

**IDENTIFIKASI PATAHAN DAN KARAKTERISASI
RESERVOAR MENGGUNAKAN METODE SEISMIK
ATRIBUT DAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI
AKUSTIK PADA LAPANGAN TEAPOT DOME U.S.A**

(Skripsi)

Oleh

Noris Herlambang



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

ABSTRACT

FAULTS IDENTIFICATION AND RESERVOAR CHARACTERIZATION USING SEISMIC ATTRIBUTE METHOD AND ACOUSTIC IMPEDANCE SEISMIC INVERSION METHOD ON TEAPOT DOME FIELD, U.S.A

By

NORIS HERLAMBANG

Seismic methods of amplitude attribute and sweetness can be used to delineate fault that becomes potential traps in a hydrocarbon reservoir. To characterize the reservoir, an acoustic impedance seismic inversion method is performed using seismic data and well data as its control. Map results attribute amplitude and sweetness indicate three types of faults in the research area that is normal fault, reverse fault, and strike slip fault. The strike slip fault on the north side of the leaked study area becomes the hydrocarbon migration path trapped by the impermeable layer above it. The leaking nature of the strike slip fault on the north side of the study area is also reinforced by the magnitude of the porosity around the slip fault strike when compared to the surrounding area. The result of inversion of acoustic impedance in Tensleep formation shows low acoustic impedance that is about 34.000 (ft/s)*(g/cc) to 36.000 (ft/s)*(g/cc). The effect of normal fault that divided the research area becomes two dome can be seen in the inversion result that showed a lower acoustic impedance value on the north side of the research area. The lithology present in the Tensleep formation consisted of sandstone and dolomite inserts with effective porosity at 25-1x-14 wells of 0.074, 48X-28 wells of 0.108, wells 61-2-x-15 of 0.085, and 67-1-TpX-10 wells of 0.079.

Keywords: Fault, Seismic Attribute, Acoustic Impedance

ABSTRAK

IDENTIFIKASI PATAHAN DAN KARAKTERISASI RESERVOAR MENGUNAKAN METODE SEISMIK ATRIBUT DAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN TEAPOT DOME U.S.A

Oleh

NORIS HERLAMBANG

Metode seismik atribut amplitudo dan *sweetness* dapat digunakan untuk mendeliniasi patahan yang menjadi perangkap potensial dalam suatu reservoir hidrokarbon. Untuk mengkarakterisasi reservoir dilakukan metode inversi seismik impedansi akustik yang dilakukan dengan menggunakan data seismik dan data sumur sebagai kontrolnya. Hasil peta atribut amplitudo dan *sweetness* menunjukkan tiga jenis patahan pada daerah penelitian yaitu *normal fault*, *reverse fault*, dan *strike slip fault*. *Strike slip fault* di sisi utara daerah penelitian bersifat *leaking* yang menjadi jalur migrasi hidrokarbon yang terperangkap oleh lapisan impermeabel di atasnya. Sifat *leaking* pada *strike slip fault* di sisi utara daerah penelitian juga diperkuat dengan besarnya nilai porositas di sekitar *strike slip fault* bila dibandingkan dengan daerah disekitarnya. Hasil inversi impedansi akustik pada formasi Tensleep menunjukkan nilai impedansi akustik yang rendah yaitu berkisar 34.000 (ft/s)*(g/cc) hingga 36.000 (ft/s)*(g/cc). Pengaruh *normal fault* yang membagi daerah penelitian menjadi dua *dome* dapat terlihat pada hasil inversi yang menunjukkan nilai impedansi akustik yang lebih rendah di sisi utara daerah penelitian. Litologi yang terdapat pada formasi Tensleep terdiri dari batupasir dan sisipan *dolomite* dengan nilai porositas efektif pada sumur 25-1X-14 sebesar 0.074, sumur 48X-28 sebesar 0.108, sumur 61-2-X-15 sebesar 0.085, dan sumur 67-1-TpX-10 sebesar 0.079.

Kata Kunci : *Patahan, Atribut Seismik, Impedansi Akustik*

**IDENTIFIKASI PATAHAN DAN KARAKTERISASI
RESERVOAR MENGGUNAKAN METODE SEISMIC ATRIBUT
DAN METODE SEISMIC INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK
PADA LAPANGAN TEAPOT DOME U.S.A**

Oleh

NORIS HERLAMBANG

Skripsi

Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mencapai Gelar

SARJANA TEKNIK

Pada

Jurusan Teknik Geofisika

Fakultas Teknik Universitas Lampung



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

Judul Skripsi : **IDENTIFIKASI PATAHAN DAN KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN METODE SEISMIK ATRIBUT DAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN TEAPOT DOME U.S.A**

Nama : *Noris Herlambang*

No. Pokok Mahasiswa : 1315051039

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik



Pembimbing I

Pembimbing II

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

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

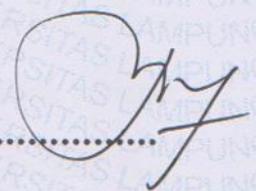
Ketua Jurusan Teknik Geofisika
FT Universitas Lampung

Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.
NIP 19720928 199903 1001

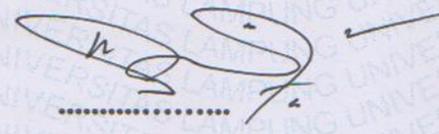
MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

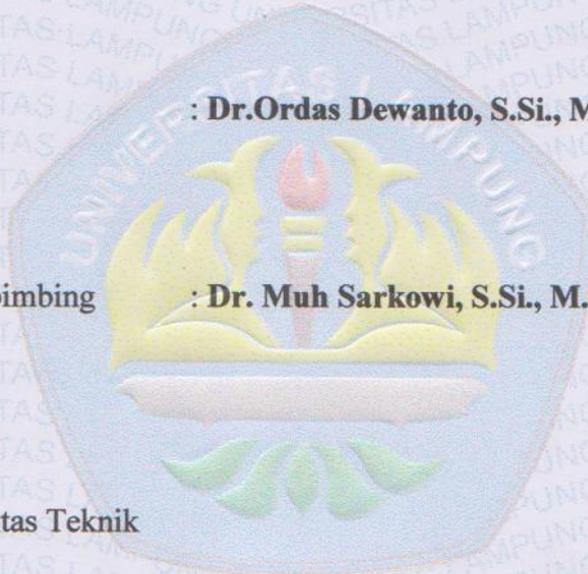
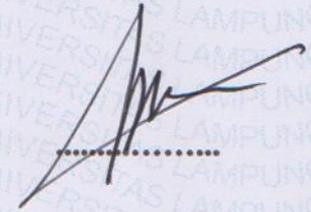
Ketua : Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.



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



**Penguji
Bukan Pembimbing : Dr. Muh Sarkowi, S.Si., M.Si.**



2. Dekan Fakultas Teknik



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

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : 13 Oktober 2017

PERNYATAAN

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

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

Bandar Lampung, 16 Oktober 2017



Noris Herlambang
NPM. 1315051039

RIWAYAT HIDUP



Noris Herlambang dilahirkan di Raman Utara, Lampung Timur pada tanggal 20 Mei 1995 dari pasangan Bapak Riyanto dan Ibu Susilo Wati. Penulis mengenyam pendidikan formalnya dimulai sejak Taman Kanak-kanak (TK) LKMD Rukti Sediyo yang diselesaikan pada tahun 2001, Sekolah Dasar (SD) diselesaikan di SDN 2 Rukti Sediyo pada tahun 2007, Sekolah Menengah Pertama (SMP) diselesaikan di SMPN 1 Raman Utara pada tahun 2010, dan Sekolah Menengah Atas (SMA) yang diselesaikan di SMAN 1 Raman Utara pada tahun 2013. Selama di SMA penulis tercatat aktif pada Organisasi Intra Sekolah dan sebagai ketua Ekstrakurikuler Karya Ilmiah Remaja (KIR). Selain itu penulis pernah meraih juara 2 Olimpiade Kebumihan se-Kabupaten Lampung Timur dan meraih juara harapan 3 LCT Geografi tingkat provinsi Lampung yang diadakan di Universitas Lampung. Selain itu penulis juga tercatat menerima beasiswa Sampoerna Foundation Tbk.

Tahun 2013, penulis terdaftar sebagai mahasiswa jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung melalui jalur PMPAP. Pada Periode 2014/2016 penulis tercatat menjadi anggota Bidang Sains dan Teknologi Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika. Pada periode 2014/2015 penulis tercatat

menjadi anggota Bidang Education and Creative AAPG. Pada Periode 2015/2016 penulis tercatat sebagai Kepala Bidang Education and Creative AAPG. Selama menjadi mahasiswa penulis tercatat sebagai penerima beasiswa BIDIKMISI dan pernah menjuarai Karya Tulis di Tingkat Nasional yang diadakan di Universitas Negeri Padang sebagai juara harapan 2. Pada tahun 2016 penulis melakukan Kuliah Kerja Nyata (KKN) di Desa Karang Agung, Kecamatan Way Tenong, Kabupaten Lampung Barat. Pada Bulan Agustus 2016 penulis melakukan Praktek Kerja Lapangan di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (LEMIGAS) dengan mengambil tema “**Aplikasi Pengolahan Data Seismik 2D Marine untuk Peningkatan Resolusi Penampang di Perairan Selat Sunda**” dan pada bulan November 2016 penulis melakukan Praktek Kerja Lapangan di PT. Harpindo Mitra Kharisma dengan mengambil tema “**Akuisi dan Prosesing Data Seismik di Lapangan Bandar Jaya Lampung**”. Penulis melakukan penelitian Tugas Akhir di PT. Imbondeiro Global Solution dengan judul skripsi “**Identifikasi Patahan dan Karakterisasi Reservoir Menggunakan Seismik Atribut dan Metode Inversi Impedansi Akustik di Lapangan Teapot Dome Amerika Serikat**”.

Aku persembahkan karyaku ini untuk:

ALLAH SWT

*Ayahanda tercinta Bapak Riyanto
Dan Ibunda tercinta Ibu Susilo Wati*

*Adik-adikku tersayang
Anggita Aprilia Nanda
dan Dion Febrian*

*“Man Jadda Wajada wa Man Saaro’ Alard-darbi Washola
wa Man Shabara Zafira”*

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

*“Urusan kita dalam kehidupan ini bukanlah untuk
mendahului orang lain, tetapi untuk melampaui diri kita
sendiri, untuk memecahkan rekor kita sendiri, dan untuk
melampaui hari kemarin dengan hari ini”*

(Stuart B. Johnson)

SANWACANA

Segala puji dan syukur kehadiran Allah SWT, tiada sekutu bagi-Nya, serta tiada daya dan upaya melainkan atas kehendak-Nya, berkat petunjuk-Nya lah skripsi ini dapat diselesaikan dan semoga shalawat senantiasa tercurah kepada Nabi Muhammad SAW, keluarga, sahabat, dan umatnya. Aamiin.

Penelitian dalam skripsi ini dilakukan di PT. IMBONDEIRO GLOBAL SOLUTION dan skripsi ini diberi judul ” **IDENTIFIKASI PATAHAN DAN KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN METODE SEISMIK ATRIBUT DAN METODE SEISMIK INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK PADA LAPANGAN TEAPOT DOME U.S.A** ”.

Adapun dalam pelaksanaan dan penulisan laporan ini penulis menyadari bahwa selesainya proses ini tidak lepas dari bimbingan dan dukungan dari berbagai pihak. Oleh karena itu penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada:

1. Allah SWT
2. Kedua orang tuaku Bapak Riyanto dan Ibu Susilo Wati yang tak henti-hentinya mendidik, berdoa, berkorban, dan mendukung penulis dalam segala hal terutama dalam hal pendidikan.
3. Adik-adikku tersayang Anggita Aprila Nanda dan Dion Febrian yang terus memberikan semangat kepada penulis
4. PT.IMBONDEIRO GLOBAL SOLUTION yang telah memberikan kesempatan untuk melaksanakan tugas akhir.

5. Bapak Fanciscus Boetje Sinartio dan Bapak Kusnarya selaku pembimbing saya di PT.IMBONDEIRO GLOBAL SOLUTION yang selalu memberikan arahan, masukan, dan motivasi selama melakukan tugas akhir.
6. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si.,M.T, selaku pembimbing I yang selalu memberikan masukan, arahan serta motivasi dalam penulisan skripsi ini
7. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si.,M.Si., selaku pembimbing II yang memberikan bimbingan, saran dan kritik dalam proses penyelesaian skripsi ini
8. Bapak Dr. Muh.Sarkowi,S.Si.,M.Si., sebagai Penguji yang memberikan masukan-masukan dan bimbingan yang berharga.
9. Bapak Prof.Suharno, M.S.M.Sc.,PhD., Dekan Fakultas Teknik Universitas Lampung.
10. Dosen-dosen Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung yang saya hormati terimakasih untuk semua ilmu yang diberikan.
11. Teknik Geofisika 2013, setiap masa punya cerita, terimakasih atas kenangan yang telah kalian ukir dalam memori ini, semoga bisa menjadi rekam jejak terindah yang akan kita banggakan di kemudian hari.
12. Teman-teman seperjuangan di BLKP 1 kak seperjuangan BLKP yang selalu membantu dalam penelitian tugas akhir.
13. Semua pihak yang telah ikut membantu dalam pembuatan skripsi ini.

Penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan dalam penulisan Skripsi ini. Oleh karena itu, penulis mengharapkan kritik dan saran yang membangun demi perbaikan mendatang. Penulis juga berharap skripsi ini membawa manfaat positif bagi kita semua. Aamiin.

Bandar Lampung, 16 **Oktober 2017**

Penulis

Noris Herlambang

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRACT	i
ABSTRAK	ii
HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
PERSEMBAHAN	ix
MOTTO	x
SANWACANA	xi
DAFTAR ISI	xiii
DAFTAR GAMBAR	xvi
DAFTAR TABEL	xxi
I. PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Tujuan Penelitian	2
1.3. Batasan Masalah	3
1.4. Manfaat Penelitian	3
II. TINJAUAN PUSTAKA	
2.1. Geologi Regional Daerah Penelitian	4

2.2.	Stratigrafi dan <i>Petroleum System</i>	6
2.3.	Karakteristik Hidrokarbon Daerah Penelitian	9
III. TEORI DASAR		
3.1.	Gelombang Seismik	11
3.1.1.	Gelombang Badan	11
3.1.2.	Gelombang Permukaan	13
3.2.	Pemantulan Gelombang	14
3.2.1.	Hukum Snellius.....	14
3.2.2.	Prinsip Huygens	15
3.2.3.	Prinsip Fermat	15
3.3.	Interferensi Gelombang Seismik.....	16
3.4.	Resolusi Seismik	17
3.5.	Wavelet Seismik.....	19
3.6.	<i>Well Seismic Tie</i>	20
3.7.	Polaritas dan Fase.....	21
3.8.	Seismogram Sintetik	22
3.9.	<i>Well Logging</i>	23
3.9.1.	<i>Log Sonic</i>	24
3.9.2.	<i>Log Gamma Ra</i>	25
3.9.3.	<i>Log Density</i>	27
3.9.4.	<i>Log Neutron</i>	27
3.9.5.	<i>Log Caliper</i>	29
3.10.	Porositas	30
3.11.	Prinsip Dasar Inversi	31
3.11.1.	Inversi Seismik <i>Rekursif/Bandlimited</i>	33
3.11.2.	Inversi Seismik <i>Model Base</i>	34
3.11.3.	Inversi Seismik <i>Sparse Spike</i>	34
3.12.	Seismik Atribut	35
3.12.1.	Atribut Amplitudo	38
3.12.2.	Atribut <i>Sweetness</i>	38
3.12.3.	Atribut <i>Phase</i>	38
3.12.4.	Amplitudo RMS(<i>Root Mean Square</i>).....	39

3.13. Patahan	39
IV. METODE PENELITIAN	
4.1. Interferensi Gelombang Seismik	42
4.2. Persiapan Data	42
4.2.1. Pembuatan dan Pengaturan Database	42
4.2.2. Data Seismik 3D	43
4.2.3. Data Sumur	44
4.2.4. Data <i>Checkshot</i> dan Data <i>Core</i>	44
4.2.5. Data <i>Marker</i> Geologi	45
4.3. <i>Software</i> dan <i>Hardware</i> yang Digunakan	45
4.4. Pengolahan Data	45
4.4.1. Interpretasi Horizon dan Patahan	45
4.4.2. Pembuatan Peta 2D <i>Surface</i> Atribut	46
4.4.3. Interpretasi Hasil Atribut Seismik	47
4.4.4. Analisis Data Sumur	47
4.4.5. <i>Ekstract Wavelet</i> dan <i>Well to Seismic Tie</i>	48
4.4.6. <i>Picking Horizon</i> dan Patahan	48
4.4.7. Analisis Sensitivita	48
4.4.8. Model Inisial	49
4.4.9. Analisis Hasil Inversi	49
4.5. Diagram Alir Penelitian	50
V. HASIL DAN PEMBAHASAN	
5.1. Hasil Penelitian	51
5.1.1. Interpretasi Horizon dan Patahan	51
5.1.2. Peta Hasil Interpretasi Horizon	53
5.1.3. Analisis Sumur	66
5.1.4. Analisis <i>Well Seismic Tie</i>	73
5.1.5. Inversi Impedansi Akustik	75
VI. KESIMPULAN DAN SARAN	
DAFTAR PUSTAKA	

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 1. Lokasi penelitian yang terletak di <i>Teapot Dome</i>	4
Gambar 2. Pola struktur regional di <i>Teapot Dome</i>	5
Gambar 3. Stratigrafi regional pada cekungan <i>Powder River</i>	8
Gambar 4. Stratigrafi formasi <i>Tensleep</i>	9
Gambar 5. Skema perpindahan partikel pada gelombang <i>longitudinal</i>	12
Gambar 6. Skema perpindahan partikel pada gelombang <i>transversal</i>	13
Gambar 7. Skema pergerakan gelombang <i>Rayleigh</i>	13
Gambar 8. Skema penjalaran gelombang <i>Love</i>	14
Gambar 9. Hukum Snellius	14
Gambar10. Prinsip Huygens.....	15
Gambar11. Prinsip Fermat	16
Gambar 12. Konvolusi antara reflektivitas dengan <i>wavelet</i>	16
Gambar 13. Interferensi maksimum	17
Gambar 14. Efek interferensi.....	18
Gambar 15. Zona <i>Fresnel</i>	19
Gambar 16. Jenis-jenis <i>wavelet</i>	19
Gambar 17. Kalibrasi <i>log depth to time</i>	21
Gambar 18. Polaritas normal dan polaritas <i>reverse</i>	22
Gambar 19. Ilustrasi seismogram sintetik	23

Gambar 20. Skema <i>log sonic</i>	24
Gambar 21. Respon <i>log gamma ray</i>	25
Gambar 22. Respon <i>log neutron</i> terhadap batuan	28
Gambar 23. Porositas dan matrik suatu batuan	31
Gambar 24. Skema umum proses inversi	32
Gambar 25. Proses inversi dari data seismik menjadi model AI	32
Gambar 26. Prinsip atribut	35
Gambar 27. Atribut minimum amplitudo dan maksimum amplitudo	38
Gambar 28. Atribut RMS	39
Gambar 29. Bentuk dan jenis sesar	41
Gambar 30. Proses interpretasi horizon dan patahan	46
Gambar 31. Letak formasi pada lapangan <i>teapot dome</i>	46
Gambar 32. Diagram alir penelitian	50
Gambar 33. Hasil <i>picking</i> horizon dan patahan lapangan <i>teapot dome</i>	52
Gambar 34. Hasil horizon formasi <i>Teapot Dome</i>	52
Gambar 35. Hasil horizon formasi lapangan <i>Teapot Dome</i>	53
Gambar 36. Peta <i>time structure</i> dan atribut <i>extract value</i> formasi <i>Charlisle</i> ..	54
Gambar 37. Patahan pada formasi <i>Charlisle</i>	55
Gambar 38. Peta <i>time structure</i> dan peta <i>attribute extract value</i> formasi <i>KF2</i>	55
Gambar 39. Peta <i>time structure</i> dan peta <i>attribute extract value</i> formasi <i>F3WC</i>	56
Gambar 40. Peta <i>time structure</i> dan peta <i>attribute extract value</i> formasi Fall River	57
Gambar 41. Peta <i>time structure</i> dan peta <i>attribute extract value</i> formasi Lakota Morrison	57

Gambar 42. Peta <i>time structure</i> dan peta <i>attribute extract value</i> formasi Crow Mountain	58
Gambar 43. Peta <i>time structure</i> dan peta <i>attribute extract value</i> formasi Red Peak	58
Gambar 44. Peta <i>time structure</i> dan peta <i>attribute extract value</i> formasi Top Tensleep	59
Gambar 45. Peta <i>time structure</i> dan peta <i>attribute extract value</i> formasi Base Tensleep.....	59
Gambar 46. Peta <i>time structure</i> dan peta <i>attribute extract value</i> formasi <i>Basement</i>	60
Gambar 47. <i>Normal fault</i> daerah penelitian	61
Gambar 48. <i>Normal fault</i> pada formasi a) Lakota Morrison, b) Crow Mountain, c) Red Peak, d) Top Tenslee, e) Base Tensleep, f) Basement	61
Gambar 49. <i>Strike slip fault</i> pada formasi Tensleep	62
Gambar 50. Peta <i>attribute extract value</i> formasi Tensleep dengan volume seismik <i>sweetness</i>	63
Gambar 51. <i>Reverse fault</i> daerah penelitian	64
Gambar 52. Patahan pada formasi <i>Base Tensleep</i> dan <i>Basement</i>	65
Gambar 53. Antiklin daerah penelitian.....	65
Gambar 54. Analisa sumur 25-1X-14	67
Gambar 55. Analisa sumur 48X-28.....	68
Gambar 56. Analisa sumur 61-2-X-15	69
Gambar 57. Analisa sumur 67-1-TpX-10.....	69

Gambar 58. <i>Cross plot log gamma ray dengan log p-impedance</i>	70
Gambar 59. Tampilan log <i>gamma ray</i> dengan log <i>p-impedance</i> setelah <i>cross plot</i>	70
Gambar 60. <i>Cross plot log density dengan log gamma ray</i>	71
Gambar 61. Tampilan log <i>density</i> dengan log <i>gamma ray</i> setelah <i>cross plot</i>	71
Gambar 62. <i>Cross plot log density dengan log neutron porosity</i>	72
Gambar 63. Tampilan log <i>density</i> dengan log <i>neutron</i> setelah <i>cross plot</i>	72
Gambar 64. Pembuatan <i>wavelet ricker</i>	74
Gambar 65. Inversi <i>model base inline 255</i>	75
Gambar 66. Inversi <i>model base inline 81</i>	77
Gambar 67. Inversi <i>model base inline 106</i>	78
Gambar 68. Inversi <i>model base inline 115</i>	78
Gambar 69. Peta persebaran nilai inversi impedansi akustik <i>model based</i> formasi Tensleep	79
Gambar 70. Perbandingan kualitatif hasil inversi <i>model base</i> dengan <i>bandlimited</i>	80
Gambar 71. Perbandingan kualitatif hasil inversi <i>model base</i> dengan <i>spare spike</i>	81
Gambar 72. Peta persebaran nilai inversi impedansi akustik <i>spare spike</i> formasi Tensleep	81
Gambar 73. Peta persebaran nilai inversi impedansi akustik <i>bandlimited</i> formasi Tensleep	82
Gambar 74. <i>Cross plot P-Impedance vs porositas total</i>	83
Gambar 75. Hasil <i>linier regresi cross plot P-Impedance vs porositas total</i> ...	83
Gambar 76. Peta persebaran porositas total.....	84

Gambar 77. Perbandingan hasil atribut seismik dengan peta porositas 85

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 1. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan	31
Tabel 2. <i>Time Schedule</i>	42
Tabel 3. Data Sumur.....	44
Tabel 4. Hasil korelasi setelah <i>well seismic tie</i>	74
Tabel 5. Nilai porositas efektif dan porositas total sumur penelitian	84

I. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Dalam eksplorasi hidrokarbon yang menjadi perhatian utama dalam dunia eksplorasi adalah menentukan keberadaan posisi reservoir yang berada di bawah lapisan permukaan bumi. Hidrokarbon yang terbentuk di dalam batuan induk akan mengalami migrasi dan akan berpindah ke batuan penyimpan yang terbentuk oleh adanya jebakan (*trap*). Informasi mengenai persebaran reservoir dan keberadaan jebakan hidrokarbon (*faults*) merupakan informasi yang sangat penting dalam penentuan lokasi pemboran.

Dalam *petroleum* sistem terdapat beberapa jenis jebakan, dan salah satu yang paling utama adalah jebakan struktural yang disebabkan oleh patahan (*fault*). Patahan merupakan bentuk struktural sekunder heterogen yang biasanya dijumpai berdampingan dengan *dome* dan lipatan. Keberadaan patahan ini mempengaruhi pembentukan, perpindahan dan sebagai perangkap potensial dalam suatu reservoir hidrokarbon (Fransisca, 2009).

Dengan menggunakan atribut seismik, keberadaan patahan dapat diidentifikasi lebih jelas sehingga lokasi penentuan jebakan hidrokarbon dapat diidentifikasi lebih tepat. Selain itu untuk mendapatkan interpretasi bawah permukaan yang lebih akurat, perlu dilakukan integrasi antara data seismik dengan data log sumur.

Salah satu metode yang digunakan untuk mengintegrasikan data seismik dan data log sumur adalah metode inversi seismik impedansi akustik. Dengan metode inversi seismik impedansi akustik informasi mengenai sifat fisis batuan reservoir dapat diketahui dari data seismik yang dikontrol dengan data log sumur.

Lapangan Teapot Dome menarik untuk dipelajari, hal ini dikarenakan pada lapangan tersebut terdapat struktur yang menarik seperti terdapatnya suatu patahan dan lipatan, metode atribut seismik dan inversi seismik sangat cocok diterapkan pada lapangan ini sehingga identifikasi patahan dan distribusi reservoir dapat diidentifikasi lebih jelas. Atas dasar itulah dilakukan penelitian mengenai “Identifikasi Patahan dan Karakterisasi Reservoir Menggunakan Metode Seismik Atribut dan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik pada Lapangan Teapot Dome Amerika Serikat”.

1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari dilakukannya penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengidentifikasi dan menganalisis sifat patahan yang terdapat pada Lapangan Teapot Dome Amerika Serikat berdasarkan hasil atribut seismik dan inversi impedansi akustik
2. Menganalisis persebaran reservoir menggunakan metode seismik inversi impedansi akustik dan mengetahui pengaruh keberadaan patahan terhadap persebaran reservoir pada formasi Tensleep Lapangan Teapot Dome Amerika Serikat
3. Mengkorelasikan hasil atribut seismik dan inversi impedansi akustik dalam penentuan sifat patahan dan penentuan persebaran reservoir

1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Data seismik yang digunakan merupakan data *3D Post Stack Migration*
2. Atribut seismik yang digunakan untuk mengidentifikasi patahan dan menganalisis persebaran reservoir adalah atribut *extract value*, maksimum amplitudo, dan minimum amplitudo. Identifikasi patahan dilakukan pada formasi *Charlisle* hingga *Basement*, sedangkan untuk analisis persebaran reservoir difokuskan pada formasi *Tensleep*
3. Metode inversi impedansi akustik yang akan digunakan dalam analisis adalah metode seismik inversi *Model Based*, *Bandlimited*, dan *Sparse Spike*

1.4. Manfaat Penelitian

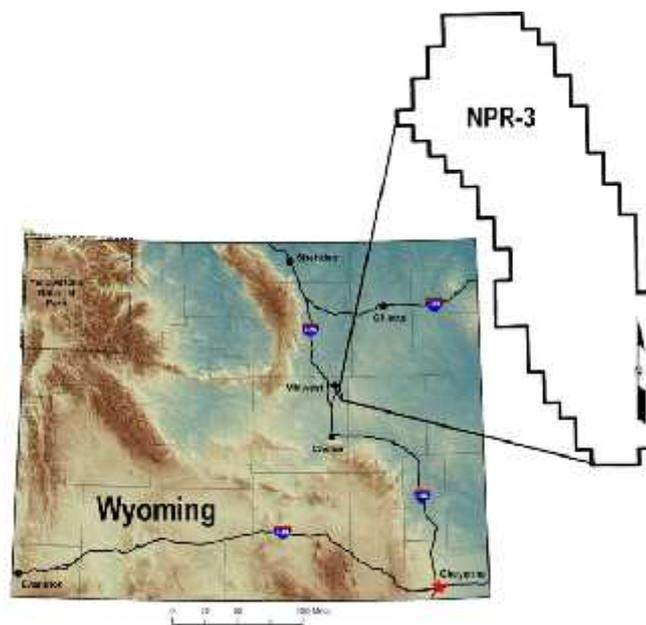
Adapun manfaat dari dilakukannya penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Penelitian ini dapat digunakan sebagai referensi oleh penulis lain yang akan melakukan penelitian yang serupa atau berkaitan
2. Dapat memberikan kontribusi hasil penelitian di bidang Geofisika khususnya jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung
3. Dengan adanya penelitian ini, dapat memberikan informasi yang lebih mengenai metode yang digunakan dalam penelitian yaitu “Metode Seismik Atribut dan Metode Seismik Inversi Impedansi Akustik”

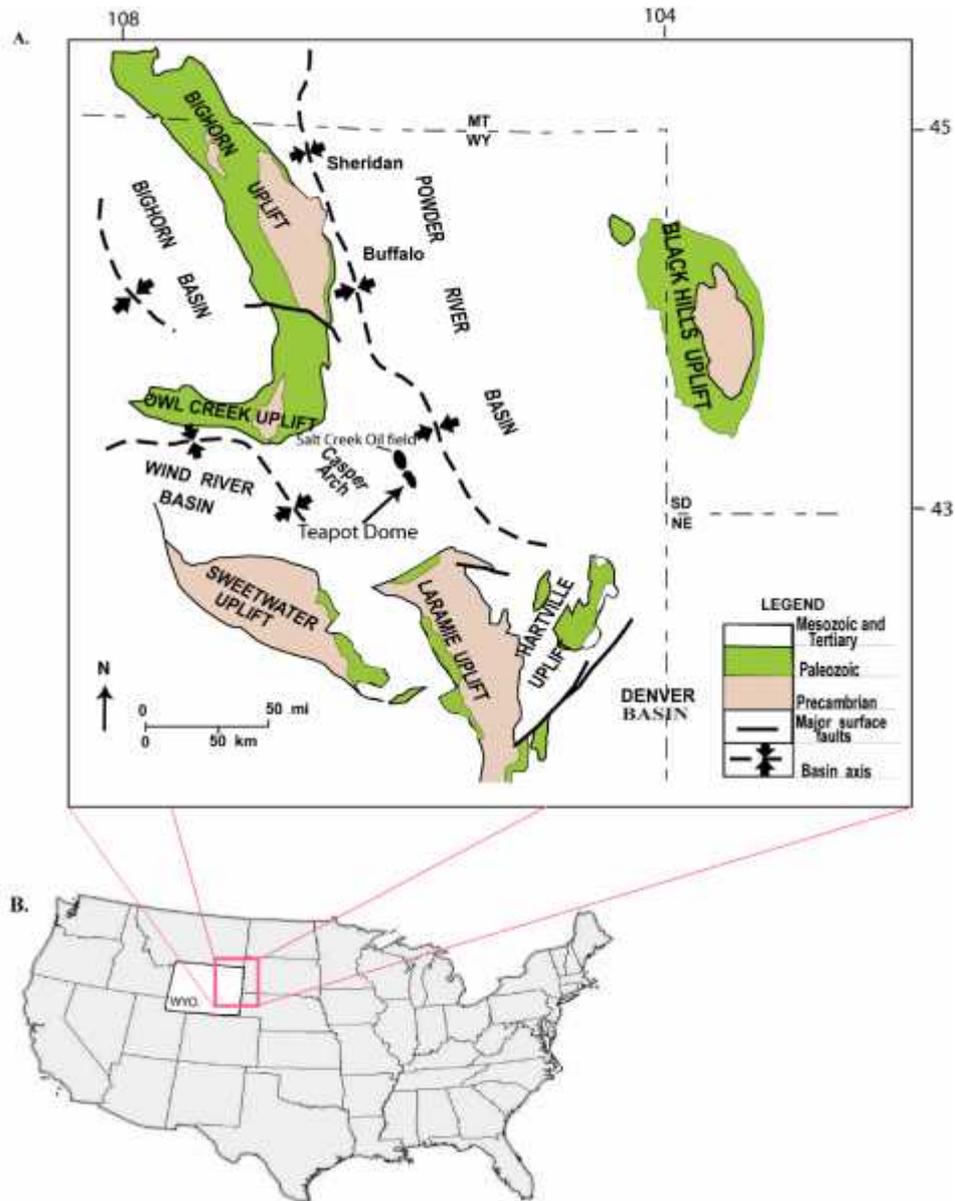
II. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Geologi Regional dan Stratigrafi Daerah Penelitian

Objek penelitian yang digunakan pada penelitian ini terletak di negara bagian Wyoming Amerika Serikat dan memiliki struktur *dome* hingga daerah ini lebih dikenal dengan *Teapot Dome*. Lapangan *Teapot Dome* terletak di Wyoming tengah, dekat dengan tepi barat daya cekungan *Powder River*. Bagian paling dalam dari cekungan *Powder River* terdiri dari hampir 5500 meter batuan sedimen, dan sekitar 2440 meter dari sedimen tersebut merupakan sedimen *non marine* yang berumur *Upper Cretaceous* dan batuan sedimen klastik tersier yang berhubungan dengan *Laramide Orogenesis* (Prayogo dkk, 2014).



Gambar 1. Lokasi penelitian yang terletak di *Teapot Dome* Wyoming USA (Black dkk, 2014)



Gambar 2. Pola struktur regional di *Teapot Dome* yang dibatasi tinggian di bagian barat daya dan timur laut dengan sumbu cekungan berarah tenggara-barat laut, antiklin yang terbentuk pada daerah itu juga berarah tenggara- barat laut (Ayoro, 2007).

Bagian timur dan barat *Teapot Dome* dibatasi oleh antiklin yang memanjang dengan arah sumbu relatif barat laut-tenggara, sedangkan bagian utara, selatan, dan barat baya dibatasi oleh tinggian yang disebabkan proses *uplift* (Prayogo dkk, 2014).

Pada daerah *Teapot Dome*, pengaruh perubahan struktur dimulai dari kompresi dari bagian barat, menghasilkan *reverse fault*, rekahan tensional pada bagian antiklin dan dengan bidang patahan yang relatif curam, dan *offset* yang sangat kecil pada blok yang turun. Patahan normal berarah timur-barat dengan offset 200 feet yang memisahkan lapangan *Teapot Dome* menjadi dua bagian. *Dome* yang berada di utara yang posisinya lebih atas dibandingkan blok bagian selatan. Patahan berperan penting sebagai jalur migrasi hidrokarbon di daerah penelitian, dileniasi patahan dan pemahaman pola patahan pada horizon *Tensleep* sangat penting untuk membantu kesuksesan eksplorasi hidrokarbon dan dapat juga digunakan untuk rekomendasi penempatan lokasi injeksi CO₂ kedalam formasi *Tensleep*.

Secara struktural antiklin *Teapot Dome* yang terbentuk pada umur *Laraminade*, terletak memanjang dan menjam (*plunging*) kearah utara-selatan. Bagian utara *Teapot Dome* merupakan kemenerusan dari antiklin *Salt Creek*. Dari penampang seismik barat daya-timur laut, dapat dilihat pola lipatan asimetri dan *reverse fault* memotong lipatan relatif kearah barat laut-tenggara dengan *offset* minimum (Fransisca, 2009).

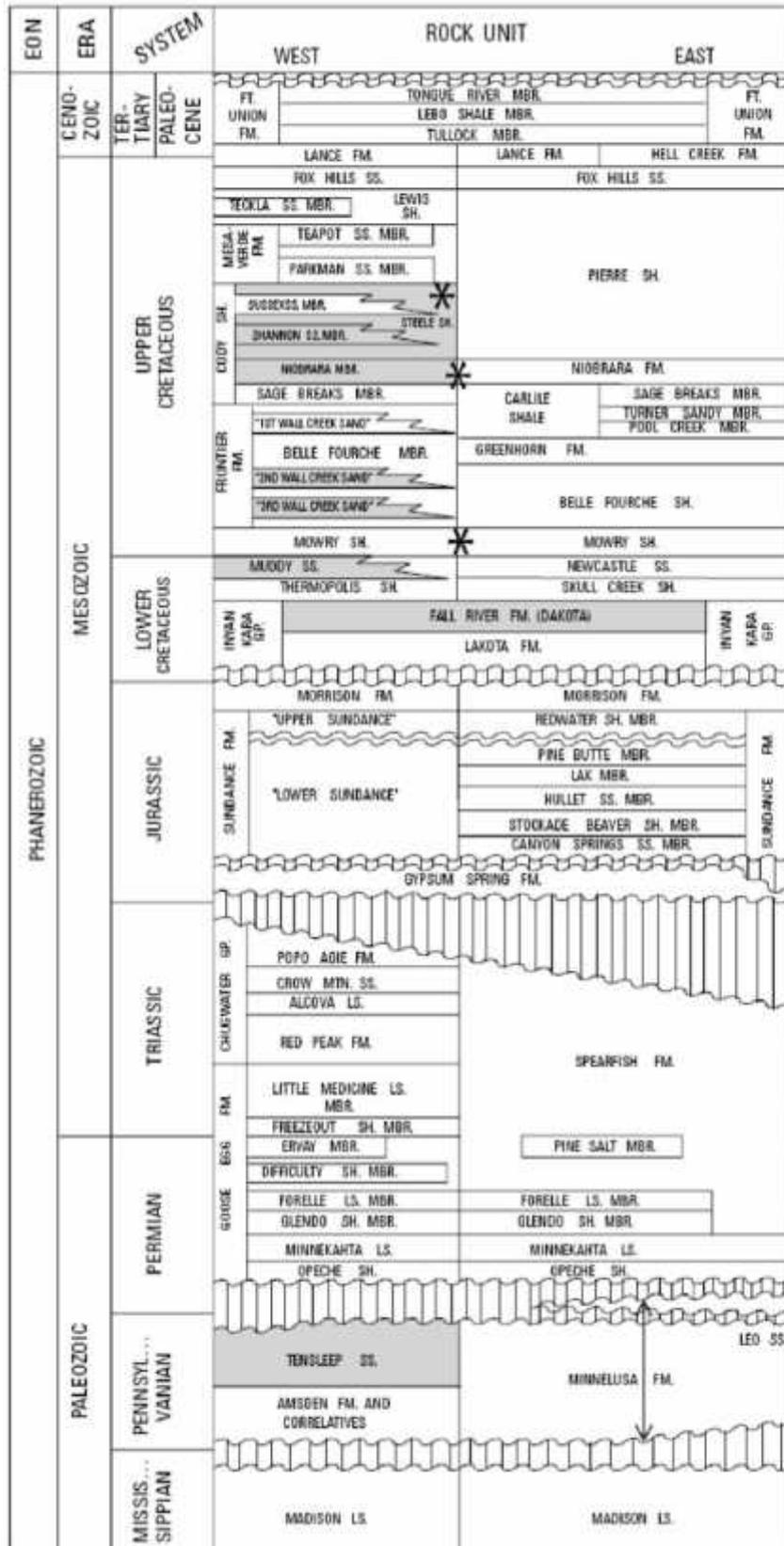
2.2 Stratigrafi dan Petroleum Sistem

Stratigrafi pada daerah penelitian tersusun atas lapisan *Paleozoic* yang menutupi *basement Precambrian* pada lapangan *Teapot Dome*, terdiri atas perlapisan batupasir tipis, *limestone shale* dan sedimen laut yang terevaporasi, pada lingkungan pengendapan *marine, dune* dan *interdune*. Lapisan batupasir pada formasi *Tensleep* yang berumur *Pennsylvanian* merupakan salah satu dari tiga

lapisan yang berproduksi pada lapangan Teapot Dome, sebagian terbentuk pada lingkungan *depositional eolian*, dan merupakan satu dari beberapa reservoir batupasir yang memproduksi minyak di daerah Wyoming. *Source rock* hidrokarbon pada batupasir *Tensleep* berasal dari formasi *Phosporia*, berpusat di Idaho. *Palaesoil*, *Opache Shale* dan *Anhydrite* (anggota *Minnekatha*) pada formasi *Goose Egg* berfungsi sebagai lapisan penutup (*cap rock*). Formasi ini juga tersusun atas *limestone*.

Pada bagian atas, terdapat formasi berumur *Paleozoic* yang tersusun atas lapisan tebal *terrigenous* berumur *Triassic* dan batuan sedimen *Jurassic*. Walaupun sedimen *Triassic* tidak produktif di lapangan *Teapot Dome*, formasi *Sundance* lingkungan laut yang berumur *Jurassic* atas, memproduksi minyak pada lapangan *Salt Creek*. Batuan sedimen *Cretaceous* bergradasi dan batupasir fluvial sampai batupasir yang mengandung *shale* laut.

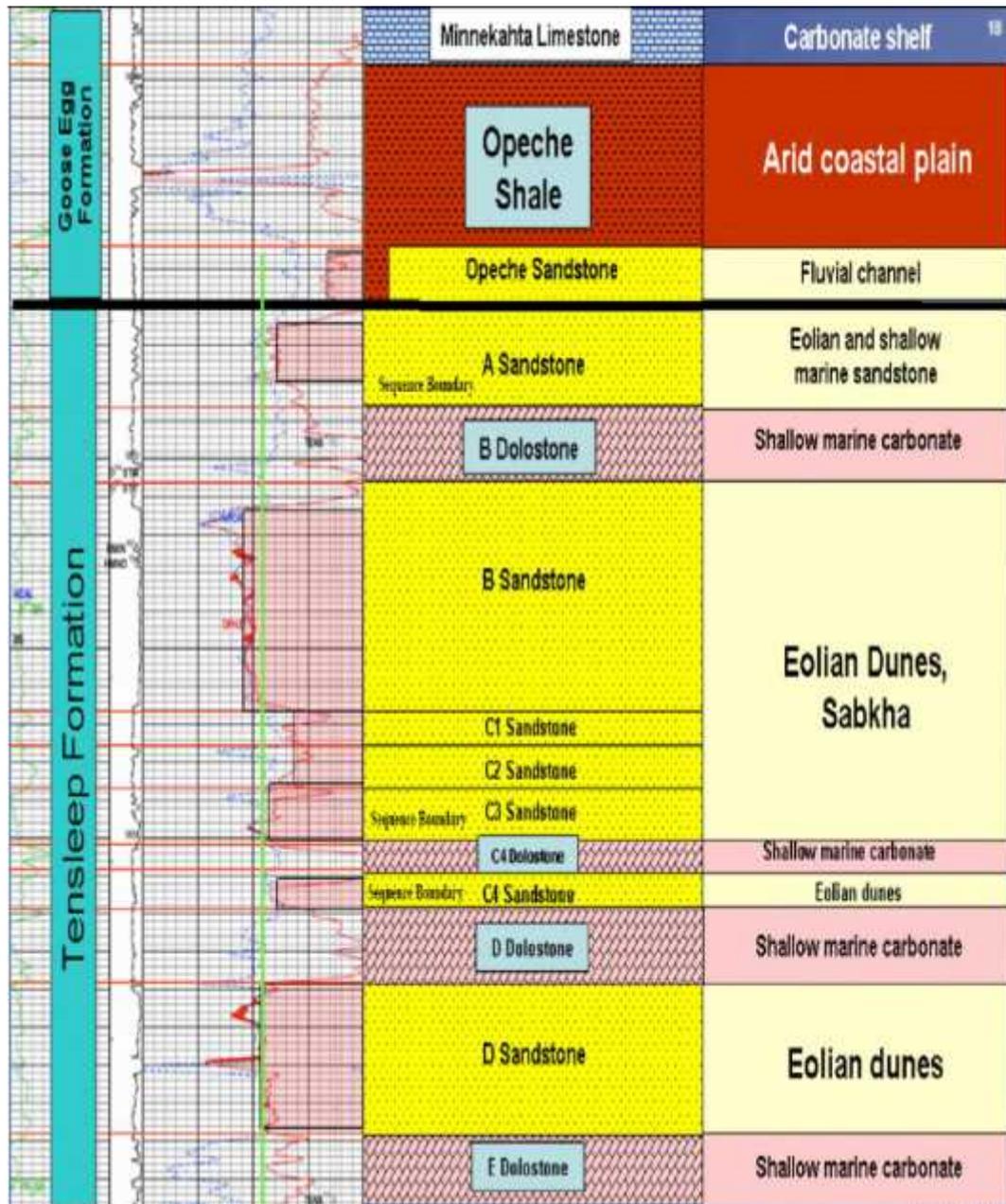
Dua reservoir utama lainnya yang memproduksi hidrokarbon berada formasi yang berumur *Cretaceous* atas pada lapangan *Teapot Dome*, yaitu bagian *Shanon* anggota *Chody Shale* dan *Second Wall Creek Sand* dari formasi *Frontier*. Formasi *Frontier* terdiri atas dikelompokan atas tiga *Wall Creek Sand*, dimana *Wall Creek* kedua dan ketiga memproduksi minyak dan gas. *Muddy Sandstone* mengandung gas, dan *Dakota Sandstone* mengandung minyak. *Source* hidrokarbon pada reservoir batupasir *Cretaceous*, *Dakota Sandstone*, *Muddy Sandstone*, pada formasi *Frontier* (*Wall Creek Sands*) dan *Shannon Sandstone* berasal dari *Mowry Shale*, dengan kontribusi minor dari *Shale* pada formasi *Niabrara*, formasi *Frontier* dan *Steele Shale* (Fransisca, 2009).



Sampled Units
 Samples for this study were taken from the Shannon Sandstone, the Steele Shale and the Niobrara Member of the Cody Shale Formation, the Second and Third Wall Creek Sands, the Muddy Sandstone (gas sample only), the Dakota Sandstone, and the Tensleep Sandstone. These units are the only ones currently producing in the Teapot Dome field. (RMOTC, 2005.)

* Hydrocarbon source rocks
 The Mowry Shale is thought to be the major source rock for the Cretaceous reservoirs, with minor contributions from the Steele and Niobrara units. The source rock for the Tensleep Sandstone is thought to be the Phosphoria Formation, centered in Idaho. (Hunt, 1953; Sheldon, 1967; Momper and Williams, 1979)

Gambar 3. Stratigrafi regional pada cekungan Powder River (Jnanaparama, 2016)



Gambar 4. Stratigrafi formasi *Tensleep* (Jnanaparama, 2016)

2.3 Karakteristik Hidrokarbon Pada Daerah Penelitian

Produksi hidrokarbon utama pada area *Teapot Dome* dapat ditemukan pada reservoir berumur *Cretaceous* dan dari reservoir batupasir yang berasal dari formasi *Tensleep* berumur *Pennsylvanian*. Hidrokarbon minyak kurang matang (*less mature*), menunjukkan lebih banyak bukti adanya biodegradasi sekunder dan

mempunyai sumber campuran kerogen *terrestrial* dan *marine*. Hidrokarbon minyak pada formasi berumur *Cretaceous* terbagi atas 3 kelompok yang berbeda, reservoir batupasir *Cretaceous* atas, reservoir *shale Cretaceous* atas, dan reservoir batupasir *Cretaceous* bawah. Batupasir pertama adalah batupasir *Shannon*, kedua dan ketiga adalah batupasir *Wall Creek* yang menunjukkan perbedaan produksi gas, efek injeksi gas dan efek injeksi uap. Sedangkan hidrokarbon minyak pada formasi *Tensleep Pennsylvanian* lebih matang, adanya proses biodegradasi yang rendah, kandungan sulfur lebih tinggi, menunjukkan bukti bahwa sedimen mengalami pencucian (*water washing*), dan mengandung sumber kerogen *marine*.

Degradasi hidrokarbon pada reservoir batupasir *Cretaceous* bervariasi di sepanjang struktur antiklinal *Teapot Dome* dengan intensitas *fracture* yang sangat tinggi. Cebakan hidrokarbon pada lapangan *Teapot Dome* terbagi dalam dua bagian *Dome* dengan *trend fault* timur-barat. Dari hasil penelitian sample sumur, diketahui bahwa daerah yang sangat sedikit terdegradasi terdapat di bagian Selatan *Dome*, dimana reservoir lebih dalam (batupasir *Tensleep*) dan secara umum, daerah yang umumnya terdegradasi tinggi berada di arah utara *dome*, dimana stratigrafi reservoir tersebut berada lebih dangkal (batupasir *Cretaceous*). Hidrokarbon dari formasi *Tensleep* tidak menunjukkan adanya variasi antara lapangan *Teapot Dome* dan *Salt Creek* di bagian utara (Fransisca, 2009).

III. TEORI DASAR

3.1. Gelombang Seismik

Gelombang adalah fenomena perambatan gangguan (usikan) yang berada dalam medium sekitarnya. Gangguan ini mula-mula terjadi secara lokal hingga menyebabkan terjadinya osilasi (pergeseran) kedudukan partikel-partikel medium, osilasi tekanan maupun osilasi rapat massa karena adanya gangguan merambat dari suatu tempat ketempat lain, berarti ada suatu transportasi energi. Sedangkan gelombang seismik merupakan gelombang mekanik yang muncul akibat adanya suatu getaran. Gelombang seismik juga disebut gelombang elastik karena osilasi partikel-partikel medium terjadi akibat interaksi antara gaya gangguan melawan gaya-gaya elastik. Dari interaksi ini muncul interaksi gelombang longitudinal, gelombang transversal dan kombinasi diantara keduanya. Apabila medium hanya memunculkan gelombang longitudinal saja, maka dalam kondisi ini gelombang seismik sering dianggap gelombang akustik. Pada metode seismik refleksi, jenis gelombang yang digunakan yaitu gelombang *body* terutama pada gelombang-*P* (Hidayatullah, 2010).

3.1.1. Gelombang Badan (*Body Wave*)

Gelombang badan merupakan gelombang seismik yang menjalar pada media elastik dan arah perambatannya ke seluruh bagian interior bumi. Berdasarkan

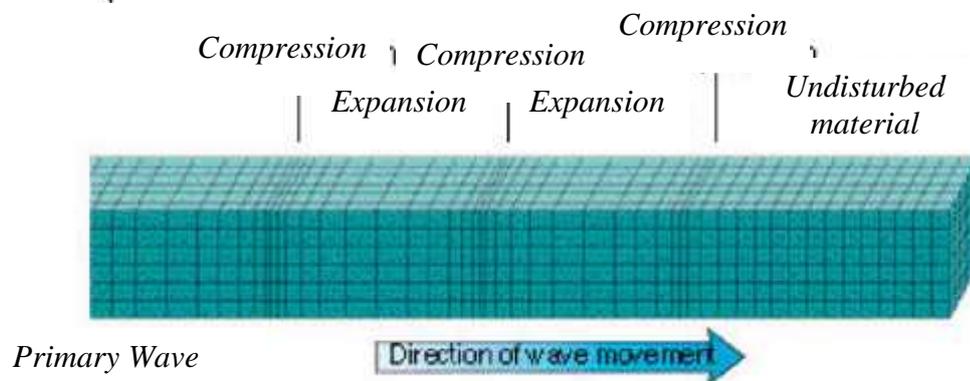
gerak partikel dan arah penjarannya gelombang badan dibedakan menjadi dua jenis, yaitu gelombang P dan gelombang S . Gelombang P (*primary wave*) merupakan gelombang kompresi atau gelombang longitudinal, yang menjalar dengan arah gerak partikel sejajar dengan arah rambatan gelombangnya. Gelombang S adalah gelombang geser (*shear wave*) atau gelombang transversal yang menjalar dengan arah gerak partikel tegak lurus dengan arah rambatan gelombangnya. Berbeda dengan gelombang P yang dapat merambat baik di medium padat, cair, maupun gas, gelombang S hanya menjalar pada medium padat.

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

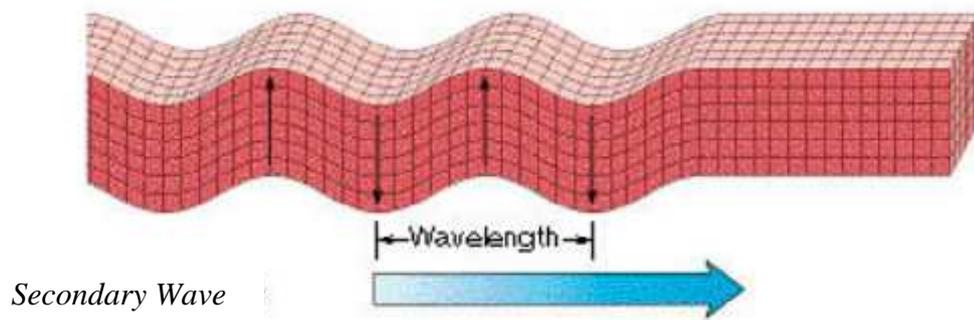
$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (1) \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2)$$

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

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



Gambar 5. Skema perpindahan partikel pada gelombang longitudinal (Abdullah, 2011).

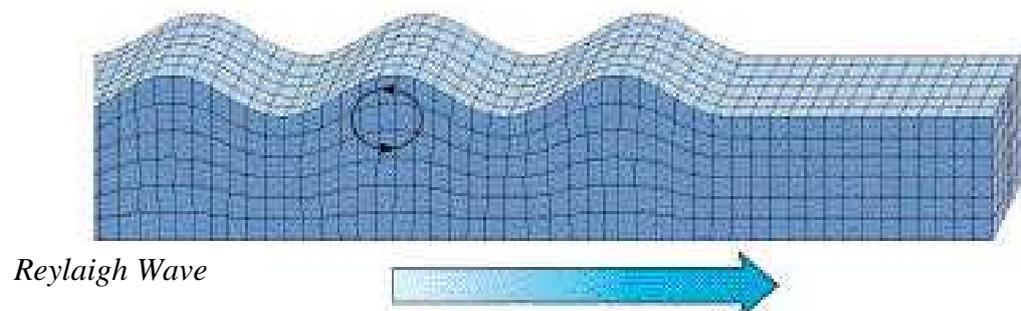


Gambar 6. Skema perpindahan partikel pada gelombang transversal (Abdullah, 2011).

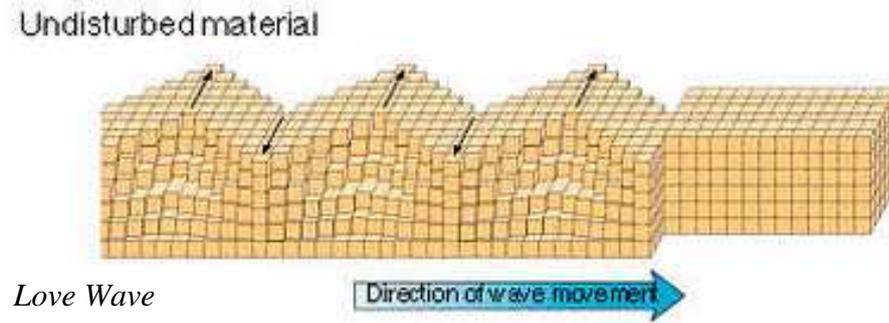
3.1.2. Gelombang Permukaan (*Surface Wave*)

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

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



Gambar 7. Skema pergerakan gelombang *rayleigh* (Abdullah, 2011).



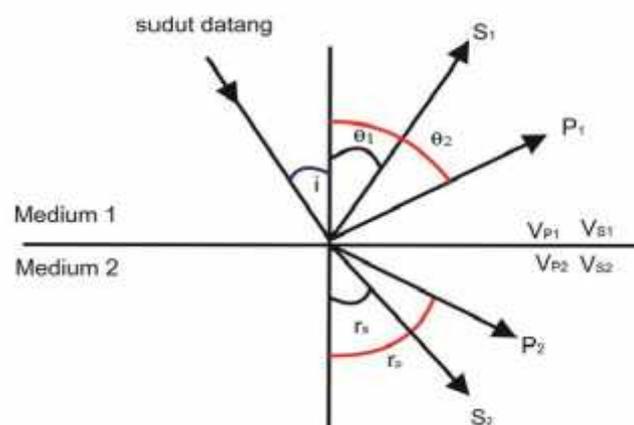
Gambar 8. Skema penjaralan gelombang *love* (Abdullah, 2011).

3.2. Pemantulan Gelombang

3.2.1. Hukum Snellius

Hukum Snellius yang menyatakan apabila sinar datang dari medium 1 ke medium 2, maka pada bidang batas lapisan sinar tersebut sebagian akan direfleksikan (dipantulkan), sebagian akan ditransmisikan (diteruskan), dan sebagian akan direfraksikan. Berdasarkan pada prinsip inilah metode seismik refleksi digunakan untuk eksplorasi bawah permukaan bumi. Caranya adalah dengan menggunakan energi yang menghasilkan gelombang suara yang dipancarkan ke dalam bumi.

$$\frac{v}{s} = \frac{v_1}{s_1} = \frac{v_2}{s_2} = \frac{v_1}{s_1} = \frac{v_2}{s_2} \quad (4)$$

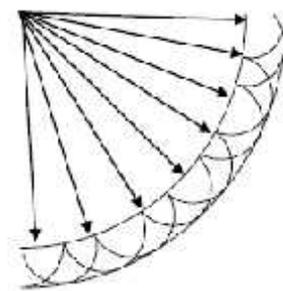


Gambar 9. Hukum Snellius (Permana dkk, 2015).

Gelombang ini menjalar melalui media air dan berbagai lapisan sedimen maupun batuan dan dipantulkan apabila menemui bidang batas lapisan yang dibedakan oleh impedansi akustik. Impedansi akustik merupakan perkalian antara kecepatan gelombang seismik pada masing-masing lapisan dengan rapat masa media yang dilalui gelombang tersebut. Respon dari gelombang pantul ini diterima oleh peralatan (*receiver*) yang diletakkan di atas atau dekat dengan permukaan bumi dan direkam untuk perhitungan dalam pengolahan data.

3.2.2. Prinsip Huygens

Prinsip Huygens menyatakan bahwa setiap titik-titik pengganggu yang berada di depan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya deretan gelombang yang baru. Jumlah energi total deretan gelombang baru tersebut sama energi utama. Dalam eksplorasi seismik titik-titik tersebut dapat berupa patahan, antiklin, rekahan, pembajian, dan lain-lain. Sedangkan deretan gelombang baru berupa gelombang difraksi.

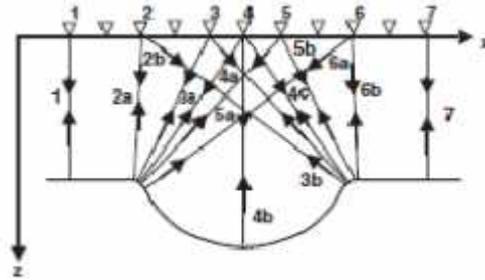


Gambar 10. Prinsip Huygens (Asparini, 2011).

3.2.3. Prinsip Fermat

Prinsip Fermat menyatakan jika sebuah gelombang merambat dari satu titik ke titik yang lain maka gelombang tersebut akan memilih jejak yang tercepat

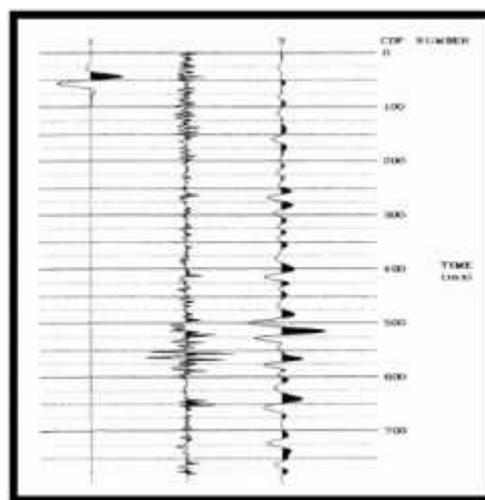
(Hidayatullah, 2010). Adapun rumusan prinsip Fermat sebagai berikut



Gambar 11. Prinsip Fermat (Asparini, 2011).

3.3. Interferensi Gelombang Seismik

Interferensi terjadi pada batas AI yang sangat rapat, hal ini disebabkan karena terjadinya *overlapping* pada beberapa reflektor. Interferensi bisa bersifat negatif atau positif yang sangat dipengaruhi oleh panjang pulsa seismik. Idealnya pulsa gelombang akan berupa *spike* dan akan mengakibatkan refleksi *spike* juga, tetapi dalam prakteknya sebuah reflektor tunggal dapat menghasilkan sebuah refleksi yang terdiri atas refleksi primer yang diikuti oleh satu atau lebih *half-cycle* (Gaol, 2016).



Gambar 12. Konvolusi antara reflektivitas dengan *wavelet* mengurangi resolusi (Russel, 1999,).

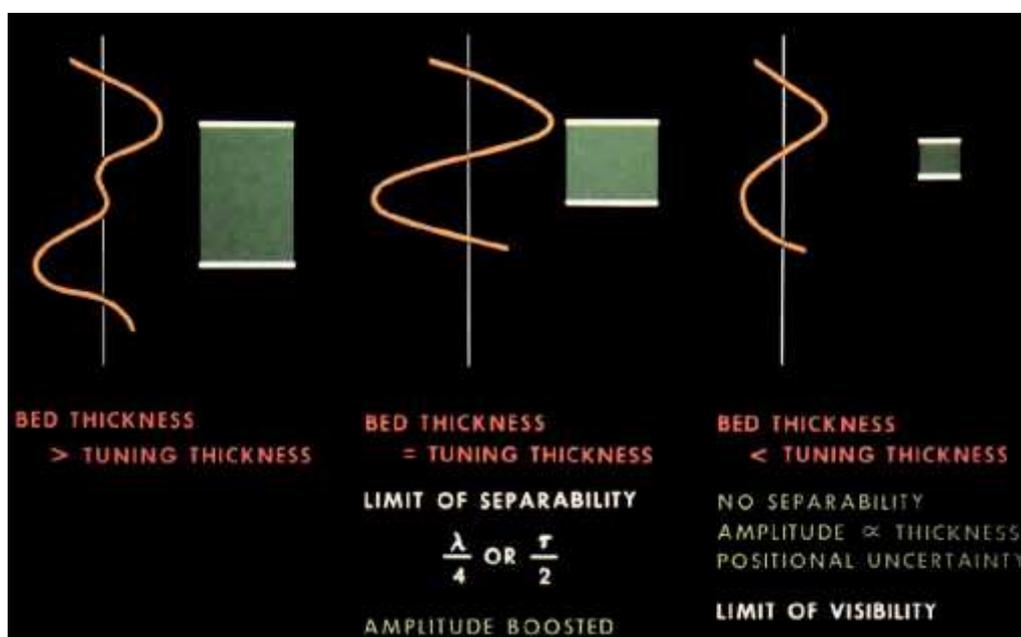
3.4. Resolusi Seismik

Resolusi seismik adalah jarak minimum antara dua objek yang dipisahkan oleh gelombang .

Resolusi seismik terbagi menjadi dua jenis, yaitu resolusi vertikal dan resolusi horizontal.

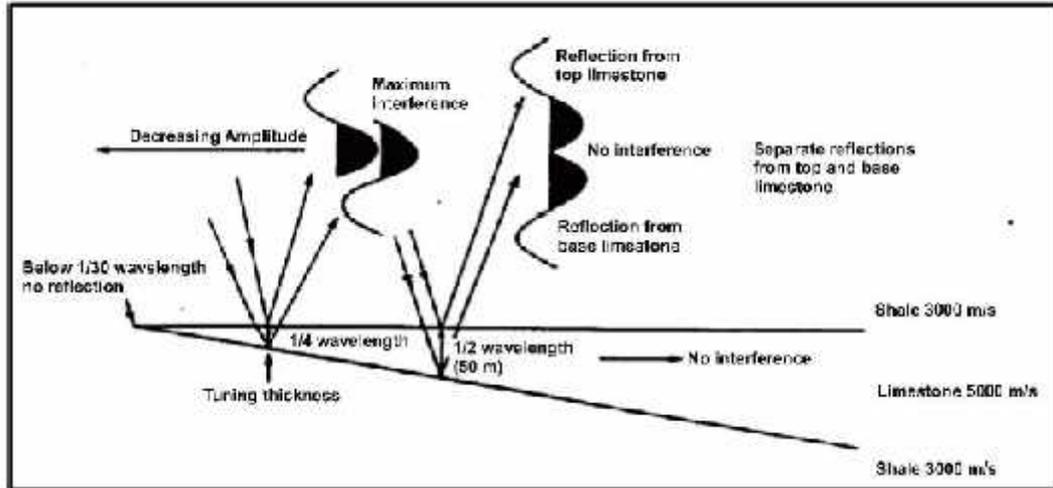
a. Resolusi Vertikal

Resolusi vertikal adalah kemampuan dari gelombang seismik untuk dapat membedakan dua buah lapisan secara vertikal.



Gambar 13. Pada saat ketebalan lapisan sama dengan ketebalan tuning maka terjadi interferensi maksimum (Brown, 2005)

Apabila ketebalan lapisan batuan lebih besar dari ketebalan *tuning* maka batas antar lapisan akan dapat dibedakan. Bila ketebalan lapisan sama dengan ketebalan *tuning* maka kedua gelombang akan berinterferensi positif sehingga meningkatkan amplitudo refleksi dan jika ketebalan lapisan kecil daripada ketebalan *tuning* maka gelombang akan berinterferensi negatif dan mengurangi amplitudo refleksi.



Gambar 14. Efek interferensi yang berhubungan dengan batuan dengan IA tinggi yang terletak pada batuan dengan IA rendah (Gaol, 2016).

b. Resolusi Horisontal

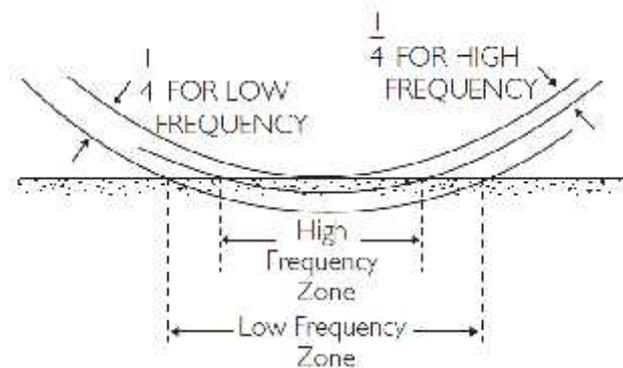
Suatu titik refleksi berasal dari daerah dimana terjadi interaksi antara muka gelombang dan bidang reflektor. *Zona Fresnel* adalah bagian dari reflektor dimana energi gelombang direfleksikan setelah setengah dari siklus atau seperempat panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama.

Zona Fresnel menunjukkan dimensi lateral suatu benda yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Magnitudo zona *Fresnel* dapat diperkirakan dari:

$$r = \frac{v}{2} \sqrt{\frac{t}{f}} \quad (5)$$

dimana r : radius zona *Fresnel*
 v : kecepatan
 t : waktu tempuh bolak-balik gelombang
 f : frekuensi.

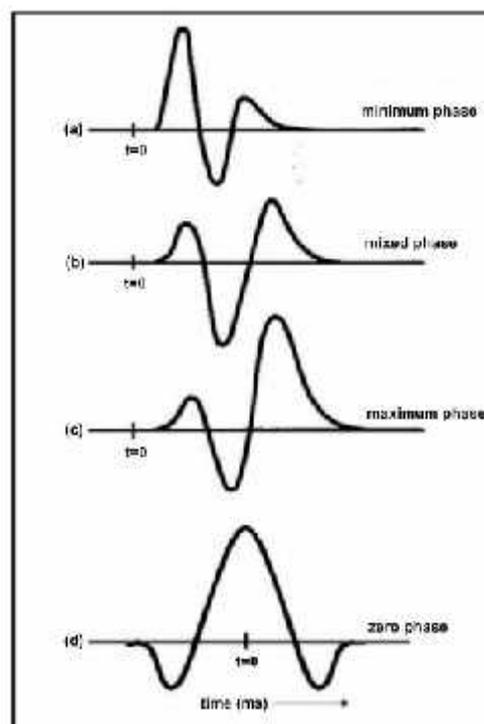
Dari persamaan tersebut dapat diketahui bahwa resolusi horisontal akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman, bertambahnya kecepatan dan berkurangnya frekuensi.



Gambar 15. Zona Fresnel (Simm dan Bacon, 2014).

3.5. Wavelet Seismik

Asumsi bahwa hanya terdapat *wavelet* tunggal dan terdefiniskan secara jelas waktu konvolusi dengan reflektivitas untuk menghasilkan *trace* seismik adalah suatu penyederhanaan. Pada kenyataannya *wavelet* bervariasi terhadap waktu dan mempunyai bentuk yang kompleks.



Gambar 16. Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya, yaitu *minimum phase wavelet* (a), *mixed phase wavelet* (b), *maximum phase wavelet* (c), dan *zero phase wavelet* (d) (Rahmanda, 2016).

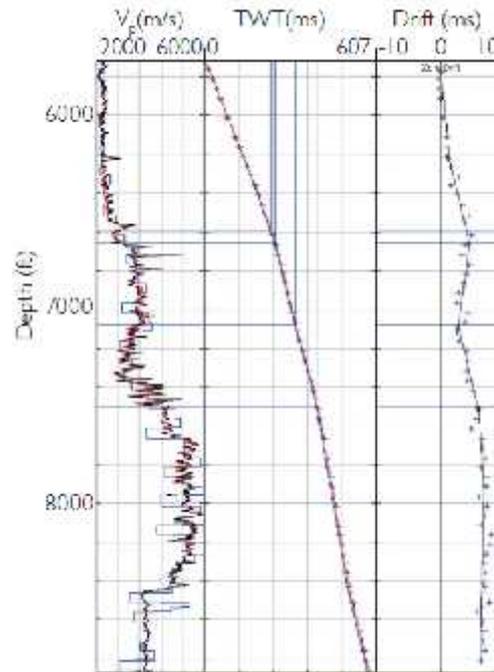
3.6. *Well Seismic Tie*

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

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

Seismogram sintetik dibuat dengan cara mengkonvolusikan *wavelet* dengan data koefisien refleksi. Data koefisien refleksi didapatkan dari data log sonik dan log densitas. *Wavelet* yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *band width* yang sama dengan penamapang seismik. Hal ini akan mempermudah pengikatan data sumur dengan data seismik. Seismogram sintetik final merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua reflektor. Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas dan fasa) yang sama dengan rekaman seismik. Seismogram sintetik berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap *horizon*. Salah satu kelemahan dari seismogram sintetik yaitu umumnya seismogram sintetik dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama

untuk seluruh penampang, padahal frekuensi yang dipakai tersebut umumnya diambil dari zona target (misalnya reservoir). Hal ini sering mengakibatkan terjadinya *misstie* pada daerah diluar zona target tersebut.



Gambar 17.Kalibrasi *log depth to time* (Simm dan Bacon, 2014).

3.7. Polaritas dan Fasa

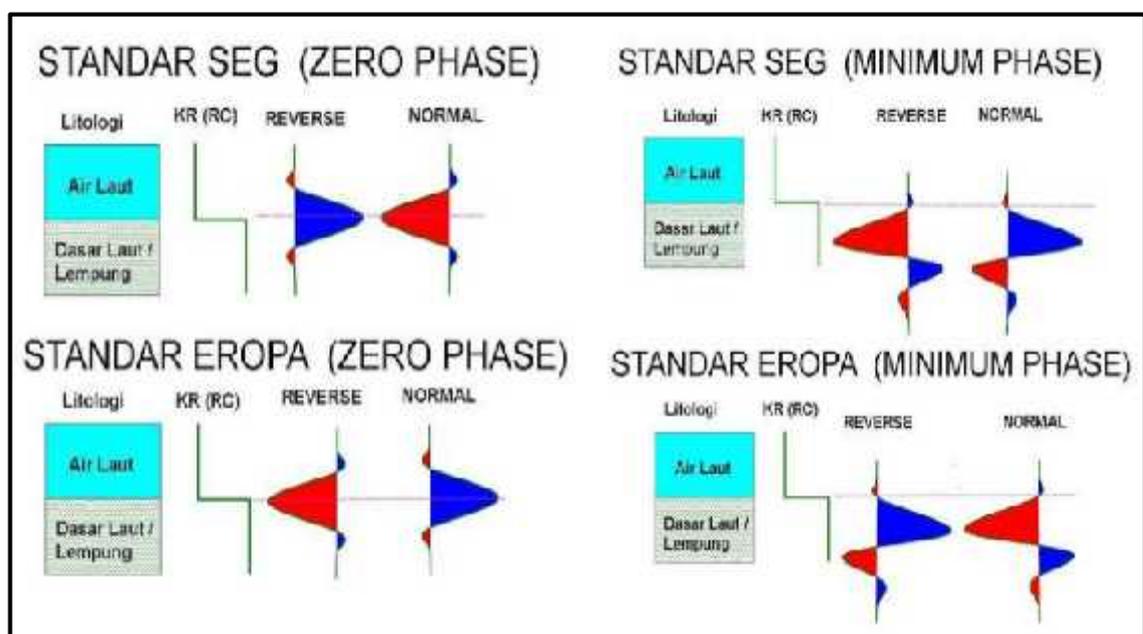
Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Polaritas hanya mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan. Polaritas ini terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik. *Society Exploration of Geophysicist* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai:

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

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

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

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

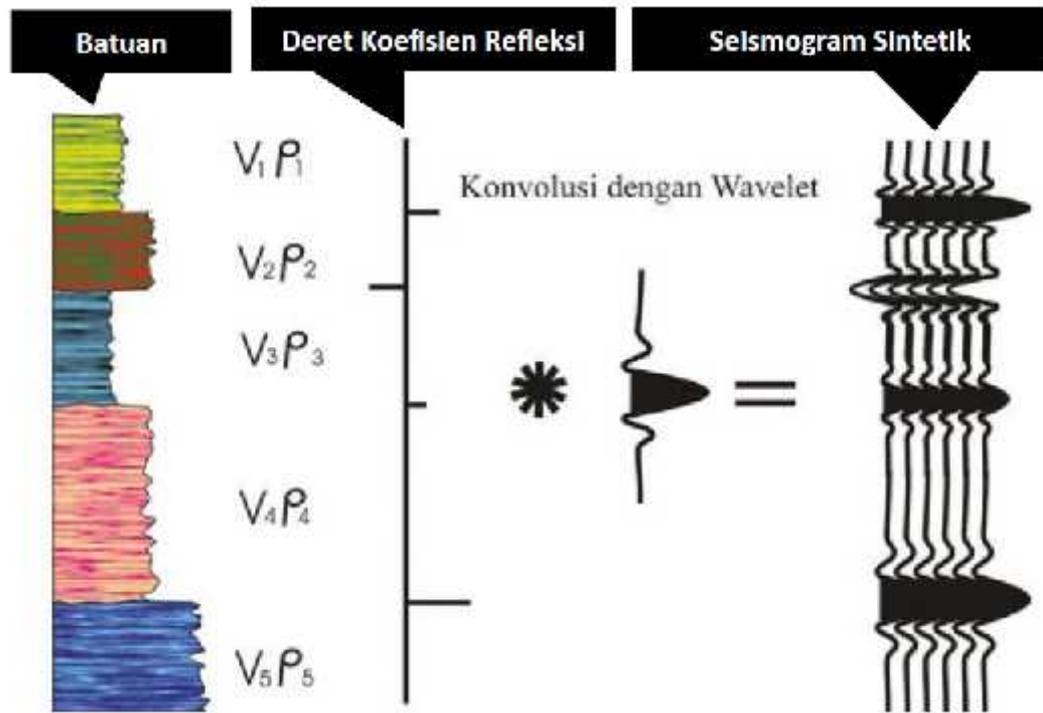


Gambar 18. Polaritas normal dan polaritas *reverse* (Abdullah, 2011).

3.8. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan hasil *forward modeling* konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu *wavelet*. Koefisien refleksi diperoleh dari perkalian antara kecepatan gelombang seismik dengan batuanannya. Sedangkan *wavelet* diperoleh dengan melakukan ekstraksi pada data seismik dengan atau

tanpa menggunakan data sumur dan juga dengan *wavelet* buatan (Munadi dan Pasaribu, 1984).



Gambar 19. Ilustrasi seismogram sintetik (Sukmono, 1999)

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

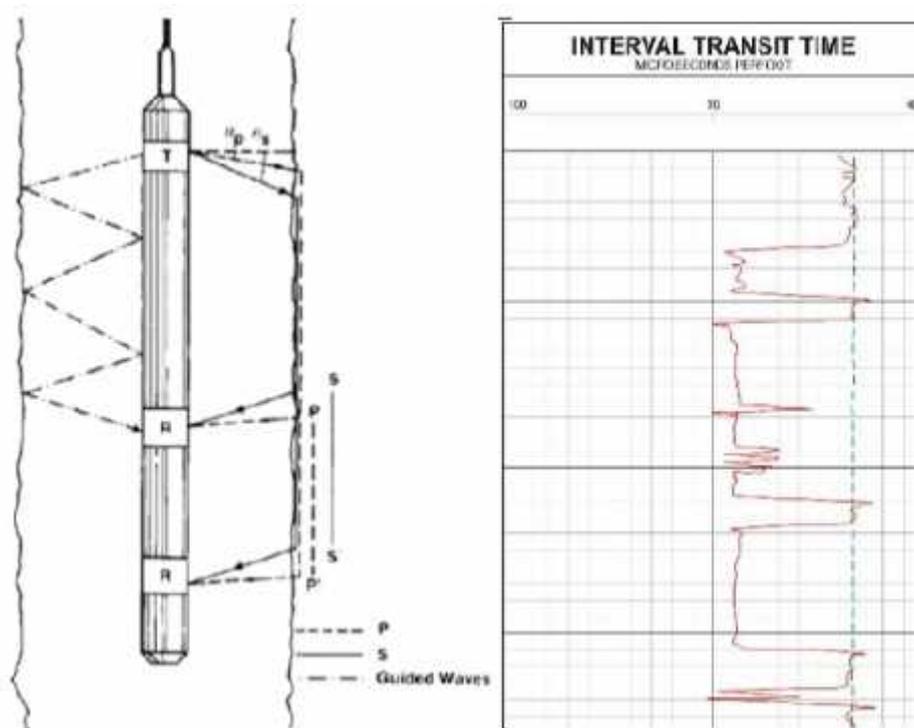
3.9. *Well Logging*

Well logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur, untuk evaluasi formasi dan identifikasi ciri-ciri batuan di bawah permukaan. Tujuan dari

well logging adalah untuk mendapatkan informasi litologi, pengukuran porositas, pengukuran resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama dari penggunaan log ini adalah untuk menentukan zona, dan memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir (Harsono, 1997).

3.9.1. Log Sonic

Log sonic memberikan sebuah interval waktu yang dinamakan delta-t (t). Pengukuran sebuah formasi menggunakan gelombang suara. Secara kualitatif *log* ini digunakan untuk mengevaluasi porositas yang ada pada pori-pori batuan. *Log* ini juga bisa dijadikan *log* untuk mengikatkan *well-log* dengan data *seismic* atau biasa kita sebut *well seismic tie*. Kegunaan lain dari *log* ini juga bisa membantu mengidentifikasi jenis litologi, *source rock* dan memprediksi zona *over pressure* (Rider, 2002).

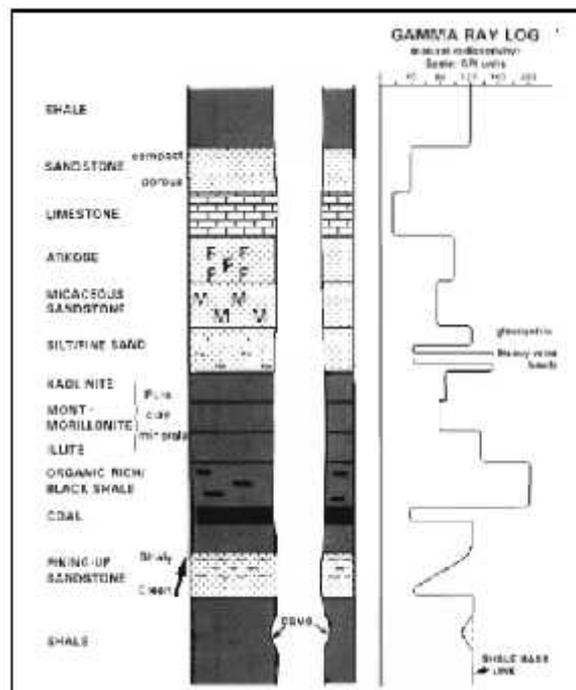


Gambar 20. Skema log *sonic* (Iman, 2008)

Bila pada *transmitter* dipancarkan gelombang suara, maka gelombang tersebut akan merambat kedalam batuan formasi dengan kecepatan tertentu yang akan tergantung pada sifat elastisitas batuan, kandungan fluida, porositas dan tekanan formasi. Kemudian gelombang ini akan terpantul kembali menuju lubang bor dan akan diterima oleh kedua *receiver*. Selisih waktu penerimaan ini direkam oleh *log* dengan satuan *microsecond per feet* ($\mu\text{sec}/\text{ft}$) yang dapat dikonversikan dari kecepatan rambat gelombang suara dalam ft/sec . Interval transite *time* (t) suatu batuan formasi tergantung dari *lithology* dan porositasnya.

3.9.2. Log Gamma Ray

Log gamma ray adalah salah satu *log* radioaktif, alat *log gamma ray* mengukur natural emisi *gamma ray* dari *subsurface*. *Log gamma ray* ini bisa digunakan pada saat *open hole* maupun *cased hole*. Radioaktif yang direkam alat *gamma ray* ini adalah K (*Potassium*), Th (*Thorium*), dan U (*Uranium*).



Gambar 21. Respon *log gamma ray* (Rider, 2002)

Alat *logging* ini juga bisa digunakan untuk mengestimasi Vsh (*Volume Shale*) pada suatu sumur dengan menggunakan *natural gamma ray* ataupun *spectral gamma ray*. Satuan dari hasil pengukuran alat ini adalah API (*American Petroleum Institute*). *Gamma ray* juga dijadikan log untuk membedakan *sandstone* dan *shale*, karena alat ini mengukur kandungan radioaktif suatu formasi. Akan tetapi tidak semua mineral radioaktif itu ditemukan pada *shale* ataupun *clay*. Mineral radioaktif bisa juga ditemukan pada *sandstone* yang memiliki *heavy minerals* seperti *pyrite*, *glauconite* maupun golongan mineral *mica (biotite)*. Mineral *pottasium* hanya ditemukan pada salinitas 380 ppm (Serra, 1984).

Prinsip pengukurannya adalah mendeteksi arus yang ditimbulkan oleh ionisasi yang terjadi karena adanya interaksi sinar *gamma* dari formasi dengan gas ideal yang terdapat didalam kamar ionisasi yang ditempatkan pada *sonde*. Besarnya arus yang diberikan sebanding dengan intensitas sinar *gamma* yang bersangkutan. Didalam formasi hampir semua batuan sedimen mempunyai sifat radioaktif yang tinggi, terutama terkonsentrasi pada mineral *clay*. Formasi yang bersih (*clean formation*) biasanya mengandung sifat radioaktif yang kecil, kecuali lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif atau lapisan berisi air asin yang mengandung garam-garam *potassium* yang terlarutkan (sangat jarang), sehingga harga sinar *gamma* akan tinggi. Dengan adanya perbedaan sifat radioaktif dari setiap batuan, maka dapat digunakan untuk membedakan jenis batuan yang terdapat pada suatu formasi. Selain itu pada formasi *shaly sand*, sifat radioaktif ini dapat digunakan untuk mengevaluasi kadar

kandungan *clay* yang dapat berkaitan dengan penilaian produktif suatu lapisan berdasarkan interpretasi data logging (Dewan, 1983).

3.9.3. Log Density

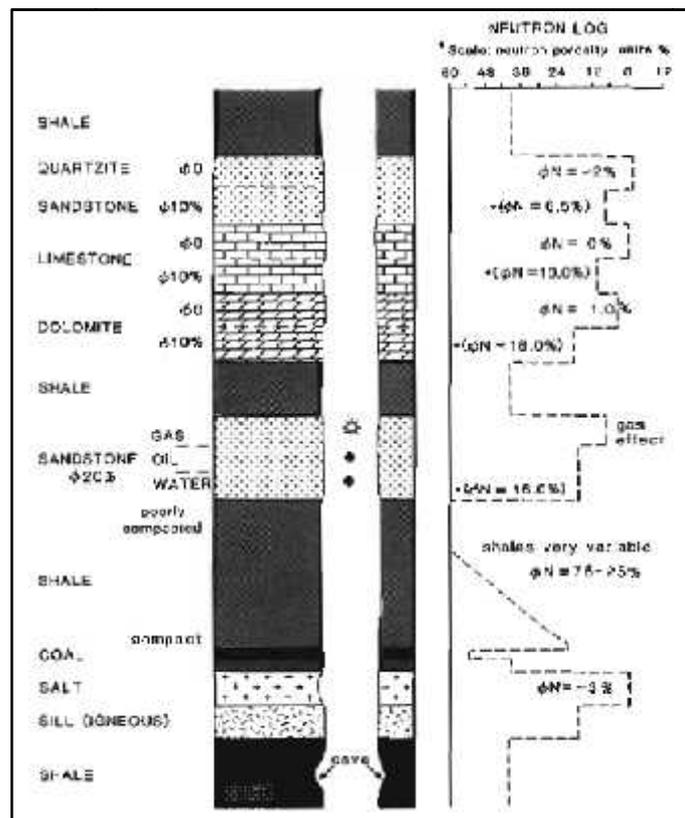
Log *density* adalah log yang mengukur *bulk density* formasi, ini juga termasuk *matrix* dan fluida yang terperangkap di dalam pori-pori. Secara kuantitatif log *density* digunakan untuk mengukur porositas (*porosity*) dan secara tidak langsung mengukur densitas hidrokarbon (HC). Secara kualitatif *log* ini digunakan untuk menentukan *lithology* dan jenis mineral tertentu, *log* ini juga bisa digunakan untuk mengidentifikasi *fracture* pada formasi (Rider, 2002).

Prinsip kerja *density log* adalah dengan jalan memancarkan sinar *gamma* dari sumber radiasi sinar *gamma* yang diletakkan pada dinding lubang bor. Pada saat sinar *gamma* menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukkan dengan elektron pada batuan tersebut, yang mengakibatkan sinar *gamma* akan kehilangan sebagian dari energinya dan yang sebagian lagi akan dipantulkan kembali, yang kemudian akan ditangkap oleh detektor yang diletakkan diatas sumber radiasi. Intensitas sinar *gamma* yang dipantulkan tergantung dari densitas batuan formasi (Dewan, 1983).

3.9.4. Log Neutron

Prinsip dasar dari log *neutron* adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Partikel-partikel *neutron* memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi, akibat dari tumbukan tersebut *neutron* akan kehilangan energi. Energi yang hilang saat benturan dengan atom di

dalam formasi batuan disebut sebagai porositas formasi (ϕ_N). Hilangnya energi paling besar bila *neutron* bertumbukan dengan sesuatu yang mempunyai massa sama atau hampir sama, contohnya atom hidrogen. Dengan demikian besarnya energi neutron yang hilang hampir semuanya tergantung banyaknya jumlah atom hidrogen dalam formasi.



Gambar 22. Respon log neutron terhadap batuan (Rider, 2002).

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

-) *Shale/clay*. Adanya *shale* dalam lapisan permeabel akan memperbesar harga porositas *neutron*.

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

3.9.5. Log Caliper

Log caliper adalah salah satu *log* mekanik yang mengukur keadaan lubang bor untuk mengetahui zona *washout*, *breakout* dan lain lain. Pengukuran keadaan lubang bor ini dilakukan menggunakan alat *caliper* yang memiliki *two-arm* dan *four-arm*. Untuk menyesuaikan dengan kondisi lubang bor, peralatan *log caliper* dilengkapi dengan pegas yang dapat mengembang secara fleksibel. Ujung paling bawah dari pegas tersebut dihubungkan dengan *rod*. Posisi *rod* ini tergantung pada kompresi dari *spring* dan ukuran lubang bor. Manfaat *log caliper* sangat banyak, yang paling utama adalah untuk menghitung volume lubang bor untuk menentukan volume semen pada operasi *cementing*, selain itu dapat berguna untuk pemilihan bagian *gauge* yang tepat untuk *setting packer* (misalnya operasi DST), interpretasi *log* listrik akan mengalami kesalahan apabila asumsi ukuran lubang bor sebanding dengan ukuran pahat (*bit*) oleh karena itu perlu diketahui ukuran lubang bor dengan sebenarnya, perhitungan kecepatan lumpur di annulus yang berhubungan dengan pengangkatan *cutting*, untuk korelasi *lithology* karena *log caliper* dapat membedakan lapisan permeabel dengan lapisan *consolidated* (Lynch, 1962).

In gauge adalah keadaan dimana ukuran lubang bor sama dengan ukuran *drill bit* jadi bisa diartikan termasuk lubang bor yang bagus. Ini juga merupakan indikasi dari teknik pemboran yang bagus. *Washout* adalah besarnya lubang daripada *drill bit* yang diakibatkan oleh litologi *shale* atau bisa juga diakibatkan lapisan yang *unconsolidated* karena berada pada cekungan yang muda. *Keyseat* adalah lubang yang asimetris di bentuk akibat penggunaan *drill string* dimana inklinasinya berubah atau pada saat perubahan dari *verticalwell* ke *horizontal well*. *Breakout* adalah lubang bor yang berbentuk *ellips* dan diakibatkan oleh *Shmin* atau *minimum horizontal stress* (Rider, 2002).

3.10. 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 poripori total. Ada dua jenis porositas yang dikenal dalam teknik reservoir, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan sebagai persamaan berikut:

$$P \quad a \quad (\varphi) = \frac{V_t \quad p \quad -p \quad t_i}{V_t \quad t_i \quad B} \times 100\% \quad (6)$$

Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan sebagai berikut:

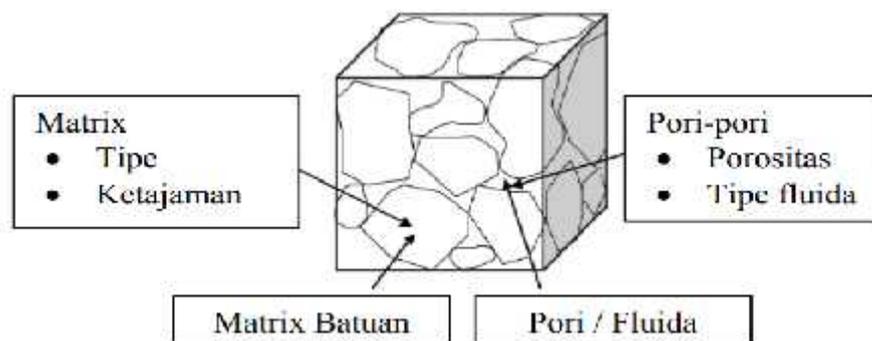
$$P \quad E \quad (\varphi) = \sqrt{\frac{\varphi N^2 c \quad + \varphi D^2 c}{2}} \quad (7)$$

Tabel 1. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1978)

Harga Porositas (%)	Skala
0-5	Diabaikan (<i>negligible</i>)
5-10	Buruk (<i>poor</i>)
10-15	Cukup (<i>fair</i>)
15-20	Baik (<i>good</i>)
20-25	Sangat baik (<i>very good</i>)
>25	Istimewa (<i>excellent</i>)

Faktor-faktor utama yang mempengaruhi nilai porositas adalah:

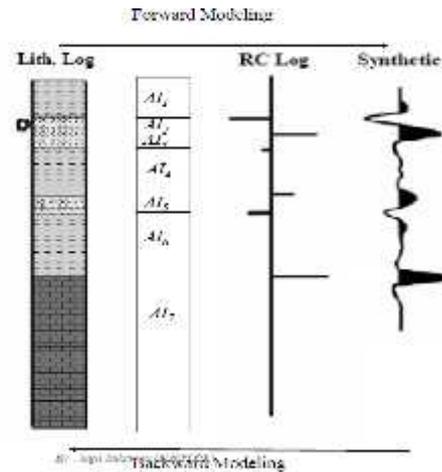
- Butiran dan karakter geometris (susunan, bentuk, ukuran dan distribusi).
- Proses diagenesa dan kandungan semen.
- Kedalaman dan tekanan.



Gambar 23. Porositas dan matrik suatu batuan (Koesoemadinata, 1978)

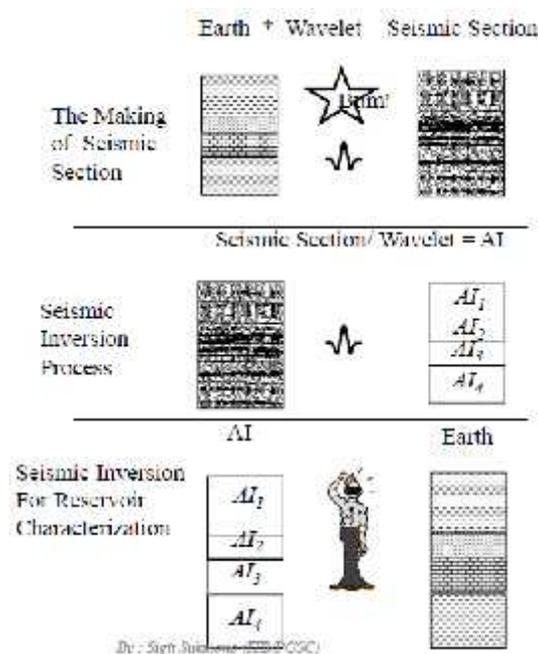
3.11. Prinsip Dasar Inversi Seismik

Proses inversi merupakan proses pembalikan data seismik yang berupa *time* (domain waktu) menjadi model fisis yang kita inginkan. Dalam hal ini kita akan melakukan proses inversi untuk mendapatkan model impedansi akustik.



Gambar 24. Skema umum proses inversi (Sukmono, 2016)

Dalam melakukan proses inversi kita memerlukan data log (sumur) yang harus kita korelasikan dengan data seismik, proses pengikatan data log (sumur) dengan data seismik ini memerlukan pengestraksian *wavelet* (*wavelet extracting*) yang digunakan untuk merubah data log *sonic* menjadi data sintetik seismogram.



Gambar 25. Proses inversi dari data seimik menjadi model AI (Ariyanto, 2011)

Seperti kita ketahui RC (*Reflectivity coefficient*) merupakan perubahan koefisien dari perubahan impedansi antar batuan. Maka untuk merubah data log sonic menjadi data sintetik seismogram diperlukan proses dekonvolusi yang merubah data log sonic (*depth domain*) menjadi data sintetik seismic (*time domain*) (Ariyanto, 2011).

Impedansi Akustik dapat digunakan dalam:

1. Sebagai indikator litologi batuan.
2. Memetakan litologi dan persebarannya dengan cukup akurat.
3. Sebagai indikator porositas.
4. Identifikasi fasies seismik.
5. Pembentukan model geologi bawah permukaan dengan berdasarkan data seismik dengan data sumur sebagai pembatas.
6. Sebagai *Direct Hydrocarbon Indicator* (DHI)

Ada beberapa hal yang harus dipersiapkan untuk mendapatkan data seismik impedansi akustik, yaitu:

1. Data seismik yang dipakai harus diproses dengan menjaga keaslian amplitudonya (*preserved amplitude*)
2. Hasil interpretasi horizon
3. Data log sumur, minimal data log sonik dan densitas, data *checkshot*

3.10.1. Inversi seismik *rekursif /bandlimited*

Inversi seismik rekursif merupakan algoritma inversi yang mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah trace seismik merupakan

kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet* berfasa nol.

Persamaan dasar dari inversi jenis ini adalah:

$$R_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (8)$$

Impedansi lapisan ke- $i + 1$ dapat dihitung dari lapisan ke- i dengan persamaan:

$$Z_{i+1} = Z_i * \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad (9)$$

Dimulai dari lapisan pertama, impedansi dari setiap lapisan berturut-turut dapat diketahui secara rekursif menggunakan persamaan dibawah ini :

$$Z_n = Z_1 \prod_{i=1}^{n-1} \left[\frac{1 + R_i}{1 - R_i} \right] \quad (10)$$

3.10.2. Inversi seismik berbasis model (*model based inversion*)

Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan oleh metode rekursif.

Keuntungan menggunakan metode inversi berbasis model adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik namun menginversi model geologinya.

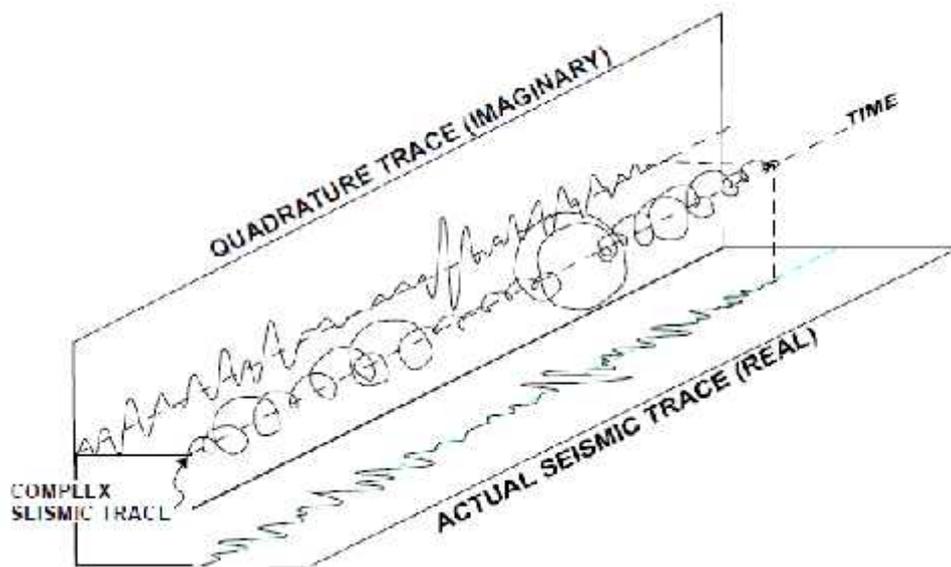
3.10.3. Inversi seismik *sparse spike*

Jenis metode inversi ini mengasumsikan bahwa reflektifitas yang sebenarnya merupakan seri dari *spike-spike* besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang kecil sebagai *background*. Kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. *Sparse-spike* mengasumsikan bahwa hanya spike yang

besar yang penting. Inversi ini mencari lokasi *spike* yang besar dari tras seismik. *Spike-spike* tersebut terus ditambahkan sampai *trace* dimodelkan secara cukup akurat. Amplitudo dari blok impedansi ditentukan dengan menggunakan algoritma inversi *model based*. Input parameter tambahan dalam jenis inversi ini adalah menentukan jumlah maksimum spike yang akan dideteksi (Ariyanto, 2011).

3.12. Seismik Atribut

Seismik atribut adalah segala informasi yang diperoleh dari data seismik baik melalui pengukuran langsung, komputasi maupun pengalaman. Seismik atribut diperlukan untuk memperjelas anomali yang tidak terlihat secara kasat mata pada data seismik biasa.



Gambar 26. Prinsip atribut (Sukmono, 2016)

Secara analitik sebuah signal seismik dapat dituliskan sebagai berikut:

$$u(t) = x(t) + i y(t) \quad (11)$$

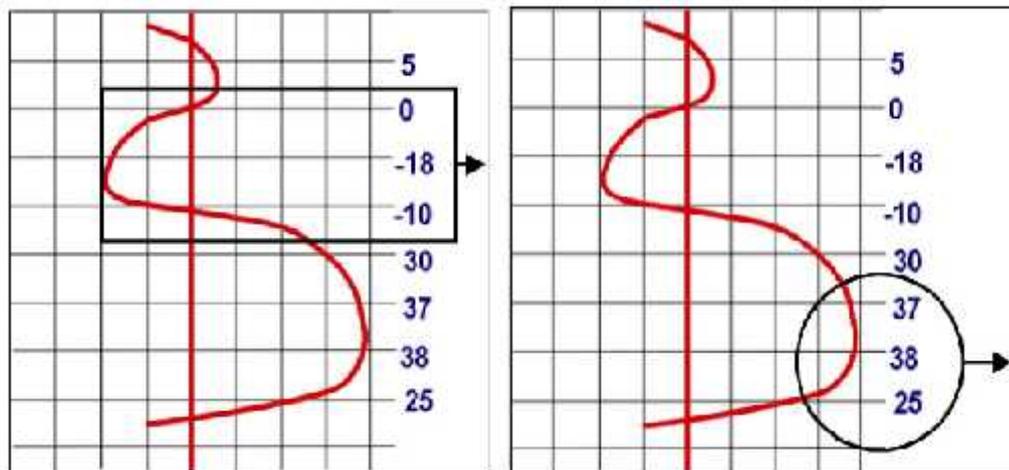
dimana $x(t)$ adalah data seismik itu sendiri (data yang biasa anda gunakan untuk interpretasi geologi). Sedangkan $y(t)$ adalah *quadrature*, yakni fasa gelombang $x(t)$ digeser 90 derajat $u(t)$ dapat diperoleh dengan menggunakan transformasi Hilbert pada data seismik, dimana komponen realnya adalah data seismik itu sendiri dan quadratur-nya merupakan komponen imajiner. Pada **Gambar 26** dijelaskan penggambaran prinsip atribut.

Terdapat beberapa macam *attribute*: *instantaneous energy (envelope)*, *instantaneous phase*, *instantaneous frequency*, dll. Atribut seismik merupakan penyajian dan analisa data seismik berdasarkan informasi utama, yaitu informasi waktu, frekuensi, amplitudo dan fase pada jejak seismik kompleks. Atribut seismik memberikan informasi parameter-parameter fisis batuan bawah permukaan seperti amplitudo dan fase yang secara tidak langsung diperoleh melalui data seismik. Atribut seismik sekarang telah mengalami banyak perkembangan sehingga semakin banyak informasi yang dapat diekstrak dan ditampilkan untuk keperluan interpretasi. Atribut seismik dapat memperlihatkan cara pandang antara amplitudo dan fase secara terpisah. Informasi yang terkandung dalam amplitudo dapat diinterpretasi tersendiri dan tidak bercampur dengan informasi dari fase, demikian juga sebaliknya. Atribut sesaat seismik mulai diperkenalkan pada akhir 1960-an, seiring dengan meningkatnya aktivitas pencarian anomali pada daerah *brightspot*. Fenomena *brightspot* menjadi indikator utama perubahan litologi secara tajam yang berasosiasi dengan keberadaan zona gas. Perkembangan teknologi khususnya teknologi komputer memberikan kontribusi yang besar dalam bidang seismik. Perhitungan untuk atribut sesaat seismik secara cepat dan tepat dapat dilakukan dengan dukungan sumber daya komputer yang bagus.

Untuk memberikan kemudahan bagi interpretasi data seismik kini telah digunakan skala warna.

3.11.1. Atribut Amplitudo

Atribut amplitudo merupakan atribut terdasar dari tras seismik yang diturunkan dari perhitungan statistik. Atribut amplitudo ini banyak digunakan untuk mengidentifikasi anomali amplitudo akibat adanya hidrokarbon seperti *bright spot* ataupun *dim spot*. Amplitudo seismik juga umum digunakan untuk pemetaan fasies dan sifat reservoir. Perubahan lateral amplitudo sering dipakai pada studi-studi stratigrafi untuk membedakan satu fasies dengan fasies lainnya. Misalnya secara umum lapisan-lapisan yang konkordan akan mempunyai amplitudo yang lebih tinggi, “*hummocky*” sedikit lebih rendah dan “*chaotic*” paling rendah. Lingkungan yang kaya akan pasir umumnya mempunyai amplitudo yang lebih tinggi dibandingkan dengan yang kaya akan serpih. Perbedaan rasio batupasir dan batuserpih ini dengan mudah dapat dilihat pada peta amplitudo. Kegunaan atribut amplitudo adalah untuk mengidentifikasi parameter-parameter diantaranya litologi, akumulasi gas dan fluida, dan gros porositas batupasir. Pada tahun 1960-1970, atribut amplitudo sesaat menjadi atribut seismik yang umum digunakan dalam eksplorasi dan eksploitasi minyak bumi. Keberhasilan amplitudo sesaat sebagai indikator langsung keberadaan hidrokarbon (*direct hydrocarbon indicator*) memotivasi pencarian atribut seismik lain.



Gambar 27. Atribut minimum amplitudo dan atribut maksimum amplitudo

3.11.2. Atribut *Sweetness*

Atribut sweetness didefinisikan sebagai respon amplitudo dibagi dengan akar kuadrat dari respon frekuensi. Atribut sweetness adalah atribut seismik yang digunakan untuk mengidentifikasi spot-spot yang diprediksi merupakan minyak dan gas. Pada batuan sedimen klastik anomali sweetness ditandai dengan nilai amplitudo seismik yang tinggi dan frekuensi yang rendah. Terkadang kekuatan refleksi dan nilai frekuensi sesaat digunakan sebagai pengganti respon amplitudo dan respon frekuensi. Analisis atribut sweetness menampilkan kekuatan refleksi yang lebih kuat dibandingkan dengan refleksi sesungguhnya.

$$s_T(t) = \frac{a_T(t)}{\sqrt{f_T(t)}} \quad (12)$$

3.11.3. Atribut *Phase*

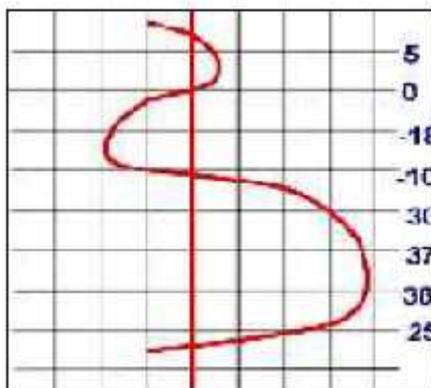
Atribut sesaat seismik yang lain adalah frekuensi sesaat dan fase sesaat. Frekuensi sesaat merupakan turunan fase sesaat terhadap waktu. Atribut ini sangat berguna untuk menunjukkan serta memperjelas kemenerusan reflektor seismik .

3.11.4. Amplitudo *RMS* (*Root Mean Square*)

Amplitudo *RMS* merupakan akar dari jumlah energi dalam domain waktu (amplitudo dikuadratkan) bisa dikatakan amplitudo rata-rata dari jumlah amplitudo yang ada. Karena nilai amplitudo diakarkan sebelum dirata-ratakan maka Amplitudo *RMS* sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim dapat juga berguna untuk melacak perubahan litologi seperti pada kasus pasir gas. Persamaan atribut amplitudo *RMS* yaitu;

$$\text{Amplitudo RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \quad (13)$$

dimana, N adalah jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis, dan a adalah besar amplitudo.



Gambar 28. Atribut RMS

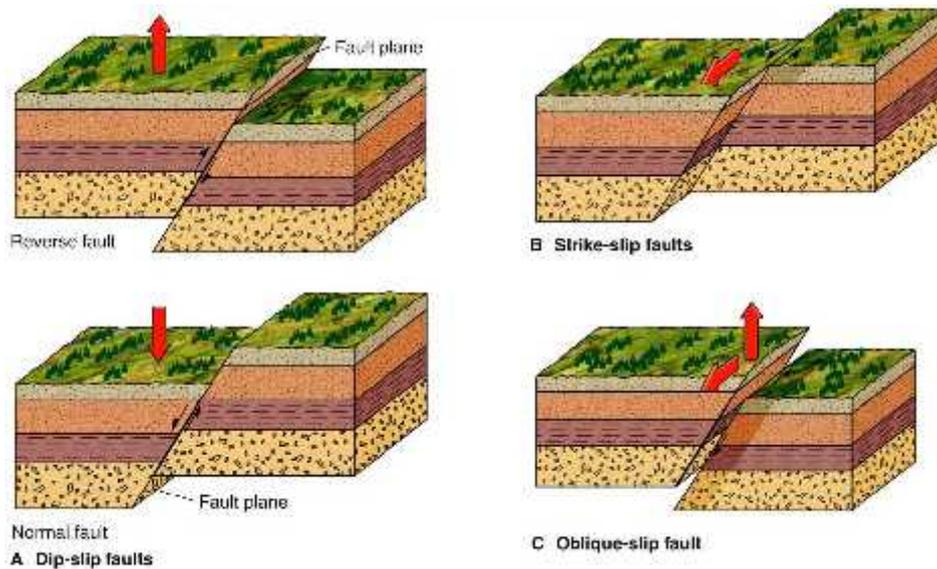
3.13. Patahan

Patahan merupakan gejala retaknya kulit bumi yang disebabkan karena adanya pengaruh dari tenaga horizontal dan tenaga vertikal. Pada daerah pertemuan antar lempeng akan timbul suatu tegangan yang disebabkan karena tumbukan dan

geseran antara lempeng serta sifat-sifat elastik batuan. Tegangan pada batuan akan terkumpul terus menerus sehingga sesuai dengan karakteristik batuan yang akan sampai pada titik patah, dimana pada saat tersebut energi yang terkumpul selama terjadi proses tegangan akan dilepaskan, pada waktu itulah terjadi gempa bumi. Daerah retakan sering kali mempunyai bagian-bagian yang terangkat atau tenggelam. Jadi, selalu mengalami perubahan dari keadaan semula, kadang bergeser dengan arah mendatar, bahkan mungkin setelah terjadi retakan, bagian-bagiannya tetap berada ditempatnya (Hidayatullah, 2010).

Berdasarkan gerakan atau pergeseran kulit bumi terdapat tiga macam sesar yaitu:

- a. *Dip slip fault*, yaitu sesar yang tergeser arahnya vertikal (sesar vertikal), sehingga salah satu dari blok terangkat dan membentuk bidang patahan.
- b. *Stike slip fault*, yaitu sesar yang pergeserannya kearah horisontal (sesar mendatar), sehingga hasil dari aktivitas ini kadangkala dicirikan dengan kenampakan aliran sungai yang membelok patah-patah.
- c. *Oblique slip fault*, yaitu sesar yang pergeseran vertikal sama dengan pergeseran mendatar, yang sering disebut sesar miring (*oblique*). Pergeseran kulit bumi pada tipe ini membentuk celah yang memanjang, kalau terjadi di dasar laut/samudra terbentuk palung laut, dan bila terbentuk didaratan bisa berupa ngarai.



Gambar 29. Bentuk dan Jenis Sesar (Noor, 2009)

Dip slip fault dapat dibagi lagi menjadi dua bagian berdasarkan bagian yang tergeser, yaitu:

- a. Jika batuan yang terletak di atas bidang sesar yang relatif turun, maka disebut sesar turun, normal atau *gravity fault*.
- b. Jika batuan yang terletak di atas bidang sesar yang relatif naik, maka dinamakan sesar naik atau *thrust fault*. Sesar naik digolongkan pula menjadi dua bagian, yaitu: *reverse fault*, jika bidang sesarnya mempunyai kemiringan lebih dari 45° dan *thrust fault* kelopak, jika kemiringan bidang sesar kurang dari 45° .

Strike slip fault disebut juga *lateral fault* yang terbagi menjadi dua kelompok, yaitu:

- a. *Dextral* atau *right lateral fault* adalah sesar yang relatif bergerak ke kanan.
- b. *Sinistral* atau *left lateral fault* merupakan pergerakan sesar yang relatif ke kiri (Hidayatullah, 2010).

IV. METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan pada tanggal 23 Januari – 20 April 2017 yang bertempat di PT. Imbondeiro Global Solution, Greenwich Park Luxmore GA-2 No-3, BSD City, Tangerang dan di Gedung L Teknik Geofisika Universitas Lampung. Berikut ini merupakan tabel *time schedule* dari kegiatan tugas akhir penulis.

Tabel 2. *Time Schedule*

No	Kegiatan	Minggu ke											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Studi Pustaka	■	■	■									
2	Pengaturan Database		■	■									
3	Pengolahan Data			■	■	■	■	■	■				
4	Interpretasi Data						■	■	■	■	■	■	
5	Penyusunan Laporan								■	■	■	■	■

4.2. Persiapan Data

4.2.1. Pembuatan dan Pengaturan Database

Data yang digunakan belum terseusun dengan benar sehingga perlu dirapikan untuk memudahkan dalam tahap selanjutnya. Pengaturan *database* ini meliputi pengaturan *database* sumur, *top marker*, *checkshot*, data seismik 3D dan *data core*.

4.2.2. Data seismik 3D

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah *post stack time migration* dengan jumlah *inline* 345 dan jumlah *cross line* 188, dengan *sampling rate* sebesar 2 ms. Berikut ini adalah informasi data 3D seismik *post stack time migration*.

3-D SEISMIC LOADING INFORMATION

Upper Left Line: 345
 Upper Left Trace: 1
 CDP: 64673
 X: 788039
 Y: 976675

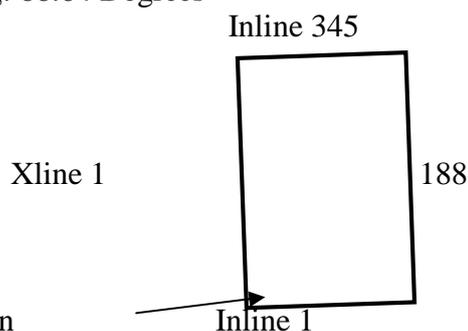
Upper Right Line: 345
 Upper Right Trace: 188
 CDP: 67860
 X: 808604
 Y: 977163

Inline Bearing: 88.64 Degrees

Datum: 5500 ft

Vc: 9000 ft/sec

Origin



Lower Left Line: 1
 Lower Left Trace: 1
 CDP: 1
 X: 788937
 Y: 938846
 Number of Inlines(lines): 345
 Inline spacing (interval): 110

Lower Right Line: 1
 Lower Right Trace: 188
 CDP: 188
 X: 809502
 Y: 939334
 Number of Crosslines (traces): 188
 Crossline spacing (interval): 110

Data Format: SEG Y

Data Length (ms): 3000

Sample Rate: 2ms

Header Information

Inline (line) bytes: 17- 20 and 181-184

Crossline (trace) bytes: 13- 16 and 185-188

CDP X_COORD bytes: 81- 84 and 189-193

CDP Y_COORD bytes: 85- 88 and 193-196

4.2.3. Data Sumur

Dalam penelitian ini digunakan 4 data sumur, yaitu 48-x-28, 67- 1-Tpx-10, 61-2-x-15, dan 25-1-x-14 yang dimana masing-masing sumur memiliki berbagai macam data sumur. Rincian dari data sumur yang dimiliki dari masing-masing sumur dijelaskan pada tabel 2.

Tabel 3. Data Sumur

Sumur	GR	Caliper	SP	NPHI	RHOB	DT	Resistivitas
48-x-28	v	v	v	v	v	v	v
67- 1-Tpx-10	v	v		v	v	v	v
61-2-x-15	v	v	v	v	v		v
25-1-x-14	v	v		v	v	v	v

4.2. Data Checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara kedalaman dengan waktu. Data *checkshot* digunakan untuk mengikat data sumur dengan seismik (*well tie to seismic*). Adapun data *checkshot* dan data *core* pada penelitian ini hanya terdapat pada sumur 48-x-28, sedangkan untuk ketiga sumur lain pada saat proses *well tie to seismic* menggunakan *checkshot* buatan yang telah dikoreksi dengan marker geologi.

4.2.5. Data Marker Geologi

Data marker geologi yang terdapat pada sumur 48-x-28, 67- 1-Tpx-10, 61-2-x-15, dan 25-1-x-14 dimulai dari formasi *Shannon Upper* hingga formansi *Tensleep*.

4.3. Software dan Hardware

Software yang digunakan pada penelitian ini adalah *Hampson Russell (HRS)* versi CE8R4, *Petrel* versi 2009 dan Interactive Petrophysics (IP). Sedangkan untuk *hardware* yang digunakan adalah sebuah laptop dan alat tulis.

4.4. Pengolahan Data

4.4.1. Interpretasi Horizon

Loading data pertama adalah dengan menggunakan software *Petrel* yaitu dengan melakukan interpretasi horizon. Interpretasi *horizon* dilakukan menggunakan 3 cara yaitu *picking horizon*, menghitung *horizon* menggunakan kalkulator seismik, dan menggunakan *surface* atribut (minimum/maksimum amplitudo). Langkah pertama dalam interpretasi *horizon* adalah dengan melakukan *picking horizon* dengan mengikuti referensi berdasarkan data *marker* geologi. Untuk mendapatkan interpretasi horizon lainnya tanpa harus melakukan *picking* adalah dengan menghitung menggunakan kalkulator seismik. Hasil interpretasi menggunakan kalkulator seismik ini belum sesuai sehingga perlu dilakukan perhitungan *surface* atribut untuk mendapatkan horizon yang digunakan. Dalam melakukan interpretasi, terdapat beberapa hal yang perlu diperhatikan yaitu kesesuaian horizon yang kita lakukan interpretasi dengan formasi sesungguhnya.

tujuan untuk mengetahui perubahan pola patahan. Atribut yang digunakan adalah atribut *extract value* dengan input berupa volume seismik dan *horizon* ataupun *surface* yang telah dibuat. Sedangkan pada formasi *Tensleep* dilakukan pembuatan peta 2D *surface* dengan atribut lain, seperti atribut *sweetness*. Hal ini dilakukan untuk mengkarakterisasi lebih mendalam pada formasi *Tensleep*, hal ini dikarenakan karakterisasi reservoir hanya difokuskan saja pada formasi *Tensleep*. Dalam membuat peta 2D *surface* atribut perlu memperhatikan persebaran nilai data seismik yang digunakan, dan pengaturan warna, oleh karena itu perlu memperhatikan histogram dari data tersebut.

4.4.3. Interpretasi Hasil Atribut Seismik

Interpretasi kemenerusan patahan dilakukan dengan membandingkan hasil atribut dari formasi yang dangkal hingga formasi yang dalam. Untuk memudahkan interpretasi dilakukan *slice* pada daerah yang menunjukkan anomali, selain itu dilakukan tahapan *flattening* yaitu meluruskan reflektor seismik yang semula berbentuk *dome* menjadi datar. Hal ini bertujuan untuk memudahkan interpretasi arah pengendapan fluida.

4.4.4. Analisis Data Sumur

Proses pengolahan data sumur dilakukan menggunakan *software* Interactive Petrophysic adapun tahapan yang dilakukan adalah melakukan interpretasi kualitatif dan interpretasi kuantitatif terhadap data sumur. Interpretasi kualitatif ini terdiri dari interpretasi litologi, reservoir, dan interpretasi lingkungan pengendapan menggunakan interpretasi sumur Gamma Ray. Sedangkan Interpretasi kuantitatif data sumur terdiri dari perhitungan volume shale, dan perhitungan porositas.

4.4.5. Ekstraksi Wavelet dan *Well-Seismic Tie*

Proses *well-seismic tie* merupakan proses pengikatan antara data sumur dengan data seismik yang tujuannya untuk menyamakan domain sumur berupa kedalaman dan domain seismik berupa waktu. Tujuan dari proses *well seismic tie* ini adalah untuk mengetahui posisi atau marker geologi pada data seismik. Pengikatan ini akan menghasilkan koefisien korelasi antara data dengan seismogram sintetik dengan nilai antara 0 sampai 1.

Proses ekstraksi wavelet dapat dilakukan dengan beberapa metode salah satunya adalah dengan cara statistik, yaitu dengan cara mengekstraksi wavelet dari suatu *cube* seismik disekitar zona target. Kemudian membuat wavelet *Ricker* dan menggunakan data sumur, dimana proses ekstraksi wavelet dilakukan disekitar lokasi sumur. Untuk memperoleh nilai korelasi yang tinggi maka dilakukan proses *auto shifting* serta *stretch*. Dimana saat melakukan *stretch* diharapkan tidak berlebihan karena sebenarnya proses *stretching* akan mengubah data sumur. Langkah tersebut diaplikasikan pada tiap-tiap sumur, sehingga pada tiap sumur tersebut mempunyai *wavelet* yang berbeda-beda.

4.4.6. *Picking Horizon*

Tahapan ini telah dilakukan pada pembuatan peta atribut seismik, sehingga hasil *horizon* patahan yang telah diinterpretasi dapat digunakan untuk proses inversi.

4.4.7. Analisis Sensitivitas

Sebelum memasuki tahap inversi terlebih dahulu dilakukan pengecekan zona litologi berdasarkan nilai impedansinya dengan *crossplot* antara impedansi dengan sumur yang ada pada sumur tersebut (*gamma ray*, *porosity*, dan *P-Impedance*).

Setelah itu dilakukan zonasi antara zona impedansi rendah dan zona impedansi tinggi kemudian dilakukan *cross section*. Apabila nilai impedansi dapat memisahkan zona secara tegas, kemungkinan hasil inversi mampu digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir.

4.4.8. Model Inisial

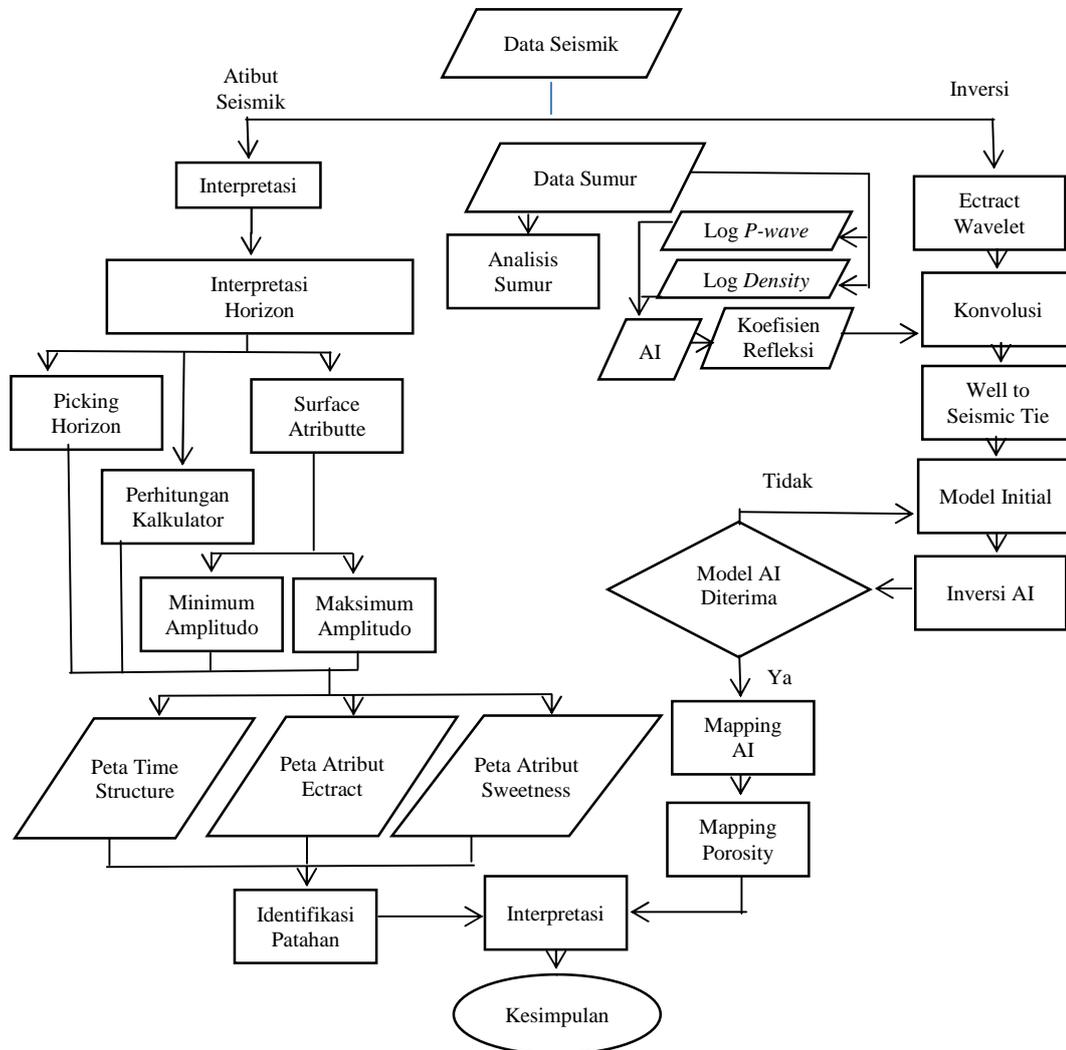
Pembuatan model inisial menggunakan data seismik dan data sumur. Adapun data sumur impedansi akustik yang didapat dari log *sonic* dengan log densitas. Model inisial ini akan digunakan sebagai kontrol ketika melakukan inversi, oleh karena itu hasil dari model inisial ini akan menentukan bagus tidaknya hasil inversi. Dalam membuat model inisial digunakan horizon hasil interpretasi yang berguna untuk membatasi pembuatan model inisialnya dan hasil inversinya. Adapun input dari pembuatan model inisial terdiri dari semua sumur yang telah dilakukan *well seismic tie*, horizon yang menjadi target, dan memasukkan *high cut frequency*.

4.4.9. Analisis Hasil Inversi

Analisis dilakukan dengan menggunakan *model base inversion*, dan *band limited* yang kemudian akan didapat nilai korelasi dan *error* antara hasil inversi dengan *model inisial*. Untuk mendapat nilai korelasi yang besar dan nilai *error* yang kecil, maka dipilih suatu wavelet yang cocok untuk masing-masing sumur. Selain itu terdapat beberapa parameter yang perlu dirubah untuk mendapatkan nilai korelasi yang tinggi diantaranya ialah *sample rate*, data log impedansi akustik pada sumur yang digunakan horizon, ukuran blok rata-rata, nilai pembatas (*soft constrain*), serta jumlah iterasi yang digunakan.

4.5-. Diagram Alir Penelitian

Berikut ini adalah diagram alir yang digunakan pada penelitian kali ini



Gambar 32. Diagram alir penelitian

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil identifikasi patahan menggunakan atribut seismik dengan menggunakan atribut amplitudo dan atribut *sweetness* menunjukkan terdapat tiga jenis patahan yaitu *normal fault*, *reverse fault*, dan *strike slip fault* dengan *strike slip fault* di sisi utara daerah penelitian bersifat *leaking* yang ditandai dengan besarnya nilai porositas di daerah sekitar patahan
2. Hasil inversi menunjukkan metode inversi *model base* merupakan metode dengan hasil inversi terbaik. Pengaruh *normal fault* yang membagi daerah penelitian menjadi dua dome menunjukkan perbedaan nilai impedansi akustik yang rendah yaitu berkisar 34.000 (ft/s)*(g/cc) hingga 36.000 (ft/s)*(g/cc) pada sisi utara dan lebih tinggi pada sisi selatan yaitu berkisar 40.000 (ft/s)*(g/cc) hingga 45.000 (ft/s)*(g/cc)
3. Litologi yang terdapat pada formasi Tensleep terdiri dari batupasir dan sisipan *dolomite* dengan nilai porositas efektif pada sumur 25-1X-14 sebesar 0.074, sumur 48X-28 sebesar 0.108, sumur 61-2-x-15 sebesar 0.085, dan sumur 67-1-TpX-10 sebesar 0.079

6.2. Saran

Saran untuk peneliti selanjutnya:

1. Perlu dilakukan karakterisasi reservoir lebih mendalam seperti perhitungan saturasi air, dan total cadangan yang terdapat pada lapangan Teapot Dome.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah A. 2011. *Ensiklopedi Seismik Online ebook*. Jakarta.
- Anna, Lawrence O. 2009. *Geologic Assessment of Undiscovered Oil and Gas in the Powder River Basin Province, Wyoming and Montana*. U.S. Geological Survey. Virginia.
- Ariyanto, Y. *Pemodelan Impedansi Akustik untuk Karakterisasi Reservoar pada Daerah 'X' Sumatra Selatan*. (Skripsi). UI. Depok.
- Asparini, D. 2011. *Penerapan Metode Stacking Dalam Pemrosesan Sinyal Seismik Laut Di Perairan Barat Aceh*. (Skripsi). IPB. Bogor.
- Ayoro, A. O. O. 2007. *An Approach To Mapping Shallow Petroleum Reservoirs Using Integrated Conventional 3d And Shallow P- And Sh-Wave Seismic Reflection Methods, Teapot Dome Field, Casper, Wyoming*. (Tesis). Brigham Young University. Provo.
- Black, B.J., Anderson, T. C., dan Jane, Ng. *Characterizing the Lakota Sandstone using 3D Seismic Data and Well Data: Teapot Dome, Wyoming*. (Poster). AAPG.
- Brown, J. L. 1993. *Sedimentology and Depositional History of the Lower Paleocene Tullock Member of the Fort Union Formation, Powder River Basin, Wyoming and Montana*. U.S. Geological Survey Bulletin 191 7-1.
- Brown. 2005. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data, Fifth Edition*. AAPG Memoir 42 SEG Investigation in Geophysics. No. 9.
- Cooper, S.P. 2000. *Deformation Within A Basement-Cored Anticline: Teapot Dome, Wyoming*. (Tesis). Department of Earth and Environmental Science New Mexico Tech Socorro. New Mexico.
- Dewan, J.T., 1983. *Essentials of Modern Open Hole Log Interpretation*. Tulsa: Penwell Publishing Company.
- Fransisca, I. 2009. *Metode Efektif untuk Mendelineasi Faults Menggunakan Volume Atributte: Shaded Relief, dan Horizon Atribut: Dip, Azimut, dan Curvature Formasi Tensleep, Wyoming*. (Tesis). UI. Depok.

- Friedman, S. J., dan Stamp, V. 2005. *Teapot Dome: Site Characterization Of ACO₂- Enhanced Oil Recovery Site In Eastern Wyoming*. Energy and Environment Directorate, Lawrence Livermore National Laboratory
- Gadallah, R. M., dan Fisher, R. 2009. *Exploration Geophysics*. Springer. Berlin.
- Gaol, P. L. 2016. *Karakterisasi Reservoar untuk Menentukan Zona Prospek Berdasarkan Data Seismik dan Data Sumur Menggunakan Metode Inversi Akustik Impedansi (AI) dan Analisa Multi atribut Studi Kasus Formasi Talang Akar Lapangan FL Cekungan Sumatera Selatan*. (Skripsi). UGM. Yogyakarta.
- Garcia, R.G., 2005. *Reservoir Simultan of CO₂ Sequestration and Enhanced Oil Recovery In The Tensleep Formation, Teapot Dome Field*. Texas: A&M University.
- Harsono, A., 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Jakarta: Schlumberger Oil field Service.
- Hidayatullah, F. S. *Identifikasi Patahan Pada Lapisan Sedimen Menggunakan Metode Seismik Refleksi 2D di Sumatra Barat*. (Skripsi). Universitas Islam Negeri Syarif Hidayatullah. Jakarta.
- Iman, W. A. 2008. *Interpretasi Log Sonic Untuk Deteksi Rekahan*. (Skripsi). ITB. Bandung.
- Jnanaparama, M. A. 2017. *Evaluasi Formasi Menggunakan Analisis Data Log Dan Core Pada Lapangan Md, Formasi Tensleep, Powder River Basin, Wyoming U.S.A*. (Skripsi). Universitas Lampung. Bandar Lampung.
- Munadi, S., dan Pasaribu. 1984. *Aspek Fisik Seismologi Ekplorasi*. Universitas Indonesia. Jakarta.
- Noor, D. 2009. *Pengantar Geologi*. Pakuan University Press. Bogor.
- Permana, U., Triyoso, K., dan Sanjaya, M. W. S. 2015. *Pengolahan Data Seismik Refleksi 2d Untuk Memetakan Struktur Bawah Permukaan Lapangan X Prabumulihsumatra Selatan*. Volume 2, Nomor 1, P. 2-4.
- Pramada, S. 2008. *Peningkatan Resolusi Gambar Patahan Dengan Teknik Tracking (Ant-Track) Pada Seismik 3D dan Aplikasinya Untuk Analisis Struktur Pada Reservoar Rekahan*. (Tesis). Universitas Indonesia. Jakarta.
- Prayogo, L., Syahputra, R., dan Haris, A. 2014. *Evaluasi Reservoar Batupasir Menggunakan Analisis Petrofisika Pada Lapangan Teapot Dome*. Universitas Indonesia. Jakarta.
- Rahmanda, V. 2017. *Identifikasi Sebaran Litologi dan Gas Pada Zona Pay Sand*

Menggunakan Analisis AVO dan Inversi Simultan di Lapangan VR Teluk Meksiko. (Skripsi). Universitas Lampung. Bandar Lampung.

Rider, M., 2002. *The Geological Interpretation of Well Logs 2nd Edition revised.* Interprint Ltd. Malta

Russel, B. 1999. *Theory of the Strata Program.* Hampson-Russel Software Service Ltd.

Serra, O., 1984. *Fundamental of Well Log Interpretation.* USA: Elsevier. ISBN : 0444421327, 9780444421326.

Simm, R., dan Bacon, M. 2014. *Seismic Amplitude.* Cambridge University Press. Cambridge.

Sukmono, S. 2013. *Seismic Interpretation.* Jurusan Teknik Geofisika ITB. Bandung.

Sukmono, S. 2016. *Seismic Inversion for Reservoir Characterization.* Jurusan Teknik Geofisika ITB. Bandung.