

**ANALISIS INVERSI SEISMIK SIMULTAN UNTUK MEMPREDIKSI  
PENYEBARAN RESERVOAR BATUPASIR PADA LAPANGAN  
“KAIROS” CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**(Skripsi)**

**Oleh**

**ABDI KRISTIAN TO**



**KEMENTRIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI  
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
2018**

## **ABSTRACT**

### **ANALYSIS OF SEISMIC SIMULTANEOUS INVERSION TO PREDICT SANDSTONE RESERVOIR DISTRIBUTION IN “KAIROS” FIELD SOUTH SUMATERA BASIN**

**By**

**ABDI KRISTIAN TO**

Acoustic impedance (AI) method has a limitation in discriminated sandstone and shale because of a similar impedance value. Applied seismic simultaneous inversion method that can solve AI method's limitation by inverted simultaneously of the partial angle stack (near, mid, far) generated the acoustic impedance (AI), shear impedance (SI), and density ( $\rho$ ) could be transformed to the Lamé parameters (LMR), in order to predict sandstone reservoir distribution in "Kairos" field. In this research, the log Vs predicted by using the multi-attribute method. Target zone at the horizon-D2 (1520- 1700 m), determined by log quick look interpretation of gamma-ray, NPHI, and RHOB and crossplot analysis. The value of correlation is 0,98 showed that the seismic simultaneous inversion has the best correlation to discriminate sandstone reservoir in "Kairos" field. Based on log data sensitivity, simultaneous inversion result and LMR analysis that showed the sandstone reservoir relatively has a high value of Mu-Rho (rigidity) ranged from 17-20 GPa gcc-1, furthermore, the Lambda-Rho (incompressibility) relatively has a low value ranged from 15-25 GPa gcc-1, and the Lambda over Mu relatively has a low value ranged from 0,7-3 GPa gcc-1. The analysis of the distribution map parameters showed at west area of "Kairos" field, there is consistently sandstone reservoir.

**Key Word :** Seismic simultaneous inversion, sandstone reservoir, Lambda Mu Rho (LMR)

## ABSTRAK

### ANALISIS INVERSI SEISMİK SIMULTAN UNTUK MEMPREDIKSI PENYEBARAN RESERVOAR BATUPASIR PADA LAPANGAN “KAIROS” CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

Oleh

ABDI KRISTIAN TO

Metode inversi impedansi akustik (*AI*) sering ditemui keterbatasan dalam membedakan litologi batupasir dan batu lempung karena memiliki nilai impedansi yang hampir sama. Penerapan metode inversi seismik simultan dapat mengatasi keterbatasan tersebut dengan menginversikan secara bersama data *partial angle stack* (*near*, *middle*, dan *far*) untuk menghasilkan parameter *acoustic impedance* (*AI*), *shear impedance* (*SI*) dan densitas ( $\rho$ ) yang dapat ditransformasikan menjadi parameter *Lamé* (*LMR*), sehingga dapat menentukan persebaran reservoir batupasir pada lapangan “*Kairos*”. Pada penelitian ini dilakukan prediksi terhadap log *Vs* dengan menggunakan metode multi-atribut. Zona target berada pada horizon-D2 (1520-1700 m) yang ditentukan berdasarkan interpretasi *quicklook* log gamma ray, *NPHI* dan *RHOB* serta dengan analisis krosplot. Nilai korelasi 0.92 menunjukkan bahwa metode inversi seismik simultan baik dalam mendeterminasi persebaran reservoir batupasir pada lapangan “*Kairos*”. Berdasarkan hasil analisis sensitivitas data log, hasil inversi simultan dan analisis *LMR*, reservoir batupasir memiliki nilai *Mu-Rho* (rigiditas) yang relatif tinggi 17-20 GPa gcc<sup>-1</sup>, sementara untuk nilai *Lambda-Rho* (inkompresibilitas) rendah 15-25 GPa gcc<sup>-1</sup> dan *Lambda over Mu* yang rendah 0.7 - 3 GPa gcc<sup>-1</sup>. Analisis peta persebaran parameter tersebut menunjukkan daerah barat lapangan “*Kairos*” konsisten terdapat keberadaan reservoir batupasir.

**Kata Kunci :** Inversi seismik simultan, reservoir batupasir, *Lambda Mu Rho* (*LMR*)

**ANALISIS INVERSI SEISMIK SIMULTAN UNTUK MEMPREDIKSI  
PENYEBARAN RESERVOAR BATUPASIR PADA LAPANGAN  
“KAIROS” CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**Oleh**

**ABDI KRISTIANTO**

**Skripsi**

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

**Pada**

**Jurusan Teknik Geofisika  
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**KEMENTRIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI  
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA  
FAKULTAS TEKNIK  
UNIVERSITAS LAMPUNG  
2018**

Judul Skripsi

**: ANALISIS SEIMIK INVERSI SIMULTAN  
UNTUK MEMPREDIKSI PENYEBARAN  
RESERVOAR BATUPASIR LAPANGAN  
"KAİROS" CEKUNGAN SUMATERA  
SELATAN**

Nama Mahasiswa

**: Abdi Kristianto**

Nomor Pokok Mahasiswa

**: 1315051001**

Jurusan

**: Teknik Geofisika**

Fakultas

**: Teknik**

**MENYETUJUI**

**1. Komisi Pembimbing**

Dosen Pembimbing I

Dosen Pembimbing II

**Bagus Sapto Mulvatno, S.Si., M.T.**  
NIP 19700120 200003 1 001

**Dr. Nandi Haerudin, S. Si, M.Si.**  
NIP. 19750911 200012 1 002

**2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika**

**Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T**  
NIP. 19720928 199903 1 001

## MENGESAHKAN

### 1. Tim Penguji

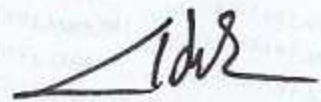
Ketua

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



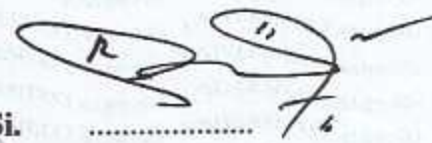
Sekretaris

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



Penguji  
Bukan Pembimbing

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



Dekan Fakultas Teknik



Prof. Drs. Suharno, M.Sc., Ph.D.  
NIP 19620717 198703 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 10 Januari 2018

## PERNYATAAN

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

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

Bandar Lampung, 10 Januari 2018



**Abdi Kristianto**  
NPM. 1315051001

## RIWAYAT HIDUP



Abdi Kristianto dilahirkan di Bandar Jaya, Lampung Tengah pada tanggal 15 Agustus 1995 dari pasangan Bapak Yulius Budiono dan Ibu Maria Juniati. Penulis menempuh pendidikan formalnya dari Taman Kanak-kanak (TK) Xaverius Terbanggi Besar, yang diselesaikan pada tahun 2002, Sekolah Dasar (SD) Xaverius Terbanggi Besar pada tahun 2008, Sekolah Menengah Pertama (SMP) diselesaikan di SMP Xaverius Terbanggi Besar pada tahun 2011, dan Sekolah Menengah Atas (SMA) yang diselesaikan di SMAN 1 Terbanggi Besar pada tahun 2013. Selama di SMA, penulis merupakan siswa kelas percepatan sehingga menyelesaikan masa studi selama 2 tahun. Tahun 2013, penulis terdaftar sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung. Selama menjadi mahasiswa, penulis ikut aktif di beberapa Unit Kegiatan Kemahasiswaan, Keilmuaan dan Kerohanian. Di bidang Kemahasiswaan, seperti HIMA TG BHUWANA sebagai kepala bidang Sosial Budaya Masyarakat masa bakti 2015-2016, Koordinator *Public Relation SEG (Society Exploration Geophysics) Student Chapter* Universitas Lampung 2016-2017, Staff Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) Regional Sumatera 2015-2016.

Di bidang Keilmuan, penulis pernah mengikuti *paper competition mining fair* Universitas Sriwijaya 2015, dan tahun 2016 sebagai koordinator Seminar Nasional GWES 2016. Sedangkan di bidang kerohanian, penulis aktif sebagai pengurus Forum Komunikasi Mahasiswa Kristiani Fakultas Teknik (FKMK-FT) Universitas Lampung masa bakti 2014-2016.

Selama menjadi mahasiswa, dalam bidang akademik penulis pernah mendapatkan beasiswa PPA (Pengembangan Prestasi Akademik) pada tahun 2014 -2016, serta beasiswa A&A Rahmad (Yayasan Adira Motor) pada tahun 2016 – 2017. Dalam pengaplikasian ilmu di bidang geofisika penulis juga telah melaksanakan Praktik Kerja Lapangan (PKL) di Kelompok Pengkajian Sumberdaya Hidrokarbon, KP3 Teknologi Eksplorasi PPPTMGB “LEMIGAS” Cipulir, Jakarta Selatan, pada bulan Agustus-September 2016 dan melaksanakan *Internship Program* di PT. HARPINDO MITRA KHARISMA, pada bulan November 2016 – Januari 2017 dengan tema **“Akuisisi dan Pengolahan Data Seismik 2D Darat *Post-Stack Time Migration (PSTM)* pada Daerah Lampung Blok III.”** Pada bulan Februari hingga Maret 2017 , Penulis melakukan penelitian Tugas Akhir di departemen *Geology and Geophysics* PT. PERTAMINA EP Asset 2, Prabumulih Sumatera Selatan, hingga penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada tanggal 10 Januari 2018 dengan judul skripsi **“Analisis Seismik Inversi Simultan untuk Memprediksi Penyebaran Reservoir Batupasir pada Lapangan “*Kairos*” Cekungan Sumatera Selatan.”**

*Untuk*

*Tuhan Yesus Kristus*

*Untuk Orangtua terbaik*

*Yulius Budiono*

*&*

*Maria Juniati*

## **Proverbs 1:7**

*The fear of the LORD is the beginning of knowledge, but fools despise wisdom and discipline. (NIV)*

## **Filipi 4:13**

*Segala perkara dapat kutanggung di dalam Dia yang memberi kekuatan kepadaku.*

***Eling Sangkan Paraning Dumadi***

*Ingat Asal dan Tujuan Hidup*

## SANWACANA

Syukur kepada Allah, hanya karena kasih karunia Tuhan (*Grace Alone*) – *Eben Heazer*, serta pemberian hikmat dan pertolongan-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul **“Analisis Seismik Inversi Simultan untuk Memprediksi Penyebaran Reservoir Batupasir pada Lapangan “Kairos” Cekungan Sumatera Selatan.”**

Banyak pihak yang telah terlibat dan memberikan kontribusi ilmiah, spiritual, dan informasi baik secara langsung maupun tidak langsung hingga penyelesaian skripsi ini. Pada kesempatan kali ini Penulis menyampaikan terimakasih kepada :

1. Ayahanda tercinta Yulius Budiono dan Ibunda Maria Juniati, yang tak henti-hentinya mendidik, berdoa, dan mendukung penulis dalam segala hal terutama dalam pendidikan.
2. Bapak Oki Satriawan, M.T. selaku *Manager Geology & Geophysics Departement*, PT. Pertamina Asset 2 Prabumulih, Sumatera Selatan, yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk melakukan Tugas Akhir (TA).
3. Bapak Mochamad Razi, S.T. selaku pembimbing Tugas Akhir di *Geology & Geophysics Departement*, PT. Pertamina Asset 2 Prabumulih, Sumatera Selatan.

4. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T., selaku Pembimbing I Skripsi,  
Terimakasih atas saran, dukungan, serta masukan yang diberikan;
5. Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si., selaku Pembimbing II Skripsi,  
Terimakasih atas saran, serta bimbingan yang diberikan;
6. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si., selaku Pembimbing I Skripsi,  
Terimakasih atas saran, dukungan, serta masukan yang diberikan;
7. Dosen-Dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung; Bapak  
Prof. Suharno, M.Sc., Ph.D., Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.,  
Bapak Dr. Muh. Sarkowi, S.Si., M.Si., Bapak Dr. Ahmad Zainudin, S.Si.,  
M.Si., Bapak Dr. Nandi Haerudin, S.Si., M.Si., Bapak Dr. Ordas Dewanto,  
S.Si., M.Si., Bapak Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si., Bapak Karyanto,  
S.Si., M.T., Bapak Rahmat Catur Wibowo, M.Eng., Bapak Gede Boy.,  
M.Eng., yang telah memberikan ilmu dan motivasi kepada penulis untuk  
selalu menjadi lebih baik selama menempuh pendidikan di Jurusan Teknik  
Geofisika Universitas Lampung;
8. Adikku terkasih Desti Rumbawati yang telah banyak memberikan  
dukungan dan semangat;
9. Teman-Teman seperjuangan Teknik Geofisika angkatan 2013.  
Terimakasih karena telah menjadi sahabat terbaik yang selama ini  
mendukung, menjadi tempat barbagi suka dan duka selama masa  
perkuliahan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung.
10. Kakak dan adik tingkat keluarga besar Teknik Geofisika Universitas  
Lampung

11. Teman-Teman Forum Komunikasi Mahasiswa Kristiani Fakultas Teknik (FKMK-FT) Universitas Lampung.
12. Kelompok Kecil (KK) “*Kairos*”, Kelompok Kecil (KK) “*Daniel*” dan Kelompok Kecil (KK) “*Ixthus*”, terimakasih atas dukungan semangat dan doanya.
13. Serta semua pihak yang telah membantu dalam penyelesaian Skripsi ini.

Semoga Tuhan membalas semua bantuan dari semua pihak dengan sebaik-baiknya. Penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan dalam penulisan Skripsi ini. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun demi perbaikan mendatang. Penulis juga berharap Skripsi ini membawa manfaat bagi kita semua.

Terimakasih,

Bandar Lampung, 10 Januari 2018

Penulis,

**Abdi Kristianto, S.T.**

## DAFTAR ISI

|                                  | Halaman      |
|----------------------------------|--------------|
| <b>ABSTRACT</b> .....            | <b>i</b>     |
| <b>ABSTRAK</b> .....             | <b>ii</b>    |
| <b>HALAMAN JUDUL</b> .....       | <b>iii</b>   |
| <b>HALAMAN PERSETUJUAN</b> ..... | <b>iv</b>    |
| <b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....  | <b>v</b>     |
| <b>PERNYATAAN</b> .....          | <b>vi</b>    |
| <b>RIWAYAT HIDUP</b> .....       | <b>vii</b>   |
| <b>PERSEMBAHAN</b> .....         | <b>ix</b>    |
| <b>MOTTO</b> .....               | <b>x</b>     |
| <b>SANWACANA</b> .....           | <b>xi</b>    |
| <b>DAFTAR ISI</b> .....          | <b>xiv</b>   |
| <b>DAFTAR GAMBAR</b> .....       | <b>xvii</b>  |
| <b>DAFTAR TABEL</b> .....        | <b>xxiii</b> |

### I. PENDAHULUAN

|                                        |   |
|----------------------------------------|---|
| 1.1 Latar Belakang .....               | 1 |
| 1.2 Rumusan Masalah .....              | 3 |
| 1.3 Batasan Masalah Penelitian .....   | 4 |
| 1.4 Maksud dan Tujuan Penelitian ..... | 4 |
| 1.5 Manfaat Penelitian .....           | 5 |

### II. TINJAUAN PUSTAKA

|                                                                |    |
|----------------------------------------------------------------|----|
| 2.1 Daerah Penelitian .....                                    | 6  |
| 2.2 Geologi Regional .....                                     | 7  |
| 2.3 Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan .....                 | 8  |
| 2.4 Geologi Struktur Cekungan Sumatera Selatan .....           | 9  |
| 2.4.1 <i>Syn-Rift Megasequence</i> (c. 40-29 Ma) .....         | 11 |
| 2.4.2 <i>Post-Rift Megasequence</i> (c. 29 – c. 5 Ma) .....    | 11 |
| 2.4.3 <i>Syn-oregenic Megasequence</i> (c. 5 - Sekarang) ..... | 11 |
| 2.5 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan .....                | 12 |

|                                                             |    |
|-------------------------------------------------------------|----|
| 2.5.1 Batu Dasar ( <i>Basement</i> ) .....                  | 13 |
| 2.5.2 Formasi Lahat .....                                   | 13 |
| 2.5.3 Formasi Lahat Muda .....                              | 14 |
| 2.5.4 Formasi Talang Akar .....                             | 14 |
| 2.5.5 Formasi Batu Raja .....                               | 16 |
| 2.5.6 Formasi Gumai .....                                   | 16 |
| 2.5.7 Formasi Air Benakat .....                             | 17 |
| 2.5.8 Formasi Muara Enim .....                              | 17 |
| 2.5.9 Formasi Kasai .....                                   | 18 |
| 2.6 <i>Petroleum System</i> Cekungan Sumatera Selatan ..... | 19 |
| 2.6.1 Batuan Induk ( <i>Source Rock</i> ) .....             | 19 |
| 2.6.2 Reservoir .....                                       | 20 |
| 2.6.3 Batuan Penutup ( <i>Seal</i> ) .....                  | 21 |
| 2.6.4 <i>Trap</i> .....                                     | 21 |
| 2.6.5 Migrasi .....                                         | 22 |

### III. TEORI DASAR

|                                                                                                                    |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.1 Metode Seismik .....                                                                                           | 23 |
| 3.2 <i>Seismic Trace</i> .....                                                                                     | 23 |
| 3.3 Polaritas dan Fasa .....                                                                                       | 24 |
| 3.4 Interferensi Gelombang Seismik .....                                                                           | 26 |
| 3.5 Resolusi Vertikal Seismik .....                                                                                | 27 |
| 3.6 Resolusi Horizontal .....                                                                                      | 28 |
| 3.7 <i>Wavelet</i> Seismik .....                                                                                   | 29 |
| 3.8 Seismogram Sintetik .....                                                                                      | 30 |
| 3.9 <i>Well Seismic Tie</i> .....                                                                                  | 30 |
| 3.10 <i>Well Logging</i> .....                                                                                     | 31 |
| 3.10.1 Log <i>Gamma Ray</i> .....                                                                                  | 34 |
| 3.10.2 Log <i>Density</i> (Densitas) .....                                                                         | 36 |
| 3.10.3 Log <i>Calliper</i> .....                                                                                   | 37 |
| 3.10.4 Log Resistivitas .....                                                                                      | 39 |
| 3.10.5 Log <i>Sonic</i> .....                                                                                      | 40 |
| 3.11 Sifat Fisika Batuan .....                                                                                     | 41 |
| 3.11.1 Kecepatan Gelombang <i>P</i> ( <i>V<sub>p</sub></i> ) dan gelombang <i>S</i> ( <i>V<sub>s</sub></i> ) ..... | 41 |
| 3.11.2 Prediksi Log <i>V<sub>s</sub></i> .....                                                                     | 44 |
| 3.11.3 Porositas .....                                                                                             | 45 |
| 3.11.4 Densitas .....                                                                                              | 47 |
| 3.11.5 Rigiditas dan Inkompresibilitas .....                                                                       | 48 |
| 3.12 <i>Amplitude Variation with Offset</i> (AVO) .....                                                            | 52 |
| 3.13 Inversi Seismik .....                                                                                         | 60 |
| 3.14 Inversi Simultan .....                                                                                        | 61 |

### IV. METODOLOGI PENELITIAN

|                                               |    |
|-----------------------------------------------|----|
| 4.1 Waktu dan Tempat Penelitian .....         | 66 |
| 4.2 Perangkat Keras dan Perangkat Lunak ..... | 66 |
| 4.2.1 Perangkat Keras .....                   | 66 |
| 4.2.2 Perangkat Lunak .....                   | 67 |

|                                                                      |    |
|----------------------------------------------------------------------|----|
| 4.3 Ketersediaan Data Penelitian .....                               | 67 |
| 4.3.1 Data Seismik.....                                              | 68 |
| 4.3.2 Data <i>Marker</i> Geologi & Interpretasi <i>Horizon</i> ..... | 73 |
| 4.3.3 Data Log .....                                                 | 73 |
| 4.4 Pengolahan Data .....                                            | 74 |
| 4.4.1 Prediksi <i>Log Vs</i> .....                                   | 75 |
| 4.4.2 Ekstraksi <i>Wavelet</i> .....                                 | 76 |
| 4.4.3 Krosplot Parameter Fisis pada Sumur .....                      | 81 |
| 4.4.4 Inversi Simultan.....                                          | 87 |
| 4.4.5 Pembuatan <i>Initial Model</i> .....                           | 88 |
| 4.4.6 Parameter Inversi Simultan .....                               | 89 |
| 4.4.7 Transformasi parameter <i>Lamé</i> (LMR).....                  | 90 |

## **V. HASIL DAN PEMBAHASAN**

|                                                                  |     |
|------------------------------------------------------------------|-----|
| 5.1 Prediksi <i>Log Vs</i> .....                                 | 91  |
| 5.2 Analisis Krosplot .....                                      | 93  |
| 5.3 Analisis Hasil Inversi Simultan .....                        | 98  |
| 5.4 Analisis Parameter Fisika Batuan .....                       | 101 |
| 5.5 Analisis Penampang <i>Lambda-Rho</i> dan <i>Mu-Rho</i> ..... | 102 |
| 5.6 Interpretasi Struktur Patahan.....                           | 106 |
| 5.7 Interpretasi Reservoir .....                                 | 109 |
| 5.7.1 Peta Struktur Waktu .....                                  | 109 |
| 5.7.2 Peta Persebaran Reservoir Batupasir .....                  | 112 |

## **VI. KESIMPULAN DAN SARAN**

|                      |     |
|----------------------|-----|
| 6.1 Kesimpulan ..... | 119 |
| 6.2 Saran.....       | 120 |

## **DAFTAR PUSTAKA**

## DAFTAR GAMBAR

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            | Halaman |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| <b>Gambar 2.1</b> Lokasi Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001).....                                                                                                                                                                                                                                                                                     | 6       |
| <b>Gambar 2.2</b> Cekungan-cekungan daerah Sumatera (Bishop, 2000) .....                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 7       |
| <b>Gambar 2.3</b> Sub-sub Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001) .....                                                                                                                                                                                                                                                                                   | 9       |
| <b>Gambar 2.4</b> Elemen - elemen struktur utama Cekungan Sumatera Selatan<br>(Ginger, 2005).....                                                                                                                                                                                                                                                          | 10      |
| <b>Gambar 2.5</b> Peta distribusi fasies Formasi Talang Akar (Bishop, 2001) .....                                                                                                                                                                                                                                                                          | 15      |
| <b>Gambar 2.6</b> Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan .....                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 19      |
| <b>Gambar 2.7</b> <i>Petroleum system</i> Cekungan Sumatera Selatan .....                                                                                                                                                                                                                                                                                  | 22      |
| <b>Gambar 3.1</b> <i>Seismic trace</i> , (Russel, 2012).....                                                                                                                                                                                                                                                                                               | 24      |
| <b>Gambar 3.2</b> Konvensi polaritas seismik (Brown, 2001) .....                                                                                                                                                                                                                                                                                           | 25      |
| <b>Gambar 3.3</b> Konvolusi antara reflektivitas dengan <i>wavelet</i> mengurangi<br>resolusi (Rob, 2014).....                                                                                                                                                                                                                                             | 26      |
| <b>Gambar 3.4</b> Efek interfrensi yang berhubungan dengan batuan dengan IA<br>tinggi yang terletak pada batuan dengan IA rendah<br>(Badley, 1984) .....                                                                                                                                                                                                   | 27      |
| <b>Gambar 3.5</b> <i>Fresnel zone</i> (Sherrif, 1977) .....                                                                                                                                                                                                                                                                                                | 28      |
| <b>Gambar 3.6</b> Efek migrasi terhadap zona fresnel pada seismik 2D<br>(Lindsey, 1989). .....                                                                                                                                                                                                                                                             | 29      |
| <b>Gambar 3.7</b> Jenis-jenis <i>wavelet</i> berdasarkan konsentrasinya, yaitu:<br>(a) <i>minimum phase wavelet</i> , (b) <i>mixed phase wavelet</i> ,<br>(c) <i>maximum phase wavelet</i> , dan (d) <i>zero phase wavelet</i><br>( <a href="http://petroleumgeophysics.com/images/Chapter-4">http : //petroleumgeophysics.com/images/Chapter-4</a> )..... | 29      |

|                                                                                                                                                                         |    |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Gambar 3.8</b> Sintetik seismogram (Rob, 2014) .....                                                                                                                 | 30 |
| <b>Gambar 3.9</b> Zona <i>mudcake</i> pemboran (Rider, 1996) dengan modifikasi.....                                                                                     | 33 |
| <b>Gambar 3.10</b> Zona infiltrasi sumur bor (Asquith & gibson, 1982) .....                                                                                             | 33 |
| <b>Gambar 3.11</b> Log <i>gamma ray</i> .....                                                                                                                           | 35 |
| <b>Gambar 3.12</b> Idenstifikasi litologi berdasarkan respon<br><i>log density</i> (Rider, 1996) .....                                                                  | 37 |
| <b>Gambar 3.13</b> Respon <i>log calliper</i> terhadap diameter dinding sumur<br>(Rider, 1996).....                                                                     | 38 |
| <b>Gambar 3.14</b> Respon log resistivitas terhadap lithologi dan perbedaan air<br>formasi (Rider, 1996) .....                                                          | 39 |
| <b>Gambar 3.15</b> Skema log sonik (Rider, 2002) .....                                                                                                                  | 40 |
| <b>Gambar 3.16</b> Skema deformasi batuan terhadap gelombang kompresi<br>( <i>P-wave</i> ) dan gelombang <i>Shear</i> ( <i>S-wave</i> ), (Goodway, 2001) ..             | 41 |
| <b>Gambar 3.17</b> Skema diagram perambaan kecepatan gelombang seismik,<br>(Ensley, 1984).....                                                                          | 42 |
| <b>Gambar 3.18</b> Hubungan antara $V_p$ dan $V_s$ , <i>Mudrock Line</i><br>(Castagna et al. Geophysiscs, 1985).....                                                    | 43 |
| <b>Gambar 3.19</b> Prediksi <i>P-wave</i> dengan menggunakan multi-atribut seismik<br>(Russel, 2007).....                                                               | 45 |
| <b>Gambar 3.20</b> $Sw$ vs Densitas, aplikasi Persamaan <i>Wyllie</i> (Russel, 2012) .....                                                                              | 48 |
| <b>Gambar 3.21</b> Ilustrasi material yang memiliki harga rigiditas dan<br>kompresibilitas yang berbeda (PanCanadia Petroleum, 2005). ..                                | 50 |
| <b>Gambar 3.22</b> Interpretasi <i>log P&amp;S impedance &amp; Lambda – Rho, Mu – Rho</i><br>sumur <i>Lower Cretaceous gas sand</i> di Alberta<br>(Goodway, 1997) ..... | 51 |
| <b>Gambar 3.23</b> Interpretasi <i>cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho</i> sumur <i>Lower</i><br><i>Cretaceous gas sand</i> di Alberta (Goodway, 1997) .....                | 51 |
| <b>Gambar 3.24</b> <i>Angle vs Offset</i> pada gelombang seismik (Russell, 2012) .....                                                                                  | 53 |
| <b>Gambar 3.25</b> Partisi energi gelombang seismik pada bidang reflektor<br>(Russell, 2012).....                                                                       | 54 |

|                                                                                                                                                  |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Gambar 3.26</b> Respon AVO (a) dan transformasinya menjadi respon AVA<br>( <i>Amplitudo versus Angle</i> ) (b), (Russell, 1999) .....         | 58 |
| <b>Gambar 3.27</b> Geometri jejak sinar seismik untuk satu bagian <i>shoot-reciever</i><br>pada media yang memiliki kecepatan konstan .....      | 58 |
| <b>Gambar 3.28</b> Konsep inversi <i>trace</i> seismik (Rob, 2014) .....                                                                         | 60 |
| <b>Gambar 3.29</b> Pembagian kategori metoda inversi seismik.....                                                                                | 61 |
| <b>Gambar 3.30</b> Menunjukkan <i>workflow</i> inversi simultan<br>(Fugro-Jason, 1993).....                                                      | 62 |
| <b>Gambar 3.31</b> <i>Crossplot</i> dari $\ln(Zp)$ vs $\ln(Zp)$ dan $\ln(Zp)$ , terdapat juga<br>garis lurus regresi mengikuti tren datanya..... | 64 |
| <b>Gambar 4.1</b> <i>Base map</i> data seismik dan sumur lokasi penelitian.....                                                                  | 64 |
| <b>Gambar 4.2</b> Penampang (a) <i>near</i> , (b) <i>mid</i> , (c) <i>far</i> yang melewati sumur<br>Kris-1 .....                                | 69 |
| <b>Gambar 4.3</b> Penampang (a) <i>near</i> , (b) <i>mid</i> , (c) <i>far</i> yang melewati sumur<br>Kris-2 .....                                | 70 |
| <b>Gambar 4.4</b> Penampang (a) <i>near</i> , (b) <i>mid</i> , (c) <i>far</i> yang melewati sumur<br>Kris-3 .....                                | 71 |
| <b>Gambar 4.5</b> Penampang (a) <i>near</i> , (b) <i>mid</i> , (c) <i>far</i> yang melewati sumur<br>Kris-4 .....                                | 72 |
| <b>Gambar 4.6</b> Diagram alir penelitian .....                                                                                                  | 76 |
| <b>Gambar 4.7</b> Diagram alir prediksi log Vs dengan metode multi-atribut .....                                                                 | 76 |
| <b>Gambar 4.8</b> Skema ekstraksi <i>wavelet</i> .....                                                                                           | 77 |
| <b>Gambar 4.9</b> Bentuk geometri dari <i>wavelet near angle stack</i><br>(respon waktu dan respon frekuensi) .....                              | 78 |
| <b>Gambar 4.10</b> Bentuk geometri dari <i>wavelet near angle stack</i><br>(respon waktu dan respon frekuensi).....                              | 78 |
| <b>Gambar 4.11</b> Bentuk geometri dari <i>wavelet near angle stack</i><br>(respon waktu dan respon frekuensi).....                              | 78 |

|                                                                                                                                                                        |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <b>Gambar 4.12</b> Hasil dari seismogram sintetik dan korelasinya pada data<br><i>near angle stack</i> sumur Kris 1.....                                               | 79 |
| <b>Gambar 4.13</b> Hasil dari seismogram sintetik dan korelasinya pada data<br><i>near angle stack</i> sumur Kris 2.....                                               | 79 |
| <b>Gambar 4.14</b> Hasil dari seismogram sintetik dan korelasinya pada data<br><i>near angle stack</i> sumur Kris 3.....                                               | 80 |
| <b>Gambar 4.15</b> Hasil dari seismogram sintetik dan korelasinya pada data<br><i>near angle stack</i> sumur Kris 4.....                                               | 81 |
| <b>Gambar 4.16</b> Krosplot antara impedansi $P$ dan densitas dengan nilai<br>$\gamma ray$ pada skala warna.....                                                       | 82 |
| <b>Gambar 4.17</b> Krosplot antara impedansi $P$ dan impedansi $S$ dengan nilai<br>$\gamma ray$ pada skala warna.....                                                  | 82 |
| <b>Gambar 4.18</b> Krosplot pada sumur Kris 1 antara $\Lambda$ - $\rho$ dan $\mu$ - $\rho$<br>dengan nilai $\gamma ray$ pada skala warna .....                         | 83 |
| <b>Gambar 4.19</b> Krosplot pada sumur Kris 2 antara $\Lambda$ - $\rho$ dan $\mu$ - $\rho$<br>dengan nilai $\gamma ray$ pada skala warna .....                         | 83 |
| <b>Gambar 4.20</b> Krosplot pada sumur Kris 3 antara $\Lambda$ - $\rho$ dan $\mu$ - $\rho$<br>dengan nilai $\gamma ray$ pada skala warna .....                         | 84 |
| <b>Gambar 4.21</b> Krosplot pada sumur Kris 4 antara $\Lambda$ - $\rho$ dan $\mu$ - $\rho$<br>dengan nilai $\gamma ray$ pada skala warna.....                          | 84 |
| <b>Gambar 4.22</b> Krosplot pada sumur Kris 1 antara $\Lambda$ - $\rho$ dan $\Lambda$<br><i>over <math>\mu</math></i> dengan nilai $\gamma ray$ pada skala warna ..... | 85 |
| <b>Gambar 4.23</b> Krosplot pada sumur Kris 2 antara $\Lambda$ - $\rho$ dan $\Lambda$<br><i>over <math>\mu</math></i> dengan nilai $\gamma ray$ pada skala warna ..... | 85 |
| <b>Gambar 4.24</b> Krosplot pada sumur Kris 3 antara $\Lambda$ - $\rho$ dan $\Lambda$<br><i>over <math>\mu</math></i> dengan nilai $\gamma ray$ pada skala warna ..... | 86 |
| <b>Gambar 4.25</b> Krosplot pada sumur Kris 4 antara $\Lambda$ - $\rho$ dan $\Lambda$<br><i>over <math>\mu</math></i> dengan nilai $\gamma ray$ pada skala warna ..... | 86 |
| <b>Gambar 4.26</b> Skema inversi seismik simultan.....                                                                                                                 | 87 |

|                                                                                                                                           |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Gambar 4.27</b> Model awal ( <i>initial model</i> ) untuk impedansi gelombang $P$ ( $Z_p$ ) .....                                      | 88  |
| <b>Gambar 4.28</b> Model awal ( <i>initial model</i> ) untuk impedansi gelombang $S$ ( $Z_s$ ) .....                                      | 88  |
| <b>Gambar 4.29</b> Volume densitas dengan menggunakan metode inversi simultan .....                                                       | 89  |
| <b>Gambar 4.30</b> Analisis pre-inversi simultan pada sumur Kris 1.....                                                                   | 89  |
| <b>Gambar 4.31</b> Parameter seismik inversi simultan .....                                                                               | 90  |
| <b>Gambar 5.1</b> Analisa multiatribut untuk prediksi log $V_s$ .....                                                                     | 92  |
| <b>Gambar 5.2</b> Aplikasi mutiatribut untuk <i>linear regression</i> .....                                                               | 92  |
| <b>Gambar 5.3</b> Regresi linier dalam metode multiatribut .....                                                                          | 93  |
| <b>Gambar 5.4</b> Interpretasi <i>quicklook</i> untuk menentukan zona target .....                                                        | 94  |
| <b>Gambar 5.5</b> Krosplot antara gelombang $P$ dan gelombang $S$ .....                                                                   | 95  |
| <b>Gambar 5.6</b> Krosplot pada sumur Kris 1 antara $\Lambda$ - $\rho$ dan $\mu$ - $\rho$ dengan $\gamma$ ray pada skala warna .....      | 96  |
| <b>Gambar 5.7</b> Krosplot pada sumur Kris 1 antara $\Lambda$ - $\rho$ dan $\Lambda$ over $\mu$ dengan $\gamma$ ray pada skala warna..... | 97  |
| <b>Gambar 5.8</b> Impedansi gelombang $P$ ( $Z_p$ ) dengan menggunakan metode seismik inversi simultan.....                               | 99  |
| <b>Gambar 5.9</b> Impedansi gelombang $S$ ( $Z_s$ ) dengan menggunakan metode seismik inversi simultan.....                               | 100 |
| <b>Gambar 5.10</b> Volume densitas ( $D_n$ ) dengan menggunakan metode seismik inversi simultan.....                                      | 101 |
| <b>Gambar 5.11</b> Penampang $\mu$ - $\rho$ yang melewati sumur Kris 1 .....                                                              | 103 |
| <b>Gambar 5.12</b> Penampang $\Lambda$ - $\rho$ yang melewati sumur Kris 1 .....                                                          | 105 |
| <b>Gambar 5.13</b> <i>Picking fault</i> 1 pada penampang seismik <i>inline</i> 2373 .....                                                 | 107 |
| <b>Gambar 5.14</b> <i>Picking fault</i> 2 dan 3 pada penampang seismik <i>xline</i> 119 .....                                             | 108 |
| <b>Gambar 5.15</b> <i>Picking fault</i> 1 dan 4 pada penampang seismik <i>inline</i> 2323.....                                            | 108 |

|                                                                                                                    |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <b>Gambar 5.16</b> Visualisasi 3D model patahan pada lapangan “ <i>Kairos</i> ” .....                              | 109 |
| <b>Gambar 5.17</b> Peta struktur waktu 3D lapangan “ <i>Kairos</i> ” .....                                         | 110 |
| <b>Gambar 5.18</b> Peta struktur waktu horizon D-2 lapangan “ <i>Kairos</i> ” .....                                | 111 |
| <b>Gambar 5.19</b> Peta struktur waktu 3D dengan atribut <i>Mu-Rho</i><br>lapangan “ <i>Kairos</i> ” .....         | 112 |
| <b>Gambar 5.20</b> Peta struktur waktu 3D dengan atribut <i>Lambda-Rho</i><br>lapangan “ <i>Kairos</i> ” .....     | 113 |
| <b>Gambar 5.21</b> Peta struktur waktu 3D dengan atribut <i>Lambda over Mu</i><br>lapangan “ <i>Kairos</i> ” ..... | 115 |
| <b>Gambar 5.22</b> Peta persebaran <i>Mu-Rho</i> .....                                                             | 116 |
| <b>Gambar 5.23</b> Peta persebaran <i>Lambda-Rho</i> .....                                                         | 117 |
| <b>Gambar 5.24</b> Peta persebaran <i>Lambda over Mu</i> .....                                                     | 118 |

## DAFTAR TABEL

|                                                                                                                     | Halaman |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|
| <b>Tabel 3.1</b> Pemerian porositas secara semi-kuantitatif<br>(R. P Koesoemadinata, 1980).....                     | 45      |
| <b>Tabel 3.2</b> Analisa petrofisika menggunakan parameter <i>Lamé'</i><br>(Goodway, 1997) .....                    | 52      |
| <b>Tabel 4.1</b> Jadwal pelaksanaan penelitian Tugas Akhir .....                                                    | 66      |
| <b>Tabel 4.2</b> Detail data seismik lokasi penelitian .....                                                        | 68      |
| <b>Tabel 4.3</b> Data <i>marker</i> geologi.....                                                                    | 73      |
| <b>Tabel 4.4</b> Data kelengkapan data sumur.....                                                                   | 74      |
| <b>Tabel 4.5</b> Hasil korelasi pada proses <i>well seismic tie</i> .....                                           | 81      |
| <b>Tabel 4.6</b> Hasil analisa krosplot antara <i>Lambda-Rho</i> dan <i>Mu-Rho</i> .....                            | 84      |
| <b>Tabel 4.7</b> Hasil analisis krosplot ( <i>Lambda-Rho</i> vs <i>Mu-Rho</i> )<br>lithologi <i>sandstone</i> ..... | 86      |
| <b>Tabel 5.1</b> Hasil analisis krosplot litologi batupasir menggunakan<br>parameter <i>Lamé</i> .....              | 98      |

# **I. PENDAHULUAN**

## **1.1 Latar Belakang**

Bahan bakar hidrokarbon khususnya minyak dan gas bumi merupakan sumber energi yang sangat diperlukan pada saat ini. Hal ini tidak lepas dari berbagai bidang kegiatan manusia yang mengandalkan penggunaan bahan bakar hidrokarbon. Terlebih lagi kegiatan perindustrian yang saat ini sedang mengalami masa puncaknya, sehingga kebutuhan akan bahan bakar hidrokarbon tidak dapat dilepaskan. Seiring peningkatan akan kebutuhan bahan bakar minyak dan gas bumi, diperlukan upaya untuk meningkatkan produksi minyak dan gas dengan mencari sumber-sumber hidrokarbon baru atau dengan dilakukannya pengembangan pada lapangan yang sudah ada. Mengingat penemuan sumber baru yang semakin sulit dan memerlukan pendanaan yang besar, maka upaya pengembangan lapangan yang sudah ada menjadi pilihan yang tepat untuk dilakukan saat ini.

Eksplorasi hidrokarbon dalam industri minyak dan gas bumi merupakan serangkaian kegiatan menemukan cadangan hidrokarbon yang ekonomis untuk dieksploitasi. Metode seismik refleksi salah satu metode geofisika yang digunakan dalam eksplorasi maupun pengembangan lapangan minyak dan gas bumi, karena dapat memberikan gambaran struktur geologi dan perlapisan batuan bawah permukaan yang potensial sebagai reservoir hidrokarbon dengan cukup akurat.

Karakterisasi reservoir yang dilakukan untuk mengetahui deskripsi reservoir secara kualitatif dan kuantitatif, pada umumnya menggunakan teknik inversi seismik *Acoustic Impedance (AI)* dengan parameter impedansi gelombang  $P$ . Namun, pada penerapannya metode ini sering ditemui keterbatasan dalam membedakan efek litologi dan kandungan fluida. Untuk itu digunakan parameter impedansi gelombang  $S$  dari proses inversi seismik *Shear Impedance (SI)* sebagai informasi tambahan dalam membedakan litologi dan kandungan fluida. Selama ini, inversi seismik untuk menghasilkan Impedansi  $P$  dan  $S$  dilakukan secara terpisah, sehingga memberikan hasil yang kurang akurat.

Pada penelitian ini, data *seismic partial stack (near angle, mid angle, far angle)* di-inversikan secara bersama dengan menggunakan metode Inversi Sesimik Simultan (*Simultaneous Inversion*), sehingga diharapkan dapat memberikan hasil estimasi impedansi  $P$  dan  $S$  yang lebih baik. Metode inversi seismik simultan menggunakan kontrol *wavelet* yang diestimasi dari masing-masing data *seismic partial stack*, yang menghasilkan model kecepatan gelombang  $P$  ( $V_p$ ), kecepatan gelombang  $S$  ( $V_s$ ), *Acoustic Impedance (AI)*, *Shear Impedance (SI)*, dan densitas ( $\rho$ ). Dari kelima parameter tersebut dapat diturunkan menjadi parameter  $V_p/V_s$  ratio, *Poisson's Ratio*, dan parameter *Lamé* seperti *Lambda* ( $\lambda$ ), *Mu* ( $\mu$ ), yang dapat dikombinasikan dengan parameter *Rho* ( $\rho$ ) untuk analisis *Lambda-Mu-Rho (LMR)*.

*Goodway et al. (1997)*, menunjukan jika parameter *Lamé* yang dapat menggambarkan sifat *incompressibility* ( $\lambda\rho$ ) dan *rigidity* ( $\mu\rho$ ), lebih sensitif terhadap perubahan sifat batuan dibandingkan parameter impedansi gelombang  $P$  ( $V_p.p$ ).

Reservoir pada lapangan “*Kairos*” cekungan Sumatera Selatan merupakan WKP milik PT. Pertamina Asset 2 yang saat ini sedang mengalami pengembangan untuk menemukan zona *interest* yang berpotensi mengandung hidrokarbon. Interpretasi seismik konvensional pada lapangan ini sering ditemukan ambiguitas. Menyadari tantangan yang ada, maka dalam studi ini dilakukan pendekatan dengan metode inversi seismik simultan (*Simultaneous Inversion*) dan turunannya dikolaborasikan dengan analisis sifat fisik batuan, diharapkan hasil akhirnya akan memberikan gambaran prediksi penyebaran reservoir, untuk selanjutnya dapat mengoptimalkan eksploitasi hidrokarbon.

## 1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan uraian latar belakang di atas, maka dapat dirumuskan masalah sebagai berikut :

1. Apakah parameter yang sensitif dalam memetakan persebaran dan deliniasi litologi reservoir pada lapangan “*Kairos*”?
2. Apakah inversi seismik simultan dapat diaplikasikan pada reservoir daerah penelitian, lapangan “*Kairos*”?
3. Bagaimana kombinasi antara turunan dari Inversi Seismik Simultan dan sifat fisik dari batuan akan membantu dalam melakukan analisis kualitatif dan kuantitatif agar dapat diperoleh prediksi karakterisasi reservoir.

### 1.3 Batasan Masalah Penelitian

Beberapa batasan dalam penyusunan Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Tugas akhir ini membahas tentang aplikasi metode inversi simultan untuk mendapatkan persebaran reservoir batupasir dengan parameter fisika batuan impedansi  $P$  ( $Z_p$ ), impedansi  $S$  ( $Z_s$ ), dan densitas ( $D_n$ ) dan menurunkan parameter  $\Lambda$ - $\rho$ ,  $\mu$ - $\rho$ ,  $\Lambda$  over  $\mu$ .
2. Data yang digunakan dalam Tugas Akhir ini adalah data seismik 3D *partial-stack* (*near*, *mid* dan *far*) daerah “X”. Dominasi litologi dari data seismik ini adalah *sand* dan *shale*.

### 1.4 Maksud dan Tujuan Penelitian

Maksud dari penelitian tugas akhir ini adalah untuk memenuhi salah satu persyaratan dalam menyelesaikan program pendidikan sarjana teknik strata satu (S-1) di Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung.

Sedangkan tujuan dari penelitian tugas akhir ini, antara lain:

1. Menganalisis dan memilih parameter yang sensitif terhadap efek litologi pada zona reservoir.
2. Mengaplikasikan metode Inversi Seismik Simultan pada daerah penelitian, lapangan “*Kairos*”.
3. Menganalisis litologi serta melihat penyebarannya pada daerah penelitian, lapangan “*Kairos*”.

### **1.5 Manfaat Penelitian**

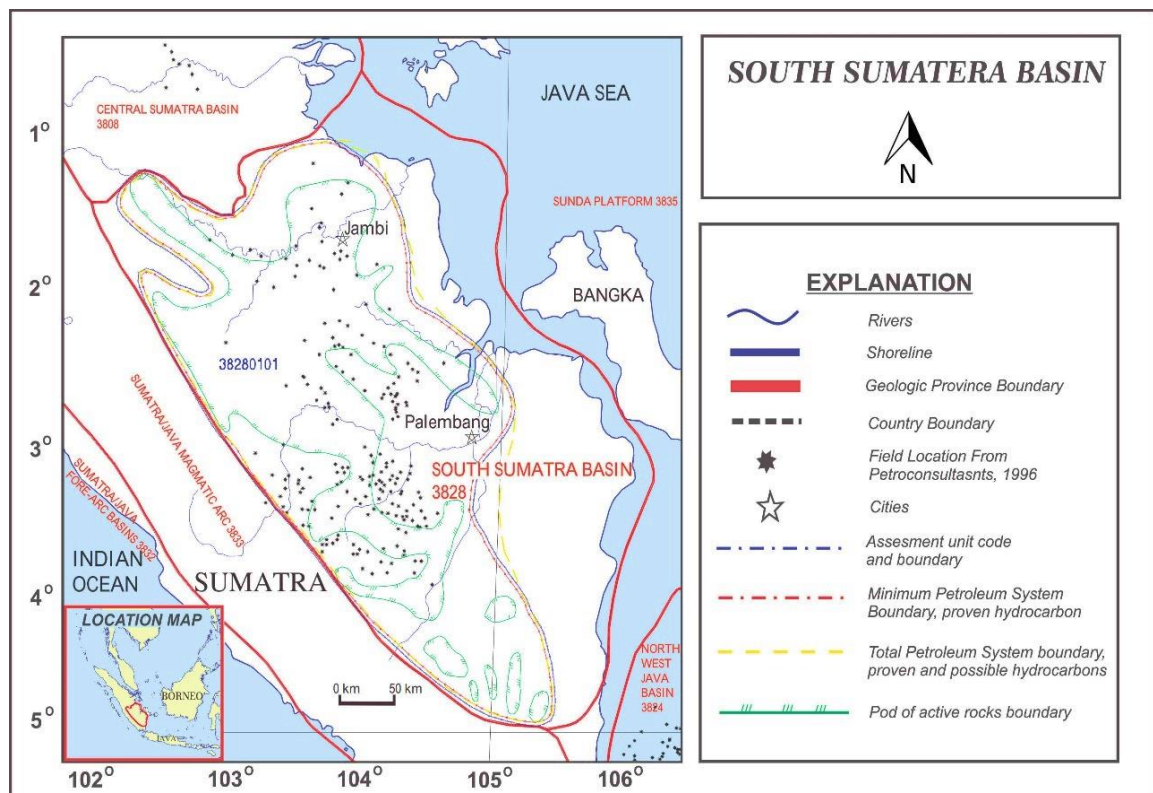
Manfaat dari disusunnya skripsi ini adalah sebagai berikut :

1. Dapat digunakan sebagai referensi oleh penulis lain yang akan melakukan penelitian serupa atau yang berkaitan.
2. Dapat memberikan kontribusi dalam kumpulan hasil penelitian pada bidang geofisika khususnya di Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung.

## II. TINJUAN PUSTAKA

### 2.1 Daerah Penelitian

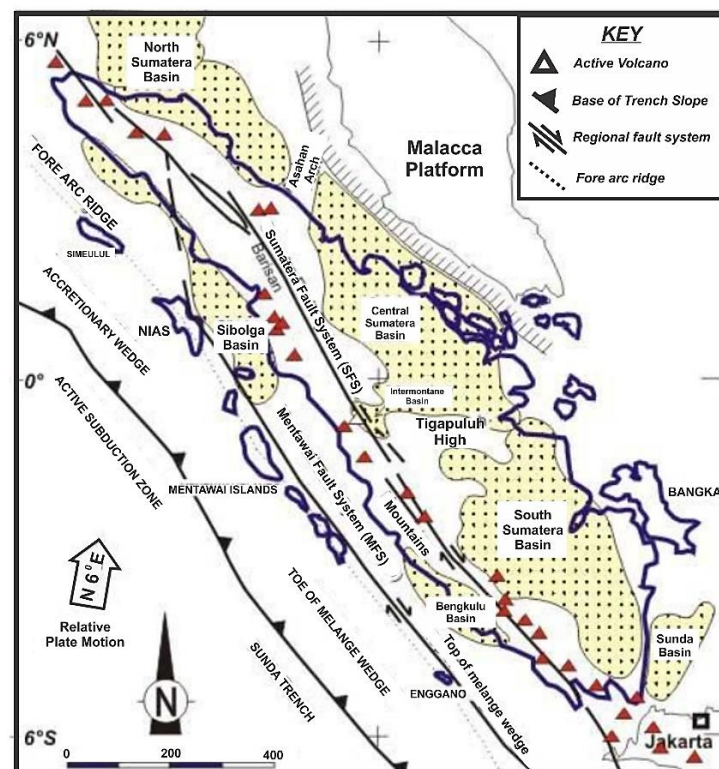
Daerah penelitian lapangan “*Kairos*” merupakan lapangan *on-shore* pada Cekungan Sumatera selatan milik PT. Pertamina EP Asset 2 dengan jenis *reservoir* batupasir *sandstone*. Interval pada lapangan “*Kairos*” termasuk kedalam *middle-deep* (<5000 ft) dengan target *reservoir* pada kedalaman sekitar 1650 ft.



**Gambar 2.1** Lokasi Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001).

## 2.2 Geologi Regional

Geologi Cekungan Sumatera Selatan adalah suatu hasil kegiatan tektonik yang berkaitan erat dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia, yang bergerak ke arah utara hingga timur laut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam. Zona penunjaman lempeng meliputi daerah sebelah barat Pulau Sumatera dan selatan Pulau Jawa. Beberapa lempeng kecil (*micro-plate*) yang berada di antara zona interaksi tersebut turut bergerak dan menghasilkan zona konvergensi dalam berbagai bentuk dan arah (Heidrick dan Aulia, 1993). Penunjaman Lempeng Indo-Australia tersebut dapat mempengaruhi keadaan batuan, morfologi, tektonik dan struktur di Sumatera Selatan. Tumbukan tektonik lempeng di Pulau Sumatera menghasilkan jalur busur depan, magmatik, dan busur belakang, (Bishop, 2000). Evolusi cekungan ini diawali dengan *Mesozoic* (Pulunggono dkk, 1992) dan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*).



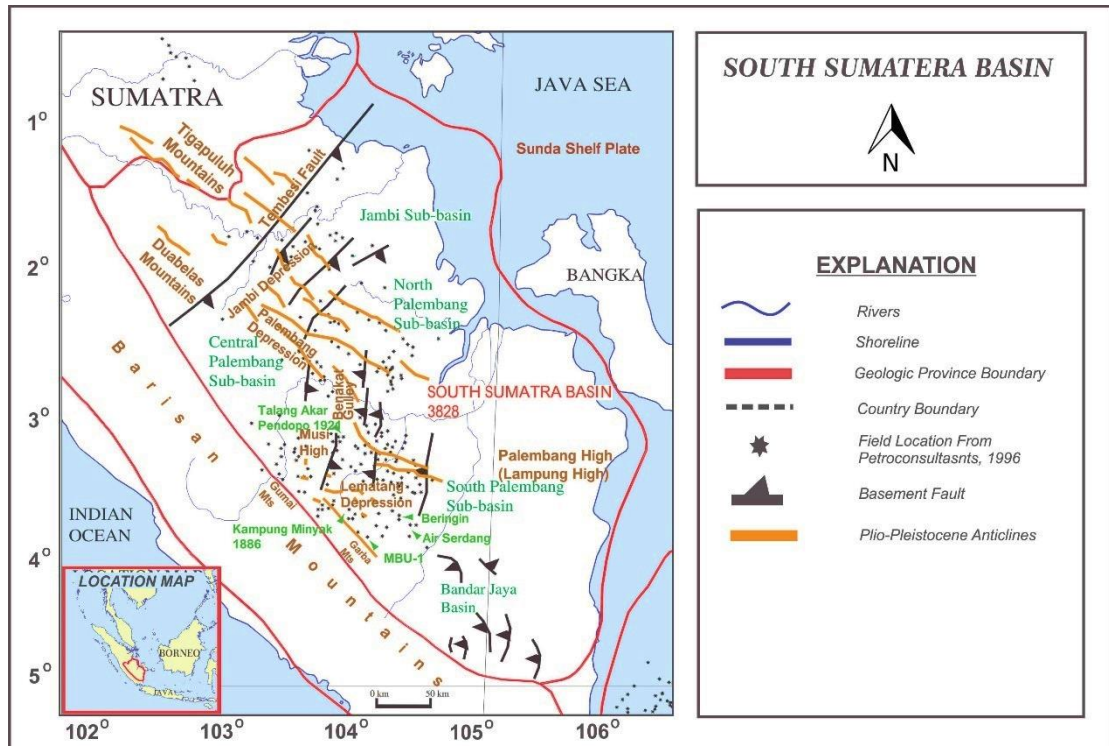
**Gambar 2.2** Cekungan-cekungan daerah Sumatera (Bishop, 2000).

### 2.3 Fisiografi Cekungan Sumatera Selatan

Secara fisiografi Cekungan Sumatera Selatan dibatasi oleh Paparan Sunda sebelah timur laut, daerah tinggian Lampung (*Lampung High*) di sebelah tenggara, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah baratdaya serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah baratlaut. Sejarah pembentukan Cekungan Sumatera Selatan memiliki beberapa kesamaan sejarah pembentukan Cekungan Sumatera Tengah. Batas antara kedua cekungan tersebut merupakan kawasan yang membujur dari timur laut – baratdaya melalui bagian utara Pegunungan Tiga Puluh. Cekungan - cekungan tersebut mempunyai bentuk asimetrik dan di sebelah baratdaya dibatasi oleh sesar-sesar dan singkapan batuan Pra-Tersier yang terangkat sepanjang kawasan kaki Pegunungan Barisan. Di sebelah timur laut dibatasi oleh Formasi – Formasi sedimen dari Paparan Sunda. Pada bagian selatan dan timur, cekungan tersebut dibatasi oleh tinggian Pegunungan Tigapuluh. Kedua daerah tinggian tersebut tertutup oleh laut dangkal saat Miosen Tengah. Cekungan-cekungan Tersier tersebut juga terhampar ke arah barat dan kadang dihubungkan oleh jalur-jalur laut dengan Samudra Hindia. Berdasarkan unsur tektonik, maka fisiografi regional Cekungan Sumatera Selatan mempunyai daerah tinggian dan depresi, yaitu:

1. Tinggian Meraksa, yang terdiri dari Kuang, Tinggian Palembang, Tinggian Tamiang, Tinggian Palembang Bagian Utara dan Tinggian Sembilang.
2. Depresi Lematang (Muara Enim Dalam).
3. Antiklonorium Pendopo Limau dan Antiklinorium Palembang bagian utara.

Ketiga fisiografi tersebut membagi Cekungan Sumatera Selatan menjadi tiga bagian, yaitu Sub-Cekungan Palembang bagian selatan, Sub-Cekungan Palembang bagian tengah dan Sub-Cekungan Jambi.

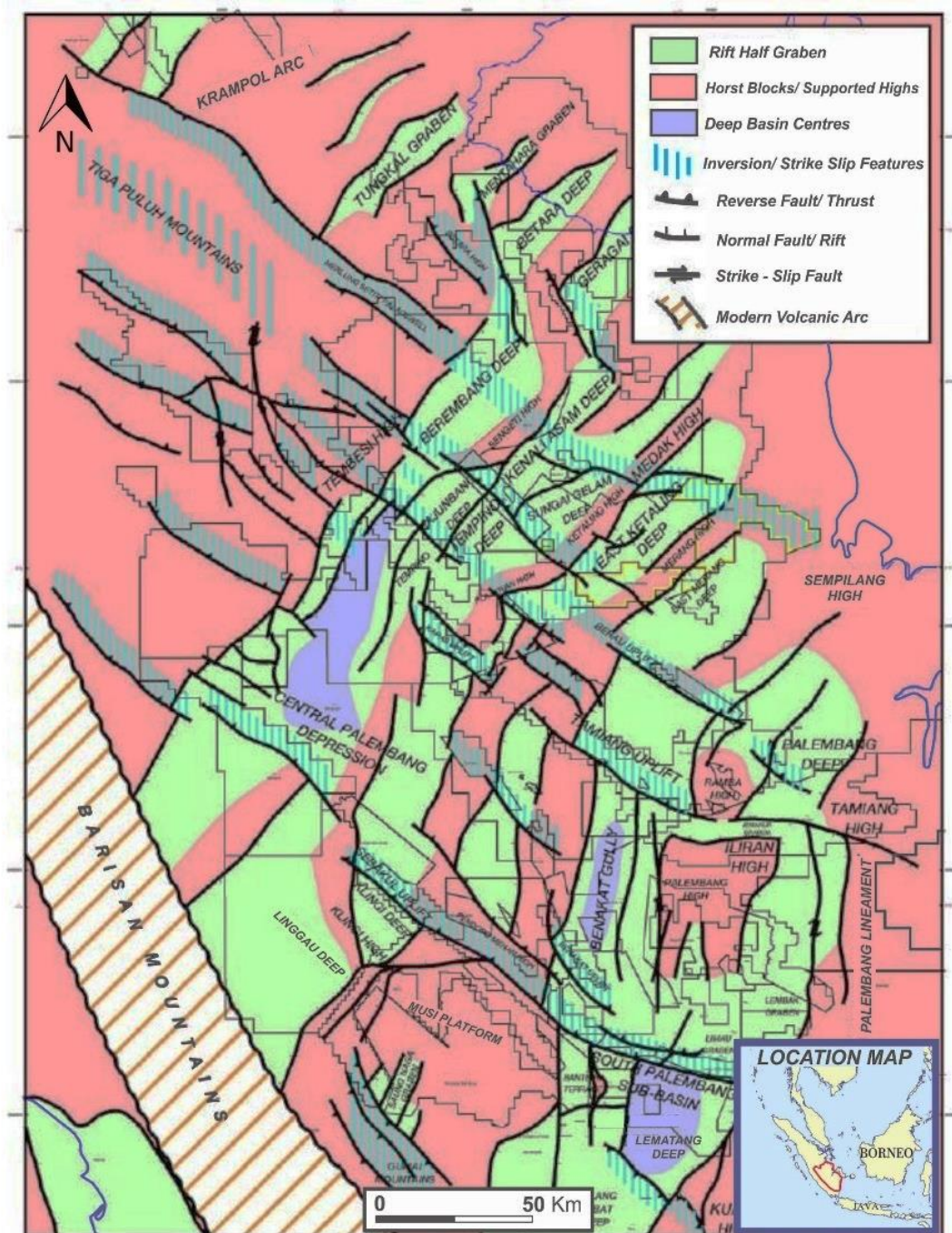


**Gambar 2.3** Sub-sub Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001).

## 2.4 Geologi Struktur Cekungan Sumatera Selatan

Pembentukan cekungan (*basin*) Sumatera Selatan pada suatu sistem reaksi gerak sesar geser makro (*strike slip fault*) yang umumnya menghasilkan pola-pola sesar normal (*fase ekstensional*), sesar naik dan sesar geser (*fase uplift*). Untuk faktor utama yang mempengaruhi pembentukan cekungan adalah konfigurasi dari *basement* dan adanya perubahan pada daerah subduksi baik spasial ataupun temporal. Cekungan Sumatera Selatan merupakan tipe cekungan tersier, sehingga perkembangan cekungannya dikendalikan oleh *basement* pra-tersier (Pulunggono dan Cameron, 1984). *Basement* pre-tersier pada Cekungan Sumatera Selatan terdiri

dari beberapa *micro-plate* kontinen pada samudera. Elemen-elemen struktur yang utama pada Cekungan Sumatera Selatan, **gambar 2.4** menunjukkan orientasi regangan berarah timur laut - baratdaya pada Eosen-Oligosen yang kemudian dipotong oleh inversi Pliosen-Pleistosen.



**Gambar 2.4** Elemen - elemen struktur utama Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005).

Menurut Ginger dan Fielding (2005) sejarah dari Cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi tiga megasekuen tektonik, yaitu :

#### **2.4.1. *Syn – Rift Megasequence* (c. 40 – 29 juta tahun lalu)**

Sebagai hasil subduksi di sepanjang Parit Sumatera Barat, kerak kontinental di Sumatera Selatan menjadi sasaran dari ekstensional utama dari waktu Eosen ke Oligosen. Awalnya, ekstensi muncul berorientasi dari timur-barat menghasilkan *horst* dan *graben* dari utara-selatan. Sumatera Selatan telah berputar sekitar 15 derajat searah jarum jam sejak Miosen menurut Hall (1995) dan menghasilkan orientasi graben di utara-timur laut selatan-barat daya.

#### **2.4.1. *Post – Rift Megasequence* (c. 29 – c. 5 Ma)**

*Rifting* berhenti sekitar 29 juta tahun lalu, bagaimanapun, *thinned the continental crust* di bawah Cekungan Sumatera Selatan terus turun sebagai keseimbangan *lithospheric thermal*. Dalam bagian dari cekungan, seperti pusat Sub-Cekungan Palembang, *Megasequence* ini mencapai ketebalan melebihi 13000 ft. Tingginya penurunan dan relatif permukaan laut menghasilkan transgresi yang lama dari cekungan yang mencapai taraf maksimum sekitar 16 juta tahun lalu dengan banjir yang hampir diseluruh cekungan. Perlambatan penurunan dan peningkatan masukan endapan ke dalam cekungan dari 16 - 5 juta tahun lalu menghasilkan regresi.

#### **2.4.1. *Syn – Orogenic/Inversion Megasequence* (c. 5 – Sekarang)**

Meluasnya *orogenic*, Barisan Orogeny, terjadi di Sumatera Selatan dari 5 juta tahun lalu sampai sekarang, walaupun terdapat beberap bukti pengangkatan lokal selama

awal 10 juta tahun (Chalik dkk, 2004). Perpanjangan barat laut-tenggara berorientasi pada lipatan transpressional yang besarnya bervariasi dibentuk di seluruh cekungan dan melintasi banyak *syn-rift*. Sejumlah perangkat struktural *Hydrocarbone – bearing* dipusat cekungan dibentuk saat ini, meskipun dalam beberapa daerah terakumulasi minyak telah terlihat. Di balik perpanjangan lipatan transpressional, penurunan cekungan berlanjut dan diisi oleh sedimen dan disempurnakan oleh erosi baru dibentuk Bukit Barisan di selatan dan barat.

## 2.5 Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan

Pada dasarnya stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari satu siklus besar sedimentasi yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awalnya siklus ini dimulai dengan siklus *non-marine*, yaitu proses diendapkannya Formasi Lahat pada Oligosen Awal dan setelah itu diikuti oleh Formasi Talang Akar yang diendapkan di atasnya secara tidak selaras. Fase transgresi ini terus berlangsung hingga Miosen Awal, dan berkembang Formasi Baturaja yang terdiri dari batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan *back reef*, *fore reef* dan intertidal. Sedangkan untuk fase transgresi maksimum diendapkan Formasi Gumai bagian atas dan diikuti oleh pengendapan Formasi Air Benakat secara selaras yang didominasi oleh litologi batupasir pada lingkungan pantai dan delta. Pada Pliosen Awal, laut menjadi semakin dangkal karena terdapat dataran delta dan *non-marine* yang terdiri dari perselingan batupasir dan *claystone* dengan sisipan berupa batubara. Pada saat Pliosen Awal ini menjadi pembentukan dari Formasi Muara Enim yang berlangsung sampai Pliosen akhir yang terdapat pengendapan batuan konglomerat, batuapung dan batupasir tufa.

### 2.5.1 Batu Dasar (*Basement*)

Batuan dasar (Pra-Tersier) terdiri dari batuan kompleks Paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan beku, dan batuan karbonat. Batuan dasar yang paling tua, terdeformasi paling lemah, dianggap bagian dari Lempeng-mikro Malaka yang terdeformasi kuat, yang kemungkinan fragmen kontinental yang lebih lemah. Lempeng mikro Malaka dan Mergui dipisahkan oleh fragmen terdeformasi dari material yang berasal dari selatan dan bertumbukan. Bebatuan granit, vulkanik, dan metamorf yang terdeformasi kuat (berumur kapur akhir) mendasari bagian lainnya dari Cekungan Sumatera Selatan. Morfologi batuan dasar ini dianggap mempengaruhi morfologi *rift* pada Eosen-Oligosen, lokasi dan luasnya gejala inversi/pensesaran mendatar pada Plio-Pleistoosen, karbondioksida lokal yang tinggi yang mengandung hidrokarbon gas, serta rekahan-rekahan yang terbentuk di batuan dasar (Ginger dan Fielding, 2005).

### 2.5.2 Formasi Lahat

Formasi Lahat diperkirakan berumur Oligosen Awal (Sardjito dkk, 1991). Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada Cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapan terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial sampai *lacustrine*. Fasies batupasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batupasir kasar, krikilan dan konglomerat. Sedangkan fasies *shale* terletak di bagian atas (Benakat *Shale*) terdiri dari batu serpih sisipan batupasir halus, lanau, dan tufa, sehingga *shale* yang berasal dari lingkungan *lacustrine* ini dapat menjadi batuan induk (Ginger dan Fielding, 2005).

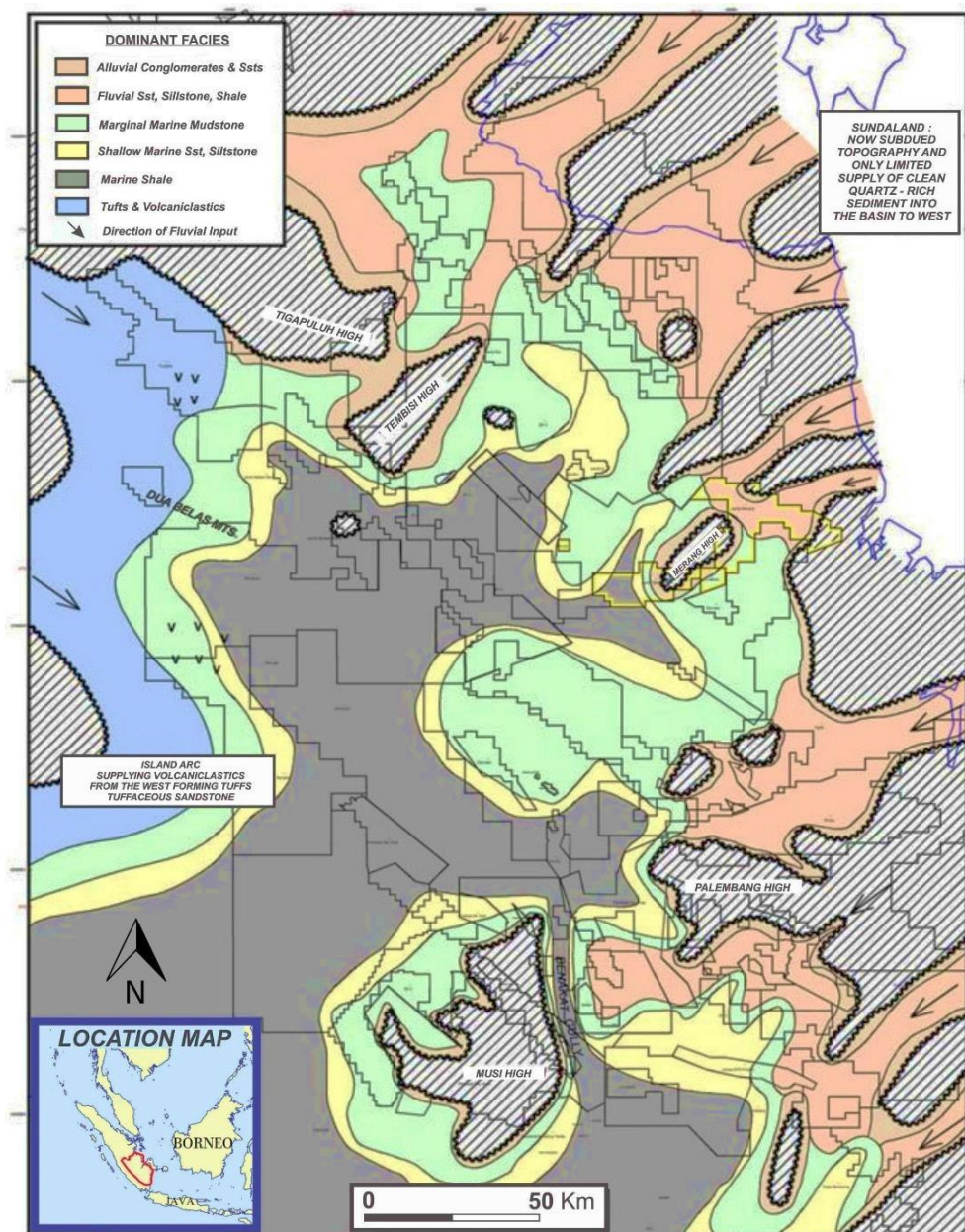
### 2.5.3 Formasi Lahat Muda

Formasi Lahat tersusun atas klastika kasar berupa batupasir, batulempung, fragmen batuan, breksi, “*granit wash*”, terdapat lapisan tipis batubara, dan tufa. Semuanya diendapkan pada lingkungan kontinen. Sedangkan anggota Benakat dari Formasi Lemat terbentuk pada bagian tengah cekungan dan tersusun atas serpih berwarna coklat abu-abu yang berlapis dengan serpih tuffan (*tuffaceous shales*), batulanau, batupasir, terdapat lapisan tipis batubara dan batugamping (*Stringer*), Glauconit, diendapkan pada lingkungan *frash-brackish*. Kontak antara Formasi Lemat dengan Formasi Talang Akar yang diinterpretasikan sebagai *paraconformable*. Formasi lemat berumur Paleosen – Oligosen, dan anggota Benakat berumur Eosen akhir-Oligosen, yang ditentukan dari spora dan *pollen*, juga dengan *dating* K-Ar. Ketebalan Formasi ini bervariasi, lebih dari 2500 ft ( $\pm$  760 m), pada Cekungan Sumatera Selatan dan lebih dari 3500 ft (1070 m) pada zona depresi sesar di bagian tengah cekungan (didapat dari data seismik).

### 2.5.4 Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar diperkirakan berumur Oligosen Akhir sampai Miosen Awal. Formasi ini terbentuk secara tidak selaras dan kemungkinan *paraconformable* di atas Formasi Lahat dan selaras di bawah Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa/ Formasi Baturaja. Formasi Talang Akar pada Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari batulanau, batupasir dan sisipan batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batupasir kasar, serpih dan sisipan batubara. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih. Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 460 – 410 m di dalam beberapa area cekungan. Variasi lingkungan pengendapan formasi ini

merupakan *fluvial-deltaic* yang berupa *braided stream* dan *point bar* di sepanjang paparan (*shelf*) berangsur berubah menjadi lingkungan pengendapan *delta front*, *marginal marine*, dan *prodelta* yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan (*basinward*). Sumber sedimen batupasir Talang Akar Bawah ini berasal dari dua tinggian pada Kala Oligosen Akhir, yaitu di sebelah timur (wilayah Paparan Sunda) dan sebelah barat.



**Gambar 2.5** Distribusi fasies Formasi Talang Akar (Ginger dan Fielding, 2005).

### 2.5.5 Formasi Baturaja

Formasi Baturaja diendapkan secara selaras di atas Formasi Talang Akar pada kala Miosen awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat *platforms* dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan 60-120 m. Didalam batuan karbonatnya terdapat *shale (calcareous shale)* yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah *platforms* di pinggiran dari cekungan dan *reef* yang berada pada tinggian intra-basinal. Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara Sub-Cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005). Beberapa distribusi *facies* batugamping yang terdapat dalam Formasi Baturaja diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Bagian bawah terdiri dari batugamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan terdiri dari *wackestone* bioklastik, sedikit *plentic forams*, dan di beberapa tempat *vein*.

### 2.5.6 Formasi Gumai

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas Formasi Baturaja pada Oligosen sampai dengan Tengah Miosen. Formasi ini tersusun oleh *fosilliferous marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batugamping, napal dan batulanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan *shale*. Ketebalan Formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas cekungan dan pada saat melewati tinggian ketebalannya cenderung tipis.

### 2.5.7 Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi dan akhir dari pengendapan Formasi Gumai pada kala tengah Miosen (Bishop, 2001). Pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan neritik hingga *shallow marine*, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufaan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini diperkirakan antara 1000 – 1500 m.

### 2.5.8 Formasi Muara Enim

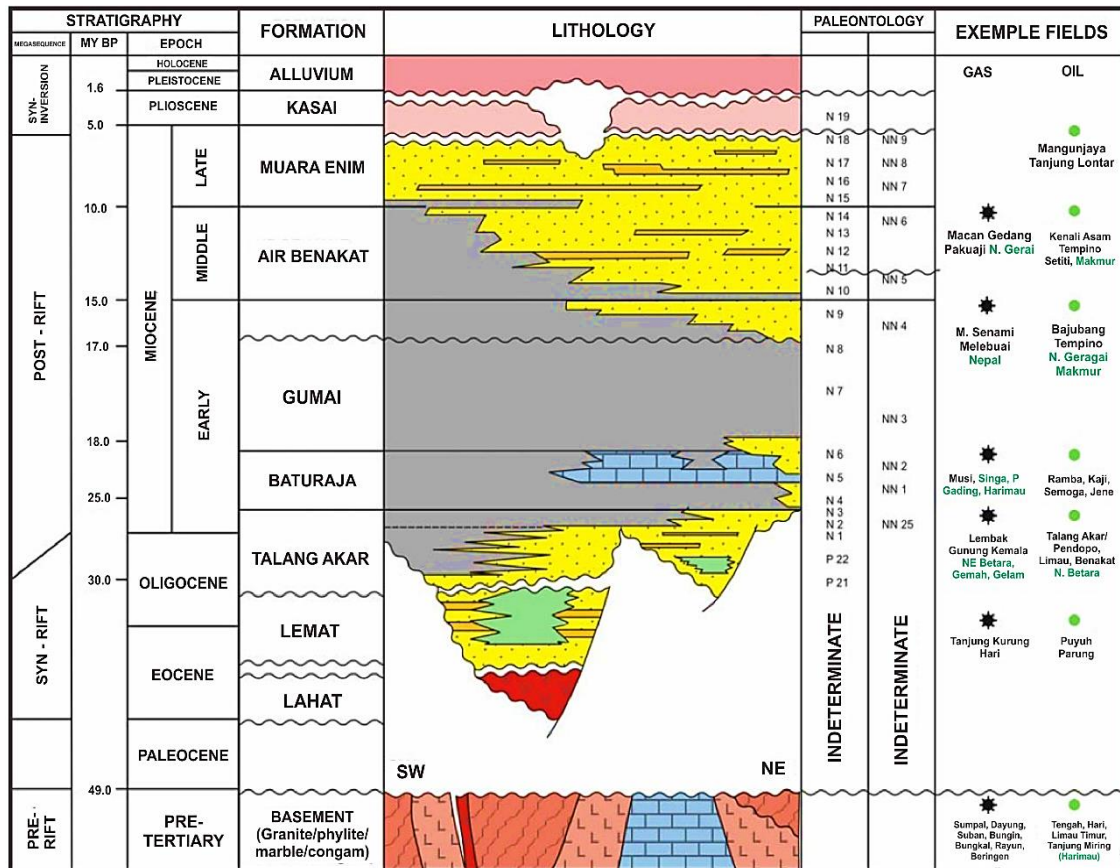
Formasi ini diendapkan pada Akhir Miosen sampai Pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batu lempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (Formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan Cekungan Sumatera Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada lingkungan *delta plain* dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batupasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama Miosen Akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan *onset* pengendapan lingkungan *non marine*.

Batupasir pada formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan *silicified wood*.

Sedangkan batubara yang terdapat pada formasi ini umumnya berupa lignit. Ketebalan formasi ini tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2001).

#### **2.5.9 Formasi Kasai**

Formasi ini diendapkan pada kala Pliosen sampai dengan Pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil dari erosi dari pengangkatan Bukit Barisan dan Pegunungan Tigapuluh, serta akibat adanya pengangkatan pelipatan yang terjadi di cekungan. Pengendapan dimulai setelah tanda-tanda awal dari pengangkatan terakhir Pegunungan Barisan yang dimulai Miosen Akhir. Kontak formasi ini dengan Formasi Muara Enim ditandai dengan kemunculan pertama dari batupasir tufaan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresi ketiga ini adalah adanya kenampakan produk vulkanik. Formasi Kasai tersusun oleh batupasir kontinental dan lempung serta material piroklastik. Formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah terdiri atas *tuffaceous claystone* dengan beberapa selingan lapisan-lapisan *tuffaceous sandstone* dan batupasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan *tuff*, batuapung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu berstruktur sedimen silang siur. Lignit terdapat sebagai lensa-lensa dalam batupasir dan batulempung yang terdapat *tuff*.



**Gambar 2.6** Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005).

## 2.6 Petroleum System Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan yang produktif sebagai penghasil minyak dan gas. Hal itu dibuktikan dengan banyaknya rembesan minyak dan gas yang dihubungkan oleh adanya antiklin. Letak rembesan ini berada di kaki Bukit Gumai dan Pegunungan Barisan. Sehingga dengan adanya peristiwa rembesan tersebut, dapat digunakan sebagai indikasi awal untuk eksplorasi adanya hidrokarbon yang berada di bawah permukaan berdasarkan *petroleum system*.

### 2.6.1 Batuan Induk (*Source Rock*)

Hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk *lacustrine* Formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada

Formasi Talang Akar. Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks *half-graben*, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* secara luas pada batas *half-graben*. Selain itu pada batugamping Formasi Baturaja dan *shale* dari Formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2001). Gradient temperatur di Cekungan Sumatera Selatan berkisar 49° C/Km. Gradien temperatur ini lebih kecil dibandingkan dengan Cekungan Sumatera Tengah, sehingga minyak akan cenderung berada pada pusat yang dalam. Formasi Baturaja dan Formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada *petroleum system* (Bishop, 2001).

### 2.6.2 Reservoir

Dalam Cekungan Sumatera Selatan, beberapa Formasi dapat menjadi reservoir yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada *basement*, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai. Sedangkan untuk cekungan Palembang Selatan produksi hidrokarbon terbesar berasal dari Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja. *Basement* yang berfungsi sebagai reservoir terletak pada daerah *uplifted* dan *paleohigh* yang didalamnya mengalami rekahan dan pelapukan. Batuan pada *basement* ini terdiri dari granit dan kuarsit yang memiliki porositas efektif sebesar 7 %. Untuk Formasi Talang Akar secara umum terdiri dari *quarzone sandstone* dan pengendapan *shale*. Sehingga pada *sandstone* sangat baik untuk menjadi reservoir. Porositas yang dimiliki pada Formasi Talang Akar berkisar antara 15-30 % dan permeabilitasnya sebesar 5 Darcy. Formasi Talang Akar diperkirakan mengandung 75% produksi minyak dari

seluruh Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001). Pada reservoir karbonat Formasi Baturaja, pada bagian atas merupakan zona *porous* dibandingkan dengan bagian dasarnya yang relatif ketat (*tight*). Porositas yang terdapat pada Formasi Baturaja berkisar antara 10-30 % dan permeabilitas sekitar 1 Darcy.

### 2.6.3 Batuan Penutup (*Seal*)

Batuan penutup Cekungan Sumatera Selatan secara umum berupa lapisan *shale* cukup tebal yang berada di atas reservoir Formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri (*intraformational seal rock*). *Seal* pada reservoir batugamping Formasi Baturaja juga berupa lapisan *shale* yang berasal dari Formasi Gumai. Pada reservoir batupasir Formasi Air Benakat dan Muara Enim, *shale* yang bersifat *intraformational* juga menjadi *seal rock* yang baik untuk menjebak hidrokarbon.

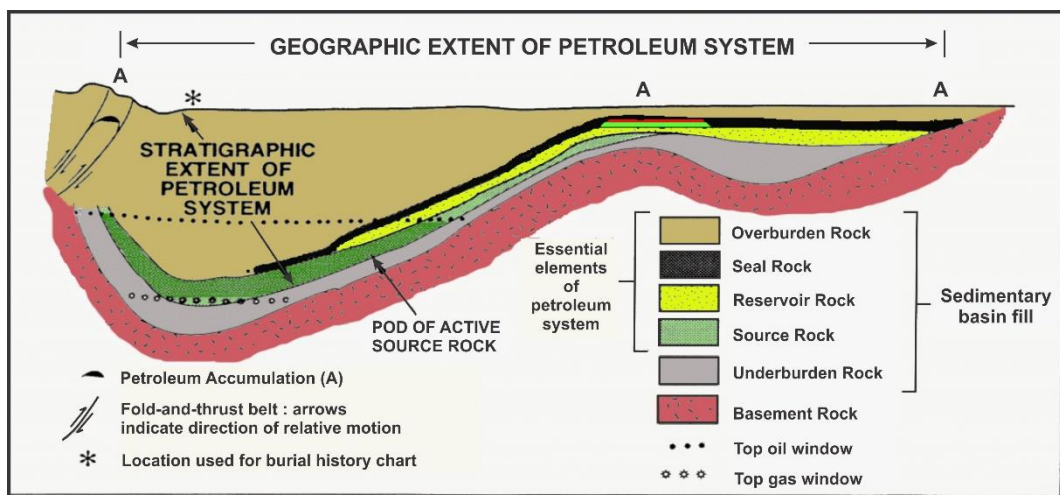
### 2.6.4 *Trap*

Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan pertama dieksplorasi. Antiklin ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat Awal Miosen dan berkisar pada 27 juta tahun yang lalu (Bishop, 2001).

Selain itu jebakan hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan juga diakibatkan karena struktur. Tipe jebakan struktur pada Cekungan Sumatera Selatan secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur lebih muda. Jebakan struktur tua ini berkombinasi dengan sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Jebakan struktur tua juga berupa sesar normal regional menjebak hidrokarbon. Sedangkan jebakan struktur yang lebih muda terbentuk bersamaan dengan pengangkatan akhir Pegunungan Barisan (Pliosen sampai Pleistosen).

### 2.6.5 Migrasi

Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara horizontal dan vertikal dari *source rock* serpih dan batubara pada Formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi horizontal terjadi disepanjang kemiringan *slope*, yang membawa hidrokarbon dari *source rock* dalam kepada batuan reservoir dari Formasi Lahat dan Talang akar sendiri. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Terdapatnya resapan hidrokarbon di Formasi Muara Enim dan Air Benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar Kala Pliosen sampai Plietosen.



**Gambar 2.7** *Petroleum system* Cekungan Sumatera Selatan.

## II. TEORI DASAR

### 3.1 Metode Sesimik

Metode seismik memanfaatkan perambatan gelombang ke dalam bumi yang mentransfer energi gelombang menjadi getaran partikel batuan. Dimensi gelombang elastik atau gelombang seismik jauh lebih besar bila dibandingkan dengan dimensi pergerakan partikel batuan tersebut. Meskipun demikian penjalaran gelombang seismik dapat diterjemahkan dalam bentuk kecepatan dan tekanan partikel yang disebabkan oleh vibrasi selama penjalaran gelombang tersebut (Razi, 2007).

Gelombang seismik membawa informasi mengenai litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat (*travel time*), amplitudo refleksi, dan variasi fasa. Didukung oleh perkembangan teknologi komputerisasi, pengolahan data seismik, juga teknik interpretasi secara umum sekarang dapat dianalisis untuk deliniasi sifat fisika batuan dan determinasi litologi, porositas, fluida pori, dan sebagainya.

### 3.2 *Seismic Trace*

Model dasar dan yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk *seismic trace*, yaitu mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektifitas bumi dengan fungsi sumber

seismik ditambah dengan *noise* (Russell, 1996). Dalam bentuk persamaan dapat dituliskan sebagai berikut (tanda \* menyatakan konvolusi) :

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad \dots(1)$$

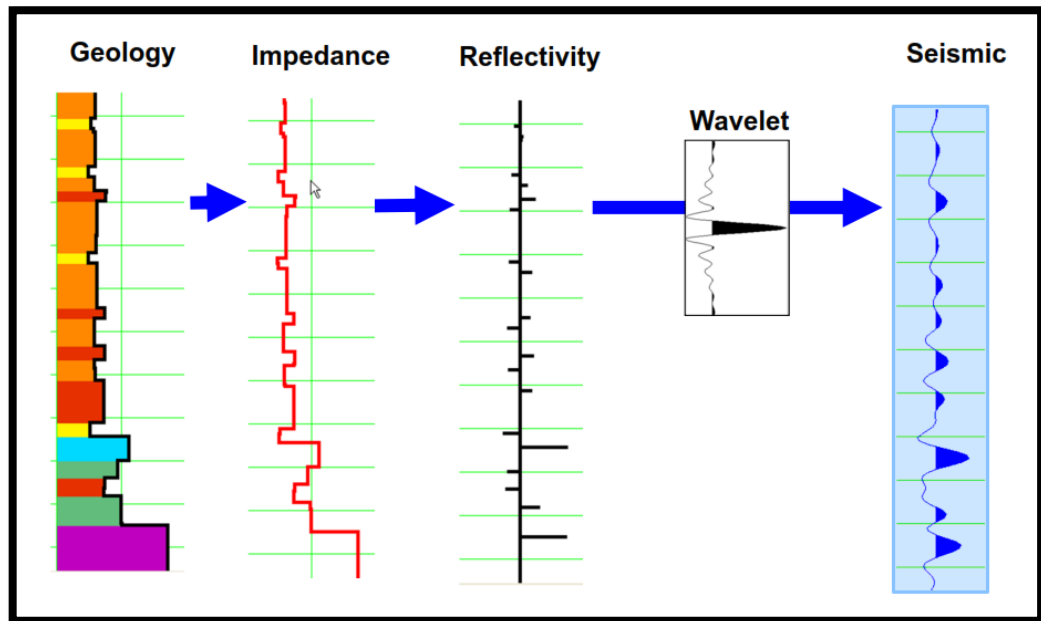
Dimana :  $S(t)$  = Seismic Trace

$W(t)$  = Wavelet Seismik

$r(t)$  = Reflektivitas Bumi

$n(t)$  = Noise

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai pengganti (*replacing*) setiap koefisien refleksi dalam skala *wavelet* kemudian menjumlahkan hasilnya (Russel, 1996).



**Gambar 3.1** Seismic trace, (Russel, 2012).

### 3.3 Polaritas dan Fasa

Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Polaritas hanya mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan. Polaritas ini terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas

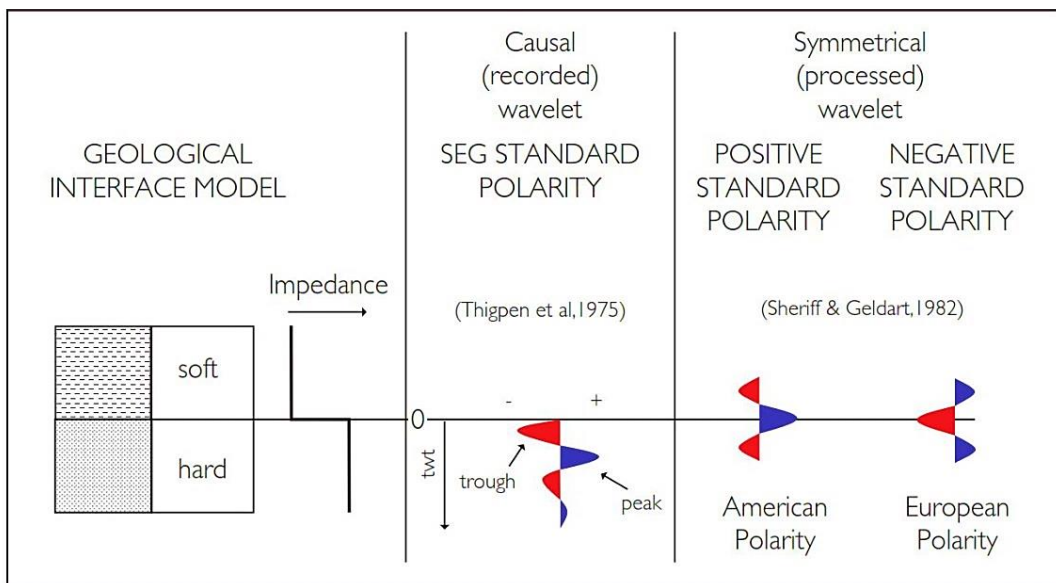
terbalik. *Society Exploration of Geophysicist (SEG)* mendefinisikan polaritas normal sebagai :

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

Oleh karenanya dengan menggunakan konvensi ini, maka pada penampang seismik yang menggunakan konvensi normal SEG akan didapatkan :

- Pada bidang batas refleksi dimana  $AI_1 > AI_2$  akan berupa *peak*.
- Pada bidang batas refleksi dimana  $AI_1 < AI_2$  akan berupa *through*.

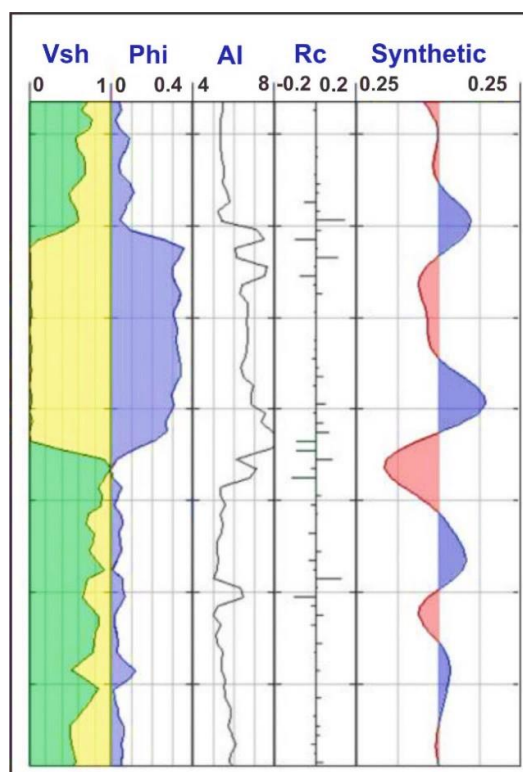
Pulsa seismik dapat dikelompokkan menjadi dua tipe, yaitu fasa minimum dan fasa nol. Pulsa fasa minimum memiliki energi yang terkonsentrasi di awal, seperti umumnya banyak sinyal seismik. Pulsa fasa nol terdiri dari puncak utama dan *side lobes* dengan tanda berlawanan dengan amplitudo utama dan lebih kecil, seperti ditunjukkan oleh gambar berikut :



**Gambar 3.2** Konvensi polaritas seismik (Brown, 2001).

### 3.4 Interferensi Gelombang Seismik

Interferensi dapat muncul pada batas impedansi akustik yang sangat rapat disebabkan terjadinya *overlapping* beberapa reflektor. Interferensi bisa bersifat negatif atau positif yang sangat dipengaruhi oleh panjang pulsa seismik, idealnya pulsa gelombang akan berupa *spike* juga, tetapi dalam praktiknya sebuah reflektor tunggal dapat menghasilkan sebuah refleksi yang terdiri dari refleksi primer yang diikuti oleh satu atau lebih *half-cycle*.



**Gambar 3.3** Konvolusi antara reflektivitas dengan *wavelet* mengurangi resolusi (Rob, 2014).

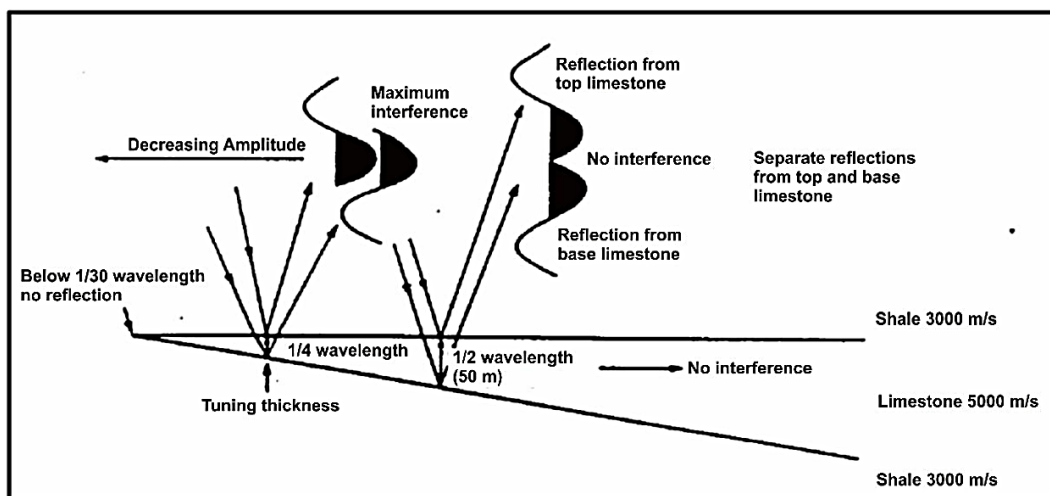
Tidak semua harga kontras Impedansi Akustik (IA) dapat mengklasifikasikan refleksi pada bidang batas. Hal ini tergantung pada sensitifitas alat perekam dan pemrosesan data seismik. Oleh karena itu adalah penting mengetahui bentuk dasar pulsa yang dipakai dalam pemrosesan data. Bentuk dasar pulsa seismik ditampilkan dalam fasa dan polaritas tertentu.

### 3.5 Resolusi Vertikal Seismik

Resolusi adalah jarak minimum dua obyek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). Resolusi dalam gelombang seismik didefinisikan sebagai kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua obyek yang berbeda. Nilai resolusi vertikal adalah :

$$\text{Resolusi Vertikal} = \frac{\text{kecepatan} \times \text{frekuensi}}{4} \quad \dots(2)$$

Ketebalan minimum suatu obyek untuk dapat memberikan refleksi sendiri bervariasi antar  $1/8 \lambda$  sampai  $1/30 \lambda$ , dimana  $\lambda$  adalah panjang gelombang seismik. Resolusi tubuh batuan setara dengan  $1/4 \lambda$  dalam waktu bolak-balik (*two-way travel time-TWT*). Hanya batuan yang memiliki ketebalan diatas  $1/4 \lambda$  yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik.



**Gambar 3.4** Efek interfrensi yang berhubungan dengan batuan dengan IA tinggi yang terletak pada batuan dengan IA rendah (Badley, 1984).

Ketebalan ini disebut sebagai ketebalan *tuning* (*tuning thickness*). Apabila ketebalan lapisan batuan lebih besar dari ketebalaan *tuning* maka batas antar lapisan akan dapat dibedakan. Bila ketebalan lapisan sama dengan ketebalan *tuning*, maka kedua gelombang akan berinterferensi positif, sehingga meningkatkan amplitudo

refleksi dan jika ketebalan lapisan lebih kecil daripada ketebalan *tuning*, maka gelombang akan berinterferensi negatif dan mengurangi amplitudo.

### 3.6 Resolusi Horizontal

Suatu titik refleksi berasal dari daerah dimana terjadi interaksi antara muka gelombang dan bidang reflektor. Zona Fresnel adalah bagian dari reflektor dimana energi gelombang direfleksikan setelah setengah dari siklus atau seperempat panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama. Zona Fresnel menunjukkan dimensi lateral suatu benda yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Magnitudo zona Fresnel dapat diperkirakan dari :

$$\text{Resolusi horizontal} = \frac{v}{2} \sqrt{\frac{t}{f}} \quad \dots (3)$$

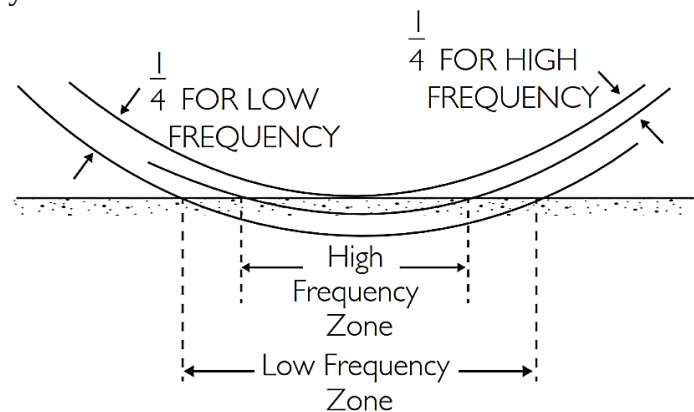
Dimana  $rf$  = Radius Zona Fresnel

$V$  = Kecepatan

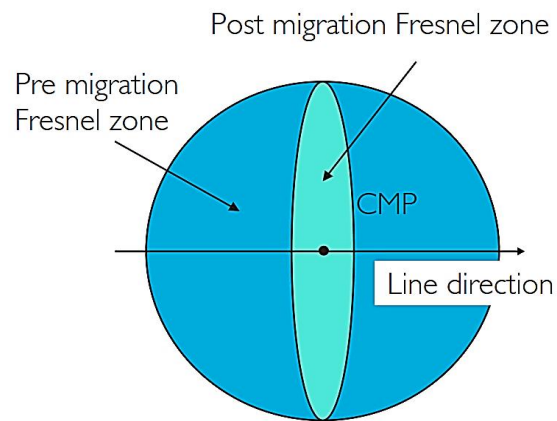
$T$  = Waktu tempuh bolak-balik gelombang

$F$  = Frekuensi

Berdasarkan persamaan di atas, dapat diketahui bahwa resolusi horizontal akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman, bertambahnya kecepatan dan berkurangnya frekuensi.



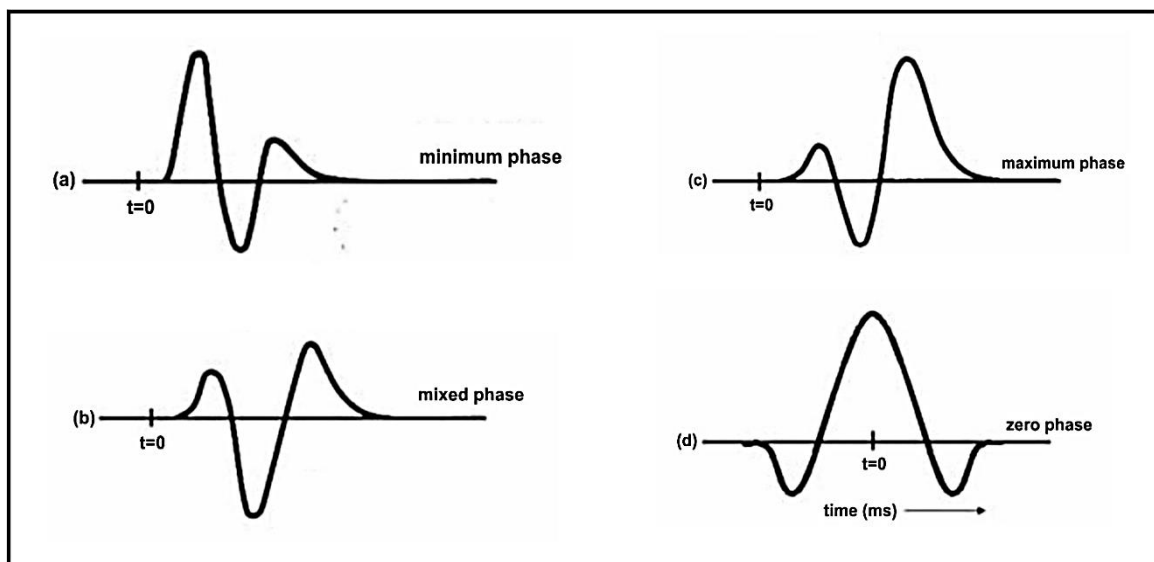
**Gambar 3.5** *Fresnel zone* (Sherrif, 1977).



**Gambar 3.6** Efek migrasi terhadap Zona Fresnel pada seismik 2D (Lindsey,1989).

### 3.7 Wavelet Seismik

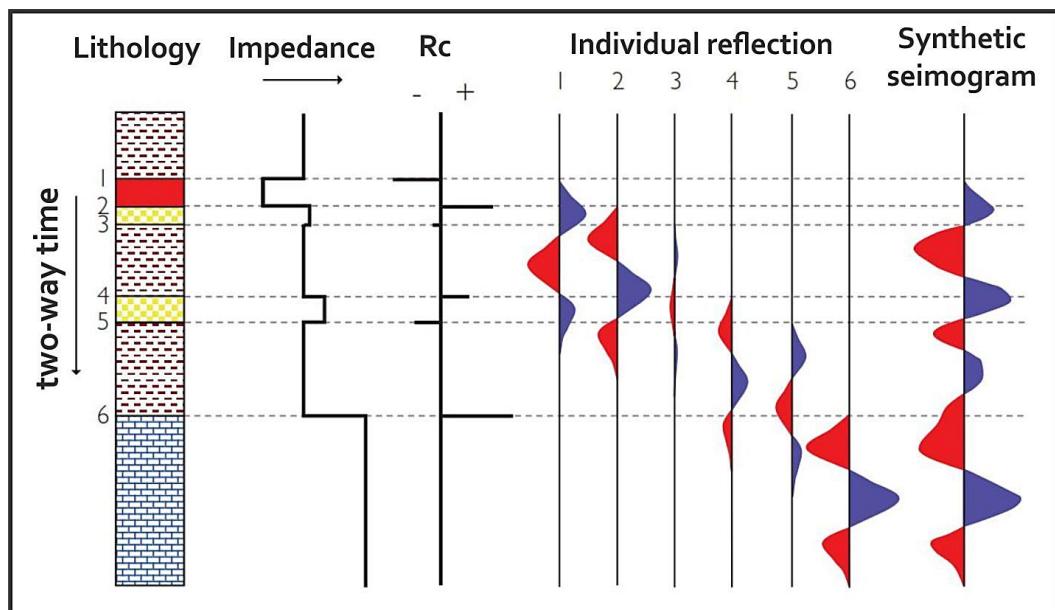
*Wavelet* adalah kumpulan dari banyak gelombang harmonik yang mempunyai beberapa karakter seperti amplitudo maksimum, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). Pembagian jenis-jenis *wavelet* dapat dilihat pada gambar berikut:



**Gambar 3.7** Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya, yaitu : (a) *minimum phase wavelet*, (b) *mixed phase wavelet*, (c) *maximum phase wavelet*, dan (d) *zero phase wavelet* ([http : //petroleumgeophysics.com/images/Chapter-4](http://petroleumgeophysics.com/images/Chapter-4)).

### 3.8 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan hasil dari *forward modeling* konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu *wavelet*. Koefisien refleksi diperoleh dari perkalian antara kecepatan gelombang dengan rapat massa batuan. Sedangkan *wavelet* diperoleh dengan melakukan pengekstrakan pada data seismik dengan atau tanpa menggunakan sumur dan juga dengan *wavelet* buatan (Munadi dan Pasaribu, 1984).



Gambar 3.8 Sintetik seismogram (Rob, 2014).

### 3.9 Well Seismic Tie

Untuk meletakkan horizon seismik skala waktu pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umumnya diplot dalam skala kedalaman, maka perlu dilakukan *well-seismic tie*. Teknik yang umum dipakai adalah dengan memanfaatkan seismogram sintetik dari hasil survei kecepatan (*well velocity survey*) seperti *check-shot survey* dan *vertical seismic profiling*.

Pada *check-shot survey* kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang yang digunakan sama dengan yang dipakai pada survei seismik. Kegunaan utama dari *check-shot survey* adalah untuk mendapatkan *time-depth curve* yang kemudian dimanfaatkan untuk pengikatan data seismik dan sumur, perhitungan kecepatan interval, kecepatan rata-rata, dan koreksi data sonik pada pembuatan seismogram sintetik.

### 3.10 Well Logging

*Logging* merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan terhadap kedalaman lubang bor. Sesuai dengan tujuan *logging*, yaitu menentukan besaran-besaran fisik batuan, maka dasar dari *logging* itu sendiri adalah sifat-sifat fisik atau petrofisik dari batuan (Harsono, 1997). *Well Logging* secara bebas dan sederhana berarti suatu pencatatan perekaman penggambaran sifat karakter, ciri, data keterangan dan urutan bawah permukaan secara bersambung dan teratur selaras dengan majunya alat yang dipakai, sehingga diagram yang dihasilkan akan menggambarkan diagram hubungan antara kedalaman (*depth*) dengan karakter atau sifat yang ada pada formasi.

Parameter-parameter sifat batuan utama yang diukur meliputi temperatur, tahanan jenis, densitas, porositas, permeabilitas dan sebagainya yang tergambar dalam bentuk kurva-kurva log. Sifat-sifat dasar batuan yang tergambar dalam kurva log diperlukan untuk menghitung (Harsono, 1997) :

1. Kapasitas/kemampuan batuan untuk menampung fluida;
2. Jumlah fluida dalam batuan tersebut;
3. Kemampuan fluida mengalir dari batuan ke lubang sumur bor.

*Well Logging* dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan *openhole logging* yang tidak memberi *casing* pada saat dilakukannya *logging* dan *cased hole logging* yang diberi *casing*. Dalam proses pengeboran atau yang sering disebut dengan *mud logging* digunakannya komponen ini adalah agar tidak terjadinya *blow out* saat fase pemboran sebelum dilakukannya *casing* dengan memberikan tekanan pada formasi. Namun kenyataannya lumpur mendesak hidrokarbon masuk ke dalam formasi menjahui lubang bor dan mencegah hidrokarbon menyembur keluar permukaan. Akibatnya pada beberapa lapisan permeabel terjadi penyusupan (*infiltrasi*) air lumpur pada dinding sumur, sehingga mendesak kandungan lapisan semula lebih dalam dan pada dinding sumur tersebut terbentuk suatu kerak lumpur (*mud cake*) yang menyebabkan diameter sumur lebih kecil.

Akibatnya pada lapisan ini terbentuk tiga daerah infiltrasi (**Gambar 3.10**) :

a. *Flushed Zone* atau *Invanded Zone*

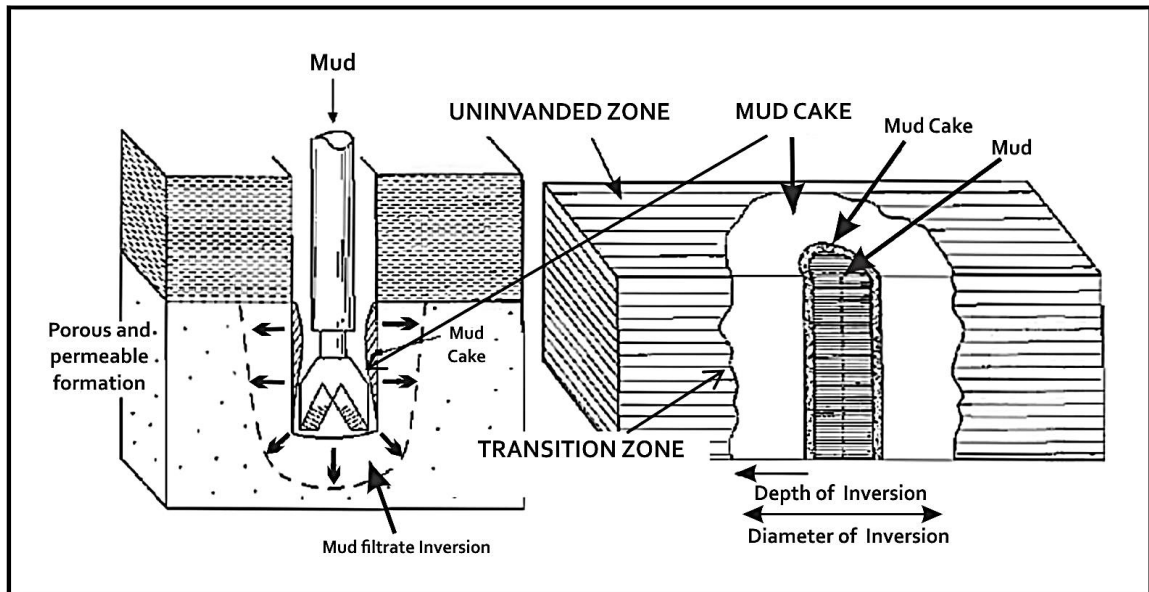
Zona ini merupakan daerah yang paling dekat dengan lubang sumur yang terisi oleh lumpur, sehingga bila dilakukan pengukuran sifat fisik pada daerah ini, maka yang diukur bukanlah sifat dari kandungan semula (asli), akan tetapi sifat dari air lumpur.

b. *Transition Zone*

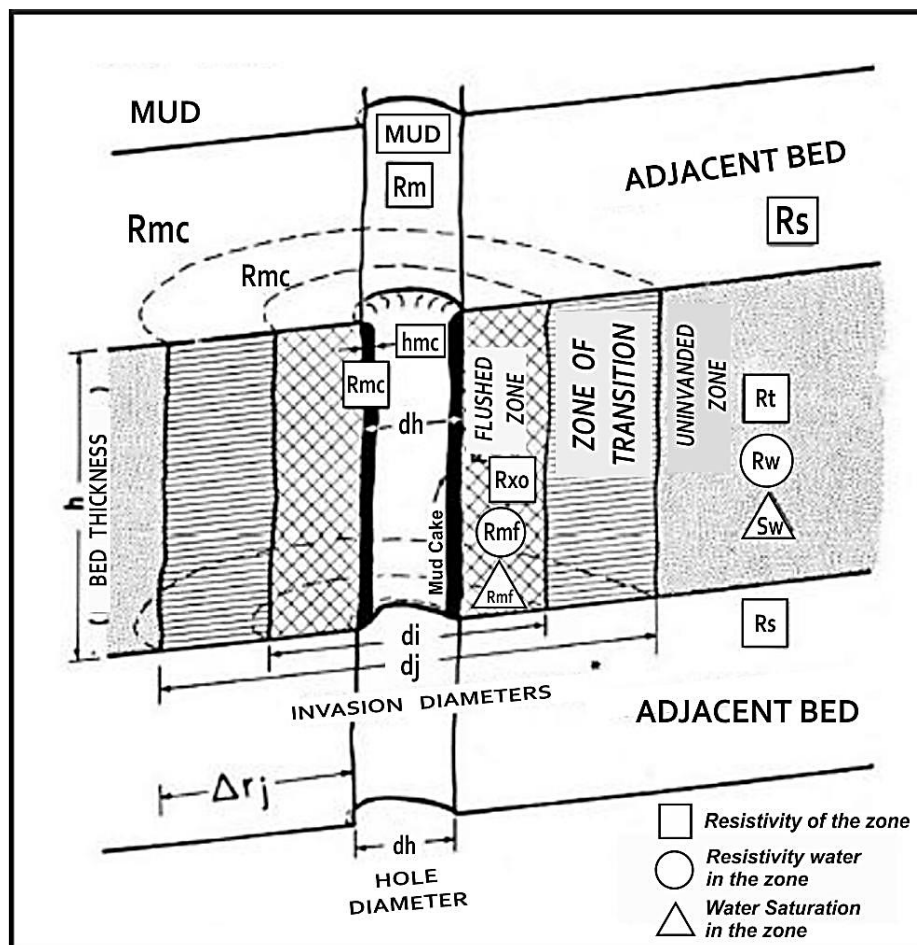
Zona ini merupakan daerah yang lebih dalam dari *invanded zone*. Daerah ini terisi campuran air lumpur dan kandungan semula.

c. *Uninvanded Zone*

Zona ini merupakan daerah yang tidak dipengaruhi oleh air lumpur dan terletak paling jauh dari lubang sumur.



Gambar 3.9 Zona mudcake pemboran (Rider, 1996) dengan modifikasi.



Gambar 3.10 Zona infiltrasi sumur bor (Asquith & gibson, 1982).

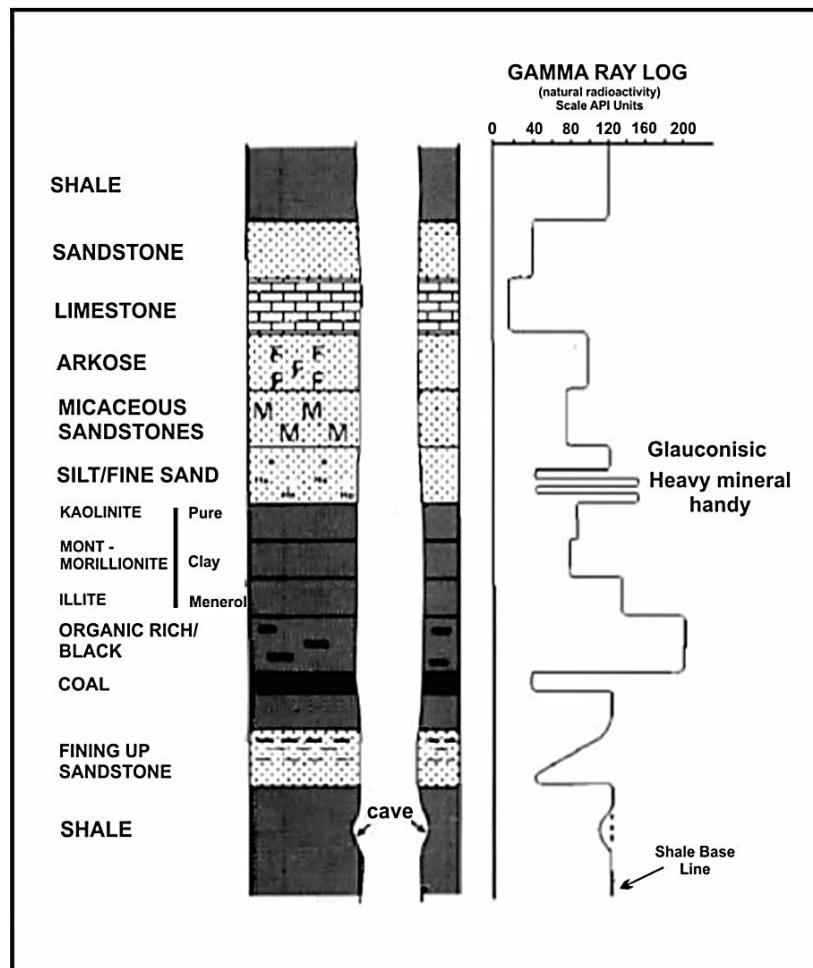
### 3.10.1 Log Gamma Ray

Prinsip dari *log gamma ray (GR)* adalah perekaman radioaktivitas alami bumi. Radioaktivitas GR berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan, yaitu Uranium (U), Thorium (Th) dan Potasium (K), yang secara berkelanjutan memancarkan *gamma ray* dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Sinar *gamma* ini mampu menembus batuan dan dideteksi oleh sensor sinar *gamma* yang umumnya berupa detektor sintilasi. Setiap *GR* yang terdeteksi akan menimbulkan pulsa listrik pada detektor. Parameter yang direkam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu (Harsono, 1997).

Karena Uranium, Thorium dan Potasium terkonsentrasi secara besar di dalam mineral lempung maka log GR digunakan secara luas dalam interpretasi batuan pasir dan lempung. Prinsipnya adalah interpolasi linier dari pembacaan antara pasir dan serpih lain juga perlu diperhatikan. Secara khusus log GR berguna untuk definisi lapisan permeabel disaat *log self potensial (SP)* tidak berfungsi karena formasi yang sangat resistif atau bila kurva *SP* kehilangan karakternya, atau juga ketika *SP* tidak dapat direkam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (*oil base mud*). Log GR dapat digunakan untuk mendeteksi dan evaluasi terhadap mineral – mineral radioaktif, seperti biji potasium dan uranium.

Dalam eksplorasi hidrokarbon, untuk penafsiran litologi dengan menggunakan *log GR*, diawali dengan membuat *sand base line* dan *shale base line* untuk membantu dalam menginterpretasikan batuan reservoir. *Sand base line* merupakan garis lurus yang ditarik pada *log gamma ray* yang digunakan sebagai batas penarikan litologi lempung yang biasanya terletak di kanan kurva *gamma ray*.

Litologi batupasir menunjukkan pola *gamma ray* yang cenderung lurus, bernilai kecil dari *sand base line* begitu pula lapisan batubara yang lebih kecil dibandingkan dengan batupasir. Batulumpur menunjukkan pola *gamma ray* yang relatif lurus, bernilai besar, yang berada disekitar atau lebih besar dari *shale base line*. Batu lumpur adalah batuan yang tidak dapat diinterpretasikan secara pasti apakah memiliki ukuran butir lanau atau lempung dimana pola lognya berada diantara *sand base line* dan *shale base line*. Nilai ekstrim curam dan besar yang ditunjukkan oleh pola *gamma ray* menunjukkan lihologi yang sangat halus atau *marine shale* (Harsono, 1997).



Gambar 3.11 Log *gamma ray*.

### 3.10.2 *Log Density (Densitas)*

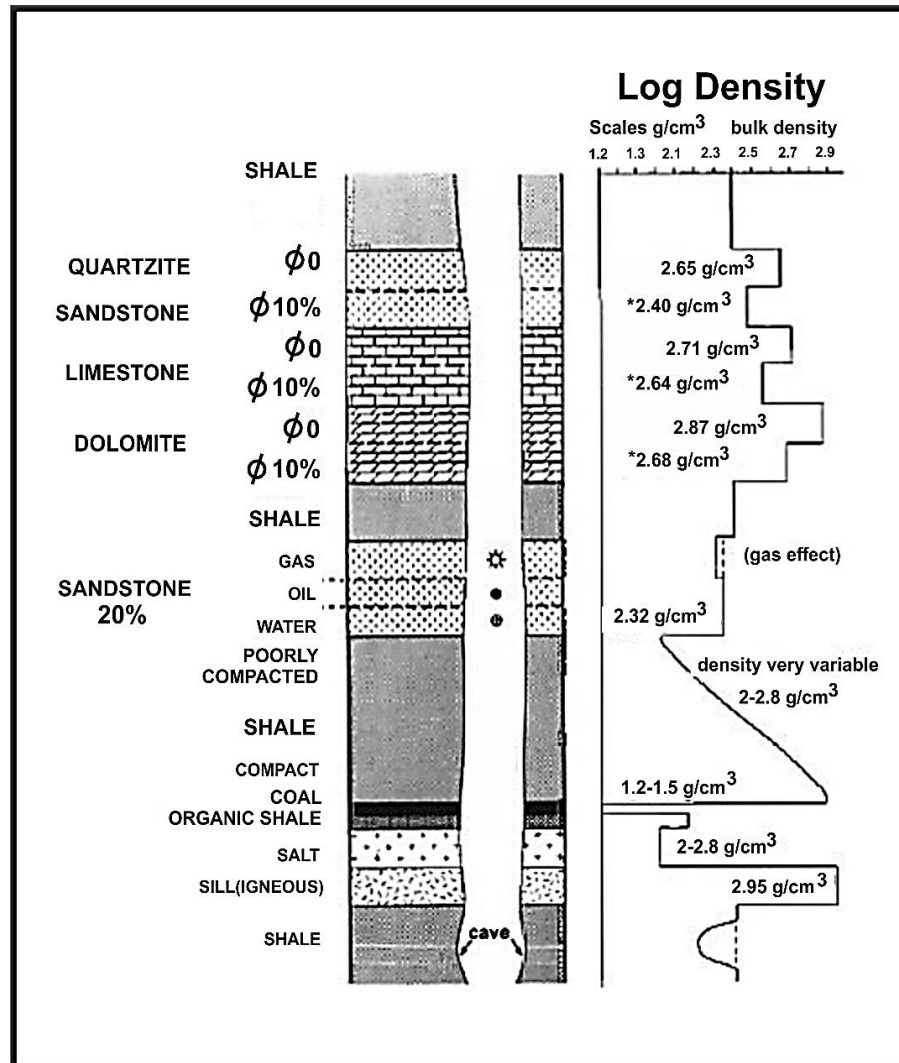
Log densitas merekam secara terus menerus dari *bulk density* formasi. Densitas yang diukur merupakan semua densitas dari batuan. Secara geologi *bulk density* adalah fungsi dari densitas dari mineral-mineral pembentuk batuan (misalnya matriks) dan volume dari fluida bebas yang mengisi pori (Rider, 1996).

Prinsip kerja *Log Densitas* menurut Harsono (1997), yaitu suatu sumber radioaktif dari alat pengukur dipancarkan sinar gamma dengan intensitas energi tertentu menembus formasi/batuan. Batuan terbentuk dari butiran, mineral tersusun dari atom-atom yang terdiri dari proton dan elektron. Partikel sinar *gamma* akan mengalami pengurangan energi (*lose energy*). Energi yang kembali sesudah mengalami benturan akan diterima oleh detektor yang berjarak tertentu dengan sumbernya. Makin lemahnya energi yang kembali menunjukkan makin banyaknya elektron-elektron dalam batuan, yang berarti makin banyak padat butiran atau mineral penyusun batuan persatuan volume.

Masuknya sinar *gamma* ke dalam batuan akan menyebabkan benturan antara sinar *gamma* dan elektron sehingga terjadi pengurangan energi pada sinar gamma tersebut. Sisa energi sinar gamma ini direkam detektor sinar gamma. Semakin lemah energi yang diterima detektor, maka semakin banyak jumlah elektron di dalam batuan yang berarti semakin padat butiran penyusun batuan per satuan volume yang menjadi indikasi densitas dari batuan.

*Log long spaced density (LSD)* digunakan untuk elevasi lapisan bawah permukaan karena menunjukkan nilai densitas mendekati sebenarnya, karena pengaruh yang kecil dari dinding lubang bor. *Log short spaced density (LSD)* ini mempunyai

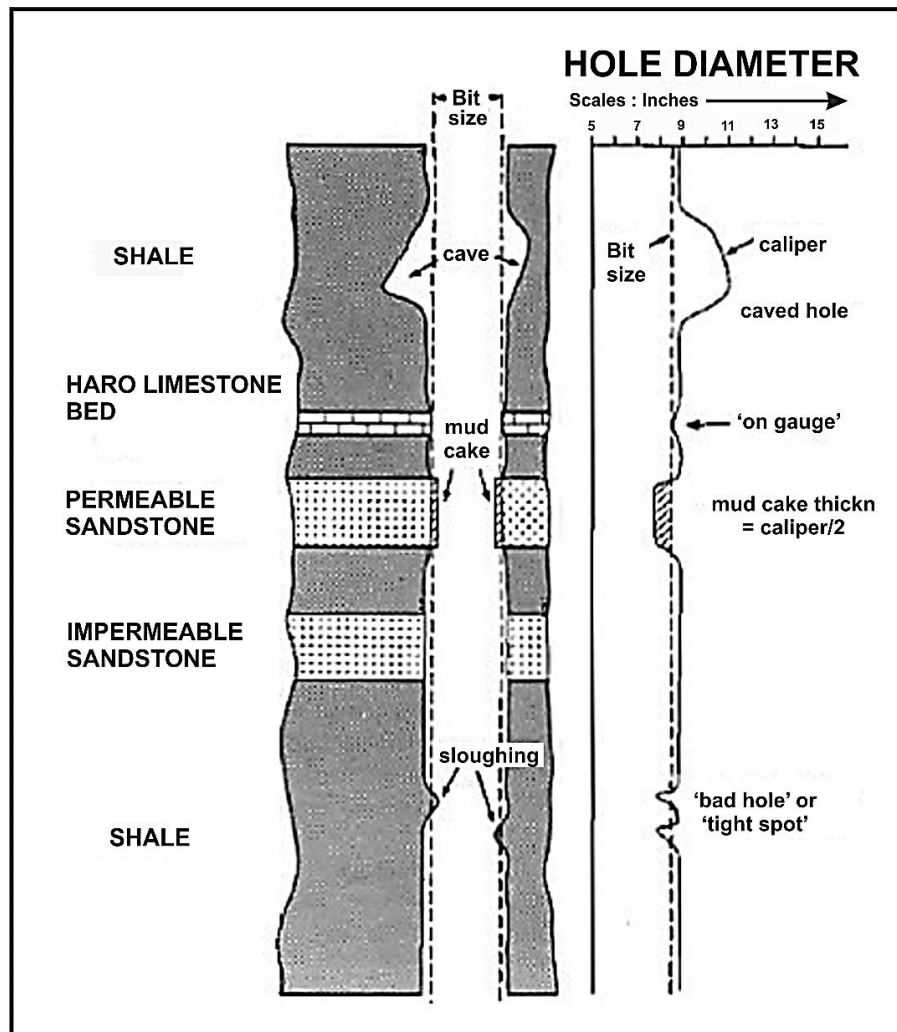
resolusi vertikal yang lebih tinggi dari *Log long space density*, sehingga log ini sangat cocok untuk pengukuran ketebalan lapisan-lapisan di bawah permukaan ini dipengaruhi jarak penerimaan sinar gamma yang relatif dekat.



**Gambar 3.12** Identifikasi litologi berdasarkan respon *log density* (Rider, 1996).

### 3.10.3 Log Calliper

*Log caliper* adalah alat untuk mengukur diameter dan bentuk suatu lubang bor. Alat ini memiliki 2, 4 atau lebih lengan yang dapat membuka dalam lubang bor. Pergerakan lengan-lengan ini pada lubang akan diubah menjadi signal elektrik oleh potensiometer.



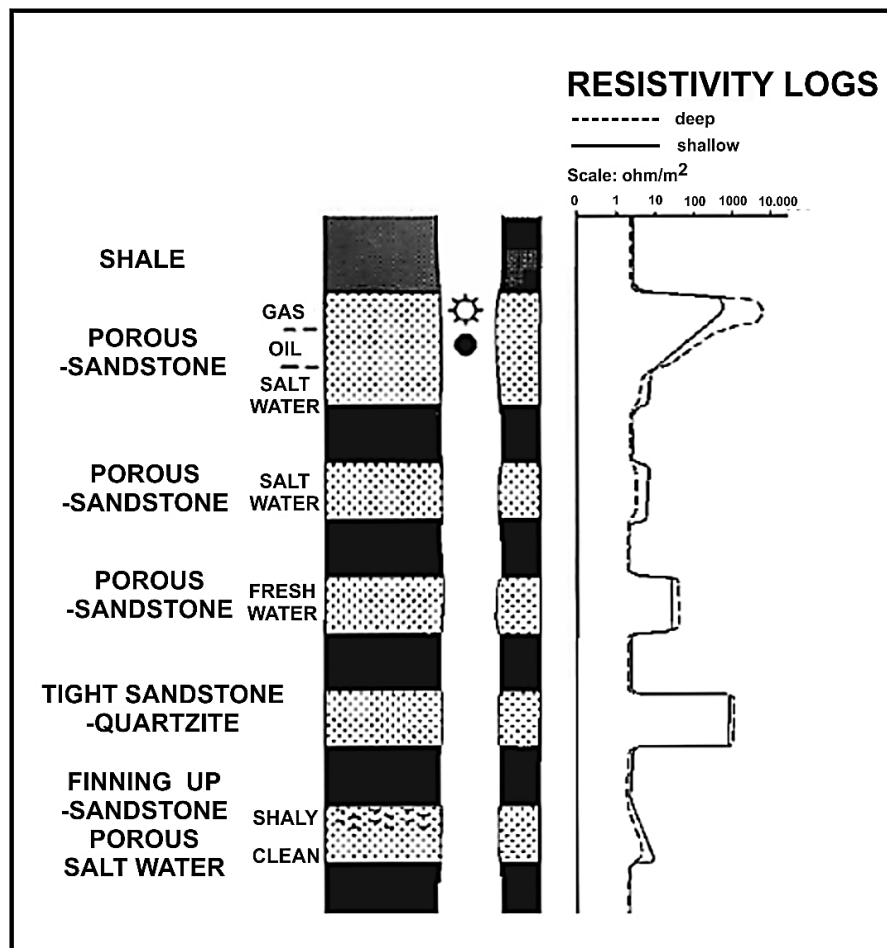
**Gambar 3.13** Respon *log calliper* terhadap diameter dinding sumur (Rider, 1996).

Dalam sebuah lubang bor, diameter bersifat heterogen dari atas hingga dasar karena adanya efek tekanan dari lapisan batuan yang berbeda-beda akibat gaya tektonik. Kondisi ini menjadikan perbedaan jumlah lengan *calliper*. Hasil *logging calliper* diplot pada suatu trek yang menggunakan ukuran *drilling bit* sebagai perbandingan atau dengan menggambarkan selisih hasil pembacaan *calliper* terhadap ukuran bit diameter. **Gambar 3.13** menunjukkan respon *log calliper* terhadap diameter dinding sumur. Pada grafik *logging*, dapat ditemukan titik tertentu yang mengindikasikan volume dari lubang bor.

### 3.10.4 Log Resistivitas

Log resistivitas menunjukkan respon kemampuan formasi untuk menghambat jalannya arus listrik yang dialirkan (Rider, 2002). Prinsip kerja log resistivitas adalah dengan mengukur sifat batuan dan fluida pori (minyak, gas dan air) di sepanjang lubang bor dengan mengukur sifat tahanan kelistrikannya.

Log resistivitas banyak sekali membantu pekerjaan evaluasi formasi khususnya untuk menganalisis apakah suatu reservoir mengandung air garam (*wet*) atau mengandung hidrokarbon, sehingga log ini digunakan untuk menganalisis *hydrocarbon-water contact* (abdullah, 2001).

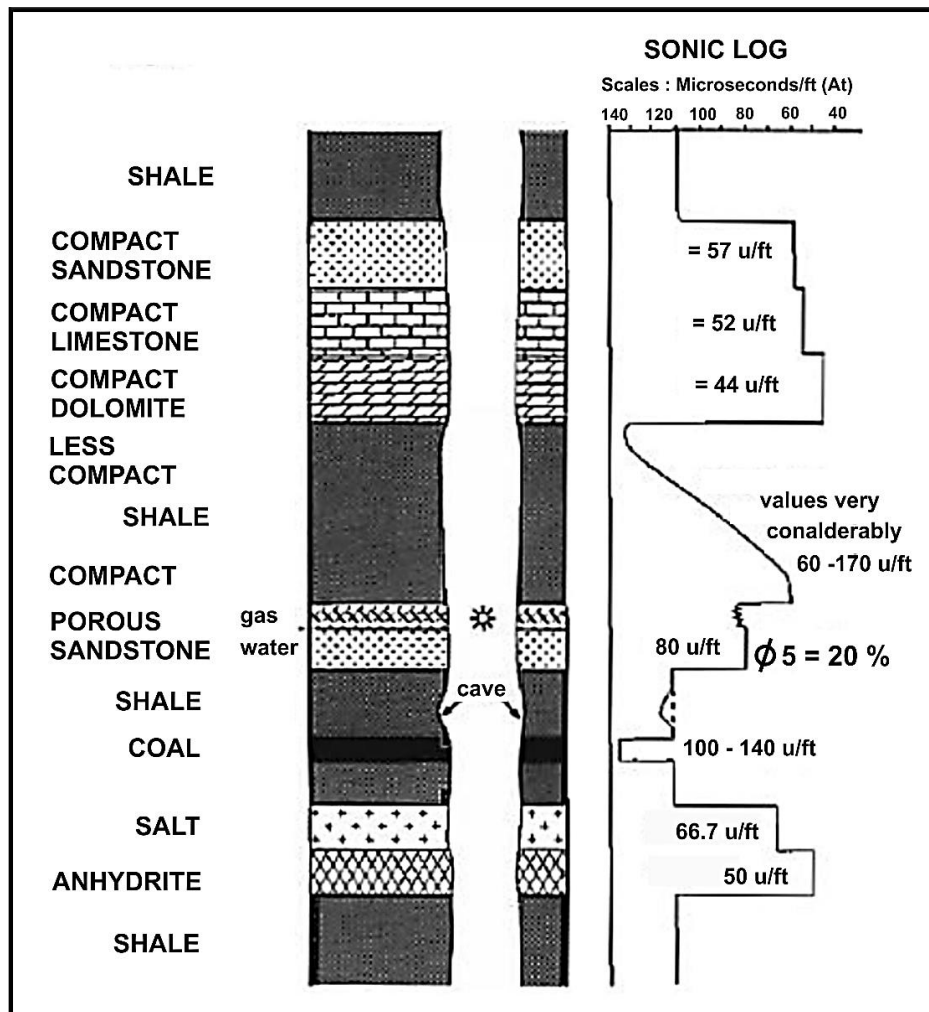


**Gambar 3.14** Respon log resistivitas terhadap lithologi dan perbedaan air formasi (Rider, 1996).

### 3.10.5 Log Sonic

Prinsip kerja log sonik adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (*transmitter*) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan ( $\Delta t$ ).

Secara kuantitatif, log sonik dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida. Secara kualitatif dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan *sand-shale* dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi batuan (*fractures*) (Rider, 1996).

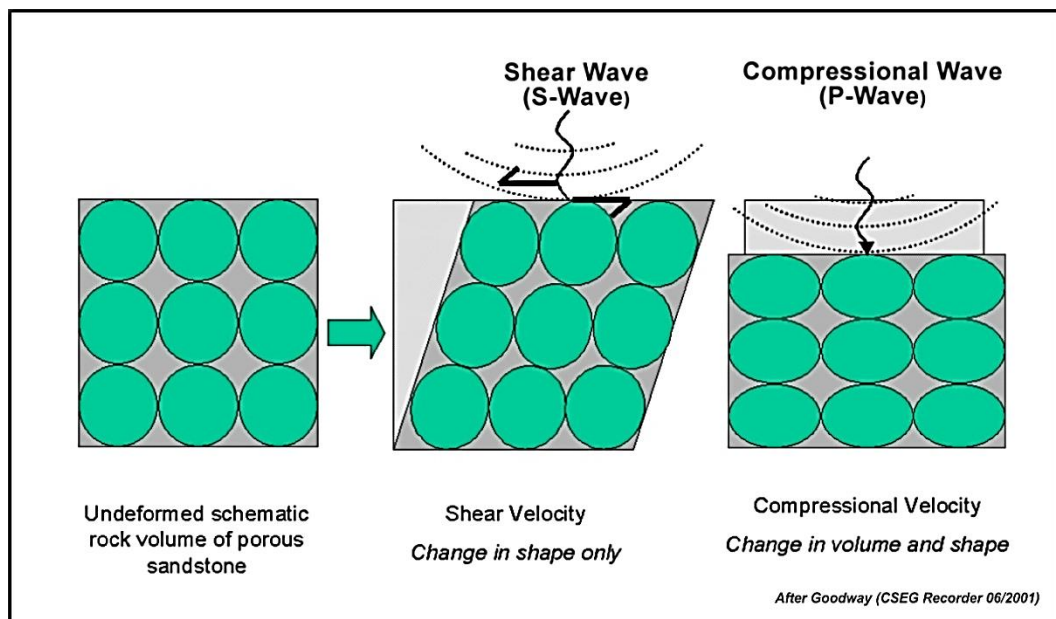


Gambar 3.15 Skema log sonic (Rider, 2002).

### 3.11 Sifat Fisika Batuan

#### 3.11.1 Kecepatan Gelombang $P$ ( $V_p$ ) dan gelombang $S$ ( $V_s$ ).

Tidak seperti densitas, kecepatan seismik mengikut sertakan deformasi batuan batuan sebagai fungsi dari waktu. Seperti yang ditunjukkan dalam **gambar 3.16**. Sebuah kubus batuan dapat mengalami kompresi (*compressed*), yang mengubah volume dan bentuk batuan, maupun *shear* (*sheared*), yang hanya mengubah bentuknya saja.



**Gambar 3.16** Skema deformasi batuan terhadap gelombang *Pressure* ( $P$ -wave) dan gelombang *Shear* ( $S$ -wave). (Goodway, 2001).

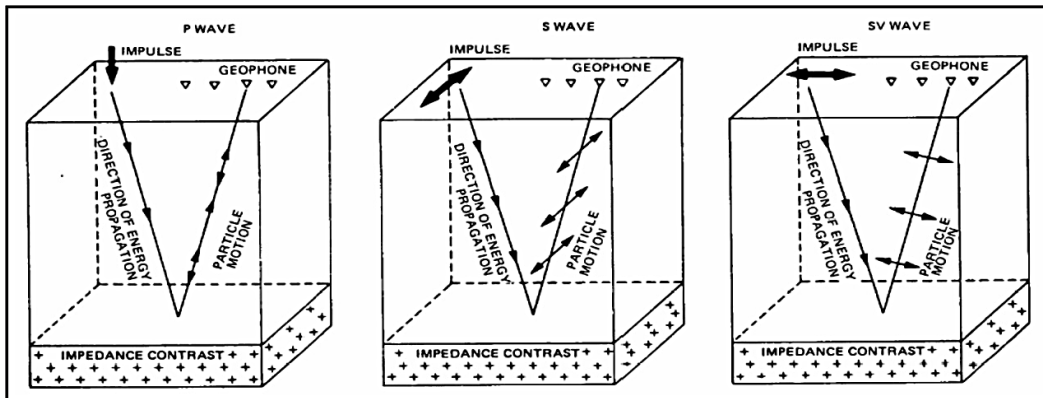
Berdasarkan hal tersebut munculah dua jenis kecepatan gelombang seismik, yaitu : kecepatan gelombang kompresi ( $V_p$ ) yang arah pergerakan partikelnya sejajar (longitudinal) dengan arah perambatan gelombang. Dan kecepatan gelombang *shear* ( $V_s$ ) dengan arah pergerakannya yang tegak lurus (transversal) dengan arah perambatan gelombang.

Perbandingan antara kecepatan gelombang  $P$  ( $V_p$ ) dengan kecepatan gelombang  $S$  ( $V_s$ ) direpresentasikan dengan menggunakan *poisson's ratio* ( $\sigma$ ) sebagai berikut :

$$\sigma = \frac{\gamma - 2}{2\gamma - 2} \quad \dots(4)$$

$$\gamma = \left( \frac{V_p}{V_s} \right)^2 \quad \dots(5)$$

Telah lama diketahui bahwa  $V_p/V_s$  dapat digunakan sebagai indikator litologi (Tatham, 1982). Lempung bila diasumsikan isotropik, selalu memiliki rasio  $V_p/V_s$  yang tinggi daripada reservoir pasir. Dalam karbonat, Rafavich (1984) menunjukkan bahwa  $V_p/V_s$  dapat digunakan untuk membedakan batugamping dari batu dolomit.  $V_p/V_s$  atau rasio impedansi juga telah berhasil digunakan untuk deteksi secara langsung hidrokarbon (*Direct Hydrocarbon Indicator* - DHI), terutama dengan teknik AVO karena  $V_s$  tidak sensitif terhadap perubahan fluida sementara  $V_p$  berubah terhadap saturasi dan jenis fluida yang berbeda sehingga menghasilkan perubahan  $V_p/V_s$ .



**Gambar 3.17** Skema perambatan kecepatan gelombang seismik, (Ensley, 1984).

Bentuk sederhana dari persamaan kecepatan  $P$ -wave dan  $S$ -wave diturunkan untuk batuan *non-porous* dan *isotropic*. Persamaan kecepatan menggunakan koefisien

Lambda ( $\lambda$  - *Lamé coefficient*), modulus *Bulk* ( $K$ ), dan modulus *Shear* ( $\mu$ ) dituliskan sebagai berikut :

$$Vp = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad \dots (6)$$

$$Vs = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad \dots (7)$$

Dimana :

$\lambda$  = Koefisien Lambda =  $K + 2/3 \mu$

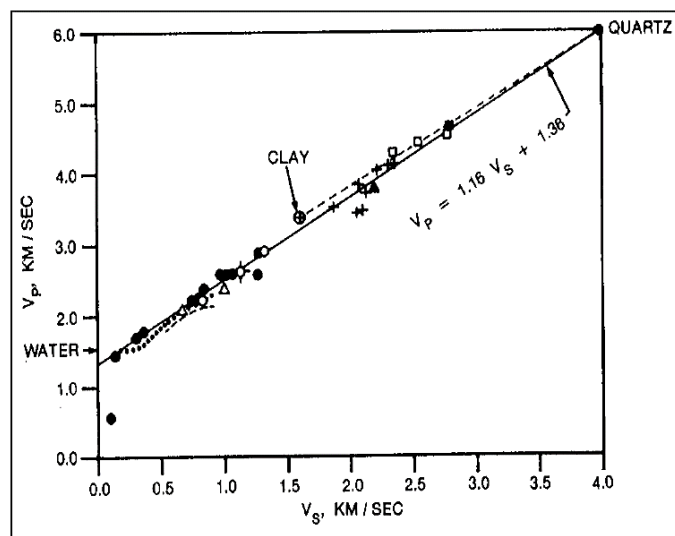
$K$  = Modulus Bulk

$\mu$  = Modulus Shear

$\rho$  = Densitas

### 3.11.2 Prediksi Log Vs

Castagna (1985) mempublikasikan persamaan empirik yang menghubungkan antara  $Vp$  dan  $Vs$  untuk silika batuan plastik yang tersaturasi air (*water saturated clastic silicated rock*). Korelasi antara  $Vp$  dan  $Vs$  disebut *mudrock line*.



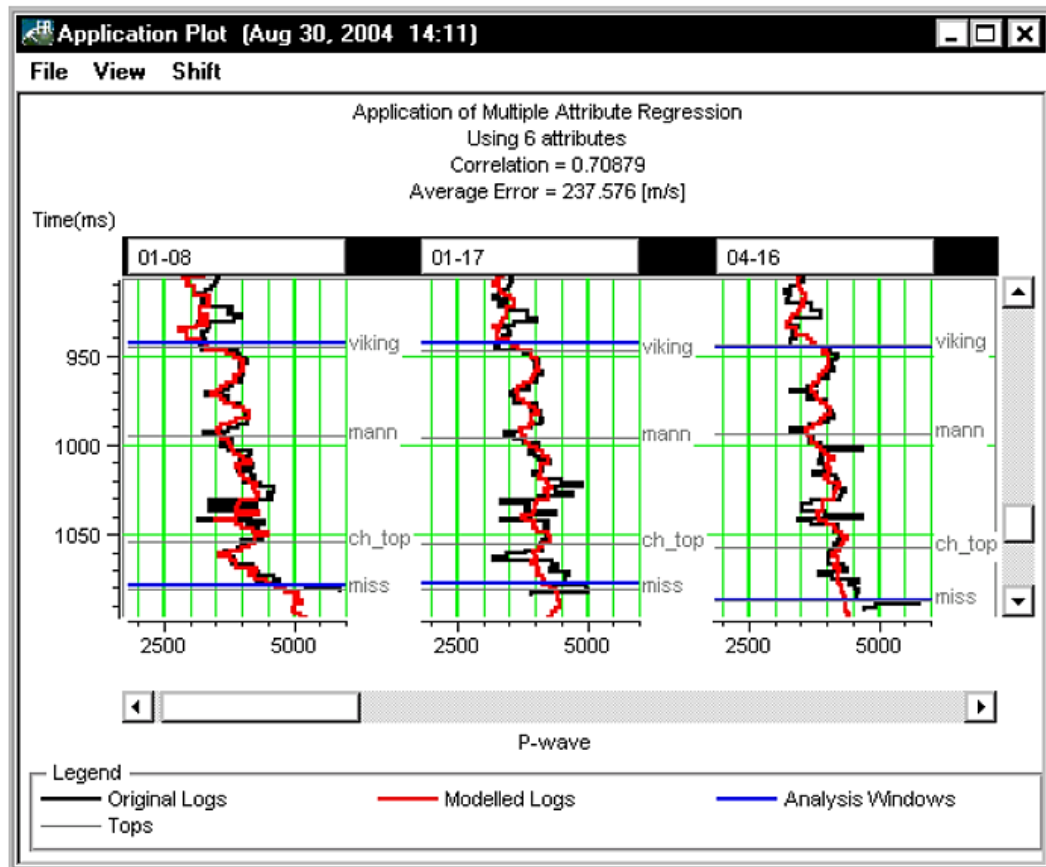
**Gambar 3.18** Hubungan antara  $Vp$  dan  $Vs$ , *mudrock line* (Castagna et al. Geophysics, 1985).

Meskipun *mudrock line* berguna untuk menurunkan  $V_s$  pada saat korelasi alternatif lain tidak bersedia, hubungan tersebut memiliki kelemahan, yaitu memberikan harga  $V_s$  yang *underestimate* pada *soft unconsolidate sands* dan beberapa *clean litified sands*, dan hanya valid pada batuan silika klastik tersaturasi air (Wang, 2001).

Untuk itu prediksi log  $V_s$  dapat dilakukan dengan metode multi-atribut, yang pada dasarnya merupakan metode statistik dengan menggunakan lebih dari satu atribut dapat memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Statistik dalam karakteristik reservoir digunakan untuk mengestimasi dan mensimulasikan hubungan spasial variabel pada nilai yang diinginkan pada lokasi yang tidak mempunyai dan sampel terukur. Hal ini didasarkan pada kenyataan yang sering terjadi di alam bahwa pengukuran suatu variabel di suatu area yang berdekatan adalah sama. Kesamaan antara dua pengukuran tersebut akan menurun seiring dengan bertambahnya jarak pengukuran.

Schultz et. Al. (1994) mengidentifikasi tiga sub-kategori utama pada teknik analisis multi-atribut geostatistik, yaitu :

1. Perluasan dari *co-kriging* untuk melibatkan lebih dari satu atribut input yang telah diberi bobot secara linear.
2. Metode yang menggunakan matriks kovariansi untuk memprediksi suatu parameter dari atribut *input* yang telah diberi bobot secara linear.
3. Metode yang menggunakan *Artificial Neural Networks (AANs)* atau teknik optimasi *non-linear* untuk mengkombinasikan atribut-atribut menjadi perkiraan dari parameter yang diinginkan.



**Gambar 3.19** Prediksi *P-wave* dengan menggunakan multi-atribut seismik (Russel, 2005)

### 3.11.3 Porositas

Porositas dapat diartikan sebagai perbandingan antara volume pori batuan dengan volume totalnya. Perbandingan ini umumnya dinyatakan dalam persen (%) maupun *fraction* yang dirumuskan dengan :

$$\text{Porositas } (\emptyset) = (\text{Volume pori} / \text{Volume totalnya}) \times 100\% \quad \dots(7)$$

Selain itu dikenal juga dengan istilah porositas efektif, yaitu apabila rongga-rongga di dalam batuan berhubungan dan telah dikoreksi dengan kandungan lempungnya, sehingga harga porositas efektifnya biasanya lebih kecil daripada rongga pori-pori total yang biasanya berkisar dari 10 % sampai 15 %. Porositas efektif dinyatakan dengan persamaan :

$$\text{Porositas Efektif } (\emptyset_e) = (V. \text{ pori bersambungan} / V. \text{ totalnya}) \times 100\% \quad \dots(8)$$

Penentuan porositas secara semi-kuantitatif mempergunakan skala visual sebagai berikut :

**Tabel 3.1** Pemerian porositas secara semi-kuantitatif (R. P Koesoemadinata, 1980).

| Porositas (%) | Pemerian                             |
|---------------|--------------------------------------|
| 0 - 5         | Dapat diabaikan ( <i>neiglible</i> ) |
| 5 -10         | Buruk ( <i>poor</i> )                |
| 10 – 15       | Cukup ( <i>fair</i> )                |
| 15 -20        | Baik ( <i>good</i> )                 |
| 20 -25        | Sangat baik ( <i>very good</i> )     |
| >25           | Istimewa ( <i>excelent</i> )         |

Pemeriksaan secara mikroskopis untuk jenis porositas dapat pula dilakukan secara kuantitatif. Antara lain ialah jenis :

1. Antar butir (*intergranular*), yaitu bahwa pori-pori terdapat diantara butir-butir.
2. Antar kristal (*interkristalin*), yaitu dimana pori-pori berada diantara kristal-kristal.
3. Celah dan rekah, yaitu rongga terdapat diantara celah-celah.
4. Bintik-bintik jarum (*point-point porosity*), berarti bahwa pori-pori merupakan bintik-bintik terpisah-pisah, tanpa kelihatan bersambungan.
5. Ketat (*tight*), yaitu butir-butir berdekatan dan kompak sehingga pori-pori kecil sekali dan hampir tidak ada porositas.

6. Padat (*dense*) berarti batuan sangat kecil sehingga hampir tidak ada porositas.
7. Gerowong (*vugular*), yang berarti rongga-rongga besar berdiameter beberapa mili dan kelihatan sekali bentuk-bentuknya tidak beraturan, sehingga porositasnya besar.
8. Bergua-gua (*cavernous*), yang berarti rongga-rongga besar sekali malahan benar-benar merupakan gua-gua, sehingga porositas sangat besar.

#### 3.11.4 Densitas

Densitas secara sederhana merupakan perbandingan antara massa (Kg) dengan volumenya (m<sup>3</sup>). Densitas merupakan salah satu parameter yang digunakan dalam persamaan kecepatan gelombang *P*, gelombang *S*, dan akustik impeedansi, dimana semuanya mempengaruhi respon gelombang seismik bawah permukaan.

Efek dari densitas dapat dimodelkan dalam Persamaan Wyllie (1) :

$$\rho_{sat} = \rho_m (1 - \phi) + \rho_w S_w \phi + \rho_{hc} (1 - S_w) \phi \quad \dots(9)$$

Dimana :

$\rho_b$  = Densitas *bulk* batuan

$\rho_m$  = Densitas matriks

$\rho_f$  = Densitas fluida

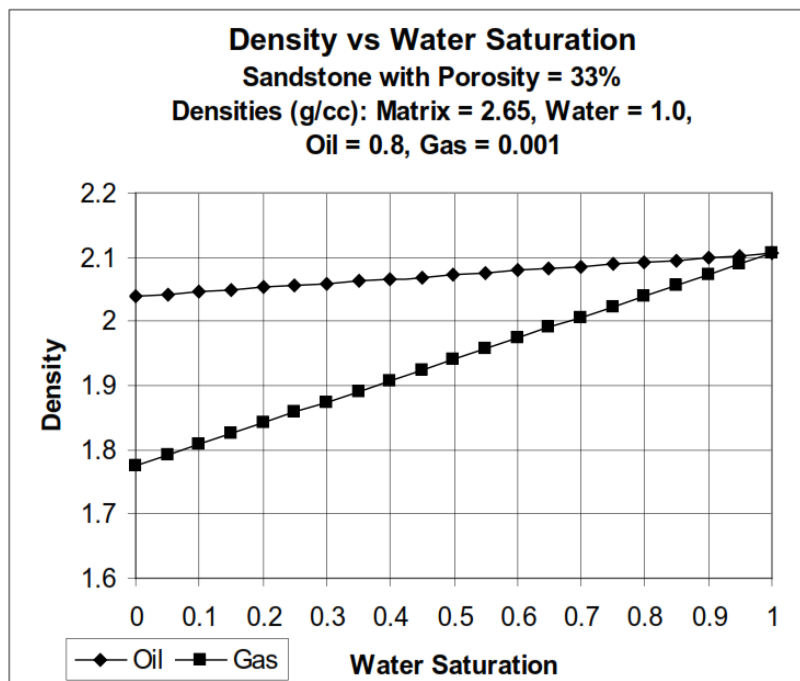
$\phi$  = Porositas batuan

$S_w$  = Saturasi air

$\rho_w$  = Densitas air (mendekati 1g/cm<sup>3</sup>)

$\rho_{hc}$  = Densitas hidrokarbon

Dalam **gambar 3.21** Diilustrasikan bahwa densitas batuan reservoir turun secara dramatis pada reservoir gas dari reservoir minyak. Karakter ini menjadi hal yang penting dalam interpretasi seismik reservoir tersebut.



**Gambar 3.20**  $S_w$  vs Densitas, aplikasi persamaan wyllie (Russel, 2012).

### 3.11.5 Rigiditas dan Inkompresibilitas

Rigiditas ( $\mu\rho$ ) dapat dideskripsikan sebagai seberapa besar material berubah bentuk terhadap *stress*. Rigiditas ( $\mu\rho$ ) sensitif terhadap matriks batuan. Semakin rapat matriksnya maka akan semakin sulit pula mengalami *slide over* satu dengan lainnya, sedangkan inkompresibilitas ( $\lambda\rho$ ) merupakan kebalikan dari kompresibilitas, yang didefinisikan sebagai besarnya perubahan volume (dapat dikompresi) bila dikenai *stress*. Semakin mudah dikompresi, maka semakin kecil harga inkompresibilitasnya begitu pula sebaliknya. Perubahan ini disebabkan oleh adanya perubahan pori daripada perubahan ukuran butirnya. Dua parameter diatas dapat diilustrasikan seperti pada **gambar 3.21**.



**Gambar 3.21** Ilustrasi material yang memiliki harga rigiditas dan kompresibilitas yang berbeda (PanCanada Petroleum, 2005)

Kartu dan lempung (kiri) memiliki rigiditas rendah karena mudah untuk *slide over* satu dengan yang lain. Batu bata dan batugamping memiliki rigiditas yang tinggi karena sulit *slide over* satu sama lain. Keduanya juga memiliki harga inkompresibilitas yang tinggi. Sebaliknya, spon dan pasir pantai (kanan) memiliki inkompresibilitas yang rendah. Fluida yang mengisi pori akan mempengaruhi harga kompresibilitasnya. Jika gas mengisi pori, maka batuan tersebut akan lebih mudah terkompresi daripada terisi oleh minyak ataupun air.

Goodway (1997) memperkenalkan suatu parameter yang berkaitan erat dengan rigiditas ( $\mu\rho$ ) dan inkompresibilitas parameter *lamé*'. Parameter yang dapat memperbaiki tingkat identifikasi zona reservoir karena sangat sensitif terhadap perubahan fluida dan variasi litologi yang dipresentasi dari perubahan-perubahan rigiditas ( $\mu\rho$ ), inkompresibilitas ( $\lambda\rho$ ) dan densitas ( $\rho$ ).

Secara matematis kedua parameter tersebut dapat diperoleh dari persamaan kecepatan gelombang  $P$  dan gelombang  $S$  yang telah dituliskan pada **persamaan (6)** dan **persamaan (7)**, yakni :

Rigiditas diturunkan dari kecepatan gelombang  $S$  ( $V_s$ ), sebagai berikut :

$$Z_s^2 = (V_s \cdot \rho)^2$$

$$Z_s^2 = (V_s)^2 \cdot (\rho)^2$$

$$Z_s^2 = \left( \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \right)^2 \cdot \rho^2$$

$$Z_s^2 = \frac{\mu}{\rho} \cdot \rho^2$$

$$Z_s^2 = \mu \cdot \rho \text{ (Rigidity)} \quad \dots(10)$$

dan untuk inkompresibilitas diturunkan dari kecepatan gelombang  $P$  ( $V_p$ ) sebagai berikut :

$$Z_p^2 = (V_p \cdot \rho)^2$$

$$Z_p^2 = (V_p)^2 \cdot (\rho)^2$$

$$Z_p^2 = \left( \sqrt{\frac{\lambda+2\mu}{\rho}} \right)^2 \cdot \rho^2$$

$$Z_p^2 = \frac{\lambda+2\mu}{\rho} \cdot \rho^2$$

$$Z_p^2 = \frac{\lambda+2\mu}{\rho} \cdot \rho^2$$

$$Z_p^2 = (\lambda + 2\mu)\rho$$

$$(V_p \cdot \rho)^2 = (\lambda\rho + 2\mu\rho)$$

$$\lambda\rho = (V_p \cdot \rho)^2 - 2\mu\rho$$

$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s \text{ (Incompressibility)} \quad \dots(11)$$

Dimana :

$Z_p$  = Impedansi Akustik (gr/cc.m/s)

$Z_s$  = Impedansi *Shear* (gr/cc.m/s)

$\rho$  = Densitas (gr/cc)

$\mu$  = Modulus *shear*

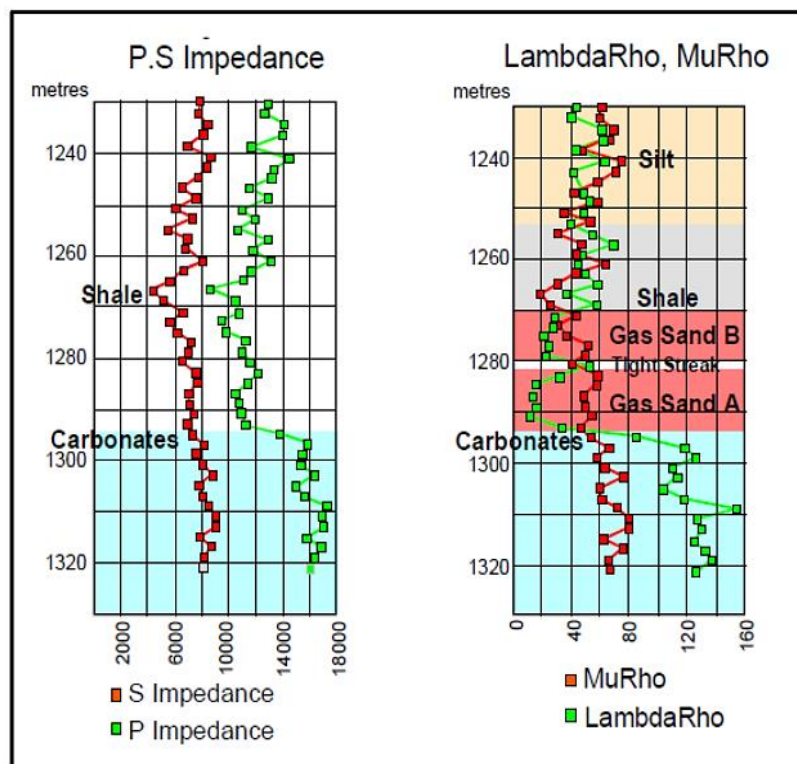
$V_p$  = Cepat rambat gelombang  $P$  (m/s)

$V_s$  = Cepat rambat gelombang  $S$  (m/s)

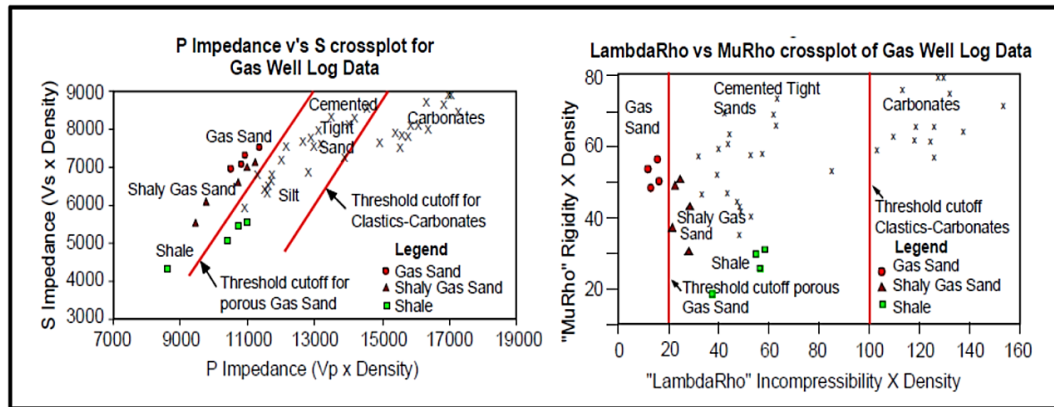
$\lambda$  = Modulus *bulk*

Rigiditas menggunakan parameter moduli, berfungsi sebagai indikator litologi karena bersifat sensitif terhadap matriks batuan dan tidak dipengaruhi oleh kehadiran fluida. Inkompresibilitas tidak secara langsung diukur pada batuan seperti rigiditas. Tetapi seperti yang telah ditulis dalam **persamaan (10)**, ekstrasi ( $\lambda\rho$ ) dilakukan dengan menghilangkan efek rigiditas akibat matriks batuan dan meningkatkan sensitifitas terhadap fluida pengisi batuan pori, (Razi, 2007).

Goodway mendemonstrasikan bagaimana analisis *LMR* dapat digunakan untuk mengidentifikasi *gas sand*. Hal ini berasal dari separasi dari respon dari kedua parameter ( $\lambda\rho$ ) dan ( $\mu\rho$ ) terhadap *gas sand* vs *shales*. Selain itu, LMR juga dapat mendeteksi *tight shale* atau *shale zone* yang tipis, seperti yang terdapat pada **gambar 3.22**, terlihat jelas keberadaan *shale tipis* memisahkan dua zona gas A dan gas B (Anderson dan Grey, 2001).



**Gambar 3.22** Interpretasi log P&S impedance & Lambda – Rho, Mu – Rho sumur Lower Cretaceous gas sand di Alberta (Goodway, 1997).



**Gambar 3.23** Interpretasi *cross plot Lambda-rho vs Mu-Rho* sumur *Lower Cretaceous gas sand* di *Alberta* (Goodway, 1997).

Tabel di bawah menunjukkan membenaran dan kelebihan penggunaan parameter rigiditas dan inkompresibilitas dalam analisis petrofisika yang dikemukakan oleh Bill Goodway tahun 1997 untuk mendeterminasi antara lempung (*shale*) dan pasir terisi gas (*gas sand*).

**Tabel 3.2** Analisis petrofisika menggunakan parameter *Lamé'* (Goodway, 1997).

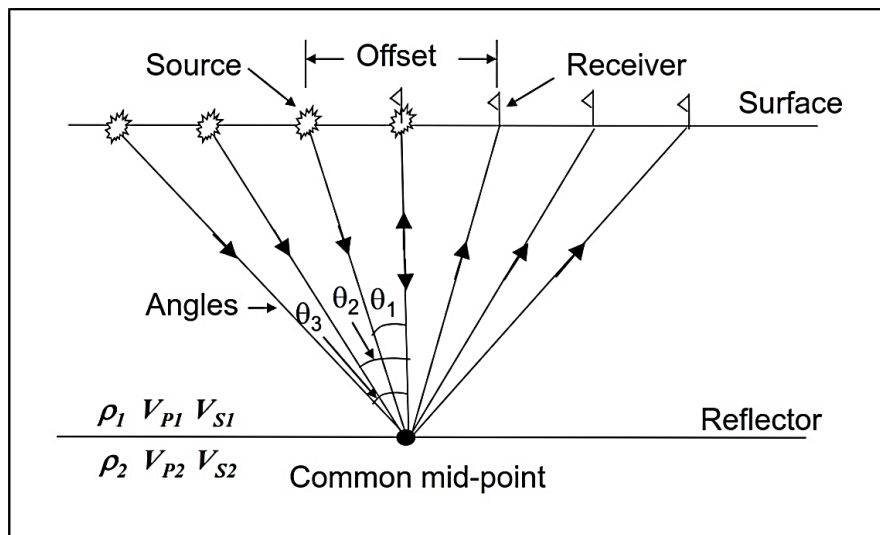
|                                      | Vp<br>(m/s) | Vs<br>(m/s) | $\rho$<br>(g/cc) | Vp/Vs | (Vp/Vs) <sup>2</sup> | $\sigma$ | $\lambda + 2\mu$ | $\mu$  | $\lambda$ | $\lambda/\mu$ |
|--------------------------------------|-------------|-------------|------------------|-------|----------------------|----------|------------------|--------|-----------|---------------|
| <i>Shale</i>                         | 2898        | 1290        | 2,425            | 2,25  | 5,1                  | 0,38     | 20,37            | 4,035% | 12,3      | 3,1           |
| <i>Gas Sand</i>                      | 2857        | 1666        | 2,275            | 1,75  | 2,9                  | 0,24     | 18,53            | 6,314  | 5,9       | 0,9           |
| <i>Avg.change</i>                    | 1,4%        | 25%         | 6,4%             | 27%   | 55%                  | 45%      | 9,2%             | 44%    | 70%       | 110%          |
| (moduli $\lambda, \mu$ are in GPa's) |             |             |                  |       |                      |          |                  |        |           |               |

### 3.12 Amplitude Variation with Offset (AVO)

AVO pertama kali ditujukan sebagai suatu teknik untuk memvalidasi anomali amplitudo pada seismik yang berasosiasi dengan kehadiran gas pada reservoir (Ostrander, 1982). Anomali amplitudo muncul sebagai akibat dari penurunan koefisien refleksi gelombang seismik secara drastis dari puncak lapisan

mengandung gas bila dibandingkan dengan koefisien refleksi dari lapisan-lapisan sekitarnya. Fenomena ini dinamakan dengan *bright spot*. Dalam praktiknya tidak semua *bright spot* menunjukkan keberadaan gas karena seperti sisipan batubara, lapisan-lapisan yang sangat berpori ataupun rekah-rekah, lapisan garam, konglomerat, *turbidit*, dan *tuning effect* dari lapisan-lapisan tipis dapat juga menampilkan anomali tersebut (Suprajitno, 1994). AVO dikembangkan untuk mereduksi ambiguitas tersebut diatas.

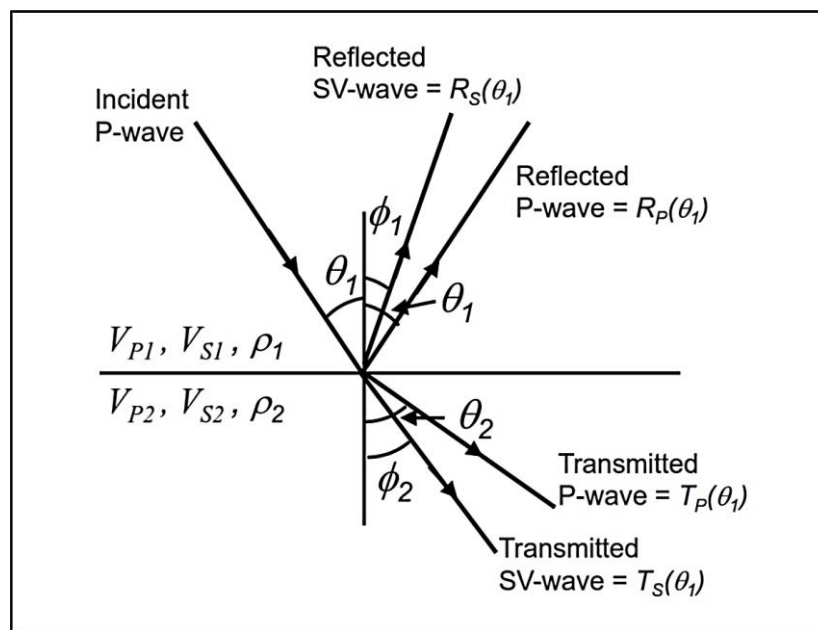
Prinsip AVO, yaitu berasal dari adanya suatu anomali, yaitu bertambahnya amplitudo sinyal refleksi terhadap pertambahan jarak sumber gelombang seismik ke penerima (*offset*), apabila gelombang seismik dipantulkan oleh lapisan batuan berisi gas (Suprajitno, 1994). Jarak sumber ke penerima ini (*offset*) berhubungan dengan sudut datang sinar seismik (*angle of incidence*) terhadap bidang pemantulan. Semakin besar *offset*, maka semakin besar pula sudut datangnya.



**Gambar 3.24** Angle vs Offset pada gelombang seismik (Russell, 2012).

AVO muncul akibat adanya partisi energi pada bidang reflektor. Sebagian energi dipantulkan dan sebagian lainnya ditransmisikan. Ketika gelombang seismik

menuju batas lapisan pada sudut datang tidak sama dengan nol maka konversi gelombang  $P$  menjadi gelombang  $S$  terjadi. Amplitudo dari energi yang terefleksikan dan tertransmisikan tergantung pada sifat fisik diantara bidang reflektor. Sebagai konsekuensinya koefisien refleksi menjadi fungsi dari kecepatan gelombang  $P$  ( $V_p$ ), kecepatan gelombang  $S$  ( $V_s$ ), densitas ( $\rho$ ) dari setiap lapisan, serta sudut datang ( $\theta_1$ ) sinar seismik. Oleh karena itu terdapat empat kurva yang dapat diturunkan, yaitu : Amplitudo refleksi dan transmisi gelombang  $P$ , amplitudo refleksi dan transmisi gelombang  $S$ , seperti yang ditunjukkan dalam **gambar 3.25** berikut:



**Gambar 3.25** Partisi energi seismik pada bidang reflektor (Russell, 2012).

Persamaan dasar *AVO* pertama kali diperkenalkan oleh Zoeppritz (1919) yang menggambarkan koefisien refleksi dan transmisi sebagai fungsi dari sudut datang pada media elastik (*density, P-wave velocity, and S-wave velocity*). Knott dan Zoeppritz melakukan analisis koefisien refleksi berdasarkan hal tersebut dan persamaannya dapat dituliskan dalam bentuk persamaan matriks.

$$\begin{bmatrix} \sin\theta_1 & \cos\theta_1 & -\sin\theta_2 & \cos\theta_2 \\ -\cos\theta_1 & \sin\theta_1 & -\cos\theta_2 & -\sin\theta_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\theta_2 & \frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2^2}{\rho_1 \alpha_2 \beta_1^2} \sin 2\theta_1 & \frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2}{\rho_2 \beta_2} \cos 2\theta_1 \\ \cos 2\theta_1 & -\frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\theta_1 & -\frac{\rho_2 \alpha_2}{\rho_2 \alpha_2} \cos 2\theta_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\theta_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin\theta_1 \\ -\cos\theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\theta_1 \end{bmatrix} \quad \dots(12)$$

Dimana :

- |                                     |                                       |
|-------------------------------------|---------------------------------------|
| A = Amplitudo gelombang P refleksi  | $\theta_1$ = Sudut datang gelombang P |
| B = Amplitudo gelombang S refleksi  | $\theta_2$ = Sudut bias gelombang P   |
| C = Amplitudo gelombang P transmisi | $\phi_1$ = Sudut pantul gelombang S   |
| D = Amplitudo gelombang S transmisi | $\phi_2$ = Sudut bias gelombang S     |
| $\alpha$ = Kecepatan gelombang P    | $\rho$ = Densitas                     |
| $\beta$ = Kecepatan gelombang S     |                                       |

Aki, Richard, dan Frasier kemudian mendekati Persamaan Zoeppritz menjadi tiga bentuk, bentuk pertama mengikutkan densitas, bentuk kedua mengikutkan  $V_p$  dan bentuk ketiga mengikutkan  $V_s$ .

$$R(\theta) = a \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + b \frac{\Delta\rho}{\rho} + c \frac{\Delta\beta}{\beta} \quad \dots (13)$$

Dimana :

$$a = \frac{1}{(\cos^2\theta)} = \frac{1}{2} + \tan^2\theta ; \quad b = 0.5 - \left[ \left( \frac{2V_s}{V_p} \right) \sin^2\theta \right] ; \quad c = - \left( \frac{4V_s^2}{V_p^2} \right) \sin^2\theta ;$$

$$V_p = \frac{(V_{p1} + V_{p2})}{2} ; \quad V_s = \frac{(V_{s1} + V_{s2})}{2} ; \quad \rho = \frac{(\rho_1 + \rho_2)}{2} ;$$

$$\Delta V_p = (V_{p1} - V_{p2}) ; \quad \Delta V_s = (V_{s1} - V_{s2}) ; \quad \rho = (\rho_1 + \rho_2) ;$$

$$\theta = \frac{(\theta_1 + \theta_2)}{2} ; \quad \theta_t = \arcsin \left[ \frac{V_{p2}}{V_{p1}} \right] \sin\theta_i$$

Smith dan Gidlow (1978) menyusun kembali Persamaan Aki-Richard menjadi :

$$R(\theta) = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) - 2 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \left( 2 \frac{\Delta\beta}{\beta} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \sin^2\theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} \tan^2\theta \quad \dots (14)$$

Dimana :  $\alpha = Vp$  ;  $\beta = Vs$

Kemudian dilakukan reduksi terhadap pengaruh densitas dengan menggunakan Persamaan Gardner :

$$\rho = c\alpha^{1/4} \quad \dots(15)$$

Dideferensialkan menjadi :

$$\Delta\rho/\rho = \frac{1}{4} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad \dots(16)$$

Dengan dilakukan distribusi persamaan 6 dan 7, maka didapatkan :

$$R(\theta) = a \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + b \frac{\Delta\beta}{\beta} \quad \dots(19)$$

Dimana :

$$a = \frac{5}{8} - \frac{\beta^2}{\alpha^2} \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \tan^2 \theta \quad \text{dan} \quad b = -4 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \sin^2 \theta$$

Perhitungan koefisien refleksi gelombang  $P$  dari persamaan Zeoppritz disederhanakan oleh Shue (1985) :

$$R(\theta) = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) - 2 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \left( 2 \frac{\Delta\beta}{\beta} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} \tan^2 \theta \quad \dots(20)$$

Dimana :

$$\sigma = \frac{(\sigma_1 + \sigma_2)}{2} ; \quad A_0 = B - 2(1 + B) \frac{1 - 2\sigma}{1 - \sigma} ; \quad \text{dan} \quad B = \frac{\Delta\alpha/\alpha}{\Delta\alpha/\alpha + \Delta\rho/\rho}$$

Dengan :  $\sigma$  = Rata-rata *poisson ratio*

$\Delta\sigma$  = Perbedaan  $\sigma$  yang melewati bidang batas =  $\sigma_2 - \sigma_1$

$\alpha$  = Rata-rata kecepatan gelombang  $P$  =  $\frac{\alpha_1 - \alpha_2}{2}$

$\Delta\alpha$  = Perbedaan  $Vp$  yang melewati bidang batas =  $\alpha_2 - \alpha_1$

$\theta$  = Rata-rata sudut datang dan sudut transmisi =  $\frac{\theta_2 - \theta_1}{2}$

$\rho$  = Rata-rata densitas formasi =  $\frac{\rho_2 - \rho_1}{2}$

$\Delta\rho$  = Rata-rata sudut datang dan sudut transmisi =  $\rho_2 - \rho_1$

Hiltermay membuat penyederhanaan Persamaan Shuey dengan membuat asumsi sebagai berikut :

1. Hanya menggunakan bentuk pertama dan kedua dengan nilai

$$\rho_1 \tan^2 - \sin^2 \theta \ll \sin^2 \theta$$

2. Menggunakan  $\sigma = 1/3$  , sehingga  $A_0 = 1$

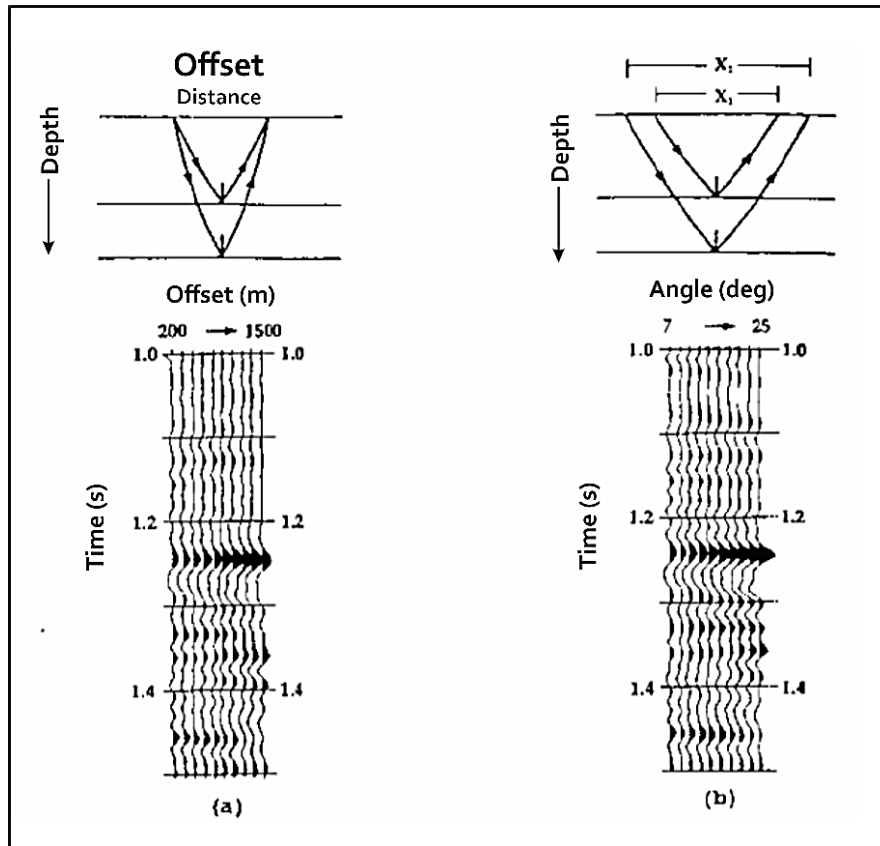
Kemudian **persamaan 20** menjadi :

$$R(\theta) = R_p \cos^2 \theta + \frac{9}{4} \Delta \sigma \sin^2 \theta \quad \dots(21)$$

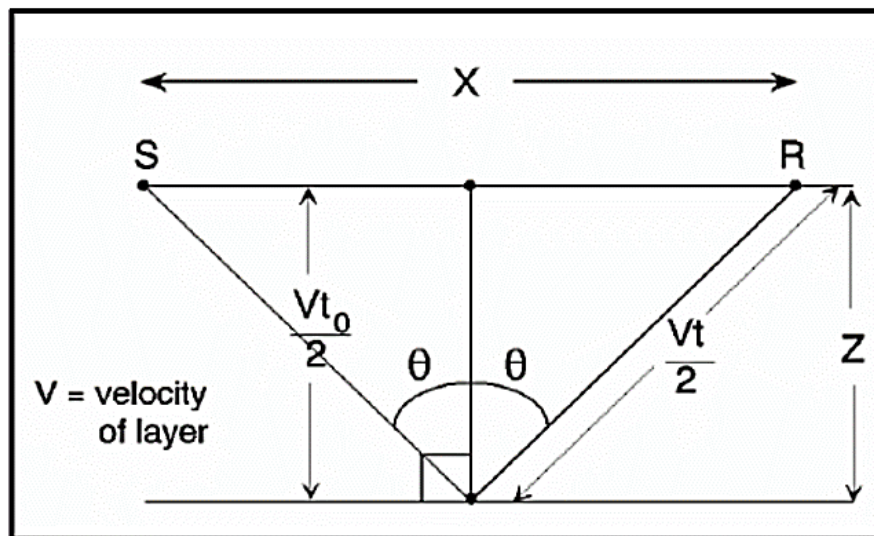
Dari hasil akhir tersebut dapat disimpulkan bahwa respon AVO sangat dipengaruhi oleh  $R_p$  pada sudut kecil dan akan sangat dipengaruhi oleh  $\Delta \sigma$  pada sudut yang lumayan besar.

Analisis kuantitatif AVO dilakukan dalam *common-mid-point-gather* (atau *super-gather*, atau *common offset gather*, dsb). Tiap harga amplitudo dari setiap *offset* dalam *gather* secara sederhana diregresi secara linear untuk simplifikasi hubungan antara amplitudo terhadap *offset*. Dari sini munculah atribut AVO, yaitu *intercept* dan *gradient* dari garis tersebut yang menggambarkan hubungan respon amplitudo terhadap sudut datang sinar seismik.

Persamaan Zoeppritz dan Shuey merupakan fungsi dari sudut datang sinar seismik. Bagaimanapun, rekaman seismik sebagai fungsi dari jarak *offset*, sehingga perlu dilakukan konversi dari jarak *offset* menjadi besaran sudut datang. Pendekatan sederhananya menggunakan sinar lurus **Gambar 3.26** dan **Gambar 3.27** :



**Gambar 3.26** Respon AVO (a) dan transformasinya menjadi respon AVA (*Amplitudo versus Angle*) (b), (Russell, 1999).



**Gambar 3.27** Geometri jejak sinar seismik untuk satu bagian *shot-reciever* pada media yang memiliki kecepatan konstan (Russell, 1999).

Hubungan antara *offset* dengan sudut dapat diturunkan sebagai berikut :

$$\tan \theta = X/2Z \quad \dots(22)$$

Dimana :

$\theta$  = Sudut datang

$X$  = *Offset*

$Z$  = Kedalaman

Jika kita mengetahui kecepatan media, maka kita dapat menuliskan persamaan :

$$Z = V \cdot t_0/2 \quad \dots(23)$$

Dimana :

$V$  = Kecepatan (*RMS* atau rata-rata),

$t_0$  = Waktu rambat *zero offset*

Dengan mendistribusikan **persamaan (22)** ke dalam **persamaan (23)** akan didapatkan :

$$\tan \theta = X/V \cdot t_0 \quad \dots(24)$$

Sehingga ;

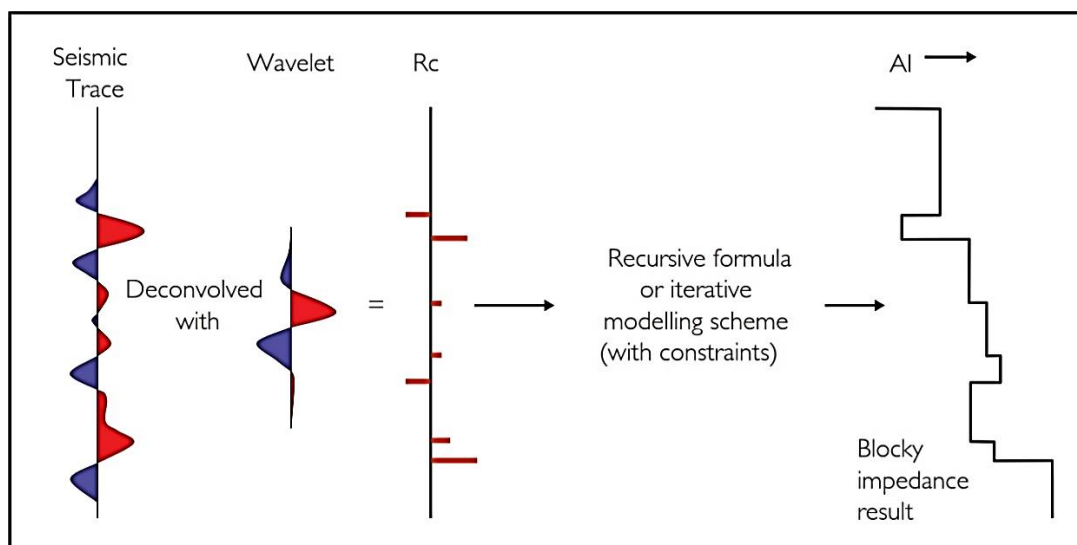
$$\theta = \tan^{-1} [X/V \cdot t_0] \quad \dots(25)$$

Dengan menggunakan persamaan ini, jarak *offset* dapat ditransformasikan menjadi sudut.

Walaupun analisis *AVO* bertumpu kepada bertambahnya amplitudo sinyal refleksi terhadap *offset*, akan tetapi ada batas maksimum dari lebar *offset*. Batas maksimum ini adalah *offset* yang bersesuaian dengan sudut kritis. Di atas sudut kritis tingkah laku sinyal terpantul tidak sebagaimana yang dijadikan pegangan dalam analisis *AVO*.

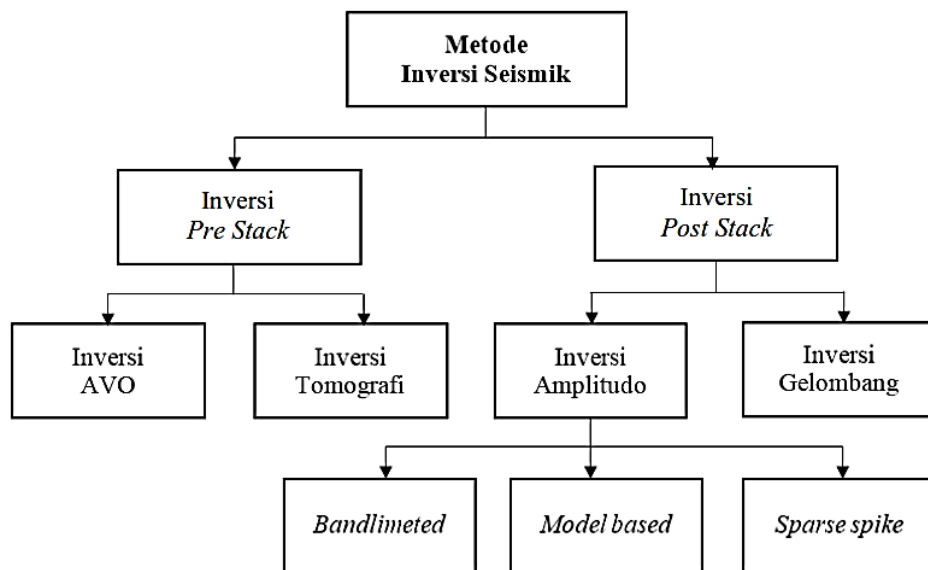
### 3.13 Inversi Seismik

Inversi seismik didefinisikan sebagai teknik pemodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrolnya, (Sukmono, 2002). Inversi seismik juga disebutkan sebagai proses ekstraksi sifat fisika geologi bawah permukaan dari data seismik (Hampson & Russel, 2005). Tujuan dasar dari inversi seismik adalah melakukan transformasi data seismik refleksi menjadi nilai kuantitatif sifat fisik serta deskripsi reservoir (Pendrel, 2001).



**Gambar 3.28** Konsep inversi *trace* seismik (Rob, 2014).

Metode inversi seismik dapat dibagi menjadi beberapa kategori seperti yang ditunjukkan melalui **Gambar 3.29**. Inversi *pre-stack* dapat digunakan untuk melihat pengaruh fluida yang memberikan efek perubahan amplitudo terhadap *offset*. Salah satu Inversi *pre-stack* adalah Inversi Simultan (*Simultaneous Inversion*) yang menggunakan data *range-limited-stack*, sehingga efek perubahan amplitudo terhadap *offset* telah diperhitungkan pengaruhnya. Karena analisis yang dilakukan menggunakan metode seismik inversi, maka yang diberikan adalah sifat lapisan batuan, bukan seperti AVO konvensional yang merupakan sifat batas lapisan batuan

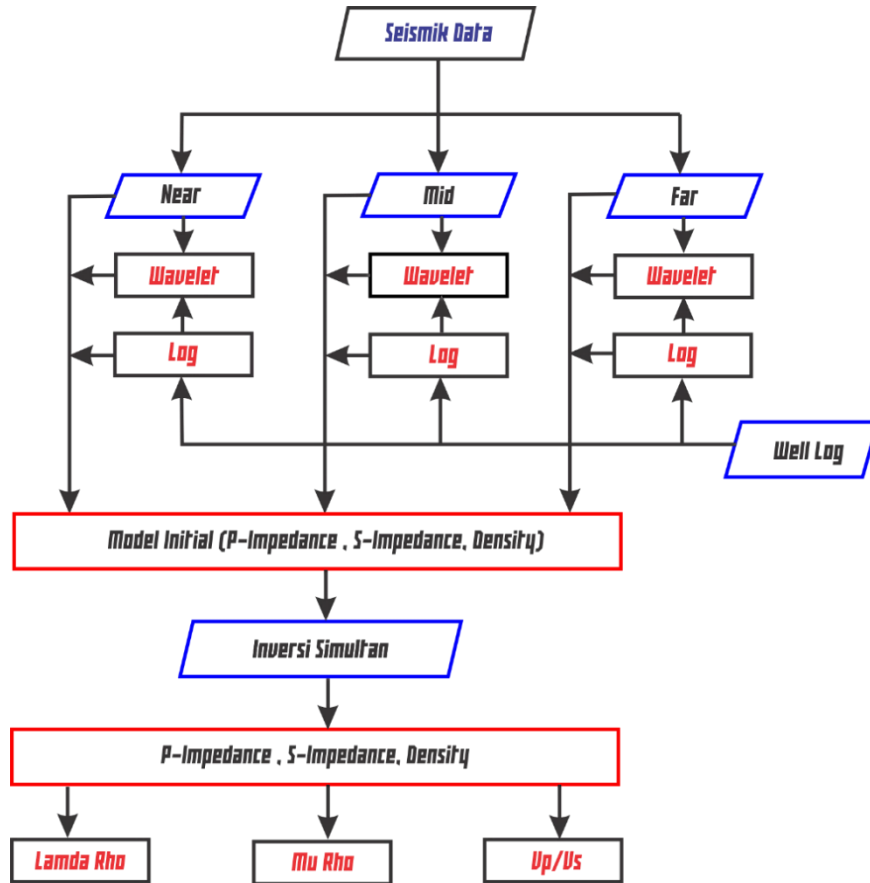


**Gambar 3.29** Pembagian kategori metode inversi seismik (Russell, 1999).

### 3.14 Inversi Simultan

**Gambar 3.30**, menunjukkan *workflow* dari inversi simultan oleh Fugro-Jason. Dalam *workflow* ini, inversi simultan dilakukan dengan menggabungkan *partial seismic angle stack* secara simultan dilakukan dengan model frekuensi rendah dan dikonvolusi oleh *wavelet* yang diekstrak dari tiap *angle stack* untuk mendapatkan jumlah/kuantitas ini diubah menjadi rasio  $V_p/V_s$ ,  $\Lambda$ -rho dan  $\mu$ -rho.

Metode ini sebenarnya perbaikan untuk menyelesaikan masalah dalam perhitungan sudut independen yang tidak menggunakan hubungan properti batuan antar variabel untuk latar belakang kasusnya. Masalah juga muncul dalam perhitungan sudut independen ketika menggabungkan data dengan frekuensi yang berbeda karena akan menciptakan *noise* atau gangguan.



**Gambar 3.30** Menunjukkan *workflow* inversi simultan (Fugro-Jason, 1993).

Persamaan Zoeppritz menjelaskan hubungan antara sudut datang (*incident*) dan amplitudo refleksi gelombang pada bidang elastik. Aki dan Richard (1980), menyederhanakan Persamaan Zoeppritz menjadi pendekatan Persamaan Zoeppritz orde-1 untuk koefisien refleksi. *Fatti et al* memodifikasi persamaan linearisasi ini sehingga koefisien refleksi *P-P*,  $R_{pp}$  adalah

$$R_{pp}(\theta) = c_1 R_p + c_2 R_s + c_3 R_D \quad \dots(26)$$

Dimana :

$$R_p = \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\Delta \rho} \right]; \quad R_s = \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\Delta \rho} \right]; \quad R_D = \left[ \frac{\Delta \rho}{\Delta \rho} \right];$$

dan

$$C_1 = 1 + \tan^2 \theta; \quad C_2 = -8\gamma^2 \sin^2 \theta; \quad C_3 = \frac{1}{2} \tan^2 \theta + 2\gamma^2 \sin^2 \theta; \quad \gamma = \frac{V_p}{V_s};$$

Kemudian dengan mengubah persamaan reflektivitas  $R_P$ ,  $R_S$ , dan  $R_D$  menjadi fungsi impedansi  $P$ , impedansi  $S$ , dan kontras densitas dan memberikan efek *wavelet* pada masing-masing reflektivitas maka didapatkan persamaan *trace* seismik ( $T$ ), yaitu :

$$T(\theta) = \frac{1}{2} c_1 W(\theta) DL_p + \frac{1}{2} c_2 W(\theta) DL_s + \frac{1}{2} c_3 W(\theta) DL_d \quad \dots(27)$$

Dengan

$W$  = *Wavelet*

$L_p$  = Logaritma natural Impedansi  $P$

$L_s$  = Logaritma natural Impedansi  $S$

$L_d$  = Logaritma natural densitas

$\theta$  = Sudut datang

**Persamaan 3.32** merupakan persamaan *trace* seismik ( $T$ ), pada sudut tertentu sebagai fungsi dari impedansi  $P$ , impedansi  $S$ , dan kontras densitas. Persamaan ini dikontrol oleh *wavelet* yang berbeda untuk sudut datang tertentu. Untuk mengestimasi impedansi  $P$  dan impedansi  $S$  serta densitas harus mempertimbangkan fakta bahwa densitas dan impedansi terkait satu dengan yang lain (Joko, 2011). Persamaan ini diharapkan dapat mewakili tren air (*wet trend*) dengan asumsi bahwa kondisi basah dapat dimodelkan sebagai rasio konstan antara  $V_p/V_s$ .

$$\frac{V_s}{V_p} = \gamma = \text{konstan} \quad \dots(28)$$

Secara umum persamaan ini dapat ditulis :

$$\ln(Z_s) = \ln(Z_p) + \ln(\gamma) \quad \dots(29)$$

Kemudian dengan Persamaan Gardner (Russel et al., 2005) hubungan antara densitas dan impedansi  $P$  adalah :

$$\rho = aV_p^b \quad \dots(30)$$

$$\ln(\rho) = \frac{b}{1+b} \ln(Z_p) + \frac{\ln(a)}{1+b} \quad \dots(31)$$

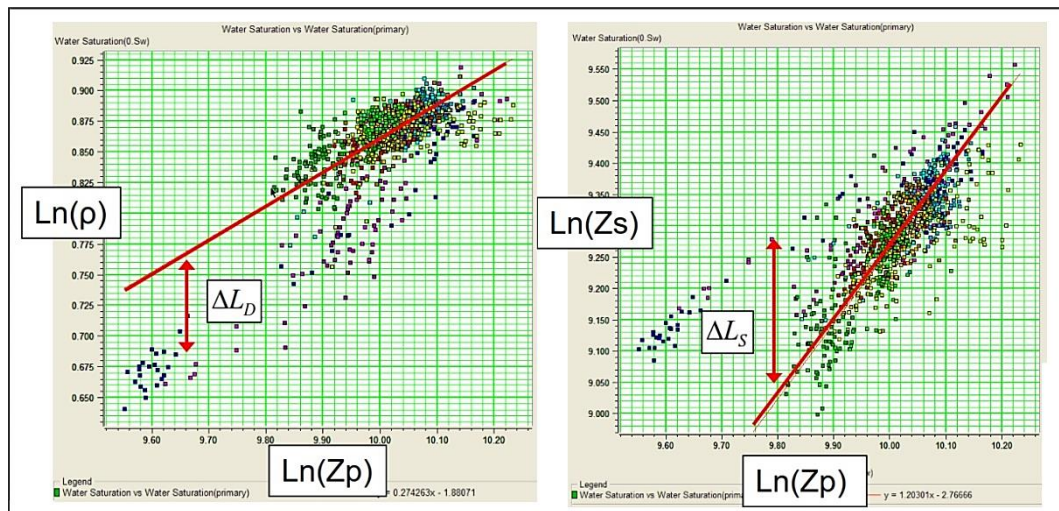
Dimana,  $\rho$  adalah densitas;  $V_p$  adalah kecepatan gelombang  $P$  dan  $a$  dan  $b$  adalah konstan untuk masing-masing batuan (Gardner et al, 1974). Dari asumsi ini akan terungkap bahwa ada hubungan secara linier antara  $\ln Z_p$  ( $L_p$ ) dan  $\ln Z_s$  ( $L_s$ ) antara  $L_p$  dan  $\ln \rho$  ( $L_d$ ) yang diungkapkan pada persamaan :

$$\ln(Z_s) = k \ln(Z_p) + kc + \Delta L_s \quad \dots(32)$$

$$\ln(Z_D) = m \ln(Z_p) + kc + \Delta L_D \quad \dots(33)$$

Dimana koefisien  $k$ ,  $kc$ ,  $m$  dan  $mc$  akan ditentukan oleh analisis data log sumur.

**Gambar 3.31** menggambarkan hubungan antara  $\ln(Z_p)$  vs  $\ln(Z_s)$  dan  $\ln$  (densitas) dari data log sumur. Koefisien regresi diperoleh dengan cara membuat garis lurus pada tren dari data. Penyimpangan menjauhi garis lurus,  $\Delta L_D$  dan  $\Delta L_s$  adalah anomali fluida yang diinginkan.



**Gambar 3.31** Crossplot dari  $\ln(Z_p)$  vs  $\ln(Z_p)$  dan  $\ln(Z_p)$ , terdapat juga garis lurus regresi mengikuti tren datanya (Russel, 2012).

Selanjutnya dari **persamaan (33)** dan **persamaan (34)** dimasukkan kedalam persamaan (30), Maka Persamaan Aki Richard menjadi :

$$T(\theta) = c'_1 W(\theta) DL_p + \frac{1}{2} c'_2 W(\theta) DL_s + \frac{1}{2} c'_3 W(\theta) DL_D \quad \dots(34)$$

Dimana :

$$c'_1 = \left(\frac{1}{2}\right) c_1 + \left(\frac{1}{2}\right) k c_2 + m c_3$$

$$c'_2 = \left(\frac{1}{2}\right) c_2$$

$W(\theta)$  = Wavelet pada sudut ( $\theta$ ) ; D adalah operator derivatif

$$L_p = \ln (Z_p)$$

$$L_D = \ln (\rho)$$

Dengan asumsi terdapat tiga *partial-stack trace* seismik dengan sudut yang berbeda maka terdapat tiga persamaan. Penyelesaian persamaan ini akan diperoleh  $L_p$ ,  $\Delta L_s$ ,  $\Delta L_D$ . Hasil akhir dari inversi simultan akan didapat impedansi  $P$  ( $Z_p$ ), impedansi ( $Z_s$ ), dan densitas ( $\rho$ ).

$$Z_p = \exp(L_p) \quad \dots(35)$$

$$Z_s = \exp(kL_p + k_c + \Delta L_s) \quad \dots(36)$$

$$\rho = \exp(mL_p + m_c + \Delta L_D) \quad \dots(37)$$

## IV. METODE PENELITIAN

### 4.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian dengan judul “**Analisis Inversi Seismik Simultan untuk Memprediksi Penyebaran Reservoir Batupasir pada Lapangan “Kairos” Cekungan Sumatera Selatan.**”, dilaksanakan di *Geology and Geophysics Departement (G&G)*, PT. Pertamina EP Asset 2 Prabumulih, Sumatera Selatan dan dilanjutkan di laboratorium Teknik Geofisika, Universitas Lampung. Penelitian ini dimulai dari bulan Febuari hingga Desember 2017.

**Tabel 4.1** Jadwal pelaksanaan penelitian Tugas Akhir

| No | Kegiatan                     | Feb |   |   |   | Mar |   |   |   | Sept | Okt | Nov | Des |
|----|------------------------------|-----|---|---|---|-----|---|---|---|------|-----|-----|-----|
|    |                              | 1   | 2 | 3 | 4 | 1   | 2 | 3 | 4 |      |     |     |     |
| 1  | Studi Literatur              |     |   |   |   |     |   |   |   |      |     |     |     |
| 2  | Pengumpulan Data             |     |   |   |   |     |   |   |   |      |     |     |     |
| 3  | Pengolahan Data dan Analisis |     |   |   |   |     |   |   |   |      |     |     |     |
| 4  | Interpretasi dan Diskusi     |     |   |   |   |     |   |   |   |      |     |     |     |
| 5  | Penyusunan Laporan           |     |   |   |   |     |   |   |   |      |     |     |     |
| 6  | Presentasi dan Evaluasi      |     |   |   |   |     |   |   |   |      |     |     |     |

### 4.2 Perangkat Keras dan Perangkat Lunak

Adapun alat dan bahan yang digunakan dalam penelitian adalah sebagai berikut :

1. Laptop Acer Aspire E 14, Processor Intel core i3, 4GB DDR3 L Memory.

#### 4.2.1 Perangkat Lunak

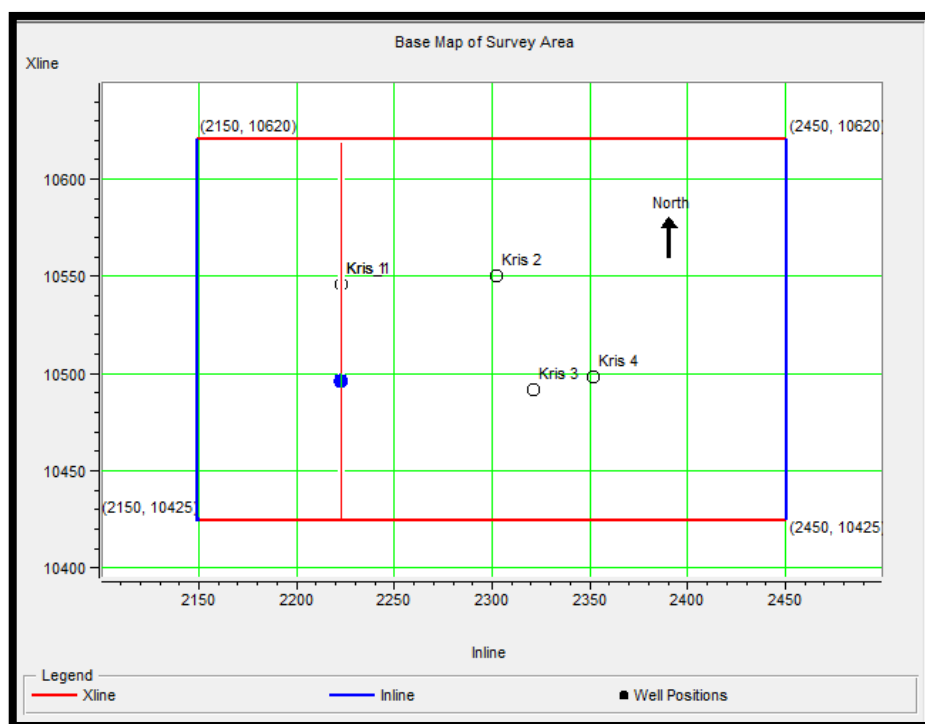
1. OS. *Windows 10 Ultimate 64-bit*, sebagai basis sistem operasi pada *software-software* yang digunakan
2. *HRS (Hampson Russel Software)* (CE/R3), dengan sub aplikasi :
  - *Geoview*, digunakan untuk membuka *database* dan sub-aplikasi pada *software HRS*
  - *Well Explorer*, digunakan dalam *explore* dan *editing* manual data log.
  - *eLog*, digunakan dalam *editing* data log, prediksi data log, transformasi data log, interpretasi data log, koreksi *checkshot*, *well seismic tie*, serta analisis sensitivitas.
  - *EMERGE*, digunakan untuk memprediksi Log Vs dengan metode multi atribut
  - *STRATA*, digunakan dalam proses inversi seismik simultan, termasuk pembuatan *initial model*, transformasi *Lambda-Rho*, *Mu-Rho*, *Lambda over Mu*.
  - *Petrel 2009.1*, digunakan untuk membuat *Time Structure Map*, *Lambda-Rho*, *Mu-Rho*, *Lambda over Mu Map*.
  - *Microsoft Office 2016*, digunakan dalam penulisan laporan dan presentasi.

#### 4.3 Ketersedian Data Penelitian

Data-data yang digunakan dalam penelitian ini diperoleh dari PT. Pertamina EP Asset 2 Prabumulih, Sumatera Selatan. Sengaja dirahasiakan keberadaannya, dan tidak disebarluaskan. Oleh karena itu, semua data yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan koordinat dan nama yang disamarkan. Berikut ini merupakan data-data yang digunakan dalam penelitian ini :

### 4.3.1 Data Seismik

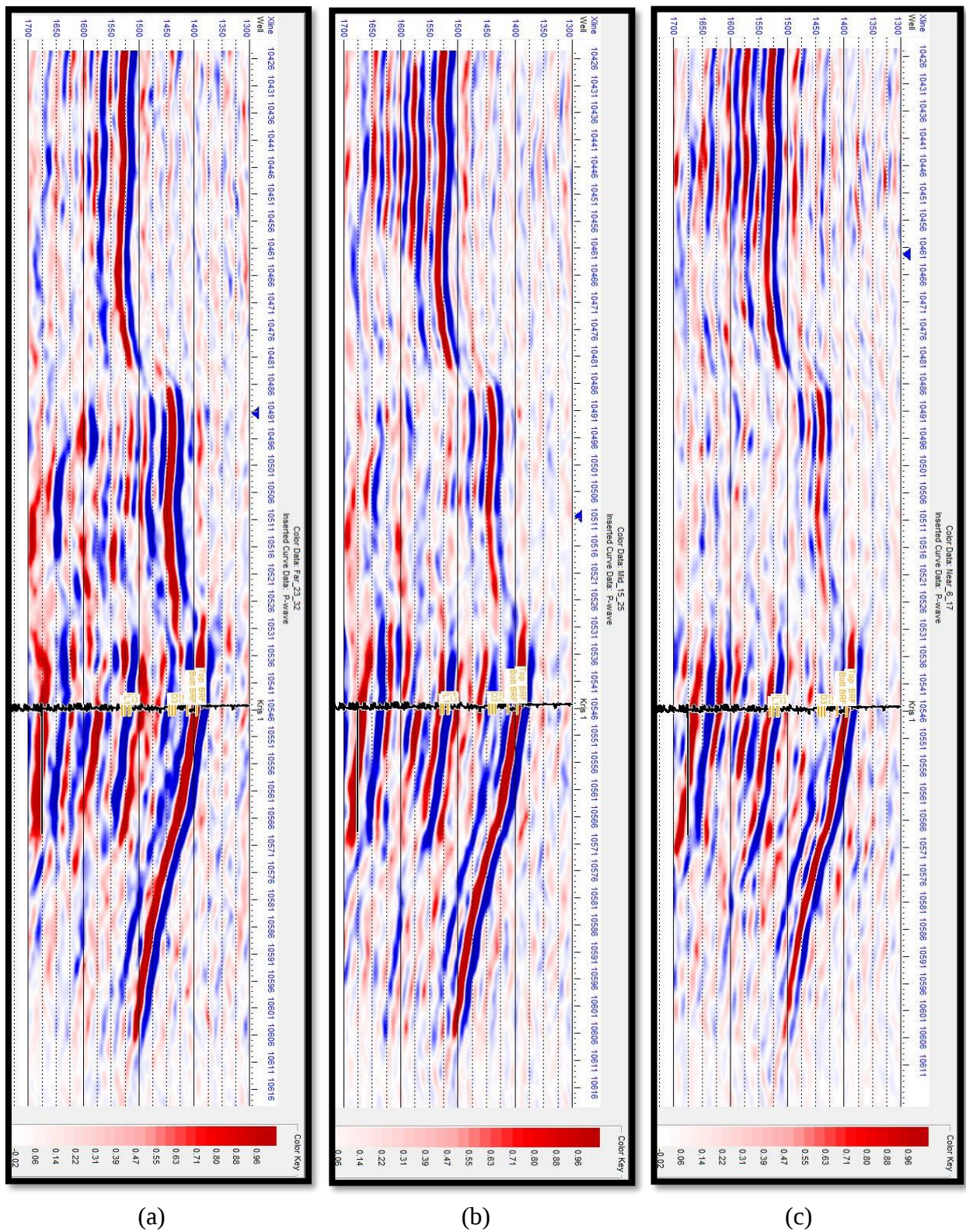
Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 3D berupa *near angle stack* (0-15 derajat), *mid angle stack* (15-30 derajat) dan *far angle stack* (30-45 derajat). Berikut merupakan *base map* dan detail data seismik lokasi penelitian :



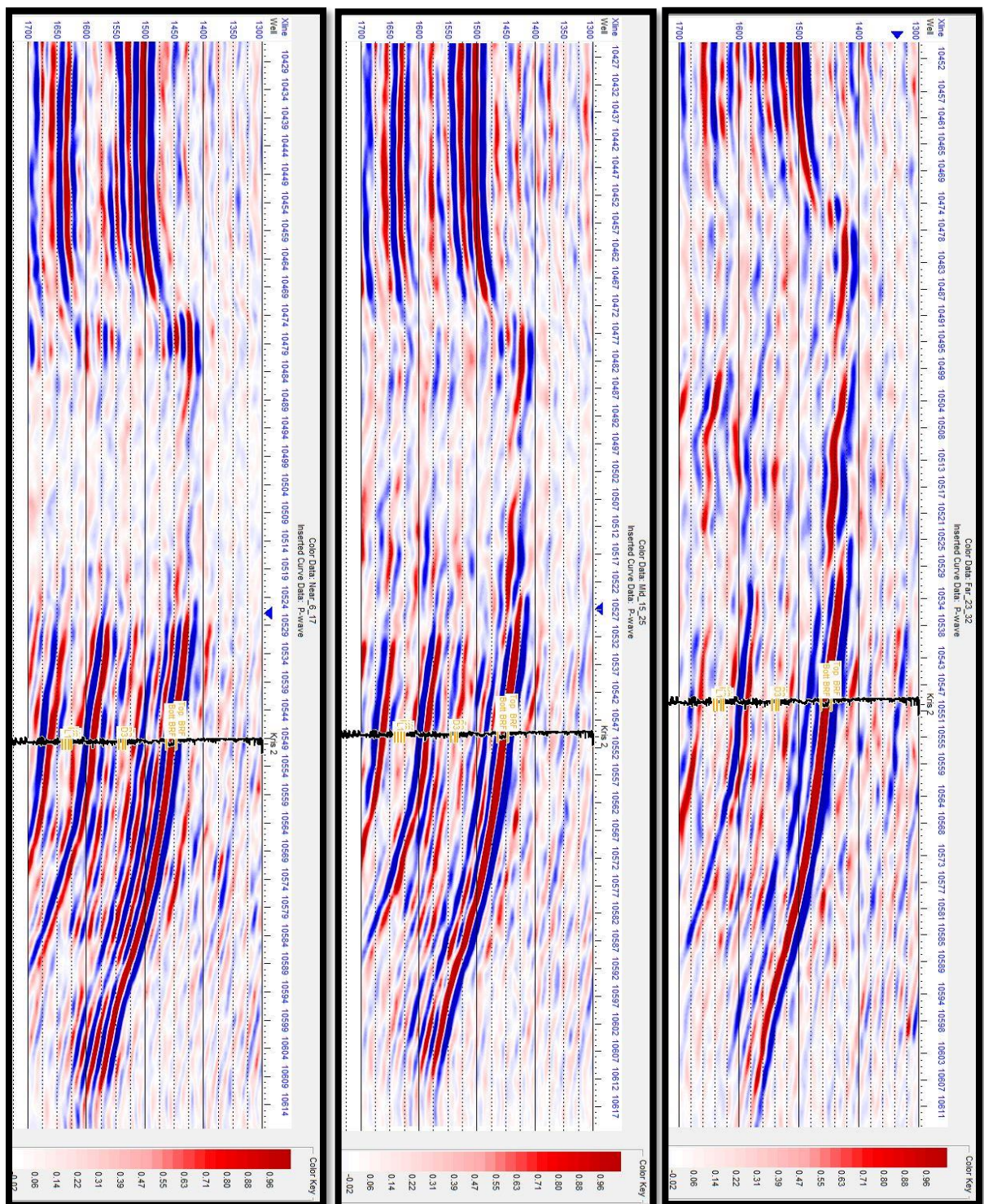
**Gambar 4.1** Base map data seismik dan sumur lokasi penelitian.

**Tabel 4.2** Detail data seismik lokasi penelitian

| <i>Detail</i>       | <i>Inline</i> | <i>Cross-Line</i> |
|---------------------|---------------|-------------------|
| <i>Number of</i>    | 300           | 195               |
| <i>Start Number</i> | 2150          | 10425             |
| <i>End Number</i>   | 2450          | 10620             |
| <i>Spacing</i>      | 9             | 10                |
| <i>Length Unit</i>  | Meter         |                   |



Gambar 4.2 Penampang (a) *near*, (b) *mid*, (c) *far* yang melewati sumur Kris-1.

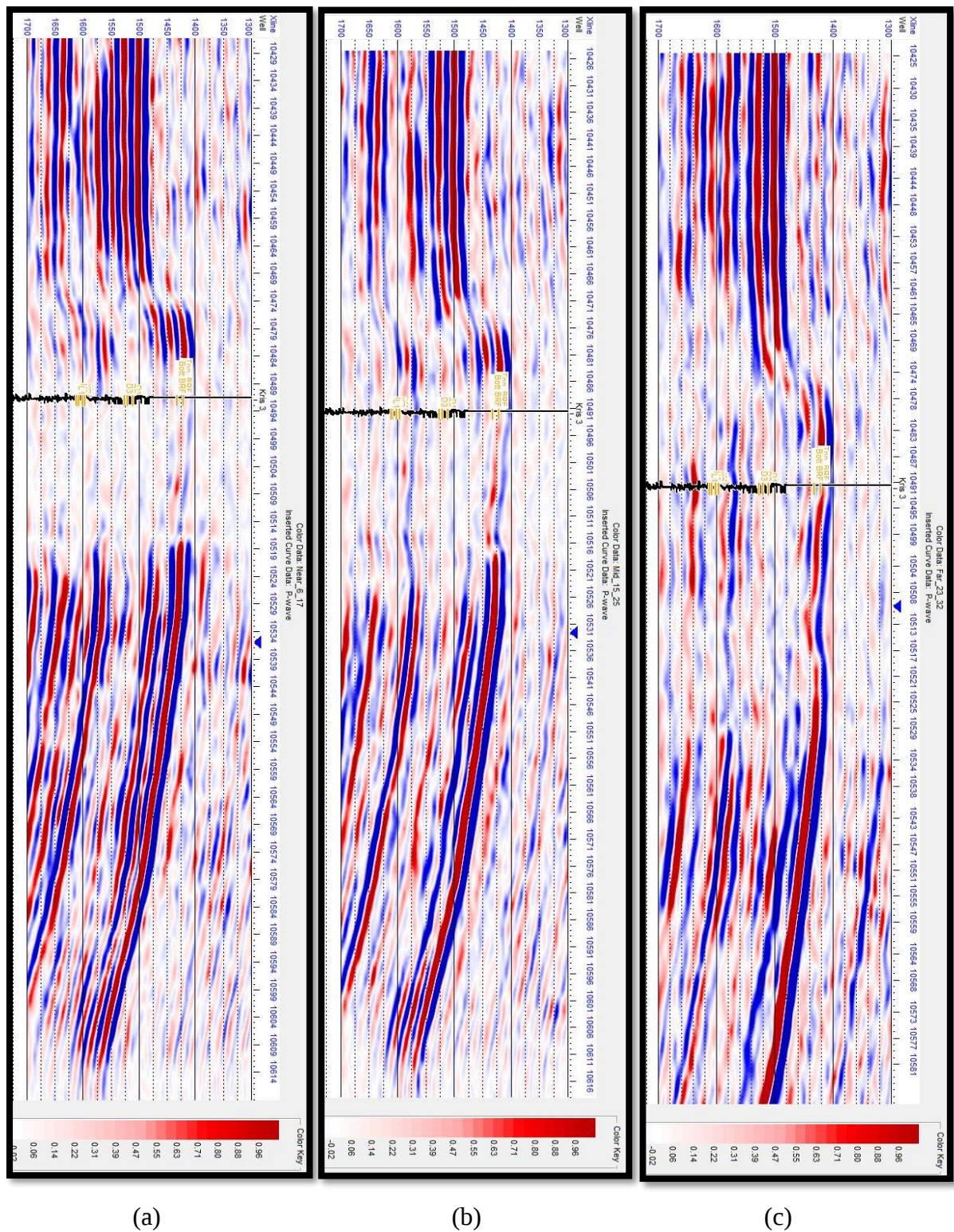


(a)

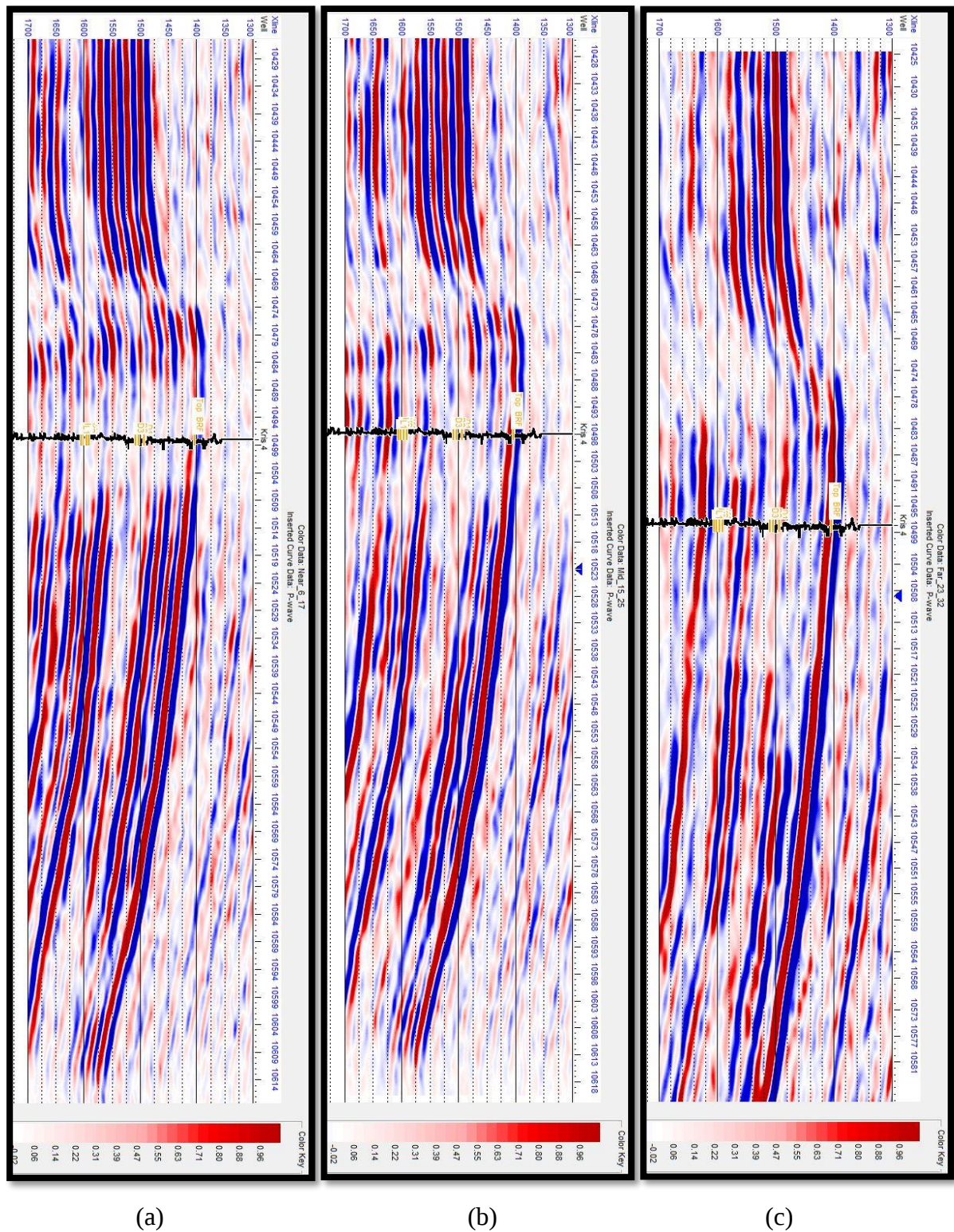
(b)

(c)

Gambar 4.3 Penampang (a) *near*, (b) *mid*, (c) *far* yang melewati sumur Kris-2.



Gambar 4.4 Penampang (a) *near*, (b) *mid*, (c) *far* yang melewati sumur Kris-3.



**Gambar 4.5** Penampang (a) *near*, (b) *mid*, (c) *far* yang melewati sumur Kris-4.

#### 4.3.2 Data Marker Geologi & Interpretasi Horizon

Data *marker* geologi memberikan informasi mengenai kedalaman lapisan batuan atau formasi batuan pada daerah penelitian. Data ini digunakan untuk melakukan *picking-horizon*, sebagai batas antar formasi atau reservoir daerah penelitian. *Marker* juga digunakan sebagai *guide* dalam melakukan proses *well seismic tie*. Adapun *marker* geologi yang digunakan pada penelitian ini, sebagai berikut :

**Tabel 4.3** Data *marker* geologi.

| <b>Marker</b> | <b>Start(MD)</b> |               |               |               |
|---------------|------------------|---------------|---------------|---------------|
|               | <b>Kris 1</b>    | <b>Kris 2</b> | <b>Kris 3</b> | <b>Kris 4</b> |
| Top BRF       | 1533.32          | 1570.38       | 1527.84       | 1525.04       |
| Bottom BRF    | 1561.39          | 1601.64       | 1540.39       | 1673.89       |
| D1            | 1602.01          | 1719.56       | 1652.75       | 1652,75       |
| D2            | 1610.43          | 1727.83       | 1669.10       | 1691.26       |
| D3            | 1621.17          | 1740.07       | 1678.84       | 1700.52       |
| K1            | 1743.68          | 1881.30       | 1803.41       | 1844.58       |
| K2            | 1747.81          | 1889.08       | 1810.01       | 1855.00       |
| K3            | 1761.51          | 1900.66       | 1821.74       | 1866.91       |
| L1            | 1769.60          | 1910.74       | 1827.03       | 1871.21       |

#### 4.3.3 Data Log

Lapangan “*Kairos*” menggunakan 4 data sumur untuk melakukan pengolahan data. Data log sonik *DTP (P-wave)* dan *DTS (S-wave)* digunakan untuk menghasilkan beberapa parameter fisik batuan dan properti elastik, data *checkshot* atau *VSP* dipergunakan untuk proses *well seismic tie*, dan juga kurva/log petrofisika seperti,

*GR*, *RHOB*, *NPHI* dan *LLD* untuk penentuan properti dari reservoarnya.

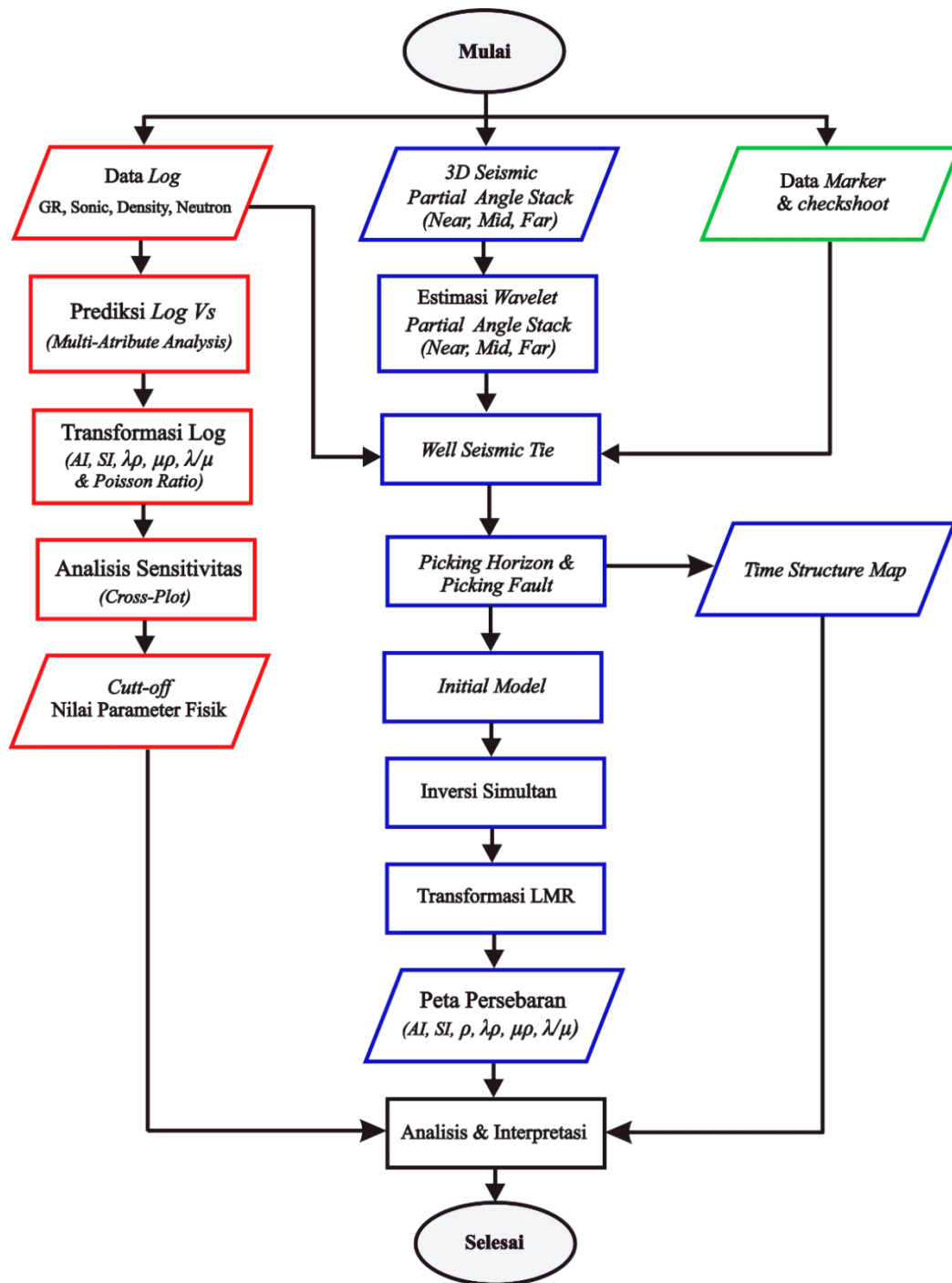
Kelengkapan data sumur pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

**Tabel 4.4** Data kelengkapan data sumur.

| SUMUR  | Log              |                       |            |                        |                      |                     |                  | Marker |
|--------|------------------|-----------------------|------------|------------------------|----------------------|---------------------|------------------|--------|
|        | <i>Gamma ray</i> | <i>RHOB (Density)</i> | <i>LLD</i> | <i>NPHI (Porosity)</i> | <i>DTP (P- Wave)</i> | <i>DTS (S-wave)</i> | <i>Checkshot</i> |        |
| Kris 1 | ✓                | ✓                     | ✓          |                        | ✓                    |                     | ✓                | ✓      |
| Kris 2 | ✓                | ✓                     | ✓          | ✓                      | ✓                    |                     | ✓                | ✓      |
| Kris 3 | ✓                | ✓                     | ✓          |                        | ✓                    | ✓                   |                  | ✓      |
| Kris 4 | ✓                | ✓                     |            | ✓                      | ✓                    |                     |                  | ✓      |

#### 4.4 Pengolahan Data

Pengolahan data yang dilakukan dalam penelitian ini terdiri dari beberapa tahapan, antara lain *well seismic tie*, ekstraksi *wavelet*, krossplot data sumur, inversi *Acoustic Impedance (Zp)*, *Shear Impedance (Zs)* dan densitas serta tranformasi parameter *Lambda-Rho*, *Mu-Rho*, *Lambda over Mu*, pemetaan parameter *Lamé*, dan lain-lain. Secara umum, berikut merupakan alur kerja (*workflow*) yang dilakukan dalam studi ini :

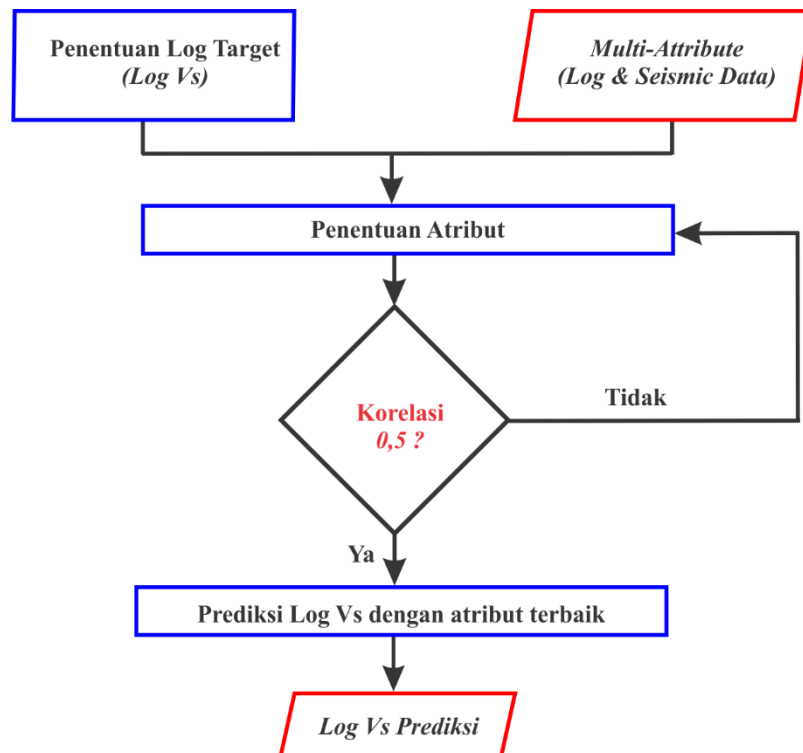


**Gambar 4.6** Diagram alir penelitian.

#### 4.4.1 Prediksi Log Vs

Ketersediaan data log Vs yang hanya ada pada sumur Kris 3, perlu dilakukan prediksi log Vs pada sumur yang lainnya. Prediksi log Vs pada penelitian ini dilakukan

dengan metode multi-atribut, dimana dari atribut log dan atribut seismik akan dicari pendekatannya dengan metode statistik sampai memiliki korelasi yang baik (0,5).

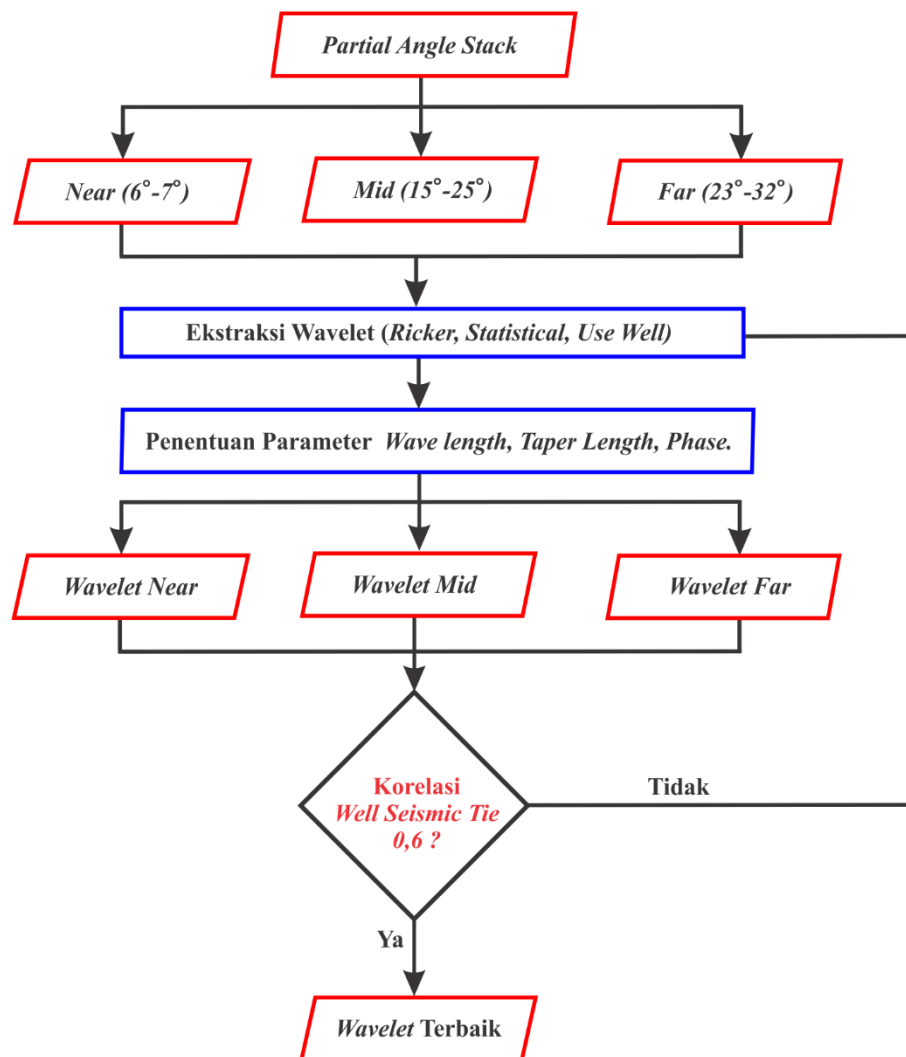


**Gambar 4.7** Diagram alir prediksi log Vs dengan metode multi-Atribut.

#### 4.4.2 Ekstraksi *Wavelet*

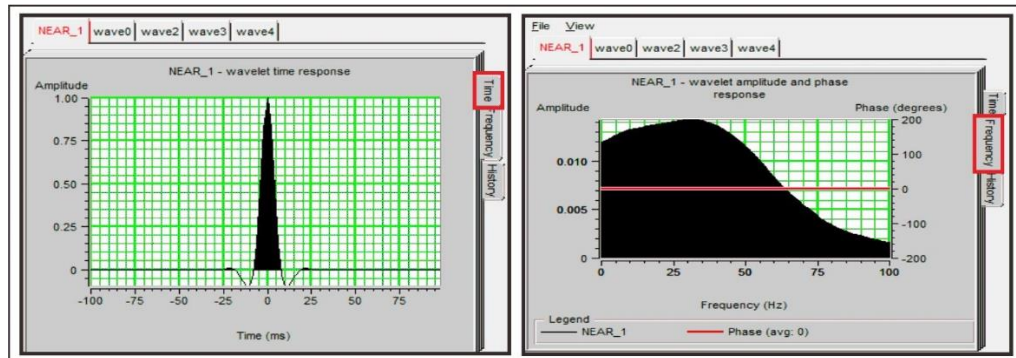
Proses ekstraksi *wavelet* dapat dilakukan dengan beberapa metode. Pertama, dengan menggunakan metode ekstraksi *wavelet statistical*, yaitu dengan mengekstraksi *wavelet* data seismik di sekitar zona target. Kedua, menggunakan data sumur (*use well method*) yang tersedia, dan kemudian dengan metode *ricker*, dimana proses ekstraksi *wavelet* disesuaikan dengan frekuensi dominan dari data seismik.

Pada penelitian ini dilakukan ekstraksi *wavelet* dengan berbagai metode diatas, dan proses ekstraksi *wavelet* dilakukan pada tiga data seismik yaitu dari penampang seismik (*near, mid, far*) *angle stack*. Dari beberapa metode tersebut, penulis memilih untuk menggunakan *wavelet* yang memiliki korelasi yang paling tinggi pada proses *well seismik tie*. Skema proses ekstraksi *wavelet* ditunjukkan pada **gambar 4.8**, dimana proses tersebut dilakukan secara berulang (*try and error*), dengan mengubah-ubah nilai panjang gelombang (*wave length*) dan panjang *taper* hingga didapatkan *wavelet* dengan fasa dan spektrum terbaik.

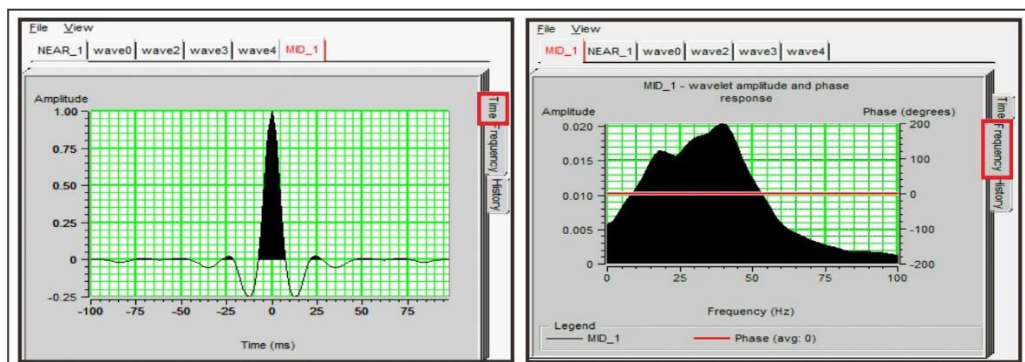


**Gambar 4.8** Skema ekstraksi *wavelet*.

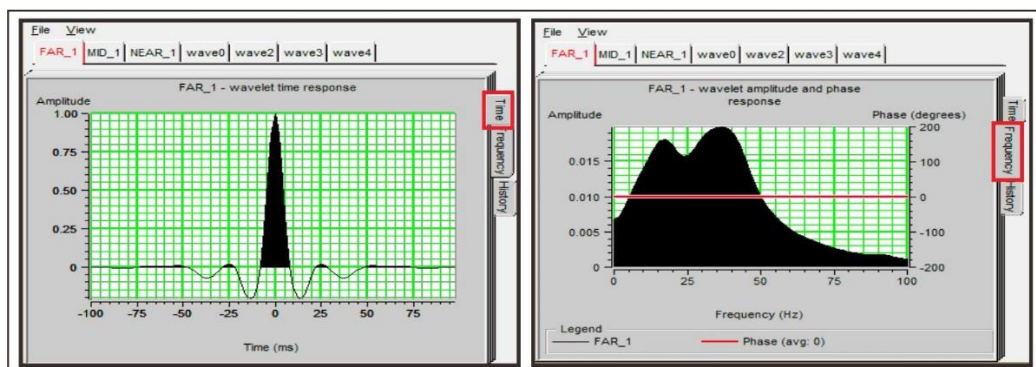
Wavelet diekstrak dari data seismik dengan kisaran waktu antara 1450-1600 ms (*zone of interest*) pada seluruh CDP dan paramter wavelet : panjang gelombang 150 ms, panjang taper 25 ms, *interval sampling* 1 ms dan fasa konstan pada  $0^\circ$ .



**Gambar 4.9** Bentuk geometri dari wavelet near angle stack (respon waktu dan respon frekuensi).

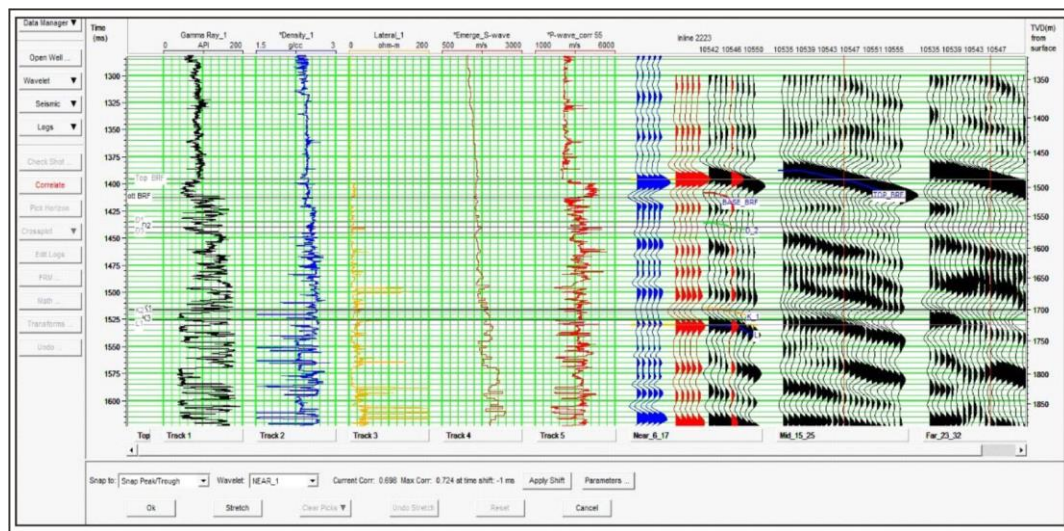


**Gambar 4.10** Bentuk geometri dari wavelet mid angle stack (respon waktu dan respon frekuensi).

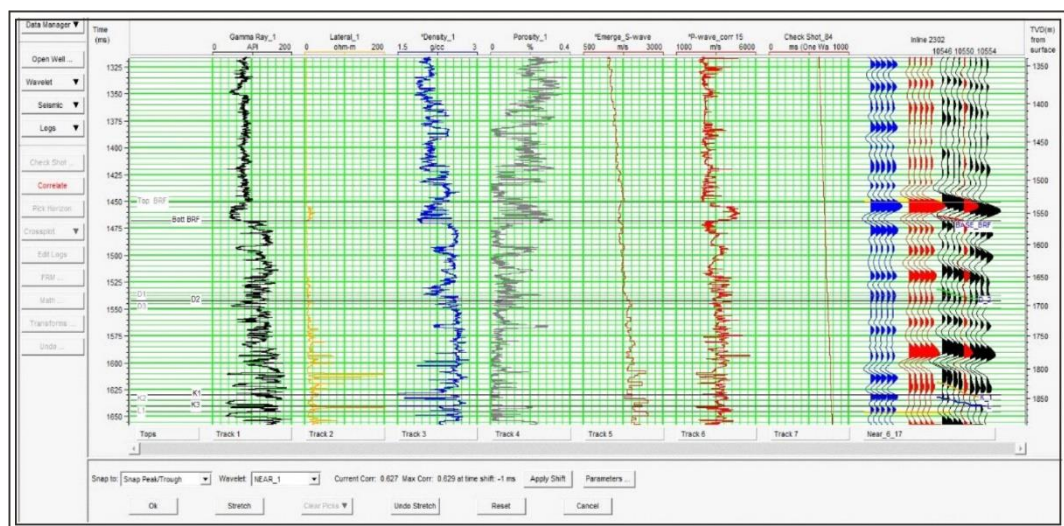


**Gambar 4.11** Bentuk geometri dari wavelet far angle stack (respon waktu dan respon frekuensi).

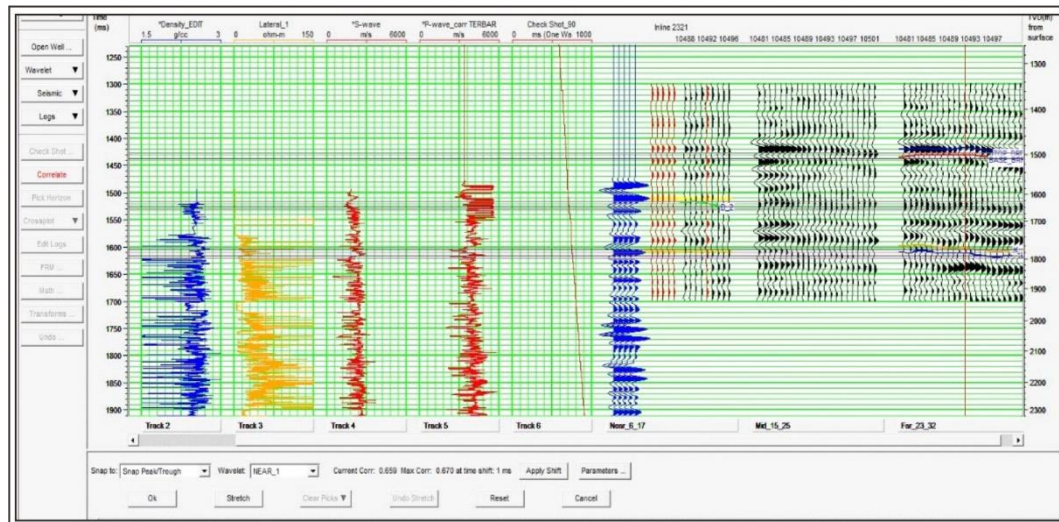
Proses konvolusi antara *wavelet* dan rangkaian reflektifitas membentuk seismogram sintetik. Seismogram sintetik ini dibandingkan dengan *trace* seismik sebenarnya. Hasil dari seismogram sintetik dan korelasinya dengan *trace* seismik untuk *near angle stack* pada sumur Kris 1, Kris 2, Kris 3 dan Kris 4 adalah sebagai berikut :



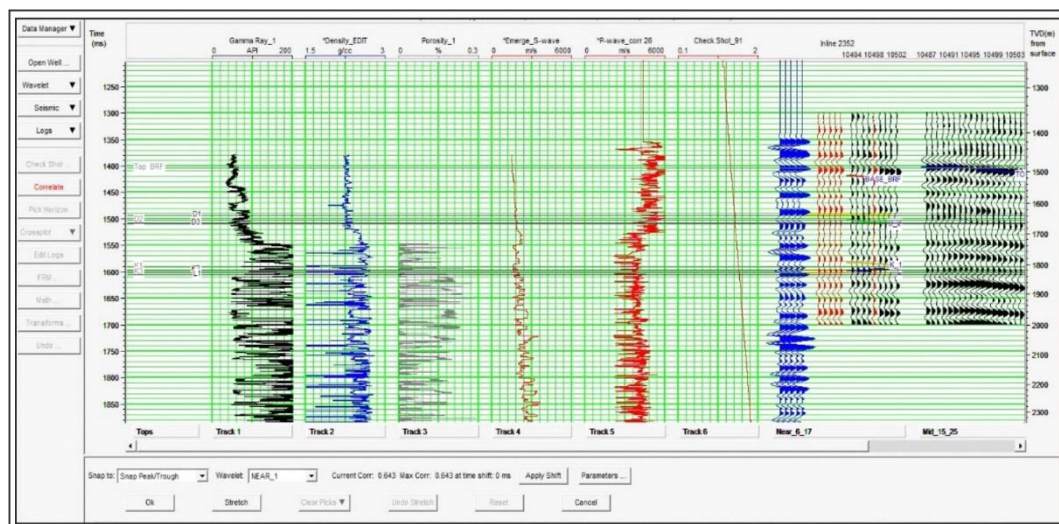
**Gambar 4.12** Hasil dari seismogram sintetik dan korelasinya pada data *near angle stack* sumur Kris 1.



**Gambar 4.13** Hasil dari seismogram sintetik dan korelasinya pada data *near angle stack* sumur Kris 2.



**Gambar 4.14** Hasil dari seismogram sintetik dan korelasinya pada data *near angle stack* sumur Kris 3.



**Gambar 4.15** Hasil dari seismogram sintetik dan korelasinya pada data *near angle stack* sumur Kris 4.

Pada tahapan *well seismic tie*, *wavelet* yang telah dikonvolusikan dengan rangkaian reflektifitas yang menunjukkan korelasi tertinggi terhadap *trace* seismik sebenarnya akan dipilih. Berdasarkan **Tabel 4.5**, ekstraksi *wavelet* dengan menggunakan metode *statistical* menunjukan korelasi tertinggi dibandingkan ekstraksi *wavelet* dengan metode lainnya.

**Tabel 4.5** Hasil korelasi pada proses *well seismic tie*.

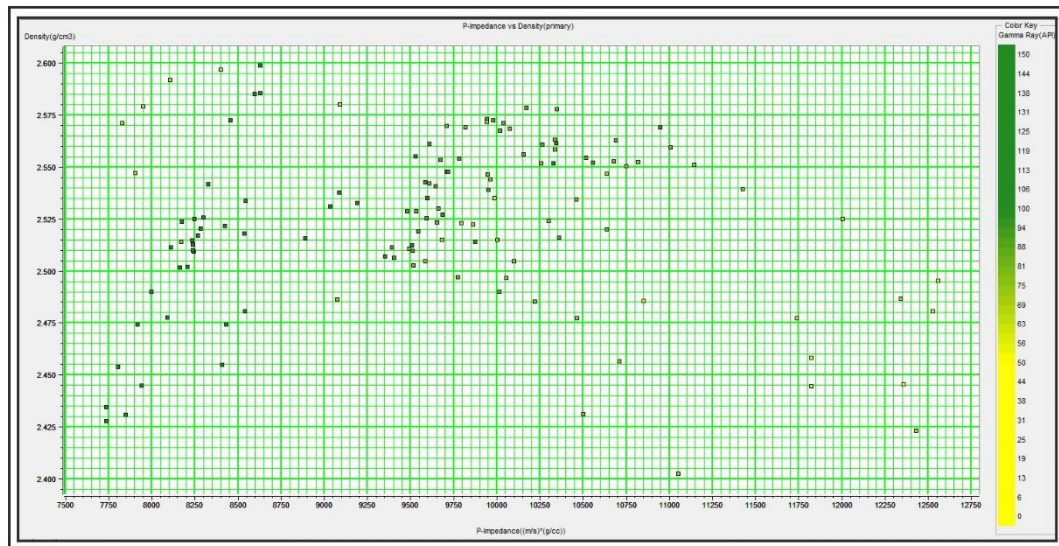
| Sumur  | Seismik | Statistical  |           | Time Shift | Use Well     |           | Time Shift | Ricker       |           | Time Shift |
|--------|---------|--------------|-----------|------------|--------------|-----------|------------|--------------|-----------|------------|
|        |         | Current Corr | Max. Corr |            | Current Corr | Max. Corr |            | Current Corr | Max. Corr |            |
| Kris 1 | Near    | 0,683        | 0,718     | -2         | 0,291        | 0,517     | -73        | 0,695        | 0,755     | -2         |
|        | Mid     | 0,65         | 0,652     | 1          | 0,511        | 0,635     | 24         | 0,666        | 0,668     | -1         |
|        | Far     | 0,617        | 0,617     | 0          | -0,115       | 0,621     | -12        | 0,624        | 0,624     | 0          |
| Kris 2 | Near    | 0,627        | 0,629     | -1         | -0,17        | 0,505     | -47        | 0,75         | 0,75      | 0          |
|        | Mid     | 0,448        | 0,655     | 3          | 0,244        | 0,79      | -5         | 0,754        | 0,754     | 0          |
|        | Far     | 0,654        | 0,654     | 0          | -0,115       | 0,437     | -10        | 0,78         | 0,75      | 1          |
| Kris 3 | Near    | 0,659        | 0,67      | 1          | 0,291        | 0,517     | -73        | -0,028       | 0,792     | 81         |
|        | Mid     | 0,041        | 0,494     | -87        | 0,048        | 0,473     | -66        | 0,101        | 0,598     | 78         |
|        | Far     | 0,089        | 0,521     | 77         | 0,042        | 0,483     | -72        | 0,073        | 0,591     | 77         |
| Kris 4 | Near    | 0,658        | 0,658     | 0          | -0,314       | 0,551     | 68         | 0,64         | 0,647     | -1         |
|        | Mid     | 0,516        | 0,744     | -3         | -0,237       | 0,807     | -8         | 0,663        | 0,814     | -3         |
|        | Far     | 0,507        | 0,74      | -4         | 0,474        | 0,714     | -4         | 0,663        | 0,814     | -3         |

#### 4.4.3 Krosplot Parameter Fisis pada Sumur

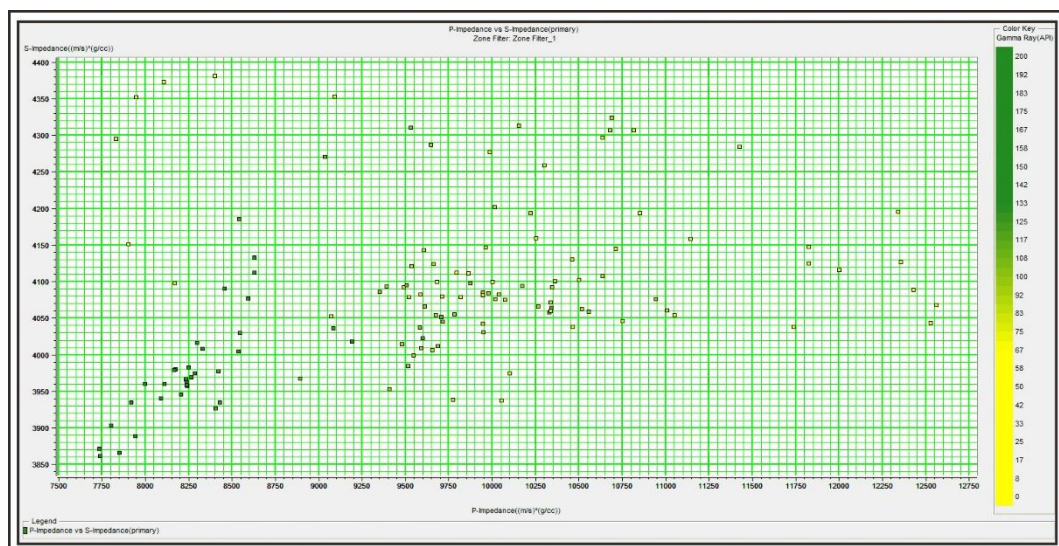
Dalam penelitian ini diperlukan beberapa data log untuk analisis inversi, seperti *gamma ray*, densitas, kecepatan gelombang *P* (*Vp*) dan kecepatan gelombang *S* (*Vs*). Sebelum proses inversi seismik diterapkan, dilakukan krosplot antara beberapa parameter data log pada setiap sumur untuk melihat dan memahami karakteristik dari parameter log yang dapat digunakan untuk membedakan litologi. Beberapa parameter fisis yang dilakukan dalam analisis krosplot ini yaitu, *gamma ray*, *P-wave*, *S-wave*, *P-impedance*, *S-impedance*, *density*, *Lambda-Rho*, *Mu-Rho*, dan *Lambda over Mu*.

Pada tahapan krosplot ini, nilai dari setiap parameter tersebut merupakan nilai interval yang diambil dari log pada kedalaman disekitar daerah interval target. Data log sekitar daerah interval target yang ingin diinterpretasi dapat ditampilkan dengan krosplot. Dimensi ketiga ditampilkan dengan kategori warna plotnya yaitu dapat

berupa kedalaman, *gamma ray*, porositas, dan lainnya. Dari hasil krosplot parameter ini, dibuat zona-zona dari *trend-trend* pada titik krosplot dan warna pada zona-zona tersebut, sehingga dari hasil zonasi tersebut dapat langsung ditunjukkan pada *well cross-section*.

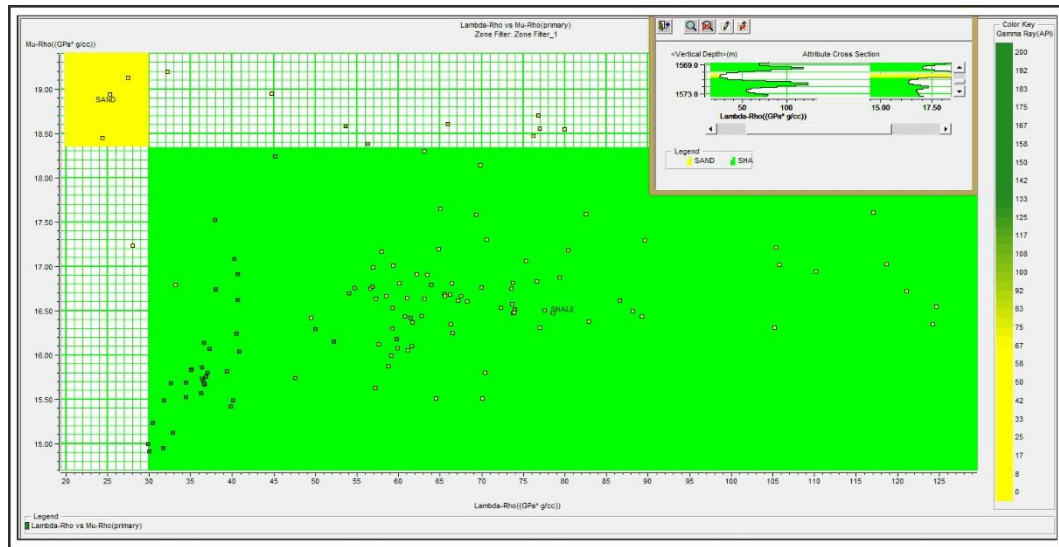


**Gambar 4.16** Krosplot antara impedansi  $P$  dan densitas dengan nilai *gamma ray* pada skala warna.

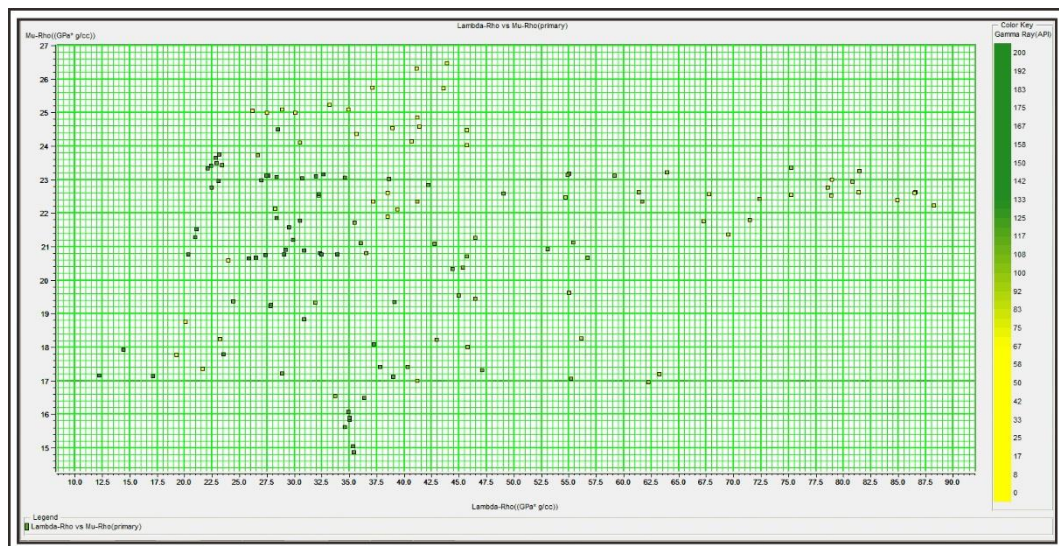


**Gambar 4.17** Krosplot antara impedansi  $P$  dan impedansi  $S$  dengan nilai *gamma ray* pada skala warna.

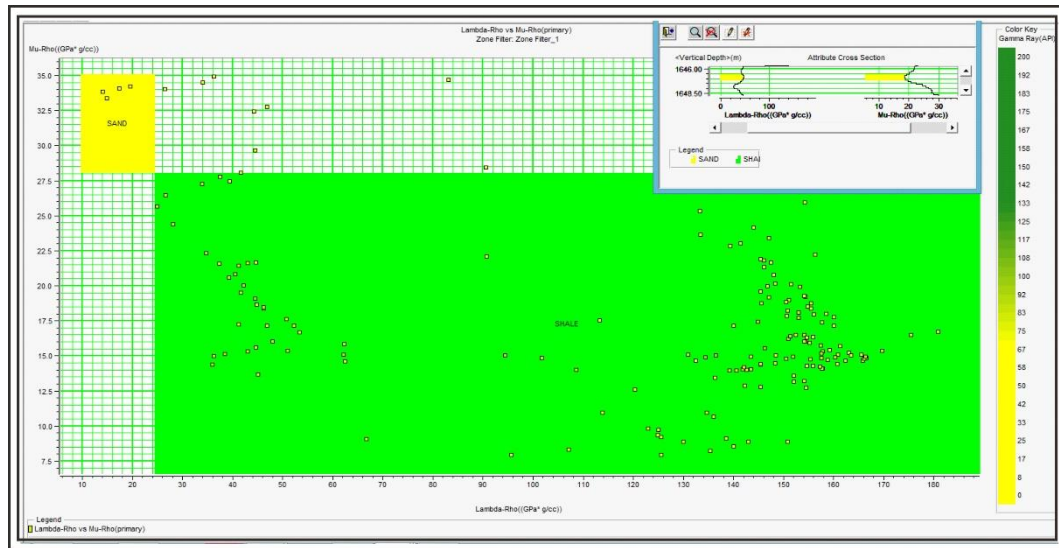
Berdasarkan analisis krosplot (Gambar 4.16 dan Gambar 4.17) dengan menggunakan parameter impedansi  $P$ , impedansi  $S$  dan densitas, tidak dapat mendeteksi keberadaan zona reservoir batupasir (*sandstone*). Untuk itu dilakukan analisis krosplot dengan menggunakan parameter log turunan yaitu  $\Lambda$ - $\rho$ ,  $\mu$ - $\rho$  dan  $\Lambda$  over  $\mu$  seperti gambar berikut :



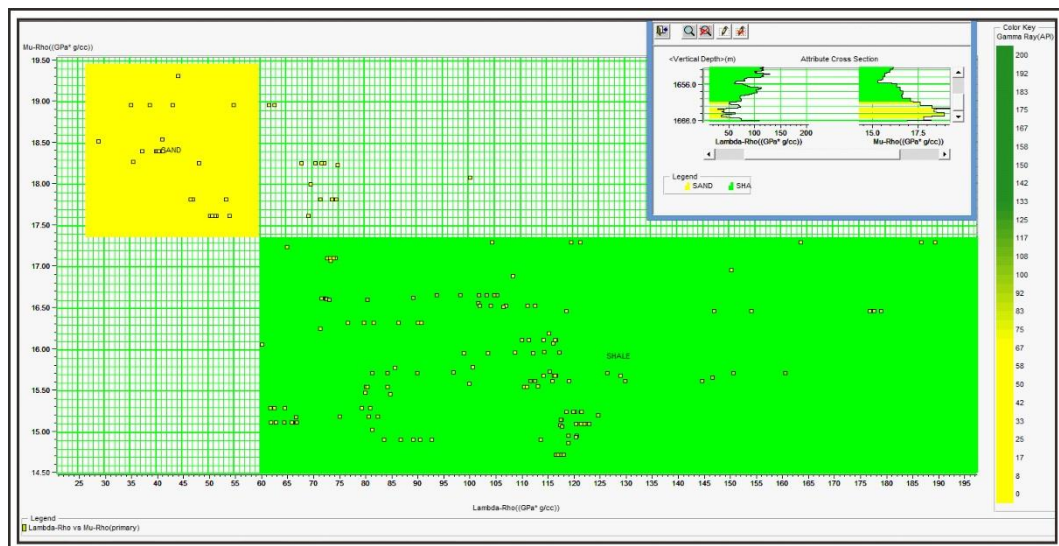
**Gambar 4.18.** Krosplot pada sumur Kris 1 antara  $\Lambda$ - $\rho$  dan  $\mu$ - $\rho$  dengan nilai *gamma ray* pada skala warna.



**Gambar 4.19** Krosplot pada sumur Kris 2 antara  $\Lambda$ - $\rho$  dan  $\mu$ - $\rho$  dengan nilai *gamma ray* pada skala warna.



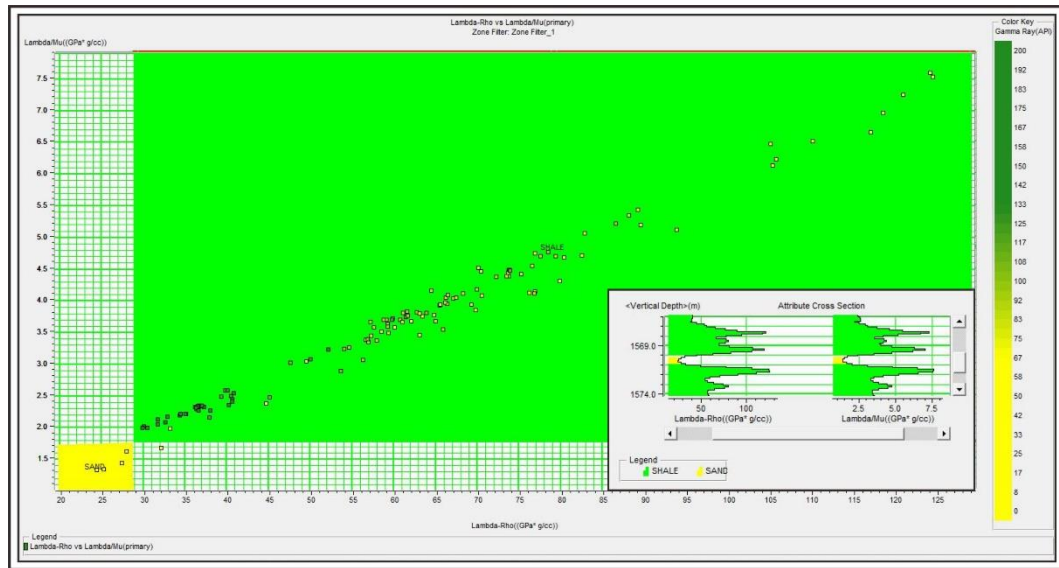
**Gambar 4.20** Krosplot pada sumur Kris 3 antara *Lambda-Rho* dan *Mu-Rho* dengan nilai *gamma ray* pada skala warna.



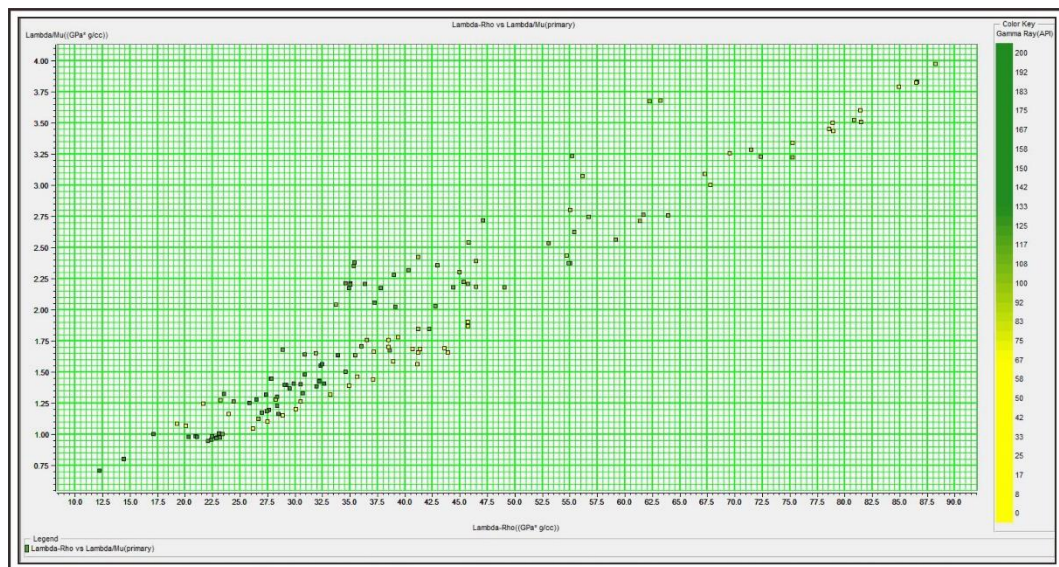
**Gambar 4.21** Krosplot pada sumur Kris 4 antara *Lambda-Rho* dan *Mu-Rho* dengan nilai *gamma ray* pada skala warna.

**Tabel 4.6** Hasil analisis krosplot antara *Lambda-Rho* dan *Mu-Rho*

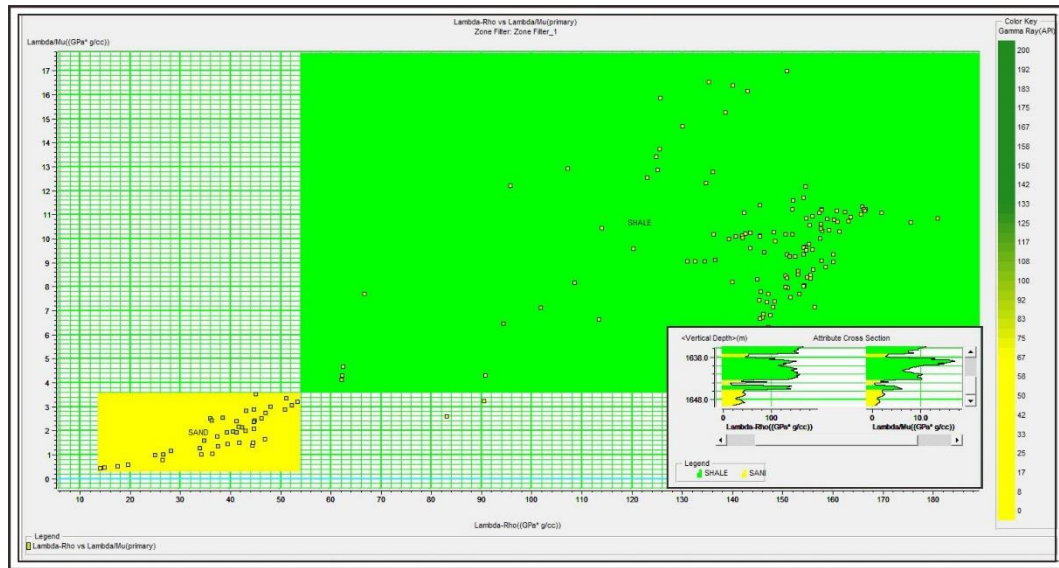
| Sumur  | <i>Mu-Rho</i> (GPa) | <i>Lambda-Rho</i> (GPa) |
|--------|---------------------|-------------------------|
| Kris 1 | 18.4 - 20           | 20 - 30                 |
| Kris 2 | -                   | -                       |
| Kris 3 | 17 - 19.75          | 10 - 25                 |
| Kris 4 | 16.5 - 17.5         | 25 - 30                 |



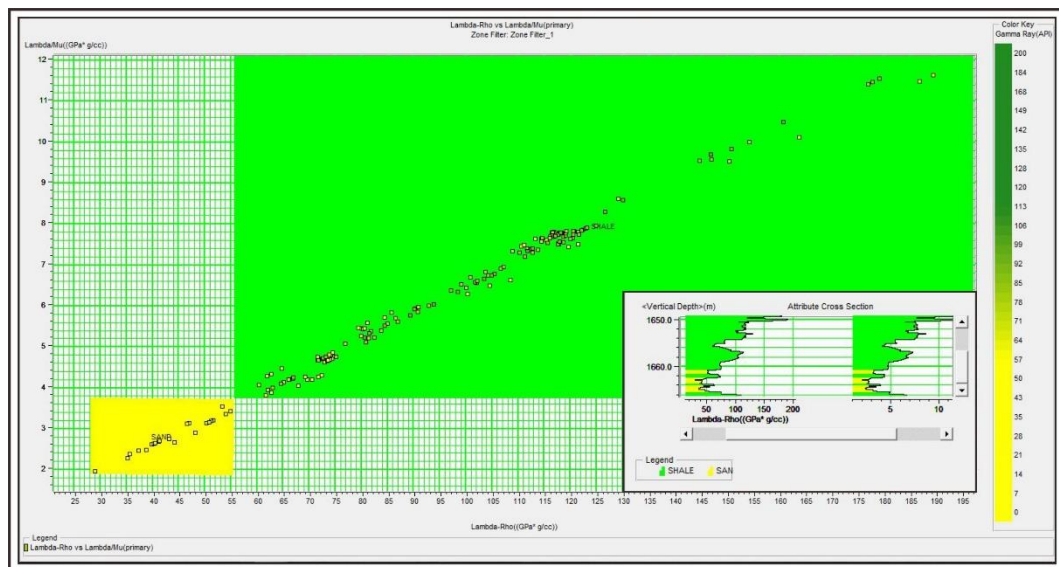
**Gambar 4.22** Krosplot pada sumur Kris 1 antara  $\Lambda$ -Rho dan  $\Lambda$  over  $\mu$  dengan nilai gamma ray pada skala warna.



**Gambar 4.23** Krosplot pada sumur Kris 2 antara  $\Lambda$ -Rho dan  $\Lambda$  over  $\mu$  dengan nilai gamma ray pada skala warna.



**Gambar 4.24** Krosplot pada sumur Kris 3 antara *Lambda-Rho* dan *Lambda over Mu* dengan nilai *gamma ray* pada skala warna.



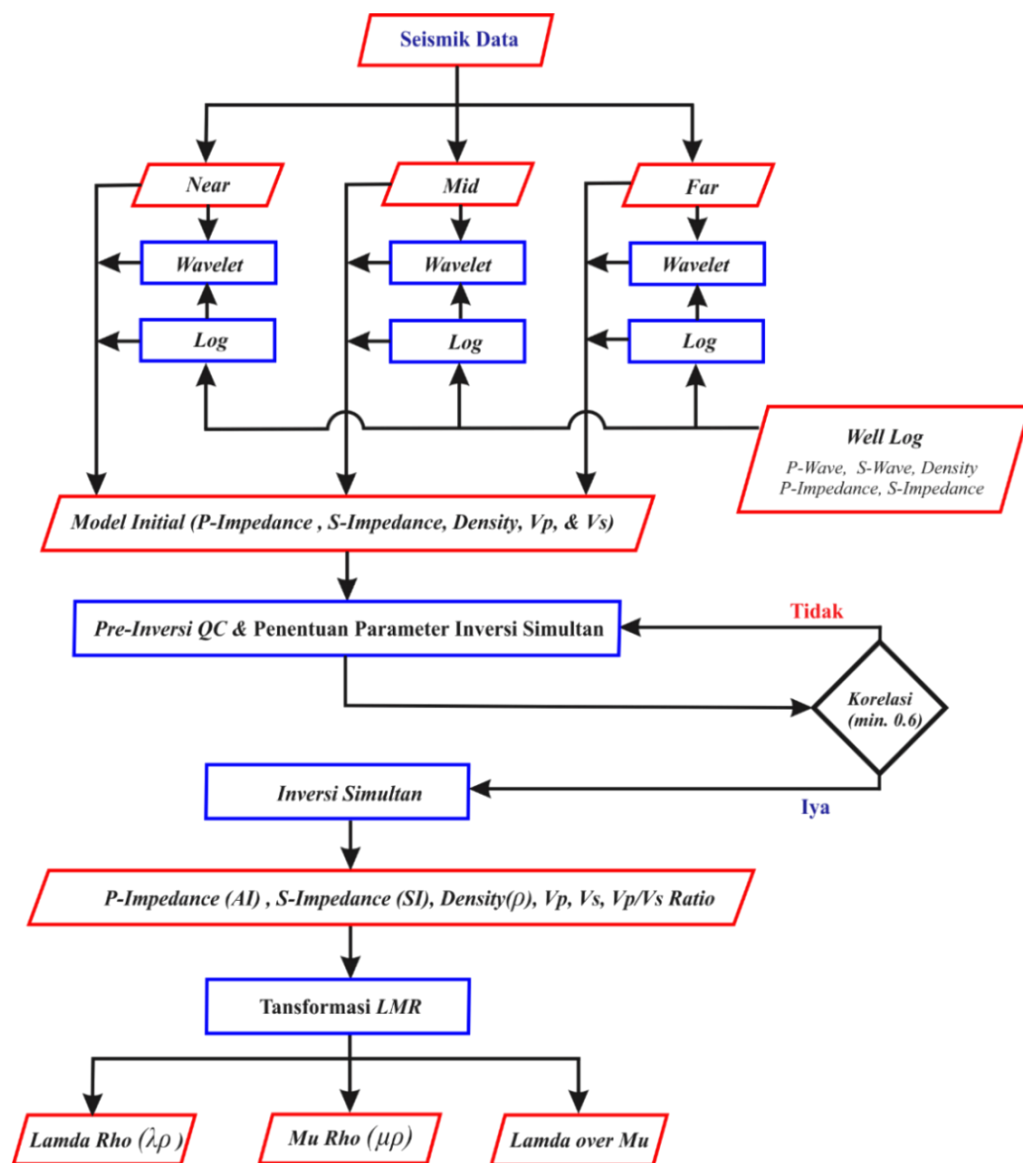
**Gambar 4.25** Krosplot pada sumur Kris 4 antara *Lambda-Rho* dan *Lambda over Mu* dengan nilai *gamma ray* pada skala warna.

**Tabel 4.7** Hasil analisis krosplot (*Lambda-Rho* vs *Mu-Rho*) reservoir batupasir.

| Sumur  | <i>Lambda/Mu</i> (GPa) |
|--------|------------------------|
| Kris 1 | 1 - 1.7                |
| Kris 2 | -                      |
| Kris 3 | 0.4 - 3.2              |
| Kris 4 | 0.8 - 3.6              |

#### 4.4.4 Inversi Simultan

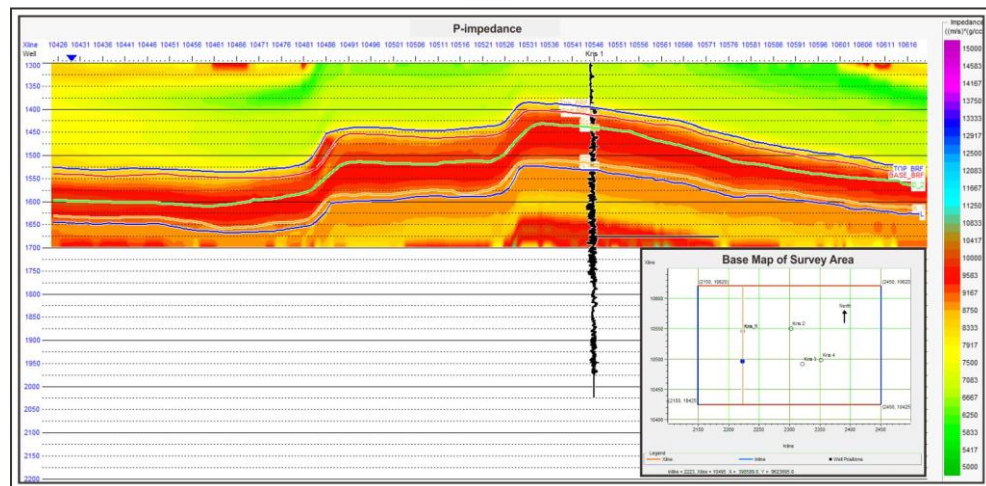
Tahapan inversi setelah proses ekstraksi *wavelet* dan *well seismic tie* pada data seismik *near, mid, far angle stack* untuk kemudian dibuat *initial model P-wave, S-wave, P-impedance, S-impedance, density* serta dilakukannya *pre-inversion QC* dan penentuan parameter inversi simultan, sehingga didapatkan hasil Inversi Simultan berupa volume *P-wave, S-wave, P-impedance, S-impedance, density, Lambda-Rho, Mu-Rho, dan Lambda over Mu*.



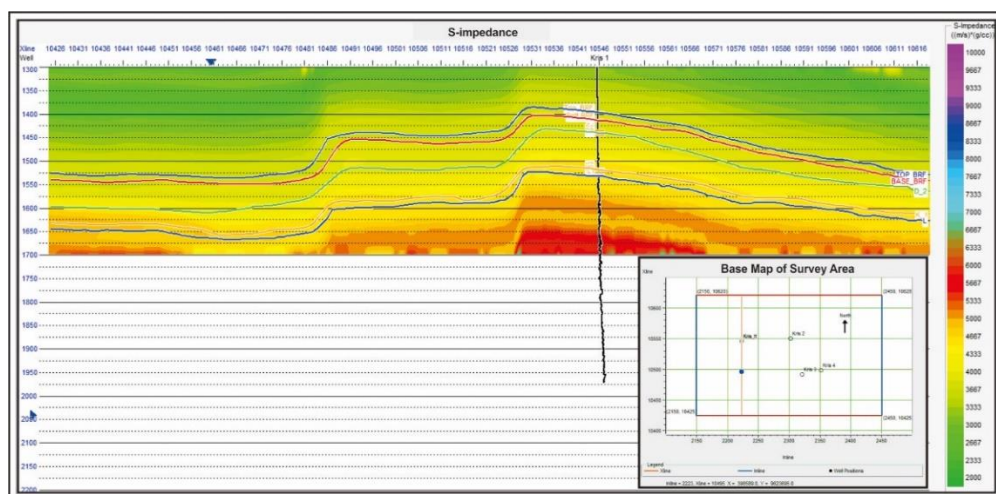
**Gambar 4.26** Skema inversi seismik simultan.

#### 4.4.5 Pembuatan *Initial Model*

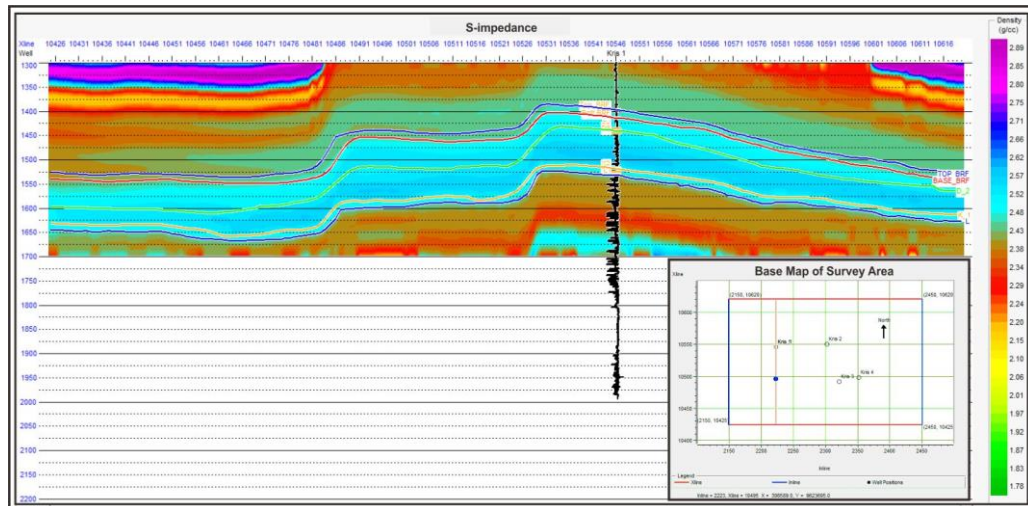
*Initial model* (model awal) dilakukan untuk membuat model geologi berdasarkan data *horizon* dan data sumur yang ada. Pembuatan model ini pada prinsipnya menyebarkan nilai parameter fisis dengan *low frequency* seperti impedansi  $P$ , impedansi  $S$ , kecepatan gelombang  $P$ , kecepatan gelombang  $S$  dan densitas yang dibatasi dengan data *horizon*. Hal ini bertujuan untuk memperoleh *trend* informasi dari model frekuensi rendah, sehingga berfungsi memberikan gambaran awal tentang hasil inversi pada frekuensi terendah untuk melihat kesesuaian dengan hasil inversi sebenarnya.



**Gambar 4.27** Model awal (*initial model*) untuk impedansi gelombang  $P$  ( $Z_p$ ).



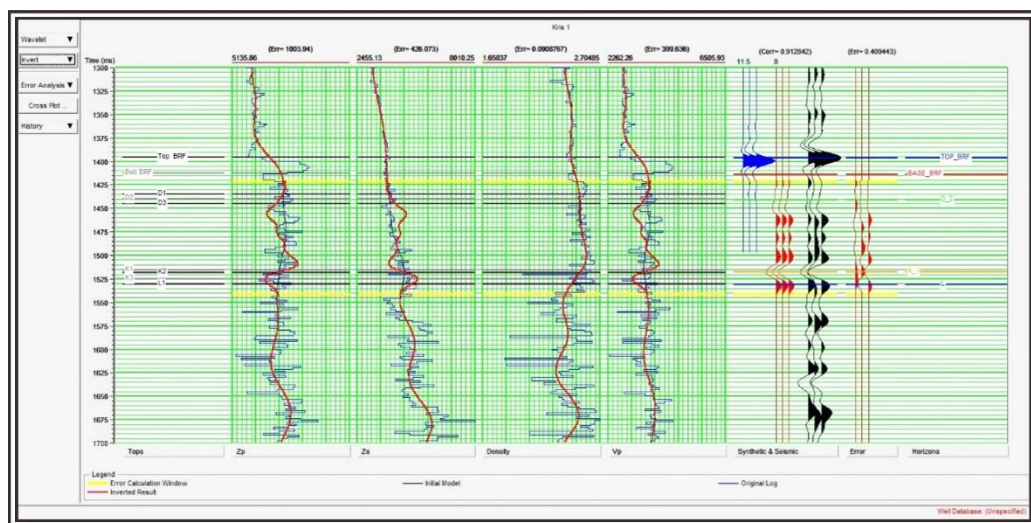
**Gambar 4.28** Model awal (*initial model*) untuk impedansi gelombang  $S$  ( $Z_s$ ).



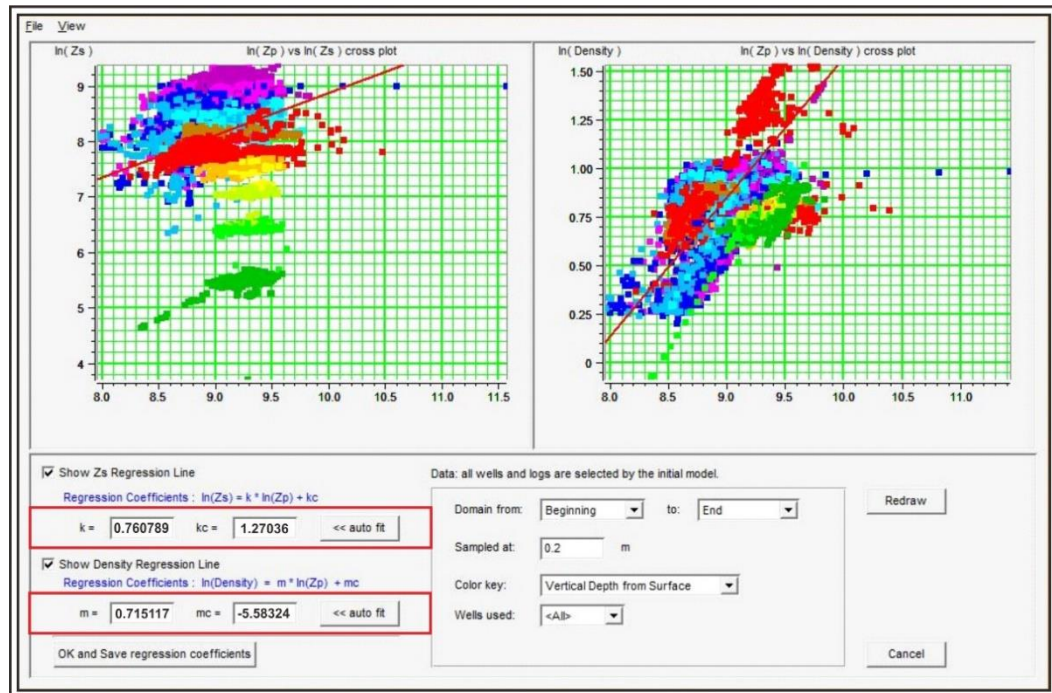
**Gambar 4.29** Volume densitas ( $\rho$ ) dengan menggunakan metode inversi simultan.

#### 4.4.6 Parameter Inversi Simultan

Parameter inversi simultan didapatkan dengan mencari koefisien regresi hubungan linier impedansi  $P$  dengan impedansi  $S$  (**persamaan 32**) dan impedansi  $P$  dengan densitas (**persamaan 33**). Koefisien regresi antara parameter fisis tersebut didapatkan dengan metode krosplot pada setiap sumur. Adapun data log yang digunakan  $L_p$  (logaritma natural impedansi  $P$ ),  $L_s$  (logaritma natural impedansi  $S$ ) dan  $L_d$  (logaritma natural densitas).



**Gambar 4.30** Analisis pre-inversi simultan pada Sumur Kris 1.



**Gambar 4.31** Parameter seismik inversi simultan.

#### 4.4.7 Transformasi parameter *Lamé* (LMR)

Hasil dari proses inversi simultan berupa volume *P-wave*, *S-wave*, *P-impedance*, *S-impedance*, *density* selanjutnya ditransformasikan menjadi parameter *Lamé* (LMR), sesuai dengan **persamaan 9** dan **persamaan 10**, sehingga menghasilkan volume *Mu-Rho* ( $\mu\rho$ ), *Lambda-Rho* ( $\lambda\rho$ ) dan *Lambda over Mu* ( $\lambda/\mu$ ).

## VI. KESIMPULAN DAN SARAN

### 6.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian yang telah dilakukan dapat diambil kesimpulan bahwa:

1. Prediksi log Vs pada sumur Kris 1, Kris 2 dan Kris 4 yang dilakukan dengan metode multiatribut pada zona target, dapat menghasilkan kemiripan yang cukup baik dengan korelasi 0,59.
2. Dengan interpretasi *quicklook* data log *gamma ray*, log densitas (*RHOB*) dan log porositas (*NPHI*) serta dengan analisis krosplot dapat ditentukan area horizon D-2 merupakan *target zone* karena mengindikasikan keberadaan reservoir batupasir.
3. Hasil analisis krosplot menunjukkan bahwa pada lapangan “*Kairos*” litologi batupasir dapat dipisahkan dengan litologi *shale* dengan menggunakan parameter *Lambda-Rho*, *Mu-Rho*, dan *Lambda over Mu*. Parameter *Lambda-Rho* ( $\lambda\rho$ ) mengindikasikan reservoir batupasir dengan nilai 17-20 (GPa gcc<sup>-1</sup>), sedangkan parameter *Mu-Rho* ( $\mu\rho$ ) dengan nilai 17-20 (GPa gcc<sup>-1</sup>) dan parameter *Lambda over Mu* ( $\lambda/\mu$ ) dengan nilai 0.7 – 3 (GPa gcc<sup>-1</sup>).
4. Metode inversi seismik simultan dapat digunakan untuk mengetahui persebaran reservoir batupasir lapangan “*Kairos*”, dengan korelasi hasil inversi sebesar 0.98 pada zona target.

5. Analisis 3D seismik dan peta persebaran nilai *Lambda-Rho* (inkompresibilitas), persebaran nilai *Mu-Rho* (rigiditas) dan persebaran nilai *Lambda over Mu* menunjukkan persebaran reservoir batupasir konsisten berada pada bagian barat lapangan “Kairos”.

## 6.2 Saran

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan akan lebih baik jika setiap sumur terdapat log Vs yang berasal langsung dari hasil pengukuran. Diperlukan juga cakupan area yang lebih luas sehingga hasil inversi dapat menggambarkan keadaan geologi daerah penelitian.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. 2011. Log Resistivitas. <http://ensiklopediaseismikonline.com>. Diakses pada Senin, 20 Agustus 2017 pukul 08.00 WIB
- Anderson, F. dan Gray, D. 2001. *Using LMR for Dual Attribute Litology Identification*, SEG Expanded Abstracts. Veritas DGC Inc. San Antonio
- Aki, A., dan Richard P.G. 1980. *Quantitative Seismology: Theory and Methods*, W.H. Freeman & Company.
- Badley, M.E. 1985. *Practical Seismic Interpretation*, Prentice Hall.
- Bishop, M.G. 2001. *South Sumatera Basin Province, Indonesia: The Lahat/ Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. USGS: Colorado.
- Brown, A.R. 1991. *Interpretation of three-dimensional seismic data*, AAPG Memoir 42.
- Castagna, J.P., Btazle, M. L., dan Eastwood. R. L. 1985. Relationship Between Compressional-wave shear wave Velocities. *Geophysics*, 50, p. 571-581.
- Fatti, J.L., Smith, G.C., Vail, P.J., Strauss, P.J., dan Levitt, P.R. 1994. Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis, *Geophysics*, 59, 1362-1376.
- Garner, G.H.F., Gardner, L.W., dan Gregory, A. R. 1985. Formation Velocity and Density- The Diagnostic Basic for Stratigraphic Traps : *Geophysics*, 50, p. 2085 – 2095.
- Ginger, D. dan Fielding, K. 2005. “Proceedings Indonesian Petroleum Association: The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatera Basin”. *Proceedings Indonesian Petroleum Association 2005*, IPA 05-G-039, p. 67
- Goodway, B., Chen, T., dan Downton, J. 1997. *Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters: “ $\lambda\rho$ ”, “ $\mu\rho$ ” and “ $\lambda\mu$  fluid stack”, from P and S inversions*. Canadian Science Exploration Geophysicists (CSEG) Expanded Abstracts, 148-151.

- Goodway, B. 2001. *Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination using Lamé Pertophysical parameter Lamda-Rho, Mu-Rho, and Lamda over Mu-Rho fluid stack, from P and S inversion*. Canadian Science Exploration Geophysicists (CSEG) Recorder.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log: Edisi Revisi-8*. Schlumberger Oil Services: Indonesia.
- Koesoemadinata. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Edisi Kedua, Penerbit ITB. Bandung.
- Kristianto. J. 2011. *Analisa Inversi Seismik Simultan Untuk Memprediksi Penyebaran Gas pada Reservoir Fanta Lapangan Lemaka. (Tesis)*. Departemen Geofisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia, Depok.
- Lindsey, J. P. (1989). The Fresnel Zone and Its Interpretational Significance. *The Leading Edge*, 8(10), 33–39.
- Munaidi, S., dan Pasaribi. 1984. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Universitas Indonesia.
- Ostrander W. J. 1984. Plane Wave Reflection Coefficients for Gas Sands at Nonnormal Angle of Incidence. *Geophysics* 49, p. 1637 – 1648.
- Pendrel, J., Debeye, H., Pedersen-Tatalovic, R., Goodway, B., Dufour, J., Boggards, M., and Stewart, R. R. 2000. Estimation and Interpretation of P and S Impedance volumes from Simultaneous Inversion of P-Wave Offset Seismic Data. *70th Ann. Internat. Mtg. Soc. Expl. Geophysics*, Expanded Abstracts, 146–149.
- Pulunggono, A., Haryo S. dan Kosuma, C.G. 1992. “Proceedings Indonesian Petroleum Association: Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems as a Framework of the South Sumatera Basin; a Study of SAR-Maps”. *Proceedings Indonesian Petroleum Association 1992*, IPA 92-11.37, p.339 – 360.
- Rafavich, F., Kendall, C. H. St. C., dan Todd, T. P. 1984. The Relationship Between Acoustic Properties and The Petrographical Character of Carbonate Rocks: *Geophysics*, 49, 1622–1634.
- Razi, M. 2007. *Aplikasi Metoda Seismik Inversi Simultan untuk Mengetahui Penyebaran Reservoir Batupasir-A3 Pada Lapangan “X” Cekungan Sumatera Selatan. (Skripsi)*. ITB, Bandung.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs : Second Edition*. Interprint Ltd, Malta.

- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Second Edition, French Consulting Ltd.
- Rob, S., dan Mike, B. 2014. *Seismic Amplitude an interpreter's handbook*. Cambridge university press.
- Russell, B. 1996. Introduction to Seismic Inversion Methods, S.N : *Domenico Series Editor Course Notes Series Volume 2 An SEG Continuing Education short course*, USA.
- Russell, B., dan Hampson, D. 1999. *Theory of the Strata Program*. Hampson-Russell Software Services Ltd.
- Russell, B., dan Hampson, D. 2005. *Guide to Strata Simultaneous Inversion*, HRS manual.
- Russell, B., dan Hampson, D. 2012 . *AVO Workshop Part 1 & 2*, A CGG Veritas Company, CGG Veritas.
- Rutherford, S., dan Williams, R. 1989. Amplitude Versus Offset Variation in Gas Sand, *Geophysics* 54, 680-688.
- Sheriff, R. E., dan Geldart, L.P. 1995. *Exploration Seismology*. Cambridge University Press, Second Edition.
- Shuey, R. T. 1985. Asimplification of Zoeppritz equations : *Geophysics*, 50, 609–614.
- Sismanto. 2006. *Dasar-dasar Akusisi dan Pemrosesan Data Seismik*, Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam. Universitas Gajah mada, Yogyakarta.
- Smith, G. C., dan Gidlow, P.M. 1987. Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas : *Geophysics. Prosp*, 35, 993–1014.
- Sukmono, S. 1999 *Seismik Atribut untuk Karakterisasi Reservoir*. Jurusan Teknik Geofisika. Institut Teknologi Bandung (ITB), Bandung.
- Sukmono, S. 2002. *An Introduction to Seismik Reservoir Analysis, in Seismik Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization*, Department of Geophysical Engineering ITB, Bandung.
- Sukmono, S. 2002 *Seismik Inversion for Reservoir Characterization, in Seismik Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization*. Department of Geophysical Engineering ITB, Bandung.

Suprajitno, M. 2000. *Physical Aspect of Exploration Seismology*. Geophysics Program of Mathematics and Sciences Department Universitas Indonesia, Depok.

Tatham , R. H. 1982. Vp/Vs and lithology: *Geophysics*, 47, 336–344.

Wang Z., Wang, H. dan Cates, M. E. 2001. Effective elastic properties of solid clays. *Geophysics*, 66, 428–440.

Zoeppritz, R., 1919. *On The Reflection and Propagation of Seismik Waves*, *Erdbebenwellen VIIIB*; Gottinger Nachrichten I, 66-68.