

**KARAKTERISASI RESERVOAR NON-KONVENSIONAL
MENGUNAKAN PENDEKATAN NILAI *BRITTLENESS*
INDEX DAN INVERSI SEISMIC IMPEDANSI AKUSTIK
PADA LAPANGAN “X” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

(Skripsi)

Oleh
Mega Anggitarizka
1915051031



**KEMENTERIAN TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
2023**

**KARAKTERISASI RESERVOAR NON-KONVENSIONAL
MENGUNAKAN PENDEKATAN NILAI *BRITTLENESS*
INDEX DAN INVERSI SEISMIC IMPEDANSI AKUSTIK
PADA LAPANGAN “X” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Oleh

MEGA ANGGITARIZKA

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

KARAKTERISASI RESERVOAR NON-KONVENSIONAL MENGUNAKAN PENDEKATAN NILAI *BRITTLENESS INDEX* DAN INVERSI SEISMIK IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN “X” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Oleh

Mega Anggitarizka

Shale Hydrocarbon merupakan sumber energi minyak dan gas non-konvensional yang terperangkap di dalam suatu formasi batuan *shale* yang kaya akan kandungan material organiknya, tetapi cenderung memiliki nilai permeabilitas dan porositas yang rendah. Terdapat beberapa parameter yang menjadi penentu berpotensi atau tidaknya suatu *shale*, diantaranya permeabilitas (*millidarcy*), porositas dan indeks kegetasan batuan (*Brittleness Index*). Penelitian ini bertujuan untuk mencari daerah target reservoir non-konvensional pada sumur M-1, M-2 dan M-3 di Lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara serta menentukan karakteristik reservoir non-konvensional menggunakan metode seismik inversi AI dan pendekatan nilai *Brittleness Index* pada setiap formasi di Lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara. Adapun pada penelitian ini menggunakan 3 data sumur yaitu M-1, M-2 dan M-3 serta 48 penampang seismik 2D. Dari persebaran nilai impedansi akustik (AI) dan *brittleness index* (BI) pada masing-masing formasi, didapatkan bahwa pada Formasi Tuban memiliki nilai AI yang cukup tinggi yaitu 5250 (m/s)(g/cc) – 6900 (m/s)(g/cc) dan nilai BI yang cukup besar pula yaitu 0,46 – 0,54 dengan kategori *less brittle – brittle* yang tersebar pada arah utara dan tenggara, kemudian Formasi Kujung memiliki nilai AI yang cukup tinggi yaitu 5000 (m/s)(g/cc) – 9500 (m/s)(g/cc) dan nilai BI yang cukup besar pula yaitu 0,46 – 0,76 dengan kategori *less brittle – brittle* yang tersebar pada arah barat laut dan tenggara, sedangkan Formasi Ngimbang memiliki nilai AI yang tinggi yaitu 7000 (m/s)(g/cc) – 14000 (m/s)(g/cc) dan nilai BI yang juga tinggi yaitu 0,52 – 0,82 dengan kategori *brittle* yang tersebar pada arah barat laut dan selatan.

Kata kunci : migas non-konvensional, *shale hydrocarbon*, impedansi akustik, *brittleness index*

ABSTRACT

CHARACTERIZATION OF UNCONVENTIONAL RESERVOIR USING BRITTLENESS INDEX VALUE APPROACH AND SEISMIC IMPEDANCE ACOUSTIC INVERSION IN THE "X" FIELD OF NORTH EAST JAVA BASIN

By

Mega Anggitarizka

Shale Hydrocarbon is an unconventional source of oil and gas energy trapped in a shale rock formation that has organic material content with low permeability and porosity values. There are several parameters to determine the potentiality of the shale, such as permeability (millidarcy), porosity, and brittleness index. This study aims to find the target area of unconventional reservoirs in the M-1, M-2, and M-3 wells of X Field located in the North East Java Basin and determine the characteristics of unconventional reservoirs using AI Inversion Seismic Method and Brittleness Index in each formation of X Field in the North East Java Basin. This research used 3 well data namely M-1, M-2, and M-3 with 48 lines of 2D seismic cross sections. From the distribution of acoustic impedance (AI) and Brittleness Index (BI) values in each formation, the Tuban Formation has a high AI value of approximately 5250 (m/s)(g/cc) - 6900 (m/s)(g/cc) and also a high BI value around 0,46 - 0,54 which classified to less brittle - brittle category spread in the north and southeast area, the Kujung Formation has a high AI value around 5000 (m/s)(g/cc) - 9500 (m/s)(g/cc) and high BI value in range 0,46 - 0,76 which classified to less brittle - brittle category spread in the northwest and southeast area while the Ngimbang Formation has a very high AI value in range 7000 (m/s)(g/cc) - 14000 (m/s)(g/cc) and the high BI value around 0,52 - 0,82 which classified to brittle category spread in the northwest and south area

Keywords: Unconventional reservoir, shale hydrocarbon, acoustic impedance, brittleness index

Judul Skripsi : **KARAKTERISASI RESERVOAR NON-KONVENSIONAL MENGGUNAKAN PENDEKATAN NILAI *BRITTLENESS INDEX* DAN INVERSI SEISMIC IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN "X" CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA**

Nama Mahasiswa : *Mega Anggitarizka*

Nomor Pokok Mahasiswa : **1915051031**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**

MENYETUJUI

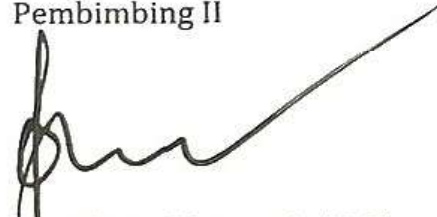
1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I



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

Pembimbing II



Dr. Alimuddin, S.Si., M.Si.
NIP 19720626 200012 1001

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 : Dr. Alimuddin, S.Si., M.Si.

Anggota : Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si.



Dekan Fakultas Teknik



Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc. }

NIP 19750928 200112 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 07 Agustus 2023

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis dalam skripsi ini adalah murni dibuat oleh saya sendiri berdasarkan pemikiran saya, bukan merupakan karya yang pernah dilakukan orang lain kecuali kutipan tertentu yang tertulis dalam skripsi ini sebagaimana telah disebutkan menurut sumbernya dalam daftar pustaka secara jelas sesuai kaidah dan etika penulisan ilmiah.

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

Bandar Lampung, 12 Agustus 2023



Mega Anggitarizka
NPM. 1915051031

RIWAYAT HIDUP



Penulis lahir di Kota Bogor pada 31 Agustus 2001, sebagai anak ketiga dari tiga bersaudara dan merupakan putri dari Bapak I Ketut Suweda dan Ibu Ipih Supriasih. Penulis menempuh pendidikan Sekolah Dasar di SDN Semeru 1 Kota Bogor hingga tahun 2013, kemudian penulis melanjutkan pendidikan Sekolah Menengah Pertama (SMP) di SMP Negeri 6 Kota Bogor hingga tahun 2016, dilanjutkan dengan pendidikan Sekolah Menengah Atas (SMA) di SMA Negeri 9 Kota Bogor hingga tahun 2019. Penulis melanjutkan pendidikan ke jenjang perguruan tinggi negeri di Universitas Lampung di Jurusan Teknik Geofisika melalui jalur SBMPTN pada tahun 2019.

Selama masa kuliah, penulis aktif mengikuti beberapa organisasi kemahasiswaan. Pada tahun 2021-2022 menjadi staff Dinas Kajian Strategis di Badan Eksekutif Mahasiswa Fakultas Teknik (BEM-FT Unila), kemudian menjadi anggota Bidang Sosial Budaya Masyarakat dan menjadi sekretaris pada bidang yang sama di Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika Bhuwana (Hima TG Bhuwana), selanjutnya menjadi Ketua Bidang Hubungan Masyarakat pada *student chapter* SM-IAGI Universitas Lampung. Pada tahun 2021, penulis juga menerima pendanaan Program Kreativitas Mahasiswa (PMW). Penulis juga aktif mengikuti kegiatan di luar kampus seperti mengikuti program MBKM dari Kemendikbudristek dan beberapa kegiatan sosial non-profit. Selain itu, pada tahun 2022 penulis melakukan Kerja Praktik di LEMIGAS yang berlokasi di Jakarta dan melanjutkan Tugas Akhir pada tahun 2023 di Pusat Survei Geologi (PSG) yang berlokasi di Bandung, kemudian penulis berhasil menyelesaikan penelitian untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik pada 07 Agustus 2023.

PERSEMBAHAN

Dengan rasa syukur kepada Allah SWT atas segala karunia yang telah diberikan sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik. Shalawat serta salam semoga selalu tercurahkan kepada Nabi Muhammad SAW.

Karya sederhana ini penulis persembahkan kepada orang-orang yang telah berjasa dalam hidup penulis,

Diriku sendiri

Yang telah berjuang sampai saat ini dan tidak pernah menyerah untuk membuktikan kepada dunia bahwa segala rintangan dan tantangan yang dihadapi akhirnya dapat terlewati dengan baik.

Ibunda dan Ayahanda Tercinta

Sebagai bentuk rasa terima kasih atas segala doa dan cinta kasih yang tak terhingga. Berkat dukungan dan ridhonya, penulis mampu menyelesaikan karya ini hingga tuntas. Terima kasih telah menjadi alasan penulis untuk tetap bertahan hidup hingga detik ini. Tidaklah mungkin penulis dapat melewati semuanya jika bukan karena doa dan sujud Ibu dan Ayah di tiap sepertiga malamnya.

Teknik Geofisika Unila 2019

Terima kasih telah menemani dan memberikan jejak terindah selama 4 tahun ini. Atas segala doa dan motivasinya, penulis berhasil menyelesaikan perkuliahan ini dengan baik. Penulis sangat bersyukur telah dipertemukan oleh keluarga Teknik Geofisika 2019 yang sangat *supportif*.

Dan semua pihak yang terlibat dalam hidup penulis

Terima kasih telah kebersamai dan memberikan segala bentuk dukungannya kepada penulis. Semoga Allah SWT selalu memberkati kalian.

MOTTO HIDUP

وَأَنْ لَّيْسَ لِلْإِنْسَانِ إِلَّا مَا سَعَىٰ

"Dan bahwasanya seorang manusia tiada memperoleh selain apa yang telah diusahakannya," (QS. An-Najm [53]: 39).

"Jalani hidup dengan optimis, sabar dan semangat. Tetap berdoa dan berusaha dengan baik, biarkan tuhan yang menentukan hasilnya"
-Papa Tersayang.

"Life can be heavy, especially if you try to carry it all at once. Part of growing up and moving into new chapters of your life is about catch and release. What I mean by that is, knowing what things to keep, and what things to release. Oftentimes the good things in your life are lighter anyway, so there's more room for them. You get to pick what your life has time and room for. Be discerning. And I know it can be really overwhelming figuring out who to be, and when. Who you are now and how to act in order to get where you want to go" -Taylor Swift.

"Jika pedihmu sedalam palung, maka lapangkan dadamu seluas langit. Niscaya semesta akan menghadiahi keikhlasanmu dengan sukacita tiada tepi. Jika kecemasan dan kegelisahan menghalangi langkahmu, maka libatkan tuhanmu di setiap jalan yang kau tempuh. Niscaya kau akan selalu menemukan pilihan yang tepat" -Mega Anggitarizka.

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan atas kehadiran Allah *Subhanahu Wa Ta'ala* yang telah memberikan rahmat dan karunia-Nya sehingga penyusunan skripsi dengan judul **KARAKTERISASI RESERVOAR NON-KONVENSIONAL MENGGUNAKAN PENDEKATAN NILAI *BRITTLENESS INDEX* DAN INVERSI SEISMIK IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN "X" CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA** dapat terselesaikan dengan baik. Penulis mengucapkan terima kasih banyak kepada berbagai pihak yang sudah terlibat dan membantu penulis dalam penggarapan skripsi ini hingga akhirnya rampung. Penulis menyadari masih banyak kekurangan dalam skripsi ini sehingga penulis mengharapkan adanya kritik dan saran yang membangun sebagai evaluasi kedepannya demi kesempurnaan skripsi ini. Semoga apa yang tertulis dalam skripsi ini dapat memberikan manfaat terlebih menambah wawasan dan pengetahuan bagi penulis dan juga khalayak umum.

Bandar Lampung, 12 Agustus 2022

Penulis



Mega Anggitarizka

NPM. 1915051031

SANWACANA

Dengan memanjatkan puji Syukur kehadiran Allah *Subhanahu Wa Ta'ala*, yang telah melimpahkan ridho, rahmat dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini sebagai salah satu syarat untuk mendapatkan gelar Sarjana Jurusan Teknik Geofisika. Tidak lupa shalawat serta salam semoga selalu tercurah kepada junjungan kita Nabi Muhammad *Shallallahu'alaihi wassallam*.

Dalam penyusunan skripsi ini, tentunya penulis tidak berdiri sendiri, melainkan melibatkan bantuan dan kerjasama dari berbagai pihak. Penulis menghaturkan banyak terima kasih kepada:

1. Allah SWT, Tuhan Yang Maha Esa. Berkat segala rahmat, karunia dan kehendak-Nya, penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan penuh keyakinan dan percaya diri.
2. Kedua orang tua yang tersayang, Papa Ketut dan Mama Ipih, yang tak pernah berhenti mendoakan penulis di setiap langkah.
3. A Heri, Teh Septi, A Adi, Teh Lina, Teh Novi, Om Wayan, Mbok Sari, Nasywa serta saudara-saudara yang telah memberikan dukungan penuh kepada penulis.
4. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung sekaligus Dosen Pembimbing Akademik yang telah memberikan saran dan dukungannya.
5. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku Dosen Pembimbing utama dalam Tugas Akhir penulis yang telah berbesar hati untuk memberikan pengarahan dan saran yang membangun dalam proses pengerjaan Tugas Akhir ini.
6. Bapak Andi dan Ryandi, selaku pembimbing Tugas Akhir di Pusat Survei Geologi (PSG) yang telah membagikan ilmunya serta membantu penulis dalam

proses pengerjaan Tugas Akhir baik secara teori dan teknis.

7. Bapak Dr. Alimuddin, S.Si., M.Si. selaku Dosen Pembimbing II dalam Tugas Akhir penulis yang telah meluangkan waktunya untuk memberikan kritik dan masukan dalam proses pengerjaan Tugas Akhir ini.
8. Bapak Ir. Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si. selaku Dosen Penguji dalam Tugas Akhir penulis yang telah memberikan saran dan kritik dalam proses pengerjaan Tugas Akhir ini.
9. Seluruh dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung atas ilmu pengetahuan dan segala bentuk bantuan yang telah diberikan selama 4 tahun.
10. Mba Nurul, Pak Daniel dan rekan-rekan perusahaan atas kesediaannya untuk berdiskusi dengan penulis dan membantu penulis selama pengerjaan Tugas Akhir ini.
11. *Partner* suka duka selama 4 tahun *and so on*, Bilal, yang telah memberikan semangat, motivasi dan bantuannya kepada penulis.
12. Sahabat-sahabat tersayang, Zahrah, Wawa, Ican, Tuwil, Ambro, dan Algi yang telah menemani dan selalu memberikan dukungan kepada penulis.
13. *Soul sisters*, Bawel, Khansa dan Salma, yang telah menjadi saksi kehidupan penulis serta selalu ada di setiap proses perjalanan *ups and downs* penulis.
14. Nanda dan Kak Sarah, yang telah kebersamai penulis dan memberikan bantuan selama melaksanakan Tugas Akhir di Bandung.
15. Sahabat sedari SMP, Fahmiar, yang selalu memberikan nasihat dan saran yang sangat bermanfaat kepada penulis.
16. Teman-teman KKN Jabar 14, terutama ciwi-ciwi hebring (Sepia, Karin, Putri, Alya dan Ani) yang setia mendengarkan keluh kesah penulis dan senantiasa memotivasi penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir.
17. Keluarga kecil SBM, Alya, Tata, Wanda dan Dany yang selalu memberikan semangat kepada penulis.
18. Sobat Rantau, Karina Veronica dan Nurwahyudi, yang selalu mendengarkan cerita penulis dan mendorong penulis untuk selalu berkembang.
19. Teman-teman satu kost, Hayu dan Tuning, yang telah men-*support* penulis dan memberikan banyak bantuan dalam proses penyelesaian Tugas Akhir ini.
20. Keluarga Teknik Geofisika 2019 yang telah kebersamai penulis selama 4

-
- tahun dan memberikan semangat serta dukungannya selama ini.
21. Kakak-kakak Senior serta Alumni Teknik Geofisika yang telah menyalurkan ilmunya dan memberikan ruang untuk berdiskusi.
 22. Serta seluruh pihak yang terlibat, penulis mengucapkan banyak terima kasih.

Bandar Lampung, 12 Agustus 2023

Penulis



Mega Anggitrizka

NPM. 1915051031

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	iii
ABSTRACT	iv
PERSETUJUAN	v
PENGESAHAN	vi
PERNYATAAN	vii
RIWAYAT HIDUP	viii
PERSEMBAHAN	ix
MOTTO HIDUP	x
KATA PENGANTAR	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxiii
I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan Penelitian	3
1.4 Batasan Penelitian.....	3
1.5 Manfaat Penelitian	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Letak Geografis Daerah Penelitian	4

2.2	Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Utara	4
2.3	Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara	5
2.4	Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara.....	6
2.4.1	Formasi Ngimbang.....	7
2.4.2	Formasi Kujung.....	7
2.4.3	Formasi Prupuh	8
2.4.4	Formasi Tuban.....	8
2.4.5	Formasi Tawun.....	9
2.4.6	Formasi Ngrayong.....	9
2.4.7	Formasi Bulu	9
2.4.8	Formasi Wonocolo	10
2.4.9	Formasi Ledok.....	10
2.4.10	Formasi Selorejo	10
2.4.11	Formasi Mundu	10
2.4.12	Formasi Lidah	11
2.4.13	Formasi Paciran.....	11
2.5	<i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa Timur Utara	11
III. TEORI DASAR		13
3.1	<i>Well Log</i>	13
3.2	Jenis-jenis <i>Log</i>	14
3.2.1	<i>Log</i> listrik	14
3.2.2	<i>Log</i> radioaktif	15
3.2.3	<i>Log</i> porositas	15
3.2.4	<i>Log</i> akustik	16
3.3	Properti Petrofisika	16
3.3.1	Volume <i>Shale</i>	16
3.3.2	Porositas	18
3.3.3	Permeabilitas	19
3.3.4	Indeks Kegetasan Batuan (<i>Brittleness Index</i>).....	20

3.4	Parameter Non-Konvensional	23
	3.4.1 Mobilitas.....	24
	3.4.2 Transmisibilitas	24
3.5	Metode Seismik	25
3.6	Mekanisme Penjalaran Gelombang Seismik	26
	3.6.1 Hukum <i>Snellius</i>	27
	3.6.2 Prinsip <i>Huygens</i>	28
	3.6.3 Prinsip Fermat	28
3.7	Polaritas dan Fasa.....	29
3.8	<i>Wavelet</i>	31
3.9	Impedansi Akustik.....	33
3.10	Koefisien Refleksi	33
3.11	Konvolusi	35
3.12	Seismogram Sintetik	35
3.13	<i>Well to Seismic Tie</i>	36
3.14	<i>Picking Horizon</i>	37
3.15	<i>Time Structure Map</i>	37
3.16	Inversi Seismik	38
3.17	Penyebaran Properti Petrofisika Batuan	40
IV.	METODE PENELITIAN	42
4.1	Waktu dan Tempat Penelitian	42
4.2	Perangkat dan Data Penelitian.....	43
	4.2.1 Perangkat Penelitian	43
	4.2.2 Data Penelitian	43
4.3	Mekanisme Penelitian	46
	4.3.1 Analisis Parameter Non-Konvensional	46
	4.3.2 Penentuan Properti Petrofisika	46
	4.3.3 <i>Well to Seismic Tie</i>	48
	4.3.4 <i>Picking Horizon</i>	49
	4.3.5 <i>Time Structure Map</i>	49
	4.3.6 Inversi Seismik Impedansi Akustik.....	49
	4.3.7 Peta Persebaran Properti Petrofisika	50

4.4	Diagram Alir Penelitian.....	51
V.	HASIL DAN PEMBAHASAN	54
5.1	Analisis Parameter Non-Konvensional.....	54
5.2	Penentuan Nilai <i>Brittleness Index</i>	61
5.3	<i>Well to Seismic Tie</i>	67
5.4	<i>Picking Horizon</i>	73
5.5	Analisis <i>Time Map</i>	78
5.6	Inversi Seismik Impedansi Akustik	82
5.7	<i>Crossplot</i> AI dan BI.....	94
5.8	Perbandingan Nilai Parameter BI	100
5.9	Penyebaran AI dan BI.....	101
VI.	KESIMPULAN DAN SARAN	113
6.1	Kesimpulan	113
6.2	Saran	114
	DAFTAR PUSTAKA	115
	LAMPIRAN.....	120

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Letak geografis daerah penelitian	4
2. Stratigrafi regional cekungan Jawa Timur Utara (Husein, 2016)	7
3. Skema <i>petroleum system</i> konvensional dan non konvensional.....	12
4. Operasi kegiatan <i>logging</i> (Mastoadji, 2007).	14
5. Kurva <i>Brittle-Ductile</i> (Matt, 2013).	21
6. Sketsa survei seismik.....	26
7. Pemantulan dan pembiasan gelombang	27
8. Prinsip <i>Huygens</i> (Asparini, 2011).	28
9. Prinsip <i>Fermat</i> (Abdullah, 2007).	29
10. Polaritas normal dan terbalik untuk <i>wavelet</i> fasa nol dan minimum (Sukmono, 2000).	30
11. Fasa minimum, nol dan maksimum	30
12. Jenis-jenis <i>wavelet</i> berdasarkan konsentrasi energinya (1) <i>Zero phase wavelet</i> , (2) <i>Maximum phase wavelet</i> , (3) <i>Minimum phase wavelet</i> , (4) <i>Mixed phase wavelet</i> (Suprajitno, 2000)	31
13. Koefisien refleksi sudut datang nol menggunakan <i>wavelet zero phase</i> (Sukmono, 2000)	34
14. Hubungan koefisien refleksi dan amplitudo dan hubungan nilai Impedansi Akustik terhadap amplitudo (Sukmono, 1999)	34
15. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> (Sukmono, 2002).	35
16. (a) teknik pemodelan kedepan,(b) teknik inversi (Sukmono, 1999)	38

17. Konsep dari inversi impedansi akustik (Sukmono, 2000).....	39
18. Ilustrasi inversi AI dari refleksi seismik menjadi model hasil inversi AI (Simm dan Bacon, 2014).....	40
19. <i>Basemap</i> daerah penelitian	43
20. Tampilan data seismik <i>line</i> 92EJ-367_TUBAN.....	45
21. Diagram alir penentuan target reservoir non-konvensional.....	51
22. Diagram alir perhitungan nilai <i>Brittleness Index</i> (BI).....	52
23. Diagram alir penyebaran nilai <i>Brittleness Index</i> (BI)	53
24. Zona target M-1 dan kurva parameter non-konvensional	58
25. Zona target M-2 dan kurva parameter non-konvensional	59
26. Zona target M-3 dan kurva parameter non-konvensional	60
27. Zona target M-1	62
28. Zona Target M-2	64
29. Zona target M-3.....	66
30. Koreksi <i>checkshot</i> sumur M-1	68
31. Koreksi <i>checkshot</i> sumur M-2.....	68
32. Koreksi <i>checkshot</i> sumur M-3.....	69
33. Kurva hasil ekstraksi <i>wavelet use well</i> dan spektrum frekuensi pada sumur M-1	70
34. Kurva hasil ekstraksi <i>wavelet ricker</i> dan spektrum frekuensi pada sumur M-2	70
35. Kurva hasil ekstraksi <i>wavelet use well</i> dan spektrum frekuensi pada sumur M-3	71
36. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur M-1 terhadap <i>line</i> seismik 90EJ-127_TUBAN	72
37. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur M-2 terhadap <i>line</i> seismik 92EJ-360_TUBAN.....	72
38. Hasil <i>well to seismic tie</i> sumur M-3 terhadap <i>line</i> seismik B91-110_BRNTS	73
39. <i>Picking horizon line</i> seismik 90EJ-127_TUBAN yang melalui sumur	

M-1	75
40. <i>Picking horizon line</i> seismik 92EJ-360_TUBAN yang melalui sumur M-2	76
41. <i>Picking horizon line</i> seismik B91-110_BRNTS yang melalui sumur M-3	77
42. <i>Time map Top shale</i> Tuban	78
43. <i>Time map Base shale</i> Tuban.....	79
44. <i>Time map Top shale</i> Kujung	79
45. <i>Time map Base shale</i> Kujung.....	80
46. <i>Time map Top shale</i> Ngimbang.....	80
47. <i>Time map Base shale</i> Ngimbang.....	81
48. Model inisial sumur M-1	84
49. Model inisial sumur M-2.....	85
50. Model inisial sumur M-3.....	86
51. Analisis pra-inversi sumur M-1.....	88
52. Analisis pra-inversi sumur M-2.....	88
53. Analisis pra-inversi sumur M-3.....	89
54. Hasil inversi AI sumur M-1.....	90
55. Hasil inversi AI sumur M-2.....	91
56. Hasil inversi AI sumur M-3.....	92
57. <i>Crossplot</i> AI dan BI sumur M-1.....	94
58. <i>Crossplot</i> AI dan BI sumur M-2.....	95
59. <i>Crossplot</i> AI dan BI sumur M-3.....	95
60. Hasil Inversi BI sumur M-1.....	96
61. Hasil Inversi BI sumur M-2.....	97
62. Hasil Inversi BI sumur M-3.....	98
63. Grafik perbandingan V vs E sumur M-1	100

64. Grafik perbandingan V vs E sumur M-2	100
65. Grafik perbandingan V vs E sumur M-3	101
66. Persebaran AI pada <i>Top shale</i> Tuban	102
67. Persebaran AI pada <i>Base shale</i> Tuban	102
68. Persebaran AI pada <i>Top shale</i> Kujung	103
69. Persebaran AI pada <i>Base shale</i> Kujung	103
70. Persebaran AI pada <i>Top shale</i> Ngimbang	104
71. Persebaran AI pada <i>Base shale</i> Ngimbang.....	104
72. <i>Crossplot</i> nilai AI dan BI sumur M-1, M-2 dan M-3.....	106
73. Persebaran BI pada <i>Top shale</i> Tuban	107
74. Persebaran BI pada <i>Base shale</i> Tuban	107
75. Persebaran BI pada <i>Top shale</i> Kujung	108
76. Persebaran BI pada <i>Base shale</i> Kujung.....	108
77. Persebaran BI pada <i>Top shale</i> Ngimbang	109
78. Persebaran BI pada <i>Base shale</i> Ngimbang.....	109

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Skala penentuan kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1980).....	19
2. Klasifikasi nilai permeabilitas batuan (Rider, 1996).....	20
3. Klasifikasi <i>brittle-ductile</i> nilai BI (Perez & Marfurt, 2013)	23
4. Definisi Fluida Minyak Bumi Non-Konvensional (Hafez, 2015).....	24
5. Rincian kegiatan Tugas Akhir penelitian.	42
6. Kelengkapan data sumur penelitian.	44
7. Nilai permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas sumur M-1.	55
8. Nilai permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas sumur M-2	56
9. Nilai permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas sumur M-3	57
10. Nilai perhitungan BI pada zona target sumur M-1.....	63
11. Nilai perhitungan BI pada zona target sumur M-2.....	65
12. Nilai perhitungan BI pada zona target sumur M-3.....	67

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan energi minyak dan gas mendorong penemuan sumber energi minyak dan gas baru, salah satunya yaitu minyak dan gas non-konvensional, dimana sumbernya adalah berupa *shale hydrocarbon* yang terbagi dalam bentuk gas serpih maupun minyak serpih. *Shale Hydrocarbon* merupakan sumber energi migas non-konvensional yang terperangkap di dalam suatu formasi batuan *shale* yang kaya akan kandungan material organiknya, akan tetapi cenderung memiliki nilai permeabilitas dan porositas yang rendah (Zou, dkk., 2013). Umumnya, *shale* merupakan batuan induk, namun pada migas non-konvensional, *shale* dapat menjadi batuan induk sekaligus batuan reservoir (*Self Source Reservoir*) (Ahmed dan Meehan, 2016). Terdapat beberapa parameter yang menjadi penentu berpotensi atau tidaknya suatu *shale*, diantaranya permeabilitas (*millidarcy*), porositas dan indeks kegetasan batuan (*Brittleness Index*). Reservoir non-konvensional hidrokarbon bersifat heterogen dengan sifat geokimia, geomekanika dan petrofisikanya sehingga penting untuk dilakukannya analisis terhadap perekahan batuan dengan menggunakan pemboran secara horizontal untuk meningkatkan nilai produksi. Hal ini yang menjadi pembeda antara *shale gas* dengan gas konvensional yang sudah marak diproduksi (Mitra dkk., 2010).

Brittleness Index (BI) merupakan salah satu parameter petrofisika yang dipengaruhi oleh nilai *Modulus Young* dan *Poisson's Ratio*, dimana pada penelitian ini kedua nilai tersebut di dekati menggunakan nilai volume serpih dan porositas efektif. Menurut Sharma dkk. (2012), Batuan yang memi-

liki nilai *brittleness* yang tinggi ditandai dengan *modulus young* dan densitas yang tinggi serta nilai *poisson ratio* yang rendah. Penentuan nilai BI dilakukan untuk membedakan batuan getas (*brittle*) dan non getas (*ductile*) yang dapat digunakan dalam karakterisasi *shale hydrocarbon*. Berdasarkan Chinn (1991), karakteristik *shale* yang komersial memiliki ciri diantaranya berada pada perioda *gas window* dan kandungan mineral getas (*brittleness index*) lebih dari 48%.

Cekungan Jawa Timur Utara merupakan cekungan yang terletak di laut lepas pantai bagian utara Pulau Madura dan Kangean serta terdapat tinggian batuan dasar dan rendahan yang berupa graben dengan arah barat daya sampai dengan timur laut dimana pada cekungan ini terbukti menghasilkan hidrokarbon (Mudjiono dan Pireno, 2001). Dalam menentukan potensi hidrokarbon terdapat beberapa metode geofisika yang digunakan diantaranya yaitu metode gayaberat, metode *well logging*, metode seismik dan lain lain. Adapun dalam mengidentifikasi karakteristik dari suatu reservoir diperlukan korelasi antara data *well logging* dan data seismik dimana kedua data ini juga dapat digunakan dalam menganalisis penyebaran properti petrofisika guna menentukan daerah berpotensi hidrokarbon. Pada penelitian ini digunakan metode seismik inversi yang memanfaatkan kombinasi data seismik sebagai *input* dan data *well logging* sebagai pengontrol guna memberikan informasi fisis batuan yang terkandung di dalam suatu reservoir (Sukmono, 2002). Dalam hal ini, seismik inversi yang digunakan yaitu Inversi AI (*Acoustic Impedance*) yang berguna dalam membedakan litologi setiap lapisan bawah permukaan bumi. Dengan menggunakan AI, amplitudo seismik akan ditransformasikan terhadap sifat lapisannya. Adapun kombinasi dari AI dan Impedansi Geser (*Shear Impedance*) akan memengaruhi nilai densitas dan V_p/V_s suatu lapisan sehingga dapat diperoleh parameter geomekanika seperti *Modulus Young* dan *Poisson Ratio* yang berguna dalam perhitungan *Brittleness Index* (Singha dan Chatterjee, 2015).

1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Dimana daerah target reservoir non-konvensional pada sumur M-1, M-2 dan M-3 di Lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara.
2. Bagaimana karakteristik reservoir non-konvensional menggunakan metode seismik inversi AI dan pendekatan nilai *Brittleness Index* pada setiap formasi di Lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Mencari target reservoir non-konvensional pada sumur M-1, M-2 dan M-3 di Lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara.
2. Menentukan karakteristik reservoir non-konvensional menggunakan metode seismik inversi AI dan pendekatan nilai *Brittleness Index* pada setiap formasi di Lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara.

1.4 Batasan Penelitian

Batasan penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Parameter yang digunakan pada pengolahan data ini yaitu data RHOB (densitas), P-Wave (*sonic*), dan *Brittleness Index* (BI) pada setiap sumur.
2. Marker litologi yang digunakan setiap formasi dibatasi oleh *Top Shale* dan *Base Shale* setiap formasi dalam penelitian ini.

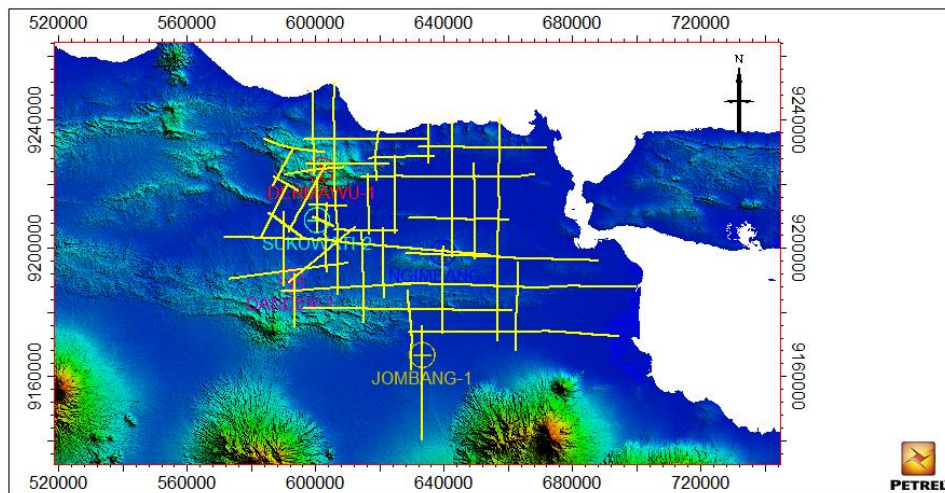
1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini yaitu dapat menjadi referensi dalam menentukan daerah target yang berpotensi mengandung hidrokarbon non-konvensional (*shale*) sebagai tahap lanjutan dalam memproduksi *oil shale* maupun *gas shale* pada lapangan X Cekungan Jawa Timur Utara.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Letak Geografis Daerah Penelitian

Secara fisiografis, Cekungan Jawa Timur Utara terletak antara $110^{\circ}30'$ BT dan $6^{\circ}00'$ LS hingga $7^{\circ}30'$ LS (Koesoemadinata, 1980). Daerah penelitian berada di lapangan *onshore* (darat) sub cekungan Lamongan Cekungan Jawa Timur Utara yang ditunjukkan pada **Gambar 1** sebagai berikut.



Gambar 1. Letak geografis daerah penelitian

2.2 Geologi Regional Cekungan Jawa Timur Utara

Cekungan Jawa Timur Utara terbentang dari arah barat ke arah timur mulai dari Semarang hingga Surabaya sepanjang ± 250 km dengan lebar 60 – 70 km. Terdapat batasan-batasan dari Cekungan Jawa Timur Utara dimana pada bagian utara cekungan ini dibatasi oleh Tinggian Meratur dari arah tenggara Kalimantan, bagian barat dan barat daya cekungan ini dibatasi oleh Busur Karimunjawa dan Paparan Sunda, bagian selatan cekungan ini dibatasi oleh sa-

buk vulkanik pegunungan selatan Jawa, dan bagian timur cekungan ini dibatasi oleh Tinggian Masalemba-Doang.

Pada Kala Intra Miosen dan Plio-Pleistosen, Cekungan Jawa Timur mengalami dua kali pengangkatan yang membentuk patahan-patahan, dimana dari pengangkatan yang kedua terbentuk tiga zona diantaranya Zona Perbukitan Kendeng yang memanjang dengan arah timur-barat dan dicirikan dengan adanya sesar normal, sesar naik, dan struktur lipatan, Zona Rembang Selatan dan Randublatung dengan struktur berarah timur-barat dan dicirikan dengan adanya pola lipatan serta struktur sesar seperti antiklin, Zona Rembang Utara dan Madura Utara dengan sistem sesar mendatar mengiri berarah timur-laut barat daya dan menerus ke Kawasan Kalimantan Selatan (Van Bemellen, 1949). Selain itu, terbentuknya Cekungan Jawa Timur juga karena adanya penurunan muka air laut dan pergerakan lempeng tektonik.

Pembentukan cekungan tersebut ditandai dengan adanya *half graben* pada tahap awal yang dipengaruhi oleh struktur yang terbentuk sebelumnya dan tatanan tektonik yang paling muda dipengaruhi oleh pergerakan Lempeng Australia dengan Sunda dan secara regional perbedaan bentuk struktural berubah sejalan dengan bertambahnya waktu.

2.3 Tektonik Cekungan Jawa Timur Utara

Berdasarkan kerangka tektoniknya, Cekungan Jawa Timur Utara terbagi menjadi 2, diantaranya yaitu kondisi pada Zaman Paleogen (Paleosen – Oligosen) dan Zaman Neogen (Miosen – Pleistosen). Pada Zaman Paleogen, terjadi tektonik regangan yang dicirikan oleh adanya gerakan mundur ke arah selatan dari sistem tektonik lempeng yang berada di Jawa Timur. Adapun adanya tektonik regangan ini menandakan adanya sesar normal pada batuan dasar dari arah timur laut – barat daya dengan struktur tinggian (*horst*) dan struktur rendahan (*graben*). Sedangkan pada Zaman Neogen, terjadi tektonik kompresi yang dicirikan oleh adanya gerakan maju ke arah utara dari sistem tektonik lempeng yang berada di Jawa Timur. Adapun adanya tektonik komp-

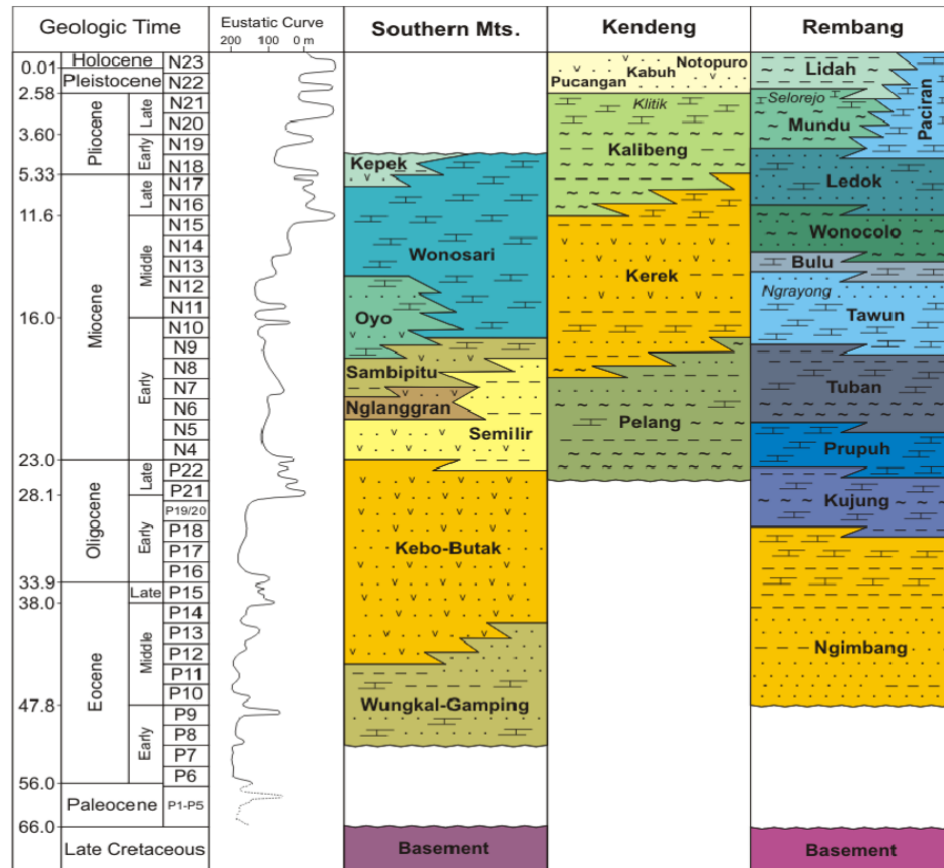
resi ini menandakan adanya sesar normal dan sesar anjak yang berada pada batuan sedimen berarah timur-barat dan menghasilkan perlipatan berupa *sinklin* dan *antiklin*. Berdasarkan proses tektonik dari Zaman Paleogen dan Zaman Neogen, kondisi geologi yang mengontrol daerah Cekungan Jawa Timur Utara merupakan perlipatan dari arah timur ke barat dan patahan dari arah utara ke selatan, serta beberapa patahan yang berasal dari timur ke barat.

Terdapat tiga tahap orogenesis yang berpengaruh di cekungan Jawa Timur Utara, yaitu:

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

2.4 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

Stratigrafi pada Cekungan Jawa Timur Utara dikontrol oleh evolusi tektonik dari waktu ke waktu. Terdapat batuan Tersier yang terdapat pada Zona Rembang dimana terletak tidak selaras bersudut (*angular unconformity*) di bawah batuan Kenozoikum. Penentuan umur secara radiometrik telah dilakukan terhadap batuan pra-tersier, sekitar 100 juta tahun yang lalu atau pada saat Zaman Kapur. Adapun klasifikasi stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara pada (**Gambar 2**) dari umur paling tua ke muda dapat dilihat sebagai berikut



Gambar 2. Stratigrafi regional cekungan Jawa Timur utara (Husein, 2015)

2.4.1 Formasi Ngimbang

Secara umum, Formasi Ngimbang berumur Eosen Akhir sampai Oligosen Awal, terdiri dari batu serpih, batugamping, batupasir, batulanau, konglomerat, batu lempung dan sedikit lapisan batubara. Formasi Ngimbang terbagi menjadi 4 dari umur yang paling tua sampai muda, diantaranya yaitu Pra “CD”, “CD”, Ngimbang Klastik dan Ngimbang *Limestone*. Bagian bawah dari formasi ini batumannya tersusun oleh perulangan batupasir, serpih, dan lanau dengan sisipan tipis batubara, sedangkan bagian atas dari formasi terdiri dari batugamping dengan sisipan-sisipan tipis serpih gampingan dan napal.

2.4.2 Formasi Kujung

Formasi Kujung terbagi menjadi 2 dari umur yang paling tua sampai muda, diantaranya Kujung II dan Kujung I, dimana perbedaannya terletak pada litologi yang terkandung. Pada Kujung II terdapat lapisan *shale* yang cukup te-

bal di bagian bawah, sedangkan pada Kujung I terdapat batugamping masif yang tebal. Dibagian atas Formasi Kujung terletak secara selaras di bawah Formasi Prupuh. Penentuan umur dari kedua strato tipe berdasarkan atas foraminifera plankton menunjukkan Oligosen Atas. Bagian atas dari Formasi Kujung terendapkan Formasi *Orbitoid Kalk* yang dibedakan menjadi 2 anggota yaitu OK Bawah dan OK Atas. Bagian bawah OK Bawah ini merupakan unit Rancak berupa batu serpih, batugamping, batulanau, beberapa batu pasir dan perselingan batu lempung. Pada OK Atas terdapat sekuen batugamping yang masif dan tebal, dimana pada bagian ini terdapat beberapa sisipan batulempung dan batupasir (Satyana dkk., 2003).

2.4.3 Formasi Prupuh

Formasi Prupuh memiliki penyebaran luas serta menempati jalur yang memanjang dari daerah Panceng di timur, melalui daerah Paciran, Palang hingga Tuban di barat. Formasi Prupuh termasuk formasi berumur Oligosen Atas hingga Miosen Bawah. Formasi Prupuh terdiri dari perselingan antara batugamping kapuran berwarna putih kotor dengan batugamping bioklastik berwarna putih abu-abu muda yang diendapkan selaras di atas Formasi Kujung untuk selanjutnya bersentuhan secara selaras pula dengan Formasi Tuban yang terletak langsung di atasnya. Adapun lingkungan sedimentasi formasi ini yaitu neritik luar pada laut terbuka dengan indikasi Gerakan massa gravitasi lereng dasar laut.

2.4.4 Formasi Tuban

Formasi Tuban berbatasan secara selaras dengan Formasi Prupuh. Meskipun demikian persentuhan antara kedua satuan tersebut sulit dilihat di lapangan karena kuatnya proses pelapukan. Formasi Tuban ini memiliki penyebaran yang luas di daerah Paciran dan Tuban, sepanjang Antiklin Panyaman, sepanjang pantai utara mulai Tuban hingga Desa Panceng, di barat daya Tuban dan tenggara Tuban. Diketahui bahwa formasi ini berada pada umur Miosen Bawah bagian tengah. Formasi Tuban diendapkan pada paparan dangkal, pada zona neritik luar dengan kedalaman antara 50 – 150 meter di daerah Kujung

dan Prupuh. Pada formasi ini terdiri dari perlapisan batulempung dengan beberapa sisipan batugamping.

2.4.5 Formasi Tawun

Formasi Tawun terendapkan pada Awal hingga Miosen Tengah dengan lingkungan paparan yang cukup dalam dari suatu laut terbuka. Formasi ini tersusun dari perselingan antara batu lempung pasiran berwarna abu-abu sampai abu-abu kecoklatan dengan batupasir berwarna kemerahan dan sebagian bersifat gampingan serta batugamping berwarna coklat muda sampai abu-abu muda dan berbutir halus sampai sedang, mengandung foraminifera golongan orbitoid. Ketebalan batugamping pada formasi ini yaitu sekitar 30 m.

2.4.6 Formasi Ngrayong

Formasi Ngrayong termasuk formasi yang memiliki kandungan batuan reservoir minyak yang potensial. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal dekat pantai yang makin keatas lingkungannya menjadi litoral, laguna, hingga sublitoral pinggir dengan tebal formasi mencapai 90 meter. Formasi ini berumur Miosen Tengah dan tersusun oleh batupasir kuarsa dengan selingan-selingan batulempung, lanau, lignit, dan batugamping bioklastik. Diantara perlapisan batulempung dijumpai struktur sedimen yang khas yaitu gelembur (ripple mark) dan keping-keping gipsum. Batupasirnya berwarna merah kekuningan, sering menunjukkan struktur *soft sediment deformation*, disertai fosil jejak berupa lubang vertikal (memotong perlapisan) dari kelompok Ophiomorpha.

2.4.7 Formasi Bulu

Formasi ini terletak di atas batupasir Ngrayong dengan penyebaran yang cukup luas pada area Antiklinorium Rembang Utara. Formasi ini terendapkan pada kala Miosen Tengah dengan lingkungan pengendapan laut dangkal yang terhubung dengan laut terbuka. Adapun formasi ini disusun oleh kalkarenit berlempeng (*platy sandstones*) yang tersusun oleh litoklas karbonat serta butir kuarsa dengan sisipan napal pasiran.

2.4.8 Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo terletak selaras di atas Formasi Bulu dan tertindih secara selaras oleh Formasi Ledok. Formasi ini memiliki penyebaran yang luas di Jalur Rembang dengan arah barat – timur dengan ketebalan menipis dari selatan ke utara dan dari barat ke timur. Formasi ini berumur Miosen Akhir hingga bagian tengah dari Miosen Akhir dan terdiri atas napal pasiran yang berulang dengan napal dengan sisipan batugamping kalkarenit dan batulempung (Blow, 1969).

2.4.9 Formasi Ledok

Formasi Ledok terendapkan pada lingkungan neritik pinggir sampai neritik luar. Formasi ini beumur Miosen Akhir bagian atas dengan kandungan mineral glaukonit terutama pada batupasir, kalkarenit, batupasir gampingan, dan napal pasiran yang mana memperlihatkan struktur silang sampai siur skala besar. Penyusun utamanya terdiri atas perselang-selingan antara batupasir glaukonitik dengan kalkarenit yang berlempeng-lempeng, dengan beberapa sisipan napal. Ke arah utara, formasi ini berangsur-angsur berubah menjadi Formasi Paciran.

2.4.10 Formasi Selorejo

Formasi ini memiliki lingkungan sedimentasi di laut dalam dengan ketebalan mencapai 100 m. Formasi Selorejo tersusun oleh perselingan *foraminiferal* yang bersifat glaukonitan dengan batugamping napalan sampai batugamping pasiran.

2.4.11 Formasi Mundu

Formasi Mundu memiliki tebal antara 75 – 342 m, terletak selaras di atas Formasi Ledok dan tertindih secara selaras pula oleh Formasi Lidah yang terletak di atasnya. Umur Formasi Mundu ialah Miosen Akhir sampai Pliosen. Bagian puncak dari formasi ini seringkali ditempati oleh perselingan batugamping pasiran dan pasir napalan. Perbandingan antara foraminifera plankton terhadap benthos untuk bagian bawah dari formasi ini berkisar antara 75% – 89% yang menandakan adanya endapan laut terbuka pada kedalaman

antara 700 – 1100 meter, kemudian perbandingan antara foraminifera plankton terhadap benthos untuk bagian atas berkisar antara 30% – 47% menandakan adanya pengendapan pada suatu paparan yang dangkal, di kedalaman 100 – 200 m (neritik luar).

2.4.12 Formasi Lidah

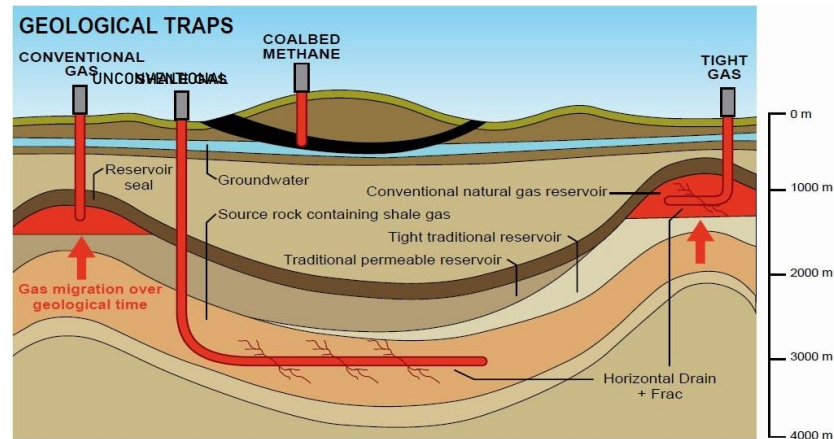
Formasi Lidah memiliki tebal 130 – 575 meter dan terendapkan pada lautan terlindung dengan kedalaman berkisar 200 – 300 meter. Formasi ini berumur Pliosen atas hingga Pleistosen, terdiri dari lempung berwarna biru tua yang monoton, plastis dan jika lapuk berwarna coklat kuning. Satuan ini pada umumnya tidak berlapis dan tidak mengandung pasir sama sekali, namun dapat berselingan dengan batupasir kuarsa yang mengandung glaukonit dan moluska.

2.4.13 Formasi Paciran

Formasi Paciran tersebar di bagian utara dari Zona Rembang, terbentuk pada umur Pliosen sampai Awal Pleistosen, semasa dengan pembentukan Formasi Ledok dan Wonocolo di bagian utara, serta semasa dengan Formasi Mundu dan Lidah di selatan. Formasi ini tersusun oleh batugamping masif, umumnya berupa batugamping terumbu yang lapuk dan membentuk permukaan akibat dari pelarutan (*karren surface*).

2.5 *Petroleum System Non-Konvensional*

Petroleum System merupakan cakupan dari batuan induk aktif, komponen-komponen geologi, batuan reservoir, batuan tudung serta pola migrasi suatu cekungan sedimen mulai dari proses awal pembentukan hingga terakumulasinya hidrokarbon. Terdapat perbedaan dalam *petroleum system* konvensional dengan *petroleum system* non konvensional, seperti pada skema yang ditunjukkan pada **Gambar 3** di bawah



Gambar 3. Skema *petroleum system* konvensional dan non konvensional (Zendejboudi & Bahadori, 2017).

Pada *petroleum system* non konvensional terdapat tiga jenis model yang menghubungkan *source rock* dan *reservoir*nya, diantaranya yaitu :

- Model masif, dimana hidrokarbon tertahan secara masif pada batuan induk dan hanya bermigrasi sebagai hasil dari tetesan batuan induk
- Model *sandwich*, dimana *reservoir* berada diantara dua *source rock* yang berkembang dengan baik
- Model tumpang tindih, dimana *reservoir* dan *source rock* tipis saling tumpang tindih sehingga memungkinkan proses migrasi untuk berjalan dengan mudah.

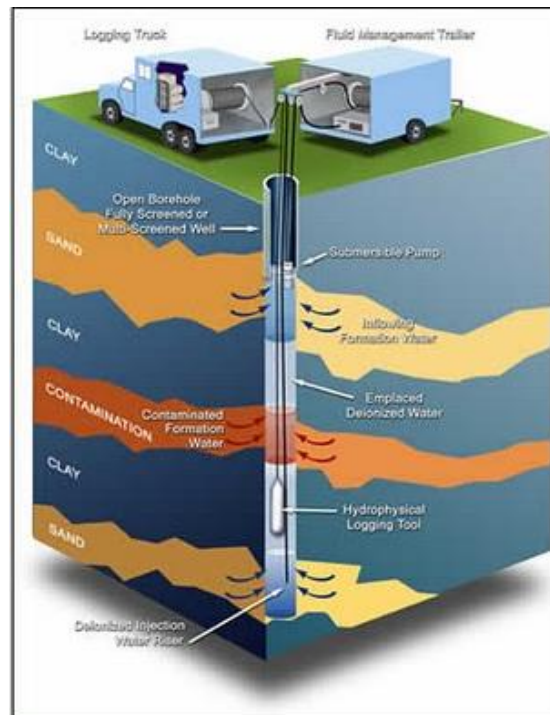
Petroleum system hidrokarbon non-konvensional memiliki keunikan yaitu seluruh sistem seluruh sistem terdapat langsung di dalam batuan induk (*source rock*) yang kaya akan material organik, dimana sumber daya non-konvensional terdapat dalam akumulasi minyak bumi yang tersebar di seluruh area yang luas dan tidak dipengaruhi oleh hidrodinamik secara signifikan, contohnya yaitu *shale* (*shale gas* dan *shale oil*), gas hydrates, natural bitumens dan *Coal Bed Methane* (CBM). Umumnya, hidrokarbon non konvensional ini diproduksi pada *shale*, *siltstone*, *sandstone* atau batuan karbonat yang memiliki permeabilitas sangat rendah yaitu <0.1 mD untuk gas dan <1 mD untuk *oil*, dan terakumulasi pada reservoir dengan kualitas buruk serta disekitarnya memiliki pori yang tidak saling berhubungan atau nilai porositas efektifnya $<10\%$ (Katz dkk., 2021).

III. TEORI DASAR

3.1 *Well Logging*

Well Logging adalah suatu metode dalam mengukur besaran-besaran fisis batuan terhadap kedalaman lubang bor untuk mendapatkan data bawah permukaan melalui identifikasi ciri batuan bawah permukaan dan evaluasi formasi sehingga dapat dilakukan evaluasi baik secara kuantitatif maupun kualitatif terkait keberadaan hidrokarbon. Adapun dalam melakukan evaluasi rekaman *logging* sumur dapat digunakan analisis petrofisika untuk mengetahui kandungan litologi maupun fluida serta sifat petrofisika dalam suatu formasi batuan dengan cara melakukan analisis properti fisis seperti porositas batuan, permeabilitas, saturasi air dan kandungan *vclay* (Harsono, 1997).

Pelaksanaan *well logging* menggunakan truk *logging* yang diatur segaris dengan kepala sumur dan memasukkan kabel *logging* melalui dua roda katrol, dimana roda katrol atas diikat pada alat pengukur kabel dan roda katrol bawah diikat pada struktur menara bor di dekat mulut sumur. Kegiatan *wireline logging* ini dilakukan dengan memasukkan alat (sonde) kedalam lubang pemboran sampai ke dasar lubang. Sonde ditarik dari dasar lubang sampai kedalaman tertentu dengan kecepatan yang konstan dan menerus untuk dilakukan pencatatan. Hasilnya berupa kurva log vertikal yang sebanding kedalaman dan menggunakan skala tertentu. Kemudian dilakukan interpretasi jenis-jenis dan urutan litologi serta keterdapatan hidrokarbon di suatu formasi. Dalam pengumpulan data-data yang diperlukan, dilakukan beberapa kali perekaman menggunakan kombinasi alat yang berbeda. Adapun operasi kegiatan *logging* dapat diilustrasikan pada **Gambar 4** berikut



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

3.2 Jenis-jenis Log

Terdapat beberapa jenis *log* yang sering digunakan dalam interpretasi diantaranya yaitu

3.2.1 Log listrik

Log listrik terdiri dari *log* resistivitas dan *log SP* (*Spontaneous Potential*).

- *Log Resistivitas*, digunakan dalam mendeterminasi zona hidrokarbon, porositas resistivitas dan mengindikasikan zona permeabel. Resistivitas itu sendiri ialah kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan. Adapun kemampuan batuan dalam menghantarkan arus listrik bergantung pada fluida dan pori. Resistivitas akan bernilai rendah jika batuan mudah mengalirkan arus listrik, sedangkan bernilai tinggi jika batuan sulit mengalirkan arus listrik (Harsono, 1997).
- *Log Spontaneous Potential* (SP), digunakan dalam mengukur besaran potensial diri pada tubuh formasi batuan untuk identifikasi lapisan permeabel, penentuan nilai kandungan serpih dan resistivitas formasi air. Terdapat beberapa faktor yang memicu adanya potensial diri pada suatu formasi, diantaranya fluida pemboran yang bersifat konduktif, lapisan

berpori dan permeabel yang diapit oleh lapisan tidak permeabel serta adanya perbedaan salinitas antara fluida pemboran dengan fluida formasi. Besaran log SP dinyatakan dalam satuan mV (milivolt). Prinsip log SP yaitu mengukur beda potensial arus searah dari suatu elektroda yang bergerak di dalam lubang bor dengan potensial elektroda pada permukaan (Sudarmo, 2002).

3.2.2 Log radioaktif

Log radioaktif, terdiri dari log GR (*Gamma Ray*) yang digunakan untuk mengukur radioaktivitas alami suatu formasi yang berasal dari tiga unsur radioaktif diantaranya Thorium (Th), Potassium (K) dan Uranium (U). Kegunaan dari log ini antara lain untuk memperkirakan kandungan lempung, menentukan lapisan permeabel, melakukan korelasi antar sumur, dan melakukan *depth matching* antara logging yang berurutan. Partikel radioaktif dapat ditemui pada formasi berukuran lempung sehingga nilai *gamma ray* tinggi diindikasikan sebagai *shale*, sedangkan nilai *gamma ray* rendah diindikasikan sebagai batupasir dan karbonat.

3.2.3 Log porositas

Log porositas yang terdiri dari log densitas (RHOB) dan log neutron (NPHI).

- Log Densitas, digunakan untuk mengukur berat jenis batuan dan membedakan minyak dari gas. Prinsip kerja log ini yaitu menembakkan sinar *gamma* yang dianggap sebagai partikel bergerak dengan kecepatan tinggi dimana banyak energi sinar *gamma* yang hilang menunjukkan densitas elektron di dalam formasi. Adapun densitas elektron ini merupakan indikasi dari densitas suatu formasi (Rider, 2002). Log densitas dapat menentukan porositas batuan dengan bantuan log neutron.
- Log Neutron, digunakan untuk menentukan nilai porositas efektif suatu batuan dan mengetahui kandungan hidrogen suatu formasi. Log ini bekerja dengan cara merekam jumlah neutron yang tertangkap detektor yang sebanding dengan jumlah atom hidrogen. Adapun porositas dari log ini berhubungan dengan indeks hidrogen batuan. Jika dalam batuan terdapat

banyak kandungan air maka porositas akan berkurang dengan nilai kurva log neutron yang tinggi, begitupun sebaliknya.

3.2.4 Log akustik

Log akustik terdiri dari *log sonic* yang merupakan pencatatan terhadap kedalaman waktu tempuh yang diperlukan oleh gelombang suara pada 1ft formasi, dan interval *transit time* (DT) waktu rambat bunyi di dalam batuan tergantung pada: jenis litologi, porositas batuan dan jenis fluida batuan (Rosyidan, 2015). Secara kualitatif *log* ini digunakan untuk mengevaluasi porositas yang ada pada pori- pori batuan. Menurut Shandika, (2016) kegunaan *log sonic* ini selain mengukur porositas batuan ialah mengukur volume batuan yang digunakan dalam analisis seismik, melengkapi data untuk *synthetic seismograms* dan mengidentifikasi ada tidaknya rekahan di dalam formasi.

3.3. Properti Petrofisika

Properti petrofisika termasuk salah satu parameter penting yang dapat digunakan dalam meninjau daerah potensial yang memungkinkan dapat dikembangkan serta memiliki prospek yang menguntungkan. Adapun beberapa properti petrofisika yang digunakan dalam penelitian ini diantaranya

3.3.1 Volume Shale

Volume *Shale* didefinisikan sebagai volume dari *shale* basah (yang mengandung air) per volume dari batuan reservoir. *Shale* basah merupakan rongga pori terisi air yang terikat pada *shale* (Kurniawan, 2005). Volume *shale* suatu reservoir dapat mewakili kualitas reservoir tersebut dimana nilai volume *shale* yang kecil akan menunjukkan reservoir yang lebih bersih sehingga mempermudah aliran fluida yang mengisi pori-pori, Kandungan *shale* pada lapisan batuan dapat diketahui menggunakan *log gamma ray* karena kurva *gamma ray* tidak dipengaruhi oleh jenis kandungan maupun kekompakan batuan, sehingga intensitas radioaktif yang diterima dapat menentukan besar kecilnya kandungan *shale* pada lapisan batuan selama lapisan batuan tidak mengandung mineral lain yang bersifat radioaktif selain *shale* atau *clay*.

Volume *shale* berhubungan dengan *gamma ray*, dimana semakin besar nilai *gamma ray* yang terkandung pada batuan mengindikasikan nilai volume *shale* yang besar. *Log Gamma Ray* memiliki beberapa respon empiris non linier yang sebaik respon linier. Respon non linier ini didasarkan pada area geografi dan umur formasi batuan, sehingga semua hubungan non linier diharapkan menghasilkan nilai volume *shale* yang lebih rendah daripada hasil dari persamaan linier. Oleh karena itu, terdapat beberapa perhitungan yang dapat digunakan untuk menghitung kandungan *shale* suatu batuan berdasarkan respon empirisnya, diantaranya yaitu

Linear

$$V_{Sh} = IGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots(1)$$

Clavier

$$V_{Sh} = 1,7\sqrt{3,38 - (IGR + 0,7)^2} \dots\dots\dots(2)$$

Stieber

$$V_{Sh} = \frac{IGR}{3 - 2 IGR} \dots\dots\dots(3)$$

Larionov Tertiery

$$V_{Sh} = 0,083 (2^{(3,7 IGR)} - 1) \dots\dots\dots(4)$$

Larionov Old Rocks

$$V_{Sh} = 0,33 (2^{(2 IGR)} - 1) \dots\dots\dots(5)$$

Perbedaan rumus yang digunakan ini bergantung pada kondisi maupun keadaan daerah penelitian. Untuk respon linier dimana volume *shale* = IGR, dapat digunakan persamaan (1). Jika daerah penelitian didominasi oleh batuan pada zaman tersier klastik, maka perhitungan volume *shale* yang digunakan yaitu persamaan (4), lalu apabila daerah penelitian didominasi oleh batuan tua dapat digunakan persamaan (5).

3.3.2 Porositas

Porositas adalah bagian dari volume total batuan yang berpori dan tidak terisi benda padat (Harsono, 1997). Perhitungan porositas dapat ditentukan berdasarkan log densitas dan *neutron* yang kemudian dapat diperoleh porositas total dan porositas efektif. Proses penentuan porositas ini dapat dilakukan dengan mengolah data LAS yang kemudian dapat divalidasi melalui data porositas yang didapat dari laboratorium.

Menurut Koesoemadinata (1980), porositas dapat dibedakan menjadi dua, yaitu porositas primer dan porositas sekunder. Adapun porositas primer merupakan porositas yang terjadi pada waktu pengendapan batuan yang mana besar kecilnya porositas tersebut sangat dipengaruhi oleh susunan butiran, bentuk atau kebulatan butiran, kompaksi dan sedimentasi, sedangkan porositas sekunder merupakan porositas yang terjadi karena adanya proses geologi setelah terjadinya pengendapan batuan dimana proses pembentukan porositas tersebut disebabkan karena adanya pelarutan, retakan dan rekahan.

Porositas dapat juga didefinisikan sebagai perbandingan volume ruang pori terhadap volume total batuan. Ruang pori disebut juga ruang pori total. Ruang pori total mencakup semua ruang yang tidak terisi oleh zat padat, baik ruang yang berhubungan maupun ruang yang tidak berhubungan, sedangkan ruang pori efektif merupakan ruang-ruang pori yang berhubungan satu sama lain (Koesoemadinata, 1980). Adapun perhitungan nilai porositas dirumuskan sebagai berikut :

$$\text{Porositas } (\emptyset) = \frac{(\text{volume pori-pori})}{(\text{volume total batuan})} \dots\dots\dots (6)$$

$$\text{Porositas eff } (\emptyset_{eff}) = \frac{(\text{volume pori - pori berhubungan})}{(\text{volume total batuan})} \times 100\% . (7)$$

Pada persamaan (6) menghasilkan nilai yang disebut porositas total batuan (*PHIT*) yang merupakan porositas kotor (tidak efektif) secara keseluruhan,

sedangkan pada persamaan (7) menghasilkan nilai porositas efektif (PHIE) dimana pori-pori yang ada terhubung dan mampu untuk mengalirkan fluida, namun untuk pori batuan yang tidak mampu mengalirkan fluida (*isolated*) tidak termasuk dalam porositas efektif (Asquith dan Krygowski, 2004).

Secara umum, porositas batuan akan berkurang seiring bertambahnya kedalaman batuan dikarenakan semakin dalam suatu batuan maka akan semakin kompak akibat dari adanya efek tekanan di atasnya. Nilai porositas juga akan memengaruhi kecepatan gelombang seismik, dimana semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, begitupun sebaliknya.

Menurut Koesoemadinata (1980), terdapat penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas dari suatu reservoir yang dapat dilihat pada **Tabel 1** di bawah.

Tabel 1. Skala penentuan kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1980)

Nilai Porositas (%)	Kualitas
0-5	Diabaikan
5-10	Buruk
10-15	Cukup
15-20	Baik
20-25	Sangat baik
>25	Istimewa

3.3.3 Permeabilitas (K)

Permeabilitas merupakan kemampuan batuan untuk meloloskan fluida, dimana fluida akan mengalir melalui suatu daerah batuan berpori di bawah gradien tekanan tertentu yang dinyatakan dalam *millidarcy* (mD) dimana 1 mD setara dengan $9,869233 \times 10^{-16} \text{ m}^2$.

Tabel 2. Klasifikasi nilai permeabilitas batuan (Rider, 1996)

Nilai Permeabilitas (mD)	Deskripsi Kualitatif
<10.5	Sangat Buruk
11 – 15	Buruk
15 – 50	Sedang
50 – 250	Baik
250 – 1000	Sangat Baik
>1000	<i>Excellent</i>

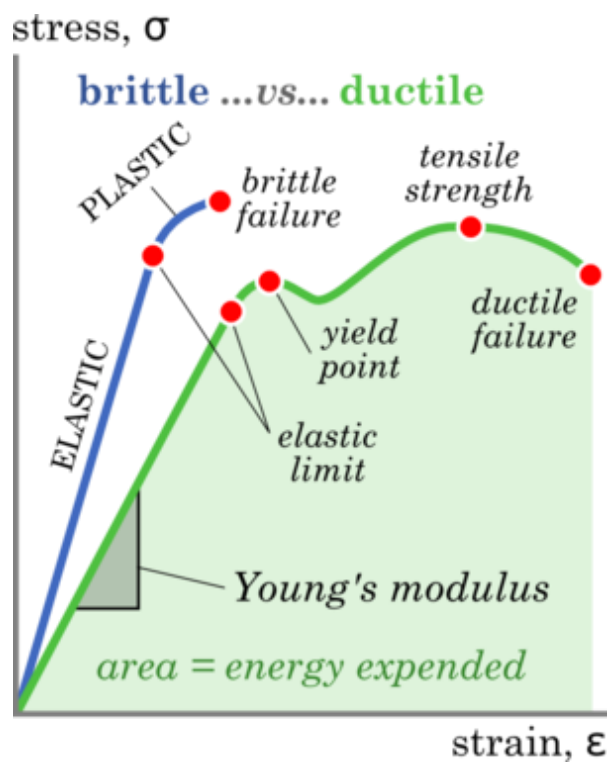
Permeabilitas berperan penting dalam melakukan karakterisasi dan deskripsi reservoir untuk pengelolaan reservoir. Permeabilitas sangat tergantung dengan ukuran butiran batuan. Sedimen butiran besar dengan pori-pori yang besar memiliki permeabilitas tinggi sedangkan batuan berbutir halus dengan pori-pori yang kecil memiliki permeabilitas rendah. Adapun ukuran produksi nilai permeabilitas tinggi berada pada nilai 1000 mD dan nilai permeabilitas rendah berada pada nilai 1,0 mD. Penentuan nilai permeabilitas dapat dilakukan dengan beberapa metode, salah satunya metode log dengan menggunakan beberapa data log seperti log GR, NPHI, RHOB dan log resistivitas (Koesoemadinata, 1980).

3.3.4 Indeks Kegetasan Batuan (*Brittleness Index*)

Indeks Kegetasan (BI) merupakan kemampuan suatu batuan untuk pecah ketika diberikan tekanan atau gaya. Dalam mengukur indeks kegetasan batuan, terdapat beberapa faktor yang perlu dipertimbangkan diantaranya komposisi mineral, tegangan internal dan parameter kekuatan batuan. Pada *shale*, BI digunakan untuk mengetahui kemampuan serpih untuk merekah (*fractability*) sehingga memudahkan dalam melakukan karakterisasi hidrokarbon. *Shale* biasanya terdiri dari beberapa macam mineral dengan sifat kegetasan yang berbeda-beda. Mineral seperti kuarsa dan kalsit biasanya dianggap sebagai mineral yang getas, berbeda dengan *clay* dan kerogen yang cenderung non-getas. Menurut Mogi (2007), tekanan pada transisi *brittle-ductile* dari batuan silikat jauh lebih tinggi

daripada batuan karbonat. Hal ini dikarenakan adanya perbedaan pengukuran gesekan batuan bukan bergantung pada jenis batuanya.

Batuan getas (*brittle*) biasanya dicirikan dengan nilai pemanjangan butiran yang rendah, adanya *fracture failure*, rasio kuat tekan yang tinggi terhadap kuat tariknya, terbentuk retakan pada formasi, persentase mineral *brittle* yang besar, serta nilai modulus young yang lebih tinggi dan nilai *poisson ratio* yang lebih rendah (Zhang, dkk. 2016). *Brittle Failure* terjadi ketika kemampuan batuan untuk menahan beban menurun seiring dengan meningkatnya deformasi batuan, sedangkan *ductile failure* terjadi ketika suatu material dapat mempertahankan deformasinya tanpa kehilangan kemampuan untuk menahan beban. Daktilitas (*ductility*) meningkat ketika adanya kenaikan tekanan dan suhu. Umumnya terjadi pada batuan lapuk. Transisi *brittle-ductile* terjadi pada saat temperatur rendah, beberapa material *ductile* akan menjadi *brittle* dalam suhu ruang. Menurut Karman (2021), material *brittle* dapat menjadi *ductile* karena adanya peningkatan tekanan pengeangannya. Adapun transisi *Brittle-Ductile* ini ditunjukkan pada **Gambar 5** berikut



Gambar 5. Kurva *Brittle-Ductile* (Matt, 2013).

Nilai BI dipengaruhi oleh beberapa parameter, diantaranya mineralogi, *Modulus Young* (E) dan *Poisson Ratio* (ν). Adapun dalam menentukan nilai *Modulus Young* (E) dan *Poisson Ratio* (ν) dapat diperoleh berdasarkan hasil uji geomekanika pada sampel batuan serpih (uji laboratorium), pendekatan nilai porositas dan volume serpih atau persamaan empiris dari para ahli. Perhitungan nilai *Poisson Ratio* (ν) menggunakan nilai volume *shale* berdasarkan metode Anderson dkk. (1973) dapat dilihat pada persamaan (8), sedangkan untuk perhitungan nilai modulus young (E) menggunakan nilai *poisson ratio* dan *modulus shear* (N) berdasarkan metode Crain (2015) yang ditunjukkan pada persamaan (10), dengan nilai *modulus shear* dapat menggunakan persamaan (9) berdasarkan metode Murphy (1991). Kemudian, kombinasi dari parameter *Modulus Young* (E) dan *Poisson Ratio* (ν) dapat digunakan untuk menghitung nilai *Brittleness Index Average* (BA) atau rata-ratanilai BI menggunakan metode Grieser & Bray (2007) seperti ditunjukkan pada persamaan 11 sampai persamaan 13

$$\nu = 0,125 (V_{sh}) + 0,27 \dots\dots\dots(8)$$

$$N = 42,65 ((1 - 3,48(PHIE) + (2,19(PHIE^2))) \dots\dots\dots(9)$$

$$E = 2 N (1 + \nu) \dots\dots\dots(10)$$

$$E_{brittleness} = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \dots\dots\dots(11)$$

$$\nu_{brittleness} = \frac{\nu - \nu_{max}}{\nu_{min} - \nu_{max}} \dots\dots\dots(12)$$

$$BA = \frac{E_{brittleness} - \nu_{brittleness}}{2} \dots\dots\dots(13)$$

Dengan,

- ν : *Poisson Ratio*
- V_{sh} : Volume serpih (v/v)
- N : *Modulus Shear*
- PHIE : Porositas efektif (v/v)
- E : *Modulus Young*
- $E_{brittleness}$: *Modulus Young brittleness*

E_{\max}	: <i>Modulus Young</i> maksimal pada log
E_{\min}	: <i>Modulus Young</i> minimal pada log
$\nu_{\text{brittleness}}$: <i>Poisson Ratio brittleness</i>
ν_{\max}	: <i>Poisson Ratio</i> maksimal pada log
ν_{\min}	: <i>Poisson Ratio</i> minimal pada log
BA	: <i>Brittleness index average</i>

Apabila nilai *Brittleness index average* (BA) telah diperoleh, selanjutnya dilakukan klasifikasi *Brittle-Ductile* berdasarkan tabel nilai BI (Perez & Marfurt, 2013) seperti pada **Tabel 3** di bawah

Tabel 3. Klasifikasi *brittle-ductile* nilai BI (Perez & Marfurt, 2013)

<i>Brittleness Index</i>	<i>Klasifikasi Brittle-Ductile</i>
> 0,48	<i>Brittle</i>
0,32 – 0,48	<i>Less Brittle</i>
0,16 – 0,32	<i>Less Ductile</i>
< 0,16	<i>Ductile</i>

3.4 Parameter Non-Konvensional

Secara ekonomis, penentuan reservoir yang bersifat non-konvensional dikaitkan berdasarkan indeks EROEI (*energy return on energy investment*), khususnya pada negara-negara yang memiliki reservoir berpermeabilitas rendah seperti *shale*, batubara dan karbonat. Baker (1981) menjelaskan definisi reservoir non-konvensional yang ditinjau dari segi ekonomi dimana hidrokarbon non-konvensional terletak pada reservoir dengan pengembangan yang berbeda dari praktik konvensional pada umumnya. Adapun dalam menentukan hidrokarbon non-konvensional ini mempertimbangkan beberapa parameter, diantaranya permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas seperti yang tertera pada **Tabel 4** di bawah

Tabel 4. Definisi Fluida Minyak Bumi Non-Konvensional (Hafez, 2015)

<i>Parameter</i>	<i>Gas</i>	<i>Minyak</i>
Permeabilitas (mD)	<0,1	<1
Mobilitas (mD/cP)	<10	<1
Transmisibilitas (mDm/cP)	<100	<10

3.4.1 Mobilitas (λ_f)

Mobilitas merupakan ukuran yang menunjukkan kemudahan fluida untuk mengalir melalui media berpori dengan gradien tekanan tertentu dan dipengaruhi oleh saturasi fluida yang bersangkutan. Mobilitas didefinisikan juga sebagai perbandingan antara permeabilitas efektif suatu fluida dengan viskositas dari fluida tersebut yang dinyatakan pada persamaan 14 berikut (dalam hal ini satuan viskositas adalah cP dimana 1 cP setara dengan 10^{-3} Pa.s atau 10^{-3} kg/m.s)

$$\lambda_f = \frac{K_f}{\mu_f} \dots\dots\dots(14)$$

Dimana

λ_f : Mobilitas (mD/cP)

K_f : Permeabilitas (mD, dimana 1 mD = $9,869233 \times 10^{-16}$ m²)

μ_f : Viskositas (cP, dimana 1 cP = 10^{-3} kg/m.s)

3.4.2 Transmisibilitas (Tf)

Transmisibilitas merupakan ukuran konduktivitas suatu formasi yang dikoreksi melalui viskositas (kekentalan atau ketebalan) fluida yang mengalir. Transmisibilitas berkaitan dengan storativitas yang menunjukkan jumlah fluida yang akan dilepaskan dari media berpori ketika terjadi penurunan tekanan reservoir satu satuan. Nilai permeabilitas batuan yang tinggi seiring dengan ketebalan formasi yang besar serta viskositas fluida yang relatif rendah menyebabkan adanya aliran volumetrik yang besar dalam media berpori, sebaliknya permeabilitas reservoir yang rendah dan fluida yang tebal akan mengurangi transmisibilitas batuan sehingga sulit diproduksi. Adapun perhitungan transmisibilitas dinyatakan pada persamaan berikut

.....(15)

$$T_f = \frac{K_f \times \text{net}}{\mu_f}$$

Dimana

T_f : Transmisibilitas (mDm/cP)

K_f : Permeabilitas (mD, dimana 1 mD = $9,869233 \times 10^{-16} \text{ m}^2$)

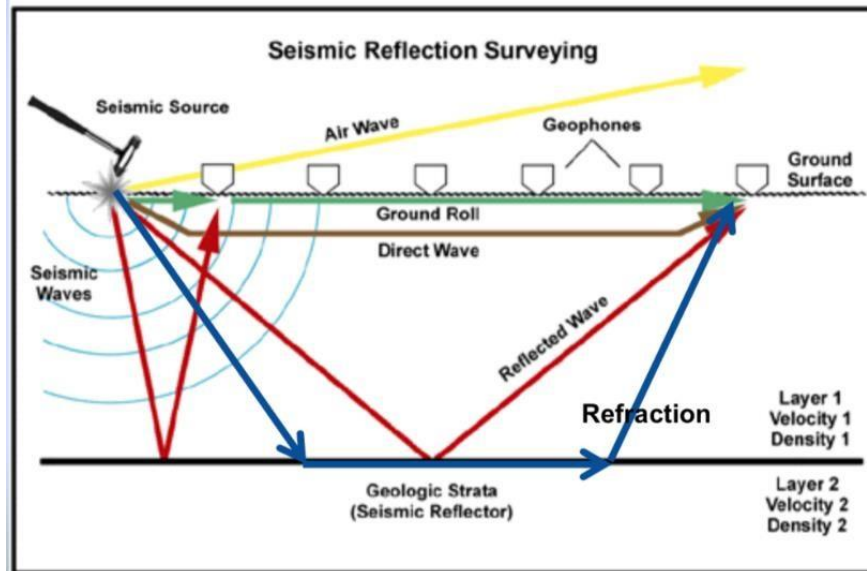
net : Ketebalan *net-pay* (*thickness*) (m)

μ_f : Viskositas (cP, dimana 1 cP = 10^{-3} kg/m.s)

3.5 Metode Seismik

Metode Seismik ialah metode yang dipakai untuk memperoleh informasi-informasi mengenai struktur lapisan di bawah permukaan tanah. Terdapat dua macam metode seismik, diantaranya seismik refraksi dan seismik refleksi. Perbedaan dari kedua macam metode ini yaitu seismik refraksi digunakan untuk mengetahui kedalaman lapisan bawah permukaan yang relatif dangkal sedangkan seismik refleksi digunakan untuk mengetahui kedalaman lapisan bawah permukaan yang cukup dalam. Pada minyak dan gas bumi, banyak dipakai metode seismik refleksi karena dinilai potensial dan memiliki rasio kesuksesan yang besar dalam menentukan titik pemboran.

Metode seismik refleksi memanfaatkan sumber seismik buatan dengan prinsip yaitu memasang *geophone* yang berfungsi sebagai penerima getaran pada lokasi yang diteliti. Adapun sumber getaran dapat ditimbulkan dari adanya ledakan dinamit atau suatu pemberat yang dijatuhkan ke tanah (*weight drop*). Gelombang yang dihasilkan menyebar ke segala arah dan mengalami pemantulan maupun pembiasan oleh lapisan tanah akibat perbedaan kecepatan ketika melalui perlapisan medium yang berbeda (Telford dkk., 1976), kemudian diteruskan oleh *geophone* yang terpasang di permukaan, seperti pada **Gambar 6** di bawah ini



Gambar 6. Sketsa survei seismik

Gerakan partikel direkam sebagai fungsi waktu pada jarak tertentu di permukaan. Dari data yang terekam oleh *receiver* dapat memberikan informasi litologi, amplitudo refleksi, dan variasi fasa. Setiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise* (Russel, 1996).

$$S(t) = w(t) \times r(t) + n(t) \dots\dots\dots(16)$$

Dimana

$S(t)$: *Trace seismic*

$w(t)$: *Wavelet seismic*

$r(t)$: Reflektivitas bumi

$n(t)$: *Noise*

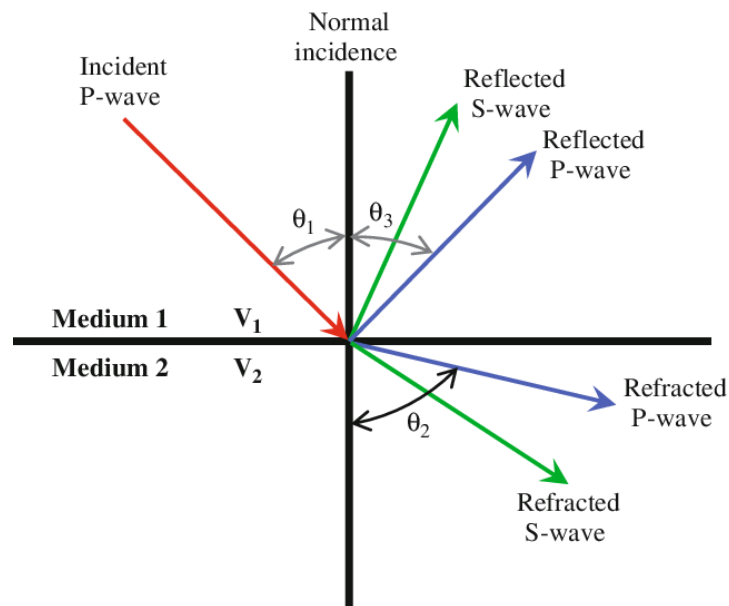
3.6 Mekanisme penjalaran gelombang seismik

Terdapat mekanisme penjalaran gelombang seismik yang terbagi menjadi beberapa prinsip atau hukum-hukum gelombang yang digunakan dalam eksplorasi seismik, diantaranya yaitu sebagai berikut

3.6.1 Hukum Snellius

Penjalaran gelombang seismik menurut Hukum *Snellius* menyatakan bahwa sudut pantul dan sudut bias termasuk fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang, dimana gelombang P yang datang akan mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda sehingga menimbulkan gelombang refraksi dan refleksi (Hutabarat, 2009).

Perambatan gelombang seismik dari satu medium ke medium lain yang mempunyai sifat fisik yang berbeda seperti kecepatan dan densitas akan mengalami perubahan arah ketika melewati bidang batas antar medium. Gelombang akan dipantulkan apabila sudut datang lebih besar dari sudut kritisnya. Sudut kritis merupakan sudut datang yang menyebabkan gelombang dibiaskan 90° .



Gambar 7. Pemantulan dan pembiasan gelombang

Adapun perumusan matematis hukum *Snellius*, yaitu:

$$\frac{\sin\theta_1}{\sin\theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_1}{n_2} \dots\dots\dots(17)$$

Dimana,

θ_1 : Sudut datang

θ_2 : Sudut bias

v_1 : Kecepatan cahaya sinar datang

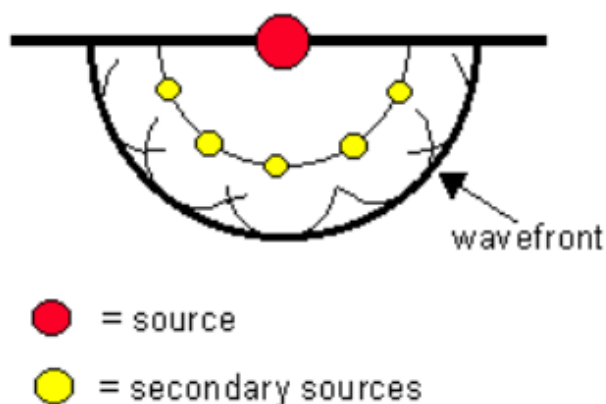
v_2 : Kecepatan cahaya sinar bias

n_1 : Indeks bias medium yang dilalui sinar datang

n_2 : Indeks bias medium yang dilalui sinar bias

3.6.2 Prinsip Huygens

Penjalaran gelombang seismik menurut Prinsip *Huygens* menyatakan bahwa setiap titik pada muka gelombang akan menjadi sumber untuk terbentuknya deretan gelombang baru. Setiap muka gelombang dapat memproduksi *wavelet* atau gelombang baru dengan panjang gelombang yang sama dengan panjang gelombang sebelumnya. Adapun jumlah energi total dari deretan gelombang baru sama dengan energi utama, seperti digambarkan pada **Gambar 8** di bawah

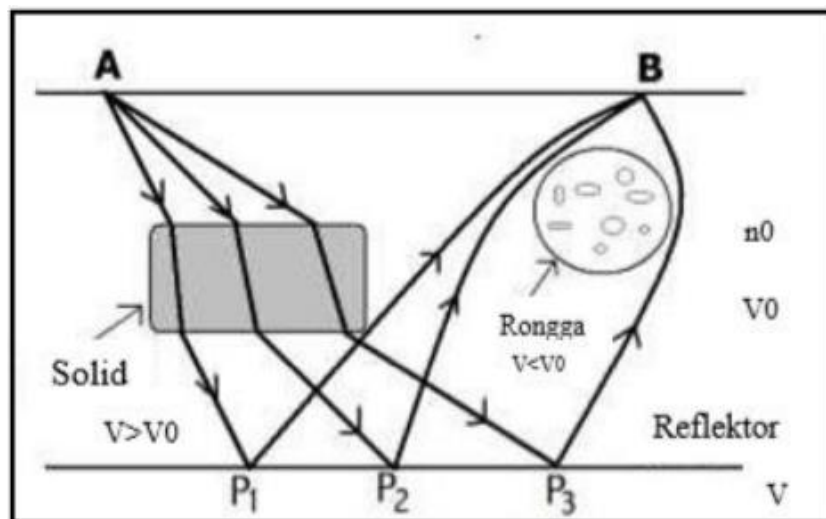


Gambar 8. Ilustrasi *Huygens* (Simon, 1999).

3.6.3 Prinsip Fermat

Prinsip Fermat merupakan konsekuensi *extremum principle of wave mechanics* dari teori gelombang yang kemudian dipresentasikan oleh Christian Huygens (1690) dengan menambahkan parameter panjang gelombang pada hukum Snellius. Prinsip Fermat didefinisikan sebagai prinsip kekekalan gaya dengan sinar cahaya sebagai gaya yang memicu kecepatan massa pada jarak tempuhnya dimana cahaya yang merambat dari satu titik ke titik lain akan melewati lintasan yang menghasilkan waktu tempuh paling kecil atau bernilai minimum. Dengan diketahuinya lintasan dengan waktu tempuh minimum maka dapat dilakukan penelusuran jejak sinar yang telah merambat di dalam medium. Penelusuran

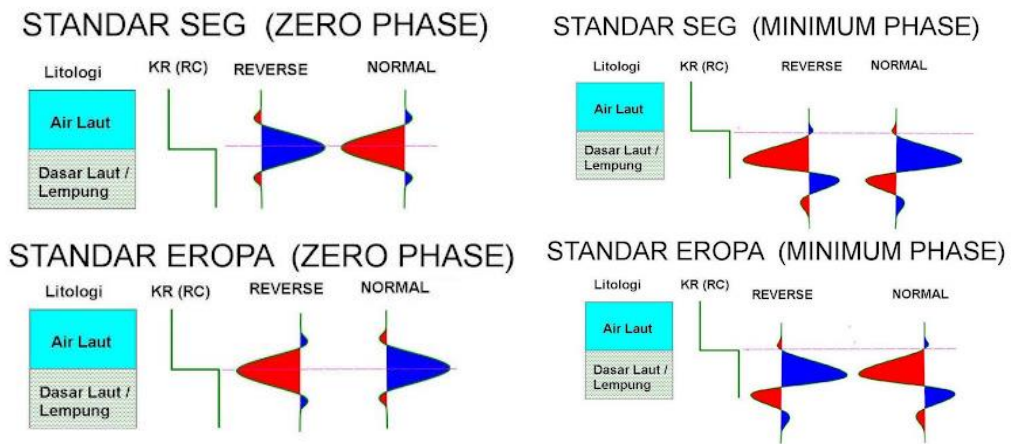
jejak sinar seismik ini membantu dalam menentukan posisi reflektor di bawah permukaan. Adapun prinsip ini ditunjukkan pada **Gambar 9**.



Gambar 9. Prinsip Fermat penjalaran gelombang (Shearer, 2009).

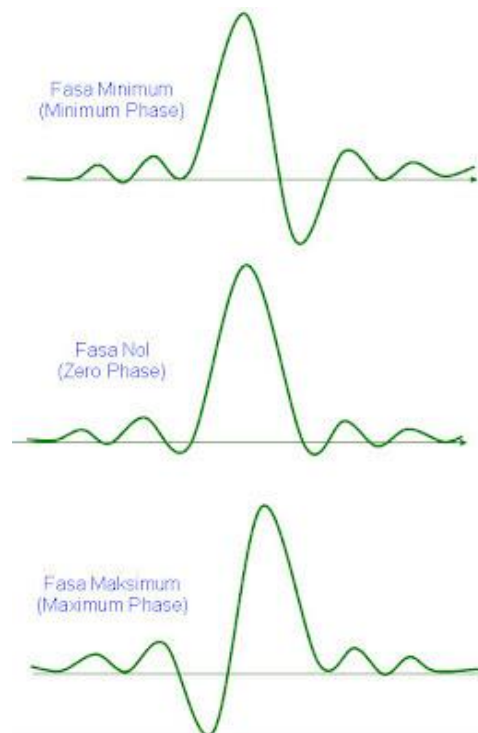
3.7 Polaritas dan Fasa

Polaritas merupakan penggambaran koefisien refleksi sebagai bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Polaritas dapat ditentukan dari keterangan pada penampang seismik, perhitungan jenis polaritas untuk batas impedansi akustik yang pasti dan perbandingan data seismik dengan data sumur pada saat pengikatan data seismik dan juga sumur. Penentuan jenis polaritas berfungsi dalam proses *well seismic tie* dan *picking horizon* dengan menghubungkan nilai AI, dimana jika Z_2 (AI lapisan di atasnya) $>$ Z_1 (AI lapisan bawah) akan didapatkan bentuk puncak (*peak*) sedangkan jika Z_2 (AI lapisan di atasnya) $<$ Z_1 (AI lapisan bawah) akan didapatkan bentuk palung (*trough*). Ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam menyebabkan perlu dilakukannya pendekatan bentuk polaritas berbeda berdasarkan standar SEG (*Society of Exploration Geophysicist*) dan standar eropa yang terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*), dimana untuk sebuah *wavelet* fasa nol (*zero phase*) energi yang berhubungan dengan batas AI terkonsentrasi pada *onset* di muka gelombang tersebut yang ditunjukkan pada **Gambar 10** sebelah kiri dan untuk *wavelet* fasa minimum batas AI akan terdapat pada *peak* atau *trough* bagian tengah gelombang yang ditunjukkan pada **Gambar 10** sebelah kanan di bawah



Gambar 10. Polaritas normal dan terbalik untuk *wavelet* fasa nol dan minimum (Sukmono, 2000).

Pada spektrum amplitudo yang sama, sinyal fasa akan selalu lebih pendek dan beramplitudo lebih besar dari fasa minimum, sehingga sinyal *noisenya* juga akan lebih besar. Fasa minimum dapat dicirikan jika sebagian besar energi amplitudo *wavelet* berada di awal sedangkan fasa nol dicirikan jika sebagian besar energi amplitudo *wavelet* berada simetris di tengah dan fasa maksimum dicirikan jika sebagian besar energi amplitudo *wavelet* berada di akhir, seperti ditunjukkan pada **Gambar 11** di bawah



Gambar 11. Fasa minimum, nol dan maksimum

3.8 Wavelet

Wavelet merupakan gelombang harmonik yang memiliki interval amplitudo, frekuensi dan fasa tertentu (Sismanto, 2006) atau dapat diartikan sebagai gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone*. Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 jenis, diantaranya

- *Zero Phase Wavelet*

Wavelet berfasa nol (*zero phase wavelet*) atau disebut juga *wavelet* simetris memiliki konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol sehingga *wavelet* ini memiliki resolusi dan *standout* yang maksimum. Jenis *wavelet* ini dinilai lebih baik dari semua jenis *wavelet* yang memiliki *spectrum* amplitudo yang sama.

- *Minimum Phase Wavelet*

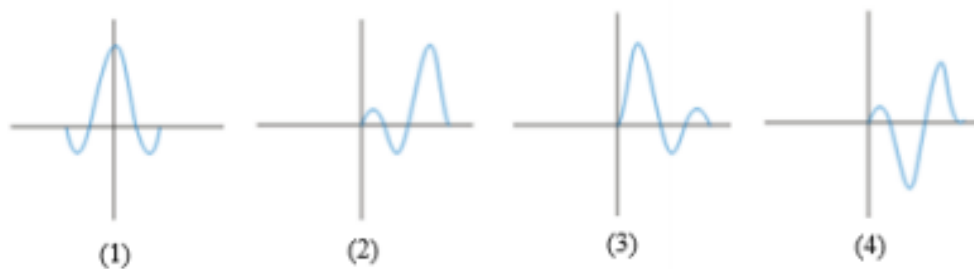
Wavelet berfasa minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan. *Wavelet* ini memiliki perubahan atau pergeseran fasa terkecil pada tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet* fasa minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya.

- *Maximum Phase Wavelet*

Wavelet berfasa maksimum (*maximum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat secara maksimal di bagian akhir dari *wavelet* tersebut. *Wavelet* ini merupakan kebalikan dari *wavelet* berfasa minimum.

- *Mixed Phase Wavelet*

Wavelet berfasa campuran (*mixed phase wavelet*) merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.



Gambar 12. Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya (1) *Zero phase wavelet*, (2) *Maximum phase wavelet*, (3) *Minimum phase wavelet*, (4) *Mixed phase wavelet* (Suprajitno, 2000).

Terdapat beberapa jenis model *wavelet* yang biasa dipakai dalam proses pembuatan seismogram sintetik yaitu *wavelet ricker* dan *wavelet bandpass*. *Wavelet ricker* merupakan jenis *wavelet* dengan fasa nol dan menggunakan frekuensi dominan yang dilihat dari spektrum amplitudo hasil ekstraksi *wavelet* dan kemudian dilepaskan ke bumi pada penampang seismik, sedangkan *wavelet bandpass* merupakan jenis *wavelet* dengan menggunakan parameter-parameter seperti F1 (*low cut frequency*), F2 (*low pass frequency*), F3 (*high pass frequency*), dan F4 (*high cut frequency*) (Suprajitno, 2000).

Dalam domain frekuensi, ekstraksi *wavelet* untuk menentukan spektrum amplitudo dan fasa dapat dilakukan dengan dua cara, diantaranya

- Ekstraksi *wavelet* secara statistic
 Pada ekstraksi ini memperoleh *wavelet* hanya dari data seismik dengan memasukkan posisi serta *window* waktu target yang akan diekstrak. Untuk memperoleh korelasi yang lebih baik, dilakukan *shifting* pada *event-event* utama. Dapat juga dilakukan *stretch* dan *squeeze* namun akan mengubah data log. Namun, metode ini tidak begitu baik untuk menentukan spektrum fasa sehingga harus ditambahkan sebagai sebuah parameter terpisah.
- Ekstraksi *wavelet* secara deterministic
 Pada ekstraksi ini memperoleh *wavelet* dengan menggunakan data seismik sekaligus kontrol data sumur sehingga memberikan *wavelet* dengan fasa yang tepat. Ekstraksi *wavelet* dengan cara ini memberikan *wavelet* yang akan mendekati *wavelet* sebenarnya dari data seismik. Namun, ekstraksi ini hanya akan memberikan hasil yang maksimal apabila data log sumur sudah terikat dengan baik dengan data seismik melalui proses *well seismic tie*. Selain itu juga dipengaruhi oleh adanya konversi *depth-to-time*.

Pada proses pengikatan seismik dengan sumur (*well seismic tie*), *wavelet* model digunakan apabila memiliki nilai koefisien korelasi yang lebih baik dari pada metode *wavelet* ekstraksi.

3.9 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (*Acoustic Impedance*) atau AI didefinisikan sebagai sifat batuan yang dipengaruhi oleh porositas, jenis litologi, kedalaman, tekanan, temperatur dan kandungan fluida sehingga dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, hidrokarbon sampai kuantifikasi karakter reservoir. Secara teoritis, AI diartikan sebagai kemampuan suatu batuan dalam melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, AI merupakan perkalian antara kecepatan gelombang kompresi atau gelombang primer dengan densitas batuan, yang dirumuskan pada persamaan di bawah. Semakin keras suatu batuan maka impedansi akustik yang dihasilkan akan semakin besar juga. Contohnya yaitu batupasir yang sangat kompak memiliki nilai AI yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu lempung.

$$AI = \rho v \dots\dots\dots(18)$$

dimana AI adalah harga impedansi akustik, ρ adalah densitas (gr/cc) dan v adalah kecepatan (m/s).

Pantulan gelombang seismik terjadi disebabkan oleh perubahan impedansi akustik lapisan. Nilai kontras impedansi akustik dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudo refleksi maka semakin besar pula kontras impedansi akustik. Impedansi akustik sebagai hasil inversi akan melihat objek bawah permukaan sebagai lapisannya itu sendiri.

3.10 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi disebut juga sebagai reflektivitas yang dapat dianggap sebagai sebuah respon dari *wavelet* seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik dimana semakin besar kontras impedansi akustik, semakin kuat refleksi yang dihasilkan maka semakin besar amplitudo (Sukmono, 2000). Koefisien refleksi jika dikonvolusikan dengan *wavelet* akan menghasilkan *trace* seismik.

Saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul, maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut

$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \dots\dots\dots (19)$$

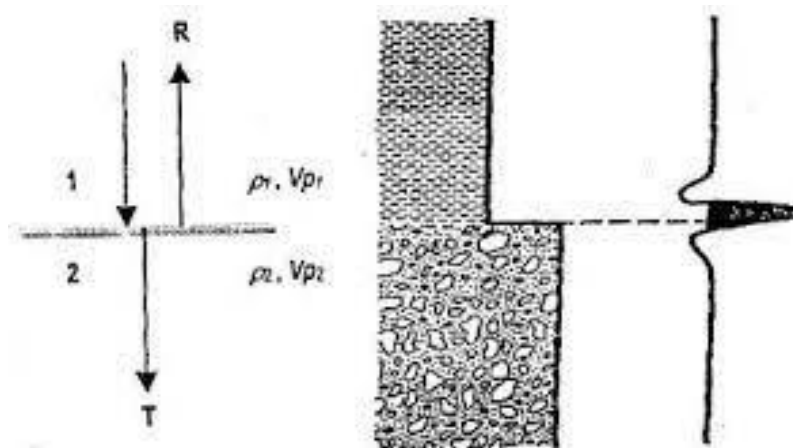
Dimana,

KR = Koefisien refleksi

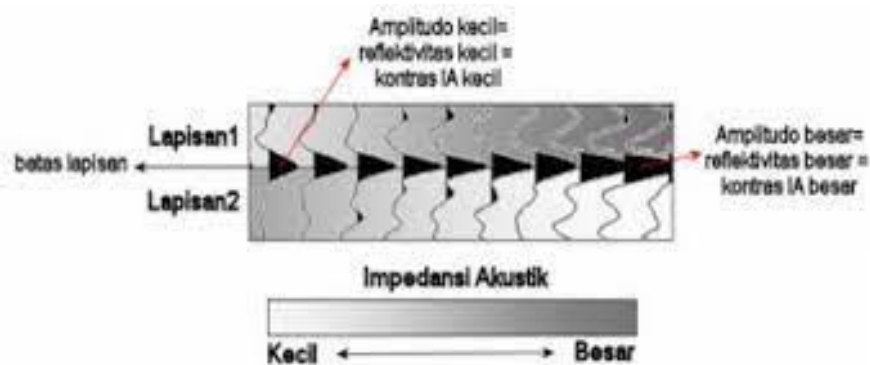
AI_1 = Impedansi akustik lapisan atas

AI_2 = Impedansi akustik lapisan bawah

Selain bergantung pada nilai impedansi akustik, besar kecil nilai koefisien refleksi juga bergantung pada sudut datangnya gelombang atau jarak antara sumber dengan penerima. Pada seismik refleksi, biasanya koefisien refleksi ditampilkan dengan jarak antara sumber dengan penerima sama dengan nol (*zero offset*).



Gambar 13. Koefisien refleksi sudut datang nol menggunakan *wavelet zero phase* (Sukmono, 2000)



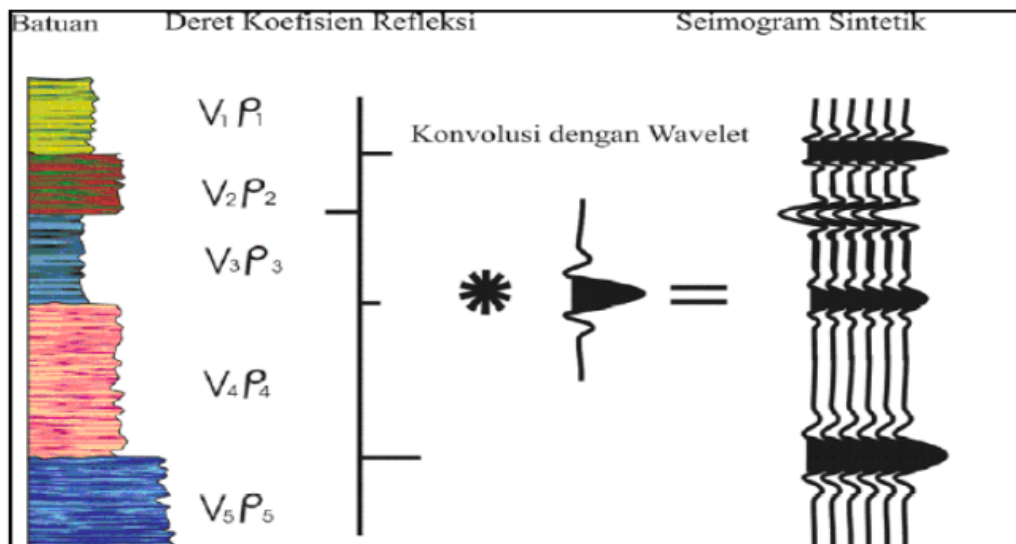
Gambar 14. Hubungan koefisien refleksi dan amplitudo dan hubungan nilai Impedansi Akustik terhadap amplitudo (Sukmono, 1999)

3.11 Konvolusi

Secara umum, konvolusi diartikan sebagai cara dalam mengkombinasikan dua buah deret angka yang dapat menghasilkan deret angka ketiga. Dalam seismik, deret-deret angka itu disebut *wavelet* sumber gelombang, reflektivitas bumi dan rekaman seismik. Konvolusi dapat didefinisikan sebagai perubahan bentuk sinyal karena dilewati oleh suatu *filter* (Anonim, 2022). Konvolusi juga merupakan suatu operasi matematika dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise*.

3.12 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas dimana data kecepatan dan densitas ini menghasilkan koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan seismogram sintetik. Pada umumnya seismogram sintetik dibuat menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang yang mana frekuensi yang dipakai telah dipilih dari zona target (misal daerah reservoir) sehingga sering menyebabkan adanya *miss tie* pada daerah di luar zona target tersebut. Adapun proses terbentuknya seismogram sintetik dapat dilihat pada **Gambar 15** di bawah



Gambar 15. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi koefisien refleksi dengan *wavelet* (Sukmono, 2002).

Seismogram sintetik berperan dalam mengidentifikasi horizon seismik sesuai dengan geologi bawah permukaan yang diketahui dalam suatu sumur

hidrokarbon dan mendiagnosa karakter refleksi dari lapisan-lapisan bawah permukaan tanah. Identifikasi dasar atau permukaan lapisan formasi pada penampang seismik ini memungkinkan untuk ditelusuri kemenerusannya pada arah lateral dengan memanfaatkan data seismik (Munadi dan Pasaribu, 1984). Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara formasi sumur (umur, kedalaman, dan sifat fisis lainnya) terhadap penampang seismik untuk memperoleh informasi yang lebih lengkap (Sismanto, 1996). Seismogram sintetik digunakan dalam pengikatan data sumur dengan data seismik dimana umumnya data sumur berada pada domain kedalaman (*depth*) sedangkan data seismik berada pada domain waktu (TWT) sehingga perlu dilakukan konversi data sumur kedalam domain waktu dengan membuat seismogram sintetiknya.

3.13 *Well to Seismic Tie*

Well Seismic Tie merupakan proses pengikatan data sumur (*well*) terhadap data seismik untuk menyamakan domain sumur yang berupa kedalaman (meter) dengan data seismik yang berupa waktu (ms) yang nantinya berguna untuk mengetahui posisi atau letak dari marker geologi yang berada pada sumur di data seismik. Adapun data yang diperlukan dalam proses *well seismic tie* diantaranya yaitu data seismik, data sumur berupa log densitas (RHOB), log sonic (DT), dan log checkshot. (Ellis dan Singer, 2006).

Pengikatan data sumur terhadap data seismik (*well to seismic tie*) berguna untuk mengetahui kedalaman aktual zona target reservoir pada data seismik. Pengikatan data sumur dilakukan dengan menyamakan pola seismogram sintetik dengan *trace* data seismik melalui proses *shifting*, *stretching* dan *squeezing*. Proses *shifting* dilakukan dengan menggeser posisi waktu, proses *stretching* dan *squeezing* dilakukan dengan menarik dan menghimpit waktu pada seismogram sintetik agar sesuai dengan *trace* data seismik. Salah satu indikator keberhasilan proses pengikatan data sumur atau *well to seismic tie* yaitu tingginya nilai korelasi pengikatan.

3.14 *Picking Horizon*

Picking horizon dilakukan untuk menentukan garis reflektor secara horizontal yang memberikan nilai-nilai waktu datang gelombang pada setiap *shot point* lintasan seismik. Dengan melakukan *picking horizon* dapat ditentukan lapisan zona target sampai pembuatan model geologi. Sebelum melakukan *picking horizon* terdapat beberapa hal yang perlu diperhatikan diantaranya yaitu informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan, arah penyebaran dari lapisan target penelitian, struktur patahan, lipatan dan lain-lain (Rismawati, 2019).

Dalam melakukan *picking horizon*, diperlukan *well to seismic tie* untuk mengikat *horizon* seismik dengan data sumur sehingga *horizon* seismik dapat diletakkan pada *horizon* yang sebenarnya. Oleh karena itu, proses *well to seismic tie* sangat penting karena berpengaruh dalam menentukan *horizon* mana yang akan dilakukan *picking* dan mewakili zona target penelitian. *Picking horizon* pada data seismik dapat dilakukan di bagian atas pada *wavelet minimum phase* dimana refleksi terbentuk hanya pada batas impedansi akustik namun perlu dihindari untuk melakukan *picking* di bawah sebuah *strong peak* baik yang berasal dari koefisien refleksi negatif atau koefisien refleksi positif. Jika dilakukan *picking* pada *wavelet zero phase* atau amplitudo refleksi maksimum, baik berupa *peak* atau *trough*, refleksi seharusnya simetris di sekitar batas impedansi akustik (Badley, 1987).

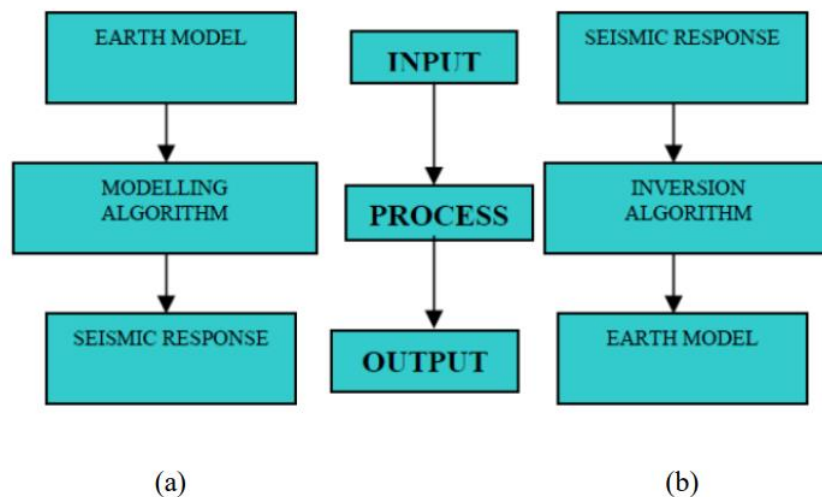
3.15 *Time Structure Map*

Peta Struktur Waktu (*Time Structure Map*) merupakan peta berdomain waktu (*time*) dari suatu lapisan atau formasi bawah permukaan. Pembuatan peta struktur waktu (*time structure map*) lapisan reservoir geologi bawah permukaan merupakan cerminan model konfigurasi lapisan pada *horizon* yang dilakukan analisis. Proses ini dilakukan setelah *picking horizon* dan kesinambungan dari masing-masing seismik telah tervalidasi. Hasil dari interpretasi *horizon* kemudian dilakukan *gridding* dengan metode tertentu sehingga membentuk peta *horizon* bawah permukaan. Peta *horizon* ini kemudian dilakukan *grid* ulang

dengan menambahkan model patahan sehingga terbentuk peta struktur geologi bawah permukaan dengan domain waktu (Murthado, 2019).

3.16 Inversi Seismik

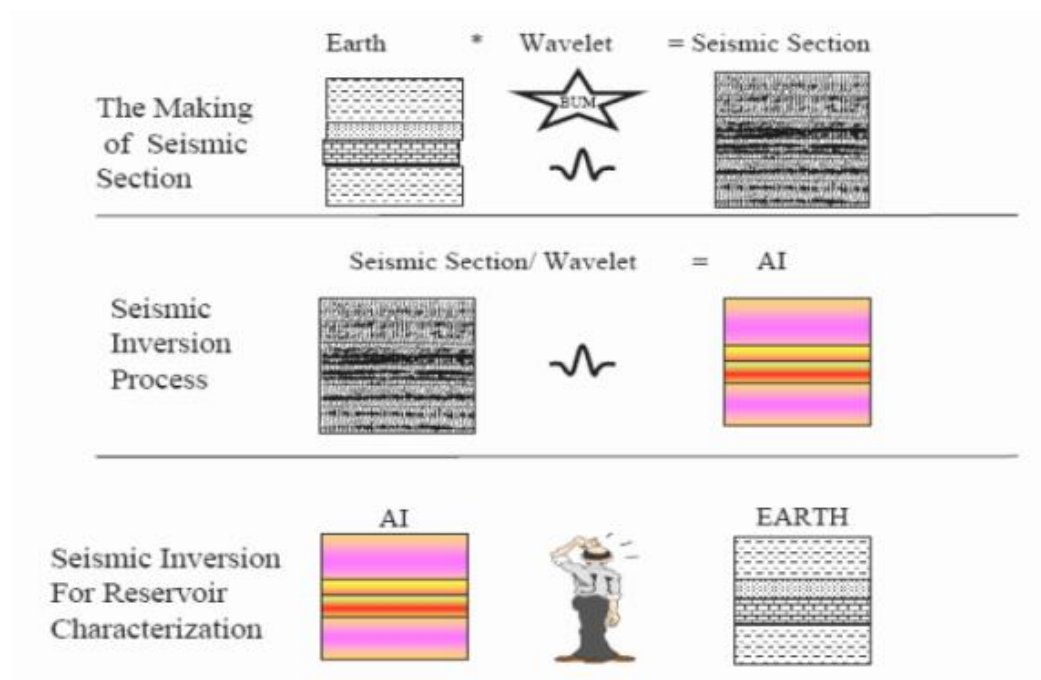
Seismik inversi merupakan suatu metode untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data *input* dan data sumur sebagai data kontrol (Sukmono, 2002). Metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan kedepan (*forward modelling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. Perbandingan antara teknik pemodelan kedepan dan inversi dapat dilihat pada **Gambar 16** di bawah



Gambar 16. (a) teknik pemodelan kedepan,(b) teknik inversi (Sukmono, 1999).

Berdasarkan proses *stack* data seismik, metode seismik inversi terbagi menjadi dua diantaranya inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *pre-stack* terdiri dari inversi waktu tempuh (tomografi) dan inversi amplitudo (AVO / *Amplitude Versus Offset*) dimana inversi waktu tempuh merupakan inversi yang menentukan struktur bumi berdasarkan waktu tempuh gelombang sedangkan AVO merupakan inversi yang menentukan parameter elastisitas dari variasi amplitudo berdasarkan jarak. Inversi *post-stack* terdiri dari inversi amplitudo dan inversi medan gelombang dimana inversi amplitudo terbagi atas *band limited*, *model based* dan *sparse spike*.

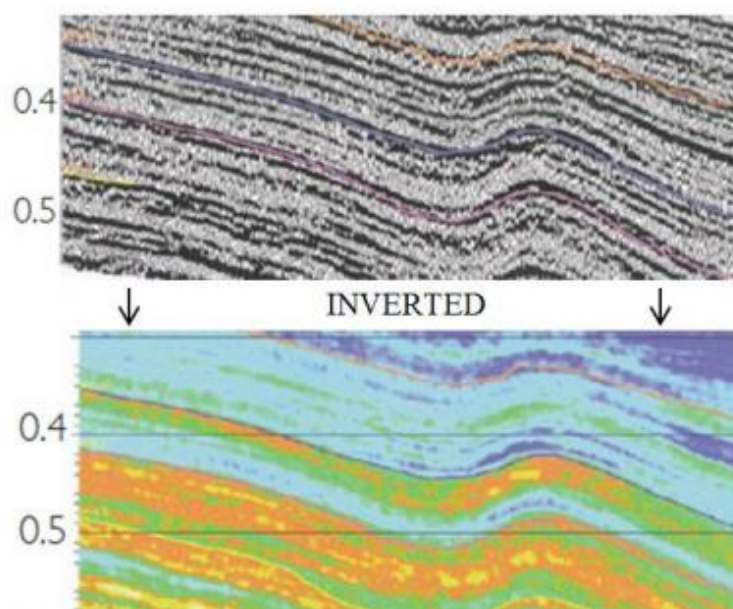
Dengan menggunakan metode inversi seismik, penampang seismik dikonversi kedalam bentuk impedansi akustik (AI) yang merepresentasikan sifat fisis batuan sehingga memudahkan dalam interpretasi menjadi parameter-parameter petrofisika diantaranya menentukan ketebalan, porositas dan penyebarannya. Selain itu juga metode ini dapat mengubah kandungan informasi data seismik dari informasi yang berkaitan dengan bidang batas antar lapisan menjadi informasi yang berkaitan dengan lapisannya. Kandungan informasi yang berkaitan dengan lapisan ini yakni impedansi akustik (AI) yang dapat dihubungkan dengan porositas batuan, dimana AI merupakan perkalian antara densitas dengan kecepatan, maka secara logika semakin besar AI, semakin rendah porositasnya. Hasil AI juga dapat digunakan sebagai interpretasi pola penyebaran litologi dengan penggabungan parameter AI, densitas dan P-Wave termasuk dalam penyebaran distribusi *sandstone* pada area inversi (Ramdhani, 2017). Adapun konsep dasar inversi seismik yang berkaitan dengan AI dapat dilihat pada **Gambar 17** di bawah



Gambar 17. Konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2000).

Pada penelitian ini akan dibahas inversi *post-stack* yang berhubungan dengan inversi amplitudo dan inversi *model-based*. Prinsip inversi *model-based* yaitu

membuat model geologi dan membandingkannya dengan data seismik asli (Russel, 1999). Metode inversi *model-based* dapat mengembalikan frekuensi rendah dan tinggi yang hilang dengan mengkorelasikan data seismik dengan respon seismik dari model geologi. Namun permasalahan potensial menggunakan metode ini adalah sifat sensitivitas terhadap bentuk *wavelet* dan sifat ketidakunikan (*non-uniqueness*) untuk *wavelet* tertentu. Ilustrasi inversi seismik ditunjukkan pada **Gambar 18** berikut



Gambar 18. Ilustrasi inversi AI dari refleksi seismik menjadi model hasil inversi AI (Simm dan Bacon, 2014).

3.17 Penyebaran Properti Petrofisika Batuan

Dalam melakukan perhitungan cadangan minyak diperlukan sebuah peta sebaran properti petrofisika yang didapat dengan memanfaatkan data seismik sebagai panduan dalam menggunakan korelasi dan perhitungan untuk mendapatkan pola sebaran peta diantaranya peta struktur waktu, peta impedansi akustik dan peta indeks kegetasan (*Brittleness Index*).

- Peta Struktur Waktu (*Time Structure Map*)

Peta Struktur Waktu (*Time Structure Map*) merupakan peta yang menunjukkan letak zona tinggian dan rendahan serta geometri struktur bawah permukaan daerah penelitian. Adapun peta struktur waktu dibuat berdasarkan hasil picking horizon dari masing-masing *top* dan *base horizon*.

- Peta Impedansi Akustik

Dalam mendefinisikan *body shale* yang diduga reservoir hidrokarbon non-konvensional, diperlukan peta Impedansi Akustik yang merupakan peta yang menggambarkan persebaran nilai Impedansi Akustik yang didapat dengan melakukan ekstraksi volume AI hasil inversi dengan batas atas dan batas bawah dari setiap horizon. Peta sebaran impedansi akustik ini dibuat dengan tujuan untuk memudahkan dalam analisis karakteristik reservoir maupun penentuan sumur pengembangan berikutnya. Penampang yang dihasilkan menggunakan metode AI *model-based* persebarannya lebih *smooth* dan mirip dengan *log impedance* pada sumur yang dilewati karena sesuai dengan prinsipnya yaitu membuat model geologi dan membandingkannya dengan data seismik sebenarnya. Adapun parameter yang memengaruhi hasil inversi diantaranya yaitu *wavelet*, *sample rate*, *sparseness*, *constraint frequency* dan *window length*.

- Peta Indeks Kegetasan (*Brittleness Index*)

Peta Indeks Kegetasan merupakan peta yang menggambarkan daerah getas yang menjadi patokan utama dalam menentukan batas nilai (*cut-off*) nilai *Brittleness Index*, dimana daerah yang memiliki nilai getas (*brittle*) berkisar $> 0,48$, daerah yang memiliki nilai sedikit getas atau *less brittle* berkisar $0,32 - 0,48$, daerah yang memiliki nilai sedikit *ductile* berkisar $0,16 - 0,32$, dan daerah yang memiliki nilai *ductile* berkisar $< 0,16$. Peta ini dibuat dengan mengkombinasikan nilai sebaran impedansi akustik dan sebaran *brittleness index*.

4.2 Perangkat dan Data Penelitian

Adapun perangkat dan data yang digunakan dalam penelitian ini yaitu sebagai berikut :

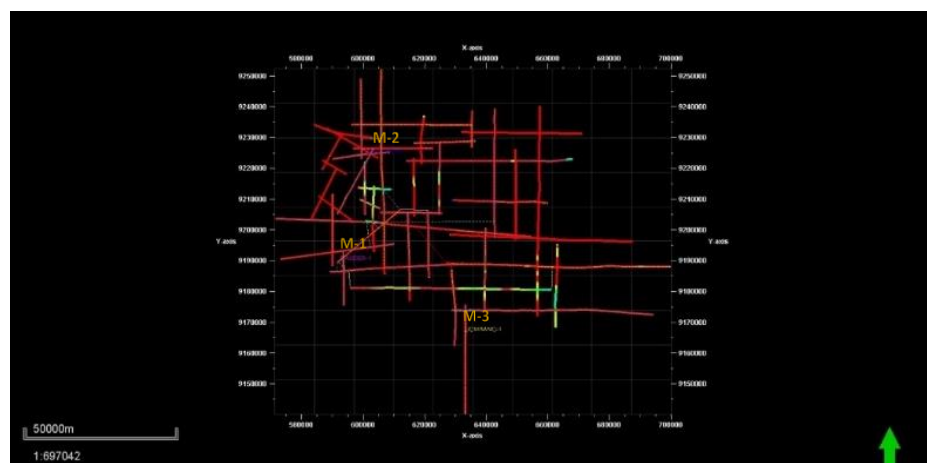
4.2.1 Perangkat Penelitian

- *Software Interactive Petrophysics*
Software Interactive Petrophysics digunakan dalam proses menentukan nilai *Brittleness Index*
- *Software Geoview Hampson-Russell Suite (HRS-9 Beta 64)*
Software Geoview Hampson-Russell Suite digunakan dalam proses *well to seismic tie* dan inversi seismik impedansi akustik (AI)
- *Software Schlumberger Petrel 2017*
Software Schlumberger Petrel digunakan dalam proses *picking horizon* dan pembuatan peta sebaran properti petrofisika *Brittleness Index*.

4.2.2 Data Penelitian

Data-data yang digunakan dalam penelitian ini semuanya bersumber dari Pusat Survei Geologi (PSG) KESDM dengan koordinat yang tidak boleh dipublikasikan secara umum. Data-data ini meliputi :

- Peta dasar atau *basemap*
Pada penelitian ini dibuat *basemap* yang menandakan sumur M-1, M-2 dan M-3 dengan titik lokasi yang dapat dilihat pada **Gambar 19** di bawah.



Gambar 19. *Basemap* daerah penelitian

Peta dasar atau *basemap* merupakan suatu penampang yang menunjukkan kerangka dari survei seismik daerah penelitian. Pada *basemap* juga ditunjukkan skala peta dan posisi sumur pada lintasan seismik.

- Data sumur atau *well data*

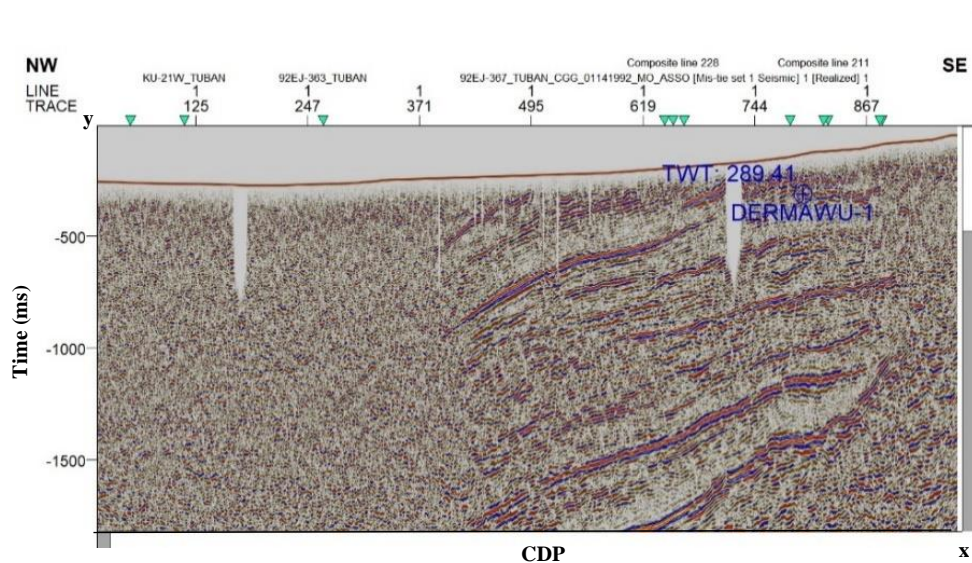
Pada penelitian ini, data sumur digunakan dalam proses penentuan nilai *Brittleness Index* menggunakan nilai volume *shale* dan porositas, kemudian digunakan juga dalam proses *well to seismic tie* atau pengikatan antara data sumur dengan data seismik, inversi seismik impedansi akustik dari data seismik yang merupakan atribut bidang batas lapisan batuan menjadi AI yang dapat mencerminkan sifat fisis batuan dan persebaran properti petrofisika *Brittleness Index* menggunakan pendekatan nilai indeks kegetasan yang dikombinasikan dengan nilai impedansi akustik yang didapat. Data sumur yang digunakan pada proses pengolahan data ini berupa data sekunder dalam format data log LAS yang berjumlah 3 yang berlokasi di daerah Jawa Timur Utara dengan kelengkapan seperti pada **Tabel 6** di bawah. Data sumur meliputi log yang tersedia dan koordinat dari sumur termasuk *Kelly bushing*, dengan skala kedalaman sumur menggunakan satuan meter.

Tabel 6. Kelengkapan data sumur penelitian

Sumur	GR	DT	Checkshot	Deviasi	RHOB	PHIE
DANDER	v	v	v	x	v	v
DERMAWU	v	v	v	x	v	v
JOMBANG	v	v	v	x	v	v

- Data seismik

Pada penelitian ini, data seismik digunakan dalam proses *well to seismic tie* untuk mengikat data berdomain waktu dengan data berdomain kedalaman dari data sumur, *picking horizon* dan *structure* untuk menentukan batas-batas perlapisan, inversi seismik impedansi akustik dan persebaran properti petrofisika *Brittleness Index*. Data seismik yang digunakan pada proses pengolahan data ini merupakan data seismik PSTM (*Post-Stack Time Migration*) 2D yang merupakan data 2 dimensi domain waktu yang sudah dilakukan *stacking*, dengan jumlah penampang yaitu 48 *line* seismik yang berlokasi di daerah Jawa Timur Utara dengan penampang yang dapat dilihat pada **Gambar 20** di bawah.



Gambar 20. Tampilan data seismik *line* 92EJ-367_TUBAN

- Data *checkshot*

Data *checkshot* merupakan data yang menjadi penghubung antara data sumur berdomain kedalaman (*depth*) dengan data seismik berdomain waktu (*time*) yang digunakan dalam proses *well to seismic tie*. Data *checkshot* didapatkan dengan meletakkan *geophone* kedalam lubang bor sebagai *receiver* dan mentransmisikan gelombang di atas permukaan. Pada penelitian ini data *checkshot* yang tersedia berjumlah 3 sumur.

- *Data Marker/well tops*

Data marker/well tops merupakan data yang digunakan sebagai penanda kedalaman pada suatu formasi sekaligus batasan lapisan litologi pada suatu data sumur. *Data marker* sangat penting digunakan untuk mengetahui waktu dari formasi tersebut pada kedalaman data seismik setelah dilakukan proses *well seismic tie*. Apabila daerah target merupakan salah satu formasi dari *marker*, akan memudahkan dalam melakukan proses *picking horizon*. Adapun data *marker/well tops* pada penelitian ini berjumlah 6 data diantaranya *Top shale* Tuban, *Base shale* Tuban, *Top shale* Kujung, *Base shale* Kujung, *Top shale* Ngimbang, dan *Base shale* Ngimbang.

4.3 Mekanisme Penelitian

Adapun mekanisme dalam penelitian ini adalah sebagai berikut

4.3.1 Analisis Parameter Non-Konvensional

Pada tahapan ini dilakukan analisis terhadap reservoir yang dianggap menjadi target hidrokarbon non-konvensional berdasarkan parameter-parameter seperti permeabilitas, mobilitas dan transmisibilitas. Adapun keberadaan hidrokarbon non-konvensional ini ditandai dengan permeabilitas yang rendah (<1 mD), mobilitas yang cenderung rendah pula (<10 mD/cP), dan transmisibilitas yang juga rendah (<100 mDm/cP).

4.3.2 Penentuan Properti Petrofisika

- Penentuan Volume *Shale*

Volume *shale* diperlukan untuk mengoreksi log-log porositas yang akan digunakan untuk perhitungan porositas efektif. Perhitungan volume *shale* dalam suatu formasi dapat dicari menggunakan indikator tunggal yaitu *log Gamma Ray* (GR) dimana log ini dapat mengukur tingkat radioaktif suatu formasi. Semakin tinggi nilai GR maka akan semakin tinggi pula nilai volume *shale* nya karena dalam *shale* secara relatif lebih banyak dijumpai unsur radioaktif seperti potasium (K), thorium (Th) dan uranium (U). Dalam penelitian ini, volume *shale* digunakan untuk menghitung nilai *poisson ratio*

sehingga dapat dikombinasikan dengan nilai *modulus young* untuk mendapatkan indeks kegetasan batuan.

- Penentuan Porositas

Porositas berguna sebagai ruang untuk menyimpan hidrokarbon di dalam tubuh batuan, dimana nilai porositas ini dipengaruhi oleh *volume shale*. Semakin besar *volume shale*, semakin rendah nilai porositas karena ruang pori diisi oleh shale. Dalam menentukan nilai porositas, dihitung menggunakan metode *density-neutron* yang mengkombinasikan log NPHI dan log RHOB. Log NPHI berfungsi untuk mengukur jumlah ion H⁺ yang tertangkap oleh formasi karena besarnya porositas dianggap sama dengan jumlah ion hidrogen fluida yang mengisi pori batuan sedangkan log RHOB berfungsi untuk mengukur bulk density dari formasi dengan menembakkan sinar gamma kedalam formasi lalu sinar gamma tersebut akan mendorong elektron keluar sehingga ditangkap oleh detektor dalam *logging tool*. Hal ini mengakibatkan semakin banyak elektron yang ditangkap maka semakin tinggi pula densitas formasi, begitupun sebaliknya. Dalam penelitian ini, porositas efektif (PHIE) digunakan untuk menghitung nilai *modulus shear* untuk kemudian mendapatkan nilai *modulus young* sebagai parameter penentuan brittleness index (indeks kegetasan batuan).

- Penentuan *Brittleness Index* (BI)

Brittleness Index berguna dalam karakterisasi hidrokarbon serpih karena menunjukkan tingkat kesulitan ketika diproduksi dengan metode rekahan (*fracturing*). Nilai *Brittleness Index* idealnya diperoleh dari nilai *Modulus Young* dan *Poisson's Ratio* hasil uji geomekanika pada *sample* batuan serpih, namun nilai *Modulus Young* dan *Poisson's Ratio* dapat di dekati menggunakan nilai porositas dan volume serpih yang kemudian hasil perhitungannya diklasifikasikan berdasarkan Klasifikasi *Brittle-Ductile* (Perez dan Marfurt, 2013).

4.3.3 *Well to Seismic Tie*

Well to seismic tie bertujuan untuk mendapatkan hubungan antara data seismik dengan data sumur dikarenakan adanya perbedaan domain pada data sumur dan seismik maka perlu disamakan dengan cara mengikat data sumur berdomain kedalaman dengan data seismik berdomain waktu dengan suatu data penghubung yaitu data *checkshot*. Hal ini dikarenakan agar pada tahap selanjutnya yaitu interpretasi horizon, posisi marker yang ada di data sumur berada tepat ke dalam data seismiknya. Data yang digunakan dalam tahap *well to seismic tie* diantaranya data *well* berupa data *log* densitas (*RHOB*) dan *log sonic* (*P-wave*), data *checkshot*, data *marker/welltops*, dan data seismik.

Langkah pertama yang dilakukan yaitu koreksi data *log sonic* (*P-wave*) dengan data *checkshot*. Setelah itu dilakukan antara *log sonic* (*P-wave*) terkoreksi dengan *log densitas* (*RHOB*) yang kemudian didapatkan *log impedansi akustik* (*P-impedance*) kemudian didapatkan suatu koefisien refleksi. Setelah itu dilakukan ekstraksi atau pembuatan *wavelet* dengan data input yaitu data seismik. Pada tahap ini dilakukan percobaan dari setiap jenis *wavelet* yang digunakan diantaranya yaitu *wavelet statistical*, *wavelet new ricker*, *wavelet use well* dan *wavelet bandpass* kemudian dipilih *wavelet* yang menghasilkan korelasi paling baik. Nantinya hasil dari *wavelet* ini dilakukan konvolusi dengan koefisien refleksi yang sudah didapatkan sebelumnya dan menghasilkan seismogram sintetik.

Dari seismogram sintetik ini akan dilakukan pencocokan dengan seismik *traceny* dengan melakukan proses *stretch and squeeze*, dimana *stretch* merupakan proses peregangan data dan *squeeze* merupakan proses perapatan data. Dalam proses *stretch and squeeze* ini harus sesuai agar nantinya tepat jatuh pada *wiggle* yang seharusnya pada data seismik. Proses *stretch and squeeze* ini juga akan menghasilkan nilai korelasi dan *time shift* yang menandakan kesesuaian antara data sumur pada bentuk seismogram sintetik dengan data seismiknya. Korelasi sangat baik ditandai dengan besar nilai korelasi yang mendekati 1 dan nilai *time shift* yang kecil yaitu senilai 0 ms.

4.3.4 *Picking Horizon*

Picking horizon dilakukan untuk memilih horizon yang terdapat dalam suatu penampang seismik. Data yang digunakan dalam proses ini yaitu data seismik dan data *marker* atau *well tops*. Pada data seismik, suatu *horizon* dapat ditampilkan dari suatu reflektor seismik dengan amplitudo negatif atau dapat disebut *through* (lembah) dan amplitudo positif atau dapat disebut *peak* (puncak). Umumnya reflektor yang berupa *through* (lembah) akan ditampilkan sebagai horizon yang berwarna biru pada penampang seismik, sedangkan reflektor yang berupa *peak* (puncak) akan ditampilkan sebagai horizon yang berwarna merah pada penampang seismik. Adapun proses *picking horizon* pada penelitian ini dibatasi oleh data *marker* atau *well tops* diantaranya *Top shale* Tuban, *Base shale* Tuban, *Top shale* Kujung, *Base shale* Kujung, *Top shale* Ngimbang dan *Base shale* Ngimbang sehingga akan dihasilkan 6 horizon yang dilakukan pada penampang seismiknya.

4.3.5 *Time Structure Map*

Time structure map atau peta struktur waktu dibuat dari hasil interpretasi atau *picking horizon* sebelumnya yang kemudian dilakukan proses *gridding* sehingga membentuk suatu peta bawah permukaan dengan domain waktu (*time*). Pada penelitian ini, *time structure map* dibuat dengan terlebih dahulu menentukan batas *top* dan *base* tiap *horizon* nya.

4.3.6 **Inversi Seismik Impedansi Akustik**

Dalam proses inversi impedansi akustik ini akan didapat bentuk pemodelan bawah permukaan dengan data seismik sebagai inputannya dan data *log* sebagai data pengontrolnya. Adapun data yang digunakan pada proses inversi impedansi akustik ini diantaranya yaitu data *line* seismik, data *log* densitas (*RHOB*) dan *log sonic* (*P-wave*) yang akan menghasilkan nilai *log* impedansi akustik, serta data hasil *picking horizon* sebelumnya. Dalam proses pembuatan inversi impedansi akustik diawali dengan membuat model inisial dengan membuat penyebaran nilai *p-impedance* pada seismik dimana nilai *p-impedance* ini berasal dari kurva *p-wave* (kecepatan batuan) dikali dengan nilai densitas yang berasal dari sumur

kemudian dilakukan *generate* keseluruhan seismik, kemudian analisis pra inversi, dan proses inversi impedansi akustik. Setelah dihasilkan model inisial, selanjutnya dilakukan analisis pra inversi sebagai simulasi baik atau tidaknya hasil inversi nantinya. Tahap analisis pra inversi ini bertujuan untuk menyamakan kurva *log* impedansi akustik hasil inversi dengan kurva *log* inversi aslinya agar dibuat semirip mungkin dengan yang menjadi acuan yaitu nilai korelasi yang mendekati 1 dan nilai *error* yang kecil. Dalam membuat nilai korelasi yang besar perlu dilakukan proses *trial* dengan mengatur beberapa parameter inputan seperti besarnya *constraint* (nilai pembatas), *sample rate*, banyaknya iterasi hingga didapat nilai korelasi yang dianggap sudah baik. Setelah didapatkan hasil korelasi yang baik maka dilakukan proses inversi dengan membuat volume seismik inversi impedansi akustik, apabila hasil pra inversi semakin baik maka akan semakin baik pula hasil inversi impedansi akustik nya dengan melihat kemiripan warna dari *log* impedansi akustik aslinya dengan sebaran *log* impedansi akustik hasil inversi.

4.3.7 Peta Persebaran Properti Petrofisika

- Impedansi Akustik

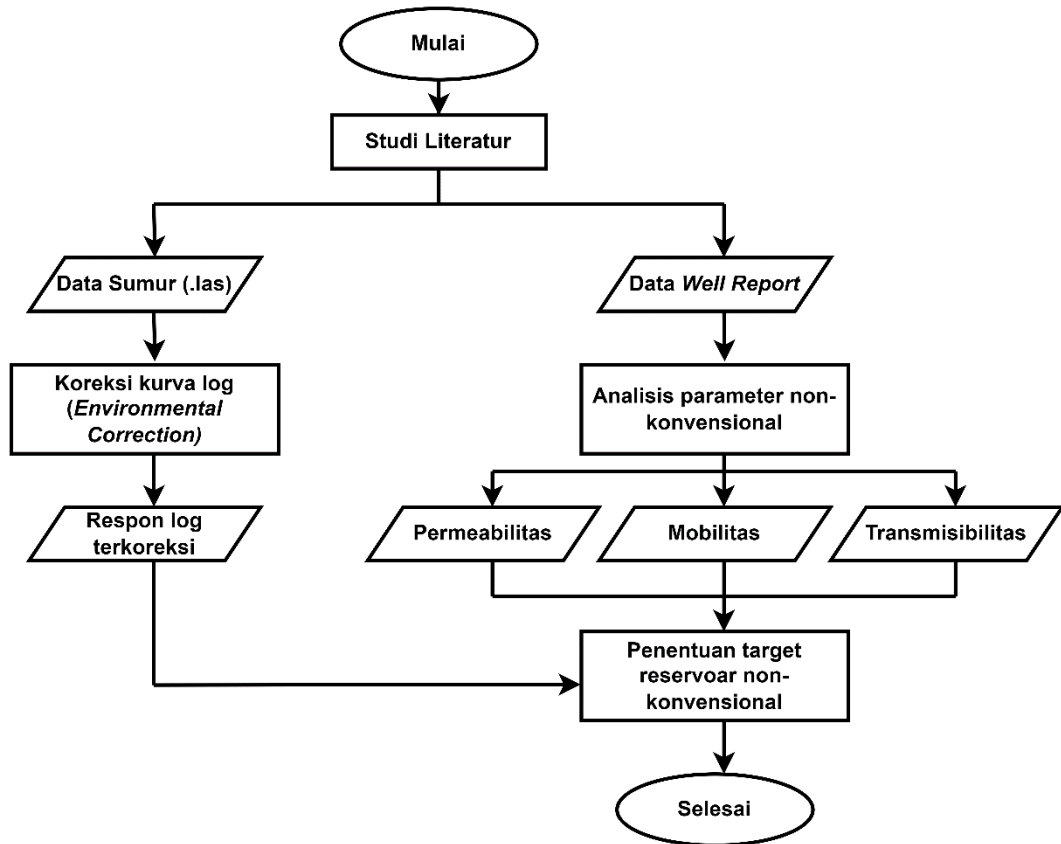
Pada pembuatan peta sebaran Impedansi Akustik, dilakukan *overlay* hasil inversi impedansi akustik yang telah didapat dengan *time map*.

- *Brittleness Index*

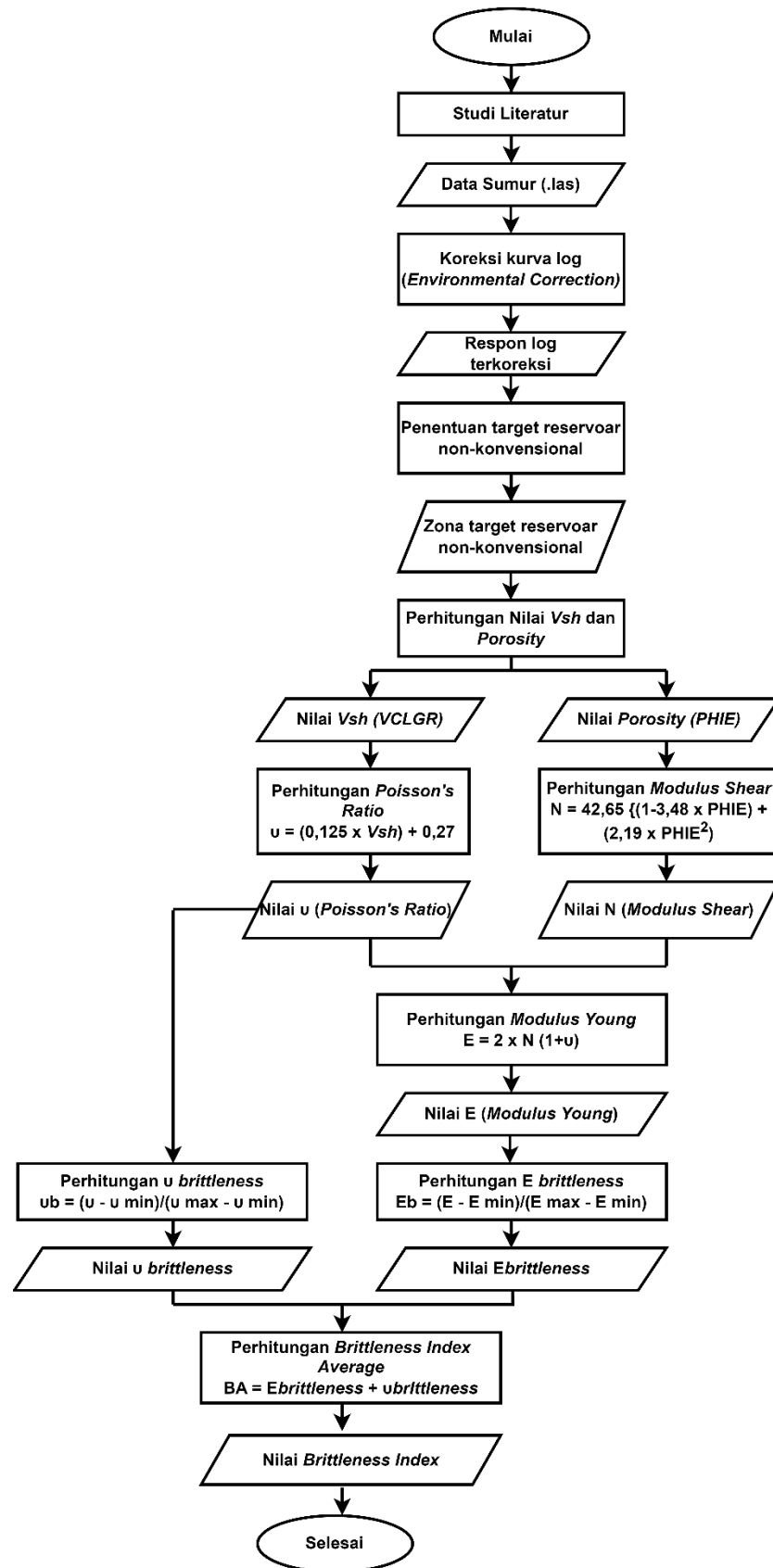
Pada pembuatan peta sebaran indeks kegetasan, dilakukan hubungan regresi linier antara nilai impedansi akustik dengan nilai *Brittleness Index* dengan sumbu x yaitu impedansi akustik dan sumbu y yaitu nilai *Brittleness Index* nya. Setelah itu didapat nilai *trendline* linier yang menjadi inputan dalam proses pembuatan peta sebaran *Brittleness Index*.

4.4 Diagram Alir Penelitian

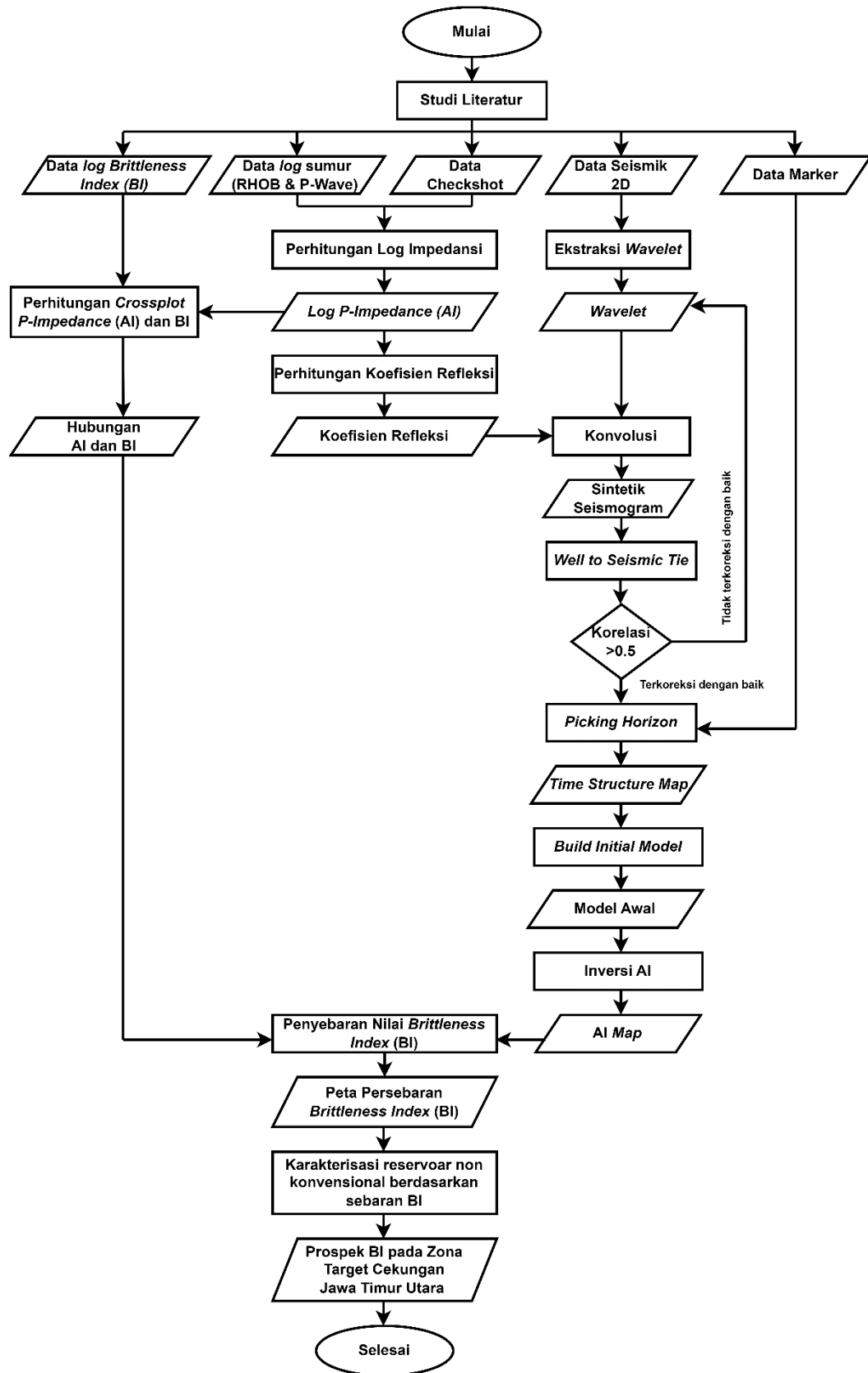
Diagram alir penelitian ini dapat dilihat pada **Gambar 21** – **Gambar 23** di bawah



Gambar 21. Diagram alir penentuan target reservoir non-konvensional



Gambar 22. Diagram alir perhitungan nilai *Brittleness Index* (BI)



Gambar 23. Diagram alir penyebaran nilai *Brittleness Index* (BI)

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Kesimpulan dari penelitian ini yaitu sebagai berikut

1. Berdasarkan hasil perhitungan parameter reservoir non-konvensional pada masing-masing sumur, didapatkan bahwa pada sumur M-1, M-2 dan M-3 memenuhi syarat parameter reservoir non-konvensional dimana pada sumur M-1 (kedalaman 1156 – 1261 m, 1430 – 1467 m, 1504 – 1596 m, 1680 – 1737 m, 1993 – 2150 m, 2235 – 2422 m, 2878 – 2995 m dan 2996 – 3050 m) dan sumur M-2 (kedalaman 950 – 1100 m, 1442 – 1633 m dan 1634 – 2124 m) memiliki nilai permeabilitas <10 mD, mobilitas <10 mD/cP dan transmisibilitas <100 mDm/cP yang diindikasikan mengandung fluida berupa minyak dan gas non-konvensional, sedangkan pada sumur M-3 (kedalaman 1400 – 1490 m) memiliki nilai permeabilitas $<0,1$ mD, mobilitas <10 mD/cP dan transmisibilitas <100 mDm/cP yang diindikasikan mengandung fluida berupa gas non-konvensional.
2. Dari persebaran nilai impedansi akustik (AI) dan *Brittleness Index* (BI) pada masing-masing formasi, didapatkan bahwa pada Formasi Tuban memiliki nilai AI yang cukup tinggi yaitu 5250 (m/s)(g/cc) – 6900 (m/s)(g/cc) dan nilai BI yang cukup besar pula yaitu 0,46 – 0,54 dengan kategori *less brittle – brittle* yang tersebar pada arah utara dan tenggara, kemudian Formasi Kujung memiliki nilai AI yang cukup tinggi yaitu 5000 (m/s)(g/cc) – 9500 (m/s)(g/cc) dan nilai BI yang cukup besar pula yaitu 0,46 – 0,76 dengan kategori *less brittle – brittle* yang tersebar pada arah barat laut dan tenggara, sedangkan Formasi Ngimbang memiliki nilai AI yang tinggi yaitu 7000 (m/s)(g/cc) – 14000 (m/s)(g/cc) dan nilai BI yang juga tinggi yaitu 0,52 – 0,82 dengan kategori *brittle* yang tersebar pada arah barat laut dan selatan.

6.2 Saran

Saran pada penelitian ini yaitu sebaiknya dilakukan *pre-processing* pada data seismik agar diperoleh nilai korelasi yang baik. Selain itu, diperlukan data pengeboran yang lengkap termasuk data *core* beserta hasil konten mineralogi dari laboratorium sebagai data pendukung dalam melakukan kalibrasi nilai *brittleness index* sehingga terdapat variasi dari hasil perhitungan *brittleness index* menggunakan metode-metode lain seperti Metode Jarvie (2007) yang menghitung keberadaan volume *clay* konten atau mineral kalsit maupun kuarsa atau Metode Wang (2009) yang menghitung volume *dolomite* dan TOC konten untuk sehingga semakin banyak data dan komponen parameter yang digunakan dapat mendukung perhitungan *brittleness index* agar semakin akurat.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, U., & Meehan, D. (2016). *Unconventional Oil and Gas Resources: Exploitation and Development*. Baker Hughes.
- Anderson, R., Ingram, D., & Zanier, A. (1973). Determining Fracture Pressure Gradients from Well Logs. *Journal Pet Technology*, 1259-1268.
- Asparini, D. (2011). Penerapan Metode Stacking dan Pemrosesan Sinyal Seismik Laut di Perairan Barat Aceh. *Journal of Institut Pertanian Bogor*.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists.
- Badley, M. (1987). *Practical Seismic Interpretation*. England: Badley, Ashton and Associates Limited.
- Bemmelen Van, R. (1949). *The Geology of Indonesia*. Netherlands: The Hague Martinus Nijhoff.
- Blow, W. (1969). *Late Middle Eocene to Recent Planktonic Foraminifera Biostratigraphy*. Netherlands: Geneva.
- Brown, A. (1999). *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*. Oklahoma: AAPG and SEG.
- Chinn, E. (1991). The Role of Organic Geochemistry in Petroleum Exploration. *Basin Research Institute Bulletin, Louisiana State University*. Crain, E. (2015). *Crain's Petrophysical Handbook: Brittleness Index*.
- Ellis, D., & Singer, J. (2006). *Well Logging for Earth Scientists Second Edition*. Netherlands: Springer.
- Grieser, B., & Bray, J. (2007). Identification of Production Potential in Unconventional Reservoirs. *SPE Production and Operations Symposium*.

- Harsono, A. (1997). *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oilfield Service.
- Husein, S., & Nukman, M. (2015). Rekonstruksi Tektonik Mikrokontinen Pegunungan Selatan Jawa Timur: Hipotesis Berdasarkan Analisis Kemagnetan Purba. *Seminar Nasional Kebumihan ke-8*. Yogyakarta: Universitas Gadjah Mada.
- Hutabarat, R. (2009). Integrasi Inversi Seismik dengan Atribut Amplitudo Seismik untuk Memetakan Distribusi Reservoir pada Lapangan Blackfoot. *SKRIPSI*. FMIPA Universitas Indonesia.
- Jin, X., Shah, S., & Roegiers, J. (2014). Fractability Evaluation in Shale Reservoirs, An Integrated Petrophysics and Geomechanics Approach. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. Texas, USA: SPE.
- Katz, B., Gao, L., Little, J., & Zhao, Y. R. (2021). Geology Still Matters - Unconventional Petroleum System Disappointments and Failures. *Unconventional Resources, 1*, 18-36.
- Koesoemadinata, R. (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi, Edisi 2, Jilid 1 dan 2*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Kurniawan, F. (2005). Shaly Sand Interpretation using CEC-Dependent Petrophysical Parameters. *THESIS*. Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College, Baton Rouge, USA.
- Mastoadji, E. (2007). Basic Well Log Interpretation. *AAPG SC UNDIP Course*. Semarang: Universitas Diponegoro.
- Mitra, A., Warrington, D., & Sommer, D. (2010). Characterization of Unconventional Shale Gas Reservoirs using a Shale Gas Facies Expert System to Identify Lithofacies and Optimal Completion Intervals. *Search and Discovery Article*.
- Mudjiono, R., & Pireno, G. (2001). Exploration of The North Madura Platform, Offshore East Java Indonesia. *Indonesian Petroleum Association 28th Annual Convention and Exhibition*.
- Munadi, S., & Pasaribu. (1984). Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi. *Journal University of Indonesia*.
- Murphy, W., Schwartz, L., & Hornby, B. (1991). Interpretation Physics of Compressional and Shear Velocities in Sedimentary Rocks, 32nd Annual Logging Symposium. *Paper FF, 24*.

- Murthado, M. (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*. Teknik Geofisika Universitas Lampung.
- Nanda, N., Singh, R., & Chopra, S. (2008). *A Case Study of Seismic Artifacts*. Alberta: Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder
- Perez, R., & Marfurt, K. (2013). Calibration of Brittleness to Elastic Rock Properties via Mineralogy Logs in Unconventional Reservoirs. *AAPG International Conference and Exhibition*. Colombia.
- Pertamina. (2007). *Kawengan MT Final Report*. Pertamina Internal Report.
- 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*. Teknik Geofisika Universitas Lampung.
- Rickman, R., Mullen, M., Petre, J., & Grieser, W. (2008). A Practical Use of Shale Petrophysics for Stimulation Design Optimization: All Shale Plays Are Not Clones of The Barnett Shale. *Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Rider, M. (2002). *The Geological Interpretation of Well Logs, 2nd Edition, revised*. Scotland: Whittles Publishing.
- Rismawati. (2019). Prediksi Sebaran Properti Log untuk Karakterisasi Zona Reservoir menggunakan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik dan Analisis Multiatribut pada Lapangan Sands Formasi Baturaja dan Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan. *SKRIPSI*. Teknik Geofisika Universitas Lampung.
- Rizky, S. (2018). Karakterisasi Reservoir menggunakan Spektral Dekomposisi Berbasis Continuous Wavelet Transform (CWT), Seismik Inversi dan Analisis Petrofisika: Studi Kasus Cekungan Bonaparte. *SKRIPSI*. Teknik Geofisika Universitas Lampung.
- Rosyidan, C. L. (2015). Analisa Fisika Minyak (Petrophysics) dari Data Log Konvensional untuk Menghitung Sw berbagai Metode. *Prosiding Seminar Nasional Fisika, Vol. 4*.
- Russel, B. (1996). *Introduction To Seismic Inversion Method*. Calgary, Alberta: Hampson-Russel Software Service Ltd.

- Sandhika, D. (2016). Interpretasi Log untuk Menentukan Interval Perforasi Formasi K Lapangan "X". *SKRIPSI*.
- Satyana, A. (2003). Oligo-Miocene Carbonates of East Java Basin: Facies Definition Leading to Recent Significant Discoveries. *AAPG Conference*. Barcelona, Spain.
- Satyana, A., & Purwaningsih, M. (2003). Geochemistry of the East Java Basin: New Observations on Oil Grouping, Genetic Gas Type and Trends of Hydrocarbon Habitats. *Conference of Indonesian Petroleum Association 29th Annual Convention*. Jakarta.
- Sharghi, d. (2021). The Brittle-Ductile Transition Stress of Different Rock Types and Its Relationship with Unaxial Compressive Strength and Hoek-Brown Material Constant. *ESSOAr*.
- Sharma, R., & Chopra, S. (2012). New Attribute for Determination of Lithology and Brittleness. *Society of Exploration Geophysicists Journal, USA*, 1-7.
- Shearer, P. (2009). *Introduction to Seismology Second Edition*. New York: Cambridge University Press
- Singh, M., Samadhiya, N., & Kumar. (2015). A Non Linear Criterion for Triaxial Strength of Inherently Anisotropic Rocks. *Rock Mech Rock* , 1387-1405.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. UK: Cambridge University Press.
- Sismanto. (1996). *Pengolahan Data Seismik, Modul ke-2, Seri Kegiatan Seismik Eksplorasi*. Yogyakarta: Laboratorium Geofisika FMIPA UGM.
- Sismanto. (2006). *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*. Yogyakarta: Laboratorium Geofisika FMIPA UGM.
- Sudarmo, Y. (2002). *Interpretasi Data Log Open Hole*. PT. Elnusa Geosains.
- Sukmono, S. (1999). *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2000). *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2002). *Seismik Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.

- Suprajitno, M. (2000). Physical Aspect of Exploration Seismology. *Geophysics Program of Mathematics and Sciences Department University of Indonesia*.
- S. Z, Sun. (2015). Rock Physics Template for Brittleness Interpretation and Its Application in Gas Shale Prediction. *EAGE, IFEMA Madrid*.
- Telford, W., Keys, A., Sheriff, E., & Geldart, P. (1976). *Applied Geophysics*. New York: Cambridge University Press.
- Zendehboudi, S., & Bahadori, A. (2017). Chapter Six - Shale Oil: Fundamentals, Definitions and Applications (dalam *Shale Oil and Gas Handbook*). Gulf Professional Publishing.
- Zhang, X., Wang, H., & Ma, F. (2016). Classification and Characteristics of Tight Oil Plays. *Petroleum Science*.
- Zou, C. Z. (2013). *Unconventional Petroleum Geology*. USA: Elsevier.
- Zoback, M., Bartonb, C., & Brudy, M. (2003). Determination of Stress Orientation and Magnitude in Deep Wells. *Int J Rock Mech Min Sei* 40, 7-8.