



UNIVERSITAS INDONESIA

**EVALUASI PROSPEK LAPANGAN SPINEL, CEKUNGAN COOPER –
EROMANGA, AUSTRALIA SELATAN**

SKRIPSI

Amelina

0706262092

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
DESEMBER 2011**



UNIVERSITAS INDONESIA

**EVALUASI PROSPEK LAPANGAN SPINEL, CEKUNGAN COOPER –
EROMANGA, AUSTRALIA SELATAN**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

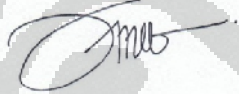
Amelina

0706262092

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
DESEMBER 2011**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Amelina
NPM : 0706262092
Tanggal : 7 Desember 2011
Tanda Tangan : 

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan Oleh

Nama : Amelina
N P M : 0706262092
Program Studi : Fisika
Peminatan : Geofisika
Judul Skripsi : Evaluasi Prospek Lapangan Spinel,
Cekungan Cooper – Eromanga, Australia
Selatan

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr.rer.nat Abdul Haris (.....)

Penguji I : Dr. Dede Djuhana (.....)

Penguji II : Ir. Anggoro, MT. (.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 7 Desember 2011

LEMBAR PERSEMBAHAN



***Ku persembahkan Skripsi ini untuk
kedua Orang Tua ku tercinta***

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur kepada Allah SWT yang telah mengizinkan penulis menyelesaikan penelitian dan penyusunan skripsi ini. Penulisan skripsi ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Sains Jurusan Fisika pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.

Penulis telah banyak mendapat bantuan dari berbagai pihak, maka pada kesempatan ini penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktu dan tenaga untuk memberikan pengarahan dan bimbingan kepada penulis.
2. Dr. Syamsu Rosid, selaku Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, yang telah banyak memberikan saran dan masukan yang sangat berharga.
3. Seluruh dosen yang telah berkenan membagi ilmunya kepada penulis, semenjak penulis mengawali studi di UI hingga menyelesaikan Tugas Akhir ini.
4. Ng Bei Berger S.Si., selaku pembimbing teknis yang telah memberikan bimbingan serta memberikan banyak masukan selama proses penyelesaian Tugas Akhir ini.
5. Orang tuaku atas dukungan moril dan spiritual selama penulis mengerjakan tugas akhir ini, serta adik-adiku yang selalu menjadi inspirasi untuk ku
6. Indah F.W. atas motivasi yang diberikan kepada penulis untuk menyelesaikan Tugas Akhir.
7. Michael Joel B untuk komputer dan segala bantuannya, beserta para pejuang puri lainnya: kak Aldi, Angga, Afar, Deni, kak Ai, kak Gemy, kak Yoshi, dan yang lainnya.

8. Anita Hastari, Hira Nasmy, Anita Hartati, beserta teman-teman Geofisika dan Fisika 2007 yang telah banyak memberikan banyak dukungan selama kuliah serta membantu dalam proses TA hingga sidang berlangsung.
9. Sahabat-sahabatku: Imas, Rusyda, Melati, Aie, dan para MPF tersayang: Widya, Sabil_dee, misda, dan Rani atas segala masukannya, dukungan moril dan spiritual serta memberikan warna dalam kehidupanku. Sayang kalian semua
10. *My Second Family*: Fini, Fina, Rizm, Rance, Ermaw, dan Nadia atas keceriaannya yang senantiasa membangkitkan semangat penulis
11. Rani Ratnasari dan teman-teman sastra yang telah banyak memberikan masukan dalam penulisan skripsi ini
12. Adik-adik Rohis SMAN 26 Jakarta dan bocah-bocah pejuang MIPA beserta bocah-bocah UI yang menjadi motivasi untuk segera menyelesaikan Tugas Akhir dengan maksimal.
13. Anggota Majelis Syuro Salam UI atas dukungan dan doanya.
14. Staf Departemen Fisika UI, Mas Rizky, Mbak Ratna, Bu Hery, Pak Mardi, Pak Budi atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
15. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Allah S.W.T. membalas jasa semua pihak tersebut diatas dengan sebaik-baiknya balasan. Penulis juga menyadari bahwa laporan ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu perlulah kiranya saran dan kritik yang membangun demi perbaikan pada masa mendatang. Semoga laporan ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Depok, Desember 2011

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Amelina
NPM : 0706262092
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam
Jenis karya : Skripsi

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul :


**EVALUASI PROSPEK LAPANGAN SPINEL, CEKUNGAN COOPER-
EROMANGA, AUSTRALIA SELATAN**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia /format-kan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada tanggal : 7 Desember 2011

Yang menyatakan



(Amelina)

ABSTRAK

Nama, NPM : Amelina, 0706262092
Pembimbing : Dr. rer. nat Abdul Haris
Program Studi : Fisika
Judul (Indonesia) : Evaluasi Prospek Lapangan Spinel, Cekungan Cooper-Eromanga, Australia Selatan

Penelitian Lapangan Spinel, Cekungan Cooper-Eromanga merupakan salah satu cekungan yang memiliki prospek hidrokarbon di Australia bagian Selatan. Penelitian ini menggunakan data 3 D PSTM dengan tiga data sumur di daerah tersebut untuk melihat batas pelapisan, interpretasi struktur, serta geologi bawah permukaan secara lebih detail. Metode penelitian yang digunakan adalah metode *Time-depth Conversion* dengan penekanan pada evaluasi *Lead* dan *Prospect*. *Time-depth Conversion* dilakukan dengan pembuatan model kecepatan pada tiap pelapisan. Peta kontur dalam domain kedalaman ini digunakan untuk mengetahui volume hidrokarbon yang terdapat dalam reservoir. Hasil interpretasi data seismik dan data sumur, analisis volumetrik, serta analisis *petroleum system* menunjukkan bahwa prospek utama berada pada *Reservoir Hutton Sandstone* pada kedalaman 1800 hingga 2000 meter dengan perangkap yang berupa patahan dan antiklin, *seal* yang berasal dari bawah *Reservoir Birkhead*, batuan sumber yang berasal dari *Patchwarra Trough* dengan karogen tipe II hingga tipe III, serta interval kedalaman antara reservoir dan batuan sumber sedalam 600 m.

Kata kunci: Prospek, *Lead*, Hidrokarbon, Volumetrik, Interpretasi Seismik
xiv+74 halaman ; 53 gambar
daftar pustaka : 12 (1995-2009)

ABSTRACT

Name, Stud. Numb : Amelina, 0706262092
Aca. Advisor : Dr. rer. nat Abdul Haris
Study Program : Physic
Tittle (English) : Spinel Field Evaluation Prospect, Cooper-Eromanga Basins, South Australia

According to study area of Spinel Field, Cooper-Eromanga Basins is one of basins which has hydrocarbon prospect in South Australia. Stratigraphic Sequence shows that Eromanga Basin overlaps part of , and looks younger than Cooper Basin. This study conducts 3D PSTM seismic data including three wells data around the area to look the horizon, structure interpretation, and the geological condition of subsurface into more detail. . The research method used in this study is *Time-depth Conversion* focusing on *Lead and Prospect Evaluation*. Time-depth conversion was conducted by designing velocity model at each horizon. Contour map at this depth is used to see the hydrocarbon volume at the reservoir. Seismic and well data interpretation result, volumetric and petroleum system analysis indicate that the main prospect was found at the *Hutton Sandstone Reservoir* at the depth 1800 m to 2000 m including fault and anticline as a trap, seal from the bottom of Birkhead reservoir, source rock from *Patchwarra Trough* with karogen type II or III, and depth interval between reservoir and source rock at 600 m.

Key words: Prospect, Lead, Hydrocarbon, Volumetric, Seismic Interpretation
xiv+74 pages ; 53 pictures
Bibliography : 12 (1995-2010)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
LEMBAR PERSEMBAHAN	iv
KATA PENGANTAR	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vii
ABSTRAK	viii
ABSTRACT	ix
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xiii
BAB 1. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Metodologi Skripsi	3
1.5 Sistematika Penulisan	4
BAB 2. TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI	
2.1 Stratigrafi	7
2.2 Peristiwa tektonik dan lingkungan pengendapan	11
2.3 Elemen-elemen struktural	14
2.4 Sistem Petroleum	15
2.4.1. Source Rock	15
2.4.2. Reservoir dan Seal	16
2.4.3. Traps	19
2.4.4. Migrasi	19
BAB 3. TEORI DASAR	
3.1. Konsep Dasar Well Logging	21

3.1.1. Log Gamma Ray.....	21
3.1.2. Log Akustik.....	22
3.1.3. Log Densitas.....	23
3.1.4. Log Neutron.....	24
3.2. Konsep Dasar Seismik Refleksi.....	25
3.3. Komponen Seismik Refleksi.....	26
3.3.1. Impedansi Akustik.....	26
3.3.2. Koefisien Refleksi.....	27
3.3.3. Resolusi Vertikal Seismik.....	27
3.3.4. Wavelet.....	28
3.3.5. Sintetik Seismogram.....	29
3.3.6. Polaritas.....	30
3.4. Survey Checkshot.....	31

BAB 4. DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data.....	32
4.1.1 Data Seismik 3D.....	32
4.1.2 Data Sumur.....	32
4.1.3 Data <i>Check Shot</i>	34
4.2 Pengolahan Data.....	35
4.2.1 Korelasi Sumur.....	35
4.2.2 Ekstraksi Wavelet.....	37
4.2.3 Pengikatan Data Sumur dan Data Seismik.....	39
4.2.4 <i>Picking Horizon</i>	44
4.2.5 Peta Struktur Waktu.....	46
4.2.6 Model Kecepatan.....	46
4.2.7 Peta Struktur Kedalaman.....	47
4.2.8 Kalkulasi Volumetrik.....	49

BAB 5. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisis Sumur.....	51
5.2 Analisis Wavelet.....	59

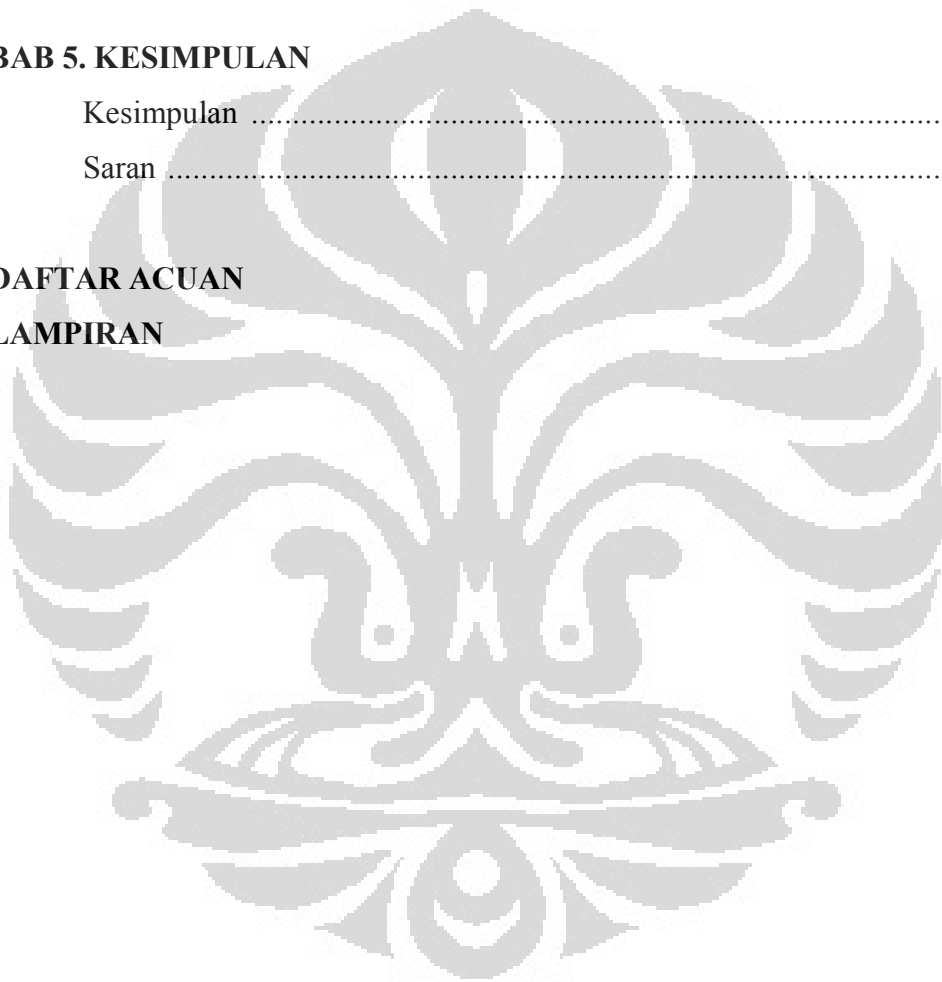
5.3 Analisis <i>Picking Horizon</i> dan <i>Picking Fault</i>	60
5.4 Analisis Peta Struktur	62
5.5 Analisis <i>Lead</i> dan Prospek	64
5.6 Analisis <i>Petroleum System</i>	68
5.6.1 Source Rock.....	68
5.6.2 Seal, Trap, dan Reservoir	68
5.6.3 Migrasi	72

BAB 5. KESIMPULAN

Kesimpulan	74
Saran	74

DAFTAR ACUAN

LAMPIRAN



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1	Diagram alir penelitian	4
Gambar 2.1	Peta Lokasi Cekungan Cooper-Eromanga.....	6
Gambar 2.2	Stratigrafi Cekungan Cooper-Eromanga.....	9
Gambar 2.3	Stratigrafi Cekungan Eromanga	11
Gambar 2.4	<i>Cross Section</i> Cekungan Eromanga.....	14
Gambar 2.5	Skematik <i>Plays</i> Hidrokarbon Cekungan Cooper-Eromanga....	19
Gambar 3.1	Interpretasi lapisan Shale dan Sandstone	21
Gambar 3.2	Respon Gamma ray terhadap batuan	22
Gambar 3.3	Respon Log Sonic terhadap porositas batuan dan fluida	23
Gambar 3.4	Zona Gas dalam reservoir yang ditunjukkan oleh <i>Crossover</i> ..	24
Gambar 3.5	Akuisisi Data Seismik Refleksi	25
Gambar 3.6	Hukum Snellius	26
Gambar 3.7	Resolusi dan deteksi dari seismik.....	28
Gambar 3.8	Jenis-jenis <i>wavelet</i>	29
Gambar 3.9	Sintetik seismogram.....	30
Gambar 3.10	Polaritas (normal dan reverse)	30
Gambar 3.11	Survei Checkshot.....	31
Gambar 4.1	Penampang seimik dalam tampilan <i>interpretation window</i>	32
Gambar 4.2	Managemen data sumur., <i>Input</i> data sumur	33
Gambar 4.3	Diagram Alir Pengolahan data penelitian.....	35
Gambar 4.4	Korelasi sumur	36
Gambar 4.5	Display Wavelet pada minimum phase	38
Gambar 4.6	Hasil korelasi Sumur dalam proses <i>Well Seismic Tie</i>	41
Gambar 4.7	Hasil Korelasi 3 Sumur	42
Gambar 4.8	Kurva Two Way Time (TWT) dengan kedalaman	42
Gambar 4.9	Hasil Marker 3 Sumur pada HRS dan Petrel	43
Gambar 4.10	Hasil <i>Picking</i> pada <i>Horizon</i> 1 dan 12	44
Gambar 4.11	Hasil <i>Picking Horizon</i> dan <i>Fault</i> pada x-line 305	45
Gambar 4.12	Peta Kontur Pada Horison 1	46
Gambar 4.13	Sketsa bawah permukaan	47
Gambar 4.14	Perbandingan peta struktur waktu dan kedalaman	49

Gambar 4.15	Polygon pada horizon 7.....	50
Gambar 5.1	Kedalaman dan ketebalan sumur hasil korelasi	51
Gambar 5.2	Korelasi Sumur Cekungan Cooper-Eromanga	52
Gambar 5.3	Log Gamma ray pada Horizon 1, horizon 7, dan horizon 12... 54	
Gambar 5.4	Log Gamma ray-SP dan Log NPOR-RHOB	56
Gambar 5.5	Log Gamma ray - Resistivity	58
Gambar 5.6	<i>Calculation Window</i> pada saat korelasi	59
Gambar 5.7	Hasil ekstraksi wavelet	60
Gambar 5.8	Batas Perlapisan pada Cekungan Cooper - Eromanga	61
Gambar 5.9	Patahan pada crossline 305.....	61
Gambar 5.10	Peta kontur <i>time structure</i> dan <i>depth structure</i>	62
Gambar 5.11	Peta Kontur 3 Dimensi.....	63
Gambar 5.12	Persebaran Lead dan Prospek pada peta kontur kedalaman	65
Gambar 5.13	Hasil perhitungan HCPV/STGIP.....	67
Gambar 5.14	<i>Ranking</i> prospek Cekungan Cooper-Eromanga	67
Gambar 5.15	Distribusi Porositas dan permeabilitas dari Hutton Sandstone	69
Gambar 5.16	Sumur pemboran pada penampang seismik.....	70
Gambar 5.17	Prospek 1 pada Wilayah Pemboran Udacha	70
Gambar 5.18	Prospek 2 pada Sumur Dleton.....	71
Gambar 5.19	Prospek 3 pada sumur Tyson.....	71
Gambar 5.20	Jalur migrasi bagian timur Cekungan Cooper - Eromanga.....	72
Gambar 5.21	Migrasi Minyak dan Gas Cekungan Eromanga	73

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Kebutuhan dunia akan energi yang diimbangi dengan kekayaan alam membuat setiap negara berkompetisi untuk dapat memenuhi kebutuhan negaranya. Kompetisi dilakukan secara baik dengan memaksimalkan potensi sumber daya manusia untuk melakukan eksplorasi terhadap sumber daya alam. Sumber daya alam dikelola sebaik mungkin agar dapat menghasilkan cadangan energi yang besar guna memenuhi berbagai kebutuhan energi di masa yang akan datang.

Perkembangan pengelolaan sumber daya energi sangat meningkat baik di negara-negara maju maupun berkembang, kerja sama yang baik antar negara-negara yang memiliki kebutuhan energi fosil lebih besar daripada cadangan energi yang dimiliki oleh negaranya dapat dilihat dari terbentuknya sebuah lembaga independen dunia bernama International Energy Agency (IEA) yang terbentuk dari Organisasi Kerjasama Ekonomi dan Pembangunan. IEA merupakan forum energi dari 28 negara-negara industri yang pemerintahnya bersepakat mengambil langkah bersama untuk mengatasi kelangkaan pasokan minyak bumi dunia. Salah satu negara maju yang merupakan anggota dari IEA adalah Australia.

Australia adalah salah satu negara yang memiliki kebutuhan energi cukup banyak namun tidak sebanding dengan cadangan atau pasokan energi yang dimiliki oleh negaranya. Oleh karena itu, selain masuk menjadi salah satu anggota IEA, pemerintah Australia mulai melakukan pengembangan terhadap lapangan-lapangan minyak bumi yang diduga memiliki potensi cukup besar untuk menopang kebutuhan energi negaranya. Beberapa tahun terakhir, para ahli geofisika telah menemukan cekungan-cekungan yang diperkirakan memiliki prospek untuk dikembangkan di Australia bagian selatan, antara lain Cekungan Amadeus, Cekungan Warburton, Cekungan Pedrika, Cekungan Simpson, dan Cekungan Cooper Eromanga (Alexander dan Hibbert, 1997: 8).

Diantara cekungan-cekungan yang ada, peneliti mencoba melakukan evaluasi prospek terhadap cekungan Eromanga yang secara survei Geologi Regional diduga memiliki Geological Chance of Success (GCOS) cukup baik. Evaluasi prospek terlebih dahulu dilakukan untuk dapat melakukan eksplorasi lebih lanjut. Evaluasi prospek dilakukan dengan menggunakan data seismik dan data sumur yang dikorelasikan. Hasil yang lebih akurat untuk mengevaluasi prospek Cekungan Eromanga dapat diperoleh dengan pembuatan model kecepatan dan menggunakan *depth conversion* pada peta kontur.

1.2. Tujuan Penelitian

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi prospek di lapangan Spinel, Cekungan Cooper Eromanga, Australia selatan dengan menggunakan tinjauan geologi, penggabungan antara data sumur dan data seismik, interpretasi seismik, pembuatan model kecepatan, dan peta kontur.

1.3. Batasan Masalah

Untuk lebih memfokuskan pembahasan pada tugas akhir ini, maka peneliti membatasi masalah pada:

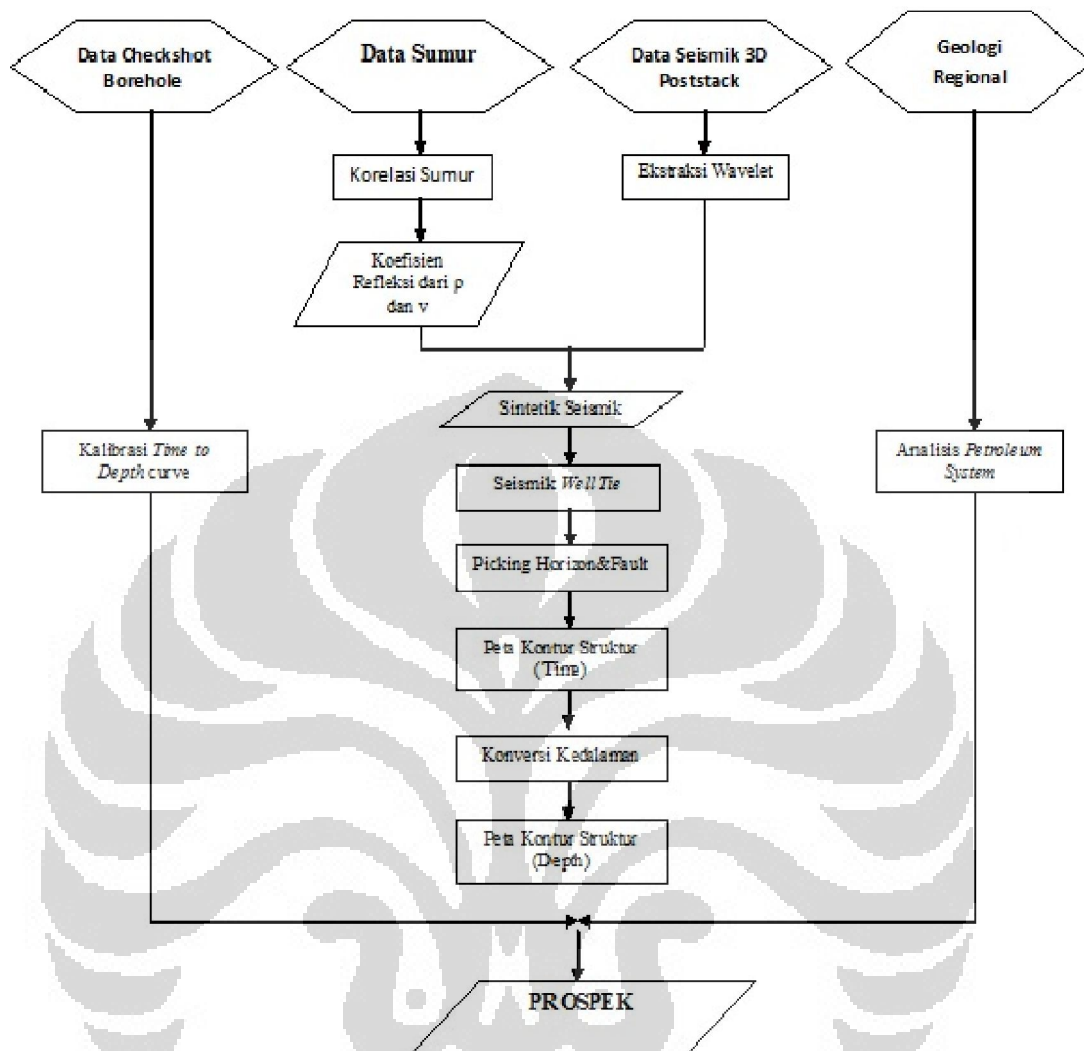
1. Evaluasi prospek untuk pengembangan produksi hydrocarbon lapangan Spinel, basin Cooper-Eromanga, Australia selatan dengan menggunakan data seismik dan data sumur.
2. Data sumur utama yang digunakan dalam penelitian ini antara lain: log Gama, log Densitas, log Sonic, log Porositas, dan log Resistivitas.
3. Berdasarkan kelengkapan data sumur yang dibutuhkan dalam interpretasi, maka evaluasi prospek dilakukan pada 3 sumur, yaitu: Tyson, Dleton, dan Udacha.
4. Data seismik yang digunakan adalah data 3D post-stack.
5. Untuk mengidentifikasi suatu prospek pada Cekungan Cooper-Eromanga, maka analisis yang digunakan adalah analisis *Petroleum system*

6. Software yang dipergunakan adalah *Hampson Russel Software* dan *Petrel*

1.4. Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian adalah metode seismic *time-depth* model dengan penekanan kepada evaluasi lead dan prospek. Tahapan Metode Penelitian yang digunakan adalah sebagai berikut:

1. Penentuan topik dan judul
Penentuan topik dan judul berdasarkan masalah yang ingin diselesaikan dalam tugas akhir ini
2. Studi literatur
Studi literatur meliputi pencarian buku referensi (geologi regional dan metode geofisika yang digunakan), pencarian makalah yang terkait dengan tugas akhir, studi *software* yang akan digunakan.
3. Mempersiapkan data sumur, data seismic, dan data crossplot yang akan digunakan
4. Membuat data base sumur
Pendataan mengenai informasi-informasi yang terekam pada data sumur
5. Melakukan pengolahan data
Pengolahan data dilakukan seperti diagram alir (gambar 1.5) dengan menggunakan *Hampson-Russel Software* dan *petrel*.
6. Analisis dan Interpretasi data
7. Penarikan kesimpulan dari hasil penelitian dan saran



Gambar 1.1. Diagram Alir Penelitian

1.5. Sistematika Penulisan

Pada penulisan bab satu membahas mengenai pendahuluan yang menerangkan bagaimana latar belakang penulisan ini, batasan masalah yang akan dibahas, tujuan dari penelitian, serta sistematika penulisan. Tinjauan geologi regional dari daerah penelitian dibahas pada bab dua yang meliputi kondisi geologi regional, sejarah struktural, tinjauan stratigrafi, dan petroleum sistem.

Bab tiga menerangkan mengenai teori dasar yang berhubungan dengan penelitian yang mencakup teori dasar metode log data sumur, penalaran gelombang seismik,

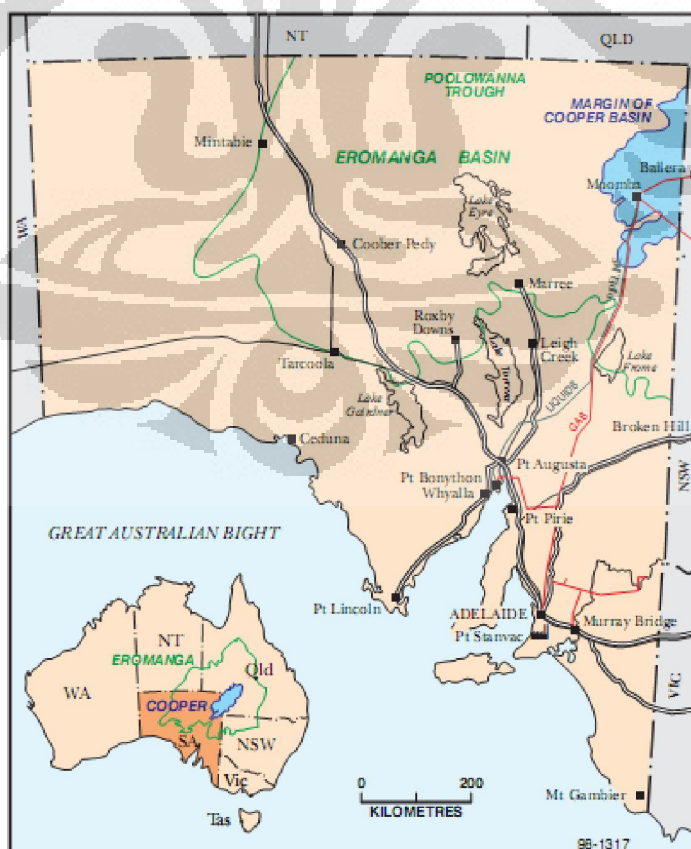
pembuatan sintetik seismogram. Pembahasan mengenai proses pengolahan data sampai siap untuk dianalisa dijabarkan pada bab empat yaitu dengan melakukan korelasi tiap sumur, pembuatan sintetik seismogram, seismik well tie, picking horizon, picking struktural, pembuatan peta kontur depth, pembuatan model *velocity*, dan pembuatan peta kontur *depth*.

Proses selanjutnya pada bab lima adalah menganalisa dan membahas semua hasil Interpretasi seismik, *dioverlay* terhadap kontur topografi dan analisis *Petroleum System* sehingga didapatkan zona reservoir pada lapangan penelitian. Sedangkan bab enam menyimpulkan semua hasil analisa penelitian



BAB II TINJAUAN GEOLOGI

Cekungan Cooper dan Cekungan Eromanga berlokasi di Benua Australia bagian Selatan. Cekungan Cooper yang terbentuk pada Akhir Corboniferous hingga Pertengahan Triassic dilapisi oleh Cekungan Eromanga yang terbentuk pada Awal Jurassic hingga Awal Cretaceous. Cekungan Cooper memiliki 2 sub cekungan, yakni Grup Nappamerri pada Triassic dengan Formasi Tinchoo, Formasi Arrabury, Wimma Sandstone, Paning member, dan Callamura member; dan Grup Gidgealpa pada Permian dengan Formasi Toolache, Formasi Daralingie, Roseneath dan Murteree shale, Formasi Epsilon, Formasi Patchwarra, Tirrawara Sandstone, dan Formasi Merrimelia. Sedangkan Cekungan Eromanga yang dilapisi oleh Cekungan Lake Eyre memiliki beberapa formasi besar, seperti: Formasi Mackunda, Formasi Wallumbila, Formasi Cadna Owie, Formasi Birkhead, dan Formasi Poolowanna. Serta terdapat juga formasi batu pasir yang diduga memiliki potensi hidrokarbon yaitu Algebuckina Sandstone.



Gambar 2.1. Peta Lokasi Cekungan Cooper-Eromanga

Blok-blok yang memiliki sedimen-sedimen yang prospek yang terletak diatas empat intracratonic cekungan dipisahkan oleh ketidakselarasan Cekungan Cambro-ordovician Warburton, cekungan Permo-Carboniferous Pedrika, Cekungan Triassic simpsons, dan Cekungan Jurassic-Cretaceous. Cekungan Eromangan ditutupi oleh Cekungan Cainozoic Lake Eyre

Cekungan Pedrica dan Simpsons terpisah dari Cekungan Permo-Triassic Cooper Birdsville Track Ridge. Struktur yang sangat kompleks dibentuk selama Devonian hingga Carboniferous . Cekungan Cooper merupakan Cekungan terbesar yang dimiliki Australia dan sangat penting untuk eksplorasi onshore produksi gas dan minyak, dan memiliki produksi oil yang signifikan dalam sequence Cekungan Eromanga.

Meskipun endapan dan struktur dari Cooper, Eromanga, dan Pedrica adalah sama. Namun eksplorasi di cekungan Pedrika jarang dilakukan. Kualitas reservoir sandstones ditutupi oleh siltstone dan shale terdapat di Cekungan Pedrica, Simpsons, dan Eromanga. Keduanya, oil dan gas serta source rock kaya organik terdapat di Triassic pada Formasi Peera dan Jurassic pada Formasi Poolowanna. sebagian besar gas yang berasal dari batu bara dan shales terdapat di Permian pada Formasi Purni.

2.1. Stratigrafi

Stratigrafi pada Basin Australia Selatan bagian Utaradi rangkum dalam sebuah publikasi yang diproduksi oleh MESA, dengan judul *Petroleum Geology of South Australia Volume 2: Eromanga Basin* menyimpulkan stratigrafi dari area ini.

1. Cekungan Warburton dan Amadeus (Awal Palaeozoik)

Selama Cambrian-Devonian, sedimen marine dan nonmarine yang diendapkan di Cekungan Warburton, Amadeus, dan Georgina. Potensial petroleum dari cekungan ini sulit didapatkan di area ini karena data seismik pada daerah ini terbatas, dan sedikit data bor. Cekungan Warburton merupakan bukti dari awal paleozoik.

2. Cekungan Perdika (Permo-Carboniferous)

Sedimentasi diperkirakan menjelang akhir dari periode karbon sampai dengan awal permian. Cekungan Pedrika terdiri dari Glacial dan Glacio-Lacustrine Sands dan shales dari Crown Point Formation, ditutupi oleh *interbedded sands, silts*, dan *coal* dari Formasi Purni yang di endapkan pada lingkungan pengendapan meander fluvial dimana terdapat *backswamp* yang luas dan *coal bed* yang menonjol.

3. Cekungan Cooper (Akhir Carboniferous – Pertengahan Triassic)

Intrakratonik Cekungan Cooper merepresentasikan pengendapan pada Akhir Carboniferous hingga Triassic. Cekungan Cooper terletak pada ketidakselarasan sedimen di awal Palaeozoic Cekungan Warburton dan di atas ketidakselarasan Cekungan Eromanga. Tiga *major troughs* (Patchwarra, Nappamerri, dan Tenappera) dipisahkan oleh *structural ridges* (Gidgealpa-Merrimelia-Innamincka(GMI) dan Murteree berasosiasi dengan reaktivasi *thrust fault* pada arah barat laut di atas Cekungan Warburton. Trough memiliki ketebalan lebih dari 2500 m sedimen Permo-Carboniferous hingga Triassic dan menutupi di atasnya 1300 m pada Jurassic hingga tersier.

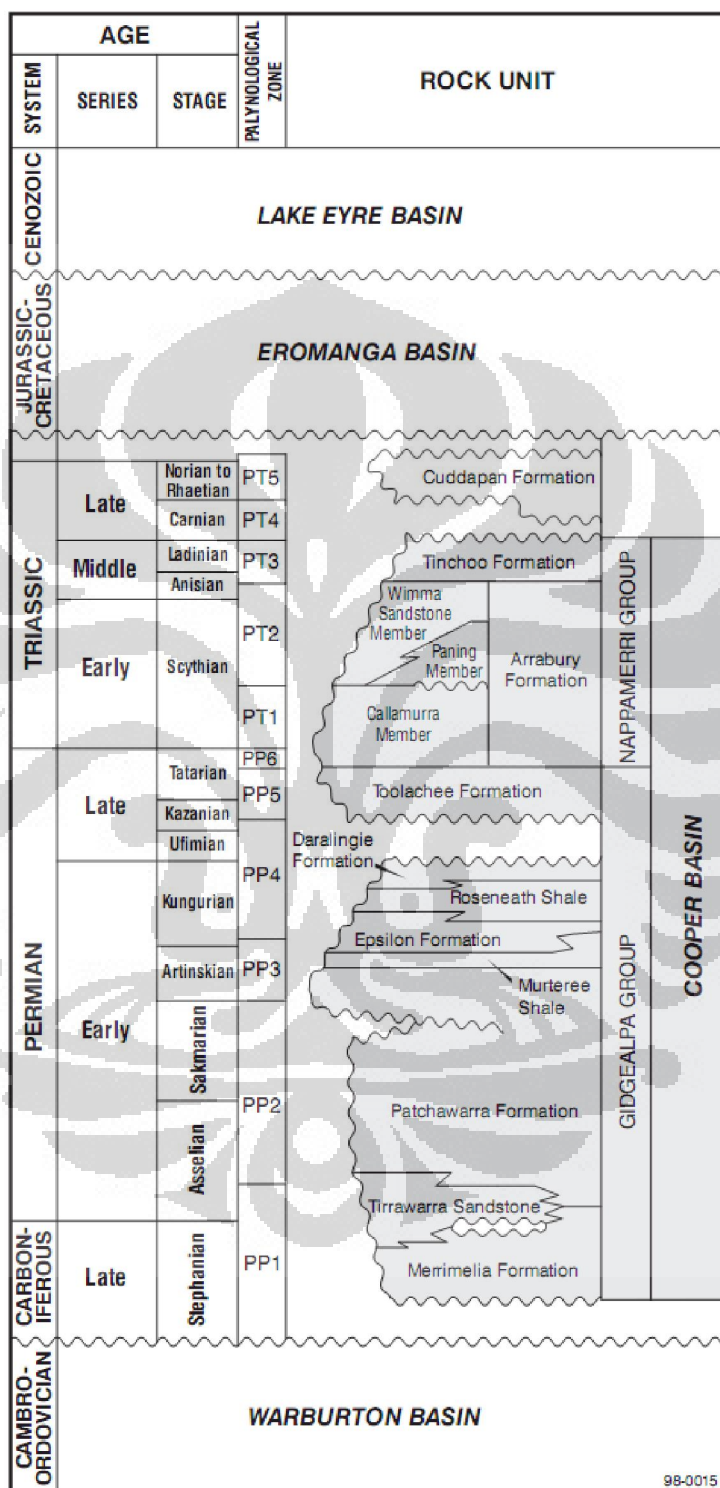
Cekungan Cooper secara tidak selaras melapisi sedimen Cekungan Warburton. Formasi Akhir Carboniferous hingga Awal Permian terdiri dari Formasi Merrimelia dan Tirrawarra sandstone yang mana formasi tersebut terdiri dari sistem glaciofluvial yang terendapkan pada *schupted flat glacial* kemudian terderformasi Sedimen Cekungan Warburton, vulkanik, dan intrusif. Tirrawarra Sandstone merepresentasikan sinusitas fluvial yang rendah untuk mengendapkan *proglacial outwash* di atas rawa gambut, floodplain dan fasies fluvial sinusitas tinggi Formasi Patchwarra.

Dua unit shale lacustrine (Murteree dan Roseneath) dengan campuran sedimen fluvio-deltaic (Formasi Epsilon dan Daralingie) diendapkan selama fase subsidence. Pengangkatan pada Awal Permian disebabkan oleh erosi dari Formasi Daralingie.

Floodplain, rawa gambut, dan fasies high sinosity fluvial pada Akhir Permian Formasi Toolache diendapkan pada permukaan tidak selaras Daralingie dan dilapisi keselarasan Formasi Arrabury pada Akhir Permian hingga Awal Triassic. Coal pada bagian paling atas, diperkirakan berada pada top permian. Formasi Arrabury mengandung floodplain dan fasies channel Callamurra, Paning dan Wimma Sandstone Members yang dilapisi oleh Formasi Tinchoo pada Awal Triassic.

Pada arah utara dari Trough Patchawarra, Cekungan Cooper dilapisi oleh Formasi Cuddapa pada pertengahan hingga akhir Triassic. Pengendapan pada area ini berakhir

pada akhir dari Awal Triassic . Pengendapan yang terjadi sedikit, namun luas, terjadi pada bidang miring kemudian tererosi.



Gambar 2.2. Stratigrafi Cekungan Cooper-Eromanga

4. Cekungan Simpson (Triassic)

Selama Triassic, iklim panas dan pelapukan luas pada sub areal ini serta pedogenesis terjadi. Dua formasi yang menjadi bagian dari Simpson Basin. Formasi Walkandi adalah Unit Triassic tertua dan berisi bagian yang telah teroksidasi, *pale-grey, grey-green, brick red, brown, dan maroon interbedded shale, siltstone, dan minor sandstone*. Pengawetan cracks dan struktur pedogenik mengindikasikan lacustrin ephemeral yang *shallow* dan lingkungan pengendapan *flood plain*.

Formasi Walkandi berkeselarasan dengan Late Triassic Formasi Peera Peera di Poolowanna Trough. Formasi Peera Peera berisi shale karbonat abu-abu dan hitam, batu bara dan perselingan batu pasir tipis terendapkan di lingkungan sinusitas fluvial yang tinggi. Pengendapan pada regional terhenti di akhir Triassic dengan lambat, akan tetapi mendapatkan tekanan deformasi yang meluas, regional terangkat dan erosi. *Sequence* dari Cekungan Simpsons onlap dengan Pedirca Basin pada arah barat.

5. Cekungan Eromanga (Jurassic-Cretaceous)

Sequence utama dari Cekungan Eromanga adalah fasies batu pasir yang menyilang. Unit terbawah pada Cekungan Eromanga adalah Formasi Poolowanna yang terbentuk pada awal ke tengah Jurassic (Alexander dan Sansome, 1996). Formasi Poolowanna terdiri dari perselingan Siltstone, batu pasir, dan batubara yang terendapkan di meander fluvial dan lingkungan *overbank*. Formasi Poolowanna dilapisi oleh perselingan pengendapan fluvial dari Algebuckina Sandstone.

Algebuckina Sandstone terdiri dari butiran kasar dan Cross-bedded Quartzose Sandstone yang terendapkan pada perselingan lingkungan Fluvial (Moore, 1986). Kedalaman maksimum Algebuckina mencapai 750 m (2460 ft) pada Trough depocentre Poolowanna (Moore, 1986).

Formasi Cadna-Owie merekam transisi ke kondisi marine selama awal Cretaceous dan keselarasannya menutupi Formasi Murta. Formasi Cadna Owie berisi perselingan batu pasir, siltstone, dan claystone dengan sedikit limestone. Bagian terendah dari Formasi Cadna-Owie adalah nonmarine (lacustrine), di atas paralik.

Kontak diantara sandstones yang berada di atas Formasi Cadna-owie dan tertutupi marine shale dari Bulldog shale atau Formasi Wallumbilla sekitar reflector -Horizon C- yang dipetakan diseluruh Formasi Eromanga. Periode erosi dan pelapukan yang mengikuti pengendapan Winton dan sedimen non marine dari Cenozoic Lake Eyre Basine tidak conform menutupi Cekungan Eromanga. mengenalkan 3 fase dari pengendapan di Basin Lake Eyre, terputus oleh 2 fase perpindahan struktural.

AGE	ROCK UNIT	LITHOLOGY	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT	COMMENTS	BASIN
PLIOCENE-RECENT			Sand dunes, soil		LAKE EYRE
MIOCENE	Mount Willoughby Limestone		Silcrete and ferricrete	Downwarping in Poolowanna Trough	
OLIGOCENE	Cordillo Silcrete		Lacustrine limestone Fluvial clastics	Uplift, folding and faulting	
EOCENE	Eyre Formation		Carbonaceous fluvial sandstone, overbank lignite, silt	Reworked silcrete ?hiatus Reworked Permian and Mesozoic	EROMANGA
PALEOCENE			E-W compression	WINTON UNCONFORMITY	
LATE CRETACEOUS	Winton Formation		Non marine.	Top of Eromanga Basin deeply weathered.	EROMANGA
EARLY CRETACEOUS	Mackunda Formation		Marginal marine.	Immature oil-prone source rocks.	
	Oodnadatta Formation Coorikiana Sst	Allaru Mudstone Toolebuc Fm	Marine. Restricted marine stratified and anoxic.	Regional seal.	
	Bulldog Shale	Wallumbilla Formation	Open marine transgressive.	'C' seismic horizon	
	Cadna-owie Formation		Non-marine to marginal marine.		
MID — LATE JURASSIC	Algebuckina Sandstone		Braided fluvial, minor overbank.	Fair to excellent reservoir — key aquifer unit.	EROMANGA
EARLY JURASSIC	Poolowanna Formation		Meandering fluvial flood plain.	Oil show in Poolowanna 1. Source and reservoir potential.	
MID - LATE TRIASSIC	Peera Peera Formation		Lacustrine and meandering fluvial	Gas-prone source rock	
EARLY TRIASSIC	Walkandi Formation		Floodplain	Red beds	SIMPSON
LATE PERMIAN				'P' seismic horizon	
EARLY PERMIAN	Purni Formation		Meandering fluvial and back swamp.	Fair to good oil and gas-prone source rock. Fair to good reservoirs.	PEDIRKA
	Crown Point Formation		Fluvial to periglacial.	Good to excellent reservoir sandstone.	
LATE CARBONIFEROUS			NW-SE compression	ALICE SPRINGS OROGENY	EROMANGA
NEOPROTEROZOIC TO DEVONIAN	AMADEUS, AND WARBURTON BASIN		Fluvio-lacustrine, shallow to deep marine	'Z' seismic horizon Possible source rocks and reservoirs	
MESO-PROTEROZOIC	Musgrave-Mann metamorphics		Gneiss intruded by Kulgeran Granite.	Economic basement.	

Source rock ———— Maximum thickness in area — 100m 97-0402 MESA

Gambar 2.3. Stratigrafi Cekungan Eromanga

2.2. Peristiwa Tektonik dan Lingkungan Pengendapan

Struktur butiran dari regional ini merupakan bagian dari deformasi dan perpindahan epierogenik yang telah terjadi sejak Cambrian. Cambrian Delamerian Orogeny akhir menyebabkan major tektonik yang terpengaruh oleh Adelaide Geosinklin dan Paleozoic mobile belt ke arah timur. Akan tetapi, Cekungan Waburton sama sekali

tidak terdeformasi oleh peristiwa ini (Gravestock and Flint, 1955). Butir struktural dari Cekungan Pedrica dan Cooper sangat dipengaruhi oleh kompresi arah Barat laut - tenggara. (Roiberts et al,1990) *Overthrust* di Carabian Rocks berada di bawah Cekungan Cooper dari penampang seismik dan lubang bor.

Struktur Permian di Cooper Basin dibuktikan dengan regional disconformity akibat terpisahnya antara Akhir Corboniferous hingga awal permian Gidlepa Group dan Akhir permian hingga pertengahan Triassic Nappameri Group. Disebelah barat Birdsvile Track Ridge, Poolowanna Trough terbentuk oleh kemiringan dan pengangkatan serta erosi di bagian barat Pedrika sejak awal hingga akhir Permian (Hibburt and Gravestock, 1995). Sedimen telah terbawa ke Poolowanna Trough dan telah terendapkan pada zaman triassic (Moore, 1986). Triassic-Jurassic depocentre terletak jauh kearah timur depocentre Permian, dan Triassic-Jurassic Sedimen semakin onlap pada Permian Sedimen pada arah barat. Pengangkatan regional, kemiringan, dan pengendapan erosi terminated di Pedrika/Simpson dan Cekungan Cooper terjadi pada akhir dari awal ke pertengahan Triassic.

Selama pertengahan Carboniferous Plate Australia (yang kemudian menjadi bagian dari Gondwana) bergerak dari latitude rendah ke latitude tinggi (Veevers,1984) dan daerah inilah yang sekarang menjadi Cekungan Cooper pada lokasi 70°S. Saat ini, Gondwana dan Laurussia bertumbukan membentuk supercontinent Pangea, menghasilkan *worldwide orogenesis* (Baillie et al., 1994). Deformasi sepanjang arah timur dari plate Australia mengakibatkan pengangkatan di sentral Australia, formasi *triggered major continental ice sheet*.

Ice sheet mencapai volume maksimum selama Westphalian ke Stephanian, dan selama Asselian hingga Sakmarian (Veevers and Powell, 1987). Massa *Ice* yang tersisa ditinggalkan pada *highlands* seperti Blok Musgrave dan lokal Cekungan Cooper. Peluruhan *Ice Sheet* membebaskan volume sedimen dan diameter Basalt yang sangat besar dilapisi oleh sedimen nonmarine dan marine (Gilby and Foster, 1988; Hobday, 1987).

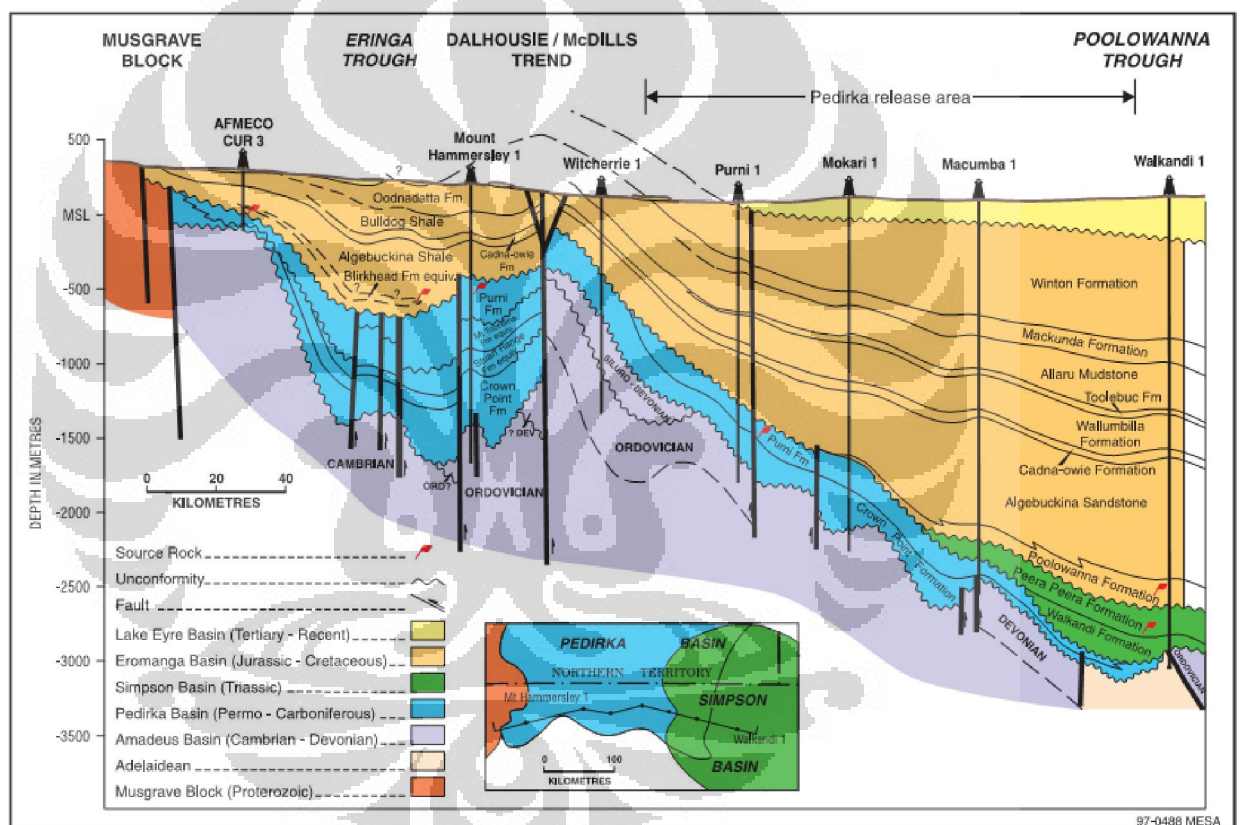
Plat Australia memosisikan latitude tinggi seluruhnya pada Awal Permian hingga Awal Triassic dan *Rawa gambut* serta fasies floodplain diendapkan selama

pembentukan es. Pengendapan Post-glacial termasuk dua lacustrine dengan campuran regressive sedimen fluviodeltaic. Pengangkatan akhir pada Awal Permian menyebabkan erosi Formasi Daralingie. Rawa gambut dan pengendapan floodplain diendapkan lagi di atas ketidakselarasan selama Permian Akhir dan melewati keselarasan hingga Awal Triassic, terjadi oksidasi lacustrine dan pengendapan fluvial. Selama Awal Triassic kutub selatan magnet berada pada arah tenggara Australia, akan tetapi tidak ada formasi es yang terekam, maka diasumsikan yang terjadi adalah iklim kering - karena tidak ada signifikan coals pada awal Triassic. Sebaliknya, Retallack et al. (1996) mengusulkan iklim lembab berdasarkan terjadinya pengembangan non-calcareous kaolinitic paleosols pada Australian Permi-Triassic non marine sediments. Bukti dari pertengahan Triassic Formasi Lashly juga mengindikasikan lembab, *cold temperate palaeoclimate* yang berada pada latitude tinggi (Retallack dan Alonzo-Zarza, 1998). Kehadiran fosil tanaman broadleaf dan non-calcareous paleosols, dan ketidakhadiran permafrost features mengindikasikan bahwa iklim yang terjadi bukanlah *frigid* yang diekspektasikan dari Middle Triassic palaeolatitude, dan analog dengan iklim di Australian Alps dan New Zealand (Retallack dan Alonzi-Zarza, 1998).

Pengendapan di Cekungan Eromanga yang diamati melalui topografi terlihat permukaan yang tidak selaras pada zaman Triassic, khususnya pada Formasi Poolowanna dan Hutton Sandstone. Tidak terdapat kerusakan pengendapan major di Cekungan Eromanga, dan ini mengindikasikan periode tanpa pergerakan tektonik. Selama Cainozoic, benua mengalami compressive stress sepanjang Timur-Barat ke Utara-Selatan seperti Australia drifted pada arah timur laut dari Antarctica ke arah tumbukan dengan tenggara Asian dan Pasific plates (Smith,1990). Batas dari Australian Plate sangat dipengaruhi oleh Pengendapan Cainozoic dan struktur interior dari benua. Struktur perpindahan Continent-Wide Miocene dibentuk oleh Traps dan dipengaruhi oleh migrasi Hydrocarbon pada Cekungan Australia termasuk Gippslan dan Cekungan Bass (Bailie dan Jacobsen,1995)

Selama awal Oligocene, Major Surface Atiklin terbentuk (Wopfner et al., 1974; Moore and Pitt, 1984). Fase kedua dari kompresi terjadi selama Miocene, pengaktifan kembali sebelum terjadi patahan, dan menghasilkan pengangkatan yang terlokalisasi dan erosi dengan lipatan dan patahan (Santos, 1988). pengangkatan 350

m hingga 500 m terjadi di dekat batas dari cekungan (Foster et al., 1994; Krieg, 1986; Alexander and Jensen Schmidt, 1995). Pengangkatan Cainozoic sangat dipengaruhi oleh aliran air bawah tanah pada aquifer dalam Cekungan Great Artesian dan dipengaruhi pula oleh migrasi hidrokarbon dan remigrasi pada daerah tersebut. Terjadi peningkatan gradien Geothermal di Cekungan Eromanga berhubungan dengan aliran panas air bawah tanah. Panas yang ada tidak cukup waktu untuk meningkatkan thermal maturity di Source rock Cekungan Eromanga, mungkin disebabkan karena petroleum generation yang baru saja terjadi pada trough di Cekungan Eromanga dan Cekungan Poolowanna (Tingate dan Duddy, 1996).



Gambar 2.4. Cross Section Cekungan Eromanga

2.3. Elemen-elemen struktural

Cekungan Pedirka Permian memiliki 2 sub basin yang berada di timur dan barat Dalhousie-McDills Ridge. Sub Basin di bagian barat diketahui sebagai Eringa Trough, dimana sub basin pada arah timur berasal dari Poolowanna Trough. Poolowanna Trough terikat sisi timurnya oleh Birdsville Track Ridge yang terbagi

oleh Trough dari Cekungan Cooper. Terdapat dua buah Ridge yang terbentuk sebagai overthrust selama Devonian hingga Carboniferous Alice Springs Orogeny. Mereka merepresentasikan batas major tectonic pada masa Pre Permian, akan tetapi erosi yang terus menerus dan sediment fill membuat hampir tidak terlihat pada periode Permian.

Bentuk dan internal Geometri dari Cekungan Pedrika sangat dipengaruhi oleh zaman yang lebih tua, Proterozoic dan Palaeozoic. Sebagian besar struktur pada regional ini berhubungan dengan masa reaktivasi patahan pada basement. Major antiklin berorientasi pada arah utara ke arah timur laut. Antiklin Erabena merupakan antiklin terbesar, akan tetapi survei seismik mengindikasikan kesamaan magnitude. Sebagian besar antiklin terlihat menjadi patahan pada basement dan Horizon Permian, akan tetapi tidak terdapat fault pada Cadna Owie.

2.4. Sistem Petroleum

2.4.1 Source rock

Potensial Source Rock terjadi pada Permian Formasi Purni, Patchwarra, dan Toolachee; Triassic Formasi Peera Peera; Formasi Jurassic Polowana

1. Formasi Patchwarra dan Toolachee - Cekungan Cooper

Pengukuran permian Coal dan shales menjadi source rock hidrokarbon yang cukup penting pada Area ini. Source Rock didominasi oleh karogen tipe III yang berasal dari tumbuhan, minyak dan Kondensat tipe medium hingga terang (30 hingga 60 API) dan paraffinic, dengan *low to high wax*. Sebagian besar minyak permian pada reservoir permian berisi gas yang larut dan tidak menunjukkan *water washing*. Komposisi gas sangat dekat hubungannya dengan kematangan dan kedalaman.

2. Patchwarra Trough berisi minyak dalam jumlah besar dan wet gas yang secara konstan berlawanan dengan source rock lokal yang berada pada oil window sementara dalam hot Nappameri Trough (40-50oC/km) terkandung granit yang overmature dan komposisi utamanya adalah dry gas.

Source rock pada Permian memiliki TOC rata-rata dan menghasilkan pyrolysis S2 masing-masing sebanyak 3.9 % dan 6.9 kg/ton, tidak termasuk coal. Formasi Toolachee merupakan formasi yang paling kaya akan source.

Formasi Patchwarra mempertimbangkan major source yang lain, khususnya yang sedikit mengandung shale dan coal. Shale lacustrine Murteree dan Roseneath memperlihatkan hanya terdapat sedikit potensial source.

Bersama-sama, Petrografis dan Geokimia menunjukkan coal dan DOM sebagai efektif source rock yang mampu untuk mengenerate gas dan minor oil, meskipun pada jumlah yang tidak banyak. Level kematangan diantara 0.7-0.95 % Ro, generasi awal dari fasies yang lebih kaya menyebabkan source rock mengisi sebagian volume reservoir dengan wet gas dan minyak. Terdapat onset yang tajam dari akumulasi hidrokarbon ketika source mencapai kematangan 0.95 % Ro.

Ketidakterusan coal secara lateral merepresentasikan source rock terbaik yang terletak di atas grup Nappamerri. Karogen dalam formasi grup Nappamerri lebih rendah dioksidansi dan source rock mengandung banyak *humic* dan gas.

3. Formasi Purni – Cekungan Pedrika

Perkiraan Proporsi yang sama dari vitrinite dan exinite macerals menginformasikan bahwa Formasi Purni memungkinkan mengenerate gas dan oil. Formasi menunjukkan Organik Karbon yang baik dan memiliki ketebalan yang memadai. Coal memberikan interval source rock yang utama.

4. Formasi Peera peera – Cekungan Simpson

Formasi peera peera kaya akan kandungan organik (TOC > 5%) dan seharusnya minyak dapat *maturre* di Poolowanna Trough (Cook, 1986). Akan tetapi pertimbangan cukup dominan nya gas-prone di area tersebut, dengan minyak generative potensial yang sederhana.

5. Formasi Poolowanna – Cekungan Eromanga

Formasi Poolowanna memiliki kualitas source yang baik bahkan sangat baik dan memiliki potensi generatif minyak yang baik. Formasi ini mencapai puncak kematangan 0.9 % pada Poolowanna Trough. Di tempat lainya formasi Polowana hampir matang. (Michaelson dan McKirdy, 1996a, 1996b).

2.4.2. Reservoir dan Seal

Meander fluvial channel batu pasir (Formasi Purni dan Poolowanna) dan *Stacked braided fluvial sandstone* (Algebuckina Sandstone) tawaran yang sangat baik

potensial reservoir pada area (Alexander, 1996). Penurunan Porositas Primer terjadi pada reservoir-reservoir ini, sedangkan porositas sekunder telah terbentuk.

1. Formasi Purni – Cekungan Pedrika

Urutan Channel dengan energi yang tinggi memperlihatkan sebuah pengukuran yang maksimum dari ketebalan batu pasir 45 m (147 ft) di Mokari 1 memperpanjang sumur hingga ke cekungan di sekitar batas dari Cekungan Pedrika yang mencapai 11 % di Glen Joyce 1 dan Mokari 1 serta 12 % di Macumba 1, akan tetapi hanya 6 % di Oolarina 1. Flood plain dan sedimen lacustine menyediakan cukup seal untuk reservoir Formasi Purni.

2. Formasi Peera Peera – Cekungan Simpson

Sistem Channel energi tinggi dengan ketebalan batu pasir yang bervariasi dari 23 m (75 ft) dari ketebalan batu pasir di Killumi 1 hingga 36 m (120 ft) di Kuncherinna diperlihatkan pada pertengahan unit. Harga porositas berkisar antara 4% di Walkandi 1 hingga 13% di Oolarinna 1. Alterasi diagenetik pada unit ini telah meluas, menghasilkan reservoir yang kurang baik kualitasnya. Formasi Peera Peera memiliki banyak bagian bagian yang tidak permeabel, menyediakan regional seal yang baik.

3. Formasi Poolowanna – Cekungan Eromanga

Formasi Poolowanna mengandung unit reservoir terdalam pada Cekungan Eromanga sequence, terjadi pada kedalaman di atas 2226 m pada Polowanna Trough. Sample yang lebih dalam memperlihatkan porositas rata-rata formasi dengan Quartz yang cukup matang. Porositas rata-rata 13 % Range Permeability dari 0.001 md hingga 3674 md.

Siltstone yang terdapat pada formasi Poolowanna adalah intraformational seals, akan tetapi terjadi penumpukan *oil pools* di lapangan pada cekungan Cooper yang mengindikasikan itu tidak seluruhnya efektif. Keefektifan seal berkurang seiring dengan perluasan area, ketebalan, dan mineralogi siltstone.

4. Algebuckina Sandstone – Cekungan Eromanga

Algebuckina Sandstone menunjukkan good hingga excellent porositas dan permeabilitas dan membentuk sebuah major artesian aquifer. Pengukuran beberapa laboratorium dapat diterima, akan tetapi log memberikan porositas rata-rata lebih dari 20 % (e.g. New, 1989). Reservoir Properties dapat juga di gauged dari aliran qauifer rata-rata yang bernilai 500-1000 kL/day (Krieg, 1985). Ketebalan marine shale dari Formasi Wallumbia dan Buldog shale dari

Seal Regional hingga Algebuckina Sandstone. Siltstone pada Base formasi Cadna Owie juga berfungsi sebagai seals.

5. Formasi Cadna-owie dan Batu Pasir Wyandra – Cekungan Eromanga

Di Australia bagian selatan, secara umum formasi memiliki permeabilitas yang kurang baik dan tidak dipertimbangkan sebagai reservoir yang berpotensi. Tes Drillstem pada formasi Cadna-Owie mereprentasikan hanya bagian kecil berisi minyak. Ketebalan marine shale dari formasi Wallumbia dan Bulldog Shale dari seal regional hingga Formasi Cadna Owie dan Batu pasir Wyandra.

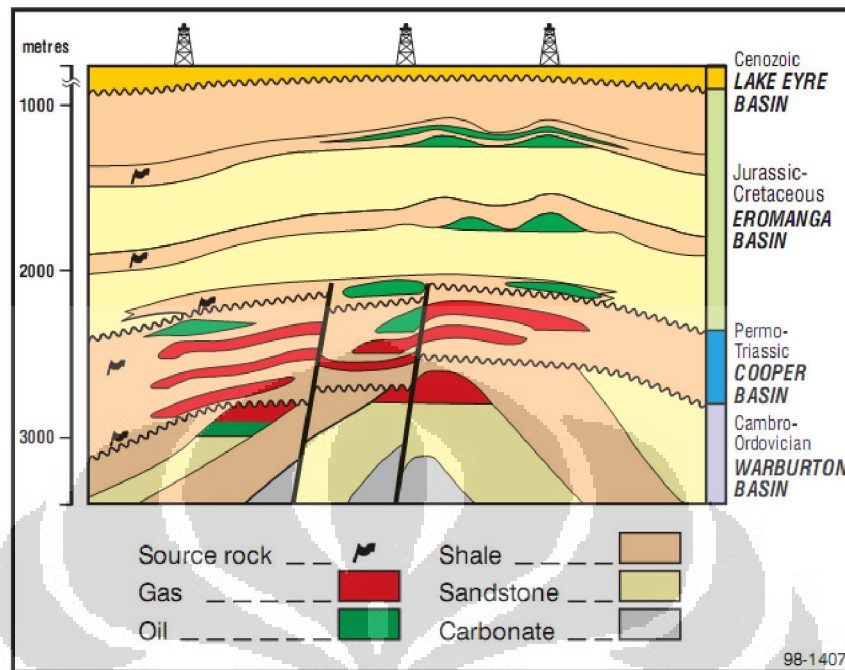
6. Formasi Epsilon dan Formasi Patchwarra - Cekungan Cooper

Trap Antiklin dan patahan antiklin dipercaya sebagai target yang *proven* pada eksplorasi akan tetapi terdapat potensial tinggi untuk penemuan di trap stratigrafi dan trap sub-unconformity, khususnya ketika sedimen pada permian terpotong oleh perlapisan Cekungan Eromanga. Reservoir minyak dan gas yang ekonomis di Grup Nappamerri, paradox sebagai area seal Cekungan Cooper. Intraformasi shale dan coal membentuk lokal seal pada unit major reservoir. Di bawah ketidakselarasan Daralinge terdapat dua area seals yang penting pada Awal Permian, yaitu Shale Roseneath dan Nurteree. Shale Roseneath merupakan top seal Formasi Epsilon dan Shale Murteree merupakan seals dari Formasi Patchwarra.

Banyak zona batu pasir fluvial dengan sinusitas yang tinggi memiliki kualitas dari *poor* hingga *good quality reservoir*. Reservoir gas utama terdapat dalam Formasi Patchawarra (Porositas diatas 23.3%, rata-rata 12.4 % dan permeabilitas lebih dari 2500 mD), sedangkan Formasi Toolache (Porositas diatas 25.3 %, rata-rata 12.4 % dan permeability diatas 1995 mD. Batu pasir pada permukaan daratan, delta Formasi Daralingie dan Epsilon merupakan reservoir yang penting. Minyak diproduksi dari sinuosity fluvial sand rendah pada Tiarrawarra Sandstone (Porositas diatas 18.8, rata-rata 11.1 % dan permeability diatas 329 mD. Terhadap batas dari Cekungan Cooper, minyak juga diproduksi dari Formasi Patchwarra.

Callamurra member dari Formasi Arraburry dianggap sebagai area seal, meskipun demikian dalam Formasi ini terdapat reservoir minyak yang ekonomis dan fluvial sandstone dengan sinusitas tinggi pada reservoir minyak

Formasi Tinchoo. Hingga kini, tidak ditemukan minyak atau gas yang ekonomis di Formasi Cudappan di Australia selatan.



Gambar 2.5. Skematik Plays Hidrokarbon Cekungan Cooper-Eromanga

2.4.3. Traps

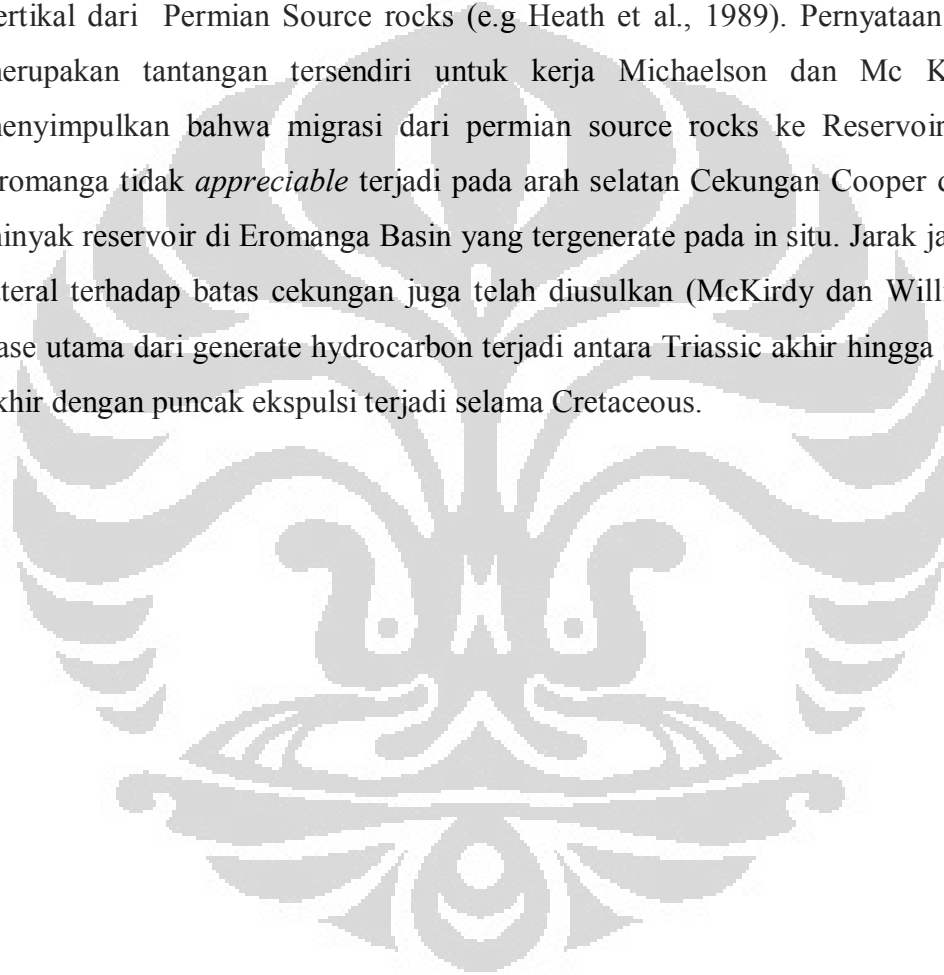
Mekanisme perangkap dominan terdapat pada antiklin dengan empat dip closure. Reservoir cekungan Eromanga memperlihatkan fault yang jarang, akan tetapi reservoir pada Permian dan Triassic berasal dari fault dibuktikan dengan adanya full closure. Trap Onlap dan Pinchout melawan ketinggian Cekungan Warburton diperkirakan panjang dari sisi Dalhousie Mc Dills Ridge. Struktur cekungan Eromanga di Australia selatan dan Queensland memiliki tipe tidak ada yang terisi dengan minyak hingga tumpah. *Net oil column* relatif tipis jika dibandingkan dengan area dibawah closure ini adalah konsep yang sangat penting yang diberikan untuk eksplorasi, dan khususnya pada seismik akusisi, yang fokus pada struktur yang besar.

2.4.4. Migrasi

Penting untuk menemukan minyak di Cekungan Eromanga pada akhir tahun 1970-an, percaya bahwa terdapat banyak Jurassic oil dan gas yang *flush out* karena perpindahan Artesian water (Cekungan Eromanga menambahkan multi aquifer system Great

Artesian Basin). Gradien Hydrodinamik aliran adalah dari timur laut ke barat daya. (Habermehl, 1980). Postulat Bowering adalah gradien hydraulic selama Plio-Pleistosen boleh jadi lebih kuat dan sebagian flushed sejumlah hydrocarbon dari akumulasi. Sedangkan dia merumuskan bahwa Modern Hydraulic Gradient berlaku untuk *flush hydrocarbons*.

Aktivitas Eksplorasi difokuskan pada cekungan Eromanga yang berada diatas cekungan Cooper, Oil yang berada di reservoir Eromanga merupakan hasil migrasi vertikal dari Permian Source rocks (e.g Heath et al., 1989). Pernyataan seperti ini merupakan tantangan tersendiri untuk kerja Michaelson dan Mc Kirdy yang menyimpulkan bahwa migrasi dari permian source rocks ke Reservoir cekungan Eromanga tidak *appreciable* terjadi pada arah selatan Cekungan Cooper dan banyak minyak reservoir di Eromanga Basin yang tergenerate pada in situ. Jarak jauh migrasi lateral terhadap batas cekungan juga telah diusulkan (McKirdy dan Willink, 1998). Fase utama dari generate hydrocarbon terjadi antara Triassic akhir hingga Cretaceous akhir dengan puncak ekspulsi terjadi selama Cretaceous.



BAB III

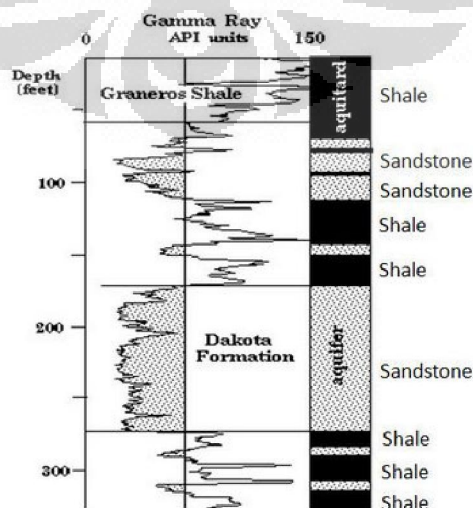
TEORI DASAR

3.1. Konsep dasar Well logging

Data sumur dibutuhkan untuk melengkapi data seismic yang kita miliki. Data sumur membantu dalam melakukan interpretasi terhadap suatu cekungan. Dari data sumur didapatkan data data seperti: Porositas, densitas, dan resistivitas. Lithologi dapat dengan mudah diketahui ketika menjadikan data sumur sebagai pelengkap dari data seismic yang dimiliki. Ketidakjelasan anomali yang kadang terjadi pada data seismic, membuat kita membutuhkan data sumur untuk melakukan interpretasi lebih lanjut. Data sumur dan data seismic diikat dalam proses pengolahan data interpretasi seismic, tepatnya ketika melakukan *Well Seismic Tie*.

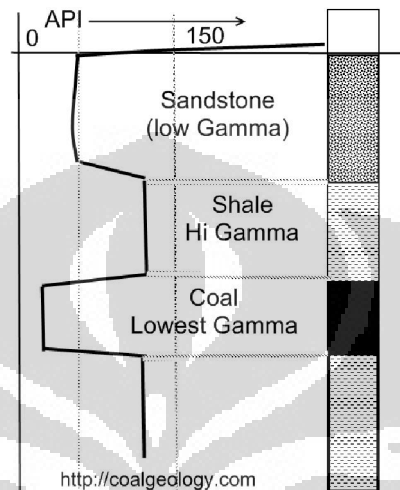
3.1.1. Log Gamma Ray

Gamma Ray log merupakan metode untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsure-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang sumur bor. Uranium, Thorium, Potassium, Radium merupakan beberapa contoh dari unsure-unsur radioaktif yang biasa terdapat dalam batuan. Unsur-unsur Radioaktif banyak terdapat pada Shale, namun sangat sedikit terdapat dalam sandstone, limestone, dolomite, coal, gypsum, dll.



Gambar 3.1 Interpretasi lapisan Shale dan Sandstone (ensiklopedi, 2009)

Log gamma ray memiliki satuan API (American Petroleum Institute), yang memiliki interval antara 0 sampai dengan 150. Gambar di bawah ini menunjukkan contoh interpretasi lapisan batuan untuk mendiskriminasi sandstone dari shale dengan menggunakan log gamma ray.

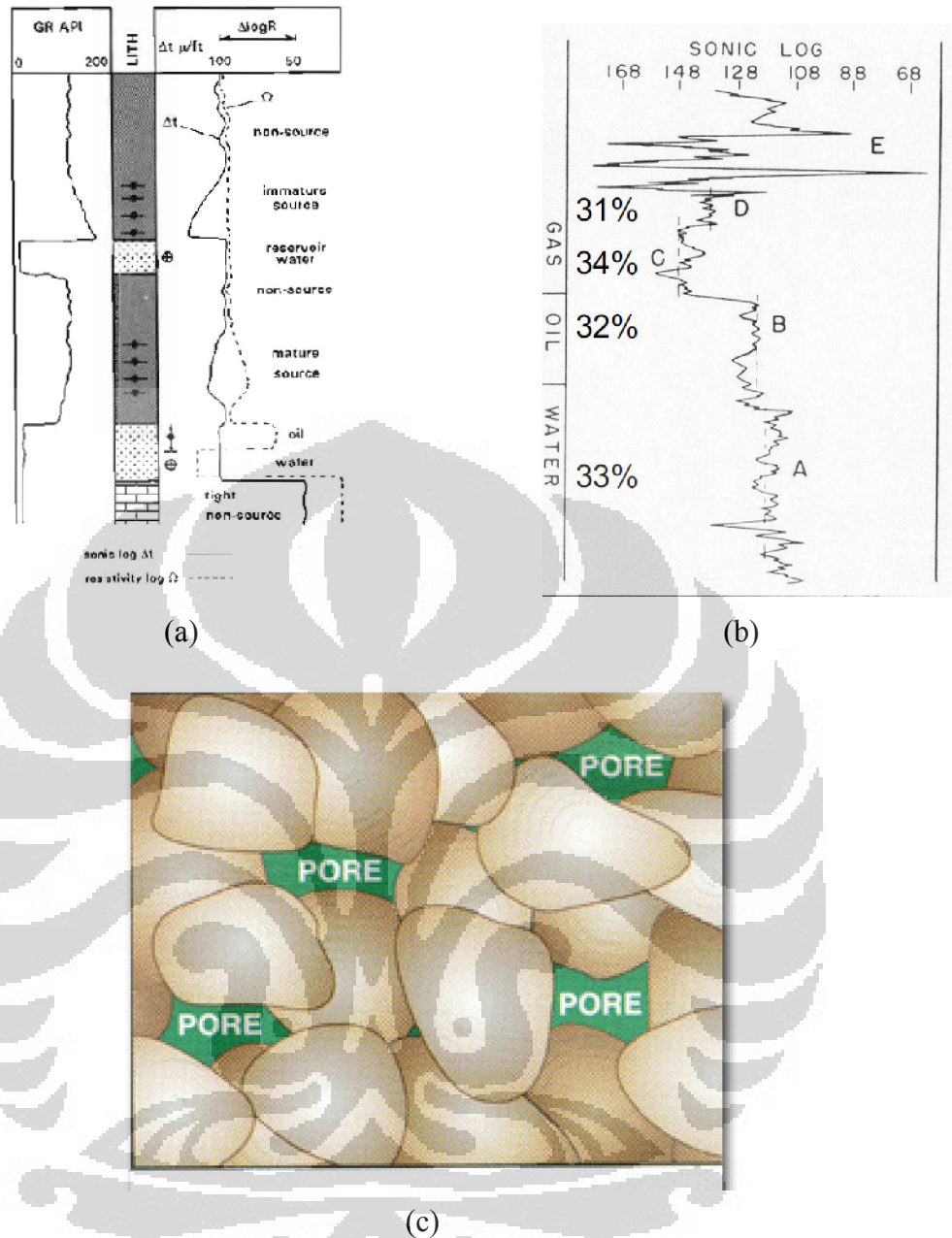


Gambar 3.2. Respon Gamma ray terhadap batuan (coalgeology.com, 2008)

Untuk memisahkan jenis-jenis bahan radioaktif yang berpengaruh pada pembacaan gamma ray, maka dilakukan gamma ray spectroscopy. Spectroscopy penting dilakukan ketika kita berhadapan dengan batuan non shale yang memungkinkan untuk memiliki unsure radioaktif, seperti mineralisasi uranium pada sandstone, potassium feldspar atau uranium yang mungkin terdapat pada coal dan dolomite.

3.1.2. Log Akustik

Log Akustik disebut juga log sonic. Log ini membantu kita untuk mengetahui besar porositas dari suatu batuan. Porositas adalah kemampuan batuan dalam menyimpan fluida. Semakin besar waktu tempuh yang diterima oleh receiver, maka akan semakin besar porositasnya, dikarenakan batuan tidak kompak.



Gambar 3.3. (a) Respon log sonic terhadap batuan atau (b) fluida. (c) Porositas batuan

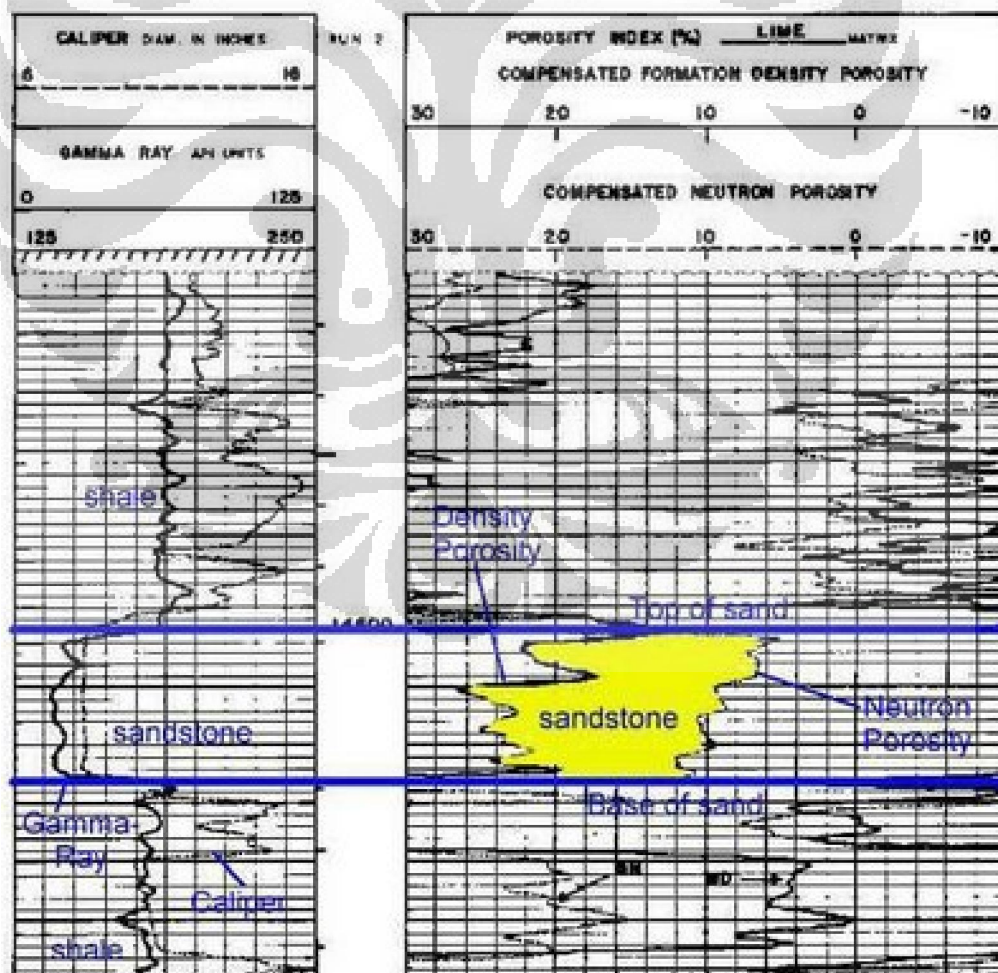
3.1.3. Log Densitas

Log Densitas sendiri dilakukan untuk mengukur densitas batuan disepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matrix batuan dan fluida yang terdapat pada pori. Prinsip kerja alatnya adalah dengan emisi sumber radioaktif. Semakin padat batuan semakin sulit sinar radioaktif tersebut ter-emisi dan semakin sedikit emisi radioaktif yang dihitung oleh penerima (*counter*).

3.1.4. Log Neutron

Log Neutron digunakan untuk mendeteksi besar porositas suatu batuan dengan cara mengemisikan atom hydrogen. Neutron Porosity log tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hydrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Secara sederhana, semakin berpori batuan semakin banyak kandungan hydrogen dan semakin tinggi indeks hydrogen. Sehingga, shale yang banyak mengandung hydrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi pula.

Dibawah ini merupakan penggabungan antara log neutron dengan log densitas untuk mendeteksi zona gas dalam reservoir. Zona gas dalam reservoir ditunjukkan dengan *crossover* antara neutron dan densitas

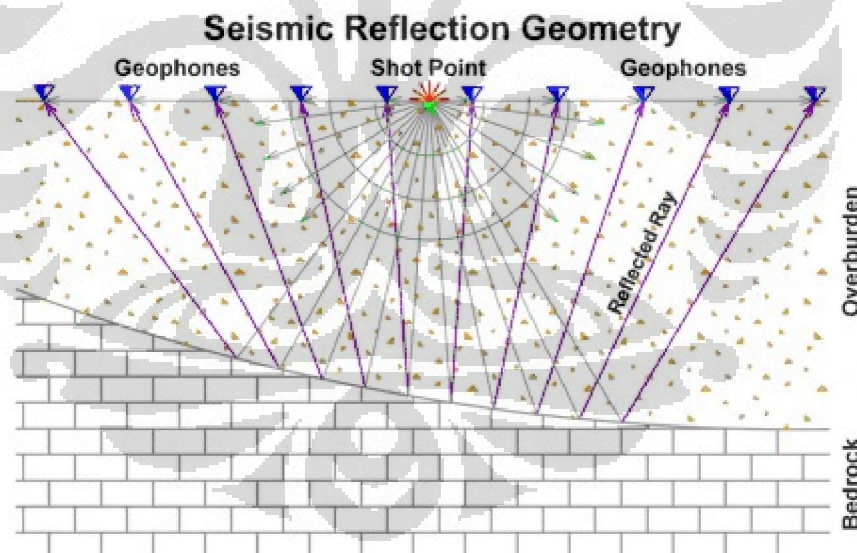


Gambar 3.4. Zona Gas dalam reservoir yang ditunjukkan oleh *Crossover* antara neutron dan densitas

3.2. Konsep dasar Seismik Refleksi

Metode seismik merupakan salah satu bagian dari metode geofisika eksplorasi yang dikelompokkan dalam metode geofisika aktif, dimana pengukuran dilakukan dengan menggunakan ‘sumber’ seismik buatan misalnya palu, ledakan, dll. Setelah diberikan gangguan (sumber seismik), terjadi gerakan gelombang di dalam tanah/batuan yang memenuhi hukum-hukum elastisitas ke segala arah dan mengalami pemantulan ataupun pembiasan akibat munculnya perbedaan kecepatan. Kemudian, pada suatu jarak tertentu, gerakan partikel tersebut dapat di rekam sebagai fungsi waktu. Berdasar data rekaman inilah dapat ‘diperkirakan’ bentuk lapisan/struktur di dalam tanah.

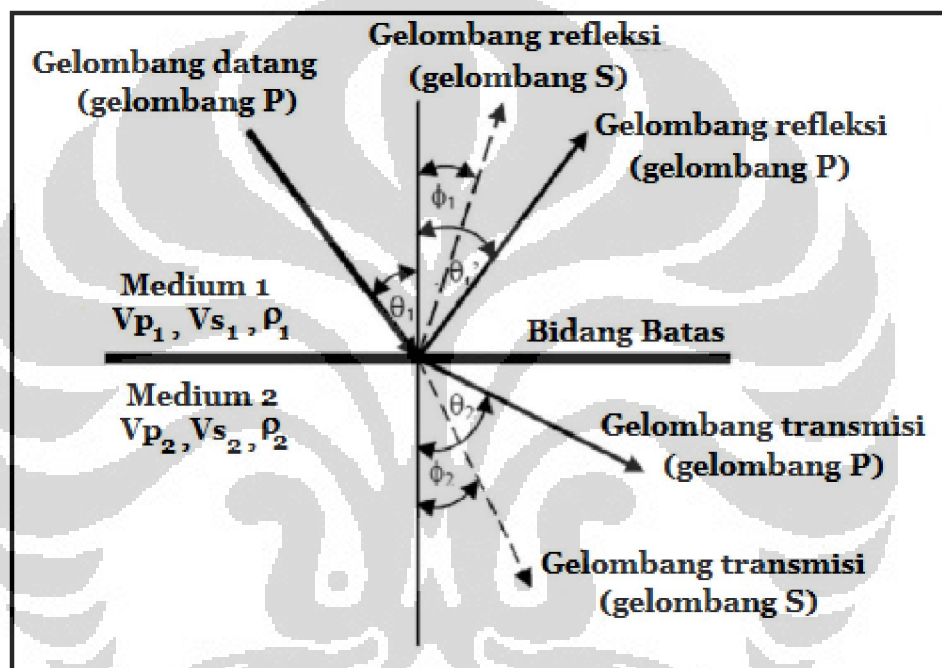
Data seismik refleksi didapat dari gelombang pantul yang berasal dari batas medium bawah permukaan, data yang terekam merupakan fungsi waktu (t) yang memiliki kecepatan tertentu (v), untuk lebih jelasnya seperti yang digambarkan pada gambar



Gambar 3.5. Akuisi Data Seismik Refleksi (<http://kgs.ku.edu>, 2001)

Besar gelombang refleksi seismik berhubungan langsung dengan impedansi akustik diantara dua medium batuan tersebut. Semakin besar kontras antara dua medium tersebut, gelombang refleksinya akan semakin kuat.

Gelombang seismik mempunyai respon yang sama dengan respon gelombang cahaya, sehingga hukum-hukum yang berlaku untuk gelombang cahaya berlaku juga untuk gelombang seismik. Hukum-hukum tersebut antara lain, Prinsip Huygens yang mengatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Kemudian Snellius mengembangkannya dan menyatakan bahwa bila suatu gelombang jatuh di atas bidang batas dua medium yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang tersebut akan dibiaskan jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya.



Gambar 3.6. Hukum Snellius (Yilmaz, 2001)

3.3. Komponen Seismik Refleksi

3.3.1. Impedansi Akustik

Impedansi akustik didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, Impedansi Akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan.

$$Z = \rho v$$

Dimana:

Z = Impedansi Akustik (kg m s^{-4})

ρ = densitas

v = kecepatan gelombang seismik

Semakin keras suatu batuan, maka nilai impedansi akustik akan semakin besar, sebagai contoh, batu pasir yang sangat kompak memiliki nilai impedansi akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu lempung. Baik kecepatan maupun massa jenis secara langsung dapat mempengaruhi nilai impedansi akustik. Apabila terdapat fluida (air, minyak atau gas) pada sebuah formasi, akan lebih mempengaruhi nilai kecepatan daripada massa jenis (Sukmono, 2001).

3.3.2. Koefisien refleksi

Nilai kontras impedansi akustik pada bidang batas lapisan yang memiliki nilai densitas dan kecepatan yang berbeda didefinisikan sebagai koefisien refleksi (RC). Besar nilai koefisien refleksi tergantung pada nilai impedansi dan juga tergantung pada sudut datang gelombang serta jarak antara sumber dengan penerima. Koefisien refleksi dianggap berhubungan dengan gelombang yang menjalar pada jarak sumber dengan penerima sama dengan nol (*zero offset*) yang dirumuskan dalam persamaan matematis sebagai berikut:

$$KR = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1}$$

Dimana:

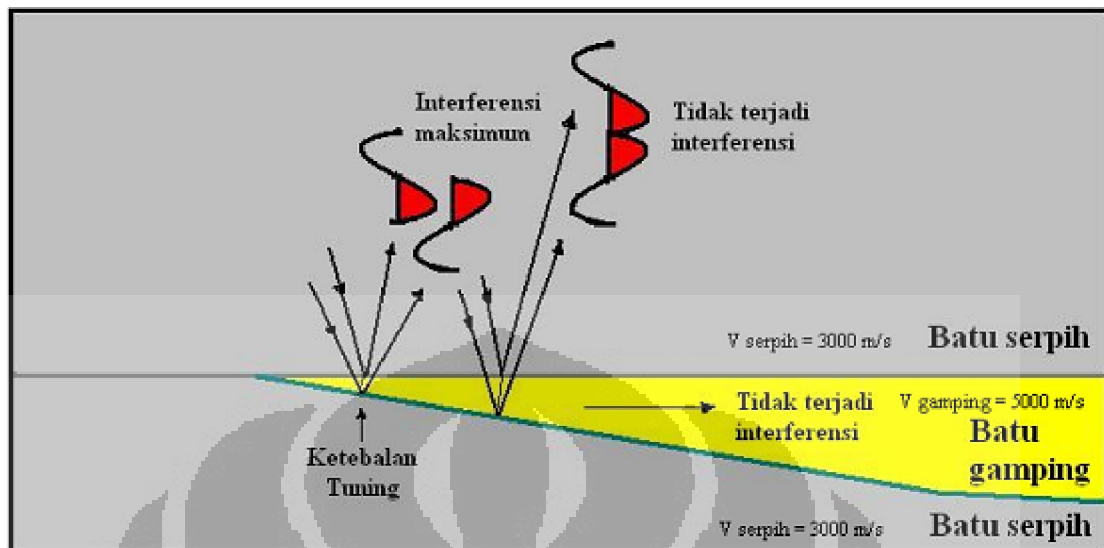
KR = Koefisien Refleksi

ρ_2 = Densitas lapisan 2

3.2.3. Resolusi Vertikal Seismik

Resolusi seismik adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua reflektor yang berdekatan. Ketebalan minimal yang masih dapat dibedakan disebut dengan ketebalan tuning (tuning tickness). Besarnya ketebalan tuning adalah $\frac{1}{4}$ panjang gelombang seismik (λ), dimana $\lambda = v/f$ dengan v adalah kecepatan gelombang seismik (kompresi) dan f adalah frekuensi. Dimana kecepatan akan bertambah seiring

bertambahnya kedalaman, sedangkan frekuensinya semakin rendah. Dengan demikian ketebalan tuning bertambah besar.



Gambar 3.7. Resolusi dan deteksi dari seismik

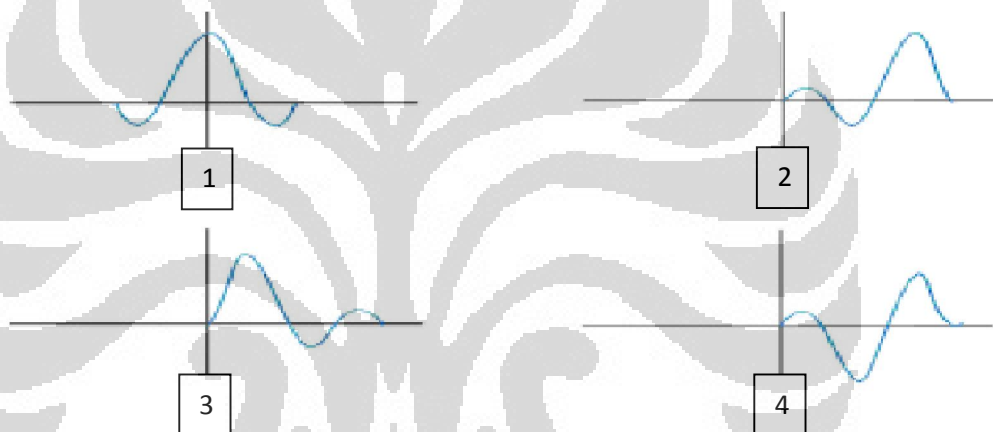
Sedangkan deteksi seismik dapat dirumuskan hingga $\lambda/30$. artinya jika ketebalan dari reservoir masih diatas seismik deteksinya, maka reservoir tersebut masih dapat dideteksi oleh seismik.

Resolusi ini sangat penting untuk diketahui karena sebagai justifikasi selanjutnya dalam tahap interpretasi selanjutnya, seperti *picking well bottom*, *picking horizons*, dan analisa window pada analisa atribut seismik. Karena pada tahap tersebut perlu diketahui apakah pada ketebalan reservoir diatas resolusi seismiknya. Jika tebalnya diatas resolusinya, maka kita bisa membuat *picking well bottom* dan *picking bottom* reservoir di seismik. Sedangkan pada analisa atribut kita bisa menggunakan analisa window antar horizon.

3.3.4. Wavelet

Wavelet atau sering disebut juga sinyal seismik merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang seismik yang mempunyai amplitudo, frekuensi dan *phase* tertentu. Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi atas beberapa jenis (Sismanto, 1999):

1. *Zero phase*, yaitu *wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris), yaitu *wavelet* yang energinya terpusat pada titik nol (*peak* pada batas AI). *Wavelet* jenis ini mempunyai nilai resolusi maksimum dibanding *wavelet* jenis yang lain.
2. *Minimum phase*, yaitu *wavelet* yang pemusatan energinya terjadi pada bagian depan dari *wavelet* (muka gelombang), sedekat mungkin dengan titik referensi sama dengan nol ($t=0$) dan tidak memiliki energi sebelum $t=0$
3. *Maksimum phase*, yaitu *wavelet* yang memiliki pemusatan energi maksimal pada dibagian akhir dari *wavelet*.
4. *Mix phase*, adalah *wavelet* yang tidak terjadi pemusatan energi baik dibagian awal atau akhir dari *wavelet*.



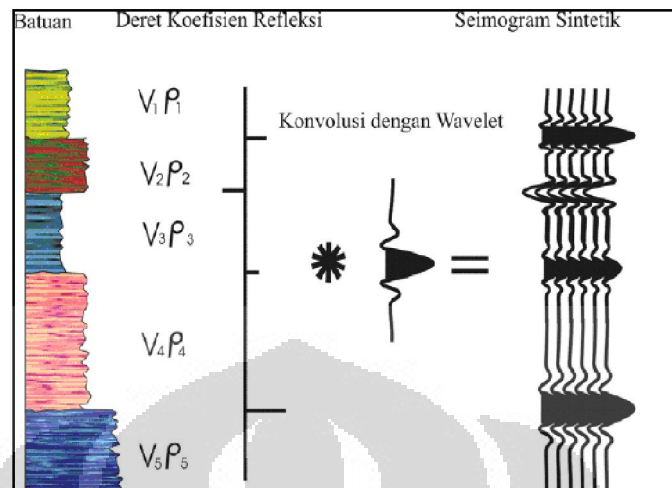
Gambar 3.8. Jenis-jenis *wavelet* 1) *Zero Phase Wavelet*, 2) *Maximum Phase Wavelet*, 3) *Minimum Phase Wavelet*, 4) *Mixed Phase Wavelet* (Sukmono, 1999)

3.3.5. Sintetik Seismogram

Sintetik Seismogram adalah data seismik buatan yang di buat dari data sumur, yaitu log kecepatan, densitas dan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka kita akan mendapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut. seismogram dari sumur.

Seimogram sintetik ini digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Sebagaimana yang kita ketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (depth). Sehingga,

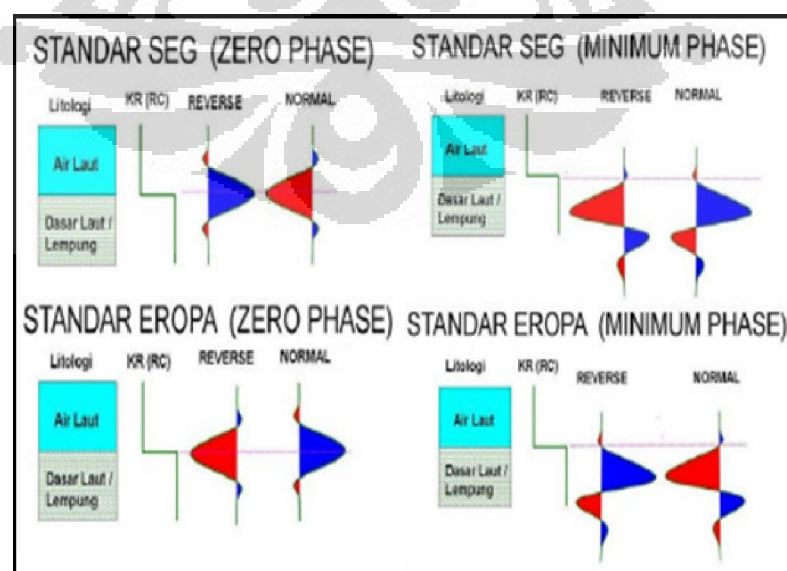
sebelum kita melakukan pengikatan, langkah awal yang harus kita lakukan adalah konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat sintetik



Gambar 3.9. Sintetik seismogram yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan wavelet (Sukmono,1999)

3.3.6. Polaritas

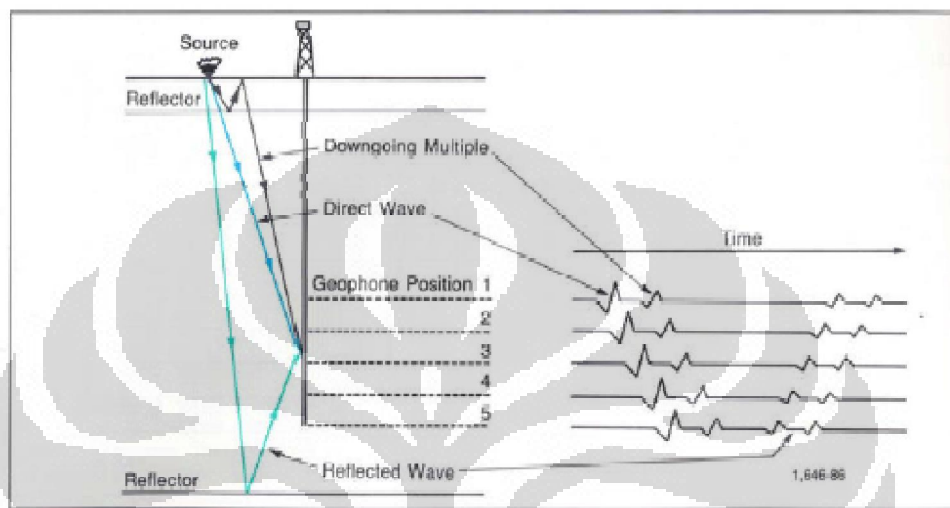
Polaritas adalah defleksi koefisien refleksi yang ditandai dengan nilai positif dan negatif. Terdapat dua pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan reverse. Saat ini terdapat 2 standar polaritas yang dipakai dalam interpretasi seismik yaitu standar SEG dan standar eropa dan nilai keduanya berkebalikan.



Gambar 3.10. Polaritas (normal dan reverse) bentuk *wavelet zero phase* dan *minimum*

3.4. Survei Checkshot

Checkshot dilakukan bertujuan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman yang diperlukan dalam proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Prinsip kerjanya dapat dilihat pada **gambar 3.11**.



Gambar 3.11. Survei Checkshot (Sukmono, 2007)

Survei ini memiliki kesamaan dengan akuisisi data seismik pada umumnya namun posisi geofon diletakkan sepanjang sumur bor, atau dikenal dengan survey *Vertical Seismik Profilling (VSP)*. Sehingga data yang didapatkan berupa *one way time* yang dicatat pada kedalaman yang ditentukan sehingga didapatkan hubungan antara waktu jalur gelombang seismik pada lubang bor tersebut

BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Persiapan Data

Sebelum melakukan pengolahan data, maka terlebih dahulu peneliti melakukan persiapan data. Dalam studi ini digunakan tiga buah data yang akan diolah pada interpretasi data seismic, yakni: data seismic, sumur, dan checkshot.

4.1.1. Data Seismik 3D

Data seismic yang digunakan adalah data seismic 3D *post-stack time migration* (PSTM) dengan klasifikasi sebagai berikut:

- a) Jumlah *inline* : 5-1000 *inline*
- b) Jumlah *crossline* : 5-1000 *crossline*



Gambar 4.1 Penampang seismic dalam tampilan *interpretation window*

4.1.2. Data Sumur

Data sumur yang dimiliki dari penelitian ini berjumlah 6 Sumur, antara lain: Atna, Kalinga, Dleton, Tyson, Udacha, dan Smegsy. Data log yang digunakan untuk masing-

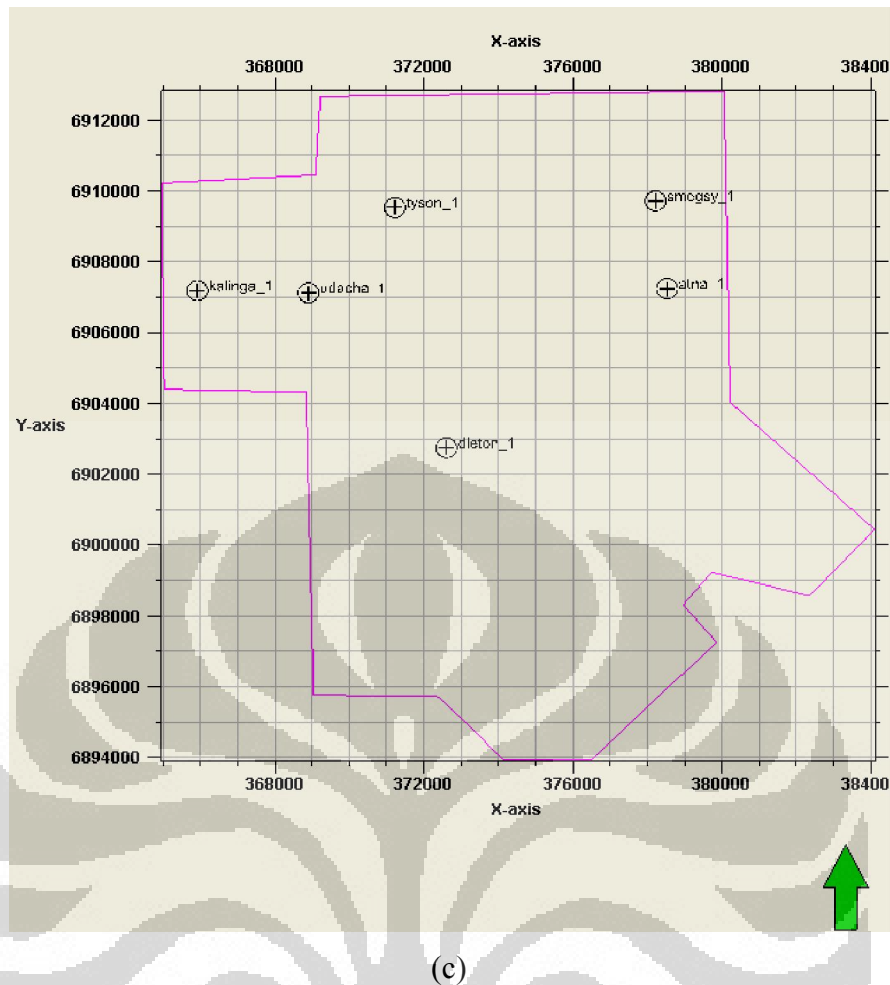
masing sumur dalam penelitian ini adalah log densitas dan log sonic untuk pengikatan data sumur dengan data seismik, data gamma ray, data resistivity untuk penentuan korelasi marker sumur.

Well	LAT	LONG	UTM X (easting)	UTM Y (northing)	start depth (F)	End Depth (F)	Start depth (m)	End depth (m)
KALINGA	365922.73	6907189.32			10	8934.5	3.048	2723.236
SMEGSY			378214.34	6909723.56	0	9792.5	0	2984.754
TYSON	27 55' 58.45" S	139 41' 38.14" E	371498	6909544	121	9396	36.8808	2863.901
UDACHA	27 57' 15.94" S	139 40' 2.18" E	368901	6907131	28.5	8899	8.6868	2712.415
DLETON	27 59' 39.64 S	139 42' 16.08 E	372607	6902748	71	9253	21.6408	2820.314
ARAT	27 57' 15.6" S	139 45' 54.5" E	378529	6907243	9922	79	3024.23	24.0792
Well	Elevation of Permanent Datum above Mean Sea Level	Elevation of tool zero above Mean Sea Level	Elevation of Depth Reference (m)	HALS-B Temperature of calibration (Deg C)	Stretch Correction (m)	Surf. Hole Temperature (Deg C)	step	null value
KALINGA	-	-	-	-	-	-	0.5	-999.25
SMEGSY	-	-	-	-	-	-	0.5	-999.25
TYSON	0	0	38	87.632	2	20	-0.5	-999.25
UDACHA	0	0	28	33.952	NO	38.5	-0.5	-999.25
DLETON	0	0	35	53.96	1.1	28	-0.5	-999.25
ARAT							-0.5	-999.25

(a)

	Name	Folder	Surface X	Surface Y	KB	TD (TVDSS)	TD (MD)
1	aina_1	'Wells'	378529.00	6907243.00	0	3000	3000
2	dleton_1	'Wells'	372607.00	6902748.00	35	2965	3000
3	tyson_1	'Wells'	371225.00	6909541.00	38	2962	3000
4	udacha_1	'Wells'	368901.00	6907131.00	28	2972	3000
5	kalinga_1	'Wells'	365922.73	6907189.32	0	3000	3000
6	smegsy_1	'Wells'	378214.34	6909723.56	0	3000	3000

(b)



Gambar 4.2. (a) Manajemen data sumur. (b) *Input* data sumur pada software (c) Letak sumur pada *boundary polygon* seismic

Dikarenakan hanya 3 sumur saja yang memiliki data log lengkap, pada penelitian ini hanya digunakan 3 data log sumur untuk dilakukan *Well Tie* dan *Picking*, yakni: Dleton, Udacha, dan Tyson.

4.1.3. Data Checkshot

Data sumur memberikan informasi bawah permukaan dalam domain kedalaman, sedangkan data seismic memberikan informasi bawah permukaan dalam domain time, maka digunakan data Checkshot untuk mendapatkan hubungan antara waktu terhadap kedalaman dengan cara mengikat data sumur terhadap data seismic (*Well to Seismic Tie*)

4.2 Pengolahan Data

Secara umum pada penelitian ini pengolahan data interpretasi seismik dilakukan dalam beberapa tahapan, diantaranya adalah: Korelasi sumur, *well seismic tie*, ekstraksi wavelet, *picking horizon* dan patahan, pembuatan peta kontur dalam domain waktu, pembuatan model kecepatan, dan pembuatan peta kontur dalam domain kedalaman.

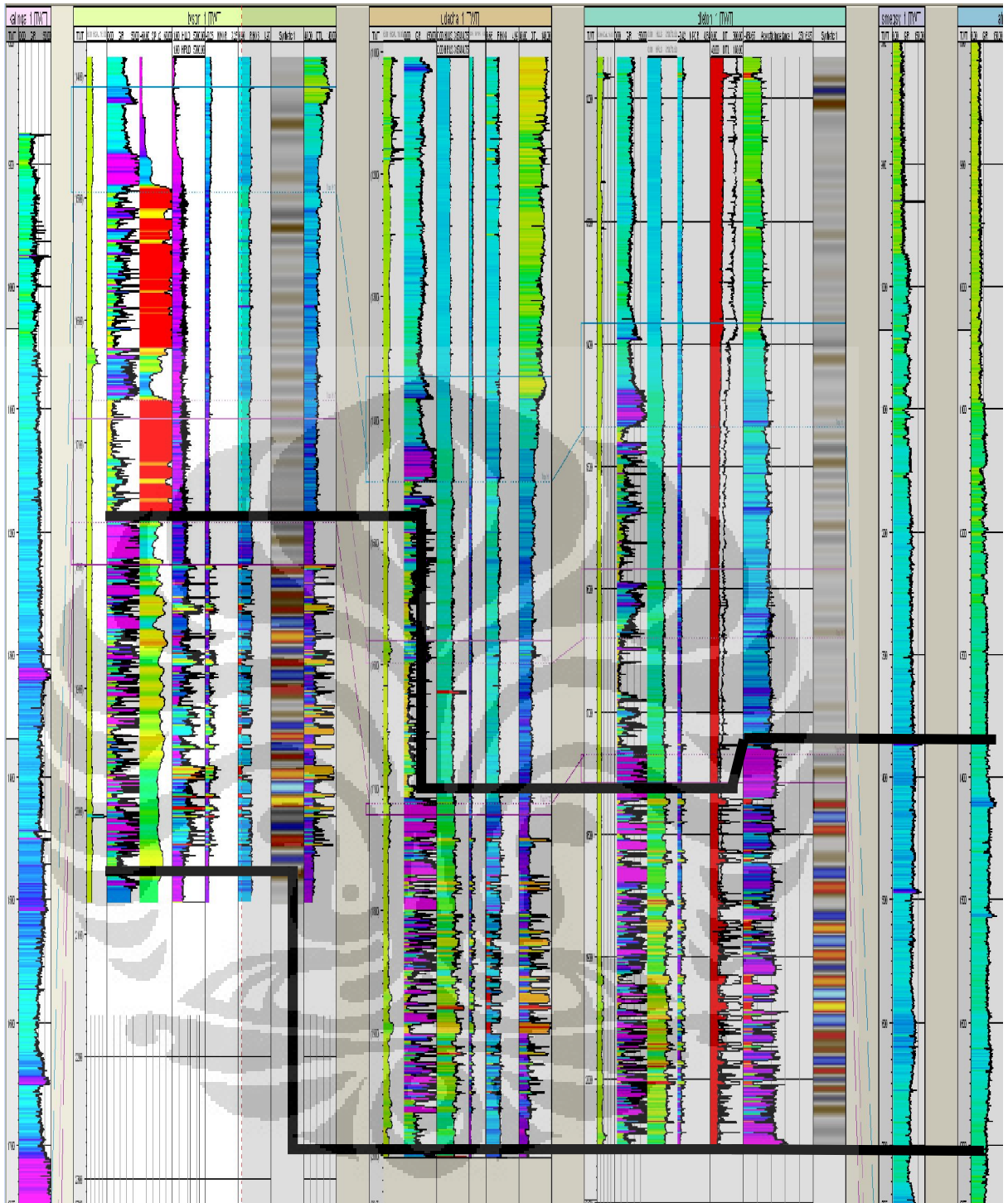


Gambar 4.3. Diagram Alir Pengolahan data penelitian

Pada penelitian ini, digunakan dua perangkat lunak interpretasi seismic, yakni: Petrel sebagai software utama dan Hampson Russel sebagai software pendukung.

4.2.1 Korelasi Sumur

Korelasi sumur merupakan tahap dimana dilakukan marker pada batas atas dan batas bawah dari reservoir pada masing-masing sumur sehingga dapat dilihat korelasi antar sumur dan ketebalan dari reservoir.



Gambar 4.4. Korelasi sumur

Pada **Gambar 4.4.**, korelasi dilakukan pada 6 sumur yang, dan setelah melihat integrasi antara *log gamma-ray* dan *log resistivity* didapatkan 3 marker utama. .

Korelasi sumur yang dilakukan dengan menggunakan software petrel ini bertujuan untuk menentukan batas atas dan batas bawah dari reservoir dan melihat ketebalannya serta dari data tersebut dapat menandakan bahwa daerah yang dilakukan marker

merupakan satu formasi. Dengan melihat nilai log gamma ray yang kecil dan nilai log resistivitas yang besar menandakan adanya suatu potensi hidrokarbon yang pada tahap ini dilakukan penentuan batas atas dan bawahnya dan dikorelasi terhadap sumur yang lain, untuk dilakukan proses lebih lanjut.

Didapatkan 20 lapisan tipis pada saat korelasi sumur. Untuk mendapatkan gambaran secara umum, kami menggabungkan beberapa *Horizon*, sehingga dihasilkan 3 marker *Horizon* utama pada 3 sumur tersebut. 3 marker tersebut antara lain: *Horizon 1*, *Horizon 7*, dan *Horizon 12*.

Korelasi sumur ini juga sangat penting untuk mengetahui perkiraan ketebalan suatu formasi, mengetahui lithologi formasi, memberikan informasi fluida yang mungkin berada dalam batuan dan yang terpenting adalah menjadi salah satu parameter yang akan dianalisis saat menentukan prospek

4.2.2 Ekstraksi Wavelet

Ekstraksi wavelet sangat menentukan proses berikutnya, *Well-Seismic Tie*. Pada kelima sumur tersebut proses penentuan wavelet dilakukan berulang-ulang hingga mendapatkan nilai korelasi yang tinggi antara seismogram sintetis dengan data seismik.

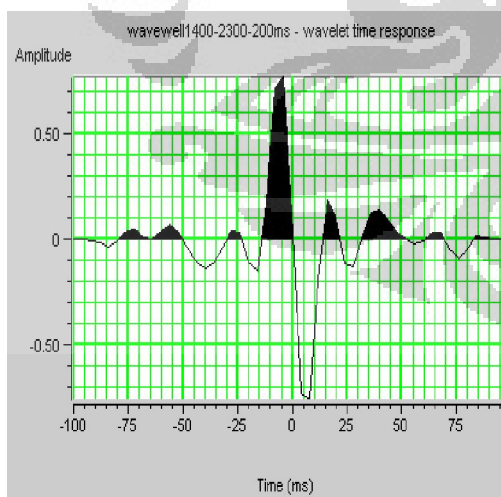
Ekstraksi wavelet dapat dilakukan dengan beberapa metode, yaitu: metode *statistical*, metode *use well*, membuat *ricker wavelet*, dan *bandpass wavelet*. Proses ekstraksi *wavelet* menggunakan statistik dengan cara mengekstraksi *wavelet* dari *cube* data seismik di sekitar zona target. Proses ekstraksi *wavelet* menggunakan data sumur dengan cara mengekstraksi *wavelet* di sekitar lokasi sumur. Ekstraksi yang benar dilakukan pada setiap sumur dengan menggunakan kedua metode tersebut (metode *statistical* dan *use well*).

Ekstraksi wavelet dilakukan secara berulang-ulang untuk mendapatkan nilai terbaik dari wavelet, karena ekstraksi wavelet ini akan sangat berpengaruh untuk proses selanjutnya (*Well seismic Tie*). *Wavelet statistic* pada jendela di sekitar zona reservoir dipilih pada penelitian. Jendela yang digunakan pada ekstraksi tersebut adalah 1400

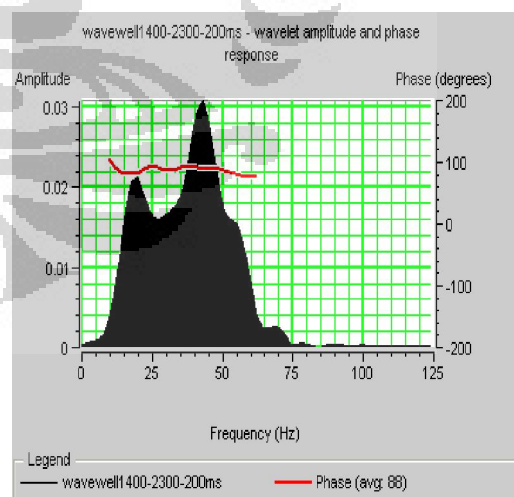
ms sampai dengan 2300 ms. Hal tersebut dilakukan untuk mendapatkan hasil yang mendekati sebenarnya. Frekuensi gelombang seismik menjadi semakin kecil seiring dengan berubahnya kedalaman. Oleh karena itu, dibutuhkan frekuensi yang hanya mempresentasikan pada kedalaman reservoir saja.

Lebar jendela yang digunakan adalah sebesar 900 ms pada daerah target. Sedangkan panjang wavelet yang diekstrak sebesar 200 ms. Lebar jendela ini tidak boleh lebih kecil dari pada lebar *wavelet* yang diekstraksi agar sintetik seismogram yang didapatkan cukup menggambarkan sebenarnya. Kurang lebih lebar jendela tiga kali lebih besar dari panjang *wavelet*, agar *wavelet* yang didapatkan tepat. Frekuensi dominan yang digunakan pada wavelet ini adalah 45 Hz, sedangkan fasa yang digunakan adalah *minimum phase*.

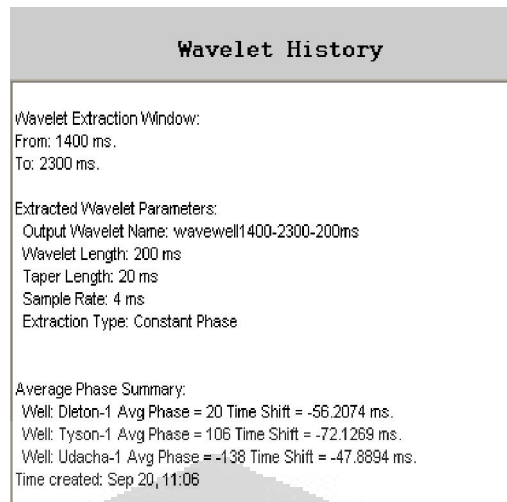
Wavelet yang telah diekstraksi kemudian dikonvolusi dengan koefisien refleksi untuk membuat seismogram sintetik yang akan digunakan dalam proses *well to seismic tie*. Sebelum melakukan proses *well to seismic tie* ini, data sumur (p wave) terlebih dahulu dikonversi dari domain kedalaman menjadi domain waktu dengan menggunakan data checkshot. Proses *well to seismic tie* ini banyak dipengaruhi oleh *shifting*, *squeezing* dan *stretching*.



(a)



(b)



(c)

Gambar 4.5. Display Wavelet pada minimum phase (a) Amplitudo - Time. (b) Amplitudo-Frequency.

(c) Komposisi wavelet

4.2.3. Pengikatan Data Sumur dan Data Seismik

Well seismik tie dilakukan untuk mengintegrasikan data sumur yang berada di koridor kedalaman dengan data seismik yang berada pada koridor waktu, sehingga data marker dapat digabungkan dari sumur untuk penentuan *Horizon* pada data seismik. Langkah awalnya adalah dengan menentukan wavelet yang dapat mewakili hubungan antara data seismik dengan data sumur, setelah itu memasukkan data checkshot, kemudian dilakukan *stretch-squeeze*.

Pada *well seismic tie* ini data sumur yang diperlukan adalah Log Sonic (DT), Log Densitas (RHOB), dan data Chekshot. Data sumur memiliki domain dalam kedalaman dan data seismic memiliki domain dalam waktu, oleh karena itu sebelum melakukan pengikatan data seismic terhadap data sumur, terlebih dahulu kita harus melakukan konversi data sumur dalam domain kedalaman ke data seismic dengan domain waktu. Untuk melakukan konversi tersebut maka diperlukan data Log Sonic dan data chekshot.

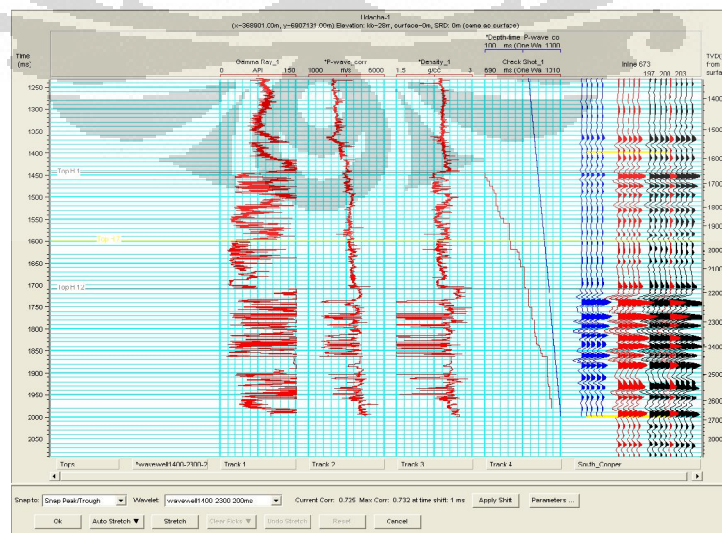
Untuk mendapatkan *Synthetic Seismogram* yang merupakan hasil konvolusi dari koefisien refleksi dengan wavelet, maka harus dibuat koefisien refleksi setelah melakukan ekstraksi wavelet. Parameter yang memiliki pengaruh besar terhadap nilai koefisien refleksi adalah nilai Acoustic Impedance (AI) suatu lapisan/batuan. Acoustic

Impedance adalah kemampuan suatu batuan untuk melewati gelombang seismic. Acoustic Impedance diperoleh dengan cara mengalikan densitas batuan dengan kecepatan gelombang kompresi. Oleh karena itu, untuk mendapatkan nilai dari Acoustic Impedance membutuhkan parameter densitas dalam log densitas (RHOB) dan parameter kecepatan dalam log sonic.

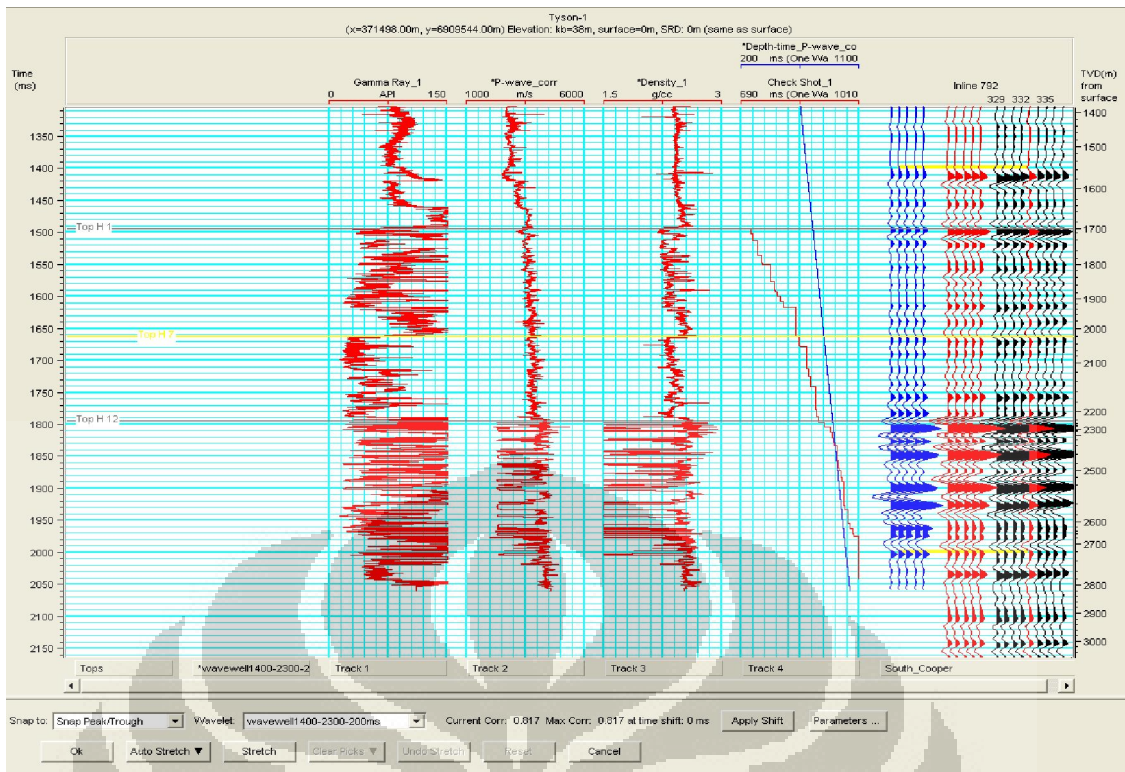
Sebelum dilakukan perhitungan nilai AI, maka log sonic yang akan digunakan dikoreksi terlebih dahulu. . Karena pada dasarnya data log sonic membaca nilai kecepatan gelombang di batuan formasi, akan tetapi pada kenyataannya saat awal pengambilan data ikut terekam pula chasing pada lubang sumur, sehingga mempengaruhi curva log *sonic*. Oleh karena itu data tersebut perlu dipotong agar tidak mempengaruhi hasil seismogram yang akan dibuat.

Koreksi *well tops* dan data seismic yang telah dilakukan sebelum proses *well seismic tie* ini akan sangat bermanfaat ketika melakukan korelasi *well seismic tie*, khususnya ketika menentukan zona *interest* dari reservoir. Top horizon yang telah kita buat pada saat marker akan menjadi Guidance dalam melakukan *well seismic tie*.

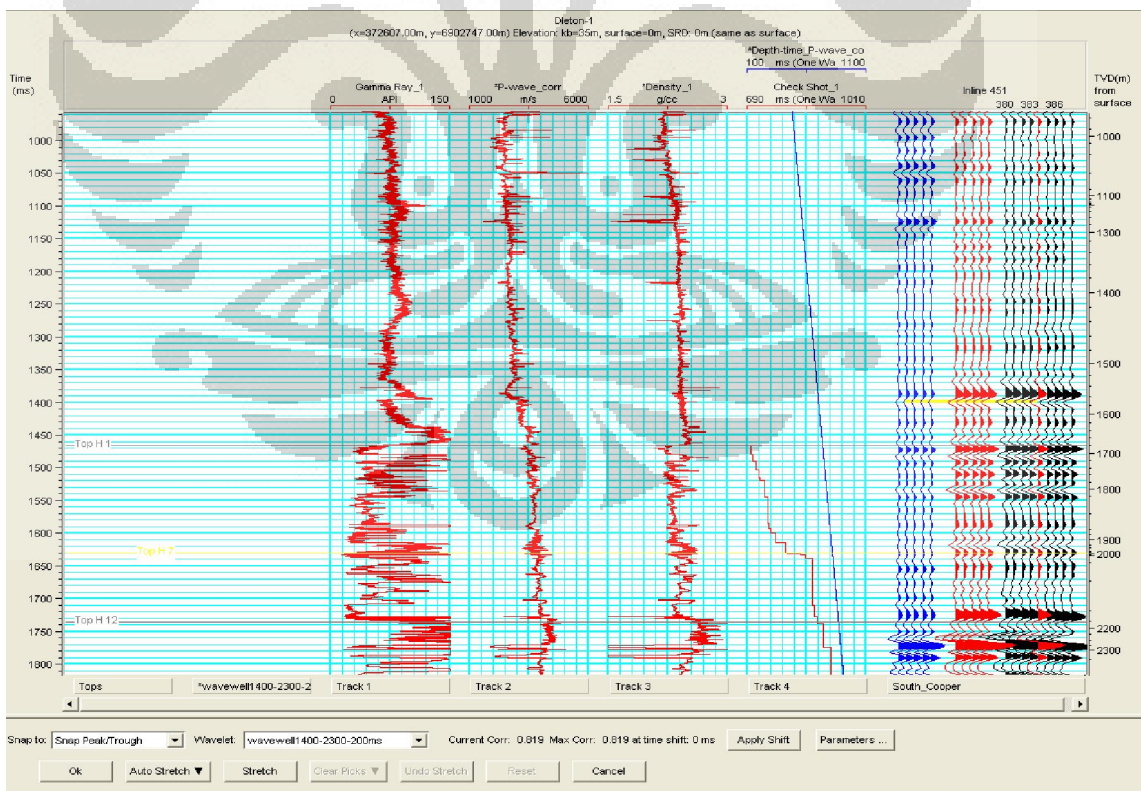
Proses *stretch-squeeze* dilakukan untuk mencocokkan trace seismic dengan trace sintetik, sebelum itu kita harus mengetahui kisaran kedalaman dari marker geologi agar tidak mengalami kesalahan dalam proses *well seismic tie*.



(a)



(b)



(c)

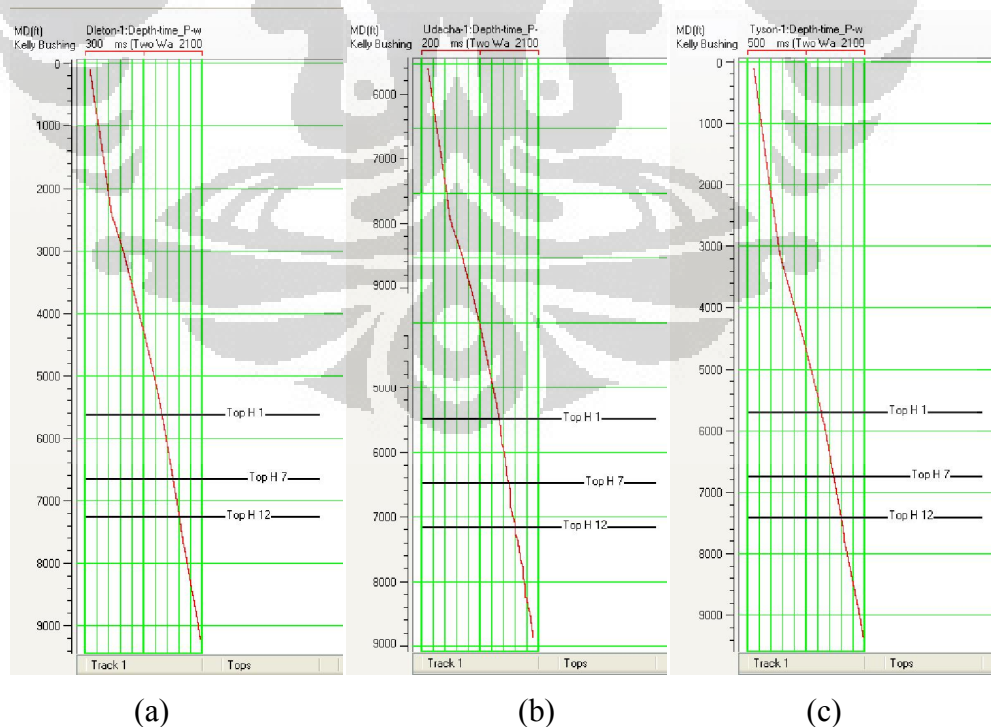
Gambar 4.6. Hasil korelasi Sumur dalam proses *Well Seismic Tie*: (a) Udacha, (b) Tyson, (c) Dleton

Stretch-squeeze memiliki batas toleransi pergeseran sekitar 10 ms. Batas pergeseran tersebut perlu diperhatikan karena jika melebihi 10 ms akan menyebabkan data sumur mengalami shifting. Hal ini akan berpengaruh pada saat penentuan nilai fasa dari data sumur tersebut, dimana nilai fasanya akan mengalami pergeseran dari nilai fasa sebenarnya, setelah melakukan proses ini kita melihat besar nilai dari korelasinya, seperti ditunjukkan pada **Tabel 4.8**

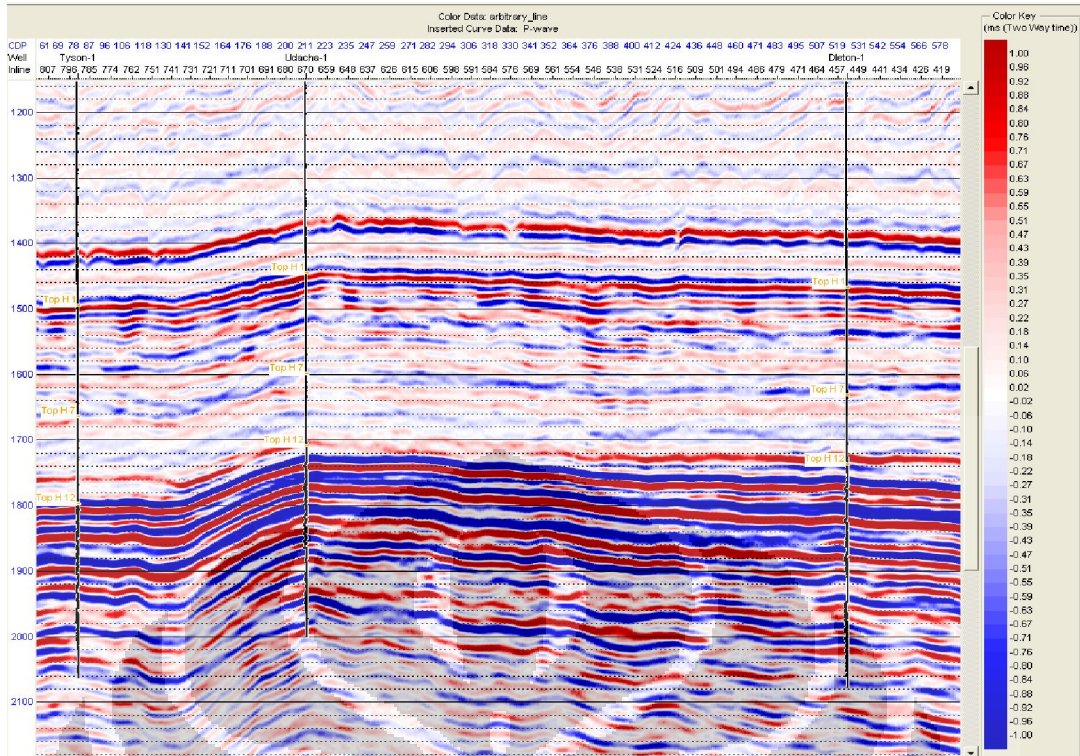
Sumur	Nilai Korelasi
Dleton	0.819
Udacha	0.732
Tyson	0.817

Tabel 4.7. hasil Korelasi 3 Sumur

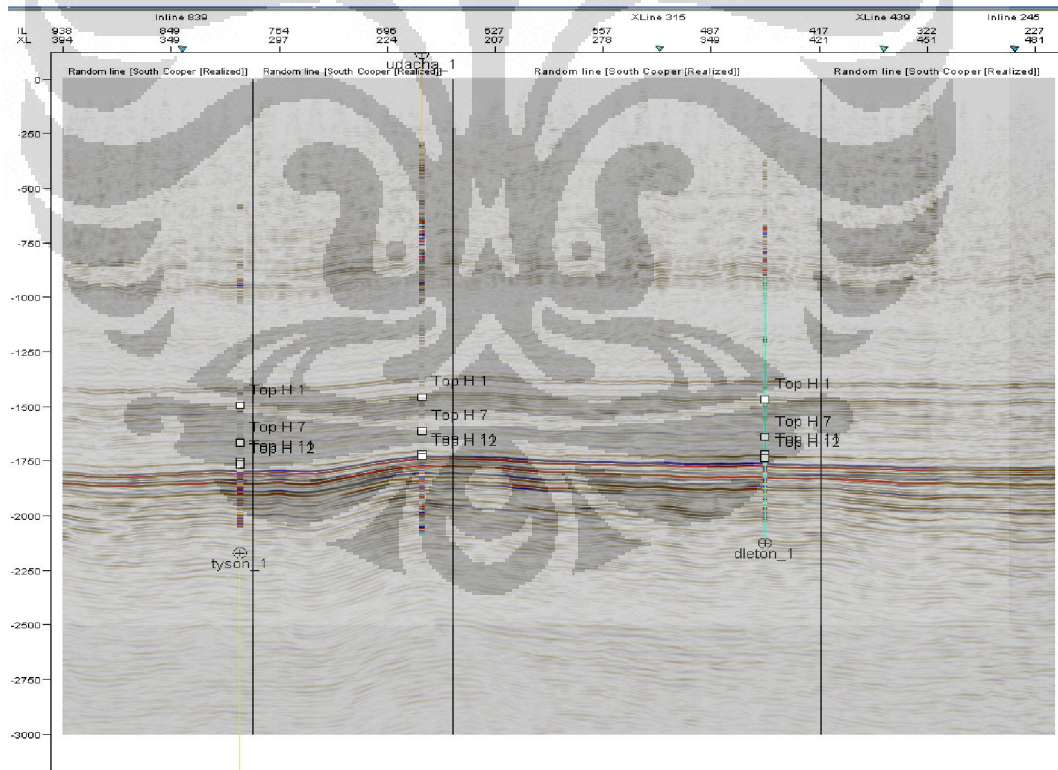
Nilai korelasi yang didapat harus disesuaikan dengan kedalaman data sumur dan seismic agar tidak terjadi over stretch. Maka untuk mengkoreksinya, kita dapat melihat kesesuaian kurva seperti pada **Gambar 4.8**. jika nilai korelasi sudah benar, maka kurva yang di dapat akan berbanding terbalik antara kedalaman dan TWT.



Gambar 4.8. Kurva Two Way Time (TWT) dengan kedalaman pada ketiga sumur yang telah di korelasikan



(a)



(b)

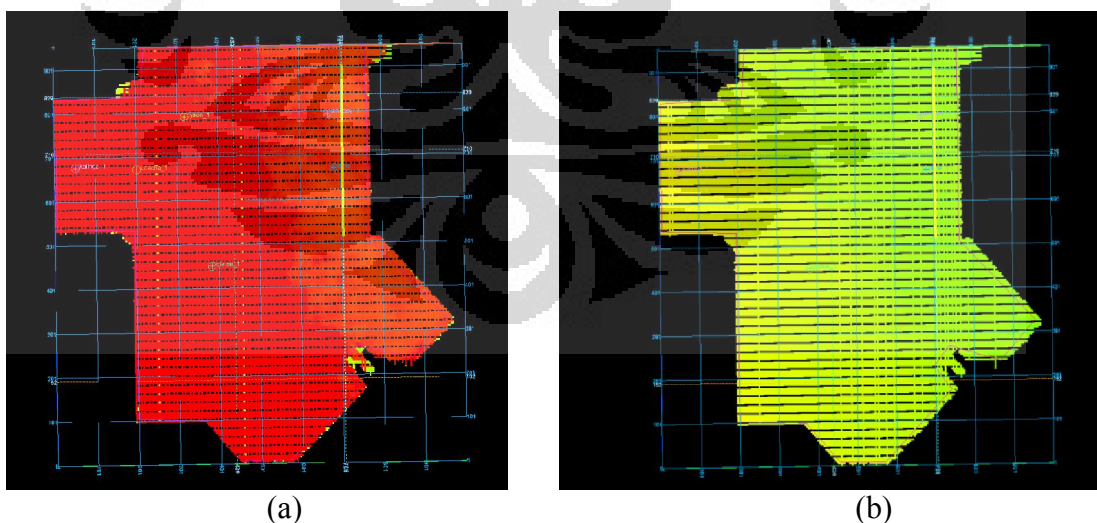
Gambar 4.9. Hasil Marker 3 Sumur yang telah melalui proses *Well-Seismic Tie* pada (a) *Hampson Russel Software* dan (b) *Petrel Software*

Data sumur yang telah di konversikan kedalam *time* dan diikat dengan data seismic maka akan memberikan marker top horizon data sumur pada penampang seismic. *Marking* sumur baru pada penampang seismic ini akan sangat berperan pada proses selanjutnya (*Picking Horizon dan fault*)

4.2.4 *Picking Horizon*

Picking Horizon digunakan untuk analisa struktural dan analisa stratigrafi. *Picking Horizon* dilakukan dengan cara membuat garis *Horizon* pada kemenerusan lapisan pada penampang seismic, seperti yang ditunjukkan pada **gambar 4.10**. Informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran dari reservoir sangat dibutuhkan dalam melakukan *Picking Horizon* ini.

Sebelum melakukan *Picking Horizon*, sumur hasil *seismic-well tie* di tampilkan pada penampang seismic untuk mengetahui *Horizon* yang akan dilakukan *Picking*. Karena wavelet yang digunakan merupakan *minimum phase*, maka proses *Picking Horizon* dilakukan pada *Z-Crossing* dari amplitude seismic. Line yang pertama kali di lakukan *Picking* adalah line yang berpotongan dengan sumur, dan line tersebut sebagai acuan untuk melakukan *Picking Horizon* pada line berikutnya.

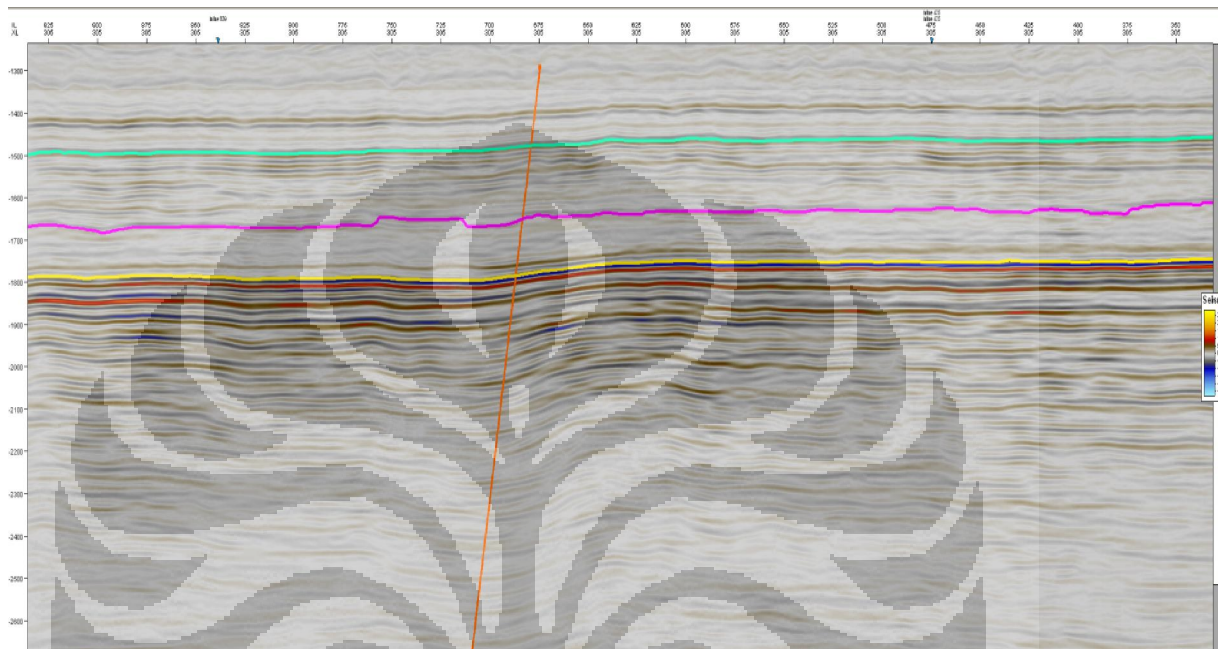


Gambar 4.10. Hasil *Picking* pada (a) Horizon 1 dan (b) Horizon 12 pada penampang 2D

Untuk mengetahui hasil *Picking* dari *Horizon* yang telah dilakukan *Picking* sesuai antara inline dan xlinenya, maka map view hasil *Picking* harus diperhatikan. Warna

dari perpotongan antar inline dan xline yang telah dilakukan *Picking* harus sama. Dan interpolasi warna dari map view terlihat rapih.

Setelah dilakukan *Picking* horison pada seluruh horison kemudian dilanjutkan dengan proses *Picking Fault*.



Gambar 4.11. Hasil *Picking Horizon* dan *Fault* pada x-line 305

Proses picking horizon dan fault sangat penting untuk menginterpretasikan struktur dan stratigrafi yang mungkin terjadi, disamping itu dalam melakukan picking akan mempermudah dalam melakukan analisis petroleum sistem untuk menentukan zona prospek hidrokarbon.

Picking Fault dilakukan berdasarkan ciri-ciri *Fault* pada data seismik, diantaranya adalah:

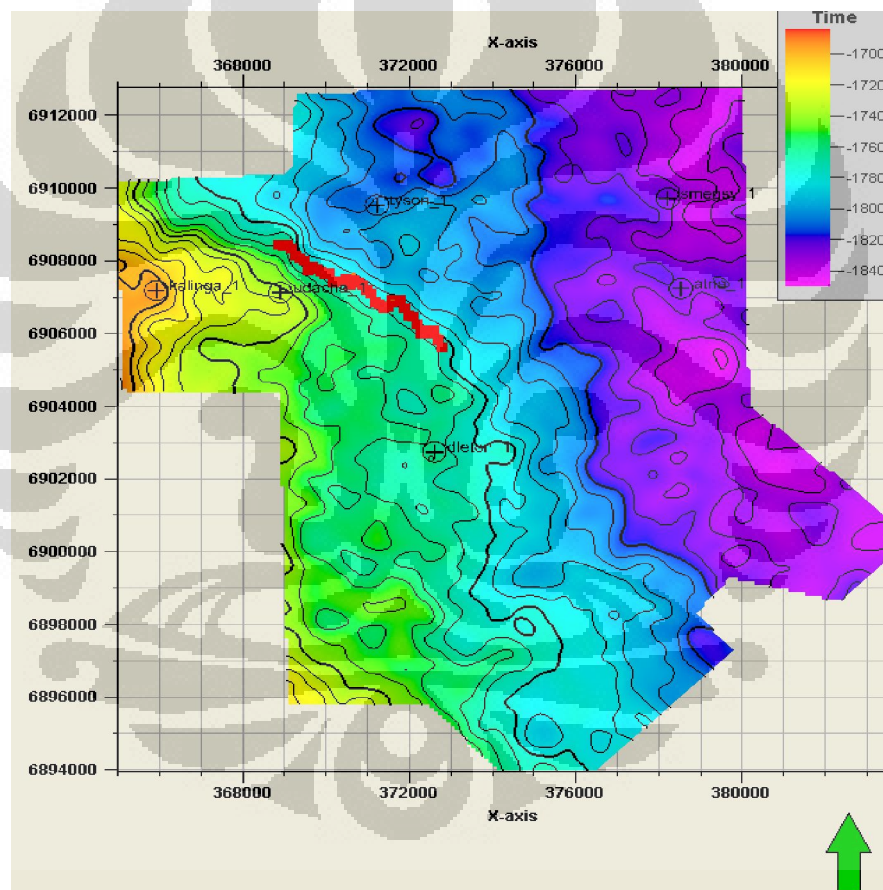
1. Diskontinuitas horison atau dislokasi kemenerusan refleksi horison secara tiba-tiba
2. Perubahan kemiringan horison secara mendadak
3. Terjadinya penebalan atau penipisan lapisan antar 2 horison
4. *Fault Shadow* atau rusaknya zona yang tersesarkan
5. Kuat atau lemahnya refleksi karena perbedaan densitas pada blok patahan.

Fault cukup sulit ditemukan, hal ini dimungkinkan karena secara geologi, daerah cekungan eromanga tidak terlalu banyak mengalami peristiwa tektonik. Hanya terdapat 1 *Fault Major* pada arah utara-selatan Cekungan Cooper-Eromanga.

Lipatan berupa antiklin ataupun sinklin pada penampang seismik memiliki ciri-ciri adanya lengkungan horizon.

4.2.5. Peta Struktur Waktu

Peta kontur dibuat berdasarkan hasil *Picking Horizon* dan *Picking Fault* yang bertujuan untuk melihat permukaan dan struktur dari daerah penelitian. Peta struktur ini memiliki domain dalam waktu, meskipun begitu sesungguhnya sudah dapat dilakukan analisis permukaan dan patahan dari studi ini



Gambar 4.12. Peta Kontur Pada Horison 1

4.2.6. Model Kecepatan

Pembuatan model kecepatan dilakukan untuk membuat peta struktur kedalaman dan melakukan estimasi besarnya volume reservoir secara kuantitatif. *Time Structure Map*

memiliki satuan waktu dalam Two Way Time (TWT), sedangkan secara perhitungan manual untuk mengkonversi dari nilai waktu ke kedalaman dibutuhkan nilai One Way Time (OWT), oleh karena itu (sesuai dengan prinsip seismic refleksi) nilai OWT adalah $\frac{1}{2}$ dari nilai TWT. Setelah mendapatkan nilai OWT, yang dilakukan adalah membagi nilai True Vertical Depth (TVDSS) dengan OWT sehingga dihasilkan nilai permodelan kecepatan.

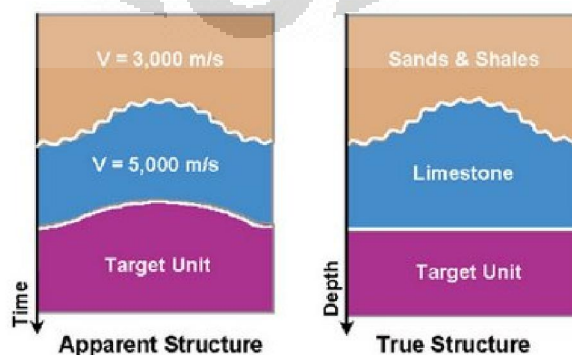
Permodelan kecepatan dengan menggunakan software dapat dilakukan secara otomatis (tanpa melalui perhitungan) dengan cara melakukan permodelan estimasi awal pada kecepatan, sehingga didapatkan model kecepatan yang sebenarnya yang digunakan dalam pembuatan peta struktur kedalaman melalui teknik trial and error dengan melihat nilai koreksinya. Nilai kecepatan yang digunakan adalah nilai kecepatan yang paling kecil nilai koreksinya, dan berikut nilai kecepatan yang diestimasi dalam penelitian ini:

1. Lapisan 1 : 2500 m/s
2. Lapisan 2 : 3000 m/s
3. Lapisan 3 : 3200 m/s

4.2.7. Peta Struktur Kedalaman

Peta struktur kedalaman merupakan hasil konversi dari *Time* ke *Depth* dengan menggunakan model kecepatan. Konversi dilakukan pada setiap sumurnya dengan model kecepatan yang diestimasi pada masing-masing horizon.

Peta kedalaman memiliki nilai keakuratan yang lebih tinggi dalam mengidentifikasi suatu prospek, sebagai contoh:



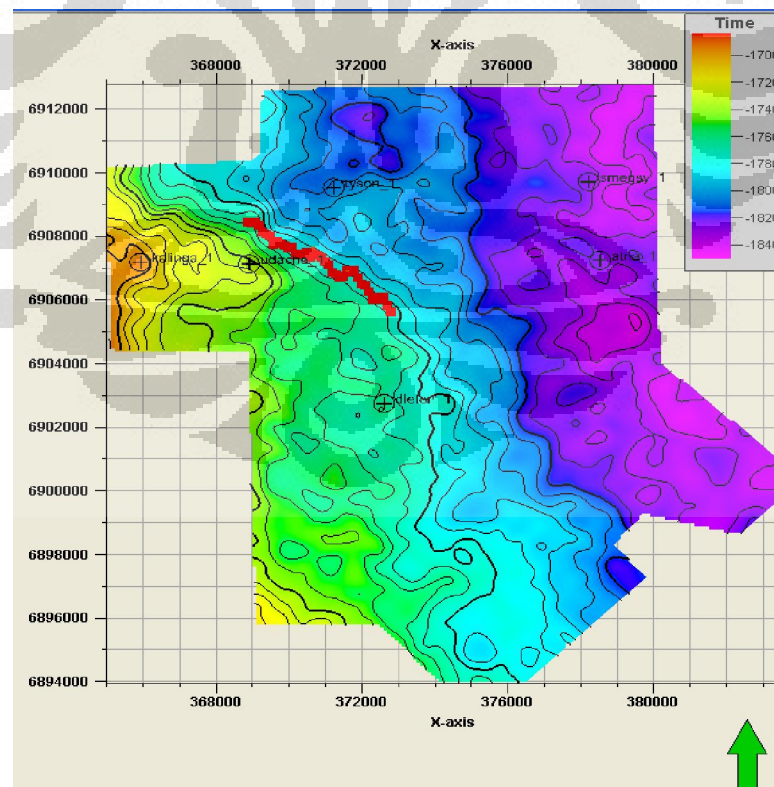
Gambar 4.13. Sketsa bawah permukaan pada domain (a) waktu dan (b) kedalaman.

(Etlis, Edward. Et al.)

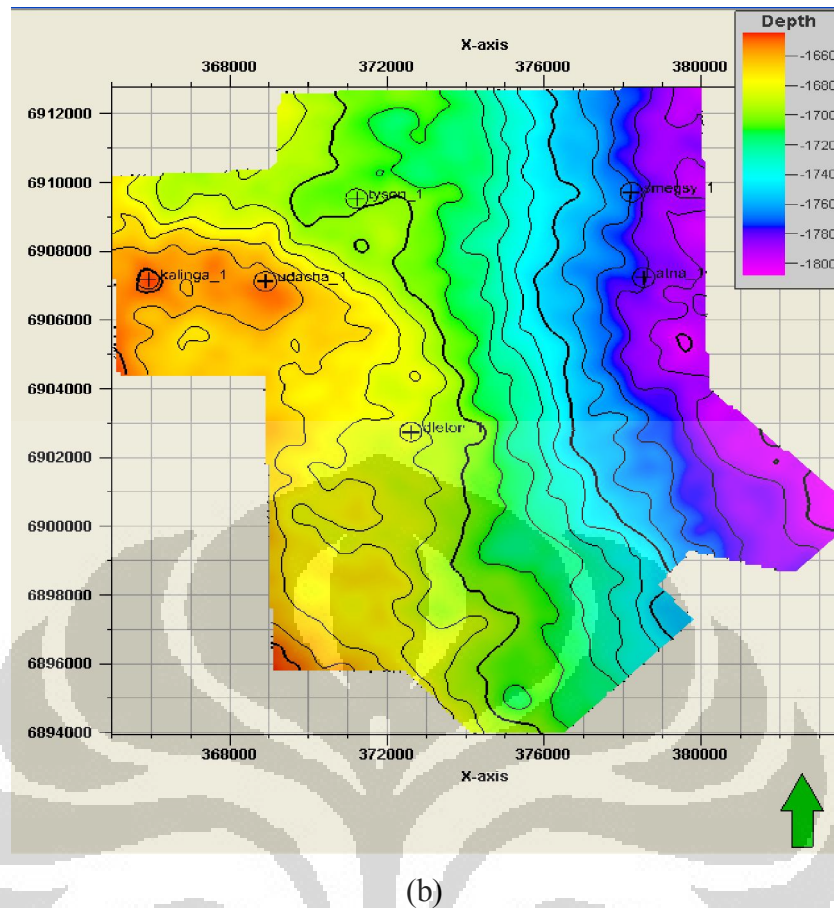
Gambaran peta kedalaman yang benar tidak akan jauh berbeda dengan peta struktur waktu. Pembuatan peta kedalaman sangat penting untuk melakukan perhitungan bulk volume yang kemudian akan digunakan dalam menganalisis prospek reservoir.

Interpretasi penampang di atas menunjukkan interpretasi yang kurang tepat karena didapatkan *pull up velocity anomaly* atau antiklin semu pada sketsa bawah permukaan dalam domain waktu. Hal ini dikarenakan terdapatnya zona dengan velocity yang tinggi diatas target, sehingga target yang seharusnya flat atau bahkan sinklin menjadi antiklin pada interpretasi dalam domain waktu.

Begitu pula sebaliknya, jika terdapat zona dengan velocity yang lebih rendah diatas target (misalnya: water bottom pada kemiringan yang tajam atau fluktuatif, Rapid sedimentation, normal faults, atau shale diapirs), maka yang terjadi adalah *push down velocity anomaly*, yakni sketsa yang akan terlihat pada domain waktu adalah struktur sinklin. Sehingga yang terjadi adalah target atau prospek menjadi tidak terbaca pada interpretasi.



(a)

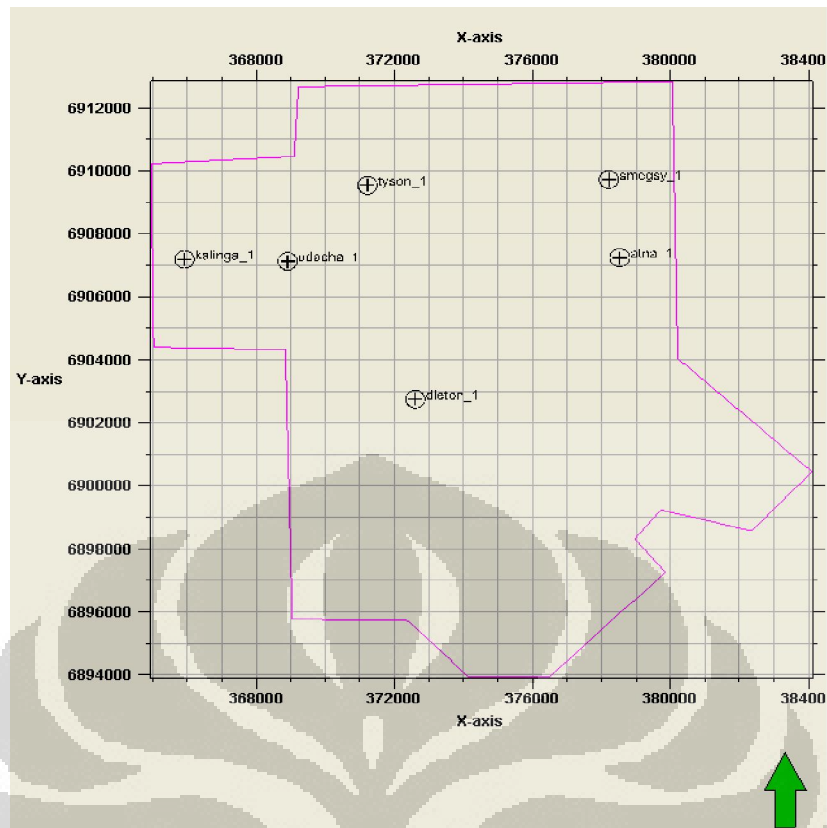


Gambar 4.14. Perbandingan antara (a) Peta Struktur Waktu dengan (b) Peta Struktur Kedalaman pada Horison 1

4.2.8. Kalkulasi Volumetrik

Kalkulasi volumetric dilakukan untuk menghitung besarnya volume bulk, Hidrokarbon, STGIP (Stop Tank Gas in Place). Sebelum melakukan kalkulasi volumetric harus terlebih dahulu melakukan analisis log untuk menentukan nilai porositas dan saturasi air.

Dalam perhitungan GRV (Gross Rock Volume) ada beberapa parameter yang diperlukan, yakni: top reservoir, spill point, dan pembuatan polygon pada zona yang dianggap prospek.



Gambar 4.15. Polygon pada horizon 7

Setelah menentukan besarnya Bulk Volume langkah selanjutnya adalah menentukan STGIP (Stop Tank Gas in Place). STGIP yang diperoleh akan menjadi parameter utama dalam menentukan prospek reservoir pada penelitian ini.

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Analisis Sumur

Zona target dalam penelitian ini adalah zona reservoir. Data sumur yang dimiliki sebanyak 6 sumur, sedangkan data sumur yang akhirnya digunakan hanya 3 data sumur, yakni: Dleton, Tyson, dan Udacha. Untuk melakukan interpretasi data sumur diperlukan beberapa data seperti: log gamma-ray, log density, dan log sonic. Sedangkan korelasi sumur sendiri memiliki beberapa tujuan diantaranya:

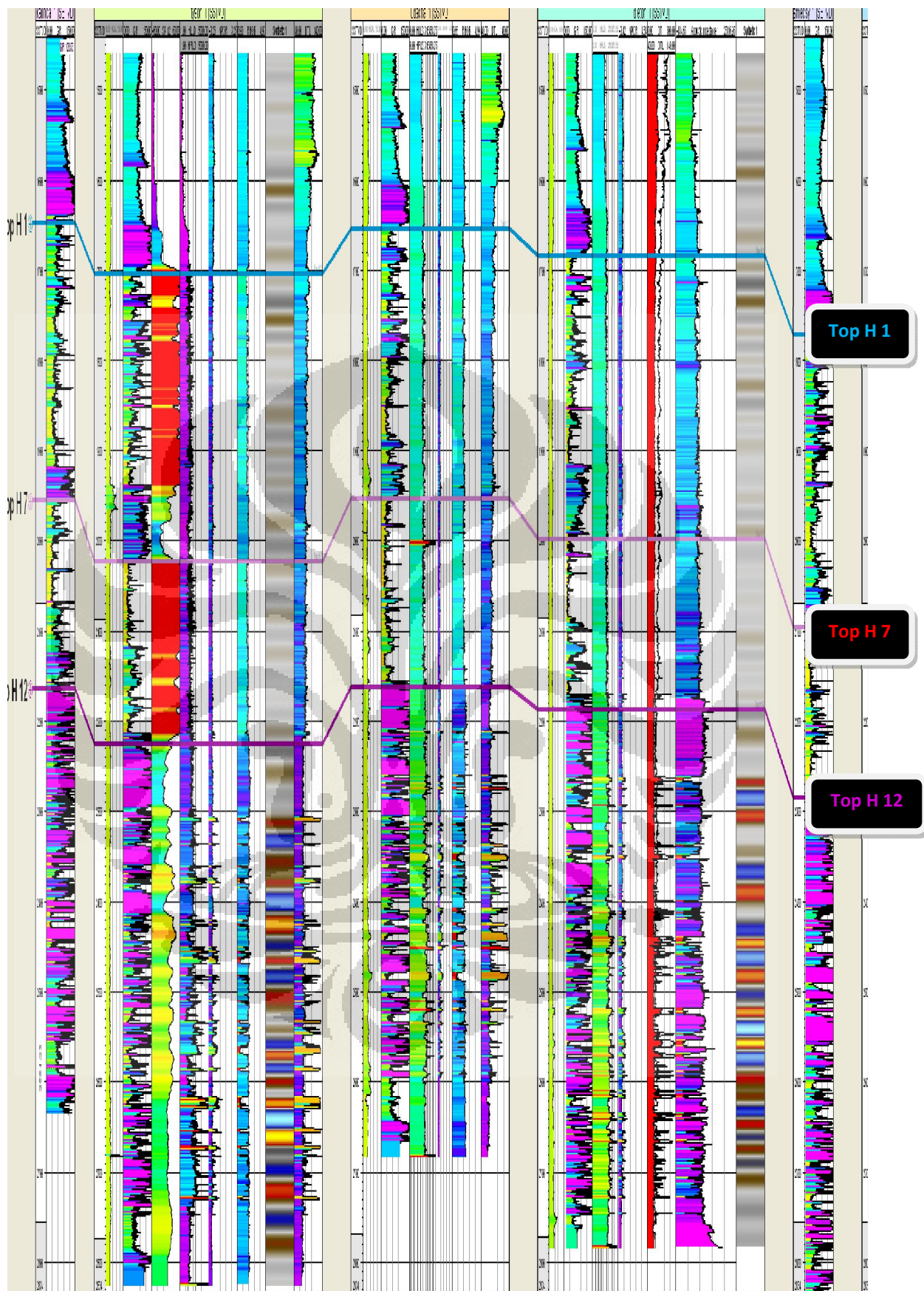
1. Mengetahui lithologi suatu lapisan
2. Mencari batas lithologi serta persebaran suatu batuan atau perlapisan.
3. Melengkapi informasi yang tidak terdapat pada sumur (*Salinity Water*, porositas, resestivitas, dan lain-lain).

Untuk mengetahui lithologi suatu lapisan maka dapat digunakan log lithologi, yakni Gamma Ray dan Spontaneous Potensial (SP). Persebaran dan batas perlapisan dapat ditentukan dengan cara membuat horizon sesuai dengan respon log lithologi pada data sumur. Dibawah ini adalah table yang menunjukkan kedalaman perlapisan dalam TVDSS (True Vertical Depth Sub Sea) serta ketebalan rata-rata pada masing-masing perlapisan dari ketiga sumur.

Sumur	Tyson	Udacha	Dleton	Ketebalan Rata-rata
Horizon 1	1700-2020	1650-1950	1680-2000	313.3
Horizon 7	2025-2220	1955-2150	2005-2190	191.67
Horizon 12	2225-2834	2155-2680	2195-2680	539.67

Tabel 5.1. Kedalaman dan ketebalan sumur hasil korelasi

Tiga lapisan pada setiap sumur dikorelasikan dan dijadikan sebagai daerah yang *interest*, dan peneliti namakan menjadi horizon 1, horizon 7, dan horizon 12.



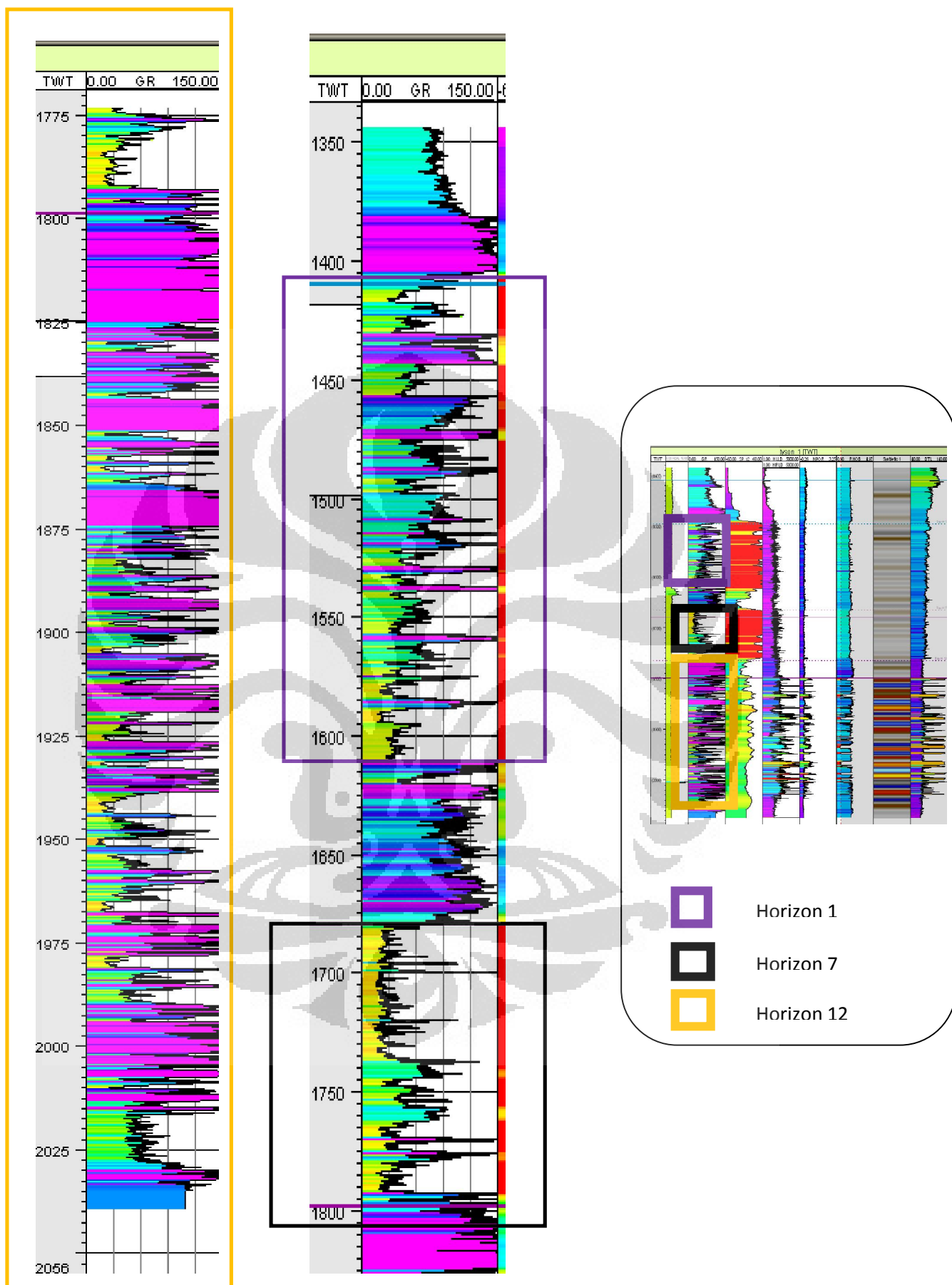
Gambar 5.2. Korelasi Sumur Cekungan Cooper-Eromanga

Tiga Horizon yang menjadi *guidance* dalam melakukan pengolahan data di tahapan selanjutnya terdiri dari 23 sub horizon yang tersebar di ketiga horizon, masing-masing dikorelasikan berdasarkan respon terhadap log lithology, porositas, dan resistivita, untuk korelasi utama (yang menjadi parameter utama) adalah gamma ray, karena langsung menunjukkan jenis lithologi serta batas dari suatu lithologi.

Log gamma-ray merupakan suatu metode yang digunakan untuk mengetahui seberapa besar radiasi sinar gamma yang dapat dihasilkan dari unsur-unsur radioaktif yang terdapat pada suatu batuan. Umumnya unsur-unsur radioaktif banyak terdapat pada shale, dan sangat sedikit terkandung pada limestone, dolomite, sandstone, dan coal. Oleh karena itu pada data sumur yang menunjukkan respon gamma-ray cukup tinggi, dapat diartikan bahwa pada daerah tersebut terkandung shale. Begitu pula sebaliknya, apabila respon dari gamma-ray rendah, menunjukkan bahwa pada daerah tersebut terkandung sandstone/coal/dolomite/limestone. Pada umumnya zona reservoir berada di daerah sandstone, oleh karena itu yang menjadi objek peneliti pada saat menganalisis sumur adalah zona yang mendapatkan respon gamma ray rendah.

Dari hasil korelasi data sumur, didapatkan lapisan yang mendapatkan respon gamma-ray cukup rendah dibandingkan yang lain, yakni lapisan pada kedalaman 1500 m, 1660 m, dan 1760 m untuk sumur Tyson; 1450 m, 1600 m, dan 1700 m untuk sumur Dleton; dan 1470 m, 1630 m, dan 1730 m untuk sumur Dleton. Respon Gamma ray yang rendah juga terdapat pada horizon 12 (dengan kedalaman antara 1825 hingga 2000 meter) pada perselingan antara shale dan sand. Nilai gamma ray yang rendah pada data sumur di wilayah cekungan Cooper-Eromanga ini dapat mengindikasikan 2 hal: lithologi sand atau lithologi coal, dan keduanya hanya dapat ditentukan dengan melihat parameter log lainnya, seperti densitas dan porositas.

Zona *interest* berada pada Horizon 12 yang terbentuk pada masa Permian Awal hingga Permian Akhir. Lihat kembali log gamma ray pada zona tersebut, maka akan ditemukan perselingan antara shale dan non shale. Pada kedalaman 1800 hingga 1825 terdapat shale yang cukup tebal yang diduga sebagai batas bawah Formasi Birkhead. Batas bawah Formasi Birkhead merupakan shale yang cukup tebal dan berpotensi sebagai seal suatu reservoir. Formasi Birkhead ini melapisi Hutton Sandstone.



Gambar 5.3. Log Gamma ray pada Horizon 1, horizon 7, dan horizon 12

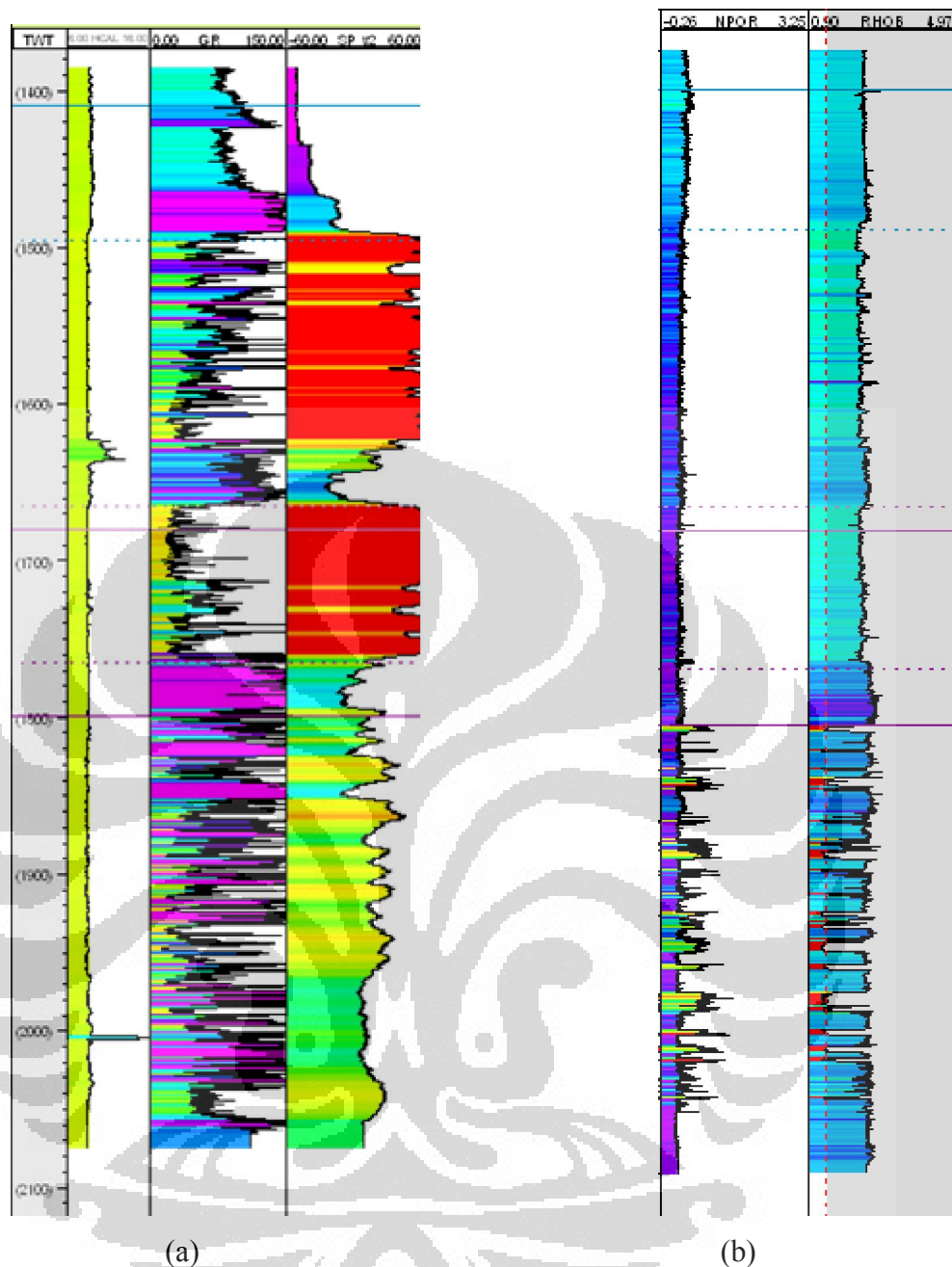
Sonic log merupakan parameter lain yang dibutuhkan dalam menganalisis suatu sumur. Sonic log memberikan data berupa kecepatan. Semakin besar kecepatan gelombang seismik mencapai suatu objek, maka semakin besar pula nilai sonic lognya. Umumnya daerah sandstone dan coal memiliki sonic log yang cukup tinggi, oleh karena itu apabila kita melihat keadaan sonic pada horizon 1, 7, dan 12 maka seharusnya memiliki nilai yang cukup besar.

Sonic log mengidentifikasi porositas suatu lapisan atau batuan. Semakin porous suatu batuan maka semakin besar nilai sonic nya. Shale memiliki nilai sonic antara 50 hingga 120 microsecond/ft (dt). Dengan menggabungkan antara nilai sonic log dengan resistivitas dari source rock yang mengandung shale dapat mempengaruhi tingkat kematangan suatu source rock.

Umumnya Sandstone yang terisi hydrocarbon akan memiliki nilai DT yang cukup besar. Jika kita lihat dari log sonic hasil penelitian, maka didapatkan pada horizon 1 dan 7 yang memiliki lapisan Sandstone yang cukup tebal memiliki nilai/harga DT di pertengahan (sekitar 70 mikrosecond/ft), itu artinya sandstone yang terdapat dalam lapisan tersebut kurang porous, dan ada kemungkinan sandstone tidak dapat menyimpan fluida di dalamnya. Sedangkan pada horizon 12 yang terdapat persilangan antara batu pasir dan shale, pada shale nya memiliki nilai porositas rata-rata 70, sedangkan sandstone memiliki porositas rata-rata 120 microsecond/feet. Ini artinya pada persilangan antara sandstone dan shale di horizon 12, memungkinkan terdapatnya potensi fluida di dalam sandstone.

(Adi Harsono, 1997) Kurva SP merupakan rekaman perbedaan potensial antara elektroda yang bergerak di dalam lubang bor dengan elektroda yang bergerak di permukaan. SP memiliki satuan milivolt. Umumnya SP digunakan untuk:

1. Identifikasi lapisan permeable
2. Mencari batas-batas lapisan permeable, dan korelasi sumur berdasarkan lapisan tersebut
3. Menentukan nilai resistivitas air formasi
4. Memberikan indikasi kualitatif lapisan serpih.



Gambar 5.4. (a) Log Gamma ray-SP, (b) Log NPOR-RHOB

Kurva SP pada lapisan serpih umumnya berupa garis lurus yang merupakan garis dasar serpih, sedangkan pada lapisan permeable kurva SP menyimpang dari garis lurus dan mencapai garis konstan pada lapisan serpih yang cukup tebal. Penyimpangan SP dapat ke kiri atau ke kanan bergantung pada kadar garam dari air formasi atau filtrasi lumpur.

Gambar 5.4. (a) menunjukkan hubungan antara log Gamma ray dengan log SP, dimana keduanya akan menunjukkan lithologi suatu perlapisan atau batuan. Nilai SP berharga tinggi terdapat pada horizon 1 dan 7 yang mana keduanya terbukti mengindikasikan

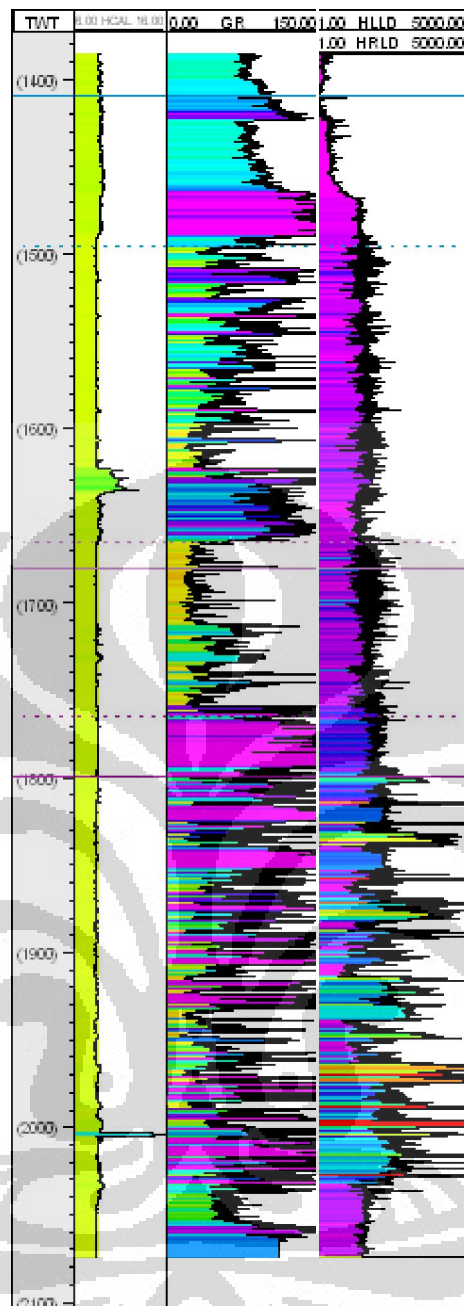
betu pasir. Sedangkan pada horizon 12 nilai SP tinggi juga ditunjukkan pada horizon 12 pada perselingan batu pasir. Sedangkan SP yang rendah ditunjukkan pada shale daerah horizon 12. Semakin permeable suatu lapisan atau batuan, maka semakin tinggi nilai SP nya, sedangkan semakin impermeable suatu lapisan, maka semakin kecil nilai SP nya.

Gambar 5.4.(b) menunjukkan hubungan antara log NPOR dengan RHOB, dimana NPOR (Neutron Porosity) termasuk dalam log porositas, dan RHOB merupakan log densitas. Hubungan antara log NPOR dengan RHOB adalah untuk menentukan jenis reservoir hidrokarbon, apakah hidrokarbon minyak ataukah gas yang terdapat dalam batuan. Seperti yang kita ketahui bahwa gas memiliki nilai densitas jauh lebih rendah dibandingkan dengan minyak. Maka apabila dalam suatu lapisan atau batuan menyimpan fluida berupa gas, akan menunjukkan respon cross over pada kurva log keduanya.

Pada horizon 1 dan 7 menunjukkan nilai RHOB yang cukup tinggi, lebih dari 2 gr/cm^3 . Itu artinya tidak mungkin sandstone pada lapisan tersebut terdapat hidrokarbon, dan yang paling mungkin terjadi adalah terdapat endapan mineral calcite atau quartz. Nilai RHOB yang sangat rendah (dibawah 1) ditunjukkan pada perlapisan batu pasir di horizon 12, nilai dalam range 0.7 hingga 1 gram/cm^3 ini menunjukkan bahwa ada kemungkinan terdapat minyak yang terisi dalam batuan.

Nilai NPOR menunjukkan Persentase porositas yang terdapat dalam batuan. Semakin tinggi nilai NPORnya, maka akan semakin besar porositasnya. NPOR maksimum terletak pada horizon 12. Dengan nilai porositas yang sangat baik dan densitas yang sesuai dengan nilai densitas fluida hidrokarbon, maka dapat disimpulkan bahwa sandstone horizon 12 memiliki porositas yang sangat baik.

Log Resistivity dengan gamma ray diatas adalah untuk mengetahui jenis fluida yang mengisi suatu batuan. Kemungkinan yang terjadi pada lithologi sandstone adalah reservoir berisi air atau hidrokarbon. Pada log resistivity, apabila pada reservoir terdapat air, maka nilai resistivity akan rendah, dan sebaliknya apabila nilai resistivity pada lithologi batu pasir bernilai tinggi maka artinya didalam reservoir tersebut terdapat hidrokarbon.



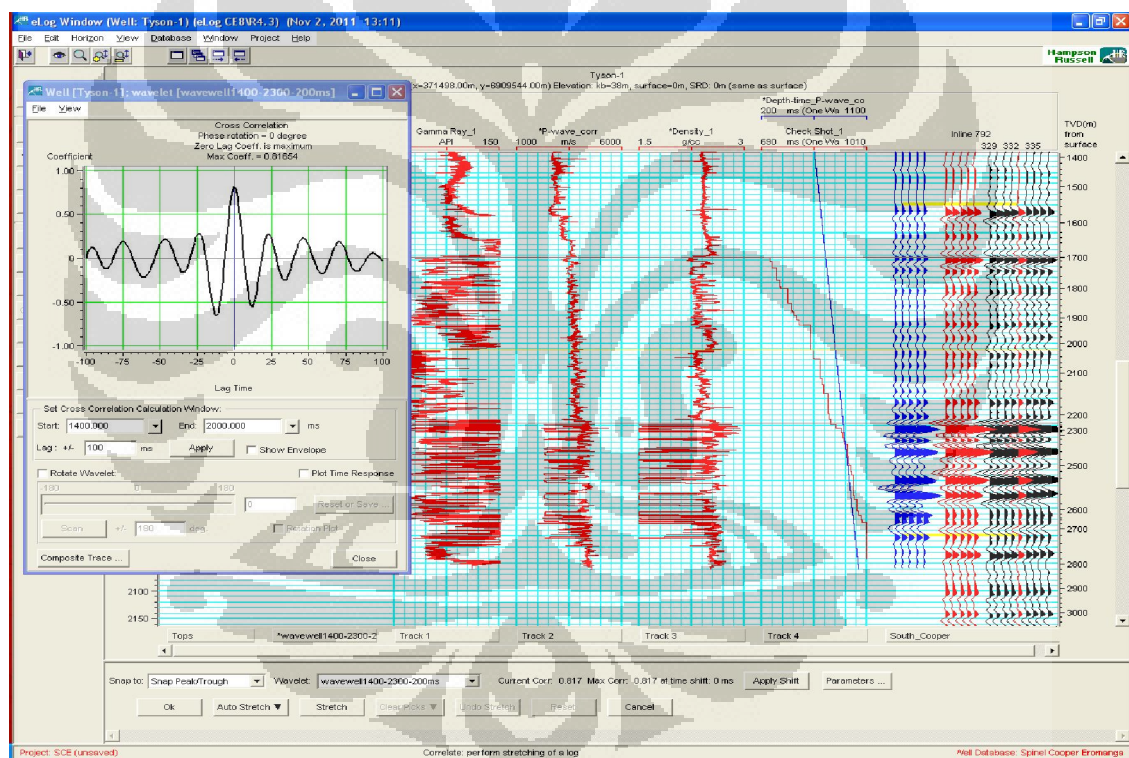
Gambar 5.5. Log Gamma ray - Resistivity

Pada horizon 1 dan 7 terlihat respon resistivitas yang konstan sangat rendah, sedangkan pada horizon 12 terlihat respon dari resistivitas yang turun naik. Naik ketika berada dalam lithologi batu pasir, dan turun ketika berada dalam lithologi batu lempung. Artinya adalah ada kemungkinan bila harga resistivity sangat turun, reservoir batu pasir berisi air atau karena tidak porous juga maka tidak ada fluida yang mengisi batu pasir pada lapisan ini. Dan pada horizon terakhir, ada potensi hidrokarbon yang mengisi reservoir.

Berdasarkan analisis sumur diatas, maka dapat disimpulkan bahwa zona interest terjadi pada horizon tereakhir dengan lithologi batu pasir yang berselingan dengan shale dan terdapat potensi hidrokarbon di dalamnya.

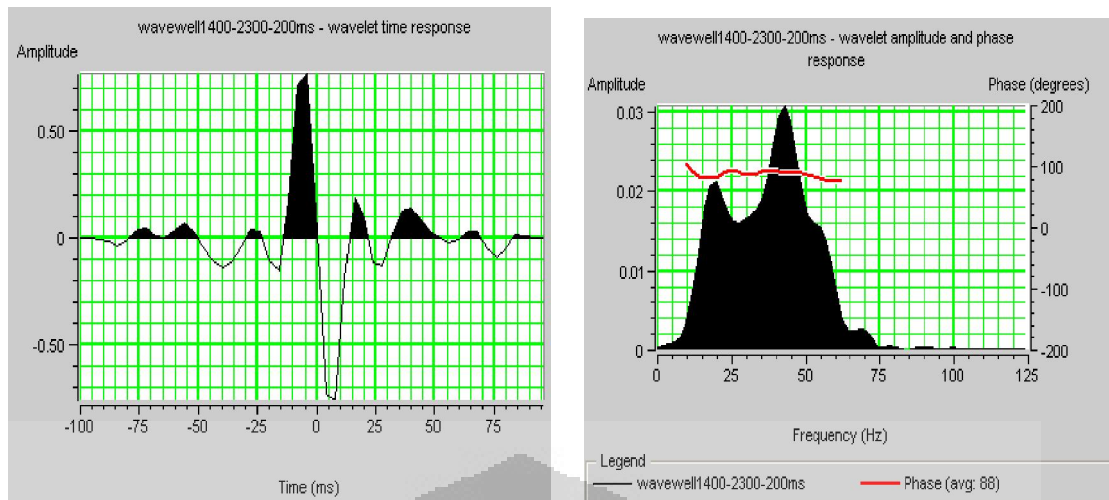
5.2 Analisis Wavelet

Wavelet dibuat secara berulang dengan menentukan nilai fase dan interval waktu yang berbeda-beda. Analisa window pada ekstraksi wavelet sangat penting, karena dengan bertambah dalamnya suatu lapisan maka diperlukan nilai frekuensi yang rendah, oleh karena itu window yang digunakan harus diperhatikan dengan baik agar didapatkan frekuensi yang tepat, sesuai dengan daerah reservoir yang ingin dilihat karakteristiknya.



Gambar 5.6. *Calculation Window* pada saat korelasi

Wavelet dibuat untuk menghasilkan synthetic seismogram yang baik pada data seismik dari ketiga sumur. Sintetik seismogram yang baik akan terlihat menyambung dengan data seismik sebenarnya.

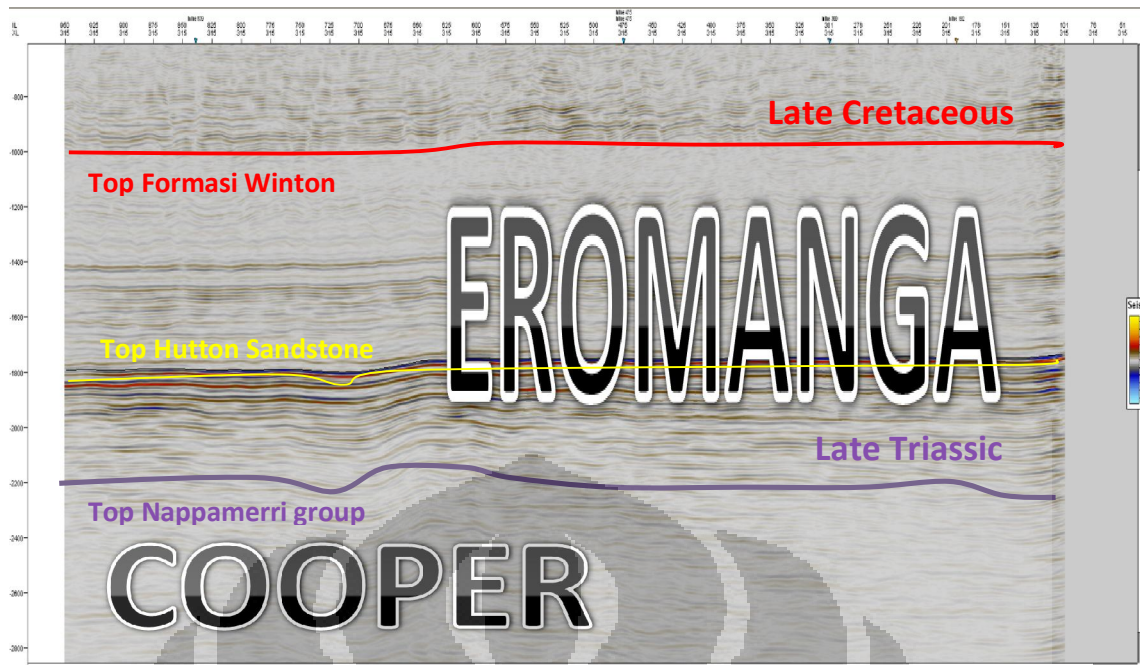


Gambar 5.7. Hasil ekstraksi wavelet

Wavelet yang digunakan adalah wavelet statistical dengan frekuensi maksimum adalah 45 Hz dan fase yang digunakan adalah minimum fase. Tujuan dari ekstraksi wavelet adalah untuk mendapatkan frekuensi yang mendekati frekuensi sebenarnya pada data seismik dengan cara mengatur interval waktu, phase dan polaritas yang digunakan, serta metode yang digunakan pada ekstraksi wavelet. Agar mendapatkan ekstraksi yang benar, maka wavelet hasil ekstraksi upayakan sama dengan wavelet pada seismik. Apabila menginginkan frekuensi yang lebih tinggi, maka interval timenya harus di perkecil, begitu pula sebaliknya.

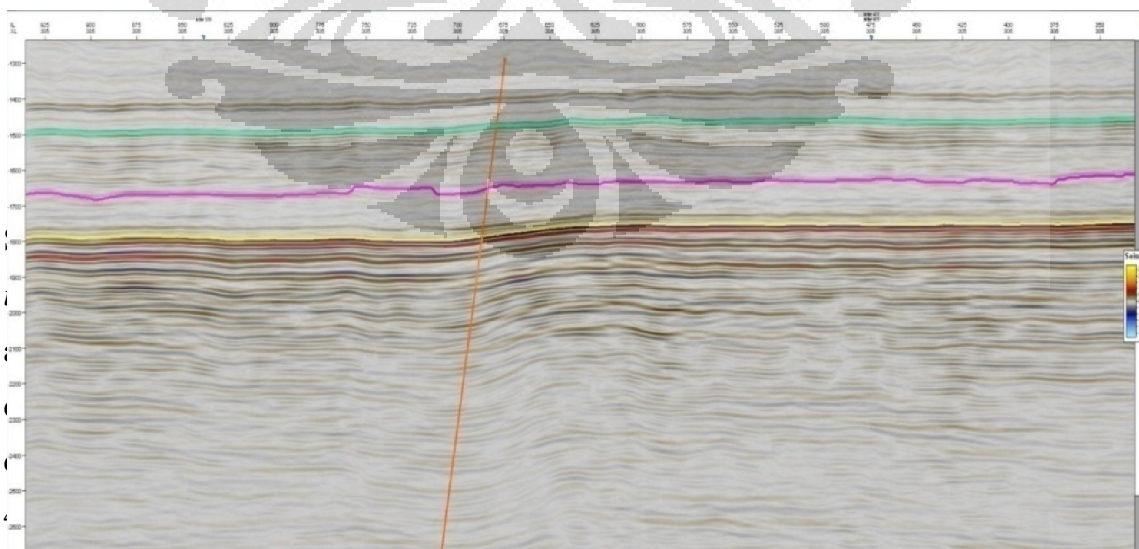
5.3. Analisis *Picking Horison* dan *Picking Fault*

Picking Horison dilakukan untuk mendapatkan top formasi reservoir. *Picking* dilakukan terhadap 3 Horison dengan masing-masing *Horizon* memiliki 1000 *Inline* dan 1000 *Crossline*. hasil Marking Sumur setelah melakukan *Well Seismik Tie*. *Picking Horizon* dilakukan untuk mempermudah pada saat penentuan *Fault*. *Picking Horizon* akan menentukan top formasi pada data seismik yang kita miliki. Berdasarkan hasil analisis top formasi, maka didapatkan interpretasi formasi berikut ini



Gambar 5.8. Batas Perlapisan pada Cekungan Cooper - Eromanga

Terlihat *bright spot* pada zona horizon 12 yang merupakan top formasi dari Hutton Sandstone. Sedangkan cekungan Eromanga sendiri terbentuk pada masa Akhir Cretaceous hingga Akhir Triassic, dan Cekungan Cooper terbentuk pada Pertengahan Triassic. Indikasi Brightspot pada Hutton Sandstone mengindikasikan amplitudo yang tinggi, yang artinya terdapat anomaly yang besar pada daerah tersebut yang diperkirakan sebagai reservoir.

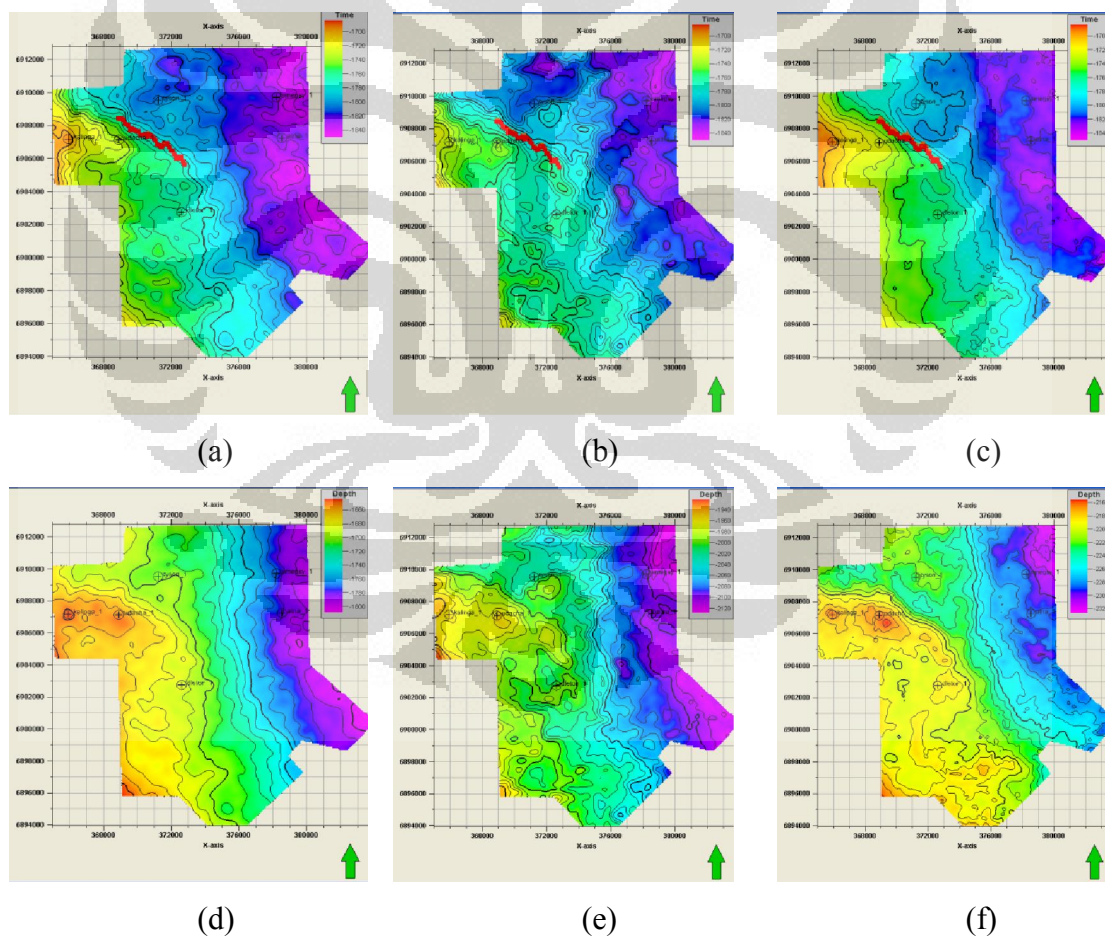


Gambar 5.9. Patahan pada crossline 305

Sementara analisa horison untuk *Basement* dilakukan atas dasar perkiraan saja dimana *top Basement* terdapat pada batas seismik yang reflektornya mulai terlihat berantakan atau disebut *reflection free*. *Picking Fault* hanya ditemukan 1 buah *Fault Major* yang diduga hasil kompresi dari dua arah gaya sehingga terjadi juga lipatan yang dekat dengan arah *Fault*. Beberapa minor fault ditemukan pada inline dan xline berturut-turut 405 dan 405.

5.4. Analisis Peta Struktur

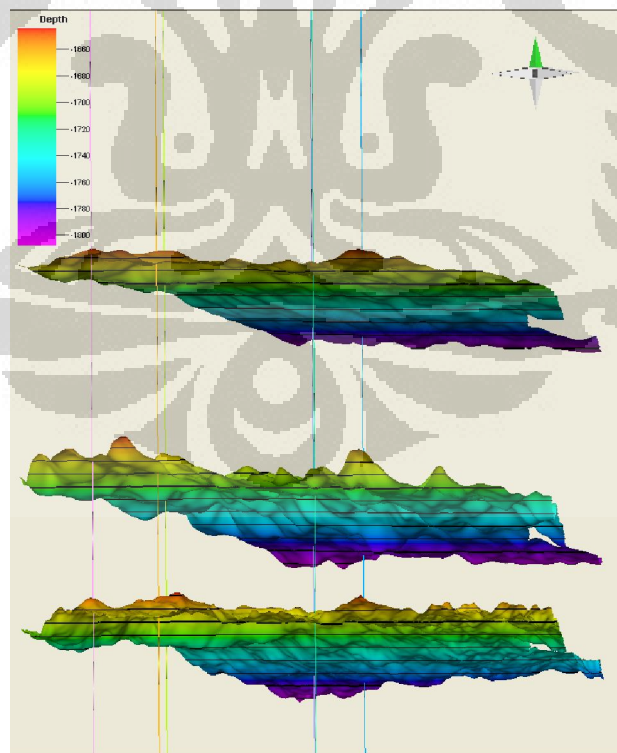
Pada peta struktur waktu akan terlihat patahan major memanjang dari arah Barat Laut hingga Tenggara. Terlihat kontras kedalaman antara bagian barat dan timur. Kontras kedalaman ini terjadi akibat adanya Patahan normal.



Gambar 5.10. Peta kontur *time structure*: (a) Horison 1 (b) Horison 7 (c) Horison 12. Peta kontur *depth structure*: (d) Horison 1, (e) Horison 7, dan (f) Horison 12

Pada peta kontur akan terlihat patahan normal yang memanjang dari Barat Laut ke arah tenggara daerah cekungan Eromanga. Terdapat kontras kedalaman yang mencolok pada bagian Barat dan Timur, hal ini terjadi akibat patahan. Peta kontur juga memperlihatkan persebaran sumur di daerah ini, dimana Sumur Dleton berada di arah selatan, Udacha pada arah Barat Laut, dan Tyson pada arah Utara.

Berdasarkan analisis sumur dan picking horizon dari data seismik yang telah dilakukan, maka dapat dibuat analisis prospek dengan menambahkan analisis dari peta kontur. Pada peta kontur kedalaman akan terlihat closure yang terjadi di dekat 3 sumur pemboran (Dleton, Udacha, dan Tyson). Closure pada peta kontur mengindikasikan adanya antiklin, dan antiklin merupakan salah satu indikator adanya jebakan. Jika dikorelasikan kembali dengan data sumur dan data seismik, yang mana data sumur menunjukkan prospek hidrokarbon berupa minyak pada daerah horizon 12 dan kesesuaian dengan data seismik, brightspot berada pada zona horizon 12 yang tidak lain merupakan top formasi dari Hutton Sandstone, maka dapat dipastikan bahwa disekitar 3 sumur tersebut terdapat prospek hidrokarbon.

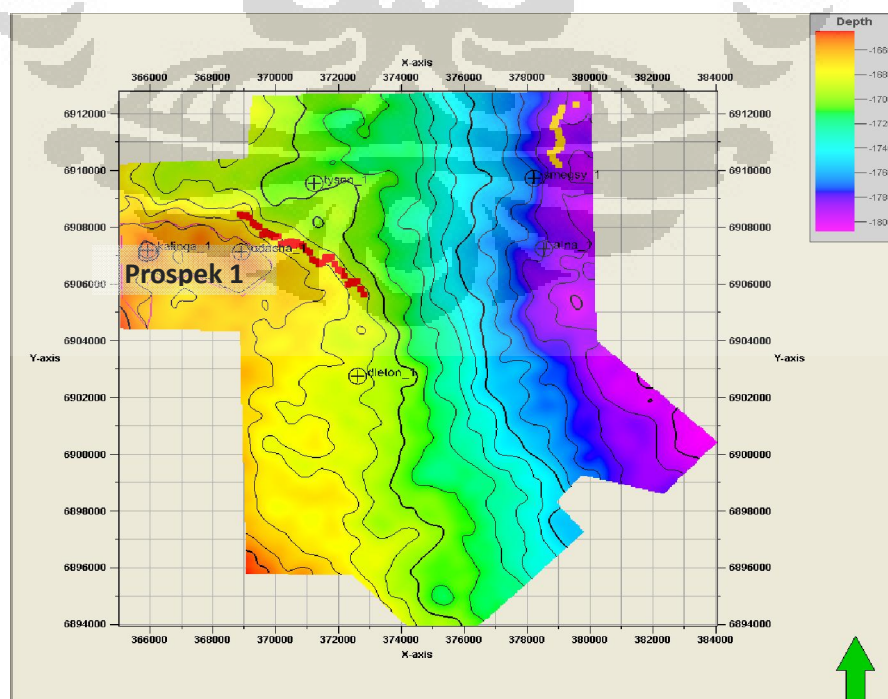


Gambar 5.11. Peta Kontur 3 Dimensi

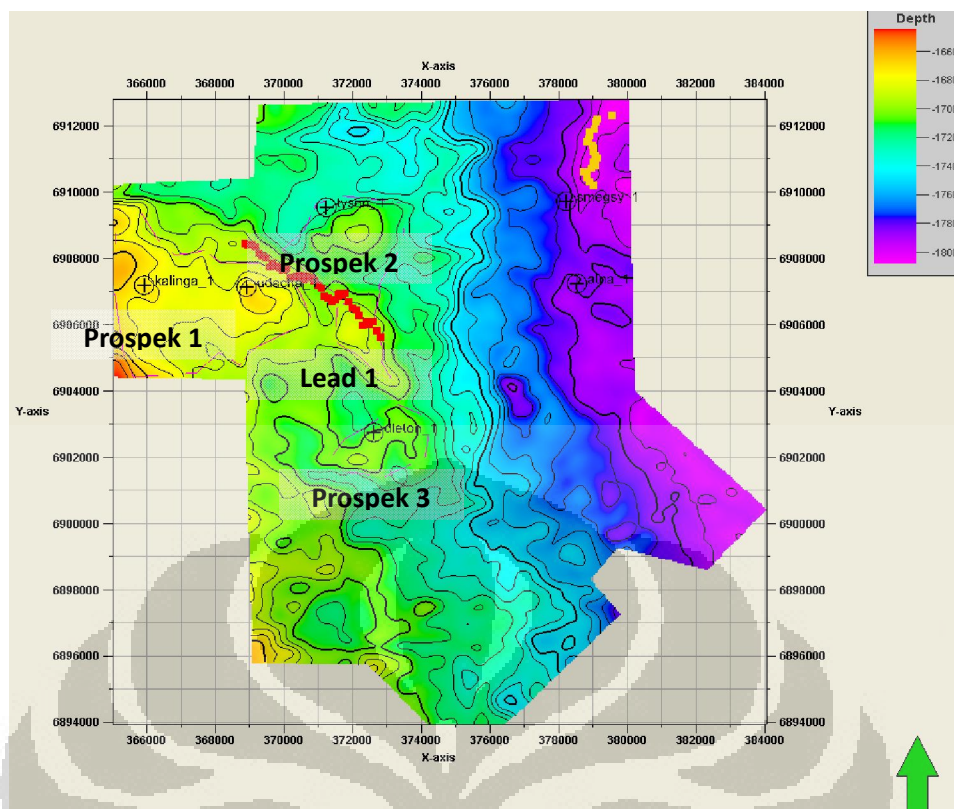
5.5. Analisis *Lead* dan Prospek

Lead memberikan informasi baru mengenai suatu potensi hidrokarbon yang diduga prospek pada suatu lapangan. Sedangkan prospek memberikan informasi mengenai evaluasi suatu lapangan hidrokarbon yang sudah ‘teruji’ baik melalui data sumur dan analisis interpretasi seismik terhadap suatu potensi hidrokarbon yang dianggap sudah *proven*. Tingkat kepastian antara lead dan prospek berbeda, tingkat kepastian menduga suatu lapangan memiliki prospek lebih tinggi dibandingkan dengan Lead. Oleh karena itu, agar tidak salah dalam menentukan Lead dan Prospek, maka dilakukan analisis petrofisika sederhana.

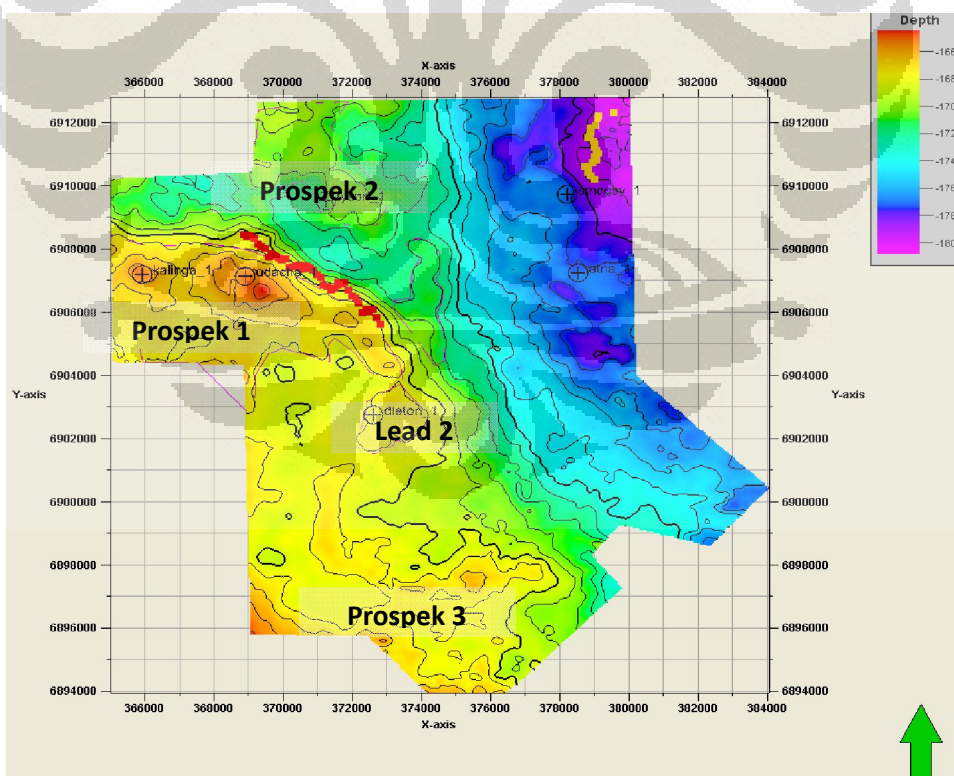
Lokasi prospek pada umumnya tidak akan jauh dari lokasi pemboran yang telah dilakukan, dengan melihat elemen-elemen structural yang terlihat pada kontur, maka kita akan dengan mudah menentukan daerah-daerah prospek untuk dianalisis lebih lanjut. Sedangkan pada Lead, lokasi ditentukan hanya berdasarkan peta kontur kedalaman atau data seismik yang diperoleh dilapangan dengan cara yang sama ketika menentukan prospek, yakni melihat elemen-elemen structural yang terlihat pada kontur. Pada peta kontur seismik akan diperlihatkan 7 buah prospek dan 2 buah lead yang tersebar pada tiga horizon.



(a)



(b)



(c)

Gambar 5.12. Persebaran Lead dan Prospek pada peta kontur kedalaman: (a) Horison 1, (b) Horison 7, (c) Horison 12

Dari Lead dan Prospek yang kita dapat, maka kita dapat mencari nilai-nilai dibawah ini

1. Bulk Volume (BV)

Bulk Volume merupakan volume yang dihitung berdasarkan spill point suatu prospek atau lead

2. Luas Area

Meskipun luasi area tidak akan masuk dalam perhitungan selanjutnya, maka luas area prospek atau lead sebaiknya kita ketahui

3. Porositas, Water Salinity (SW), dan Shale Volume (VShale)

Porositas, SW, dan volume shale memiliki pengaruh terhadap prospek atau tidaknya suatu area. Area yang prospek akan memiliki nilai porositas yang tinggi dan volume shale yang kecil. Sedangkan untuk SW mengindikasikan jenis fluida pada suatu reservoir. Porositas yang besar akan berpengaruh pada kemampuan batuan/lapisan dalam menyimpan fluida. Semakin besar porositasnya, maka akan semakin banyak fluida yang dapat tersimpan. Volume shale akan berpengaruh pada area sand pada lapisan tersebut, semakin tebal shale, maka akan semakin tipis sand yang terdapat pada lapisan. Sand memiliki permeabilitas yang tinggi. Permeabilitas adalah suatu kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida. Apabila semakin tebal atau luas sand nya, maka semakin mungkin hidrokarbon berada disana. Net to Gross dengan persamaan 1-SW akan volume batuan yang permeable saja, oleh karena itu semakin besar nilai Net to Gross maka akan semakin besar volume pada batuan permeable.

Suatu prospek memiliki parameter STGIP (Stop Tank Gas in Place) dan HCPV (Hidrokarbon Prospect Volume). Semakin besar parameter tersebut, maka akan semakin prospek daerahnya.

STGIP dan HCPV dihitung melalui melalui formulasi:

(gas)

$$STGIP = (\text{Bulk Volume} * \text{Net to Gross} * \text{Porosity} * (1-SW)) / Bg$$

Persamaan 5.8. Persamaan STGIP (Stop Tank Gas in Place)

(oil)

$$HCPV = (\text{Bulk Volume} * \text{Net to Gross} * \text{Porosity} * (1-SW)) / Bo$$

Persamaan 5.9. Persamaan HCPV (Hidrocarbon Prospect Volume)

Dimana:

HCPV = Hydrocarbon Prospect Volume (m³)

STGIP = Stop Tank Gas in Place (m³)

PROSPEK/LEAD	LUAS AREA	BULK VOLUME (m3)	base level	Porosity	Rhob	phor	v shale	ntg	sw	stoip/giip (m3)
PROSPEK 1_H1	8.47E+06	3.78E+07	-1660.13	0.23	2.23	1.23	0.31	0.69	0.8	4932278.806
PROSPEK 1_H7	1.74E+07	3.00E+08	-1983	0.18	2.33	1.255	0.25	0.75	0.6	86757184.62
PROSPEK 2_H7	7.90E+06	1.76E+08	-2025.79	0.18	2.32	1.25	0.23	0.77	0.6	51985069.23
PROSPEK 3_H7	3.88E+06	4.59E+07	-2010.83	0.18	2.32	1.25	0.22	0.78	0.6	13773000
LEAD 1_H7	1.61E+06	1.09E+07	-1986.2	0.19	2.42	1.305	0.24	0.76	0.6	3336323.649
PROSPEK 1_H12	2.23E+07	4.93E+09	-2194.98	0.18	1.5	0.84	0.76	0.24	0.5	382644553.8
PROSPEK 2_H12	8.94E+06	1.88E+09	-2226	0.2	1.28	0.74	0.75	0.25	0.5	133667480.8
PROSPEK 3_H12	2.78E+06	5.38E+08	-2192.98	0.24	2.32	1.28	0.72	0.28	0.5	74165228.31
LEAD 2_H12	3.32E+06	7.19E+08	-2232.13	0.21	1.38	0.795	0.7	0.3	0.5	65919565.38

Tabel 5.13. Hasil perhitungan HCPV/STGIP

RANK	HORIZON	PROSPEK	STOIP/GIIP	% HIDROCARBON PROSPECT
1	H12	PROSPEK 1	382644554	51.16083281
2	H12	PROSPEK 2	133667480	17.87178082
3	H7	PROSPEK 1	86757184.6	11.59972035
4	H12	PROSPEK 3	74165228.3	9.91613446
5	H7	PROSPEK 2	51985069.2	6.950574388
6	H7	PROSPEK 3	13773000	1.841495308
7	H1	PROSPEK 1	4932278.81	0.659461866
Total			747924795	
RANK	HORIZON	LEAD	STOIP/GIIP	% HIDROCARBON PROSPECT
1	H12	LEAD 2	65919565.4	95.18261379
2	H7	LEAD 1	3336323.65	4.817386212
Total			69255889	

Tabel 5.14. Ranking prospek Cekungan Cooper-Eromanga

HCPV/STGIP hasil perhitungan akan menunjukkan volume netto hidrokarbon yang terdapat dalam suatu lapisan atau batuan. Nilai HCPV/STGIP yang diurutkan akan menunjukkan besar prospek dari suatu area.

5.6. Analisis Petroleum system

5.6.1. Source Rock

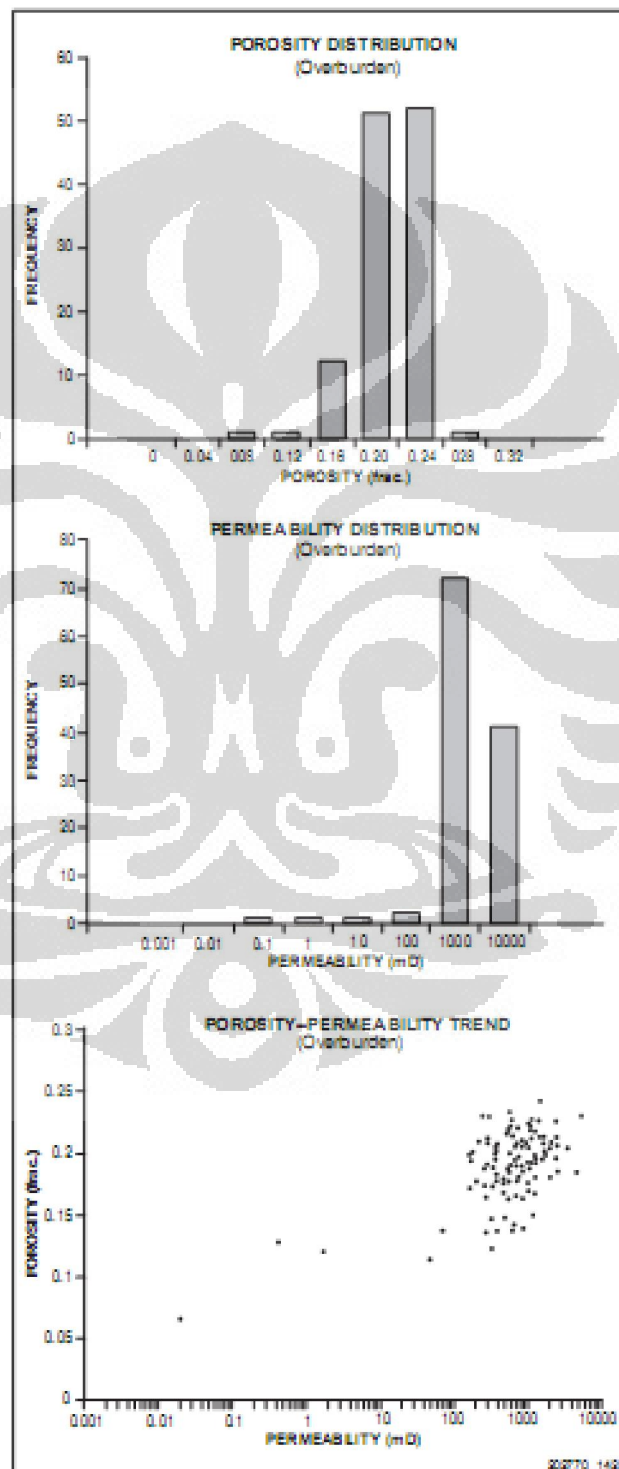
Source rock dapat terbentuk di Patchwarra Trough yang merupakan Trough terbesar atau di Nappameri Trough yang berada lebih dalam dari Patchwarra Trough. Source rock yang dihasilkan pada masa Permian ini memiliki tingkat kematangan yang cukup baik dibandingkan source rock yang dihasilkan pada masa jurasic sendiri. Tingkat kematangan suatu source rock akan sangat dipengaruhi oleh Gradien Thermal dan kedalaman. Umumnya source rock pada masa Permian memiliki kematangan yang cukup baik dikarenakan berada di lapisan yang lebih tua dibandingkan lapisan pada masa jurasic, dengan tingkat kematangan sebesar $R_o=0.65-0.7$ %, sedangkan pada masa Jurassic hanya $R_o=0.5$ %. Tingkat kematangan ini akan mempengaruhi kualitas hidrokarbon yang dihasilkan. Hidrokarbon yang dihasilkan pada masa Permian sebagian besar adalah Oil dan Wet gas, bahkan pada kedalaman yang lebih dalam dapat menghasilkan dry gas. Sedangkan pada masa jurasic hanya dapat mengenerate oil saja.

Tipe karogen yang dapat dihasilkan pada source rock ini adalah karogen II atau III. Karogen II memiliki karakteristik moderate oil prone, sedangkan karakteristik karogen III adalah berasal dari tumbuhan dan terbentuk pada tekanan yang lebih tinggi dibandingkan karogen tipe II. TOC yang dihasilkan pada masa Jurassic hanya 1.6-2.3 % dengan Hidrocarbon Index (HI) adalah 220-273, sedangkan pada masa Permian, dapat menghasilkan TOC sebesar 16.8 % dan HI 284

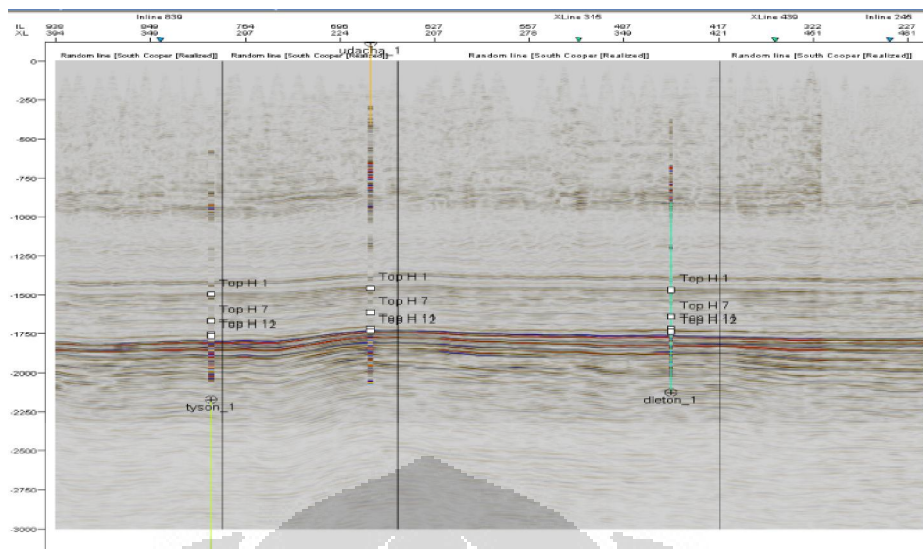
5.4.2. Seal, Trap, dan Reservoir

Trap Antiklin dan patahan antiklin dipercaya sebagai target yang *proven* pada eksplorasi akan tetapi terdapat potensial tinggi untuk penemuan di trap stratigrafi dan

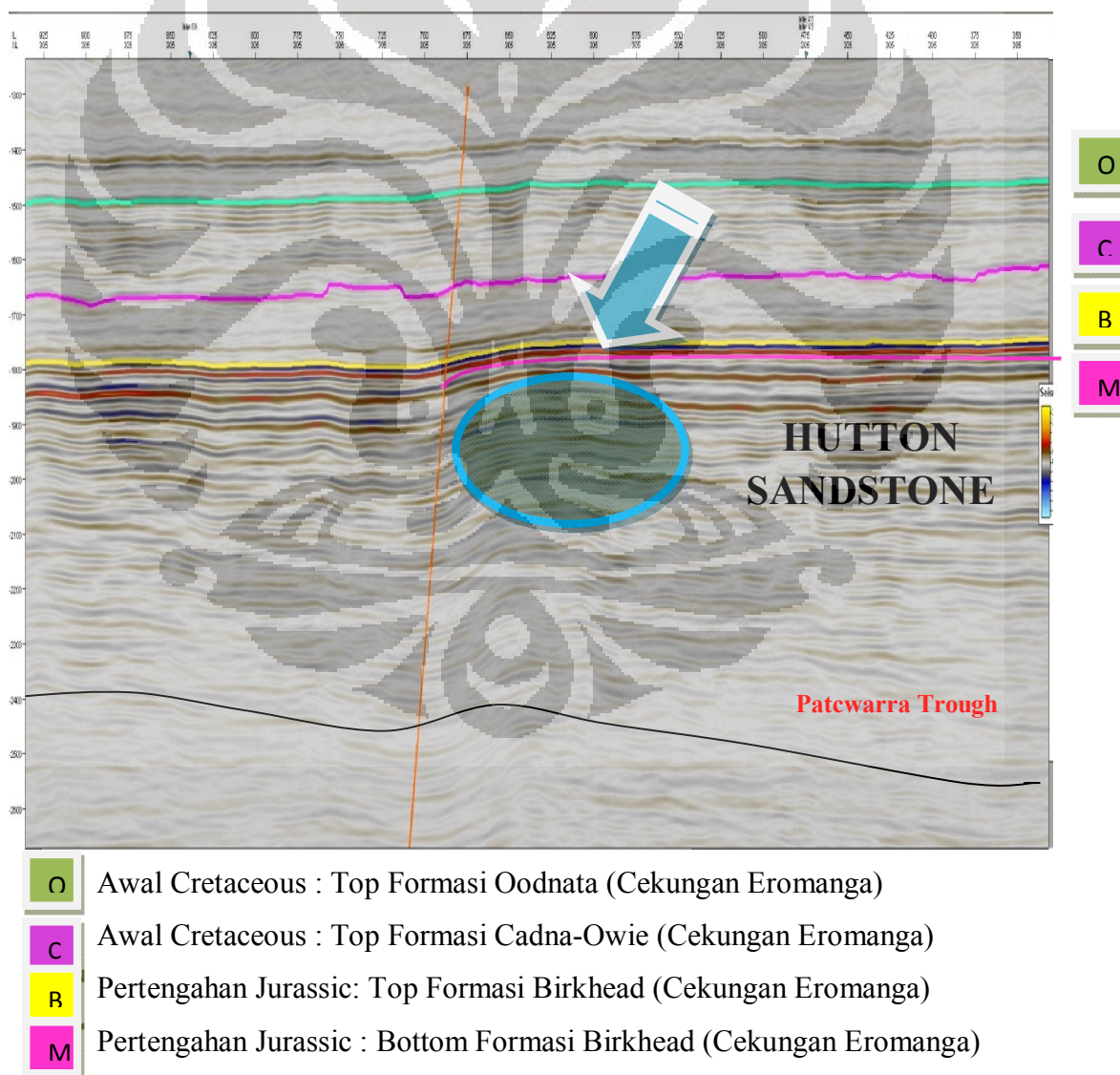
trap sub-unconformity, khususnya ketika sedimen pada permian terpotong oleh perlapisan Cekungan Eromanga. Seal yang efektif sebagai penutup dari Reservoir Hutton Sandstone adalah seal yang terdapat pada dasar Formasi Birkhead, sedangkan reservoir yang efektif berada pada Hutton Sandstone berdasarkan analisis data sumur dan data seismik.



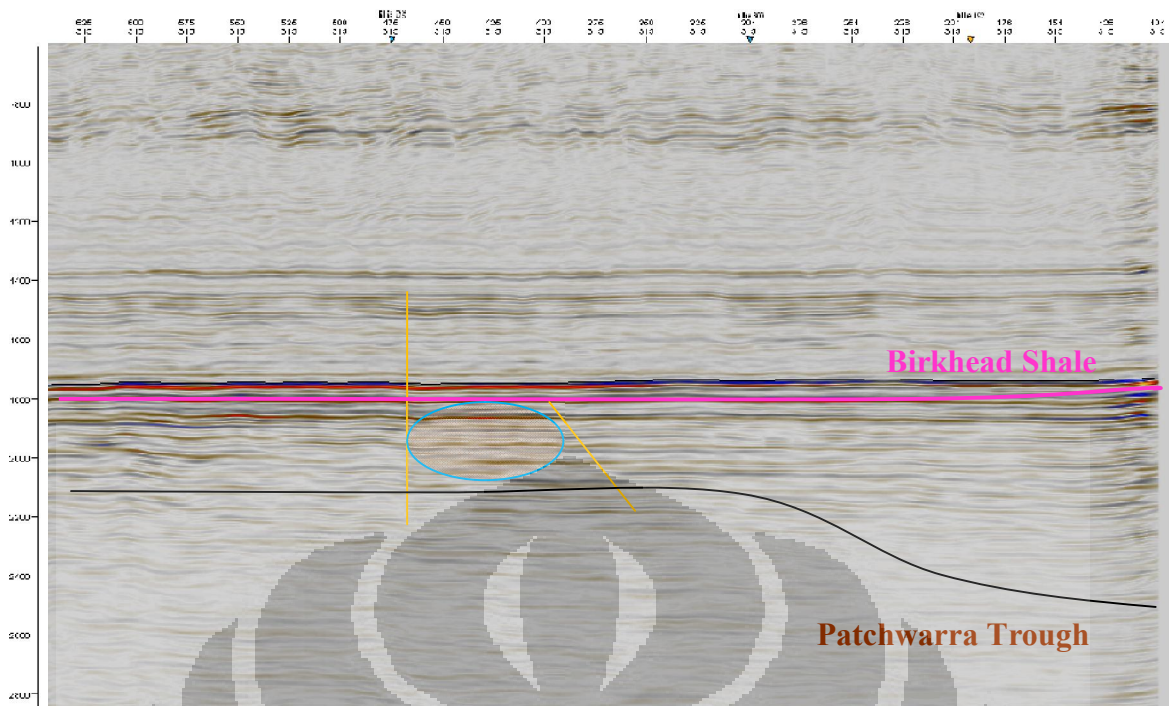
Gambar 5.15. Distribusi Porositas dan permeabilitas dari Hutton Sandstone



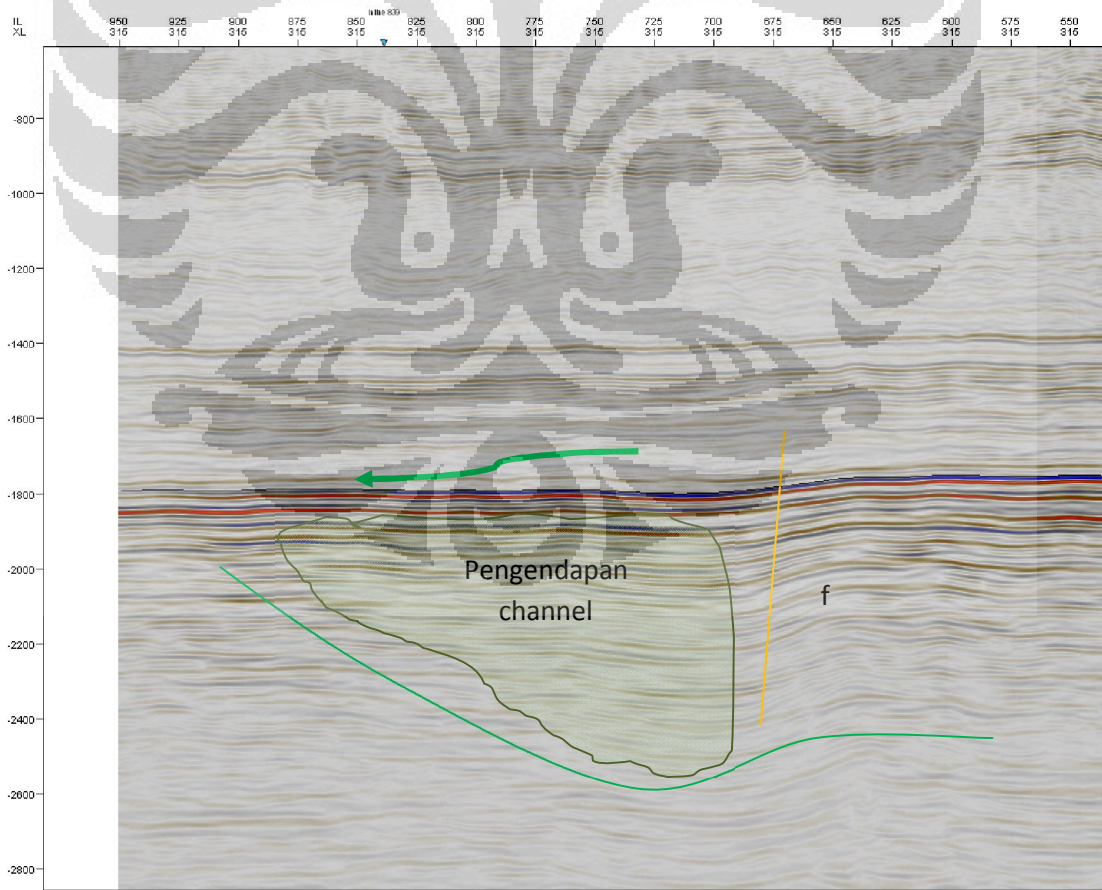
Gambar 5.16. Sumur pemboran pada penampang seismik



Gambar 5.17. Prospek 1 pada Wilayah Pemboran Udacha



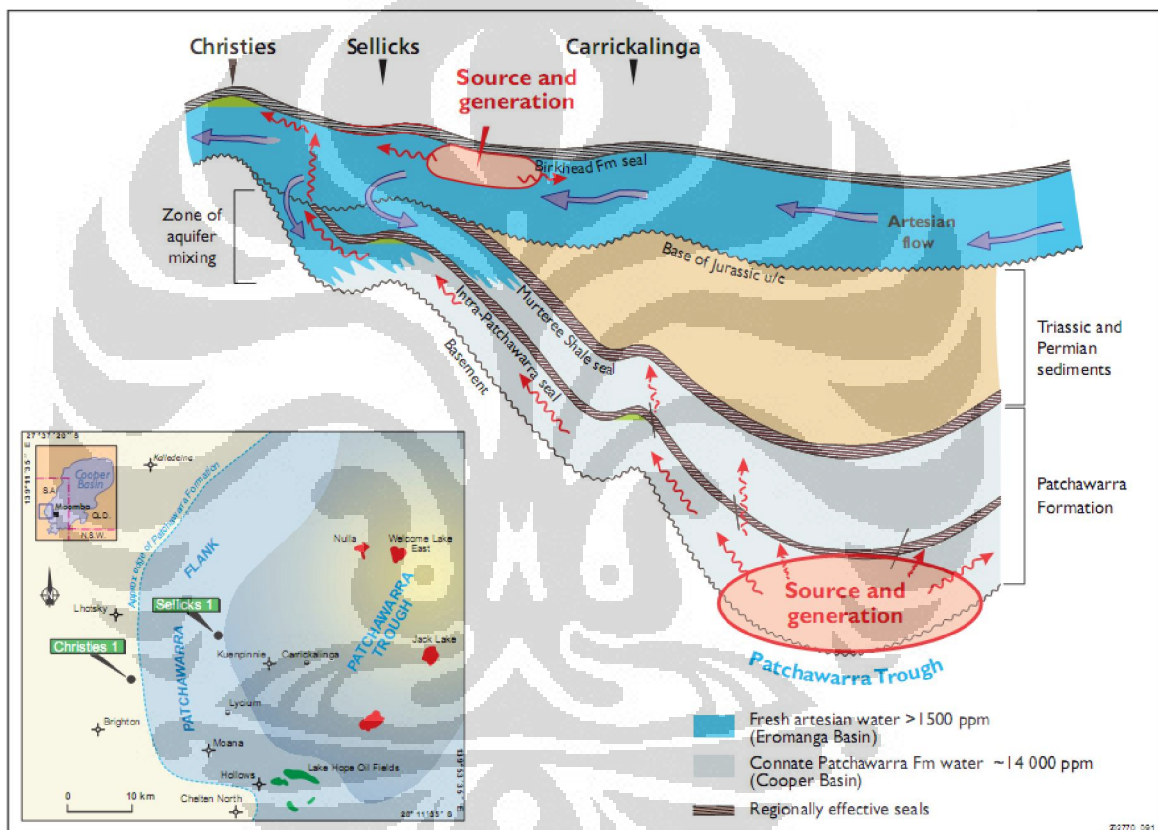
Gambar 5.18. Prospek 2 pada Sumur Dleton



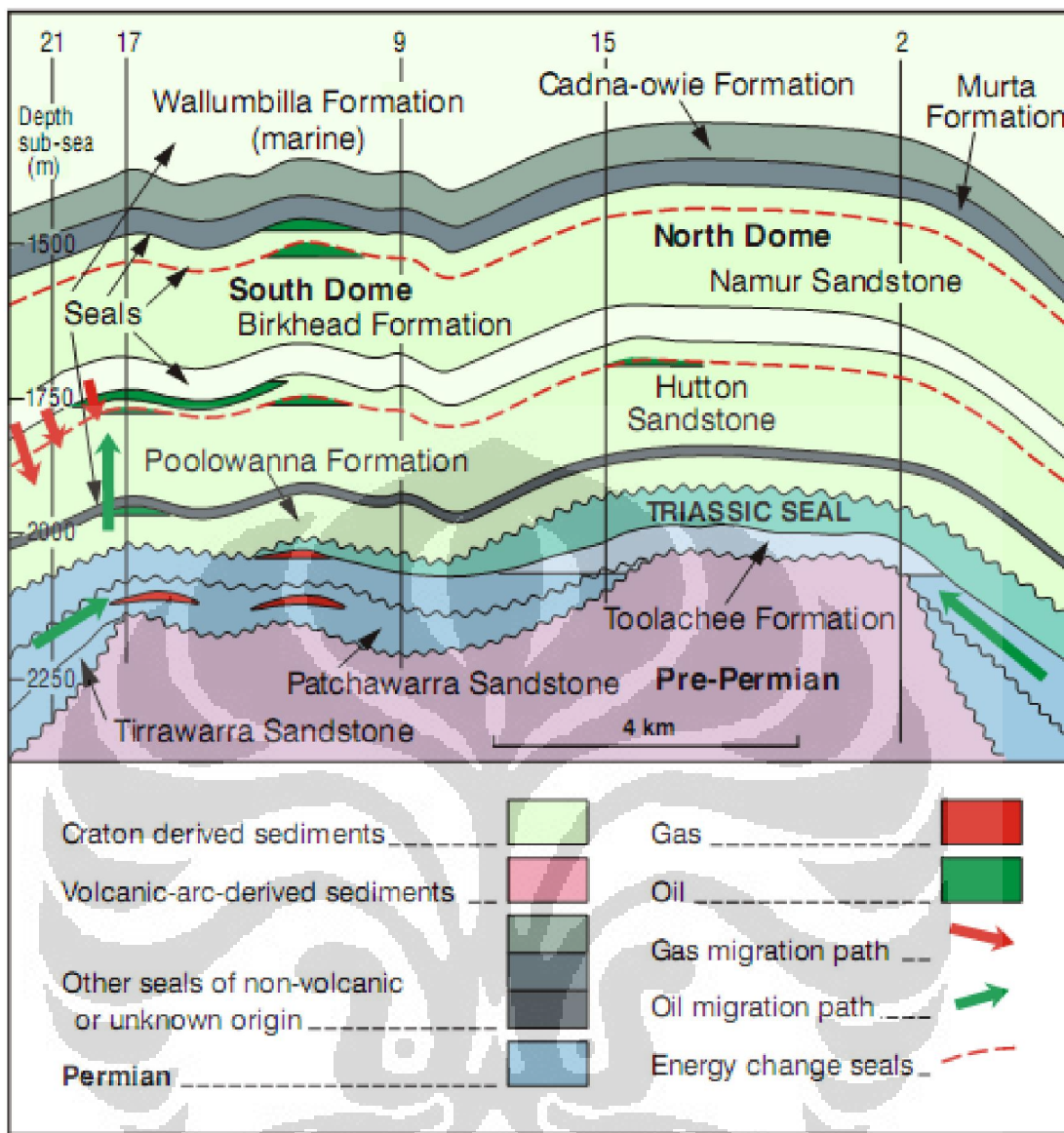
Gambar 5.19. Prospek 3 pada sumur Tyson

5.4.3. Migrasi

Migrasi pada Cekungan Eromanga terbagi menjadi dua bagian, yakni migrasi di bagian timur dan migrasi di bagian barat. Migrasi di bagian barat dimulai dari dua trough besar yang mengenerate hidrokarbon, yakni Eringa dan Poolowanna Trough. Sedangkan di bagian timur dimulai dari 2 trough besar yakni Patchwarra dan Nappamerri Trough. Skematik alur migrasi pada arah timur ditunjukkan oleh digram berikut



Gambar 5.20. Jalur migrasi bagian timur Cekungan Cooper - Eromanga



Gambar 5.19. Migrasi Minyak dan Gas Cekungan Eromanga

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

Cekungan Eromanga secara stratigrafi merupakan cekungan yang terletak di atas cekungan Cooper. Berdasarkan data sumur dan data seismic yang ada, di perkirakan target berada di zona Jurasssic, pada cekungan Eromanga. Hasil analisis data sumur menunjukkan nilai gamma ray yang rendah pada perselingan shale mengindikasikan lithologi sand atau coal, karena secara geologi regional daerah ini terdapat coal. Data sumur lainnya yang menunjang interpretasi adalah nilai porositas dan densitas. Nilai porositas yang cukup tinggi pada daerah ini menunjukkan lithologi sand. Kandungan oil atau gas dapat dilihat juga dari nilai resistivitasnya.

Area yang prospek berada di bagian barat Australia selatan dengan trap berupa patahan dan antlikin, yang tak lain adalah trap structural. Source rock diperkirakan berasal dari masa carboniferous hingga awal Permian dengan komposisi carboniferous shale, coal, dan coal shale. Reservoir terdapat pada Hutton Sandstone. Top seal pada formasi Birkhead

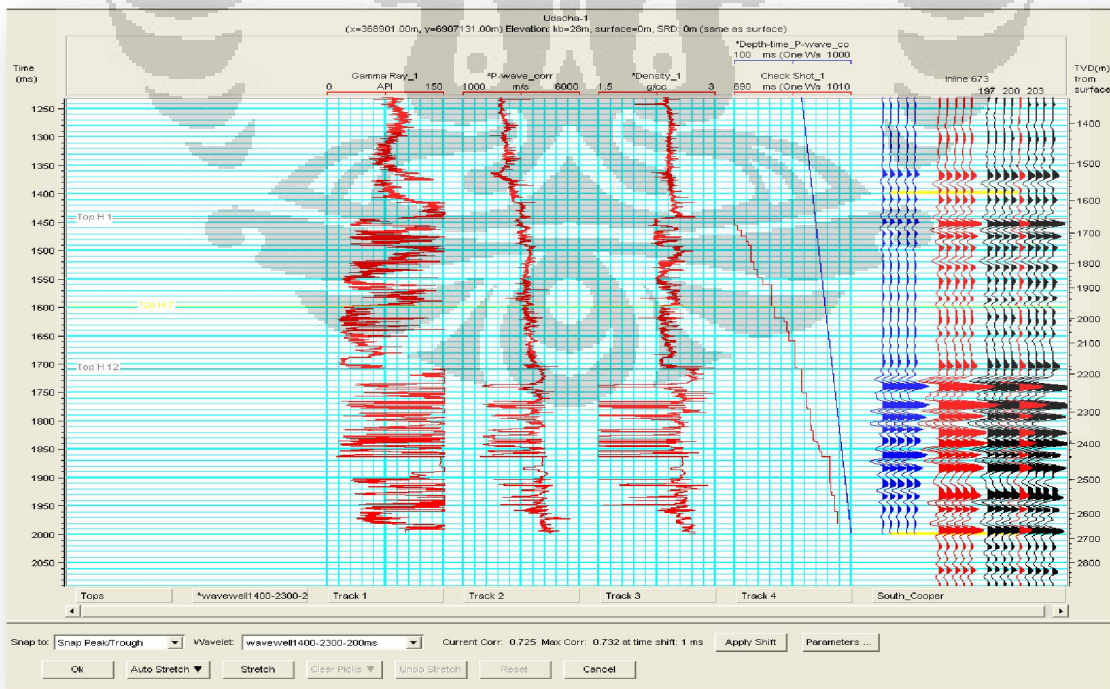
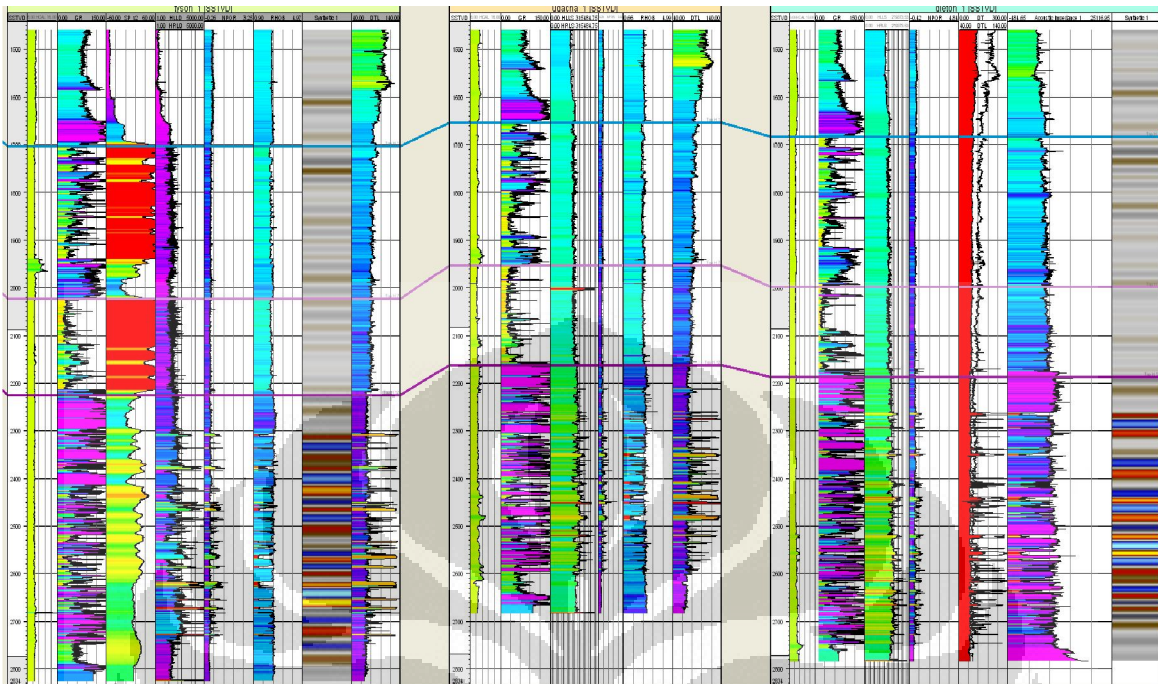
6.2 Saran

Telah dilakukan pemboran terhadap 6 sumur pada Cekungan Cooper-Eromanga. Target dan Prospek Cekungan Eromanga yang diperkirakan cukup luas dan banyak, maka akan lebih baik jika kita melakukan pemboran terhadap sumur lainnya untuk mendapatkan informasi di lokasi sekitar target.

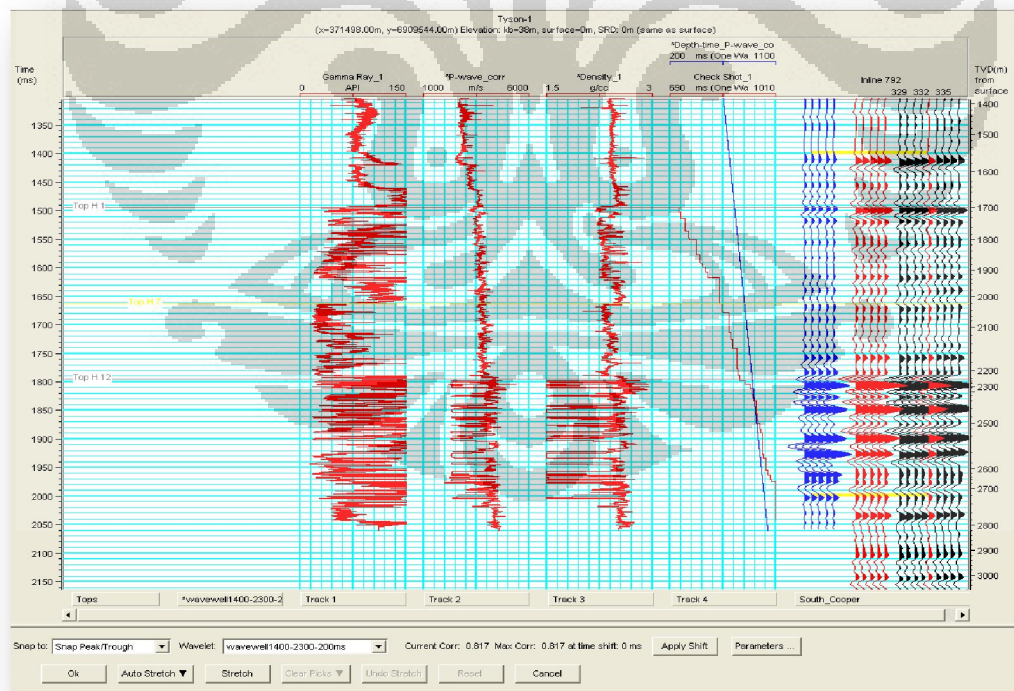
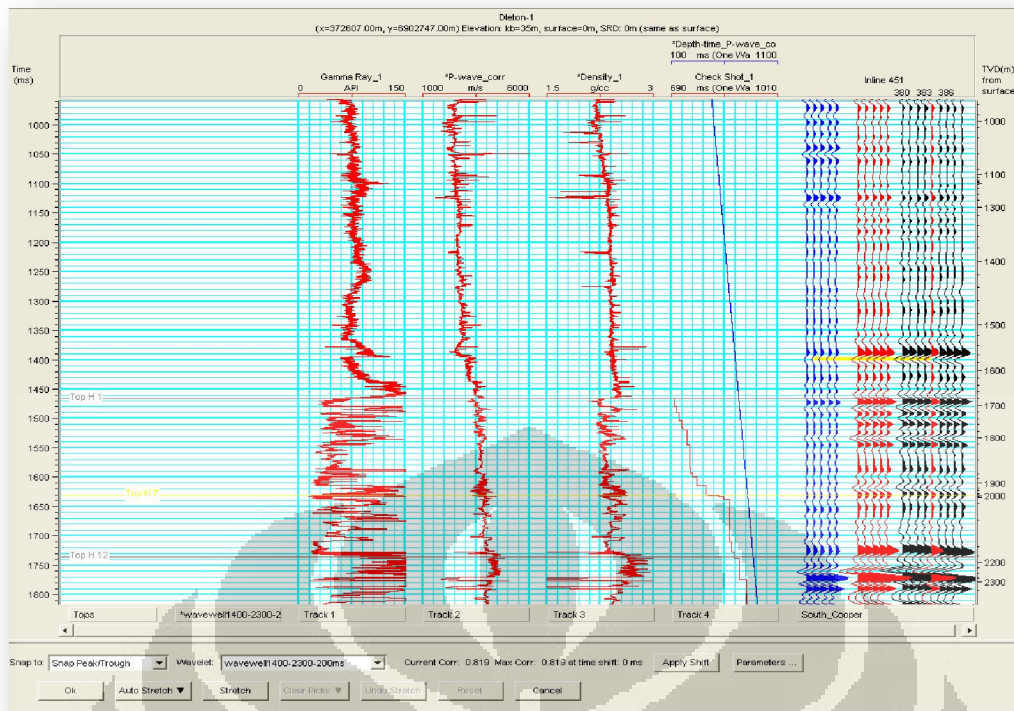
DAFTAR ACUAN

- Alexander, Elinor, Hibburt. 1998. Cooper Basin Exploration Opportunity Blocks C098 A-K. Primary Industries: South Australia
- Alexander, TB Cutton. 1998. Petroleum Geology of South Australia. Vol 2: Eromanga Basin.
- Carne, Gerald E. 1997. Cooper Basin Exploration Opportunity Blocks C097 A-C. Departement of Mines and Technology Resources Australia, 1997. Primary Industries: South Australia
- Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 2000, *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoir*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Harsono, Adi. (1997). Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log. Jakarta: Schlumberger Oil Field Services.
- Yilmaz, O., 2001, *Seismic Data Analysis: Processing, Interpretation and Inversion*, Society of Exploration Geophysics.
- Sheriff, R.E., and Geidart, L.P., 1995. *Exploration Seismology*. 2nd Edition, Cambridge University Press, Tulsa: vi + 592 hlm
- Aljufri, Arifin. 2009. *Evaluasi Prospek Hidrokarbon pada Lapangan Laut Barent*. Universitas Indonesia, Depok.
- Elsyna, Debora. 2008, *Interpretasi Seismik 3D untuk Evaluasi dan Penentuan Prospek Hidrokarbon Daerah X Jawa Barat Utara*, Geofisika, Universitas Indonesia, Depok.
- Widiastuti, Rani. *Pemetaan Bawah permukaan dan Perhitungan Cadangan Hidrokarbon Lapangan Kyrani Formasi Cibulakan atas Cekungan Jawa Barat Utara dengan Metode Volumetrik*.

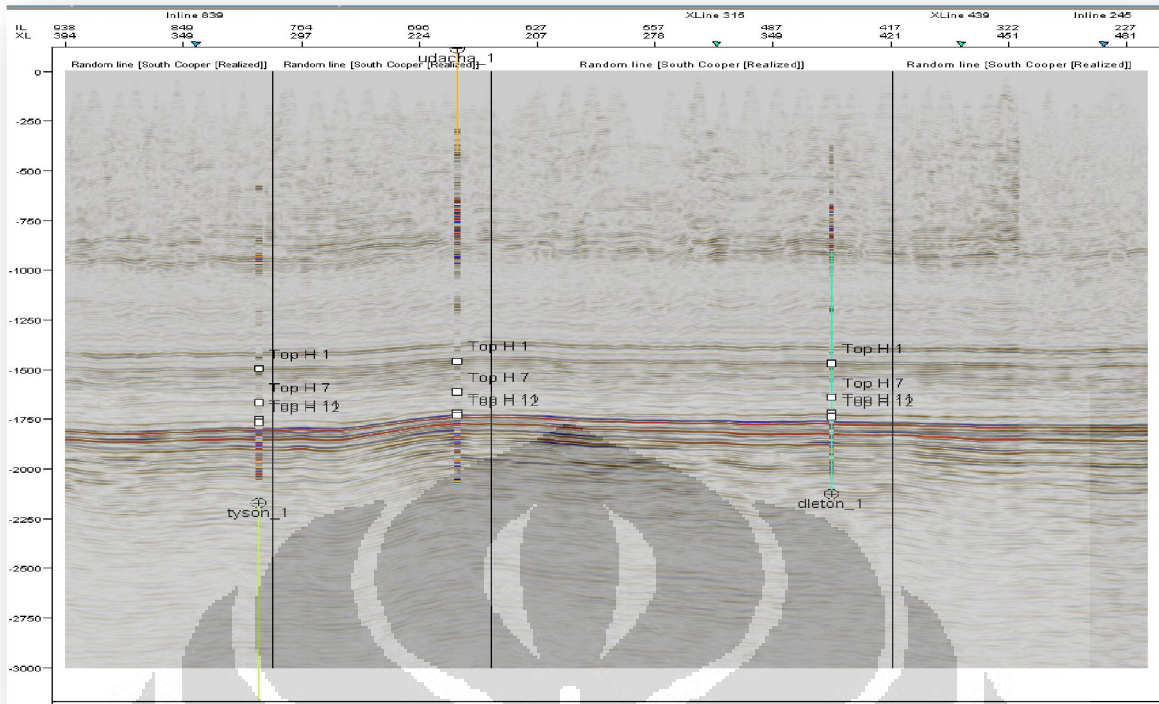
LAMPIRAN



Korelasi *Well seismic tie* pada sumur Udacha



Korelasi *Well seismic tie* pada sumur Tyson



Marker Sumur pada penampang seismik

