

**ESTIMASI DAERAH PROSPEK HIDROKARBON PADA
LAPANGAN “CHILI” FORMASI AIR BENAKAT
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

SKRIPSI

oleh :

INTAN DEWI MEUTIA SARI

0910930053- 93



JURUSAN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

MALANG

2014

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



**ESTIMASI DAERAH PROSPEK HIDROKARBON PADA
LAPANGAN “CHILI” FORMASI AIR BENAKAT
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

SKRIPSI

HALAMAN JUDUL

Sebagai Salah Satu Syarat untuk Memperoleh Gelar
Sarjana Sains dalam Bidang Fisika

oleh :

INTAN DEWI MEUTIA SARI

0910930053- 93



JURUSAN FISIKA

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

MALANG

2014

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI

**ESTIMASI DAERAH PROSPEK HIDROKARBON PADA
LAPANGAN “CHILI” FORMASI AIR BENAKAT
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

oleh:

**INTAN DEWI MEUTIA SARI
0910930053- 93**

**Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji
pada tanggal.....
dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar
Sarjana Sains dalam bidang Fisika**

Pembimbing I

Pembimbing II

**Adi Susilo, Ph.D
NIP. 19631227.199103.1.002**

**Nosevin Mangasi, M.T
Geologist TAC Pertamina EP**

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

**Adi Susilo, Ph.D
NIP. 19631227.199103.1.002**

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : INTAN DEWI MEUTIA SARI

NIM : 0910930053-93

Jurusan : FISIKA

Penulis Skripsi berjudul :

**ESTIMASI DAERAH PROSPEK HIDROKARBON PADA
LAPANGAN “CHILI” FORMASI AIR BENAKAT
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Dengan ini menyatakan bahwa :

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

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, Mei 2014
Yang menyatakan,

(INTAN DEWI MEUTIA SARI)

NIM.0910930053-93

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



يَتَأْتِيهَا الَّذِينَ ءَامَنُوا إِذَا قِيلَ لَكُمْ تَفَسَّحُوا فِي الْمَجَالِسِ فَافْسَحُوا
يَفْسَحِ اللَّهُ لَكُمْ وَإِذَا قِيلَ انشُرُوا فَانشُرُوا يَرْفَعِ اللَّهُ الَّذِينَ ءَامَنُوا
مِنْكُمْ وَالَّذِينَ أُوتُوا الْعِلْمَ دَرَجَاتٍ وَاللَّهُ بِمَا تَعْمَلُونَ خَبِيرٌ ﴿١١﴾

Hai orang-orang yang beriman, apabila dikatakan kepadamu: "Berlapang-lapanglah dalam majelis", maka lapangkanlah, niscaya Allah akan memberi kelapangan untukmu. Dan apabila dikatakan: "Berdirilah kamu, maka berdirilah, niscaya Allah akan meninggikan orang-orang yang beriman di antaramu dan orang-orang yang diberi ilmu pengetahuan beberapa derajat. Dan Allah Maha Mengetahui apa yang kamu kerjakan. (QS. AL Mujadilah:11)

Tulisan ini ku persembahkan untuk Mamaku tersayang dan almarhum
Papa atas semua ketulusan hati dan kasih sayang serta do'a yang
senantiasa diberikan..

Terima Kasih atas kepercayaan yang diberikan kepadaku selama ini..

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



ABSTRAK

Telah dilakukan penelitian untuk menemukan daerah prospek hidrokarbon pada lapangan “Chili” yang terdapat pada cekungan Sumatera Selatan sub cekungan *central* Palembang. Penelitian dilakukan dengan menentukan daerah sesar dari hasil pengikatan data seismik dan data sumur yang diperkirakan berpotensi sebagai *trap* untuk menahan minyak agar tetap berada di ruang reservoir dan tidak berpindah ke tempat lain.

Berdasarkan analisis sesar lapangan “Chili” memiliki kenampakan struktur yang dominan berupa sesar normal yang berarah Barat Laut-Tenggara. Berdasarkan analisis *depth structure map* daerah yang diperkirakan sebagai zona reservoir terdapat pada kenampakan struktur *graben* dengan kedalaman 350-375 meter.

Kata kunci: Cekungan Sumatera Selatan, sesar, *trap*, reservoir, *graben*.

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

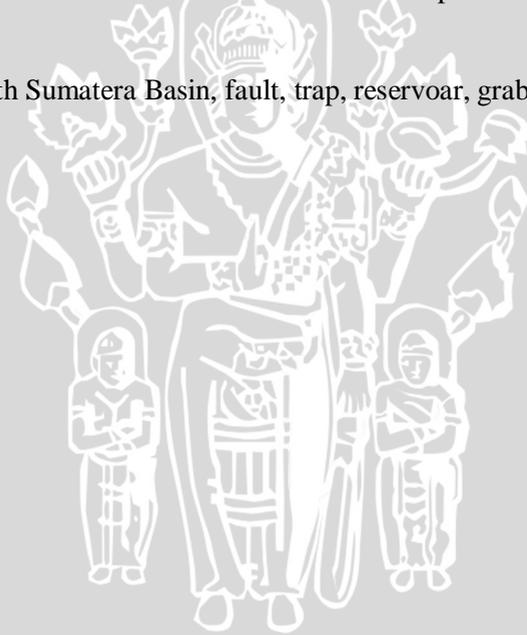


ABSTRACT

A research had been conducted to find hydrocarbon prospect area in “Chili” field. “Chili” field located at South Sumatera basin central Palembang sub basin. This research had been done by determine fault area from the tie of seismic data and well data. The data predicted has potency as a trap to hold the oil to stay in the reservoir and didn’t move to another place.

Based on fault analysis, the “Chili” field has structure display that dominated by normal fault in northeast-southeast way. Based on depth structure analysis the area that predicted as reservoir zone were at graben structure at 350-375 metres deep.

Keyword: South Sumatera Basin, fault, trap, reservoir, graben.



UNIVERSITAS BRAWIJAYA



KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat- Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir dengan judul **ESTIMASI DAERAH PROSPEK HIDROKARBON PADA LAPANGAN “CHILI” FORMASI AIR BENAKAT CEKUNGAN SUMATERA SELATAN** dengan sebaik- baiknya.

Laporan Tugas Akhir ini disusun dan diajukan untuk memenuhi syarat menyelesaikan program pendidikan Sarjana pada Jurusan Fisika Universitas Brawijaya. Pada kesempatan ini penulis ingin mengucapkan banyak terima kasih kepada pihak- pihak yang telah membantu pada proses penyelesaian Skripsi ini :

1. Allah SWT atas segala nikmat kehidupan, dan karena kuasaNya lah penulis dapat menyelesaikan skripsi ini.
2. Kedua orang tua tercinta yang telah memberikan kasih sayang dan ketulusan hati, almarhum Papa yang motivasinya bisa penulis rasakan hingga saat ini serta Mama yang sabar dan senantiasa mendoakan penulis.
3. Ketiga abangku dan kakak iparku (Bang Ivan, Bang Syahrul, Bang Rizal, Ka Diana dan Ka Nia) untuk segala bentuk motivasi baik secara moril maupun materil yang telah diberikan.
4. Bapak Adi Susilo, Ph.D selaku ketua Jurusan Fisika Universitas Brawijaya, Pembimbing Akademik serta Pembimbing Skripsi ini yang telah bersedia meluangkan waktunya untuk memberikan petunjuk dan perhatian dalam membimbing penulis.
5. Bang Nosevin Mangasi selaku pembimbing teknis selama di TAC Pertamina EP yang dengan sabar mengajari, memberi pengarahan dan bimbingan selama proses pengerjaan Skripsi.
6. Mba Saras dan Rizgus yang selama ini bersedia meluangkan waktunya untuk sharing dengan penulis dan selalu memotivasi penulis untuk segera menyelesaikan skripsi ini.
7. Rio Hardiansyah yang selama ini telah menemani dan bersedia direpotkan oleh penulis, terimakasih untuk segala perhatian dan omelannya, terimakasih juga udah sering nyebel.

8. Vidho dan Hapid yang telah membantu penulis dalam penyelesaian skripsi ini, terimakasih untuk bantuan dan semangatnya.
9. Para Chili- Chili (Dargombes Cemot, Indri, Dahlia, Delfi, Diyah, Nurul, Mega, dek Elan, Devita, Tika, Vio, Binti) yang selalu menghibur, menemani, dan senantiasa memberikan semangat, berbagi suka duka walaupun kadang membuat otak makin penat.
10. Bebep Wella yang selama ini jadi pelampiasan penulis untuk segala problematika yg ada, terimakasih untuk segala ceramahnya kepada penulis.
11. Atok dan Kevin, teman seperjuangan meraih gelar sarjana.
12. Kakak tingkat (Mas Irwan, Mas Aridy, Mas Aul) untuk sharingnya. Serta adik- adik tingkat 2010 (Sania, Prima, Jojo, Dinda), 2011, dan 2012 yang selama ini memberikan semangat kepada penulis yang tidak dapat disebutkan satu per satu.
13. Keluarga besar Brotherhood 2009 untuk semua cerita kebersamaan dan kenangan yang diberikan serta proses pembelajaran hidup yang diajarkan kepada penulis.
14. Anugrah yang sudah sempat ada untuk menemani dan memberikan semangat kepada penulis.
15. Semua pihak yang telah membantu proses pelaksanaan dan pengerjaan skripsi ini yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Semoga tulisan ini dapat memberikan manfaat kepada pembaca dan semua pihak yang berkepentingan.

Malang, April 2014

Penulis

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN LEMBAR PERNYATAAN	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xiii
KATA PENGANTAR.....	xv
DAFTAR ISI.....	xvii
DAFTAR GAMBAR.....	xxi
DAFTAR TABEL	xxiii
DAFTAR LAMPIRAN	xxv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Tujuan Penelitian.....	2
1.5 Manfaat Penelitian.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1 Seismik Refleksi.....	3
2.2 Seismik Refleksi.....	5
2.2.1 <i>Trace</i> Seismik	5
2.2.2 Impedansi Akustik	6
2.2.3 Koefisien Refleksi.....	7
2.2.4 <i>Wavelet</i> Seismik	8
2.2.5 Seismogram Sintetik	8

2.3	Data Sumur	9
2.3.1	Log Gamma Ray	9
2.3.2	Log Density	10
2.3.3	Log Neutron	11
2.3.4	Log Spontaneous Potential	12
2.3.5	Log Resistivity	13
2.3.6	Log Sonic	14
2.4	Parameter Petrofisika	15
2.4.1	Densitas	15
2.4.2	Kecepatan Gelombang P dan Gelombang S	16
2.4.3	Porositas	17
2.4.4	Permeabilitas	19
2.5	Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan	19
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		25
3.1	Waktu dan Tempat Penelitian	25
3.2	Data Penelitian	25
3.2.1	Data Seismik	26
3.2.2	Data Sumur (<i>Well Log</i>)	26
3.2.3	Data Geologi	26
3.3	Perangkat Penelitian	26
3.4	Pengolahan Data	29
3.4.1	Loading Data Sumur	29
3.4.2	Koreksi Checkshot	29
3.4.3	Korelasi Antar Data Sumur	29
3.4.4	Ekstraksi <i>Wavelet</i>	32

3.4.5	Seismogram Sintetik	32
3.4.6	<i>Well Seismic Tie</i>	32
3.4.7	<i>Picking Horizon</i>	33
3.4.8	Pembuatan Peta Kedalaman	33
3.5	Alur Penelitian	33
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....		35
4.1	Analisis Zona Target Pada Data <i>Log</i>	35
4.2	Korelasi Antar Data Sumur	36
4.3	Analisis <i>Wavelet</i> dan Seismogram Sintetik.....	38
4.4	<i>Well Seismic Tie</i>	39
4.5	Analisis Daerah Sesar	47
4.6	<i>Picking Horizon</i>	48
4.7	<i>Depth Structure Map</i>	55
BAB V PENUTUP		59
5.1	Kesimpulan	59
5.2	Saran	59
DAFTAR PUSTAKA		61

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Pemantulan dan pembiasan pada gelombang seismik (Sukmono dan Abdullah, 2001).....	3
Gambar 2. 2 Konsep dasar seismik refleksi (Sukmono dan Abdullah, 2001).	5
Gambar 2. 3 Sifat- sifat gelombang (Umam, 2004).....	7
Gambar 2. 4 Gelombang Seismik (a) Gelombang Primer (b) Gelombang Sekunder (Russel, 2001).....	17
Gambar 2. 5 Porositas dan matriks pada suatu batuan (Francisca, 2005).	18
Gambar 2. 6 Kolom stratigrafi cekungan Sumatera Selatan (Sardjito dkk, 1991).	20
Gambar 3. 1 Daerah penelitian lapangan “Chili”	25
Gambar 3. 2 Data Seismik 2D	27
Gambar 3. 3 Posisi sumur pada lapangan “Chili”	28
Gambar 3. 4 Koreksi <i>check shot</i>	30
Gambar 3. 5 Data Sumur B-503.	31
Gambar 3. 6 Diagram Alir Penelitian	34
Gambar 4. 1 Respon <i>log</i> sumur B- 503.....	36
Gambar 4. 2 Korelasi Stratigrafi Utara-Selatan.....	37
Gambar 4. 3 Ekstraksi <i>wavelet</i>	38

Gambar 4. 4 Well seismic tie pada sumur B-500 diperoleh nilai korelasi 0,673.	41
Gambar 4. 5 Well seismic tie pada sumur B-501 diperoleh nilai korelasi 0,693.	42
Gambar 4. 6 Well seismic tie pada sumur B- 502 didapat nilai korelasi sebesar 0,687.	43
Gambar 4. 7 Well seismic tie pada sumur B- 503 didapat nilai korelasi sebesar 0,667.	44
Gambar 4. 8 Well seismic tie pada sumur B- 506 didapat korelasi sebesar 0, 664.	45
Gambar 4. 9 Well seismic tie pada sumur B- 508 didapat korelasi sebesar 0,657.	46
Gambar 4. 10 Sesar normal pada data seismik.	49
Gambar 4. 11 Sesar normal pada data seismik.	50
Gambar 4. 12 Sesar normal pada data seismik.	51
Gambar 4. 13 Sesar normal pada data seismik.	52
Gambar 4. 14 Graben pada data seismik.	53
Gambar 4. 15 Hasil <i>picking horizon</i>	54
Gambar 4. 16 Peta Kedalaman pada lapangan “Chili”.	57
Gambar 4. 17 Ilustrasi aliran hidrokarbon pada zona target.	58

DAFTAR TABEL

Tabel 4. 1 Nilai korelasi pada masing- masing sumur 40

UNIVERSITAS BRAWIJAYA



UNIVERSITAS BRAWIJAYA



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Data Sumur B-500	63
Lampiran 2 Data Sumur B-501	64
Lampiran 3 Data Sumur B-502	65
Lampiran 4 Data Sumur B-503	66
Lampiran 5 Data Sumur B-506	67
Lampiran 6 Data Sumur B-508	68



UNIVERSITAS BRAWIJAYA



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan *back arc* yang mempunyai potensi hidrokarbon di Indonesia. Formasi Air Benakat merupakan salah satu formasi yang berada di Cekungan Sumatera Selatan yang menghasilkan hidrokarbon berupa minyak. Cekungan ini dibatasi oleh pegunungan barisan di sebelah Barat Daya dan Sunda *Shelf* di bagian Timur Laut. Cekungan ini sudah terbukti menghasilkan hidrokarbon dengan tipe perangkap hidrokarbon yang berkembang berupa perangkap struktural, perangkap stratigrafi dan juga kombinasi antara kedua perangkap tersebut (Barber, 2005).

Metode seismik adalah adalah suatu metode geofisika yang sangat sering digunakan dalam dunia eksplorasi minyak dan gas bumi. Metode ini pada prinsipnya memanfaatkan penjalaran gelombang seismik yang melewati material bumi. Sumber gelombang seismik bisa berasal dari sumber buatan, misalnya ledakan dinamit, ketukan sumber palu, pembangkit getaran dari alat *vibroseis* dan lain sebagainya. Sumber tersebut mengakibatkan terjadinya getaran pada titik ledak yang kemudian energi bergerak ke sekelilingnya berupa gelombang mekanik. Gelombang yang dipantulkan oleh reflektor di bawah permukaan akan diterima oleh *geophone* dan kemudian diproses sehingga menghasilkan rekaman bentuk seismogram yang terdiri dari rangkaian waktu tempuh dan kuat energi. Setelah rekaman data seismik dihasilkan kemudian dilakukan proses pengolahan data. Proses pengolahan data ini pada hakikatnya adalah suatu proses untuk mengolah data rekaman seismik menjadi data dalam bentuk penampang seismik yang telah mengikuti bentuk penampang geologi sebenarnya. Dengan adanya penampang seismik ini, maka akan dapat dilakukan interpretasi untuk mendapatkan bentuk peta bawah permukaan dan mengetahui kemungkinan-kemungkinan suatu zona atau wilayah memiliki prospek kandungan hidrokarbon yang kemudian dapat dilanjutkan dengan proses pengeboran.

1.2 Rumusan Masalah

1. Bagaimana pola sesar pada daerah penelitian?
2. Dimanakah daerah yang berprospek sebagai reservoir untuk dilakukan eksplorasi lebih lanjut?

1.3 Batasan Masalah

Untuk lebih memfokuskan kajian pada penelitian ini maka dilakukan pembatasan masalah pada beberapa hal:

1. Pada penelitian ini digunakan 6 data sumur dan data seismik yang digunakan adalah data seismik 2D darat hasil proses PSTM (*Prestack Time Migration*) yang telah melewati tahap *processing* data.
2. Perangkat lunak yang digunakan pada penelitian ini *Hampson Russel* dengan aplikasi *Geoview* dan *Petrel Schlumberger*.
3. Studi kasus penelitian ini adalah pada lapangan “Chili” yang termasuk pada Formasi Air Benakat, sub cekungan *central* Palembang dan Cekungan Sumatera Selatan.
4. Penelitian ini hanya difokuskan pada daerah sesar yang dianggap memiliki prospek sebagai reservoir.

1.4 Tujuan Penelitian

1. Menentukan kenampakan pola sesar yang dominan pada daerah penelitian.
2. Menentukan daerah prospek hidrokarbon pada daerah penelitian untuk eksplorasi lebih lanjut.

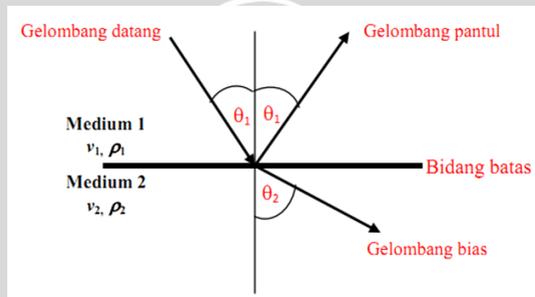
1.5 Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat memberikan Gambaran mengenai penyebaran prospek hidrokarbon sehingga dapat digunakan untuk menentukan posisi sumur bor yang baru dan meningkatkan produksi minyak dari lapisan ini.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Seismik Refleksi

Medium bumi terdiri atas beberapa lapisan batuan, yang antara satu lapisan batuan dengan lapisan batuan yang lain dapat berbeda kerapatan dan respon kecepatan gelombangnya. Sesuai dengan hukum Snellius, gelombang seismik dapat mengalami perubahan arah ketika melewati bidang batas antar lapisan karena mengalami refraksi (pembiasan) dan juga mengalami refleksi (pemantulan).



Gambar 2. 1 Pemantulan dan pembiasan pada gelombang seismik (Sukmono dan Abdullah, 2001).

Hubungan antara sinus sudut datang dan sudut bias terhadap kecepatan gelombang dalam medium yang dituliskan dalam persamaan berikut :

$$\frac{\sin \theta_1}{V_1} = \frac{\sin \theta_2}{V_2}$$

(2.1)

θ_1 = sudut datang

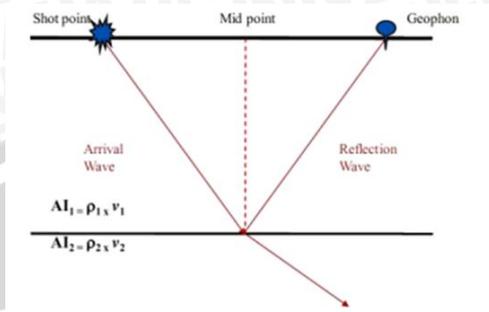
V_1 = kecepatan rambat gelombang medium 1

θ_2 = sudut bias

V_2 = kecepatan rambat gelombang medium 2

Indeks kecepatan rambat gelombang di bawah permukaan bumi sangat berhubungan dengan rapat massa batuan. Semakin besar rapat massa batuan maka akan semakin besar kecepatan rambat gelombangnya. Sehingga gelombang seismik yang merambat di bumi akan mengalami pemantulan dan pembiasan dengan sudut tertentu pada batas lapisan yang memiliki kerapatan massa yang berbeda.

Metode seismik adalah salah satu metode geofisika yang menggunakan gelombang mekanik atau elastik sebagai sumber yang menjalar ke dalam bumi. Respon bumi sebagai bidang pemantul, kemudian ditangkap oleh penerima yang telah disusun berdasarkan geometrinya di permukaan. Dari sini akan didapatkan data waktu gelombang seismik yang melewati atau bahkan menembus medium bumi dan kembali lagi ke permukaan yang dicatat sebagai *two-way time* (TWT). Gelombang ini akan membawa informasi-informasi mengenai litologi dan fluida yang ada di bawah permukaan dalam bentuk gelombang datang, amplitudo, frekuensi dan fase gelombang. Metode seismik refleksi ini pada dasarnya bertujuan untuk mengetahui batas-batas lapisan atau reflektor dari sinyal berupa gelombang elastis yang dikirim ke dalam bumi (Gambar 2.2). Refleksi dari gelombang seismik tersebut terjadi pada saat adanya perbedaan impedansi akustik sebagai fungsi dari kecepatan dan densitas suatu lapisan batuan. Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, muka gelombang akan terbagi. Sebagian akan terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan merambat ke bawah permukaan bumi.



Gambar 2. 2 Konsep dasar seismik refleksi (Sukmono dan Abdullah, 2001).

Energi seismik yang terus menjaral ke permukaan bumi tersebut akan diserap dalam 3 bentuk yaitu, (Sukmono, 1999):

1. *Divergensi Spherical* (penyebaran bola), dimana kekuatan gelombang menurun sebanding dengan jarak akibat adanya bentangan geometris. Besar pengurangan densitas energi ini adalah berbanding terbalik dengan kuadrat jarak penjaralan gelombang.
2. Absorpsi, dimana energi berkurang karena terserap oleh massa batuan. Besar energi yang terserap ini meningkat dengan kenaikan frekuensi.
3. Terpantulkan, merupakan dasar penggunaan metode seismik refleksi ini.

2.2 Seismik Refleksi

2.2.1 Trace Seismik

Trace seismik adalah data seismik yang mencerminkan respon dari gelombang elastik terhadap kontras impedansi akustik (reflektivitas) pada batas lapisan batuan yang satu dengan batuan yang lain. Model dasar satu dimensi untuk *trace* seismik mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan noise. Secara matematis, *trace* seismik dapat dituliskan dengan persamaan sebagai berikut (tanda * menyatakan konvolusi).

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t)$$

(2.2)

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

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai “penggantian (*replacing*)” setiap koefisien refleksi dalam skala *wavelet* kemudian menjumlahkan hasilnya (Russell, 1991).

2.2.2 Impedansi Akustik

Impedansi akustik adalah sifat fisis batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur, sehingga impedansi akustik dapat digunakan sebagai suatu indikator litologi, porositas dan hidrokarbon. Secara matematis impedansi akustik adalah hasil perkalian antara harga kecepatan dengan harga densitas suatu batuan, dengan persamaan sebagai berikut:

$$Z = \rho \times v$$

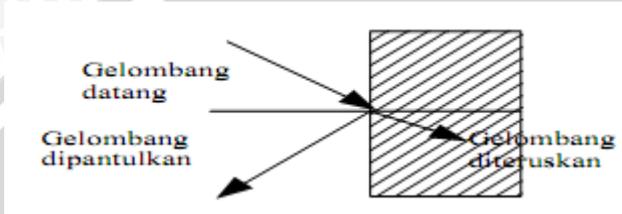
(2.3)

Z = impedansi akustik
 ρ = densitas batuan
 v = kecepatan gelombang seismik

Impedansi akustik dapat juga dianalogikan dengan *acoustic hardness* atau batuan yang keras (*hard rock*) dan sukar dimampatkan. Sebagai contoh batu gamping dan granit mempunyai nilai Z tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung mempunyai nilai Z rendah (Sukmono dan Abdullah, 2001). Harga kontras impedansi akustik dapat diperkirakan dari besarnya amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya maka akan semakin besar refleksi dan kontras impedansi akustiknya.

2.2.3 Koefisien Refleksi

Bila suatu gelombang datang pada suatu permukaan batas yang memisahkan dua daerah, maka sebagian gelombang akan dipantulkan (refleksi) dan sebagian lagi akan diteruskan (transmisi) (Gambar 2.3).



Gambar 2. 3 Sifat- sifat gelombang (Umam, 2004).

Ketika gelombang seismik mengenai batas dari dua material yang mempunyai perbedaan impedansi, beberapa energi dalam gelombang akan dipantulkan, sedangkan yang lainnya akan diteruskan. Amplitudo dari refleksi gelombang didapat dari koefisien refleksi R , yang dideterminasi oleh perbedaan impedansi antara dua medium.

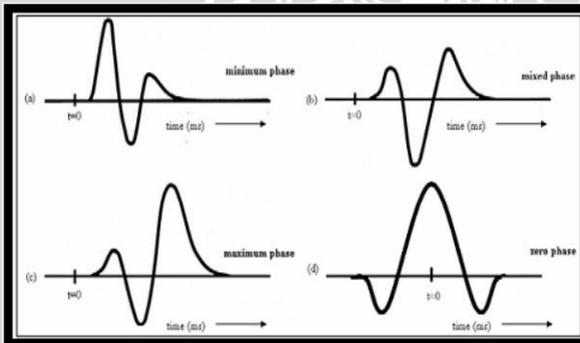
$$r = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (2.4)$$

$$R = \frac{I_r}{I_i} = \frac{(Z_2 - Z_1)^2}{(Z_2 + Z_1)^2} \quad (2.5)$$

- r = Koefisien refleksi
- R = Reflektansi
- Z_1 = Impedansi akustik lapisan 1
- Z_2 = Impedansi akustik lapisan 2
- I_r = Intensitas gelombang refleksi
- I_i = Intensitas gelombang datang

2.2.4 Wavelet Seismik

Wavelet merupakan karakter dari gelombang yang memiliki komponen panjang gelombang, amplitudo, frekuensi, dan fase tertentu. Karakteristik suatu *wavelet* dapat dilihat dari spektrum amplitudo dan fase, di dalamnya terdapat informasi kondisi dan sifat *wavelet* tersebut (Sismanto, 2006). Ada empat macam jenis *wavelet* berdasarkan fase gelombangnya yaitu *wavelet* fase nol, fase maksimum, fase minimum, dan fase campuran. Tipe-tipe *wavelet* ini mempunyai letak konsentrasi energi yang berbeda-beda. *Wavelet* fase nol mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah, mempunyai waktu tunda nol dan sempit dan lam kawasan waktu. *Wavelet* fase minimum mempunyai energi terpusat pada bagian depan dan mempunyai pergeseran fase kecil pada setiap frekuensi. *Wavelet* fase maksimum mempunyai konsentrasi energi di akhir. Sedangkan *wavelet* campuran merupakan *wavelet* yang mempunyai energi campuran dari ketiga bentuk *wavelet* yang lain.

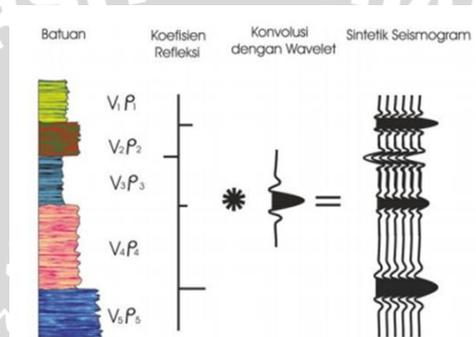


Gambar 2. 4 Jenis Fase (Ileke dan Amundsend, 2005).

2.2.5 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan *trace* tiruan yang dihasilkan dari konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu *wavelet*. Koefisien refleksi diperoleh dari perkalian antara kecepatan gelombang seismik dengan densitas batuan. Sedangkan *wavelet* diperoleh dengan melakukan pengekstrakan pada data seismik dengan atau tanpa menggunakan data sumur.

Wavelet yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *band width* yang sama dengan penampang seismik. Seismogram sintetik berperan penting dalam pengikatan antara data seismik dan data sumur (*well seismic tie*). Seismogram sintetik dibutuhkan untuk menghubungkan kemenerusan lapisan pada data seismik dalam skala waktu dan sebagai gelombang hasil dari pengukuran data sumur. Identifikasi permukaan atau dasar lapisan formasi pada penampang seismik memungkinkan untuk ditelusuri pada arah lateral dengan memanfaatkan data seismik.



Gambar 2. 5 Seismogram sintetik hasil konvolusi *wavelet* dengan koefisien refleksi (Umam, 2005).

2.3 Data Sumur

2.3.1 Log Gamma Ray

Prinsip dasar dari *log gamma ray* yaitu melakukan pengukuran tingkat radioaktif alami bumi. Radioaktif alami tersebut berasal dari unsur-unsur radioaktif yang berada di dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur-unsur radioaktif tersebut antara lain Uranium, Thorium, Potassium. Unsur radioaktif tersebut cenderung mengendap di dalam *shale* yang prosesnya terjadi saat perubahan geologi batuan, sedangkan pada *sandstone*, *limestone*, *dolomite* sangat sedikit jumlahnya. Sehingga *log* ini sangat efektif digunakan untuk melakukan evaluasi formasi pada lingkungan pengendapan *fluvial deltaic* yang sistem per lapisannya terdiri dari *sandstone* atau *shale* (Fickry, 2004).

Unsur -unsur radioaktif akan memancarkan *gamma ray* dalam bentuk pulsa energi radiasi tinggi yang mampu menembus batuan sehingga dapat dideteksi oleh detektor *gamma ray*. Karena pulsa - pulsa energinya mampu menembus batuan maka *logging gamma ray* dapat dilakukan meskipun lubang bor telah dipasang *casing*. Tiap pulsa yang terdeteksi akan menimbulkan pulsa listrik pada detektor sehingga parameter yang di rekam adalah jumlah pulsa yang tercatat per satuan waktu. Karena kemampuannya yang mampu memisahkan *shale* dari lapisan permeabel, *log gamma ray* dapat digunakan untuk mengukur kandungan *shale* dalam lapisan batuan. 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*. Besarnya volume *shale* dihitung dengan menggunakan rumus:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.6)$$

GR_{log} : hasil pembacaan GR log pada lapisan yang bersangkutan.

GR_{max} : hasil pembacaan GR log maksimal pada lapisan *shale*.

GR_{min} : hasil pembacaan GR log maksimal pada lapisan *non shale*.

2.3.2 Log Density

Pengukuran log *density* memanfaatkan fenomena hamburan Compton (*Compton Scattering*). Alat pengukur log *density* disebut *Formation Density Condensated* (FDC) dimana alat ini akan mengemisikan *gamma ray* dari sumber di alat FDC ke dalam formasi batuan. *Gamma ray* disini dapat dianggap sebagai energi partikel foton yang nantinya akan bertumbukan dengan elektron dari atom di dalam formasi sehingga terjadi fenomena hamburan Compton. Saat proses tersebut terjadi, foton *gamma ray* akan kehilangan sebagian energinya karena diserap oleh elektron dan kemudian dihamburkan ke arah yang tidak sama dengan arah foton awal. Sedangkan elektron yang menyerap energi foton mampu melepaskan diri dari atom dan

menjadi elektron bebas. Hamburan foton *gamma ray* yang energinya telah berkurang kemudian masih dapat menendang keluar elektron-elektron di atom lain dalam proses tumbukan lanjutan sampai energi foton tersebut terserap secara keseluruhan. Jumlah elektron yang ditendang keluar oleh foton merupakan fungsi dari tenaga foton dan jenis mineral. Dengan mengukur densitas elektron (jumlah elektron per satuan volume) akibat hamburan Compton maka densitas dari formasi dapat diketahui. Semakin besar densitas elektron maka semakin padat butiran mineral penyusun batuan di dalam formasi.

$\log density$ dapat digunakan untuk mengukur nilai porositas, melakukan korelasi antara sumur, dan mengenali komposisi atau indikasi fluida dalam formasi. Hubungan antara densitas batuan sebenarnya dengan porositas dan litologi batuan dapat dinyatakan dengan persamaan:

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.7)$$

Φ_D : Porositas dari *log density*

ρ_{ma} : Densitas matriks batuan

ρ_b : Densitas batuan (dari hasil pembacaan *log*)

ρ_f : Densitas fluida rata-rata

2.3.3 Log Neutron

Pengukuran *log neutron* dilakukan dengan memancarkan secara kontinyu ke dalam formasi. Menurut teori fisika nuklir terdapat beberapa macam interaksi yang mungkin terjadi yaitu (Harsono, 1997):

1. Tumbukan Elastis
Partikel neutron terpental setelah bertumbukan dengan inti atom di dalam formasi tanpa terjadi reaksi.
2. Tumbukan Inelastis
Sebagian energi neutron diserap oleh inti atom, sehingga inti atom dapat berpindah tingkat energi atom yang lebih tinggi, kemudian melapuk dan mengemisikan *gamma ray*.

3. Tangkapan Neutron
Energi neutron diserap seluruhnya oleh inti atom sehingga dapat berpindah ke tingkat energi yang lebih tinggi kemudian melapuk dan mengemisikan *gamma ray*.
4. Aktivasi
Mengalami proses yang sama dengan tangkapan neutron namun yang diemisikan tidak hanya *gamma ray* tetapi juga sinar beta dan elektron.

Minyak dan air memiliki jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama sehingga neutron dapat memberikan tanggapan porositas fluida pada formasi bersih. Namun pada formasi lempung, alat neutron akan menunjukkan tanggapan porositas fluida yang lebih tinggi dari seharusnya karena lempung mengandung atom hidrogen yang lebih banyak dalam susunan molekulnya. Gas memiliki konsentrasi hidrogen yang lebih rendah sehingga alat neutron akan menunjukkan tanggapan porositas yang lebih rendah dari seharusnya bila bertemu formasi yang mengandung gas.

2.3.4 Log Spontaneous Potential

Prinsip dasar dari *log Spontaneous Potential (SP)* adalah merekam beda potensial antara elektroda yang bergerak sepanjang lubang bor dengan elektroda yang diam di atas permukaan. Satuan yang digunakan adalah milivolt (mV). Elektroda yang bergerak di dalam lubang bor membutuhkan medium konduktif sehingga arus listrik dari formasi batuan dapat dihantarkan ke elektroda, sehingga apabila lumpur yang digunakan tidak konduktif, log SP tidak dapat dilakukan. Penyimpangan pada log SP disebabkan oleh adanya aliran arus listrik di dalam lumpur yang muncul akibat tenaga elektromotif di dalam formasi batuan, yaitu komponen elektrokimia dan elektrokinetik. Log SP biasanya akan menunjukkan garis lurus (*baseline*) pada lapisan *shale* dan bila bertemu dengan lapisan permeabel, log SP akan menyimpang dari *baseline* dan mencapai garis konstan pada lapisan permeabel yang tebal seperti *sand* (Bassiouni, 1994).

Penyimpangan log SP dapat ke kiri atau ke kanan tergantung dari kadar garam air formasi dan filtrasi lumpur. Apabila lumpur lebih tawar dari air formasi, log SP akan menyimpang ke kiri dan sebaliknya apabila air formasi lebih tawar dari lumpur maka log SP

akan menyimpang ke kanan. Kemiringan log SP di setiap kedalaman akan sebanding dengan intensitas arus SP dalam lumpur pada kedalaman tersebut. Intensitas arus SP akan maksimum pada batas - batas formasi permeabel sehingga pada batas - batas permeabel tersebut akan terjadi kemiringan log SP yang maksimum pula. Bentuk serta besar kemiringan dari log SP di tentukan oleh faktor - faktor berikut :

1. Ketebalan formasi.
2. Resistivitas formasi dan formasi- formasi yang berdekatan.
3. Resistivitas lumpur.
4. Diameter lubang bor.
5. Kedalaman zona rembesan.

Log SP dapat digunakan untuk:

1. Identifikasi lapisan permeabel.
2. Menentukan batas lapisan dan korelasi antar sumur.
3. Menentukan nilai resistivitas air formasi.
4. Mengukur kandungan *shale*.

2.3.5 Log Resistivity

Prinsip dasar dari *log resistivity* yaitu mengukur sifat resistivitas listrik dari batuan formasi. Besaran resistivitas batuan dideskripsikan dalam satuan Ohmmeter, dan di tampilkan dalam skala logaritmik dengan nilai antara 0.2 – 2000 Ohmmeter (Harsono, 1997). Untuk mengukur resistivitas dari formasi dapat dilakukan dengan 2 cara yaitu mengirim arus bolak balik langsung ke formasi (alat lateral *log*) atau menginduksikan arus listrik ke dalam formasi (alat induksi). Alat lateral *log* ganda (Dual Laterolog (DLT)) memfokuskan arus listrik secara lateral masuk ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik yang tetap, resistivitas dapat dihitung dengan menggunakan hukum Ohm. Alat DLT terdiri dari 2 bagian, bagian pertama memiliki elektroda yang diatur sehingga dapat memaksa arus listrik masuk sejauh mungkin ke dalam formasi dan mengukur resistivitas lateral *log* dalam (LLd) dan bagian kedua memiliki elektroda yang diatur agar lembar arus listrik yang terbuka sedikit sehingga hanya dapat mengukur resistivitas laterolog dangkal (LLs). Hal ini hanya dapat tercapai jika digunakan

arus bolak balik dengan frekuensi yang berbeda. Alat induksi terdiri dari 2 set kumparan yang disusun dalam batangan non-konduktif. Saat arus listrik dialirkan ke dalam kumparan pemancar, maka akan timbul medan magnet (medan magnet primer) disekitar kumparan pemancar tersebut. Medan magnet tersebut kemudian akan membangkitkan arus eddy di dalam formasi di sekitar alat induksi. Arus eddy tersebut akan menghasilkan medan magnet pula (medan magnet sekunder) yang akan dapat dideteksi oleh kumparan penerima dan menghasilkan arus emf di kumparan penerima. Kuat arus emf yang terjadi di kumparan penerima akan sebanding dengan kekuatan medan magnet sekunder dan sebanding dengan arus eddy dan sebanding pula dengan konduktifitas dari formasi. Karena parameter yang diukur adalah konduktifitas maka alat induksi biasa disebut alat konduktifitas dan alat lateral *log* disebut alat resistivitas. Perbedaan ini akan menentukan jenis alat yang digunakan sesuai dengan kondisi lumpur dan formasi batuan. Alat induksi lebih tepat digunakan untuk resistivitas rendah hingga menengah sedangkan alat lateral *log* untuk resistivitas menengah hingga tinggi.

Log resistivity digunakan untuk (Larsen, 1993):

1. Menentukan nilai saturasi air (S_w).
2. Menentukan resistivitas air formasi (R_w).
3. Menghitung diameter rembesan.

2.3.6 Log Sonic

Setiap benda padat dapat menjadi medium perambatan gelombang akustik. Jika gelombang suara merambat dari satu titik ke titik lainnya dalam benda padat, dan jarak kedua titik tersebut diketahui maka kecepatan gelombang suara didalam benda padat tersebut dapat diketahui dengan menghitung waktu perambatan gelombang antara kedua titik. Sehingga prinsip dasar dari alat sonik yaitu mengukur waktu perambatan gelombang suara yang melalui formasi pada jarak tertentu (Prabantara dan Firdaus, 2004). Walaupun alat sonik mengukur waktu rambat gelombang suara namun log sonik menampilkan hasilnya dalam besaran waktu transit (*transit time*) dengan satuan $\mu\text{s}/\text{ft}$. Satuan ini dapat secara baik memberikan pembacaan yang ditemukan dalam *logging* normal dengan nilai berkisar 40 – 200 $\mu\text{s}/\text{ft}$. Namun sebagian besar formasi

memberikan tanggapan nilai berkisar 40 – 140 $\mu\text{s}/\text{ft}$, sehingga skala *log* yang biasa dipakai adalah 140 – 40 $\mu\text{s}/\text{ft}$.

Untuk menghitung porositas sonik dari pembacaan *log* Δt harus terdapat hubungan antara *transit time* dengan porositas. Wylie mengajukan persamaan wakru rata- rata yang merupakan hubungan linear antara waktu dan porositas (Harsono, 1997). Persamaan tersebut yaitu:

$$\Phi_s = \frac{\Delta t \log - \Delta t ma}{\Delta t f - \Delta t ma} \quad (2.8)$$

Φ_s : Porositas dari *log sonic*

Δt_{\log} : *Transite time* yang dibaca dari *log*

Δt_{ma} : *Transite time* matrik batuan (tabel 2.1)

Δt_f : *Transite time* fluida (189 $\mu\text{s}/\text{ft}$ untuk air)

2.4 Parameter Petrofisika

2.4.1 Densitas

Densitas adalah karakter fisis dari sebuah batuan yang berhubungan dengan massa dan volume. Densitas atau massa jenis didefinisikan sebagai massa batuan yang dibagi volumenya. Densitas pada umumnya dapat ditulis:

$$\rho = \frac{m}{v}$$

(2.9)

ρ = densitas batuan dalam kg/m^3 atau g/cm^3

m = massa batuan dalam kg atau g

v = volume batuan dalam m^3 atau cm^3

Densitas Bulk batuan dipengaruhi oleh perbedaan komposisi mineral, porositas, dan tipe kandungan fluida batuan. Jika terdapat fluida didalam batuan (Landmark, 2005).

2.4.2 Kecepatan Gelombang P dan Gelombang S

Kecepatan adalah suatu kuantitas vektor yang menunjukkan perubahan posisi sebagai fungsi waktu. Ada dua macam gelombang yang merambat melewati bumi atau disebut gelombang seismik, yaitu gelombang badan (*body wave*) dan gelombang permukaan (*surface wave*). Gelombang seismik yang dipakai dalam metode seismik refleksi adalah gelombang badan yang terdiri dari gelombang primer (*P-wave*) dan gelombang sekunder (*S-wave*). Gelombang seismik dihasilkan dari gempa bumi, ledakan, benda jatuh atau sesuatu hal yang menyebabkan getaran pada bumi. Kecepatan gelombang yang melewati bumi dapat ditulis sebagai:

$$v = \sqrt{\frac{M}{\rho}} \quad (2.10)$$

v = Kecepatan
 M = Modulus Elastik
 ρ = Densitas

Persamaan gelombang P dapat dituliskan sebagai fungsi dari elastik :

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{3}{4}\mu}{\rho}} \quad (2.11)$$

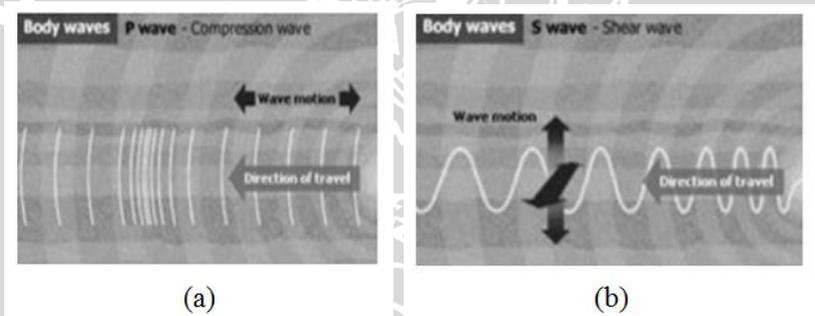
V_p = Kecepatan Gelombang P
 K = Modulus Bulk
 M = Modulus Geser
 ρ = Densitas

Kecepatan gelombang S dapat ditulis :

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.12)$$

Dari persamaan (2.7) dan (2.8) dapat disusun kembali antara V_p dan V_s sebagai berikut:

$$V_p = V_s \sqrt{K + 4/3} \quad (2.13)$$



Gambar 2. 4 Gelombang Seismik (a) Gelombang Primer (b) Gelombang Sekunder (Russel, 2001).

2.4.3 Porositas

Porositas adalah perbandingan antara volume pori dengan total volume dari suatu batuan yang dinyatakan dalam persen. Porositas batuan akan menjadi porositas efektif jika antara pori-pori yang satu dengan lainnya saling berhubungan dan biasanya mempunyai nilai lebih rendah dibandingkan dengan nilai keseluruhan dalam suatu batuan. Persamaan untuk nilai porositas dan porositas efektif suatu batuan dapat ditulis sebagai berikut:

$$\phi = \frac{\text{volume total pori-pori batuan}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (2.14)$$

$$\phi_c = \frac{\text{volume total pori-pori berhubungan}}{\text{volume total batuan}} \times 100\% \quad (2.15)$$

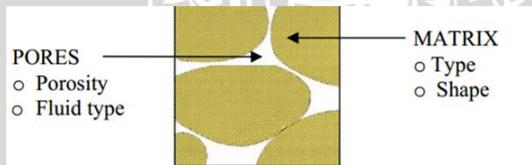
ϕ = Porositas

ϕ_c = Porositas Efektif

Terdapat dua jenis porositas batuan selama pengendapannya, yaitu porositas primer (pengendapan klastik) yang disebabkan pengendapan secara alami, dan porositas sekunder yang disebabkan pergerakan tektonik, proses kimia, dan lainnya. Batuan pasir umumnya tersusun sebagai porositas primer dan batuan karbonat biasanya mengalami porositas sekunder. Faktor utama yang mempengaruhi porositas primer diantaranya:

- o Ukuran butir dan karakter geometri (susunan, bentuk, ukuran dan penyebarannya).
- o Proses diagenesa dan kandungan sementasi.
- o Kedalaman dan tekanan.

Porositas dan matriks susunan pada suatu batuan dapat ditunjukkan pada Gambar 2.5 berikut ini:



Gambar 2. 5 Porositas dan matriks pada suatu batuan (Francisca, 2005).

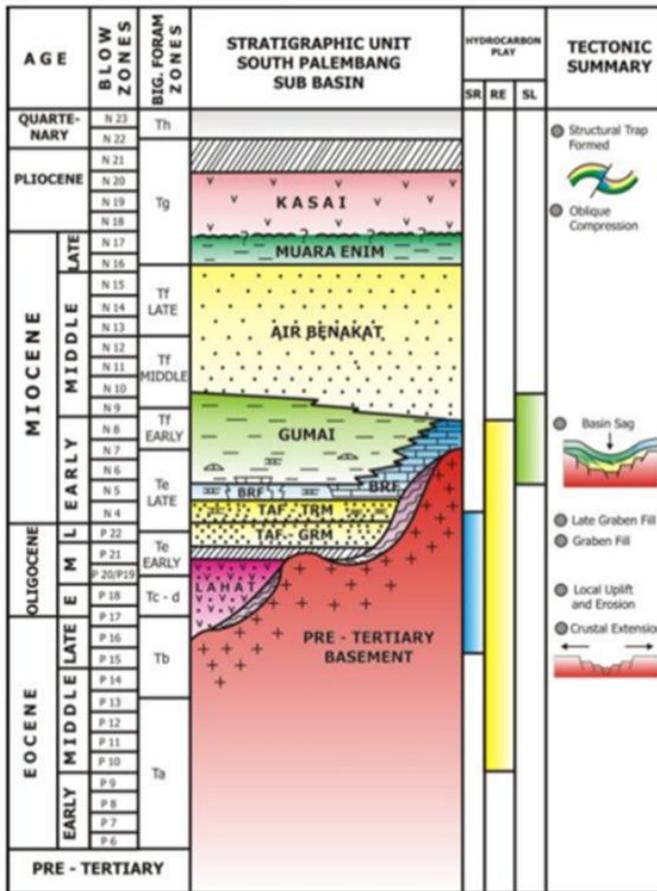
2.4.4 Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida dalam batuan tersebut yang melalui pori-pori yang berhubungan tanpa merubah atau merusak bentuk dari pori-pori tersebut. Satuan dari permeabilitas adalah darcy, dan biasanya digunakan adalah milli darcy (mD). Darcy tidak termasuk dalam SI. Satuan SI dari permeabilitas didefinisikan sebagai banyaknya 1 m^3 suatu fluida dengan suatu viskositas 1 pascal/sekon untuk mengalir melalui satu penampang setebal 1 meter sejauh 1 m^2 dalam waktu 1 sekon pada perbedaan tekanan 1 pascal. Tidak ada nama khusus untuk satuan permeabilitas. Satu satuan permeabilitas = $1,01325 \times 10^{12}$ darcy (Wyncoff, dkk., 1993). Nilai permeabilitas batuan yang tinggi selalu menunjukkan nilai porositas yang tinggi pula. Tapi sebaliknya, nilai porositas batuan yang tinggi tidak selalu menunjukkan tingginya nilai permeabilitas suatu batuan.

2.5 Geologi Regional Cekungan Sumatera Selatan

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur yang dibatasi oleh Bukit Barisan di sebelah barat dan Paparan Sunda di sebelah timur. Cekungan Sumatera Selatan terbentuk pada periode tektonik ekstensional Pra-Tersier sampai Tersier Awal yang berarah relatif barat – timur.

Pada dasarnya stratigrafi cekungan Sumatera Selatan (Gambar 2.6) terdiri dari satu siklus besar sedimentasi yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awalnya siklus ini dimulai dengan siklus *non-marine*, yaitu proses diendapkannya formasi Lahat pada oligosen awal dan setelah itu diikuti oleh formasi Talang Akar yang diendapkan di atasnya secara tidak selaras. Fase transgresi ini terus berlangsung hingga miosen awal, dan berkembang formasi Batu Raja yang terdiri dari batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan *back reef, fore reef* dan *intertidal*. Sedangkan untuk fase transgresi maksimum diendapkan formasi Gumai bagian bawah yang terdiri dari *shale* laut dalam secara selaras di atas formasi Batu Raja.



Gambar 2. 6 Kolom stratigrafi cekungan Sumatera Selatan (Sardjito dkk, 1991).

Fase regresi terjadi pada saat diendapkannya formasi Gumai bagian atas dan diikuti oleh pengendapan formasi Air Benakat secara selaras yang didominasi oleh litologi batu pasir pada lingkungan pantai dan delta. Pada pliosen awal, laut menjadi semakin dangkal karena terdapat dataran delta dan *non-marine* yang terdiri dari perselingan batu pasir dan *claystone* dengan sisipan berupa batubara. Pada saat pliosen awal ini menjadi waktu pembentukan dari formasi Muara Enim yang berlangsung sampai pliosen akhir

yang terdapat pengendapan batuan konglomerat, batu apung dan lapisan batu pasir tuffa.

a. Batuan Dasar (*Basement*)

Batuan dasar (pra tersier) terdiri dari batuan kompleks paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku dan batuan karbonat. Batuan dasar yang paling tua, terdeformasi paling lemah, dianggap bagian dari lempeng-mikro Malaka, mendasari bagian utara dan timur cekungan. Lebih ke selatan lagi terdapat Lempeng-mikro Mergui yang terdeformasi kuat, kemungkinan merupakan fragmen kontinental yang lebih lemah. Lempeng-mikro Malaka dan Mergui dipisahkan oleh fragmen terdeformasi dari material yang berasal dari selatan dan bertumbukan. Bebatuan granit, vulkanik dan metamorf yang terdeformasi kuat (berumur Kapur Akhir) mendasari bagian lainnya dari cekungan Sumatera Selatan. Morfologi batuan dasar ini dianggap mempengaruhi morfologi *rift* pada Eosen-Oligosen, lokasi dan luasnya gejala pensesaran mendatar pada Plio-Pleistosen, karbon dioksida lokal yang tinggi yang mengandung hidrokarbon gas, serta rekahan-rekahan yang terbentuk di batuan dasar (Ginger & Fielding, 2005).

b. Formasi Lahat

Formasi Lahat diperkirakan berumur oligosen awal (Sardjito dkk, 1991). Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial sampai dengan lacustrine. Fasies batu pasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batu pasir kasar, kerikilan dan konglomerat. Sedangkan fasies *shale* terletak di bagian atas (Benakat *Shale*) terdiri dari batu serpih sisipan batu pasir halus, lanau dan tufa. Sehingga *shale* yang berasal dari lingkungan lacustrine ini dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi graben ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian intra-graben sub cekungan selatan dan tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger & Fielding, 2005).

c. Formasi Talang Akar

Formasi Talang Akar diperkirakan berumur oligosen akhir sampai miosen awal. Formasi ini terbentuk secara tidak selaras dan kemungkinan *paraconformable* di atas Formasi Lahat dan selaras di bawah Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa/formasi Batu Raja. Formasi Talang Akar pada cekungan Sumatera Selatan terdiri dari batu lanau, batu pasir dan sisipan batubara yang diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batu pasir kasar, serpih dan sisipan batubara. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batu pasir dan serpih. Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 460 – 610 m di dalam beberapa area cekungan.

Variasi lingkungan pengendapan formasi ini merupakan *fluvial-deltaic* yang berupa *braided stream* dan *point bar* di sepanjang paparan (*shelf*) berangsur berubah menjadi lingkungan pengendapan delta *front*, *marginal marine* dan prodelta yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan (*basinward*). Sumber sedimen batu pasir Talang Akar Bawah ini berasal dari dua tinggian pada kala oligosen akhir, yaitu di sebelah timur (Wilayah Sunda) dan sebelah barat (deretan Pegunungan Barisan dan daerah tinggian dekat Bukit Barisan).

d. Formasi Batu Raja

Formasi Batu Raja diendapkan secara selaras di atas formasi Talang Akar pada kala miosen awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat *platforms* dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan 60-120 m. Di dalam batuan karbonatnya terdapat *shale* dan *calcareous shale* yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah *platform* dan tinggian (Bishop, 2001). Produksi karbonat berjalan dengan baik pada masa sekarang dan menghasilkan pengendapan dari batu gamping. Keduanya berada pada *platforms* di pinggir dari cekungan dan *reef* yang berada pada tinggian intra-basinal. Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara sub-cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005). Beberapa distribusi facies batu gamping yang terdapat dalam formasi Batu Raja diantaranya adalah *mudstone*, *wackstone* dan *packstone*. Bagian

bawah terdiri dari batu gamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan terdiri dari *wackstone* bioklastik, sedikit *plentic forams* dan di beberapa tempat terdapat *vein*.

e. Formasi Gumai

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas formasi Batu Raja pada kala oligosen sampai dengan tengah miosen. Formasi ini tersusun oleh *fosilliferous marine shale* dan lapisan batu gamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batu gamping, napal dan batu lanau. Sedangkan dibagian atasnya berupa perselingan antara batu pasir dan *shale*. Ketebalan formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas cekungan dan pada saat melewati tinggian ketebalannya cenderung tipis.

f. Formasi Air Benakat

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

g. Formasi Muara Enim

Formasi ini diendapkan pada kala akhir miosen sampai pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batu lempung. Siklus regresi kedua dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batu pasir glaukonit dan akumulasi lapisan batu bara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan cekungan Sumatra Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada lingkungan

delta plain dengan perkembangan secara lokal sekuen serpih dan batu pasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama kala Miosen akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik Plio-Pleistosen yang menghasilkan penutupan cekungan dan *onset* pengendapan lingkungan *non marine*. Batu pasir pada formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan *silisified wood*. Sedangkan batubara yang terdapat pada formasi ini umumnya berupa lignit. Ketebalan formasi ini tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2001).

h. Formasi Kasai

Formasi ini diendapkan pada kala pliosen sampai dengan pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil dari erosi dari pengangkatan Bukit Barisan dan pegunungan Tigapuluh, serta akibat adanya pengangkatan pelipatan yang terjadi di cekungan. Pengendapan dimulai setelah tanda-tanda awal dari pengangkatan terakhir Pegunungan Barisan yang dimulai pada miosen akhir. Kontak formasi ini dengan formasi Muara Enim ditandai dengan kemunculan pertama dari batu pasir tufaan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresi ketiga ini adalah adanya kenampakan produk vulkanik. Formasi Kasai tersusun oleh batu pasir kontinental dan lempung serta material piroklastik.

Formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah terdiri atas *tuffaceous sandstone* dengan beberapa selingan lapisan-lapisan *tuffaceous claystone* dan batu pasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan tuff, batu apung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu berstruktur sedimen silang siur. Lignit terdapat sebagai lensa-lensa dalam batu pasir dan batu lempung yang terdapat tuff.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan pada tanggal 20 September 2013 hingga 20 November 2013 TAC Pertamina EP, Jakarta Selatan. Sedangkan daerah yang menjadi target penelitian yaitu Lapangan “Chili” (Gambar 3.1) yang berada pada Cekungan Sumatera Selatan dengan target Formasi adalah Batu Pasir Formasi Air Benakat.



Gambar 3. 1 Daerah penelitian lapangan “Chili”.

3.2 Data Penelitian

Dalam penelitian ini data yang digunakan dibagi menjadi dua kelompok, yaitu data utama dan data pendukung. Data utama ini terdiri dari data seismik 2D yang meliputi peta dasarnya (*base map*)

dan data sumur (*well log*). Sedangkan untuk data pendukung yaitu berupa informasi geologi dari daerah penelitian.

3.2.1 Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 2D *prestack* CDP gathers seperti pada Gambar 3.2 yang telah melewati tahap *processing*.

3.2.2 Data Sumur (*Well Log*)

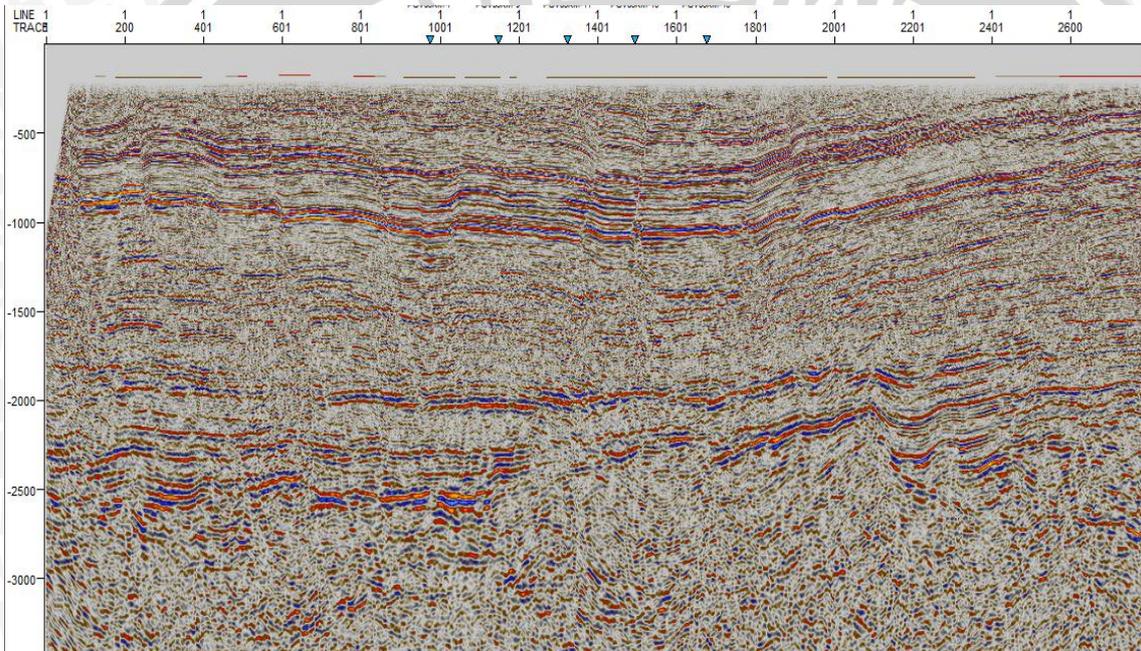
Pada penelitian ini digunakan 6 buah data sumur, yaitu sumur B-500, B-501, B-502, B-503, B-506, dan B-508 (Gambar 3.3). Dalam masing-masing sumur tersebut terdapat beberapa macam data log, antara lain *log gamma ray* yang digunakan untuk mengetahui batas litologi, *log caliper* yang digunakan untuk mengetahui kondisi lubang bor, *log resistivity* yang digunakan untuk mengetahui kandungan fluida, *log porosity* untuk estimasi besarnya porositas pada zona vertikal dan lateralnya, kemudian *log density* dan *log P-wave* digunakan untuk mengetahui besarnya impedansi akustik masing-masing litologi. Apabila terdapat perbedaan impedansi akustik dari dua per lapisan litologi, maka akan didapatkan besarnya koefisien reflektivitas yang menunjukkan kontras dari litologinya.

3.2.3 Data Geologi

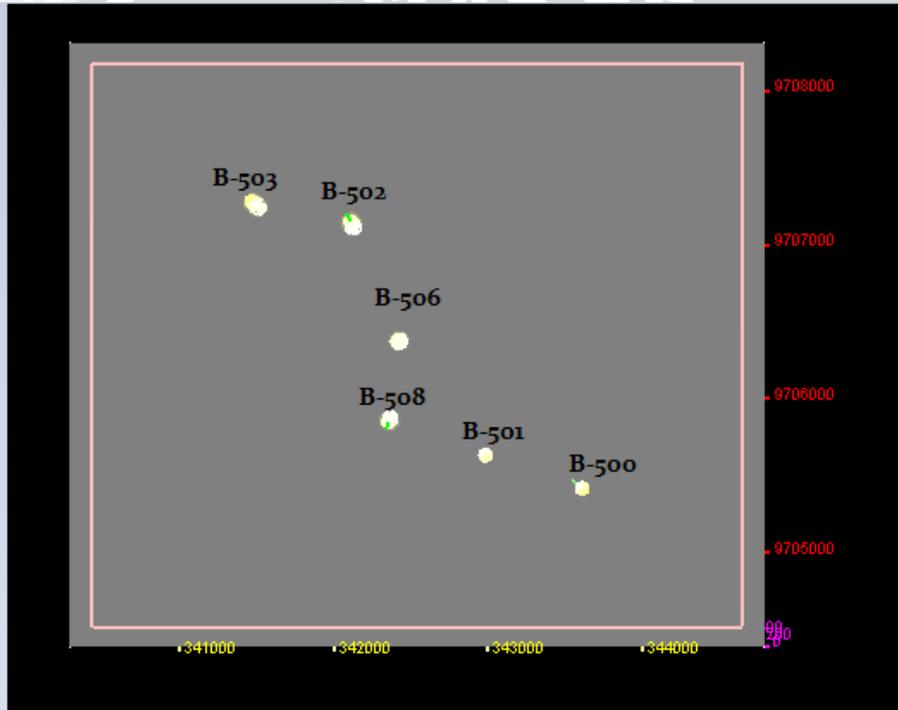
Data geologi digunakan untuk mengetahui informasi tentang daerah penelitian dan untuk membantu dalam interpretasi zona daerah yang berprospek hidrokarbon. Di dalam data geologi tersebut terdapat informasi geologi regional, tektonik, stratigrafi, dan petroleum sistem dari sub cekungan Palembang Tengah, sehingga perpaduan dari data geologi dan data geofisika sangat dibutuhkan untuk memberikan gambaran kondisi bawah permukaan.

3.3 Perangkat Penelitian

Pada penelitian ini digunakan dua perangkat penelitian yaitu perangkat keras dan perangkat lunak. Untuk perangkat keras digunakan satu set *workstation* dengan OS Windows 7 sedangkan perangkat lunak yang digunakan untuk pengolahan data adalah *Hampson Russell* dengan program yang digunakan yaitu *geoview* dan *Petrel Schumberger*.



Gambar 3. 2 Data Seismik 2D



Gambar 3. 3 Posisi sumur pada lapangan “Chili”

3.4 Pengolahan Data

3.4.1 Loading Data Sumur

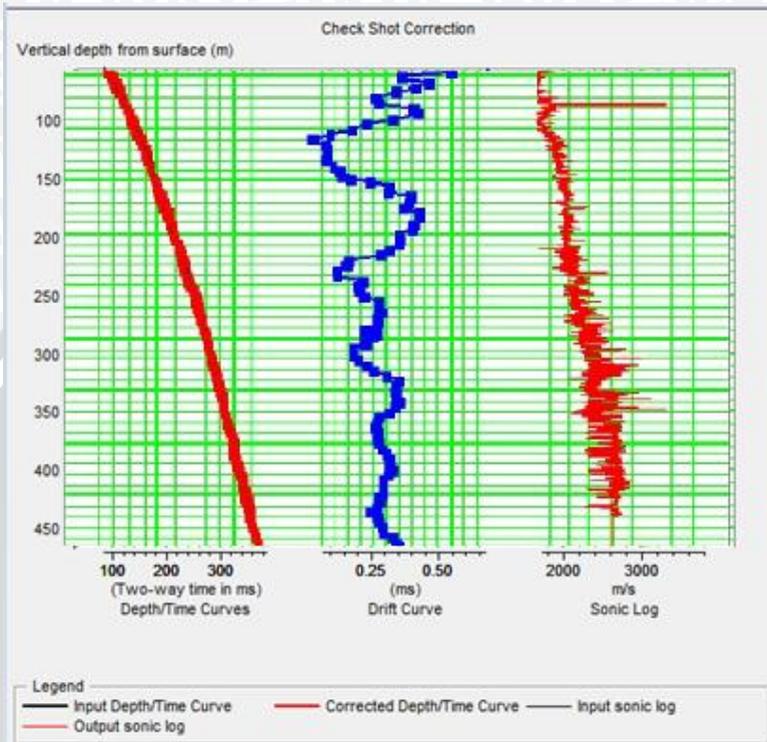
Pada proses ini yaitu mengumpulkan serta memeriksa segala kelengkapan sumur serta *positioning* data sumur dari elevasi *Kelly Bushing* (KB), *Ground Level* (GL), dan *Measured Depth* (MD). Data log pada sumur B-503 ditunjukkan pada Gambar 3.5.

3.4.2 Koreksi Checkshot

Koreksi *checkshot* (Gambar 3.4) ini bertujuan untuk menyesuaikan antara kecepatan yang didapat dari log dengan kecepatan pada data seismik. Hal ini dilakukan karena kecepatan log bersifat lokal atau hanya disekitar lubang bor, sedangkan kecepatan dari data seismik bersifat regional karena dipengaruhi oleh lapisan di atas reflektor. Koreksi *checkshot* ini berguna pada saat melakukan korelasi antara data log dengan data seismik (*well seismic tie*). Data yang dibutuhkan untuk melakukan konversi dari data sumur ke domain waktu adalah *log p-wave* dan *check shot*. Hasil yang diperoleh setelah koreksi adalah berupa *time depth curve*, yang berarti data *log p-wave* telah dikonversi ke dalam domain waktu, dan besarnya koreksi *check shot* terhadap *log p-wave* menghasilkan *drift curve*.

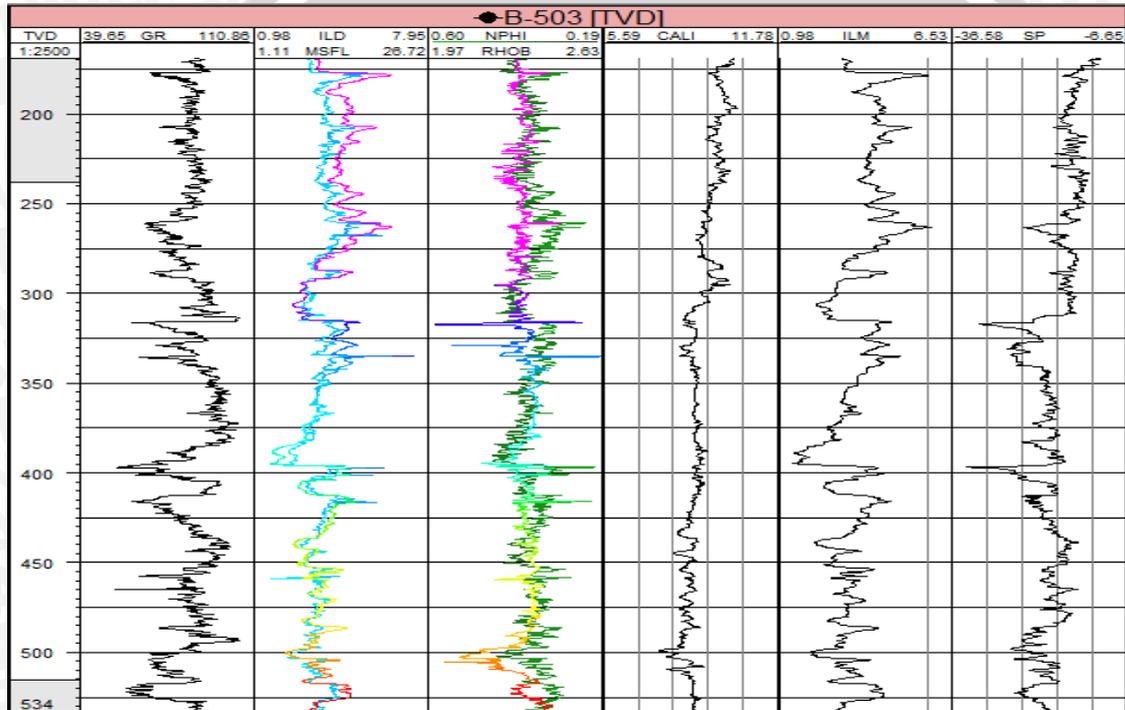
3.4.3 Korelasi Antar Data Sumur

Korelasi antar data sumur pada lapangan “Chili” dilakukan untuk melihat lingkungan pengendapan dan menentukan zona *interest* yang berkesinambungan yang dilihat dari antar data- data pada setiap sumur pada daerah penelitian.



Gambar 3. 4 Koreksi *check shot*





Gambar 3. 5 Data Sumur B-503.

3.4.4 Ekstraksi *Wavelet*

Pada penelitian ini estimasi *wavelet* dilakukan dengan ekstraksi *wavelet* dengan metode statistical. Metode pemilihan *wavelet* dengan cara statistical dilakukan dengan mengekstrak dari data seismik pada lebar *window* tertentu. Estimasi *wavelet* dibuat dengan fase minimum seperti karakteristik dari data seismiknya.

3.4.5 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik disebut juga dengan rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan yang sudah dilakukan koreksi *checkshot* yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet*. Dalam pembuatan seismogram sintetik hal yang penting untuk diperhatikan adalah *wavelet*. Pada proses ini harus dilakukan sedapat mungkin menggunakan *wavelet* yang tepat agar dapat diperoleh korelasi yang baik antara *trace* seismik buatan dan *trace* seismik asli. Pada proses ini digunakan *wavelet* yang diekstrak dari data seismik asli.

3.4.6 *Well Seismic Tie*

Well seismic tie merupakan suatu tahapan untuk mengikatkan data sumur terhadap data seismik. Hal ini bertujuan untuk menempatkan even reflektor seismik pada kedalaman yang sebenarnya serta untuk mengkorelasikan informasi yang diperoleh dari data sumur dengan 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 *table time- depth* dari data *check shot* tiap sumur agar even- even pada seimogram sintetik sama dengan data seismiknya. Apabila pada saat dikorelasikan didapatkan besar koefisien korelasi yang masih belum maksimum, maka dilakukan pergeseran (*shifting*). Yang perlu dilakukan dalam proses *shifting* ini adalah tidak berlebihan, maksudnya yaitu *shifting* hanya dilakukan jika terjadi perbedaan sekitar 10 ms saja terhadap domain waktunya.

Untuk mendapatkan korelasi yang baik antara *trace* seismik dengan seismogram sintetiknya dilakukan juga peregangan (*stretch*) dan perapatan (*squeeze*). Hal ini bertujuan untuk lebih mendapatkan kecocokan yang lebih baik. Kemudian proses *stretch* dan *squeeze* ini

juga dapat mengakibatkan perubahan pada data *log* kecepatan gelombangnya, sehingga ada batasan perubahan agar tidak terjadi kesalahan pengikatan. Batasan tersebut diperkirakan maksimal sekitar 10% dari perubahan terhadap *log* kecepatan gelombangnya.

3.4.7 Picking Horizon

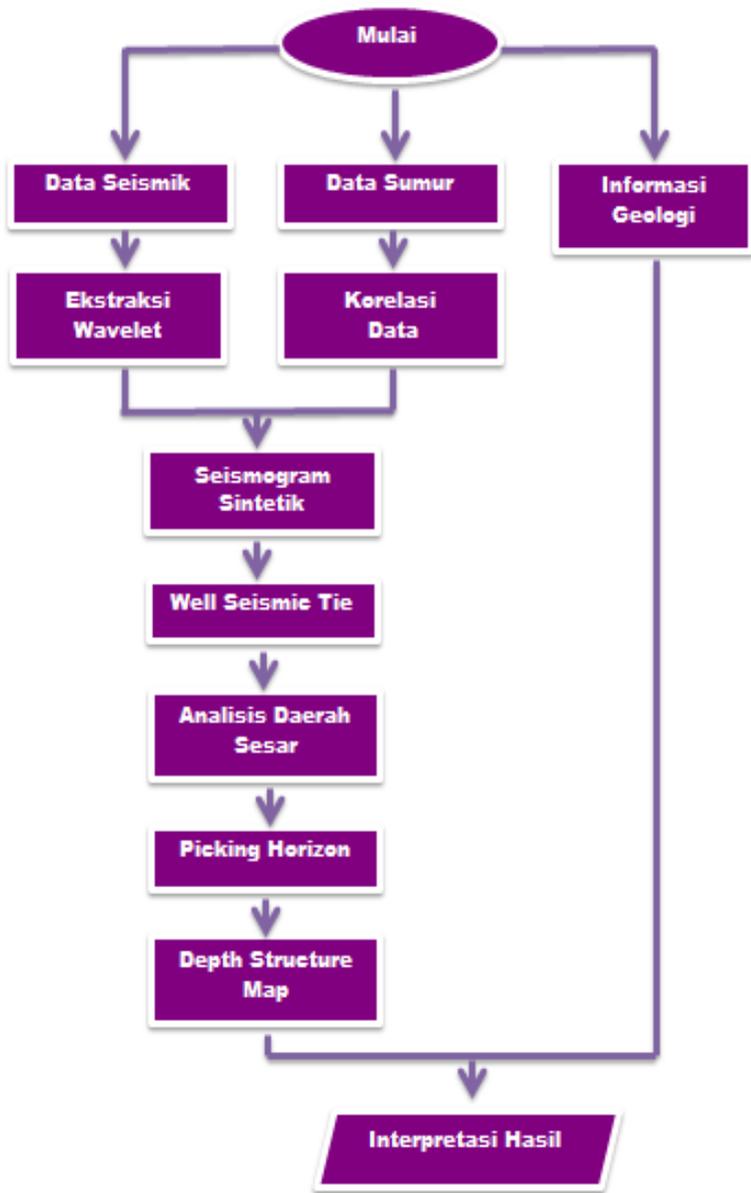
Picking horizon atau penelusuran horizon dapat dilakukan apabila *well seismic tie* yang dihasilkan cukup baik. Penelusuran horizon ini dilakukan menandai kemenerusan penampang seismik yang dalam penelitian ini adalah berupa batu pasir pada formasi air benakat. Penelusuran horizon ini dilakukan dengan melihat kemenerusan refleksi secara lateral dari data seismik, pada penelitian ini penelusuran horizon yang dilakukan cenderung pada kedalaman dangkal, hal ini dilakukan karena data *log* sumur yang tersedia juga cenderung dangkal.

3.4.8 Pembuatan Peta Kedalaman

Peta kontur struktur merupakan peta yang menunjukkan kedalaman dari zona lapisan batuan yang sama, dibuat berdasarkan data-data yang diperoleh dari sumur pemboran eksplorasi, baik selama atau setelah dilakukan pemboran. Peta ini memperlihatkan kondisi struktur zona batuan reservoir. Peta ini dibuat berdasarkan data-data korelasi yang dilakukan pada setiap sumur-sumur pemboran.

3.5 Alur Penelitian

Secara umum alur penelitian yang dilakukan dapat digambarkan seperti pada Gambar 3.6.



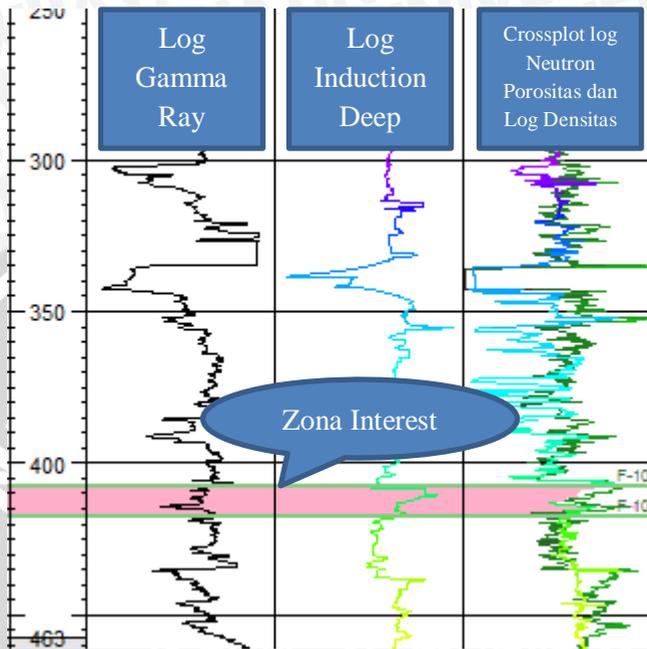
Gambar 3. 6 Diagram Alir Penelitian

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisis Zona Target Pada Data Log

Berdasarkan dari data log yang diperoleh dimana sumur yang dibor pada lapisan yang relatif dangkal. Dari analisa data *log* diharapkan dapat memberikan informasi mengenai hubungan antar lapisan batuan, jenis litologi serta kandungan fluida. *Log* yang digunakan adalah *log* Gamma Ray (GR), *log resistivity*, *log density* dan *log* neutron. Reservoir yang mengandung anomali hidrokarbon akan mempunyai porositas neutron yang rendah. Gas akan selalu memiliki porositas neutron yang lebih rendah dibandingkan dengan reservoir yang mengandung minyak atau air, hal ini dikarenakan densitas hidrogen pada gas rendah dibandingkan densitas hidrogen pada minyak. Kombinasi *log density* dan *log* neutron dapat digunakan untuk mengetahui kandungan hidrokarbon (HC) dalam reservoir. Dari informasi nilai Gamma Ray, dapat dijelaskan bahwa nilai Gamma Ray yang tinggi berkorelasi dengan batuan *shale* yang memiliki kandungan radio aktifitas tinggi, dimana batuan *shale* merupakan batuan yang non permeabel, sedangkan nilai Gamma Ray yang rendah berkorelasi dengan batuan reservoir yang merupakan batuan permeabel dengan kandungan radioaktifitas yang kecil.

Pada gambar respon *log* (Gambar 4.1) adanya anomali hidrokarbon berada di dalam zona yang dilingkari. Pada daerah tersebut penurunan nilai porositas neutron. Dilihat dari respon Gamma Ray yang mengalami penurunan saat terjadi penurunan porositas neutron yang menunjukkan bahwa kandungan hidrogen pada fluida berupa minyak memberikan tanggapan penurunan konsentrasi atom hidrogen pada struktur molekulnya sehingga diinterpretasikan bahwa litologi tempat terakumulasinya anomali hidrokarbon adalah batuan pasir. Serta nilai dari *log resistivity* (*induction deep*) mengalami peningkatan yang mengindikasikan bahwa pada lapisan tersebut mempunyai konduktivitas yang baik.



Gambar 4. 1 Respon *log* sumur B- 503

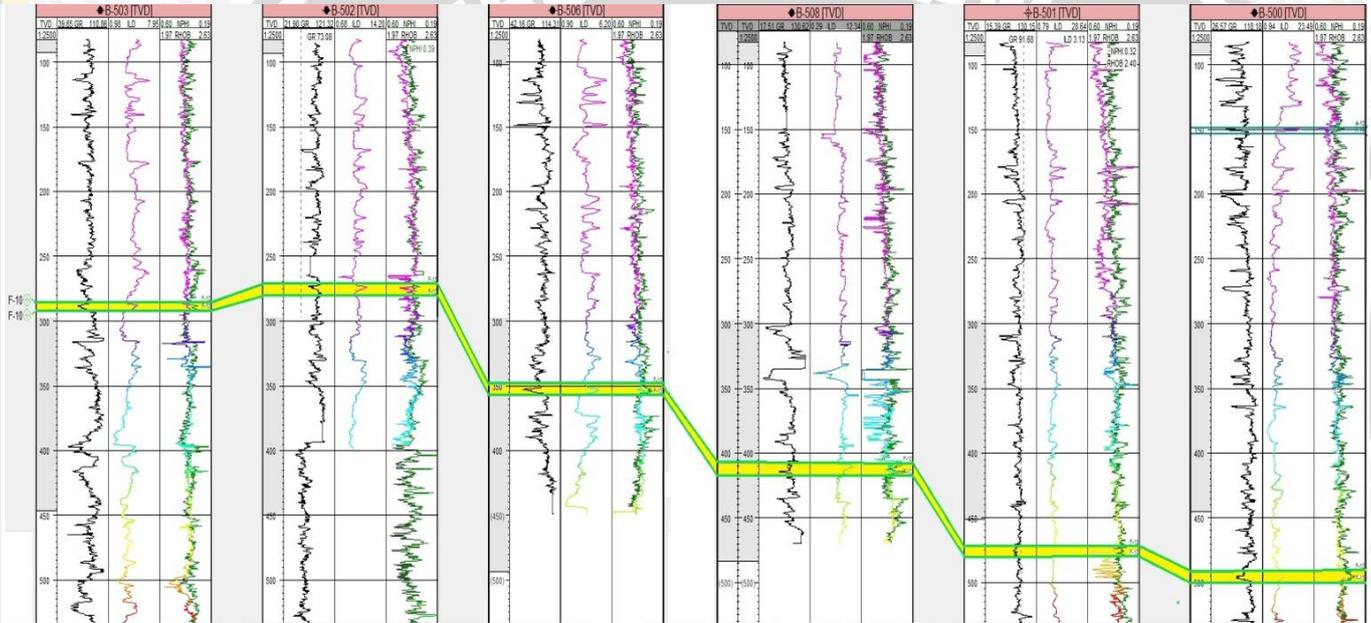
4.2 Korelasi Antar Data Sumur

Korelasi antar data sumur pada lapangan “Chili” dilakukan untuk melihat lingkungan pengendapan dan menentukan zona target pada data *log* yang berkesinambungan dilihat dari data- data pada setiap sumur pada lapangan “Chili”. Korelasi antar data sumur ditunjukkan pada Gambar 4.2.

Batas-batas penarikan korelasi ini berdasarkan pola *log* yang sama, yang menunjukkan adanya kesamaan litologi. Tujuannya adalah untuk dijadikan sebagai pedoman kemenerusan dari lapisan, karena apabila lapisan tersebut menerus maka diperkirakan lapisan tersebut terendapkan pada waktu pengendapan yang sama. Korelasi struktur ini dilakukan untuk mengetahui bagaimana struktur yang berkembang dilihat dari ada atau tidaknya lapisan yang menghilang atau menipis, serta terjadi atau tidaknya perulangan lapisan yang sama. Dari hasil korelasi stratigrafi dari arah utara ke selatan terlihat bahwa semakin ke selatan pengendapan akan semakin dalam.

Utara

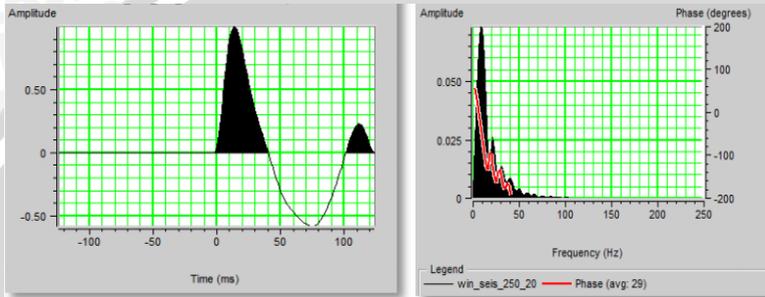
Selatan



Gambar 4. 2 Korelasi Stratigrafi Utara-Selatan.

4.3 Analisis Wavelet dan Seismogram Sintetik

Wavelet merupakan operator dan komponen untuk pembuatan seismogram sintetik dalam *well seismic tie*. *Wavelet* yang digunakan dalam penelitian kali ini adalah *wavelet* yang diekstrak secara statistik. Hasil ekstraksi *wavelet* dapat dilihat pada Gambar 4.3.



Gambar 4.3 Ekstraksi *wavelet*.

- *Wavelet length* : 150 ms
- *Taper length* : 20 ms
- *Sampling rate* : 2 ms
- *Phase* : *minimum phase*

Gambar disebelah kiri menunjukkan respon *wavelet* terhadap perubahan waktu, sedangkan gambar disebelah kanan, menunjukkan respon fasa yang tetap terhadap perubahan amplitudo dan frekuensi. *Wavelet* ini mempunyai *wavelet length* 150 ms, *taper length* 20 ms, *sampling rate* 2 ms, dan menggunakan minimum phase. Dalam proses *well seismic tie* ini, *wavelet* diekstrak dari data seismik dan dibatasi hanya pada zona target saja.

Seismogram sintetik atau rekaman seismik buatan yang dibuat dari data *log* kecepatan yang sudah dikoreksi *check-shot* dan *log density*, 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. Penelitian kali ini menggunakan metode seismogram sintetik, dimana menggunakan survei kecepatan (*velocity survey*) dan densitas yang berasal dari *log*.

Seismogram sintetik dibuat dengan cara memadukan wavelet yang ada pada seismik dengan data koefisien refleksi yang didapatkan dari hasil perhitungan impedansi akustik dengan melihat data-data log sonik dan log *density* (RHOB).

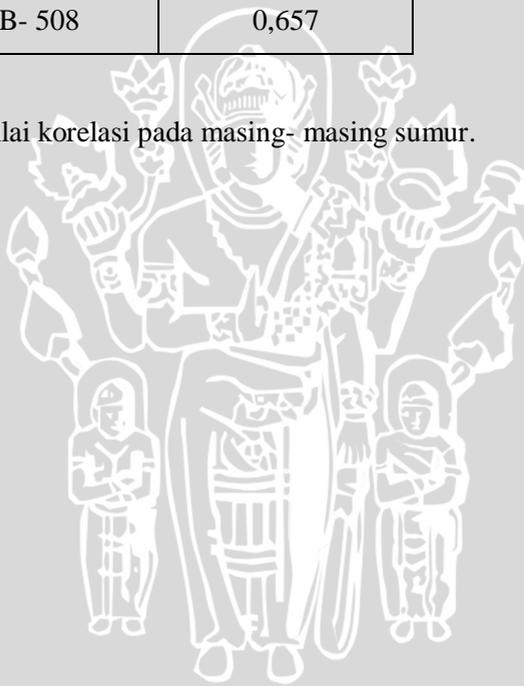
4.4 *Well Seismic Tie*

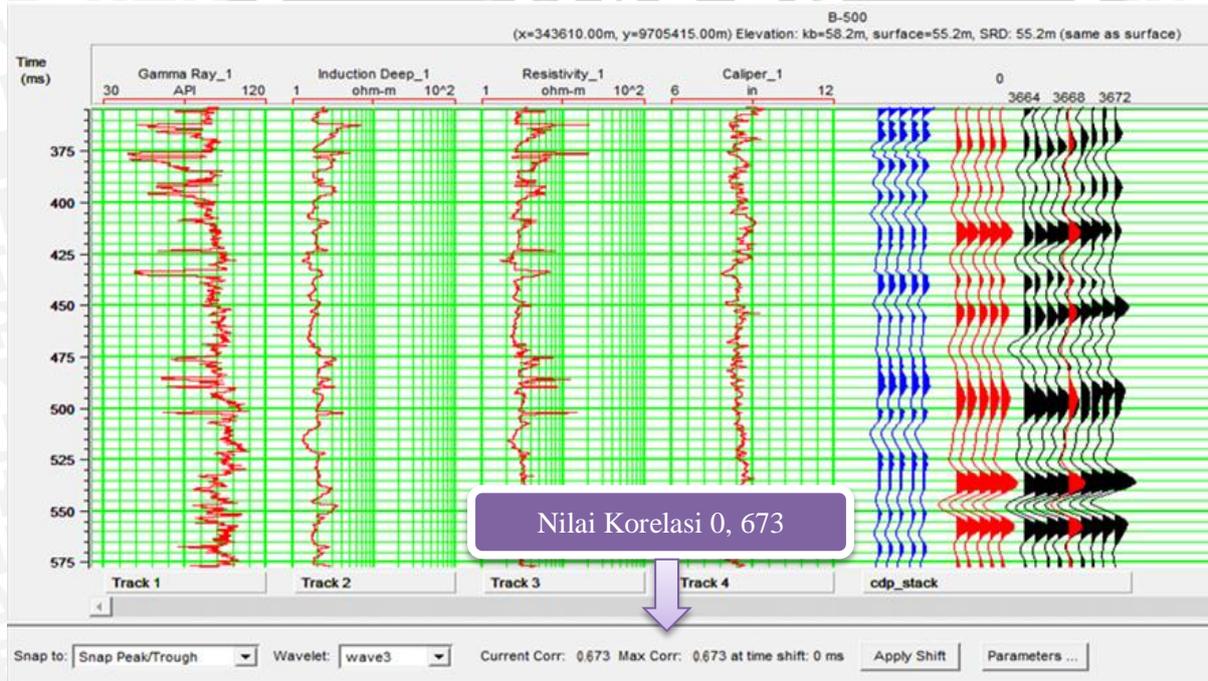
Well seismic tie merupakan suatu tahapan untuk mengikatkan data sumur terhadap data seismik. Ini digunakan untuk menempatkan even reflektor seismik pada kedalaman yang sebenarnya serta untuk mengkorelasikan informasi yang diperoleh dari data sumur dengan data seismik. Prinsip yang digunakan adalah mencocokkan 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. Pada proses *well seismic tie*, *wavelet* diekstrak dari data seismik dan dibatasi hanya pada zona target saja, nilai korelasi yang dihasilkan pada keenam sumur berkisar 0,6 atau dapat dibulatkan menjadi 0,7. Hal tersebut didasarkan pada kesesuaian bentuk *wiggle* seismik dengan seismogram sintetiknya dan karakteristik reflektivitas terhadap perubahan litologinya.

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, namun nilai korelasi lebih dari 0,7 sudah dikategorikan baik (Ariadmana, 2006). 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 sonik secara keseluruhan (Purnomo, 2008).

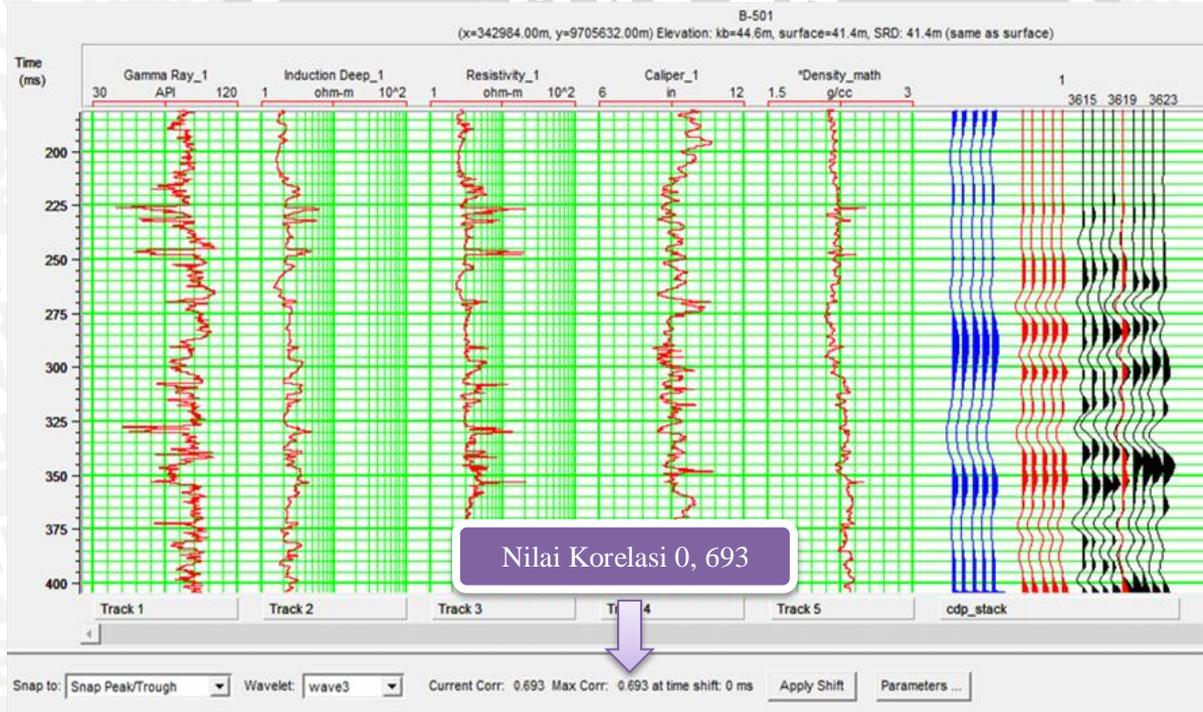
Sumur	Nilai Korelasi
B- 500	0,673
B- 501	0,693
B- 502	0,687
B- 503	0,667
B- 506	0,664
B- 508	0,657

Tabel 4. 1 Nilai korelasi pada masing- masing sumur.

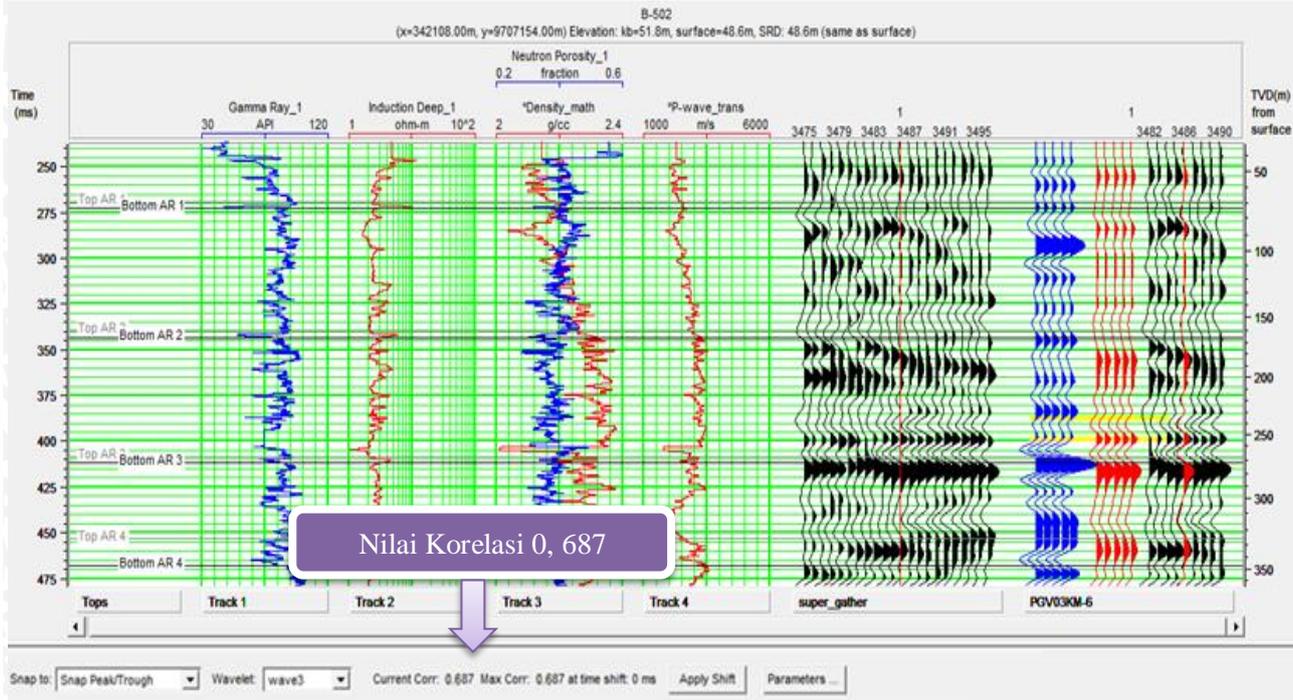




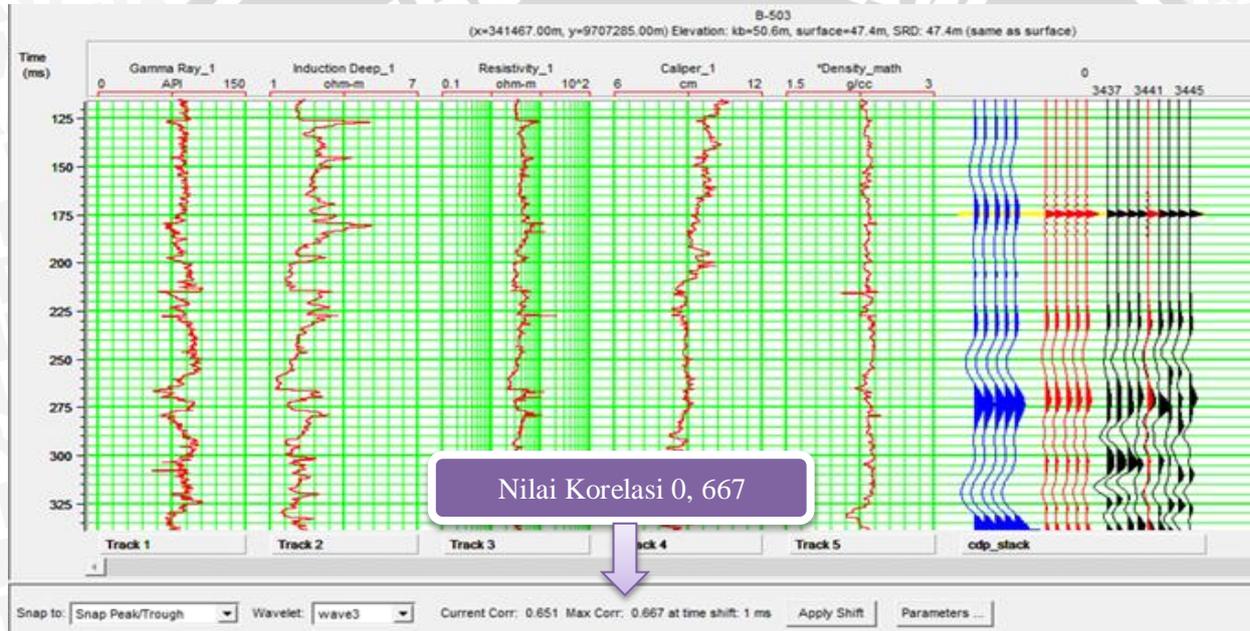
Gambar 4.4 Well seismic tie pada sumur B-500 diperoleh nilai korelasi 0,673.



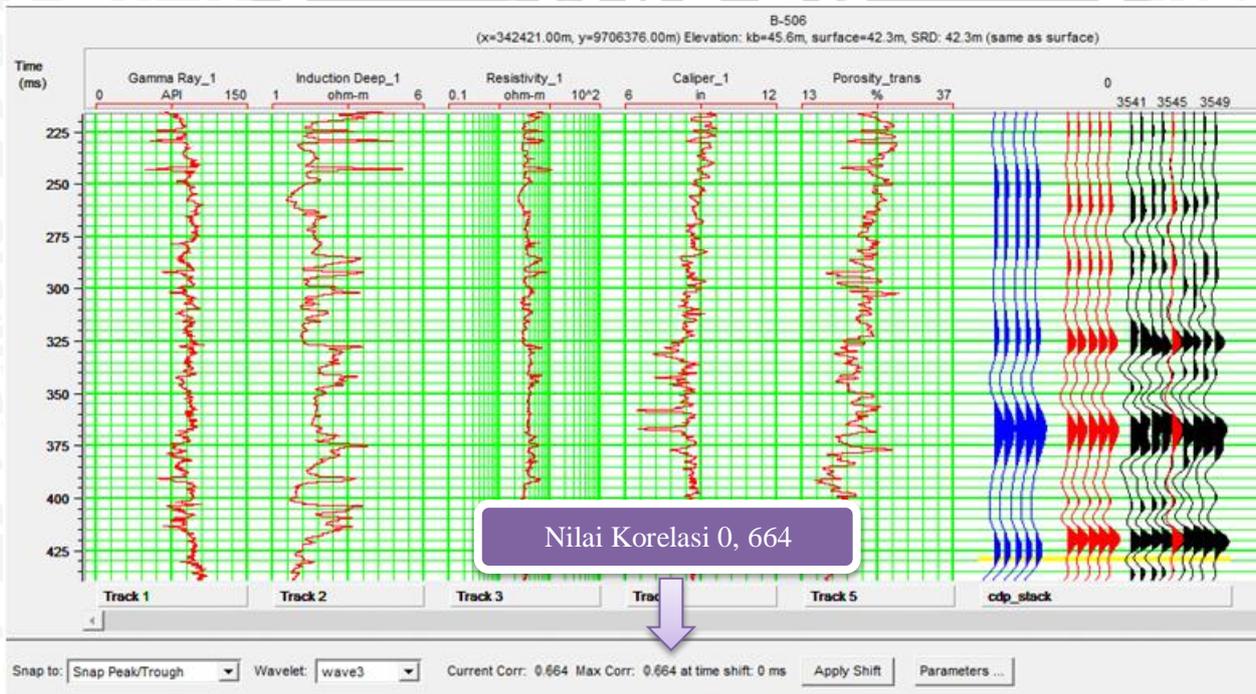
Gambar 4. 5 Well seismic tie pada sumur B-501 diperoleh nilai korelasi 0,693.



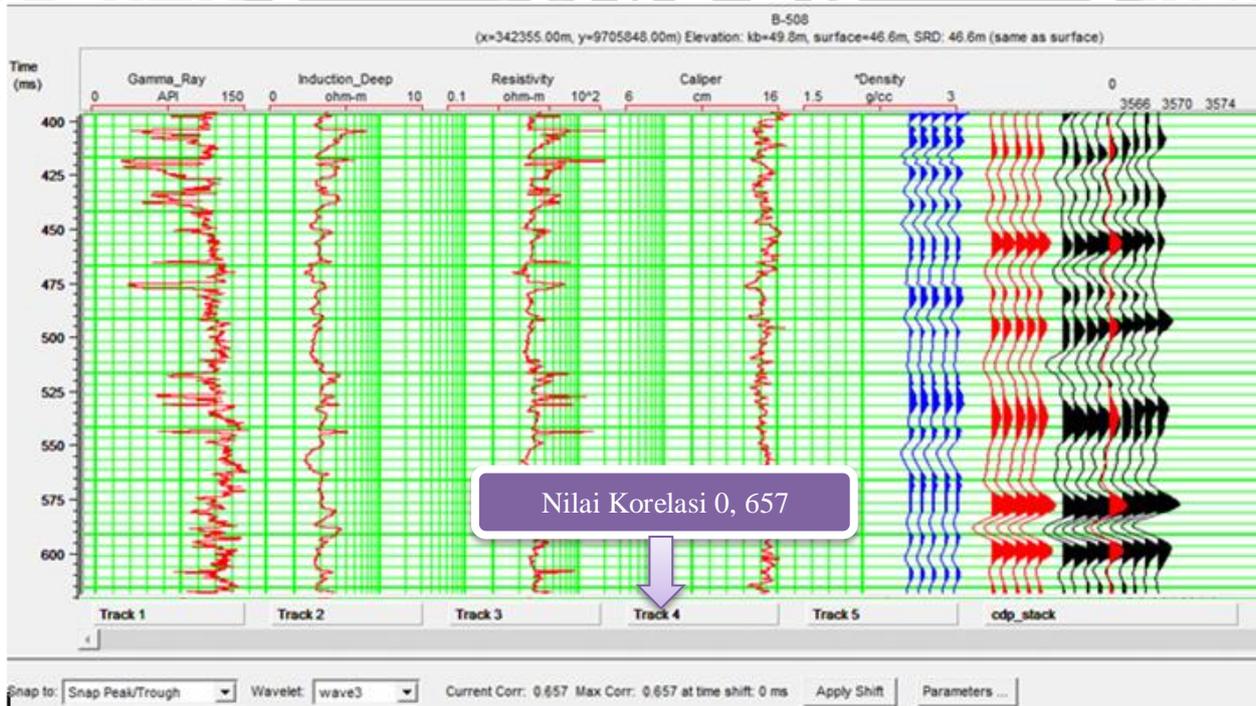
Gambar 4. 6 Well seismic tie pada sumur B- 502 didapat nilai korelasi sebesar 0,687.



Gambar 4. 7 Well seismic tie pada sumur B- 503 didapat nilai korelasi sebesar 0,667.



Gambar 4.8 Well seismic tie pada sumur B- 506 didapat korelasi sebesar 0,664.



Gambar 4. 9 Well seismic tie pada sumur B- 508 didapat korelasi sebesar 0,657.

4.5 Analisis Daerah Sesar

Sesar adalah salah satu jenis struktur yang merupakan struktur sekunder, atau dengan kata lain sesar terbentuk setelah proses batuan terbentuk. Sesar ini dapat dikatakan sebagai bidang rekahan yang mengalami pergeseran, sedangkan pada *petroleum system* pada umumnya sesar bertindak sebagai *trap*.

Sesar terjadi ketika batuan mengalami retakan terlebih dahulu yang kejadian ini berkaitan dengan tekanan dan kekuatan batuan yang mendapatkan gaya sehingga menimbulkan retakan disekitarnya. Tekanan yang diberikan mampu memberikan perubahan pada batuan sehingga terjadi pergeseran. Arah pergerakan pada suatu sesar bergantung pada kekuatan batuan. Sesar ini menandai adanya gaya tekan atau tekanan dan terjadi secara alami.

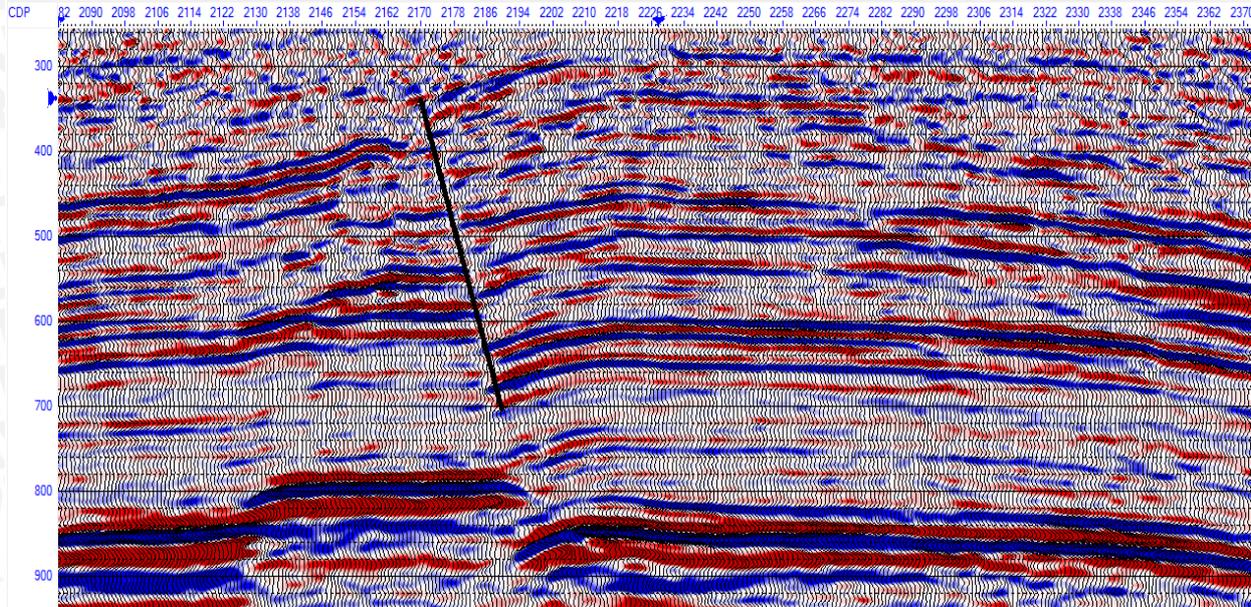
Pada Gambar 4.10 menunjukkan sesar berupa sesar normal dari daerah penelitian dengan pola sesar Barat Laut-Tenggara, sedangkan pada Gambar 4.11 juga menunjukkan sesar normal dengan pola yang sama yaitu Barat Laut- Tenggara. Pada Gambar 4.12 menunjukkan daerah dengan tipe sesar yang sama yaitu sesar normal tetapi dengan arah Timur Laut- Barat Daya, dan pada Gambar 4.13 dengan tipe sesar normal pola Barat Laut- Tenggara, sedangkan yang terakhir adalah Gambar 4.14 dengan tipe *graben* yaitu zona *graben* yang mengalami penurunan karena adanya tekanan endogen. Sehingga kenampakan struktur yang dominan adalah sesar normal yang berarah Barat Laut- Tenggara. Sesar normal merupakan patahan yang terjadi pada batuan yang salah satu bagiannya mengalami pergerakan ke bawah terhadap keadaan asalnya. Gerakan patahan ini disebabkan oleh kekuatan tegang yang mengakibatkan perluasan.

Pada kenampakan struktur yang dominan tersebut dapat diestimasikan pola pengendapan dari Utara ke Selatan akan semakin dalam dan hal ini sesuai dengan hasil dari proses korelasi data yang menunjukkan hal yang sama yaitu pola pengendapan dari Utara ke Selatan akan semakin dalam. Pola pengendapan pada *petroleum system* berasosiasi sebagai *source rock* atau batuan yang bertindak sebagai sumber hidrokarbon dan sesar pada *petroleum system* berasosiasi sebagai *trap* yaitu tempat terjebakanya hidrokarbon.

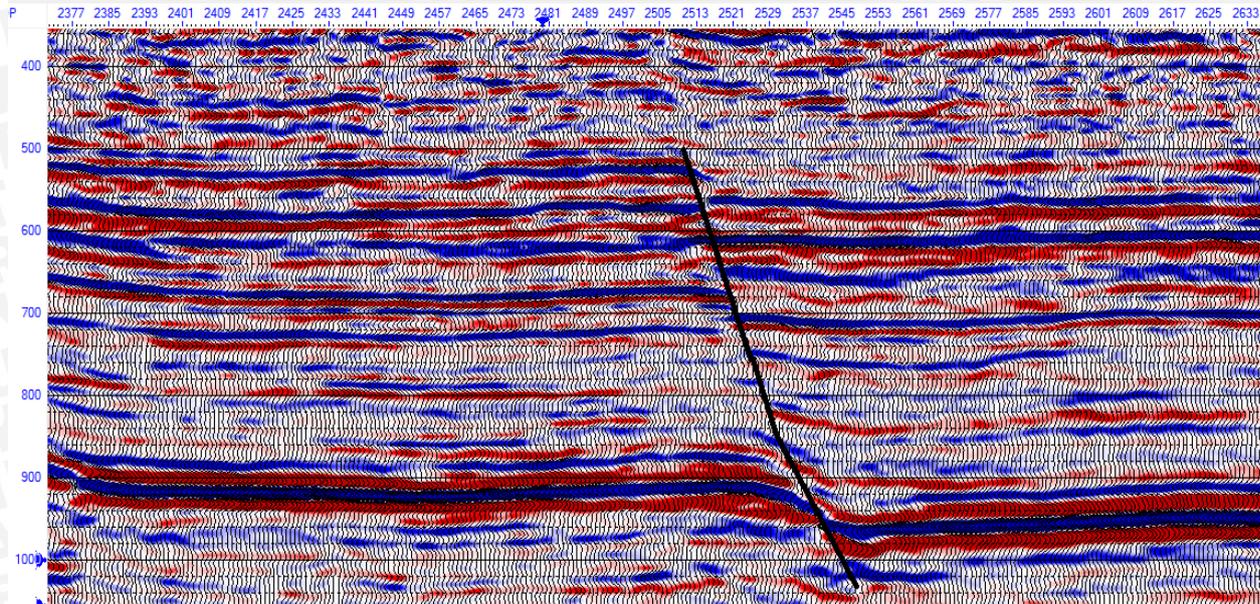
Sesar pada daerah ini dianggap sebagai sesuatu yang dapat menahan minyak agar tetap berada di ruang reservoir dan tidak berpindah ke tempat lain lagi. Suatu *trap* harus terdiri dari batuan reservoir sebagai tempat penyimpanan hidrokarbon. Waktu pembentukan *trap* sangat penting karena jika *trap* terbentuk sebelum hidrokarbon bermigrasi maka kemungkinan akan ditemukannya akumulasi hidrokarbon di dalam *trap* dan jika sebaliknya maka kemungkinan hidrokarbon telah melewati *trap* tersebut.

4.6 *Picking Horizon*

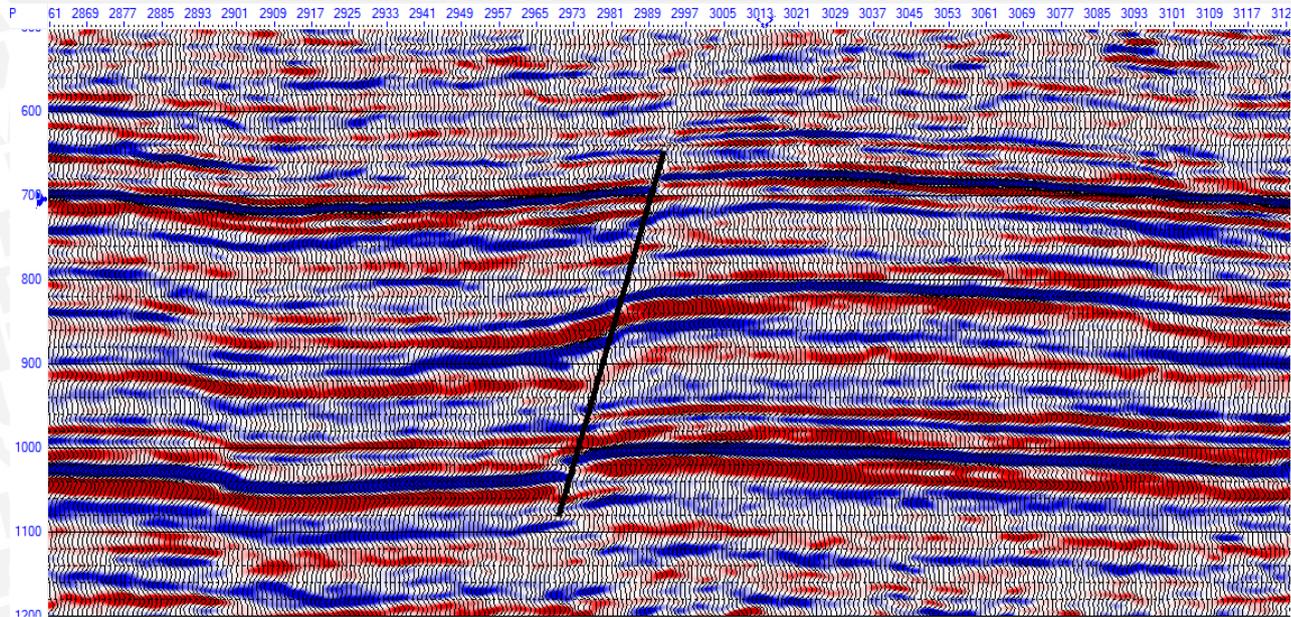
Setelah mengetahui dasar-dasar penarikan seismik refleksi dari pengikatan seismik dengan sumur, maka akan sangat memudahkan dalam melakukan *picking* lapisan horison dilihat dari ciri-ciri wavelet dan reflektor yang digunakan dalam penarikan seismik refleksi pada pengikatan tersebut. Dalam melakukan *picking horizon* harus benar-benar menarik kemenerusan reflektornya, karena akan mempengaruhi harga TWT (*Two Way Time*) yang didapatkan sehingga akan mengakibatkan peta yang dihasilkan salah apabila *picking* yang dilakukan salah. Dalam menentukan *picking horizon* sangatlah susah untuk menentukan kemenerusan lapisannya karena kondisi gelombang reflektor yang dihasilkan tidak dinamis dan dapat berubah karena dipengaruhi oleh kedalaman, porositas batuan, fluida yang terdapat pada lapisan tersebut juga akan mempengaruhi kemenerusan reflektor seismiknya, sehingga peneliti harus dapat membedakan bagaimana kondisi reflektor yang dipengaruhi oleh sesar atau struktur lain. *Picking horizon* sendiri terbantu oleh adanya pola gamma ray yang dapat ditampilkan pada seismik ini, sehingga memudahkan dalam menentukan lapisan yang akan diteliti. Hasil dari proses *picking horizon* ditunjukkan oleh Gambar 4.15.



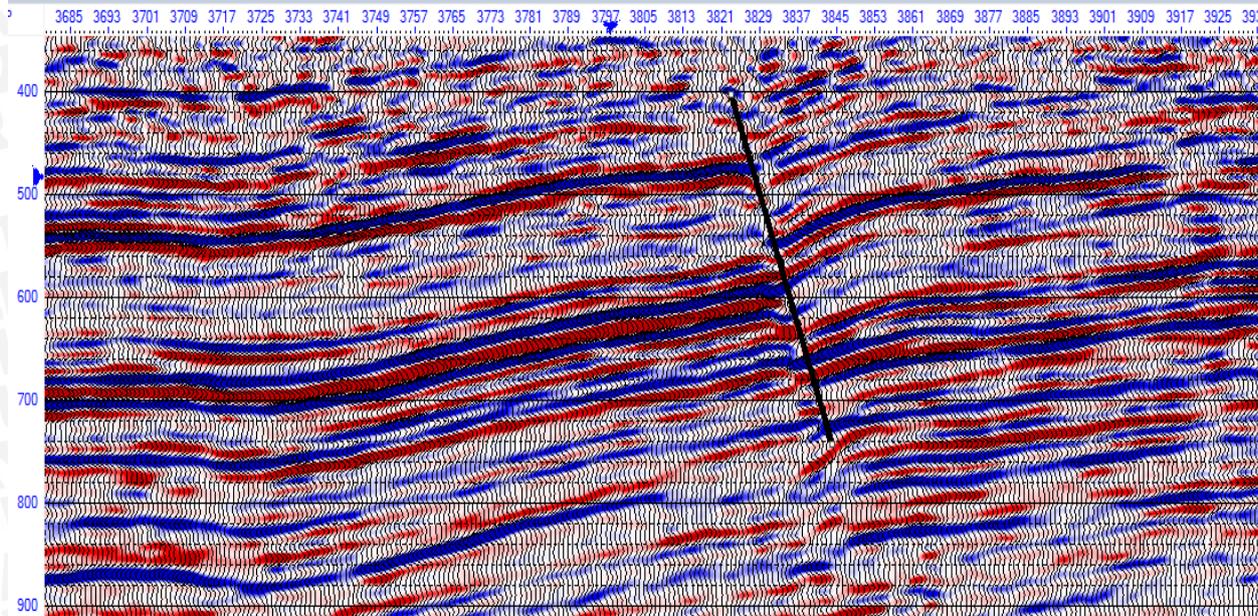
Gambar 4. 10 Sesar normal pada data seismik.



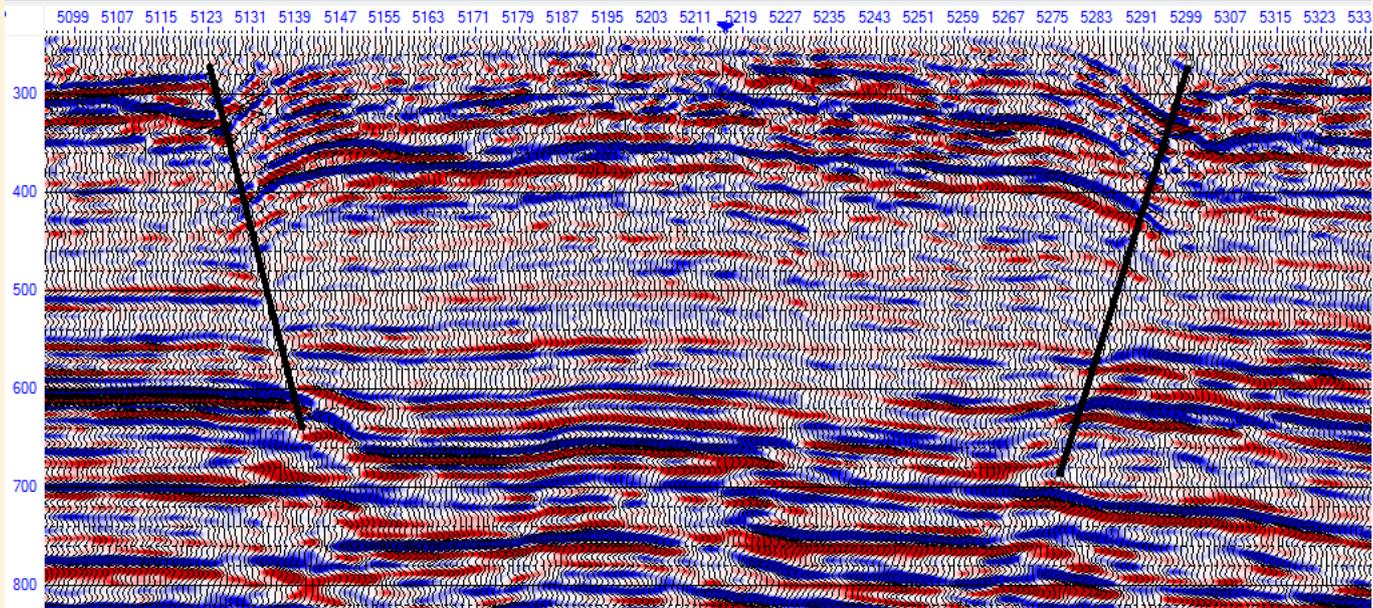
Gambar 4. 11 Sesar normal pada data seismik.



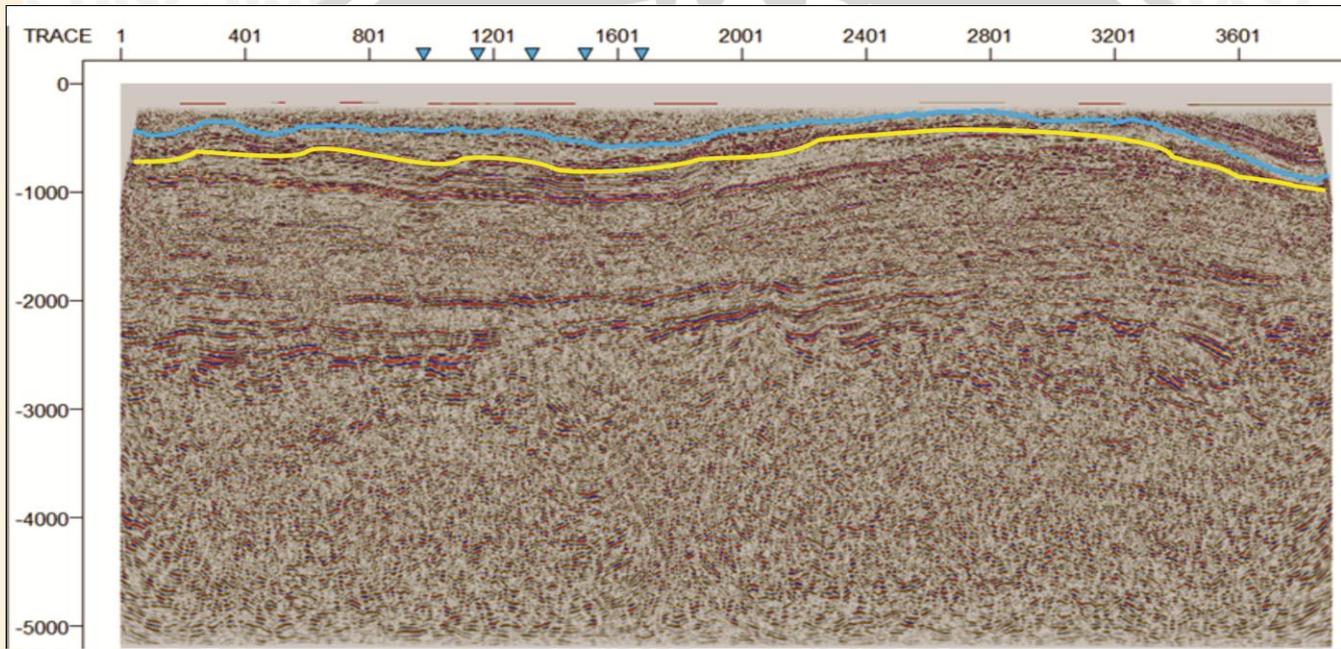
Gambar 4. 12 Sesar normal pada data seismik.



Gambar 4. 13 Sesar normal pada data seismik.



Gambar 4. 14 Graben pada data seismik.



Gambar 4. 15 Hasil *picking horizon*.

4.7 Depth Structure Map

Tujuan pembuatan peta ini adalah untuk mengetahui kondisi bawah permukaan pada daerah penelitian dengan struktur yang berkembang, baik keterdapatannya sesar ataupun bentuk antiklin. Peta struktur kedalaman ini dibuat berdasarkan data kedalaman dari data log dan pola penyebaran TWT (*Two Way Time*) dari penampang horisontal seismik, hal ini dikarenakan pola kontur pada seismik lebih dapat dipercaya daripada pola log sumur, sedangkan untuk kedalamannya, pada log sumur lebih akurat daripada seismik. Namun dari kedua data tersebut akan dihasilkan pembentukan pola kontur yang sama antara pola kontur pada data seismik maupun pada data log.

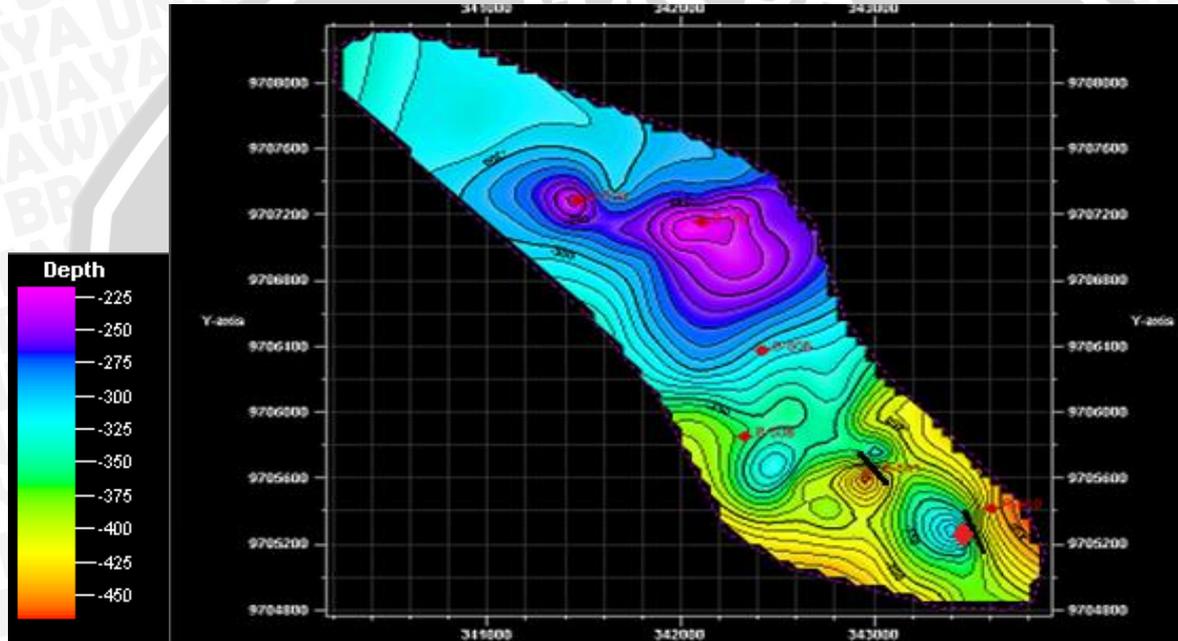
Akibat dari adanya tekanan secara horizontal dan vertikal pada lapisan bumi yang rapuh akan menyebabkan terjadinya zona patahan dan zona yang mengalami penurunan karena tenaga endogen disebut dengan *graben*. Berdasarkan peta struktur kedalaman, maka diketahui bahwa pada Lapangan "Chili" struktur yang berkembang adalah *graben* dan sesar normal yang berarah Barat Laut-Tenggara. Zona *graben* seolah-olah dibatasi oleh sekat yaitu sesar geser, sehingga apabila terjadi migrasi, maka diperkirakan hidrokarbon akan terjebak pada daerah ini karena minyak akan bermigrasi ke arah *trap* dan terakumulasi pada daerah yang lebih dangkal. Berdasarkan pada *depth structure map* yang dihasilkan pada penelitian ini, zona patahan yang berupa *graben* ditunjukkan oleh garis hitam (Gambar 4.16) sehingga estimasi daerah yang berprospek hidrokarbon berupa *oil* ditunjukkan pada daerah sekitar *graben* atau dekat dengan sumur B-500, zona tersebut berada diantara tinggian yang menyebabkan hidrokarbon dapat terakumulasi pada zona tersebut, sehingga diperkirakan pemboran sumur dapat dilakukan pada titik berwarna merah dengan kedalaman 350-375 meter yang diperkirakan sebagai daerah reservoir.

Pada Gambar 4.17 ditunjukkan ilustrasi dari aliran hidrokarbon pada zona *graben* dimana sesar pada daerah tersebut merupakan *trap* serta tanda panah menunjukkan aliran migrasi secara vertikal karena adanya tekanan difrensial yang memberikan jalur untuk minyak tersebut bermigrasi dan kemudian terakumulasi karena adanya *trap*

yang bertindak sebagai penahan agar minyak tersebut tidak terus mengalir sehingga terakumulasi pada daerah reservoir (zona yang berwarna hitam).

UNIVERSITAS BRAWIJAYA





Gambar 4. 16 Peta Kedalaman pada lapangan “Chili”.



Gambar 4. 17 Ilustrasi aliran hidrokarbon pada zona target.

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

1. Lapangan “Chili” yang termasuk dalam formasi air benakat cekungan sumatera selatan memiliki kenampakan struktur yang dominan adalah sesar normal yang berarah Barat Laut- Tenggara.
2. Daerah yang diestimasi sebagai reservoar hidrokarbon pada *depth structure map* ditunjukkan pada sekitar zona graben yang dibatasi sesar geser dengan kedalaman kurang lebih 350-375 meter dimana diperkirakan terjadi akumulasi hidrokarbon pada daerah tersebut.

5.2 Saran

Diperlukan metode lebih lanjut untuk mendukung penentuan zona yang berprospek hidrokarbon pada daerah penelitian serta diperlukan data sumur pengeboran yang lebih dalam.

UNIVERSITAS BRAWIJAYA

Halaman ini sengaja dikosongkan

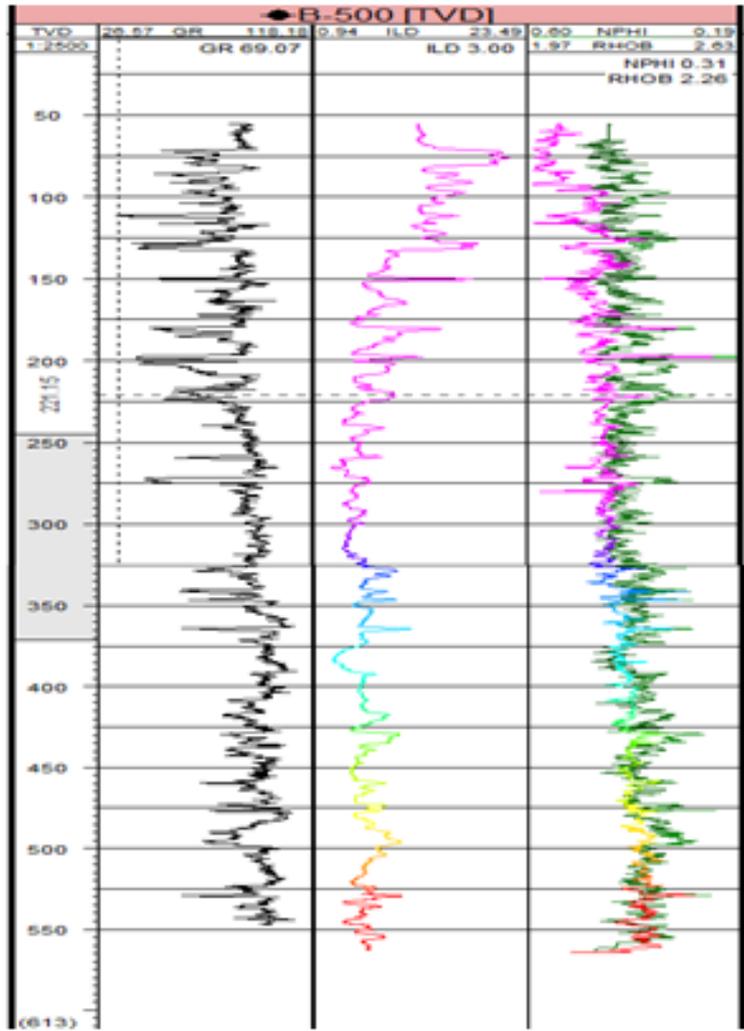


DAFTAR PUSTAKA

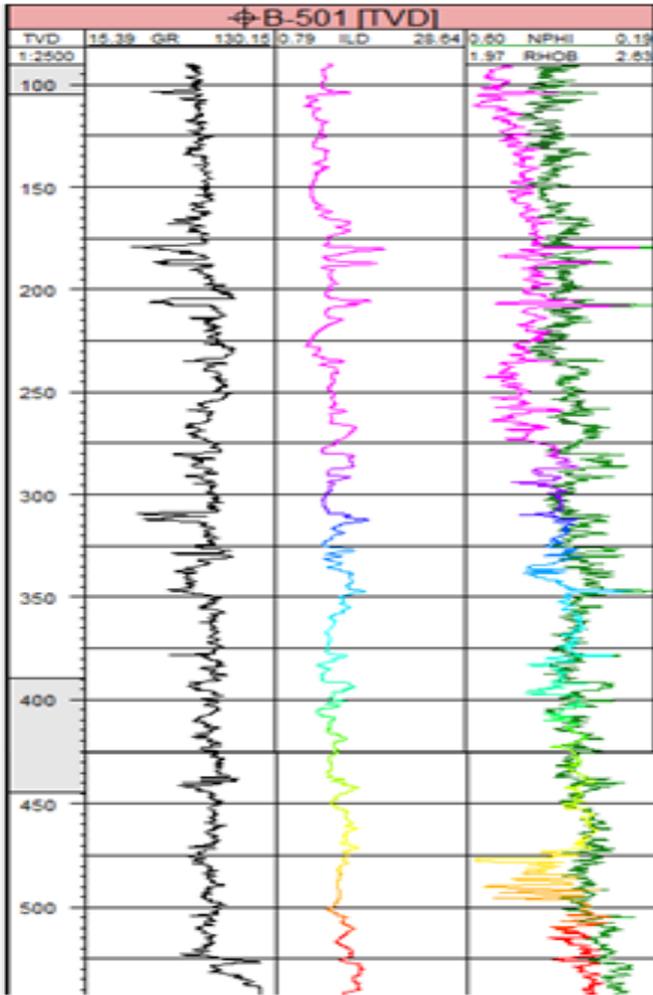
- Ariadmana, Y., 2006, *Karakterisasi Reservoir Batugamping pada Formasi Baturaja, Lapangan Raudatu, Cekungan Sunda Menggunakan Metode Inversi Seismik Berbasis Model*. Program Studi Geofisika FMIPA UGM. Yogyakarta.
- Barber, A.J. 2005 *Geology Mineral and Hydrocarbon Resources*. The Geological Society. London.
- Bassiouni, Zaki. 1994. *Theory, Measurement and Interpretation of Well Log*. Society of Petroleum Engineers. Louisiana
- Bishop, M.G. 2001. *South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/ Talang Akar- Cenozoic Total Petroleum System*. USGS. Colorado.
- Fickry. 2004. *Panduan Kuliah Gamma Ray Log*. Universitas Indonesia. Depok.
- Firdaus, M dan A, Prabantara. 2004. *Interpretasi Petrofisika dan Log Data Manajemen*. PT Elnusa Geoscience. Jakarta.
- Francisca, Iin. 2005. *Understanding Fluid and Lithology Prediction via Well Seismic Fussion*. Landmark a Halliburton Company. Jakarta.
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schlumberger Oil Services. Jakarta.
- Ginger, D. dan Fielding. 2005. *The Petroleum System and Future Potential of The South Sumatra Basin*. Proceeding IPA 30th Annual Convention and Exhibition. Jakarta.
- Munadi, S. 2000. *Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi*. Program Studi Geofisika UI. Depok.

- Prabantara, Amudra dan Firdaus, Miftahul. 2004. *Interpretasi Petrofisika & Log Data Manajemen*. Elnusa Geoscience. Jakarta.
- Purnomo, D. S., 2000. *Analisis Inversi Seismik dan Multi Atribut pada Lapangan "Purnama" untuk Studi Karakterisasi Reservoir*. Program Studi Geofisika FMIPA. Yogyakarta.
- R.M Larsen, T. Fjaeran, Skarpnes. 1993. *Hydrocarbon Potensial of the Norwegian Barents Sea based on Recent Well Result*. London.
- Russel, B.H. 1991. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. Course Notes Series. USA.
- Sardjito., E. Fadianto., Djumlati dan S. Hansen. 1991. *Hydrocarbon Prospect Of Pre Tertiary Basement In Kuang Area, South Sumatera*, Proceedings IPA 20th Annual Convention. Jakarta.
- Sismanto.2006. *Dasar- Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*. Laboratorium Geofisika UGM. Yogyakarta.
- Sudarmo. 2002. *Modul: Interpretasi Log*. PT Elnusa Geoscience. Jakarta.
- Sukmono, S. dan A, Abdullah. 2001. *Karakteristik Reservoir Seismik*. Laboratorium Geofisika Reservoir ITB. Bandung.
- Umam, M.S. 2004. *Seismic Interpretation in Petroleum Exploration and Production*. Chevron. Pekanbaru.
- Wyncoff, R.D, Botset H.G, dan Muskat M. 1993. *Review of Scientific Instrument*. Sizes.USA.

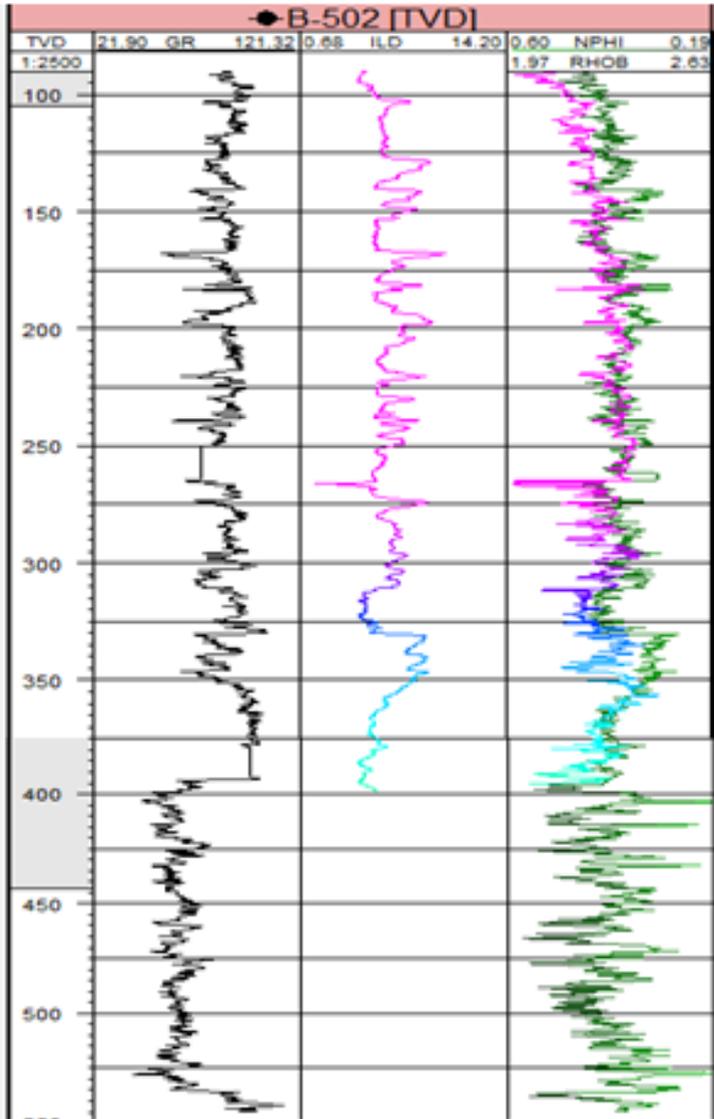
Lampiran 1 Data Sumur B-500



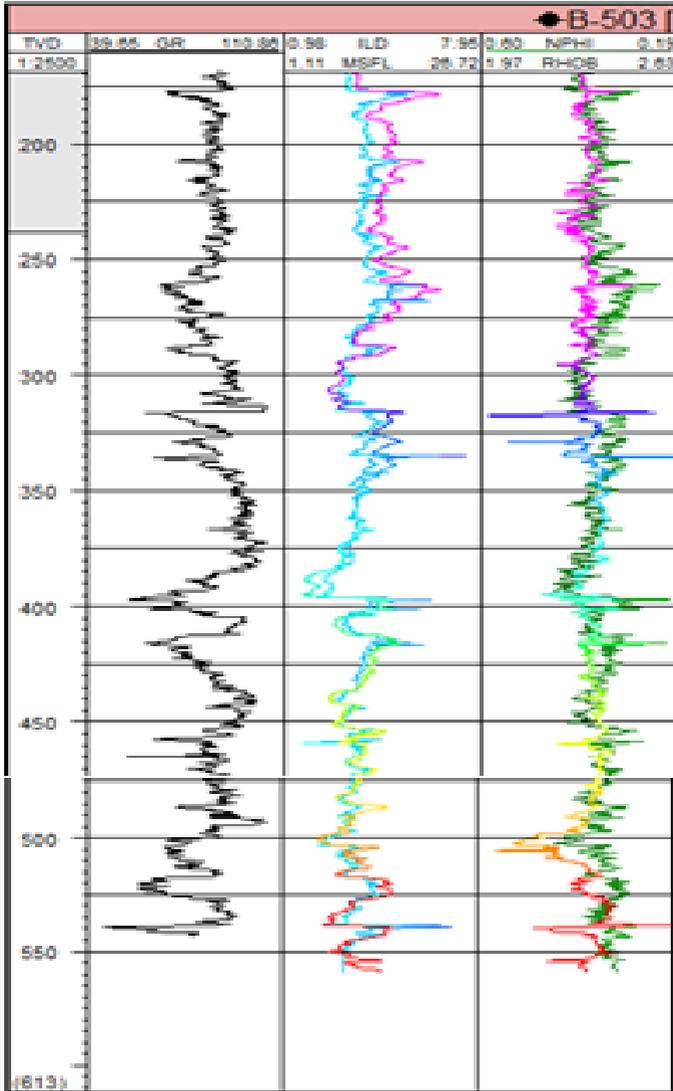
Lampiran 2 Data Sumur B-501



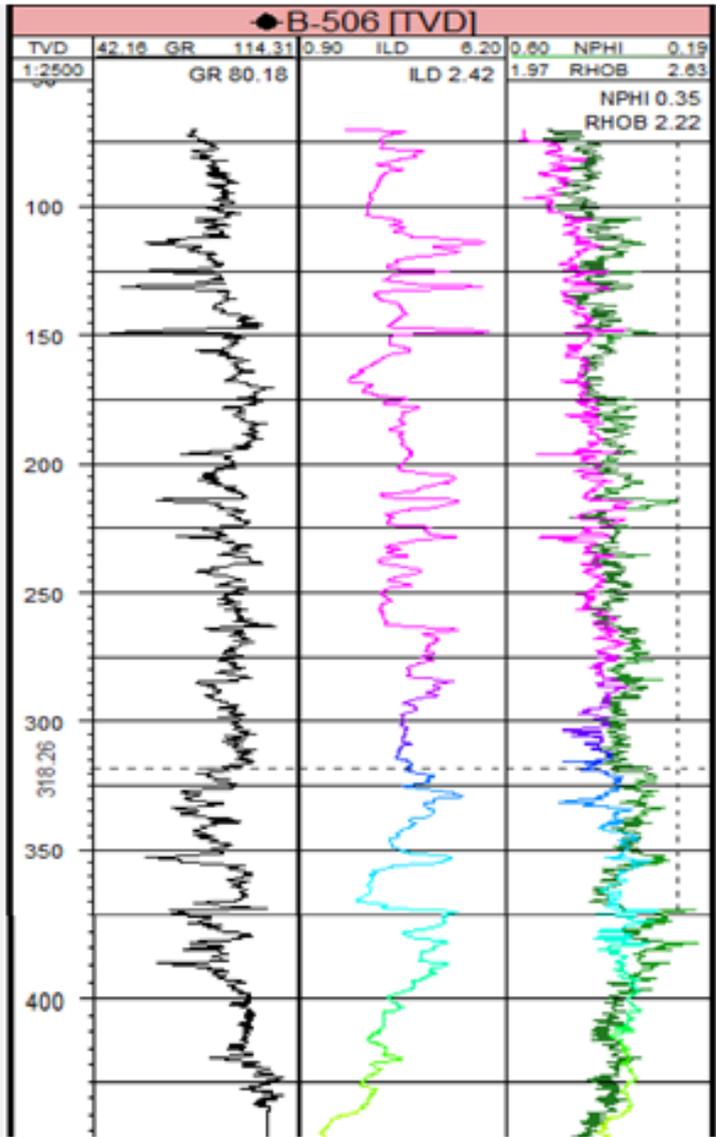
Lampiran 3 Data Sumur B-502



Lampiran 4 Data Sumur B-503



Lampiran 5 Data Sumur B-506



Lampiran 6 Data Sumur B-508

