

BAB IV ANALISA DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisa Sensitivitas Batuan

Salah satu cara untuk mengetahui keadaan bawah permukaan dengan ketelitian yang cukup tinggi adalah dengan menggunakan data log sumur. Dari pengambilan data-data log dari tiap sumur, kita akan dapat mengetahui parameter fisis dari tiap-tiap batuan, seperti densitas, kecepatan gelombang primer, kecepatan gelombang sekunder, porositas, resistivitas, dll. Masing-masing parameter tersebut, dalam rentang nilai tertentu, mewakili satu jenis batuan yang terkadang antara batuan satu dengan batuan yang lainnya mengalami *overlap* pada nilai parameternya. Akan tetapi untuk kasus riil di alam, jarang ditemukan batuan yang terdiri atas satu macam batuan saja atau bersifat homogen. Selain itu, setiap lokasi yang merupakan fungsi ruang dan waktu memiliki karakteristik tertentu yang membedakan satu dengan lainnya dengan yang lainnya, baik dari jenis batuan, sejarah pengendapan, sejarah tektonik, maupun karakteristik lainnya. Hal ini pada akhirnya memberi ciri khas tersendiri terhadap batuan yang ada. Oleh karena itu dilakukan analisa sensitivitas batuan dengan menggunakan data-data log yang diambil pada suatu sumur tiap suatu kedalaman.

Analisa sensitivitas batuan dilakukan untuk mendapatkan karakteristik fisis batuan yang dapat membedakan satu batuan dari batuan lainnya dengan mencari nilai *cutoff* parameter fisis yang bersangkutan. Atau dengan kata lain analisa ini dilakukan untuk mengukur sensitivitas parameter fisis batuan terhadap perubahan litologi yang ada. Dalam penelitian ini, uji sensitivitas dilakukan dengan melakukan crossplot antar parameter fisis yang ingin diketahui nilai *cutoff*-nya dalam satu *window* untuk setiap sumur yang ada. Analisa crossplot yang dilakukan pada penelitian ini digunakan untuk membedakan tiga litologi batuan utama, yaitu: batu bara, batu lempung, dan batu pasir. Parameter fisis yang digunakan antara lain: gamma-ray, densitas, p-impedance, porositas, dan derivasinya.

Crossplot pertama dilakukan terhadap log gamma-ray terhadap densitas. Secara umum log gamma-ray sangat efektif dalam membedakan lapisan permeable dan yang tak permeable. Hal ini

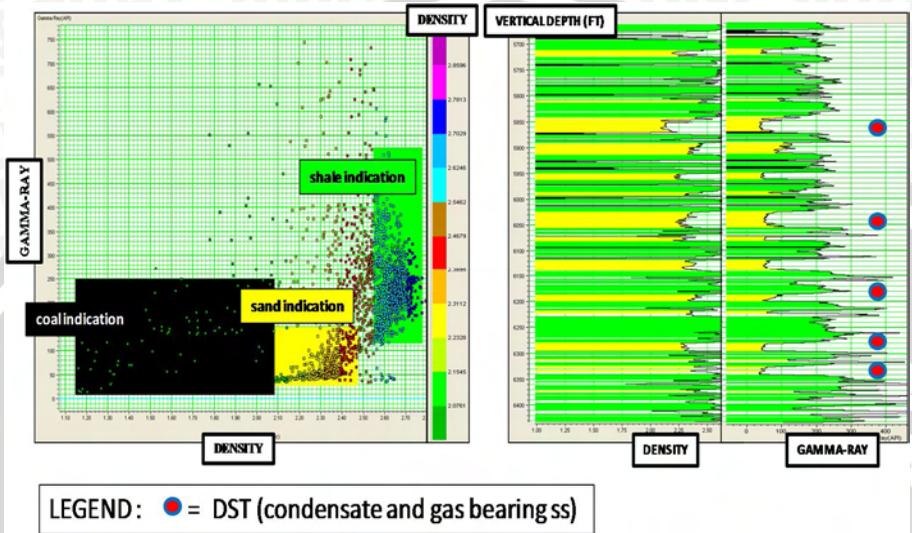
disebabkan unsur-unsur radioaktif cenderung terkonsentrasi pada batuan serpih yang tak permeable dan tidak banyak terkonsentrasi pada batuan yang permeable seperti batu pasir dan karbonat. Oleh karena itu pada Gambar 4.1 terlihat bahwa batu pasir dan batu bara yang memiliki nilai gamma-ray rendah terpisah dengan tegas dari batu lempung yang memiliki nilai gamma-ray yang tinggi. Sedangkan batu bara dan batu pasir tidak dapat dibedakan dengan jelas dengan menggunakan parameter gamma-ray.

Pemilihan nilai *cut-off* yang membedakan antara batu lempung dengan dan batu pasir adalah 150 API. Tetapi pada beberapa sumur nilai tersebut berada pada rentang yang lebih rendah. Nilai gamma-ray yang dimiliki oleh batu pasir berada pada rentang 30-150 API. Sementara nilai gamma-ray yang dimiliki oleh batu bara berada pada rentang antara 30-225 API. Dari rentang nilai gamma-ray batu bara yang saling tumpang tindih dengan batu lempung untuk nilai di atas 150 API sebesar ± 75 API, dapat dikatakan bahwa sebagian batu bara yang terdapat pada *window* penelitian merupakan batu bara yang bersifat radioaktif dan non-permeabel sementara sisanya merupakan batu bara yang bersifat non-radioaktif dan permeabel.

Data log densitas yang dimiliki oleh batuan pada *window* penelitian dapat membedakan ketiga jenis litologi dengan sangat baik. Terlihat dengan sangat jelas batas-batas nilai densitas yang merupakan indikasi litologi ketiga batuan pada Gambar 4.1. Nilai densitas terendah dimiliki oleh batu bara yang berarti bahwa massa batu bara untuk volume yang sama dengan kedua jenis batuan yang lain adalah yang paling ringan dengan rentang nilai sebesar 1.8-2.3 gr/cc. Kemudian, rentang nilai densitas terendah kedua dimiliki oleh batu pasir dengan rentang nilai sebesar 2.1-2.4 gr/cc. Dan batu lempung memiliki rentang nilai gamma-ray tertinggi sebesar 2.6-2.8 gr/cc.

Crossplot yang kedua dilakukan antara gamma-ray dan p-impedance. Crossplot ini dilakukan untuk mengetahui apakah ketiga jenis batuan yang diteliti dapat dibedakan dengan baik oleh parameter p-impedance karena p-impedance merupakan parameter fisis yang dihasilkan dari proses inversi data seismik. Oleh karena itu dengan mengetahui rentang yang dapat dibedakan, maka hasil inversi

dapat digunakan sebagai indikasi untuk mencari reservoir batu pasir dengan tingkat kepercayaan yang cukup baik.

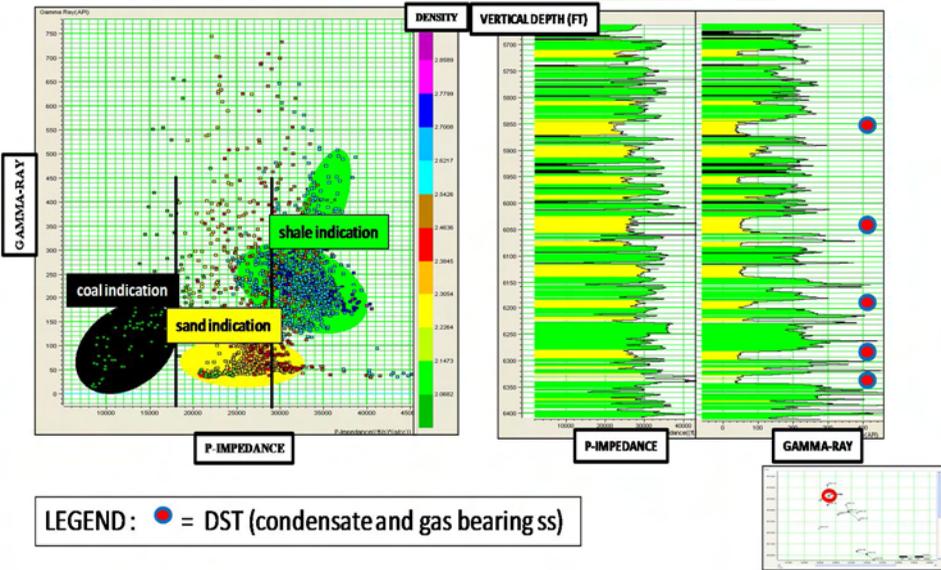


Gambar 4.1 Gamma-Ray vs. Densitas pada sumur G-N1

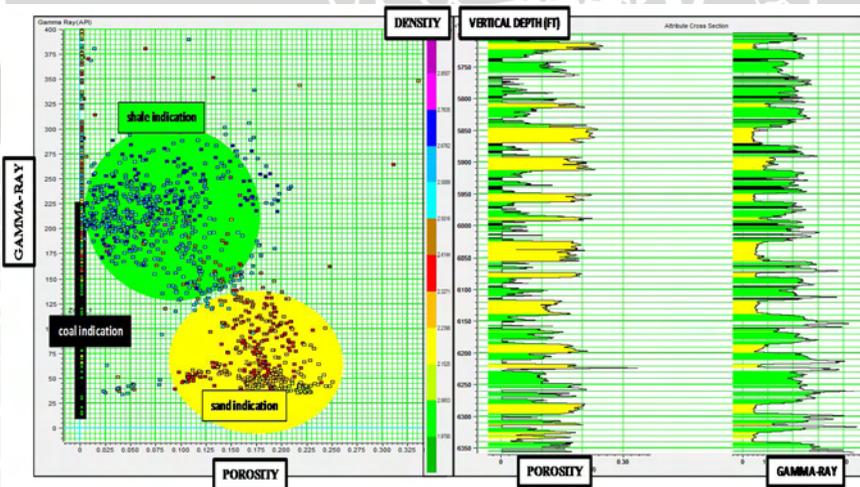
Pada Gambar 4.2 terlihat bahwa batu bara dapat dibedakan secara tegas dengan batu pasir dan batu lempung dengan nilai p -impedance sebesar 6000-17500 (ft/s)(gr/cc). Sementara itu, batu pasir dan batu lempung mengalami *cross-over* sehingga perlu dilakukan 'kompromi' untuk menentukan nilai *cut-off* keduanya. Dari proses tersebut dapat dinyatakan bahwa nilai impedansi batu pasir berada pada rentang 17000-29000 (ft/s)(gr/cc). Sementara itu, nilai impedansi batu lempung berada pada kisaran nilai 29000-40000 (ft/s)(gr/cc).

Crossplot yang ketiga dilakukan terhadap gamma-ray vs porositas yang dapat dilihat pada Gambar 4.3. Secara umum, porositas batu pasir dan batu lempung dapat dibedakan dengan baik, yaitu pada rentang 10-23 % untuk batu pasir dan 1-11 % untuk batu lempung. Sementara itu, batu bara memiliki rentang porositas yang mencakup kisaran porositas batu pasir dan batu lempung, yaitu pada kisaran nilai 1-20 %. Dari kisaran yang cukup lebar tersebut terdapat korelasi dengan nilai gamma-ray batu bara yang memiliki rentang yang lebar, yaitu terdapat batu bara yang memiliki permeabilitas

rendah yang berkorelasi dengan batu bara berporositas rendah dan batu bara yang memiliki permeabilitas tinggi dengan batu bara berporositas tinggi.

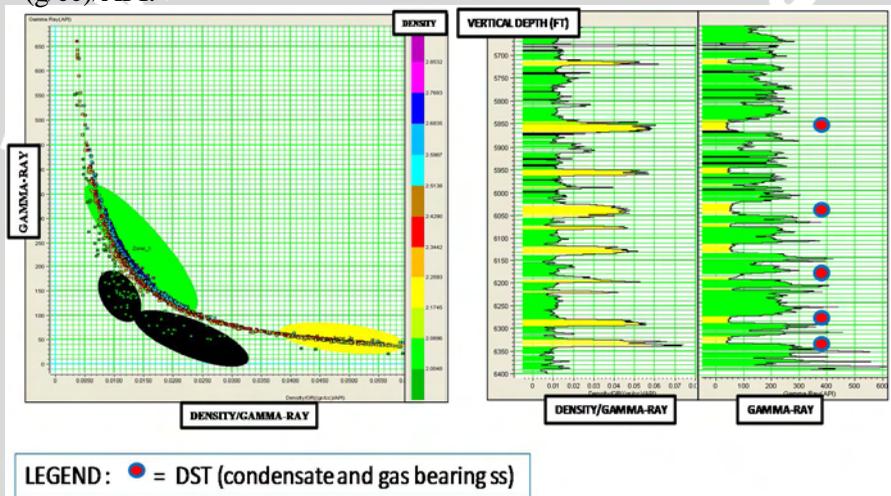


Gambar 4.2 Gamma-Ray vs. P-Impedance pada sumur G-N1



Gambar 4.3 Gamma-Ray vs. Porositas pada sumur G-N1

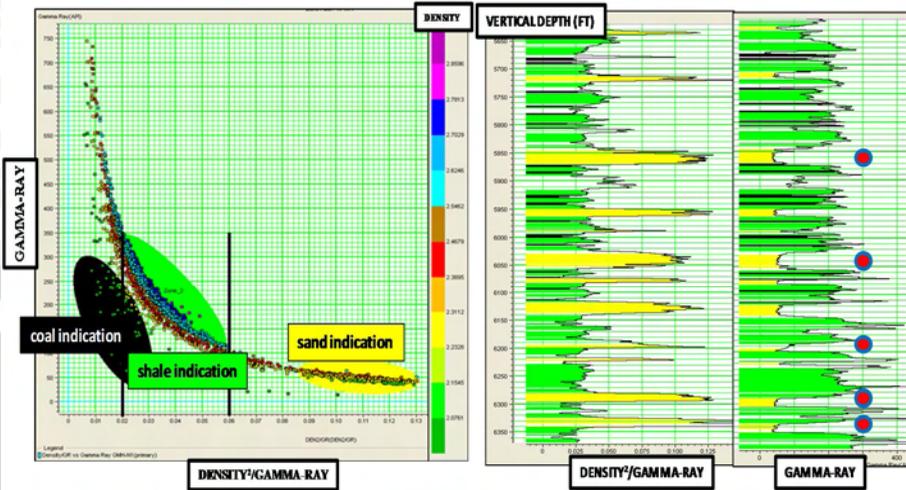
Crossplot keempat dilakukan terhadap densitas/gamma-ray vs gamma-ray. Dengan melihat bahwa nilai gamma-ray tidak mampu membedakan batu bara dengan batu pasir dan batu lempung secara tegas, sementara densitas mampu membedakan ketiga litologi dengan baik, maka kontribusi kedua parameter tersebut digunakan untuk membedakan litologi yang ada. Gambar 4.4 menunjukkan bahwa dengan menggunakan parameter densitas/gamma-ray, batu bara dan batu lempung masih bertumpuk tetapi mampu memisahkan batu pasir dengan sangat baik. Nilai *cut-off* batu bara berada pada rentang 0.0050-0.0200 (g/cc)/API, batu lempung pada rentang 0.0750-0.0225 (g/cc)/API, batu pasir pada rentang 0.0225-0.0525 (g/cc)/API.



Gambar 4.4 Crossplot antara densitas/gamma-ray vs gamma-ray sumur G-N1

Crossplot kelima dilakukan terhadap densitas²/gamma-ray vs gamma-ray. Crossplot ini dilakukan sebagai upaya untuk dapat membedakan lebih lanjut ketiga jenis litologi yang ada ketika parameter densitas/gamma-ray masih belum mampu membedakan litologi batu bara dan batu lempung. Sama seperti densitas/gamma-ray, nilai *cut-off* parameter ini nantinya akan digunakan sebagai parameter pendukung untuk memetakan reservoir pada tahap seismik multiatribut. Dari Gambar 4.5 dapat dilihat bahwa litologi ketiga batuan cukup dapat dibedakan. Dari perhitungan nilai *cut-off* rata-

rata gamma-ray untuk semua sumur didapatkan batu bara memiliki rentang pada 0.005-0.020 (g/cc)²/API, batu lempung pada rentang 0.020-0.050 (g/cc)²/API dan batu pasir pada rentang 0.055-0.120 (g/cc)²/API



LEGEND : ● = DST (condensate and gas bearing ss)

Gambar 4.5 Crossplot antara densitas²/gamma-ray vs gamma-ray sumur G-N1

Secara umum rentang nilai gamma-ray, densitas, p-impedance dan porositas tiap sumur untuk masing batu bara, batu pasir, dan batu lempung dapat dilihat pada Tabel 1, Tabel 2, dan Tabel 3 secara berurutan.

Impedansi akustik memiliki hubungan linear dengan porositas seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 4.6. dengan meningkatnya impedansi akustik, maka terjadi penurunan pada nilai porositas yang berkorelasi dengan itu lempung. Sebaliknya, ketika nilai impedansi bernilai rendah, porositas bernilai tinggi dan berkorelasi dengan batu pasir. Dengan mengetahui hubungan ini, maka pembuatan volume porositas secara geostatistik dapat dilakukan.

Gambar crossplot untuk masing-masing sumur dapat dilihat pada lampiran A.

Tabel 4.1 Parameter fisis batu bara Lapangan Azure

Well	GR (API)	P-Impedance ((ft/s)*(g/cc))	Density (gr/cc)	Porosity (%)	Density/GR [(gr/cc)(API)]	Density ² /GR [(gr/cc) ² (API)]
G-11	30-190	6000-16000	~1.99	0.10-2.00	0.0050-0.0250	0.010-0.020
G-17	50-200	9000-16000	~2.02	1.51-15.64	0.0050-0.0130	0.005-0.02
G-18	30-210	5000-15000	~2.10	0.10-1.76	0.0045-0.0200	0.005-0.020
G-20	30-275	8500-16000	1.86-1.99	4.56-20.52	0.0050-0.0180	0.005-0.025
G-21	50-200	11000-17500	~2.01	12.50-20.84	0.0050-0.0200	0.007-0.020
G-30	70-220	8000-17500	~1.97	15.70-23.63	0.0050-0.0160	0.010-0.035
G-32	45-210	9500-18000	2.04-2.14	1.00-3.30	0.0075-0.0225	0.007-0.025
G-35	50-185	8000-17000	2.03-2.12	1.00-2.65	0.0100-0.0250	0.015-0.032
G-N1	55-225	8500-17000	2.02-2.12	1.00-2.84	0.0060-0.0150	0.010-0.025
G-N2	25-300	8000-21000	1.20-2.10	2.20-5.64	0.0075-0.0175	0.010-0.025
Average range	30-225	6000-17000	1.80-2.13	1.00-20.00	0.0050-0.0200	0.01-0.025

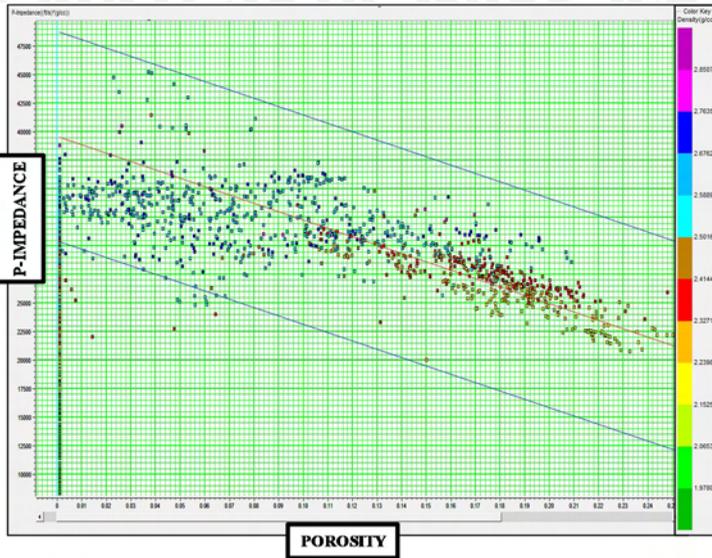
Tabel 4.2 Parameter fisis batu pasir Lapangan Azure

Well	GR (API)	P-Impedance ((ft/s)*(g/cc))	Density (gr/cc)	Porosity (%)	Density/GR [(gr/cc)(API)]	Density ² /GR [(gr/cc) ² (API)]
G-11	30-120	18000-29000	2.09-2.50	13.70-22.83	0.0225-0.0580	0.055-0.130
G-17	60-140	23000-30000	2.17-2.50	10.23-17.05	0.0200-0.0350	0.050-0.085
G-18	60-150	15000-22500	2.20-2.39	12.00-20.00	0.0200-0.0375	0.050-0.080
G-20	60-110	23000-28500	2.11-2.36	13.68-20.52	0.0250-0.0380	0.050-0.085

G-21	50-140	22500-30000	2.21-2.41	12.20-20.84	0.0175-0.0450	0.042-0.090
G-30	40-85	21500-28500	2.07-2.38	19.35-23.63	0.0225-0.0500	0.060-0.110
G-32	45-85	22000-30000	2.23-2.41	13.16-19.74	0.0225-0.0500	0.050-0.118
G-35	40-120	17000-22000	2.22-2.42	10.87-17.46	0.0250-0.0525	0.065-0.105
G-N1	70-125	24000-30000	2.22-2.41	12.10-19.36	0.0199-0.0320	0.045-0.075
G-N2	50-150	22500-28500	2.10-2.50	11.36-15.75	0.0200-0.0450	0.050-0.100
Average range	30-150	17000-29000	2.10-2.50	10.00-23.00	0.0225-0.0525	0.050-0.120

Tabel 4.3 Parameter fisis batu lempung Lapangan Azure

Well	GR (API)	P-Impedance ((ft/s)*(g/cc))	Density (gr/cc)	Porosity (%)	Density/GR [(gr/cc)(API)]	Density²/GR [(gr/cc)²(API)]
G-11	130-520	29000-40000	2.57-2.77	1.00-11.41	0.0050-0.0225	0.020-0.055
G-17	150-380	30000-40000	2.59-2.80	1.00-8.53	0.0060-0.0200	0.020-0.050
G-18	150-500	22500-33000	2.58-2.77	1.00-6.00	0.0050-0.0175	0.020-0.050
G-20	140-300	28500-37500	2.61-2.73	1.00-6.80	0.0075-0.0025	0.025-0.050
G-21	160-370	30000-40000	2.61-2.81	1.00-2.08	0.0050-0.0175	0.020-0.042
G-30	150-300	28500-37500	2.59-2.79	2.24-6.52	0.0075-0.0200	0.035-0.060
G-32	115-250	30000-40000	2.60-2.78	1.10-6.58	0.0100-0.0225	0.022-0.050
G-35	145-275	22000-36000	2.61-2.81	1.00-2.65	0.0100-0.0250	0.032-0.065
G-N1	150-300	30000-38000	2.60-2.79	1.00-8.34	0.0090-0.0210	0.025-0.045
G-N2	130-500	29000-38000	2.60-2.80	1.00-7.75	0.0750-0.0200	0.025-0.050
Average	150-500	29000-40000	2.60-2.80	1.00-11.00	0.0750-0.0225	0.025-0.050



Gambar 4.6 Crossplot antara porositas vs p-impedance pada sumur G-N1

4.1.1 Pengklusteran Kelas Litologi

Setelah mendapatkan nilai *cut-off* parameter fisis yang mampu membedakan ketiga litologi masing-masing batuan, maka dilakukan pengklusteran dengan panduan nilai *cut-off* tersebut. Kelas batuan yang terbentuk memiliki nilai diskrit yang memudahkan di dalam identifikasi jenis litologi dan akan memudahkan proses training multiatribut nantinya.

Seperti yang tertera pada Tabel 4.4, parameter gamma-ray hanya memiliki 2 kelas dengan batu bara dan batu pasir berada dalam satu kelas (1) karena tidak dapat dibedakan dan batu lempung berada pada kelas 2. Begitu pula dengan parameter porositas dan densitas/gamma-ray yang hanya memiliki 2 kelas, kelas 1 ditempati oleh batu bara dan batu lempung, sementara kelas 2 dimiliki oleh batu pasir. Sedangkan parameter densitas memiliki 3 kelas dengan kelas 1 ditempati oleh batu bara, kelas 2 adalah batu pasir dan kelas 3 adalah batu lempung. Parameter porositas memiliki 2 kelas, yaitu kelas 1 untuk litologi batu bara dan batu lempung dengan nilai porositas rendah dan kelas 2 untuk batu pasir dengan porositas tinggi.

Parameter densitas/gamma-ray dibagi menjadi 2 kelas, kelas 1 mewakili batu bara dan batu lempung dan kelas 2 mewakili batu pasir. Parameter densitas²/gr memiliki 3 kelas yang mampu membedakan ketiga litologi dengan baik, yaitu kelas 1 untuk litologi batu bara, kelas 2 untuk litologi batu lempung dan kelas 3 untuk litologi batu pasir. Gambar hasil klasifikasi dapat dilihat pada lampiran B.

Tabel 4.4 Kelas batuan berdasarkan nilai *cut-off*

Litologi	Kelas		
	Batu Bara	Batu Pasir	Batu Lempung
Gamma-Ray	1	1	2
Densitas	1	2	3
Porositas	1	2	1
Densitas/Gamma-Ray	1	2	1
Densitas ² /Gamma-Ray	1	3	2

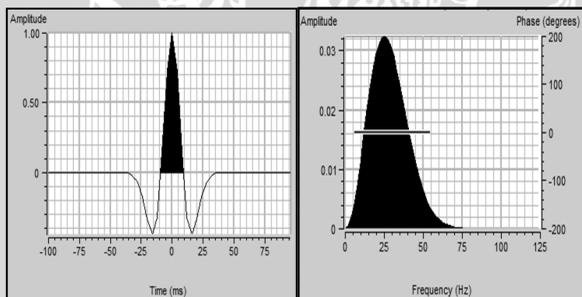
4.2 Analisa Well Seismic Tie

Well seismic tie dilakukan sebagai upaya untuk melakukan korelasi terhadap parameter fisis (dalam hal ini untuk mendapatkan *time to depth curve* agar parameter fisis yang dimiliki berada pada posisi yang tepat) yang terekam di dalam data sumur dan data seismik. Data sumur yang memiliki resolusi vertikal yang sangat baik tetapi memiliki resolusi horizontal yang buruk dikompensasi dengan data seismik dengan resolusi lateral yang cukup baik. Begitu pula data seismik yang memiliki resolusi vertikal yang tidak begitu baik dibantu oleh data sumur dengan resolusi yang baik sehingga akan didapatkan resolusi vertikal dan horizontal yang baik dari kombinasi kedua data tersebut.

Salah satu factor penentu baik tidaknya korelasi antara data sumur dan seismik adalah penentuan wavelet. Wavelet diperlukan untuk mengubah nilai koefisien refleksi yang didapatkan dari data sumur menjadi tras seismik sintetik yang diupayakan memiliki kemiripan maksimal dengan tras seismik sebenarnya melalui proses konvolusi. Dan sebaliknya wavelet juga diperlukan untuk melakukan dekonvolusi terhadap tras seismic saat melakukan inversi.

Dengan adanya variasi lateral dan vertikal, karakteristik wavelet yang dimiliki oleh suatu daerah dapat berbeda-beda. Oleh karena itu, wavelet yang digunakan harus mampu merepresentasikan seluruh penampang seismik dan juga sumur meskipun dalam kenyataannya tidak bisa didapatkan wavelet yang benar-benar cocok. Dengan kenyataan bahwa sebenarnya wavelet lebih merupakan sebuah filter yang dibuat sedemikian rupa untuk mendekati bentuk koefisien refleksi, maka dilakukan beberapa proses penentuan wavelet atau filter terbaik. Wavelet ini dapat diperoleh dari data sumur saja, data seismik saja, data sumur dan seismik, atau dengan membuat wavelet dengan menggunakan teknik tertentu seperti wavelet Ricker dan wavelet bandpass.

Wavelet terbaik yang digunakan pada proses *well seismic tie* adalah wavelet ricker dengan frekuensi dominan 25 Hz, *wavelet length* 200 ms dan rotasi fase 0° yang dapat dilihat pada Gambar 4.7. Wavelet ini memiliki polaritas SEG normal yang ditandai dengan puncak sinyal terjadi saat penurunan nilai impedansi akustik. Wavelet ini memberikan nilai korelasi maksimum dibandingkan tipe wavelet lainnya dengan nilai korelasi total sebesar 0.812 untuk korelasi silang dan 0.816 untuk multiwell analysis seperti yang dapat dilihat pada Tabel 4.5.



Gambar 4.7 Respon waktu dan spektrum frekuensi wavelet Ricker

Nilai korelasi yang tinggi dari proses *well seismic tie* tidak menjamin kebenaran log sonic dan *time to depth curve* yang dihasilkan. Ketika terjadi pemaksaan untuk mendapatkan korelasi yang tinggi dengan melakukan *shifting*, *stretching* dan *squeezing* yang terlalu besar, maka hal ini akan mempengaruhi kualitas proses yang dilakukan selanjutnya. Hal ini dapat dicontohkan pada sumur

G-11, ketika diperoleh nilai korelasi yang tinggi pada kisaran 0.83, algoritma inversi apapun tidak mampu memberikan prediksi/perhitungan untuk melakukan *fitting* kurva log yang mendekati nilai impedansi log sebenarnya pada interval top U1-M1. Selain itu kesalahan *well seismic tie* dari sumur tersebut juga mempengaruhi hasil perhitungan nilai impedansi sumur sekitarnya karena model yang dibuat menggunakan kontrol yang salah. Ketika dilakukan *well seismic tie* ulang dengan nilai korelasi yang lebih rendah, yaitu 0.581, maka hasil inversi mengalami kenaikan kecocokan antara impedansi hasil inversi dengan impedansi asli pada sumur.

4.2.1 Analisa *Tuning Thickness*

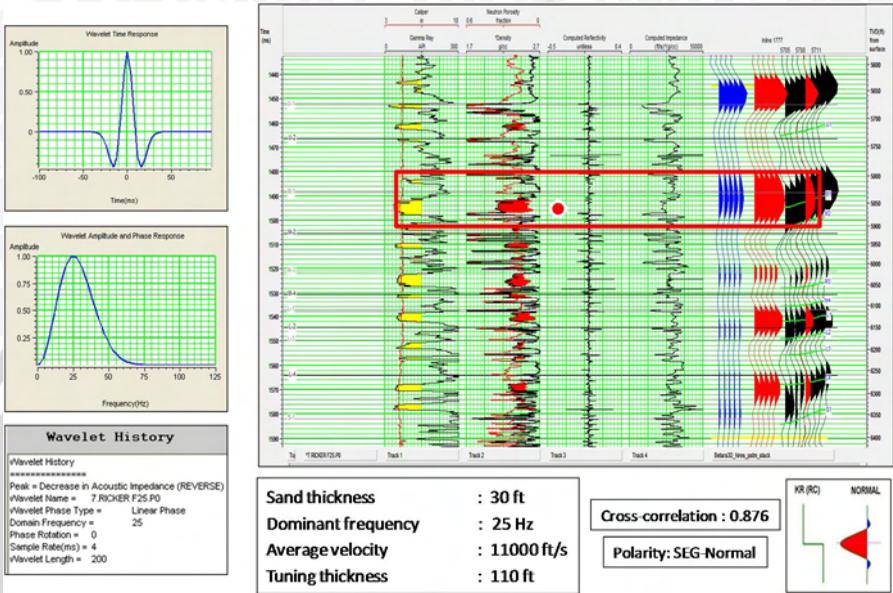
Fenomena atenuasi energi seismik sebagai fungsi kedalaman dan waktu menyebabkan terjadinya perubahan pada karakteristik gelombang seismik. Hal ini berdampak pada perubahan nilai frekuensi dan panjang gelombang yang pada akhirnya mempengaruhi resolusi seismik. Sebagai konsekuensinya, maka pada zona target penelitian perlu diketahui *tuning thickness* untuk dapat menentukan apakah lapisan reservoir target memiliki ketebalan minimum yang dapat dideteksi dan dibedakan oleh gelombang seismik atau tidak. Besarnya *tuning thickness* sebanding dengan $\frac{1}{4}$ panjang gelombang λ yang merupakan fungsi kecepatan v dan frekuensi f seperti yang ditunjukkan oleh Persamaan 4.1.

$$tuning\ thickness = \frac{1}{4} \lambda = \frac{1}{4} \frac{v}{f} \dots\dots\dots 4.1$$

Dari Tabel 4.1 diketahui bahwa tidak ada lapisan reservoir batu pasir individu yang memiliki ketebalan di atas *tuning thickness* karena reservoir pasir yang ada berupa reservoir tipis dengan ketebalan rata-rata sebesar 30.3 ft dan *tuning thickness* sebesar 112.5 ft. Hal ini dapat diatasi dengan melihat tanggapan 1 *wiggle* seismik sebagai *stacking* dari beberapa lapisan reservoir tipis. Dari *time window* 1480-1500 ms yang ditunjukkan oleh Gambar 4.8 dapat diketahui bahwa reservoir batu pasir dan lapisan tipis lainnya berkorelasi dengan puncak pada *wiggle* seismik. Sehingga untuk proses selanjutnya dapat dikatakan bahwa lapisan reservoir masih dapat teridentifikasi. Hasil *well to seismic tie* untuk sumur yang lain dapat dirujuk pada lampiran C.

Tabel 4.5 Multi well analysis

Sumur	Cross Correlation			Multiwell Analysis		
	All Well	Ricker Wavelet	Statistical Wavelet	All Well	Ricker Wavelet	Statistical Wavelet
GMH-11	0.352	0.581	0.560	0.342	0.575	0.558
GMH-17	0.542	0.676	0.604	0.639	0.728	0.601
GMH-18	0.780	0.843	0.858	0.751	0.831	0.848
GMH-20	0.858	0.816	0.740	0.851	0.828	0.769
GMH-21	0.922	0.953	0.806	0.898	0.937	0.807
GMH-30	0.908	0.950	0.848	0.904	0.954	0.848
GMH-32	0.826	0.862	0.891	0.828	0.864	0.896
GMH-35	0.789	0.819	0.830	0.782	0.819	0.834
GMH-N1	0.656	0.858	0.804	0.607	0.840	0.769
GMH-N2	0.309	0.760	0.622	0.344	0.781	0.614
Korelasi total	0.694	0.812	0.756	0.695	0.816	0.754



Gambar 4.8 Well seismic tie sumur G-N1

4.3 Analisa Inversi Seismik

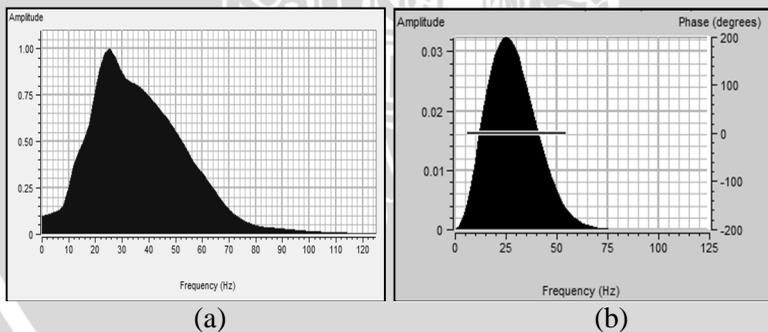
4.3.1 Analisa data seismik

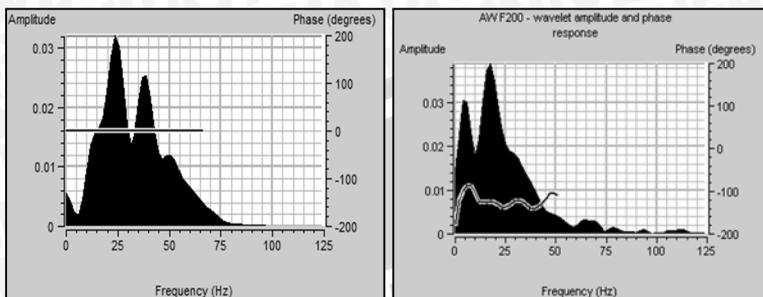
Dari header seismic, diperoleh informasi bahwa data seismic yang digunakan di dalam penelitian ini merupakan data seismic 3D yang telah mengalami *resampling* dengan laju pencuplikan 4 ms. Hal ini mengakibatkan berkurangnya resolusi seismic dengan berkurangnya lebar spektrum pita frekuensi rekaman yang pada akhirnya akan mempengaruhi kemampuan gelombang seismic dalam mengidentifikasi kenampakan geologi bawah permukaan. Sebagai konsekuensinya volume impedansi dari proses inversi yang dihasilkan tidak akan 'setajam' sebelum dilakukan *resampling*.

Tabel 4.6 Perhitungan *tuning thickness* untuk setiap sumur

Sumur	Ketebalan Reservoir Maksimum (ft)	Frekuensi Dominan (Hz)	Kecepatan Rerata (ft/s)	Tuning Thickness (ft)
G-N1	30	25	11000	110
G-20	30	25	12000	120
G-21	23	25	10000	100
G-35	20	25	12000	120
G-11	30	25	12000	120
G-17	38	25	12000	120
G-18	40	25	12000	120
G-30	23	25	8000	80
G-32	49	25	12000	120
G-N2	20	25	11500	115
Rata-rata	30.3	25	11250	112.5

Selain itu juga diketahui bahwa data seismic yang digunakan telah mengalami filtering dengan menggunakan bandpass filter dengan *low cut frequency* 8/13 Hz dan *high cut frequency* 60/80 Hz mulai kedalaman 1300 ms. Proses ini dapat diverifikasi dengan melakukan analisa spektrum pada zona target yang akan dilakukan proses inversi seperti yang dapat dilihat pada Gambar 4.9.





(c) (d)
Gambar 4.9 (a) Spektrum frekuensi data seismic, (b) Spektrum frekuensi wavelet Ricker, (c) Spektrum frekuensi wavelet statistic, (d) Spektrum frekuensi wavelet ekstraksi sumur

Dari Gambar 4.9 a di atas dapat diketahui bahwa komponen frekuensi rendah data seismic memiliki amplitudo yang rendah sesuai dengan filter bandpass yang diaplikasikan. Sementara itu, frekuensi tertinggi data seismic berada pada kisaran 70-80 Hz dan informasi frekuensi di atas itu sudah tidak dapat diidentifikasi lagi. Dengan frekuensi tertinggi sebesar 80 Hz, data seismic terhindar dari aliasing karena masih berada di bawah batas nyquist tras seismic dengan frekuensi nyquist sebesar 125 Hz. Hal ini perlu diperhatikan karena apabila terjadi aliasing, yaitu fenomena ketika frekuensi tertinggi data seismic berada di atas ambang nyquist, maka akan muncul komponen frekuensi rendah ‘palsu’ (*alias*) akibat *overlapping* frekuensi tinggi dengan frekuensi rendah. Fenomena ini, apabila terjadi, akan memberikan hasil inversi yang tidak diinginkan yang berkaitan dengan permasalahan tentang *low frequency drift*.

Nilai frekuensi dominan data seismic berada pada kisaran 24-26 Hz. Dengan pertimbangan tersebut, maka wavelet yang digunakan, yaitu wavelet Ricker juga memiliki frekuensi dominan sebesar 25 Hz. Selain itu pertimbangan tersebut juga didasarkan pada bentuk spektrum fekuensi vs amplitude dari masing-masing wavelet yang diusahakan mendekati bentuk spektrum yang dimiliki oleh data seismic (Gambar 4.9 a dan b). Syarat tersebut dipenuhi oleh wavelet Ricker.

Dari informasi frekuesni dominan yang diperoleh, dapat diketahui resolusi vertikal data seismic sebesar 112.5 kaki yang diperoleh dari analisa tuning thickness. Sementara itu, menurut

Brown (2004), resolusi horizontal data seismic yang telah mengalami migrasi seismic memenuhi Persamaan $fresnel\ zone = \lambda/4$ yang besarnya sama dengan *tuning thickness*, yaitu sebesar 112.5 kaki. Sehingga fitur geologis yang memiliki dimensi kurang dari batas minimum resolusi vertikal dan horizontal tidak dapat terdeteksi atau dibedakan dengan baik.

4.3.2 Analisa model awal

Model awal dibuat dengan menggunakan nilai impedansi dari masing-masing sumur yang telah mengalami kalibrasi melalui proses well seismic tie. Kualitas kalibrasi yang dihasilkan akan sangat menentukan kualitas dan realibilitas model yang dibuat serta akan sangat mempengaruhi hasil inversi yang diperoleh. Hal ini disebabkan model awal digunakan sebagai *initial guess value* atau perkiraan awal nilai impedansi yang akan diolah dengan algoritma inversi. Ketika nilai dugaan awal yang digunakan salah, maka eror akan terakumulasi selama proses iterasi berlangsung dan menghasilkan volume impedansi dengan distribusi nilai yang salah.

Sehubungan dengan hal tersebut, kualitas model juga dipengaruhi oleh kualitas data p-wave dan jumlah data sumur yang digunakan untuk mengontrol pembuatan model secara vertikal. Secara teori data kecepatan sonic (p-wave) yang didapatkan dari daerah yang berdekatan memiliki parameter yang mirip. Akan tetapi apabila terdapat suatu keadaan yang menyebabkan nilai kecepatan sonic memiliki trend yang berbeda akibat adanya perubahan fisis batuan akibat mengalami kontak dengan kondisi lain, maka model yang dihasilkan akan memiliki sebaran nilai yang sangat berbeda, seperti log sonic pada sumur G-21 dan G-30. Selain itu, tambahan informasi mengenai impedansi pada suatu titik/sumur akan memberikan kontrol yang lebih baik dalam membuat penampang impedansi.

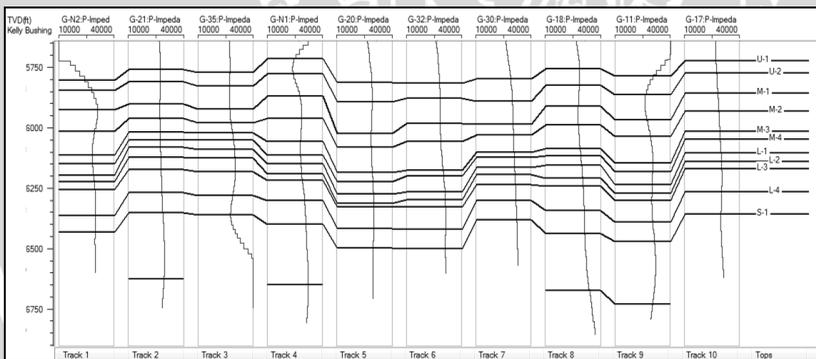
Selain itu, horizon yang dipilih juga akan menentukan bentuk struktur impedansi yang dihasilkan, seperti adanya perubahan ketinggian yang cukup drastis akibat adanya patahan, unconformity, terminasi, perubahan fasies, dll. Penyebabnya adalah horizon digunakan sebagai kontrol interpolasi data untuk dugaan nilai impedansi secara lateral. Picking horizon dengan posisi yang tepat pada marker perubahan fasies pada data sumur akan sangat

memberikan pengaruh di dalam pembuatan dan identifikasi volume impedansi yang dihasilkan. Oleh karena itu, secara umum horizon mempengaruhi kebenaran dari model bumi hasil inversi dan interpretasi yang dilakukan terhadapnya.

Pembuatan model awal impedansi hanya melibatkan komponen frekuensi rendah (10/15 Hz) yang didapatkan dari data log kecepatan sonic dan densitas sumur yang menghasilkan log impedansi akustik yang ditunjukkan oleh Gambar 4.10. Sementara band frekuensi medium (10/15 - 60/80 Hz) didapatkan dari spektrum frekuensi data seismic yang akan ditambahkan pada saat perhitungan impedansi pada proses inversi.

4.3.3 Analisa inversi

Inversi dilakukan dengan algoritma model based karena kemampuannya mengintegrasikan data seismic dan data sumur sebagai kontrol sehingga menghasilkan penampang impedansi yang lebih riil dan mendetail. Terdapat dua algoritma untuk mendapatkan penampang impedansi pada inversi model based ini, yaitu *soft constrain* dan *hard constrain*.



Gambar 4.10 Komponen impedansi frekuensi rendah sumur G-N1 dengan *high cut filter* 10/15 Hz

Sebelum membahas lebih lanjut mengenai parameter yang digunakan untuk melakukan proses inversi, maka perlu diketahui terlebih dahulu kondisi data yang akan dilibatkan di dalam proses tersebut. Menurut Russel (2001), ketika ditemui kondisi $N > N_{SAMP}$ untuk kasus inversi model based, yaitu ketika terdapat lebih banyak

lapisan daripada sampel yang terdeteksi pada trace seismic, maka terdapat lebih banyak variable yang tidak diketahui daripada Persamaan yang tersedia untuk diselesaikan. Lebih lanjut lagi, untuk memberikan solusi terhadap permasalahan tersebut diperlukan informasi lebih jauh.

Dalam penelitian ini, permasalahan tersebut ditemui dengan adanya banyak lapisan tipis dengan ketebalan di bawah *tuning thickness* yang jumlahnya jauh lebih banyak daripada lapisan yang dapat dideteksi oleh *wiggle* seismik. Lapisan-lapisan tersebut terdiri atas lapisan batu pasir yang berseling dengan batu bara dan batu lempung dengan frekuensi selingan yang cukup tinggi. Keadaan ini akan memberikan pengaruh terhadap perubahan impedansi antar lapisan yang sangat kontras dikarenakan terdapat rentang nilai densitas dan kecepatan internal yang cukup jauh dari ketiga jenis litologi tersebut. Sebagai konsekuensinya, kondisi tersebut memunculkan nilai koefisien refleksi yang cukup besar sehingga apabila tidak dilakukan analisa lebih lanjut, seperti inversi seismik, dapat mengantarkan pada interpretasi yang salah.

Dengan permasalahan tersebut, maka digunakan asumsi yang telah disampaikan sebelumnya bahwa respon seismic yang dianggap mampu mendeteksi lapisan reservoir pasir diwakili oleh puncak gelombang yang merupakan stack dari beberapa lapisan tipis. Dengan kata lain, inversi seismic tidak mampu menghasilkan volume impedansi yang menunjukkan lapisan tipis yang berada di bawah *tuning thickness* secara mendetail.

4.3.3.1 Inversi *soft constrain*

Pada inversi *model based* dengan algoritma *soft constrain* (inversi stokastik), variable optimum yang dicari untuk mendapatkan fungsi objektif (Persamaan 2.20) dengan nilai paling rendah adalah koefisien refleksi r yang dapat dilihat pada Persamaan 2.22. Koefisien refleksi ini bergantung sepenuhnya pada nilai dugaan impedansi awal yang diperoleh dari model awal (*initial model*) yang merupakan komponen frekuensi rendah yang didapatkan dari data log sumur. Algoritma ini berusaha untuk mendapatkan solusi r yang memenuhi kedua batasan yang diberikan. Oleh karena itu, informasi mengenai lapisan tipis yang tersimpan pada data log dan diwakili oleh nilai frekuensi tinggi tidak digunakan dalam proses inversi.

Sementara itu, komponen frekuensi medium yang digunakan dalam proses inversi dengan lebar pita antara 10-80 Hz diperoleh dari data seismic. Praktis, informasi mengenai lapisan tipis tidak terintegrasi di dalam proses inversi yang dilakukan.

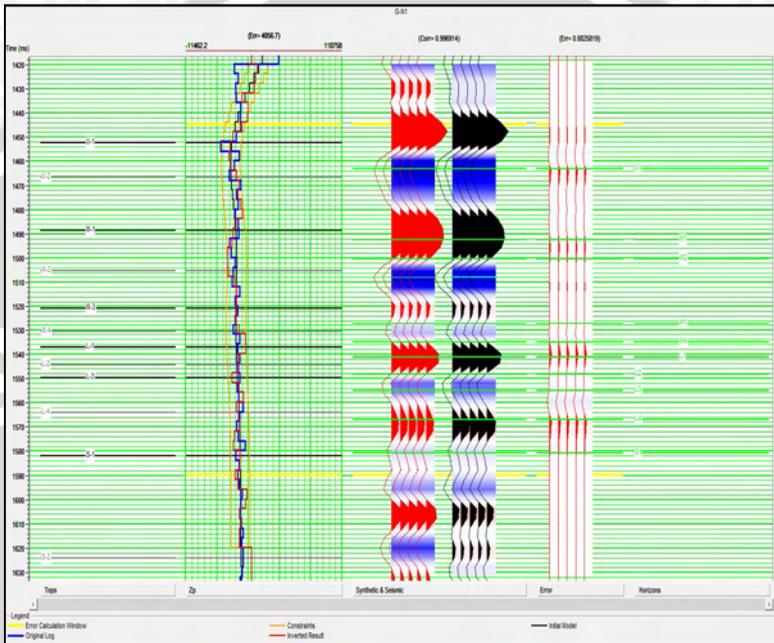
Apabila dibuat model dengan menggunakan seluruh komponen frekuensi yang terdapat di dalam sumur dengan tujuan untuk mendapatkan detail mengenai lapisan tipis yang ada, maka hal itu menyebabkan model awal dan data seismic memiliki 'konflik' seperti yang dijabarkan Russel (2001) mengenai definisi inversi stokastik. Selain itu, apabila kita melibatkan semua komponen frekuensi dari data sumur yang ada, maka terdapat paling tidak dua masalah yang tidak diinginkan akan muncul. Pertama, kemungkinan terlibatnya noise yang akan mengkontaminasi hasil inversi yang diperoleh dan tidak disarankan untuk mendapatkan kecocokan yang sempurna dengan alasan yang sama. Kedua, proses inversi sangat tergantung pada nilai dugaan impedansi yang diperoleh dari model awal dan memungkinkan terjadinya perolehan nilai r yang akan menghasilkan jejak seismic sintetik yang memiliki perbedaan sangat besar dengan jejak seismic asli. Kedua factor tersebut tidak diinginkan di dalam proses inversi.

Proses inversi *soft constrain* dilakukan dengan menggunakan parameter model constrain: 0.3, average block size: 4 ms, prewhitening 1%, dan number of iteration: 150. Parameter ini dipilih karena menghasilkan nilai kesalahan terkecil dan akan dibandingkan dengan inversi *hard constrain*. Parameter model constrain bernilai 0.3 memiliki arti bahwa inversi yang dilakukan memiliki tingkat kepercayaan (bobot) lebih tinggi kepada tras seismic asli dengan bobot 0.7 atau 7 dari 10. Prewhitening sebesar 1% ditambahkan pada Persamaan fungsi objektif agar proses inversi menjadi stabil. Hasil analisa inversi model based soft constrain ditunjukkan oleh Gambar 4.11.

4.3.3.2 Inversi *hard constrain*

Dengan prinsip yang kurang lebih sama dengan inversi *soft constrain*, yaitu meminimalisasi fungsi objektif J , variable yang dicari untuk mendapatkan nilai J paling minimum adalah $L(i)$ atau impedansi akhir pada lapisan ke- i (Persamaan 2.29 dan 2.30). Impedansi tersebut secara langsung dipengaruhi oleh jejak seismic

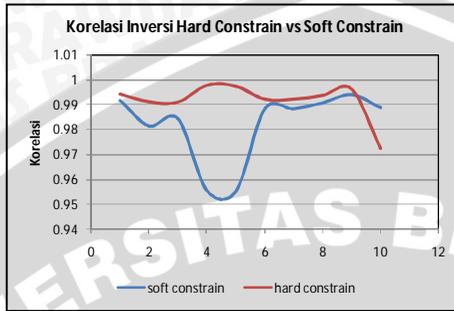
asli T . Sementara itu, dugaan awal nilai impedansi L_0 berkontribusi di dalam perhitungan impedansi akhir L_i dan sebagai batas absolute yang ditentukan oleh user dengan patokan L_0 .



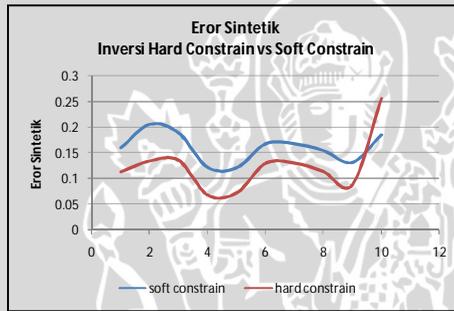
Gambar 4.11 Analisa inversi model based modulus *soft constrain*

Isu yang sama mengenai informasi lapisan tipis yang dikandung oleh data frekuensi tinggi pada data sumur juga dihadapi oleh algoritma ini. Di sisi lain, berbeda dengan inversi *soft constrain* yang memberikan pembobotan kepada dua batasan yang diberikan dan memungkinkan sangat bergantungnya perhitungan pada salah satu batasan yang diberikan, algoritma ini menggunakan informasi dari data seismic sepenuhnya tetapi tetap menghormati batas yang diberikan oleh data sumur dengan menggunakan L_0 dan memberikan batasan sejauh mana impedansi akhir boleh menyimpang. Mungkin karena itulah hasil inversi untuk tiap sumur dengan menggunakan algoritma model based *hard constrain* memiliki nilai kepercayaan yang lebih tinggi dibandingkan algoritma *soft constrain*.

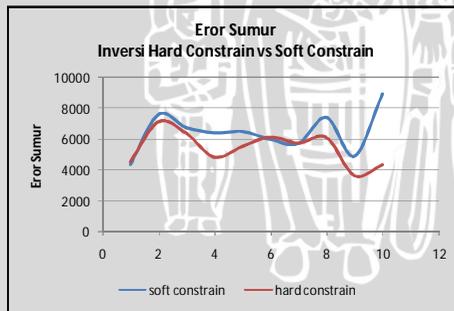
Perbandingan performa kedua algoritma dapat dilihat pada Gambar 4.12.



(a)



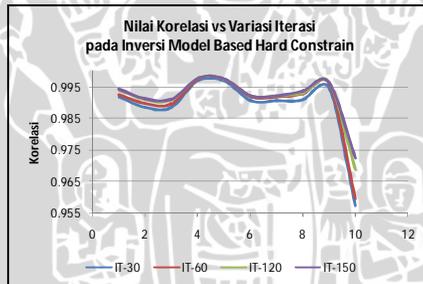
(b)



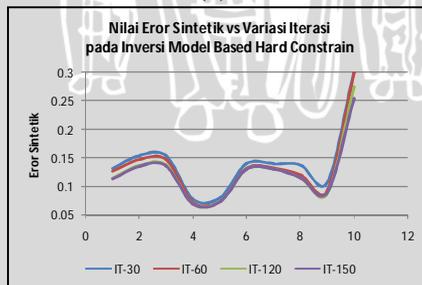
(c)

Gambar 4.12 Perbandingan hasil inversi algoritma *hard constrain* dan *soft constrain* (a) Korelasi, (b) Error sintetik, (c) Error sumur

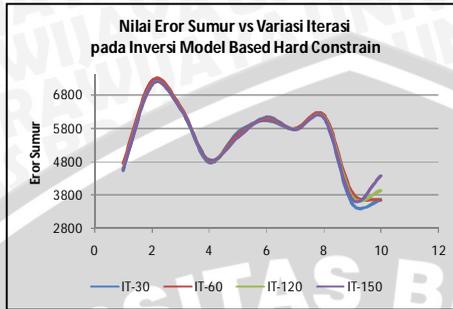
Parameter yang digunakan di dalam algoritma ini dapat dilihat pada sub bab 3.4.2.4. Batas bawah dan atas sebesar 25% memiliki pengertian bahwa nilai impedansi akhir yang dihasilkan tidak akan melewati 25% nilai dugaan awal impedansi L_0 . Parameter average block size sebesar 4 ms mengindikasikan bahwa itulah resolusi yang digunakan dalam menghasilkan penampang impedansi sesuai dengan resolusi maksimal data seismic. Nilai tersebut tidak dapat diatur dengan nilai yang lebih rendah dengan harapan untuk memperoleh resolusi yang lebih tinggi karena itulah batas minimum yang dimiliki untuk menggabungkan kedua data sumur dan seismic. Sedangkan apabila parameter tersebut dibuat lebih besar maka penampang impedansi yang diperoleh akan lebih *blocky* dan memiliki resolusi yang lebih rendah. Iterasi yang digunakan sebanyak 150 kali dengan asumsi bahwa iterasi tersebut sudah mencapai keadaan konvergen dan memiliki nilai korelasi paing tinggi, nilai eror sintetik dan eror sumur yang paling rendah dibandingkan dengan iterasi yang lain. Hubungan tersebut dapat dilihat pada Gambar 4.13.



(a)



(b)

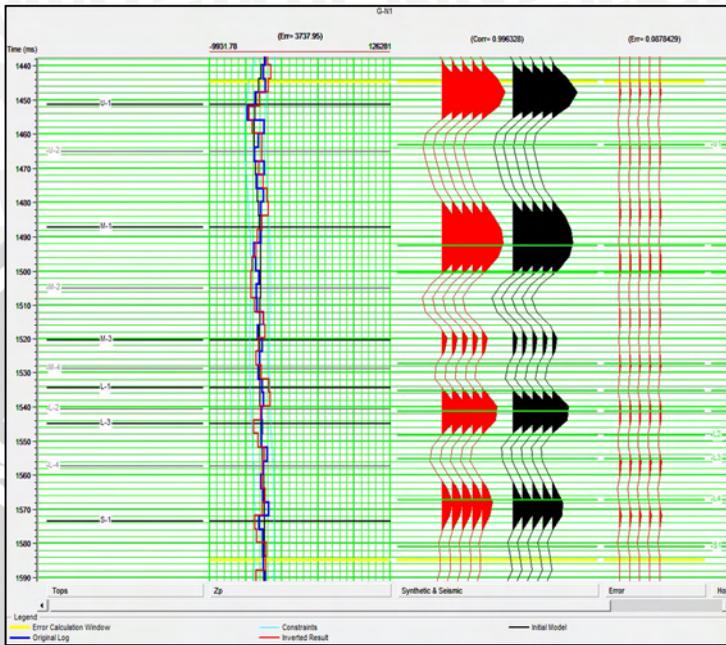


(c)

Gambar 4.13 Perbandingan variasi iterasi inversi algoritma *hard constrain* (a) Korelasi, (b) Error sintetik, (c) Error sumur

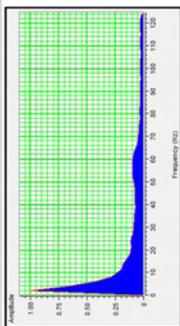
Gambar 4.14 menunjukkan salah satu analisa inversi yang dilakukan pada sumur G-N1. Untuk hasil analisis pada sumur lain dapat dilihat pada lampiran D. Pada sumur tersebut didapatkan korelasi sebesar 0.996328, error sintetik 0.0878429 dan error antara impedansi hasil inversi dengan impedansi dengan sumur sebesar 3737.95.

Gambar 4.15 a menunjukkan spektrum frekuensi yang dimiliki oleh volume impedansi hasil inversi. Dapat dilihat bahwa volume impedansi tersebut memiliki komponen frekuensi rendah yang diperoleh dari data sumur dan memberi trend terhadap penampang impedansi yang diperoleh. Penampang impedansi hasil inversi ditunjukkan oleh Gambar 4.11 b. Warna hijau mewakili litologi batu bara dengan nilai impedansi di bawah 22000 (gr/cc)(ft/s), gradasi warna kuning-merah mewakili litologi batu pasir dengan nilai impedansi 22000-30000 (gr/cc)(ft/s), dan warna cyan-ungu mewakili litologi batulempung dengan nilai impedansi 30000-40000 (gr/cc)(ft/s).

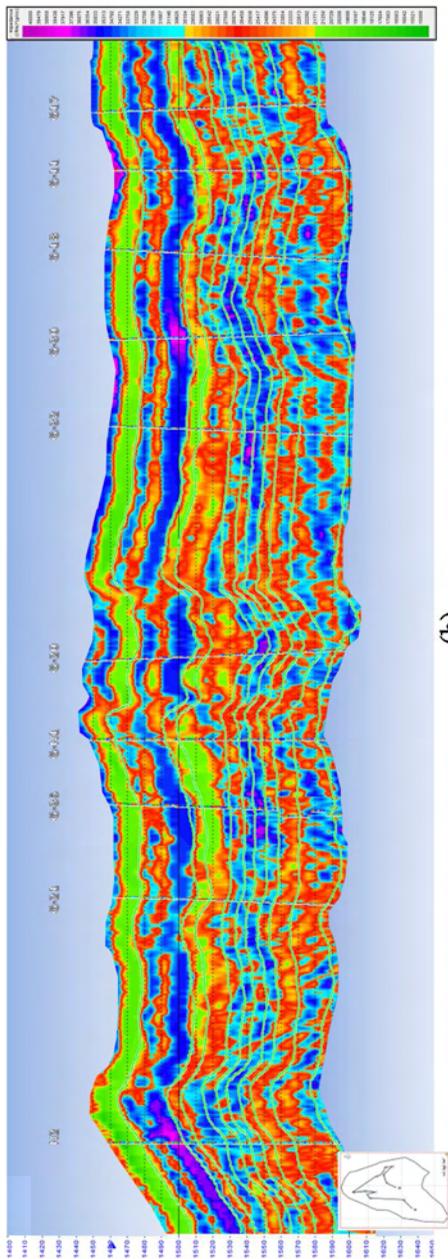


Gambar 4.14 Analisa inversi *hard constrain* pada sumur G-N1

Meskipun pada kenyataannya batu bara merupakan lapisan yang tipis, tetapi penampang impedansi menyajikan lapisan batu bara dengan ketebalan yang lebih tinggi daripada seharusnya. Fenomena ini disebabkan oleh efek stacking impedansi batubara yang sangat rendah dibandingkan dengan litologi sekitarnya sehingga memberikan kontribusi yang besar dalam konvolusi dengan wavelet dalam meminimalisasi fungsi objektif **J**.



(a)



(b)

Gambar 4.15 (a) Spektrum frekuensi volume seismic hasil inversi, (b) Penampang *arbitrary* impedansi

4.4 Analisa Seismik Multiatribut

Proses multiatribut dilakukan dengan tujuan untuk memperoleh Gambaran yang lebih mendetail tentang penampang bumi dengan menggunakan parameter fisis batuan lain selain impedansi akustik secara geostatistika. Selain itu, proses ini juga digunakan untuk melakukan delineasi lapisan tipis serta membedakan ketiga jenis litologi yang ada dengan ketepatan yang lebih tinggi.

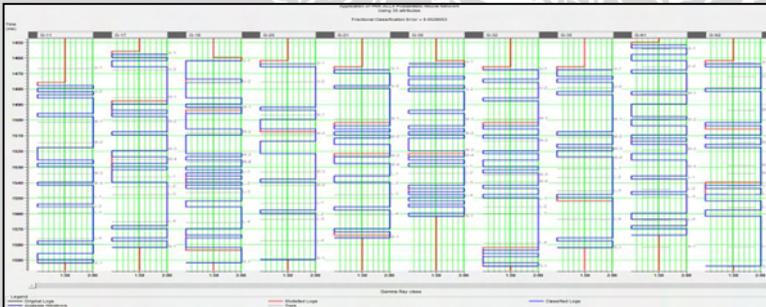
Terdapat beberapa permasalahan yang dihadapi saat melakukan training multiatribut terhadap log target asli dengan menggunakan *multivariate linear regression*. Pertama, yaitu mengenai resolusi (dalam hal ini berhubungan dengan *sampling rate*) data seismic yang sangat rendah dibandingkan data log yang memiliki frekuensi selingan litologi yang tinggi. Hal ini juga akan berpengaruh terhadap resolusi atribut turunan dari data *raw seismic*. Kedua, sifat non-linear data log target dengan order yang cukup tinggi dan *random* sehingga tidak dapat ditangani dengan menggunakan *multivariate linear regression* yang menggunakan hubungan linear untuk melakukan prediksi terhadap log target dan meski sudah digunakan *operator length* untuk menambah komponen frekuensi log hasil prediksi. Kedua faktor tersebut juga memberikan pengaruh terhadap training dengan menggunakan neural network. Walaupun pada proses training didapatkan nilai korelasi yang cukup tinggi pada beberapa jenis log target, tetapi kemampuan neural network untuk melakukan validasi terhadap sumur yang disembunyikan menunjukkan performa yang buruk.

Pemecahan terhadap permasalahan tersebut adalah dengan melakukan *pre-processing* terhadap log target sehingga proses prediksi dapat dilakukan dengan lebih mudah dan menghasilkan output prediksi dengan tingkat korelasi yang lebih tinggi dan eror yang lebih rendah. *Pre-processing* tersebut adalah melakukan pengelompokan litologi terhadap log target yang telah dijelaskan pada sub bab 4.2. Selain itu, untuk meningkatkan resolusi volume pseudoclass yang dihasilkan, maka *sampling rate* log training diperkecil menjadi 2 ms. Kemudian log kelas tersebut diklasifikasi dengan menggunakan *classifier* yang tersedia pada EMERGE dan menghasilkan volume pseudoclass yang bernilai diskrit.

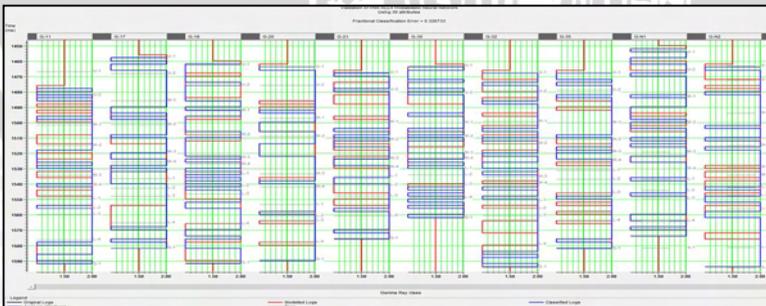
4.4.1 Analisa volume pseudoclass-gamma-ray

Hasil training dan validasi klasifikasi neural network untuk menghasilkan volume pseudoclass-gamma-ray menunjukkan hasil yang cukup memuaskan dengan ketepatan training mencapai 94.719% dan validasi mencapai 67.327% yang ditunjukkan oleh kurva berwarna biru pada Gambar 4.16 a dan b secara berurutan, sementara kesalahan terbesar yang terjadi untuk tiap sumur berada pada kisaran 9.091%. Nilai tersebut jauh lebih tinggi (2x) daripada ketika log target belum dikluster dan digunakan *multivariate linear regression* dan neural network modus mapping.

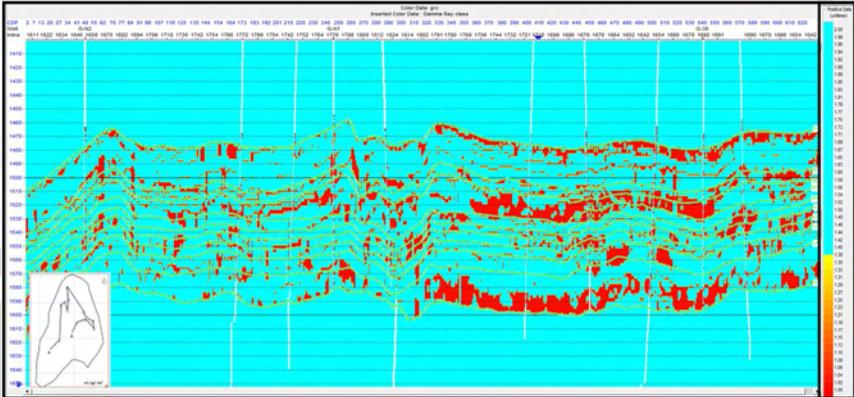
Penampang *arbitrary* volume pseudoclass-gamma-ray ditunjukkan oleh Gambar 4.16 c. Pada sisi kanan penampang *arbitrary*, terutama pada rentang horizon L4-S1 terlihat kemenerusan batuan reservoir yang tidak wajar yang ditunjukkan oleh warna merah. Hal ini sesuai dengan hasil validasi terhadap sumur yang disembunyikan yang menunjukkan nilai ketepatan klasifikasi yang lebih rendah dan menghasilkan cukup banyak lapisan reservoir semu.



(a)



(b)



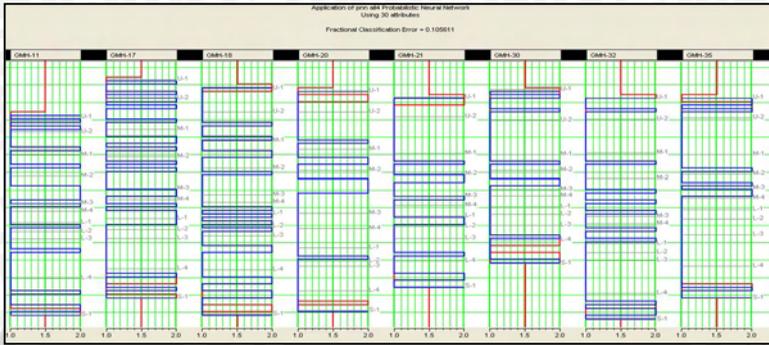
(c)

Gambar 4.16 (a) Training klasifikasi, (b) Validasi klasifikasi, (c) Penampang *arbitrary* volume pseudo-gamma-ray

4.4.2 Analisa volume pseudoclass-porositas

Kesalahan training yang terjadi pada pembuatan volume pseudoclass-porositas adalah 10.561% (Gambar 4.17 a) dengan kesalahan validasi sebesar 31.848% (Gambar 4.17 b), sementara kesalahan terbesar pada masing-masing sumur berada pada kisaran 18%.

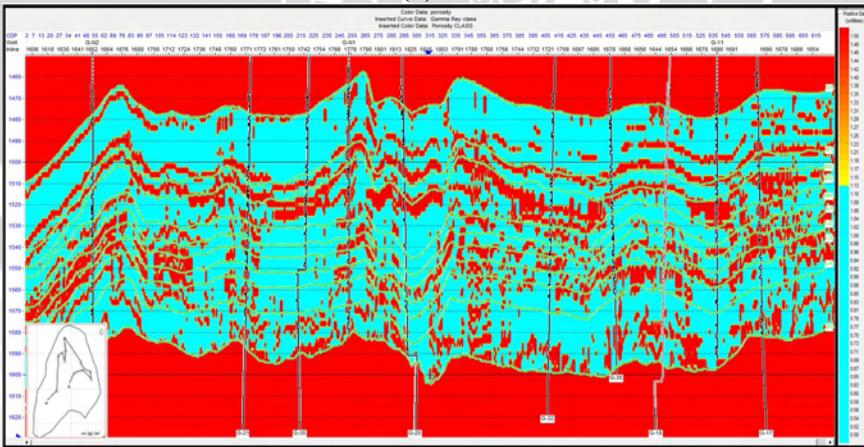
Penampang *arbitrary* volume pseudoclass-porositas pada Gambar 4.17 c menunjukkan sebaran litologi reservoir (warna merah) dan litologi non-reservoir (warna cyan). Pada rentang horizon M1-M2 dan M2-M3 yang seharusnya merupakan zona yang mengandung batu bara diklasifikasikan sebagai batu pasir. Hal ini wajar mengingat parameter fisis porositas tidak mampu membedakan litologi batu pasir dan batu bara secara tegas karena terdapat batu bara yang memiliki nilai porositas yang tinggi. Di luar kedua rentang horizon di atas, volume pseudoclass-porositas mampu mendefinisikan reservoir dengan cukup baik.



(a)



(b)



(c)

Gambar 4.17 (a) Training klasifikasi, (b) Validasi klasifikasi, (c) Penampang *arbitrary* volume pseudo-porositas

4.4.3 Analisa volume pseudoclass-densitas

Training klasifikasi volume pseudoclass-densitas dengan menggunakan *classifier* PNN menghasilkan kesalahan training sebesar 6.601% (Gambar 4.18 a), kesalahan validasi sebesar 38.614% (Gambar 4.18 b) dan kesalahan terbesar pada tiap sumur 9.524%.

Gambar 4.18 c menunjukkan penampang arbitrary volume pseudoclass-densitas dengan log kelas gamma-ray sebagai kontrol terhadap hasil penampang. Secara sepintas tampak adanya ketidaksesuaian antara hasil training yang memiliki tingkat kesalahan yang kecil dengan litologi yang nampak pada kontrol log kelas gamma-ray, terutama pada lapisan pasir. Alasan pertama yang menyebabkan hal tersebut adalah adanya kemungkinan kesalahan pada saat melakukan klusterisasi kelas sebelumnya di mana nilai *upper cut-off* terlalu tinggi dan menyebabkan sebagian litologi batu lempung ikut masuk kelas batu pasir. Alasan kedua yang memberikan kontribusi misklasifikasi lebih besar adalah resampling log target yang menghilangkan detail perlapisan litologi sehingga menghasilkan perlapisan litologi semu. Khusus untuk alasan kedua semua training PNN mengalami hal yang sama. Alasan ketiga adalah kesalahan validasi volume pseudoclass-densitas memiliki nilai tertinggi dibandingkan training volume lainnya sehingga memberikan misklasifikasi terbesar.

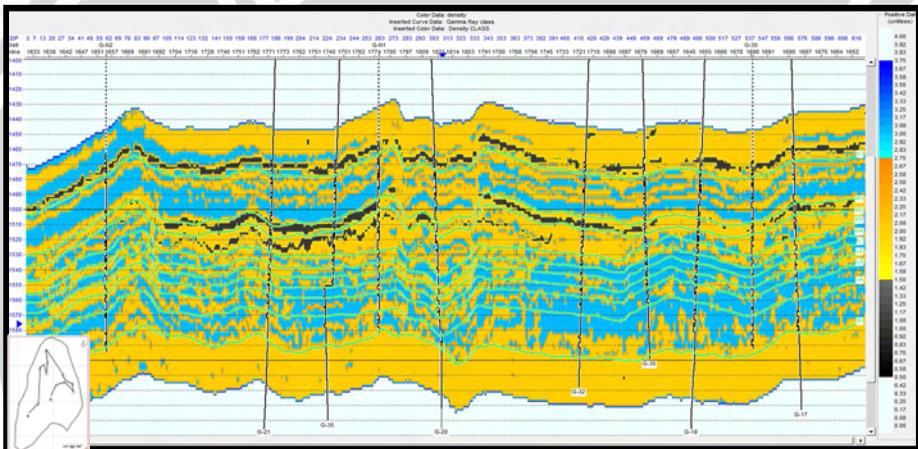
Volume pseudo-densitas memiliki kemiripan sebaran litologi yang paling tinggi dengan volume impedansi tetapi mampu memberikan detail yang lebih baik, terutama pada sebaran batu bara yang ditunjukkan oleh warna hitam.



(a)



(b)



(c)

Gambar 4.18 (a) Training klasifikasi, (b) Validasi klasifikasi, (c) Penampang *arbitrary* volume pseudo-densitas

4.4.4 Analisa volume pseudoclass-densitas/gr

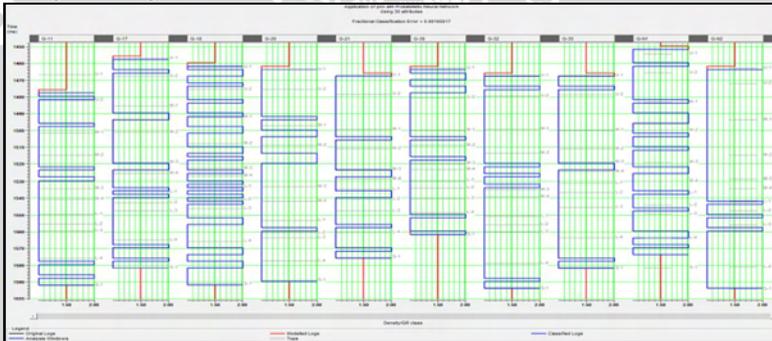
Kesalahan training klasifikasi pembuatan volume pseudoclass-densitas/gr dengan *classifier* PNN sebesar 0.165% (Gambar 4.19 a) dengan kesalahan validasi sebesar 18.482% (Gambar 4.19 b) dan kesalahan terbesar pada tiap sumur pada kisaran 2%.

Penampang *arbitrary* volume pseudoclass yang dihasilkan dari training klasifikasi PNN dengan kontrol log kelas gamma-ray ditunjukkan oleh Gambar 4.19 c. Warna merah di antara horizon

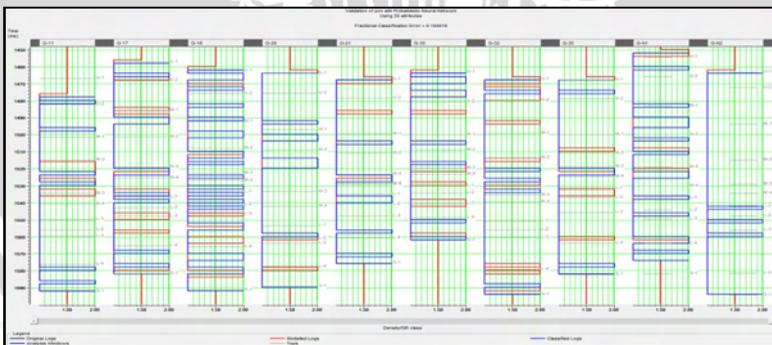
teratas U1 dan terbawah S1 mewakili lapisan reservoir dan warna cyan mewakili batuan non-reservoir. Dengan kemampuan parameter densitas/gr untuk memisahkan litologi reservoir yang baik, maka volume pseudoclass yang dihasilkan juga mampu menampilkan litologi batu pasir dengan baik, tapi masih belum mampu menampilkan litologi batu lempung dan batu bara secara terpisah. Nampak pada gambar yang sama bahwa lapisan reservoir yang teridentifikasi memiliki ketebalan yang tipis dan hal ini sesuai dengan data yang ditunjukkan oleh kurva log.

4.4.5 Analisa volume pseudoclass-densitas²/gr

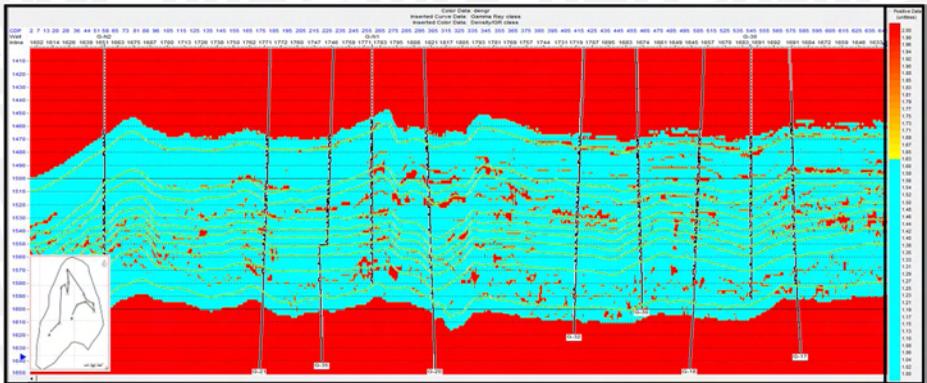
Pada proses pembuatan volume pseudoclass-densitas²/gr, kesalahan training yang terjadi sebesar 0.825%, kesalahan validasi sebesar 24.917% dan kesalahan maksimum yang terjadi pada masing-masing sumur sebesar 2%.



(a)



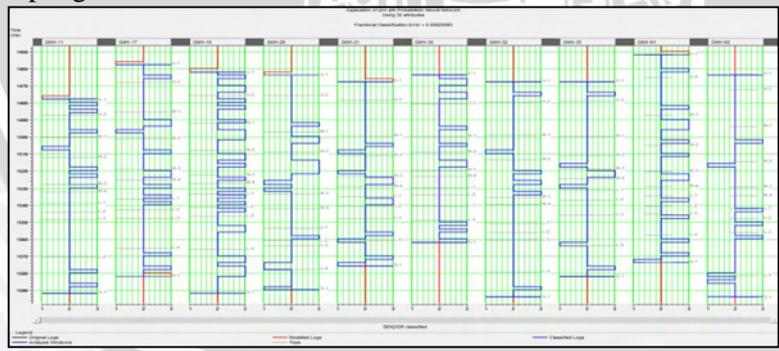
(b)



(c)

Gambar 4.19 (a) Training klasifikasi, (b) Validasi klasifikasi, (c) Penampang *arbitrary* volume pseudo-densitas/gr

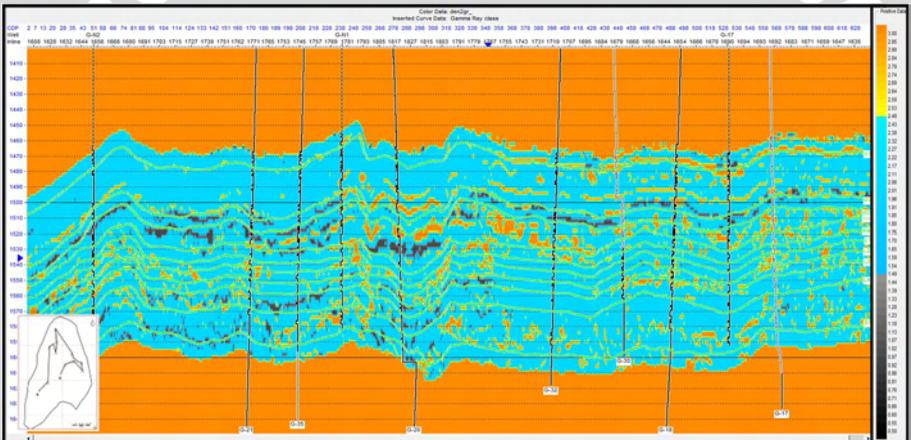
Gambar 4.20 c menampilkan penampang *arbitrary* volume pseudoclass-densitas²/gr dengan kontrol log kelas gamma-ray. Terdapat tiga kelas litologi yang dapat dideleniasikan dengan baik oleh training klasifikasi PNN, yaitu litologi batu pasir dengan warna kuning-orange, litologi batu lempung dengan warna cyan dan litologi batu bara dengan warna abu-abu-hitam. Pada beberapa rentang horizon tampak lapisan batu bara yang cukup tebal meskipun pada kenyatannya tidak setebal itu. Kenampakan tersebut dipengaruhi oleh pemilihan nilai *upper cut-off* batu bara yang mungkin sedikit terlalu tinggi sehingga mengalami overlap dengan nilai *lower cut-off* batu lempung.



(a)



(b)



(c)

Gambar 4.20 (a) Training klasifikasi, (b) Validasi klasifikasi, (c) Penampang *arbitrary* volume pseudo-densitas²/gr

Rangkuman panjang operator dan kesalahan yang terjadi pada masing-masing pembuatan volume pseudoclass dirangkum pada Tabel 4.6.

Dari Tabel 4.6 dan penampang *arbitrary* semua volume pseudoclass dapat diketahui secara umum bahwa semakin banyak kelas yang diklasifikasi dengan menggunakan PNN, maka tingkat kesalahan yang terjadi semakin besar (kecuali porositas) dan semakin kecil kesalahan training, terutama kesalahan validasi, maka lapisan target dapat terdelineasi dengan lebih baik.

Tabel 4.7 Panjang operator dan kesalahan training, validasi dan sumur

	operator length	training eror (%)	validation eror (%)	max well eror (%)	Jumlah kelas
porosity	15	10.561	31.848	18	2
gamma-ray	3	5.281	32.673	9.091	2
density	5	6.601	38.614	9.524	3
density/gr	2	0.165	18.482	2	2
density2/gr	2	0.825	24.917	2	3

4.5 Crossplot Volume Cut-off Reservoir

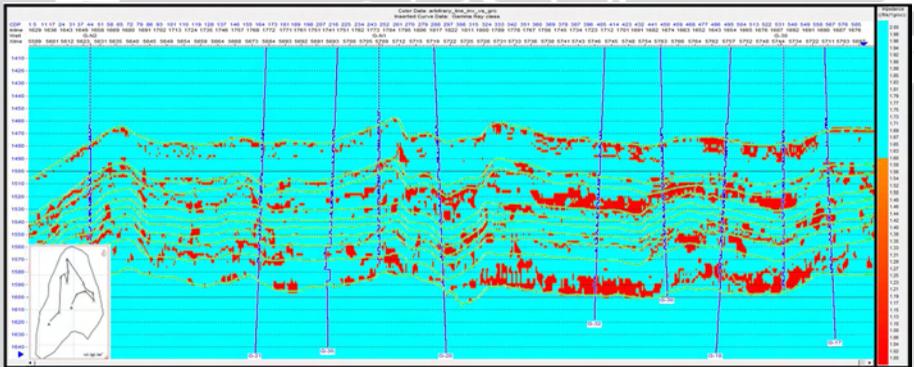
Salah satu cara untuk melakukan minimalisasi kesalahan yang terjadi di dalam proses delineasi reservoir adalah dengan melakukan crossplot volume. Proses ini sebenarnya adalah sebuah proses mengisolasi irisan dari 2 buah atau lebih volume parameter yang diindikasikan sebagai reservoir dengan menggunakan nilai cut-off masing-masing parameter tersebut. Dengan cara ini, efek-efek litologi lain, seperti batu bara pada volume impedansi, dapat ditekan sekecil mungkin dan akan diperoleh Gambaran sebaran reservoir yang lebih mendetail.

Crossplot dilakukan terhadap volume impedansi sebagai volume kontrol dengan kelima volume pseudoclass. Volume impedansi digunakan sebagai kontrol karena volume ini diperoleh dengan menggunakan algoritma yang secara langsung bersinggungan dengan volume seismic dan data sumur. Atau dengan kata lain, volume impedansi yang dihasilkan dibuat dengan melakukan minimalisasi beda antara tras seismic asli dengan tras seismic sintetik hasil inversi. Sebagai konsekuensinya didapatkan sebaran impedansi yang mengikuti keadaan 'sebenarnya' dari data primer seismic yang diperoleh di lapangan. Sementara itu, kelima volume pseudoclass digunakan sebagai verifikasi sebaran litologi terhadap volume impedansi. Hasil yang diperoleh adalah zonasi yang secara tegas memisahkan daerah reservoir dengan nilai amplitude 1 dan daerah non-reservoir dengan nilai amplitude 2.

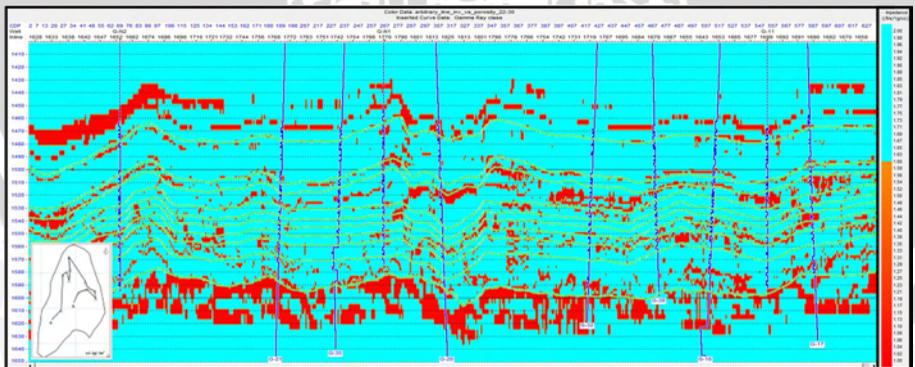
Parameter yang digunakan untuk melakukan crossplot antar volume ditunjukkan oleh Tabel 4.7.

Tabel 4.7 Parameter crossplot volume

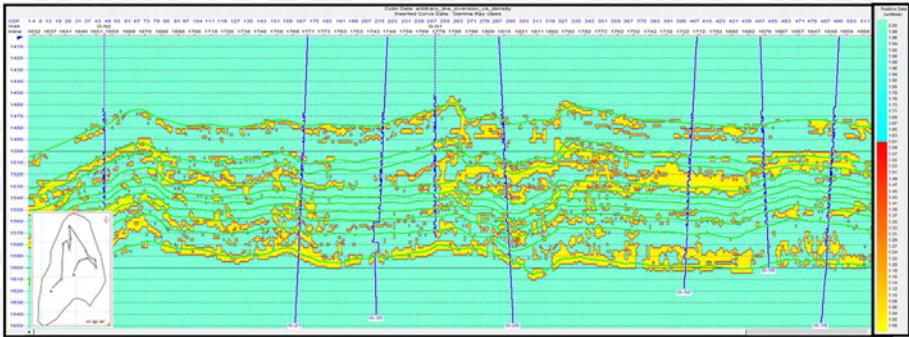
Impedansi Cut-off	$22000 < Impedansi < 30000$
Impedansi vs Gamma-Ray	$(22000 < Impedansi < 30000) \cap (Gamma-Ray < 1.5)$
Impedansi vs Porositas	$(22000 < Impedansi < 30000) \cap (Porositas > 1.5)$
Impedansi vs Densitas	$(22000 < Impedansi < 30000) \cap (1.5 < Densitas < 2.5)$
Impedansi vs Densitas/GR	$(22000 < Impedansi < 30000) \cap (Densitas/GR > 1.5)$
Impedansi vs Densitas ² /GR	$(22000 < Impedansi < 30000) \cap (Densitas^2/GR > 1.5)$



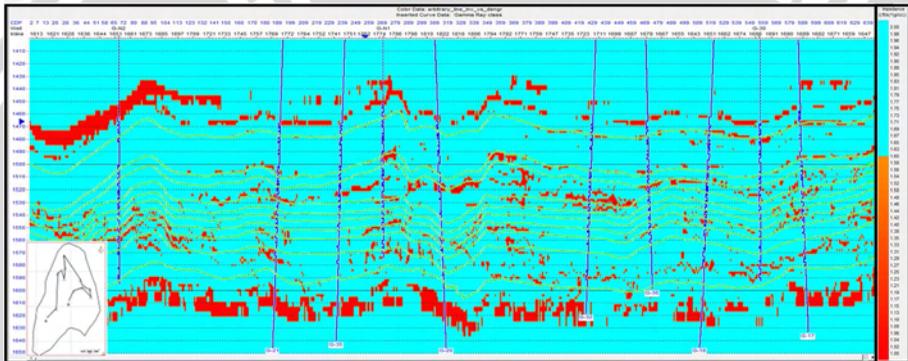
(a)



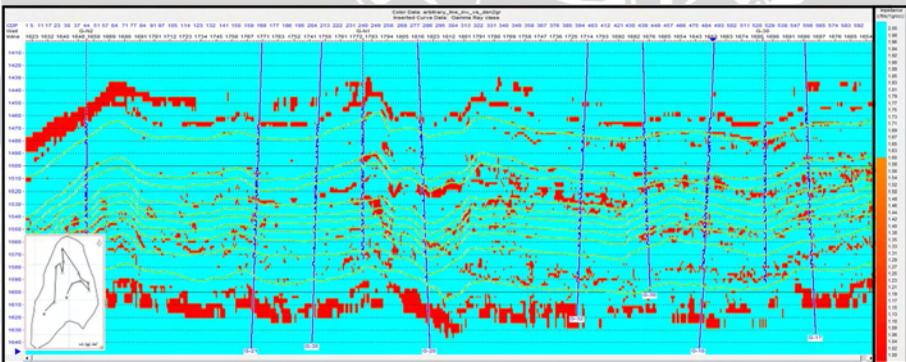
(b)



(c)



(d)



(e)

Gambar 4.20 Penampang *arbitrary* (a) Impedansi vs Gamma-Ray, (b) Impedansi vs Porositas, (c) Impedansi vs Densitas, (d) Impedansi vs Densitas/GR, (e) Impedansi vs Densitas²/GR

Penampang *arbitrary* hasil crossplot ditunjukkan oleh Gambar 4.20. Secara umum, terlihat bahwa semua penampang kurang lebih memiliki trend yang sama, yang membedakan hanyalah tingkat ketelitian dan tebal tipis reservoir yang terdeteksi. Selain itu, nampak dengan sangat jelas bahwa bentuk reservoir semua penampang mengikuti trend volume pseudoclass dengan beberapa bagian yang tereliminasi oleh *overlay* volume impedansi. Hal ini mengindikasikan bahwa daerah yang tereliminasi disinyalir bukan reservoir yang menjadi target delineasi, meski karena keterbatasan resolusi data inversi ada beberapa bagian dari zona reservoir yang tidak terzonasi dan mempengaruhi hasil crossplot.

Penampang impedansi vs gamma-ray dan impedansi vs densitas/gr (Gambar 4.20 a dan d) tidak memperlihatkan begitu banyak perubahan dengan keadaan awal sebelum mengalami crossplot. Dengan begitu dapat dikatakan bahwa delineasi parameter tersebut dengan menggunakan PNN sudah cukup bagus. Sementara itu, Gambar 4.20 b menunjukkan penampang crossplot impedansi vs porositas yang telah mengalami eliminasi daerah dengan litologi batu bara yang tadinya pada volume pseudoclass-porositas didefinisikan sebagai litologi batu pasir. Begitu pula dengan Gambar 4.20 c dan 4.20 e yang menunjukkan bahwa hanya zona reservoir yang dimunculkan.

4.6 Peta Antar Horizon dan Validasi Peta

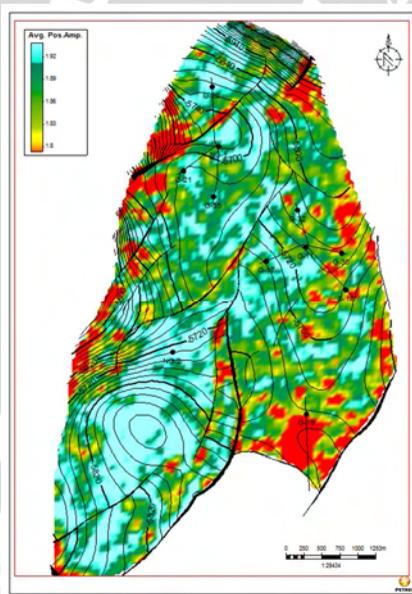
Peta antar horizon dibuat setelah zona reservoir terisolasi dari pengaruh litologi lain sehingga memungkinkan dibuat peta yang menampilkan sebaran *clean reservoir* secara lateral untuk masing-masing interval horizon. Dengan menghitung rata-rata terhadap daerah di interval 2 horizon, akan diperoleh peta distribusi reservoir dengan amplitude yang semakin mendekati nilai 1 (hijau muda-merah) menunjukkan daerah dengan probabilitas reservoir yang semakin tinggi dan sebaliknya semakin mendekati amplitude dengan nilai 2 (cyan) probabilitas reservoir juga semakin kecil (Gambar 4.21 a dan b).

Untuk menentukan peta mana yang layak digunakan untuk menampilkan sebaran reservoir pada interval horizon tertentu dari paling tidak 6 kemungkinan peta yang ada, maka dilakukan validasi.

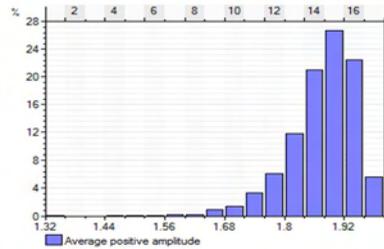
Validasi peta dilakukan dengan melakukan korelasi silang antara peta sebaran reservoir dengan ketebalan total lapisan-lapisan

reservoir dari data sumur pada interval horizon peta yang digunakan. Dari korelasi tersebut akan diperoleh kurva regresi linear hubungan atribut crossplot dengan ketebalan reservoir yang ditunjukkan oleh Gambar 4.21 c. Hasil validasi dirangkum dalam Tabel 4.8.

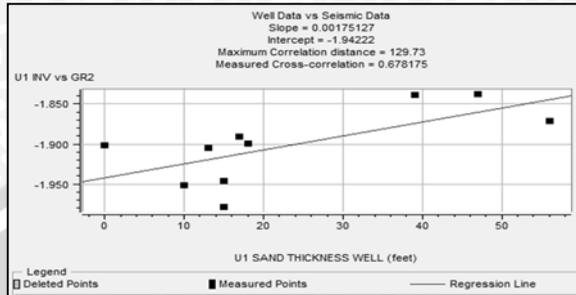
Nilai korelasi tertinggi paling banyak dimiliki oleh peta impedansi vs densitas²/gr dengan persentase jumlah peta sebesar 55.55%, kemudian diikuti oleh peta impedansi vs gamma-ray dengan persentase 33.33%, kemudian peta impedansi vs densitas/gr dengan persentase sebesar 11.11%. Dari distribusi tersebut dapat dibuat sebuah generalisasi bahwa volume sebaran reservoir hasil crossplot impedansi vs densitas²/gr memiliki tingkat kepercayaan yang paling tinggi, diikuti oleh volume crossplot impedansi vs gamma-ray.



(a)



(b)



(c)

Gambar 4.21 (a) Peta sebaran reservoir, (b) Histogram sebaran amplitude reservoir, (c) Kurva regresi validasi peta-sumur

4.7 Konversi Peta Ketebalan Reservoir Pasir

Peta ketebalan merupakan peta yang menunjukkan sebaran ketebalan reservoir pasir di daerah penelitian. Peta ini diperoleh dari hubungan kurva regresi linear (Gambar 4.21 c) antara peta atribut crossplot terhadap ketebalan reservoir. Kurva regresi tersebut dijadikan acuan untuk melakukan konversi peta ke domain ketebalan secara geostatistika.

Dikarenakan proses interpolasi collocated kriging hanya memerlukan satu jenis variogram, yaitu *seismic to seismic variogram* yang memiliki *dense data*, maka analisa variogram hanya dilakukan terhadap variogram tersebut. Sementara informasi dari data sumur diperoleh dari perhitungan kovarian sumur dengan menggunakan gradient A dari kurva linear regresi dengan Persamaan 2.60 dan 2.61 atau Persamaan 2.62.

Gambar 4.22 merupakan salah satu contoh variogram *seismic to seismic* pada horizon U1. Variogram tersebut digunakan untuk menganalisa arah dan skala kontinuitas spasial peta atribut crossplot. Parameter arah dan kontinuitas spasial tersebut terkandung dalam nilai auto-kovarian yang diperoleh dari analisa variogram dan akan digunakan sebagai bobot yang digunakan untuk interpolasi cokriging dan simulasi peta. Pada Gambar 4.22 a variogram menganalisa kontinuitas spasial pada 4 arah, yaitu $0^\circ \pm 22^\circ$ dan $180^\circ \pm 22^\circ$ (titik data berwarna hitam), $45^\circ \pm 22^\circ$ dan $225^\circ \pm 22^\circ$ (titik data berwarna biru), $90^\circ \pm 22^\circ$ dan $270^\circ \pm 22^\circ$ (titik data berwarna magenta) serta $135^\circ \pm 22^\circ$ dan $215^\circ \pm 22^\circ$ (titik data berwarna cyan). Analisa secara visual dapat dilakukan dengan menggunakan peta

Tabel 4.8 Validasi Peta Reservoiir-Sumur

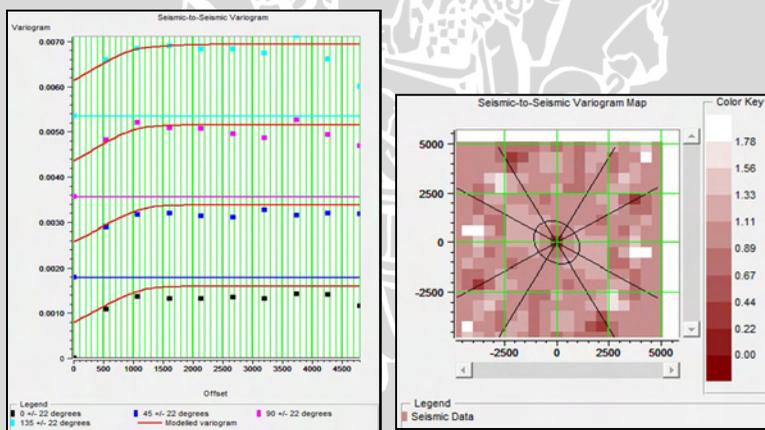
Horizon	Impedansi	Impedansi vs Porositas	Impedansi vs Gamma-Ray	Impedansi vs Densitas	Impedansi vs Densitas/GR	Impedansi vs Densitas/GR
U1	-0.0774	0.0578	0.6782	0.3948	0.1424	0.2418
M1	0.1335	0.4849	0.3212	0.1703	0.7616	0.5647
M2	0.2079	0.6709	0.8251	0.7375	0.5591	0.5957
M3	0.3891	0.4198	-0.2546	0.4499	0.5033	0.524
M4	-0.4156	0.4486	0.6572	0.1737	0.1377	0.3192
L1	0.7267	0.6631	0.7518	0.5577	0.8469	0.8543
L2	0.4485	0.5679	0.3292	0.2256	0.5621	0.6444
L3	0.1065	0.6265	0.6523	0.0874	0.6438	0.7863
L4	-0.0622	-0.2356	0.5037	0.0698	0.3587	0.7311

Ket:  Terbaik pertama
 Terbaik kedua

variogram yang ditunjukkan oleh Gambar 4.22 b. Peta tersebut mengambarkan sebaran variogram dengan titik *zero offset* pada pusat peta dan memperlihatkan adanya anisotropi atau variasi spasial pada arah -45° untuk struktur satu dan 30° untuk struktur 2.

Untuk menentukan nilai kovarian *seismic to seismic* yang akan digunakan di dalam proses interpolasi cokriging, maka dilakukan pemodelan titik data pada 4 arah dengan melakukan *curve fitting* variogram pada titik-titik data tersebut. Variogram yang ditunjukkan Gambar 4.22 a menggunakan 2 struktur yang merupakan gabungan 2 jenis variogram, yaitu struktur 1 berupa variogram tipe *gaussian* untuk range 1200 dan struktur 2 berupa variogram tipe *spherical* untuk range 1500. Range merupakan indikasi seberapa jauh tiap titik data memberikan pengaruh spasial terhadap titik data lainnya. Anisotropi struktur 1 dan 2 ditunjukkan bernilai 0.8.

Nugget variogram bernilai 0.0008 yang menunjukkan bahwa peta atribut *crosspot* memiliki diskontinuitas atau variasi perlapisan yang bersifat heterogen. Hal ini dapat divalidasi dengan fakta bahwa interval horizon U1-M1 terdiri atas selingan batu bara, batu lempung dan batu pasir dengan frekuensi selingan yang cukup tinggi. Sill variogram struktur 1 bernilai 0.001 dan struktur 2 bernilai 0.0006.

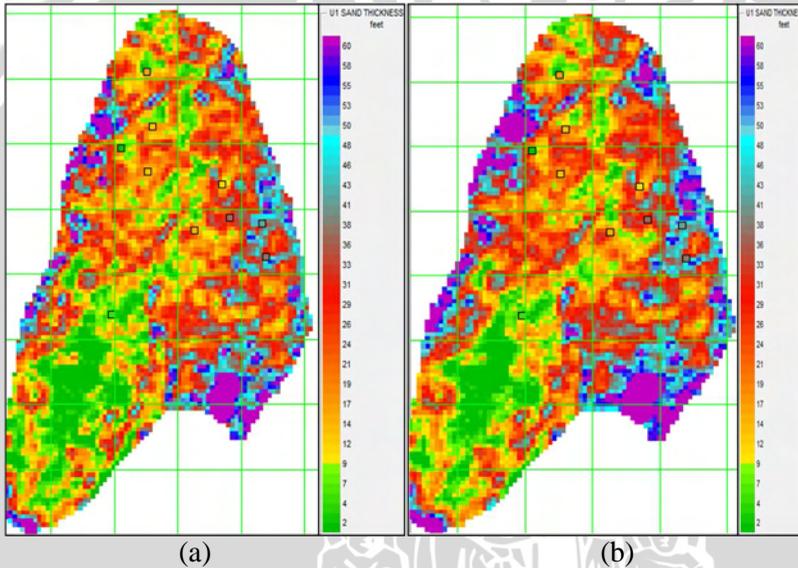


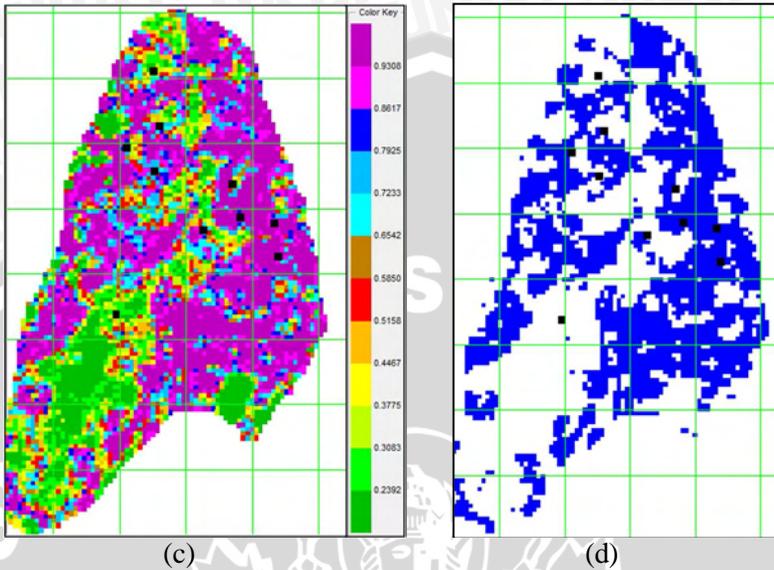
(a)

(b)

Gambar 4.22 (a) Variogram *seismic to seismic* peta U1, (b) Peta variogram *seismic to seismic* peta U1

Peta hasil co-kriging ditunjukkan oleh Gambar 4.23 a dengan perbandingan peta hasil rata-rata simulasi (Gambar 4.23 b) yang menggambarkan kemungkinan ekstrim pola distribusi ketebalan reservoir. Gambar 4.23 c menunjukkan probabilitas kehadiran pasir yang terdeteksi oleh data log dengan ketebalan minimum 15 kaki dan ketebalan maksimum sebesar 60 kaki. Sementara Gambar 4.23 d menunjukkan indikasi sebaran reservoir dengan tingkat kepercayaan 80% untuk ketebalan 15-60 kaki.





Gambar 4.23 (a) Peta co-kriging U1, (b) Peta rata-rata simulasi U1, (c) Peta probabilitas sebaran reservoir, (d) Peta indikasi sebaran reservoir dengan kepercayaan 70%

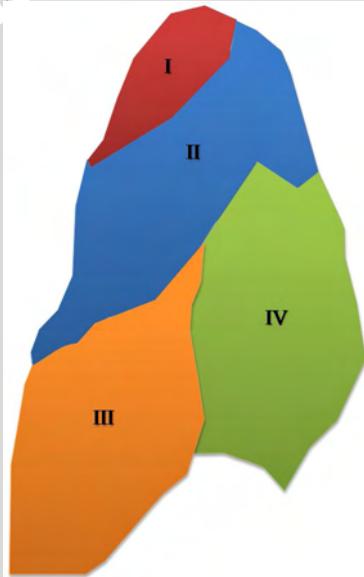
4.8 Analisa Sistem Pengendapan Peta Sebaran Reservoir dan Kontak Hidrokarbon

Menurut Ginger, 2005, Formasi Lower Talang Akar memiliki tiga fasies pengendapan (Gambar 2.15), yaitu *braided stream* dengan log gamma-ray yang mengindikasikan endapan lapisan pasir tipis yang banyak, *meandering river* yang dicirikan dengan log gamma-ray yang lebih *blocky* dengan satuan pasir yang lebih tebal dan yaitu *coastal plain* yang dicirikan dengan log gamma-ray yang memiliki spike-spike tajam atau pengendapan berulang kali dengan ketebalan lapisan yang tipis. Dari peta paleografi pada Gambar 2.15 a diketahui bahwa pada bagian utara dan selatan lokasi penelitian terdapat *intrabasinal high*.

Daerah penelitian yang dikerjakan terdapat di daerah utara yang memiliki karakteristik pengendapan fluvial-deltaic dengan fitur berupa endapan *channel*, *crevasse splay* dan *point bar*. Trend pengendapan daerah penelitian ditunjukkan oleh *cross-section* respon log gamma-ray, densitas dan neutron porositas.

Analisa dimulai dari interval horizon terbawah dari zona penelitian. Hal ini dilakukan untuk mengikuti sejarah tektonik dan perubahan pola pengendapan yang mungkin terjadi. Selain itu, proses ini dilakukan untuk sekaligus mengkorelasi dan memvalidasi hasil peta ketebalan dengan melihat distribusi reservoir yang nampak dengan pola respon log gamma-ray.

Gambar 4.24 menunjukkan kompartemen-kompartemen yang memisahkan sebaran (kontak) fluida. Hal ini diakibatkan oleh adanya zona sesar yang menjadi penyekat fluida sehingga fluida yang berada di satu kompartemen tidak dapat berpindah ke kompartemen lainnya.



Gambar 4.24 Pembagian kompartemen hidrokarbon

4.8.1 Peta ketebalan reservoir horizon L4

Dari Gambar 4.25 b diketahui bahwa distribusi ketebalan batu pasir dengan interval ketebalan 15-45 kaki berada di bagian barat daya, tengah dan timur peta dengan warna kuning bergradasi menuju merah menandakan semakin bertambahnya ketebalan pasir. Warna hijau muda-hijau tua menandakan semakin tipisnya lapisan pasir atau dapat dikatakan tidak ada batu pasir pada zona tersebut. Sementara warna biru menandakan kemungkinan daerah yang

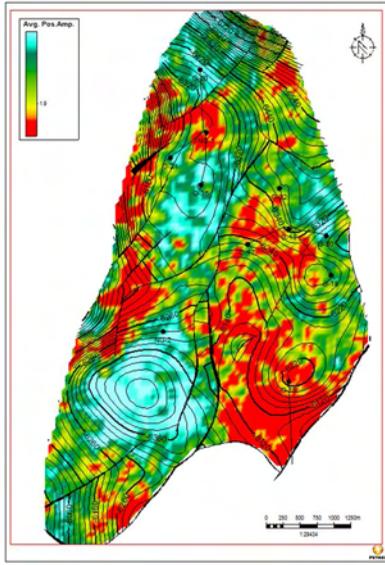
mengalami kesalahan dalam inversia atau training neural network. Analisa tersebut digunakan karena kontrol ketebalan maksimum yang dideteksi dari data sumur tidak mendeteksi ketebalan yang lebih tebal dari ketebalan yang diwakili oleh warna biru.

Daerah interval horizon L4-S1 memiliki pola pengendapan *meandering* yang dicirikan oleh respon log gamma-ray dengan lapisan pasir yang *blocky* pada semua sumur, kecuali sumur G-20, G-35 dan G-N2 (Gambar 4.25 e). Hal ini diperkuat dengan kenampakan pola sebaran pasir memiliki geometri menyerupai sungai dengan arah input sedimen dari arah timur laut. Ketebalan pasir menipis pada bagian utara dan selatan. Hal ini sesuai dengan pernyataan Ginger, 2005, bahwa ketebalan pasir berkurang ke arah *intra basinal high*.

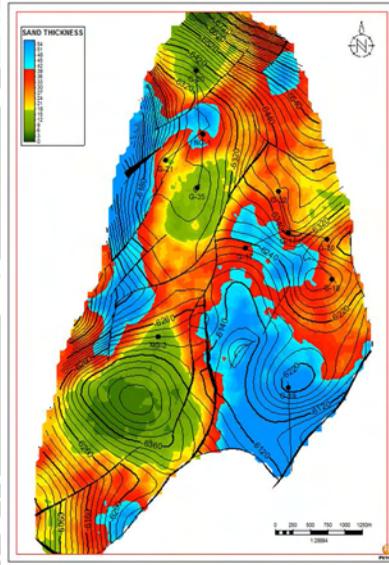
Pada sumur G-20, 90% endapan didominasi oleh batu lempung, sementara sumur G-35 memiliki satu lapisan pasir yang tipis dan sumur G-N2 dicirikan dengan endapan-endapan pasir yang sangat tipis berseling dengan batu lempung. Ketiga daerah di sekitar log tersebut dicirikan dengan warna hijau yang menandakan tipisnya laspisan pasir. Kualitas porositas terbaik berada pada bagian timur dan sumur G-N1 dengan nilai 15-30% kecuali pada daerah sekitar sumur G-30. Potensi hidrokarbon gas ditemui pada sumur G-N1, G-11 dan G-17 dengan kisaran porositas 15-25%.

Gambar 4.25 c menunjukkan kontak hidrokarbon pada horizon L4 dengan warna biru mewakili air, hijau mewakili minyak dan merah mewakili gas. Secara umum fluida dengan densitas tertinggi, yaitu air, berada pada kontur ketinggian paling rendah kemudian diikuti oleh minyak dan gas. Akan tetapi karena terdapat patahan yang dapat menjadi penyekat fluida, maka muncul kompartemen-kompartemen yang memisahkan zona reservoir satu dengan lainnya.

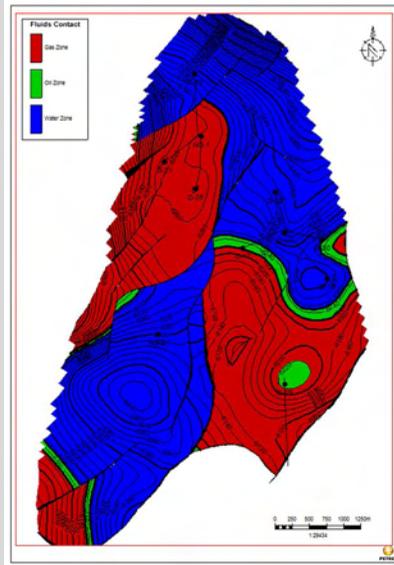
Dengan melakukan *overlay* antara peta sebaran reservoir dan peta kontak hidrokarbon, maka dapat diketahui bahwa potensi hidrokarbon gas berada pada daerah kompartemen II yang berada di sekitar sumur G-N1, G-21 dan G-35 serta pada kompartemen III di ujung barat daya. Sementara kompartemen IV tidak memiliki potensi hidrokarbon karena meskipun terdapat kontak gas pada zona kedalaman tersebut tidak terdapat kenampakan pasir pada peta ketebalan reservoir (Gambar 4.25 b).



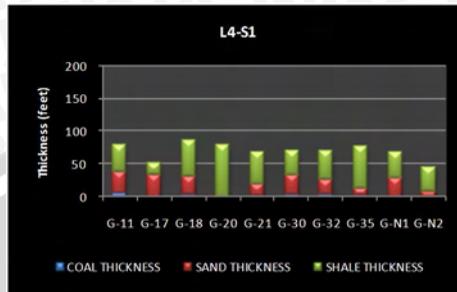
(a)



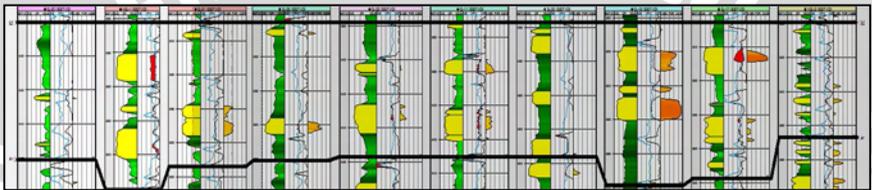
(b)



(c)



(d)



(e)

Gambar 4.25 Peta akhir horizon L4 (a) Peta atribut crossplot volume cut-off reservoir, (b) Peta ketebalan, (c) Peta kontak hidrokarbon, (d) Rasio ketebalan batu bara, batu pasir dan batu lempung, (e) Penampang sumur

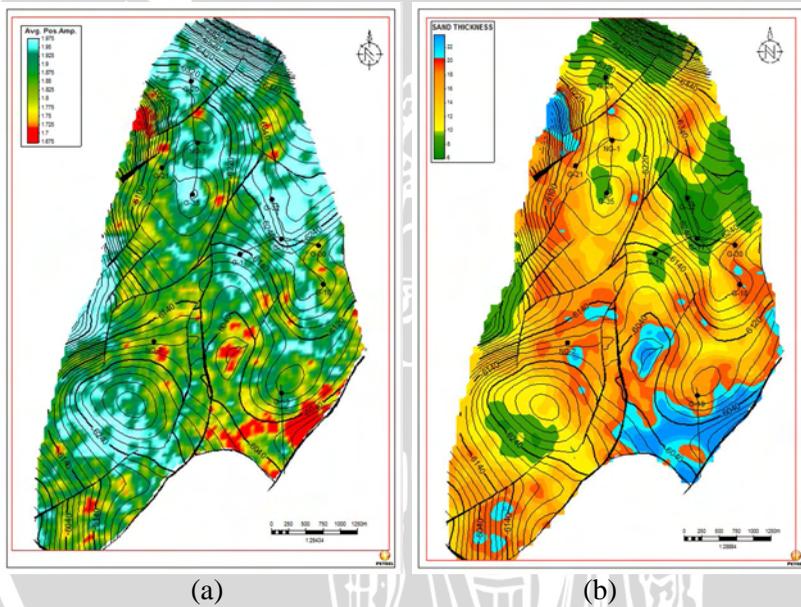
4.8.2 Peta ketebalan reservoir horizon L3

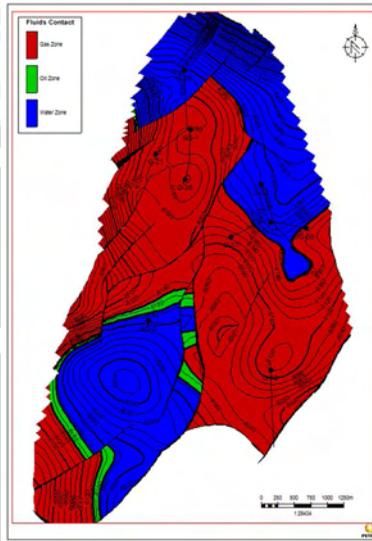
Distribusi reservoir pasir pada selang horizon L3-L4 memiliki ketebalan pada kisaran 10-22 kaki. Dari Gambar 4.26 b dan c diketahui bahwa hanya sumur G-N1, G-21, G-30 dan G-18 yang memiliki ketebalan minimum yang dapat terdeteksi. Sementara sumur G-N2 terdeteksi sebagai pasir dengan ketebalan minimum karena pada kurva regresi linear, titik data sumur G-N2 merupakan data yang memiliki eror tertinggi, tetapi keadaan tersebut masih dapat ditoleransi.

Dari respon log gamma-ray, interval horizon L3 masih mencirikan lingkungan pengendapan fluvial meandering untuk sumur-sumur yang mengandung pasir. Terlihat secara sekilas dari Gambar 4.26 b bahwa distribusi pasir mulai menempati daerah yang dulunya tidak ditemukan pasir, tetapi perlu dicermati bahwa ketebalan rata-rata pasir mulai berkurang dibandingkan dengan interval horizon L4 (Gambar 4.25 b dan 4.26 b). Hal ini disebabkan

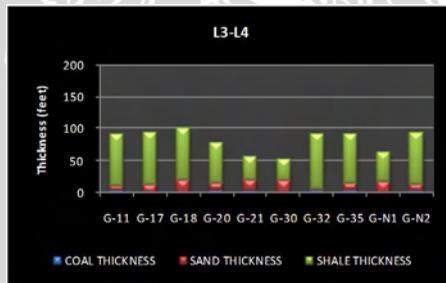
oleh peristiwa transgresi yang menyebabkan bertambahnya proporsi endapan lempung dan berkurangnya endapan pasir.

Peta kontak hidrokarbon pada Gambar 4.26 c memiliki pola yang sama dengan peta sebaran ketebalan reservoir. Potensi reservoir pasir yang mengandung hidrokarbon berada pada daerah sebelah barat daya (kompartemen III), barat laut (kompartemen II) dan tenggara (kompartemen IV) yang didominasi oleh gas. Potensi hidrokarbon pada sumur G-N1 dan G-17 di daerah utara memiliki porositas dengan nilai 15-20% dan 15-26% secara berturut-turut. Sementara daerah di sekitar sumur G-21 dan G-18 memiliki porositas 15-26%, tetapi tidak ada indikasi potensi hidrokarbon gas





(c)



(d)



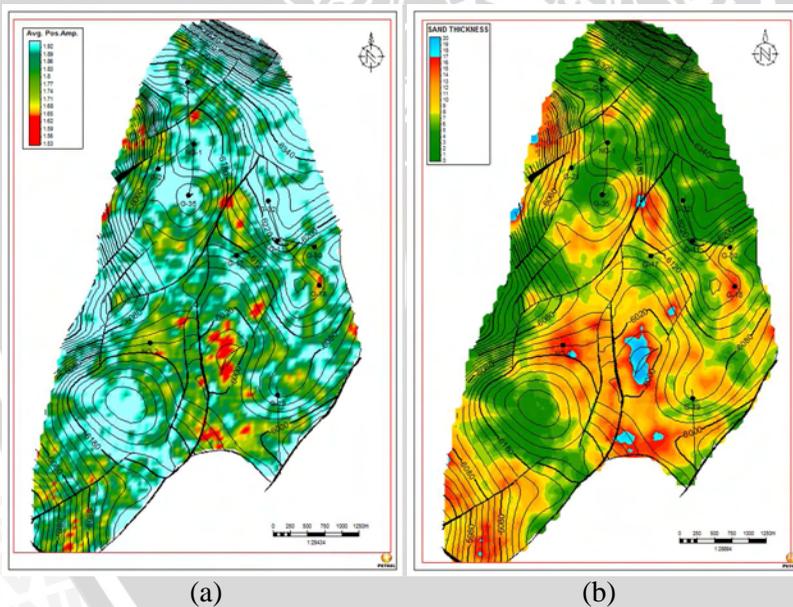
(e)

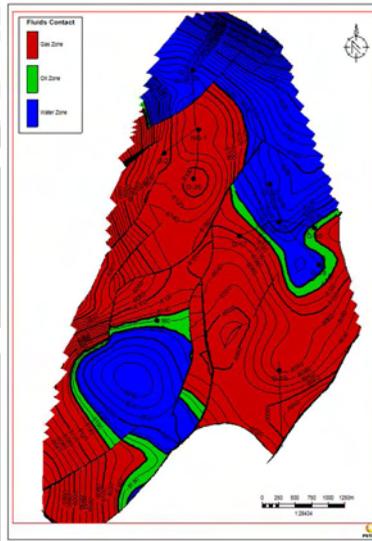
Gambar 4.26 Peta akhir horizon L3 (a) Peta atribut crossplot volume cut-off reservoir, (b) Peta ketebalan, (c) Peta kontak hidrokarbon, (d) Rasio ketebalan batu bara, batu pasir dan batu lempung, (e) Penampang sumur

4.8.3 Peta ketebalan reservoir horizon L2

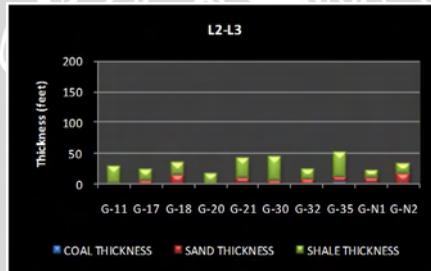
Reservoir pasir pada interval horizon L2 memiliki interval ketebalan 8-17 kaki dengan lebar window ± 40 kaki. Dari respon log gamma-ray diketahui bahwa pola pengendapan masih bercirikan pola fluvial meandering, terutama pada daerah timur dan selatan yang ditunjukkan oleh sumur G-18 dan G-N2 (Gambar 4.27 e). Hal ini senada dengan sebaran pasir yang ditunjukkan oleh Gambar 4.27 a dan b dengan sebaran dominan pada daerah tengah, barat daya dan tenggara. Sementara itu, dari Gambar yang sama, terlihat bahwa daerah utara dan barat peta didominasi oleh batu lempung yang dulunya terdapat sebaran batu pasir.

Daerah pasir pada selatan dan tenggara peta memiliki porositas 15-22% untuk daerah sekitar sumur G-N2 dan 15-27% di sekitar sumur G-18. Sejalan dengan sebaran porositas tersebut, indikasi reservoir hidrokarbon yang ditunjukkan oleh peta kontak hidrokarbon (Gambar 4.27 c) berada pada daerah tengah hingga selatan peta dan pada daerah barat daya (kompartemen II, III dan IV).

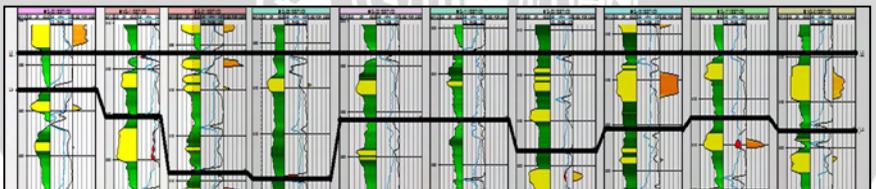




(c)



(d)



(e)

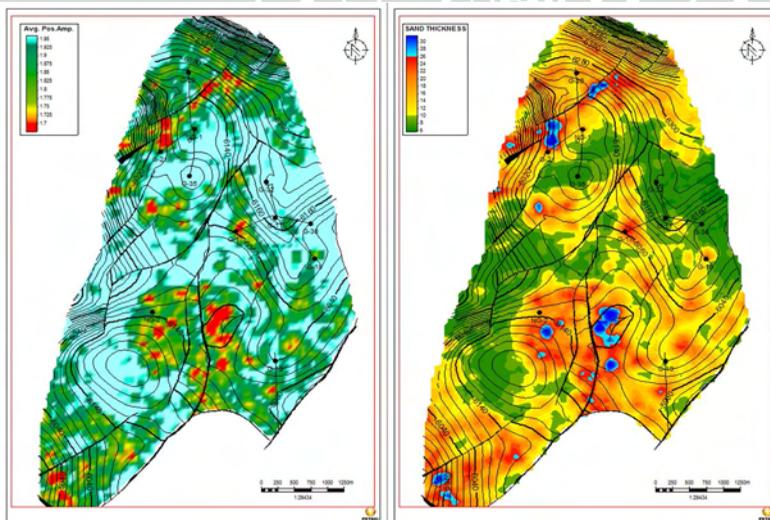
Gambar 4.27 Peta akhir horizon L2 (a) Peta atribut crossplot volume cut-off reservoir, (b) Peta ketebalan, (c) Peta kontak hidrokarbon, (d) Rasio ketebalan batu bara, batu pasir dan batu lempung, (e) Penampang sumur

4.8.4 Peta ketebalan reservoir horizon L1

Reservoir pasir yang ditunjukkan oleh Gambar 4.28 b memiliki ketebalan 10-24 kaki dengan lebar window yang sempit, yaitu ± 45 kaki. Pola pengendapan yang diidentifikasi dari respon log gamma ray, *neutron porosity* dan densitas masih menunjukkan pola yang sama dengan interval sebelumnya (Gambar 4.28 e). Pada masa ini, daerah utara mulai mendapat input sedimen pasir kembali dengan ketebalan rata-rata di atas 15 kaki. Sementara pada daerah ujung barat daya, selatan dan tenggara pengendapan batu pasir masih terus berlanjut.

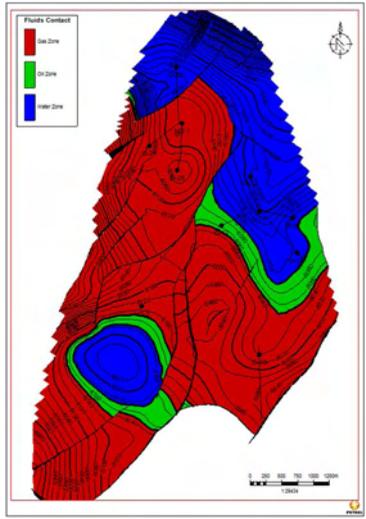
Daerah di sekitar sumur G-N1, G-20 dan G-21 memiliki porositas yang cukup baik dengan nilai 15-27% dan respon log neutron porositas dan densitas sumur G-N1 menunjukkan adanya indikasi hidrokarbon. Sementara pada daerah tenggara sumur G-18 dan G-17 daerah reservoir memiliki porositas yang bagus dengan nilai 20-27% (kompartemen IV).

Indikasi hidrokarbon yang ditunjukkan oleh peta kontak hidrokarbon (Gambar 4.28 c) dominan berada daerah tenggara dan ujung barat daya (kompartemen III). Sedangkan pada daerah barat laut potensi hidrokarbon mengikuti sebaran reservoir pasir yang tidak cukup luas.

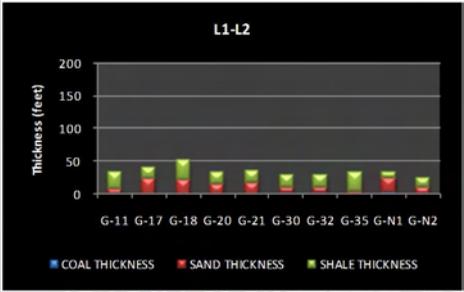


(a)

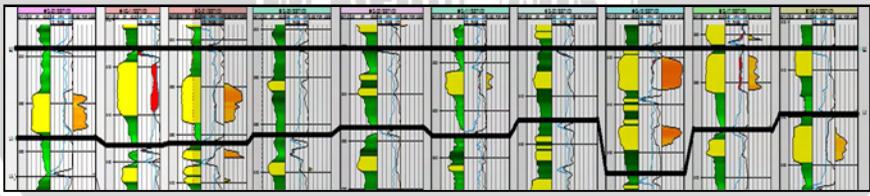
(b)



(c)



(d)



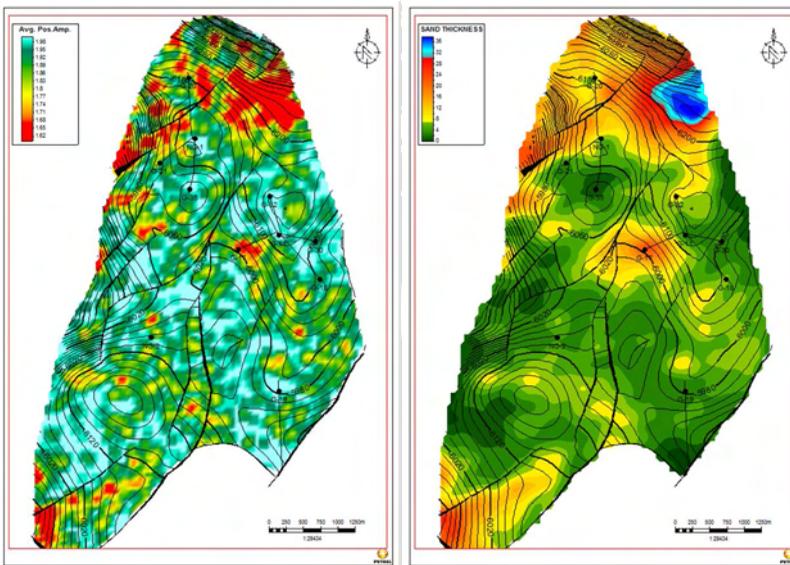
(e)

Gambar 4.28 Peta akhir horizon L1 (a) Peta atribut crossplot volume cut-off reservoir, (b) Peta ketebalan, (c) Peta kontak hidrokarbon, (d) Rasio ketebalan batu bara, batu pasir dan batu lempung, (e) Penampang sumur

4.8.5 Peta ketebalan reservoir horizon M4

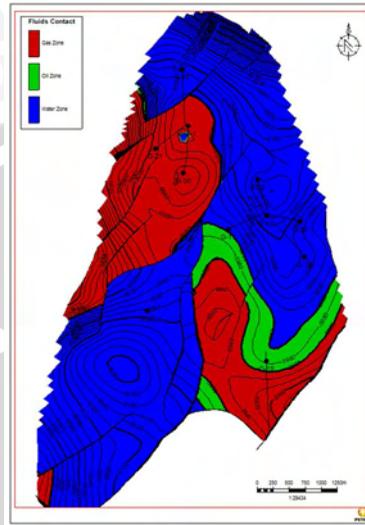
Reservoir pasir pada horizon M4 memiliki ketebalan 8-30 kaki. Pola pengendapan pada interval ini mulai mengarah pada pola daerah transisi fluvial-deltaic. Hal ini dicirikan dengan respon log gamma-ray dengan nilai yang rendah dan tipis serta penurunan densitas yang drastis yang mengindikasikan lapisan batu bara pada sumur G-N2, G-30, G-11, G-35, G-21 dan G-20 (Gambar 4.29 e). Hal ini diperkuat dengan sebaran batu pasir yang semakin rapat menuju daerah tinggian, sementara daerah yang relative rendah (bagian tengah peta) didominasi oleh batu lempung yang mengindikasikan semakin besar pengaruh transgresi terhadap pola pengendapan (Gambar 4.29 b).

Potensi hidrokarbon gas ditunjukkan oleh efek *cross-over* pada sumur G-N1 dengan porositas 15-26% dan G-17 dengan porositas 15-20%. Dengan melakukan korelasi dengan peta kontak hidrokarbon (Gambar 4.9 c) diketahui bahwa potensi yang mungkin berada pada daerah di sekitar utara sumur G-N1 (kompartemen II).

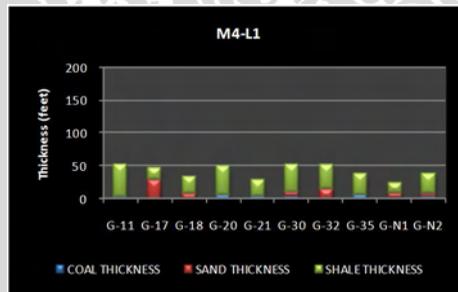


(a)

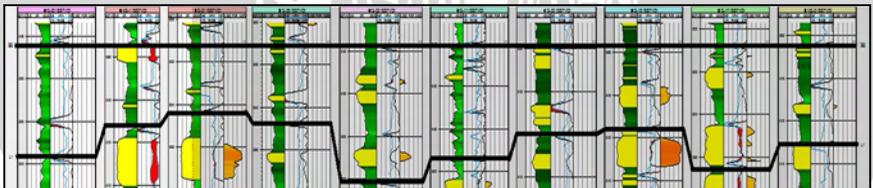
(b)



(c)



(d)



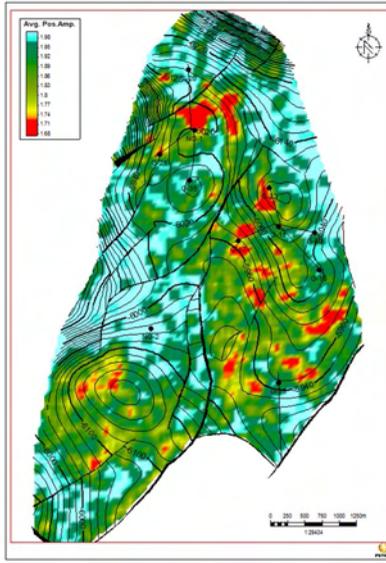
(e)

Gambar 4.29 Peta akhir horizon M4 (a) Peta atribut crossplot volume cut-off reservoir, (b) Peta ketebalan, (c) Peta kontak hidrokarbon, (d) Rasio ketebalan batu bara, batu pasir dan batu lempung, (e) Penampang sumur

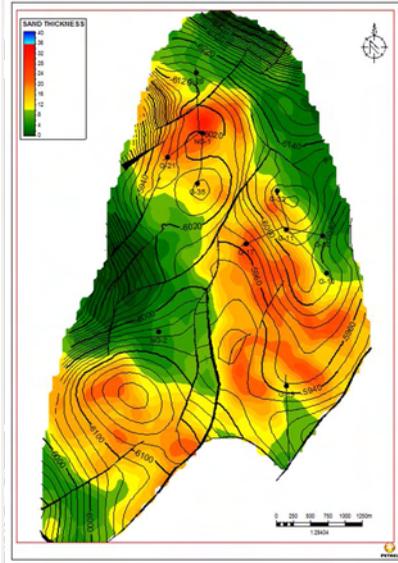
4.8.6 Peta ketebalan reservoir horizon M3

Reservoir pada horizon M3 memiliki ketebalan 10-40 kaki. Pada masa ini, pengendapan pasir mulai meningkat setelah sebelumnya sebagian besar daerah didominasi oleh batu lempung. Berdasarkan respon log gamma-ray, densitas dan neutron porositas daerah yang memiliki sebaran pasir pada Gambar 4.30 b memiliki lapisan yang tebal dengan hampir tidak ada kenampakan batu bara kecuali pada sumur G-21, G-35 dan G-N2 (Gambar 4.30 e). Ketiga sumur ini berada di bagian pinggir daerah sebaran pasir yang memiliki pola yang mirip dengan *distributary channel* pada delta. Oleh karena itu dimungkinkan bahwa pada batu bara yang muncul diendapkan di daerah pinggiran sungai yang merupakan perbatasan dengan daerah rawa. Sementara itu dengan ketebalan yang cukup tinggi dan pola sungai dengan arah barat laut-tenggara dimungkinkan input sedimen pasir yang cukup tinggi berasal dari tinggian di daerah utara daerah penelitian.

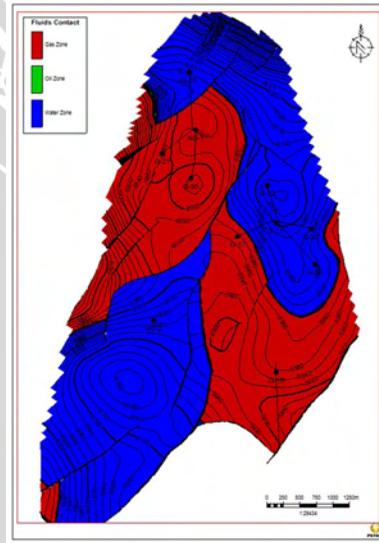
Daerah sebaran pasir yang diinterpretasikan sebagai *channel* memiliki potensi hidrokarbon gas yang cukup besar yang diindikasikan oleh efek cross-over pada setiap sumur yang dilewati oleh pola aliran sungai tersebut yang ditunjukkan oleh Gambar 4.30 e. Porositas pada pola aliran sungai tersebut tergolong baik dengan nilai pada kisaran 15-26%. Peta kontak hidrokarbon (Gambar 4.30 c) memberikan batasan yang lebih jelas lagi dengan memperlihatkan bahwa potensi reservoir yang mengandung hidrokarbon hanya berada pada aliran *channel* yang melintang dari barat laut ke tenggara, yaitu pada kisaran kompartemen II dan IV.



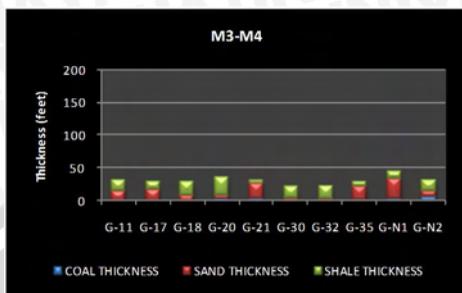
(a)



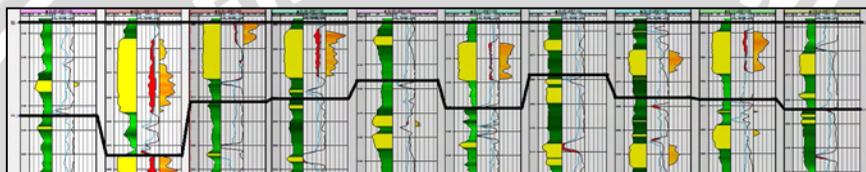
(b)



(c)



(d)



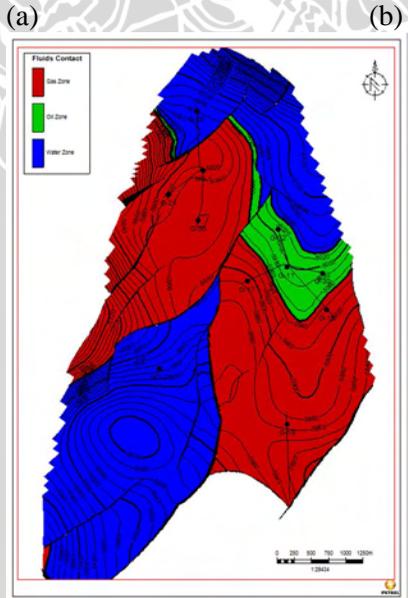
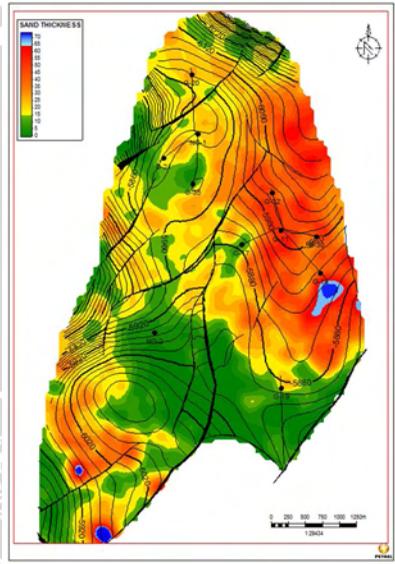
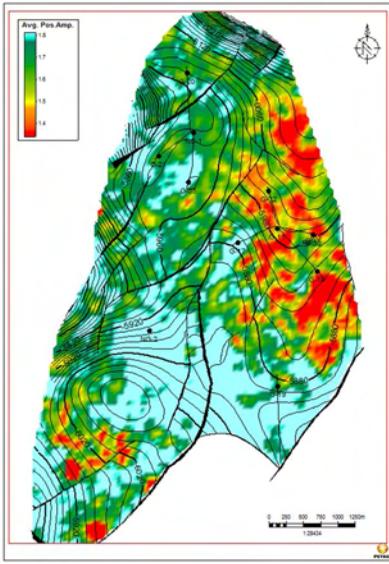
(e)

Gambar 4.30 Peta akhir horizon M3 (a) Peta atribut crossplot volume cut-off reservoir, (b) Peta ketebalan, (c) Peta kontak hidrokarbon, (d) Rasio ketebalan batu bara, batu pasir dan batu lempung, (e) Penampang sumur

4.8.7 Peta ketebalan reservoir horizon M2

Pada horizon M2, ketebalan reservoir yang terdeteksi memiliki nilai 15-60 kaki. Pada bagian timur peta (Gambar 4.31 b), tampak terjadi peningkatan input sedimen yang tinggi dengan rasio pasir lempung yang besar. Berdasarkan data log pada sumur G-20, G-N1, G-32, G-11 G-30, G-18 (Gambar 4.31 e), respon yang diberikan mirip dengan respon log untuk *distributary channel* yang diterbitkan oleh Fisher, 1969 pada Laudon, 1996. Endapan batu bara semakin sering ditemukan pada interval horizon ini dan ditemukan pada semua sumur yang menandakan semakin besar pengaruh transgresi dan pola pengendapan semakin bergerak menuju pola transisi.

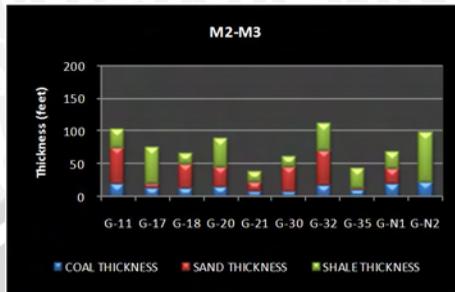
Potensi hidrokarbon ditemukan pada sumur G-N1, G-35, G-11, G-18 dan G-32 dengan porositas 15-23%. Lebih lajut lagi dengan menggabungkan informasi yang diperoleh dari peta kontak hidrokarbon (Gambar 4.31 c) diketahui bahwa potensi hidrokarbon berada pada kompartemen II dan IV.



(a)

(b)

(c)



(d)



(e)

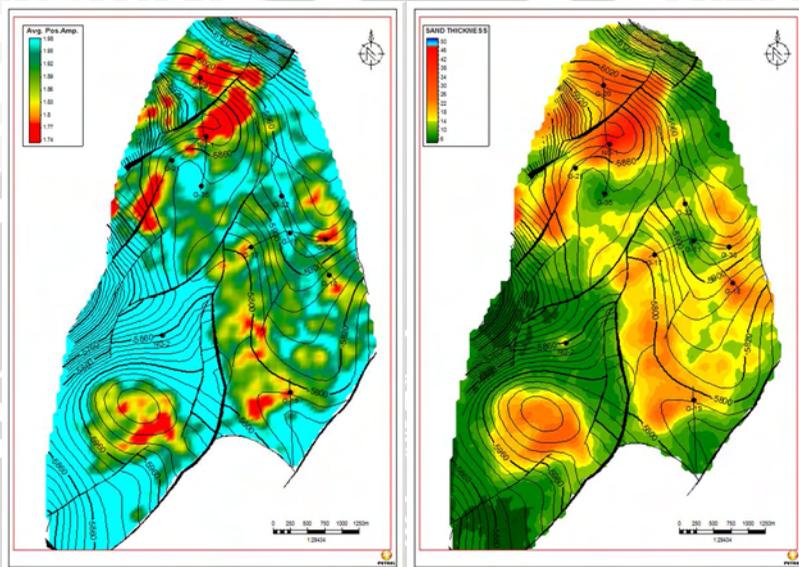
Gambar 4.31 Peta akhir horizon M2 (a) Peta atribut crossplot volume cut-off reservoir, (b) Peta ketebalan, (c) Peta kontak hidrokarbon, (d) Rasio ketebalan batu bara, batu pasir dan batu lempung, (e) Penampang sumur

4.8.8 Peta ketebalan reservoir horizon M1

Sebaran reservoir pasir pada interval horizon M1 memiliki ketebalan 15-50 kaki dengan window ± 90 kaki. Endapan lempung mulai mendominasi daerah timur dan barat daya peta (Gambar 4.32 b) yang sebelumnya didominasi oleh pasir. Hal ini mengindikasikan bahwa muka air laut semakin bertambah tinggi atau input sedimen pasir semakin berkurang. Sementara pola pengendapan pasir yang ditunjukkan oleh sebagian besar log (Gambar 4.32 e) masih sama dengan interval horizon sebelumnya dengan batu bara yang dijumpai pada semua sumur.

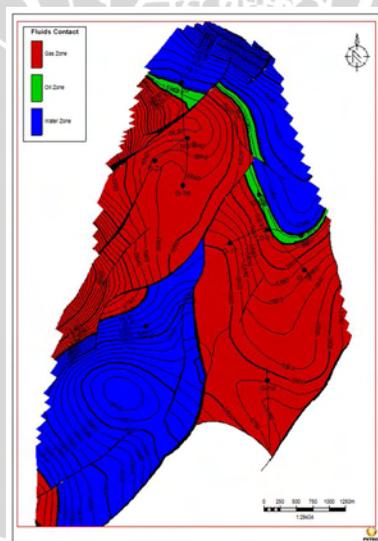
Kenampakan potensi hidrokarbon ditemukan pada sebaran pasir di utara (sumur G-20, G-N1 dan G-21) dan di tenggara pada sumur G17 dan G-18 dengan sebaran porositas yang baik, yaitu 15-30%. Hal ini diperkuat dengan kenampakan kontak hidrokarbon (Gambar 4.32 c) yang menunjukkan lokasi yang sama, yaitu pada kompartemen II dan IV. Sementara kenampakan pasir pada bagian barat daya peta (kompartemen III) yang merupakan daerah cekungan tidak mengindikasikan adanya potensi hidrokarbon pada peta kontak.

Hal ini sesuai dengan prinsip migrasi yang menyatakan fluida hidrokarbon akan bermigrasi menuju daerah tinggi.

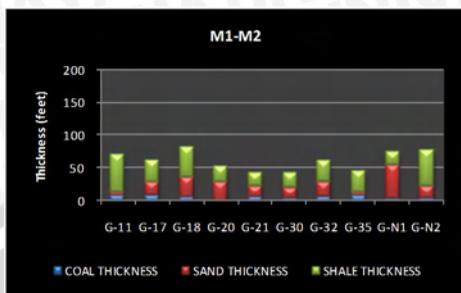


(a)

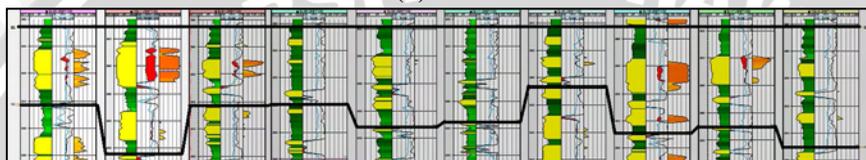
(b)



(c)



(d)



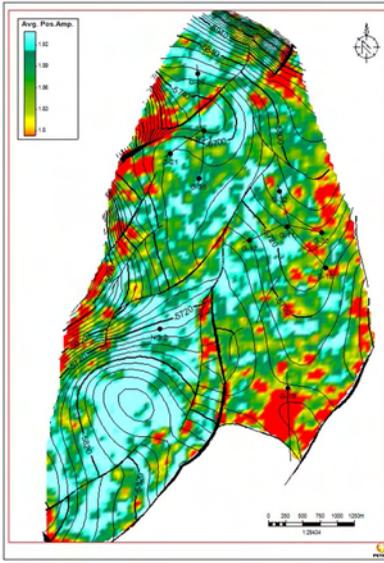
(e)

Gambar 4.32 Peta akhir horizon M1 (a) Peta atribut crossplot volume cut-off reservoir, (b) Peta ketebalan, (c) Peta kontak hidrokarbon, (d) Rasio ketebalan batu bara, batu pasir dan batu lempung, (e) Penampang sumur

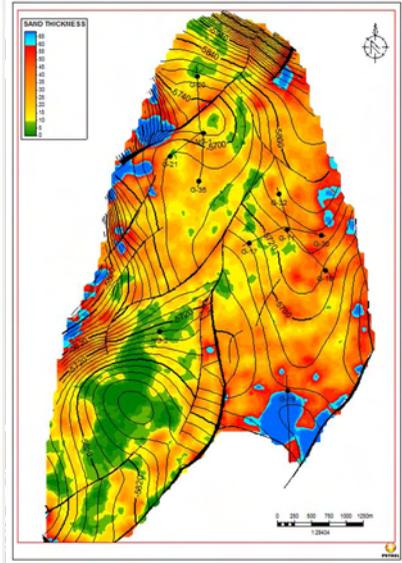
4.8.9 Peta ketebalan reservoir horizon U1

Reservoir pasir pada interval U1 memiliki ketebalan 15-60 kaki. Pada interval masa ini endapan pasir semakin meluas ke hampir seluruh daerah penelitian (Gambar 4.33 b), dengan juga bertambahnya endapan batu bara. Pola pengendapan yang nampak adalah *distributary channel* pada sumur G-20, G-N1, G-21 dan G-35 pada bagian utara (Gambar 4.33 e). Sedangkan pada bagian timur dan barat daya pola pengendapan berdasarkan respon log gamma-ray pada sumur G-N2, G-17, G-18, G-30, G-11 dan G-32 memiliki ciri pola *delta front* pada *distributary mouth bar*.

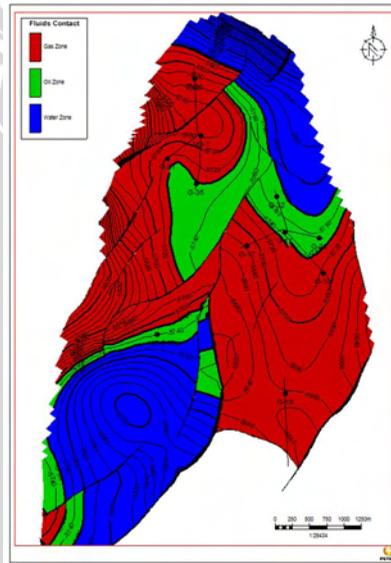
Potensi hidrokarbon berada pada daerah di sekitar sumur G-N1, G-20, G-30, G-11, G-30 dan G-17 dengan porositas 15-27%. Sebaran reservoir pasir yang lebih jelas dapat diperoleh dengan memadukan peta sebaran reservoir dengan peta kontak hidrokarbon (Gambar 4.33 c) dan diperoleh bahwa terdapat potensi yang paling besar di kompartemen I, II dan IV. Sementara potensi hidrokarbon berupa minyak pada kompartemen III hanya berada pada sisi-sisi di sebelah utara dan barat kompartemen saja.



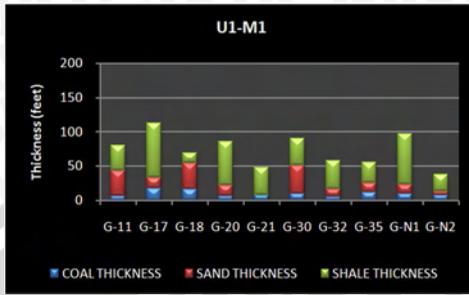
(a)



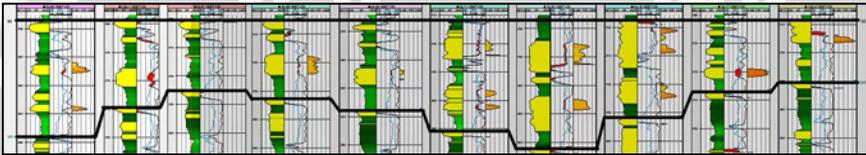
(b)



(c)



(d)



(e)

Gambar 4.33 Peta akhir horizon U1 (a) Peta atribut crossplot volume cut-off reservoir, (b) Peta ketebalan, (c) Peta kontak hidrokarbon, (d) Rasio ketebalan batu bara, batu pasir dan batu lempung, (e) Penampang sumur