

**PERBANDINGAN INTERCEPT/GRADIEN DAN SCALED POISSON  
RATIO PADA DATA SEISMIK MENGGUNAKAN METODE  
KONVENSIONAL DENGAN METODE CRS**

**SKRIPSI**

**Diajukan Untuk Melengkapi Persyaratan Memperoleh  
Gelar Sarjana Fisika**

Oleh

**IRVAN SANTOSO**

**0305020489**



**DEPARTEMEN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS INDONESIA  
NOVEMBER 2009**



**PERBANDINGAN INTERCEPT/GRADIEN DAN SCALED POISSON  
RATIO PADA DATA SEISMIK MENGGUNAKAN METODE  
KONVENSIONAL DENGAN METODE CRS**

**SKRIPSI**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh  
Gelar Sarjana Sains**

**IRVAN SANTOSO**

**0305020489**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
PROGRAM STUDI FISIKA  
KEKHUSUSAN GEOFISIKA  
DEPOK  
NOVEMBER 2009**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

**Nama : IRVAN SANTOSO**

**NPM : 0305020489**

**Tanda Tangan :**

**Tanggal : 29 NOVEMBER 2009**

## HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh :

Nama : Irvan Santoso  
NPM : 0305020489  
Program Studi : Fisika  
Judul Skripsi : PERBANDINGAN INTERCEPT/GRADIEN DAN  
SCALED POISSON RATIO PADA DATA SEISMIK  
MENGUNAKAN METODE KONVENSIONAL  
DENGAN METODE CRS

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 Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia

### DEWAN PEMBIMBING

Pembimbing : Eddy Arus Sentani MT ( )

Pembimbing : Dr. Syamsu Rosid MSi ( )

Penguji : Dr. Eng. Supriyanto Suparno, MSc ( )

Penguji : Dr. Waluyo ( )

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 16 November 2009

## KATA PENGANTAR

Alhamdulillah rabbil'aalamiin. Puji syukur hanya kepada Allah SWT, Yang Maha Pengasih, yang selalu memberikan anugrah terindahya kepada penulis dan telah menuntun penulis dalam menyelesaikan skripsi ini dengan baik. Shalawat dan salam kerinduan kepada sebaik – baik teladan Rasulullah SAW beserta keluarga dan sahabatnya.

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 menyadari bahwa, selesainya skripsi ini tidak terlepas dari bantuan, bimbingan, dorongan dan doa yang tulus dari banyak pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini. Tanpa itu semua sangatlah sulit bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Untuk itu penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih yang setulus - tulusnya kepada:

1. Bapak Eddi Arus Sentani selaku pembimbing I yang telah membimbing penulis dalam segala hal, baik dalam ilmu pengetahuan, nasehat, dorongan, semangat serta segala fasilitas yang telah diberikan dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Bapak Syamsu Rosid selaku pembimbing II yang telah membimbing penulis dalam segala hal, baik dalam ilmu pengetahuan, nasehat, dorongan, semangat yang telah diberikan dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
3. Kepada keluargaku Ayah, Bunda, Kakak serta adikku yang selalu setia memberikan semangat kepadaku untuk dapat menyelesaikan tugas akhir ini dengan baik.
4. Terima kasih untuk semua pribadi yang secara sadar ataupun tidak, telah menjadi 'guru' dalam kehidupan penulis. Semoga Allah mengganjar setiap keikhlasan dari setiap amal shaleh kalian.

Semoga skripsi ini dapat berguna bagi siapa saja yang mengkajinya, serta dapat dikembangkan dan disempurnakan agar lebih bermanfaat untuk kepentingan orang banyak.



Depok, November 2009

Penulis

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

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

Nama : Irvan Santoso  
NPM : 0305020489  
Program Studi : Geofisika  
Departemen : Fisika  
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam  
Jenis karya : Skripsi

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

**PERBANDINGAN INTERCEPT/GRADIEN DAN SCALED POISSON  
RATIO PADA DATA SEISMIK MENGGUNAKAN METODE  
KONVENSIONAL DENGAN METODE CRS**

berserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, 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 : 16 November 2008  
Yang menyatakan

( Irvan Santoso )

Nama : Irvan Santoso  
Program studi : Fisika  
Judul skripsi : PERBANDINGAN INTERCEPT/GRADIEN DAN SCALED  
POISSON RATIO PADA DATA SEISMIK MENGGUNAKAN  
METODE KONVENSIONAL DENGAN METODE CRS

### ABSTRAK

*Common reflection surface* (CRS) merupakan metode baru yang digunakan untuk menentukan *ZO section* pada kumpulan data seismik refleksi. Jika metode *stacking* konvensional membutuhkan model kecepatan untuk memberikan hasil yang tepat, CRS *stack* tidak bergantung pada model kecepatan tersebut. Perbedaan metode tersebut akan diuji untuk target reservoir yang memiliki ketebalan tipis dan dalam, pengujian dilakukan dengan membandingkan attribute intercept, gradient dan scaled poisson ratio pada data seismik. Sehingga diketahui metode manakah yang lebih baik dalam mengatasi permasalahan tersebut dan menjadi rekomendasi dalam pengolahan data seismic selanjutnya.

Kata kunci : Common reflection surface (CRS), Processing Data Seismik, Attribute Seismik



Nama : Irvan Santoso  
Program studi : Fisika  
Judul skripsi : COMPARISON INTERCEPT / GRADIENT AND SCALED  
POISSON RATIO ON SEISMIC DATA USING  
CONVENTIONAL METHOD WITH CRS METHOD

### **ABSTRAK**

Common reflection surface (CRS) stack offer a new method to obtain ZO section for multi-coverage reflection data. Whereas conventional imaging method require a macro-velocity model to yield appropriate results, CRS stack does not depend on macro-velocity model. The difference of these methods will be tested for the target reservoir has a thin thickness and deep, testing done by comparing the attribute intercept, gradient and scaled poisson ratio on seismic data. So we can know what methods which is better in overcoming these problems and become a recommendation in the next seismic data processing.

keywords: Common reflection surface (CRS), Seismic Data Processing, Seismic  
Attribute

# DAFTAR ISI

Halaman

HALAMAN JUDUL .....	i
LEMBAR PENGESAHAN .....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	vi
ABSTRAK .....	vii
ABSTRACT .....	viii
DAFTAR ISI .....	ix
DAFTAR GAMBAR .....	xii
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang Masalah .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	2
1.3 Tujuan Penelitian.....	2
1.4 Pembatasan Masalah.....	3
1.5 Metodologi Penelitian.....	3
1.6 Sistematika Penulisan .....	4
BAB II TEORI DASAR.....	5
2.1 Common Reflection Surface (CRS) .....	5
2.2 Attribute Seismik.....	11
2.2.1 Intercept dan Gradient.....	11
2.2.2 Scaled Poisson Ratio .....	12
2.3 Log Analysis .....	13
BAB III METODE PENELITIAN .....	17
3.1 Analisis Log .....	21
3.2 Penentuan Daerah Target.....	19
3.3 Analisis Attribute Seismik Intercept dan Gradient pada CMP gather .....	23
3.4 Analisis Attribute Seismik Intercept dan Gradient pada CRS supergather .....	25
3.5 Analisis Attribute Seismik Scaled Poisson Ratio pada CMP gather dan CRS supergather .....	27
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....	29
4.1 Perbandingan Attribute Intercept dan Gradient Antara Metoda Konvensional dengan Metoda CRS.....	30
4.2 Perbandingan Attribute Scaled Poisson Ratio (SPR) Antara Metoda Konvensional dengan Metoda CRS .....	32
BAB V PENUTUP .....	35
5.1 Kesimpulan .....	35
5.2 Saran .....	35
DAFTAR ACUAN .....	36

## DAFTAR GAMBAR

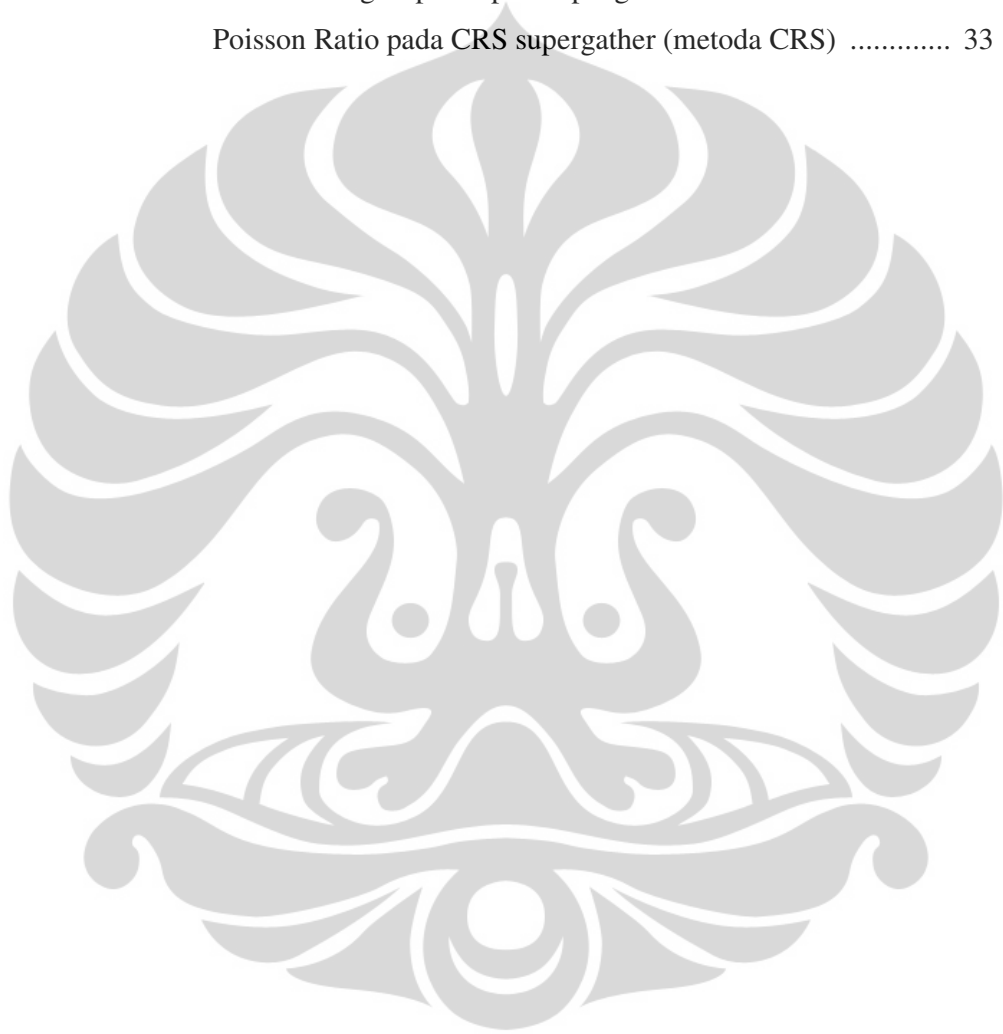
<b>Gambar 2.1.</b>	Kurva waktu tempuh untuk reflektor horisontal .....	5
<b>Gambar 2.2.</b>	(a) Lima buah CMP gather	
	(b) Detail yang menunjukkan daerah yang dianggap titik refleksi.....	7
<b>Gambar 2.3.</b>	a) Gelombang NIP dihasilkan pada titik sumber yang terletak pada titik R. Muka gelombang berwarna biru , radius kelengkungan berwarna hijau <i>Common Mid Point</i>	
	b) Gelombang normal dihasilkan oleh ledakan reflector. Muka gelombang berwarna biru, radius kelengkungan berwarna merah .....	8
<b>Gambar 2.4.</b>	<i>Eskperimen eigenwave</i> .....	9
<b>Gambar 2.5.</b>	Perbandingan metode CRS dan metode Konvensional.....	10
<b>Gambar 2.6.</b>	Penampang Intercept dan Gradient pada pada sebuah CDP gather .....	12
<b>Gambar 2.7.</b>	Alur analisa log untuk mendapatkan nilai Saturasi air .....	16
<b>Gambar 3.1.</b>	Alur Metoda Penelitian.....	17
<b>Gambar 3.2.</b>	Koreksi satuan (kiri) dan Gradien temperatur (kanan).....	18
<b>Gambar 3.3.</b>	Zonasi parameter .....	19
<b>Gambar 3.4.</b>	Koreksi parameter lingkungan .....	19
<b>Gambar 3.5.</b>	Petro Analisis Log .....	20

<b>Gambar 3.6.</b> Daerah yang menjadi target analisa untuk melihat kandungan Hidrokarbonnya .....	21
<b>Gambar 3.7.</b> Daerah reservoir yang kemungkinan mengandung Hidrokarbon	22
<b>Gambar 3.8.</b> Korelasi antara sintetik seismograp dari data log dengan trace seismik di daerah Lapangan X .....	23
<b>Gambar 3.9.</b> CMP rgather pada metode pengolahan data Konvensional .....	24
<b>Gambar 3.10.</b> Penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CMP gather (metode konvensional) .....	25
<b>Gambar 3.11.</b> Daerah target pada penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CMP gather (metoda konvensional) .....	25
<b>Gambar 3.12.</b> CRS supergather pada metode pengolahan data CRS .....	26
<b>Gambar 3.13.</b> Penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CRS supergather (metode CRS) .....	26
<b>Gambar 3.14.</b> Daerah target pada penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CRS supergather (metoda CRS) .....	27
<b>Gambar 3.15.</b> Daerah target pada penampang attribute seismic Scaled Poisson Ratio pada CMP gather (metoda konvensional) .....	28
<b>Gambar 3.16.</b> Daerah target pada penampang attribute seismic Scaled Poisson Ratio pada CRS supergather (metoda CRS) .....	28
<b>Gambar 4.1.</b> Penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CMP gather (metode konvensional) .....	30
<b>Gambar 4.2.</b> Daerah target pada penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CMP gather (metoda konvensional) .....	31
<b>Gambar 4.3.</b> Penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CRS supergather (metode CRS) .....	31

**Gambar 4.4.** Daerah target pada penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CRS supergather (metoda CRS)..... 32

**Gambar 4.5.** Daerah target pada penampang attribute seismic Scaled Poisson Ratio pada CMP gather (metoda konvensional)..... 33

**Gambar 4.6.** Daerah target pada penampang attribute seismic Scaled Poisson Ratio pada CRS supergather (metoda CRS) ..... 33



# BAB. I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang Masalah

Perkembangan peradaban dunia yang semakin pesat saat ini sangat membutuhkan sumber energi yang besar dan dengan kurangnya sumber energi alternatif, menyebabkan sumber energi fosil seperti minyak bumi masih menjadi primadona di dunia saat ini. Disisi lain cadangan hidrokarbon yang semakin berkurang menuntut kemajuan teknologi eksplorasi dan pengolahan data, untuk dapat mengoptimalkan hasil produksi. Peningkatan produksi hidrokarbon dapat dilakukan melalui dua cara, yaitu dengan memperoleh lapangan minyak baru, melalui kegiatan eksplorasi, dan dengan memaksimalkan produksi pada lapangan minyak yang telah ada.

Metode Geofisika yang saat ini masih sangat di andalkan untuk mendapatkan gambaran bawah permukaan bumi dalam eksplorasi Hidrokarbon adalah metode seismik. Prinsip dari metode seismik ialah memberikan gangguan ke dalam bumi berupa getaran, kemudian bumi akan meresponnya dalam bentuk gelombang refleksi dan refraksi yang akan diterima oleh geophone yang telah diatur sedemikian rupa di permukaan. Sinyal yang direkam oleh geophone di lapangan memiliki banyak faktor yang dapat mengakibatkan sinyal-sinyal tersebut tidak dapat menggambarkan kondisi bawah permukaan secara baik. Pengolahan data seismik pada intinya adalah mengubah data seismik menjadi penampang seismik. Penampang seismik ini harus dapat menggambarkan kondisi bawah permukaan sesuai dengan keadaan yang sebenarnya, tentunya dengan jalan melakukan koreksi faktor-faktor di atas.

Perkembangan teknologi saat ini menghasilkan inovasi-inovasi baru dalam eksplorasi geofisika, baik dalam akuisisi, pengolahan data dan interpretasi. Salah satunya adalah metode Common Reflection Surface (CRS), metode CRS pertama kali dipresentasikan pada konvensi EAGE tahun 1998 oleh Hubral dan Müller (Hertweck et al., 2007). Pada metoda CRS , proses *stacking* tidak hanya dibatasi pada titik refleksi tertentu saja. Tetapi semua data refleksi dari reflektor

digunakan, dimana *stacking* didasarkan pada refleksi yang terjadi pada *common reflection surface*. Hal ini didasarkan pada asumsi bahwa refleksi yang terkumpul pada *CMP gather* yang berdekatan memiliki titik refleksi pada bagian reflektor yang sama. Berdasarkan asumsi tersebut, maka sangatlah mungkin untuk menggunakan informasi dari bagian reflektor yang sama yang mengandung *trace* dari *CMP gather* yang berdekatan untuk meningkatkan hasil *stack* dari *central CMP gather*. Jika *trace* tersebut diikutsertakan dalam proses *stack* pada *central CMP gather*, maka hasil dari *stacking* bisa didapatkan. Karena semakin banyak *trace* yang *distack*, maka semakin baik peningkatan *S/N ratio* yang didapatkan (Mayne, 1962).

Pada skripsi ini akan dibandingkan atribut seismik yang dihasilkan antara pengolahan data seismik yang dilakukan secara konvensional dengan pengolahan data yang dilakukan secara CRS, attribute seismik yang digunakan untuk membandingkan adalah AVO attribute yaitu intercept, gradient dan scaled poiton ratio change.

Penampang bawah permukaan yang dihasilkan dari sebuah pengolahan data seismik baik secara konvensional atau CRS bukanlah suatu model tunggal (unik), keambiguan dalam pengolahan data dapat disebabkan oleh berbagai hal. Oleh sebab itu, untuk meminimalkannya di perlukan korelasi antara metode seismik dengan data sumur, sehingga didapatkan penampang bawah permukaan yang baik.

## 1.2 Rumusan Masalah

Berdasarkan latar belakang di atas, maka masalah yang dirumuskan dalam tugas akhir ini adalah dapat memperlihatkan perbandingan attribute seismik antara pengolahan data konvensional dengan pengolahan data secara CRS.

## 1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan pembuatan skripsi ini adalah, memperlihatkan korelasi data sumur dengan data seismic dan memperlihatkan *S/N ratio* antara pengolahan data seismik

konvensional dengan pengolahan data seismic CRS melalui perbandingan attribute seismic diantara kedua metode pengolahan data tersebut

#### 1.4 Pembatasan Masalah

1. *Software* yang digunakan adalah Hampson Russell, Petrolog Croker dan CRS 2D ZO Elnusa
2. Attribute seismik yang digunakan adalah attribute AVO yaitu intercept, gradient dan scaled poisson ration change.
3. Hasil yang diharapkan berupa perbandingan attribute seimik antara metode konvensional dengan CRS.

#### 1.5 Metodologi Penelitian

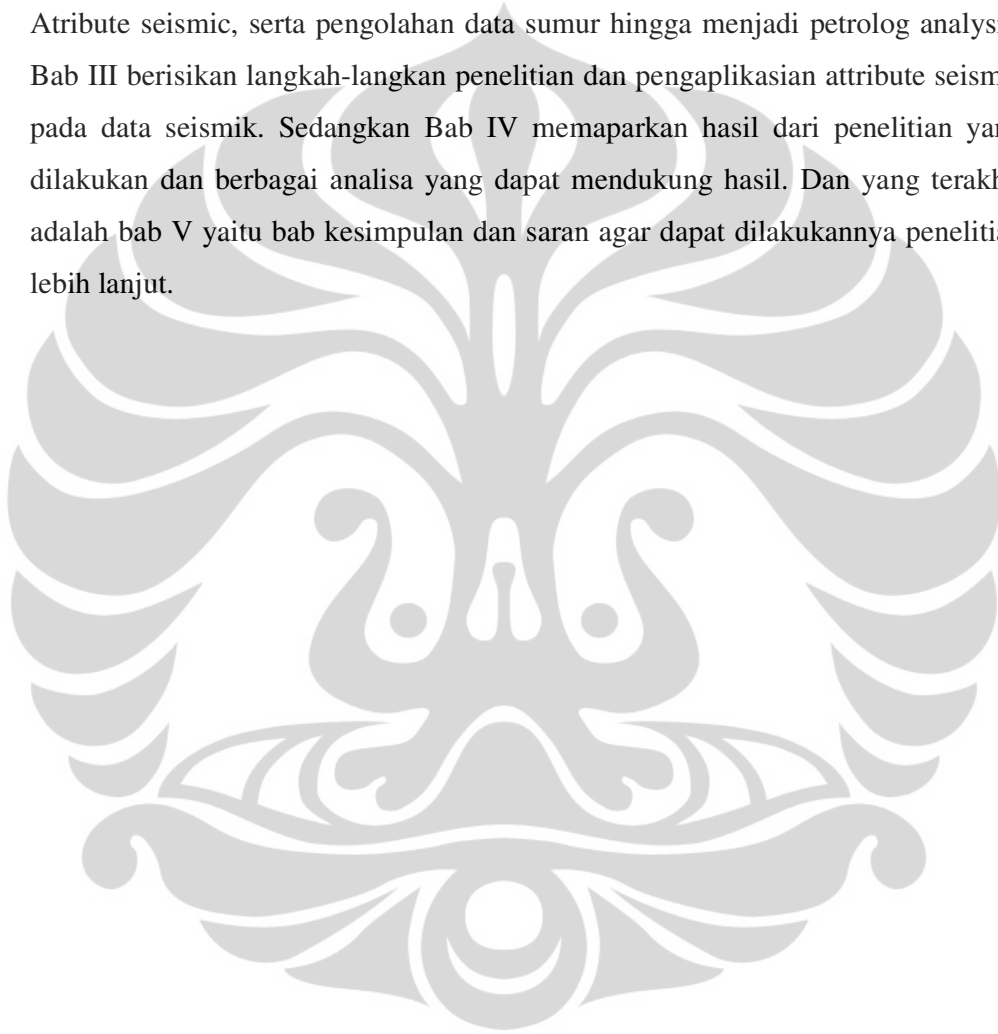
Metode yang digunakan dalam penyusunan tugas akhir ini adalah :

1. Melakukan pengolahan data pada data sumur sehingga didapatkan penyajian petrolog analisis.
2. Penentuan zona target pada data seismik berdasarkan petrolog analisis dan data penunjang lainnya
3. Melakukan *anlysis Attribute* AVO untuk atribute Intercept dan gradient pada CMP gfather
4. Melakukan *anlysis Attribute* AVO untuk atribute Intercept dan gradient pada CRS superghather
5. Melakukan *anlysis Attribute* AVO untuk atribute scaled poisson ratio change pada CMP gfather.
6. Melakukan *anlysis Attribute* AVO untuk atribute scaled poisson ratio change pada CRS superghather.
7. Membandingkan hasil attribute seismik konvensional dengan hasil attribute seismik metode CRS.



## 1.6 Sistematika Penulisan

Tugas akhir ini disusun sebagai berikut: Bab I merupakan bab pendahuluan yang menjabarkan tentang latar belakang, tujuan penelitian, batasan masalah, metodologi penelitian dan sistematikan penulisan laporan. Bab II merupakan teori dasar mengenai pengolahan data konvensional dan CRS dan Attribute seismic, serta pengolahan data sumur hingga menjadi petrolog analysis. Bab III berisikan langkah-langkah penelitian dan pengaplikasian attribute seismic pada data seismik. Sedangkan Bab IV memaparkan hasil dari penelitian yang dilakukan dan berbagai analisa yang dapat mendukung hasil. Dan yang terakhir adalah bab V yaitu bab kesimpulan dan saran agar dapat dilakukannya penelitian lebih lanjut.



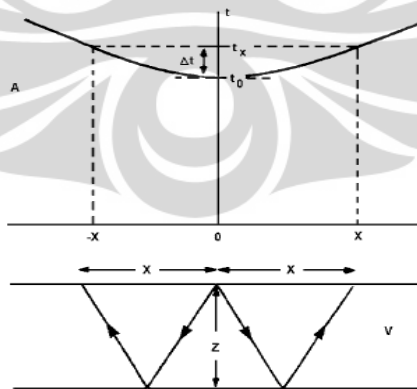
## BAB. II

### TEORI DASAR

#### 2.1 Common Reflection Surface (CRS)

Processing metode seismic bertujuan untuk memberikan gambaran bawah permukaan dengan cara meningkatkan signal refleksi dan menghilangkan pengaruh noise, baik berupa random ataupun koheren noise. Kumpulan data seismic multicoverage didapatkan dengan cara memindahkan sumber dan receiver disepanjang seismic line. Setiap shotpoint terdiri dari *common shot gather (CS)* yang memiliki koordinat  $x_s$ . Pada CS gather, setiap seismic trace digambarkan dengan koordinat receiver  $x_G$ . Semua CS gather disusun dalam suatu multicoverage dataset yang terdiri dari  $x_s - x_G - t$ , dimana  $t$  adalah waktu tempuh. Sehingga pemrosesan data seismic biasanya dilakukan dalam koordinat midpoint ( $x_m$ ) dan setengah offset ( $h$ ).

Ketika data seismic diperoleh dari reflector horizontal pada lapisan homogen, maka refleksinya tersusun sebagai fungsi waktu tempuh berupa persamaan hiperbola yang tergantung pada fungsi kecepatan. Misalkan model geologi yang sederhana dengan lapisan horizontal. Sumber diletakkan ditengah dan penerima diletakkan sejauh  $x$  dari sumber, maka akan didapat kurva waktu tempuh (*traveltime*) berupa hiperbola (Gambar 2.1).



Gambar 2.1 Kurva waktu tempuh untuk reflektor horizontal

Menurut Sherrif and Geldart (1995), persamaan waktu tempuh dapat dituliskan sebagai berikut,

$$t^2 = \frac{x^2}{v^2} + \frac{4z^2}{v^2} \quad (2.1)$$

Dan koreksi NMOnya adalah,

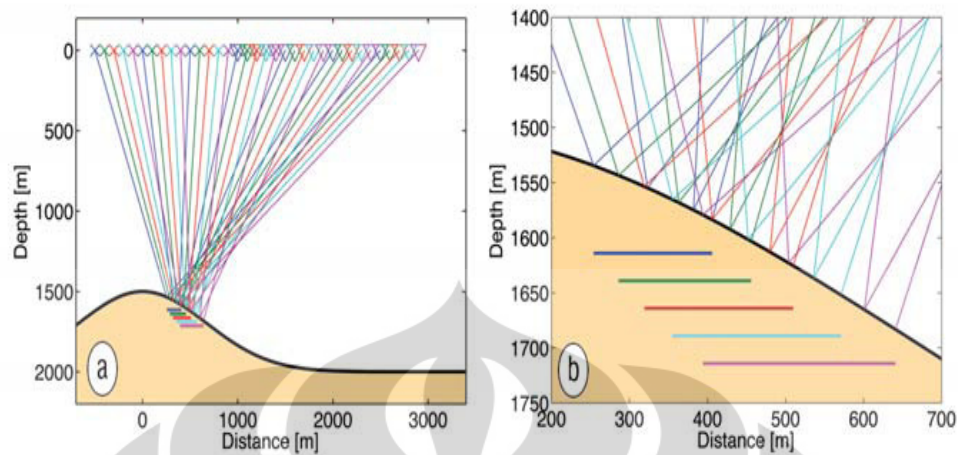
$$\Delta t_{NMO} = \frac{x^2}{2v^2 t_0} = \frac{x^2}{4vz} \quad (2.2)$$

Jika data seismik diurut kedalam common midpoit (CMP) gather, persamaan waktu tempuh dapat direpresentasikan sebagai berikut,

$$t^2 = t_0^2 + \frac{x^2}{v_{NMO}^2} \quad (2.3)$$

Dengan  $t_0$  adalah waktu tempuh saat offset nol dan  $x$  adalah jarak sumber dan penerima (offset).

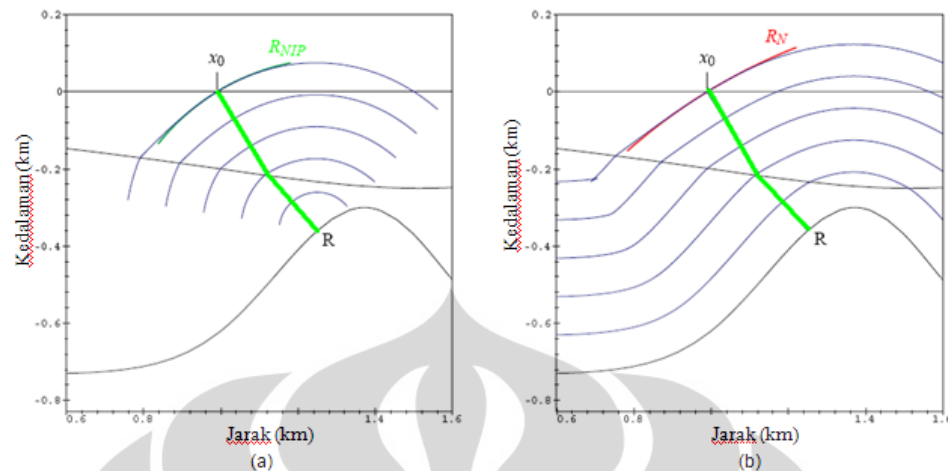
Persamaan (2.3) sebagai persamaan waktu tempuh gelombang akan tepat digunakan jika trace yang didapatkan memiliki titik refleksi yang sama. Karena pada kondisi inilah koreksi NMO baru bisa diterapkan setelah dilakukan penjumlahan data seismic. Namun jika titik reflektornya memiliki dip, maka dibutuhkan koreksi DMO, dan jika reflektornya berbentuk kurva, maka CMP tidak lagi memiliki satu titik refleksi yang sama (Gambar 2.2) tapi berupa sebuah segmen atau *surface* (dalam analisis data 3D), sehingga persamaan 3 tidak lagi dapat diterapkan.



Gambar 2.2. (a) Lima buah CMP gather  
(b) detail yang menunjukkan daerah yang dianggap titik refleksi  
(Mann et al., 2007)

Untuk kasus seperti Gambar 2.2 informasi dari refleksi yang sama pada CMP gather yang berdekatan bisa digunakan untuk meningkatkan hasil dari CMP stack. Ketika digunakan prosedur ini dalam melakukan stacking, informasi di CMP gather sekitar dimasukkan dalam proses stacking. Dengan konsep ini maka kita mendapatkan titik-titik yang merupakan proyeksi titik refleksi di permukaan atau bisa disebut juga dengan *Common Reflection Point* (CRP). Untuk mendapatkan stack yang lebih mendekati kondisi bawah permukaan yang sebenarnya, seharusnya stacking yang dilakukan berdasarkan *surface* atau permukaan dari reflector. Teknik ini dikenal dengan *Common Reflection Surface* (CRS).

Common Reflection Surface (CRS) bertujuan untuk menentukan operator stacking tanpa perlu menggunakan model kecepatan. Melalui dua eksperimen dengan sumber yang diletakkan pada daerah CRS, didapat dua macam muka gelombang yang disebut *eigenwave*. Eigenwave pertama disebabkan oleh titik R yang menghasilkan gelombang *normal incidence point* (NIP) (Gambar 2.3a). Eigenwave kedua disebabkan oleh ledakan reflector yang menghasilkan gelombang normal (N) (Gambar 2.3b). Kedua muka gelombang diibaratkan sebagai lingkaran dengan radius kelengkungan  $R_{NIP}$  dan  $R_N$ .



Gambar 2.3. a) gelombang NIP dihasilkan pada titik sumber yang terletak pada titik R. Muka gelombang berwarna biru, radius kelengkungan berwarna hijau. (b) gelombang normal dihasilkan oleh ledakan reflector. Muka gelombang berwarna biru, radius kelengkungan berwarna merah.

Untuk akuisisi geometri irregular, dibutuhkan representasi eksplisit dari operator stacking. Ekspansi deret Taylor orde dua, yang bisa diturunkan pada teori sinar paraxial, menyatakan

$$t^2(\Delta m, x) = \left[ t_0 + \frac{2 \sin \alpha}{v_0} (x_m - x_0) \right]^2 + \frac{2t_0 \cos^2 \alpha}{v_0} \left[ \frac{(x_m - x_0)^2}{R_N} + \frac{h^2}{R_{NIP}} \right] \quad (2.4)$$

Pertengahan jarak antara sumber dan receiver dilambangkan dengan  $h$ , dimana  $x_m$  melambangkan titik tengah antara sumber dan receiver. Model parameter yang dibutuhkan adalah kecepatan dekat permukaan ( $v_0$ ).

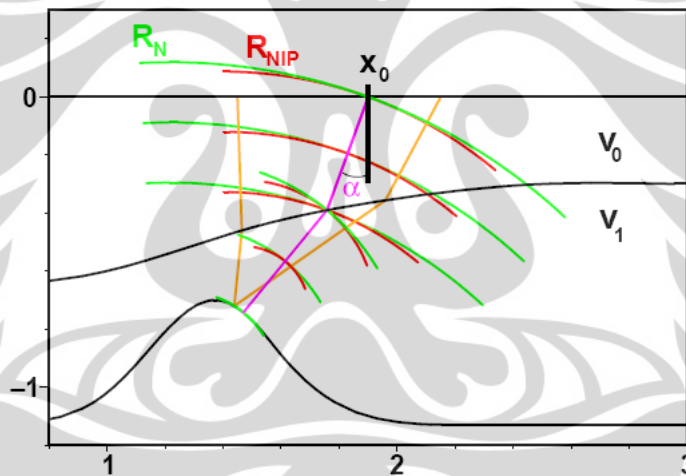
Persamaan (2.4) Hubral (1983). merupakan persamaan waktu tempuh untuk metode CRS. Pada persamaan tersebut terlihat tiga parameter yang mempengaruhi CRS stack, yaitu :

- sudut antara sinar dan garis normal ( $\alpha$ )
- radius kelengkungan gelombang Normal Incidence Point ( $R_{NIP}$ )
- radius kelengkungan gelombang Normal ( $R_N$ ).

Ketiga atribut seismik tersebut dicari dengan menggunakan optimasi global yaitu dengan melakukan perhitungan koherensi (*semblance*) sepanjang permukaan waktu tempuh. Hasil yang optimal didapatkan ketika dicapai nilai koherensi mencapai nilai maksimal.

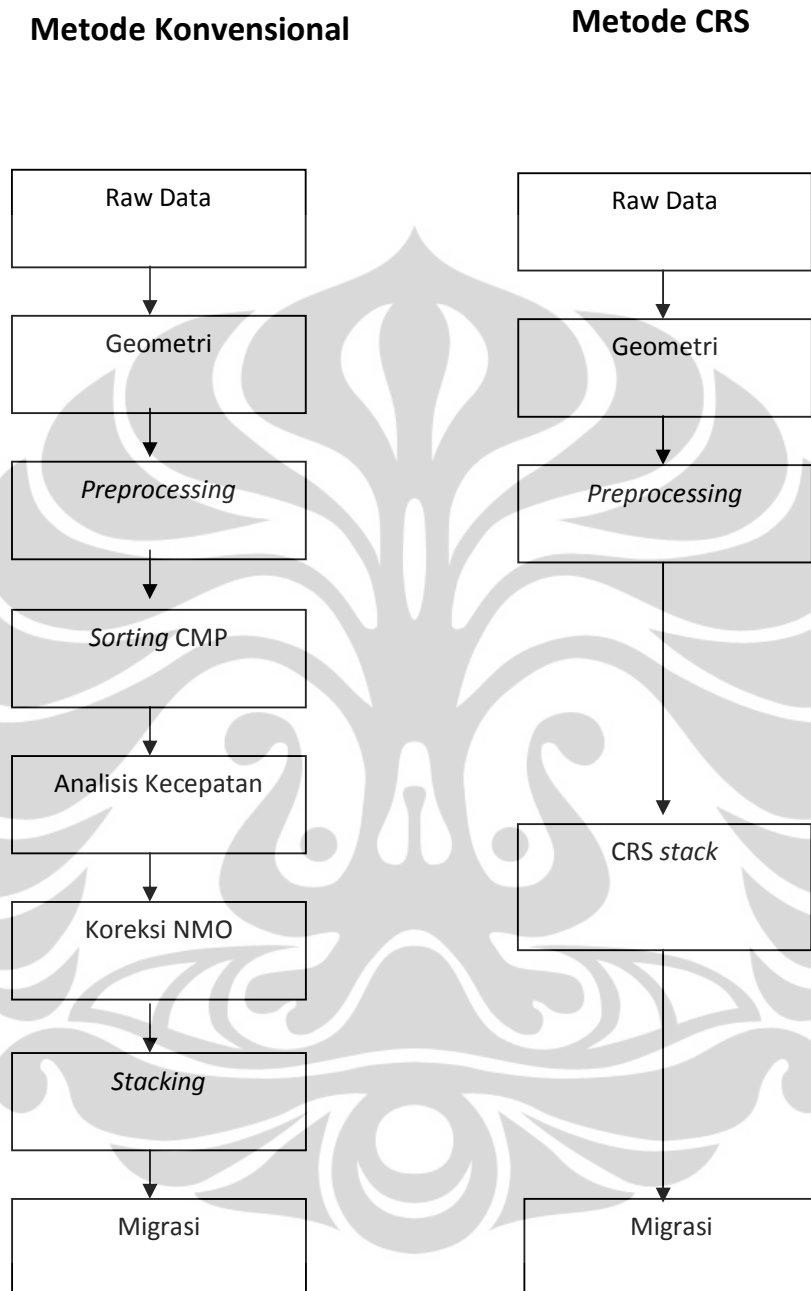
Atribut seismik pada CRS *stack* dapat diterangkan melalui dua eksperimen teoritikal (Hubral, 1983). Kedua eksperimen ini disebut eksperimen *eigenwave*, yang berarti bahwa masing-masing muka gelombang sebelum dan sesudah refleksi pada titik yang dicari sama, kecuali arah dari perambatannya

Eksperimen *eigenwave* pertama merupakan eksperimen gelombang *normal incidence point* (NIP). Eksperimen ini bisa diinterpretasikan sebagai ledakan titik sumber pada titik akhir dari *normal incidence ray* pada bawah permukaan. Sudut kritis ( $\alpha$ ) dihitung antara sinar normal dengan permukaan pada  $x_0$ . Sedangkan kelengkungan lokal dari muka gelombang  $x_0$  merupakan atribut radius kelengkungan muka gelombang NIP ( $R_{NIP}$ ). Disebut kelengkungan lokal karena secara umum muka gelombang tidak berbentuk lingkaran ketika berbenturan dengan permukaan pada saat terjadi refraksi.



Gambar 2.4 Eksperimen *eigenwave*  
(Mann, et al., 1999)

Eksperimen *eigenwave* kedua merupakan eksperimen gelombang normal. Pada eksperimen ini terjadi ledakan reflektor termasuk titik reflektor NIP. Muka gelombang yang dihasilkan tegak lurus terhadap sinar normal. Sudut kritis ( $\alpha$ ) dihitung kembali antara permukaan dan sinar normal pada titik  $x_0$ . Radius kelengkungan gelombang normal pada  $x_0$  merupakan radius kelengkungan muka gelombang normal ( $R_N$ ). Sudut kritis ( $\alpha$ ) bersifat identik untuk kedua eksperimen. Sehingga hanya tiga atribut CRS yang perlu ditentukan pada kasus dua dimensi.



Gambar 2.5 Perbandingan metode CRS dan metode Konvensional

## 2.2 Attribute Seismik

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

### 2.2.1 Intercept dan Gradient

Intercept dan Gradient merupakan istilah yang penting didalam studi AVO (Amplitude Versus Offset).

Jika kita kembali menengok persamaan AVO dari Aki dan Richards [1980] dengan pendekatan Shuey ( Shuey, 1985 ), maka terlihat bahwa besaran Amplitudo gelombang seismik (R) merupakan fungsi dari sudut tembak ( $\theta$ ).

$$\begin{aligned} R(\theta) &= R_p \cos^2 \theta + 9/4 \Delta\sigma \sin^2 \theta \\ &= R_p + [9/4 \Delta\sigma - R_p] \sin^2 \theta \\ &= R_p + G \sin^2 \theta \end{aligned} \quad (2.5)$$

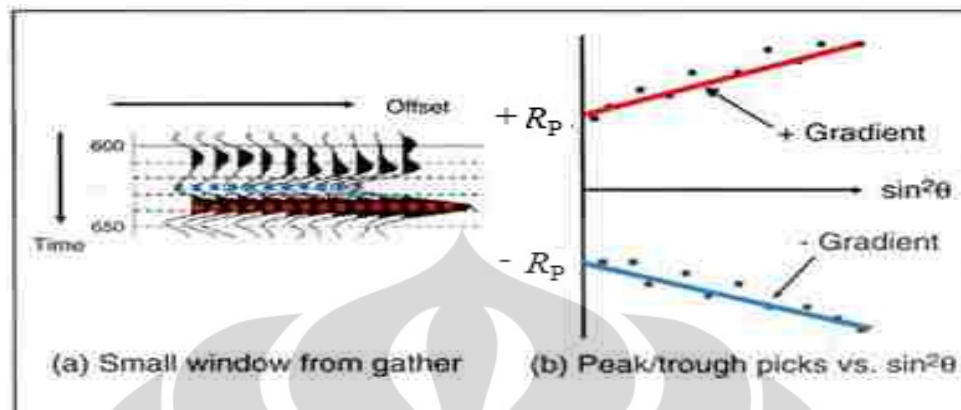
Dengan

$$R_p = \frac{1}{2} \left( \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \quad (2.6)$$

Dimana  
 $R_p$  = Intercept  
 $G$  = Gradient  
 $\alpha$  = P-wave velocity.  
 $\sigma$  = Poisson's ratio  
 $\rho$  = density



Secara grafis besaran  $R_p$  dan  $G$  diperoleh dengan cara sbb:



Gambar 2.6 Penampang Intercept dan Gradient pada pada sebuah CDP gather ( Humpson and Russel 2002 ).

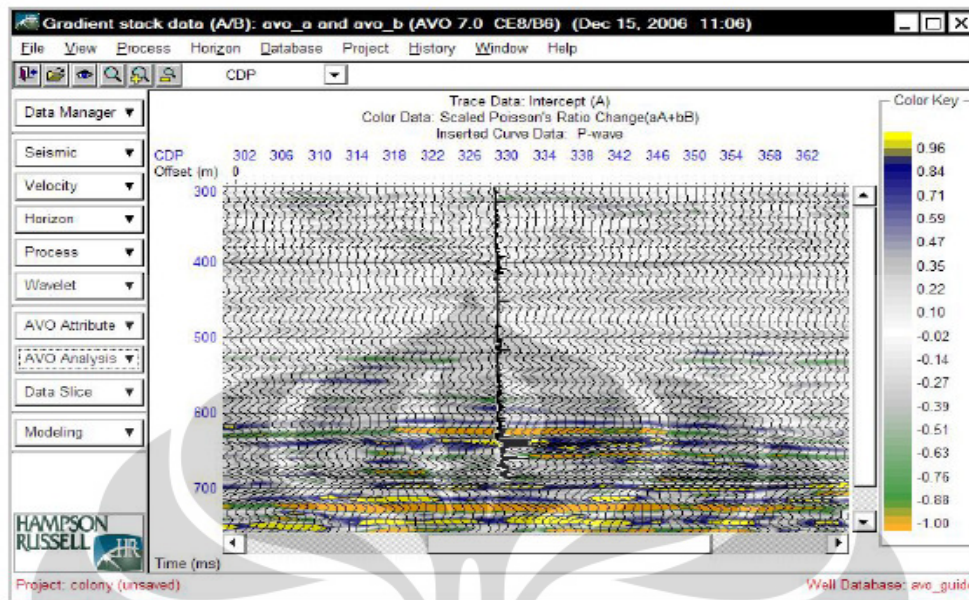
Pada gambar diatas terlihat bahwa jika kita mem-plot nilai-nilai amplitudo (baik peak-merah maupun trough-biru pada CDP gather) sebagai fungsi dari offset atau sudut tembak  $\sin^2\theta$ , maka kita akan memperoleh nilai *Intercept*  $R_p$  (titik potong antara garis biru atau merah dengan sumbu vertikal) dan Gradient  $G$  (kemiringan garis biru atau merah). Titik-titik hitam yang diinterpolasi dengan garis biru dan merah pada Gambar 2.6b merupakan titik-titik sampel amplitudo dengan offset (sudut) tertentu pada Gambar 2.6a

### 2.2.2 Scaled Poisson Ratio

Scaled Poisson Ratio (SPR) merupakan attribute seismik yang berasal dari nilai intercept dan gradien berdasarkan persamaan (2.5) didapatkan persamaan SPR sebagai berikut.

$$\Delta\sigma = 4/9(R_p + G) \quad (2.7)$$

Attribute ini merupakan indikasi reservoir yang tersaturasi oleh Hidrokarbon.



Gambar 2.6 Penampang Attribute seismic Scaled Poition Ratio Change.

## 2.3 Log Analysis

### Spontaneous Potensial (SP) Log

Penyimpangan SP disebabkan oleh aliran arus listrik di dalam lumpur. Penyebab utamanya adalah dua kelompok tenaga elektromotive di dalam formasi, yaitu komponen elektrokimia dan elektrokinetik. Mereka berasal dari pemboran lubang, yang memberikan kontak listrik kepada berbagai jenis cairan formasi. Dikarenakan harga elektrokinetiknya lebih kecil maka nilai SP sama dengan nilai elektrokimia dalam formasi batuan.

$$SP = E_c = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w}$$

Dimana K adalah konstanta yang bernilai  $61 + 0.133 T$  (F), dengan T adalah suhu.  $R_{mf}$  adalah resistivitas mud filtrate pada formasi dan  $R_w$  adalah resistivitas formasi.

Berdasarkan persamaan diatas kegunaan SP log untuk mencari nilai  $R_w$ .

### **Log Sinar Gamma**

Radiokativitas GR berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan yaitu uranium (U), Thorium (Th), dan Potassium (K), yang secara kontinu memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Dikarenakan radioaktif ini secara alami memancarkan GR, maka sering disebut Natural GR. Karena Uranium, Thorium dan Potassium terkonsentrasi secara besar di dalam mineral lempung, maka log GR digunakan secara luas dalam interpretasi batuan pasir-lempung untuk menghitung volume dari lempung  $V_{sh}$ .

### **Log Resistivity**

Resistivitas dari formasi merupakan salah satu parameter utama yang diperlukan untuk menentukan saturasi hidrokarbon. Arus listrik dapat mengalir di dalam formasi batuan dikarenakan konduktivitas dari air yang dikandungnya. Batuan kering dan hidrokarbon merupakan isolator yang baik kecuali beberapa jenis mineral seperti graphite dan besi.

Resistivitas formasi diukur dengan cara:

1. Menginduksikan arus listrik kedalam formasi.
2. Mengirim arus bolak balik langsung ke formasi.

Alat Lateral log memfokuskan arus listrik secara lateral kedalam formasi dalam bentuk lapisan tipis. Ini dicapai dengan menggunakan arus-pengawal (bucking current) yang fungsinya untuk mengawal arus utama (measured current) masuk kedalam formasi sedalam-dalamnya. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap, maka resistivitas dapat dihitung dengan hukum Ohm.

### **Log Sonik**

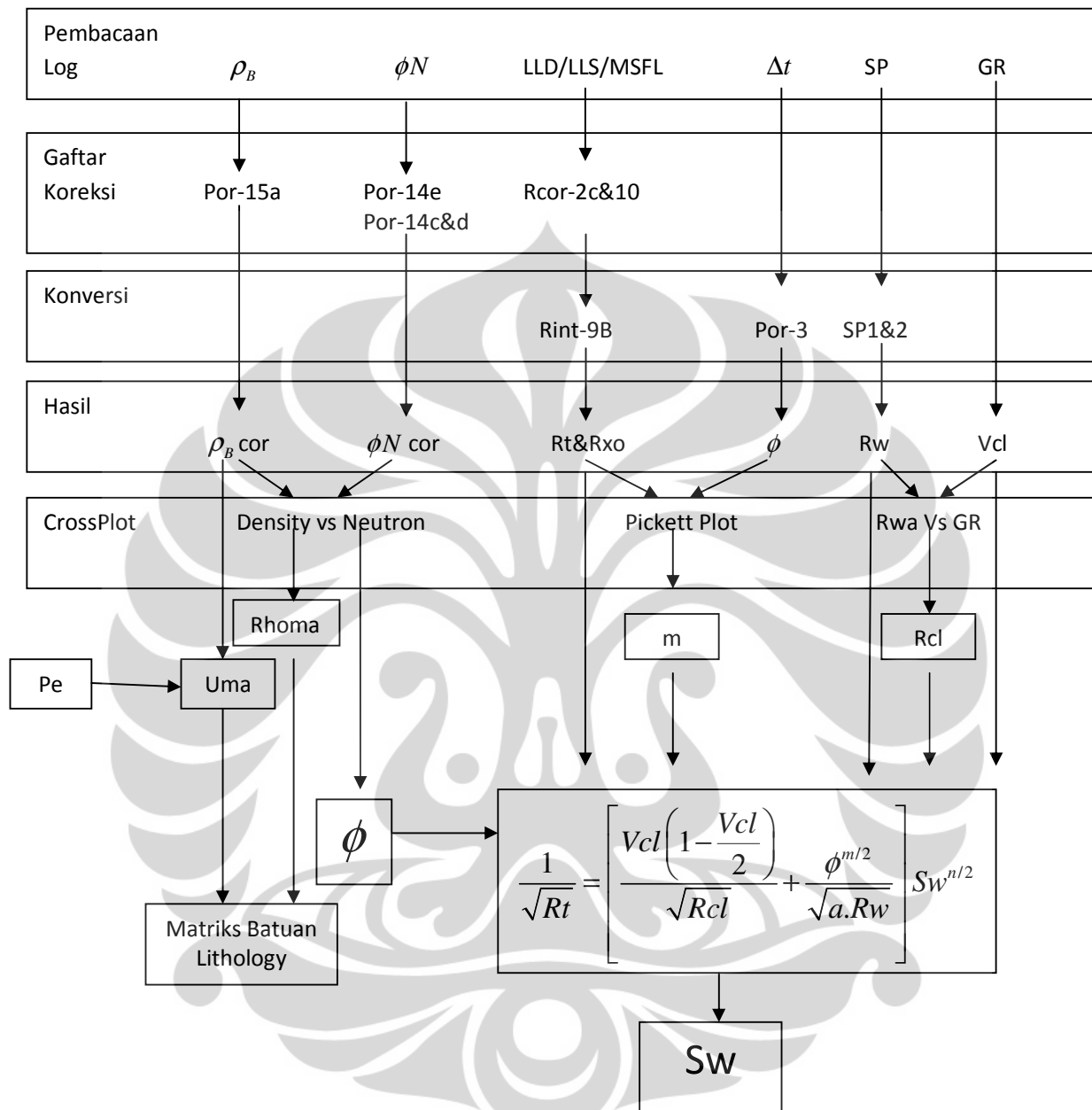
Log sonik memberikan rekaman dari waktu yang dibutuhkan gelombang suara untuk merambat dalam formasi batuan terhadap kedalaman. Kegunaan Log ini adalah dapat menentukan nilai porositas formasi batuan dan identifikasi lithology.

### **Log Neutron**

Partikel neutron dipancarkan dari sumber neutron (AmBe) ke dalam formasi. Partikel neutron ini memiliki massa yang sama dengan atom hydrogen sehingga interaksi antara keduanya menyebabkan melemahnya energi yang dimiliki oleh partikel neutron, dikarenakan atom hydrogen terkonsentrasi pada fluida yang mengisi pori-pori batuan maka perlemahan energi yang dialami partikel neutron merupakan fungsi dari nilai porositas suatu batuan.

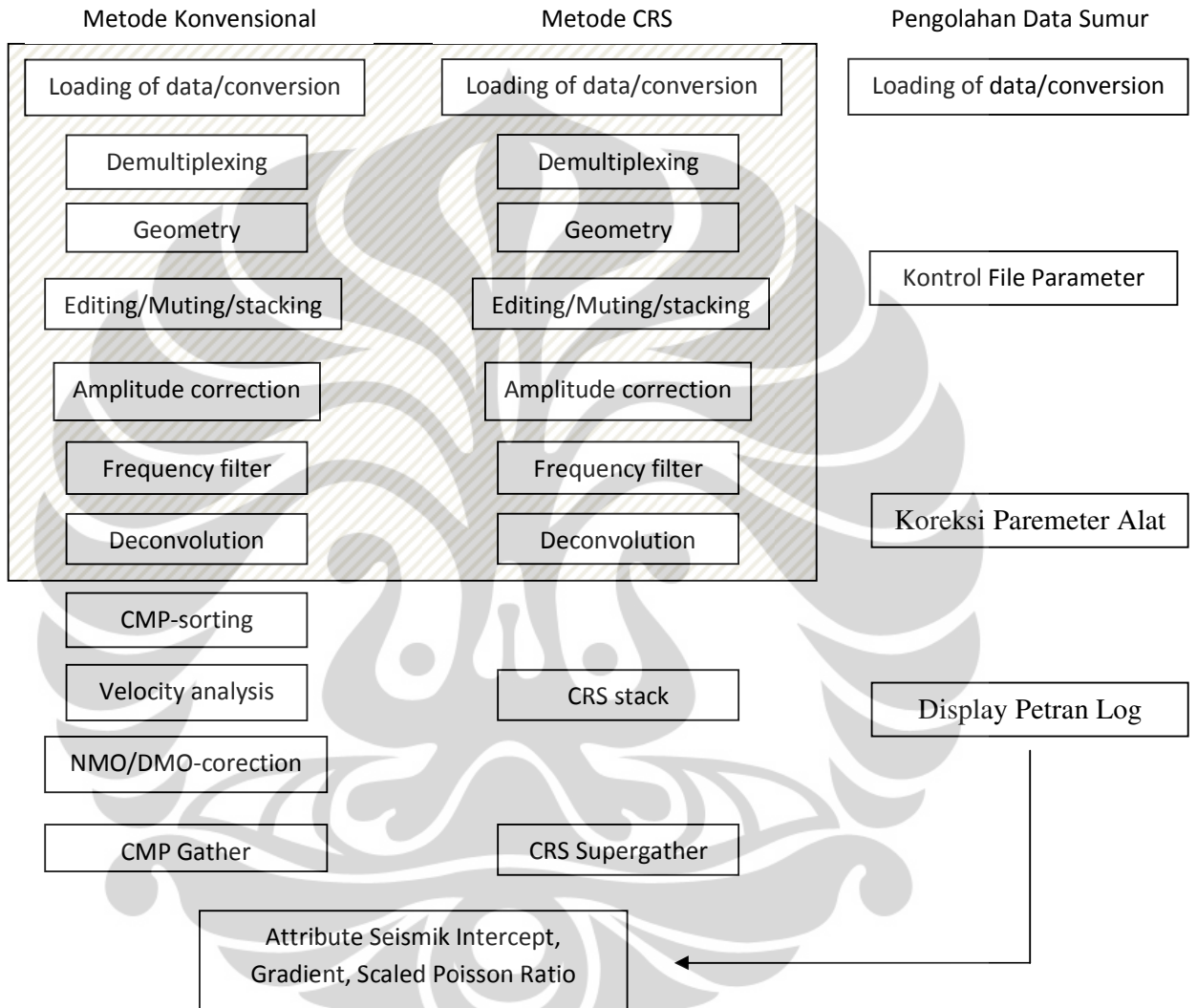
### **Log Density**

Gamma rays dipancarkan oleh sumber radioaktif Cesium ke dalam formasi batuan. Interaksi antara gamma rays dengan formasi batuan disebut sebagai Compton Scattering. Compton scattering dipengaruhi oleh electron density formasi (jumlah elektron tiap cc), yang hamper sama dengan bulk density. Oleh sebab itu log ini dapat merepresentasikan nilai densitas suatu formasi batuan.



Gambar 2.7 Alur analisa log untuk mendapatkan nilai Saturasi air.  
(Harsono 1997)

**BAB. III**  
**METODA PENELITIAN**



Gambar 3.1 Alur Metoda Penelitian

Pada tugas akhir ini metode penelitian dimulai dengan mengolah data sumur dengan menggunakan software Petrolog Croker dan mengolah data CMP gather dari pengolahan data konvensional serta mengolah CRS supergather dari pengolahan data metode CRS dengan software Humpson-Russell untuk mendapatkan attribute Intercept, Gradient, dan Scaled Poisson Ratio.

### 3.1 Analysis Log

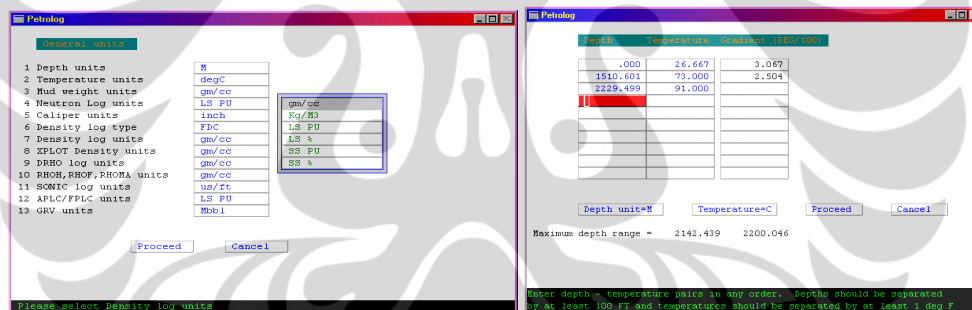
Petro Analisis Log diperoleh dengan menggunakan program *PETROLOG CROKER*. Penyajian log ini dapat mempermudah interpretasi dikarenakan disajikan dalam analisis hidrokarbon dan formasi batuan dalam satu log.

Adapun tahapan untuk dapat memperoleh Petro Analisis Log sebagai berikut:

1. Membuat file .PRO

Untuk dapat membuat Petran Log terlebih dahulu diperlukan file dengan ekstensi .PRO, file ini dapat diperoleh dengan mengkonversikan file .dat yang telah dibuat ketika membuat Composite Log.

Setelah merubah file, koreksi terhadap nilai satuan harus dilakukan agar sesuai dengan satuan dari alat-alat log yang digunakan, perubahan temperatur terhadap kedalaman pun perlu dilakukan, dan yang terakhir adalah memasukan input log yang diinginkan.



Gambar 3.2 Koreksi satuan (kiri) dan Gradien temperatur (kanan)

2. Kontrol File Parameter.

Perubahan nilai temperature terhadap kedalaman, menyebabkan tiap kedalaman memiliki parameter resistivitas lumpur berbeda-beda. Untuk mengatasi permasalahan tersebut diperlukan kontrol file parameter. Pengontrolan ini dilakukan dengan membentuk zona berdasarkan kedalaman sesuai yang diinginkan, usahakan tiap zona memiliki sifat batuan serupa untuk mempermudah dalam preinterpretasi.

Zone no.		1	2	3
Top depth	M	2142.439	2143.800	2152.190
Bottom depth	M	2143.800	2152.190	2200.046
Formation Name			TOPMARDI	TOPBARRO
Top depth	M	2142.439	2143.800	2152.190
Bottom depth	M	2143.800	2152.190	2200.046
No logs				
RM		.475	.475	.475
Temp. RM	degC	29.000	29.000	29.000
RMF		.360	.360	.360
Temp. RMF	degC	28.900	28.900	28.900
RMC		.960	.960	.960
Temp. RMC	degC	27.800	27.800	27.800
Bit size	inch	12.250	12.250	12.250
Mud wt	gm/cc	1.200	1.200	1.200
SSP		-40.000	-40.000	-40.000
RW (SP)		.048	.048	.048
Temperature	degC	88.837	88.959	89.663
RW @ FT		.041	.041	.041
RWB25F(23.9C)		.100	.100	.100
RW salinity		71160.100	71160.100	71160.100
RMF @ FT		.165	.164	.163
KPPH (RMF)		.015	.015	.015
RM @ FT		.217	.217	.216
RHO H	gm/cc	.800	.800	.800
RHO F	gm/cc	.999	.998	.998
t F	us/ft	188.996	188.996	188.996
RHDM	gm/cc	2.650	2.650	2.650
PHIN min		-.035	-.035	-.035
t MA	us/ft	55.500	55.500	55.500
t MA min	us/ft	48.000	48.000	48.000
Sonic option		.000	.000	.000
Compact/Over		1.000	1.000	1.000
CAL cut off	inch	16.000	16.000	16.000
RUD cut off	inch	1.000	1.000	1.000
DRHO cut off	gm/cc	.150	.150	.150
No clay				
Uclay Flag		.000	.000	.000

Up Down Left Right Copy Kill Make Xlitho Saveform Insert Cancel Proceed  
Select option

Gambar 3.3 Zonasi parameter

### 3. Koreksi Parameter Alat

Setiap perusahaan jasa pemboran memiliki alat log yang berbeda-beda, dan alat-alat tersebut memiliki koreksi tersendiri. Di tahap ini dilakukan pengkoreksian terhadap alat-alat log tersebut, sehingga dapat mengurangi distorsi data pada data sumur.

Zone no.		1	2
Top depth	M	2142.439	2154.174
Bottom depth	M	2154.022	2200.046
Logging company		SCHLUMBER	SCHLUMBER
Neutron Log type		CNL	CNL
Mud type		NaCl	KCl %
Formtn water type		NaCl	NaCl
Dual Laterolog		D CENTRED	D CENTRED
Induction Standoff		1.500	1.500
Gamma Ray Corr		ECCENTERD	ECCENTERD
GR SONDE DIAM		STD	STD
% KCL		.000000	.000000
Neutron Temp Corr		YES	YES
		YES	YES
		YES	YES
Neutron BH salin		YES	YES
Neutron Form Sal		YES	YES
Neutron KCL corr		NO	YES
Neutron Barite		NO	NO

SCHLUMBERGER  
HLS  
ATLAS  
BPB  
SPERRY MWD  
BAKER MWD  
ANADRIL MWD  
COMPUTALOG

Left Right Copy Proceed  
Please select Logging company

Gambar 3.4 Koreksi parameter lingkungan



#### 4. Plot Silang (Crossplot)

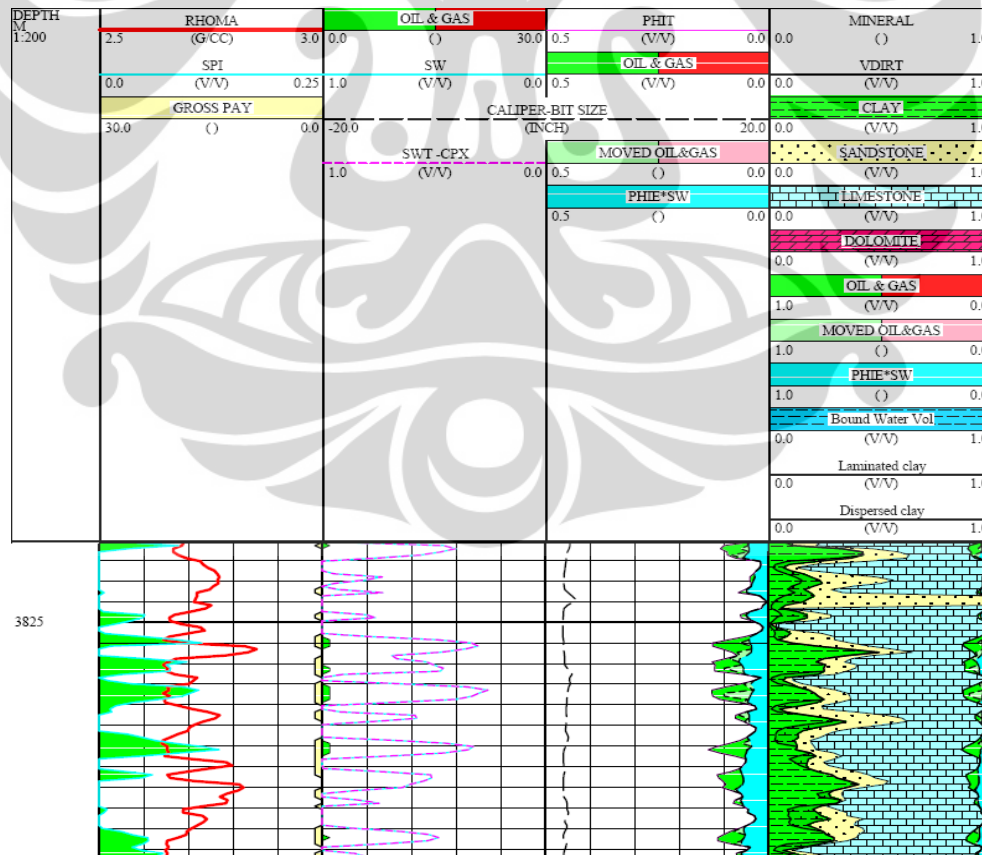
Crossplot merupakan bagian terpenting dalam semua tahap ini, tujuan dari dilakukan crossplot adalah untuk mngurangi kesalahan yang dihasilkan dari masing-masing pengukuran.

Crossplot yang di gunakan dalam tahapan ini,

- Neutron vs Density
- Gamma Ray vs  $R_{wa}$
- Picket Plot
- RHOMAA vs UMATA

#### 5. Hasil

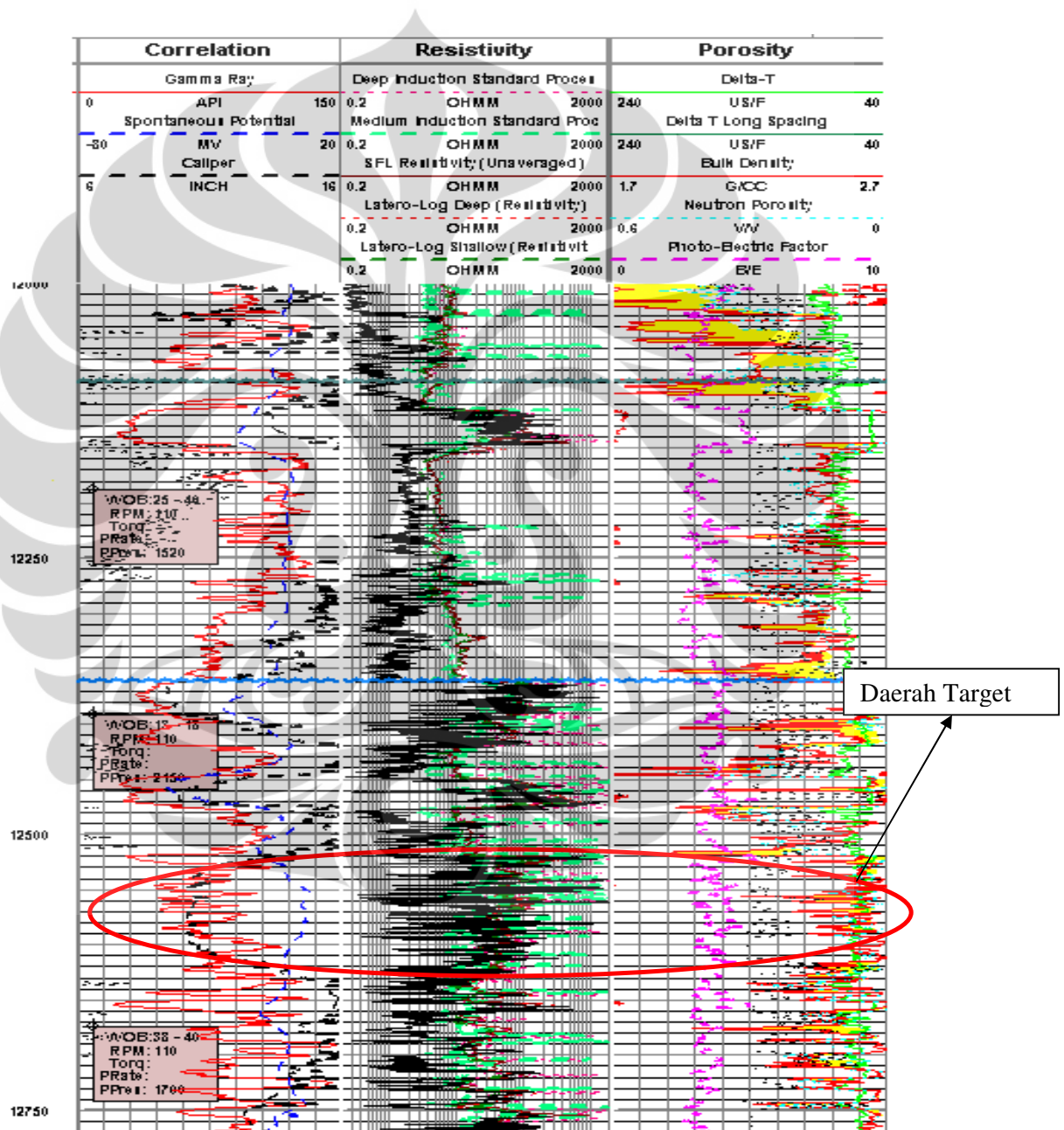
Setelah melakukan crossplot, untuk dapat menampilkan hasilnya dapat menggunakan aplikasi Create Plot dan memilih Complex Litho + LDT. Seperti halnya Composite Log, Petran Log pun dapat diubah penampilannya shingga mudah di lihat dan hasilnya dapat dalam format PDF file.



Gambar 3.5 Petro Analisis Log

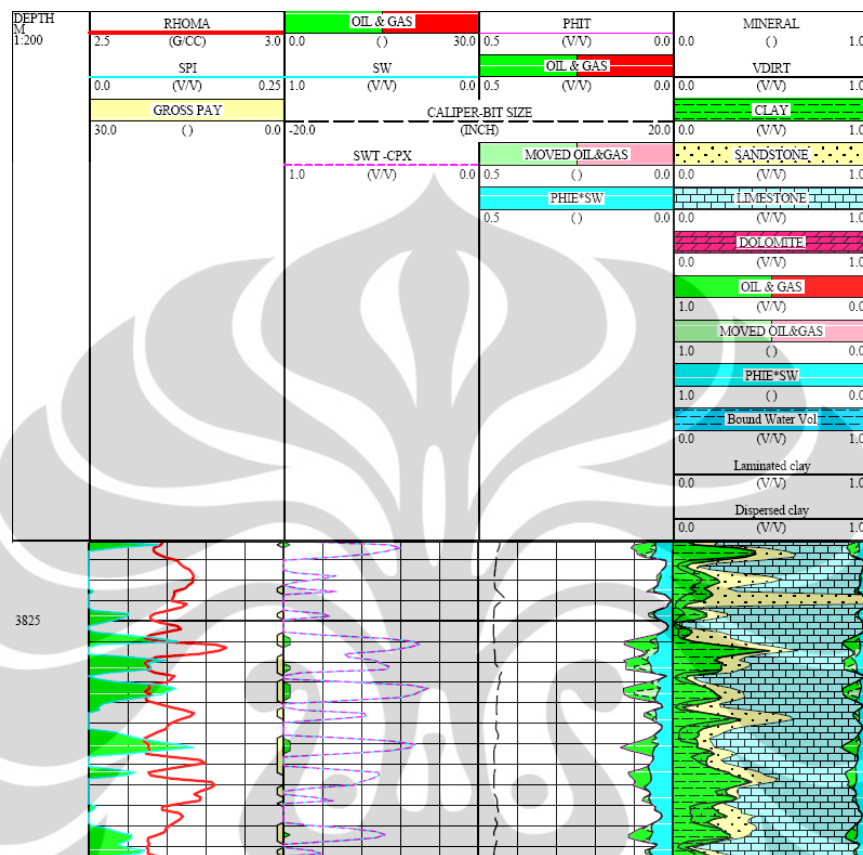
### 3.2 Penentuan Daerah Target

Pada tugas akhir ini penentuan zona target berdasarkan pada data log dan data Geochemical pada lapangan tersebut, berdasarkan composite log di dapatkan sebuah lapisan reservoir di kedalaman 3900-4000 meter (12500-12600 feet). Gambar 3.6.



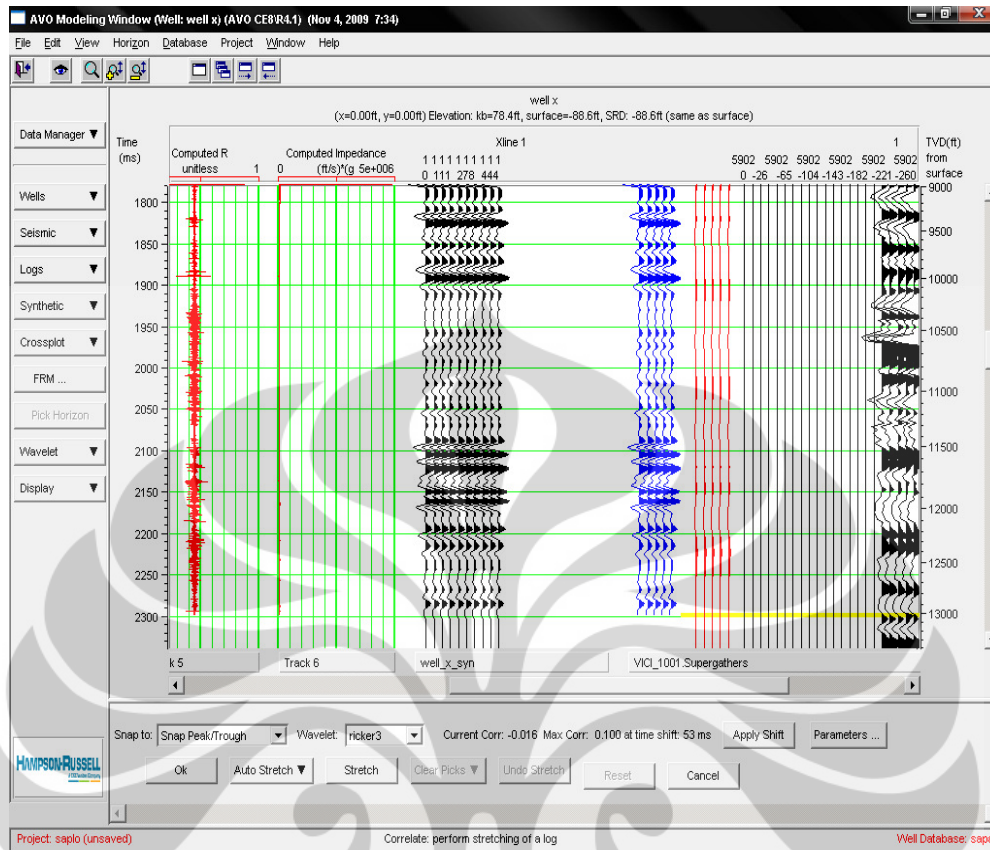
Gambar 3.6 Daerah yang menjadi target analisa untuk melihat kandungan Hidrokarbonnya

Dengan melihat dari Petrolog analysis diketahui bahwa di daerah tersebut memiliki kandungan hidrokarbon Gambar 3.2,



Gambar 3.7 Daerah reservoir yang kemungkinan mengandung Hidrokarbon

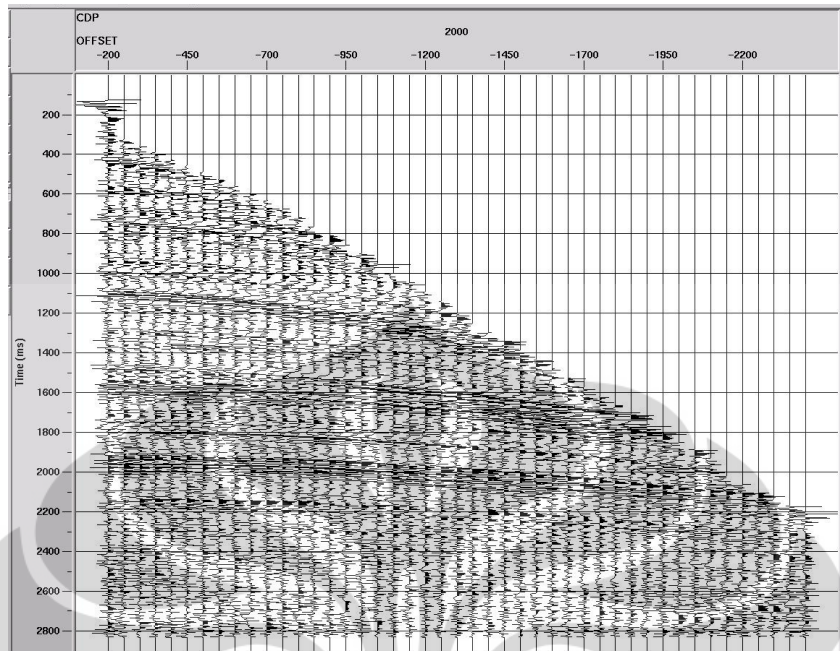
Dengan didukung oleh data Geochemical daerah ini positif sebuah reservoir dengan kandungan hidrokarbon. Di karenakan daerah ini cukup dalam dan dengan reservoir yang tipis diperlukan metode seismic dengan S/N ratio yang baik untuk dapat memetakan persebaran reservoir ini. Korelasi antara data log dengan seismic dapat dilihat pada Gambar 3.8.



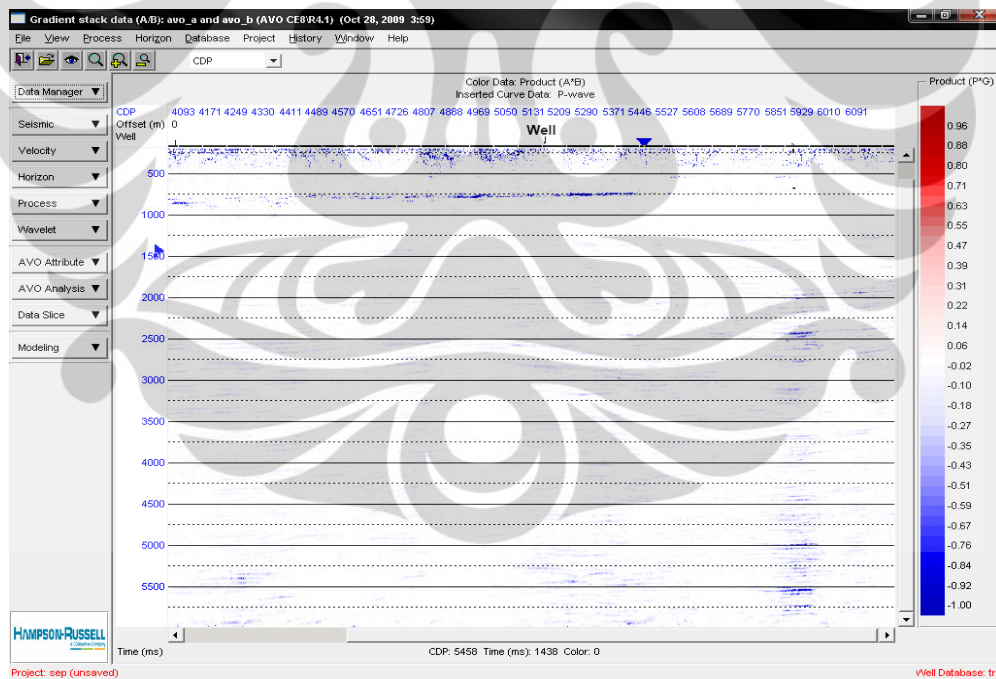
Gambar 3.8 Korelasi antara sintetik seismograp dari data log dengan trace seismik di daerah Lapangan X

### 3.3 Analisis Attribute Siesmik Intercept dan Gradient pada CMP gather

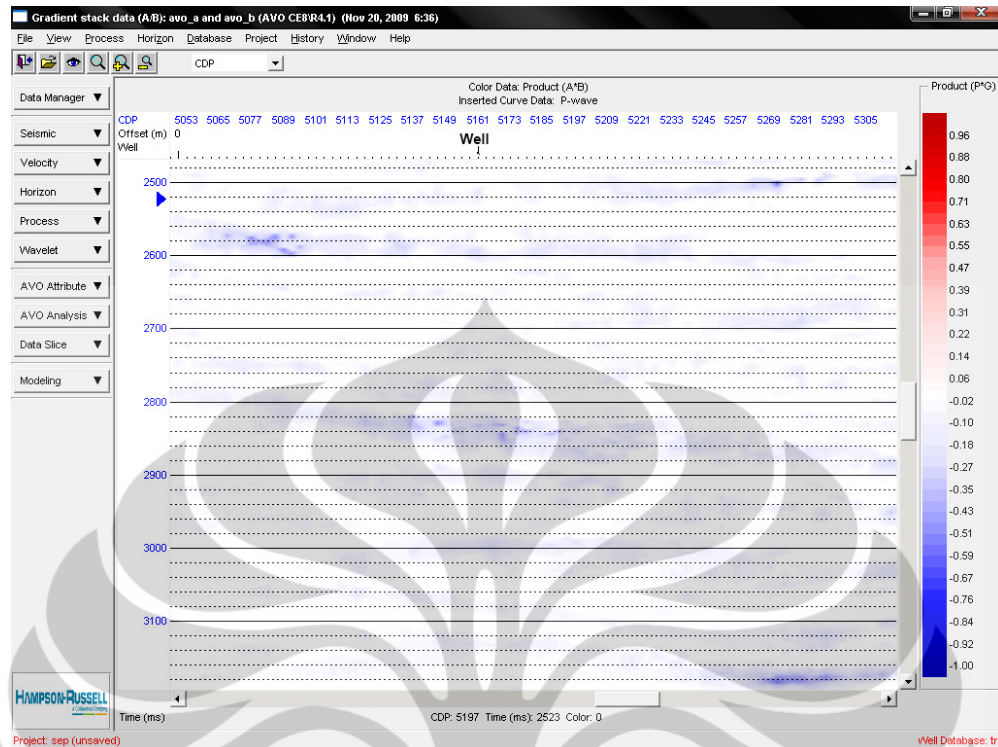
Data seismic yang berupa CMP gather hasil dari pengolahan data konvensional digunakan untuk dapat menghasilkan attribute seismic. Dengan menggunakan Software Humpson-Russel didapatkan hasil berupa penampang dari attribute Intercept dan gradient (Gambar 3.10).



Gambar 3.9 CRS CMP rgather pada metode pengolahan data Konvensional



Gambar 3.10 Penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CMP gather (metode konvensional)

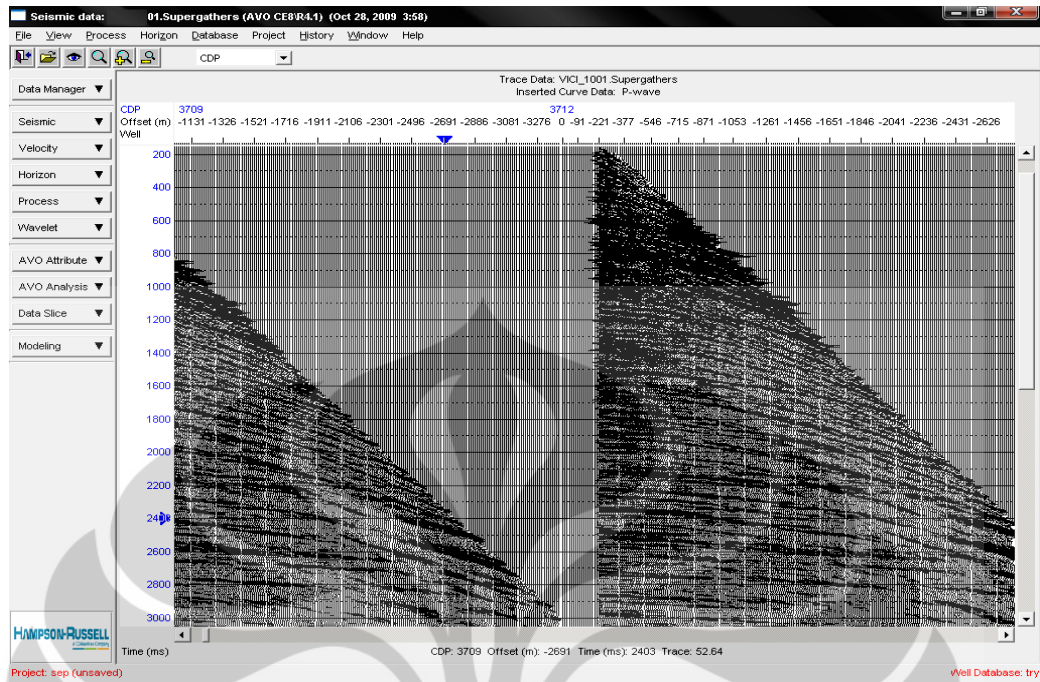


Gambar 3.11 Daerah target pada penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CMP gather (metoda konvensional)

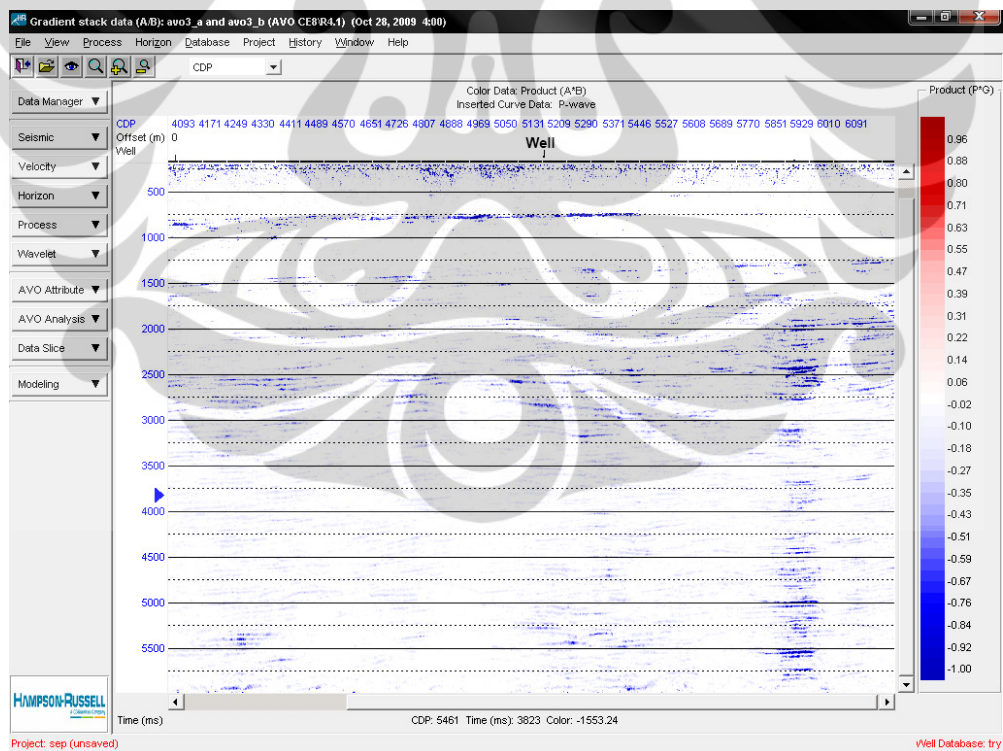
### 3.4 Analysis Attribute Seismik Intercept dan Gradient pada CRS supergather

Hal yang sama dilakukan juga pada CRS supergather (Gambar 3.11) hasil dari pengolahan data dengan metode CRS, di dapatkan penampang attribute seismic intercept dan gradient (Gambar 3.12).

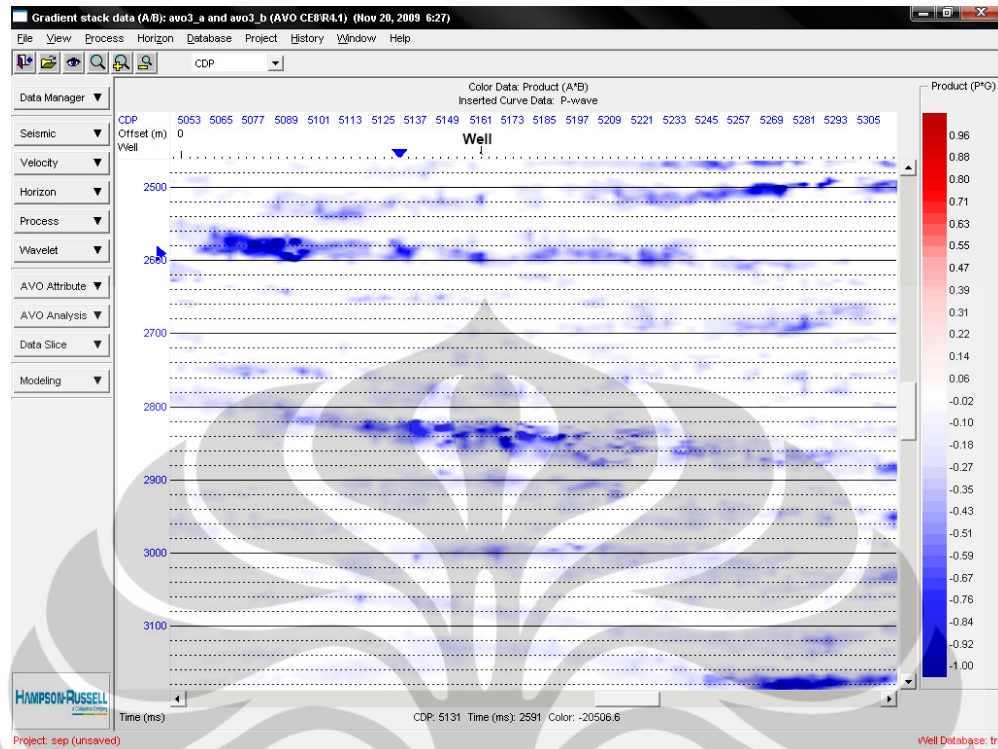
Pada data seismic supergather data yang diolah lebih banyak dibandingkan dengan pada CMP gather, hal ini menyebabkan S/N semakin meningkat hal tersebut terlihat pada hasil dari product intercept dan gradient yang terlihat lebih jelas.



Gambar 3.12 CRS supergather pada metode pengolahan data CRS



Gambar 3.13 Penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CRS supergather (metode CRS)

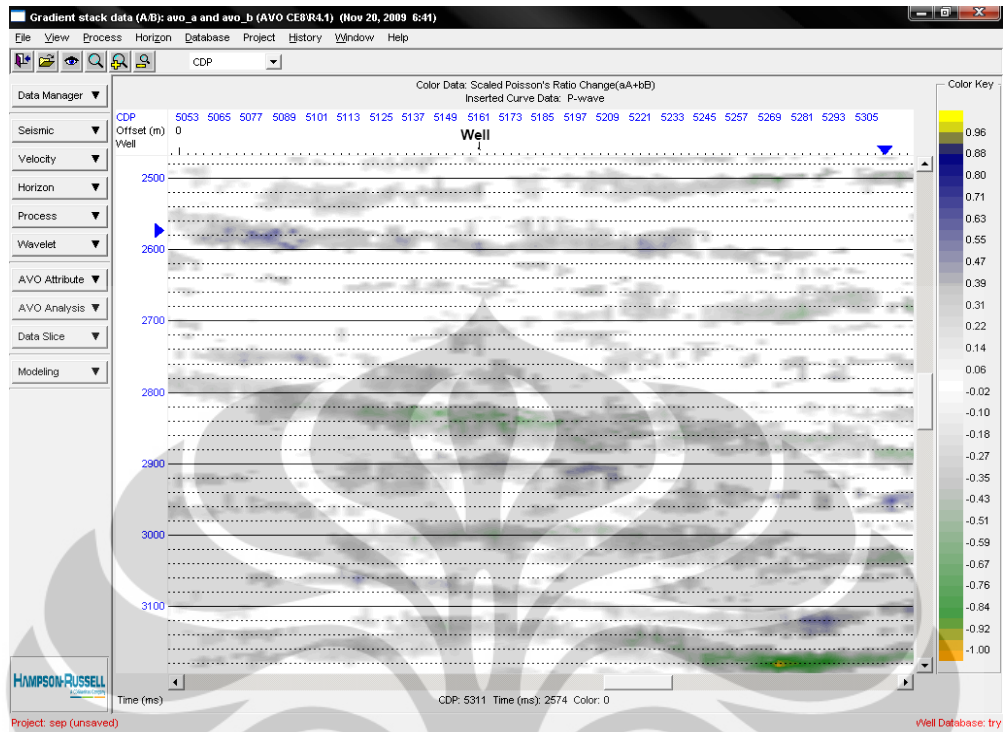


Gambar 3.14 Daerah target pada penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CRS supergather (metoda CRS)

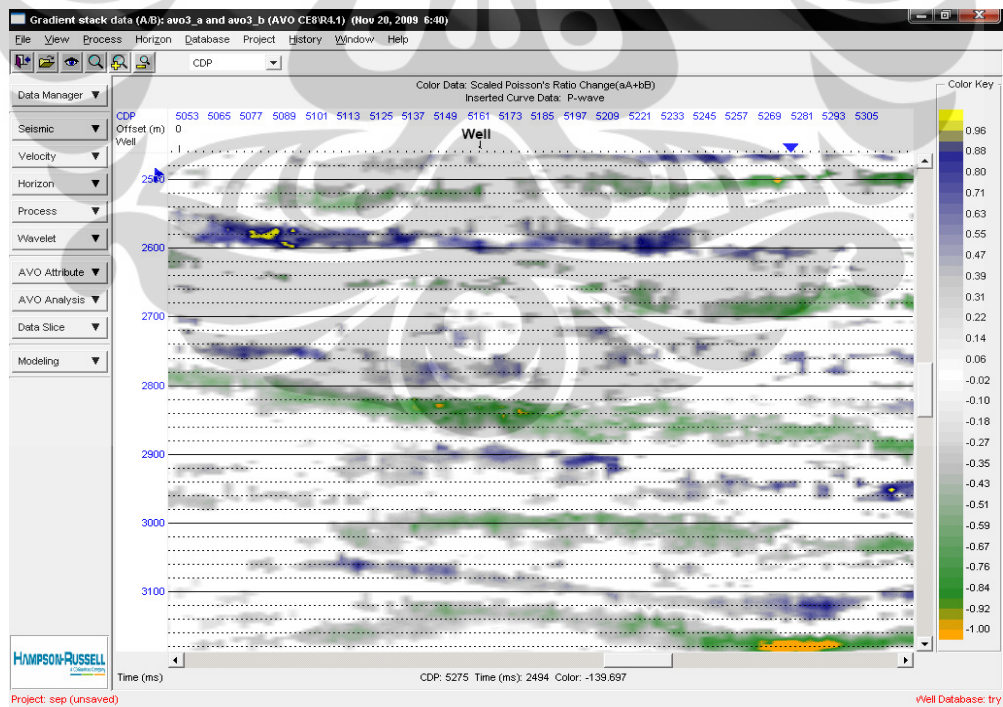
### 3.5 Analysis Attribute Siesmik Scaled Poisson Ratio pada CMP gather dan CRS supergather

Berdasarkan attribute Intercept dan Gradient maka akan didapatkan attribute baru yaitu scaled poisson ratio untuk dapat melihat persebaran reservoir yang kemungkinan mengandung Hidrokarbon. Attribute scaled dilakukan kepada kedua data yaitu pengolahan data koncensional dan metode CRS.





Gambar 3.15 Daerah target pada penampang attribute seismic Scaled Poisson Ratio pada CMP gather (metoda konvensional)



Gambar 3.16 Daerah target pada penampang attribute seismic Scaled Poisson Ratio pada CRS supergather (metoda CRS)

## BAB. IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

Sebelum membahas perbandingan attribute antara metode konvensional dengan metode CRS terlebih baik kita mengetahui secara mendasar perbedaan antara kedua metode ini, Pada metode konvensional data CMP gather yang digunakan dalam tugas akhir ini telah melalui proses pengolahan data seperti raw data, geometri, dan pre processing, namun pada metoda konvensional tahapan pre processing untuk dapat menghasilkan CMP gather perlu melewati tahapan tahapan. Tahapan tahapan ini berupa koreksi NMO/DMO dan velocity analisis, tahapan tersebut diperlukan karena stacking memerlukan nilai velocity. Pada tahapan tersebutlah di butuhkan waktu yang cukup lama berdasarkan kemampuan yang dimiliki oleh si pemproses data, hal tersebut dikarenakan velocity analisis diperoleh melalui picking, dimana proses ini bersifat subjektif dan coba-coba (*trial and error*). Sehingga kesalahan (*human error*) kerap mungkin terjadi.

Sebaliknya pada metoda CRS, metoda ini tidak memerlukan koreksi NMO/DMO dan velocity analisis, hal ini dikarenakan metode ini secara otomatis akan mencari nilai velocity nya sendiri, sehingga kesalahan (*human error*) dapat dihilangkan. Berdasarkan hal diataslah dilakukan perbandingan attribute pada tugas akhir ini.

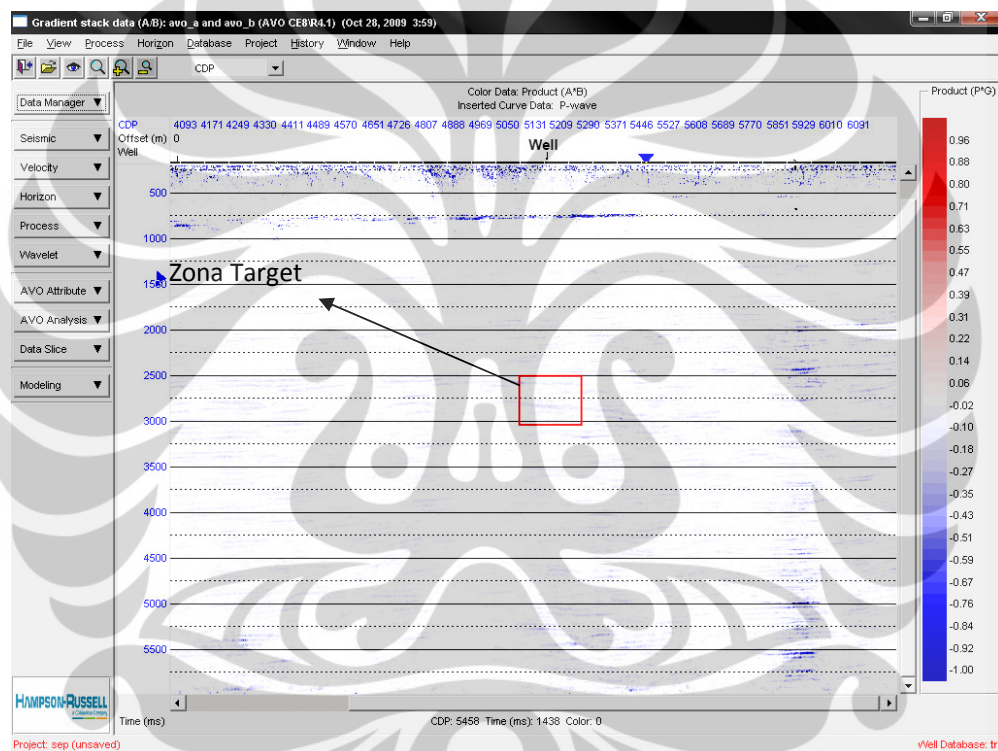
Pada tugas akhir ini objek yang di cari adalah sebuah lapisan reservoir yang memiliki nilai kandungan Hidrokarbon, berdasarkan data lapangan dan sumur diketahui bahwa terdapat reservoir mengandung Hidrokarbon dengan kedalaman yang dalam dan lapisan reservoir tersebut cukup tipis. Dikarenakan letaknya yang cukup dalam dan tipis diperlukan sebuah penampang data seismic yang memiliki keunggulan dalam S/N ratio sehingga lapisan tersebut terdeteksi dan dapat terlihat persebarannya.

Untuk melihat hal tersebut pada tugas akhir ini akan dibandingkan dua metoda pengolahan data secara konvensional dengan metoda CRS. Untuk dapat melihat secara jelas perbedaannya di gunakan attribute seismic yaitu Intercept,

gradient dan scaled poisson ratio dikarenakan attribute tersebut sangat dipengaruhi nilai velocitynya.

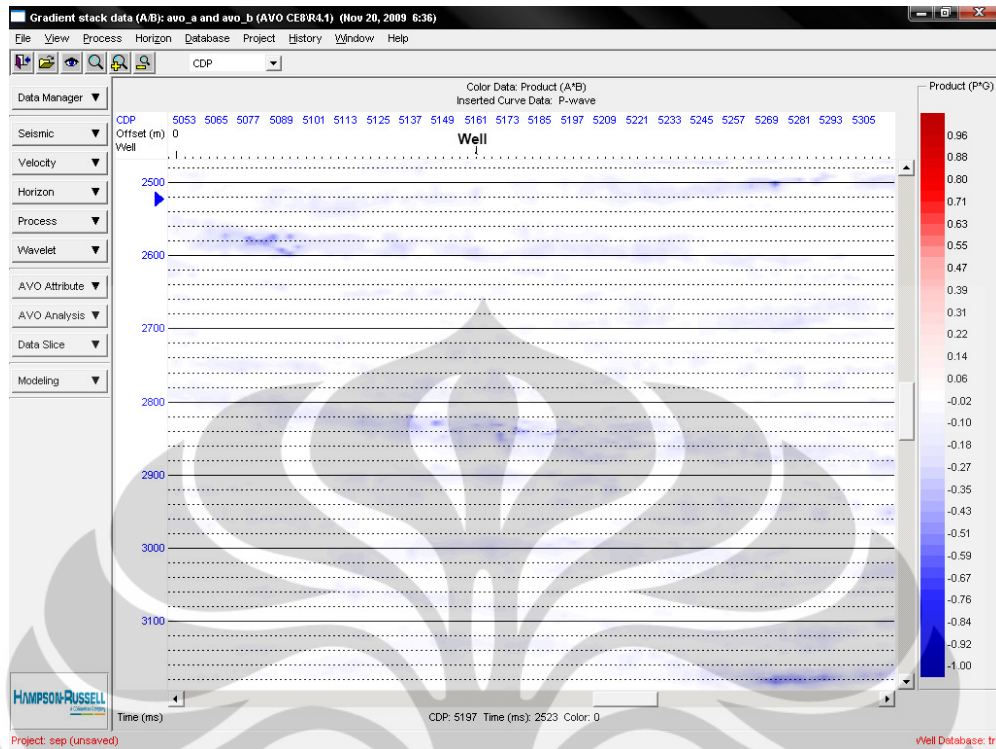
#### 4.1 Perbandingan Attribute Intercept dan Gradient Antara Metoda Konvensional dengan Metoda CRS

Perbandingan Attribute Intercept dan gradient akan memperlihatkan perbedaan yang cukup signifikan antara kedua metoda konvensional dengan metoda CRS.

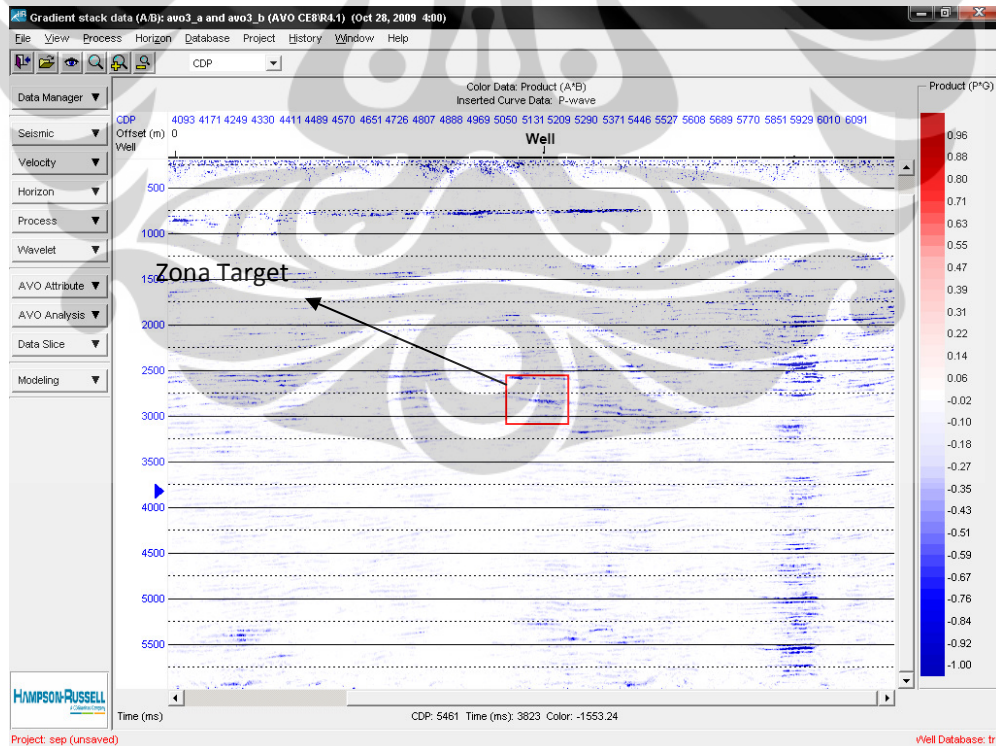


Gambar 4.1 Penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CMP gather (metode konvensional)

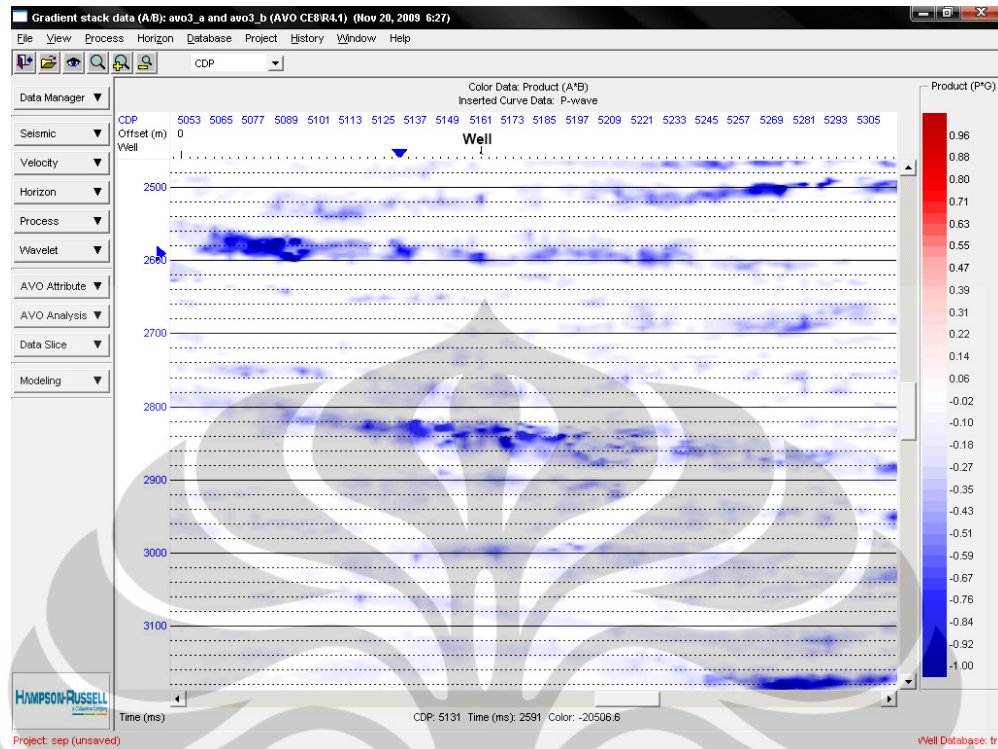
Terlihat pada Gambar 4.1 dan Gambar 4.2 Product antara attribute Intercept terlihat kurang jelas pada daerah target. Hal ini disebabkan daerah target yang dalam menyebabkan noise besar dan metode konvensional sulit untuk dapat mendeteksinya.



Gambar 4.2 Daerah target pada penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CMP gather (metoda konvensional)



Gambar 4.3 Penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CRS supergather (metode CRS)

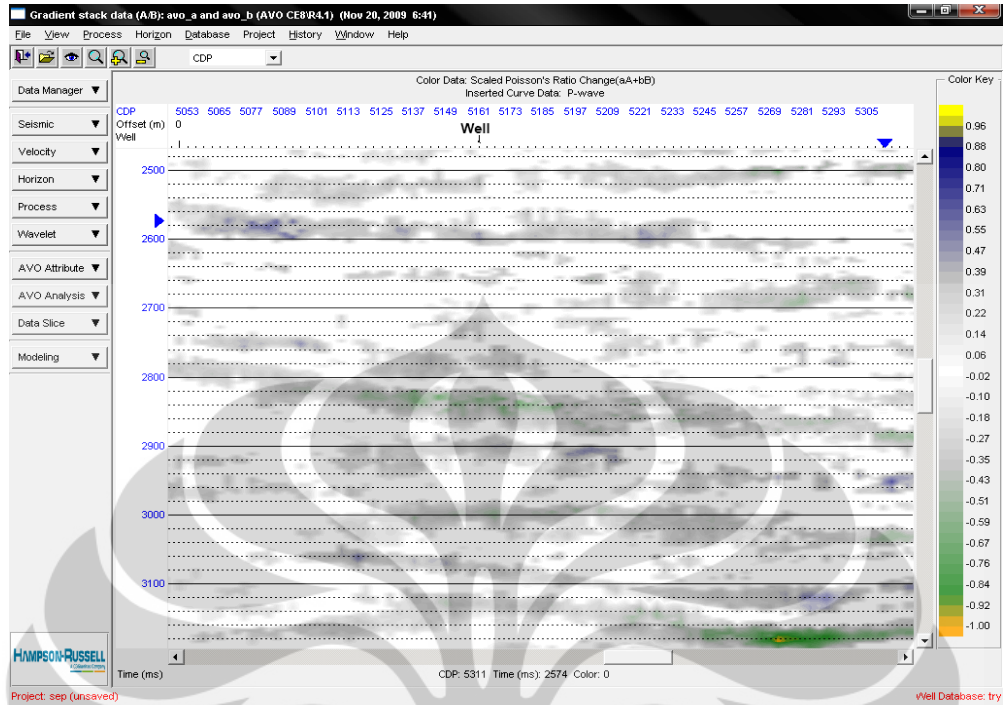


Gambar 4.4 Daerah target pada penampang attribute seismic intercept dan gradient pada CRS supergather (metoda CRS)

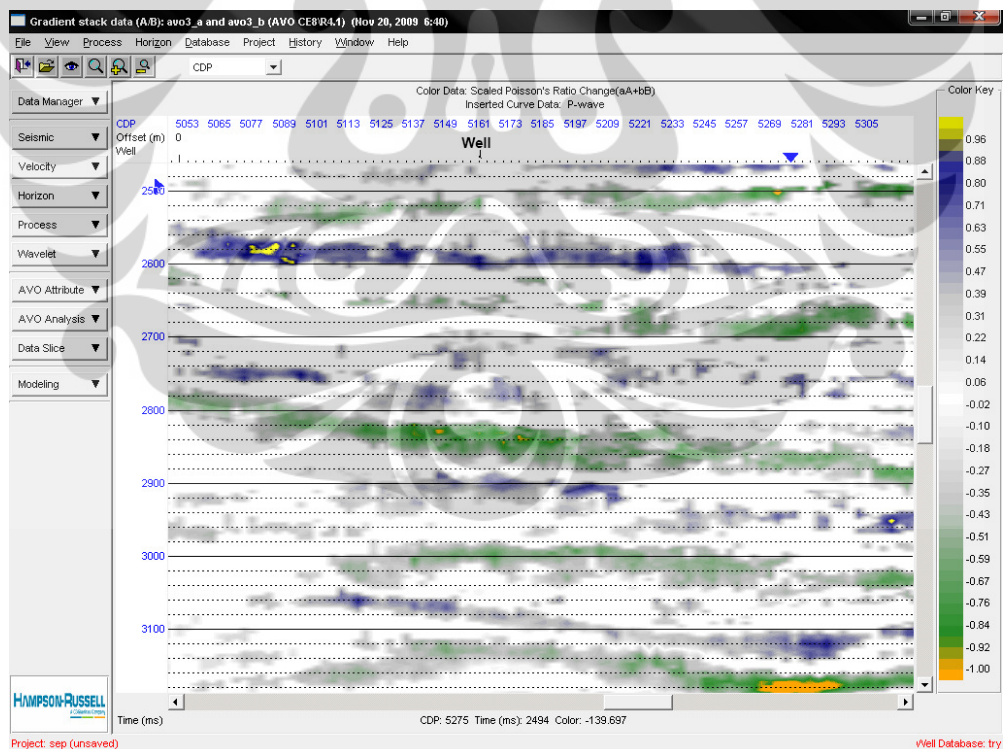
Dibandingkan pada Gambar 4.3 dan Gambar 4.4 hasil dari metode CRS daerah target terlihat bright spot yang sangat jelas. Attribute Intercept dan gradient sangat di pengaruhi oleh velocity pada bawah permukaan tersebut (persamaan 2.5), sehingga akan terlihat cukup jelas bahwa pada daerah dalam dan lapisan tipis pada metode konvensional tidak jelas terdeteksi sedangkan pada metoda CRS jelas terdeteksi

#### 4.2 Perbandingan Attribute Scaled Poisson Ratio (SPR) Antara Metoda Konvensional dengan Metoda CRS

Untuk melihat persebaran reservoir ini attribute scaled poisson ratio dapat memetakan dengan jelas persebaran reservoir tersebut, di karenakan batuan reservoir yang tersaturasi Hidrokarbon memiliki nilai perubahan poisson ratio.



Gambar 4.5 Daerah target pada penampang attribute seismic Scaled Poisson Ratio pada CMP gather (metoda konvensional)



Gambar 4.6 Daerah target pada penampang attribute seismic Scaled Poisson Ratio pada CRS supergather (metoda CRS)

Pada Gambar 4.5 yang didapat melalui metode konvensional didapatkan bahwa penampang attribute SPR dapat terpetakan dan memperlihatkan persebaran reservoir tersebut. Jika dibandingkan dengan Gambar 4.6 berdasarkan metode CRS perbandingan persebaran attribute SPR tidak beda jauh namun pada Gambar terpetakan sangat jelas persebaran attribute SPR.



## **BAB. V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

Berdasarkan Hasil dan analisa didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Terdapat perbedaan yang jelas pada Metode Konvensional dibandingkan dengan Metode CRS, dalam hal
  - a. Penampang attribute Scaled Poisson Ratio dan pada Intercept dan Gradient untuk data seismik dengan metoda CRS menghasilkan brightspot yang lebih jelas dibandingkan dengan metode konvensional..
  - b. Metode CRS memiliki keunggulan dalam S/N ratio dibandingkan dengan metode konvensional.
2. Attribute Scaled Poisson Ratio memiliki korelasi yang sangat baik dengan data sumur dan dapat memperlihatkan persebaran reservoir secara lateral.

#### **1.2 Saran**

Dari pengalaman yang didapat setelah melakukan proses pengolahan data untuk Tugas Akhir ini, ada beberapa yang dapat dijadikan pertimbangan dalam peningkatan hasil pengolahan data selanjutnya, yakni:

1. Membandingkan nilai attribute Intercept dan Gradient untuk perbedaan kedalaman, sehingga diketahui pengaruh noise yang disebabkan kedalaman dan kemampuan metode konvensional dalam mengatasinya.
2. Membandingkan lebih banyak attribute seismik seperti Lamda My Rho (LMR) dan lain lain. Untuk mengetahui perbandingan parameter fisis yang dihasilkan antara pengolahan data konvensional dibandingkan dengan CRS.



## DAFTAR ACUAN

- Aki, K., and Richards, P.G., 1980, *Quantitative Seismology*, W.H. Freeman and Co.
- Hampson and Russel., 2009, *AVO Theory*. Hampson-Russell Software Services Ltd.
- Harsono, Adi., 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log Schlumberger Online Service*.
- Hertweck, T., Schleicher, J., Mann, J., 2007, *Data Stacking beyond CMP*, The Leading Edge, July, 818-827.
- Hubral, P., 1983, *Computing True Amplitude Reflections in a Laterally Inhomogeneous Earth*, Geophysics, 48, 1051 -1062
- Mann, J., 2002, *Extensions and Applications of the Common-Reflection-Surface Stack Method*, Geophysical Institute, University of Karlsruhe
- Mann, J., Hubral, P., Hocht, G., and Jager, R., 1999, *Common Reflection Surface Stack Method – Seismic Imaging without Explicit Knowledge of The Velocity Model*, Der Andere Verlag Badlburg
- Mann, J., and Schleicher, J., Hertweck, T., 2007, *CRS – A Simplified Explanation*, Proceeding on EAGE 69<sup>th</sup> Conference and Technical Exhibiton
- Mayne, W. H., 1962, *Common Reflection Point horizontal Data Stacking Technique*, Geophysics, 27, 927-938.
- Sheriff, R. E., L. P. Geldart. *Exploration Seismology*. Cambridge University Press, 1995 (Second edition), Ch 1 & 2.
- Shuey, R.T., 1985, *A simplification of the Zoeppritz equations*, Geophysics, v.50, p. 609-614.