

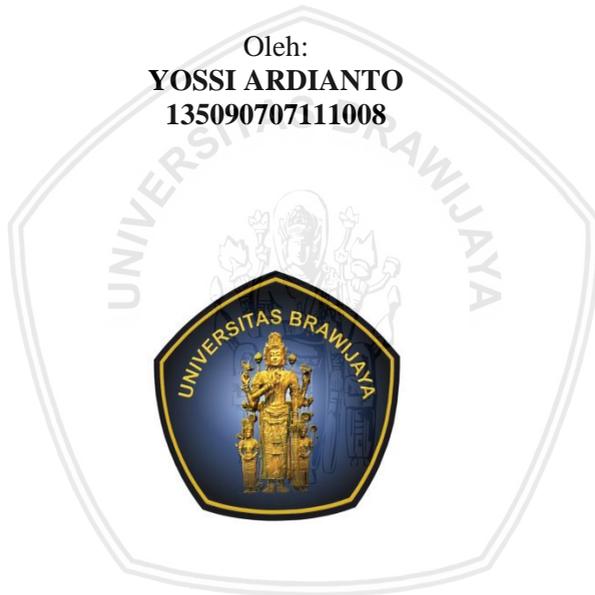
**IDENTIFIKASI PERSEBARAN VOLUME SERPIH DAN
POROSITAS RESERVOIR BATU PASIR MENGGUNAKAN
METODE MULTI-ATRIBUT SEISMIC 3D PADA LAPANGAN
MALIQ CEKUNGAN TARAKAN**

SKRIPSI

Oleh:

YOSSI ARDIANTO

135090707111008



**PROGRAM STUDI GEOFISIKA
JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN
ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2018**

(halaman ini sengaja dikosongkan)



**IDENTIFIKASI PERSEBARAN VOLUME SERPIH DAN
POROSITAS RESERVOIR BATU PASIR MENGGUNAKAN
METODE MULTI-ATRIBUT SEISMIC 3D PADA LAPANGAN
MALIQ CEKUNGAN TARAKAN**

SKRIPSI

**Sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana sAins
dalam bidang fisika**

Oleh:
YOSSI ARDIANTO
135090707111008



**PROGRAM STUDI GEOFISIKA
JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKAN DAN ILMU PENGETAHUAN
ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2018**

(halaman ini sengaja dikosongkan)



LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI

**IDENTIFIKASI PERSEBARAN VOLUME SERPIH DAN
POROSITAS RESERVOIR BATU PASIR MENGGUNAKAN
METODE MULTI-ATRIBUT SEISMIK 3D PADA LAPANGAN
MALIQ CEKUNGAN TARAKAN**

Oleh:
YOSSI ARDIANTO
135090707111008

Telah dipertahankan di depan Majelis Penguji
Pada tanggal.....
dan dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Sains
dalam bidang fisika

Pembimbing I

Jrs. Adi Susilo,M.Si.,Ph.D
NIP. 196312271991031002

Pembimbing II

Elrey Fernando Butarbutar,ST.,M.Si
NIP. 19013226

Mengetahui,
Ketua Jurusan Fisika
Fakultas MIPA Universitas Brawijaya

Prof. Dr.rer.nat Muhammad Nurhuda
NIP. 19640910199021001



(halaman sengaja dikosongkan)

LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Yossi Ardianto
NIM : 135090707111008
Jurusan/Program Studi : Fisika/Geofisika
Penulis skripsi berjudul :

**Identifikasi Persebaran Volume Serpih dan Porositas Reservoir
Batu Pasir Menggunakan Metode Multi-Atribut Seismik pada
Lapangan Maliq Cekungan Tarakan**

Dengan ini menyatakan bahwa:

1. Tugas akhir ini benar – benar karya saya sendiri dan bukan hasil plagiat dari karya orang lain. Tulisan – tulisan yang tercantum dalam daftar pustaka Tugas Akhir ini semata – mata digunakan sebagai acuan atau referensi.
2. Apabila di kemudian hari ternyata skripsi yang saya tulis terbukti hasil jiplakan, maka saya akan bersedia menanggung segala resiko yang akan saya terima.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, 21 Agustus 2018
Yang menyatakan,

Yossi Ardianto
NIM. 135090707111008



(halaman ini sengaja dikosongkan)

repository.ub.ac.id

IDENTIFIKASI PERSEBARAN LITOLOGI DAN POROSITAS RESERVOIR BATU PASIR MENGGUNAKAN METODE MULTI-ATRIBUT PADA LAPANGAN MALIQ CEKUNGAN TARAKAN.

ABSTRAK

Indonesia merupakan negara yang menggunakan minyak dan gas bumi sebagai sumber energi yang paling utama. Dengan kebutuhan yang terus meningkat, maka dilakukan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi. Salah satu ilmu geofisika yang dapat diterapkan untuk kegiatan eksplorasi dan eksploitasi yaitu interpretasi data seismik 3D. Cekungan Tarakan merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang terbukti sebagai salah satu cekungan penghasil minyak terbesar dengan *distribution channel sand* delta atau dalam bentuk bar. Untuk mengidentifikasi persebaran reservoir batu pasir pada Lapangan Maliq Cekungan Tarakan dilakukan metode multi-atribut seismik 3D dengan menggunakan properti log volume serpih dan log porositas.

Hasil penerapan metode multi-atribut seismik 3D pada Lapangan Maliq menunjukkan persebaran volume serpih dengan nilai 20% sampai 40% yang dapat diinterpretasikan sebagai zona *sand*. Persebaran porositas pada Lapangan Maliq dengan nilai 10% - 15% dapat diinterpretasikan sebagai zona poros. Dari hasil penerapan multi-atribut dapat diketahui zona reservoir yang prospek untuk pengeboran *outstep* dengan melihat zona dengan nilai volume serpih rendah dan nilai poros yang tinggi. Dari hasil analisa multi-atribut seismik 3D dan analisa struktur zona yang prospek untuk pengeboran *outstep* berada di wilayah timur sumur MLQ-58.

Kata Kunci: multi-atribut, seismik, cekungan tarakan

(halaman ini sengaja dikosongkan)



repository.ub.ac.id

IDENTIFICATION OF LITOLOGY AND POROSITY DISTRIBUTION, SANDSTONE RESERVOAR USING 3D SEISMIC MULTI-ATTRIBUTE METHOD AT MALIQ FIELD, TARAKAN BASIN

ABSTRACT

Indonesia is a using oil and gas as a source of main energy. With the needs of that continues to increase, then exploration and exploitation activities are carried out. Any of the sciences geophysicist can be applied to the exploration and exploitation activities of the 3D seismic of interpretation of data. Tarakan basin is one of basin in Indonesia that has been shown to as one of the largest producing oil basin with distribution channel sand a delta or in the form of a bar. To identify sandstone reservoir at Maliq Field Tarakan Basin carried out a method of seismic multi-attribute 3D with use the property of logs volume clay and log porosity.

The results of the application of a method of seismic multi-attribute 3D Maliq Fields shows spread over the volume clay with the value of 20 % until 40 % at that a sand zone. The porosity of the population on a maliq with a value of 10% - 15% can be poros zone. From the application of multi-atribut it can be seen zone a reservoir the prospects for drilling outstep by the zone with the volume clay low and porosity high value. Of the results of the analysis multi-attribute seismic 3D and analysis of structure zone who prospects for drilling outstep in the east of well MLQ-58.

Keyword: multi-attribute, seismic, tarakan basin

(halaman ini sengaja dikosongkan)



KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Wr. Wb. Puji syukur ke hadirat Allah SWT, berkat rahmat dan hidayahnya, penulis dapat menyelesaikan laporan tugas akhir yang berjudul “Identifikasi Persebaran Volume Serpih dan Porositas Reservoir Batu Pasir Menggunakan Metode Multi-Atribut Seismik 3D pada Lapangan Maliq Cekungan Tarakan”. Laporan ini semoga dapat memberikan manfaat yang oleh masyarakat umum. Laporan skripsi ini bergerak di bidang Geofisika, lebih tepatnya tentang interpretasi data geofisika, dibidang eksplorasi minyak dan gas bumi.

Penulis ucapkan banyak terima kasih kepada pihak – pihak yang terlibat pada proses pembuatan Laporan Tugas Akhir ini, diantaranya:

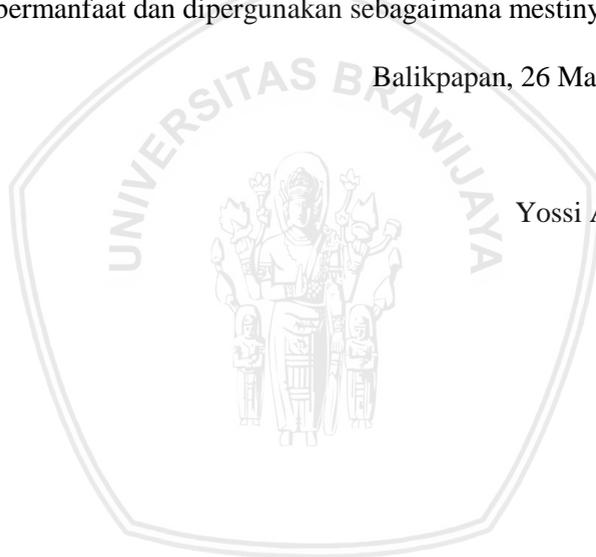
1. Ibu tercinta, Tri Suharyanti yang selalu memberikan semangat dan dukungan penuh doa kepada penulis.
2. Ayah, Bagus Budiono yang selalu mendoakan yang terbaik untuk anaknya.
3. Dekan FMIPA Universitas Brawijaya, Bapak Drs. Adi Susilo, M.Si. Ph.D., yang sekaligus menjadi pembimbing I penelitian Tugas Akhir ini, atas dukungan, semangat, serta bimbingan yang tiada henti diberikan kepada penulis.
4. Ketua Jurusan Bapak Prof. Dr.rer.nat. Muhammad Nurhuda yang mempermudah proses administrasi skripsi kepada penulis.
5. Mas Elrey Fernando Butarbutar, Mas Muhammad Risky Harun dan Om Seno Pambudi selaku pembimbing PT PErtemina EP Asset 5 yang telah memberikan bimbingan dan ilmu yang sangat berharga dalam pengerjaan penelitian tugas akhir penulis.
6. Mas Ricky Mebianto dan Alisyia Ramadhani yang selalu memberi semangat agar proses penelitian cepat berlangsung dengan lancar.
7. Mbak Yashinta Ira, Mas Riki, Mas Ardian, Mas Aditya Pratama, Mas Daniel, Pak Benny, Mbak Jesica, Mbak Tia yang senantiasa menjadi teman di PT Pertamina EP Asset 5 dan sumber ilmu tambahan yang sangat berguna dalam penelitian tugas akhir ini.
8. Sauqi, Danu, Aya dan Putri sebagai rekan kerja pelaksanaan tugas akhir yang banyak membantu menyemangati penulis dalam pelaksanaan tugas akhir.

- repository.ub.ac.id
9. Sirka, Ridho, Mandala, Hafizh, Vincent dan teman – teman Geofisika 2013 Universitas Brawijaya selaku teman kampus yang membantu proses pengerjaan laporan tugas akhir ini.
 10. APPC Familia, Diza, Buroz, Daniel, Bima, Beted, Uzha, Aik, LilPeen yang selalu menghambat proses pembuatan laporan skripsi ini.
 11. Serta pihak – pihak lain yang tidak dapat disebutkan oleh penulis, atas sekecil apapun bantuan yang telah diberikan kepada penulis selama penulis melaksanakan dan menyusun laporan Tugas Akhir ini.

Tentunya sebagai manusia, terdapat banyak kekurangan dalam laporan ini. Atas kekurangan tersebut, penulis mohon maaf, semoga laporan ini bermanfaat dan dipergunakan sebagaimana mestinya.

Balikpapan, 26 Maret 2018

Yossi Ardianto



DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI	v
LEMBAR PERNYATAAN	vii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	xi
KATA PENGANTAR	xiii
DAFTAR ISI	15
DAFTAR GAMBAR DAN TABEL	18
BAB I	Error! Bookmark not defined.
PENDAHULUAN	Error! Bookmark not defined.
1.1 Latar Belakang	Error! Bookmark not defined.
1.2 Rumusan Masalah	Error! Bookmark not defined.
1.3 Batasan Masalah	Error! Bookmark not defined.
1.4 Tujuan Penelitian	Error! Bookmark not defined.
1.5 Manfaat Peneltian	Error! Bookmark not defined.
BAB II	Error! Bookmark not defined.
TINJAUAN PUSTAKA	Error! Bookmark not defined.
2.1 Geologi Regional Cekungan Tarakan	Error! Bookmark not defined.
2.1.1 Struktur Geologi Regional ..	Error! Bookmark not defined.
2.1.2 Tektonik Sub-Cekungan Tarakan	Error! Bookmark not defined.

- 2.1.3 Stratigrafi Cekungan Tarakan **Error! Bookmark not defined.**
- 2.1.4 Sistem Petroleum .. **Error! Bookmark not defined.**
- 2.2 Metode Seismik Refleksi **Error! Bookmark not defined.**
- 2.3 Wavelet **Error! Bookmark not defined.**
- 2.4 Koefisien Refleksi dan Impedansi Akustik..... **Error! Bookmark not defined.**
- 2.5 Seismogram Sintetik **Error! Bookmark not defined.**
- 2.6 Seismik Atribut dan Muti-Atribut..... **Error! Bookmark not defined.**
- 2.7 Regresi Linier Multi-Atribut..... **Error! Bookmark not defined.**
- 2.7.1 Operator Konvolusi... **Error! Bookmark not defined.**
- 2.7.2 Validasi **Error! Bookmark not defined.**
- 2.8 Multi-Atribut *Neural Network* ... **Error! Bookmark not defined.**
- 2.9 Data Sumur **Error! Bookmark not defined.**
- 2.9.1 Log Gamma Ray ... **Error! Bookmark not defined.**
- 2.9.2 Log Densitas **Error! Bookmark not defined.**
- 2.9.3 Log Sonic **Error! Bookmark not defined.**
- 2.9.4 Log Porositas **Error! Bookmark not defined.**
- BAB III **Error! Bookmark not defined.**
- METODOLOGI..... **Error! Bookmark not defined.**
- 3.1 Waktu dan Tempat Penelitian **Error! Bookmark not defined.**

3.2 Ketersediaan Data	Error! Bookmark not defined.
3.2.1 Data Seismik	Error! Bookmark not defined.
3.2.2 Data Sumur	Error! Bookmark not defined.
3.3 Pengolahan Data	Error! Bookmark not defined.
3.3.1 Studi Pustaka.....	Error! Bookmark not defined.
3.3.2 <i>Input</i> Data.....	Error! Bookmark not defined.
3.3.3 Korelasi Struktural	Error! Bookmark not defined.
3.3.4 Well Seismic Tie...	Error! Bookmark not defined.
3.3.5 Analisis Sensitivitas	Error! Bookmark not defined.
3.3.6 Proses Interpretasi Data Seismik 3D.....	Error! Bookmark not defined.
3.3.7 Analisa Multi-Atribut Seismik...	Error! Bookmark not defined.
3.4 Diagram Alir Penelitian	Error! Bookmark not defined.
BAB IV	Error! Bookmark not defined.
HASIL DAN PEMBAHASAN.....	Error! Bookmark not defined.
4.1 Interpretasi Data Sumur	Error! Bookmark not defined.
4.2 Hasil Well Seismic Tie	Error! Bookmark not defined.
4.3 Analisis Sensitivitas	Error! Bookmark not defined.
4.3 Hasil Interpretasi Data Seismik 3D...	Error! Bookmark not defined.

4.4 Analisa Multi-Atribut Seismik... **Error! Bookmark not defined.**

 4.4.1 VCL (Volume Serpih)..... **Error! Bookmark not defined.**

 4.4.2 Porositas.....**Error! Bookmark not defined.**

4.5 Zona prospek pemboran sumur *outstep* **Error! Bookmark not defined.**

BAB V**Error! Bookmark not defined.**

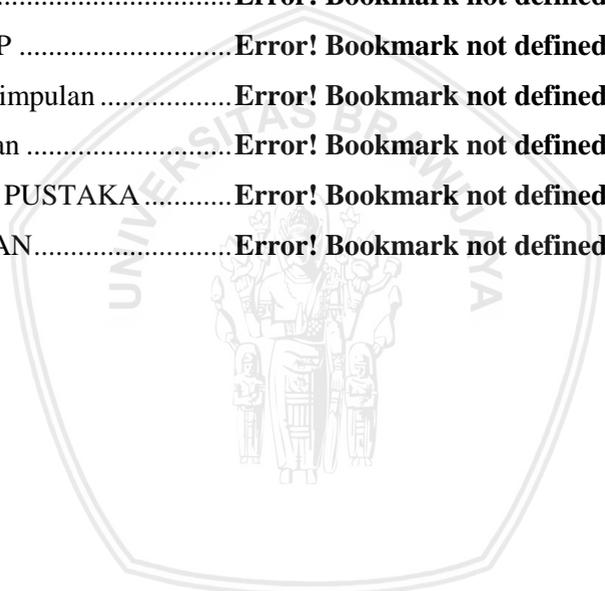
PENUTUP**Error! Bookmark not defined.**

 5.1 Kesimpulan**Error! Bookmark not defined.**

 5.2 Saran**Error! Bookmark not defined.**

DAFTAR PUSTAKA**Error! Bookmark not defined.**

LAMPIRAN.....**Error! Bookmark not defined.**



DAFTAR GAMBAR DAN TABEL

Gambar 2.1 Peta Indeks Cekungan di Kalimantan (kotak hitam merupakan Cekungan Tarakan)	5
Gambar 2.2 Kerangka Tektonik Cekungan tarakan (Pertamina BEICIP, 1992)	6
Gambar 2.3 Struktur Antiklinorium Lapangan Maliq yang dibatasai oleh Sampurna Fault Zone (utara) dan Maratua Fault Zone di bagian selatan (Pertamina BEICIP, 1992).	8
Gambar 2.4 Pola perlipatan dan pola sesar di struktur pada penampang barat laut-tenggara	9
Gambar 2.5 Tektonik regional meliputi litostratigrafi dan kronostratigrafi termasuk umur ketidakselarasan utama di Cekungan Tarakan (Ellen, dkk, 2008).	10
Gambar 2.6 Kejadian tektonik di Sub-Cekungan Tarakan yang dimulai dari proses rifting sampai kompresi yang menghasilkan sesar inversi (Biantoro, dkk, 1996)	11

Gambar 2.7 Stratigrafi secara umur pada bagian utara Sub-Cekungan Tarakan (Achmad dan Samuel, 1984)

.....
12

Gambar 2.8 Play Concept Model of Tarakan Basin

.....
13

Gambar 2.9 Ilustrasi pengukuran metode seismik refleksi (Stein, 2003)

.....
15

Gambar 2.10 Jenis – jenis *wavelet* (a) *minimum phase*, (b) *zero phase*, (c) *maximum phase* (Sukmono, 1999)

.....
16

Gambar 2.11 Seismogram sintetik hasil onvolusi koefisien refleksi *wavelet* (Sukmono, 1999)

.....
18

Gambar 2.12 Beberapa atribut seismik yang dapat digunakan untuk analisa *surface attribute* (Sukmono, 2011)

.....
19

Gambar 2.13 Krosplot konvensional antara log target dan atribut (Russel, 2006)

.....
21

Gambar 2.14 Contoh kasus tiga seismik atribut, setiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama

(Russel, 2006)

.....
21

Gambar 2.15 Perbandingan antara log target (kiri) dengan seismik atribut (kanan) yang menunjukkan adanya perbedaan frekuensi. Untuk mengatasinya digunakan operator konvolusi

.....
23

Gambar 2.16 Penggunaan 5 titik operator konvolusi untuk menghubungkan atribut seismik dengan log target

.....
23

Gambar 2.17 Skema metode PNN (Russel, 2006)

.....
24

Gambar 2.18 Ilustrasi data sumur (Varhaug, 2016)

.....
25

Gambar 3.1 Daerah penelitian

.....
29

Gambar 3.2 Peta dasar orientasi lintasan data seismik

.....
30

Gambar 3.3 Konsep Geologi berdasarkan *sequence stratigraphy*

.....
32

Gambar 4.1 Korelasi struktural top 21BC

 38

Gambar 4.2 Korelasi struktural top 22

 39

Gambar 4.3 Korelasi struktural top 23

 41

Gambar 4.4 Korelasi struktural 24AB

 42

Gambar 4.5 Korelasi struktural top 25

 43

Gambar 4.6 Korelasi struktural top 26A

 44

Gambar 4.7 Hasil *scan* data seismik menggunakan
amplitude spectrum

 45

Gambar 4.8 Hasil dari *Well Seismic Tie* pada sumur
 MLQ-65

 46

Gambar 4.9 Analisis Sensitivitas pada sumur MLQ-64

 47

Gambar 4.10 Hasil <i>Cross-section</i> dari <i>crossplot</i> sumur MLQ-64	48
Gambar 4.11 Hasil interpretasi patahan data seismik 3D	49
Gambar 4.12 Hasil interpretasi horizon data seismik 3D	51
Gambar 4.13 Peta struktur waktu FS-3.1	52
Gambar 4.14 Peta struktur waktu MF-3	53
Gambar 4.15 Hasil training multi-atribut volume serpih	54
Gambar 4.16 Hasil validasi multi-atribut volume serpih	55
Gambar 4.17 Penampang sebaran volume serpih pada sumur MLQ-59	55
Gambar 4.18 Peta sebaran volume serpih top 21BC	56

Gambar 4.19 Peta sebaran volume serpih top 26A

 56

Gambar 4.20 Overlay peta sebaran volume serpih
 dengan gambaran delta.

 57

Gambar 4.21 *Operator length validation* Gambar 4.22
 Hasil training *neural network* porositas

 57

Gambar 4.22 Hasil training *neural network* porositas

 58

Gambar 4.23 hasil validasi *neural network* porositas

 59

Gambar 4.24 Peta sebaran porositas top 23 (kiri) dan top
 26A (kanan)

 59

Gambar 4.25 peta overlay sebaran volume serpih dan
 sebaran porositas

 60

Gambar 4.26 Zona prospek untuk pemboran sumur
outstep

 61

Tabel 2.1 Nilai Porositas batuan (Hearst, 1985)

.....
27

Tabel 3.1 Data Petrofisika Log

.....
31

Table 4.1 *Distribution Channel Sand* setiap sumur pada top 21BC sampai 26A

.....
45

Tabel 4.2 Nilai korelasi hasil *Well Seismic Tie*

.....
46



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia merupakan salah satu negara dengan kekayaan minyak dan gas bumi yang melimpah. Di Indonesia minyak dan gas bumi merupakan energi yang paling sering digunakan oleh manusia. Hal tersebut menyebabkan minyak dan gas bumi semakin berkurang, sehingga di Indonesia perlu memaksimalkan kegiatan eksplorasi agar mendapatkan cadangan minyak dan gas bumi sehingga kebutuhan energi di Indonesia dapat terpenuhi.

Bidang Geofisika merupakan salah satu ilmu yang dapat diterapkan untuk eksplorasi minyak dan gas bumi, yang saat ini merupakan sumber energi terpenting. Dalam bidang Geofisika eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi dapat dilaksanakan dengan menggunakan metode yang paling sering digunakan dan mahal yaitu metode seismik. Metode seismik mengandalkan suatu gelombang suara yang biasanya mendeteksi keadaan bawah permukaan tanah.

Eksplorasi minyak dan gas bumi secara umum terdapat 3 tahap, yaitu yang pertama adalah tahap akuisisi yang merupakan tahap pengambilan data mentah pada lapangan. Data yang didapat dari proses akuisisi tersebut digunakan untuk tahap kedua, yaitu tahap prosesing yang merupakan tahap pengolahan data yang didapat dari proses akuisisi sehingga dapat bermanfaat dan mendapatkan tujuannya. Tahap ketiga yaitu tahap interpretasi tahap interpretasi

merupakan tahap akhir atau tahap final untuk mengidentifikasi keberadaan minyak dan gas bumi.

Berdasarkan 3 tahap eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi diatas, maka penulis memilih untuk memposisikan diri pada tahapan interpretasi data seismik 3D. Kegiatan interpretasi merupakan kegiatan menyimpulkan data-data hasil dari tahap prosesing dan menganalisa hasil dari proses sebelumnya, sehingga mendapatkan nilai-nilai kuantitas seperti volume minyak yang terkandung pada suatu reservoir dan mengetahui lokasi reservoir pada suatu lapangan, dan dapat diproduksi secara ekonomis atau sebaliknya. Keberhasilan suatu kegiatan eksplorasi tergantung pada hasil pemodelan reservoir pada tahap interpretasi.

Cekungan Tarakan merupakan cekungan yang telah terbukti sebagai salah satu cekungan penghasil minyak dan gas bumi terbesar di Indonesia. Reservoir cekungan tarakan merupakan reservoir batu pasir. Sebagian formasi pada cekungan tarakan yang memiliki indikasi zona reservoir batu pasir yang cukup baik terdapat pada Formasi Tabul dan Formasi Santul. Pada tahap interpretasi data seismik 3D metode geofisika yang digunakan adalah metode Multi-Atribut Seismik yang dapat digunakan untuk mencari zona yang prospek untuk digunakan sebagai zona pengembangan dengan menggunakan data sumur yang tersedia, data seismik 3D dan mengkorelasikan dengan Geologi Regional.

Terdapat penelitian terdahulu pada Cekungan Tarakan mengenai karakterisasi reservoir menggunakan analisa atribut amplitudo seismik 2D. Pada penelitian tersebut didapatkan hasil peta sebaran RMS amplitudo dan maximum amplitudo dan menentukan zona prospek

berdasarkan peta sebaran amplitudo (Catra, 2010). Penelitian penulis dilakukan dengan harapan mendapatkan hasil analisa yang lebih kompleks dan lebih dipercaya jika dibandingkan penelitian yang pernah ada pada Cekungan Tarakan.

Penelitian menurut (Wijaya, dkk, 2012) kajian migas di Cekungan Tarakan relative sangat kurang, padahal eksplorasi migas di Cekungan Tarakan telah mengalami proses dengan waktu yang cukup Panjang bahkan termasuk salah satu eksplorasi migas tertua di Indonesia. Penelitian terdahulu ini menginterpretasikan Cekungan Tarakan menggunakan seismik 2D. Karena sangat kurangnya penelitian pada Cekungan Tarakan bahkan sangat jarang penelitian yang menggunakan data seismik 3D, maka penulis berinisiatif untuk menginterpretasikan Cekungan Tarakan menggunakan seismik 3D.

Penelitian penulis menggunakan data *input* seismik 3D dan menggunakan berbagai macam jenis atribut seismik yang dijadikan satu atau multi-atribut. Penulis juga menggunakan 2 jenis properti log yaitu log volume serpih dan log porositas. Seismik 3D memiliki pencitraan 3 dimensi (*cube*) yang memberikan informasi yang terus menerus melalui bawah permukaan, sedangkan seismik 2D hanya mengungkapkan potongan informasi (*non-cube*) bawah permukaan. Sehingga seismik 3D memiliki hasil yang lebih kompleks.

Penelitian ini penting dilakukan karena penelitian sebelumnya hanya menggunakan metode atribut amplitudo seismik 2D saja. PT Pertamina EP Asset 5 juga belum pernah melakukan analisa sebaran porositas pada lapangan maliq, sehingga hasil dari penelitian ini dapat digunakan untuk menunjang proses pengembangan lokasi pemboran

outstep. Analisa multi-atribut pada penelitian ini menggunakan berbagai macam jenis atribut seismik 3D yang dijadikan satu untuk mendapatkan nilai korelasi yang tinggi dan nilai eror yang rendah sehingga hasil analisa sebaran volume serpih dan porositas pada penelitian ini lebih dapat dipercaya dan dapat digunakan untuk mencari zona pemboran *outstep*, berdasarkan nilai kuantitas dari hasil analisa peta sebaran volume serpih dan porositas.

1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana hasil penerapan metode Multi-Atribut Seismik pada reservoir batu pasir di lapangan Maliq?
2. Bagaimana persebaran litologi dan porositas pada reservoir batu pasir di lapangan Maliq?
3. Bagaimana zona prospek di lapangan Maliq?

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dari penelitian ini adalah:

1. Data yang digunakan merupakan data sekunder milik PT Pertamina EP Asset 5.
2. Penelitian ini dilakukan pada Formasi Santul dan Formasi Tabul Cekungan Tarakan
3. Metode Geofisika yang digunakan untuk menganalisa adalah metode Multi-Atribut Seismik 3D PSTM
4. Penelitian ini dilakukan menggunakan perangkat lunak Hampson-Russel, Petrel, Microsoft Office.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dilakukannya penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengidentifikasi persebaran volume serpih dan porositas lapangan maliq menggunakan metode Multi-Atribut seismik.
2. Memodelkan persebaran volume serpih dan porositas pada reservoir batu pasir di lapangan maliq.
3. Menganalisis zona yang digunakan untuk pemboran sumur pengembangan *outstep* di lapangan maliq.

1.5 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat yang didapatkan dari penelitian ini adalah:

1. Mengaplikasikan ilmu pada bidang geofisika yang di peroleh selama perkuliahan dalam bidang industri minyak dan gas bumi.
2. Mengetahui kualitas persebaran reservoir batu pasir pada lapangan Maliq berdasarkan analisa Multi-Atribut Seimik.
3. Dapat dijadikan refrensi dalam melakukan pengembangan pada Lapangan Maliq Cekungan Tarakan.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

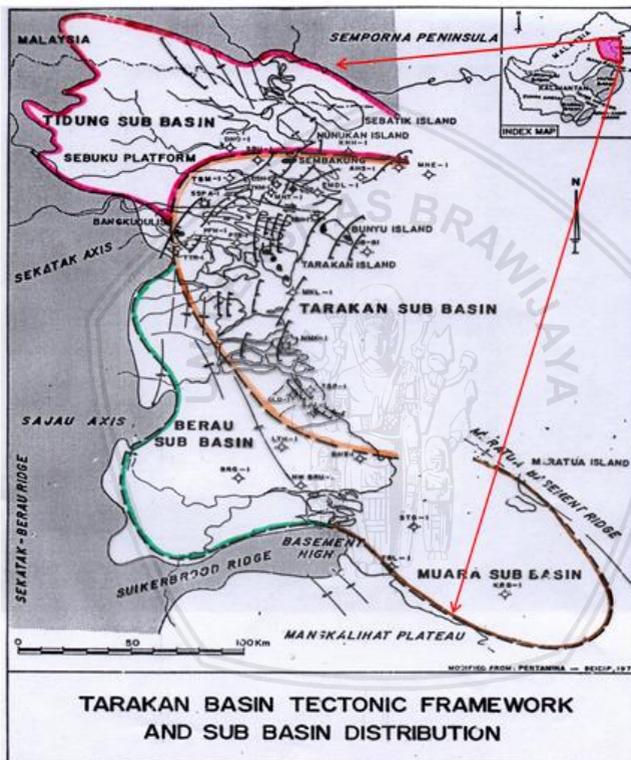
2.1 Geologi Regional Cekungan Tarakan

Cekungan Tarakan merupakan salah satu cekungan dengan minyak dan gas bumi yang melimpah di Indonesia. Secara umum Cekungan Tarakan termasuk dalam daerah delta (*passive margin*) dengan kondisi tektonik minor geser secara lateral. Berdasarkan anomaly magnetik, Cekungan Tarakan memiliki sesar- sesar geser yang mengarah ke barat laut (Lentini dan Darman, 1996)



Gambar 2.1 Peta Indeks Cekungan di Kalimantan (kotak hitam merupakan Cekungan Tarakan)

Cekungan Tarakan terletak pada bagian timur laut pulau Kalimantan. Cekungan Tarakan dibatasi oleh Tinggian Sekatak Berau pada bagian Barat, Tinggian Suikerbrood dan Tinggian Mangkalihut Peninsula pada bagian Selatan, Tinggian Sempurna pada bagian Utara, dan Laut Sulawesi pada bagian Timur (Achmad dan Samuel, 1984).



Gambar 2.2 Kerangka Tektonik Cekungan tarakan (Pertamina BEICIP, 1992)

Ditinjau dari pusat sedimentasi dapat dibagi menjadi empat sub-cekungan yaitu:

1. Tidung Sub-Basin: Terletak paling utara dan untuk sebagian besar berkembang di darata, terisi sedimen berumur Oligosen sampai Miosen akhir. Dipisahkan dengan Berau Sub-Basin dan di bagian selatan dibatasi oleh Sekatak Ridge.
2. Berau Sub-basin: Terletak pada bagian selatan dan sebagian besar berkembang di daratan yang terisi oleh sedimen berumur Eosen Akhir sampai Miosen Akhir.
3. Tarakan Sub-basin: Terletak pada bagian tengah dan merupakan sub cekungan paling muda. Perkembangan paling utara ke arah lepas pantai dan terisi dengan Formasi Tarakan-Bunyu yang berumur Miosen Akhir.
4. Muara Sub-basin: Merupakan deposenter paling selatan dan perkembangan sedimennya ke arah lepas pantai di utara Tinggian Mangkalihat. Dipisahkan dengan Berau sub-basin, di utaranya oleh Suikerbrood Ridge, yaitu suatu Tinggian yang berarah Barat- Timur.

2.1.1 Struktur Geologi Regional

Cekungan Tarakan memiliki struktur utama berupa sesar dan lipatan yang berarah barat laut – tenggara dan timur laut – barat daya. Pada Cekungan Tarakan terdapat pola deformasi struktur yang meningkat, terutama pada masa Meosen Tengah yang bergerak ke bagian utara Cekungan. Struktur pada di Sub-Cekungan Muara dan Berau mengalami sedikit proses deformasi, sementara di Sub-Cekungan Tarakan dan Tidung lebih sering terganggu (Achmad dan Samuel, 1984).

Pada Sub-Cekungan Berau dan Muara didominasi oleh struktur regangan yang disebabkan oleh beberapa aktifitas tektonik semasa Palaeogen, sedangkan struktur pada Sub-Cekungan Tarakan dan Tidung berkembang karena pengaruh

berhentinya regangan di Laut Sulawesi yang di ikuti oleh aktifitas sesar mendatar pada fasa akhir tektonik Tarakan (Fraser dan Ichram, 1999).

Pada Cekungan Tarakan terdapat tiga sinistral *wrench fault* yang saling sejajar dan memiliki arah yang sama yaitu barat laut - tenggara yaitu:

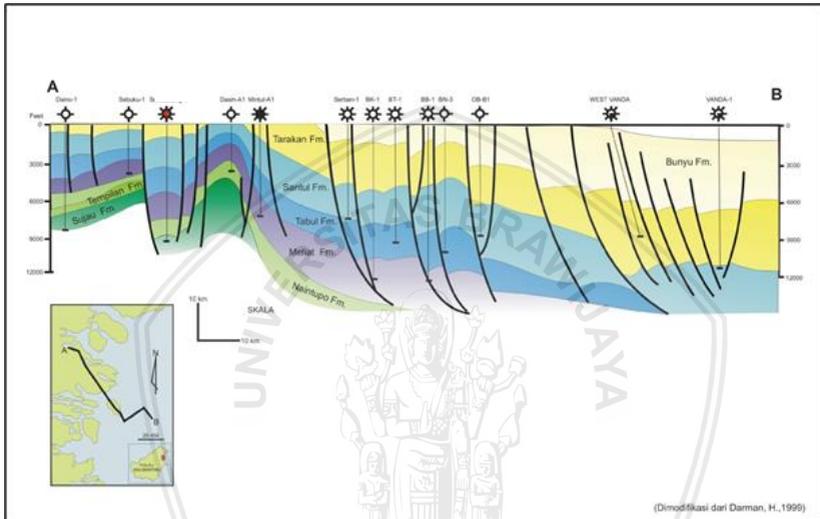
1. Sesar Semporna yaitu sesar berada pada bagian paling utara, memisahkan kompleks vulkanik semenanjung Semporna dengan sedimen zaman neogen di Pulau Sebatik.
2. Sesar Maratua merupakan zona yang kompleks transpresional yang membentuk suatu batas Sub-Cekungan Tarakan dan Muara.
3. Sesar Mangkalihat Peninsula merupakan bsebagai batas sebelah selatan Sub-Cekungan Muara yang bertepatan dengan garis pantai sebelah utara Semenanjung Mangkalihat dan merupakan suatu kemenerusan dari Sesar Palu-Koro di Sulawesi.



Gambar 2.3 Struktur Antiklinorium Lapangan Maliq yang dibatasi oleh Sampurna Fault Zone (utara) dan Maratua Fault Zone di bagian selatan (Pertamina BEICIP, 1992).

Sumbu memanjang pada lokasi penelitian berarah barat laut – tenggara. Struktur anticlinorium lokasi penelitian ini dipotong oleh sejumlah sesar normal transversal, antithetic dan synthetic. Struktur ini terletak diantara dua sesar utama yang berupa sinistral strike slip fault yang berarah SE – NW (Gambar 2.3). Sesar tersebut memiliki kemiringan dengan arah timur dan tenggara. Sistem tektonik utama yang mempengaruhi terbentuknya lokasi penelitian ini adalah tektonik Plio Pleistosen dimana fase perlipatan dan diikuti erosi

menghasilkan suatu ketidakselarasan dan bersudut di bagian atas Formasi Tarakan (Gambar 2.4). Sesudah pengendapan pada Formasi Bunyu pada zaman Peistosen terjadi proses tektonik fase kedua pada akhir pleistosen dimana daerah ini mengalami gangguan tektonik sehingga lokasi penelitian mengalami pengangkatan sampai terpatahkan.



Gambar 2.4 Pola lipatan dan pola sesar di struktur pada penampang barat laut-tenggara

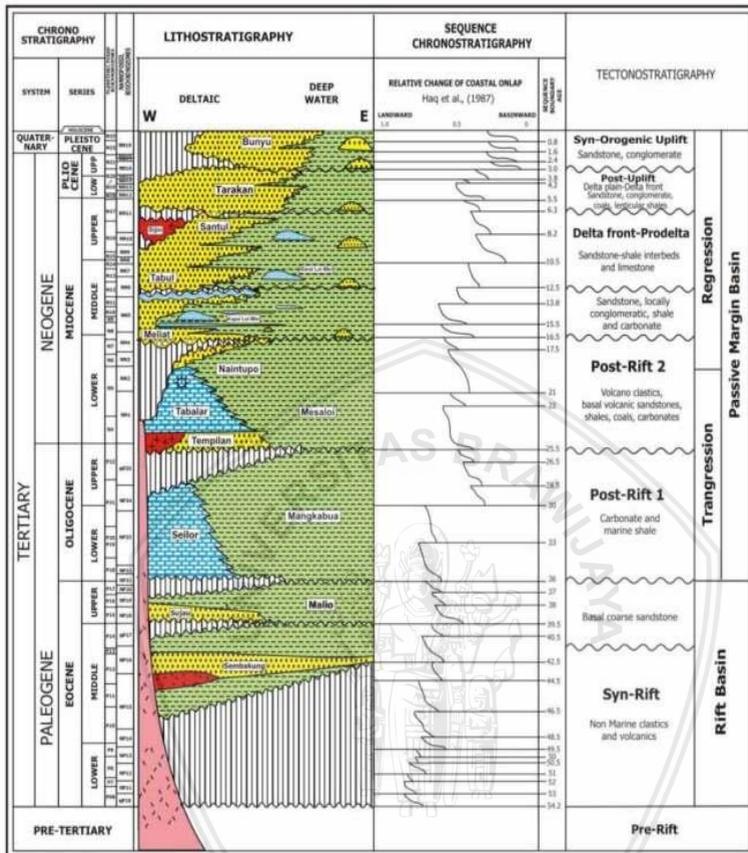
Antiklin yang sedang berkembang pada Cekungan Tarakan berjumlah 5 buah antiklin besar pada bagian barat. Dari bagian utara sampai selatan antiklin tersebut dinamakan Antiklin Sebatik, Ahus, Bunyu. Antiklin tersebut merupakan *plunging flexure* yang besar dengan arah tenggara. Antiklin tersebut berasal dari proses transpresi timur laut – barat daya dan berorientasi utara barat laut – selatan tenggara semakin ke utara umur dari kompresi tersebut semakin muda. Lipatan pada bagian utara juga meningkat dimana busur yang seakin besar di lepas pantai menghasilkan lipatan dengan sudut yang tajam

dan sempit pada daratan, yaitu pada daerah Simenggaris. Antiklin di daerah selatan merupakan antiklin minor yang di sebabkan oleh struktur inversi, dimana di bagian inti di tempati oleh lempung laut dalam masa Eosen sampai MEosen Akhir dan batu gamping turbudit yang ketat (Pertamina - BEICIP, 1992).

2.1.2 Tektonik Sub-Cekungan Tarakan

Pada Sub-Cekungan Tarakan terbagi menjadi tiga tahap proses tektonik, yaitu tahap *pre-rift*, *syn-rift*, dan *post-rift*, Sub-Cekungan Tarakan menjadi *passive margin* yang terbagi dalam transgresi dan regresi (Ellen dkk, 2008).



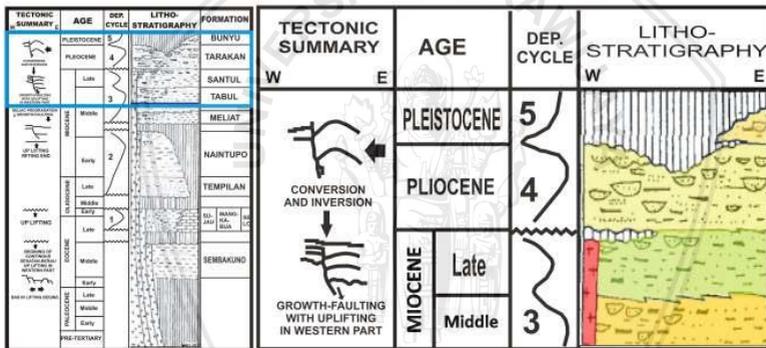


Gambar 2.5 Teknik regional meliputi litostratigrafi dan kronostratigrafi termasuk umur ketidakselarasan utama di Cekungan Tarakan (Ellen, dkk, 2008).

Pada tahap *pre-rift*, stratigrafi pada tahap ini memiliki batuan dasar. Formasi Danau yang merupakan batuan metamorf. Konfigurasi struktur awal pada tahap ini karena proses *rifting* pada masa Eosen Awal, dan selanjutnya terjadi proses *uplift* pada bagian barat selama Eosen Tengah sehingga mengakibatkan erosi pada puncak tinggian Sekatak sehingga

tahap ini merupakan tahap pengendapan siklus-1 dan berlanjut ke siklus-2 (Biantoro, dkk., 1996).

Karena proses *rifting* menimbulkan beberapa sesar-sesar dengan arah barat daya-timur laut. Pada tahap *syn-rift*, terdapat proses sedimentasi yang berlangsung selama Eosen dari Formasi Sembakung dan Sajau. Secara tidak langsung di atasnya terdapat proses *post-rift* 1 dan *post-rift* 2 selama masa Oligosen sampai Miosen Awal dan terendapkan sedimen yang terdiri dari Formasi Seilor, Mankabua, Tempilan, Tabalar, Mesaloi dan Naintupo. Tahap *post-rift* 1 dan *post-rift* 2 berlangsung pada tahap transgresi (Gambar 2.5).

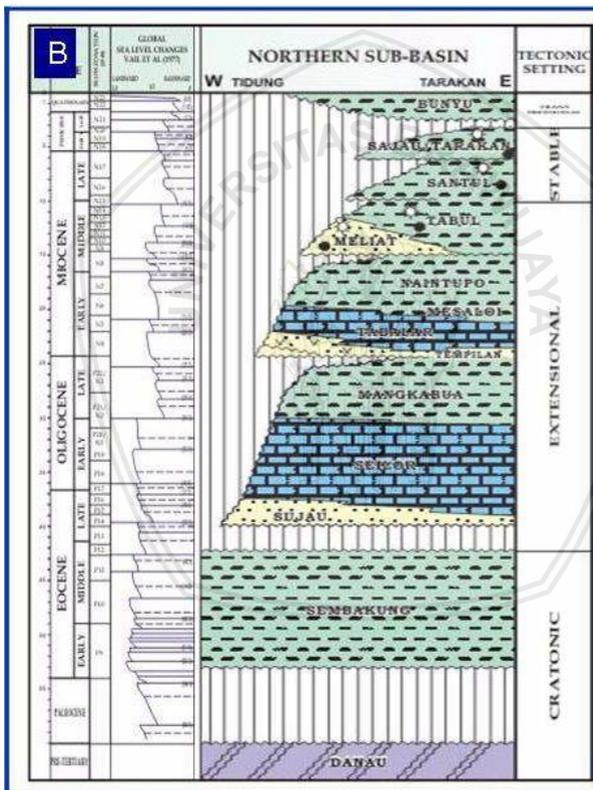


Gambar 2.6 Kejadian tektonik di Sub-Cekungan Tarakan yang dimulai dari proses rifting sampai kompresi yang menghasilkan sesar inversi (Biantoro, dkk, 1996)

Pada tahap regresi, terjadi secara tidak beraturan di atas sedimen *post-rift* 2 yang merupakan sedimentasi delta dan secara berurutan Formasi Meliat, Formasi Tabul, Formasi Santul, Formasi Tarakan dan Formasi Bunyu. Pada Formasi Santul proses pengendapannya berlangsung dengan cepat sehingga menyebabkan munculnya sesar. Sesar ini bertumbuh hingga masa Pliosen dengan pengendapan siklus-4 pada

Formasi Tarakan. Aktivitas tektonik selama masa Pliosen Akhir sampai Pleistosen berubah ke kompresi yang menyebabkan sesar tersebut geser, tetapi juga terdapat beberapa sesar naik. Pada tahap ini berlangsung proses pengendapan Formasi Bunyu (Gambar 2.6) (Biantoro, dkk., 1996).

2.1.3 Stratigrafi Cekungan Tarakan

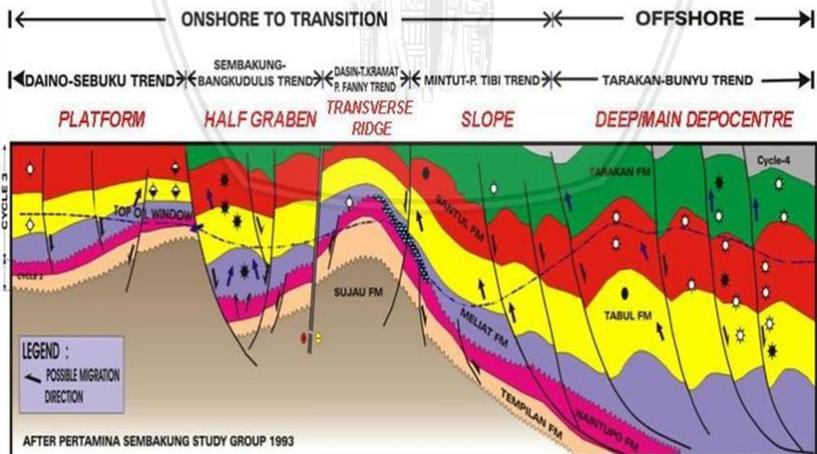


Gambar 2.7 Stratigrafi secara umur pada bagian utara Sub-Cekungan Tarakan (Achmad dan Samuel, 1984)

Stratigrafi Cekungan Tarakan dibagi menjadi dua bagian sub-cekungan. Sub-Cekungan yang pertama berada pada wilayah selatan yang meliputi Sub-Cekungan Berau dan Muara, Sub-Cekungan yang kedua berada di wilayah utara yang terdiri dari Sub-Cekungan Tidung dan Tarakan. Pada wilayah utara merupakan pengendapan batuan metamorf. Diatasnya terdapat sedimentasi *syn-rift* yang muncul pada masa Eosen sampai Miosen Tengah yang terdiri dari Formasi Sembakung, Sujau, Seilor, Mankabua, Tempilan, Tabalar, Mesaloi. Secara tidak langsung juga tumbuh diatas sedimen *syn-rift* terdapat sedimen delta dan sekitarnya berturut-turut Formasi Meliat, Tabul, Santul, Tarakan dan Bunyu. Untuk lokasi yang di teliti berada pada Formasi Santul dan Tabul (Gambar 2.7).

2.1.4 Sistem Petroleum

Pada Gambar 2.8 menunjukkan komponen – komponen petroleum system pada Cekungan Tarakan:



Gambar 2.8 Play Concept Model of Tarakan Basin

1. Source Rock

Pada Cekungan Tarakan terdapat beberapa Formasi yang berpotensi sebagai *source rock*, yaitu Formasi Sembakung, Formasi Meliat dan Formasi Tabul. Pada Formasi Meliat banyak mengandung batuan atau material organik yang cukup banyak dengan temperatur yang tinggi, sehingga cukup membuat hidrokarbon menjadi matang. Material pada Formasi Tabul merupakan *source rock* terbaik karena memiliki material organik yang cukup banyak dengan ketebalan Formasi 1700 m.

2. Reservoir

Cekungan Tarakan mempunyai karakteristik batuan sebagai batuan reservoir dengan batuan yang kasar dengan geometri sedimen deltaic penyebarannya terbatas. Formasi Meliat, Formasi Tabul, Santul dan Tarakan merupakan reservoir seri delta dengan batuan pasir membentuk channel dan bar. Pada Formasi Meliat terdapat batu pasir dan shale dan juga lapisan tipis batu bara. Formasi Santul merupakan fasies delta plain sampai delta front, pada Formasi ini didominasi oleh batu pasir dengan ketebalan 40 sampai 60 m dan juga ada beberapa titik dengan pembentukan channel memiliki batu pasir dengan ketebalan 115 m.

3. Seal Rock

Seal Rock pada Cekungan Tarakan merupakan batuan penyusun pada Formasi Sembakung, Mangkabua dan Birang yang merupakan batuan sedimen klastik dengan ukuran butir yang sangat halus. Pada Formasi Meliat, Tabul, Tarakan disusun oleh batu tudung berupa batu lempung yang berasal dari endapan delta.

4. Trap

Jenis trap atau jebakan pada Cekungan Tarakan merupakan jenis jebakan stratigrafi karena besarnya peran

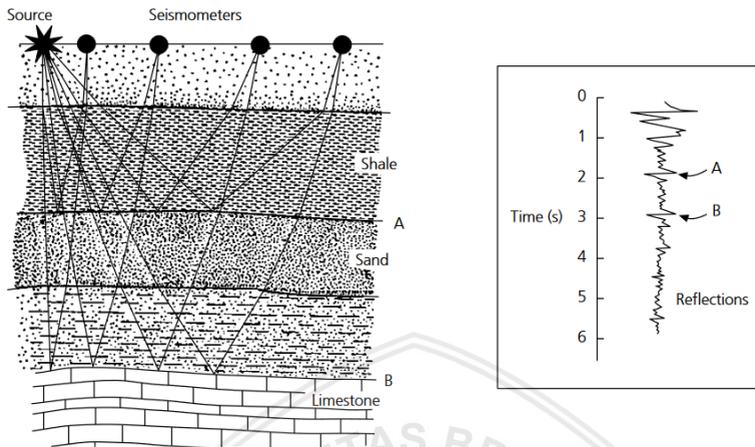
suatu litologi batuan sedimen yang halus dengan lingkungan pengendapan delta. Tetapi pada masa Plio-Pleistosen, terjadi proses tektonik yang mengakibatkan terbentuknya struktur geologi dan dapat digunakan sebagai perangkap suatu hidrokarbon yang berhubungan dengan adanya patahan dan struktur antiklin.

5. Migrasi

Pada Cekungan Tarakan terdapat model migrasi yang disebabkan oleh sesar – sesar normal dan sesar naik serta perbedaan elevasi. Migrasi pada cekungan ini bergerak pada blok yang terbentuk pada masa Mio-Pliosen. Selain itu didukung dengan proses pematangan hidrokarbon pada masa Miosen Akhir yang berasal dari Formasi Tabul dan Tarakan akibat intrusi batuan beku (Subroto, dkk, 2005).

2.2 Metode Seismik Refleksi

Metode Seismik Refleksi merupakan salah satu metode geofisika aktif dan biasa digunakan untuk kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi, metode ini bekerja dengan adanya sumber seismik (palu ledakan, dll). Metode seismik refleksi menggunakan konsep perambatan gelombang seismik. Gelombang seismik dapat merambat di medium yaitu bumi (tanah), untuk sumber dari gelombang seismik dihasilkan dari ledakan dinamit yang di terapkan ke bumi. Setelah sumber diledakkan, maka terjadi perambatan gelombang dibawah permukaan (tanah/batuan) yang memenuhi hukum – hukum elastisitas ke segala arah dan mengalami pemantulan ataupun pembiasan akibat munculnya perbedaan kecepatan. Pada jarak tertentu, gerakan partikel dapat direkam sebagai fungsi waktu. Berdasarkan hasil rekaman itulah yang dapat digunakan untuk memperkirakan suatu bentuk lapisan atau struktur didalam permukaan bumi.



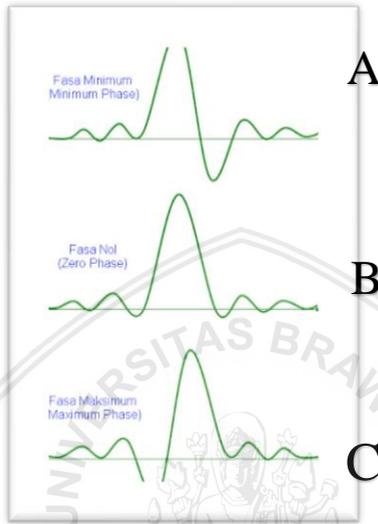
Gambar 2.9 Ilustrasi pengukuran metode seismik refleksi (Stein, 2003)

Pada awalnya gelombang seismik ini bersumber dari gempa bumi tektonik dan gempa bumi vulkanik. Untuk keperluan eksplorasi minyak dan gas bumi maka sumber getaran untuk menjalarkan suatu gelombang seismik maka sumber gelombang seismik yang digunakan yaitu sumber buatan seperti ledakan dinamit, air gun, boomer maupun vibroseis. Prinsip dari sumber gelombang seismik buatan tersebut adalah memberikan gangguan sesaat dan local pada medium yang kita inginkan, dari parameter – parameter gelombang tersebut (Munandi, 2000).

2.3 Wavelet

Wavelet atau Tras Seismik merupakan penggambaran suatu amplitudo terhadap Waktu. Setiap satu amplitudo sama dengan satu waktu yang memberikan arti terhadap tras seismik. Untuk mengkarakterisasi suatu tras seismik maka harus

dilakukan analisa terhadap spektrum amplitude dan fase gelombangnya (Sismanto, 2006).



Gambar 2.10 Jenis – jenis *wavelet* (a) *minimum phase*, (b) *zero phase*, (c) *maximum phase* (Sukmono, 1999)

Menurut Sismanto (2006) bahwa *wavelet* merupakan kumpulan dari banyak gelombang harmonic yang memiliki beberapa karakter, yaitu Amplitudo, Frekuensi dan *Phase*. Ada beberapa jenis fase dari *wavelet* seperti (Gambar 2.10) (Sismanto, 2006).

1. *Zero Phase*: komponen frekuensi puncaknya pada titik refrensi nol.
2. *Maximum Phase*: fungsi *wavelet* nya memiliki energi yang terkonsentrasi di belakang.
3. *Minimum Phase*: kebalikan dari *maximum phase* dimana energinya terkonsentrasi di depan.

2.4 Koefisien Refleksi dan Impedansi Akustik

Impedansi Akustik merupakan suatu sifat batuan berdasarkan sifat dan jenis litologi, porositas, kandungan, tekanan dan temperatur. Impedansi akustik berfungsi untuk membedakan litologi, pemetaan jenis litologi, indikator hidrokarbon, jenis batuan reservoir, dan mengkarakterisasi suatu reservoir (Sukmono, 1999). Impedansi Akustik atau biasa juga disebut AI dirumuskan sebagai berikut:

$$AI = \rho \times v \quad (2.1)$$

Keterangan:

ρ : Densitas (g/cc)

v : Kecepatan (m/s)

Gelombang seismik refleksi yang terpantulkan disebabkan oleh adanya perubahan nilai Impedansi Akustik pada setiap lapisan batuan. Untuk mengontrol harga Impedansi Akustik, kecepatan mempunyai peran yang lebih penting dari pada densitas (Sukmono, 1999). Menurut Sukmono (1999) Impedansi dan *Acoustic Hardness* disamakan, karena batuan dengan sifat yang keras dan sukar dimampatkan (batu gamping) memiliki nilai Impedansi Akustik yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak (batu pasir, batu lempung, dll) memiliki nilai Impedansi Akustik yang rendah. Pada metode seismik refleksi, perbandingan energi yang di pantulkan dengan energi yang datang pada keadaan normal disebut koefisien refleksi, yang dirumuskan sebagai berikut: (Sukmono, 1999)

$$KR = \frac{(AI_2 - AI_1)}{(AI_2 + AI_1)} \quad (2.2)$$

Keterangan:

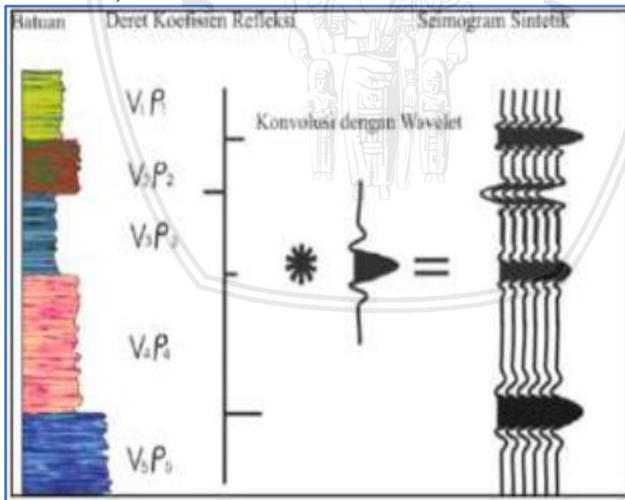
KR : Koefisien Refleksi

AI_2 : Impedansi Akustik lapisan atas

AI_1 : Impedansi Akustik lapisan bawah

2.5 Seismogram Sintetik

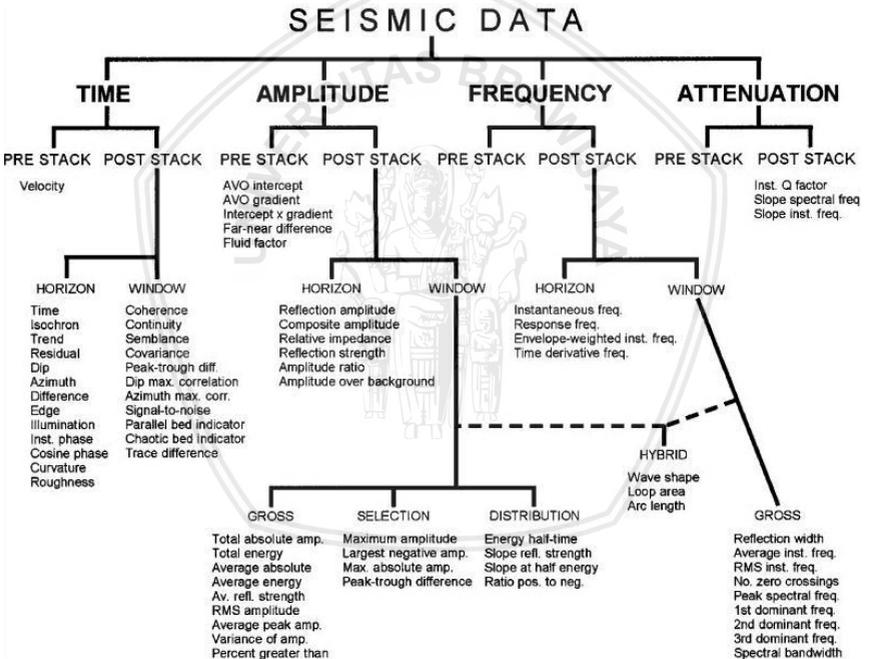
Seismogram sintetik merupakan suatu data seismik buatan dari data sumur yang akan dilakukan proses selanjutnya yaitu *well seismic tie*. Untuk membuat data seismik buatan atau seismogram sintetik dibutuhkan beberapa parameter, yaitu *Sonic Log*, *Density Log* dan *wavelet*. Untuk mendapatkan seismogram sintetik harus dilakukan perhitungan dengan perkalian antara kecepatan rambat gelombang dengan densitas, selain itu juga dibutuhkan data *checkshoot* yang akan diperoleh *wavelet* sehingga akan didapatkan seismogram sintetik (Gambar 2.11).



Gambar 2.11 Seismogram sintetik hasil onvolusi koefisien refleksi *wavelet* (Sukmono, 1999)

Fungsi dari seismogram sintetik adalah untuk menyesuaikan data sumur dari domain kedalaman ke domain waktu, karena data seismik umumnya memiliki domain waktu dan data sumur memiliki domain kedalaman (Sukmono, 1999).

2.6 Seismik Atribut dan Muti-Atribut



Gambar 2.12 Beberapa atribut seismik yang dapat digunakan untuk analisa *surface attribute* (Sukmono, 2011)

Seismik multi-atribut berasal dari pengertian seismik atribut, dimana seismik atribut merupakan tambahan dari seismik konvensional atau modifikasi dari seismik konvensional. Pada seismik atribut tidak melakukan proses perhitungan melainkan memberikan cara pandang yang berbeda atau memberikan parameter – parameter dari seismik konvensional. Brown (2000) mengatakan bahwa nilai – nilai yang pada data seismik konvensional akan dapat dilihat dan dipertimbangkan menggunakan seismik atribut ini, sehingga proses interpretasi data seismik akan lebih mudah dilakukan. Data seismik konvensional memberikan informasi penting dalam proses interpretasi diantaranya adalah waktu, amplitudo, fase dan atenuasi. Untuk berbagai macam seismik atribut tersebut digunakan untuk memperkuat nilai – nilai pada proses interpretasi (Brown, 2000)

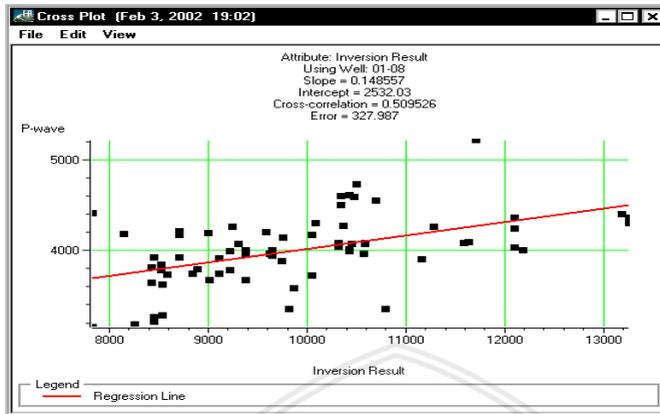
Analisa seismik multi-atribut merupakan suatu metode statistik yang menggunakan lebih dari satu atribut atau gabungan dari beberapa atribut untuk memprediksi suatu litologi dan property suatu reservoir. Seismik multi-atribut ini menggunakan konsep mencari hubungan antara data log dan data seismik pada lokasi sumur yang diteliti. Seismik multi-atribut ini juga menggunakan hubungan tersebut untuk mengestimasi nilai log dengan data log asli atau data log yang sudah ada (Barnes, 1999).

Metode seismik multi-atribut ini memiliki fungsi statistik untuk mengkarakterisasi reservoir dengan peran mengestimasi dan mensimulasikan hubungan spasial variabel pada lokasi yang diteliti. Pada kenyataannya metode multi-atribut ini memiliki nilai – nilai variabel yang sangat berdekatan atau memiliki tingkat kesamaan yang tinggi. Kesamaan kedua variabel tersebut akan turun jika jarak yang digunakan bertambah (Barnes, 1999).

2.7 Regresi Linier Multi-Atribut

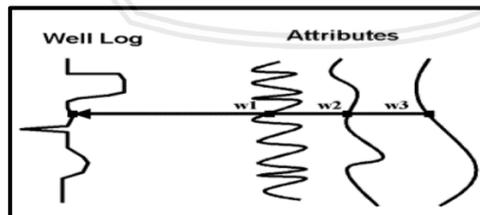
Regresi linier merupakan suatu perhitungan statistik yang digunakan untuk mengetahui pengaruh antara satu variabel bebas atau beberapa variabel bebas terhadap satu buah variabel terikat. Seperti Gambar 2.13, merupakan pendekatan untuk memodelkan hubungan antara variabel y sebagai variabel terikat dan variabel x sebagai variabel bebas. Regresi linier ini digunakan untuk melakukan prediksi (variabel x) berdasarkan data – data yang telah dimiliki sebelumnya (variabel y) (Russel, 2006).

Salah satu metode untuk mengaplikasikan multi- atribut adalah metode regresi linier. Tujuan metode ini untuk mencari beberapa operator yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik disekitarnya. Pada Gambar 2.13 ditunjukkan sebuah kurva krosplot dan terdapat garis merah yang menunjukkan garis hasil regresi linier, dari garis tersebut dapat terlihat seberapa bagus prediksi yang telah dibuat oleh operator. Semakin garis merah tersebut membentuk sudut 45 derajat maka hasil prediksi log kita mendekati dengan nilai actual atau sesungguhnya. Titik – titik dalam krosplot tersebut menunjukkan nilai log yang kita prediksi, semakin titik – titik tersebut mendekati atau bersinggungan dengan dengan garis regresi linier maka nilai eror yang didapatkan semakin kecil (Russel, 2006).



Gambar 2.13 Krosplot konvensional antara log target dan atribut (Russel, 2006)

Parameter yang akan dianalisa pada seismik atribut merupakan atribut dari seismik tersebut, bukan berasal dari data seismik itu sendiri. Dengan menggunakan atribut – atribut seismik lebih baik dari pada menggunakan seismik asli saja, banyak dari beberapa jenis atribut – atribut tersebut yang bersifat non-linier, sehingga proses prediksi suatu log dapat berjalan lebih baik. Gambar 2.14 menunjukkan mengenai system perhitungan atribut dalam memprediksi log, Analisa linier multi-atribut perhitungannya secara langsung di beberapa atribut yang digunakan.



Gambar 2.14 Contoh kasus tiga seismik atribut, setiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Russel, 2006)

Kombinasi dilakukan dengan memberikan nilai bobot kepada masing – masing atribut yang digunakan seperti pada persamaan berikut:

$$L(t) = W_0 + W_1A_1(t) + \dots + W_mA_m(t) \quad (2.5)$$

Keterangan:

W_0 : Nilai bobot

W_1 : Nilai bobot dari m+1

A_1 : Atribut ke-1, dengan jumlah atribut m

A_m : Atribut m, dengan jumlah atribut m

Untuk mendapatkan kombinasi yang terbaik untuk memprediksi suatu log target yaitu dengan dilakukan sebuah proses yang dinamakan *step wise regression* (Russel, 2006). Proses – proses tersebut yaitu:

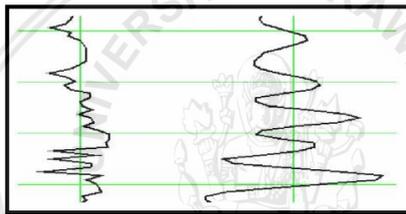
1. Mencari atribut tunggal yang terbaik mnggunakan *trial and error*. Setelah itu atribut yang tertera pada *software* dihitung *error* prediksinya, yang akan digunakan adalah atrbut dengan nilai eror prediksi terendah.
2. Mencari pasangan atribut a (atribut dengan nilai eror terendah), atribut b merupakan pasangan atribut a karena memiliki nilai eror yang tidak jauh berbeda dengan atribut a.
3. Mencari 3 anggota atribut yang berpasangan terbaik dengan nilai eror rendah, dengan asumsi 2 buah anggota awal atribut. Tiga atribut terbaik yang memiliki nilai eror prediksi yang rendah.

2.7.1 Operator Konvolusi

Konvolusi merupakan cara untuk mengkombinasikan dua buah deret angka yang akan menghasilkan deret angka

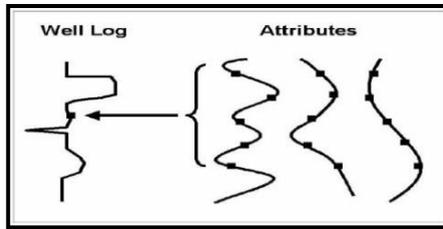
yang ketiga. Dalam dunia atribut seismik deret angka yang dimaksud adalah macam - macam atribut yang ada pada data seismik 3D (Gambar 2.12). Fungsi konvolusi yaitu untuk memperbaiki kualitas sebuah citra, menghilangkan noise dan penghalusan citra. Operator Konvolusi merupakan suatu operasi mendasar dalam pengolahan citra.

Hasil dari proses regresi linier multi-atribut dapat diasumsikan untuk pembobotan tunggal untuk setiap atribut yang digunakan. Terdapat beberapa permasalahan jika frekuensi pada log target memiliki nilai yang lebih besar dari pada seismik atribut, sehingga proses korelasi menggunakan *sample by sample* tidak akan optimal seperti gambar 2.15 (Russel 2006)



Gambar 2.15 Perbandingan antara log target (kiri) dengan seismik atribut (kanan) yang menunjukkan adanya perbedaan frekuensi. Untuk mengatasinya digunakan operator konvolusi

Terdapat beberapa alternatif lain untuk menyelesaikan masalah ini yaitu dengan menggunakan asumsi pada setiap sampel pada log target berhubungan dengan sejumlah sampel yang berdekatan dengan seismik atribut, seperti Gambar 2.16.



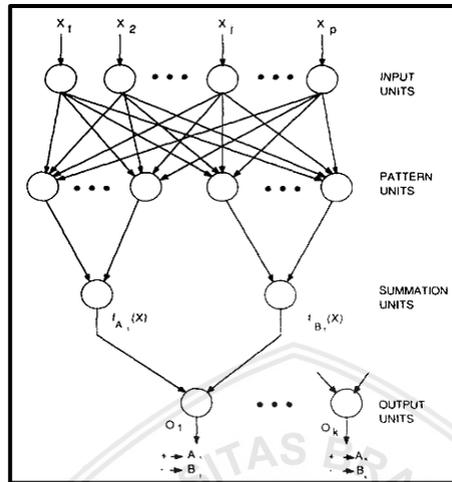
Gambar 2.16 Penggunaan 5 titik operator konvolusi untuk menghubungkan atribut seismik dengan log target

Pada Gambar 2.16 terlihat log sumur menjadi impedansi akustik dan pada bagian atribut terlihat 5 titik operator yang berhubungan dekat dengan *wavelet* seismik. Koefisien operator didapatkan dengan meminimalisasikan *mean-squared prediction error* (Russel, 2006).

2.7.2 Validasi

Validasi merupakan suatu parameter yang digunakan untuk mendapatkan kebenaran jumlah atribut yang digunakan. Untuk menentukan jumlah atribut yang akan digunakan, digunakan transformasi multi-atribut dengan jumlah atribut $N+1$ yang selalu memiliki prediksi eror yang lebih kecil atau sama dengan transformasi N atribut. Dengan semakin banyaknya atribut yang berhubungan digunakan maka nilai eror semakin kecil secara asimetris (Sukmono, 2000).

2.8 Multi-Atribut *Neural Network*

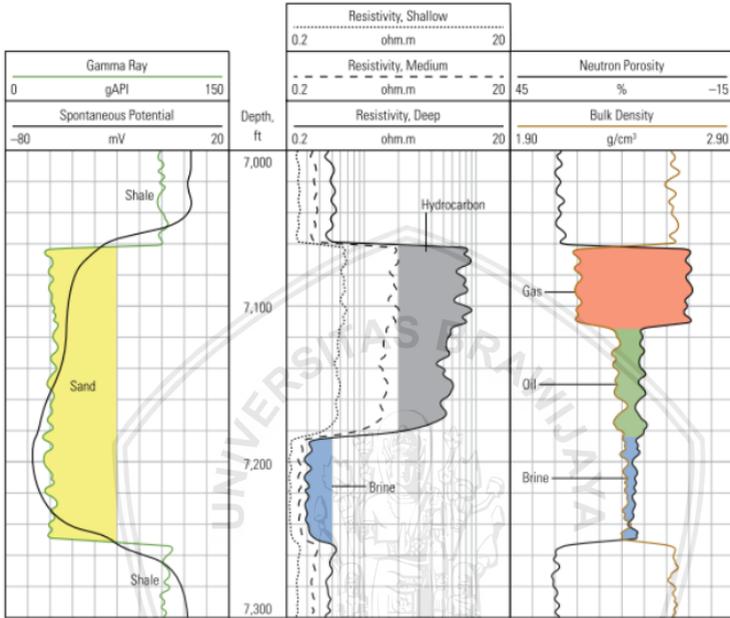


Gambar 2.17 Skema metode PNN (Russel, 2006)

Probabilistic Neural Network (PNN) merupakan suatu metode jaringan saraf tiruan yang menggunakan prinsip berdasarkan teori statistik. PNN biasa digunakan untuk melakukan *pattern Classification*. Pada Gambar 2.17 menggambarkan system perhitungan dari metode PNN yang terdiri dari 4 tahap perhitungan, yaitu *input*, *pattern*, *summation* dan *decision/output*.

- *Input*: tidak terdapat perhitungan, hanya berisi atribut – atribut yang akan digunakan untuk memprediksi log target.
- *Pattern*: pada layer ini dilakukan perhitungan jarak antara input dengan data yang tersimpan pada *neuron pattern layer*.
- *Summation*: layer ini menerima *input* dari setiap *neuron pattern layer* dan menjumlahkannya sehingga akan didapatkan beberapa kemungkinan suatu *input x* masuk ke dalam kelompok t.
- *Output*: pada layer ini menghasilkan klasifikasi berdasarkan hasil dari *summation neuron* yang memiliki nilai yang paling tinggi (Russel, 2006).

2.9 Data Sumur



Gambar 2.18 Ilustrasi data sumur (Varhaug, 2016)

Fungsi dari data sumur ini untuk memberikan informasi plot antara parameter fisis dari suatu lapisan terhadap kedalaman dengan jelas. Dari data sumur ini interpreter dapat mengetahui zona berpori atau tidak, mengidentifikasi litologi, ketebalan batu pasir pada formasi – formasi bawah permukaan berdasarkan plotnya, pada gambar dibawah ini menunjukkan ilustrasi hasil pengukuran dari data sumur (Varhaug, 2016).

2.9.1 Log Gamma Ray

Prinsip dari pengukuran *Gamma Ray* dilakukan dengan perhitungan tingkat radioaktivitas batuan atau lapisan dibawah permukaan. Menurut Telford (2001) log *Gamma Ray* merupakan salah satu jenis log radioaktif. Log *Gamma Ray* ini digunakan untuk mengidentifikasi litologi, Analisa fasies dan membedakan zona batupasir atau zona tidak batupasir (Telford, 2001).

Pada umumnya zona batupasir yang tidak terdapat kandungan batu serpih didalamnya akan memiliki unsur radioaktif yang relatif rendah dan terlihat pada log *gamma ray* nilainya rendah. Seiring dengan terdapatnya kandungan batu serpi pada suatu lapisan batuan maka pembacaan nilai *gamma ray* akan semakin tinggi. Namun terdapat lapisan batu pasir yang tidak memiliki kandungan serpih tetapi memiliki nilai *Gamma Ray* yang tinggi, hal ini disebabkan pada batu pasir tersebut padat (*thight*) (Rider, 2002).

2.9.2 Log Densitas

Log ini mengidentifikasi mengenai nilai masa jenis dari suatu formasi. Pengukuran log dilakukan dengan cara mengemisikan sinar gamma ke formasi yang akan diukur. Sinar gamma yang terimisi akan terjadi benturan dengan electron pada formasi. Sehingga menyebabkan partikel gamma mengalami hilangnya energi. Jumlah energi yang hilang akan sebanding dengan jumlah electron densitas pada formasi (Asquith & Krydowski, 2004).

2.9.3 Log Sonic

Log sonic atau log kecepatan berfungsi untuk mengukur waktu rambat gelombang akustik melalui formasi pada jarak tertentu didalam sumur. Lamanya waktu rambat gelombang suara akan berbanding terbalik dengan kecepatan

gelombang suara didalam suatu formasi batuan, kecepatan gelombang tersebut dipengaruhi oleh litologi, porositas dan fluida yang terdapat pada formasi tersebut (Telford, 2001).

2.9.4 Log Porositas

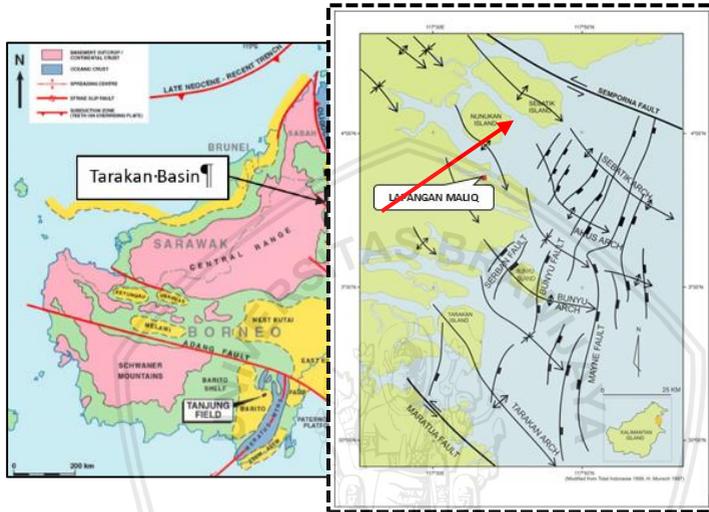
Material	Nilai Porositas (fraksi)
Sedimen dasar laut unconsolidasi	0.80
Beberapa batugamping dan batuan beku	< 0.001
Alluvial padang pasir dan Basalt	Up to 0.60
Batupasir	0.004 – 0.53
batugamping	0.001 – 0.365

Tabel 2.1 Nilai Porositas batuan (Hearst, 1985)

Log porositas sangat jarang didapatkan langsung dari well logging. Log porositas didapatkan dari perhitungan oleh ahli petrofisika dengan menggunakan berbagai cara yang sesuai dengan keadaan Reservoir. Menurut Hearst (1985) nilai porositas batuan memiliki tetapan seperti pada tabel 2.1.

BAB III METODOLOGI

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian



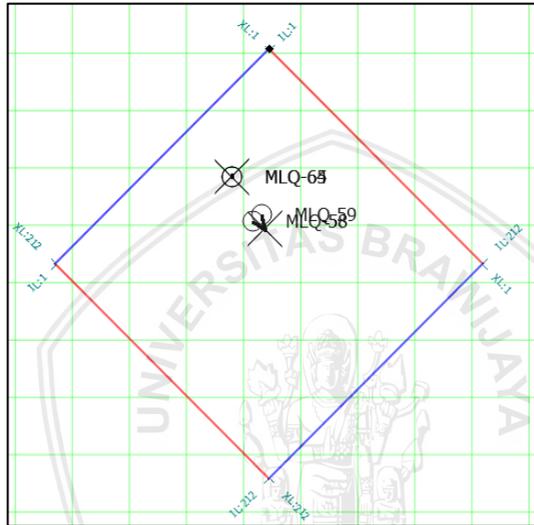
Gambar 3.1 Daerah penelitian

Penelitian Tugas Akhir ini dilaksanakan pada tanggal 15 Januari 2018 – 29 Maret 2018. Penelitian Tugas Akhir ini dilaksanakan di PT Pertamina EP Asset 5, yang beralamatkan di Jl. Marsma R. Iswahyudi, Kel. Damai Bahagia, Kec. Balikpapan Selatan, Balikpapan, Kalimantan Timur, Indonesia. Untuk lokasi yang menjadi daerah penelitian Tugas Akhir terletak di Kawasan Cekungan Tarakan, seperti Gambar 3.1.

3.2 Ketersediaan Data

Pada penelitian ini digunakan data sekunder milik PT Pertamina EP Asset 5. Terdapat beberapa data yang digunakan, yaitu sebagai berikut:

3.2.1 Data Seismik



Gambar 3.2 Peta dasar orientasi lintasan data seismik

- Inline : 212
- Xline : 212
- Spasi : 25m

Data seismik yang digunakan pada penelitian ini adalah data seismik 3D PSTM dengan luasan $27,04 \text{ km}^2$ yang ditunjukkan pada Gambar 3.2. Data seismik lapangan ini diambil pada tahun 2000.

3.2.2 Data Sumur

Data sumur yang digunakan pada penelitian ini adalah data *checkshot*, data Petrofisika dan data marker dengan jumlah 5 buah. Peran data sumur dalam metode Multi-Atribut seismik adalah sebagai data kontrol dan data validasi.

Data	Sumur			
	MLQ-58	MLQ-59	MLQ-64	MLQ-65
<i>Gamma Ray</i>	Tersedia	Tersedia	Tersedia	Tersedia
<i>P-wave</i>	Tersedia	Tersedia	Tersedia	Tersedia
RHOB	Tersedia	Tersedia	Tersedia	Tersedia
NPHI	Tersedia	Tersedia	Tersedia	Tersedia
VCL	Tersedia	Tersedia	Tersedia	Tersedia
Porositas	Tersedia	Tersedia	Tersedia	Tersedia

Tabel 3.1 Data Petrofisika Log

Macam-macam data Petrofisika pada sumur MLQ dapat dilihat pada Tabel 3.1 Data marker yang didapat dari PT Pertamina EP Asset 5 yakni 21BC, 22, 23, 24AB, 25, 26A.

3.3 Pengolahan Data

Dalam penelitian ini penulis melakukan pengolahan data untuk mencapai tujuan penelitian. Adapun tahapan pengolah data pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

3.3.1 Studi Pustaka

Pada tahap ini dilakukan dengan tujuan untuk mendapatkan informasi mengenai dasar – dasar tentang lokasi penelitian. Selain itu penulis mendalami geologi regional

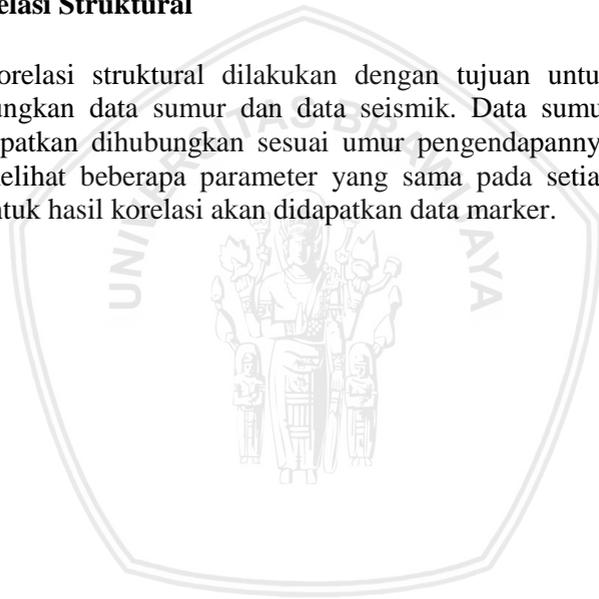
pada lokasi penelitian untuk menambah referensi dan mempermudah proses pengolahan data selanjutnya.

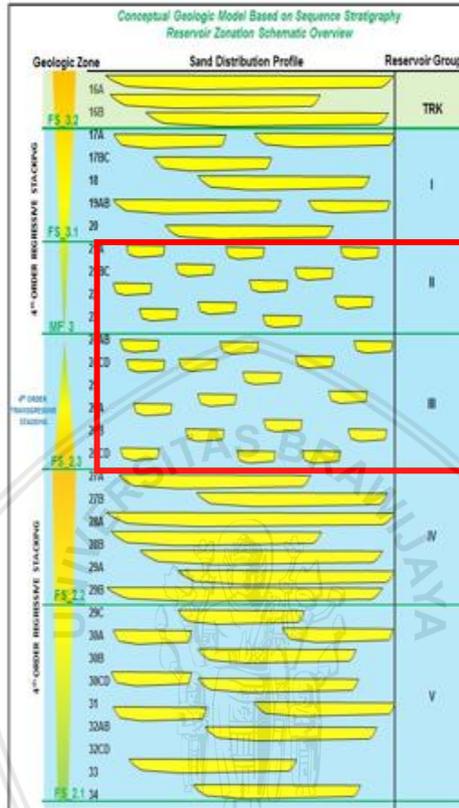
3.3.2 Input Data

Pada tahap *input* data penulis melakukan proses *load* data atau memasukkan data yang disediakan oleh PT Pertamina EP Asset 5 ke perangkat lunak Petrel dan Hampson Russel, atas dasar keperluan analisis pada penelitian ini.

3.3.3 Korelasi Struktural

Korelasi struktural dilakukan dengan tujuan untuk menghubungkan data sumur dan data seismik. Data sumur yang didapatkan dihubungkan sesuai umur pengendapannya dengan melihat beberapa parameter yang sama pada setiap sumur. Untuk hasil korelasi akan didapatkan data marker.





(Pambudi Suseno, 2015)

Gambar 3.3 Konsep Geologi berdasarkan *sequence stratigraphy*

Pada Gambar 3.3 merupakan jenis lingkungan pengendapan pada lokasi penelitian yang divisualkan agar dapat menambah referensi untuk melakukan proses korelasi struktural, bahwa pada lokasi penelitian terdapat *channel sand* yang berbentuk bar. Sehingga pada saat korelasi struktural semua sumur yang ada dan pada umur pengendapan yang sama terkadang ada *sand* terkadang tidak terdapat *sand*.

Pada tahap korelasi struktural sebelumnya dilakukan tahap interpretasi data sumur dengan tujuan untuk mengetahui batas – batas litologi. Dengan interpretasi data sumur penulis dapat menginterpretasi litologi berdasarkan data log *gama ray* dan densitas pada setiap sumur yang tersedia. Sehingga korelasi dilakukan dengan adanya kesamaan pada sumur yang tersedia.

Pada area penelitian penulis terdapat 2 zona yaitu pada zona 1 Top *FS-3.1* hingga *MF-3* yang didalamnya masih terdapat *sequence* dengan rentang waktu tercepat yaitu *21BC*, *22*, *23* dan pada zona 2 Top *MF-3* hingga *FS-2.3* dan didalamnya terdapat *sequence 24AB*, *25*, *26A* Seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.3.

3.3.4 Well Seismic Tie

Dilakukannya proses *Well Seismic Tie* bertujuan untuk mengikatkan data sumur dengan data seismik. Hal tersebut dilakukan karena data sumur dan data seismik berbeda domain dasar, pada data sumur memiliki domain atas dasar kedalaman (meter/*feet*), sedangkan data seismik yang saya dapatkan merupakan data seismik 3D PSTM (*Pre-Stack Time Migration*) dimana data seismik yang penulis dapatkan memiliki domain waktu.

Proses *Well Seismic Tie* dilakukan dengan syarat ketersediaan beberapa log yang akan dikonvolusikan agar terbentuk seismogram sintetik yang selanjutnya akan dikorelasikan dengan tras-tras seismik. Data log yang dibutuhkan untuk proses *Well Seismic Tie* yaitu log sonik (kecepatan) atau *P-wave* dan data *checkshot* sumur. Proses *Well Seismic Tie* juga membutuhkan adanya *wavelet* yang berfungsi untuk salah satu parameter terbentuknya seismogram

sintetik, jenis *wavelet* yang penulis gunakan yaitu *wavelet Ricker* dengan frekuensi dominan 20Hz. Pemilihan *wavelet Ricker* dengan frekuensi dominan 20Hz karena *wavelet* tersebut menyerupai *wavelet* asli pada tras seismik.

3.3.5 Analisis Sensitivitas

Proses analisis sensitivitas dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui parameter fisis yang dapat memisahkan zona batu pasir (*sand*) dengan zona non batu pasir (*shale*) atau memisahkan zona prospek dengan zona non prospek neserta litologinya. Dengan dilakukannya analisis sensitivitas maka akan mempermudah untuk mengetahui zona yang akan terisi oleh hidrokarbon. Analisis sensitivitas dilakukan menggunakan tiga parameter atau biasa disebut dengan *crossplot* antara parameter satu dengan parameter lainnya.

3.3.6 Proses Interpretasi Data Seismik 3D

Interpretasi data seimsik 3D terbagi menjadi 2 tahapan, yaitu tahap interpretasi patahan dan interpretasi horizon. Tahap pertama yaitu interpretasi patahan, tahap ini sangat membantu untuk mengetahui kemenerusan patahan dan pembuktian jenis patahan sesuai literatur pada lokasi penelitian. Dari hasil interpretasi patahan akan mempermudah dalam melakukan interpretasi horizon, kemenerusan sebuah horizon akan lebih jelas terbaca karena terdapat hasil interpretasi patahan.

Hasil dari interpretasi horizon akan di *griding* dan *smoothing* yang akan menghasilkan peta struktur zona target penelitian dengan domain waktu. Dengan adanya peta struktur akan mempermudah untuk mengidentifikasi lokasi terakumulasinya migas dengan diketahuinya daerah tinggian dan rendahan secara struktural pada setiap horizon.

3.3.7 Analisa Multi-Atribut Seismik

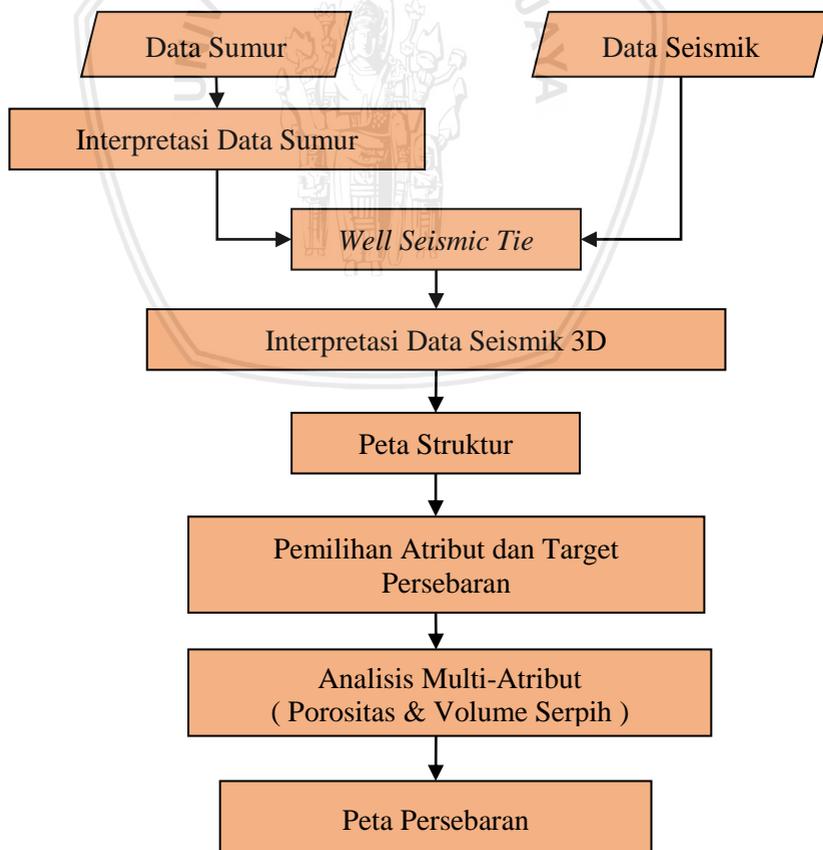
Pada tahap analisa multi-atribut seismik dilakukan proses pembuatan peta persebaran litologi dan peta persebaran porositas pada area penelitian. Dari 2 jenis properti log tersebut hasil dari proses multi-atributnya dapat digunakan untuk mendiskripsikan zona reservoir. Untuk melakukan proses analisa multi-atribut dibutuhkan input data seismik dan data sumur yang berisi log yang akan diidentifikasi peta sebarannya. Log target yang akan diidentifikasi persebarannya berasal dari data sumur dan beberapa atribut yang digunakan untuk Analisa berasal dari data seismik.

Atribut seismik yang digunakan untuk mencari persebaran dalam analisa multi-atribut harus lebih dari satu atribut seismik. Ada berbagai macam pilihan atribut seismik yang tersedia pada *software*, untuk mendapatkan persebaran properti log yang dapat dipercaya maka dibutuhkan korelasi setinggi mungkin atau mendekati satu antara log asli dengan log prediksi. Sistem pada *software* akan secara otomatis memberikan tingkatan error terendah dan korelasi tertinggi kepada masing-masing atribut. Untuk mendapatkan error serendah mungkin dan korelasi setinggi mungkin maka penulis menentukan parameter yang akan ditentukan. Ada beberapa parameter untuk menganalisa multi-atribut, yaitu menentukan jumlah atribut yang digunakan, selain itu mempertimbangkan parameter nilai *operator length*. Nilai *operator length* dipertimbangkan karena terdapat perbedaan frekuensi antara log target dan atribut seismik, sehingga satu sampel log target akan dianggap berhubungan dengan sejumlah sampel log yang berdekatan pada atribut seismik.

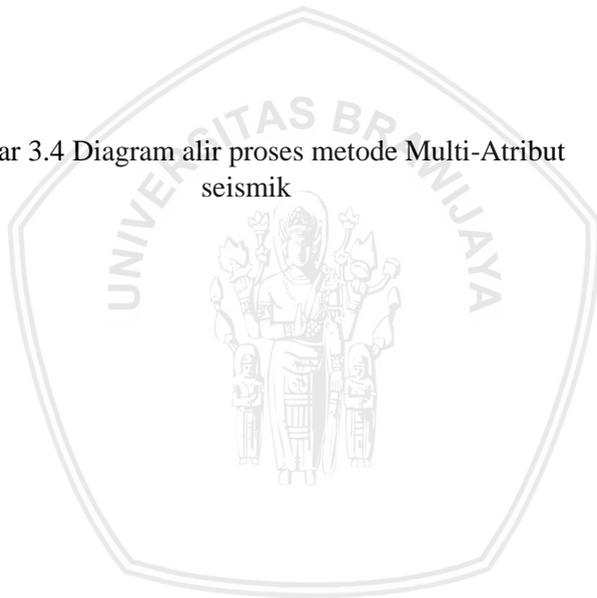
Terdapat dua cara yang dapat digunakan untuk *running* multi-atribut, yaitu *running* dengan metode regresi linier dan *running* dengan metode *Neural Network*. Diantara kedua

metode tersebut dipilih salah satu untuk satu jenis properti log dengan nilai korelasi tertinggi yang mendekati log aslinya. Dari hasil *running* regresi linier dan *Neural Network*, salah satu dengan nilai korelasi tinggi dan nilai error rendah akan di aplikasikan ke betuk *3D Cube* dan terlihat persebaran pada zona yang dianalisa. Peta persebaran volume serpih dan porositas hasil dari proses Multi-Atribut bias dicari zona prospek berdasarkan nilai – nilai kuantitas yang didapatkan.

3.4 Diagram Alir Penelitian



Gambar 3.4 Diagram alir proses metode Multi-Atribut seismik





BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Interpretasi Data Sumur

Hasil dari interpretasi data sumur merupakan informasi mengenai batas – batas zona yang sedang diteliti dan informasi korelasi antar sumur – sumur yang digunakan. Korelasi antar sumur dilihat dari adanya kesamaan antara sumur satu dengan yang lain sehingga dapat diketahui batas – batas litologinya, selain itu batas – batas umur suatu pengendapan telah dilakukan pada saat pengukuran menggunakan log gamma ray dan densitas. Gambar 4.1 sampai Gambar 4.6 menunjukkan proses interpretasi data sumur dan korelasi struktural antar sumur per *sequence*.

Gambar 4.1 yang menunjukkan hasil korelasi struktural top 21BC, pada sumur MLQ-58 top berada pada kedalaman 2250 ft, pada sumur MLQ-59 berada pada kedalaman 2315 ft, pada sumur MLQ-64 berada pada kedalaman 2400 ft dan pada sumur MLQ-65 berada pada kedalaman 2445 ft. Pada gambar dapat dilihat bahwa *distribution channel sand* antara sumur satu dengan yang lain tidak saling berhubungan, hal tersebut terjadi karena lingkungan pengendapan pada area penelitian atau formasi penelitian merupakan transisi dari *delta plain* menuju *delta front* dan *distribution channel* nya berbentuk bar seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 3.3.

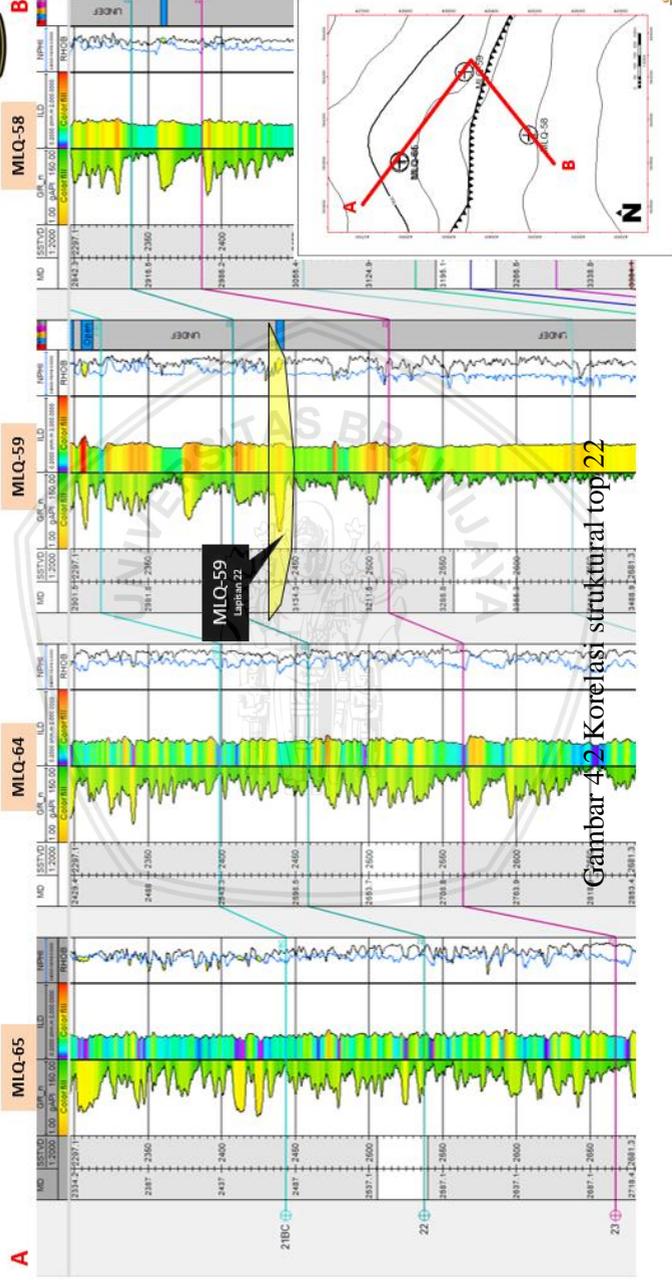
Gambar 4.2 merupakan hasil korelasi struktural sumur dengan top 22, pada sumur MLQ-58 berada pada kedalaman 2385 ft, pada sumur MLQ-59 berada pada kedalaman 2406 ft, pada sumur MLQ-64 berada pada kedalaman 2459 ft dan pada sumur MLQ-65 berada pada kedalaman 2537 ft. Pada top 22

distribution channel sand hanya ada pada sumur MLQ-59
diantara sumur yang diteliti lainnya.





Korelasi Struktural 22



Gambar 4.3 merupakan korelasi struktural top 23, dimana pada sumur MLQ-58 top 23 berada pada kedalaman 2385 ft, pada sumur MLQ-59 top 23 berada pada kedalaman 2514 ft, pada sumur MLQ-64 top 23 berada pada kedalaman 2564 ft dan pada sumur MLQ-65 top 23 berada pada kedalaman 2668 ft. *Distribution channel sand* dengan top 23 berada pada sumur MLQ- 58 dan MLQ-64 secara terpisah.

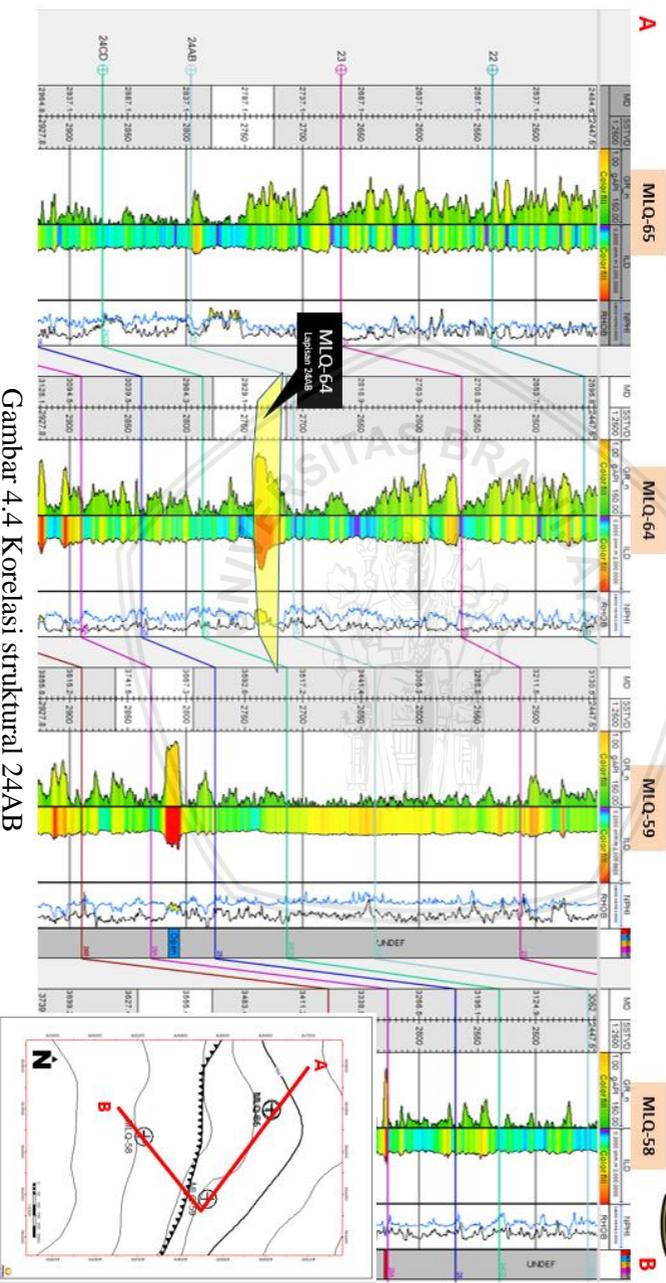
Korelasi struktural sumur pada top 24AB ditunjukkan pada Gambar 4.4, dimana top 24AB pada sumur MLQ-58 berada pada kedalaman 2450 ft, pada sumur MLQ-59 top 24AB berada pada kedalaman 2639 ft, pada sumur MLQ-64 berada pada kedalaman 2707 ft, pada sumur MLQ-64 top 24AB pada kedalaman 2795 ft. *Distribution channel sand* hanya terdapat pada sumur MLQ-64 pada top 24AB diantara sumur yang sedang diteliti lainnya.

Gambar 4.5 merupakan hasil korelasi struktural pada top 25. *Distribution channel sand* pada top 25 berada pada sumur MLQ-59 dan MLQ-65. Top 25 pada sumur MLQ-58 berada pada kedalaman 2565 ft, pada sumur MLQ-59 berada pada kedalaman 2775 ft, pada sumur MLQ-64 top 25 berada pada kedalaman 2839 ft dan pada sumur MLQ-65 top 25 berada pada kedalaman 2930 ft.

Top 26A ditunjukkan oleh Gambar 4.6, dimana *distribution channel sand* pada top 26A berada pada sumur MLQ-58 dan MLQ-64. Untuk batas top 26A pada sumur MLQ-58 berada pada kedalaman 2625 ft, pada sumur MLQ-59 top 26A berada pada kedalaman 2830 ft, pada sumur MLQ-64 top 26A berada pada kedalaman 2890 ft dan pada sumur MLQ-65 top 26A berada pada kedalaman 2995 ft. Daftar *distribution channel sand* pada setiap sumur dan pada top 21BC sampai top 26A juga dapat dilihat pada tabel berikut.

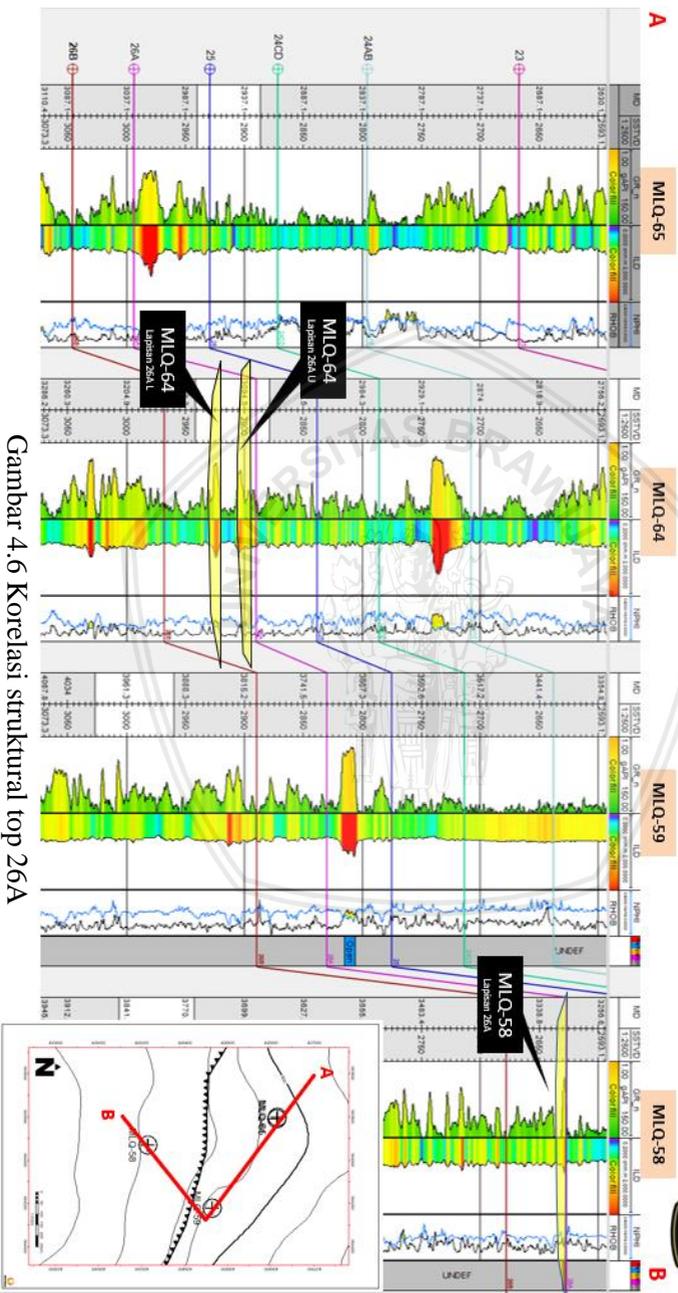


Korelasi Struktural 24AB



Gambar 4.4 Korelasi struktural 24AB

Korelasi Struktural 26A



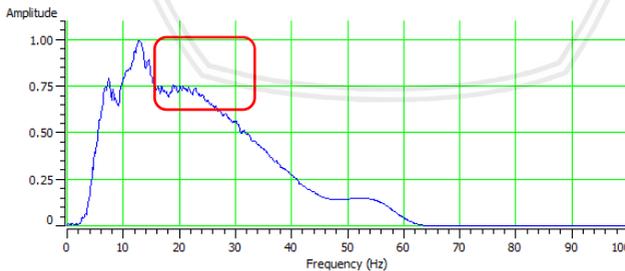
Gambar 4.6 Korelasi struktural top 26A

TOP	Sumur			
	MLQ-58	MLQ-59	MLQ-64	MLQ-65
21BC	sand	sand		
22		sand		
23	sand		sand	
24AB			sand	
25		sand		Sand
26A	sand		sand	

Table 4.1 *Distribution Channel Sand* setiap sumur pada top 21BC sampai 26A

Interpretasi data sumur pada lokasi penelitian berdasarkan marker – marker flooding surface yang sudah diberikan oleh PT Pertamina EP asset 5. Untuk identifikasi litologi berdasarkan data log gamma ray dan densitas sedikit ada kesulitan dikarenakan area penelitian jenis lingkungan pengendapannya merupakan *channel* dan bar. Sehingga untuk mengetahui kemenerusan suatu pengendapan dan litologi zona yang diteliti didapatkan berdasarkan *para-sequence*. Untuk marker – marker top 21BC sampai 26A merupakan dimensi *sequence* paling detail atau *sequence* orde 5 (*Deltaic Cycle*).

4.2 Hasil Well Seismic Tie



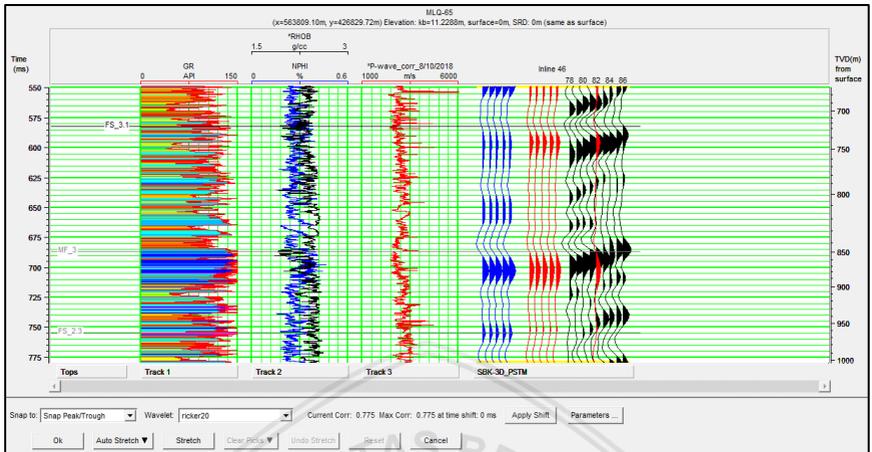
Gambar 4.7 Hasil *scan* data seismik menggunakan *amplitude spectrum*

Proses *Well Seismic Tie* dilakukan pada setiap sumur dengan menggunakan *wavelet* berjenis Ricker. *Wavelet* Ricker merupakan *wavelet* yang menggunakan parameter frekuensi dominan. Untuk mengetahui frekuensi dominan pada suatu data seismik dilakukan *scan* pada data seismik menggunakan proses *amplitude spectrum* seperti pada Gambar 4.7.

Pada gambar terlihat frekuensi dominan data seismik lapangan maliq berada pada angka 10 sampai 20 Hz. Setelah dilakukan beberapa percobaan *well seismic tie* dengan menggunakan *wavelet* Ricker 10 Hz sampai 20 Hz, hasil korelasi dengan nilai tertinggi didapatkan dengan menggunakan *wavelet* ricker dengan frekuensi 20 Hz. Nilai korelasi yang dihasilkan dari proses *well seismic tie* pada setiap sumur dapat dilihat pada tabel 4.2.

Sumur	Nilai Korelasi	<i>Wavelet</i>
MLQ-58	0,770	Ricker 20 Hz
MLQ-59	0,668	
MLQ-64	0,706	
MLQ-65	0,775	

Tabel 4.2 Nilai korelasi hasil *Well Seismic Tie*

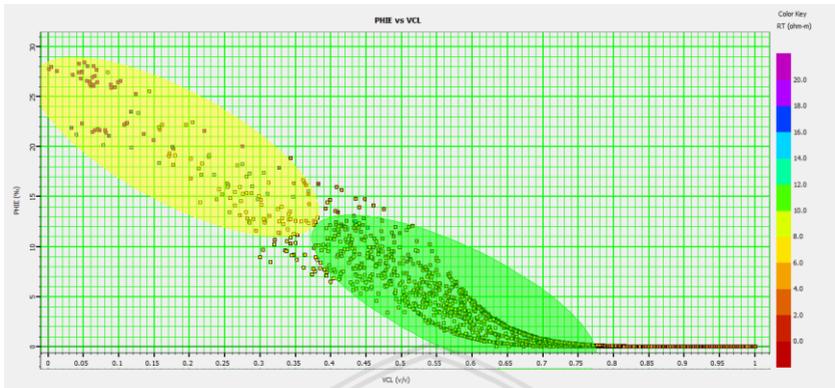


Gambar 4.8 Hasil dari *Well Seismic Tie* pada sumur MLQ-65

Pada tabel 4.2 dapat dilihat nilai korelasi pada sumur MLQ-58 dan MLQ-59 tergolong rendah dikarenakan data log kecepatan atau *P-wave* pada masing – masing sumur tersebut tidak sebgas data log kecepatan pada sumur MLQ-64 dan MLQ-65. Hasil dari proses *Well Seismic Tie* dapat dilihat pada Gambar 4.8.

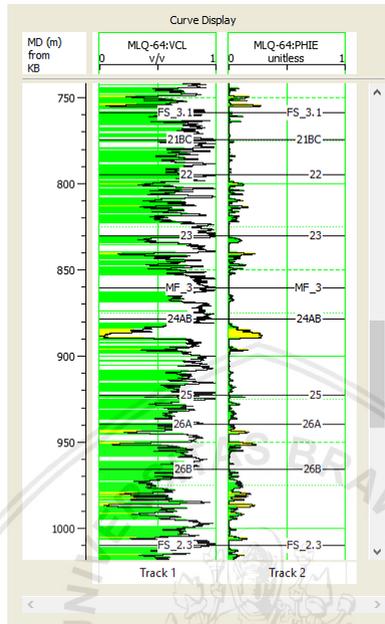
4.3 Analisis Sensitivitas

Hasil dari proses analisis sensitivitas merupakan hasil dari proses *crossplot* antara tiga parameter yaitu parameter pertama sebagai sumbu x merupakan data log VCL (*volume shale*), parameter kedua merupakan data log porositas sebagai sumbu y dan parameter ketiga sebagai *color key* yang berasal dari data log resistivitas. Hasil dari proses analisis sensitivitas pada sumur MLQ-64 dapat dilihat pada Gambar 4.9.



Gambar 4.9 Analisis Sensitivitas pada sumur MLQ-64

Pada Gambar 4.10 dapat terlihat zona *sand* dan *shale* dapat terpisah pada sumur MLQ-64, dengan zona *sand* memiliki nilai poros yang tinggi dan resistivitas berwarna kuning sampai ungu dimana nilai resistivitas menengah keatas merupakan hidrokarbon, pada *crossplot* tersebut zona berwarna kuning berada pada nilai VCL (volume *shale*) yang rendah dalam arti volume *shale* sangat rendah dan merupakan *sand*.



Gambar 4.10 Hasil *Cross-section* dari *crossplot* sumur MLQ-64

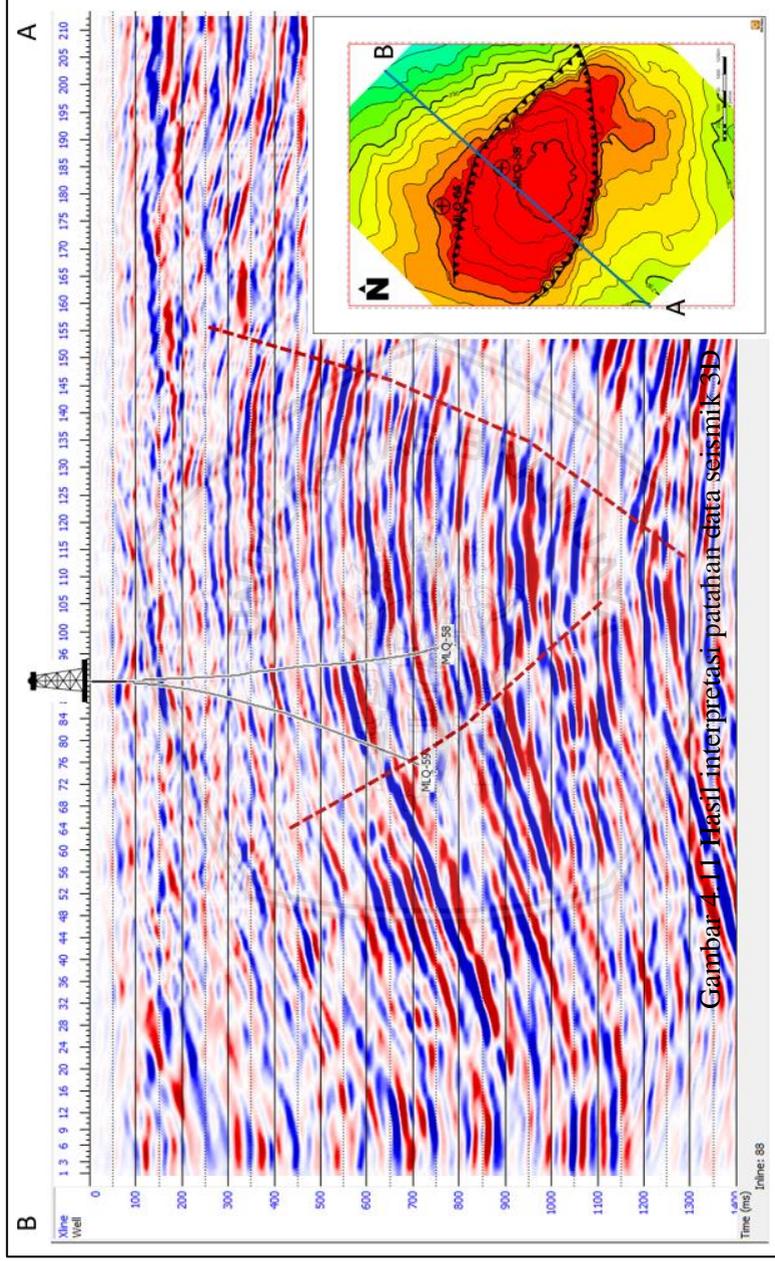
Gambar 4.10 menunjukkan hasil *cross-section* dari proses *crossplot* dimana *sand* terlihat sangat tipis. Hal tersebut dapat dipadukan dengan geologi regional bahwa lingkungan pengendapan area penelitian merupakan delta, dimana *sand* pada daerah delta sangat tipis.

4.3 Hasil Interpretasi Data Seismik 3D

Hasil dari interpretasi data seismik merupakan hasil interpretasi patahan, hasil interpretasi horizon dan peta struktur dengan domain waktu yang dirubah ke domain kedalaman. Parameter yang digunakan untuk mengidentifikasi sebuah patahan pada data seismik yaitu terlihatnya ketidakmenerusan suatu reflektor seismik secara horizontal. Parameter yang

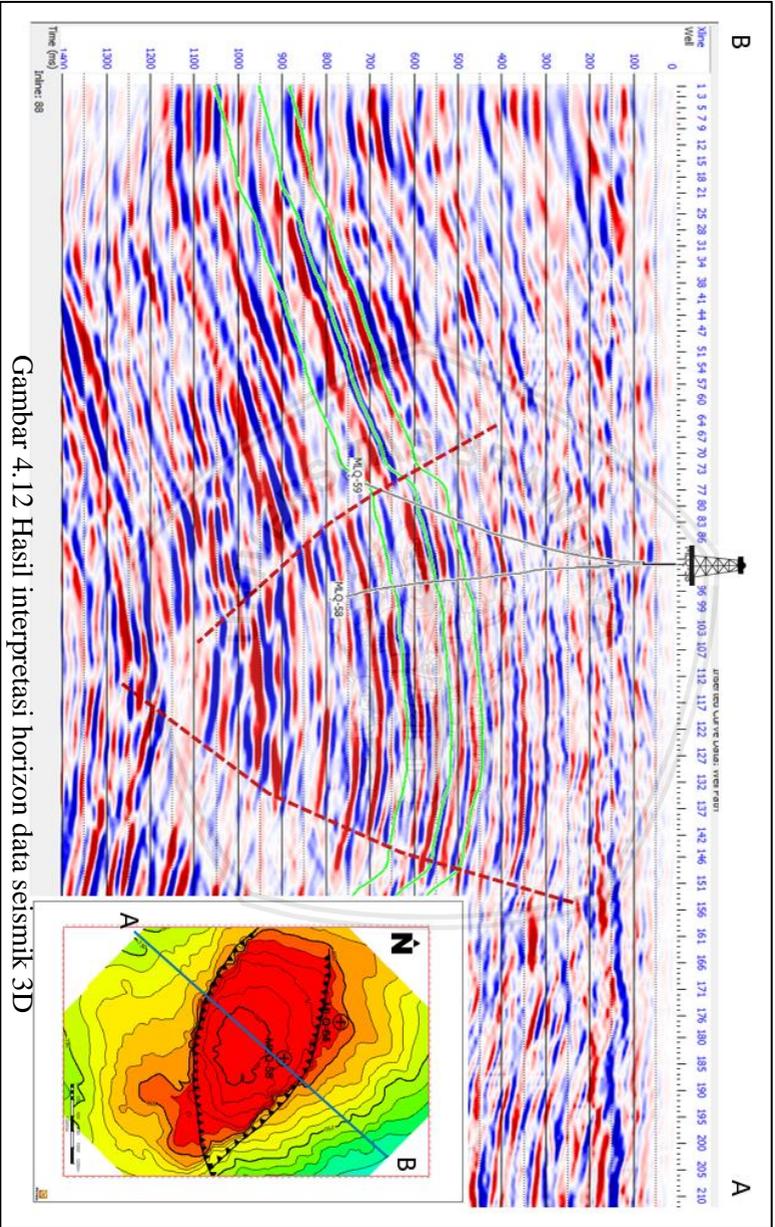
digunakan untuk mengidentifikasi horizon pada data seismik yaitu melihat kemenerusan suatu reflektor. Pada gambar 4.11 merupakan hasil dari interpretasi patahan pada data seismik lapangan Maliq.





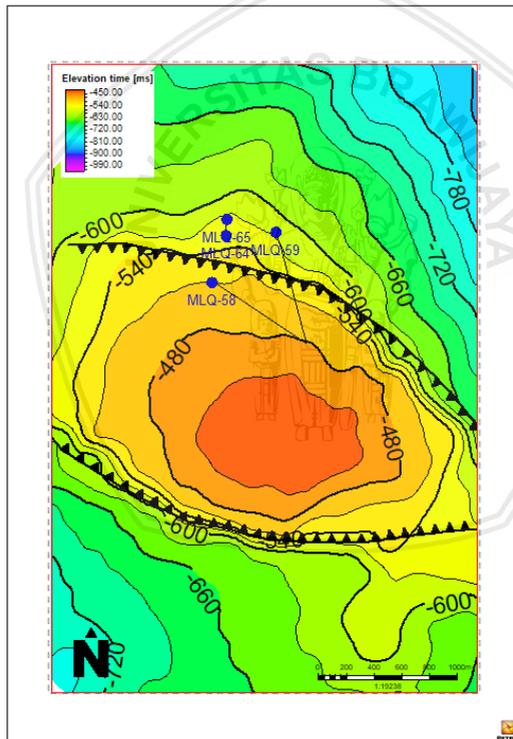
Gambar 4.11 Hasil interpretasi patahan data seismik 3D





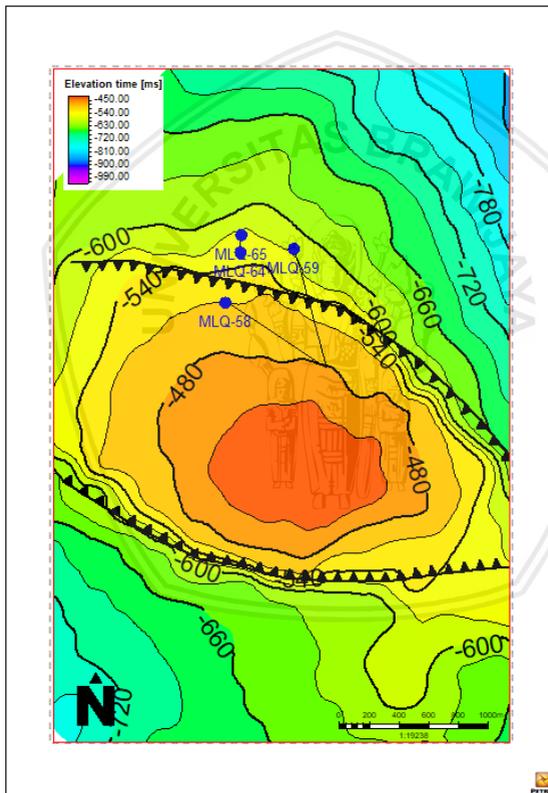
Gambar 4.12 Hasil interpretasi horizon data seismik 3D

Pada Gambar 4.11 dapat dilihat terdapat 2 sesar hasil dari interpretasi patahan pada data seismik 3D dan terlihat sesar tersebut merupakan sesar normal dengan arah NW-SE. Setelah diinterpretasi sesar normal pada lokasi penelitian merupakan hasil dari gangguan tektonik sehingga mengalami pengangkatan sampai terpatahkan, terlihat pada Gambar 4.11 terdapat bagian tengah yang naik atau *build-up* dan terpatahkan oleh dua sesar. Kedua sesar tersebut berpotensi menjadi suatu perangkat akumulasi hidrokarbon.



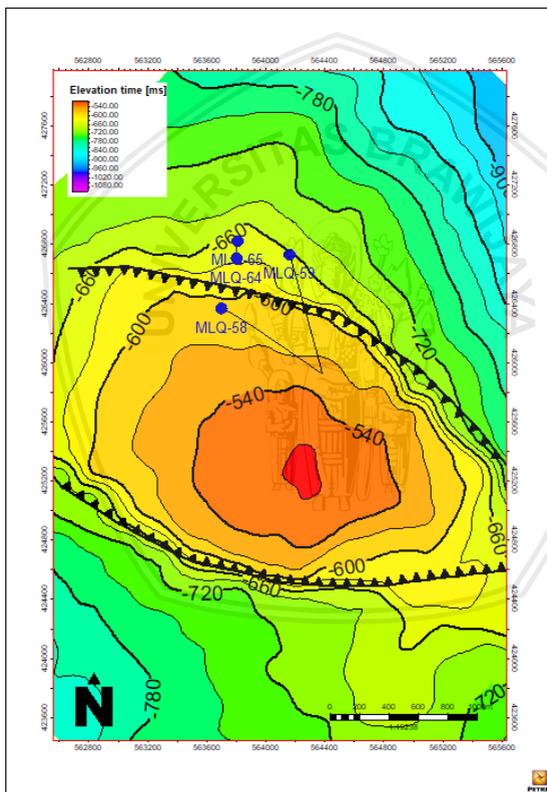
Gambar 4.13 Peta struktur waktu FS-3.1

Gambar 4.12 merupakan hasil interpretasi horizon yang dilakukan sebanyak 3 kali, untuk horizon warna hijau paling atas merupakan top FS-3.1, horizon berwarna hijau ditegah merupakan top MF-3 dan horizon paling bawah merupakan top FS-2.3. Interpretasi horizon dilakukan atas dasar interpretasi data sumur yang telah terikat dengan data seismik pada proses *well seismic tie*. Untuk kemenerusan horizon dilihat dari reflektor pada data seismik yang terlihat menerus, jika tidak menerus kemungkinan terdapat suatu sesar.



Gambar 4.13 Peta struktur waktu FS-3.1

Horizon hasil dari interpretasi merupakan input untuk membuat peta struktur dengan domain waktu. Hasil picking horizon di *gridding* sehingga menghasilkan peta struktur dengan domain waktu. Peta struktur waktu FS-3.1 (Gambar 4.13) menggunakan horizon FS-3.1 sebagai input top dan MF-3 sebagai batas bawah atau *bottom*. Peta struktur waktu MF-3 (Gambar 4.14) menggunakan horizon MF-3 sebagai top dan FS-2.3 sebagai *bottom* atau batas bawah.

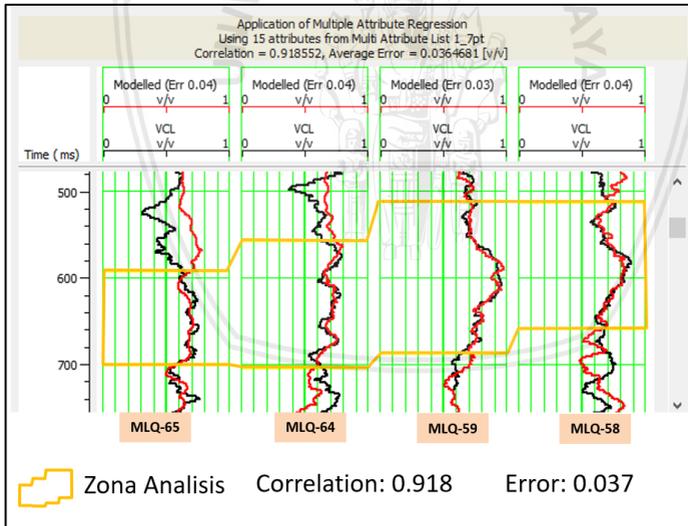


Gambar 4.14 Peta struktur waktu MF-3

Pada peta struktur waktu FS-3.1 dan MF-3 sama – sama terdapat zona tinggian dan zona rendahan dengan waktu yang berbeda. Zona tinggian dengan skala warna hijau sampai merah dan zona rendahan dengan skala warna ungu sampai hijau. Pada kedua peta zona tinggian berada diantara dua sesar normal sehingga zona tersebut merupakan zona *closure* atau zona yang tertutup karena adanya patahan. Zona tertutup atau *closure* dapat berpotensi sebagai ruang akumulasi hidrokarbon karena adanya dua sesar sehingga hidrokarbon berpotensi terjebak ditinggian.

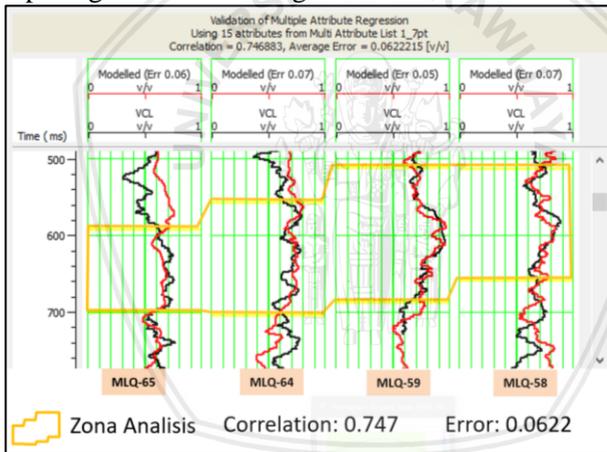
4.4 Analisa Multi-Atribut Seismik

4.4.1 VCL (Volume Serpih)



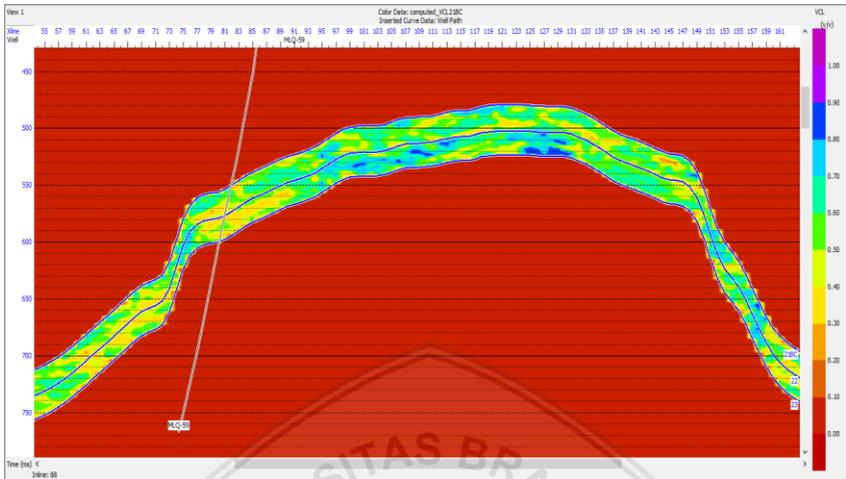
Gambar 4.15 Hasil training multi-atribut volume serpih

Analisa multi-atribut dengan properti volume serpih atau VCL dilakukan untuk membuat prediksi log volume serpih. Hasil dari multi-atribut volume serpih digunakan untuk melihat persebaran *sand* atau litologi lokasi penelitian yang belum diketahui sebelumnya. Peta persebaran volume serpih dijadikan data pendukung untuk zona prospek pemboran outstep atau zona baru yang sama sekali belum dilakukan pemboran. Proses analisa multi-atribut volume serpih dilakukan dengan menggunakan 15 atribut seismik, dengan menggunakan 15 atribut seismik hasil analisa training mendapatkan nilai korelasi sebesar 0.918 dengan nilai error 0.037 dan hasil analisa validasi mendapatkan nilai korelasi 0.747. Hasil dari analisa multi-atribut volume serpih dapat dilihat pada gambar 4.15 dan gambar 4.16.



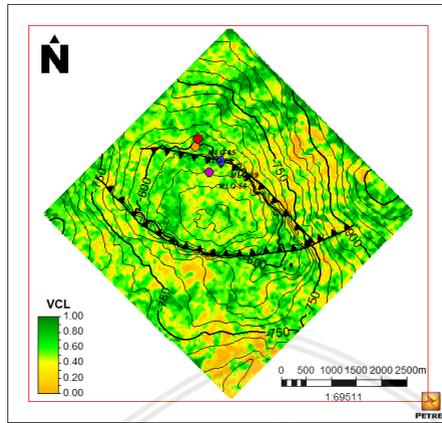
Gambar 4.16 Hasil validasi multi-atribut volume serpih

Dari hasil training dan validasi multi-atribut dibuat peta persebaran volume serpih, dengan nilai korelasi yang cukup baik maka persebaran volume serpih lebih dapat di percaya.

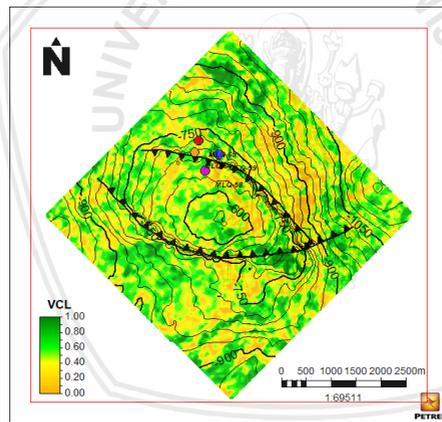


Gambar 4.17 Penampang sebaran volume serpih pada sumur MLQ-59

Pada penampang persebaran volume serpih dapat terlihat zona *sand* dan zona *shale* (Gambar 4.17). Pada penampang volume serpih warna ungu merupakan 90% *shale*, warna biru muda 77% merupakan *shale* dan 23% merupakan *sand*, warna orange sampai merah 60% *shale* dan 40% *sand*.



Gambar 4.18 Peta sebaran volume serpih top 21BC



Gambar 4.19 Peta sebaran volume serpih top 26A

Peta hasil analisa multi-atribut persebaran volume serpih dapat menunjukkan persebaran volume serpih pada top 21BC dan 26A (Gambar 4.18 dan 4.19). Terlihat pada peta persebaran bahwa *sand* warna kuning terlihat seperti

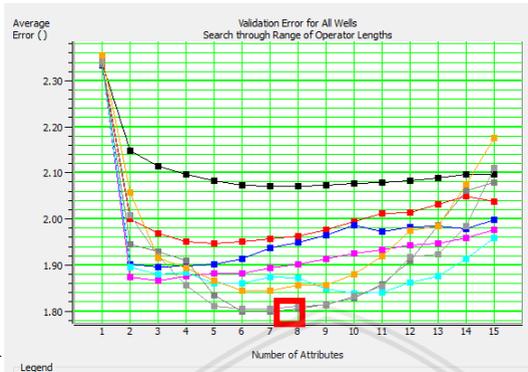
pengendapan delta dan sesuai dengan literatur geologi regional lokasi penelitian (Gambar 4.20).



Gambar 4.20 Overlay peta sebaran volume serpih dengan gambaran delta.

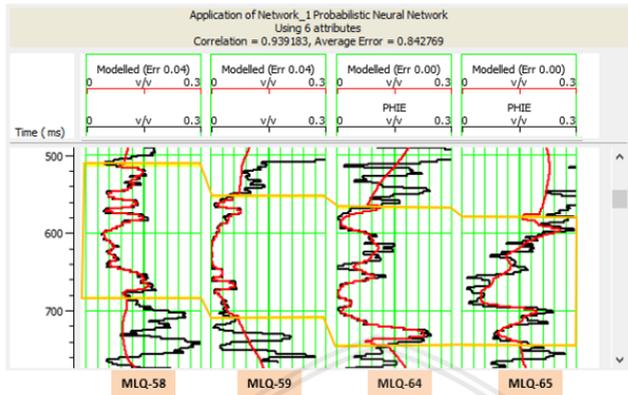
Pada penampang persebaran volume serpih juga terlihat bahwa *sand* sangat tipis. Dengan adanya peta persebaran volume serpih maka peta persebaran dapat digunakan untuk pengembangan pemboran sumur *outstep* atas dasar melihat zona pada peta persebaran volume serpih yang memiliki persentase *sand* lebih banyak.

4.4.2 Porositas



Gambar 4.21 *Operator length validation*

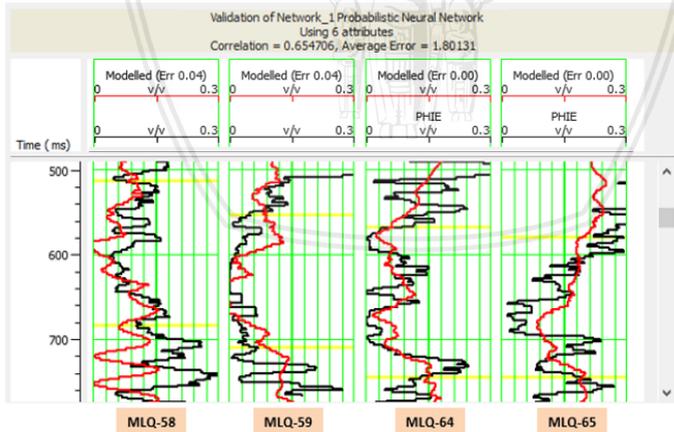
Analisa multi atribut dengan properti log porositas dilakukan untuk mengetahui persebaran porositas pada lapangan maliq yang belum diketahui sebelumnya atau membuat prediksi log porositas yang nantinya akan dipadukan dengan peta sebaran volume serpih dan mencari zona *sand* dengan nilai porositas yang tinggi sehingga dapat diketahui zona prospek untuk dilakukan pemboran sumur *outstep*. Analisa multi-atribut porositas menggunakan 15 atribut seismik dengan 15 *operator length validation*. *Operator length validation* ke 13 dipilih karena memiliki nilai *validation* dengan error rendah dan nilai korelasi yang cukup baik, dari 15 atribut seismik dipilih 6 atribut karena memiliki nilai error yang rendah dan nilai korelasi yang baik (Gambar 4.21).



 Zona Analisis Correlation: 0.939 Error: 0.84

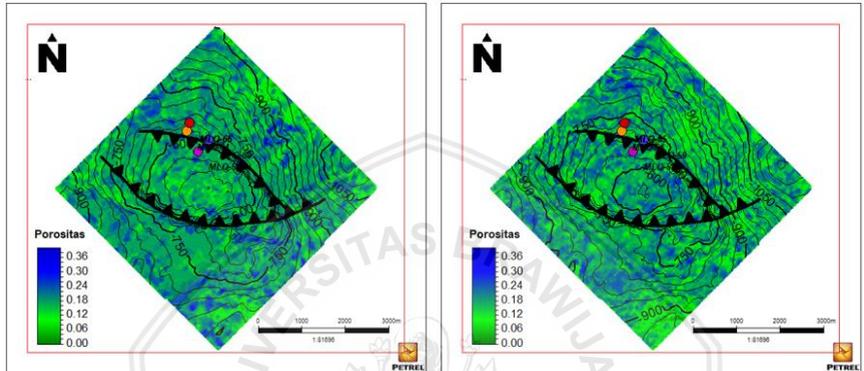
Gambar 4.22 Hasil training *neural network* porositas

Dari proses *running* multi-atribut dengan menggunakan 6 atribut dan 13 *operator length* dilakukan proses analisa *Neural Network* untuk mencari nilai korelasi yang lebih baik lagi dengan error yang lebih rendah lagi.



Gambar 4.23 hasil validasi *neural network* porositas

Analisa *Neural Network* mendapatkan nilai korelasi yang cukup baik untuk membuat sebaran porositas, nilai korelasi pada data training *neural network* sebesar 0,939 (Gambar 4.22) dan nilai korelasi data validasi *neural network* porositas sebesar 0.65 (Gambar 4.23).



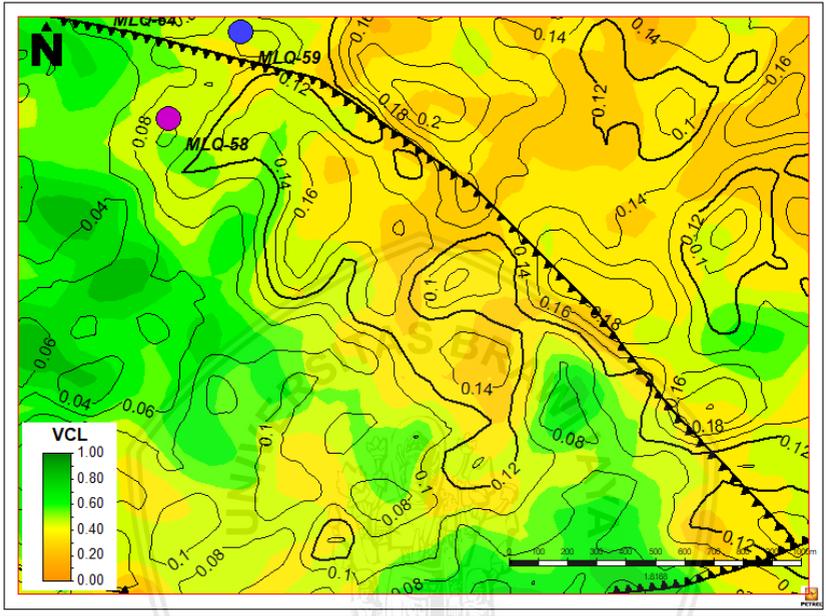
Gambar 4.24 Peta sebaran porositas top 23 (kiri) dan top 26A (kanan)

Peta hasil Analisa multiatribut sebaran porositas dapat menunjukkan zona yang porous dan tidak porous pada top 21BC sampai 26A. Pada Gambar 4.24 dapat dilihat peta sebaran porositas pada top 23 dan top 26A.

4.5 Zona prospek pemboran sumur *outstep*

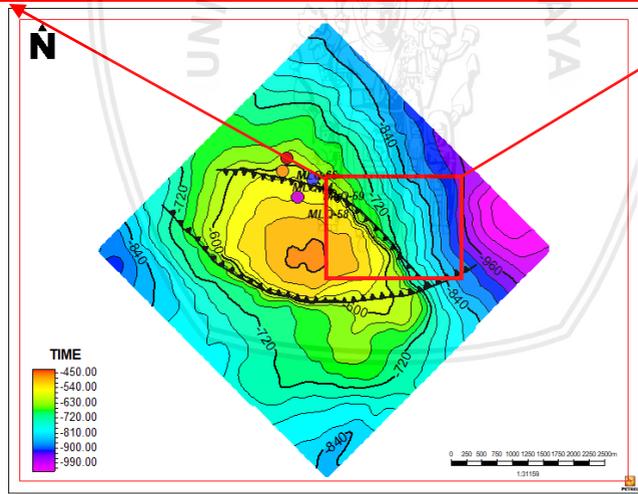
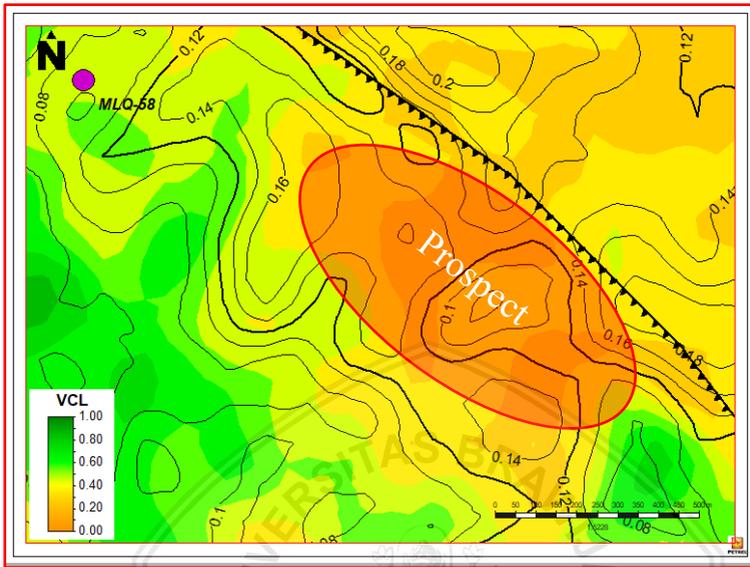
Untuk mencari zona prospek berdasarkan proses Analisa multi-atribut volume serpih dan porositas, maka peta sebaran volume serpih dan peta sebaran porositas di padukan untuk mencari zona dengan volume serpih yang memiliki presentase *sand* yang tinggi dan memiliki nilai porositas yang cukup baik yaitu sebesar 10% - 15%. Dari hasil perpaduan dua peta sebaran tersebut juga dipertimbangkan pola struktur pada

lapangan maliq dengan melihat pola tinggian dan adanya patahan yang mungkin bisa digunakan untuk jebakan struktur.



Gambar 4.25 peta overlay sebaran volume serpih dan sebaran porositas

Pada Gambar 4.25 warna orange sampai hijau merupakan peta sebaran volume serpih dan kontur berwarna hitam merupakan kontur dari peta sebaran porositas. Pada peta overlay sudah terlihat zona dengan nilai *sand* yang baik dan memiliki nilai poros untuk zona pemboran *outstep*, zona tersebut berada pada timur sumur MLQ-58 dan MLQ 59 (Gambar 4.26).



Gambar 4.26 Zona prospek untuk pemboran sumur *outstep*

Pada Gambar 4.26 pertimbangan untuk pola struktur yaitu adanya patahan dengan zona tinggian dimana

memungkinkan adanya hidrokarbon yang terjebak karena adanya jebakan struktur atau patahan dan zona prospek merupakan zona tinggian yang memungkinkan adanya ruang akumulasi hidrokarbon.



BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Setelah dilakukan penelitian pada lapangan maliq dengan *input* data seismik 3D, properti log volume serpih dan log porositas menggunakan metode Multi-Atribut seismik, didapatkan peta sebaran volume serpih dan peta sebaran porositas sehingga dapat diidentifikasi zona *sand* dengan nilai porositas yang baik. Peta sebaran volume serpih dan porositas dapat digunakan untuk data penunjang pada kegiatan pengembangan pemboran sumur *outstep* yang sedang dilaksanakan oleh PT Pertamina EP Asset 5.

Penerapan metode Multi-Atribut seismik 3D pada lapangan maliq memiliki nilai korelasi yang baik pada peta sebaran volume serpih dan peta sebaran porositas. Nilai korelasi pada peta sebaran volume serpih yaitu 0,918 dan nilai korelasi pada peta sebaran porositas sebesar 0,939. Nilai korelasi yang tinggi pada masing – masing peta sebaran lapangan Maliq dapat lebih dipercaya kebenarannya.

Persebaran volume serpih dan porositas pada lapangan maliq yang dapat digunakan sebagai pemboran sumur *outstep* berada pada sebelah timur sumur MLQ-58 yang merupakan zona volume serpih dengan 20% sampai 40 % merupakan *sand* dan memiliki nilai porositas yang cukup baik yaitu sebesar 10% - 15%. Selain itu, zona prospek berada pada tinggian dan adanya jebakan struktur yaitu adanya patahan yang memungkinkan adanya ruang akumulasi hidrokarbon.

5.2 Saran

repository.ub.ac.id

Untuk mendapatkan hasil yang lebih baik yaitu dilakukan proses analisa sebaran resistivitas untuk mengetahui jenis fluida pada zona prospek, sehingga tidak sekedar hanya mengetahui zona yang mengandung hidrokarbon aja.



DAFTAR PUSTAKA

- Achmad, Z., and Samuel, L, 1984. Stratigraphy and depositional cycles in the N.E. Kalimantan Basin, Proceedings of Indonesian Petroleum Association 13 th Annual Convention, Vol. 1, 109-120. Jakarta.
- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). Basic Well Log Analysis. Tulsa: American Association of Petroleum Geologists.
- Barnes, A. E. (1999). Seismic Attribute: Past, Present, and Future. California, USA: SEG Expanded Abstracts.
- Biantoro, E., Kusuma, M.I., dan Rotinsulu, L.F., 1996. Tarakan sub-basin growth faults, North-East Kalimantan: Their roles hydrocarbon entrapment, Proceedings of Indonesian Petroleum Association 25 th Annual Convention, Vol. 1, 175-189, Jakarta.
- Brown, A. R. (2000). Seismic Attribute and Their Clasification The Loading Edge. California, USA.
- Catra, A, D. (2010). Analisa Atribut Amplitudo Seismik Untuk Karakterisasi Reservoar Lapangan-X Pada Cekungan Tarakan. Kalimantan Timur.
- Ellen, H., Husni, M.N, Sukanta, U., Abimanyu, R., Feriyanto, Herdiyan, T., 2008. Middle Miocene Meliat Formation in the Tarakan exploration opportunity, Proceedings of Indonesian Petroleum Association 32nd Annual Convention, Vol.1, Jakarta. Islan, regional implications for deep
- Fraser, T. H. dan Ichram, L. O. 1999. Significance to the Celebes Sea Spreading Center to the Paleogene Petroleum Systems of the SE Snda Margin, Central

- Indonesia. Proceedings of Indonesian Petroleum Association 27th Convention, Jakarta, 431-441.
- Joseph R. Hearst, P. H. N. (1985). Well Logging for Physical Properties. USA: McGraw Hill Book Company.
- Lentini, M. R., and Darman, H., 1996. Aspects of the Neogen tectonic history and hydrocarbon geology of the Tarakan Basin, Proceedings of Indonesian Petroleum Association 25 th Annual Convention, Vol.1, 241-251.Jakarta.
- Munadi, D. S. (2000). Aspek Fisis Seismologi Eksplorasi. Depok: Geofisika, Universitas Indonesia.
- Pertamina – BEICIP, 1992, Global Geodynamics, Basin Classification and Exploration Play Types in Indonesia, Pertamina.
- Rider, M. (2002). The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition (Second Edi). Sutherland, French: French Consulting Ltd.
- Russel, H. and. (2006). Emerge Analysis Tutorial. USA: Software Service Ltd.
- Sismanto. (2006). Dasar - Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik. Yogyakarta: Laborototium Geofisika FMIPA, UGM.
- Stein, S., & Wysession, M. (2003). An Introduction to Seismology, Earthquakes, and Earth Structure. Malden: Blackwell Publishing.
- Subroto, E.A., Muritno, B.P., Sukowitono, Noeradi, D., Djuhaeni, 2005. Petroluem geochemistry study in a Sequence stratigraphic framework in the Simenggaris Block, Tarakan Basin, East Kalimantan, Indonesia,

- Proceedings of Indonesian Petroleum Association 30th Annual Convention, Vol.1, Jakarta.
- Sukmono, S. (2011). Fundamentals of Seismic Interpretation Techniques for Field Exploration & Development. Bandung: Bandung Institute of Technology.
- Sukmono, S. (1999). Karakterisasi Reservoir Seismik. Bandung: Geofisika, Institute Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2000). Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoir, Teknik Geofisika. Bandung: Bandung Institute of Technology.
- Thorne Lay, T. C. W. (1995). Modern Global Seismology. (R. D. and James R. Holton, Ed.). California, USA: Academic Press.
- W. M. Telford, L.P. Geldart, R. E. S. (2001). Applied Geophysics Second Edition (Second Edition). United States of America: Cambridge University Press.
- Wijaya, Noeradi, Permadi, Usman, Djaja. (2012). Potensi Migas Berdasarkan Integrasi Data Sumur dan Penampang Seismik di Wilayah Offshore Cekungan Tarakan. Kalimantan Timur.
- Varhaug, M. (2016). Basic Well Log Interpretation. Schlumberger: Oilfield Review.