

**ANALISA AMPLITUDO SEISMIK ATRIBUT UNTUK
MENENTUKAN PENYEBARAN BATU PASIR BN_2250 DAN
MN_2420T
DI LAPANGAN SAHMURA**

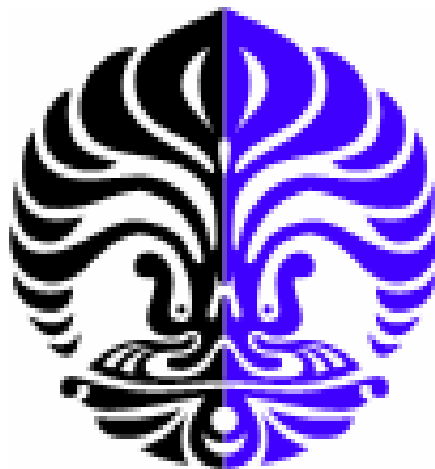
TUGAS AKHIR

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk menempuh ujian strata satu
Program Studi Geofisika Universitas Indonesia

Oleh :

GUSTRIYANSYAH

030402028Y



**Departemen Fisika
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Universitas Indonesia
2008**

LEMBAR PENGESAHAN

Nama Mahasiswa : **Gustriyansyah**
NPM : **030402028Y**
Jurusan : **Fisika**
Peminatan : **Geofisika**
Tanggal Sidang : **Senin, 9 Juni 2008**
Judul Skripsi : **Analisa Amplitudo Seismik Atribut Untuk
Menentukan Penyebaran Batu Pasir BN_2250 dan
MN_2420T di Lapangan Sahnura**

Skripsi ini telah diperiksa dan disetujui oleh :

Dr. rer. nat. Abdul Haris
Pembimbing

Dr. Syamsu Rosid
Penguji I

Dr. Waluyo
Penguji II

Dr. Azwar Manaf
Ketua Departemen Fisika FMIPA UI

KATA PENGANTAR

Segala puji bagi Tuhan Yang Maha Esa yang telah memberikan segala kelebihan kepada makhluk-Nya sehingga sampai saat ini penulis masih diberi kesempatan hidup sehingga dapat melaksanakan dan menyelesaikan tugas akhir ini.

Pada kesempatan ini, Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang telah membantu Penulis, baik langsung maupun tidak langsung, dalam penyelesaian Tugas Akhir ini.

1. Papa dan mama yang sudah memberikan dunianya untuk anaknya.
2. Kedua kakak-kakakku yang selalu mengingatkanku untuk tetap semangat dalam menjalani hidup.
3. Bapak Yunus Daud selaku ketua program studi Geofisika Universitas Indonesia.
4. Bapak Djunaedi Saleh selaku dosen wali penulis
5. Bapak Abdul Haris selaku dosen pembimbing yang telah mempercayakan penulis untuk menyelesaikan penulisan tugas akhir ini
6. Dosen-dosen penulis yang tidak dapat dituliskan satu persatu di Departemen Fisika Universitas Indonesia.

7. Kak Amul Agan, selaku mentor penulis di P.T Chevron Pacific Indonesia. Terimakasih banyak Penulis haturkan atas waktu, ilmu, pembelajaran, dan bimbingannya kepada Penulis.
8. Staf karyawan di PT. Chevron Pacific Indonesia, terutama di gedung *Old Main Office (OMO)*, duri,
9. Teman-teman Fisika'04 terutama anak-anak Geofisika, *Semangat semuanya!!!*
10. Teman-Teman KP/TA senasib seperjuangan di Rumbai, Duri, Minas untuk kebersamaan kita selama dua bulan.

Terakhir, Penulis mengharapkan kritik dan saran untuk dijadikan bahan pertimbangan dan masukan dalam penyempurnaan tugas akhir ini. Semoga tugas akhir ini dapat bermanfaat bagi semua pihak yang membutuhkan.

Depok, Juni 2008

Penulis

Ringkasan Tugas Akhir

Nama, NPM : Gustriyansyah, 030402028Y
Pembimbing : Dr. rer. nat. Abdul Haris
Judul (Indonesia) : Analisa Amplitudo Seismik Atribut Untuk Menentukan
Penyebaran Batu Pasir BN_2250 dan MN_2420T di
Lapangan Sahmura
Judul (Inggris) : Sand Distribution Prediction With Amplitude Attributes
Emphasize on BN_2250 and MN_2420T at Sahmura
Field

Abstrak

Metode Atribut Seismik adalah metode yang didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal, dimana informasi utama dari seismik atribut adalah amplitudo, frekuensi, dan atenuasi yang selanjutnya akan digunakan sebagai dasar pengklasifikasian atribut lainnya. Dimana amplitudo adalah salah satu atribut dasar dari suatu tras seismic yang dapat memetakan penyebaran batu pasir dengan cukup baik dikarenakan biasanya lingkungan yang didominasi oleh batu pasir juga memiliki nilai amplitudo yang lebih besar dibandingkan batuan serpih. Pada

studi ini, metode amplitudo atribut seismic menggunakan modul Stratamps salah satu cabang dari modul interpretasi Landmark OpenWorks. Dimana dengan mengaplikasikan data seismic 3D dengan daerah seluas $\pm 40 \text{ km}^2$ didukung dengan 137 sumur untuk mengontrol peta amplitude yang dibuat pada dua horizon, BN_2250 dan MN_2420T. Tujuan dari studi ini adalah memperkirakan prospek studi pengembangan lebih lanjut dari lapangan Sahmura ini.

Kata Kunci:

Atribut Seismik, Amplitudo, Landmark OpenWorks.

Abstract

Seismic Attribute Methods is a method defined as characterization of seismic data both quantitatively and descriptively that can be shown at the same scale with the general data, which main information from seismic attributes are amplitude, frequency and attenuation that become base for the further qualification. Amplitude as one of the basic attributes from seismic trace that can delineate sand distribution, because generally sand-environment having higher amplitude compared with the shale-environment. In this study amplitude attribute seismic method using Stratamp, one of branch from Landmarks OpenWork interpretation. With 3D seismic data and Area of Interest covered $\pm 40 \text{ km}^2$ also supported with 137 wells as a control

for amplitude map emphasize on two horizon, BN_2250 and MN_2420. Goals for this study is predicting the next plan for development of Sahmura Field.

Key Word:

Seismic Attribute, Amplitude, StratAmp Landmark OpenWorks.

Teknik pemetaan batu pasir menggunakan amplitudo atribut melewati tahapan-tahapan interpretasi dimulai dari Ekstraksi Wavelet, Synthetic Seismogram, Well-Seismik tie, dilakukan pembuatan wavelet berdasarkan data seismik yang berada di dekat sumur. Berdasarkan jenis wavelet yang telah kita ekstraksikan dan koefisien refleksi yang ditunjukkan oleh data sumur yang ada dilakukan proses penggabungan antara data sumur yang berupa fungsi kedalaman dengan data seismik yang merupakan fungsi waktu lalu Korelasi Marker sumur, yaitu penentuan marker yang akan dianalisa lebih lanjut berdasarkan data sumur yang ada dilanjutkan dengan Picking Horizon dan fault, proses pemetaan struktur suatu permukaan pada data seismik. Dan yang menentukan adalah Penentuan jenis atribut dan parameter yang akan digunakan dalam memetakan penyebaran batu pasir. Dan hasil akhirnya berupa peta penyebaran batu pasir, dengan menggunakan analisa amplitudo atribut dari peta struktur yang telah dibuat sebelumnya.

1. Well Seismic Tie

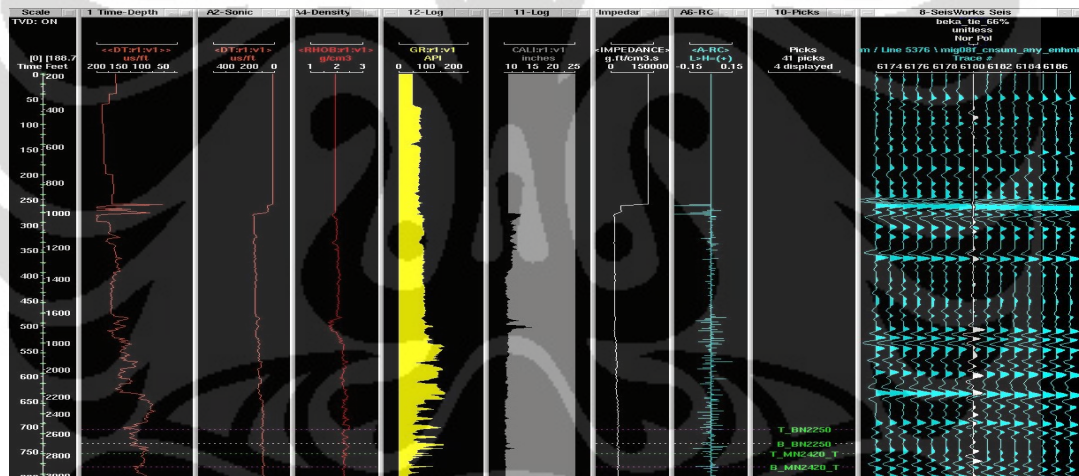
Well seismik tie dilakukan untuk mengintegrasikan data sumur yang berada di koridor kedalaman dengan data seismik yang berada pada koridor waktu, sehingga dapat digabungkan data marker dari sumur untuk penentuan

horizon pada data seismik. Langkah awalnya adalah dengan menentukan wavelet yang yang dapat mewakili hubungan antara data seismik dengan data sumur. Lalu wavelet yang digunakan dalam penelitian ini adalah menggunakan wavelet trapezoid, yaitu wavelet yang dihasilkan melalui proses filter waktu yang menggunakan parameter dan fase yang mewakili respon seismik pada sumur tersebut. dimana hasil ekstraksinya dikonvolusikan dengan koefisien refleksi yang merepresentasikan perbedaan nilai impedansi akustik dari analisa data log sonic dan log density. Dengan adanya tabel konversi waktu-kedalaman yang didapatkan dari hasil survey checkshot, maka pengikatan data sumur dengan data seismik disempurnakan dengan adanya time shifting dan penyesuaian fase.

Pada kesembilan sumur tersebut dilakukan proses ekstraksi wavelet dimana window yang digunakan pada proses ini, berkisar 300 -400 ms dari marker interest yang akan dianalisa lebih lanjut. Setelah didapatkan wavelet yang representative, maka didapatkan synthetic seismogram yang mewakili sumur-sumur tersebut. Dan dengan adanya konversi waktu-kedalaman dilakukanlah proses pengikatan pada masing-masing sumur yang ditunjukkan oleh tabel berikut

Tabel 1 *Well-seismic tie* data dari Sembilan sumur.

Sumur	Koefisien Korelasi	Window	Keterangan
#84	61%	600 - 974	Dekat <i>fault</i> , kemiringan curam
#65	61%	600 - 1068	Lag time 15 ms
#81	64%	600 - 928	Lag time 12 ms
#82	61%	600 - 940	Lag time 12 ms
#67	66%	600 - 954	Lag time 15 ms
#85	66%	600 - 942	Lag time 5.7 ms
#48	54%	600 - 952	Lag time 22 ms
#52	55%	600 - 1054	Lag time 25.4 ms
#50	48%	600 - 936	Lag time 34.7 ms



Gambar 4.4 Well-Seismic Tie pada sumur #67 menggunakan metoda time variant filter menghasilkan nilai koefisien korelasi mencapai 66%

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

seismic tie. 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.

2. Korelasi Marker Sumur

Pada penelitian ini, marker yang digunakan adalah marker T_BN2250-B_BN2250 dengan T_MN2420-B_MN2420T dimana kedua batu pasir tersebut yang hingga saat ini diduga sebagai reservoir potensial pada lapangan penelitian ini. Marker T_BN2250 direpresentasikan oleh perselingan batu pasir halus hingga sedang dengan perselingan batu serpih ditandai dengan adanya formasi bekasap yang diendapkan selaras dengan ciri yang khas adalah adanya lapisan tipis batubara, respon gamma ray dapat dilihat bahwa banyaknya shaly sand antara batas atas dan bawah batu pasir ini. Sedangkan Marker T_MN2420T yang secara umum, batu pasir pada formasi mengkala terlihat blocky, dan marker ini ditandai dengan adanya batu pasir yang karakteristik gamma ray bertipe fining upward di atasnya dan juga ditunjukkan dengan adanya respon gamma ray log yang sangat blocky.

3. Picking Horizon dan Fault

Informasi mengenai keadaan struktur geologi daerah penelitian meliputi jenis dan arah penyebaran suatu batuan *reservoir* sangat dibutuhkan sebelum melakukan *picking* horison. Hal ini penting karena adanya struktur sesar atau patahan dapat mengakibatkan perbedaan waktu tempuh

gelombang pada horison yang sama. Selain itu dengan melakukan penelusuran struktur terlebih dulu akan memudahkan dalam melakukan *picking* horison. Penelusuran struktur dilakukan dengan melihat arah dan kecenderungan struktur itu sendiri.

Picking sesar dilakukan terlebih dahulu sebelum dilakukan *picking* horison, karena *picking* horison harus berhenti pada bidang sesar guna mendapatkan nilai *heaves* (sobekan). Oleh karenanya, *picking* sesar akan lebih baik dilakukan terlebih dahulu sebelum *picking* horison. Sesar merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran, sehingga sesar dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya horison seismik oleh bidang sesar.

Picking sesar dilakukan mulai dari pergeseran horison yang nampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertikal. *Picking* sesar dengan pergeseran yang kurang jelas sangat bersifat interpretatif, sehingga setiap orang dapat melakukan dengan hasil yang berbeda-beda.

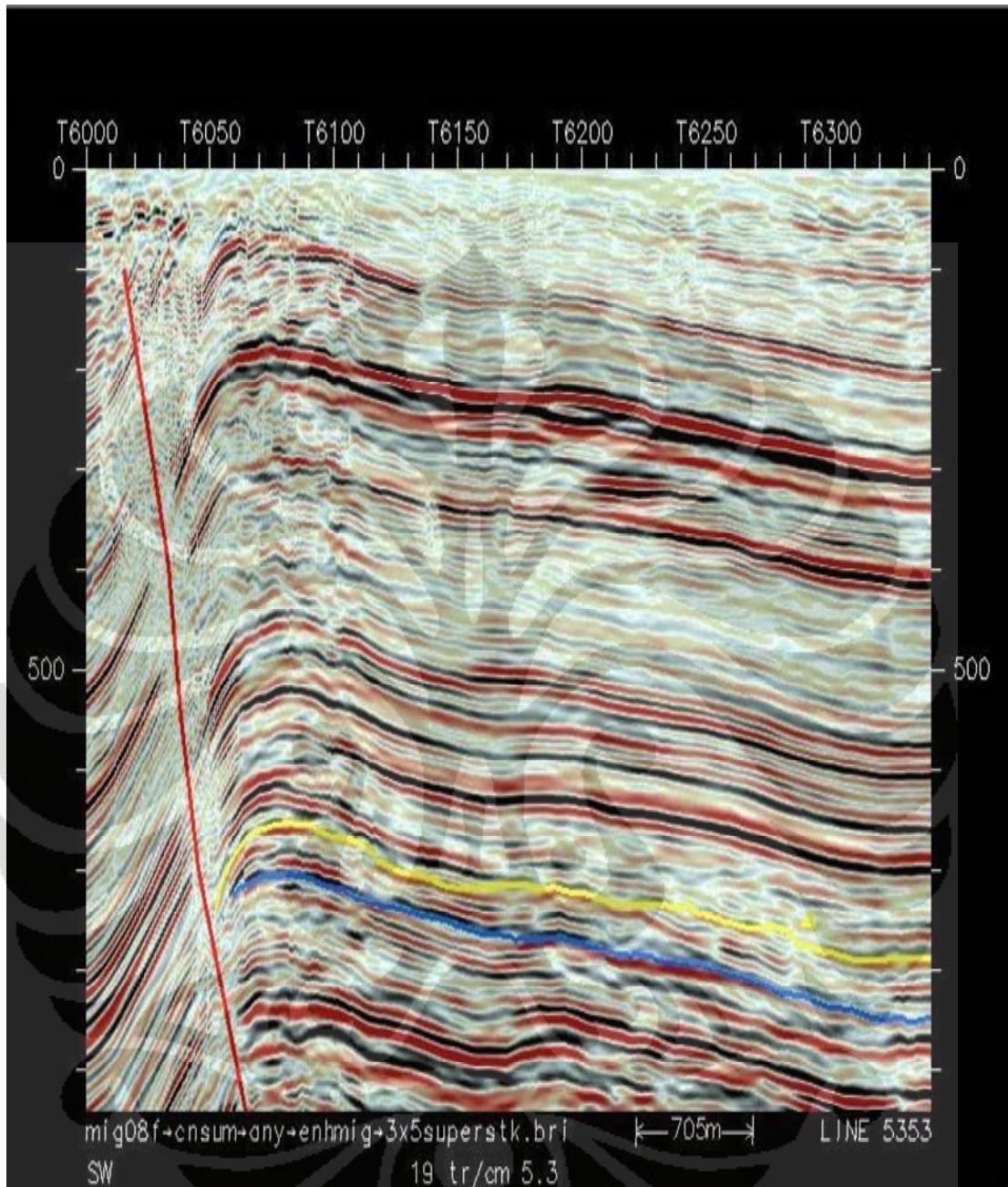
Penentuan indikasi sesar atau patahan dicirikan oleh kriteria sebagai berikut :

- Diskontinuitas horison atau meloncatnya (dislokasi) kemenerusan refleksi horison secara tiba-tiba.
- Perubahan kemiringan horison secara mendadak.
- Terjadinya penebalan atau penipisan lapisan diantara dua horison.
- *Fault shadow*, yaitu rusaknya data di daerah (zona) tersesarkan.

- Kuat atau lemahnya refleksi karena perbedaan densitas pada blok patahan

Setelah selesai dilakukan *picking* sesar, langkah selanjutnya adalah *picking* horison. Horison yang telah dipicking pada lintasan awal menjadi acuan untuk penarikan horison pada lintasan yang berpotongan. Misalnya, pada tahap awal *picking* dilakukan pada lintasan *inline*, maka lintasan yang memotongnya secara *crossline* mengikuti hasil *picking* yang awal. Kemenerusan horison yang sama pada lintasan *inline* dan *crossline* akan mengindikasikan hasil penarikan horison yang konsisten.

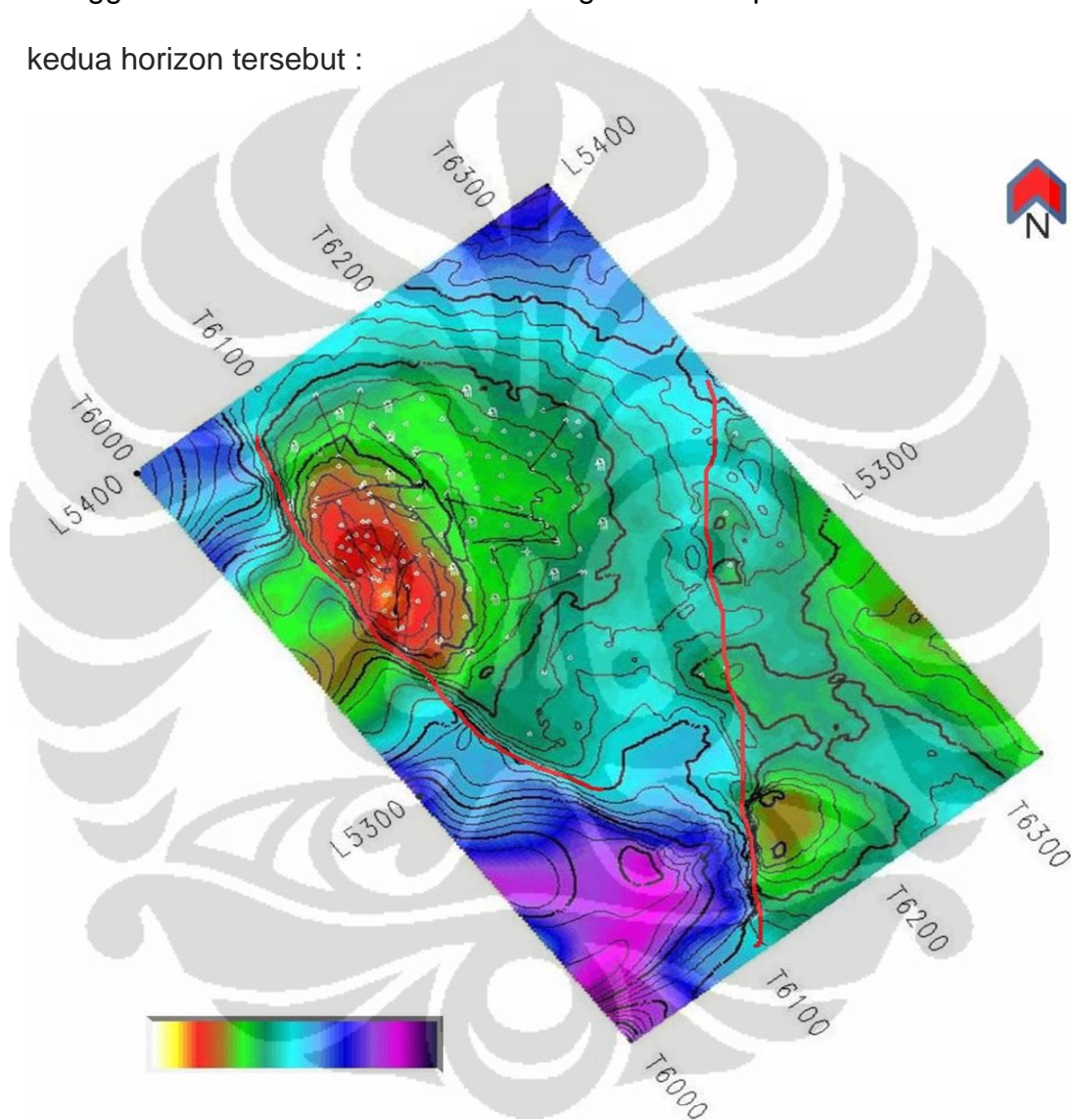
Penarikan horison seismik yang akan diinterpretasi pertama kali seharusnya dilakukan dengan menampilkan penampang seismik dan log sumur yang telah dilakukan pengikatan (*well-seismic tie*) sebelumnya. Setelah ditentukan interval penelitian pada penampang seismik yang sesuai dengan data log sumur, maka langkah selanjutnya yaitu melakukan *picking marker* untuk penentuan horison. Penarikan horison seismik dilakukan dengan membuat *picking* pada batas atas (*top*) dan batas bawah (*bottom*) kedua *reservoir* yang diteliti. Penelusuran kemenerusan horison seismik dilakukan melalui pengamatan yang umum terhadap karakter refleksi dan perubahan Impedansi Akustik (IA). Horizon yang dipetakan dalam penelitian kali ini adalah T_BN2250 dan T_MN2420T



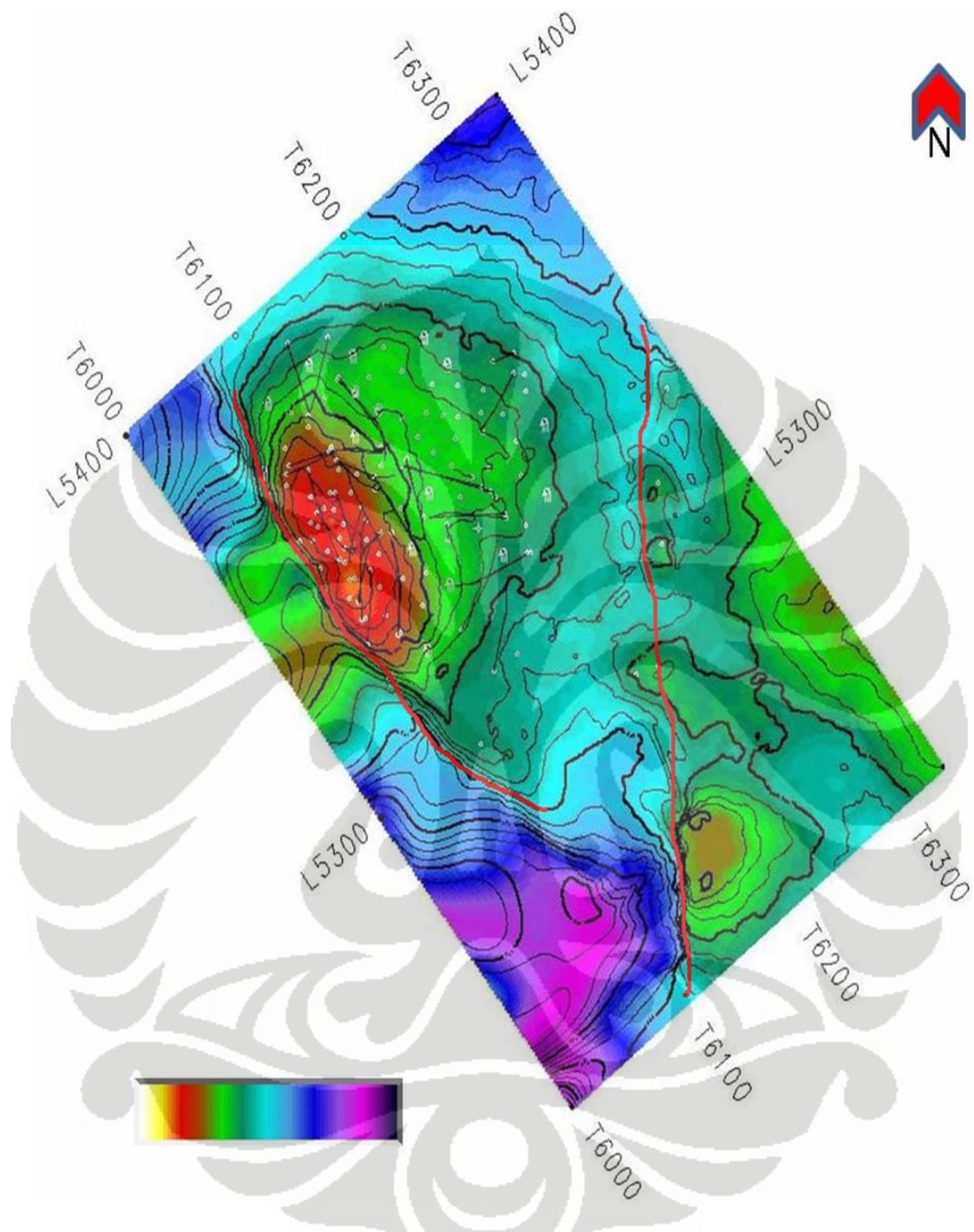
Gambar 4.6 Picking Sesar dan horizon Top Formasi Bangko 2250 (Kuning) dan Menggala 2420 T (Biru)

4. Pemetaan Bawah Permukaan

Pemetaan yang dilakukan dalam penelitian ini adalah peta kontur struktur waktu dari horizon Top Formasi Bangko 2250 dan Top Formasi Menggala 2420. Dibawah ini akan digambarkan peta struktur waktu dari kedua horizon tersebut :



Gambar 4.7 Peta Struktur Waktu Top Formasi Bangko 2250



Gambar 4.8 Peta Struktur Waktu Top Formasi Menggala 2420T

5. Atribut amplitudo seismik.

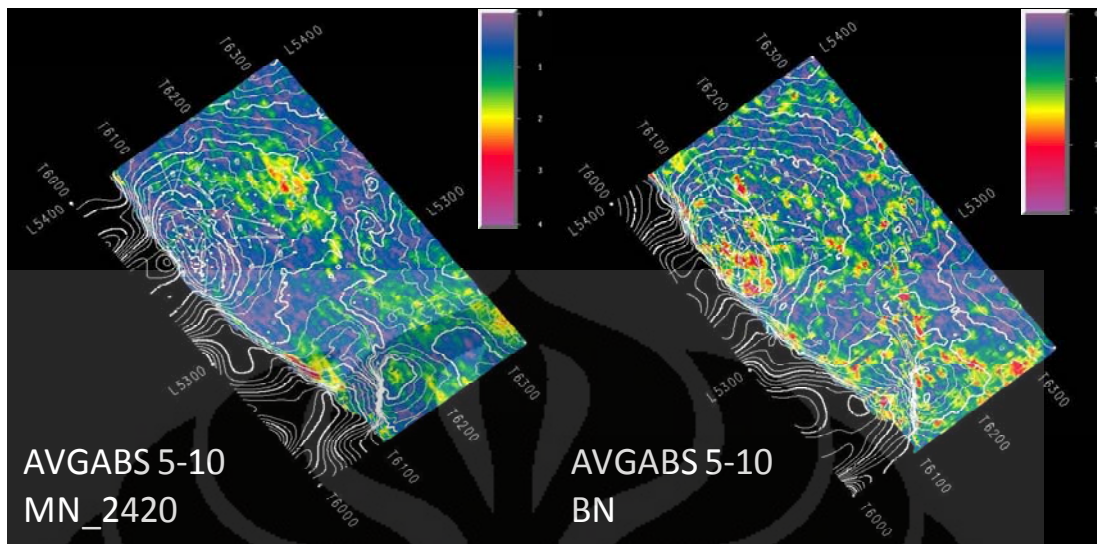
Proses ini dilakukan berdasarkan peta struktur waktu yang dihasilkan dari hasil picking horizon sebelumnya. Dimana hal yang penting dari pembuatan amplitudo atribut analisa window adalah penentuan lebar window itu sendiri, sampling rate dari data seismik dan juga jenis atribut yang kita gunakan dalam penelitian ini.

Pada penelitian ini, data seismik 3D yang digunakan memiliki sampling rate 2 ms, sehingga factor ini dianggap konstan. Sedangkan penentuan lebar window didasarkan atas tebal batu pasir BN_2250 dan MN_2420 yang dapat dilihat pada Lampiran.

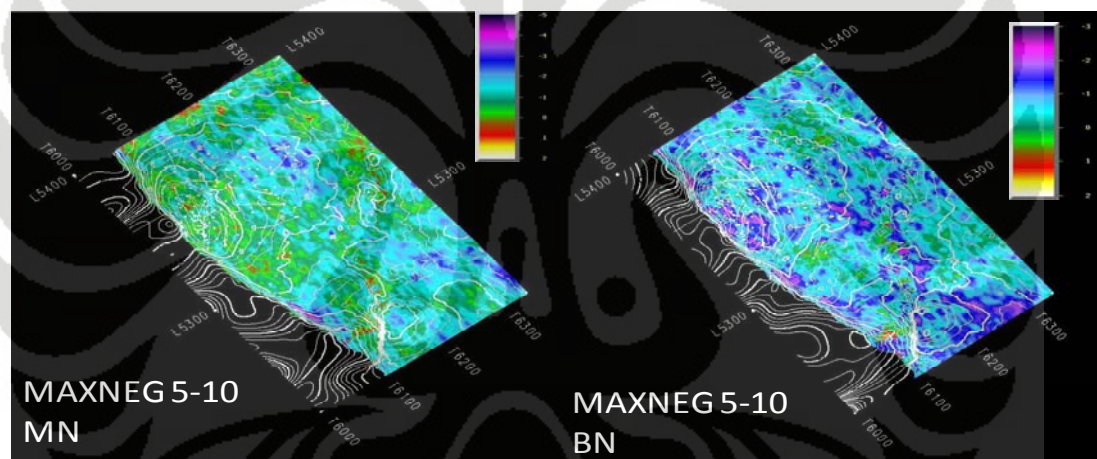
Lalu dengan parameter-parameter yang telah disebutkan diatas, dilakukan pembuatan peta amplitudo atribut beberapa jenis yaitu :

1. Root Mean Square (RMS) amplitudo atribut.
2. Average Absolut amplitudo atribut.
3. Maximum negative amplitudo atribut
4. Maximum positif amplitudo atribut.
5. Maximum absolute atribut.

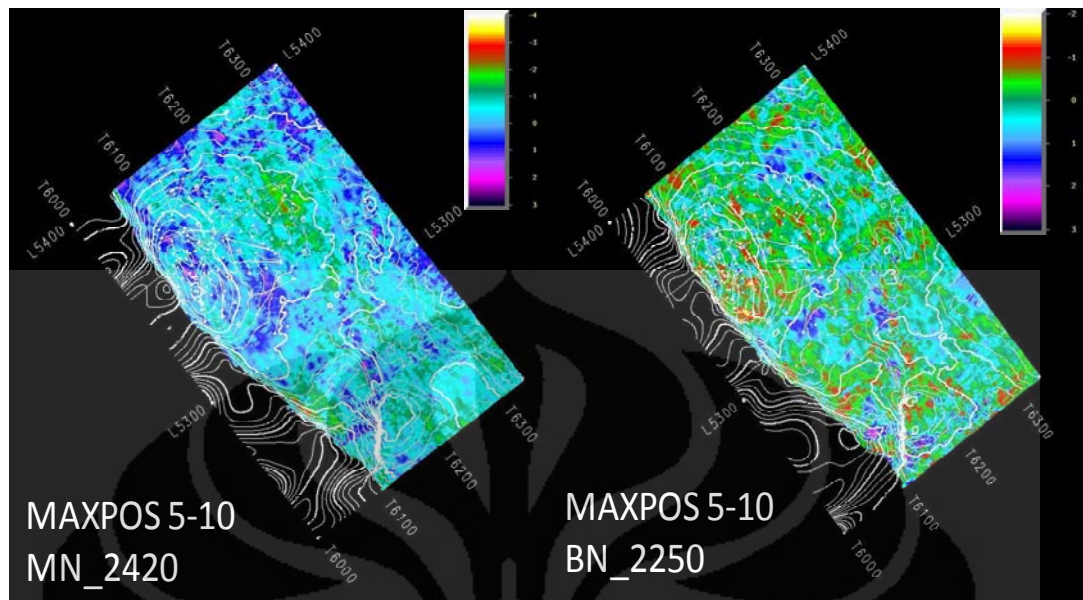
Dimana window yang digunakan seragam, yaitu window atas 5 ms dan 10 ms. Window atas hanya dibatasi 5 ms karena fokusnya adalah ketebalan dari masing-masing batu pasir, sedangkan window bawah diambil 10 ms, karena dengan asumsi kecepatan 2 m/ms, window 10 ms sudah dapat mencakup keseluruhan horizon yang akan dianalisa.



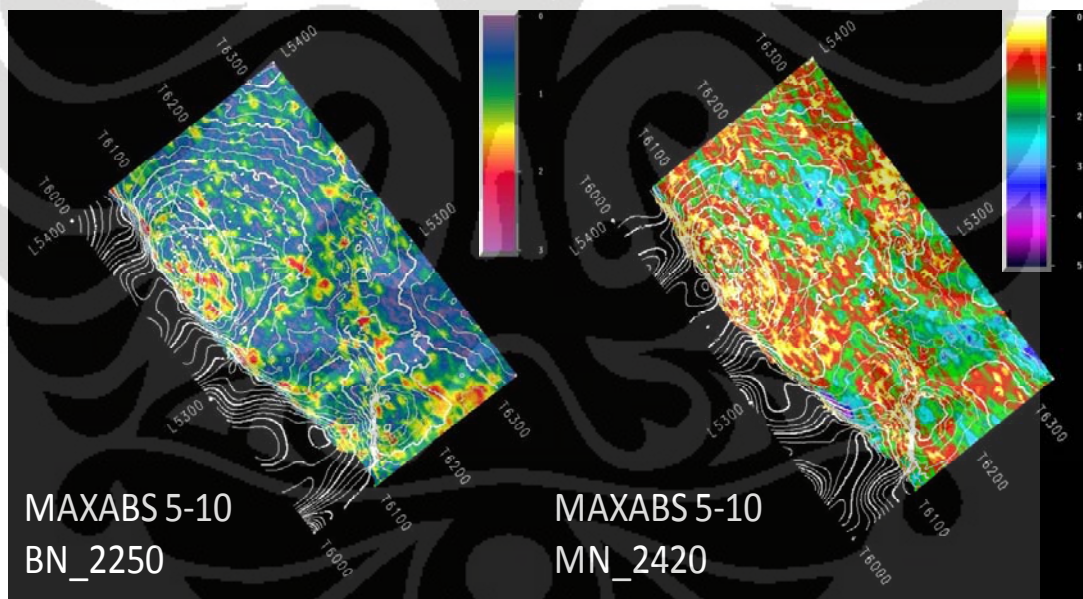
(a)



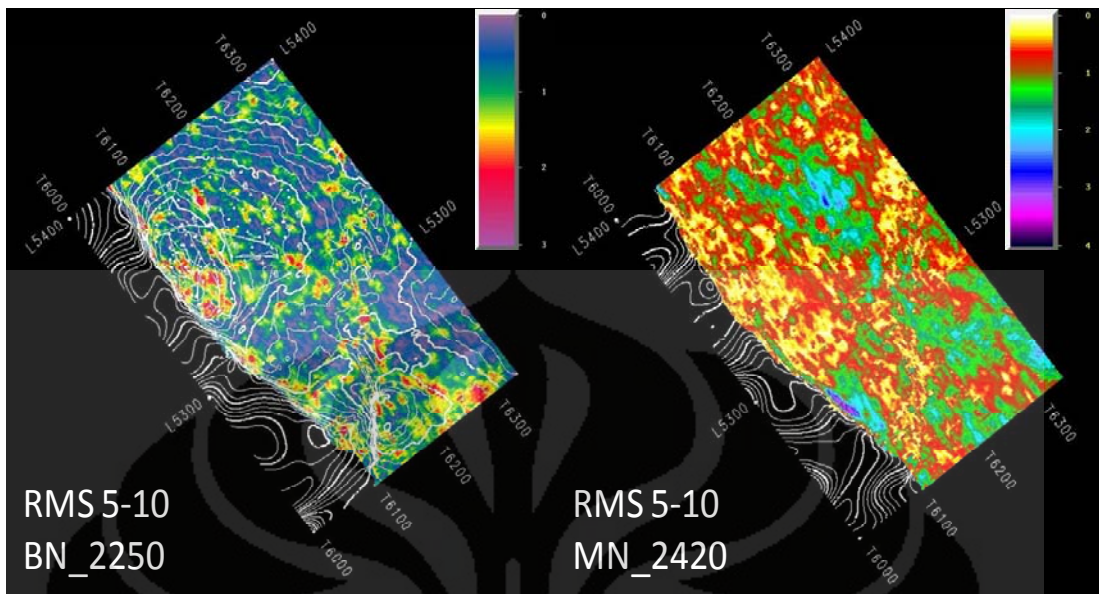
(b)



(c)



(d)



(e)

Gambar 4.9 Peta Amplitudo atribut dengan window 5 – 10 horizon BN_2250 dan MN_2420 (a) *Average Absolute*, (b) Maksimum Negatif, (c) Maksimum Positif, (d) Maksimum Absolut dan (e) *Root Mean Square (RMS)*

Dari kelima atribut yang telah dilakukan diatas, terlihat ada dua jenis amplitudo atribut relatif sama, yang berarti memiliki kemiripan pola penyebaran batu pasir yaitu RMS amplitudo dan Maximum Absolut. Selain itu melihat posisi sumur-sumur yang ada di peta atribut menunjukkan korelasi yang cukup baik, sedangkan pada average absolute dikhawatirkan tidak dapat memperlihatkan pola penyebaran batu pasir yang diinginkan karena peta average absolute menunjukkan nilai rata-rata dari amplitudo masing-masing data seismik, yang tidak dapat merepresentasikan penyebaran batu pasir sebaik RMS, hal ini dibuktikan oleh banyaknya posisi sumur yang tidak

tepat pada nilai amplitudo yang dianalisa. Sedangkan teknik maximum negative dan maximum positive sebenarnya sudah cukup merepresentasikan namun dengan menggunakan maximum absolute kita dapat lebih mudah untuk menganalisa penyebaran batu pasir yang ada karena menggunakan skala nilai amplitudo yang sama.

Daftar Acuan

6. Aulia, K., 1996, *Petroleum Geology Indonesia Basins volume II central sumatra basin*, PT. Pertamina BPPKA, 232h.
7. Badley, M.E., 1985, *Practical seismic interpretation*, Prentice Hall.
8. Bekasap AMT, 2006, *Central Sumatra Basin Overview*, Internal Report, Duri
9. Brown, R.A, 1999, *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data Fifth Edition*, AAPG Memoir 42.
10. Chen, Q. and Sidney, S., 1997, *Seismic attributes technology for reservoir forecasting and monitoring*, Western Atlas International. Inc, Houston.
11. Eubank, R.T., dan Makki, A.C., 1981, *Structural Geology of Central Sumatra Back Arc Basin*, Proceeding 10th Annual Convention IPA, Jakarta

12. Heidrick, T.L., dan Aulia K., 2003, *a Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block Central Sumatra Basin Indonesia*, Proceeding 21st Annual Convention IPA, Jakarta
13. Pulunggono, A. dan Cameron, N.R., 1984, *Sumatran Microplate Their Characteristics and Their Role in the Evolution of the Central Sumatra Basins*, Proceeding 13th Annual Convention IPA, Jakarta
14. Sukanta, U. dan Kadar, D., 1997, *Regional Sequence Stratigraphic Corelation Sentral Sumatra*, Intern Report, 60h.
15. Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
16. Sukmono, S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
17. Sukmono, S., 2000, *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoar*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
18. Taner, M.T., 2001, *Seismic Attributes*, CSEG Recorder.
19. Telford, W.M., Sheriff, R.E., Geldart, L.P., 1990. *Applied Geophysics*: Cambridge Univ. Press, MA.

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi yang masih belum tergantikan posisinya sebagai sumber energi utama bagi kehidupan, sehingga menuntut harus dilakukannya produksi secara berkesinambungan walaupun sumber daya ini termasuk sumber daya alam yang tak tergantikan,

Oleh karena itu dibutuhkan suatu cara untuk memaksimalkan cadangan minyak dan gas bumi, Selama ini, teknik yang digunakan adalah interpolasi dan ekstrapolasi dari data sumur yang ada, dimana data sumur memiliki kemampuan untuk menggambarkan keadaan bawah permukaan bumi yang sangat baik secara vertical, namun membutuhkan dukungan data untuk menggambarkannya secara lateral.

Metode Geofisika mampu menggambarkan keadaan bawah permukaan secara lateral cukup baik, dalam hal ini adalah metode seismik. Dengan memanfaatkan parameter-parameter fisis yang ada, ditunjang dengan data *logging* yang merepresentasikan permukaan secara vertikal lalu menginterpretasikannya melalui pengetahuan geologi maka didapatkanlah analisis secara yang cukup akurat. Salah satu metode seismik yang digunakan untuk mengkarakterisasi reservoir adalah analisa atribut, yang menggunakan seluruh informasi yang dimiliki oleh data seismik, baik secara

pengukuran langsung maupun dengan perhitungan dan alasan-alasan berdasarkan pengalaman.

Dengan kedua hal tersebut maka didapatkan informasi yang cukup akurat untuk melakukan tindakan-tindakan terhadap reservoir tersebut, seperti penentuan lokasi sumur baru dan pengembangan sumur yang telah ada.

1.2 Tujuan Penelitian

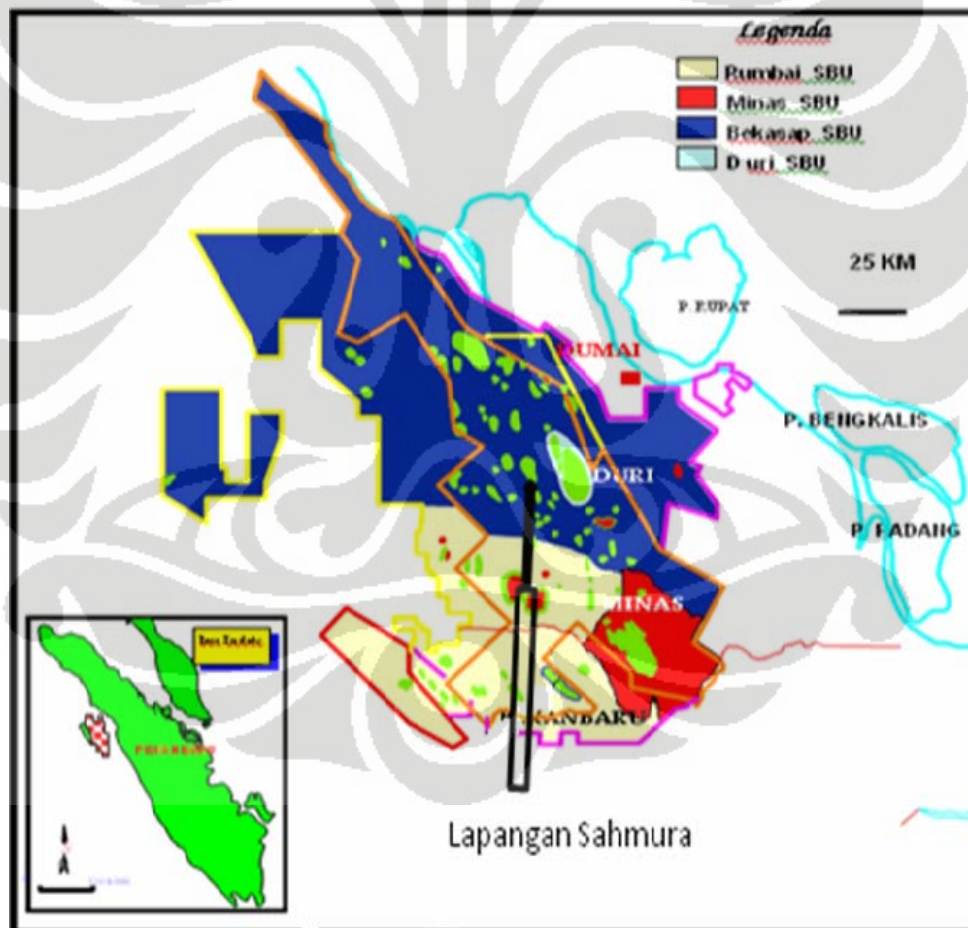
1. Mempelajari dan memahami prinsip dasar atribut seismik.
2. Mengetahui distribusi batu pasir berdasarkan analisa amplitudo atribut.
3. Merekomendasikan lokasi penelitian lanjutan

1.3 Batasan Masalah

1. Daerah penelitian dibatasi pada horizon “BN_2250” dan “MN_2420T” di lapangan minyak Sahmura
2. Penelitian ini akan menggunakan analisa atribut amplitudo seismik.
3. Data log yang digunakan adalah data densitas, *sonic*, *caliper*, dan *Gamma ray*. Didukung dengan data *checkshot* yang dijadikan dasar sebagai konversi waktu-kedalaman, selain itu data seismik yang digunakan adalah seismik 3D.

1.4 Waktu dan Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan selama \pm 2 bulan, yaitu mulai tanggal 19 Februari 2008–18 April 2008 di Bekasap Asset Management Team (AMT), PT. Chevron Pacific Indonesia, tepatnya berada di Camp Duri, sekitar 125 km ke arah utara kota Pekanbaru. Daerah penelitian secara administratif termasuk dalam Kecamatan Mandau, Kabupaten Bengkalis, Propinsi Riau. Lokasi penelitian adalah lapangan Sahnura, Cekungan Sumatra Tengah.



Gambar 1.1 Lokasi Lapangan Sahnura (Bekasap, 2006 dengan modifikasi)

1.5 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian adalah sebagai berikut :

1. Penentuan masalah dan tujuan
2. Studi literatur tentang metode yang akan digunakan serta geologi regional dan lokal dari daerah penelitian.
3. Pengumpulan data dan pengolahan data

Pengolahan data termasuk pemetaan dengan analisa amplitudo atribut dimana sebelumnya dilakukan *well seismic tie* untuk menjadi panduan untuk menentukan horizon.

Dalam pengolahan data digunakan beberapa software sebagai berikut:

- Landmarks Openworks :
 - a. Stratworks, digunakan untuk penentuan marker pada sumur.
 - b. Seisworks, digunakan untuk proses *picking fault* dan *horizon*.
 - c. Syn Tools, digunakan untuk proses ekstraksi *wavelet* dan *well seismic tie*.
 - d. StratAmp, digunakan untuk proses amplitudo atribut seismik.
4. Analisa dan interpretasi terhadap hasil pengolahan data.
 5. Penarikan kesimpulan hasil penelitian dan saran.

1.6 Sistematika Penulisan

BAB I PENDAHULUAN

Berisi tentang latar belakang masalah, tujuan penelitian, batasan masalah, tempat dan waktu penelitian, metodologi penelitian, dan sistematika penulisan

BAB II TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI

Bab ini membahas mengenai geologi regional Cekungan Sumatra Tengah dan juga geologi daerah penelitian.

BAB III TEORI DASAR

Bab ini membahas tentang teori dasar metode seismik refleksi, metode seismik metode atribut.

BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

Bab ini membahas tentang data yang digunakan pada penelitian dan prosedur serta parameter yang dipakai dalam pengolahan data.

BAB V ANALISA DAN INTERPRETASI

Bab ini berisi tentang analisa dan interpretasi hasil pengolahan data

BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini berisi tentang kesimpulan dan saran-saran yang diperoleh dari analisa yang telah dilakukan.

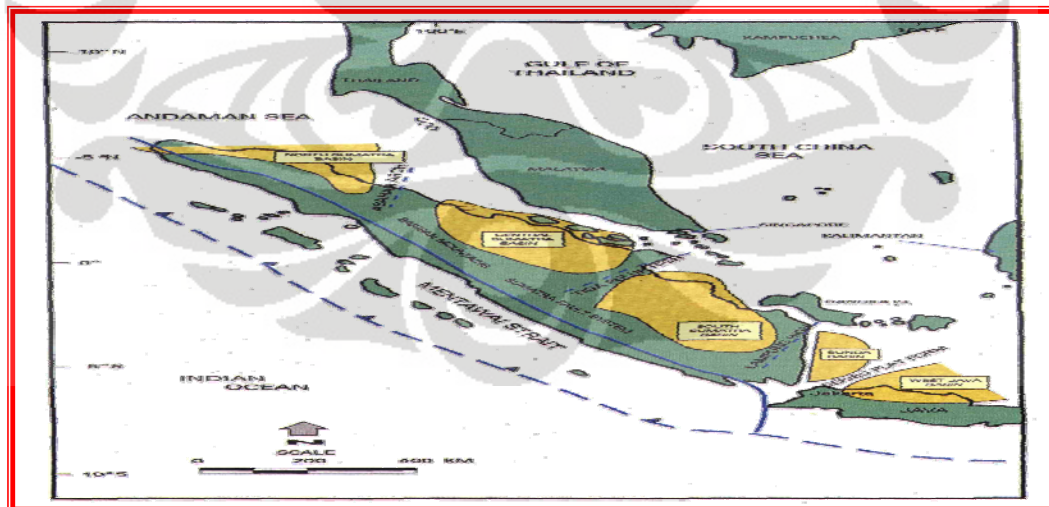


BAB II

TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI

2.1 Geologi Regional Cekungan Sumatra Tengah

Secara Fisiografi, Cekungan Sumatra Tengah (*Central Sumatra Basin*) merupakan Cekungan Belakang Busur (*Back Arc Basin*) yang relatif memanjang dari Barat Laut hingga ke Tenggara. Dimana Di bagian Barat Laut dibatasi oleh Busur Asahan, lalu pada bagian Barat Daya dibatasi oleh Sesar Sumatra (*Great Sumatra Fault*) yang ditandai dengan adanya pegunungan Bukit Barisan yang terbentuk dari batuan Pra Tersier. Sedangkan pada arah Tenggara dibatasi oleh Tinggian Tiga Puluh yang memisahkan cekungan Sumatra Tengah dengan Cekungan Sumatra Selatan. Dan pada arah Timur Laut dibatasi oleh Kraton Sunda.



Gambar 2.1 Lokasi Cekungan Sumatra Tengah dan batas-batasnya (Aulia, 1996)

Proses tektonik yang mempengaruhi cekungan Sumatra tengah terjadi selama tiga periode yaitu pada masa Eosen-Oligocene (50-26 Ma) dikenal dengan fase *rifting*, fase dimana terjadinya gaya regangan atau dikatakan sebagai tektonik ekstensional yang menyebabkan terjadinya *horst-graben*, namun dalam cekungan Sumatra tengah tumbukan yang terjadi antara lempeng samudera Hindia dengan lempeng benua Eurasia menyebabkan sistem rekahan yang menyebabkan terbentuknya *half-graben* yang nantinya akan menjadi tempat diendapkannya sedimen dari kelompok Pematang.

Lalu pada masa awal Miocene – pertengahan Miocene, yaitu fase *sagging* dimana proses sedimentasi berlangsung dengan tenang sehingga struktur yang terbentuk sesar geser *dextral* yang berarah utara-selatan dan pada masa ini cekungan Sumatra tengah mengalami transgresi dan sedimen-sedimen dari kelompok Sihapas diendapkan. Sedangkan pada masa Miocene hingga saat ini terjadi pembalikan struktur, atau disebut juga sebagai fase inversi akibat adanya gaya kompresi, dan juga mengalami masa regresi.

2.1.1 Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Tengah

Proses sedimentasi pada cekungan Sumatra tengah dapat dikelompokkan sebagai berikut:

Fase Tektonik Ekstensional (Rift)

Secara garis besar fase tektonik ekstensional ini diendapkan pada masa oligocene, sedimen pada fase ini dikelompokkan ke dalam kelompok Pematang yang dicirikan oleh lemahnya refleksi seismik dan amplitudo yang kuat pada data seismik menunjukkan bahwa kelompok ini berasosiasi dengan lingkungan lakustrin. Dimana pada awal fase ini proses sedimentasi yang terjadi dari sedimentasi klastika darat dan lakustrin yang ditunjukkan oleh formasi *Lower Red Bed* dan formasi *Brown Shale*. Ketika memasuki fase akhir, sedimentasi berubah sepenuhnya menjadi lingkungan lakustrin yang diendapkan oleh formasi pematang sebagai *Lacustrine Fill Sediments*.

a) Formasi *Lower Red Bed*

Tersusun oleh batulempung berwarna merah – hijau, batulanau, batupasir kerikilan dan sedikit konglomerat serta breksi yang tersusun oleh pebble kuarsit dan filit. Kondisi lingkungan pengendapan diinterpretasikan berupa alluvial braid-plain dilihat dari banyaknya muddy matrix di dalam konglomerat dan breksi.

b) Formasi *Brown Shale*

Formasi ini cukup banyak mengandung material organik, dicirikan oleh warna yang coklat tua sampai hitam. Tersusun oleh serpih dengan sisipan batulanau, di beberapa tempat terdapat selingan batupasir, konglomerat dan

paleosol. Ketebalan formasi ini mencapai lebih dari 530 m di bagian depocenter.

c) Formasi *Lake Fill/Upper Red Bed*

Tersusun oleh batupasir, konglomerat dan serpih. Komposisi batuan terutama berupa klastika batuan filit yang dominan, secara vertikal terjadi penambahan kandungan litoklas kuarsa dan kuarsit. Struktur sedimen gradasi normal dengan beberapa gradasi terbalik mengindikasikan lingkungan pengendapan *fluvial-deltaic*. Ketebalan formasi mencapai 600 m.

Fase Sag

Pada fase ini yang berlangsung pada masa awal Miocene, ditandai dengan episode transgresi yang tergolong dalam kelompok Sihapas dan ditutup dengan formasi Telisa sebagai akhir dari fase ini.

Kelompok Sihapas diendapkan secara tidak selaras di atas formasi Pematang dan terdiri dari empat formasi yaitu :

a) Formasi Menggala

Formasi paling tua di Kelompok Sihapas, diperkirakan berumur Miosen Awal. Litologinya tersusun atas batupasir halus sampai kasar yang bersifat konglomeratan. Lingkungan pengendapannya berupa *braided river* sampai

non – marine (Sukanta dan Kadar, 1997). Ketebalan formasi ini mencapai 1800 kaki.

b) Formasi Bangko

Berumur sekitar Miosen Awal. Formasi ini diendapkan secara selaras diatas Formasi Menggala. Litologinya berupa serpih abu-abu yang bersifat gampingan berselingan dengan batupasir halus sampai sedang. Lingkungan pengendapannya Eustuarin (Sukanta dan Kadar, 1997). Ketebalan formasi ini sekitar 300 kaki.

c) Formasi Bekasap

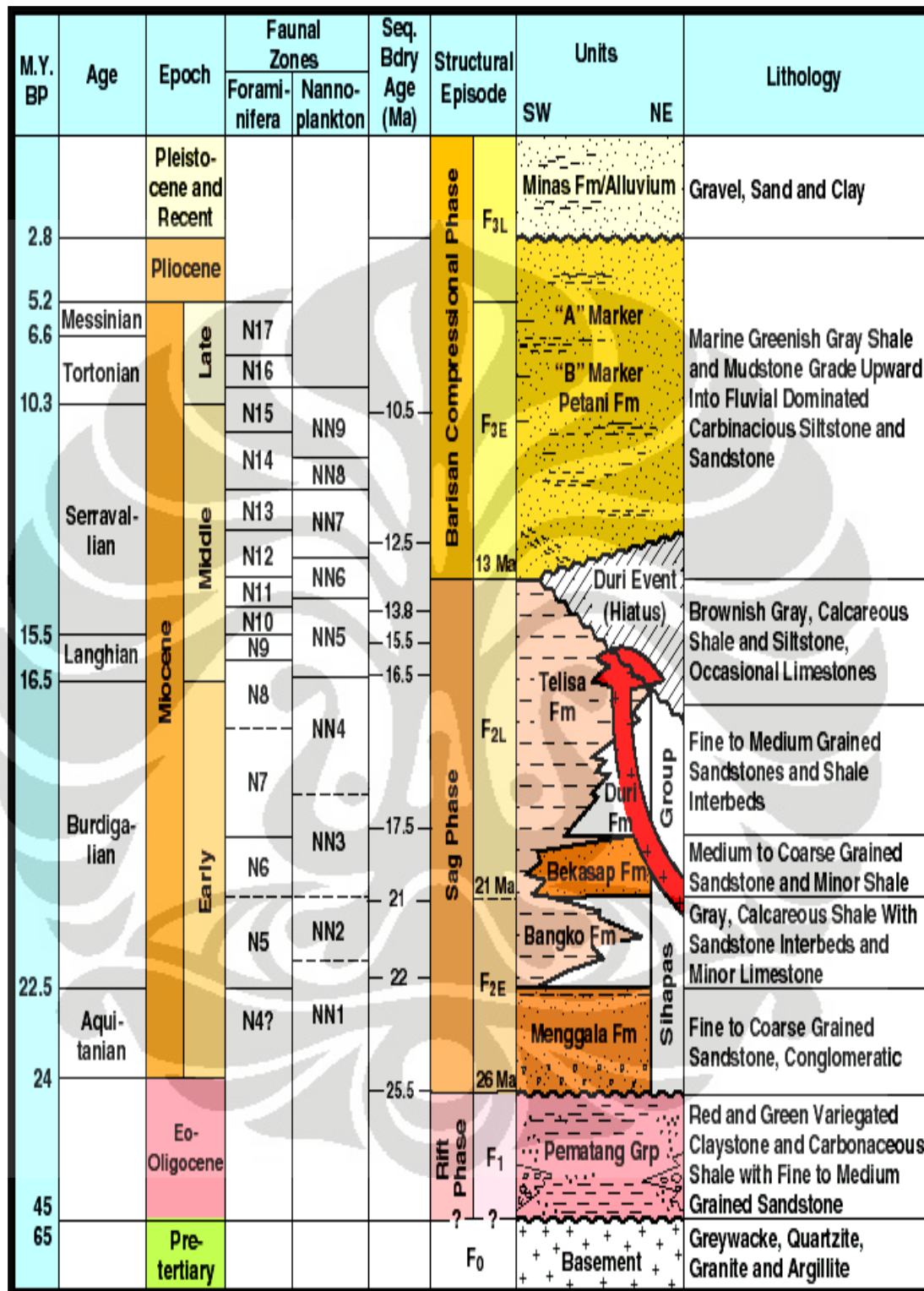
Mempunyai kisaran umur Miosen Awal. Formasi ini diendapkan secara selaras diatas Formasi Bangko. Litologi penyusunnya berupa batupasir dengan kandungan glaukonit di bagian atasnya serta sisipan serpih, batugamping tipis dan lapisan tipis batubara. Lingkungan pengendapan dari *estuarin, intertidal, inner – neritic* sampai *middle / outer* (Sukanta dan Kadar, 1997). Ketebalan formasi ini sekitar 1300 kaki.

d) Formasi Duri.

Bagian teratas dari Kelompok Sihapas. Formasi Duri diendapkan secara selaras diatas Formasi Bekasap dan diperkirakan berumur Miosen Awal. Litologinya berupa batupasir berukuran halus sampai medium diselingi serpih

dan sedikit batugamping. Lingkungan pengendapannya adalah *middle-outer Neritic* (Sukanta dan Kadar, 1997). Ketebalan formasi ini maksimum 900 kaki.

Formasi Telisa, formasi ini berumur Miosen Awal – Miosen Tengah terdiri dari sukseksi batuan sedimen yang didominasi oleh serpih dengan sisipan batu lanau yang bersifat gampingan, berwarna abu kecoklatan dan terkadang dijumpai batugamping. Lingkungan pengendapan formasi ini mulai neritic, sampai non – marine (Sukanta dan Kadar, 1997). Ketebalan Formasi Telisa sekitar 1600 kaki. Peristiwa yang cukup penting pada proses sedimentasi di cekungan Sumatra Tengah adalah adanya intrusi dari batuan beku berumur Miocene tengah (12-17 Ma) sesaat setelah adanya formasi Duri.



Gambar 2.2 Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah (Eubank & Makki, 1981)

Fase Kompresi Bukit Barisan

Terjadinya aktivitas tektonik yaitu pengangkatan Bukit Barisan yang menyebabkan ketidakselarasan regional, sehingga terjadi inversi struktur seperti sesar turun berubah menjadi sesar naik. Pada fase inilah diendapkan dua formasi hingga masa saat ini yaitu formasi Petani dan formasi Minas.

a) Formasi Petani

Berumur sekitar 12 Ma pada masa akhir Miocene, diendapkan secara tidak selaras diatas formasi duri dan formasi telisa. Litologinya terdiri dari batuan lempung berwarna abu-abu kehijauan yang mencirikan lingkungan *marine*, batuan mud yang mencirikan keadaan fluvial didominasi oleh batuan silt dan batuan pasir.

b) Formasi Minas

Berumur 2.5 Ma sampai saat ini pada masa Pleistocene, diendapkan secara tidak selaras diatas formasi Minas. Litologinya terdiri dari clay, gravel dan pasir yang berasal dari alluvium.

2.1.1 Kerangka Tektonik Cekungan Sumatra Tengah

Tumbukan yang antara Lempeng Samudera India dan Lempeng Eurasia secara *oblique* menghasilkan suatu *dextral wrenching stress* yang kuat dimana gaya tensional busur belakang tegak lurus terhadap batas lempeng, sedangkan yang arahnya *dextral* sejajar dengan batas lempeng.

Struktur geologi cekungan Sumatra Tengah memperlihatkan banyak karakter dari tektonik *wrench* (Gambar 2.2.) .

Menurut Eubank dan Makki (1981), cekungan Sumatra Tengah ini memiliki dua set sesar utama yaitu sesar dengan arah tren Utara-Selatan (Paleogen), dan sesar Barat Laut-Tenggara (Neogen Akhir). Pada zaman Tersier kedua set sesar ini aktif kembali. Pengendapan yang terjadi selama fase ekstensional Paleogen dengan pengendapan *continental clastics*, terutama pada *graben* dan *half graben*. Meski yang dominan adalah set sesar Utara-Selatan tetapi distribusi dari *red beds* pada Formasi Pematang dikontrol oleh kedua set sesar tersebut. Set lipatan Utara-Selatan merupakan struktur orde pertama dari *dextral wrenching stress*. Sesar yang ada merupakan hasil reaktivasi dimana sesar tersebut mempunyai dua tipe pergerakan. Dari data seismik, dapat diketahui bahwa kedua set sesar dikontrol oleh pergerakan *basement*.

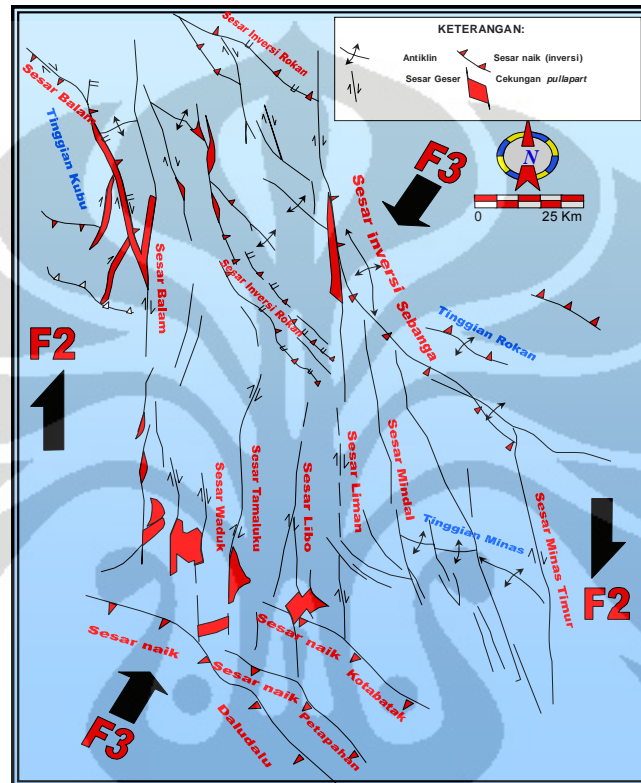
Cekungan Sumatra tengah mempunyai batuan dasar Pra-Tersier dangkal, dimana sedimen yang menutupinya mudah dipengaruhi tektonik batuan dasar serta dijumpai struktur. Sumatra Tengah mengalami beberapa deformasi yang kompleks dan mempengaruhi secara langsung distribusi batuan induk, perkembangan dan pembentukan reservoir serta struktur geologi. Menurut Heidrick dan Aulia (2003), secara geometris dan kinematis tektonik yang terjadi di Cekungan Sumatra Tengah terbagi tiga fase/episode.

Episode tektonik F0

Basement Pre-Tersier di Cekungan Sumatra Tengah terdiri dari lempeng-lempeng benua dan samudera yang berbentuk mosaik. Struktur tersebut terbentuk ketika lempeng-lempeng minor Mergui, Mallaca, dan Mutus menjadi satu dan membentuk lempeng Benua Sunda yang lebih besar (Pulunggono dan Cameron, 1984). Lempeng-lempeng minor yang menyusun batuan dasar Cekungan Sumatra Tengah terdiri dari lempeng Mergui yang tersusun oleh *graywacke*, Lempeng Mallaca yang tersusun oleh kuarsit dan filit, Lempeng Mutus yang tersusun oleh ofiolit dan metasedimen dan Kelompok Tapanuli yang tersusun oleh argilit, sekis, dan tuf.

Orientasi struktur pada batuan dasar memberikan efek pada lapisan sedimen Tersier yang menumpang di atasnya dan kemudian mengontrol arah ekstensi dan reaktivasi yang terjadi kemudian. Pola struktur tersebut disebut sebagai elemen struktur F0. Ada dua struktur utama pada *basement*. Pertama kelurusan utara-selatan yang merupakan sesar geser (*transform/wrench tectonic*) yang berumur Karbon dan mengalami reaktivasi selama Permo-Trias, Jura, Kapur, dan Tersier. Pada episode F0 struktur yang terjadi mulai dari Paleozoik Akhir sampai Mesozoik Akhir merupakan suatu multifase. Tinggian-tinggian yang terbentuk pada fase ini adalah Tinggian Mutiara, Kampar, Napuh, Kubu, Pinang, dan Ujung Pandang. Tinggian-tinggian tersebut menjadi batas yang penting pada pengendapan sedimen selanjutnya. Pada umumnya tinggian tersebut mempunyai panjang

50 km dengan arah $N 315^\circ \pm 15^\circ E$. Batuan dasar yang membentuk tinggian tersebut telah mengalami perulangan pelipatan dan persesaran selama deformasi Paleosen Akhir akibat tektonik inversi (transpersi dan kompresi).



Gambar 2.3 Kerangka struktur geologi yang berkembang pada fase F2 (*wrench fault*) dan fase F3 (*inversion structure*) di Cekungan Sumatra Tengah (Heidrick dan Aulia, 2003).

Episode tektonik F1

Episode tektonik F1 berlangsung pada kala Eosen-Oligosen (50 – 26 jtyl), terjadi akibat tumbukan Lempeng Hindia terhadap Lempeng Asia Tenggara pada sekitar 45 jtyl. Proses tersebut membentuk suatu sistem

rekahan trantensional (translasi dan ekstensi) yang memanjang ke arah selatan dari Cina bagian selatan ke Thailand dan ke Malaysia hingga Sumatra dan Kalimantan Selatan (Heidrick dan Aulia, 1993). Perekahan ini menyebabkan terbentuknya serangkaian struktur setengah graben di Cekungan Sumatra Tengah. Setengah graben tersebut selanjutnya menjadi danau tempat diendapkannya sedimen-sedimen dari Kelompok Pematang. Pada akhir episode F1 terjadi peralihan dari perekahan menjadi penurunan cekungan yang ditandai oleh pembalikan struktur yang lemah, denudasi dan pembentukan morfologi hampir rata (*penepain*). Hasil dari erosi tersebut berupa paleosol yang diendapkan di atas Formasi Upper Red Bed.

Episode tektonik F2

Berlangsung pada Miosen Awal sampai Miosen Tengah (26 – 13 jtyl). Pada awal episode ini atau akhir dari episode F1 terbentuk sesar geser manganan (*dextral fault*) yang berarah utara-selatan. Dalam episode ini Cekungan Sumatra Tengah secara umum mengalami transgresi dan sedimen-sedimen dari Kelompok Sihapas diendapkan, termasuk Formasi Duri.

Episode tektonik F3

Berlangsung pada Miosen Akhir sampai sekarang. Dalam episode ini atau akhir episode F2, Cekungan Sumatra Tengah secara umum mengalami regresi dan sedimen-sedimen Formasi Petani mulai diendapkan. Dalam

episode ini diendapkan secara tidak selaras Formasi Minas diatas Formasi Petani.

2.1.3 *Petroleum System* Cekungan Sumatra Tengah

Cekungan Sumatra Tengah memiliki lapangan minyak dan gas bumi, hal itu menunjukkan bahwa cekungan tersebut memenuhi syarat *petroleum system*, yaitu terdapat batuan induk, batuan reservoir, perangkap, lapisan tudung, dan waktu migrasi yang tepat.

1. Batuan Induk

Sebagian besar minyak dan gas bumi di Cekungan Sumatra Tengah dihasilkan oleh serpih kaya organik dari Formasi Brown Shale anggota Kelompok Pematang yang diendapkan pada lingkungan lacustrine selama Eo-Oligosen. Selain serpih kaya organik anggota Kelompok Pematang, serpih laut Formasi Telisa yang Miosen Awal sampai Miosen Tengah dimungkinkan juga berperan sebagai batuan induk pada lapangan di Sumatra Tengah salah satunya Lapangan Minas.

2. Batuan Reservoir dan Batuan Tudung

Kelompok Sihapas yang terbentuk pada Miosen Awal sampai Miosen Tengah merupakan reservoir utama Cekungan Sumatra Tengah. Anggota Kelompok Sihapas yang berfungsi sebagai reservoir adalah Formasi Menggala, Formasi

Bangko, Formasi Bekasap dan Formasi Duri (Heidrick dan Aulia, 2003). Batuan tudung dari reservoir Formasi Menggala adalah Formasi Bangko dengan litologinya serpih karbonatan. Batuan tudung reservoir Formasi Bekasap dan Formasi Duri berupa serpih Formasi Telisa (Heidrick dan Aulia, 1993).

3.Migrasi

Brown Shale dari Kelompok Pematang yang menjadi batuan induk mencapai kematangan suhu pada Miosen Akhir (10 *mA*). Pada bagian yang lebih dangkal dari graben, batuan induk ini matang pada Miosen Akhir (8 *mA*). Migrasi hidrokarbon dari batuan induk Kelompok Pematang menuju batuan reservoir terjadi mulai awal Miosen Akhir (Heidrick dan Aulia, 2003).

4.Perangkap

Jenis perangkap hidrokarbon pada Cekungan Sumatra Tengah pada umumnya merupakan perangkap struktur. Jenis perangkap struktur pada cekungan ini dapat dibedakan menjadi tiga jenis, yaitu:

1. Antiklin relief tinggi sampai sedang pada Miosen Tengah (13 *mA*) yang berarah N 10-25°W.
2. Lipatan-lipatan antiklin relief tinggi yang berjajar di sepanjang patahan yang terbentuk pada Miosen Tengah (13 *mA*).

3. Struktur pop up relief rendah yang terbentuk pada Miosen Awal dan Miosen Tengah (25-13 *mA*) (Heidrick dan Aulia, 2003).

Menurut Heidrick dan Aulia, (2003), sesar mendatar dekstral berarah utara-selatan di Cekungan Sumatra Tengah dapat membentuk struktur pop up (antiklin) pada sesar-sesar yang membelok ke kiri (left stepping). Struktur pop up tersebut dapat berperan sebagai jebakan hidrokarbon.

2.5 Geologi Daerah Penelitian.

Lapangan Sahmura adalah lapangan yang besar dan berproduksi tinggi, dengan cadangan minyak di tempat sebesar 1.1 trilyun barrel. Ada total 107 sumur pada lapangan bekasap, 77 diantaranya adalah sumur produksi, 16 sumur berfungsi sebagai sumur injeksi, ditambah 12 sumur yang sudah tidak aktif dan dua sumur sisa sebagai sumur disposal. Produksi semenjak produksi awal hingga tahun 1965 mencapai 460 miliar barrel.

Batu pasir endapan sungai dari bagian bawah formasi Menggala 2420 ft yang berkualitas tinggilah yang sampai saat ini masih menjadi cadangan potensial. Reservoir Bangko 2250 ft juga sangat berpotensi berdasarkan hasil permodelan yang ada. Dengan dukungan aquifer dari arah utara, sebagian besar cadangan yang ada terjebak dari patahan berarah barat daya, Dengan menjaga tekanan melalui teknik waterflood, telah meningkatkan produktivitas dari reservoir Bekasap dan Bangko interval. Batu pasir dari reservoir tersebut telah menjadi fokus utama bagi potensial lapangan bekasap saat ini maupun

di masa yang akan datang. Prediksi dari cadangan minyak yang tersisa hingga akhir tahun 2021 untuk daerah bekasap berkisar dari 78 hingga 95 MMBO. Ketebalan batu pasir rata-rata pada kedua reservoir Bangko 2250 maupun Menggala 2420 adalah 101.71 ft dan 44.81 ft.



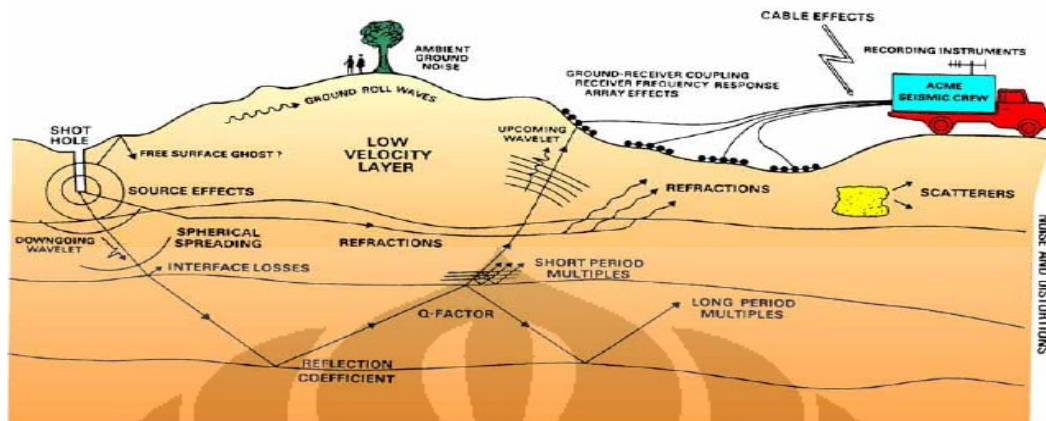
BAB III

TEORI DASAR

3.1 Konsep Seismik Refleksi

Metoda seismik refleksi merupakan metoda geofisika yang memanfaatkan gelombang pantul (refleksi) dari batuan di bawah permukaan. Hal ini dapat dilakukan dengan cara mengirimkan sinyal dalam bentuk gelombang ke dalam bumi, kemudian sinyal tersebut akan terpantulkan oleh batas antara dua lapisan, dan selanjutnya sinyal pantulan direkam oleh *receiver* (geofon atau hidrofon). Data yang dimanfaatkan dari gelombang pantul ini ialah waktu tempuh, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut. Selain hal tersebut variabel lain yang dapat dimanfaatkan ialah amplitudo, frekuensi dan fasa gelombang.

Gelombang seismik merambat melalui batuan sebagai gelombang elastik, yang mengubah energi menjadi gerakan partikel batuan. Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, muka gelombang akan terbagi. Sebagian akan terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan merambat dibawah permukaan bumi.



Gambar 3.1 Proses Seismik Refleksi (Brown, 1999)

Penjalaran gelombang seismik mengikuti Hukum Snellius yang dikembangkan dari Prinsip Huygens, menyatakan bahwa sudut pantul dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Jika gelombang P datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda akan menimbulkan gelombang refleksi dan refraksi. Sebagian energi gelombang akan dipantulkan sebagai gelombang P dan gelombang S, dan sebagian lagi akan diteruskan sebagai gelombang P dan gelombang S. Gambar 3.2 memperlihatkan peristiwa gelombang refleksi dan refraksi. Lintasan gelombang tersebut mengikuti Hukum Snellius, yaitu :

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{P_1}} = \frac{\sin \theta_1'}{V_{P_1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{P_2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{S_1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{S_2}} = p \quad (1)$$

dengan θ_1 = Sudut datang gelombang P θ_1' = Sudut pantul gelombang P

θ_2 = Sudut bias gelombang P ϕ_1 = Sudut pantul gelombang S

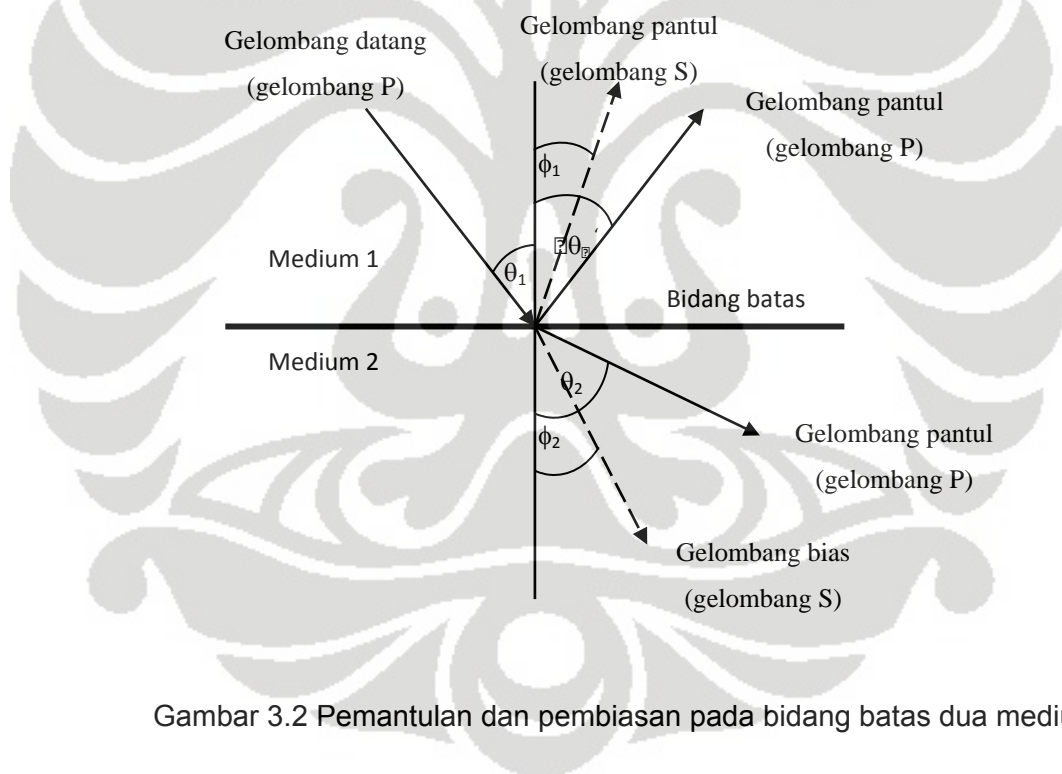
ϕ_2 = Sudut bias gelombang S ρ = Parameter gelombang

V_{P1} = Kecepatan gelombang P pada medium pertama

V_{P2} = Kecepatan gelombang P pada medium kedua

V_{S1} = Kecepatan gelombang S pada medium pertama

V_{S2} = Kecepatan gelombang S pada medium kedua



Gambar 3.2 Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium

3.2 Komponen Seismik Refleksi

Komponen yang dihasilkan disini adalah hal-hal yang dapat dihasilkan atau diturunkan (*derivative value*) dari parameter dan data dasar seismik refleksi.

3.2.1 Impedansi Akustik

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah impedansi akustik (IA) yang merupakan hasil perkalian antara densitas media rambat dan kecepatan media rambat, dinyatakan dalam rumus :

$$IA = \rho V \quad (2)$$

Dalam mengontrol harga IA, kecepatan mempunyai arti penting daripada densitas. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Sukmono, (1999) menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras ("hard rock") dan sukar dimampatkan, seperti batu gamping mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai IA rendah.

3.2.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan cerminan dari bidang batas media yang memiliki harga impedansi akustik yang berbeda. Untuk koefisien refleksi pada

sudut datang nol derajat, dapat dihitung menggunakan rumus sebagai berikut:

$$KR = \frac{(IA_2 - IA_1)}{(IA_2 + IA_1)} = \frac{(\rho_2 V_2) - (\rho_1 V_1)}{(\rho_2 V_2) + (\rho_1 V_1)} \quad (3)$$

Dimana : KR = Koefisien refleksi

IA₁ = Impedansi akustik lapisan atas

IA₂ = Impedansi akustik lapisan bawah

Persamaan (3) menunjukkan bahwa koefisien refleksi dapat berharga positif maupun negatif, tergantung pada besarnya impedansi akustik kedua medium yang bersangkutan dan nilai absolutnya tidak lebih dari 1.

3.2.3 Polaritas

Meskipun penggunaan kata polaritas hanya mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan dan tidak mempunyai makna khusus tersendiri, dalam rekaman seismik, penentuan polaritas sangat penting. *Society of Exploration Geophysicists* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut :

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidropon di air atau pergerakan awal ke atas pada geopon di darat.

2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada tape, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

Menggunakan konvensi ini, dalam sebuah penampang seismik dengan tampilan polaritas normal SEG kita akan mengharapkan :

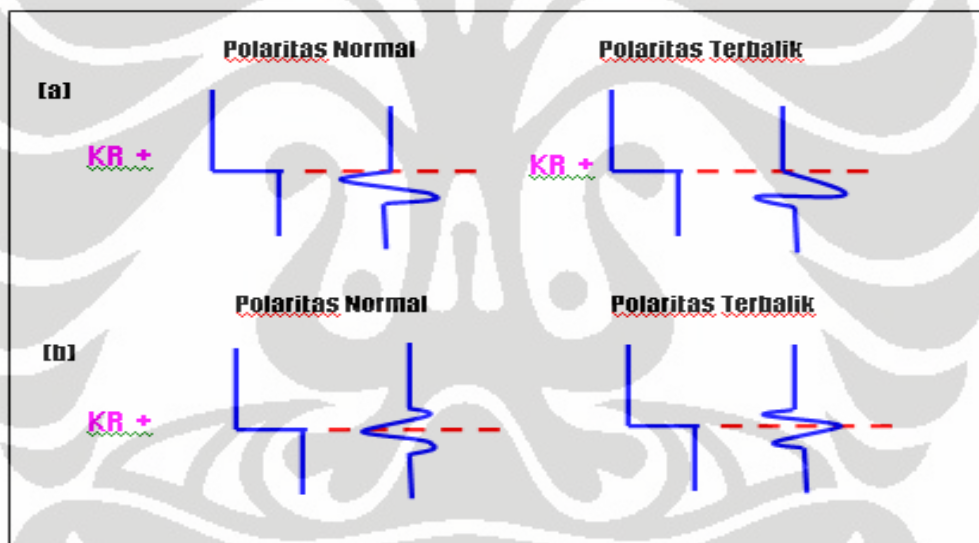
1. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, jika $IA_2 > IA_1$
2. Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik, jika $IA_2 < IA_1$

3.2.4 Fasa

Secara sederhana, pulsa seismik yang ditampilkan dalam sebuah penampang seismik dapat dikelompokkan menjadi dua tipe, yaitu fasa minimum dan fasa nol. Pulsa fasa minimum memiliki energi yang terkonsentrasi di awal, seperti umumnya banyak sinyal seismik. Bagaimanapun, analisis detail tipe pulsa minimum memiliki banyak variasi yang berbeda. Puncak atau palung pertama tidak harus memiliki amplitudo terbesar, dan *processing* biasanya menghasilkan setengah *cycle* pertama memiliki amplitudo yang sebanding, diikuti dengan *tail* yang sangat teratenuasi (menurun). Pulsa fasa nol, produk dari *processing wavelet* dan data vibroseis darat, telah menjadi sangat umum belakangan ini. Pulsa fasa nol terdiri dari puncak utama dan dua *side lobes* dengan tanda berlawanan dan amplitudo yang lebih rendah. Disini batas terletak pada pusat puncak dan

tidak pada onset seperti pada pulsa fasa minimum. Meskipun pulsa fasa nol hanya bersifat teoritis, tipe pulsa ini memiliki kelebihan sebagai berikut :

- Untuk spektrum amplitudo yang sama, sinyal fasa nol akan selalu lebih pendek dan beramplitudo lebih besar dari fasa minimum, sehingga *signal/noise ratio* akan lebih besar.
- Amplitudo maksimum sinyal fasa nol pada umumnya selalu berimpit dengan *spike* refleksi, sedangkan pada kasus fasa minimum, amplitudo maksimum tersebut terjadi setelah *spike* refleksi tersebut.



Gambar 3.3 Contoh konvensi polaritas menurut SEG (a) Fasa minimum; (b) Fasa nol (Badley, 1985)

3.2.5 Resolusi Vertikal Seismik

Resolusi adalah jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). Range frekuensi dari

seismik hanya antara 10-70 Hz yang secara langsung menyebabkan keterbatasan resolusi dari seismik.

Nilai dari resolusi vertikal adalah

$$rv = \text{kecepatan}/4.\text{frekuensi} \quad (3.4)$$

Dapat dilihat dari persamaan di atas bahwa hanya batuan yang mempunyai ketebalan di atas $\frac{1}{4} \lambda$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut ketebalan tuning (*tuning thickness*). Dengan bertambahnya kedalaman, kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil, maka ketebalan tuning bertambah besar

3.2.6 Wavelet

Wavelet adalah sinyal transien yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*.

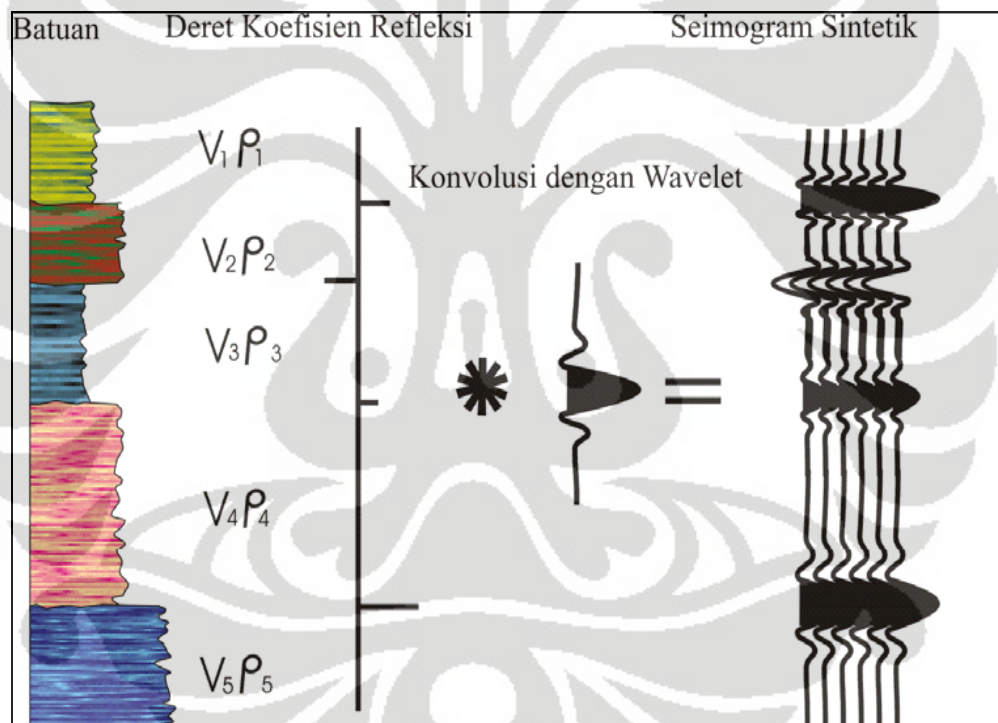


Gambar 3.4 Jenis-jenis *wavelet* 1) *Zero Phase Wavelet*, 2) *Maximum Phase Wavelet*, 3) *Minimum Phase Wavelet*, 4) *Mixed Phase Wavelet* (Sukmono, 1999)

3.2.7 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya dikonvolusikan dengan wavelet

Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, umur, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap trace seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif.

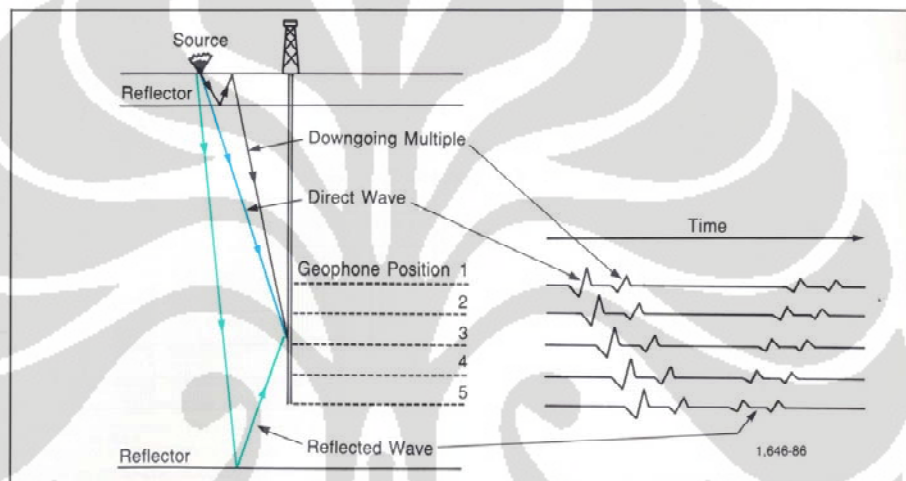


Gambar 3.5 Seismogram Sintetik yang Diperoleh dari Konvolusi RC dan *wavelet*

(Sukmono, 1999)

3.3 Survei Checkshot

Survei ini dilakukan bertujuan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman yang diperlukan dalam proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Prinsip kerja survey ini dapat dilihat pada gambar dibawah ini :



Gambar 3.6 Survei Checkshot (Sukmono, 2007)

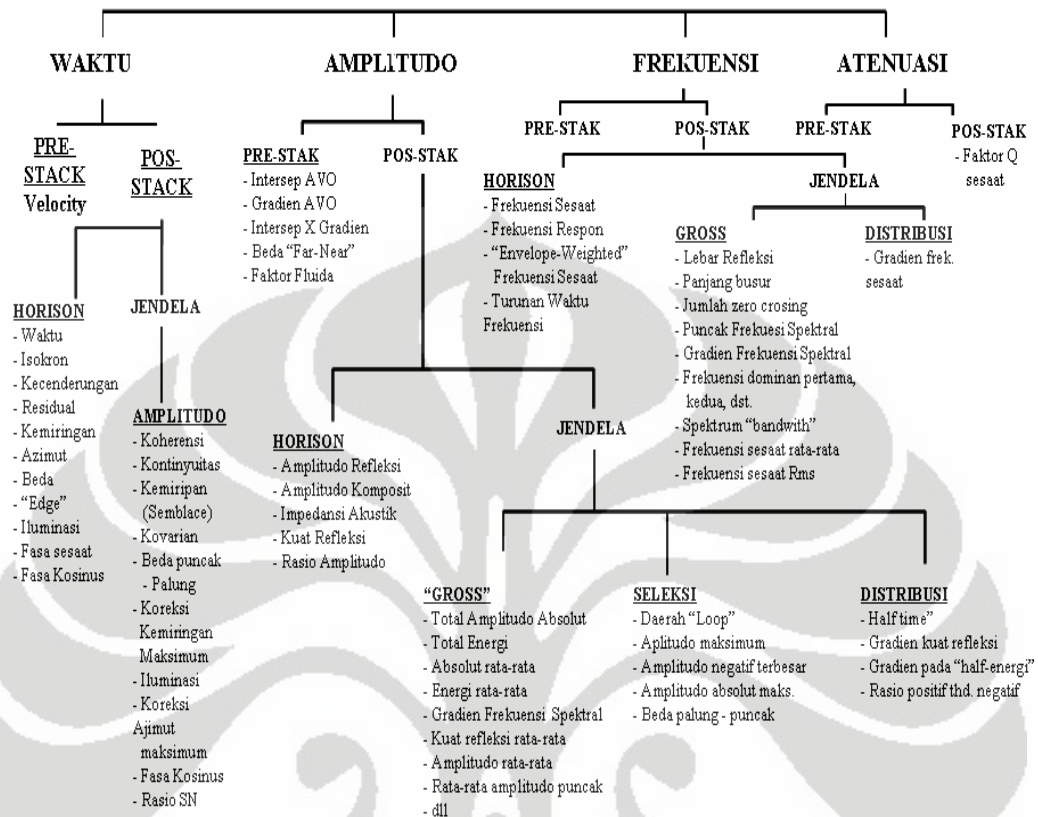
Survei ini memiliki kesamaan dengan akuisisi data seismik pada umumnya namun posisi geofon diletakkan sepanjang sumur bor, atau dikenal dengan survey Vertical Seismik Profiling (VSP). Sehingga data yang didapatkan berupa one way time yang dicatat pada kedalaman yang ditentukan sehingga didapatkan hubungan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

3.4 Seismik Atribut

Seismik atribut didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Sukmono, 2007). Dengan kata lain seismik atribut merupakan pengukuran spesifik dari geometri, dinamika, kinematika dan juga analisis statistik yang diturunkan dari data seismik.

Informasi awal dari penerapan seismik atribut adalah gelombang seismik konvensional yang kemudian diturunkan menjadi fungsi tertentu dengan manipulasi matematis, sehingga kita dapat memperoleh informasi atau gambaran yang dapat membantu kita dalam menginterpretasi suatu kondisi bawah permukaan.

Informasi utama dari seismik atribut adalah amplitudo, frekuensi, dan atenuasi yang selanjutnya akan digunakan sebagai dasar pengklasifikasian atribut lainnya. Semua horison dan bentuk dari atribut-atribut ini tidak bersifat bebas antara satu dengan yang lainnya, perbedaannya hanya pada analisis data pada informasi dasar yang akan berpengaruh pada gelombang seismik dan juga hasil yang ditampilkan (Sukmono, 2007). Informasi dasar yang dimaksud disini adalah waktu, frekuensi, dan atenuasi yang selanjutnya akan digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut (Brown, 1999).



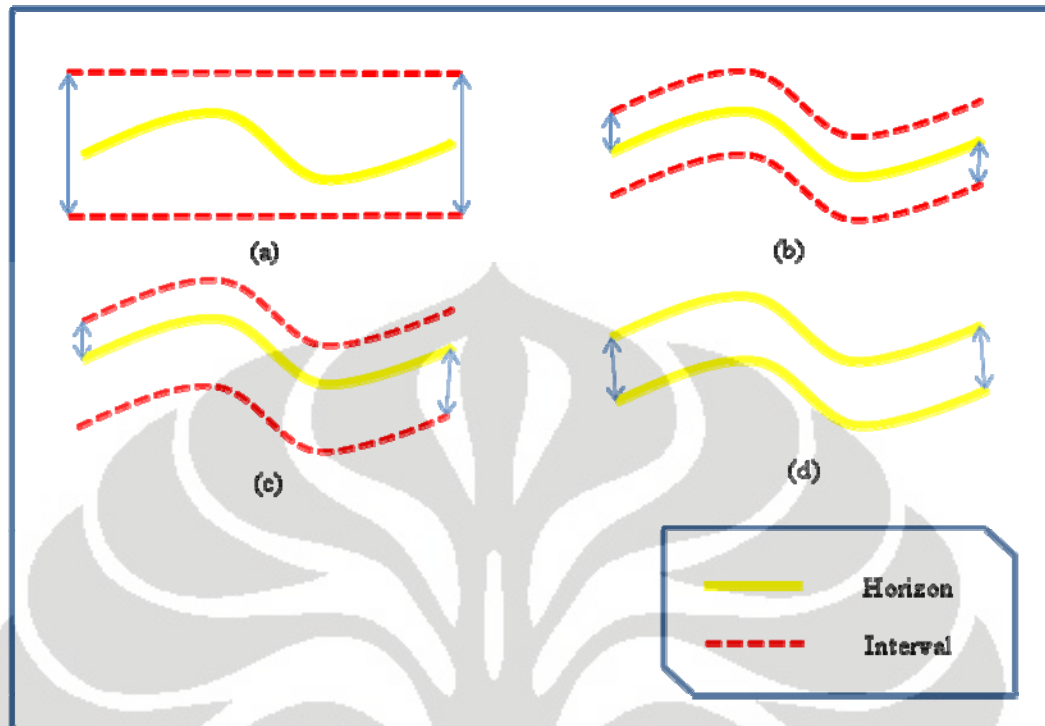
Gambar 3.7 Klasifikasi Atribut Seismik (Brown, 1999)

Secara umum, atribut turunan waktu akan cenderung memberikan informasi perihal struktur, sedangkan atribut turunan amplitudo lebih cenderung memberikan informasi perihal stratigrafi dan *reservoir*. Peran atribut turunan frekuensi sampai saat ini belum betul-betul dipahami, namun terdapat keyakinan bahwa atribut ini akan menyediakan informasi tambahan yang berguna perihal *reservoir* dan stratigrafi. Atribut atenuasi juga praktis belum dimanfaatkan saat ini, namun dipercaya bahwa atribut ini dimasa

datang akan berguna untuk lebih memahami informasi mengenai permeabilitas.

Atribut-atribut yang terdapat umumnya adalah atribut hasil pengolahan *post-stack* yang dapat diekstrak sepanjang satu horison atau dijumlahkan sepanjang kisaran *window* tertentu. Umumnya analisis *window* tersebut merupakan suatu interval waktu atau kedalaman yang datar dan konstan sehingga secara praktis tampilannya berupa suatu sayatan yang tebal, dan sering dikenal dengan sayatan statistika (Sukmono, 2007). Analisis *window* pada ekstraksi atribut dapat ditentukan dengan empat cara, yaitu :

- Analisis *window* konstan, yaitu dengan mengambil nilai interval yang selalu tetap dengan interval waktu/kedalaman yang selalu sama.
- Analisis *window* yang dipusatkan pada sebuah horison, yaitu dengan mengambil nilai interval mengikuti horison dengan lebar yang sama besar untuk bagian atas dengan bagian bawah dari horison tersebut.
- Analisis *window* dengan nilai tertentu pada horison, yaitu dengan nilai interval yang dapat ditentukan berbeda untuk bagian atas dan bagian bawah dari horison.
- Analisis *window* antar horison, dimana interval yang diambil dibatasi bagian atas dan bagian bawahnya, masing-masing oleh sebuah horison yang berbeda.



Gambar 3.8 (a) Analisis *window* konstan; (b) Analisis *window* yang dipusatkan pada horison; (c) Analisis *window* untuk bagian atas dan bawah horison; (d) Analisis *window* antar horison

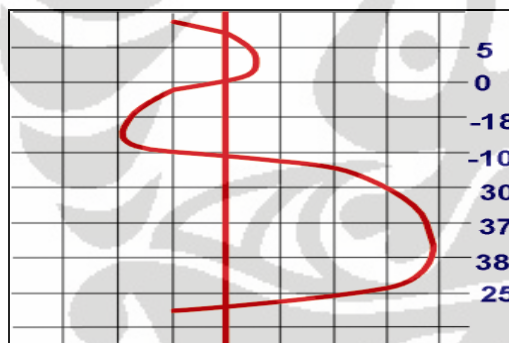
3.3.2 Atribut Amplitudo

Amplitudo adalah salah satu atribut dasar dari suatu trace seismik, Awalnya ketertarikan akan amplitudo terbatas pada keberadaannya, bukan kontras nilai pada time seismik yang digunakan untuk analisa struktur. Sekarang ini pemrosesan data seismik bertujuan untuk mendapatkan nilai amplitudo yang asli sehingga analisa stratigrafi dapat dilakukan. Amplitudo seismik dapat juga digunakan sebagai DHI (direct hydrocarbon indicator),

fasies dan pemetaan sifat-sifat reservoir. Perubahan nilai amplitudo secara lateral dapat digunakan untuk membedakan satu fasies dengan fasies lainnya, contohnya, lapisan concordant yang memiliki nilai amplitudo tinggi, sedangkan hummocky dicirikan oleh amplitudo yang rendah, dan chaotic memiliki amplitudo yang paling rendah dibandingkan ketiganya. Lingkungan yang didominasi oleh batu pasir juga memiliki nilai amplitudo yang lebih besar dibandingkan batuan serpih. Sehingga kita dapat memetakan penyebaran batu pasir dengan lebih mudah dengan peta amplitudo.

Jenis-jenis perhitungan atribut amplitudo yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

1. RMS amplitudo



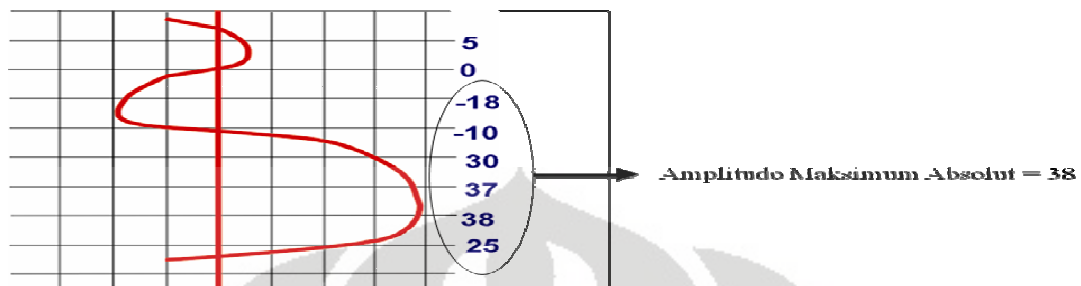
$$\text{RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2}$$

$$\text{RMS} = \sqrt{\frac{1}{8} (5^2 + 0^2 + \dots + 38^2 + 25^2)}$$

$$\text{RMS} = 24.46$$

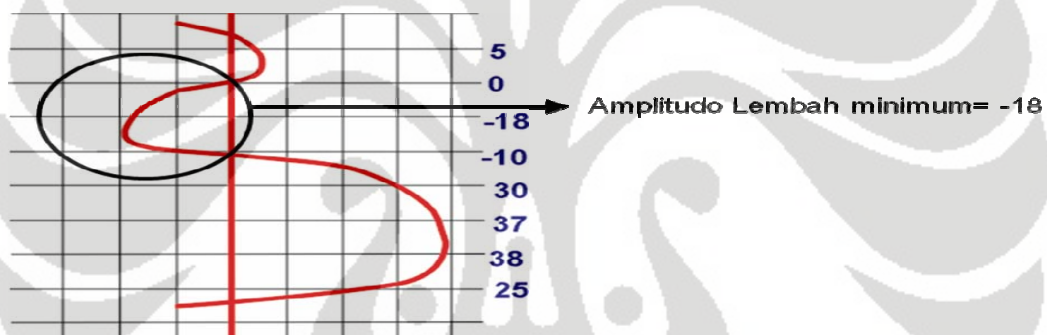
(Modifikasi dari Sukmono, 2007)

2. Amplitudo maksimum absolut



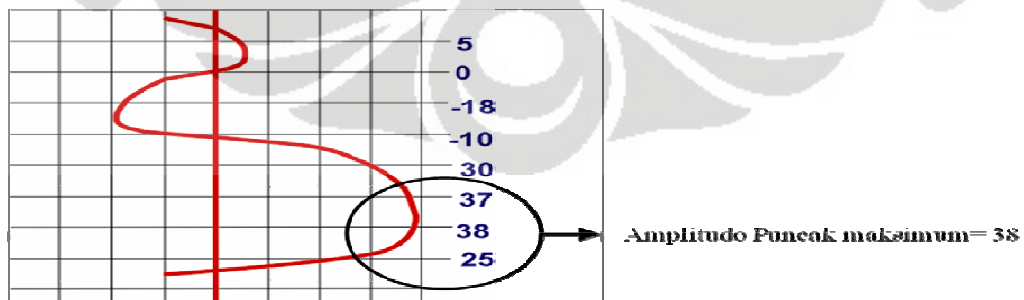
(Modifikasi dari Sukmono, 2007)

3. Amplitudo lembah minimum



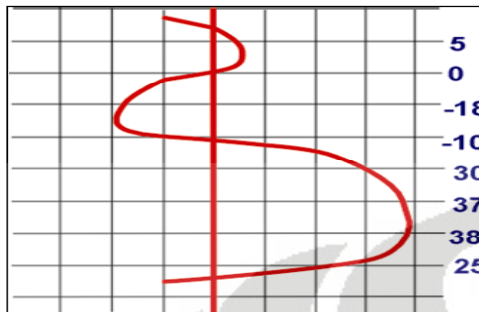
(Modifikasi dari Sukmono, 2007)

4. Amplitudo puncak maksimum



(Modifikasi dari Sukmono, 2007)

5. Rata-rata Absolut



$$\text{Rata-Rata Absolut} = \left| \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i \right|$$

$$= |1/8 (5+0+(-18)+(10)+30+37+38+25)|$$

$$= 13.375$$

(Modifikasi dari Sukmono, 2007)

3.3 Tinjauan Umum Well-logging

Pekerjaan pengukuran listrik (electrical logging) bertujuan untuk mengetahui parameter-parameter fisik dari suatu batuan. Parameter-parameter tersebut dapat diperoleh dari beberapa macam pengukuran tergantung pada parameter fisik yang ingin diketahui. Secara umum log elektrik terbagi menjadi :

1. Log Radioaktif yang terdiri dari Log Sinar Gamma, Log Neutron dan Log Densitas.
2. Log Listrik yang terdiri dari Log Tahanan Jenis dan Log Spontaneus Potensial.
3. Log Sonik
4. Log lain seperti Log Dipmeter, Log Temperatur, Log Kaliper.

3.3.1 Log Sinar Gamma (Gamma Ray)

Nilai kurva Log Gamma Ray tergantung dari banyaknya nilai radioaktif yang terkandung dalam suatu formasi batuan. Pada batuan sedimen, batuan yang banyak mengandung unsur radioaktif (K, Th, U) adalah serpih dan lempung. Oleh karena itu, besarnya nilai kurva tergantung dari banyaknya kandungan serpih atau lempung pada batuan.

3.3.2 Log Densitas

Prinsip kerja log ini adalah memancarkan sinar gamma energi menengah ke dalam suatu formasi sehingga akan bertumbukan dengan elektron-elektron yang ada. Tumbukan tersebut akan menyebabkan hilangnya energi sinar gamma yang kemudian dipantulkan dan diterima oleh detektor yang akan diteruskan untuk direkan ke permukaan. Hal ini mencerminkan fungsi dari harga rata-rata kerapatan batuan.

Kegunaan dari Log Densitas yang lain adalah menentukan harga porositas batuan, mendeteksi adanya gas, menentukan densitas batuan dan hidrokarbon serta bersama-sama log neutron dapat digunakan untuk menentukan kandungan lempung dan jenis fluida batuan.

3.3.3 Log Sonik

Log Sonik adalah log yang bekerja berdasarkan kecepatan rambat gelombang suara. Gelombang suara yang dipancarkan ke dalam suatu

formasi kemudian akan dipantulkan kembali dan diterima oleh penerima. Waktu yang dibutuhkan gelombang suara untuk sampai ke penerima disebut interval transit time. Besarnya selisih waktu tersebut tergantung pada jenis batuan dan besarnya porositas batuan sehingga log ini bertujuan untuk mengetahui porositas suatu batuan dan selain itu juga dapat digunakan untuk membantu interpretasi data seismik, terutama untuk mengkalibrasi kedalaman formasi. Log ini bertujuan untuk menentukan jenis batuan terutama evaporit. Pada batuan yang sarang maka kerapatannya lebih kecil sehingga kurva log sonik akan mempunyai harga besar seperti pada serpih organik atau lignit. Apabila batuan mempunyai kerapatan yang besar, maka kurva log sonik akan berharga kecil seperti pada batugamping.

BAB IV

DATA DAN PENGOLAHAN DATA

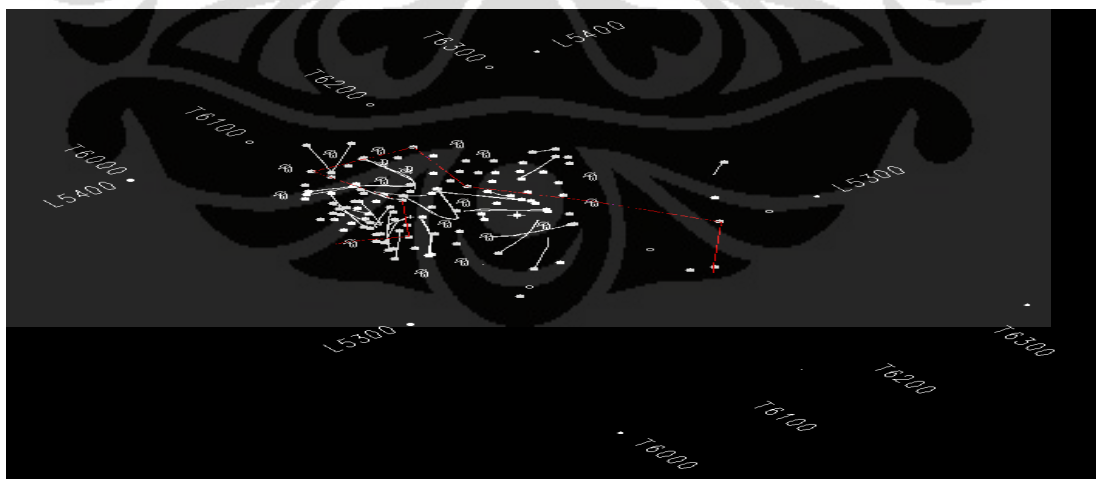
4.1 Persiapan data

Data dan informasi yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

1. Data Seismik 3D

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

- a. Jumlah inline : 175 (5225 – 5400)
- b. Jumlah crossline : 340 (6000 – 6340)
- c. Sampling rate : 2 ms



Gambar 4.1 Peta Dasar Penelitian

2. Data Sumur

Daerah penelitian merupakan daerah yang sudah berkembang dengan baik sehingga sudah memiliki banyak sumur, dimana data sumur yang digunakan yaitu sebanyak 137 Sumur terdiri dari 100 sumur vertikal, 7 sumur direksional dan 30 sumur horizontal dengan data log yang digunakan untuk masing-masing sumur dalam penelitian ini adalah Log densitas dan log resistivitas untuk pengikatan data sumur dengan data seismik, data gamma ray, data resistivity untuk penentuan korelasi marker sumur.

3. Data Checkshot

Kegunaan data checkshot adalah untuk mendapatkan hubungan antara time-depth yang kemudian digunakan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik. Data checkshot yang ada berjumlah 9 data, yang digunakan untuk mendapatkan hubungan waktu-kedalaman antara data sumur dan data seismik. Dari keseluruhan data sumur yang ada digunakan 9 sumur yang memiliki data checkshot, Yaitu sumur-sumur sebagai berikut :

- | | |
|--------|--------|
| 1. #48 | 6. #81 |
| 2. #50 | 7. #82 |
| 3. #52 | 8. #84 |
| 4. #65 | 9. #85 |
| 5. #67 | |

4. Informasi Geologi

Informasi geologi yang dibutuhkan adalah geologi regional, stratigrafi dan petroleum system daerah penelitian.

4.2 Pengolahan Data

4.2.1 Tahapan Pengerjaan.

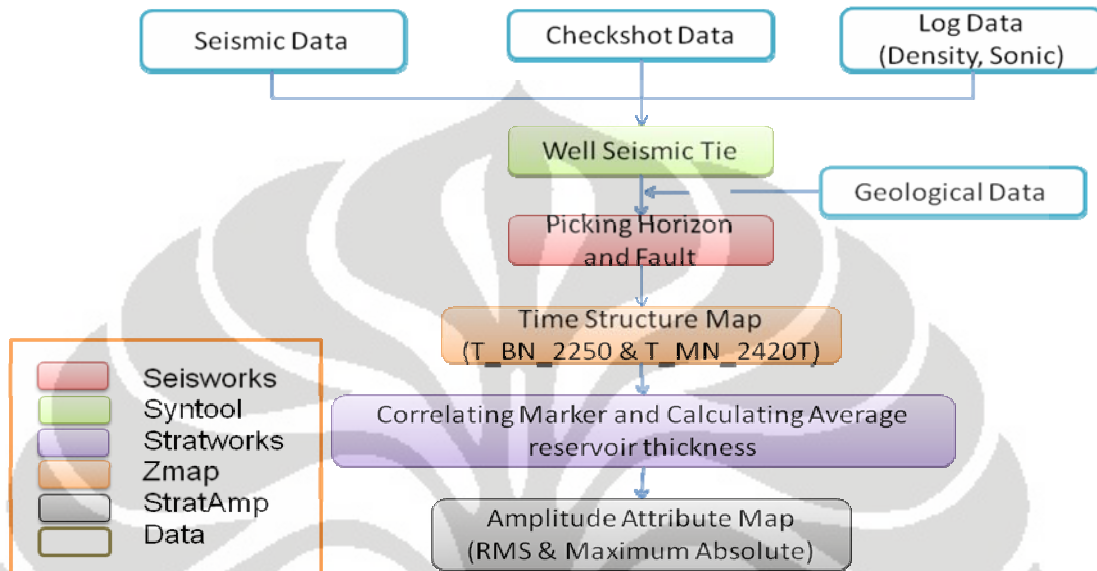
Ekstraksi Wavelet, Synthetic Seismogram, Well-Seismik tie, dilakukan pembuatan wavelet berdasarkan data seismik yang berada di dekat sumur. Berdasarkan jenis wavelet yang telah kita ekstraksikan dan koefisien refleksi yang ditunjukkan oleh data sumur yang ada dilakukan proses penggabungan antara data sumur yang berupa fungsi kedalaman dengan data seismik yang merupakan fungsi waktu.

Korelasi Marker sumur, yaitu penentuan marker yang akan dianalisa lebih lanjut berdasarkan data sumur yang ada.

Picking Horizon dan fault, proses pemetaan struktur suatu permukaan pada data seismik.

Penentuan jenis atribut dan parameter yang akan digunakan dalam memetakan penyebaran batu pasir.

Pembuatan peta penyebaran batu pasir, dengan menggunakan analisa amplitudo atribut dari peta struktur yang telah dibuat sebelumnya.

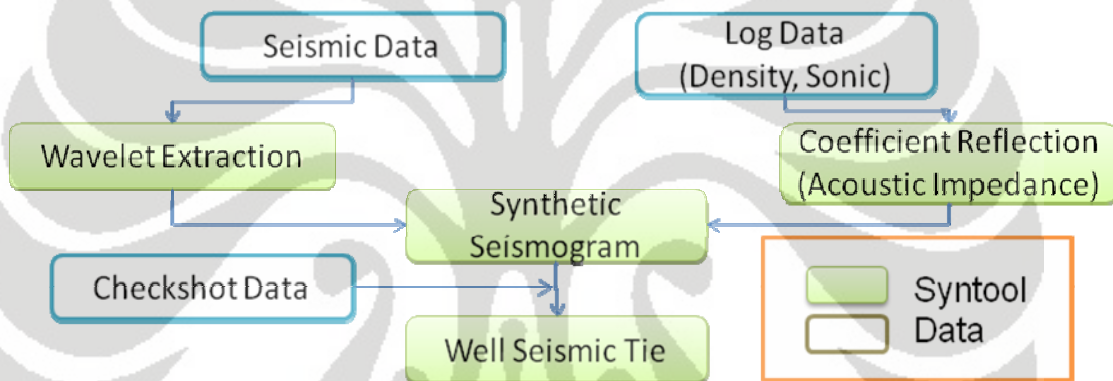


Gambar 4.2 Diagram Alir Penelitian

4.2.2 Well Seismic Tie

Well seismik tie dilakukan untuk mengintegrasikan data sumur yang berada di koridor kedalaman dengan data seismik yang berada pada koridor waktu, sehingga dapat digabungkan data marker dari sumur untuk penentuan horizon pada data seismik. Langkah awalnya adalah dengan menentukan wavelet yang yang dapat mewakili hubungan antara data seismik dengan data sumur. Lalu wavelet yang digunakan dalam penelitian ini adalah menggunakan wavelet trapezoid, yaitu wavelet yang dihasilkan melalui

proses filter waktu yang menggunakan parameter dan fase yang mewakili respon seismik pada sumur tersebut. dimana hasil ekstraksinya dikonvolusikan dengan koefisien refleksi yang merepresentasikan perbedaan nilai impedansi akustik dari analisa data log sonic dan log density. Dengan adanya tabel konversi waktu-kedalaman yang didapatkan dari hasil survey checkshot, maka pengikatan data sumur dengan data seismik disempurnakan dengan adanya time shifting dan penyesuaian fase.



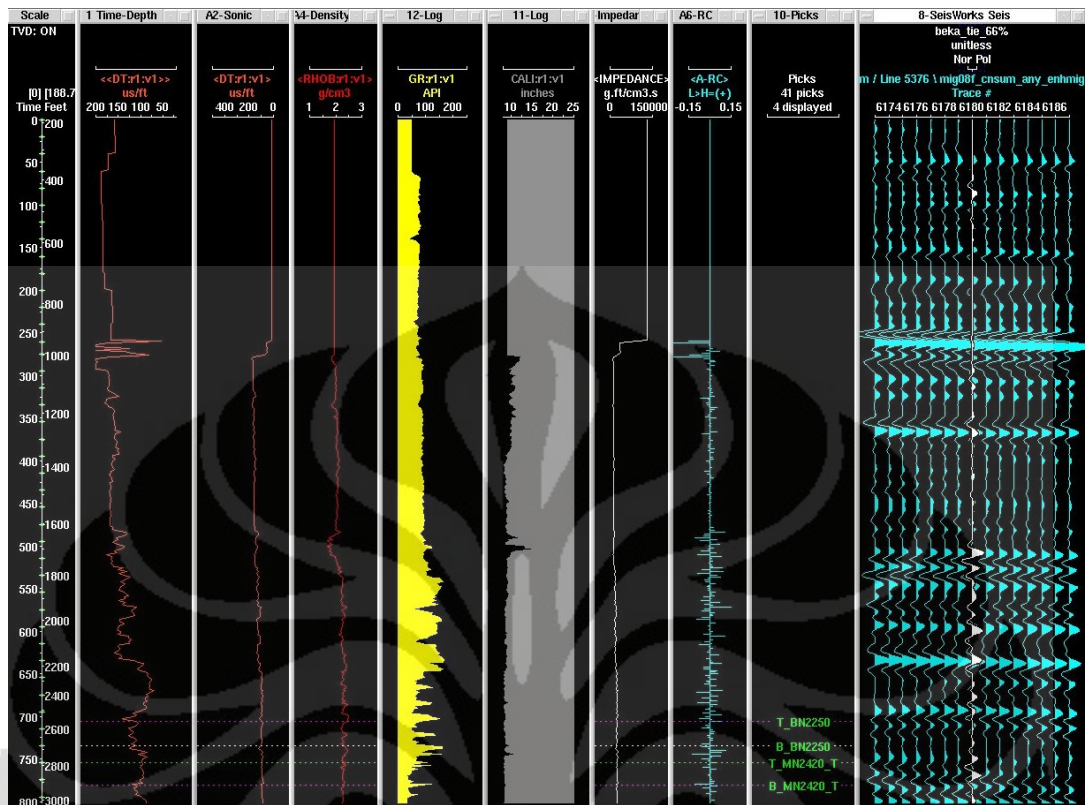
Gambar 4.3 Diagram Alir Well-Seismic Tie

Pada kesembilan sumur tersebut dilakukan proses ekstraksi wavelet dimana window yang digunakan pada proses ini, berkisar 300 -400 ms dari marker interest yang akan dianalisa lebih lanjut. Setelah didapatkan wavelet yang representative, maka didapatkan synthetic seismogram yang mewakili sumur-sumur tersebut. Dan dengan adanya konversi waktu-kedalaman

dilakukanlah proses pengikatan pada masing-masing sumur yang ditunjukkan oleh tabel berikut

Tabel 1 *Well-seismic tie* data dari Sembilan sumur.

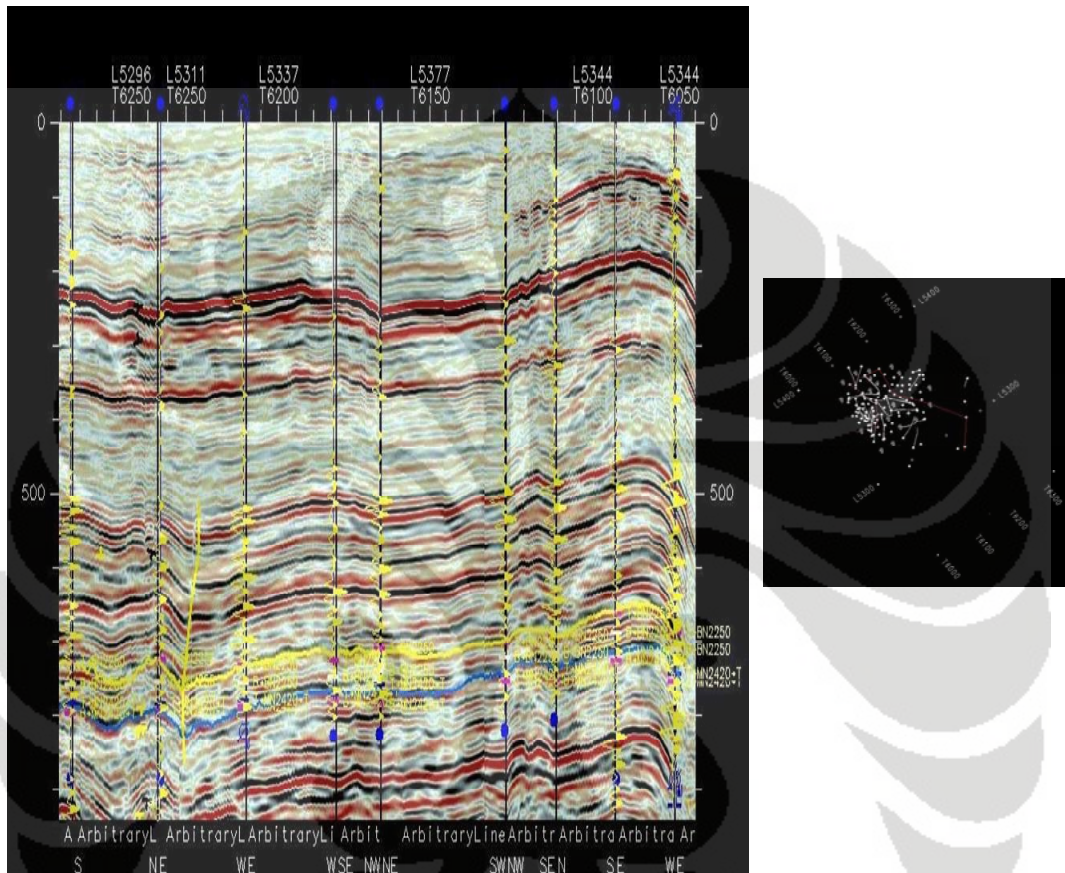
Sumur	Koefisien		Keterangan
	Korelasi	<i>Window</i>	
#84	61%	600 - 974	Dekat <i>fault</i> , kemiringan curam
#65	61%	600 - 1068	Lag time 15 ms
#81	64%	600 - 928	Lag time 12 ms
#82	61%	600 - 940	Lag time 12 ms
#67	66%	600 - 954	Lag time 15 ms
#85	66%	600 - 942	Lag time 5.7 ms
#48	54%	600 - 952	Lag time 22 ms
#52	55%	600 - 1054	Lag time 25.4 ms
#50	48%	600 - 936	Lag time 34.7 ms



Gambar 4.4 Well-Seismic Tie pada sumur #67 menggunakan metoda time variant filter menghasilkan nilai koefisien korelasi mencapai 66%

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



Gambar 4.5 Penampang Seismik yang telah dilakukan Well Seismic Tie

4.2.3 Korelasi Marker Sumur

Pada penelitian ini, marker yang digunakan adalah marker T_BN2250-B_BN2250 dengan T_MN2420-B_MN2420T dimana kedua batu pasir tersebut yang hingga saat ini diduga sebagai reservoir potensial pada

lapangan penelitian ini. Marker T_BN2250 direpresentasikan oleh perselingan batu pasir halus hingga sedang dengan perselingan batu serpih ditandai dengan adanya formasi bekasap yang diendapkan selaras dengan ciri yang khas adalah adanya lapisan tipis batubara, respon gamma ray dapat dilihat bahwa banyaknya shaly sand antara batas atas dan bawah batu pasir ini. Sedangkan Marker T_MN2420T yang secara umum, batu pasir pada formasi menggala terlihat blocky, dan marker ini ditandai dengan adanya batu pasir yang karakteristik gamma ray bertipe fining upward di atasnya dan juga ditunjukkan dengan adanya respon gamma ray log yang sangat blocky.

4.2.4 Picking Horizon dan Fault

Informasi mengenai keadaan struktur geologi daerah penelitian meliputi jenis dan arah penyebaran suatu batuan *reservoir* sangat dibutuhkan sebelum melakukan *picking* horison. Hal ini penting karena adanya struktur sesar atau patahan dapat mengakibatkan perbedaan waktu tempuh gelombang pada horison yang sama. Selain itu dengan melakukan penelusuran struktur terlebih dulu akan memudahkan dalam melakukan *picking* horison. Penelusuran struktur dilakukan dengan melihat arah dan kecenderungan struktur itu sendiri.

Picking sesar dilakukan terlebih dahulu sebelum dilakukan *picking* horison, karena *picking* horison harus berhenti pada bidang sesar guna mendapatkan nilai *heaves* (sobekan). Oleh karenanya, *picking* sesar akan lebih baik dilakukan terlebih dahulu sebelum *picking* horison. Sesar

merupakan rekahan pada batuan yang telah mengalami pergeseran, sehingga sesar dalam seismik ditunjukkan dengan terpotongnya horison seismik oleh bidang sesar.

Picking sesar dilakukan mulai dari pergeseran horison yang nampak jelas dan diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertikal. *Picking* sesar dengan pergeseran yang kurang jelas sangat bersifat interpretatif, sehingga setiap orang dapat melakukan dengan hasil yang berbeda-beda.

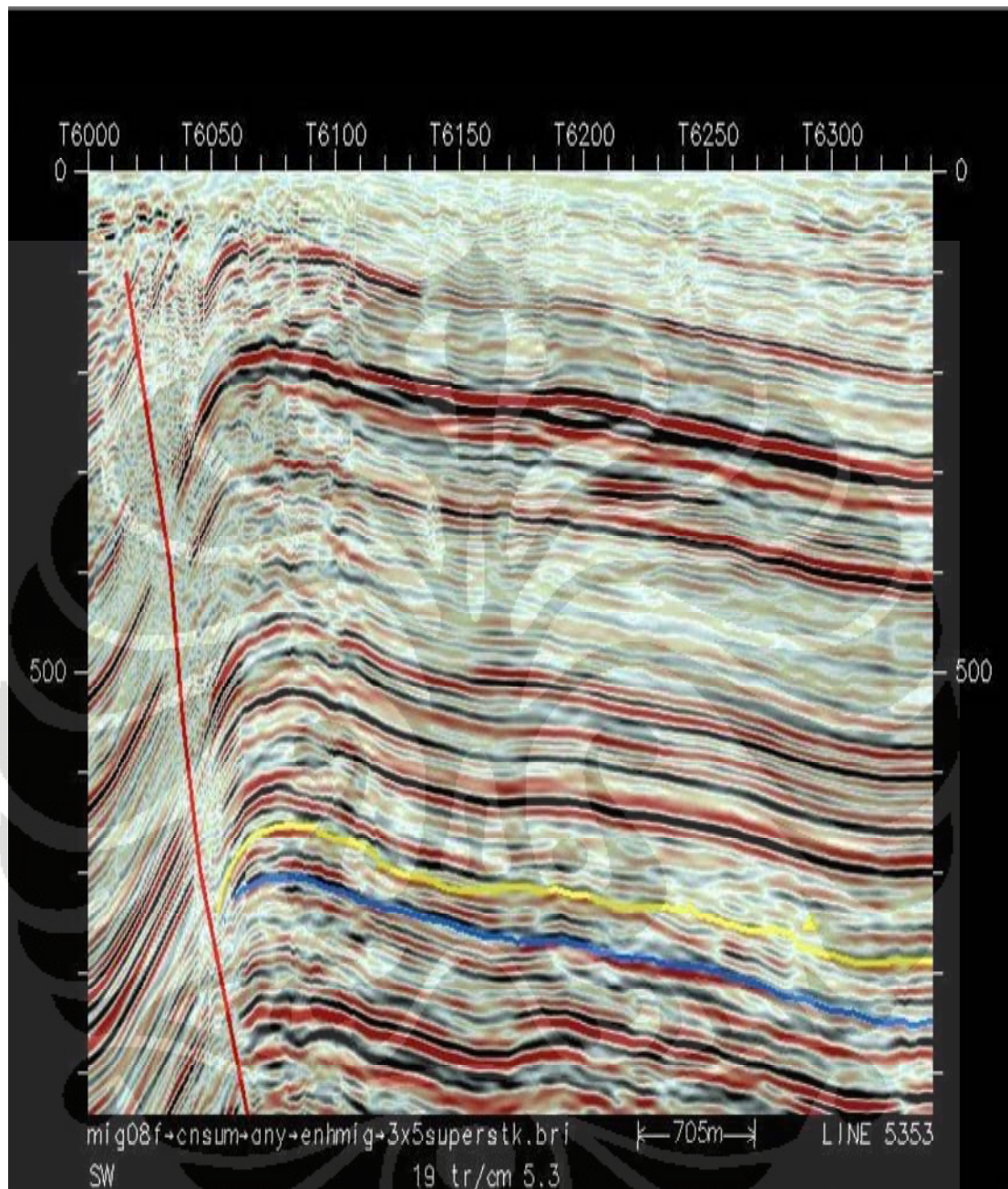
Penentuan indikasi sesar atau patahan dicirikan oleh kriteria sebagai berikut :

- Diskontinuitas horison atau meloncatnya (dislokasi) kemenerusan refleksi horison secara tiba-tiba.
- Perubahan kemiringan horison secara mendadak.
- Terjadinya penebalan atau penipisan lapisan diantara dua horison.
- *Fault shadow*, yaitu rusaknya data di daerah (zona) tersesarkan.
- Kuat atau lemahnya refleksi karena perbedaan densitas pada blok patahan

Setelah selesai dilakukan *picking* sesar, langkah selanjutnya adalah *picking* horison. Horison yang telah dipicking pada lintasan awal menjadi acuan untuk penarikan horison pada lintasan yang berpotongan. Misalnya, pada tahap awal *picking* dilakukan pada lintasan *inline*, maka lintasan yang memotongnya secara *crossline* mengikuti hasil *picking* yang awal.

Kemenerusan horison yang sama pada lintasan *inline* dan *crossline* akan mengindikasikan hasil penarikan horison yang konsisten.

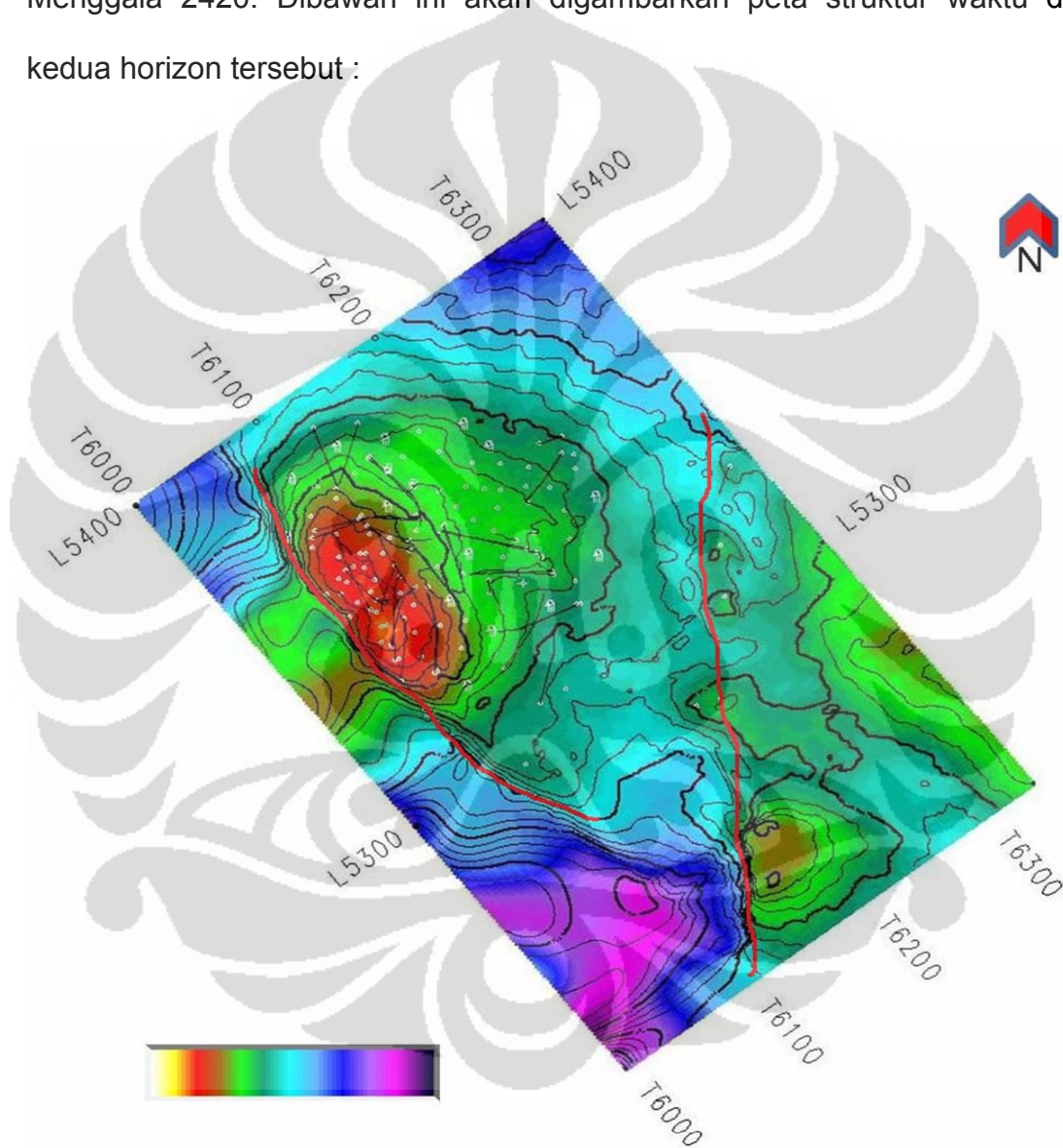
Penarikan horison seismik yang akan diinterpretasi pertama kali seharusnya dilakukan dengan menampilkan penampang seismik dan log sumur yang telah dilakukan pengikatan (*well-seismic tie*) sebelumnya. Setelah ditentukan interval penelitian pada penampang seismik yang sesuai dengan data log sumur, maka langkah selanjutnya yaitu melakukan *picking marker* untuk penentuan horison. Penarikan horison seismik dilakukan dengan membuat *picking* pada batas atas (*top*) dan batas bawah (*bottom*) kedua *reservoir* yang diteliti. Penelusuran kemenerusan horison seismik dilakukan melalui pengamatan yang umum terhadap karakter refleksi dan perubahan Impedansi Akustik (IA). Horizon yang dipetakan dalam penelitian kali ini adalah T_BN2250 dan T_MN2420T



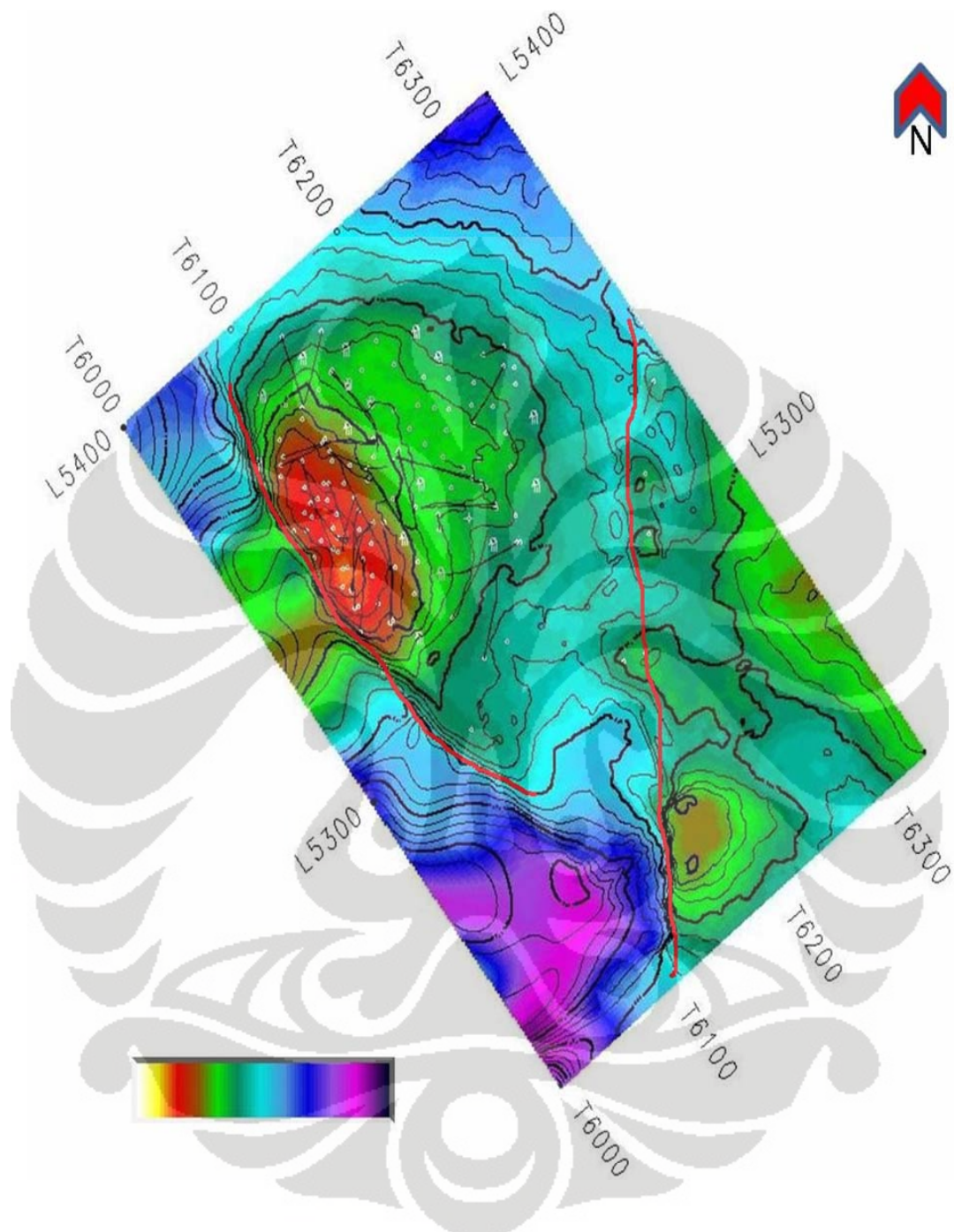
Gambar 4.6 Picking Sesar dan horizon Top Formasi Bangko 2250 (Kuning) dan Menggala 2420 T (Biru)

4.3 Pemetaan Bawah Permukaan

Pemetaan yang dilakukan dalam penelitian ini adalah peta kontur struktur waktu dari horizon Top Formasi Bangko 2250 dan Top Formasi Menggala 2420. Di bawah ini akan digambarkan peta struktur waktu dari kedua horizon tersebut :



Gambar 4.7 Peta Struktur Waktu Top Formasi Bangko 2250



Gambar 4.8 Peta Struktur Waktu Top Formasi Menggala 2420T

4.4 Atribut amplitudo seismik.

Proses ini dilakukan berdasarkan peta struktur waktu yang dihasilkan dari hasil picking horizon sebelumnya. Dimana hal yang penting dari pembuatan amplitudo atribut analisa window adalah penentuan lebar window itu sendiri, sampling rate dari data seismik dan juga jenis atribut yang kita gunakan dalam penelitian ini.

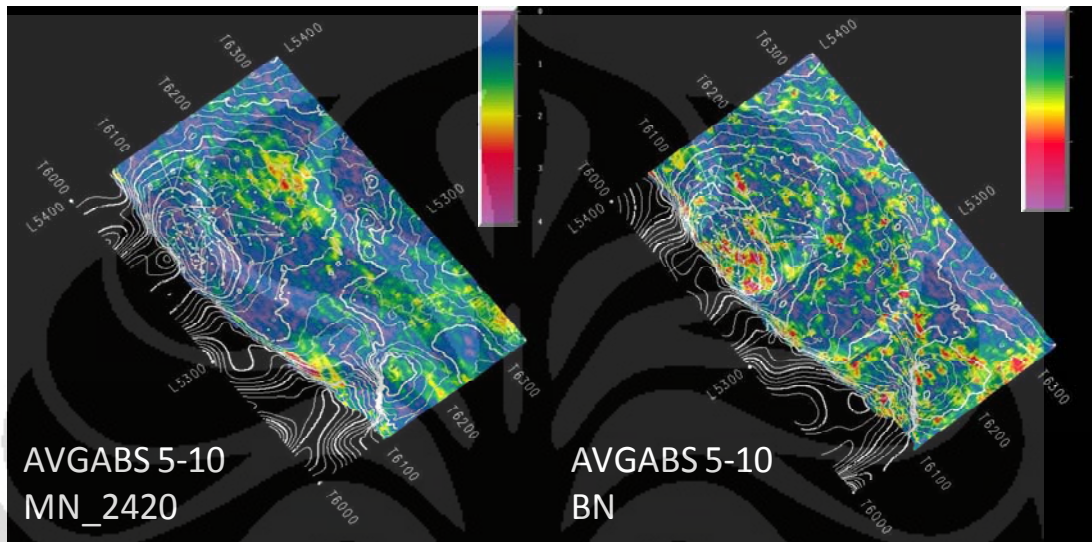
Pada penelitian ini, data seismik 3D yang digunakan memiliki sampling rate 2 ms, sehingga factor ini dianggap konstan. Sedangkan penentuan lebar window didasarkan atas tebal batu pasir BN_2250 dan MN_2420 yang dapat dilihat pada Lampiran.

Lalu dengan parameter-parameter yang telah disebutkan diatas, dilakukan pembuatan peta amplitudo atribut beberapa jenis yaitu :

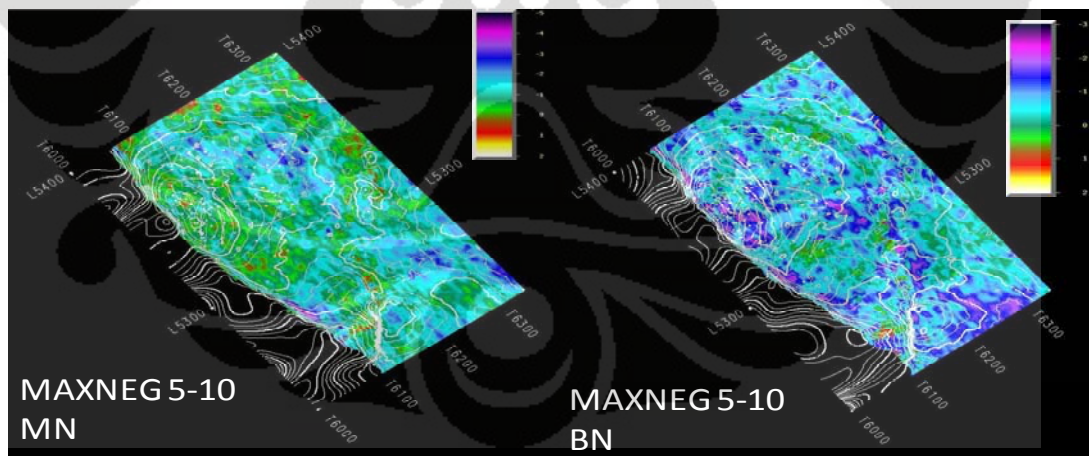
1. Root Mean Square (RMS) amplitudo atribut.
2. Average Absolut amplitudo atribut.
3. Maximum negative amplitudo atribut
4. Maximum positif amplitudo atribut.
5. Maximum absolute atribut.

Dimana window yang digunakan seragam, yaitu window atas 5 ms dan 10 ms. Window atas hanya dibatasi 5 ms karena fokusnya adalah ketebalan dari

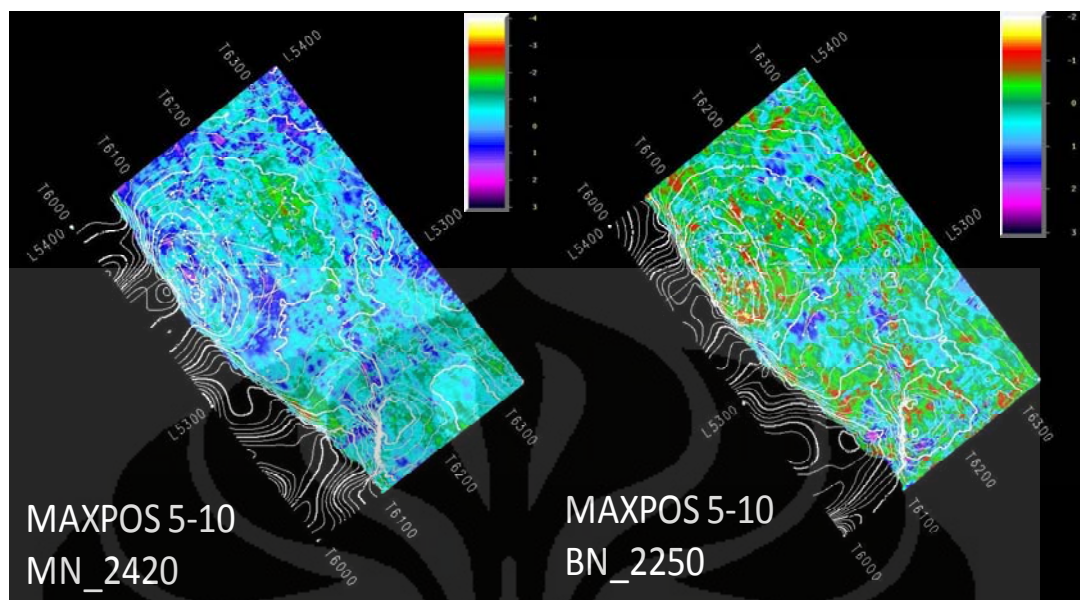
masing-masing batu pasir, sedangkan window bawah diambil 10 ms, karena dengan asumsi kecepatan 2 m/ms, window 10 ms sudah dapat mencakup keseluruhan horizon yang akan dianalisa.



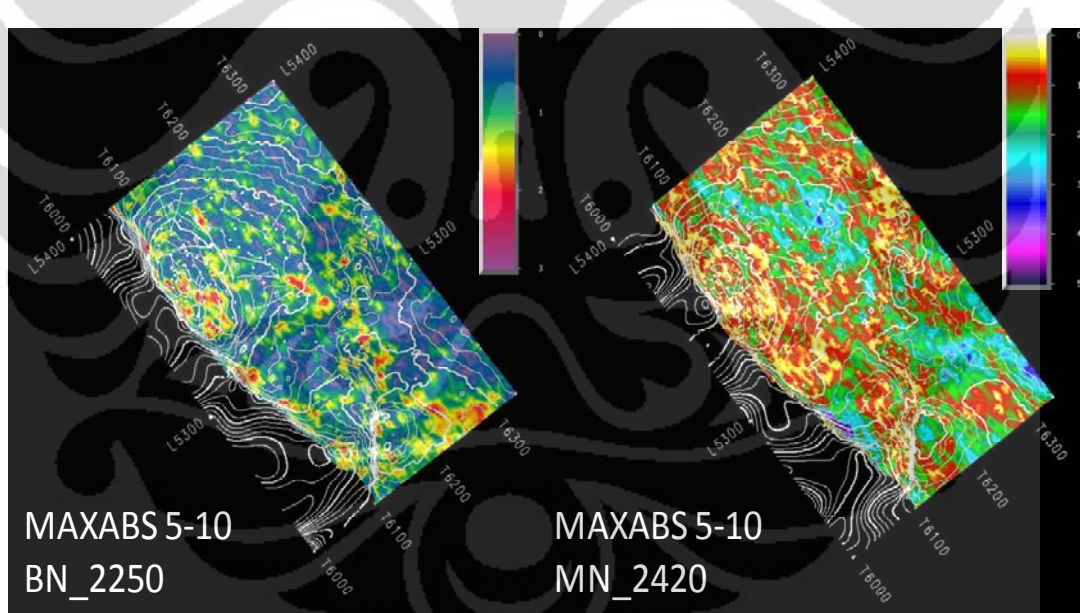
(a)



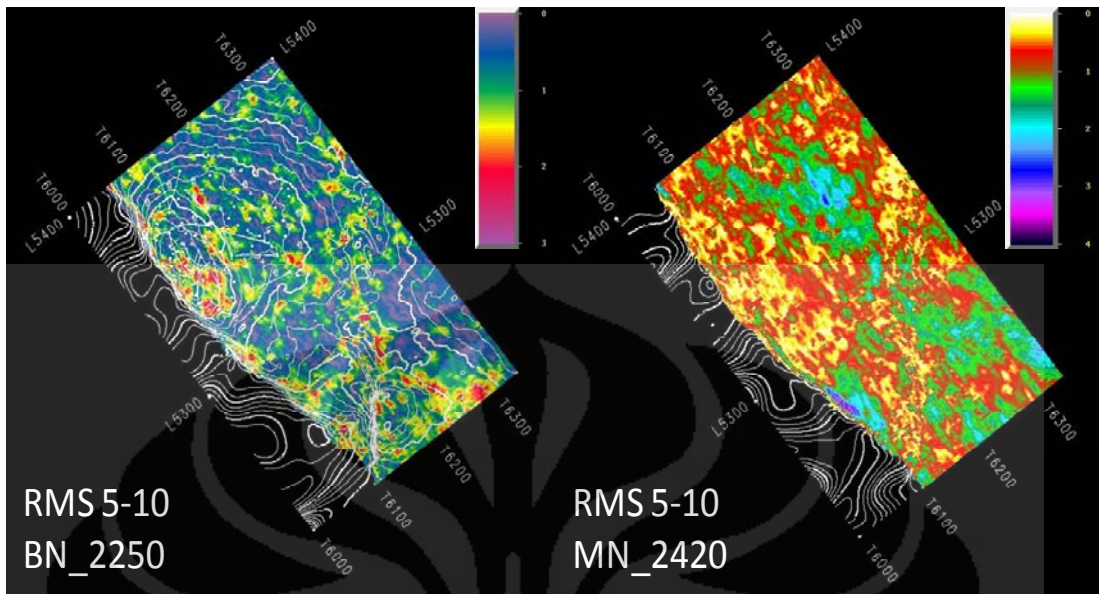
(b)



(c)



(d)



(e)

Gambar 4.9 Peta Amplitudo atribut dengan window 5 – 10 horizon BN_2250 dan MN_2420 (a) *Average Absolute*, (b) Maksimum Negatif, (c) Maksimum Positif, (d) Maksimum Absolut dan (e) *Root Mean Square (RMS)*

Dari kelima atribut yang telah dilakukan diatas, terlihat ada dua jenis amplitudo atribut relatif sama, yang berarti memiliki kemiripan pola penyebaran batu pasir yaitu RMS amplitudo dan Maximum Absolut. Selain itu melihat posisi sumur-sumur yang ada di peta atribut menunjukkan korelasi yang cukup baik, sedangkan pada average absolute dikhawatirkan tidak dapat memperlihatkan pola penyebaran batu pasir yang diinginkan karena peta average absolute menunjukkan nilai rata-rata dari amplitudo masing-masing data seismik, yang tidak dapat merepresentasikan penyebaran batu

pasir sebaik RMS, hal ini dibuktikan oleh banyaknya posisi sumur yang tidak tepat pada nilai amplitudo yang dianalisa. Sedangkan teknik maximum negative dan maximum positive sebenarnya sudah cukup merepresentasikan namun dengan menggunakan maximum absolute kita dapat lebih mudah untuk menganalisa penyebaran batu pasir yang ada karena menggunakan skala nilai amplitudo yang sama.



BAB V

ANALISA DAN INTERPRETASI

5.1 Analisa Ekstraksi wavelet.

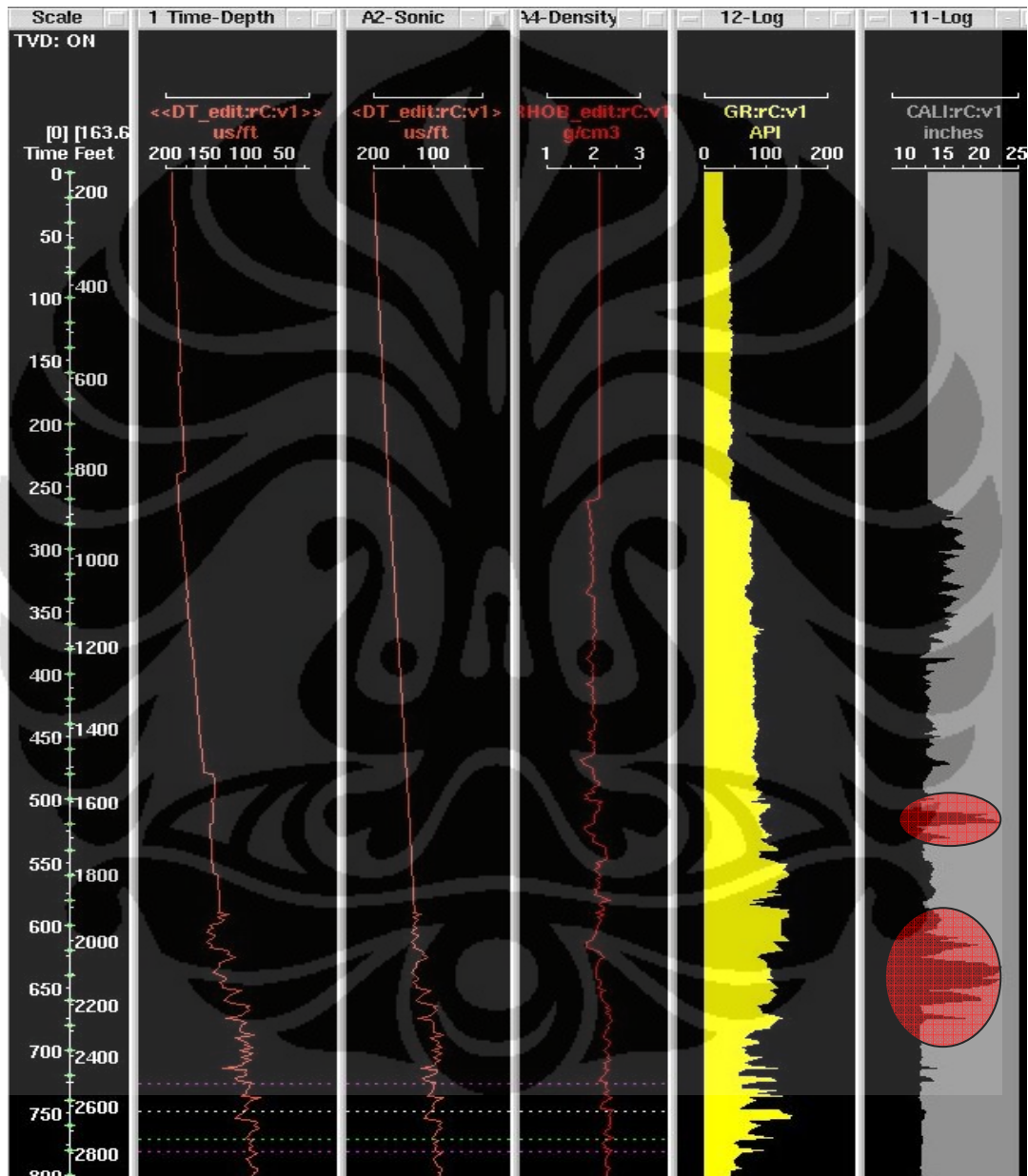
Wavelet yang diekstraksi adalah pada sumur-sumur yang memiliki data checkshot dan ada data sonic yang berjumlah Sembilan sumur, karena tujuan dari ekstraksi wavelet disini adalah untuk mendapatkan synthetic seismogram yang digunakan untuk pengikatan data sumur terhadap data seismic,. Jenis wavelet yang digunakan adalah trapezoid wavelet, yaitu wavelet yang dihasilkan melalui proses filter waktu yang menggunakan parameter dan fase yang mewakili respon seismic pada sumur tersebut dimana frekuensi rata-rata yang digunakan adalah 60 Hz.

5.2 Analisa Sintetik Seismogram.

Proses pembuatan synthetic seismogram bergantung pada data log sonic dan log densitas, sehingga sebelum dilakukan proses ini dilakukanlah kalibrasi terhadap data log yang ada, ternyata hampir pada semua sumur yang dianalisa didapatkan anomaly-anomali nilai log. Masalah yang hampir ada pada setiap sumur adalah adanya washed out zone, yang dicirikan oleh data caliper yang berubah drastis diikuti dengan anomaly data kecepatan maupun densitas, hal ini terjadi karena adanya runtuh disekitar lubang bor,

yang menyebabkan logging membaca parameter-parameter fisis lumpur yang digunakan bukannya parameter-parameter fisis dari batuan sekitar sumur.

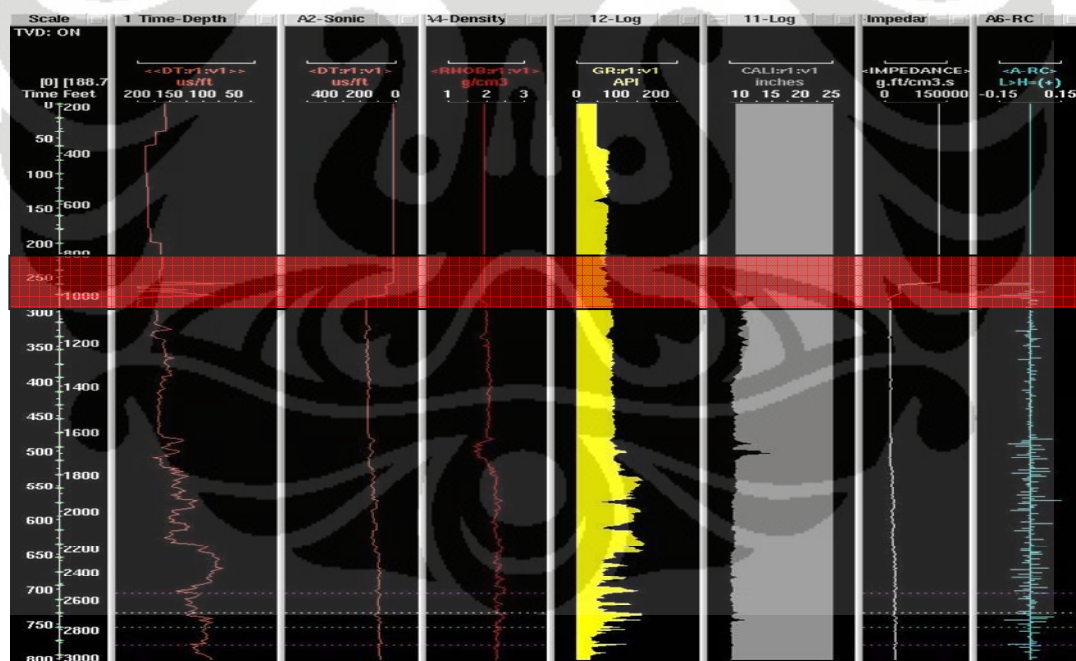
Hal ini ditunjukkan oleh gambar berikut :



Gambar 5.1 Washed out zone dan anomali data checkshot

5.3 Analisa Data Checkshot

Dari kesembilan sumur yang memiliki data checkshot ternyata didapatkan beberapa data yang memiliki anomali nilai kecepatan interval, dimana ditemukan adanya zona yang memiliki kecepatan interval sangat tinggi diantara zona yang kecepatan interval yang kenaikannya cukup kontinu, Hal ini dianggap sebagai kesalahan dalam pengambilan data, Karena tidak ditemukan adanya indikasi High velocity zone pada daerah tersebut yang ditunjukkan oleh data-data log. Kesalahan yang terjadi pada data checkshot sangat mempengaruhi dalam proses pembuatan sintetik seismogram.



Gambar 5.2 Kesalahan dalam data checkshot dan akibatnya pada Koefisien Refleksi

5.4 Analisa Tuning.

Resolusi pada data seismic yang digunakan dalam penelitian ini adalah 41.0105 ft, didapatkan berdasarkan rumusan yang sudah dijelaskan pada bab III, dimana frekuensi rata-rata dari data seismic adalah 50 Hz, dan kecepatan rata-rata pada kedua horizon yang kita analisa adalah 8202.1 ft/s.

Dari pembahasan pada bab II, diketahui bahwa ketebalan dari batu pasir Bangko 2250 berkisar 60-140 ft sedangkan batu pasir Menggala berkisar antara 5-120 ft. yang berarti bahwa tidak kesemua reservoir dapat dipetakan dengan baik oleh data seismic.

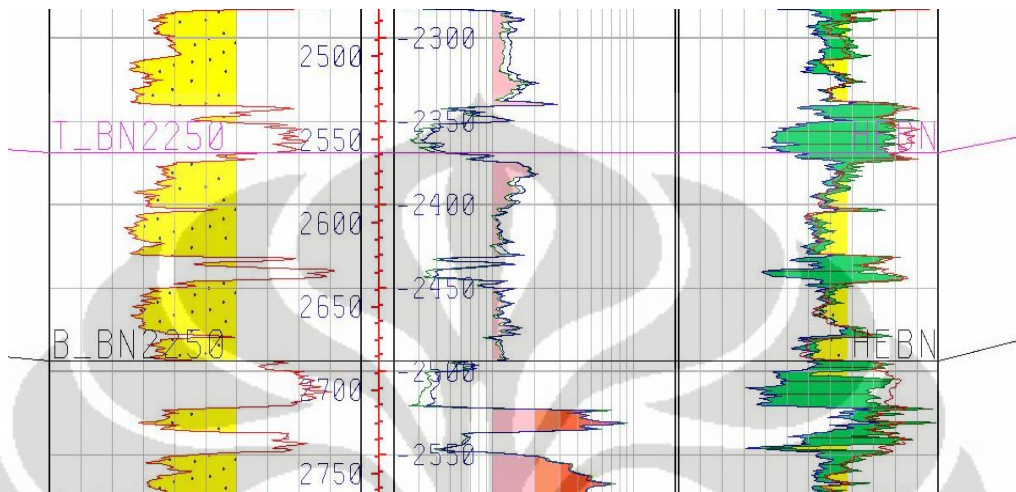
5.5 Analisa Atribut

Peta amplitude atribut (RMS dan Maximum Absolut) yang dibuat dalam penelitian ini berdasarkan peta time-structure dari dua horizon (BN_2250 & MN_2420) dengan dua jenis variasi window(5-10 & 5-15 ms) untuk BN_2250 dan variasi window (5-10 & 5-20) untuk MN_2420 dimana 137 sumur berfungsi sebagai cross check.

5.5.1 Horizon BN_2250

Berdasarkan informasi yang didapatkan dari logging sumur, pola gamma ray berbentuk blocky dan diapit oleh kombinasi shale break dan blocky sand pada bagian atas horizon ini, sedangkan pada bagian bawah reservoir BN_2250 adalah kombinasi shale break dan coarsening-upward

sand. Dimana berdasarkan hasil perhitungan ketebalan reservoir BN_2250, didapatkan ketebalan rata-ratanya adalah 101.709724 ft.



Gambar 5.3 Marker BN_2250 pada penampang sumur #67

Sedangkan berdasarkan data seismik, horizon T_BN_2250 relatif direpresentasikan sebagai koefisien refleksi positif, diwakili oleh trough dalam data seismic. hal ini sesuai dengan prinsip yang sudah dijabarkan pada bab III, dimana hal ini menjadi menjadi salah satu panduan untuk analisa atribut dalam penelitian ini.

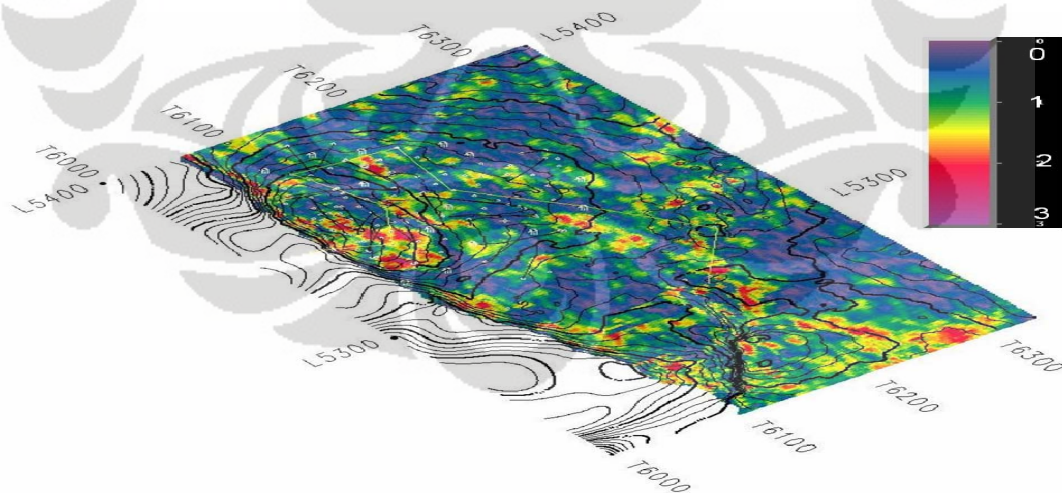


Gambar 5.4 Horizon BN_2250 dalam penampang seismik

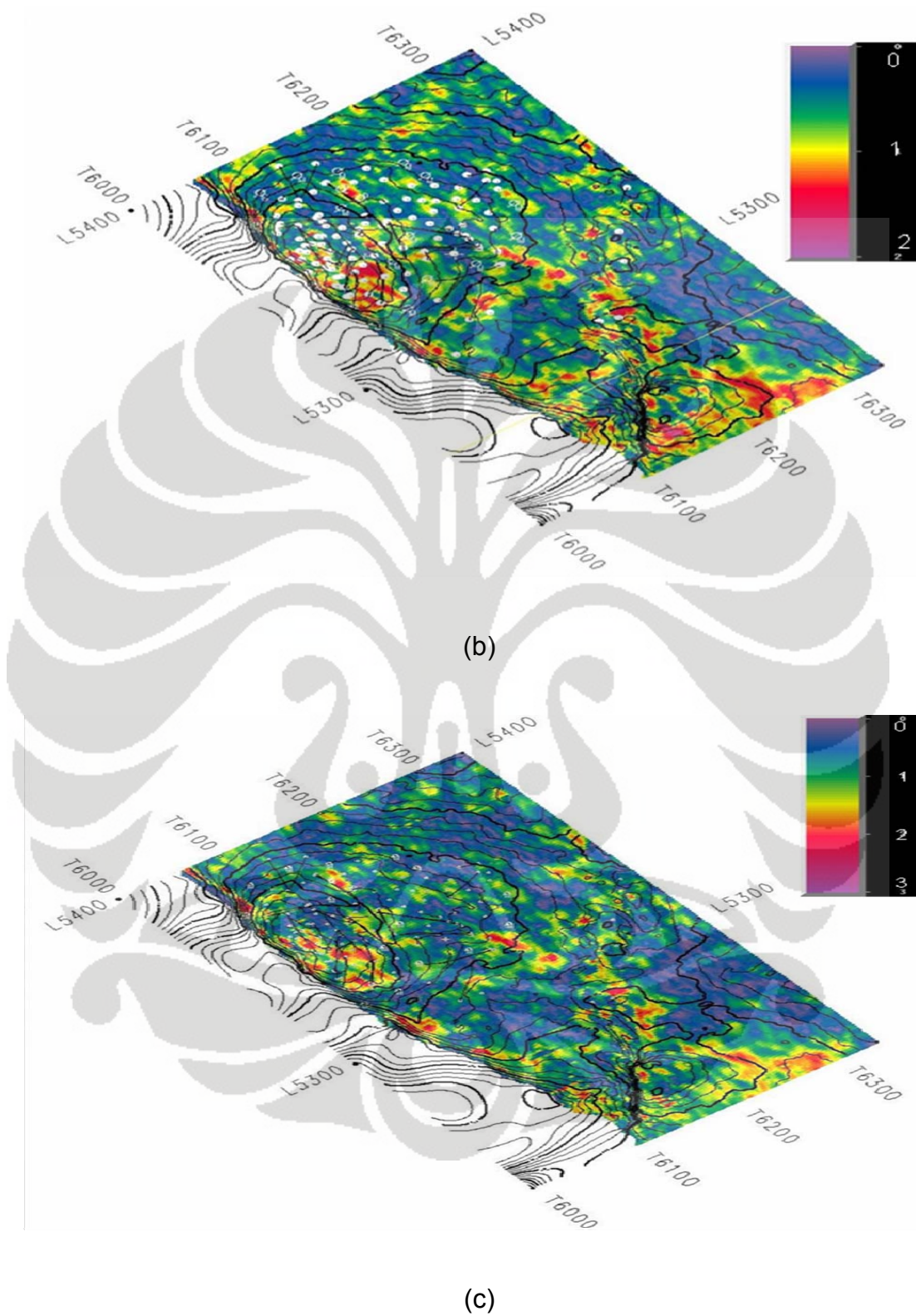
Teknik amplitudo atribut yang dilakukan adalah RMS amplitudo atribut dan juga Maksimum Absolut amplitudo dengan variasi windows 5-10 dan 5-15 yang ditunjukkan pada gambar 5.4.

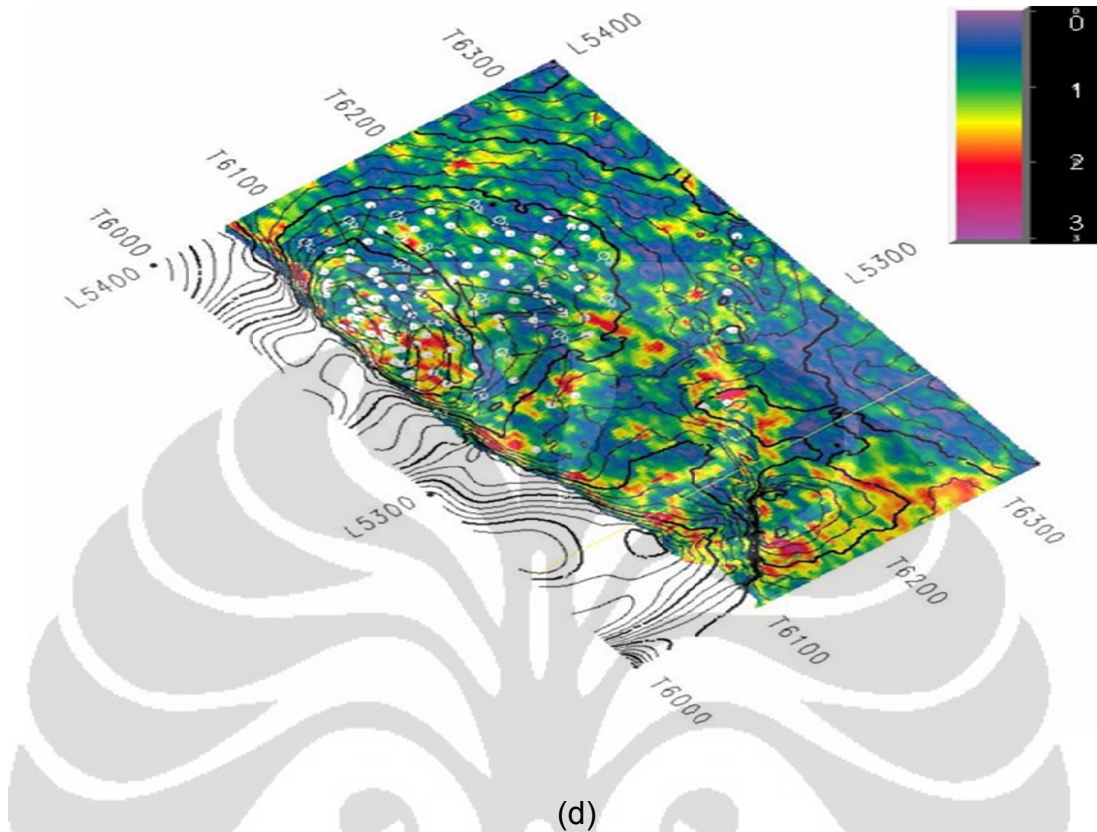
Berdasarkan variasi window yang dilakukan dianalisa bahwa pada peta atribut dengan window 5-10 didapatkan pola penyebaran amplitudo yang relatif local dibandingkan dengan peta atribut dengan window 5-15. Hal ini disebabkan karena ketebalan reservoir bervariasi hingga 140 ft, dengan asumsi kecepatan 6.561 ft/ms maka didapatkan window 15-5 dapat mencakup keseluruhan reservoir batu pasir, Sedangkan menurut jenis amplitudo atribut yang kita gunakan ditemukan kesamaan pola namun dengan sedikit perbedaan nilai amplitudo. Sehingga pola penyebaran amplitudo bernilai 1-1.5 diasumsikan sebagai pola penyebaran batu pasir

BN_2250.



(a)

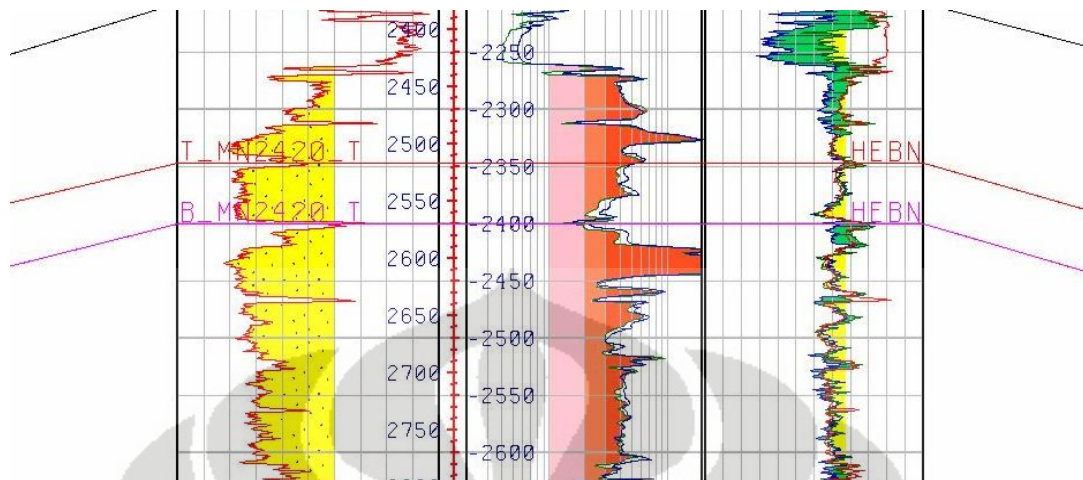




Gambar 5.5 Peta amplitudo atribut terdiri dari (a) RMS atribut window 5-10, (b) RMS atribut window 5-15, Maksimum Absolut atribut window 5-10, (d) Maksimum Absolut window 5-15

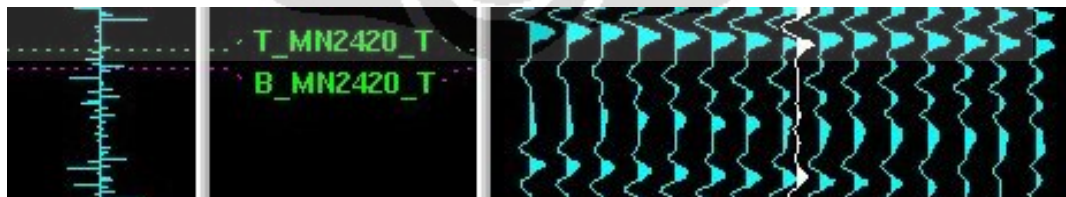
5.5.2 MN_2420

Berdasarkan informasi yang didapatkan dari data logging sumur, respon gamma ray menunjukkan pola blocky sand pada reservoir ini dengan dibatasi shale break dan coarsening upward sand pada bagian atas reservoir dan shale break diikuti blocky sand pada window bawah dari batas reservoir ini, dengan perkiraan ketebalan reservoir rata-rata 44.81 ft



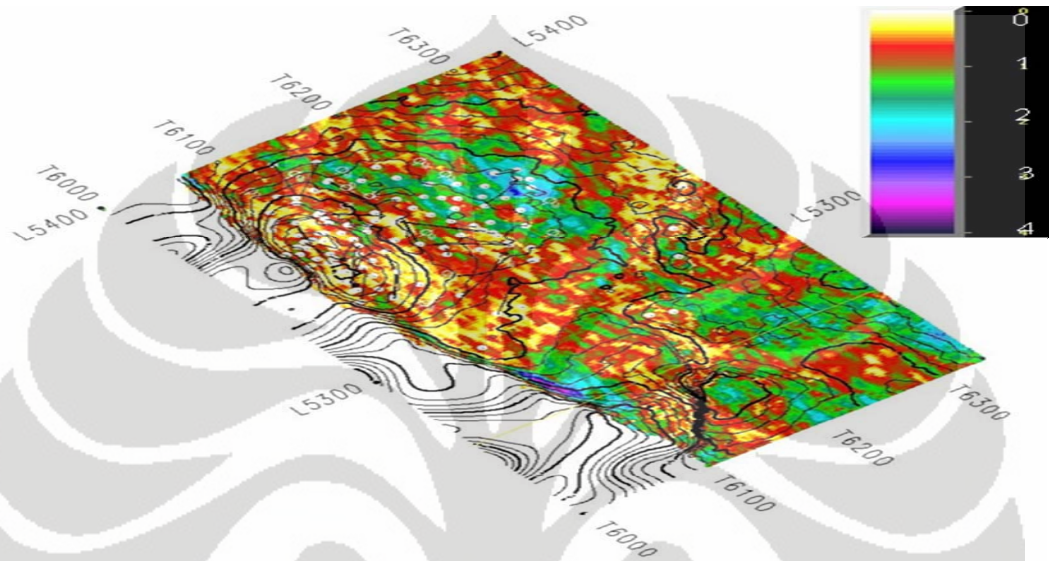
Gambar 5.6 Marker MN_2420 pada penampang sumur #65

Sedangkan berdasarkan data seismic, reservoir ini justru ditunjukkan oleh peak, padahal reservoir ini adalah berjenis blocky sand, yang memiliki nilai akustik impedansi lebih besar dibandingkan shale maupun shaly-sand, ini disebabkan karena diatas reservoir terdapat adanya lapisan yang memiliki nilai koefisien refleksi jauh lebih positif dibandingkan reservoir, sehingga gelombang yang dihasilkan justru menampilkan reservoir ini sebagai trough, hal ini adalah salah satu contoh nyata dari keterbatasan resolusi seismic secara vertikal.

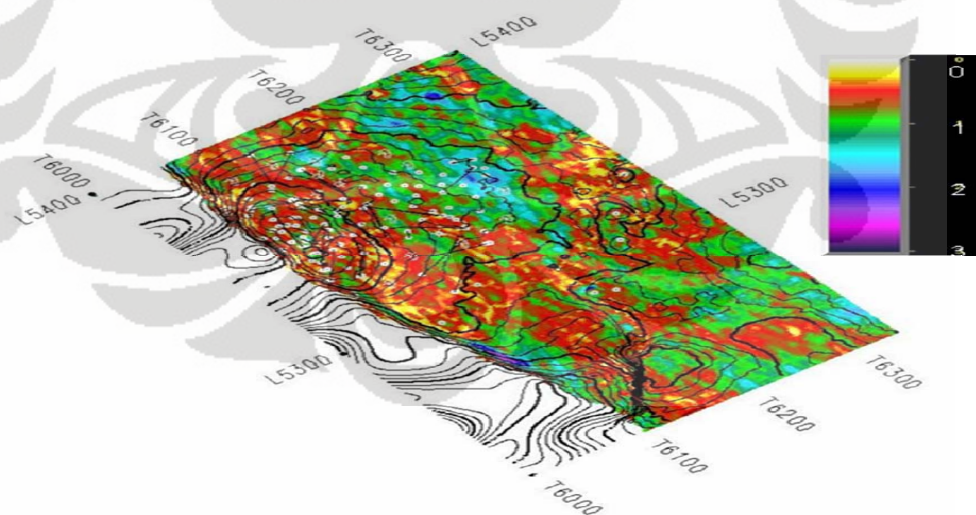


Gambar 5.7 Horizon MN_2420 dalam penampang seismic

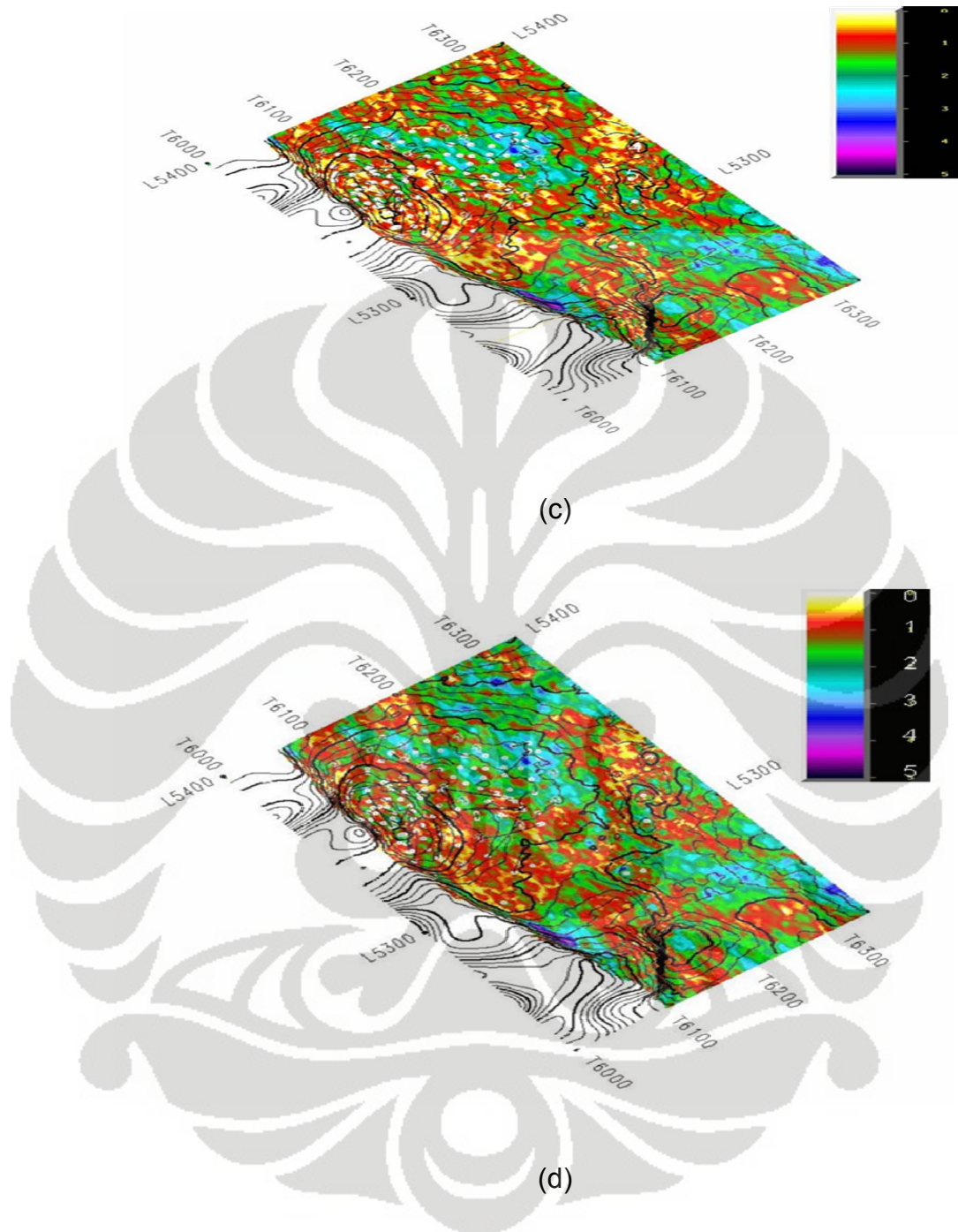
Teknik amplitudo atribut yang digunakan sama dengan BN_2250 yaitu RMS dan maksimum absolut dengan variasi window 5-10 dan 5-20 yang ditunjukkan dengan gambar berikut :



(a)



(b)



Gambar 5.8 Peta amplitudo atribut horizon MN_2420 terdiri dari (a) RMS atribut window 5-10, (b) RMS atribut window 5-20, Maksimum Absolut atribut window 5-10, (d) Maksimum Absolut window 5-20

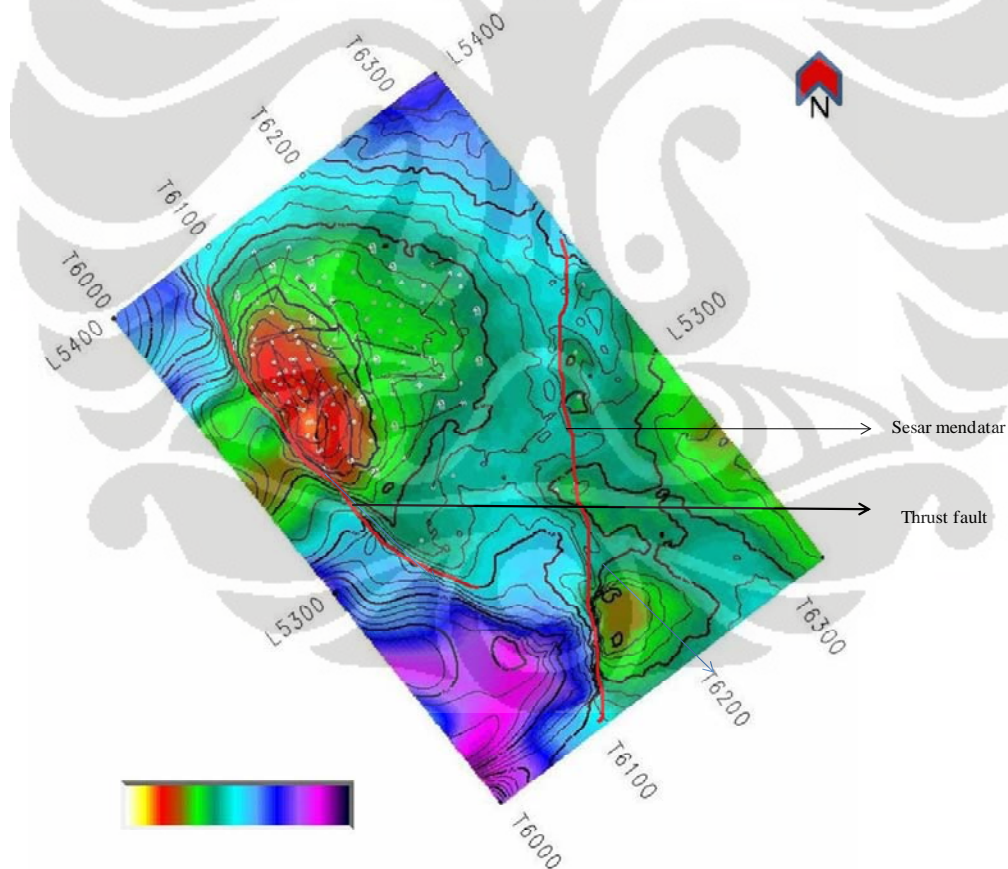
Berdasarkan variasi window, secara kasat mata terlihat bahwa kedua variasi menggambarkan pola penyebaran amplitudo rendah (< 1) yang relatif sama, hanya pada variasi window 5-10 penyebaran amplitudo rendah lebih meluas, karena reservoir ini dibatasi dengan shale break yang tipis dan blocky sand lainnya. Hal ini didukung juga oleh data ketebalan reservoir yang dengan mengasumsikan kecepatan pada batu pasir 8.2021 ft/s dan ketebalan reservoir yang mencapai 150 ft namun dengan ketebalan rata-rata adalah 40 ft, sehingga window yang paling representative adalah window 5-10.

Pada peta atribut horizon MN_2420 ini penyebaran amplitudo rendah diasumsikan sebagai penyebaran batu pasir, hal ini didukung oleh data-data logging sumur dari daerah penelitian..

5.6 Interpretasi Geologi

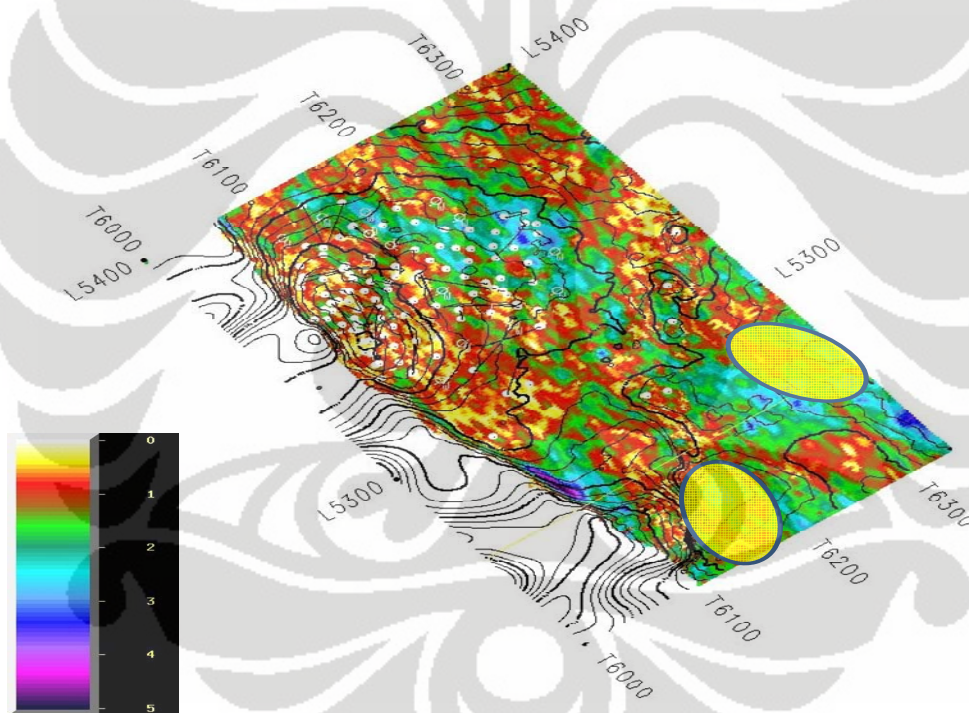
Pemetaan struktur bawah permukaan formasi Bangko dan Menggala menunjukkan tidak ada perbedaan yang berarti mengenai arah maupun jenis struktur yang ada. Secara umum struktur-struktur yang ada adalah Thrust fault (sesar naik) berada pada bagian Barat dari Lapangan Sahmura dengan arah barat laut – tenggara. Thrust fault terbentuk akibat adanya gaya kompresi yang menekan lapisan batuan sehingga terlipat dan tersesarkan. Pada Lapangan Sahmura, *thrust fault* memotong lapisan batuan Kelompok Pematang dan Kelompok Sihapas. *Thrust fault* pada Lapangan Sahmura

merupakan sesar yang terbentuk pada fase kompresi, dan sesar ini merupakan sesar reaktivasi dan inversi dari sesar normal pembentuk half graben. Dapat dilihat pada penampang seismik, *thrust fault* mempunyai pergeseran dominan searah kemiringan dimana blok hanging-wall relatif bergeser ke arah atas dibandingkan dengan blok foot-wall dengan besar kemiringan bidang sesar $< 45^\circ$ dan memotong hingga Kelompok Pematang. Sesar mendatar utama pada lapangan ini mempunyai arah strike utara-selatan. Zona sesar mendatar pada lapangan ini merupakan zona yang sangat kompleks.



Gambar 5.9 Peta struktur waktu Formasi Bangko dan Interpretasinya

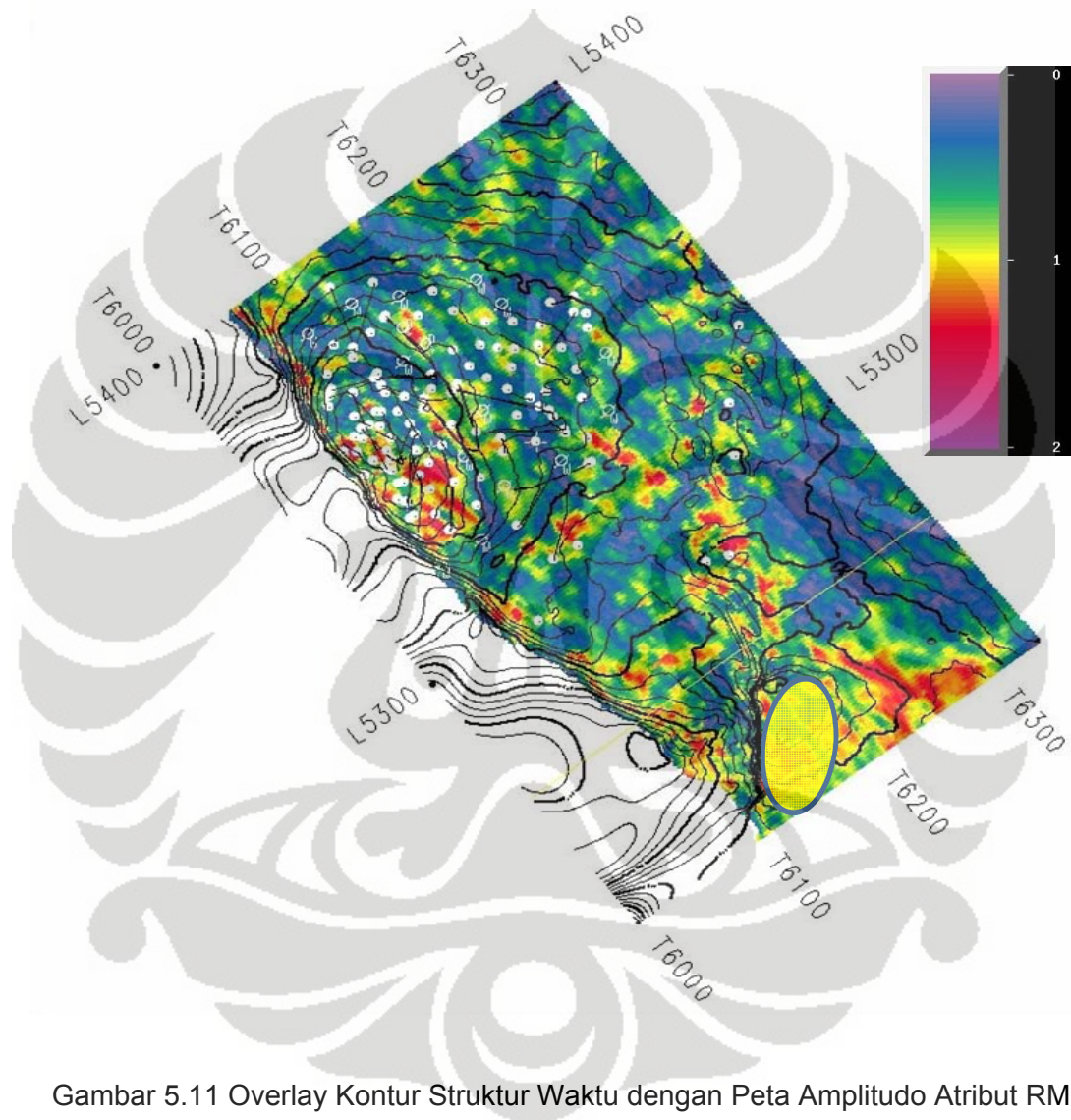
Berdasarkan analisa yang sudah dijelaskan pada bab ini, maka dengan mengintegrasikan kesemuanya, maka untuk pengembangan dalam membuat sumur baru pada horizon MN_2420, disarankan untuk mengembangkan di daerah selatan maupun tenggara ditunjukkan oleh daerah yang berwarna kuning, karena berdasarkan pemetaan atribut yang menggambarkan penyebaran batu pasir di daerah tersebut ditambah dengan adanya fault yang diharapkan menjaga minyak agar terjebak dalam jebakan antiklin. Penggambaran lebih jelas dapat dilihat pada peta berikut ini:



Gambar 5.10 Overlay kontur struktur waktu dengan peta amplitudo atribut

Maksimum Absolut window 5-10 pada horizon MN_2420T

Sedangkan pada horizon BN_2250, disarankan untuk melakukan pengembangan sumur baru pada daerah selatan, ditunjukkan oleh daerah yang berwarna kuning, dapat dilihat pada gambar berikut :



Gambar 5.11 Overlay Kontur Struktur Waktu dengan Peta Amplitudo Atribut RMS

Window 5-15 pada Horizon BN_2250

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

1. Hubungan antara amplitude dengan kontras sand-shale adalah karena adanya sifat batuan yang relatif berbeda antara kedua batuan tersebut menyebabkan perbedaan Akustik Impedansi yang ditunjukkan oleh amplitude pada data seismic.
2. Pada Lapangan Sahmura, batu pasir BN_2250 memiliki nilai amplitudo yang lebih tinggi (1-2) baik pada RMS maupun Maksimum absolute dibandingkan dengan batu pasir MN_2420. Hal ini disebabkan oleh adanya lapisan batu serpih yang relatif tebal dengan ketebalan rata-rata mencapai 25 ft., sedangkan pada batu pasir MN_2420T dikarenakan oleh ketiadaannya kontras batu pasir dengan shale yang menyebabkan nilai amplitudonya relative kecil yang secara tidak langsung menyebabkan tidak terlihatnya dengan baik penyebaran batu pasir pada lapisan ini.
3. Peta Amplitudo atribut yang dihasilkan menunjukkan penyebaran batu pasir MN_2420T yang lebih meluas dibandingkan dengan BN_2250,

dimana hal ini relatif sesuai dengan posisi sumur yang ada pada lapangan Sahmura.

4. Teknik well seismic tie yang dilakukan pada penelitian ini mengalami cukup banyak kesulitan dalam prosesnya, karena kesalahan datum, *washout zone* yang menyebabkan adanya anomali pada log densitas, begitu juga adanya kesalahan pada konversi time-depth yang terlihat dengan jelas pada log sonic.
5. Window yang digunakan adalah 5-10 untuk batu pasir BN_2250 dan 5-15 untuk batu pasir MN_2420T

6.2 Saran

1. Perlu adanya analisa atribut lebih lanjut untuk mendapatkan karakter reservoir yang lebih detail dalam rangka membantu pengembangan suatu lapangan dan juga bagian dari rencana *Enhanced Oil Recovery* dengan memetakan penyebaran batu pasir.
2. Perlu adanya integrasi dengan metode lain, seperti fault seal analysis untuk memastikan bahwa fault yang memotong dari arah utara-selatan menjaga minyak terperangkap pada daerah yang direkomendasikan, ditambah dengan adanya data produksi untuk mendelineasikan reservoir.
3. Pada bagian tenggara dari lapangan Sahmura diperlukan studi lebih lanjut untuk menindaklanjuti hasil dari penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Aulia, K., 1996, *Petroleum Geology Indonesia Basins volume II central sumatra basin*, PT. Pertamina BPPKA, 232h.
- Badley, M.E., 1985, *Practical seismic interpretation*, Prentice Hall.
- Bekasap AMT, 2006, *Central Sumatra Basin Overview*, Internal Report, Duri
- Brown, R.A., 1999, *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data Fifth Edition*, AAPG Memoir 42.
- Chen, Q. and Sidney, S., 1997, *Seismic attributes technology for reservoir forecasting and monitoring*, Western Atlas International. Inc, Houston.
- Eubank, R.T., dan Makki, A.C., 1981, *Structural Geology of Central Sumatra Back Arc Basin*, Proceeding 10th Annual Convention IPA, Jakarta
- Heidrick, T.L., dan Aulia K., 2003, *a Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block Central Sumatra Basin Indonesia*, Proceeding 21st Annual Convention IPA, Jakarta
- Pulunggono, A. dan Cameron, N.R., 1984, *Sumatran Microplate Their Characteristics and Their Role in the Evolution of the Central Sumatra Basins*, Proceeding 13th Annual Convention IPA, Jakarta

Sukanta,U. dan Kadar,D., 1997, *Regional Sequence Stratigraphyc Corelation Sentral Sumatra*, Intern Report, 60h.

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 Reservoar*, Geophysical Engineering,Bandung Institute of Technology, Bandung.

Taner,M.T., 2001, *Seismic Attributes*, CSEG Recorder.

Telford, W.M., Sheriff,R.E., Geldart,L.P., 1990. *Applied Geophysics*: Cambridge Univ. Press, MA.