



UNIVERSITAS INDONESIA

**APLIKASI MULTI ATRIBUT SEISMİK UNTUK MENGIDENTIFIKASI
FASIES *PALEOCHANNEL* FORMASI TALANG AKAR BAGIAN ATAS**

(Studi Kasus Lapangan “HD” Cekungan Sunda)



TESIS

SULISTIYONO

0906576813

**PROGRAM PASCA SARJANA FISIKA
PEMINATAN GEOFISIKA RESERVOAR
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
JAKARTA
JUNI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**APLIKASI MULTI ATRIBUT SEISMİK UNTUK MENGIDENTIFIKASI
FASIES *PALEOCHANNEL* FORMASI TALANG AKAR BAGIAN ATAS
(Studi Kasus Lapangan “HD” Cekungan Sunda)**

TESIS

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains
Geofisika Reservoir Program Pasca Sarjana Fisika, FMIPA-UI**

SULISTIYONO

0906576813

**PROGRAM PASCA SARJANA FISIKA
PEMINATAN GEOFISIKA RESERVOAR
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
JAKARTA
JUNI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : SULISTIYONO

NPM : 0906576813

Tanda Tangan : 

Tanggal : 02 Juni 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Sulistiyono
NPM : 0906576813
Program Studi : Geofisika Reservoir- Ilmu Fisika-FMIPA
Judul tesis : Aplikasi Multi Atribut Seismik untuk
Mengidentifikasi Fasies *Paleochannel* Formasi
Talang Akar Bagian Atas
(Studi Kasus Lapangan "HD" Cekungan Sunda)

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. Dr. Suprayitno Munadi ()
Penguji : Dr. Abdul Haris ()
Penguji : .Dr. Ricky Adi Wibowo ()
Penguji : .Dr. Waluyo ()

Ditetapkan di : Salemba, Jakarta
Tanggal : 02 Juni 2012

KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan skripsi ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister of Sains Geofisika Reservoir Program studi Ilmu Fisika pada Matematika Dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

- (1) Prof. Dr. Suprayitno Munadi, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan skripsi ini;
- (2) PPPTMGB “LEMIGAS” yang telah memberikan perijinan dalam melakukan studi;
- (3) Orang tua, istri dan anak-anakku yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral;
- (4) Sahabat-sahabatku Yuli Wibowo, Chaerul Firmansyah, Hendhy Prabawa, dan Taufan Junaedi yang telah banyak membantu dalam menyelesaikan tesis ini.

Akhir kata, saya berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Jakarta, 02 Juni 2012

Sulistiyono

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

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

Nama : Sulistiyono
NPM : 0906576813
Program Studi : Geofisika Reservoir-Ilmu Fisika
Departemen : FMIPA
Fakultas : Matematika Dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis karya : Tesis

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

Aplikasi Multi Atribut Seismik Untuk Mengidentifikasi Fasies *Paleochannel* Formasi Talang Akar Bagian Atas (Studi Kasus Lapangan "HD" Cekungan Sunda)

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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada tanggal : 02 Juni 2012

Yang menyatakan


(Sulistiyono)

Universitas Indonesia

ABSTRAK

Nama : Sulistiyono
Pembimbing : Prof. Dr. Suprayitno Munadi
Program Studi : Geofisika Reservoir
Judul : Aplikasi Multi Atribut Seismik untuk Mengidentifikasi Fasies
Paleochannel Formasi Talang Akar Bagian Atas
(Studi Kasus Lapangan “HD” Cekungan Sunda)

Lapangan “HD” merupakan lapangan gas di Cekungan Sunda yang dikembangkan sejak tahun 2006 dan telah membuktikan keberadaan hidrokarbon pada lapisan batupasir Formasi Talang Akar bagian atas. Formasi ini merupakan sedimen-sedimen darat yang terendapkan sepanjang aliran sungai purba (*paleochannel*) berumur Oligosen Atas dan berpotensi sebagai lapisan reservoir yang baik. Aplikasi multi atribut seismik merupakan salah satu teknik yang dipakai dalam mengidentifikasi pola sebaran dan kualitas reservoir sedimen tersebut. Penerapan teknik multi atribut seismik pada Lapangan "HD" menghasilkan 7 atribut kombinasi terbaik yaitu *Filter 55/60-65/70*, *Duadrature Trace*, *Log (inversion)*, *Filter 35/40-45/50*, *Derivative*, *Y-Coordinate*, dan *Second Derivative* dengan koefisien korelasi sebesar 0.612388. Hasil dari sebaran *distributary channel* pada 4 lapisan reservoir target diinterpretasikan masuk ke dalam lingkungan pengendapan *upper delta plain* dimana secara kualitas Lapisan *Sand-A* mempunyai porositas terbaik 18%, *Sand-B* sebesar 20%, *Sand-C* bernilai 28%, dan *Sand-D* sebesar 24%. Sedangkan dari identifikasi kawasan prospek hidrokarbon, Lapisan *Sand-A* mempunyai 5 kandidat prospek (A1, A2, A3, A4 dan A5), Lapisan *Sand-B* terdapat 6 kandidat prospek (B1, B2, B3, B4, B5 dan B6), Lapisan *Sand-C* mempunyai 5 kandidat prospek (C1, C2, C3, C4 dan C5), serta Lapisan *Sand-D* terdapat 7 prospek (D1, D2, D3, D4, D5, D6 dan D7). Hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon keempat lapisan reservoir didapatkan *original oil in place Sand-A* sebesar 1,63 mmscf, *Sand-B* sebesar 2,47 mmscf, *Sand-C* sebesar 0,7 mmscf, dan *Sand-D* sebesar 7,07 mmscf.

Kata kunci :

Multi atribut seismik, fasies *paleochannel*, Formasi Talang Akar bagian atas

ABSTRACT

Name : Sulistiyono
Lecture : Prof. Dr. Suprayitno Munadi
Study Program: Geofisika Reservoar
Title : Multi Attribute Seismic Application for Porosity Distribution
Identification of Paleochannel Facies of Upper Talang Akar
Formation (Case Study of 'HD' Field, Sunda Basin)

"HD" fields is a gas field in Sunda Basin, it developed since 2006. The hydrocarbon existence in this field is proven at sandstone layers of the Upper Talang Akar Formation. Upper Talang Akar Formation is a terrestrial sediments, which is deposited along the ancient river (paleochannel) of Upper Oligocene age and this formation is potential to be a good reservoir. Multi attribute seismic application is a techniques used to identify the patterns of distribution and reservoir sediments quality. The application of multi attribute seismic techniques in the "HD" field produce 7 best attributes combination, they are Filter 55/60-65/70; Duadrature Trace; log (inversion); Filter 35/40-45/50; Derivative; Y-Coordinate; and second derivative with correlation coefficient 0.612388. The result of the distributary channel in the 4 layers reservoir target are interpreted into the upper delta plain deposition environment. Sand-A layer has the best porosity about 18%, Sand-B by 20%, Sand-C around 28%, and Sand-D approximately 24%. Whilst the hydrocarbon prospect identification of the region, Sand-A layer have 5 prospects candidate (A1, A2, A3, A4, and A5), Sand-B layer have 6 prospects candidate (B1, B2, B3, B4, B5, and B6), Sand-C have 5 prospects candidate (C1, C2, C3, C4, and C5), and Sand-D have 7 prospects candidate (D1, D2, D3, D4, D5, D6, and D7). The results of hydrocarbon resources calculation from reservoir layer obtained original oil inplace. Sand-A layer has 1,63 mmscf, Sand-B 2,47 mmscf, Sand-C 0,7 mmscf, and Sand-D 7,07 mmscf.

Keywords:

Multi attribute seismic, paleochannel facies, Upper Talang Akar Formation

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
HALAMAN PENGANTAR	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	v
ABSTRAK	vi
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	x
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR LAMPIRAN	xiv
BAB 1. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	2
1.3. Tujuan Penelitian	2
1.4. Hasil Penelitian yang Diharapkan.....	3
BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1. Geologi Regional	4
2.1.1. Tektonik Regional	4
2.1.2. Stratigrafi Regional	6
2.1.3. Struktur Regional	8
2.1.4. Potensi Hidrokarbon.....	12
2.2. Konsep Fasies Paleochannel	13
2.2.1. Sistem <i>Braided</i>	15
2.2.2. Sistem <i>Meander</i>	15
2.3. Sistem Pengendapan Delta	19
2.3.1. Klasifikasi Delta.....	22
2.4. Konsep Analisis Multi Atribut Seismik	26
2.4.1. Konsep Dasar Seismik Refleksi	26
2.4.2. Seismik Atribut	30

2.4.3.	Analisis Multi Atribut Seismik	34
BAB 3.	METODE PENELITIAN.....	43
3.1.	Kelengkapan dan Loading Data (Seismik dan Sumuran)	43
3.2.	Pengolahan Data.....	44
BAB 4.	PEMBAHASAN	46
4.1.	Analisis Geologi Bawah Permukaan.....	47
4.1.1.	Penentuan <i>Well Top</i> Lapisan Reservoir.....	48
4.1.2.	Korelasi Sumuran.....	49
4.1.3.	Identifikasi Fasies Pengendapan dari Data Sumuran	50
4.2.	Analisis Sifat Fisik Batuan dan Interpretasi Data Seismik	51
4.2.1.	Identifikasi dan Karakteristik Lithologi	51
4.2.2.	Analisis Sensitivitas	55
4.2.3.	Pengikatan Data Sumur ke Data Seismik.....	63
4.2.4.	Interpretasi Seismik.....	65
4.2.5.	Pembuatan Peta Struktur Lapisan Reservoir	69
4.3.	Identifikasi Peta Sebaran Porositas	78
4.3.1.	Multi Atribut Seismik	79
4.3.2.	Pendekatan Geologi Regional Terhadap Hasil Sebaran Porositas	83
4.4.	Identifikasi Kawasan Prospek Hidrokarbon.....	90
4.5.	Perhitungan Sumberdaya Hidrokarbon	95
BAB 5.	KESIMPULAN DAN SARAN	99
	DAFTAR ACUAN.....	101
	DAFTAR LAMPIRAN	102

DAFTAR GAMBAR

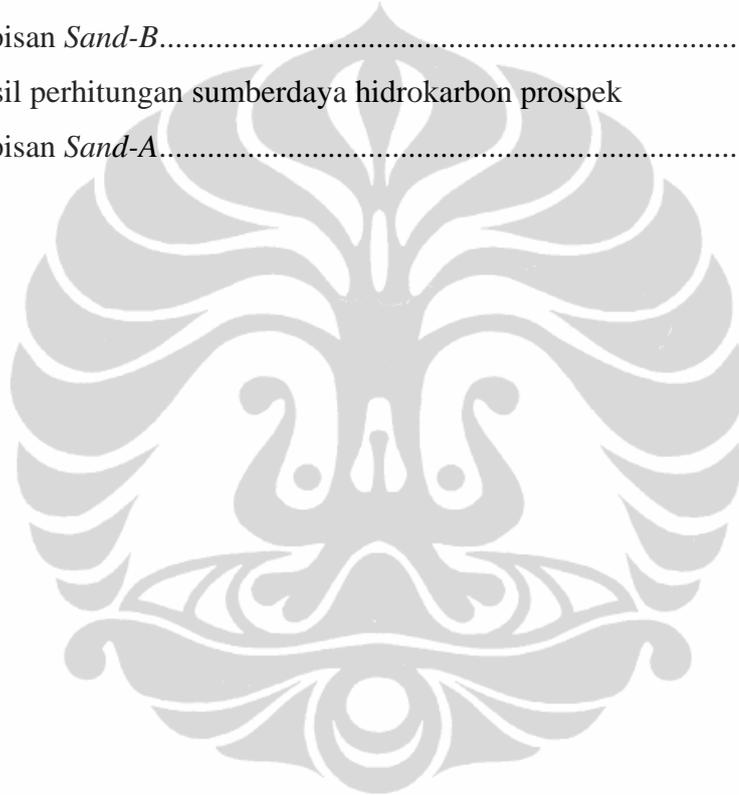
Gambar 2.1.	Struktur Regional Cekungan Sunda-Asri (Wight dkk., 1986).....	5
Gambar 2.2.	Stratigrafi Regional Cekungan Sunda-Asri (Wight dkk., 1986).....	6
Gambar 2.3.	Penampang vertikal struktur terban, disertai subsiden di sepanjang jalur sesar pada daerah “Tinggian Seribu”. (J.Sukanto dkk., 1998).....	9
Gambar 2.4.	Tiga periode tektonik yang mempengaruhi pola struktur dan sistem pengendapan (J. Sukanto dkk 1998).....	10
Gambar 2.5.	Contoh <i>Paleochannel</i> pada data seismik dan sumuran di Lapangan "HD".....	14
Gambar 2.6.	Sub-lingkungan pengendapan dan sikuen sedimentasi pada <i>braided channel</i> (Selley, 1978).....	15
Gambar 2.7.	Sub-lingkungan pengendapan dan sikuen sedimentasi pada <i>meandering channel</i> (Selley, 1978).....	16
Gambar 2.8.	Penampang log elektrik yang merefleksikan Arah umum menghalus ke atas (Selly, 1978).....	17
Gambar 2.9.	Profil pembagian lingkungan sungai bekelok (<i>meandering stream</i>) (Selly, 1978).....	18
Gambar 2.10.	Morfologi delta dan pembagian fasies pengendapannya (Allen, G. P., 1987).....	19
Gambar 2.11.	Klasifikasi Delta Berdasarkan Galloway, 1975 (Walker, 1992).....	22
Gambar 2.12.	Contoh <i>Amplitude map</i> pola distribusi <i>meandering channel</i> (Netherwood, 2002).....	26
Gambar 2.13.	Polarisasi zero phase (Abdullah, 2007).....	28
Gambar 2.14.	Penggambaran vektor kompleks attribut dari trace seismik real (Taner, 1979).....	30
Gambar 2.15.	<i>Conventional cross-plot</i> antara log target dan atribut seismik (Russel dkk, 1997).....	38

Gambar 2.16. Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Russel dkk, 1997).....	40
Gambar 2.17. <i>Plot</i> dari prediksi <i>error</i> terhadap jumlah atribut yang digunakan dalam transformasi, secara matematis kurva turun secara <i>asimptotis</i> (Russel dkk, 1997).....	41
Gambar 2.18. <i>Plot validasi error</i> total terlihat sebagai kurva paling atas (Russel dkk, 1997).....	42
Gambar 3.1. Diagram alir penelitian.....	43
Gambar 3.2. Alur interpretasi dengan analisis multi atribut (after Schultz et al. 1994).....	45
Gambar 4.1. Peta dasar lintasan seismik dan sebaran sumuran di Lapangan "HD".....	47
Gambar 4.2. Profil dan <i>well top</i> lapisan reservoir Sumur HD#2.....	48
Gambar 4.3. Korelasi Sumuran Lapangan HD.....	49
Gambar 4.4. Pembagian Lithofasies Pengendapan Lapangan HD.....	50
Gambar 4.5. Data core interval 5567,7 - 5675,5 sstvd Sumur HD#2.....	52
Gambar 4.6. Data core interval 5570,75 - 5582,5 sstvd Sumur HD#2.....	53
Gambar 4.7. Data core interval 5457,2 - 5468,8 sstvd Sumur HD#2.....	54
Gambar 4.8. Analisis Sensitivitas Sumur HD#1.....	55
Gambar 4.9. Analisis Sensitivitas Sumur HD#2.....	57
Gambar 4.10. Analisis Sensitivitas Sumur HD#3.....	58
Gambar 4.11. Analisis Sensitivitas Sumur HD#4.....	59
Gambar 4.12. Analisis Sensitivitas Sumur HD#5.....	60
Gambar 4.13. Analisis Sensitivitas Sumur HD#6.....	61
Gambar 4.14. Analisis Sensitivitas Sumur HD#1, HD#2, HD#3, HD#4, HD#5, dan HD#6.....	62
Gambar 4.15. Koefisien refleksi dibuat dari log Sumur HD#1, kemudian dikonvolusikan dengan wavelet.....	64
Gambar 4.16. <i>Well tie to seismic</i> Sumur HD#6.....	65
Gambar 4.17. <i>Seismic Composite</i> melintasi Sumur HD#1 sampai HD#6.....	68
Gambar 4.18. Lintasan seismik Inline 538 melintasi Sumur HD#4.....	68

Gambar 4.19. Lintasan seismik Xline 935 melintasi Sumur HD#1.....	69
Gambar 4.20. Peta struktur waktu Horison Biru (<i>Top Sand-D</i>).....	71
Gambar 4.21. Peta struktur kedalaman Horison Biru (<i>Top Sand-D</i>).....	72
Gambar 4.22. Peta struktur waktu Horison Hijau (<i>Top Sand-C</i>).....	73
Gambar 4.23. Peta struktur kedalaman Horison Hijau (<i>Top Sand-C</i>).....	74
Gambar 4.24. Peta struktur waktu Horison Kuning (<i>Top Sand-B</i>).....	75
Gambar 4.25. Peta struktur Kedalaman Horison Kuning (<i>Top Sand-B</i>).....	76
Gambar 4.26. Peta struktur waktu Horison Orange (<i>Top Sand-A</i>).....	77
Gambar 4.27. Peta struktur kedalaman Horison Orange (<i>Top Sand-A</i>).....	78
Gambar 4.28. Proses yang digunakan sebagai masukan.....	79
Gambar 4.29. Proses keluaran multi atribut seismik dimana a) <i>Multi attribute table</i> , b) <i>error plotting</i> dan c) ilustrasi proses kombinasi multi atribut.....	80
Gambar 4.30. Validasi hasil keluaran multi atribut seismik berupa a) <i>Crossplot</i> dan b) <i>training result</i> <i>porosity log vs pseudoporosity log</i>	81
Gambar 4.31. Sebaran Porositas dari penampang seismik Inline 52 (<i>cross</i> sumur HD#4).....	82
Gambar 4.32. Sebaran Porositas dari penampang seismik Inline 238 (<i>cross</i> sumur HD#2).....	83
Gambar 4.33. Sebaran porositas pada Lapisan <i>Sand-D</i>	85
Gambar 4.34. Sebaran porositas pada Lapisan <i>Sand-C</i>	86
Gambar 4.35. Sebaran porositas pada Lapisan <i>Sand-B</i>	88
Gambar 4.36. Sebaran porositas pada Lapisan <i>Sand-A</i>	89
Gambar 4.37. Identifikasi Kawasan Prospek Hidrokarbon <i>Sand-D</i>	91
Gambar 4.38. Identifikasi Kawasan Prospek Hidrokarbon <i>Sand-C</i>	92
Gambar 4.39. Identifikasi Kawasan Prospek Hidrokarbon <i>Sand-B</i>	94
Gambar 4.40. Identifikasi Kawasan Prospek Hidrokarbon <i>Sand-A</i>	95

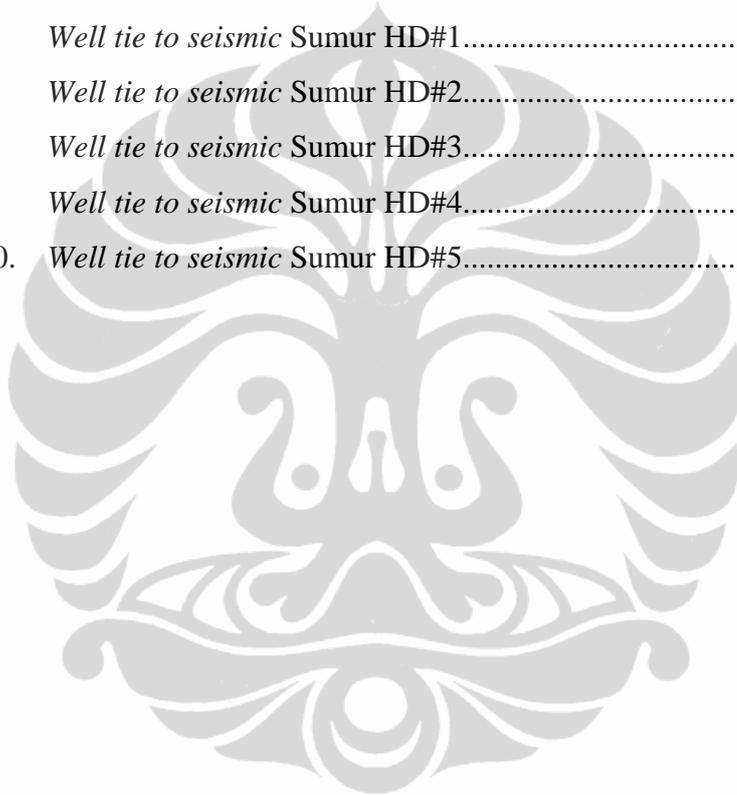
DAFTAR TABEL

Tabel 1. Hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon prospek Lapisan <i>Sand-D</i>	96
Tabel 2. Hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon prospek Lapisan <i>Sand-C</i>	97
Tabel 3. Hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon prospek Lapisan <i>Sand-B</i>	97
Tabel 4. Hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon prospek Lapisan <i>Sand-A</i>	98



DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 4.1.	Profil dan <i>well top</i> lapisan reservoir Sumur HD#1.....	103
Lampiran 4.2.	Profil dan <i>well top</i> lapisan reservoir Sumur HD#3.....	104
Lampiran 4.3.	Profil dan <i>well top</i> lapisan reservoir Sumur HD#4.....	105
Lampiran 4.4.	Profil dan <i>well top</i> lapisan reservoir Sumur HD#5.....	106
Lampiran 4.5.	Profil dan <i>well top</i> lapisan reservoir Sumur HD#6.....	107
Lampiran 4.6.	<i>Well tie to seismic</i> Sumur HD#1.....	108
Lampiran 4.7.	<i>Well tie to seismic</i> Sumur HD#2.....	109
Lampiran 4.8.	<i>Well tie to seismic</i> Sumur HD#3.....	110
Lampiran 4.9.	<i>Well tie to seismic</i> Sumur HD#4.....	111
Lampiran 4.10.	<i>Well tie to seismic</i> Sumur HD#5.....	112



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Lapangan “HD” merupakan salah satu lapangan gas yang berada di Cekungan Sunda dan telah dikembangkan sejak tahun 2006. Beberapa pemboran telah membuktikan keberadaan hidrokarbon terutama pada lapisan batupasir Formasi Talang Akar bagian atas. Secara geologi, formasi ini merupakan sedimen-sedimen darat yang terendapkan sepanjang aliran sungai purba (*paleochannel*) berumur Oligosen Atas dan berpotensi sebagai lapisan reservoir yang baik. Perkembangan pola-pola aliran sungai purba (*paleochannel*) tersebut mengindikasikan sebaran sedimen dalam suatu ruang dan waktu pengendapan tertentu. Menurut Netherwood, 2002, kaitan mengenai pola sebaran dan perkembangan sedimen *paleochannel* tersebut dapat dilacak dengan melakukan pengukuran amplitudo, frekuensi, dan atribut seismik lain dengan ditunjukkan oleh kontras warna baik dalam lintasan seismik maupun peta.

Multi atribut seismik merupakan salah satu metode yang dipakai dalam industri perminyakan untuk mendapatkan informasi mengenai karakteristik reservoir dari data seismik. Analisa atribut seismik dilakukan dengan cara melakukan ekstraksi parameter seismik amplitudo dan frekuensi dari data seismik 3D untuk melihat penyebaran zona prospek reservoir hidrokarbon. Atribut tersebut memiliki karakter yang berbeda dalam merespon daerah prospek. Atribut amplitudo ditentukan berdasarkan adanya anomali amplitudo tinggi karena keberadaan persilangan batupasir dan serpih yang menyebabkan kontras impedansi akustik yang tinggi. Anomali frekuensi rendah terjadi ketika gelombang seismik melewati zona reservoir hidrokarbon yang menyebabkan penurunan frekuensi tinggi.

Multi atribut seismik merupakan pengembangan dari atribut seismik, dimana metode ini menggunakan lebih dari satu atribut seismik untuk mengetahui hubungan antara data log sumur dengan atribut seismik. Analisa multi atribut dilakukan dengan ekstraksi data seismik dan data log sumur untuk memprediksikan properti log.

Penerapan teknik multi atribut seismik di atas, diharapkan dapat diaplikasikan terhadap sedimen-sedimen *channel* pada endapan batupasir Formasi Talang Akar bagian atas yang dalam hal merupakan obyek reservoir pada kajian kali ini. Aplikasi dan teknik tersebut dapat memberikan informasi mengenai sebaran, dan pola sedimentasi reservoir *paleochannel*, sehingga dengan diketahuinya informasi tersebut, diharapkan dapat memberikan arahan pengembangan Lapangan “HD” di masa mendatang.

1.2. Perumusan Masalah

Dalam eksplorasi minyak dan gas bumi pada dekade sekarang ini, pengembangan teknologi kebumian mengalami peningkatan yang cukup drastis. Target reservoir yang dulunya lebih mengarah pada pemerangkapan struktur, kini lebih dikembangkan lagi pada pemerangkapan stratigrafi. Salah satu pemerangkapan stratigrafi yang kini dikembangkan adalah model pemerangkapan pada *paleochannel*. Seiring perjalanan waktu, permasalahan sering muncul pada saat tahapan eksplorasi maupun pengembangan reservoir *paleochannel* pada suatu lapangan, diantaranya adalah

1. Bagaimana mengetahui fasies pengendapan dan pola sebaran porositas reservoir *paleochannel*?
2. Bagaimana mekanisme dan diagenesa pembentukan *paleochannel* bila dihubungkan dengan pola sebaran porositas yang dihasilkan?
3. Teknik apa yang dapat digunakan untuk mengidentifikasi hal tersebut?

1.3. Tujuan Penelitian

Dengan melihat permasalahan di atas, maka tujuan penelitian ini adalah :

1. Mengetahui sejauh mana pola sebaran porositas fasies *paleochannel* pada sedimen Talang Akar bagian atas di daerah kajian.
2. Menginterpretasikan perkembangan porositas reservoir fasies *paleochannel* menggunakan analisa multi atribut seismik.
3. Mengetahui sejarah pengendapan pada fasies *paleochannel* sedimen Talang Akar bagian atas di daerah kajian.

1.4. Hasil Penelitian yang Diharapkan

Hasil yang diharapkan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui sebaran porositas reservoir yang ada pada fasies *paleochannel* Formasi Talang Akar bagian atas dengan menggunakan pendekatan multi atribut seismik. Selain itu, dengan menggunakan teknik ini dapat diketahui mekanisme dan perkembangan sedimentasi fasies *paleochannel* sehingga nantinya akan membantu dalam pertimbangan dan pengembangan eksplorasi dan eksploitasi lebih lanjut pada lapangan ini.



BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Geologi Regional

2.1.1. Tektonik Regional

Cekungan Sunda merupakan cekungan busur belakang yang terletak di sebelah utara Pulau Jawa, dan merupakan salah satu cekungan yang terletak pada pertemuan antara Lempeng Eurasia dan Lempeng Samudra Hindia di bagian timur, dengan Lempeng Australia dan Lempeng Samudra Pasifik di bagian barat. Cekungan ini berbentuk memanjang berarah utara-selatan, dibatasi oleh Kraton Sunda, Pulau Bangka, dan Pulau Belitung di sebelah utara. Luas cekungan ini kurang lebih 20.000 km². Di bagian selatan, Cekungan Sunda dibatasi oleh Pulau Jawa, sedangkan di bagian barat Pulau Sumatra, dan di bagian timur dibatasi Pelataran Seribu. Cekungan ini dipisahkan dari Cekungan Jawa Barat Utara oleh Pelataran Seribu (*Seribu Platform*).

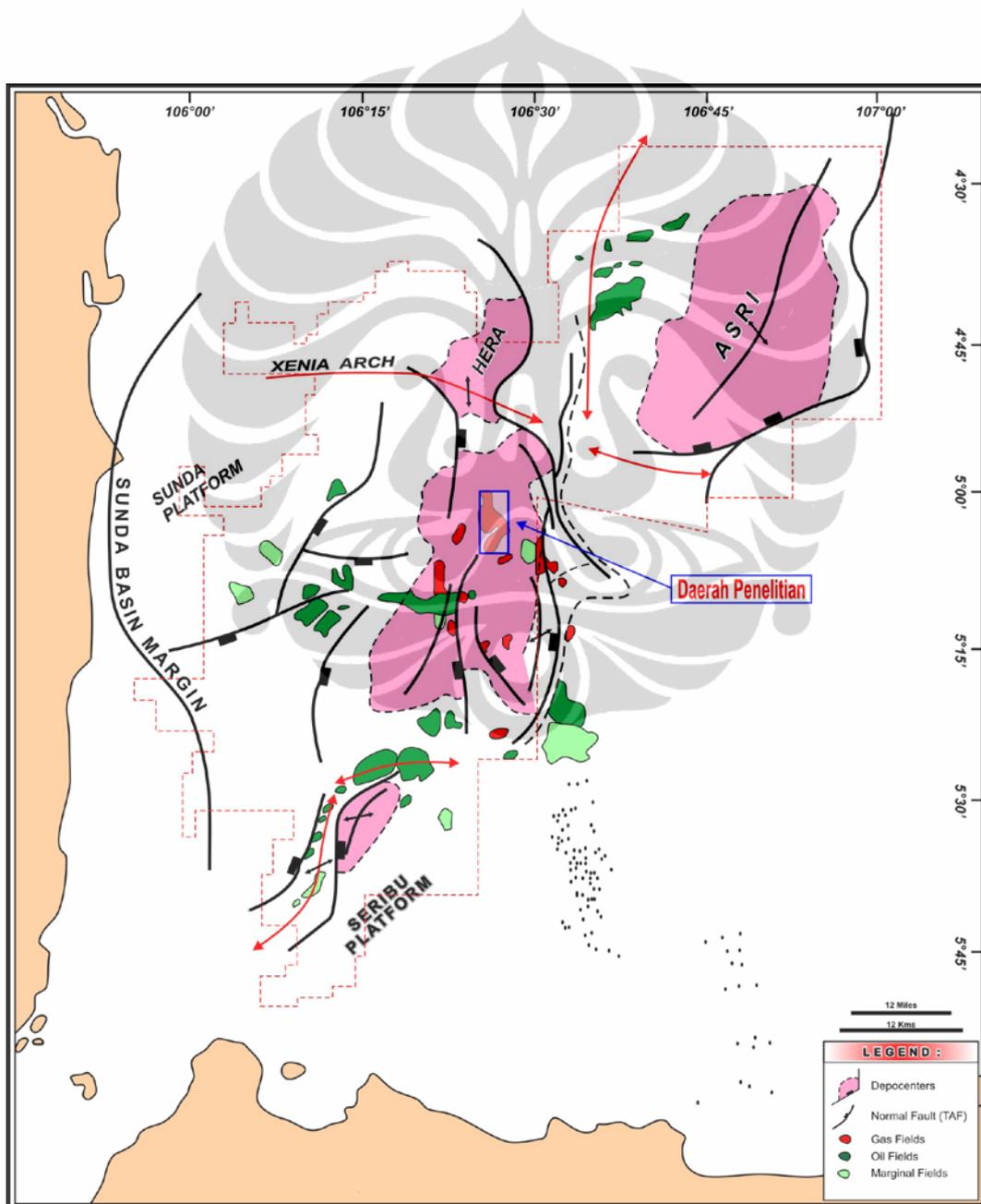
Cekungan Sunda berada pada daerah yang relatif stabil sejak Mesozoik Akhir yang aspek tektoniknya banyak dipengaruhi oleh perkembangan Kraton Sunda, pergerakan Sub-benua India maupun Lempeng Samudra Hindia. Kelurusan-kelurusan elemen tektonik di daerah ini, memiliki pola arah yang berbeda yaitu Pola Meratus (timurlaut-baratdaya) sebagai pola tertua, kemudian Pola Sunda (utara-selatan), dan yang termuda adalah Pola Jawa dengan arah barat-timur.

Gerak-gerak sesar utama pada batuan dasar selama Oligosen dan Miosen Awal berlanjut pada Miosen Tengah-Pliosen. Gerak-gerak tersebut (sesar mendatar) membentuk perlipatan pada formasi yang lebih muda. Beberapa sesar bongkah yang sejajar dengan Pola Sunda akan membentuk terban-terban berarah utara selatan dan merupakan pola-pola sesar akibat tektonik regangan (*extentional*).

Gerak-gerak sesar mendatar berarah utara-selatan, dipengaruhi oleh bergeraknya Sub-kontinen India ke arah utara. Interaksi antar lempeng benua tersebut mengendalikan pembentukan Cekungan Sunda dan Cekungan Jawa Barat Utara pada kala Pre-tercier sampai Oligosen.

Pola sesar barat-timur (Pola Jawa), diwakili oleh sesar-sesar naik yang menganjak ke arah utara maupun ke arah timurlaut dan merupakan pola-pola sesar akibat tektonik kompresi yang terjadi pada daerah ini.

Aktifitas sesar mendatar mengiri yang terjadi pada kala Oligosen Akhir-Miosen Awal, berkelanjutan hingga Miosen Tengah-Pliosen. Sesar-sesar tersebut (Pola Meratus) akan aktif kembali akibat tumbukan menyerong terhadap Lempeng Samudera Hindia dan menunjam ke bawah Kraton Sunda (gambar 2.1).

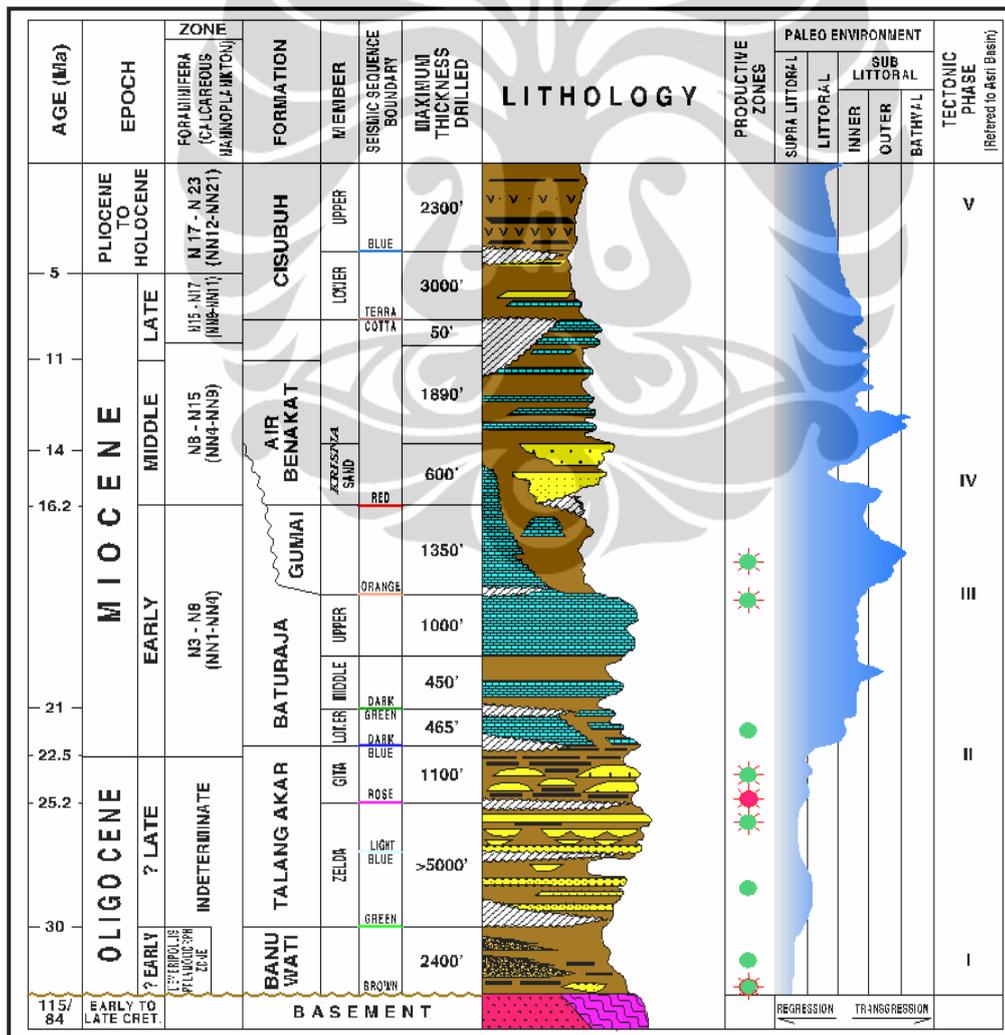


Gambar 2.1. Struktur regional Cekungan Sunda-Asri (Wight dkk., 1986)

2.1.2. Stratigrafi Regional

Cekungan Sunda terdapat dua siklus pengendapan utama sejak Pra-tercier. Siklus pertama merupakan fase genang laut pada Oligosen Awal yang berlanjut hingga Miosen Awal, sedangkan siklus kedua adalah fase susut laut yang dimulai sejak Miosen Awal bagian tengah hingga Miosen Akhir. Secara umum, urutan stratigrafi Cekungan Sunda dari tua ke muda adalah sebagai berikut (gambar 2.2):

1. Formasi Banuwati, berumur Eosen Awal hingga Oligosen Awal.
2. Formasi Talang Akar, berumur Oligosen Akhir hingga Miosen Bawah.
3. Formasi Baturaja, berumur Miosen Tengah hingga Miosen Atas.
4. Formasi Gumai, berumur Miosen Awal.
5. Formasi Air Benakat yang berumur Miosen Bawah hingga Miosen Atas.
6. Formasi Cisubuh, berumur Miosen Atas hingga Pleistosen.



Gambar 2.2. Stratigrafi regional Cekungan Sunda-Asri (Wight dkk., 1986)

Urutan sedimentasi tertua adalah Formasi Banuwati (Todd dan Pulunggono, 1971) dimana pada bagian bawah dibatasi oleh batuan dasar (*basement*) berumur Kapur Awal sampai Akhir yang tersusun oleh batuan metasedimen Pra-tercier hasil *metamorfism* derajat rendah seperti sekis, marmmer, dan kuarsit serta batuan beku jenis granit dan tuff. Formasi Banuwati tersusun oleh serpih *lacustrine* yang merupakan batuan induk penghasil hidrokarbon (*source rock*) pada Cekungan Sunda. Proses pembentukan hidrokarbon dimulai dari umur Miosen Awal sampai Akhir dan kemungkinan masih berlangsung sampai sekarang.

Secara selaras di atas Formasi Banuwati diendapkan Formasi Talang Akar yang berumur Oligosen dengan ketebalan lebih dari 5500 kaki di pusat cekungan. Daerah sumber sedimen yang dominan untuk pengendapan Formasi Talang Akar bagian atas adalah Dataran Tinggi Lampung bagian timur dengan arah sumber sedimen diperkirakan berarah barat laut-tenggara dan timurlaut-baratdaya. Formasi ini tersusun atas konglomerat, batupasir kuarsaan, dan serpih berwarna coklat tua-muda berfasies sungai-danau. Serpih dengan sisipan batubara pada bagian atas, memperlihatkan fasies lingkungan rawa payau. Dijumpainya retas basal pada bagian atas formasi, memperlihatkan bahwa aktivitas vulkanik di bagian barat cekungan berlangsung selama pengendapan formasi tersebut.

Di atas formasi ini diendapkan secara selaras Formasi Baturaja berumur Miosen Awal, yang tersusun atas sekuen pelataran terumbu fase genang laut. Bagian bawah sekuen ini didominasi oleh satuan batugamping *packstone* glaukonitan, batugamping *wackstone* dan serpih (zona sublitoral dalam), sedangkan bagian tengah sekuen merupakan perhimbunan terumbu yang secara periodik terpengaruh oleh perubahan genang dan susut laut. Ke arah timur dan utara cekungan, batugamping berubah menjadi serpih yang memperlihatkan peralihan lingkungan akibat fase genang laut. Pada Miosen Awal terumbu-terumbu pantai mulai tumbuh menjadi kompleks terumbu Formasi Baturaja bagian bawah, sedangkan serpih pada Formasi Baturaja pada bagian atas, merupakan akibat perubahan secara cepat proses genang dan susut air laut.

Selaras di atas Formasi Baturaja, diendapkan Formasi Gumai berumur Miosen Tengah, yang tersusun atas batupasir, batulempung dan serpih pada lingkungan

Universitas Indonesia

laut terbuka. Pada bagian paling atas, serpih Formasi Gumai merupakan batas akhir genanglaut dan awal susut air laut.

Di atas Formasi Gumai diendapkan Formasi Air Benakat pada Miosen Akhir yang mengawali siklus pengendapan kedua, yaitu fase susut laut. Formasi ini didominasi oleh batupasir pada bagian bawah, dan ke arah atas, berubah fasies menjadi batulempung dengan sisipan tipis batugamping. Fasies tersebut memperlihatkan perkembangan pantai menjadi laut dangkal akibat pengaruh susut laut yang dikenal sebagai Satuan Parigi.

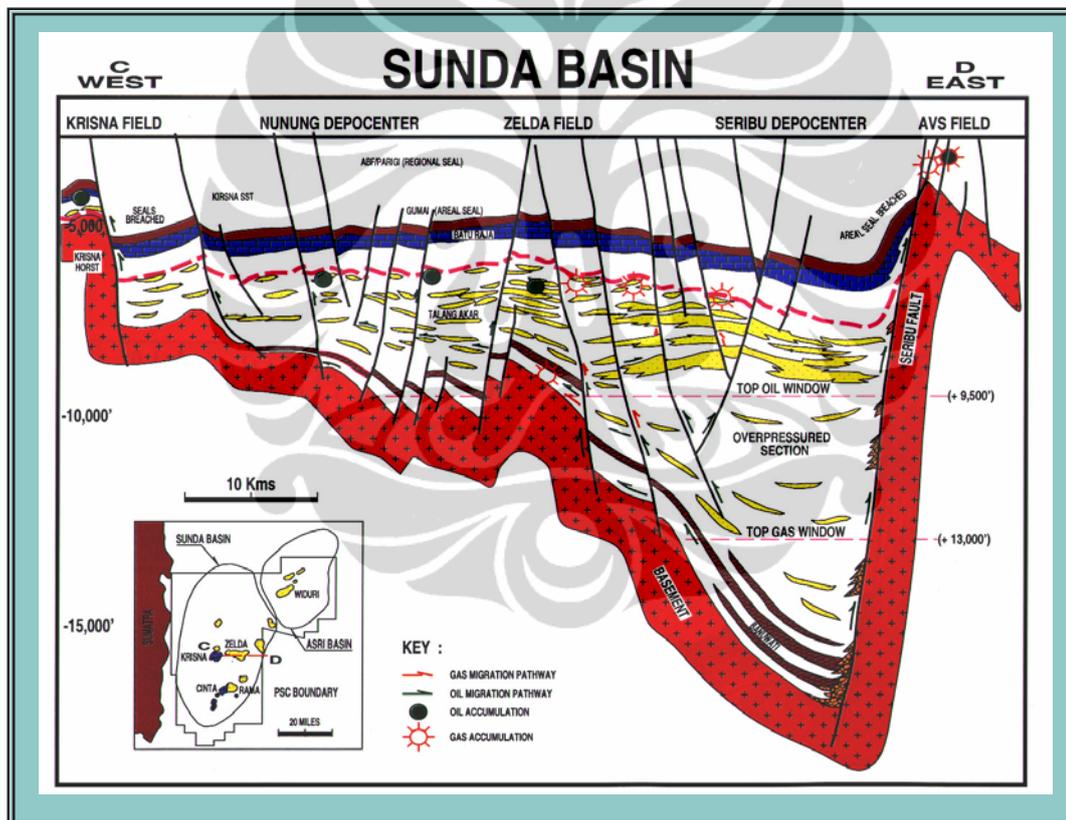
Kemudian diatas Formasi Air Benakat diendapkan secara selaras Formasi Cisubuh. Formasi ini dibagi menjadi dua anggota, yaitu anggota *non-marine* dan anggota *marine*. Anggota *non marine* terdiri atas batulempung, batupasir dan batubara, mempunyai ketebalan kurang lebih 1600 kaki, mempunyai porositas dan permeabilitas buruk. Anggota *marine* didominasi oleh batulempung gampingan berwarna hijau terang sampai hijau, terdapat fosil foraminifera, ketebalan kurang lebih 660 kaki. Formasi ini diendapkan pada fase transgresi Miosen Atas sampai Pleistosen.

2.1.3. Struktur Regional

Secara regional Cekungan Sunda dibatasi oleh Paparan Sunda di bagian utara, Cekungan Biliton dan Busur Karimun Jawa di sebelah timur, Cekungan Jawa Barat dan Tinggian Seribu di bagian selatan serta Tinggian Lampung di sebelah barat. Hampir seluruh struktur yang berkembang di cekungan ini merupakan hasil pemekaran utara-selatan yang meluas menuju ke timur laut (Paparan Sunda). Adanya *subsidence* sepanjang jalur sesar menghasilkan struktur terban, salah satunya adalah “Tinggian Seribu” (gambar 2.3), yang merupakan blok sesar kontinen Jaman Kapur.

Subsiden yang terjadi di daerah ini diikuti oleh pengendapan *fluvial* mencapai ketebalan 9000 kaki pada enam “*deposenter half-graben*”. Pola penampakan struktur batuan dasar pada cekungan ini diakibatkan oleh dua kejadian tektonik utama yaitu:

- Tumbukan Lempeng Sunda dengan lempeng kecil Kangean pada Kapur Akhir sampai Tersier Awal. Tumbukan ini merupakan hasil kompresi dari arah selatan ke utara dan menimbulkan bentukan-bentukan geologi seperti lipatan, terban (*graben*) dan sesar dengan orientasi kemiringan umum arah NE – SW.
- Tumbukan antara Lempeng Sunda dengan Lempeng India-Australia pada Masa Tersier Awal. Adanya kompresi arah utara-selatan pada tumbukan lempeng ini berasosiasi dengan pembentukan lipatan yang searah dengan zona penunjaman sedangkan *tension* pada tumbukan kerak ini berasosiasi dengan terjadinya pergeseran dengan arah orientasi umum utara-selatan.

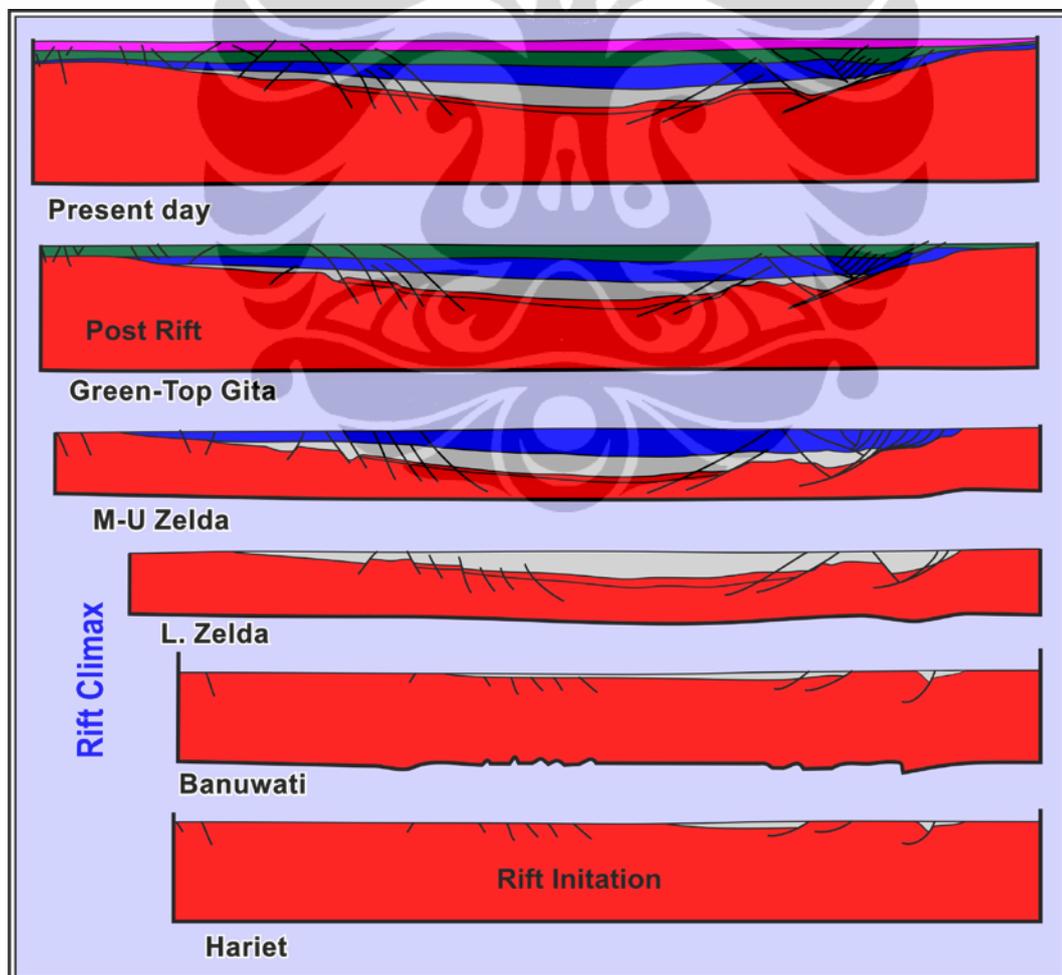


Gambar 2.3. Penampang vertikal struktur terban, disertai subsiden di sepanjang jalur sesar pada daerah “Tinggian Seribu”. (J.Sukanto dkk., 1998)

Sejak kala Oligosen di Cekungan Sunda, terjadi pembentukan struktur *geantiklin* dan diikuti oleh patahan-patahan. Patahan-patahan tersebut menyebabkan adanya rendahan dan tinggian yang membentuk cekungan-cekungan kecil. Pola struktur patahan yang ada umumnya berarah utara-selatan dan beberapa diantaranya

merupakan patahan tumbuh (*growth fault*) yang aktif selama pengendapan Jaman Tersier.

Tiga periode yang mempengaruhi struktur dan sistem pengendapan di Cekungan Sunda (J.Sukanto. dkk.,1998), adalah *rift initiation* dimulai pada Pra-Oligosen sampai Oligosen Awal disertai pengendapan Anggota Hariet, Formasi Banuwati. Periode kedua yaitu *syn rift* yang dimulai pada Oligosen Awal sampai dengan Oligosen Akhir disertai pengendapan *shale* dan batupasir Anggota Banuwati dan Anggota Zelda Formasi Talang Akar. Periode ketiga yaitu *post rift* yang dimulai pada Miosen Awal sampai dengan Pleistosen disertai pengendapan Anggota Gita, Formasi Talang Akar sampai Formasi Cisubuh. Tiga fase tektonik tersebut dapat digunakan untuk memisahkan tiga perubahan stratigrafi dalam kaitannya dengan arsitektur fasies yang terbentuk (gambar 2.4).



Gambar 2.4. Tiga periode tektonik yang mempengaruhi pola struktur dan sistem pengendapan (J. Sukanto dkk 1998)

Menurut Todd dan Pulunggono, 1971, periode fase pengendapan Formasi Talang Akar sendiri terbagi menjadi 5 anggota yaitu: Anggota Basal Onlap, Anggota Zelda bagian bawah, Anggota Zelda bagian tengah, Anggota Zelda bagian atas dan Anggota Gita. Anggota-anggota ini merefleksikan perbedaan-perbedaan litologi dan lingkungan pengendapan.

a) Anggota *Basalt Onlap*

Bagian ini terdiri dari batulempung dan beberapa perlapisan batupasir. *Basalt Onlap* ini diendapkan pada lingkungan *supratidal fresh water* sampai lingkungan *fluvial*, didominasi oleh rezim energi rendah dan umurnya menunjukkan Oligosen Bawah.

b) Anggota Zelda Bagian Bawah

Bagian ini didominasi oleh *carbonaceous shale (lacustrine)* pada bagian barat cekungan yang memiliki hubungan menjemari (*interfingering*) dengan pengendapan konglomerat (*alluvial fan*) pada bagian sisi timur cekungan. Konglomerat ini berkembang sangat baik pada bagian sisi timur cekungan. Pada blok sesar normal utama yang turun (*foot wall*) berarah utara membentuk endapan *peidmont* yang menjadi tipis kearah barat dan utara cekungan. Anggota Zelda bagian bawah diendapkan pada lingkungan *fluvial* dan *lacustrine* yang menjemari dengan pengendapan *alluvial fan*.

c) Anggota Zelda Bagian Tengah

Anggota Zelda bagian tengah disusun oleh batupasir, konglomerat dan batulempung karbonan (*carbonaceous shale*). Batupasir biasanya berukuran menengah sampai kasar. Anggota Zelda bagian tengah ini diendapkan pada lingkungan *supratidal fresh water fluvial* dengan energi rezim yang bervariasi dari tinggi sampai rendah.

d) Anggota Zelda Bagian Atas

Anggota Zelda bagian atas didominasi oleh batupasir *massive* dengan pemilahan buruk yang berselingan dengan batulempung dan sisipan batubara dibagian atas. Batupasir *fluvial* ini hadir hampir disemua cekungan dan berkembang sangat baik disisi barat cekungan. Batupasir ini biasanya berbutir sedang hingga kasar dan

Universitas Indonesia

secara lokal berbutir halus hingga konglomeratik. Anggota ini berumur Oligosen Akhir dan diendapkan pada lingkungan *supratidal fresh water fluvial*, dengan rezim aliran energi tinggi. Berdasarkan data sumur yang dibor pada sisi sebelah barat-laut, batupasir tidak berkembang, hal ini membuktikan bahwa sumber dari Formasi Talang Akar bagian atas ini dari arah barat laut.

e) Anggota Gita

Anggota Gita berumur Miosen Awal yang tersusun oleh batupasir halus sampai kasar yang berselingan dengan batulempung dan perlapisan tipis batubara yang merupakan ciri urutan *fluvio-deltaic*. Anggota Gita diendapkan pada lingkungan *intertidal lower estuarine* sampai *lingkungan supralittoral* selama Miosen Awal. Batas antara anggota Zelda dan Gita adalah Top Oligosen dan biasanya tidak selaras di banyak tempat. Anggota Gita yang tidak selaras dengan Formasi Baturaja dicirikan oleh pembacaan *log gamma* yang tinggi.

2.1.4. Potensi Hidrokarbon

a) Batuan Induk

Serpil Formasi Banuwati merupakan batuan induk Oligosen Bawah dan merupakan sumber minyak dari beberapa lapangan di Cekungan Sunda, sedangkan potensi batuan induk paling baik terdapat pada Formasi Talang Akar.

Formasi Talangakar yang terdiri dari batulempung dan serpil, semakin menebal ke arah *depocenter*, merupakan batuan induk yang efektif. Bagian atas formasi ini mempunyai nilai TOC $\pm 3\%$ dengan tipe kerogen II (*eksinit*), dan merupakan batuan induk penghasil minyak. Pengukuran alir bahang di cekungan ini terukur 1.50-3.99 oF/100'. Meskipun bagian atas dari formasi ini tingkat kematangan termalnya kurang, dimana harga refleksi vitrinit mencapai 0,5% dan harga T-maks 435°C, sehingga memperlihatkan adanya tingkat kematangan dari Formasi Talang Akar dan Formasi Baturaja.

b) Batuan Reservoar

Bertindak sebagai batuan reservoar adalah batupasir konglomerat dari Formasi Banuwati. Batuan reservoar juga dijumpai pada lapisan batupasir berfasies teranyam dari Formasi Talang Akar dan juga batuan reservoar batugamping pada

Formasi Talang Akar maupun perselingan serpih dan batubaranya, secara regional membentuk batuan reservoir. Demikian pula pada fasies batupasir *fluvial* pada Formasi Talang Akar bagian atas merupakan reservoir yang cukup potensial di cekungan ini. Selain itu, batugamping Formasi Baturaja bagian bawah juga merupakan reservoir yang cukup baik, dimana pada bagian atas kompleks batugamping merupakan terumbu pantai.

c) Batuan Tudung

Batuan tudung (*seal*) pada umumnya dijumpai pada setiap formasi berupa tutupan batulempung yang secara regional terdapat pada bagian atas dan bersifat *impermeable*. Batulempung yang menutupi jebakan struktur atau sesar dapat berfungsi sebagai batuan perangkap yang baik, kecuali bila permukaan lapisan tersebut kondisinya lapuk atau tererosi.

d) Perangkap dan Migrasi

Migrasi hidrokarbon berlangsung baik secara primer dan sekunder. Migrasi primer berlangsung pada batupasir, konglomerat, dan kemungkinan pada retakan-retakan pada batuan reservoir, sedangkan migrasi sekunder terjadi di sepanjang sesar pada batupasir sungai Formasi Talang Akar maupun Formasi Baturaja.

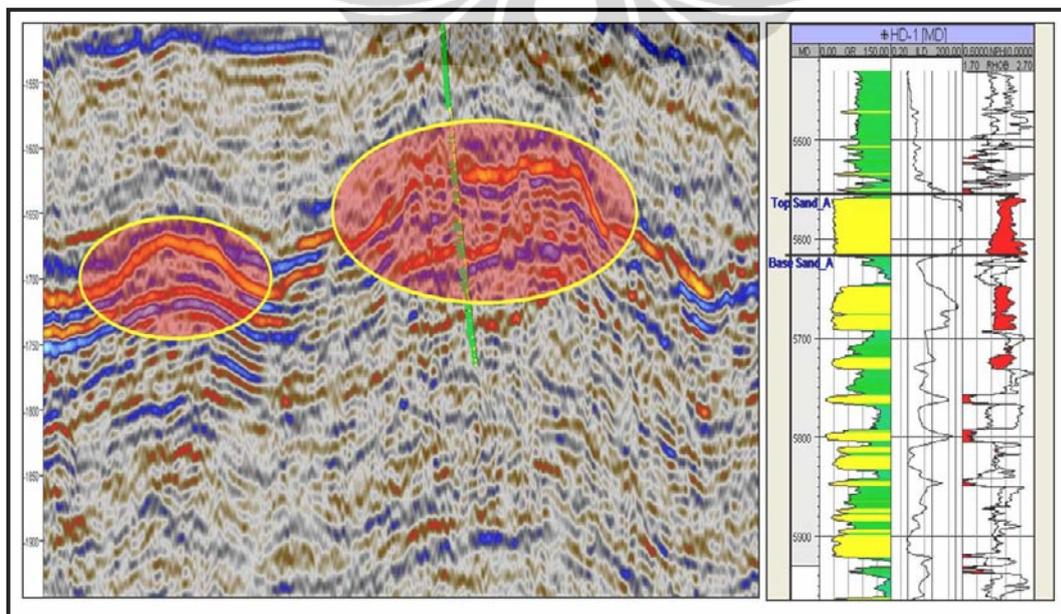
2.2. Konsep Fasies *Paleochannel*

Fasies adalah suatu kenampakan lapisan atau kumpulan lapisan batuan yang memperlihatkan karakteristik, geometri dan sedimentologi tertentu yang berbeda dengan sekitarnya (Boggs, 1995). Perbedaan karakteristik yang menjadi dasar bagi pengamatan fasies bisa ditinjau dari berbagai hal seperti karakter fisik dari litologi (*lithofacies*), kandungan biogenik (*biofacies*), atau berdasarkan pada metode tertentu yang dipakai sebagai cara pengamatan fasies contohnya fasies seismik atau fasies log.

Menurut Walker (1992), fasies merupakan kenampakan suatu tubuh batuan yang dikarakteristikan oleh kombinasi dari lithologi, struktur fisik dan biologi yang merupakan aspek pembeda dari tubuh batuan di atas, di bawah, ataupun disampingnya. Suatu fasies akan mencerminkan suatu mekanisme pengendapan tertentu atau berbagai mekanisme yang bekerja serentak pada saat yang

bersamaan. Fasies ini dapat dikombinasikan menjadi asosiasi fasies (*facies associations*) yang merupakan merupakan suatu kombinasi dari dua atau lebih fasies yang membentuk tubuh batuan dalam berbagai skala dan kombinasi yang secara genetik saling berhubungan pada suatu lingkungan pengendapan. Asosiasi fasies mencerminkan lingkungan pengendapan atau proses dimana fasies itu terbentuk. Sedangkan yang dimaksud dengan suksesi fasies (*facies succession*) adalah suatu bagian vertikal dari fasies dikarakteristikan oleh perubahan yang meningkat pada satu atau beberapa parameter seperti ukuran butir maupun struktur sedimen.

Fasies *paleochannel* merupakan bentukan negatif dari bentang alam sebagai akibat torehan/gerusan di permukaan bumi yang terjadi pada kurun waktu tertentu. Pola dan penyebaran *channel* secara dipengaruhi oleh resistensi batuan dan besarnya kecepatan arus aliran yang melewatinya. Endapan-endapan yang terakumulasi di *channel* secara umum berasal dari proses sedimentasi kembali material dan rombakan batuan yang berasal dari daerah hulu. Sebagai akibat dari proses resedimentasi, sedimen yang diendapkan disepanjang jalur aliran *channel* didominasi oleh litologi batupasir dengan ciri fisik yang beragam, dimana semakin jauh proses sedimentasi terjadi maka akan menghasilkan sortasi dan kualitas porositas yang baik. Secara umum *paleochannel* dapat diamati di dalam seismik seperti gambar 2.5.



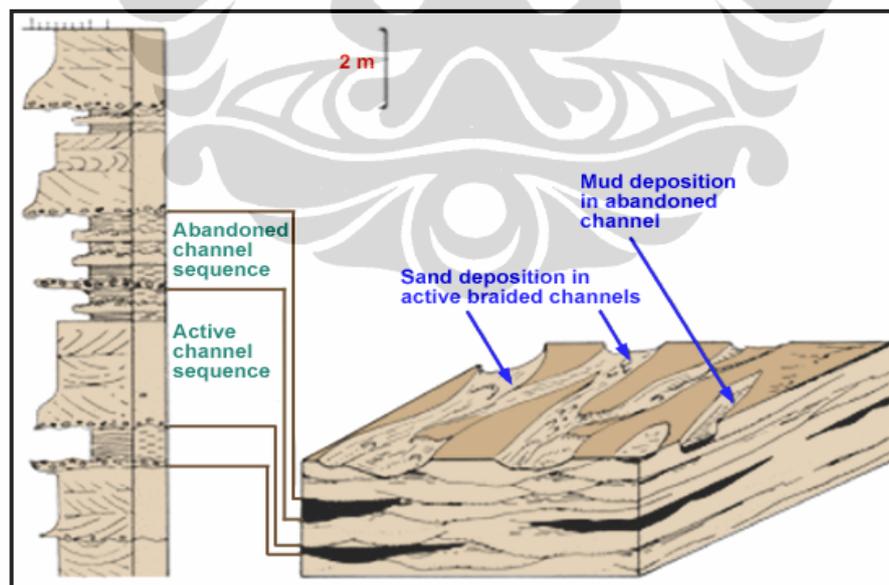
Gambar 2.5. Contoh *Paleochannel* pada data seismik di Lapangan "HD"

Menurut Selly (1978), bentuk utama *channel* terbagi menjadi dua, yaitu tipe *braided* dan tipe *meander*. Masing-masing tipe tersebut menunjukkan bentuk, pola, karakter fisik dan diagenesa yang berbeda.

2.2.1. Sistem *Braided*

Sistem sungai *braided* ini terbentuk oleh jalinan *channel* dengan intensitas kelokan yang kecil. Pada daerah ini pengerosian terjadi dengan cepat, proses pengisian material sedimen juga cepat dan sporadis. Oleh karena itu pada umumnya sungai sistem ini kelebihan material sedimen.

Pengulangan pembentukan *bar* dan cabang-cabang *channel* membentuk sistem jaringan *braided*. Sikuen sedimentasi sistem *braided*, umumnya didominasi oleh material sedimen berbutir kasar dengan sedikit material sedimen berbutir halus pada bagian atasnya (gambar 2.6). Struktur sedimen yang terbentuk merefleksikan pengendapan pada energi tinggi dengan aliran yang searah (*unidirectional flow*), *tabular cross bedding* dan punggung *bar* yang lurus memanjang.

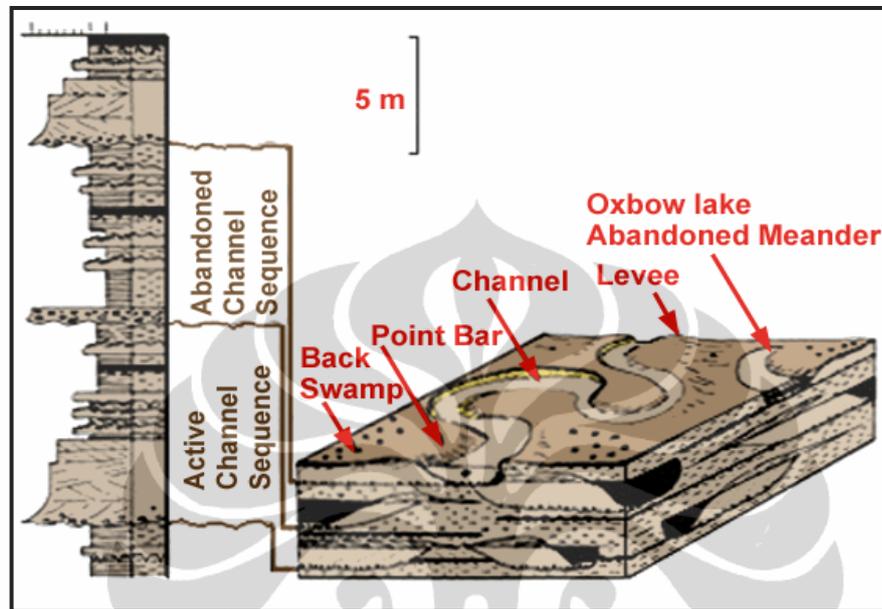


Gambar 2.6. Sub-lingkungan pengendapan dan sikuen sedimentasi pada *braided channel* (Selly, 1978).

2.2.2. Sistem *Meander*

Sikuen umum dari tipe ini didominasi oleh material dengan butiran halus dan memperlihatkan distribusi menghalus kearah atas (*fining upward*). Struktur

sedimen yang berkembang merefleksikan berkurangnya energi arus yang bekerja, yaitu *trough cross bedding* pada bagian bawah dan *parallel lamianasi* pada bagian atas *channel*. Permukaan lateral akresi yang terbentuk merefleksikan perpindahan *point-bar* secara tegak lurus terhadap arah aliran sungai (gambar 2.7).



Gambar 2.7. Sub-lingkungan pengendapan dan siklus sedimentasi pada *meandering channel* (Selly, 1978)

Penampang log elektrik pada gambar 2.8 merefleksikan arah umum menghalus ke atas yang terbagi ke dalam tiga subfasies utama yang menghasilkan pengendapan pada tiga sublingkungan yang berbeda :

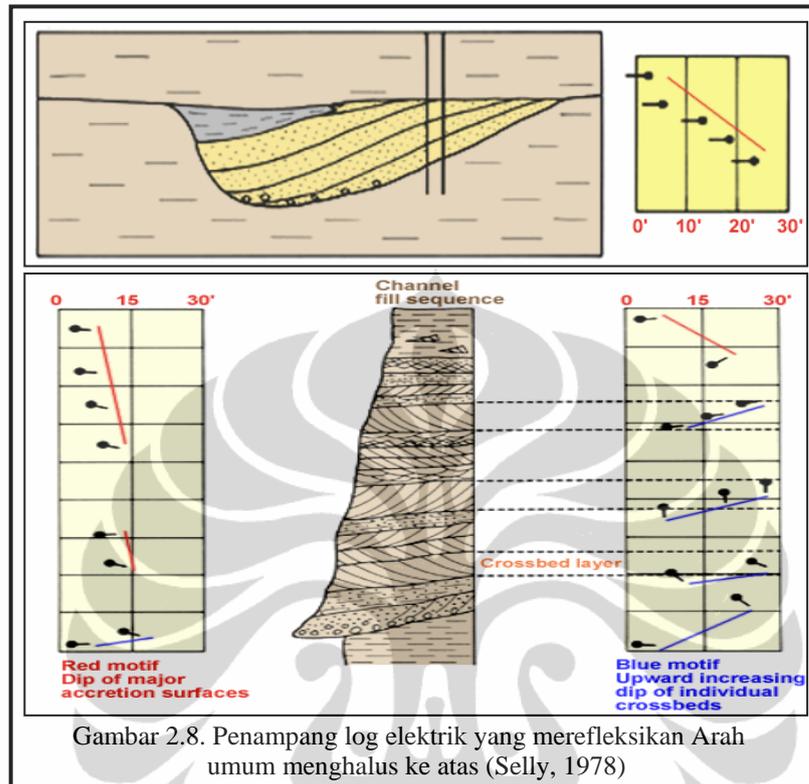
1) Subfasies *Flood Plain*

Subfasies *flood plain* terdiri dari endapan batupasir yang sangat halus, batulanau dan batulempung yang diendapkan pada daerah *overbank floodplain* sungai. Struktur sedimen yang berkembang adalah laminasi *ripple mark* dan kadang-kadang terdapat horizon batupasir yang mengisi struktur *shrinkage* yang diasumsikan terdapat pada daerah *subaerial*.

2) Subfasies *Channel*

Pada subfasies *channel* terjadi perpindahan *lateral channel meander* yang mengerosi bagian luar dari tepi sungai yang cekung, menggerus dasar sungai dan endapan sedimen pada *point bar*. Proses tersebut menghasilkan karakteristik sikuen pada ukuran butir dan struktur sedimen. Pada dasar permukaan bidang

erosi diisi oleh material sedimen berbutir kasar, *mud pellet* dan sisa-sisa kayu. Endapan tersebut disebut sebagai *lag deposit* pada dasar *channel* dan ditindih oleh sikuen batupasir dengan distribusi butiran menghalus ke atas.

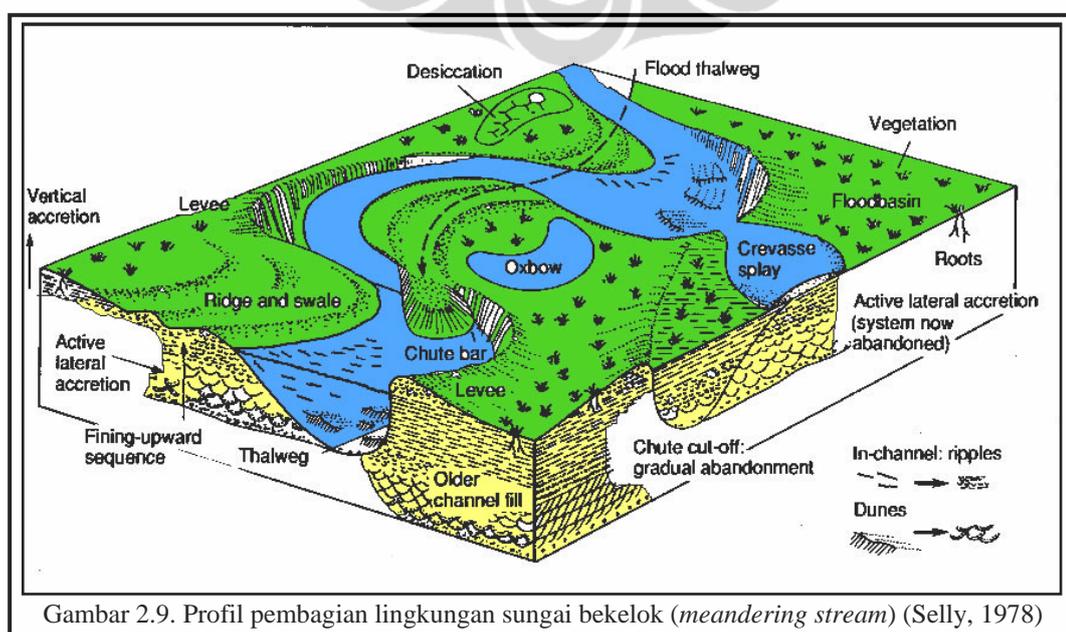


3) Subfasies *Abandoned Channel*

Pada subfasies *abandoned channel* terdapat endapan batupasir halus berbentuk tapal kuda dan biasanya disebut *oxbow lake* yang terbentuk ketika sungai meander memotong bagian lain dari permukaan di sekitar sungai tersebut. Endapan pada subfasies ini serupa dengan endapan pada *subfasies floodplain*, tetapi dapat dibedakan dari geometrinya yaitu endapan yang menindih abrasi *channel lag* konglomerat tidak terdapat selang dengan sikuen batupasir *point bar*.

Gambar 2.9 merupakan profil dari lingkungan sungai berkelok (*meandering stream*). Pada gambar terlihat adanya bentukan lahan yang diendapkan sedimen sebagai hasil dari mekanisme pola aliran pada lingkungan ini diantaranya adalah sedimen *point bar*, tanggul alam (*natural levee*), *crevasse splay sediment*, *flood plain* dan *oxbow lake*. Masing-masing bentukan lahan tersebut dapat dijelaskan sebagai berikut :

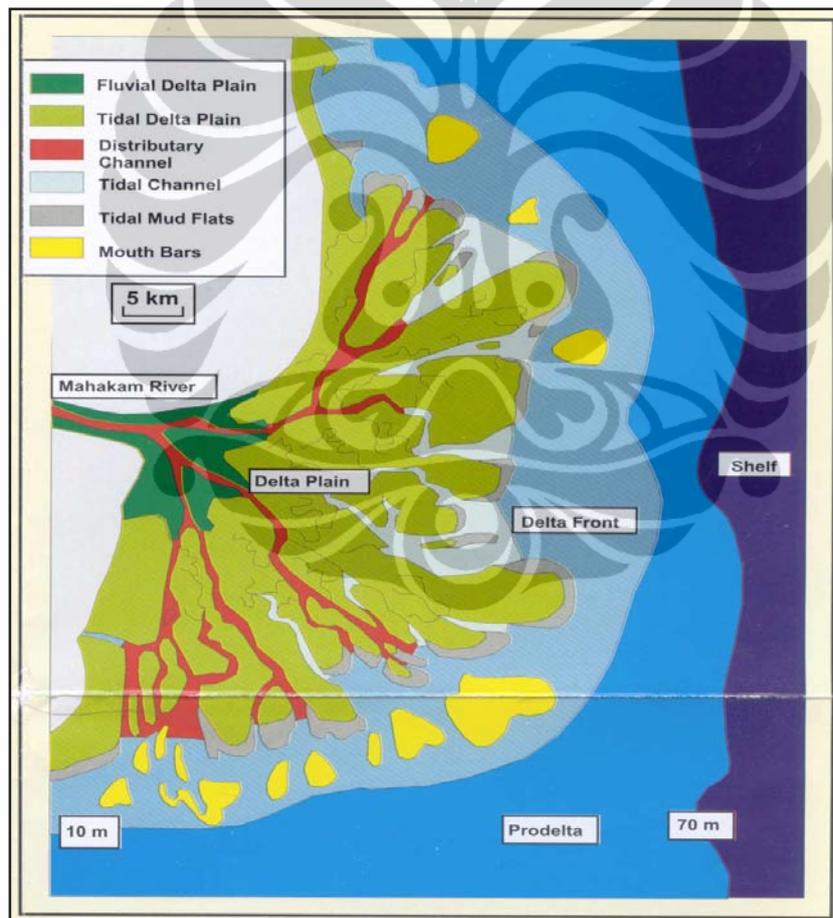
- a) *Point bar* merupakan bentuk lahan pada lekukan sungai yang terbentuk sebagai akibat proses resedimentasi material sedimen di kelokan sungai bagian hulu yang mengalami erosi dan terendapkan kembali pada lekukan sungai berikutnya. Material sedimen yang diendapkan mempunyai ciri litologi mengkasar ke atas (*coarsening upward*/CU).
- b) Tanggul alam atau sering disebut *natural levee* merupakan daerah dipinggir sungai dengan material sedimen mempunyai ciri ukuran butir selang-seling antara yang halus dengan yang kasar, hal ini disebabkan karena perubahan muka air sungai secara periodik.
- c) *Crevasse splay sediment* merupakan daerah limpahan banjir pada lekukan sungai yang menyerupai kipas dengan ciri litologi mengkasar ke atas (*coarsening upward*).
- d) *Flood plain* atau sering disebut dataran limpah banjir, merupakan daerah dimana sedimen akan terendapkan bila muka air sungai mencapai pada kawasan ini. Sedimen-sedimen yang diendapkan biasanya berfraksi halus.
- e) Sedangkan *oxbow lake* merupakan daerah bekas aliran sungai yang tergenangi air sebagai akibat perpindahan jalur aliran sungai yang tertutupi oleh sedimen *point bar*.



Gambar 2.9. Profil pembagian lingkungan sungai berkelok (*meandering stream*) (Selly, 1978)

2.3. Sistem Pengendapan Delta

Delta adalah salah satu bentuk lingkungan pengendapan transisi yang merupakan akumulasi sedimen *fluvial* pada muara sungai. Delta akan terbentuk bila pasokan (*supply*) sedimen dari sungai lebih besar daripada sedimen yang didispersikan oleh gelombang dan pasang laut atau danau, sehingga akan terbentuk keseimbangan dinamika antara arus sungai dan mekanisme yang bekerja pada suatu cekungan. Bersamaan dengan pembentukan delta tersebut, terbentuk pula morfologi delta yang khas dan dapat dikenali pada sistem delta yang ada. Morfologi delta tersebut secara umum terbagi atas tiga komponen utama, yaitu: *delta plain*, *delta front* dan *prodelta* (gambar 2.10).



Gambar 2.10. Morfologi delta dan pembagian fasies pengendapannya (Allen, G. P., 1987)

a) Dataran Delta (*Delta Plain*)

Delta plain merupakan bagian delta yang bersifat *subaerial* yang terdiri dari *channel* yang sudah ditinggalkan. *Delta plain* merupakan bagian daratan dari delta

dan terdiri atas endapan sungai yang lebih dominan daripada endapan laut dan membentuk suatu daratan rawa-rawa yang didominasi oleh material sedimen berbutir halus, seperti serpih organik dan batubara. Pada kondisi iklim yang cenderung kering (*semi-arid*) sedimen yang terbentuk didominasi oleh lempung dan evaporit (Wight, 1986).

Daratan *delta plain* tersebut ditoreh oleh saluran saluran sungai yang bercabang-cabang yang dikenal dengan sebutan *distributary channel* jika arus yang datang berasal dari sistem *fluvial* dan disebut tidal channel jika arus yang datang berasal dari arah laut akibat kuatnya arus *tidal*.

- *Upper Delta Plain*

Pada bagian ini terletak diatas area tidal atau laut dan endapannya secara umum terdiri dari endapan *channel* yang disebut *distributary channel*, endapan limpah banjir yang disebut *interdistributary channel flood plain*, dan endapan gambut atau batubara yang disebut *marsh delta plain*. Endapan *distributary channel* ditandai dengan adanya bidang erosi pada bagian dasar urutan fasies dan menunjukkan kecenderungan menghalus ke atas. Struktur sedimen yang umumnya dijumpai adalah *cross bedding*, *ripple cross stratification*, *scour and fill* dan lensa-lensa lempung. Endapan *point bar* terbentuk apabila terputus dari *channel*-nya, sedangkan *levee* berasosiasi dengan *distributary channel* sebagai tanggul alam yang membatasi *channel* dengan *interdistributary channel*. Sedimen pada bagian ini berupa sedimen halus yang mterbentuk selama terjadinya proses *wanning flow*.

Endapan *interdistributary channel* dan endapan *marsh delta plain* merupakan endapan yang terdapat diantara *distributary channel*. Lingkungan ini mempunyai kecepatan arus paling kecil, dangkal, tidak berelief dan proses akumulasi sedimen lambat. Pada *interdistributary channel* dan *flood plain area* terbentuk suatu endapan yang berukuran lanau sampai lempung yang sangat dominan. Struktur sedimennya adalah laminasi yang sejajar dan *burrowing structure* endapan pasir yang bersifat lokal, tipis dan kadang hadir sebagai pengaruh gelombang. Pada daerah yang ditumbuhi *marsh* akan menjadi lahan penimbunan gambut yang merupakan cikal bakal dari pembentukan batubara.

- *Lower Delta Plain*

Lower delta plain terletak pada daerah dimana terjadi interaksi antara sungai dengan laut, yaitu dari *low tidemark* sampai batas kehadiran yang dipengaruhi pasang-surut. Pada lingkungan ini endapannya meliputi endapan pengisi teluk (*bay fill deposit*) meliputi *interdistributary bay*, tanggul alam, rawa dan *crevasse slay*, serta endapan pengisi *distributary* yang ditinggalkan.

b) Muka Delta (*Delta Front*)

Muka delta (*Delta front*) terbentuk pada lingkungan laut dangkal dan akumulasi sedimennya berasal dari *distributary channel*. Batupasir yang diendapkan dari *distributary channel* tersebut membentuk endapan bar diujung muara dari *distributary channel* yang disebut *distributary mouth bar*. Menurut Coleman (1969), lingkungan pengendapan *delta front* dapat dibagi menjadi beberapa sublingkungan dengan karakteristik asosiasi fasies yang berbeda. Sub lingkungan pertama yaitu *channel* yang ditandai dengan adanya bidang erosi pada bagian dasar urutan fasies dan menghalus ke atas.

Struktur sedimen yang umumnya dijumpai adalah *cross bedding*, *ripple cross stratification*, *scour and fill-subaqueous levees* yang merupakan kenampakan fasies endapan *delta front* yang berasosiasi dengan *active channel mouth bar*. Sub lingkungan kedua adalah *distributary mouth bar* yang pada daerah *proximal* memperlihatkan karakteristik mengkasar kearah atas (*coarsening upward*) dengan struktur sedimen yang dijumpai antara lain : struktur laminasi dan silang siur.

Pada daerah *distal*, urutan fasies cenderung menghalus ke atas, umumnya tersusun atas pasir halus dengan struktur sedimen yang dapat dijumpai antara lain, *current ripple*, *cross bedding* dan *massive graded bedding*. Diantara *distributary mouth bar* tersebut terakumulasi lempung lanauan (*silty mud*) atau lempung pasir (sandy mud) yang bergradasi menjadi lempung kearah lepas pantai.

c) Lereng Delta (*Pro delta*)

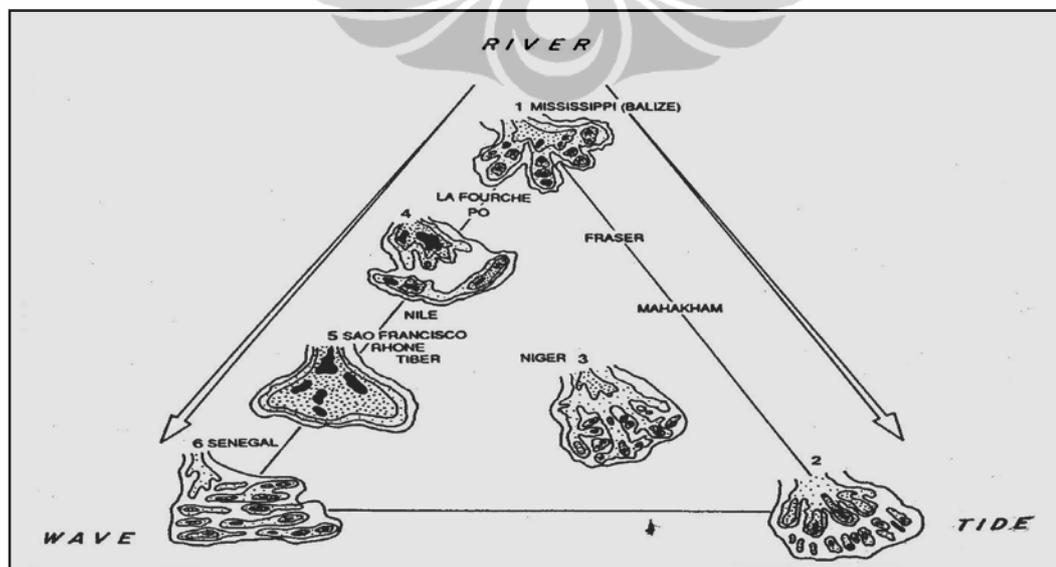
Prodelta merupakan kelanjutan dari *delta front* kearah laut dengan perubahan litologi dari batupasir *bar* menjadi endapan batulempung dan selalu ditandai oleh

zona lempungan tanpa pasir. Daerah ini merupakan bagian *distal* dari delta dimana hanya terdiri dari akumulasi endapan suspensi halus (*suspended silt and clay*). Pada endapan *prodelta* ini banyak ditemukan bioturbasi yang merupakan karakteristik endapan laut. Struktur sedimen bioturbasi bermacam-macam sesuai dengan ukuran sedimen dan kecepatan sedimennya.

Struktur deformasi sedimen dapat dijumpai pada lingkungan ini, sedangkan struktur sedimen akibat aktivitas gelombang jarang dijumpai. *Prodelta* merupakan sublingkungan transisi antara *delta front* dan endapan *normal marine shelf* yang berada di luar *delta front* dengan fasies mengkasar ke atas memperlihatkan transisi dari lempungan *prodelta* ke fasies yang lebih batupasir dari *delta front*. *Prodelta* ini kadang-kadang sulit dibedakan dengan endapan paparan (*shelf*), tetapi pada *prodelta* ini sedimennya lebih tipis dan memperlihatkan pengaruh proses endapan laut yang tegas.

2.3.1. Klasifikasi Delta

Tipe-tipe delta yang terbentuk merupakan fungsi langsung dari keseimbangan antara *river influx* dan proses utama yang mempengaruhi pantai seperti arus fluvial, arus pasang-surut dan gelombang. Morfologi delta dan bentuk penyebaran sedimen dikontrol oleh tiga proses utama yaitu: *fluvial influx*, pasang (*tidal*) dan gelombang (*wave*) (gambar 2.11).



Gambar 2.11. Klasifikasi delta berdasarkan Galloway, 1975 (Walker, 1992)

a) Delta Yang Didominasi Sungai (*Fluvial Dominated Delta*)

Tipe delta ini pembentukannya dominan dipengaruhi oleh fluvial dan pada umumnya mempunyai bentuk morfologi kaki burung (*bird foot*) atau *lobate*, tergantung dari kedalaman relatif air dan intensitas salinitas. Delta akan terbentuk oleh *prograding* ke arah laut, *distributary* berbentuk hampir lurus (*rectilinear*) dan sempit, diapit oleh natural tanggul alam (*levee*) dan dipisahkan oleh teluk interdistribusi (*interdistributary bay*) dan rawa-rawa (*marshes*). Pada mulut *distributary* (*mouth distributary*), *sandy distributary mouth bar* akan terbentuk dan berprogradasi ke arah laut melewati *prodelta shelf muds*. Reservoir pasir utama pada tipe delta ini terdiri dari *distributary channel fill*, *crevasse splay-bay fill* dan *channel mouth bar*. Jika distribusi channel ditinggalkan (*abandoned*) secara cepat, *channel* akan diisi oleh lumpur (*muds*).

Secara umum delta yang didominasi fluvial mempunyai kemampuan preservasi yang baik, karena delta ini biasanya terjadi dalam tatanan pantai berenergi gelombang rendah yang menyebabkan berkurangnya energi dan dispersi sedimen setelah sebuah *delta lobe* ditinggalkan. Delta-delta ini seringkali membentuk campuran antara *sand – shale*, karena sungai-sungai yang keluar dari cekungan *drainage* yang besar pada iklim basah akan membawa muatan campuran mud dan sand, seringkali volume mud akan lebih banyak. Sejumlah mud mengendap pada delta plain dan delta front diantara mulut-mulut distributari. Penampang *well-logs* akan menunjukkan rasio sand-shale yang relatif rendah dan endapan distributari akan terisolasi. Lingkungan sedimentasi delta bervariasi baik secara horisontal maupun vertikal. Endapan dengan lingkungan individu berkisar dari kedalaman ribuan meter dan puluhan meter ketebalan batupasirnya tergantung dari ukuran distribusinya.

Dalam progradasi delta, sedimen *marine* ditutupi oleh bertambahnya endapan *proximal* dan *subaerial* delta. Endapan marin secara lateral menerus, sedangkan *subaerial delta* penyebarannya secara lateral terbatas. Pola endapan sedimen yang ditembus lubang bor dapat menunjukkan posisinya secara lateral terhadap kedudukan *distributary channel* yang tetap. Dekatnya *distributary channel* diperlihatkan oleh kandungan batupasir yang tinggi, sedangkan bertambahnya jarak dari *distributary channel* diperlihatkan oleh berkurangnya ketebalan batupasir.

Universitas Indonesia

b) Delta Yang Didominasi Pasang Surut (*Tide Dominated Delta*)

Tipe delta ini dicirikan oleh sejumlah teluk-teluk kecil di daerah muara yang berbentuk corong (*channel shaped estuarine inlets*). Ke arah hulu, *distributary channel* akan berliku-liku (*meandering*), berbeda dengan *distributary* yang didominasi fluvial yang berbentuk lurus. Diantara *distributary* tersebut berkembang *tidal flats* dan rawa-rawa (*marsh*) luas yang diiris (*incised*) oleh anak sungai *tidal* yang berbentuk *meandering*. Reservoir pasir utama adalah endapan *distributary channel* dan *tidal bars*. *Distributary channel* ini akan menunjukkan rasio ketebalan yang tinggi daripada fluvial *distributaries* karena kelokannya lebih besar, sedangkan *abandoned channel* akan diisi oleh pasir karena efek arus *tidal*.

Pada *estuarine inlets* yang berada di mulut *distributary channel*, sand akan terbentuk sebagai *elongate tidal bars*. Bar-bar ini akan membentuk sejumlah tubuh pasir tersendiri yang masing-masing mempunyai rasio lebar/ketebalan yang rendah dan berpadu untuk membentuk tubuh batuan yang lebih besar yaitu *multilateral sandbodies*. Pasir pada bar ini biasanya bersih, terpilah baik dan mempunyai sederetan struktur arus berskala kecil sampai besar. Pola *bedding* merefleksikan perioda perselingan dari kondisi energi arus rendah dan tinggi. Struktur sedimen yang khas yaitu adanya sejumlah laminasi lempung atau lanau, *flasers* dan *heterolitic bedding* sedangkan bioturbasi jarang terdapat.

Pada delta yang didominasi pasang ini, efek *river flood* akan berkurang, dihambat oleh pasang. Pada delta jenis ini endapan *flood fluvial* akan berkurang dan tidak lagi terdapat struktur seperti *graded bedding*, *climbing ripple*, *paralel laminasi* dan *water escape* struktur. Kemampuan preservasi pada delta yang didominasi oleh pasang ini baik, dan seperti pada delta yang didominasi fluvial cenderung membentuk sistem yang kaya akan lumpur (*mud*).

c) Delta Yang Didominasi Gelombang (*Wave Dominated Delta*)

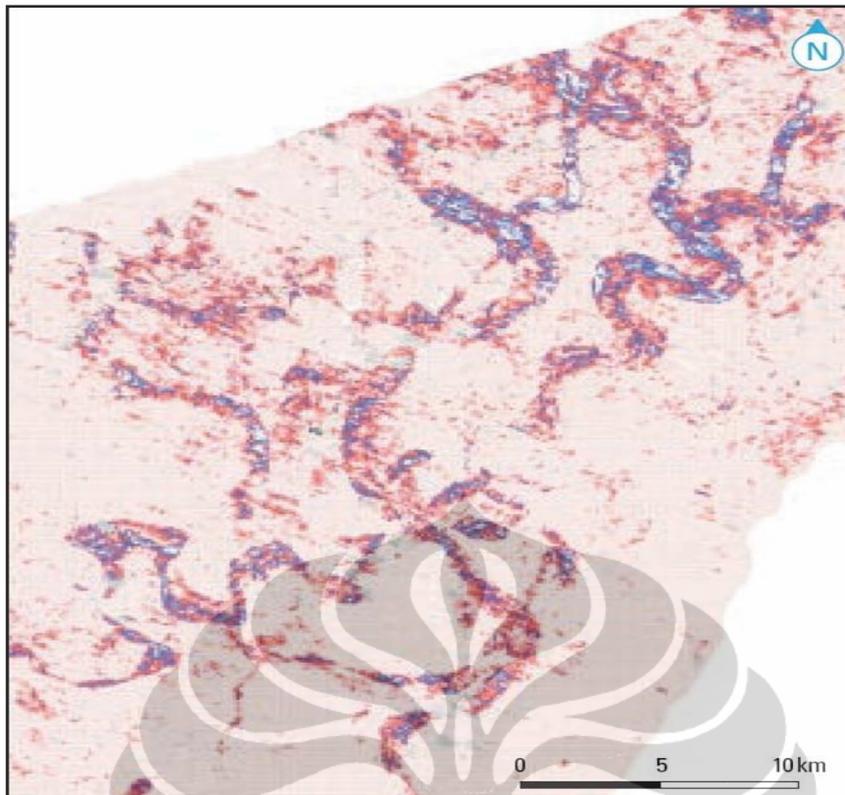
Tipe delta ini pembentukannya dominan dipengaruhi oleh gelombang (*wave*) dan secara umum mempunyai bentuk *cusate* dimana pasir pada daerah pantai kelaut menyebar secara paralel terhadap garis pantai. Terdapat beberapa *distributary* dan *interdistributary bays* yang berkembang baik walaupun laguna dapat terbentuk

dibelakang *barrier*. Reservoir pasir utama pada delta jenis ini terdapat pada endapan pantai atau endapan barrier pantai.

Perbedaan karakteristik delta yang didominasi gelombang ini adalah adanya endapan pantai dan endapan *shoreface* yang berasosiasi dengan *delta lobe* yang aktif. Sedimen-sedimen ini bercirikan khas gelombang, yaitu : *parallel low angle sand laminae*, *humocky cross stratification*, *wave ripples*, *strom scour*, *strom graded beds* dan lain-lain. Secara umum kecepatan progradasi lebih rendah daripada endapan jenis lain karena aliran sepanjang pantai dan menyebarkan *sand* secara lateral pada daerah yang luas, sedimen suspended dari *distributaries* didispersikan pada paparan.

Umumnya pasir akan berakulasi sebagai *sand sheets* yang dibentuk oleh *barrier* pantai yang prograding dan oleh endapan *shoreface*. Delta plainnya akan ditandai oleh keberadaan *stranded beaches* atau oleh *cheniers*. Delta berenergi gelombang tinggi mempunyai kemampuan preservasi kurang baik dibandingkan delta jenis lainnya, karena delta *lobes* yang ditinggalkan cenderung dikikis secara cepat oleh gelombang. Delta ini membentuk sistem yang kaya pasir karena turbulensi gelombang mendispersikan sedimen halus pada paparan.

Pelacakan dan identifikasi endapan *paleochannel* secara umum dapat dilihat dalam suatu penampang seismik. Namun demikian, guna mengetahui pola sebaran, kualitas, dan geometri *channel* perlu dilakukan suatu pendekatan dan metode yang salah satunya adalah dengan melakukan teknik multi atribut seismik (gambar 2.12).



Gambar 2.12. Contoh *amplitude map* pola distribusi *meandering channel* (Netherwood, 2002)

2.4. Konsep Analisis Multi Atribut Seismik

2.4.1. Konsep Dasar Seismik Refleksi

2.4.1.1 Proses Terjadinya Gelombang Refleksi

Pulsa seismik merambat melalui batuan dalam gelombang elastis yang mentransfer energi menjadi pergerakan partikel dalam batuan. Dimensi dari gelombang elastik atau gelombang seismik lebih besar dibandingkan dengan dimensi pergerakan partikel dalam batuan. Meskipun demikian, pergerakan gelombang seismik dapat ditentukan dalam bentuk kecepatan dan tekanan partikel yang disebabkan oleh getaran selama penalaran gelombang. Pada setiap tipe batuan atau lithologi, ketika terkena oleh gelombang seismik, terdapat sekaligus dua informasi intrinsik terhadap pergerakan partikel dan karakteristik kecepatan akibat penalaran gelombang seismik.

Impedansi akustik adalah properti akustik batuan yang khas dan dapat ditentukan oleh produk densitas (ρ) dan kecepatan (V) dimana dapat dituliskan dengan persamaan:

$$Z = \rho V \quad (2.1)$$

Kecepatan umumnya lebih berperan daripada densitas dalam mengontrol impedansi akustik. Sebagai contoh, variasi porositas atau kandungan fluida gas dalam pori-pori batupasir, akan memiliki efek yang lebih signifikan terhadap kecepatan daripada terhadap densitas batuan. Secara umum disimpulkan bahwa kuat refleksi harus berhubungan langsung dengan kontras impedansi akustik pada batas refleksi. Semakin besar kontrasnya, semakin kuat refleksi yang diperlukan untuk menyeimbangkan perbedaan energi datang dan transmisi. Kekuatan refleksi yang dihasilkan pada suatu batas dapat dihitung sebagai koefisien batas (KR), dimana dalam keadaan normal dapat dituliskan dengan persamaan:

$$KR = \frac{(Z_2 - Z_1)}{(Z_2 + Z_1)} \quad (2.2)$$

dimana, Z_1 : impedansi akustik di lapisan atas
 Z_2 : impedansi akustik lapisan bawah

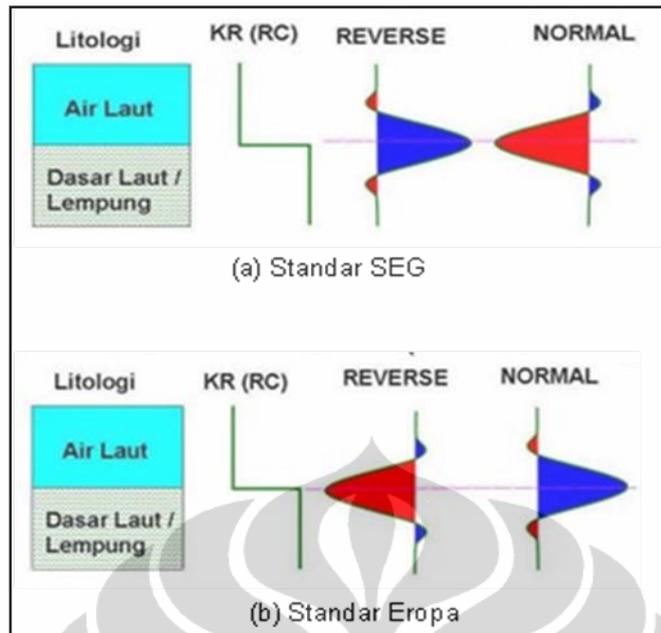
2.4.1.2 Polarisasi dan Fasa

Penggunaan kata polaritas mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan serta tidak mempunyai makna khusus tersendiri. *Society of Exploration Geophysics* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut (gambar 2.13):

- Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidropon di air atau pergerakan awal ke atas pada geopon di darat.
- Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada tape, defleksi negatif pada monitor dan *through* pada penampang seismik.

Penggunaan konvensi pada sebuah penampang seismik dengan tampilan polaritas normal SEG akan diharapkan:

- Bidang batas refleksi *through* jika $Z_2 > Z_1$
- Bidang batas refleksi *peak* jika $Z_2 < Z_1$



Gambar 2.13. Polarisasi zero phase (Abdullah, 2007)

Dalam sebuah cara yang sangat 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, analisa detil tipe pulsa fasa minimum memiliki banyak variasi yang berbeda. *Peak* pertama tidak harus memiliki amplitudo terbesar, dan prosesing biasanya menghasilkan setengah *cycle* pertama memiliki amplitudo yang sebanding, diikuti dengan *tail* yang mengalami atenuasi.

Pulsa fasa nol terdiri dari puncak utama dan dua *side lobes* dengan tanda berlawanan dan amplitudo yang lebih rendah. 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 :

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

2.4.1.3 Resolusi Seismik

Resolusi didefinisikan sebagai jarak minimum antara dua obyek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). Keterbatasan yang dimiliki gelombang seismik ini disebabkan range frekuensinya antara 10-70 Hz yang berhubungan langsung dengan resolusi yang dimiliki.

a) Resolusi horisontal

Suatu titik refleksi berasal dari daerah dimana terjadi antara muka gelombang dan bidang reflektor. Zona Fresnel adalah bagian dari reflektor dimana energi gelombang direfleksi setelah setengah dari siklus atau seperempat panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama. Zona Fresnel menunjukkan dimensi lateral suatu benda yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Magnitudo Zona Fresnel dapat diperkirakan dari:

$$rf = \frac{v}{2} \sqrt{\frac{t}{f}} \quad (2.3)$$

dimana, rf : radius zona Fresnel,
 V : kecepatan,
 T : waktu tempuh bolak-balik gelombang,
 F : frekuensi.

b) Resolusi vertikal

Resolusi vertikal seismik berhubungan dengan nilai-nilai kecepatan, frekuensi dan panjang gelombang yang dapat diturunkan secara langsung dari persamaan :

$$\lambda = \frac{\text{velocity}}{\text{frequency}} \quad (2.4)$$

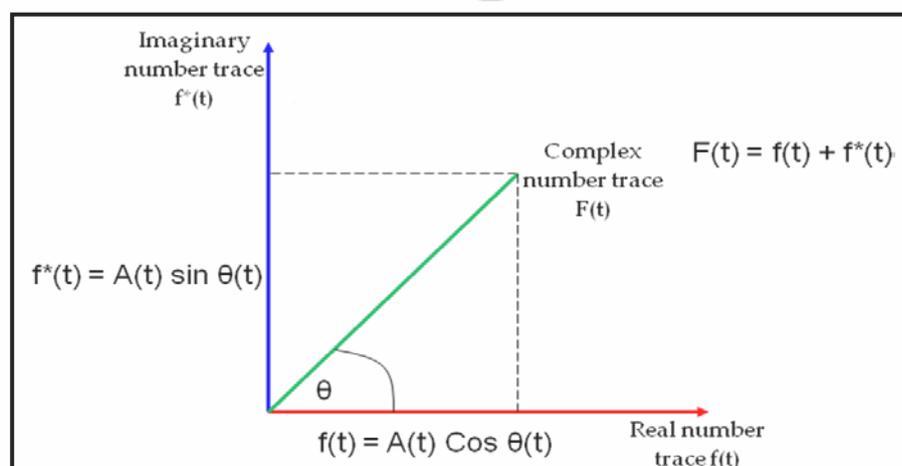
Ketebalan minimum tubuh batuan untuk dapat memberikan refleksi sendiri bervariasi dari $1/8 \lambda$ - $1/30 \lambda$. Resolusi vertikal tubuh batuan setara dengan $1/4 \lambda$ dalam waktu bolak-balik. Hanya batuan yang mempunyai ketebalan diatas $1/4 \lambda$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut ketebalan *tuning*. Teknik pemodelan dapat dilakukan untuk memperkirakan lapisan yang tebalnya kurang dari $1/4 \lambda$ dengan melihat variasi amplitudo refleksi. Dengan bertambahnya kedalaman, dimana kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil maka ketebalan tuning bertambah besar.

2.4.2 Seismik Atribut

Teknik interpretasi rekaman seismik refleksi merupakan kombinasi antara penerapan ilmu kuantitatif dan seni visualisasi. Seismik atribut didefinisikan sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang dapat ditampilkan pada skala yang sama dengan data asli. Keunggulan seismik atribut adalah kemampuannya untuk mengekstraksi informasi dari data seismik yang mula-mula tersembunyi pada tampilan normal atau reflektivitas.

2.4.2.1 Atribut Kompleks Sesaat

Salah satu teknik analisis yang bermanfaat dalam menginterpretasikan penampang seismik adalah analisis *trace* seismik kompleks. Perhitungan atribut *trace* seismik kompleks pada dasarnya adalah suatu transformasi yang memisahkan informasi amplitudo dan sudut (fasa dan frekuensi) dalam tampilan terpisah. Informasi dalam penampang seismik secara matematis dimanipulasi untuk menghasilkan tampilan baru yang menonjolkan amplitudo atau sudut dengan mengorbankan yang lainnya. *Trace* seismik adalah ukuran kecepatan pergerakan pada geophon atau variasi tekanan pada hidropon sebagai akibat menjalarnya gelombang seismik. Penjalaran gelombang seismik melibatkan pergerakan partikel zat dari posisi kesetimbangannya pergerakan partikel zat yang akan menghasilkan energi kinetik. Pergerakan partikel tersebut dihalangi oleh gaya elastis sehingga energinya tersimpan sebagai energi potensial. *Trace* seismik kompleks $F(t)$ dapat dianggap sebagai *trace* sebuah vektor dalam ruang kompleks yang secara menerus berubah panjangnya dan berotasi (gambar 2.14).



Gambar 2.14. Penggambaran vektor kompleks atribut dari trace seismik real (Taner, 1979)

a) *Trace Riil dan Imaginer*

Trace riil dan *imaginer* diberikan sebagai proyeksi dari vektor yang berotasi ini pada bidang *riil* dan *imaginer*. Saat partikel bergerak akibat menjalarnya gelombang seismik, maka terjadi transfer energi bolak balik antara energi kinetik dan potensial. *Trace kuadratur/imaginer* merepresentasikan energi potensial, sedangkan *trace riil* merepresentasikan energi kinetik dari partikel-partikel yang bergerak akibat respon gelombang seismik.

Trace seismik real $f(t)$ dirumuskan sebagai berikut:

$$f(t) = A(t) \cos \theta(t) \quad (2.5)$$

dimana, $A(t)$: Amplitudo
 $\theta(t)$: fasa di suatu waktu tertentu

Trace imaginer $f^*(t)$ identik dengan *trace riil* yang fasanya tergeserkan 90° , dimana $f^*(t)$ dirumuskan sebagai berikut:

$$f^*(t) = A(t) \sin \theta(t) \quad (2.6)$$

dimana, $A(t)$: Amplitudo
 $\theta(t)$: fasa di suatu waktu tertentu

Trace imaginer digunakan sebagai dasar penghitungan atribut lainnya.

b) *Kuat Refleksi*

Kuat refleksi $A(t)$ adalah akar dari energi total sinyal seismik pada waktu sesaat tertentu dimana merupakan selubung dari *trace* seismik. Kuat refleksi dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$A(t) = \sqrt{f(t)^2 + f^*(t)^2} \quad (2.7)$$

dimana, $f(t)$: *trace riil*
 $f^*(t)$: *trace imaginer*

Kuat refleksi tinggi sering berasosiasi dengan perubahan litologi tajam antara lapisan-lapisan batuan yang berdekatan, seperti sepanjang ketidakselarasan atau batas yang berasosiasi dengan perubahan tajam lingkungan pengendapan. Kuat refleksi juga merupakan alat efektif untuk mengidentifikasi anomali *brightspots*.

Reservoir gas sering muncul sebagai refleksi beramplitudo tinggi dan terang, kuat refleksi juga bisa berfungsi untuk mendeteksi dan mengalibrasi efek tuning.

c) Fasa Sesaat

Fasa sesaat adalah besar sudut dimana tangennya adalah amplitudo kuadratur sebagai amplitudo *riil* sesaat:

$$\phi(t) = \text{tg}^{-1} \left[\frac{f^*(t)}{f(t)} \right] \quad (2.8)$$

dimana, $f(t)$: *trace riil*
 $f^*(t)$: *trace imajiner*

Fasa sesaat cenderung untuk menyamakan reflektor lemah dan kuat, oleh karenanya sangat berguna untuk mendeteksi sesar, pembajian, ketidakselarasan, *channel*, kipas-kipas. Pada kasus reservoir gas tertentu, fasa sesaat bisa berguna untuk mengidentifikasi dan memetakan pembalikan fasa. Atribut ini juga berguna untuk mendeteksi hidrokarbon akibat efek *tuning* lapisan tipis yang menyebabkan perubahan fasa lokal, sehingga atribut ini sering dikombinasikan dengan atribut lainnya untuk analisis DHI.

d) Frekuensi Sesaat

Frekuensi sesaat merupakan hasil turunan fasa sesaat terhadap waktu dalam derajat/ms. Atribut frekuensi sesaat sering digunakan untuk memperkirakan atenuasi seismik. Hidrokarbon biasanya menurunkan komponen frekuensi tinggi. Perubahan ke frekuensi rendah ini hanya terjadi pada reflektor-reflektor yang terletak tepat di bawah zona DHI.

e) Polaritas Semu

Polaritas semu didefinisikan sebagai tanda dari *trace riil* dimana *trace* kuat refleksi mempunyai maksimum lokal (Taner et al, 1979). Nilai suatu sampel waktu yang berhubungan dengan suatu maksimum lokal (m) pada *trace* kuat refleksi dihitung berdasarkan:

$$\text{Nilai}_{(m)} = \text{Kuat Re fleksi}_{(m)} \times \text{Tanda}_{(m)} \quad (2.9)$$

Polaritas semu dapat mengidentifikasi anomali terang akibat adanya akumulasi gas, dimana anomali tersebut berasosiasi dengan nilai IA yang rendah dibandingkan lapisan sekitarnya. Anomali tersebut akan direfleksikan sebagai polaritas negatif pada top reservoir dan polaritas positif untuk batas gas air.

2.4.2.2. Atribut Amplitudo Primer

Amplitudo merupakan atribut terdasar *trace* seismik yang banyak digunakan untuk mengenali anomali amplitudo akibat hidrokarbon. Kegunaan lainnya adalah untuk mengidentifikasi ketidakselarasan, efek tuning, perubahan stratigrafi sekuen. Beberapa contoh atribut yang masuk dalam kelompok atribut amplitudo primer adalah amplitudo RMS, amplitudo puncak maksimum, amplitudo palung maksimum, dan amplitudo rata-rata.

a) Amplitudo RMS

Amplitudo RMS dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$AmplitudoRMS = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \quad (2.10)$$

dimana, N : jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis
 A : besar amplitudo

b) Amplitudo Puncak Maksimum

Penghitungan Amplitudo Puncak Maksimum yaitu dengan menentukan amplitudo positif maksimum dalam jendela analisis. Nilai maksimum yang didapatkan diinterpolasi dan dikeluarkan sebagai nilai atribut ini.

c) Amplitudo Palung Maksimum

Penghitungan Amplitudo Palung Maksimum yaitu dengan menentukan amplitudo negatif maksimum dalam jendela analisis. Nilai negatif maksimum yang didapatkan kemudian diinterpolasi dan dikeluarkan sebagai nilai atribut ini.

d) Atribut Rata-rata

Atribut amplitudo rata-rata merupakan jumlah dari semua amplitudo dalam jendela analisis dibagi banyaknya nilai non nol.

2.4.3. Analisis Multi Atribut Seismik

Metoda multi atribut seismik adalah salah satu metoda statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisis ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volume dari properti log pada semua lokasi pada volume seismik. Statistik dalam karakteristik reservoir digunakan untuk mengestimasi dan mensimulasikan hubungan spasial variabel pada nilai yang diinginkan pada lokasi yang tidak mempunyai data sampel terukur. Hal ini didasarkan pada kenyataan yang sering terjadi di alam bahwa pengukuran suatu variabel di suatu area yang berdekatan adalah sama. Kesamaan antara dua pengukuran tersebut akan menurun seiring dengan bertambahnya jarak pengukuran.

Ide menggunakan multi atribut seismik untuk memprediksi log properti pertama kali diusulkan oleh Schultz dkk., 1994, dalam sebuah artikel yang diterbitkan oleh majalah *The Leading Edge*. Dalam pendekatan tradisional, properti reservoir dihasilkan dari data seismik dengan menggunakan hubungan fisika antara parameter yang ingin dipetakan dengan beberapa atribut dari data seismik, dan kemudian menggunakan sebuah atribut dari penampang 2D atau 3D untuk memprediksi parameter reservoir tersebut. Pendekatan dalam memprediksi parameter reservoir dengan cara ini disebut sebagai pendekatan secara deterministik. Beberapa contoh yang termasuk dalam pendekatan ini adalah:

- a) Perubahan amplitudo pada *trace* seismik mengindikasikan perubahan dalam koefisien refleksi. Sebagai contoh, perubahan yang cepat pada impedansi akustik, seperti dalam gas sand, pada *trace* seismik akan ditunjukkan sebagai *bright spot*.
- b) Ekstraksi impedansi akustik dari data seismik menggunakan inversi rekursif (dengan menggunakan hubungan terbaik), dimana:

$$IA_{i+1} = IA_i(1 + KR_i)/(1 - KR_i) \quad (2.11)$$

Salah satu masalah utama dari inversi rekursif adalah hilangnya komponen frekuensi rendah akibat pengaruh wavelet seismik. Hal ini biasanya dikoreksi dengan menambahkan komponen frekuensi rendah dari model kecepatan, yaitu

kecepatan interval yang diperoleh dari kecepatan *stacking* sepanjang penampang seismik. Penggunaan data *prestack* untuk mengekstrak informasi mengenai *intercept* dan gradien, sehingga bisa diketahui *poisson's ratio* dan reflektifitas gelombang S, menggunakan persamaan:

$$R(\nu) = R_p + G \sin^2 \nu \quad (2.12)$$

dimana, R_p : *intercept*
 G : gradient
 R_s : $(R_p - G)/2$
 $\Delta\sigma \approx (R_p + G) * 4/9 =$ perubahan *poisson's ratio*

Dalam persamaan diatas beberapa aproksimasi telah dibuat, kita telah mengasumsikan $V_p/V_s \approx 1/2$ dan telah menurunkan suku ketiga dari persamaan Aki-Richards.

V_p : kecepatan gelombang P

V_s : kecepatan gelombang S

- c) Ekstraksi impedansi akustik dari data seismik menggunakan inversi. Atribut-atribut ini dihasilkan berdasarkan definisi dari *tras kompleks*, dimana, dalam bentuk polar memberikan tiga atribut seismik klasik, yaitu: kuat refleksi, fasa sesaat dan frekuensi sesaat.

Secara matematis:

$$C(t) = s(t) + ih(t) \quad (2.13)$$

dimana, $C(t)$: *trace kompleks*

$s(t)$: $A(t)\cos\nu(t) =$ *tras seismik*

$h(t)$: $A(t)\sin\nu(t) =$ Transformasi Hilbert dari *tras seismik*

$A(t)$: $(s^2(t) + h^2(t))^{1/2} =$ kuat refleksi

$\nu(t)$: $\tan^{-1}(h(t)/s(t)) =$ fasa sesaat

$\omega(t)$: $\nu(t)/dt =$ frekuensi sesaat

- d) Atribut yang dihasilkan secara spasial dari *multiple trace*, seperti koherensi.

Walaupun hubungan antara atribut dan parameter reservoir ini telah didapatkan, dasar fisiknya tidak jelas, dan kita lebih menginginkan untuk

menghasilkan hubungan statistik daripada hubungan deterministik. Pendekatan ini oleh Schultz dkk. disebut sebagai data-driver methodology.

Dalam kasus yang paling umum, kita mencari sebuah fungsi yang akan mengkonversi m atribut yang berbeda ke dalam properti yang diinginkan, ini dapat ditulis sebagai:

$$P(x, y, z) = F[A_1(x, y, z), \dots, A_m(x, y, z)] \quad (2.14)$$

dimana, P : properti log, sebagai fungsi dari koordinat x, y, z
 F : fungsi yang menyatakan hubungan antara atribut seismik dan properti log
 A_i : atribut m ,
 i : $1, \dots, m$.

Untuk kasus yang paling sederhana, hubungan antara log properti dan atribut seismik dapat ditunjukkan oleh persamaan jumlah pembobotan linier.

$$P = w_0 + w_1 A_1 + \dots + w_m A_m$$

dimana, w_i : nilai bobot dari $m+1$
 i : $0, \dots, m$

2.4.3.1. Regresi Linier Multi Atribut

Metode regresi linier multi atribut pada dasarnya bertujuan untuk menemukan operator optimal, kemungkinan *nonlinier*, yang dapat memprediksikan log sumur dari data seismik. Pada kenyataannya, kita menganalisis data atribut seismik dan bukan data seismik itu sendiri. Salah satu alasan kenapa kita melakukan hal ini karena menggunakan data atribut seismik lebih menguntungkan dari pada data seismik itu sendiri, banyak dari atribut ini bersifat *nonlinier*, sehingga mampu meningkatkan kemampuan prediksi.

2.4.3.2. Atribut *Input* pada Analisis Multi Atribut

Atribut seismik dapat dibagi kedalam dua kategori (Russel dkk, 1997):

- a) *Horizon-based attributes* : dihitung sebagai nilai rata-rata antara dua horizon.
- b) *Sample-based attributes* : merupakan transformasi dari *trace input* untuk menghasilkan *trace output* lainnya dengan jumlah yang sama dengan *trace input* yang nilainya dihitung sampel per sampel.

Atribut yang digunakan dalam analisis multi atribut dengan menggunakan perangkat lunak EMERGE harus dalam bentuk *sample-based atribut*. Atribut-atribut ini dapat dikelompokkan kedalam 6 kategori, yaitu:

a) Atribut Sesaat

- Kuat Refleksi
- Fasa Sesaat
- Frekuensi Sesaat
- Kosinus Fasa Sesaat
- Polaritas Semu
- *Amplitude Weighted Cosine Phase*
- *Amplitude Weighted Frequency*
- *Amplitude Weighted Phase*

b) *Windowed Frequency Attributes*

- Fasa Sesaat
- *Average Frequency Amplitude*
- Frekuensi Dominan

c) *Filter Slices (Band Filter)*

- *Filter 5/10 - 15/20 Hz*
- *Filter 15/20 - 25/30 Hz*
- *Filter 25/30 - 35/40 Hz*
- *Filter 35/40 - 45/50 Hz*
- *Filter 45/50 - 55/60 Hz*
- *Filter 55/60 - 65/70 Hz*

d) *Derivative Attributes*

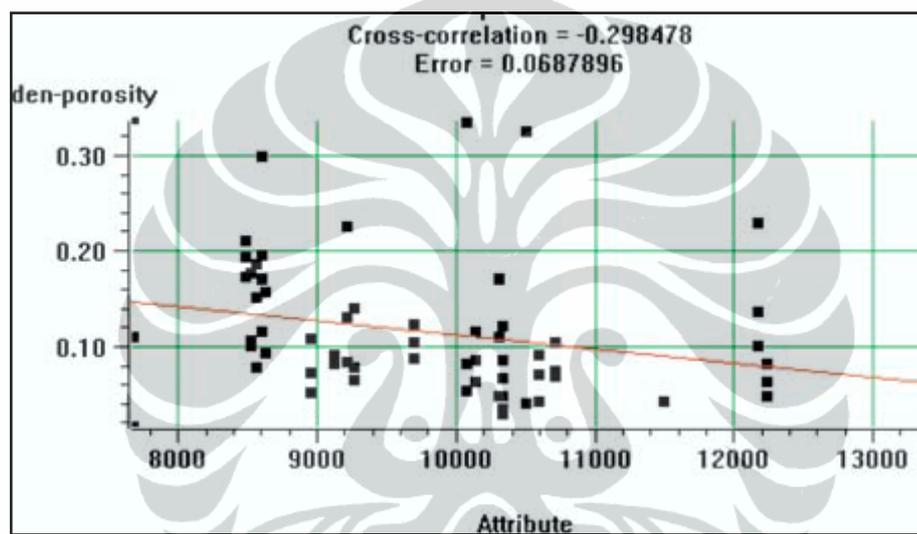
- *Derivative of the Seismic Trace*
- *Derivative Instantaneous Amplitude*
- *Second Derivative of the Seismic Trace*
- *Second Derivative Instantaneous Amplitude*

- *Integrated Attributes*
- *Time (a linier ramp)*

Perangkat lunak EMERGE pada dasarnya berusaha mencari hubungan antara properti log dan kombinasi atribut dari trace seismik pada interval target.

2.4.3.3. *Conventional Cross - Plotting*

Prosedur sederhana untuk menentukan hubungan antara data log target dan atribut seismik adalah dengan melakukan *cross-plot* diantara kedua data tersebut.



Gambar 2.15. *Conventional cross-plot* antara log target dan atribut seismik (Russel dkk, 1997).

Gambar 2.15 di atas memperlihatkan *cross-plot* antara log target dalam hal ini densitas-porositas dengan sebuah atribut seismik. Dengan asumsi bahwa log target telah dikonversi ke dalam satuan waktu dan memiliki sample rate yang sama dengan atribut seismik. Tiap titik pada *cross-plot* terdiri dari jumlah data yang berhubungan dengan sampel waktu tertentu.

Hubungan linier antara log target dan atribut ditunjukkan oleh sebuah garis lurus yang memenuhi persamaan:

$$y = a + bx \quad (2.15)$$

Koefisien a dan b pada persamaan ini diperoleh dengan meminimalkan *mean-square prediction error*:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2 \quad (2.16)$$

dimana penjumlahan dilakukan pada setiap titik di *cross-plot*

Perhitungan prediksi *error*, E , merupakan pengukuran kecocokan untuk garis regresi. Koefisien korelasi didefinisikan oleh persamaan:

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (2.17)$$

dimana:

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \quad (2.18)$$

$$\sigma_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2 \quad (2.19)$$

$$\sigma_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - m_y)^2 \quad (2.20)$$

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (2.21)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (2.22)$$

2.4.3.4. Pengembangan *Cross Plotting* terhadap Multi Atribut

Pengembangan analisa *linier konvensional* terhadap multi atribut (*regresi linier multivarian*) dilakukam secara langsung. Sebagai penyederhanaan, kita mempunyai tiga atribut seperti terlihat pada gambar 2.16. Pada tiap sampel waktu, log target dimodelkan oleh persamaan linier:

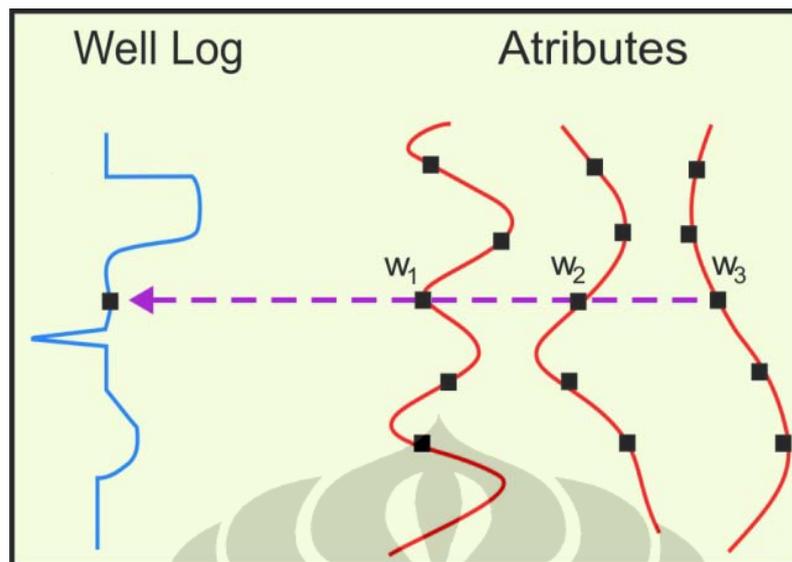
$$L(t) = w_0 + w_1 A_1(t) + w_2 A_2(t) + w_3 A_3(t) \quad (2.23)$$

Pembobotan (*weights*) pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalisasi *mean-squared prediction error*, yang diperoleh dari persamaan:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} + w_2 A_{2i} + w_3 A_{3i})^2 \quad (2.24)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar:

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{1i} A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (2.25)$$



Gambar 2.16. Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Russel dkk, 1997).

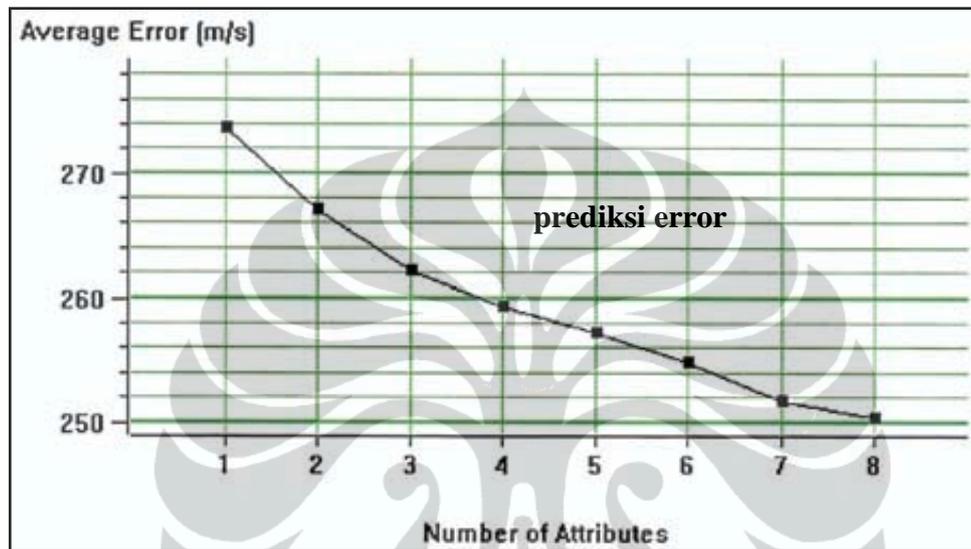
Seperti pada kasus atribut tunggal, *mean-squared error* yang dihitung menggunakan pembobotan, merupakan pengukuran kesesuaian untuk transformasi tersebut, seperti pada persamaan koefisien korelasi dimana sekarang koordinat x merupakan nilai log yang diprediksi dan koordinat y merupakan real dari data log.

2.4.3.5. Validasi

Untuk menentukan jumlah atribut yang akan digunakan, transformasi multi atribut dengan jumlah atribut $N+1$ selalu mempunyai prediksi *error* lebih kecil atau sama dengan transformasi dengan N atribut. Dengan ditambahkannya sejumlah atribut, kita mengharapkan penurunan secara asimptotis dari prediksi *error*, seperti yang terlihat pada gambar 2.17. Dengan bertambahnya atribut maka ia akan meningkatkan kecocokan dari data training, tetapi hal ini biasanya disebut dengan *over training*. Dengan menggunakan jumlah atribut yang besardapat dianalogikan dengan pencocokan *cross-plot* dengan *order polinomial* yang besar. *Cross Validasi* membagi seluruh data training kedalam dua bagian, yaitu data *training* dan data validasi.

Data training digunakan untuk menghasilkan persamaan jumlah pembobotan *linier*, terdiri dari sampel training semua sumur, kecuali beberapa sumur yang

disembunyikan. Data validasi digunakan untuk mengukur hasil akhir prediksi *error*, terdiri dari sampel data sumur yang disembunyikan, dengan asumsi bahwa *over training* pada data training akan mengakibatkan kecocokan yang buruk pada data validasi. Pada proses *Cross Validasi* proses analisis diulang beberapa kali untuk semua sumur setiap pengukuran meninggalkan sumur yang berbeda. Validasi *error* total merupakan rata-rata *rms error* individual.



Gambar 2.17. Plot dari prediksi *error* terhadap jumlah atribut yang digunakan dalam transformasi, secara matematis kurva turun secara *asimptotis* (Russel dkk, 1997).

$$E_v^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 \quad (2.26)$$

E_v : validasi *error* total

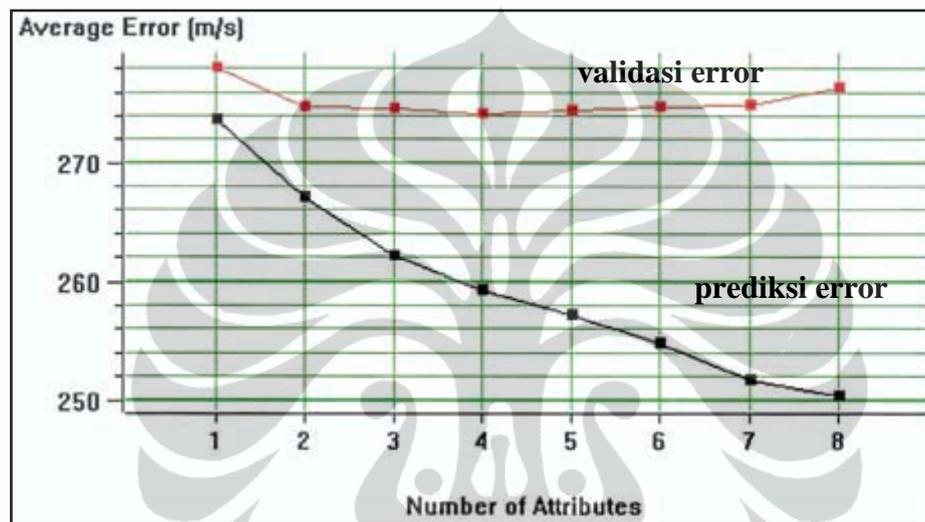
e_{vi} : validasi *error* untuk sumur i

N : jumlah sumur

Gambar 2.18 memperlihatkan *plot* yang sama dengan gambar 2.17 kecuali sekarang validasi *error* total telah ditambahkan. Seperti yang diharapkan, validasi *error* untuk setiap jumlah atribut selalu lebih besar dari *training error*. Hal ini disebabkan karena, memindahkan sebuah sumur dari *set training* akan menurunkan hasil kemampuan prediksi.

Perlu dicatat bahwa kurva validasi *error* tidak menurun secara monoton. Pada kenyataannya, kurva tersebut menunjukkan minimum lokal disekitar empat atribut, dan kemudian secara bertahap meningkat. Bila diinterpretasikan ini berarti

setiap penambahan atribut setelah yang keempat, sistem akan *over training*. Pada umumnya, jika kurva *validasi error* secara jelas menunjukkan paling minimum, kita mengasumsikan jumlah atribut pada titik tersebut adalah optimum. Jika kurva *validasi error* memperlihatkan minimum regional seperti gambar 2.18, atau memperlihatkan sekumpulan minimum lokal, maka dipilih titik dimana kurva berhenti menurun secara meyakinkan. Hal ini akan berhubungan dengan dua atribut pertama pada gambar 2.18.



Gambar 2.18. Plot *validasi error* total terlihat sebagai kurva paling atas (Russel dkk, 1997).

3.2. Pengolahan Data

Pengolahan data diawali oleh analisis sumuran yang meliputi penentuan *well top marker* zona interes yang dalam hal ini lebih difokuskan pada sedimen batupasir Formasi Talang Akar bagian atas. Dari data sumuran dan *well top* yang dimasukan, akan dilakukan analisis sensitivitas dengan tujuan untuk mengetahui *trends* yang dapat membedakan lithologi pada zona prospek dengan melakukan *crossplot* dari beberapa parameter. *Crossplot* yang dibuat, antara lain *Gamma ray vs P-Impedance*, *Gamma ray vs porosity log*, dan *Gamma Ray vs Volume Clay*.

Kemudian dari data sumuran tersebut, dilakukan pula analisis pengikatan *well top marker* ke dalam seismik (*well seismic tie*) dengan bantuan *checkshot* yang ada pada sumuran. *Well seismic tie* merupakan proses pengikatan data sumur yang berupa *synthetic seismogram* dengan data seismik, dalam prosesnya dilakukan peregangan (*stretching*) dan perapatan (*squeering*) antara marker dengan horizon. Tahap ini diperlukan untuk meletakkan horison seismik pada posisi dan kedalaman sebenarnya sehingga dapat dikorelasikan dengan data log yang pada umumnya sebagai fungsi kedalaman, sehingga didapatkan kecocokan antara dua data tersebut. Data yang digunakan untuk melakukan *well seismic tie* antara lain *synthetic seismogram* dan data *checkshot*. *Synthetic seismogram* diperoleh dari data sumur (log sonik dan densitas), kemudian diletakkan pada posisi sumur tersebut.

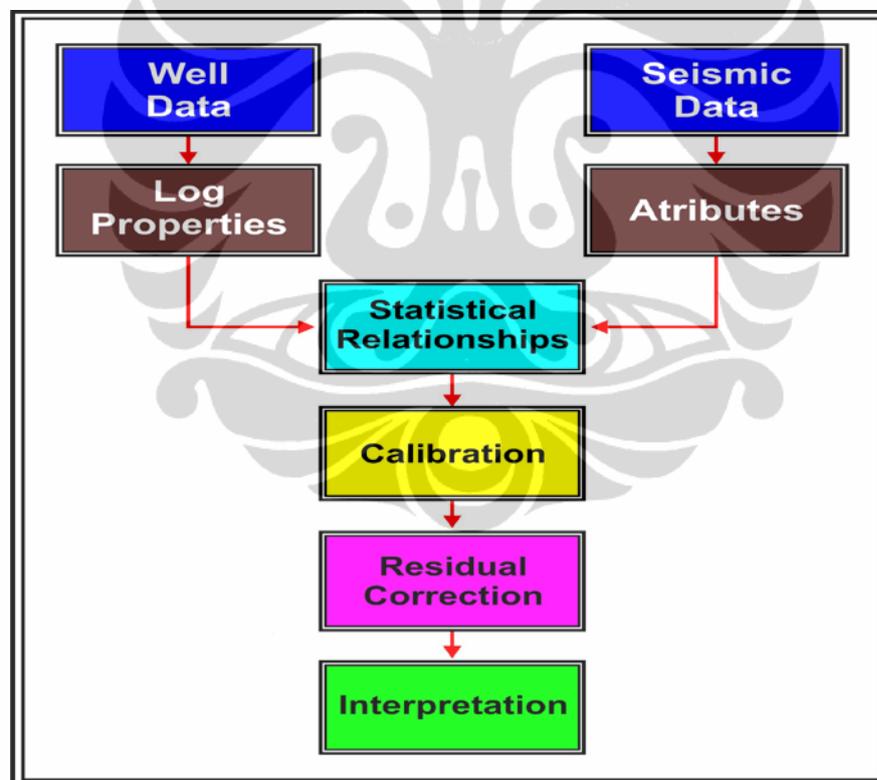
Setelah dilakukan pengikatan marker horison pada seismik, langkah selanjutnya adalah melakukan penarikan marker horison pada seismik yang nantinya dapat digunakan untuk melihat gambaran kondisi geologi bawah permukaan dalam satuan waktu. Langkah berikutnya adalah membuat peta kontur struktur dalam satuan kedalaman dengan terlebih dahulu membangun *velocity model* untuk mengkonversi dari waktu ke kedalaman sesungguhnya. Peta kontur struktur ini akan memberikan informasi mengenai kedalaman dan sebaran horison pada daerah kajian, selain itu akan memberikan gambaran dinamika perkembangan struktur sesar masing-masing horison.

Hasil keluaran dari intepretasi seismik dan analisis sensitivitas tersebut akan digunakan sebagai dasar pembuatan analisis multiatribut dengan operasi EMERGE pada software Hampson Russell. Dari analisa multiatribut tersebut akan

Universitas Indonesia

dihasilkan penampang seismik (*cube*) lithologi dari log sebagai inputnya. Dalam analisa multiatribut ini menggunakan metode regresi linier, dimana EMERGE memilih single atribut terbaik, yaitu atribut dengan nilai *error* yang kecil. Kemudian atribut tersebut dikombinasikan dengan atribut lain, sehingga didapatkan kombinasi atribut terbaik dengan nilai *error* yang kecil, demikian seterusnya sampai didapatkan kombinasi atribut terbaik yang akan digunakan untuk proses selanjutnya (gambar 3.2).

Kombinasi dari beberapa parameter atribut terbaik tersebut, kemudian dilakukan pemodelan fasies dengan divalidasi oleh model geologi regional daerah kajian, sehingga akan memberikan gambaran mengenai distribusi porositas reservoir target.



Gambar 3.2. Alur interpretasi dengan analisis multi atribut (after Schultz et al. 1994)

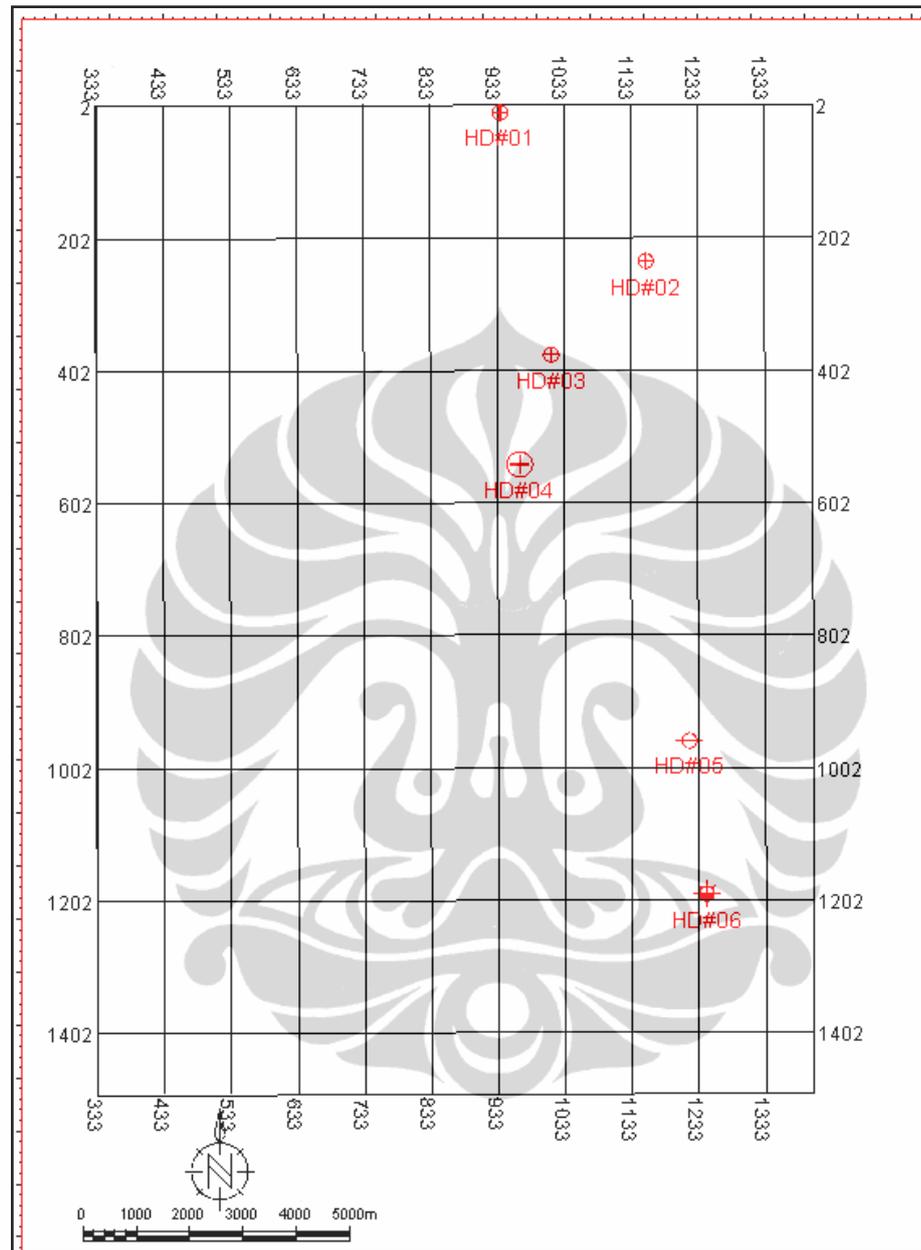
BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

Ulasan mengenai bahasan daerah penelitian terbagi atas 3 tahapan yaitu analisis geologi bawah permukaan, analisis sifat fisik batuan dan interpretasi data seismik, serta analisis multi atribut seismik. Sebelum masuk kedalam pembahasan rinci masing-masing tahapan, langkah pertama yang dilakukan adalah memasukkan data (*data inputing*) dan melakukan validasi data-data tersebut. Tahapan ini dengan sendirinya sangat tergantung kepada ketersediaan data yang ada baik seismik, sumuran dan referensi terdahulu. Kualitas dan kuantitas data seismik, sumuran, dan data geologi bawah permukaan yang lain merupakan faktor terpenting dalam menunjang analisis ini. Berkaitan dengan itu, pada awal pekerjaan harus dimulai dengan melakukan inventarisasi data-data seismik yang kemungkinan dapat dipergunakan. Proses identifikasi data seperti ini sangat penting untuk memperlancar pekerjaan dalam menginterpretasi kondisi bawah permukaan. Selain itu juga untuk mempermudah dalam mengkorelasi dengan data-data sumuran.

Lintasan seismik yang digunakan dalam penelitian ini berupa data seismik *post-stack migration* 3D daerah penelitian yang telah melalui pengolahan awal data seismik. Data seismik meliputi 1073 *crossline*, 747 *inline* dan *sample rate* 2 ms. Sedangkan data sumur yang digunakan berjumlah 6 sumur (4 vertikal dan 2 miring) dengan distribusi relatif dari utara ke selatan (gambar 4.1). Data sumur beserta data log didalamnya akan dikumpulkan dalam suatu *database* pada software yang dalam hal ini mempergunakan Petrel 2008 dan Humpson Russell versi 8.R1.2. Data-data log pada sumuran yang digunakan adalah log standar meliputi log *Gamma Ray*, log resistivitas, log kecepatan (*sonic*), log densitas (RHOB), log *neutron porosity* (NPHI), *checkshot*, serta log tambahan berupa log porositas efektif (PIGE). Data sumur beserta data log ini kemudian disusun dengan skala tertentu agar mempermudah dalam pembacaan. Data pendukung lainnya, seperti peta dasar, peta struktur, dan informasi geologi daerah penelitian digunakan dalam kajian ini. Data-data pendukung tersebut sangat berguna saat

hasil pengolahan data tidak mampu memberikan pemecahan masalah serta membantu dalam analisis dan interpretasi.



Gambar 4.1. Peta dasar lintasan seismik dan sebaran sumuran di Lapangan "HD"

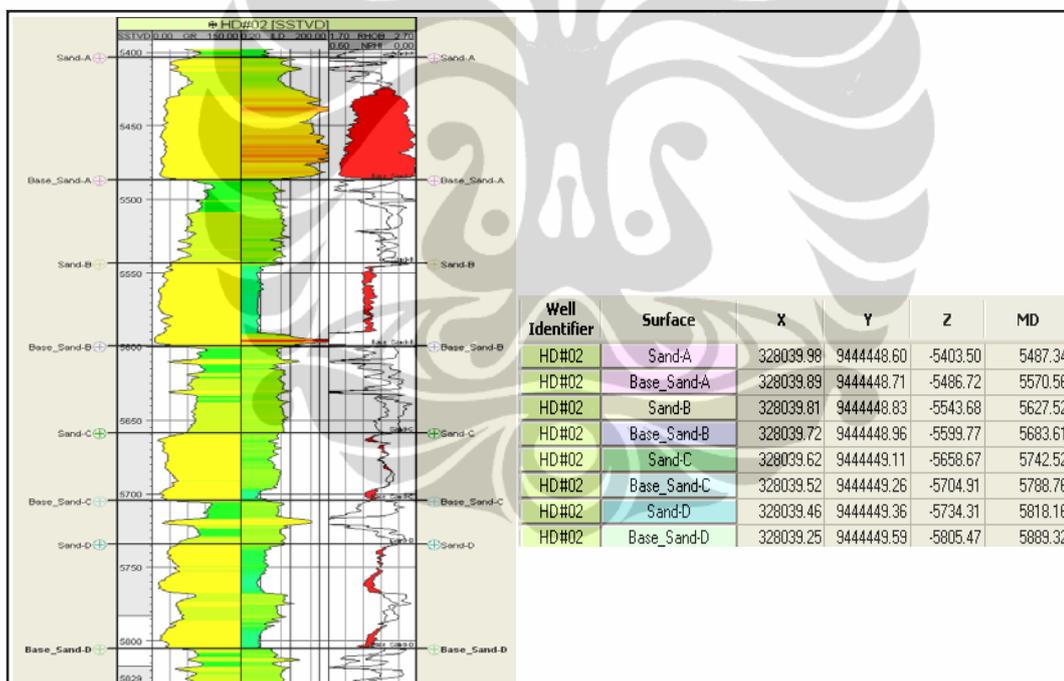
4.1. Analisis Geologi Bawah Permukaan

Analisis geologi bawah permukaan Lapangan "HD" dan sekitarnya lebih difokuskan pada analisis data sumuran dan seismik. Dari data sumuran tersebut akan diidentifikasi kedalaman dari resevoir, sebaran lateral dengan cara mengkorelasi data sumuran serta menginterpretasikan fasies vertikal yang

berkembang pada masing-masing reservoir. Pada penelitian ini, reservoir yang dijadikan obyek kajian adalah lapisan batupasir Formasi Talang Akar bagian atas.

4.1.1. Penentuan *Well Top* Lapisan Reservoir

Batupasir Formasi Talang Akar bagian atas merupakan sedimen-sedimen darat berumur Oligosin Akhir yang terendapkan pada Cekungan Sunda. Sedimen-sedimen formasi ini berupa lapisan batupasir dengan sisipan batulempung hasil pengendapan sedimen *fluvial* di daerah ini. Berdasarkan hasil identifikasi data sumuran, dijumpai 4 lapisan batupasir yaitu *Sand-A*, *Sand-B*, *Sand-C*, dan *Sand-D* yang terendapkan secara bersusun (*stacking*). Analisis mengenai penentuan *well top* lapisan reservoir pada Sumur HD#2 dapat dilihat pada gambar 4.2 sedangkan pada sumuran yang lain ditunjukkan oleh lampiran 4.1 - 4.5.



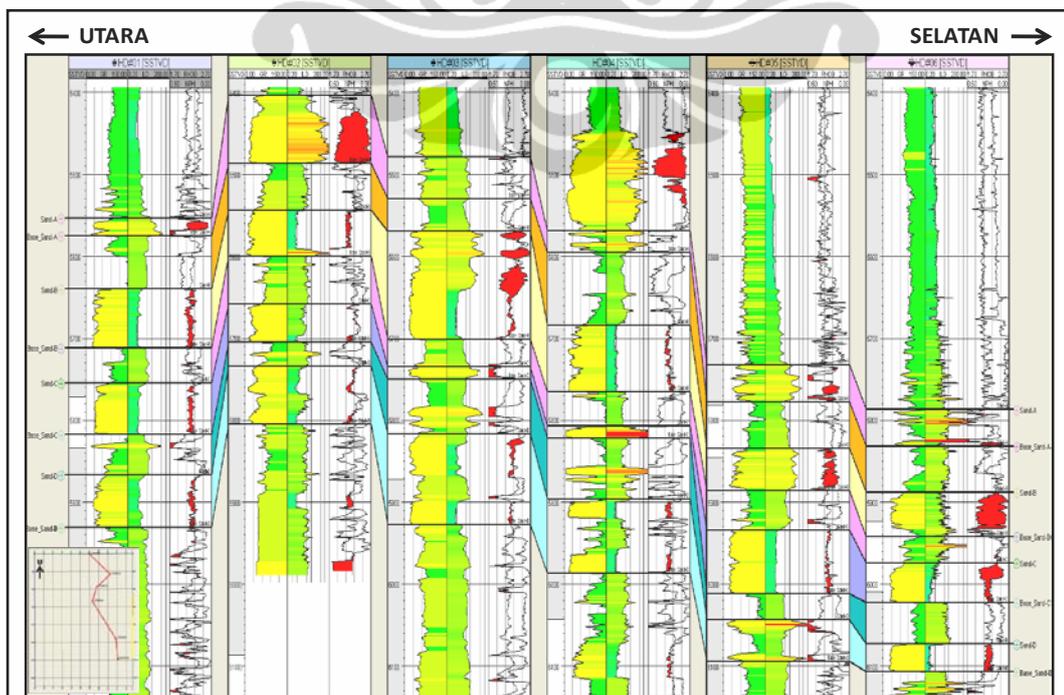
Gambar 4.2. Profil dan *well top* lapisan reservoir Sumur HD#2

Penentuan *well top* lapisan reservoir diatas didasarkan pada defleksi kurva *gamma ray* (GR) dimana batupasir relative mempunyai harga API kecil antara 0 sampai 40 API dan pada batulempung lebih dari 40 API. Sedangkan pada kurva densitas juga menunjukkan perbedaan harga berat jenis yang berbeda antara litologi batupasir dengan batulempung.

4.1.2. Korelasi Sumuran

Untuk mengetahui sebaran sedimentasi secara lateral dan vertikal, dilakukan analisis korelasi sumuran. Korelasi ini dilakukan pada keenam sumur yang ada di Lapangan HD yaitu Sumur HD#1, HD#2, HD#3, HD#4, HD#5, dan HD#6. Dari hasil analisis korelasi sumuran berarah relatif utara-selatan pada gambar 4.3, terlihat adanya pola penyebaran sedimentasi dari lapisan batupasir Formasi Top Talang Akar bagian atas. Secara umum, pola sebaran 4 lapisan reservoir yang ada di daerah penelitian berkembang di semua sumuran.

Pola-pola sebaran seperti penebalan dan penipisan lapisan batupasir terlihat jelas setelah dilakukan *flatening* pada 0 SSTVD sebagai referensi datum. Dari hasil analisis korelasi sumuran, pada Lapisan *Sand-A* mengalami penebalan di Sumur HD#2 dan menipis ke utara (HD#1) dan ke selatan (HD#4, HD#5, HD#6). Demikian pula pada Lapisan *Sand-B* relatif mengalami penebalan ke utara dan berkembang sebagai "*blocky sand*" dengan ketebalan 70 ft (HD#1) hingga 130 ft (HD#3). Sedangkan pada lapisan *Sand-C* relatif mengalami penipisan di bagian tengah terutama pada Sumur HD#3 (13 ft) dan HD#4 (12 ft). Lapisan *Sand-D* yang merupakan lapisan paling bawah pada daerah kajian dimana relatif menebal pada bagian utara dan tengah dengan ketebalan maksimum 110 ft pada Sumur HD#3.



Gambar 4.3. Korelasi Sumuran Lapangan HD

Gambar 4.3 di atas, memperlihatkan konfigurasi struktur lapisan bawah permukaan. Secara umum lapisan-lapisan reservoir tersebut menempati tinggian antiklin pada Sumur HD#2 sebagai akibat deformasi yang bekerja pada daerah ini, sehingga secara akumulasi hidrokarbon yang terjadi pada daerah tinggian tersebut cukup menarik dalam usaha pengembangan lapangan lebih lanjut.

4.1.3. Identifikasi Fasies Pengendapan dari Data Sumuran

Tahapan ini dilakukan untuk mengidentifikasi perkembangan fasies sedimentasi secara vertikal yang didasarkan pada data log sumuran. Parameter yang digunakan dalam penentuan fasies pengendapan berupa kurva *log gamma ray*, *neutron*, *density*, *porosity*, dan *vclay*. Selain data tersebut juga dilakukan validasi dengan menggunakan hasil *spesial core analysis* (SCAL) yang memberikan informasi mengenai jenis litologi yang menyusun. Gambar 4.4 menunjukkan hasil pembagian fasies pengendapan secara vertikal pada sumuran dengan menggunakan pendekatan analisis lithofasies.



Gambar 4.4. Pembagian Lithofasies Pengendapan Lapangan HD

Dari hasil analisis lithofasies data sumuran didapatkan 4 fasies yang berkembang yaitu fasies *sand*, *shaly sand*, *shale*, dan *coal*. Fasies *sand* secara lateral memperlihatkan pola sebaran yang cukup merata meskipun di beberapa bagian sumuran mengalami perubahan ke arah fasies yang lain. Hasil data olahan ini nanti akan digunakan sebagai pengontrol sebaran fasies secara lateral dan vertikal setelah dilakukan analisis multi atribut seismik.

4.2. Analisis Sifat Fisik Batuan dan Interpretasi Data Seismik

Analisis sifat fisik batuan akan menghasilkan parameter-parameter yang nantinya akan digunakan sebagai pengontrol sebelum dilakukan analisis multi atribut lebih lanjut. Data yang digunakan berupa data log sumuran dimana data ini menunjukkan hasil pengukuran lapangan pada saat aktifitas *logging* dilakukan. Sedangkan tahapan interpretasi seismik dilakukan untuk mengetahui pola sebaran lapisan reservoir secara lateral yang sebelumnya telah dilakukan pengikatan dengan data sumur yang ada.

4.2.1. Identifikasi dan Karakteristik Lithologi

Pembahasan mengenai identifikasi dan karakteristik lithologi didekatkan dengan menggunakan hasil analisis *core* dan petrografi pada lapisan batupasir di Sumur HD#2. Identifikasi ini bertujuan untuk melakukan data validasi data log sumuran dengan pemerian dan karakteristik reservoir dari data *core*. Dari bahasan ini akan diketahui karakteristik, komposisi, dan *properties* batuan lainnya yang nantinya akan dapat digunakan sebagai data pembanding analisis log yang dihasilkan. Analisis *core* Sumur HD#2 ini dilakukan pada Lapisan *Sand-A*, *Sand-B*, dan *Sand-C* sedangkan pada Lapisan *Sand-D* tidak dilakukan *coring*. Penjelasan mengenai deskripsi dan pemerian hasil *core* akan diperinci pada masing-masing lapisan reservoir batupasir dibawah ini :

- Identifikasi lithologi dan *properties* pada *Sand-D*

Pada lapisan ini tidak dilakukan *coring* sehingga pemerian dan karakteristik reservoir tidak dapat dilakukan.

- Identifikasi lithologi dan *properties* pada *Sand-C*

Lapisan *Sand-C* yang terendapkan di atas *Sand-D* secara umum didominasi oleh lithologi batupasir dan diwakili oleh data *core interval* 5567,7 sstvd sampai 5675,5 sstvd (gambar 4.5). Lapisan ini dicirikan oleh batupasir berwarna kuning keabu-abuan, berukuran butir halus, berkembang struktur sedimen laminasi sejajar dan di beberapa bagian terdapat cerat-cerat karbon. Hasil analisis petrografi percontohan batuan pada kedalaman 5670,5 sstvd menunjukkan batupasir berupa *arenite*, berukuran pasir halus, bersortasi sedang dan tidak kompak (*loose*). Dari komposisi mineral penyusun batuan berupa kuarsa monokristalin, feldspar, kuarsa polikristalin, dijumpai material karbon, dan lempung. Mineral *matrix* didominasi oleh lempung dengan semen pengikat mineral berupa pirit. Dari hasil analisis *routine core* didapatkan porositas pada interval ini sebesar 26.7 % dengan tipe *intergranular* dan nilai permeabilitas sebesar 741 md.



Gambar 4.5. Data *core interval* 5567,7 sstvd sampai 5675,5 sstvd Sumur HD#2

- Identifikasi lithologi dan *properties* pada *Sand-B*

Analisis *core interval* 5570,75 sstvd sampai 5582,5 sstvd mewakili profil lithologi pada Lapisan *Sand-B* di daerah kajian (gambar 4.6). Secara umum lithologi penyusun lapisan ini merupakan batupasir kasar dengan menunjukkan sekuen pengendapan menghalus ke atas. Di beberapa bagian dijumpai adanya cerat-cerat karbon dan berkembang struktur sedimen laminasi sejajar. Analisis petrografi

dilakukan pada dua interval kedalaman, yaitu pada 5578 sstvd dan 5580,25 sstvd. Hasil analisis petrografi perconto batuan pada kedalaman 5578 sstvd menunjukkan lithologi berupa batupasir *subarkose* dengan didukung oleh ukuran butir kasar, terpilah baik, *subangular*, dan mempunyai hubungan butir *point contact*.

Komposisi mineral penyusun berupa kuarsa monokristalin, sedikit feldspar, kuarsa polikristalin, muskovite, dan laminasi material karbon serta *matrix* penyusun berupa lempung dengan semen berupa pirit. Sedangkan perconto batuan pada kedalaman 5580,25 sstvd merupakan batupasir *subarkose* dengan ukuran butir halus-kasar, mempunyai pemilahan sedang, berkembang struktur sedimen laminasi sejajar dan *graded bedded*. Komposisi penyusun berupa kuarsa monokristalin, feldspar, kuarsa polikristalin, sedikit mineral *muscovite*, dan didukung oleh *matrix* lempung serta semen pirit cukup merata. Dari hasil analisis *routine core* pada level ini, didapatkan porositas sebesar 20,4% bertype *intergranular* dan mempunyai permeabilitas 260 mD.



Gambar 4.6. Data *core* interval 5570,75 sstvd sampai 5582,5 sstvd Sumur HD#2

- Identifikasi lithologi dan *properties* pada Lapisan *Sand-A*

Profil core pada gambar 4.7 menunjukkan lithologi yang menyusun Lapisan *Sand-A* pada kedalaman interval 5457,2 sstvd sampai 5468,8 sstvd. Hasil deskripsi lithologi, lapisan tersebut secara umum merupakan batupasir berukuran kasar, didukung oleh adanya struktur sedimen perlapisan, mempunyai ciri mengkasar ke atas (*coarsening up ward*), dan di beberapa tempat berkembang struktur sedimen *mikro cross bedding*. Analisis petrografi dilakukan pada dua interval kedalaman yaitu 5458,5 sstvd dan 5468,25 sstvd. Pada kedalaman 5458,5 sstvd merupakan batupasir *subarkose* dengan didukung oleh ukuran butir pasir kasar, terpilah baik, dan disusun oleh komposisi kuarsa monokristalin, feldspar, kuarsa polikristalin, material karbon serta *matrik* lempung dan semen framboidal pirit tersebar cukup merata.

Dari hasil analisis *routine core* pada level ini, didapatkan porositas sebesar 25,4% bertipe *intergranular* dan mempunyai permeabilitas 4450 mD. Sedangkan pada analisis petrografi percontohan batuan pada kedalaman 5468,25 sstvd berupa batupasir *subarkose*, berukuran butir kasar, terpilah baik, tidak kompak (*loose*), dan disusun oleh komposisi mineral berupa kuarsa monokristalin, feldspar, dan kuarsa polikristalin. *Matrik* penyusun berupa lempung berjenis illite dan kaolinite. Hasil analisis *routine core* pada level ini, didapatkan porositas sebesar 25,6% bertipe *intergranular* dan mempunyai permeabilitas 4045 mD.

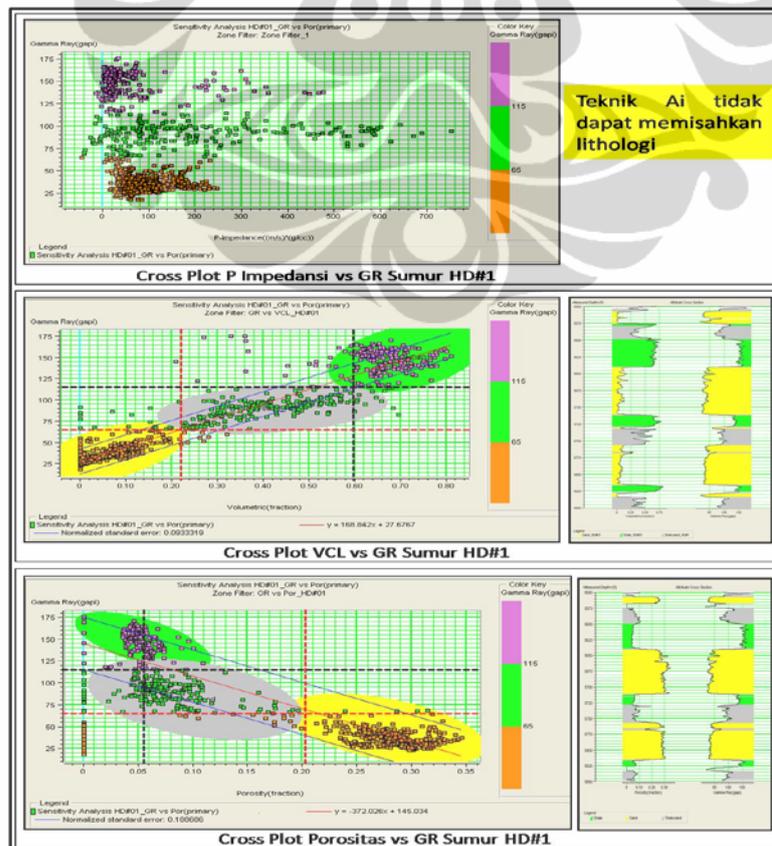


Gambar 4.7. Data *core* interval 5457,2 sstvd sampai 5468,8 sstvd Sumur HD#2

Dari hasil identifikasi lithologi dan *properties* lapisan reservoir di atas menunjukkan endapan yang dihasilkan merupakan sedimen-sedimen yang berkembang di lingkungan *Upper Delta Plain*. Hal ini didukung oleh adanya keberadaan mineral-mineral penciri seperti adanya karbon dan semen silika berupa pirit serta struktur sedimen yang berkembang berupa laminasi dan silang siur. Secara umum lingkungan ini didominasi oleh sedimen-sedimen berasal dari re-sedimentasi endapan *fluviatil*.

4.2.2. Analisis Sensitivitas

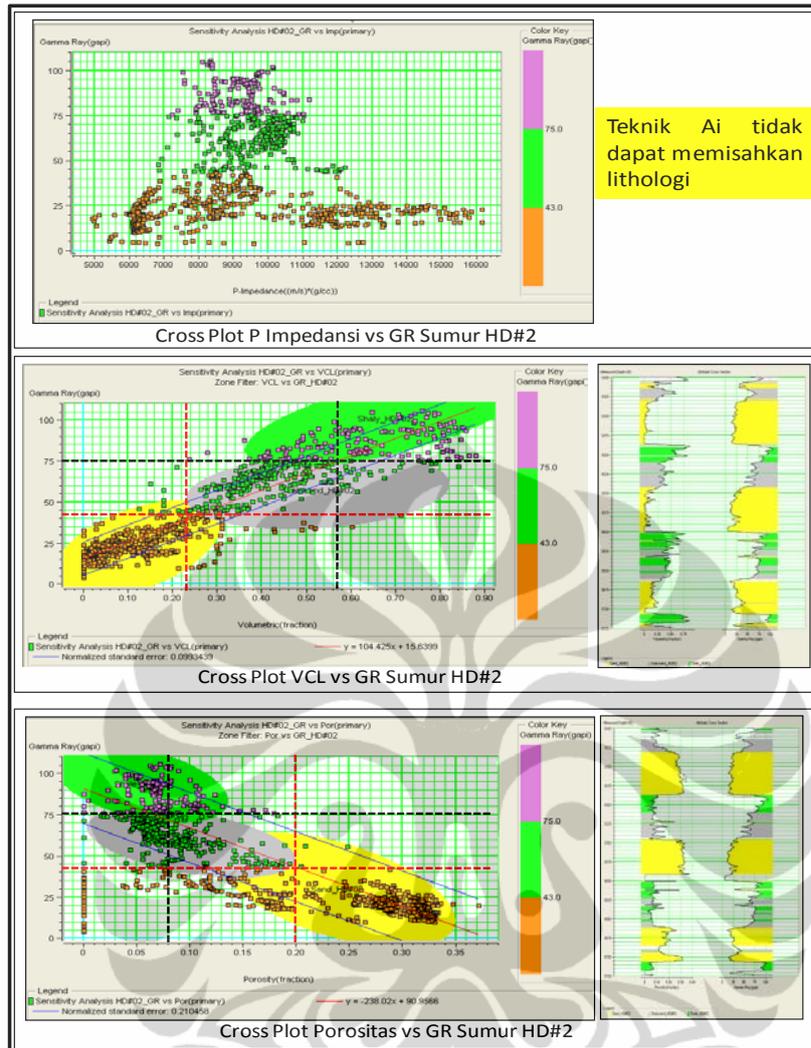
Analisis sensitivitas dilakukan untuk menentukan *log property* yang akan digunakan untuk memisahkan antara reservoir batupasir dengan serpih (*shale*) di lapisan target dengan melakukan *crossplot*. Interval marker yang digunakan untuk masing-masing reservoir dalam proses *crossplot* adalah antara *top* dengan *base* reservoir pada keempat lapisan dan dilakukan pada masing-masing sumuran yang ada. Pada analisis ini dilakukan *crossplot* antara *P Impedansi vs gamma ray*, *porosity vs gamma ray*, dan *VCL vs gamma ray* seperti terlihat pada gambar 4.8 sampai 4.12.



Gambar 4.8. Analisis Sensitivitas Sumur HD#1

Pada gambar 4.8 diatas terlihat hasil *crossplot P Impedansi vs gamma ray* tidak menunjukkan pembagian *cluster* batupasir dan *shale* yang jelas, sehingga teknik AI ini tidak dapat digunakan. Sedangkan *crossplot VCL vs gamma ray* menunjukkan sensitifitas yang baik sehingga *cluster* litologi dapat dipisahkan, dimana dari hasil pemisahan *cluster crossplot* ini dapat diidentifikasi 3 zona pembagian yaitu zona *sand* pada 25 sampai 65 API dengan *VCL* antara 0 sampai 0.22, zona *shaly sand* pada 65 sampai 115 API dengan *VCL* antara 0.22 sampai 0.6, sedangkan zona *shale* pada 115 sampai 175 api dengan *VCL* antara 0.6 sampai 0.8. Sedangkan pada *crossplot porosity vs gamma ray* memperlihatkan pula nilai sebaran yang cukup baik. *Cluster sand* mempunyai nilai *gamma ray* antara 25 sampai 65 API dengan nilai porositas antara 0.22 sampai 0.35, sedangkan *cluster shaly sand* berada pada nilai 65 sampai 115 API dengan nilai porositas 0.055 sampai 0.22. Pada *cluster shale* berada pada nilai *gamma ray* 115 sampai 170 API dengan porositas 0.03 sampai 0.05.

Gambar 4.9 terlihat *crossplot P Impedansi vs gamma ray* juga tidak menunjukkan pembagian *cluster sand* dan *shale* yang jelas, sehingga teknik AI ini tidak dapat digunakan. Sedangkan pada *crossplot VCL vs gamma ray* menunjukkan sensitifitas yang baik sehingga *cluster* litologi dapat dipisahkan. Dari hasil pemisahan *cluster crossplot* ini dapat diidentifikasi 3 zona pembagian yaitu zona *sand* pada 10 sampai 43 API dengan *VCL* antara 0 sampai 0.23, zona *shaly sand* pada 43 sampai 75 API dengan *VCL* antara 0.23 sampai 0.57, sedangkan zona *shale* pada 75 sampai 105 API dengan *VCL* antara 0.57 sampai 0.9. Hasil *crossplot gamma ray* dengan porosity, menunjukkan sebaran sensitivitas yang baik dimana dihasilkan 3 cluster lithologi. *Cluster sand* berada pada *gamma ray* bernilai 10 sampai 43 API dengan nilai porositas 0.20 sampai 0.34. Pada *cluster shaly sand* mempunyai nilai *gamma ray* antara 43 sampai 75 API dengan porositas 0.08 sampai 0.20, sedangkan *cluster shale* mempunyai nilai *gamma ray* 75 sampai 105 API dengan porositas 0.02 sampai 0.08.

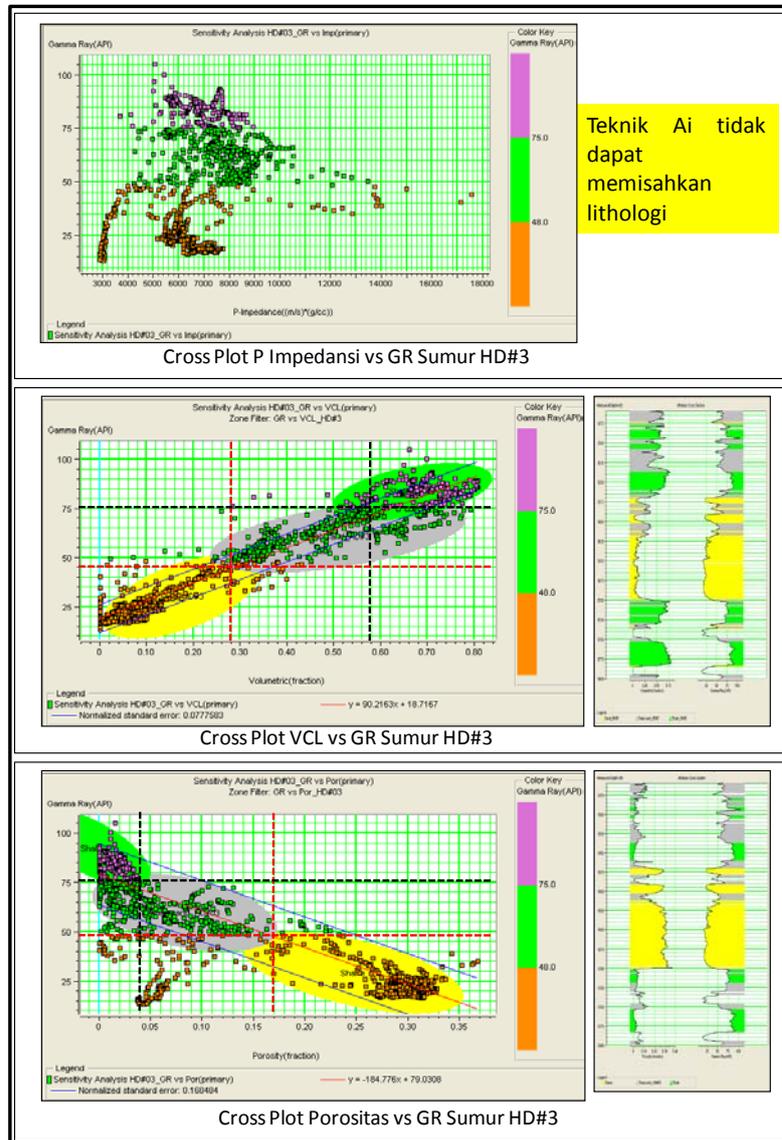


Teknik Ai tidak dapat memisahkan lithologi

Gambar 4.9. Analisis Sensitivitas Sumur HD#2

Gambar 4.10 memperlihatkan analisis sensitivitas pada Sumur HD#3 yang terdiri atas *crossplot P Impedansi* dengan *gamma ray*, *VCL vs gamma ray*, dan *porosity vs gamma ray*. Dari hasil *crossplot* tersebut, pada *P Impedansi vs gamma ray* tidak memperlihatkan sensitivitas yang jelas sehingga sulit untuk dilakukan *clustering* lithologi. Pada *crossplot VCL vs gamma ray* menunjukkan hasil sensitivitas yang baik, dimana pada proses ini terbagi atas tiga *cluster* yaitu *sand*, *shaly sand*, dan *shale*. *Cluster sand* berada pada nilai *gamma ray* 15 sampai 48 API dengan *VCL* antara 0 sampai 0.28, *cluster shaly sand* berada pada nilai *gamma ray* 48 sampai 75 API dengan *VCL* antara 0.28 sampai 0.58, sedangkan pada *cluster shale* berada pada kisaran *gamma ray* 75 sampai 90 API dengan *VCL* antara 0.58 sampai 0.82. Sedangkan pada *crossplot porosity vs gamma ray* memperlihatkan pula nilai sebaran yang cukup baik. *Cluster sand* mempunyai

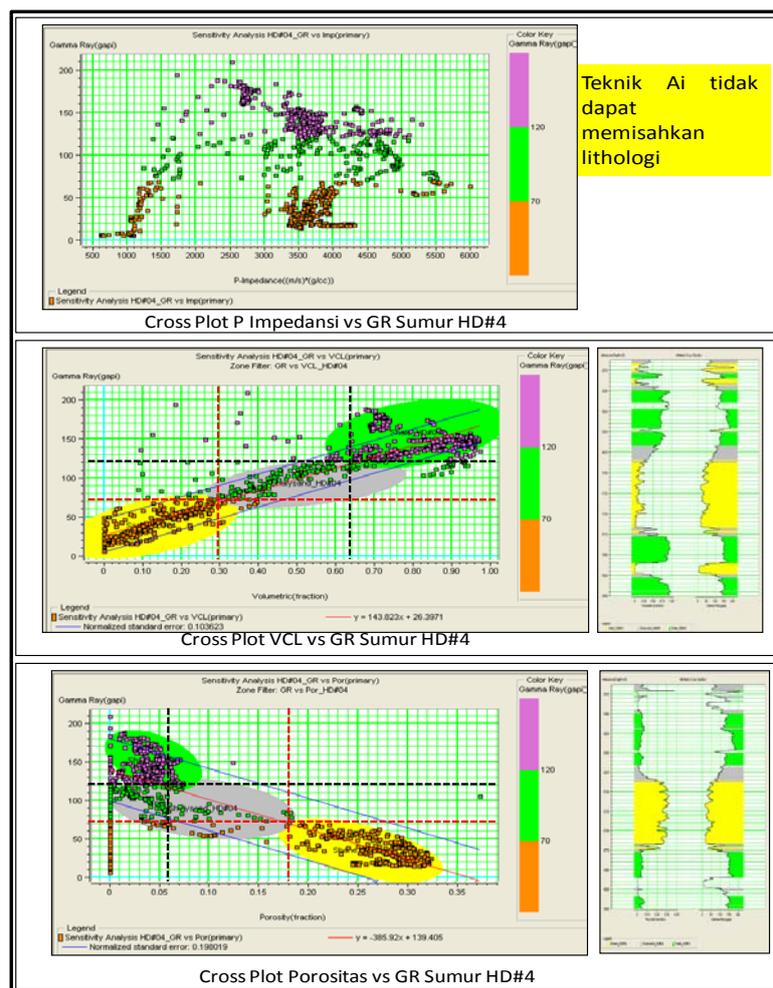
nilai *gamma ray* antara 10 sampai 48 API dengan nilai porosity antara 0.17 sampai 0.34, sedangkan *cluster shaly sand* berada pada nilai 48 sampai 75 API dengan nilai *porosity* 0.04 sampai 0.17. Pada *cluster shale* berada pada nilai *gamma ray* 75 sampai 95 API dengan porositas 0 sampai 0.04.



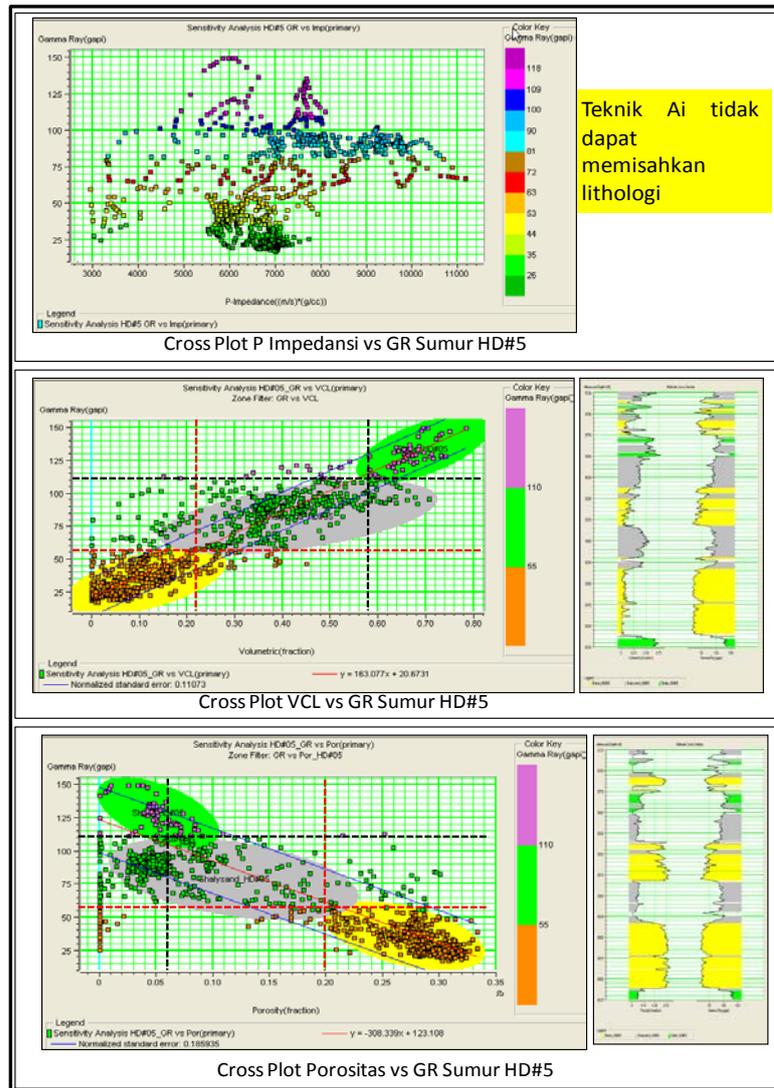
Gambar 4.10. Analisis sensitivitas Sumur HD#3

Seperti halnya pada sumur-sumur yang lain, pada gambar 4.11 diatas terlihat adanya ketidak sensitifitas hasil *crossplot* antara *P Impedansi* dengan *gamma ray*. Namun demikian pada *crossplot VCL* terhadap *gamma ray* dan porositas terhadap *gamma ray* menunjukkan sebaran sensitivitas yang baik. Pada *crossplot VCL* vs *gamma ray*, nilai *cluster sand* ditunjukkan pada nilai *gamma ray* 10 sampai 70 API dengan *VCL* antara 0 sampai 0.30. *Cluster shaly sand* ditunjukkan oleh nilai

gamma ray antara 70 sampai 120 API dengan *VCL* 0.30 sampai 0.64, sedangkan *cluster shale* berada pada nilai *gamma ray* 120 sampai 190 API dan *VCL* pada nilai 0.64 sampai 0.98. *Crossplot porosity vs gamma ray* pada Sumur HD#4 memperlihatkan pola pembagian *cluster* yang cukup baik. Nilai *sand* pada *gamma ray* berada pada kisaran 10 sampai 70 API dengan porositas antara 0.18 sampai 0.33, sedangkan *shaly sand* pada *gamma ray* 70 sampai 120 API dengan porositas 0.06 sampai 0.18, dan nilai *shale* berada pada GR 120 sampai 190 API dengan nilai porositas berkisar 0 sampai 0.06.



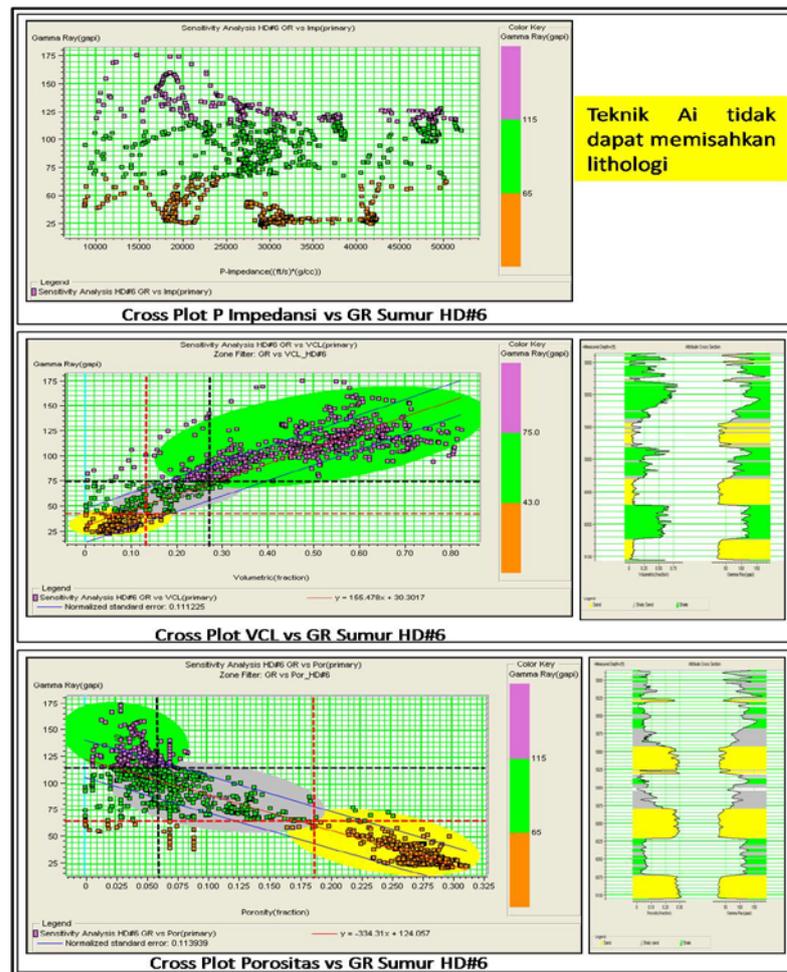
Gambar 4.11. Analisis sensitivitas Sumur HD#4



Gambar 4.12. Analisis Sensitivitas Sumur HD#5

Pada gambar 4.12 memperlihatkan *crossplot* P Impedansi vs gamma ray tidak menunjukkan pembagian *cluster sand* dan *shale* yang jelas, sehingga teknik AI ini tidak dapat digunakan. *Crossplot* VCL vs gamma ray menunjukkan sensitifitas yang baik sehingga *cluster* litologi dapat dipisahkan. Hasil pemisahan *cluster crossplot* ini dapat diidentifikasi 3 zona pembagian yaitu zona *sand* pada 15 sampai 55 API dengan VCL antara 0 sampai 0.22, zona *shaly sand* pada 55 sampai 110 api dengan VCL antara 0.22 sampai 0.58, sedangkan zona *shale* pada 110 sampai 145 api dengan VCL antara 0.58 sampai 0.76. Hasil *crossplot* gamma ray dengan *porosity*, menunjukkan sebaran sensitivitas yang baik dimana dihasilkan 3 *cluster* lithologi. *Cluster sand* berada pada gamma ray bernilai 35 sampai 55 API dengan nilai porositas 0.20 sampai 0.33. Pada *cluster shaly sand* mempunyai nilai gamma ray antara 55 sampai 110 API dengan porositas 0.06 sampai 0.20,

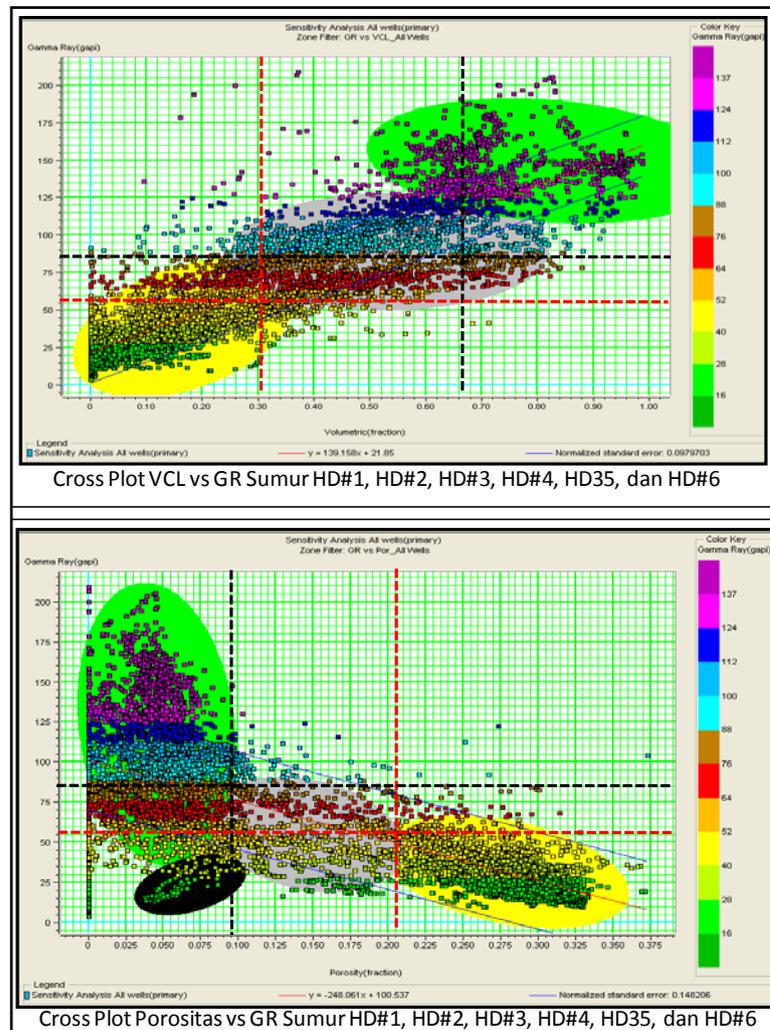
sedangkan *cluster shale* mempunyai nilai *gamma ray* 110 sampai 150 API dengan porositas 0 sampai 0.06.



Gambar 4.13. Analisis Sensitivitas Sumur HD#6

Analisis sensitifitas pada Sumur HD#6 di atas memperlihatkan *crossplot* dari beberapa parameter log sumuran. Gambar 4.13 tersebut memperlihatkan *crossplot* antara *P Impedansi* dengan *gamma ray* tidak sensitifitas. Namun demikian pada *crossplot VCL* terhadap *gamma ray* dan porositas terhadap *gamma ray* menunjukkan sebaran sensitivitas yang baik. Pada *crossplot VCL vs gamma ray*, nilai *cluster sand* ditunjukkan pada nilai *gamma ray* 20 sampai 43 API dengan *VCL* antara 0 sampai 0.13. *Cluster shaly sand* ditunjukkan oleh nilai *gamma ray* antara 43 sampai 75 API dengan *VCL* 0.13 sampai 0.27, sedangkan *cluster shale* berada pada nilai *gamma ray* 75 sampai 165 API dan *VCL* pada nilai 0.27 sampai 0.82. *Crossplot porosity vs gamma ray* pada Sumur HD#6 memperlihatkan pola pembagian *cluster* yang cukup baik. Nilai *sand* pada *gamma ray* berada pada

kisaran 20 sampai 65 API dengan porositas antara 0.185 sampai 0.315, sedangkan *shaly sand* pada *gamma ray* 65 sampai 115 API dengan porositas 0.057 sampai 0.185, dan nilai *shale* berada pada GR 115 sampai 175 API dengan nilai porositas berkisar 0 sampai 0.057.



Gambar 4.14. Analisis Sensitivitas Sumur HD#1, HD#2, HD#3, HD#4, HD#5, dan HD#6

Selain dilakukan pada masing-masing sumuran, analisis sensitifitas dilakukan secara kombinasi dari keenam sumur yang ada di daerah kajian. Analisis ini digunakan sebagai pemisah lithologi pada reservoir target dan nilai pemisah tersebut berfungsi sebagai acuan di daerah kajian. Hasil analisis sensitivitas gambar 4.14 pada *cross plot* VCL vs GR menunjukkan nilai *cluster sand* berada pada nilai *gamma ray* 0 sampai 55 API dengan VCL antara 0 sampai 0.31. *Cluster shaly sand* ditunjukkan oleh nilai *gamma ray* antara 55 sampai 85 API dengan

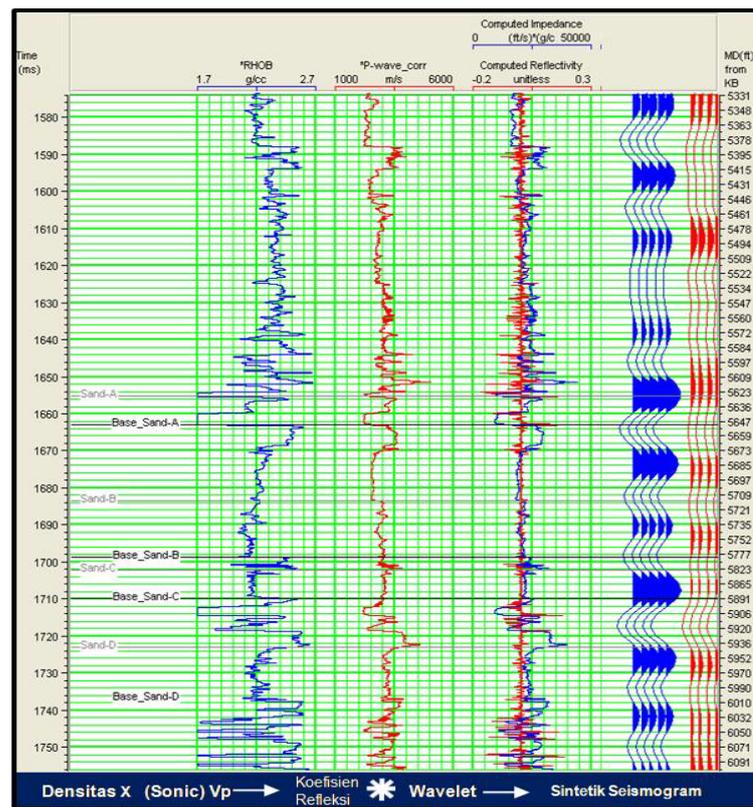
VCL 0.31 sampai 0.67, sedangkan *cluster shale* berada pada nilai *gamma ray* 85 sampai 155 API dan *VCL* pada nilai 0.67 sampai 0.95. Sedangkan hasil *crossplot porosity vs gamma ray* memperlihatkan pola pembagian *cluster* yang cukup baik dimana nilai *sand* pada *gamma ray* berada pada kisaran 0 sampai 55 API dengan porositas antara 0.21 sampai 0.35, sedangkan *shaly sand* pada *gamma ray* 55 sampai 85 API dengan porositas 0.095 sampai 0.21, dan nilai *shale* berada pada GR 85 sampai 175 API dengan nilai porositas berkisar 0 sampai 0.095.

Dari hasil analisis sensitivitas diatas metode yang dapat digunakan untuk mengidentifikasi sebaran lithologi dan porositas pada kasus Lapangan "HD" Formasi Talang Akar bagian atas menggunakan teknik multi atribut karena metode AI tidak menunjukkan *clustering* lithologi yang jelas. Sedangkan nilai pembatas (*cutt off*) porositas yang nantinya sebagai pembagi porositas reservoir yang baik diasumsikan lebih dari 21% sesuai dengan hasil *cross plot* GR vs Porositas pada semua sumur yang ada di daerah kajian.

4.2.3. Pengikatan Data Sumur ke Data Seismik

Pekerjaan ini sangat penting dan harus dilakukan sebelum *picking* seismik, guna mengidentifikasi kedalaman suatu batas formasi atau fenomena geologi dari data sumuran terhadap posisi reflektor pada seismik. *Well seismic tie* merupakan proses pengikatan data sumur yang berupa *shintetic seismogram* dengan data seismik, dalam prosesnya dilakukan peregangan (*stretching*) dan perapatan (*squeering*) antara marker dengan horison.

Tahap ini diperlukan untuk meletakkan horison seismik pada posisi dan kedalaman sebenarnya sehingga dapat dikorelasikan dengan data log yang pada umumnya sebagai fungsi kedalaman, sehingga didapatkan kecocokan antara dua data tersebut. Tahapan ini dimulai dengan cara membangun *shintetic seismogram* yang diperoleh dari konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan *wavelet* (gambar 4.15). Deret koefisien refleksi ini dibuat berdasarkan data impedansi akustik yang diperoleh dari data sumur (perkalian antara *log densitas*, ρ dan *log sonic*, v). *Wavelet* dapat diturunkan secara matematis, atau didapatkan dari ekstraksi dari data seismik.



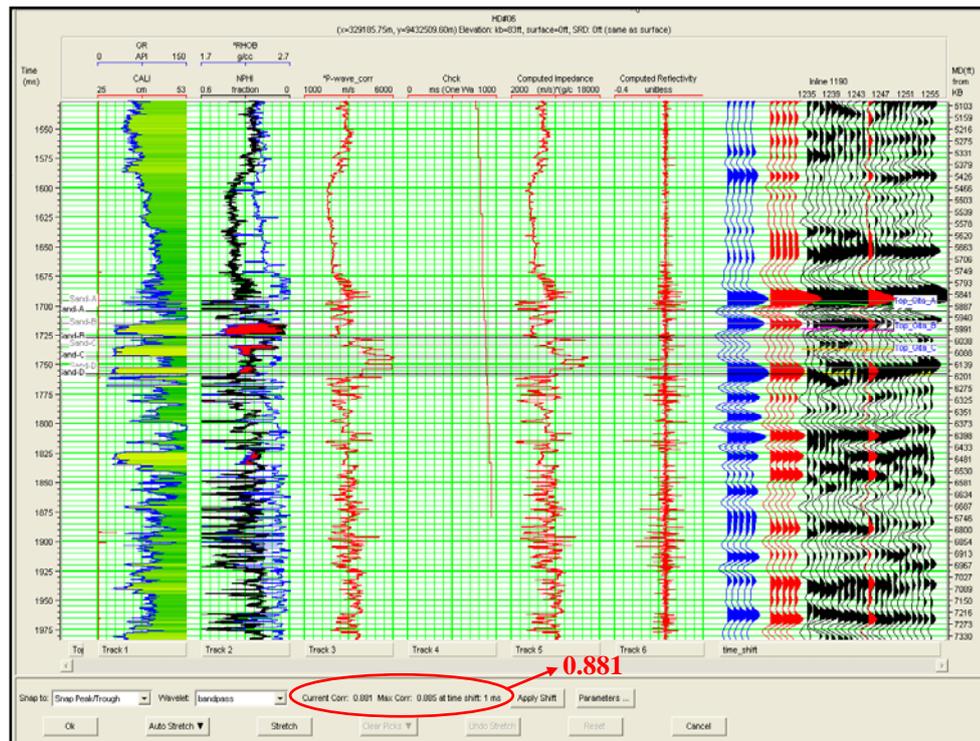
Gambar 4.15. Koefisien refleksi dibuat dari log Sumur HD#1, kemudian dikonvolusikan dengan wavelet

Salah satu kegunaan dari *sintetic seismogram* adalah untuk menentukan dan mengenali even-even refleksi utama (horison) pada data rekaman seismik. “Even-even” refleksi utama *sintetic seismogram* yang dikenali dari marker geologi data sumuran diikatkan dengan data seismik kemudian dilakukan penelusuran horison data seismik ke arah lateral. Pengikatan ini dilakukan dengan mengkorelasikan data seismogram sintetik yang telah dibuat dengan data seismik. Karena data seismik masih dalam satuan waktu sedangkan data sumur dalam satuan kedalaman, maka untuk pengikatan ini diperlukan data *checkshot*. *Chekshot* didapatkan dari pengukuran kecepatan dari permukaan sampai dengan horison-horison tertentu, kemudian dari data kecepatan dan kedalaman horison dibuat kurva *time-depth* yang selanjutnya dapat digunakan sebagai data konversi untuk pengikatan data seismik dan sumur.

Berdasarkan hasil analisis kesebandingan posisi *well top* marker pada sumuran terhadap reflektor seismik adalah sebagai berikut :

- Horison *Sand A* berada pada posisi *peak reflektor*
- Horison *Sand B* berada di posisi *peak reflektor*
- Horison *Sand C* berada pada posisi *peak reflektor*
- Horison *Sand D* pada posisi *peak reflektor*

Contoh proses pengikatan *well top* Sumur HD#6 pada seismik dapat dilihat pada gambar 4.16 sedangkan pada sumur yang lain pada lampiran 4.6 - 4.10.



Gambar 4.16. *Well tie to seismic* Sumur HD#6

4.2.4. Interpretasi Seismik

Interpretasi seismik merupakan tahapan lanjutan setelah proses *well tie to seismic* dilakukan. Proses ini dilakukan dengan cara penarikan dan penelusuran horison reservoir pada data seismik di daerah penelitian. Tahapan ini dimaksudkan untuk mengetahui penyebaran pada masing-masing horison, mengetahui perkembangan struktur bawah permukaan, konfigurasi dan perkembangan cekungan (daerah rendahan dan tinggian), dan model pemerangkapan hidrokarbon di daerah penelitian. Berdasarkan penelusuran dan interpretasi data seismik yang lebih difokuskan pada Formasi Talang Akar bagian atas, maka horison di daerah penelitian di kelompokkan menjadi 4 lapisan utama, yaitu:

- Horison Orange setara dengan *Top Sand-A*

- Horison Kuning setara dengan *Top Sand-B*
- Horison Hijau setara dengan *Top Sand-C*
- Horison Biru setara dengan *Top Sand-D*

Guna memperjelas bahasan mengenai hasil interpretasi seismik di daerah penelitian, akan diperinci pada setiap horison dari urutan lapisan tua ke muda di bawah ini.

- Horison Biru (setara dengan *Top Sand-D*)

Horison biru merupakan lapisan paling bawah pada Formasi Talang Akar yang dilakukan peaking horison di daerah penelitian. Berdasarkan hasil analisis dan interpretasi seismik, horison ini dapat dilakukan penarikan dan penelusuran di semua bagian seismik. *Typical* dan kemenerusan reflektor horison biru menunjukkan ketegasan yang cukup tinggi dengan kontras amplitudo yang jelas. Hasil dari proses *well tie to seismic, peaking* horison pada lapisan ini dilakukan di “*peak reflektor*” dengan kemenerusan yang baik (gambar 4.17 sampai 4.19). Proses penarikan horison biru dilakukan pada setiap kelipatan 5 (*increment 5*) pada seismik 3D yang ada. Selain penarikan horison, juga dilakukan penarikan sesar yang berkembang pada setiap bagian. Cerminan sesar pada seismik cukup dapat diamati dengan baik, dimana ditunjukkan oleh adanya suatu ketidakmenerusan reflektor (*uncontinuity reflectore*) dan secara umum didominasi oleh sesar normal.

- Horison Hijau (setara dengan *Top Sand-C*)

Secara stratigrafi horison hijau terendapkan di atas horison biru dengan memperlihatkan pola reflektor *subparallel* di beberapa tempat pada penampang seismik. Secara umum horison ini memperlihatkan pola reflektor yang tegas dan bersifat menerus seperti halnya pada Horison *Sand-D* yang ada di bawahnya. Dari data sumuran, litologi penyusun didominasi oleh sedimen-sedimen batupasir sebagai hasil mekanisme fase *regresi* yang terjadi pada daerah ini. *Peaking* horison dilakukan pada “*peak reflektor*” yang secara umum dapat dilakukan pengamatan dan penelusuran di semua bagian seismik di daerah kajian (gambar 4.17 sampai 4.19). Seperti halnya Horison *Sand-D* yang ada dibawahnya, pola

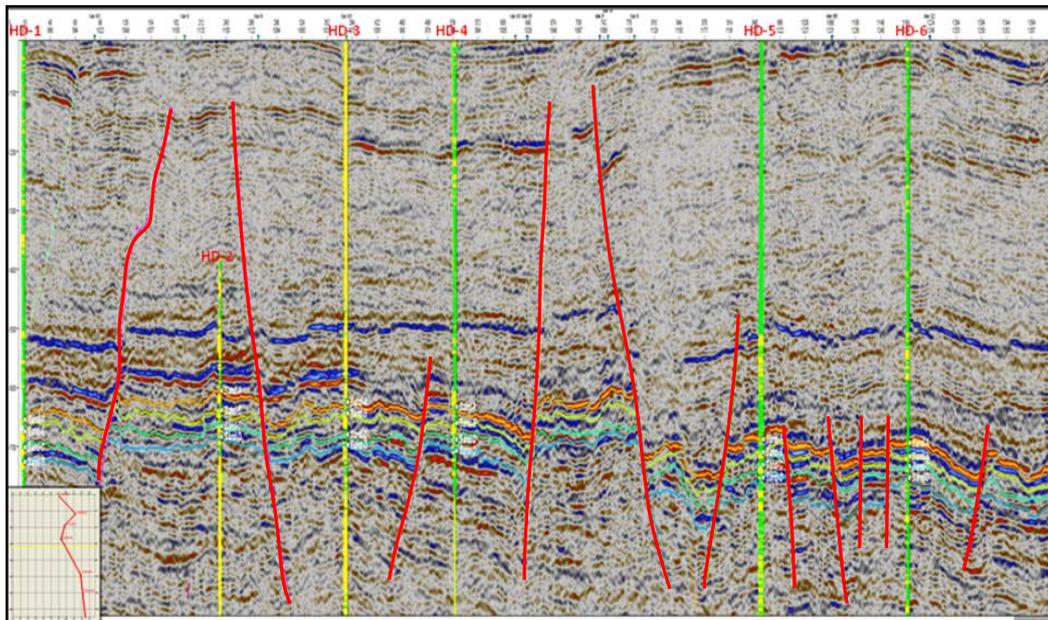
sesar masih menunjukkan pola dan orientasi yang sama yaitu didominasi oleh sesar normal.

- Horison Kuning (setara dengan *Top Sand-B*)

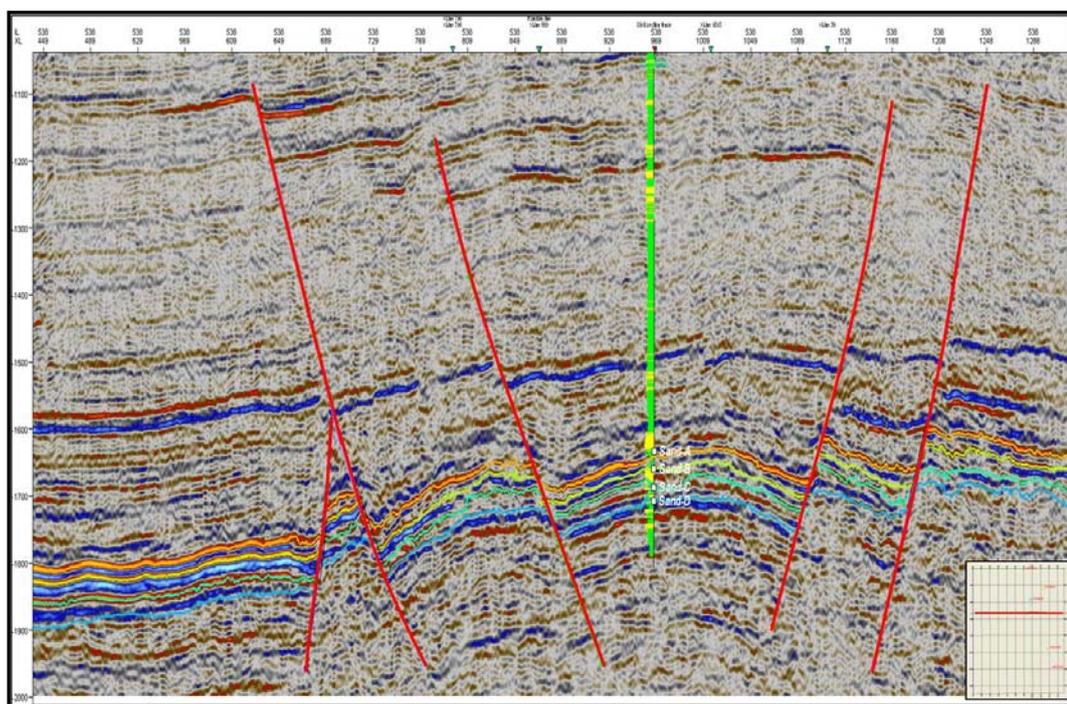
Horison kuning merupakan lapisan batupasir Formasi Talang Akar bagian atas yang diendapkan di atas horison hijau pada daerah penelitian. Horison ini dicirikan oleh terminasi reflektor cukup jelas dan mempunyai kontras amplitudo yang kuat. Dari hasil interpretasi seismik pada horison ini menunjukkan pelamparan lapisan yang cukup luas dan dapat dijumpai disemua bagian daerah kajian. Struktur sesar yang mendominasi berupa sesar normal sebagai akibat tektonik fase tarikan yang terjadi. *Well tie to seismic* menunjukkan posisi horison berada pada "*peak reflektor*" (gambar 4.17 sampai 4.19).

- Horison Orange (setara dengan *Top Sand-A*)

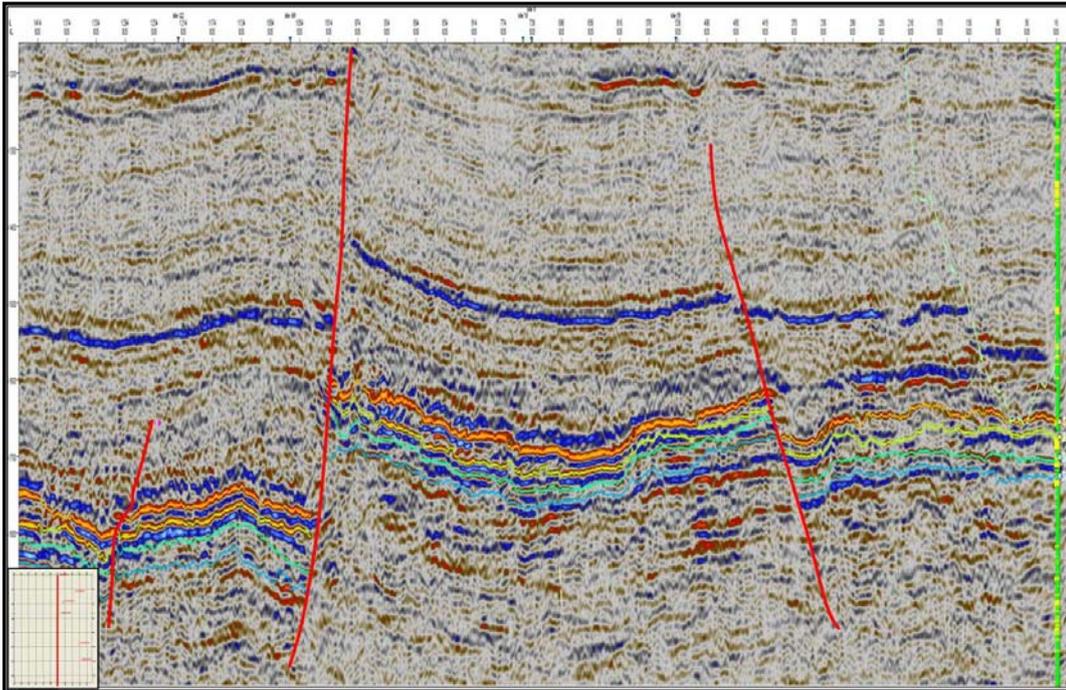
Horison Orange merupakan lapisan batupasir bagian atas dari lapisan yang dilakukan analisis di daerah kajian. Secara stratigrafi, diendapkan di atas horison kuning dengan pola dan sebaran masih mengikuti model pengendapan lapisan dibawahnya. Terminasi reflektor pada horison ini relatif kuat (*strong refractor*) dan sangat kontras sekali bila dibanding dengan pola reflektor pada zonasi yang lain. Berdasarkan hasil interpretasi seismik, penarikan horison ini dapat dilakukan di semua bagian seismik, dimana peaking horison pada seismik jatuh pada posisi "*peak reflektor*" dengan menunjukkan kontras amplitudo yang cukup kuat dan jelas (gambar 4.17 sampai 4.19). Struktur sesar yang mengontrol horison ini masih mengikuti pola-pola umum lapisan yang dibawahnya.



Gambar 4.17. *Seismic Composite* melintasi Sumur HD#1 sampai HD#6



Gambar 4.18. Lintasan seismik Inline 538 melintasi Sumur HD#4



Gambar 4.19. Lintasan seismik Xline 935 melintasi Sumur HD#1

4.2.5. Pembuatan Peta Struktur Lapisan Reservoir

Pemetaan geologi bawah permukaan merupakan cerminan model konfigurasi lapisan yang ada di daerah kajian pada umur/horison yang dilakukan analisis. Pemetaan bawah permukaan dilakukan setelah terselesaikannya *picking* horison dan kesinambungan masing-masing seismik sudah tervalidasi dengan baik. Selain itu beberapa sesar yang teramati di setiap lintasan seismik di analisis mengenai kemenerusannya, yang mana hal ini dapat menunjukkan keseragaman fenomena geologi yang diakibatkan. Selain itu dibahas juga seputar model penyebaran horison serta pola struktur yang berkembang pada masing-masing horison tersebut, yang kemudian dipetakan kedalam bentuk peta struktur puncak waktu (*time structure map*) dan peta kedalaman (*depth structure map*) dengan satuan skala meter.

Peta struktur puncak waktu (*time structure map*) dibuat berdasarkan data lintasan seismik yang telah diikatkan dengan data sumuran, kemudian interpretasi struktur berupa penarikan sesar yang berkembang pada daerah telitian, dilanjutkan dengan penarikan horison terpilih. Proses pembuatannya diawali dengan melakukan *gridding* masing-masing horison lapisan sehingga akan menghasilkan peta puncak struktur dalam satuan waktu (detik). Secara umum, dari peta puncak struktur yang

dihasilkan, terlihat pada Lapangan HD terbagi menjadi struktur, yaitu tinggian dan rendahan. Struktur ini tidak terlepas dari pengaruh tektonik yang mengontrol daerah ini, dimana pola tegasan utama akan menghasilkan sesar-sesar berarah utara selatan yang akan berpengaruh terhadap pola sedimentasi yang ada di daerah ini. Dari keempat hasil pemetaan horison seismik, terlihat struktur tinggian menempati di bagian tengah daerah penelitian dan relatif mengikuti pola kemenerusan sesar utama, sedangkan daerah rendahan berada disebelah barat laut dan tenggara.

Peta kontur struktur horison reservoir dalam satuan waktu, akan langsung dapat dibuat dengan menggunakan *software* Petrel. Kemudian, untuk mendapatkan kontur struktur dalam meter harus dilakukan konversi dari satuan waktu (detik) yang menggunakan persamaan dari grafik yang dihasilkan dari data sumuran.

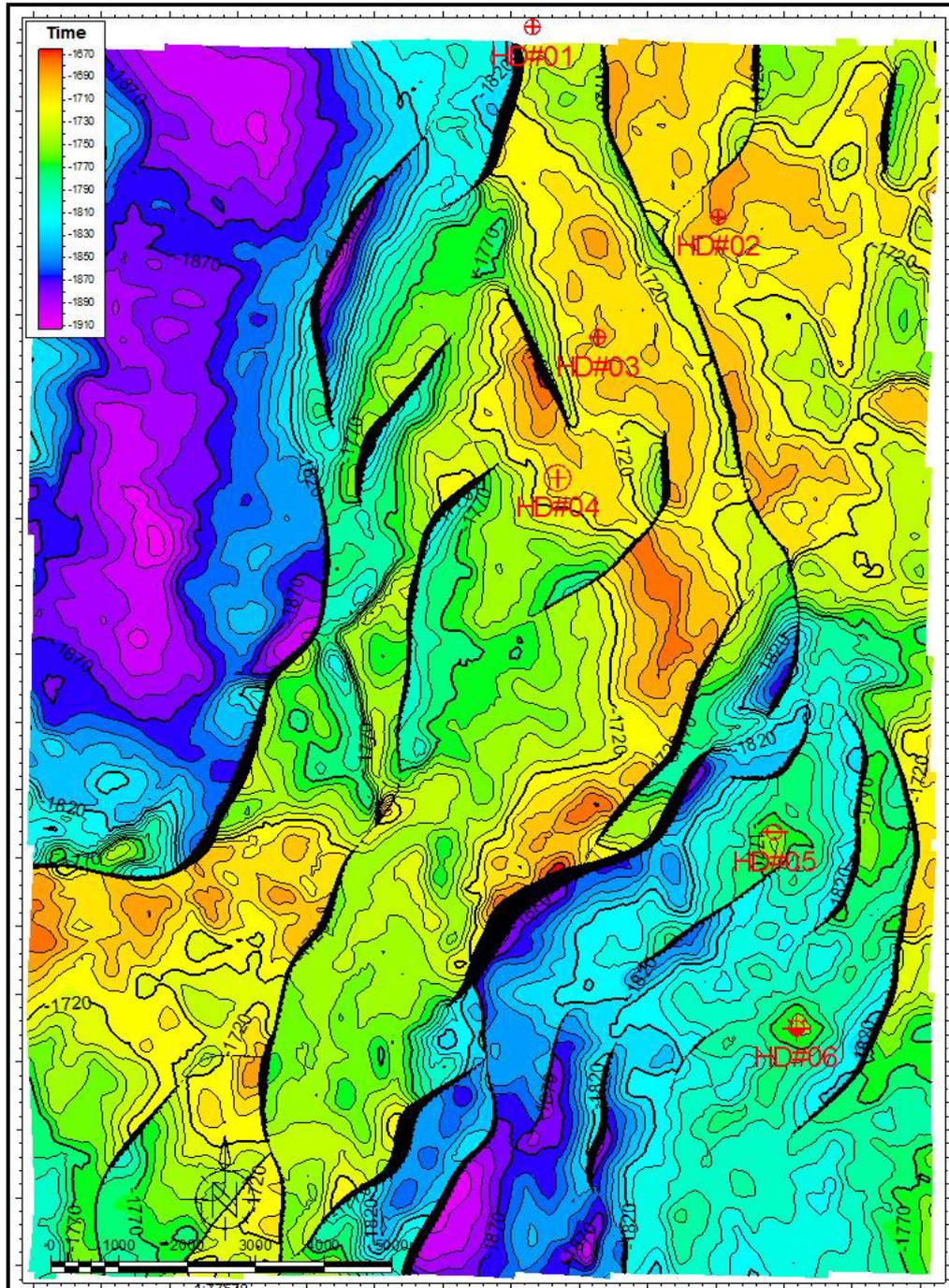
Kelemahan dari *software* tersebut, adalah dalam hal pembuatan kontur, yaitu tidak memperhatikan aspek sedimentologi. Pada prinsipnya hanya menghubungkan titik-titik yang ketinggian/kedalamannya sama. Jarak antara lintasan seismik yang jauh akan menghasilkan pola kontur yang berbeda dengan kenyataan yang sebenarnya.

Analisis struktur geologi bawah permukaan dilakukan dengan mengacu pada peta-peta struktur puncak yang dihasilkan sebelumnya. Analisis meliputi pola perkembangan struktur pada masing-masing horison di daerah telitian.

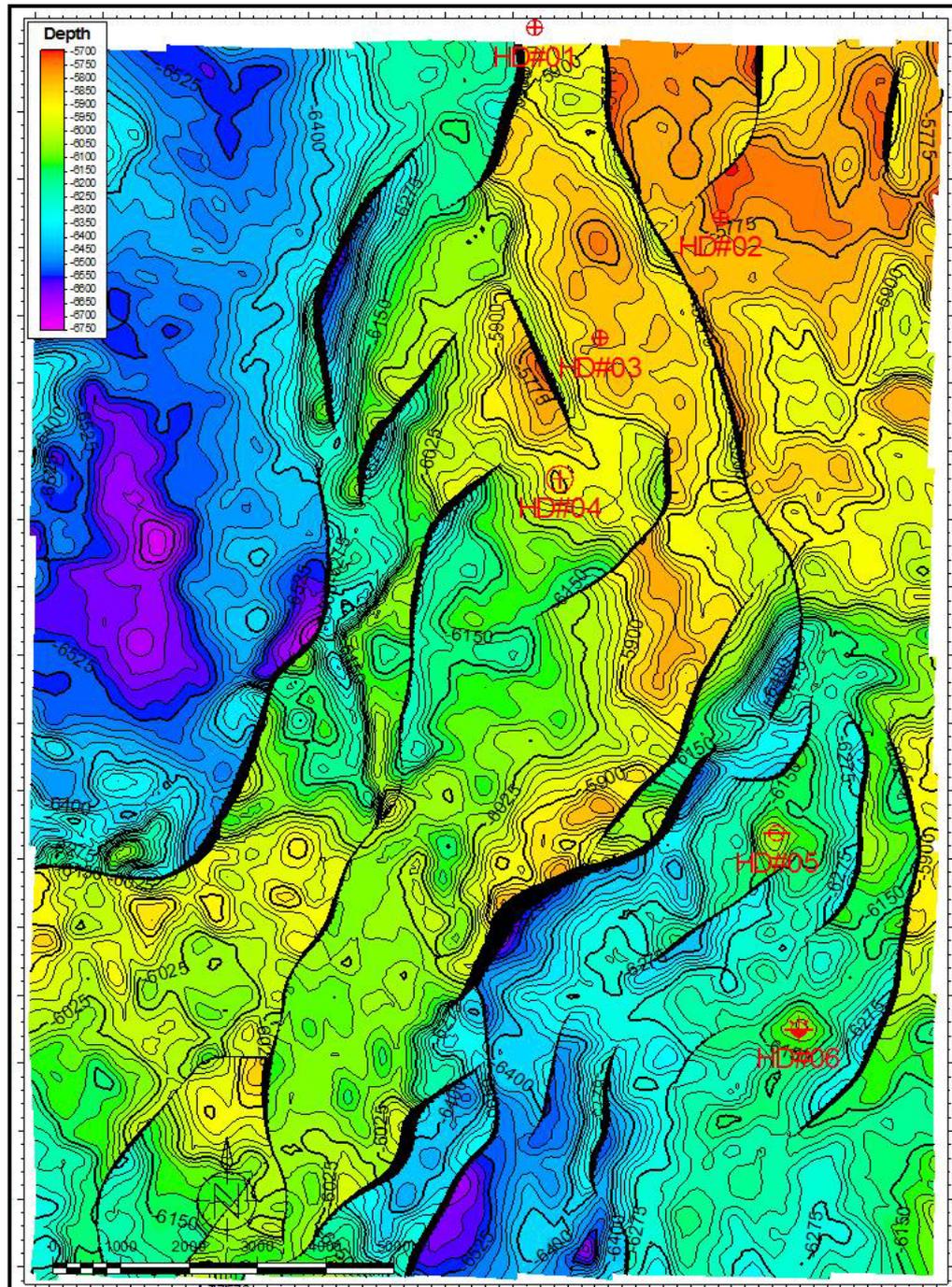
- **Analisis Struktur Puncak Horison Biru (*Top Sand-D*)**

Secara stratigrafi struktur puncak Horison Biru merupakan lapisan batupasir Talang Akar bagian atas yang berkembang di daerah kajian. Batupasir ini merupakan batupasir paling bawah dari empat lapisan yang dilakukan analisis. Dari peta puncak struktur terlihat pola sebaran dan pelamparan horison relatif berorientasi utara selatan sesuai dengan perkembangan sesar yang ada di daerah ini. Konfigurasi lapisan ini terlihat jelas adanya struktur tinggian dan rendahan yang berkembang. Struktur rendahan menempati bagian barat laut dengan kedalaman 1910 msec dan bagian tenggara dengan kedalaman -6700 mss. Sedangkan struktur tinggian relatif menempati bagian tengah dengan kedalaman

1670 msec atau -5725 mss. Orientasi sesar pada horison ini relatif berarah utara selatan sebagai pencerminan dari tektonik regional berupa gerak-gerak sesar mendatar kiri (*sinistral strike slip*) pada umur pre-tersier sampai Oligosen. Akibat gerak-gerak mendatar tersebut, pada daerah kajian berkembang pola merencong (*encelon*) dan diindikasikan adanya sesar normal pada bagian tenggara dan baratlaut. Hasil pemetaan horison biru dapat dilihat pada gambar 4.20 dan 4.21 dibawah ini.



Gambar 4.20. Peta struktur waktu Horison Biru (*Top Sand-D*)

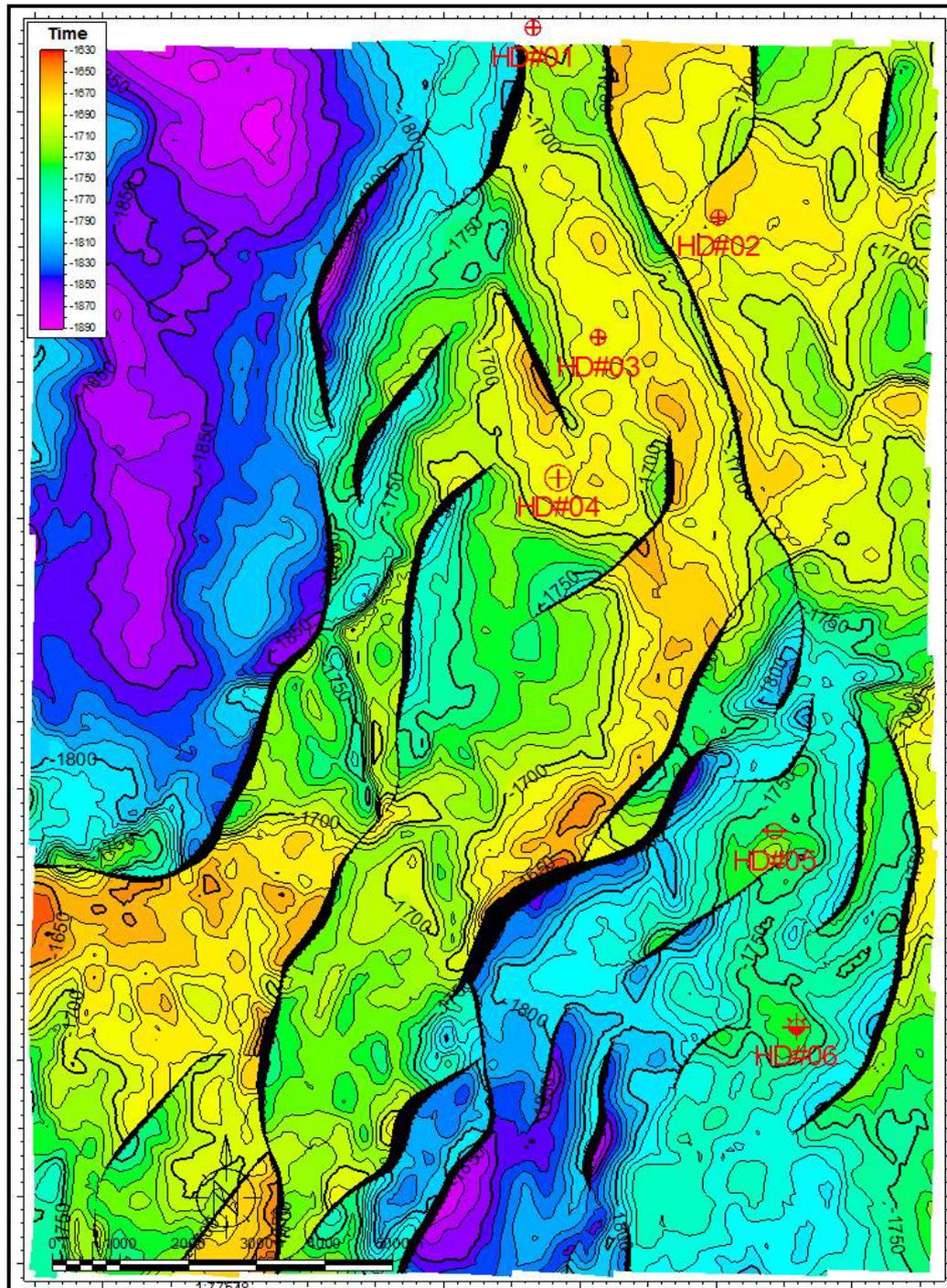


Gambar 4.21. Peta struktur kedalaman Horison Biru (*Top Sand-D*)

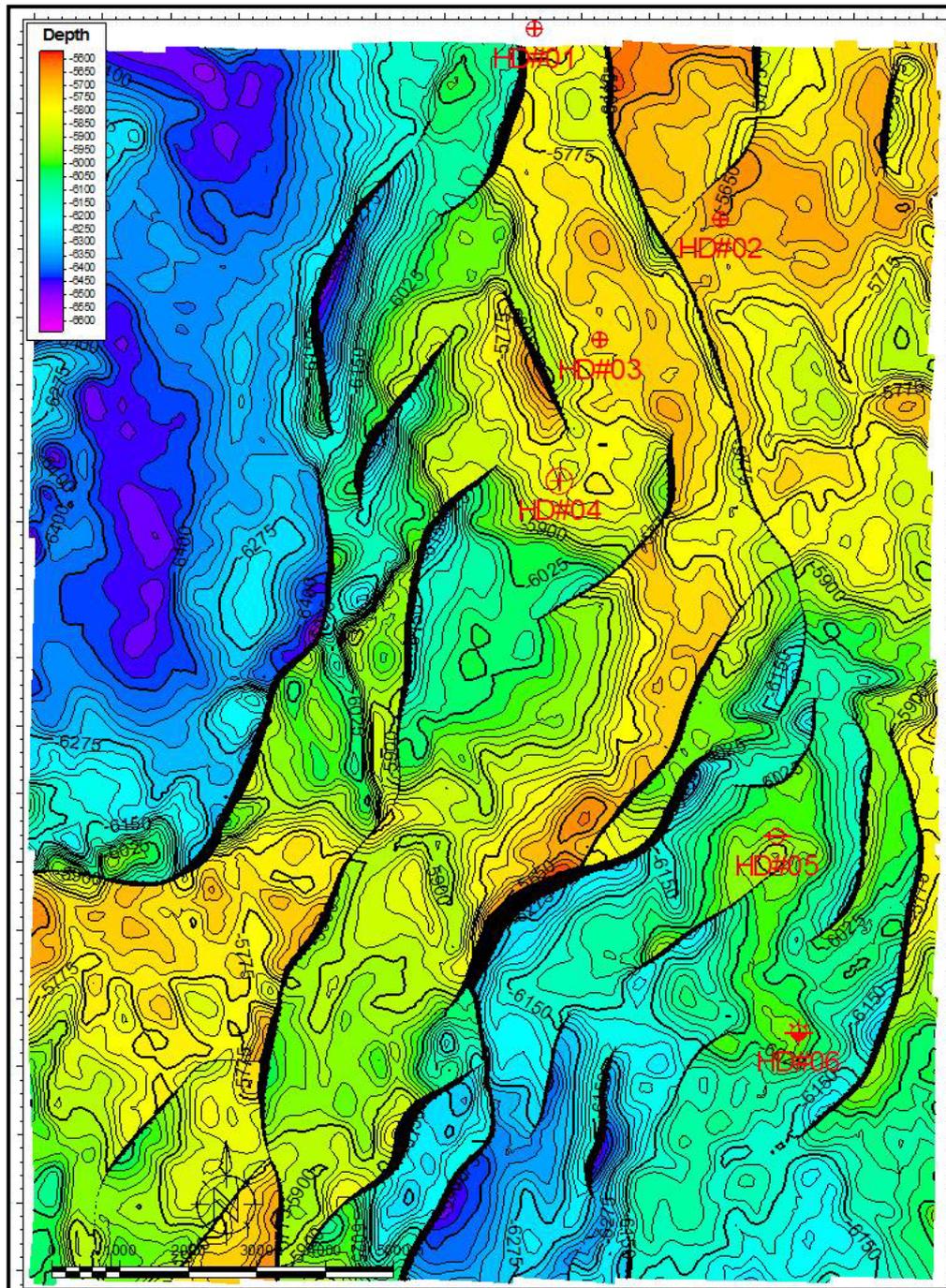
- **Analisis Struktur Puncak Horison Hijau (*Top Sand-C*)**

Horison hijau atau *Top Sand-C* diendapkan di atas horison biru dan secara pola struktur masih mengikuti lapisan dibawahnya. Beberapa struktur tinggian terlihat pada horison ini terutama pada bagian tengah daerah kajian dengan kedalaman 1650 msc atau 5650 mss. Sedangkan struktur rendahan masih menempati pada bagian barat laut dengan kedalaman 1880 msc atau -6450 mss dan bagian

tenggara pada kedalaman 1870 msec atau -6100 mss. Struktur sesar yang mengontrol horison ini juga masih didominasi oleh pola-pola berarah utara selatan berupa sesar normal dengan *down trowing* ke arah timur dan barat. Gambar 4.22 dan 4.23 menunjukkan peta struktur bawah permukaan horison hijau beserta pola struktur yang mengontrolnya.



Gambar 4.22. Peta struktur waktu Horison Hijau (*Top Sand-C*)

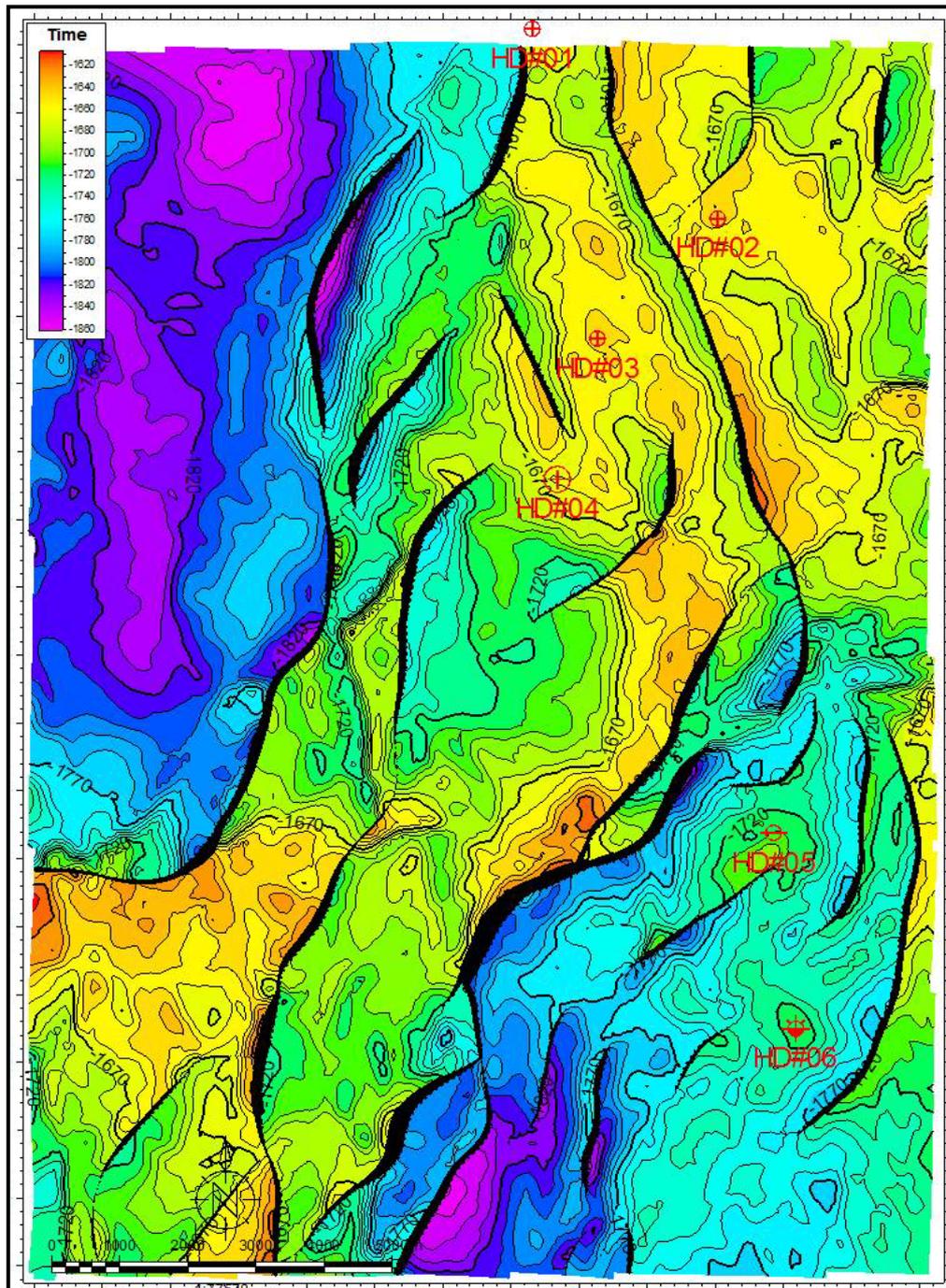


Gambar 4.23. Peta struktur kedalaman Horison Hijau (*Top Sand-C*)

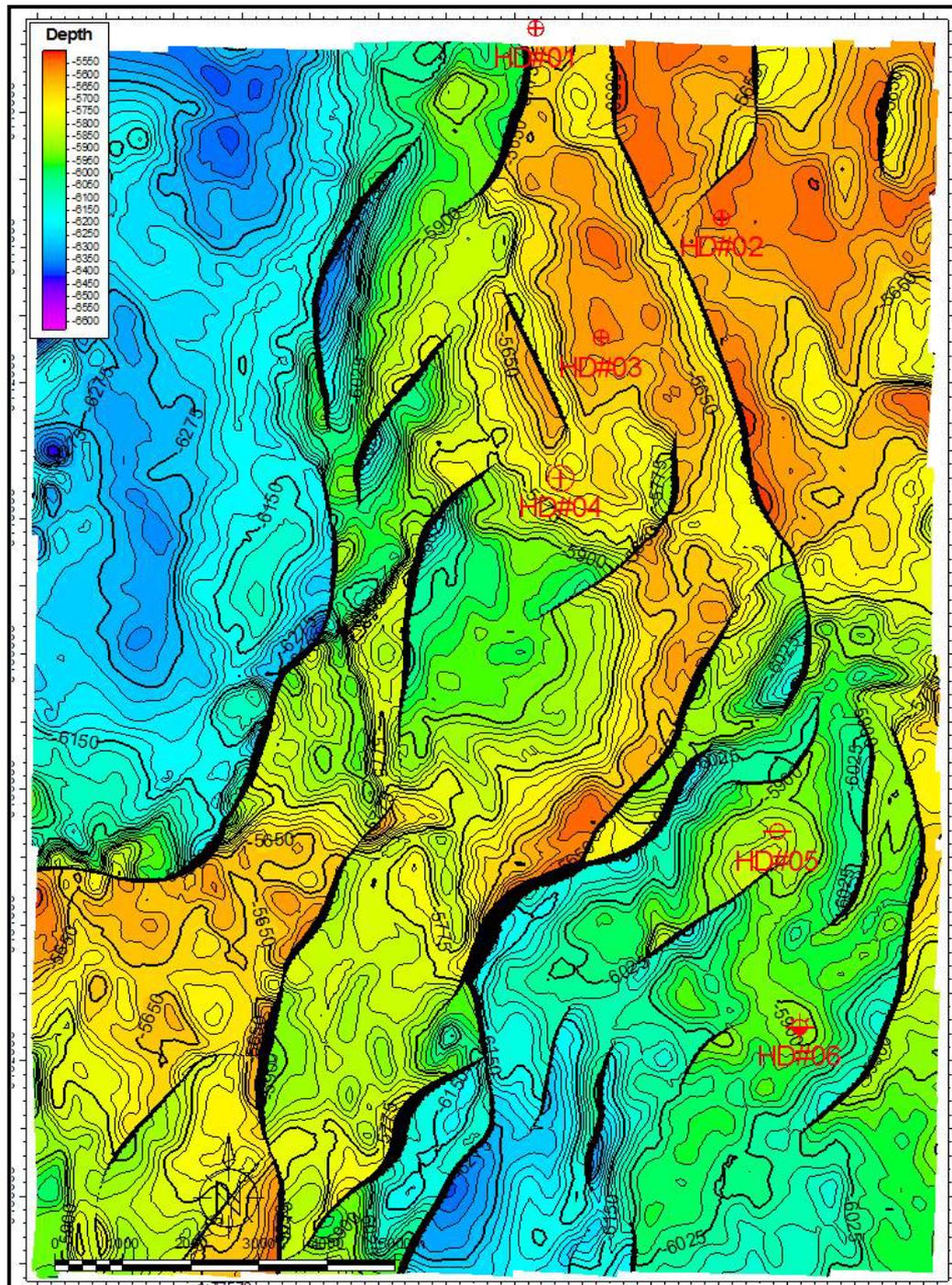
- **Analisis Struktur Puncak Horison Kuning (*Top Sand-B*)**

Hasil pemetaan bawah permukaan Horison Kuning, terlihat adanya pola struktur tinggian dan rendahan yang secara umum masih mengikuti pola-pola struktur yang ada di bawahnya. Struktur tinggian relatif masih menempati bagian tengah dari daerah kajian dengan kedalaman 1620 msec atau -5675 mss, sedangkan struktur rendahan berada di bagian barat laut dengan kedalaman 1850 msec atau -6375 mss. Perkembangan sesar yang mengontrol horison ini masih mengikuti pola

umum utara selatan sebagai mekanisme pergeseran sesar mendatar mengkanan pada daerah ini. Dari hasil pengamatan peta bawah permukaan, terlihat adanya pola-pola tinggian yang mengikuti kemenerusan sesar berarah utara selatan dan sebagian struktur mengalami *clousing* pada sesar tersebut. Gambaran mengenai struktur bawah permukaan pada horison kuning tercermin pada gambar 4.24 dan 4.25.



Gambar 4.24. Peta struktur waktu Horison Kuning (*Top Sand-B*)

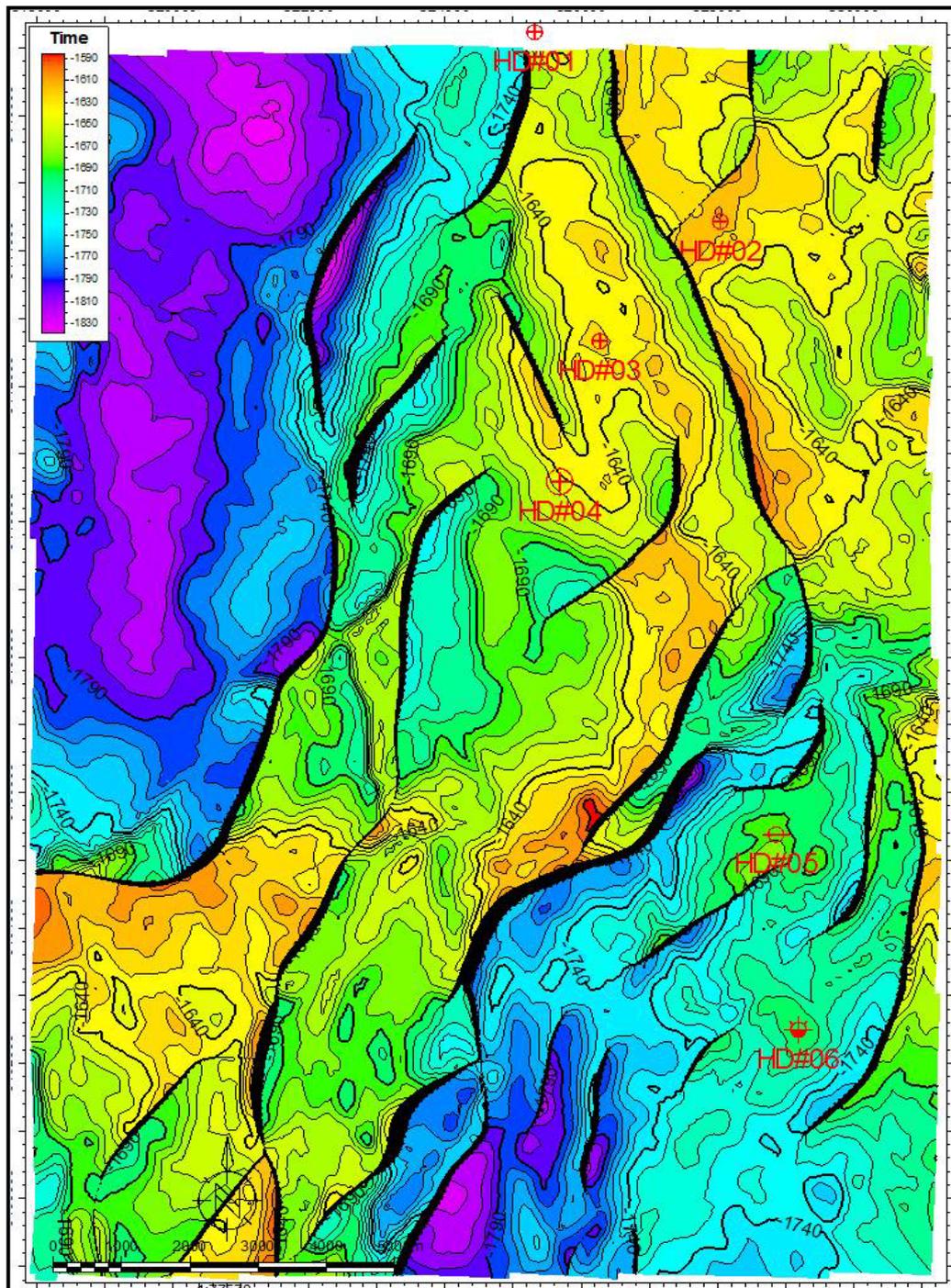


Gambar 4.25. Peta struktur kedalaman Horison Kuning (*Top Sand-B*)

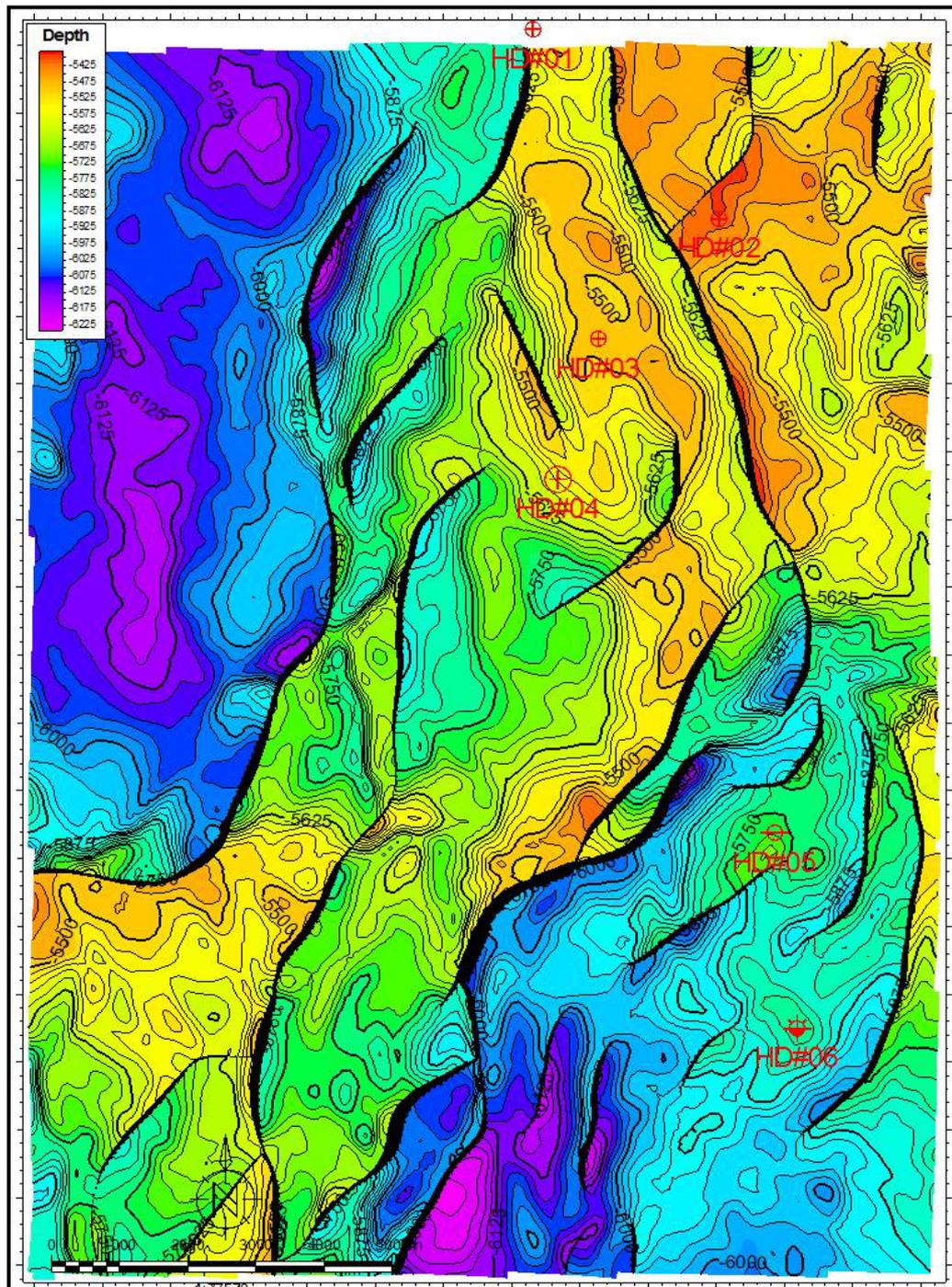
- **Analisis Struktur Puncak Horison Orange (*Top Sand A*)**

Horison ini merupakan horison teratas yang dilakukan pemetaan bawah permukaan di daerah kajian. Secara stratigrafi, horison orange terendapkan di atas horison kuning dengan pelamparan cukup luas di semua bagian daerah kajian. Cerminan pola struktur bawah permukaan masih mempunyai orientasi utara selatan searah trens sesar yang berkembang. Struktur tinggian dijumpai pada

bagian tengah dengan kedalaman 1590 msec atau -5425 mss, sedangkan struktur rendahan berkembang di bagian barat laut dengan kedalaman 1830 msec atau -6150 mss. Gambaran mengenai struktur bawah permukaan pada horison ini tercermin pada gambar 4.26 dan 4.27 di bawah ini.



Gambar 4.26. Peta struktur waktu Horison Orange (*Top Sand-A*)



Gambar 4.27. Peta struktur kedalaman Horison Orange (*Top Sand-A*)

4.3. Identifikasi Peta Sebaran Porositas

Identifikasi mengenai sebaran porositas di daerah kajian dilakukan dengan pendekatan analisis multi atribut seismik. Analisis ini diharapkan dapat menghasilkan pola sebaran dan perkembangan *paleochannel* pada level Formasi Talang Akar bagian atas. Dari hasil sebaran ini, akan dilakukan validasi dengan

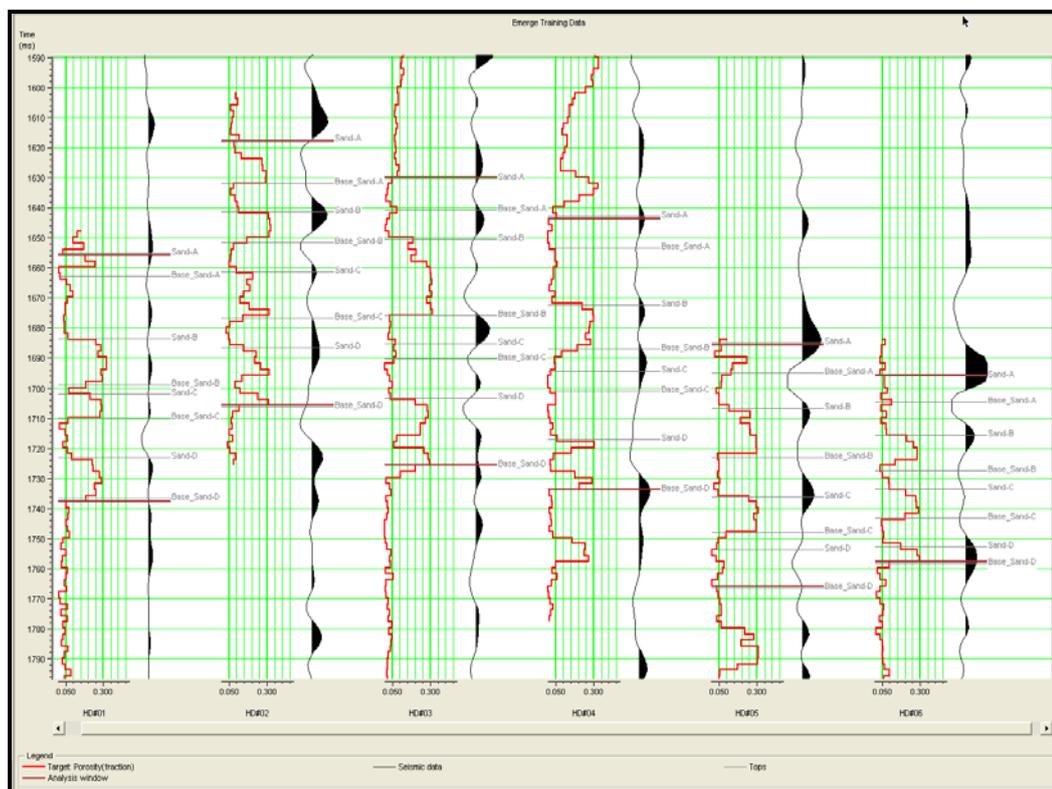
Universitas Indonesia

model geologi regional daerah kajian, sehingga daerah yang mempunyai porositas yang baik dapat terdeteksi dengan jelas. Dalam proses pengerjaannya melibatkan beberapa data utama diantaranya adalah data seismik, sumuran, dan penelitian terdahulu di sekitar daerah kajian.

4.3.1. Multi Atribut Seismik

a) Input data

Proses pengolahan multi atribut diawali dengan melakukan *inputing* data berupa data seismik dan sumuran. Pada penelitian ini dilakukan beberapa pengujian beberapa data log sumuran terhadap seismik dimana dilakukan untuk mengetahui korelasi yang dihasil kan dengan ditandai oleh nilai korelasi yang tinggi. Dalam proses *inputing* data ini, dicoba dilakukan pengujian korelasi antara *log gamma ray* dengan seismik, dan *log porosity* dengan seismik. Dari hasil pengujian kedua proses tadi, korelasi antara *log porosity* dan seismik menunjukkan nilai korelasi yang cukup tinggi (gambar 4.28).

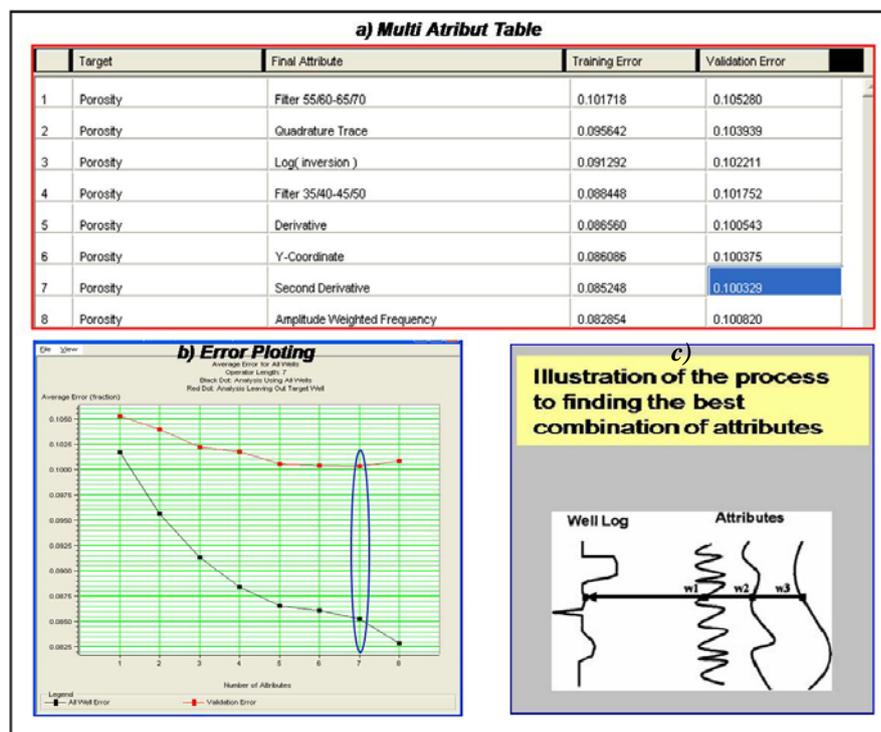


Gambar 4.28. Proses yang digunakan sebagai masukan

Proses multi atribut seismik dilakukan dengan cara melakukan analisa *konvolutional operator* secara algoritma yaitu menghitung *training data set*

menggunakan log original yang tersedia. Alur proses tersebut dapat dianalogikan seperti penjelasan pada lampiran 4.11. Proses ini menghasilkan keluaran berupa statistik yang merupakan kombinasi atribut internal dan *training error*, yang menunjukkan kecocokan antara log hasil prediksi dengan log original. Dalam proses *training error* menghasilkan koreksi algoritma *validation error* pada tiap kombinasi atribut dimana tiap-tiap atribut saling berhubungan satu sama lain.

Masing-masing atribut tersebut memiliki sensitivitas terhadap karakteristik *reservoir* tertentu dan dapat menunjukkan nilai anomali porositas lapisan *reservoir* tersebut. Gambar 4.29a menunjukkan proses multiatribut untuk prediksi properti log *porosity*, dimana kombinasi terbaik atribut internal yang dihasilkan antara lain *Filter 55/60-65/70*, *Quadrature Trace*, *Log (inversion)*, *Filter 35/40-45/50*, *Derivative*, *Y-Coordinate*, dan *Second Derivative*. Dari ke tujuh transformasi yang dihasilkan tersebut merupakan pasangan atribut terbaik yang digenerate dari single atribut dengan nilai prediksi *error* yang kecil. Pada gambar 4.29b menunjukkan error plotting, dimana atribut ke-8 (*Amplitude Weighted Frequency*) sudah mengalami pembalikan error sehingga atribut satu sampai 7 dipilih menjadi atribut terbaik dalam proses ini.

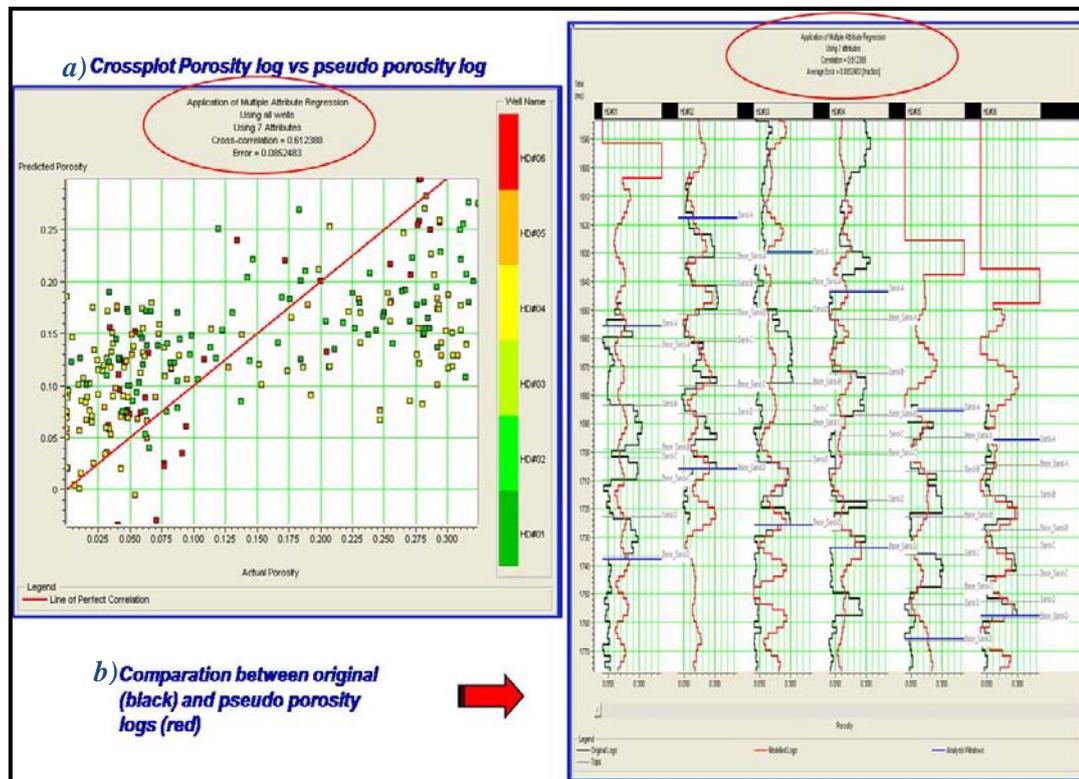


Gambar 4.29. Proses keluaran multi atribut seismik dimana a) *Multi attribute table*, b) *error plotting* dan c) ilustrasi proses kombinasi multi atribut

b) *Validasi multi atribut seismik*

Setelah dilakukan proses pemilahan multi atribut yang terbaik, langkah berikutnya adalah melakukan validasi log original dibandingkan dengan log hasil prediksi dan nilai *validation error* yang telah dihitung. Validasi log ini bertujuan untuk mencari nilai korelasi dimana nilai korelasi tinggi menunjukkan tingkat validasi yang tinggi pula.

Dari hasil *crossplot* actual porosity log dengan predicted porosity log menunjukkan korelasi porositas lapisan *Top Sand-A* sampai *Base Sand-D* pada keenam sumuran menunjukkan nilai koefisien korelasi sebesar 0.612388 dimana garis merah pada gambar 4.30a mengindikasikan *perfect correlation*. Sedangkan pada gambar 4.30b, *application plot* menunjukkan konsistensi antara prediksi log dari transformasi multiatribut dengan log target (*porosity*). Plot warna merah menunjukkan prediksi log dari transformasi multi atribut, plot warna hitam menunjukkan log target, dan plot warna biru menunjukkan *window analysis*.

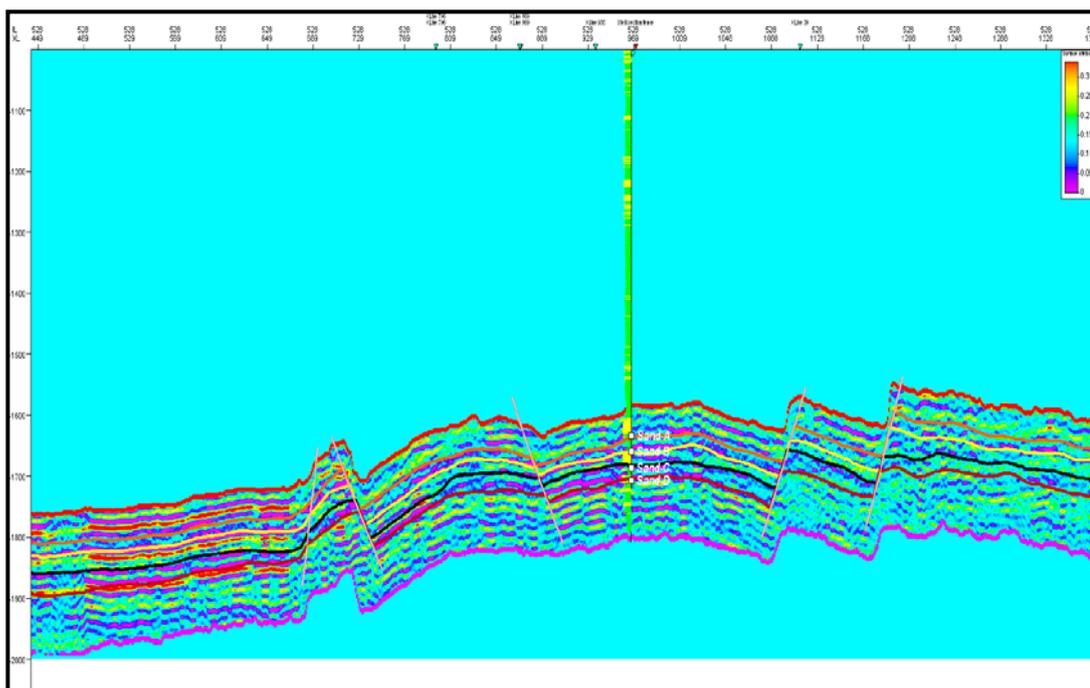


Gambar 4.30. Validasi hasil keluaran multi atribut seismik berupa a) *Crossplot* dan b) *training result porosity log vs pseudo porosity log*

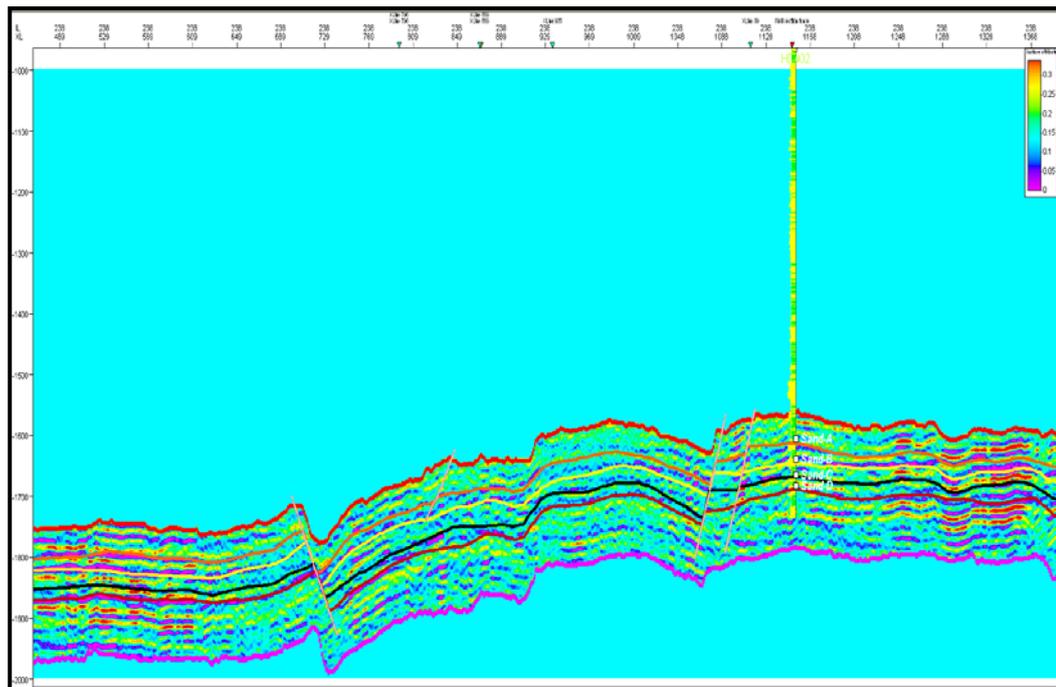
c) *Aplikasi multi atribut*

Setelah dilakukan validasi, langkah selanjutnya adalah melakukan sebaran *properties* porositas dengan menggunakan data seismik. Produk multiatribut yang dihasilkan memberikan informasi mengenai resolusi dan sebaran porositas secara lateral, dimana porositas tinggi diasosiasikan dengan warna kuning ke merah sedangkan porositas rendah ditunjukkan oleh warna ungu. Proses aplikasi multi atribut ini dibuat dengan melakukan cube *properties* porositas dengan zona *Top Sand-A (above 50ms)* sampai *Top Sand-D (below 100 ms)*. Hal ini dilakukan untuk mambatasi zona obyektif reservoir yang dilakukan analisis sehingga pola distribusi porositas akan lebih terfokuskan di zona tersebut.

Gambar 4.31 dan 4.32 merupakan hasil aplikasi multi atribut yang menunjukkan gambaran sebaran *properties* porositas secara lateral yang sebelumnya telah dilakukan validasi dengan *properties* porositas pada masing-masing sumuran. Untuk mengetahui pola perkembangan *paleochannel*, dilakukan *slice surface* pada masing-masing lapisan reservoir, dimana pola sebaran yang dihasilkan akan dilakukan kontrol dengan perkembangan regional geologi daerah kajian.



Gambar 4.31. Sebaran Porositas dari penampang seismik Inline 528 (*cross* sumur HD#4)



Gambar 4.32. Sebaran Porositas dari penampang seismik Inline 238 (*cross* sumur HD#2)

4.3.2. Pendekatan Geologi Regional Terhadap Hasil Sebaran Porositas

Keluaran aplikasi multiatribut seismik akan menghasilkan pola sebaran porositas daerah kajian dalam bentuk *segy cube properties*. Hasil keluaran tersebut kemudian dilakukan importing ke *projek petrel* untuk dilakukan sebaran secara lateral dengan menggunakan teknik *slice surface* pada masing-masing lapisan reservoir. Sebaran yang dihasilkan kemudian dilakukan identifikasi mengenai interpretasi pola *channel* dan lingkungan pengendapan yang nantinya akan dilakukan validasi dengan pola dan arah geologi regional di daerah tersebut. Untuk memperjelas hasil sebaran porositas tersebut akan dilakukan pembahasan pada masing-masing lapisan reservoir dari tua ke muda di bawah ini :

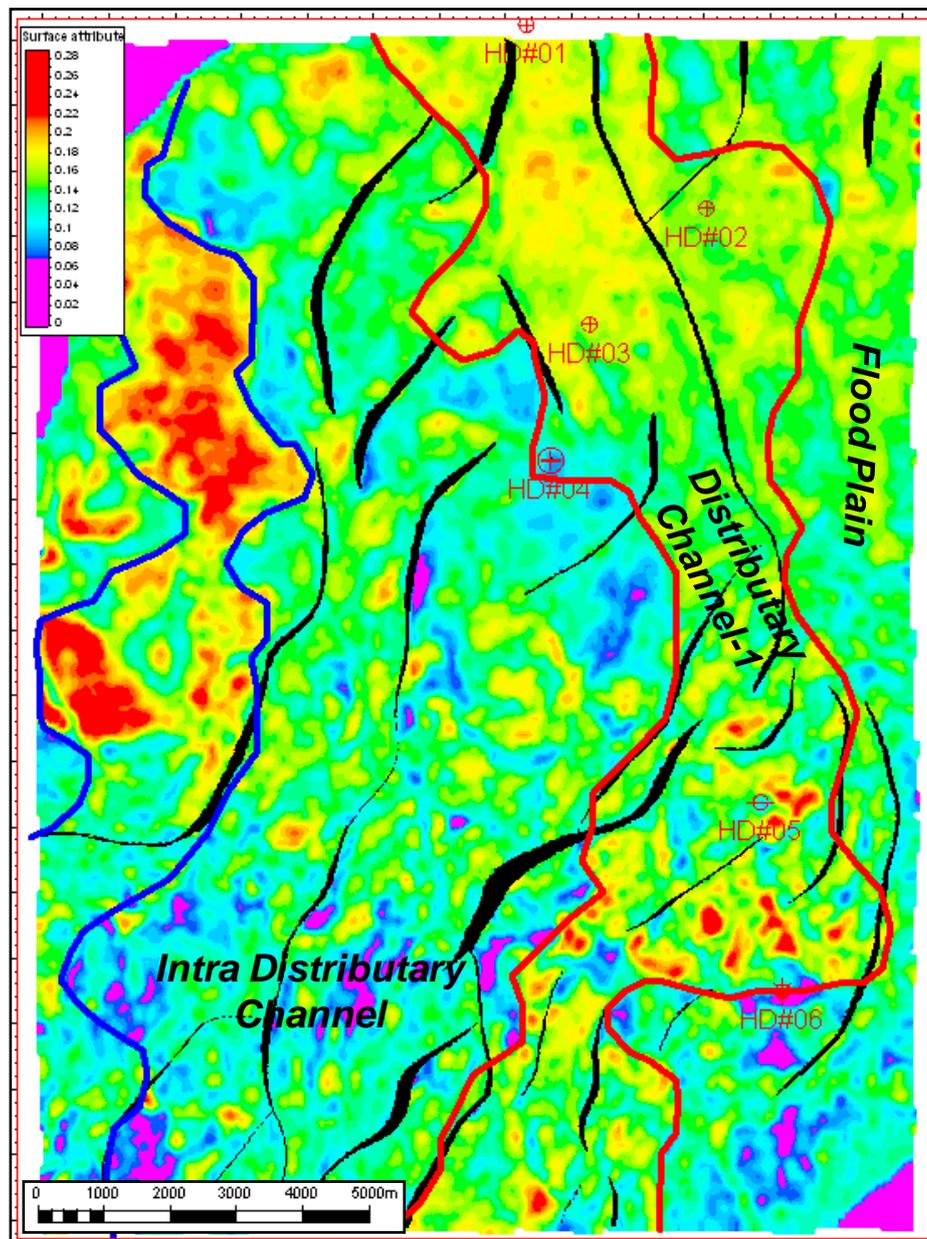
- Lapisan *Sand-D*

Reservoir ini merupakan lapisan batupasir terbawah yang dilakukan analisis pada daerah kajian. Gambar 4.33 memperlihatkan sebaran porositas pada Lapisan *Sand-D* yang dihasilkan dari proses *slicing* pada *windowing top* sampai *bottom* lapisan tersebut. Berdasarkan pola sebaran porositas yang dihasilkan memperlihatkan nilai porositas tertinggi adalah 28% dimana *trens* utama sebaran

relatif berarah utara-selatan. *Trens* sebaran tersebut secara kualitatif dapat dipisahkan menjadi dua *flow line* utama yaitu disebelah barat dan sebelah timur dari daerah kajian. Dari peta tersebut, dapat dilakukan interpretasi lingkungan pengendapan dimana dikedua *flow line* tadi merupakan pencerminan dari saluran *channel* utama (*distributary channel*) dengan nilai porositas tertinggi kurang lebih 28% dan terendah 16%. Penarikan *flow line* ini didasarkan dari hasil nilai *cut off* proses sensitivitas pada subbab sebelumnya.

Secara geologi sebaran fasies batupasir *Sand-D* yang mempunyai porositas terbaik relatif berada pada bagian *channel* utama yaitu fasies *distributary channel-1* dan *distributary channel-2*. Kedua fasies ini dipisahkan oleh *intra distributary channel* pada bagian tengah dan dataran limpah banjir (*flood plain*) disebelah barat dan timur. Batuan sumber (*provenance*) dari *Lapisan Sand-D* diasumsikan berasal dari sebelah utara dan berasal dari rombakan batuan berumur lebih tua dibanding dengan lapisan ini. Dari penjelasan tersebut memberikan informasi mengenai kesesuaian dengan pola geologi regional didaerah ini dimana secara umum batuan sumbernya berasal dari rombakan *continental block* (*sunda craton*) yang berada di sebelah utara. Untuk memperkuat hasil analisis, dilakukan pula validasi keluaran nilai sebaran porositas dengan nilai porositas efektif pada masing-masing sumuran dimana dapat dilihat pada *crossplot* dan *error plotting* di subbab sebelumnya.

Dilihat dari kualitas reservoir Lapisan *Sand-D*, *channel* yang berada di sebelah barat relatif mempunyai nilai porositas yang lebih baik dibanding dengan *channel* yang ada di sebelah timur. Kisaran nilai porositas *channel* di bagian barat berkisar antara 16% sampai 28% sedangkan untuk *channel* dibagian timur bernilai 16% sampai 22 % dengan nilai porositas tertinggi Sumur HD#1, HD#2, HD#3, HD#4, dan HD#6. Sedangkan pada Sumur HD#5 relatif mempunyai nilai porositas yang rendah karena batupasir lapisan ini telah mengalami perubahan fasies ke batubara (*coal*) dengan ditandai oleh nilai densitas yang sangat kecil ($< 1.7 \text{ g/cc}$).

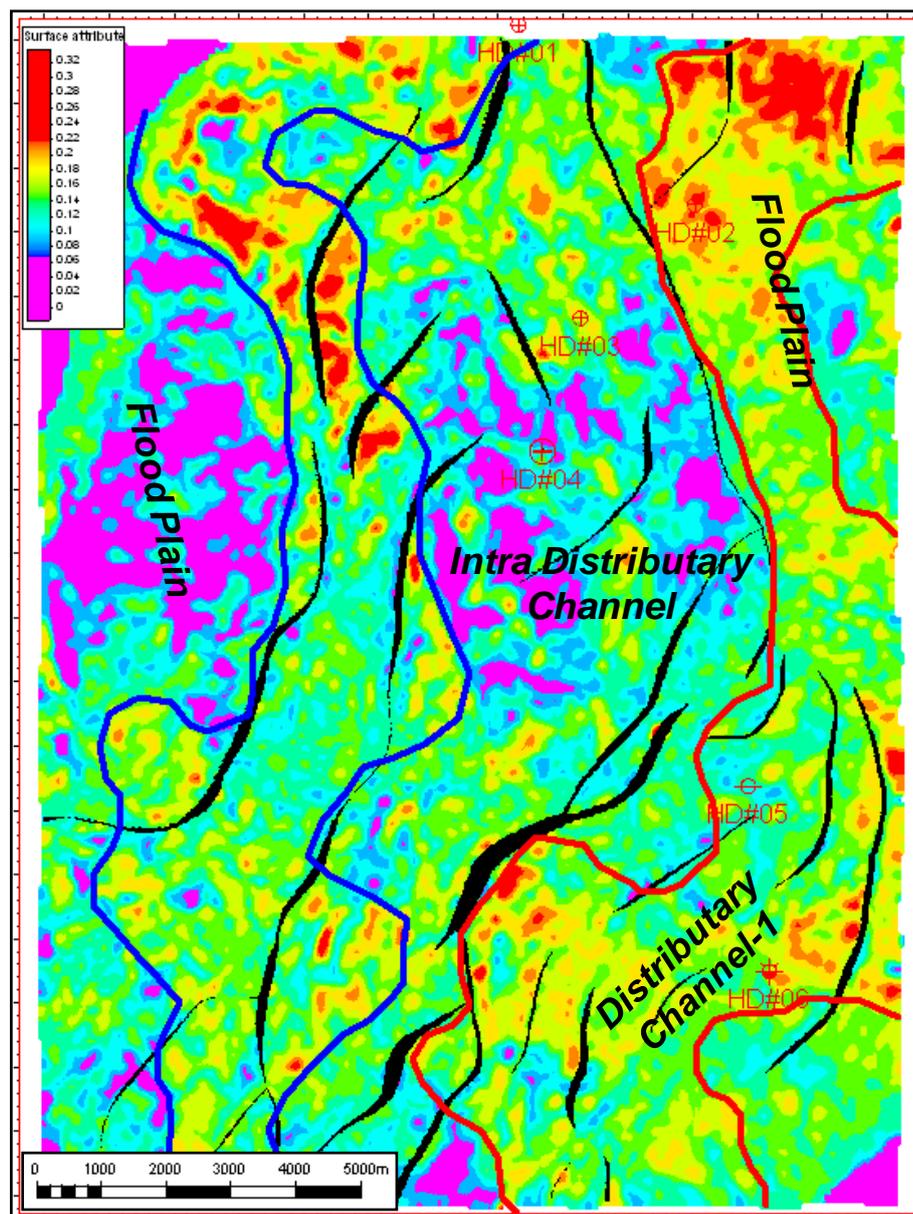


Gambar 4.33. Sebaran porositas pada Lapisan *Sand-D*

- Lapisan *Sand-C*

Sebaran porositas pada lapisan ini dilihat pada gambar 4.34 dan merupakan hasil proses *slice* dengan interval *window* antara *top sand* sampai *bottom sand* lapisan. Secara umum lapisan ini masih memberikan gambaran distribusi *channel* yang ditunjukkan oleh nilai perbedaan kontras porositas yang ada. Dari hasil *slice* Lapisan *Sand-C* terlihat adanya dua *channel* yang berkembang dan diasumsikan merupakan kelanjutan dari *distributary channel Sand-D* yang ada dibawahnya. Pada *channel* bagian barat (*distributary channel-1*) masih memperlihatkan orientasi berarah utara-selatan dan telah mengalami perpindahan posisi (*shifting*) torehan ke arah timur.

Bagian tengah dari *channel* ini mempunyai nilai porositas terbaik bernilai hampir 30% dan paling rendah 16%. Sedangkan pada *channel* timur (*distributary channel-2*) sedikit mengalami *shifting* ke timur dengan orientasi umum masih berarah utara selatan. Nilai porositas terbaik dijumpai disekitar Sumur HD#2 sebesar kurang lebih 25% dan pada bagian selatan di sekitar Sumur HD#5 dan HD#6. Antara kedua *channel* tersebut dipisahkan oleh *intra distributary channel* pada bagian tengahnya, sedangkan pada bagian barat dan timur dibatasi oleh dataran limpah banjir (*flood plain*) dengan nilai porositas yang relatif kecil.



Gambar 4.34. Sebaran porositas pada Lapisan *Sand-C*

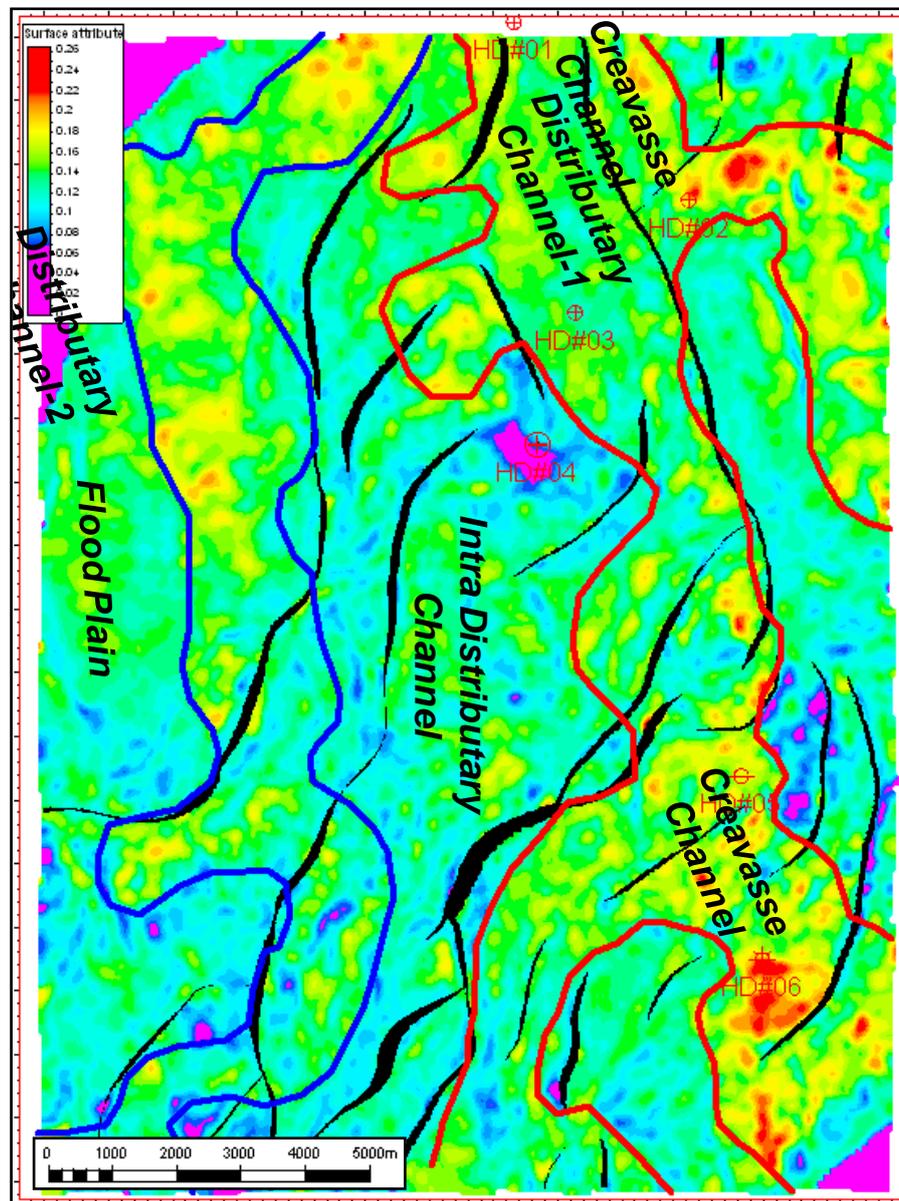
- Lapisan *Sand-B*

Perkembangan pola *distributary channel* pada Lapisan *Sand-B* masih dapat diamati dengan baik seperti ditunjukkan pada gambar 4.35. Seperti halnya pada Lapisan *Sand-C*, pada Lapisan *Sand-B* teridentifikasi dua pola perkembangan *distributary channel*. Kontras nilai sebaran porositas hasil keluaran proses multi atribut memberikan informasi mengenai lithologi yang berpori baik dan jelek sehingga penarikan batas (*flow line*) dapat dilakukan. Pada lapisan ini berkembang dua pola *channel* dimana secara fasies masuk ke dalam *distributary channel-1* pada bagian barat dan *distributary channel-2* pada bagian timur. Kedua sebaran *channel* ini diasumsikan merupakan kelanjutan perkembangan *channel* lapisan batupasir yang ada di bawahnya.

Distributary channel-1 yang berada di bagian barat relatif mengalami perpindahan pola aliran (*shifting*) ke arah barat dibanding pola *channel* pada lapisan dibawahnya, dimana nilai porositas terbaik pada kisaran 20% dan terendah 14%. Sedangkan pada *distributary channel-2* relatif masih mengikuti pola yang dibawahnya, tetapi pada bagian timur berkembang fasies *creavass channel*. Fasies ini berkembang sebagai akibat proses aliran sungai yang memotong *channel* utama sehingga akan membuka ruang dan mengendapkan sedimen pada ruang ini.

Creavass channel merupakan daerah limpahan banjir pada lekukan sungai yang menyerupai kipas dengan ciri litologi mengkasar ke atas (*coarsening upward*). Pada bagian utara *channel-2*, saluran utama mengalami *spleating* menjadi dua *channel* yang relatif mengarah ke tenggara. Dari hasil interpretasi terhadap sebaran porositas di *channel-2*, nilai porositas terbaik berada di sekitar Sumur HD#2 dan HD#5 dengan kisaran 22% dan terendah 14%. Seperti halnya pada Lapisan *Sand-B*, kedua *channel* ini dipisahkan oleh *intra distributary channel* dan pada bagian barat dan timur dibatasi oleh dataran limpah banjir (*flood plain*). *Flood plain* atau sering disebut dataran limpah banjir, merupakan daerah dimana sedimen akan terendapkan bila muka air sungai mencapai pada kawasan ini. Sedimen-sedimen yang diendapkan biasanya berfraksi halus.

Secara regional geologi, pola dan arah utama *channel* pada lapisan ini masih mempunyai kesebandingan dengan model regional yang ada, dimana arah batuan sumber (*provenance*) diasumsikan masih berasal dari utara sebagai akibat rombakan *continental block (sunda craton)*.

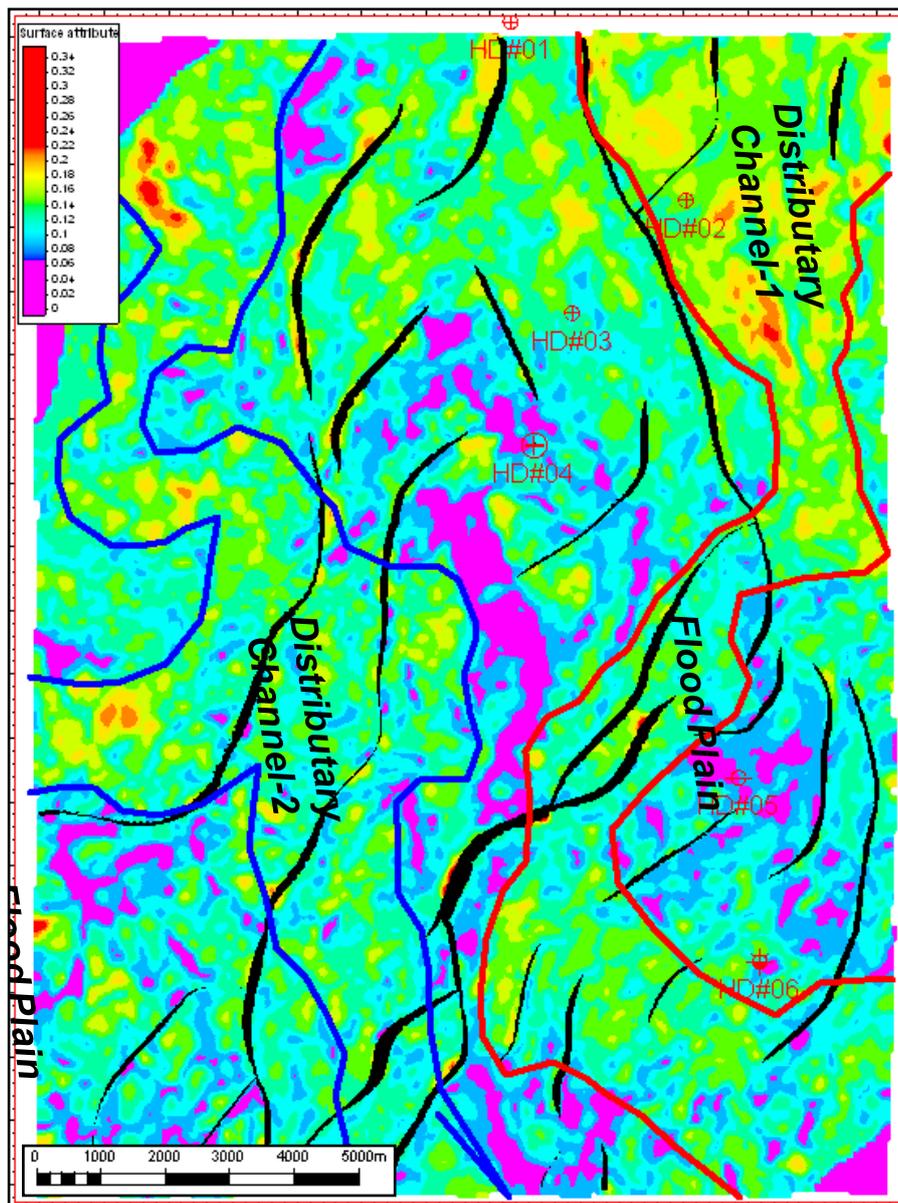


Gambar 4.35. Sebaran porositas pada Lapisan *Sand-B*

- Lapisan *Sand-A*

Lapisan *Sand-A* merupakan lapisan batupasir teratas yang dilakukan analisis di daerah kajian. Seperti halnya pada lapisan-lapisan batupasir sebelumnya, Lapisan *Sand-A* menunjukkan sebaran porositas seperti terlihat pada gambar 4.36. Kontras perbedaan porositas lapisan ini dapat diamati dengan baik dengan cara pembuatan

batas (*flow line*) yang mengindikasikan pola *distributary channel* yang berkembang.



Gambar 4.36. Sebaran porositas pada Lapisan Sand-A

Dari hasil analisis prose *slice surface horizon* dengan batasan *window top sand-A* sampai *top sand-B* memperlihatkan arah umum perkembangan *channel* masih mempunyai arah utara selatan. Beberapa subfasies pengendapan berkembang pada pola sebaran lapisan ini diantaranya adalah *distributary channel*, *intra distributary channel*, *creavass channel*, dan *flood plain*. Subfasies *distributary channel* sebagai saluran utama berkembang di dua tempat, bagian pertama berada di sebelah barat dengan nilai porositas maksimum kurang lebih 28% dan terendah

Universitas Indonesia

14%. Pada bagian tengah subfasies ini berkembang subfasies lain yaitu *creavass channel* sebagai akibat pemotongan saluran utama dengan kisaran porositas 20%.

Sedangkan subfasies *distributary channel* yang lainnya berkembang di sebelah timur dengan pola umum masih berarah utara selatan. Nilai porositas pada subfasies ini mempunyai kisaran 24% menempati daerah di sekitar Sumur HD#2. Batas kedua subfasies *distributary channel* ini dipisahkan oleh *intra distributary channel*, dan pada bagian timur dan barat dibatasi oleh suatu dataran limpah banjir (*flood plain*). Jika dilihat dari model dan pola sebaran *channel* pada lapisan ini, masih mengikuti perkembangan *channel* yang ada di lapisan dibawahnya dimana geometri dari kedua *channel* tersebut mengalami penambahan dimensi.

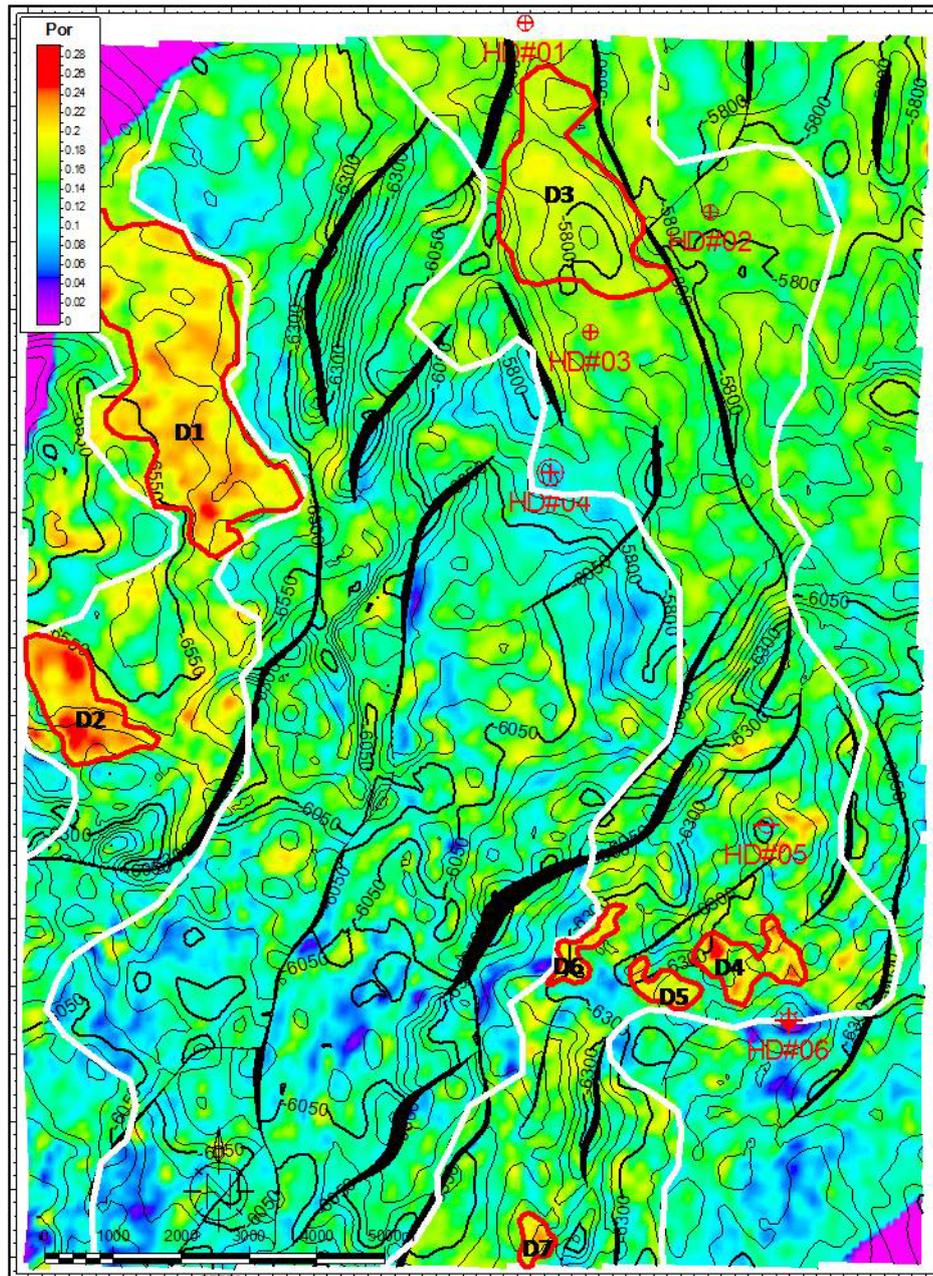
Dengan melihat gambaran mengenai sebaran porositas pada *Sand-A* tersebut masih mempunyai korelasi dengan pola regional geologi daerah tersebut dimana sedimen-sedimen batuan sumber masih didominasi dari rombakan batuan yang ada di sebelah utara.

4.4. Identifikasi Kawasan Prospek Hidrokarbon

Bahasan mengenai identifikasi kawasan prospek hidrokarbon di daerah kajian, didasarkan dari hasil analisis geologi dan geofisika bawah permukaan. Beberapa pendekatan yang dapat digunakan berupa gabungan hasil analisis dan pemetaan struktur geologi bawah permukaan dengan hasil analisis sebaran porositas keluaran dari multi atribut seismik yang merupakan pencerminan dari pola *paleochannel*. Diharapkan dari analisis ini didapatkan suatu kandidat prospek hidrokarbon yang nantinya dapat dijadikan rekomendasi dalam pengembangan lapangan di masa mendatang. Ulasan mengenai penentuan kawasan prospek hidrokarbon dibahas terperinci pada masing-masing lapisan batupasir reservoir pada daerah kajian di bawah ini.

- Lapisan *Sand-D*

Peta pada gambar 4.37 memperlihatkan *overlay* antara peta struktur kedalaman dan peta sebaran porositas pada lapisan *Sand-D*. Dari peta tersebut dapat diidentifikasi 7 kawasan prospek yaitu Prospek D1, D2, D3, D4, D5, D6, dan D7.



Gambar 4.37. Identifikasi Kawasan Prospek Hidrokarbon *Sand-D*

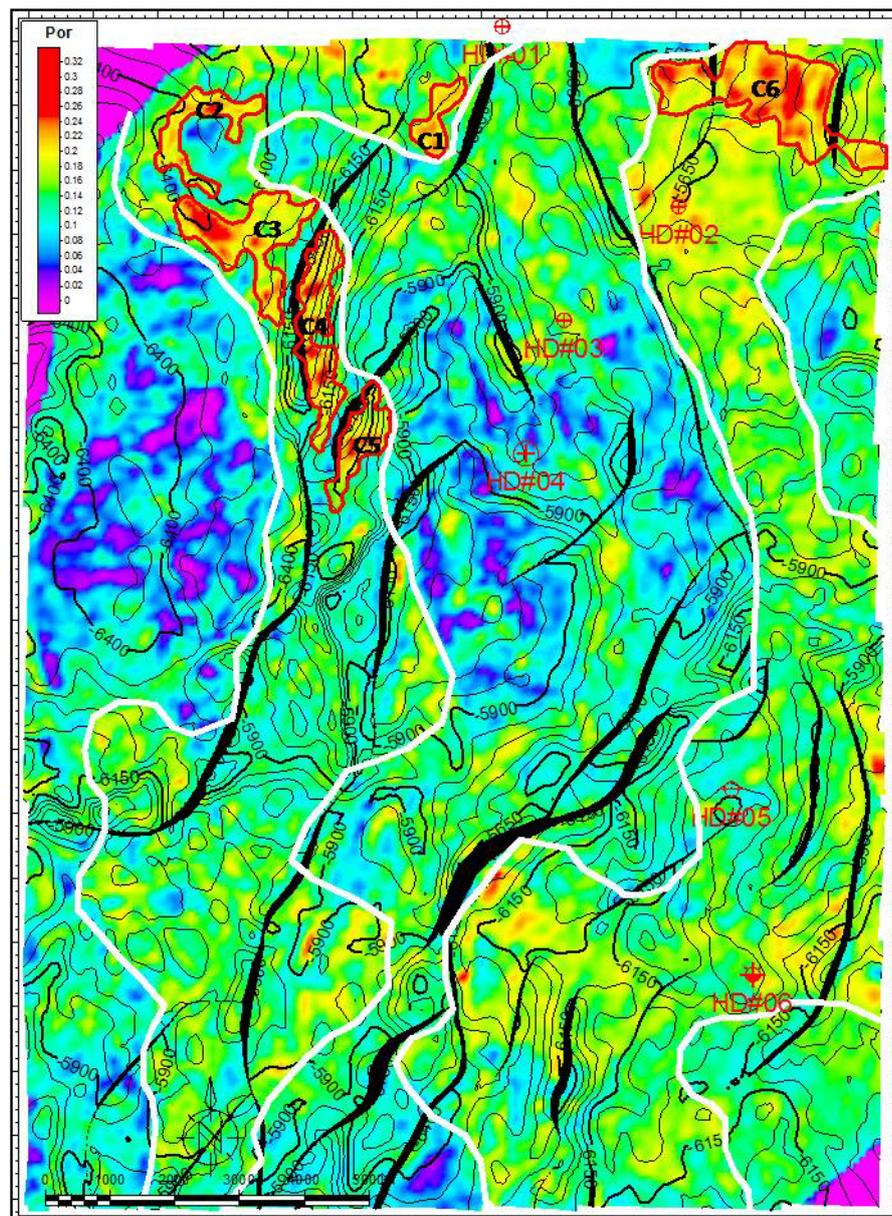
Prospek D1 terletak di bagian utara pada sistem *distributary channel-1* dan merupakan perangkat stratigrafi dengan kisaran porositas antara 20% sampai 22% serta berada pada kedalaman 6550 ft. Masih berada pada *distributary channel-1* bagian tengah berkembang Prospek D-2 dengan porositas antara 21% sampai 24% dengan kedalaman reservoir 6530 ft dan masuk kedalam perangkat stratigrafi. Untuk Prospek D-3 berada pada sistem *distributary channel-2* bagian utara dengan kisaran porositas 18% sampai 20% dan pada kedalaman 5800 ft. Sedangkan pada Prospek D4 berada disebelah utara Sumur HD#6 dengan kisaran

Universitas Indonesia

porositas 19% sampai 22% dan kedalaman 6280 ft. Masih berada pada sistem *distributary channel-2* berkembang Prospek D5, D6, dan D7 dengan kisaran porositas antara 20% sampai 22% dengan kedalaman reservoir 6300 ft dan merupakan perangkat struktur antiklin.

- Lapisan *Sand-C*

Seperti halnya pada Lapisan *Sand-D*, penentuan kawasan prospek hidrokarbon Lapisan *Sand-C* ditentukan dari sebaran porositas lapisan yang dikombinasikan dengan peta struktur kedalaman terlihat pada gambar 4.38.

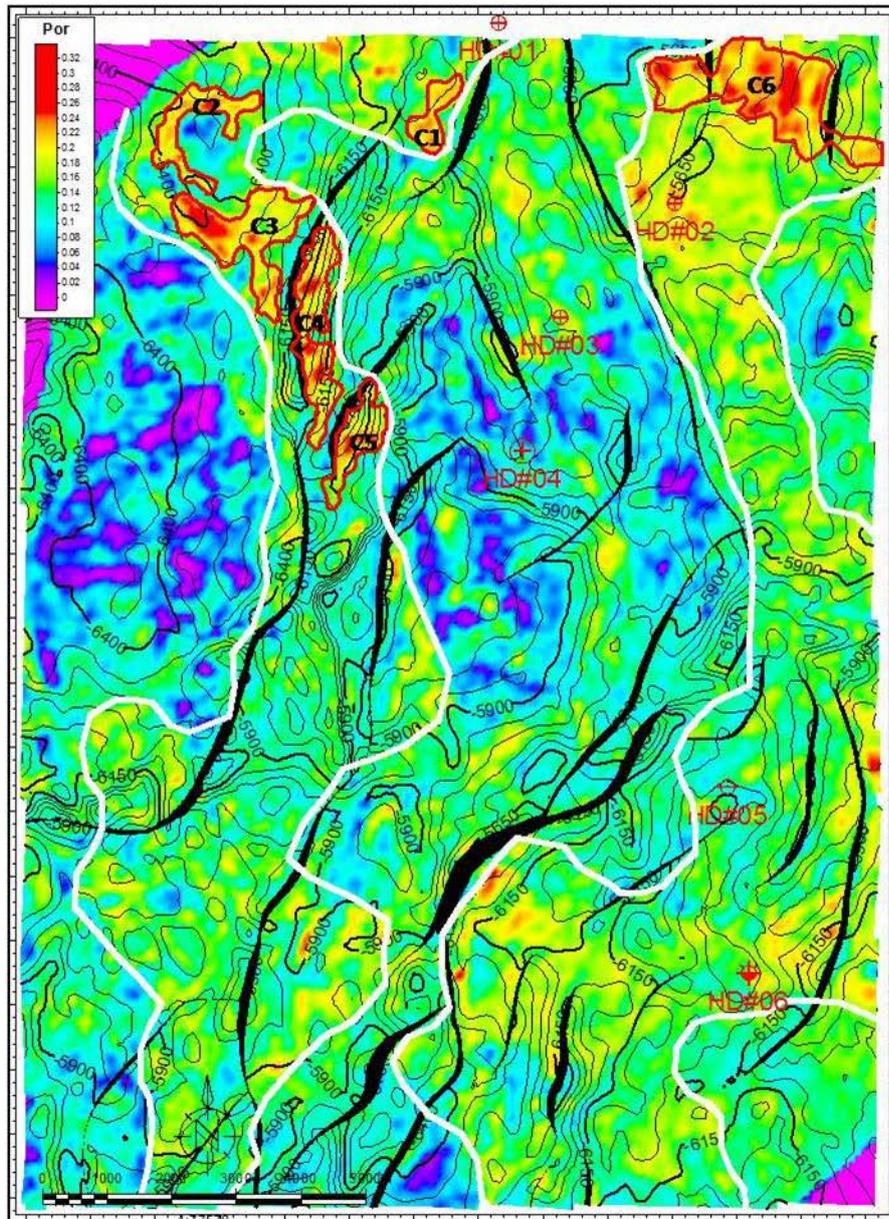


Gambar 4.38. Identifikasi Kawasan Prospek Hidrokarbon *Sand-C*

Dari hasil identifikasi kawasan prospek pada lapisan ini dijumpai 6 daerah prospek, yaitu Prospek C1, C1, C3, C4, C5, dan C6. Prospek C1 sampai C5 berada pada sistem *distributary channel-1* sedangkan Prospek C6 menempati *distributary channel-2*. Prospek C1 teridentifikasi di sebelah selatan Sumur HD#1 dengan porositas 19% sampai 21% dan kedalaman 6130 ft. Pada Prospek C2 menempati bagian barat Prospek C1 dengan kisaran porositas 19% sampai 22% dan dijumpai pada kedalaman 6400 ft. Sedangkan ketiga prospek yang lain (C3, C4, C5) berada di bagian selatan Prospek C2 dengan kisaran porositas antara 23% sampai 26% dan berada pada kedalaman 6150 ft dimana secara pemerangkapan merupakan type stratigrafi. Kemudian pada Prospek C6 berada di sebelah utara Sumur HD#2 dengan kisaran porositas antara 25% sampai 28% dan merupakan type perangkap struktur antiklin yang berada pada kedalaman 5650 ft.

- Lapisan *Sand-B*

Hasil identifikasi kawasan prospek lapisan ini dijumpai 6 daerah potensial yaitu Prospek B1, B2, B3, B4, B5, dan B6 seperti ditunjukkan pada gambar 4.39. Secara umum keenam prospek tersebut masuk ke dalam sistem pengendapan *upper delta plain* yang ada di daerah kajian. Prospek B1 menempati bagian dari *distributary channel-1* bagian utara dengan kisaran porositas antara 16% sampai 88% dengan kedalaman lapisan berada pada 6150 ft berupa perangkap stratigrafi. Pada Prospek B2 dan B3 menempati bagian *creavass channel* dengan porositas antara 18% sampai 20% dengan kedalaman reservoir 5630 ft berupa perangkap struktur tinggian antiklin. Sedangkan pada Prospek B4, B5, dan B6 berada pada bagian *creavass channel* bagian selatan dengan kisaran porositas antara 18% sampai 22% dan dijumpai pada kedalaman 5920 ft.



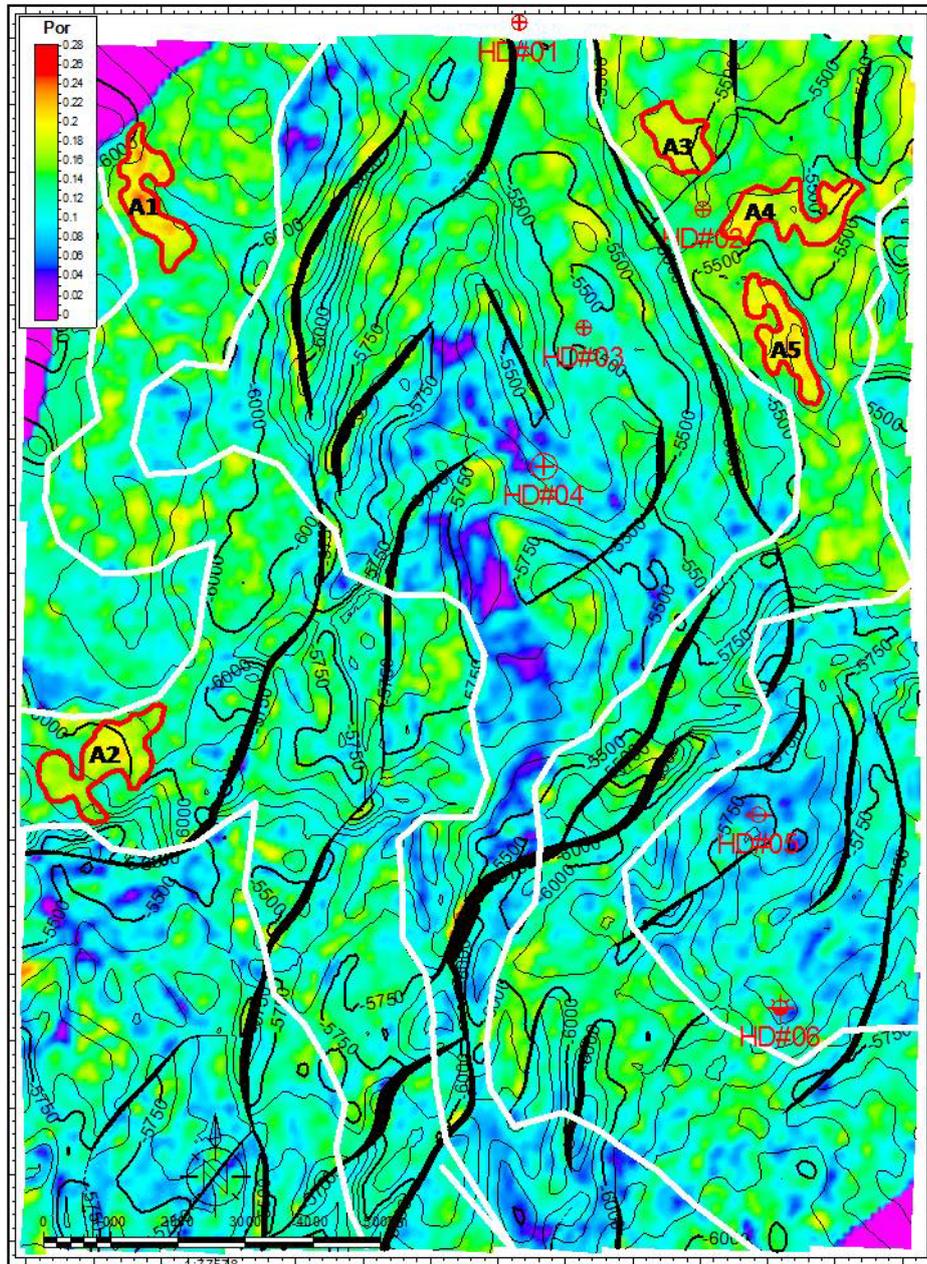
Gambar 4.39. Identifikasi Kawasan Prospek Hidrokarbon Sand-B

- Lapisan *Sand-A*

Dari hasil *overlay* antara peta kontur struktur dan sebaran porositas Lapisan *Sand-A* teridentifikasi 5 kawasan prospek, yaitu Prospek A1, A2, A3, A4, dan A5. Prospek A1 menempati bagian utara pada sistem distributary *channel-1* dan merupakan type perangkat stratigrafi. Hasil analisis sebaran porositas, prospek ini mempunyai besaran porositas berkisar dari 18% sampai 20% dan berada pada kedalaman 6000 ft. Prospek A2 berada di sebelah selatan Prospek A-1 menempati bagian *creavass channel* dengan besaran porositas berkisar antara 15% sampai 18% dengan kedalaman 6000 ft. Sedangkan untuk prospek

Universitas Indonesia

A3, A4, dan A5 menempati bagian *distributary channel-2* tepatnya disekitar Sumur HD#2 dengan kisaran porositas antara 17% sampai 20% dan berada pada kedalaman 5500 ft. Berdasarkan peta kontur struktur, ketiga prospek tersebut menempati suatu tinggian antiklin (gambar 4.40).



Gambar 4.40. Identifikasi Kawasan Prospek Hidrokarbon Sand-A

4.5. Perhitungan Sumberdaya Hidrokarbon

Perhitungan sumberdaya hidrokarbon di Lapangan "HD" dilakukan pada masing-masing lapisan reservoir yang berkembang. Parameter-parameter perhitungan yang digunakan mengacu pada properties reservoir sumuran terdekat meliputi

Universitas Indonesia

paramater saturasi air (SW) dan NTG. Konstanta gas (*bgi*) diambil dari hasil analisis *reservoir engineering* daerah ini dan beberapa parameter lain seperti porositas diambil dari hasil sebaran multi atribut seismik serta besaran *bulk volume* dilakukan perhitungan pada masing-masing daerah prospek. Untuk memperjelas hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon masing-masing lapisan dapat diperinci pada bahasan berikut ini:

- Lapisan *Sand-D*

Lapisan ini teridentifikasi 7 prospek dengan beberapa parameter reservoir yang didapatkan seperti porositas berkisar antara 19% sampai 24%, saturasi air antara 0.45 sampai 0.55, dan nilai konstanta gas dari hasil analisis reservoir engineering sebesar 0,006540 cuft/scf. Nilai *bulk volume* terbesar dijumpai pada Prospek D-1 sebesar 159.920 acree-ft dan terkecil pada Prospek D7 sebesar 2.699,16 acree-ft. Dari hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon lapisan ini dihasilkan *total gas inplace* sebesar 7,07 mmscf seperti ditunjukkan oleh tabel-1 dibawah ini.

Tabel 4.1. Hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon prospek Lapisan *Sand-D*

No.	Prospect Name	Volume Reservoir Vbulk		NTG	Ø	Sw	Pore Volume	Gas Volume	Bgi	OGIP	Well
		acre-ft	cuft x 10 ⁶								
1	D1	159,920.00	6,966.12	0.83	0.22	0.55	1,272.01	572.41	0.006540	3.74	HD#4
2	D2	31,905.40	1,389.80	0.83	0.24	0.55	276.85	124.58	0.006540	0.81	HD#4
3	D3	104,061.00	4,532.90	0.78	0.19	0.45	671.78	369.48	0.006540	2.42	HD#2
4	D4	8,813.87	383.93	0.22	0.21	0.60	17.74	7.10	0.006540	0.05	HD#6
5	D5	3,616.86	157.55	0.22	0.19	0.60	6.59	2.63	0.006540	0.02	HD#6
6	D6	3,867.97	168.49	0.22	0.20	0.60	7.41	2.97	0.006540	0.02	HD#6
7	D7	2,699.16	117.58	0.22	0.20	0.60	5.17	2.07	0.006540	0.01	HD#6
Jumlah (D1 + D2 + D3 + D4 + D5 + D6 + D7)										7.07	
Note :											
		1 m ³	35.31467	cuft							
		1 ac-ft	43,560.00	cuft							

- Lapisan *Sand-C*

Hasil identifikasi daerah prospek hidrokarbon, lapisan ini dijumpai 5 kawasan prospek. Nilai porositas pada lapisan ini berkisar antara 0.21 sampai 0.28 dengan saturasi air antara 0.45 sampai 0.55, serta nilai konstanta gas dari hasil analisis *reservoir engineering* sebesar 0,006540 cuft/scf. Berdasarkan hasil perhitungan nilai *bulk volume*, Prospek C-5 memiliki nilai terbesar yaitu 27.327,70 acree-ft dan nilai terkecil dimiliki oleh Prospek C1 sebesar 2.827,83 acree-ft. Dari hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon Lapisan *Sand-C* didapatkan *total gas inplace* sebesar 0.7 mmscf seperti ditunjukkan oleh tabel-2 dibawah ini.

Tabel 4.2. Hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon prospek Lapisan *Sand-C*

No.	Prospect Name	Volume Reservoir Vbulk		NTG	ϕ	Sw	Pore Volume	Gas Volume	Bgi	OGIP	Well
		acre-ft	cuft x 10 ⁶								
1	C1	2,827.83	123.18	0.45	0.21	0.60	11.64	4.66	0.006540	0.03	HD#2
2	C2	5,110.23	222.60	0.30	0.22	0.52	14.69	6.99	0.006540	0.05	HD#3
3	C3	10,778.20	469.50	0.30	0.26	0.52	36.62	17.41	0.006540	0.11	HD#3
3	C4	8,002.80	348.60	0.30	0.25	0.52	26.15	12.43	0.006540	0.08	HD#3
4	C5	4,454.68	194.05	0.25	0.23	0.55	11.16	5.02	0.006540	0.03	HD#4
5	C6	27,327.70	1,190.39	0.45	0.28	0.60	149.99	60.00	0.006540	0.39	HD#2
Jumlah (C1 + C2 + C3 + C4 + C5 + C6)										0.70	
Note :											
		1 m ³	35,31467	cuft							
		1 ac-ft	43,560.00	cuft							

- Lapisan *Sand-B*

Hasil identifikasi kawasan prospek hidrokarbon pada Lapisan *Sand-B* didapatkan 6 daerah prospek. Parameter porositas yang didapatkan dari hasil sebaran multi atribut lapisan ini menunjukkan nilai 0.18 sampai 0.22 pada kawasan prospek. Nilai saturasi air pada lapisan ini beragam yaitu 45% yang diambil dari sumur referensi HD#2 dan 0.27 yang diambil dari sumur referensi HD#6. Sedangkan dari hasil perhitungan *bulk volume*, Prospek B4 menempati nilai terbesar dengan nilai 22.121,90 acree-ft sedangkan nilai terendah berada pada Prospek B5 sebesar 4.720,51 acree-ft. Perhitungan sumberdaya hidrokarbon Lapisan *Sand-B* didapatkan *total gas inplace* sebesar 2.7 mmscf seperti ditunjukkan oleh tabel 3 dibawah ini.

Tabel 4.3. Hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon prospek Lapisan *Sand-B*

No.	Prospect Name	Volume Reservoir Vbulk		NTG	ϕ	Sw	Pore Volume	Gas Volume	Bgi	OGIP	Well
		acre-ft	cuft x 10 ⁶								
1	B1	19,470.00	848.11	0.93	0.18	0.45	141.97	78.09	0.006540	0.51	HD#2
2	B2	8,461.64	368.59	0.93	0.20	0.45	68.56	37.71	0.006540	0.25	HD#2
3	B3	6,025.42	262.47	0.93	0.19	0.45	46.38	25.51	0.006540	0.17	HD#2
4	B4	22,121.90	963.63	0.92	0.22	0.27	195.04	143.16	0.006540	0.94	HD#6
5	B5	4,720.51	205.63	0.92	0.19	0.27	35.94	26.38	0.006540	0.17	HD#6
6	B6	11,868.90	517.01	0.92	0.19	0.27	90.37	66.33	0.006540	0.43	HD#6
Jumlah (B1 + B2 + B3 + B4 + B5 + B6)										2.47	
Note :											
		1 m ³	35,31467	cuft							
		1 ac-ft	43,560.00	cuft							

- Lapisan *Sand-A*

Lapisan ini merupakan lapisan teratas yang dilakukan analisis pada daerah kajian, dimana dari identifikasi kawasan prospek hidrokarbon didapatkan 5 daerah potensial hidrokarbon yaitu A1, A2, A3, A4, dan A5. Seperti halnya lapisan-lapisan sebelumnya, parameter porositas yang digunakan sebagai salah satu faktor perhitungan didapatkan dari hasil sebaran multi atribut yaitu berkisar antara 17% sampai 20%. Parameter saturasi air didapatkan dari referensi sumur terdekat yaitu pada Sumur HD#2, HD#3, dan HD#5 dengan kisaran nilai antara 12% sampai 19%. Hasil perhitungan *bulk volume* kawasan prospek, nilai terbesar dari ke-5 kawasan prospek tersebut didapatkan Prospek A1 sebesar 16.399.50 acre-ft, sedangkan nilai terkecil ditempati oleh Prospek A5 sebesar 9.756,66 acre-ft. Perhitungan sumberdaya hidrokarbon Lapisan *Sand-A* didapatkan *total gas inplace* sebesar 1,65 mmscf seperti ditunjukkan oleh tabel 4 dibawah ini.

Tabel 4.4. Hasil perhitungan sumberdaya hidrokarbon prospek Lapisan *Sand-A*

No.	Prospect Name	Volume Reservoir Vbulk		NTG	ϕ	Sw	Pore Volume	Gas Volume	Bgi	OGIP	Well
		acre-ft	cuft x 10 ⁶								
1	A1	16,399.50	714.36	0.27	0.20	0.19	38.58	31.39	0.006540	0.21	HD#3
2	A2	16,818.60	732.62	0.31	0.18	0.18	40.88	33.44	0.006540	0.22	HD#5
3	A3	9,669.11	421.19	0.85	0.18	0.12	64.44	56.82	0.006540	0.37	HD#2
4	A4	11,553.60	503.27	0.85	0.17	0.12	72.72	64.13	0.006540	0.42	HD#2
5	A5	9,756.66	425.00	0.85	0.20	0.12	72.25	63.71	0.006540	0.42	HD#2
Jumlah (A1 + A2 + A3 + A4 + A5)										1.63	
Note :											
		1 m ³	35,31467	cuft							
		1 ac-ft	43,560.00	cuft							

BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

KESIMPULAN

Beberapa hal yang dapat disimpulkan dari hasil kajian mengenai aplikasi multi atribut seismik untuk mengidentifikasi fasies *paleochannel* Formasi Talang Akar bagian atas (studi asus Lapangan “HD” Cekungan Sunda) adalah

1. Peta struktur Formasi Talang Akar bagian atas pada Lapangan "HD" didominasi oleh pola sesar berarah utara-selatan dan merupakan terban-terban sebagai cerminan fase regangan (*extensional*) pola sunda berumur Oligo-Miosen.
2. Secara geologi Formasi Talang Akar bagian atas merupakan sedimen-sedimen darat yang diendapkan pada Lingkungan *Upper Delta Plain* berupa kombinasi *distributary channel* yang didominasi oleh lithologi batupasir darat dengan pola sebaran relatif berarah utara selatan, hal ini didukung oleh hasil *special core analysis*.
3. Analisis sensitifitas terhadap lapisan reservoir dari keenam sumur di daerah kajian dapat diidentifikasi menjadi 3 lithologi yaitu sand, shaly sand dan shale.
4. Hasil proses multi atribut seismik menunjukkan kombinasi terbaik atribut internal yang dihasilkan antara lain *Filter 55/60-65/70*, *Duadrature Trace*, *Log (inversion)*, *Filter 35/40-45/50*, *Derivative*, *Y-Coordinate*, dan *Second Derivative* dengan nilai prediksi *error* yang kecil.
5. Dari hasil *crossplot actual porosity log* dengan *predicted porosity log* menunjukkan korelasi porositas lapisan *Top Sand-A* sampai *Base Sand-D* pada keenam sumuran yang digunakan menunjukkan nilai koefisien korelasi cukup tinggi yaitu sebesar 0.612388.

6. Pola sebaran porositas berdasar aplikasi multiatribut seismik menghasilkan dua pola umum arah *distributary channel* relatif berarah utara selatan, dimana hal ini berkesesuaian dengan arah umum pengendapan regional Formasi Talang Akar bagian atas yaitu dari utara ke selatan.
7. Hasil Identifikasi kawasan prospek hidrokarbon pada daerah kajian didapatkan pada *Sand-D* dijumpai dua prospek (D1 dan D2), *Sand-C* terdapat 3 prospek (C1, C2, dan C3), pada *Sand-B* dijumpai 3 prospek (B1, B2, dan B3), sedangkan pada *Sand-A* dijumpai dua propek (A1 dan A2).
8. Berdasarkan perhitungan kawasan prospek hidrokarbon pada masing-masing lapisan reservoir target, Lapisan Sand-A mempunyai total gas inplace sebesar 1,65 mmscf, Lapisan Sand-B mempunyai total gas inplace sebesar 2.7 mmscf, Lapisan Sand-C mempunyai total gas inplace sebesar 0.7 mmscf, dan Lapisan Sand-D mempunyai total gas inplace sebesar 7,07 mmscf.

SARAN

Setelah dilakukan analisis multiatribut seismik pada fasies *paleochannel* Formasi Talang Akar, beberapa saran yang dapat diberikan adalah sebagai berikut:

1. Dengan melihat hasil sebaran porositas Formasi Talang Akar bagian atas pada Lapangan "HD", lapangan ini masih potensial untuk dilakukan pengembangan lebih lanjut dimana arah pengembangan difokuskan pada daerah prospek hidrokarbon pada masing-masing lapisan reservoir di daerah kajian.
2. Perlu dilakukan analisis dengan menggunakan metode-metode yang lain sehingga akan memberikan keyakinan yang lebih tinggi mengenai potensi hidrokarbon di lapangan ini.
3. Guna meyakinkan keberadaan hidrokarbon pada sebaran *paleochannel*, perlu dilakukan analisis atribut seismik lebih lanjut seperti halnya analisis AVO yang dapat mendeteksi sifat dan sebaran fluida hidrokarbon dalam lapisan reservoir.

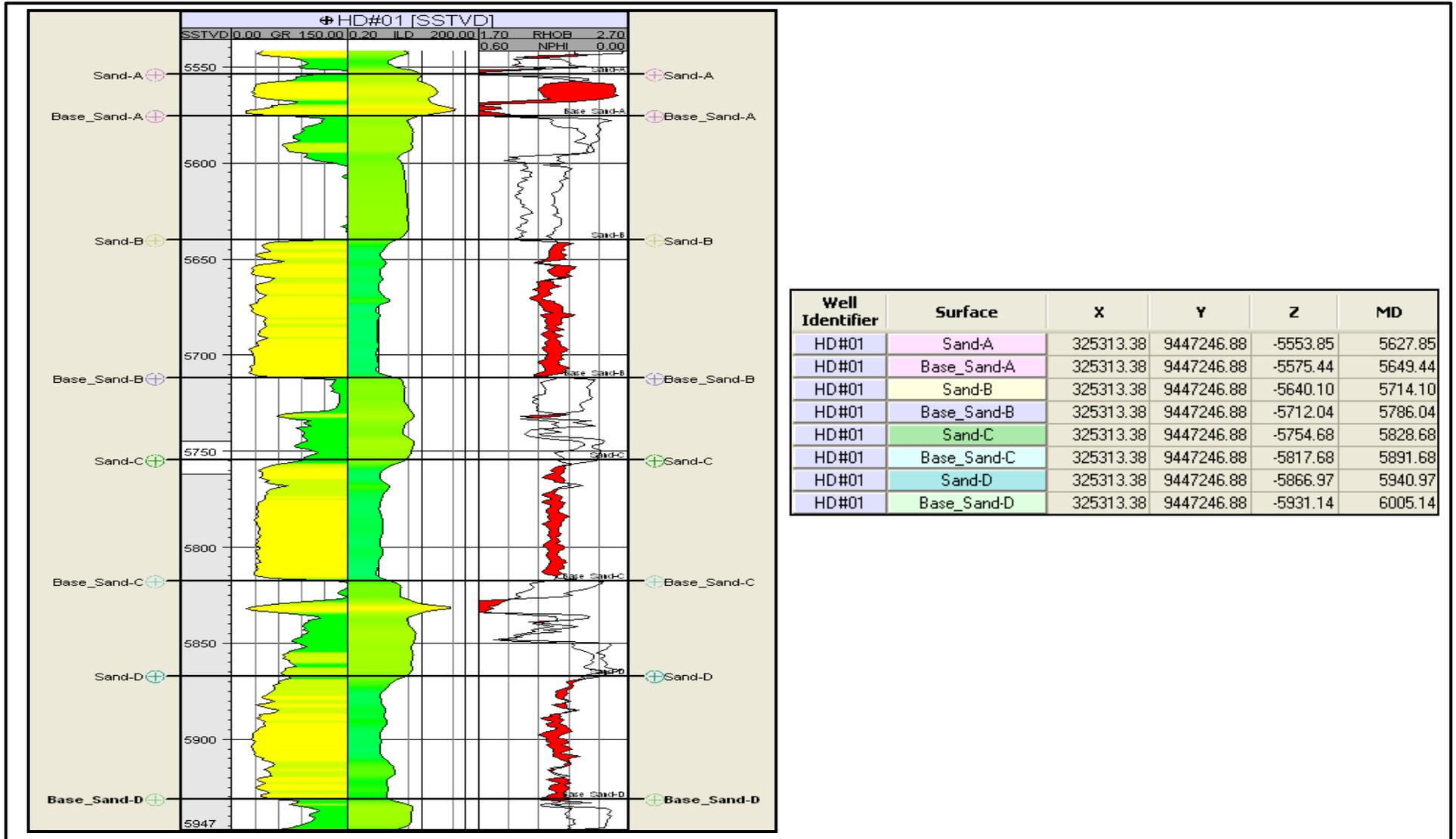
DAFTAR ACUAN

- Allen, G.P., 1987, *Deltaic sediments in the modern and Miocene Mahakam delta*, TOTAL Exploration Laboratory, Pessac, France, 53pp
- Abdullah, A., 2007, *Frekuensi Gelombang Seismik*, Ensiklopediaseismik / frekuensi - gelombang-seismik.html, Jakarta
- Boggs, S., Jr., 1995, *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*, Second edition, A Bell and Howel Company, Colombus, Ohio
- Coleman, J.C., 1972 *Deltas Processes of Deposition and Models for Exploration*, Internatonal Human Resources Development Corporation, Boston, USA.
- Gardner, Mc.H. and Sukanto J at all.1998, *Best Practice Manual, Illustrated Using Examples from the Asri Basin, Sunda Shelf, Offshore Indonesia, Repsol YPF and Colorado School of Mines*, Repsol YPF, Jakarta, Indonesia.
- Netherwood, R., 2002, *Overview of Indonesia's Oil and Gas Industry Chapter IV: A Geological Overview Of Indonesia*; p 173 - 227
- PS Schlutz, S. Ronen, M. Hattort and C. Corbett, 1994, *Seismic Guided Estimation of Log Properties : Part 1, 2 and 3*, The Leading Edge.
- Russel, B., Hampson, D., Schuelke, J. and Quirein, J., 1997, *Multi attribute Seismic Analysis*, The Leading Edge.
- Selly, R.C., 1978, *Concepts and Methods of Subsurface Facies Analysis*, Education Course Note, Imperial college, London
- Sukmono, S, 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung
- Taner, M. T., Koehler, F., and Sheriff, R.E., 1979. *Complex Seismic Trace Analysis*, Geophysics, 44, 1041-1063.
- Todd, D.F., A.Pulunggono, 1971, *The Sunda Basinal Area*, AAPG Convention, Houston, March 30th.
- Walker, R.G., James, N.P. 1992, *Facies Models : Response to Sea Level Change*, Second Edition, Geological Association of Canada, Canada.
- Wight, A., Sudarmono, Imron, A., 1986. *Stratigrafic Response to Structural Evolution in a Tensional Back Arc Setting and Its Exploratory Significance : Sunda Basin, West Java Sea*. Proceeding Indonesian Petroleum Association 15th Annual Convention, October 1986, p. 77-100.

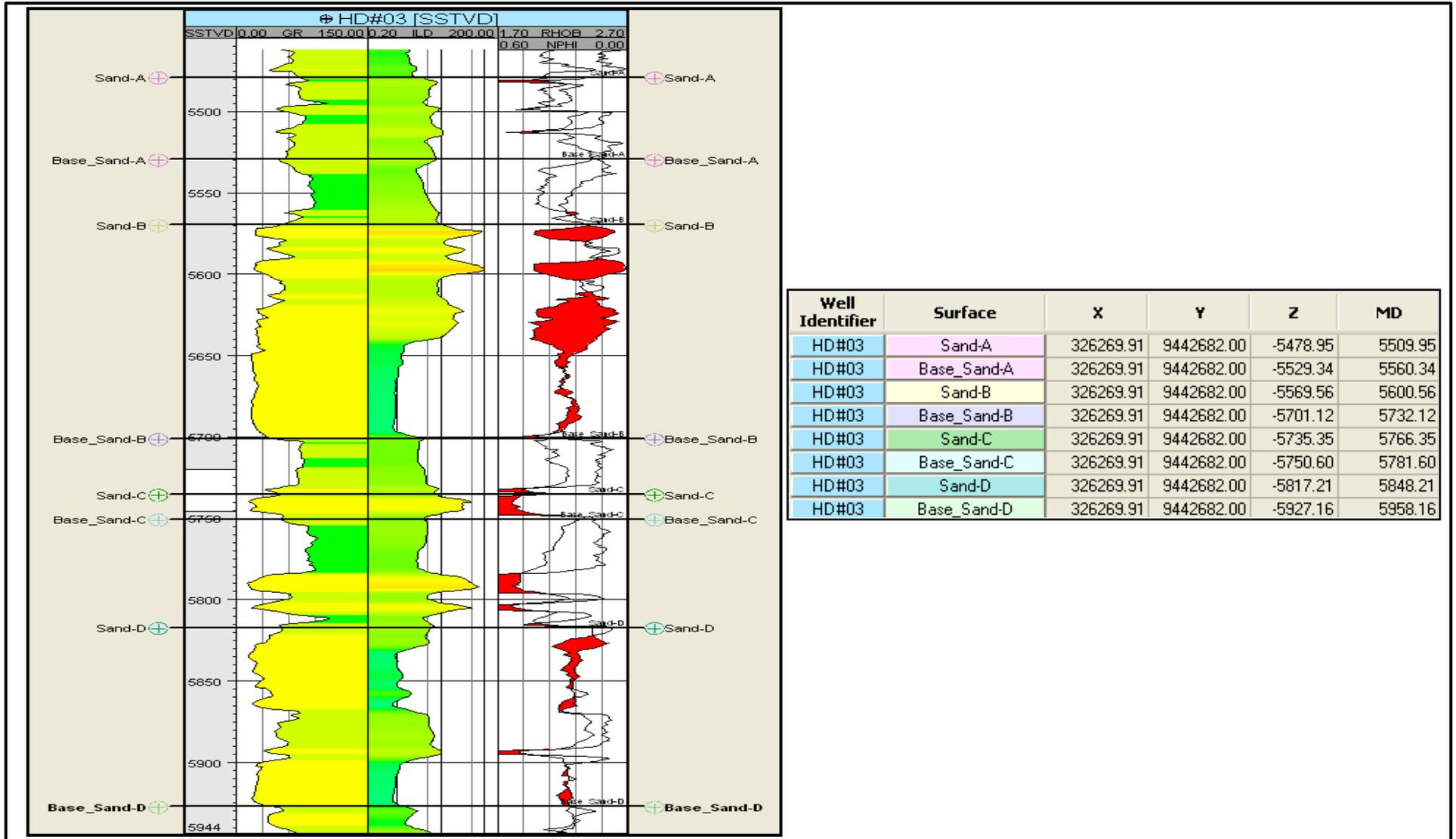
DAFTAR LAMPIRAN

- Lampiran 4.1. Profil dan *well top* lapisan reservoir Sumur HD#1
- Lampiran 4.2. Profil dan *well top* lapisan reservoir Sumur HD#3
- Lampiran 4.3. Profil dan *well top* lapisan reservoir Sumur HD#4
- Lampiran 4.4. Profil dan *well top* lapisan reservoir Sumur HD#5
- Lampiran 4.5. Profil dan *well top* lapisan reservoir Sumur HD#6
- Lampiran 4.6. *Well tie to seismic* Sumur HD#1
- Lampiran 4.7. *Well tie to seismic* Sumur HD#2
- Lampiran 4.8. *Well tie to seismic* Sumur HD#3
- Lampiran 4.9. *Well tie to seismic* Sumur HD#4
- Lampiran 4.10. *Well tie to seismic* Sumur HD#5

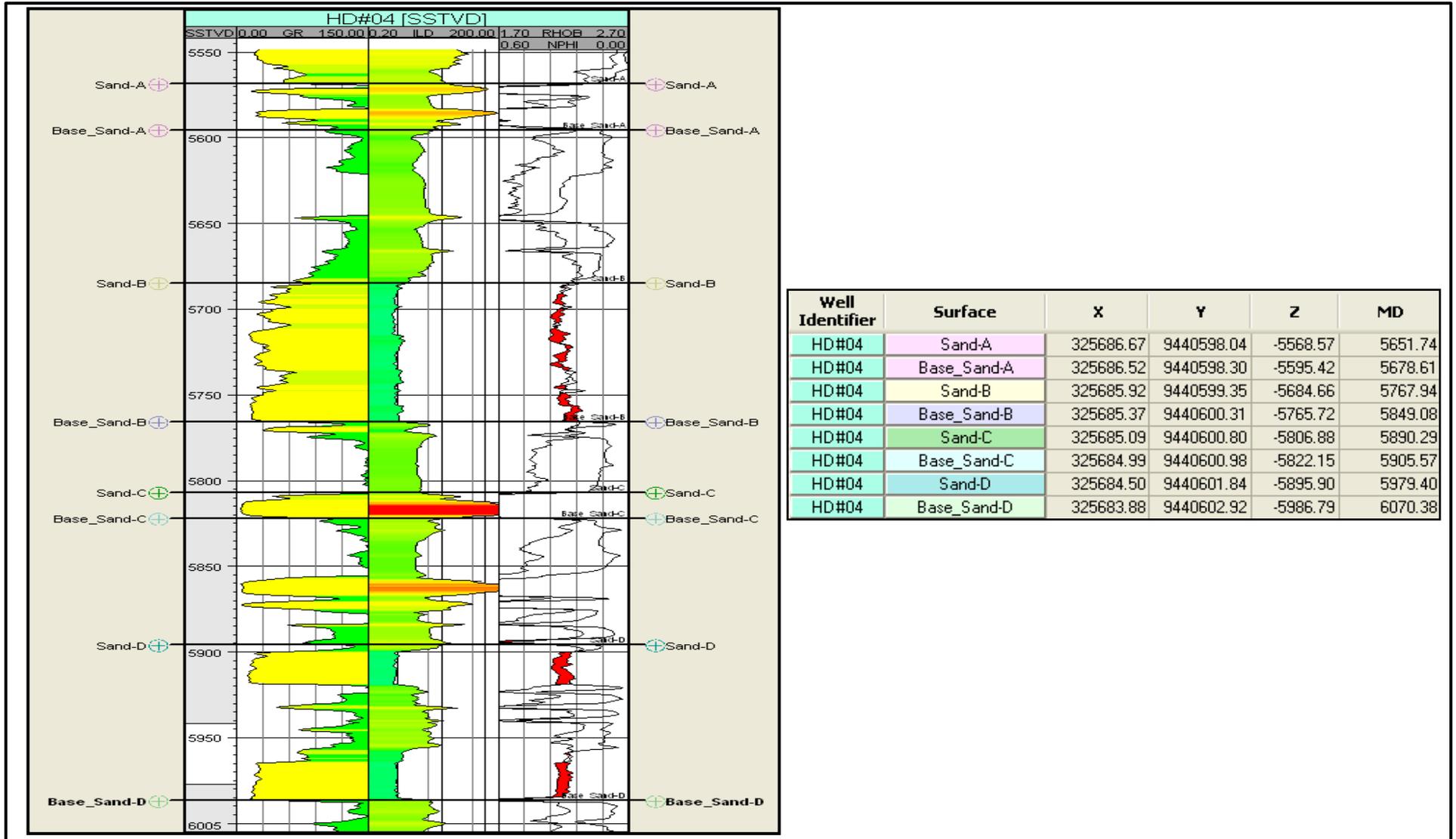
LAMPIRAN 4.1. Profil dan *well top* lapisan reservoir Sumur HD#1



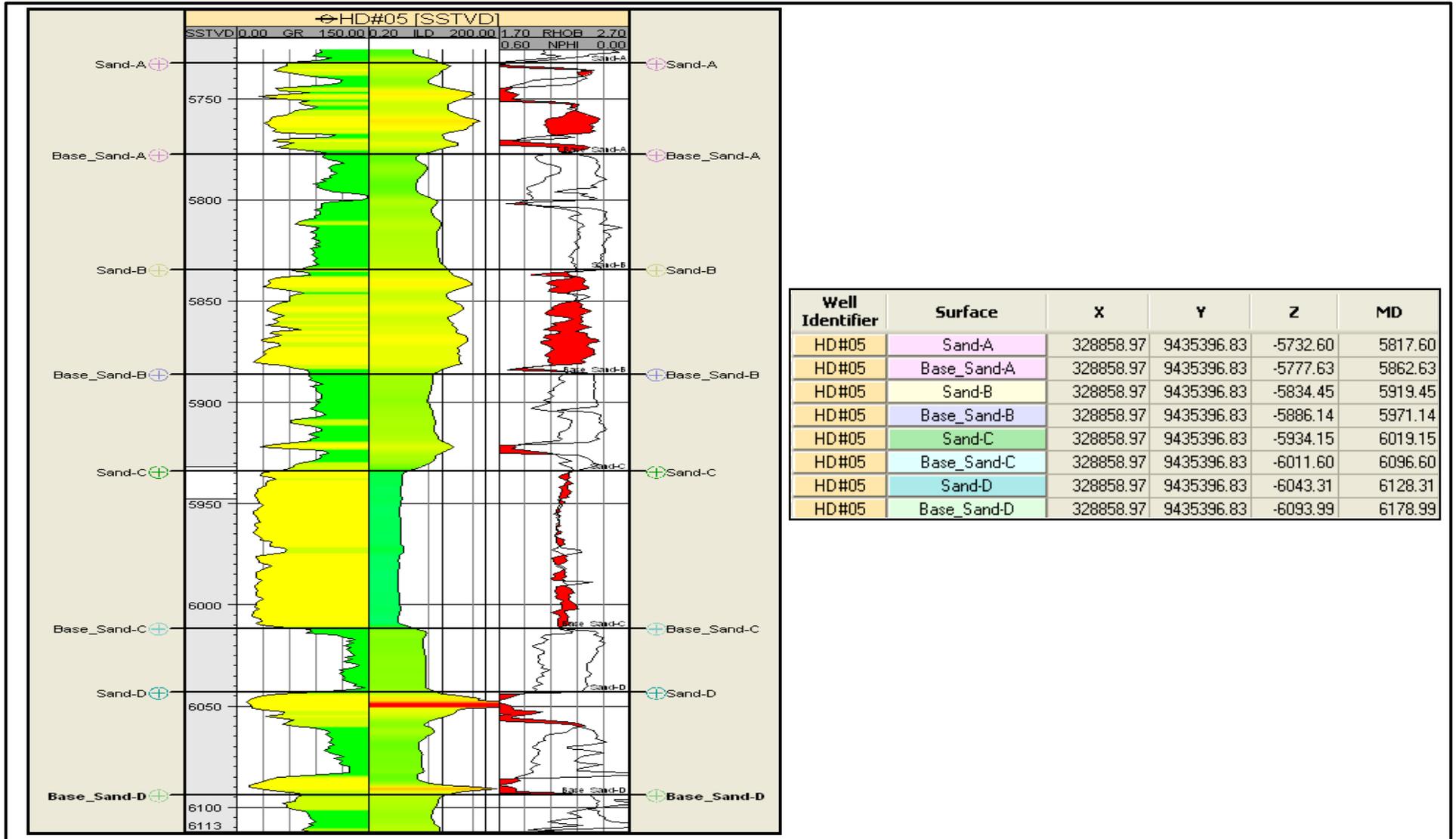
LAMPIRAN 4.2. Profil dan *well top* lapisan reservoir Sumur HD#3



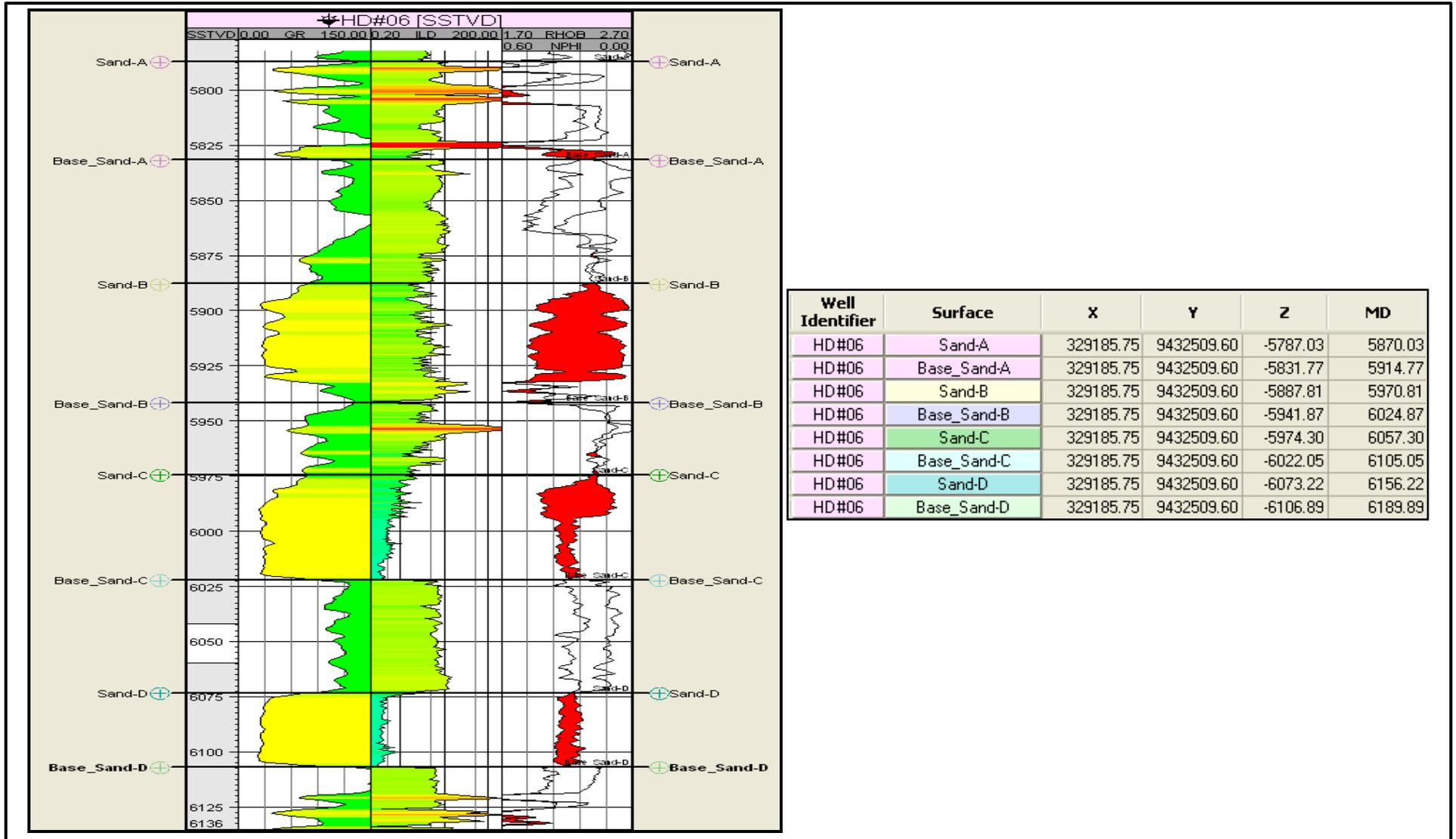
LAMPIRAN 4.3. Profil dan *well top* lapisan reservoir Sumur HD#4



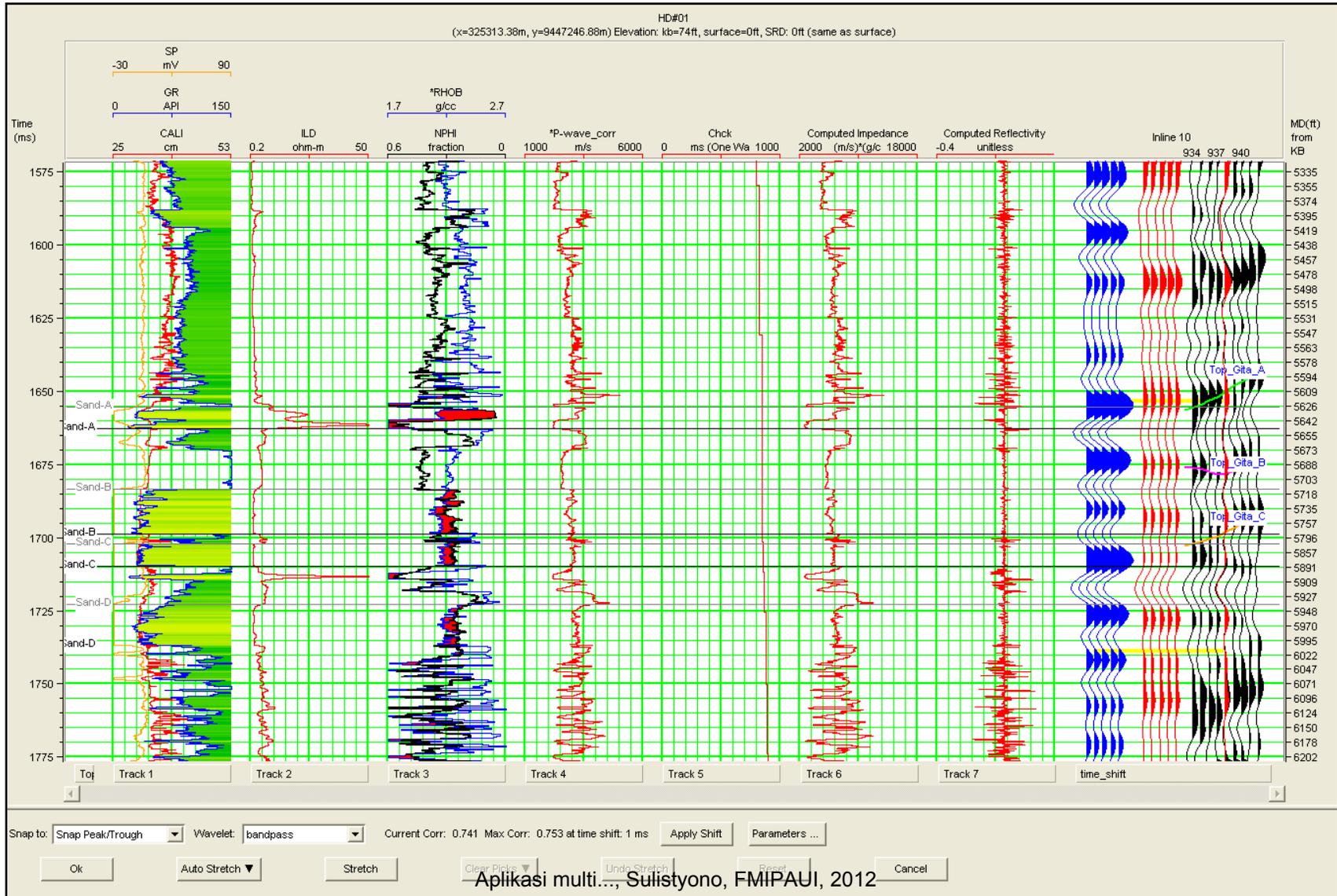
LAMPIRAN 4.4. Profil dan *well top* lapisan reservoir Sumur HD#5



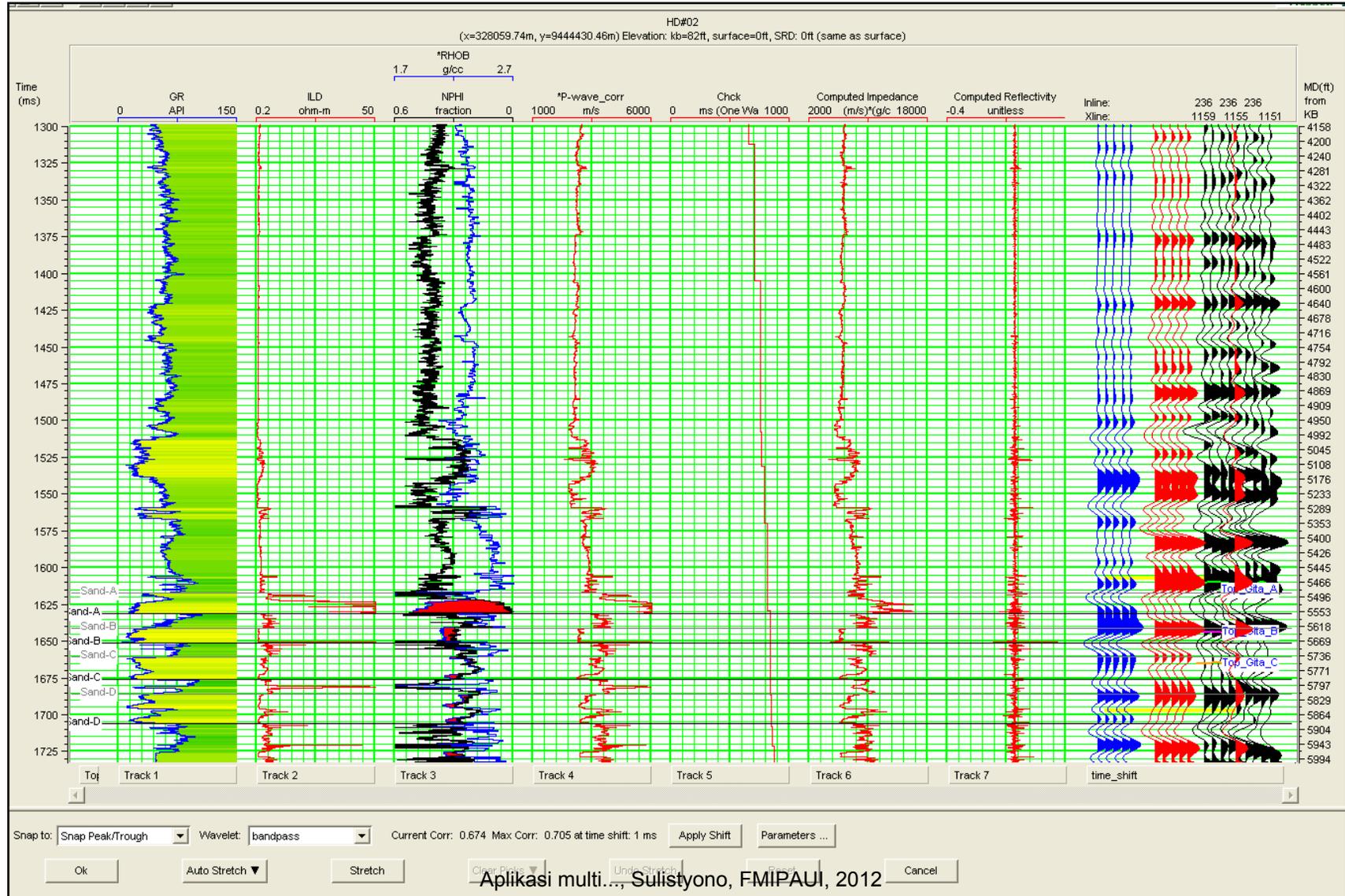
LAMPIRAN 4.5. Profil dan *well top* lapisan reservoir Sumur HD#6



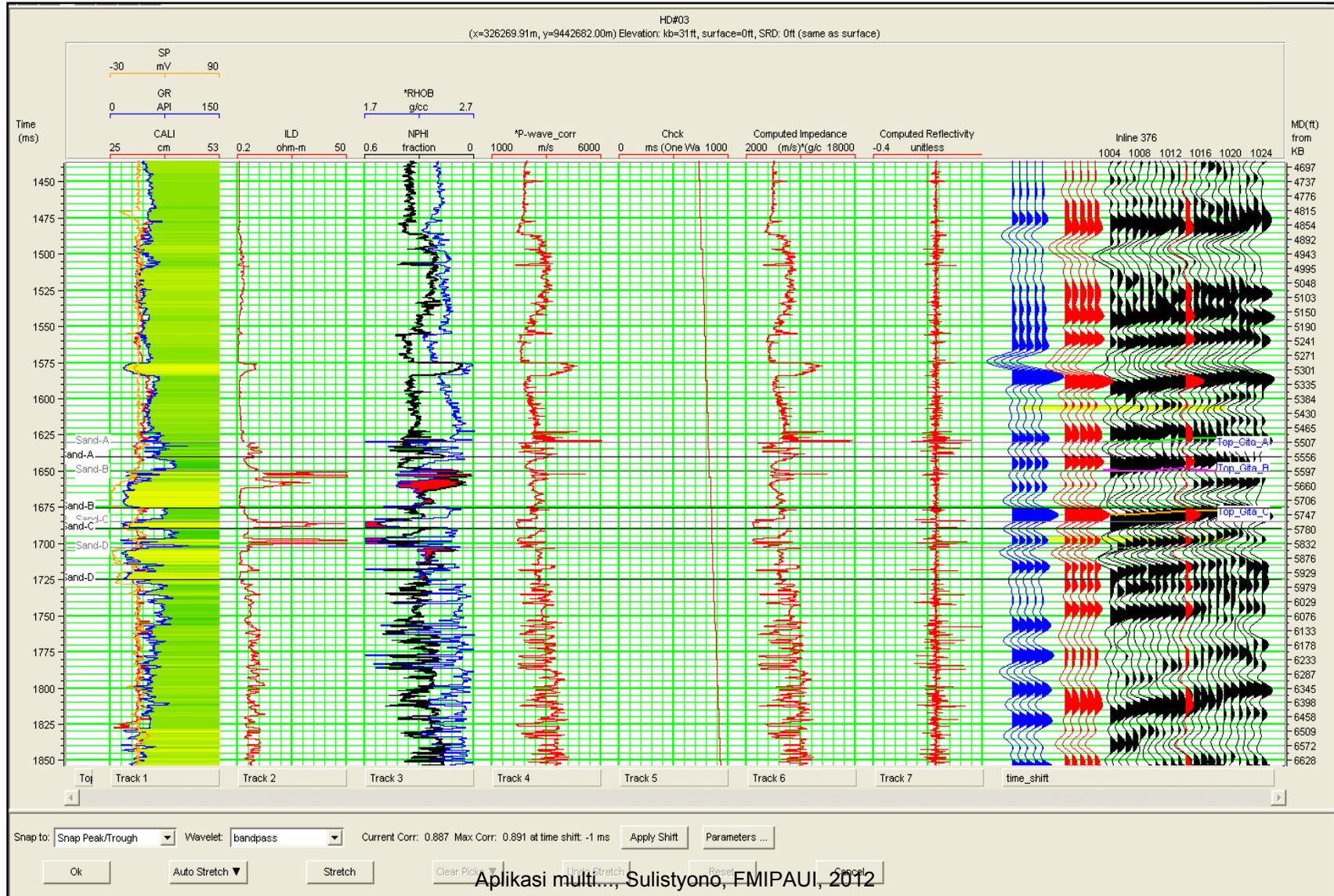
LAMPIRAN 4.6. Well tie to seismic Sumur HD#1



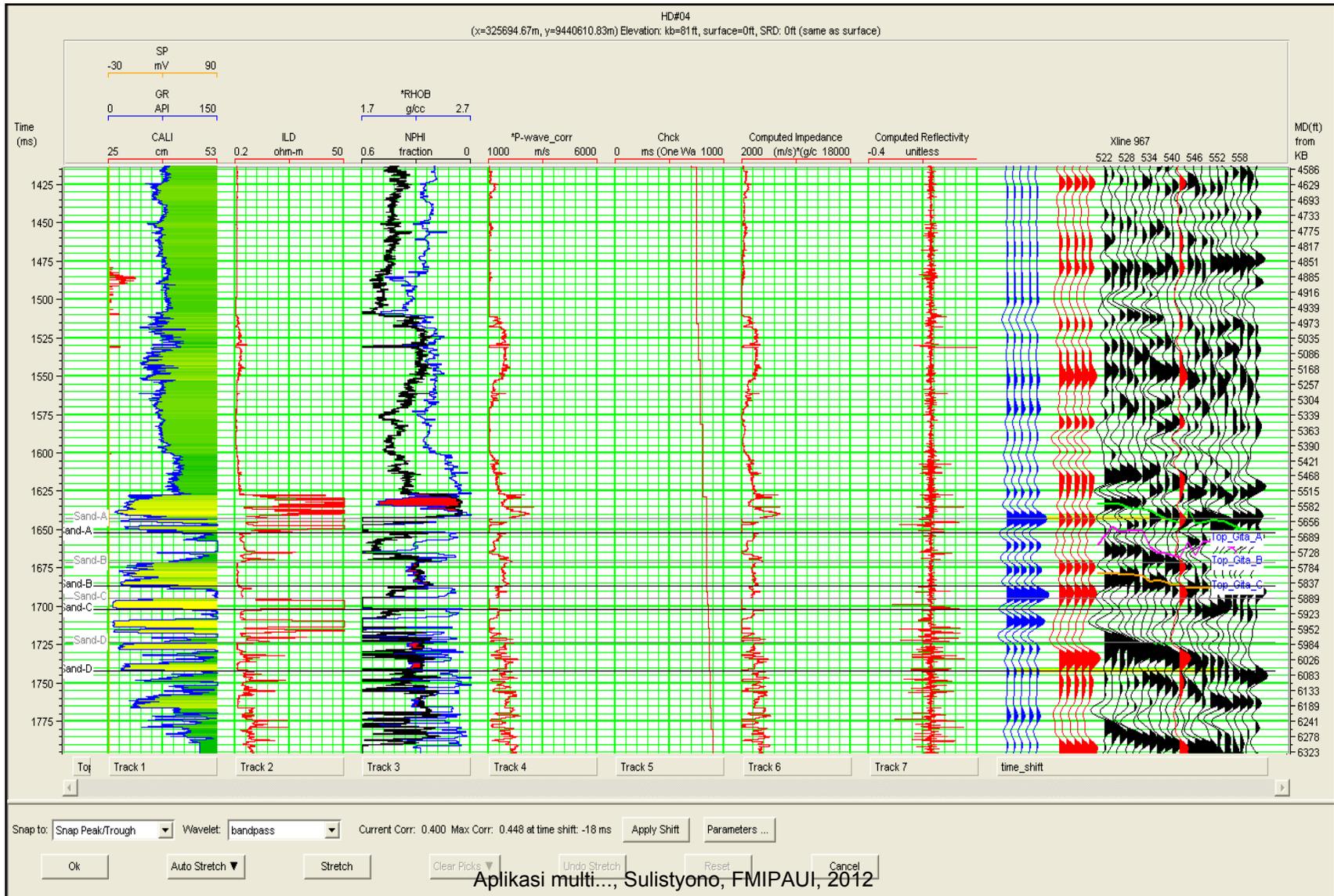
LAMPIRAN 4.7. Well tie to seismic Sumur HD#2



LAMPIRAN 4.8. Well tie to seismic Sumur HD#3



LAMPIRAN 4.9. Well tie to seismic Sumur HD#4



LAMPIRAN 4.10. Well tie to seismic Sumur HD#5

