroleum Geologists: USA.
- Pratama, A.K., Mardiana, U., Akhmad, E., dan Mohamad, F. 2018. Penentuan Zona Hidrokarbon Formasi Menggala Lapangan "A" Cekungan Sumatera Tengah Berdasarkan Analisis Petrofisika. *Padjadjaran Geoscience Journal*. Vol. 2, No. 4.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, Second Edition*. Rider French Consulting Ltd: Scotland.
- Sarwono, J. 2006. *Metode Penelitian Kuantitatif dan Kualitatif*. Graha Ilmu: Yogyakarta.

- Schlumberger. 1972. *Log Interpretation Principles or Applications*. Schlumberger Wireline and Testing: Texas.
- Siswoyo dan Subono, S. 1995. Heat Flow, Hydrocarbon Maturity and Migration in Northwest Java. *CCOP Technical Bulletin*. March 1995. Vol. 25, p. 23-36.
- Ulum, Y.N., Hastuti, E.W.D., dan Herlina, W. 2012. Studi Evaluasi Data Logging dan Sifat Petrofisika Untuk Menentukan Zona Hidrokarbon Pada Lapisan Batupasir Formasi Duri Lapangan Balam South, Cekungan Sumatera Tengah. *Jurnal Universitas Sriwijaya*. p. 2-3.
- Utomo, W., Rahman, A., dan Adiwilaga, M.H. 2019. Evaluasi Formasi dan Perhitungan Volume Hidrokarbon Pada Formasi Talang Akar, Lapangan S, Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Ilmiah Indonesia*. Vol. 4, No. 7.
- Waples, D.W. 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. International Human Resources Development Corporation: Boston.
- Williams, H.H. 1985. The Paleogene Rift Basin Source Rocks Of Central Sumatera. *Proceeding Indonesian Petroleum Association, 14th Annual Convention*. p. 57-90.
- Yarmanto dan Aulia, K. 1998. Seismic Expression of Wrench Tectonics in the Central Sumatra Basin. *Proceedings 17th IAGI Annual Convention*: Jakarta.