

**KARAKTERISASI RESERVOAR FORMASI TALANG AKAR
UNTUK *CARBON CAPTURE STORAGE* (CCS) DENGAN SEISMIK
QUANTITATIVE INTERPRETATION (QI) DAN ANALISIS PETROFISIKA**

(Skripsi)

Oleh

Ambrosius Hernawan Wibisono

1915051021



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2023**

**KARAKTERISASI RESERVOAR FORMASI TALANG AKAR
UNTUK *CARBON CAPTURE STORAGE* (CCS) DENGAN SEISMIK
QUANTITATIVE INTERPRETATION (QI) DAN ANALISIS PETROFISIKA**

Oleh

AMBROSIUS HERNAWAN WIBISONO

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 FORMASI TALANG AKAR UNTUK *CARBON CAPTURE STORAGE* (CCS) DENGAN SEISMIK *QUANTITATIVE INTERPRETATION* (QI) DAN ANALISIS PETROFISIKA

Oleh

Ambrosius Hernawan Wibisono

Teknologi *carbon capture storage* (CCS) merupakan sebuah solusi mereduksi populasi karbon dioksida (CO_2) di atmosfer, terkhusus di Jawa Barat dengan kandungan CO_2 mencapai 50 *million tonnes* p.a. CCS dapat dilakukan dengan cara menyimpan CO_2 pada batuan reservoir yang secara karakteristik dapat dianalisis dengan pendekatan *seismic quantitative* (QI) dan petrofisika. Pendekatan tersebut dilakukan dengan 4 data sumur (ARJ-1, ARJ-2, ARJ-3, dan ARJ-4) dan data seismik *post stack time migration*. Reservoir penelitian berada di Formasi Talang Akar (TAF). Penelitian ini bertujuan untuk mengkarakterisasi reservoir target dengan parameter nilai impedansi akustik (AI), porositas efektif (PHIE), dan saturasi air (SW); Mengestimasi nilai *gross rock volume* (GRV); Menentukan sumur yang tepat untuk dijadikan sumur injeksi CO_2 . Hasil yang diperoleh berdasarkan model persebaran fisika batuan dan fluida memiliki nilai dominan impedansi akustik sebesar 3500-6500 (ft/s)*(g/cm³) yang menunjukkan rambatan gelombang seismik berkelajuan rendah-menengah dan terdapat asumsi anomali amplitudo berupa *dim spot*; Nilai porositas sebesar 16-23 % yang tergolong baik hingga sangat baik kualitas pori batumannya; Saturasi air sebesar 60-100 % yang memberikan adanya asumsi kandungan hidrokarbon yang masih tersisa, tetapi dominan berisikan kandungan air (H_2O). Berdasarkan hasil, reservoir TAF merupakan tipe *depleted oil and gas*, dan butuh studi lanjut terkait peran CO_2 EOR. Adapun estimasi GRV untuk reservoir target, yaitu luasan 35,56 km² dan volume 35.301.000 m³. Hasil klasifikasi berdasarkan analisis menunjukkan sumur untuk injeksi CO_2 dengan probabilitas terbesar adalah sumur ARJ-2. Berdasarkan perhitungan dan analisis, reservoir TAF memenuhi untuk CCS.

Kata kunci: *Carbon Capture Storage*, Reservoir, *Seismic Quantitative*, Petrofisika.

ABSTRACT

RESERVOIR CHARACTERIZATION OF TALANG AKAR FORMATION FOR CARBON CAPTURE STORAGE (CCS) WITH SEISMIC QUANTITATIVE INTERPRETATION (QI) AND PETROPHYSICAL ANALYSIS

By

Ambrosius Hernawan Wibisono

Technology of carbon capture storage (CCS) is a solution to reduce the population of carbon dioxide (CO₂) in the atmosphere, especially in West Java with a CO₂ content of up to 50 million tonnes p.a. CCS can be done by storing CO₂ in reservoir rocks which characteristically can be analyzed with a seismic quantitative approach (QI) and petrophysics. The approach was carried out with 4 well data (ARJ-1, ARJ-2, ARJ-3, and ARJ-4) and post stack time migration seismic data. The research reservoir is in the Talang Akar Formation (TAF). This study aims to characterize the target reservoir with parameters of acoustic impedance value (AI), effective porosity (PHIE), and water saturation (SW); Estimating gross rock volume (GRV) value; Determine the right well to be used as a CO₂ injection well. The results obtained based on the physical distribution model of rocks and fluids have a dominant acoustic impedance value of 3500-6500 (ft/s)(g/cm³) which shows the propagation of low-medium speed seismic waves and there is an assumption of amplitude anomalies in the form of dim spots; The porosity value of 16-23 % is classified as good to very good pore quality of the rock; Water saturation of 60-100 % which gives the assumption of remaining hydrocarbon content, but predominantly contains water content (H₂O). Based on the results above, TAF reservoir is a type of depleted oil and gas, and requires further study related to the role of CO₂EOR. The GRV estimate for the target reservoir is 35,56 km² and 35.301.000 m³ volume. The classification results based on the analysis show that the well for CO₂ injection with the greatest probability is the well ARJ-2. Based on calculations and analysis, TAF reservoirs are compliant for CCS.*

Keywords: Carbon Capture Storage, Reservoir, Seismic Quantitative, Petrophysics.

Judul Skripsi

**: KARAKTERISASI RESERVOAR FORMASI
TALANG AKAR UNTUK *CARBON CAPTURE
STORAGE (CCS)* DENGAN SEISMIK
QUANTITATIVE INTERPRETATION (QI) DAN
ANALISIS PETROFISIKA**

Nama Mahasiswa

: Ambrosius Hernawan Wibisono

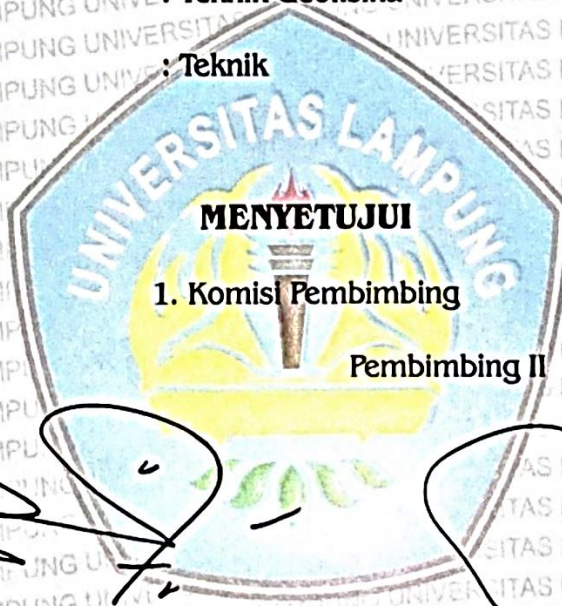
Nomor Pokok Mahasiswa : 1915051021

Program Studi

: Teknik Geofisika

Fakultas

: Teknik



Pembimbing I

Pembimbing II

Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.
NIP. 19661222 199603 1001

Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.
NIP. 19700120 200003 1001

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

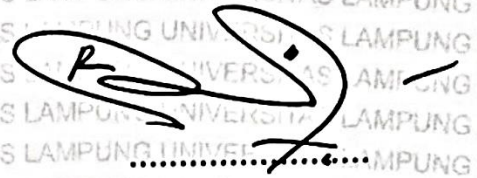
A handwritten signature in black ink, appearing to read "Karyanto", is written over the text of the department head's name and NIP.

Karyanto, S.Si., M.T.
NIP. 19691230 199802 1001

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

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



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



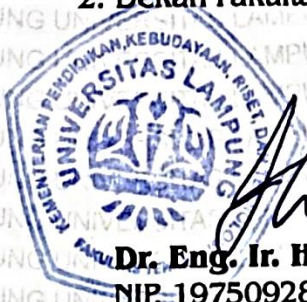
Anggota : Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si.



2. Dekan Fakultas Teknik

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

NIP. 19750928 200112 1002



Tanggal Ujian Skripsi : 24 November 2023

PERNYATAAN

Saya menyatakan bahwa skripsi yang saya tulis dalam skripsi ini dengan judul “Karakterisasi Reservoir Formasi Talang Akar untuk *Carbon Capture Storage* (CCS) dengan Seismik *Quantitative Interpretation* (QI) dan Analisis Petrofisika” merupakan hasil pemikiran saya sendiri, bukan merupakan hasil karya orang lain sebagai syarat memperoleh gelar sarjana. Adapun kutipan-kutipan yang terdapat dalam skripsi ini telah dicantumkan sumber-sumbernya dalam daftar pustaka sesuai dengan norma, kaidah, dan etika penulisan.

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

Bandar Lampung, 7 Desember 2023



Ambrosius Hernawan Wibisono
NPM. 1915051021

RIWAYAT HIDUP



Penulis dilahirkan di Tangerang pada tanggal 7 Desember 2000. Anak kedua dari dua bersaudara pasangan dari Bapak Gregorius Bambang Heru Kusnogroho dan Ibu Diana Hernawanti. Penulis menempuh pendidikan Sekolah Dasar (SD) di SD Anugerah Abadi pada tahun 2013, Sekolah Menengah Pertama (SMP) di SMP Mater Dei pada tahun 2016, dan Sekolah Menengah Atas (SMA) di SMA Mater Dei pada tahun 2019. Penulis melanjutkan pendidikan di Perguruan Tinggi Negeri, tepatnya di Universitas Lampung, Fakultas Teknik pada Jurusan Teknik Geofisika melalui jalur SBMPTN tahun 2019 dan mendapatkan beasiswa ASAK oleh Keuskupan Agung Jakarta.

Selama menjadi mahasiswa, penulis berkontribusi sebagai; Asisten laboratorium untuk praktikum Geologi Dasar tahun 2022 dan koordinator asisten laboratorium untuk praktikum Metode Elektromagnetik tahun 2023; Asisten dosen untuk perkuliahan Seismik Stratigrafi dan Seismik Reservoir tahun 2023. Penulis aktif di organisasi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika 'Bhuwana' (HMTG 'Bhuwana') tahun 2021-2022 sebagai staff dan sebagai; Ketua Fakultas di organisasi Unit Kegiatan Mahasiswa Katolik Universitas Lampung St. Bonaventura (UKM Katolik Unila) tahun 2021; Ketua divisi di kepanitiaan *Geophysics Whiz Event and Seminar* ke-8 tahun 2022; Ketua divisi di organisasi *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) Universitas Lampung *Student Chapter* tahun 2022-2023. Penulis meraih penghargaan sebagai; *Team assistant* pada *Tender for Infrastructure Observation in South Sumatera* yang diselenggarakan oleh Kementerian Pekerjaan Umum dan Perumahan Rakyat tahun 2022; *Oral presenter* pada Pekan Ilmiah Tahunan ke-47

yang diselenggarakan oleh Himpunan Ahli Geofisika Indonesia tahun 2022; Juara ke-2 kategori *Poster Competition* yang diselenggarakan *Energy Seminar and Competition* (ESCO) tahun 2022 oleh *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG) Universitas Pembangunan Nasional ‘Veteran’ Yogyakarta *Student Chapter*; Juara ke-2 kategori *Paper Poster Competition* yang diselenggarakan *Geophysics Whiz Event and Seminar* ke-9 tahun 2023 oleh Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ‘Bhuwana’ (HMTG ‘Bhuwana’); *Poster presenter* pada *International Conference on Geoscience and Earth Resources Engineering* ke-5 yang diselenggarakan oleh Fakultas Teknik Tambang dan Minyak, Institut Teknologi Bandung tahun 2023; *Fully funded* pada Pekan Kreativitas Mahasiswa-Artikel Ilmiah (PKM-AI) yang diselenggarakan oleh Kementrian Riset Teknologi dan Pendidikan Tinggi tahun 2023; Juara ke-3 kategori *Seismic Quantitative Interpretation* (QI) *Competition* dan *Smart Competition* yang diselenggarakan oleh HAGI SC WEEK tahun 2023; *Top 10th/100+* kategori *Sustainable Engineering Innovation Paper Competition* yang diselenggarakan oleh Tripatra tahun 2023. Adapun penulis melaksanakan Kerja Praktik (KP) di Puslitbang Teknologi Mineral dan Batubara (TekMIRA) pada bulan Maret-April tahun 2022 dan melaksanakan Tugas Akhir (TA) di PT. Geoservices pada bulan Juli-September tahun 2023; Oleh karena itu, penulis berhasil menyelesaikan penelitian sebagai Tugas Akhir (Skripsi) untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik dari Teknik Geofisika pada hari Jumat, 24 November 2023.

PERSEMBAHAN

Dengan penuh rasa syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa atas segala karunia yang telah diberikan, sehingga skripsi ini dapat terselesaikan dengan baik. Penulis persembahkan skripsi ini kepada orang-orang yang telah berjasa dalam kehidupan penulis, sebagai berikut:

Bapak dan Ibu tercinta,
Gregorius Bambang Heru
&
Diana Hernawanti

Yang telah memberikan kasih sayang, segala dukungan, dan cinta kasih yang tiada terhingga yang tiada mungkin dapat aku balas hanya dengan selembar kertas yang bertuliskan kata cinta dalam kata persembahan. Semoga ini menjadi langkah awal untuk berjuang tiada henti dengan harapan dapat memberikan kebahagiaan dan kebanggaan. Penulis berharap pada skripsi ini dapat menjadi langkah awal untuk bisa kembali membanggakan ayah dan ibu di hari yang akan datang.

Kakak-kku satu-satunya yang tersayang,
Theresia Herdinta

Dengan segala kasih sayang dan kebanggaan yang selalu ada di hati, turut serta rasa syukur dan bangga menyertai senantiasa selalu.

Teruntuk keluarga tak se-darah namun se-arah,
“Tege sembilan-belas”

Terima kasih telah menyediakan telinga untuk mendengar segala keluh kesah, pundak untuk menangis serta memberi bantuan saat aku membutuhkannya.
Terima kasih dan semoga kita sukses selalu.

MOTTO HIDUP

“In your life, you will inevitably misspeak, trust the wrong person, under-react, overreact, hurt the people who didn't deserve it, overthink, not think at all, self sabotage, create a reality where only your experience exists, ruin perfectly good moments for yourself and others, deny any wrongdoing, not take the steps to make it right, feel very guilty, let the guilt eat at you, hit rock bottom, finally address the pain you caused, try to do better next time, rinse, repeat.”

-TS-

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Tuhan Yang Maha Esa berkat rahmat dan kuasa-Nya lah penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “**Karakterisasi Reservoir Formasi Talang Akar untuk *Carbon Capture Storage (CCS)* dengan Seismik *Quantitative Interpretation (QI)* dan Analisis Petrofisika**”. Skripsi ini merupakan salah satu hasil penelitian Tugas Akhir Penulis di PT. Geoservices sekaligus bagian dari persyaratan meraih gelar Sarjana Teknik dari Teknik Geofisika, Universitas Lampung. Harapan penulis dengan adanya penelitian ini semoga dapat memperluas pengetahuan terkhusus dalam sektor energi yang berkelanjutan dan energi yang bersih. Penulis menyadari masih banyak ketidaksempurnaan dalam penulisan skripsi ini. Karenanya, kritik dan saran sangat dianjurkan sebagai evaluasi kedepannya demi kesempurnaan skripsi ini. Semoga apa yang tertulis dalam skripsi ini dapat bermanfaat untuk masa kini dan mendatang.

Bandar Lampung, 7 Desember 2023
Penulis,



Ambrosius Hernawan Wibisono
NPM. 1915051021

SANWACANA

Puji syukur penulis ucapkan kehadiran Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya skripsi ini dapat diselesaikan.

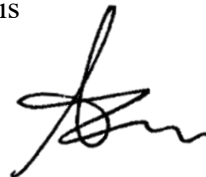
Skripsi dengan judul “**Karakterisasi Reservoir Formasi Talang Akar untuk Carbon Capture Storage (CCS) dengan Seismik *Quantitative Interpretation* (QI) dan Analisis Petrofisika**” adalah salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Geofisika Universitas Lampung.

Dalam kesempatan ini penulis mengucapkan terimakasih kepada:

1. Tuhan Yang Maha Esa. Berkat segala rahmat dan kehendak-Nya, penulis dapat menyelesaikan skripsi ini dengan penuh keyakinan dan percaya diri.
2. Bapak dan Ibu tercinta, Bapak Gregorius Bambang Heru dan Ibu Diana Hernawanti yang telah bekerja begitu keras demi mewujudkan impian penulis. Terima kasih pula atas doa yang selalu dipanjatkan untuk penulis yang belum bisa membalas segala kebahagiaan serta seluruh kasih sayang yang tak pernah habisnya kalian berikan. Terima kasih karena selalu mendukung penulis.
3. Kakak tercinta, Theresia Herdinta yang selalu mengirimkan dukungan dan perhatian yang tulus kepada penulis.
4. Bapak Dr. Eng. Ir. Helmy Fitriawan, S.T., M.Sc. selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
5. Bapak Karyanto, S.Si., M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku dosen pembimbing pertama atas kesabaran, kebaikan hati, dan kesediaannya untuk memberikan bantuan, bimbingan, saran, dan kritik dalam proses penyelesaian skripsi ini serta meluangkan waktunya untuk bimbingan.

7. Bapak Ir. Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T. selaku dosen pembimbing kedua dalam Tugas Akhir penulis yang selalu memberikan arahan serta bimbingan kepada penulis dari awal hingga akhir pengerjaan Tugas Akhir ini.
8. Bapak Dr. Ir. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si. Selaku penguji pada tugas akhir ini, terimakasih atas segala koreksi serta nasihat yang diberikan untuk kemajuan tugas akhir ini.
9. Bapak I Putu Ary Wijaya, S.T., M.T. dan Bapak Aji Nugroho, S.T., M.T. selaku pembimbing teknis Tugas Akhir di PT. Geoservices yang selalu dengan sabar memberikan ilmu serta arahan kepada penulis selama proses pengerjaan Tugas Akhir hingga selesai.
10. Keluarga Mak Kou Tanding a.k.a. "Tege Sembilan Belas" yang telah menjadi tempat singgah bagi penulis untuk berteduh dan bercerita semasa pahit dan manisnya menjadi mahasiswa.
11. Kance-kance Konseling, Egi, Tuwil, Ican, Wawa, Ijah, dan Megi yang tiada panas tiada hujan selalu merapatkan telinga disaat keluh kesah dan riang gembira.
12. Kudos, yang senantiasa bertumbuh dan berkembang *from junior to senior* dalam kapasitas untuk melampaui batas *to my great partner*, Angga dan Upi.
13. *The Last*, Jessica, yang senantiasa mengambil andil untuk penulisan skripsi penulis dan memberikan dukungan bersama Cinta, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini.
14. Serta semua pihak yang terlibat dalam proses penyusunan skripsi, penulis mengucapkan banyak terima kasih.

Bandar Lampung, 7 Desember 2023
Penulis



Ambrosius Hernawan Wibisono
NPM. 1915051021

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	ii
ABSTRACT	iii
PERSETUJUAN	iv
PENGESAHAN	v
PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
PERSEMBAHAN	ix
MOTTO HIDUP	x
KATA PENGANTAR	xi
SANWACANA	xii
DAFTAR ISI	xiv
DAFTAR TABEL	xvii
DAFTAR GAMBAR	xviii
I. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Batasan masalah	3
1.4 Manfaat penelitian	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Letak Geografis Daerah Penelitian	4
2.2 Geologi Regional Daerah Penelitian	5
2.3 <i>Petroleum System</i> Daerah penelitian	9
2.3.1 Reservoir	9
2.3.2 <i>Source Rock</i>	10
2.3.3 <i>Traps</i>	10
2.3.4 <i>Seals</i>	10

III. TEORI DASAR.....	11
3.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi.....	11
3.1.1 <i>Acoustic Impedance (AI)</i>	12
3.1.2 <i>Reflection Coefficient (RC)</i>	12
3.1.3 <i>Wavelet</i>	13
3.1.3.1 Polaritas.....	13
3.1.3.2 Fasa.....	13
3.1.4 Seismogram Sintetik.....	14
3.2 <i>Seismic Quantitative Interpretation (QI)</i>	15
3.2.1 Modul <i>Strata</i>	16
3.2.2 Modul <i>Emerge</i>	17
3.3 Konsep Dasar <i>Well Logging</i> dan Analisis Petrofisika.....	17
3.4 <i>Carbon Capture Storage (CCS)</i>	26
IV. METODOLOGI PENELITIAN.....	29
4.1 Tempat dan Waktu Penelitian.....	29
4.2 Alat dan Bahan Penelitian.....	31
4.3 Diagram Alir Penelitian.....	31
4.4 Prosedur Penelitian.....	34
4.4.1 Studi Literatur.....	34
4.4.2 Data Penelitian.....	34
4.4.3 Pengolahan Data.....	35
4.4.4 Hasil dan Analisis Penelitian.....	37
V. HASIL DAN PEMBAHASAN.....	38
5.1 <i>Data Preconditioning</i>	38
5.2 <i>Relative Geological Time (RGT)</i>	42
5.3 <i>Well Seismic Tie (WST)</i>	44
5.4 <i>Seismic Attributes</i>	49
5.4.1 Atribut <i>Z-Value</i>	49
5.4.2 Atribut <i>RMS-Amplitude</i> dan <i>Sweetness</i>	50
5.5 <i>Velocity Model</i>	52
5.6 Analisis Petrofisika.....	54
5.6.1 <i>Volume Shale (VSh)</i>	55
5.6.2 Porositas (PHIT dan PHIE).....	57
5.6.3 Saturasi Air (SW).....	63
5.7 Pemodelan Properti Fisika Batuan dan Fluida.....	85
5.7.1 Impedansi Akustik (AI).....	85
5.7.2 Porositas Efektif (PHIE).....	91
5.7.3 Saturasi Air (SW).....	94
5.8 <i>Gross Rock Volume (GRV)</i>	105

VI. KESIMPULAN DAN SARAN.....	111
6.1 Kesimpulan.....	111
6.2 Saran.....	112
 DAFTAR PUSTAKA	 113

DAFTAR TABEL

Tabel	Halaman
1. Interpretasi porositas batuan reservoir.....	20
2. Interpretasi saturasi fluida	22
3. Keunggulan dan kekurangan metode <i>FOIL function</i>	23
4. <i>General log matrix</i>	24
5. Jadwal penelitian.....	30
6. Alat dan bahan penelitian.....	31
7. Rangkuman kelengkapan informasi data sumur penelitian.....	42
8. Rangkuman kelengkapan informasi data seismik penelitian	42
9. <i>Sampling water bearing</i> pada sumur ARJ-1.....	64
10. Nilai porositas dari <i>crossplot</i> sumur ARJ-1.....	65
11. <i>Sampling water bearing</i> pada sumur ARJ-2.....	69
12. Nilai porositas dari <i>crossplot</i> sumur ARJ-2.....	70
13. <i>Sampling water bearing</i> pada sumur ARJ-3.....	74
14. Nilai porositas dari <i>crossplot</i> sumur ARJ-3.....	75
15. <i>Sampling water bearing</i> pada sumur ARJ-4.....	79
16. Nilai porositas dari <i>crossplot</i> sumur ARJ-4.....	80
17. Klasifikasi kelayakan sebagai sumur injeksi CO ₂	108

DAFTAR GAMBAR

Gambar	Halaman
1. CO ₂ <i>source</i> di Indonesia.....	1
2. Peta letak geografis daerah penelitian.....	4
3. Peta geologi regional daerah penelitian	5
4. <i>Schematic cross-section</i> daerah penelitian	6
5. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara.....	8
6. Peta <i>petroleum system</i> daerah penelitian.....	9
7. Konsep dasar seismik refleksi	11
8. Standar <i>wavelet</i> berdasarkan SEG dan Eropa pada fasa <i>zero</i> dan minimum serta polaritas normal dan <i>reverse</i>	14
9. Skema pembuatan seismogram sintetik	15
10. Tahapan utama alurkerja seismik QI.....	16
11. Dekonvolusi seismik inversi.....	17
12. Plot performa model saturasi air dengan kandungan serpih 30%.....	21
13. <i>Atlas of log responses</i>	25
14. Representasi umum mengenai evolusi mekanisme <i>trapping</i> dari waktu ke waktu.....	26
15. Mekanisme <i>geological CO₂ storage</i> untuk (a) <i>structural</i> dan <i>stratigraphic trapping</i> , (b) <i>residual trapping</i> , (c) <i>solubility trapping</i> , dan (d) <i>mineral trapping</i>	27
16. Diagram alir penelitian.....	33
17. Visualisasi kurva data sumur (.las) untuk sumur (a) ARJ-1, (b) ARJ-2, (c) ARJ-3, dan (d) ARJ-4.....	39

18. Visualisasi area dan lintasan seismik pada (a) <i>inline</i> 1252 m, (b) <i>xline</i> 1222, (c) <i>time slice</i> 746 ms dengan keterangan sumur berwarna merah adalah ARJ-1, kuning adalah ARJ-2, hijau adalah ARJ-3, dan biru adalah ARJ-4	41
19. <i>Relative Geological Time</i> (RGT) pada seismik (a) <i>inline</i> 2152, (b) <i>xline</i> 1222, dan (c) <i>fault zone</i> pada <i>time slice</i> 802 ms.....	44
20. Kalibrasi log <i>sonic</i> pada sumur ARJ-1	45
21. Kalibrasi log <i>sonic</i> pada sumur ARJ-2.....	45
22. Kalibrasi log <i>sonic</i> pada sumur ARJ-3.....	46
23. Kalibrasi log <i>sonic</i> pada sumur ARJ-4.....	46
24. <i>Wavelet</i> data penelitian untuk (a) respon waktu dan (b) respon <i>amplitude</i> dan fasa	47
25. <i>Well seismic tie</i> pada sumur ARJ-1	47
26. <i>Well seismic tie</i> pada sumur ARJ-2	48
27. <i>Well seismic tie</i> pada sumur ARJ-3	48
28. <i>Well seismic tie</i> pada sumur ARJ-4	48
29. <i>Time structure map</i> pada <i>horizon</i> untuk <i>top</i> TAF	49
30. Hasil <i>blending</i> atribut RMS <i>amplitude</i> vs. atribut <i>sweetness</i> pada <i>inline</i> 2152	50
31. Hasil <i>blending</i> atribut RMS <i>amplitude</i> vs. atribut <i>sweetness</i> pada <i>xline</i> 1222	51
32. Hasil <i>blending</i> atribut RMS <i>amplitude</i> vs. atribut <i>sweetness</i> pada <i>horizon</i> base TAF	51
33. <i>Velocity model</i> pada <i>inline</i> 2152	53
34. <i>Velocity model</i> pada <i>xline</i> 1222.....	53
35. <i>Depth structure map</i> pada <i>horizon</i> untuk <i>top</i> TAF	54
36. Parameter <i>input</i> dan <i>output</i> nilai <i>volume shale</i> (VSh) pada sumur penelitian (a) ARJ-1, (b) ARJ-2, (c) ARJ-3, (d) ARJ-4.....	56
37. Kurva log <i>volume shale</i> (VSh) pada sumur penelitian	54
38. Diagram <i>ternary</i> dalam <i>crossplot</i> pada sumur penelitian (a) ARJ-1, (b) ARJ-2, (c) ARJ-3, (d) ARJ-4	59
39. Parameter <i>input</i> dan <i>output</i> nilai porositas total (PHIT) dan efektif (PHIE) pada sumur penelitian (a) ARJ-1, (b) ARJ-2, (c) ARJ-3, (d) ARJ-4	61

40. Kurva log porositas total (PHIT) dan porositas efektif (PHIE) pada sumur penelitian	62
41. Kurva log <i>gamma ray</i> , log resistivitas, log densitas, dan log <i>neutron-porosity</i> untuk menentukan <i>water bearing</i> sumur ARJ-1	64
42. <i>Crossplot</i> densitas vs. <i>neutron-porosity</i> dalam <i>charts</i> schlumberger cp-1 d pada sumur ARJ-1	65
43. <i>Crossplot</i> resistivitas vs. porositas pada sumur ARJ-1	66
44. Parameter <i>input</i> dan <i>output</i> nilai saturasi air (SW) sumur ARJ-1	68
45. Kurva log <i>gamma ray</i> , log resistivitas, log densitas, dan log <i>neutron-porosity</i> untuk menentukan <i>water bearing</i> sumur ARJ-2.....	69
46. <i>Crossplot</i> densitas vs. <i>neutron-porosity</i> dalam <i>charts</i> schlumberger cp-1 d pada sumur ARJ-2	70
47. <i>Crossplot</i> resistivitas vs. porositas pada sumur ARJ-2	71
48. Parameter <i>input</i> dan <i>output</i> nilai saturasi air (SW) sumur ARJ-1	73
49. Kurva log <i>gamma ray</i> , log resistivitas, log densitas, dan log <i>neutron-porosity</i> untuk menentukan <i>water bearing</i> sumur ARJ-3	74
50. <i>Crossplot</i> densitas vs. <i>neutron-porosity</i> dalam <i>charts</i> schlumberger cp-1 d pada sumur ARJ-3	75
51. <i>Crossplot</i> resistivitas vs. porositas pada sumur ARJ-3	76
52. Parameter <i>input</i> dan <i>output</i> nilai saturasi air (SW) sumur ARJ-3	78
53. Kurva log <i>gamma ray</i> , log resistivitas, log densitas, dan log <i>neutron-porosity</i> untuk menentukan <i>water bearing</i> sumur ARJ-4.....	79
54. <i>Crossplot</i> densitas vs. <i>neutron-porosity</i> dalam <i>charts</i> schlumberger cp-1 d pada sumur ARJ-4.....	80
55. <i>Crossplot</i> resistivitas vs. porositas pada sumur ARJ-4	81
56. Parameter <i>input</i> dan <i>output</i> nilai saturasi air (SW) sumur ARJ-4	83
57. Kurva log saturasi air (SW) pada sumur penelitian.....	85
58. Parameter pemodelan impedansi akustik (AI) dengan kriging	86
59. Pemodelan inversi impedansi akustik (AI) pada volume seismik <i>inline</i> 2152	86
60. Pemodelan inversi impedansi akustik (AI) pada volume seismik <i>xline</i> 1222	87

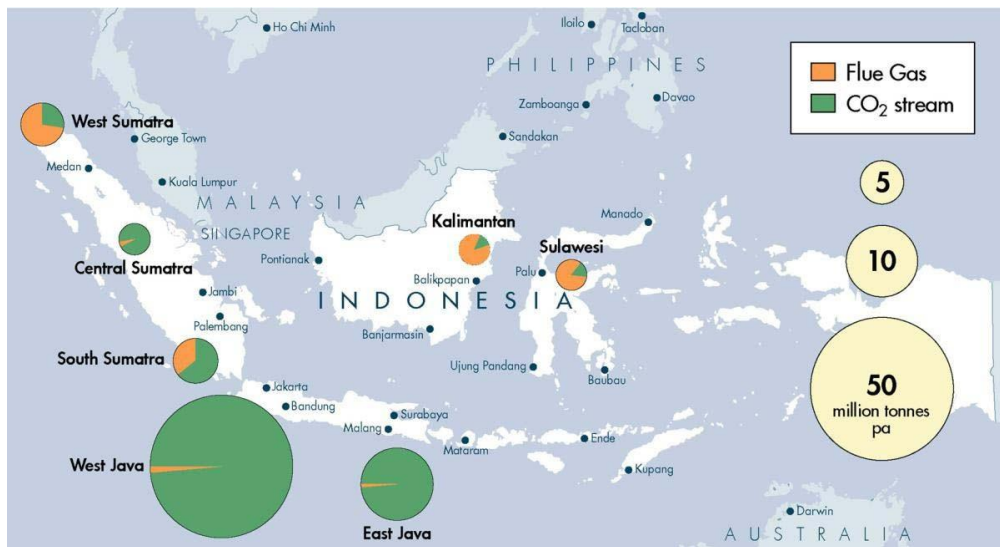
61. Pemodelan inversi impedansi akustik (AI) pada volume seismik <i>horizon</i> untuk <i>top</i> TAF.....	87
62. Pemodelan inversi impedansi akustik (AI) pada volume seismik <i>horizon</i> untuk <i>middle</i> TAF	88
63. Pemodelan inversi impedansi akustik (AI) pada volume seismik <i>horizon</i> untuk <i>base</i> TAF	88
64. Klasifikasi anomali <i>amplitude</i> faktor <i>direct hydrocarbon indicator</i> (DHI)...	89
65. Hasil <i>blending</i> impedansi akustik (AI) vs. atribut RMS <i>amplitude</i> pada seismik <i>inline</i> 2152.....	90
66. Hasil <i>blending</i> impedansi akustik (AI) vs. atribut RMS <i>amplitude</i> pada seismik <i>xline</i> 1222	90
67. <i>Crossplot p-impedance</i> vs. porositas efektif pada sumur penelitian.....	91
68. Pemodelan porositas efektif (PHIE) pada volume seismik <i>inline</i> 2152.....	92
69. Pemodelan porositas efektif (PHIE) pada volume seismik <i>xline</i> 1222.....	92
70. Pemodelan porositas efektif (PHIE) pada volume seismik <i>horizon</i> untuk <i>top</i> TAF	93
71. Pemodelan porositas efektif (PHIE) pada volume seismik <i>horizon</i> untuk <i>middle</i> TAF	93
72. Pemodelan porositas efektif (PHIE) pada volume seismik <i>horizon</i> untuk <i>base</i> TAF	94
73. <i>Crossplot</i> porositas efektif (PHIE) vs. kedalaman pada sumur penelitian.....	95
74. <i>Crossplot bulk volume of water</i> (BVW) vs. <i>height free water level</i> (HFWL) pada sumur penelitian	96
75. <i>Crossplot</i> untuk saturasi air (<i>y axis</i>) vs. saturasi air sintetik (<i>x axis</i>) untuk (a) semua sumur dalam 2D, dan tambahan parameter (<i>z axis</i>) pada rentang kedalaman 2690-3000 ft sesuai FWL dalam 3D pada (b) semua sumur, serta hanya pada (c) sumur ARJ-1, (d) sumur ARJ-2, (e) sumur ARJ-3, dan (f) sumur ARJ-4	102
76. Ilustrasi penerapan metode <i>FOIL function</i> pada daerah penelitian	104
77. Pemodelan sebaran saturasi air (SW).....	104
78. Korelasi log untuk batas FWL.....	105
79. Penyesuaian luas dan kedalaman area target berdasarkan <i>treshold</i>	106

80. Luas area target pada volume seismik <i>horizon</i> untuk <i>top</i> TAF	106
81. Luas area target pada volume seismik <i>horizon</i> untuk <i>middle</i> TAF.....	107
82. Luas area target pada volume seismik <i>horizon</i> untuk <i>base</i> TAF	107
83. Klasifikasi probabilitas sumur sebagai media injeksi untuk CCS	110

I. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lapangan minyak dan gas di lepas pantai utara Jawa Barat sudah diproduksi sejak tahun 1970-an (Petroconsultans, 1996). Seiring waktu, produksi semakin menurun dan membutuhkan cadangan minyak baru. Wadah yang telah kosong atau menipis akan cadangan minyak tersebut dapat menjadi implementasi untuk *Carbon Capture Storage (CCS)*. Menurut Hedriana *et al.* (2017) program CCS di wilayah Cekungan Jawa Barat Utara akan berdampak intensif untuk 20 tahun mendatang dalam proses penginjeksian di reservoir *depleted oil* dengan kapasitas maksimum penyimpanan dalam reservoir adalah sekitar 395 juta ton.



Gambar 1. CO₂ source di Indonesia (Lie and Marbun, 2011; Marbun *et al.*, 2012)

Jawa Barat (*West Java*) menjadi daerah dengan penyumbang emisi CO₂ terbesar di Indonesia dengan jumlah emisi CO₂ sekitar 50 juta ton *per annum* CO₂. Daerah ini dapat dipastikan layak diterapkan program CCS. Dibarengi dengan lokasi lapangan minyak di lepas pantai utara Jawa Barat merupakan wilayah yang relatif aman dari aktivitas tektonik. Daerah dengan relatif aktivitas tektonik yang aman menjadi poin penting dalam hal menghindari masalah kebocoran *seal*. Reservoir dan *seal* yang baik untuk CCS memiliki indikator parameter tertentu. Dalam memenuhi indikator parameter tersebut memerlukan karakterisasi reservoir itu sendiri. Karakterisasi reservoir dapat dilakukan dengan seismik *quantitative interpretation* (QI) dan analisis petrofisika menggunakan penyebaran properti volume fisika batuan menggunakan data sumur (*well-log*) dan atribut pada data seismik *post-stack*. Secara umum dengan menentukan urutan, jumlah, dan pembobotan atribut yang optimal untuk digabungkan dengan melakukan *cross-section validation*. Hubungan ini kemudian diterapkan pada atribut seismik yang menciptakan volume properti target. Menggabungkan antara data sumur (*well-log*) dan atribut pada data seismik *post-stack* dapat dilakukan improvisasi akurasi dan memvalidasi pada formasi yang kompleks dan heterogen, pemisahan dan klasifikasi litologi dalam formasi yang beragam atau *shaly*, mendeteksi dan kuantifikasi jenis fluida pada formasi yang *tight*. Setelah penyebaran properti volume batuan dengan atribut tertentu diperoleh model distribusinya, sehingga dapat diestimasi luasan area dan volume untuk CO₂ storage dengan *gross rock volume* (GRV) sebagai bagian dari studi awal *subsurface* CCS.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dilakukannya penelitian ini, sebagai berikut:

1. Menganalisis petrofisika untuk menyebarkan properti fisika batuan (impedansi akustik dan porositas) dan fluida (saturasi air) menggunakan data sumur (*well-log*) dan atribut pada data seismik *post-stack* guna mengkarakterisasi reservoir target.
2. Mengestimasi *gross rock volume* pada CO₂ storage (reservoir target).

3. Menentukan sumur yang tepat untuk dijadikan sumur injeksi CO₂ berdasarkan klasifikasi dari hasil perhitungan properti fisika setiap sumur dan pemodelan persebaran properti fisika oleh seismik.

1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah pada penelitian ini, sebagai berikut:

1. Data yang digunakan adalah data seismik *post-stack time migration* 3D dan data sumur (*well-log*).
2. Metodologi untuk karakterisasi reservoir dilakukan dengan seismik *Quantitative Interpretation* (QI) dan analisis petrofisika.
3. Penentuan sumur injeksi CO₂ ditentukan berdasarkan persebaran properti volume fisika batuan dari analisis petrofisika (porositas dan saturasi air) dan dilanjutkan untuk estimasi *gross rock volume CO₂ storage*.

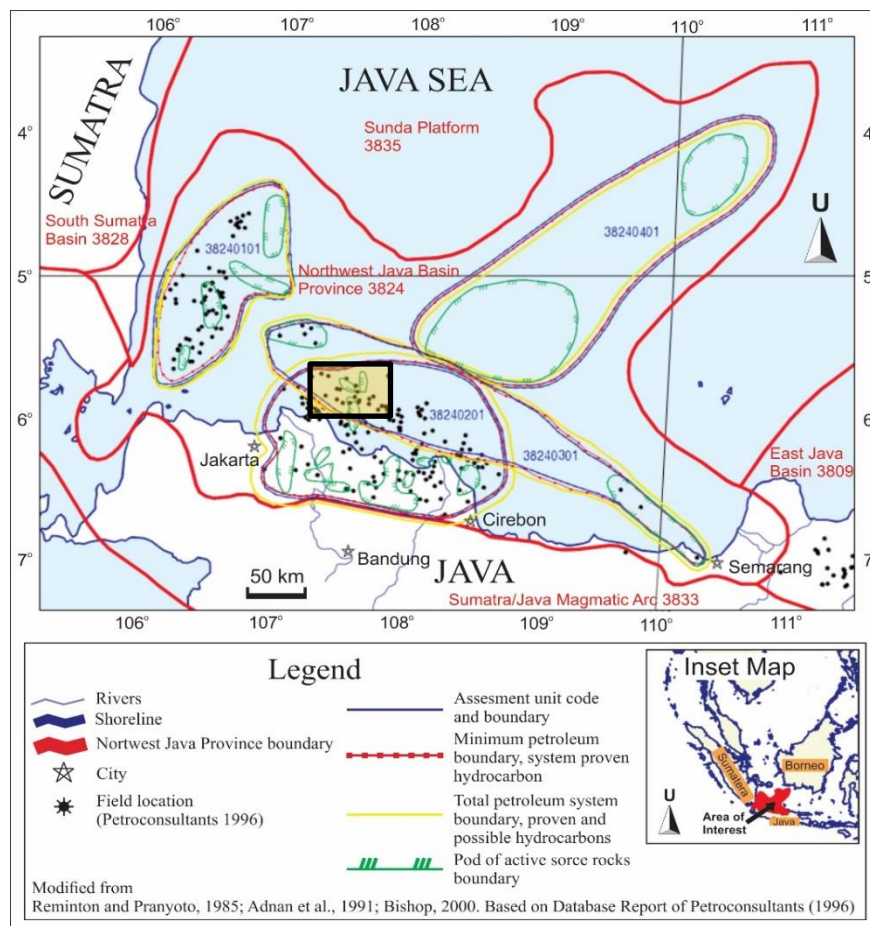
1.4 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat penelitian ini, yaitu membantu untuk menentukan sumur injeksi untuk studi awal CCS, yang mana juga memerlukan tahap karakterisasi *storage* (reservoir) dan kalkulasi estimasi *gross rock volume CO₂ storage* sebelum proses injeksi CO₂ berlangsung, sehingga memberikan pertimbangan yang cukup akurat untuk menjalankan CCS di lapangan minyak bumi lepas pantai utara Jawa Barat.

I. TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Letak Geografis Daerah Penelitian

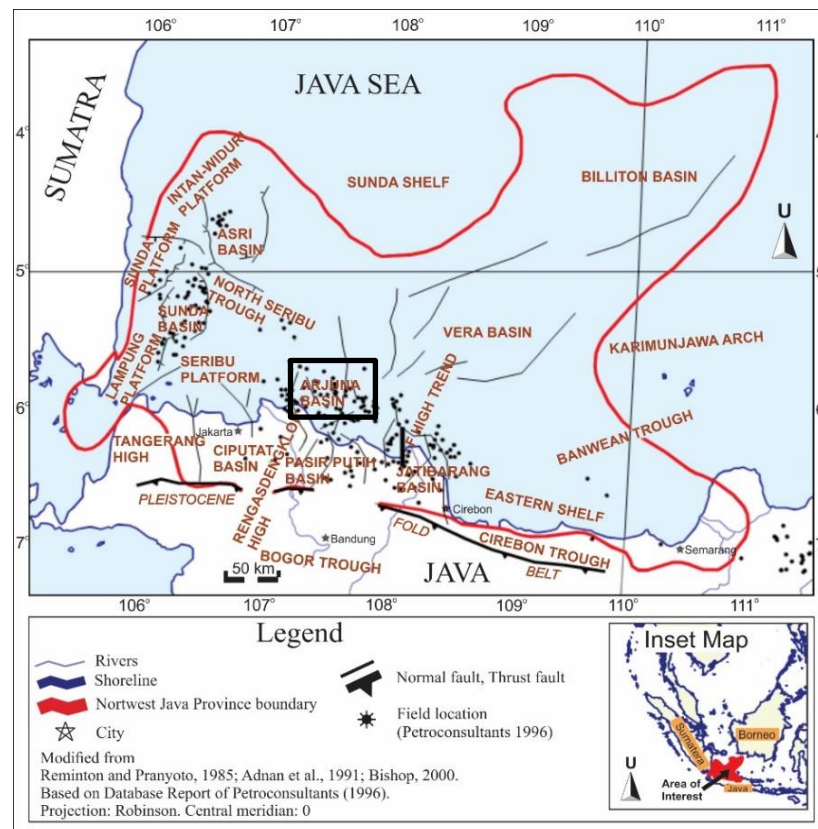
Penelitian dilakukan di daerah lepas pantai utara Jawa Barat. Sebagaimana untuk menggambarkan lebih rinci daerah penelitian, maka dapat ditunjukkan oleh **Gambar 2** sebagai peta letak geografis daerah penelitian ini.



Gambar 2. Peta letak geografis daerah penelitian (Reminton dan Pranyoto, 1985; Adnan *et al.*, 1991; Bishop, 2000)

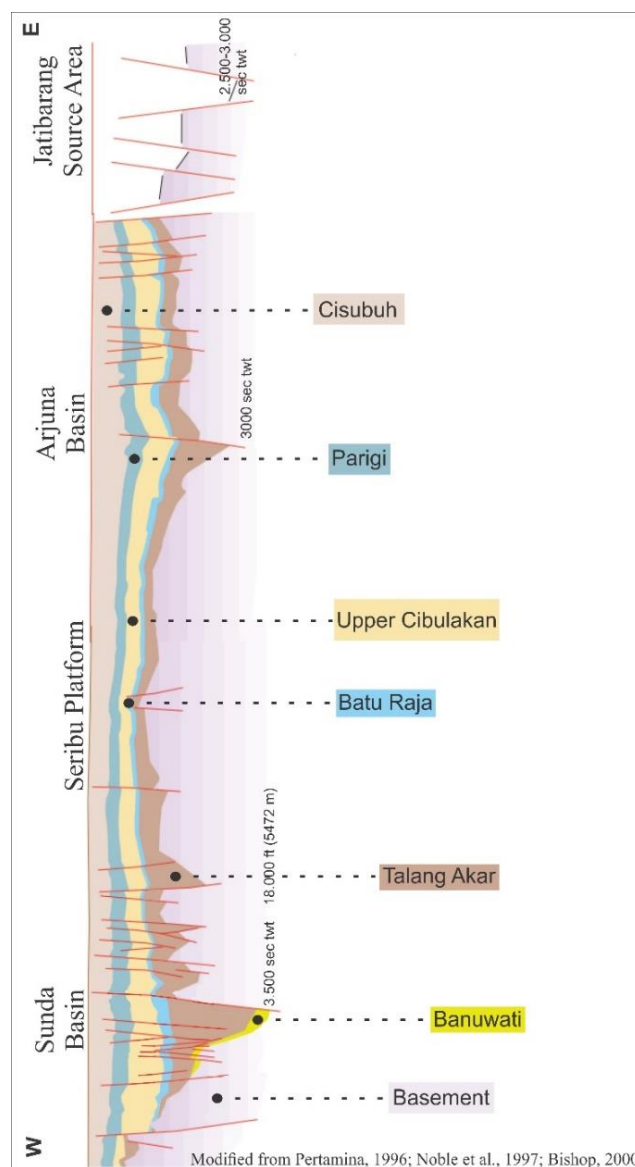
2.2 Gologi Regional Daerah Penelitian

Mengutip Bishop (2000) pada **Gambar 3**, daerah penelitian terletak dalam Cekungan Jawa Barat Utara. Cekungan ini mencakup lebih banyak daerah perairan di utara Jawa (*offshore*) dan mencakup beberapa wilayah darat di Jawa Barat (*onshore*). Cekungan ini mencakup Sub-Cekungan Sunda dan Sub-Cekungan Asri di lepas pantai tenggara wilayah Sumatera Selatan dan meluas ke timur melintasi Laut Jawa ke wilayah Sub-Cekungan Ardjuna dan Sub-Cekungan Jatibarang dan mendekati kota Semarang di pantai utara Jawa. Batas selatan cekungan ini adalah Jawa Barat di tepi utara Bogor *Through*. Cekungan Jawa Barat Utara juga mencakup Sub-Cekungan Vera di lepas pantai dan sebagian Sub-Cekungan Billiton, Karimunjawa *Arch*, dan Banwean *Through*, yang semuanya berada di Paparan Sunda di bawah Laut Jawa. *Centerpoints* lapangan minyak dan gas bumi pada **Gambar 3** merupakan reproduksi dengan perizinan dari Petroconsultants tahun 1996.



Gambar 3. Peta geologi regional daerah penelitian (Reminton and Pranyoto, 1985; Adnan *et al.*, 1991; Bishop, 2000)

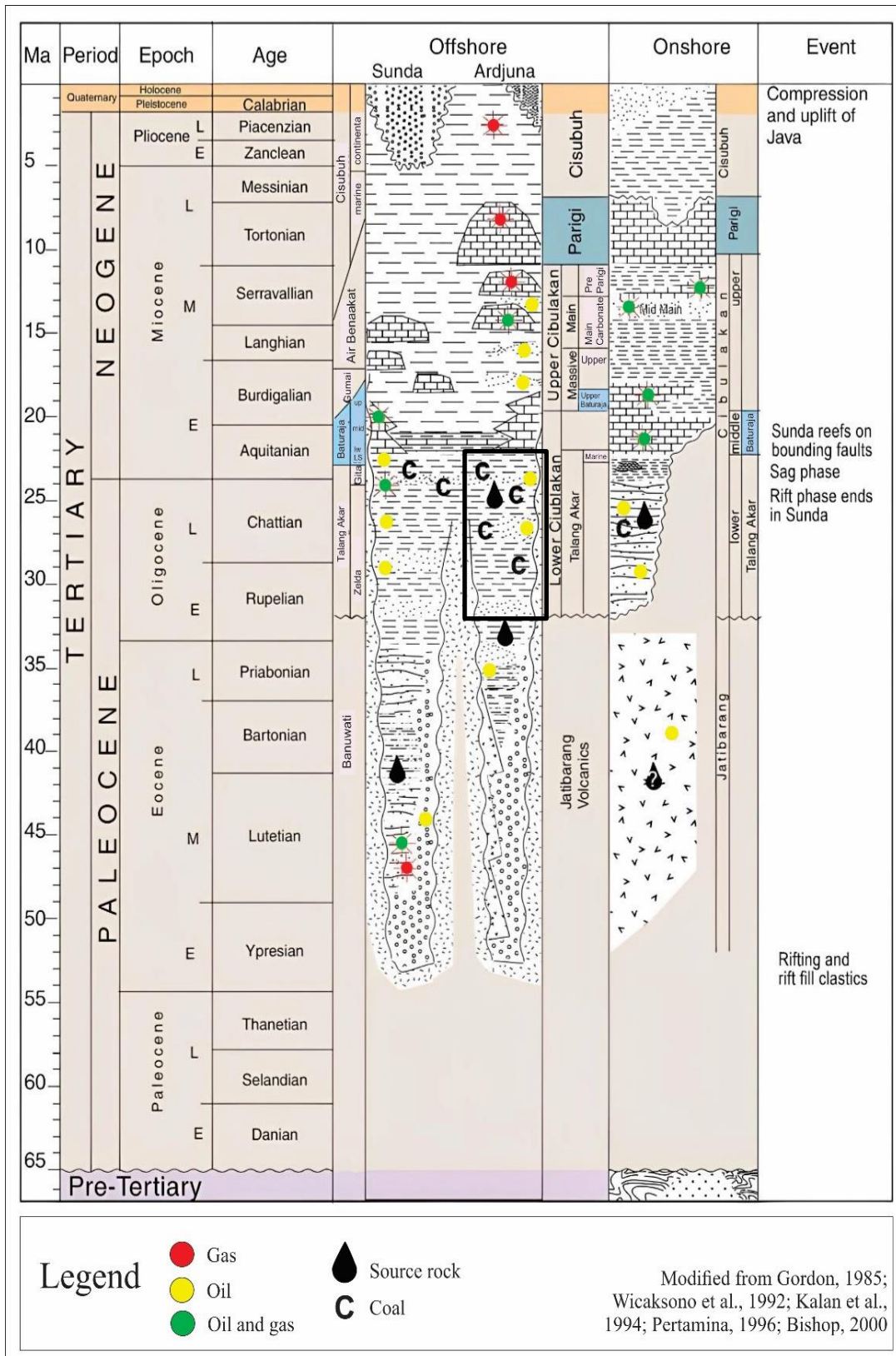
Penampang skematik pada **Gambar 4** menunjukkan gambaran rekonstruksi bawah permukaan bumi daerah penelitian dari Sub-Cekungan Sunda hingga Sub-Cekungan Arjuna (*Southeast Sumatra – Northwest Jawa*) yang menunjukkan *sub-basin* utama dari *southern edge* dari Sunda Shelf Plate. Rekonstruksi tersebut merupakan bagian dari eksplorasi seismik sepanjang 1.200 mil (1.930 km) dari pulau Sumatra ke pulau Jawa. Kedalaman yang ditunjukkan pada penampang skematik dinyatakan dalam satuan *feet* atau *two way time* (TWT).



Gambar 4. *Schematic cross-section* daerah penelitian (Pertamina, 1996; Noble et al., 1997; Bishop, 2000)

Stratigrafi daerah penelitian merupakan daerah Cekungan Jawa Barat Utara. Stratigrafi yang ada memperlihatkan urutan stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara dari tua ke muda (Wahab *and* Martono, 1985; Ghifarry *et al.*, 2017), yaitu: Batuan dasar, Formasi Jatibarang, Kelompok Cibulakan Bawah (Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja), Formasi Cibulakan Atas, Formasi Parigi, dan Formasi Cisubuh.

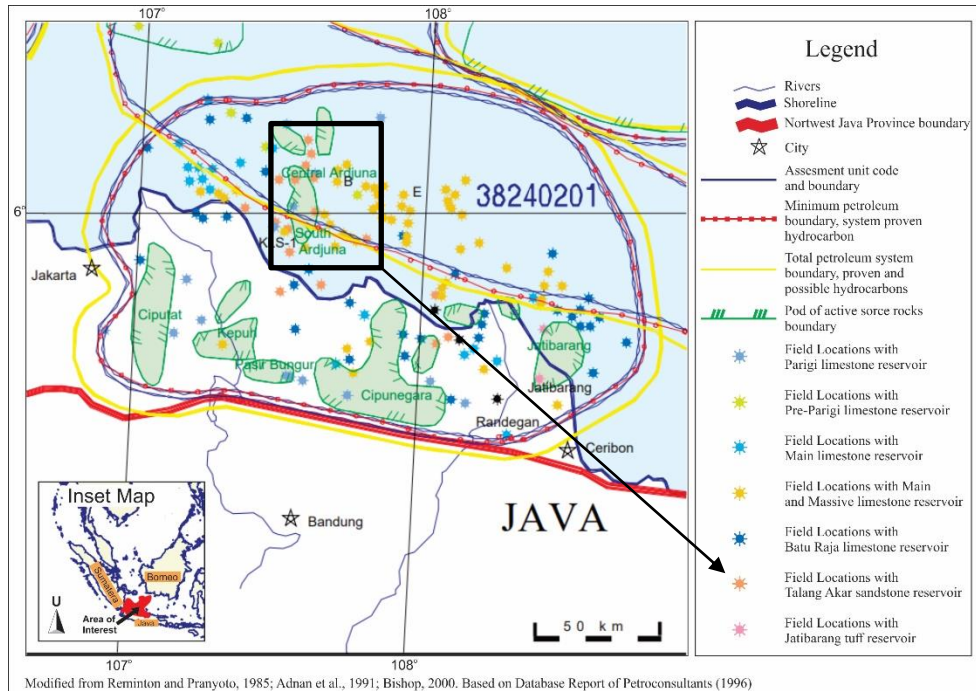
Target penelitian ialah batuan reservoir pada Formasi Talang Akar (TAF) yang dapat dilihat pada **Gambar 5**, yang merupakan endapan *deltaic* dan laut dangkal yang dibatasi oleh lapisan karbonat pada Formasi Baturaja di atasnya (Ramdan, 2008). Formasi Talang Akar bagian bawah terdiri dari perselingan batulempung serpih karbonan serta batupasir dengan sisipan batulanau dan batubara. Sedimen-sedimen tersebut diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Jatibarang. Formasi Talang Akar bagian bawah terbentuk pada fase tektonik *syn-rift*. Formasi ini diendapkan pada Oligosen Akhir di lingkungan pengendapan lacustrine hingga *fluvial-deltaic* (Noble *et al.*, 1997; Ghifarry *et al.*, 2017). Formasi Talang Akar Atas terdiri dari perselingan batugamping, serpih dan batupasir, diendapkan dengan siklus transgresif Oligosen Akhir - Miosen Awal pada lingkungan *deltaic* - laut dangkal (Noble *et al.*, 1997; Ghifarry *et al.*, 2017).



Gambar 5. Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Gordon, 1985; Wickasono et al., 1992; Kalan et al., 1994; Pertamina, 1996; Bishop, 2000)

2.3 Petroleum System Daerah Penelitian

Berdasarkan penelitian sebelumnya, telah digambarkan dalam peta mengenai *petroleum system* lepas Pantai Utara Jawa Barat, sebagai berikut:



Gambar 6. Peta *petroleum system* daerah penelitian (Reminton and Pranyoto, 1985; Adnan *et al.*, 1991; Bishop, 2000)

2.3.1 Reservoir

Berdasarkan korelasi unit level stratigrafi bahwa terdapat tiga reservoir utama yang berada di *onshore* dan *offshore* Cekungan Jawa Barat Utara dari hasil eksplorasi hidrokarbon. Keberadaan reservoir yang ada pada zaman *Late Oligocene* Formasi Talang Akar berupa *siliciclastics*, reservoir Formasi Batu Raja yang berupa karbonat, dan pada zaman *Miocene* ‘*Massive*’ dan ‘*Main*’ yang berupa *sandstone formations* (*Upper Cibulakan Group*). Secara keseluruhan banyak ditemukan keberadaan *reservoir-seal* berkualitas baik di darat maupun lepas pantai yang dapat dieksploitasi untuk penyimpanan CO₂. Ladang minyak dan gas relatif kecil tetapi sangat berlimpah. Hampir 58% hidrokarbon di bagian Sub-Cekungan Arjuna dari unit penilaian berasal dari formasi masif utama, 23% berasal dari Formasi Talang Akar dan karbonat Batu raja (Gresko *et al.*, 1995; Hedriana *et al.*, 2017).

2.3.2 *Source Rock*

Penelitian sebelumnya oleh Wu (1991) dikutip oleh Noble *et al.* (1997) dalam kutipan Napitupulu *et al.* (2000) di daerah Cekungan Jawa Barat Utara belum menindaklanjuti persebaran migrasi secara lateral maupun vertikal dari batuan induk (*source rock*). Dalam penelitian Napitupulu *et al.* (2000) dilakukan persebaran migrasi secara lateral pada Cekungan Jawa Barat Utara yang diduga bahwa orientasi *pre-dominantly* berarah utara-selatan selama mengikuti adanya patahan yang bergerak vertikal dan *cross-stratal*. Migrasi minyak dalam sistem patahan yang kompleks ini terjadi berdasarkan lokasi *source rock* terdekat yang telah mencapai *thermal maturity*. Jarak jangkauan migrasi minyak pada Cekungan Jawa Barat Utara ini diperkirakan tidak terlalu jauh (dekat), dengan identifikasi karakteristik geokimia dari minyak reservoir dapat memberikan studi tentang variabilitas batuan sumber di wilayah ini.

2.3.3 *Traps*

Perangkap (*trap*) yang paling banyak ditemukan adalah antiklin dengan perkiraan sekitar 60% di unit *assessment* Ardjuna dan juga berisikan cadangan minyak sekitar 50%. Reservoir produktif di sebagian besar dari antiklin ini adalah batupasir dari Formasi Cibulakan meskipun beberapa karbonat reservoir terlibat. *Fault block* dan perangkap struktural lainnya yang ditemukan ada sekitar 40% (Petroconsultants, 1996; Bishop, 2000).

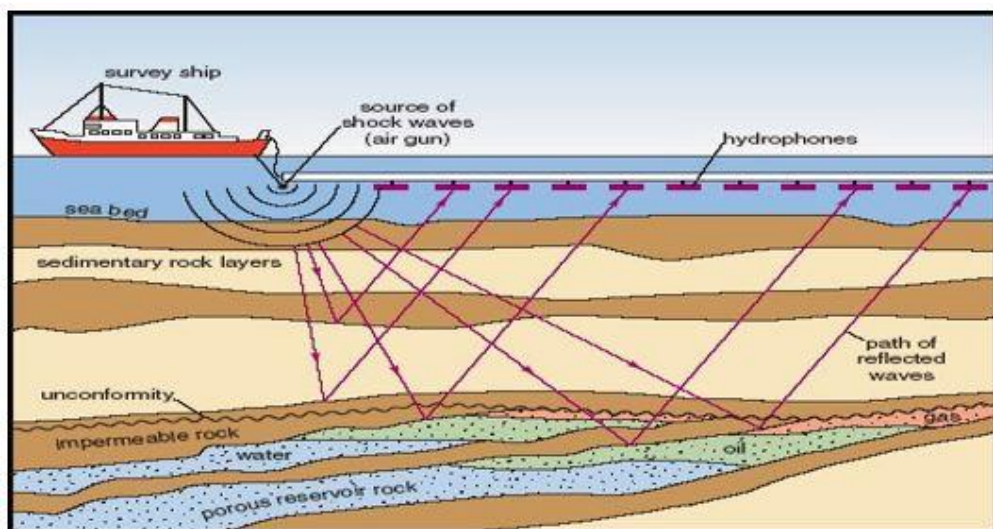
2.3.4 *Seals*

Shale pada *top* Formasi Batu Raja membentuk *seal* (Wicaksono *et al.*, 1992; Bishop, 2000), dan *shale* di *top* Formasi Talang Akar membentuk *seal* reservoir klastik (Wight *et al.*, 1997; Bishop, 2000). Formasi Gumai sebagai *seal* berada di bawah Formasi Cisubuh, yang di beberapa tempat terdiri dari batupasir aluvial dan vulkanik berumur Miosen-Plio-Pleistosen akhir dan di tempat lain merupakan *marine shale* berumur Miosen sampai Pliosen (Pertamina, 1996; Bishop, 2000).

II. TEORI DASAR

3.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi adalah sebuah metode geofisika yang merekam penjalaran gelombang seismik yang dipantulkan dari batas antara kedua buah medium batuan. Besar gelombang refleksi seismik berhubungan langsung dengan perubahan impedansi akustik (AI) diantara dua medium batuan tersebut. Semakin besar kontras antara dua medium tersebut, gelombang refleksinya akan semakin kuat. Gelombang yang dihasilkan dari ledakan tersebut menembus sekelompok batuan di bawah permukaan yang nantinya akan dipantulkan kembali ke atas permukaan melalui bidang reflektor yang berupa batas lapisan batuan. Gelombang yang dipantulkan ke permukaan ini diterima dan direkam oleh alat perekam yang disebut *geophone* (di darat) atau *hydrophone* (di laut) (Badley, 1985; Sanjaya et al, 2014).



Gambar 7. Konsep dasar seismik refleksi (IATMI SMUI, 2016)

3.1.1 *Acoustic Impedance (AI)*

Impedansi akustik (*acoustic impedance*) didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, Impedansi Akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang (log sonik terkalibrasi) dengan densitas (log RHOB) batuan. Semakin keras suatu batuan maka impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki impedansi Akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batulempung (Agfa, 2018). Harga kontras AI dapat diperkirakan secara kualitatif dari amplitudo refleksinya. Semakin besar amplitudonya, semakin besar refleksi dan kontras AI-nya. Apabila batuan berupa batupasir, memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dan porositas yang tinggi, mengasumsikan batupasir tersebut kurang kompak atau berpori lebih besar. Sehingga dari integrasi data AI tersebut dapat dihasilkan nilai yang sangat efektif dan efisien untuk karakterisasi reservoir (Sukmono, 2000; Sanjaya *et al.*, 2014).

$$AI = \rho V \quad (1)$$

Keterangan,

AI = *Acoustic Impedance* (ft/s)*(g/cm³)

ρ = Densitas/massa jenis (g/cm³)

V = Kecepatan gelombang perlapisan (ft/s)

3.1.2 *Reflection Coefficient (RC)*

Perubahan *acoustic impedance* yang dimaksud adalah kecepatan dan massa jenis (densitas) batuan penyusun perlapisan bumi. Hubungan antara keduanya dinyatakan sebagai *reflection coefficient*. Koefisien refleksi disebut juga sebagai reflektivitas merupakan konsep fisika fundamental dalam metode seismik. Pada dasarnya setiap koefisien refleksi dapat dianggap sebagai sebuah respon dari *wavelets* seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik (Sukmono, 2000; Agfa, 2018). Pada saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (*normal incidence*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$RC_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_iV_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_iV_i} \quad (2)$$

$$RC_i = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (3)$$

Keterangan,

RC = *Reflection Coefficient*

ρ = Densitas/massa jenis (g/cm^3)

V = Kecepatan gelombang per lapisan (m/s)

AI = *Acoustic Impedance* ($\text{m}/\text{s} \cdot \text{g}/\text{cm}^3$)

Dimana RC_i adalah *Reflection Coefficient* medium i , i merupakan lapisan medium ke- i dan berada diatas medium $i+1$.

3.1.3 *Wavelet*

Wavelet adalah gelombang mini atau 'pulsa' yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan Fasa. Dalam istilah praktis *wavelet* dikenal dengan gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone*. *Wavelet* diperoleh dengan melakukan pengestrakan pada data seismik dengan atau tanpa menggunakan data sumur atau dengan *wavelet* buatan. Dalam memahami *wavelet* terdapat dua sifat, yaitu polaritas dan fasa.

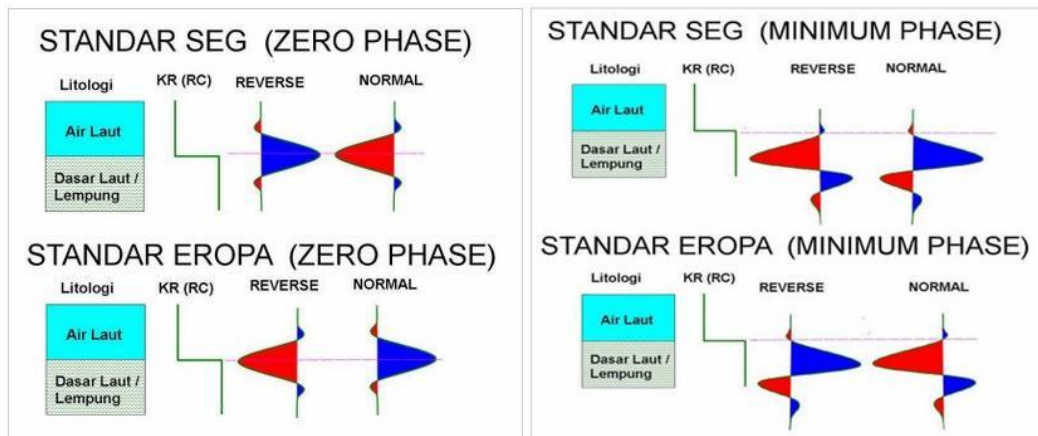
3.1.3.1 Polaritas

merupakan diskripsi tentang arah yang memiliki dua bentuk, yaitu polaritas normal dimana kenaikan impedansi akustik akan digambarkan sabagai lembah (*trough*), dan polaritas terbalik dimana kenaikan impedansi akustik digambarkan sebagai puncak (*peak*).

3.1.3.2 Fasa

merupakan pergeseran osilator sebuah gelombang. Terdapat dua jenis dalam seismik refleksi yaitu fasa minimum dimana energi *wavelet* akan terletak pada bagian onset dari *wavelet* tersebut, dan fasa nol dimana energi *wavelet* akan terletak pada bagian tengah *wavelet* digunakan untuk pembuatan seismogram

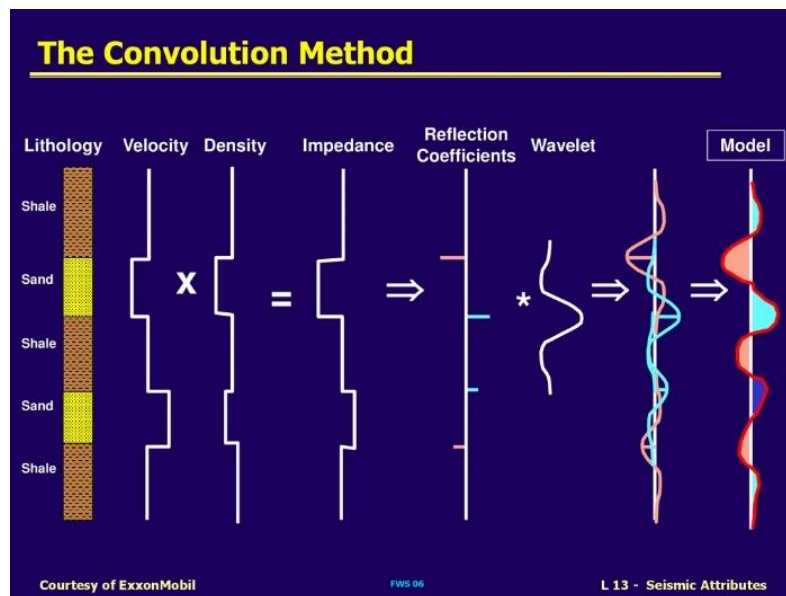
sintetik yang akan mengikat data seismik dengan data sumur (*well seismic tie*) untuk menarik batas *horizon* suatu lapisan. Suatu refleksi mengindikasikan suatu peningkatan/pertambahan dalam nilai impedansi akustik atau mengindikasikan suatu koefisien refleksi positif dimulai dengan suatu *trend* refleksi cenderung turun.



Gambar 8. Standar *wavelet* berdasarkan SEG dan Eropa pada fasa *zero* dan *minimum* serta polaritas normal dan *reverse* (Sukmono, 2000; Pormes, 2009).

3.1.4 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik dibuat dengan cara mengkonvolusikan *wavelet* dengan data koefisien refleksi. Kelemahan dari seismogram sintetik adalah mereka pada umumnya dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang, padahal frekuensi yang dipakai tersebut umumnya diambil dari zona target (misal daerah reservoir). Hal ini sering mengakibatkan *miss tie* pada di luar daerah zona target tersebut (Sukmono, 1999; Agfa, 2018). Seismogram sintetik merupakan sarana untuk mengidentifikasi horizon seismik yang sesuai dengan geologi bawah permukaan yang diketahui dalam suatu sumur hidrokarbon. Identifikasi permukaan atau dasar formasi pada penampang seismik memungkinkan ditelusurinya kekontinyuan formasi tersebut dari arah lateral (Munadi dan Pasaribu, 1987; Agfa, 2018).

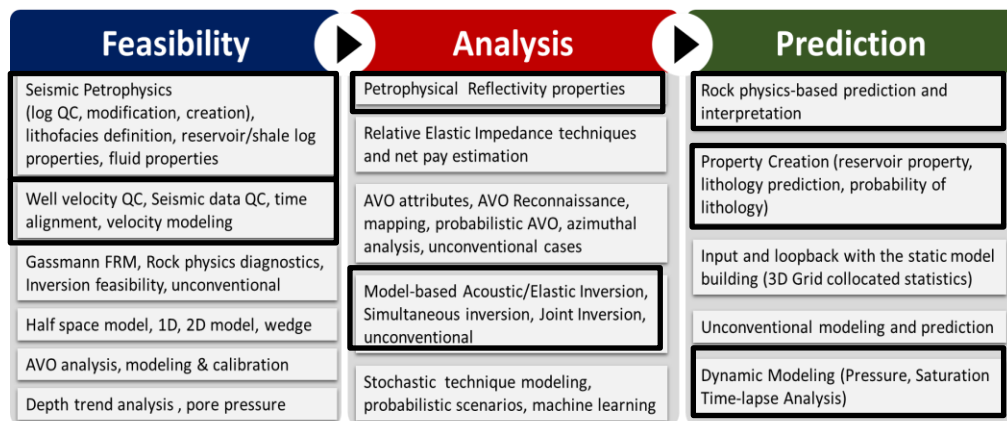


Gambar 9. Skema pembuatan seismogram sintetis (ExxonMobil, 2021; Agfa, 2018)

3.2 *Seismic Quantitative Interpretation (QI)*

Secara garis besar interpretasi seismik kuantitatif (QI) menunjukkan bagaimana fisika (nilai/sifat fisis) batuan maupun fluida dapat diterapkan untuk memprediksi parameter reservoir, seperti kepadatan dan porositas pada batuan juga saturasi pada fluida, dari perhitungan nilai-nilai petrofisis yang diturunkan secara seismik juga melalui atribut pendukung.

Workflow seismik QI yang sistematis memberikan opsi dan kesempatan untuk membuat keputusan-keputusan kritis dalam menghasilkan produk interpretasi sesuai kualitas data, waktu pengerjaan yang diperlukan, dan sesuai yang diperlukan dalam tahapan eksplorasi maupun produksi. Tahapan utama seismik QI dibagi menjadi tiga tahapan besar. Tahap pertama adalah tahap Feasibiliti, prosesnya mencakup sebagian besar pengerjaan QI bertujuan untuk memastikan konsistensi pengerjaan. Tahap kedua adalah tahap analisis, prosesnya mencakup pengkondisian data seismik sampai dengan eksekusi proses inversi. Tahap ketiga adalah tahap prediksi, prosesnya mencakup pembuatan seismik sintetis sampai prediksi distribusi reservoir (Widyantoro, 2021).



Gambar 10. Tahapan utama alurkerja seismik QI (Widyantoro, 2021)

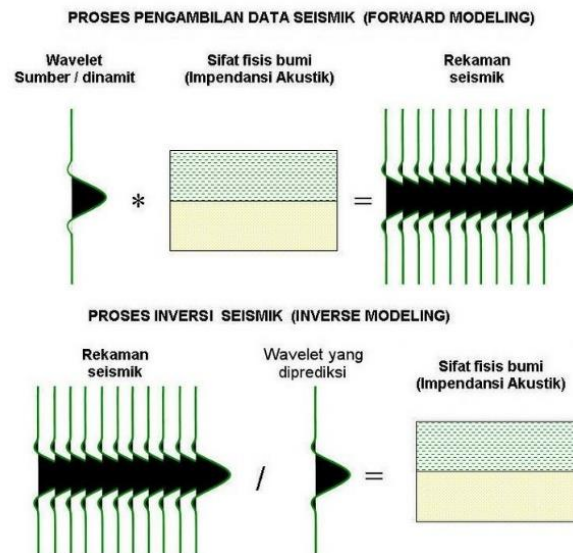
Setiap tahapan alurkerja seismik QI terdapat pengelompokan yang dimuat dalam modul-modul seismik QI, sehingga dalam penelitian ini menggunakan modul *strata* dan *emerge*.

3.2.1 Modul *Strata*

Strata melakukan inversi pada data seismik *pre-stack* dan *post-stack*. Dalam domain *pre-stack* (data seismik yang belum di-*stack* (CDP *gather*) untuk menurunkan parameter elastik untuk penentuan karakter batuan), *strata* menganalisis pengumpulan sudut atau tumpukan sudut untuk menghasilkan volume impedansi akustik, impedansi geser, dan kepadatan. Dalam domain *post-stack* (teknik untuk mendapatkan kembali nilai koefisien refleksi dari rekaman seismik), *strata* menganalisis volume seismik *post-stack* untuk menghasilkan volume impedansi akustik dari nilai koefisien refleksi (RC) dari rekaman seismik. Inversi *post-stack* inilah yang dilakukan pada penelitian ini.

Menurut Sukmono (2000) dalam kutipan Agfa (2018), inversi seismik merupakan suatu teknik untuk membuat model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol. Dengan kata lain, inversi seismik merupakan pemodelan ke belakang, dimana inputnya merupakan rekaman seismik yang dimodelkan inversi ke dalam penampang AI. Algoritma pemodelan inversi ini pada dasarnya,

merupakan dekonvolusi antara rekaman seismik dan gelombang seismik yang kemudian menghasilkan penampang seismik.



Gambar 11. Dekonvolusi seismik inversi (Sukmono, 2007; Agfa, 2018)

3.2.2 Modul *Emerge*

Emerge adalah modul prediksi atribut geostatistik yang memprediksi volume properti menggunakan log sumur (*well-log*) dan atribut dari data seismik. Properti yang diprediksi dapat berupa jenis log apa pun yang tersedia: seperti porositas, kecepatan (*velocity*), kepadatan jenis (*density*), *gamma ray*, litologi, dan saturasi air. *Emerge* juga dapat digunakan untuk memprediksi log yang hilang atau bagian dari log dengan memanfaatkan log yang ada yang umum untuk sumur yang tersedia.

3.3 Konsep Dasar *Well Logging* dan Analisis Petrofisika

Well logging adalah kegiatan merekam karakteristik batuan sebagai fungsi dari kedalaman yang bertujuan mencari kandungan hidrokarbon (minyak dan gas potensial) yang dapat diproduksi secara ekonomis di dalam batuan (Iman, 2008). Dasar-dasar interpretasi log kuantitatif adalah pemahaman sifat petrofisika batuan, penentuan besaran petrofisika dari log, penggunaan *software* untuk interpretasi dan pemahaman kegunaan hasil interpretasi hasil log sumur (Dewanto, 2009).

Hidrokarbon umumnya terdapat pada lapisan *permeable* yang diindikasikan dengan nilai log *gamma ray* yang rendah, karena pada lapisan *permeable* zat radioaktif mudah lepas dari batuan dan bermigrasi ke tekanan yang lebih rendah melalui pori-pori batuan, sehingga saat perekaman lapisan *permeable* menghasilkan nilai *gamma ray* yang rendah (Glover, 2000; Kumalasari et al., 2018). Selanjutnya keberadaan hidrokarbon ditandai dengan nilai log NPHI (*neutron*) dan RHOB (*porosity*) yang rendah, karena atom yang dipancarkan oleh pengukuran log tersebut banyak berinteraksi dengan atom *hydrogen*, sehingga atom *neutron* yang terekam sedikit (Harsono, 1997; Kumalasari et al., 2018). Semakin sedikit yang terekam menunjukkan bahwa semakin kompleks susunan fluida pada batuan yang menunjukkan bahwa batuan tersebut mengandung fluida gas. Selanjutnya lapisan yang mengandung hidrokarbon memiliki resistivitas yang tinggi, karena minyak dan gas kurang baik dalam menghantarkan listrik. Berbeda dengan air yang bersifat konduktif, sehingga nilai resistivitasnya tinggi (Harsono, 1997; Kumalasari et al., 2018). Menurut Zain (2012) dalam sitasi Kumalasari et al. (2018), resistivity sangat penting untuk mengetahui keberadaan hidrokarbon. Keberadaan saturasi hidrokarbon yang semakin tinggi ditunjukkan dengan nilai resistivitas yang tinggi juga (Afizu, 2013; Kumalasari et al., 2018). Menurut Kumalasari et al. (2018), jika suatu lapisan mengandung gas akan diindikasikan dengan log *gamma ray* yang rendah, umumnya dibawah 60 API, memiliki nilai umumnya tinggi lebih dari 100 ohm-meters.

Log sonik dan log densitas adalah dua jenis log sumur yang dapat memberikan informasi berharga untuk karakterisasi reservoir, yang merupakan proses menggambarkan *physical* dan *fluid properties*, geometri, dan heterogenitas reservoir hidrokarbon. Inversi seismik dengan impedansi akustik, log yang dapat dihitung dan digunakan adalah log densitas dan log sonik untuk setiap sumur (Lutome et al., 2022). Menurut Iman (2008), log densitas berfungsi untuk mengukur elektron densitas dari formasi dengan memancarkan energi *gamma ray*. Log ini juga dapat digunakan untuk menentukan porositas, mendeteksi zona gas, menentukan densitas hidrokarbon, evaluasi *shale*, dan

mendeteksi mineral. Sedangkan, log sonik berfungsi untuk mengukur *interval transit time* gelombang suara yang melewati formasi. Signal dikirim oleh *transmitter* dan diterima oleh *receiver*. Log ini sangat efektif untuk menentukan porositas, litologi, dan rekahan.

Analisis petrofisika diawali oleh perhitungan *shale content* atau *volume shale* (V_{sh}) pada sumur dengan interpretasi *gamma ray* oleh persamaan berikut:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{maks} - GR_{min}} \quad (4)$$

Keterangan,

$$V_{sh} = \text{Volume shale (v/v)}$$

$$GR_{log} = \text{Gamma ray (n) /depth pada sumur (gAPI)}$$

$$GR_{maks} = \text{Gamma ray maksimal pada sumur (gAPI)}$$

$$GR_{min} = \text{Gamma ray minimal pada sumur (gAPI)}$$

V_{sh} merupakan nilai yang menunjukkan presentasi *volume shale* dalam volume batuan. Nilai kandungan *shale* untuk tiap kedalaman hasil interpretasi log *gamma ray* pada masing-masing sumur.

Porositas suatu medium adalah bagian dari volume batuan yang tidak terisi oleh benda padat. Porositas terdiri dari porositas total dan porositas efektif (Harsono, 1997; Purba and Mulyatno, 2018). Perhitungan porositas dapat dilakukan dengan interpretasi log densitas dan log *neutron-density*. Perhitungan log porositas oleh persamaan berikut:

$$\phi_{Dsh} = \frac{(\rho_{dsh} - \rho_{sh})}{(\rho_{dsh} - \rho_f)} \quad (5)$$

$$\phi_D = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b)}{(\rho_{ma} - \rho_f)} \quad (6)$$

$$\phi_{Dc} = \phi_D - (\phi_{Dsh} \times V_{sh}) \quad (7)$$

$$\phi_{Nc} = \phi_N - (\phi_{Nsh} \times V_{sh}) \quad (8)$$

$$\phi_{eff} = \sqrt{\frac{(\phi_{Nc})^2 + (\phi_{Dc})^2}{2}} \quad (9)$$

$$\phi_{total} = \phi_{eff} + (\phi_{Dsh} \times V_{sh}) \quad (10)$$

Keterangan,

ϕ_{Dsh}	= Porositas densitas untuk <i>shale</i> (v/v)
ρ_{ash}	= Densitas/massa jenis untuk <i>dry shale</i> (g/c ³)
ρ_{sh}	= Densitas/massa jenis untuk <i>shale</i> (g/c ³)
ρ_f	= Densitas/massa jenis untuk fluida (air) (g/c ³)
ϕ_D	= Porositas densitas (v/v)
ρ_{ma}	= Densitas/massa jenis matriks (g/c ³)
ρ_b	= Densitas/massa jenis bulk (g/c ³)
ϕ_{Dc}	= Porositas densitas terkoreksi (v/v)
ϕ_{Nc}	= Porositas neutron terkoreksi (v/v)
ϕ_N	= Porositas neutron (v/v)
ϕ_{Nsh}	= Porositas neutron untuk <i>shale</i> (v/v)
ϕ_{eff}	= Porositas efektif (v/v)
ϕ_{total}	= Porositas total (v/v)

Menurut penelitian yang dilakukan oleh Koesoemadinata tahun (1980) dimana porositas dapat digolongkan/diklasifikasikan menurut kualitasnya, sebagai berikut:

Tabel 1. Interpretasi porositas batuan reservoir (Koesoemadinata, 1980)

Porositas	Kualitas
0-5 %	Diabaikan
5-10 %	Buruk
10-20 %	Baik
20-25 %	Sangat Baik
>25 %	Istimewa

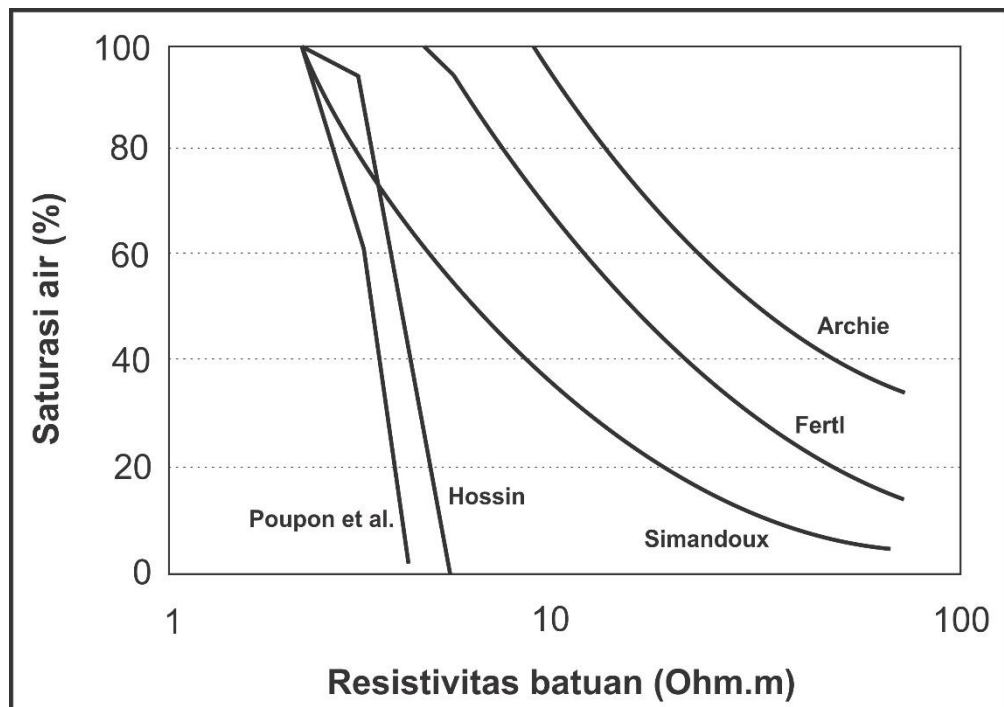
Perhitungan saturasi air penting untuk dilakukan karena saturasi atau kejenuhan air adalah rasio dari volume pori yang terisi oleh air dengan volume porositas total (Harsono, 1997; Purba dan Mulyatno, 2018). Nilai saturasi air (Sw) dari log resistivitas dalam formasi bersih (*cleansand*) dapat ditentukan berdasarkan persamaan Archie (Rosyidan, 2005; Purba dan Multano, 2018).

Apabila air adalah satu-satunya fluida yang terkandung dalam pori-pori batuan, maka nilai $S_w=1$, sedangkan apabila pori-pori batuan mengandung fluida hidrokarbon maka nilai $S_w<1$. Perhitungan saturasi air dapat dilakukan dengan interpretasi log densitas dan log neutron. Perhitungan log saturasi air oleh persamaan berikut:

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{\phi^m \times R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (11)$$

Keterangan,

- S_w = Saturasi air (v/v)
- a = Konstanta/faktor tortuosity
- R_w = Resistivitas air formasi (Ohm.m)
- ϕ = Porositas (v/v)
- m = Konstanta/faktor sementasi
- n = Konstanta/eksponen saturasi
- R_t = Resistivitas *true* formasi (Ohm.m)



Gambar 12. Plot performa model saturasi air dengan kandungan serpih 30% (Widarsono, 2008)

Berdasarkan **Gambar 12** yang memperlihatkan hasil perhitungan saturasi air dari kelima model (Archie, Fertl, Simandoux, Hossin, dan Poupon *et al.*) untuk resistivitas batuan dari 1 Ohm-m sampai 70 Ohm-m. Resistivitas rendah $R_t < 5$ Ohm-m dimaksudkan untuk melihat potensi ke empat model (Fertl, Simandoux, Hossin, dan Poupon *et al.*) dalam mengoreksi model Archie dan resistivitas moderat yang tinggi ($R_t > 10$ Ohm-m) dilakukan untuk melihat potensi diskrepansi estimasi saturasi air yang dihasilkan (Widarsono, 2008).

Menurut Adim (1991) penentuan jenis kandungan di dalam reservoir (air, minyak, dan gas) didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air Formasi (S_w) dalam hasil batasan umum harga S_w seperti pada tabel berikut:

Tabel 2. Interpretasi saturasi fluida (Adim, 1991)

S_o Rata-rata	S_w Rata-rata	Perkiraan Jenis Reservoir
<3 %	<50 %	Reservoir Gas
2-5 %	50-60 %	Reservoir Minyak dan Gas
>5 %	60-75 %	Reservoir Minyak
<1 %	>75 %	Reservoir Air

Pemodelan untuk saturasi air tersebut dibutuhkan suatu fungsi yang dapat menggambarkan persebaran saturasi air di tiap ketinggian di atas *free water level* (FWL). Metode *FOIL function* merupakan salah satu metode yang lebih ekonomis dan sederhana untuk dilakukan. Metode ini memanfaatkan prinsip dari *bulk volume of water* (BVW) yang merupakan produk dari porositas dan saturasi. Steve Cuddy dalam *paper*-nya menjelaskan bahwa terdapat hubungan antara BVW dengan ketinggian di atas FWL yang disebut sebagai *FOIL function* (Cuddy, 1993; Yunara and Marhaendrajana, 2010).

Data BVW dan FWL dapat diperoleh dengan menggunakan data sumur, sehingga pemodelan saturasi air dapat dilakukan setelah pemboran dilakukan tanpa melakukan *special core analysis* (SCAL) terlebih dahulu. Namun demikian, penggunaan metode ini masih belum terlalu populer. Perhitungan

BVW dapat dilakukan dengan interpretasi log porositas dan log saturasi air. Perhitungan BVW oleh persamaan berikut:

$$BVW = aH^b \quad (12)$$

$$S_w = \frac{aH^b}{\phi} \quad (13)$$

Keterangan,

BVW	= Bulk volume of water (v)
a	= Konstanta properti fluida dan batuan
H	= Kedalaman tertentu pada sumur (ft)
b	= Konstanta dimensionless
S_w	= Saturasi air (v/v)
ϕ	= Porositas (v/v)

Persamaan (13) menunjukkan bahwa nilai saturasi air akan bervariasi tergantung dari porositas dan posisi pengukuran relatif terhadap FWL. Harga BVW ini akan relatif sama bila berada pada zona *irreducible water saturation* dan nilainya akan meningkat dari zona transisi hingga zona FWL. Hal ini sesuai dengan teori fungsi tekanan kapiler terhadap saturasi.

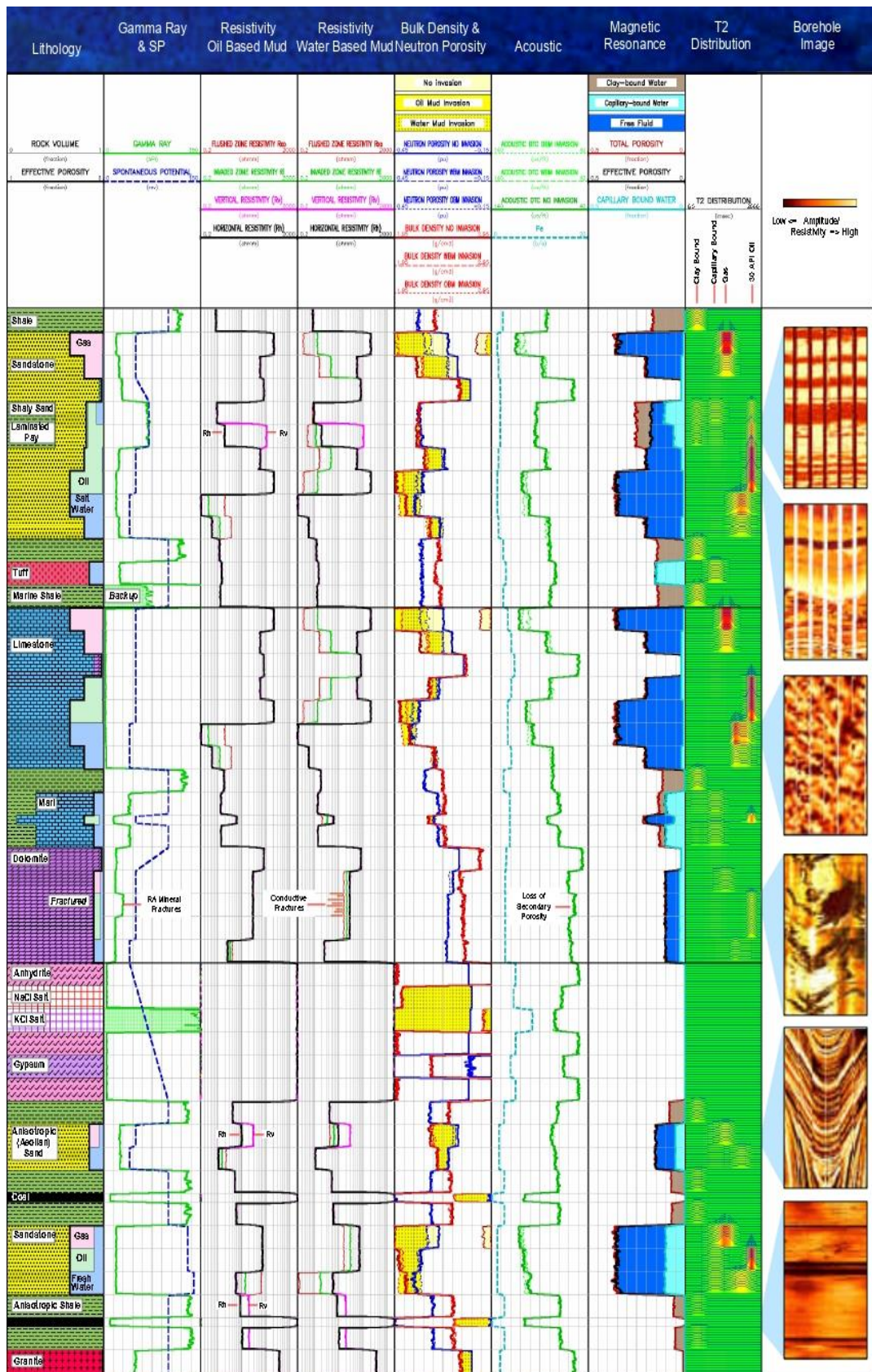
Tabel 3. Keunggulan dan kekurangan metode *FOIL function* (Worthington, 2002; Yunara and Marhaendrajana, 2010)

Metode FOIL Function	
Keunggulan	Kekurangan
Tidak bergantung pada nilai permeabilitas dan litologi batuan. Nilai fungsi <i>bulk volume of water</i> (BVW) terhadap HFWL dapat diperoleh tanpa SCAL	Hanya berlaku pada untuk fungsi hubungan antara porositas yang seragam.

Menurut Dewanto (2018) untuk menentukan jenis kandungan di dalam reservoir (air, minyak, dan gas) didapat dari hasil perhitungan kejenuhan air formasi atau *saturation water* dalam hasil batasan umum harga saturasi air untuk sebuah lapangan. Rentang nilai saturasi air adalah air apabila bernilai >70%, minyak 60-70%, minyak dan gas 50-60%, dan gas <50%.

Tabel 4. *General log matrix* (Baker Hughes, 2002)

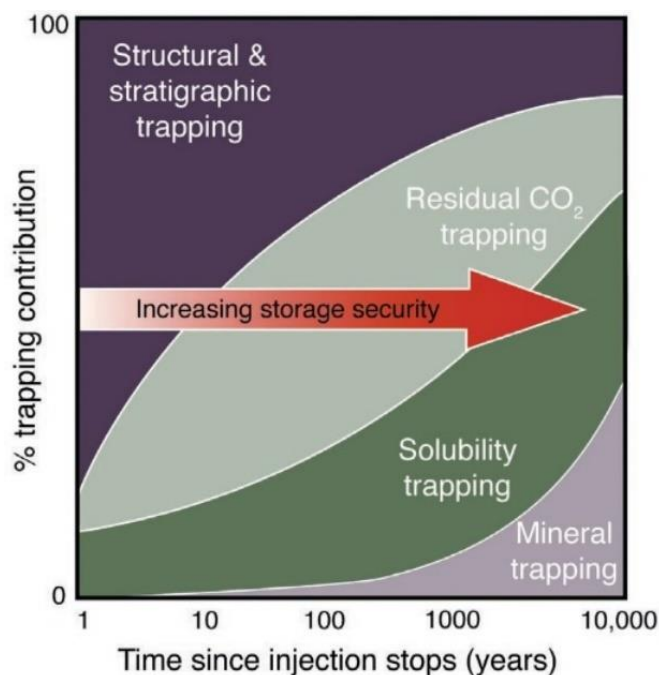
Litologi	Gamma Ray	Densitas	Neutron	Resistivitas
<i>Sandstone</i>	<i>Low</i>	2.65	-4	<i>High</i>
<i>Limestone</i>	<i>Low</i>	2.71	0	<i>High</i>
<i>Shale</i>	<i>High</i>	2.2-2.7	<i>High</i>	<i>Low</i>
<i>Dolomite</i>	<i>Low</i>	2.87	4	<i>High</i>
<i>Anhydrite</i>	<i>Verry Low</i>	2.98	-1	<i>Verry High</i>
<i>Salt</i>	<i>Low</i>	2.03	-3	<i>Verry High</i>
<i>Water</i>	0	1-1.1	100	<i>0-infinite</i>
<i>Oil</i>	0	0.6-1	70-100	<i>Verry High</i>
<i>Gas</i>	0	0.2-0.5	10-50	<i>Verry High</i>



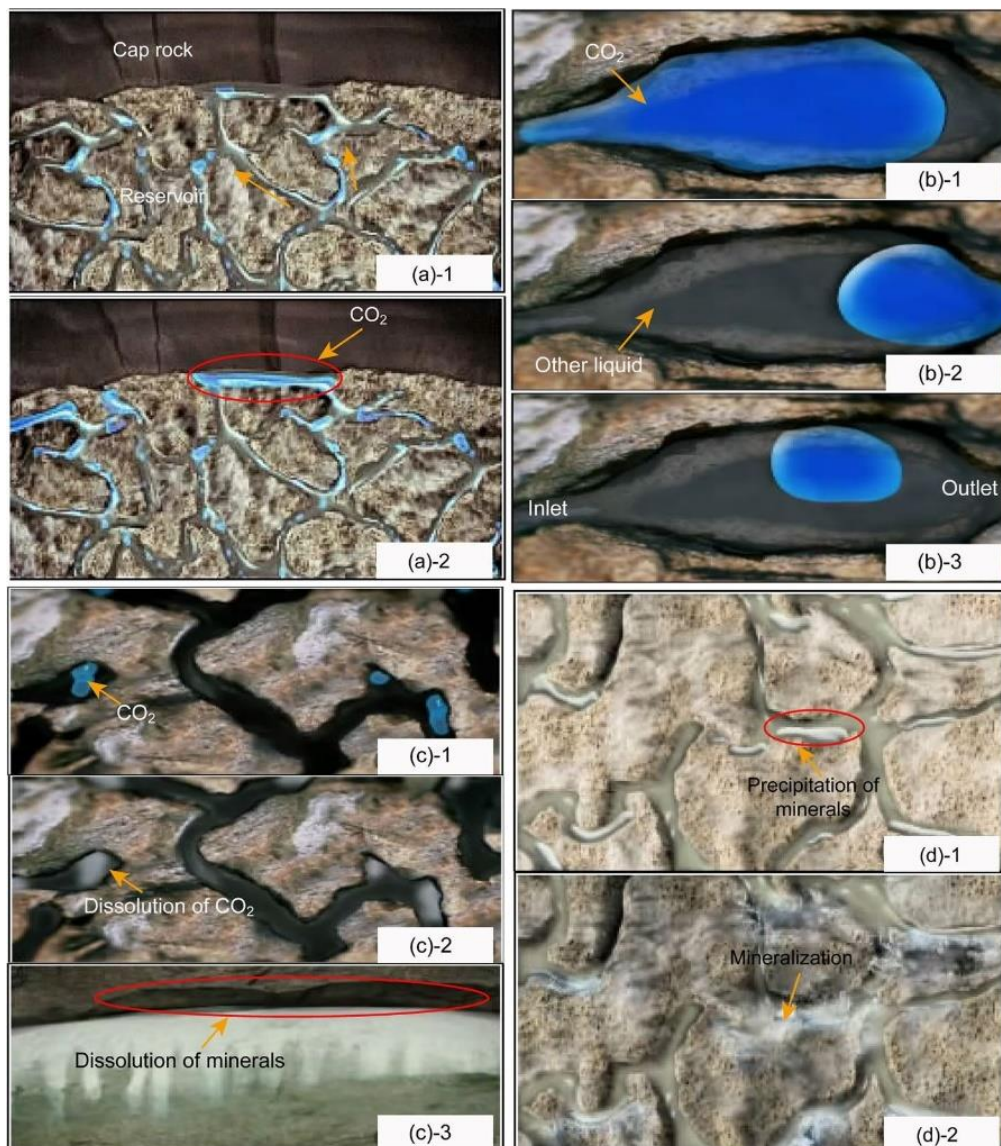
Gambar 13. Atlas of log responses (Baker Hughes, 2002)

3.4 Carbon Capture Storage (CCS)

Estimasi potensi mereduksi CO₂ diperlukan untuk berkontribusi terhadap pengurangan emisi CO₂. Estimasi mengurangi CO₂ yang dapat diandalkan dengan penerapan teknologi *carbon capture storage* (CCS). Teknologi ini merupakan kegiatan yang meliputi mereduksi emisi dari industri seperti fasilitas pengolahan gas alam dan pembangkit listrik (*source*) dengan cara menangkap CO₂ (*capture*) dari sumber-sumber emisi CO₂, kemudian mentransportasikannya ke lokasi penyimpanan CO₂ di *geological storage* (reservoir) yang sesuai seperti cadangan minyak dan gas yang telah kosong dan/atau masih tersisa, lapisan *saline aquifers*, lapisan batubara, dan formasi batuan lain yang sejenis (Bachu *et al.*, 2007; Bradshaw *et al.*, 2007; Goodman *et al.*, 2011). Elemen paling penting dari *containment* sistem adalah *top seal*, atau *caprock* yang membatasi *storage* formasi karena bersifat *impermeable* dan *faults* atau *fracture* yang melewatinya yang diartikan dapat menjadi celah CO₂ untuk keluar dari *storage* atau reservoir. Untuk menentukan probabilitas *containment* (atau risiko kebocoran), perlu untuk mengevaluasi berbagai sifat *caprock*, *faults* dan *fracture* serta efek hidrodinamika dan reaksi geokimia potensial dari sifat *caprock* dengan adanya CO₂ (Kaldi *et al.*, 2013).



Gambar 14. Representasi umum mengenai evolusi mekanisme *trapping* dari waktu ke waktu (IPCC 2005; Benson and Cole, 2008).



Gambar 15. Mekanisme *geological CO₂ storage* untuk (a) *structural* dan *stratigraphic trapping*, (b) *residual trapping*, (c) *solubility trapping*, dan (d) *mineral trapping* (Benson and Cole, 2008)

Berdasarkan **Gambar 14** dan **15** terdapat 2 mekanisme penjebakan (*trapping mechanism*) untuk menyimpan CO₂ tetap aman dari kebocoran dan mempelajari karakteristik *storage* atau reservoir itu sendiri sebagai wadah. Karakterisasi reservoir inilah menjadi peran andil seorang Geofisikawan berdasarkan nilai-nilai fisis batuan dan fluida. Trap pertama, adalah *physical trapping* adalah proses di mana CO₂ mempertahankan sifat fisiknya setelah injeksi ke akuifer. Ini dapat dibagi lagi menjadi perangkap *structural and*

stratigraphic (hidrostratigrafi) dan residual (kapiler) (Juanes *et al.* 2006; Ajayi *et al.*, 2019). Trap kedua, adalah *geochemical trapping* yang terjadi ketika CO₂ mengubah sifat fisik dan kimianya dengan mengalami serangkaian reaksi geokimia dengan pembentukan air garam dan batuan dan berhenti tetap dalam fase bergerak atau tidak bergerak. Secara *geochemical* dapat dibagi mejadi *solubility trapping* seperti halnya dimana gula larut dalam teh, CO₂ larut dalam fuida lain baik dalam fase superkritis atau gas. Perangkap kelarutan terjadi sebagai akibat dari pembubaran CO₂ dalam air garam, yang menyebabkan air garam jenuh CO₂ padat. Pada titik ini, ia berhenti menjadi fase terpisah yang menghilangkan efek daya apung (*buoyancy*). Adapun *mineral trapping* yang terjadi sebagai akibat dari konversi CO₂ menjadi kalsit karena reaksi dengan mineral padat. Perangkap ini diyakini relatif lambat karena terjadi selam/setelah *solubility trapping* dan dianggap sebagai bentuk penyimpanan yang paling permanen. Sehingga, *geochemistry trapping* memastikan hilangnya CO₂ sebagai fase terpisah dan semakin meningkatkan kapasitas penyimpanan, menjadikannya fitur penyimpanan jangka panjang yang sesuai (Ajayi *et al.*, 2019).

Sebuah reservoir dikatakan baik untuk penerapan CCS apabila parameter dari keempat *trapping* terpenuhi. Secara struktur geologi, antiklin menjadi tempat berlabuh migrasi CO₂ karena migrasi yang terus mengarah ke atas permukaan bumi. Migrasi CO₂ di antiklin akan berlabuh pada batuan yang memiliki ruang pori yang baik untuk mengisolasi CO₂ supaya tidak bermigrasi lagi. CO₂ yang berada di pori batuan akan menjadi mineral apabila banyak berakumulasi dengan air (H₂O), hal ini yang mengunci keberadaan CO₂ untuk waktu yang lama/permanen. Kondisi reservoir yang jenuh air dikatakan sebagai tipe *saline aquifer*. Sedangkan reservoir pasca-produksi biasanya masih terkandung sisa minyak dan gas, sehingga dikatakan tipe *depleted oil and gas*. (Ajayi *et al.*, 2019).

III. METODOLOGI PENELITIAN

4.1 Tempat dan Waktu Penelitian

Adapun tempat dan waktu penelitian ini, sebagai berikut:

Tempat : PT. Geoservices

Waktu : Juli – September 2023

Berikut adalah pemaparan lebih detail terkait waktu dan agenda penelitian, sebagai berikut:

------(dilampirkan di halaman berikutnya)-----

Tabel 5. Jadwal penelitian

No.	Kegiatan	Juni		Juli		Agustus				September				Oktober				November			
		3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4		
1	Studi literatur	█																			
2	Penyusunan proposal penelitian	█																			
3	Bimbingan seminar proposal	█																			
4	Seminar proposal	█																			
5	Persiapan penelitian	█																			
6	Penelitian	█																			
7	Hasil dan Analisis Penelitian	█																			
8	Bimbingan seminar hasil	█																			
8	Seminar hasil	█																			
9	Bimbingan dan fiksasi laporan	█																			
10	Seminar komprehensif	█																			

4.2 Alat dan Bahan Penelitian

Adapun alat dan bahan untuk penelitian ini, sebagai berikut:

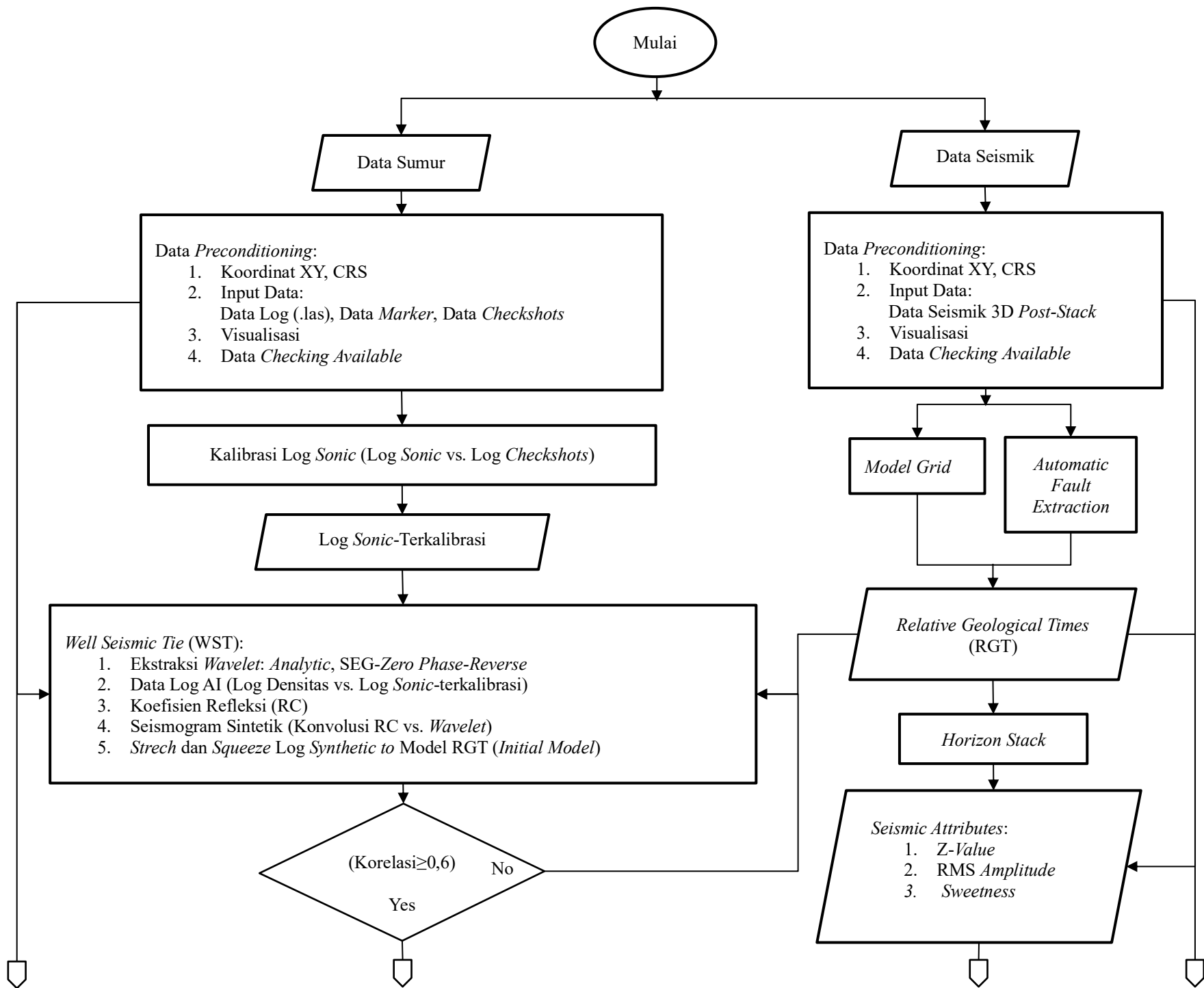
Tabel 6. Alat dan bahan penelitian

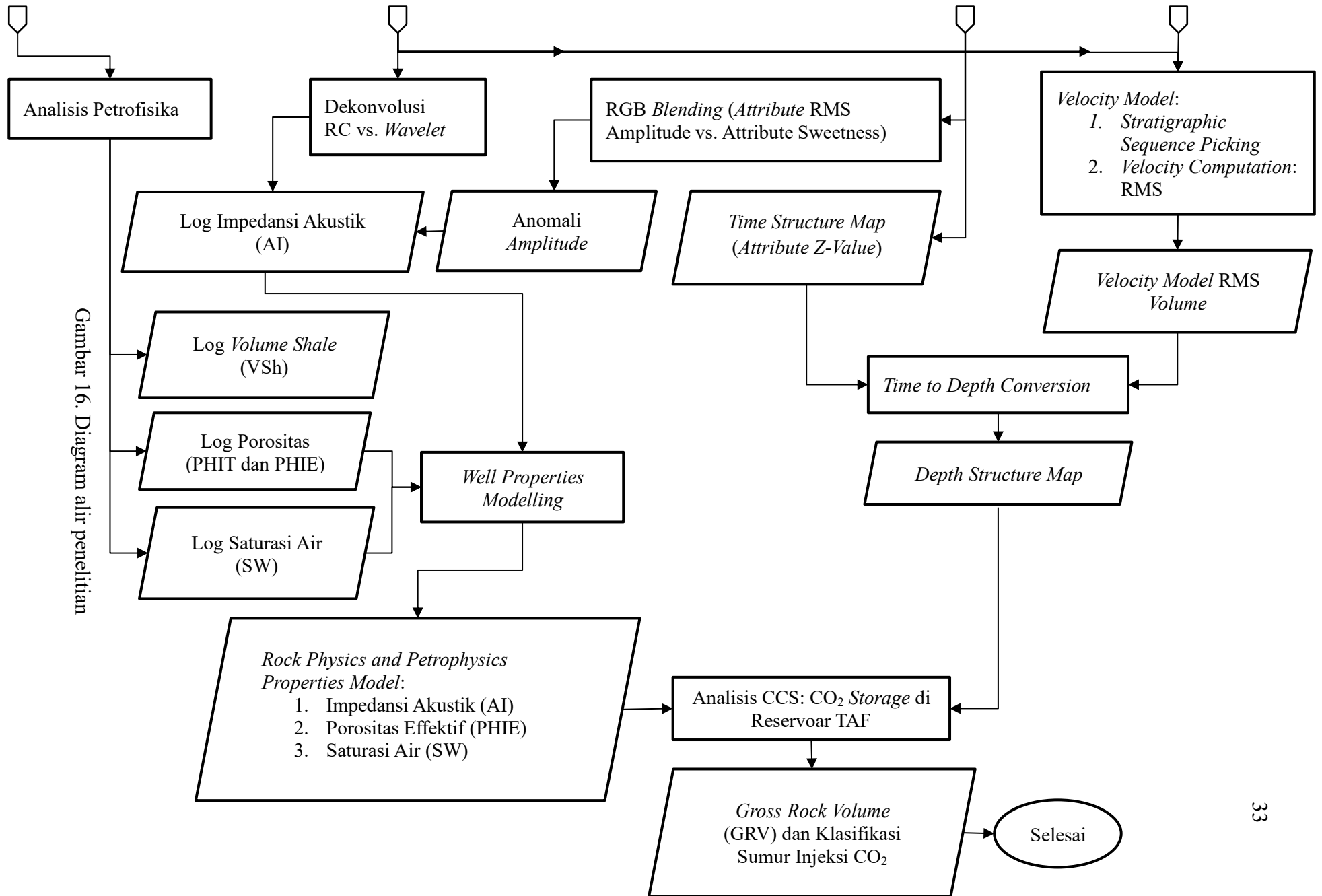
No.	Alat dan Bahan	Fungsi
1	Laptop Processor: Intel(R) Core (TM) i7-2640M CPU @ 2.80GHz Installed RAM: 8.00 GB	Perangkat keras untuk melakukan penelitian dan menyusun laporan penelitian
2	PaleoScan™	Perangkat lunak untuk melakukan <i>import</i> data dan pengolahan data penelitian
3	Geolog 7™	Perangkat lunak untuk melakukan <i>import</i> data dan pengolahan data penelitian
4	Corel Draw® Graphics Suite X7	Perangkat lunak untuk membuat peta modifikasi
5	©Microsoft Office 2019	Perangkat lunak untuk pengolahan data penelitian dan Menyusun laporan penelitian
6	Seismik <i>post-stack time migration</i> 3D	Data ilmiah penelitian
7	<i>wellbore</i> (log (.las), <i>marker</i> , <i>checkshot</i> ,)	Data ilmiah penelitian

4.3 Diagram Alir Penelitian

Adapun diagram alir penelitian ini terlampir pada halaman selanjutnya, sebagai berikut:

------(di lampirkan di halaman berikutnya)-----





Gambar 16. Diagram alir penelitian

4.4 Prosedur Penelitian

Adapun prosedur yang dilakukan dalam penelitian ini, sebagai berikut:

4.4.1 Studi Literatur

Penelitian ini dilakukan dengan tahap-tahap persiapan, diantaranya adalah studi literatur. Studi literatur dilakukan dengan melakukan literasi untuk memahami dan menambah referensi terkait penelitian dan daerahnya, yaitu daerah Jawa Barat. Sebagaimana dikutip dalam Marbun *et al.* (2012) bahwa Jawa Barat menyumbang emisi CO₂ terbanyak di Indonesia sekitar 50 juta ton *per annum* CO₂. Kondisi ini mendorong banyak penelitian untuk mereduksi CO₂, salah satu cara mereduksi jumlahnya adalah dengan melakukan *carbon capture storage* (CCS). *Pilot project* CCS di Indonesia sudah dilakukan di lapangan Gundih, Jawa Timur. Perlu adanya pengembangan CCS di lapangan lain di Indonesia, dalam arti memberikan lampu hijau bahwa daerah penelitian di lepas Pantai Utara Jawa Barat berpotensi untuk ditindaklanjuti sebagai daerah penelitian CCS di Indonesia. Potensi dapat digali dengan karakterisasi reservoir menggunakan seismik *quantitative interpretation* (QI) dan analisis petrofisika menggunakan penyebaran properti volume fisika batuan menggunakan data sumur (*well-log*) dan atribut pada data seismik. Sehingga, diperoleh *gross rock volume* (GRV) untuk studi awal CCS. Didukung dengan *Software* PaleoScan dan *Software* Geolog untuk menunjang pengolahan utama data penelitian sampai menghasilkan kesimpulan penelitian.

4.4.2 Data Penelitian

a. Data Seismik 3D *Post Stack Time Migration*

Data yang digunakan pada penelitian ini adalah data seismik dalam bentuk 3 dimensi yang memiliki domain waktu yang telah dilakukan tahapan stacking. Data seismik memiliki 3 komponen utama, yaitu *inline*, *xline*, dan *z* (*time slice*). *Inline* adalah lintasan yang berada pada posisi sejajar dengan lintasan *receiver* saat akuisisi data. *Xline* atau *cross-line* adalah lintasan yang tegak lurus terhadap *receiver* pada saat akuisisi data. *Z* (*time slice*) adalah potongan kedalaman data seismik yang memiliki domain waktu. Adapun

penelitian ini memiliki data seismik dengan 1921 *inline*, dimulai dari 1524 hingga 3445; kemudian 328 *xline*, dimulai dari 1077 hingga 1405. Data seismik penelitian merupakan data seismik dengan fase nol atau *zero phase*, dimana energi maksimum berada di tengah gelombang (*peak* atau *trough*).

b. Data Sumur (*Well-Log*)

Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini berada pada UTM zona 49 S. Dalam penelitian ini, menggunakan 4 sumur yaitu ARJ-1, ARJ-2, ARJ-3, dan ARJ-4 yang semuanya berupa sumur tegak. Berdasarkan data sumur (.las) bahwa sumur memiliki data berupa log *gamma ray*, log *sonic*, log *NPHI*, log *RHOB*. Adapun data dalam sumur yang digunakan sebagai pengikat antara data sumur dengan data seismik, yaitu data *checkshot*. Data *checkshot* dapat memperkirakan awal letak data sumur pada data seismik yang memiliki satuan data berupa *two way time* (TWT) dan kedalamannya dalam *measure depth* (MD). Juga memiliki data *well top* atau *marker* sebagai penanda batasan suatu stratigrafi dalam data sumur, dimana fokus pada penelitian ini adalah stratigrafi Formasi Talang Akar (TAF).

4.4.3 Pengolahan Data

Penelitian ini dilakukan dengan dasar kuantitas, sehingga perlu dilakukan penelitian lebih dalam berdasarkan referensi penelitian terdahulu dan dapat disajikan hasilnya dalam perhitungan dan pemodelan seperti yang diutarakan dalam judul penelitian, yaitu seismik *quantitative interpretation* (QI) dan analisis petrofisika. Adapun prosedur yang perlu diperhatikan dalam pengolahan data, sebagai berikut:

a. Analisis Petrofisika

Interpretasi data sumur dapat dilakukan setelah memvisualisasi data menjadi kurva log dalam runtutan *wireline composites* (GR, ILD, RHOB, NPHI) yang dikenal sebagai interpretasi kualitatif. Secara kualitatif, dapat dianalisis lapisan dengan indikasi hidrokarbon berupa lapisan *permeable* atau dapat meloloskan fluida dalam batuan, berporositas baik dan juga kondisi air yang sedikit atau tidak jenuh. Dalam penelitian ini, analisis

petrofisika dilakukan sebagai bentuk interpretasi kuantitatif untuk lebih memastikan lapisan terindikasi hidrokarbon.

b. Interpretasi *Model-Grid* dan *Fault*

Interpretasi *model-grid* di *Software* PaleoScan adalah langkah penting sebelum membuat model *relative geological times* (RGT). Interpretasi model ini menggunakan algoritma di mana titik-titik seismik digabungkan berdasarkan kesamaan *wavelet* seismik dan jarak relatifnya. Selama perhitungan *model-grid*, setiap *horizon* dalam volume seismik dilacak secara otomatis. Dalam penelitian ini, seorang interpreter sendiri berperan memperbaiki *horizon* jaringan model yang dilacak secara otomatis dengan memodifikasi hubungan mereka di seluruh survei seismik.

c. Analisis Sekuen Stratigrafi

Sekuen stratigrafi adalah langkah yang diperlukan dalam pengolahan data sebelum pembuatan model distribusi properti fisika batuan dan fluida. Dalam *Software* PaleoScan menawarkan alat stratigrafi urutan yang memungkinkan membangun kerangka stratigrafi 3 dimensi dalam waktu yang relatif singkat. Sekuen stratigrafi dihitung dari model *relative geological times* (RGT) dan volume seismik sebagai dua input.

d. Pemodelan Properti Fisika Batuan dan Fluida

Berdasarkan penelitian ini, tiga properti fisika batuan yang sudah dianalisis dapat disebarkan nilainya dalam volume seismik berdasarkan RGT atau *initial model*. Adapun properti fisika batuan ini adalah impedansi log akustik, porositas, dan saturasi air, yang telah dianalisis menggunakan *Software* Geolog. Log impedansi akustik (AI) dihitung dari log densitas dan log *sonic* untuk setiap sumur. Log porositas adalah total ruang efektif yang ditempati oleh udara atau cairan dengan dihitung dari persamaan gabungan densitas-neutron. Porositas total dan efektif dihitung menggunakan persamaan yang berbeda. Untuk menghitung porositas efektif, volume serpih pertama kali dihitung menggunakan persamaan Clavier, yang kemudian digunakan untuk menghitung porositas total. Saturasi air, parameter yang mengukur kejenuhan fluida dalam pori batuan, yang dapat dikalkulasi dari persamaan Archie dengan filter nilai volume shale $<0,3$.

Pemodelan ini akan dilakukan dengan interpolasi kriging dengan mengatur variogram sesuai arah kontur kedalaman daerah penelitian.

4.4.4 Hasil dan Analisis Penelitian

Hasil dari pengolahan data adalah volume persebaran AI, PHIE, dan SW. Hasil akhir dari pengolahan data inilah yang selanjutnya dianalisis untuk menentukan sumur yang tepat untuk injeksi CO₂ dan estimasi *gross rock volume* pada CO₂ *storage* (reservoir target) untuk program *Carbon Capture Storage* daerah penelitian.

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dalam penelitian ini, sebagai berikut:

1. Karakterisasi reservoir target memperoleh hasil dari analisis petrofisika dan penyebaran kuantitatif seismik yaitu dari *crossplot* antara PHIE dengan AI yang menganalisis reservoir tersusun oleh dominasi batuan *permeable* dengan nilai gamma ray rendah <75 gAPI, nilai porositas sebesar 16-23 % dan nilai impedansi akustik didominasi dengan nilai sebesar 3500-6500 (ft/s)*(g/cm³). Nilai saturasi air yang diperoleh menghasilkan nilai saturasi dominan 60-100 % yang diasumsikan baik untuk kondisi reservoir CCS dan dikategorikan sebagai tipe reservoir *depleted oil and gas*, selain itu dengan adanya indikasi nilai saturasi air yang juga rendah, memungkinkan diterapkan CO₂EOR dengan perhitungan lebih mendalam.
2. Perhitungan *gross rock volume* (GRV) memberikan hasil estimasi luas dan volume area target yaitu reservoir dengan nilai luas 35,56 km² dan volume sebesar 35.301.000 m³. Cakupan area target adalah zona antiklin yang baik untuk keberlangsungan CO₂ dengan kedalaman reservoir berkisar pada 2187,7-3270,3 ft di bawah permukaan laut.
3. Klasifikasi pendahuluan pada sumur penelitian ini dilakukan untuk menentukan sumur terbaik dan tepat sebagai sumur injeksi CO₂ ke dalam reservoir dapat dianalisis berdasarkan parameter-parameter *subsurface* dasar, seperti mekanisme penjebaran. Berdasarkan klasifikasi yang dilakukan menghasilkan potensi terbesar sebagai sumur injeksi secara berurutan yaitu pada sumur ARJ-2, ARJ-1, ARJ-3, dan ARJ-4.

6.2 Saran

Adapun saran dalam penelitian ini, sebagai berikut:

1. Kelengkapan data menjadi faktor utama dalam mengolah data. Salah satu data yang tidak dimiliki dalam penelitian ini adalah data *core* untuk SCAL. Dengan melakukan *special core analysis* (SCAL) dapat menghasilkan perhitungan yang lebih detail karena analisis litologi, *volume shale*, porositas, dan saturasi air dapat dengan pasti diketahui karena telah diuji langsung di laboratorium.
2. Analisis pendukung dalam geologi mengenai area target seperti fasies dan sedimentologi sangat membantu untuk melakukan *quantitative interpretation* (QI) dan analisis petrofisika yang dominan akan perhitungan fisika batuan dan fluida.

DAFTAR PUSTAKA

- Adim, H. 1991. *Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir Volume 1*. Badan Penelitian Dan Pengembangan Energi Dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian Dan Pengembangan Teknologi Minyak Dan Gas Bumi “LEMIGAS”. Jakarta.
- Adnan, A., Sukowitono, S., and Supriyanto, S. 1991. Jatibarang Sub Basin – A Half Graben Model in The Onshore of Northwest Java. *Proceeding of Indonesian Petroleum Association 20th Annual Convention and Exhibition*. Jakarta, Indonesia: May. 279-297.
- Afizu, M. 2013. Determine The Relationship Between Resistivity, Water and Hydrocarbon Saturation of Rock Formation Using Composite Well Logs. *Academical Journal of Interdisciplinary Studies MCSER*, 2(13), 119-123. <http://dx.doi.org/10.5901/ajis.2013.v2n13p119>.
- Agfa, C.I., 2018. Aplikasi Metode Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut untuk Karakteristik Zona Reservoir Hidrokarbon pada Lapangan “CVN” – Cekungan Sumatera Tengah. *Skripsi*. Institut Teknologi Sepuluh November. Surabaya.
- Ajayi, T., Gomes, J. S., Bera, A. 2019. A Review of CO₂ Storage in Geological Formations Emphasizing Modeling, Monitoring and Capacity Estimation Approaches. *Springer: Petroleum Science*, 16, 1028-1063.
- Badley, M.E. 1985. *Practical Seismic Interpretation*. Prentice Hall. USA.
- Baker Hughes, 2002. *The Changing Face of Formation Evaluation*. Baker Hughes INTEQ. USA.
- Bachu, S., Bonijoy, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N.P., and Mathiassen, O.M. 2007. CO₂ Storage Capacity Estimation: Methodology and Gaps. *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 1, 430–443.

- Benson, S. M., and Cole, D. R. 2008. CO₂ Sequestration in Deep Sedimentary Formations. *Elements*, 4, 325-331.
- Bradshaw, J., Bachu, S., Bonijoy, D., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N.P., and Mathiassen, O.M. 2007. CO₂ Storage Capacity Estimation: Issues and Development of Standards. *Int. J. Greenhouse Gas Control*, 1, 62–68.
- Bishop, M.G. 2000. Petroleum System of The Northwest Java Province, Java and Offshore Southeast Sumatra, Indonesia. *USGS Open-File Report 99-50R*. <https://doi.org/10.3133/OFR9950R>.
- Cuddy, S., Allinson, G., and Steele, R. 1993. The FOIL Function – A Simple, Convincing Model for Calculating Water Saturations in Southern North Sea Gas. *Proceeding of Society of Petrophysicists and Well Log Analysts 34th Annual Logging Symposium*. Alberta, Canada: June. 13-16.
- Dewanto, O. 2009. *Well Logging*. Lampung: Universitas Lampung.
- Dewanto, O. 2018. *Well-Logging, Edisi – 1*. Lampung: Universitas Lampung.
- ExxonMobil. 2021. *Applied Techniques to Integrated Oil and Gas Reservoir Characterization, A Problem-Solution Discussion with Geoscience Experts*. Elsevier. USA.
- Farabi, A. F., dan Minarto, E. 2018. Analisa Anomali Bawah Permukaan Laut Menggunakan Data Side Scan Sonar, Sub-Bottom Profiler dan 2D High Resolution Seismic. *Jurnal Sains dan Seni*, 7(1), 2337-3520.
- Ghifarry, F. M., Syafri, I., Mohamad, F., dan Mualimin. M. 2017. Fasies dan Lingkungan Pengendapan Formasi Talang Akar, Cekungan Jawa Barat Utara. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 1(3), 183-191.
- Glover, P. W. J. 2000. *Petrophysics*. Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen. UK.
- Goodman, A., Hakala, A., Bromhal, G., Deel, D., Rodosta, T., Frailey, S., Small, M., Allen, D., Romanov, V., Fazio, J., Huerta, N., McIntyre, D., Kutchko, B., and Guthrie, G. 2011. U.S. DOE methodology for the development of geologic storage potential for carbon dioxide at the national and regional scale. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(4), 952-965. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.03.010>.

- Gordon, T. L. 1985. Talang Akar Coals-Ardjuna Sub Basin Oil Source. *Proceeding of Indonesian Petroleum Association 14th Annual Convention and Exhibition*. Jakarta, Indonesia: May. 91- 120.
- Gresko, M., Suria, C., dan Sinclair, S. 1995. Basin Evolution of The Ardjuna Rift System and Its Implications for Hyrdocarbon Exploration, Offshore Northwest Java, Indonesia. *Proceeding of Indonesian Petroleum Association 24th Annual Convention and Exhibition*. Jakarta, Indonesia: May.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Service Mulia Center. Jakarta.
- Hedriana, O., Sugihardjo, S., and Usman, U. 2016. Assessment of CO₂ – EOR and Storage Capacity in South Sumatera and West Java Basins. *Proceeding of 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies*. Lausanne, Switzerland: 14-18 November.
- IATMI SMUI. 2016. Metode Seismik Refleksi pada Eksplorasi Migas. <http://www.iatmi-smui.ui.ac.id/2016/04/24/>. Diakses pada 19 Juni 2023.
- Iman, W. A. 2008. Interpretasi Log Sonik untuk Deteksi Rekahan. *Skripsi*. Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- IPCC. 2005. *Carbon Dioxide Capture and Storage, prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. Cambridge, UK, and New York, USA.
- Java Offshore. 2017. *Geohazard Analysis Survey Offshore West Madura, Indonesia*. Java Offshore. Jakarta.
- Juanes, R., Spiteri, E. J., Orr, F. M., and Blunt, M. J. 2006. Impact of relative permeability hysteresis on geological CO₂ storage. *Water Resources Research*, 42(12), <https://doi.org/10.1029/2005WR004806>.
- Kalan, T., Sitorus, H. P., and Eman, M. 1994. Jatibarang Field, Geologic Study of Volcanic Reservoir for Horizontal Well Proposal. *Proceeding of Indonesian Petroleum Association 23rd Annual Convention and Exhibition*. Jakarta, Indonesia: May. 229-243.
- Kaldi, J., Daniel, R., Tenthorey, E., Michael, K., Schacht U., Nicol, A., Underschultz, J., and Backe, G. 2013. Containment of CO₂ in CCS: Role of Caprock and Faults. *Energy Procedia*, 37, 5403-5410.

- Koesmadinata, R. P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Kumalasari, I.N., Dewanto, O., dan Mulyatno, B.S. 2018. Identifikasi Persebaran dan Sumur Usulan menggunakan Metode Well Logging, Petrofisika Inversi, Seismik Simultan dan pemodelan 3D Geometri Reservoir. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 1(16).
- Lie, H.S., and Marbun, B.T.H. 2011. Northwest Java Basin: Perspective to Apply Carbon Capture and Storage (CCS) in Indonesia. *Proceeding of Indonesian Petroleum Association 35th Annual Convention and Exhibition*, Jakarta, Indonesia: May.
- Lutome, M.S., Lin, C., Chunmei, D., Zhang, X., and Bishanga, J.M. 2022. 3D geocellular modeling for reservoir characterization of lacustrine turbidite reservoirs: Submember 3 of the third member of the Eocene Shahejie Formation, Dongying depression, Eastern China. *KeAi Petroleum Research*, 7, 47-61. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.005>.
- Marbun, B.T.H., Sinaga, S.Z., Lie, H.S., and Promediaz, A. 2012. Northwest Java and East Natuna Field: Perspective to Apply Carbon Capture Storage (CCS) in Indonesia. *Proceeding of Carbon Management Technology Conference*, Florida, USA: 7-9 February.
- Munadi, S. dan Pasaribu, D.P. 1987. Seismogram Sintetik dari Rekaman Geofisika Sumur. *Lembaran Publikasi LEMIGAS*, 4, 298-311.
- Noble, Ron, A., Pratomo, P., Kakung, H., Nugrahanto, N., Kuntadi, K., Ibrahim, I., Anditya, M. T., Praseetya, Indra, I., Mujahidin, M., Nizar, N., Wu, C. H., and Howes, J. V. C. 1997. Petroleum systems of Northwest Java, Indonesia. *Proceeding of An International Conference on Petroleum Systems of SE Asia and Australasia: Indonesian Petroleum Association*. Jakarta, Indonesia: May. 585-600.
- Pertamina BPPKA. 1996. *Petroleum Geology of Indonesian Basins; Principles, Methods and Application, Volume III, West Java Sea Basins*. Pertamina. Jakarta.
- Petroconsultants. 1996. *Petroleum Exploration and Production Database*. Petroconsultans. USA.

- Pormes, D. E. 2009. Interpretasi Seismik 3D untuk Evaluasi dan Penentuan Prospek Hidrokarbon Daerah X, Jawa Barat Utara. *Skripsi*. Universitas Indonesia. Depok.
- Purba, L. R., Mulyatno, B. S. 2018. Estimasi Kandungan Serpih (Vsh), Porositas Efektif (ϕ_e) dan Saturasi Air (Sw) untuk Menghitung Cadangan Hidrokarbon pada Reservoir Limestone Lapangan "Prb" di Sumatera Selatan Menggunakan Data Log dan Petrofisika. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 4(3),313-324.
- Ramdan, D. 2008. Analisa Distribusi Batuan Reservoir dan Model Pengendapan Formasi Talang Akar: Studi Kasus Lapangan KL Lepas Pantai Utara Jawa Barat. *Tesis*. Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Reminton, C. H., and Pranyoto, U. 1985. A Hydrocarbon Generation Analysis in Northwest Java Basin Using Loptain's Method. *Proceeding of Indonesian Petroleum Association 14th Annual Convention and Exhibition*. Jakarta, Indonesia: May. 122-141.
- Rosyidan, C., Satiawati. L., and Satiyawira, B. 2015. Analisa Fisika Minyak (Petrophysics) dari Data Log Konvensional untuk Menghitung Sw berbagai Metode. *Prosiding Seminar Nasional Fisika (E-Journal)*, 4(9), 1-6.
- Sanjaya, N. D., Warnana, D.D., dan Sentosa, J.B. 2014. Analisis Sifat Fisis Reservoir Menggunakan Metode Seismik Inversi Acoustic Impedance (AI) dan Multiatribut (Studi Kasus Lapangan F3). *Jurnal Sains dan Seni Pomits*, 3(2), 96-100.
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi untuk Karakteristik Reservoir*. Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Sukmono, S. 2007. *Seismik Atribut Untuk Karakterisasi Reservoir*. Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- US-DOE. 2010. *Carbon Sequestration Atlas of the United States and Canada (3rd Ed.)*. National Energy Technology Laboratory (NETL). USA.
- Wahab, A. and Martono, D. 1985. Application of Oil Geochemistry for Hydrocarbon Exploration in Northwest Java. *Semantic Scholar*, 4(1), 513-521.

- Wicaksono, P., Armon, J.W., and Haryono, S. 1992. The Implications of Basin Modelling for Exploration-Sunda Basin Case Study, Offshore Southeast Sumatra. *Proceeding of Indonesian Petroleum Association 21st Annual Convention and Exhibition*. Jakarta, Indonesia: May. 379-415.
- Widarsono, B. 2008. Ketidaktepatan dalam Pemakaian Model Saturasi Air dan Implementasinya. *Lembaran Publikasi Lemigas*, 42(2), 10-18.
- Widyantoro, A. 2021. Catatan Editorial Seismic Quantitative Interpretation (QI). *Jurnal Geofisika*, 19(2), 41-44.
- Wight, A., Friestad, H., Anderson, I., Wicaksono, P., and Reminton, C. H. 1997. Exploration history of the offshore Southeast Sumatra PSC, Java Sea, Indonesia, in Fraser, A. J., Matthews, S. J., and Murphy, R. W., eds. *Petroleum Geology of Southeast Asia: Geological Society Special Publication*, (126), 121-142.
- Worthington, P. F., Lovell, M., and Parkinson, N. 2002. Application of saturation-height functions in intergrated reservoir description. *AAPG Methods in Exploartion Series*, (13), 89.
- Wu, C. H. 1991. Depositional Environments and Source Rock Investigations of The Oligocene to Middle Miocene Deposits in The Arjuna Basin, Offshore Northwest Java, Indonesia. *Ph.D's dissertation*. University of Texas. Texas.
- Yunanda, M. 2010. Analisa Atribut Amplitudo Seismik untuk Karakterisasi Reservoar Pada Lapangan X Laut Utara, Netherlands. *Skripsi*. Jurusan Fisika Universitas Indonesia. Depok.
- Zain, R. P. 2012. Analisa Multiatribut Seismik untuk Karakteristik Reservoar pada Lapangan Spinel Cekungan Cooper-Eromanga Australia Selatan. *Skripsi*. Universitas Indonesia. Depok.