

**IDENTIFIKASI SEBARAN LITOLOGI DAN GAS PADA ZONA
PAY SAND MENGGUNAKAN ANALISIS AVO DAN INVERSI
SIMULTAN DI LAPANGAN “VR”, TELUK MEKSIKO**

(Skripsi)

**Oleh
VIRGIAN RAHMANDA**



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2017**

ABSTRACT

IDENTIFICATION OF LITHOLOGY AND GAS DISTRIBUTION ON PAY ZONE USING AVO ANALYSIS AND SIMULTANEOUS INVERSION IN "VR" FIELD, GULF OF MEXICO

By

VIRGIAN RAHMANDA

Lithology and gas identification in zone of Pay sand are part of reservoir characterization to determine zone of interest in "VR" field, Gulf of Mexico. Target zone is a layer of Pay sand with stratigraphic pinch-out trap, 26.95 meters thickness and located in ultra deep off-shore exploration 2970 meters. The methods applied include AVO analysis to provide boundary properties of rock layers and reflectivity's change of the lithology in analyzing the presence of gas using AVO attribute. Furthermore, performing Simultaneous Inversion and *Lambda-Mu-Rho* (LMR) transformation for more detailed and representative analysis of rock's physical properties. In this research also calculate effective porosity logs, prediction of Vshale and Vs log using Fluid Replacement Model (FRM) with AVO Zoeppritz syntetic modeling for validation at $S_w = 29\%$. The results showed that Pay zone is a type of sand reservoir class III AVO at TWT 2550 ms, which has a lower impedance value than the cover layer. Simultaneous Inversion method are good enough to determine distribution of reservoir properties, with a correlation value of inversion results 0.98 in the target zone. Based on the results of log crossplot sensitivity analysis, results of Simultaneous Inversion and LMR analysis showed interest zone of Pay sand in "VR" field, consisting of gas sand reservoir and cemented tight sand lithology, which has a lower Z_p value [6000-7800 (m/s)*(g/cc)], relatively high Z_s [3000-4500 (m/s)*(g/cc)], low density (2.2 to 2.38 g/cc), low V_p/V_s ratio (1.8 to 1.9 unitless), low *Lambda-Rho* (incompressibility) (20-21 GPa*g/cc), relatively high *Mu-Rho* (rigidity) (10-18 GPa*g/cc) and low *Lambda over Mu* (1.2 to 1.7 unitless). Zone of interest scattered around the VR-1 well, and the south of "VR" field with a depth from 3150 to 3250 meters.

Keywords: Reservoir characterization, Simultaneous Inversion, Pay sand, Amplitude Variation with Offset (AVO), Fluid Replacement Model (FRM), and *Lambda-Mu-Rho* (LMR).

ABSTRAK

IDENTIFIKASI SEBARAN LITOLOGI DAN GAS PADA ZONA *PAY SAND* MENGGUNAKAN ANALISIS AVO DAN INVERSI SIMULTAN DI LAPANGAN “VR”, TELUK MEKSIKO

Oleh

VIRGIAN RAHMANDA

Identifikasi litologi dan gas di zona *Pay sand* merupakan bagian dari karakterisasi reservoir yang bertujuan untuk memetakan *interest zone* dari lapangan “VR”, Teluk Meksiko. Zona target merupakan lapisan *Pay sand* dengan perangkat stratigrafi *pinch out*, yang memiliki ketebalan 26,95 meter dan kedalaman eksplorasi *ultra deep* 2970 meter. Metode yang diterapkan, yakni analisis AVO untuk memberikan sifat batas lapisan batuan serta perubahan reflektivitas litologi dalam menganalisis keberadaan gas menggunakan *AVO attribute*. Selanjutnya, dilakukan Inversi Simultan dan transformasi *Lambda-Mu-Rho* (LMR) untuk analisis sifat fisika batuan yang lebih detail dan representatif. Dalam penelitian ini juga dilakukan prediksi log porositas efektif, *Vshale* dan log *Vs* dengan metode *Fluid Replacement Model* (FRM) dengan validasi AVO *Zoeppritz synthetic model* menggunakan $S_w = 29\%$. Dari hasil penelitian menunjukkan bahwa zona *Pay sand* merupakan jenis reservoir *gas sand* kelas III pada TWT 2550 ms, yang memiliki nilai Impedansi lebih rendah dibandingkan dengan lapisan penutupnya. Metode Inversi Simultan cukup baik dalam mendeterminasi persebaran properti reservoir, dengan korelasi hasil inversi sebesar 0.98 pada zona target. Berdasarkan hasil analisis sensitivitas data log, hasil Inversi Simultan dan analisis LMR menunjukkan zona *interest Pay sand* pada lapangan “VR”, terdiri dari reservoir *gas sand* dan litologi *cemented tight sand*, yang memiliki nilai Z_p rendah [6000-7800 (m/s)*(g/cc)], Z_s relatif tinggi [3000-4500 (m/s)*(g/cc)], densitas rendah (2,2-2,38 g/cc), V_p/V_s ratio rendah (1,8-1,9 *unitless*), *Lambda-Rho* (Inkompressibilitas) rendah (20-21 GPa*g/cc), *Mu-Rho* (Rigiditas) relatif tinggi (10-18 GPa*g/cc) serta *Lambda over Mu* rendah (1,2-1,7 *unitless*). Zona *interest* tersebar di sekitar sumur VR-1, dan sebelah Selatan lapangan “VR” dengan kedalaman 3150 hingga 3250 meter.

Kata kunci: Karakterisasi reservoir, Inversi Simultan, *Pay sand*, *Amplitude Variation with Offset* (AVO), *Fluid Replacement Model* (FRM), dan *Lambda-Mu-Rho* (LMR).

**IDENTIFIKASI SEBARAN LITOLOGI DAN GAS PADA ZONA
PAY SAND MENGGUNAKAN ANALISIS AVO DAN INVERSI
SIMULTAN DI LAPANGAN “VR”, TELUK MEKSIKO**

Oleh

VIRGIAN RAHMANDA

Skripsi

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

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI DAN PENDIDIKAN TINGGI
UNIVERSITAS LAMPUNG
FAKULTAS TEKNIK
JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
2017**

Judul Skripsi

: **IDENTIFIKASI SEBARAN LITOLOGI
DAN GAS PADA ZONA *PAY SAND*
MENGUNAKAN ANALISIS AVO DAN
INVERSI SIMULTAN DI LAPANGAN "VR",
TELUK MEKSIKO**

Nama Mahasiswa

: **Virgian Rahmanda**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1215051054

Jurusan

: Teknik Geofisika

Fakultas

: Teknik

MENYETUJUI

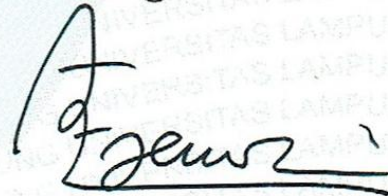
1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I



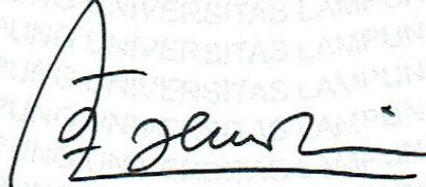
Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.
NIP 19700120 200003 1 001

Pembimbing II



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

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika



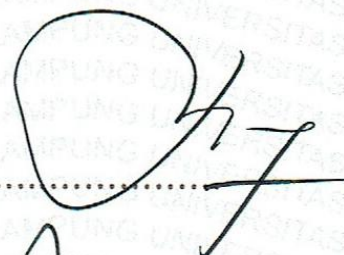
Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.
NIP 19720928 199903 1 001

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

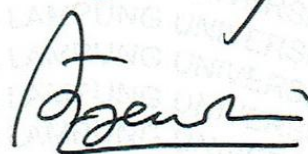
Ketua

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



Sekretaris

: **Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.**



Penguji

Bukan Pembimbing : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**



2. Dekan Fakultas Teknik



Prof. Drs. Suharno, M.Sc., Ph.D.

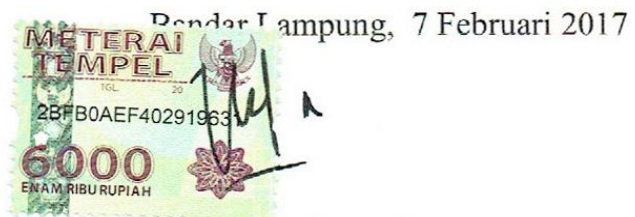
NIP 19620717 198703 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **7 Februari 2017**

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.



Virgian Rahmanda
NPM. 1215051054

RIWAYAT HIDUP



Virgian Rahmanda dilahirkan di Sribhawono, Lampung Timur pada tanggal 6 September 1994 dari pasangan Bapak Bharatu. Warito (alm) dan Ibu Yeni Ardianti, S.Pd. Penulis mengenyam pendidikan formalnya dimulai sejak Taman Kanak-kanak (TK) Pertiwi 1 Bandar Sribhawono yang diselesaikan pada tahun 2000, Sekolah Dasar (SD) diselesaikan di SDN 1 Bandar Sribhawono pada tahun 2006, Sekolah Menengah Pertama (SMP) diselesaikan di SMPN 1 Bandar Sribhawono pada tahun 2009, dan Sekolah Menengah Atas (SMA) yang diselesaikan di SMAN 1 Bandar Sribhawono pada tahun 2012. Selama di SMA Penulis tercatat aktif pada Organisasi Siswa Intra Sekolah (OSIS) sebagai Ketua Umum pada tahun 2011 dan tercatat sebagai salah satu Duta Gebyar Apresiasi Karakter Siswa Indonesia I (G-AKSI 1) Provinsi Lampung di Jakarta tahun 2010. Tahun 2012, penulis terdaftar sebagai mahasiswa Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung melalui jalur SNMPTN Undangan. Selama menjadi mahasiswa, penulis terdaftar dan aktif di beberapa Unit Kegiatan Kemahasiswaan, Keilmuan dan Kerohanian. Di Bidang Kemahasiswaan, seperti HIMA TG BHUWANA sebagai Wakil Ketua Umum Masa Bakti 2014-2015, Koordinator HPD Panitia Khusus Pemilihan Raya Fakultas Teknik 2013, Staff *Public Relation AAPG (American Association of Petroleum Geologist) Student Chapter* Universitas Lampung 2013-2014, Staff *Workshop Division SEG (Society Exploration Geophysics) Student Chapter* Universitas Lampung 2013-2014, Staff KOMINFO Ikatan Mahasiswa Lampung Timur 2013-2014 serta Staff

Kesekretariatan Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) Regional Sumatera 2015-2016. Pada tahun 2015 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Kampung Kahuripan Jaya, Kecamatan Banjar Baru, Kabupaten Tulang Bawang sebagai Koordinator Desa.

Di bidang Keilmuan, penulis dipercaya menjadi Asisten Praktikum Geologi Dasar dan Geologi Struktur pada tahun 2013-2014, Asisten Praktikum Geolistrik *Resistivity* di tahun 2014-2015, Asisten Praktikum *Processing* Seismik di tahun 2014-2015 dan 2016-2017, di Laboratorium PPDG Teknik Geofisika Universitas Lampung. Sedangkan di Bidang Kerohanian yaitu FOSSI-FT (Forum Silaturahmi dan Studi Islam Fakultas Teknik) sebagai Staff Media Informasi pada tahun 2012-2013.

Selama menjadi mahasiswa, dalam bidang akademik penulis pernah mendapatkan beasiswa PPA (Pengembangan Prestasi Akademik) pada tahun 2013 hingga tahun 2015. Dalam pengaplikasian ilmu di bidang Geofisika penulis juga telah melaksanakan Praktik Kerja Lapangan (PKL) Pada Bulan Februari 2016 di Pusat Survei Geologi (PSG) Bandung dengan tema **“Pengolahan Data dan *Forward Modeling* Struktur Bawah Permukaan Menggunakan Data Gayabarat Daerah Lampung Bagian Selatan”**. Pada Bulan Juni hingga September 2016, Penulis melakukan penelitian Tugas Akhir di Kelompok Pengkajian Sumberdaya Hidrokarbon, KP3 Teknologi Eksplorasi PPPTMGB “LEMIGAS” Cipulir, Jakarta Selatan. Hingga akhirnya penulis berhasil menyelesaikan pendidikan sarjananya pada 7 Februari tahun 2017 dengan skripsi yang berjudul **“Identifikasi Sebaran Litologi Dan Gas Pada Zona *Pay Sand* Menggunakan Analisis AVO dan Inversi Simultan di Lapangan “VR”, Teluk Meksiko.**

Untuk Orangtua terbaik sedunia,

Warito (alm)

&

Yeni Ardianti

Bapak sekaligus Motivator terbaik

Budi Santoso (alm),

Beserta harapan, kasih sayang & cinta mereka

"Maka sesungguhnya bersama kesulitan ada kemudahan. Maka apabila engkau telah selesai (dari suatu urusan), tetaplah bekerja keras (untuk urusan lain). Dan hanya kepada Tuhanmulah engkau berharap"

(Q.S Al Insyirah:6-8)

"Yakinlah ada sesuatu yang menantimu selepas banyak kesabaran (yang kau jalani) yang akan membuatmu terpana hingga kau lupa pedihnya rasa sakit "

(Ali Bin Abi Thalib)

"Man Jadda Wajada wa Man Saaro' Alard-darbi Washola wa Man Shabara Zafira"

Siapa yang bersungguh-sungguh, dia akan berhasil, dan Siapa yang berjalan pada lintasan yang benar, maka dia akan sampai di tujuan yang benar, dan siapa yang bersabar, akan beruntung

"Selalu pantaskanlah usaha untuk hasil yang terbaik"

(Virgian Rahmanda, S.T)

SANWACANA

Assalamu'alaikum warahmatullahi wabarakatuh,

Alhamdulillah, puji syukur bagi Allah Subhanahu wa Ta'ala yang telah memberikan nikmat, sehat, karunia serta perlindungan-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi yang berjudul “**Identifikasi Sebaran Litologi dan Gas Pada Zona Pay Sand Menggunakan Analisis AVO dan Inversi Simultan di Lapangan “VR”, Teluk Meksiko.**”

Banyak pihak yang terlibat dan memberikan kontribusi ilmiah, spiritual, dan informasi baik secara langsung maupun tidak langsung hingga terbentuk Skripsi ini. Pada kesempatan kali ini penulis ingin menyampaikan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Ibuku tercinta Yeni Ardianti, yang tak henti-hentinya mendidik, berkorban, berdoa, dan mendukung penulis dalam segala hal terutama dalam pendidikan;
2. Almarhum Ayah Warito, Almarhum Bapak Budi Santoso tercinta, yang selalu mendidik atas motivasi dan semangat dalam segala hal, yang masih terkenang hingga saat ini;
3. Kakek & Nenek yang selalu memberikan semangat, bantuan, dan mendukung penulis dalam segala hal;

4. Bapak Dr. Ir. Bambang Widarsono, M.Sc, DIC selaku kepala Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas (LEMIGAS) yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk melakukan tugas akhir dan penelitian di LEMIGAS;
5. Ibu Dra. Julikah, M.T. selaku pembimbing Tugas Akhir di Kelompok Pengkajian Sumberdaya Hidrokarbon, KPPP Teknologi Eksplorasi PPPTMGB “LEMIGAS”;
6. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T. selaku Pembimbing I Skripsi. Terimakasih atas saran, dukungan, serta masukan yang diberikan;
7. Bapak. Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T selaku Pembimbing II Skripsi, Pembimbing Akademik, dan Ketua Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung. Terimakasih atas saran serta bimbingan yang telah diberikan;
8. Bapak. Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. selaku pembahas dalam Skripsi di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung;
9. Mas Udin, Mas Andri, Kak Tio, Pak Egi, Pak Joko, dan seluruh karyawan LEMIGAS atas dukungan materi dan moral kepada penulis selama mengerjakan tugas akhir di LEMIGAS;
10. Dosen-Dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung; Bapak Prof. Drs. 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.T., Bapak Syamsurijal Rasimeng, S.Si., M.Si., Bapak Alimuddin Muchtar, M.Si., Bapak Rustadi, M.T., Bapak Dr. Ordas Dewanto, M.Si., Bapak Karyanto, S.Si., M.T., Bapak Dr. Nandi Haerudin, M.Si., Bapak Rahmat Catur Wibowo, M.Eng., Bapak Gede Boy, M.Eng., telah

memberikan ilmu yang luar biasa dan memotivasi penulis untuk selalu menjadi lebih baik selama perkuliahan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung;

11. Ibu Susi, Ibu Wulan dan Pak Mufid bagian Afiliasi dan Informasi LEMIGAS yang telah banyak membantu selama pelaksanaan Penelitian Tugas Akhir;
12. Seluruh Staf Tata Usaha Jurusan Teknik Geofisika Unila, Pak Marsono, Mbak Dewi, Pak Legino, dan Mas Pujono, yang telah memberi banyak bantuan dalam proses administrasi;
13. Adik-Adikku tercinta Hanum Puspa Pertiwi, S. Farm., Iguh Rilo Pambudi, dan Lathiffa Aisyah Nurra yang telah banyak memberi dukungan & semangat;
14. Teman-teman seperjuangan Teknik Geofisika 2012 (CilokoRolas) (**Tanpa terkecuali**). Terima kasih karena telah menjadi sahabat terbaik yang selama ini mendukung, menjadi tempat berbagi suka dan duka selama masa perkuliahan di Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung;
15. Teman seperjuangan Tugas Akhir; Ferry, Dimas, Wening, Dessy, Sam, Heldy, Gian, Nissa, Made & Gata yang telah banyak membantu penulis selama penelitian di LEMIGAS;
16. Kakak serta adik tingkat keluarga besar Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya cintai;
17. Serta semua pihak yang telah membantu pelaksanaan Tugas Akhir hingga Skripsi.

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

Wa 'alaikumussalām warahmatullahi wabarakatuh,

Bandar Lampung, 7 Februari 2017

Penulis,



Virgian Rahmanda

DAFTAR ISI

	halaman
ABSTRACT	i
ABSTRAK	ii
HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
PERNYATAAN.....	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
PERSEMBAHAN.....	ix
MOTTO	x
SANWACANA	xi
DAFTAR ISI.....	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xix
DAFTAR TABEL	xxviii
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Rumusan Masalah	3
1.3. Maksud dan Tujuan Penelitian	4
1.4. Manfaat Penelitian	4
1.5. Batasan Masalah	5
BAB II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1. Daerah Penelitian.....	6
2.2. Geologi Regional	7
2.3. Sistem Pengendapan	11

2.4. Stratigrafi	13
2.5. Elemen <i>Petroleum System</i>	15
2.5.1. Batuan Induk	16
2.5.2. Perangkap	18
2.5.3. Batuan Tudung	19
2.5.4. Kematangan	20
2.5.5. Migrasi	21
2.5.6. Reservoir	22

BAB III. TEORI DASAR

3.1. Gelombang Seismik	24
3.1.1. Gelombang Badan (<i>Body Wave</i>)	24
3.1.2. Gelombang Permukaan (<i>Surface Wave</i>)	26
3.2. Konsep Seismik Refleksi	27
3.2.1. <i>Trace</i> Seismik	27
3.2.2. Interferensi Gelombang Seismik	28
3.2.3. Polaritas dan Fasa	28
3.2.4. Resolusi Vertikal	30
3.2.5. <i>Wavelet</i>	31
3.2.6. Seismogram Sintetik	32
3.3. <i>Well Logging</i>	33
3.3.1. Log <i>Sonic</i>	33
3.3.2. Log <i>Gamma Ray</i>	34
3.3.3. Log Densitas	35
3.3.4. Log Neutron	36
3.3.5. Log <i>Caliper</i>	40
3.3.6. Log <i>Resistivity</i>	41
3.3.7. Log <i>Spontaneous Potential</i>	42
3.3.8. Prediksi Log Kecepatan Gelombang S	43
3.3.8.1. Metode Castagna	43
3.3.8.2. Metode <i>Fluid Replacement Model</i> (FRM)	43
3.3.9. Prediksi <i>Vshale</i>	45
3.4. Impedansi Akustik (AI) dan Koefisien Refleksi	46
3.5. Impedansi <i>Shear</i> (SI)	48
3.6. <i>Amplitude Variation Offset</i> (AVO)	49
3.6.1. Prinsip Dasar AVO	49
3.6.2. Klasifikasi AVO	54
3.6.3. Atribut AVO	56
3.6.3.1. <i>Primary Attribute</i>	56
3.6.3.2. <i>Secondary Attribute</i>	56
3.7. Metode Inversi Seismik	57
3.8. Inversi Simultan	59
3.9. Sifat Fisika Batuan	
3.9.1. Kecepatan Gelombang P (V_p) dan Gelombang S (V_s)	64
3.9.2. Porositas	65
3.9.3. Densitas	66
3.9.4. Rigiditas dan Inkompresibilitas	67

BAB IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Waktu dan Tempat Penelitian.....	71
4.2. Perangkat Keras dan Perangkat Lunak.....	72
4.2.1. Perangkat Keras	72
4.2.2. Perangkat Lunak.....	72
4.3. Ketersediaan Data Penelitian.....	73
4.3.1. Data Seismik 3D <i>Pre-Stack gather</i>	73
4.3.2. Data <i>Marker</i> Geologi & Interpretasi Horizon.....	75
4.3.3. Data Geologi Daerah Penelitian.....	76
4.3.4. Data Log.....	77
4.3.5. Data <i>Checkshot</i>	78
4.4. Pengolahan Data	79
4.4.1. Pengolahan Data Log	80
4.4.1.1. Prediksi Log Porositas	80
4.4.1.2. Prediksi Log <i>Vshale</i>	81
4.4.1.3. Prediksi Log Vs	81
4.4.1.4. Log <i>Transform</i>	82
4.4.1.5. Krosplot Parameter Fisis	83
4.4.2. <i>Pre-conditioning</i> Data Seismik	84
4.4.3. Proses Analisis AVO.....	86
4.4.3.1. <i>Incidence Angle Analysis</i>	86
4.4.3.2. Kurva Respon AVO.....	87
4.4.3.3. Pengolahan Atribut AVO	87
4.4.3.4. <i>Partial Angle Stack & Angle Gather</i>	88
4.4.3.5. <i>Partial Angle Wavelet</i>	89
4.4.4. <i>Checkshot Correction, Wavelet & Well Seismic Tie</i>	91
4.4.4.1. <i>Checkshot Correction</i>	91
4.4.4.2. <i>Wavelet Analysis & Well Seismic Tie</i>	92
4.4.5. Interpretasi Data Seismik 3D.....	94
4.4.6. <i>Time Structure Map, Depth Structure Map,</i> <i>Isochron & Isopach Map</i>	94
4.4.7. Proses Inversi Simultan	95
4.4.7.1. <i>Initial Model, Vp, Vs, Zp, Zs, Density</i>	96
4.4.7.2. Analisis Inversi dan Penentuan Parameter Inversi Simultan	97
4.4.7.3. Hasil Inversi Impedansi Akustik, Impedansi <i>Shear, Vp,Vs, Densitas, Vp/Vs Ratio</i>	98
4.4.7.4. Transformasi <i>Lambda-Mu-Rho</i>	98
4.4.8. <i>Mapping</i> hasil atribut AVO, Inversi Simultan & LMR....	99

BAB V. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Analisis Data Log	100
5.1.1. Analisis Hasil Prediksi Log Porositas.....	100
5.1.2. Analisis Hasil Prediksi Log <i>Vshale</i>	102
5.1.3. Analisis Hasil Prediksi Log Vs	103
5.1.4. Analisis Zona Target.....	106
5.2. Analisis Krosplot Sensitivitas.....	110

5.3. Analisis Hasil Prekondisi Data Seismik	119
5.3.1. <i>Muting</i>	119
5.3.2. <i>Bandpass Filter</i>	120
5.3.3. <i>Super Gather</i>	121
5.3.4. <i>Time Variant Trim Static</i>	122
5.4. Analisis AVO	124
5.5. Analisis AVO Attribute	129
5.5.1. <i>Intercept (A) dan Gradien (B)</i>	129
5.5.2. <i>Product (A*B)</i>	133
5.5.3. Reflektivitas P (R_p) dan Reflektivitas S (R_s)	134
5.5.4. <i>Fluid Factor ($V_p/V_s=2$)</i>	137
5.5.5. <i>Scalled Poisson's Ratio (SPR) Change ($aA+bB$)</i>	138
5.6. Analisis <i>Partial Angle Stack</i> dan <i>Partial Angle Gather</i>	140
5.7. Analisis <i>Well Seismic Tie</i>	142
5.8. Analisis <i>Picking Horizon</i>	144
5.9. Analisis <i>Initial Model</i>	145
5.10. Analisis Pre-Inversi Simultan	148
5.11. Analisis Hasil Inversi Simultan	149
5.11.1. Kecepatan Gelombang P dan S (V_p & V_s).....	150
5.11.2. V_p/V_s Ratio.....	154
5.11.3. Impedansi P (Z_p) dan Impedansi S (Z_s)	156
5.11.4. Densitas	159
5.12. Analisis Hasil Transformasi <i>Lambda-Mu-Rho (LMR)</i>	161
5.12.1. Penampang <i>Lambda-Rho</i>	161
5.12.2. Penampang <i>Mu-Rho</i>	163
5.12.3. Penampang <i>Lambda over Mu</i>	164
5.13. Resolusi Vertikal Zona <i>Pay Sand</i>	167
5.14. Interpretasi Zona <i>Pay Sand</i>	168
5.14.1. <i>Time Structure Map & Depth Structure Map</i>	168
5.14.2. Peta <i>Isochron & Isopach</i>	171
5.14.3. Peta Persebaran Litologi dan Gas	172
5.14.4. Penentuan <i>Zone of Interest</i>	175

BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan	179
6.2. Saran.....	181

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

	halaman
Gambar 1. Lokasi Teluk Meksiko (<i>Google map</i> , INEGI 2016).....	6
Gambar 2. Struktur Cekungan Teluk Meksiko (Salvador, 1991).....	8
Gambar 3. Peta area Teluk Meksiko yang menunjukkan anggota geologi Relief digital <i>bathymetry</i> oleh Sandwell dan Smith (1997) (<i>AAPG Explorer</i> , 2000).....	9
Gambar 4. Batas <i>petroleum province</i> berumur lebih dari <i>Jurassic-Cretaceous-Tertiary</i> dalam <i>petroleum system</i> Teluk Meksiko (Hackley, 2012).....	10
Gambar 5. Sistem pengendapan pada kelompok <i>lower Claiborne</i> (Galloway, 2000).....	12
Gambar 6. Sistem pengendapan pada kelompok <i>upper Claiborne</i> (Galloway, 2000).....	12
Gambar 7. Skema <i>block diagram</i> yang mengilustrasikan lingkungan pengendapan dan model geologi pada Cekungan Teluk Meksiko (Edwards, 1991).....	13
Gambar 8. Stratigrafi Teluk Meksiko yang menampilkan <i>source rock</i> potensial (Hackley, 2012).....	14
Gambar 9. Unsur-unsur utama dari <i>Upper Jurassic-Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System Gulf of Mexico</i> . E = <i>Early</i> , M = <i>Middle</i> , L = <i>Late</i> , T _R = <i>Triassic</i> , Paleo. = <i>Paleocene</i> , Olig. = <i>Oligocene</i> , Po = <i>Pliocene</i> , P = <i>Pleistocene</i> , Quat. = <i>Quaternary</i> (Hackley, 2012).....	15
Gambar 10. Kelompok hidrokarbon dari <i>Gulf Coast AS</i> (Hackley, 2012).....	17

Gambar 11.	<i>Cross section model Shanghai field, Wharton County, Texas.</i> (Hackley, 2012).....	19
Gambar 12.	Puncak kematangan termal kelompok Wilcox (Hackley, 2012).....	21
Gambar 13.	Konsep migrasi minyak dan gas di Louisiana Selatan (Hackley, 2012).....	22
Gambar 14.	Skema perpindahan partikel pada gelombang longitudinal (Thorne, 1995).....	25
Gambar 15.	Skema perpindahan partikel pada gelombang transversal (Thorne, 1995).....	25
Gambar 16.	Skema pergerakan gelombang <i>Rayleigh</i> (Thorne, 1995).....	26
Gambar 17.	Skema penjalaran gelombang <i>Love</i> (Thorne, 1995).....	26
Gambar 18.	Konvolusi antara reflektivitas dengan <i>wavelet</i> mengurangi resolusi (Russell, 1999).....	28
Gambar 19.	Polaritas normal dan polaritas <i>reverse</i> (Abdullah, 2011)	29
Gambar 20.	Efek interferensi yang berhubungan dengan batuan dengan AI tinggi yang terletak di antara batuan dengan AI rendah (Sukmono, 2000)	30
Gambar 21.	Jenis-jenis <i>wavelet</i> berdasarkan konsentrasi energinya, yaitu <i>minimum phase wavelet</i> (a), <i>mixed phase wavelet</i> (b), <i>maximum phase wavelet</i> (c), dan <i>zero phase wavelet</i> (d) (http:// petroleumgeophysics. com/ images/ Chapte r-4).....	31
Gambar 22.	Ilustrasi seismogram sintetik (Sukmono, 1999)	32
Gambar 23.	Survei <i>checkshot</i> pada survey <i>on-shore</i> dan pada <i>deviated well</i> (http://wiki.aapg.org/Checkshots_and_vertical_seismic_profile)...	33
Gambar 24.	Skema log <i>sonic</i> (Rider, 2002).....	33
Gambar 25.	Respon log <i>gamma ray</i> terhadap batuan (Rider, 2002)	34
Gambar 26.	Respon log neutron terhadap batuan (Rider, 2002)	36
Gambar 27.	Tipikal respon <i>caliper</i> untuk berbagai litologi (Rider,2002)	40
Gambar 28.	Skema log <i>resistivity</i> (Rider, 2002).....	41

Gambar 29.	Skema log <i>spontaneous potential</i> (Rider, 2002).....	42
Gambar 30.	Respon <i>Vshale</i> terhadap indeks <i>radioactivity</i> (Engler, 2012).....	46
Gambar 31.	Pengaruh beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik (Sukmono, 2002).....	48
Gambar 32.	Partisi energi gelombang seismik pada bidang reflektor (Russell, 1999).....	49
Gambar 33.	Respon AVO (a) dan transformasinya menjadi respon AVA (<i>Amplitudo versus Angle</i>) (Russell, 1999).....	53
Gambar 34.	Geometri jejak sinar seismik untuk satu bagian <i>shot-receiver</i> pada media yang memiliki kecepatan konstan (Russell, 1999).....	54
Gambar 35.	Pembagian AVO pada <i>gas sands</i> berdasarkan klasifikasi Rutherford–Williams dan dimodifikasi oleh Castagna (Castagna, 1998).....	54
Gambar 36.	Kelas AVO dan AVO <i>crossplot</i> (Castagna, 1997).....	57
Gambar 37.	Diagram konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2000).....	58
Gambar 38.	Berbagai macam metode inversi seismik (Sukmono, 2000).....	59
Gambar 39.	<i>Crossplot</i> antara $\ln(\rho)$ terhadap $\ln(Z_p)$ dan $\ln(Z_s)$ terhadap $\ln(Z_p)$ Deviasi garis tersebut, ΔL_D dan ΔL_S adalah anomali fluida yang diinginkan (Russell, 2005).....	63
Gambar 40.	Skema deformasi batuan terhadap gelombang kompresi (P-wave) dan Gelombang Shear (S-wave) (Goodway, 2001).....	64
Gambar 41.	Sw vs Densitas aplikasi persamaan Wyllie pada reservoir minyak dan gas (Russell, 2005).....	67
Gambar 42.	Inkompresibilitas dan rigiditas beberapa batuan (Royle, 1999).....	68
Gambar 43.	Interpretasi <i>cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho</i> sumur <i>lower Cretaceous gas sand</i> di Alberta (Goodway, 1997).....	69
Gambar 44.	Interpretasi <i>log P.S Impedance & Lambda-Rho, Mu-Rho</i> sumur <i>lower Cretaceous gas sand</i> di Alberta (Goodway, 1997).....	70
Gambar 45.	<i>Geometry grid</i> data seismik lokasi penelitian.....	74
Gambar 46.	Data Seismik 3D <i>pre-stack gather</i> lapangan “VR”	74

Gambar 47.	Horizon pada interval zona target (<i>angle gather</i>).....	75
Gambar 48.	<i>Basemap</i> lapangan “VR”, Teluk Meksiko.....	78
Gambar 49.	Kelengkapan data log yang terdapat pada sumur VR-1.....	78
Gambar 50.	Diagram alir penelitian.....	79
Gambar 51.	Diagram alir proses <i>fluid replacement model</i> (FRM).....	82
Gambar 52.	Diagram alir <i>pre-conditioning</i> data seismik.....	85
Gambar 53.	Diagram alir analisis <i>Amplitude Variation Offset</i> (AVO).....	86
Gambar 54.	<i>Wavelet partial angle stack; near angle stack, mid angle stack, far angle stack</i> serta masing-masing <i>amplitude spactrum</i> dari <i>stacked</i> data seismik.....	90
Gambar 55.	Koreksi <i>checkshot</i> pada sumur VR-1.....	91
Gambar 56.	Diagram pembuatan seismogram sintetik.....	92
Gambar 57.	Diagram ekstraksi <i>wavelet & well seismic tie</i>	93
Gambar 58.	Diagram alir proses konversi <i>time to depth</i>	95
Gambar 59.	Diagram alir proses Inversi Simultan.....	95
Gambar 60.	Hasil prediksi log porositas melalui (1) log densitas, (2) log <i>resistivity</i> dan NPHI, (3) log NPHI dan densitas.....	101
Gambar 61.	Hasil prediksi log <i>Vshale</i> melalui persamaan linier log GR dengan penyesuaian persamaan non linier Stieber (1970).....	102
Gambar 62.	Hasil FRM pada interval zona target <i>Pay sand</i> dengan variasi nilai <i>Sw</i> (1) 28%, (2) 29%, (3) 30%, dan (4) 100%.....	104
Gambar 63.	Log hasil proses substitusi fluida pada interval zona target <i>Pay sand</i> dengan variasi nilai <i>Sw</i> (1) 28%, (2) 29%, (3) 30%, dan (4) 100% serta <i>initial log</i>	105
Gambar 64.	Proses <i>well seismic tie</i> data seismik dan data <i>log initial</i> dalam proses <i>AVO syntetic model</i>	105
Gambar 65.	Hasil pembuatan <i>AVO syntetic model</i> terhadap respon saturasi air (<i>Sw</i>) pada interval zona <i>Pay sand</i>	106
Gambar 66.	Hasil <i>editing</i> dan transformasi data log pada sumur VR-1.....	107

Gambar 67.	<i>Crossplot parameter P-wave dan S-wave dengan skala warna Gamma Ray (kiri) serta cross section (kanan) pada sumur VR-1....</i>	111
Gambar 68.	<i>Crossplot parameter P-Impedance dan Vp/Vs ratio dengan skala warna resistivity (kiri) serta cross section (kanan) pada sumur VR-1.....</i>	112
Gambar 69.	<i>Crossplot parameter P-Impedance dan S-Impedance dengan skala warna Gamma Ray (kiri) serta cross section (kanan) pada sumur VR-1.....</i>	113
Gambar 70.	<i>Crossplot parameter porosity dan density dengan skala warna resistivity (kiri) serta cross section (kanan) pada sumur VR-1.....</i>	114
Gambar 71.	<i>Crossplot parameter Lambda-Rho dan Mu-Rho dengan skala warna resistivity (kiri) serta cross section (kanan) pada sumur VR-1.....</i>	115
Gambar 72.	<i>Crossplot parameter Lambda over Mu dan Lambda-Rho dengan skala warna Gamma Ray (kiri) serta cross section (kanan) pada sumur VR-1.....</i>	115
Gambar 73.	<i>Crossplot parameter Lambda-Rho dan Poisson's ratio dengan skala warna resistivity (kiri) serta cross section (kanan) pada sumur VR-1.....</i>	116
Gambar 74.	<i>Crossplot parameter VShale dan Lambda-Rho dengan skala warna resistivity (kiri) serta cross section (kanan) pada sumur VR-1.....</i>	117
Gambar 75.	<i>Crossplot parameter Gamma Ray dan Lambda-Rho dengan skala warna resistivity (kiri) serta cross section (kanan) pada sumur VR-1.....</i>	117
Gambar 76.	<i>Data seismik CDP gather yang menampilkan noise dan harus dimuting (kotak merah) serta interval zona target Pay sand (kotak kuning).....</i>	120
Gambar 77.	<i>Data seismik CDP gather setelah dilakukan proses top mute.....</i>	120
Gambar 78.	<i>Data seismik CDP gather setelah dilakukan proses bandpass filter.....</i>	121
Gambar 79.	<i>Data seismik CDP gather setelah dilakukan proses super gather...</i>	122
Gambar 80.	<i>Data seismik CDP gather setelah dilakukan proses time variant trim static.</i>	123

Gambar 81.	Perbandingan hasil prekondisi data seismik pada masing-masing tahap.....	123
Gambar 82.	Penampang CDP <i>gather</i> dalam domain sudut pada interval 0° hingga 45°.....	124
Gambar 83.	Penampang CDP <i>gather</i> dalam analisis AVO menggunakan metode <i>pick analysis</i>	125
Gambar 84.	Penampang CDP <i>gather</i> dalam analisis AVO menggunakan metode <i>pick analysis</i> (A/B) <i>two term</i> Aki-Richard (1) dan (A/B/C) <i>three term</i> Aki-Richard (2) pada <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i> ...	126
Gambar 85.	Kurva respon AVO pada <i>Inline</i> 14770.....	126
Gambar 86.	Krosplot antara <i>Intercept</i> (A) dan <i>Gradien</i> (B).....	128
Gambar 87.	Hasil krosplot antara <i>Intercept</i> (A) dan <i>Gradien</i> (B) pada penampang Seismik dengan <i>trace data Intercept</i> (A) di <i>Inline</i> 14770.....	129
Gambar 88.	Penampang <i>Intercept</i> (A) pada <i>inline</i> 14770.....	130
Gambar 89.	Peta <i>Intercept</i> (A) AVO pada horizon <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	130
Gambar 90.	Penampang <i>Gradient</i> (B) pada <i>inline</i> 14770.....	131
Gambar 91.	Peta <i>Gradient</i> (B) AVO pada horizon <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	132
Gambar 92.	Penampang <i>Product</i> (A*B) pada <i>inline</i> 14770.....	133
Gambar 93.	Peta <i>Product</i> (A*B) AVO pada horizon <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	134
Gambar 94.	Penampang Reflektivitas P (Rp) pada <i>inline</i> 14770.....	135
Gambar 95.	Peta Reflektivitas P (Rp) AVO pada horizon <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	135
Gambar 96.	Penampang Reflektivitas S (Rs) pada <i>inline</i> 14770.....	136
Gambar 97.	Peta Reflektivitas S (Rs) AVO pada horizon <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	136
Gambar 98.	Penampang <i>Fluid factor</i> ($V_p/V_s=2$) pada <i>inline</i> 14770.....	137
Gambar 99.	Peta <i>Fluid factor</i> ($V_p/V_s=2$) AVO pada horizon <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	138

Gambar 100.	Penampang <i>Scalled Poisson's Ratio Change (aA+bB)</i> pada inline 14770.....	139
Gambar 101.	Peta <i>Poisson's Ratio Change (aA+bB)</i> AVO pada horizon <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	140
Gambar 102.	Data seismik <i>partial angle gather; near angle gather, mid angle gather</i> dan <i>far angle gather</i>	141
Gambar 103.	Data seismik <i>partial angle stack; near angle stack, mid angle stack, far angle stack</i> serta masing-masing <i>amplitude spectrum</i> dari <i>stacked data</i> seismik.....	142
Gambar 104.	<i>Well seismic tie</i> pada <i>near angle stack</i>	143
Gambar 105.	<i>Well seismic tie</i> pada <i>mid angle stack</i>	143
Gambar 106.	<i>Well seismic tie</i> pada <i>far angle stack</i>	144
Gambar 107.	Interpretasi horizon pada interval zona target (<i>CDP stack</i>).....	145
Gambar 108.	Model awal (<i>initial model</i>) <i>P-Impedance</i>	146
Gambar 109.	Model awal (<i>initial model</i>) <i>S-Impedance</i>	146
Gambar 110.	Model awal (<i>initial model</i>) Densitas.....	147
Gambar 111.	Model awal (<i>initial model</i>) kecepatan gelombang P (<i>Vp</i>).....	147
Gambar 112.	Model awal (<i>initial model</i>) kecepatan gelombang S (<i>Vs</i>).....	148
Gambar 113.	<i>Pre-inversion QC</i> hasil inversi pada sumur VR-1.....	148
Gambar 114.	Krosplot penentuan koefisien regresi <i>P-Impedance, S-Impedance</i> dan densitas.....	149
Gambar 115.	Penampang hasil inversi parameter <i>Vp</i> pada inline 14470.....	151
Gambar 116.	Peta horizon <i>slicing</i> hasil inversi parameter <i>Vp</i> pada <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	152
Gambar 117.	Penampang hasil inversi parameter <i>Vs</i> pada inline 14470.....	153
Gambar 118.	Peta horizon <i>slicing</i> hasil inversi parameter <i>Vs</i> pada <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	153
Gambar 119.	Penampang hasil inversi parameter <i>Vp/Vs ratio</i> pada inline 14470.....	155

Gambar 120.	Peta horizon <i>slicing</i> hasil inversi parameter V_p/V_s ratio pada <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	155
Gambar 121.	Penampang hasil inversi parameter <i>P-Impedance</i> (Z_p) pada <i>inline</i> 14470.....	156
Gambar 122.	Peta horizon <i>slicing</i> hasil inversi parameter <i>P-Impedance</i> pada <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	157
Gambar 123.	Penampang hasil inversi parameter Impedansi-S (Z_s) pada <i>inline</i> 14470.....	158
Gambar 124.	Peta horizon <i>slicing</i> hasil inversi parameter Impedansi-S pada <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	159
Gambar 125.	Penampang hasil inversi parameter <i>density</i> pada <i>inline</i> 14470.....	160
Gambar 126.	Peta horizon <i>slicing</i> hasil inversi parameter <i>density</i> pada <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	160
Gambar 127.	Penampang hasil inversi parameter <i>Lambda-Rho</i> pada <i>inline</i> 14470.....	161
Gambar 128.	Peta horizon <i>slicing</i> hasil inversi parameter <i>Lambda-Rho</i> pada <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	162
Gambar 129.	Penampang hasil inversi parameter <i>Mu-Rho</i> pada <i>inline</i> 14470.....	163
Gambar 130.	Peta horizon <i>slicing</i> hasil inversi parameter <i>Mu-Rho</i> pada <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	164
Gambar 131.	Penampang hasil inversi parameter <i>Lambda over Mu</i> pada <i>inline</i> 14470.....	165
Gambar 132.	Peta horizon <i>slicing</i> hasil inversi parameter <i>Lambda over Mu</i> pada <i>Top Pay</i> dan <i>Base Pay</i>	166
Gambar 133.	<i>Time structure map</i> dan <i>depth structure map</i> pada horizon <i>Top A</i> , <i>Top Pay</i> , <i>Base Pay</i> , dan <i>Top B</i>	169
Gambar 134.	<i>Isochron Map</i> (kiri) dan <i>Isopach Map</i> (kanan) pada zona <i>Pay Sand</i>	172
Gambar 135.	<i>Crossplot volume P-Impedance</i> (Z_p) dan V_p/V_s ratio dengan skala warna <i>resistivity</i> pada <i>trace data P-Impedance</i> (Z_p).....	173

Gambar 136.	Peta persebaran <i>cemented tight sand</i> (kiri) dan <i>gas sand</i> (kanan) overlay <i>Depth Strcuture Map</i> berdasarkan analisis krosplot <i>P-Impedance</i> (Z_p) dan <i>Vp/Vs ratio</i>	174
Gambar 137.	Analisis zona <i>interest</i> berdasarkan atribut AVO.....	175
Gambar 138.	<i>Attribute</i> Seismik <i>Amplitude Envelope</i> , <i>Instantaneous Frequency</i> , <i>RMS velocity</i> dan <i>Sweetness attribute</i> , mempertegas lokasi <i>channel</i> pada Lapangan “VR”	177
Gambar 139.	Analisis zona <i>interest</i> berdasarkan parameter hasil Inversi Simultan dan Transformasi <i>Lambda-Mu-Rho</i>	178

DAFTAR TABEL

	halaman
Tabel 1. Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu dari beberapa lapangan minyak bumi (Harsono, 1997).....	35
Tabel 2. Klasifikasi anomali AVO (Castagna, 1997).....	57
Tabel 3. Pemerian porositas secara semi-kuantitatif (Koesoemadinata, 1980)	66
Tabel 4. Analisa petrofisika menggunakan <i>Lamé Parameter</i> (λ) (Goodway, 1997)	70
Tabel 5. Jadwal pelaksanaan penelitian Tugas Akhir	71
Tabel 6. Detail data seismik lokasi penelitian	74
Tabel 7. Data <i>marker</i> geologi.....	75
Tabel 8. Data properti reservoir pada Cekungan Teluk Meksiko.....	76
Tabel 9. Tabel kelengkapan sumur pada penelitian	77
Tabel 10. Tabel kelengkapan data <i>well log</i>	77
Tabel 11. Transformasi data log.....	83
Tabel 12. Krosplot parameter fisis pada sumur VR-1.....	84
Tabel 13. <i>Processing sequence</i> sebelum <i>pre-conditioning</i> data seismik	85
Tabel 14. Spesifikasi <i>partial angle wavelet</i>	89
Tabel 15. Hasil analisis <i>cut off</i> sensitivitas data log pada sumur VR-1	118

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Eksplorasi hidrokarbon khususnya minyak dan gas bumi merupakan serangkaian kegiatan yang bertujuan untuk menemukan cadangan minyak dan gas bumi yang potensial dan ekonomis. Salah satu metode geofisika yang sering digunakan dalam eksplorasi migas adalah metode Seismik Refleksi, karena dapat memberikan *subsurface imaging* struktur geologi dan perlapisan batuan bawah permukaan yang berpotensi sebagai jebakan hidrokarbon dengan cukup detail dan akurat.

Seiring dengan meningkatnya jumlah kebutuhan bahan bakar fosil, usaha-usaha untuk meningkatkan produksi hidrokarbon tidak hanya dengan cara mencari sumber-sumber hidrokarbon baru, mengingat hal tersebut membutuhkan pendanaan yang cukup besar dan sudah semakin sulitnya mencari lapangan minyak baru di dunia. Usaha tersebut dapat dilakukan dengan mengembangkan lapangan-lapangan yang sudah ada. Untuk itu diperlukan analisis lanjut mengenai keadaan reservoir yang sudah diketahui, salah satunya dengan karakterisasi reservoir.

Analisis karakter reservoir seismik merupakan suatu proses untuk mendeskripsikan karakter reservoir secara kualitatif dan atau secara kuantitatif menggunakan data seismik sebagai data utama (Sukmono, 2002). Karakterisasi reservoir yang meliputi delineasi, deskripsi, dan *monitoring* diperlukan untuk dapat melihat secara

penuh keadaan reservoir. Untuk dapat mengkarakterisasi reservoir dengan baik, studi terpadu yang melibatkan data seismik dan data sumur perlu dilakukan, salah satunya dengan menggunakan metode seismik inversi.

Inversi seismik adalah teknik untuk menciptakan model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2002). Jika karakterisasi reservoir dengan proses inversi seismik hanya menggunakan impedansi gelombang P yang menghasilkan parameter AI (*Acoustic Impedance*) akan memiliki keterbatasan dalam membedakan efek litologi dan fluida. Oleh sebab itu, pada penelitian ini akan digunakan informasi gelombang S yang menghasilkan parameter SI (*Shear Impedance*) sehingga dapat membedakan efek litologi dan fluida dengan lebih baik. Jenis inversi yang menggunakan informasi gelombang S adalah metode seismik inversi yang menggunakan data seismik *pre-stack* salah satunya metode Inversi AVO Simultan.

Metode seismik Inversi AVO Simultan (*Simultaneous AVO Inversion*) merupakan salah satu metode inversi yang menggunakan data *partial angle gather* dengan variasi sudut datang yang berbeda (*near angle*, *mid angle*, *far angle*) secara bersama-sama menggunakan kontrol *wavelet* yang diestimasi dari masing-masing data *seismik partial stack*, sehingga dari proses tersebut dapat dilakukan analisis AVO untuk mengidentifikasi indikator langsung hidrokarbon melalui *primary attribute* dan *secondary attribute* AVO. Hasil dari proses inversi simultan, yakni model kecepatan gelombang P (V_p), kecepatan gelombang S (V_s), *Acoustic Impedance* (AI), *Shear Impedance* (SI), dan densitas (ρ). Dari kelima parameter di atas dapat diturunkan menjadi parameter V_p/V_s ratio, *Poisson's ratio*, dan parameter *Lamé*.

Parameter *Lamé* yaitu λ (*Lambda*), dan μ (*Mu*) yang kemudian dikombinasikan dengan ρ (*Rho*) dapat digunakan untuk analisis *Lambda-Mu-Rho* (LMR). Parameter sifat fisis batuan yang dapat di-generate dari parameter *Lamé* yaitu *incompressibility* ($\lambda\rho$) dan *rigidity* ($\mu\rho$) memiliki sensitivitas lebih tinggi dibandingkan dengan AI ($Vp.\rho$) untuk mendeskripsikan karakter dari reservoir (Goodway, 1997). *Incompressibility* ($\lambda\rho$) digunakan sebagai indikator keberadaan fluida pada pori, dalam hal ini yaitu potensi fluida hidrokarbon. Sedangkan *rigidity* (*Mu-Rho*) digunakan untuk menentukan jenis litologi karena parameter ini sensitif terhadap karakter matriks batuan. Selain itu dalam penelitian ini juga akan diekstrak parameter *Lambda over Mu* (λ/μ) yang cukup baik dalam mendeterminasi fluida dengan inkompressibilitas yang rendah seperti gas.

1.2. Rumusan Masalah

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

1. Apakah parameter yang sensitif dalam menggambarkan persebaran dan deliniasi litologi maupun fluida di reservoir daerah penelitian ?
2. Apakah Inversi AVO Simultan dapat aplikasikan pada reservoir daerah penelitian lapangan “VR” ?
3. Bagaimana *property* reservoir dan pola persebarannya berdasarkan parameter LMR yang diperoleh dari inversi simultan dan respon terhadap atribut AVO yang digunakan ?
4. Berdasarkan persebaran hidrokarbon pada reservoir area penelitian, lokasi mana saja yang termasuk dalam zona *interest* ?

1.3. 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. Melakukan analisis dan pemilihan parameter yang sensitif terhadap efek litologi dan fluida pada zona reservoir.
2. Mengaplikasikan metode seismik Inversi Simultan pada daerah penelitian dengan target zona *Pay sand*.
3. Mengidentifikasi pola persebaran hidrokarbon melalui *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI) menggunakan atribut AVO, parameter LMR, dan V_p/V_s ratio yang dihitung menggunakan parameter-parameter yang dihasilkan oleh Inversi Simultan.
4. Berdasarkan pola persebaran hidrokarbon, dapat ditentukan zona-zona *interst* lain yang memiliki parameter fisis yang sesuai sebagai zona prospek.

1.4. Manfaat Penelitian

Manfaat dari disusunnya skripsi ini adalah sebagai berikut:

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

3. Dapat memberikan informasi yang lebih mengenai metode yang digunakan dalam penelitian yaitu Inversi AVO Simultan dengan transformasi parameter LMR.

1.5. Batasan Masalah

Dalam pelaksanaan penelitian Tugas Akhir dengan judul yang diajukan, yaitu **Identifikasi Sebaran Litologi dan Gas Pada Zona Pay Sand Menggunakan Analisis AVO dan Inversi Simultan di Lapangan “VR”, Teluk Meksiko**, terbatas pada proses analisis atribut AVO untuk menentukan indikator langsung hidrokarbon, penentuan sudut dan *offset* yang optimum pada data seismik *gather*, Inversi Simultan yang dilakukan pada data seismik 3D *pre-stack gather*, serta ekstraksi parameter *Lamé*.

Karakterisasi reservoir termasuk identifikasi persebaran gas dan litologi dilakukan dengan melihat pada peta persebaran, *volume* dan data *slice* nilai *primary attribute* dan *secondary attribute* AVO, kecepatan gelombang P (V_p), kecepatan gelombang S (V_s), Impedansi Akustik (AI), Impedansi *Shear* (SI), *density*, *Lambda-Rho* (inkompresibilitas), *Mu-Rho* (rigiditas) serta *Lambda over Mu* yang dihitung menggunakan parameter–parameter yang dihasilkan oleh Inversi Simultan.

II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Daerah Penelitian

Daerah penelitian Lapangan “VR” merupakan lapangan *off-shore*, kedalaman air laut 1.500 ft dengan jenis *reservoir sand, turbidite channel-levee sequence* dan berada di Cekungan Teluk Meksiko (*Gulf of Mexico, GOM*) Amerika Serikat. Interval target pada lapangan “VR” termasuk pada kedalaman *ultra-deep* (>5.000 ft) dengan zona target *Pay sand* pada kedalaman sekitar 9700 ft.



Gambar 1. Lokasi Teluk Meksiko (*Google map, INEGI 2016*).

Pay merupakan istilah yang digunakan dalam eksploitasi hidrokarbon. Istilah tersebut menjelaskan bagian reservoir yang memiliki cadangan ekonomis hidrokarbon yang dapat di produksi. Istilah ini berasal dari kemungkinan

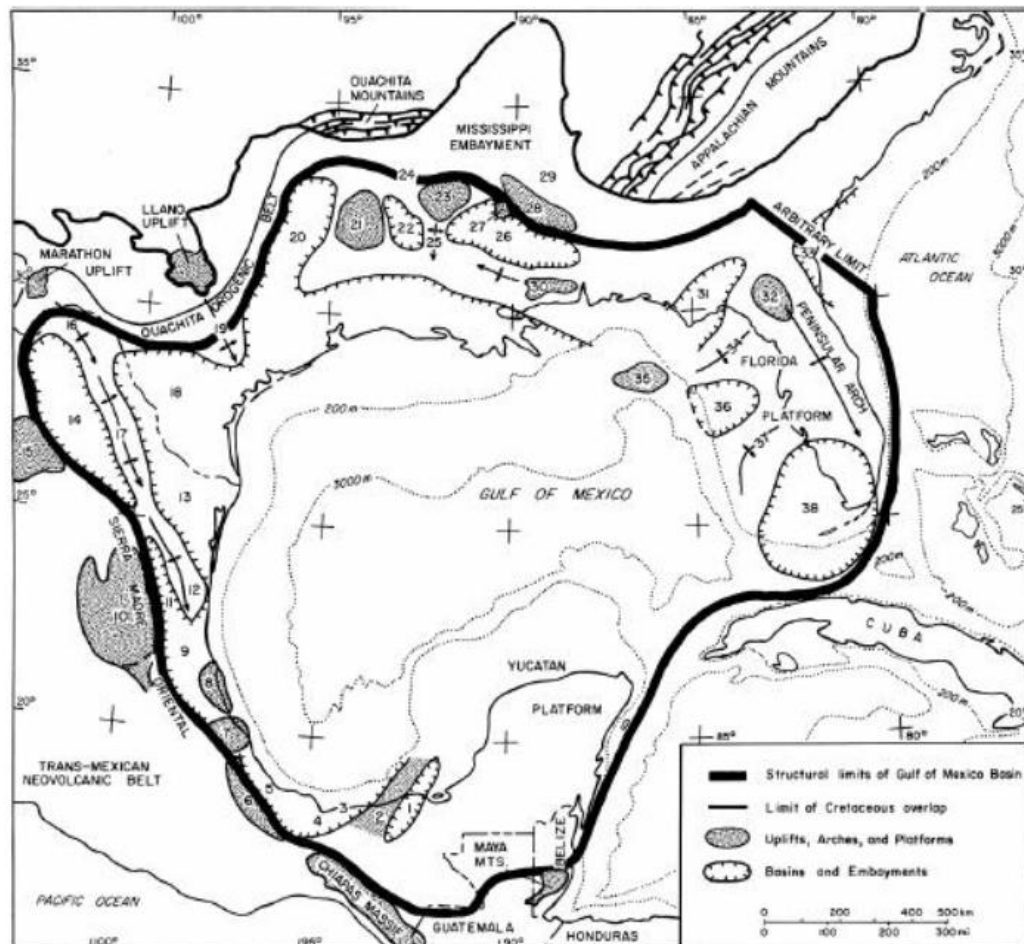
"membayar" pendapatan yang melebihi biaya produksi. Istilah lainnya adalah *Pay sand* atau *Pay zone*. Interval keseluruhan pada zona *Pay* disebut *gross Pay*, sedangkan bagian lebih kecil dari zona *Pay* yang memiliki kriteria produktif (seperti porositas minimum, permeabilitas, saturasi hidrokarbon) merupakan *net Pay*, (*Schlumberger Oilfield Glossary*).

Teluk Meksiko merupakan bagian dari Laut Karibia yang dibatasi oleh Amerika Serikat di sebelah Utara, Baratlaut, dan Timurlaut; Meksiko di Baratdaya dan Selatan; dan Kuba di Tenggara. Selat Florida, antara Florida dan Kuba, menghubungkan Teluk dengan Samudera Atlantik. Teluk Meksiko mencakup area seluas lebih dari 600.000 mil persegi (1,6 juta kilometer persegi). Rata-rata kedalamannya adalah 4.700 ft (1.430 meter). Hampir setengahnya merupakan perairan dangkal di tepi benua. Garis pantainya membentang sejauh 3.000 mil (4.800 kilometer).

2.2. Geologi Regional

Secara Geologi, Cekungan Teluk Meksiko yang disebutkan oleh Byerly (1991) terbentuk oleh patahan turun (*downfaulting*) dan pelengkungan turun (*downwrapping*) batuan *basement* berumur *Paleozoic*. Hal ini terjadi pada waktu pelepasan Mega Benua Pangea di masa *Paleozoic* dan pembukaan Samudera Atlantik Utara pada masa akhir *Triassic* (*Late Triassic*). Pengisian cekungan awal terbentuk dari kerak benua yang berasosiasi dengan struktur *graben* dan *horst*. Salah satu pembentukan jalur migrasi awal dan struktur *trap* minyak terbentuk oleh diapir-diapir yang berasosiasi dengan endapan Garam Louann, hingga saat

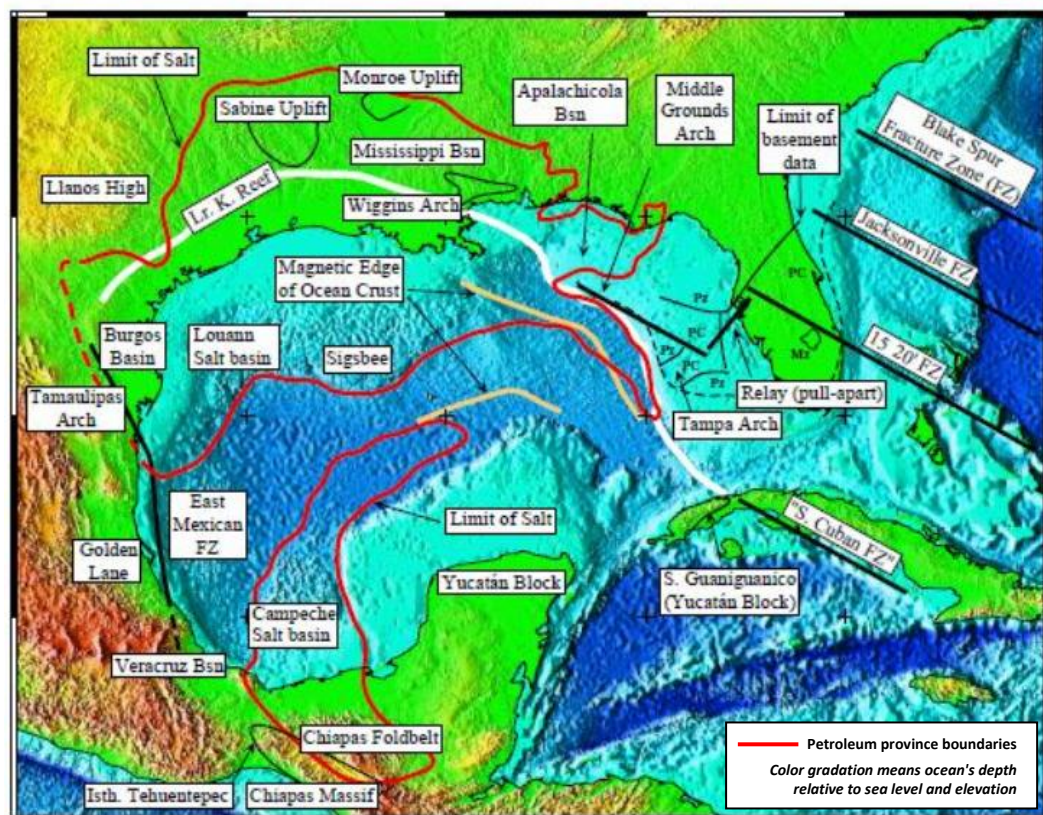
ini diperkirakan masih menjadi aspek pengontrol geologi minyak bumi di Teluk Meksiko.



Gambar 2. Struktur Cekungan Teluk Meksiko (Salvador, 1991).

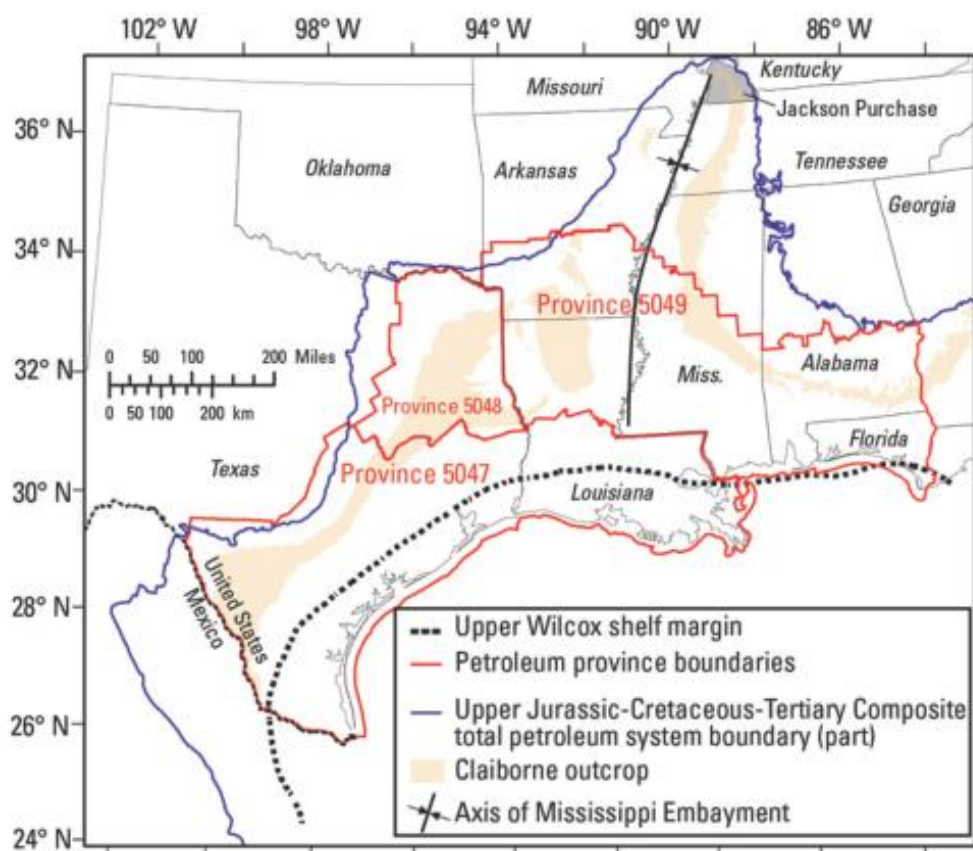
Salvador (1991) membagi komponen struktural berupa cekungan, *platform*, *arch*, *area uplift* dan *embayment* tersebar di sekitar Cekungan Teluk Meksiko. Komponen struktural ini diperlihatkan dalam **Gambar 2**, meliputi meliputi : 1. Cekungan Macuspana, 2. Villabernosa *uplift*, 3. Cekungan Comalcalco, 4. Cekungan Isthmus Saline, 5. Cekungan Veracruz, 6. Cordoba platform, 7. Santa Ana massif , 8. Tuxpan *platform*, 9. Cekungan Tampico-Misantla, 10. Valles-San Luis Potosi platform, 11. Cekungan Magiscatzin, 12. Lengkungan Tamapulias,

13. Cekungan Burgos, 14. Cekungan Sabinas, 15. *Cihuila platform*, 16. El Burro *uplift*, 17. Lengkungan Peoytes-Picachos, 18. Rio Grande *embayment*, 19. Lengkungan San Marcos, 20. Cekungan Texas Timur, 21. Sabine *uplift*, 22. Cekungan garam-Louisiana Utara, 23. Monroe *uplift*, 24. Cekungan Desha, 25. Lengkungan La Salle, 26. Cekungan garam-Mississippi, 27. Kubah Jackson, 28. Sabuk Mississippi Tengah, 29. Cekungan *Black Warrior*, 30. Wiggins *uplift*, 31. *Apalachicola embayment*, 32. Ocala *uplift*, 33. *Southeast Georgia embayment*, 34. Lengkungan *Middle Ground*, 35. *Southern platform*, 36. Tampa *embayment*, 37. Lengkungan Sarasota, 38. Cekungan South Florida.



Gambar 3. Peta area Teluk Meksiko yang menunjukkan anggota geologi. Relief digital *bathymetry* oleh Sandwell dan Smith (1997) (AAPG *Explorer*, 2000).

Dalam perkembangannya, kejadian yang mendukung konsep evolusi Cekungan Teluk Meksiko dalam dua tahap menyebutkan bahwa terminasi tiba-tiba berasal dari di Florida Selatan dan aktivitas perubahan *trend* atau arah zona patahan Meksiko Timur. Dimana struktur *basement* menghalangi setiap patahan berarah Timur-Barat di Meksiko dan masuknya teluk selama tahap pemekaran dasar Samudera (*sea-floor spreading*) (AAPG Explorer, 2000). **Gambar 3** adalah peta Cekungan Teluk Meksiko saat ini yang memperlihatkan bagian struktural Cekungan Teluk Meksiko (Salvador, 1991) serta proses evolusi Cekungan Teluk Meksiko.



Gambar 4. Batas *petroleum province* berumur lebih dari *Jurassic-Cretaceous-Tertiary* dalam *petroleum system* Teluk Meksiko (Hackley, 2012).

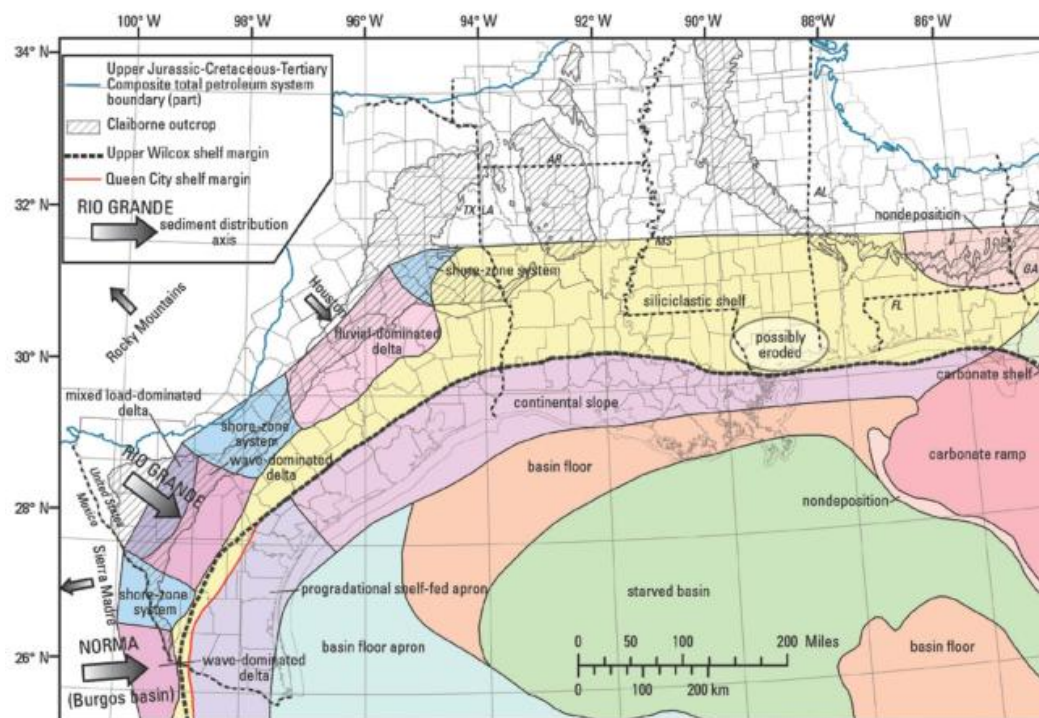
Proses yang memainkan peranan penting dalam evolusi Cekungan Teluk Meksiko adalah proses pembekuan, sebagai observasi adanya batuan Basalt pada pemisahan cekungan sekitar Teluk Meksiko.

Proses pembekuan yang terjadi pada masa *Late Cretaceous* dan masa *Oligocene – Miocene* ini kemungkinan besar dikendalikan oleh kondisi *thermal* dan sejarah pergeseran batas cekungan Teluk Meksiko (Byerly, 1991). Meskipun demikian aktivitas tersebut masih berlangsung hingga saat ini di bagian Barat Cekungan Teluk Meksiko (Byerly, 1991). Sedangkan peta *petroleum province* dugaan wilayah yang memiliki cadangan minyak terbesar berumur *Jurassic-Cretaceous-Tertiary* seperti pada **Gambar 4**.

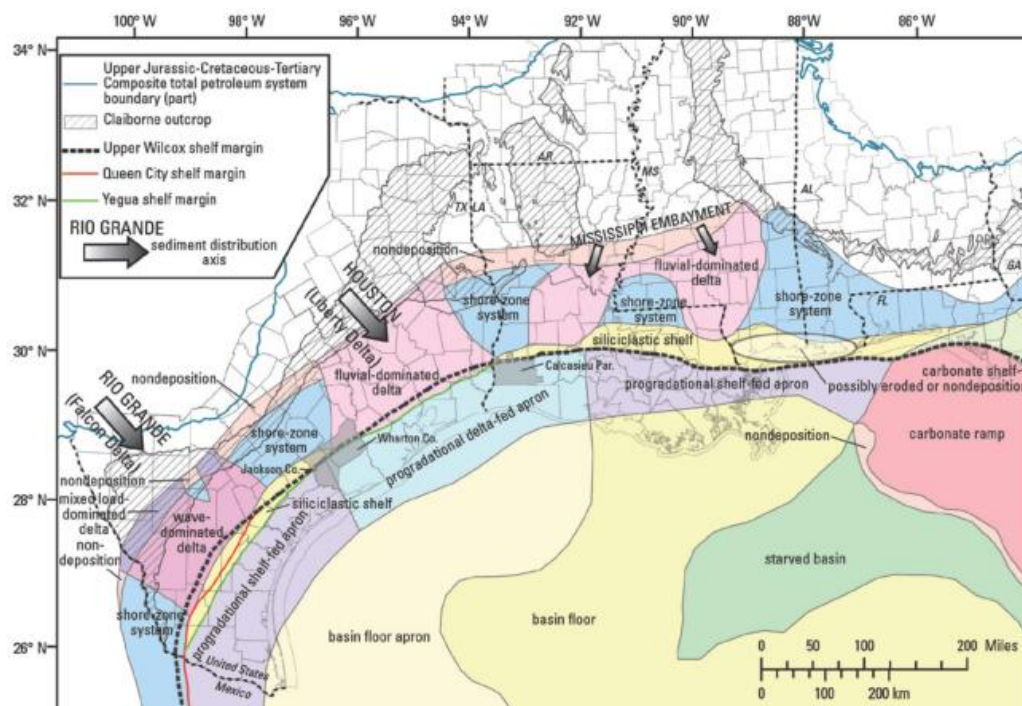
2.3. Sistem Pengendapan

Lokasi Penelitian di Teluk Meksiko memiliki *structural setting* berupa pengendapan laut dalam, dengan jenis reservoir turbidit yang memiliki proses dominan dari lingkungan pengendapan, yakni proses gravitasi.

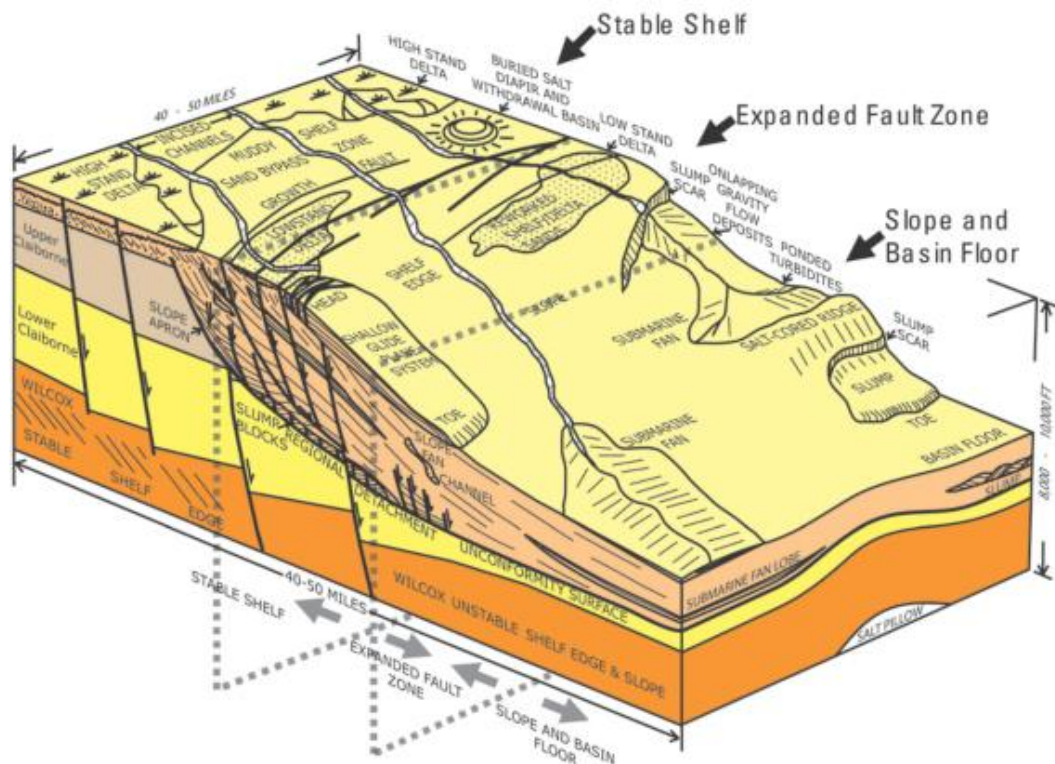
Pendefinisian secara geologi dari proses pengendapan laut dalam adalah sedimen klastik yang tertransport sampai di luar batas *shelf area* oleh suatu proses arus gravitasi dan terendapkan di *continental slope* dan di dalam *basin* itu sendiri. Sedimen ini kemudian terkubur dan menjadi bagian dari isi *basin/basin fill* (Slatt, 2007).



Gambar 5. Sistem pengendapan pada kelompok *lower Claiborne* (Galloway, 2000).



Gambar 6. Sistem pengendapan pada kelompok *upper Claiborne* (Galloway, 2000).

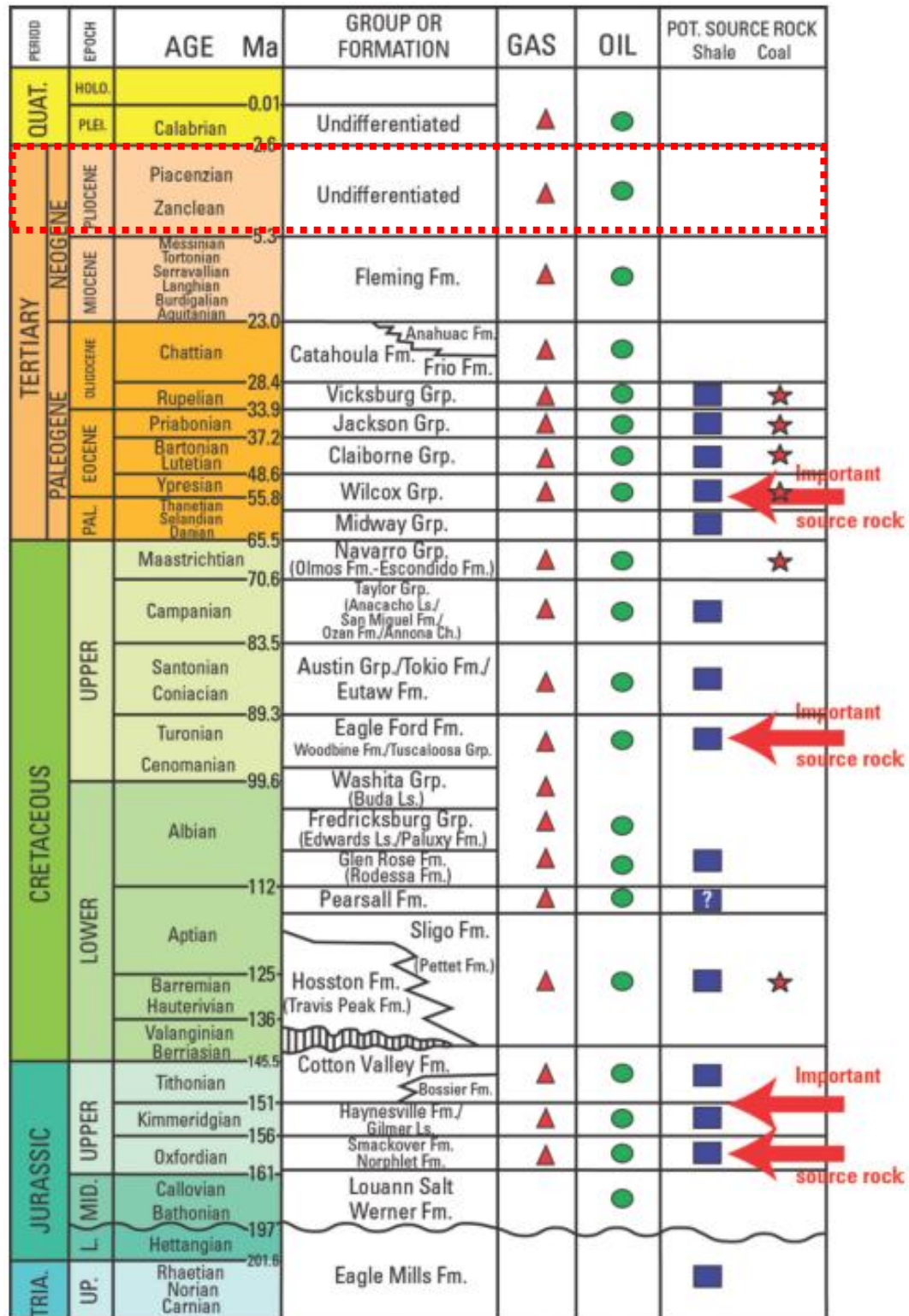


Gambar 7. Skema *block diagram* yang mengilustrasikan lingkungan pengendapan dan model geologi pada Cekungan Teluk Meksiko (Edwards, 1991).

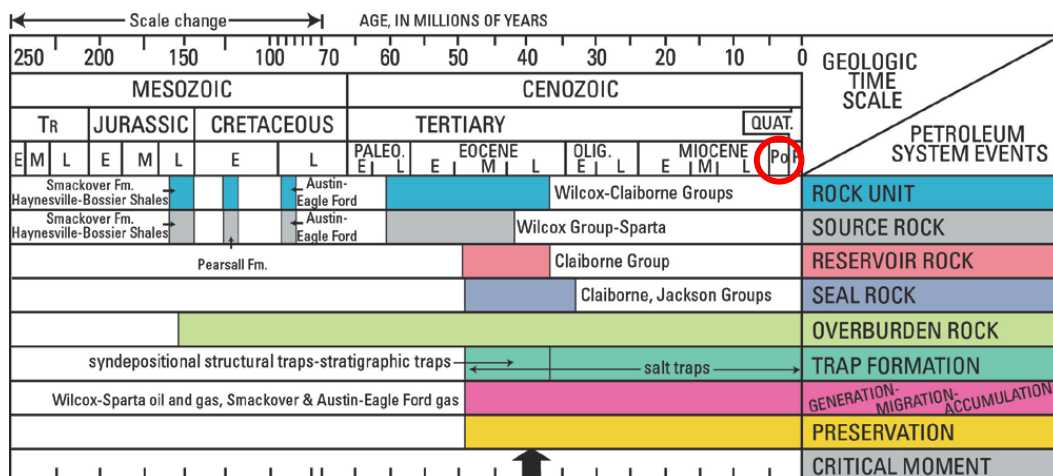
2.4. Stratigrafi

Gambar 8 menunjukkan stratigrafi Teluk Meksiko yang menampilkan *source rock* potensial dalam pembentukan hidrokarbon. Berdasarkan karakteristik zona target pada data *reservoir properties*, dapat diperkirakan zona target merupakan lapisan Batupasir Tersier yang berasal dari masa *Pliocene*.

Berdasarkan **Gambar 8**, L. = Lower, Mid. = Middle, Up. = Upper, Tria. = Triassic, Pal. = Paleocene, Plei. = Pleistocene, Holo. = Holocene, Quat. = Quaternary, vertical lines = unconformity, wavy line = disconformity, jagged line = interfingering, dashed line = uncertain.



Gambar 8. Stratigrafi Teluk Meksiko yang menampilkan *source rock* potensial (Hackley, 2012).



Gambar 9. Unsur-unsur utama dari *Upper Jurassic-Cretaceous-Tertiary Total Petroleum System Gulf of Mexico*. E = Early, M = Middle, L = Late, Tr = Triassic, Paleo. = Paleocene, Olig. = Oligocene, Po = Pliocene, P = Pleistocene, Quat. = Quaternary (Hackley, 2012).

Dari **Gambar 9**, zona target (lingkar merah) yang merupakan zona *Pay sand* merupakan lapisan berumur *Pliocene* dengan *rock unit*; *Wilcox-Claiborne groups*, *source rock*; *Wilcox Group Sparta*, *reservoir rock*; *Claiborne group*, *seal rock*; *Claiborne, Jackson group* dengan *trap formation*; *salt trap*.

2.5. Elemen *Petroleum System*

Sistem minyak bumi di Cekungan Teluk Meksiko secara signifikan dipengaruhi oleh evolusi garam *allochthonous*. Lapisan garam bersifat *impermeable*, sehingga mampu mencegah minyak bermigrasi secara vertikal dan akibatnya jalur migrasi berbelok secara lateral sampai kemiringan dasar garam tercapai. Oleh karena kondisi ini, *salt weld* akan terbentuk dan selanjutnya migrasi melalui *channel* berlanjut secara vertikal menuju cebakan minyak (Nunn dan Pilger, 1984). Proses pematangan bahan organik dan pembentukan serta migrasi sumber hidrokarbon dari interval sumber yang berbeda tergantung dari lokasi pada Teluk

Meksiko. Jenis reservoir yang paling banyak berasal dari kelompok *Claiborne* yang berasal dari bagian *lower Tertiary*. Seperti yang telah dijelaskan sebelumnya (**Gambar 9**), sumber hidrokarbon konvensional yang terdiri dari 700 reservoir berasal dari kelompok *Claiborne*.

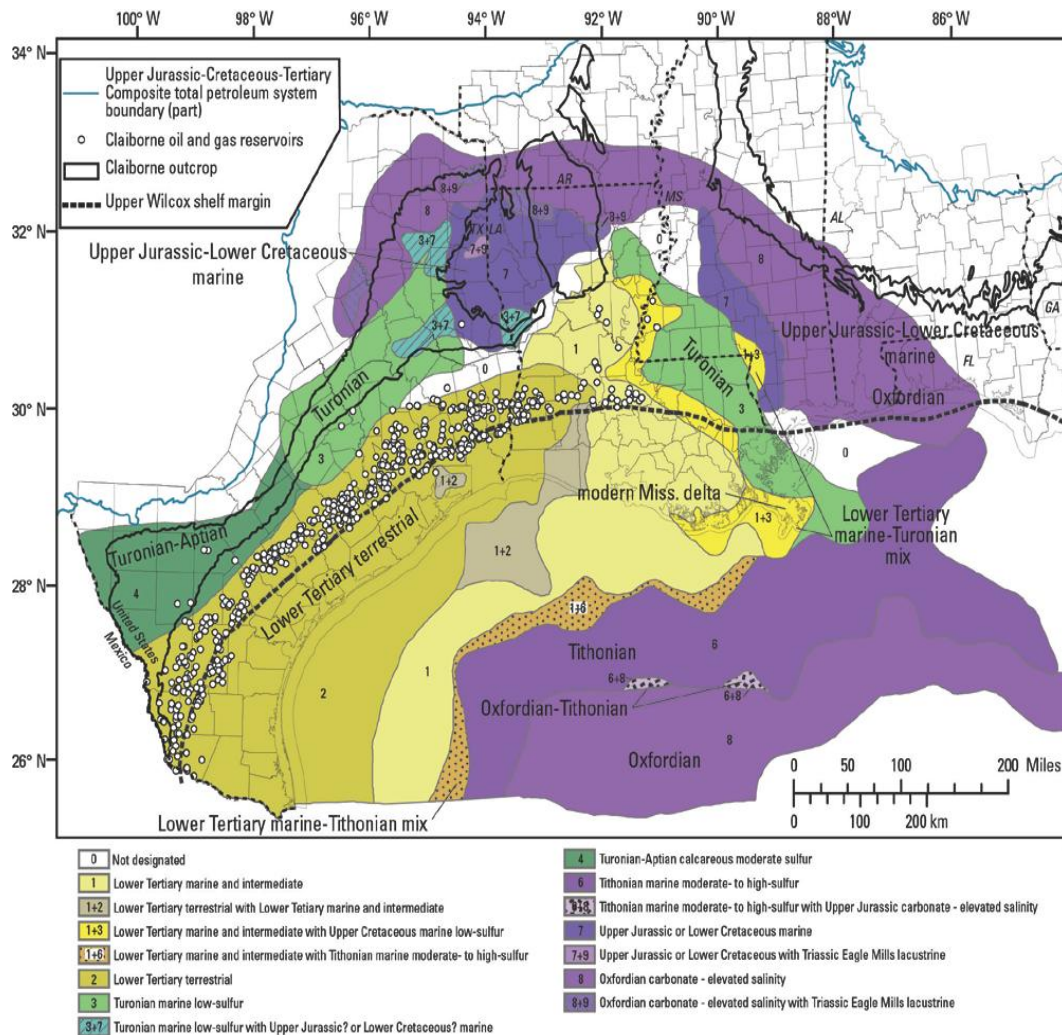
2.5.1. Batuan Induk

Bukti kuat yang menghubungkan muatan reservoir minyak *Claiborne* untuk sumber interval tertentu yang kurang karena relatif tidak menentunya penetrasi batuan Tersier di Teluk Pantai. Namun, beberapa penulis telah menjelaskan bahwa *downdip*, terkubur bagian laut dari *Paleocene-Eocene Wilcox* dan kelompok *Claiborne* bisa berpotensi menjadi *source rock* yang baik dengan potensi kematangan sesuai untuk pembentukan minyak dan gas.

Kematangan termal bagian *Paleogen* memungkinkan untuk ditingkatkan dengan penguburan dalam di bawah Miosen-Pleistosen di Louisiana Selatan, dimana McDade (1993) melaporkan bahwa puncak kelompok *Claiborne* mengalami penurunan dari 9.000 ke 17.500 ft di tepi lapisan *Cretaceous-Wilcox*.

Zimmerman (2000) menunjukkan bahwa bagian *Eosen* ditutupi oleh >30.000 ft sedimen *Neogen* di Louisiana pesisir dan terpendam ke lebih dari 35.000 kaki di Tenggara pesisir Louisiana. Faktanya, destruksi *thermal* pada lapisan berumur *Eocene* menjadi sumber hidrokarbon yang mayoritas terbentuk di sebelah Selatan Louisiana, berdasarkan kondisi *burial* pada kedalaman lebih dari 27.000 ft.

Gambar 10 menunjukkan kelompok dari minyak dan gas yang berasal dari batuan sumber yang sama. Angka 3, menunjukkan batas dari *Composite Jurassic-Cretaceous-Tertiary* bagian atas dari *Total Petroleum System (TPS)*.



Gambar 10. Kelompok hidrokarbon dari *Gulf Coast AS* (Hackley, 2012).

Batuan induk yang berperan sebagai penghasil *hydrocarbon* dan akumulasi gas di lepas pantai bagian Utara Teluk Meksiko berasal dari batuan induk masa *Mesozoikum Kenozoikum* (Nunn dan Pilger, 1984). Menurut Nunn dan Pilger (1984), pengendapan batuan ini diasumsikan terendap secara meluas di seluruh Cekungan Utara Teluk Meksiko. Bahan organik *terrestrial* dan *marine* (Tipe II) dengan kandungan hidrogen yang rendah, yakni 100 miligram hidrokarbon per gram (mg HC/g) pada total karbon organik (TOC) untuk lebih dari 90 % dari

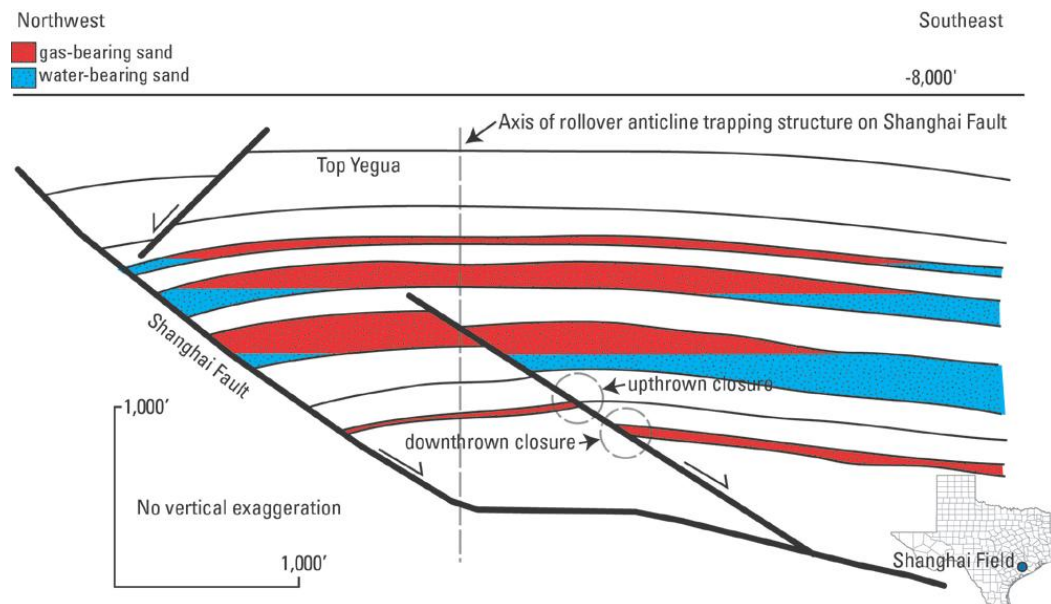
1.100 *lower tertiary marine shale* di bagian Selatan Louisiana didapatkan pada kedalaman 9000 hingga 16.000 ft.

Batuan induk ini diendapkan dalam lingkungan laut dan sebagian besar adalah batuan induk Kerogen Tipe-II atau Kerogen Tipe-II-S yang kaya akan *sulfur*. Gregory (1991) menjelaskan bahwa kelompok Batupasir *Sparta* secara *thermal* belum cukup matang, namun kelompok *Wilcox* telah matang dan siap dalam pembentukan hidrokarbon. Hood (2002) menjelaskan bahwa batuan induk yang diendapkan di laut memberikan proporsi produksi yang lebih besar dengan jenis Kerogen Tipe-II dan mendominasi pembentukan hidrokarbon jenis *gas-prone*.

2.5.2. Perangkap

Perangkap di area Cekungan Teluk Meksiko kebanyakan terbentuk pada masa *Pliocene – Pleistocene* dan pembentukan migrasi akumulasi minyak bumi berasal dari masa *Miocene* awal – *Holocene* (Batalipu, 2011).

Evaluasi *NRG Associates* (2006) menunjukkan bahwa perangkap mengandung akumulasi hidrokarbon *Claiborne-reservoared* terutama digambarkan sebagai dominasi perangkap struktural, dikebanyakan *anticlines* yang terdapat di Teluk Meksiko (**Gambar 11**). Jebakan *lower Claiborne Queen City* terbentuk secara struktural dan menonaktifkan pertumbuhan sesar tua dan antiklin yang terbentuk pada kelompok *Wilcox*. Sedangkan, pada area yang yang diebakkan oleh *salt tectonics*, termasuk pada cekungan Louisiana mayoritas disebabkan oleh pergerakan struktur yang berasosiasi dengan sesar dan mengakibatkan terbantuknya *trap* hidrokarbon.



Gambar 11. Cross section model Shanghai field, Wharton County, Texas (Hackley, 2012).

2.5.3. Batuan Tudung

Sebagian besar endapan yang terdapat pada Cekungan Teluk Meksiko berkaitan dengan akumulasi *uplifts* struktural lokal, seperti *salt dome* dan *rollover* struktur yang terjadi akibat adanya pengaruh sesar tumbuh. Struktur ini berkembang di daerah-daerah yang tidak stabil dimana sedimentasi mengalami penurunan cepat dan pada saat pengendapan delta berlangsung. Akibatnya terjadi pengendapan yang menyebabkan perselingan pasir-serpih pada bagian tengah paparan dan selama masa transgressi terjadi pengendapan yang relatif lambat dan mengendapkan serpih laut.

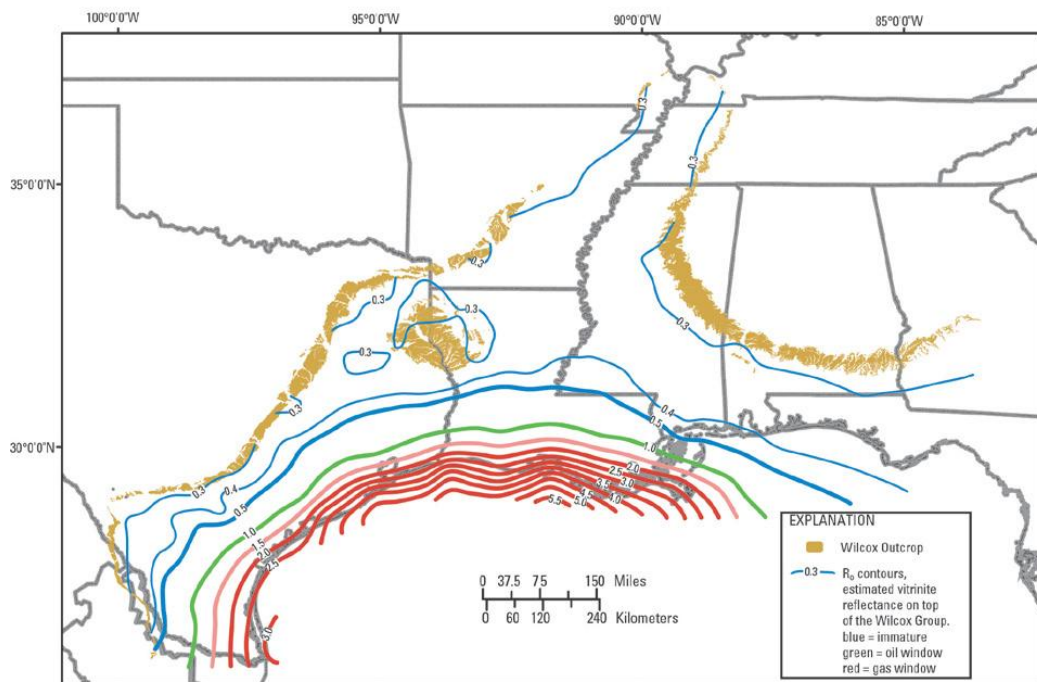
Batuan tudung di Cekungan Teluk Meksiko pada umumnya bertindak sebagai batuan tudung pada batuan reservoir masa *Kenozoikum*, yang umumnya diendapkan secara *inter-fingering* (Batalipu, 2011).

2.5.4. Kematangan

Pembentukan *hydrocarbon* berkembang perlahan-lahan ke darat oleh endapan masa Kapur dan dengan sedikit sedimen masa *Kenozoikum* awal selama durasi *burial* sedimentasi. penimbunan yang cepat dari batuan induk menyebabkan terjadinya generasi minyak untuk *Kenozoikum* awal hingga Tengah ke arah cekungan, di bawah dataran pantai dan paparan. Pada masa *Kenozoikum* akhir, *burial* sedimen ini membawa batuan induk ke minyak dan gas hanya dalam beberapa juta tahun.

Pola keseluruhan dari pengendapan batuan induk beserta sedimen yang lain ke arah cekungan menciptakan gelombang pematangan batuan induk. Hasilnya adalah super sistem minyak bumi yang memiliki puncak generasi Hidrokarbon terentang 65 juta tahun (*Kenozoikum*) yang berlangsung hingga saat ini (Batalipu, 2011).

Karakterisasi minyak mentah dari *Wilcox* dan *older Tuscaloosa* serta reservoir Smackover di Louisiana dan Mississippi menggambarkan bahwa minyak yang terkandung dalam reservoir muda memiliki geokimia yang jelas berasal dari reservoir yang lebih tua, menggunakan biomarker *18 α -oleanane*, mengkonfirmasi bahwa sumber minyak tersebut berasal dari lapisan Wilcox-Sparta yang menyuplai reservoir Wilcox di sebelah Selatan Louisiana. *Paleocene-Eocene* Wilcox dan Sparta mengandung paling banyak Kerogen *terrestrial gas-prone* pada lingkungan *updip* di bagian Tengah Louisiana dan Bagian Baratdaya Mississippi dan hanya menjadi *oil prone*.

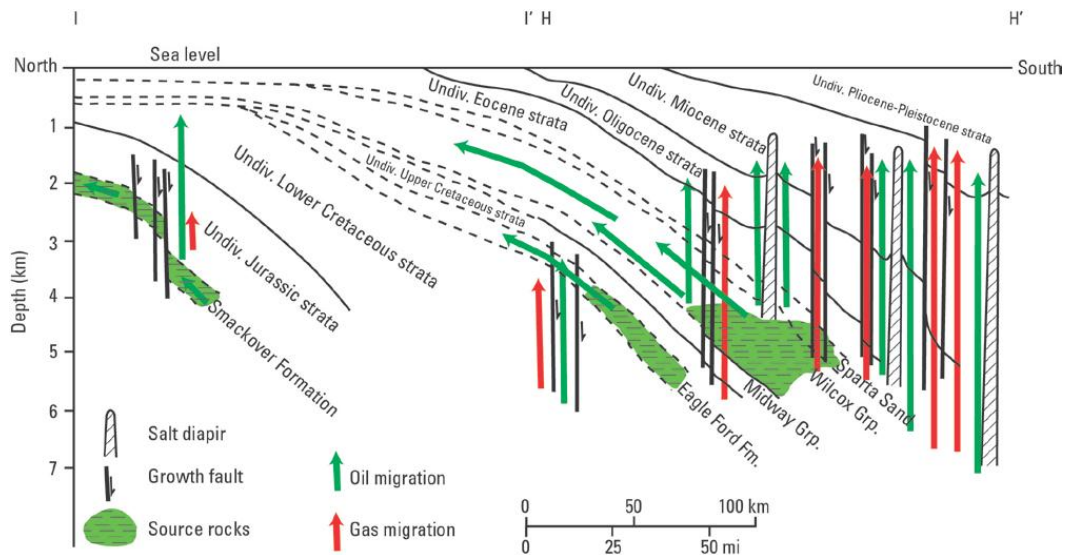


Gambar 12. Puncak kematangan termal kelompok Wilcox (Hackley, 2012).

2.5.5. Migrasi

Migrasi dari minyak dan gas di cekungan *Kenozoikum* Teluk Meksiko dominan adalah jarak pendek vertikal, terjadi di sepanjang patahan yang terkait dengan deposisi sedimen, atau sepanjang patahan yang terkait dengan gerakan lapisan endapan garam. Migrasi dari minyak dan gas pada lapisan dalam *mudrock* yang telah matang mungkin telah terjadi akibat pengaruh aktivitas garam. Migrasi lateral lebih dari 3 mi dapat membentuk jalur migrasi yang penting (**Gambar 13**). Jarak medium atau jarak yang lebih panjang (>30 mi) merupakan migrasi yang jarang ditemukan.

Sejarah tektonik, gravitasi, zona patahan (sesar tumbuh), endapan garam dan batulumpur yang memiliki tekanan tinggi saling berpengaruh terhadap *petroleum system*. Struktur-struktur tersebut telah menciptakan jalur migrasi minyak hingga mencapai batuan reservoir pada masa *Kenozoikum* (Batalipu, 2011).



Gambar 13. Konsep migrasi minyak dan gas di Louisiana Selatan (Hackley, 2012).

2.5.6. Reservoir

Ruang penyimpanan (*accomodation space*) untuk sedimen di pinggiran cekungan cepat diisi oleh suplai sedimen yang melimpah melalui beberapa sungai. Pantai mengalami progradasi di atas dan ke arah tepi paparan saat pengangkutan pasir langsung ke lereng atas (*upper slope*) dan ke cekungan yang lebih dalam. Pasir *submarine fans* ditutupi dan tertimbun oleh *turbidites* lereng benua. Lereng pasir yang terjebak dan terisolasi dalam cekungan intra-lereng dan palung diakibatkan oleh evakuasi garam dan sesar tumbuh. Pada gilirannya, delta dan badan-zona pantai pasir mengalami progradasi pada paparan dan di atas suksesi lereng benua (Berger, 2011). Adapun jenis reservoir *rock* yang terdapat di Teluk Meksiko antara lain:

Lower Claiborne-Queen City Sand and Reklaw Formation, The Queen City merupakan lapisan pasir tebal di Selatan Texas, di mana berorientasi *strike*, pasir

penyusun reservoir terakumulasi sebagai bagian dari sistem delta yang didominasi gelombang dan sangat merusak (Guevara dan García, 1972).

Middle Claiborne-Sparta Sand and Cook Mountain Formation, Ricoy dan Brown (1977) menggambarkan sistem pengendapan dari Pasir *Sparta* di Texas, dimana delta yang sangat konstruktif didominasi di Texas Timur dan sistem delta yang sangat merusak didominasi di Texas Selatan. Sedimen penyebaran oleh proses fluvial adalah ke arah *dip* di lingkungan delta yang sangat konstruktif, dan Batupasir geometri umumnya tegak lurus, *strike* pengendapan dengan geometri daerah Lobate.

Upper Claiborne-Yegua dan Cockfield Formations, memiliki lingkungan pengendapan dari lapisan *Claiborne* atas dan Formasi *Cockfield* yang sangat bervariasi, dari delta *fluvial*, *standplain*, *bar*, dan *sistem slope*.

Sistem pengendapan, seperti *submarine fans*, menciptakan sistem reservoir yang efisien di Cekungan Teluk Meksiko sebagai tempat akumulasi hidrokarbon. Tingkat suplai sedimen yang tinggi dan penurunan yang cepat menghasilkan endapan pasir yang ditumpuk secara vertikal dengan pola pengendapan berulang-ulang (Batalipu, 2011).

III. TEORI DASAR

3.1. Gelombang Seismik

Gelombang seismik adalah gelombang mekanik yang terjadi akibat adanya perambatan energi dalam medium yang berada di sekitarnya. Energi tersebut pada awalnya terjadi secara lokal dan mengakibatkan terjadinya osilasi atau pergeseran kedudukan partikel-partikel medium, osilasi tekanan, ataupun osilasi rapat massa. Gelombang seismik ini disebut juga sebagai gelombang elastik, karena osilasi partikel-partikel medium terjadi akibat interaksi antara gaya gangguan melawan gaya elastik, sehingga dari interaksi tersebut muncul gelombang longitudinal, gelombang transversal dan gelombang akibat kombinasi dari keduanya (Munadi, 2000). Gelombang seismik berdasarkan tempat penjalarannya terdiri dari dua tipe yaitu:

3.1.1. Gelombang Badan (*Body Wave*)

Gelombang badan merupakan gelombang seismik yang menjalar pada media elastik dan arah perambatannya ke seluruh bagian interior bumi. Berdasarkan gerak partikel dan arah penjalarannya gelombang badan dibedakan menjadi dua jenis, yaitu gelombang P dan gelombang S. Gelombang P (*primary wave*) merupakan gelombang kompresi atau gelombang longitudinal, yang menjalar dengan arah gerak partikel sejajar dengan arah rambatan gelombangnya. Gelombang S adalah gelombang geser (*shear wave*) atau gelombang transversal yang menjalar dengan

arah gerak partikel tegak lurus dengan arah rambatan gelombangnya. Berbeda dengan gelombang P yang dapat merambat baik di medium padat, cair, maupun gas, gelombang S hanya menjalar pada medium padat.

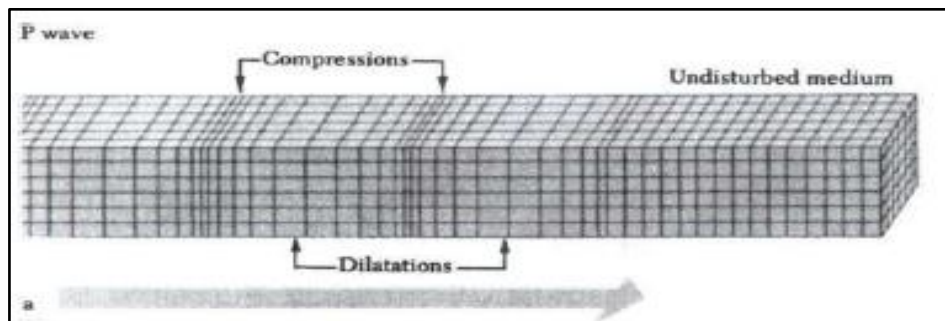
Persamaan kecepatan gelombang P (V_p) dan gelombang S (V_s) untuk batuan *non-porous* dan *isotropic*, menggunakan konstanta *Lamé* (λ), modulus *bulk* (k), modulus *shear* (μ) dan densitas (ρ) yang dituliskan sebagai:

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (1)$$

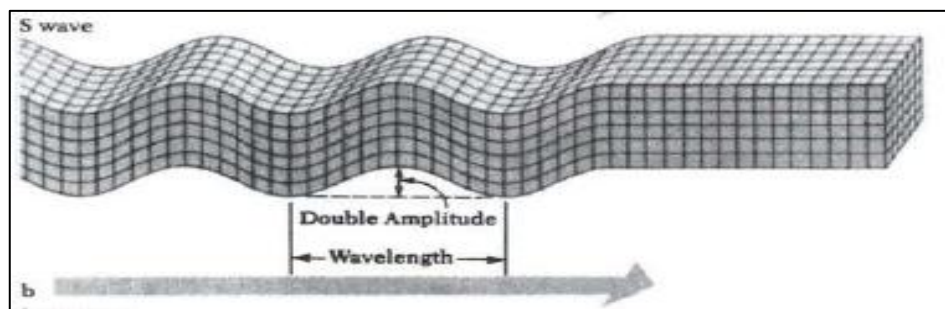
$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2)$$

Dari kedua persamaan tersebut di atas dapat disusun hubungan antara V_p dan V_s sebagai berikut:

$$V_p = V_s \sqrt{\frac{K}{\mu} + \frac{4}{3}} \quad (3)$$



Gambar 14. Skema perpindahan partikel pada gelombang longitudinal (Lay dan Wallace, 1995).

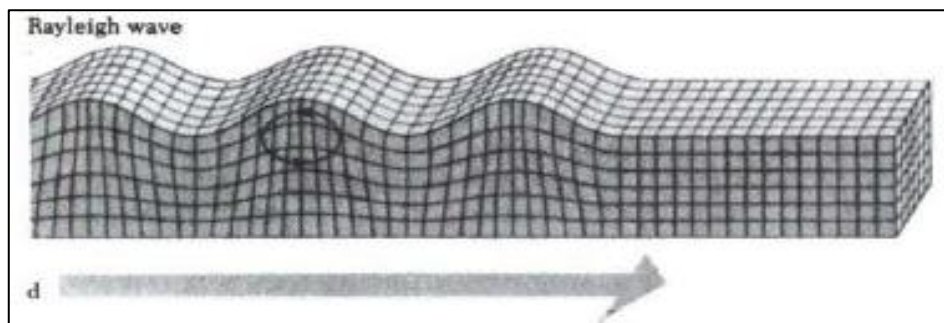


Gambar 15. Skema perpindahan partikel pada gelombang transversal (Lay dan Wallace, 1995).

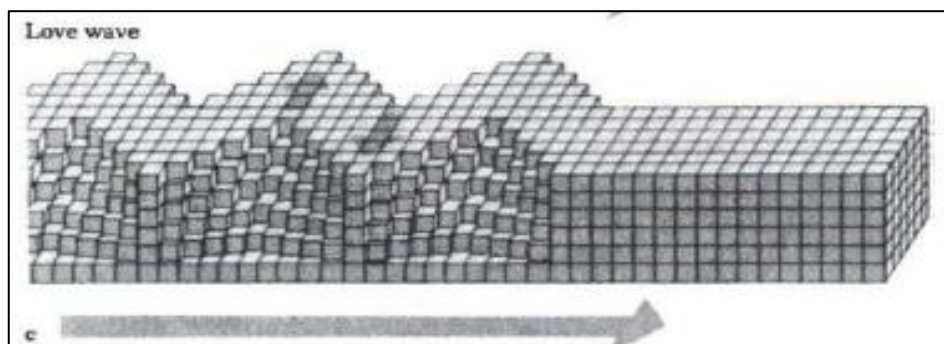
3.1.2. Gelombang Permukaan (*Surface Wave*)

Berdasarkan pada sifat gerakan partikel media elastik, gelombang permukaan merupakan gelombang yang kompleks dengan frekuensi yang rendah dan amplitudo yang besar, yang menjalar pada permukaan suatu medium akibat adanya efek *free surface* dimana terdapat perbedaan sifat elastik.

Jenis dari gelombang permukaan yaitu gelombang *Reyleigh* dan gelombang *Love*. Gelombang *Reyleigh* merupakan gelombang permukaan yang orbit gerakannya elips tegak lurus dengan permukaan dan arah penjarannya. Gelombang *Love* merupakan gelombang permukaan yang menjalar dalam bentuk gelombang transversal yang merupakan gelombang S horizontal yang penjarannya paralel dengan permukaannya (Gadallah dan Fisher, 2009).



Gambar 16. Skema pergerakan gelombang *Rayleigh* (Lay dan Wallace, 1995).



Gambar 17. Skema penjaran gelombang *Love* (Lay dan Wallace, 1995).

3.2. Konsep Seismik Refleksi

Gelombang seismik membawa informasi mengenai litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat (*travel time*), amplitudo refleksi, dan variasi fasa. Energi seismik yang terus menjalar kedalam bumi akan diserap dalam tiga bentuk yaitu:

- a) Divergensi *spherical*, dimana energi perambatan gelombang menurun sebanding dengan jarak akibat adanya *spreading* geometris.
- b) Absorpsi (*Q*) dimana energi berkurang karena terserap oleh massa batuan.
- c) Terpantulkan, yang merupakan dasar penggunaan metode seismik refleksi ini.

3.2.1. Trace Seismik

Model dasar dan yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk *trace* seismik yaitu mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise* (Russell, 1996). Dalam bentuk persamaan dapat dituliskan sebagai berikut (tanda ***(*asterisk*)) menyatakan konvolusi:

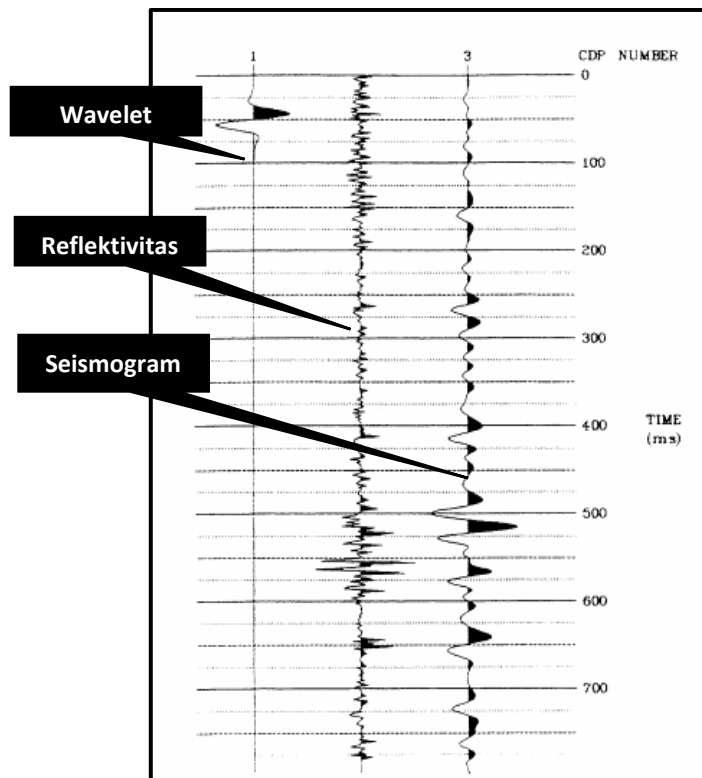
$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (4)$$

dimana: $S(t)$ = *trace* seismik, $r(t)$ = reflektivitas bumi,
 $W(t)$ = *wavelet* seismik, $n(t)$ = *noise*

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai “penggantian (*replacing*)” setiap koefisien refleksi dalam skala *wavelet* kemudian menjumlahkan hasilnya (Russell, 1996).

3.2.2. Interferensi Gelombang Seismik

Interferensi merupakan interaksi antar gelombang yang dapat bersifat membangun dan merusak. Bersifat membangun jika beda fase kedua gelombang sama dengan nol, sehingga gelombang baru yang terbentuk adalah penjumlahan dari kedua gelombang tersebut. Bersifat merusak jika beda fasenya 180 derajat, sehingga kedua gelombang tersebut saling menghilangkan. Interferensi dapat muncul pada batas AI yang sangat rapat disebabkan terjadinya *overlapping* beberapa reflektor.



Gambar 18. Konvolusi antara reflektivitas dengan *wavelet* mengurangi resolusi (Russell, 1999).

3.2.3. 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

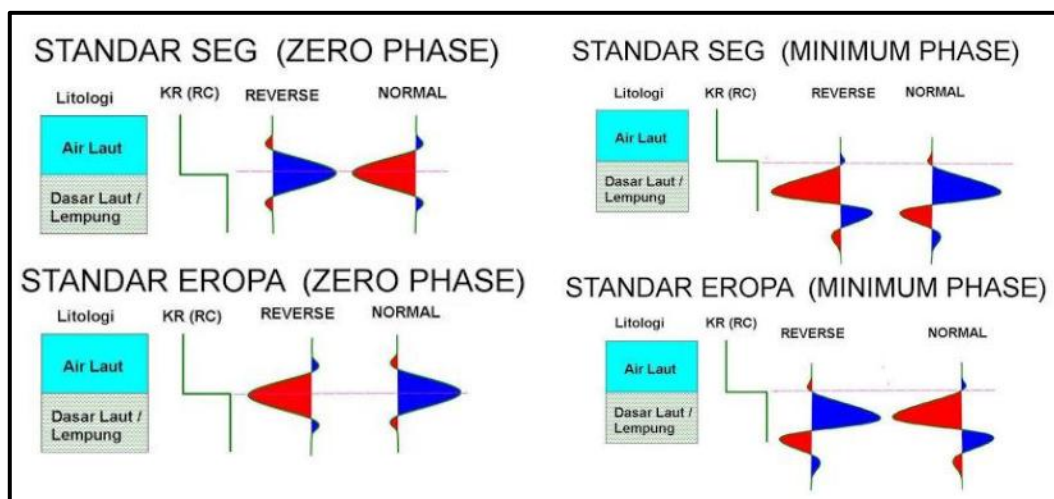
terbalik. *Society Exploration of Geophysicist* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai:

- a. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada *hydrophone* atau pergerakan awal ke atas pada *geophone*.
- b. 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:

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

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 dua *side lobes* dengan tanda berlawanan dengan amplitudo utama dan lebih kecil, seperti ditunjukkan oleh **Gambar 19**.



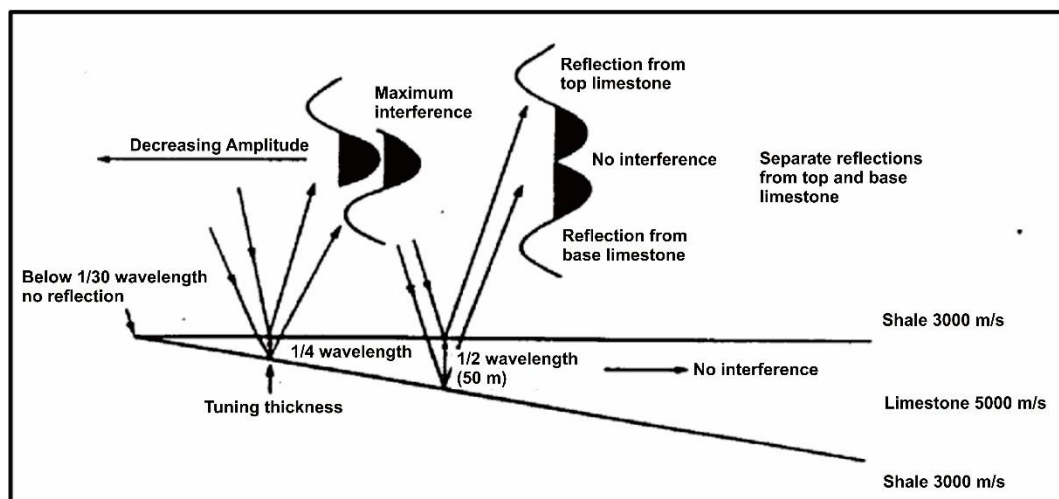
Gambar 19. Polaritas normal dan polaritas *reverse* (Abdullah, 2011).

3.2.4. Resolusi Vertikal

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

$$\text{Resolusi vertikal} = \frac{\text{kecepatan} \times \text{frekuensi}}{4} \quad (5)$$

Ketebalan minimum suatu objek untuk dapat memberikan refleksi sendiri bervariasi antara $1/8 \lambda$ sampai $1/30 \lambda$, dimana λ 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 $1/4$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik.



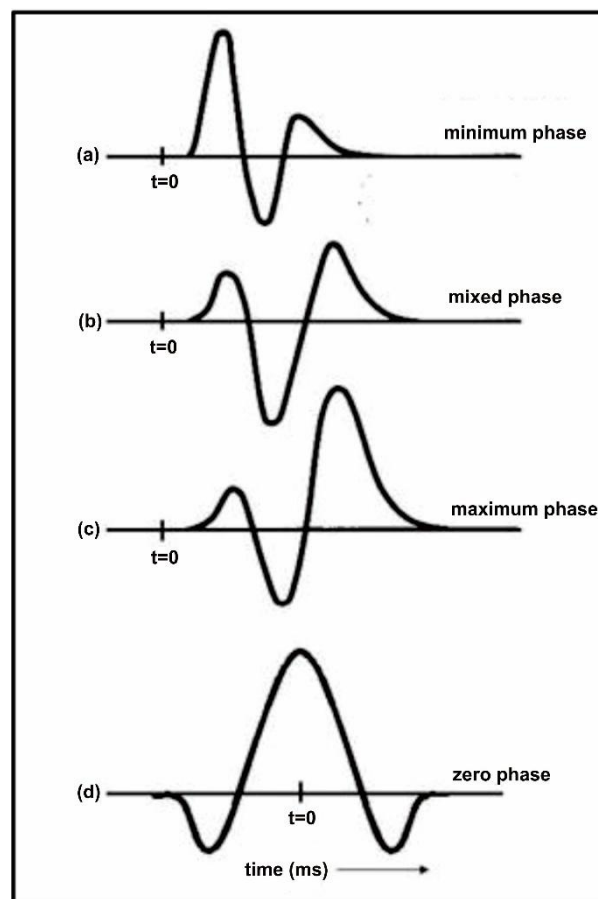
Gambar 20. Efek interferensi yang berhubungan dengan batuan dengan AI tinggi yang terletak di antara batuan dengan AI rendah (Sukmono, 2000).

Ketebalan ini disebut sebagai ketebalan *tuning* (*tuning thickness*). Apabila ketebalan lapisan batuan lebih besar dari ketebalan *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 kecil daripada ketebalan *tuning* maka gelombang akan berinterferensi negatif dan mengurangi amplitudo refleksi.

3.2.5. Wavelet

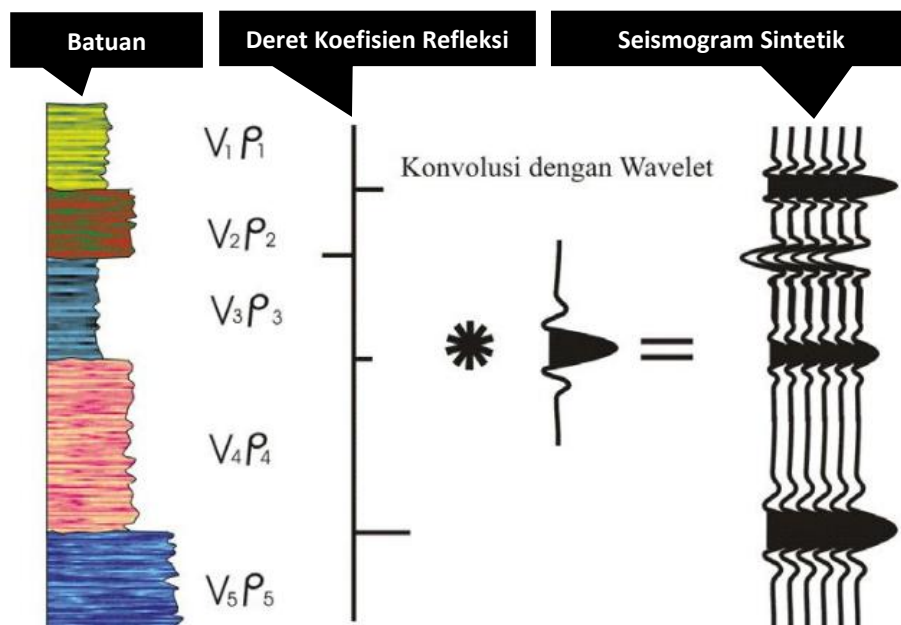
Wavelet adalah kumpulan dari banyak gelombang harmonik yang mempunyai beberapa karakter seperti amplitudo maksimum, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). Pembagian jenis-jenis *wavelet* dapat dilihat pada **Gambar 21** di bawah ini:



Gambar 21. Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya, yaitu *minimum phase wavelet* (a), *mixed phase wavelet* (b), *maximum phase wavelet* (c), dan *zero phase wavelet* (d) ([http:// petroleumgeophysics. com/ images/ Chapter-4](http://petroleumgeophysics.com/images/Chapter-4)).

3.2.6. Seismogram Sintetik

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

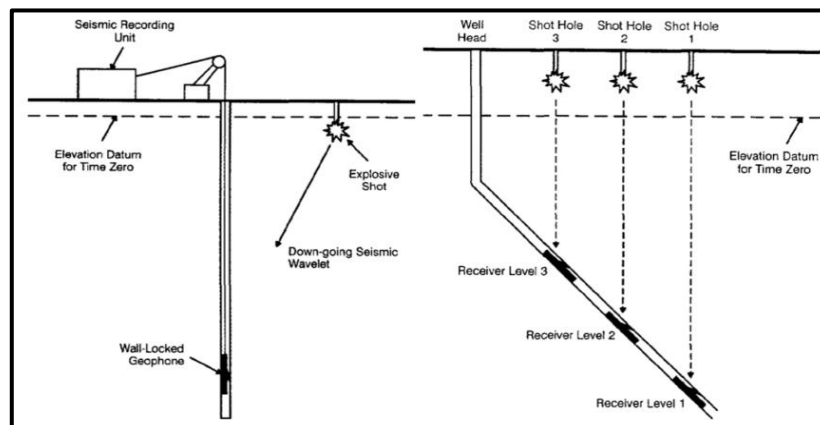


Gambar 22. Ilustrasi seismogram sintetik (Sukmono, 1999)

Konvolusi antara koefisien refleksi dengan *wavelet* seismik menghasilkan model seismogram sintetik yang akan dibandingkan dengan data riil seismik dekat sumur. Seismogram sintetik dibuat untuk mengorelasikan antara informasi sumur (litologi, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap penampang seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif (Sismanto, 2006).

3.3. Well Logging

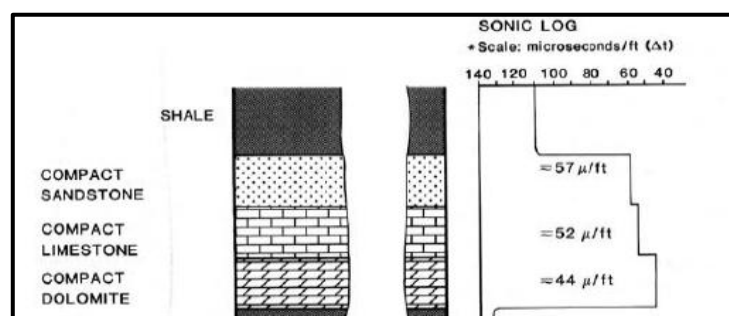
Well logging merupakan teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan. Dalam interpretasi, data pendukung log yakni *checkshot* yang berfungsi untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman dalam proses pengikatan data sumur terhadap data seismik (Harsono, 1997).



Gambar 23. Survei *checkshot* pada survey *onshore* dan pada *deviated well* (http://wiki.aapg.org/Checkshots_and_vertical_seismic_profiles).

3.3.1. 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 (Δt).

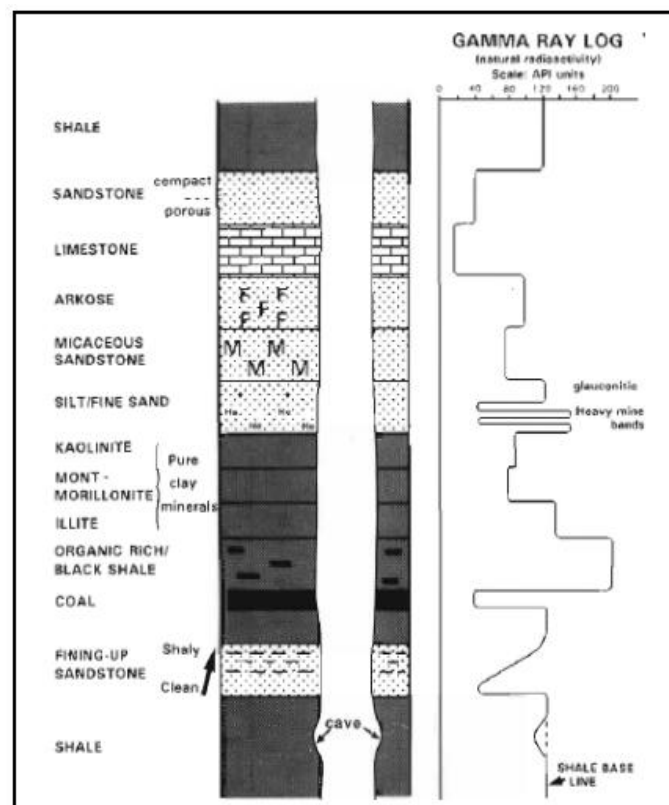


Gambar 24. Skema log *sonic* (Rider, 2002)

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 rekahan (*fractures*) (Rider, 1996).

3.3.2. Log Gamma Ray

Log *gamma ray* merupakan suatu kurva dimana kurva tersebut menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi. Log ini bekerja dengan merekam radiasi sinar gamma alamiah batuan, sehingga berguna untuk mendeteksi atau mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif tersebut seperti Potasium (K), Thorium (Th), atau Uranium (U).



Gambar 25. Respon log *gamma ray* terhadap batuan (Rider, 2002).

Pada batuan sedimen unsur-unsur radioaktif banyak terkonsentrasi dalam serpih dan lempung, sehingga besar kecilnya intensitas radioaktif akan menunjukkan ada tidaknya mineral-mineral lempung. Batuan yang mempunyai kandungan lempung tinggi akan mempunyai konsentrasi radioaktif yang tinggi, sehingga nilai *gamma ray*-nya juga tinggi, dengan defleksi kurva kekanan. **Gambar 25** menampilkan respon log *gamma ray* terhadap batuan.

3.3.3. Log Densitas

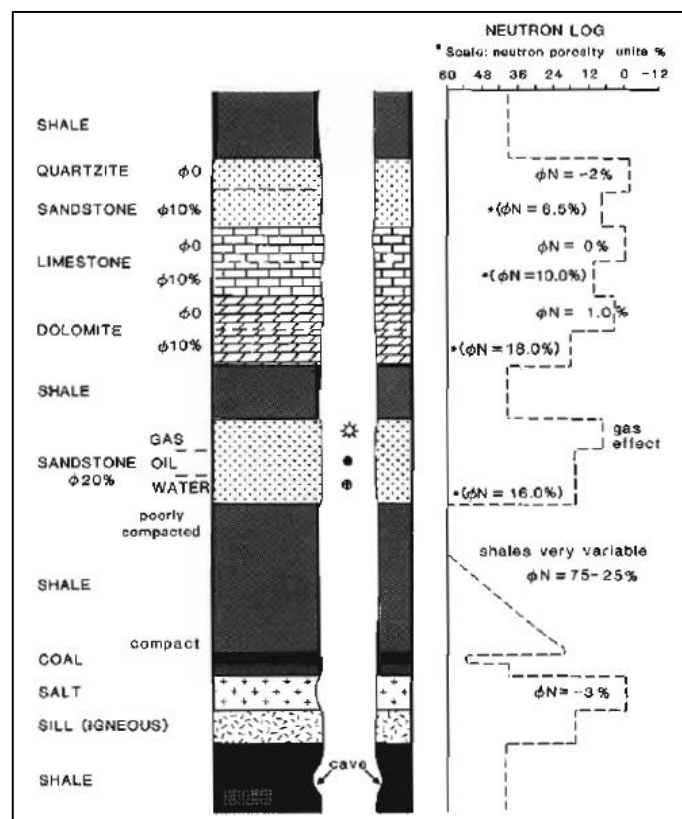
Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram/cm³. Prinsip dasar dari log ini adalah dengan menembakkan sinar *gamma* kedalam formasi, dimana sinar *gamma* ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Banyaknya energi sinar *gamma* yang hilang menunjukkan densitas elektron di dalam formasi, dimana densitas elektron merupakan indikasi dari densitas formasi. Harga-harga pada **Tabel 1** bersifat tidak mutlak tergantung dari karakteristik batuan setempat, dan untuk meyakinkan adanya zona-zona air asin, minyak, dan gas masih perlu ditunjang dengan data-data lain seperti kurva SP, resistivitas, dan kurva neutron.

Tabel 1. Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu dari beberapa lapangan minyak bumi (Harsono, 1997).

Batuan	Kandungan Fluida	Densitas (gram/cc)
<i>Shale</i>	-	2,20 - 2,50
Lapisan <i>clean</i>	Air asin	2,25 – 2,45
Lapisan <i>clean</i>	Minyak	2,20 – 2,35
Lapisan <i>clean</i>	Gas	2,00 – 2,25
Lapisan <i>clean</i>	-	1,60 – 1,90

3.3.4. Log Neutron

Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Partikel-partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi, akibat dari tumbukan tersebut neutron akan kehilangan energi. Energi yang hilang saat benturan dengan atom di dalam formasi batuan disebut sebagai porositas yang berasal dari formasi atau disebut porositas neutron (ϕ_N). Hilangnya energi paling besar bila neutron bertumbukan dengan sesuatu yang mempunyai massa sama atau hampir sama, contohnya atom hidrogen. Dengan demikian besarnya energi neutron yang hilang hampir semuanya tergantung banyaknya jumlah atom hidrogen dalam formasi.



Gambar 26. Respon log neutron terhadap batuan (Rider, 2002).

Terdapat beberapa faktor yang mempengaruhi nilai porositas pada kurva neutron, yaitu sebagai berikut yang dinyatakan oleh Telford (2001):

- **Shale/clay.** Adanya *shale* dalam lapisan permeabel akan memperbesar harga porositas neutron.
- **Kandungan air asin atau air tawar.** Adanya kandungan air asin maupun air tawar akan memperbesar harga porositas neutron.
- **Kandungan minyak.** Sedikitnya persentase air dalam batuan yang didominasi oleh minyak akan menurunkan harga porositas neutron.
- **Kandungan gas.** Lapisan mengandung gas adalah paling sedikit mengandung air, sehingga kadang-kadang harga porositas neutron mendekati batuan yang kompak yaitu 2-6%.

Log neutron dapat digunakan untuk menghitung porositas total batuan, Pada formasi *clean sand* dengan standar Batu Gamping, porositas batuan diperoleh dari persamaan sebagai berikut:

$$\phi_N = [(1,02 \times \phi_{Nlog}) + 0,0425] \times 100\% \quad (6)$$

Dengan:

ϕ_N = nilai porositas (%)

ϕ_{Nlog} = nilai bacaan log *neutron* (%)

Pada perhitungan batuan *shaly sand*, mineral yang terkandung dalam batuan *shale* akan mempengaruhi pembacaan log neutron, sehingga persamaan perhitungan porositas menjadi:

$$\phi_{NC} = [\phi_N - (V_{sh} + \phi_{sh})] \times 100\% \quad (7)$$

Dengan:

ϕ_N = nilai porositas dari log neutron yang terkoreksi (%)

$\emptyset_{Nlog}$ = nilai bacaan log neutron pada *clean sand* (%)

V_{sh} = Volume *shale* (%)

$\emptyset_{sh}$ = porositas pada *shale* (%).

Log porositas sangat jarang didapatkan langsung dari hasil *well logging*. Log porositas dihitung oleh ahli petrofisika dengan menggunakan berbagai cara sesuai dengan keadaan reservoir. Adapun persamaan yang digunakan untuk memprediksi log porositas, yakni:

- **Menggunakan log densitas**, dilakukan apabila log *density* diukur sesuai dengan keadaan litologinya. Ketika densitas yang terukur berbeda. Karena nilai log densitas akan bergantung pada jenis litologi dan hidrokarbonnya. Rumusannya adalah sebagai berikut:

$$\emptyset = \frac{\rho_{ma} - \rho_{obs}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (8)$$

keterangan:

$\emptyset$ = Nilai porositas (%) ρ_{obs} = Log densitas
 ρ_{ma} = Densitas matriks (g/cc) ρ_f = Densitas fluida

- **Menggunakan log densitas dan resistivitas**, dapat menghasilkan perkiraan yang akurat apabila batuan reservoirnya memiliki saturasi air yang tinggi (*Sw* telah diketahui). Karena nilai resistivitas dipengaruhi oleh jenis fluida di dalam reservoir. Rumusannya adalah sebagai berikut:

$$\emptyset = \frac{0.9 \sqrt{\left[\frac{R_w}{R_t} \right]} (\rho_w - \rho_k) + (\rho_{ma} - \rho_{obs})}{(\rho_{ma} - \rho_k)} \quad (9)$$

keterangan:

$\emptyset$ = Nilai porositas dari resistivitas (%)
 ρ_{ma} = Densitas matriks (g/cc)

- ρ_{obs} = Log densitas (g/cc)
 ρ_k = Densitas hidrokarbon (g/cc)
 R_w = Resistivitas formasi air (ohm-m)
 R_t = Resistivitas yang sebenarnya (ohm-m).

- **Menggunakan log sonic**, rumusan ini hanya diaplikasikan kepada porositas intragranular, tidak untuk porositas vesikuler atau porositas rekahan, atau hanya dihitung apabila fluida yang terdapat di dalam reservoir adalah fluida cair. Asumsinya adalah batuan telah memiliki tekanan formasi yang cukup tinggi, sehingga kecepatan berperan penting sebagai fungsi tekanan. Formula Wyllie adalah yang mendasari metode ini:

$$\phi = \frac{DT_{Log} - DT_{ma}}{DT_{fl} - DT_{ma}} \times \frac{1}{Cp} \quad (10)$$

keterangan:

- DT_{ma} = *Transit time* dalam 100% *matrix*
 DT_{log} = *Transit time* terbaca dari Log (m/s)
 DT_{fl} = *Transit time* dalam 100% fluida
 Cp = Faktor kompaksi (Cp : 1 adalah *hard* formasi, Cp : $DT_{sh}/100$ dalam formasi *unconsolidated*).

- **Menggunakan Log Neutron Porosity (NPHI)**. Pengukuran log neutron ini menggunakan standart Batu Gamping, sehingga apabila reservoirnya bukan Batu Gamping (Batupasir atau *limestone*) perlu dikoreksi terhadap nilai porositas. Perhitungan dengan menggunakan log NPHI sebagai berikut (Hearst, 1985) :

$$\phi_{total} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \quad (11)$$

Keterangan:

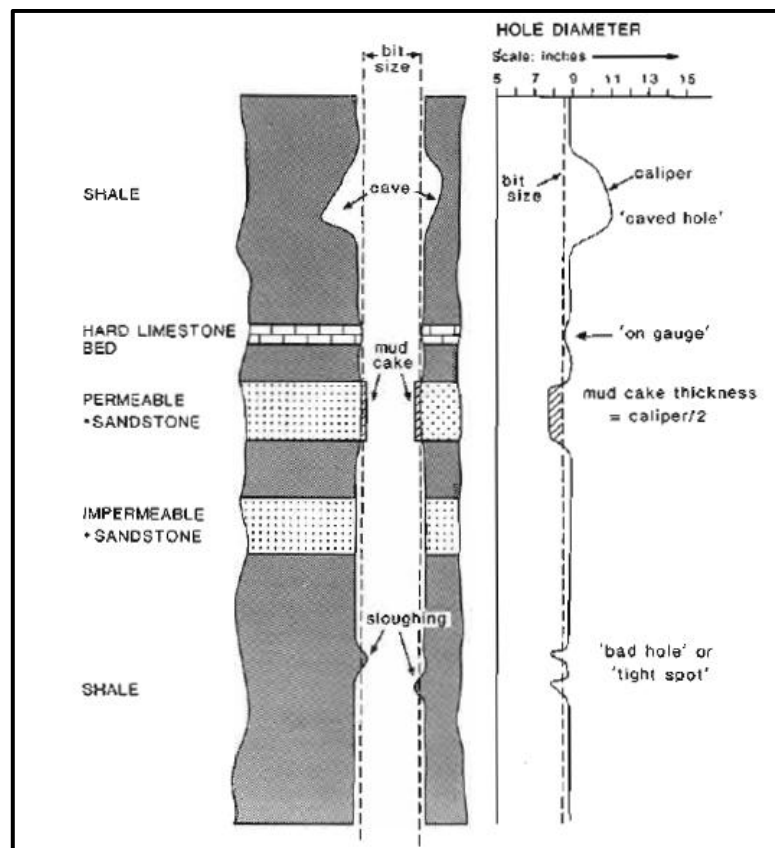
ϕ_{total} = Prediksi porositas total ϕ_N = NPHI

ϕ_D = Density porosity

3.3.5. Log Caliper

Log ini digunakan untuk mengukur diameter lubang bor yang sesungguhnya untuk keperluan perencanaan atau melakukan penyemenan dan dapat merefleksikan lapisan permeabel dan lapisan yang impermeabel.

Pada lapisan yang *permeable* diameter lubang bor akan semakin kecil karena terbentuknya kerak lumpur (*mud cake*) pada dinding lubang bor. Sedangkan pada lapisan yang *impermeable* diameter lubang bor akan bertambah besar karena ada dinding yang runtuh (*vug*).

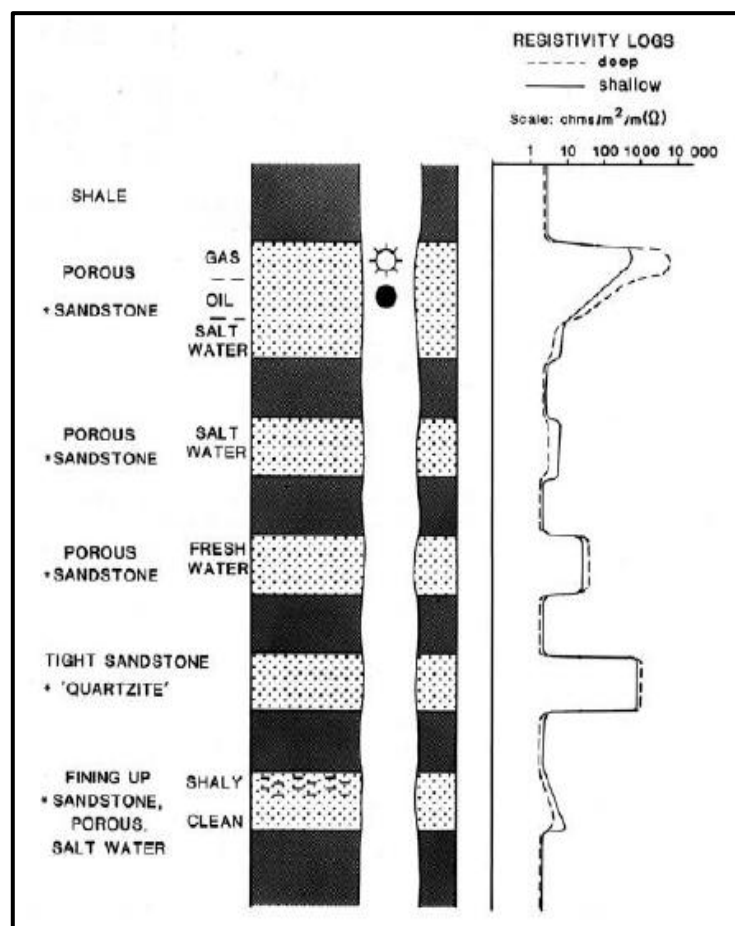


Gambar 27. Tipikal respon *caliper* untuk berbagai litologi (Rider, 2002).

3.3.6. Log Resistivitas

Log *resistivity* 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.

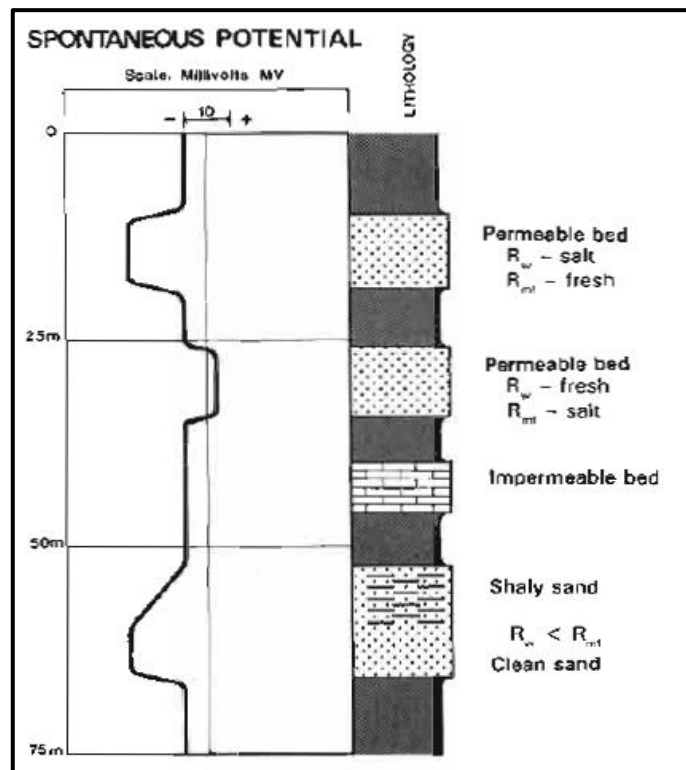
Log resistivitas banyak sekali membantu pekerjaan evaluasi formasi khususnya untuk menganalisa apakah suatu reservoir mengandung air garam (*wet*) atau mengandung hidrokarbon, sehingga log ini digunakan untuk menganalisis *hydrocarbon-water contact* (Abdullah, 2011).



Gambar 28. Skema log *resistivity* (Rider, 2002).

3.3.7. Log *Spontaneous Potential*

Log Spontaneous Potential (SP) yang mengukur perbedaan potensial antara elektroda permukaan dengan elektroda di dalam lubang (Rider, 2002). Log SP digunakan untuk menentukan indikator lithologi, penentuan batas lapisan, estimasi ketebalan lapisan dan lain-lain. SP tidak dapat direkam di dalam lubang sumur yang diisi oleh lumpur yang tak konduktif karena diperlukan medium yang dapat menghantarkan arus listrik antara elektroda alat dan formasi. Jika filtrasi lumpur dan kadar garam air formasi (resistivitas) hampir sama, penyimpangan SP akan kecil dan kurva SP menjadi kurang berguna (Harsono, 1997).



Gambar 29. Skema log *spontaneous potential* (Rider, 2002).

Saat mendekati lapisan permeabel, kurva SP akan mengalami defleksi ke kiri (negatif) atau ke kanan (positif). Defleksi ini dipengaruhi oleh salinitas relatif dari air formasi dan lumpur penyaring. Jika salinitas air formasi lebih besar daripada

salinitas lumpur penyaring maka defleksi akan mengarah ke kiri sebaliknya apabila salinitas lumpur penyaring yang lebih besar daripada salinitas air formasi maka defleksi akan mengarah ke kanan (Harsono, 1997).

3.3.8. Prediksi Log Kecepatan Gelombang S

3.3.8.1. Metode *Castagna*

Castagna (1985) melakukan percobaan dengan menggunakan batuan silikat klastik untuk mengetahui hubungan antara kecepatan gelombang P dan kecepatan gelombang S. Hasil Eksperimennya menunjukkan adanya hubungan linear antara kecepatan gelombang P dan kecepatan Gelombang S. Persamaan antara kecepatan gelombang P dan gelombang S sebagai berikut:

$$V_p = 1,36 + 1,16 V_s \text{ (km/s)} \quad (12)$$

3.3.8.2. Metode *Fluid Replacement Model (FRM)*

Substitusi fluida atau *Fluid Replacement Model (FRM)* merupakan langkah yang penting untuk mengetahui perbedaan respon gelombang P dan gelombang S sebelum tersaturasi dan sesudah tersaturasi oleh fluida. Pendekatan substitusi fluida dilakukan menggunakan Persamaan Biot-Gassman digunakan untuk menghitung Modulus *bulk* batuan pada kondisi kering dan kondisi tersaturasi oleh fluida. Persamaan modulus *bulk* untuk batuan tersaturasi oleh fluida adalah sebagai berikut:

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{(1 - \frac{K_{dry}}{K_m})^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{1 - \phi}{K_m} + \frac{K_{dry}}{K_m^2}} \quad (13)$$

Dengan, K_{sat} merupakan *modulus bulk* batuan tersaturasi (GPa), K_{dry} adalah *modulus bulk dry rock* (GPa), K_m adalah *modulus bulk* matriks (GPa), K_f *modulus bulk* fluida (GPa), serta $\emptyset$ adalah porositas batuan (%).

Mavko (2009) menuliskan persamaan Biot-Gassman menjadi

$$\frac{K_{sat}}{K_m - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_m - K_{dry}} + \frac{K_f}{\emptyset (K_m - K_f)} \quad (14)$$

Persamaan di atas berlaku dengan asumsi material isotropis, homogen dan hanya berlaku pada frekuensi rendah tanpa tekanan. Kecepatan gelombang P dan gelombang S pada batuan tersaturasi oleh fluida dapat dituliskan sebagai berikut;

$$V_{p\ sat} = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{3}{4}\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (15)$$

$$V_{s\ sat} = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (16)$$

dimana:

$V_{s\ sat}$ = kecepatan gelombang S pada batuan yang tersaturasi fluida,

$V_{p\ sat}$ = kecepatan gelombang P pada batuan yang tersaturasi,

μ_{sat} = Modulus geser batuan yang telah tersaturasi fluida.

Pada persamaan Biot-Gassman besarnya porositas pada batuan diasumsikan konstan. Besarnya modulus geser tidak terpengaruh oleh saturasi fluida pada batuan. Oleh sebab itu, besarnya modulus geser pada batuan kering sama dengan modulus geser pada batuan yang tersaturasi fluida (Hampson & Russel, 2013).

$$\mu_{sat} = \mu_{dry} \quad (17)$$

3.3.9. Prediksi Volume Shale

Perhitungan lapisan yang mempunyai sisipan berupa *shale* menggunakan persamaan volume *shale* dapat diperoleh dari log *gamma ray*, log SP, dan log neutron. Namun dalam penelitian ini hanya dilakukan dengan menggunakan log *gamma ray*. *Shale* lebih radioaktif dibandingkan dengan *sand* sehingga log GR lebih sensitif untuk digunakan menghitung volume *shale* (V_{shale}) dalam *porous* reservoir.

Log *gamma ray* memiliki beberapa persamaan empiris seperti respon persamaan linier. Sedangkan persamaan *non linear* memiliki respon berdasarkan formasi dan kondisi geografis, sehingga semua persamaan non-linier lebih *optimistic* dalam memperkirakan kandungan *shale*. Oleh sebab itu, persamaan linier perlu disesuaikan dengan persamaan non linier (Asquith, 2004). Persamaan respon linier:

$$V_{sh} = I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (18)$$

Sedangkan, persamaan non-linier antara lain:

1. **Larionov (1969)** untuk *Teritary rock*,

$$V_{sh} = 0.083 (2^{3.7 I_{GR}} - 1) \quad (19)$$

2. **Stieber (1970)** untuk *South Lousiana Miocene and Pliocene*,

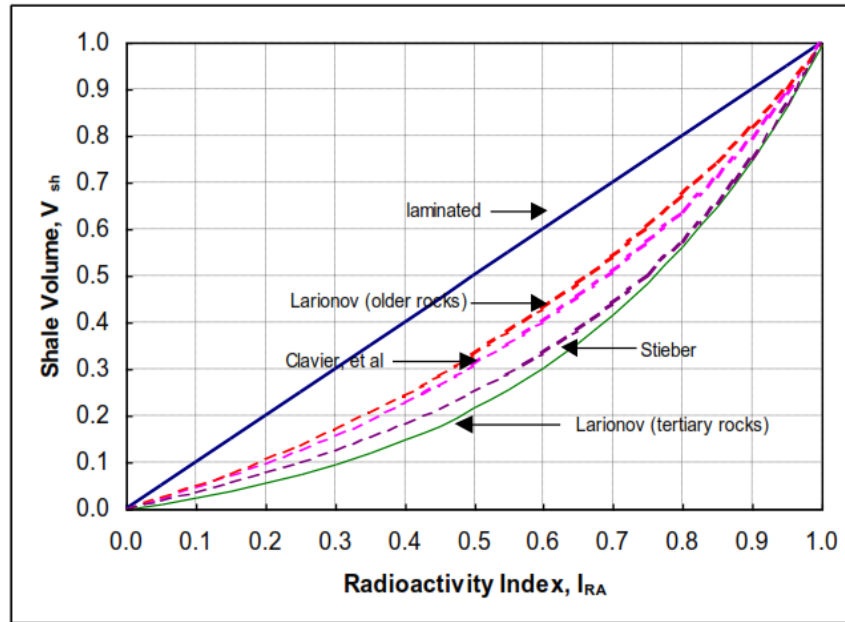
$$V_{sh} = \frac{I_{GR}}{3 - 2 \times I_{GR}} \quad (20)$$

3. **Clavier (1971)**,

$$V_{sh} = 1.7 - [(3.38 - (I_{GR} + 0.7)^2)^{1/2}] \quad (21)$$

4. **Larionov (1969)** untuk batuan yang lebih tua,

$$V_{sh} = 0.033 (2^{3.7 I_{GR}} - 1) \quad (22)$$



Gambar 30. Grafik respon volume *shale* terhadap indeks *radioactivity* (Engler, 2012).

3.4. Impedansi Akustik (AI) dan Koefisien Refleksi

Impedansi Akustik dapat digunakan sebagai indikator pembeda litologi, pemetaan jenis litologi, indikator hidrokarbon, batuan reservoir, dan mendeskripsikan karakter dari reservoir. AI dirumuskan sebagai berikut:

$$AI = \rho Vp \quad (23)$$

Sukmono (1999) menyamakan AI dengan *acoustic hardness*, karena batuan yang keras dan sukar dimampatkan, seperti Batu Gamping memiliki nilai AI yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti Batupasir, Batulempung, memiliki nilai AI yang rendah. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang pada keadaan normal disebut koefisien refleksi yang memiliki rumusan sebagai berikut:

$$R_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_iV_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_iV_i} = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (24)$$

dimana lapisan ke- i terletak di atas lapisan ke- $(i + 1)$.

Karena orde nilai kecepatan lebih besar dibandingkan dengan orde nilai densitas, maka harga AI lebih dikontrol oleh kecepatan gelombang seismik daripada densitas batuan. Pada saat gelombang seismik melalui dua media yang impedansi akustiknya berbeda maka sebagian energinya akan dipantulkan dan sebagian lagi ditransmisikan. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi yang datang pada keadaan normal dituliskan dalam persamaan:

$$\frac{E_r}{E_i} = R_i \times R_i \quad (25)$$

dimana:

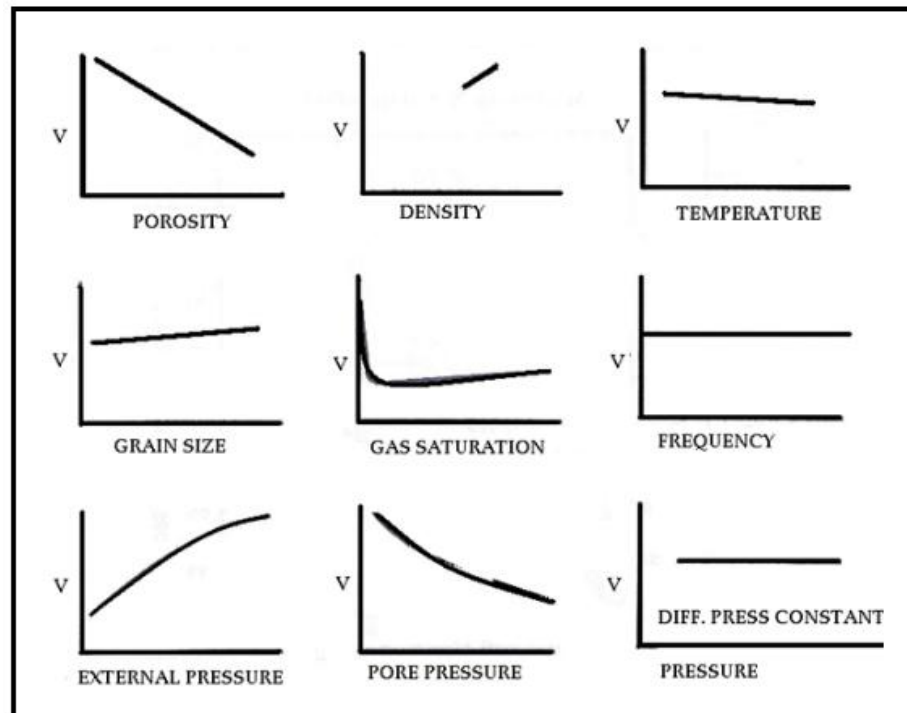
E_r = Energi Pantul,

R_i = Koefisien Refleksi (R) ke- i ,

E_i = Energi Datang.

Sesuai dengan **Persamaan (25)** maka hanya sebagian kecil energi yang direfleksikan bila kontras impedansi akustiknya tidak berbeda secara signifikan. Pada **Gambar 31** dapat dilihat beberapa faktor yang mempengaruhi nilai kecepatan gelombang seismik.

Karakterisasi berdasarkan AI memiliki keterbatasan dalam membedakan antara efek litologi dan fluida. Nilai AI rendah yang disebabkan oleh kehadiran fluida hidrokarbon sering dianggap sebagai AI rendah dari efek litologi. Oleh sebab itu, dalam praktiknya AI hanya digunakan dalam karakterisasi litologi tertentu, dan dalam karakterisasi lebih detail dapat menggunakan SI (*Shear Impedance*) maupun EI (*Elastic Impedance*).



Gambar 31. Pengaruh beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik (Sukmono, 2002).

3.5. Impedansi *Shear* (SI)

Secara umum Impedansi *Shear* hampir sama dengan impedansi akustik, hanya perbedaannya kecepatan yang digunakan adalah kecepatan gelombang S (V_s).

Secara matematis SI dirumuskan sebagai:

$$SI = \rho V_s \quad (26)$$

dimana: SI = Impedansi *shear*, ρ = densitas,

V_s = Kecepatan gelombang S,

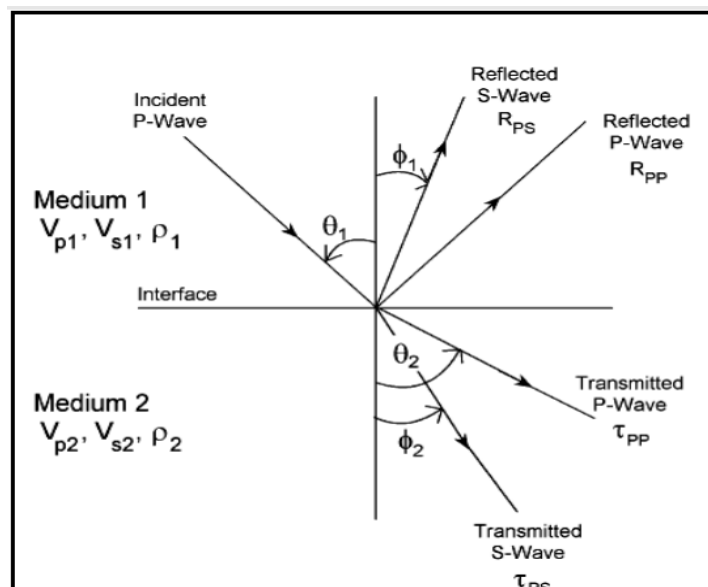
Karena sifat dari gelombang S yang hanya mengukur rigiditas dari matriks batuan sehingga keberadaan fluida tidak terdeteksi, gelombang ini hanya akan melewati medium yang solid, sehingga apabila diolah lebih lanjut dapat merepresentasikan perubahan litologi.

3.6. Amplitude Variation Offset (AVO)

3.6.1. Prinsip Dasar AVO

AVO pertama kali ditujukan sebagai suatu teknik untuk memvalidasi anomali amplitudo pada seismik yang berasosiasi dengan kehadiran gas pada reservoir (Ostrander, 1984).

Prinsip dasar dari AVO yaitu berawal 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. 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 32. Partisi energi gelombang seismik pada bidang reflektor (Russell,1999).

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 (V_p), kecepatan gelombang S (V_s), densitas (ρ) dari setiap lapisan, serta sudut datang (θ_1) gelombang seismik. Oleh karena itu terdapat empat kurva yang dapat diturunkan yaitu: amplitudo refleksi gelombang P, amplitudo transmisi gelombang P, amplitudo refleksi gelombang S, dan amplitudo transmisi gelombang S seperti yang ditunjukkan dalam **Gambar 32**.

Persamaan dasar AVO pertama kali diperkenalkan oleh [1] **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 analisa koefisien refleksi berdasarkan hal tersebut dan persamaannya dapat dituliskan dalam bentuk persamaan matriks.

$$\begin{bmatrix} \sin \theta_1 & \cos \phi_1 & -\sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ -\cos \theta_1 & \sin \phi_1 & -\cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2^2}{\rho_1 \alpha_2 \beta_1^2} \sin 2\theta_2 & -\frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2}{\rho_1 \beta_1} \cos 2\phi_2 \\ \cos 2\phi_1 & -\frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 \alpha_2}{\rho_1 \alpha_1} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 \\ -\cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (27)$$

dimana:

A = Amplitudo gelombang P refleksi	θ_1 = sudut datang gelombang P
B = Amplitudo gelombang S refleksi	θ_2 = sudut bias gelombang P
C = Amplitudo gelombang P transmisi	ϕ_1 = sudut pantul gelombang S
D = Amplitudo gelombang S transmisi	ϕ_2 = sudut bias gelombang S
α = kecepatan gelombang P	ρ = densitas
β = kecepatan gelombang S	

Aki, Richards, dan Frasier kemudian mendekati persamaan Zoeppritz menjadi tiga bentuk, bentuk pertama mengikutkan densitas, bentuk kedua mengikutkan V_p dan bentuk ketiga mengikutkan V_s .

$$R(\theta) = a \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + b \frac{\Delta\rho}{\rho} + c \frac{\Delta\beta}{\beta} \quad (28)$$

dimana:

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

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

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

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

[2] **Smith dan Gidlow (1978)** menyusun kembali persamaan Aki-Richards;

$$R(\theta) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \left(2 \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \sin^2\theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \tan^2\theta \quad (29)$$

Mereka kemudian mereduksi pengaruh densitas dengan menggunakan persamaan *Gardner*:

$$\rho = c \cdot V_p^{1/4} \quad (30)$$

didiferensialkan menjadi:

$$\frac{\Delta\rho}{\rho} = \frac{1}{4} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad (31)$$

[3] **Wiggins (1983)** membuat pendekatan terhadap persamaan Zoeppritz oleh Aki dan Richard ini dalam 3 parameter elastis;

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \tan^2 \theta \sin^2 \theta \quad (32)$$

$$A = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (33)$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left[\frac{\Delta V_s}{V_p} \right]^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left[\frac{\Delta V_s}{V_p} \right]^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (34)$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad (35)$$

Persamaan ini merupakan penyelesaian dari hubungan linier antara amplitudo dan $\sin^2 \theta$ (Aki & Richard, 1980). “A” merupakan *Intercept* yaitu koefisien refleksi *zero-offset* yang merupakan fungsi dari kecepatan gelombang P dan densitas. “B” merupakan *Gradien AVO* yang bergantung pada kecepatan gelombang P dan Gelombnag S serta densitas batuan. Dibandingkan dengan *Intercept*, *Gradien* mempunyai efek yang lebih besar pada AVO. “C” sebagai faktor kelengkungan hanya berpengaruh kecil terhadap amplitudo pada sudut datang di bawah 30° .

Perhitungan koefisien refleksi gelombang P dari persamaan Zoeppritz disederhanakan lagi oleh [4] Shuey (1985) :

$$R(\theta) = R_p + \left(R_p A_0 + \frac{\Delta \sigma}{(1 - \sigma)^2} \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \right) \quad (36)$$

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

dengan:

σ = rata-rata Poisson's *ratio*

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

V_p = rata-rata kecepatan gelombang P = $\frac{V_{p1} + V_{p2}}{2}$

ΔV_p = perbedaan V_p yang melewati bidang batas = $V_{p2} - V_{p1}$

θ = rata-rata sudut datang dan sudut transmisi = $\frac{\theta_1 + \theta_2}{2}$

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

$$\Delta\rho = \text{perbedaan densitas yang melewati bidang batas} = \rho_2 - \rho_1$$

[5] **Hilterman (1990)** membuat penyederhanaan persamaan Shuey dengan membuat asumsi sebagai berikut:

- a. Hanya menggunakan bentuk pertama dan kedua dengan nilai

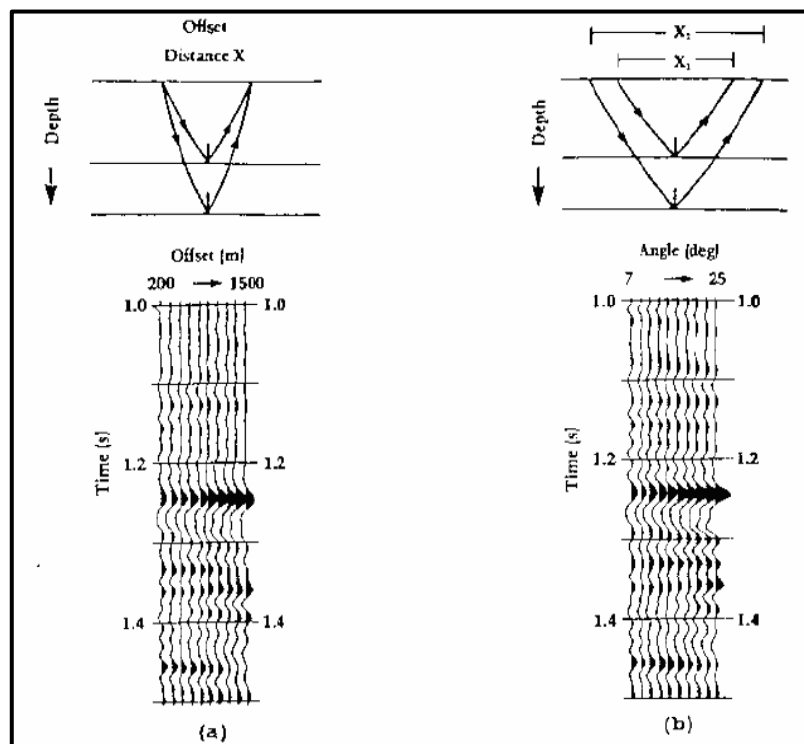
$$\tan^2 \theta - \sin^2 \theta \ll \sin^2 \theta$$

- b. Menggunakan $\sigma = \frac{1}{3}$, sehingga $A_0 = 1$

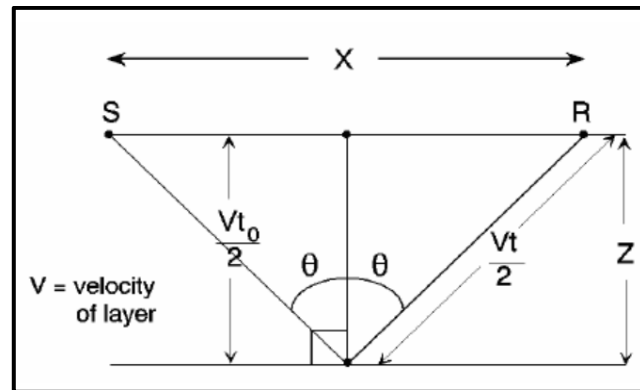
Kemudian **Persamaan (36)** menjadi:

$$R(\theta) = R_p \cos^2 \theta + \frac{9}{4} \Delta\sigma \sin^2 \theta \quad (37)$$

Selanjutnya persamaan untuk mendapatkan nilai $\Delta\sigma$ dari **Persamaan 37** dikenal dengan *attribute Scaled Poisson's Ratio (SPR) Change (aA+bB)* (Feng, 2006).



Gambar 33. Respon AVO (a) dan transformasinya menjadi respon AVA (*Amplitudo versus Angle*) (b) (Russell, 1999).

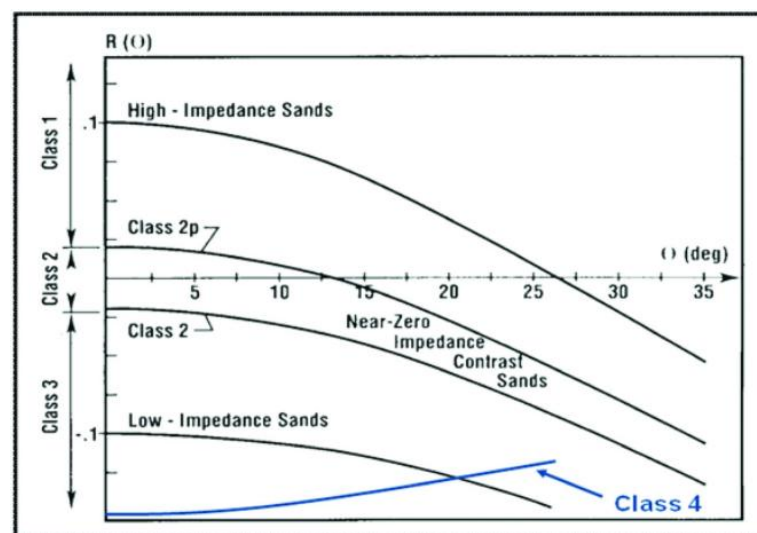


Gambar 34. Geometri jejak sinar seismik untuk satu bagian *shot-receiver* pada media yang memiliki kecepatan konstan (Russel, 1999).

Persamaan Zoeppritz dan Shuey merupakan fungsi dari sudut datang sinar seismik. Bagaimanapun, rekaman seismik direkam sebagai fungsi dari jarak *offset*, sehingga perlu dilakukan konversi dari jarak *offset* menjadi besaran sudut datang. Pendekatan sederhananya menggunakan sinar lurus **Gambar 33** dan **Gambar 34** (Razi, 2007).

3.6.2. Klasifikasi AVO

Rutherford dan Williams (1989) membagi anomali AVO pada batu pasir (berdasarkan kandungan minyak dan gas) menjadi tiga kelas.



Gambar 35. Pembagian AVO pada *gas sands* berdasarkan klasifikasi Rutherford–Williams dan dimodifikasi oleh Castagna (Castagna, 1998).

Kemudian (Castagna, 1998) memperkenalkan *sandstone* kelas IV setelah melakukan *crossplot* AVO berdasarkan klasifikasi Rutherford dan Williams, seperti pada gambar di bawah ini:

a. Kelas I (*High-Impedance Sands*), Anomali AVO kelas I ditujukan untuk batuan *gas sand* yang memiliki impedansi lebih tinggi dibandingkan lapisan *shale* di atasnya. Batas antara *shale* dan *sandstone* tersebut mempunyai nilai koefisien refleksi yang tinggi dan positif. *Sandstone* pada kelas I merupakan *sandstone* yang secara ekstrim telah terkompaksi.

b. Kelas II (*Near-Zero Impedance Contrast Sands*), Anomali AVO kelas II dibagi menjadi kelas II dan kelas IIP. Anomali kelas II ditujukan untuk batuan *gas sand* yang memiliki impedansi hampir sama dengan lapisan *shale* di atasnya dan bernilai relatif kecil yang hampir mendekati nol. *Gradient* dari *sandstone* kelas II memiliki nilai yang besar namun tidak sebesar *gradient* pada kelas I. Anomali AVO kelas II terdiri dari kelas II yang memiliki *intercept* dan *gradient* negatif serta kelas IIP yang memiliki *intercept* positif dan *gradient* negatif.

c. Kelas III (*Low Impedance Sands*), Anomali AVO kelas III ditujukan untuk batuan *gas sand* yang memiliki impedansi lebih rendah dibandingkan lapisan *shale* di atasnya dan bernilai negatif.

d. Kelas IV (*Low Impedance Sands*), Anomali AVO kelas IV dapat diperhatikan pada data *stack* seismik berupa *bright spot* tetapi kekuatan refleksinya menurun seiring bertambahnya jarak *offset*. Batupasir kelas IV muncul pada *porous sand* yang dibatasi oleh litologi dengan kecepatan gelombang seismik tinggi, seperti *hard shale* (contoh: *siliceous* atau *calcareous*), *siltstone*, *tightly cemented sand* atau *carbonate*.

3.6.3. Atribut AVO

Atribut AVO sangat berguna dalam peningkatan interpretasi reservoir, memahami hubungan antara sifat-sifat batuan dan fluida, dan sebagai analisis indikator langsung keberadaan hidrokarbon. Atribut AVO di bagi menjadi dua, yakni *primary attribute* dan *secondary attribute*.

3.6.3.1. Primary attribute

- a. **Intercept (A)**, *Intercept* menunjukkan refleksi gelombang seismik yang terjadi pada *offset* nol atau *zero offset*. *Intercept* atau atribut reflektivitas sudut datang normal mencerminkan perubahan litologi. *Intercept* (A) merupakan suku pertama pada persamaan Shuey (*highlight* kuning):

$$R(\theta) = R_p + \left[A_o R_p + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (38)$$

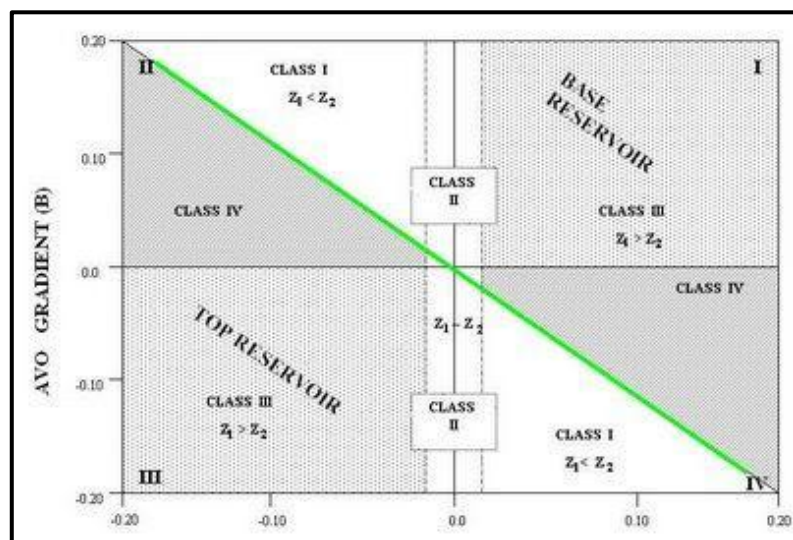
- b. **Gradien (B)**, Penampang ini dihasilkan dengan menggunakan persamaan inversi AVO. *Gradien* menjelaskan karakteristik amplitudo versus *offset* dari suatu data seismik *pre-stack* yang menunjukkan kenaikan amplitudo terhadap *offset* dan mencerminkan kehadiran fluida pada batuan. *Gradient* (B) merupakan suku kedua pada persamaan Shuey berikut (*highlight* kuning):

$$R(\theta) = R_p + \left[A_o R_p + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (39)$$

3.6.3.2. Secondary Attribute

Atribut *intercept* (A) dan *gradien* (B) dapat digunakan sebagai indikator hidrokarbon langsung (DHI), namun masih sering menimbulkan interpretasi yang ambigu. Kombinasi dari kedua atribut ini dapat menghasilkan *secondary attribute* seperti:

- a. *AVO Product ($A*B$)*. *Secondary attribute* ini sangat baik untuk mengidentifikasi keberadaan gas di dalam reservoir. Nilai yang idealnya negatif merupakan indikasi keberadaan gas.
- b. *Scaled Poissons ratio change ($aA+bB$)*, *secondary attribute* ini dengan baik mengidentifikasi perubahan Poisson's *ratio*. Nilai negatif dijadikan indikator keberadaan gas.



Gambar 36. Kelas AVO dan AVO crossplot (Castagna, 1997).

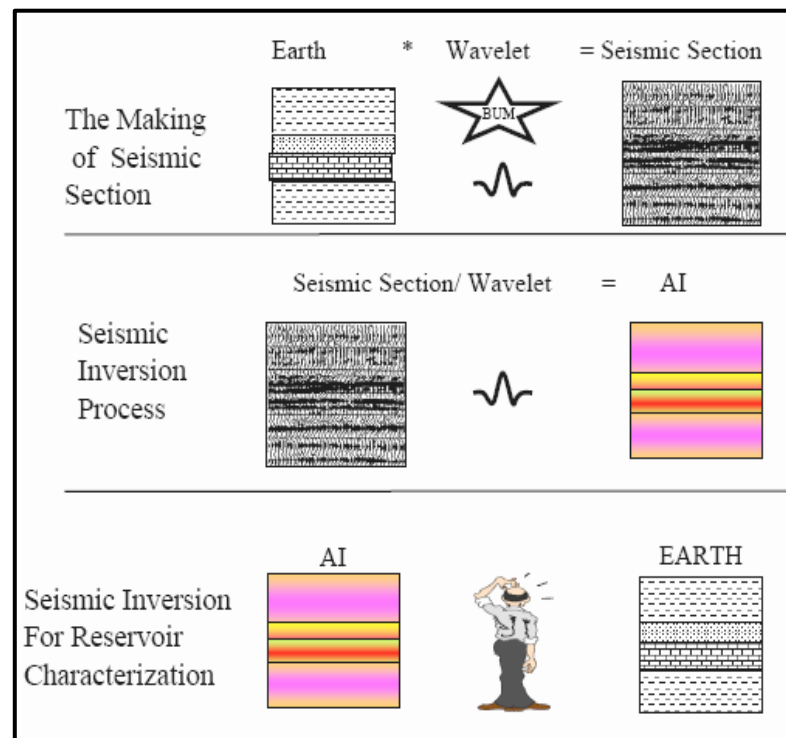
Tabel 2. Klasifikasi anomali AVO (Castagna, 1997)

Class	Relative Impedance	Quadrant	A	B	Amplitude vs Offset
I	Higher than overlaying unit	IV	+	-	Decreases
II	About the same as the overlaying unit	II, III, or IV	+ or -	-	Increases or decreases; may change sign
III	Lower than overlaying unit	III	-	-	Increases
IV	Lower than overlaying unit	II	-	+	Decreases

3.7. Metode Inversi Seismik

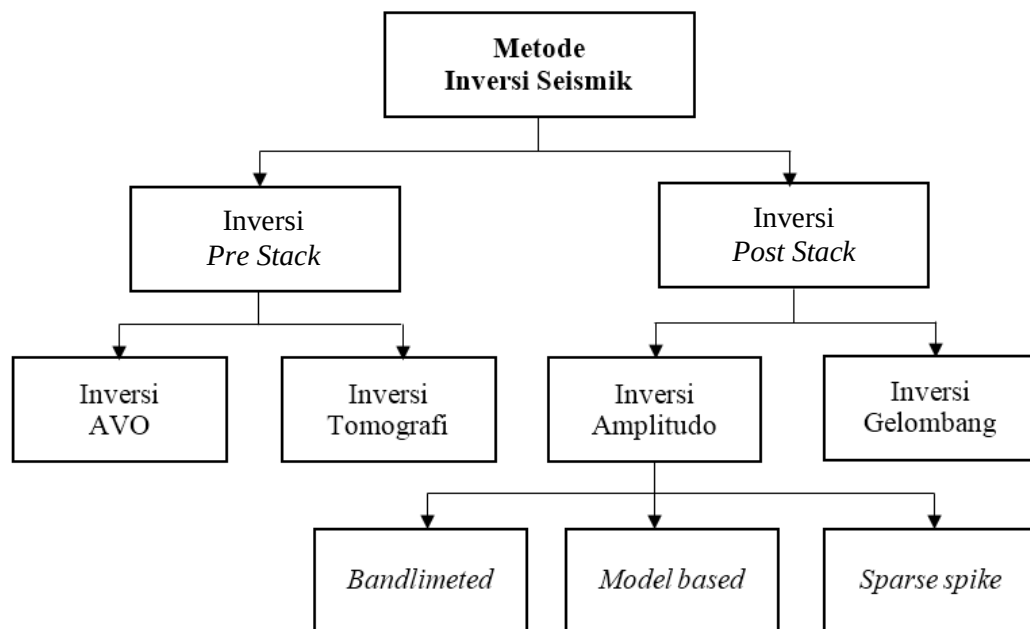
Dalam memodelkan sesuatu ada dua cara yaitu *forward modeling* (pemodelan ke depan) dan *inverse modeling* (pemodelan ke belakang). Rekaman seismik yang

telah diproses merupakan bentuk dari pemodelan ke depan. Dalam hal ini *input* data berupa AI atau koefisien refleksi dari lapisan bumi yang kemudian dikonvolusi dengan *wavelet*. Seismik inversi adalah bentuk dari pemodelan ke belakang, dimana *input*nya adalah rekaman seismik yang didekonvolusikan dengan *wavelet*, yang kemudian menghasilkan penampang AI.



Gambar 37. Diagram konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2000).

Seismik inversi adalah teknik untuk memprediksi model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2002). Model geologi yang dihasilkan oleh seismik inversi ialah model impedansi yang mewakili gambaran bawah permukaan bumi, sehingga lebih mudah untuk dipahami dan lebih mudah diinterpretasi.



Gambar 38. Berbagai macam metode inversi seismik (Sukmono, 2000).

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

3.8. Inversi Simultan

Pendrel (2000) mengembangkan sebuah metode inversi yang menggunakan data seismik parsial *stack* gelombang P dan kemudian diinversikan dengan *wavelet* hasil estimasi dari masing-masing *stack* untuk memperoleh informasi V_p , V_s , dan ρ . Metode ini kemudian hari dikenal sebagai inversi simultan.

Russel (2005) memperkenalkan metode *simultaneous inversion* pada data *pre-stack* dengan algoritma yang berdasarkan tiga asumsi, yaitu pertama, pendekatan linear untuk reflektivitas. Kedua, reflektivitas PP dan PS sebagai fungsi sudut yang telah diberikan oleh persamaan Aki-Richards (Aki dan Richards, 2002). Ketiga, terdapatnya hubungan linear antara logaritma impedansi P, impedansi S, dan densitas.

Fatti (1994) dalam Hampson (2005) memodifikasi persamaan Aki Richard sehingga diperoleh hubungan koefisien refleksi sebagai berikut:

$$R_{pp}(\theta) = c_1 R_p + c_2 R_s + c_3 R_D \quad (40)$$

dimana:

$$R_{pp}(\theta) = \text{reflektivitas total}$$

$$c_1 = 1 + \tan^2 \theta \quad (41) \quad c_2 = -8\gamma^2 \sin^2 \theta \quad (42)$$

$$c_3 = -\frac{1}{2} \tan^2 \theta + 2\gamma^2 \sin^2 \theta \quad (43) \quad \gamma = \frac{V_s}{V_p} \quad (44)$$

dan

$$R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (45) \quad R_s = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (46)$$

$$R_D = \left[\frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (47)$$

Berdasarkan analisa inversi yang dijelaskan oleh Simmons dan Backus (1996), yang menginversi *linearized P-reflectivity* (R_p), *S-reflectivity* (R_s), dan densitas (R_D), berdasarkan **Persamaan (45)** melalui **Persamaan (47)**, menggunakan **Persamaan (40)**. Simmons dan Backus (1996), juga berasumsi bahwa densitas dan V_p berhubungan dengan persamaan *Gardner*, yaitu:

$$\frac{\Delta \rho}{\rho} = \frac{1}{4} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad (48)$$

V_p dan V_s juga berhubungan dengan Persamaan *Castagna*, yaitu:

$$V_s = (V_p - 1360) / 1.16 \quad (49)$$

Selain itu juga pendekatan Buland dan Omre (2003) yang menggunakan parameter

$\left[\frac{\Delta V_p}{V_p} \right], \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} \right], \left[\frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$ dimana:

$$\left[\frac{\Delta V_p}{V_p} \right] \approx \Delta \ln V_p \quad (50)$$

Menjadi sebuah pendekatan yang mampu menginversi secara langsung Impedansi P (Z_p), Impedansi S (Z_s), dan densitas (ρ).

Pada perluasan teori inversi *pre-stack*, Persamaan Aki-Richards yang di sederhanakan kembali oleh Fatti (1994). **Persamaan (40)**, dengan perubahan fungsi reflektivitas R_p , R_s , dan R_D menjadi fungsi Impedansi P, Impedansi S, dan kontras densitas akan memberikan efek *wavelet* pada masing-masing reflektivitas maka didapat persamaan *trace* seismik (T) yaitu:

$$T(\theta) = \left(\frac{1}{2} \right) c_1 W(\theta) DL_p + \left(\frac{1}{2} \right) c_2 W(\theta) DL_s + \left(\frac{1}{2} \right) c_3 W(\theta) DL_D \quad (51)$$

dimana: W = Wavelet L_s = $\ln(Z_s)$ θ = Sudut datang
 L_p = $\ln(Z_p)$ L_D = $\ln(\rho)$

Penjelasan berdasarkan **Persamaan (40)** tersebut, terdapat variabel yang baru yaitu $L_p = \ln(Z_p)$, yakni logaritma natural dari Impedansi Akustik untuk mentransformasikan persamaan reflektivitas tersebut menjadi impedansi, seperti reflektivitas R_p yang dapat dinyatakan dengan:

$$R_{Pi} \approx \frac{1}{2} \Delta \ln Z_{Pi} = \frac{1}{2} [\ln Z_{Pi+1} - \ln Z_{Pi}] \quad (52)$$

Dimana i merepresentasikan hubungan antara lapisan i dan $i + 1$. Jika kita menganggap N merupakan contoh reflektivitas, **Persamaan (52)** dapat dituliskan dalam bentuk matriks sebagai:

$$\begin{bmatrix} R_{P1} \\ R_{P2} \\ \vdots \\ R_{PN} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \dots \\ 0 & -1 & 1 & \ddots \\ 0 & 0 & -1 & \ddots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{P1} \\ L_{P2} \\ \vdots \\ L_{PN} \end{bmatrix} \quad (53)$$

Dengan $L_{Pi} = \ln(Z_{Pi})$

Kemudian, jika direpresentasikan *trace* seismik sebagai konvolusi dari *wavelet* seismik dan reflektivitas bumi, dapat dituliskan sebagai matriks, yakni:

$$\begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \\ \vdots \\ S_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} w_1 & 0 & 0 & \dots \\ w_2 & w_1 & 0 & \ddots \\ w_3 & w_2 & w_1 & \ddots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{P1} \\ R_{P2} \\ \vdots \\ R_{PN} \end{bmatrix} \quad (54)$$

Dimana S_i merepresentasikan sampel ke $-i$ dari *trace* seismik dan w^j merepresentasikan hubungan ke $-j$ dari *wavelet* seismik yang telah diekstraksi. Mengombinasikan **Persamaan (53)** dengan **Persamaan (54)** dapat memberikan *forward model* yang berhubungan dengan *trace* seismik terhadap logaritma dari Impedansi P:

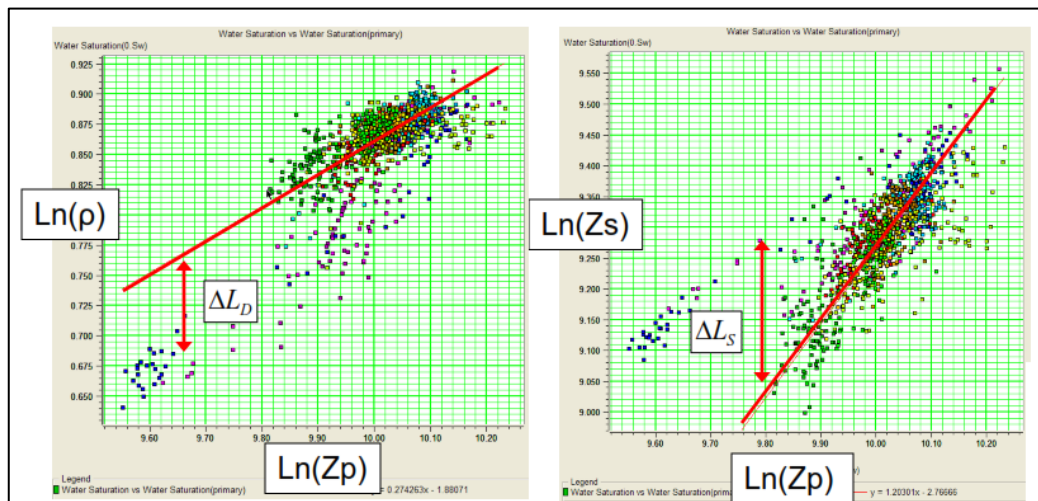
$$S = \frac{1}{2} WDL_P \quad (55)$$

Dimana, W adalah matriks *wavelet* yang diberikan pada **Persamaan (54)** dan D adalah *derivative* matriks yang diberikan pada **Persamaan (53)**, sehingga persamaan Aki-Richards akan menjadi seperti pada **Persamaan (51)**. Hal yang harus diperhatikan dari **Persamaan (51)** di atas adalah bahwa *wavelet* sekarang bergantung kepada sudut datang (*incident angle*) sehingga ada kemungkinan *wavelet* berbeda untuk masing-masing sudut.

Persamaan (51) tersebut dapat dipergunakan untuk inversi dengan syarat terdapat relasi antara parameter impedansi (L_p & L_s) dengan densitas (L_p & L_D). Adapun relasi linier antara L_p [$\ln(Z_p)$], L_s [$\ln(Z_s)$], dan L_D [$\ln(\rho)$] dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$\ln(Z_s) = k \ln(Z_p) + k_c + \Delta L_s \quad (56)$$

$$\ln(\rho) = m \ln(Z_p) + m_c + \Delta L_D \quad (57)$$



Gambar 39. Crossplot antara $\ln(\rho)$ terhadap $\ln(Z_p)$ dan $\ln(Z_s)$ terhadap $\ln(Z_p)$ deviasi garis tersebut, ΔL_D dan ΔL_S adalah anomali fluida yang diinginkan (Russel, 2005).

Berdasarkan korelasi tersebut dengan mengombinasikan **Persamaan (53)** dan

Persamaan (51) maka mengubah persamaan Aki-Richards menjadi:

$$T(\theta) = \tilde{c}_1 W(\theta) D \Delta L_p + \tilde{c}_2 W(\theta) D \Delta L_s + \frac{1}{2} c_3 W(\theta) D \Delta L_D \quad (58)$$

dimana:	$\tilde{c}_1$	$= \left(\frac{1}{2}\right) c_1 + \left(\frac{1}{2}\right) k c_2 + m c_3$	$\tilde{c}_2$	$= \left(\frac{1}{2}\right) c_2$
	D	= Operator diferensial	W	= Wavelet
	L_p	= $\ln(Z_p)$	L_s	= $\ln(Z_s)$
	L_D	= $\ln(\rho)$	θ	= Sudut datang

Dalam bentuk matriks, dengan asumsi jumlah *trace* N dari berbagai macam sudut maka persamaanya menjadi :

$$\begin{bmatrix} T(\theta_1) \\ T(\theta_1) \\ \vdots \\ T(\theta_N) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{c}_1(\theta_1)W(\theta_1)D & \tilde{c}_2(\theta_1)W(\theta_1)D & \tilde{c}_3(\theta_1)W(\theta_1)D \\ \tilde{c}_1(\theta_2)W(\theta_2)D & \tilde{c}_2(\theta_2)W(\theta_2)D & \tilde{c}_3(\theta_2)W(\theta_2)D \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \tilde{c}_1(\theta_N)W(\theta_N)D & \tilde{c}_2(\theta_N)W(\theta_N)D & \tilde{c}_3(\theta_N)W(\theta_N)D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_p \\ \Delta L_s \\ \vdots \\ \Delta L_D \end{bmatrix} \quad (59)$$

Setelah itu, Impedansi P, Impedansi S dan densitas dapat diperkirakan dalam persamaan berikut (Hampson, 2005):

$$Z_p = \exp(L_p) \quad (60)$$

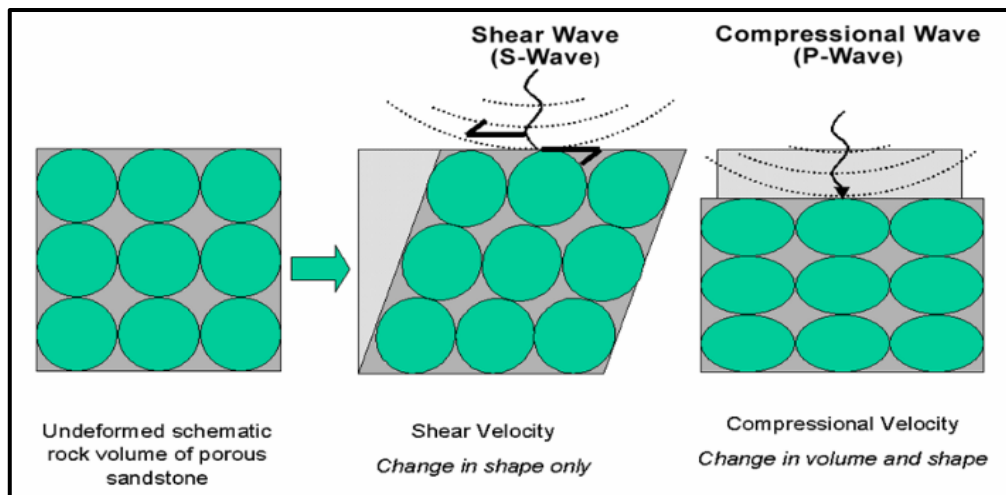
$$Z_s = \exp(kL_p + k_c + \Delta L_s) \quad (61)$$

$$\rho = \exp(mL_p + m_c + \Delta L_D) \quad (62)$$

3.9. Sifat Fisika Batuan

3.9.1. Kecepatan Gelombang P (Vp) dan Gelombang S (Vs)

Tidak seperti densitas, kecepatan sesimik mengikutsertakan deformasi batuan sebagai fungsi dari waktu.



Gambar 40. Skema deformasi batuan terhadap gelombang kompresi (P-Wave) dan gelombang *shear* (S-Wave) (Goodway, 2001).

Pada **Gambar 40**, sebuah kubus batuan dapat mengalami kompresi (*compressed*), yang mengubah volume dan bentuk batuan, maupun shear (*sheared*), yang hanya mengubah bentuknya saja. Perbandingan antara V_p dan V_s pada **Persamaan (1)** dan **Persamaan (2)** direpresentasikan dengan menggunakan *Poisson's ratio* (σ) sebagai:

$$\sigma = \frac{\gamma - 2}{2\gamma - 2} \quad (63)$$

$$\gamma = \left(\frac{V_p}{V_s} \right)^2 \quad (64)$$

Jika $V_p/V_s = \sqrt{2}$, maka $\sigma = 0$. Jika $V_p/V_s = 1,5$, maka $\sigma = 0,1$ (*gas case*). Jika $V_p/V_s = 2$, maka $\sigma = 1/3$ (*wet case*), dan jika $V_p/V_s = \infty$, maka $\sigma = 0,5$ ($V_s = 0$). Telah lama diketahui bahwa V_p/V_s dapat digunakan sebagai indikator litologi (Tatham, 1982).

3.9.2. Porositas

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

$$\text{Porositas } (\phi) = (\text{volume pori} / \text{volume totalnya}) \times 100 \% \quad (65)$$

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

$$\text{Porositas efektif } (\phi_e) = \frac{(\text{volume pori-pori bersambungan})}{\text{volume totalnya}} \times 100\% \quad (66)$$

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

Tabel 3. Pemerian porositas secara semi-kuantitatif (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>)

3.9.3. Densitas

Densitas secara merupakan perbandingan antara massa (kg) dengan volumenya (m^3). Efek dari densitas dapat dimodelkan dalam Persamaan Wyllie (1):

$$\rho_{sat} = \rho_m(1 - \phi) + \rho_w S_w \phi + \rho_{hc}(1 - S_w)\phi \quad (67)$$

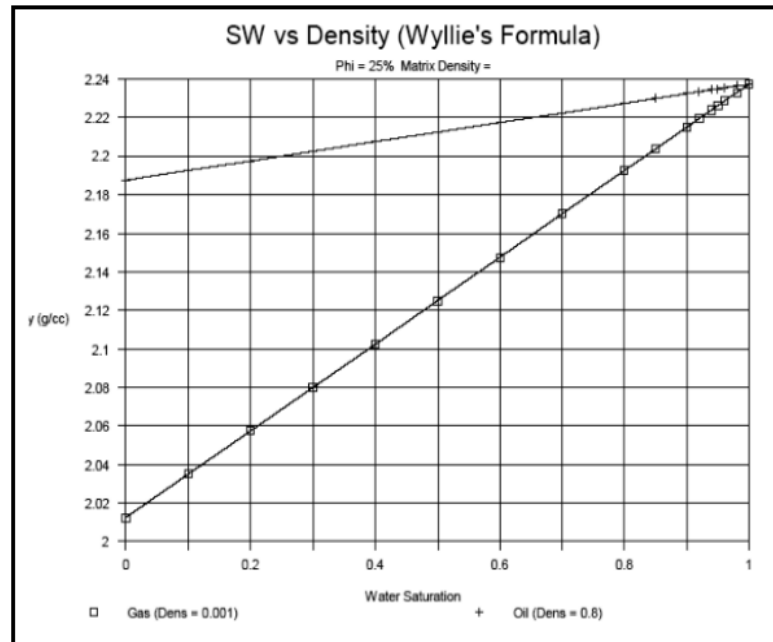
dimana : ρ_b = densitas *bulk* batuan, ρ_m = densitas matriks,

ρ_f = densitas fluida, ϕ = porositas batuan,

S_w = *water saturation*, ρ_w = *density* air (mendekati 1 g/cm^3)

ρ_{hc} = *density* hidrokarbon.

Pada **Gambar 41** diilustrasikan bahwa densitas batuan reservoir turun secara dramatis pada reservoir gas dari pada reservoir minyak. Karakter ini menjadi hal yang penting dalam interpretasi seismik untuk reservoir tersebut.



Gambar 41. Sw vs densitas aplikasi persamaan Wyllie pada reservoir minyak dan gas (Russell, 2005).

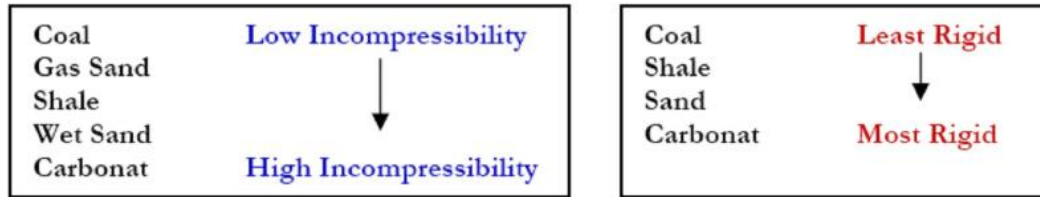
3.9.4. Rigiditas dan Inkompresibilitas

Goodway (1997) memperkenalkan sebuah parameter *Lamé*, yaitu parameter yang berkaitan erat dengan rigiditas dan inkompresibilitas. Parameter dapat memperbaiki tingkat identifikasi zona reservoir karena sangat sensitif terhadap fluida dan variasi litologi yang direpresentasi dari perubahan-perubahan rigiditas, inkompresibilitas, dan densitas.

Rigiditas ($\mu_p = \text{Mu-Rho}$) dapat dideskripsikan sebagai seberapa besar material berubah bentuk terhadap *stress*. Rigiditas sensitif terhadap matriks batuan. Semakin rapat matriksnya maka akan semakin mudah pula mengalami *slide over* satu sama lainnya dan benda tersebut dikatakan memiliki rigiditas yang tinggi, sehingga rigiditas batuan yang merupakan indikator untuk membedakan litologi batuan.

Inkompresibilitas ($\lambda_p = \text{Lambda-Rho}$) merupakan kebalikan dari kompresibilitas. Inkompresibilitas didefinisikan sebagai besarnya perubahan *volume* (dapat

dikompresi) bila dikenai oleh *stress*. Semakin mudah dikompresi maka semakin kecil harga inkompresibilitasnya begitu pula sebaliknya.



Gambar 42. Inkompresibilitas dan rigiditas beberapa batuan (Royle,1999).

Secara matematik kedua parameter tersebut dapat diperoleh dari persamaan gelombang P dan gelombang S yang telah dituliskan Pada **Persamaan (1)** dan **Persamaan (2)**, yakni:

$$\begin{aligned}
 Zs^2 &= (Vs \cdot \rho)^2 \\
 &= (Vs)^2 \cdot (\rho)^2 \\
 &= \left(\sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \right)^2 \cdot \rho^2 \\
 &= \left(\frac{\mu}{\rho} \right) \cdot \rho^2 \\
 &= \mu \rho \\
 Zs^2 &= \mu \rho \text{ (Rigiditas)}
 \end{aligned} \tag{68}$$

$$\begin{aligned}
 Zp^2 &= (Vp \cdot \rho)^2 \\
 &= (Vp)^2 \cdot (\rho)^2 \\
 &= \left(\sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \right)^2 \cdot \rho^2 \\
 &= \left(\frac{\lambda + 2\mu}{\rho} \right) \cdot \rho^2
 \end{aligned}$$

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

$$(Vp.\rho)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho$$

$$(Vp.\rho)^2 = (\lambda\rho + 2\mu\rho)$$

$$\lambda\rho = (Vp.\rho)^2 - 2\mu\rho$$

$$\lambda\rho = Zp^2 - 2Zs^2 \text{ (Inkompresibilitas)} \quad (69)$$

dimana:

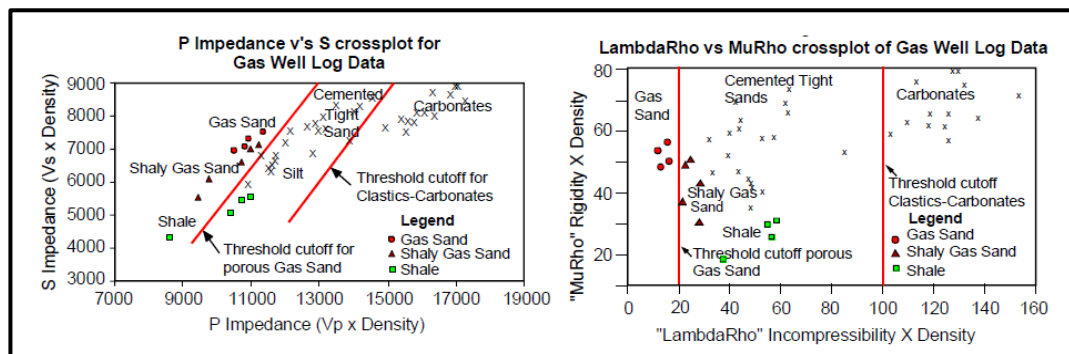
Zp = Impedansi akustik (gr/cc.m/s) Vp = Cepat rambat gelombang P (m/s)

Zs = Impedansi *shear* (gr/cc.m/sec) Vs = Cepat rambat gelombang S (m/s)

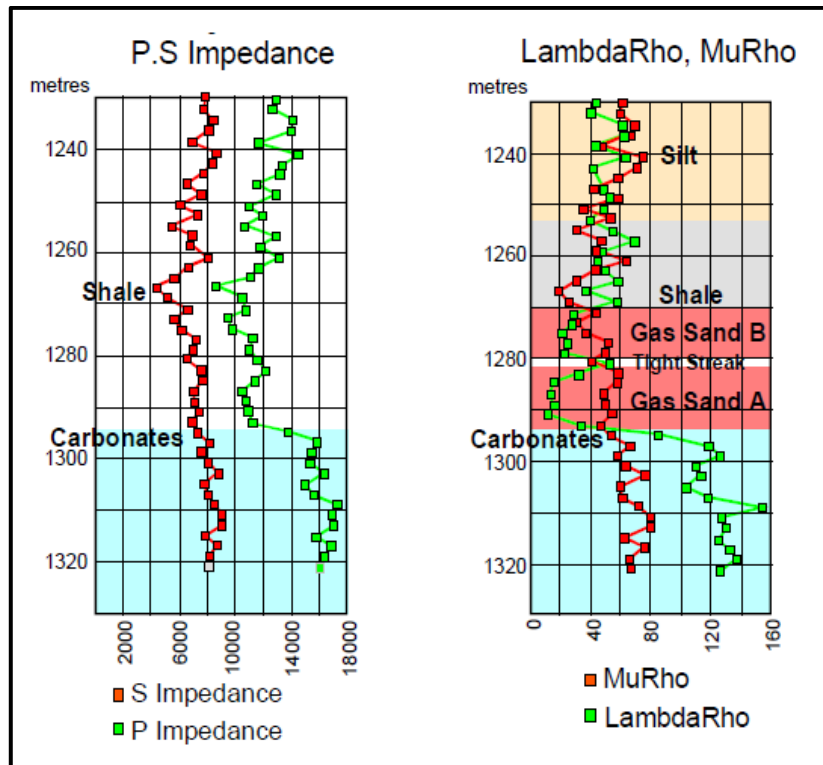
ρ = Densitas (gr/cc) λ = Modulus *bulk*

μ = Modulus *shear*.

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 zona *shale* yang tipis, seperti yang terdapat pada **Gambar 44** terlihat jelas keberadaan *shale* tipis memisahkan dua zona gas A dan gas B (Anderson dan Grey, 2001).



Gambar 43. Interpretasi *cross plot Lambda-Rho vs Mu-Rho* sumur *Lower Cretaceous gas sand* di Alberta (Goodway, 1997).



Gambar 44. Interpretasi log *P.S Impedance* & *Lambda-Rho, Mu-Rho* sumur *Lower Cretaceous gas sand* di Alberta (Goodway, 1997).

Tabel 4. Analisa petrofisika menggunakan *Lamé parameter* (λ) (Goodway, 1997).

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

Tabel 4 menunjukkan pembenaran dan kelebihan penggunaan parameter rigiditas dan inkompresibilitas dalam analisis petrofisika yang dikemukakan oleh Bill Goodway (1997) untuk mendeterminasi antara lempung (*shale*) dan pasir terisi gas (*gas sand*).

IV. METODE PENELITIAN

4.1. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian dengan judul “**Identifikasi Sebaran Litologi dan Gas Pada Zona Pay Sand Menggunakan Analisis AVO dan Inversi Simultan di Lapangan “VR”, Teluk Meksiko**”, dilaksanakan di Kelompok Pengkajian Sumber Daya Hidrokarbon, KP3 Teknologi Eksplorasi PPPTMGB “LEMIGAS” Cipulir, Jakarta Selatan, bagian Eksplorasi 3, Lantai 2. Penelitian ini dimulai dari tanggal 1 Juni hingga 15 September 2016 dengan data lokasi penelitian di Cekungan Teluk Meksiko, Amerika Serikat.

Tabel 5. Jadwal pelaksanaan penelitian Tugas Akhir

No	Kegiatan	Juni				Juli				Agustus				September			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi literatur																
2	Pengumpulan Data																
3	Pengolahan Data dan Analisis																
4	Interpretasi dan Diskusi																
5	Presentasi dan Evaluasi																
6	Penyusunan Laporan																

4.2. Perangkat Keras dan Perangkat Lunak

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

4.2.1. Perangkat Keras

Perangkat keras yang diperlukan dalam penelitian ini antara lain:

1. Laptop Acer Aspire 4750, Processor Intel(R) core(TM) i3-2310M (4 CPUs)
–2.10 Ghz with Intel HD 3000 Graphics Family. 4096MB of memory
2. Printer

4.2.2. Perangkat Lunak

Perangkat lunak yang diperlukan dalam penelitian ini antara lain:

1. OS. Windows 7 Ultimate 64-Bit (6.1, Built 7601), sebagai basis sistem operasi pada *software-software* yang digunakan.
2. HRS (*Hampson-Russel Software*) (CE8/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.
 - AVO, digunakan dalam proses *Fluid Replacement Model (FRM)*, *pre-conditioning* data seismik meliputi *basic processing*, pembuatan *super gather*, *angle gather*, *partial angle stack*, dan *wavelet* dari *partial angle stack*, serta analisis AVO.
 - eLOG, digunakan dalam *editing* data log, prediksi data log, transformasi data log, interpretasi data log, koreksi *checkshot*, *well seismic tie*, serta analisis sensitivitas.

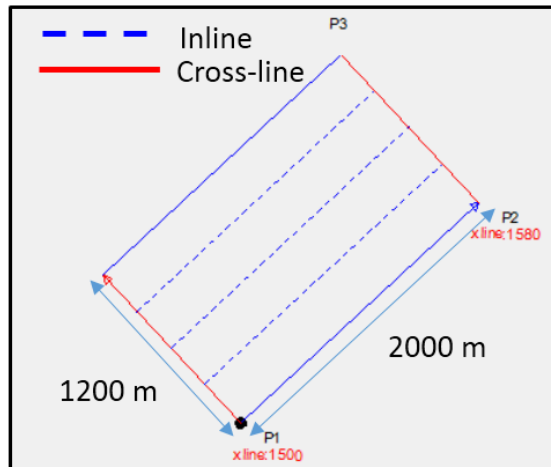
- *STRATA*, digunakan dalam proses Inversi Simultan, termasuk pembuatan *initial model*, transformasi *Lambda-Rho*, *Mu-Rho Lambda over Mu*, serta atribut seismik.
- 3. *Surfer v13*, digunakan dalam *optional mapping* pembuatan *time structure map*, *depth structure map*, *Isochron map & Isopach map*.
- 4. *SEG Y Viewer*, digunakan untuk melihat ID data seismik, *trace header* atau *header dump* sehingga *byte* data seismik sesuai dengan geometrinya pada proses *input* di *software* HRS.
- 5. *Notepad*, digunakan dalam koreksi data log awal dan menampilkan data dengan ekstensi dasar berbasis ASCII, dsb.
- 6. *Microsoft Office 2016*, digunakan dalam penulisan laporan dan presentasi.

4.3. Ketersediaan Data Penelitian

Data-data yang digunakan dalam penelitian ini diperoleh dari KPPP Teknologi Eksplorasi PPPTMGB “LEMIGAS” Cipulir, Jakarta Selatan. Sengaja dirahasiakan keberadaannya, dan tidak untuk disebarluaskan. Oleh karena itu, semua data yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan nama serta koordinat yang telah disamarkan. Berikut ini merupakan data-data yang digunakan dalam penelitian ini:

4.3.1. Data Seismik 3D *Pre-stack gather*

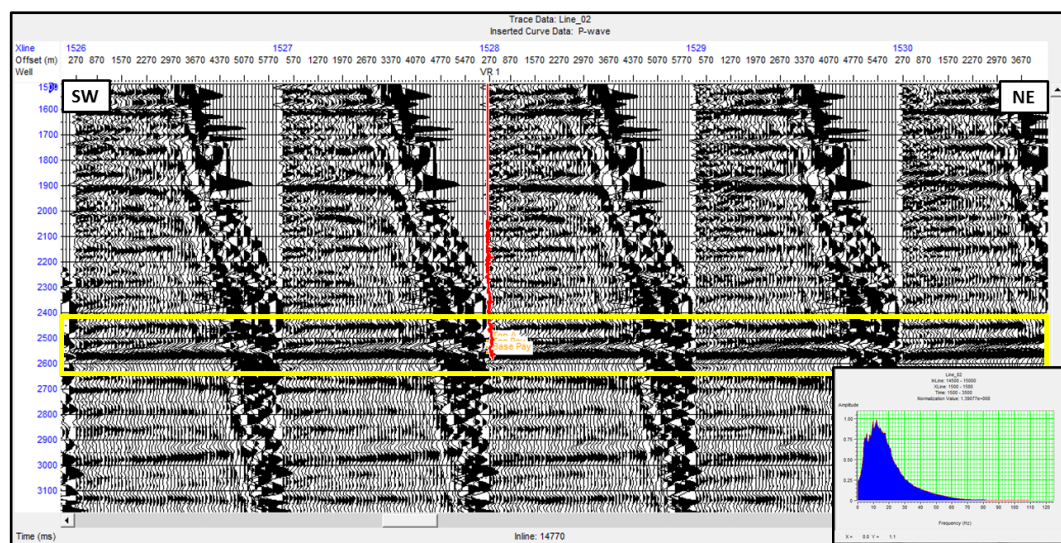
Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *Pre-stack gather*, *minimum phase* standar SEG dengan *sampling interval* 4 ms yang masih perlu dilakukan proses *pre-conditioning*, dengan jumlah *Inline* 50, interval 10 (14500-15000) dan *crossline* 80 (15000-15080).



Gambar 45. Geometry grid data seismik lokasi penelitian.

Tabel 6. Detail data seismik lokasi penelitian

	<i>Inline</i>	<i>Cross-line</i>
<i>Number of</i>	50	80
<i>Start Number</i>	14500	15000
<i>End Number</i>	15000	15080
<i>Number Increment</i>	10	1
<i>Spacing</i>	25	25
<i># of CDPs</i>	239598	
<i>Length Unit</i>	Meter	
<i>Orientation</i>	43°	



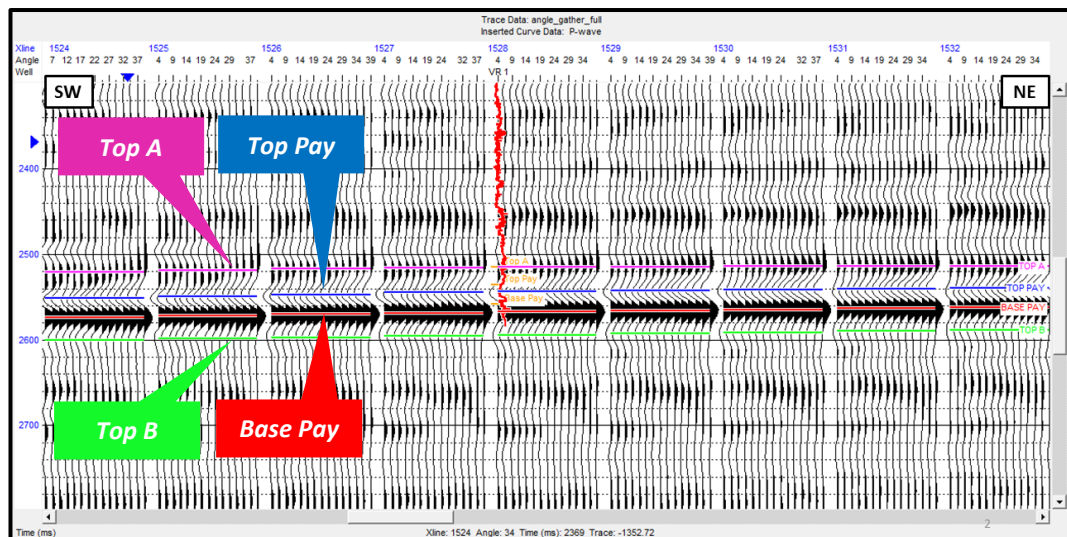
Gambar 46. Data seismik 3D pre-stack gather lapangan “VR”.

4.3.2. Data Marker Geologi & Interpretasi Horizon

Data *marker* serta interpretasi horizon sebagai interval zona target, yakni *Top Pay* dan *Base Pay* yang diperoleh dari *deviated well* VR-1. *Marker* tersebut digunakan sebagai acuan saat proses *picking horizon*, yang di-input pada saat pembuatan *super gather*. Selain itu untuk memperjelas zona target serta struktur *trap* hidrokarbon, dilakukan penambahan *horizon picking* dengan *marker* tambahan *Top A* dan *Top B*, yang memperjelas bahwa zona target merupakan *trap* stratigrafi, dengan dugaan awal berupa adanya *pinch out* pada interval *Pay sand*.

Tabel 7. Data *marker* Geologi

<i>Marker</i>	<i>Start Depth (m)</i>	<i>End Depth (m)</i>	Ketebalan Target (m)
<i>Top A</i>	2943,75	2943,75	
<i>Top Pay</i>	2970,85	2970,85	26,95
<i>Base Pay</i>	2997,8	2997,8	
<i>Top B</i>	3048	3048	



Gambar 47. Horizon pada interval zona target (*angle gather*).

4.3.3. Data Geologi Daerah Penelitian

Penulis tidak mendapatkan kejelasan koordinat lokasi penelitian, sehingga dalam menganalisa lokasi kedalaman zona target dilihat berdasarkan statistik data properti reservoir, serta informasi dasar yang terdapat pada data seismik. Daerah penelitian meliputi wilayah Teluk Meksiko, Amerika Serikat, dengan luasan daerah 2,4 km². Data geologi penelitian meliputi geologi regional dan stratigrafi secara umum yang diperoleh dari beberapa rujukan pustaka, serta data *reservoir properties* pada interval zona target penelitian.

Tabel 8. Data properti reservoir pada Cekungan Teluk Meksiko (Hall, 2005)

No	Properties	Ages					
		Pleistocene	Pliocene	Miocene	Oligocene	Cretaceous	Jurassic
1	Depth of production (ft)	1500-9511 (5.300)	1.669-12.778 (8.600)	1.838-17.721 (8.200)	1.986-12.295 (10.300)	(8.700)	21.500-22.600 (21.600)
2	Pressure (psi)	731-5.813 (2.926)	880-6.846 (4.312)	880-15.561 (4.515)	3.629-9.699 (6.875)	(4.060)	12.975-15.835 (14.253)
3	Area (Acres)	10-208.492 (69.700)	667-109.461 (43.800)	639-179.490 (19.900)	2.763-56.342 (20.100)	(230)	147-11.845 (4.200)
4	Temperature (°F)	90-188 (140)	93-228 (178)	102-305 (182)	167-264 (211)	(174)	227-414 (365)
5	Pay Thickness (ft)	9-1.412 (90)	6-135 (84)	10-155 (46)	13-36 (50)	(9)	13-184 (91)
6	API Gravity (degress)	22-37 (32)	30-35 (33)	28-58 (42)	43-51 (42)	(23)	-
7	Porosity (%)	29-35 (31)	27-37 (29)	18-34 (28)	20-30 (24)	(20)	10-16 (12)
8	Water Saturation (%)	17-30 (24)	23-34 (27)	15-51 (30)	28-49 (30)	(26)	19-52 (31)

(*) average value.

4.3.4. Data Log

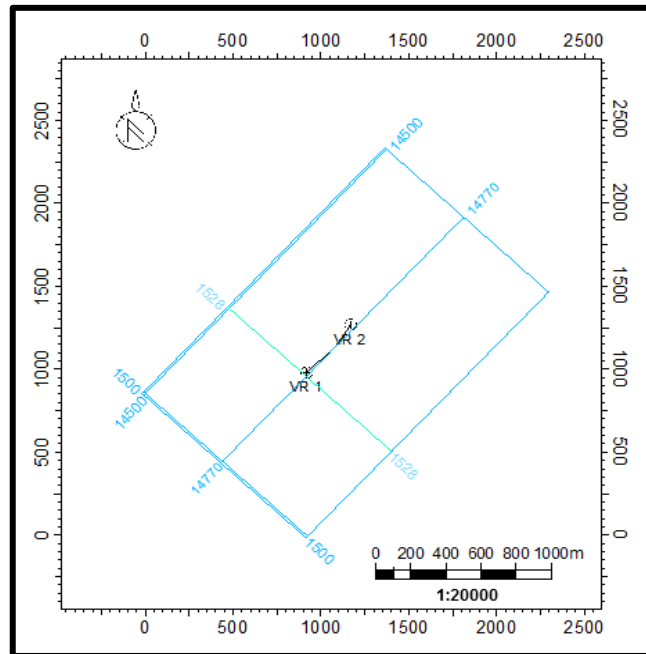
Terdapat 2 data log di lokasi penelitian, yakni Sumur VR-1 dan VR-2. Keduanya berada di *inline* 14470 dan *Xline* 1528 dengan *Top Depth* (TD) VR-1 3037 meter dan VR-2 3194 meter. Kedua sumur tersebut merupakan sumur *deviated* dengan koordinat yang sama, namun *focussed target interval* yang berbeda. Sumur VR-1 dengan zona target **Top Pay** dan **Base Pay** serta VR-2 dengan Zona Target **Sand A**, sehingga tidak dapat dikorelasi. Namun, data sumur yang digunakan dalam proses inversi hanya VR-1 dengan target *Pay sand* karena memiliki batas target yang jelas serta kelengkapan pendukung seperti data *property* reservoir.

Tabel 9. Tabel kelengkapan sumur pada penelitian

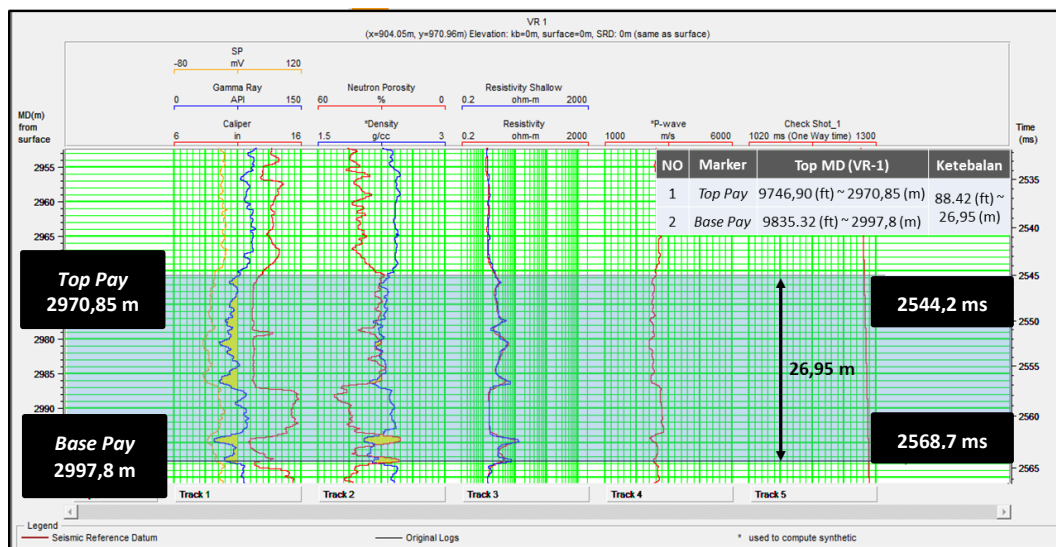
No	Well name	Well log	Checkshot	Data core	Ket
1	VR-1	✓	✓	✗	<i>deviated</i>
2	VR-2	✓	✓	✗	<i>deviated</i>

Tabel 10. Tabel kelengkapan data *well log*

No	Log	VR-1	VR-2
1	Caliper	✓	✓
2	Gamma ray	✓	✓
3	SP	✓	✓
4	NPHI	✓	✓
5	RHOB	✓	✓
6	PHIE	✗	✗
7	<i>Resistivity deep</i>	✓	✓
8	<i>Resistivity shallow</i>	✓	✓
10	<i>P-wave</i>	✓	✓
11	<i>S-wave</i>	✗	✗



Gambar 48. Basemap lapangan “VR”, Teluk Meksiko.



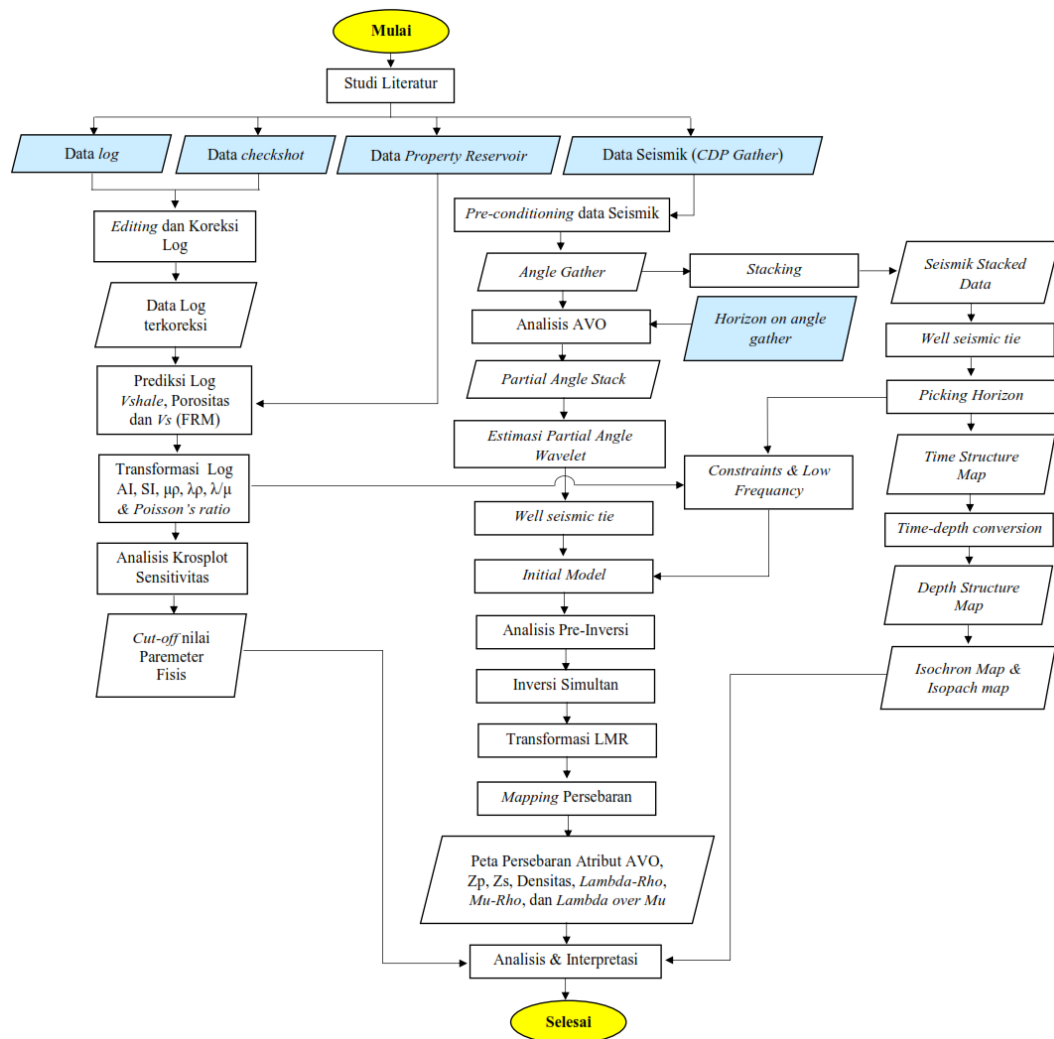
Gambar 49. Kelengkapan data log yang terdapat pada sumur VR-1.

4.3.5. Data Checkshot

Data *checkshot* terdapat pada masing-masing sumur VR-1 dan VR-2, yaitu berupa data kedalaman dan waktu tempuh (TWT). Data *checkshot* digunakan dalam proses *well seismic tie*, konversi data seismik dalam domain waktu dan domain kedalaman, dan dalam tahap *checkshoot correction* untuk mengkoreksi log P-wave.

4.4. Pengolahan Data

Secara umum pengolahan yang dilakukan pada penelitian ini terdiri dari Penentuan zona target, prediksi log porositas, V_{shale} , log V_s menggunakan metode *Fluid Replacement Model* (FRM) dengan validasi *Zoeppritz syntetic model*, pembuatan log Impedansi, transform log Λ - μ - ρ , V_p/V_s Ratio, dan *Poisson's ratio*, *pre-conditioning* data seismik, analisis sensitivitas data log, analisis AVO, Inversi Simultan, transformasi volume Λ - μ - ρ , serta *mapping* hasil Inversi Simultan (Gambar 50).



Gambar 50. Diagram alir penelitian.

4.4.1. Pengolahan Data Log

Data log pada tahap awal digunakan dalam analisis sensitivitas untuk mendeterminasi zona target dan non target menggunakan krosplot beberapa parameter yang dihasilkan dengan prediksi dan transformasi data log (*log transform*). Selanjutnya data log juga mempengaruhi proses *well seismic tie* dan inversi. Oleh sebab itu, perlu dilakukan prekondisi data log berupa *editing* terhadap *spike* yang dapat mengurangi kualitas data log. Dalam kasus ini, data log pada sumur VR-1 yang digunakan dalam penelitian telah dilakukan *editing* sebelumnya, oleh sebab itu pengolahan data log dapat dilanjutkan pada proses berikutnya meliputi:

4.4.1.1. Prediksi Log Porositas

Prediksi log porositas dilakukan karena data penelitian hanya memiliki log neutron (NPHI) sebagai bahan interpretasi penentuan awal hidrokarbon. Oleh sebab itu, perlu dilakukan proses prediksi log porositas menggunakan beberapa pendekatan, yakni menggunakan log densitas, log densitas dan NPHI, log NPHI, serta log *sonic* (**Persamaan 8-11**).

Namun dengan mempertimbangkan zona target yang merupakan gas, prediksi log porositas tidak dilakukan dengan log *sonic* karena rumusan ini hanya diaplikasikan kepada porositas intragranular, tidak untuk porositas vesikuler atau porositas rekahan, atau hanya dihitung apabila fluida yang terdapat di dalam reservoir adalah fluida cair. Selain itu juga tidak adanya data faktor kompaksi pada data penelitian.

Setelah dilakukan proses prediksi log porositas, hasilnya akan di validasi dengan data statistik nilai maksimum, minimum serta rata-rata pada interval zona target (**Tabel 8**). Hal ini dilakukan karena tidak adanya data *core* pada sumur VR-1.

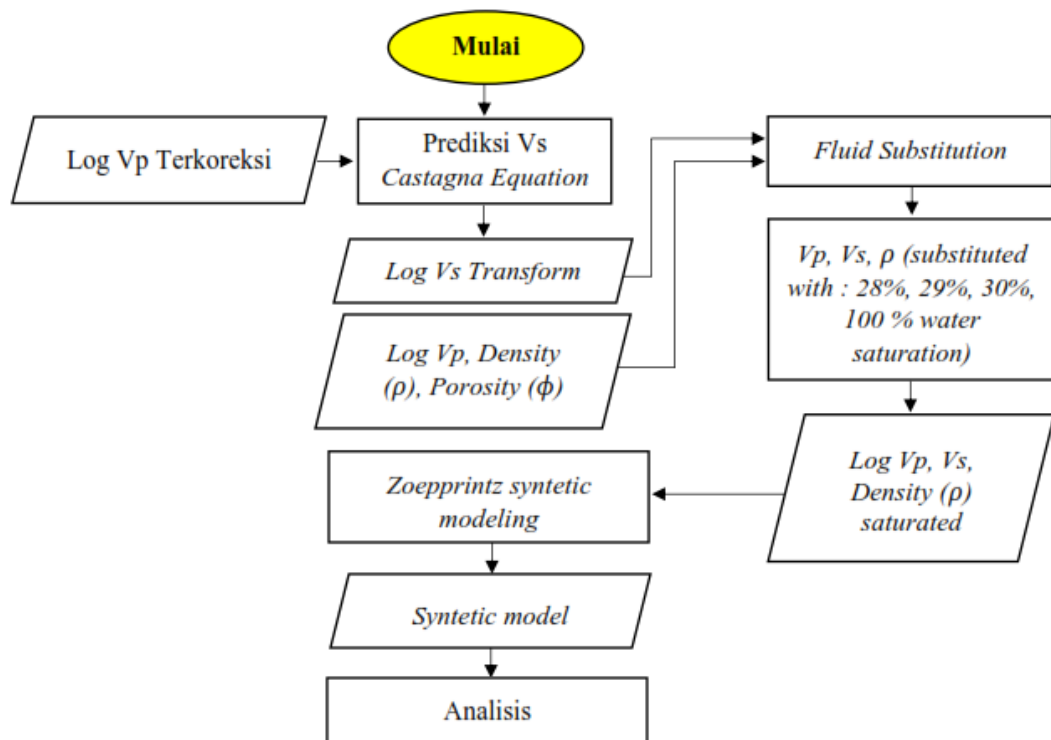
4.4.1.2. Prediksi Log *Vshale*

Prediksi log *Vshale* dilakukan untuk mengetahui volume *shale* pada kedalaman tertentu, terutama pada interval zona target. Selain itu prediksi *shale* dilakukan untuk mendeterminasi zona reservoir dan non reservoir menggunakan analisis sensitivitas data log. Prediksi log *Vshale* dapat dilakukan dengan menggunakan pendekatan log *gamma ray*, log SP, dan log neutron. Namun dalam penelitian ini hanya akan dilakukan dengan persamaan linier log GR (IGR = Indeks *Radioactivity*) (**Persamaan 18 dan 20**) melalui penyesuaian persamaan non linier. Hal ini dilakukan dengan asumsi bahwa *shale* lebih radioaktif dibandingkan dengan *sand* sehingga log GR lebih sensitif untuk digunakan menghitung volume *shale* (*Vshale*).

4.4.1.3. Prediksi Log *Vs*

Dalam proses inversi AVO diperlukan log *shear wave* (*Vs*), namun dalam data penelitian tidak terdapat log *Vs* sehingga perlu dilakukan prediksi dengan beberapa pendekatan persamaan. Dalam penelitian ini, prediksi log *shear wave* dilakukan dengan pendekatan pada **persamaan (12)** *Castagna* sebagai *initial log*, menggunakan log *Vp* sebagai input. Setelah itu dalam kasus gas dilakukan koreksi nilai properti reservoir pada interval zona target dengan Metode Substitusi Fluida atau *Fluid Replacement Model* (FRM) (**Persamaan 13-16**).

Proses validasi dilakukan dengan membuat *AVO Syntetic modeling* menggunakan persamaan Zoeppritz dan dibandingkan dengan data seismik sebenarnya. Dalam tahap ini dilakukan proses *trial and error* sesuai dengan data statistik S_w reservoir, yakni 23% hingga 34% (**Tabel 8**) hingga mendapatkan model sintetik yang menyerupai data seismik sebenarnya.



Gambar 51. Diagram alir proses *fluid replacement model* (FRM).

4.4.1.4. Log Transform

Proses transformasi log bertujuan untuk memprediksi nilai log tertentu dengan menggunakan log lain sebagai *input* perhitungan. Dalam penelitian ini proses transformasi log yang digunakan, seperti yang ditampilkan pada **Tabel 11**. Hasil akhir dari pengolahan data log, yakni menghasilkan log dengan parameter yang sensitif dan mampu mendeterminasi *cut off* litologi dan gas pada interval zona *Pay sand*.

Tabel 11. Transformasi Data Log

No	Log input	Persamaan	Sumur	Log output
1	P-wave & S-wave	$\frac{Vp}{Vs} ratio = \frac{Vp}{Vs}$	VR-1	Vp/Vs ratio
2	P-wave & RHOB	$Zp = Vp \times \rho$	VR-1	P-Impedance
3	S-wave & RHOB	$Zs = Vs \times \rho$	VR-1	S-Impedance
4	P-Impedance & S-Impedance	$\lambda \rho = Zp^2 - 2Zs^2$	VR-1	Lambda-Rho
5	S-Impedance	$\mu \rho = Zs^2$	VR-1	Mu-Rho
6	Lambda-Rho & Mu-Rho	$\frac{\lambda}{\mu} = \lambda \rho / \mu \rho$	VR-1	Lambda over Mu
7	P-wave & S-wave	$\sigma = \frac{(Vp/Vs)^2 - 2}{2(Vp/Vs)^2 - 2}$	VR-1	Poisson's ratio

4.4.1.5. Krosplot Parameter Fisis

Pada penelitian ini dilakukan proses krosplot parameter fisis untuk mendeterminasi zona reservoir yang terdiri dari *gas sand* dan *cemented tight sand* pada zona *Pay sand* terhadap litologi *shale* yang ada di sekitarnya. Tahapan ini sangat penting dilakukan, untuk melihat kelayakan data berupa hubungan secara kuantitatif dan sensitivitasnya dalam mendeterminasi fluida dan gas pada zona *Pay sand*. Selain itu, juga dilakukan pemilihan parameter yang paling sensitif dalam pemisahan/penggolongan litologi batuan dan fluida.

Krosplot dilakukan dengan beberapa parameter dengan tujuan untuk mencari *cut off* dominan dari masing-masing parameter. Banyaknya jumlah krosplot analisis dilakukan untuk mendapatkan nilai *cut off* yang akurat serta mengurangi ambiguitas dikarenakan terbatasnya jumlah data log yang digunakan.

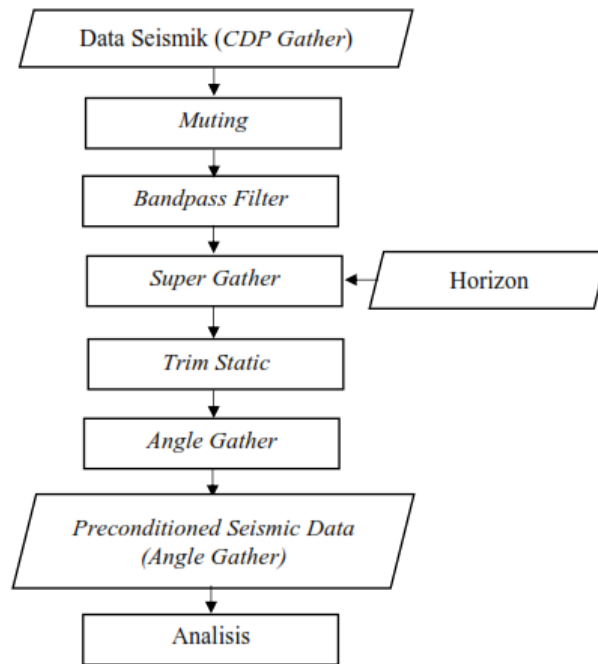
Tabel 12. Krosplot parameter fisis pada sumur VR-1

No	X	Y	Color Scale
1	<i>S-Wave</i>	<i>P-Wave</i>	<i>Gamma Ray</i>
2	<i>P-Impedance</i>	<i>Vp/Vs ratio</i>	<i>Resistivity</i>
3	<i>P-Impedance</i>	<i>S-Impedance</i>	<i>Gamma Ray</i>
4	<i>Porosity</i>	<i>Density</i>	<i>Resistivity</i>
5	<i>Lambda-Rho</i>	<i>Mu-Rho</i>	<i>Resistivity</i>
6	<i>Lambda/Mu</i>	<i>Lambda-Rho</i>	<i>Gamma Ray</i>
7	<i>Lambda-Rho</i>	<i>Poisson's ratio</i>	<i>Resistivity</i>
8	<i>VShale</i>	<i>Lambda-Rho</i>	<i>Resistivity</i>
9	<i>Gamma Ray</i>	<i>Lambda-Rho</i>	<i>Resistivity</i>

4.4.2. Pre-conditioning Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian masih berupa 3D *pre-stack gather* sehingga perlu dilakukan proses prekondisi awal. Adapun tujuan dari proses ini adalah untuk memperbesar S/N rasio sehingga hasilnya diharapkan akan lebih optimal. Proses ini meliputi proses *top mute*, *bandpass filter*, *trim static*, dan *super gather*. Proses ini juga perlu memperhatikan *processing sequence* sebelumnya (**Tabel 13**) sehingga tidak terjadi proses ganda yang menyebabkan kurang optimalnya data yang dihasilkan.

Pada tahapan prekondisi data seismik hal yang sangat perlu diperhatikan, yakni *amplitude recovery*, *stacking*, dan terutama *scaling* yang akan dilakukan pada tahap ini. Karena ketidaksesuaian tahapan tersebut dapat menghilangkan anomali AVO di interval zona target. Adapun tahapan prekondisi data seismik ditampilkan pada **Gambar 52**.



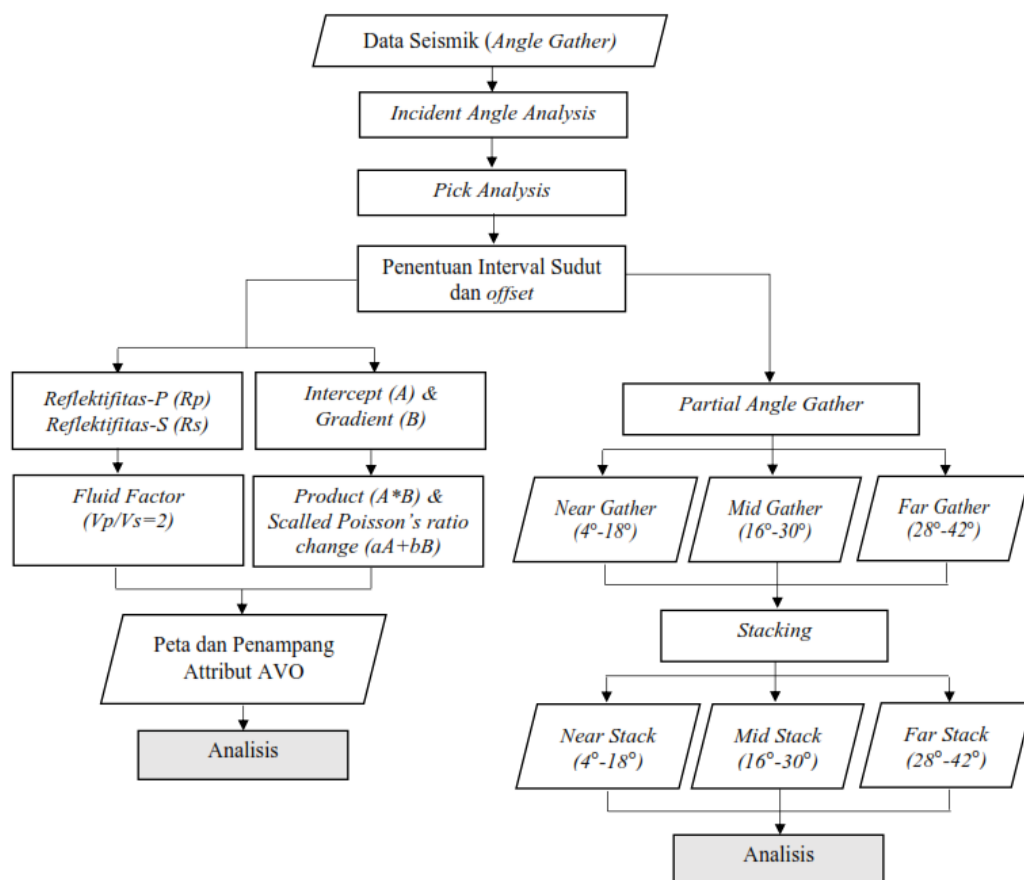
Gambar 52. Diagram alir pre-conditioning data seismik.

Tabel 13. Processing sequence sebelum pre-conditioning data seismik

No	Processing Sequences (Sebelum Prekondisi)
1	Reformat
2	Merge Navigation With Seismic
3	Anti-alias Filter (Minimum Phase, Out-90 Hz)/Resample To 4 Ms
4	Spherical Divergence Correction, Using V Of Z Func-on Smoothed Water Bottom
5	Trace And Record Edit
6	Swell Noise Attenuation Using Fx Projection Filter Method
7	Trace Decimation, Using F-k Filter
8	Channel Amplitude Variation Correction
9	Regularize Fold Coverage and Offset Distribution
10	Zero Phasing, Using Modelled Gun Signature
11	Shaping Filter
12	Radon Demultiple
13	Reverse NMO, Removal Of Spherical Divergence
14	Q Compensation, Phase Only, Using Q Of 220
15	Acquisition Footprint Removal
16	Kirchoff Time Migration (25x25, 72 Fold, Aperture 6 Km, Reapply Spherical)
17	Residual Velocity Analysis and Aplication, With Fourth Order Correction,
18	Datum Correction To Sea Level +11 Ms

4.4.3. Proses Analisis AVO

Adapun proses analisis AVO yang akan dilakukan pada penelitian ini ditampilkan pada **Gambar 53**. Secara mendasar, AVO pada inversi simultan hanya untuk penentuan *range* sudut optimum pada proses pembuatan *partial angle gather*. Namun dalam penelitian ini dilakukan analisis zona target lebih lanjut menggunakan *primary* dan *secondary attribute* AVO.



Gambar 53. Diagram alir analisis *Amplitude Variation Offset* (AVO).

4.4.3.1. Incidence Angle Analysis

Angle gather digunakan untuk merubah data seismik dari domain jarak menjadi domain sudut datang (*incidence angle*) gelombang seismik terhadap reflektornya. Pembuatan *incidence angle* dilakukan dengan rentang sudut 0° hingga 45° untuk

melihat sudut minimum dan maksimum yang dapat digunakan sebagai acuan awal pembuatan *angle gather*.

4.4.3.2. Kurva Respon AVO

Pada tahapan ini hal yang perlu diperhatikan adalah penentuan batas maksimum *offset*, yang bersesuaian dengan sudut kritis. Karena, amplitudo diatas sudut kritis tidak dapat dianalisis dengan metode AVO. Setelah dilakukan analisis *incidence angle* dari *angle gather*, maka diperoleh nilai sudut *offset* minimum dan maksimum. Untuk lebih mamastikan sudut optimum pada interval zona target dilakukan *pick analysis*. Selain itu *pick analysis* juga dilakukan untuk melihat kelas AVO pada interval zona target sehingga jenis dan batas-batas reservoir *sand* dapat terdefinisi dengan baik.

4.4.3.3. Pengolahan Atribut AVO

Dalam penelitian ini, atribut yang digunakan untuk menganalisis batas keberadaan gas pada zona *Pay sand* meliputi *primary attribute* dan *secondary attribute* AVO. *Primary attribute* yang digunakan mencakup; *Intercept (A)*, *Gradient (B)* yang berdasarkan pada persamaan Shuey (**Persamaan 38-39**) serta *Reflektivitas P (Rp)*, dan *Reflektivitas S (Rs)*. Sedangkan *secondary attribute* yang digunakan sebagai turunan dari *primary attribute* meliputi; *Product (A*B)*, *Scalled Poisson's ratio change (aA+bB)*, dan *Fluid factor (Vp/Vs=2)*.

Pada tahap ini juga dilakukan pembuatan *Analisis AVO attribute volume* dengan melakukan krosplot antara *intercept (A)* dan *gradien (B)* dalam menentukan *top gas* dan *base gas* pada zona *Pay sand*. Selain itu juga dilakukan analisis

menggunakan atribut AVO yang lain, karena masing-masing *attribute* yang digunakan memiliki spesifikasi yang berbeda dalam mendeterminasi batas keberadaan gas maupun litologi pada zona *Pay sand*.

4.4.3.4. Pembuatan *Partial Angle Gather* dan *Partial Angle Stack* (Near, Mid, Far)

Pembuatan *partial angle gather* dilakukan dengan membagi data seismik pada rentang sudut yang berbeda dengan berdasar interval sudut yang telah ditentukan pada analisis *incidence angle* dengan batas minimum dan maksimum tertentu. Pembuatan *partial angle gather* dan *partial angle stack* dilakukan dengan mempertimbangkan sudut kritis. Apabila pembuatan *partial angle gather* dan *partial angle stack* melebihi sudut kritis maka tidak nampak adanya kenaikan amplitudo.

Pembuatan *partial angle gather* bertujuan untuk melihat respon kenaikan amplitudo terhadap rentang sudut datang yang berbeda. Selain itu *partial angle gather* juga merupakan *input* data seismik yang digunakan pada proses Inversi Simultan. Setelah dilakukan pembuatan *partial angle gather* sebagai bahan input data seismik pada proses Inversi Simultan, lalu dilakukan pembuatan *partial angle stack*. *Partial angle stack* dibuat untuk melihat respon anomali target terhadap fungsi sudut setelah data di-*stack*. Selain itu pembuatan *partial angle stack* dilakukan untuk menciptakan *partial angle wavelet* secara *statistical* pada interval zona target yang sesuai dengan interval sudut pada *partial angle gather*.

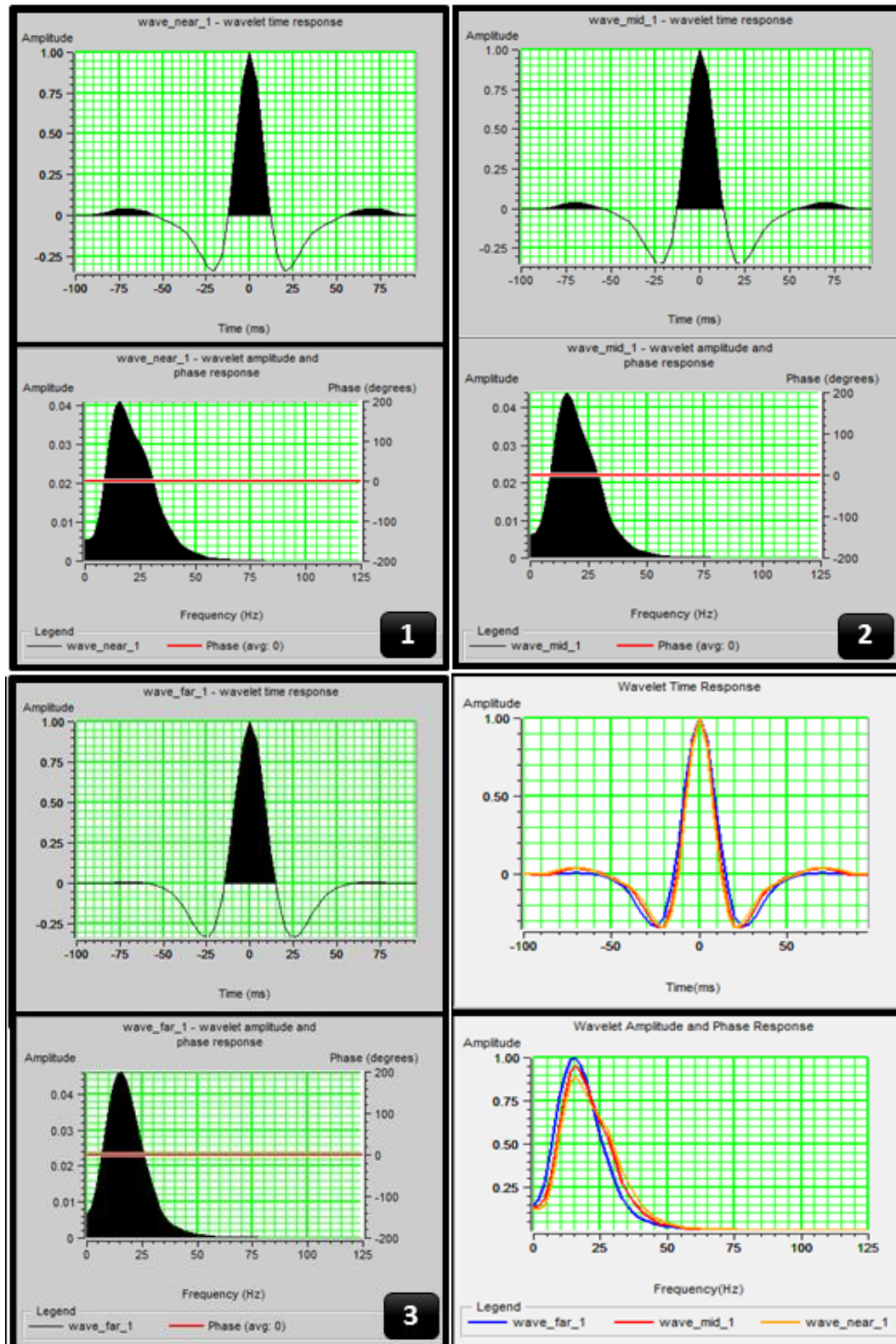
4.4.3.5. Pembuatan *Partial Angle Wavelet (Near, Mid, Far)*

Pada penelitian ini pembuatan *wavelet* dilakukan secara *statistical* menggunakan data seismik *partial stack*, sehingga menghasilkan tiga *wavelet* berdasarkan interval sudut yang digunakan pada saat *stacking*. Penulis menggunakan metode *statistical extraction wavelet*, karena metode ini akan menghasilkan *wavelet* dengan parameter fase, amplitudo, dan frekuensi yang paling mirip dengan data seismik serta memiliki korelasi yang lebih tinggi dibandingkan metode yang lainnya.

Dalam pembuatan *wavelet* perlu diperhatikan kesesuaian spesifikasi *wavelet* dengan data seismik termasuk frekuensi dan polaritasnya, karena hal tersebut akan mempengaruhi hasil korelasi pada tahapan *well seismic tie*. *Wavelet* yang memiliki kesesuaian cukup baik dengan data seismik, dapat meminimalisir perlakuan *stretch squeeze* pada proses *well seismic tie*, sehingga menimbulkan *time shift* yang minim.

Tabel 14. Spesifikasi *partial angle wavelet*.

Wavelet type	<i>Near</i>	<i>Mid</i>	<i>Far</i>
Wavelet extraction	<i>Statistical</i>		
Extraction window	2400 ms – 2600 ms		
Wavelet length	200 ms		
Taper length	25 ms		
Sample rate	4 ms		
Polarity	Normal		
Frequency	17,5 Hz		



Gambar 54. Wavelet yang diekstrak dari data seismik (1) wavelet near, (2) wavelet mid, (3) wavelet far, serta perbandingan frekuensi dan amplitudo pada masing-masing wavelet.

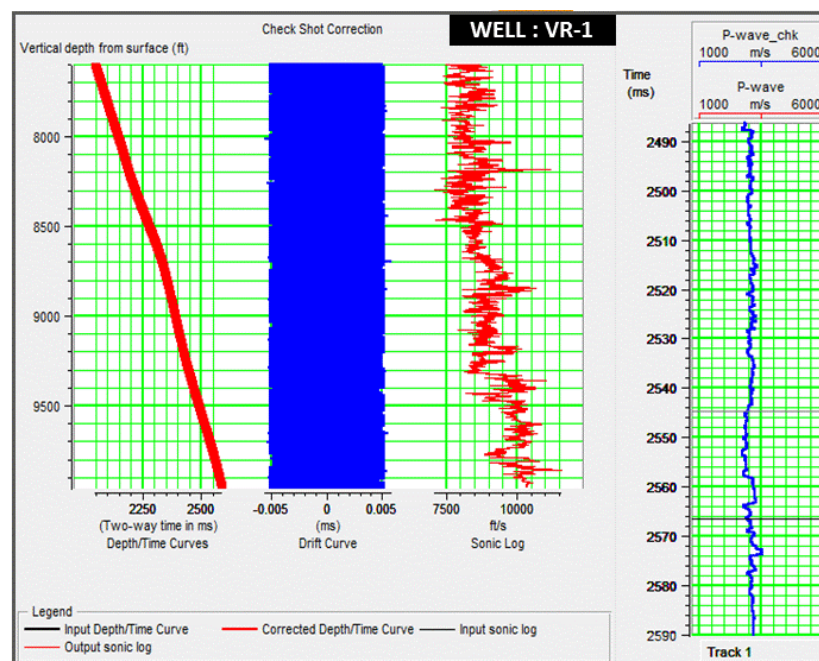
4.4.4. Checkshot Correction, Wavelet analysis dan Well Seismic Tie

4.4.4.1. Checkshot Correction

Data *checkshot* digunakan dalam proses *well seismic tie* sebagai penerjemah domain kedalaman data sumur ke dalam domain waktu data seismik. Sebenarnya konversi domain kedalaman ke dalam domain waktu dapat dilakukan oleh data sumur yaitu log *sonic*. Namun, kecepatan *sonic* dalam *well seismic tie* mempunyai beberapa kelemahan sehingga masih diperlukan data kecepatan lain yang diperoleh sebagaimana data seismik. Oleh sebab itu, perlu dilakukan proses koreksi *checkshot* yang menghasilkan data log *sonic* terkoreksi.

Koreksi *checkshot* pada sumur VR-1 terdiri dari dua tahapan:

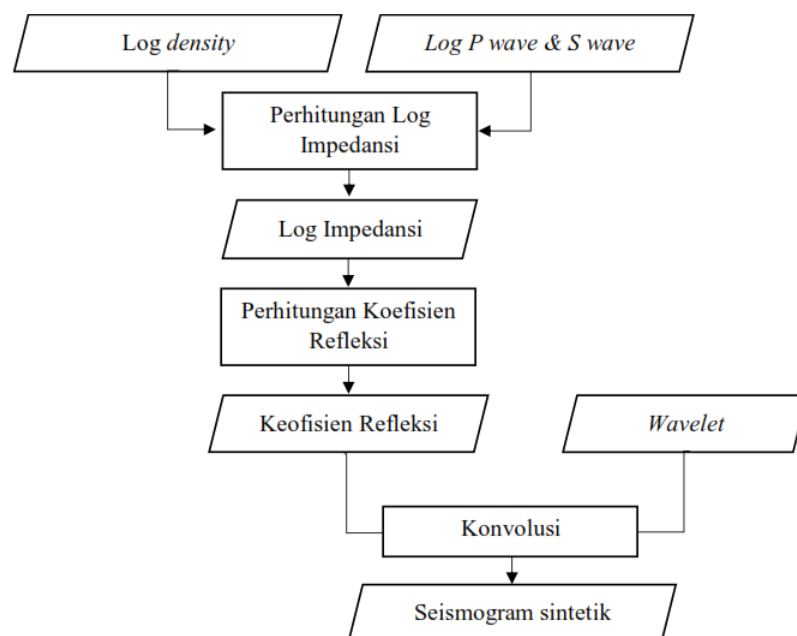
1. Kurva *drift* diinterpolasi untuk menghitung ketidakcocokan antara *time-depth curve* dan data *checkshot*.
2. *Time-depth curve* dan log *sonic* menjadi data *checkshot* terkoreksi yang terproses menggunakan kurva *drift*.



Gambar 55. Koreksi *checkshot* pada sumur VR-1.

4.4.4.2. Wavelet analysis dan Well seismic tie

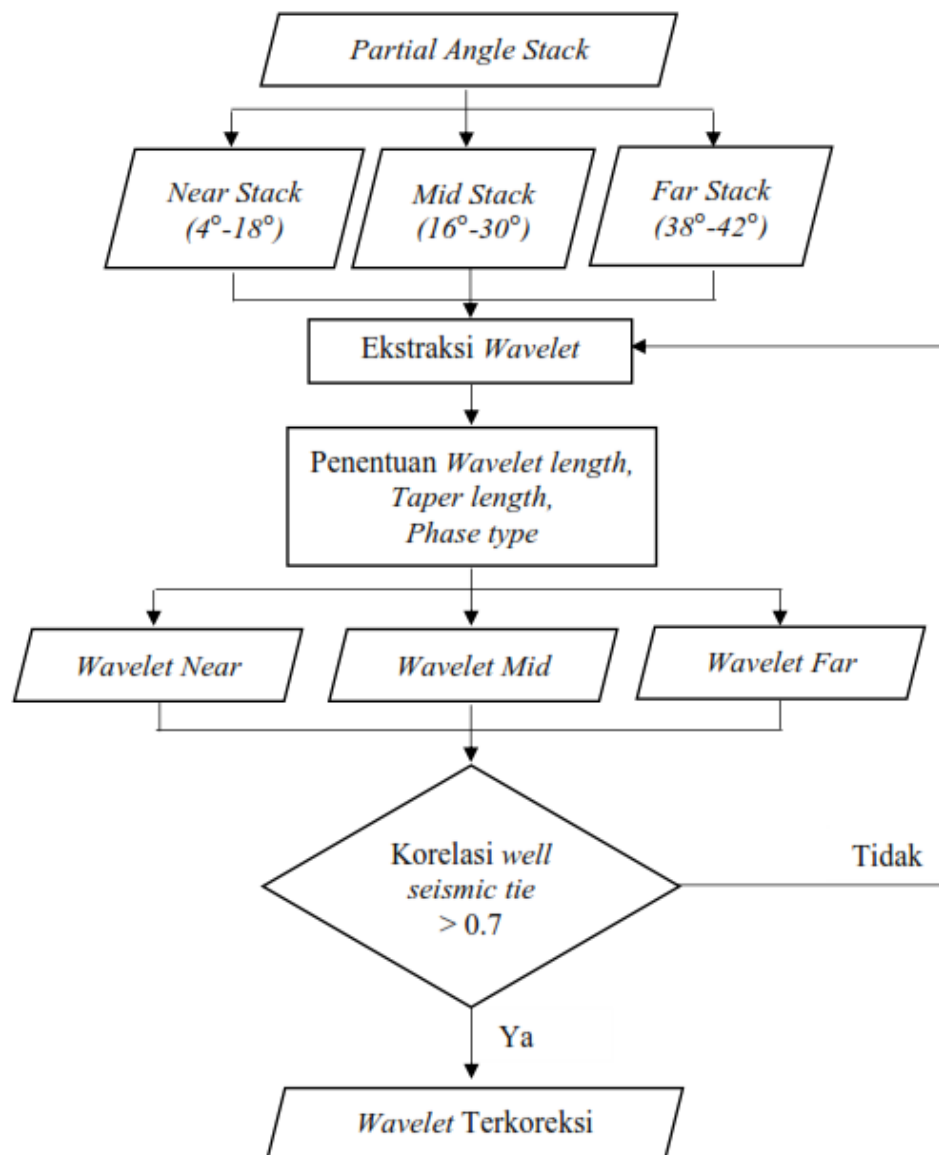
Well seismic tie dilakukan untuk mengkorelasikan *event* reflektor data seismik pada kedalaman sebenarnya menggunakan data log. Prinsipnya dengan mengkorelasikan *event* pada seismogram sintetis dengan *event-event* refleksi data seismik pada interval zona target. Pencocokan dilakukan dengan mengkoreksi nilai *time-depth* data *checkshot* sumur VR-1 agar *TWT-event* pada seismogram sintetis sama dengan data seismik.



Gambar 56. Diagram pembuatan seismogram sintetis.

Wavelet yang telah diekstrak pada tahapan sebelumnya menggunakan metode *statistical*, dikonvolusi dengan log Impedansi (log reflektivitas) sehingga diperoleh seismogram sintetis (**Gambar 56**). Proses pembuatan *wavelet* dilakukan secara *trial and error* dengan memperhatikan parameter amplitudo maksimum, frekuensi, fasa, *window length*, dan *taper length* hingga mendapatkan korelasi yang tinggi antara seismogram sintetis terhadap data seismik tanpa melakukan *bulk shift* dan *stretch squeeze* secara intens.

Stretch squeeze yang sering dilakukan akan menimbulkan *bulk shift* sehingga mengakibatkan hasil korelasi kurang baik. Hal ini menandakan *event trace* sintetik menyimpang dari *event* pada data seismik. Oleh sebab itu, hal yang diperhatikan adalah pemilihan *wavelet* yang baik untuk memperoleh *time shift* yang bernilai kecil atau bernilai nol sehingga penerapan *shifting time* langsung dapat dilakukan.



Gambar 57. Diagram ekstraksi wavelet & well seismic tie.

Proses *well seismic tie* dilakukan tiga kali pada masing-masing data seismik *partial angle stack* terhadap *partial angle wavelet*. Hal ini dilakukan karena pada masing-masing *angle stack* memiliki karakteristik parameter berbeda dan untuk mengurangi masalah *non-unique* pada proses inversi.

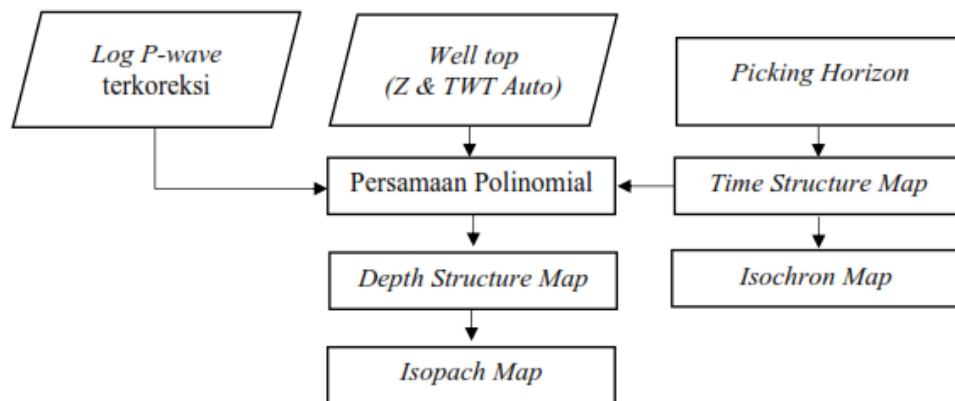
4.4.5. Interpretasi Data Seismik 3D

Interpretasi data seismik 3D pada lapangan “VR” hanya meliputi *picking horizon* dikarenakan zona target merupakan jebakan stratigrafi, dan tidak ditemukannya sesar pada penampang seismik di sekitar zona target.

Setelah sebelumnya dilakukan *horizon pick* pada *angle gather*, maka perlu dilakukan pengkoreksian kembali hasil *picking horizon* pada data seismik yang telah di-*stack (full stack migrated)*. *Marker* yang menjadi acuan pada proses *picking* adalah *Top A*, *Top Pay*, *Base Pay* dan *Top B* dengan memperhatikan kontinuitas refleksi, amplitudo, serta kejelasan interval zona target *Pay sand* pada batas-batas zona target dan bidang ketidakselarasannya.

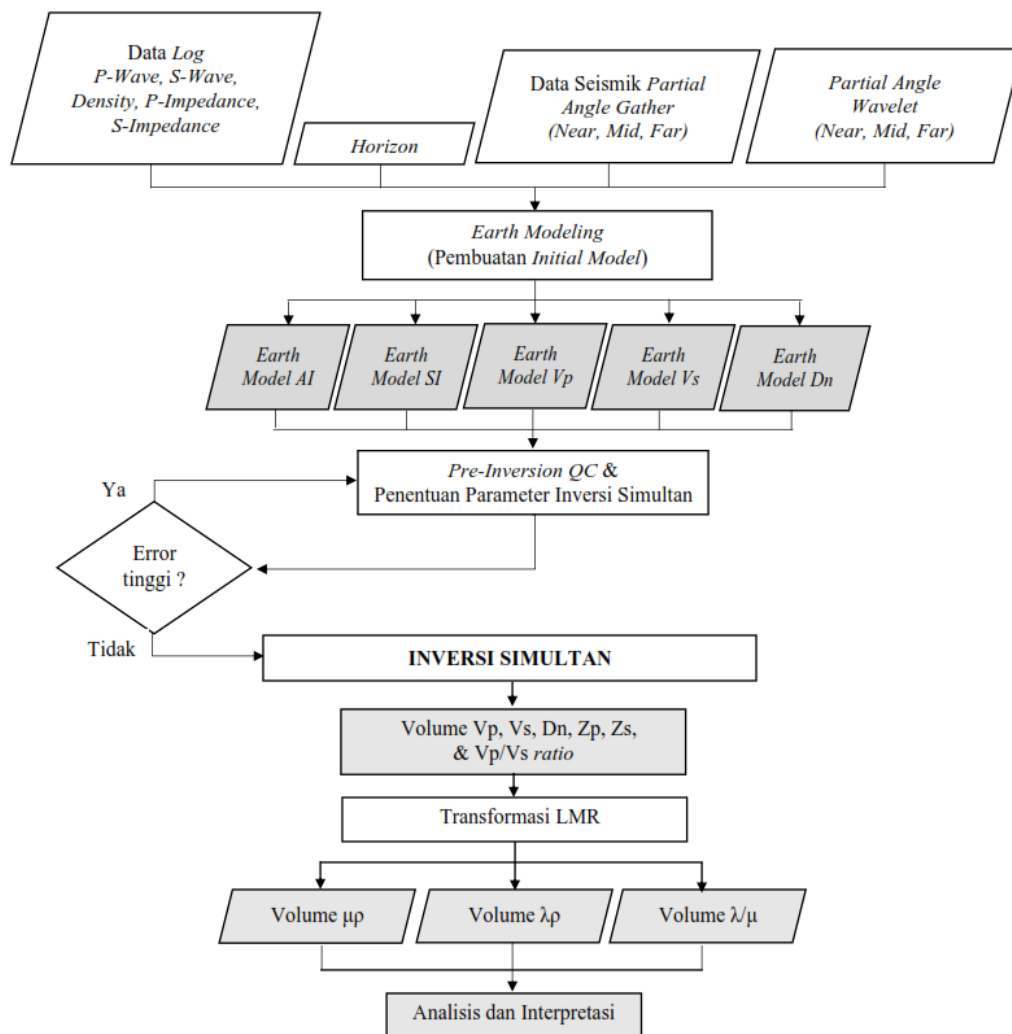
4.4.6. Pembuatan *Time Structure Map*, *Depth Structure Map*, *Isochron Map* & *Isopach Map*

Pada tahap ini dilakukan proses pembuatan peta struktur berdomain waktu (*Time structure map*) dan selanjutnya dikonversi menjadi domain kedalaman (*Depth structure map*) dengan proses yang ditampilkan pada **Gambar 58**. Peta Struktur waktu maupun kedalaman dibuat berdasarkan horizon *Top A*, *Top Pay*, *Base Pay*, dan *Top B*. Selain itu untuk menganalisis arah persebaran berdasarkan ketebalan zona *Pay sand* dalam domain waktu dilakukan pembuatan *Isochron map* dan *Isopach map* pada interval *Top Pay* dan *Base Pay*.



Gambar 58. Diagram proses konversi *time to depth*.

4.4.7. Proses Inversi Simultan



Gambar 59. Diagram alir proses Inversi Simultan.

Pada tahap proses Inversi Simultan secara umum dilakukan pembuatan *initial model* V_p , V_s , densitas, Impedansi P, serta Impedansi S. Selanjutnya dilakukan *pre-inversion QC* dan penentuan nilai koefisien regresi untuk hubungan Impedansi P dan Impedansi S, Impedansi P, dan densitas serta perbandingan kecepatan gelombang P terhadap gelombang S. Dari hasil parameter tersebut diperoleh hasil Inversi Simultan berupa volume V_p , V_s , densitas, Impedansi P serta Impedansi S yang di transformasi menjadi Parameter V_p/V_s ratio dan Parameter *Lamé*. Proses Inversi Simultan secara lengkap ditampilkan pada **Gambar 59**.

4.4.7.1. Pembuatan *Initial Model*, V_p , V_s , Z_p , Z_s , dan *Density*

Inversi Simultan menggunakan input *initial model* dalam menghitung *syntetic gather* yang dibandingkan dengan data seismik. *Initial model* dibuat dengan input *partial angle stack*, data interpretasi horizon serta dikontrol oleh data log *P-wave*, *S-wave*, densitas, Impedansi P, dan Impedansi S. Faktor-faktor tersebut mempengaruhi pembuatan *model initial*, dimana data log berperan sebagai acuan dasar model awal serta data horizon sebagai *guide* dalam interpolasi nilai parameter yang akan di inversi pada volume data seismik.

Model awal dibuat berdasarkan model *low frequency* dengan *high cut* 10-20 Hz pada frekuensi dominan data seismik pada zona target 17,5 Hz. Hal ini bertujuan untuk memperoleh *trend* informasi dari model frekuensi terendah. Hal tersebut bertujuan untuk memperoleh sebuah model yang mampu memberikan gambaran awal mengenai hasil inversi di frekuensi terendah untuk melihat kesesuaiannya dengan hasil inversi yang ingin dihasilkan. Parameter yang menjadi masukan pada pembuatan *initial model* adalah sebagai berikut:

Sumur : VR-1

Horizon : *Top A, Top Pay, Base Pay, Top B*

Wavelet : *wavelet near, wavelet mid, dan wavelet far*

Filter : *high cut filter 10-20 Hz.*

Model awal yang dibuat pada penelitian ini mencakup model awal (*initial model*) densitas, Impedansi P (Z_p), dan Impedansi S (Z_s) dengan *optional model initial* Kecepatan Gelombang P (V_p), dan Kecepatan Gelombang S (V_s).

4.4.7.2. Analisis QC Pre-Inversi dan Penentuan Nilai Parameter Inversi Simultan

Pada tahapan ini dilakukan proses analisis QC Pre-Inversi untuk mempertimbangkan keberhasilan hasil inversi secara cepat. Analisis pre-inversi menggunakan *software* HRS dilakukan dengan membandingkan *log* dan *trace* hasil inversi terhadap data sebenarnya (*original logs*).

Proses selanjutnya adalah penentuan koefisien regresi melalui krosplot. Dalam tahap ini data log yang diperlukan adalah $\ln(Z_p)$ (logaritma natural Impedansi P), $\ln(Z_s)$ (logaritma natural Impedansi S), dan $\ln(D_n)$ (logaritma natural densitas). Krosplot data log $\ln(Z_p)$ dan log $\ln(Z_s)$ menunjukkan hubungan linier koefisien regresi Impedansi P dan Impedansi S, sedangkan krosplot data log $\ln(Z_p)$ dan $\ln(D_n)$ menunjukkan hubungan linier koefisien regresi Impedansi P dan Densitas. Koefisien ini akan menghasilkan *trend* garis linier regresi k , kc , m , mc , $\Delta \ln(Z_s)$, serta $\Delta \ln(D_n)$, yang selanjutnya digunakan untuk membentuk analisa inversi.

4.4.7.3. Hasil Inversi Simultan

Hasil Inversi Simultan berupa volume Impedansi P (Z_p), Impedansi S (Z_s), densitas, dengan *optional model* kecepatan gelombang P (V_p), kecepatan gelombang S (V_s) serta V_p/V_s ratio. Adapun parameter yang digunakan sebagai berikut:

Window	: Top Pay (-200 ms) - Base Pay (+200 ms)
Seismik	: <i>angle gather near</i> , <i>angle gather mid</i> , dan <i>angle gather far</i>
Log	: Log V_p , Log V_s , Log density, Log AI, dan Log SI
Prewwhiteing value	: 1.0 %
Iteration	: 50

4.4.7.4. Transformasi *Lambda-Mu-Rho*

Setelah melakukan proses inversi seismik untuk volume seismik *near*, *mid*, dan *far angle gather* menjadi Impedansi gelombang-P (Z_p), Impedansi gelombang-S (Z_s), dan densitas (D_n), dalam tahap ini dilakukan transformasi Impedansi Gelombang-P (Z_p) dan Impedansi Gelombang-S (Z_s) menjadi Parameter *Lamé*, berupa *Lambda-Rho*, *Mu-Rho*, dan *Lambda over Mu*.

Proses transformasi ini berdasarkan persamaan kecepatan gelombang P dan S (**Persamaan 1 dan 2**) sehingga diperoleh persamaan volume Impedansi P dan Impendansi S. Untuk mendapatkan parameter-parameter tersebut yaitu dengan menggunakan fasilitas *trace math* pada *software Hampson-Russell* yang merupakan perhitungan matematis pada tiap *trace* untuk satu data *volume seismic* berdasarkan persamaan parameter yang diinginkan. Melalui **Persamaan 1 dan 2** dilakukan penurunan persamaan hingga memperoleh persamaan volume *Mu-Rho* (rigiditas)

(**Persamaan 68**) dan *Lambda-Rho* (inkompresibilitas) (**Persamaan 69**).

Selanjutnya dilakukan perhitungan volume *Lambda over Mu* dengan persamaan sebagai berikut;

$$\frac{\lambda}{\mu} = \frac{(\text{volume } \textit{Lambda-Rho})}{(\text{volume } \textit{Mu-Rho})} \quad (70)$$

4.4.8. *Mapping* Persebaran Atribut AVO, Parameter Hasil Inversi Simultan, dan Transformasi LMR

Berdasarkan hasil pengolahan atribut AVO, hasil Inversi Simultan, dan transformasi *Lambda-Mu-Rho*, dilakukan proses *data slice* pada *horizon Top Pay* dan *Base Pay* untuk mengetahui persebaran zona *interest* yang dianggap prospek berdasarkan parameter-parameter yang telah dihasilkan sebelumnya. Secara menyeluruh *mapping* persebaran yang dilakukan pada penelitian ini meliputi parameter *attribute* AVO; *Intercept (A)*, *Gradient (B)*, *Reflektivitas P (Rp)*, *Reflektivitas S (Rs)*, *Product (A*B)*, *Scalled Poisson's ratio change (aA+bB)*, dan *Fluid factor (Vp/Vs=2)*.

Sedangkan hasil Inversi Simultan dan transformasi LMR meliputi *mapping* persebaran parameter; kecepatan gelombang P (V_p), kecepatan gelombang S (V_s), densitas, Impedansi P (Z_p), Impedansi S (Z_s), V_p/V_s ratio, *Lambda-Rho*, *Mu-Rho*, serta *Lambda over Mu*.

VII. KESIMPULAN DAN SARAN

7.1. Kesimpulan

Adapun hal-hal yang dapat disimpulkan dari penelitian ini antara lain:

1. Prediksi Log Vs pada sumur VR-1 dilakukan menggunakan metode ***Fluid Replacement Model (FRM)*** dengan menyesuaikan kondisi properti reservoir zona target, dapat menghasilkan kemiripan seismogram sintetik yang baik pada interval zona target data seismik menggunakan **$S_w = 29\%$** .
2. *Primary attribute AVO Intercept (A)*, *Gradien (B)* dan Reflektivitas P (R_p) dapat mendeterminasi sifat batas lapisan batuan dalam identifikasi hidrokarbon, sedangkan *secondary attribute AVO* mampu mendeteksi keberadaan gas di lapangan “VR”, terbukti dengan **nilai positif** dari *attribute AVO Product ($A*B$)* dan **anomali negatif** pada *attribute Scaled Poisson's ratio change ($aA+bB$)*.
3. Analisis Kurva AVO menunjukkan bahwa zona *Pay sand* merupakan jenis reservoir *gas sand* tipe **AVO kelas III** pada TWT 2550 ms, yang memiliki nilai Impedansi relatif lebih rendah bernilai **6000-7000 (m/s)*(g/cc)** dibandingkan dengan lapisan penutupnya.
4. Metode Seismik Inversi Simultan dapat digunakan untuk mengetahui persebaran properti reservoir, dengan korelasi hasil inversi sebesar **0.98** pada zona target. Namun keterbatasan frekuensi data seismik yang rendah

mengurangi resolusi hasil inversi, serta kurangnya jumlah data log mengakibatkan adanya ambiguitas pada persebaran parameter fisika batuan hasil Inversi Simultan.

5. Analisis Impedansi P dan Impedansi S cukup baik dalam mendeterminasi *zona Pay sand* dengan keberadaan *gas sand* sebagai reservoir Batupasir yang memiliki nilai Impedansi P relatif rendah [$Z_p = 6000-7000 \text{ (m/s)*(g/cc)}$] dan Impedansi S relatif tinggi [$Z_s = 3200-4000 \text{ (m/s)*(g/cc)}$].
6. Terdapat nilai yang *overlap* terhadap litologi yang mengandung gas, yakni *gas sand* dan *cemented tight sand* sehingga nilai ***Lambda-Rho* (20-21 GPa*g/cc)**, ***Lambda over Mu* (1,2-1,7 unitless)**, dan ***Vp/Vs ratio* (1,8-1,9 unitless)** sama-sama menunjukkan nilai yang rendah namun masih dalam interval *zona Pay sand*. Hasil inversi yang menunjukkan pemisahan litologi *gas sand* dengan cukup baik adalah parameter *Mu-Rho* dengan nilai yang relatif tinggi **10-15 (GPa*g/cc)**.
7. Secara keseluruhan, persebaran nilai *zona interest Pay sand* dengan hidrokarbon gas memiliki nilai Impedansi P (Z_p), *Lambda-Rho*, *Lambda over Mu*, *Vp/Vs ratio* **yang rendah**, atribut AVO Product ($A*B$) **positif**, *Scalled Poisson's ratio change* ($aA+bB$) **negatif** serta nilai *Mu-Rho*, Impedansi S (Z_s) **yang tinggi** adalah di sekitar sumur VR-1 dengan kedalaman sekitar 3150 meter, sebelah Selatan, Tenggara (SE) serta sebelah Baratdaya (SW) dengan kedalaman sekitar 3250 meter pada area penelitian lapangan “VR”.

7.2. Saran

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan akan lebih baik jika jumlah sumur yang digunakan lebih dari satu sumur dan terdapat log V_s yang berasal langsung dari hasil pengukuran. Selain itu juga diperlukan data seismik dengan cakupan yang luas sehingga hasil inversi dapat mewakili keadaan geologi daerah penelitian. Dengan demikian, analisis hasil inversi memiliki ambiguitas yang minim serta dapat membantu dalam penentuan lokasi pengeboran sumur baru.

DAFTAR PUSTAKA

- AAPG Explorer. 2000. AAPG Explorer, v. 21.
- Abdullah, A. 2011. *Ensiklopedia Seismik Online*. Diakses pada Senin, 26 April 2016 pukul 08.00 WIB.
- Asquith, G., dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis: AAPG Methods in Exploration* 16, p. 31-35.
- Anderson, F., dan Gray, D. 2001. *Using LMR for Dual Attribute Lithology Identification*. SEG Expanded Abstracts. Veritas DGC Inc. San Antonio.
- Asparini, D. 2011. *Penerapan Metode Stacking dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut di Perairan Barat Aceh*. IPB. Bogor.
- Asquith, G., dan Krygowski, D. 2004. *Basic Well Log Analysis Second Edition*. The American Association of Petroleum Geologists. Tulsa: Oklahoma.
- Badley, M.E. 1985. *Advanced Practical Seismic Interpretation*. Hundleby. UK
- Batalipu, M.A. 2011. *Prediksi Tekanan Formasi Menggunakan Kecepatan Interval hasil Analisis Neural Network Multiatribut Seismik 3D*. Tesis. Universitas Indonesia: Jakarta.
- Berger, N. B. 2011. *Apliasi Atribut Seismik dalam Penentuan Struktur dan Analisa Lithofasies Untuk Permodelan Reservoir dan Perhitungan Cadangan Sebagai Evaluasi Lapangan Gulf of Mexico*. Tesis. Universitas Indonesia : Jakarta.
- Bhatia, A.B., dan Sing, R.N. 1986. *Mechanics of Deformable Media*. Adam Hilger Imprint, Bristol. University of Sussex Press. England.
- Brown. 2005. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data, Fifth Edition*. AAPG Memoir 42 SEG Investigation in Geophysics. No.9.
- Buland, A., dan Omre, H. 2003. *Bayesian Linearized AVO Inversion*. Geophysics, 68, p.185-198.

- Byerly. 1991. *Igneous activity*, in Salvador, A., editor, *The Gulf of Mexico Basin: Boulder*. Colorado, Geological Society of America. The Geology of North America. v. J, p. 91–108.
- Castagna, J.P., Batzle, M. L., dan Eastwood, R. L. 1985. *Relationship Between Compressional-Wave Shear Wave Velocities*. GEOPHYSICS, 50, p. 571-581.
- Castagna, J., dan Swan, H. 1997. *Principles of AVO cross plotting*. The Leading Edge, 16 April 1997.
- Edwards, M.B. 1991. *Control of depositional environments, eustasy, gravity, and salt tectonics on sandstone distribution in an unstable shelf edge delta, Eocene Yegua Formation, Texas and Louisiana: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*. v. 41, p. 237–252.
- Engler, W.T. 2012. *Lecture Notes for PET 370. Chapter 7 Gamma Ray (GR) log*.
- Fatti, J., Smith, G., Vail, P., Strauss, P., dan Levitt, P. 1994. *Detection of Gas in Sandstone Reservoirs Using AVO analysis: a 3D Seismic Case History Using the Geostack Technique*. Geophysics, 59, p. 1362-1376.
- Feng, H., dan Bancraft, J.C. 2006. *AVO Principles, Processing and Inversion*. CREWES Research Report.
- Gadallah, R.M., dan Fisher, R. 2009. *Exploration Geophysics*. Springer. Berlin
- Galloway, W.E., Ganey-Curry, P.E., Li, X., and Buffler, R.T. 2000. *Cenozoic Depositional History of the Gulf of Mexico basin: American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. v. 84. no. 11, p. 1743–1774.
- Gardner, G.H.F., Gardner, L.W., dan Gregory, A.R. 1985. *Formation Velocity and Density - The Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps*: Geophysics, 50, p. 2085-2095.
- Goodway, B., Chen, T., dan Downton, J. 1997. *Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lamé petrophysical parameters: “ $\lambda\rho$ ”, “ $\mu\rho$ ” and “ λ/μ fluid stack”, from P and S inversions*. CSEG Expanded Abstracts. p. 148-151.
- Goodway, B. 2001. *Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination using Lamé Petrophysical parameter: “ $\lambda\rho$ ”, “ $\mu\rho$ ”, “ λ/μ ” fluid stack, from P and S inversion*. CSEG Recorder.
- Gregory, W.A., Chinn, E.W., Sassen, R., dan Hart, G.F. 1991. *Fluorescence Microscopy of Particulate Organic Matter: Sparta Formation and Wilcox Group, South Central Louisiana: Organic Geochemistry*. v. 17, p. 1–9.

- Guevara, E.H., dan García, R. 1972. *Depositional Systems and Oil-Gas Reservoirs in The Queen City Formation (Eocene), Texas: University of Texas at Austin*. Bureau of Economic Geology Geological Circular 72-4, p. 22.
- Hackley, P.C. 2012. *Geologic Assesment of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources-Middle Eocene Claiborne Group, United States Part of Gulf of Mexico Basin*. U.S. Geological Survey Open-File Report 2012-1144. U.S Department of the Interior and U.S Geological Survey. USA.
- Hall, J. 2005. *Gulf of Mexico Reservoir Properties Are Helpful Parameters for Explorers*. Oil & Gas Journal. <http://www.ogj.com/articles/print/volume-103/issue-24/exploration-development/gulf-of-mexico-reservoir-properties-are-helpful-parameters-for-explorers.html>.
- Hampson, D., Russel, B., dan Bankhead, B. 2005. *Simultaneous Inversion of Pre-Stack Seismic Data*. CSEG National Convention. Canada.
- Hampson, D., dan Russel, B. 2013. *Joint Simultaneous inversion of PP and PS angle gathers*. Hampson-Russell, A CGG Company. Calgary, Alberta, Canada.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log, Revisi (Edisi) ke 8*. Schlumberger Oilfield Services: Jakarta, Indonesia.
- Hart, B.S. 2008. *Channel Detection in 3-D Seismic Data Using Sweetness*. Earth and Planetary Sciences Department, McGill University, Monreal. Canada.
- Hearst, J. R. 1985. *Well Logging for Physical Properties*. USA: McGraw Hill Book Company.
- Hood, K.C., Wenger, L.M., Gross, O.P., dan Harrison, S.C. 2002. *Hydrocarbon Systems Analysis of the Northern Gulf of Mexico: Delineation of Hydrocarbon Migration Pathways Using Seeps and Seismic Imaging*, In Schumacher, D., And Leschack, L.A., Eds., *Surface Exploration Case Histories: Applications of Geochemistry, Magnetism, And Remote Sensing: American Association of Petroleum Geologists Studies in Geology No. 48 and SEG Geophysical Reference Series No. 11*, p. 25-40.
- Hutabarat, G.R. 2009. *Integrasi Inversi Seismik dengan Atribut Amplitudo Seismik untuk Memetakan Distribusi Reservoir pada Lapangan Blackfoot*. (Skripsi). Universitas Indonesia. Jakarta.
- Koesoemadinata. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. Edisi Kedua, Penerbit ITB. Bandung.
- Lay, T., dan Wallace, T.C. 1995. *Modern Global Seismology*. California, USA: Academic Press.

- McDade, E.C., Sassen, R., Wenger, L., and Cole, G.A., 1993. *Identification of Organic-Rich Lower Tertiary Shales as Petroleum Source Rocks, South Louisiana: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, v. 43, p. 257–267.
- Mavko, G. 2009. *Rock Physics*. Stanford Rock Physics Laboratory. California.
- Munadi, S. 1993. *AVO dan Eksplorasi Gas*. Lembaran publikasi LEMIGAS, No.1, 1993, p. 3-13.
- Munadi, S. 2000. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Program Studi Geofisika UI. Depok.
- Munadi, S., dan Pasaribu. 1984. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Universitas Indonesia. Jakarta.
- Nunn, J. A., Scardina, A. D., dan Pilger, R. H. Jr. 1984. *Thermal Evolution of the North-Central Gulf Coast*, *Tectonics*. v. 7, p. 723–740.
- Ostrander W.J. 1984. *Plane Wave Reflection Coefficients for Gas Sands at Nonnormal Angles of Incidence*. *Geophysics* 49, p. 1637-1648.
- Pendrel, J. 2000. *Estimation and Interpretation of P and S Impedance Volumes from Simultaneous Inversion of P-wave offset Seismic Data*. SEG Annual Meeting 2000.
- Razi, M. 2007. *Aplikasi Metoda Seismik Inversi Simultan Untuk Mengetahui Penyebaran Reservoir Batupasir-A3 Pada Lapangan 'X' Cekungan Sumatera Selatan*. (Skripsi). ITB. Bandung.
- Ricoy, J.U., dan Brown, L.F., Jr. 1977. *Depositional Systems in The Sparta Formation (Eocene) Gulf Coast Basin of Texas: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*. v. 27, p. 103–118.
- Rider, M. 1996. *The Geological Interpretation of Well Logs*. Caithness. Scotland.
- Rider, M. 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs, Second Edition*. French Consulting Ltd.
- Royle, A. 1999. *AVO Gradient and Intercept Crossplot Interpretation*. Geo-X System Ltd.
- 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. 1999. *Theory of the Strata Program*. Hampson-Russell Software Services Ltd.

- Russell, B. 2005. *Guide to Strata Simultaneous Inversion*. HRS Manual.
- Rutherford, S., dan Williams, R. 1989. *Amplitude Versus Offset Variation in Gas Sand*. *Geophysics* 54, p. 680-688.
- Salvador, A. 1991. *Introduction*, in Salvador, A., editor, *The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America. The Geology of North America*. v. J, p. 1–12.
- Schlumberger Oilfield Glossary. *Pay Definition*. <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/p/pay.aspx>.
- Sheriff, R.E., dan Geldart, L.P. 1995. *Exploration Seismology*. Cambridge University Press, Second Edition.
- Shuey, R. T. 1985. *A Simplification of Zoeppritz Equations*: *Geophysics*, 50, p. 609–614.
- Simmons, J.L., dan Backus, M.M. 1996. *Waveform-based AVO Inversion and AVO Prediction-Error*. *GEOPHYSICS*, November-December 1996, Vol. 61, No. 6: p. 1575-1588.
- Sismanto. 2006. *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*, Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam. Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Slatt, R. 2006. *Stratigraphic Reservoir Characterization of Petroleum Geologist, Geophysicist and Engineers*. University of Oklahoma: USA.
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Penerbit ITB. Bandung.
- Sukmono. S. 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Departemen Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Sukmono, S. 2002. *Seismic Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization*. Lab of Reservoir Geophysics. Dept. Of Geophysical Engineering.
- Tatham, R. H. 1982. *Vp/Vs and Lithology*: *Geophysics*, 47, p. 336–344.
- Telford, L.P., dan Geldart, R. E. S. 2001. *Applied Geophysics Second Edition (Second Edition)*. United States of America: Cambridge University Press.
- Yilmaz, O. 2001. *Seismic Data Analysis*. USA. Society of Exploration Geophysicists: Tulsa.
- Zimmerman, R.K. 2000. *Stratigraphic Zone-Depth Predictions for Louisiana's Probable Hydrocarbon Exploration Floor: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions* v. 50 (L), p. 505–507.