

**IDENTIFIKASI PERSEBARAN AI, DENSITAS, POROSITAS DAN S_w
MENGUNAKAN DATA SUMUR DAN SEISMIK PADA UMUR OLIGOSEN
AWAL HINGGA MIOSEN AKHIR, BLOK MADURA TIMUR LAUT,
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

(Skripsi)

Oleh

Alda Meilinda

1915051002



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

**IDENTIFIKASI PERSEBARAN AI, DENSITAS, POROSITAS DAN S_w
MENGUNAKAN DATA SUMUR DAN SEISMIK PADA UMUR OLIGOSEN
AWAL HINGGA MIOSEN AKHIR, BLOK MADURA TIMUR LAUT,
CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Oleh

ALDA MEILINDA

Skripsi

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

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG**

2023

ABSTRAK

IDENTIFIKASI PERSEBARAN AI, DENSITAS, POROSITAS DAN Sw MENGUNAKAN DATA SUMUR DAN SEISMIK PADA UMUR OLIGOSEN AWAL HINGGA MIOSEN AKHIR, BLOK MADURA TIMUR LAUT, CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh

Alda Meilinda

Kondisi reservoir pada setiap lapangan memiliki sifat fisik dan karakteristik yang berbeda tergantung dari sejarah geologi dan material penyusunnya. Hal inilah yang mengakibatkan eksplorasi sumber daya migas terus dilakukan untuk menemukan cadangan-cadangan lainnya. Salah satu wilayah yang memiliki potensi dan sudah terbukti memiliki cadangan minyak dan gas bumi, yaitu Cekungan Jawa Timur Utara. Cekungan ini merupakan salah satu penghasil hidrokarbon minyak dan gas dari reservoir Tersier. Zona produktif karbonat Oligosen-Miosen pada Cekungan Jawa Timur Utara sebagai penghasil minyak dan gas bumi telah terbukti sejak tahun 1990. Seismik inversi impedansi akustik digabungkan dengan analisis petrofisika merupakan metode yang dapat menggambarkan geologi bawah permukaan berdasarkan resolusi vertikal dan lateral yang kemudian diperoleh peta sebarannya. Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui persebaran nilai impedansi akustik dan properti petrofisika (densitas, porositas, dan Sw) serta zona potensial reservoir pada Blok Madura Timur Laut, Cekungan Jawa Timur Utara. Penelitian ini menggunakan 2 data sumur (SG-1 dan JS26-1) serta 9 lintasan data seismik 2D *postack*. Hasil analisis petrofisika mengindikasikan bahwa unit target merupakan zona produktif jika memiliki porositas >10%. Berdasarkan hasil analisis seismik inversi menyatakan bahwasanya pada umur Oligosen Awal hingga Miosen Akhir berlitologi karbonat dengan nilai impedansi *high impedance* > 9000 (m/s)*(g/cc), densitas > 2.15 g/cc, porositas < 20%, dan Sw > 10% merupakan *tight carbonate*, serta *low impedance* < 9000 (m/s)*(g/cc), densitas < 2.15 g/cc, > porositas 20%, dan Sw < 10% merupakan *porous carbonate*. Peta persebaran impedansi akustik dan properti petrofisika (densitas, porositas, dan Sw) menunjukkan bahwasanya zona potensial reservoir mengarah pada arah selatan penelitian dengan kandungan fluida reservoir berupa minyak dan gas.

Kata Kunci : Cekungan Jawa Timur Utara, Analisis Petrofisika, Inversi Impedansi Akustik, Densitas, Porositas, dan Sw.

ABSTRACT

IDENTIFICATION OF SPREAD OF AI, DENSITY, POROSITY AND Sw USING WELL AND SEISMIC DATA IN THE AGE OF THE EARLY OLIGOCENE TO LATE MIOCENE, NORTHEAST MADURA BLOCK, NORTH EAST JAVA BASIN

by

Alda Meilinda

Reservoir conditions in each field have different physical properties and characteristics depending on the geological history and the constituent materials. This has resulted in exploration for oil and gas resources to continue to find other reserves. One area that has potential and has been proven to have oil and gas reserves, namely the North East Java Basin. This basin is one of the producers of oil and gas hydrocarbons from the Tertiary reservoir. The productive zone of Oligocene-Miocene carbonates in the North East Java Basin as a producer of oil and natural gas has been proven since 1990. Seismic acoustic impedance inversion combined with petrophysical analysis is a method that can describe subsurface geology based on vertical and lateral resolution which then obtains distribution maps. This study aims to determine the distribution of acoustic impedance values and petrophysical properties (density, porosity, and Sw) and reservoir potential zones in the Northeast Madura Block, North East Java Basin. This study used 2 well data (SG-1 and JS26-1) and 9 trajectories of 2D poststack seismic data. The results of the petrophysical analysis indicate that the target unit is a productive zone if it has >10% porosity. Based on the results of seismic inversion analysis, it is stated that in the Early Oligocene to Late Miocene age, the carbonate lithology has a high impedance value of > 9000 (m/s)*(g/cc), density > 2.15 g/cc, porosity <20%, and Sw > 10% is tight carbonate, and low impedance < 9000 (m/s)*(g/cc), density < 2.15 g/cc, > 20% porosity, and Sw < 10% is porous carbonate. The map of the distribution of acoustic impedance and petrophysical properties (density, porosity, and Sw) shows that the reservoir potential zone leads to the south of the study with reservoir fluid content in the form of oil and gas.

Keywords : North East Java Basin, Petrophysical Analysis, Acoustic Impedance Inversion, Density, Porosity, and Sw.

Judul Skripsi : **IDENTIFIKASI PERSEBARAN AI, DENSITAS, POROSITAS DAN S_w MENGGUNAKAN DATA SUMUR DAN SEISMIK PADA UMUR OLIGOSEN AWAL HINGGA MIOSEN AKHIR, BLOK MADURA TIMUR LAUT, CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Nama Mahasiswa : **Alda Meilinda**

Nomor Pokok Mahasiswa : **1915051002**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**



Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

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

Rustadi, S.Si, M.T.
NIP 19720511 199703 1 002

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

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

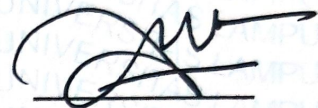
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

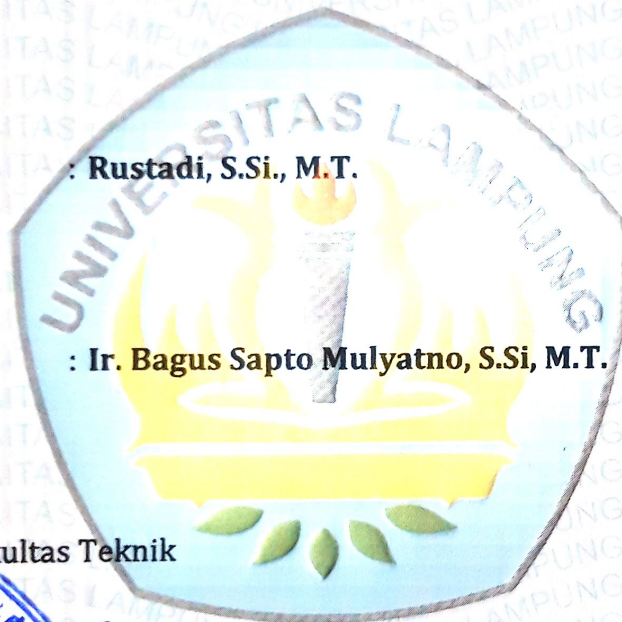
Ketua : Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.



Sekretaris : Rustadi, 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 19750928200112 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 20 Juli 2023

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan dengan judul “Identifikasi Persebaran AI, Densitas, Porositas, dan Sw Menggunakan Data Sumur dan Seismik Pada Umur Oligosen Awal Hingga Miosen Akhir Blok Madura Timur Laut, Cekungan Jawa Timur Utara” adalah benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunkan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang diakui sebagai karya sendiri.

Semua refrensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang telah berlaku.

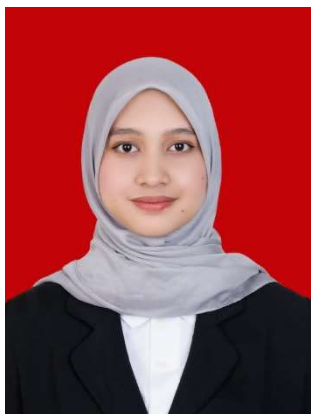
Bandar Lampung, 28 Juli 2023



Alda Meilinda

NPM. 1915051002

RIWAYAT HIDUP



Alda Meilinda lahir di Prabumulih pada tanggal 18 Mei 2001, sebagai anak kedua dari dua bersaudara dari Bapak Sumardi dan Ibu Suhendra Dewi. Penulis menempuh pendidikan dimulai dari Taman kanak-kanak (TK) Yayasan Wanita Kereta Api pada tahun 2006 hingga 2007. Kemudian, penulis melanjutkan pendidikan ke Sekolah Dasar (SD) hingga tahun 2013 di SD Negeri 1 Prabumulih. Lalu, menempuh pendidikan Sekolah menengah Pertama (SMP) hingga tahun 2016 di SMP Negeri 1 Prabumulih dan dilanjutkan ke jenjang Sekolah Menengah Atas (SMA) di SMA Negeri 1 Prabumulih hingga tahun 2019. Selanjutnya, penulis melanjutkan pendidikan ke tingkat perguruan tinggi di Universitas Lampung Jurusan Teknik Geofisika melalui jalur SNMPTN 2019.

Selama menjadi mahasiswa di Jurusan Teknik Geofisika Unila, penulis aktif mengikuti beberapa organisasi kemahasiswaan dan aktif di berbagai kegiatan mahasiswa. Diantaranya pada Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana Bendahara Umum (2022) dan sebagai Anggota Bidang Kaderisasi (2021), *American Association of Petroleum Geologist* (AAPG) sebagai anggota divisi HRD (2022), Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI Wilayah I) sebagai staff divisi Riset dan Teknologi (2021), dan Seksi Mahasiswa Ikatan Ahli Geologi Indonesia (SM-IAGI) sebagai staff divisi Pengembangan Sumber Daya Manusia (2021). Penulis juga menerima pendaan PMW (Program Mahasiswa Wirausaha) pada tahun 2021. Pada Mei 2022 penulis melakukan Kerja Praktik di LEMIGAS, Jakarta serta penulis memulai Penelitian Tugas Akhir pada Bulan Januari 2023 di BBSPGL (Balai Besar Survei dan Pemetaan Geologi Kelautan), Bandung. Penulis berhasil lulus dengan gelar Sarjana Teknik pada tanggal 20 Juli 2023.

PERSEMBAHAN

Dengan mengucapkan puji dan syukur kepada Allah SWT, atas berkat rahmat, karunia, serta hidayahnya sehingga terselesaikan skripsi ini dengan lancar.

Skripsi ini saya persembahkan kepada:

Mama dan Bapak tercinta,
SUMARDI dan SUHENDRA DEWI

Yang selalu ada serta memberikan doa, kasih sayang, dukungan yang tiada hentinya sampai saat ini kepada penulis. Berkat semua hal yang diberikanlah yang menghantarkan penulis sampai di titik ini. Penulis sangat berharap mama dan bapak selalu ada disetiap proses/langkah dalam kehidupan penulis, sehingga dapat menyaksikan hal-hal yang membahagiakan serta membanggakan kalian.

Kakak-ku tersayang,
AGUNG SAPUTRA

Terima kasih sudah menjadi saudara terbaik, yang selalu memberikan dukungan dan semangat bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Penulis sangat berharap kakak dapat menjadi orang yang selalu baik sampai kapanpun untuk menjadi panutan penulis, serta penulis akan berusaha sekuat tenaga untuk *support* dan membahagiakan kakak sampai kapanpun.

Angkatanku yang paling ku sayangi,
TG19 MAKKOUTANDING a.k.a Keluarga Bapak Putra

Terima kasih karena telah hadir menjadi bagian paling istimewa dalam kehidupan penulis. Penulis sangat bersyukur karena menjadi bagian dari kalian, terima kasih untuk segala dukungan, penerimaan, ketulusanya selama ini. Kalian menjadi keluarga sekaligus tempat pulang yang paling aku sayangi.

MOTTO

“Even if no one has ever told you this I hope you will always remember-you are worthy even in your difficulties, this a season that has tested you for too long and i know it’s not been easy for you to keep holding on but here you are your self, brave and strong, keep going despite it all”

- Dhiman

“Jangan takut gagal. Jangan sia-siakan energi untuk menutupi kegagalan. Pelajari kegagalan dan lanjutan ke tantangan berikutnya. Tidak apa-apa gagal. Jika tidak gagal, maka kita tidak tumbuh”

- H. Stanley Judd

“Diwajibkan atas kamu berperang, padahal berperang itu adalah sesuatu yang kamu benci. Boleh jadi kamu membenci sesuatu, padahal ia amat baik bagimu, dan boleh jadi pula kamu menyukai sesuatu, padahal ia amat buruk bagimu; Allah mengetahui, sedang kamu tidak mengetahui”

- Q.S Al-Baqarah: 216

“Happiness is not something readymade. It comes from your own actions”

- Hadijah

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis hanturkan atas berkat, rahmat serta karunia Allah Subhanahu Wa Ta'ala, Yang maha kuasa dimana atas ridho dan hidayah-nya penulis dapat menyusun dan menyelesaikan Skripsi dengan judul “Identifikasi Persebaran AI, Densitas, Porositas, dan Sw Menggunakan Data Sumur dan Seismik Pada Umur Oligosen Awal Hingga Miosen Akhir Blok Madura Timur Laut, Cekungan Jawa Timur Utara”. Penulis mengucapkan terima kasih kepada semua pihak yang telah terlibat dalam penyusunan serta penulisan tugas akhir ini baik secara langsung maupun tidak langsung. Penulis juga menyadari bahwasanya masih terdapat kekurangan dalam penulisan tugas akhir ini, sehingga diharapkan kritik serta saran yang membangun untuk kedepannya. Semoga apa yang tertulis dalam laporan ini dapat memberikan pembelajaran dan manfaat kepada siapapun yang membacanya baik di kalangan umum maupun akademik untuk penambahan ilmu pengetahuan.

Bandar Lampung, 28 Juli 2023

Penulis,

Alda Meilinda
NPM. 1915051002

SAWACANA

Puji dan syukur penulis hanturkan atas berkat, rahmat serta karunia Allah Subhanahu Wa Ta'ala, Yang maha kuasa dimana atas ridho dan hidayah-nya penulis dapat menyusun dan menyelesaikan Skripsi ini. Tak lupa pula shalawat serta salam yang selalu tercurahkan kepada junjungan kita nabi besar Muhammad Shallallahu 'alaihi wasallam yang selalu kita nantikan syafatnya hingga akhir nanti.

Dalam penyelesaian Skripsi ini, banyak pihak yang terlibat secara langsung maupun tidak langsung serta pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Allah SWT, yang selalu memberikan rahmat, nikmat, karunia, anugerah dan ridhonya setiap saat dalam kehidupan penulis.
2. Kedua orang tua, Mama dan Bapak tercinta, Ibu Suhendra Dewi dan Bapak Sumardi yang selalu memberikan dukungan baik secara moril maupun materi, semangat serta doa yang tidak pernah putus untuk penulis sampai saat ini.
3. Saudara saya, Agung Saputra yang selalu memberikan dukungan, semangat dan doa untuk penulis.
4. Bapak Shaska Ramadhan Zulivandama dan Mohammad Andri Syahrir Iskandar, selaku pembimbing Tugas Akhir di Balai Besar Survei dan Pemetaan geologi Kelautan (BBSPGL) yang telah memberikan arahan, masukan dan ilmu bagi penulis dan sangat sabar membimbing penulis untuk menyelesaikan Tugas Akhir ini.
5. Bapak Karyanto, S.Si., M.T, selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung sekaligus Dosen Pembimbing Akademik saya yang telah memberikan saran dan dukungannya.

6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si, M.Si., selaku Dosen Pembimbing I Skripsi di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang telah banyak meluangkan waktunya, memberikan saran dan masukan, koreksi serta pengarahan dalam mengerjakan Tugas Akhir ini.
7. Bapak Rustadi, S.Si., M.T., selaku Dosen Pembimbing II Skripsi yang telah memberikan saran, masukan, koreksi serta pengarahan dalam mengerjakan Tugas Akhir ini.
8. Bapak Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si, M.T., selaku dosen Penguji Tugas Akhir saya yang telah memberikan saran, masukan dan koreksi dalam Tugas Akhir ini.
9. Dosen-Dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati, terima kasih untuk ilmu yang telah diberikan sampai saat ini.
10. Muhammad Alfianto dan Dewi Wijayanti, selaku teman seperjuangan saya selama melakukan Tugas Akhir yang telah memberikan dukungan, semangat dan tempat berdiskusi.
11. Sisterisasi (Mba Aul, Jay dan Nando), F4 (Air, Wina, dan Ican), Anak Kontrakan dan Tgboy's Reborn yang selalu memberikan semangat dan dukungan untuk menyelesaikan Tugas Akhir ini.
12. Keluarga Besar Teknik Geofisika 19 a.k.a Keluarga Bapak Putra yang sangat penulis sayangi dan banggakan, yang telah memberikan dukungan dan supportnya sampai sejauh ini.
13. Rony Parulian, selaku idol yang sangat saya sukai, terima kasih atas kehadirannya yang membuat saya termotivasi dalam menyelesaikan TA.
14. Keluarga Besar Michael yang penulis sayangi, terima kasih selalu memberikan dukungan tiada hentinya.
15. Serta semua pihak yang terlibat, penulis mengucapkan terima kasih.

Bandar Lampung, 20 Juli 2023

Penulis,

Alda Meilinda
NPM. 1915051002

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	iii
ABSTRACT	iv
PERSETUJUAN.....	v
PENGESAHAN	vi
PERNYATAAN.....	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN.....	ix
MOTTO	x
KATA PENGANTAR.....	xi
SAWACANA	xii
DAFTAR ISI.....	xiv
DAFTAR GAMBAR.....	xviii
DAFTAR TABEL	xxii
I. PENDAHULUAN.....	2
1.1 Latar Belakang.....	2
1.2 Tujuan Penelitian.....	3
1.3 Batasan Masalah	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Lokasi Daerah Penelitian.....	4
2.2 Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Utara.....	5
2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara.....	8
2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara	9
2.5 <i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa Timur Utara	12
III. TEORI DASAR.....	14

3.1	<i>Well Logging</i>	14
3.2	Jenis-Jenis Log	14
3.2.1	Log <i>Gamma Ray</i>	14
3.2.2	Log Resistivitas	15
3.2.3	Log <i>Caliper</i>	17
3.2.4	Log <i>Spontaneous Potential</i>	18
3.2.5	Log Densitas	18
3.2.6	Log Neutron.....	20
3.3	Properti Petrofisika	21
3.3.1	<i>Volume Shale</i>	21
3.3.2	Porositas.....	21
3.3.3	Saturasi Air	23
3.4	Metode Seismik	24
3.5	Prinsip dan Hukum Gelombang Seismik.....	26
3.5.1	Hukum Snellius	26
3.5.2	Prinsip Huygens.....	26
3.5.3	Asas Fermat	27
3.6	Komponen Seismik Refleksi	28
3.6.1	Polaritas dan Fasa	28
3.6.2	<i>Wavelet</i>	29
3.6.3	Impedansi Akustik.....	30
3.6.4	Koefisien Refleksi	30
3.6.5	Seismogram Sintetik.....	31
3.6.6	<i>Well to Seismic Tie</i>	32
3.6.7	Seismik Inversi	33
3.6.8	Hubungan Properti Reservoir	35
IV.	METODE PENELITIAN	36

5.1	Tempat dan Waktu Penelitian.....	36
4.2	Perangkat Lunak	37
4.3	Data Penelitian.....	37
4.3.1	Data Sumur	37
4.3.2	Data <i>Checkshot</i>	38
4.3.3	Data Seismik.....	39
4.4	Prosedur Penelitian	39
4.4.1	Analisis Petrofisika.....	39
4.4.2	Analisis Sensitivitas.....	40
4.4.3	Koreksi <i>Checkshot</i>	40
4.4.4	<i>Well to Seismic Tie</i>	40
4.4.5	<i>Picking Horizon dan Fault</i>	41
4.4.6	<i>Time Structure Map</i>	41
4.4.7	Inisial Model.....	42
4.4.8	Analisis Pra-Inversi	42
4.4.9	Inversi Impedansi Akustik.....	43
4.4.10	Penyebaran Properti Petrofisika	43
4.5	Diagram Alir.....	45
V.	HASIL DAN PEMBAHASAN	46
5.1	Analisis Petrofisika.....	46
5.1.1	Analisis Kualitatif.....	46
5.1.2	Analisis Kuantitatif.....	52
5.1.3	Hubungan Porositas dan Kedalaman	71
5.2	Analisis Sensitivitas (<i>Crossplot</i>)	72
5.2.1	Analisis <i>Crossplot</i> Nilai AI dan GR	73
5.2.2	Analisis <i>Crossplot</i> Nilai AI dan Resistivitas	74
5.2.3	Analisis <i>Crossplot</i> Nilai AI dan Porositas	76
5.3	Analisis <i>Well to Seismic Tie</i>	78

5.4 Analisis <i>Picking Horizon dan Picking Fault</i>	81
5.5 Analisis <i>Time Structure Map</i>	84
5.6 Analisis Inversi.....	86
5.7 Analisis Persebaran Properti Petrofisika	94
5.7.1 Densitas	94
5.7.2 Porositas.....	98
5.7.3 Saturasi Air (Sw)	104
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	111
6.1 Kesimpulan.....	111
6.2 Saran	111
DAFTAR PUSTAKA	112
LAMPIRAN.....	118

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Lokasi Daerah Penelitian.....	4
2. Fisiografi Pulau Jawa Bagian Timur (Pannekoek, 1949; van Bemmelen, 1949).	5
3. Tatanan Geologi Cekungan Jawa Timur Utara (Lunt, 2019)	7
4. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara dimana pada kotak merah merupakan umur yang difokuskan dalam penelitian (Posamentier dkk, 2010)	10
5. Respon log <i>gamma ray</i> (Rider, 2002).	15
6. Respon log resistivitas (Rider, 2002).	16
7. Respon Log <i>caliper</i> (Rider, 2002).	17
8. Respon log <i>spontaneous potential</i> (Rider, 2002).	18
9. Respon log densitas (Rider, 2002).	19
10. Respon log neutron (Rider, 2002).	20
11. Konsep seismik refleksi (Clowes, 2002).	25
12. Penjalaran gelombang melalui batas dua lapisan menurut Hukum Snellius (Samm dan Bacon, 2014).....	26
13. Prinsip Huygens (Giancoli, 2001)	27
14. Asas fermat (Abdullah, 2007)	28
15. Jenis-jenis <i>wavelet</i> ; (a) <i>Minimum phase</i> , (b) <i>Mixed phase</i> , (c) <i>Maximum phase</i> , (d) <i>Zero phase</i> (Sukmono, 1999).....	29
16. Koefisien Refleksi (R_c) mendefinisikan perbedaan AI pada batas litologi (Simm dan Bacon, 2014).....	31
17. Seismogram sintetik yang didapatkan dari proses konvolusi koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> (Simm dan Bacon, 2014).....	32

18. Konsep dari impedansi akustik (Samm dan Bacon, 2014).....	34
19. Ilustrasi inversi impedansi akustik dari refleksi seismik menjadi model hasil inversi impedansi akustik (Simm dan Bacon, 2014).....	34
20. Hubungan RHOB dan PHIE (Baiyegunhi dkk., 2014).....	35
21. <i>Base map</i> data penelitian	37
22. Diagram Alir.....	45
23. Analisis kualitatif data sumur SG-1.....	47
24. Analisis kualitatif data sumur JS26-1	49
25. Analisis kualitatif data sumur JS26-1	50
26. Unit A sumur SG-1	52
27. Unit B sumur SG-1	53
28. Unit C sumur SG-1	54
29. Unit D sumur SG-1	55
30. Unit E sumur SG-1	56
31. Unit F sumur SG-1	57
32. Unit G sumur SG-1	58
33. Unit A sumur JS26-1	60
34. Unit B sumur JS26-1	61
35. Unit C sumur JS26-1	62
36. Unit D sumur JS26-1	63
37. Unit E sumur JS26-1	64
38. Unit F sumur JS26-1.....	65
39. Unit G sumur JS26-1	66
40. Unit H sumur JS26-1	67
41. Unit I sumur JS26-1.....	68
42. Hubungan porositas dengan kedalaman pada Jawa Timur Utara (Windarsono, 2014)	71
43. Hubungan porositas dengan kedalaman pada kedua data penelitian.....	72
44. <i>Crossplot</i> AI dan log <i>gamma ray</i> sumur SG-1	73
45. <i>Crossplot</i> AI dan log <i>gamma ray</i> sumur JS26-1	74
46. <i>Crossplot</i> AI dan log resistivitas sumur SG-1	75
47. <i>Crossplot</i> AI dan log resistivitas sumur JS26-1	75

48.	<i>Crossplot</i> AI dan log porositas sumur SG-1.....	76
49.	<i>Crossplot</i> AI dan log porositas sumur JS26-1	77
50.	Koreksi <i>checkshot</i> sumur SG-1	78
51.	Koreksi <i>checkshot</i> sumur JS26-1.....	79
52.	Hasil ekstraksi <i>wavelet</i> tipe <i>statistical</i> sumur SG-1	80
53.	Hasil ekstraksi <i>wavelet</i> tipe <i>statistical</i> sumur JS26-1.....	80
54.	Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur SG-1 terhadap <i>line</i> 89TL-D.....	81
55.	Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur JS26-1 terhadap <i>line</i> 89S-212.....	81
56.	<i>Picking horizon</i> pada <i>line</i> 89LT-D	83
57.	<i>Picking horizon</i> pada <i>line</i> 89S-212.....	83
58.	<i>Time structure map horizon</i> Miosen Akhir	85
59.	<i>Time structure map horizon</i> Karbonat.....	85
60.	<i>Time structure map horizon</i> Oligosen Awal	86
61.	Penampang inisial model sumur SG-1 pada <i>line</i> 89LT-D.....	87
62.	Penampang Inisial model sumur JS26-1 pada <i>line</i> 89S-212	88
63.	Analisis inversi sumur SG-1 terhadap tras impedansi akustik <i>line</i> 89LT-D	89
64.	Analisis inversi sumur JS26-1 terhadap tras impedansi akustik <i>line</i> 89S-212	90
65.	Hasil inversi AI sumur SG-1 pada <i>line</i> 89LT-D.....	91
66.	Hasil inversi AI sumur JS26-1 pada <i>line</i> 89S- 212	91
67.	Distribusi persebaran AI pada <i>horizon</i> Miosen Akhir.....	92
68.	Distribusi persebaran AI pada <i>horizon</i> Karbonat	93
69.	Distribusi persebaran AI pada <i>horizon</i> Oligosen Awal.....	93
70.	Hasil densitas sumur SG-1 pada <i>line</i> 89LT-D.....	95
71.	Hasil densitas sumur JS26-1 pada <i>line</i> 89S- 212.....	95
72.	Distribusi persebaran densitas pada <i>horizon</i> Miosen Akhir	96
73.	Distribusi persebaran densitas pada <i>horizon</i> Karbonat.....	97
74.	Distribusi persebaran densitas pada <i>horizon</i> Oligosen Awal	97
75.	Regresi linear antara AI dan Porositas sumur SG-1	99
76.	Regresi linear antara AI dan Porositas sumur JS26-1	99
77.	Hasil regresi penampang porositas sumur SG-1.....	100

78.	Hasil regresi penampang porositas sumur JS26-1	101
79.	Distribusi persebaran porositas pada <i>horizon</i> Miosen Akhir	102
80.	Distribusi persebaran porositas pada <i>horizon</i> Karbonat	102
81.	Distribusi persebaran porositas pada <i>horizon</i> Oligosen Awal.....	103
82.	Hasil penampang saturasi air sumur SG-1	104
83.	Hasil penampang saturasi air sumur JS26-1	105
84.	Distribusi persebaran saturasi air pada <i>horizon</i> Miosen Akhir	106
85.	Distribusi persebaran saturasi air pada <i>horizon</i> Karbonat	106
86.	Distribusi persebaran saturasi air pada <i>horizon</i> Oligosen Awal.....	107

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Nilai resistivitas beberapa litologi batuan (Asquith dan Krygowski, 2004).	16
2. Densitas matriks litologi batuan (Telford dkk., 1990).....	19
3. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1978).	22
4. Interpretasi saturasi fluida hasil data lab (Adim, 1991).....	24
5. <i>Time Schedule</i> penelitian	36
6. <i>Completion log</i> sumur SG-1 dan JS26-1	38
7. <i>Data marker</i> sumur	38
8. Spesifikasi lintasan 2D seismik	39
9. Kedalaman zona produktif reservoir.....	48
10. Kedalaman zona produktif reservoir.....	51
11. Determin unit A sumur SG-1	52
12. Determin unit B sumur SG-1.....	53
13. Determin unit C sumur SG-1	54
14. Determin unit D sumur SG-1	55
15. Determin unit E sumur SG-1	56
16. Determin unit F sumur SG-1	57
17. Determin unit G sumur SG-1	58
18. Rata-rata perhitungan properti petrofisika sumur SG-1	59
19. Determin unit A sumur JS26-1	60
20. Determin unit B sumur JS26-1	61
21. Determin unit C sumur JS26-1	62
22. Determin unit D sumur JS26-1	63

23. Determin unit sumur JS26-1.....	65
24. Determin unit F sumur JS26-1	65
25. Determin unit G sumur JS26-1	66
26. Determin unit H sumur JS26-1	67
27. Determin unit I sumur JS26-1	68
28. Rata-rata perhitungan properti petrofisika sumur JS26-1.....	69
29. Hasil akhir analisis sumur SG-1 dan JS26-1.	70
30. Parameter ekstraksi <i>wavelet</i> yang digunakan	79
31. Hasil kuantitatif analisis pra-inversi	89
32. Determinasi nilai konstanta batugamping	104

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Hidrokarbon terakumulasi dalam sebuah wadah yang dikenal sebagai reservoir, dimana kondisi reservoir setiap lapangan memiliki sifat fisik dan karakter yang berbeda-beda. Dalam suatu sumur dengan keadaan yang berbeda akan menunjukkan sifat fisik yang berbeda tergantung pada sejarah pembentukan dan komposisi mineral penyusun tiap formasi. Hal inilah yang mengakibatkan eksplorasi sumber daya migas terus dilakukan untuk menemukan cadangan-cadangan lainnya agar dapat memenuhi kebutuhan sumberdaya energi di Indonesia. Selain dengan dilakukannya eksplorasi, upaya pengembangan lapangan yang telah ada juga dapat menjadi solusi dalam upaya meningkatkan produksi, salah satunya pada wilayah yang memiliki potensi dan sudah terbukti memiliki cadangan migas, yaitu Cekungan Jawa Timur Utara.

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan Cekungan Tersier belakang busur (*back arc basin*) yang terletak di bagian tenggara dari Lempeng Mikro Sunda dan dibatasi oleh rangkaian pegunungan (*volkanik arc*) dan tunjaman tersier Indo-Australia di bagian selatan serta merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang menghasilkan hidrokarbon minyak dan gas dari reservoir Tersier (Walidah, 2011). Zona produktif karbonat Oligosen-Miosen pada Cekungan Jawa Timur Utara sebagai penghasil migas terbukti sejak tahun 1990 (Satyana dan Djumiati, 2003). Hal ini didukung dengan keadaan Geologi Cekungan Jawa Timur yang unik dan memiliki kompleksitas cukup tinggi yang merupakan dampak dari variasi stratigrafi dan tatanan struktur. Perlu dilakukan optimalisasi kekayaan sumberdaya migas pada wilayah ini

dengan melakukan persebaran impedansi akustik dan properti petrofisika (densitas, porositas, dan Sw) menggunakan metode inversi AI yang dimana akan menghasilkan kontras impedansi akustik dari data seismik dikontrol dengan data sumur dan kemudian diperoleh peta sebarannya.

Seismik inversi merupakan teknik karakterisasi reservoir dengan membuat simulasi model geologi bawah permukaan bumi yang terekam oleh alat dengan menggunakan data seismik dan data sumur (Sukmono, 2007). Metode inversi impedansi akustik (AI) secara matematis dihasilkan antara perkalian kecepatan primer (V_p) dengan densitas batuan (ρ), kecepatan gelombang dan densitas ialah properti yang dapat mendeskripsikan batuan pada suatu reservoir. Sebaliknya, data seismik refleksi merupakan hasil dari perubahan impedansi akustik pada bidang batas antara lapisan batuan di bawah permukaan. Impedansi memberikan interpretasi struktur, stratigrafi, litologi, dan distribusi sebaran fluida yang lebih akurat dan rinci daripada interpretasi seismik konvensional (Aleman dan Bolivar, 2004).

Berdasarkan penelitian sebelumnya (Fahmi, 2016), semakin kecil nilai AI, maka akan semakin tinggi nilai porositasnya, sehingga memungkinkan akan semakin banyak ditemukan minyak dan gas yang dapat membantu dalam menginterpretasi distribusi area zona produktif pengembangan lapangan. Menurut Aupar (2008) karakteristik reservoir menggunakan metode inversi impedansi akustik dapat digunakan untuk mengetahui sebaran impedansi akustik yang kemudian diturunkan, sehingga mendapatkan peta persebaran properti petrofisika.

Selain menggunakan metode inversi impedansi akustik (AI), digunakan juga analisis petrofisika. Analisis petrofisika sangat berguna untuk mendapatkan informasi terkait sifat fisik batuan (reservoir). Karakteristik reservoir pada analisis petrofisika dilakukan dengan melihat parameter fisik batuan seperti kandungan lempung, porositas dan saturasi air yang dapat membantu menginterpretasi target penelitian.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini sebagai berikut:

1. Menentukan persebaran impedansi akustik pada umur Oligosen Awal hingga Miosen Akhir, Blok Madura Timur Laut.
2. Menentukan persebaran properti petrofisika (Densitas, Porositas, dan Sw) pada umur Oligosen Awal hingga Miosen Akhir, Blok Madura Timur Laut.
3. Menentukan zona potensial reservoir Blok Madura Timur Laut.

1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan penelitian ini dibatasi oleh:

1. Digunakan 2 data sumur yaitu Sumur SG-1 dan Sumur JS26-1.
2. Digunakan 9 lintasan data seismik 2D *post-stack* dengan asumsi tahapan prosesing data sudah dilakukan sesuai prosedur.
3. Inversi impedansi akustik menggunakan inversi *model based*.
4. Penelitian terfokus pada umur Miosen Akhir.
5. Terdapat 3 *horizon* yang digunakan yaitu Miosen Akhir, Karbonat dan Oligosen Awal.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Lokasi Daerah Penelitian

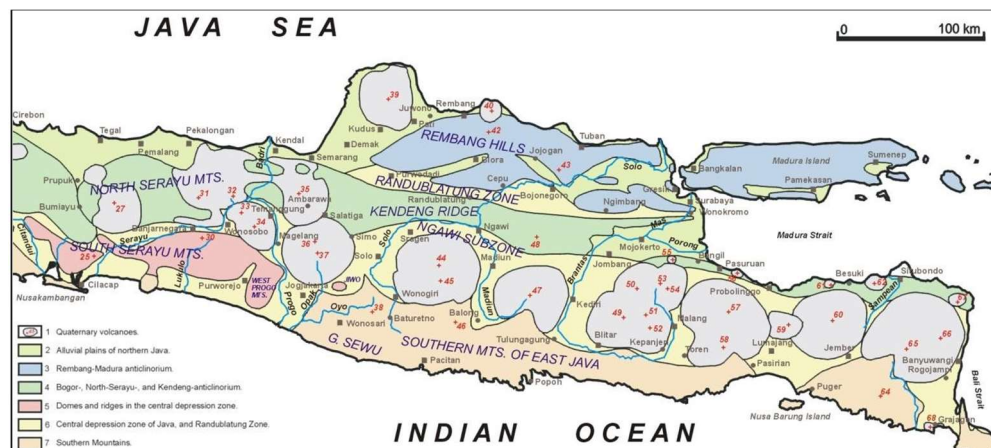
Lokasi Penelitian berada di Jawa Timur bagian Utara. Secara geografis pada sumur SG-1 terletak pada koordinat $6^{\circ}50'07.006''$ LS dan $113^{\circ}50'26.024''$ BT serta sumur JS26-1 pada koordinat $6^{\circ}47'57.520''$ LS dan $113^{\circ}59'54.750''$ BT. Secara fisiografi sumur terletak di *offshore*, Blok Madura Timur Laut, Cekungan Jawa Timur Utara dimana ditunjukkan pada **Gambar 1**.



Gambar 1. Lokasi Daerah Penelitian

2.2 Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Utara

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan Cekungan Tersier belakang busur (*back arc basin*) dimana terletak di bagian tenggara dari Lempeng Mikro Sunda serta dibatasi rangkaian pegunungan (*volkanik arc*) dan tujaman tersier Indo-Australia di bagian selatan. Cekungan ini merupakan zona lemah yang terjadi akibat tumbukan atau penunjaman Lempeng Samudra Indonesia - Australia ke arah barat laut di bawah Lempeng Asia serta karena adanya perpindahan jalur zona tumbukan yang terus menerus ke arah selatan Indonesia (Walidah, 2011). Batasan cekungan pada barat cekungan dibatasi oleh Busur Karimunjawa yang memisahkan dengan Cekungan Jawa Barat Utara, pada selatan dibatasi oleh busur vulkanik, Timur dibatasi oleh Cekungan Lombok dan Utara dibatasi oleh Tinggian Paternoster yang memisahkannya dengan Selat Makassar (Bintarto dkk., 2020). Fisiografi Pulau Jawa bagian Timur ditunjukkan pada **Gambar 2**.



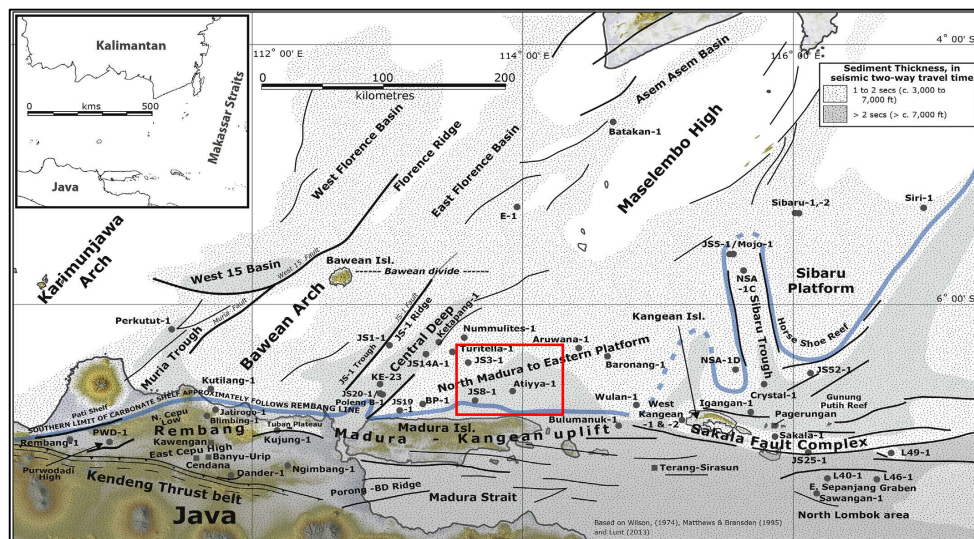
Gambar 2. Fisiografi Pulau Jawa Bagian Timur (Pannekoek, 1949; van Bemmelen, 1949).

Secara Fisiografis, Cekungan Jawa Timur dibagi menjadi tiga konfigurasi utama, yaitu *Northern Self*, Rembang – Madura – Kangean (RMK), dan *Southern Uplift* (Satyana, 2005). *Northern self* terdiri dari subcekungan yang berarah timur laut – barat daya sebagai implikasi dari cekungan yang tersegmentasi menjadi beberapa *horst* dan *grabens*. Terbentuknya *rifting* pada arah timur laut – barat daya dikendalikan oleh kecenderungan *maratus suture* dan konstituen komponen mikro kontinen itu sendiri. Sementara itu, menurut

Lunt (2019), *rifting* berarah barat daya timur laut di Cekungan Jawa Timur Utara dipengaruhi oleh ekspansi yang terjadi di Selat Makassar. Zona RMK ditunjukkan oleh *uplift* di daerah Tuban dan Pulau Madura akibat sesar mendatar yang berkembang. Sedangkan pengangkatan *southern uplift* ditandai dengan batas paling utara oleh sabuk sesar Kendeng. Kemudian, *central deep* sendiri merupakan bagian dari *Northern Shelf*, dengan struktur berarah timur laut – barat daya.

Selama Kenozoikum, Cekungan ini terpengaruh akibat gerakan relatif India, Eurasia, dan Lempeng Australia serta mengalami sejarah yang rumit dari ekstensi awal yang diikuti oleh penurunan cekungan dan kemudian inversi tektonik. Pada Eosen hingga Oligosen akhir, transgresi laut berasosiasi dengan peningkatan penurunan muka tanah, dan karbonat laut diendapkan di seluruh wilayah. Gundukan karbonat terisolasi umumnya terbentuk di atas puncak. *Rifting* berhenti pada Miosen Akhir, sedangkan pertumbuhan karbonat berlanjut hingga Miosen Tengah, tetapi seiring waktu karbonat menempati area yang lebih terbatas dan sebagian besar karbonat tenggelam akibat kenaikan permukaan laut selama Miosen Akhir. Inisiasi masuknya klastik dimana delta klastik berprogradasi dari utara ke selatan, awalnya bersambung dengan gundukan karbonat dan kemudian membanjiri seluruh wilayah. Selama Miosen – Pliosen Tengah, wilayah tersebut (khususnya daerah Rembang) dipengaruhi oleh kontraksi, membentuk sesar-sesar yang mengarah ke selatan dan enselon lipatan timur-barat. Reorganisasi terakhir cekungan terjadi selama Pliosen akhir hingga Holosen ketika wilayah selatan Cekungan Jawa Timur (zona Kendeng) dipengaruhi oleh dorongan dan pengangkatan tepi utara. Pengangkatan tersebut disertai oleh influks vulkanik klastik dari busur vulkanik ke arah utara. Ketidaksesuaian sudut regional utama di zona Rembang memisahkan batugamping Pleistosen-Pliosen yang sedikit terlipat dari strata Oligosen – Miosen dan terdorong di bawahnya. Ketidakselarasan regional lainnya terjadi di dasar Kuartar, dan batupasir vulkanoklastik menimpa Pliosen dan struktur yang lebih tua (Sharaf dkk.,

2005). Tatanan Geologi Cekungan Jawa Timur Utara seperti pada **Gambar 3**.



Gambar 3. Tatanan Geologi Cekungan Jawa Timur Utara (Lunt, 2019)

Berdasarkan **Gambar 3** yang menunjukkan Tatanan Geologi Cekungan Jawa Timur utara, menggambarkan bagaimana penurunan *basement* dan fasies sedimen bermigrasi dari timur ke barat dari waktu ke waktu. Variasi sedimentasi dari utara ke selatan dapat ditunjukkan sebagai pembagian antara zona sesar *transform* selatan dan set cekungan *rift* di utara yang jauh lebih muda. Waktu dan gaya satuan stratigrafi cocok dengan model tektonik sederhana yang berasal dari Selat Makassar, tanpa hubungan temporal atau tektonik dengan sejarah subduksi di selatan (Lunt, 2019).

Menurut Satyana (2003), karena terletak di tepi tenggara *sundaland*, Cekungan Jawa Timur sangat kaya dalam sedimentasi karbonat. Dimana pengendapan karbonat paling luas terjadi di Oligosen – Miosen pada sedimen karbonat Formasi Kujung. Konfigurasi paleogeografi Pra-Oligosen sangat mengontrol pengendapan formasi ini. Penumpukan karbonat yang luas tumbuh di area tinggian dan serpih diendapkan di dasar cekungan. Perkembangan terumbu terjadi di tempat-tempat sepanjang patahan cekungan dan *shelf edge*.

2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara

Terdapat tiga tahapan orogenesis yang berpengaruh pada Cekungan Jawa Timur Utara, yaitu:

1. Kapur atas – Eosen Tengah, kapur akhir terjadi deformasi kompresi mengikuti tumbukan lempeng Laut Jawa bagian Timur dengan Paparan Sunda, sedangkan pra-Eosen terjadi *rifting* yang kemudian diikuti oleh aktifnya kembali sesar naik pra-Eosen serta pembentukan sesar normal.
2. Miosen Tengah, orogenesis ditandai oleh peristiwa regresi dan hiatus di daerah Cepu dicirikan oleh adanya perubahan fasies dan transgresi. Zona sesar RMKS (Rembang-Madura-Kangean-Sakal) yang merupakan *wrenching left lateral*.
3. Pliosen – Plistosen, pada Pliosen akhir terbentuk lipatan hingga Plistosen akhir dan aktivitas vulkanik busur Sunda-Jawa dimulai pada Pliosen akhir sampai dengan saat ini.

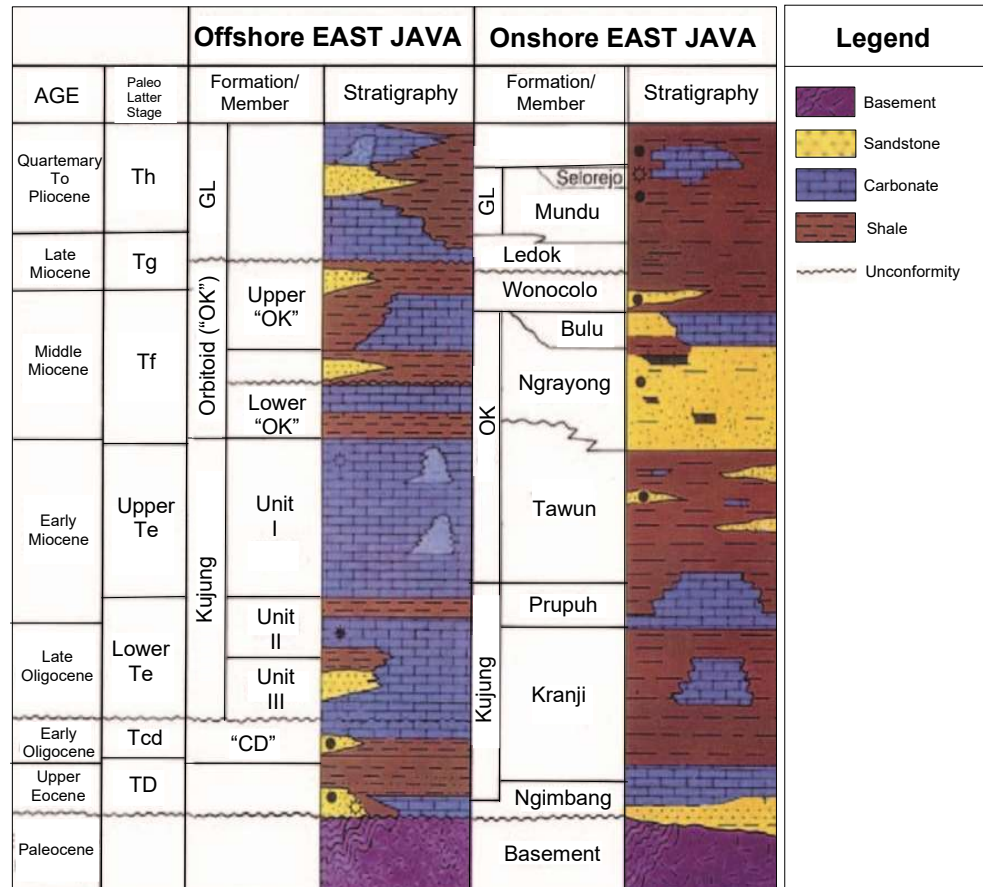
Cekungan ini juga terbentuk akibat proses pengangkatan dan ketidakselarasan serta proses lain, yaitu penurunan muka air laut dan pergerakan lempeng tektonik. Pembentukan cekungan pada awalnya ditandai oleh adanya Australia dan Sunda. Secara regional perbedaan bentuk struktural sejalan dengan perubahan waktu. Aktivitas tektonik utama yang berlangsung pada umur Plio-pleistosen, menyebabkan terjadinya pengangkatan daerah regional Cekungan Jawa Timur dan menghasilkan bentuk morfologi seperti sekarang. Struktur geologi daerah Cekungan Jawa Timur umumnya berupa sesar naik, sesar turun, sesar geser, dan perlipatan yang mengarah Barat-timur akibat pengaruh gaya kompresi dari arah Selatan-Utara (Azhary dkk., 2019).

Cekungan Jawa Timur Utara dikelompokkan menjadi tiga kelompok struktur utama dari utara ke selatan, yaitu *North Platform*, *Central High* dan *South Basin*. Perubahan struktur ini juga terjadi pada konfigurasi *basement* dari arah barat ke timur. Bagian barat dari *platform* utara dikelompokkan menjadi *Muria Trough*, *Bawean Arc*, *JS-1 Ridge*, *Northeast Java Platform*, *Central Masalemba Depression*, *North Madura Platform*, dan *JS 19-1 Depression*.

Sedangkan pada *South Basin*, dari barat ke timur dikelompokkan menjadi *North East Java Madura Sub-Basin*, *South Madura Shelf*, dan *Solo Depression Zone* (Guspriandoko, 2017).

2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

Berdasarkan stratigrafinya, Cekungan Jawa Timur Utara disusun oleh sedimen tersier yang berumur Eosen – Resen dengan batuan dasar yang tersusun oleh batuan beku dan batuan metamorf (**Gambar 4**). Sejarah sedimentasi pada cekungan ini dimulai dengan terendapkan endapan danau Formasi Ngimbang pada bagian bawah kala Eosen Tengah. Penyebaran endapan danau formasi ini dikontrol oleh *graben* yang terbentuk selama inisiasi pembentukan cekungan belakang busur. Selanjutnya terjadi regional subsiden hingga Oligosen Akhir serta terjadi transgresi yang menyebabkan Formasi Ngimbang bagian atas disusun oleh endapan laut dan karbonat (Formasi CD). Pada Oligosen Tengah terjadi regresi yang ditandai dengan terendapkannya batuan sedimen klastik dari Formasi Kujung Unit III. Pada Oligosen Awal hingga Miosen Akhir regional subsiden terjadinya transgresi dan terendapkan karbonat Formasi Kujung Unit II dan Unit I yang dominan tersusun oleh batuan karbonat. Pada Miosen Tengah terjadi regresi yang terus berlanjut sampai Miosen Awal, sehingga terendapkan batuan sedimen yang terdiri atas batuan klastik dan batuan karbonat dari Formasi OK atau Formasi Tuban. Selanjutnya diikuti oleh sekuen pengendapan batuan klastik halus pada Miosen Awal sampai Pliosen, sedangkan Pliosen sampai saat ini pengendapan batuan karbonat kembali menjadi dominan (Ramli, 2022).



Gambar 4. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara dimana pada kotak merah merupakan umur yang difokuskan dalam penelitian (Posamentier dkk, 2010)

Berdasarkan **Gambar 4**, Cekungan Jawa Timur Utara tersusun oleh endapan Paleogen dan Neogen. Stratigrafi Jawa Timur bagian Utara dapat dijelaskan sebagai berikut (Pringgoprawiro, 1993 dalam Sribudiyani dkk., 2003):

1. Pra-Tersier

Cekungan Jawa Timur merupakan cekungan *back-arc* yang terdiri atas batuan kristalin, intrusi granitan dan batuan metamorfik, dimana batuan mengalami pengikisan yang kuat, sehingga menghasilkan dataran yang hampir rata.

2. Eosen – Oligosen Akhir

Sedimentasi dimulai dengan terendapkannya klastik kasar-halus dengan adanya sisipan batubara (endapan pantai-lakustrin). Pada bagian atas tersusun oleh sedimen klastik halus (serpih dan batulanau) dan

batugamping terumbu. Secara keseluruhan, formasi yang dijumpai merupakan Formasi Ngimbang.

3. Oligosen Tengah – Miosen Akhir

Daerah Jawa Timur Bagian Utara masih berada di bawah permukaan laut yang bersamaan dengan penurunan cekungan, proses ini menghasilkan Formasi Kujung dimana tersusun oleh litologi sedimen klastik halus (batugamping karbonat dan napal) dan batugamping bioklastik di beberapa tempat. Pada umur Miosen Akhir terdapat Formasi Kujung I. Sekuen batugamping yang masif dan menerus terus hadir secara selaras di atas unit Kujung II yang lebih tua. Variasi ketebalannya sangat memungkinkan sebagai pembentukan terumbu secara lokal, dimana pertumbuhannya berkembang baik pada daerah tinggian *Paleo-basement*. Meskipun demikian, karbonat cenderung berubah secara cepat dan *teronlap* kan oleh fasies yang lebih serpih dimana terdiri dari beberapa lapisan tipis batugamping energi rendah pada wilayah *Paleo-low*.

4. Miosen Akhir – Miosen Tengah

Terjadinya proses orogenesis yang disebabkan oleh suatu pengangkatan yang secara meluas di wilayah Indonesia, mengakibatkan adanya fase regresi. Fase regresi mengakibatkan perubahan sedimentasi yaitu pendangkalan yang menghasilkan sedimentasi berupa batugamping terumbu pada Formasi Tuban dan batupasir kuarsa sisipan batubara pada Formasi Tawun dan berkembang menjadi batupasir karbonatan dan batugamping glaukonitan pada Formasi Ngrayong.

5. Miosen Awal

Transgresi terjadi pada umur ini, sehingga mengakibatkan Cekungan Jawa Timur bagian utara hampir seluruhnya terbenam lagi ke dalam lautan. Transgresi ini menyebabkan pertumbuhan terumbu yang menghasilkan batugamping pada Formasi Bulu dan berkembang menjadi batugamping karbonatan pada Formasi Wonocolo.

6. Plio-Plistosen

Proses Orogenesa Plio-Plistosen mengakibatkan proses pengangkatan dan pelipatan di seluruh Pulau Jawa bagian timur yang mengakibatkan suatu

regresi besar. Fase ini menghasilkan endapan sedimen seperti endapan batupasir sisipan batugamping pada Formasi Ledok dan Mundu yang kemudian berkembang menghasilkan batulempung karbonatan pada Formasi Lidah. Proses pendangkalan ini terus terjadi hingga akhir Plistosen Atas, dimana seluruh depresi ini kemudian terangkat di permukaan laut.

2.5 Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara

2.5.1 Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan induk hidrokarbon utama pada cekungan ini berasal dari serpih karbonat yang berasal dari lingkungan *marginal marine*, deltaik, dan lakustrin Formasi Ngimbang serta Formasi Kujung berupa serpih laut dalam pada bagian bawah. Batuan induk ialah batuan yang mampu mengawetkan kandungan material seperti batulempung atau batuan yang mengandung banyak material organik seperti batugamping. Syarat untuk menjadi batuan induk yang baik, yaitu proses pematangan termal dimana berbeda-beda tergantung jenis kerogen.

2.5.2 Batuan Reservoir

Reservoir merupakan batuan yang mempunyai porositas dan permeabilitas yang baik untuk menyimpan dan mengalirnya fluida. Suatu reservoir dikatakan baik ketika batuan tersebut memiliki porositas 10 – 30% dan permeabilitas 5 – 500 *millidarcy*. Pori yang saling berhubungan akan sangat mempengaruhi besar kecilnya daya tampung dari suatu batuan reservoir. Saat ini, batuan yang berfungsi sebagai reservoir hidrokarbon yang baik yaitu batupasir pada Formasi Ngrayong, batuan karbonat Formasi Kujung dan Tuban.

2.5.3 Batuan Tudung

Batuan Tudung berperan sebagai penyekat yang bersifat tidak *permeable*. Secara umum batuan yang biasanya berperan sebagai batuan penutup adalah *shale*, *evaporite*, dan batuan karbonat (*limestone* dan *dolomite*). Batuan yang

berfungsi sebagai batuan penudung di cekungan ini adalah batulempung Wonocolo yang berumur Miosen Akhir.

2.5.4 Migrasi

Migrasi terdiri atas dua jenis, yaitu migrasi primer dan migrasi sekunder. Migrasi primer ialah pergerakan hidrokarbon keluar dari batuan induk menuju batuan reservoir, sedangkan migrasi sekunder ialah pergerakan hidrokarbon dari satu reservoir ke reservoir lainnya melalui patahan. Pada Cekungan Jawa Timur Utara, terdapat dua model migrasi yaitu:

- Migrasi Primer (Miosen Tengah – Miosen Atas)
Hidrokarbon dari Formasi Ngimbang bermigrasi melalui *carrier bed* (vertikal – lateral), masuk ke reservoir karbonat Formasi Kujung – Tuban yang tumbuh langsung di atas *Basement*.
- Migrasi Sekunder (setelah Plio-Pleistosen)
Hidrokarbon yang sudah terperangkap pada reservoir karbonat Kujung-Tuban, akibat pengaruh aktivitas tektonik dan perubahan konfigurasi kemiringan lapisan batuan, yang akhirnya bermigrasi lagi ke reservoir batupasir Ngrayong, Wonocolo, Ledok, dan Lidah.

2.5.5 Perangkap (*trap*)

Perangkap merupakan konfigurasi dari perlapisan, dimana batuan reservoir berada di sekelilingnya dan dilingkupi oleh batuan penutup, dimana bersifat *impermeable*. Sehingga dari jebakan ini akan ada suatu kondisi yang menahan minyak dan gas bumi terakumulasi di dalamnya. Secara umum terdapat dua jenis perangkap hidrokarbon, sebagai berikut:

- Perangkap Struktur merupakan target eksplorasi yang paling sering dicari karena mudah dideteksi. Biasanya perangkap ini merupakan sebuah antiklin yang pembentukannya berhubungan dengan adanya aktivitas tektonik di daerah tersebut.
- Perangkap stratigrafi merupakan jebakan yang terbentuk dan berhubungan dengan perubahan tipe batuan secara vertikal maupun lateral dan ketidakselarasan.

III. TEORI DASAR

3.1 *Well Logging*

Log menggambarkan suatu grafik kedalaman atau waktu dari sekumpulan data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur pemboran (Harsono, 1997). Prinsip dasar *wireline log* adalah mengukur parameter sifat fisik dari formasi pada setiap kedalaman secara kontinyu. *Well Logging* ialah salah teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan menggunakan alat ukur yang dimasukkan kedalam lubang sumur yang bertujuan untuk evaluasi formasi dan mengidentifikasi ciri-ciri batuan bawah permukaan (Schlumberger, 1989). Metode *well logging* merupakan yang digunakan untuk mendapatkan data bawah permukaan secara cepat dan tepat, dimana metode ini memiliki atau menghasilkan tingkat akurasi data yang relatif tinggi dibandingkan dengan metode geofisika lainnya.

Well logging dilakukan dengan cara dua tahapan yaitu *Open hole logging* dan *Casedhole Logging*. *Open hole logging* dilakukan pada sumur atau lubang bor yang belum dilakukan pemasangan *casing* serta pada umumnya pada tahap ini semua jenis log dapat dilakukan. *Cased hole Logging* dilakukan pada sumur atau lubang bor yang sudah dilakukan pemasangan *casing*. Tahapan ini hanya log tertentu yang dapat dilakukan yaitu log *gamma ray* dan log *caliper*. Secara kualitatif dengan data sifat fisik dapat menentukan litologi dan jenis fluida pada formasi yang tertembus sumur, sedangkan secara kuantitatif dapat memberikan data-data untuk menentukan ketebalan, porositas, permeabilitas, kejenuhan fluida dan densitas hidrokarbon (Mauladika, 2018).

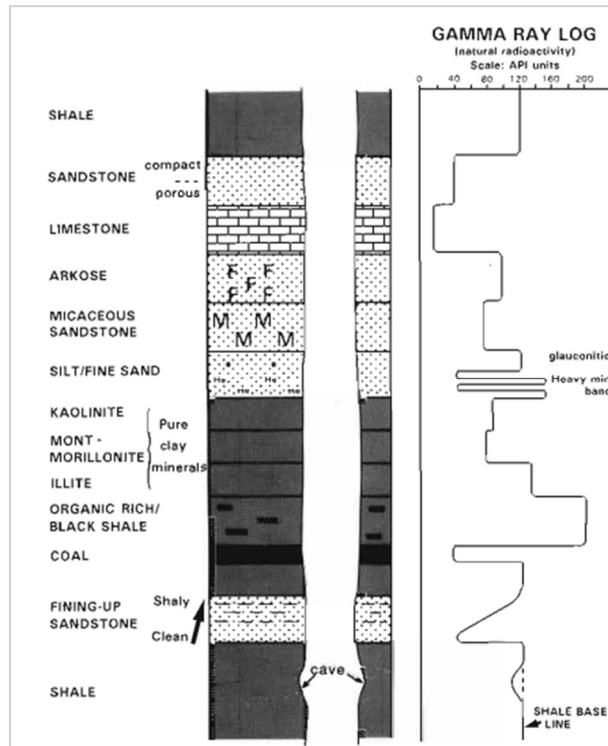
Tampilan dari data metode *well logging* berupa bentuk log grafik kedalaman dari satu set kurva yang menunjukkan parameter yang terukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur. Hasil kurva yang menunjukkan parameter kemudian dapat diinterpretasikan jenis, urutan litologinya dan ada tidaknya kandungan fluida hidrokarbon pada suatu formasi pada daerah penelitian. Dengan kata lain, *well logging* merupakan metode yang dapat memberikan data yang diperlukan untuk mengevaluasi secara kuantitatif dan kualitatif adanya komposisi hidrokarbon dalam suatu daerah penelitian (Harsono, 1997).

3.2 Jenis-Jenis Log

3.2.1 Log *Gamma Ray*

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

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.

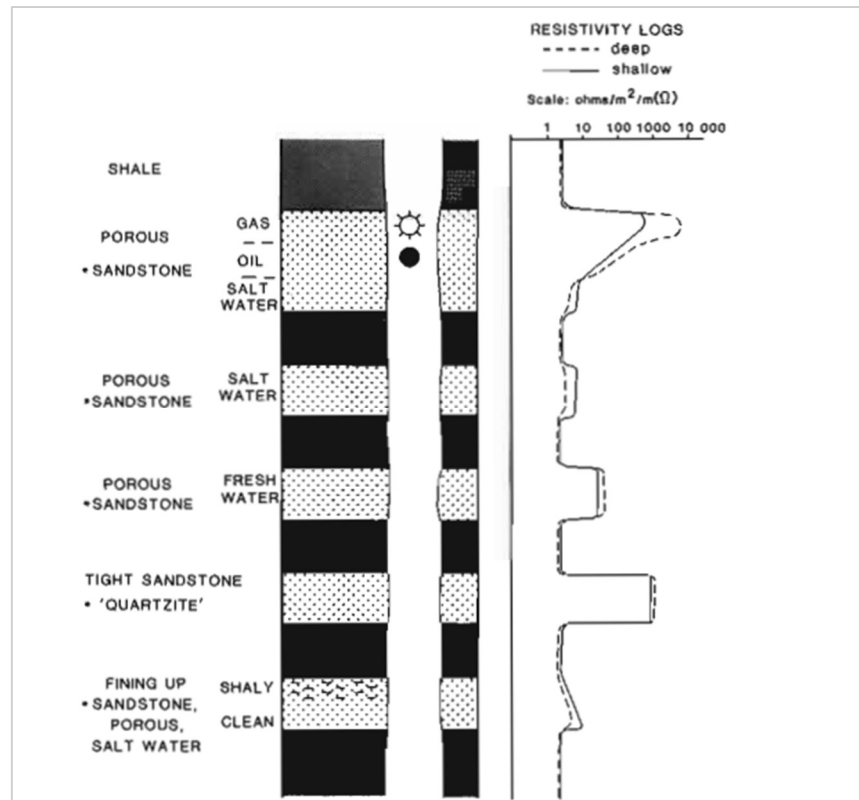
3.2.2 Log Resistivitas

Besaran resistivitas suatu batuan dideskripsikan dengan ohm meter dengan skala yang biasa digunakan yaitu 0.2 – 2000 ohm meter. Semakin banyak jumlah air dalam pori maka akan semakin kecil resistivitas yang dihitung begitupun sebaliknya, karena hidrokarbon merupakan insulator atau non konduktif seperti halnya matriks dan butiran (Asquith dan Krygowski, 2004). Untuk nilai resistivitas pada beberapa batuan yang biasanya ditemukan pada eksplorasi migas ditunjukkan pada **Tabel 1**.

Tabel 1. Nilai resistivitas beberapa litologi batuan (Asquith dan Krygowski, 2004).

Material	Resistivitas (Ohm meter)
<i>Limestone</i>	$5 - 10^2$
<i>Sandstone</i>	$1 - 10^8$
<i>Shale</i>	$2 - 2 \times 10^3$
<i>Dolomite</i>	100 – 10.000
<i>Sand</i>	1 – 1000
<i>Clay</i>	1 – 100
<i>Sea Water</i>	0.2

Log resistivitas digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan air, dimana mengindikasikan zona *permeable* dengan mendeterminasi porositas resistivitas, karena batuan dan matriks tidak konduktif sehingga kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori batuan (Mauladika, 2018).

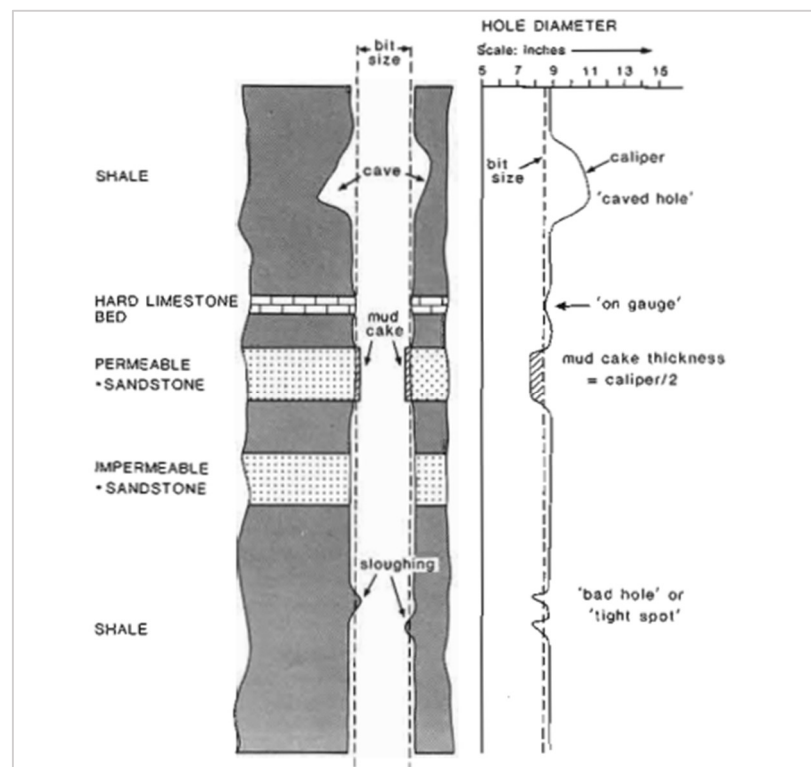


Gambar 6. Respon log resistivitas (Rider, 2002).

Respon Log Resistivitas ditunjukkan pada **Gambar 6**, 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.

3.2.3 Log Caliper

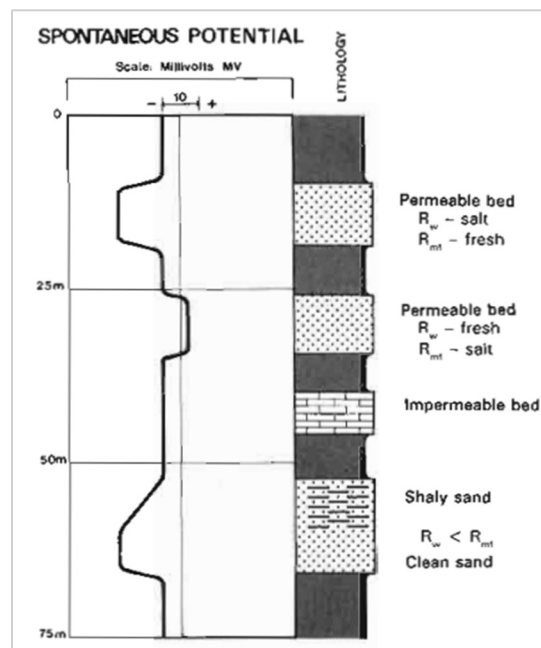
Log *caliper* ialah log mekanik yang digunakan untuk mengukur keadaan lubang bor untuk mengetahui zona *washout*, *breakout* dan lainnya. Log ini juga digunakan untuk mengukur diameter lubang bor sesungguhnya sehingga dapat merefleksikan lapisan *permeable* dan *impermeable*. Pada lapisan yang *permeable* diameter lubang bor akan semakin kecil karena terbentuknya kerak lumpur (*mud cake*) pada dinding lubang bor, sedangkan pada lapisan *impermeable* diameter lubang bor akan bertambah besar karena ada dinding yang runtuh (*vug*) (Priyanka, 2017). Respon Log *Caliper* ditunjukkan pada **Gambar 7**.



Gambar 7. Respon Log *Caliper* (Rider, 2002).

3.2.4 Log *Spontaneous Potential*

Prinsip dasar log ini adalah merekam beda potensial antara elektroda yang bergerak sepanjang lubang bor dengan elektroda diam diatas permukaan. Log SP biasanya ditunjukkan oleh garis lurus (*baseline*) pada lapisan *shale* dan jika bertemu lapisan *permeable* log SP akan menyimpang dari *baseline* dan mencapai garis konstan pada lapisan *permeable* yang tebal seperti *sand*. Penyimpangan log SP bisa ke kiri maupun kanan tergantung dari kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur. Apabila lumpur lebih tawar dari air formasi log, log SP akan menyimpang ke kiri dan sebaliknya apabila air formasi lebih tawar dari lumpur maka log SP akan menyimpang ke kanan. Log SP juga dapat digunakan untuk mengidentifikasi lapisan *impermeable*, menentukan batas lapisan dan korelasi antar sumur, menentukan nilai resistivitas air formasi serta mengukur kandungan lempung (Zain, 2011). Respon log SP ditunjukkan pada **Gambar 8**.



Gambar 8. Respon log *spontaneous potential* (Rider, 2002).

3.2.5 Log Densitas

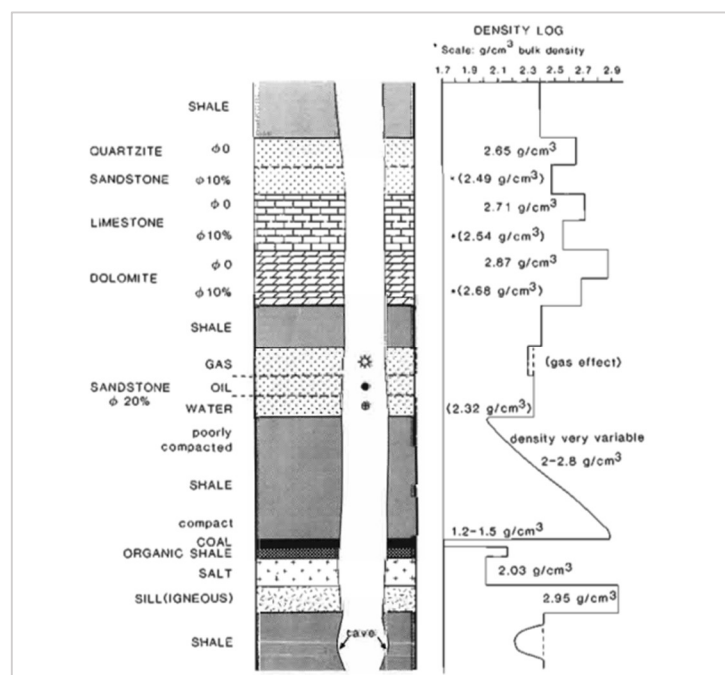
Log densitas ialah log yang digunakan untuk mengukur densitas batuan di sepanjang lubang bor. Biasanya digunakan tabel densitas batuan untuk

menggolongkan jenis litologi batuan dari hasil pemboran sumur, untuk nilai densitas batuan ditunjukkan pada **Tabel 2**.

Tabel 2. Densitas matriks litologi batuan (Telford dkk., 1990).

Litologi/Mineral	ρ_{ma} (gr/cm ³)
Batupasir	1.61 – 2.76
Batugamping	1.93 – 2.90
Dolomit	2.28 – 2.90
Anhidrit	2.29 – 3.00
Garam	2.10 – 2.60

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 9**.

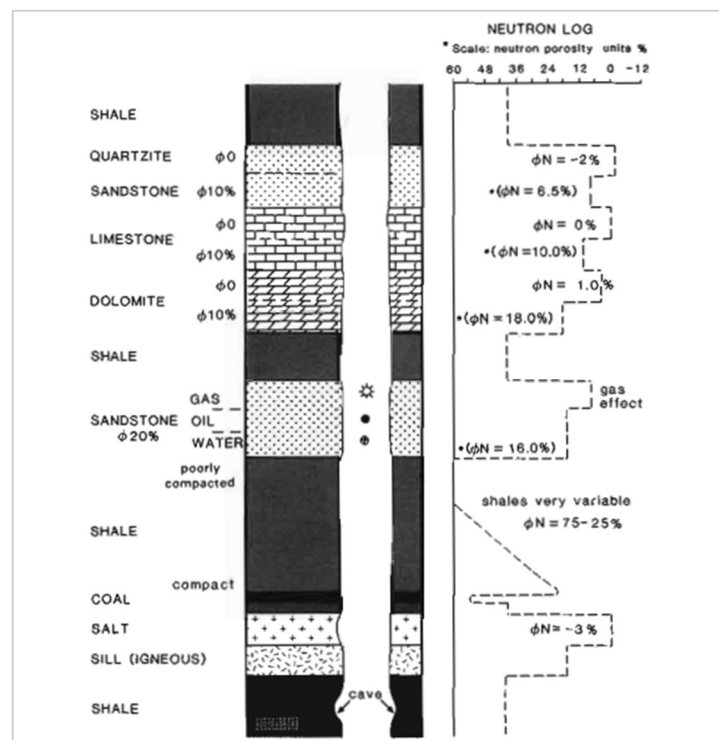


Gambar 9. Respon log densitas (Rider, 2002).

3.2.6 Log Neutron

Log ini ialah log yang mengukur jumlah ion hidrogen dalam suatu formasi. Log neutron digunakan bersamaan dengan log densitas untuk menghitung porositas suatu batuan. Jika pori terisi oleh hidrokarbon 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).

Respon log neutron pada lapisan batupasir menunjukkan nilai yang rendah tergantung pada porositas batuan yang ada, sebaliknya jika pada lapisan batulempung log neutron menunjukkan nilai yang lebih tinggi dimana ditunjukkan pada **Gambar 10**.



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

3.3 Properti Petrofisika

3.3.1 *Volume Shale*

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) :

$$Vsh = \frac{GRlog - GRmi}{GRmax - GRmin} \quad (1)$$

Dimana,

GR log : GR log pada lapisan terserbut

GR max : GR log maksimal pada lapisan *shale*

GR min : GR log maksimal pada lapisan non-*shale*

3.3.2 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).

Porositas terbagi menjadi dua yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Porositas primer merupakan porositas yang terjadi pada pengendapan batuan, dimana kecil besarnya porositas sangat dipengaruhi oleh susunan butiran, bentuk, kompaksi serta sedimentasi. Porositas sekunder merupakan porositas yang terjadi oleh proses geologi dan terjadi pengendapan batuan setelahnya. Skala penentuan nilai porositas yang biasanya digunakan untuk menentukan baik atau tidaknya kualitas batuan reservoir ditunjukkan pada **Tabel 3**.

Tabel 3. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1978).

Harga Porositas	Kualitas
0 – 5	Diabaikan
5 – 10	Buruk
10 – 15	Cukup
15 – 20	Baik
20 – 25	Sangat Baik
>25	Istimewa

Secara umum, porositas suatu batuan terdiri dari porositas total dan porositas efektif. Porositas total ialah porositas keseluruhan yang ada di dalam batuan baik yang terisi fluida maupun *clay bound water*. Sedangkan untuk porositas efektif merupakan porositas yang tidak melibatkan *clay bound water*. Untuk mendapatkan nilai porositas dapat menggunakan bantuan log densitas, neutron dan sonik pada persamaan 2.

$$PHIT_{SH} = \frac{RHO_{DSH} - RHO_{SH}}{RHO_{DSH} - 1} \quad (2)$$

Dimana,

$PHIT_{SH}$: Porositas total serpih (%)

RHO_{DSH} : *Dry Shale Density* (gr/cc)

RHO_{SH} : *Shale Density* (gr/cc)

Selanjutnya, untuk melakukan perhitungan nilai porositas total dan efektif digunakan Metode Bateman Konen pada persamaan 3 dan 4.

$$\phi_t = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{f1}} - V_{sh} * \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{f1}} \quad (3)$$

$$\phi_e = \phi_t(1 - V_{sh}) \quad (4)$$

Dimana,

ϕ_t : Porositas Total (%)

ϕ_e : Porositas Efektif (%)

ρ_{ma} : *Matrix Density* (gr/cc)

ρ_{log} : Nilai Densitas Log (gr/cc)

3.3.3 Saturasi Air

Saturasi air pada batuan reservoir hidrokarbon mempengaruhi nilai cadangan di bawah permukaan, dikarekanakan 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, Juhasz, dan Waxman Smith (Rosyidan dkk., 2015). Persamaan yang paling umum digunakan merupakan persamaan Indonesia yang ditunjukkan pada persamaan 5 dan 6.

$$\frac{1}{\sqrt{R_t}} = \left[\frac{V_{sh}^d}{\sqrt{R_{sh}}} + \frac{\phi_e^{m/n}}{\sqrt{a.R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (5)$$

$$d = 1 - \frac{V_{sh}}{2} \text{ atau } d = 1 \quad (6)$$

Dimana,

a : Faktor turtositi (Gamping : 1, Batupasir : 0.62)

m : Faktor sementasi (Gamping : 2, Batupasir : 2.15)

n : Eksponen saturasi (1.8 – 2.5 nilai umumnya 2)

- ϕ : Porositas (%)
 R_w : Resistivitas air formasi (Ohm.m)
 R_t : Resistivitas temperatur (Ohm.m)
 R_{sh} : Resistivitas batulempung (Ohm.m)

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 4**.

Tabel 4. 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

Selain menurut Adim (1991) terdapat literatur terkait penentuan jenis fluida reservoir yaitu menurut Malinda (2018), bahwasanya jika fluida reservoir memiliki kandungan gas maka nilai S_w relatif kecil dengan *cross over* log neutron dan log densitas cukup besar dan memiliki nilai resistivitas tinggi. Kemudian untuk zona reservoir yang memiliki fluida hidrokarbon minyak maka nilai S_w tidak begitu besar dengan *cross over* antara log densitas dan log neutron dan memiliki nilai resistivitas cukup besar tetapi tidak sebesar gas atau menengah.

3.4 Metode Seismik

Metode seismik adalah salah satu metode geofisika yang menerapkan prinsip dasar yaitu menempatkan *geophone* sebagai penerima getaran pada lokasi penelitian. Litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat (*travel time*), amplitudo refleksi, dan variasi fasa. Setiap *trace* merupakan

hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik dan *noise* (Russel, 1998).

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (7)$$

Dimana,

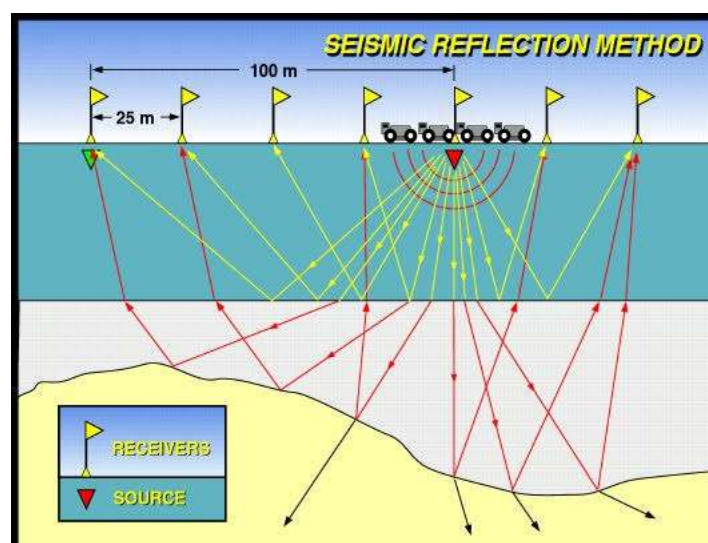
$S(t)$: *Trace* seismic

$w(t)$: *Wavelet* seismic

$r(t)$: Reflektivitas bumi

$n(t)$: *Noise*

Seismik refleksi datang dari perbedaan properti akustik dari dua medium. Sumber gelombang pada permukaan bumi melepaskan energi ke dalam bumi berupa energi akustik serta dirambatkan ke segala arah, dimana apabila dalam perambatannya gelombang mengenai bidang batas antara dua medium yang memiliki perbedaan kontras impedansi akustik, maka sebagian energi akan dipantulkan lagi ke permukaan dan sebagian lagi akan ditransmisikan. Pantulan gelombang inilah yang kemudian direkam pada permukaan tanah menggunakan alat *geophone*, sedangkan jika dilakukan di laut menggunakan *hydrophone*. Konsep seismik refleksi ditunjukkan oleh **Gambar 11**.



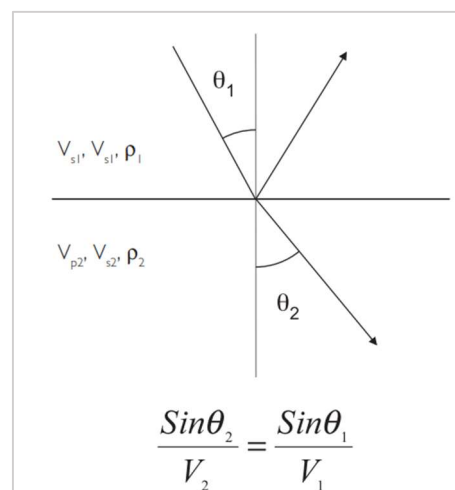
Gambar 11. Konsep seismik refleksi (Clowes, 2023).

Dalam seismik eksplorasi, gelombang yang biasanya diselidiki merupakan gelombang kompresi atau gelombang primer. Jika gelombang kompresi merambat dalam suatu medium menuju batas medium yang berbeda sifat, maka gelombang akan terpartisi ke dalam empat komponen energi (energi gelombang pantul, *shear* pantul, kompresi bias, dan *shear* bias). Jumlah keempat komponen energi sama dengan energi gelombang mula-mula.

3.5 Prinsip dan Hukum Gelombang Seismik

3.5.1 Hukum Snellius

Hukum Snellius menyatakan bahwa sudut datang dan sudut bias merupakan konstan, bergantung pada indeks bias medium. Gelombang P yang datang akan mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda akan menimbulkan gelombang refleksi dan refraksi (Hutabarat, 2009). Jika gelombang seismik melalui lapisan batuan yang berbeda atau sama dengan memiliki impedansi akustik yang berbeda, maka sebagian gelombang direfleksikan kembali ke permukaan serta sebagian akan diteruskan merambat ke bawah permukaan (**Gambar 12**).

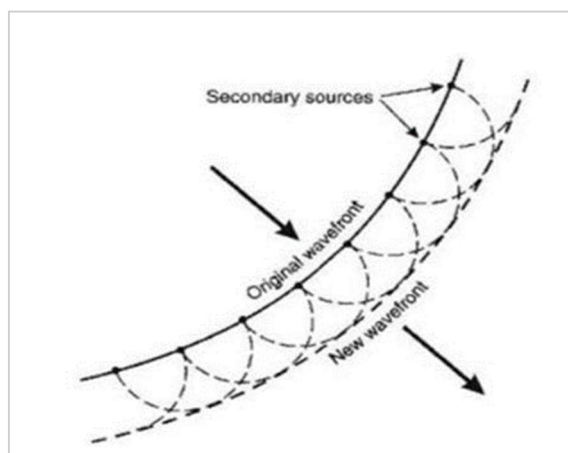


Gambar 12. Penjalaran gelombang melalui batas dua lapisan menurut Hukum Snellius (Samm dan Bacon, 2014)

3.5.2 Prinsip Huygens

Prinsip Huygens menyatakan bahwasanya setiap titik pada permukaan gelombang ialah sumber bagi gelombang baru yang menjalar dalam bentuk

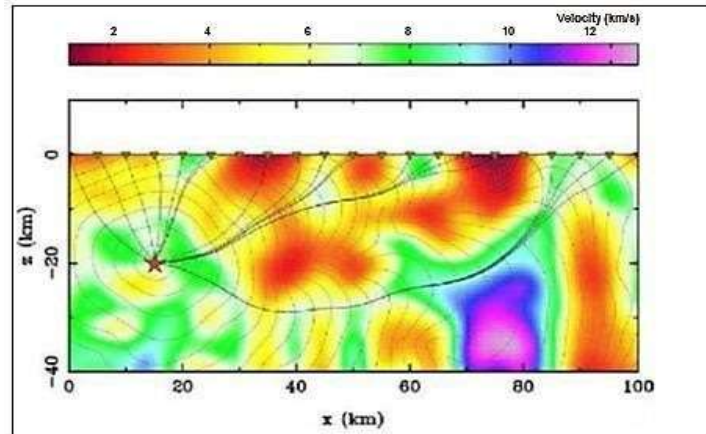
pola. Prinsip ini menyatakan bahwa pulsa seismik akan kehilangan energi seiring bertambahnya kedalaman (Asparini, 2011). Ketika gelombang jatuh di atas dua batas medium yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang datang (*P-wave*) akan mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda dan menimbulkan gelombang refraksi dan refleksi. Prinsip Huygens seperti pada **Gambar 13**.



Gambar 13. Prinsip Huygens (Giancoli, 2001)

3.5.3 Asas Fermat

Asas Fermat menyatakan bahwa gelombang yang menjalar dari satu titik ke titik lain akan memilih lintasan dengan waktu tempuh tercepat. Prinsip ini dapat diaplikasikan untuk menentukan lintasan sinar dari satu titik ke titik lain dimana lintasan dengan waktu tempuhnya bernilai minimum, dengan diketahui lintasan yang berwaktu tempuh minimum maka selanjutnya dapat dilakukan penelusuran jejak sinar yang telah merambat di dalam medium. Penelusuran jejak sinar seismik akan sangat membantu dalam menentukan posisi reflektor di bawah permukaan, dimana jejak sinar seismik yang tercepat ini tidak selalu berbentuk garis lurus. Prinsip Fermat ditampilkan pada **Gambar 14**.



Gambar 14. Asas fermat (Abdullah, 2007)

3.6 Komponen Seismik Refleksi

3.6.1 Polaritas dan Fasa

Polaritas merupakan penggambaran koefisien refleksi sebagai bentuk gelombang yang bernilai positif dan negatif. Jika $AI_2 > AI_1$ maka akan merepresentasikan bentuk puncak (*peak*), jika $AI_2 < AI_1$ maka akan merepresentasikan palung (*trough*). Perubahan polaritas terkadang memberikan informasi mengenai keberadaan batuan-batuan reservoir yang potensial seperti litologi, porositas, dan kandungan fluida. Polaritas terbagi menjadi polaritas normal dan terbalik (*reverse*). *Society Exploration of Geophysics* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai:

- Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada *hydrophone* atau pergerakan awal keatas pada *geophone*.
- Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai positif pada *tape* defleksi positif pada monitor dan *peak* pada penampang seismik.

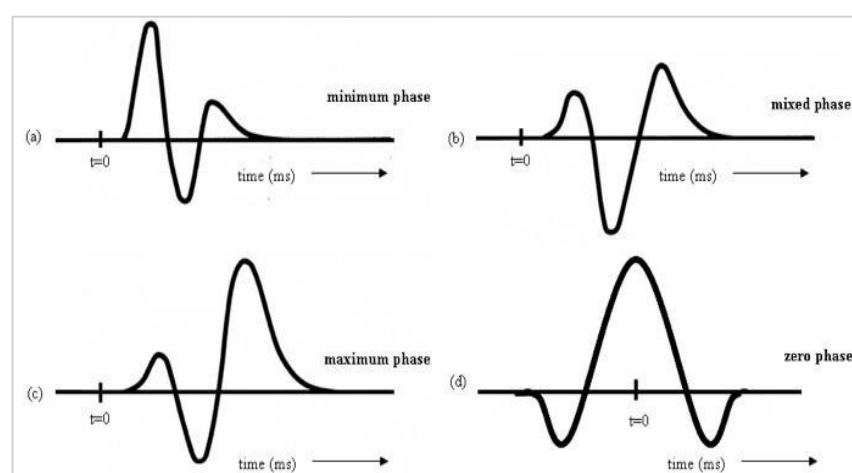
Fasa pulsa seismik berupa rekaman seismik dengan dua fasa, yaitu fasa minimum dan nol. Fasa minimum energi yang berhubungan dengan AI terkonsentrasi pada bagian muka, sedangkan pada fasa nol batas AI akan terdapat *peak* atau *trough* pada bagian tengah pulsa tersebut. Untuk spektrum amplitudo yang sama maka sinyal fasa akan selalu lebih pendek dan beramplitudo lebih besar dari fasa minimum, sehingga akan menghasilkan sinyal *noise* lebih besar.

3.6.2 Wavelet

Wavelet merupakan gelombang harmonik yang mempunyai *interval amplitude*, frekuensi dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). *Wavelet* juga dapat diartikan sebagai gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone*. *Wavelet* sangat penting dalam pembuatan seismogram sintetik. Dalam melakukan inversi seismik, bentuk *wavelet* umumnya digunakan yaitu fasa minimum dan fasa nol, dimana pada fasa minimum energi terbesar terkonsentrasi di bagian depan *wavelet*, sedangkan fasa nol memiliki bentuk yang simetris terhadap titik tengahnya (Ramdhani, 2017).

Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 jenis (Sismanto, 2006):

1. *Zero phase* merupakan *wavelet* berfasa nol yang mempunyai konsentrasi energi maksimum ditengah dan waktu tunda nol.
2. *Minimum phase* merupakan *wavelet* berfasa minimum yang mempunyai energi terpusat pada bagian depan.
3. *Maximum phase* merupakan *wavelet* berfasa maksimum yang memiliki energi terpusat secara maksimal di bagian akhir dari *wavelet* tersebut.
4. *Mixed phase* merupakan *wavelet* berfasa campuran yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun belakang.



Gambar 15. Jenis-jenis *wavelet*; (a) *Minimum phase*, (b) *Mixed phase*, (c) *Maximum phase*, (d) *Zero phase* (Sukmono, 1999).

3.6.3 Impedansi Akustik

Impedansi akustik ialah kemampuan suatu batuan dalam melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, impedansi akustik merupakan perkalian antara kecepatan gelombang kompresi atau gelombang primer dengan densitas batuan. Impedansi akustik (AI) didefinisikan dalam persamaan matematis sebagai berikut:

$$AI = v \times \rho \quad (8)$$

Dimana,

AI : Impedansi akustik

v : Kecepatan gelombang (m/s)

ρ : Densitas batuan (gr/cc)

Impedansi akustik mengindikasikan bahwa semakin keras suatu batuan maka AI akan semakin besar, contohnya batugamping sangat kompak memiliki impedansi akustik yang lebih besar dibanding batulempung. Pemantulan gelombang seismik (refleksi) terjadi disebabkan perubahan impedansi akustik lapisan. Nilai kontras impedansi akustik dapat diartikan secara kualitatif dari amplitude refleksinya, sehingga semakin besar amplitudanya maka semakin besar refleksi dan kontras nilai pada impedansi akustik (Sukmono, 2001 Data seismik merupakan “melihat” objek bawah permukaan dalam bentuk bidang batas antar lapisan-lapisan batuan, sedangkan impedansi akustik sebagai hasil inversi akan “melihat” objek bawah permukaan sebagai lapisan itu sendiri.

3.6.4 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan kontras impedansi akustik batuan satu dengan batuan yang lain dan memiliki nilai yang merepresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Refleksi gelombang seismik akan timbul setiap terjadi perubahan nilai impedansi akustik, dengan demikian koefisien refleksi adalah perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang pada keadaan normal.

Persamaan koefisien refleksi dengan impedansi akustik (Persamaan 9) sebagai berikut:

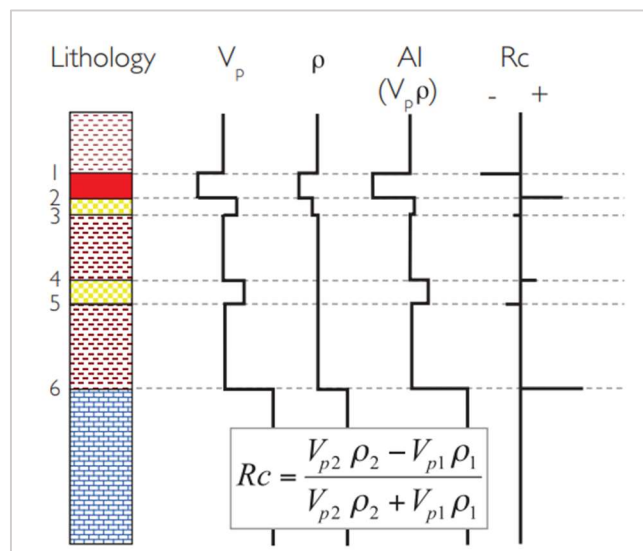
$$Rc = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (9)$$

Dimana,

Rc : Koefisien refleksi

AI_1 : AI lapisan atas

AI_2 : AI lapisan bawah



Gambar 16. Koefisien Refleksi (Rc) mendefinisikan perbedaan AI pada batas litologi (Simm dan Bacon, 2014)

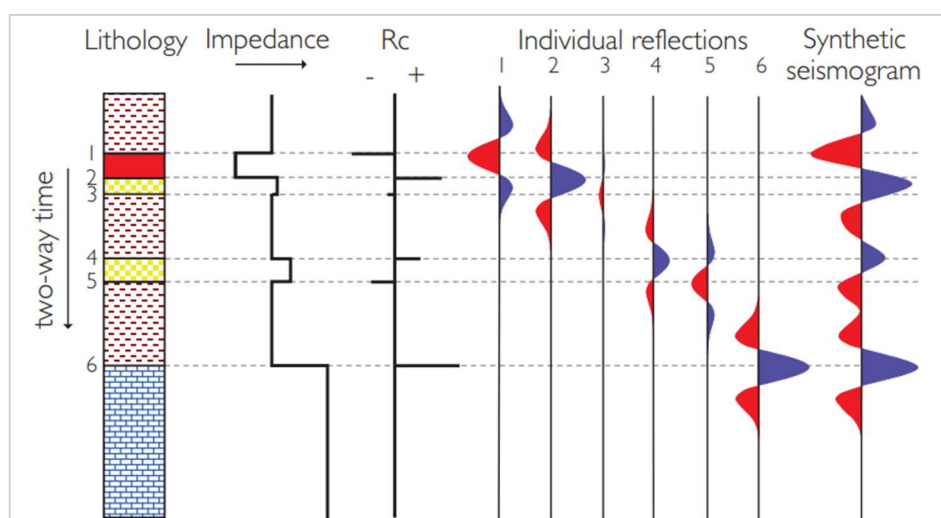
Koefisien refleksi mempunyai nilai antara -1 sampai 1, ketika nilai impedansi akustik (AI_2) lebih besar dari pada impedansi akustik (AI_1) dan gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas rendah ke densitas tinggi, maka koefisien refleksi akan bernilai positif begitupun sebaliknya.

3.6.5 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik didefinisikan sebagai rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas akan menghasilkan koefisien refleksi yang kemudian dikonvolusikan dengan

wavelet. Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara formasi dan sumur (umur, kedalaman, dan sifat fisis lainnya) yang kemudian untuk pengikatan data sumur (verikal) dengan data seismik (horizontal).

Data seismik memiliki satuan dalam domain waktu, sedangkan data sumur dalam kedalaman. Selanjutnya, sebelum dilakukan pengikatan, maka perlu dilakukan konversi data sumur ke dalam domain waktu dengan cara membuat seismogram sintetik dari sumur. Seismogram sintetik pada umumnya dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang dan ini menjadi kekurangannya, padahal frekuensi yang dipakai itu umumnya dipilih dari zona target sehingga sering menyebabkan *miss tie* pada daerah di luar zona target.



Gambar 17. Seismogram sintetik yang didapatkan dari proses konvolusi koefisien refleksi dengan *wavelet* (Simm dan Bacon, 2014)

3.6.6 *Well to Seismic Tie*

Well to seismic tie ialah proses pengikatan data sumur terhadap data seismik yang bertujuan untuk menyamakan domain sumur dalam domain waktu dengan data seismik dalam domain kedalaman serta tujuan akhir dari proses ini yaitu dapat mengetahui posisi dari marker geologi yang berada pada sumur di data seismik. Secara umum, data yang diperlukan pada proses *well seismic*

tie yaitu data seismik, data sumur berupa log densitas, *sonic* dan *checkshot* (Ellis dan Singer, 2016).

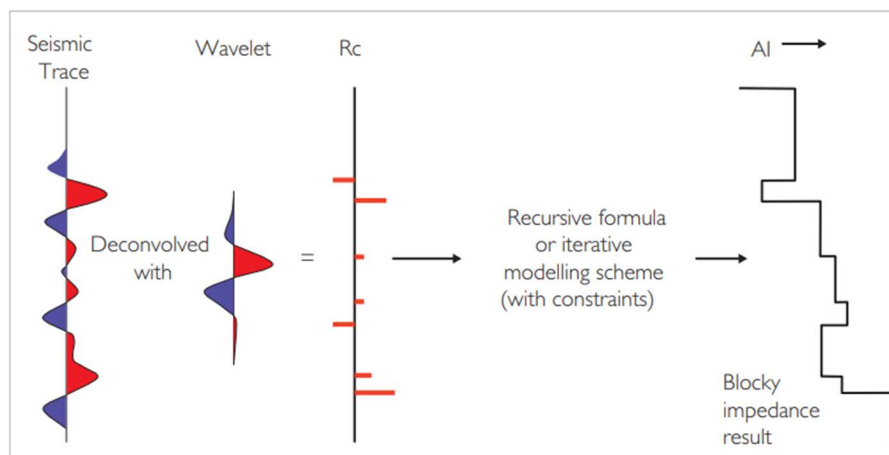
Wavelet yang digunakan baiknya memiliki frekuensi dan *bandwidth* yang sama dengan penampang seismik, hal ini akan mempermudah pengikatan data sumur dengan data seismik. Seismogram sintetis final merupakan superposisi dari refleksi semua reflektor. Seismogram sintetis biasanya ditampilkan dengan format polaritas dan fasa yang sama dengan rekaman seismik, dimana seismogram ini berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap *horizon*.

3.6.7 Seismik Inversi

Seismik inversi ialah metode yang menggunakan data seismik sebagai input utama dan data sumur sebagai kontrol untuk memperoleh gambaran model geologi bawah permukaan (Sukmono, 2002). Informasi yang dimuat di dalam lapisan batuan berupa impedansi yang diperoleh dengan menggunakan metode inversi. Dari informasi impedansi selanjutnya dapat dikorelasikan secara kuantitatif dengan parameter fisis lain pada reservoir yang terukur pada sumur seperti porositas, saturasi air, dan lainnya.

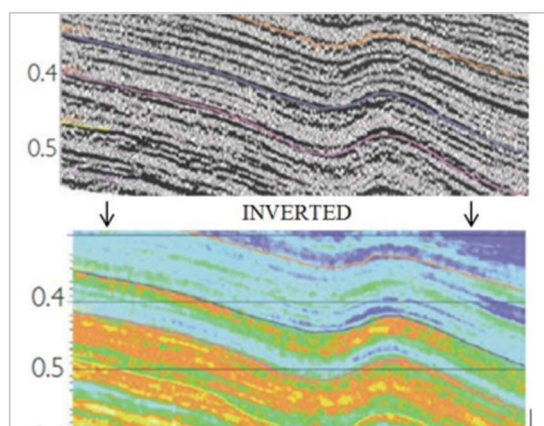
Inversi seismik mengubah kandungan informasi data seismik dari yang berkaitan dengan bidang batas antar lapisan menjadi informasi yang berkaitan dengan lapisannya. Kandungan informasi yang berkaitan dengan lapisan yakni impedansi akustik yang dapat dihubungkan dengan porositas batuan, karena impedansi akustik merupakan perkalian antara densitas dengan kecepatan. Dapat disimpulkan bahwasanya semakin besar impedansi akustik, semakin rendah pula porositasnya. Selanjutnya, hasil dari impedansi akustik dapat digunakan sebagai interpretasi pola penyebaran litologi dengan penggabungan parameter impedansi akustik, densitas, dan *P-wave* termasuk dalam penyebaran distribusi *sandstone* pada area inversi (Ramadhani, 2017).

Gambar 18 menginterpretasikan prinsip umum metode inversi impedansi akustik *post-stack*.



Gambar 18. Konsep dari impedansi akustik (Samm dan Bacon, 2014)

Metode seismik inversi impedansi akustik terbagi menjadi dua, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-task*. Penelitian ini fokus ke inversi *post-task* (inversi amplitudo). Inversi *model based* merupakan salah satu metode inversi amplitudo yang digunakan. Pada inversi model ini dilakukan pembuatan model geologi (bumi), selanjutnya dibandingkan dengan data seismik dan hasilnya digunakan secara iteratif memperbaiki model untuk disesuaikan dengan data seismik. Keuntungan menggunakan metode inversi berbasis model yaitu metode ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginversi model geologinya. Kekurangan metode ini adalah sifat sensitivitas terhadap bentuk *wavelet* dan sifat ketidakunikan untuk *wavelet* tertentu. Ilustrasi inversi seismik ditunjukkan pada **Gambar 19**.



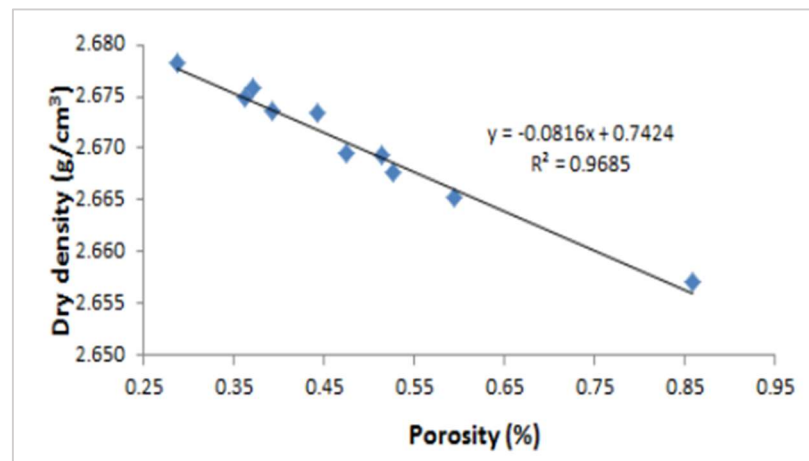
Gambar 19. Ilustrasi inversi impedansi akustik dari refleksi seismik menjadi model hasil inversi impedansi akustik (Simm dan Bacon, 2014).

3.6.8 Hubungan Properti Reservoir

Berikut merupakan korelasi dan hubungan antar properti yang digunakan dalam penelitian.

a. Hubungan Porositas Efektif (PHIE) dan Bulk Density (RHOB)

Hubungan antara PHIE dan RHOB merupakan korelasi linear. Baiyegunhi, dkk (2014) menyatakan bahwa semakin besar nilai densitas, maka nilai porositasnya akan semakin mengecil begitupun sebaliknya. Pernyataan ini diperkuat dengan beberapa uji yang dilakukan pada beberapa lapangan dan menunjukkan hubungan linear seperti pada **Gambar 20**.



Gambar 20. Hubungan RHOB dan PHIE (Baiyegunhi dkk., 2014)

b. Hubungan Porositas Efektif (PHIE) terhadap Saturasi Air (S_w)

Hubungan PHIE terhadap S_w ditunjukkan oleh persamaan linear Buckles. Secara matematis dituliskan oleh persamaan 11 dan 12.

$$\text{porosity } (\phi) \times \text{Water Saturation } (S_w) = \text{Constant} \quad (11)$$

$$S_w = \frac{\text{Constant}}{\phi} \quad (12)$$

Dimana, nilai konstanta untuk tiap litologi berbeda, yaitu (Holmes, 2009):

Sandstone : 0.02 – 0.10

Intergranular Carbonates : 0.01 – 0.06

Vuggy Carbonates : 0.005 – 0.006

IV. METODE PENELITIAN

5.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun pelaksanaan Tugas Akhir penelitian ini berada pada :

Waktu : Januari – Maret 2023

Tempat : BBSPGL – Balai Besar Survei Pemetaan Geologi Kelautan,
Jl. Dr Djunjuna No 236 Pasteur, Bandung, Jawa Barat.

Adapun rincian kegiatan tugas akhir penelitian ini seperti **Tabel 5**.

Tabel 5. *Time Schedule* penelitian

No	Kegiatan	Waktu																								
		Feb				Mar				April				Mei				Jun				Jul				
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3		
1	Studi literatur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2	Pengolahan data	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■					
3	Analisis dan Interpretasi data																									
4	Penyusunan laporan usul					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■									
5	Bimbingan laporan usul													■	■	■	■									
6	Seminar usul													■	■	■	■									
8	Bimbingan laporan hasil																	■	■	■	■					
9	Seminar hasil																					■	■	■		
10	Bimbingan komprehensif																					■	■	■		
11	Ujian komprehensif																								■	■

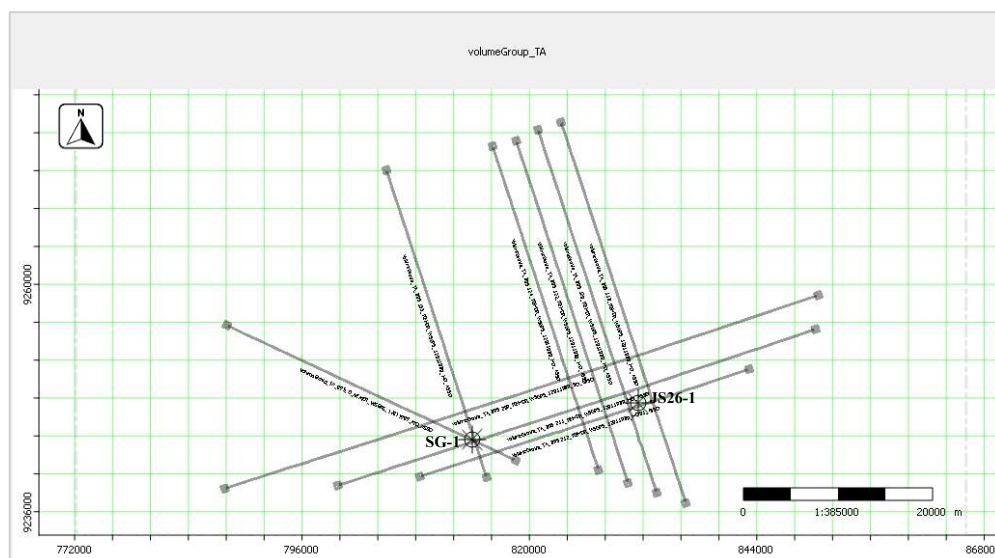
4.2 Perangkat Lunak

Adapun perangkat lunak selama penelitian ini sebagai berikut:

1. Laptop
2. Microsoft Word
3. Microsoft Excel
4. *Software* Geolog v.7
5. *Software* Hampson-Rusel
6. *Software* Petrel 2015

4.3 Data Penelitian

Data penelitian yang digunakan merupakan data skunder dari Balai Besar Survey Pemetaan Geologi Kelautan berupa 2 data sumur (*completion log*), data marker, 9 data lintasan seismik 2D *post-tack* dan data *checkshot*. Daerah penelitian berlokasi di Blok Madura Timur Laut, Cekungan Jawa Timur Utara.



Gambar 21. Base map data penelitian

4.3.1 Data Sumur

Digunakan 2 data sumur, yaitu sumur SG-1 dan JS26-1. Kedua sumur memiliki kedalaman yang diukur dari *kelly bushing*, dimana kedalaman sumur SG-1 mencapai 2965 m MD (*measure depth*) dan kedalaman sumur JS26-1

mencapai 1969 m MD. Setiap sumur dilengkapi dengan data marker *horizon*, dimana pada penelitian ini marker *horizon* hanya berfokus pada marker Miosen Akhir hingga Oligosen Awal.

Data marker dijadikan sebagai acuan dalam penarikan masing-masing *horizon* yang selanjutnya dijadikan input model awal proses inversi. Sedangkan data *completion log* digunakan sebagai dasar dalam menentukan litologi, properti batuan dan kandungan fluida di bawah permukaan dengan meninjau beberapa parameter fisis terukur. Data *completion log* ditunjukkan oleh **Tabel 6** serta *marker* sumur pada **Tabel 7**.

Tabel 6. *Completion log* sumur SG-1 dan JS26-1

<i>Well</i>	GR	CAL	SP	<i>Resistivity</i>	RHOB	NPHI	<i>P-wave</i>
SG-1	v	v	v	V	v	v	v
JS26-1	v	v	v	V	v	v	v

Tabel 7. Data *marker* sumur

	SG-1	JS26-1
Younger	0	-
Miosen Tengah	304.8 m	36.5 m
Miosen Akhir	871.7 m	1464.5 m
Oligosen Awal	1310.6	1813.56 m
Oligosen Akhir	2200.6 m	-
Eocene Awal	2773.6 m	-
Pre	2895.6 m	-
TD	2965.7 m	1969 m

4.3.2 Data *Checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mengkonversi data dari domain menjadi domain kedalaman. Data *checkshot* digunakan sebagai acuan (pengikat) antara data sumur dengan data seismik pada proses *well tie*. Kedua sumur SG-1 dan JS26-1 memiliki data *checkshot*.

4.3.3 Data Seismik

Digunakan 9 Lintasan data seismik 2D *post-task time migration* (PSTM). Kesembilan lintasan tersebut yaitu lintasan 89LT-D, 89S-211, 89S-212, 89S-133 (berdekatan dengan lokasi sumur SG-1), 89S-118, 89S-120, 89S-122, 89S-124, dan 89S-209 (berdekatan dengan lokasi sumur JS26-1).

Tabel 8. Spesifikasi lintasan 2D seismik

<i>Line</i>	Time (ms)	CDP	<i>Sampling rate (ms)</i>
89LT-D	0 – 5000	125 – 2818	4
89S-211	0 – 5000	125 – 4362	4
89S-212	0 – 5000	125 – 3044	4
89S-133	0 – 5000	125 – 2852	4
89S-118	0 – 5000	3503 – 125	4
89S-120	0 – 5000	3343 – 125	4
89S-122	0 – 5000	125 – 3133	4
89S-124	0 – 5000	125 – 2933	4
89S-209	0 – 5000	125 – 5390	4

4.4 Prosedur Penelitian

Pengolahan data sumur dan seismik dilakukan dengan menggunakan *software* Geolog v.7 untuk analisis petrofisika dan *software Hampson-Russel* untuk menghasilkan model impedansi akustik (AI) yang dimulai dari tahapan analisis parameter petrofisika seperti porositas, *volume shale* dan saturasi air, selanjutnya tahapan analisis sensitivitas, koreksi data *checkshot*, ekstraksi *wavelet* dan *well to seismic tie*, *picking horizon*, pembuatan model inisial, analisis pra-inversi, inversi *model based*, dan persebaran properti petrofisika.

4.4.1 Analisis Petrofisika

Data sumur sebagai data utamanya, kemudian dilakukan analisis zona target berdasarkan analisis kualitatif dengan merujuk pada data log sumur. Kurva log yang digunakan untuk menentukan zona target yaitu kurva log *gamma ray*, log *resistivity*, log RHOB (*density*), dan log NPHI (*neutron porosity*). Validasi hasil analisis data log dengan membandingkan hasil interpretasi dengan *report log*.

Selanjutnya, dilakukan analisis parameter petrofisika yaitu porositas, kandungan lempung, dan saturasi air. Dimana melalui analisis kuantitatif ini dapat diketahui zona reservoir, jenis litologi, dan mengidentifikasi hidrokarbon. Parameter-parameter ini juga yang digunakan untuk melakukan interpretasi data sumur dan sebagai parameter yang dibutuhkan untuk tahapan sensitivitas.

4.4.2 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan sebelum dilakukan proses inversi, dikarenakan untuk mengetahui bisa atau tidaknya dilakukan inversi pada *range* yang ditentukan. Analisis sensitivitas ini bertujuan untuk mengetahui hubungan antara properti batuan dengan nilai impedansi akustik, dimana digunakan untuk mengarakterisasi reservoir. Analisis dilakukan dengan melakukan *crossplot* antara impedansi akustik dengan log *gamma ray*, log resistivitas, dan porositas. Hasil dari *crossplot* akan menunjukkan zona yang mengindikasikan adanya perbedaan properti reservoir seperti litologi. Selanjutnya, ditentukan nilai batasan untuk mendapatkan rentang properti batuan yang akan dihubungkan dengan hasil inversi pada tahapan interpretasi.

4.4.3 Koreksi *Checkshot*

Koreksi *checkshot* dengan melakukan konversi antara data sumur terhadap data seismik. Data log *sonic (P-wave)* dan data *checkshot* digunakan dalam koreksi *checkshot*. Hasil koreksi ini, akan mendapatkan kurva waktu kedalaman yang mengindikasikan bahwa kedalaman telah dikonversi dengan waktu.

4.4.4 *Well to Seismic Tie*

Well to seismic tie merupakan proses pengikatan data seismik (dalam domain waktu) terhadap data sumur (dalam domain kedalaman). Proses *well to seismic tie* dilakukan untuk mengetahui posisi *horizon* pada data sumur agar sesuai pada kedalaman reflektor seismik sebenarnya. Perlu dilakukan pembuatan seismogram sintetik untuk perubahan domain data sumur ke domain waktu. Seismogram sintetik merupakan hasil dari koefisien refleksi

yang dikonvolusikan dengan *wavelet*, dimana ekstraksi *wavelet* berperan dalam pembuatan inisial model. Semakin cocok *wavelet* yang digunakan, maka semakin *match* antara sintetik dan *trace* seismik.

Dalam proses *well tie*, dilakukan *time shift* dan *stretch-squeeze*. Proses ini dilakukan untuk meningkatkan korelasi antara *trace* sintetik dan *trace* seismik. *Time shift* tidak boleh lebih >5 ms dan juga proses *stretch-squeeze* dilakukan seminimal mungkin, karena jika proses terlalu berlebihan dapat mengubah nilai kedalaman sebenarnya dan memperburuk nilai korelasinya.

4.4.5 *Picking Horizon dan Fault*

Picking horizon merupakan proses untuk membantu dalam menginterpretasikan struktur stratigrafi. *Picking horizon* dilakukan pada bagian puncak (*peak*) atau lembah (*trough*) karena batas formasi ditandai dengan kenaikan atau penurunan impedansi akustik dan selanjutnya dilakukan dengan membuat kemenerusan lapisan pada penampang seismik. Data acuan yang digunakan dalam proses ini adalah data marker geologi. *Picking horizon* difokuskan pada zona yang menjadi target penelitian, yaitu Miosen Akhir, Karbonat, dan Oligosen Awal. Hasil dari *picking horizon* kemudian dijadikan sebagai dasar dalam pembuatan inisial model dan juga dijadikan dasar dalam pembuatan *time structure map*.

Picking Fault merupakan interpretasi untuk membuat garis pada sesar dengan meninjau kemenerusan *trace* secara vertikal maupun diagonal. Interpretasi patahan ini megacu kepada tinjauan pustaka. Kondisi geologi seperti orientasi struktur, jenis struktur yang berkembang, dan waktu pembentukan struktur. Pada penelitian ini *picking fault* dilakukan setelah melakukan *picking horizon* agar lebih mudah menentukan kemenerusan dan arahnya.

4.4.6 *Time Structure Map*

Hasil dari *picking horizon* berupa koordinat X, Y, dan domain waktu kemudian dijadikan sebagai *input* dalam pembuatan *time structure map*.

Selanjutnya, dilakukan *gridding* dan *mapping* untuk mendapatkan peta. Pembuatan *time structure map* bertujuan untuk mengetahui persebaran waktu dan struktur secara lateral di daerah penelitian sehingga akan memprediksi zona target dengan melihat karakteristik garis waktu yang terbentuk.

4.4.7 Inisial Model

Inisial model merupakan model awal berfrekuensi rendah berupa volume impedansi akustik yang merupakan hasil dari data sumur dan hasil *picking horizon*, kemudian data sumur diinterpolasi secara lateral terhadap data seismik dengan acuan *horizon* yang sudah di *picking* sebelumnya. Pada prinsipnya semakin banyak data sumur sebagai kontrolnya, maka semakin bagus hasil yang didapatkan.

Berikut merupakan parameter-parameter yang digunakan dalam pembuatan inisial model:

Sumur : 2 data sumur (SG-1 dan JS26-1)

Horizon : Miosen Akhir, Karbonat, dan Oligosen Awal

Wavelet : Ricker dan Statistical

Filter : *Highcut filter* 10/15 Hz

4.4.8 Analisis Pra-Inversi

Proses analisis pra-inversi bertujuan agar hasil inversi memiliki nilai *error* minimum, dimana dilakukan dengan proses *trial and error*. Besarnya nilai korelasi nantinya akan mempengaruhi hasil inversi, karena semakin tinggi nilai korelasi maka hasil akan semakin bagus.

Berikut parameter-parameter yang berpengaruh dalam proses pra-inversi :

a. *Model Constraint*

Constraint merupakan syarat batas yang ditetapkan pada saat melakukan inversi antara inisial model dengan data seismik sebenarnya.

b. *Pre-whitening*

Pre-whitening merupakan *noise* yang ditambahkan pada spektrum amplitudo dan bertujuan untuk memberikan hasil inversi yang lebih stabil dengan *error* yang minimum.

c. *Average Blok Size*

Penggunaan ini akan berpengaruh pada hasil resolusi inversi, dimana semakin kecil ukuran blok maka jumlah blok akan semakin banyak dan resolusi yang dihasilkan semakin tinggi serta membuat nilai korelasi antara *trace* hasil inversi dan *trace* seismik menjadi lebih baik.

4.4.9 Inversi Impedansi Akustik

Menurut Prastika, dkk (2018) metode inversi terbaik untuk melihat lapisan litologi reservoir karbonat yaitu metode inversi *model-based* sebab memiliki nilai korelasi yang lebih tinggi dibandingkan metode lainnya.

4.4.10 Penyebaran Properti Petrofisika

Setelah didapatkan hasil model inversi, selanjutnya dilakukan pembuatan peta persebaran properti petrofisika.

a. Densitas

Peta persebaran ini merupakan hasil dari inversi impedansi akustik dimana menghasilkan persebaran impedansi akustik, *density*, dan *velocity*, kemudian persebaran densitas dilakukan *overlay* maka akan didapatkan peta sebarannya.

b. Porositas

Pembuatan peta persebaran ini dilakukan dengan hubungan regresi linier antara porositas dengan impedansi akustik. Dimana sumbu x merupakan impedansi akustik dan sumbu y merupakan porositas, selanjutnya akan mendapatkan nilai *trendline* linier yang menjadi input dalam proses pembuatan peta sebaran porositas.

c. Saturasi Air

Pembuatan peta persebaran ini akan menggambarkan nilai kandungan air dalam formasi. Peta ini dibuat dengan melakukan perhitungan sederhana

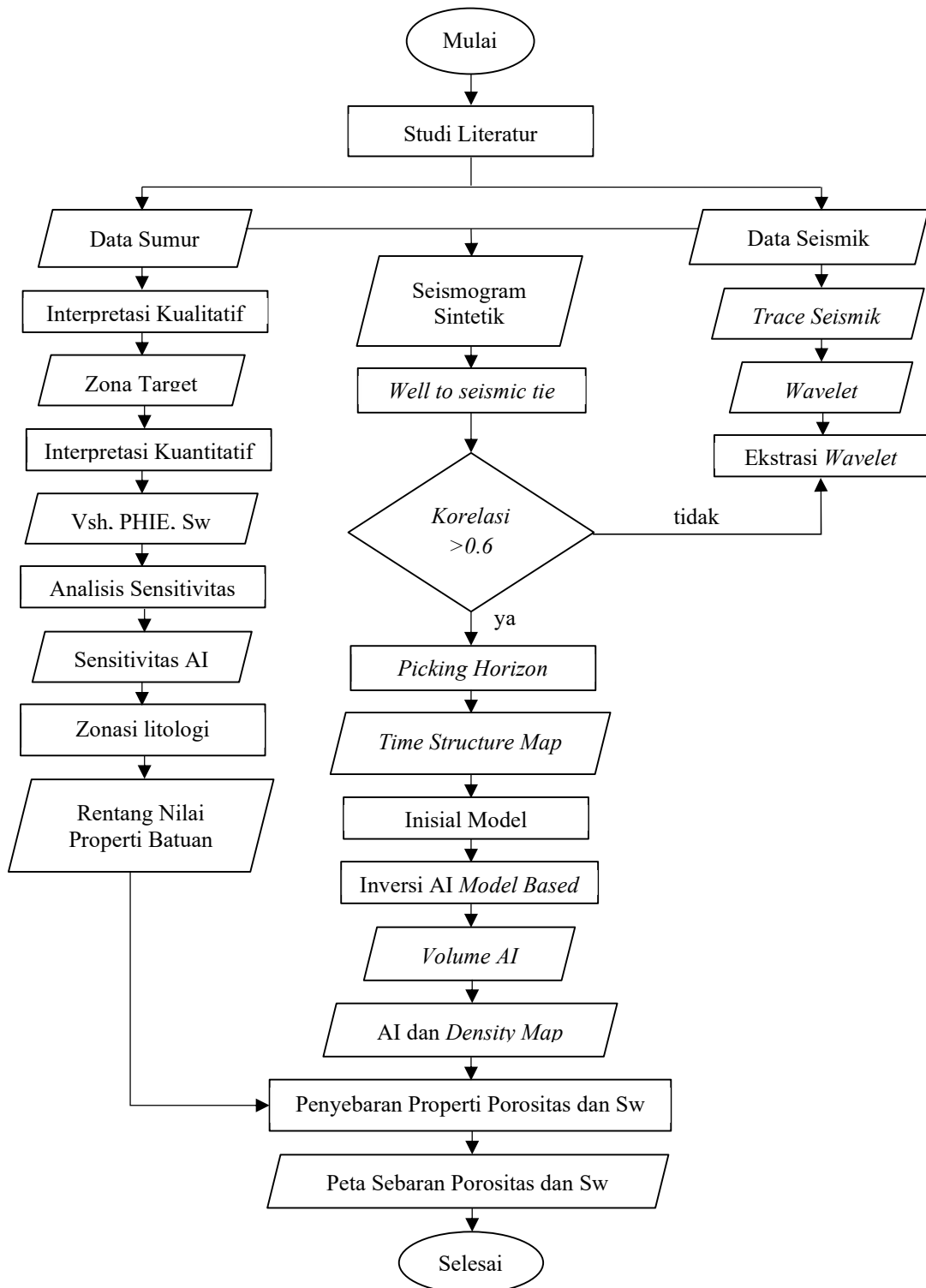
menurut prinsip Buckles yakni persamaan umum (persamaan 13) dan turunannya (persamaan 14)

$$\text{porosity } (\emptyset) \times \text{Water Saturation } (S_w) = \text{Constant} \quad (13)$$

$$S_w = \frac{\text{Constant}}{\emptyset} \quad (14)$$

4.5 Diagram Alir

Adapun diagram alir penelitian sebagai berikut :



Gambar 22. Diagram Alir

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Persebaran impedansi akustik pada umur Oligosen Awal hingga Miosen Akhir memiliki litologi karbonat dengan nilai *high impedance* yaitu $> 9000 \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ dengan distribusi persebaran tiap *horizon* pada arah selatan, sedangkan *low impedance* yaitu $< 9000 \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$ dengan distribusi persebaran tiap *horizon* pada arah utara.
2. Persebaran properti petrofisika pada umur Oligosen Awal hingga Miosen Akhir mengindikasikan persebaran densitas $> 2.15 \text{ g/cc}$ tiap *horizon* pada arah selatan dan densitas $< 2.15 \text{ g/cc}$ tiap *horizon* pada arah utara. Persebaran *porous carbonate* $> 0.25 \text{ v/v}$ pada tiap *horizon* pada arah utara dan persebaran *tight carbonate* $< 0.25 \text{ v/v}$ tiap *horizon* pada arah selatan. Persebaran saturasi air $< 0.15 \text{ v/v}$ tiap *horizon* pada arah utara dan persebaran saturasi $0.15 - 0.60 \text{ v/v}$ pada arah selatan.
3. Zona potensial reservoir pada umur Oligosen Awal hingga Miosen Akhir terletak pada *horizon* Karbonat, dengan sebaran nilai impedansi akustik $> 9000 \text{ (m/s)} \cdot \text{(g/cc)}$, densitas $> 2.15 \text{ g/cc}$, porositas $0.10 - 0.25 \text{ v/v}$, dan saturasi air $0.15 - 0.64 \text{ v/v}$ dengan kandungan hidrokarbon minyak dan gas yang berada pada arah selatan penelitian.

6.2 Saran

Adapun saran yang dapat diberikan dalam penelitian ini sebagai berikut:

Diperlukan data sumur tambahan yang berjarak tidak jauh dari data sumur lainnya sebagai kontrol pada distribusi data seismik serta analisis menggunakan metode lain, untuk mengkarakterisasi reservoir.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, M. (2007). *Konsep Dasar Seismik Refleksi-Edisi Revisi*. Institut Teknologi Bandung.
- Abdurrahman, S., Harmoko, U., dan Ardiyanto, A. 2017. Identifikasi Sifat Fisis Batuan Reservoir Karbonat Menggunakan Inverse Acoustic Impedance (AI) Model Sparse Spike Pada Lapangan “ABDUH” Formasi Kujung Cekungan Jawa Timur Utara. *Youngster Physics Journal*, 6(2), 123 – 130.
- 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.
- Azhary, M., Zaenudin, A., Karyanto, dan Setiadi, M. (2019). Studi Sub-Cekungan Jawa Timur Bagian Utara Untuk Mengetahui Pola Sub-Cekungan Berpotensi Minyak dan Gas Bumi Menggunakan Data Gaya Berat. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(3), 88-98.
- Alifudin, R.F. (2016). Karakterisasi Reservoir Karbonat dengan Aplikasi Seismik Atribut dan Inversi Impedansi Akustik pada Lapangan “RF”, Job Pertamina Petrochina East Java. *Skripsi*. Institut Teknologi Sepuluh November.
- Asquith, G. dan Krygowski, D. (2004). *Second Edition Basic Well Log Analysis*. The American Association of Petroleum Geologist.
- Asparini, D. (2011). *Penerapan Metode Stacking dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut di Perairan Barat Aceh*. Institut Pertanian Bogor.
- Badley, M. (1987). *Partical Seismic Interpretation*. Prentice Hall. Baiyegunhi, C., Oloninyi, T. L. dan Gwavava, O. (2014). The Correlation of Dry Density and Porosity of Some Rocks From the Karoo Supergroup: A Case Study of Selected Rock Types Between Grahamstown and Queenstown in The Eastern

- Cape Province, South Africa. *IOSR Journal Of Engineering (IOSRJEN)*, 4 (2), 30 – 40.
- Bammelen Van, R. W. (1949). *The Geology of Indonesia*. Vol. IA. General Geology of Indonesia and Adjacent Archipelagoes. Government Printing Office, The Hague.
- Bintarto, B., Swadesi, B., Choiriah, S. U., dan Kaesti, E. Y. (2020). *Pemetaan Singkapan di Indonesia Berdasarkan Pada Karakteristik Reservoir Migas Studi Kasus “Cekungan Jawa Timur Utara*. Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta.
- Brandsen, P. J. E., dan Matthews, S. J. (1992). Structural and Stratigraphic Evolution Of The East Java Sea, Indonesia. *Indonesia Petroleum Association, Proceedings 21st Annual Convention*, 417 – 454.
- Clowes, M. R. 2023. *Seismic Reflection Method*. Canada’s National Lithoprobe Geoscience Project.
- Dewan, J. T. (1983). *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*. PenWell Corporation.
- Ellis, D. dan Singer, J. M. (2006). *Well Logging for Earth Scientists Second Edition*. Spinger.
- 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.
- Giancoli, D. C. (2001). *Fisika*. Erlangga.
- Guspriandoko. (2017). Analisis Seismik Amplitude Versus Offset (AVO) Reservoir Batu Gamping Formasi Kujung Pada Lapangan “GPH” Cekungan Jawa Timur Utara. *Skripsi*. Universitas Lampung.
- Haloman, H. L. (2018). Karakterisasi Reservoir dan Identifikasi Sebaran Batuan Karbonat Menggunakan Analisis Seismik Inversi dan Attribute Lapangan “HOTARU” Cekungan Jawa Timur Utara. *Skripsi*. Universitas Lampung.
- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Servis.

- Hiasinta, A. D. dan Sarjono, S. S. (2017). Karakterisasi Reservoir Karbonat pada Lapangan “ADH” Formasi Tuban, Cekungan Jawa Timur Utara menggunakan Metode Inversi Stokastik. *Prosiding Seminar Nasional XII, Rekayasa Teknologi Industri dan Informasi, Sekolah Tinggi Teknologi Nasional Yogyakarta*.
- Holmes, M., Holmes, A., dan Holmes, D. (2009). Relationship between Porosity and Water Saturation: Methodology to Distinguish Mobile from Capillary Bound Water. *Proceedings AAPG Annual Convention and Exhibition, Denver, Colorado 2009*, 1 – 10.
- Hutabarat, G. R. (2009). Integrasi Inversi Seismik Dengan Atribut Amplitudo Seismik Untuk Memetakan Distribusi Reservoir Pada Lapangan Blackfoot. *Skripsi. Universitas Indonesia*.
- Khasanah, U., Supriyanto, dan Djayus. (2019). Analisis Nilai Log Gamma Ray dan Log Density Terhadap Variasi Kecepatan Perekaman Metode Well Logging “Robertson Geologging (RG)”. *Jurnal Geosains Kutai Basin*, 2(1), 1-7.
- Koesmadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Penerbit ITB.
- Lunt, P. (2019). The Origin of The East Java Sea Basins Deduced From Sequence Stratigraphy. *Marine and Petroleum Geology*, 105, 17-31. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.03.038>.
- Mauladika, A. I. (2018). Analisis Sifat Petrofisika Batuan Menggunakan Metode Multimineral Probabilistik untuk Karakterisasi Reservoir Pada Sumur A-1 dan A-2 Lapangan X, Cekungan Bonoparte. *Skripsi. Universitas Lampung*.
- Mudjiono dan Pireno. (2001). Exploration of The North Madura Platform, Offshore East Java, Indonesia. *Proceedings, Indonesia Petroleum Association 28th Annual Convention and Exhibition*.
- Murthado, M. F. (2019). Prediksi Volume 3D Properti Log Menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik, Analisis Atribut dan Analisis Spasial untuk Karakterisasi Reservoir pada Lapangan XYZ Formasi Baturaja dan Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan. *Skripsi. Universitas Lampung*.
- 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.
- Posamentier, H. W., Laurin, P., Warmant, A., Purnama, M., dan Drajat, D. (2010). Seismic Stratigraphy and Geomorphology of Oligocene to Miocene Carbonate Buildups, Offshore Madura, Indonesia. *SEPM Society for Sedimentary Geology*. <https://doi.org/10.2110/sepm.095.175>.
- Puspitasari, M. (2020). Penerapan Metode Seismik Inversi Acoustic Impedance (AI) dan Multi-Atributte untuk Karakterisasi Reservoir Pada Cekungan Bonoparte. *Skripsi*. Universitas Islam Negeri Syarif Hidayatullah.
- Prastika, N., Sapto, B., Dewanto, O., Wijaksono, E. (2018). Analisis Perbandingan Metode Seismik Inversi Impedansi akustik Model-based, Band Limited, dan Sparse Spike Untuk Karakterisasi Reservoir Karbonat Lapangan "NBL" Pada Cekungan Nias. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, ISSN: 2356- 1599.
- Pringgoprawiro, H. (1983). Biostratigrafi dan Paleogeografi Cekungan Jawa Timur Utara, Suatu Pendekatan Baru. *Disertasi Doktor*. Institut Teknologi Bandung.
- Priyanka, F. (2017). Klasifikasi Petrofisika Tipe Batuan Untuk Memprediksi Kualitas Reservoir Pasir Serpihan Berdasarkan Data Log dan Analisis Core Pada Sub-Cekungan Arjuna, Studi Kasus Formasi Talang Akar. *Skripsi*. Universitas Lampung.
- Ramdhani, E. (2017). Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Formasi Talang Akar menggunakan Analisis Petrofisika dan Seismik Inversi AI dengan Pendekatan Map Algebra pada Lapangan Bisma Cekungan Sumatera Selatan. *Skripsi*. Universitas Lampung.
- Ramli, T. (2022). Pemodelan Fasies Batu Gamping Formasi Kujing Unit 1, Area Offshore Rembang Utara, Menggunakan Data Sumur dan Seismik 2D. *Jurnal Sumberdaya Bumi Berkelanjutan*, 1(1), 41-46.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs Second Editions*. Rider-French Consulting Ltd.
- Rismawati. (2019). Prediksi Sebaran Properti Log untuk Karakterisasi Zona Reservoir Menggunakan Metode seismic Inversi Impedansi Akustik dan Analisis Multiatribut pada Lapangan SandS Formasi Baturaja dan Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan. *Skripsi*. Universitas Lampung.

- Russel, B. H. (1988). *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Editor Course Notes Series Society of Exploration Geophysisc.
- Satyana, A. H., dan Purwaningsih, M. E. M. (2003). Geochemistry Of The East Java Basin: New Observation On Oil Grouping, Genetic Gas Type And Trends Of Hydrocarbon Habitats. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Twenty-Ninth Annual Convention & Exhibition*.
- Satyana, A.H. (2005). Petroleum Geology of Indonesia: Current Concepts. *Pre-Convention Course, Indonesian Association of Geologists 34st*.
- Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger Wireline and Testing.
- Sharaf, E., Toni, J. A., Carroll, A. R., dan Shields, M. (2005). Stratigraphic evaluation of Oligocene-Miocene Carbonates and Siliclastic, East Java Basin, Indonesia. *AAPG Bulletin*, 89(6), 799-819.
- Simm, R. dan Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude An Interpreter's Handbook*. Cambridge University Press.
- Sismanto. (2006). *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*. Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, FMIPA UGM.
- Sukmono, S. (1999). *Interpretasi Seismik Refleksi, Jurusan Teknik Geofisika*. Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2000). *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoar*. Departement Teknik Geofisika ITB.
- Sukmono, S. (2002). *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoar*. Departement Teknik Geofisika ITB.
- Telford, W. M., Geldart, L. P., dan Sheriff, R. E. (1990). *Applied Geophysics Second Edition*. Cambridge University Press
- Rosyidan, C., Satiawati, L., dan Satiyawira, B. (2015). Analisa Fisika Minyak (*Petrophysics*) Dari Data Log Konvensional Untuk Menghitung Sw Berbagai Metode. *Prosiding Seminar Fisika (E-Journal) SNF2015*, 4, 1-6.

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 Lampung.

Widarsono, B. 2016. *Petrophysical Characteristic of Some Indonesia Reservoir Rock*. LIPI Presss.

Zain, M. K. (2011). Analisa Log Petrofisika dan Evaluasi Formasi Reservoar Pada Lapangan Boonsville. *Skripsi*. Universitas Indonesia.