



TUGAS AKHIR - RF141501

**ANALISIS SEBARAN RESERVOIR BATUPASIR "DAKOTA" DAN RESERVOIR  
SHALE "NIOBRARA" MENGGUNAKAN METODE SEISMIC INVERSI DAN  
GEOSTATISTIK, STUDI KASUS LAPANGAN "TEAPOT", WYOMING, USA**

Dimas Rahfaditya Pradana  
NRP 3713100052

Dosen Pembimbing

Wien Lestari, S.T, MT.  
NIP. 19811002 201212 2003

Firman Syaifuddin, S.Si, MT  
NIP. 19840911 201404 1001

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA  
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA 2017

*“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”*



UNDERGRADUATE THESIS - RF141501

DISTRIBUTION ANALYSIS OF DAKOTA SANDSTONE AND NIOBRARA  
SHALE RESERVOIR USING SEISMIC INVERSION AND GEOSTATISTICAL  
METHOD, CASE STUDY "TEAPOT" FIELD, WYOMING, USA

Dimas Rahfaditya Pradana  
NRP 3713100052

Supervisors

Wien Lestari, S.T, MT.  
NIP. 19811002 201212 2003

Firman Syaifuddin, S.Si, MT  
NIP. 19840911 201404 1001

GEOPHYSICAL ENGINEERING DEPARTMENT  
FACULTY OF CIVIL ENGINEERING AND PLANNING  
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER  
SURABAYA 2017

*“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”*



**ANALISIS SEBARAN RESERVOIR BATUPASIR “DAKOTA” DAN  
RESERVOIR SHALE “NIOBRARA” MENGGUNAKAN METODE  
SEISMİK INVERSI DAN GEOSTATISTIK, STUDI KASUS  
LAPANGAN “TEAPOT”, WYOMING, USA**

**TUGAS AKHIR**

Diajukan untuk memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada  
Departemen Teknik Geofisika  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya, 2017



Dosen Pembimbing 1,

Dosen Pembimbing 2,

Wien Lestari, S.T.M.T.

NIP. 198110022012122003

Firman Syaifuddin, S.Si, M.T.

NIP. 198409112014041001

Mengetahui :  
Kepala Laboratorium  
Petrofisika

Wien Lestari, S.T. MT.  
NIP. 198110022012122003

*“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”*

## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “ANALISIS SEBARAN RESERVOIR BATUPASIR “DAKOTA” DAN RESERVOIR SHALE “NIOBRARA” MENGGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI DAN GEOSTATISTIK, STUDI KASUS LAPANGAN “TEAPOT”, WYOMING, USA” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi peraturan yang berlaku.

Surabaya, 6 Juli 2017

Dimas Rahfaditya Pradana  
3713700052

*“Halaman ini sengaja dikosongkan”*

**ANALISIS SEBARAN RESERVOIR BATUPASIR “DAKOTA” DAN  
RESERVOIR SHALE “NIOBRARA” MENGGUNAKAN METODE  
SEISMIK INVERSI DAN GEOSTATISTIK, STUDI KASUS  
LAPANGAN “TEAPOT”, WYOMING, USA**

Nama Mahasiswa : Dimas Rahfaditya Pradana  
NRP : 3713100052  
Jurusan : Teknik Geofisika ITS  
Dosen Pembimbing : Wien Lestari, S.T., MT.  
Firman Syaifuddin, S.Si., M.T.

**ABSTRAK**

Untuk melakukan prediksi sebaran reservoir, dapat digunakan beberapa pendekatan yang dianalisis melalui hubungan dengan parameter fisis dari reservoir itu sendiri. Dengan adanya data seismik, data sumur, serta data pendukung lainnya, kita dapat memperoleh informasi kondisi bawah permukaan secara detail. Penelitian kali ini bertujuan untuk memprediksi sebaran reservoir batu pasir Dakota dan batu *shale* Niobrara pada lapangan teapot, hak milik *RMOTC* dan *U.S.Department of Energy*, berdasarkan pada karakter parameter fisis dari masing-masing batuan. Dengan mengkombinasikan antara metode inversi *Model-Based* dengan analisis geostatistik Metode *Kriging* dan *Collocated Co-Kriging*, diharapkan mampu memberikan informasi persebaran litologi dengan baik, dan mampu mengatasi permasalahan kondisi batu pasir *Dakota* yang *Under Tuning Thickness* dan *Shale Niobrara* yang merupakan jenis *Unconventional Reservoir*. Hasil yang didapat merupakan sebaran batupasir formasi Dakota dan sebaran batu *shale* potensial gas yang ditentukan berdasarkan parameter fisisnya, dan disajikan dalam bentuk peta. Berdasarkan hasil analisis metode inversi dan geostatistik, lokasi rekomendasi yang memiliki litologi dan parameter fisis batuan baik dari batu shale Niobrara memiliki parameter nilai impedansi akustik rendah, dengan kisaran nilai 26500-27000 ft/s\*g/cc, dan nilai saturasi air rendah dengan kisaran nilai 0.4-0.6%. Untuk daerah formasi batu pasir Dakota, diketahui lokasi rekomendasi yang memiliki litologi dan parameter fisis baik adalah daerah dengan nilai gamma ray rendah, dengan kisaran nilai 80-114 API, kemudian nilai densitas rendah, dengan kisaran nilai 2.38-2.48, kemudian nilai  $V_p$  rendah dengan kisaran nilai 11000 ft/s-11600 ft/s, serta nilai porositas total dengan kisaran nilai 31-33 %.

**Kata Kunci** : Reservoir , Inversi, Geostatistik, Collocated Co-kriging.

*“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”*

**DISTRIBUTION ANALYSIS OF DAKOTA SANDSTONE AND  
NIOBRARA SHALE RESERVOIR USING SEISMIC INVERSION AND  
GEOSTATISTICAL METHOD, CASE STUDY “TEAPOT” FIELD,  
WYOMING, USA**

*Student Name* : Dimas Rahfaditya Pradana  
*Student ID* : 3713100052  
*Major* : Geophysical Engineering ITS  
*Supervisors* : Wien Lestari, S.T., MT.  
Firman Syaifuddin, S.Si., M.T.

**ABSTRACT**

*To predict the reservoir distribution, several approaches can be analyzed through the relationship with the physical parameters of the reservoir itself. With seismic data, well data, and other supporting data, we can obtain detailed subsurface condition information. This study aims to predict the distribution of Dakota sandstone reservoir and Niobrara shale on the teapot field, copyrights of RMOTC and U.S.Department of Energy, based on the character of the physical parameters of each rock. Combining Model Based Inversion Methods with the Kriging and Collocated Co-Kriging geostatistics methods, it is expected to provide good information of lithology distribution, and able to overcome the conditions of Under Tuning Thickness in Dakota sandstone and Unconventional Reservoir in Shale Niobrara. The results obtained are the distribution of Dakota formation sandstone shale gas potential determined by its physical parameters, presented in map form. Based on the analysis of inversion and geostatistics method, the location of recommendation that has lithology and rock physiological parameters of Niobrara shale are low acoustic impedance parameter value, with range value 26500-27000 ft / s \* g / cc, and low water saturation value with range Value 0.4-0.6%. For Dakota sandstone formation areas, it is known that the location of recommendations with lithology and physical parameters is either an area with a low gamma ray value, with a range of 80-114 API values, then a low density value, with a range of values of 2.38-2.48, then a low Vp value with Range of values 11000 ft / s-11600 ft / s, and total porosity value with a range of values 31-33%.*

**Keywords** : Reservoir , Inversion, Geostatistics, Collocated Co-kriging.

*“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya laporan Tugas Akhir yang berjudul “ANALISIS SEBARAN RESERVOIR BATUPASIR “DAKOTA” DAN RESERVOIR SHALE “NIOBRARA” MENGGUNAKAN METODE SEISMIC INVERSI DAN GEOSTATISTIK, STUDI KASUS LAPANGAN “TEAPOT”, WYOMING, USA” ini dapat terselesaikan.

Pelaksanaan dan Penyusunan Laporan Tugas Akhir ini dapat terlaksanakan dengan baik, tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Pada kesempatan ini, penulis mengucapkan terimakasih kepada :

1. *Rocky Mountain Oilfield Testing Center (RMOTC)* dan *U.S. Department of Energy* sebagai sumber data yang digunakan pada Tugas Akhir kali ini.
2. Bapak, Ibu, Kak Gika, Kak Raina, Mba Putri, Mas Mahendra, Katyaluna, Dara, dan semua keluarga berkat dukungan moril maupun materi selama penulis menjalani Tugas Akhir ini.
3. Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku Ketua Departemen Teknik Geofisika ITS.
4. Ibu Wien Lestari, S.T., MT dan Bapak Firman Syaifuddin, S.Si., MT selaku pembimbing.
5. Seluruh dosen dan tenaga kerja Departemen Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu selama penulis melakukan studi di Departemen Teknik Geofisika ITS.
6. Teman-teman Teknik Geofisika ITS angkatan 2013 atas dukungannya.
7. Semua pihak yang tidak dapat dituliskan satu per satu oleh penulis, terima kasih banyak atas doa dan dukungannya.

Semoga Allah SWT membalas segala kebaikan semua pihak. Penulis menyadari tentunya penulisan Tugas Akhir ini memiliki banyak kekurangan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan. Semoga Tugas Akhir ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Surabaya, 6 Juli 2017

Dimas Rahfaditya Pradana  
3713100052

*“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”*

## DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN .....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
ABSTRAK .....	v
ABSTRACT .....	vii
KATA PENGANTAR .....	ix
DAFTAR ISI .....	xi
DAFTAR GAMBAR .....	xv
DAFTAR TABEL .....	xxiii
<b>BAB I</b> <b>PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
1.1      Latar Belakang .....	1
1.2      Rumusan Masalah .....	2
1.3      Batasan Masalah .....	2
1.4      Tujuan .....	2
1.5      Manfaat .....	2
<b>BAB II</b> <b>TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	<b>3</b>
2.1      Kerangka Geologi .....	3
2.1.1    Tektonik Regional .....	3
2.1.2    Geologi Struktural .....	4
2.1.3    Geologi Minyak dan Gas Bumi .....	5
2.1.4    Stratigrafi dan Deskripsi Zona Produksi .....	6
2.2      Studi Pendahuluan .....	9
2.3      Teori Seismik Refleksi .....	10
2.3.1    Impedansi Akustik .....	10
2.3.2    Koefisien Refleksi (RC) .....	10
2.3.3    Wavelet .....	11
2.4      Inversi Seismik .....	11

2.5	Terminologi Inversi pada Data Seismik.....	13
2.5.1	Forward Model .....	13
2.5.2	Model-based Inversion.....	13
2.5.3	Properti model: model impedansi, model Vp, model Vs, model densitas .....	13
2.5.4	Inversi Relatif, Absolut/relatif, dan Absolut property Model .....	13
2.6	Pengertian Geostatistik .....	14
2.6.1	Variogram .....	14
2.6.2	Kriging .....	15
2.6.3	Co-kriging.....	16
2.6.4	Kriging with an external drift.....	18
BAB III	METODOLOGI .....	19
3.1	Data dan Perangkat Lunak.....	19
3.2	Alur Kerja Penelitian .....	20
3.2.1	Input Data .....	21
3.2.2	Analisis data sumur.....	22
3.2.3	Well Correlation .....	23
3.2.4	Atribut seismik.....	23
3.2.5	Well to Seismic Tie.....	24
3.2.6	<i>Tuning Thickness</i> .....	25
3.2.7	Interpretasi Patahan.....	25
3.2.8	Interpretasi Lapisan.....	27
3.2.9	Pembuatan Peta Struktur Domain Waktu .....	29
3.2.10	Analisis Sensitivitas .....	30
3.2.11	Pembuatan Model Inisial frekuensi rendah.....	30
3.2.12	Inversi .....	32
3.2.13	Slice Peta Impedansi Akustik .....	34
3.2.14	Geostatistik .....	35
3.3	Diagram Alir.....	36

BAB IV	ANALISIS DAN PEMBAHASAN .....	37
4.1	Penentuan Litologi berdasarkan Analisis Petrofisika .....	37
4.2	Analisis <i>Well to Seismic Tie</i> .....	46
4.3	Analisis Tuning Thickness .....	51
4.4	Analisis Atribut Seismik .....	51
4.5	Analisis Patahan .....	54
4.6	Analisis Sensitivitas .....	55
4.7	Analisis Inversi.....	61
4.8	Analisis Geostatistik.....	68
4.8.1	Variogram Well to Well.....	68
4.8.2	Analisis Kriging .....	71
4.8.3	Cross Plot hubungan Impedansi Akustik dengan Parameter fisis.....	74
4.8.4	Variogram Seismic to Seismic .....	77
4.8.5	Collocated Co-Kriging.....	78
4.9	Interpretasi Bersama.....	85
4.9.1	Interpretasi Formasi Dakota .....	86
4.9.2	Interpretasi Formasi Niobrara .....	88
BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN.....	91
5.1	Kesimpulan .....	91
5.2	Saran .....	91
	DAFTAR PUSTAKA.....	93
	BIODATA PENULIS.....	95
	LAMPIRAN .....	97

*“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”*

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	a. Indeks peta menunjukkan lokasi dari cekungan dan proses uplift pada bagian Timur Wyoming, serta lokasi Teapot Dome pada cekungan Powder River. (Modifikasi Cooper et al.(2006). b. lokasi Wyoming pada Amerika Serikat.....	3
Gambar 2.2	Kolom stratigrafi dari Teapot Dome. Memberikan informasi Periode terbentuk, nama formasi, kedalaman lapisan, ketebalan lapisan, serta keterangan produksi (Teapot Overview, RMOTC). .....	7
Gambar 2.3	Kartun kolom stratigrafi dengan penyederhanaan dari data seismik orientasi Timur-Barat, Teapot Dome, Wyoming. Modifikasi oleh Rauchle et al. (2006).....	9
Gambar 2.4	Jenis wavelet berdasarkan perubahan fase : a. fase minimum; b. fase campuran; c. fase maksimum; d. fase nol.....	11
Gambar 2.5	Inversi Seismik. Membuat data impedansi akustik dari respon seismik ideal, merupakan proses yang disebut sebagai proses interpretative. (Herron, 2011) .....	12
Gambar 2.6	Kurva Variogram (Bohling, 2005). .....	15
Gambar 2.7	Teknik perkiraan yang digunakan dalam metode Co-kriging. 16	
Gambar 3.1	Basemap data sumur dan data seismik dari lokasi penelitian... 19	
Gambar 3.2	Tahapan analisis data sumur. Warna merah merupakan lapisan target Dakota. Terlihat terdapat kemungkinan reservoir baik yang ditandai dengan nilai Gamma Ray Rendah dan anomali persilangan dari log NPHI dan RHOB (Kuning). .....	22
Gambar 3.3	Jendela proses Well to Seismic Tie. Nilai seismogram sintetik ditunjukkan dengan trace berwarna merah, dan amplitudo seismik original ditunjukkan dengan trace berwarna hitam. ....	25
Gambar 3.4	Tahapan interpretasi patahan pada data seismik lapangan teapot xline 127. Patahan dapat diidentifikasi dengan adanya ketidakmenerusan amplitudo seismik pada beberapa level perlapisan dengan pola yang menyerupai patahan. ....	26
Gambar 3.5	Tahapan interpretasi perlapisan. Garis merah merupakan hasil picking horizon pada batu shale Niobrara, dengan tampilan seismik amplitudo pada bagian kiri dan seismik atribut Instantaneous Phase pada bagian kanan.. 27	
Gambar 3.6	Hasil Picking Horizon dengan increment 5 pada inline dan crossline dari lapisan shale Niobrara dengan tampak 2 Dimensi.....	28

Gambar 3.7	Peta struktur domain waktu dari lapisan Niobrara. Terlihat bahwa dari hasil interpretasi, struktur antiklin terlihat dengan orientasi lipatan Tenggara-Barat Laut.....	29
Gambar 3.8	Hasil model inisial frekuensi rendah pada sumur 14-LX-28-WD. a. fokus pada batu Shale Niobrara, ditandai dengan garis Hijau. b. fokus pada batu pasir Dakota, ditandai dengan garis Hijau. ....	31
Gambar 3.9	Window impedansi akusik. Garis biru merupakan nilai amplitudo seismik, kemudian warna merah merupakan sintetik nilai impedansi akustik, dan warna kuning merupakan Batasan formasi target yang ingin dilakukan analisis. ....	33
Gambar 3.10	Hasil slice peta impedansi akustik pada formasi Dakota yang di Overlay pada Time Map Contour. Warna menyatakan nilai impedansi akustik, sedangkan garis kontur menyatakan kontur kesamaan waktu (Time Map Contour). ....	34
Gambar 4.1	Hasil analisis petrofisika pada sumur 17-WX-21, 14-LX-28-WD, 75-AX-28, 48-X-28, 88-AX-28, dan 24-JX-34 Formasi Niobrara ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shale tebal dan tidak pengendapan yang stabil. ....	38
Gambar 4.2	Hasil analisis petrofisika pada sumur 66-JX-33, 28-AX-34, 41-2-X-3, 53-LX-3, 88-DX-3, dan 62-TpX-10 Formasi Niobrara ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shale tebal dan tidak pengendapan yang stabil. ....	39
Gambar 4.3	Hasil analisis petrofisika pada sumur 25-LX-11, 56-TpX-10, 67-1-TpX-10, 64-JX-15, dan 25-1-X-14 Formasi Niobrara ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shale tebal dan tidak pengendapan yang stabil .....	40
Gambar 4.4	Hasil analisis petrofisika pada sumur 17-WX-21, 14-LX-28-WD, dan 75-AX-28. Formasi Dakota ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shaly sand pada bagian atas formasi dan clean sand pada bagian bawah formasi. Persilangan antara NPHI dan RHOB menunjukkan adanya potensi reservoir baik. ....	41
Gambar 4.5	Hasil analisis petrofisika pada sumur 48-X-28, 88-AX-28, dan 24-JX-34. Formasi Dakota ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shaly sand pada bagian atas formasi dan clean sand pada bagian bawah formasi. Persilangan antara NPHI dan RHOB menunjukkan adanya potensi reservoir baik .....	42
Gambar 4.6	Hasil analisis petrofisika pada sumur 66-JX-33, 28-AX-34, dan 41-2-X-3. Formasi Dakota ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shaly sand pada bagian atas formasi dan clean sand pada bagian bawah formasi.	

Persilangan antara NPHI dan RHOB menunjukkan adanya potensi reservoir baik .....	43
Gambar 4.7 Hasil analisis petrofisika pada sumur 55-LX-3, 88-DX-3, dan 62-TpX-10. Formasi Dakota ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shaly sand pada bagian atas formasi dan clean sand pada bagian bawah formasi. Persilangan antara NPHI dan RHOB menunjukkan adanya potensi reservoir baik .....	44
Gambar 4.8 Hasil analisis petrofisika pada sumur 25-LX-11, 56-TpX-10, dan 62-TpX-10. Formasi Dakota ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shaly sand pada bagian atas formasi dan clean sand pada bagian bawah formasi. Persilangan antara NPHI dan RHOB menunjukkan adanya potensi reservoir baik .....	45
Gambar 4.9 Hasil analisis petrofisika pada sumur 64-JX-15 dan 25-1-X-14. Formasi Dakota ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shaly sand pada bagian atas formasi dan clean sand pada bagian bawah formasi. Persilangan antara NPHI dan RHOB menunjukkan adanya potensi reservoir baik .....	46
Gambar 4.10 Wavelet yang digunakan dalam pengolahan. ....	47
Gambar 4.11 Bidang Perlapisan pada amplitudo seismik. a. bidang batas dari top dan base pada batu shale Niobrara terletak pada bagian Peak dari amplitudo seismik, b. bidang batas dari top pada batu pasir Dakota berada pada zero crossing. ....	47
Gambar 4.12 Hasil Well to Seismic Tie pada sumur 28-AX-34, difokuskan pada batu shale Niobrara .....	48
Gambar 4.13 Hasil Well to Seismic Tie pada sumur 28-AX-34, difokuskan pada batu pasir dakota .....	49
Gambar 4.14 Tampilan atribut Istantaneous Phase dari seismic section crossline 155. Terlihat bahwa kemenerusan lebih jelas dilihat berdasarkan kesamaan polaritas dari suatu amplitudo seismik. ....	52
Gambar 4.15 Tampilan atribut variance dari seismic timeslice -856 ms. Ketidakmenerusan digambarkan dengan nilai koefisien variance tinggi (warna jingga tua) yang .....	53
Gambar 4.16 Overlay penampang seismik amplitude dan atribut sweetness pada arbitrary line NW-SE. Secara kualitatif, dapat diduga terdapat lapisan potensial gas (V), yang didukung dengan adanya daerah kondisi chaos di bawah lapisan tersebut. ....	54
Gambar 4.17 Hasil interpretasi patahan dari lapangan teapot dome. Terdapat empat patahan yang ada pada daerah penelitian, dengan orientasi patahan Timur Laut-Barat Daya. ....	55

Gambar 4.18	Cross Plot AI dan Neutron Porosity pada Dakota. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai neutron porosity, dengan color key yang digunakan adalah Gamma Ray. Lingkaran biru merupakan batuan shaly sand pada Dakota, dan lingkaran kuning merupakan litologi clean sand Lakota pada batuan Dakota. ....	56
Gambar 4.19	Cross Plot AI dan Gamma Ray pada Dakota. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai Gamma Ray, dengan color key yang digunakan adalah Density. Lingkaran biru merupakan batuan shaly sand pada Dakota, dan lingkaran kuning merupakan litologi clean sand Lakota pada batuan Dakota. ....	57
Gambar 4.20	Cross Plot AI dan $1/V_p$ pada Dakota. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai $1/V_p$ , dengan color key yang digunakan adalah Gamma Ray. Lingkaran biru merupakan batuan shaly sand pada Dakota, dan lingkaran kuning merupakan litologi clean sand Lakota pada batuan Dakota. ....	57
Gambar 4.21	Cross Plot AI dan Density pada Niobrara. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai Density, dengan color key yang digunakan adalah Gamma Ray. Hasil cross plot tidak dapat memberikan informasi separasi yang baik dikarenakan litologi shale memiliki kesamaan secara impedansi maupun properti batuan. ....	58
Gambar 4.22	Cross Plot AI dan Total Porosity pada Niobrara. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai NPHI, dengan color key yang digunakan adalah Gamma Ray. Hasil cross plot tidak dapat memberikan informasi separasi yang baik dikarenakan litologi shale memiliki kesamaan secara impedansi maupun properti batuan. ....	59
Gambar 4.23	Cross Plot AI dan $1/v_p$ pada Niobrara. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai $1/v_p$ , dengan color key yang digunakan adalah Gamma Ray. Hasil cross plot tidak dapat memberikan informasi separasi yang baik dikarenakan litologi shale memiliki kesamaan secara impedansi maupun properti batuan. ....	59
Gambar 4.24	Cross Plot AI dan Sw pada Niobrara. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai Sw, dengan color key yang digunakan adalah Density. Dari hasil cross plot, diketahui bahwa nilai saturasi air lebih rendah memiliki nilai impedansi akustik dan densitas yang relatif lebih rendah, ditandai dengan warna kuning. ....	60
Gambar 4.25	Cross plot antar impedansi akustik data log dengan hasil kalkulasi pada batuan Niobrara. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik original log, dan sumbu y merupakan impedansi akustik hasil inversi. ....	63

Gambar 4.26	Cross plot antar impedansi akustik data log dengan hasil kalkulasi pada batuan Dakota. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik original log, dan sumbu y merupakan impedansi akustik hasil inversi.....	64
Gambar 4.27	Profile Plot pada formasi Niobrara. Garis merah merupakan korelasi sintetik, garis biru merupakan nilai p impedance, dan garis hitam merupakan nilai eror.....	65
Gambar 4.28	Profile Plot pada formasi Dakota. Garis merah merupakan korelasi sintetik, garis biru merupakan nilai p impedance, dan garis hitam merupakan nilai eror.....	66
Gambar 4.29	Hasil inversi pada formasi Niobrara shale pada sumur 41-2-X-3 .....	67
Gambar 4.30	Hasil inversi pada formasi Dakota pada sumur 41-2-X-3 .....	67
Gambar 4.31	Variogram well-to-well dengan parameter Density pada batu pasir dakota .....	69
Gambar 4.32	Variogram well-to-well dengan parameter Gamma Ray pada batu pasir Dakota .....	69
Gambar 4.33	Variogram well-to-well dengan parameter Vp pada batu pasir Dakota .....	70
Gambar 4.34	Variogram well-to-well dengan parameter impedansi akustik pada batu pasir Dakota .....	70
Gambar 4.35	Hasil pengolahan Kriging pada batu pasir Dakota dengan parameter impedansi akustik. Secara umum dapat diketahui tren dengan melihat nilai impedansi rendah dan tinggi dari hasil peta.....	71
Gambar 4.36	Hasil pengolahan Kriging pada batu pasir Dakota dengan parameter density. Secara umum dapat diketahui tren dengan melihat nilai densitas rendah dan tinggi dari hasil peta. ....	72
Gambar 4.37	Hasil pengolahan Kriging pada batu pasir Dakota dengan parameter Gamma Ray. Secara umum dapat diketahui tren dengan melihat nilai Gamma Ray rendah dan tinggi dari hasil peta. ....	72
Gambar 4.38	Hasil pengolahan Kriging pada batu pasir Dakota dengan parameter Vp. Secara umum dapat diketahui tren dengan melihat nilai Vp rendah dan tinggi dari hasil peta.....	73
Gambar 4.39	Hasil pengolahan Kriging pada batu pasir Dakota dengan parameter Total Porosity. Secara umum dapat diketahui tren dengan melihat nilai Total Porosity rendah dan tinggi dari hasil peta. ....	73
Gambar 4.40	Hasil cross plot nilai impedansi akustik dari peta dengan impedansi akustik dari log. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dari log	

dan sumbu y merupakan impedansi akustik dari peta slice. Didapatkan nilai korelasi sebesar 0.932.....	74
Gambar 4.41 Hasil cross plot nilai impedansi akustik dari peta dengan densitas dari log. Sumbu X merupakan nilai densitas dari log dan sumbu y merupakan impedansi akustik dari peta slice. Didapatkan nilai korelasi sebesar 0.7827 .....	75
Gambar 4.42 Hasil cross plot nilai impedansi akustik dari peta dengan Gamma Ray dari log. Sumbu X merupakan nilai Gamma Ray dari log dan sumbu y merupakan impedansi akustik dari peta slice. Didapatkan nilai korelasi sebesar 0.5607 .....	75
Gambar 4.43 Hasil cross plot nilai impedansi akustik dari peta dengan Vp dari log. Sumbu X merupakan nilai Vp dari log dan sumbu y merupakan impedansi akustik dari peta slice. Didapatkan nilai korelasi sebesar 0.7406.....	76
Gambar 4.44 Hasil cross plot nilai impedansi akustik dari peta dengan Total Porosity dari log. Sumbu X merupakan nilai NPHI dari log dan sumbu y merupakan impedansi akustik dari peta slice. Didapatkan nilai korelasi sebesar -0.7348. Nilai negative berarti hubungan antara peta slice impedansi akustik dengan parameter total porositas berbanding terbalik. ....	76
Gambar 4.45 Variogram seismic to seismic dari slice peta impedansi akustik. ....	77
Gambar 4.46 Slice peta impedansi akustik hasil inversi pada formasi Dakota, dengan parameter rata-rata 20 ms di bawah top formasi Dakota.....	78
Gambar 4.47 Slice peta impedansi akustik hasil inversi pada formasi Niobrara, dengan parameter rata-rata 50 ms di bawah top formasi Niobrara... ..	79
Gambar 4.48 Peta hasil kalkulasi collocated co-kriging untuk parameter impedansi akustik yang di overlay pada peta struktur domain waktu formasi Dakota. Nilai berwarna hijau menandakan impedansi rendah, sedangkan nilai berwarna merah menandakan impedansi tinggi. ....	80
Gambar 4.49 Peta hasil kalkulasi collocated co-kriging untuk parameter densitas yang di overlay pada peta struktur domain waktu formasi Dakota. Nilai berwarna hijau menandakan Densitas tinggi, sedangkan nilai berwarna biru menandakan densitas rendah. ....	81
Gambar 4.50 Peta hasil kalkulasi collocated co-kriging untuk parameter Gamma Ray yang di overlay pada peta struktur domain waktu formasi Dakota. Nilai berwarna hijau menandakan Gamma Ray tinggi, sedangkan nilai berwarna merah menandakan Gamma Ray rendah. ....	82
Gambar 4.51 Peta hasil kalkulasi collocated co-kriging untuk parameter Vp yang di overlay pada peta struktur domain waktu formasi Dakota. Nilai berwarna	

hijau menandakan Vp tinggi, sedangkan nilai berwarna Biru-keunguan menandakan Vp rendah. ....	83
Gambar 4.52 Peta hasil kalkulasi collocated co-kriging untuk parameter Porositas Total yang di overlay pada peta struktur domain waktu formasi Dakota. Nilai berwarna hijau menandakan Porositas Total tinggi, sedangkan nilai berwarna Biru menandakan Porositas Total rendah. ....	84
Gambar 4.53 Peta hasil kalkulasi collocated co-kriging untuk parameter Saturasi Air yang di overlay pada peta struktur domain waktu formasi Niobrara. Nilai berwarna merah menandakan Saturasi air rendah, sedangkan nilai berwarna Biru menandakan Saturasi air Tinggi. ....	85
Gambar 4.54 Analisis sebaran reservoir Dakota potensial sebagai reservoir hidrokarbon, ditandai dengan lingkaran merah. Pada formasi Dakota, parameter yang diketahui sebagai properti shaly sand baik untuk reservoir ditandai dengan nilai a. Gamma Ray Rendah. b. Densitas rendah. c. Vp rendah dan d. Porositas Total Tinggi. ....	86
Gambar 4.55 Analisis sebaran reservoir Dakota potensial sebagai reservoir hidrokarbon, ditandai dengan lingkaran Biru. Pada formasi Dakota, parameter yang diketahui sebagai properti shale baik untuk reservoir ditandai dengan nilai a. impedansi akustik rendah. b. saturasi air rendah.....	89

*“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”*

## **DAFTAR TABEL**

Tabel 3 .1	Informasi ketersediaan log pada tiap sumur.....	20
------------	---	----

*“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”*

# **BAB I**

## **PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Dengan berkembangnya ilmu pengetahuan dan teknologi pada sektor industri minyak dan gas bumi, tahapan eksplorasi hidrokarbon dapat memberikan informasi lebih baik dan spesifik dalam penentuan lokasi potensial hidrokarbon. Pada tahapan eksplorasi, metode seismik merupakan pilihan utama untuk memberikan informasi bawah permukaan dengan baik, karena dapat menggambarkan bidang batas perlapisan melalui kontras antar lapisan dan memiliki karakter amplitude yang mencirikan suatu properti tertentu pada batuan. Lebih lanjut, dengan menggunakan data sumur sebagai informasi absolut, yang kemudian dikombinasikan dengan data seismik, maka kita dapat melakukan interpretasi bawah permukaan untuk eksplorasi hidrokarbon, baik rekonstruksi bawah permukaan lokasi penelitian, pencarian daerah potensi ekonomis hidrokarbon, perhitungan estimasi cadangan, karakterisasi reservoir, dan lain-lain. Salah satu metode yang dapat digunakan untuk dapat mengetahui secara detail mengenai properti dari suatu reservoir adalah inversi seismik.

Metode inversi dalam proses interpretasi data seismik dilakukan untuk memperkirakan parameter batuan dalam bentuk impedansi akustik, yang dapat merepresentasikan kondisi bawah permukaan sebenarnya. Impedansi akustik yang diperoleh dari proses inversi memberikan informasi litologi bawah permukaan, sehingga dapat digunakan sebagai karakterisasi reservoir dalam eksplorasi minyak dan gas bumi. Nilai impedansi akustik dapat dikaitkan dengan berbagai macam properti petrofisika batuan, yang nantinya akan digunakan sebagai penentuan lokasi pemboran terbaik.

Kombinasi antara analisis hasil inversi dengan pendekatan geostatistik dapat menjadi pilihan yang baik untuk mendapatkan sebaran litologi atau parameter properti batuan dalam bentuk peta, dengan hasil yang memiliki tingkat kepercayaan lebih tinggi. Statistik dari data sumur di integrasikan ke dalam data seismik, sehingga memberikan gambaran yang lebih baik dalam karakterisasi reservoir. Hasil integrasi antara data sumur dan data seismik kemudian digunakan sebagai dasar dalam estimasi properti ditempat lain, menggunakan konsep geostatistik yang telah berkembang. Parameter reservoir dan atribut seismik diestimasi secara berkelanjutan, dengan mengasumsikan lokasi yang tidak terdapat sampel sumur sebagai variabel yang acak dan disajikan dalam bentuk peta ataupun *volume 3D static model*.

## 1.2 Rumusan Masalah

Perumusan masalah pada Tugas Akhir ini adalah bagaimana hasil karakterisasi reservoir menggunakan metode inversi dan geostatistik dapat menkarakterisasi litologi yang merupakan batu pasir dakota maupun shale Niobrara dengan baik dan bagaimana tren pola sebaran tiap reservoir, dengan mempertimbangkan kondisi geologi bawah permukaan yang terbentuk pada daerah penelitian.

## 1.3 Batasan Masalah

Adapun batasan masalah pada Tugas Akhir ini adalah penggunaan data seismik *3D post stack time migration* yang telah dilakukan proses pengolahan data seismik sebelumnya sehingga tidak termasuk kedalam bahasan pada Tugas Akhir ini. Lalu, Target reservoir yang dijadikan kajian dalam penulisan Tugas Akhir kali ini adalah pada batu pasir Dakota dan batu shale Niobrara. Penentuan batas formasi telah ditentukan sebelumnya dan informasi tersebut dapat diperoleh dari data *well top marker* yang tersedia. Kemudian, perhitungan Saturasi Air menggunakan rumus Archie dengan nilai *True Resistivity (Rt)* diasumsikan menggunakan nilai *Resistivity Deep*, dan nilai *Resistivity of Water (Rw)* diperoleh melalui kalkulasi metode salinitas.

## 1.4 Tujuan

Tujuan dari dilakukannya tugas akhir ini adalah menentukan persebaran reservoir batu pasir properti baik dari formasi Dakota dan batu *shale* berpotensi gas dari formasi Niobrara pada lapangan Teapot Dome berdasarkan hasil pengolahan metode inversi dan geostatistik, yang kemudian dapat dijelaskan hubungan antara properti reservoir baik dari batu pasir Dakota dan *shale* Niobrara berpotensi terakumulasi gas tersebut dengan konsep geologi daerah penelitian.

## 1.5 Manfaat

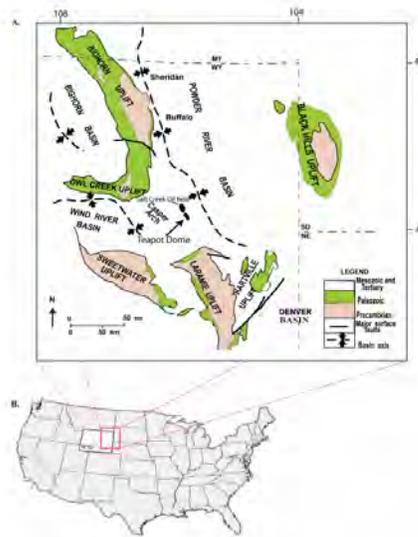
Adapun manfaat dari dilakukannya tugas akhir ini adalah, dengan mengetahui sebaran litologi batu pasir pada reservoir target, dapat memberikan rekomendasi yang lebih baik pada saat dilakukan *drilling*, baik dalam penentuan lokasi maupun tipe arah pemboran. Selain itu, diharapkan dapat memberikan perhitungan cadangan yang lebih representatif dikarenakan reservoir spesifik batu pasir yang menjadi informasi luasan daerah prospek telah diketahui.

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Kerangka Geologi

#### 2.1.1 Tektonik Regional

Teapot dome merupakan struktur antiklin terbentuk pada *Late Cretaceous* hingga *Eocene Laramide*, yang terletak sebelah ujung Barat Daya dari cekungan Powder River, 48 KM sebelah Utara dari Casper, Wyoming, USA (Gambar 2.1). Orogenesa *Laramide* merupakan kawasan pegunungan yang tersebar luas karena terpengaruh dari gunung Rocky dan provinsi plateau Colorado. Deformasi meluas dari bagian utara Montana menuju daerah selatan New Mexico dan dari sebelah barat High Plains menuju Timur Utah. Orogenesa dari wilayah ini telah dideskripsikan sebagai peristiwa kompresi regional.



Gambar 2.1 a. Indeks peta menunjukkan lokasi dari cekungan dan proses *uplift* pada bagian Timur Wyoming, serta lokasi Teapot Dome pada cekungan Powder River. (Modifikasi Cooper et al.(2006). b. lokasi Wyoming pada Amerika Serikat

Dickson et al.(1988) mencatat bahwa struktur *Laramide* secara umum merekam jaringan pemendekan kerak Amerika Utara arah Timur Laut-Barat

Daya. Dengan adanya pemendekan, kemudian muncul *uplift* pada cekungan luas dari wilayah antara interior *Seaway* masa *Cretaceous*. *Seaway*, yang dimulai pada *Cretaceous* tengah, memiliki *Inland Sea* yang besar, terbentuk sebagai lempeng Farallon yang tersubduksi dibawah sebelah barat Amerika Utara. Uplift ini memiliki tipe memanjang, dengan struktur basement asimetris dikontrol oleh *Blind Thrust Fault*, dengan tren arah Utara atau Timur Laut. Struktur cekungan juga terbentuk sebagai hasil dari kompresi. Cekungan Powder River yang merupakan hampir 5500 m batuan sedimen, termasuk lebih dari 2000 m dari batuan sedimen klastik non marine dari umur Laramide.

Beberapa model dari mekanisme deformasi Laramide telah diajukan, termasuk *Retroarc Thrusting*, tektonik "*Orogenic Float*", dan subduksi *Flat-slab*. Bukti lain memperkenankan sambungan mekanik antara lempeng Farallon dengan dasar dari lempeng litosfer Amerika Utara meninjam zona subduksi pantai bagian Barat (model subduksi flat-slab dari English et al. (2003)). Mekanisme serupa terbukti saat ini pada bagian timur dari Andes. Dimana Amerika Selatan saat mengalami pemendekan sebagai respon dari subduksi flat-slab.

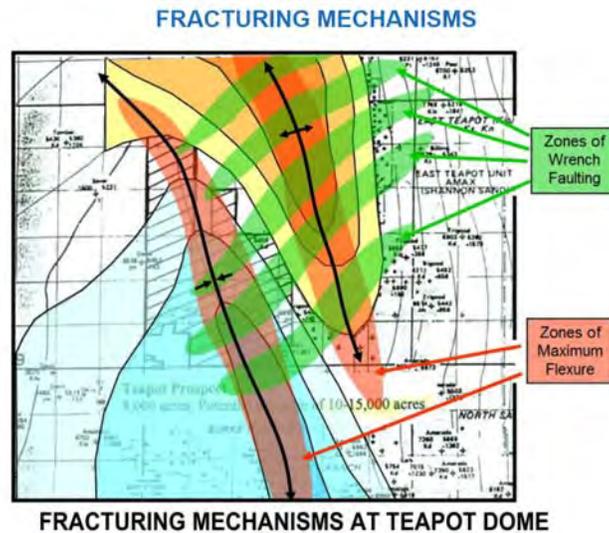
### 2.1.2 Geologi Struktural

Antiklin Teapot Dome merupakan jenis asimetris mencuram ganda dengan garis gantung (*hinge*) lengkung axial yang memiliki tren Barat Laut-Tenggara. Bagian *Backlimb* memiliki sudut *dip* setidaknya 14° ke arah Timur-Timur Laut sedangkan *dip steeper* mencapai 30° merupakan karakteristik dari *forelimb* arah Barat-Barat daya. Fold berasosisasi dengan *Thrust Fault* arah Barat-Barat daya pengaruh *vergent basement* terlihat pada data seismik 3D. Sebagian patahan muncul di permukaan dan telah dipetakan melalui *outcrop* (Cooper et al., 2000). Curry (1977) menjelaskan *Teapot Dome* sebagai struktur kecil tambahan dari struktur antiklin yang jauh lebih besar, yaitu antiklin *Salt Creek* yang berlokasi dekat dengan *Teapot Dome* (sebelah Timur Laut). Secara bersamaan beberapa antiklin meliputi antiklin asimetris panjang dengan orientasi Barat Laut-Tenggara.

Antiklin membuat beberapa rekahan dan patahan ekstensional dengan orientasi hampir tegak lurus dan paralel dengan *strike* dari uplift. Patahan dan rekahan ini terbentuk sebagai hasil dari ekstensi sepanjang lipatan (fold). Geometri 3D dari antiklin menunjukkan ekstensi paralel dan tegak lurus terhadap *hinge*, dimana patahan longitudinal terbentuk karena proses *tension* dari bagian luar busur lipatan, dan tegak lurus *hinge* terbentuk pada saat *stretching* busur

longitudinal pada sudut antiklin. Patahan ini merupakan jenis *fold-accomodation*. Beberapa patahan ini dapat dilihat pada permukaan melalui *outcrop* dari bagian batu pasir *Parkman* pada formasi *upper cretaceous Mesaverde* yang muncul ke permukaan sepanjang Timur, Barat, dan Selatan dari struktur Teapot (Cooper et al., 2000).

Struktur patahan yang terjadi pada teapot dome berasosiasi dengan adanya *wrench faulting* sejajar busur antiklin secara regional (gambar 2.2), yang kemudian terbentuk patahan dengan jenis sesar normal dan sesar *oblique*. Untuk struktur antiklin terbentuk akibat adanya gaya kompresi arah barat-timur dengan jenis *double plunging*.



Gambar 2.2 Mekanisme terbentuknya patahan secara regional pada daerah teapot dome. Antiklin teapot dome digambarkan dengan konur berwarna jingga, zona *wrench faulting* ditandai dengan warna hijau, dan zona *maximum flexure* ditandai dengan warna merah.

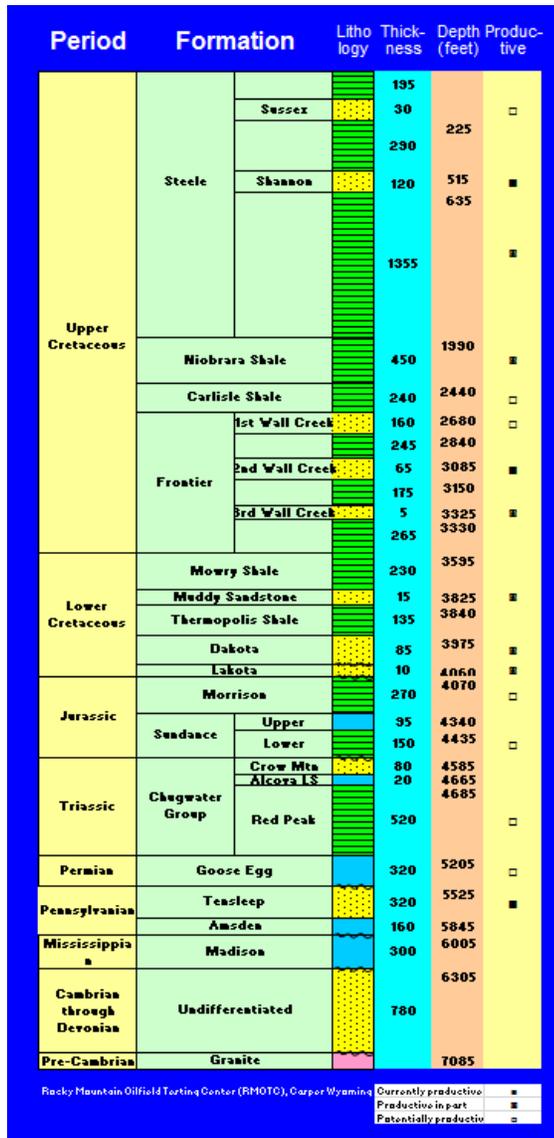
### 2.1.3 Geologi Minyak dan Gas Bumi

Lapangan *Teapot Dome* merupakan salah satu lapangan migas dari *Wyoming Laramide Foreland* (area struktur *basement involved* laramide yang berada di bagian Timur dari *Wyoming overthrust belt*). Luasan area dari teapot dome kurang lebih sebesar 46 km<sup>2</sup> dengan terdapat lebih dari 1300 sumur, dengan

600 sumur telah produksi. Interval formasi yang memproduksi hidrokarbon adalah *Niorara Shale*, *Shannon Sandstone*, *Second Wall Creek*, *Third Wall Creek*, *Tensleep*, *Muddy*, dan *Dakota Sandstone*, dengan *Shannon Sandstones* sebagai formasi terdangkal dan *Tensleep Sandstones* sebagai formasi terdalam. Produksi dari *Shannon Sandstone* merupakan yang terbesar, dengan produksi kurang lebih 50% dari total produksi di *Teapot Dome*.

#### **2.1.4 Stratigrafi dan Deskripsi Zona Produksi**

Terdapat beberapa formasi pada *Teapot Dome* yang terbukti ataupun potensial menjadi reservoir hidrokarbon. Litologi dari wilayah ini bervariasi antara batu pasir, shale, dan karbonat yang tersedimentasi pada berbagai variasi periode, yaitu *Upper Cretaceous*, *Lower Cretaceous*, *Jurassic*, *Triassic*, *Permian*, dan *Pennsylvanian*. Beberapa lapisan atau formasi yang telah terbukti memproduksi hidrokarbon adalah *Shannon Sandstones*, *Steele Shale*, *Niobrara Sandstones*, *Second Wall Creek Sandstones*, *Third Wall Creek Sandstones*, *Muddy Sandstones*, *Dakota Shale*, *Lakota Sandstones*, dan *Tensleep Sandstone*. (Gambar 2.3).



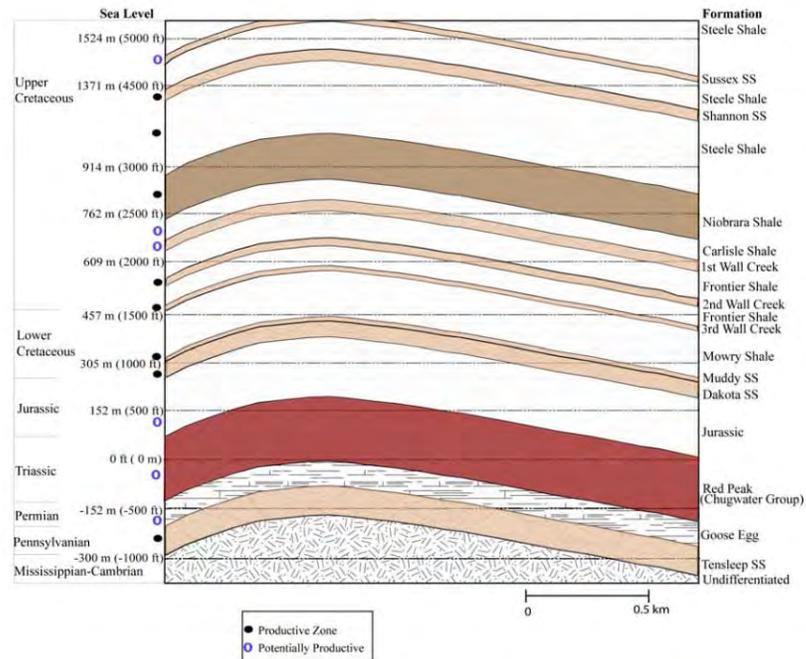
Gambar 2.3 Kolom stratigrafi dari *Teapot Dome*. Memberikan informasi Periode terbentuk, nama formasi, kedalaman lapisan, ketebalan lapisan, serta keterangan produksi (Teapot Overview, RMOTC).

Formasi *Mesaverde* telah tererosi di bagian tengah dari *Teapot Dome*, menyebabkan dapat terlihatnya bagian atas dari formasi *Upper Cretaceous Steele Shale*, dimana beranggotakan lapisan batu pasir *Sussex* dan *Shannon*. *Sussex Sandstones* ter - *interbed* dengan sembilan unit bentonite yang terpetakan pada skala *outcrop* yang dikombinasikan dengan data sumur, termasuk area yang berdekatan dengan area studi.

*Shannon Sandstones* dideskripsikan sebagai deposit kategori *bioturbated shoreface* oleh Walker dan Bergman (1993). Kemudian, Tillman dan Martinsen (1984) menyebutkan mengenai dugaan deposisi yang dimulai pada sekitar 83.5 ma yang lalu pada saat fase akhir dari regresi *Cretaceous Western Interior Seaway*. Walker dan Bergman mendefinisikan dua bagian suksesi mengasar ke atas (*coarsening-upward succession*), dengan ketebalan rata-rata lapisan atas suksesi sebesar kurang lebih 82.3 ft, dan bagian lapisan bawah suksesi memiliki ketebalan kurang lebih 72.5 ft. Cooper et al. (2001) mendeskripsikan *Shannon Sandstones* kebanyakan merupakan *bioturbated clayey sandstones* yang bersifat tidak rentan terhadap *fracturing*, dengan terdapat lapisan tipis *clean sandstones*. Seismik refleksi dari interval *Shannon* dan *Sussex* mungkin karena adanya kontras impedansi antara *sandstone* dan lapisan *interbedded shale*. Batasan antara *Steele Shale* dan *Shannon Sandstone* merupakan sebuah refleksi.

*Second Wall Creek Sandstones* merupakan bagian dari formasi *Upper Cretaceous Frontier*, dimana tereposit oleh sistem *prograding fluvial-deltaic* (Cooper et al. 2001). Ketebalan lapisan kurang lebih 39.4 ft, dengan porositas lebih kecil dari *Shannon Sandstone*. Ketebalan pada bagian utara struktur *saddle* yang memisahkan antara *Teapot* dengan *Salt Creek* adalah 29.5 ft, dan bagian selatan *saddle* menuju ke bagian utama dari dome memiliki ketebalan kurang lebih 39.4 ft. *Second Wall Creek* merupakan lapisan yang memproduksi migas kedua terbesar pada *Teapot Dome*.

*Tensleep Sandstone* merupakan lapisan pada zaman *Pennsylvanian* yang memiliki sejarah produksi cukup besar, dengan rata-rata porositas 8% dan porositas zona reservoir produksi sekitar 20%. *Tensleep* dikarakterisasi sebagai deposit dengan sistem perubahan dari *marine* ke *continental sandstones*. *Shallow Marine Sandstones* mengandung *abundant corals*, *Tabular Carbonate*, dan *thin sandstone beds*, sedangkan *continental sandstones* memiliki lapisan porous tebal dan permeable *eolian cross-beds* serta karbonat diskontinu tipis. Sekitar 35 sumur telah produksi pada formasi *Tensleep*.



Gambar 2.4 Sketsa kolom stratigrafi dengan penyederhanaan dari data seismik orientasi Timur-Barat, Teapot Dome, Wyoming. Modifikasi oleh Rauchle et al. (2006).

## 2.2 Studi Pendahuluan

Kombinasi antara metode inversi dan Geostatistik dalam karakterisasi reservoir terbukti lebih optimal, dikarenakan integrasi antara data sumur yang memiliki resolusi vertikal baik dengan seismik yang memiliki resolusi lateral baik akan saling melengkapi kekurangan dan dapat memperoleh informasi bawah permukaan yang lebih dapat dipercaya.

Aplikasi dari kombinasi kedua metode ini telah terbukti dalam menghasilkan peta sebaran yang lebih baik dibandingkan dengan metode geostatistik *kriging*, analisis Inversi *model based* saja, maupun dengan

*multiatribut* saja. Keunggulan ini dapat dinilai berdasarkan kenaikan nilai korelasi dari analisis crossplot.

*Purnamasari (2008)* telah melakukan studi menggunakan metode serupa untuk mengetahui sebaran porositas efektif sebagai upaya menentukan lokasi pemboran untuk *water injection*. Hasil dari crossplot antara data sumur dengan data seismik mendapatkan hasil korelasi sebesar -0.671148. Kemudian, ketika dilakukan analisis multiatribut saja, didapat nilai korelasi sebesar 0.587762. Lalu, dengan mengintegrasikan antara hasil inversi sebagai input untuk dilakukan analisis geostatistik, hasil korelasi menunjukkan angka 0.988543.

## **2.3 Teori Seismik Refleksi**

### **2.3.1 Impedansi Akustik**

Impedansi akustik (AI) merupakan salah satu sifat batuan dari hasil perkalian antara densitas dan kecepatan dengan persamaan

$$IA = \rho V \quad (1)$$

dimana IA merupakan impedansi akustik,  $\rho$  merupakan densitas batuan, dan V merupakan cepat rambat gelombang.

Dalam mengontrol nilai AI, kecepatan (velocity) memiliki peran yang lebih penting dibandingkan dengan densitas. Nilai AI berkaitan erat dengan kekerasan suatu batuan, dimana semakin keras suatu batuan akan memiliki nilai AI yang tinggi, dan berlaku juga sebaliknya.

### **2.3.2 Koefisien Refleksi (RC)**

Koefisien refleksi, atau disebut juga reflektivitas merupakan perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi yang datang pada keadaan normal karena adanya perbedaan litologi batuan dengan nilai impedansi akustik (AI) berbeda. Koefisien refleksi dapat dirumuskan dengan persamaan,

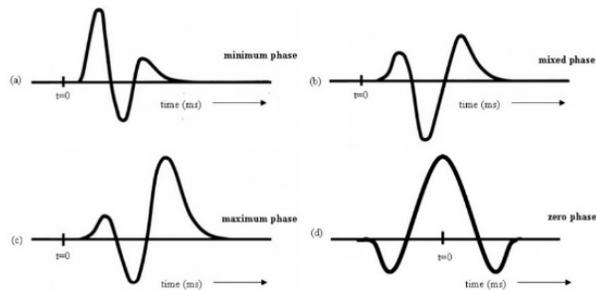
$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (2)$$

dimana RC adalah Koefisien Refleksi,  $AI_1$  adalah impedansi akustik lapisan atas dan  $AI_2$  adalah impedansi akustik lapisan bawah.

Besarnya koefisien refleksi menentukan besarnya energi gelombang yang dipantulkan, semakin besar koefisien refleksi, maka refleksi akan semakin kuat.

### 2.3.3 Wavelet

Wavelet adalah tubuh gelombang dari gelombang yang menjadi sumber dari seismik refleksi. Terdapat 4 jenis fase dalam wavelet, yaitu zero phase, minimum phase, maximum phase dan mix phase (gambar 2.5). Akan tetapi, wavelet yang umum digunakan dalam pengolahan seismik adalah zero phase dan minimum phase. Wavelet fase nol (zero phase) memiliki bentuk simetris dengan konsentrasi maksimum (puncak tunggal) di tengah dan waktu tunda nol. Untuk wavelet fase minimum memiliki waktu tunda kecil dari energinya dan wavelet fase maksimum memiliki waktu tunda besar dari energinya.



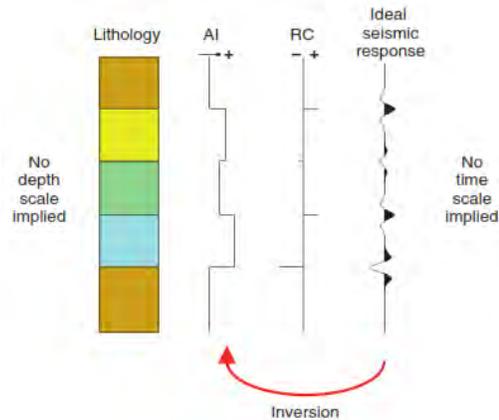
Gambar 2.5 Jenis wavelet berdasarkan perubahan fase : a. fase minimum; b. fase campuran; c. fase maksimum; d. fase nol.

## 2.4 Inversi Seismik

Secara sederhana, proses inversi data seismik melibatkan perhitungan Impedansi Akustik (AI) dari data seismik refleksi. Dengan demikian, inversi seismik dapat disebut sebagai langkah awal dalam interpretasi data seismik yang telah di proses secara ideal, karena mencoba mengembalikan data menjadi kondisi bawah permukaan sebenarnya berdasarkan data seismik yang dimiliki.

Seperti ditunjukkan pada data reflektivitas konvensional (gambar 2.6), respon seismik ideal memberikan informasi mengenai batas antara lapisan bawah permukaan, dimana inversi seismik impedansi akustik menghitung property dari lapisan itu sendiri. Dengan mengasumsikan nilai seri Koefisien refleksi (RC) yang didapat dari fungsi AI, maka inversi dari data seismik refleksi yang

terproses dengan baik secara efektif akan mengintegrasikan data tersebut untuk menghasilkan data AI (Herron, 2011).



Gambar 2.6 Inversi Seismik. Membuat data impedansi akustik dari respon seismik ideal, merupakan proses yang disebut sebagai proses interpretative. (Herron, 2011)

*Trace* seismik merupakan konvolusi antara koefisien refleksi dengan wavelet, atau dapat dituliskan kedalam persamaan sebagai berikut :

$$s(t) = RC(t) * W(t) \quad (3)$$

dimana  $s(t)$  merupakan *trace* seismik,  $RC(t)$  merupakan koefisien refleksi,  $W(t)$  merupakan wavelet, dan  $*$  merupakan tanda konvolusi. Koefisien Refleksi yang didapat dari bymi bersifat *unlimited*, sedangkan wavelet seismik bersifat *bandlimited*. Dengan demikian, pada saat kedua besaran tersebut dikonvolusikan, maka akan menghasilkan *trace* seismik yang juga *bandlimited*. Ini berarti kisaran frekuensi rendah dan tinggi hilang. Dalam melakukan inversi, perlu dilakukan *recovery* terhadap frekuensi yang hilang tersebut, agar nilai impedansi akustik menjadi benar serta memiliki resolusi dan model yang dihasilkan menjadi benar.

Metode Inversi memiliki dua pendekatan, yaitu deterministik dan probabilistik. Hasil dari inversi dapat berupa sebaran porositas, saturasi fluida,

dan volume total batuan reservoir. Metode deterministik digunakan untuk menentukan suatu nilai secara kuantitatif yang selanjutnya akan digunakan dalam pertimbangan estimasi zona terbaik maupun zona yang kurang prospektif. Sedangkan metode probabilitas memberikan suatu sebaran nilai data yang dianalisa berdasarkan probabilitas nilai properti yang dihitung.

## **2.5 Terminologi Inversi pada Data Seismik**

### **2.5.1 Forward Model**

*Forward model* digunakan dalam proses pembuatan seismogram sintetik dengan metode konvolusi. Untuk data *Post-Stack*, forward modal didapat dari hasil konvolusi koefisien refleksi dengan wavelet sumber, sehingga didapat seismogram sintetik. Lalu, untuk data *Pre-stack*, kita dapat memanfaatkan persamaan *shuey* untuk melihat efek *AVO*.

### **2.5.2 Model-based Inversion**

Pada *model based inversion*, data dari seismogram sintetik kemudian dikalkulasi ulang sebagai bagian dari algoritma inversi. Beberapa metode inversi yang menjadi bagian dari model-based inversion adalah deterministik, probabilistik, stokastik, dan *Generalized Linear Inversion (GLI)*.

### **2.5.3 Properti model: model impedansi, model Vp, model Vs, model densitas**

Properti model merupakan input untuk *forward modelling* dan juga merupakan hasil dari inversi seismik. Pada data *Post-Stack*, property modelnya adalah model impedansi, sedangkan pada data *Pre-stack* property modelnya melingkupi Vp, Vs, dan densitas.

### **2.5.4 Inversi Relatif, Absolut/relatif, dan Absolut property Model**

Kebanyakan algoritma inversi digunakan untuk menyelesaikan property model absolut (Contoh: impedansi absolut untuk data inversi *post stack*), dimana dapat dibandingkan dengan impedansi dari data sumur. Membuat impedansi relatif merupakan salah satu metode yang berkaitan dengan hasil inversi non-unik. Untuk hasil model properti relatif akan menggambarkan impedansi tinggi dan rendah berkaitan dengan litologi batuan, dan tidak perlu dibandingkan langsung dengan model absolut dari log sumur. Hal ini membuat model relatif tidak mengakomodasi data frekuensi rendah (antara 0-15 Hz). (Cooke, 2010).

## 2.6 Pengertian Geostatistik

Geostatistik merupakan studi dari fenomena yang berbeda pada ruang dan waktu, sebagai koleksi teknik numerik yang berhubungan dengan karakterisasi atribut spasial, menggunakan model random primer dengan cara yang sama dengan analisis rentetan waktu dari data temporal.

Geostatistik dapat digunakan untuk menjelaskan kontinuitas spasial dari fenomena alam dan menyediakan adaptasi dari teknik regresi klasik untuk mengambil keuntungan dari kontinuitas tersebut. Komponen umum yang digunakan dalam metode geostatistik diantaranya adalah analisis (semi) variogram, kriging, Collocated kriging, Kriging with external drift, dan simulasi stokastik (Bohling, 2005).

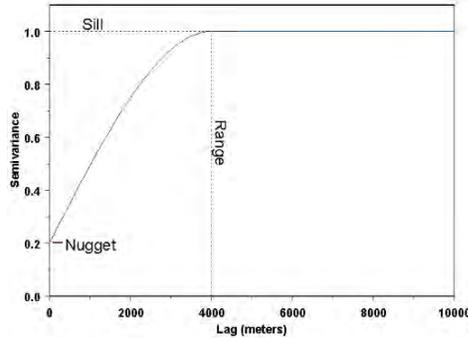
Implementasi Geostatistik untuk karakterisasi reservoir merupakan salah satu pilihan yang baik, dengan pemanfaatannya untuk mendefinisikan generasi fasies, permeabilitas, porositas, dan sebagainya dari suatu reservoir menggunakan data sumur dan data seismik. Dalam pemanfaatannya, metode geostatistik akan optimal ketika data terdistribusi secara normal, dan secara stasioner (*mean* dan *variance* tidak beragam secara signifikan pada ruang).

### 2.6.1 Variogram

Variogram merupakan metode untuk mendeskripsikan variasi spasial dari suatu properti reservoir berdasarkan prinsip sampel yang terpisah secara dekat memiliki nilai korelasi yang lebih besar dibandingkan dengan data yang jauh dari data yang lainnya atau dari data yang telah mencapai nilai korelasi minimum. Variogram juga merupakan suatu plot keragaman dalam konteks semi-varian terhadap jarak separasi. Dengan melakukan analisis variogram pada data input, hasilnya dapat digunakan untuk mendapatkan model properti data dan mempertahankan variasi spasial pada model yang telah ada. Pada analisis variogram, diperlukan data yang bersifat stasioner.

Terdapat tiga komponen yang perlu diperhatikan, yaitu Sill, Range, dan Nugget. *Sill* merupakan semi-varian dimana jarak separasi lebih besar dibandingkan dengan range. Idealnya, nilai *sill* berhenti pada nilai konstan. Nilai mencapai *plateau* terjadi ketika variogram tidak berubah lagi (konstan), dimana penambahan nilai separasi tidak mempengaruhi nilai variogram. Kemudian, *range* merupakan jarak dimana kurva variogram mulai naik. Idealnya, range akan berhenti ketika nilai telah mencapai *plateau* (konstan). Jarak offset yang terjadi disebut sebagai *range*. Lalu, secara teori *nugget* merupakan kondisi dimana nilai semi-variogram pada *origin* (*0 lag*) seharusnya bernilai nol. Namun, sampel

error dan variabel berskala kecil menyebabkan nilai nugget tidak nol. Nugget menunjukkan keberagaman pada jarak pendek dari tipe sampel ruang, termasuk menghitung eror. Fungsi *nugget* dalam analisis kriging dan co-kriging adalah untuk menentukan bagaimana sumur dapat menghasilkan peta dalam input data jarang (*sparse*).



Gambar 2.7 Kurva Variogram. Nilai *sill* ditunjukkan dengan garis putus merah arah horizontal, nilai *range* ditunjukkan dengan garis putus merah arah vertical, kemudian *nugget* merupakan keberagaman pada jarak pendek dari tipe sampel ruang. (Bohling, 2005).

### 2.6.2 Kriging

Kriging merupakan teknik interpolasi spasial yang menggunakan metode *weight moving average* untuk mereduksi hasil varians pada hasil. Aplikasi pada ilmu geofisika sering digunakan untuk pemetaan terhadap sampel data yang didapat. Dari data sampel yang acak, kemudian diasumsikan dalam bentuk grid dan dilakukan interpolasi dari hubungan antar titik tersebut sehingga dapat menghasilkan suatu informasi dalam bentuk peta.

Pada proses kriging, tiap output sampel dikomputasi sebagai jumlah pembebanan dari beberapa, atau seluruhnya dari *input* sumur. Sebagai contoh, jika kita ingin mengetahui peta sebaran porositas, maka kita dapat melakukan pembuatan peta dengan menggunakan persamaan sebagai berikut,

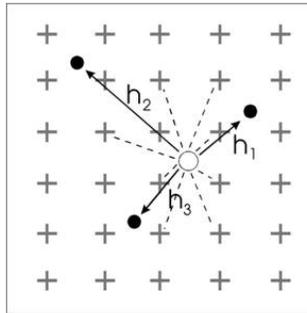
$$\Phi(x_0, y_0) = w_1 \Phi(x_1, y_1) + w_2 \dots \dots \Phi(x_2, y_2) + \dots + w_N \Phi(x_N, y_N) \quad (4)$$

dimana pembebanan pada proses kriging dikomputasi menggunakan *spatial covariance*, yang didapat dari variogram. Perlu diketahui bahwa analisis yang digunakan untuk mengetahui kualitas hasil peta pada metode kriging umumnya melalui nilai kriging error. Namun, metode kriging memiliki sangat sedikit informasi sebagai input. Ini berarti pendekatan menggunakan metode kriging sangat bergantung pada kualitas *variance* dari hasil input data. Untuk mendapatkan perhitungan error yang lebih baik, disarankan untuk menggunakan metode *cross-validation*, dimana didapat secara berturut-turut dengan menggunakan well dan diprediksi nilai erornya. (Russel, 2001)

### 2.6.3 Co-kriging

Co-kriging merupakan teknik kriging dengan menggunakan variasi sampel sekunder sebagai tambahan informasi dalam melakukan interpolasi. Sampel yang dipakai memiliki variabel yang berbeda, namun berhubungan secara spatial. Co-kriging dilakukan untuk mendapat variasi distribusi lateral dari data primer dengan mengikatnya pada data sekunder.

Pada aplikasi karakterisasi reservoir, metode co-kriging dilakukan dengan menggunakan pendekatan regresi multivariasi menggunakan informasi dari seismik (sebagai data sekunder) dengan informasi dari data sumur (sebagai data primer). Co-kriging membuat perkiraan kombinasi linier dari point data primary bersebelahan dan point data secondary bersebelahan (gambar 2.8)



Gambar 2.8 Teknik perkiraan yang digunakan dalam metode Co-kriging. Titik hitam merupakan koordinat sumur dengan nilai parameter tertentu, serta  $h_1$ ,  $h_2$ , dan  $h_3$  merupakan variabel tambahan secara lateral yang diperoleh dari data seismik. Metode Co-kriging digunakan untuk menduga nilai parameter pada lokasi lain (titik putih) dengan parameter sumur dan seismik diketahui (titik hitam dan  $h_1, h_2, h_3$ )

Bobot dari Co-kriging dihitung menggunakan variogram *well to well*, *seismic to seismic*, dan *well to seismic* menggunakan persamaan Markov-Bayes.

Asumsi dari Markov-Bayes berdasarkan pada permasalahan pemodelan variogram yang bergantung pada sangat sedikit data sampel, yaitu dari data sumur. Model tersebut dapat menjadi tidak terpercaya karena efek dari keterbatasan data. Namun, kita dapat mengatur hubungan linier antara data jarang dari sumur dengan data rapat dari seismik. Tujuan dari dicarinya hubungan tersebut adalah untuk membantu dalam membuat model dari variogram dan untuk mengatur tren pada data seismik yang bersifat *dense*. Solusi dari permasalahan berikut adalah dengan menggunakan hubungan linier asumsi untuk membantu membuat model variogram, atau dapat dituliskan ke dalam persamaan,

$$S_{xy} = A * W_{xy} + B + noise \quad (5)$$

dimana A dan B merupakan konstanta yang ditentukan, dan noise adalah *zero-mean* dan tidak berkorelasi dengan variabel lain.

Semi-variogram,  $\gamma$ , antara dua variabel x dan y berhubungan dengan kovarian antara variable berikut,

$$2\gamma_{xy} = Cov_{xx} + Cov_{yy} + (\mu_x - \mu_y)^2 - 2Cov_{xy} \quad (6)$$

dimana  $\mu_x$  merupakan rata-rata nilai x, dan  $Cov_{xy}$  didefinisikan sebagai,

$$Cov_{xy} = \frac{1}{N} \sum [(x - \mu_x) - (y - \mu_y)]^2 \quad (7)$$

Markov-Bayes mengasumsikan bahwa komponen noise tidak berkorelasi dengan seismik (S) maupun data sumur (W). Kemudian, dari kondisi tersebut, kita dapat melihat bahwa kovarian yang dibutuhkan dapat dikomputasi secara mudah. Jika diketahui Slope (A) dan *noise* kovarian ( $Cov_{nn}$ ), maka kita dapat mengkalkulasi tiga kovarian dari tiap – tiap diketahui.

$$Cov_{ss(h)} = \frac{1}{N} \sum S_{x+h} * S_{x+h} - \left(\frac{1}{N^2}\right) \sum S_{x+h} * S_{x+h} \quad (8)$$

$$Cov_{ss(h)} = A^2 Cov_{ww(h)} + Cov_{nn} \quad (9)$$

$$Cov_{ws(h)} = ACov_{ww(h)} \quad (10)$$

Ini menunjukkan bahwa jika salah satu dari  $Cov_{ss}$ ,  $Cov_{ww}$ , atau  $Cov_{ws}$  diketahui, maka kita dapat menghitung dua lainnya. Umumnya,  $C_{NN}$  (*noise kovarian*) tidak diketahui. Terdapat formulasi yang lebih mudah untuk

digunakan, yaitu dengan menggunakan koefisien korelasi yang dinormalkan (*normalized correlation coefficient*  $\rho$ ).

$$\rho = \frac{Cov_{ws}}{\sqrt{Cov_{ww} * Cov_{ww}}} \quad (11)$$

angka ini dapat bervariasi diantara -1 hingga 1, diantaranya adalah,

- 1 = korelasi sempurna dengan *slope* negative
- 0 = tidak terdapat korelasi apapun
- 1 = korelasi sempurna dengan *slope* positif

Contoh efek dari perhitungan korelasi yang dinormalkan adalah, ketika nilai korelasi besar, maka pada cokriging data seismik sekunder memiliki dampak yang besar pada hasil. Kebalikannya, jika nilai korelasi kecil, maka pada cokriging data sekunder (seismik) akan memiliki dampak kecil pada hasil.

#### **2.6.4 Kriging with an external drift**

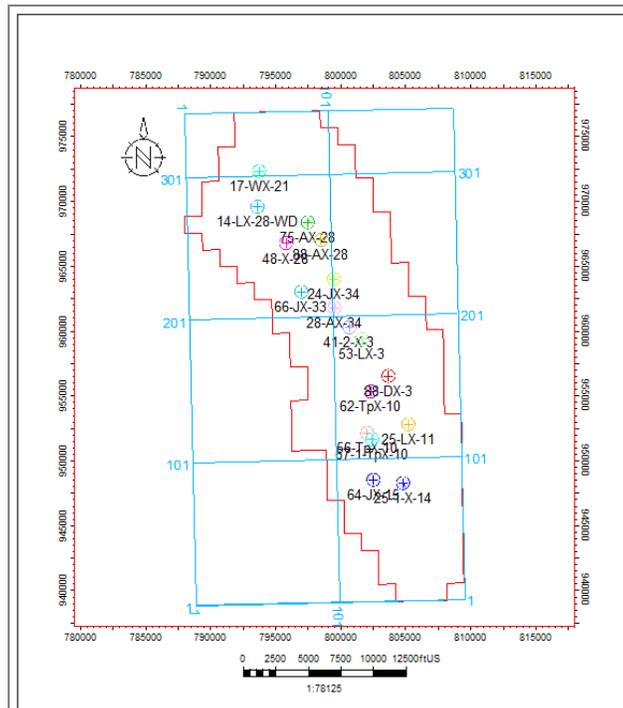
Bentuk dari peta digambarkan oleh variabel sekunder, yang disebut dengan istilah *drift* (seperti data seismik, data gravity, data magnetic, dan landsat). Meskipun metode ini menggunakan dua variabel, hanya satu model kovarian yang dibutuhkan dan bentuk akan didapat dari atribut 2D atau 3D terkait yang akan membantu proses interpolasi dari atribut primer yang diketahui hanya pada lokasi bersifat diskrit. Aplikasi dari kriging with an external drift adalah untuk melakukan time-to depth conversion, dimana atribut primer (kedalaman pada sumur) mendapatkan bentuk geometri dari atribut sekunder, yaitu drift eksternal (two-way time diketahui dari grid 2D).

## BAB III METODOLOGI

### 3.1 Data dan Perangkat Lunak

Data yang digunakan dalam Tugas Akhir kali ini adalah data Seismik 3D Post Stack Time Migration, data sumur seperti log Gamma Ray (GR), log Densitas (RHOB), log Sonic (DT), dan Log Porositas (NPHI) dengan jumlah total sumur yang digunakan adalah 17 buah (tabel 3.1). Ketersediaan data checkshot adalah pada sumur 48-X-28, 25-X-1-4, 35-1-ShX-10, dan 67-1-TpX-10.

Perangkat lunak yang digunakan pada Tugas Akhir kali ini adalah *Petrel 2014* dan *Hampson Russel 10*. Base Map dari daerah penelitian dapat dilihat pada gambar 3.1.



Gambar 3.1 *Basemap* data sumur dan data seismik dari lokasi penelitian.

Tabel 3 .1 Informasi ketersediaan log pada tiap sumur

Nama Sumur	GR	SP	DT	RHOB	NPHI	CS
48-X-28	✓	✓	✓	✓	✓	✓
25-1-X-14	✓	-	✓	✓	✓	✓
67-1-TpX-10	✓	-	✓	✓	✓	✓
14-LX-28-WD	✓	✓	✓	✓	✓	-
17-WX-21	✓	✓	✓	✓	✓	-
24-JX-34	✓	✓	✓	✓	✓	-
25-LX-11	✓	✓	✓	✓	✓	-
28-AX-34	✓	✓	✓	✓	✓	-
41-2-X-3	✓	✓	✓	✓	✓	-
53-LX-3	✓	✓	✓	✓	✓	-
56-TpX-10	✓	✓	✓	✓	✓	-
62-TpX-10	✓	✓	✓	✓	✓	-
64-JX-15	✓	✓	✓	✓	✓	-
75-AX-28	✓	✓	✓	✓	✓	-
88-AX-28	✓	✓	✓	✓	✓	-
88-DX-3	✓	✓	✓	✓	✓	-

### 3.2 Alur Kerja Penelitian

Pada penelitian ini, digunakan dua data utama yaitu data seismik dan data sumur. Proses awal yang dilakukan adalah melakukan analisis daerah potensial batu pasir Dakota dan batu *shale* Niobrara melalui data sumur. Kemudian, setelah didapat informasi lokasi kedalaman reservoir target melalui hasil analisis data sumur, marker formasi, dan informasi pendukung lain,

dilakukan proses well-seismic tie untuk mengkorelasikan antara data sumur dengan data seismik. Data sumur dengan resolusi vertical sangat baik dan memiliki tingkat kepercayaan tinggi digunakan sebagai pengontrol dan acuan awal dalam melakukan interpretasi horizon pada data seismik, melalui korelasi antara sintetik seismogram dengan data seismik yang di daerah sumur. Interpretasi patahan juga dilakukan menggunakan penampang data seismik, dengan melihat tren ketidakmenerusan suatu amplitude dan mempertimbangkan konsep geologi.

Kemudian, langkah selanjutnya adalah melakukan cross plot data sumur, atau biasa disebut dengan analisis sensitivitas. Hal ini dilakukan untuk studi kelayakan (feasibility) data, dengan melihat hubungan antar dua log dan menentukan zona targetnya. Log yang digunakan serta indikator penentuan zona target ditentukan berdasarkan tujuan tujuan awal penelitian, dimana pada penelitian kali ini adalah untuk menseparasi kemungkinan batu pasir potensial sebagai reservoir. Setelah didapat kan hasil analisis sensitivitas maka dilakukan metode inversi dengan membuat initial model terlebih dahulu. Hasil inversi kemudian dimasukkan sebagai input dalam proses analisis geostatistik, dengan menggunakan metode ordinary kriging dan co-kriging.

### 3.2.1 Input Data

Tahapan interpretasi dimulai dengan input data sumur seperti *log*, *checkshot*, dan *well marker*. Pada Tugas Akhir kali ini, digunakan 17 sumur dengan jumlah sumur berarah (*deviated well*) adalah 7 sumur dan sumur vertical sebanyak 10 sumur. Untuk memasukkan seluruh sumur pada *Software*, dibuat *well header* terlebih dahulu untuk mempermudah proses masuknya data serta meminimalisir kesalahan pembacaan *header* dari data log format .LAS. adapun informasi yang terdapat pada *well header* adalah nama sumur, koordinat X, koordinat Y, elevasi KB, dan elevasi permukaan.

Data Seismik yang di input merupakan jenis 3D *post stack time migration*, dengan lokasi bin untuk informasi inline 181, crossline 185, CDP X 189, dan CDP Y 193. *Sample Rate* dari data seismik *Teapot Dome* adalah 2 ms, dengan total kedalaman perekaman adalah 3000 ms. Kemudian unit koordinat mengacu pada *Coordinate Reference System (CRS) NAD 4902 tahun 1927, East Central Wyoming, USA*, dengan *Seismic Reference Datum* 5500 ft dan *Replacement Velocity* 9000 ft/s.

### 3.2.2 Analisis data sumur

Analisis data sumur dilakukan untuk mengetahui litologi bawah permukaan secara mendetail dengan menggunakan berbagai parameter data sumur untuk analisis utama. Pada Tugas Akhir kali ini, digunakan *log* Gamma Ray dalam penentuan litologi karena kemampuannya yang baik dalam memisahkan antara litologi batu pasir dan *shale*. Konsep dari pengukuran Gamma ray adalah menghitung nilai radioaktivitas batuan (potassium, thorium, uranium) yang terkandung pada tiap litologi. Nilai Gamma Ray yang terukur ketika berada pada batu *shale* akan tinggi, dan sebaliknya, nilai gamma ray pada batu shale akan rendah. Dengan mengetahui informasi batas lapisan melalui *well marker*, maka kemudian dilakukan penentuan batu pasir dan *shale* pada tiap *range* litologi. Kemudian, digunakan juga analisis *log* densitas dan *log Neutron Porosity* untuk dugaan Reservoir baik, dengan melakukan *plot* pada satu *track log* yang sama dan kemudian dianalisis anomali persilangan kedua *log* yang menandakan bagian tersebut merupakan reservoir. Persilangan yang dianggap anomali adalah dengan nilai densitas pada batu pasir relatif lebih rendah dibandingkan pada batu *shale* dan porositas relatif lebih tinggi dibandingkan pada batu *shale*.



Gambar 3.2 Tahapan analisis data sumur. Warna merah merupakan lapisan target Dakota. Terlihat terdapat kemungkinan reservoir baik yang ditandai dengan nilai Gamma Ray rendah dan anomali persilangan dari *log* NPHI dan RHOB (Kuning).

### 3.2.3 Well Correlation

*Well correlation* merupakan tahapan menghubungkan beberapa sumur yang ada dalam daerah penelitian untuk melihat tren litologi dari tiap sumur tersebut. Informasi yang diinginkan dapat berupa tren kemenerusan litologi maupun ketebalan litologi dari tiap sumur. Pada Tugas Akhir kali ini, digunakan tren arah sejajar dengan arah sumbu antiklin. Jenis log yang digunakan untuk *well correlation* adalah *Gamma Ray*, *NPHI*, dan *RHOB*.

### 3.2.4 Atribut seismik

Atribut seismik digunakan sebagai data tambahan dalam interpretasi patahan dan perlapisan (*horizon*). Dengan menggunakan informasi turunan dari beberapa parameter data seismik, kemudian akan diperoleh informasi yang dapat membantu proses interpretasi, seperti kemenerusan atau ketidakmenerusan perlapisan, identifikasi kandungan fluida, dan sebagainya. Pada Tugas Akhir ini, digunakan atribut seismik *variance* untuk membantu interpretasi patahan berdasarkan ketidakmenerusan perlapisan, kemudian atribut *Instantaneous Phase* untuk membantu dalam interpretasi perlapisan dengan melihat kesamaan fasa dari amplitudo seismik, dan atribut *sweetness* sebagai informasi tambahan bersifat kualitatif mengenai kemungkinan adanya fluida gas di suatu formasi.

Atribut *instantaneous phase* digunakan untuk membantu melihat kemenerusan perlapisan berdasarkan kesamaan fasa, yang ditunjukkan dengan kesamaan warna. Setelah mengetahui hubungan waktu dan kedalaman dari data seismik, kemudian *well marker* dalam domain depth dapat menjadi acuan untuk letak perlapisan pada data seismik dalam domain waktu. Letak *well marker* bisa jadi akan jatuh pada polaritas amplitudo tertentu, sehingga jika tampilan dibuat dalam bentuk kesamaan polaritas, akan mempermudah melihat kemenerusan dibandingkan dengan melihat dari respon amplitudo seismik.

Atribut *variance* digunakan untuk analisis ketidakmenerusan dari amplitudo seismik, yang dapat diidentifikasi sebagai patahan. Konsep dasar dari atribut *variance* berkebalikan dengan atribut koheren, dimana atribut dikalkulasi pada tiga dimensi dan merepresentasikan variasi antar *trace-to-trace* pada *sample interval* tertentu dan kemudian menghasilkan perubahan lateral dari impedansi akustik. Untuk *trace* yang sama akan menunjukkan nilai koefisien *variance* rendah, sedangkan diskontinuitas akan menghasilkan koefisien *variance* tinggi. Karena patahan atau *channel* dapat menyebabkan diskontinuitas dibandingkan litologi sekitar dan pada variasi *trace-to-trace* akan dapat terdeteksi pada volume seismik 3D.

Atribut *sweetness* didapat dengan kalkulasi antara atribut *envelope* dengan akar dari *Instantaneous frequency*. Atribut *sweetness* digunakan secara kualitatif untuk identifikasi kontras gas pada data seismik, serta melihat litologi *clean sand*. Konsep dasar dari atribut *sweetness* ketika kasus terdapat fluida gas adalah ketika terdapat gas pada suatu reservoir, maka amplitudo pada reservoir tersebut akan naik dikarenakan koefisien refleksi semakin tinggi dan frekuensi dari refleksi akan berkurang karena adanya efek gas pada konten frekuensi. Secara kuantitatif, ketika terdapat kandungan fluida terutama gas pada suatu reservoir, maka perubahan kedua parameter dapat dimanfaatkan untuk menjadi dugaan awal dari adanya hidrokarbon.

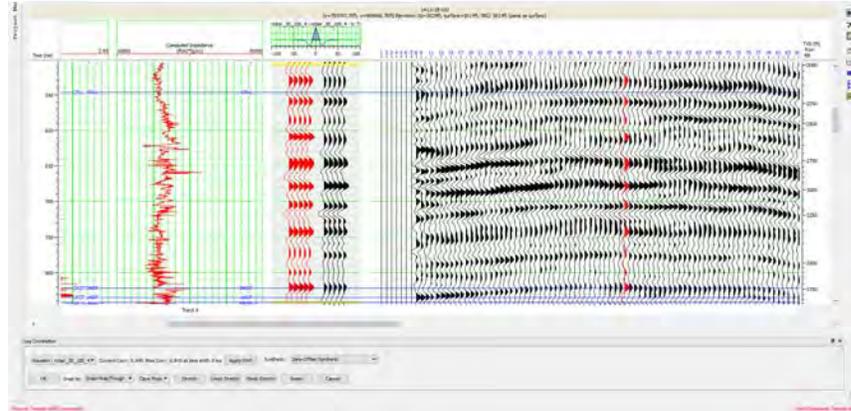
### 3.2.5 Well to Seismic Tie

*Well to Seismic tie* merupakan sebuah proses mengintegrasikan data sumur yang berada pada domain kedalaman dengan data seismik yang berada pada domain waktu, sehingga dapat digunakan untuk mengidentifikasi horizon target. Untuk dapat melakukan *seismic well tie*, dibutuhkan data sumur *sonic* dan *density* untuk mendapatkan nilai impedansi akustik dari sumur terdekat penampang seismik. Dari impedansi akustik antara lapisan atas dengan bawah, kemudian akan diketahui koefisien refleksi sebagai respon kontras impedansi. Koefisien refleksi (RC) kemudian di konvolusikan dengan wavelet (dapat menggunakan wavelet ideal maupun ekstraksi dari data seismik) sehingga dihasilkan seismogram sintetik. Hasil seismogram sintetik akan dikorelasikan dengan amplitudo seismik yang ada, sehingga dapat dilakukan interpretasi horizon reservoir target melalui informasi sumur dan seismik (Gambar 3.3).

Acuan dalam melakukan *Well to Seismic Tie* adalah dengan menggunakan Top Marker sebagai penanda lapisan dalam domain kedalaman, yang kemudian dilakukan pengkondisian log (*Stretching*, *Squeezing*, dan *shifting*) sehingga berada pada hubungan waktu dan kedalaman yang tepat. Ketika telah mendapatkan nilai koefisien korelasi yang baik, maka dapat lanjut ke tahap interpretasi perlapisan untuk mengetahui sebaran secara lateral. Perlu diingat bahwa melakukan *stretching* atau *squeezing* dapat mengubah keaslian dari pengukuran sumur, sehingga dilakukan *shifting* yang tidak berlebihan.

*Well to Seismic Tie* dilakukan pada 17 sumur dan seismik 3 dimensi di lokasi penelitian, dimana *input log* yang digunakan untuk mendapatkan sintetik seismogram adalah *sonic* dan *densitas*. Sebelum dilakukan pengikatan data sumur dengan data seismik, dilakukan koreksi *checkshot* terlebih dahulu untuk memperbaiki hubungan waktu dan kedalaman yang mungkin muncul pada saat

pengukuran log sonic. Ketersediaan checkshot pada daerah penelitian hanya terdapat pada 4 lokasi sumur, yaitu 25-1-X-14, 48-X-28, 35-1-ShX-10, dan 67-1-TpX-10, sehingga untuk sumur lain menggunakan checkshot tersedia yang terdekat dengan sumur tersebut. Untuk batas yang ditentukan dalam perhitungan korelasi adalah adalah top formasi Niobrara (Formasi Carlile) dan base formasi Dakota (Formasi Morisson).



Gambar 3.3 Jendela proses *Well to Seismic Tie*. Nilai seismogram sintetik ditunjukkan dengan *trace* berwarna merah, dan amplitudo seismik original ditunjukkan dengan *trace* berwarna hitam.

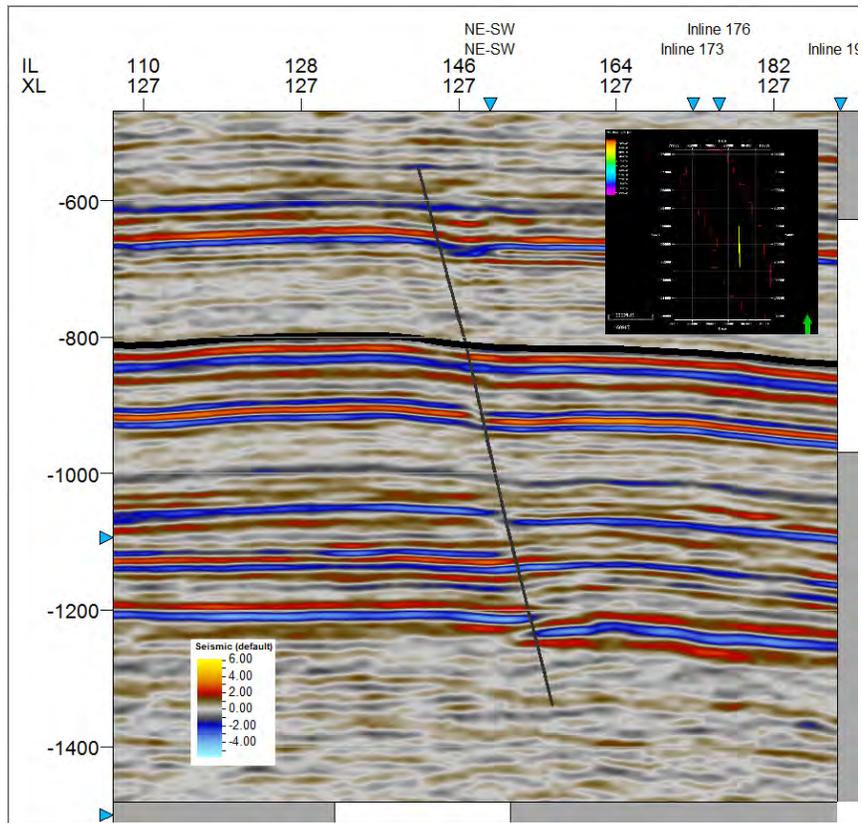
### 3.2.6 Tuning Thickness

Analisis tuning thickness dilakukan untuk mengetahui batas resolusi vertical yang dapat ketahu dari data seismik. Perhitungan dilakukan menggunakan analisis  $\lambda/4$  yang merupakan fungsi rata-rata kecepatan pada lapisan target dan frekuensi dominan dari data seismik di sekitar lapisan target. Informasi frekuensi dominan didapatkan dari spektrum amplitudo data seismik, kecepatan gelombang ( $V_p$ ) rata-rata interval didapatkan dari data sumur.

### 3.2.7 Interpretasi Patahan

Interpretasi patahan dilakukan dengan memperhatikan ketidakmenerusan pada data seismik, yang secara relatif berubah pada arah vertical. Interpretasi patahan penting dilakukan untuk memahami dampak dari aktivitas tektonik yang terjadi pada daerah penelitian, serta mengetahui struktur geologi yang akan berguna dalam menentukan *trap* pada sistem *petroleum*.

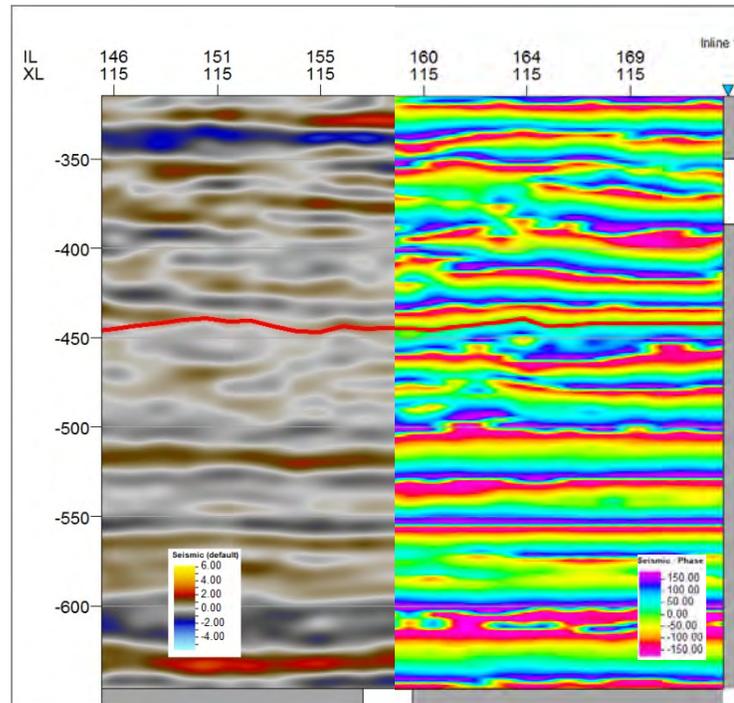
Dalam analisis patahan, digunakan data seismik dan atribut *variance* untuk melihat ketidakmenerusan dari amplitudo seismik, yang akan merepresentasikan patahan dari daerah penelitian.



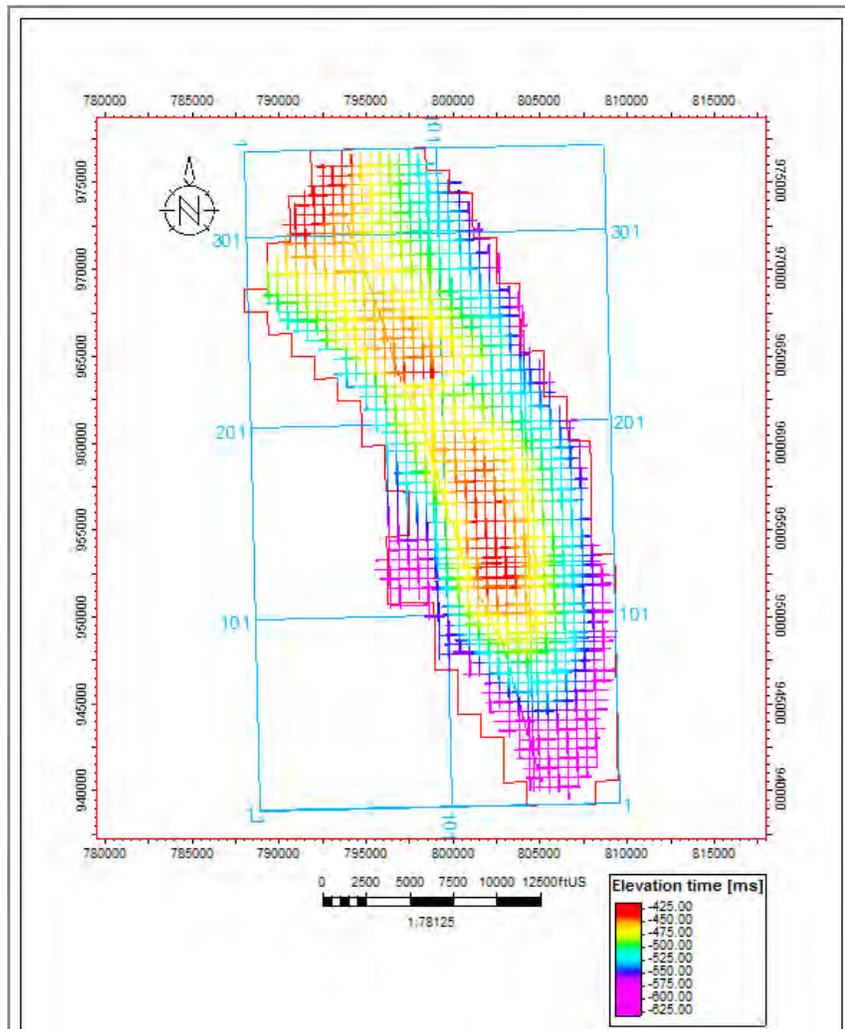
Gambar 3.4 Tahapan interpretasi patahan pada data seismik lapangan teapot xline 127. Garis hitam merupakan interpretasi patahan. Patahan dapat diidentifikasi dengan adanya ketidakmenerusan amplitudo seismik pada beberapa level perlapisan dengan pola yang menyerupai patahan.

### 3.2.8 Interpretasi Lapisan

Interpretasi lapisan dilakukan untuk mengetahui geometri dari lapisan berdasarkan pada kemenerusan nilai amplitudo seismik. Amplitudo seismik merupakan informasi batas perlapisan antara dua batuan yang muncul karena adanya beda kontras impedansi akustik, sehingga akan terefleksikan pada bidang batas tersebut dan terekam sebagai kemenerusan amplitudo seismik. Pada penelitian kali ini, interpretasi lapisan dilakukan pada empat bidang batas, yaitu *top* dan *base* dari batu pasir Dakota dan batu *shale* Niobrara. *Picking Horizon* dilakukan pada *Inline* dan *Crossline*, dengan *Increment* lima. Dalam melakukan interpretasi perlapisan, penulis menggunakan atribut seismik *instantaneous phase* untuk membantu melihat kemenerusan amplitudo seismik, sehingga membantu menjaga konsistensi pada saat melakukan *picking horizon*.



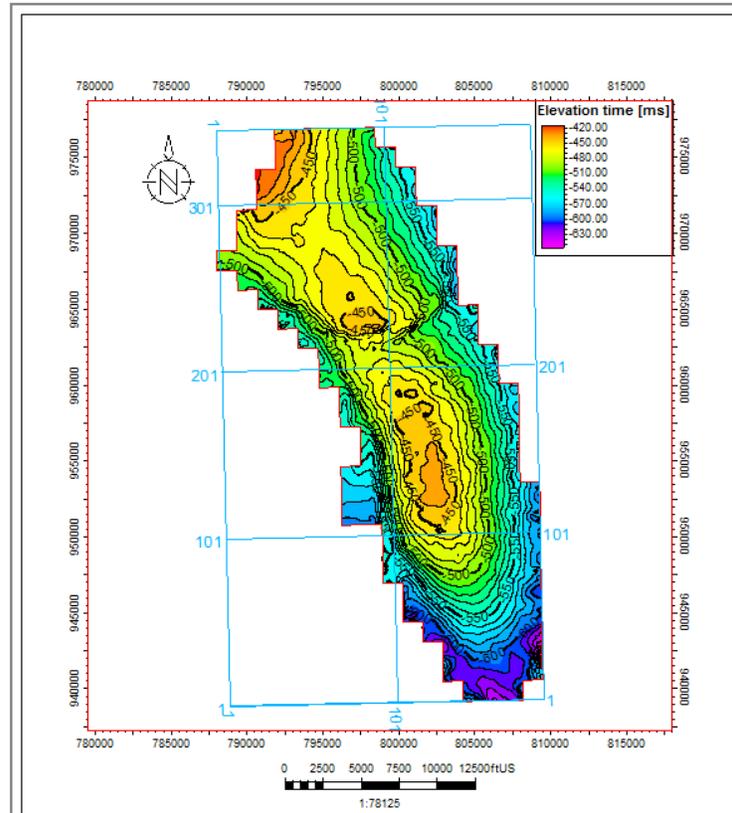
Gambar 3.5 Tahapan interpretasi perlapisan. Garis merah merupakan hasil *picking horizon* pada batu *shale* Niobrara, dengan tampilan seismik amplitudo pada bagian kiri dan seismik atribut *Instantaneous Phase* pada bagian kanan.



Gambar 3.6 Hasil *Picking Horizon* dengan increment 5 pada inline dan crossline dari lapisan *shale* Niobrara dengan tampak 2 Dimensi.

### 3.2.9 Pembuatan Peta Struktur Domain Waktu

Peta struktur domain waktu merupakan tahapan interpolasi hasil interpretasi perlapisan untuk mendapatkan peta struktur dari lapisan target dalam domain waktu. Peta struktur domain waktu memberikan informasi bidang batas dengan adanya variasi elevasi domain waktu. Pada tugas akhir kali ini, digunakan metode *kriging* untuk melakukan pembuatan peta struktur domain waktu (Gambar 3.7).



Gambar 3.7 Peta struktur domain waktu dari lapisan Niobrara. Terlihat bahwa dari hasil interpretasi, struktur antiklin terlihat dengan orientasi lipatan Tenggara-Barat Laut.

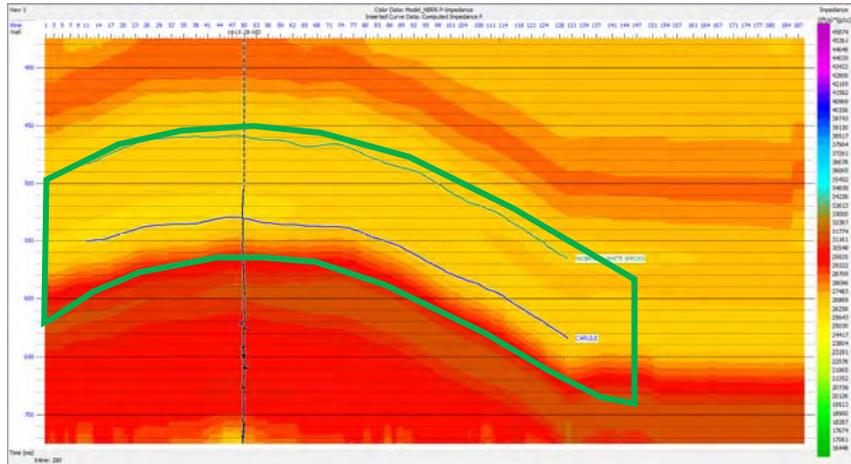
### 3.2.10 Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengetahui karakteristik litologi yang tercermin pada data sumur. Hasil dari analisis diharapkan memberikan informasi data properti sumur yang dapat memisahkan jenis litologi dengan baik.

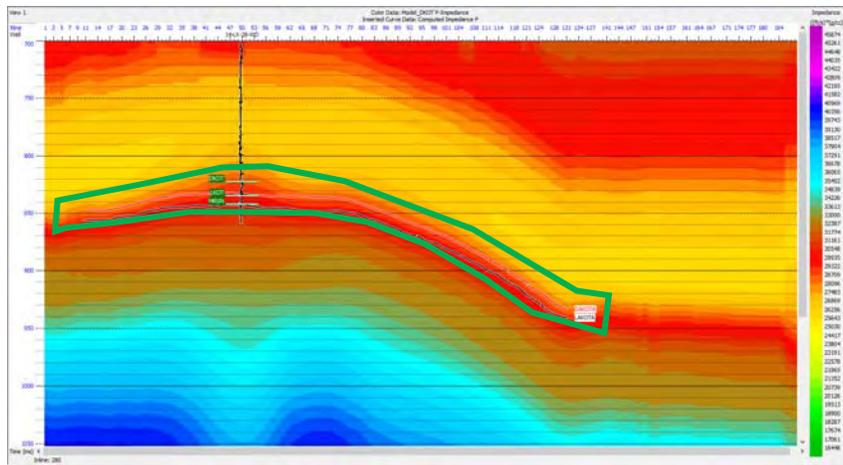
Analisis dilakukan dengan membuat Cross Plot dari tiap properti sumur atau log yang diketahui. Dalam tugas akhir kali ini, digunakan log densitas, log gamma ray, Saturasi Air ( $S_w$ ), dan  $V_p$ . Parameter tersebut kemudian di cross plot dengan Impedansi Akustik yang diturunkan dari hasil perkalian antara log densitas dengan log sonic. Dengan mengetahui tren nilai impedansi akustik yang diperoleh dari sumur, maka besar kemungkinan akan memiliki tren yang serupa dengan hasil inversi seismik, sehingga kemudian dapat diprediksi parameter fisis lain melalui metode geostatistik.

### 3.2.11 Pembuatan Model Inisial frekuensi rendah

Pembuatan model inisial frekuensi rendah dilakukan sebelum melakukan proses inversi, sebagai input yang kemudian akan dilakukan iterasi dengan data original seismik. Digunakan model inisial frekuensi rendah untuk memberikan informasi seismik dengan frekuensi rendah yang hilang ketika dilakukan pengolahan data seismik sebelumnya, sehingga nilai impedansi akustik yang didapat diharapkan mendekati kondisi bawah permukaan sebenarnya. Untuk parameter pembuatan model inisial frekuensi rendah difokuskan pada batas *top* dan *base* dari batu pasir Dakota dan batu Shale Niobrara, dengan nilai low pass frequency memiliki cut off truncation sebesar 10 Hz dan cut sebesar 15 Hz, dan juga mengaplikasikan *smoothing* pada Model *trace* hasil *Low Pass* yang didapat.



(a)



(b)

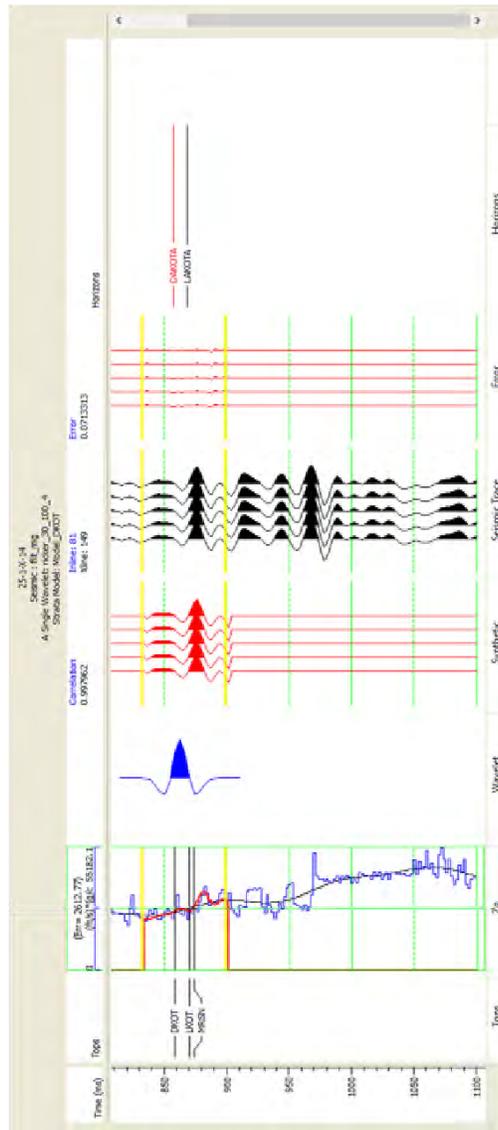
Gambar 3.8 Hasil model inisial frekuensi rendah pada sumur 14-LX-28-WD. a. fokus pada batu *Shale* Niobrara, ditandai dengan garis Hijau. b. fokus pada batu pasir Dakota, ditandai dengan garis Hijau.

### 3.2.12 Inversi

Proses inversi dilakukan untuk mendapatkan nilai Impedansi Akustik dari data Seismik, untuk menggambarkan litologi berdasarkan adanya perbedaan nilai impedansi akustik. Tahap inversi data seismik perlu dilakukan, karena amplitudo seismik tidak menggambarkan properti dari suatu batuan, melainkan menggambarkan bidang batas dari beda litologi yang muncul akibat adanya kontras impedansi. Dengan mengetahui nilai impedansi akustik, maka mencerminkan interval properti dari suatu batuan, sehingga nantinya dapat dikorelasikan dengan parameter fisis dari batuan tersebut.

Metode Inversi yang digunakan pada penelitian kali ini adalah jenis *Model Based*, yang akan dilakukan pada dua target batuan, yaitu batu pasir Dakota dan Batu *Shale* Niobrara. Untuk melakukan proses inversi *Model Based*, diperlukan data input dari hasil pengolahan sebelumnya, seperti *Horizon* hasil interpretasi lapisan, *log* Densitas dan Sonic yang telah melalui proses *well to seismic tie* dan telah terikat dengan data seismik, wavelet, dan model inisial frekuensi rendah.

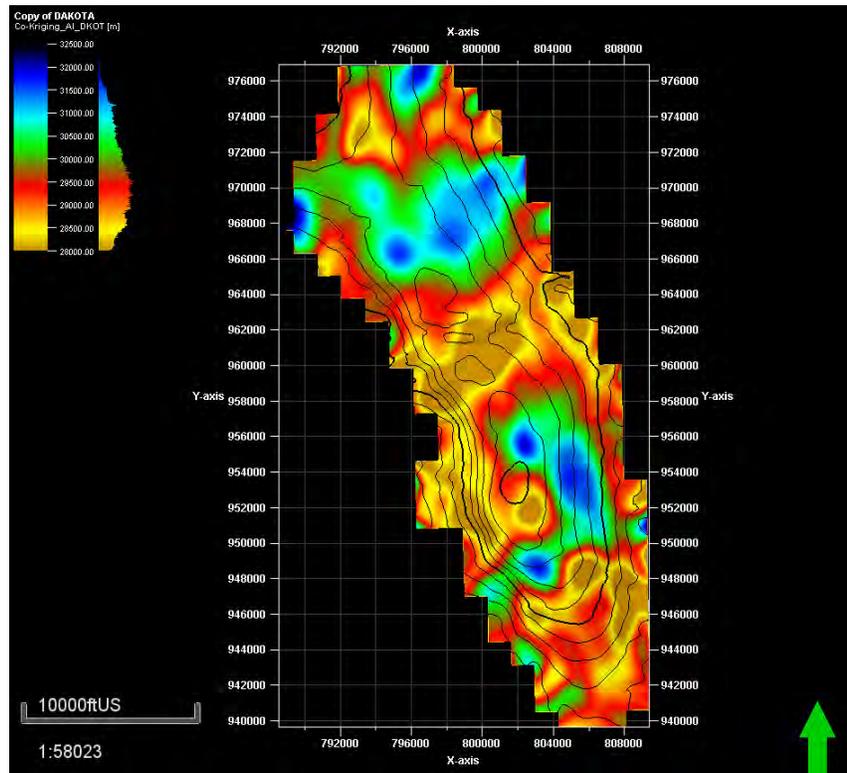
Sebelum dilakukan inversi pada data seismik, terlebih dahulu dilakukan analisis parameter inversi, untuk melihat pengaruh parameter yang digunakan dengan hasil yang didapat, yang dianalisis dari tiap sumur. Setelah hasil analisis sesuai dengan apa yang di targetkan dari inversi, maka parameter tersebut akan digunakan sebagai proses inversi data seismik. Adapun parameter yang perlu diperhatikan dalam tahapan inversi *Model Based* adalah Penggunaan jenis *Constrain* (*Hard constrain* atau *Soft Constrain*), nilai *Model Constrain*, Batasan target yang ingin dilakukan inversi, jumlah iterasi, rata-rata besarnya *box*, dan *Prewhitening*.



Gambar 3.9 *Window* impedansi akustik. Garis biru merupakan nilai amplitudo seismik, kemudian warna merah merupakan sintetik nilai impedansi akustik, dan warna kuning merupakan Batasan formasi target yang ingin dilakukan analisis.

### 3.2.13 Slice Peta Impedansi Akustik

Slice peta impedansi akustik dibuat untuk proses analisis Geostatistik selanjutnya. Pada Tugas Akhir kali ini, slice peta impedansi akustik dilakukan pada dua batuan target, dengan hasil didapat dari rata-rata nilai impedansi akustik pada *top Niobrara* ke 50 ms dibawahnya, dan rata-rata nilai impedansi akustik pada *top Dakota* ke 20 ms dibawahnya. Penentuan window disesuaikan dengan letak kedalaman dan ketebalan daerah target yang diinginkan, sehingga diharapkan hasil yang didapat akan merepresentasikan properti dari target.



Gambar 3.10 Hasil *slice* peta impedansi akustik pada formasi Dakota yang di *Overlay* pada *Time Map Contour*. Warna menyatakan nilai impedansi akustik, sedangkan garis kontur menyatakan kontur kesamaan waktu (*Time Map Contour*).

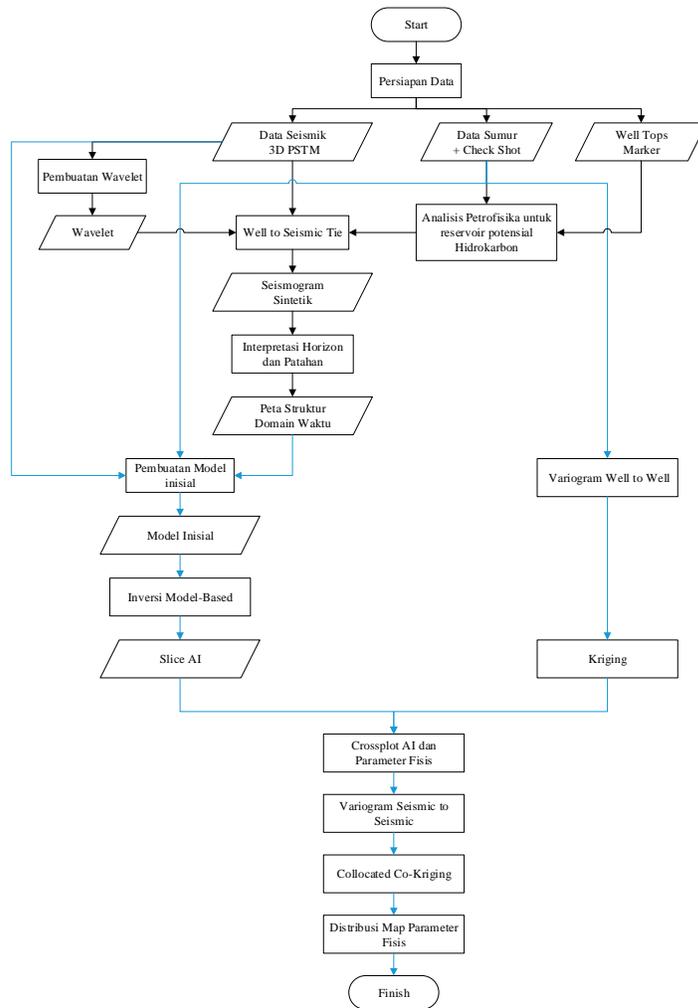
#### 3.2.14 Geostatistik

Untuk mendapatkan sebaran parameter fisis reservoir dari data sumur secara lateral, digunakan metode Geostatistik dengan parameter fisis dari log sebagai input utama dan data hasil inversi seismik sebagai tren tambahan. Hasil peta parameter fisis akan dianalisis bersama untuk menentukan batuan berpotensi reservoir baik, berdasarkan karakter fisisnya. Pada Tugas Akhir kali ini, digunakan metode geostatistik Kriging, Collocated Co-Kriging, serta Kriging with External Drift untuk mendapatkan peta sebaran tiap parameter fisis, dengan terlebih dahulu melakukan analisis Variogram.

Analisis geostatistik pada data sumur dan data seismik dilakukan untuk melihat distribusi properti reservoir menggunakan data sumur saja ataupun dengan menggunakan data sumur dan seismik. Pada Tugas Akhir kali ini, dilakukan analisis menggunakan input peta *slice* Impedansi akustik, yang kemudian digunakan untuk memprediksi beberapa parameter fisis batuan, seperti Densitas, Kecepatan Gelombang P, Saturasi Air, dan *Gamma Ray*.

Adapun tahapan dalam analisis geostatistik diawali dengan membuat variogram *well to well* dari data sumur yang digunakan, kemudian analisis ordinary kriging menggunakan hasil variogram *Well to Well*, kemudian input *slice* peta nilai impedansi akustik, lalu melakukan *cross plot* antar data log tiap parameter fisis dengan peta *slice* impedansi akustik, kemudian membuat variogram *seismic to seismic*, dan melakukan analisis collocated co-kriging.

### 3.3 Diagram Alir



Gambar 3.11 Diagram alir penelitian. Tanda panah hitam merupakan langkah kerja interpretasi kualitatif, dan tanda panah biru merupakan langkah kerja metode inversi dan analisis geostatistik. Bentuk kotak merupakan proses pengolahan, sedangkan bentuk jajar genjang merupakan data masukan ataupun data hasil proses pengolahan.

## BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

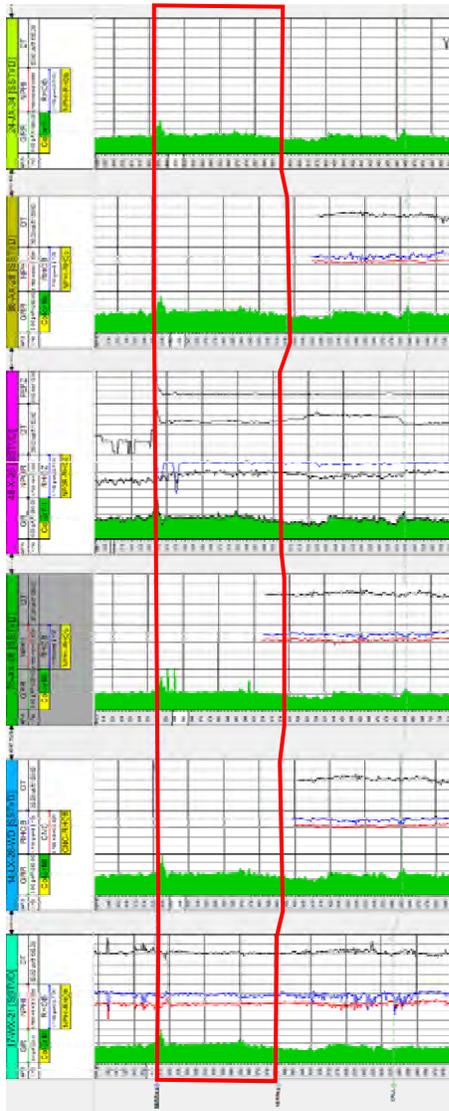
### 4.1 Penentuan Litologi berdasarkan Analisis Petrofisika

Analisis Petrofisika dilakukan menggunakan log *Gamma Ray* dari tiap sumur, yang secara kualitatif akan merepresentasikan litologi batu pasir dan *shale*. Pada Tugas Akhir kali ini, digunakan log *Gamma Ray* pengukuran langsung maupun *Gamma Ray* turunan dari log lain, seperti *Gamma Ray from Resistivity*, *Gamma Ray from Neutron*, dan *Gamma Ray from Density*. *Well marker* digunakan sebagai informasi batas perlapisan, kemudian ditentukan nilai *Cut Off Gamma Ray* yang merupakan batu pasir dan *shale*. Lapisan batu pasir digambarkan dengan nilai *Gamma Ray* kurang dari 63 API, kemudian *shaly sand* digambarkan dengan nilai *Gamma Ray* antara 63-114 API, dan litologi *shale* digambarkan dengan nilai di atas 114 API.

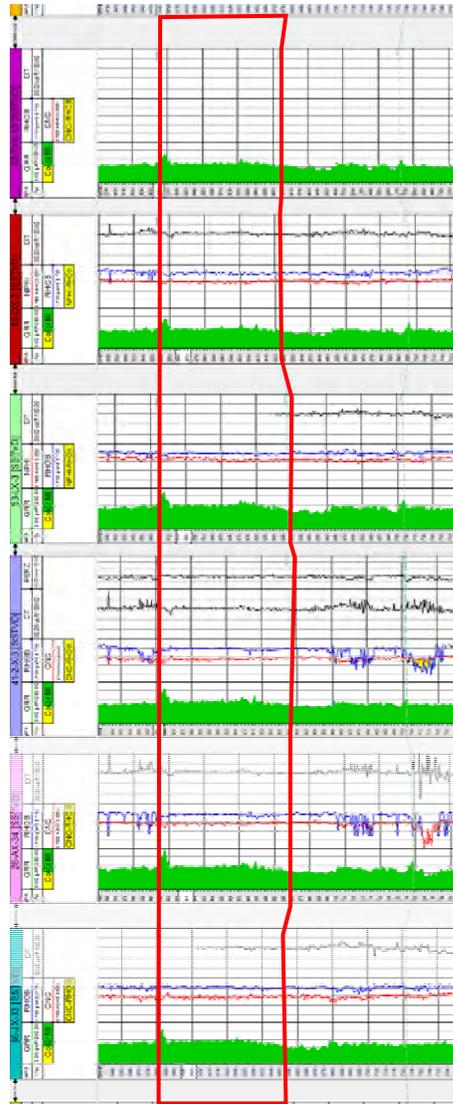
Kemudian, dari hasil analisis berdasarkan log *Gamma Ray*, *Neutron Porosity*, dan *Density*, maka diketahui karakter dari kedua reservoir target. Untuk batu pasir Dakota, diketahui memiliki karakteristik *Shaly-sand*, dengan ketebalan rata-rata 50 ft. Untuk litologi *Clean Sand* ditandai dengan warna kuning pada log gamma ray, dan untuk *shaly-sand* ditandai dengan warna hijau pada log gamma ray. Kemudian, persilangan antar log *NPHI-RHOB* diberi *shading* berwarna kuning untuk menandakan adanya potensi reservoir baik.

Untuk analisis *well correlation*, diketahui bahwa ketebalan batu pasir Dakota cukup beragam antara 30-50 ft. tren yang dapat dilihat dari hasil *well correlation* adalah terdapat penipisan pengendapan formasi Dakota, dengan arah orientasi Barat Laut lebih tebal dibandingkan dengan Tenggara.

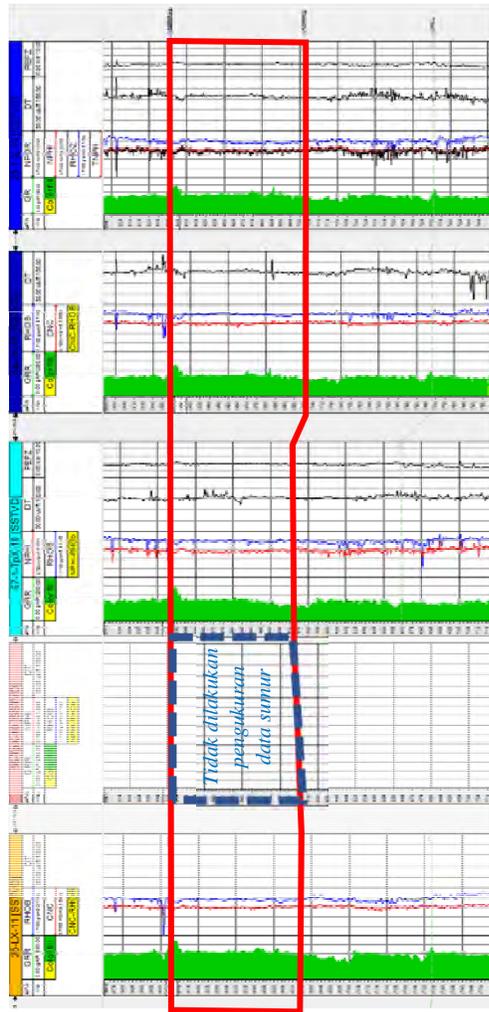
Berdasarkan hasil analisis data sumur, diketahui bahwa litologi dominan pada lapisan Niobrara adalah *shale*, dengan ciri nilai gamma ray tinggi dan seragam, serta memiliki ketebalan yang konstan mencirikan lingkungan pengendapan *deep marine*. Untuk lapisan Dakota memiliki litologi awal pengendapan *clean sand*, yang kemudian berlanjut pada pengendapan *shaly sand*.



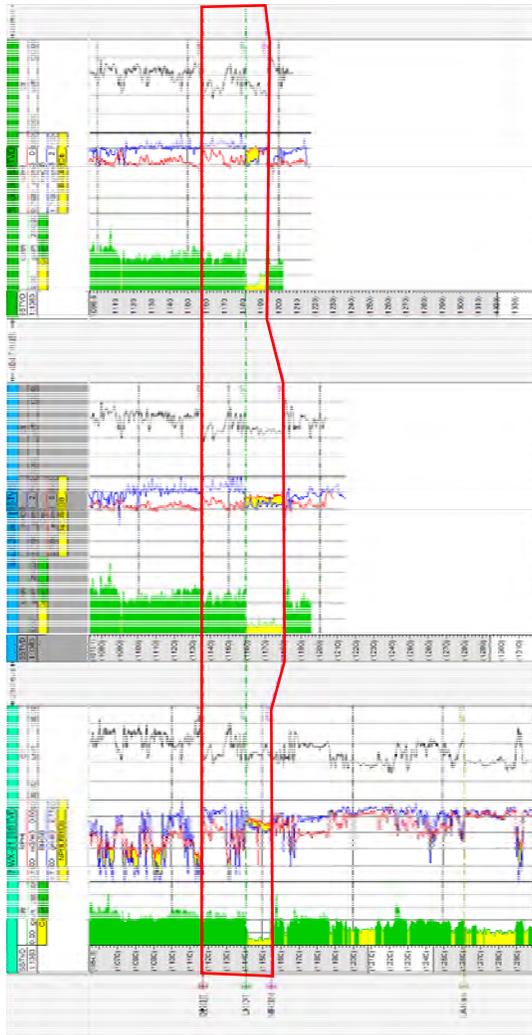
*Gambar 4.1* Hasil analisis petrofisika pada sumur 17-WX-21, 14-LX-28-WD, 75-AX-28, 48-X-28, 88-AX-28, dan 24-JX-34 Formasi Niobrara ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shale tebal dan pengendapan yang relatif stabil.



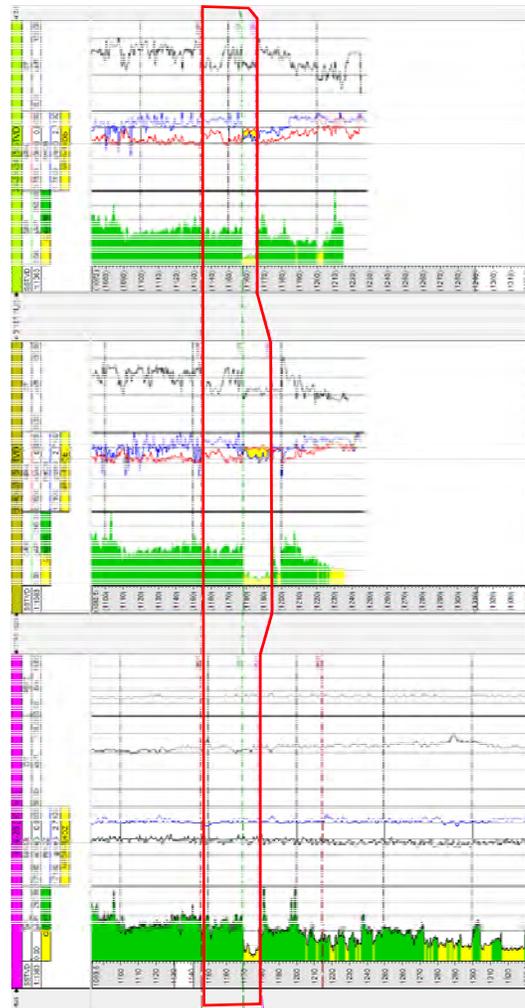
*Gambar 4.2* Hasil analisis petrofisika pada sumur 66-JX-33, 28-AX-34, 41-2-X-3, 53-LX-3, 88-DX-3, dan 62-TpX-10 Formasi Niobrara ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shale tebal dan pengendapan yang relatif stabil.



Gambar 4.3 Hasil analisis petrofisika pada sumur 25-LX-11, 56-TpX-10, 67-1-TpX-10, 64-JX-15, dan 25-1-X-14 Formasi Niobrara ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shale tebal dan pengendapan yang relatif stabil. Garis putus biru menandakan sumur 56-TpX-10 yang tidak dilakukan pengukuran data sumur pada level reservoir Niobrara sehingga tidak memiliki informasi nilai Gamma Ray.



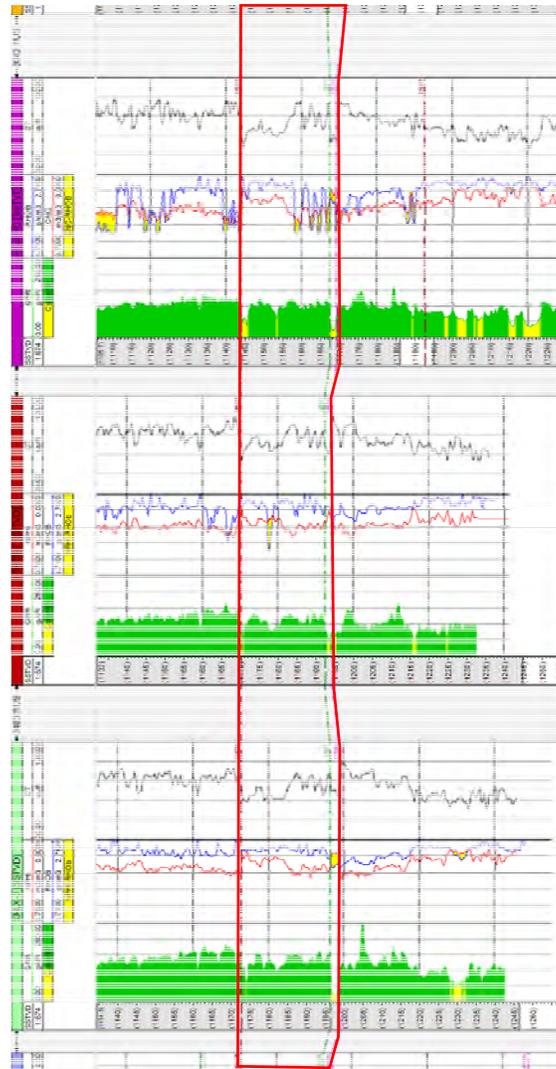
*Gambar 4.4* Hasil analisis petrofisika pada sumur 17-WX-21, 14-LX-28-WD, dan 75-AX-28. Formasi Dakota ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shaly sand pada bagian atas formasi dan clean sand pada bagian bawah formasi. Persilangan antara NPHI dan RHOB menunjukkan adanya potensi reservoir baik.



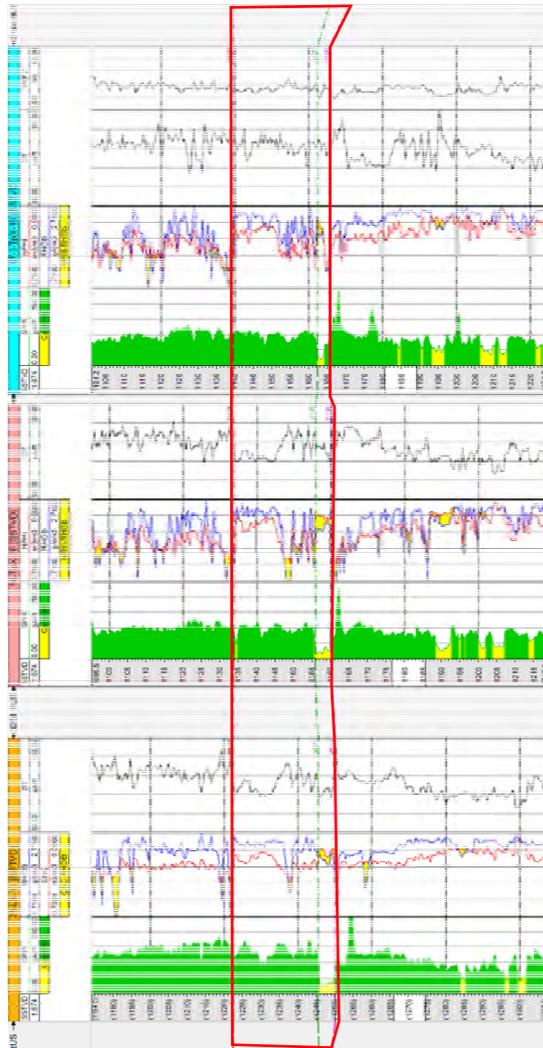
Gambar 4.5 Hasil analisis petrofisika pada sumur 48-X-28, 88-AX-28, dan 24-JX-34. Formasi Dakota ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shaly sand pada bagian atas formasi dan clean sand pada bagian bawah formasi. Persilangan antara NPHI dan RHOB menunjukkan adanya potensi reservoir baik



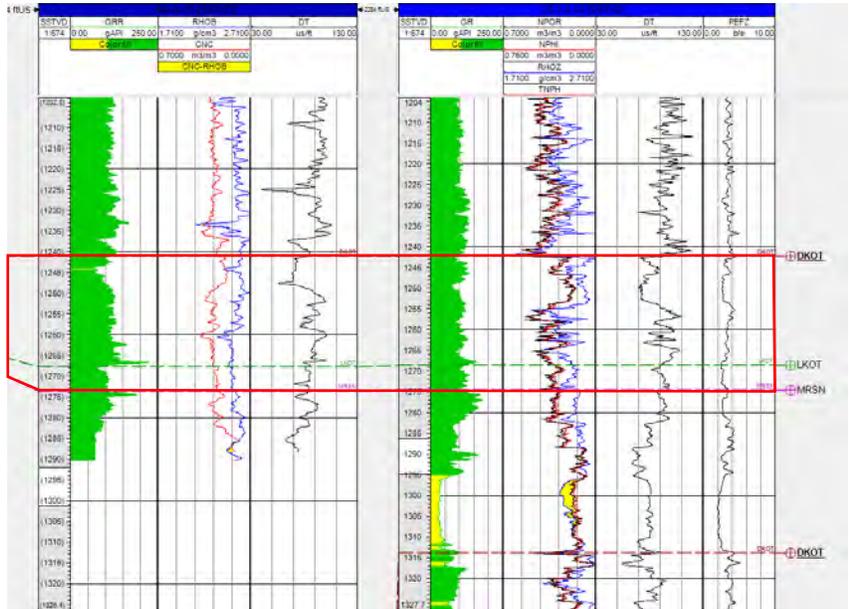
Gambar 4.6 Hasil analisis petrofisika pada sumur 66-JX-33, 28-AX-34, dan 41-2-X-3. Formasi Dakota ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shaly sand pada bagian atas formasi dan clean sand pada bagian bawah formasi. Persilangan antara NPHI dan RHOB menunjukkan adanya potensi reservoir baik



Gambar 4.7 Hasil analisis petrofisika pada sumur 55-LX-3, 88-DX-3, dan 62-TpX-10. Formasi Dakota ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shaly sand pada bagian atas formasi dan clean sand pada bagian bawah formasi. Persilangan antara NPHI dan RHOB menunjukkan adanya potensi reservoir baik



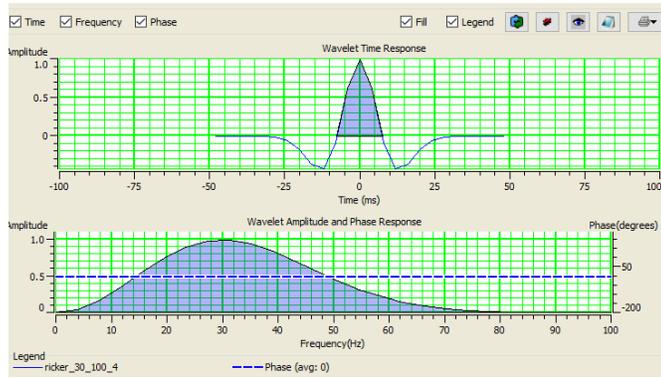
Gambar 4.8 Hasil analisis petrofisika pada sumur 25-LX-11, 56-TpX-10, dan 62-TpX-10. Formasi Dakota ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shaly sand pada bagian atas formasi dan clean sand pada bagian bawah formasi. Persilangan antara NPHI dan RHOB menunjukkan adanya potensi reservoir baik



Gambar 4.9 Hasil analisis petrofisika pada sumur 64-JX-15 dan 25-1-X-14. Formasi Dakota ditandai dengan bagian merah, dengan litologi shaly sand pada bagian atas formasi dan clean sand pada bagian bawah formasi. Persilangan antara NPHI dan RHOB menunjukkan adanya potensi reservoir baik

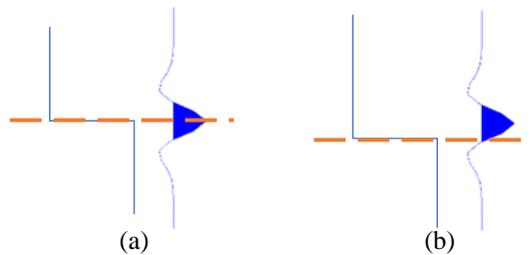
#### 4.2 Analisis Well to Seismic Tie

Well to Seismic Tie dilakukan pada 17 sumur, dengan tujuan untuk korelasi data sumur dengan data seismik, sehingga mendapatkan informasi baik secara vertical dari data sumur dan informasi baik secara lateral dari data seismik. Penggunaan wavelet yang tepat diperlukan, karena wavelet akan mempengaruhi koefisien korelasi dari proses *well to seismic tie*. Pada Tugas Akhir kali ini, digunakan wavelet ideal (*ricker*) dengan frekuensi 30 Hz, fase nol (*zero phase*), sample rate 2 ms dan panjang wavelet 200 ms (Gambar 4.10). Wavelet tersebut nantinya akan digunakan juga dalam proses inversi data seismik, sehingga pembuatan wavelet merupakan hal perlu diperhatikan dengan baik agar mendapatkan hasil inversi yang dapat merepresentasikan kondisi litologi sebenarnya.

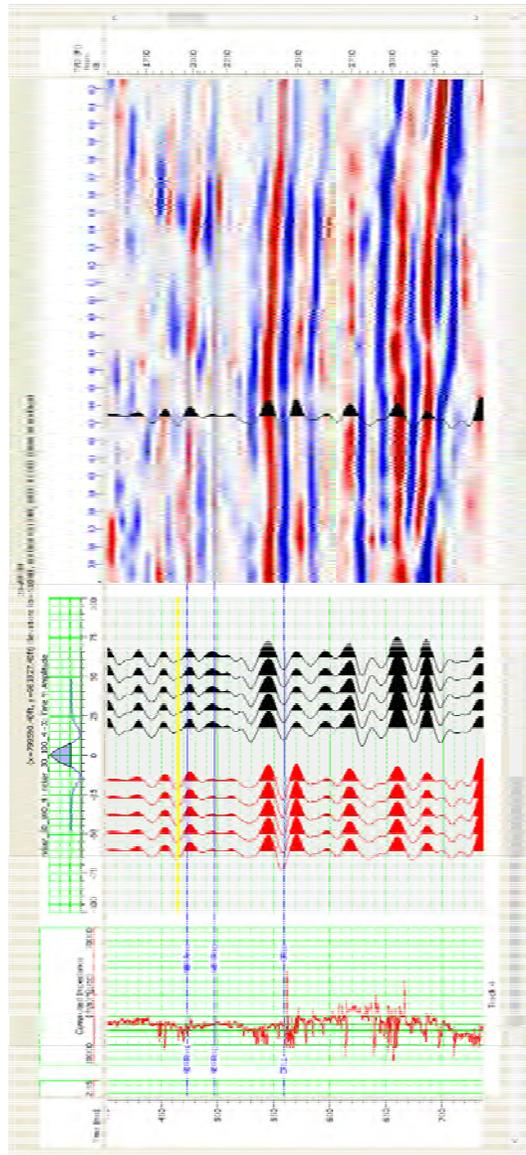


Gambar 4.10 Wavelet yang digunakan dalam pengolahan.

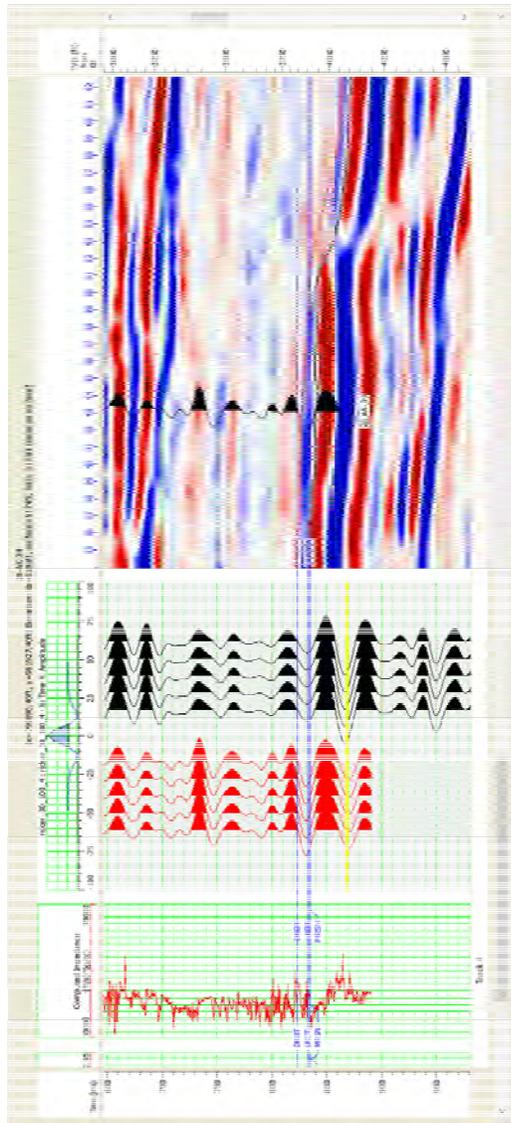
Dari hasil Well to Seismic Tie (Tabel 4.1), nilai koefisien korelasi dari tiap sumur menunjukkan hasil yang baik, dengan nilai rata-rata 0.75 dan nilai korelasi tertinggi bernilai 0.827 pada sumur 14-LX-28-WD, serta nilai korelasi terendah terdapat pada sumur 88-DX-33 dengan nilai korelasi 0.651. Lalu, dapat diketahui bahwa kenaikan kontras impedansi (koefisien refleksi positif) terdefiniskan sebagai *peak* pada amplitudo seismik, dan begitu pula sebaliknya, penurunan kontras impedansi (Koefisien Refleksi negative) terdefiniskan sebagai *Trough* pada amplitudo seismik. Kemudian, top dan base dari batu pasir Dakota berada pada *zero crossing* dari amplitudo seismik, serta *top* dan *base* dari shale Niobrara berada pada *Peak* dari amplitudo seismik.



Gambar 4.11 Bidang Perlapisan pada amplitudo seismik. a. bidang batas dari *top* dan *base* pada batu *shale* Niobrara terletak pada bagian *Peak* dari amplitudo seismik, b. bidang batas dari *top* pada batu pasir Dakota berada pada *zero crossing*.



Gambar 4.12 Hasil *Well to Seismic Tie* pada sumur 28-AX-34, difokuskan pada batu *shale* Niobrara



Gambar 4.13 Hasil Well to Seismic Tie pada sumur 28-AX-34, difokuskan pada batu pasir Dakota

Tabel 4.1 – Nilai korelasi *Well to Seismic Tie* pada tiap sumur

Sumur	korelasi	<i>checkshot</i>
14-LX-28-WD	0.827	48-X-28
17-WX-21	0.807	48-X-28
24-JX-34	0.71	48-X-28
25-1-X-14	0.778	25-1-X-14
25-LX-11	0.769	67-1-TpX-10
28-AX-34	0.749	48-X-28
41-2-X-3	0.743	48-X-38
48-X-28	0.725	48-X-28
53-LX-3	0.742	48-X-28
56-TPX-10	0.818	67-1-TpX-10
62-TPX-10	0.793	67-1-TpX-10
64-JX-15	0.741	25-1-X-15
66-JX-33	0.779	48-X-28
67-1-TpX-10	0.766	67-1-TpX-10

75-AX-28	0.768	48-X-30
88-AX-28	0.691	67-1-TpX-10
88-DX-33	0.651	48-X-28

### 4.3 Analisis Tuning Thickness

Dari hasil analisis spektrum pada data seismik, diketahui frekuensi dominan berada pada nilai 30 Hz. Ketebalan rata-rata formasi Dakota adalah 40 ft dan ketebalan rata-rata tebal formasi Dakota adalah 12.000 ft/s. Untuk nilai kecepatan rata-rata dari formasi Niobrara adalah 500 ft dan kecepatan rata-rata dari formasi 8000 ft/s. Adapun perhitungan tuning thickness adalah sebagai berikut,

$$\begin{aligned}\lambda/4_{\text{NBRR}} &= 8000/4*30 \\ &= 66.67 \text{ ft}\end{aligned}$$

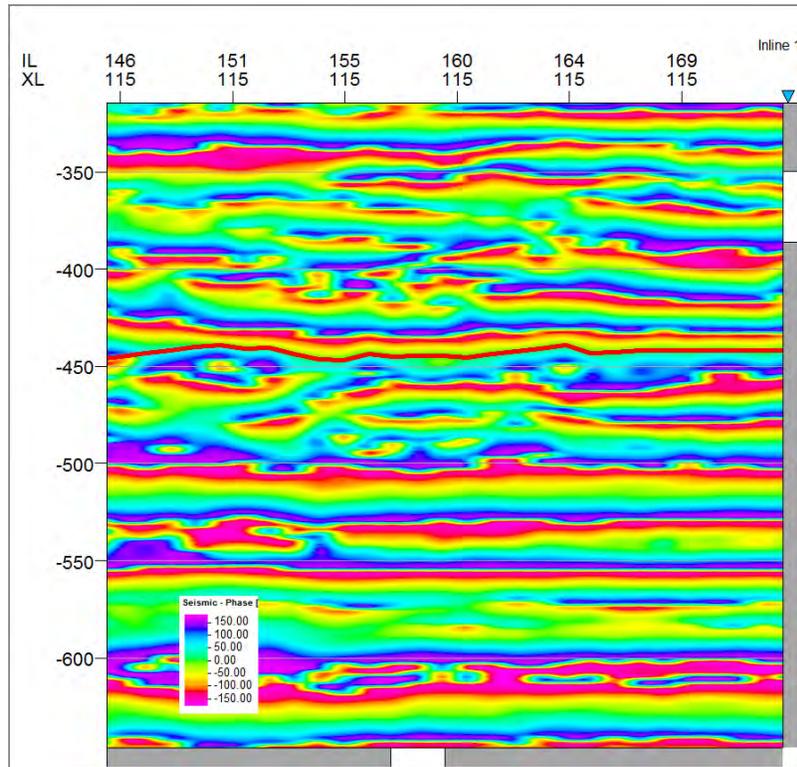
$$\begin{aligned}\lambda/4_{\text{DKOT}} &= 12000/4*30 \\ &= 100 \text{ ft}\end{aligned}$$

Dari hasil yang didapat, diketahui bahwa ketebalan Niobrara shale memiliki nilai lebih besar dari ketebalan  $\lambda/4_{\text{NBRR}}$ , yaitu 500 ft > 66,7 ft. namun, untuk formasi reservoir potensial batu pasir baik memiliki nilai di bawah ketebalan  $\lambda/4_{\text{DKOT}}$ , yaitu 40 ft < 100 ft sehingga tidak dapat dianalisis secara langsung pada data seismik amplitude.

### 4.4 Analisis Atribut Seismik

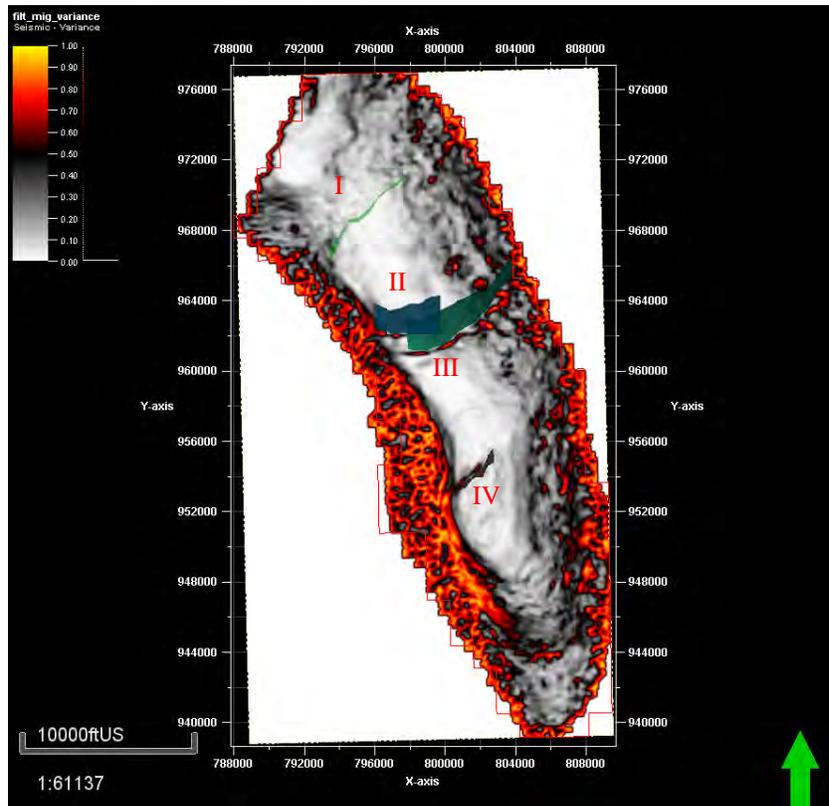
Atribut seismik yang digunakan pada Tugas Akhir kali ini adalah atribut *Instantaneous Phase* (turunan atribut amplitudo seismik), atribut *variance* (turunan atribut waktu seismik), dan atribut *sweetness* (atribut envelope turunan amplitude seismik dibagi dengan akar atribut *instantaneous frequency* turunan frekuensi seismik).

Dari hasil Well to Seismic Tie, diketahui bahwa *Top* dan *Base* batu pasir Dakota berada pada *zero crossing*, sedangkan untuk *Top* dan *Base* dari batu shale Niobrara berada pada *Peak*. Hasil dari atribut seismik *Instantaneous Phase* menunjukkan bahwa *Peak* ditandai dengan warna hijau, dan *zero crossing* ditandai dengan warna merah muda.



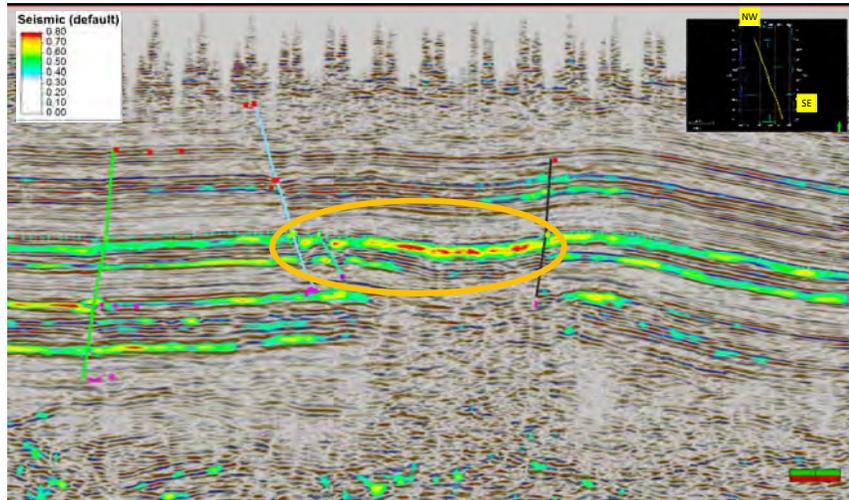
Gambar 4.14 Tampilan atribut *Instantaneous Phase* dari *seismic section* crossline 155. Terlihat bahwa kemenerusan lebih jelas dilihat berdasarkan kesamaan polaritas dari suatu amplitudo seismik.

Hasil Atribut Variance menunjukkan ketidakmenerusan dari perlapisan dengan baik, dimana patahan berasosiasi dengan koefisien variance tinggi. Dari hasil analisis data seismik dan dengan bantuan atribut variance, diketahui terdapat dua patahan dengan orientasi Timur Laut-Barat Daya, yang juga berarti tegak lurus dengan sumbu antiklin berarah Tenggara-Barat Laut.



Gambar 4.15 Tampilan atribut variance dari seismic timeslice -856 ms. Ketidakteraturan digambarkan dengan nilai koefisien variance tinggi (warna jingga tua). Terlihat pada penampang bahwa adanya empat patahan utama pada daerah penelitian.

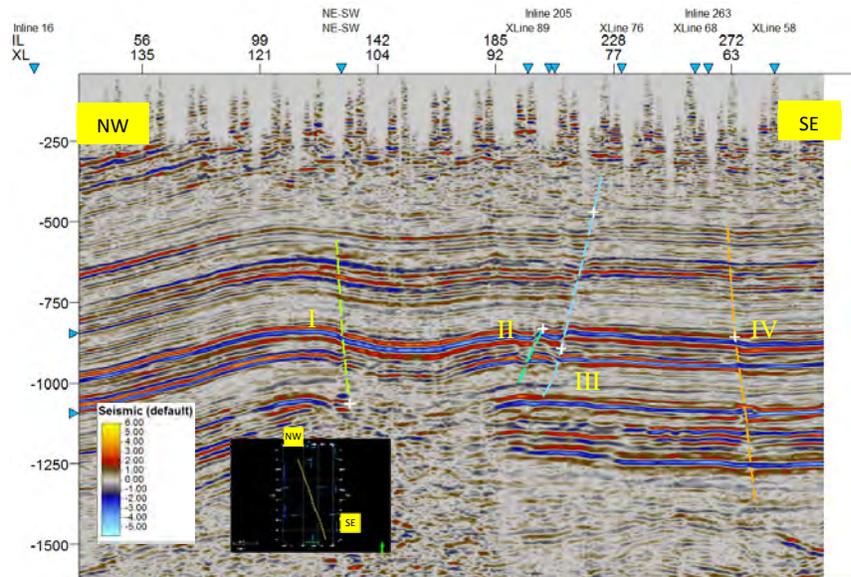
Hasil dari atribut Sweetness menunjukkan adanya nilai koefisien tinggi, dimana hal ini menjadi dugaan awal dalam identifikasi adanya hidrokarbon. Gambar 4.16 merupakan penampang seismik yang di *overlay* dengan tampilan attribute. Lingkaran jingga menunjukkan adanya anomaly koefisien sweetness tinggi, dengan diapit oleh patahan normal di kedua sisi. Anomaly tersebut berada pada formasi Dakota bagian tengah.



Gambar 4.16 Overlay penampang seismik amplitud dan atribut sweetness pada *arbitrary line NW-SE*. Secara kualitatif, dapat diduga terdapat lapisan potensial gas (V), yang didukung dengan adanya daerah kondisi *chaos* di bawah lapisan tersebut.

#### 4.5 Analisis Patahan

Analisis patahan dilakukan dengan identifikasi data seismik dan atribut *variance*. Dalam melakukan interpretasi patahan, perlu diperhatikan juga konsep geologi, tren struktur yang terbentuk, informasi permukaan (*outcrop*), serta informasi tambahan lainnya. Hasil interpretasi patahan meunjukkan terdapat 4 patahan *major* dengan tren arah patahan Timur Laut-Barat Daya. Orientasi ini berpola searah dengan arah kompresi, atau tegak lurus dengan tren antiklin *Teapot Dome*. Hasil patahan ditunjukkan dengan angka I, II, III, dan IV, dengan jenis patahan pada lapangan ini adalah sesar normal (*Normal Fault*) (Gambar 4.17).



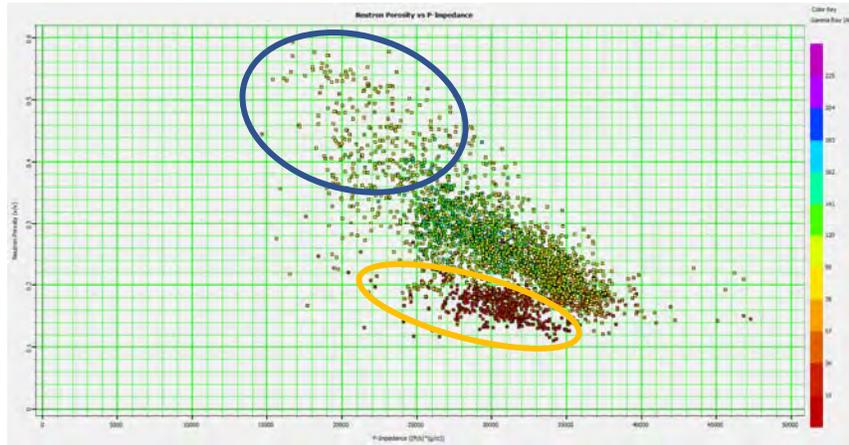
Gambar 4.17 Hasil interpretasi patahan dari lapangan *teapot dome*. Terdapat empat patahan yang ada pada daerah penelitian, dengan orientasi patahan Timur Laut-Barat Daya.

#### 4.6 Analisis Sensitivitas

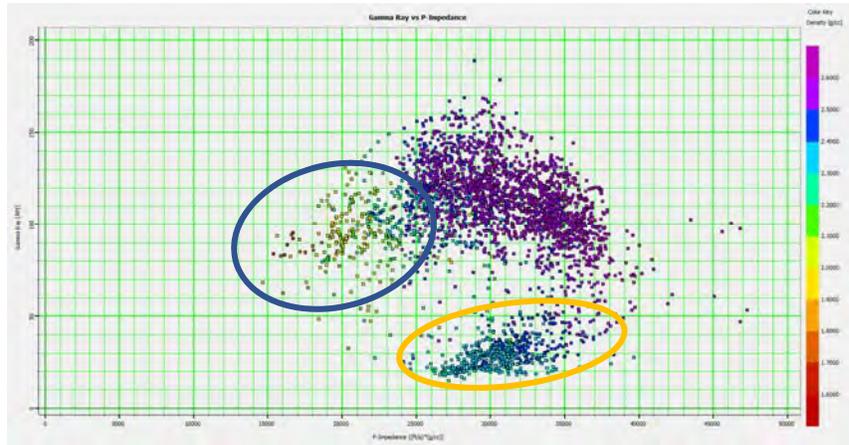
Hasil dari *Cross Plot* antar nilai impedansi akustik dengan parameter fisis batuan digunakan untuk identifikasi karakter litologi target, sehingga nantinya dapat digunakan sebagai dasar penentuan litologi batu pasir maupun *shale*.

*Cross Plot* dilakukan terhadap keseluruhan sumur, sehingga diketahui tren litologi dan parameter fisis dari batu pasir Dakota dan batu shale Niobrara. Pada batu pasir Dakota, dilakukan *cross plot* AI dengan Densitas, AI dengan Gamma Ray, AI dengan  $1/V_p$ , dan AI dengan Neutron Porosity. Hasil *Cross plot* antara parameter pada batu pasir Dakota dapat terpisah dengan baik, sehingga analisis pengambilan kesimpulan dapat dilakukan dengan baik. Untuk batu pasir Niobrara, hasil *cross plot* antara Impedansi akustik dengan parameter fisis densitas, porositas,  $1/V_p$ , dan Gamma Ray tidak dapat terpisah dan menunjukkan suatu tren tertentu, dikarenakan karakteristik dari batu *shale* sendiri memiliki

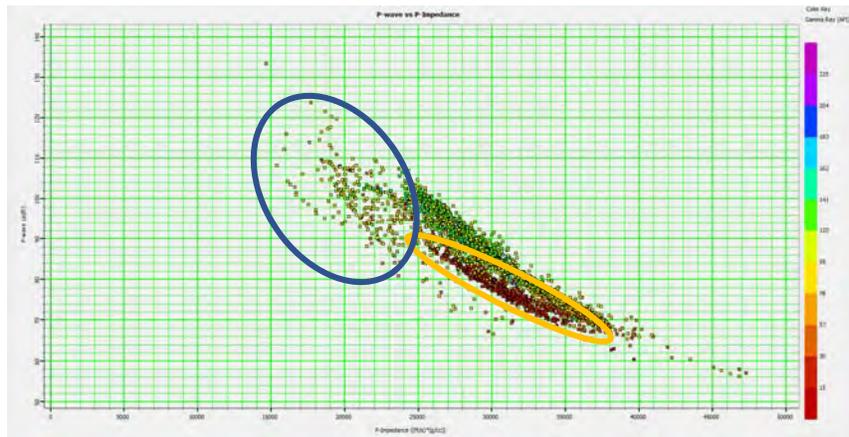
ciri-ciri lingkungan pengendapan laut dalam, dengan sortasi sangat baik dan seragam di semua sisi. Kemudian, untuk dapat membantu mengidentifikasi adanya gas pada batu *shale* Niobrara, digunakan perhitungan nilai saturasi air untuk menduga adanya potensi gas. Asumsi dari dilakukannya bantuan nilai saturasi air adalah karena saturasi air berbanding terbalik dengan keberadaan gas, dimana nilai saturasi air rendah akan berasosiasi dengan adanya gas, dan begitu pula sebaliknya, nilai saturasi air tinggi akan berasosiasi dengan adanya air.



Gambar 4.18 Cross Plot AI dan Neutron Porosity pada Dakota. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai neutron porosity, dengan *color key* yang digunakan adalah Gamma Ray. Lingkaran biru merupakan batuan *shaly sand* pada Dakota, dan lingkaran kuning merupakan litologi clean sand Lakota pada batuan Dakota.



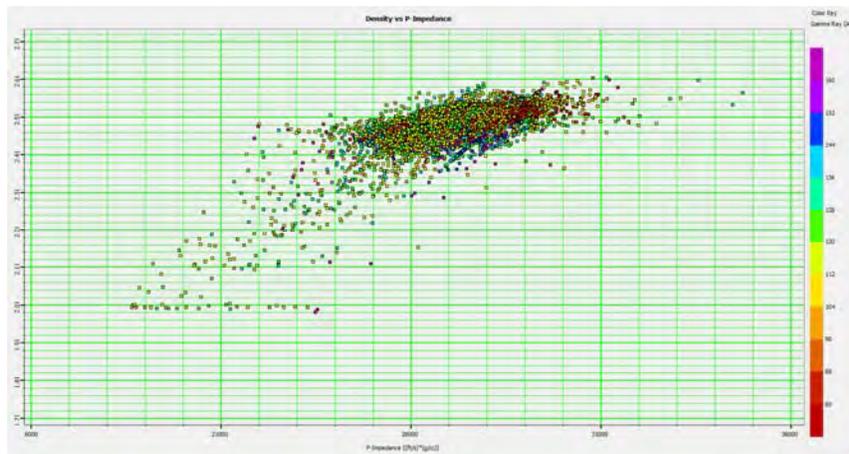
Gambar 4.19 Cross Plot AI dan Gamma Ray pada Dakota. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai Gamma Ray, dengan *color key* yang digunakan adalah Density. Lingkaran biru merupakan batuan *shaly sand* pada Dakota, dan lingkaran kuning merupakan litologi clean sand Lakota pada batuan Dakota.



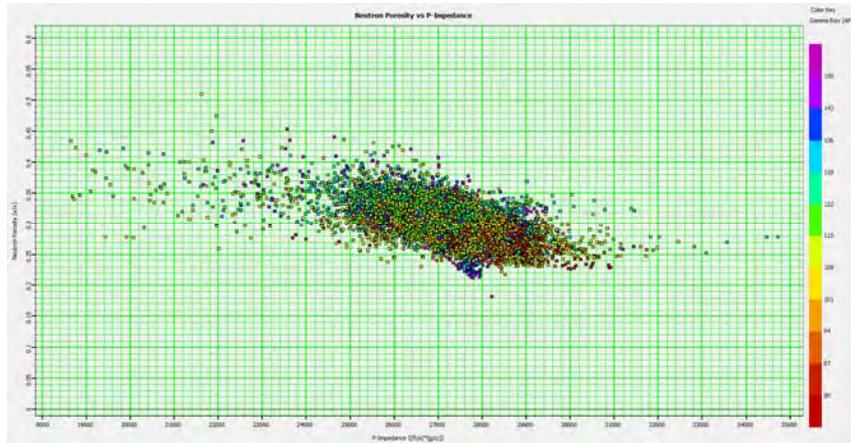
Gambar 4.20 Cross Plot AI dan  $1/V_p$  pada Dakota. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai  $1/V_p$ , dengan *color key* yang digunakan adalah Gamma Ray. Lingkaran biru merupakan batuan *shaly sand* pada Dakota, dan lingkaran kuning merupakan litologi clean sand Lakota pada batuan Dakota.

Dari hasil Cross plot lapisan batu pasir Dakota, dapat ditarik beberapa kesimpulan, yaitu :

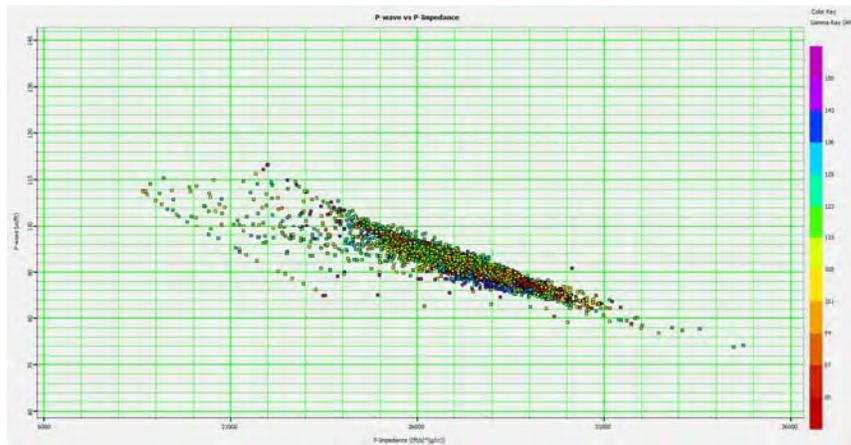
- Nilai Gamma Ray secara signifikan rendah berasosiasi dengan batu pasir *Clean* pada lapisan Dakota, yang terletak pada pengendapan awal dari batuan Dakota. Kemudian, nilai Gamma Ray antara 60-115 API diketahui sebagai *shaly sand* pada formasi Dakota.
- Nilai porositas total pada litologi *shaly sand* dari formasi Dakota memiliki porositas tinggi.
- Nilai densitas pada shaly-sand memiliki nilai yang rendah dibandingkan dengan batu pasir clean dan shale.
- Nilai slowness ( $1/v_p$ ) dari shaly-sand formasi Dakota memiliki nilai yang lebih tinggi, sehingga ini berarti nilai kecepatan  $V_p$  memiliki ciri lebih lambat (nilai lebih rendah).



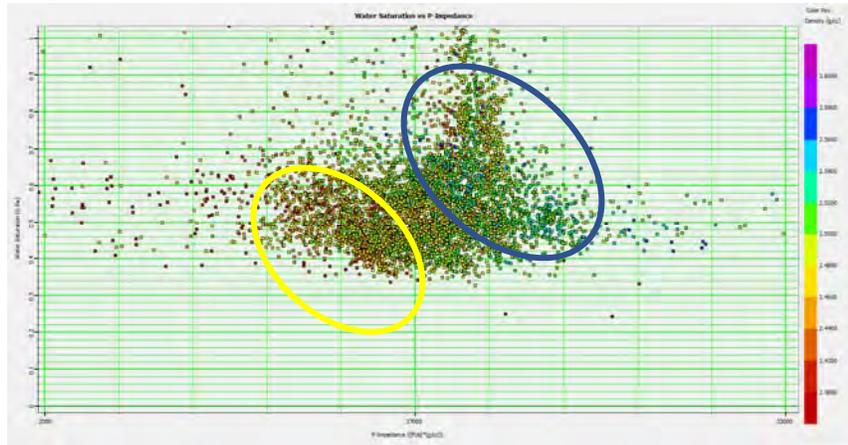
Gambar 4.21 Cross Plot AI dan Density pada Niobrara. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai Density, dengan *color key* yang digunakan adalah Gamma Ray. Hasil cross plot tidak dapat memberikan informasi separasi yang baik dikarenakan litologi *shale* memiliki kesamaan secara impedansi maupun properti batuan.



Gambar 4.22 Cross Plot AI dan Total Porosity pada Niobrara. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai NPHI, dengan color key yang digunakan adalah Gamma Ray. Hasil cross plot tidak dapat memberikan informasi separasi yang baik dikarenakan litologi shale memiliki kesamaan secara impedansi maupun properti batuan.



Gambar 4.23 Cross Plot AI dan  $1/v_p$  pada Niobrara. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai  $1/v_p$ , dengan color key yang digunakan adalah Gamma Ray. Hasil cross plot tidak dapat memberikan informasi separasi yang baik dikarenakan litologi shale memiliki kesamaan secara impedansi maupun properti batuan.



Gambar 4.24 Cross Plot AI dan Sw pada Niobrara. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dan sumbu y merupakan nilai Sw, dengan *color key* yang digunakan adalah Density. Dari hasil cross plot, diketahui bahwa nilai saturasi air lebih rendah memiliki nilai impedansi akustik dan densitas yang relatif lebih rendah, ditandai dengan warna kuning.

Dari hasil Cross plot lapisan batu Shale Niobrara, dapat ditarik beberapa kesimpulan, yaitu :

- Nilai Gamma Ray tidak dapat memisahkan litologi tertentu, karena litologi shale Niobrara memiliki parameter yang serupa di seluruh bagian.
- Nilai porositas total tidak dapat memberikan informasi parameter tertentu, karena litologi shale Niobrara memiliki parameter yang serupa di seluruh bagian.
- Nilai densitas tidak dapat memberikan informasi parameter tertentu, karena litologi shale Niobrara memiliki parameter yang serupa di seluruh bagian.
- Nilai slowness ( $1/v_p$ ) tidak dapat memberikan informasi parameter tertentu, karena litologi shale Niobrara memiliki parameter yang serupa di seluruh bagian.
- Nilai saturasi air rendah berasosiasi dengan impedansi rendah, sebagai dugaan adanya gas pada batu *shale* Niobrara.

#### 4.7 Analisis Inversi

Tahapan awal dari Metode inversi *Model Based* adalah membuat model inisial frekuensi rendah, yang kemudian akan digunakan sebagai model awal untuk kemudian dilakukan iterasi. Model inisial frekuensi rendah digunakan sebagai usaha mengembalikan konten frekuensi rendah yang hilang ketika pengolahan data seismik, sehingga nantinya akan menyerupai nilai impedansi akustik dari bumi. Metode yang digunakan untuk mendapatkan model inisial frekuensi rendah adalah interpolasi nilai impedansi akustik dari data sumur yang telah di lakukan *Low Pass Filter* dengan jendela yang telah ditentukan. Pada penelitian kali ini, karena digunakan analisis inversi yang berbeda antara batu pasir Dakota dan batu *shale* Niobrara, maka pembuatan model inisial juga disesuaikan dengan kedua jenis batuan tersebut.

Kemudian, dilakukan analisis inversi terlebih dahulu sebelum dilakukan inversi pada data seismik 3D. Hasil inversi dikatakan baik ketika memiliki nilai korelasi antara hasil kalkulasi inversi dengan seismik tinggi dan memiliki nilai error yang rendah. Analisis inversi dilakukan dengan melakukan simulasi inversi antara trace CDP dari data seismik dengan sumur yang berada pada CDP tersebut. Hal ini bertujuan agar sebelum dilakukan inversi pada data seismik, didapat parameter yang terbaik. Dari hasil analisis, penulis menggunakan tipe model based dengan pendekatan constrain stokastik (*Stochastic Model Based Inversion*), atau biasa disebut dengan *soft constrain*. Alasan penggunaan metode ini adalah untuk mendapatkan hasil inversi yang seimbang antara data seismik dengan model inisial yang memiliki konten frekuensi rendah, dan menghindari kalkulasi yang menyimpang terlalu jauh ketika menggunakan pendekatan *hard constrain (Constrain Model Based Inversion)*.

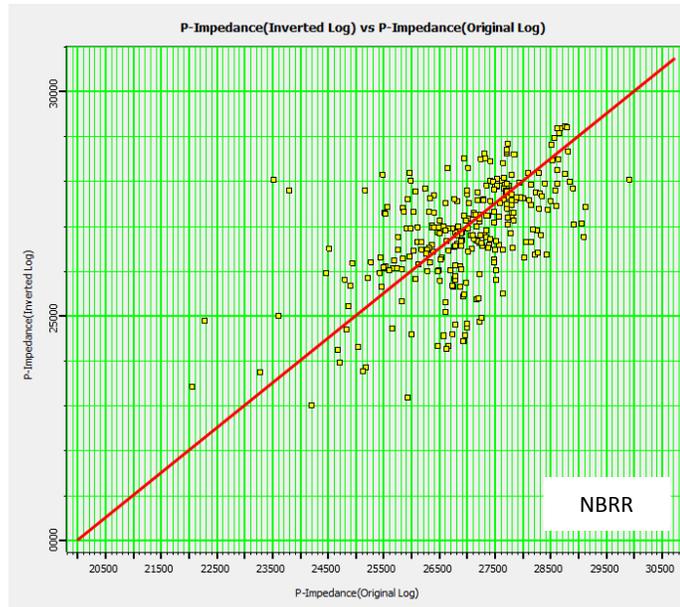
Adapun parameter yang kemudian digunakan dalam inversi adalah sebagai berikut :

- *Model Constrain : 0.5*
- *Average Size Box : 2 ms*
- *Prewhitening : 1%*
- *Number of Iterations : 200*
- *Wavelet : Statistical Wavelet (digunakan pada Well Seismic Tie)*
- *Target zone :*
  - *Top Dakota (- 25 ms) dan Base Dakota (+25 ms)*
  - *Top Niobrara (-5 ms) dan Base Niobrara (+ 5 ms)*

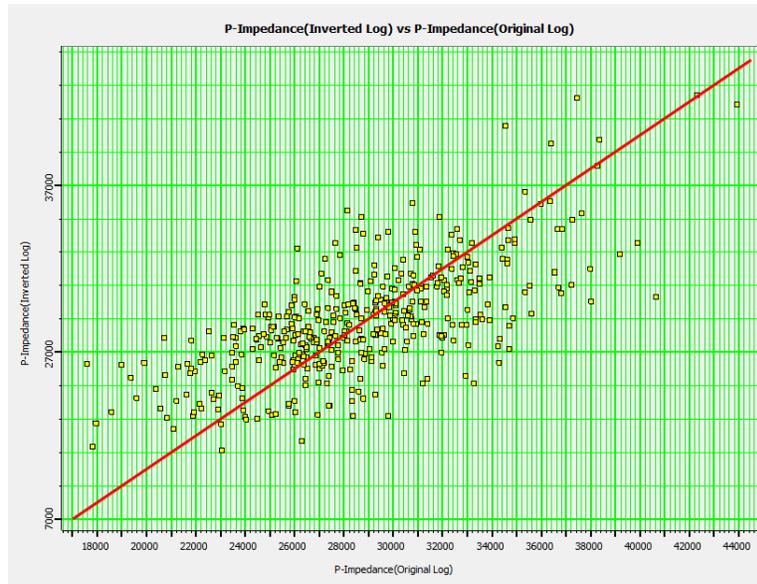
*Model Constrain* merupakan parameter yang digunakan untuk menentukan peran dari model inisial dalam hasil yang didapat dari metode inversi. Nilai mendekati angka 1 berarti hasil inversi akan sangat dipengaruhi oleh model dan sedikit dipengaruhi oleh data seismik amplitude, dan begitu pula sebaliknya, nilai mendekati angka 0 berarti hasil inversi akan sangat dipengaruhi oleh data seismik amplitude dan sedikit dipengaruhi oleh model inisial. Kemudian digunakan nilai *model constrain* sebesar 0.5 adalah karena hasil yang didapat dari proses inversi akan menggunakan analisis berdasarkan seismic amplitude dan model inisial secara seimbang, sehingga diharapkan nilai impedansi akustik yang didapat akan merepresentasikan nilai sesungguhnya dari bumi. Kemudian, nilai *Average size box* merupakan parameter yang berhubungan dengan ukuran *pixel* rata-rata hasil perhitungan inversi. Pada Tugas Akhir kali ini, digunakan nilai 2 ms dengan asumsi menyesuaikan dengan *sample rate* dari data seismik sehingga diharapkan dapat menghasilkan nilai impedansi akustik secara maksimal. Semakin kecil nilai *Average size box* akan menghasilkan nilai inversi yang detail, namun ketika nilai dibawah *sample rate* maka sudah tidak representatif digunakan. Lalu, parameter *prewhitening* digunakan dalam proses inversi, untuk menstabilkan kalkulasi inversi yang digunakan karena dalam prosesnya wavelet yang bersifat *band-limited* akan mengganggu proses kalkulasi inversi. Oleh karena itu, digunakan *Prewhitening factor* untuk mengatasi masalah tersebut. Pada saat kalkulasi inversi, ini akan bermasalah, terutama karena akan menghasilkan matriks yang *singular* saat melakukan kalkulasi inversi *Overdetermined*. *Prewhitening* secara sederhana merupakan noise yang ditambahkan pada *amplitude spectrum* dari data sebelum dianalisis. Nilai *prewhitening* yang digunakan pada perhitungan inversi Tugas Akhir ini adalah 1%, karena sesungguhnya hasil terbaik adalah ketika nilai *prewhitening* tidak diberikan (0%), sehingga dianggap nilai 1% dapat merepresentasikan untuk kalkulasi inversi terbaik. Iterasi dilakukan dengan maksimum nilai hingga 200 kali, untuk mendapatkan nilai hasil inversi terbaik. Namun, perlu diingat bahwa nilai iterasi yang semakin belum tentu akan mendapatkan hasil yang semakin baik, dikarenakan proses iterasi akan mencapai suatu kondisi dimana proses kalkulasi mencapai angka yang stabil dan tidak mengalami perubahan yang signifikan. Dari hasil analisis iterasi, kemudian diketahui nilai iterasi terbaik adalah sebanyak 200 kali.

Berdasarkan pada nilai parameter yang didapat dari hasil inversi, kemudian dilakukan proses inversi menggunakan parameter tersebut. Untuk mengetahui apakah nilai inversi telah mendapatkan hasil yang baik, maka dilihat

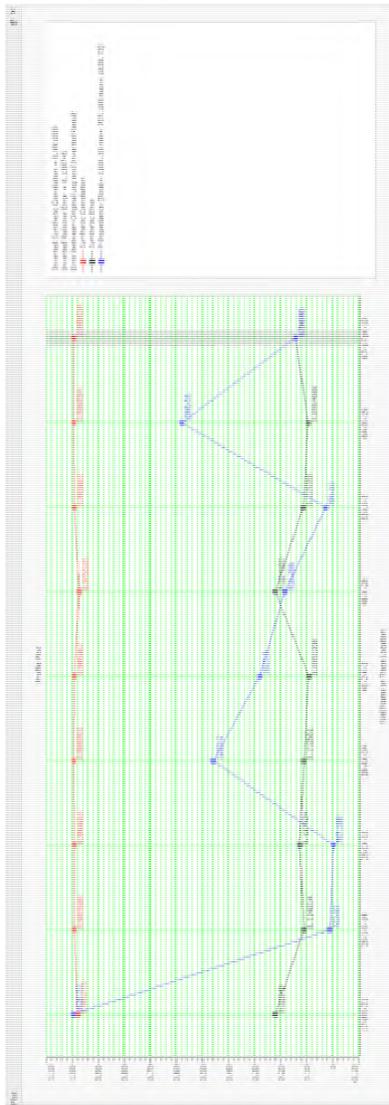
nilai *cross plot* dan analisis nilai eror. *Cross plot* dilakukan untuk membandingkan antara impedansi akustik hasil inversi dengan impedansi akustik dari data sumur (Gambar 4.25 dan Gambar 4.26). Nilai ideal adalah ketika regresi linier mendekati  $a = 1$ , dan  $b=0$ , dimana jika sebaran data mendekati garis regresi linear tersebut, maka kalkulasi inversi dinyatakan baik dan dapat mengembalikan nilai impedansi akustik. Selain itu, perlu diperhatikan juga nilai eror yang dihasilkan dari proses inversi. Nilai eror diapat dengan membandingkan antara nilai eror pada jendela inversi dengan selisih nilai AI maksimum dan AI minimum. Adapun nilai eror dari hasil perhitungan inversi pada tiap sumur dapat dilihat pada Gambar 4.27 dan 4.28.



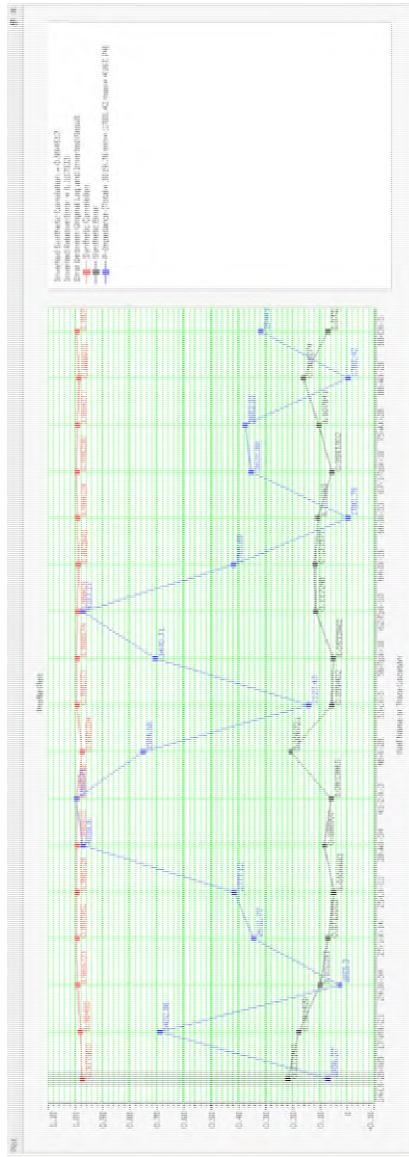
Gambar 4.25 Cross plot antar impedansi akustik data log dengan hasil kalkulasi pada batuan Niobrara. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik original log, dan sumbu y merupakan impedansi akustik hasil inversi.



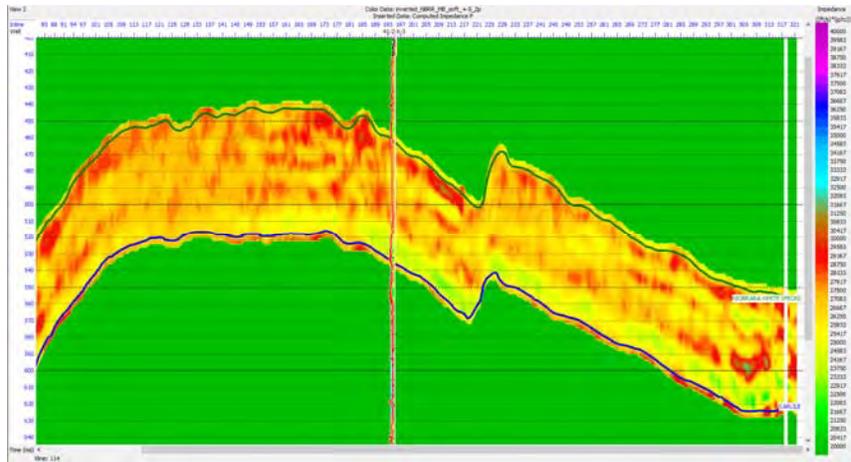
Gambar 4.26 Cross plot antar impedansi akustik data log dengan hasil kalkulasi pada batuan Dakota. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik original log, dan sumbu y merupakan impedansi akustik hasil inversi.



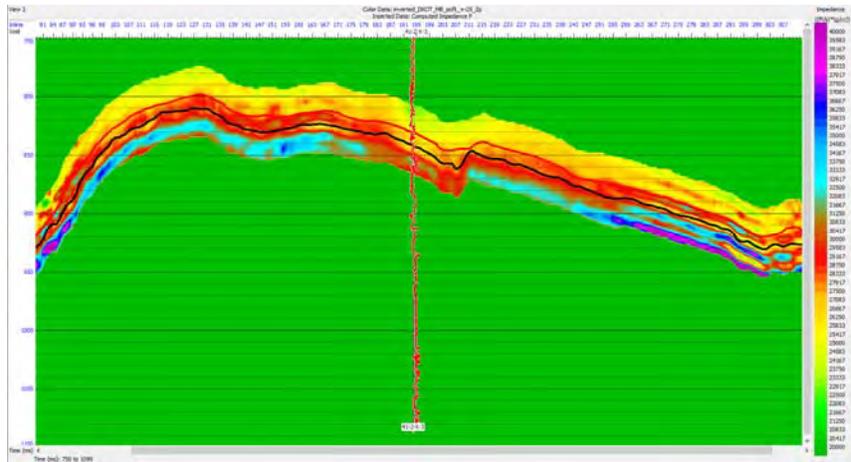
Gambar 4.27 Profile Plot pada formasi Niobrara. Garis merah merupakan korelasi sintetik, garis biru merupakan nilai p impedance, dan garis hitam merupakan nilai error.



Gambar 4.28 Profile Plot pada formasi Dakota. Garis merah merupakan korelasi sintetik, garis biru merupakan nilai p impedance, dan garis hitam merupakan nilai eror.



Gambar 4.29 Hasil inversi pada formasi Niobrara shale pada sumur 41-2-X-3



Gambar 4.30 Hasil inversi pada formasi Dakota pada sumur 41-2-X-3

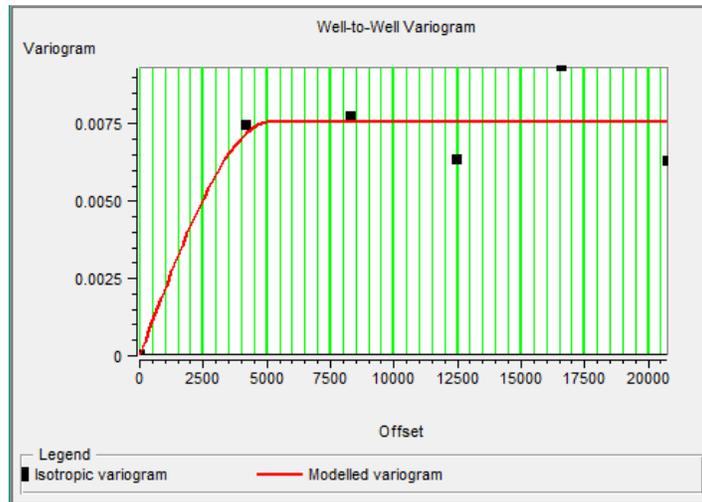
Berdasarkan nilai impedansi akustik yang diperoleh dari hasil inversi, kemudian dianalisis persebaran litologi batuan kedua reservoir target. Nilai impedansi akustik pada formasi Niobrara *shale* relatif sama di semua bagian, dikarenakan tipe pengendapan shale sendiri memiliki ciri-ciri tebal dan memiliki lingkungan laut dalam, sehingga ukuran butir akan seragam, halus, dan tersortasi dengan sangat baik. Namun, terdapat nilai impedansi rendah pada bagian *base* formasi Niobrara, dimana jika dianalisis dari sumur, memiliki nilai properti gamma ray relatif lebih rendah dan densitas yang lebih rendah, sehingga dapat berasosiasi dengan lapisan tipis jenis *shaly-sand*.

Untuk batu pasir Dakota, dapat dilihat hasil inversi menunjukkan adanya perbedaan nilai impedansi akustik. Untuk lebih lanjut akan dilakukan analisis hasil inversi berdasarkan peta *slice* nilai impedansi akustik, dan juga dibandingkan dengan parameter fisis lainnya.

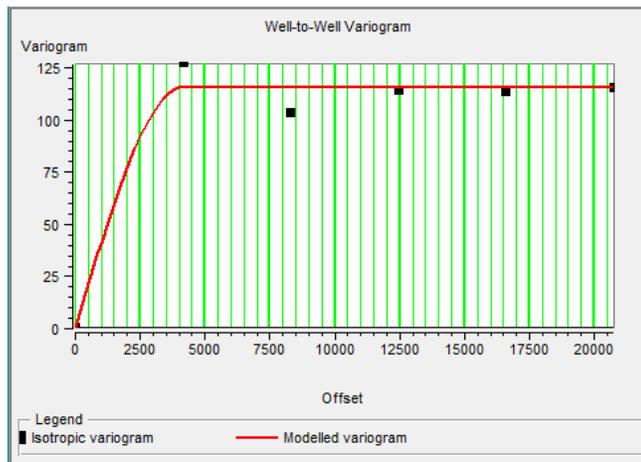
## **4.8 Analisis Geostatistik**

### **4.8.1 Variogram Well to Well**

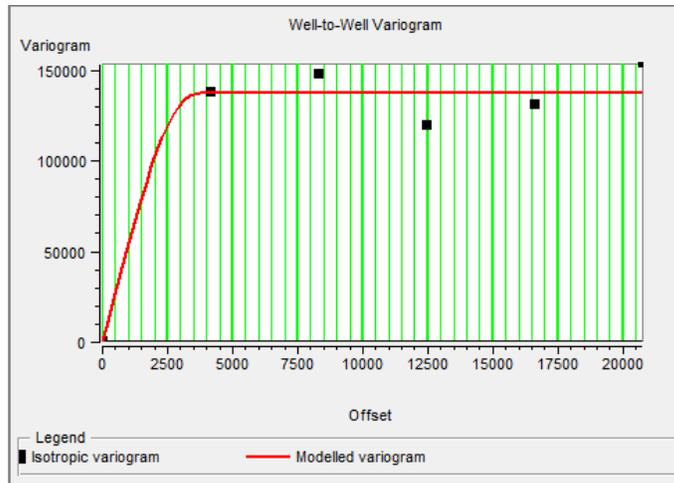
Variogram well to well dibuat sebagai dasar kalkulasi dari metode *ordinary kriging*, untuk mendapatkan hubungan spatial antar data yang diperoleh dari sumur, sehingga nantinya dapat diprediksi properti di tempat lain. Adapun variogram well to well pada batu pasir Dakota dilakukan dengan nilai impedansi akustik, nilai densitas, nilai porositas total, nilai  $V_p$ , dan nilai Gamma Ray. Kemudian, variogram well to well pada batu *shale* Niobrara dilakukan dengan nilai impedansi akustik dan saturasi air. Adapun parameter *maximum offset* adalah 20.755 ft dan jumlah *offset* pada analisis well-to-well adalah 6. Kemudian, tipe analisis Variogram yang digunakan adalah *Spherical*.



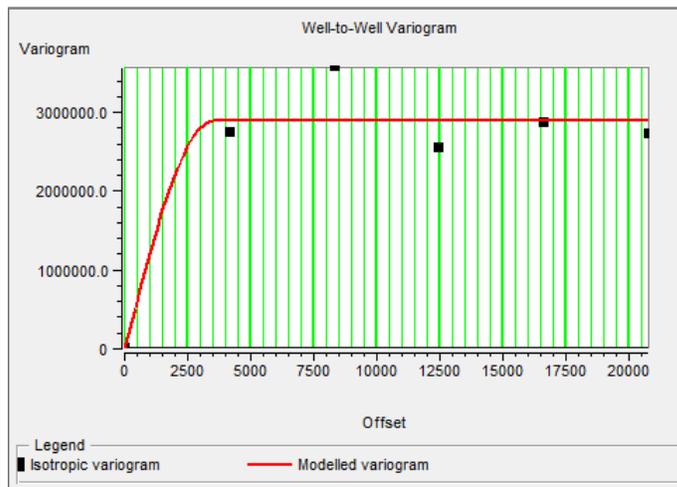
Gambar 4.31 Variogram well-to-well dengan parameter Density pada batu pasir Dakota dengan jumlah offset 6. Titik hitam merupakan sebaran densitas dan garis merah merupakan hasil pemodelan variogram.



Gambar 4.32 Variogram well-to-well dengan parameter Gamma Ray pada batu pasir Dakota dengan jumlah offset 6. Titik hitam merupakan sebaran Gamma Ray dan garis merah merupakan hasil pemodelan variogram.



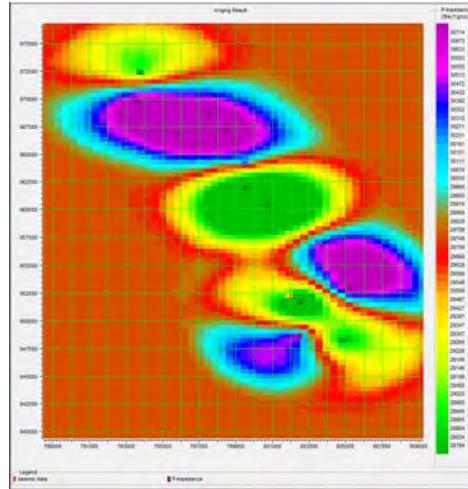
Gambar 4.33 Variogram well-to-well dengan parameter  $V_p$  pada batu pasir Dakota dengan jumlah offset 6. Titik hitam merupakan sebaran  $V_p$  dan garis merah merupakan hasil pemodelan variogram.



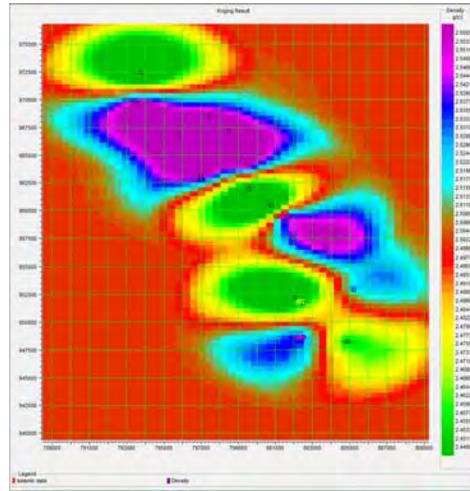
Gambar 4.34 Variogram well-to-well dengan parameter impedansi akustik pada batu pasir Dakota dengan jumlah offset 6. Titik hitam merupakan sebaran AI dan garis merah merupakan hasil pemodelan variogram.

#### 4.8.2 Analisis Kriging

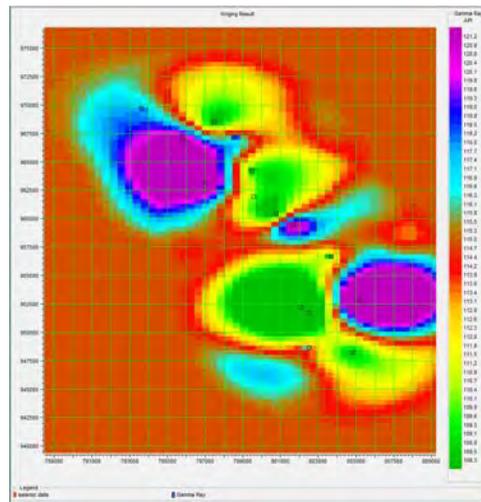
Metode kriging digunakan untuk mendapatkan sebaran peta dengan cara interpolasi dari parameter input data sumur yang telah dilakukan analisis well to well sebelumnya. Dikarenakan data sumur yang dilakukan interpolasi memiliki kualitas data yang tidak memiliki informasi banyak secara lateral, maka hasil dari kriging tidak menunjukkan nilai spesifik, namun dapat membantu menganalisis tren secara luas. Data parameter fisis dari sumur yang digunakan adalah hasil rata-rata antara top dakota dengan top lakota. Adapun hasil dari pengolahan kriging pada tiap parameter ditunjukkan pada gambar 4.35 hingga 4.39.



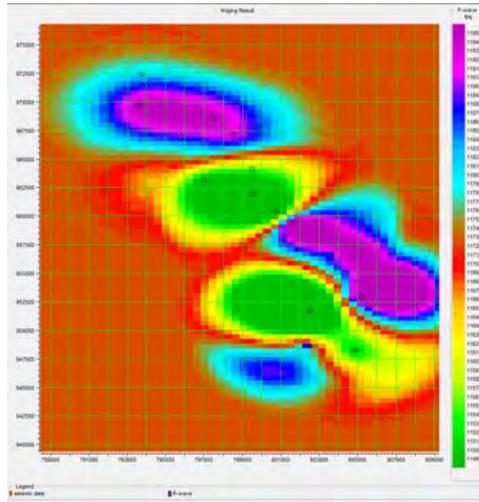
Gambar 4.35 Hasil pengolahan Kriging pada batu pasir Dakota dengan parameter impedansi akustik. Secara umum dapat diketahui tren dengan melihat nilai impedansi rendah dan tinggi dari hasil peta.



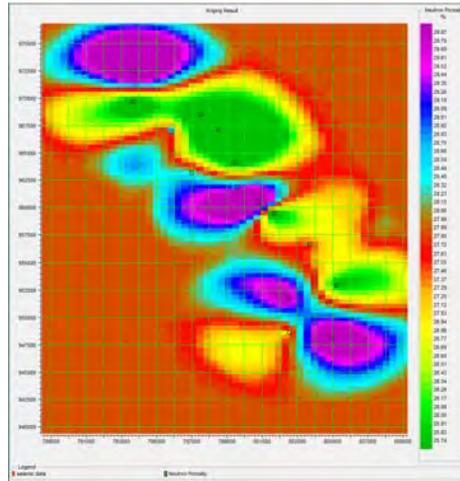
Gambar 4.36 Hasil pengolahan Kriging pada batu pasir Dakota dengan parameter density. Secara umum dapat diketahui tren dengan melihat nilai densitas rendah dan tinggi dari hasil peta.



Gambar 4.37 Hasil pengolahan Kriging pada batu pasir Dakota dengan parameter Gamma Ray. Secara umum dapat diketahui tren dengan melihat nilai Gamma Ray rendah dan tinggi dari hasil peta.



Gambar 4.38 Hasil pengolahan Kriging pada batu pasir Dakota dengan parameter  $V_p$ . Secara umum dapat diketahui tren dengan melihat nilai  $V_p$  rendah dan tinggi dari hasil peta.

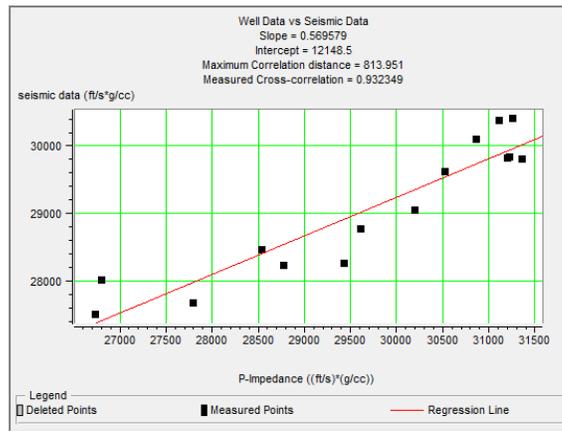


Gambar 4.39 Hasil pengolahan Kriging pada batu pasir Dakota dengan parameter Total Porosity. Secara umum dapat diketahui tren dengan melihat nilai Total Porosity rendah dan tinggi dari hasil peta.

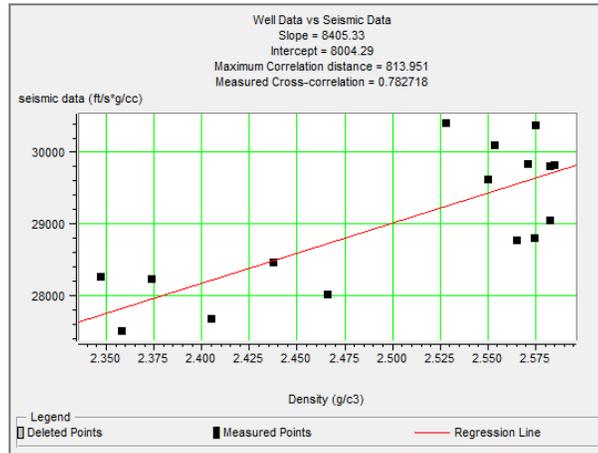
Dari hasil peta kriging, diketahui memiliki respon yang serupa pada semua parameter, namun dalam skala yang masih luas. Namun, jika dibandingkan dengan hasil analisis sensitivitas, logika kesimpulan mengenai nilai kualitatif tiap parameter hasil cross plot memiliki keterkaitan dengan hasil dari *ordinary kriging*.

#### 4.8.3 Cross Plot hubungan Impedansi Akustik dengan Parameter fisis

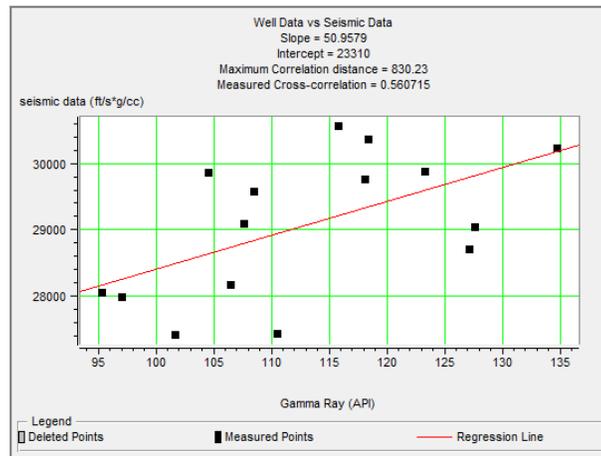
Untuk mengetahui hubungan antara tiap impedansi akustik dengan parameter fisis yang diinginkan, dilakukan cross plot antara peta slice impedansi akustik dengan tiap parameter, Pada batu pasir Dakota, analisis cross plot dilakukan antara impedansi akustik dengan densitas, gamma ray, Vp, dan porositas total, sedangkan untuk target batu shale Niobrara dilakukan cross plot antara nilai impedansi akustik dengan saturasi air.



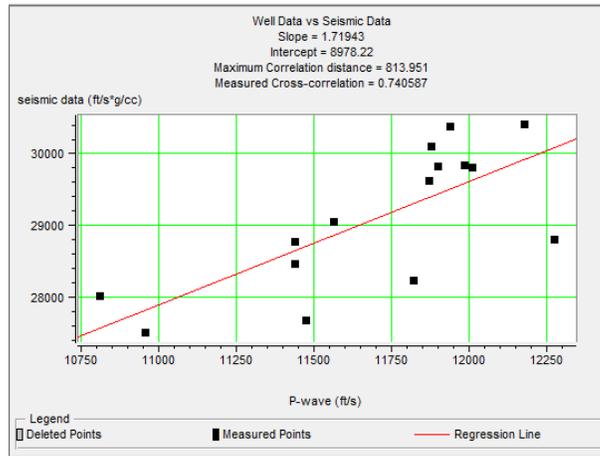
Gambar 4.40 Hasil cross plot nilai impedansi akustik dari peta dengan impedansi akustik dari log. Titik hitam merupakan data pada setiap sumur, sedangkan garis merah merupakan garis regresi linier. Sumbu X merupakan nilai impedansi akustik dari log dan sumbu y merupakan impedansi akustik dari peta slice. Didapatkan nilai korelasi sebesar 0.932



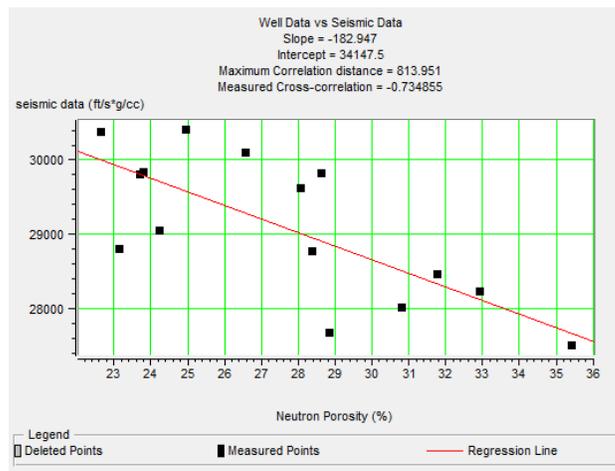
Gambar 4.41 Hasil cross plot nilai impedansi akustik dari peta dengan densitas dari log. Sumbu X merupakan nilai densitas dari log dan sumbu y merupakan impedansi akustik dari peta slice. Didapatkan nilai korelasi sebesar 0.7827



Gambar 4.42 Hasil cross plot nilai impedansi akustik dari peta dengan Gamma Ray dari log. Titik hitam merupakan data pada setiap sumur, sedangkan garis merah merupakan garis regresi linier. Sumbu X merupakan nilai Gamma Ray dari log dan sumbu y merupakan impedansi akustik dari peta slice. Didapatkan nilai korelasi sebesar 0.5607



Gambar 4.43 Hasil cross plot nilai impedansi akustik dari peta dengan Vp dari log. Titik hitam merupakan data pada setiap sumur, sedangkan garis merah merupakan garis regresi linier. Sumbu X merupakan nilai Vp dari log dan sumbu y merupakan impedansi akustik dari peta slice. Didapatkan nilai korelasi sebesar 0.7406



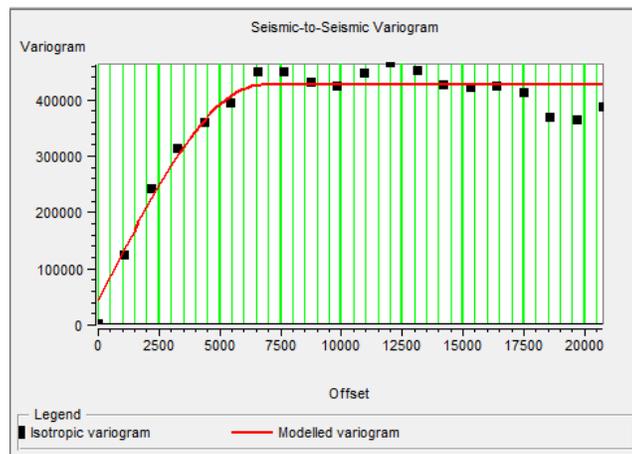
Gambar 4.44 Hasil cross plot nilai impedansi akustik dari peta dengan Total Porosity dari log. Titik hitam merupakan data pada setiap sumur, sedangkan garis merah merupakan garis regresi linier. Sumbu X merupakan nilai NPHI dari log dan sumbu y merupakan impedansi akustik dari peta slice.

Didapatkan nilai korelasi sebesar  $-0.7348$ . Nilai negative berarti hubungan antara peta slice impedansi akustik dengan parameter total porositas berbanding terbalik.

Hasil cross plot menunjukkan korelasi yang baik antara nilai impedansi akustik dengan tiap parameter pada formasi Dakota. Korelasi dari slice map AI dengan log impedansi akustik menunjukkan nilai  $0.932$ , korelasi dari slice map AI dengan log densitas menunjukkan nilai  $0.7827$ , korelasi dari slice map AI dengan log Gamma Ray menunjukkan nilai  $0.5607$ , korelasi dari slice map AI dengan log Vp menunjukkan nilai  $0.7406$ , korelasi dari slice map AI dengan log total porosity menunjukkan nilai  $-0.7348$ . Hasil tersebut juga sesuai dengan logika kesimpulan analisis sensitivitas pada batu pasir Dakota.

#### 4.8.4 Variogram Seismic to Seismic

Variogram Seismic to Seismic merupakan analisis sebaran peta input slice secara spatial, dengan analisis antara seismic dengan seismic itu sendiri. Analisis ini digunakan untuk tren pada *collocated co-kriging*. Hasil dari variogram Seismic to seismic ditunjukkan pada gambar 4.45.

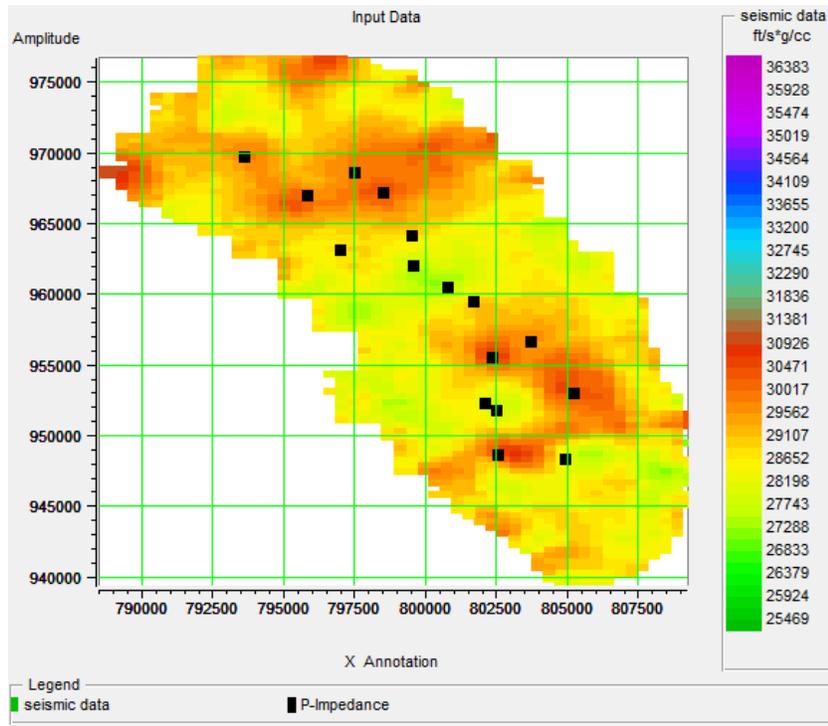


Gambar 4.45 Variogram seismic to seismic dari slice peta impedansi akustik formasi Dakota. Titik hitam merupakan sebaran peta AI dan garis merah merupakan hasil pemodelan variogram.

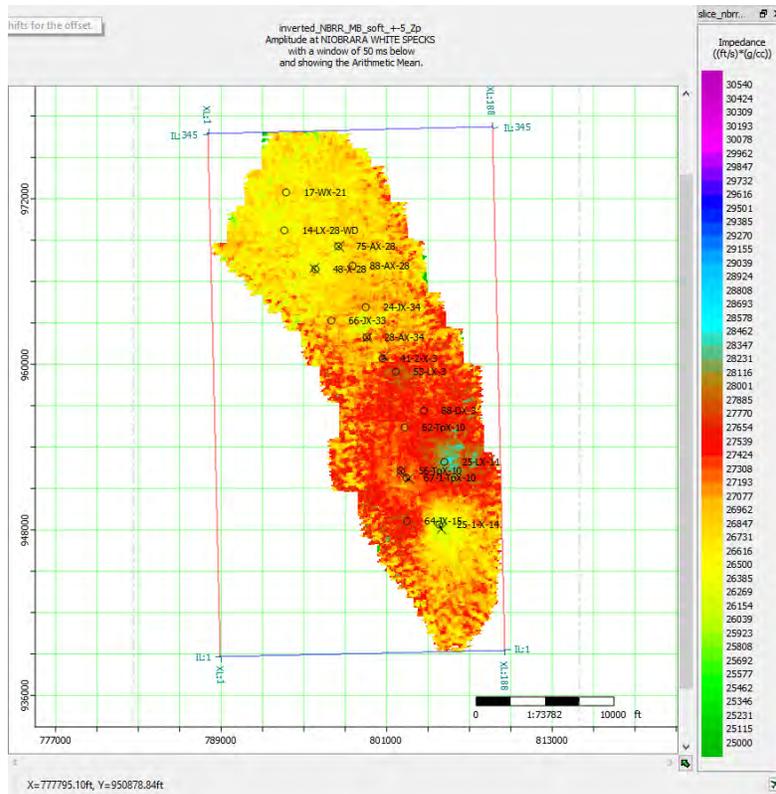
#### 4.8.5 Collocated Co-Kriging

Pada tahapan ini, analisis geostatistik dilakukan pada data sumur dan dikontrol dengan data seismik. tujuan dilakukan metode ini adalah agar tren umum yang diperoleh dari analisis geostatistik data log sumur dapat lebih didetailkan dengan tren yang diperoleh dari data seismik.

Data seismic yang digunakan adalah berupa slice nilai impedansi akustik yang merepresentasikan zona *interest*. Sayatan dari seismik inversi ini adalah rata-rata 20 ms di bawah top formasi Dakota (Gambar 4.46), dan 50 ms di bawah top Niobrara. (Gambar 4.47)

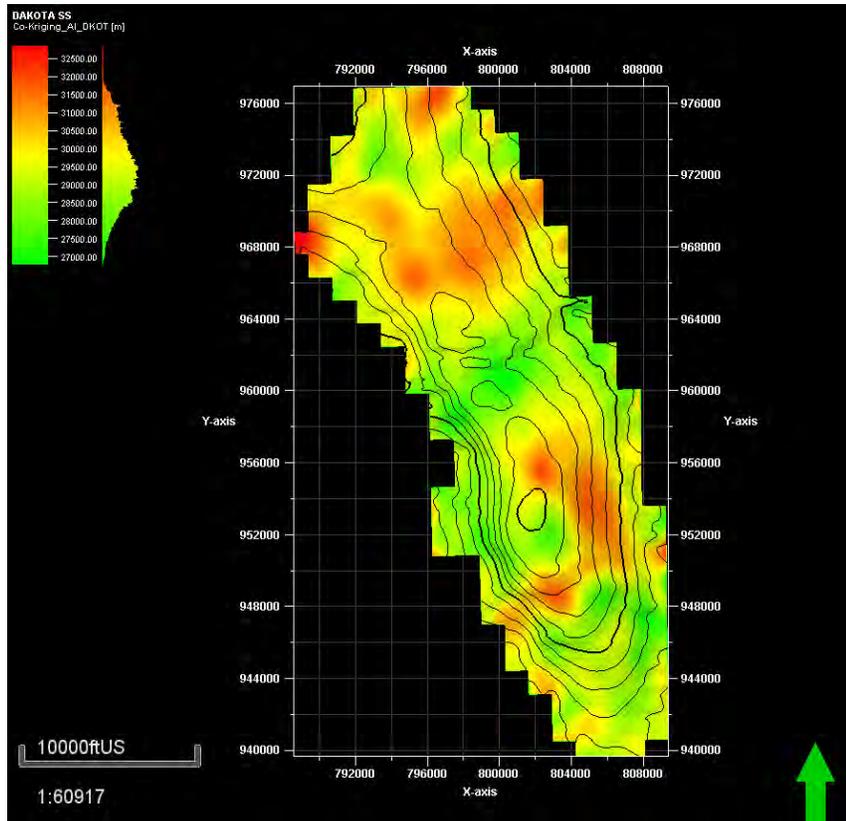


Gambar 4.46 Slice peta impedansi akustik hasil inversi pada formasi Dakota, dengan parameter rata-rata 20 ms di bawah top formasi Dakota.

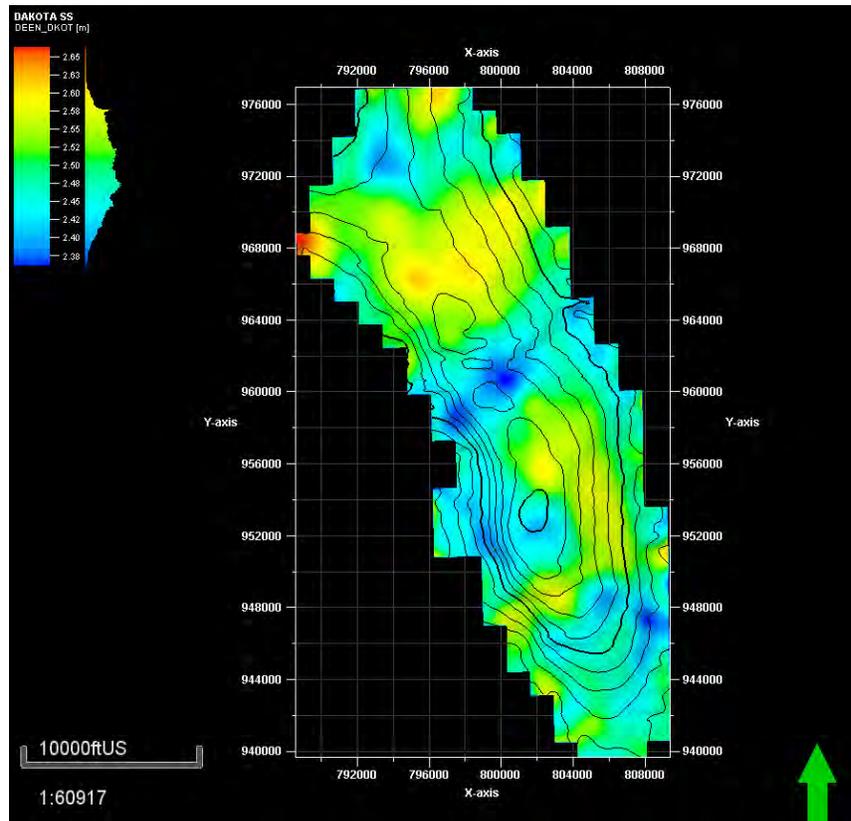


Gambar 4.47 Slice peta impedansi akustik hasil inversi pada formasi Niobrara, dengan parameter rata-rata 50 ms di bawah top formasi Niobrara.

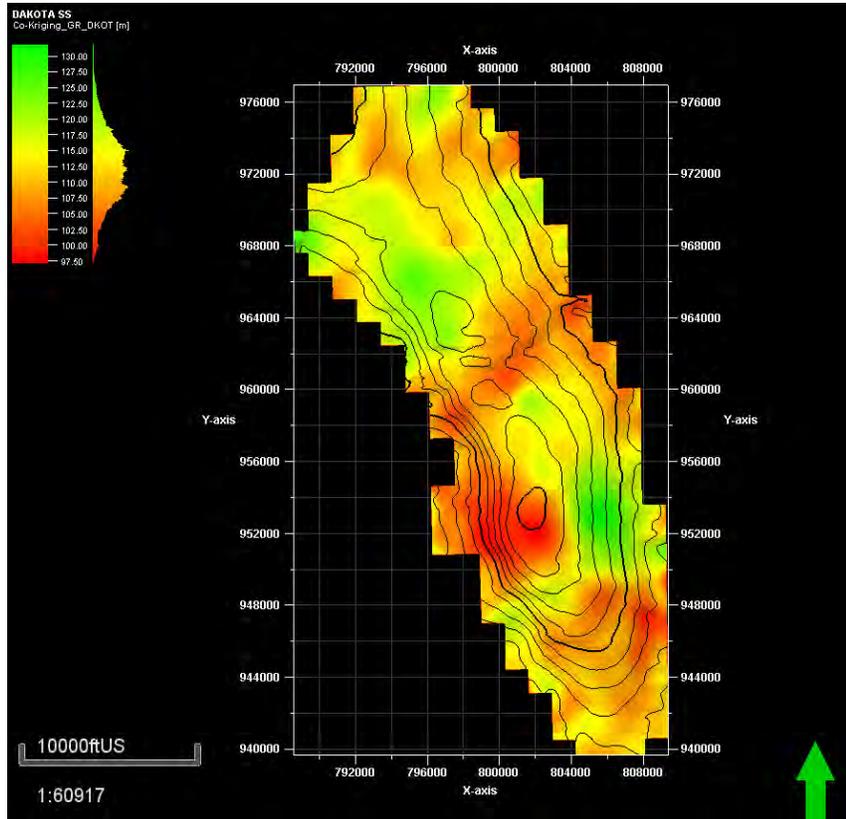
Hasil peta collocated co-kriging memperlihatkan dua tren yang serupa pada semua peta, yang dilihat berdasarkan nilai tiap parameter fisiknya. Tren nilai dari tiap parameter sesuai dengan logika kesimpulan yang didapat dari analisis sensitivitas. Adapun hasil peta collocated co-kriging adalah sebagai berikut.



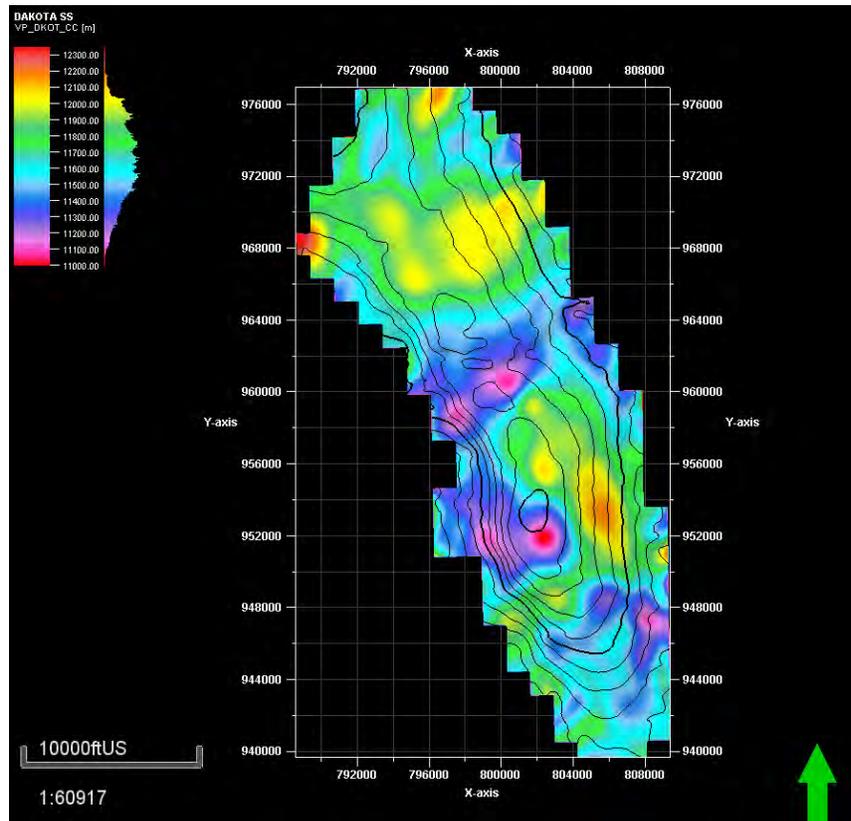
Gambar 4.48 Peta hasil kalkulasi collocated co-kriging untuk parameter impedansi akustik yang di *overlay* pada peta struktur domain waktu formasi Dakota. Nilai berwarna hijau menandakan impedansi rendah, sedangkan nilai berwarna merah menandakan impedansi tinggi.



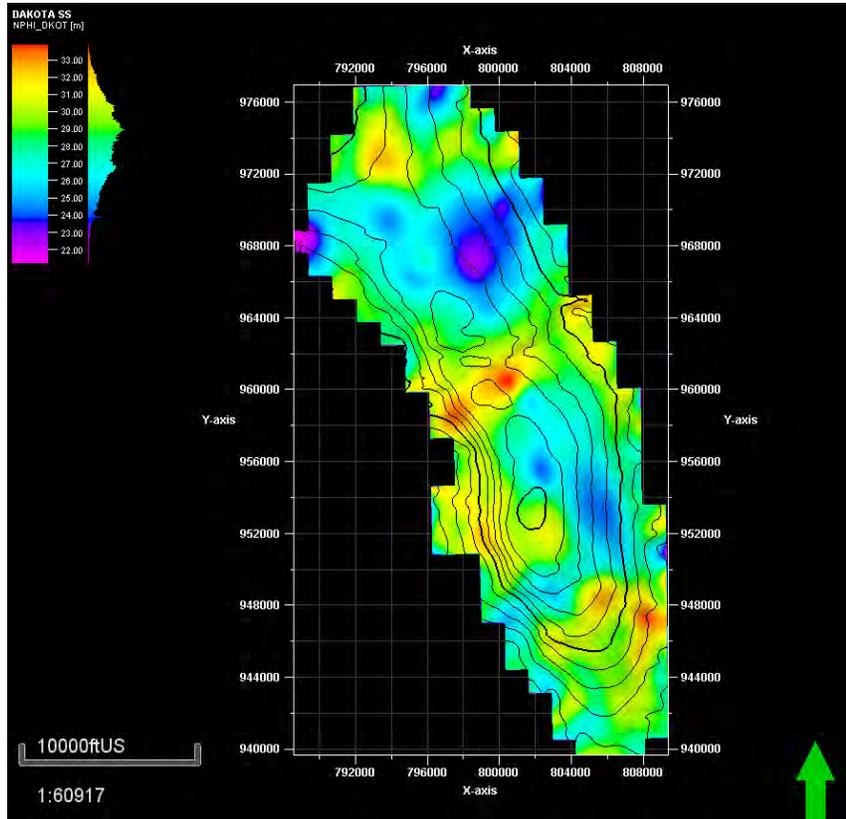
Gambar 4.49 Peta hasil kalkulasi collocated co-kriging untuk parameter densitas yang di *overlay* pada peta struktur domain waktu formasi Dakota. Nilai berwarna hijau menandakan Densitas tinggi, sedangkan nilai berwarna biru menandakan densitas rendah.



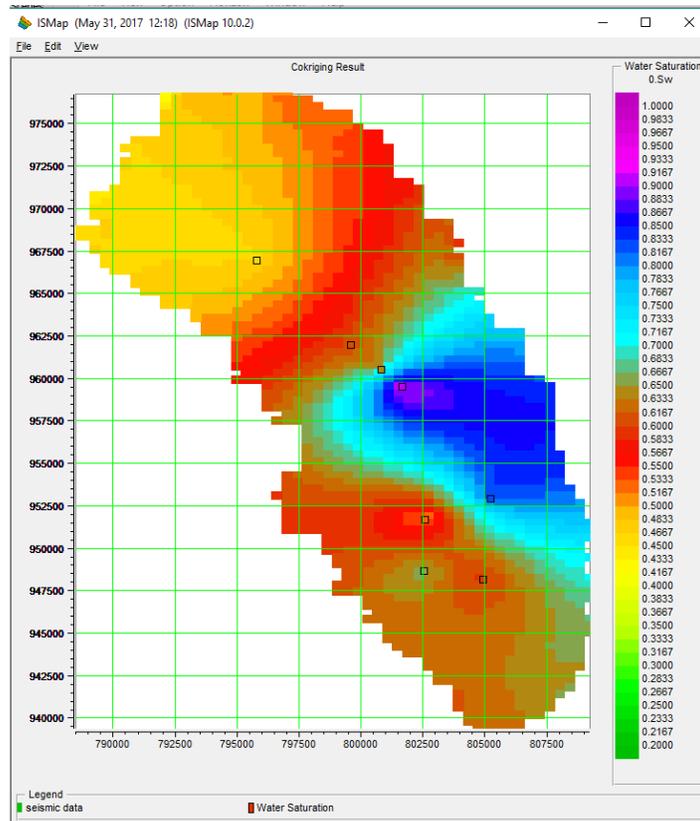
Gambar 4.50   Peta hasil kalkulasi collocated co-kriging untuk parameter Gamma Ray yang di *overlay* pada peta struktur domain waktu formasi Dakota. Nilai berwarna hijau menandakan Gamma Ray tinggi, sedangkan nilai berwarna merah menandakan Gamma Ray rendah.



Gambar 4.51 Peta hasil kalkulasi collocated co-kriging untuk parameter Vp yang di *overlay* pada peta struktur domain waktu formasi Dakota. Nilai berwarna hijau menandakan Vp tinggi, sedangkan nilai berwarna Biru-keunguan menandakan Vp rendah.



Gambar 4.52   Peta hasil kalkulasi collocated co-kriging untuk parameter Porositas Total yang di overlay pada peta struktur domain waktu formasi Dakota. Nilai berwarna hijau menandakan Porositas Total tinggi, sedangkan nilai berwarna Biru menandakan Porositas Total rendah.



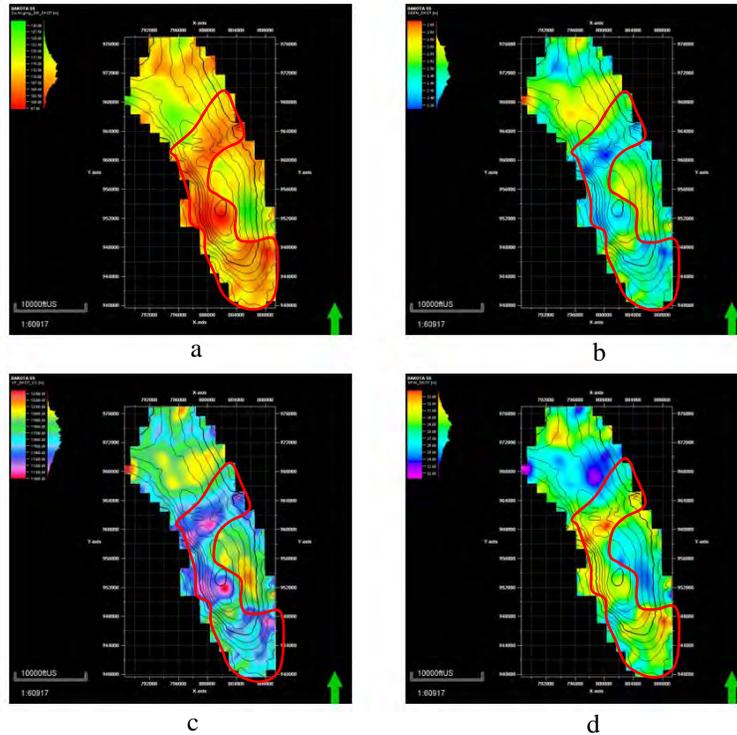
Gambar 4.53   Peta hasil kalkulasi collocated co-kriging untuk parameter Saturasi Air yang di overlay pada peta struktur domain waktu formasi Niobrara. Nilai berwarna merah menandakan Saturasi air rendah, sedangkan nilai berwarna Biru menandakan Saturasi air Tinggi.

#### 4.9 Interpretasi Bersama

Hasil analisis Geostatistik dan Inversi berupa peta sebaran parameter dan impedansi akustik kemudian diinterpretasi bersama, berdasarkan pada kondisi geologi dari daerah penelitian dan juga logika kesimpulan hasil analisis sensitivitas.

#### 4.9.1 Interpretasi Formasi Dakota

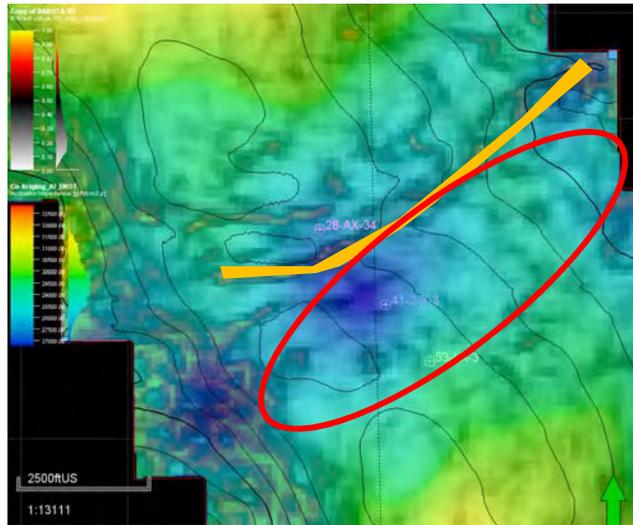
Dari hasil analisis sensitivitas, diketahui bahwa potensi properti reservoir batu pasir Dakota memiliki nilai impedansi akustik rendah, Gamma Ray relatif lebih rendah dari shale, densitas rendah, kecepatan gelombang P rendah, total porositas tinggi. Dari kesimpulan tersebut, kemudian dilakukan analisis daerah potensi pada peta tiap parameter.



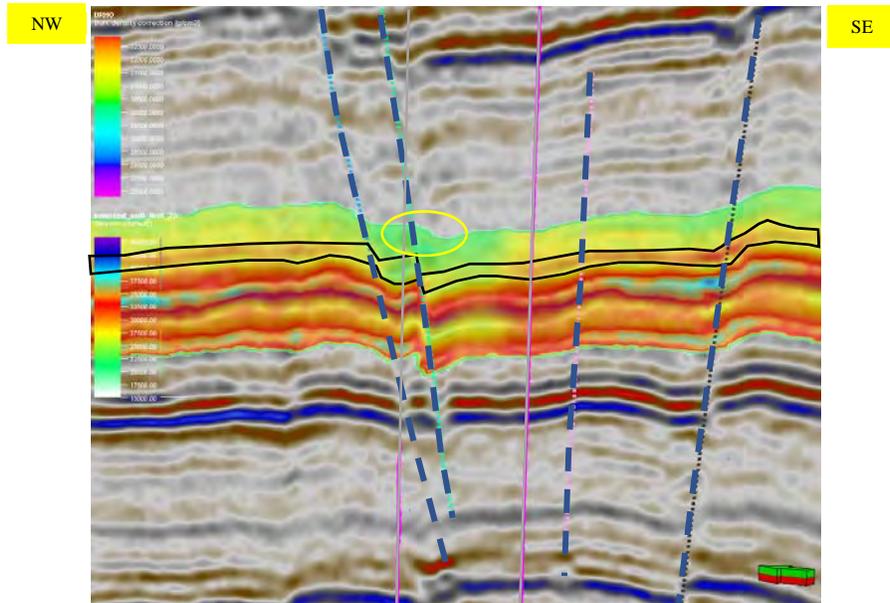
Gambar 4.54 Analisis sebaran reservoir Dakota potensial sebagai reservoir hidrokarbon, ditandai dengan lingkaran merah. Pada formasi Dakota, parameter yang diketahui sebagai properti *shaly sand* baik untuk reservoir ditandai dengan nilai a. Gamma Ray Rendah. b. Densitas rendah. c. Vp rendah dan d. Porositas Total Tinggi.

Pengendapan batu pasir Dakota memiliki tren pada bagian tengah, dimana lingkungan pengendapan adalah channel sand dan memiliki ciri-ciri tipis. Dari hasil penentuan sebaran batu pasir Dakota, diketahui parameter nilai gamma ray rendah, dengan kisaran nilai 80-114 API, kemudian nilai densitas rendah, dengan kisaran nilai 2.38-2.48, kemudian nilai Vp rendah dengan kisaran nilai 11000 ft/s-11600 ft/s, serta nilai porositas total dengan kisaran nilai 31-33 %.

Kemungkinan properti reservoir baik pada formasi dakota dipengaruhi oleh adanya aktivitas tektonik pada zaman tersebut. Dari informasi geologi mengatakan bahwa terdapat tektonik yang menyebabkan terjadinya struktur *wrench fault* secara regional, yang kemudian terbentuk *oblique fault* pada bagian tengah dari daerah penelitian. Hal ini dapat dilihat dari overlay antara peta parameter fisis dengan atribut seismik varian (gambar 4.55).



Gambar 4.55 Peta overlay antara impedansi akustik dengan atribut varian pada target reservoir Dakota. Terlihat bahwa nilai impedansi rendah (warna biru muda, lingkaran merah) berasosiasi dengan patahan berorientasi Timur Laut-Barat Daya. Garis kontur hitam menunjukkan peta struktur kesamaan waktu.

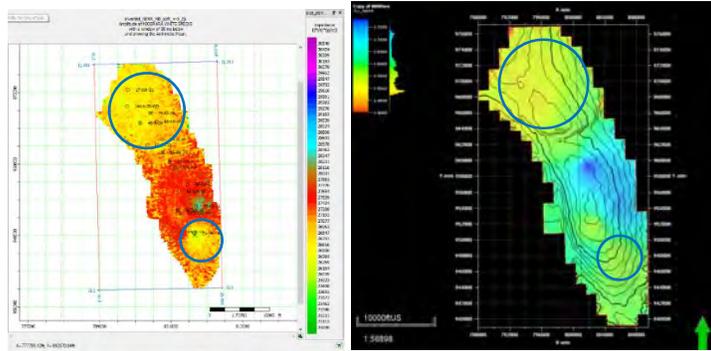


Gambar 4.56 *Seismic section* yang di-*overlay* dengan hasil inversi impedansi akustik. Garis putus biru menunjukkan patahan, garis hitam merupakan batas formasi Dakota. Lingkaran kuning menunjukkan lokasi dugaan potensial properti baik dari formasi Dakota, dengan ciri nilai impedansi akustik rendah.

Informasi produksi pada formasi Dakota menyatakan bahwa terbukti pada daerah yang diduga sebagai potensi properti baik telah produksi hidrokarbon. Sebagai contoh, pada 44-DX-10 dan 43-DX-10, dimana kedua sumur tersebut aktif produksi hidrokarbon minyak dan gas setiap bulan selama lebih dari dua tahun (Gambar berada pada lampiran)

#### 4.9.2 Interpretasi Formasi Niobrara

Pada Analisis formasi *shale* Niobrara, analisis dilakukan berdasarkan nilai Saturasi Air dan impedansi akustik, dikarenakan parameter lain tidak mampu memisahkan parameter fisis daerah potensial Hidrokarbon.



Gambar 4.57 Analisis sebaran reservoir Niobrara potensial sebagai reservoir hidrokarbon, ditandai dengan lingkaran Biru. Pada formasi Niobrara, parameter yang diketahui sebagai properti *shale* baik untuk reservoir ditandai dengan nilai a. impedansi akustik rendah. b. saturasi air rendah.

Dari hasil penentuan sebaran batu shale Niobrara, diketahui parameter nilai impedansi akustik rendah, dengan kisaran nilai 26500-27000 ft/s\*g/cc, dan nilai saturasi air rendah dengan kisaran nilai 0.4-0.6%, yang tersebar pada bagian utara serta selatan dari daerah penelitian.

Informasi produksi pada formasi Niobrara menyatakan bahwa terbukti pada daerah yang diduga sebagai potensi gas *shale* telah produksi gas. Sebagai contoh, pada dan 35-1-ShX-10 dan 35-ShX-34, dimana kedua sumur tersebut aktif produksi hidrokarbon gas setiap bulan selama kurang lebih sepuluh tahun (Gambar berada pada lampiran)

*“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”*

## **BAB V**

### **KESIMPULAN DAN SARAN**

#### **5.1 Kesimpulan**

1. Berdasarkan hasil analisis sensitivitas, inversi dan geostatistik, sebaran reservoir berpotensi gas dari batu shale Niobrara memiliki parameter nilai impedansi akustik rendah, dengan kisaran nilai 26500-27000 ft/s\*g/cc, dan nilai saturasi air rendah dengan kisaran nilai 0.4-0.6% . Reservoir berpotensi gas tersebut berada pada bagian utara dan selatan dari daerah penelitian, lebih tepatnya pada bagian puncak dari antiklin utara maupun selatan. Hal ini sesuai dengan konsep migrasi hidrokarbon pada umumnya, dimana gas akan terakumulasi pada bagian atas dari struktur antiklin suatu reservoir dan terjebak akibat adanya *cap/seal* sebagai penghalang.
2. Berdasarkan hasil analisis sensitivitas, inversi dan geostatistik pada formasi batu pasir Dakota, diketahui lokasi rekomendasi yang memiliki litologi dan parameter fisis baik adalah daerah dengan nilai gamma ray rendah, dengan kisaran nilai 80-114 API, kemudian nilai densitas rendah, dengan kisaran nilai 2.38-2.48, kemudian nilai Vp rendah dengan kisaran nilai 11000 ft/s-11600 ft/s, serta nilai porositas total dengan kisaran nilai 31-33 %, yang tersebar pada bagian tengah hingga ke Barat Daya – Selatan pada daerah penelitian. Lokasi dengan properti reservoir baik pada formasi Dakota berasosiasi dengan patahan normal di daerah tersebut, yang kemudian terendapkan sedimen baik pada daerah tersebut. Hal ini dapat dilihat dari hasil analisis sebaran litologi batupasir dari metode inversi dan geostatistik dan analisis patahan dari data seismik dan atribut variance, yang menunjukkan daerah dengan properti baik berasosiasi dengan sesar normal.

#### **5.2 Saran**

1. Menggunakan analisis berdasarkan metode lain, seperti AVO atau Pre-Stack Inversion untuk menambahkan informasi detail mengenai eksplorasi spesifik shale gas pada formasi Niobrara
2. Perhitungan Saturasi air akan lebih baik memperhitungkan total organic carbon (TOC) dan kerogen-non kerogen sehingga mendapatkan nilai

Sw yang lebih representative pada batuan shale formasi Niobrara. Kemudian, parameter untuk perhitungan disesuaikan dengan kondisi sebenarnya dari hasil uji laboratorium, sehingga didapat nilai Sw secara kuantitatif.

3. Dapat menggunakan metode bantuan seperti atribut seismic dekomposisi spectral untuk identifikasi lapisan tipis potensi reservoir Lakota pada formasi Dakota.

## DAFTAR PUSTAKA

- Bohling,G. 2005. *“Introduction to Geostatistics and Variogram Analysis”*. Kansas : Kansas Geological Survey.
- Cooke,D., Cant,J. 2010. *“Model-based Seismic Inversion : Comparing deterministic and probabilistic approaches”*. CSEG Recorder Volume 35 number 4. Calgary : Canadian Society of Geophysical Engineering.
- Cooper,S.P. 2000. *“Deformation Within a Basement-Cored Anticline : Teapot Dome, Wyoming”*. Socorro : Department of Earth and Environmental Science – New Mexico Tech.
- Herron,D.A. 2011. *“First Steps in Seismic Interpretation”*. Oklahoma : Society of Exploration Geophysicist.
- Kirn,G.J. 2015. *“Fracturing Mechanism”* <URL: <http://universaloilgasllc.com/#portfolioModal7>.
- Munadi,S. 2005. “Pengantar Geostatistik”, Diktat Kuliah, Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika, FMIPA, Universitas Indonesia.
- Purnamasari, R. 2008. *“Ekstraksi Properti Reservoir dari Atribut Seismik 3-D Dengan Metoda Inversi dan Geostatistik di Lapangan “X”*. Thesis Magister pada Universitas Indonesia : tidak diterbitkan.
- Purwasatriya, B.A. 2008. *“Estimasi Penyebaran Hidrokarbon dengan Pemodelan Seismik Inversi Stokastik di Lapangan “X”, Sumatera Selatan”*. Thesis Magister pada Universitas Indonesia : tidak diterbitkan.
- Russel, B.H., et.al. 2001. *“Combining Geostatistics and Multiattribute Transform – A Channel Sand Case Study”*. CREWES Research Report – Volume 13. Canada : University of Calgary.

*“Halaman ini Sengaja Dikosongkan”*

## BIODATA PENULIS



Dimas Rahfaditya Pradana lahir di Jakarta, 24 Juli 1995 merupakan anak ketiga dari tiga bersaudara. Penulis menempuh pendidikan di TQIT Nurul Fikri, SDIT Nurul Fikri (2001 – 2007), SMPI Dian Didaktika (2007 – 2010), dan SMAN 1 Depok (2010 – 2013). Penulis mulai menempuh pendidikan perkuliahan di Teknik Geofisika ITS pada tahun 2013. Selain mengikuti perkuliahan di bidang akademik, penulis juga aktif berorganisasi, seperti menjadi staff Pengembangan Sumber Daya Manusia Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS (2014 – 2015), ketua divisi Internal Event Society Petroleum Engineers ITS (2014 – 2015), dan ketua Departemen Event di organisasi yang sama pada tahun 2015 - 2016. Selain itu, penulis juga turut ambil bagian dalam berbagai kegiatan kepanitiaan mulai dari menjadi Liaison Officer dalam acara Petroleum Integrated Days (Petrolida), yang merupakan serangkaian acara seminar dan perlombaan skala internasional yang diadakan oleh Society of Petroleum Engineers ITS pada tahun 2014, kemudian menjadi ketua acara Kuliah Lapangan Teknik Geofisika Angkatan 2013 ke Karangsambung pada tahun 2014, ketua acara Integrated Petroleum Exploration Exploitation (IPEE) yang merupakan acara workshop mengenai dunia minyak dan gas, serta menjadi panitia seksi acara dalam acara Geophysical Atmosphere (Geosphere) oleh Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika pada tahun 2016. Penulis pernah mempublikasikan paper pada Joint Convention Malang (JCM 2017) dengan judul Integrated Geophysical Methods for Near Surface Imaging Case Study: Mud Volcano of Wringinanom, Gresik, East Java. Penulis juga pernah mengikuti beberapa perlombaan seperti Smart Competition oleh Petrogas SPE Universitas Indonesia 2014, Smart Competition oleh SPE Java Section di Yogyakarta pada tahun 2014, Smart Competition oleh SPE Pandit Deendayal Petroleum University di Ahmedabad, India pada tahun 2016. Untuk pengalaman kerja, penulis memiliki pengalaman kerja praktik di Joint Operation Body Pertamina – Talisman Jambi Merang pada tahun 2016 dengan judul Interpretasi Seismik 2D – Studi Potensi Reservoir pada Formasi BRF, Blok “Z”, Subcekungan Jambi. Penulis berpesan kepada adik-adik TG 3, TG 4, TG 5, dan seterusnya untuk memiliki semangat dan keinginan yang kuat baik dalam kegiatan akademik maupun non akademik dalam kampus dan di luar

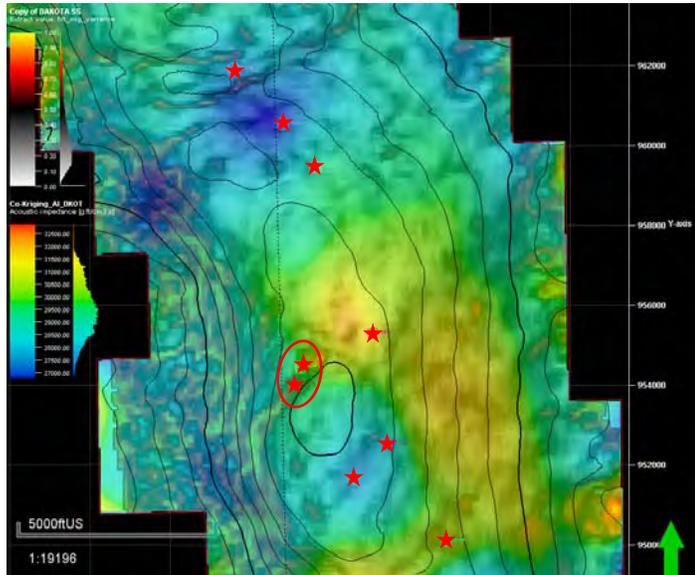
kampus. Penulis berharap silaturahmi di antara mahasiswa Teknik Geofisika ITS tetap terjalin dan selalu menjaga nama baik Departemen Teknik Geofisika ITS. Bila ada diskusi lebih lanjut terkait tugas akhir ini dapat menghubungi penulis melalui surel ke alamat rahfadya@gmail.com. Demikian dan terima kasih.

## LAMPIRAN

Tabel 1 - Data sumur yang digunakan beserta informasi koordinat dan elevasi

Nama Sumur	koordinat X	koordinat Y	Elevasi KB (ft)	Elevasi Permukaan (ft)
48-X-28	795788.4	966905.1	5114.6	5105
25-1-X-14	804965.5	948057.8	5225	5214.8
35-1-ShX-10	800350	953112.9	5238	5228
67-1-TpX-10	802582.6	951665.6	5205.7	5195.7
11-DX-26	804919.7	940475.9	5321	5309
12-AX-33	794091.1	965517.2	5170	5157
14-LX-28-WD	793597.7	969666.7	5032	5014
17-WX-21	793725.5	972426.3	5007	4997
24-JX-34	799474.3	964098.1	5101	5089
25-LX-11	805200.5	952903.5	5196	5186
28-AX-34	799590.4	961927.4	5184	5174
36-11-SX-2	805323.6	958213.4	5148	5136
36-MX-10	800350.2	952685.3	5234	5224
41-2-X-3	800826.7	960524.8	5164.7	5154.7
41-AX-3	800882.1	961020.7	5157	5147.5
53-LX-3	801652.8	959461	5214	5204
56-ShX-15	802149.1	947607.1	5338	5326
56-TpX-10	802051.7	952172.4	5212	5202

62-TpX-10	802299.3	955423.6	5167	5155
62-TpX-11	807354.2	955352	5218	5208
64-JX-15	802510.6	948613.1	5294	5282
66-JX-33	796964.9	963119.6	5153	5141
71-1-X-4	798038	960893.3	5196	5186
74-CMX-10-WD	802788	953598.2	5195	5184
75-AX-28	797548.9	968535.1	5068	5058
76-TpX-10	803146.2	952922.2	5191	5181
88-AX-28	798492.7	967123.5	5096	5085
88-DX-3	803670.8	956620.6	5137	5127



Lampiran Gambar 1 – Peta sebaran sumur produksi pada formasi Dakota. Bintang merah menandakan sumur yang terbukti produksi hidrokarbon pada formasi Dakota. Lingkaran merah merupakan sumur 43-DX-10 dan 44-DX-10.

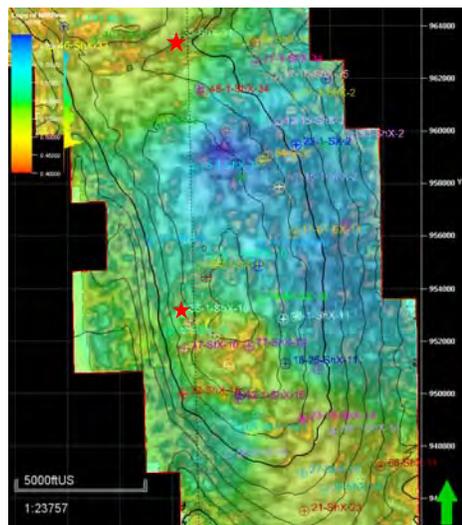
API#	Well	Date	Monthly Production			Days Produced	Formation	Section
			Oil	Water	Gas			
490251084500	43-AX-28	Mar-01	0	0	0	0	2nd Wall Creek	28
490251084500	43-AX-28	Apr-01	0	0	0	0	2nd Wall Creek	28
490251084500	43-AX-28	May-01	0	0	0	0	2nd Wall Creek	28
490251113900	43-DX-10	Sep-85	167	1497	0	19	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Oct-85	131	1997	0	26	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Nov-85	272	1830	2121	30	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Dec-85	251	1659	1670	31	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Jan-86	133	1338	185	30	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Feb-86	43	1168	1203	25	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Mar-86	76	1099	2616	29	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Apr-86	103	864	2389	30	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	May-86	154	737	1188	29	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Jun-86	180	1011	1549	30	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Jul-86	58	678	1269	30	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Aug-86	38	496	1547	29	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Sep-86	39	513	1718	30	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Oct-86	72	441	1351	29	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Nov-86	72	456	1437	30	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Dec-86	58	365	1182	24	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Jan-87	106	272	1489	28	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Feb-87	110	218	1538	28	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Mar-87	92	143	496	31	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Apr-87	89	138	469	30	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	May-87	59	133	580	31	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Jun-87	55	129	590	30	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Jul-87	58	115	526	31	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Aug-87	59	115	496	31	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Sep-87	34	102	304	16	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Oct-87	68	192	551	30	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Nov-87	91	189	559	30	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Dec-87	96	195	589	31	Dakota	10
490251113900	43-DX-10	Jan-88	89	186	680	31	Dakota	10

a

API#	Well	Date	Monthly Production			Days Produced	Formation	Secti
			Oil	Water	Gas			
490251099200	44-AX-34	Oct-05	19	161	0	31	2nd Wall Creek	34
490251099200	44-AX-34	Nov-05	17	147	0	30	2nd Wall Creek	34
490251043100	44-DX-10	Jul-83	909	0	2560	20	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Aug-83	1953	0	2762	31	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Sep-83	2139	4	3703	30	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Oct-83	2069	0	3465	31	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Nov-83	1702	13	3446	30	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Dec-83	1686	12	4276	31	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Jan-84	1612	19	3288	31	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Feb-84	1395	6	1269	28	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Mar-84	1498	6	2512	30	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Apr-84	1481	254	3242	30	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	May-84	1124	366	1290	30	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Jun-84	655	384	737	30	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Jul-84	799	344	1467	31	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Aug-84	672	360	1152	31	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Sep-84	446	348	557	30	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Oct-84	460	286	744	27	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Nov-84	60	23	160	7	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Dec-84	10	1	85	3	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Jan-85	4373	2194	7139	24	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Feb-85	4403	3483	6066	28	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Mar-85	1848	3060	4260	28	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Apr-85	2041	5802	7362	30	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	May-85	1821	13138	14773	31	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Jun-85	702	8195	10299	18	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Jul-85	754	7857	10073	30	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Aug-85	637	5427	13347	30	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Sep-85	740	6396	11971	30	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Oct-85	454	6392	11849	31	Dakota	10
490251043100	44-DX-10	Nov-85	352	7673	10224	29	Dakota	10

b

Lampiran Gambar 2 - informasi produksi hidrokarbon pada formasi Dakota.  
a. sumur 43-DX-10. b. sumur 44-DX-10.



Lampiran Gambar 3 - Peta sebaran sumur produksi pada formasi Niobrara. Bintang merah menandakan lokasi sumur telah produksi hidrokarbon.

500	34-X-15	Jun-99	0	0	0	0	Uns
200	35-1-SHX-10	Oct-96	103	0	0	2	Niobr
200	35-1-SHX-10	Nov-96	353	0	0	30	Niobr
200	35-1-SHX-10	Dec-96	235	0	0	31	Niobr
200	35-1-SHX-10	Jan-97	134	0	0	31	Niobr
200	35-1-SHX-10	Feb-97	132	0	0	28	Niobr
200	35-1-SHX-10	Mar-97	127	0	0	31	Niobr
200	35-1-SHX-10	Apr-97	116	0	0	30	Niobr
200	35-1-SHX-10	May-97	111	0	0	31	Niobr
200	35-1-SHX-10	Jun-97	96	0	0	30	Niobr
200	35-1-SHX-10	Jul-97	101	0	0	31	Niobr
200	35-1-SHX-10	Aug-97	70	0	0	19	Niobr
200	35-1-SHX-10	Apr-98	43	0	0	20	Niobr
200	35-1-ShX-10	May-98	0	0	0	0	Niobr
200	35-1-ShX-10	Jun-98	1	1	0	2	Niobr
200	35-1-ShX-10	Jul-98	9	6	0	17	Niobr
200	35-1-ShX-10	Aug-98	6	5	0	14	Niobr
200	35-1-ShX-10	Sep-98	4	3	0	10	Niobr
200	35-1-ShX-10	Oct-98	2	1	0	4	Niobr
200	35-1-ShX-10	Nov-98	0	0	0	0	Niobr
200	35-1-ShX-10	Dec-98	0	0	0	0	Niobr
200	35-1-ShX-10	Jan-99	0	0	0	0	Niobr
200	35-1-ShX-10	Feb-99	0	0	0	0	Niobr
200	35-1-ShX-10	Mar-99	0	0	0	0	Niobr
200	35-1-ShX-10	Apr-99	0	0	0	0	Niobr
200	35-1-ShX-10	May-99	0	0	0	0	Niobr
200	35-1-ShX-10	Jun-99	0	0	0	0	Niobr
200	35-1-ShX-10	Jul-99	0	0	0	0	Niobr

a

0	15-1-SHX-2	Aug-68	582	0	0	26	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Sep-68	471	0	0	29	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Jun-69	19	1200	0	30	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Jul-82	198	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Aug-82	255	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Sep-82	161	39	0	30	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Oct-82	300	0	0	24	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Nov-82	385	8	28	28	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Dec-82	250	0	31	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Jan-83	340	0	31	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Feb-83	306	0	0	28	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Mar-83	319	0	31	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Apr-83	366	0	0	30	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	May-83	291	0	32	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Jun-83	388	39	36	30	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Jul-83	337	0	22	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Aug-83	202	24	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Sep-83	289	0	0	30	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Oct-83	242	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Nov-83	316	0	0	30	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Dec-83	216	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Jan-84	318	3	34	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Feb-84	164	0	0	29	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Mar-84	152	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Apr-84	106	0	0	25	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	May-84	161	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Jun-84	124	0	0	30	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Jul-84	109	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Aug-84	127	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Sep-84	173	0	0	30	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Oct-84	193	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Nov-84	121	0	0	30	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Dec-84	121	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Jan-85	106	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Feb-85	89	0	0	28	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Mar-85	106	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Apr-85	104	0	0	30	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	May-85	152	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Jun-85	94	0	0	30	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Jul-85	98	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Aug-85	115	0	0	31	Niobrara Shale
0	15-1-SHX-2	Sep-85	112	0	0	30	Niobrara Shale

b

Lampiran Gambar 4 - informasi produksi hidrokarbon pada formasi Niobrara.  
a. sumur 35-1-ShX-10. b. sumur 15-1-ShX-2.