

**KARAKTERISASI RESERVOAR DAN ANALISIS
PEMODELAN SUBSTITUSI FLUIDA SEBAGAI PENENTUAN
ZONA INJEKSI CO₂ PADA CEKUNGAN ASRI**

(Skripsi)

Oleh

**Luscacini Maria
1915051020**



**KEMENTERIAN PENDIDIKAN DAN KEBUDAYAAN
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2023**

**KARAKTERISASI RESERVOAR DAN ANALISIS
PEMODELAN SUBSTITUSI FLUIDA SEBAGAI PENENTUAN
ZONA INJEKSI CO₂ PADA CEKUNGAN ASRI**

Oleh

Luscacini Maria

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 DAN ANALISIS PEMODELAN SUBSTITUSI FLUIDA SEBAGAI PENENTUAN ZONA INJEKSI CO₂ PADA CEKUNGAN ASRI

Oleh :

Luscacini Maria

Carbon Capture Storage (CCS) adalah metode yang dapat digunakan untuk mengurangi emisi CO₂ dalam jumlah besar dengan menyimpannya di bawah permukaan. Metode inversi Impedansi Akustik dilakukan pada penelitian ini untuk memperoleh karakter reservoir yang akan menjadi tempat injeksi CO₂ yaitu di Lapangan Z, Cekungan Asri pada *Upper Zeld Member*. Analisis FRM (*Fluid Replacement Modelling*) juga dilakukan untuk mengetahui respon suatu gelombang (amplitudo) dengan mengganti fluida pada reservoir yang sebenarnya menjadi terisi gas CO₂. Pada penelitian ini didapatkan nilai impedansi yang kecil, yaitu dengan *range* nilai 4704 – 6248 m/s*gr/cc, pada porositas didapatkan nilai dengan *range* 0.28 – 0.33 fraction, didapatkan juga nilai densitas yang rendah dengan *range* nilai 1.68 – 2.55 gr/cc. Hasil *fluid replacement modelling* menunjukkan bahwa saturasi fluida berpengaruh signifikan terhadap V_p, V_s, dan densitas (ρ). Hal tersebut bergantung pada jenis fluida dan kadar fluida. Respon sumur pada log *p-wave*, *s-wave* akan selalu naik jika disubstitusi 100% CO₂, kecuali *bulk density* yang turun dari keadaan in-situ.

Kata kunci: penyimpanan karbon, akustik impedansi, substitusi fluida.

ABSTRACT

RESERVOIR CHARACTERIZATION AND FLUID SUBSTITUTION MODELING ANALYSIS AS DETERMINING CO₂ INJECTION ZONES IN THE ASRI BASIN

By

Luscacini Maria

Carbon Capture Storage (CCS) is a method that can be used to reduce large amounts of CO₂ emissions by storing it below the surface. The Acoustic Impedance inversion method was carried out in this research to obtain the characteristics of the reservoir that will be the CO₂ injection site, namely Field Z, Asri Basin in the Upper Zelda Member. FRM (Fluid Replacement Modeling) analysis was also carried out to determine the response of a wave (amplitude) by replacing the fluid in the reservoir which was actually filled with CO₂ gas. In this study, a small impedance value was obtained, namely with a value range of 4704 – 6248 m/s*gr/cc, for porosity a value was obtained in the range 0.28 – 0.33 fraction, a low density value was also obtained with a value range of 1.68 – 2.55 gr/cc . The results of fluid replacement modeling show that fluid saturation has a significant effect on V_p, V_s, and density (ρ). This depends on the type of fluid and fluid content. The well response in p-wave and s-wave logs will always increase if 100% CO₂ is substituted, except for the bulk density which decreases from in-situ conditions.

Key words: carbon storage, acoustic impedance, fluid substitution.

Judul Skripsi : **KARAKTERISASI RESERVOAR DAN ANALISIS PEMODELAN SUBSTITUSI FLUIDA SEBAGAI PENENTUAN ZONA INJEKSI CO₂ PADA CEKUNGAN ASRI**

Nama Mahasiswa : **Luscacini Maria**

Nomor Pokok Mahasiswa : **1915051020**

Program Studi : **Teknik Geofisika**

Fakultas : **Teknik**



1. **Komisi Pembimbing**

Pembimbing I

Pembimbing II


Ir. Bagus Sapto Mulyatno, M.T.
NIP 19700120 200003 1 001


Ir. Syamsurijal Rasimeng, M.Si.
NIP 19730716 200012 1 002

2. **Ketua Jurusan Teknik Geofisika**


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

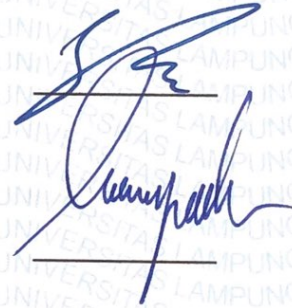
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua : Ir. Bagus Sapto Mulyatno, M.T.



Sekretaris : Ir. Syamsurijal Rasimeng, M.St.



Anggota : Karyanto, S.St., M.T.



2. Dekan Fakultas Teknik



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

NIP 19750928 200112 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 22 September 2023

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis bukan merupakan karya dari orang lain melainkan berdasarkan pemikiran saya sendiri, sebagai syarat memperoleh gelar sarjana. Adapun kutipan tertentu dalam penulisan skripsi ini terdapat karya atau pendapat orang lain yang ditulis menurut sumbernya sebagaimana disebutkan dalam Daftar Pustaka secara jelas sesuai dengan norma, kaidah dan etika penulisan ilmiah.

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

Bandar Lampung, 09 Oktober 2023



Luscacini Maria
1915051020

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Medan, Sumatera Utara, pada tanggal 26 Februari 2002. Penulis merupakan anak kedua dari tiga bersaudara, anak dari Bapak Hari Nainggolan dan Ibu Irawaty Sihombing. Pendidikan yang pernah ditempuh oleh Penulis yaitu Taman Kanak-kanak di TK Cempaka Bandung dan Lulus di Tahun 2007, Sekolah Dasar di SDN Parapat 3 Tangerang dan Lulus pada tahun 2013, Sekolah Menengah Pertama (SMP) di SMPN 19 Tangerang dan Lulus pada Tahun 2016 dan Menempuh (SMA) di SMAN 8 Tangerang dan Lulus Pada Tahun 2019.

Pada tahun 2019, penulis memulai pendidikan tinggi sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung. Pada tahun 2020, Penulis bergabung dengan Forum Komunikasi Mahasiswa Kristiani sebagai Pengurus dan di tahun yang sama, Penulis juga bergabung dengan Hima TG Bhuwana Universitas Lampung sebagai anggota Biro Danus (Dana dan Usaha).

Pada pertengahan tahun 2022 penulis melakukan Kerja Kuliah Nyata (KKN) di Desa Sangiang Tanjung, Kabupaten Lebak. Dalam pengaplikasian ilmu di bidang Teknik Geofisika penulis juga telah melaksanakan Kerja Praktek di PT ANTAM Tbk pada akhir tahun 2022 dengan judul laporan “Pemodelan Inversi 1D dan 2D Data VES Konfigurasi *Wenner* Untuk Eksplorasi Nikel Laterit”. Penulis juga telah melaksanakan magang mandiri di BMKG pada awal tahun 2022. Sedangkan dalam melakukan Tugas Akhir di PT PHE *Offshore Southeast* Sumatra (PHE OSES) Tbk, penulis mengambil judul “Karakterisasi Reservoir dan Analisis Pemodelan Substitusi Fluida sebagai Penentuan Zona Injeksi CO₂ pada Cekungan Asri”.

PERSEMBAHAN

Puji syukur kupanjatkan kepada Tuhan Yesus Kristus atas pertolongan, penyertaan, dan kebaikan-Nya sehingga saya dapat menyelesaikan skripsi ini

Kupersembahkan Kepada:

Bapak Hari Nainggolan

Mama Irawaty Sihombing

Abang Francesco Totty

Adik Cryst Mauliate

Terimakasih untuk setiap doa dan dukungan yang selalu kalian berikan kepadaku.

Terimakasih untuk tidak pernah menyerah atasku dan atas segala usaha dalam memenuhi kebutuhan dan keinginanku.

Aku sayang kalian.

Bapak dan Ibu Dosen Terhormat

Sebagai tanda hormatku, terimakasih untuk ilmu yang selama ini telah diberikan.

dan

Teknik Geofisika Universitas Lampung 2019

Terimakasih atas semua pengalaman serta kebersamaan yang tak terlupakan .

MOTTO HIDUP

“Janganlah takut, sebab Aku menyertai engkau, Jangan bimbang, sebab aku ini Allahmu. Aku akan meneguhkan, bahkan akan menolong engkau, Aku akan memegang engkau dengan tangan kanan-Ku yang membawa kemenangan.”

Isaiah 41 : 10

“A cheerful heart brings good healing, but a crushed spirit dries up the bones.”

Proverbs 17:22

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Tuhan Yesus Kristus yang telah senantiasa memberkati dan menyertai penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “**Karakterisasi Reservoir dan Analisis Pemodelan Substitusi Fluida sebagai Penentuan Zona Injeksi CO₂ pada Cekungan Asri**”. Skripsi ini merupakan bagian dari persyaratan dalam meraih gelar S-1 Teknik Geofisika, Universitas Lampung. Harapan penulis dengan adanya penelitian ini, semoga dapat menambah ilmu dalam bidang Geofisika khususnya dalam Carbon Capture Storage CO₂. Dalam pelaksanaan dan penulisan laporan ini, penulis menyadari masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, kritik dan saran sangat dibutuhkan agar kedepannya penulis dapat memberikan yang lebih baik lagi. Demikian pengantar dari penulis, semoga skripsi ini dapat bermanfaat untuk masa kini dan mendatang.

Bandar Lampung, 09 Oktober 2023

Luscacini Maria

SANWACANA

Puji syukur kepada Tuhan Yesus Kristus. Atas Penyertaan dan Anugerahnya, penulis dapat menyelesaikan proses dan pembuatan laporan skripsi dengan judul **“Karakterisasi Reservoir dan Analisis Pemodelan Substitusi Fluida sebagai Penentuan Zona Injeksi CO₂ pada Cekungan Asri”** dengan baik. Selesaiannya skripsi ini tidak lepas dari bantuan dan Kerjasama berbagai pihak. Penulis mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada:

1. Mama dan Papa yang telah mendukung dan mendoakan penulis selama penyusunan tugas akhir.
2. Bapak Karyanto, M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
3. Bapak Dr. Alimuddin, S.Si., M.Si. selaku Pembimbing Akademik selama saya menempuh pendidikan di Jurusan Teknik Geofisika.
4. Bapak Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T., Bapak Ir. Syamsurijal Rasimeng, M. Si., dan Bapak Karyanto, M.T. selaku Pembimbing dan Penguji saya yang memberikan bimbingan, arahan, saran serta motivasi bagi saya selama mengerjakan tugas akhir ini.
5. Bapak Dr. Dwandari Ralanarko, M. T. selaku pembimbing saya saat Tugas Akhir yang mengizinkan saya menggunakan data yang digunakan pada tugas akhir serta memberikan bimbingan, arahan, saran serta motivasi bagi saya selama mengerjakan tugas akhir ini.
6. Teman *“2nd Family”* yaitu Ambro, Intan, Elisa, Lastri, Abram, Jefri, dan Irma yang telah membantu penulis dalam menyelesaikan tugas akhir.
7. Sahabatku Clara dan Kristina yang selalu menjadi pendengar yang baik untuk penulis dalam menceritakan keluh kesahnya.

8. Rafi yang telah menemani penulis menyelesaikan tugas akhirnya.
9. Wulan dan Denya selaku partner dalam menyelesaikan Tugas Akhir.
10. Teman “MLBB” yaitu Rasyid, Halim, Haidar, Wanda, dan Nicko yang telah menghibur penulis.
11. Seluruh Dosen Teknik Geofisika Universitas Lampung atas ilmu dan bekal masa depan yang akan selalu bermanfaat.
12. Angkatanku Teknik Geofisika 2019 yang mendukung saya dalam menyusun tugas akhir ini.
13. Pengurus 21G dan 22G FKMK-FT yang telah membantu penulis untuk bertumbuh dalam iman selama perkuliahan.
14. Serta semua pihak yang telah membantu dalam pelaksanaan tugas akhir ini.

Semoga Tuhan Yesus Kristus yang mencurahkan berkat berlimpah atas bantuan dari semua pihak. Penulis menyadari bahwa banyak kekurangan dalam penulisan skripsi ini. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun demi perbaikan mendatang. Penulis juga berharap semoga skripsi ini bermanfaat bagi kita semua yang membaca.

Bandar Lampung, 09 Oktober 2023

Luscacini Maria

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	ii
ABSTRACT	iii
PERSETUJUAN	iv
PENGESAHAN	v
PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
PERSEMBAHAN	viii
MOTTO HIDUP	ix
KATA PENGANTAR	x
SANWACANA	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xv
DAFTAR TABEL	xix
I. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Rumusan Masalah	2
II. TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1. Lokasi Penelitian	3
2.2. Geologi Regional.....	4
2.2.1. Tektonik Cekungan Asri	4
2.2.2. Stratigrafi Cekungan Asri	5
2.2.3. Struktur Geologi.....	8
2.2.4. <i>Petroleum System</i>	9
III. TEORI DASAR.....	11
3.1. Deskripsi <i>Carbon Capture and Storage (CCS)</i>	11

3.2. Metode Refleksi Seismik.....	14
3.3. Penjalaran Gelombang Seismik.....	15
3.3.1. Prinsip <i>Huygens</i>	15
3.3.2. Prinsip <i>Fermat</i>	16
3.3.3. Hukum <i>Snellius</i>	16
3.4. Komponen Seismik	18
3.4.1. Trace Seismik.....	18
3.4.2. Impedansi Akustik	18
3.4.3. Koefisien Refleksi	19
3.4.4. Polaritas dan Fasa.....	20
3.4.5. <i>Wavelet</i>	20
3.4.6. Seismogram sintetik.....	22
3.5. <i>Well Logging</i>	22
3.5.1. Log Gamma Ray	23
3.5.2. Log Densitas	24
3.5.3. Log Sonic	25
3.5.4. Volume Shale (Vsh).....	26
3.5.5. Porositas	27
3.6. Karakterisasi Reservoir.....	28
3.7. <i>Acoustic Impedance Inversion</i>	29
3.8. <i>Fluid Replacement Modelling</i>	30
IV. METODE PENELITIAN	34
4.1. Data Penelitian	34
4.2. Waktu dan Tempat Penelitian	35
4.3. Tahapan Penelitian	36
4.4. Diagram Alir	39
4.5. Alat dan Bahan.....	42
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	43
5.1. Analisis Data Sumur.....	43
5.2. Analisis <i>Tuning Thickness</i>	48
5.3. Analisis Sensitivitas Data Log	49
5.4. <i>Well to Seismic Tie</i>	51
5.5. <i>Picking Horizon</i>	57
5.6. <i>Acoustic Impedance Inversion</i>	58
5.7. Analisis Pemodelan Substitusi Fluida	65
5.8. Analisis Karakteristik dan Persebaran Zona Prospek Injeksi Karbon....	88
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	94
6.1. Kesimpulan.....	94
6.2. Saran	94

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. Peta lokasi penelitian (Ralanarko dkk., 2020)	3
2. Stratigrafi Cekungan Asri (Ralanarko dkk, 2020)	5
3. Tatanan tektonik regional Cekungan Asri (Sukanto dkk., 1998).....	8
4. <i>Petroleum system</i> Cekungan Asri (Sukanto dkk., 1998).....	10
5. Ilustrasi sistem CCS (Global CCS Institute, 2011)	11
6. Ilustrasi penyimpanan karbon pada <i>geological storage</i> (Prasojo, 2015)	12
7. Ilustrasi penjalaran gelombang seismik dari sumber ke penerima (Sukmono, 1999)	14
8. Ilustrasi prinsip <i>Huygen</i> (Asparini, 2011).....	15
9. Ilustrasi prinsip <i>Fermat</i> (Rawlinson & Sambridge, 2003).....	16
10. Ilustrasi hukum <i>Snellius</i> (Sheriff & Geldart, 1995)	17
11. Koefisien refleksi (Simm & Bacon, 2014)	19
12. Polaritas dan fasa (Sukmono, 1999).....	20
13. Macam-macam fase pada <i>wavelet</i> yaitu (1) <i>zero phase</i> , (2) <i>maximum phase</i> , (3) <i>minimum phase</i> , dan (4) <i>mixed phase</i> (Sukmono, 1999).....	21
14. Seismogram sintetik dari proses konvolusi koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> (Ramdhani, 2017).....	22
15. Respon <i>log gamma ray</i> terhadap litologi (Rider, 2002).....	24
16. Respon <i>log densitas</i> terhadap litologi (Rider, 2002).....	25
17. Respon <i>log sonic</i> terhadap litologi (Rider, 2002)	26
18. Representasi dari rekaman seismik dan impedansi akustik beserta sifatnya (Sukmono, 1999).....	29
19. Diagram alir <i>acoustic impedance inversion</i>	39
20. Diagram alir <i>log processing</i>	40

21. Diagram alir karakterisasi reservoir	41
22. Zona Target pada sumur WID-01	44
23. Zona target pada sumur WID-03	45
24. Zona target pada sumur WID-04	46
25. Zona target pada sumur WID-06	47
26. <i>Amplitude spectrum</i>	48
27. <i>Crossplot P-impedance</i> vs densitas semua sumur	50
28. <i>Crossplot P-impedance</i> vs porositas semua sumur.....	50
29. Korelasi <i>well to seismic tie</i> pada sumur WID-01.....	53
30. Korelasi <i>well to seismic tie</i> pada sumur WID-03.....	54
31. Korelasi <i>well to seismic tie</i> pada sumur WID-04.....	55
32. Korelasi <i>well to seismic tie</i> pada sumur WID-06.....	56
33. <i>Picking horizon</i> pada patahan	57
34. <i>Picking horizon</i> pada <i>arbitrary line</i>	57
35. Model inisial/geologi	59
36. Korelasi pra-inversi <i>model based</i>	61
37. Hasil inversi <i>model based</i> pada semua sumur	62
38. Penampang densitas pada semua sumur	63
39. Penampang porositas pada semua sumur.....	64
40. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-01 kedalaman 3363 – 3374 ft	66
41. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-01 kedalaman 3415 – 3447 ft	67
42. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-01 kedalaman 3462 – 3502 ft	68
43. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-01 kedalaman 3516 – 3525 ft	69
44. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-01 kedalaman 3541 – 3547 ft	70
45. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-01 kedalaman 3572 – 3603 ft.	71

46. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-03 kedalaman 1054 – 1057 m.....	72
47. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-03 kedalaman 1085 – 1095 m.....	73
48. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-03 kedalaman 1106 – 1121 m.....	74
49. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-04 kedalaman 1071 – 1074 m	75
50. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-04 kedalaman 1102 – 1115 m.....	76
51. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-04 kedalaman 1150 – 1151 m.....	77
52. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-06 kedalaman 1071 – 1074 m	78
53. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-06 kedalaman 1105 – 1106 m.....	79
54. Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , 100% CO ₂ di sumur WID-06 kedalaman 1120 – 1124 m.....	80
55. Hubungan kecepatan gelombang P terhadap saturasi CO ₂ pada sumur WID – 01 di enam zona <i>interest</i>	84
56. Hubungan kecepatan gelombang S terhadap saturasi CO ₂ pada sumur WID – 01 di enam zona <i>interest</i>	85
57. Hubungan kecepatan gelombang P terhadap saturasi CO ₂ pada sumur WID – 03 di tiga zona <i>interest</i>	85
58. Hubungan kecepatan gelombang S terhadap saturasi CO ₂ pada sumur WID – 03 di tiga zona <i>interest</i>	86
59. Hubungan kecepatan gelombang P terhadap saturasi CO ₂ pada sumur WID – 04 di dua zona <i>interest</i>	86
60. Hubungan kecepatan gelombang S terhadap saturasi CO ₂ pada sumur WID – 04 di dua zona <i>interest</i>	86
61. Hubungan kecepatan gelombang P terhadap saturasi CO ₂ pada sumur WID – 06 di tiga zona <i>interest</i>	87

62. Hubungan kecepatan gelombang S terhadap saturasi CO ₂ pada sumur WID – 06 di tiga zona <i>interest</i>	87
63. Peta persebaran reservoir berdasarkan <i>inversi acoustic impedance</i>	90
64. Peta persebaran reservoir berdasarkan densitas	91
65. Peta persebaran reservoir berdasarkan porositas	92
66. <i>Time structure map horizon Zelda upper</i>	93

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Klasifikasi nilai densitas batuan.....	25
2. Kualitas reservoir berdasarkan nilai porositas (Dewanto, 2016).....	28
3. Ketersediaan data sumur	34
4. Ketersediaan data seismik	34
5. Rincian kegiatan selama tugas akhir	35
6. Kecepatan rata-rata tiap formasi	49
7. Nilai <i>cutoff P-impedance</i>	49
8. Nilai <i>cutoff</i> porositas	51
9. Hasil <i>well to seismic tie</i>	52
10. Korelasi analisis pra-inversi.....	61
11. Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , dan 100% CO ₂ di sumur WID-01	81
12. Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , dan 100% CO ₂ di sumur WID-03	82
13. Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , dan 100% CO ₂ di sumur WID-04	82
14. Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan in situ, 50% CO ₂ , dan 100% CO ₂ di sumur WID-06	83
15. Batas lapisan zona reservoir berdasarkan analisis data sumur	88

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Saat ini isu pemanasan global (*global warming*) akibat peningkatan jumlah karbon dioksida (CO₂) menjadi isu yang sering dibahas oleh para akademisi dan profesional serta pemerintah. Banyak industri terutama pada bidang minyak dan gas yang kurang memperhatikan dampak tentang emisi yang dihasilkan, sedangkan penurunan emisi karbon dapat dilakukan dengan cara yang ramah lingkungan. Masalah ini dapat ditanggulangi dengan menciptakan suatu sistem yang dapat menangkap dan menyimpan karbon dioksida (CO₂), dimana CO₂ yang dihasilkan selama proses produksi gas alam akan ditangkap dan disimpan di bawah permukaan. Penyimpanan CO₂ di bawah permukaan disebut juga dengan metode *Carbon Capture Storage* (CCS). CCS adalah metode yang dapat digunakan untuk mengurangi emisi CO₂ dalam jumlah besar. Dalam pengaplikasian CCS geologi bawah permukaan untuk penyerapan CO₂, penyimpanan dan elemen penutup membutuhkan investigasi yang tepat dimana formasi geologi tersebut yang digunakan sebagai tempat penyimpanan gas CO₂ setelah diinjeksikan (DOE, 2008). Oleh karena itu perlu dilakukan karakterisasi terhadap reservoir target di daerah penelitian. Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses untuk menguraikan secara kualitatif dan atau kuantitatif karakter dari reservoir dengan mengintegrasikan data seismik dan data sumur (Sukmono, 2000). Salah satu metode untuk menentukan karakterisasi reservoir adalah inversi seismik untuk *Acoustic Impedance* (AI). *Acoustic Impedance* (AI) diperoleh dengan mengalikan densitas dan kecepatan, sehingga dapat didefinisikan sebagai momentum persatuan volume. Pada inversi seismik, *Acoustic Impedance* (AI) dapat langsung terkait dengan porositas, litologi, dan permeabilitas sebagai dasar

untuk karakterisasi reservoir. Metode inversi seismik dibagi menjadi dua kategori, yaitu metode inversi seismik *Pre-stack* dan metode inversi seismik *Post-stack*. Pada penelitian kali ini, penulis menggunakan metode inversi *Post-stack*. Metode inversi seismik *post-stack* yang dipakai, yaitu metode inversi jenis *model based*. Dari hasil inversi tersebut didapatkan nilai *acoustic impedance* (AI) yang dapat efektif digunakan dalam karakterisasi reservoir Cekungan Asri untuk dapat mengetahui kelayakannya sebagai reservoir *Carbon Capture Storage* (CCS). Adapun hal ini telah dilakukan tetapi penelitian kali ini juga melakukan pemodelan fisika batuan dengan *fluid replacement modelling* (FRM) guna melengkapi penelitian sebelumnya.

1.2. Tujuan Penelitian

Tujuan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui potensi zona untuk injeksi CO₂.
2. Memperoleh karakter reservoir Cekungan Asri.
3. Memperoleh sebaran nilai AI pada daerah penelitian.
4. Memperoleh model dan analisis substitusi fluida menggunakan Teori Gassmann.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Metode yang digunakan adalah metode seismik inversi
2. Wilayah yang ditinjau adalah Cekungan Asri.
3. *Software* yang digunakan adalah *Humpson Russel*.

1.4 Rumusan Masalah

Rumusan masalah pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

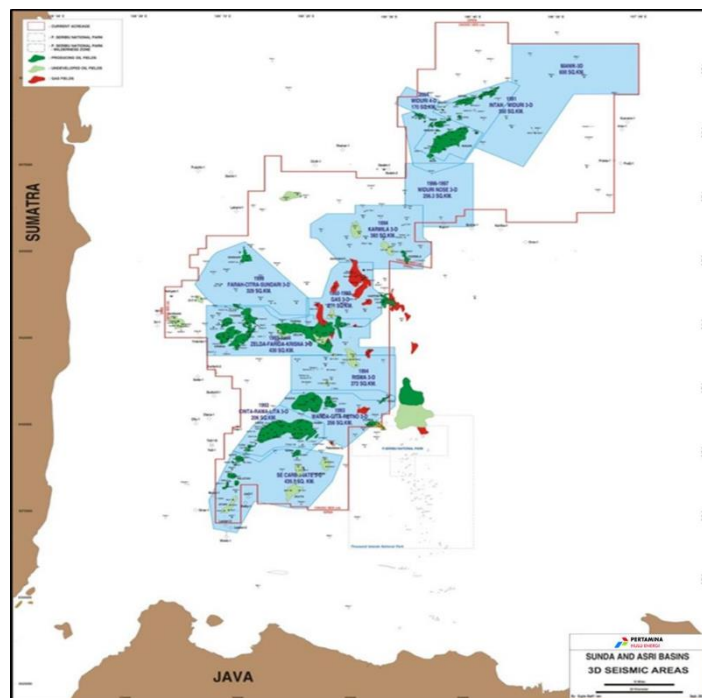
1. Bagaimana kelayakan dari suatu reservoir untuk menjadi penyimpanan karbon dari studi geofisika?
2. Bagaimana aplikasi inversi seismik *post-stack* digunakan pada penelitian ini?
3. Bagaimana estimasi nilai impedansi akustik batuan reservoir menggunakan inversi seismik *post-stack*?
4. Bagaimana cara memodelkan beserta analisis substitusi fluida berdasarkan Teori Gassmann?

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Lokasi Penelitian

Cekungan Asri dibatasi oleh Paparan Sunda di bagian utara, di sebelah timur dibatasi oleh Cekungan Biliton dan Busur Karimun Jawa, di sebelah selatan dibatasi oleh Cekungan Jawa Barat dan di bagian barat dibatasi oleh tinggian Lampung. Cekungan ini memiliki luas sekitar 3500 km² dengan ketebalan sedimen maksimum mencapai 4876,8 meter yang terbentuk dari *Paleosen* sampai *Pleistosen* (Sukanto dkk., 1998).

Lapangan minyak pada cekungan asri didominasi oleh perangkap struktural dan beberapa merupakan perangkap kombinasi antara stratigrafi dan struktural. Terdapat beberapa lapangan minyak di cekungan asri antaranya merupakan lapangan minyak utama yang penghasil hidrokarbon, yaitu lapangan Z.



Gambar 1. Peta lokasi penelitian (Ralanarko dkk., 2020).

2.2. Geologi Regional

2.2.1. Tektonik Cekungan Asri

Cekungan Asri merupakan cekungan busur belakang yang terbentuk akibat evolusi tektonik yang dimulai dari zaman Kapur, saat Lempeng Samudera Hindia menunjam di bawah Lempeng Eurasia dengan arah tenggara-barat laut. Ini kemudian menghasilkan sesar berarah barat-timur pada batuan dasar dan sub-cekungan. Setelah kejadian tersebut, terbentuk sebuah cekungan busur belakang sebagai bagian dari sistem *half-graben rift* (Sukanto dkk., 1998). Sistem ini diakibatkan oleh gaya ekstensional intrakratonik (Sukanto dkk., 1998). Akibat pemekaran ini, sistem *graben-graben* yang simetris kemudian berkembang menjadi *half-graben* dan berakhir setelah berhentinya proses *rifting*.

Terdapat tiga periode tektonik utama yang mempengaruhi tipe struktur dan sistem pengendapan pada Cekungan Asri (Sukanto dkk., 1998):

1. *Rift Initiation* (awal pembentukan *rift*)

Periode ini terjadi pada masa pra- Banuwati (pra-*Oligosen*) hingga pada masa pengendapan Serpih Banuwati (*Oligosen* Awal). Pada periode ini terjadi pemekaran benua (*continental extention*) yang menyebabkan seri blok-blok sesar yang mempunyai arah hampir paralel dengan sesar utama pembatas cekungan. Bentuk cekungan pada fasa ini relatif simetris.

2. *Syn Rift* (selama pembentukan *rift*)

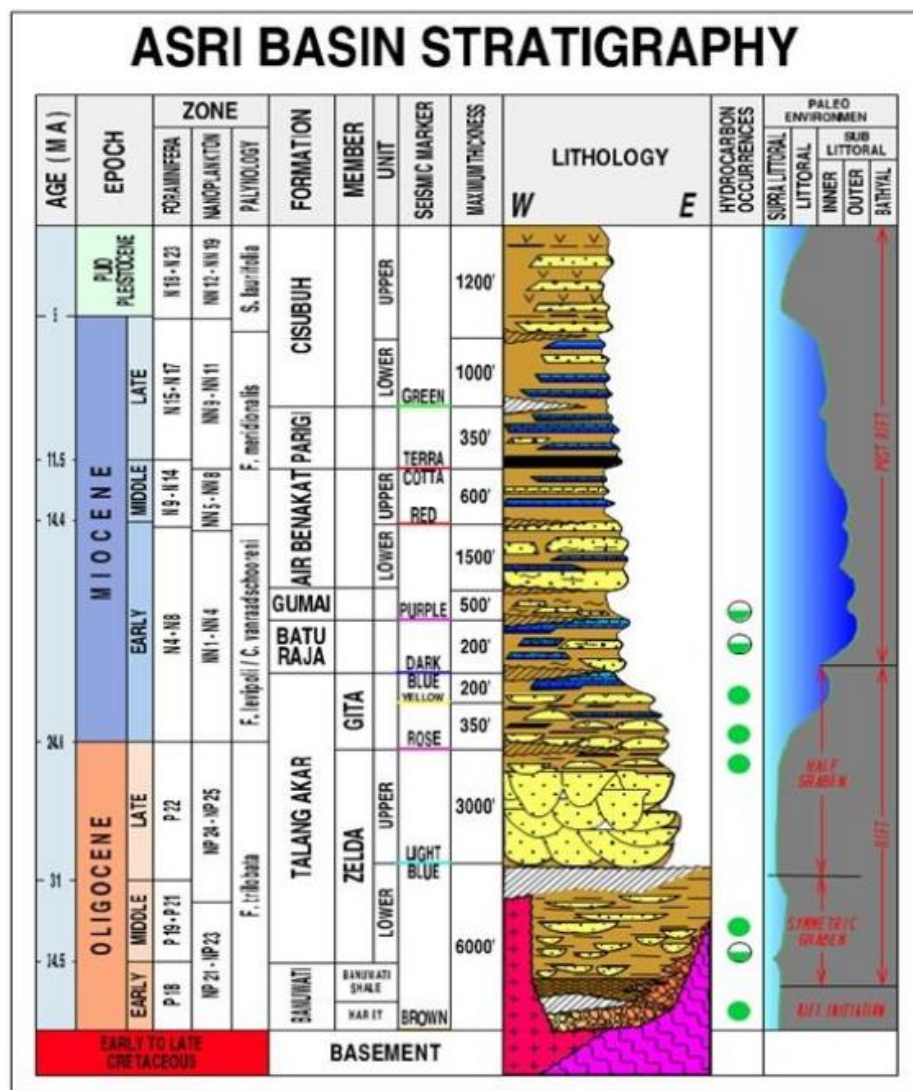
Periode ini terjadi pada *Oligosen* awal hingga *Oligosen* Akhir. Pada periode *syn rift*, *rifting* berkembang akibat pengaruh barisan sesar pada sayap bagian timur dan barat dari cekungan. Terjadi penurunan cepat dan simetris hingga terbentuk cekungan dalam yang memanjang. *Rifting* terus berlanjut dengan pengaruh sesar di sebelah timur yang lebih dominan daripada sesar di sebelah barat, sehingga ekstensi terjadi secara cepat dengan sudut yang tinggi (*high angle*). Inilah yang kemudian mengubah bentuk cekungan dari *graben* simetris menjadi *half-graben*.

3. *Post Rift* (setelah pembentukan *rift*)

Pada periode ini proses *rifting* telah berhenti, dan terjadi penurunan cekungan. Pada saat tersebut pula terjadi transgresi marin yang bersifat regional.

2.2.2. Stratigrafi Cekungan Asri

Pada **gambar 2**, kolom stratigrafi Cekungan Asri menunjukkan adanya suatu mega siklus dari *base level rise* (Formasi Banuwati - Gumai) dan *base level fall* (Formasi Air Benakat – Cisubuh).



Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Asri (Ralanarko, 2020)

Pola stratigrafi dari umur paling tua hingga paling muda menurut (Ralanarko, 2020) adalah:

1. Batuan Dasar (*Basement*)

Basement merupakan jenis batuan Pra-Tersier, *basement* pada Cekungan Asri terdiri dari batuan beku (granit/granodiorite) sampai batuan metamorf tingkat rendah.

2. Anggota Hariet, Format Banuwati

Tersier sedimen paling tua adalah Oligosen, namun sedimen berumur Eosen mungkin juga terdapat dibagian terdalam Cekungan Asri. Formasi Banuwati merupakan stratigrafi unit terpenting di Cekungan Asri maupun Cekungan Sunda. Pada kedua Cekungan ini Formasi Banuwati secara langsung berada di atas Basement Tersier dan ditindih oleh Formasi Zelda.

Formasi Banuwati berumur Eosen - Oligosen Awal. Formasi ini memiliki anggota klastik berasal dari fluvial di bagian dasar dan anggota *lacustrine shale* di atasnya yang merupakan batuan induk kedua cekungan. Yang pertama terbentuk adalah Banuwati *clastic* kemudian terbentuk Banuwati *shale*. Merupakan endapan serpih hitam dari lakustrin sebagai kontak antara serpih *lacustrine* dan *clastic* Banuwati yang terbentuk pada Oligosen Awal.

3. Formasi Talang Akar

- Anggota Zelda

Anggota Zelda terletak selaras di atas anggota *shale* Banuwati dan terbentuk pada Zaman Oligosen Tengah – Akhir yang merupakan satuan *terrigenous* pada bagian bawahnya dan umumnya tersusun oleh *mudstone* yang tebal, *siltstone* dan batupasir halus, dan secara lokal dijumpai lapisan tipis batubara. Endapan tersebut diinterpretasikan sebagai endapan lingkungan di luar danau dangkal fluvial-delta. Bagian atas unit ini merupakan lapisan tebal dari *multistory fluvial*. Pengendapan secara bertahap berubah dari lingkungan *non marine lacustrine* dan fluvial menjadi *coastal plain*.

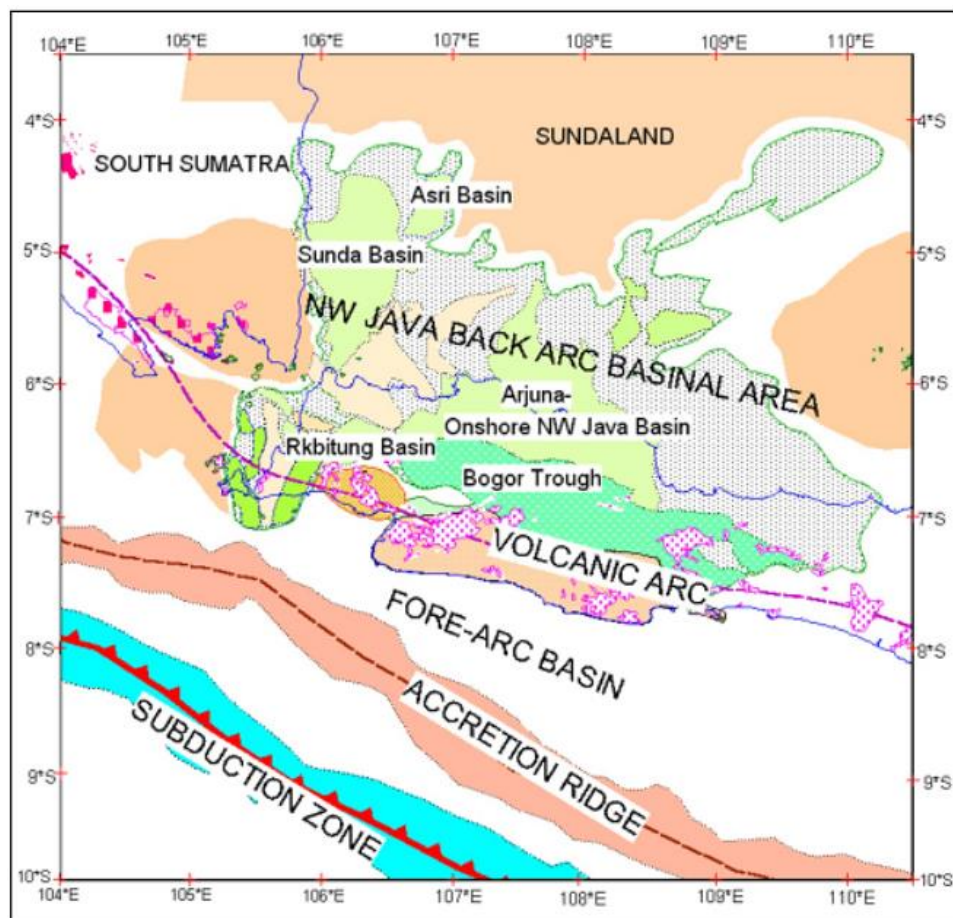
- Anggota Gita
Anggota Gita terbentuk pada Miosen Awal dan terdiri dari *mudstone transgressive*, *shale* dan batubara serta batupasir *channel estuarine*. Batupasir menyerupai lembaran (*sheetlike*) yang tersebar dan merupakan *channelized*. Anggota Gita mempunyai tebal 335 m dengan lingkungan pengendapan *supratidal - intertidal* dan diendapkan secara selaras di atas Anggota Zelda.
4. Formasi Baturaja
Pada awal Miosen terjadi transgresi yang menenggelamkan *lower delta plain* dan membentuk endapan batu gamping neritik tengah laut (Fm. Baturaja). Formasi Baturaja diendapkan selaras dengan Formasi Talang Akar yang terbentuk pada zaman Miosen Awal dan tersusun atas batupasir *shallow marine*, *mudstone* dan secara lokal dijumpai batugamping.
 5. Formasi Gumai
Formasi Gumai diendapkan selaras di atas Formasi Baturaja pada zaman Miosen Awal di lingkungan laut dangkal – laut dalam. Terdiri dari lempung yang disisipi batu gamping dan batupasir yang tipis. *Shale* Gumai terletak selaras di atas Formasi Air Benakat.
 6. Formasi Air Benakat
Berkurangnya kedalaman air pada Kala Miosen menghasilkan endapan tebal batupasir glaukonit yang termasuk dalam Formasi Air Benakat. Formasi Air Benakat yang merupakan suatu unit regresi yang berlangsung selama Miosen Awal - Tengah, terdiri dari perselingan lempung, batupasir dan batu gamping yang tipis di lingkungan neritik dan berangsur-angsur menjadi laut dangkal dan prodelta.
 7. Formasi Parigi
Formasi Parigi terbentuk pada Miosen Akhir, terdiri atas batu gamping pasiran dan batu lempung serta sedikit sisipan batubara. Di beberapa tempat lapisan formasi ini diendapkan sangat tipis sekali atau menghilang.

8. Formasi Cisubuh

Formasi Cisubuh yang terdiri dari *clay marine*, lapisan tipis batupasir dan *siltstone*, dan terbentuk pada Miosen Akhir – Pliosen.

2.2.3. Struktur Geologi

Cekungan Asri dibatasi oleh sesar utama berarah utara-selatan dengan kemiringan arah barat. Sedangkan pada bagian selatan dibatasi oleh sistem sesar yang berarah barat-timur. Pengisian cekungan dimulai oleh sedimen yang *onlap* ke arah monoklin pada bagian barat dan utara. Selain kedua sesar utama, pada bagian timur dan selatan, sesar-sesar dengan arah hampir paralel dengan sesar utama yang dipengaruhi oleh proses *rifting* yang terjadi. Sesar-sesar ini memotong Formasi Talang akar yang diendapkan selama terjadinya *rifting* (Sukanto dkk., 1998)



Gambar 3. Tatanan tektonik regional Cekungan Asri (Sukanto dkk., 1998)

2.2.4. *Petroleum System*

Petroleum system merupakan elemen yang mempengaruhi ketersediaan hidrokarbon yang terdiri dari batuan sumber (*seal*), batuan reservoir, batuan penutup (*seal*), *overburden*, migrasi, jebakan dan sejarah perkembangan dari migrasi dan akumulasi hidrokarbon. Sukanto, dkk (1998) membagi *Petroleum system* Formasi Banuwati-Talang akar di Cekungan Asri sebagai berikut :

1. Batuan sumber (*Source rock*)

Anggota serpih Banuwati adalah serpih hitam *lacustrine*, merupakan batuan sumber utama dari hidrokarbon di Cekungan Asri. Suhu maksimum antara 430°- 440°C, merupakan serpih yang *early mature* dengan kedalaman maksimum sekitar 12.000 ft.

2. Batuan reservoir

Anggota Zelda dan Gita bagian atas (Formasi Talang akar) terdiri dari batupasir multistorey fluvial, berupa batupasir fluvial, distributary atau *estuarine ribbon sand bodies* sampai delta merupakan reservoir utama pada Cekungan Asri.

3. Batuan penutup (*seal*)

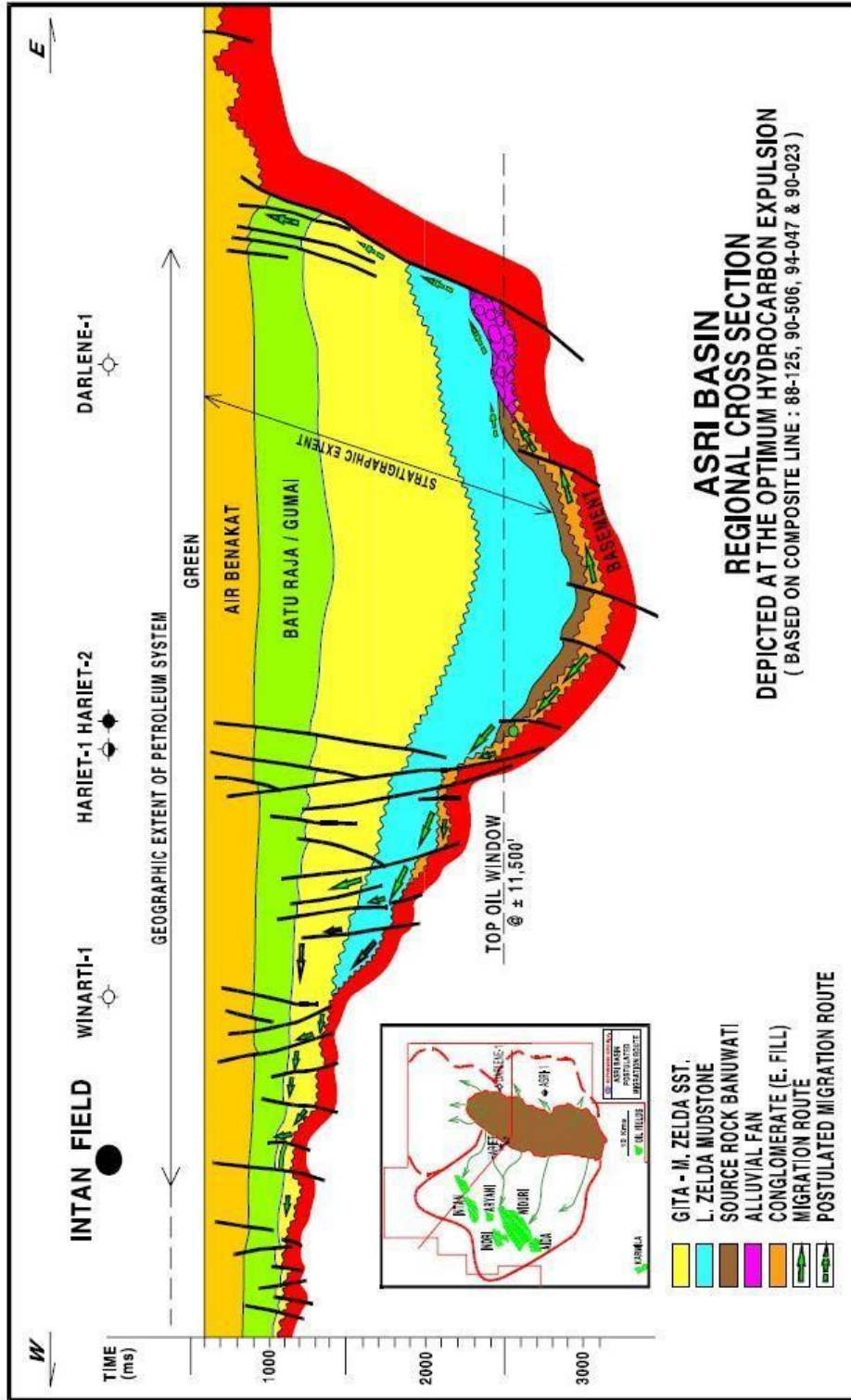
Batuan utama Cekungan Asri adalah serpih laut dangkal yang merupakan Anggota Gita bagian atas dengan tebal antara 150-350 ft. Serpih *marine* Formasi Baturaja dan Gumai merupakan puncak batuan penutup secara regional.

4. Beban (*overburden*)

Total tebal *overburden* mencapai 11500 ft pada waktu maturity sampai 14000 ft sampai dengan saat ini.

5. Jenis Migrasi

Migrasi fluida di Cekungan Asri sebagian besar dikontrol oleh geometri lapisan pembawa, yaitu batupasir Anggota Zelda. Migrasi lateral terjadi dari serpih Formasi Banuwati menuju Anggota Zelda bagian tengah karena sedikitnya struktur sesar. Migrasi vertikal mencapai Anggota Gita melalui sesar-sesar normal. Gambaran tentang *Petroleum system* Cekungan Asri dapat dilihat pada **gambar 4**.

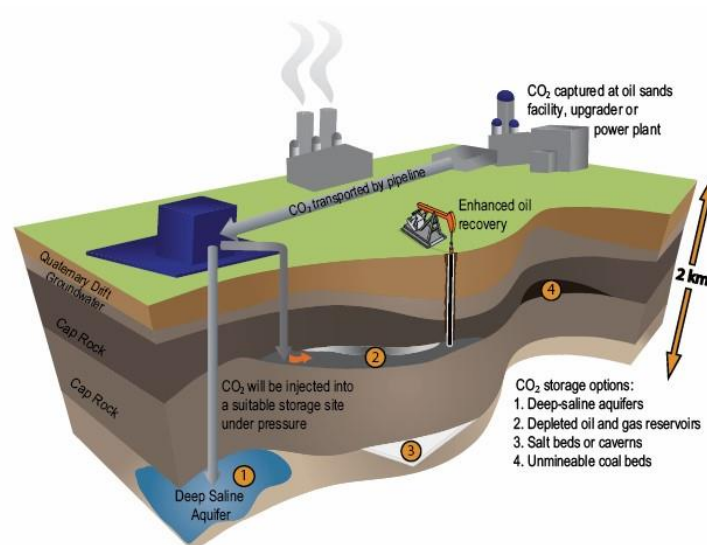


Gambar 4. Petroleum system Cekungan Asri (Sukanto dkk., 1998)

III. TEORI DASAR

3.1. Deskripsi *Carbon Capture and Storage (CCS)*

Teknologi penyimpanan karbon, juga dikenal sebagai carbon capture and sequestration, mencegah banyak CO₂ terlepas ke dalam atmosfer dengan mengambil CO₂ yang dihasilkan oleh pabrik industri, mengkompresinya untuk transportasi, dan kemudian dengan hati-hati memasukkannya ke dalam formasi batuan yang sangat dalam untuk disimpan secara permanen.



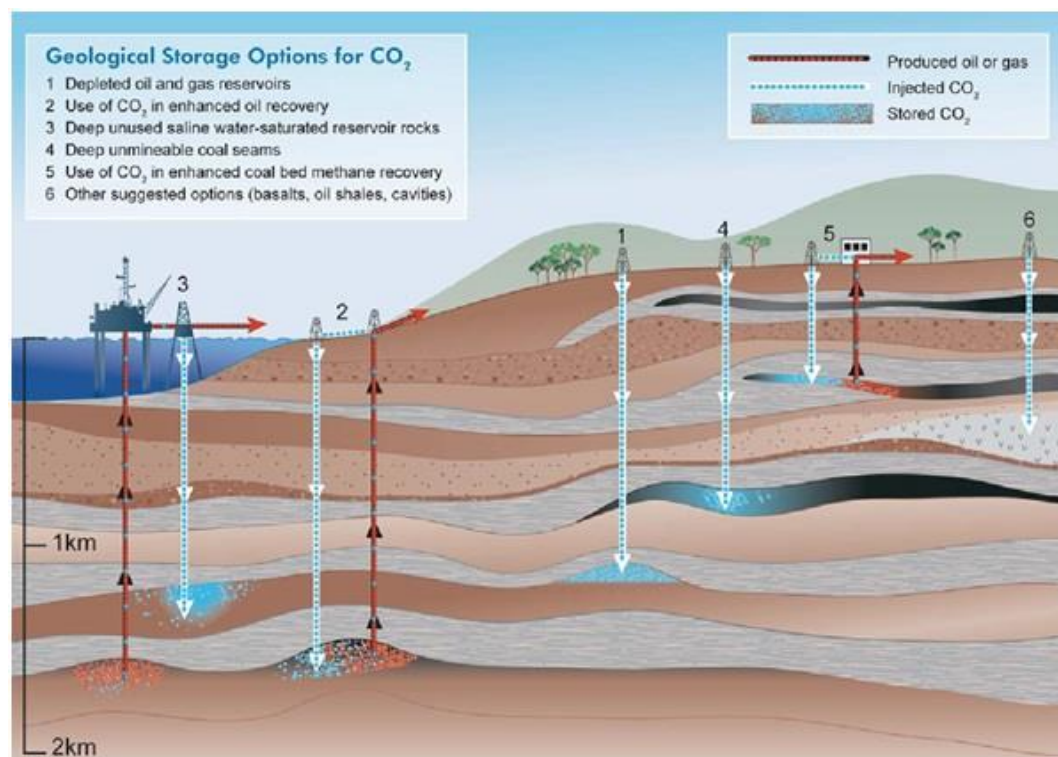
Gambar 5. Ilustrasi sistem CCS (Global CCS Institute, 2011)

Pertama, karbon dioksida akan dihilangkan atau dipisahkan dari pembangkit listrik dan pabrik batubara, serta dari proses pembuatan baja dan semen. Pascapembakaran, prapembakaran, dan pembakaran oxyfuel adalah tiga jenis penangkapan. Ini dikenal sebagai CO₂ capture dan dapat menangkap 90% dari

emisi CO₂, kemudian dikompresi dan diangkut ke sebuah lapangan penyimpanan yang sesuai. Transportasi umumnya dilakukan di pipa. Transportasi kapal juga merupakan pilihan untuk transportasi CO₂ lepas pantai.

CO₂ yang disuntikkan ke dalam lapangan penyimpanan yang sesuai jauh di bawah tanah. Lapangan penyimpanan harus formasi geologi yang menjamin penyimpanan yang aman dan permanen. Penyimpanan dapat mengambil tempat di bekas ladang minyak & gas (*depleted*), atau formasi garam dalam (*deep saline*) (*CCSassociation.org*).

Setelah melewati proses penangkapan CO₂, kemudian CO₂ dapat disimpan dalam reservoir geologi yang sesuai, seperti *saline aquifers*, *reservoir gas* dan minyak bumi, dan lapisan batubara yang tidak dapat diakses (Davison dkk, 2001). Proses penyimpanan karbon pada dasarnya merupakan sebuah proses penginjeksian CO₂ yang berkonsentrasi tinggi ke dalam suatu tempat yang terisolasi, sehingga tidak lepas Kembali ke udara dan diharapkan dapat bertahan dalam jangka waktu yang sangat lama.



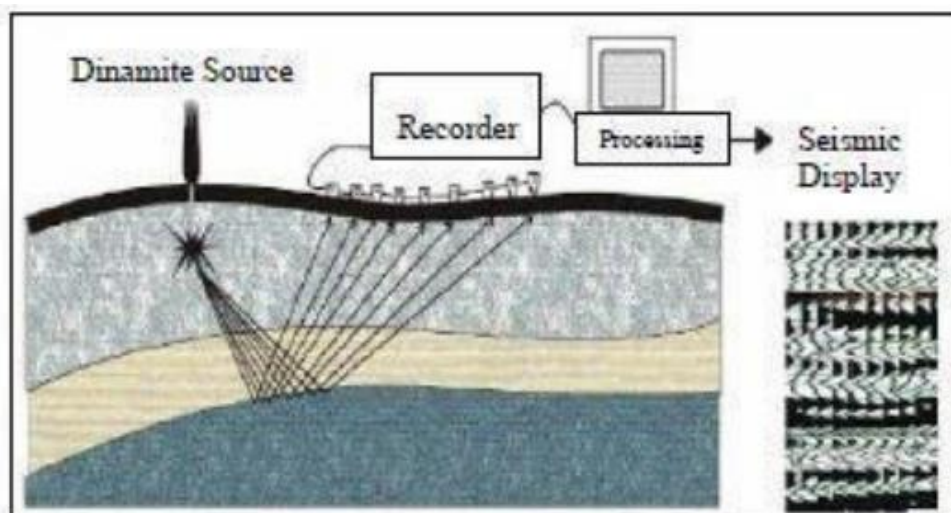
Gambar 6. Ilustrasi penyimpanan karbon pada *geological storage* (Prasojo, 2015)

Saat ini terdapat dua opsi penyimpanan CO₂ jangka panjang, yaitu *Geological Storage*, yaitu lapisan batuan di bawah permukaan bumi yang di atasnya terdapat batuan yang kedap sebagai penutup (*caprock*) dan *Ocean Storage*, yaitu laut dalam (>3.000 m). Kandidat yang memungkinkan penyimpanan karbon adalah lapisan batu bara dalam yang tidak dapat ditambang (*deep unmineable coalbeds*), reservoir migas yang produksinya sudah menurun (*depleted oil and gas reservoir*), serta reservoir air asin dalam (*deep saline aquifer*). Beberapa faktor yang sangat mempengaruhi keamanan dalam penempatan karbon di dalam lapisan geologi adalah:

- a. Sesar/*Fault*, banyaknya jumlah dan penetrasi kedalaman sesar terhadap lapisan reservoir yang akan dijadikan tempat penyimpanan karbon sangat mempengaruhi kemungkinan besar kecilnya karbon yang dapat mengalir melalui jalur sesar tersebut.
- b. Natural *seismicity*, besar kecilnya intensitas kegempaan di daerah lapisan tempat penyimpanan karbon merupakan salah satu faktor penentu keamanan.
- c. *Caprock*/lapisan penutup, tebal komposisi dan kapabilitas dari lapisan penutup reservoir tempat injeksi.
- d. Kedalaman dan ketebalan lapisan reservoir, semakin dalam reservoir maka akan semakin aman dari kemungkinan gas karbon mengalami kebocoran ke permukaan. Semakin tebal lapisan reservoir maka akan semakin besar jumlah gas karbon yang dapat tersimpan.
- e. Banyaknya jumlah sumur, umur sumur, kedalaman penetrasi dan status kondisi sumur terakhir yang dijadikan jalur injeksi karbon. Kriteria yang mendasari suatu reservoir dapat dijadikan sebagai tempat penyimpanan karbon diantaranya adalah porositas, permeabilitas, dan kapasitas penyimpanan yang mencukupi. Selain itu, kehadiran batuan *impermeable* atau *caprock* juga diperlukan untuk mencegah migrasi karbon naik dan juga kehadiran struktur perangkap. Lokasi kedalaman yang ideal adalah lebih dari 800 m, dimana tekanan dan temperatur cukup tinggi untuk menyimpan karbon dalam fasa terkompresi dan memaksimalkan jumlah yang tersimpan.

3.2. Metode Refleksi Seismik

Salah satu metode eksplorasi hidrokarbon adalah metode seismik refleksi, yang menggunakan gelombang elastik yang dihasilkan oleh sumber getar pada permukaan bumi, seperti pukulan palu, ledakan dinamit, atau *air gun*. Di darat, dinamit adalah sumber umum yang digunakan, tetapi di laut, *air gun* adalah sumber getar yang digunakan. Geofon (survey di darat) atau hidrofon (survey di laut) adalah sensor yang digunakan untuk mengukur respons dari tanah. *Receiver* ini mengumpulkan data tentang waktu tempuh (*travel time*) gelombang pantul, yang menunjukkan kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan. Selain hal tersebut frekuensi, amplitudo, dan fasa gelombang adalah variabel lain yang dapat dimanfaatkan. Akuisisi seismik dilakukan dengan cara membuat getaran dari suatu sumber getar, lalu getaran tersebut akan merambat ke segala arah di bawah permukaan sebagai gelombang. Gelombang yang datang mengenai lapisan-lapisan batuan akan mengalami pemantulan, pembiasan, dan penyerapan. Respon batuan terhadap gelombang yang datang akan berbeda-beda tergantung sifat fisik batuan yang meliputi densitas, porositas, umur batuan, kepadatan, dan kedalaman batuan. Gelombang yang dipantulkan akan ditangkap oleh geofon di permukaan dan diteruskan ke instrumen untuk direkam. Hasil rekaman akan mendapatkan penampang seismik. (Badley, 1985)



Gambar 7. Ilustrasi penjalaran gelombang seismik dari sumber ke penerima (Sukmono, 1999)

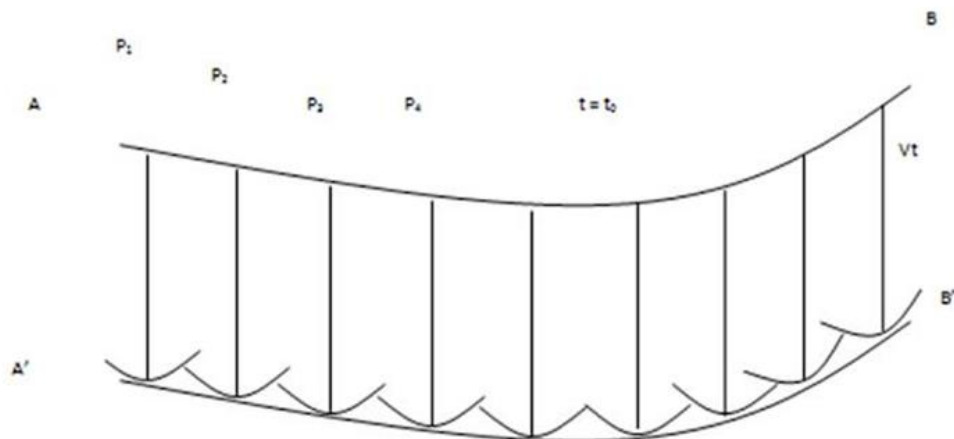
3.3. Penjalaran Gelombang Seismik

Gelombang seismik, juga disebut gelombang elastik, adalah gelombang yang disebabkan oleh osilasi partikel dalam medium. Karena sifat fisik batuan dapat direplika dari sifat refleksi bidang batas, fenomena penjalaran gelombang pada medium berlapis dapat dipahami melalui sifat pantulan dan pembiasan gelombang. Hukum dan asumsi penjalaran gelombang berikut diterapkan pada penjalaran gelombang seismik.

1. Panjang gelombang seismik yang digunakan lebih kecil daripada ketebalan lapisan batuan, sehingga setiap lapisan batuan akan teridentifikasi.
2. Gelombang seismik dianggap memenuhi Hukum Snellius, Prinsip Huygens dan Asas Fermat.

3.3.1. Prinsip Huygens

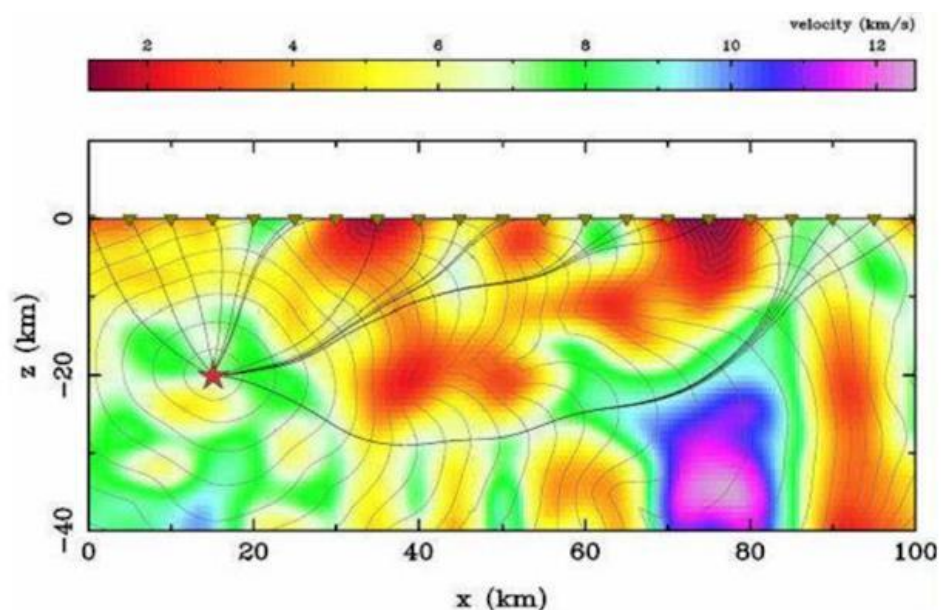
Prinsip *Huygens* menyatakan bahwa setiap titik-titik pengganggu yang berada di depan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya deretan gelombang yang baru. Jumlah energi total deretan gelombang baru tersebut sama dengan energi utama yang sama seperti **gambar 8** di bawah ini.



Gambar 8. Ilustrasi prinsip Huygen (Asparini, 2011)

3.3.2. Prinsip *Fermat*

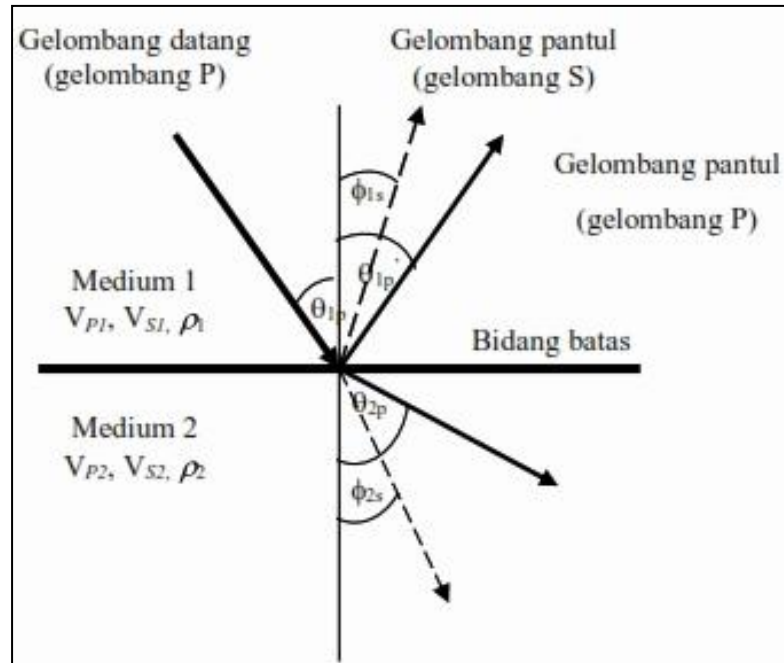
Menurut Prinsip *Fermat*, jika sebuah gelombang merambat dari satu titik ke titik yang lain, maka gelombang tersebut akan memilih jejak yang tercepat (waktu tempuh terpendek). Lintasan sinar antara dua titik adalah lintasan yang waktu tempuhnya ekstrem, minimum ataupun maksimum terhadap kemungkinan lintasan terdekat. Perambatan suatu gelombang dari satu titik ke titik lainnya akan menentukan jejak yang tercepat (Hidayatullah, 2010).



Gambar 9. Ilustrasi prinsip *Fermat* (Rawlinson & Sambridge, 2003)

3.3.3. Hukum *Snellius*

Menurut Hukum *snellius*, jika suatu berkas gelombang P datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda maka sebagian energi gelombang tersebut akan dipantulkan (*reflected*) dan ditransmisikan (*refracted*) sebagai gelombang P dan gelombang S, dapat dilihat pada **Gambar 10**.



Gambar 10. Ilustrasi hukum *Snellius* (Sheriff & Geldart, 1995).

Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum *Snellius*, yaitu:

$$\frac{\sin \theta_1}{vp_1} = \frac{\sin \theta_2}{vp_2} = \frac{\sin \phi_1}{vs_1} = \frac{\sin \phi_2}{vs_2} \quad (1)$$

Dimana:

θ_1 = Sudut datang gelombang P

θ_1' = Sudut pantul gelombang P

ϕ_1 = Sudut pantul gelombang S

ϕ_2 = Sudut bias gelombang S

θ_2 = Sudut bias gelombang P

vp_1 = Kecepatan gelombang P pada medium pertama

vp_2 = Kecepatan gelombang P pada medium kedua

vs_1 = Kecepatan gelombang S pada medium pertama

vs_2 = Kecepatan Gelombang S pada medium kedua

3.4. Komponen Seismik

Komponen seismik refleksi menunjukkan komponen sebuah gelombang (tras seismik) seperti amplitudo, puncak, palung, *zero crossing*, tinggi dan panjang gelombang. Kemudian beberapa komponen lain seperti impedansi akustik, koefisien refleksi, polaritas, fasa, resolusi vertikal, *wavelet*, dan sintetik seismogram, dapat diturunkan dari parameter dasar.

3.4.1. Trace Seismik

Trace seismik merupakan data seismik yang dicatat *geophone* sebagai respon dari medan gelombang elastik terhadap kontras nilai impedansi akustik antar lapisan. Secara matematis *trace* seismik merupakan hasil konvolusi antara *wavelet* seismik dengan reflektivitas bumi ditambahkan dengan komponen *noise* (Sukmono, 2000), dimana persamaannya dinyatakan sebagai berikut:

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (2)$$

$S(t)$ = *trace* seismik

$w(t)$ = *wavelet*

$r(t)$ = reflektivitas bumi

$n(t)$ = *noise*

3.4.2. Impedansi Akustik

Impedansi akustik (*acoustic impedance*) didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. *Acoustic impedance* (AI) dapat digunakan sebagai indikator jenis litologi, nilai porositas, jenis hidrokarbon dan pemetaan litologi dari suatu zona reservoir. *Acoustic impedance* (AI) berbanding lurus dengan kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas dan refleksi seismik ketika terjadi perubahan kontras pada AI (Badley, 1985). Secara matematis *acoustic impedance* (AI) dapat dirumuskan sebagai:

$$AI = \rho \cdot V \quad (3)$$

Dimana:

$AI = \text{Acoustic Impedance } \left(\frac{ft}{s} * \frac{g}{cc}\right)$

$\rho = \text{Densitas } \left(\frac{g}{cc}\right)$

$V = \text{Kecepatan gelombang seismik } \left(\frac{ft}{s}\right)$

Dari rumus diatas dapat disimpulkan bahwa Impedansi Akustik berbanding lurus dengan kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas.

3.4.3. Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan hasil dari respon *wavelet* terhadap perubahan impedansi akustik dimana gelombang seismik dengan *amplitude* yang melalui batas antara dua lapisan yang berbeda (Sukmono, 2000). Koefisien refleksi dirumuskan sebagai berikut:

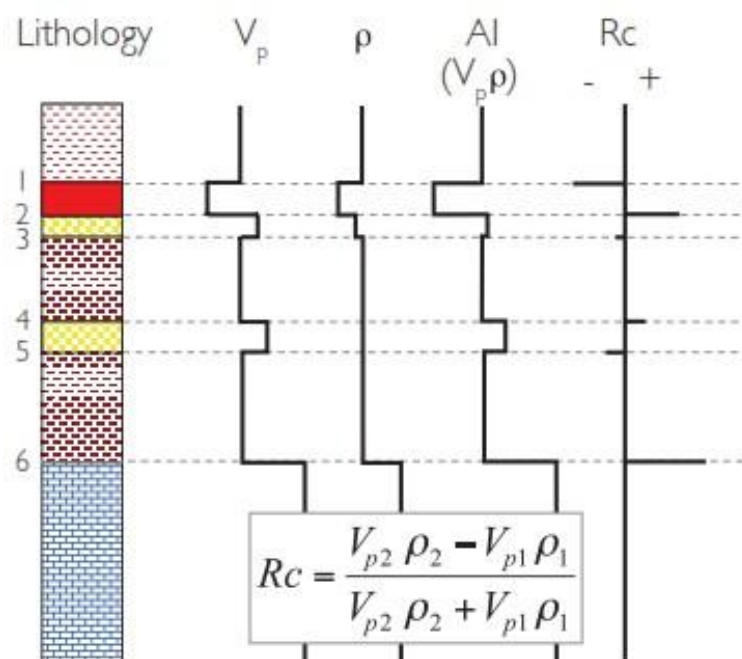
$$KR = \frac{(AI_2 - AI_1)}{(AI_2 + AI_1)} = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (4)$$

Dimana:

KR = Koefisien Refleksi

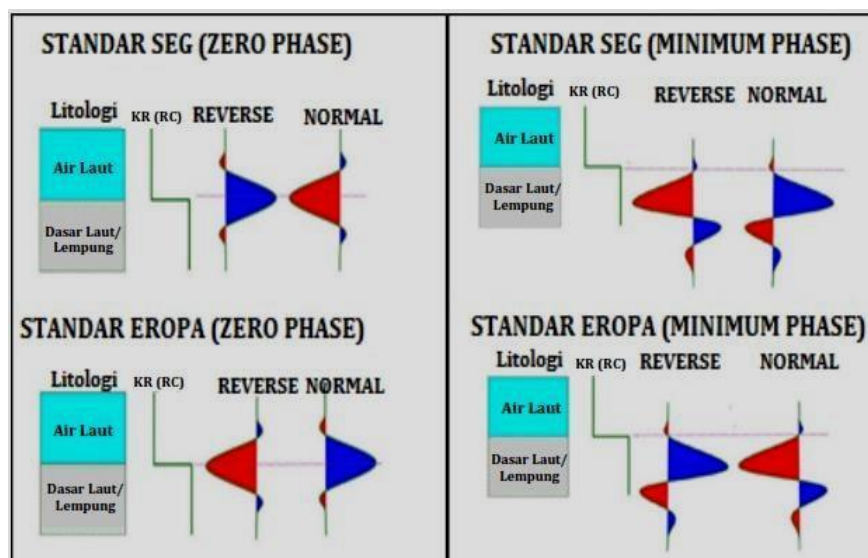
AI_1 = *Acoustic impedance* lapisan atas

AI_2 = *Acoustic impedance* lapisan bawah



Gambar 11. Koefisien refleksi (Simm & Bacon, 2014).

3.4.4. Polaritas dan Fasa



Gambar 12. Polaritas dan fasa (Sukmono, 1999).

Penggambaran koefisien refleksi dalam bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif disebut polaritas. Polaritas terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*). Terdapat dua jenis konversi polaritas, yaitu standar SEG (*Society of Exploration Geophysicist*) dan standar Eropa, dimana kedua polaritas ini saling berkebalikan. *Society of Exploration Geophysicist* (SEG) mendefinisikan hubungan antara polaritas seismik dengan nilai impedansi akustik dari lapisan-lapisan batuan sebagai berikut:

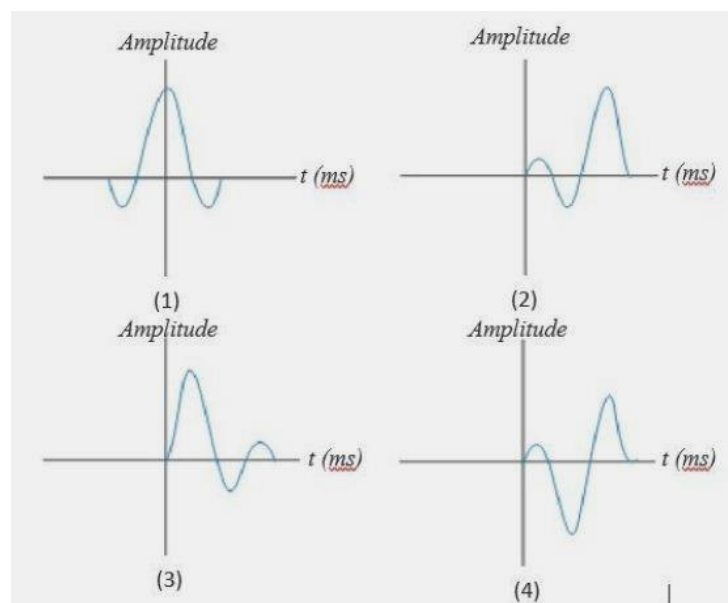
1. Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik, jika impedansi akustik lapisan bawah > impedansi akustik lapisan di atasnya.
2. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, jika impedansi akustik lapisan bawah < impedansi akustik lapisan di atasnya.

Terkadang, perubahan polaritas dapat memberikan informasi penting tentang keberadaan batuan-batuan reservoir, seperti litologi, porositas, dan kandungan zat cair atau fluida (Ramdhani, 2017).

3.4.5. Wavelet

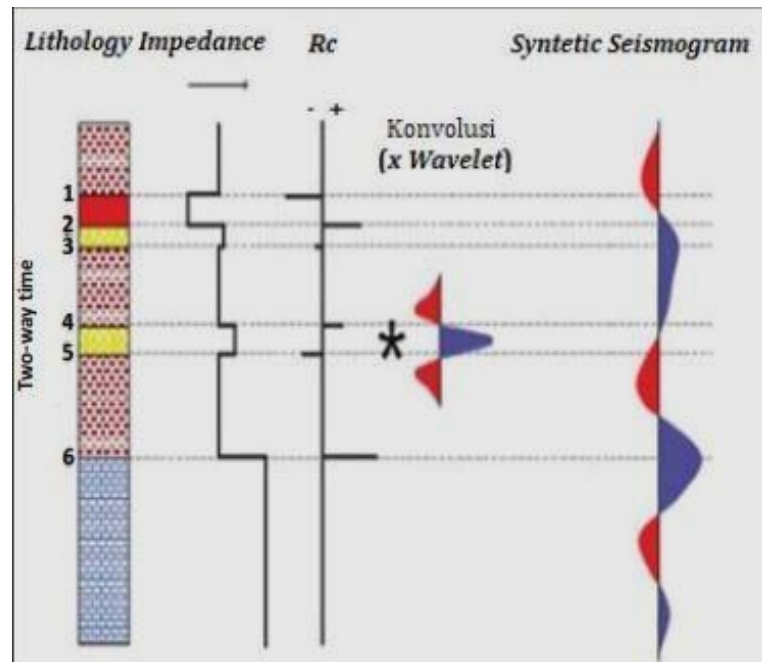
Gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone* disebut *wavelet*. *Wavelet* memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fase. Ada empat macam tipe *wavelet* berdasarkan fase gelombangnya, yaitu *wavelet* fase nol (*zero phase*), fase

maksimum, fase minimum, dan fase campuran (Sukmono, 1999). Perbedaan tipe-tipe *wavelet* ini berdasarkan letak konsentrasi yang berbeda-beda. *Wavelet* fasa nol mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah titik referensi sama dengan nol. *Wavelet* fasa minimum mempunyai konsentrasi energi yang terpusat pada bagian depan. *Wavelet* fasa maksimum mempunyai konsentrasi energi di akhir. Sedangkan *wavelet* campuran merupakan *wavelet* yang mempunyai energi campuran dari ketiga bentuk *wavelet* yang lain.



Gambar 13. Macam-macam fase pada *wavelet*, yaitu (1) *zero phase*, (2) *maximum phase*, (3) *minimum phase*, dan (4) *mixed phase* (Sukmono, 1999).

3.4.6. Seismogram sintetik



Gambar 14. Seismogram sintetik dari proses konvolusi koefisien refleksi dengan *wavelet* (Ramdhani, 2017).

Seismogram sintetik merupakan data seismik buatan yang dibuat dari data *log* kecepatan dan densitas yang akan menghasilkan koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet*, sehingga akan didapatkan seismogram sintetik. Seismogram sintetik digunakan untuk mengikat data sumur dalam domain kedalaman dengan data seismik yang berada dalam domain waktu, sehingga sebelum dilakukan pengikatan data sumur dan data seismik harus dilakukan konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat seismogram sintetik dari sumur.

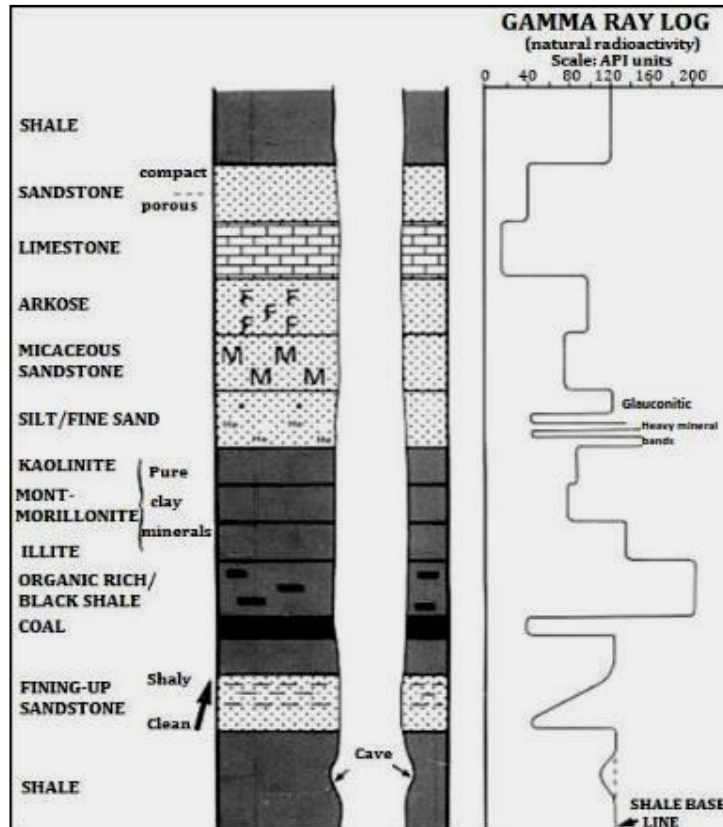
3.5. Well Logging

Logging merupakan metode pendukung dalam melakukan evaluasi formasi seperti sifat-sifat fisika batuan menggunakan hasil perekaman alat survei *logging* sebagai sumber utama. Interpretasi *log* dilakukan dengan menggabungkan data yang didapat dari masing-masing *log* baik interpretasi secara kualitatif maupun interpretasi secara kuantitatif. Adapun tujuan dilakukannya *logging*, yaitu untuk mengetahui karakter fisik batuan yang dilakukan secara langsung pada lubang bor, sehingga dapat mengetahui kondisi bawah permukaan seperti jenis litologi,

porositas, saturasi air, permeabilitas, dan kandungan serpih yang terdapat dalam suatu formasi. *Log* adalah suatu grafik (kadang-kadang waktu), dari satu set kurva yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur. Setiap *log* memiliki karakteristik unik yang digunakan untuk mengukur sifat-sifat tertentu dari batuan di sekitarnya (Dewanto, 2016).

3.5.1. Log Gamma Ray

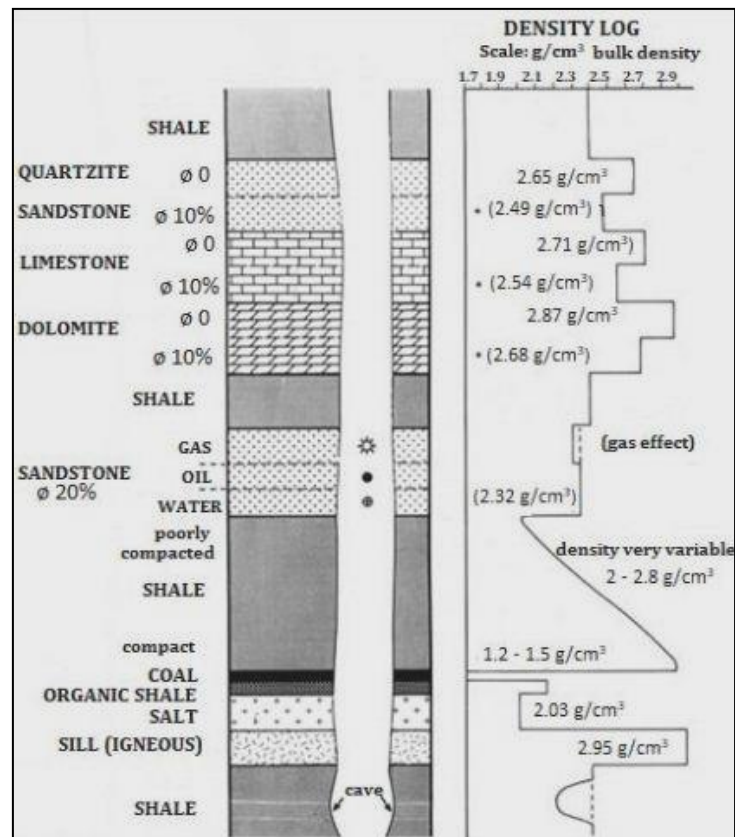
Log gamma ray (GR) adalah *log* yang memanfaatkan sinar *gamma* dalam perekaman radioaktivitas alami Bumi dan kemudian dipantulkan kembali sesuai dengan komposisi radioaktif batuan. Radioaktivitas GR berasal dari tiga unsur radioaktif yang ada dalam batuan: *Uranium (U)*, *Thorium (Th)* dan *Potassium (K)*. Sensor sinar *gamma*, yang dikenal sebagai detektor sintilasi, dapat mendeteksi sinar *gamma* yang menembus batuan. Lapisan *permeable* dan *impermeable* dapat dibedakan dengan sinar *gamma*. Respon kurva *log gamma ray* menunjukkan intensitas radioaktif yang sangat rendah pada lapisan *permeable* bersih (*clean*), seperti batupasir, yang tidak memiliki pengotor. Sebaliknya, pada lapisan yang kotor (*shally*), seperti lempung, respon kurva *log gamma ray* menunjukkan intensitas radioaktif yang tinggi (Dewanto, 2016).



Gambar 15. Respon log gamma ray terhadap litologi (Rider, 2002).

3.5.2. Log Densitas

Log densitas merupakan log yang memanfaatkan pancaran sinar gamma dengan intensitas energi tertentu menembus batuan, dimana batuan terbentuk dari butiran mineral yang tersusun dari atom-atom yang terdiri dari proton dan elektron. Sinar gamma yang bertumbukan dengan elektron-elektron dalam batuan akan mengalami pengurangan energi. Energi yang kembali sesudah mengalami benturan akan diterima oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya, sehingga didapatkan nilai massa jenis (densitas) batuan. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan dan fluida yang terdapat pada pori (Harsono, 1997).



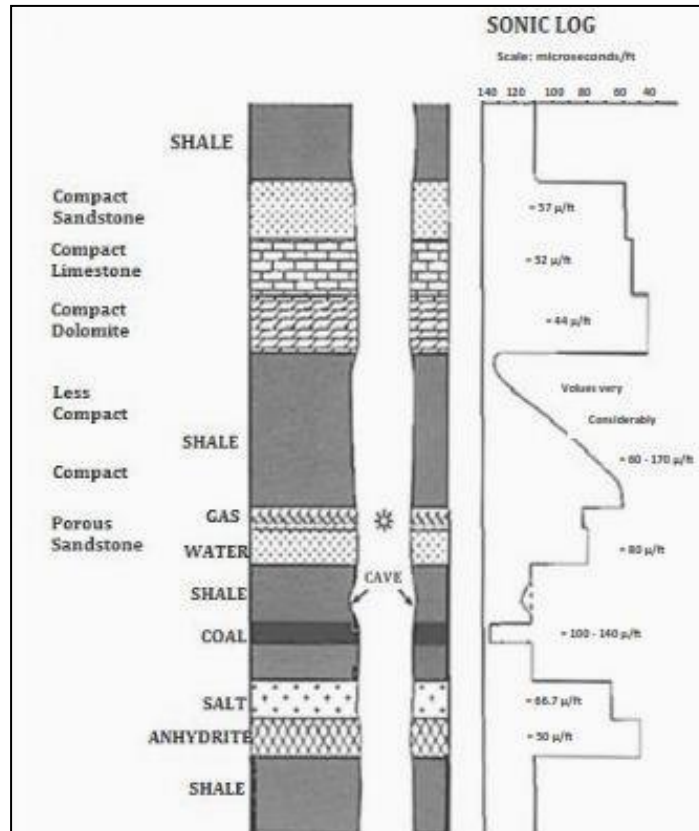
Gambar 16. Respon log densitas terhadap litologi (Rider, 2002).

Tabel 1. Klasifikasi nilai densitas batuan

Densitas (gr/cc)	Batuan	Kandungan Fluida
2.20 - 2.50	<i>Shale</i>	-
2.25 - 2.45	<i>Lapisan Clean</i>	Air Asin
2.20 - 2.35	<i>Lapisan Clean</i>	Minyak
2.00 - 2.25	<i>Lapisan Clean</i>	Gas

3.5.3. Log Sonic

Log sonic merupakan *log* yang prinsipnya mengukur waktu perambatan gelombang suara melalui formasi pada jarak tertentu. *Log sonic* memberikan sebuah interval waktu yang dinamakan delta-t (Δt) atau disebut dengan interval *transit time*. Δt berbanding terbalik dengan kecepatan gelombang suara dan tergantung pada jenis litologi, porositas, dan kandungan porinya. Secara kualitatif *log sonic* digunakan untuk mengevaluasi porositas yang ada pada pori-pori batuan.



Gambar 17. Respon log sonic terhadap litologi (Rider, 2002).

3.5.4. Volume Shale (V_{sh})

V_{sh} pada reservoir (V_{sh}) dapat merepresentasikan nilai V_{sh} yang menunjukkan seberapa banyak kandungan *shale/clay* (volume pengotor) dalam suatu batuan yang dapat digunakan pada perhitungan porositas efektif. Semakin tinggi nilai volume pengotornya, maka menunjukkan kualitas reservoir semakin buruk karena *shale/clay* bersifat *impermeable*, sehingga menjadi penghambat suatu batuan untuk mengalirkan fluida (Dewanto, 2016).

Secara matematis, kandungan V_{sh} dapat dihitung dengan persamaan:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (5)$$

Dimana:

V_{sh} = Volume Shale

GR_{log} = GR bacaan pada log pada lapisan yang dihitung

GR_{min} = GR minimum pada zona non *shale*

GR_{max} = GR maksimum pada zona *shale*

3.5.5. Porositas

Porositas merupakan suatu bagian dalam batuan yang berupa ruang atau pori-pori yang menjadi tempat terperangkapnya fluida. Perbandingan antara volume pori-pori dengan volume total batuan disebut porositas (Telford dkk., 1990). Terdapat dua jenis porositas yang dikenal dalam proses karakterisasi reservoir, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan dengan volume total batuan. Secara matematis, porositas absolut dapat dihitung dengan persamaan:

$$\text{Porositas absolut}(\emptyset) = \frac{(\text{Volume pori-pori total})}{(\text{Volume total batuan})} \times 100\% \quad (6)$$

Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume total batuan. Secara matematis, porositas efektif dapat dihitung dengan persamaan:

$$\text{Porositas efektif}(\emptyset_{ef}) = \frac{(\text{Volume pori-pori berhubungan})}{(\text{Volume total batuan})} \times 100\% \quad (7)$$

Parameter yang menentukan tinggi rendahnya nilai porositas, yaitu keseragaman butir (sortasi), kompaksi, sementasi, dan susunan butir (Dewanto, 2016). Porositas menunjukkan seberapa besar volume dari batuan dapat menampung hidrokarbon. Semakin besar porositas pada batuan reservoir memungkinkan batuan tersebut menampung lebih banyak fluida hidrokarbon. Berdasarkan nilai porositas pada batuan reservoir dibedakan menjadi beberapa kelas seperti Tabel 2.

Tabel 2. Kualitas reservoir berdasarkan nilai porositas (Dewanto, 2016)

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

3.6. Karakterisasi Reservoir

Karakterisasi reservoir Analisis adalah proses untuk menjelaskan karakteristik reservoir secara kualitatif dan atau kuantitatif dengan menggunakan semua data yang ada, dengan data seismik sebagai data utama. (Sukmono, 2000).

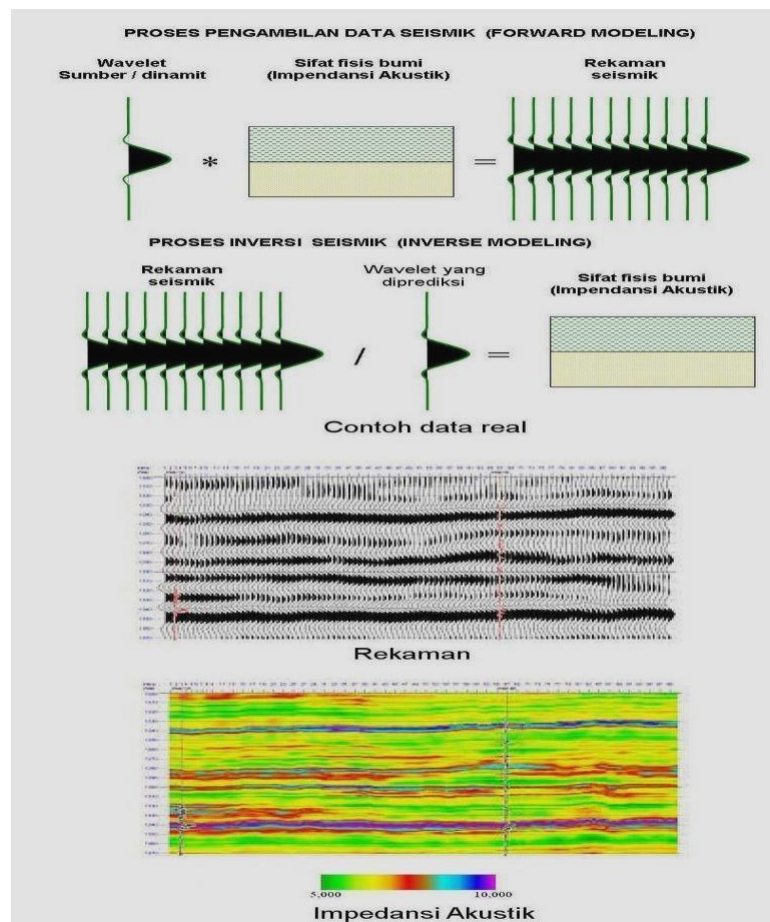
Secara umum karakteristik reservoir dipengaruhi oleh parameter-parameter berikut:

- (1) Distribusi ukuran butir dan pori.
- (2) Porositas dan permeabilitas dari reservoir.
- (3) Fluida pori.
- (4) Distribusi fasies dan lingkungan pengendapan.
- (5) Deskripsi dari cekungan dan tubuh reservoir.

Data yang digunakan untuk karakterisasi reservoir merupakan data seismik dan data sumur (terutama *log sonic* dan *log densitas*). Masing-masing data mempunyai kelebihan dan kekurangan. Dibutuhkan analisis yang terintegrasi untuk meningkatkan kelebihan dan mengurangi kelemahan.

3.7. Acoustic Impedance Inversion

Dalam pemodelan geofisika, ada dua tipe pemodelan utama, yaitu *Forward modelling* dan *Inverse modelling*. *Forward modelling* memprediksi respon geofisika dari model bumi sedangkan *Inverse modelling* memprediksi model bumi dari respon geofisika. Untuk tujuan ini, proses inversi impedansi akustik (AI) akan digunakan untuk menghasilkan model bawah permukaan yang sebenarnya dengan parameter nilai impedansi akustik. Salah satu jenis inversi impedansi akustik yang digunakan adalah *model based*. Prinsipnya adalah bahwa metode ini tidak menginversi data seismik secara langsung, tetapi menginversi model geologi dan model inisial. Untuk mencapai resolusi yang optimal, metode ini membutuhkan data pengikat seperti data sumur dan parameter yang digunakan saat membuat model inisial (Sukmono, 1999).



Gambar 18. Representasi dari rekaman seismik dan impedansi akustik beserta sifatnya (Sukmono, 1999)

3.8. Fluid Replacement Modelling

FRM (*Fluid Replacement Modelling*) merupakan suatu hal penting dalam analisis seismik atribut, karena sebagai *tool* dalam pemodelan skenario fluida, yang akan menjelaskan anomali variasi amplitudo terhadap *offset*. Tujuan dari FRM adalah untuk mengetahui respon suatu gelombang (dapat berupa koefisien refleksi atau nilai amplitudo) dengan mengganti fluida pada reservoir yang sebenarnya menjadi terisi fluida yang berbeda pada reservoir tersebut. Pendekatan secara teori yang umum digunakan dalam substitusi fluida adalah Teori Gassmann (Smith, dkk. 2003) :

$$K_{sat} = K^* + \frac{\left(1 - \frac{K^*}{K_o}\right)^2}{\frac{\emptyset}{K_{ft}} + \frac{(1-\emptyset)K^*}{K_o}} \quad (8)$$

Dimana:

K_{sat} : Modulus bulk batuan tersaturasi (*undrained of pore fluids*)

K_o : Modulus bulk matriks mineral

K_{ft} : Modulus bulk fluida pengisi pori

K^* : Modulus bulk kerangka batuan (*drained on any porefilling fluid*)

\emptyset : Porositas

Aplikasi persamaan Gassman dibangun berdasarkan asumsi sebagai berikut:

1. Model batuan diasumsikan homogen dan isotropis dan setiap pori terkoneksi
2. Persamaan Gassman hanya valid pada frekuensi cukup rendah, sehingga tekanan dalam pori menyerupai skala panjang yang lebih dari dimensi pori dan kurang dari panjang gelombang seismik yang dilewati.

Persamaan Gassmann terkadang tidak dapat digunakan dalam kondisi porositas rendah atau *shaley sands* sampai batuan karbonat. Ini disebabkan oleh pori batuan yang tidak terhubung, sehingga tidak sesuai dengan asumsi di atas (Batzle dan Wang, 1992). Persamaan Gassmann menghubungkan modulus bulk batuan tersaturasi dengan pori batuan pada awalnya dan pori yang sudah terisi fluida (8). Modulus bulk suatu batuan isotropik didefinisikan sebagai perbandingan tegangan hidrostatik terhadap regangan volumetrik. Perhitungan modulus bulk dapat

dilakukan dengan pengukuran kecepatan di lab dan data log dengan rumus sebagai berikut.

$$K_{sat} = \rho_B (V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2) \quad (9)$$

Dimana :

ρ_B : Densitas batuan

V_p : Kecepatan gelombang P

V_s : Kecepatan gelombang S.

Modulus geser (μ) merupakan perbandingan antara tegangan dengan regangan. Perhitungan modulus geser dapat menggunakan persamaan sebagai berikut.

$$\mu = \rho_B (V_s^2) \quad (10)$$

Selain itu ada persamaan lain yang penting dalam proses substitusi fluida, yaitu hubungan antara densitas fluida (ρ_{fl}), porositas (\emptyset), densitas matriks batuan (ρ_g), dan densitas batuan (ρ_B).

$$\rho_B = \rho_g (1 - \emptyset) + \rho_{fl} \emptyset \quad (11)$$

Dari persamaan di atas, selanjutnya dapat dilakukan perhitungan porositas. Sebelum memulai substitusi menggunakan persamaan, ada beberapa hal yang harus diketahui terlebih dahulu:

1. Porositas batuan (\emptyset), porositas didapatkan melalui data *core* atau analisis *wireline* data log dengan menggunakan Persamaan 11.
2. Properti fluida (K_{fl} , ρ_{fl}), dalam pelaksanaan substitusi fluida, ada tiga pendekatan yang digunakan untuk menentukan modulus bulk dan densitas (fluida awal yang mengisi pori) yang belum disubstitusi maupun fluida baru yang akan dimodelkan:
 - a) Properti fluida diukur langsung (pada temperatur dan tekanan reservoir)
 - b) Properti fluida dihitung menggunakan persamaan 9 dan 11
 - c) Properti fluida dihitung menggunakan kalkulator empiris (contoh, [8]).

Pada umumnya perbedaan antara modulus bulk dan densitas batuan dengan fluida awal tidak akan berbeda jauh dengan yang sudah disubstitusi, kecuali fluida memiliki rasio gas-oil (GOR) yang tinggi. Pengisi pori biasanya terdiri dari dua fluida atau lebih, sehingga setiap fluida dihitung satu satu kemudian akan digabungkan berdasarkan hukum fisika. Persamaan Gassman berasumsi bahwa setiap pori batuan terhubung dan tekanan dalam pori sama. Dengan demikian, asumsi bahwa fluida homogen terdistribusi ke seluruh ruang pori, sehingga perhitungan modulus bulk untuk fluida campuran dapat dihitung dengan isostress atau Reuss.

$$K_{fl} = \left[\sum_{i=1}^n \frac{S_i}{K_i} \right]^{-1} \quad (12)$$

Dimana :

K_{fl} : Modulus bulk dari fluida campuran

K_i : Modulus bulk masing- masing fluida

S_i : Saturasi masing- masing jenis fluida

Densitas fluida dapat dihitung dengan persamaan berikut, dengan ρ_i merupakan densitas masing- masing fluida:

$$\rho_{fl} = \sum_{i=1}^n S_i \rho_i n_i \quad (13)$$

3. Modulus bulk matriks mineral (K_o), informasi komposisi batuan harus ada sebelum menghitung modulus bulk matriks mineral, K_o . Jika data *core* tidak ada, dapat menggunakan log, yaitu dengan analisis *volume clay* (V_{clay}) dan berasumsi mineral terdiri dari *quartz* dan *clay*. Perhitungan modulus bulk matriks yang terdiri dari dua mineral dapat menggunakan persamaan:

$$K_{reuss} = \left(\frac{F_1}{K_1} + \frac{F_2}{K_2} \right)^{-1} \quad (14)$$

$$K_{voigt} = (F_1 K_1 + F_2 K_2) \quad (15)$$

$$K_{vrh} = \frac{1}{2} (K_{voigt} + K_{reuss}) \quad (16)$$

Dimana :

F_1 dan F_2 : Fraksi volumetrik dari dua komponen matriks

K_1 dan K_2 : Modulus bulk dari dua komponen matriks.

4. Modulus bulk kerangka batuan (K^*), dalam aplikasi persamaan Gassmann dibutuhkan modulus bulk kerangka batuan (tanpa fluida pengisi atau dry), K^* . Nilai K^* akan konstan selama proses substitusi fluida bersamaan dengan nilai μ (modulus geser). Berikut merupakan Persamaan 2.1 yang digunakan untuk menghitung K^*

$$K^* = \frac{K_{sat} \left(\frac{\phi K_o}{K_{fl}} + 1 - \phi \right) - K_o}{\frac{\phi K_o}{K_{fl}} + \frac{K_{sat}}{K_o} - 1 - \phi} \quad (17)$$

Perlu diperhatikan, K_{fl} pada persamaan di atas merupakan fluida awal yang mengisi pori.

Setelah empat komponen di atas diketahui (porositas, K_o , K^* dan μ) selanjutnya dapat dilakukan perhitungan modulus bulk tersaturasi (K_{sat}) oleh fluida yang diinginkan. Setelah itu, dilakukan perhitungan densitas batuan yang baru (fluida yang sudah disubstitusi). Selanjutnya, setelah mendapatkan densitas batuan yang baru hasil substitusi fluida dapat dilakukan perhitungan kecepatan gelombang P, V_p berdasarkan persamaan 9.

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4}{3}\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (18)$$

Setelah didapatkan densitas bulk yang baru, dapat dihitung kecepatan geser, V_s

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (19)$$

IV. METODE PENELITIAN

4.1. Data Penelitian

Data utama yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 3D *post-stack*, data sumur, data *marker*, serta data *checkshot*. Kemudian digunakan juga data pendukung seperti data geologi regional dan stratigrafi daerah penelitian yang didapatkan dari buku, jurnal, dan laporan penelitian sebelumnya. Berikut merupakan tabel ketersediaan data yang digunakan dalam penelitian ini, yaitu pada **Tabel 3** dan **Tabel 4**.

Tabel 3. Tabel ketersediaan data sumur

<i>Log Type</i>	<i>Well Name</i>			
	WD-01 (.f)	WD-03 (.m)	WD-04 (.m)	WD-06 (.m)
GR	✓	✓	✓	✓
NPHI	✓	✓	✓	✓
RHOB	✓	✓	✓	✓
DT	✓	✓	✓	✓
Resistivity	✓	✓	✓	✓
CALI	✓	✓	✓	✓
SUWI	✓	✓	✓	✓
SP	✓	✓	✓	✓
Checkshot	✓	✓	✓	✓

Tabel 4. Tabel ketersediaan data seismik

<i>Seismic Data Availability</i>	
<i>Seismic type</i>	<i>SEGY 3D Format</i>
<i>Post Stack</i>	<i>Full Stack</i>
<i>Velocity Interval</i>	<i>Volume</i>
<i>Record Length</i>	3000 ms
<i>Inline</i>	832 – 1170
<i>Xline</i>	421 – 804

4.3. Tahapan Penelitian

Dalam pelaksanaan penelitian ini, dilakukan berbagai tahapan pengolahan data, baik itu data seismik maupun data sumur. Setelah pengolahan data tersebut nantinya akan dilakukan interpretasi dan analisis.

4.3.1. Analisis Data Sumur

Analisis data sumur dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif (porositas efektif). Interpretasi kualitatif dilakukan dengan metode *quick look*, dimana akan dilakukan analisis dengan melihat respon dari hasil tiap log. Analisis dengan menggunakan *Log Gamma Ray* dilakukan untuk mengetahui lapisan *permeable* dan *impermeable*. Dan dilakukan korelasi antara log densitas dengan log porositas untuk mengidentifikasi adanya hidrokarbon dengan melihat separasi dari kedua *log*, dimana untuk hidrokarbon ditandai dengan nilai porositas yang tinggi dan nilai densitas yang rendah. Sedangkan untuk analisis secara kuantitatif hanya porositas efektif dikarenakan keterbatasan data, dimana porositas efektif (*PHIE*) ini digunakan untuk melihat potensi hidrokarbon dan kualitasnya. Berikut ini merupakan ketentuan *cutoff* yang dilakukan untuk membuat *log lithology (synthetic)* :

Oil Sand : $0.15 \leq \text{PIGE AND SUWI} < 0.65 \text{ AND VCL} \leq 0.35$

Water Sand: $0.15 \leq \text{PIGE AND } 0.65 \leq \text{SUWI AND VCL} \leq 0.35$

Shale: $0.35 < \text{VCL}$

Coal : $0.3 < \text{VCOA}$

Shaly: $\text{VCL} < 0.35 \text{ AND PIGE} < 0.15$

4.3.2. Well to Seismic Tie

Proses *well to seismic tie* ini dilakukan untuk mengikat data sumur dalam bentuk domain kedalaman dengan data seismik dalam domain waktu, sehingga diperoleh data hubungan waktu dengan kedalaman, yaitu *Time to Depth Relationship (T-D)* untuk mempermudah dilakukan interpretasi selanjutnya, yaitu *picking* dan inversi. Proses *well to seismic tie* menggunakan data sumur densitas (*log RHOB*) dan data *log sonic (log DT)* yang menghasilkan Impedansi Akustik antar lapisan, sehingga akan

mendapatkan kontras perbedaan dari koefisien refleksi. Koefisien refleksi dikonvolusikan dengan *wavelet*, sehingga mendapatkan *synthetic* seismogram.

4.3.3. *Picking Horizon*

Picking horizon dilakukan dengan cara membuat garis kemenerusan pada penampang seismik. Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data seismik *marine*. Penentuan jenis polaritas sangat penting dalam proses *picking horizon*.

4.3.4. Analisis Sensitifitas

Analisis sensitifitas ini dilakukan untuk memisahkan litologi berdasarkan nilai impedansinya (rendah dan tinggi) dengan *crossplot* antara impedansi akustik dengan log data sumur (*gamma ray*, *porosity*, *density*). Jika hasil pemisahan tersebut memperlihatkan jelas pemisahan litologinya, maka kemungkinan besar hasil dari inversi dapat mengkarakterisasi reservoir.

4.3.5. Model Inisial

Pembuatan model inisial dilakukan untuk melakukan proses inversi. Adapun data log yang digunakan adalah data impedansi akustik yang didapatkan dari log sonic dan log *density (RHOB)*. Model inisial ini dilakukan dengan menginput empat data sumur dan *input horizon* untuk membatasi hasil model inisial dan model inversinya. Adapun filter yang digunakan *High Cut Filter 10/15 Hz*. Model inisial ini akan digunakan sebagai kontrol dalam melakukan inversi, sehingga model inisial ini sangat mempengaruhi hasil inversi tersebut.

4.3.6. Inversi Model Based

Analisis dilakukan dengan *model based inversion* yang kemudian akan dilakukan iterasi untuk mendapatkan nilai korelasi yang tinggi dan *error* yang kecil antara hasil inversi dengan model inisialnya. Untuk mendapatkan korelasi yang bagus juga perlu menggunakan *wavelet* yang

cocok untuk masing masing sumur hasil dari *well seismic tie*. Dalam proses inversi ini dilakukan beberapa data *input* berupa *horizon*, data sumur, dan hasil model inisial serta dengan menginput beberapa parameter pra-inversi. Berikut merupakan parameter yang digunakan, yaitu:

- (1) *Model constrain* : 0,5
- (2) *Average block size* : 2 ms
- (3) *Prewethening* : 1%
- (4) *Number of iteration* : 10
- (5) *Window* : *Horizon TAF* – Basement

4.3.7. Pemodelan Substitusi Fluida

Tahap ini bertujuan untuk mengganti fluida awal (*in-situ*) menjadi fluida lain (CO₂ dan air). Hasil dari pemodelan substitusi fluida ini adalah log densitas, Vp dan Vs yang baru.

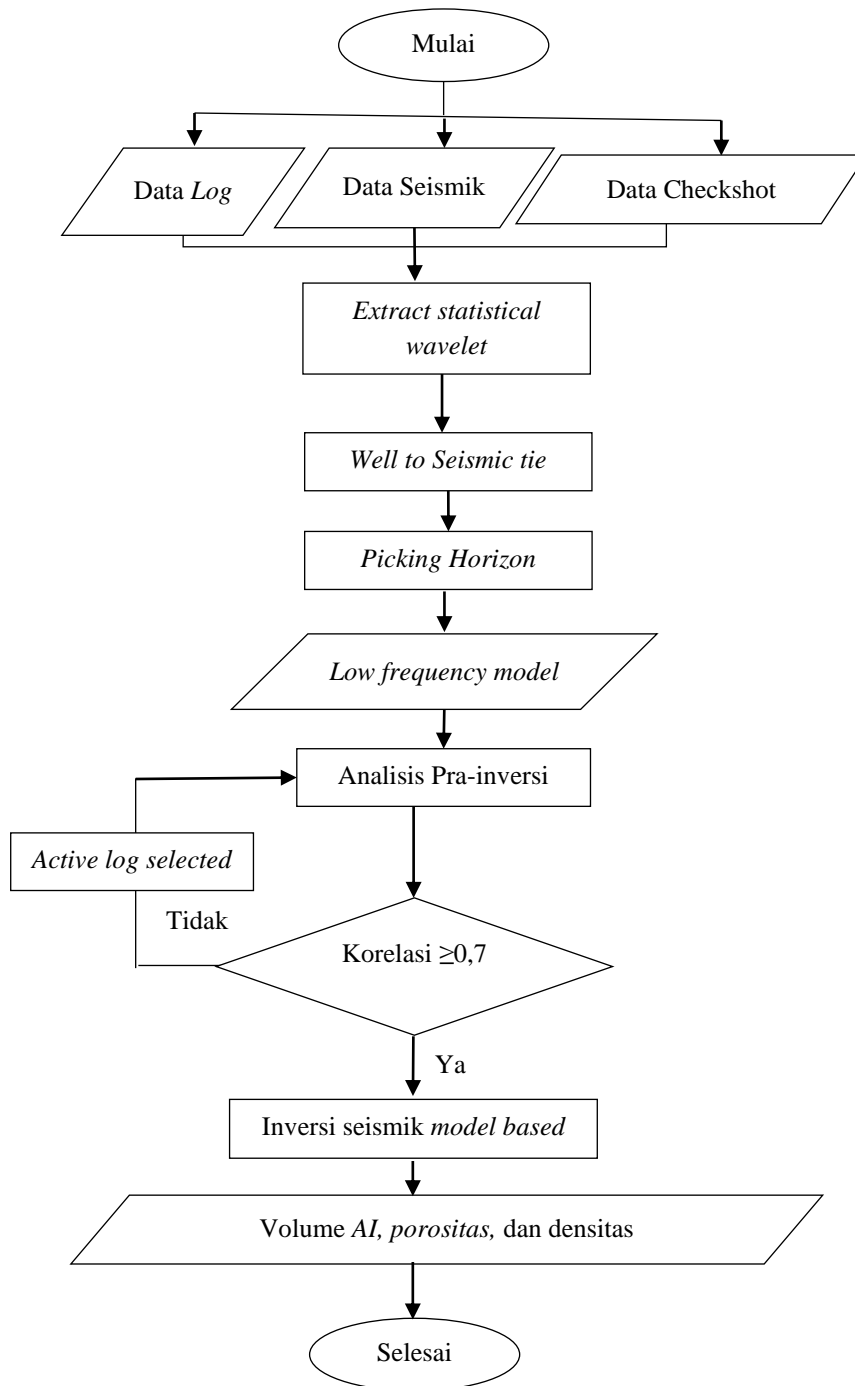
4.3.8. Karakterisasi Reservoar

Karakterisasi reservoar dilakukan dengan mengintegrasikan beberapa hasil pengolahan, seperti *time structure map*, peta persebaran impedansi akustik untuk mengidentifikasi sebaran daerah yang berpotensi injeksi *carbon* pada lapangan penelitian.

4.4. Diagram Alir

4.4.1. *Acoustic Impedance Inversion*

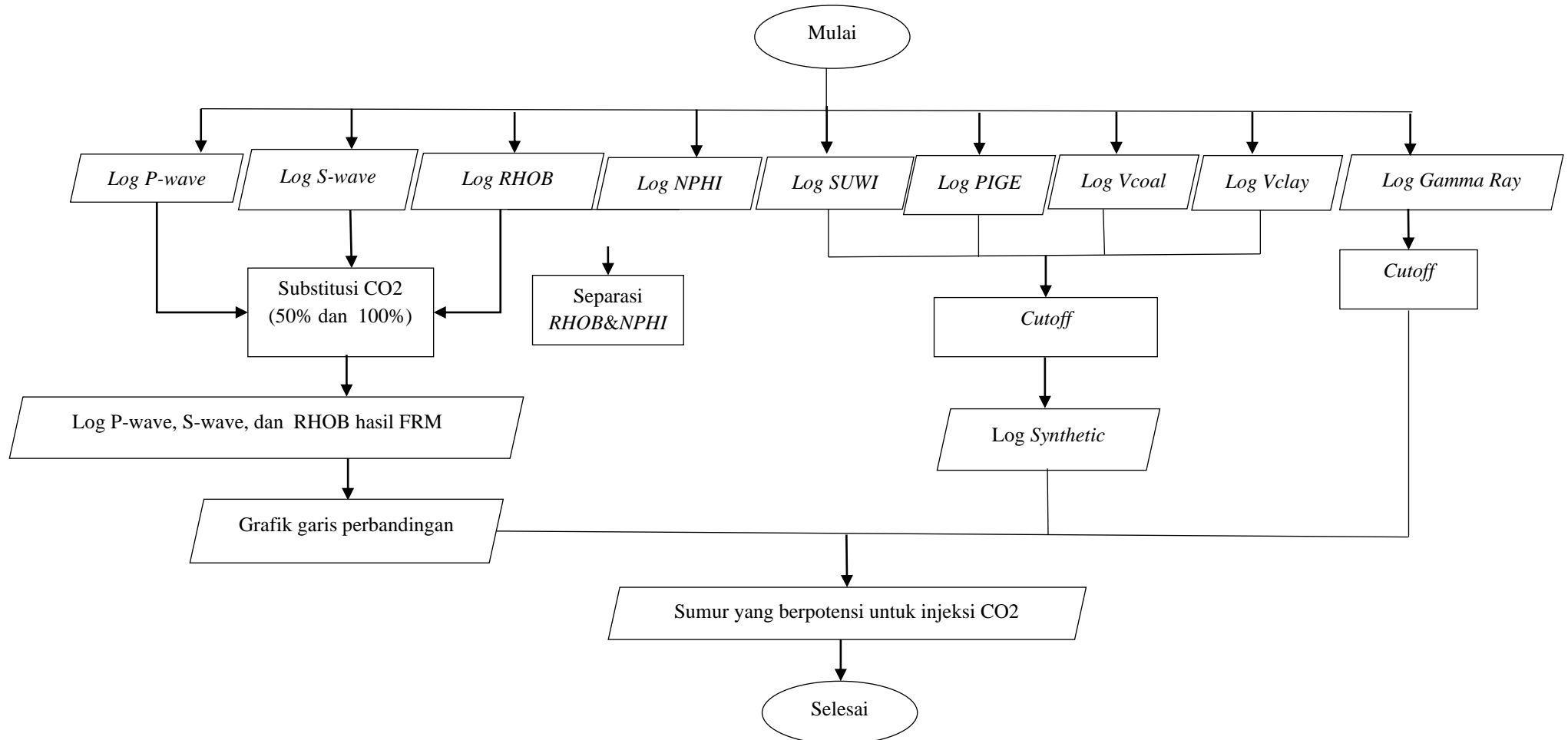
Pada Gambar 19 menjelaskan proses inversi akustik impedansi



Gambar 19. Diagram alir *acoustic impedance inversion*

4.4.2. Log Processing.

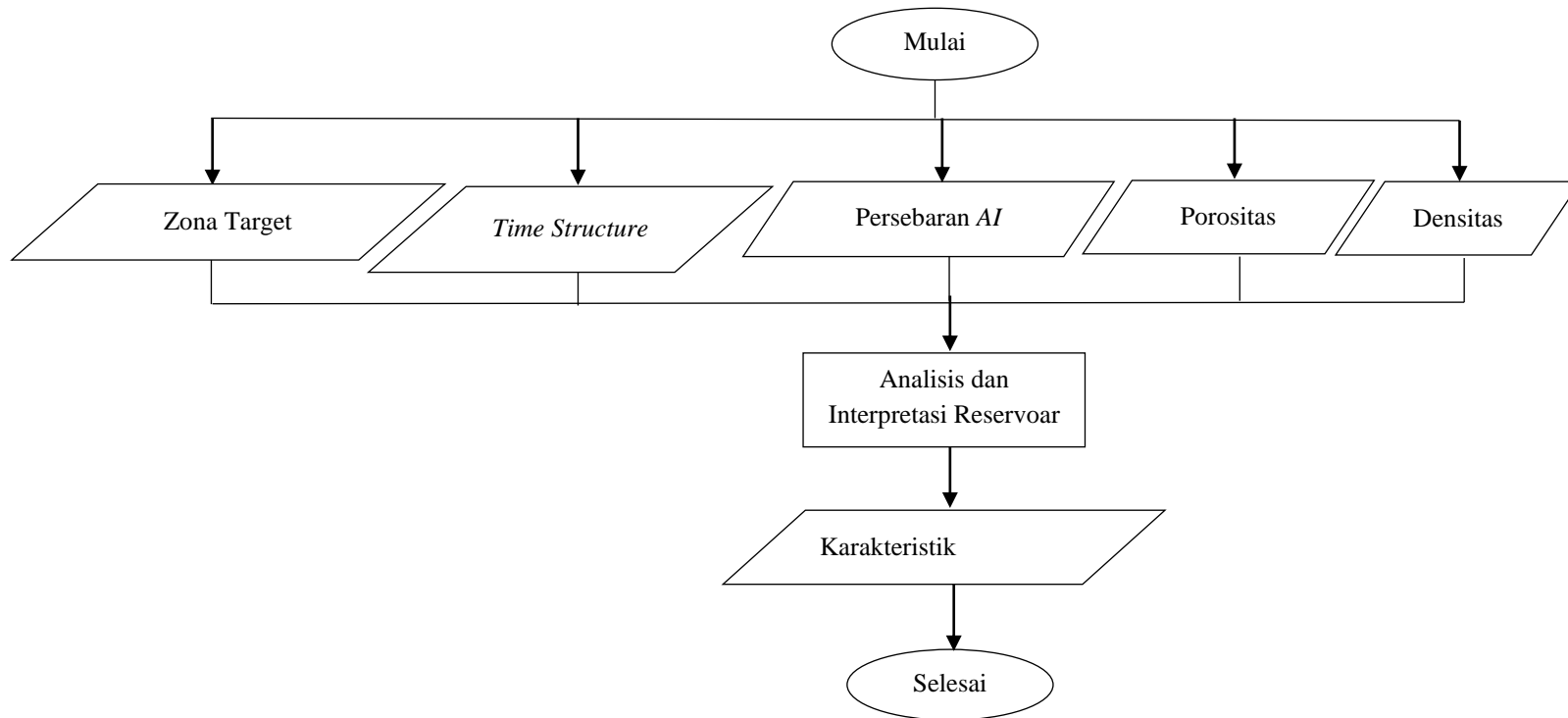
Pada Gambar 20 menjelaskan proses pemodelan substitusi fluida dan analisa log.



Gambar 20. Diagram alir log processing

4.4.3. Karakterisasi Reservoir

Pada Gambar 30 menjelaskan dalam melakukan karakterisasi reservoir dari beberapa parameter.



Gambar 21. Diagram alir karakterisasi reservoir

4.5. Alat dan Bahan

Berikut merupakan alat maupun fasilitas sebagai pendukung pelaksanaan penelitian diantaranya sebagai berikut :

1. Literatur yang terkait
2. Seperangkat komputer (*PC*)
3. *Software* yang akan digunakan (*Excel* dan *Humpson Russel v 10.0.2*)
4. Peralatan pendukung lainnya yang menunjang penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Berdasarkan karakterisasi reservoir dan analisis *fluid substitution* yang telah dilakukan menggunakan *acoustic impedance inversion (based model)* pada lapangan Widuri, diperoleh beberapa kesimpulan, antara lain:

1. Zona prospek untuk injeksi karbon berada pada daerah barat daya dan dalam Formasi Talang Akar Anggota Gita *Bottom – Zelda Upper*. Reservoir yang layak untuk diinjeksikan salah satunya, yaitu reservoir bekas produksi migas (*depleted oil*) yang menjadi zona target penelitian ini.
2. Zona prospek merupakan zona *permeable* yang memiliki nilai impedansi akustik rendah, yaitu 4704 m/s*gr/cc, porositas dengan nilai yang tinggi, yaitu 0.33 fraction, dan densitas dengan nilai yang rendah, yaitu 1.68.
3. Hasil *fluid replacement modelling* menunjukkan bahwa Saturasi fluida berpengaruh signifikan terhadap V_p , V_s , dan densitas (ρ). Hal tersebut bergantung pada jenis fluida dan kadar fluida. Respon sumur pada log *p-wave*, *s-wave* akan selalu naik jika disubstitusi 100% CO₂, kecuali *bulk density* yang turun dari keadaan in-situ.

6.2. Saran

Adapun saran dalam penelitian, yaitu perlu dilakukannya *fault seal analysis* untuk mengoptimalkan zona potensi dengan mengetahui apabila *fault* yang ada bersifat *sealing* maka cocok untuk dilakukannya *carbon capture storage* tetapi jika bersifat *leaking* maka cocok untuk dilakukannya *CCUS/enhancement oil recovery*.

DAFTAR PUSTAKA

- Aki, K., dan Richards, P. G. 1980. *Quantitative Seismology: Theory and Methods*, second edition. W.H. Freeman & Company. California
- Badley, M. 1985. *Practical Seismic Interpretation*. Prentice Hall.
- Batzle, M., dan Wang, Z. 1992, Seismic properties of pore fluids. *SEG: Geophysics*, Vol. 57, No.11.
- DOE. 2008. *Carbon Sequestration Atlas II of The United States and Canada*. National Energy Technology Laboratory.
- Dewanto, O. 2016. *Buku Ajar Well Logging*. Bandar Lampung: Universitas Lampung.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Service.
- Prasojo, H. 2015. *Kajian tekno-ekonomi carbon storage di Indonesia*. Bandung: UPT Perpustakaan ITB.
- Ralanarko, D., dan Wahyuadi, D. 2020. Seismic Expression of Paleogene Talangakar Formation – Asri & Sunda Basins, Java Sea, Indonesia. *Berita Sedimentologi: Indonesian Journal of Sedimentary Geology*.
- Ramdhani, E. 2018. Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Formasi Talang Akar Menggunakan Analisis Petrofisika dan Seismik Inversi AI dengan Pendekatan Map Algebra Pada Lapangan Bisma, Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*. Vol. 4, No. 3.

- Rawlinson, N., dan Sambridge, M. 2003. Seismic Traveltime Tomography of The Crust and Lithosphere. *Advances in Geophysics*. Vol. 46C, No. 81–198.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs* (edisi kedua). Whietles Publishing.
- Russel, B. H. 1996. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Hampson-Russell Software Service, Ltd. USA.
- Sheriff, R., dan Geldart, L. 1995. *Exploration Seismology*. Cambridge University Press.
- Simm, R., dan Bacon, M. 2014. *Seismic Amplitude: An Interpreter's Handbook*. Cambridge University Press.
- Smith, T. M., Sondergeld, C. H., dan Rai, C. S. 2003. Gassmann fluid substitution: A Tutorial. *SEG: Geophysics*, Vol. 68, No. 2.
- Sukanto, J., Nunuk, F., Aldrich, J. B., Rinehart, G. P., dan Mirchell, J., 1998. Petroleum system of the asri basin, java sea, indonesia. *Proceeding IPA 26th Annual Convention*, Jakarta, 291-312.
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Telford, W. ., Geldart, L. ., & Sheriff, R. 1990. *Applied Geophysics Second Edition*. Cambridge University Press.
- Yilmaz, O. 2001. *Seismic data analysis*. Society of Exploration Geophysicists, Vol 1. United States of America.