

**PENENTUAN SEBARAN RESERVOIR KARBONAT
MENGUNAKAN METODE AMPLITUDE VERSUS
AZIMUTH (AVAZ) DATA SEISMIK 3D DI LAPANGAN
“SWZ” FORMASI TUBAN JAWA TIMUR
INDONESIA**

TUGAS AKHIR

Oleh:
SHINTA NOVIYANTI
0810930055



**PROGRAM STUDI GEOFISIKA - JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2013**

**PENENTUAN SEBARAN RESERVOIR KARBONAT
MENGUNAKAN METODE AMPLITUDE VERSUS
AZIMUTH (AVAZ) DATA SEISMIK 3D DI LAPANGAN
“SWZ” FORMASI TUBAN JAWA TIMUR
INDONESIA**

TUGAS AKHIR

Sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar
Sarjana Sains dalam bidang Fisika

Oleh :
SHINTA NOVIYANTI
0810930055



**PROGRAM STUDI GEOFISIKA - JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2013**

LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR

**PENENTUAN SEBARAN RESERVOIR KARBONAT
MENGUNAKAN METODE *AMPLITUDE VERSUS*
AZIMUTH (AVAZ) DATA SEISMIK 3D DI LAPANGAN
“SWZ” FORMASI TUBAN JAWA TIMUR
INDONESIA**

Oleh :

Shinta Noviyanti

0810930055-

Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji

Pada tanggal

**dan dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar
Sarjana Sains dalam bidang fisika**

Pembimbing I

Pembimbing II

Sukir Maryanto. M.Si. ,PhD
NIP. 197106211998021001

M.Wahdanadi Haidar, M. Si.

**Mengetahui,
Ketua Jurusan Fisika
Fakultas MIPA Universitas Brawijaya**

Adi Susilo, Ph.D
NIP.196312271991031002

LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Shinta Noviyanti

NIM : 0810930055-93

Jurusan : Fisika

Penulis Tugas Akhir Berjudul :

**PENENTUAN SEBARAN RESERVOIR KARBONAT
MENGUNAKAN METODE AMPLITUDE VERSUS
AZIMUTH (AVAZ) DATA SEISMIC 3D DI LAPANGAN
“SWZ” FORMASI TUBAN JAWA TIMUR, INDONESIA**

Dengan ini menyatakan bahwa :

1. Tugas Akhir ini adalah benar-benar karya sendiri dan bukan hasil plagiat dari karya orang lain. Karya-karya yang tercantum dalam Daftar Pustaka ini, semata-mata digunakan sebagai acuan/referensi.
2. Apabila dikemudian hari diketahui bahwa isi TA saya merupakan hasil plagiat, maka saya bersedia menanggung akibat hukum dari keadaan tersebut.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, Januari 2013
Yang menyatakan

(Shinta Noviyanti)
NIM. 0810930055

PENENTUAN SEBARAN RESERVOIR KARBONAT MENGUNAKAN METODE AMPLITUDE VERSUS AZIMUTH (AVAZ) DATA SEISMIC 3D DI LAPANGAN “SWZ” FORMASI TUBAN CEKUNGAN JAWA TIMUR INDONESIA

ABSTRAK

Respon seismik dari suatu medium ditentukan oleh banyak faktor salah satunya adalah kandungan fluida di dalam medium. Apabila didalam suatu litologi yang memiliki kandungan fluida yang berbeda maka respon yang ditunjukkan oleh seismic akan berubah pula berdasarkan jarak offsetnya. Metode *Amplitude Versus Offset* (AVO) yang bekerja pada domain reflektifitas secara umum dapat dipakai untuk mengidentifikasi dan menganalisa adanya anomaly hidrokarbon, akan tetapi pada kasus-kasus tertentu diperlukan analisa yang lebih dalam untuk mendeteksi keberadaan hidrokarbon pada reservoir karbonat.

Dalam penelitian ini untuk mengidentifikasi keberadaan hidrokarbon pada lapangan ‘SWZ’ Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur menggunakan aplikasi AVO yaitu *Amplitude Versus Azimuth* (AVAZ). Metode AVAZ merupakan metode terbaru yang mengidentifikasi suatu sebaran reservoir dilihat berdasarkan efek AVO yang muncul pada arah rekahan reservoir. Rekahan dapat menimbulkan porositas pada batuan reservoir sehingga keberadaan hidrokarbon dapat terdeteksi. Dengan mengetahui arah rekahan kita dapat menentukan arah lubang bor yang tepat sehingga diperoleh produksi hidrokarbon yang optimum. Untuk penentuan arah rekahan digunakan gradien atenuasi terhadap offset disetiap arah pengukuran

Kata kunci : AVO, Reservoir Karbonat, gradien

DISTRIBUTION OF CARBONATE RESERVOIR USING AMPLITUDE VERSUS AZIMUTH (AVAZ) OF 3D SEISMIC DATA "SWZ" FIELD OF TUBAN FORMATION, EAST JAVA, INDONESIA

ABSTRACT

Seismic response of a medium depends on many factors; one of them is porosity and saturation. There are seismic amplitude dependent offset changes within the same lithology when the different pore fluid types and saturations are introduced. Amplitude versus offset (AVO) method that works in reflectivity domain used to identify and analyze hydrocarbon anomaly. But, in some cases we need deeper analysis to predict the existence of hydrocarbon of carbonate reservoir.

In this study to identify the presence of hydrocarbons in the 'SWZ' field of Tuban Formation in East Java Basin using the AVO application Amplitude Versus Azimuth (AVAZ). AVAZ method is a method to identify a distribution based on the AVO effect that appears in direction of reservoir fracture. Fracture can cause porosity in the reservoir so that hydrocarbon detectable. By knowing fracture direction, one can decide the right drilling course to optimum the hydrocarbon production. To determine the fracture direction, gradient of attenuation to offset is used in every measurement direction.

Keyword : AVO , Carbonate Reservoir , Gradient

KATA PENGANTAR

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Assalamu'alaikum Wr.Wb

Bismillahir rahmanir rahim

Alhamdulillah Robbil'alamin, Puji syukur kehadiran Allah SWT yang telah memberikan curahan ilmu, rahmat dan hidayahNya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul **“Penentuan Sebaran Reservoir Karbonat Menggunakan Metode Amplitude Versus Azimuth (Avaz) Data Seismic 3D di Lapangan “Swz” Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur, Indonesia”** di perusahaan JOB-PPEJ pada tanggal 1 September 2012 hingga 27 November 2012. Shalawat serta salam semoga senantiasa tercurah kepada Nabi Muhammad SAW beserta sahabat, tabi'in, dan tabiut tabi'innya hingga Yaumul Akhir.

Tugas Akhir ini disusun sebagai salah satu syarat untuk menyelesaikan program pada Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Brawijaya sekaligus sebagai laporan pertanggung jawaban kepada perusahaan JOB-PPEJ tempat penulis melakukan penelitian.

Pada pelaksanaan Tugas Akhir ini, banyak pihak yang ikut membantu dan terlibat di dalamnya. Pada kesempatan ini, penulis ingin mengucapkan banyak terima kasih dan penghargaan yang sebesar-besarnya kepada:

1. Kedua orang tuaku tercinta ayahanda Suwondo Sigit Bintoro dan Ibunda Endang Setyowati, adikku tersayang Dinda yang telah memberikan kasih sayang, cinta, perhatian, ketulusan, biaya dan selalu mendo'akan penulis, memberikan semangat kepada penulis sehingga bisa sampai pada tahap sekarang ini.
2. Bapak Adi Susilo, PhD selaku Ketua Jurusan Fisika Fakultas MIPA Universitas Brawijaya.
3. Bapak Sukir Maryanto M.Si, PhD selaku Pembimbing I terimakasih banyak atas bimbingan dan arahnya selama tugas akhir.
4. Bapak Dr. Sunaryo, S.Si., M.Si selaku pembimbing akademik, terima kasih atas bimbingan dan arahnya selama belajar di Fisika FMIPA Universitas Brawijaya

5. Bapak M.Wahdanadi Haidar selaku Pembimbing II yang telah memberikan kesempatan kepada penulis untuk melakukan penelitian Tugas Akhir di perusahaan JOB-PPEJ.
6. Seluruh dosen jurusan Fisika yang telah memberikan pendidikan dan pengetahuan kepada penulis selama belajar dan TU yang membantu proses administrasi di Universitas Brawijaya, Malang.
7. Seluruh staf PT. Elnusa Geosains, mas Erik, mas Mayman, mbak Dea dll yang tidak bisa penulis sebutkan semuanya yang telah memberikan saran-saran, dan membantu penulis selama berada di perusahaan JOB-PPEJ.
8. Seluruh rekan-rekan seperjuangan selama menuntut ilmu di Jurusan Fisika Fakultas MIPA Universitas Brawijaya, angkatan 2008 (Desi,Fifit, Fitri, Yori,Ririn,Eny, dll yang tidak bisa penulis sebutkan semuanya) semoga tetap semangat, cepat lulus dan jaga selalu persaudaraan kita sampai kapanpun.
9. Rekan-rekan kost Jl. Kertoleksono 1/80 (Bety, Nurul, Cristin, Dita, Devis, Arta Silvy) terima kasih atas kebersamannya baik suka maupun duka yang dijalani bersama selama di Malang.
10. Masyarakat Geosains dunia atas ilmu dan pengetahuan yang disumbangkan melalui paper-paper yang penulis salin sebagai referensi
11. Serta semua pihak yang telah membantu terlaksananya Tugas Akhir ini.

Dengan semua keterbatasan, penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan dalam penyusunan skripsi ini. Kebenaran itu datangnyanya dari Allah, namun kesalahan dan kekurangan adalah dari penulis sendiri. Saran dan kritik diharapkan dari semua pihak demi perbaikan dan peningkatan Laporan Tugas akhir ini.

Malang, Januari 2013

Penulis

shintanoviyanti89@yahoo.com

DAFTAR ISI

	Halaman
HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR	ii
HALAMAN PERNYATAAN	iii
ABSTRAK	iv
ABSTRACT	v
KATA PENGANTAR	vi
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR TABEL	xii
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR LAMPIRAN.....	xvii
 BAB I PENDAHULUAN	 1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	2
1.3. Batasan Masalah	3
1.4. Tujuan Penelitian	3
1.5. Manfaat Penelitian	3
 BAB II TINJAUAN PUSTAKA	 5
2.1 Geologi Regional Jawa Timur	5
2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur.....	6
2.2.1 Formasi Kujung.....	7
2.2.2 Formasi Tuban	7
2.2.3 Formasi Ngrayong	8
2.2.4 Formasi Wonocolo	8
2.3 Sifat fisis batuan	9
2.3.1 Densitas	9
2.3.2 Porositas	10
2.3.3 Permeabilitas	10
2.3.4 Kecepatan	10
2.4 Reservoir Karbonat	12
2.4.1 Trumbu Karbonat	13
2.4.2 Gamping Klastik	13
2.4.3 Dolomit	14

2.4.3.1 Dolomit Bersifat Primer	14
2.4.3.2 Dolomit Rubahaban (Replacement)	14
2.4.4 <i>Gamping Afantik</i>	15
2.4.4.1 Type Compact Crystallin	15
2.4.4.2 Type Chalky	15
2.4.4.3 Type Granular Satu Sacharoidal	15
2.5 Karakteristik Reservoir Karbonat	16
2.6 Rekahan	16
2.7 Mekanisme Aliran Fluida Dalam Rekahan	18
2.8 Anisotropi	19
2.9 Tipe Anisotropi	19
2.9.1 Medium Vertical Transversal Isotropy (VTI)	20
2.9.2 Medium Horizontal Transversal Isotropi (HTI)	20
2.10 Seismik Refleksi Dan Impedansi Akustik	20
2.10.1 Impedansi	22
2.10.2 Koefisien Refleksi	23
2.10.3 Wavelet	24
2.11 Data Log	24
2.11.1 Log Sonic	24
2.11.2 Log Density	24
2.11.3 Log Resistivity	26
2.11.4 Log Gamma Ray	26
2.11.5 Log Spontaneous (Sp)	27
2.11.6 Log Neutron	27
2.12 Data <i>Check-Shot</i>	27
2.13 Prinsip Dasar AVO	28
2.14 Penyerderhanaan Persamaan Zeroppritz	31
2.14.1 Aki Dan Ricahard (1980)	31
2.14.2 Shuey (1985)	31
2.15 Klasifikasi Rutherford Dan Williams	33
2.15.1 Kelas I (High Impedance Contrast Sand)	33
2.15.2 Kelas II (Near-Zone Impedance Contrast Sands) ..	34
2.15.3 Kelas III (<i>low impedance contrast sand</i>)	35
2.15.4 Kelas IV (<i>low impedance contrast sand</i>)	36
2.16 Seismograp Sintetik.....	37
2.17 Polaritas Seismic	38
2.18 Atribut AVO	39
2.18.1 Intercept (A)	40

2.18.2 Gradient (B)	40
2.18.3 Gradient Stack (A*B)	41
2.18.4 Pseudo Poisso's Ratio $\frac{1}{2}$ (A+B)	41
2.18.5 Cross A vs B	41
2.19 Sistem Petroleum Cekungan Jawa Timur Utara	44
2.19.1 Batuan Induk	44
2.19.2 Batuan Reservoir.....	45
2.19.3 Batuan Penutup	45
2.19.4 Perangkap	45
2.19.5 Migrasi Hidrokarbon	45
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	47
3.1 Waktu dan Tempat Penelitian.....	47
3.2 Data Penelitian.....	47
3.2.1 Data Seismik	48
3.2.2 Data Sumur (Data Log)	48
3.2.3 Data <i>Check-shot</i>	49
3.2.4 Peta Dasar (<i>Basemap</i>)	49
3.2.5 Data geologi	50
3.3 Perangkat Keras (<i>Hardware</i>) dan Perangkat Lunak (<i>Software</i>)	51
3.4 Pengolahan Data	51
3.4.1 Pengolahan Data Seismik	51
3.4.1.1 <i>Loading</i> data seismik	53
3.4.1.2 <i>Anggle gather</i>	53
3.4.1.3 <i>Muting</i>	53
3.4.1.4 <i>Super gather</i>	53
3.4.1.5 <i>Trace normalice</i>	54
3.4.1.6 <i>Align gather</i>	54
3.4.1.7 <i>Super balance</i>	54
3.4.2 Pengolahan Data sumur	54
3.4.2.1 <i>Load data seismic dan sumur</i>	56
3.4.2.2 <i>Well Seismic Tie</i>	56
3.4.2.3 <i>Seismograp sintetik</i>	56
3.4.2.4 <i>Pembuatan wavelet</i>	57
3.5 1D forward modeling	58
3.6 Penentuan AVAZ	59
3.7 Intercept-Gardient Crossplot	60

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	61
4.1 Hasil conditioning data	61
4.1.1 Tahapan conditioning data.....	61
4.1.1.1 Angle Gather	61
4.1.1.2 Muting	62
4.1.1.3 Super Gather	63
4.1.1.4 Trance Normalice	64
4.1.1.5 Align Gather	64
4.1.1.6 Spectral Balance	64
4.2 Well analisis	65
4.3 Permodelan AVO dari data sumur.....	67
4.3.1 Hasil permodelan perusahaan	77
4.4 Analisa AVAZ.....	79
4.5 Analisa crosslot intercept-gradient	85
BAB V PENUTUP.....	97
5.1 Kesimpulan.....	97
5.2 Saran.....	97
DAFTAR PUSTAKA	99
LAMPIRAN.....	101

DAFTAR TABEL

Halaman

Tabel 2.1	Kesimpulan Anomaly AVO	42
Tabel 3.1	Marker Dari Sumur SW-1 Dan SW-2	49
Tabel 4.1	Gradient Dari Gatrher	83

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1 Habitat Minyak Dan Gas Bumi Cekungan Jawa Utara	6
Gambar 2.2 Bagan Stratigrafi Regional Jawa Timur Utara	8
Gambar 2.3 Skema Distribusi Porositas Pada Reservoir Rekahan Alami	18
Gambar 2.4 Mekanisme Aliran Fluida Didalam Batuan Yang Terekahkan (A).Antar Rekarahan (B). Partially Saturated (C). Equant Porosity	19
Gambar 2.5 Skema A) Model VTI; B) Model HTI	20
Gambar 2.6 Ilustrasi Metode Seismik Refleksi	21
Gambar 2.7 Koefisien Refleksi Yang Terjadi Ketika Sinyal Direfleksikan Oleh Sebuah Reflektor	24
Gambar 2.8 (A) Fase Minimum (B) Fase Nol	25
Gambar 2.9 Data Check-Shot	28
Gambar 2.10 Hubungan Antara <i>Offset</i> Dengan Sudut Datang (©) Dan Sinyal Datang Yang Terekam Dalam Titik Reflektor Yang Sama	28
Gambar 2.11 Refleksi Dan Transmisi Gelombang P Untuk Sudut Datang Tidak Sama Dengan Nol	29
Gambar 2.12 Koefisien Refleksi Gelombang P Pada Top Masing-Masing Pasirgas, Klasifikasi Menurut	33
Gambar 2.13 Amplitudo Terhadap <i>Offset</i> Untuk Klasifikasi Rutherford Dan Williams	34
Gambar 2.14 Kandungan Gas Membuat Koefisien Refleksi Tinggi Menjadi Rendah	34
Gambar 2.15 Koefisien Refleksi Positif Pada <i>Offset</i> Nol Menurun Menjadi Nol Hingga Menjadi Bernilai Negatif Seiring Bertambahnya <i>Offset</i>	35
Gambar 2.16 Koefisien Refleksi Negatif Mendekati Pada <i>Offset</i> Nol Dan Menjadi Bertambah Negatif Seiring Bertambahnya <i>Offset</i>	35
Gambar 2.17 Koefisien Refleksi Bertambah Negatif Seiring Bertambahnya <i>Offset</i>	36
Gambar 2.18 Karakteristik AVO Kelas 4	37

Gambar 2.19	Seismogram Sintetik Hasil Konvolusi Antara Wavelet Dan Koefisien Refleksi	38
Gambar 2.20	Polaritas Seismik Oleh Konvensi SEG Dan Eropa. Warna Merah Menunjukkan Nilai Amplitudo Negatif Dan Warna Biru Menunjukkan Nilai Amplitudo Positif	39
Gambar 2.21	<i>Intercept-Gradient Crossplot</i> Oleh Castagna Dan Swan Melengkapi Klasifikasi AVO Rutherford Dan Williams	40
Gambar 2.22	Definisi “ <i>Background Trend</i> ” Pada <i>Intercept-Gradient Crossplot</i>	42
Gambar 2.23	Background Trend Dan Tren Dari Top Gas-Sand	43
Gambar 2.24	Pengaruh <i>Poisson’s Ratio</i> Dan Impedansi Akustik Pada Respon AVO	44
Gambar 2.25	Sistem Petroleum Jawa Timur Utara	46
Gambar 3.1	Peta Lokasi Daerah Penelitian Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur	44
Gambar 3.2	Peta Dasar (<i>Basemap</i>) Daerah Penelitian	50
Gambar 3.3	Diagram Alir Pengolahan Data Seismik.....	52
Gambar 3.4	Penampang Seismik	53
Gambar 3.5	Diagram Alir Pengolahan Data Log.....	55
Gambar 3.6	Frekuensi Domain Wavelet Ricke	57
Gambar 3.7	Diagram Alir 1D Forward Modeling.....	59
Gambar 4.1	Angle Gather.....	62
Gambar 4.2	Gather Sebelum Dilakukan Muting	63
Gambar 4.3	Gather Muting.....	63
Gambar 4.4	Align Gather	64
Gambar 4.5	Spectral Balance	65
Gambar 4.6	<i>Well Seismik Tie</i> Pada Sumur SW-1	66
Gambar 4.7	<i>Well Seismik Tie</i> Pada Sumur SW-2.....	66
Gambar 4.8	Penampang Seismik.....	67
Gambar 4.9	Model Substitution Porositas Sumur SW-2 oil 100%	69
Gambar 4.10	Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-2 Antara Offset Versus Amplitude oil 100%.....	69

Gambar 4.11	Model Substitution Porositas Sumur Sw-2 dengan Gas 100%	70
Gambar 4.12	Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-2 Antara Offset Versus Amplitude.....	70
Gambar 4.13	Model Substitution Porositas Sumur SW-2 Dengan Air 100%	70
Gambar 4.14	Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-2 Antara Offset Versus Amplitude air 100%.....	71
Gambar 4.15	Model Substitution Porositas Sumur Sw-1 dengan Oil 100%	72
Gambar 4.16	Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-1 Antara Offset Versus Amplitude oil 100%.....	72
Gambar 4.17	Model Substitution Porositas Sumur SW-1 Dengan gas 100%	73
Gambar 4.18	Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-1 Antara Offset Versus Amplitude gas 100%.....	73
Gambar 4.19	Model Substitution Porositas Sumur SW-1 Dengan Air 100%	74
Gambar 4.20	Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-Antara Offset Versus Amplitude	74
Gambar 4.21	Model Substitution Porositas Sumur SW-1 Antara Offset Versus Amplitude	75
Gambar 4.22	Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-1 Antara Offset Versus Amplitude.....	73
Gambar 4.23	Model Substitution Porositas Sumur SW-2 Antara Offset Versus Amplitud	73
Gambar 4.24	Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-2 Antara Offset Versus Amplitude.....	77
Gambar 4.25	Gather Arah Barat.....	78
Gambar 4.26	Plot Dari Hasil Picking Gather Barat	79
Gambar 4.27	Gather Arah Timur	79
Gambar 4.28	Plot Dari Hasil Picking Gather Timur	80
Gambar 4.29	Gather Arah Utara	80
Gambar 4.30	Plot Dari Hasil Picking Gather Utara	81
Gambar 4.31	Gather Arah Selatan.....	81

Gambar 4.32	Plot Dari Hasil Picking Gather Selatan	82
Gambar 4.33	Crossplot Untuk $S = A*B$ Arah Barat	85
Gambar 4.34	Sebaran Reservoir Karbonat Pada Penampang Seismik $S = A*B$	86
Gambar 4.35	Crossplot Untuk $S = \frac{1}{2} (A+B)$ Arah Barat	87
Gambar 4.36	Sebaran Reservoir Karbonat Pada Penampang Seismik $S = \frac{1}{2} (A+B)$	87
Gambar 4.37	Crossplot Untuk A vs B Arah Barat	88
Gambar 4.38	Sebaran Reservoir Karbonat Pada Penampang Seismik A vs B	89
Gambar 4.39	Skala Crossplot.....	90
Gambar 4.40	Crossplot Untuk $S = A*B$ Arah Barat.....	91
Gambar 4.41	Sebaran Reservoir Karbonat Pada Penampang Seismik $S = A*B$	91
Gambar 4.42	Crossplot Untuk $S = \frac{1}{2} (A+B)$ Arah Barat	92
Gambar 4.43	Sebaran Reservoir Karbonat Pada Penampang Seismik $S = \frac{1}{2} (A+B)$	93
Gambar 4.44	Crossplot Untuk A vs B Arah Barat	94
Gambar 4.45	Sebaran Reservoir Karbonat Pada Penampang Seismik A vs B	94
Gambar L 1.1	Penjalaran sinar linier: O titik sumber, R titik penerima, P titik refleksi pada bidang batas, θ sudut antara sinar dan sumbu vertikal	100
Gambar L 1.2.	Penjalaran gelombang hiperbolik	101
Gambar L 2.1.	Proses refleksi, transmisi, dan konversi gelomban yang dialami oleh gelombang P saat melewati bidang batas antar lapisan yang berbeda sifat-sifat elatisnya	102
Gambar L.3.1	Zona Carbonat Pada Laut Jawa	108
Gambar L.3.2	Kontur Sebaran Karbonat Pada Lapangan	109
Gambar L.3.3	Gather arah Barat	110
Gambar L.3.4	Plot dari Hasil Picking Gather Barat	111
Gambar L.3.5	Gather arah Timur	112
Gambar L.3.6	Plot dari Hasil Picking Gather Timur	113
Gambar L.3.7	Gather Arah Utara	114
Gambar L.3.8	Plot dari Hasil Picking Gather Utara	115
Gambar L.3.9	Gather Arah Selatan	116
Gambar L.3.10	Plot dari Hasil Picking Gather Selatan	117

DAFTAR LAMPIRAN

Halaman

Lampiran L.1 Konversi dari offset ke angel.....	101
Lampiran L.2 Penurunan Persamaan Zeoppritz	104
Lampiran L.3 Gambar sebaran karbonat	110

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



UNIVERSITAS BRAWIJAYA



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LatarBelakang

Minyak bumi dan gas bumi termasuk salah satu energi yang sangat dibutuhkan oleh manusia. Dari masa ke masa kebutuhan akan sumber energi ini terus meningkat. Hal ini menyebabkan kegiatan eksplorasi maupun eksploitasi minyak dan gas bumi di seluruh dunia berkembang sangat pesat. Pemanfaatan metode geofisika ialah salah satu upaya untuk mengatasi kebutuhan pencarian akan keberadaan hidrokarbon. Dengan memanfaatkan sifat fisika dari bumi, bukan tidak mungkin untuk dapat mengetahui kondisi bawah permukaan bumi kemudian melakukan pendugaan akan kandungan di dalamnya.

Hidrokarbon (minyak dan gas bumi) adalah salah satu bahan bakar yang sangat dibutuhkan di dunia. Seiring meningkatnya kebutuhan bahan bakar untuk industri, kehidupan sehari-hari, dan pengembangan teknologi, membuat eksplorasi dan eksploitasi akan hidrokarbon meningkat pula. Metode geofisika yang digunakan untuk eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon adalah seismik refleksi, karena dapat memberikan keakuratan dan resolusi tinggi untuk menampilkan geologi bawah permukaan dibandingkan metode geofisika yang lain. Hidrokarbon pada umumnya menempati batuan yang mempunyai porositas cukup tinggi. Di dalam metode geofisika (Sukmono dan Abdullah, 2001) untuk mendeteksi hidrokarbon biasanya ditentukan adanya indikasi keberadaan hidrokarbon secara langsung (*Direct Hydrocarbon Indicator (DHI)*).

Metode seismik refleksi ialah salah satu metode geofisika yang tepat untuk diterapkan dalam pencarian hidrokarbon. Dengan mengamati pola kemunculan amplitudo yang kuat dari gelombang seismik yang biasa disebut *bright spot*, dapat mengindikasikan kemungkinan adanya akumulasi hidrokarbon di daerah tersebut, sehingga metode ini sering dikenal dengan DHI . Namun kelemahan dari analisis *bright spot* ialah karena tidak semua indikasi tersebut mengarah pada adanya akumulasi keberadaan hidrokarbon. Banyak sekali fenomena geologi yang bisa mempengaruhi gelombang seismic dan memperlihatkan fenomena *bright spot* pada penampang seismik, seperti pada keberadaan lapisan batu bara dengan ketebalan tertentu, rekahan dan lain sebagainya. Selain fenomena *bright spot*

juga terdapat fenomena yang lain yang disebut *dim spot* dan *flat spot*. *Dim spot* ialah suatu tipe dari kenampakan seismik yang menunjukkan adanya penurunan amplitudo. Penurunan amplitudo seismik biasanya terjadi karena akumulasi hidrokarbon yang berkurang. Hal ini juga disebabkan oleh adanya kontras impedansi akustik antara reservoir dengan batuan keras. Namun kemunculan *dim spot* juga dapat dihubungkan dengan adanya perubahan stratigrafi pada daerah tersebut. Selain fenomena diatas juga terdapat fenomena lain yang cukup menarik yaitu *flat spot*. Pada umumnya kemunculan *flat spot* mengindikasikan adanya akumulasi gas yang cukup tebal dan juga adanya kontras impedansi akustik antara reservoir yang terisi gas-minyak maupun gas-air.

Untuk mendukung penelitian ini maka digunakan metode baru yaitu AVAZ yang diharapkan dapat mengetahui sebaran reservoir karbonat dan mengetahui arah transmisi persebarannya. Dalam penelitian ini diharapkan mengurangi kesalahan saat interpretasi karakteristik reservoir serta dapat memberi informasi dan gambaran daerah prospek perkembangan sumur sehingga dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan untuk melakukan eksplorasi hidrokarbon lebih lanjut di lapangan “SWZ” Cekungan Jawa Timur, Formasi Tuban.

Dalam tugas akhir ini akan dibahas mengenai metode AVAZ pada reservoir karbonat. Konsep dasar dalam penggunaan metode ini yaitu metode AVO yang menganalisa amplitudo dengan bertambahnya offset jika pantulan (*reflector*) mengenai suatu batuan kompak (*tight*) seperti karbonat dan didalamnya terakumulasi gas maka dari pantulan tersebut akan memunculkan suatu anomali dari respon amplitudonya hal ini yang akan diteliti.

1.2 Rumusan Masalah

Metode AVAZ ini di harapkan dapat mengetahui arah fracture atau lapisan poros dengan didukung oleh perkiraan kandungan fluida dalam reservoir, melalui analisis atribut AVO sebagai dasar analisa AVAZ. Perumusan masalah yang akan dibahas pada penelitian ini mengenai :

- 1) Bagaimana menganalisa pemodelan AVO pada resevoir karbonat dari data log dan data seismik *pre stack* 3D?

- 2) Bagaimana penganalisa persebaran karbonat berdasarkan arah rekahannya berdasarkan AVO yang menggunakan crossplot antara *Intercep* dan *Gradien* yang akan menentukan respona dari AVAZ menggunakan persamaan Shuey ke dua?

Analisa difokuskan pada formasi Tuban cekungan Jawa Timur yaitu dari top gas sampai base gas.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah yang dikaji dalam penelitian ini adalah:

- 1) Data seismik yang digunakan adalah data 3D *pre-stack time migration* dalam format CDP *gather* yang sudah di koreksi *normal move out* (NMO). Untuk koreksi statik dan analisis kecepatan yang dilakukan sudah benar.
- 2) Daerah penelitian ini dibatasi pada inline 6000-6550 dan crossline 12550-12900 pada lapangan “SWZ”.
- 3) Analisa sensitifitas meliputi Gamma Ray, Densitas, Porositas, Resistifitas, Impedansi Akustik, S-wave dan P-wave.
- 4) Menggunakan analisa AVO sebagai dasar interpretasi metode AVAZ.
- 5) Penelitian dilaksanakan di Cekungan Jawa Timur Formasi Tuban milik JOB PPEJ.

1.4 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelian ini yaitu :

- 1) Untuk menentukan sebaran reservoir karbonat dengan menggunakan metode AVAZ.
- 2) Mengetahui arah persebaran karbonat.
- 3) Memperkirakan keberadaan reservoir karbonat yang terletak pada base gas atau pada top gas.

1.5 Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat memberi informasi dan gambaran daerah prospek kepada perusahaan sehingga dapat digunakan sebagai bahan pertimbangan untuk melakukan eksploitasi hidrokarbon lebih lanjut dan membantu peningkatan mutu kegiatan eksploitasi di daerah tersebut.

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan



BAB II TINJAUAN PUSTAKA

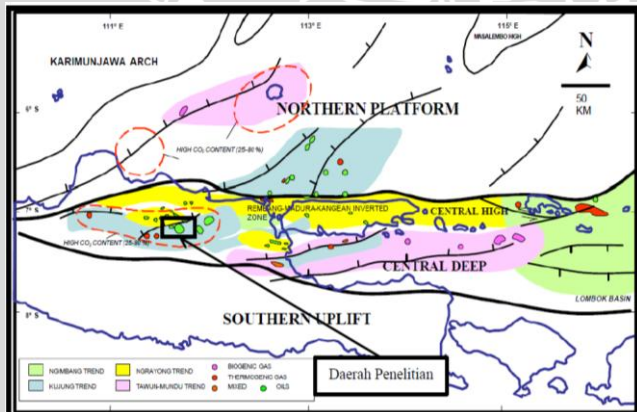
2.1 Geologi Regional Cekungan Jawa Timur

Untuk menentukan suatu tempat secara tepat di permukaan bumi biasanya digunakan garis geografi yang diakui secara internasional. Garis geografi tersebut ada dua yaitu : Garis lintang dan Garis Bujur. Garis lintang adalah garis maya yang melingkari bumi ditarik dari arah barat hingga ke timur atau sebaliknya , sejajar dengan equator (garis khatulistiwa). Garis lintang yang tepat berada pada garis khatulistiwa disebut sebagai 0^0 (nol derajat). Makin ke utara atau ke selatan, angka derajatnya makin besar hingga pada angka 90^0 (Sembilan puluh derajat) pada ujung kutub utara atau kutub selatan. Satuan derajat bisa juga disebut Jam sehingga setiap derajat terbagi menjadi 60 menit (diberi symbol ') dan setiap menit terbagi lagi menjadi 60 detik (diberi symbol "). Garis Bujur adalah garis maya yang ditarik dari kutub utara hingga ke kutub selatan atau sebaliknya. Dengan pengetahuan seperti itu berarti derajat antar garis bujur semakin melebar di daerah khatulistiwa dan makin menyempit di daerah kutub. Jika pada Garis Lintang, daerah yang dilalui garis khatulistiwa (equator) dianggap sebagai nol derajat, untuk Garis Bujur, tempat yang dianggap sebagai nol derajat adalah garis dari kutub utara ke kutub selatan yang tepat melintasi kota Greenwich di Inggris. Jadi, garis bujur yang berada di sebelah barat Greenwich disebut Bujur Barat dan garis yang berada disebelah timur disebut Bujur Timur. Jarak kedua garis bujur itu dari Greenwich hingga pada batas 180^0 (Koesoemadinata, 1980).

Untuk Cekungan Jawa Timur Utara membentang dari barat ke timur mulai dari Semarang hingga Surabaya sepanjang ± 734 km dengan lebar 60 – 70 km. Secara geografis terletak antara $110^030'$ BT dan $6^000'$ LS hingga $7^030'$ LS (Koesoemadinata, 1980). Berlokasi pada batas aktif tenggara *Sundaland*, tenggara Asia, Cekungan Jawa Timur Utara tercatat sebagai cerita geodinamik yang aktif (Satyana, 2003). Cekungan berkembang dari cekungan samudra di depan zona subduksi kapur hingga ke belakang busur cekungan, belakang busur vulkanik sampai ke selatan. Cekungan ini berakhir di sebelah barat Busur Karimunjawa, melewati daerah timur hingga area laut dalam Cekungan Lombok, dan dangkalan bagian utara

hingga tinggian Paternoster. Tiga konfigurasi struktur utama dapat ditetapkan dari utara ke selatan : *Northern Platform*, *Central Deep*, dan *Southern Uplift* (Gambar 2.1), sepanjang sayap utara dari busur vulkanik Jawa saat ini (Kusumastuti, 2002). Daerah telitian ini merupakan cekungan belakang busur Tersier yang terletak di sepanjang sayap selatan dari Cekungan Jawa Timur Utara diantara *Central High* dan *Southern Basin*.

Sepanjang sejarah Tersier, sebagian dari daerah penelitian memanjang dengan arah sumbu timur-barat dari pusat pengendapan (*depocenter*). Selama waktu Tersier awal area ini berada dalam tektonik ekstensional yang ditandai oleh berkembangnya *rift basin*. Dua arah orientasi struktur utama dapat dikenali di Jawa Timur yaitu *trend* struktur timur-barat yang dikenal RMKS (Rembang Madura Kangean Sakala) *structural gain*, dan *trend* struktur timur laut-barat daya yang dikenal sebagai pola Meratus. Arah struktur RMKS dan Meratus telah diketahui sebagai pemicu terbentuknya cekungan sedimen Paleogen. Dua *structural gain* ini telah mengalami beberapa periode deformasi, dengan tektonisme kompleks Tersier Akhir (Plio-Pleistosen) yang menumpang tindihkan sebagian besar gaya tektonik awal sebelumnya. Perkembangan struktur terakhir mencerminkan interaksi yang kompleks dicirikan oleh sesar naik kompresional dan inversi dari struktur extensional tua serta rezim *strike-slip*.



Gambar 2.1. Habitat minyak dan gas bumi Cekungan Jawa Timur Utara (Satyana, 2003).

Sedimentasi pada cekungan ini mulai dari umur Tersier hingga sekarang terdiri dari 15.000 kaki lebih dari pengukuran pada umur Eosen sampai sekarang dan terendapkan secara tidak selaras di atas batuan dasar. Batuan Miosen dan Oligosen tersingkap di Pegunungan Selatan yang terletak di selatan busur vulkanik. Hingga ke utara busur, dua komponen utama yang berbeda teramati Zona Kendeng dan *Tuban Ridge (North Rembang Zone)* dimana terdapat singkapan batuan berumur Miosen hingga Plestosen.

2.2 Stratigrafi Regional Cekungan Jawa Timur Utara

Klasifikasi stratigrafi cekungan Jawa Timur Utara oleh dari tua ke muda (Gambar 2.2).

2.2.1 Formasi Kujung

Formasi ini pada bagian bawah terdiri dari karbonat *reef*. Pada bagian tengah terdiri dari perselingan serpih dan foram plankton dengan litologi *chalky*. Sedangkan pada bagian atas perselingan antara fasies *chalky* dan *grainstone* dengan struktur *scoure* dan *load cast* pada permukaannya. Umur formasi ini didapatkan pada akhir awal Oligosen hingga awal Miosen.

2.2.2 Formasi Tuban

Formasi ini tersebar luas sepanjang Cekungan Jawa Timur, dengan umur *Burdigalian*. Litologi penyusun formasi ini sangat bervariasi, namun ditentukan menjadi tiga litologi penyusun utama, yakni batupasir, batugamping dan serpih. Batupasir dan batugamping Formasi Tuban tersingkap baik di sebelah barat daerah Rembang sementara serpih Formasi Tuban tebal dan melimpah di bagian timur daerah Rembang. Batupasir Tuban merupakan endapan *subtidal* hingga *intertidal*, perselingan batupasir struktur bioturbasi, batulanau, dan lapisan serpih dengan fosil foraminifera besar, lapisan tipis koral dan pecahan moluska, secara khas pada bagian atas formasi. Batugamping Tuban tersingkap baik dengan arah barat - timur. Dengan litologi kandungan fosil yang kaya dan dicirikan oleh lapisan koral masif. Sementara serpih Formasi Tuban merupakan endapan masif, tak berstruktur kaya serpih hijau dan foraminifera plankton. Formasi Tuban diinterpretasikan sebagai campuran

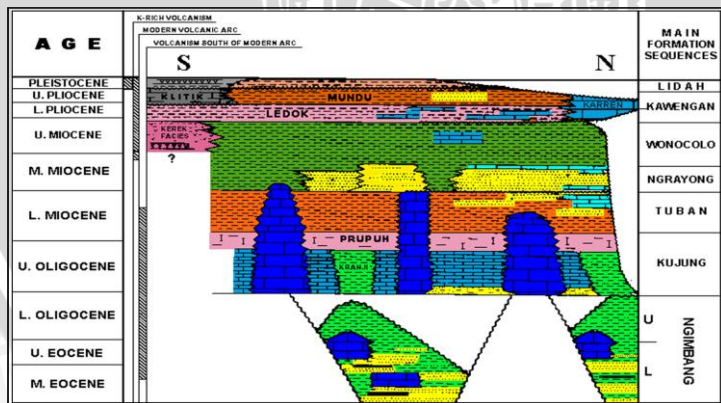
karbonat – silisiklastik paparan dengan progradasi delta yang berasosiasi dengan karbonat paparan dan *build-up*.

2.2.3 Formasi Ngrayong

Formasi ini tersingkap baik sepanjang antiklin Lodan dan sungai Prantakan. Umur Unit stratigrafi Ngrayong adalah Miosen Tengah). Lapisan Ngrayong yang tersingkap jarang mengandung fosil, mengandung dibagian bawah pasir lempungan dan serpih yang bergradasi ke atas hingga perselingan pasir sedang – halus disisipi oleh mudstone dan lapisan batubara. Pada atas formasi mengandung batupasir kasar dan bervariasi. Formasi Ngrayong diinterpretasikan sebagai progradasi delta tidal.

2.2.4 Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo pada area ini mengandung basal karbonat yang ditumpangi oleh endapan tebal serpih dan *marl* dengan batupasir tipis di beberapa interval. Member Bulu membentuk sebuah karbonat yang masif dan resisten dengan ketebalan 10 – 20 meter. Dua buah litologi yang teramati yakni karbonat berlapis bagus yang kaya akan foraminifera besar bentos dan planar koral, dan karbonat pasiran mengandung fosil-fosil. Member Bulu membaji di atas Formasi Ngrayong. Berdasarkan pengukuran umur, Member Bulu berumur *Late Serravallian* hingga *Early Tortonain* yang diambil dari fosil *Cycloclypeus annulatus*.



Gambar 2.2. Bagan Stratigrafi Regional Jawa Timur Utara (Sharaf.dkk, 2005)

2.3 Sifat Fisika Batuan

Sifat fisika batuan dapat digunakan untuk menggambarkan kondisi batuan reservoir dengan mengetahui penjalaran gelombang di dalam batuan. Ada beberapa sifat fisika batuan diantaranya adalah densitas, porositas, permeabilitas, dan kecepatan. Di bawah ini merupakan penjelasan dari masing-masing sifat dari batuan (Wang.Z, 1988) :

2.3.1 Densitas

Batuan reservoir merupakan tempat dibawah permukaan yang mengandung minyak dan gas bumi, dengan ruang penyimpanan berupa rongga-rongga atau pori-pori yang terdapat dalam rekahan batuan yang mempunyai porositas tinggi. Densitas atau nilai kerapatan matrik adalah massa persatuan volume. Secara umum besarnya densitas suatu material dipengaruhi oleh beberapa faktor antara lain (Wang.Z. 1988) :

- a) Banyaknya mineral atau presentasenya.
- b) Komposisi kimia dan mineral.
- c) Suhu dan tekanan.
- d) Porositas atau rongga rekahan batuan.
- e) Bentuk cairan atau material yang mengisi ruang pori.

Apabila diasumsikan bahwa mineral dari matrik batuan adalah seluruhnya dan terdapat cairan dalam pori, maka menurut persamaan Wyllie yaitu (Wang.Z, 1988):

$$\rho_b = \rho_m(1 - \phi) + \rho_w s_w \phi + \rho_{hc}(1 - s_w)\phi \quad (2.1)$$

Keterangan :

ρ_b = Densitas bulk batuan

ρ_m = Densitas batuan matrik

ρ_w = Densitas air

ρ_{hc} = Densitas hidrokarbon

s_w = Saturasi air (water saturation)

ϕ = Porositas

2.3.2 Porositas

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen. Suatu batuan dikatakan mempunyai porositas efektif apabila bagian rongga-rongga dalam batuan saling berhubungan dan biasanya lebih kecil dari rongga pori-pori total. Porositas batuan berkisar 10% - 20%

$$\text{Porositas } (\phi) = \frac{\text{Volume pori-pori}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\%$$

$$\text{Porositas efektif } ((\phi_e) = \frac{\text{Volume pori-pori berhubungan}}{\text{volume total batuan}} \times 100\%$$

(2.2)

Terdapat dua jenis porositas yaitu porositas yang dihasilkan selama pembentukan batuan, yang dikenal dengan porositas primer (sedimentasi klastika), dan selama sejarah geologi yang dikenal dengan porositas sekunder (proses tektonik, proses kimiaawi dan lain-lain). Faktor-faktor utama yang mempengaruhi porositas primer adalah (Wang.Z. 1988):

- a) Butiran dan karakter geometris (susunan, bentuk, ukuran dan distribusi).
- b) Proses diagenesis, kandungan semen.
- c) Kedalaman dan tekanan.

2.3.3 Permeabilitas

Permeabilitas adalah suatu sifat batuan reservoir untuk dapat meneruskan cairan melalui pori-pori yang berhubungan tanpa merusak partikel pembentuk atau kerangka batuan tersebut. Batuan yang permeabel selalu poros, akan tetapi batuan yang berpori belum tentu permeabel. Hal ini disebabkan karena batuan yang berporositas tinggi belum tentu pori-porinya berhubungan (Sukmono, 1999).

2.3.4 Kecepatan

Kecepatan merupakan kuantitas vektor yang menunjukkan perubahan perpindahan posisi terhadap waktu. Terdapat dua jenis kecepatan gelombang seismik yang selalu digunakan yaitu kecepatan gelombang *P* (gelombang kompresi) dan gelombang *S* (gelombang

shear). Persaman kedua gelombang tersebut dapat ditulis sebagai berikut (Sukmono, S. 1999) :

$$V = \sqrt{\frac{M}{\rho}} \quad (2.3)$$

Keterangan :

V = Kecepatan

M = Modulus Elastisitas

ρ = Densitas

Kecepatan gelombang P (α) sering juga disebut sebagai gelombang *dilational*, gelombang *longitudinal*, atau juga gelombang *compressional*. Gelombang ini merambat pada medium dimana arah perambatan partikel searah dengan arah penjalaran gelombang. Gelombang ini merambat pada medium dimana arah perambatan partikel searah dengan arah perambatan gelombang. Kecepatan gelombang P dapat diterangkan sebagai fungsi dari sifat elastik (Sukmono, 1999) :

$$\alpha = V_P = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2.4)$$

Keterangan :

V_P = Kecepatan gelombang P

ρ = Densitas

k = Modulus bluk

μ = Modulus geser

Kecepatan gelombang S (β) sering juga disebut sebagai gelombang *transverse*, gelombang *rotational*, atau gelombang *shear*. Gelombang ini merambat pada medium dengan arah perambatan partikel yang tegak lurus dengan arah pergerakan gelombang. Kecepatan gelombang S dapat ditulis sebagai (Wang.Z. 1988):

$$\beta = V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.5)$$

Dimana :

V_S = Kecepatan gelombang S

μ = Modulus geser

ρ = Densitas

Dari kedua persamaan kecepatan gelombang diatas dapat disusun hubungan antara V_P dan V_S sebagai berikut (Wang.Z. 1988):

$$V_P = V_S \sqrt{\frac{k}{\mu} + \frac{4}{3}} \quad (2.6)$$

Hubungan dari masing-masing sifat batuan dilihat dari porositas, densitas, permeabilitas yaitu:

- **Densitas dan Porositas**

Semakin poros suatu batuan maka semakin kecil densitasnya, dan itu sebaliknya maka dapat disimpulkan bahwa densitas dan porositas berbanding terbalik.

- **Permeabilitas dan Porositas**

untuk hubungan antara permeabilitas dan porositas yaitu dilihat dulu dari pengertian permeabilitas sendiri, permeabilitas adalah suatu sifat batuan untuk meloloskan fluida maka dapat diambil kesimpulan semakin besar permeabilitas maka porositas semakin besar pula, apabila porositas semakin kecil maka permeabilitas semakin kecil juga.

2.4 Reservoir Karbonat

Batuan karbonat merupakan batuan yang terjadi akibat proses pengendapan, adapun cara atau proses terbentuknya batuan karbonat adalah merupakan proses sedimentasi kimia dan biokimia yang berupa karbonat, sulfat, silikat, fosfat dan lain-lain. Kesemua sedimentasi tersebut diendapkan di air dangkal melalui proses penguapan dan kumpulan koloid-koloid organik dari larutan garam-garaman dan organisme yang berupa bakteri atau binatang-binatang. Endapan organisme ini disebut sedimen organik atau sedimen biogenik seperti limestone, dolomit, koral, algae dan batubara.

Lingkungan pengendapan yang paling baik untuk proses terjadinya dan sekaligus menjadi perangkap hidrokarbon pada batuan karbonat adalah lingkungan karbonat lagoon dan shelf yang mengalami subsidensi secara cepat, kemudian kompleks terumbu yang berasosiasi dengan lingkungan tersebut dan daerah turbidit dari batuan karbonat. Di daerah yang tersebut tadi sangat subur bagi organisme, karena mereka menerima banyak makanan (nutrient) yang terbawa oleh arus naik. Batuan reservoir yang terbentuk bersama-sama (bergantian atau berdampingan) dengan batuan induk

dapat terdiri dari batuan karbonat bioklastik, oolite, terumbu dan dolomite (Yuwono,2003).

Batuan karbonat merupakan batuan reservoir penting untuk minyak dan gas bumi, dari 75 % daratan yang dibawahhi oleh batuan sedimen, kira-kira 1/5 dari massa sedimen ini terdiri dari batuan karbonat (gamping dan dolomit). Pada umumnya batuan karbonat dapat dibagi 4 macam yaitu : trumbu karbonat, gamping klastik, dolomite, gamping afanitik yang akan di jelaskan di bawah ini (Yuwono,2003).

2.4.1 Terumbu Karbonat

Terumbu (reef) dapat merupakan batuan reservoir yang sangat penting. Pada umumnya terumbu terdiri dari suatu kerangka dari koral, ganggang dan sebagainya yang tumbuh dalam laut yang bersih, berenergi gelombang tinggi dan mengalami banyak pembersih. Sehingga rongga-rongga menjadi sangat bersih. Juga diantara kerangka tersebut terdapat banyak fragmen koral, foraminifera dari butiran bioklastik lainnya. Tetapi karena pertumbuhan ini terjadi didaerah yang berenergi tinggi maka biasanya menjadi lebih bersih. Dalam hal ini porositas yang didapatkan terutama berada dalam kerangka yang berbentuk rongga-rongga bekas binatang hidup yang biasanya disemen dengan spary calcite sehingga porositasnya menjadi kecil. Ada kalanya porositas juga diperbesar karena mengalami pelarutan lebih lanjut, sehingga menjadi lorong-lorong atau bergua-gua. Seringkali dalam reservoir semacam itu didapatkan lubang-lubang atau gerowong, yang dalam pemboran mengakibatkan hilangnya banyak lumpur pemboran, sehingga pipa bor tiba-tiba jatuh.

2.4.2 Gamping Klastik

Gamping klastik sering juga merupakan reservoir yang sangat baik, terutama asosiasinya dengan Oolite, yang sering disebut sebagai kakarenit. Jadi jelas bahwa batuan reservoir yang terdapat didalam Oolite itu merupakan pengendapan yang berenergi tinggi dan didapatkan dalam jalur sepanjang pantai atau jalur dangkal dengan arus gelombang yang kuat. Porositas yang didapatkan biasanya ialah jenis porositas intergranuler, yang kadang-kadang

juga diperbesar oleh adanya pelarutan. Porositas bisa mencapai setinggi 32%, tetapi hanya mempunyai permeabilitas 5 millidarcy.

2.4.3 Dolomit

Dolomit merupakan batuan reservoir karbonat yang jauh lebih penting dari jenis batuan karbonat lainnya. Cara terjadinya dolomit ini tidak begitu jelas, tetapi pada umumnya dolomit ini bersifat sekunder, atau sedikit banyak dibentuk sesudah sedimentasi. Masalah cara pembentukan porositas dalam dolomit banyak menghasilkan berbagai macam interpretasi. Salah satu teori mengenai hal ini ialah porositas timbul karena dolomitasi batuan gamping, sehingga molekul kalsit diganti oleh molekul dolomit. Karena molekul dolomit lebih kecil dari molekul kalsit, maka hasilnya akan merupakan pengecilan volume sehingga timbullah rongga-rongga. Jadi jelaslah adanya hubungan antara dolomitasi dan porositas. Dolomit yang biasanya mempunyai porositas yang baik bersifat sukrosik, yaitu berbentuk hampir menyerupai gula pasir. Sering juga dolomit ini terdapat porositas yang bersifat gerowong yang mungkin disebabkan karena banyak kalsit yang belum diganti oleh dolomit, dan berbentuk patches atau berbentuk yang lebih besar dari satu kristal. Semua bentuk itu kemudian dilarutkan dan menghasilkan porositas gerowong ini. Dolomitasi juga terjadi dalam batuan gamping yang bersifat terumbu. Bahkan banyak koral yang di dolomitasi juga menimbulkan gerowong-gerowong yang besar, sehingga akan memperlihatkan porositas interkristalin.

Dolomite di bedakan menjadi 2 menurut sifatnya antara lain :

- a) Dolomit yang bersifat primer
Terbentuk dalam suatu laguna atau laut tertutup yang sangat luas, dengan temperatur sangat tinggi.
- b) Dolomit rubahan (replacement)
Terutama terjadi pada dolomitasi gamping yang bersifat terumbu, dengan teori yang terkenal yaitu Supratidal Seepage Reflux. Disini dijelaskan bahwa terumbu yang bersifat penghalang akan membentuk suatu laguna dibelakangnya. Laguna ini hanya terisi air laut pada waktu-waktu badai, dan air laut yang terdapat dibelakang terumbu yang menghalangi itu menjadi tinggi kegaramannya. Akan tetapi air garam yang terjebak didalam laguna yang

demikian, mineral Magnesium-nya akan sangat tinggi dan juga berat jenisnya akan meningkat. Oleh karena itu akan terjadi suatu perembesan kembali (reflux) melalui pori-pori yang terdapat dalam gamping kerangka ataupun terumbu tersebut kembali lagi ke laut bebas. Pada waktu perembesan melalui kerangka gamping, terjadilah dolomitasi. Sehingga jelaslah bahwa dolomitasi ini merupakan proses yang paling penting dan asosiasinya dengan porositas sangat jelas.

2.4.4 Gamping Afanitik

Batu gamping yang bersifat afanitik dapat pula bertindak sebagai batuan reservoir, terutama jika porositasnya didapatkan secara sekunder. Misalnya karena peretakan ataupun karena pelarutan dibawah suatu ketidakselarasan. Batuan karbonat dapat dibagi menjadi berbagai klasifikasi yaitu:

2.4.4.1 Type Compact Crystallin

Pada tipe ini matrik tersusun rapat oleh kristalin yang saling mengisi diantara pori-pori yang non visbel, diperkirakan 1-5 % dari pori-pori ini kurang begitu efektif. Permukaan batuan nya merupakan permukaan yang paling licin.

2.4.4.2 Type Chalky

Untuk tipe ini matrik batuan tersusun dari kristal-kristal kecil, sehingga ruang pori-pori terisi rapat oleh partikel-partikel tersebut dan hanya tampak bila dilihat dengan mikroskop. Permeabilitasnya berkisar antara 10-30 md. Dengan kenampakan batuan nya yang baru dibelah akan menunjukkan permukaan yang suram seperti kapur.

2.4.4.3 Type Granular satu sacharoidal

Pada tipe ini matrik tersusun dari kristal-kristal, yang hanya sebagian saja kontak antara satu sama lainnya. Sehingga akan memberikan ruang antar pori-pori yang saling berhubungan. Permeabilitas sangat tinggi, hingga bisa mencapai beberapa ratus millidarcy.

2.5 Karakteristik Reservoir Karbonat

Batuan karbonat merupakan sebutan yang umum untuk *limestone*, untuk menghindari pembedaan antara *dolomite* (yang kalsium oleh magnesium) dan limestone murni (kalsium karbonat). Perbedaan batuan karbonat dengan batuan pasir terutama adalah tipe pori-pori batumannya. Oleh karena itu batuan karbonat sangat *soluble* dan *brittle* maka batuan ini seringkali memiliki porositas yang sangat besar, yang dikenal dengan *channel* atau *vugs*. Karena sifatnya rapuh maka batuan karbonat sering dijumpai rekahan-rekahan (*fractures*). Porositas retakan dapat terjadi pada batu pasir maupun karbonat atau bahkan dapat terjadi pada batuan vulkanik dasar (*basement*).

Pada batuan karbonat apabila batuan ini terlipat atau terpatahkan maka akan terbentuk rekahan-rekahan sepanjang bidang datarnya. Rekahan ini akan sangat tergantung pada dari posisi tekanan atau tarikan (*compresional or tensional stress enviroments*) yang ada. Apabila terjadi pada daerah kompresi biasanya berada sepanjang patahan (*faults*) dan lipatan yang sangat tajam (*sharp folds*), maka rekahan terjadi akan sangat rapat. Hal ini tidak akan berpengaruh banyak pada besaran porositas dan permeabilitas. Sehingga, reservoir minyak pada daerah ini bisa jadi tidak komersial. Namun sebaliknya, apabila patahan atau pelipatan yang terjadi pada daerah tarikan (*tension*) maka akan menghasilkan rekahan-rekahan yang sangat potensial menjadi reservoir minyak yang besar. Daerah ini biasanya terjadi pada suatu pelipatan *anticline*, dimana rekahan tensional akan tegak lurus dengan lapisan baik paralel maupun tegak lurus dengan arah lipatan (anonymous, 2001).

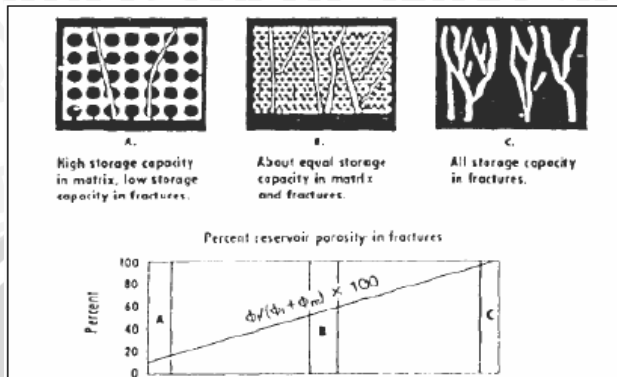
2.6 Rekahan

Rekahan dapat terjadi pada semua formasi batuan baik yang ada dibawah permukaan maupun di atas permukaan. Struktur rekahan dalam batuan dimana tidak ada atau sedikit pergeseran disebut sesar. Struktur rekahan pada batuan dipengaruhi oleh gaya-gaya yang bekerja pada batuan tersebut. (Bakulin.dkk., 2000) menyebutkan bahwa rekahan terjadi karena beberapa sebab, antara lain:

- Deformasi structural yang berhubungan dengan lipatan dan patahan.

- Erosi yang cepat dan dalam pada batuan atau formasi diatasnya (*over burden*) sehingga terjadi ekspansi.
- Penyusutan volume sebagai akibat pendinginan batuan beku atau pengeringan pada batuan sedimen.
- Rekahan terjadi akibat pelepasan tekanan fluida didalam pori-pori yang besar.

Rekahan yang terjadi pada batuan reservoir memberikan efek yang signifikan dalam produksi minyak. Batuan reservoir harus memiliki sifat porous dan permeable. Kontribusi porositas rekahan sangatlah penting dalam memberikan kapasitas penyimpanan fluida untuk beberapa reservoir, tetapi juga dapat memberikan kontribusi yang kecil dibandingkan porositas batuan. (Bakulin.dkk., 2000) mengklasifikasikan kapasitas penyimpanan fluida terhadap porositas matrik dan rekahan yang di tunjukkan (Gambar 2.3) untuk gambar 2.3 A memperlihatkan suatu kasus dimana matrik mempunyai kapasitas penyimpanan yang besar sedangkan kapasitas penyimpanan rekahan sangat kecil. Gamabar 2.3 B menunjukkan kapasitas penyimpanan fluida pada matrik dan rekahan hampir sama besar. Kemudian apabila permeabilitas matriksnya juga cukup tinggi maka reservoir semacam ini akan mempunyai laju aliran maupun *recorvery* yang tinggi. Dan Gambar 2.3 C menunjukkan kasus dimana seluruh kapasitas penyimpanan fluida ada pada rekaitan rekahannya. Reservoir jenis ini dapat memberikan laju alairan yang tinggi pada saat-saat awalnya, tetapi dalam waktu yang singkat laju aliran tersebut turun dengan tajam ketingkat yang tidak ekonomis.



Gambar 2.3 Skema Distribusi Porositas Pada Reservoir Rekahan Alami (Bakulin.dkk, 2000).

Interaksi antara rekahan dan matriks penting diketahui dalam karakterisasi reservoir dan produksi. Kehadiran rekahan dapat memberikan efek positif pada batuan reservoir atau sebaliknya. Kenaikan porositas dan permeabilitas total batuan karena adanya rekahan memberikan efek positif. Hal ini berkaitan dengan kapasitas penyimpanan fluida dan hidrokarbon yang dapat di produksi. Berdasarkan hal ini (Bakulin.dkk.,2000) membagi atau mengklasifikasikan reservoir rekahan alami menjadi 4 tipe yaitu :

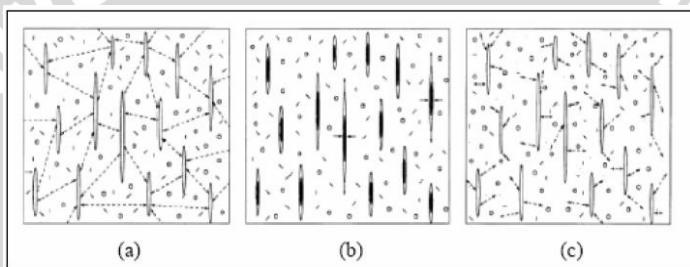
1. Tipe 1 adanya rekahan memberikan kenaikan porositas dan permeabilitas yang signifikan.
2. Tipe 2 rekahan memberikan kenaikan yang signifikan terhadap permeabilitas.
3. Tipe3 rekahan memberikan pengaruh permeabilitas yang signifikan pada reservoir yang telah di produksi.
4. Tipe 4 rekahan tidak memberikan tambahan porositas dan permeabilitas tetapi memberikan pengaruh anisotropi reservoir (barrier).

2.7 Mekanisme Aliran Fluida Dalam Rekahan

Teori Hudson yang telah dikembangkan melibatkan tiga mekanisme terjadinya atenuasi dan perubahan kecepatan akibat adanya aliran fluida dalam media yang terekahkan (Russel,1996). Teori ini merupakan satu-satunya teori yang melibatkan koefisien atenuasi atau kualiti factor anisotropi sebagai fungsi dari parameter

petrofisik dan frekuensi. Tiga mekanisme proses relaksasi akibat adanya aliran fluida (mekanisme perpindahan fluida), dapat terjadi sebagai berikut :

1. Diantara rekahan yang saling berhubungan melalui pathway mikroskopik.
 2. Didalam rekahan yang terisolasi dimana tersaturasi sebagian (partially saturated).
 3. Dari rekahan ke sekitar pori-pori matriks (equant porosity).
- Ketiga mekanisme tersebut dapat dilihat pada (Gambar 2.3) dibawah ini).



Gambar 2.4 Mekanisme aliran fluida didalam batuan yang terekahkan (a). antar rekarahan (b). partially saturated (c). equant porosity (Bakulin.dkk.,2000).

2.8 Anisotropi

Bumi memiliki sifat anisotropi dan heterogen bukan isotropi dan homogen. Anisotropi didefinisikan sebagai variasi sifat fisik pada satu titik terhadap arah pengukuran, sedangkan heterogen adalah ketergantungan sifat fisik berdasarkan posisi pengukuran. Kebalikan dari pengertian ini adalah isotropi dan homogen. Dalam hal ini yang berhubungan dengan anisotropi adalah variasi sifat fisik kecepatan suatu gelombang seismik dan atenuasi, permeabilitas dan lain-lain. Anisotropi dipengaruhi beberapa hal antara lain kristal mineral batuan, perlapisan saat pengendapan dan rekahan karena stress.

2.9 Tipe Anisotropi

Tipe anisotropi yang umum digunakan untuk mewakili kondisi batuan dibawah permukaan adalah *transversal isotropy*. Disebut *transversal isotropy* karena bidang tegak lurus terhadap garis

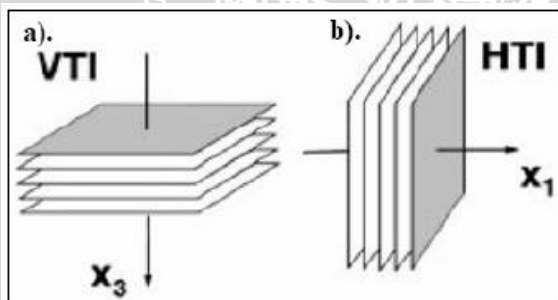
sumbu simetri mempunyai sifat yang sama (isotropi). Dua tipe sederhana dari model ini adalah (Aleman.P.B, 2004) :

2.9.1 Medium Vertical Transversal Isotropy (VTI)

Tipe ini memiliki sumbu simetri vertikal (arah x_3) yang tegak lurus dengan bidang perilisan (Gambar 2.5 A). Medium ini dapat di analogikan dengan lapisan batuan sedimen yang tipis. Kecepatan gelombang seismic yang melalui medium ini pada arah vertikal secara umum lebih lambat dibandingkan gelombang seismic yang melalui arah horisintal.

2.9.2 Medium Horizontal Transversal Isotropy (HTI)

Tipe ini mirip dengan VTI yang tegak (90°) dengan sumbu simetris kearah horizontal (Gambar 2.5 B). Medium HTI umumnya digunakan untuk memodelkan batuan dengan rekahan vetikal. Rekahan vertikal atau ketidak seragaman tekanan horizontal dapat menyebabkan anisotropi terhadap arah pengukurannya. Kecepatan gelombang P yang melalui bidang rekahan (searah bidang isotropi) lebih cepat di bandingkan searah sumbu simetri.

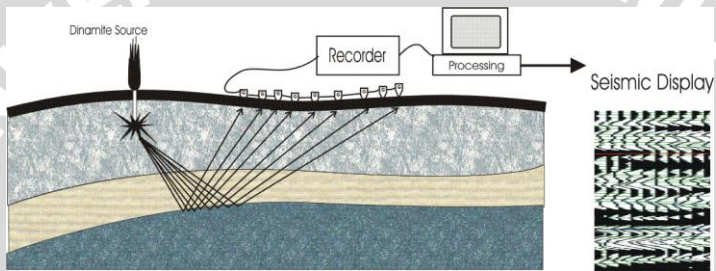


Gambar 2.5 Skema a) Model VTI b) Model HTI (Bakulin dkk 2000).

2.10 Seismik Refleksi dan Impedansi Akustik

Metode seismik refleksi dimulai dengan membuat sebuah sumber gelombang seismic yang akan merambat ke dalam medium bumi yang diasumsikan terdiri dari lapisan-lapisan batuan. Jika gelombang seismic melalui batuan yang mempunyai densitas ρ_1 dengan kecepatan V_1 kemudian melalui batuan yang mempunyai densitas ρ_2 dengan kecepatan V_2 , maka sebagian energi gelombang

seismik akan dipantulkan pada bidang batas dan sebagian akan diteruskan. Gelombang yang dipantulkan ini kemudian ditangkap oleh *receiver* berupa *geophone* di permukaan. Even yang dapat dikatakan sebagai *arrivals of energy* yang bervariasi secara sistematis dari *trace* ke *trace* dan dipercaya sebagai energi refleksi dapat diidentifikasi pada rekaman (Ginancar dan A.Latief,2006). Gelombang yang terekam di serangkaian *geophone* ini kemudian direkonstruksi sehingga dapat menggambarkan keadaan bawah permukaan bumi. Ilustrasi metode seismik refleksi dapat dilihat pada (Gambar 2.6) di bawah ini :



Gambar 2.6 Ilustrasi metode seismik refleksi (Ginancar dan A.Latief,2006).

Pada kasus gelombang dengan sudut datang normal, maka gelombang yang direfleksikan dan ditransmisikan akan mempunyai bentuk pulsa gelombang yang sama dengan gelombang datang namun berbeda dalam besar amplitudonya. Perbandingan antara besar amplitudo gelombang yang terpantulkan dan gelombang datang tersebut dinamakan koefisien refleksi, yaitu (Ginancar dan A.Latief, 2006) :

$$R = \frac{A_r}{A_d} \quad (2.7)$$

Dimana :

R = Koefisien Refleksi

A_r = Amplitudo gelombang refleksi

A_d = Amplitudo gelombang datang

2.10.1 Impedansi

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah impedansi akustik (IA) yang merupakan hasil perkalian antar densitas (ρ) dan kecepatan (v) (Hampson dan Russell, 2005).

$$IA = \rho v \quad (2.8)$$

Dimana :

IA = Impedansi Akustik (m/s. g/cm³)

ρ = densitas (g/cm³)

V = kecepatan (m/s)

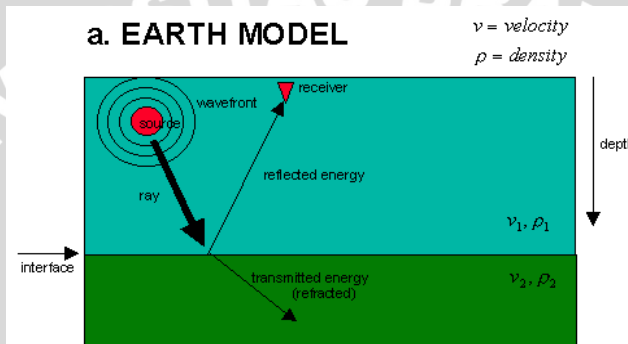
Dalam mengontrol harga impedansi akustik (IA) kecepatan mempunyai arti lebih penting daripada densitas. Kecepatan gelombang dalam batuan (umumnya bernilai ribuan feet per sekon), dimana pergerakan partikel mengalirkan energi yang terjadi dan menentukan kecepatan gelombang seismik dalam batuan tersebut. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air,minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas.

(Anstey ,1997) menganalogikan impedansi akustik (IA) dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras (hard rock) dan sukar dimampatkan seperti batu gamping dan granit mempunyai impedansi akustik (IA) yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai impedansi akustik (IA) rendah.

Harga kontras impedansi akustik (IA) dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras impedansi akustik (IA)-nya (Sukmono, 1999). Kecepatan gelombang akustik lebih besar ketika melewati batuan karbonat daripada *shale* akan tetapi karena ada kehadiran gas yang terdapat pada batuan karbonat mampu menjadikan suatu anomali *bright spot*. Hal ini biasanya menjadi tolak ukur adanya hidrokarbon pada zona tersebut. Sedangkan *dim spot* adalah suatu tipe dari seismik yang amplitudo lemah. Melemahnya amplitudo sehubungan dengan hidrokarbon yang berkurang dikarenakan impedansi akustik yang kontras diantara reservoir dan batuan keras atau bisa dihubungkan dengan perubahan stratigrafi yang mengurangi nilai impedansi akustik (Sukmono dan Abdullah, 2001).

2.10.2 Koefisien Refleksi

Koefisien Refleksi, merupakan cerminan dari bidang batas media yang memiliki harga Impedansi Akustik yang berbeda. Perbandingan antara amplitudo gelombang pantul dengan gelombang datang disebut sebagai koefisien refleksi. Koefisien sudut datang nol merupakan besarnya koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat atau gelombang yang mempunyai gelombang datang tegak lurus terhadap bidang pantul. Di bawah ini (Gambar 2.4) merupakan koefisien refleksi.



Gambar 2.7 Koefisien refleksi yang terjadi ketika sinyal direfleksikan oleh sebuah reflektor (Sukmono,1999).

Reflektivitas disebut juga sebagai koefisien refleksi (KR), merupakan konsep fisika dalam metode seismik. Pada dasarnya setiap koefisien refleksi dapat dianggap sebuah respon dari wavelet seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik (IA) di dalam bumi yang didefinisikan sebagai hasil perkalian antara kecepatan kompresional (V_p) dan densitas. Secara matematis, konversi dari impedansi akustik ke reflektivitas meliputi pembagian beda impedansi akustik dengan jumlah impedansi akustik tersebut. Hal ini akan memberikan persamaankoefisien refleksi pada batas antara kedua lapisan yaitu (Sukmono,1999):

$$KR = \frac{(\rho_1 V_1 - \rho_1 V_1)}{(\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1)} \quad (2.9)$$

Dimana :

KR = Koefisien Refleksi

ρ = Densitas

V = Kecepatan

2.10.3 Wavelet

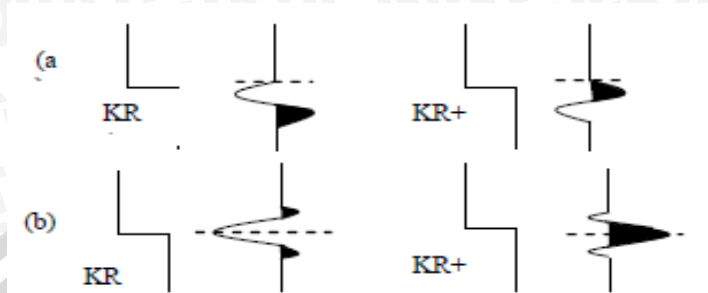
Wavelet merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang harmonik yang mempunyai amplitudo, frekuensi, dan fase tertentu. Suatu gelombang harmonik dapat dilihat secara unik melalui tiga karakter gelombang, yaitu:

- a) Amplitudo maksimum adalah simpangan maksimum suatu gelombang harmonik dari nilai simpangan rata-rata. Satuan amplitudo dapat berupa volt, millimeter, derajat celsius dan lain-lain.
- b) Frekuensi adalah jumlah gelombang per detik. Frekuensi dapat ditentukan dengan menghitung jumlah puncak dalam interval satu detik.
- c) Fase selalu diukur relatif terhadap suatu referensi. Fase dinyatakan dalam derajat yang memberikan fraksi putaran yang puncaknya bergeser dari titik referensi dan dinyatakan dalam $360^\circ \times \text{fraksi}$ (Anonymous, 2001).

Pada umumnya, wavelet seismik mempunyai beberapa fase, dan yang sering digunakan adalah:

- 1) Fase nol (*zero phase*) adalah wavelet yang mempunyai komponen frekuensi puncak yang simetri dan mempunyai referensi pada titik nol.
- 2) Fase minimum (*minimum phase*) adalah wavelet yang energi gelombangnya terkonsentrasi di depan gelombang (Sismanto, 1999).

Sebagai contoh pada (Gambar 2.8) di bawah ini menunjukkan polaritas normal dan terbalik untuk wavelet yang mempunyai fasa minimum dan fasa nol.



Gambar 2.8 (a) Fase minimum (b) Fase nol (Sukmono, 2001).

2.11 Data Log

Log adalah suatu grafik kedalaman (bisa juga waktu), dari suatu data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan didalam sebuah sumur (Harsono, 1997).

Ada beberapa jenis log yang digunakan dalam identifikasi kandungan hidrokarbon karbonat, yaitu: Log Sonic, Log Density, Log Resistivity, Log Gamma Ray, Log Spontaneous Potensial, Log Neutron yang masing-masing akan di jeleskan di bawah ini.

2.11.1 Log Sonic

Dalam identifikasi bawah permukaan log sonic antara lain dimanfaatkan untuk menentukan porositas batuan, menentukan koefisien refleksi (KR), dan bersama log lain untuk menentukan litologi. Kenaikan porositas akan menggeser kurva ke kiri (semakin kecil).

2.11.2 Log Density

Beberapa kelebihan dari *log Density* antara lain mampu mengukur berat jenis batuan yang kemudian digunakan untuk menentukan porositas batuan tersebut, dapat membedakan minyak dari gas dalam ruang pori-pori karena fluida tadi berbeda berat jenisnya, dan bersama log lain misalnya log netron, lithologi batuan dan tipe fluida yang dikandung batuan dapat ditentukan. Densitas *sandstone* biasanya lebih kecil dari dansitas batubara (coal) oleh sebab itu porositas *sandstone* lebih tinggi dari porositas batubara. Pada pemakaian "*sandstone compatible scales*", maka kurva RHOB

(densitas) dan NPHI (neutron) akan *crossover* (berpotongan) jika terdeteksi adanya konsistensi keberadaan gas atau minyak.

2.11.3 Log Resistivity

Log Resistivity adalah log yang bekerja berdasarkan konduktivitas batuan. Jadi semakin tinggi nilai konduktivitasnya maka resistivitasnya semakin kecil. Arus listrik dapat mengalir didalam formasi batuan dikarenakan konduktivitas dari air yang dikandungnya. Resistivitas formasi diukur dengan cara mengirim arus bolak-balik langsung ke formasi (Laterolog) atau menginduksikan arus listrik ke dalam formasi (Alat induksi). Dalam aplikasi lapangan Laterolog menawarkan banyak kelebihan dibandingkan alat induksilama antara lain resolusi vertikal lebih baik daripada alat konduksi dan mampu mengukur resistivitas dari 0.2 sampai dengan 40.000 Ohm. Akan tetapi untuk mendeteksi hidrokarbon diperlukan data geologi setempat atau dari data sumur disekitarnya, dimana untuk resistivitas rendah digunakan induksi sedangkan untuk resistivitas tinggi adalah laterolog (Harsono, 1997).

2.11.4 Log Gamma Ray

Prinsip Log Gamma Ray adalah suatu rekaman tingkat radioaktifitas alami yang terjadi karena tiga unsur yaitu uranium (*U*), thorium (*Th*), dan Potassium (*K*) yang ada pada batuan. Sinar Gamma sangat efektif dalam membedakan lapisan permeabel dan tak-permeabel karena unsur-unsur radioaktif cenderung berpusat didalam serpih yang tak permeabel, dan tidak banyak terdapat dalam batuan karbonat atau pasir yang secara umum adalah permeabel. Log Gamma –Ray biasa digunakan untuk menentukan jenis litologi dari suatu batuan.

Pada formasi permeabel tingkat radiasi Gamma-Ray lebih rendah dan kurva akan turun ke kiri. Sehingga log Gamma-Ray adalah log permeabilitas yang bagus sekali karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih dari lapisan permeabel (Harsono, 1997).

2.11.5 Log Spontaneous Potential (SP)

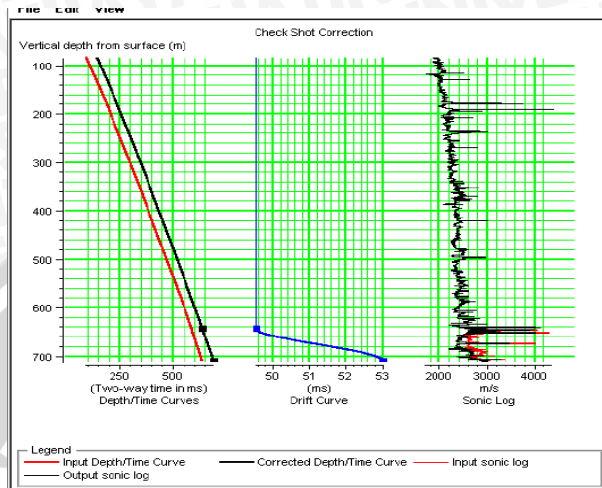
Aplikasi dari log SP antara lain adalah untuk membedakan batuan yang permeabel dan nonpermeabel dan sebagai *clay indicator*. Fungsi dari log SP sama dengan log Gamma-Ray yaitu sebagai *lithology tool*, sehingga apabila sudah tersedia log Gamma-Ray biasanya log SP tidak digunakan.

2.11.6 Log Neutron

Log Neutron diperoleh dari pemancaran partikel neutron ke dalam batuan. Karena massa atom hidrogen (H) sama dengan massa neutron maka atom hidrogen memiliki kemampuan dalam memperlambat partikel neutron dibanding atom lain dalam batuan. Dalam pembacaan log neutron atom hidrogen berperan besar. Fungsi dari log neutron antara lain yaitu untuk menentukan porositas batuan yang terisi air, minyak atau gas. Selain itu bersama log density, dapat dipakai untuk menentukan litologi serta tipe fluida yang mengisi pori batuan (Harsono, 1997).

2.12 Data Check-Shot

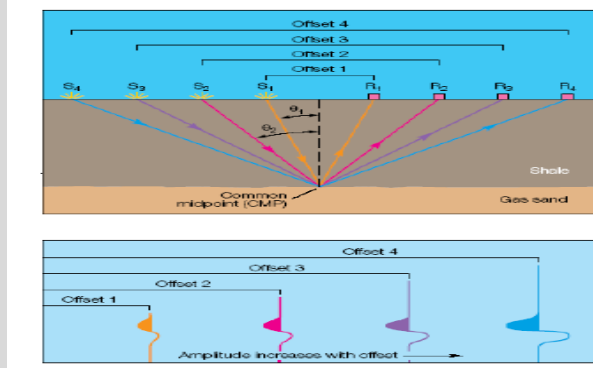
Data *check-shot* menyediakan waktu yang akurat atau kedalaman korelasi dari nol survei Insiden Offset atau Normal. Check-Shot memberikan lembar konfirmasi di mana letak posisi target berada dalam waktu dan kedalaman, terlepas dari geometri sumur bor, sehingga dapat dengan cepat membuat keputusan pengeboran informasi dan posisi bit secara langsung dalam bagian seismic. Yang termasuk data check-shot antara lain rata-rata Interval dan data velocity RMS menyediakan informasi penting untuk kalibrasi log akustik, dan meningkatkan korelasi seismogram sintetik turunan untuk log seismic. Selain itu, check-Shot data menyediakan estimasi yang meningkatkan pengolahan permukaan seismic. Gambar 2.9 data check-shot yang dikoreksi dengan log sonic (Hampson dan Russell. 2005).



Gambar 2.9 Data *Check-Shot* (Hampson dan Russell, 2005)

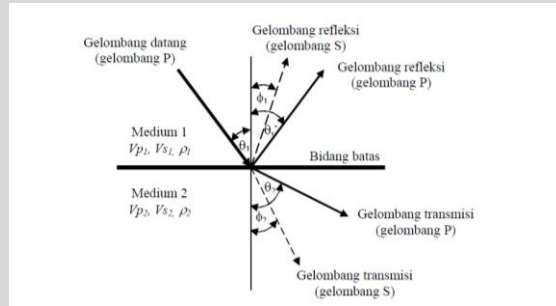
2.13 Prinsip Dasar AVO

Analisis AVO bertumpu pada perubahan amplitudo sinyal terpantul terhadap jarak dari sumber gelombang ke geophone penerima. Dalam hal ini semakin besar jarak antara sumber ke penerima (*offset*) semakin besar pula sudut datangnya (Gambar 2.9).



Gambar 2.10 Hubungan antara *offset* dengan sudut datang (θ) dan sinyal datang yang terekam dalam titik reflektor yang sama (Chiburis.dkk.,1993)

Pengamatan amplitudo terhadap *offset* dapat diamati pada setiap titik pantul yang sama *Common Depth Point (CDP)* dengan asumsi setiap energi dari sumber diterima oleh receiver dengan *offset* tertentu. Karakteristik AVO ditentukan oleh koefisien refleksi sudut datang normal dan kontras rasio Poisson (σ) pada reflektornya (Ostrander, 1984). Koefisien refleksi dan transmisi yang terjadi pada bidang batas adalah gelombang P datang, gelombang P refleksi, gelombang P transmisi, gelombang S refleksi, dan gelombang S transmisi (Gambar 2.11). Ketika gelombang datang melewati batas medium maka gelombang akan direfleksikan dan ditransmisikan. Jika gelombang menuju ke medium yang lebih rapat maka akan menjauhi garis normal dan direfleksikan mendekati garis normal.



Gambar 2.11 Refleksi dan transmisi gelombang P untuk sudut datang tidak sama dengan nol (Yilmaz, 2001).

Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum Snell, yaitu:

$$\frac{\sin \theta_1}{v_{p1}} = \frac{\sin \theta_1}{v_{p1}} = \frac{\sin \theta_2}{v_{p2}} = \frac{\sin \theta_2}{v_{s1}} = \frac{\sin \theta_2}{v_{s2}} = p \quad (2.9)$$

Dengan

θ_1 : Sudut datang gelombang P.

θ_1 : Sudut refleksi gelombang P.

θ_2 : Sudut transmisi gelombang P.

ϕ_1 : Sudut refleksi gelombang S.

ϕ_2 : Sudut transmisi gelombang S.

p : Parameter gelombang.

V_{p_1} : Kecepatan gelombang P pada medium pertama.

V_{p_2} : Kecepatan gelombang P pada medium kedua.

V_{s_1} : Kecepatan gelombang S pada medium pertama.

V_{s_2} : Kecepatan gelombang S pada medium kedua.

(Zoeppritz,1919) telah menghubungkan parameter-parameter yang berupa amplitudo refleksi dan transmisi sebagai fungsi dari sudut datang, ΔV_p , ΔV_s , dan $\Delta \rho$ dari fenomena perambatan gelombang untuk sudut datang tidak sama dengan nol menjadi matriks sebagai berikut :

$$\begin{bmatrix} \sin \theta_1' & \cos \phi_1 & -\sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ -\cos \theta_1' & \sin \phi_1 & -\cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1' & \frac{V_{p1}}{V_{s1}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{s2}^2 V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2 V_{p2}} \sin 2\theta_2 & -\frac{\rho_2 V_{s2} V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2} \cos 2\phi_2 \\ \cos 2\phi_1 & -\frac{V_{s1}}{V_{p1}} \sin 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 V_{p2}}{\rho_1 V_{p1}} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 V_{s2}}{\rho_1 V_{p1}} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{PP} \\ R_{PS} \\ T_{PP} \\ T_{PS} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1' \\ -\cos \theta_1' \\ \sin 2\theta_1' \\ -\cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (2.10)$$

Dengan :

R_{PP} : koefisien refleksi gelombang P

θ_1 : sudut refleksi gelombang P

R_{PS} : koefisien refleksi gelombang S

θ_2 : sudut transmisi gelombang P

T_{PP} : koefisien transmisi gelombang P

ϕ_1 : sudut refleksi gelombang S

T_{PS} : koefisien transmisi gelombang S

ϕ_2 : sudut transmisi gelombang S

V_P : koefisien gelombang P

ρ : densitas

V_s : kecepatan

1,2 : indeks medium lapisan 1 dan 2

Zoeppritz yang menghasilkan koefisien refleksi dan transmisi pada satu bidang batas sebagai fungsi sudut datang bila yang datang adalah gelombang P.

2.14 Penyederhanaan Persamaan Zoeppritz

Persamaan Zoeppritz memiliki beberapa persamaan antara lain:

2.14.1 Aki dan Richard (1980)

Perumusan persamaan Zoeppritz cukup sulit dan kurang praktis. Kerumitannya muncul pada saat perhitungan koefisien refleksi atau transmisi melampaui sudut kritis. (Aki dan Richards, 1980) menggunakan asumsi persamaan Zoeppritz ke dua dengan menambahkan konsep harga perubahan densitas lapisan, kecepatan gelombang P dan S pada bidang batas, diperoleh hubungan sebagai berikut:

$$R(\theta) = a \frac{\Delta \rho}{\rho} + b \frac{\Delta Vp}{Vp} + c \frac{Vs}{Vs} \quad (2.11)$$

Dengan :

$$a = \frac{1}{2} - \left[\frac{2Vs^2}{Vp^2} \right] \sin^2 \theta; b = \frac{1}{2 \cos \theta^2} = \frac{1}{2} (1 + \tan^2 \theta);$$

$$c = - \left[\frac{4Vs^2}{Vp^2} \right] \cdot \sin^2 \theta$$

$$\begin{aligned} \Delta Vp &= Vp_1 - Vp_2; \Delta Vs = Vs_1 - Vs_2; \Delta \rho = \rho_1 - \rho_2; Vp_1 \\ &= \frac{1}{2} (Vp_1 + Vp_2); Vs_1 = \frac{1}{2} (Vs_1 + Vs_2); \rho \\ &= \frac{1}{2} (\rho_1 + \rho_2) \end{aligned}$$

$$\theta = \frac{1}{2} (\theta_1 + \theta_2); \theta_t = \arcsin \left[\left(\frac{Vp_2}{Vp_1} \right) \cdot \sin \theta_1 \right] \quad (2.12)$$

2.14.2 Shuey (1985)

Shuey (1985) menyusun kembali persamaan (aki dan Richart 1980) berdasarkan sudut datang menjadi :

$$R = \left[\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \right] + \left[\frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \cdot \frac{\Delta V_p}{V_s} - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \cdot \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \sin^2 \theta + \left[\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{\rho} \right] (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (2.13)$$

Dengan memasukkan perbandingan V_p/V_s dalam besaran rasio poisson untuk koefisien refleksi pada bidang batas lapisan kepersamaan (2.13) di dapat pendekatan :

$$R(\theta) = R_p + \left[R_p H_0 + \frac{\Delta \sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \right) (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (2.14)$$

Dimana :

$$R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]; \sigma = \frac{(\sigma_1 + \sigma_2)}{2}; \Delta \sigma = \sigma_2 - \sigma_1$$

$$H = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta V_p / V_p + \Delta \rho / \rho}; H_0 = H - 2(1 + H) \frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \quad (2.15)$$

Dengan:

- σ : rata-rata poisson ratio
- $\sigma \Delta$: perbedaan σ yang melewati bidang batas = $\sigma_1 - \sigma_2$
- 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 = $\frac{\theta_1 + \theta_2}{2}$
- ρ : rata-rata densitas formasi = $\frac{\rho_1 + \rho_2}{2}$
- $\Delta \rho$: perbedaan densitas yang melewati bidang batas = $\rho_1 - \rho_2$
- R_p : koefisien sudut normal ($\theta = 0^\circ$)

Untuk sudut yang kecil dengan pendekatan pada sudut mencapai 30° maka $\sin^2 \theta \approx \tan^2 \theta$ sehingga persamaan (2.15) menjadi :

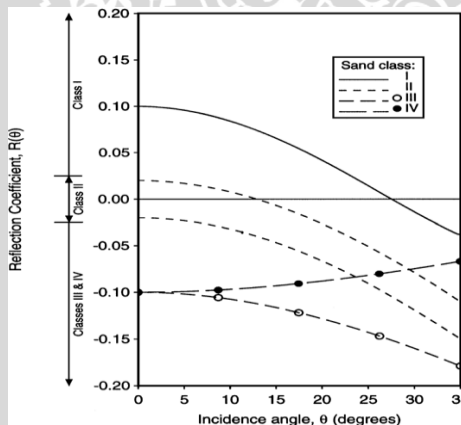
$$R(\theta) = R_p + G \sin^2 \theta = A + B \sin^2 \theta \quad (2.16)$$

Persamaan (2.16) merupakan persamaan linier dengan G adalah fungsi Ratio Poisson terhadap densitas dari lapisan pemantul yang dikenal sebagai gradient AVO atau slope yaitu

$G = B = R_p H_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\theta)^2}$ dan $R_p = A$ adalah reflektifitas normal incidence atau intercept. Jadi terlihat dengan jelas ada perubahan nilai $R(\theta)$ terhadap sudut atau *offset*.

2.15 Klasifikasi Rutherford dan Williams

Rutherford dan Williams (1989) mempublikasikan klasifikasi anomali AVO yang membagi anomali AVO (berdasarkan kandungan minyak dan gas) menjadi tiga kelas yaitu: kelas I, (*high impedance contrast sands*), kelas II, (*near-zone impedance contrast sands*); dan kelas III, (*low impedance contrast sands*). (Castagna.dkk.,1998) memperkenalkan *sandstone* kelas IV setelah ia melakukan *crossplot* AVO berdasarkan klasifikasi Rutherford dan Williams (Gambar 2.12).

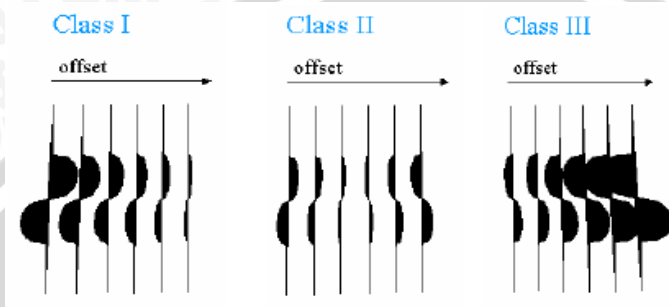


Gambar 2.12. Koefisien refleksi gelombang P pada top masing-masing pasirgas, Klasifikasi menurut (Rutherford dan Williams,1989).

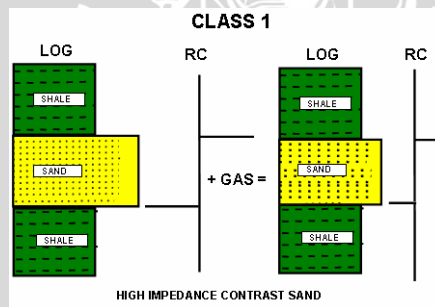
2.15.1 Kelas I (*high impedance contrast sands*)

Koefisien refleksi mempunyai nilai positif yang tinggi pada *offset* nol dan amplitudo menurun seiring bertambahnya *offset* atau sudut pantulnya. Reservoir ini mempunyai porositas tinggi dan

mempunyai nilai impedansi lebih tinggi dibandingkan lapisan batuan penutup di atasnya (Gambar 2.13) dan (Gambar 2.14) merupakan klasifikasi dari Rutherford mengenai amplitude terhadap offset.



Gambar 2.13 Amplitudo terhadap *offset* untuk klasifikasi Rutherford dan Williams (Rutherford.dkk., 2000).

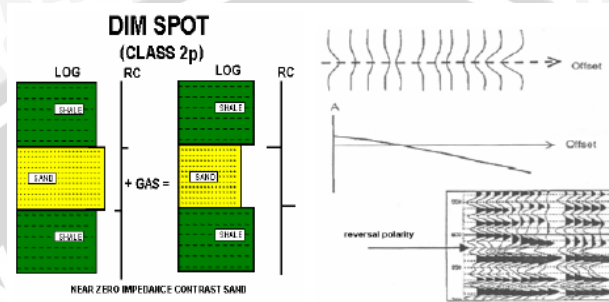


Gambar 2.14 Kandungan gas membuat koefisien refleksi tinggi menjadi rendah (Fransisca, 2005).

2.15.2 Kelas II (*near-zone impedance contrast sands*)

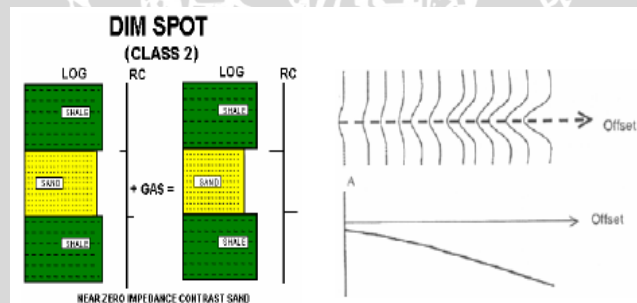
Gas sand kelas II memiliki harga IA yang hampir sama dengan *cap*. Koefisien refleksi dari *normal incidence* bernilai kecil (magnitudonya kurang dari 0,02) pada *top* dan *base* pasirgas, tetapi amplitudonya lebih besar daripada sekitarnya. Tipe pasir jenis ini lebih kompak dan terkonsolidasi. Pasirgas kelas II dibagi menjadi dua yaitu kelas II dan Iip. Kelas II mempunyai koefisien refleksi nol pada *offset* sama dengan nol, sedangkan kelas Iip mempunyai koefisien refleksi positif pada *zero offset* dan terjadi pembalikan polaritas di dekat *near offset*. (Gambar 2.15) menunjukkan koefisien

refleksi positif pada *offset* nol lalu mengalami penurunan hingga menjadi nol kemudian mengalami pembalikan fasa menjadi bernilai negatif seiring bertambahnya *offset* atau sudut pantul.



Gambar 2.15 Koefisien refleksi positif pada *offset* nol menurun menjadi nol hingga menjadi bernilai negatif seiring bertambahnya *offset* (Fransisca, 2005).

Sedangkan kelas 2 AVO menunjukkan nilai koefisien refleksi negatif pada *offset* nol dan menjadi bertambah negatif seiring bertambahnya *offset* atau sudut pantul (Gambar 2.16).

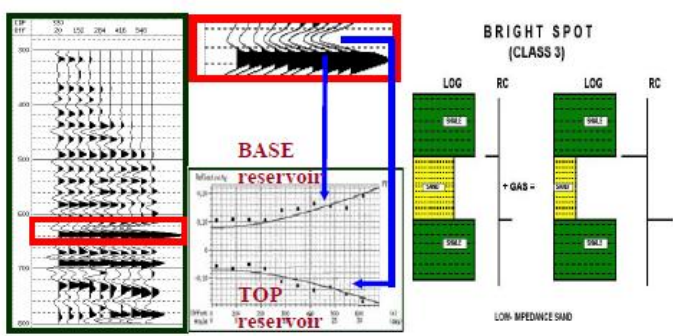


Gambar 2.16 Koefisien refleksi negatif mendekati pada *offset* nol dan menjadi bertambah negatif seiring bertambahnya *offset* (Fransisca, 2005).

2.15.3 Kelas III (*low impedance contrast sands*)

Gas sand kelas III memiliki IA lebih rendah dibandingkan *cap*. Koefisien refleksi dari *normal incidence* selalu bernilai negatif dan semakin negatif dengan kenaikan *offset*. Pada data *stack*

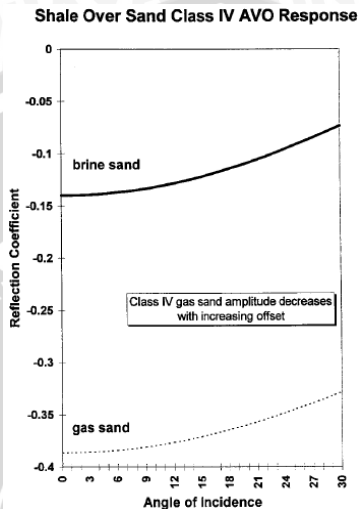
seismik, batu pasir kelas III mempunyai amplitudo dan koefisien refleksi yang tinggi di keseluruhan *offset*. Pasir tipe ini biasanya kurang terkompaksi dan *unconsolidated*. Gambar 2.17 AVO kelas 3 menunjukkan Bright Spot atau kenampakan amplitudo kuat pada penampang seismik.



Gambar 217. Koefisien refleksi bertambah negatif seiring bertambahnya *offset* (Fransisca, 2005).

2.15.4 Kelas IV (*low impedance contrast sands*)

Gas sand kelas IV berada di kuadran II, dengan *intercept* negatif dan *gradien* positif. Pada data *stack* seismik berupa *bright spot* tetapi magnitudo refleksi turun dengan kenaikan *offset*. Batupasir kelas IV biasanya 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* yang akan ditunjukkan pada kurva di bawah ini (Gambar 2.18) .

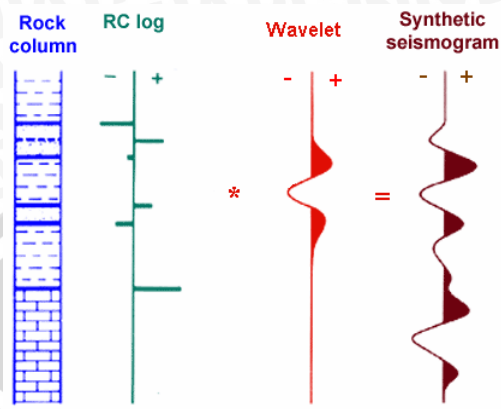


Gambar 2.18 Karakteristik AVO kelas 4 (Castagna.dkk., 1998).

2.16 Seismograp Sintetik

Seismogram sintetik merupakan hasil konvolusi antara wavelet dengan koefisien refleksi atau *reflection coefficient* (KR atau RC) seperti yang ditunjukkan (Gambar 2.19). Wavelet diperoleh dari mengekstrak gelombang seismik, sedangkan koefisien refleksi diperoleh dari rumusan yang menggambarkan perbandingan dua lapisan batuan yang mempunyai impedansi akustik atau *acoustic impedance* (IA atau AI) berbeda.

Seismogram sintetik sangat penting untuk pengikatan antara data seismik dengan data sumur atau yang biasa disebut *Well Seismic Tie*. Seismogram sintetik merupakan gelombang hasil dari pengukuran data sumur. Setelah data sumur dan data seismik terikat, ditentukan kemenerusan lapisan batuan yang diteliti.



Gambar 2.19 Seismogram sintetik hasil konvolusi antara wavelet dan koefisien refleksi (Umam, 2004).

2.17 Polaritas Seismik

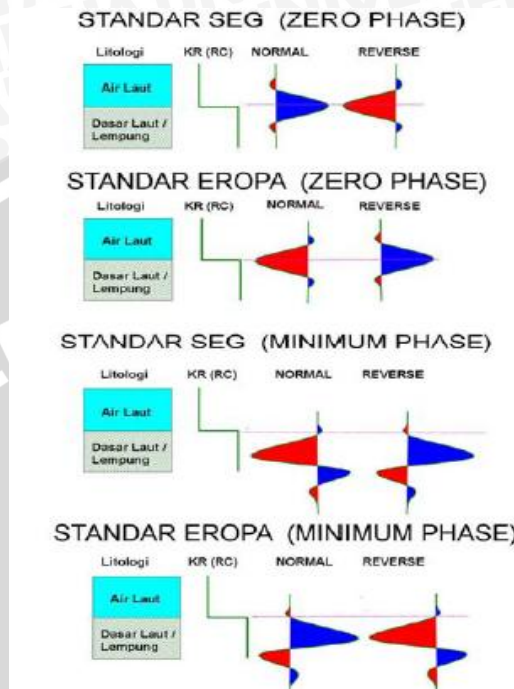
Polaritas seismik didefinisikan sebagai koefisien refleksi negatif atau positif. Terdapat dua jenis standar polaritas menurut SEG (*Society of Exploration Geophysicists*) dan Eropa. Polaritas yang umum dipakai adalah standar SEG yang didefinisikan sebagai:

- Sinyal seismik positif akan menghasilkan simpangan positif pada geofon atau hidrofons dan sebagai puncak gelombang pada penampang seismik.
- Sinyal seismik negatif akan menghasilkan simpangan negatif pada geofon atau hidrofons dan sebagai lembah gelombang pada penampang seismik.

Berdasarkan konvensi SEG ini, polaritas seismik dapat dihubungkan dengan nilai impedansi akustik (IA) dari lapisan-lapisan batuan sebagai:

- Reflektor yang mempunyai nilai $IA_2 > IA_1$ akan menunjukkan puncak (*peak*) gelombang.
- Reflektor yang mempunyai nilai $IA_2 < IA_1$ akan menunjukkan lembah (*trough*) gelombang.

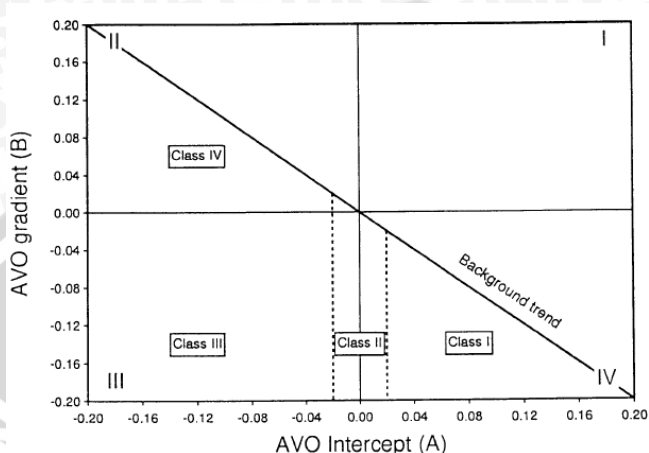
(Gambar 2.20) menunjukkan polaritas normal dan polaritas terbalik untuk wavelet fase nol dan fase minimum pada kasus koefisien refleksi yang bertambah bernilai positif, pada contoh batas air laut dengan lapisan batuan *shale*.



Gambar 2.20 Polaritas Seismik oleh konvensi SEG dan Eropa. Warna merah menunjukkan nilai amplitudo negatif dan warna biru menunjukkan nilai amplitudo positif (Abdullah, 2007).

2.18 Atribut AVO

Atribut seismik didesain untuk menjelaskan beberapa tambahan informasi tentang geologi. Atribut AVO adalah atribut amplitudo seismik yang sensitif untuk memisahkan antara respon lithologi dan fluida melalui *crossplot* antara *Intercept* dan *Gradient*. *Intercept-Gradient Crossplot* menunjukkan posisi klasifikasi AVO dalam kuadran-kuadran. Top reservoir akan selalu berada disebelah kiri *background trend* pada *crossplot* ini. *Intercept-Gradient Crossplot* dapat di plot kedalam empat kuadran seperti pada (Gambar 2.21).



Gambar 2.21 *Intercept-Gradient Crossplot* oleh Castagna dan Swan melengkapi klasifikasi AVO Rutherford dan Williams (Castagna.dkk, 1998).

Atribut AVO memiliki komponen-komponen dari sebuah sinyal yang digunakan untuk mengetahui perubahan amplitude terhadap offset atau sudut datang yang dapat diamati secara individual atau kombinasi antara dua komponen. Secara umum atribut AVO terdiri dari intercept (A) , Gradient (B), Gradient stack ($A*B$), Pseudo Poisson's Ratio ($A+B$), dan crossplot A vs B.

2.18.1 Intercept (A)

Atribut ini merupakan intercept dari grafik amplitude fungsi ($\sin^2\theta$) atau kuadrat sinus dari sudut datang. Atribut ini didefinisikan sebagai besarnya amplitude refleksi pada zero offset atau koefisien refleksi sudut datang normal. Atribut intercept ini merupakan nilai koefisien refleksi pada *zero offset*.

2.18.2 Gadien (B)

Gradient merupakan perubahan relative amplitude refleksi terhadap kuadrat sinus sudut datangnya ($\sin^2\theta$) dari gelombang seismik yang mengenai idang reflector. Gradient ini digambarkan oleh kemiringan slope dari kurva $R(\theta)$ vs $\sin^2\theta$.

2.18.3 Gradient Stack (A*B)

Atribut ini merupakan perkalian antara intercept (A) dengan gradient (B). Perkalian antara kedua atribut ini akan bernilai positif atau negatif. Nilai perkalian akan bernilai negatif jika gradient dan intercept memiliki nilai yang saling berlawanan positif atau negatifnya. Hasil perkalian yang positif menunjukkan adanya peningkatan. Amplitude terhadap offset yang merupakan anomaly AVO positif. Amplitude berkurang terhadap offset ditunjukkan oleh hasil perkalian yang negative, sedangkan amplitudo yang konstan mempunyai hasil perkalian bernilai nol.

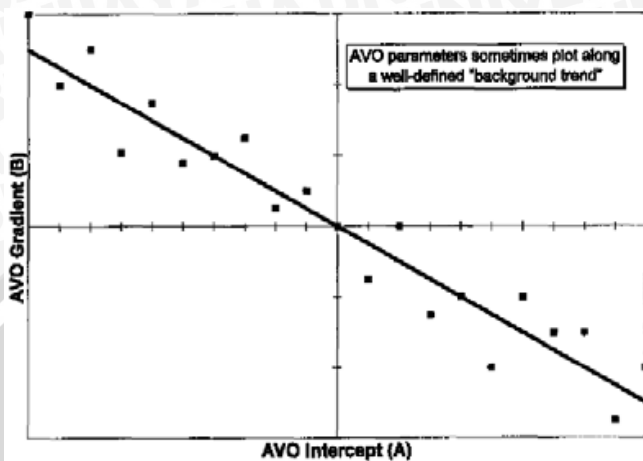
2.18.4 Pseudo Poisson's Ratio $\frac{1}{2}(A+B)$

Pseudo Poisson's Ratio adalah atribut yang dihasilkan dari penjumlahan intercept dan gradient $\frac{1}{2}(A+B)$ yang secara empiris dapat mendelineasi zona prospek karbonat yang berisi gas.

2.18.5 Cross A vs B

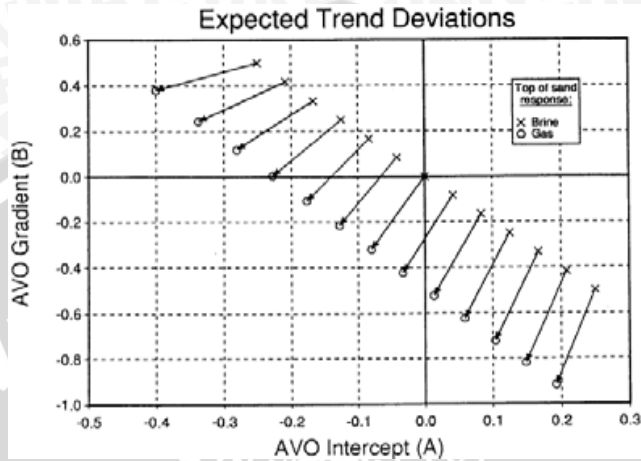
Berdasarkan persamaan (2.16) dibuat crossplot antara intercept dan gradient (A vs B) bertujuan untuk mengetahui anomaly AVO secara lebih jelas. atribut ini bekerja lebih baik untuk jenis pasir kelas III dengan memasukkan input berupa gradient stack pada interval tertentu yang selanjutnya hasil *crossplot*-nya dibagi menjadi zona.

Untuk batuan klastik tersaturasi air asin pada suatu batas kedalaman tertentu, terdapat suatu persamaan hubungan antara *Intercept* dan *Gradient*. Suatu hasil dari asumsi petrofisika yang beralasan (seperti tren *mudrock* dan persamaan Gardner), pada *crossplot* antara *Intercept* dan *Gradient* secara linear, dimana semua melalui garis tersebut ($B=0$ ketika $A=0$). Seperti dalam domain waktu, batuan klastik non-hidrokarbon sering muncul didefinisikan sebagai *background trend* (Gambar 2.22), dan penyimpangan dari *background trend* ini mengindikasikan hidrokarbon atau lithologi yang tidak biasa.



Gambar 2.22 Definisi “background trend” pada *Intercept-Gradient crossplot* (Castagna.dkk, 1998).

Simpangan dari tren latar belakang (*background trend*) petrofisika, disebabkan oleh hidrokarbon atau lithologi yang tidak biasa, sehingga menyebabkan simpangan dari *background trend* dari *crossplot* antara *Intercept* (A) dengan *Gradient* (B). (Gambar 2.23) menunjukkan batuan pasir mengandung air laut (*brine sand*) dan batuan pasir mengandung gas terikat garis untuk *shale* diatas plot refleksi *brine-sand* yang jatuh sepanjang *background trend*. Pada umumnya, *gas-sand* memperlihatkan nilai yang lebih negatif pada hubungan A dan B dibanding *brine-sand* (dengan asumsi susunan batuan dari *gas-sand* dan *brine-sand* adalah sama). Catatan bahwa *gas-sand* memiliki tren yang tidak melalui *background trend*.



Gambar 2.23 Background trend dan tren dari top gas-sand (Castagna.dkk, 1998).

Amplitude versus offset berdasarkan Castagna dan Zwan adalah variasi dari besaran koefisien refleksi. Karena itu, koefisien refleksi yang menjadi positif seiring bertambahnya *offset* mempunyai pengurangan besaran refleksi terhadap *offset*. Catatan bahwa batuan pasir yang mengandung gas kelas 4 adalah anomali dimana mempunyai *Gradient* positif dan amplitudo berkurang seiring bertambahnya *offset*. Anomali AVO dapat dibuat kesimpulan seperti pada (Gambar 2.23) berikut ini.

Tabel 2.1 Kesimpulan anomali AVO (Castagna.dkk, 1998).

CLASS	Relatif Impedance	Quadrant	A	B	Amplitude
I	Higher than overlying unit	IV	-	-	Decreases
II	About the same as the overlying unit	II, III, or IV	+ or -	-	Increase or decrease; may change sign
III	Lower than overlying unit	III	-	-	Increase
IV	Lower than overlying unit	II	-	+	Decreases

Berdasarkan penelitian Ostrander (Sukmono, 1999) pada tahun 1984 terhadap kenaikan sudut datang, *poisson's ratio* dapat ditarik suatu kesimpulan:

1. Nilai *poisson's ratio* sangat berpengaruh terhadap perubahan koefisien refleksi (KR) sebagai sudut datang.

- Analisis amplitudo terhadap *offset* dapat diketahui dari anomali yang ditimbulkan oleh kandungan gas pada batuan pasir.

Dari keterangan diatas diperoleh hubungan antara nilai *poisson's ratio* dengan impedansi akustik (IA) yang ditunjukkan pada (Gambar 2.24) ini.

Acoustic Impedance	Poisson's Ratio	Relative AVO	Absolute AVO	AI	σ	AVO
↑	↑	↑	↑	↙	↙	
↑	↓	↓	↓	↙	↗	
↓	↓	↓	↑	↗	↗	
↓	↑	↑	↓	↗	↙	

Gambar 2.24 Pengaruh *Poisson's ratio* dan impedansi akustik pada respon AVO (Sukmono, 1999).

2.19 Sistem Petroleum Cekungan Jawa Timur Utara

Cekungan Jawa Timur Utara memiliki cadangan yang sangat besar, endapan-endapannya dan proses tektonik yang kompleks menyebabkan Cekungan Jawa Timur Utara ini memiliki suatu sistem petroleum yang sangat bagus (sharaf.dkk., 2005).

2.19.1 Batuan Induk

Cekungan Jawa Timur Utara memiliki batuan induk sebagai penghasil minyak yang berupa serpih dan mudstone dengan kandungan organik yang memungkinkan untuk membentuk minyak. Batuan tersebut terdapat pada Formasi Ngimbang - Kujung - Tuban, yang terbentuk pada kala Eosen –Miosen Tengah. Dan batuan induk yang utama terletak pada Formasi Ngimbang dengan umur yang paling tua, Eosen - Oligosen.

2.19.2 Batuan Reservoir

Dalam hal ini Cekungan Jawa Timur Utara memiliki dua tipe batuan reservoir yang beberapa tersebar luas di Cekungan ini, yakni reservoir klastika dan reservoir karbonat. Reservoir klastika berada pada Formasi Ngimbang - Tuban - Ngrayong - Wonocolo - Kawengan. Sementara reservoir batugamping terbentuk pada Formasi Ngimbang - Kujung - Tuban - Ngrayong - Kawengan. Dengan kisaran umur yang paling tua adalah Eosen hingga Plestosen.

2.19.3 Batuan Penutup

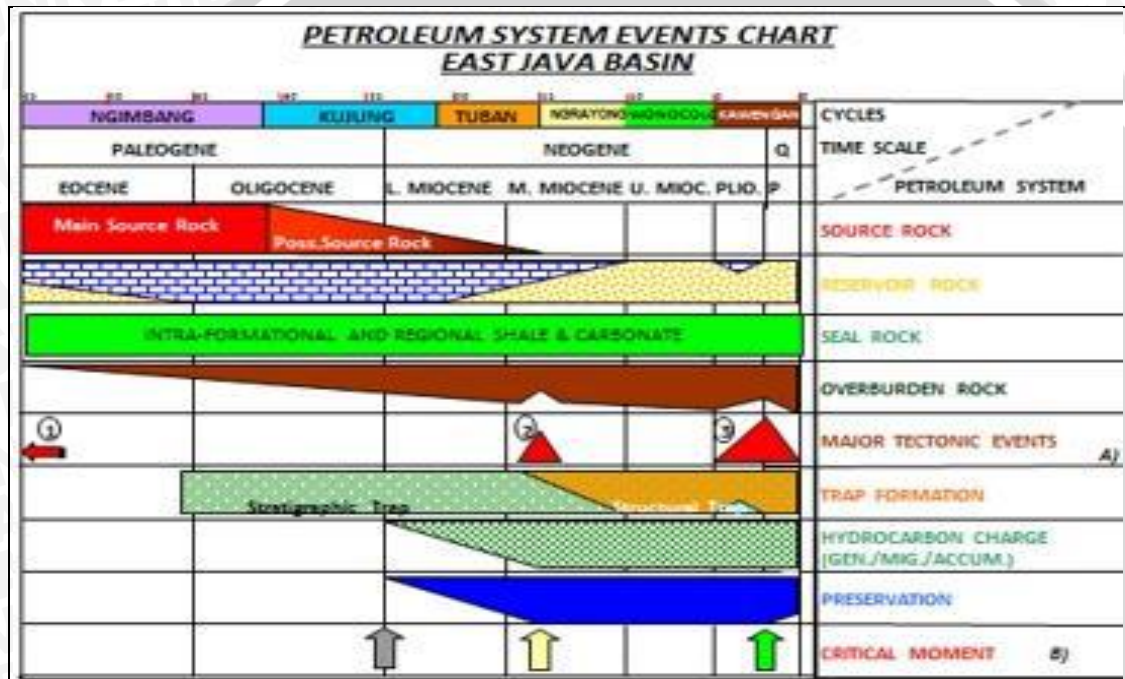
Batuan penutup pada Cekungan Jawa Timur Utara merupakan batuan yang berbutir halus yakni serpih dan karbonat yang secara regional menutupi batuan reservoir di cekungan ini. Batuan ini terdapat pada Formasi Ngimbang – Kujung – Tuban – Ngrayong – Wonocolo – Kawengan. Dan batuan ini memiliki kisaran umur yakni Paleogen hingga Kuaternari.

2.19.4 Perangkap

Pada Cekungan Jawa Timur Utara terdapat 3 tipe perangkap, yakni perangkap stratigrafi, perangkap struktur dan perangkap campuran (stratigrafi dan struktur). Pada perangkap stratigrafi terdapat pada Formasi Ngimbang – Kujung – Tuban, terbentuk pada kala Akhir Eosen hingga Miosen Tengah. Sementara perangkap struktur terdapat pada Formasi Tuban – Ngrayong – Wonocolo – Kawengan, dengan umur Miosen Tengah – Plestosen. Dan perangkap campuran terdapat pada Formasi Tuban – Ngrayong – Kawengan, yang terbentuk pada umur Miosen Tengah dan Pliosen.

2.19.5 Migrasi Hidrokarbon

Proses migrasi hidrokarbon pada Cekungan Jawa Timur Utara dimulai pada kala Miosen Akhir dan berlangsung terus hingga Plestosen, yang bergerak melalui celah atau struktur sesar leaking pada kala tersebut.



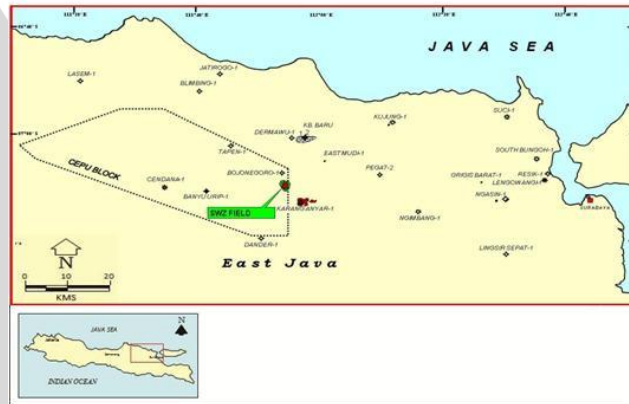
Gambar 2.25. Sistem Petroleum Jawa Timur Utara (JOB Pertamina – PetroChina East Java, 2009, tidak dipublikasikan)

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.5 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan mulai tanggal 27 September 2012 sampai dengan tanggal 27 November 2012, bertempat di JOB PPEJ, Jakarta Selatan.

Daerah penelitian lapangan “SWZ” terletak di Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur. Daerah penelitian dapat dilihat pada Gambar 3.1.



Gambar 3.1. Peta lokasi penelitian Formasi Tuban Cekungan Jawa Timur (JOB Pertamina – PetroChina).

3.6 Data Penelitian

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 3D SWZ PSTM (*pre stack time migration gather*) dan data sumur, dan juga dilengkapi dengan data pendukung lainnya seperti dasar (*basemap*) lokasi sumur (*well*) dengan lengkap beserta informasi koordinat, nama sumur, *inline*, dan *crossline*, data *check-shot*, informasi stratigrafi dan geologi regional Cekungan Jawa Timur, data *velocity*, dan data *horizon*. Lapangan yang diteliti adalah lapangan “SWZ” yang termasuk ke dalam Formasi Tuban yang dioperasikan oleh JOB PPEJ.

3.6.1 Data seismik

Data seismik yang digunakan adalah data 3D SWZ *PSTM Gather* dan data final stack dengan klasifikasi:

- | | |
|---------------------------------|-------------------------|
| 1. Jumlah <i>inline</i> | : 550 (6000-6550) |
| 2. Jumlah <i>crossline</i> | : 650 (12550-13200) |
| 3. Jarak antar <i>inline</i> | : 25 meter |
| 4. Jarak antar <i>crossline</i> | : 25 meter |
| 5. <i>Sampling rate</i> | : 2 ms |
| 6. <i>Interval time</i> | : 1500-2500 ms |
| 7. Luas area | : 7,673 km ² |

3.6.2 Data sumur

Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini adalah sumur yang terdekat dengan penampang seismik dan terbukti menghasilkan gas, yaitu sumur SW-1 dan SW-2, yang mana kedua sumur tersebut merupakan sumur melengkung (*deviated*) dan proyeksi (*projected* atau lokasi sumur tidak tepat pada penampang seismik). Data sumur didapatkan dari rekaman alat pengeboran setelah pemboran pada suatu daerah yang dianggap mempunyai potensi hidrokarbon. Data log sumur ini digunakan untuk mengetahui sifat-sifat fisis batuan disekitar lubang sumur. Data log sumur inilah yang akan digunakan sebagai kontrol dalam melakukan pengolahan data. Data log sumur ditampilkan dalam bentuk komposit log yang berisi informasi mengenai karakteristik batuan yang terukur pada masing-masing data log sumur. Data log sumur yang digunakan adalah data sumur SW-1 yang dibor pada Desember 2002, sumur SW-2 yang dibor pada Juni 2004.

Dari kedua sumur, data log yang digunakan antara lain log densitas (ρ), log *Gamma Ray*, log neutron, log porositas, log resistivitas, log densitas, log *P-wave* (V_p), log *S-wave* (V_s). Dari data log kemudian ditentukan nama marker tiap reservoir beserta kedalamannya sebagaimana yang tertera pada Tabel 3.1 yang merupakan zona target penelitian, yaitu:

Tabel 3.1 Maker dari Sumur SW-1 dan SW-2

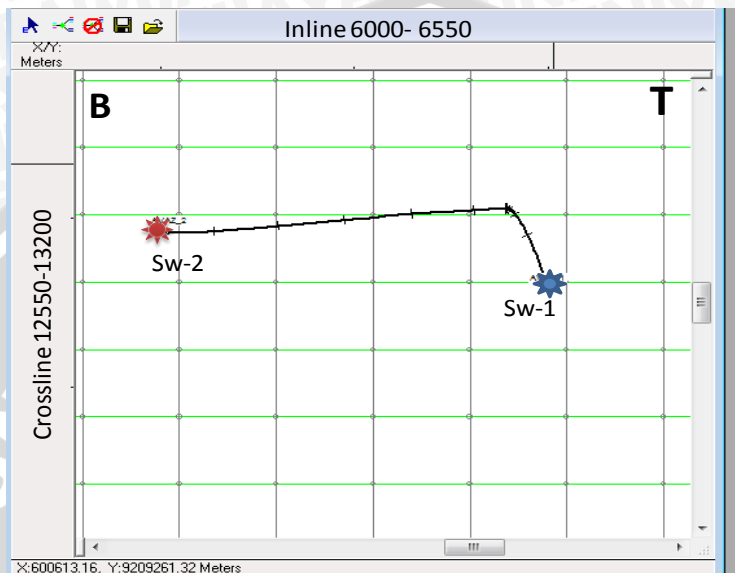
Well	SWZ-1			SWZ-2		
	MD	TVD	SS	MD	TVD	SS
STATUS	Oil Well			Oil Well		
FORMATION						
TOP LIDAH	641	641	-553	640	640	-552
TOP MUNDU	1378	1378	-1290	1365	1365	-1277
TOP LEDOK	3066	3066	-2978	3139	3066	-2978
TOP WONOCOLO	3401	3401	-3313	3578	3438	-3350
TOP NGRAYONG	5441	5431	-5343	5830	5295	-5207
TOP TUBAN	6364	6290	-6202	6560	5903	-5815

3.6.3 Data Check-Shot

Data *check-shot* digunakan untuk konversi data kedalaman sumur terhadap data waktu seismik. Pada survei *check-shot* kecepatan diukur dalam lubang bor (*well*) dengan sumber gelombang di permukaan yang sumbernya sama seperti yang digunakan pada waktu survei seismik. Kegunaan utama dari survey *check-shot* adalah untuk mendapatkan *time depth curve* yang digunakan untuk pengikatan data seismik dan sumur, pengambilan data *check-shot* dilakukan setelah dilakukan pemboran

3.6.4 Data Basemap

Peta dasar seismik (seismik *basemap*) yang menggambarkan grid lintasan-lintasan seismik *inline* dan *crossline* yang meliputi area survei seismik 3D. Peta dasar ini digunakan untuk mengetahui arah dan letak perpotongan dari lintasan seismik serta memberikan posisi sumur pemboran. Gambar 3.2 dibawah ini adalah peta dasar yang digunakan dalam penelitian ini.



Gambar 3.2 Peta dasar (*basemap*) daerah penelitian.

3.6.5 Data Geologi

Pada penelitian ini digunakan pula data geologi daerah studi untuk menunjang dan menghasilkan data yang baik. Data geologi tersebut meliputi informasi geologi regional, stratigrafi tiap-tiap formasi dan proses tektonik yang pernah terjadi di daerah penelitian. Informasi geologi regional dan tektonik memberikan informasi mengenai sejarah pembentukan cekungan dan pembentukan jebakan-jebakan hidrokarbon seperti antiklin, sesar dan lain sebagainya. Sedangkan informasi geologi memberikan gambaran umum tentang perlapisan formasi berdasarkan proses dan umur pengendapan, dimana secara umum kita dapat mengelompokkan bahwa formasi paling bawah berumur paling tua dan formasi teratas berumur paling muda. Selain itu dari informasi geologi juga dapat memberikan penjelasan mengenai pembentukan minyak bumi di daerah cekungan Jawa Timur.

3.7 Perangkat Keras (*Hardware*) dan Perangkat Lunak (*Software*)

Peralatan yang digunakan untuk pengolahan data yaitu satu unit workstation dengan tipe DELL T5600 dan perangkat lunak yang memiliki modul pengolahan dalam penelitian ini antara lain:

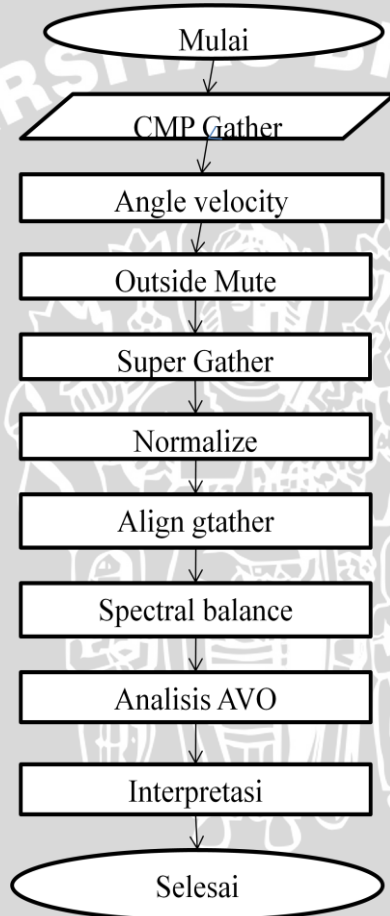
- ✓ Modul **AVOpak** : digunakan untuk load data seismic dan melakukan conditioning data.
- ✓ Modul **Synpak** : digunakan untuk melakukan editing dan analisis data log serta digunakan dalam proses *well seismic tie*.
- ✓ Modul **Forward 1 D Modeling** : digunakan untuk memodelkan hasil dari *well seismic tie* dan data gather sebagai bahan interpretasi property yang di kandung.

3.8 Pengolahan Data

Pada penelitian kali ini ditetapkan zona target penelitian yaitu Formasi Tuban. Untuk pemilihan zona target tersebut berdasarkan pada kemunculan atau indikasi potensi hidrokarbon karbonat pada data pengeboran. Pada penelitian ini dilakukan empat tahapan untuk pengolahan data yaitu pengikatan data sumur dengan data seismic disebut *well seismic tie*, analisis AVO, *forward 1 modelling* dan crosplot antara gradient dan intercept setelah melalui *gather recon* pada reservoir zona target yang mengandung gas. Peralatan yang digunakan berupa perangkat keras *work station* dan aplikasi lunak *SMT-Kingdom*.

3.8.1 Pengolahan Data Seismic

Untuk pengolahan data seismic dilakukan beberapa tahapan antara lain akan di tunjukkan pada diagram alur penelitian dibawah ini (Gambar 3.3).

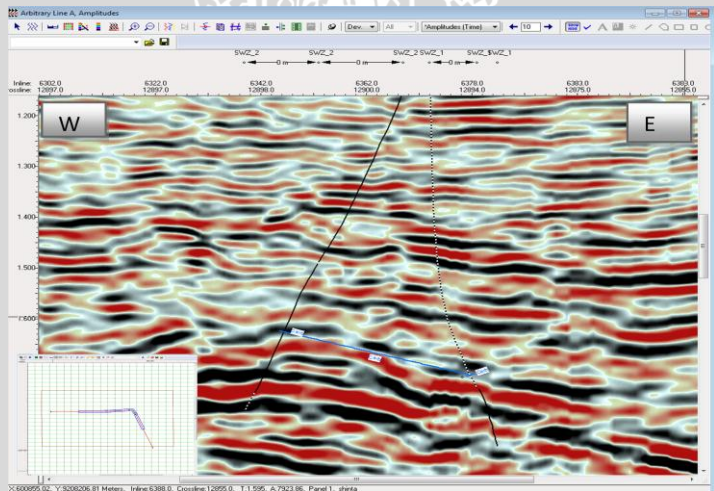


Gambar 3.3 Alur Penelitian Pengolahan Data Seismik.

Jika dilihat dari diagram alir penelitian di atas ada berbagai tahapan-tahapan. Data yang digunakan adalah data *PSTM* (*Pre Stack Time Migration*) *gather* kemudian dilakukan beberapa tahapan untuk pengkondisian data yang bertujuan untuk meningkatkan *signal to noise ratio* (S/N) agar data lebih bagus untuk di analisis.

3.8.1.1 Loading Data Seismik

Data seismic yang digunakan yaitu data 3D “SWZ” *PSTM* (*Pre Stack Time Migration*) *Gather* dan final stack yang memiliki crosline 650 (12550-13200), inline 550 (6000-6550), *sampling rate* 2 ms data tersebut telah dikoreksi NMO (*Normal Move Out*). Dibawah ini merupakan zona penelitian (Gambar 3.4) dari penampang seismic final stack.



Gambar 3.4 Penampang Seismik

3.8.1.2 Angle Gather

Langkah awal melakukan conditioning data terlebih dahulu dilakukan proses *angle gather* dimana *angle gather* bertujuan untuk memberi batasan *gather* menurut sudut yang di inginkan berdasarkan noise yang muncul.

3.8.1.3 Muting

Muting adalah usaha menghilangkan bagian dari *trace* seismik yang mengandung lebih banyak *noise* dibandingkan informasi data sinyal terpantul.

3.8.1.4 Super Gather

Super gather bertujuan untuk meminimalisasi *signal to noise ratio* (S/N) dengan tetap mempertahankan atau menguatkan informasi AVO yang ada.

3.8.1.5 Trace Normalize

Trace normalize adalah proses static untuk melakukan distribusi normal pada kumpulan data yang bertujuan untuk melakukan perubahan skala.

3.8.1.6 Align Gather

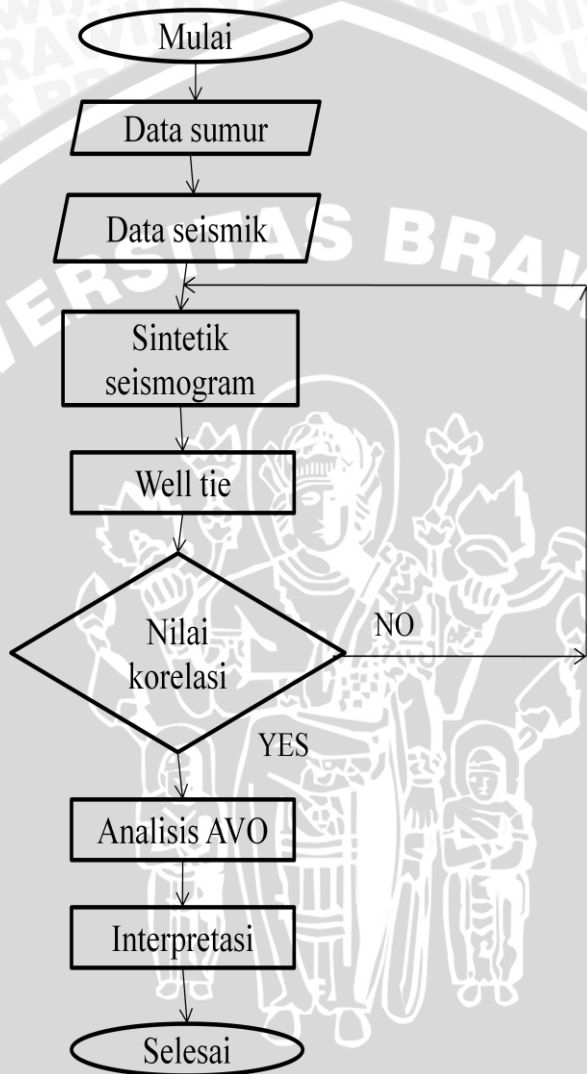
Align gather adalah suatu proses yang bertujuan untuk menghilangkan efek velocity NMO pada far offset.

3.8.1.7 Super Balance

Super balance bertujuan untuk membantu mencocokkan dan menyeimbangkan frekuensi setelah dilakukan peregangan yang bergerak keluar sehingga tetap mempertahankan efek AVO.

3.8.2 Pengolahan Data Sumur

Setelah di lakukan pengolahan data seismic maka selanjutnya dilakukan pengolahan data sumur. Untuk alur penelitian pengolahan data sumur dapat dilihat (Gambar 3.5).



Gambar 3.5 Diagram alir pengolahan data log.

3.8.2.1 Load Data Seismik dan Data Sumur

Untuk pengolahan data sumur dibutuhkan data seismic sebagai acuan untuk membuat sintetik seismograp. Untuk data sumur yang digunakan T-D chart velocity, Log sonic, log density, Akustik Impedance (AI) , Refflection corecton (RC), wavelet , Log gamma ray. Dari masing-masing log tersebut di lakukan well seismic tie (pengikatan data sumur dan data srismik)

3.8.2.2 Pengikatan Data Sumur dengan Data Seismik (*Well Seismic Tie*)

Well seismic tie merupakan suatu tahapan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik. Prinsip yang digunakan adalah mencocokkan even refleksi pada data seismik dengan seismogram sintetik yang bersesuaian dengan suatu bidang batas. Pencocokkan dilakukan dengan mengkoreksi nilai tabel *time-depth* dari data *check-shot* tiap sumur agar even-even pada seismogram sintetik sama dengan data seismik.

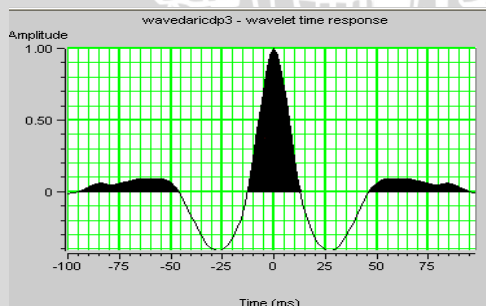
3.4.2.3 Seismogram Sintetik

Parameter keberhasilan pada proses *well seismic tie* adalah pada hasil pembuatan seismogram sintetik hasil dari konvolusi antara wavelet dari data seismik dan koefisien refleksi dari data log. Hal ini dilihat dari besar kecilnya nilai koefisien korelasi antara data seismik dan data sumur, setelah dilakukan pengikatan. Setelah itu seismogram sintetik *di overlie* terhadap penampang seismik untuk dilihat kecocokan antara puncak dan lembah gelombangnya, khususnya pada daerah target.

Seismogram sintetik disebut juga dengan rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan yang sudah dikoreksi *check-shot* dan log densitas, yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet*. Dalam pembuatan seismogram sintetik hal yang penting untuk diperhatikan adalah *wavelet*. Disini dituntut untuk sedapat mungkin menggunakan *wavelet* yang tepat agar dapat diperoleh korelasi yang baik antara *trace* seismik buatan dengan *trace* seismik asli.

3.4.2.4 Pembuatan Wavelet

Pada saat proses pengikatan data sumur dengan data seismik salah satu tahapan yang penting ialah pembuatan wavelet. Untuk pembuatan wavelet terdapat tiga metode yaitu dengan menggunakan metode ekstraksi wavelet, wavelet Ricker dan wavelet Trapezoid atau biasa disebut *bandpass*. Pemilihan wavelet didasarkan pada nilai besar nilai korelasi pada saat pengikatan data seismik dengan data sumur. Pada penelitian ini wavelet yang digunakan yaitu wavelet model. Wavelet model yang digunakan dalam penelitian ini adalah wavelet Ricker dengan skala 25 (*bandpass*). Wavelet Ricker adalah salah satu wavelet model dengan fase nol yang menggunakan frekuensi dominan yang dilepaskan ke bumi pada penampang seismik bentuk wavelet Ricker (Gambar 3.6). Frekuensi dominan pada penampang seismik dilihat dari spektrum amplitudo hasil dari ekstraksi wavelet. Wavelet model digunakan apabila memiliki nilai koefisien korelasi yang lebih baik dari pada metode wavelet ekstraksi, karena wavelet ekstrak mempunyai kelemahan apabila terdapat banyak *noise* pada data seismik. Pada proses ini digunakan metoda pembuatan wavelet yaitu wavelet Ricker. Wavelet Ricker dapat digunakan untuk menentukan batas frekuensi *cut off* dan frekuensi *bandpass* terendah dan tertinggi sebagai data masukan dalam proses pemfilteran, menetapkan frekuensi dominan (Ricker Wavelet) dan frekuensi rendah atau frekuensi tinggi (*bandpass* wavelet) untuk modeling elastik dan *predominan* frekuensi pada *set preconditioning parameter*.



Gambar 3.6 Frekuensi Domain Wavelet Ricker

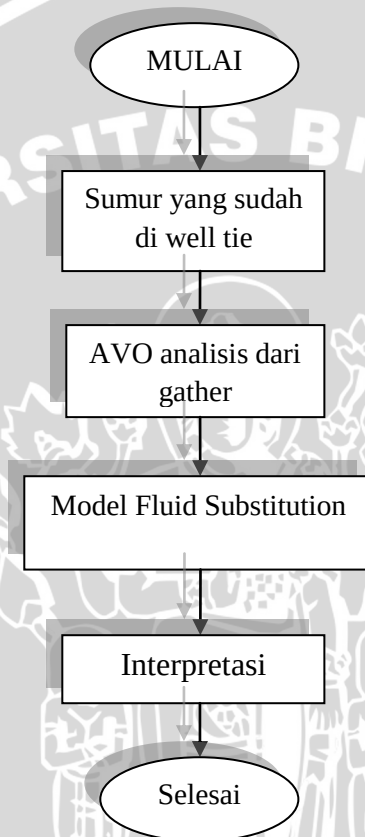
Nilai frekuensi maksimum yang dibolehkan dalam panel spektrum amplitudo adalah 250 Hz. Batas frekuensi maksimum diperoleh dari frekuensi *nyquist* yang besarnya $\frac{1}{2\Delta t}$, dengan Δt adalah *sampling rate*. *Sampling rate* ini digunakan untuk melakukan digitasi dari sinyal analog yang kemudian direkonstruksi menjadi sinyal kontinyu. Proses ini tidak mencakup keseluruhan sinyal analog asli. Sinyal yang tidak tercakup dalam *sampling* merupakan komponen frekuensi yang hilang akibat *sampling*. Interval *sampling* yang dibolehkan adalah kurang dari frekuensi *nyquist* sehingga tidak terjadi *aliasing*. *Aliasing* adalah kesalahan perekonstruksian kembali dari sinyal digital ke sinyal analog karena pemilihan interval *sampling* yang terlalu besar.

3.9 1D Forward Modeling

Inti dari proses dari forward modeling adalah membuktikan bahwa anomali amplitudo pada zona target sesuai dengan keadaan sesungguhnya. Untuk pemodelan 1D forward modeling menggunakan data Time/Depth Chart, Time - Depth Chart Velocity, P-Velocity, S-Velocity, Density, Vp/Vs Ratio, Poisson's Ratio, Acoustic Impedance (**AI**), Reflection Coefficient (**RC**), Wavelet, Synthetic, Gather, Stacked Synthetic, Reference Log, Ref. Log (*gamma ray*), Trace, Formation Top. Dalam proses 1 D forward modeling ada dua tahap yang akan dilakukan, yaitu:

1. Pemodelan pada keadaan sebenarnya berdasarkan yang dilihat dari data log perusahaan yaitu ketika terisi gas (in-situ gas case). Pada pemodelan ini menggunakan perbandingan material antara calsite : quart : clay masing-masing memiliki property yaitu 90% : 5% : 5% yang dilihat dari produksi dari komposisi tersebut memiliki porsi yang berbeda-beda untuk kandungan oil, air dan gas masing-masing berkisar 95% : 5% : 0%.
2. Permodelan kedua yaitu berdasarkan pemodelan AVO dengan komposisi material sama antara calsite: quarts : clay dengan property 90% : 5% : 5% yang membedakan dengan permodelan yang pertama yaitu kandungan yang mengisinya untuk air : oil : gas masing-masing 100%.

Dari hasil permodelan tersebut bermaksud untuk membandingkan amplitude yang dari masing-masing properti yang menyusunnya. Untuk workflow (Gambar 3.7) dapat dilihat dibawah ini.



Gambar 3.7 Diagram Alir 1D Forward Modeling

3.6 Penentuan AVAZ

Pada tahapan ini merupakan tahapan penentuan sebaran karbonat yang berpotensi jika dilihat dari arahnya. Untuk penelitian ini digunakan arah Utara, Timur, dan Selatan. Penentuan tersebut dilihat dari picking gather dan hasil kemiringan gradient dari hasil crossplot.

3.7 Intercept-Gradient Crossplot

Tahap pengolahan data analisis AVO pada penelitian ini adalah *crossplot* antara *Intercept* dengan *Gradient* yang merupakan atribut AVO. Tahap pertama yang dilakukan adalah pembuatan penampang *Intercept* dan *Gradient* sesuai dengan persamaan Shuey yang ditulis pada persamaan 2.13 dan 2.14.

Intercept adalah koefisien refleksi dari gelombang P pada *offset* atau juga sudut datang nol. *Intercept* merupakan suku pertama dari persamaan Shuey. *Gradient* menjelaskan karakteristik amplitudo terhadap *offset* dari suatu data seismik *pre-stack CDP gather*. *Gradient* merupakan suku kedua pada persamaan Shuey.

Crossplot antara *Intercept* dengan *Gradient* didasarkan pada konsep klasifikasi AVO dalam empat kuadran oleh Castagna dan Swan (1997). Pada pengolahan *intercept gradient crossplot* salah satu tahapan yang penting untuk dilakukan ialah menentukan *background trend* pada hasil *crossplot*.



BAB IV PEMBAHASAN

4.1 Hasil Conditionning Data

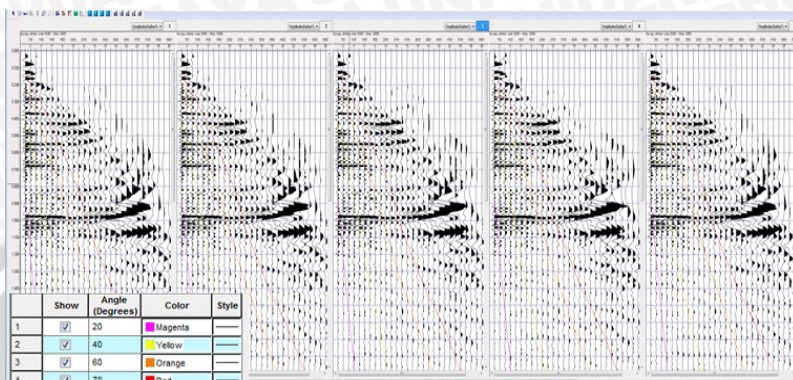
Data yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari data utama yaitu data seismik 3D “SWZ” PSTM (*pre stack time migration gather*) dan data sumur, dan juga dilengkapi dengan data pendukung lainnya seperti dasar (*basemap*) lokasi sumur (*well*) dengan lengkap beserta informasi koordinat, nama sumur, *inline* dan *crossline*, data *check-shot*, informasi stratigrafi dan geologi regional Cekungan Jawa Timur.

4.1.1 Tahapan Conditioning

Data seismik yang digunakan dalam penelitian adalah data 3D SWZ PSTM Gather (*pre stack time migration*). Data ini mempunyai *sampling rate* 2 ms dan telah di NMO (*normal move out*). Data seismik yang digunakan pada lapangan SWZ memiliki jumlah *inline* : 550 (6000-6550), jumlah *crossline* : 650 (12550-13200), jarak antara *line*: 25 meter , *crossline* : 25 meter. Proses *super gather* dilakukan untuk menganalisis tiap-tiap *trace* dalam CDP *gather* yang tiap-tiap *trace*-nya menggambarkan kisaran nilai *offset*. Tujuan dari *super gather* untuk memperkuat respon amplitudo. Di bawah ini merupakan tahapan dari Conditioning data:

4.1.1.1 Angle Gather

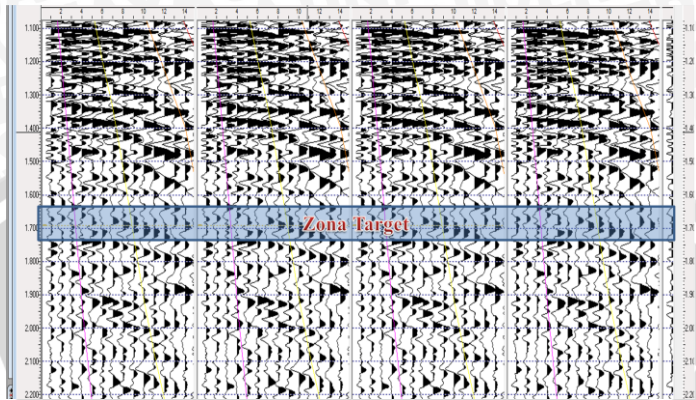
Sebelum melakukan conditioning data terlebih dahulu dilakukan proses angle gather yang bertujuan untuk memberi batasan gather menurut sudut yang diinginkan. Dalam penelitian ini menggunakan beberapa sudut antar lain : 20° , 40° , 60° , 70° setelah di lakukan angle gather maka langkah selanjutnya dilakukan muting. Gambar 4.1 menunjukkan gather yang diberi batasan berdasarkan sudut.



Gambar 4.1 Angle Gather

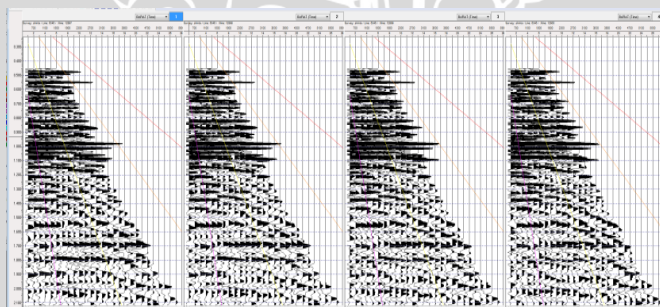
4.1.1.2 Muting

Muting adalah usaha menghilangkan bagian dari *trace* seismik yang mengandung lebih banyak *noise* dibandingkan informasi data sinyal terpantul. Dalam penelitian ini dilakukan proses *outside muting* secara otomatis karena lebih mudah dan lebih baik hasilnya dibandingkan secara manual. Proses *muting* dilakukan dengan cara memasukkan harga sudut maksimum yang dibutuhkan. Batas sudut maksimum yang dipakai adalah 70^0 , selebihnya dibuang. Dalam proses muting, data tidak boleh melebihi sudut kritis yaitu sudut yang menyebabkan munculnya gelombang yang merambat sejajar dengan bidang batas (*head wave*). Untuk mendapatkan *preconditioning gather* yang optimal maka pemotongan harus mengacu pada data *angle of incidence*. *Preconditioning gather* adalah data input *gather* yang terkoreksi (Gambar 4.1).



Gambar 4.2 Gather sebelum dilakukan Muting

Dari (Gambar 4.2) merupakan data gather pada zona penelitian dari data gather telah melalui proses angle gather dimana proses merupakan tahapan memberi batasan berdasarkan sudut yang memiliki noise yang cukup tinggi. Untuk penelitian ini digunakan sudut 20° , 40° , 60° , 80° dari penentuan sudut tersebut terlihat noise terletak pada sudut 70° maka sudut yang digunakan 70° untuk batas muting menggunakan sudut 70° dikarenakan noise terletak pada bagian luar. Untuk hasil muting dapat dilihat pada Gambar 4.3.



Gambar 4.3 Gather Muting

4.1.1.3 Super Gather

Setelah melalui tahapan *outside muting* langkah selanjutnya dilakukan proses Super Gather. Fungsi utama dari Super Gather adalah untuk menetralkan *signal to noise ratio* (S/N) dengan tetap

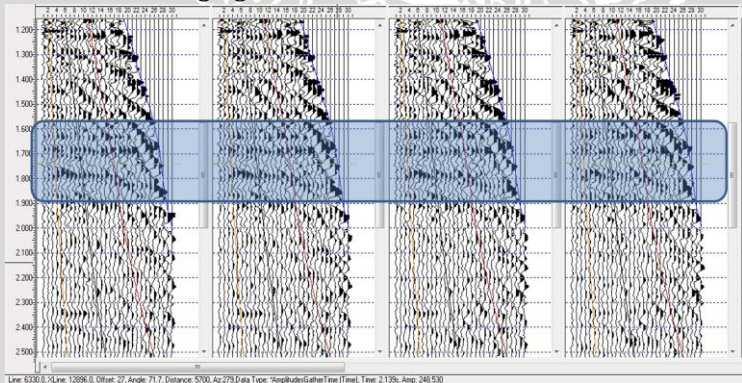
mempertahankan atau menguatkan informasi AVO yang ada. Super Gather juga berfungsi untuk mengetahui sebaran reservoir karbonat pada daerah penelitian dengan melihat penampang seismik. Pada tahapan ini ditentukan untuk pengambilan arah, arah yang digunakan meliputi dari arah Utara , Timur , Selatan , dan arah Barat.

4.1.1.4 Trance Normalize

Langkah selanjutnya setelah melalui proses super gather yaitu proses Trace Normalize, Trace Normalize adalah proses static untuk melakukan distribusi normal pada kumpulan data yang bertujuan untuk melakukan perubahan skala.

4.1.1.5 Align Gather

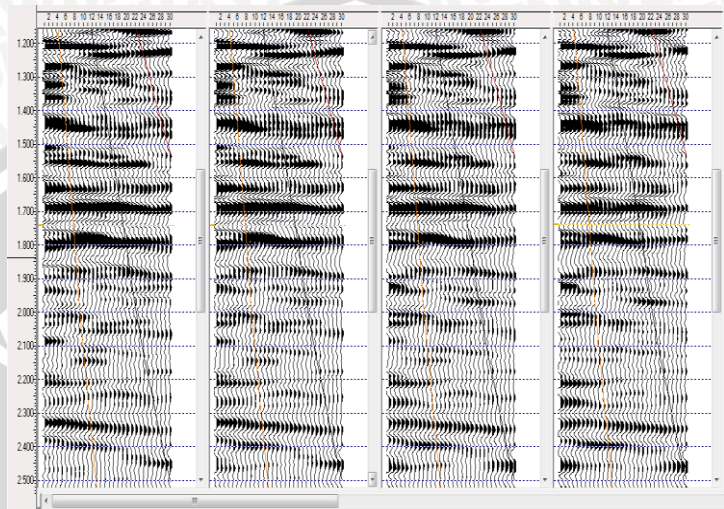
Untuk menghilangkan efek velocity NMO pada far offset. Pada penelitian menggunakan ID range (1 to 5) bertujuan sebagai refresh near offset menggunakan *time shift* tanpa merubah pola. Gambar 4.4 hasil dari align gather.



Gambar 4.4 Align Gather

4.1.1.6 Spectral Balance

Bertujuan untuk membantu mencocokkan dan menyeimbangkan spectral frekuensi setelah dilakukan peregangan yang bergerak keluar sehingga tetap mempertahankan efek AVO. Gambar 4.5 menunjukkan proses spectral balance.



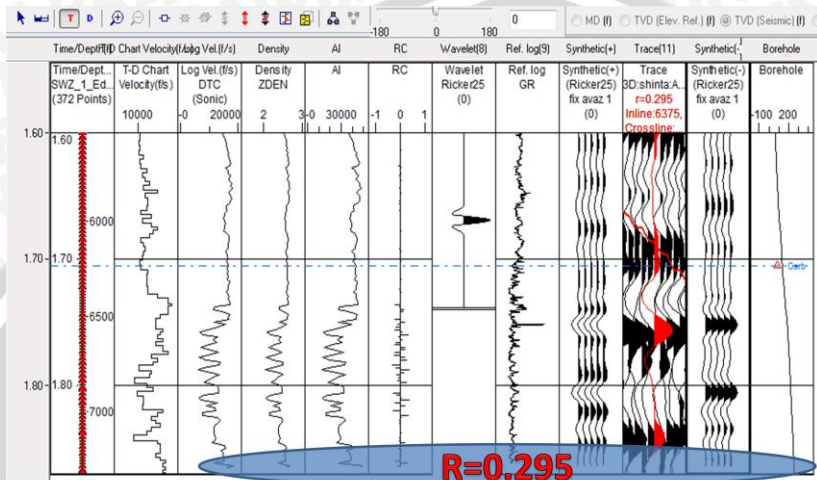
Gambar 4.5 Spectral Balance

4.2 Well Analysis

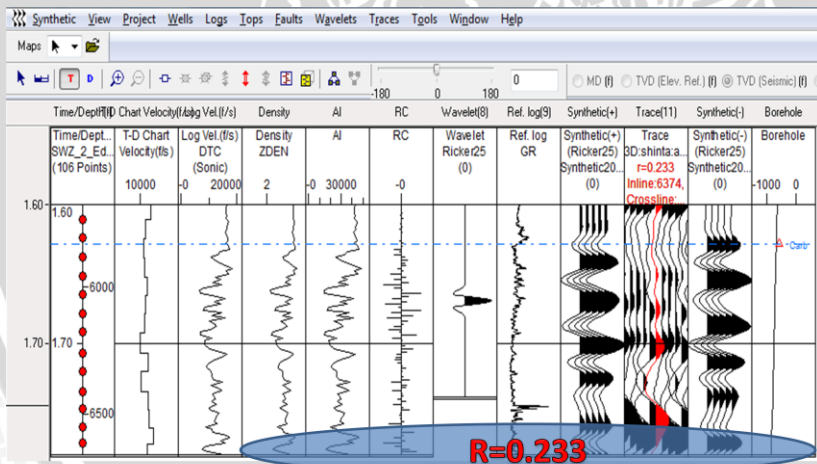
Setelah dilakukan analisis data sumur dari data log, didapat bahwa marker Top Tuban pada log sumur SW-1 dan SW-2 adalah batuan karbonat reservoir-reservoir mengandung gas. Pada marker-marker tersebut, data log sumur menunjukkan nilai log GR yang rendah yang menunjukkan batuan tersebut permeabel seperti batuan reservoir, nilai log Resistifitas yang relatif tinggi yang mengindikasikan adanya minyak atau gas, *crossover* antara log Densitas dan log Neutron yang menunjukkan batuan *porous*, perilaku log gelombang P (log DT) yang menguat atau berarti kecepatan gelombang P (v_p) melemah menunjukkan adanya unsur gas, log saturasi air yang tidak menunjukkan 100% mengindikasikan bahwa sisa prosentasi selain air kemungkinan hidrokarbon, dan log permeabilitas yang tinggi menunjukkan kemampuan mengalirkan fluida batuan tersebut baik.

Reservoir target ditentukan dengan analisis log dari setiap sumur, kemudian dilakukan proses *well seismik tie*. (Gambar 3.6) dan (Gambar 3.7) merupakan hasil dari *well seismik tie* dari masing-masing sumur yang memiliki nilai korelasi yang berbeda-beda untuk

sumur SW-1 memiliki nilai $R = 0,295$ dan untuk sumur SW-2 memiliki nilai $R = 0.233$.



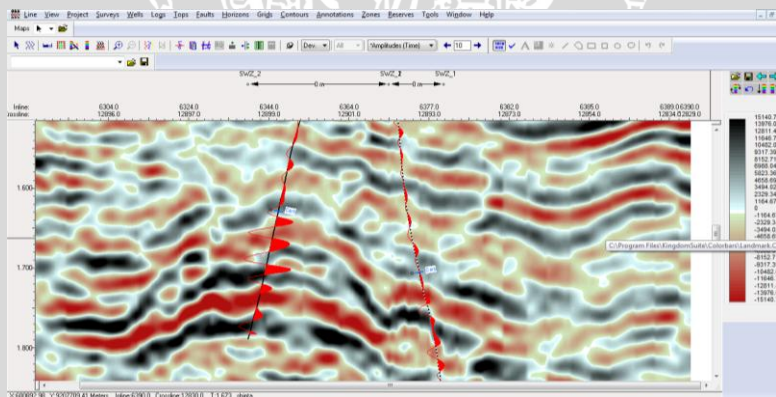
Gambar 4.6 Well seismik tie pada sumur SW-1



Gambar 4.7 Well seismik tie pada sumur SW-2

Adapun sebagai pengontrol kualitas pengikatan yang dilakukan antara data seismik dengan data sumur akan dinyatakan dalam bentuk korelasi antara data jejak seismik dengan data seismiknya.

Nilai korelasi mendekati 1 merupakan kualitas korelasi yang paling baik dari kisaran antara 0–1. Apabila korelasi relatif kecil, maka perlu dilakukan penggeseran (*shifting*) data sumur untuk mendapatkan korelasi yang paling baik. Selain itu, juga dapat dilakukan dengan proses peregangan (*stretch*) dan perapatan (*squeeze*) pada data sumur. Hal yang perlu diperhatikan dalam proses tersebut adalah meminimalisir proses iterasi. Hal ini disebabkan karena dapat berakibat pada perubahan data log sonic secara keseluruhan (Purnomo, 2008). Dari proses well seismik tie dilakukan stretch untuk perlakuan pada pengikatan dikarenakan data gelombang yang di dapatkan terlalu rapat sehingga saat pengambilan nilai korelasi hasilnya kurang maksimal. Untuk nilai korelasi (r) dapat ditunjukkan pada penampang seismik (Gambar 4.8) , pada penampang sismik bahwa Top Tuban karbonat jatuh pada pick sebagaimana ditunjukkan pada seismik dan sintetik seismogram. Dari hasil well seismik tie di dapatkan bahwa nilai korelasi yang baik terletak pada sumur SW-2 dibanding dengan sumur SW-1. Untuk marker internal pada sumur SW-2 interpola lebih bagus untuk menunjukkan keberadaan karbonatnya.



Gambar 4.8 Penampang Seismik

Dari hasil well seismik tie dapat dilihat pada penampang seismik diatas meskipun nilai korelasi (r) yang dihasilkan tidak mendekati 1 namun hasil *tie* sudah sangat bagus untuk target reservoir.

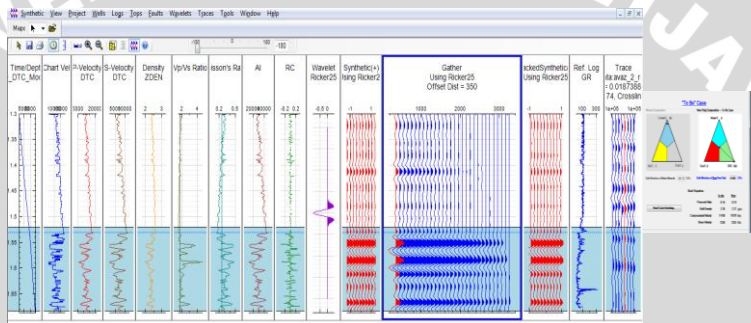
4.3 Permodelan AVO dari Data Sumur

Sumur SW-2 adalah sumur vertikal (*horizontal Well*), yang artinya nilai MD (*Measurement Depth*) yang terukur sama dengan nilai TVD (*True Vertical Depth*) dengan total target pengeboran mencapai 6560 *feet* pada Formasi Tuban. Referensi data yang digunakan sebagai acuan dalam pemodelan AVO ini ialah data hasil pengeboran (*well report*) pada sumur SW-2, dimana pada Formasi menunjukkan adanya minyak (*oil contact*), gas (*gas contact*) dan kandungan air (*water contact*).

Di dalam permodelan pada AVO dikenal dengan *Fluid Replacement Modeling* (FRM). Dasar dari FRM dengan menggunakan persamaan Biot-Gasman dengan mensubstitusikan atau mengganti fluida lain. Proses ini dengan menggunakan sintetik seismogram masing-masing perlakuan ada 3 yang mengacu pada *brine filled case* dimana permodelan AVO ini menggunakan persamaan Biot-Gasman dengan mengisi air, gas, minyak sebesar 100% maka akan pada log akan di dapatkan perubahan pada P-wave, log density dan S-wave. Maka akan terlihat jika dicrossplot perbedaannya pada sumur SW-1 dan SW-2.

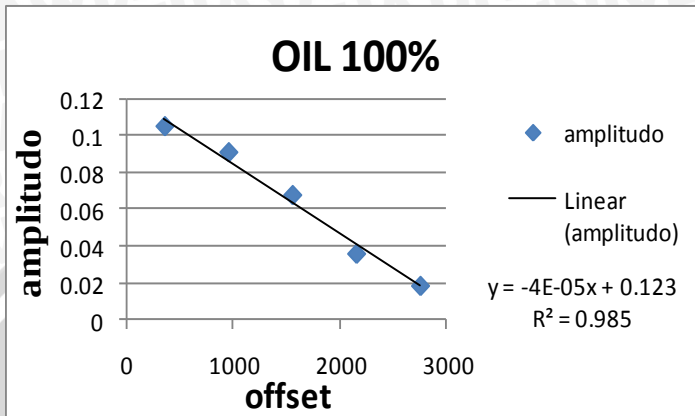
log sumur SW-2 dengan permodelan 1D *forward modeling*. Pada proses pemodelan ini log yang digunakan adalah log GR (*Gamma Ray*), log densitas (RHOB), log *Check Shot* dan log SP (*Spontaneous Potential*). Dari beberapa macam log tersebut kemudian didapatkan log turunan seperti log *Poisson's ratio*, log *Impedance*, log S-Wave yang diperoleh dari persamaan *Castagna*. Untuk permodelan 1D *forward modeling* digunakan perbandingan menurut petrophysic data log perusahaan dengan komposisi calsite sebesar 90 %, quart 5%, dan clay sebanyak 5% merupakan susunan dari litologi karbonat untuk komposisi yang mengisi lapisan tersebut menggunakan air, gas, dan oil masing-masing 100% yang bertujuan untuk melihat efek AVO dengan melihat peningkatan amplitudo pada data gather yang telah melalui *well seismik tie*. Untuk permodelan 1D *Forward Modeling* dibutuhkan data seperti time/depht chart, time/ depht chart velocity, P-velocity, s-velocity, density, vp/vs ratio, poisson ratio, akustic impedance (AI), reflection impedance (RC), wavelet, synthetic, gather, ref log (GR) dan trace. Berdasarkan analisa evaluasi formasi, zona yang terletak di kedalaman 6560 merupakan zona potensi hidrokarbon. Hal ini dapat

dilihat dari karakter *Gamma Ray* yang kecil sehingga dapat diindikasikan sebagai zona permeabel dimana pada umumnya mempunyai kemampuan mengalirkan fluida dengan baik. Di bawah ini Gambar 4.9 merupakan permodelan dengan menganggap bahwa reservoir terisi oleh minyak 100% dengan melihat perubahan amplitudnya, dari perubahan amplitudnya maka dibuat kurva dimana sumbu x sebagai amplitudo dan sumbu y sebagai offset kemudian di crossplotkan Gambar 4.10 maka di peroleh nilai $R^2 = 0.985$ yang mendekati nilai 1.



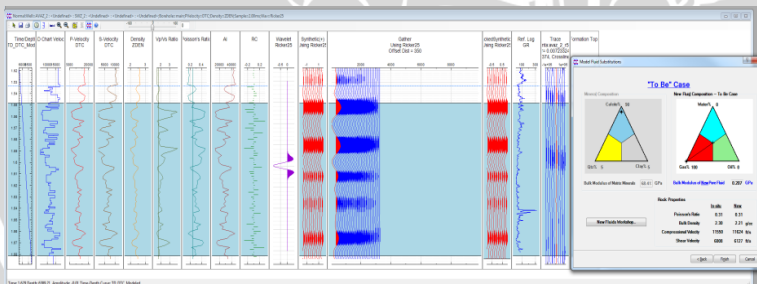
Gambar 4.9 Model Substitution Porositas Sumur SW-2

Dari pemodelan tersebut didapatkan perubahan dari poisson ratio untuk reservoir sebelum diberi perlakuan terisi oleh oil sebesar 0.29 sesudah terisi 0.30. Untuk bluk densiti sebelum terisi oil 2.30 g/cc setelah terisi 2.32 g/cc.



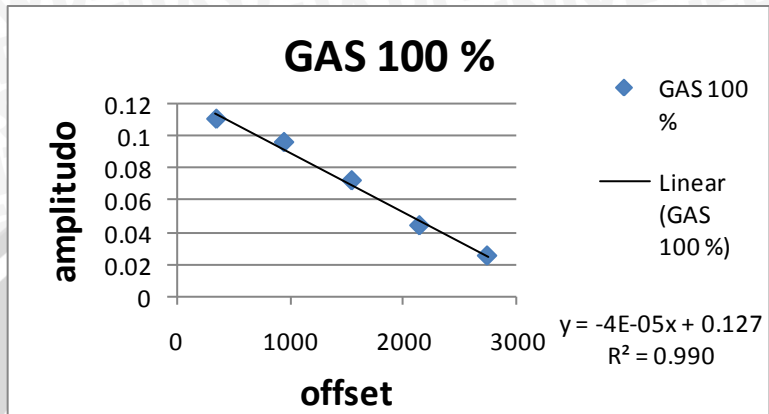
Gambar 4.10 Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-2 Antara Offset Versus Amplitudo.

Untuk Gambar 4.11 menggunakan pemodelan menganggap bahwa reservoir terisi oleh gas 100% maka dapat dilihat untuk respon perubahan amplitudnya dengan menggunakan kurva Gambar 4.12 yang memiliki nilai $R^2 = 0,990$ memiliki perbedaan cukup sedikit dengan pemodelan bila 100% minyak.



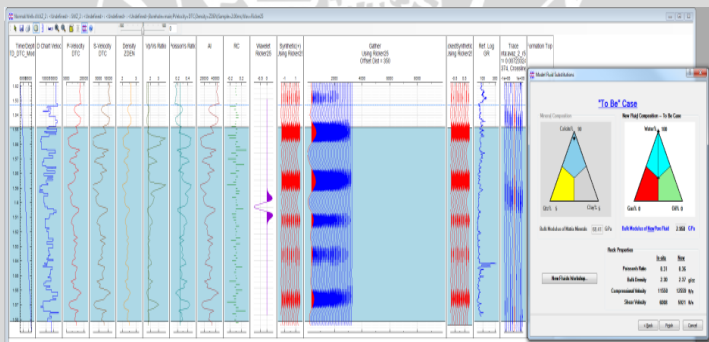
Gambar 4.11 Model Substitution Porositas Sumur SW-2 dengan gas 100%

Dari pemodelan tersebut didapatkan perubahan dari poisson ratio untuk reservoir sebelum diberi perlakuan terisi oleh oil sebesar 0.30 sesudah terisi 0.30. Untuk bluk densiti sebelum terisi oil 2.32 g/cc setelah terisi 2.24 g/cc.



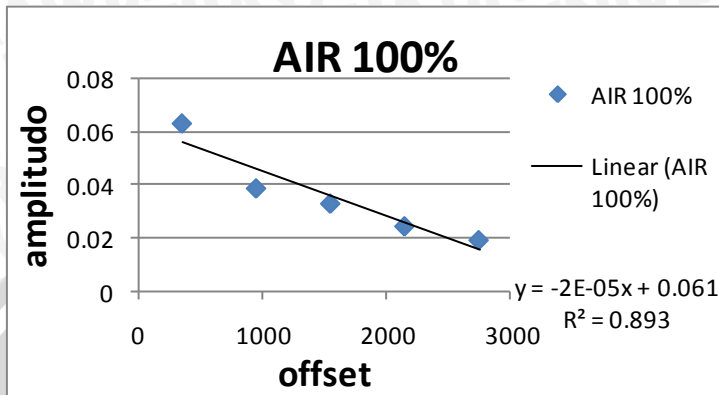
Gambar 4.12 Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-2 Antara Offset Versus Amplitudo

Gambar 4.13 adalah pemodelan jika reservoir terisi air 100% untuk hasilnya tidak jauh dengan pemodelan jika reservoir terisi oleh gas dan minyak untuk kurvanya Gambar 4.14 yang memiliki nilai $R^2 = 0.893$.



Gambar 4.13 Model Substitution Porositas Sumur SW-2 dengan air 100%

Dari pemodelan tersebut didapatkan perubahan dari poisson ratio untuk reservoir sebelum diberi perlakuan terisi oleh oil sebesar 0.30 sesudah terisi 0.33. Untuk bluk densiti sebelum terisi oil 2.24 g/cc setelah terisi 2.32 g/cc.

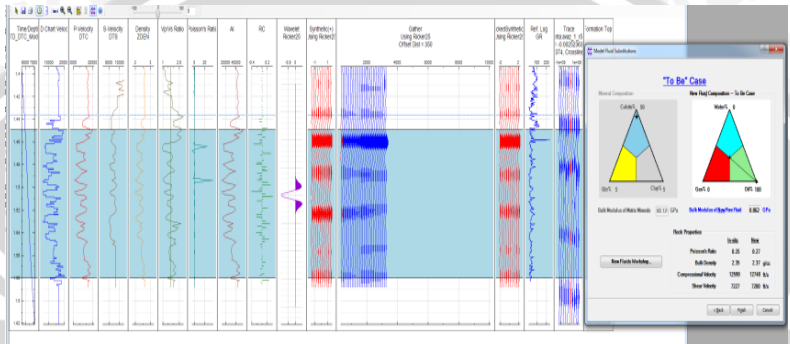


Gambar 4.14 Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-2 Antara Offset Versus Amplitudo.

Gambar diatas merupakan hasil dari permodelan 1D *forward modeling* jika dilihat dari pengelompokan kelas AVO maka dapat digolongkan pada golongan ke I. Dilihat dari kurva hasil cross plot antara offset versus amplitudo didapatkan tren yang cenderung turun seperti teori dari (Fransiska,2005) *Gas sand* kelas I Koefisien refleksi mempunyai nilai positif yang tinggi pada *offset* nol dan amplitudo menurun seiring bertambahnya *offset* atau sudut pantulnya. Reservoir ini mempunyai porositas tinggi dan mempunyai nilai impedansi lebih tinggi dibandingkan lapisan batuan penutup di atasnya Koefisien refleksi dari *normal incidence* selalu bernilai negatif dan semakin negatif dengan kenaikan *offset*.

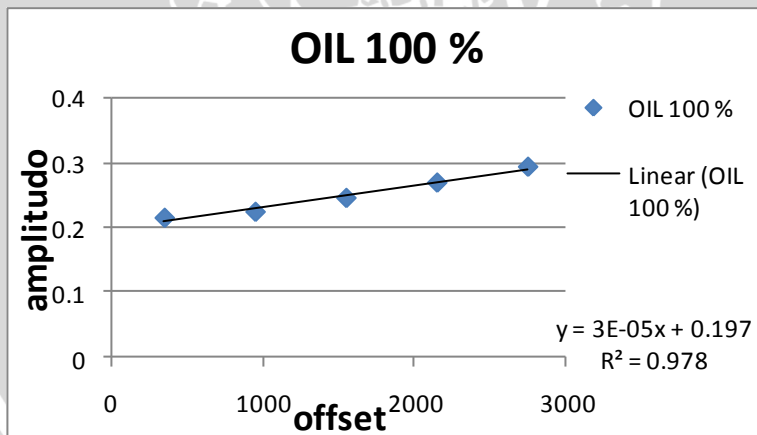
Setelah sumur SW-2 melalui proses forwad 1D modeling maka langkah selanjutnya memodelkan sumur SW-1 untuk melihat perbedaannya. Sumur SW-1 melalui proses yang sama pada 1D *forward modeling* ,yaitu dengan properti berupa calsite sebesar 90%, quart 5% dan clay 5% dan yang mengisi berupa air, minyak dan gas. Untuk fluida yang mengisi reservoir masing-masing sebesar 100%. Di bawah ini Gambar 4.15 merupakan hasil pemodelan dengan menganggap reservoir terisi minyak sebesar 100% dan untuk melihat perubahan amplitudonya dapat dilihat pada kuva 4.16 yang memiliki nilai $R^2 = 0.978$ namun pada sumur SW-1 memiliki

perbedaan dengan nilai gradient yang di dapatkan dari crossplot yaitu bernilai nol atau mendekati nilai tersebut menurut teori untuk pemodelan minyak (Canning , 2000).



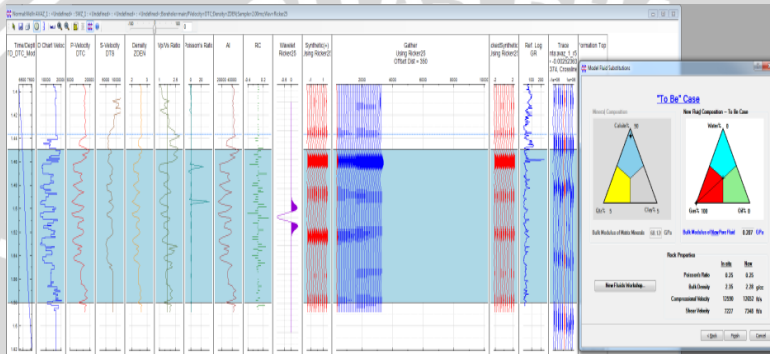
Gambar 4.15 Model Substitution Porositas Sumur SW-1 dengan oil 100%

Dari pemodelan tersebut didapatkan perubahan dari poisson ratio untuk reservoir sebelum diberi perlakuan terisi oleh oil sebesar 0.18 sesudah terisi 0.21. Untuk bluk densiti sebelum terisi oil 2.38 g/cc setelah terisi 2.39 g/cc.



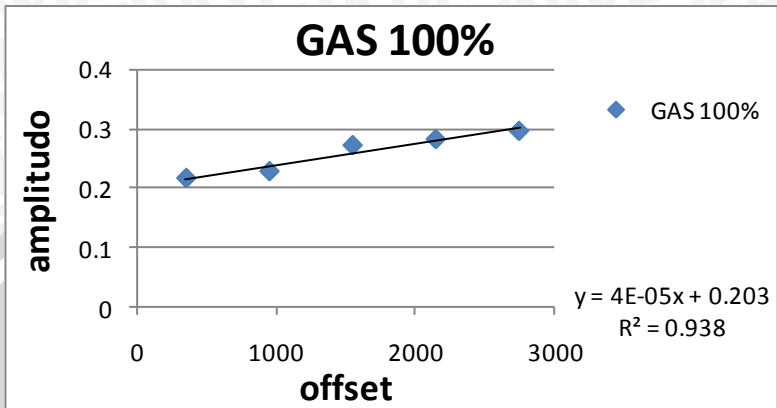
Gambar 4.16 Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-1 Antara Offset Versus Amplitudo

Untuk Gambar 4.17 adalah pemodelan dengan reservoir yang terisi oleh gas dari pemodelan tersebut dipatkan perubahan amplitudo yang digambarkan pada sebuah kurva Gambar 4.18 dimana kurva tersebut menunjukkan perubahan amplitudo yang dihasilkan oleh crossplot antara amplitudo dan offset untuk pemodelan ini memiliki nilai $R^2=0.938$.



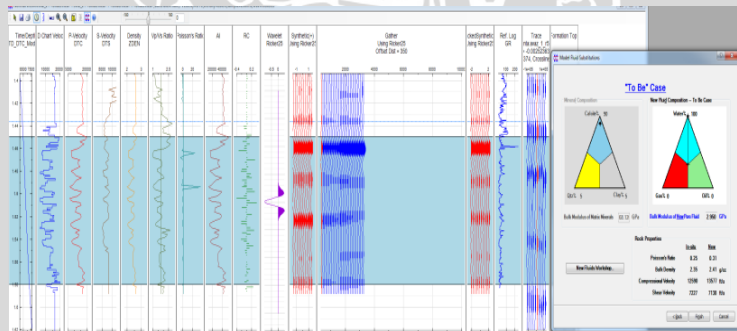
Gambar 4.17 Model Substitution Porositas Sumur SW-1 dengan gas 100%

Dari pemodelan tersebut didapatkan perubahan dari poisson ratio untuk reservoir sebelum diberi perlakuan terisi oleh oil sebesar 0.19 sesudah terisi 0.17. Untuk bluk densiti sebelum terisi oil 2.32 g/cc setelah terisi 2.24 g/cc.



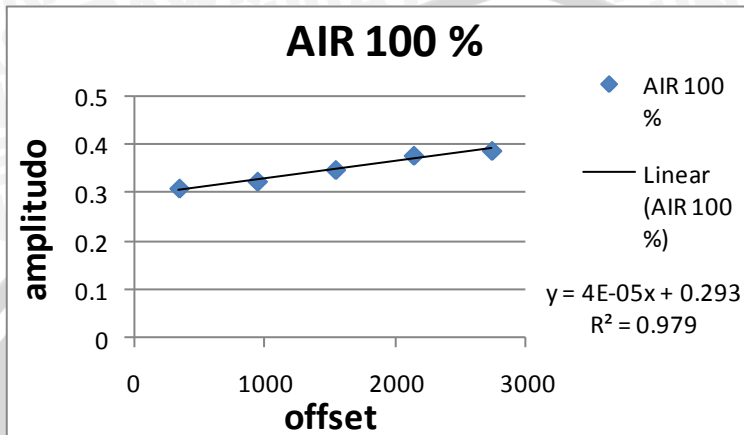
Gambar 4.18 Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-1 Antara Offset Versus Amplitudo.

Dari Gambar 4.19 merupakan pemodelan apabila rreservoir terisi oleh air untuk perubahan amplitudo dapat dilihat pada kurva Gambar 4.20 dimana kurva tersebut menunjukkan perubahan amplitudo yang dihasilkan oleh crossplot antara offset sumbu x dan sumbu y sebagai amplitudo yang mendapatkan nilai $R^2 = 0,979$.



Gambar 4.19 Model Substitution Porositas Sumur SW-1 dengan air 100%

Dari pemodelan tersebut didapatkan perubahan dari poisson ratio untuk reservoir sebelum diberi perlakuan terisi oleh oil sebesar 0.19 sesudah terisi 0.27. Untuk bluk densiti sebelum terisi oil 2.32 g/cc setelah terisi 2.39 g/cc.



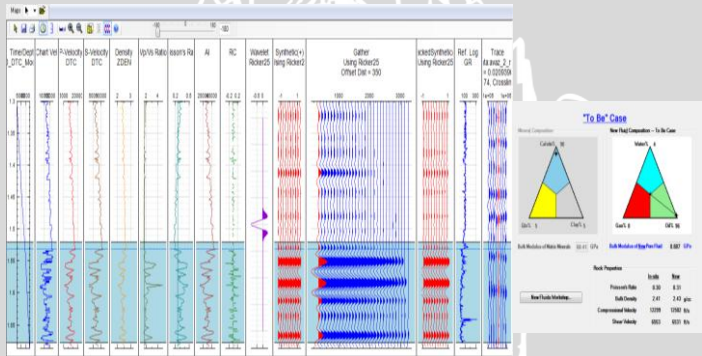
Gambar 4.20 Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-1 Antara Offset Versus Amplitudo

Dari permodelan berdasarkan kurva di dapatkan nilai gradient dan intercept yang berbeda beda namun untuk nilai koefisien (R^2) hanya memiliki perbedaan yang sedikit dan rata-rata bernilai mendekati nilai 1 maka dapat disimpulkan bahwa data yang di crossplotkan memiliki nilai keakuratan yang baik.

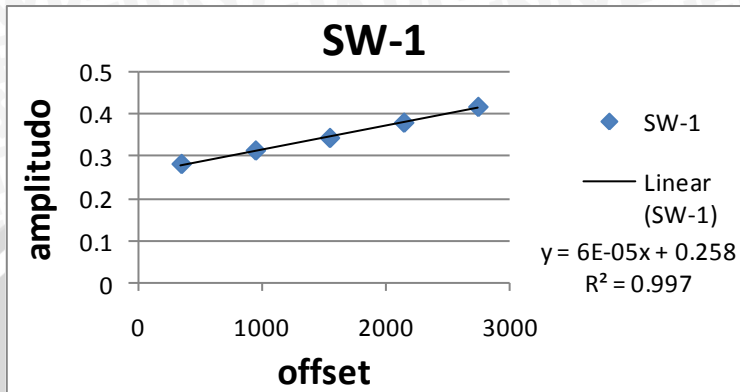
Jika dilihat dari crossplot yang dilihat dari forward 1D modeling sumur SW-1 memiliki kesamaan dengan sumur SWZ-2 dimana sumur SW-1 terdapat pada kelas atau golongan IV dilihat dari kurva hasil cross plot antara offset versus amplitudo didapatkan trend yang cenderung turun namun pada sumur SW-2 memiliki gradient yang bernilai positif dan intercept positif seperti teori dari (Fransiska. 2005) *Gas sand* kelas IV berada di kuadran II, dengan *intercept* negatif dan *gradien* positif. Pada data *stack* seismik berupa *bright spot* tetapi magnitudo refleksi turun dengan kenaikan *offset*. Pada golongan IV ini sangat cocok pada batuan karbonat. Namun untuk crossplot pada karbonat di dapatkan intercept dan gradient positif mungkin dikarenakan sifat karbonat merupakan batuan yang bersifat kompak.

4.3.1 Pemodelan Perusahaan

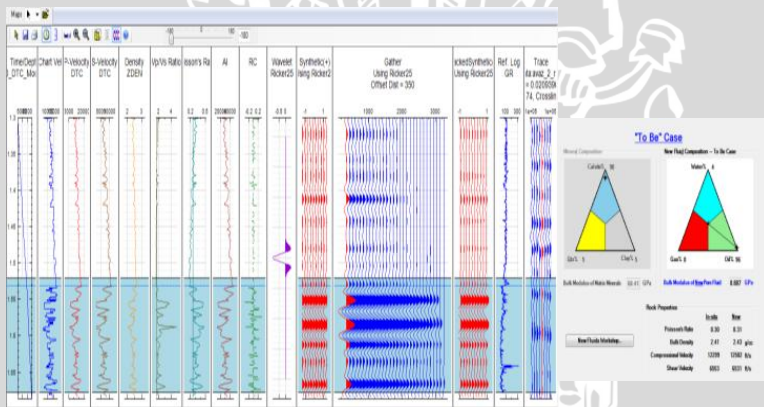
Permodelan berdasarkan produksi perusahaan dengan penyusun yang sama namun fluida yang mengisi reservoir berbeda yaitu dengan perbandingan oil sebesar 95% dan air sebesar 5% untuk gas 0%. Untuk calsite 90 %, clay sebesar 5% dan quart 5% yang akan di modelkan pada sumur SW-1 dan sumur SW-2. Sumur SW-1 (Gambar 4.21) memiliki perbedaan dengan pmodelan yang sebelumnya yaitu dari kurva (Gambar 4.22) yang memiliki nilai $R^2=0.977$. Untuk sumur SW-2 (Gambar 4.23) menghasilkan perubahan amplitudo yang di dibandingkan dengan yang lain memiliki perbedaan yang cukup besar yaitu dengan melihat nilai $R^2=0,964$ pada kurva 4.24. Namun jika diklasifikasikan pada kelas AVO sumur SW-1 terdapat pada kelas IV dan sumur SW-2 pada kelas I.



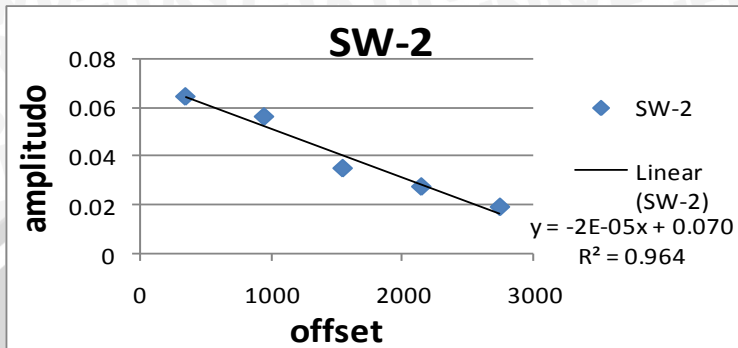
Gambar 4.21 Model Substitution Porositas Sumur SW-1
Antara Offset versus Amplitudo



Gambar 4.22 Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-1 Antara Offset versus Amplitudo.



Gambar 4.23 Model Substitution Porositas Sumur SW-2 Antara Offset versus Amplitudo.



Gambar 4.24 Grafik Model Substitution Porositas Sumur SW-2 Antara Offset versus Amplitudo.

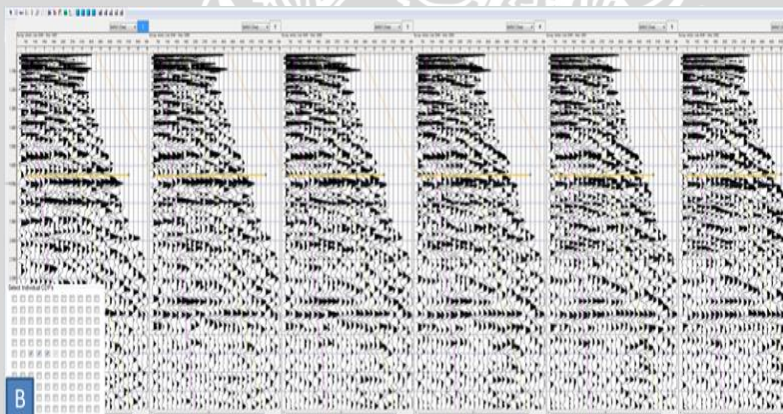
Untuk pemodelan dari data log perusahaan di dapatkan nilai gradient yang sama untuk masing-masing sumur dengan nilai korelasi (r) yang sangat bagus yaitu rata-rata mendekati nilai 1 dan memiliki kesamaan pada pemodelan AVO yang menganggap reservoir berisi air, gas, dan oli sebesar 100%. Dari pemodelan tersebut didapatkan perubahan dari poisson ratio dan bulk densiti untuk reservoir sebelum diberi perlakuan terisi oleh oil dan air untuk masing-masing sumur didapatkan SW-1 poisson ratio sebesar 0.19 sesudah terisi 0.21. Untuk bulk densiti sebelum terisi oil 2.32 g/cc setelah terisi 2.34 g/cc. Sw-2 nilai poisson ratio sebesar 0.34 setelah terisi oleh minyak dan air 0.34, bulk densiti sebelum perlakuan 2.34g/cc setelah 2.34 g/cc.

4.4 Analisis AVAZ

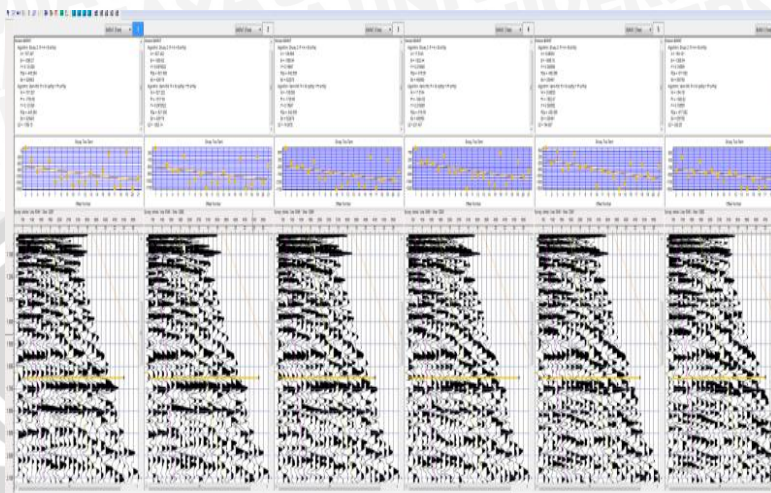
Dalam penelitian ini analisa sebaran AVAZ dilakukan dengan aplikasi AVO. Analisa sebaran AVO ini untuk mengetahui sebaran gas secara lateral pada zona target yang mengandung hidrokarbon. Sebelum melakukan analisa pola sebaran AVO dilakukan proses conditioning data. Dimana conditioning data berfungsi untuk melihat arah rekahan sebaran karbonat dengan melihat pola kemiringan gradient dan peningkatannya berdasar picking gather yang dilakukan. Untuk conditioning data digunakan data gather dengan inline 6281-6385 dan crossline 12557-13181. Untuk perlakuan conditioning data dapat dilihat pada halaman

sebelumnya. Dari data gaher yang diolah namun untuk penelitian ini dibatasi zona penelitian terletak pada inline 6321-6387 dan crossline 12864-12900.

Data seismik yang telah melalui proses conditioning dengan perlakuan *super gather* yang berbeda yaitu dengan menggunakan arah untuk mencari sebaran karbonat berdasarkan arah rekahnya. Untuk arah yang digunakan antara lain arah Utara, Timur, Selatan dan Barat. Dari pengambilan arah yang berbeda-beda diharapkan mendapatkan arah rekahnya sebagai AVAZ yaitu dengan melihat peningkatan anomali amplitudo berdasarkan hasil picking gather yang kemudian dicrossplot berdasarkan persamaan Shuey. Gambar dibawah ini menunjukkan perlakuan *super gather* saat menentukan arah, untuk (Gambar 4.25) merupakan contoh *super gather* untuk arah barat dari perlakuan tersebut akan dilakukan picking gather pada time window 1.650 ms yang ditunjukkan pada (Gambar 4.26) yang akan mengetahui peningkatan anomali. Untuk arah timur, selatan dan utara melalui proses yang sama.

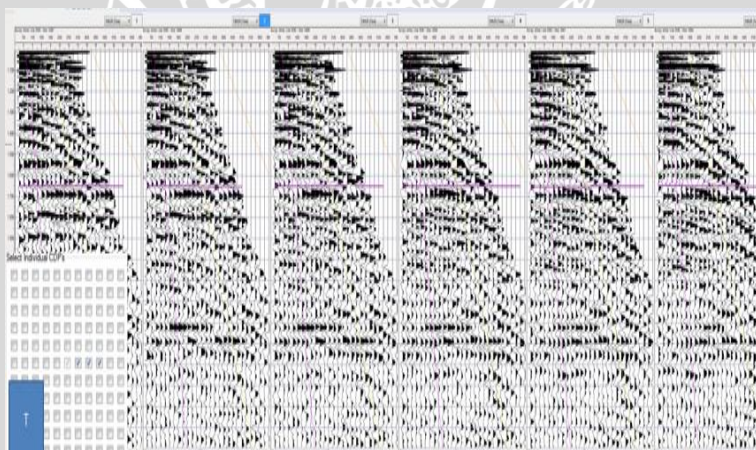


Gambar 4.25 Gather arah Barat

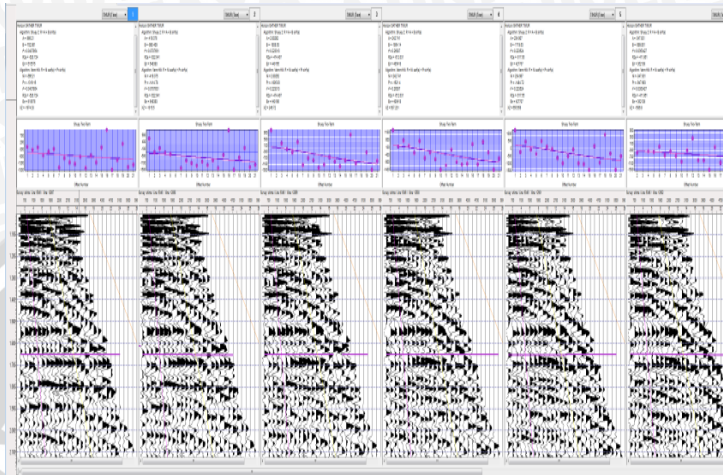


Gambar 4.26 Plot dari Hasil Picking Gather Barat

Gambar 4.27 merupakan perlakuan super gather pada arah timur untuk melihat kenaikan atau perubahan anomali amplitudonya akan dilakukan picking gather Gambar 4.28.

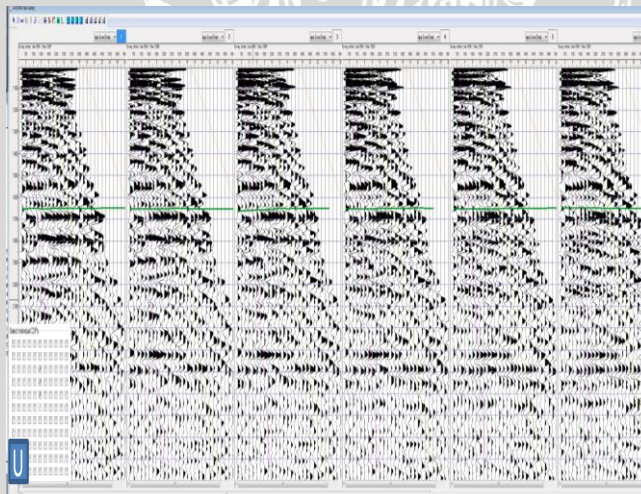


Gambar 4.27 Gather arah Timur

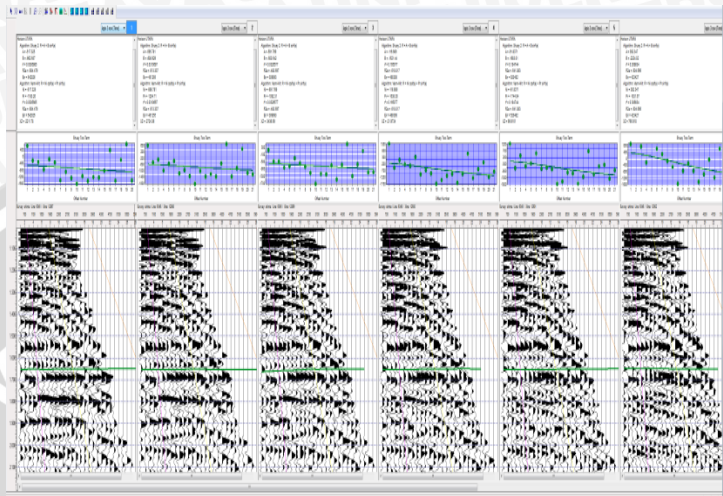


Gambar 4.28 Plot dari Hasil Picking Gather Timur

Gambar 4.29 merupakan perlakuan super gather pada arah utara untuk melihat kenaikan atau perubahan anomali amplitudonya akan dilakukan picking gather Gambar 4.30.

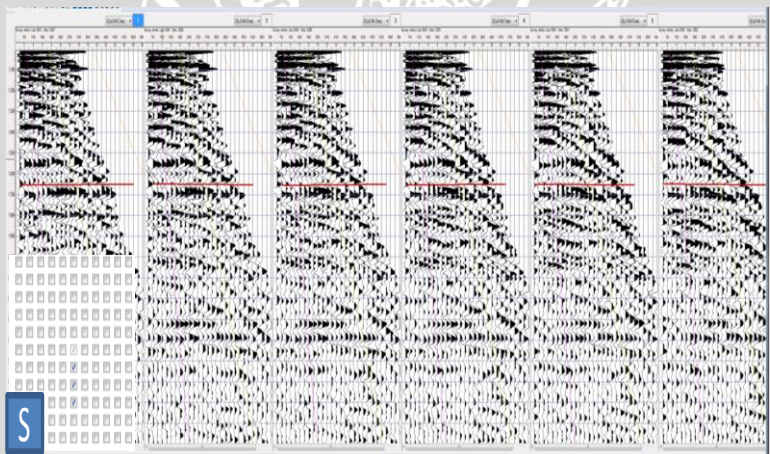


Gambar 4.29 Gather Arah Utara

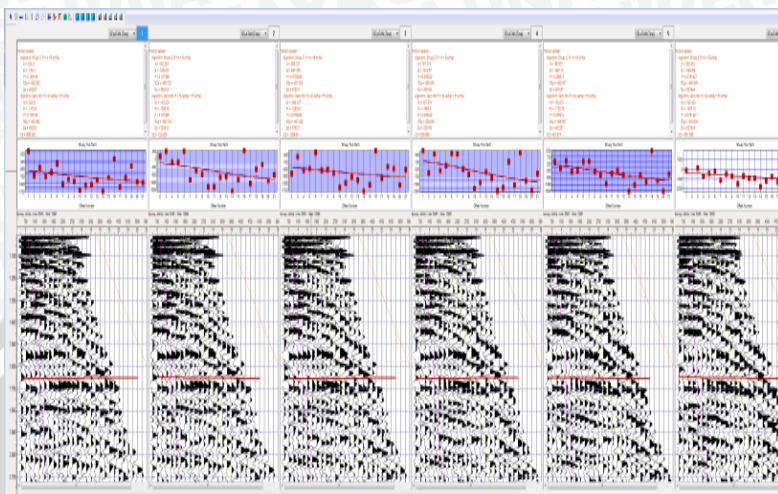


Gambar 4.30 Plot dari Hasil Picking Gather Utara

Gambar 4.31 merupakan perlakuan super gather pada arah selatan untuk melihat kenaikan atau perubahan anomali amplitudonya akan dilakukan picking gather Gambar 4.32



Gambar 4.31 Gather Arah Selatan



Gambar 4.32 Plot dari Hasil Picking Gather Selatan

Dari crossplot tersebut selain dapat diketahui gradien dan intercept, crossplot gather juga berfungsi sebagai analisis AVAZ berdasarkan AVO. Analisa AVO merupakan langkah dasar dalam pengolahan data AVO. Dalam tahap ini data yang digunakan adalah data seismik *prestack angel gather* yang menunjukkan koefisien refleksi sebagai fungsi sudut datang (*angle of incidence*) dan dengan menggunakan persamaan Zoeppritz (1919), Aki dan Richard (1980), maupun Shuey (1985) diubah menjadi data conditioning gather . Dengan akan dihasilkan beberapa atribut yang mampu membedakan antara fluida dan litologi. Adanya perbedaan respon pada data atribut AVO menunjukkan perubahan dalam jenis fluida, saturasi dan litologi yang dapat membedakan secara efektif reservoir gas dari zona yang tidak prospek. Plot picking gather menunjukkan tingkat kecuraman kurva maka dapat diklasifikasikan dari arah mana yang berpotensi memiliki sebaran karbonat yang terlihat peningkatan gradient yang dihasilkan oleh picking gather. Jika dilihat (Tabel 4.1) nilai gradient yang didapatkan yaitu :

Tabel 4.1 Gadien dari Gather

Arah	B1	B2	B3	B4	B5
Utara	-662.937	-608.929	-500.542	-1521.44	-1683.01
Timur	-752.951	-995.409	-1628.22	-1864.14	-1719.63
Selatan	-1154.1	-1454.25	-897.786	-1872.73	-1064.69
Barat	-1086.27	-1090.62	-1596.04	-1896.18	-1896.18

Dari tabel diatas maka dapat disimpulkan bahwa arah rekahan sebaran karbonat cenderung mengarah ke arah horizontal dimana menuju arah Timur ke Barat. Untuk rekahan cenderung mengarah horizontal dilihat dari nilai gradient yang dihasilkan dari picking gather yang dilakukan.

4.5 Analisis Crossplot Intercept-Gradient

Pada umumnya AVO bekerja pada domain reflektifitas dimana plot intercept terhadap gradien (A vs B) merupakan metode yang sudah umum dipakai untuk mengidentifikasi dan mengenalisa anomaly hidrokarbon terutama yang berhubungan dengan gas (castagna dan swan, 1997).

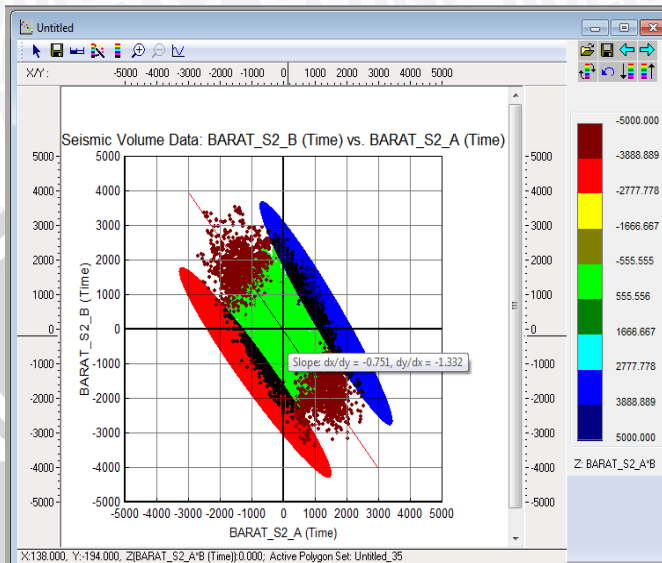
Analisa petrophysic dilakukan dengan cara melakukan *cross-plot* antara dua buah data log dalam system kartesian sumbu koordinat X dan Y, dari *plot* ini dapat memisahkan karakter litologi dan fluida daerah target, ini dilakukan dengan cara membuat zonasi pada daerah target, dengan kata lain *cross-plot* merupakan metode yang berfungsi untuk menampilkan suatu anomali pada suatu reservoir (sifat fisis batuan).

Intercept adalah koefisien refleksi dari gelombang P pada *offset* atau juga sudut datang nol. *Intercept* merupakan suku pertama dari persamaan Shuey. *Gradient* menjelaskan karakteristik amplitudo terhadap *offset* dari suatu data seismik *pre-stack CDP gather*.

Gradient merupakan suku kedua pada persamaan Shuey. Dalam penelitian ini analisa sebaran karbonat dengan menggunakan AVAZ didukung dengan pengaplikasian AVO. Analisa AVO ini untuk mengetahui sebaran gas secara lateral pada daerah zona target yng mengandung hidrokarbon. Sebelum melakukan analisa pola sebaran AVO dilakukan proses arbitrary line. Arbitrary line merupakan

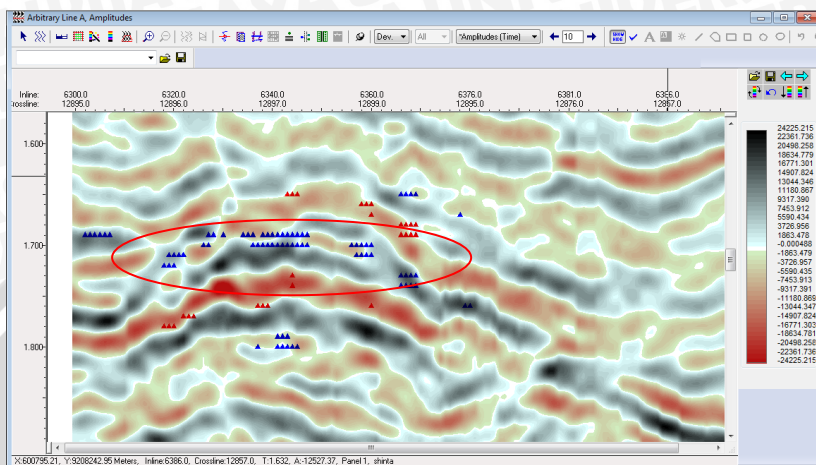
proses menggabung lintasan dengan menghubungkan titik-titik pada basemap dimana titik tersebut merupakan sumur yang dilalui oleh lintasan. Proses ini digunakan untuk melihat kemenerusan dari lapisan dan sumur yang diteliti. Data yang digunakan pada proses ini adalah data *recont gather* yang menghasilkan persamaan-persamaan dari shuey. Dari persamaan shuey yang di aplikasikan dengan atribut AVO yaitu persamaan $S = (A*B)$; $S = \frac{1}{2} (A+B)$ dan A vs B . Dari persamaan tersebut dapat dilihat bagaimana sebaran karbonat terdapat di top atau di basement.

Crossplot antara *Intercept* dengan *Gradient* didasarkan pada konsep klasifikasi AVO dalam empat kuadran oleh (Castagna dan Swan 1997). Parameter *crossplot* adalah hasil *picking horizon* dari reservoir target yang telah dianalisis sebelumnya. Selain itu, parameter penting untuk dimasukkan dalam *crossplot* ini adalah menentukan kemiringan dari gradient yang bisa menentukan keberadaan dari gas dan air yang dilihat dari polaritinya yaitu dengan meneliti pada kedalaman tertentu pada penampang seismik yang mana menunjukkan dominasi batuan karbonat. Sebaran karbonat akan dihasilkan dari *recon gather*, dimana *recon gather* bersal dari data gather yang telah melewati poses pengkondisian data yang telah dibahas pada halaman sebelumnya kemudian di ekstrak kedalam persamaan Shuey. Setelah melalui *recon gather* maka akan muncul persamaan-persamaan shuey. Dari persamaan shuey kedua dari hasil *crossplot* didapatkan anomali AVO yang dapat dilihat pada penampang seismik. Pada *crossplot* intercept dan gradient yang dihasilkan pada gambar dibawah ini merupakan hasil dari data gather yang berpotensi kearah mana sebaran tersebut cenderung menjalar. Pada *crossplot* ini dipilih arah Barat dan Timur karena gradient yang dihasilkan dari *picking gather* memiliki nilai yang cenderung meningkat yang menandakan pada litologi karbonat yang bersifat kompak. Jika dilihat dari arah yang ditunjukkan dari perlakuan AVAZ memiliki penjaralan rekaran yang mengarah horizontal. *Crossplot* dilakukan bertujuan untuk melihat persebaran karbonat yang tumbuh dibase atau ditop dapat dilihat pada penampang seismik.



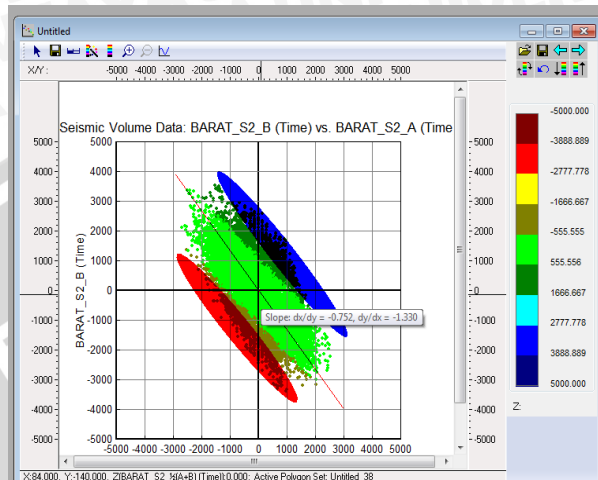
Gambar 4.33 Crossplot Untuk $S = A*B$ Arah Barat

Gambar 4.33 Untuk hasil $S = (A*B)$ merupakan atribut perkalian antara intercept (A) dan gradien (B). perkalian ini dapat bernilai positif jika intercept dan gradiennya bernilai positif atau negative. Nilai perkalian akan bernilai negative jika nilai intercep dan gradient memiliki nilai yang saling berlawanan positif atau negative. jika hasil perkalian bernilai positif maka terdapat peningkatan. untuk crossplot yang di dihasilkan pada gambar diatas merupakan hasil crossplot dari intercept (A) sebagai sumbu X, gradient (B) sebagai sumbu Y adan di masukkan pada atribut AVO berdasarkan persamaan shuey ($A*B$) sebagai sumbu z. Dari crossplot tersebut menghasilkan nilai slope $\frac{dx}{dy} = -0.751$ dan $\frac{dy}{dx} = -1.332$ sekala yang digunakan yaitu -5000 sampai 5000 agar sebaran karbonat terdeteksi pada zona penelitian. Sebaran tersebut dapat dilihat pada penampang seismik Gambar 4.34, pada penampang tersebut terlihat banyak tersebar pada base karbonat.

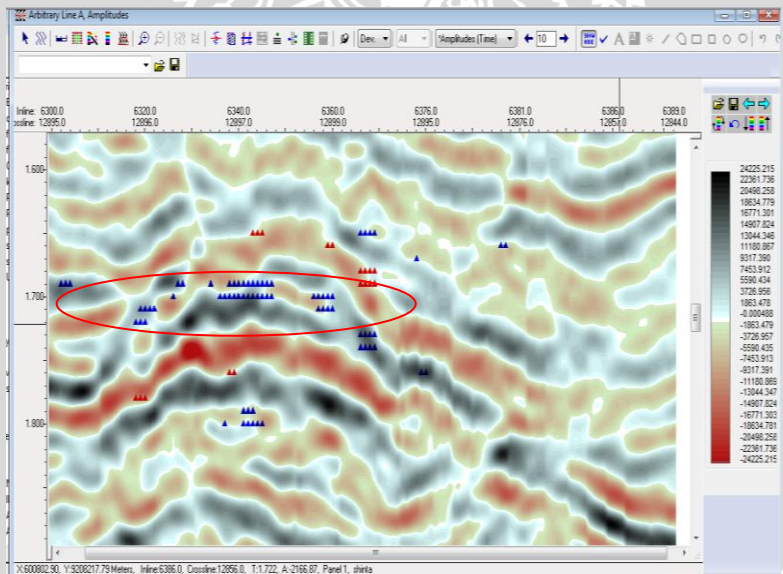


Gambar 4.34 Sebaran Reservoir Karbonat Pada Penampang Seismik $S = A \cdot B$

Crossplot antara intercept dan gradient dari persamaan shuey kedua $S = \frac{1}{2} (A+B)$ Gambar 4.35 di dapatkan sebaran di zona gas top lebih sedikit dibandingkan di base, sedangkan di base bertambah banyak dibandingkan crossplot yang sebelumnya. Untuk hasil penjumlahan antara gradient dengan intercept secara empirik dapat mengidentivikasi zona prospek batuan karbonat yang berisi gas. Hasil crossplot menunjukkan slope $\frac{dx}{dy} = -0.752$ dan $\frac{dy}{dx} = -1.330$. Untuk skala yang digunakan sama -5000 sampai 5000. Untuk persebaran karbonatnya Gambar 4.36 penampang seismik cenderung berada pada gas base karbonat.

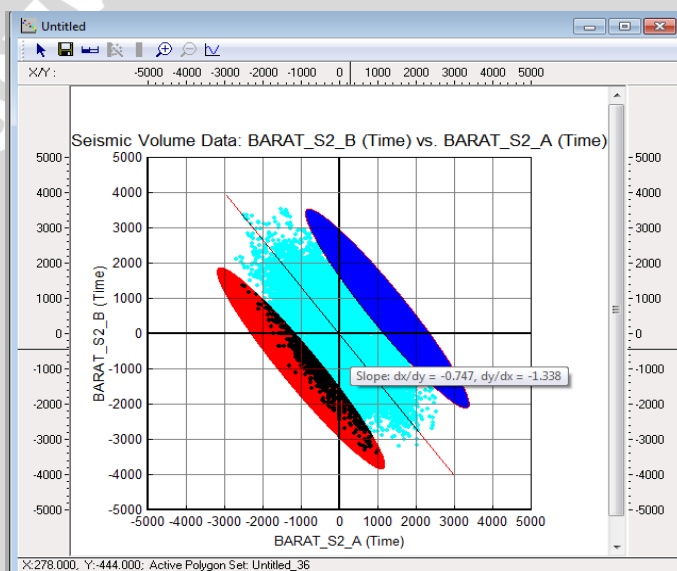


Gambar 4.35 Crossplot Untuk $S = \frac{1}{2} (A+B)$ Arah Barat

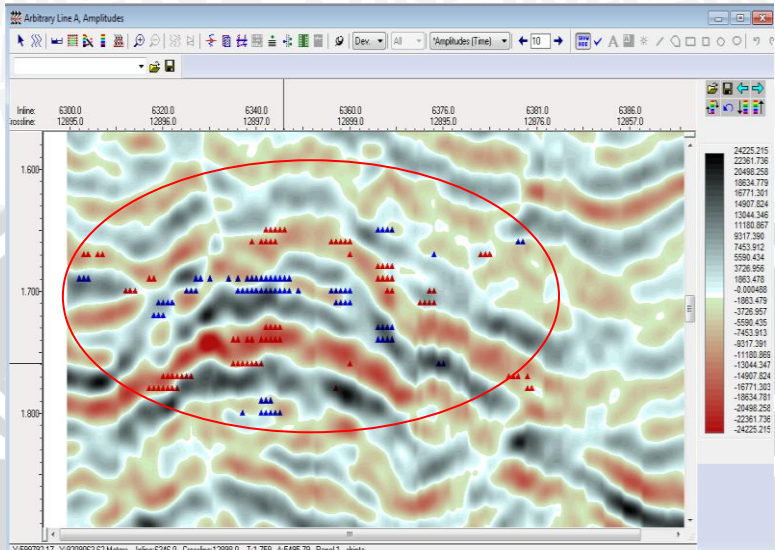


Gambar 4.36 Sebaran Reservoir Karbonat pada Penampang Seismik $S = \frac{1}{2} (A+B)$

Untuk persamaan shuey dengan atribut AVO yaitu A vs B dimana sumbu x sebagai intercept (A) dsumbu x dan gradient sebagai sumbu y (B) Gambar 4.37. Persamaan tersebut tanpa menggunakan sumbu Z sebagai aplikasi persamaan yang bertujuan melihat respon AVO anomalnya. Untuk skala yang digunakan sama namun yang membedakan yaitu pada crossplot tanpa menggunakan sumbu Z. Sebaran pada penampang (Gambar 4.38) pada crosssplot ini memiliki nilai slope $\frac{dx}{dy} = -0,747$ dan $\frac{dy}{dx} = -1,338$ sebaran reservoir karbonat tersebar merata pada base dan top karbonat gas yang dapat dilihat pada penampang seismik.

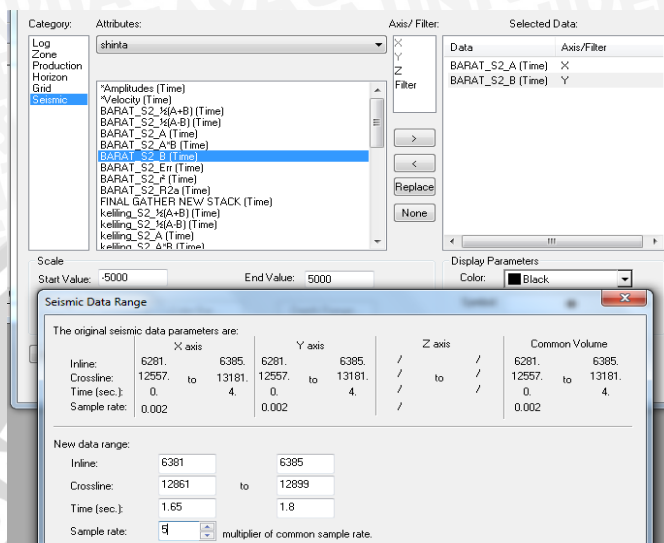


Gambar 4.37 Crossplot Untuk A vs B Arah Barat



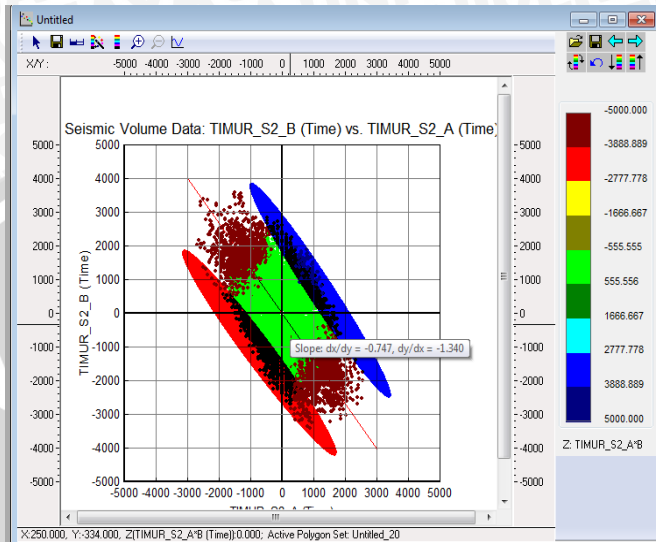
Gambar 4.38 Sebaran Reservoir Karbonat Pada Penampang Seismik S= A vs B

Dari persamaan shuey dapat dilihat sebaran karbonat yang berbeda pada zona target untuk warna yang dihasilkan juga berbeda. Zona target terletak pada inline 6281-6385 dan crossline 12890-12900 dengan menggunakan time 1.65 – 1.8 sec dan sample rate 5. Untuk skala yang digunakan -5000 sampai 5000 pada arah Timur dan Barat dapat dilihat pada Gambar 4.39.

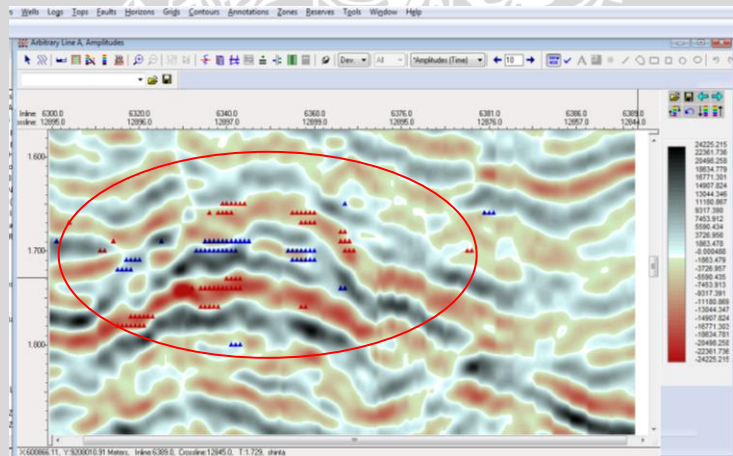


Gambar 4.39 Skala Crossplot

Sebaran reservoir karbonat untuk arah Timur dengan perlakuan yang sama dengan arah barat dengan memasukkan ke persamaan shuey dan atribut AVO Gambar 4.40. Dari persamaan tersebut di dapatkan hasil crossplot sumbu x sebagai intercept (B) dan sumbu y (B) dan sumbu z sebagai atribut AVO ($A*B$) didapatkan slope $\frac{dx}{dy} = -0.747$ dan $\frac{dy}{dx} = -1.340$ untuk sebaran reservoir dapat dilihat pada (Gambar 4.41) penampang seismik. Untuk sebaran karbonat pada persamaan ini terlihat reservoir karbonat tersebar merata pada top maupun pada base gas karbonat.

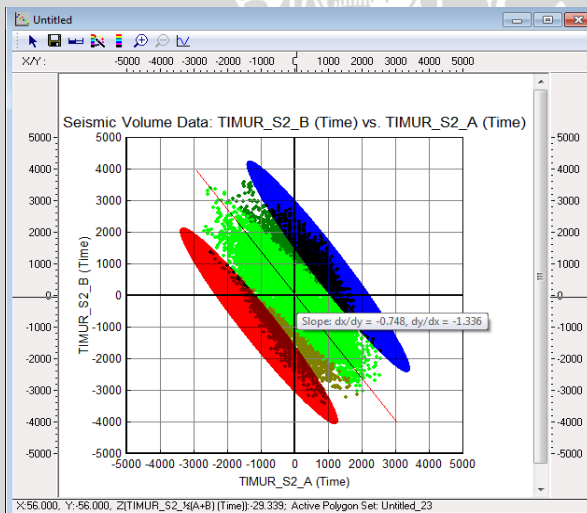


Gambar 4.40 Crossplot Untuk $S = A*B$ Arah Timur.

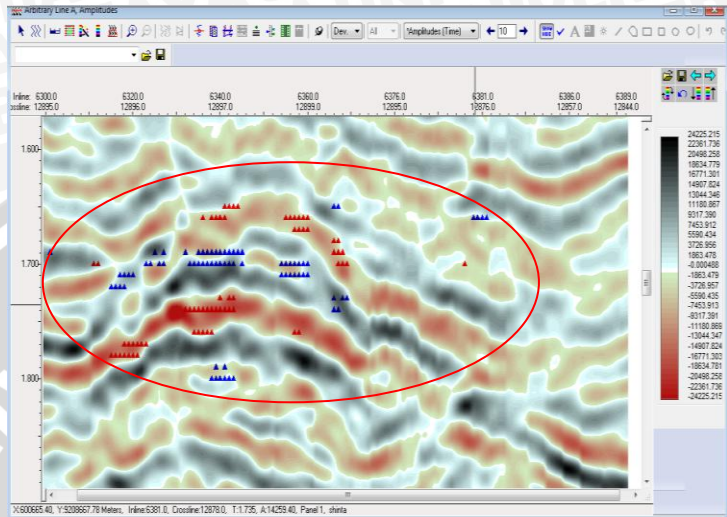


Gambar 4.41 Sebaran Reservoir Karbonat pada Penampang Seismik $S = A*B$

Sebaran reservoir karbonat untuk arah Timur dengan perlakuan yang sama dengan arah barat dengan memasukkan ke persamaan shuey dan atribut AVO Gambar 4.42. Dari persamaan tersebut di dapatkan hasil crossplot sumbu x sebagai intercept (B) dan sumbu y (B) dan sumbu z sebagai atribut AVO $\frac{1}{2} (A+B)$ didapatkan slope $\frac{dx}{dy} = -0.748$ dan $\frac{dy}{dx} = -1.336$ untuk sebaran reservoir dapat dilihat pada (Gambar 4.43) penampang seismik, jika dilihat pada penampang seismik di dapatkan sebaran yang lebih banyak pada top maupun base. Namun jika dilihat dari sebrannya warna merah sebagai simbol top dan warna biru untuk penggunaan atribut AVO untuk arah timur sebaran reservoir karbonat (Gambar 4.43) cenderung merata pada base ataupun base.

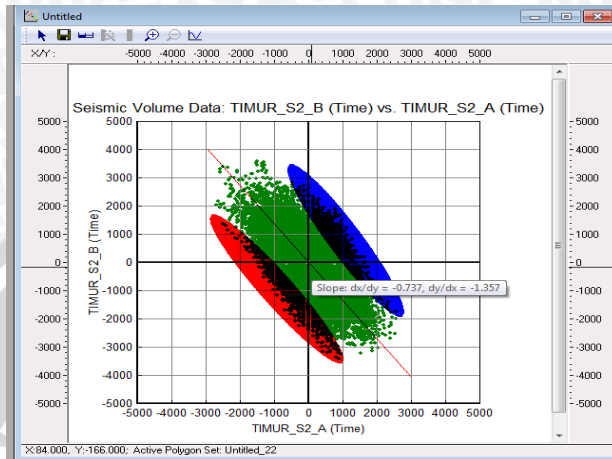


Gambar 4.42 Crossplot Untuk $S = \frac{1}{2} (A+B)$ Arah Timur

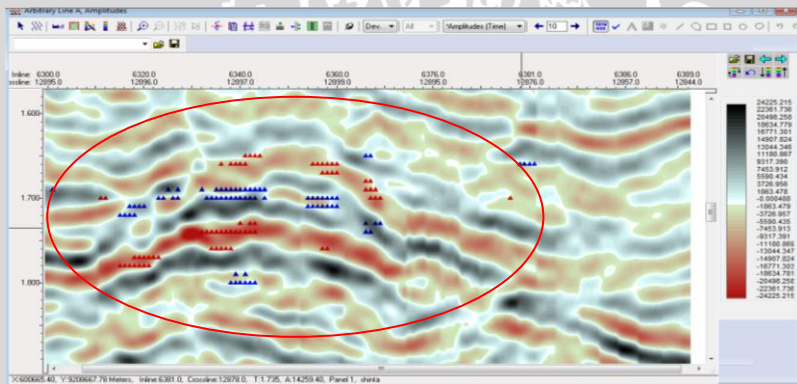


Gambar 4.43 Sebaran Reservoir Karbonat Pada Penampang Seismik $S = \frac{1}{2} (A+B)$

Perlakuan yang sama untuk persamaan shuey dengan atribut AVO yaitu A vs B dimana sumbu x sebagai intercept (A) dsumbu x dan gradient sebagai sumbu y (B) Gambar 4.44. Persamaan tersebut tanpa menggunakan sumbu Z sebagai aplikasi persamaan yang bertujuan melihat respon AVO anomalnya. untuk skala yang digunakan sama namun yang membedakan yaitu pada crossplot tanpa menggunakan sumbu Z. sebaran pada penampang Gambar 4.45 pada crosssplot ini memiliki nilai slope $\frac{dx}{dy} = -0,737$ dan $\frac{dy}{dx} = -1,357$ sebaran reservoir karbonat tersebar merata pada base dan top karbonat yang dapat dilihat pada penampang seismik Gambar 4.45.



Gambar 4.44 Crossplot Untuk A vs B Arah Timur



Gambar 4.45 Sebaran Reservoir Karbonat Pada Penampang Seismik S = A vs B

Dari masing-masing crossplot tersebut memiliki berbagai perbedaan untuk arah Timur dan arah Barat untuk persamaan yang telah dipakain mengidentivikasi bahwa sebaran karbonat tersebar merata pada top dan base karbonat. Dan memiliki tingkat kemiringan yang berbeda-beda pula. Namun untuk arah Timur memiliki prospek yang cukup baik jika dilihat persebaran reservoir karbonat.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan analisis AVAZ pada lapangan “SWZ” pada sub formasi Tuban Jawa Timur maka didapatkan kesimpulan antara lain :

- Dengan menggunakan crossplot atribut AVO (A^*B), $\frac{1}{2}(A+B)$, A vs B dapat ditentukan sebaran reservoir karbonat.
- Sebaran reservoir karbonat cenderung mengarah kearah horinzontal dan terlihat jelas sebaran paling banyak terdapat pada arah Timur.
- Sebaran reservoir karbonat berada pada gas base dan top gas yang ditunjukkan pada penampang seismik.

5.2 Saran

- Perlu di adakan akuisisi lebih lanjut atau ulang agar data yang didapatkan lebih baik.
- Perlu dilakukan penelitian lebih lanjut khususnya pada lapangan yang komplek dan beragram agar sebaran reservoir karbonat dapat terdeteksi lebih luas.
- Selain itu perlu adanya pemahaman mengenai karakter sifat fisis dari batuan karbonat.

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. (2007). *Ensiklopedi Seismik Online*.
<http://ensiklopediseismik.blogspot.com>. Akses tanggal 6 juni 2012.
- Aki and Richard, P. G. 1980. *Quantitative Seismology: Theory and Methods*. W.H.Freeman & Company.
- Aleman, P. B. 2004. *Acoustic Impedance Inversion of Lower Permian Carbonate Buildups in The Permian Basin, Texas*. Master of Science. Texas, A&M University. S2.
- Anonymus. 2001. *Proceeding HAGI 27th Annual Meeting*. Malang.
- Anstey, N. J. 1997. *Seismic Interpretation: The Physical Aspects*. International Human Resources Development Corporation. Boston.
- Bakulin, A., Grechka, V. & Tsvankin, I. 2000. *Estimation of fracture parameters from reflection seismic data – Part 1: HTI model due to a single fracture set*. Geophysics. 65: 1788-1802
- Canning, A. 2000. *Introduction to AVO Theory*. Paradigm Geophysical.
- Castagna, J. P., Swan, H.W., and Foster, D.J. 1998. *Framework For AVO Gradient and Intercept Interpretation*. Geophysics. 63: 948-956.
- Chiburis, E., Leaney, S., Skidmore, C., Frank, C., and McHugo, S. 1993. *Hydrocarbon Detection with AVO*. Oilfield Review.
- Fransisca, I. 2005. *Understanding Fluid & Lithology Prediction via Well Seismic Fusion*, Landmark a Halliburton Company :Jakarta.
- Ginanjari dan Latief, A. 2006. *Seismic Reflection*. Two Day Short Course Brawijaya University Chevron Indonesia Company: Jakarta.
- Harsono, A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oilfield Services: Jakarta.
- Koesoemadinata, R., P. 1980. *Geologi minyak dan gas bumi*. Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Kusumastuti, A. 2002. *Seismic Sequence Analysis and Reservoir Potential of Drowned Miocene Carbonate Platforms in The*

- Madura Strait, East Java, Indonesia. AAPG Bull. 86: 213-232.
- Ostrander, W. J. 1984. *Plane wave reflektion coefficients for gas sands at non-normal angles of incidence*. Geophysics. 49: 1637-1648.
- Russel, B. H. 1996. *Installation and Tutorials*. Hampson-Russel Software Services Ltd. USA.
- Russel, B. H. 2005. *Strata and Emerge*. Hampson-Russell software Ltd. USA.
- Rutherford and Williams, R. 1989. *Amplitude versus offset variation in gas sands*. Geophysics. 54: 680-688.
- Satyana, A. H. 2003. *Oligo-miocene Carbonates of East Java Basin, Indonesia: Facies Definition Leading to Recent Significant Discoveries*. AAPG Conference, Barcelona, Spain.
- Sharaf, E., J. A. Toni Simo., Alan R. C., and Martin Shields. . 2005. *Stratigraphic Evolution of Oligocene – Miocene Carbonates and Siliciclastics, East Java Basin, Indonesia*. AAPG Bull: 799-819.
- Shuey, R.T. 1985. *A simplification of the Zoeppritz equations*, Geophysics 50, 609-614.
- Sismanto. 1999. *Modul: 3, Interpretasi Data Seismik*. Geofisika FMIPA Universitas Gajah Mada. Yogyakarta.
- Sukmono, S. 1999. *Diktat Kuliah Interpretasi Data Seismik*. Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Umam, M. S. 2004. *Seismic Interpretation in Petroleum Exploration and Production*. UB AAPG Student Chapter One Day Course. Pekanbaru, Chevron.
- Wang, Z. 1988. *Wave Velocities In Hidrokabon And Hydrokarbon Saturated Rock*. Stanford University.
- Yilmaz, O. 2001. *Seismic Data Analysis: Processing, Interpretation and Inversion*. Society of exploration Geophysics.
- Yuwono, N. T. 2003. *Geologi Minyak Bumi*. Pusdiklat Migas: Cepu.
- Zoeppritz, R. 1919. *On the reflektion and propagation of seismic waves*. Erdbebenwellen VIIIB: Gottinger Nachrichten 1: 66-68.

LAMPIRAN 1

KONVERSI DARI OFFSET KE ANGLE

Walaupun analisis AVO bertumpu pada bertambahnya amplitudo sinyal terpantul terhadap offset, akan tetapi ada batas maksimum dari offset yang tidak boleh dilewati, batas maksimum ini adalah offset yang bersesuaian dengan sudut datang kritis, yaitu sudut datang dimana amplitudo tepat tidak akan membesar dengan membesarnya offset. Analisis AVO secara nyata disebut dengan analisis AVA yaitu *Amplitude Versus Angle* sebab ia berkenaan dengan analisis koefisien refleksi yang bervariasi menurut sudut datang dan tidak menurut offset. Diatas sudut datang kritis tingkah laku amplitudo sinyal terpantul tidak dapat dijadikan pegangan dalam analisis AVO. Diterangkan dengan persamaan (Zeoppritz, 1919) dengan kurva-kurva teoritisnya yang menyimpulkan bahwa analisis AVO dapat dilakukan untuk sudut datang yang kecil (dibawah sudut datang kritis $< 30^\circ$) (Gambar G.1). Diasumsikan bahwa pada sudut kecil offsetnya juga kecil, dan pada sudut besar maka offsetnya juga besar.

Mengingat data yang diperoleh dari rekaman seismik adalah amplitudo dan offset, maka dilakukan proses perubahan dari offset menjadi sudut datang, dan amplitudo menjadi koefisien refleksi. Untuk itu perlu dilakukan perhitungan dari sudut datang dan koefisien refleksi.

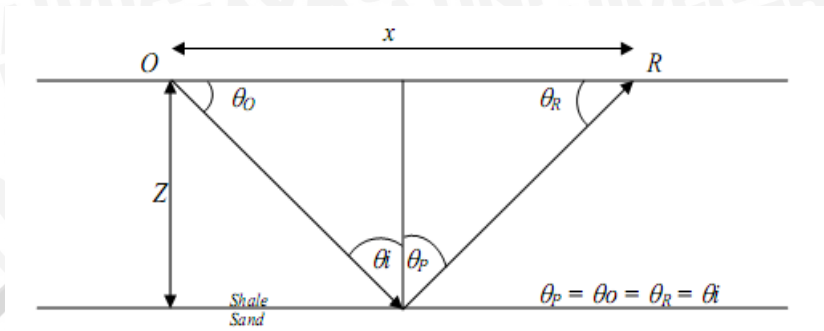
Cara yang sederhana untuk mendapatkan sudut datang dari kedalaman reflektor dan offset :

$$\theta_i = \tan^{-1} \left(\frac{x}{2Z} \right) \quad (1.1)$$

dengan x : jarak offset

Z : kedalaman reflektor

θ_i : sudut datang



Gambar L 1.1 Penjalaran sinar linier: O titik sumber, R titik penerima, P titik refleksi pada bidang batas, θ sudut antara sinar dan sumbu vertikal

Jika kita tahu kecepatan pada lapisan, maka dapat kita tuliskan :

$$Z = \frac{V_{t0}}{2} \quad (1.2)$$

dimana V = kecepatan (rms atau rata-rata), t_0 = total waktu tempuh pada zero offset. Dari persamaan (1.1) dan (1.2) didapatkan:

$$\theta_i = \tan^{-1} \left(\frac{x}{V_{t0}} \right) \quad (1.3)$$

Persamaan (1.3) memberikan perubahan dari offset ke sudut. Untuk perubahan dari sudut ke offset :

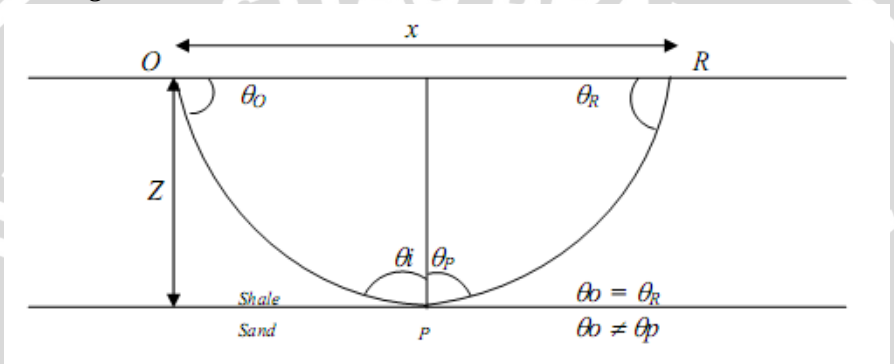
$$x = V_{t0} \tan \theta \quad (1.4)$$

Ostrander (1984) memberikan ilustrasi penjalaran gelombang seismik untuk perhitungan sudut datang (gambar 1.2). Dari gambar ini, jika kecepatan interval adalah $V_1 = V_0 + kz$, dan pusat lingkaran sinar gelombang di atas permukaan tanah adalah

maka $\frac{V_0}{k}$ perhitungannya menjadi:

$$\theta_i = \tan^{-1} \left(\frac{zx + V_0 \frac{x}{k}}{z^2 + 2V_0 \frac{z}{k} - \frac{x^2}{4}} \right) \quad (1.5)$$

Pada dasarnya persamaan (1.4) dan (1.5) memperlihatkan bahwa peningkatan offset selaras dengan peningkatan sudut datang.



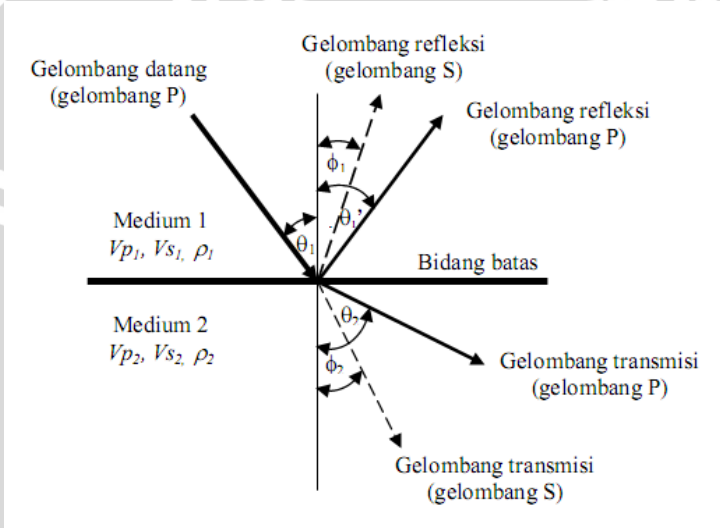
Gambar L 1.2. Penjalaran gelombang hiperbolik

dengan O : titik sumber,
R : titik penerima,
P : titik refleksi pada bidang batas,
 θ : sudut antara sinar dan sumbu vertikal.

LAMPIRAN 2

Penurunan Persamaan Zeoppritz (Sismanto, 1999)

Persamaan Zoeppritz menentukan amplitudo gelombang refleksi dan transmisi pada sebuah bidang batas permukaan datar untuk sebuah gelombang P datang dengan amplitudo gelombang P terefleksi A1, amplitudo gelombang S terefleksi B1, amplitudo gelombang P tertransmisi A2, dan amplitudo gelombang S tertransmisi B2 (Yilmaz, 2001).



Gambar L 2.1. Proses refleksi, transmisi, dan konversi gelombang yang dialami oleh gelombang P saat melewati bidang batas antar lapisan yang berbeda sifat-sifat elastisnya. (Yilmaz, 2001)

Gambar L 2.1 diatas menjelaskan tentang proses pemantulan, pembiasan, dan konversi gelombang yang dialami oleh gelombang P saat melewati bidang batas x-z, bentuk persamaan gelombang datangny adalah:

$$\psi_0 = A_0 e^{j\omega(lx+nz)/V} \quad \psi_{p1} = A_0 e^{j\omega(x \sin \theta_1 - z \cos \theta_1)/V} \quad \psi_{p1} = A_0 e^{j\omega p(x - z \cot \theta_1)} \quad (1.1)$$

Persamaan (y.1) ditulis dalam bentuk lain menjadi:

$$\Psi_0 = A_0 e^{j\omega\zeta_0}, \Psi_1 = A_1 e^{j\omega\zeta_1}, \Psi_2 = A_2 e^{j\omega\zeta_2}, \Psi'_1 = B_0 e^{j\omega\zeta'_1}, \Psi'_2 = B_2 e^{j\omega\zeta'_2} \quad (1.2)$$

dengan;

$$\begin{aligned} \zeta_0 &= p(x-z \cot \theta_0), \zeta_1 = p(x+z \cot \theta_1), \zeta_2 = p(x-z \cot \theta_2), \\ \zeta'_1 &= p(x+z \cot \phi_1), \zeta'_2 = p(x-z \cot \phi_2) \end{aligned} \quad (1.3)$$

(tanda minus menjelaskan bahwa penjalaran gelombang berarah negatif dari sumbu z-nya).

Variabel ψ_i dan ψ'_i diubah kembali kedalam komponen-komponennya sepanjang sumbu x dan z yang kemudian menjadi:

$$\begin{aligned} u_1 &= A_0 \sin \theta_1 e^{j\omega\zeta_0} + A_1 \sin \theta_1 e^{j\omega\zeta_1} + B_0 \cos \delta_1 e^{j\omega\zeta'_1} \\ u_2 &= A_2 \sin \theta_2 e^{j\omega\zeta_2} - B_2 \cos \phi_2 e^{j\omega\zeta'_2} \\ w_1 &= -A_0 \cos \theta_1 e^{j\omega\zeta_0} + A_1 \cos \theta_1 e^{j\omega\zeta_1} - B_1 \cos \delta_1 e^{j\omega\zeta'_1} \\ w_2 &= -A_2 \cos \theta_2 e^{j\omega\zeta_2} - B_2 \sin \phi_2 e^{j\omega\zeta'_2} \end{aligned} \quad (1.4)$$

Kondisi batas muncul ketika $z = 0$

$$w_1 = w_2, u_1 = u_2, \sigma_{zz}|_1 = \sigma_{zz}|_2, \sigma_{xz}|_1 = \sigma_{xz}|_2 \quad (1.5)$$

untuk $z = 0$ semua faktor potensial berkurang terhadap $e^{j\omega p x}$ sehingga faktor eksponensial dapat di *omitted* ketika merumuskan kondisi batasnya. Dua kondisi batas yang pertama diberikan oleh:

$$-A_0 \cos \theta_1 + A_1 \cos \theta_1 - B_1 \sin \phi_1 = -A_2 \cos \theta_2 - B_2 \sin \phi_2$$

$$A_0 \sin \theta_1 + A_1 \sin \theta_1 - B_1 \cos \phi_1 = -A_2 \sin \theta_2 - B_2 \cos \phi_2$$

(1.6)

dengan menggunakan persamaan (1.2), (1.3), dan (1.6) maka dua kondisi batas terakhir menjadi (Yilmaz, 2001):

$$\lambda_1 \left(\frac{\partial u_1}{\partial x} + \frac{\partial w_1}{\partial z} \right) + 2\mu_1 \left(\frac{\partial w_1}{\partial z} \right) = \lambda_2 \left(\frac{\partial u_2}{\partial x} + \frac{\partial w_2}{\partial z} \right) + 2\mu_2 \left(\frac{\partial w_2}{\partial z} \right)$$

$$\mu_1 \left(\frac{\partial u_1}{\partial x} + \frac{\partial w_1}{\partial z} \right) = \mu_2 \left(\frac{\partial u_2}{\partial x} + \frac{\partial w_2}{\partial z} \right)$$

(1.7)

karena:

$$\frac{\partial \psi_i}{\partial x} = j\omega p \psi_i, \quad \frac{\partial \psi'_i}{\partial x} = j\omega p \psi'_i$$

$$\frac{\partial \psi_i}{\partial x} = j\omega p (\pm \cot \theta_i) \psi_i, \quad \frac{\partial \psi'_i}{\partial x} = j\omega p (\pm \cot \theta_i) \psi'_i$$

(1.8)

Faktor $j\omega p$ dapat dikeluarkan dengan memperhatikan bahwa $\frac{\partial}{\partial x} = 1$ dan $\frac{\partial}{\partial z} = \pm \cot \theta_i$ atau $\pm \cot \phi_i$. Untuk kondisi stress normalnya diperoleh:

$$\lambda_1 (A_0 \sin \theta_1 + A_1 \sin \theta_1 + B_1 \cos \phi_1) + (\lambda_1 + 2\mu_1) (A_0 \cos \theta_1 \cot \theta_1 + A_1 \cos \theta_1 \cot \theta_1 - B_1 \cos \phi_1) = \lambda_2 (A_2 \sin \theta_2 - B_1 \cos \phi_2) + (\lambda_1 + 2\mu_1) (A_2 \cos \theta_2 \cot \theta_2 - B_2 \cos \phi_2)$$

(1.9)

Kemudian

$$\begin{aligned} & [\lambda_1 \sin^2 \theta_1 + (\lambda_1 + 2\mu_1) \cos \theta_1 \cot \theta_1] (A_0 + A_1) - (2\mu_1 \cos \phi_1) B_1 \\ & = [\lambda_2 \sin \theta_2 + (\lambda_2 + 2\mu_2) \cos \theta_2 \cot \theta_2] A_2 + (2\mu_2 \cos \phi_2) B_2 \end{aligned} \quad (1.10)$$

atau

$$\begin{aligned} & \left[\frac{(\lambda_1 + 2\mu_1) - 2\mu_1 \sin^2 \theta_1}{\sin \theta_1} \right] (A_0 + A_1) - (2\mu_1 \cos \phi_1) B_1 \\ &= \left[\frac{(\lambda_2 + 2\mu_2) - 2\mu_2 \sin^2 \theta_2}{\sin \theta_2} \right] A_2 + (2\mu_2 \cos \phi_2) B_2 \end{aligned}$$

(1.11)

melalui penggunaan persamaan kecepatan gelombang P dan S serta hukum Snellius diperoleh:

$$\begin{aligned} & \left[\frac{\rho_1 V_{p1}^2 - 2\rho_1 V_{s1}^2 \sin^2 \theta_1}{\rho V_{p1} \sin \theta_1} \right] (A_0 + A_1) - (2\rho_1 V_{p1}^2 \cos \phi_1) B_1 \\ &= \left[\frac{\rho_2 V_{p2}^2 - 2\rho_2 V_{s2}^2 \sin^2 \theta_2}{\rho V_{p2} \sin \theta_2} \right] A_2 + (2\rho_2 V_{p2}^2 \cos \phi_2) B_2 \end{aligned}$$

(1.12)

Sehingga,

$$\begin{aligned} & \frac{\rho_1 V_{p1}^2 (1 - 2 \sin^2 \theta_1)}{\rho V_{p1}} (A_0 + A_1) - \frac{2\rho_1 V_{s1} (\sin \phi_1 \cos \phi_1)}{\rho} B_1 \\ &= \frac{\rho_2 V_{p2}^2 (1 - 2 \sin^2 \theta_2)}{\rho V_{p2}} A_2 - \frac{2\rho_2 V_{s2} (\sin \phi_2 \cos \phi_2)}{\rho} B_2 \end{aligned}$$

(1.13)

Akhirnya diperoleh hubungan yang lebih ringkas sebagai:

$$(A_0 + A_1) Z_1 \cos 2\theta_1 - B_1 W_1 \sin 2\theta_1 = A_2 Z_2 \cos 2\theta_2 + B_2 W_2 \sin 2\theta_2$$

(1.14)

Dengan $Z_1 = \rho_1 V_{p1}$ dan $W_1 = \rho_1 V_{s1}$. Z_1 dan W_1 dinamakan impedansi gelombang P dan S. Dari syarat batas terakhir, akan memberikan persamaan (1.14) sebagai (Yilmaz, 2001):

$$\mu_1 \{ [(-A_0 + A_1) \cos \theta_1 + B_1 \cos \phi_1 \cot \phi_1] + [(-A_0 + A_1) \cos \theta_1 - B_1 \sin \phi_1] \}$$

$$= \mu_2 \{ [(A_2 \cos \theta_2 + B_2 \cos \phi_2 \cot \phi_2) + [-A_2 \cos \theta_1 - B_1 \sin \phi_2]] \}$$

(1.15)

yaitu

$$\begin{aligned} & \mu_1 \{ (-A_0 + A_1) 2 \cos \theta_1 + B_1 (\cos \phi_1 \cot \phi_1 \sin \phi_1) \} \\ &= \mu_2 \{ -2A_2 \cos \theta_2 + B_2 (\cos \phi_2 \cot \phi_2 \sin \phi_2) \} \end{aligned}$$

(1.16)

ini berarti

$$\begin{aligned} & \left(\frac{\rho_1 V_{s1}^2}{\rho V_{s1}} \right) [(-A_0 + A_1) 2 \cos \theta_1 \sin \phi_1 + B_1 \cos 2\phi_1] \\ &= \left(\frac{\rho_2 V_{s2}^2}{\rho V_{s2}} \right) [-2A_2 \cos \theta_2 \sin \phi_2 + B_2 \cos 2\phi_2] \end{aligned}$$

(1.17)

atau

$$\begin{aligned} & \left(\frac{V_{s1}}{V_{p1}} \right) W_1 (-A_0 + A_1) \sin 2\theta_1 + W_1 B_1 \cos 2\phi_1 \\ &= - \left(\frac{V_{s2}}{V_{p2}} \right) W_2 A_2 \sin 2\theta_2 + W_2 B_2 \cos 2\phi_2 \end{aligned}$$

(1.18)

Hasil pada persamaan (1.6), (1.14) dan (1.18) jika digabungkan merupakan empat persamaan Zoeppritz, yaitu :

$$(-A_0 + A_1) \cos \theta_1 - B_1 \sin \phi_1 = -A_2 \cos \theta_2 - B_2 \sin \phi_2$$

$$(A_0 + A_1) \sin \theta_1 - B_1 \cos \phi_1 = -A_2 \sin \theta_2 - B_2 \cos \phi_2$$

$$(A_0 + A_1) Z_1 \cos \phi_1 - B_1 W_1 \sin 2\phi_1 = A_2 Z_2 \cos 2\phi_1 + B_2 W_2 \sin 2\phi_2$$

$$(-A_0 + A_1) (V_{s1} / V_{p1}) W_1 \sin 2\theta_1 = A_2 Z_2 \cos 2\phi_1 + B_2 W_2 \sin 2\phi_2$$

(1.19)

Untuk sudut datang normal, maka tidak ada stress tangensial dan displacement. Karena itu $B_1 = B_2 = 0$ dan persamaan (1.19) menjadi:

$$A_1 + A_2 = A_0$$

$$Z_1 \cdot A_1 - Z_2 \cdot A_2 = -Z_1 \cdot A_0$$

(1.20)

Solusi dari persamaan ini adalah

$$A_2 = A_0 - A_1 \text{ dengan } R = \frac{A_1}{A_0}$$

$$A_1 = A_0 - A_2 \text{ dengan } T = \frac{A_2}{A_0}$$

$$Z_1 \cdot A_1 - Z_2 \cdot A_2 = -Z_1 \cdot A_0 \cdot \frac{1}{A_0}$$

$$Z_1 \cdot A_1 - Z_2 \cdot A_2 = -Z_1 \cdot A_0 \cdot \frac{1}{A_0}$$

$$Z_1 \cdot \frac{A_1}{A_0} - Z_2 \cdot \frac{A_2}{A_0} = -Z_1 \cdot \frac{A_0}{A_0}$$

$$Z_1 \cdot \frac{A_1}{A_0} - Z_2 \cdot \frac{A_2}{A_0} = -Z_1 \cdot \frac{A_0}{A_0}$$

$$(Z_1 \cdot R) - Z_2 + (Z_2 \cdot R) = -Z_1$$

$$Z - (Z_1 \cdot T) + (Z_2 \cdot T) = -Z_1$$

$$R = Z_2 \cdot \frac{Z_1}{Z_2} + Z_1$$

$$T = \frac{2Z_1}{Z_1 + Z_2}$$

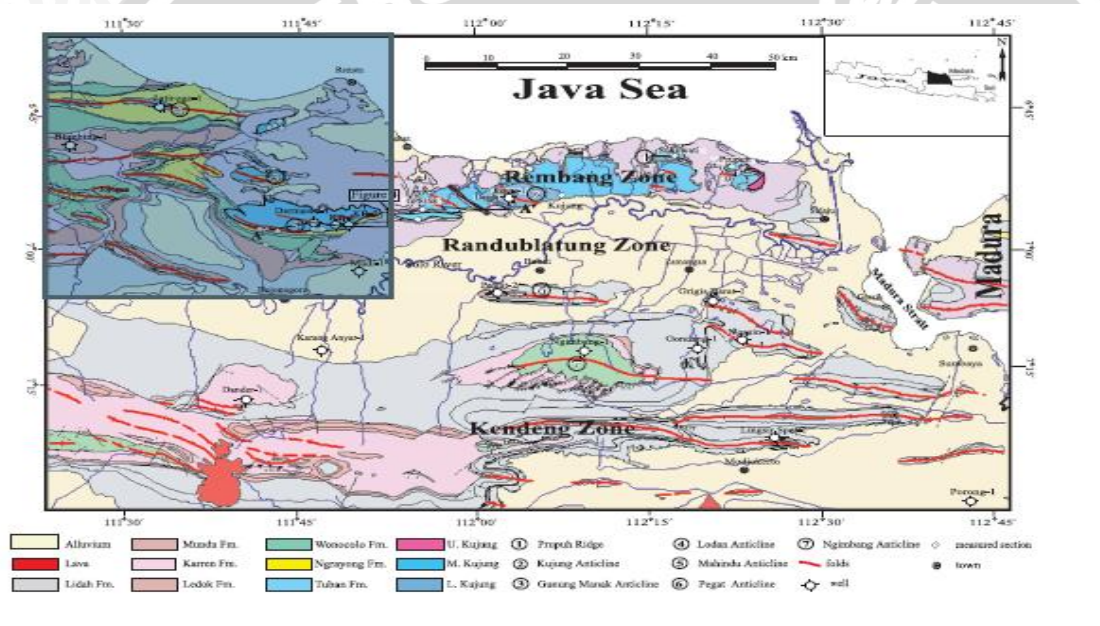
(1.21)

Persamaan (1.19) dapat disederhanakan menjadi bentuk matriks berikut ini:

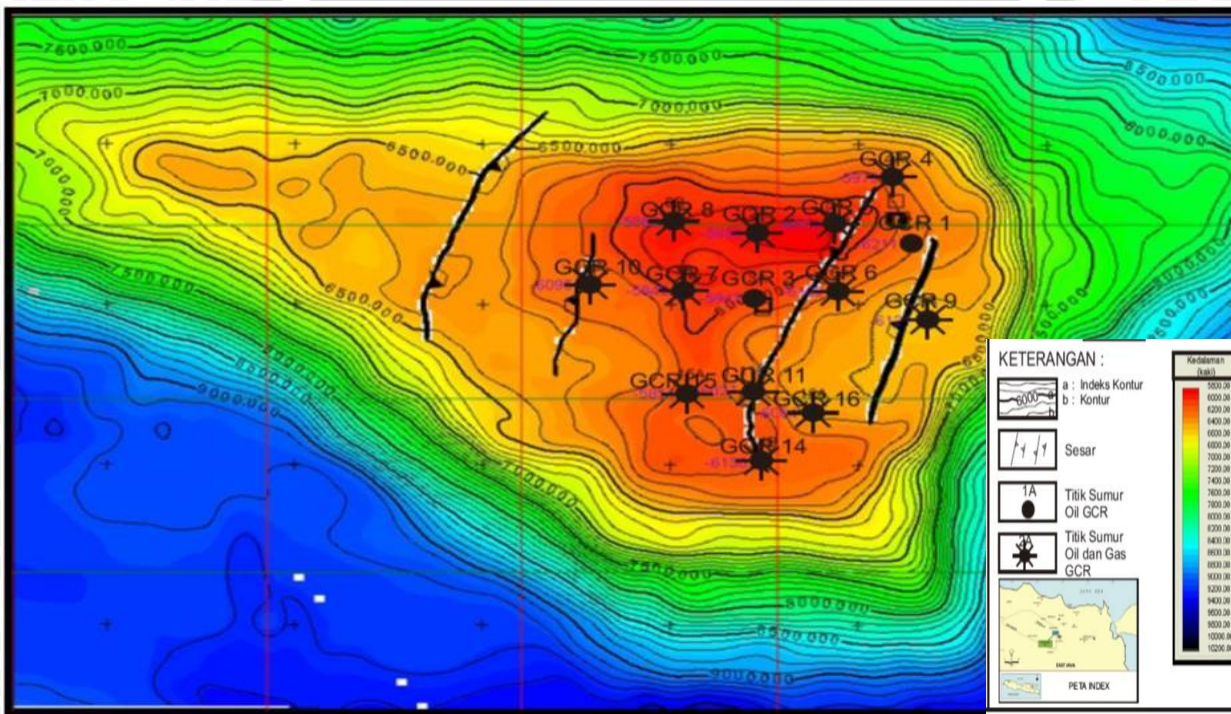
$$\begin{bmatrix} \sin \theta'_1 & \cos \phi_1 & -\sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ -\cos \theta'_1 & \sin \phi_1 & -\cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta'_1 & \frac{V_{p1}}{V_{s1}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{s2}^2 V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2 V_{p2}} \sin 2\theta_2 & -\frac{\rho_2 V_{s2}^2 V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2} \cos 2\phi_2 \\ \cos 2\phi_1 & -\frac{V_{s1}}{V_{p1}} \sin 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 V_{p2}}{\rho_1 V_{p1}} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 V_{s2}}{\rho_1 V_{p1}} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{pp} \\ R_{ps} \\ T_{pp} \\ T_{ps} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta'_1 \\ -\cos \theta'_1 \\ \sin 2\theta'_1 \\ -\cos 2\phi_1 \end{bmatrix}$$

(1.22)

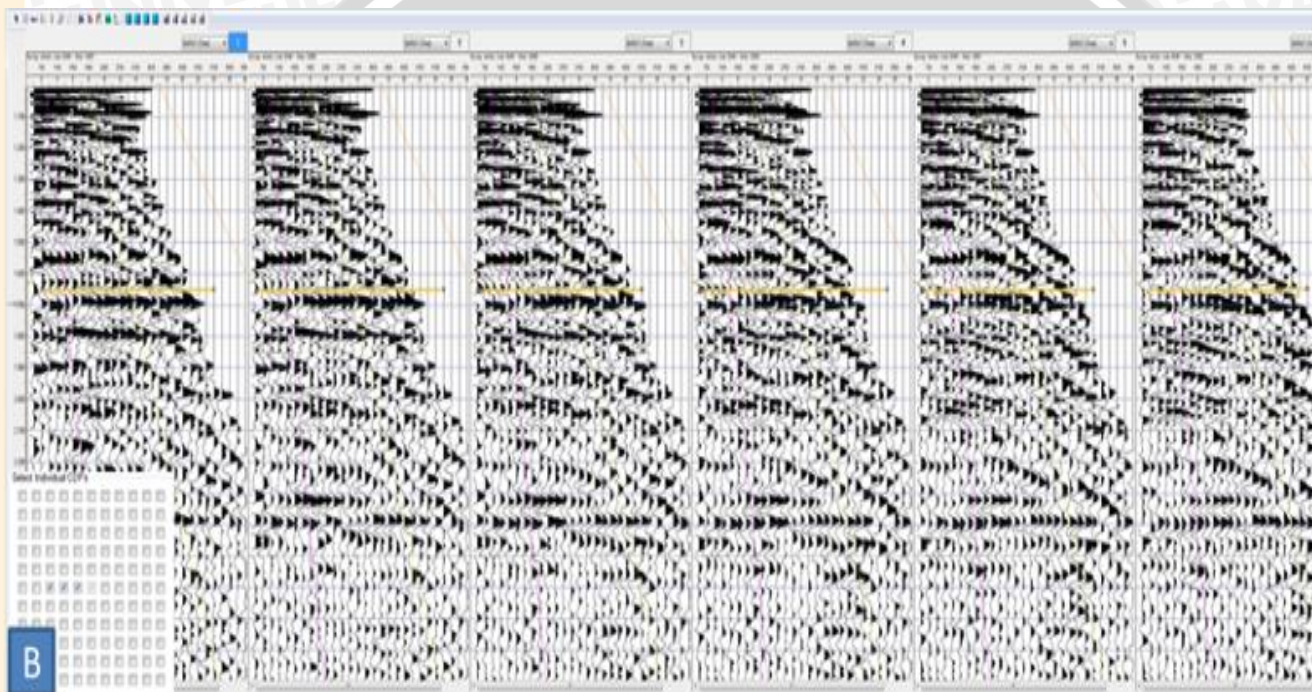
LAMPIRAN 3 Sebaran karbonat



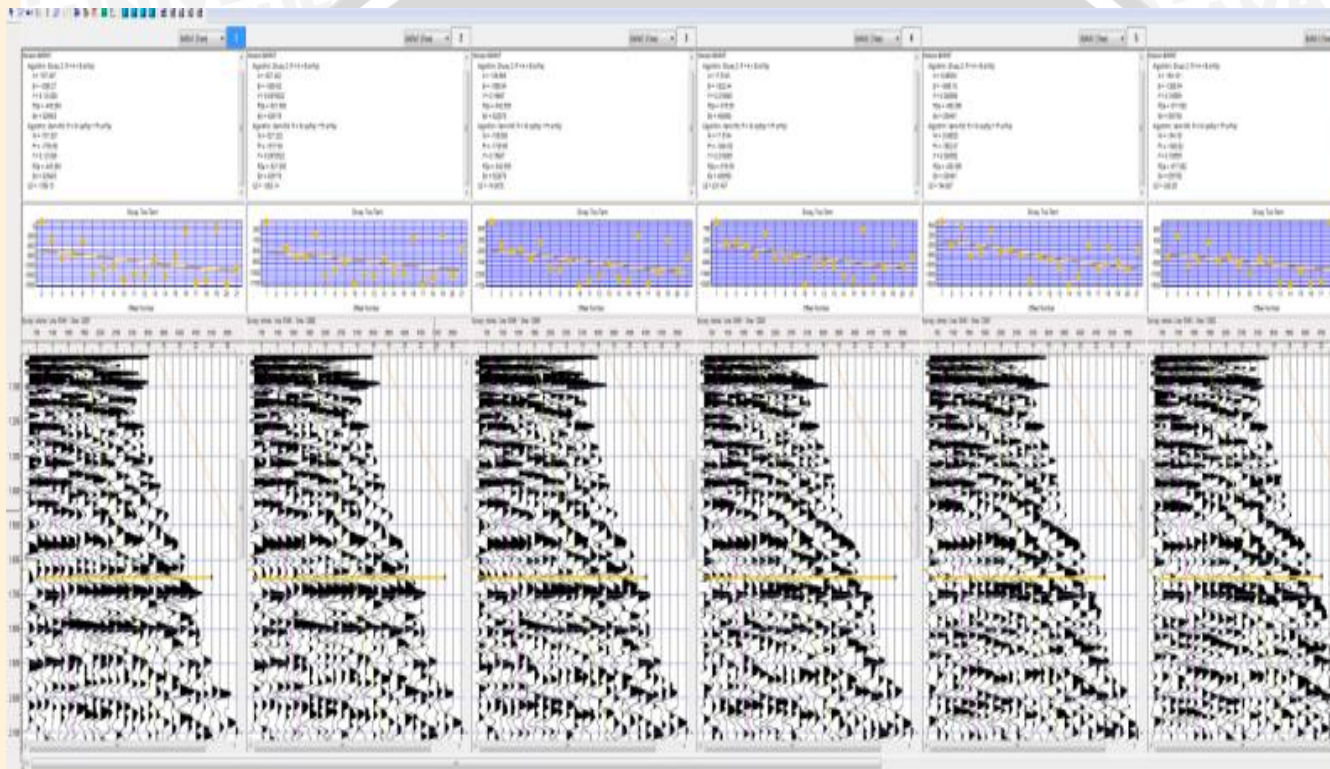
Gambar L.3.1 Zona Carbonat Pada Laut Jawa.



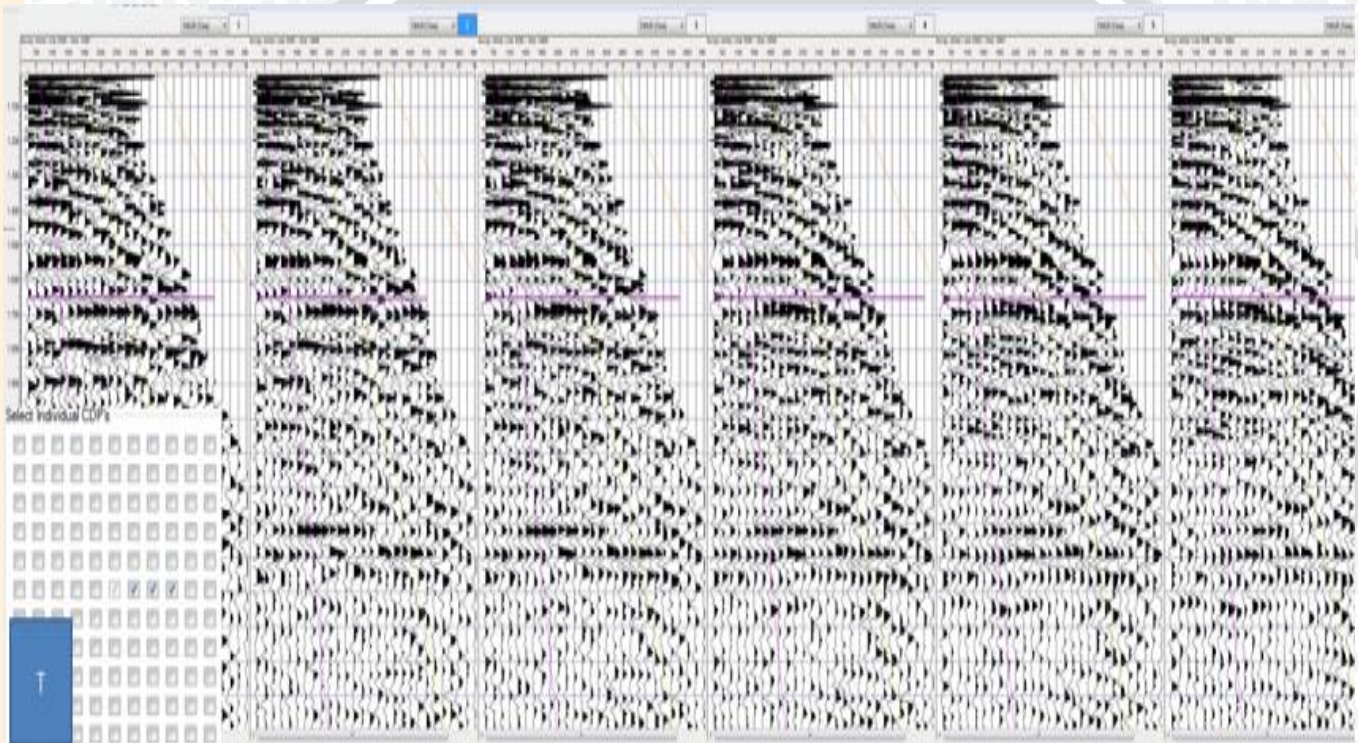
Gambar L 3.2 Kontur Sebaran Karbonat Pada Lapangan



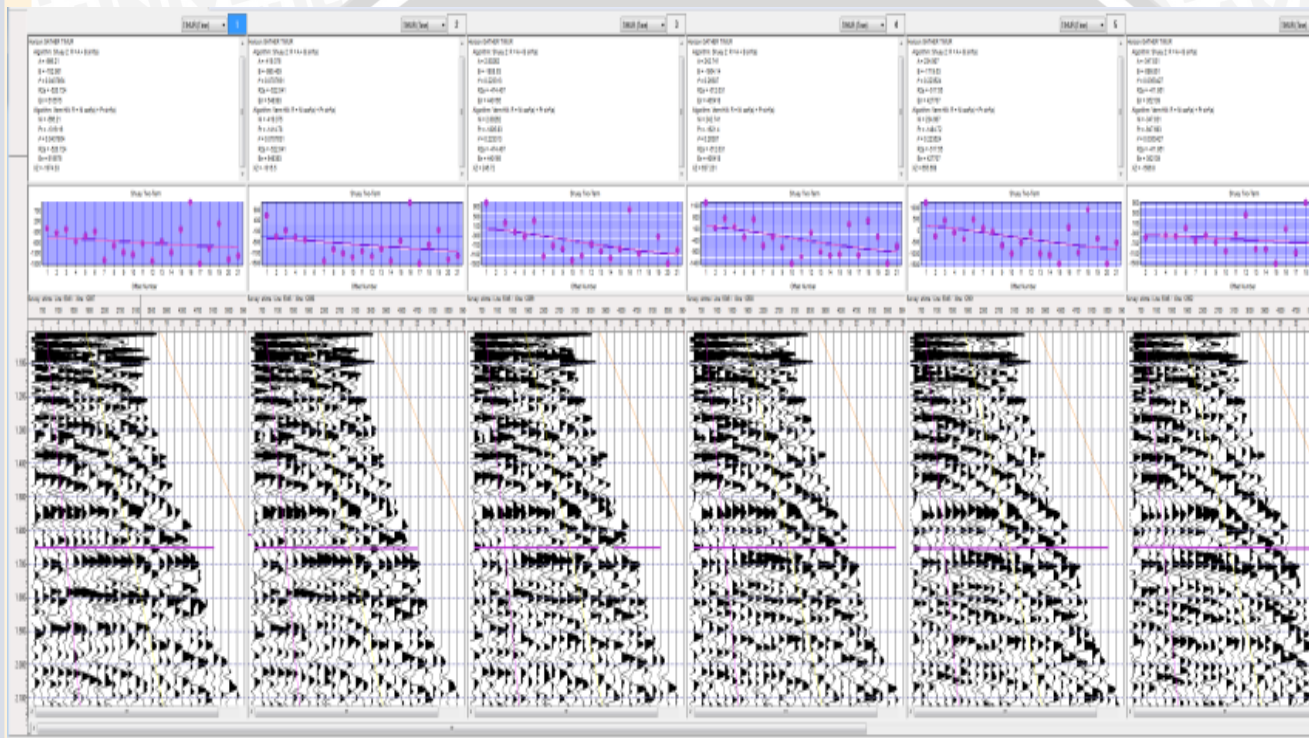
Gambar L 3.3 Gather arah Barat



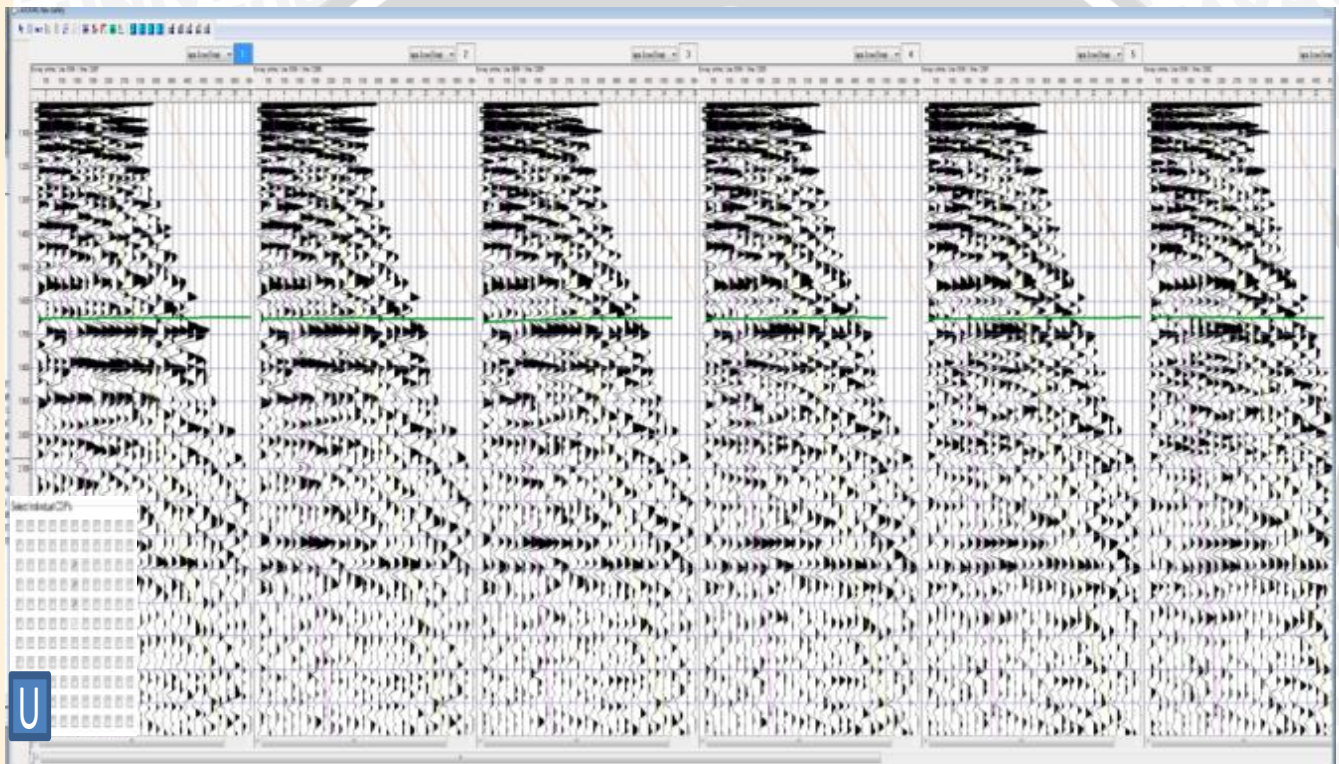
Gambar L 3.4 Plot dari Hasil Picking Gather Barat



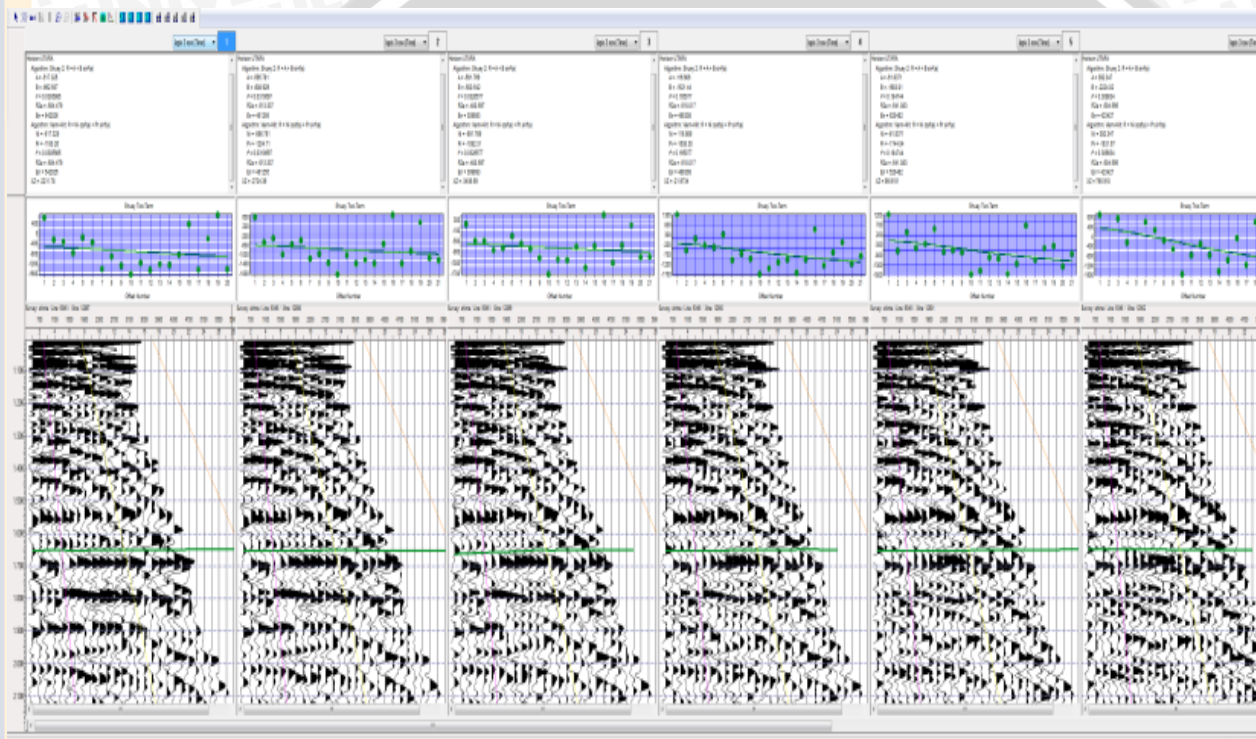
Gambar L.3.5 Gather arah Timur



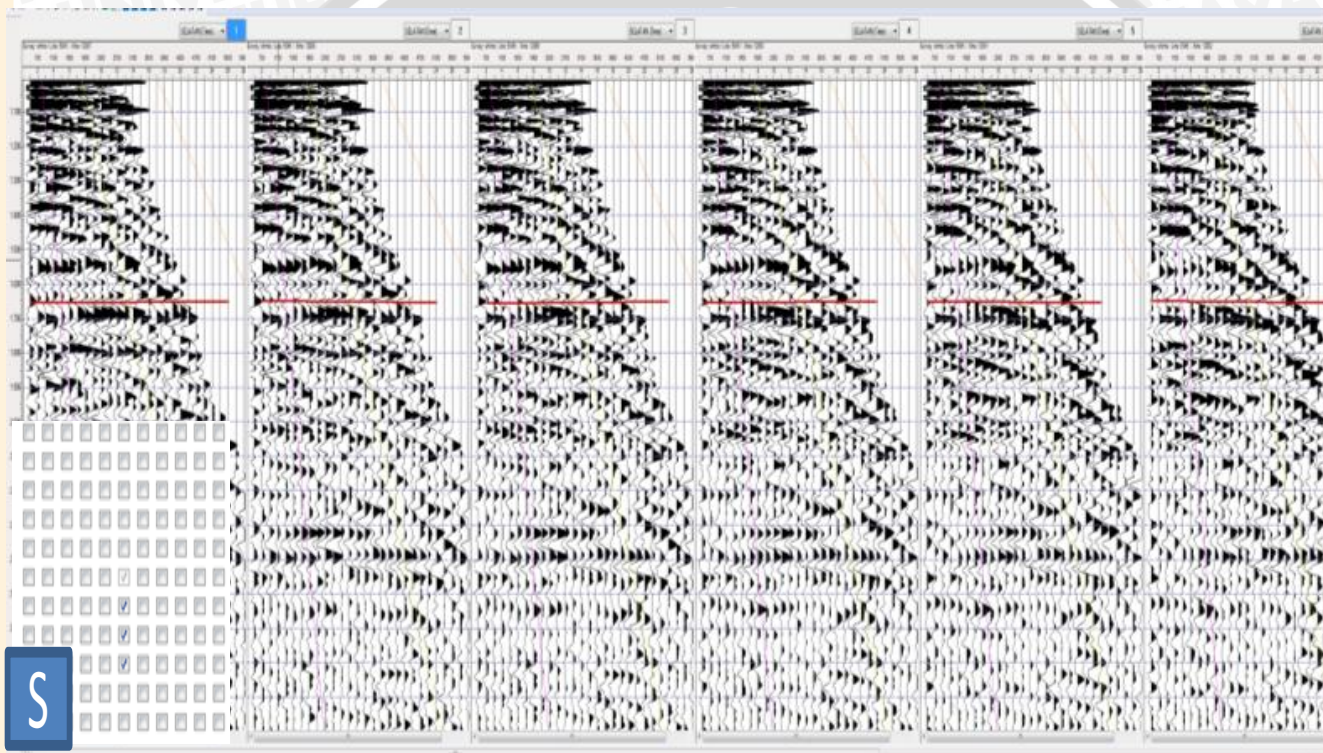
Gambar L 3.6 Plot dari Hasil Picking Gather Timur



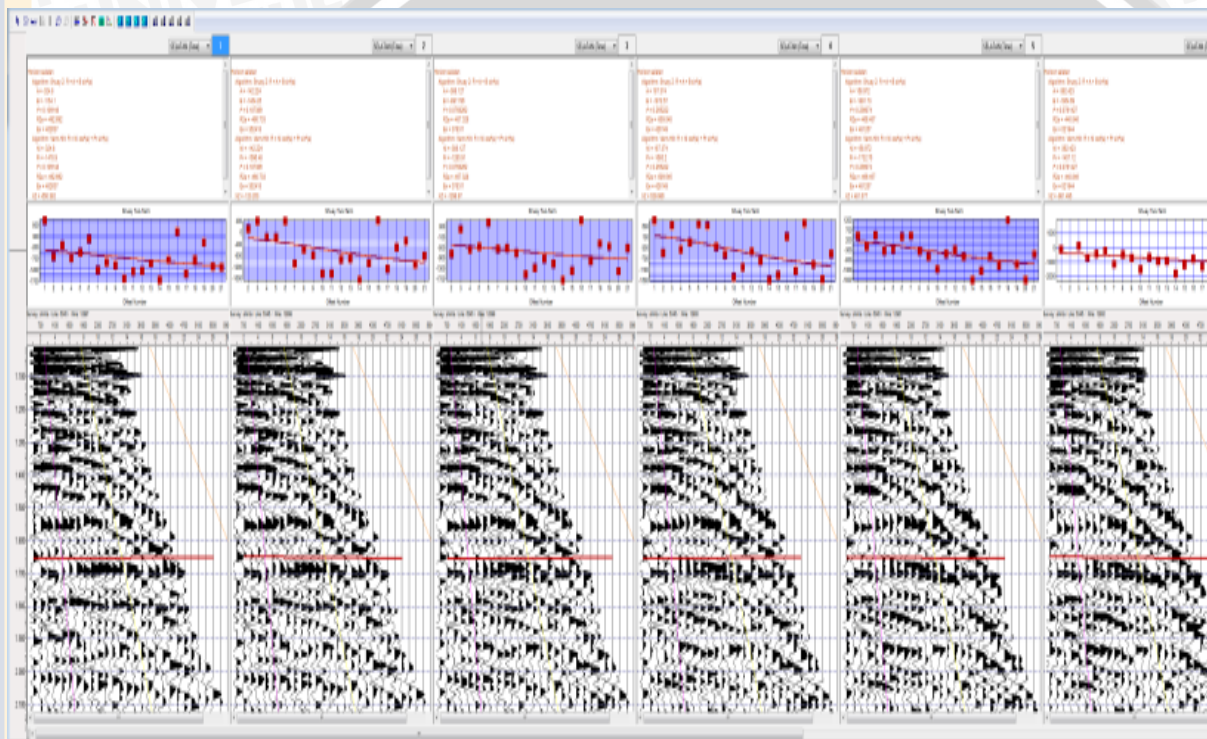
Gambar L 3.7 Gather Arah Utara



Gambar L3.8 Plot dari Hasil Picking Gather Utara



Gambar L3.9 Gather Arah Selatan



Gambar L 3.10 Plot dari Hasil Picking Gather Selatan