

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian dilakukan pada September 2020 – Mei 2021 dengan lokasi penelitian yaitu di Lapangan Penobscot, Cekungan Nova Scotia, Kanada.

Tabel 3.1 Jadwal Kegiatan Penelitian

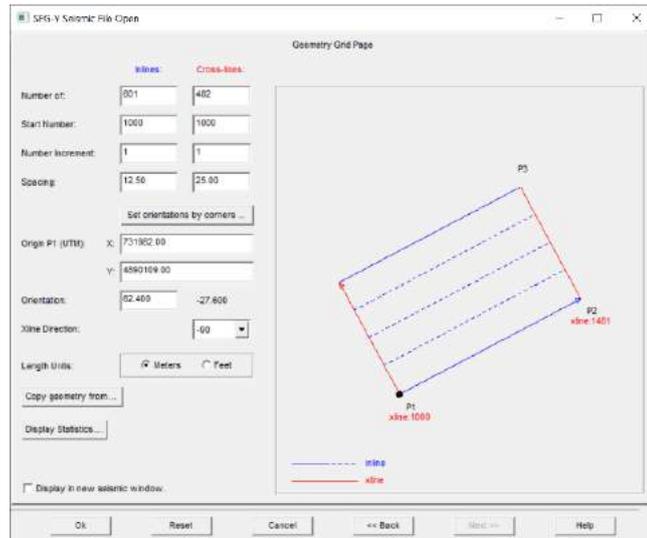
Jenis Kegiatan	September				Oktober				November				Desember				Januari				Februari				Maret				April				Mei				Juni			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Pustaka	■	■	■	■																																				
Pengolahan Data					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																				
Penulisan Draft					■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■																				
Seminar Proposal																					■	■	■	■																
Analisis Hasil																					■	■	■	■	■	■	■	■												
Kesimpulan dan Evaluasi																									■	■	■	■	■	■	■	■								
Penyusunan Akhir																													■	■	■	■	■	■	■	■				
Sidang Tugas Akhir																																	■	■	■	■				

### 3.2 Alat dan Bahan

Pada penelitian ini, *software* yang digunakan diantaranya adalah *Hampson-Russell Software* CE8 dan *Petrel* 2009. Berikut merupakan data yang menunjang penelitian ini:

#### 3.2.1 Data Seismik

*3D pre-stack seismic data* (PSTM) dalam bentuk *CDP gather* adalah data seismik yang digunakan pada penelitian. Pada data seismik tersedia 601 *inline* yaitu dari 1000-1600 dengan jarak spasi *inline* sebesar 12,5 meter dan 482 *xline* (1000-1481) dengan jarak spasi sebesar 25,01 meter. *Inline* dan *xline* pada data menggunakan *increment* 1. Data seismik ini memiliki interval *sampling rate* sebesar 4 ms dalam format SEG-Y dengan polaritas normal.



Gambar 3.1 Geometri data seismik

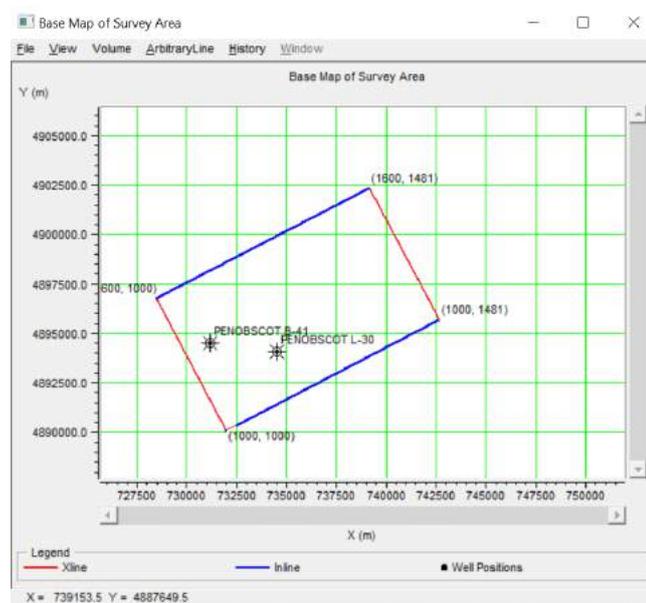
### 3.2.2 Data Sumur

Pada daerah penelitian, tersedia 2 data sumur yaitu sumur L-30 dan sumur B-41. Sumur L-30 memiliki kedalaman 4237,5 m sedangkan sumur B-41 memiliki kedalaman 3414,4 m. sumur L-30 mengindikasikan keterdapatannya hidrokarbon namun untuk sumur B-41 merupakan sumur *dry* yang tidak mengandung minyak ataupun gas bumi. Berikut merupakan tabel ketersediaan data log pada daerah penelitian

Tabel 3.2 Ketersediaan data log

Data Log	L-30	B-41
Depth	√	√
CALD	√	√
CALS	√	√
DHRO	√	√
DT	√	√
GRD	√	√
GRS	√	√
ILD	√	√
ILM	√	√
LL8	√	√
NPHILS	√	-
NPHISS	√	√
RHOB	√	√
SP	√	√

Sumur B-41 berada pada koordinat  $44^{\circ}10'02''$  N/ $60^{\circ}06'32''$  W dan Sumur L-30 berada pada koordinat  $44^{\circ}09'43.558''$  N/ $60^{\circ}04'00''$  W. Berikut merupakan basemap daerah penelitian yang memperlihatkan keberadaan lokasi sumur (Gambar 3.2)



Gambar 3.2 Base map data

### 3.2.3 Data Checkshot

Data *checkshot* adalah data yang diperlukan untuk memperoleh korelasi antara waktu dan kedalaman. Data *checkshot* akan digunakan untuk melakukan pengikatan data sumur dan data seismik sehingga data sumur dan data seismik yang berada pada domain yang berbeda dapat dikorelasikan. Data *checkshot* diperoleh dengan cara memasang *geophone* didalam sumur dan sumber berada dipermukaan dekat dengan sumur sehingga akan diperoleh informasi kedalaman dan waktu tempuh (TWT) pada sumur tersebut. Data *checkshot* juga akan digunakan untuk melakukan koreksi log *P-wave* sehingga akan diperoleh log *P-wave* yang telah terkoreksi.

### 3.2.4 Data Marker

Data marker merupakan data yang menunjukkan batas atas dari suatu jenis lapisan batuan yang ada pada daerah penelitian. Data marker dibuat dengan mengkorelasikan data sumur yang tersedia sehingga akan terlihat kemenerusan

(*continuity*) zona antar well. Data ini digunakan untuk acuan dalam *picking horizon* zona target setelah dilakukan proses *well to seismic tie*. Data marker yang tersedia pada daerah penelitian ini yaitu

Tabel 3.3 Ketersediaan data marker

Nama Marker Geologi	Kedalaman Marker (meter)	
	L-30	B-41
quaternary	167	-
WyanDot_FM	867.16	858.62
DAWSON_CANYON_FM	984.5	985.11
LOGAN_CANYON_FM	1136.9	1157.02
U.MISSISAUGA	2251.25	2246.99
Base_O_Marker	2469.21	2472.56
Pay_sand_1-rft	2478	2478
pay_sand_2	2499	2499
pay_sand_3	2543	2543
pay_sand_4	2637	2637
sand_5	2699	2699
sand_6	2795	2795
sand_7	2835	2835
L.MISSISAUGA	3190.65	3190.65
ABENAKI_FM	3404.31	-
MID_BACCARO	3485.08	-
L.BACCARO	3964.53	-
Shale_tongue	4112.8	-

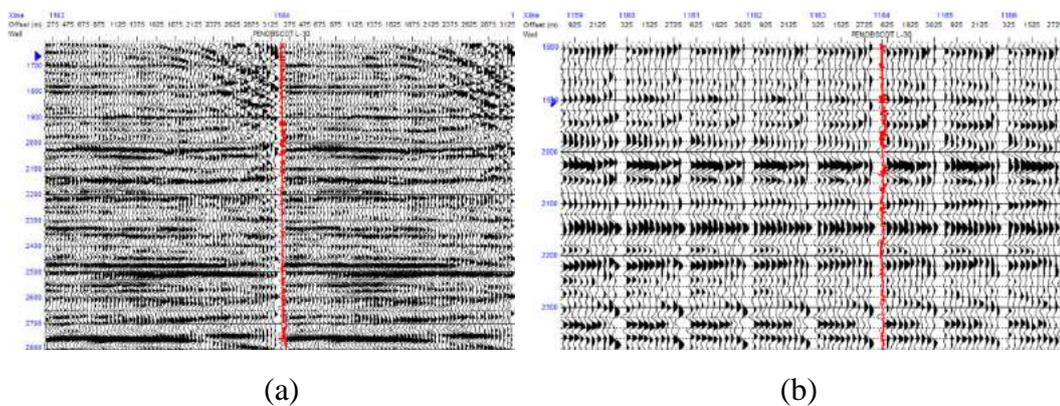
### 3.3 Prosedur Penelitian

#### 3.3.1 Pengolahan Data Seismik

##### 3.3.1.1 *Preconditioning* Data Seismik

*Preconditioning* data seismik merupakan tahap paling awal dalam pengolahan data. *Preconditioning* data perlu dilakukan agar data seismik memiliki resolusi yang lebih baik. Pada penelitian terdapat beberapa tahap *preconditioning* data yaitu *bandpass filter*, *super gather*, dan *trim static*. Tujuan dilakukannya *bandpass filter* adalah untuk menghilangkan sinyal frekuensi yang berada diluar frekuensi dominan dan memperkuat frekuensi dominan dari data seismik. Parameter *bandpass filter* diperoleh berdasarkan analisis spektrum frekuensi data seismik daerah penelitian.

Data seismik yang telah mendapatkan proses *bandpass filter*, kemudian diubah menjadi *super gather*. Pembuatan *super gather* bertujuan untuk memperjelas zona target dan meningkatkan *signal to noise ratio (S/N)*. Prinsip dasar dari *super gather* yaitu penjumlahan beberapa CDP yang berdekatan. Penggabungan CDP dilakukan berdasarkan dari kemiripan bentuk *event* seismik pada data. Banyaknya jumlah CDP yang akan dijumlahkan perlu memperhatikan kondisi geologi dan perubahan lateral yang tidak terlalu tinggi. Setelah pembuatan *super gather*, proses selanjutnya adalah *trim static*. *Trim static* dilakukan dengan tujuan memperbaiki kelurusan dari *trace* seismik. *Trace* seismik sering belum terposisi dengan baik meskipun telah dilakukan koreksi NMO sehingga diperlukan proses *trim static*.

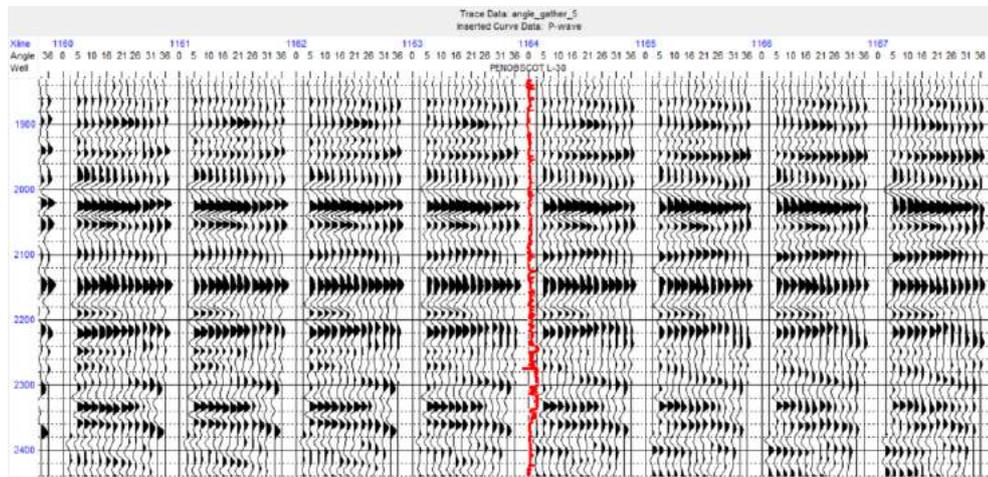


Gambar 3.3 (a) Gather seismik sebelum dilakukan preconditioning data (b) Gather seismik setelah dilakukan *bandpass filter*, *super gather*, dan *trim static*

### 3.3.1.2 Data Seismik *Angle gather*

Tahap *angel gather* merupakan tahap yang digunakan untuk merubah data seismik atau CDP *gather* yang berdomain jarak kedalam domain sudut datang (*angle of incidence*) gelombang seismik terhadap reflektornya. Parameter masukan jangkauan sudut yang diberikan berkisar  $0^{\circ}$  -  $45^{\circ}$  yang mana hal tersebut dilakukan untuk melihat jangkauan sudut minimum dan maksimum yang dimiliki oleh data seismik. Dilakukan pembuatan *angle gather* dengan tujuan melihat variasi amplitudo terhadap sudut dan juga untuk menentukan sudut optimum dibawah sudut kritis yang masih relevan digunakan untuk analisis AVO serta saat melakukan *stack* pada data seismik. Berdasarkan data *angle gather* seperti pada Gambar 3.5 jangkauan sudut optimum yang terlihat adalah berkisar antara  $0^{\circ}$  -  $36^{\circ}$ . Parameter

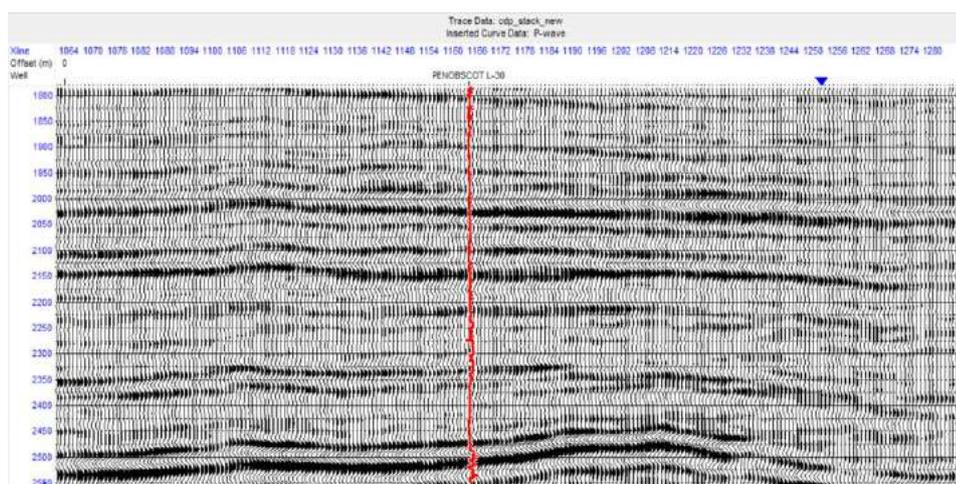
sudut optimum yang telah diperoleh dari *angle gather* digunakan sebagai data masukan dalam mengekstraksi atribut AVO dan analisis *partial stack*.



Gambar 3.4 Data seismik *angle gather*

### 3.3.1.3 Data Seismik CDP Stack

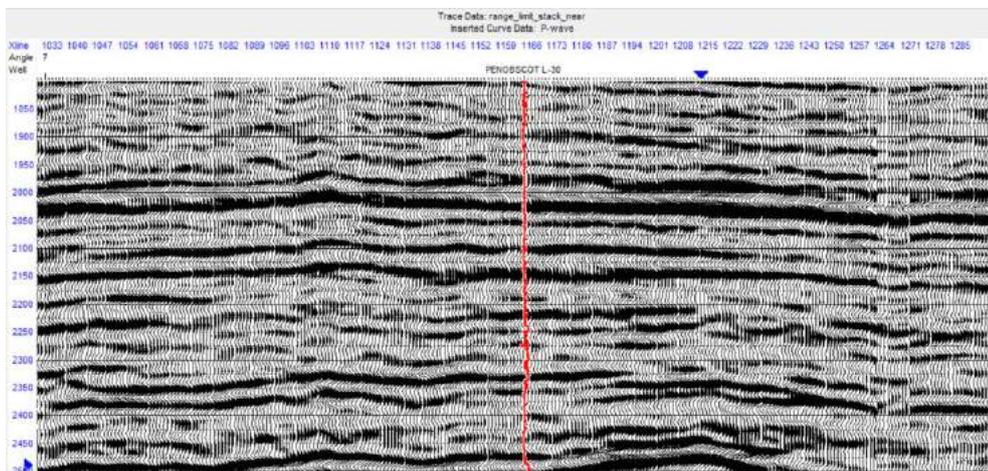
*Stacking* merupakan suatu proses penggabungan beberapa *trace* seismik menjadi sebuah CDP. Ketika melakukan proses *stacking*, sinyal seismik yang memiliki gelombang seismik yang relatif sama ketika digabungkan akan saling menguatkan. Sedangkan pada *noise* yang memiliki pola acak, ketika digabungkan akan saling melemahkan. Oleh karena itu proses *stacking* dapat meningkatkan S/N. Data seismik *full stack* akan digunakan untuk interpretasi horizon dan *fault*.



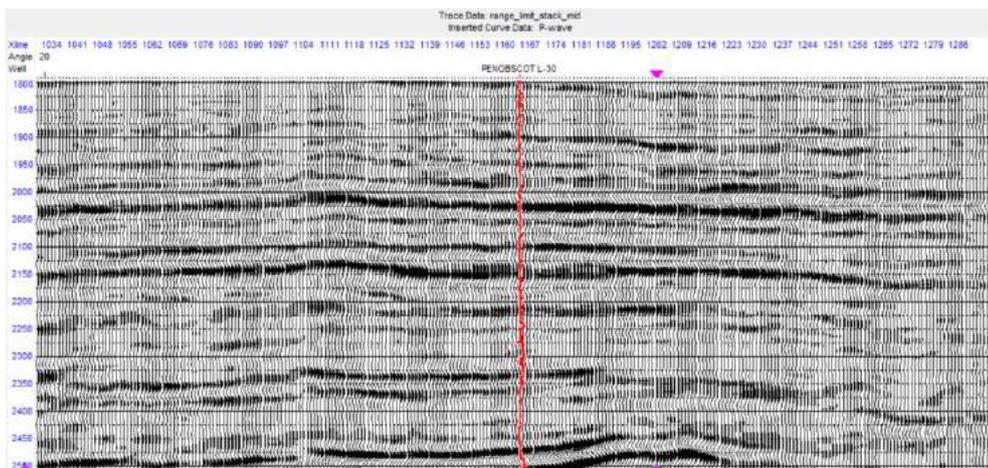
Gambar 3.5 Data seismik CDP stack

### 3.3.1.4 Data Seismik *Partial Stack*

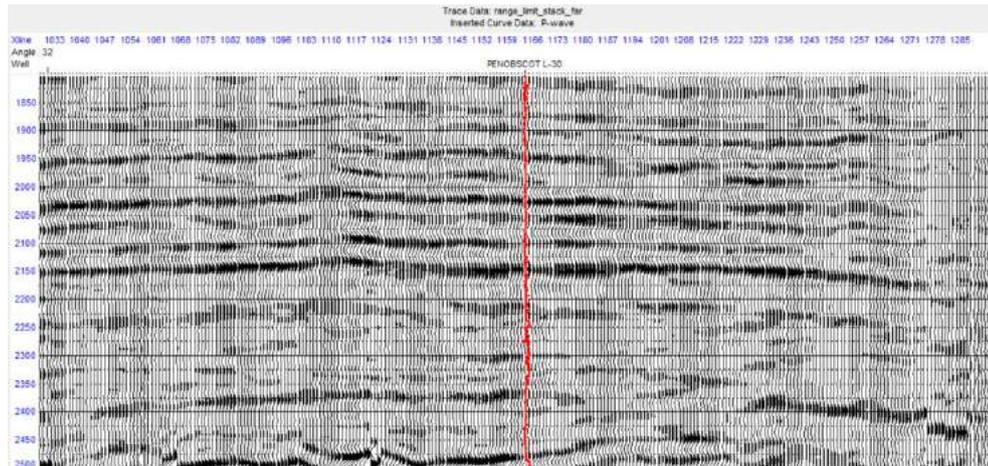
*Partial stack* dilakukan dengan tujuan melihat respon perubahan amplitudo terhadap perubahan sudut datang gelombang. *Partial stack* atau *partial angle stack* terdiri dari *near angle stack*, *mid angle stack* dan *far angle stack*. Pembagian sudut datang untuk parameter *partial stack*, didasarkan pada keseragaman kuat amplitudo pada data *angle gather*. Proses *stacking* berdasarkan sudut datang gelombang seismik tergantung berdasarkan pemisahan pemilihan sudut sebagai model awalnya. Proses *stacking* yang dilakukan pada penelitian ini dilakukan dengan pemilihan sudut sebagai berikut: *near stack* ( $0^{\circ} - 13^{\circ}$ ), *mid stack* ( $14^{\circ} - 26^{\circ}$ ), dan *far stack* ( $27^{\circ} - 36^{\circ}$ ).



Gambar 3.6 Data seismik *near angle stack*



Gambar 3.7 Data seismik *mid angle stack*



Gambar 3.8 Data seismik *far angle stack*

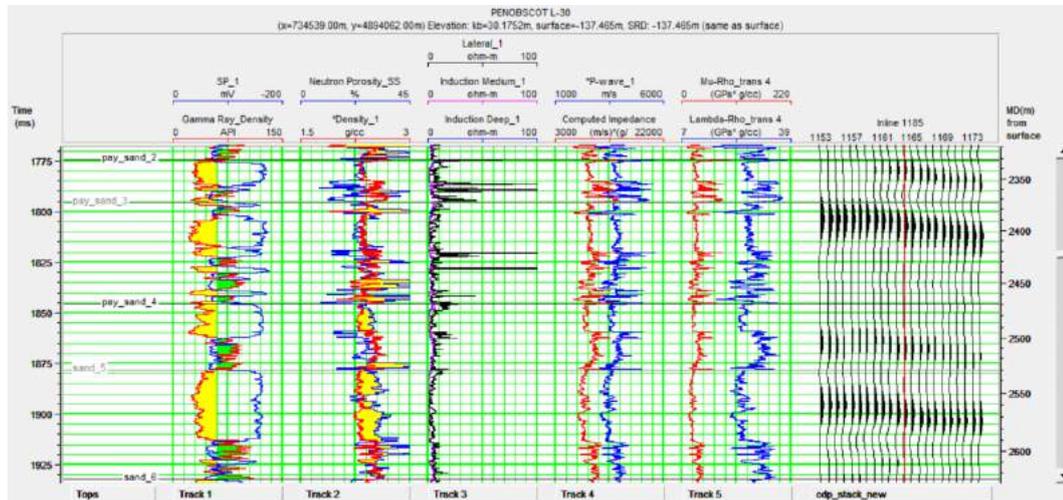
### 3.3.2 Pengolahan Data Sumur

#### 3.3.2.1 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika merupakan proses yang cukup penting untuk mengetahui karakteristik suatu reservoir dan dilakukan berdasarkan informasi log yang tersedia pada daerah penelitian. Berdasarkan stratigrafi cekungan Scotia, Formasi Missisauga didominasi oleh lapisan *sandstone* dan *shale*. Log *gamma ray* dapat memisahkan litologi dengan nilai *cutoff* 60 GAPI dimana litologi *sandstone* memiliki nilai rendah (dibawah nilai *cutoff*) dan litologi *shale* memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi (diatas nilai *cutoff*). Besarnya kecilnya nilai *gamma ray* dipengaruhi oleh kehadiran mineral radioaktif pada suatu batuan dan umumnya terakumulasi pada lempung sehingga nilai *gamma ray shale* tinggi. Kemudian log SP digunakan untuk memisahkan zona *permeable*. Lapisan yang *permeable* dengan target litologi *sandstone*, diidentifikasi dengan adanya *shale baseline*. *Shale baseline* yang merupakan lapisan serpih yang tidak dapat dialiri arus listrik memiliki nilai potensial yang konstan.

Untuk analisis fluida reservoir, dapat digunakan log NPHI, log RHOB, dan log resistivitas. Adanya *crossover* antara log NPHI dan RHOB merupakan salah satu indikasi keterdapatan fluida reservoir. Indikasi tersebut juga dapat dikuatkan dengan melihat respon log resistivitas. Nilai resistivitas fluida reservoir cenderung lebih tinggi daripada air sehingga respon log resistivitas akan tinggi jika terdapat

fluida reservoir. Berdasarkan analisis petrofisika tersebut, *sand 2*, *sand 3*, *sand 4* dan *sand 5* merupakan target penelitian yang diindikasikan memiliki fluida reservoir.



Gambar 3.9 Analisis petrofisika sumur L-30

### 3.3.2.2 Estimasi Log Vs

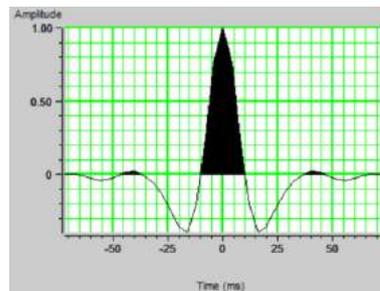
Pada lapangan penelitian ini, tidak tersedia informasi atau log dari kecepatan gelombang shear ( $V_s$ ) sehingga perlu dilakukan estimasi. Estimasi log  $V_s$  dilakukan dengan menggunakan pendekatan Greenberg-Castagna (1992). Pendekatan tersebut menjelaskan mengenai hubungan empiris untuk mengestimasi  $V_s$  menggunakan data  $V_p$  dengan kondisi batuan *brine-saturated*.

### 3.3.2.3 Analisis Crossplot

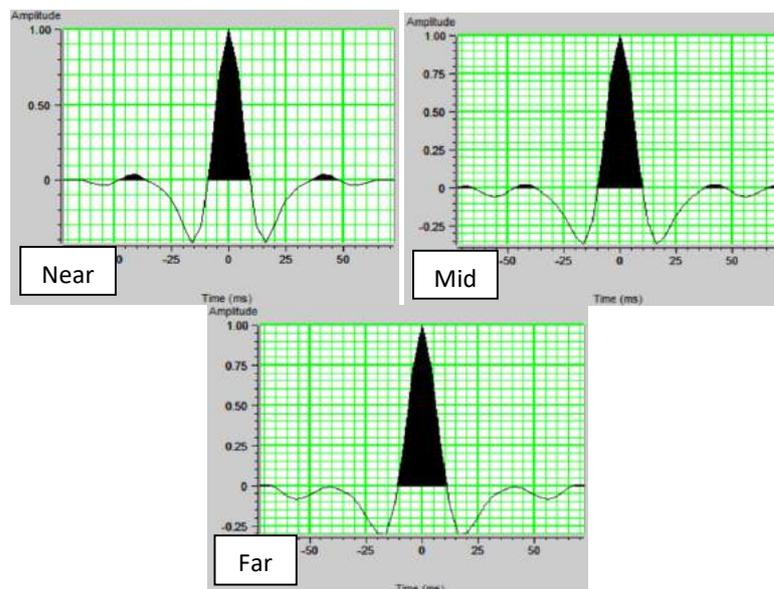
Analisis *crossplot* merupakan tahapan yang bertujuan untuk melihat log yang paling sensitif terhadap perubahan litologi dan fluida pada batuan. Analisis ini merupakan tahap awal untuk membantu dalam penentuan zona target. Analisis *crossplot* dilakukan pada interval marker *pay sand 2* hingga *sand 6*. *Crossplot* dilakukan dengan membandingkan dua data log dengan satu log sebagai skala warna. Pada penelitian ini dilakukan beberapa *crossplot* log-log yang tersedia diantaranya adalah *P-impedance* dengan *gamma ray*, *P-impedance* dengan porositas dan Mu-Rho dengan Lambda-Rho.

### 3.3.2.4 Ekstraksi Wavelet

Sebelum dilakukan tahapan *well seismic tie*, perlu dilakukan ekstraksi *wavelet*. *Wavelet* akan berguna untuk membuat seismogram sintetis dari data log. Pembuatan *wavelet* dapat dilakukan dengan berbagai cara yaitu dengan membuat *bandpass wavelet*, menggunakan data sumur (*use well*), *ricker wavelet*, dan menggunakan data seismik (*statistical*). Ekstraksi *wavelet* yang digunakan pada penelitian ini adalah dengan menggunakan data seismik atau *statistical* karena memberikan hasil korelasi yang paling baik. *Wavelet statistical* diperoleh dari ekstraksi dari data seismik pada kedalaman dan lebar window tertentu terutama pada zona target. Ekstraksi *wavelet* dilakukan pada domain *CDP stack* dan setiap *partial angle stack*. Selain untuk proses *well seismic tie*, *wavelet* dari *partial stack* akan digunakan sebagai input untuk melakukan inversi simultan.



Gambar 3.10 *Wavelet* sumur L-30 dan B-41 yang diekstraksi dari *CDP stack*

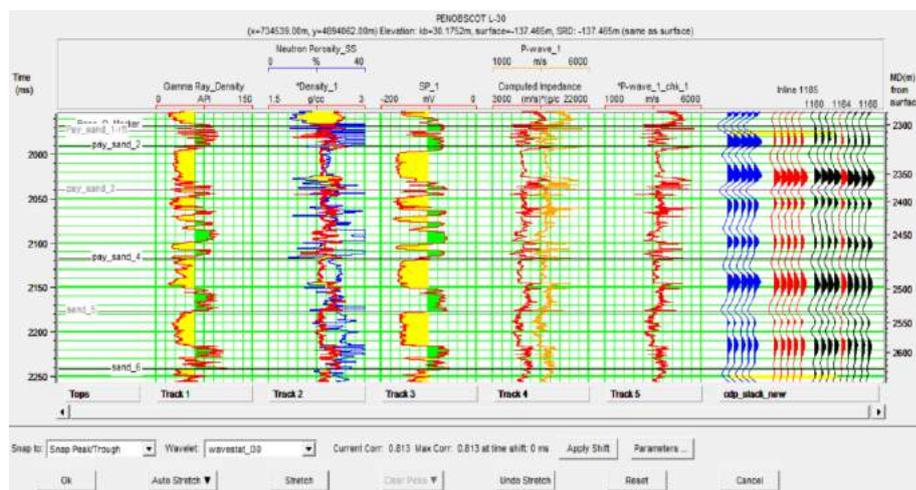


Gambar 3.11 Ekstraksi *wavelet* pada data seismik *partial angle stack*

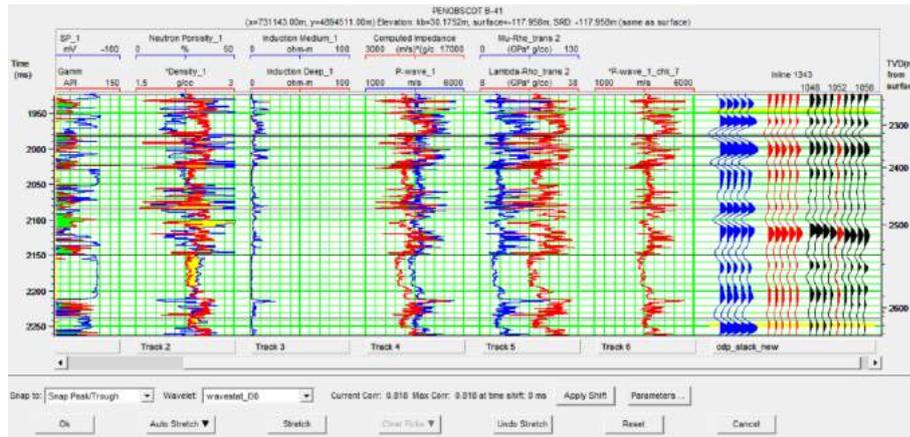
### 3.3.2.5 Well seismic tie

*Well seismic tie* dilakukan untuk mengkorelasikan data sumur dan data seismik. *Event* reflektor seismik akan ditempatkan pada kedalaman yang sebenarnya untuk mengkorelasikan informasi geologi yang diperoleh dari data sumur dengan data seismik. Dalam melakukan *well tie* prinsip yang digunakan yaitu dengan mencocokkan *event* refleksi pada data seismik dan seismogram sintetis yang diperoleh dari data sumur bersesuaian dengan suatu bidang batas. Proses pencocokan tersebut dilakukan dengan mengkoreksi *time-depth* dari data *checkshot* setiap sumur sehingga TWT *event* pada seismogram sintetis sama dengan data seismik.

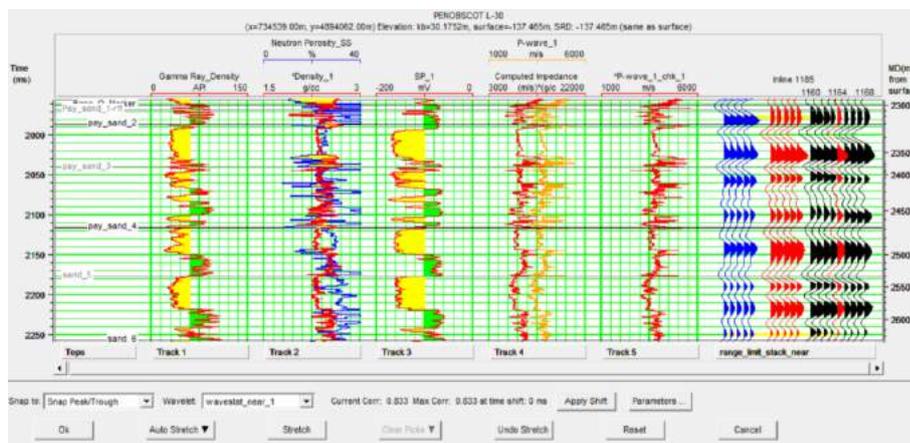
Untuk mengunci hasil korelasi mengkorelasi *event* yang terdapat pada seismogram sintetis dengan data seismik, dilakukan *stretch* sehingga *event* pada seismogram sintetis yang awalnya tidak sama menjadi sama dengan data seismik. Ketepatan dari korelasi yang dilakukan dapat dilihat berdasarkan nilai korelasi yang dihasilkan. Namun, semakin sering dilakukan *stretch* maka akan timbul *bulk shift* sehingga hasil yang diperoleh akan kurang baik. Untuk mendapatkan hasil korelasi yang baik, proses *picking event* yang dilakukan perlu dipilih dengan hati-hati sehingga *stretch* tidak terlalu sering dilakukan. *Well seismic tie* data seismik CDP *stack* akan berguna untuk proses *picking horizon*, sedangkan *well seismic tie* pada setiap *near, mid* dan *far angle stack* akan berguna untuk proses inversi.



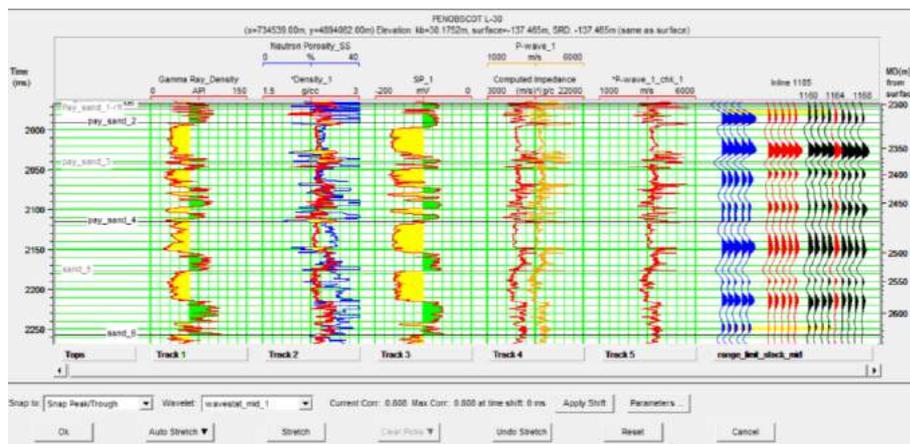
Gambar 3.12 Hasil *well seismic tie* sumur L-30 dengan CDP *stack*



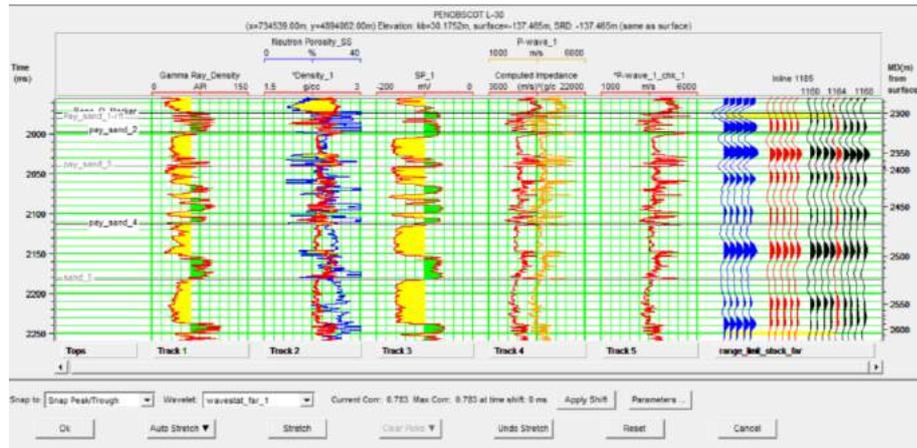
Gambar 3.13 Hasil well seismic tie sumur B-41 dengan CDP stack



Gambar 3.14 Hasil well seismic tie sumur L-30 dengan near angle stack



Gambar 3.15 Hasil well seismic tie sumur L-30 dengan mid angle stack



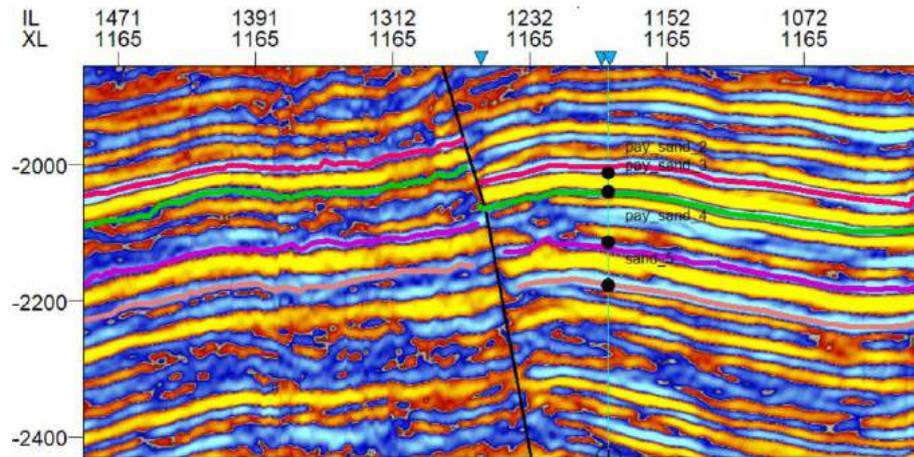
Gambar 3.16 Hasil *well seismic tie* sumur L-30 dengan *far angle stack*

Pada gambar diatas (Gambra 3.12 – Gambar 3.15) dapat terlihat bahwa korelasi dari setiap *well seismic tie* yang dilakukan sudah terkorelasikan dengan baik. Korelasi sumur L-30 dan B-41 dengan data CDP stack adalah 0.813 dan 0.818. Sedangkan untuk *partial angle stack*, data *near* memiliki korelasi 0.833, data *mid* korelasinya adalah 0.806, dan data *far* dengan korelasi 0.783. Selain dilihat dari angka korelasi, proses *well seismic tie* juga perlu memperhatikan kemiripan dari seismogram sintetik dan data seismik.

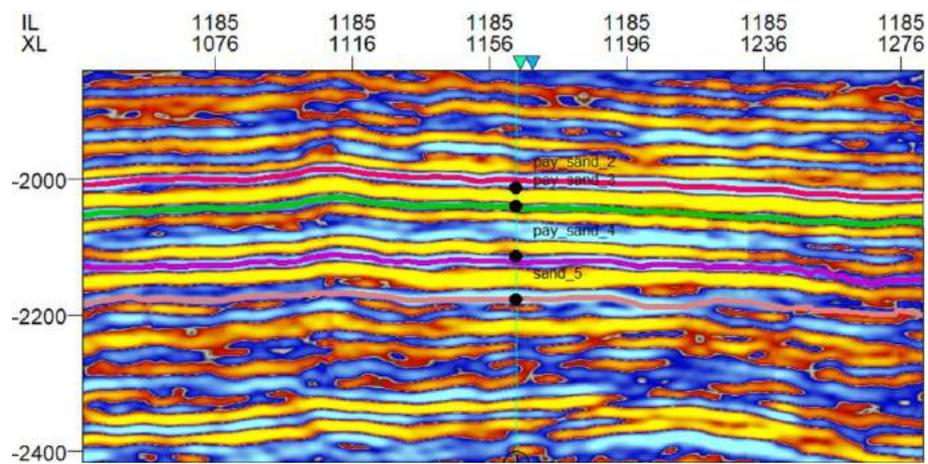
### 3.3.3 Pemetaan Struktur Waktu

#### 3.3.3.1 Picking *Fault* dan *Horizon*

Interpretasi *fault* dan *horizon* merupakan tahap yang penting untuk mengidentifikasi struktur dibawah permukaan dan kemenerusan suatu lapisan dari zona target. Kemenerusan dan arah dari *fault* dapat berperan sebagai jalur migrasi hidrokarbon dari *source rock* ke *reservoir rock*. Picking *fault* juga akan membantu dalam menentukan kemenerusan *horizon*. Pada interpretasi *horizon*, kemenerusan lapisan ditandai dengan amplitudo refleksi pada data seismik. Interpretasi *horizon* dilakukan pada *sand 2*, *sand 3*, *sand 4* dan *sand 5*.



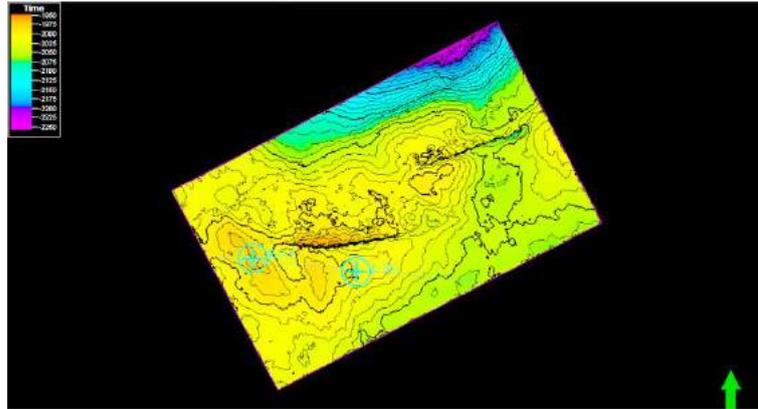
Gambar 3.17 *Picking fault* pada xline 1165



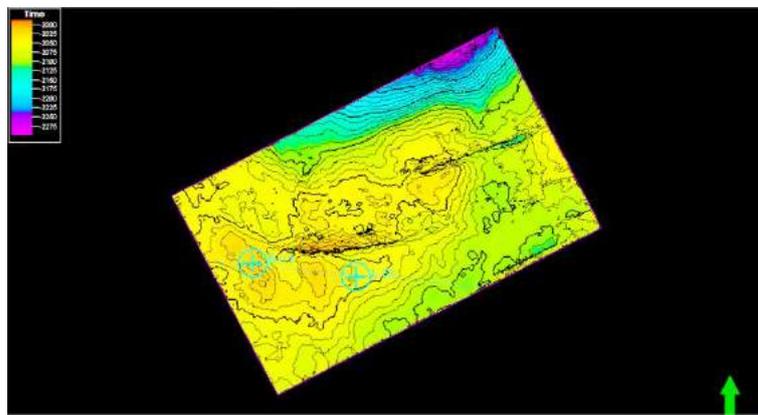
Gambar 3.18 *Picking horizon* pada inline 1185

### 3.3.3.2 Peta Struktur Waktu

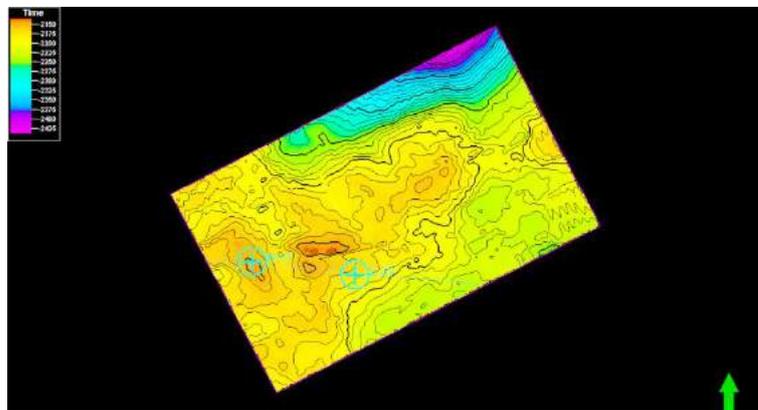
Setelah melakukan proses picking horizon dan *fault*, tahap berikutnya adalah pembuatan peta struktur waktu (*time structure map*). Peta struktur waktu dibuat dengan tujuan melihat struktur tinggian dan rendahan pada daerah penelitian dalam domain waktu berdasarkan hasil picking horizon dan *fault*.



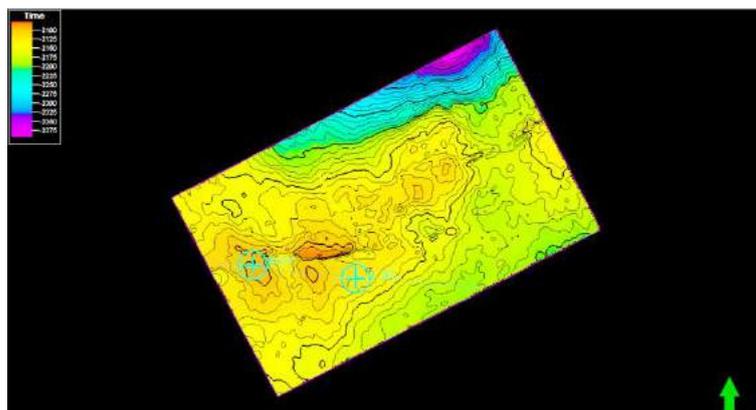
Gambar 3.19 *Time structure map sand 2*



Gambar 3.20 *Time structure map sand 3*



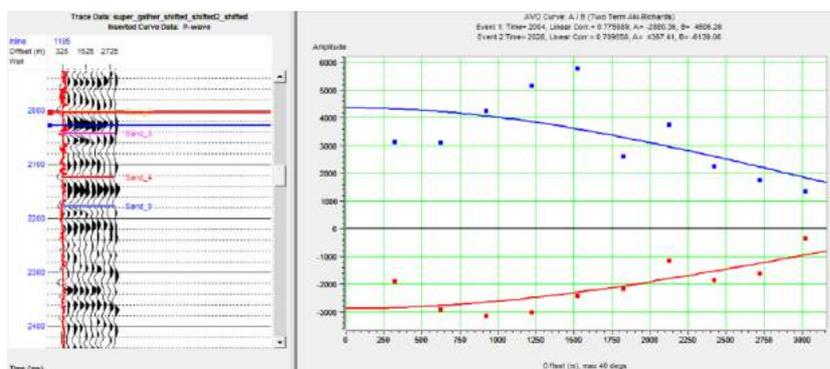
Gambar 3.21 *Time structure map sand 4*



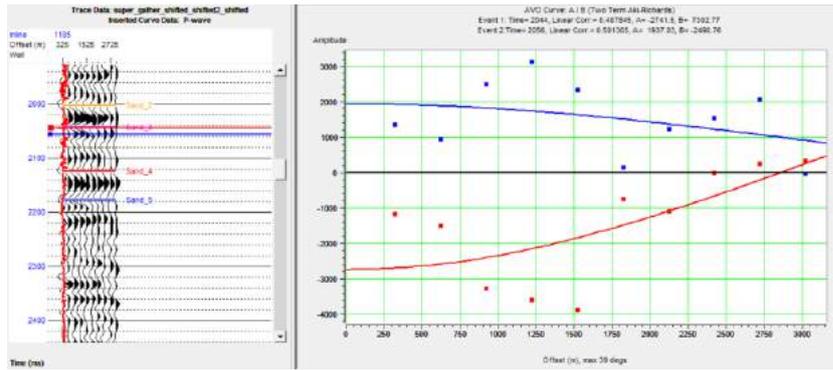
Gambar 3.22 Time structure map sand 5

### 2.3.4 Analisis Amplitude Versus Offset (AVO)

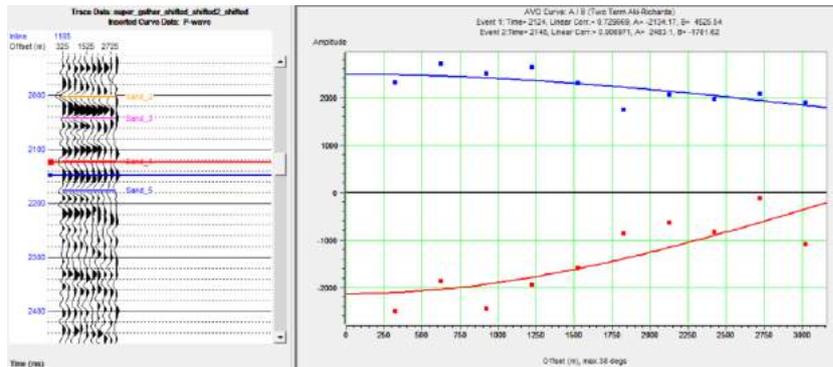
Analisis AVO merupakan tahap yang perlu dilakukan untuk mengetahui adanya anomali AVO yang disebabkan oleh gas pada reservoir *sandstone*. Analisis gradien dilakukan untuk melihat respon amplitudo seismik terhadap bertambahnya *offset* atau sudut datang gelombang. Analisis gradien AVO diterapkan pada setiap horizon target. Berdasarkan hasil analisis gradien AVO (Gambar 3.23 – Gambar 3.26) batas atas reservoir (garis merah) pada setiap horizon menunjukkan pola anomali AVO kelas IV yang menunjukkan *low impedance sand*. Sedangkan batas bawah reservoir (garis biru) pada setiap horizon juga cenderung menunjukkan kesamaan yaitu anomaly AVO kelas I (*high impedance sand*). *Sand 5* memiliki pola anomali pada *base* reservoir yang berbeda yaitu anomali AVO kelas IIp (*near-zero impedance contrast*)



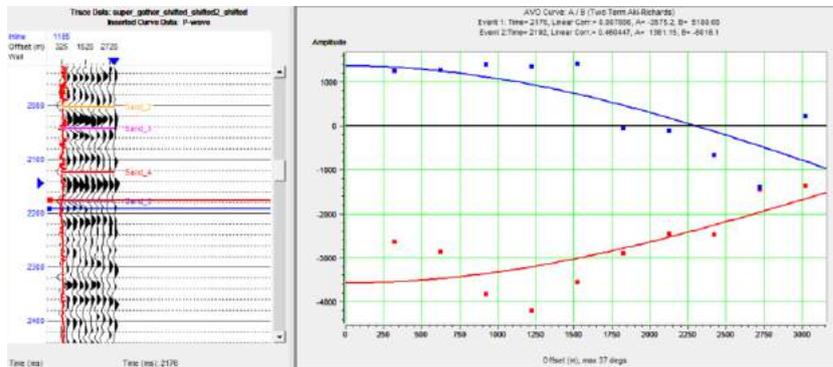
Gambar 3.23 Analisis gradien sand 2 sumur L-30



Gambar 3.24 Analisis gradien sand 3 sumur L-30

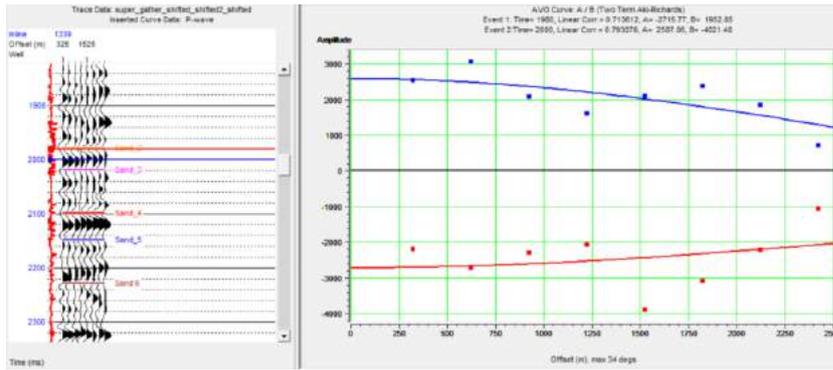


Gambar 3.25 Analisis gradien sand 4 sumur L-30

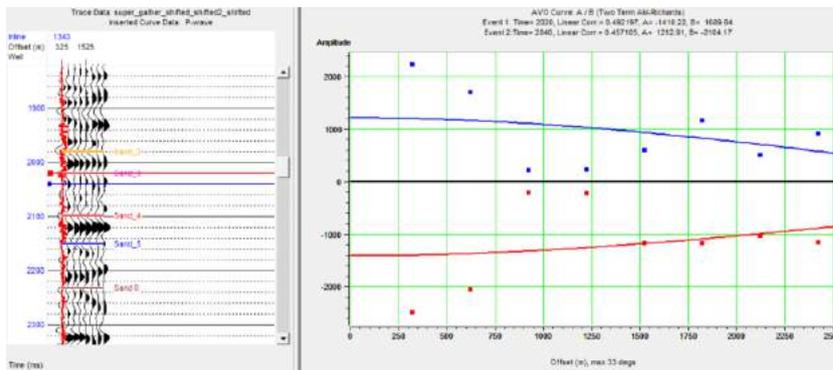


Gambar 3.26 Analisis gradien sand 5 sumur L-30

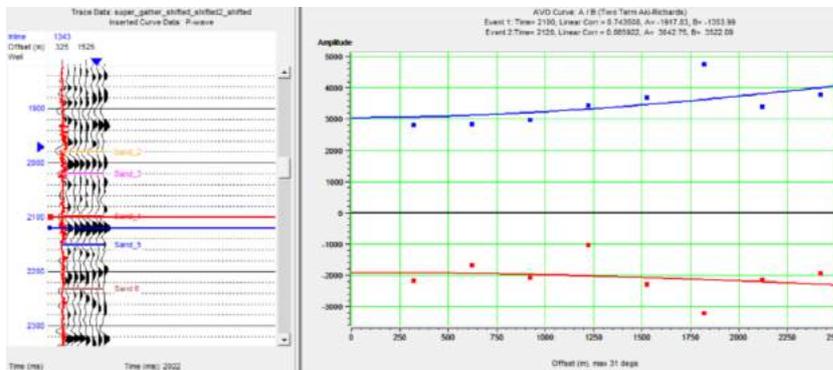
Analisis gradien juga dilakukan pada sumur B41 untuk memperlihatkan perbedaan respon perubahan amplitud pada sumur yang berprospek dan sumur *dry*. Jika dibandingkan dengan analisis gradien pada sumur L30, sumur B41 cenderung tidak memperlihatkan adanya anomali AVO (Gambar 3.27 – Gambar 3.30)



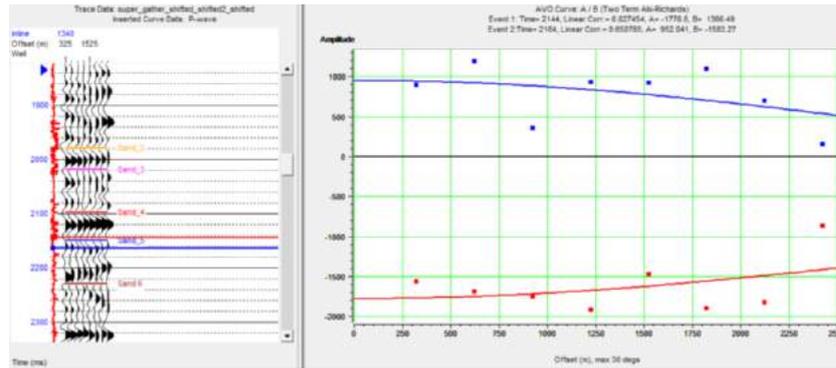
Gambar 3.27 Analisis gradien sand 2 sumur B-41



Gambar 3.28 Analisis gradien sand 3 sumur B-41



Gambar 3.29 Analisis gradien sand 4 sumur B-41

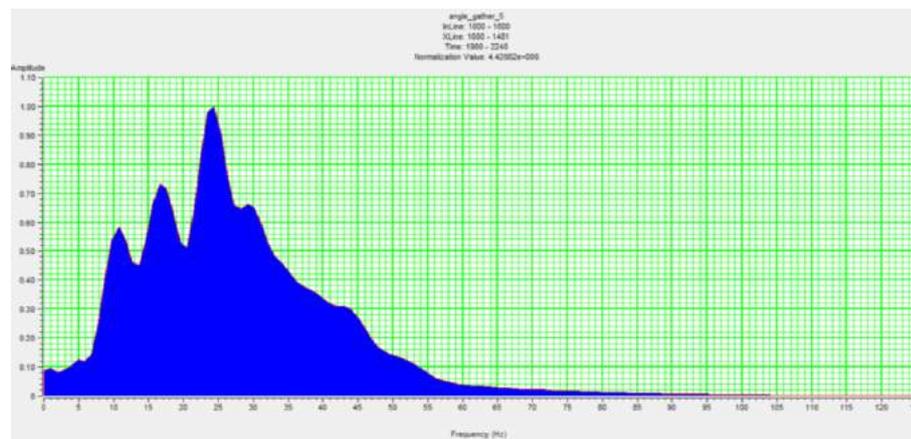


Gambar 3.30 Analisis gradien sand 5 sumur B-41

## 2.3.5 Pengolahan Inversi Seismik

### 4.3.5.1 Analisis *Tuning Thickness*

Analisis *tuning thickness* dilakukan untuk mengetahui kemampuan gelombang seismik memisahkan dua *event* atau reflektor yang berdekatan. Gelombang seismik hanya dapat membedakan batuan yang memiliki ketebalan di atas  $\frac{1}{4} \lambda$ . Untuk menghitung panjang gelombang, dibutuhkan data kecepatan gelombang P rata-rata dan frekuensi dominan pada zona target. Kecepatan interval rata-rata pada zona target adalah 3952.524 m/s dan nilai frekuensi dominannya adalah 23.5 Hz. Panjang gelombang dihitung dengan persamaan yaitu kecepatan dibagi dengan frekuensi.



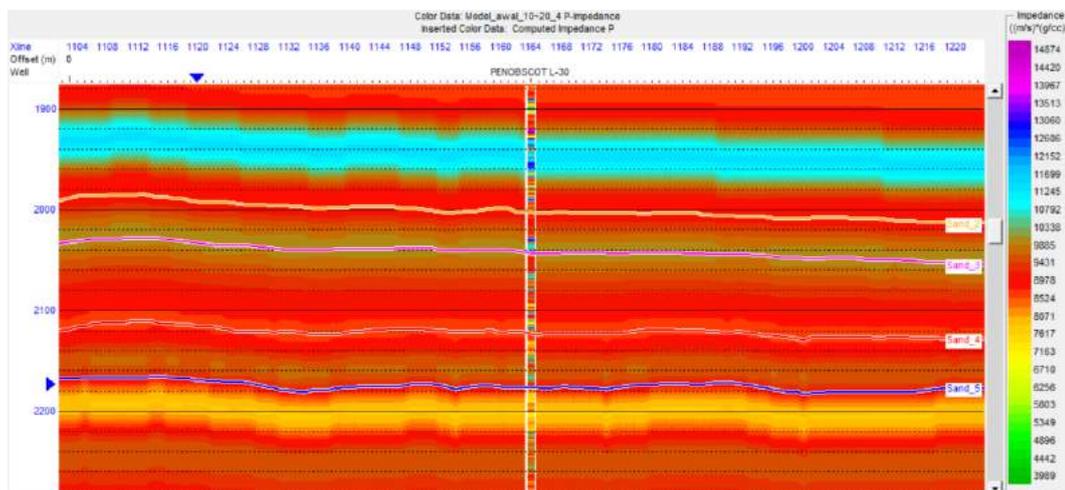
Gambar 3.31 Amplitud spektrum zona target

Diperoleh resolusi vertikal dari data seismik adalah 42.048 meter. Ketebalan litologi pasir pada zona target berkisar 6.25 – 62.5 meter. Oleh karena itu,

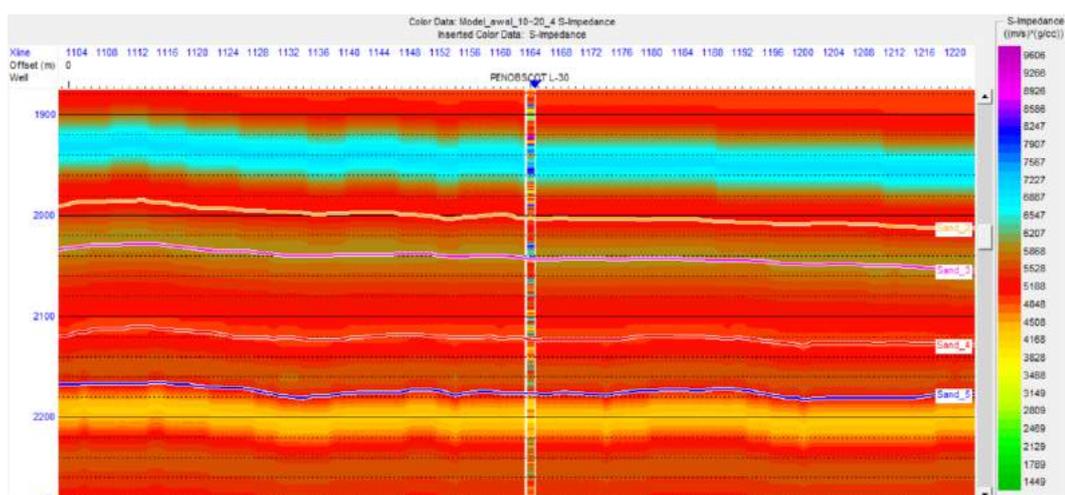
diharapkan *wavelet* yang diperoleh dapat memperlihatkan zona target dengan jelas untuk horizon yang memiliki ketebalan melebihi dari *tuning thickness*.

#### 4.3.5.2 Pembuatan Model Awal Inversi Simultan

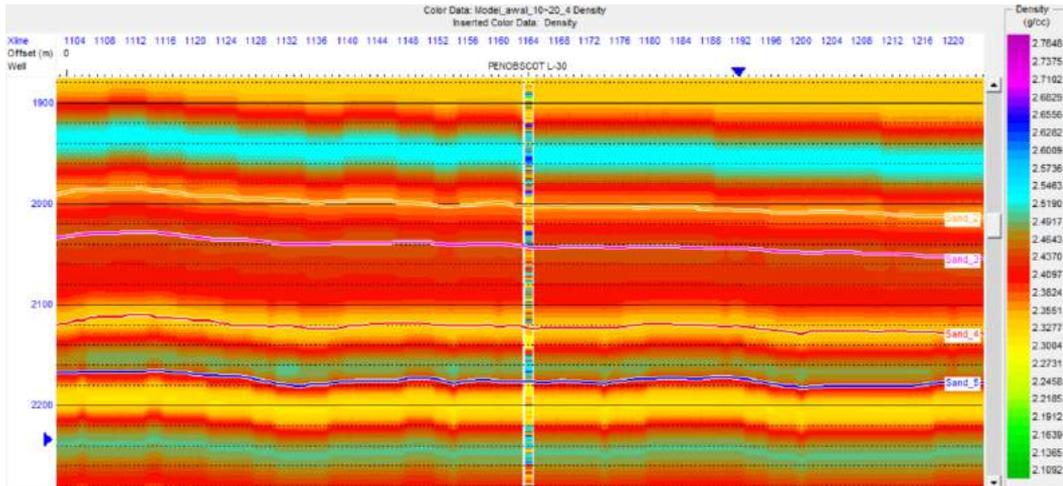
Sebelum dilakukannya inversi simultan, diperlukan pembuatan model awal inversi (*low frequency model*). Model awal yang dibuat terdiri dari tiga macam, yaitu model awal impedansi P, model awal impedansi S, dan model awal densitas. Model tersebut selanjutnya akan diproses lebih lanjut dengan metode inversi simultan untuk memperoleh hasil inversi berupa impedansi P, impedansi S, dan densitas. Gambar 3.32 merupakan model awal impedansi P, model awal impedansi S ditunjukkan pada Gambar 3.33, dan model awal densitas terlihat pada Gambar 3.34.



Gambar 3.32 Model awal *P-impedance*



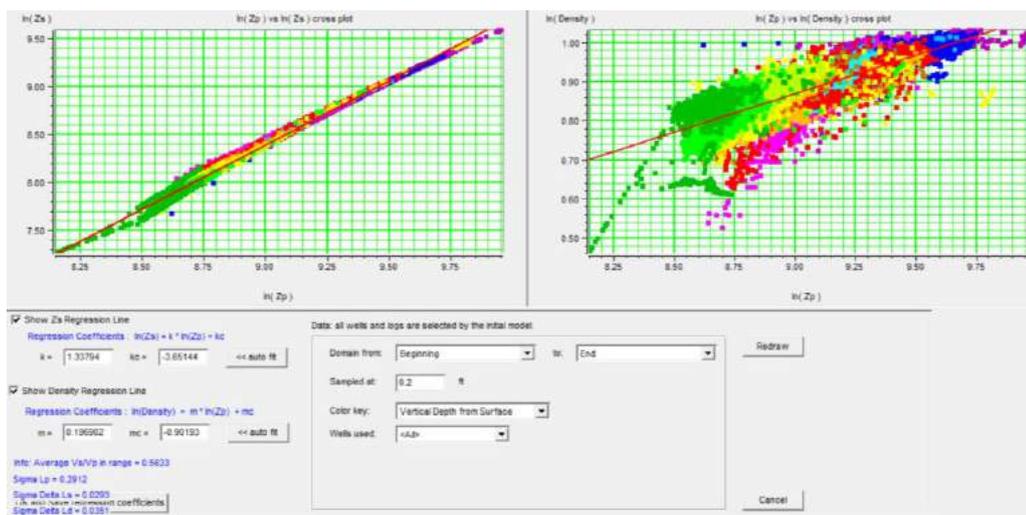
Gambar 3.33 Model awal *S-impedance*



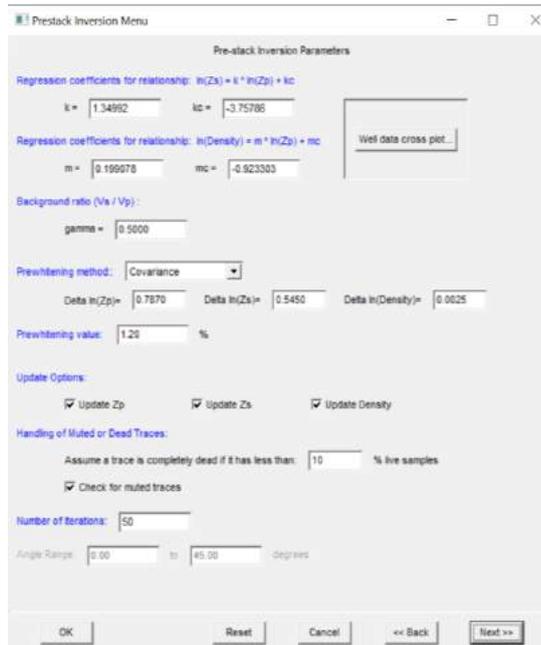
Gambar 3.34 Model awal densitas

#### 4.3.5.3 Proses Inversi Simultan

Setelah proses pembuatan model awal, langkah selanjutnya adalah melakukan inversi yaitu inversi simultan. Inversi simultan dilakukan dengan masukan berupa model awal  $Z_p$ ,  $Z_s$ , dan Densitas, wavelet tiap *partial angle stack* yang telah digabung menjadi *wavelet group*, hasil *picking horizon*, dan volume seismik *angle gather*. Sebelum proses inversi, dilakukan analisis pre-inversi untuk memperoleh parameter inversi simultan seperti koefisien regresi hubungan antara  $Z_p$ ,  $Z_s$ , dan  $\rho$  yaitu koefisien  $k$ ,  $kc$ ,  $m$ , dan  $mc$  dan parameter  $\ln(Z_p)$ ,  $\ln(Z_s)$  dan  $\ln(\text{densitas})$  seperti ditunjukkan oleh Gambar 3.35 dan Gambar 3.36.

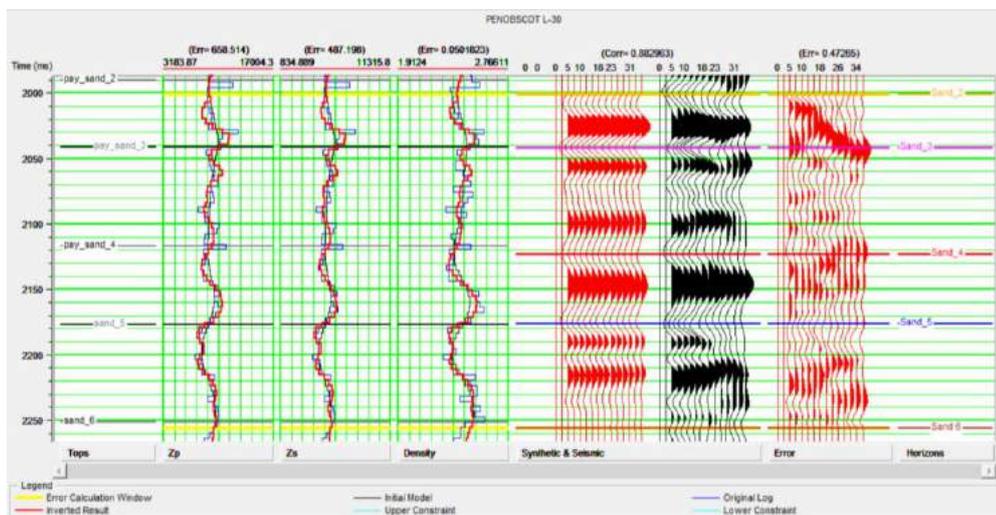


Gambar 3.35 Penentuan koefisien  $k$ ,  $kc$ , dan  $mc$



Gambar 3.36 Parameter  $\ln(Z_p)$ ,  $\ln(Z_s)$ , dan  $\ln(\text{densitas})$

Kemudian dilakukan analisis dengan membandingkan antara log hasil inversi, log original, dan *low frequency* model. Analisis dilihat dari pola kurva log tersebut, memiliki trend yang sama dan dapat dilihat dari nilai error masing-masing output inversi. Semakin kecil error menunjukkan kualitas inversi semakin baik. Korelasi yang diperoleh antara sintetik seismogram dengan data seismik asli juga perlu diperhatikan dengan nilai korelasi yang tinggi dan nilai error yang kecil seperti pada Gambar 3.37. Selanjutnya adalah proses inversi yang difokuskan pada area zona target



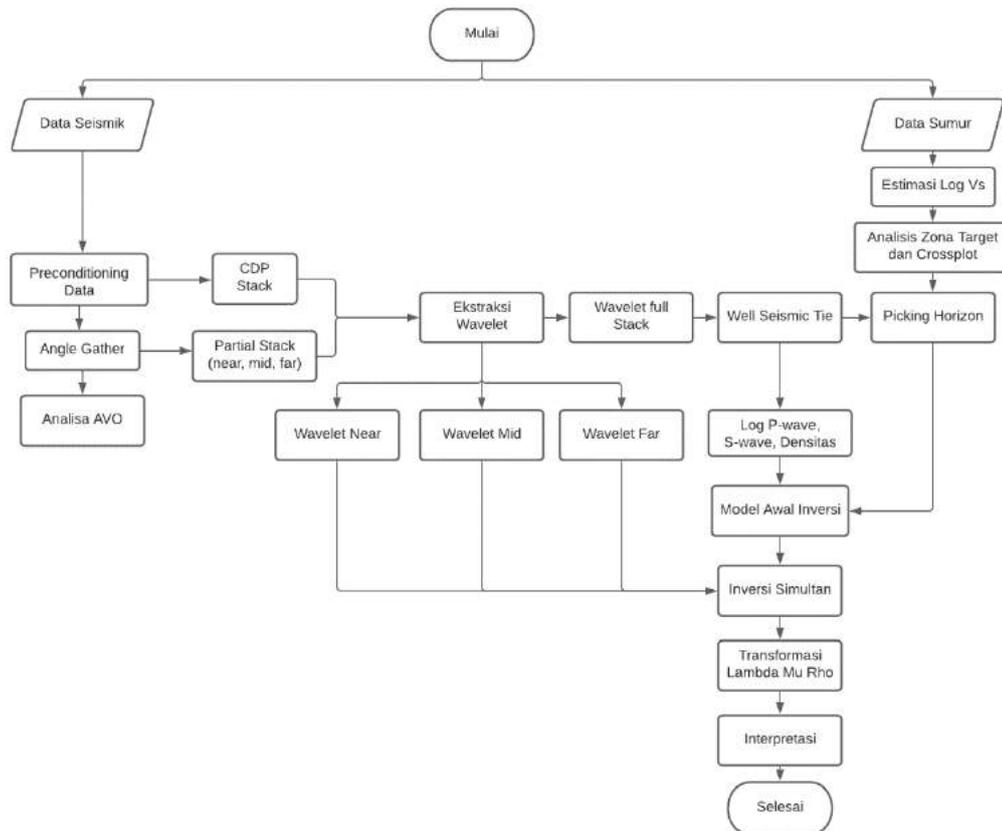
Gambar 3.37 Jendela analisa inversi seismik simultan

### 2.3.6 Transformasi Lambda-Rho dan Mu-Rho

Setelah diperoleh hasil inversi simultan berupa *P-impedance*, *S-impedance*, dan densitas maka dapat dilakukan ekstraksi parameter elastis batuan berupa inkompresibilitas fluida ( $\lambda$ ) dan rigiditas ( $\mu$ ). Penampang Lambda-Rho diperoleh dari transformasi hasil inversi *P-impedance* dan *S-impedance* sedangkan penampang Mu-Rho diperoleh dari hasil inversi *S-impedance* saja dengan persamaan tertentu (Persamaan 2.17 dan Persamaan 2.18).

### 3.4 Diagram Alir

Berikut merupakan diagram alir penelitian yang dilakukan



Gambar 3.38 Diagram alir penelitian