

Bab III Karakterisasi Reservoir

Pada bab ini akan dibahas hasil analisis semua data yang tersedia meliputi analisis litofasies sampai interpretasi lingkungan pengendapan yang selanjutnya dimanfaatkan untuk melakukan zonasi reservoir dan menggambarkan penyebarannya.

III.1 Data

Data yang digunakan dalam karakterisasi reservoir terdiri dari data yang berasal dari sumur dan seismik. Kedua data yang akan digunakan tersebut berbentuk digital dengan format *.las* untuk data sumur dan *.segy* untuk data seismik.

Data log tali kawat yang terdapat di Lapangan TT berasal dari 29 sumur yang mencapai Kelompok Lapisan C. Dua sumur yaitu sumur TT-14 dan TT-27 memiliki data inti batuan akan tetapi hanya inti batuan dari sumur TT-27 yang masih tersedia untuk dideskripsi, sementara inti batuan dari sumur TT-14 hanya berupa laporan hasil analisis inti batuan (RCAL dan SCAL). Laporan deskripsi dan analisis inti batuan hanya tersedia pada inti batuan sumur TT-27. Seluruh data sumur yang ada di Lapangan TT dirangkum dalam Tabel III.1. Adapun data log yang tersedia dalam bentuk Las dirangkum dalam Lampiran III.2.

Data seismik pada Lapangan TT terdiri dari dua jenis yaitu seismik 2D dan 3D (Lampiran III.1). Data seismik tersebut meliputi seluruh bagian Lapangan TT. Data kecepatan gelombang di Lapangan TT mempunyai 3 jenis yaitu: *checkshot*, *vertical seismic profiling (VSP)*, dan *Stacking Velocity*. Data *checkshot* terdapat pada sumur TT-04, TT-05, dan TT-25 sedangkan pada sumur TT-27 terdapat data VSP. Dalam penelitian ini data seismik berperan sebagai data sekunder karena yang akan dipakai adalah hasil dari analisa struktural berupa peta struktur kedalaman dan analisis atribut berupa atribut impedansi akustik (AI).

Tabel III.1. Ketersediaan data pada Lapangan TT.

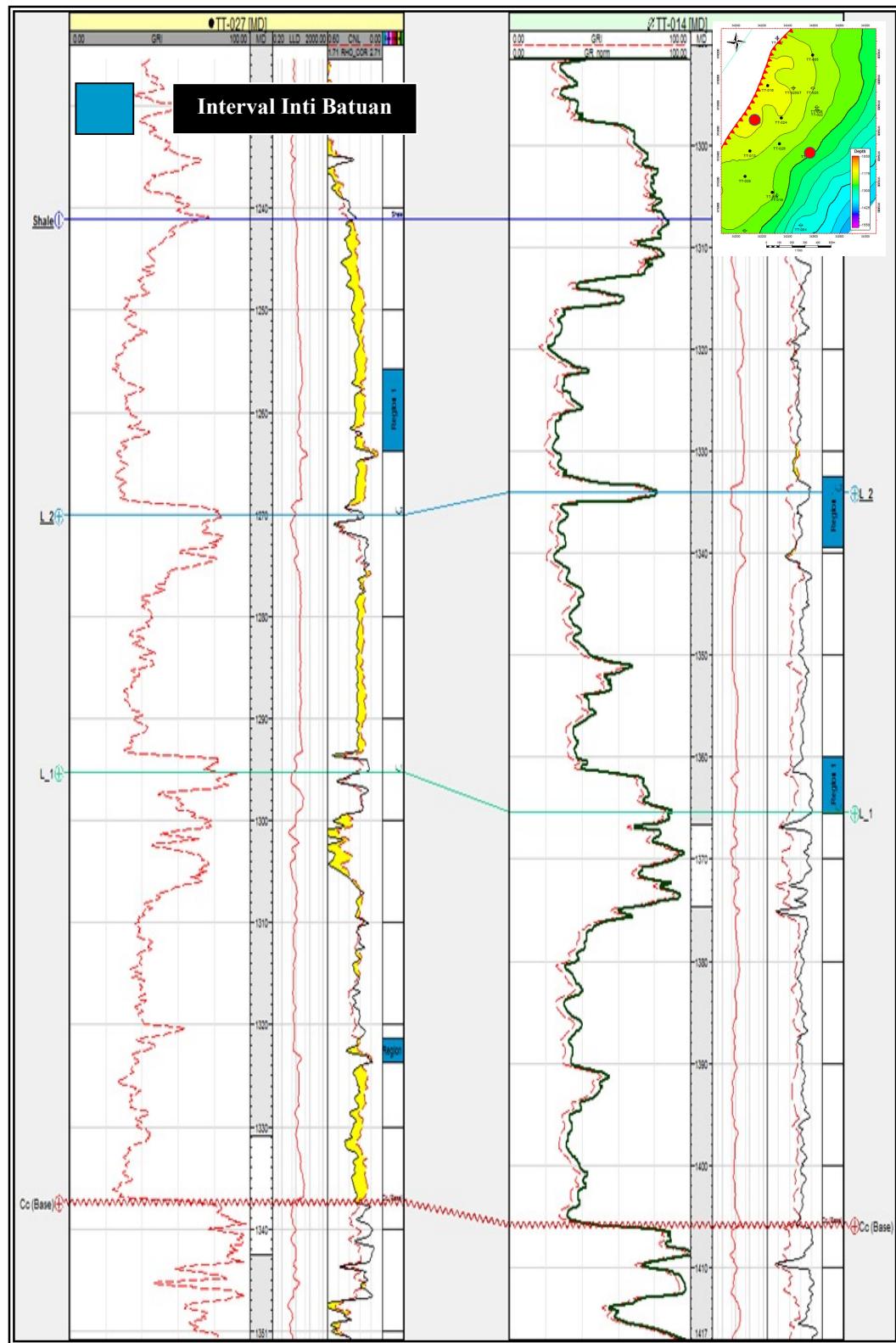
WELL	ANALYSIS			DESCRIPTION		MUD LOG	COMP LOG	LAS	SWC		CONV. CORE		WATER ANALYSIS	TEST	
	BIOSTRAT	SEDIMENT	FACIES	GEOCHEM	SWC				RCAL	SCAL	RCAL	SCAL		DST	PT
TT-001								v						v	
TT-002								v						v	
TT-003								v							
TT-004								v							
TT-005								v					v	v	
TT-006								v							
TT-007								v							
TT-008								v						v	
TT-009								v						v	
TT-010								v						v	
TT-011								v							
TT-012								v						v	
TT-013								v						v	
TT-014						v		v			v	v		v	
TT-015								v						v	
TT-016								v						v	
TT-017								v						v	
TT-018								v						v	
TT-019								v					v	v	
TT-020								v							
TT-021								v							
TT-022								v						v	
TT-023								v							
TT-024								v						v	
TT-025								v						v	
TT-026 st															
TT-027	v	v			v	v		v			v	v			
TT-028						v		v							
TT-029						v		v							

III.2 Analisis data sumur

Analisis sumur yang dilakukan meliputi deskripsi dan interpretasi inti batuan pada sumur TT-27, kalibrasi inti batuan dengan pola log, serta melihat pola penyebarannya keseluruhan sumur sehingga dapat diketahui lingkungan pengendapan. Selanjutnya dilakukan analisis petrofisika untuk mengetahui karakteristik reservoir pada semua sumur.

III.2.1 Inti batuan

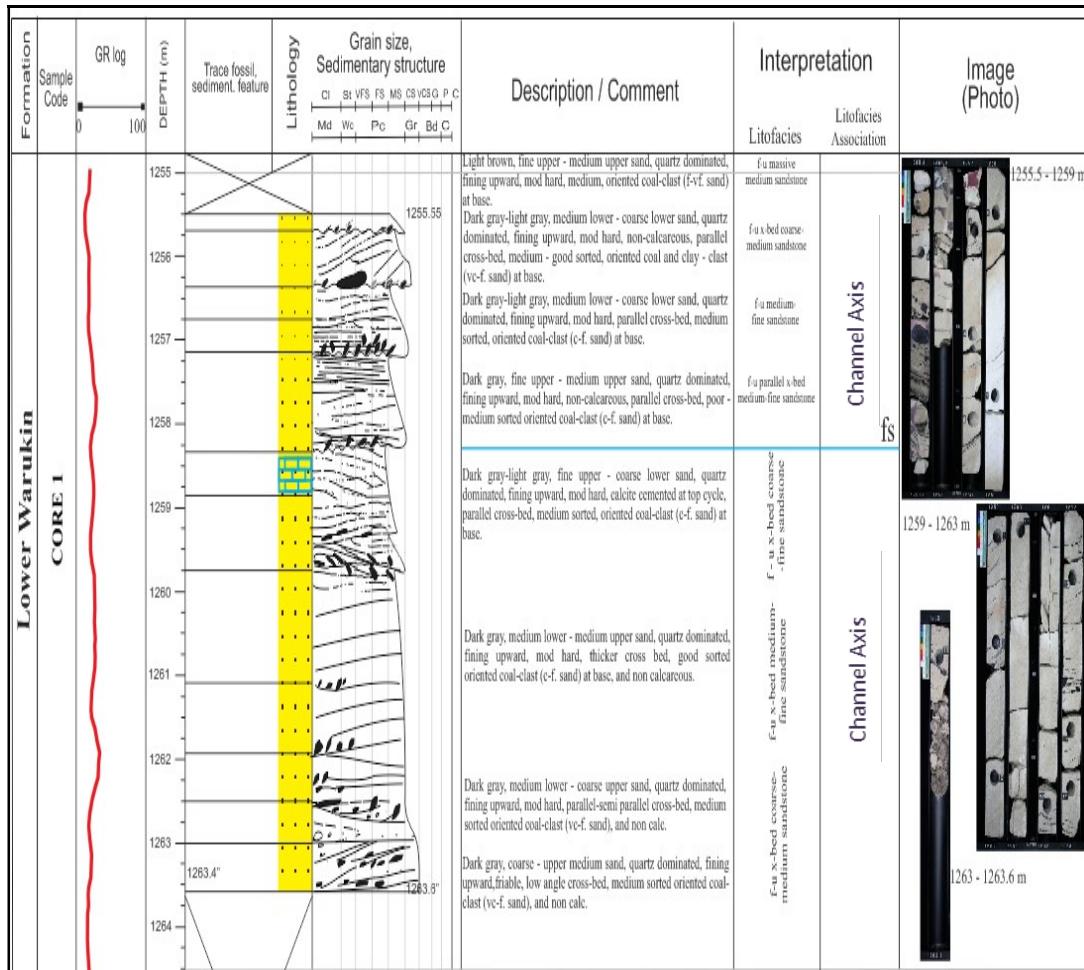
Data inti batuan yang tersedia pada sumur TT-27 terbagi menjadi 2 bagian yaitu inti batuan-1 yang berada pada interval Ca dengan kedalaman 1255.5 – 1263.6 m dan inti batuan-2 yang berada pada interval Cc dengan kedalaman 1321.5 – 1324.35 m (Gambar III.1). Data inti batuan yang tersedia pada sumur TT-14 berada pada interval 1335 – 1367.5 m termasuk dalam interval Ca dan Cb, namun tidak tersedia laporan deskripsi litologinya.



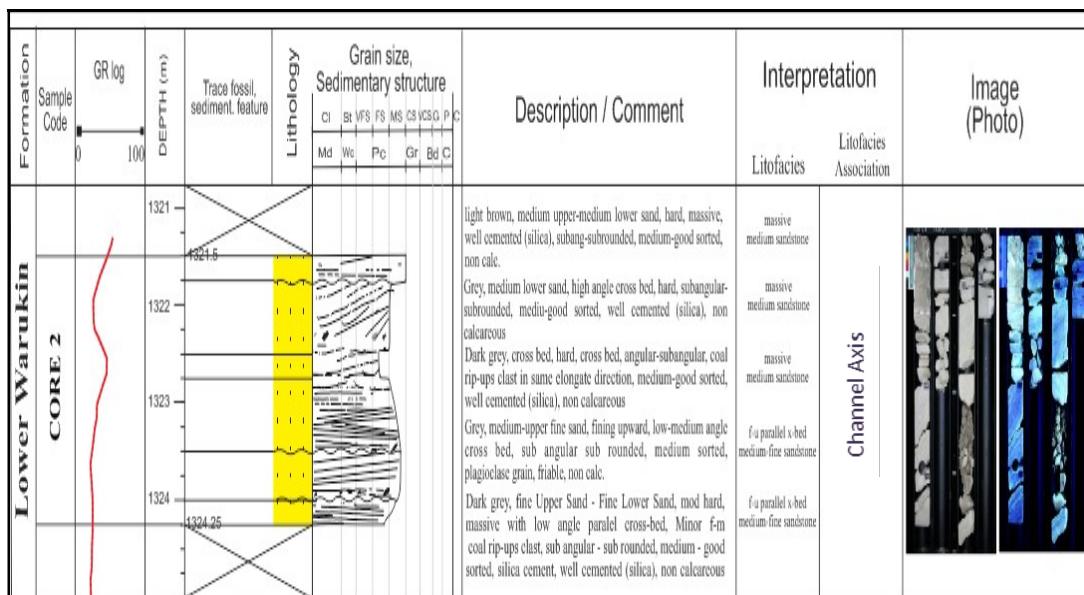
Gambar III.1. Posisi interval yang memiliki data inti batuan (kotak biru) di Sumur TT-27 dan TT-14 (titik merah pada peta indeks).

Pada inti batuan-1 secara umum dapat dibagi dalam 2 asosiasi litofasies yang dipisahkan oleh interval batupasir yang tersementasi oleh kalsit. Di atas dan di bawah interval yang tersementasi oleh kalsit litologi didominasi batupasir dengan ukuran butir pasir kasar – pasir sedang, bentuk butir menyudut – membundar tanggung, struktur sedimen menghalus ke atas dan *cross bed* yang semakin ke atas semakin tebal, dan pemilahan relatif baik. Kenampakan lain yang mencolok adalah terdapat pecahan batubara yang terendapkan sebagai fragmen batuan, butiran batubara ini umumnya terdapat di bagian bawah suatu siklus pengendapan yang menghalus keatas bersamaan dengan butiran lain seperti butiran betulempung. Bagian bawah siklus tersebut diinterpretasikan sebagai endapan lag yang terendapkan dibagian dasar suatu aliran sungai yang biasanya mencirikan pengaruh arus yg kuat. Arus yang kuat tersebut dapat ditandai juga dengan adanya kontak yang bersifat erosional. Arus tersebut secara perlahan akan semakin melemah sehingga pola litologi yang terbentuk akan menunjukkan pola ukuran butir yang menghalus keatas. Struktur sedimen *cross bed* terbentuk sebagai proses alami suatu aliran sungai berupa proses pengendapan kesamping (*lateral accretion*). Secara umum dominasi butiran kuarsa dengan semen silika serta tidak ditemukan adanya mineral glaukonit menunjukkan bahwa sungai ini berada pada lingkungan dengan kondisi pengaruh proses darat lebih dominan (Gambar III.2).

Inti batuan-2 memiliki panjang 2.75 m dan termasuk dalam interval Cc. Inti batuan ini secara litologi didominasi oleh batupasir yang berukuran pasir kasar-pasir halus, struktur sedimen *planar bedding, low angle parallel cross-bed*, gradasi perubahan ukuran butir menghalus keatas, dan bersifat non-karbonatan. Dari deskripsi tersebut terlihat adanya komposisi litologi serta struktur sedimen memiliki yang mirip dengan inti batuan-1 yang menunjukkan asosiasi litofasies *channel axis*. Sedikit perbedaan terlihat dari interpretasi energi pengendapan dimana pada inti batuan-2 terdapat struktur sedimen *planar bedding* sehingga dapat diinterpretasikan bahwa *channel axis* pada inti batuan-2 memiliki energi yang lebih tinggi dibandingkan dengan *channel axis* yang berada pada inti batuan-1 (Gambar III.3).



Gambar III.2. Hasil deskripsi dan interpretasi inti batuan-1 Sumur TT-27



Gambar III.3. Hasil deskripsi dan interpretasi inti batuan-2 Sumur TT-27

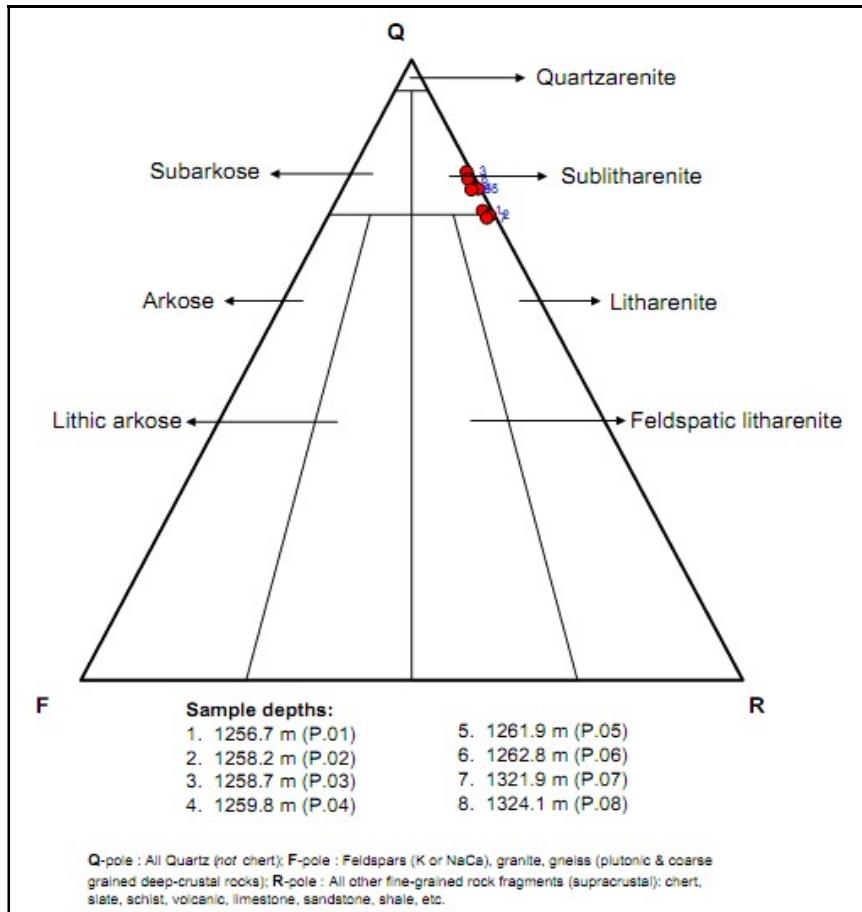
III.2.2 Sayatan tipis

Selain deskripsi dan analisis inti batuan secara megaskopis, dilakukan juga interpretasi terhadap hasil pengamatan mikroskopis pada sayatan tipis yang dilakukan oleh Lemigas. Terdapat 6 sayatan tipis yang diambil dari interval inti batuan-1 (interval Ca) dan 2 sayatan tipis diambil dari inti batuan-2 (interval Cc).

Hasil pengamatan sayatan tipis pada interval inti batuan-1 berdasarkan laporan Lemigas (2010) adalah sebagai berikut: ukuran butir berkisar 0.27 mm – 0.48 mm (pasir sedang), sortasi baik, bentuk butir menyudut sampai membundar, kontak antar butir adalah poin dan konkav-konvex. Butiran penyusun adalah dominan kuarsa monokristalin dan fragmen batuan. Fragmen batuan tersebut terdiri dari batuan sedimen dan metamorf serta sedikit fragmen yang berasosiasi dengan proses vulkanisme. Mineral autigenik utama adalah kaolinit dan ilit. Tipe porositas yang dominan adalah porositas intergranular.

Pada interval inti batuan-2 terdapat 2 sampel sayatan tipis pada kedalaman 1321.9m dan 1324.2m menunjukkan litologi batupasir secara umum berukuran butir 0.17-0.27 mm, terpisah sedang-baik, bentuk butir menyudut sampai membundar tanggung. Butiran penyusun didominasi kuarsa monokristalin, dengan sedikit fragmen batuan yang terdiri dari fragmen batuan sedimen dan metamorf. Mineral autigenik utama yang terdapat pada sayatan tipis adalah smektit dan kaolinit. Tipe porositas yang dominan adalah porositas intergranular.

Hasil pengamatan terhadap sayatan tipis tersebut diplotkan ke dalam diagram klasifikasi batupasir yang dibuat oleh Folk (1980), termasuk dalam jenis batupasir sublitharenite (Gambar III.4).

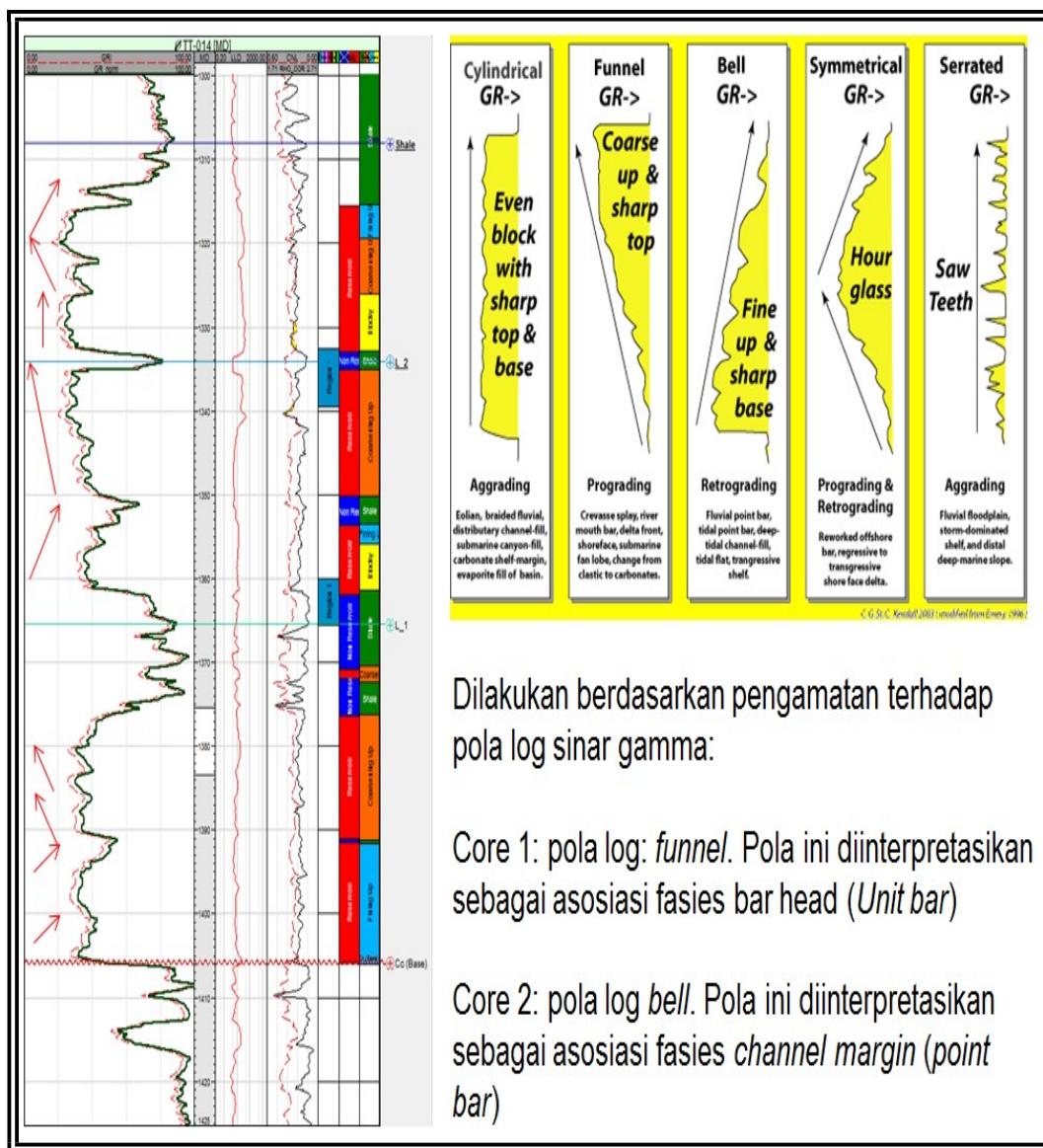


Gambar III.4. Plot hasil pengamatan terhadap sampel batupasir sumur TT-27 (Lemigas, 2010)

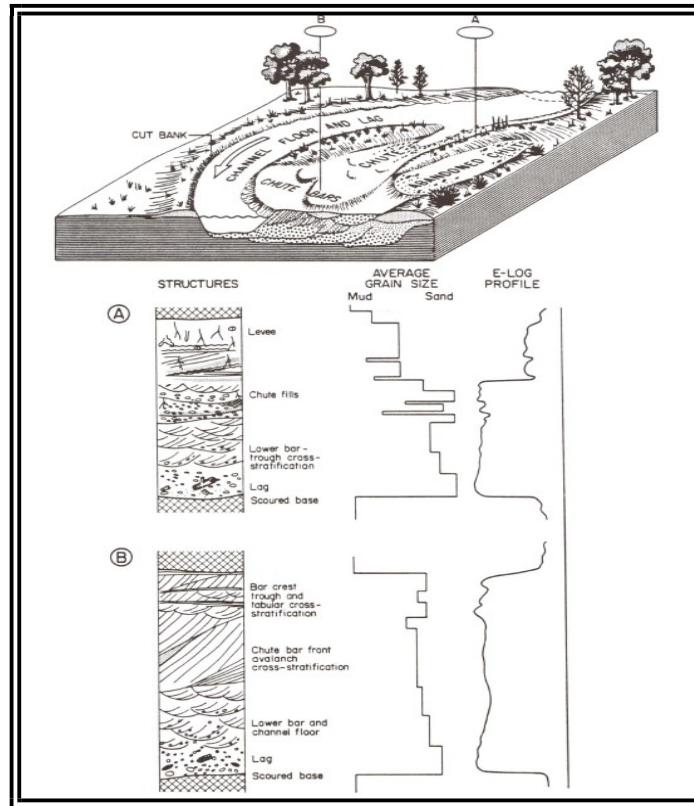
III.2.3 Integrasi hasil analisis inti batuan dan log (elektrofasies)

Proses selanjutnya adalah membandingkan antara asosiasi fasies dari pengamatan inti batuan pada sumur TT-14 serta TT-27 dengan respon pola log terutama log sinar gamma. Hal ini dilakukan agar untuk mendapatkan gambar elektrofasies yang akan menjadi acuan untuk menyebarkan fasies keseluruhan sumur. Pengamatan terhadap pola log terutama log *sinar gamma* (GR) menunjukkan terdapat 3 pola log yaitu *blocky*, *funnel*, dan *bell* sementara pengamatan inti batuan pada sumur TT-27 hanya menunjukkan satu asosiasi litofasies yaitu *channel axis*. Asosiasi fasies *channel axis* yang terlihat pada sumur TT-27 termasuk pola yang relatif *blocky* sehingga diinterpretasikan asosiasi fasies *channel axis* memiliki pola log yang relatif *blocky*. Asosiasi fasies lainnya dapat diinterpretasikan dari sumur TT-14 yang pada interval inti batuannya memiliki pola log GR yang berbeda dengan pola log pada sumur TT-27. Pola log pada

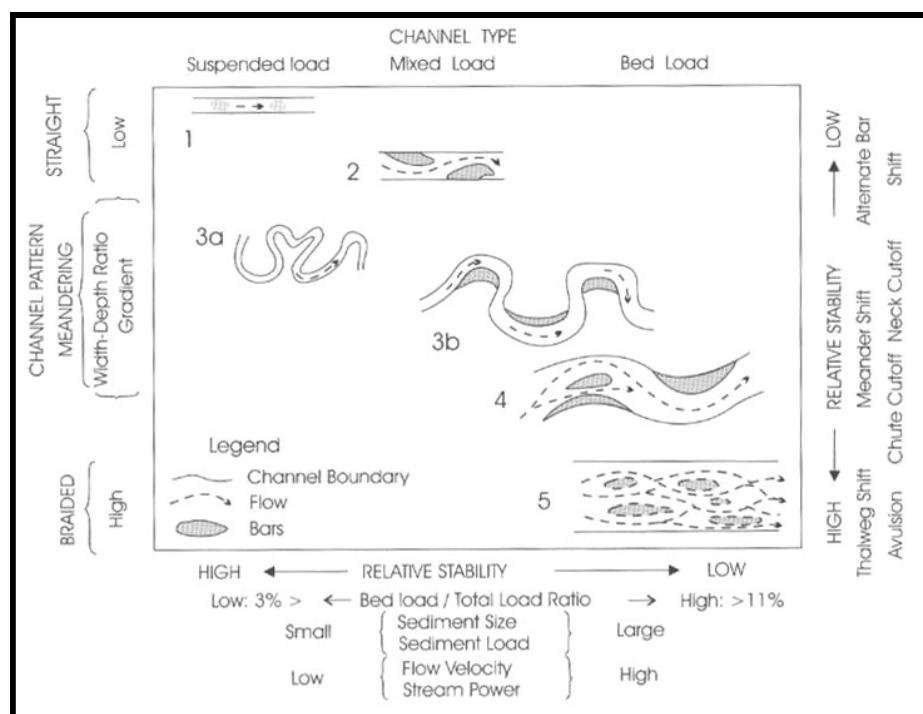
sumur TT-14 ada 2 yaitu berbentuk *funnel* dan berbentuk berbentuk *bell* (Gambar III.5). Pola log yang berbentuk *funnel* diinterpretasikan sebagai endapan *bar head* dan yang berbentuk *bell* diinterpretasikan sebagai *channel margin* sesuai dengan model yang dikemukakan oleh Galloway dan Hobday (1983). *Shale* pada lapangan ini didefinisikan sebagai semua interval yang mengandung nilai log volume *shale* diatas 45%.



Gambar III.5. Pola log sinar gamma pada sumur TT-14



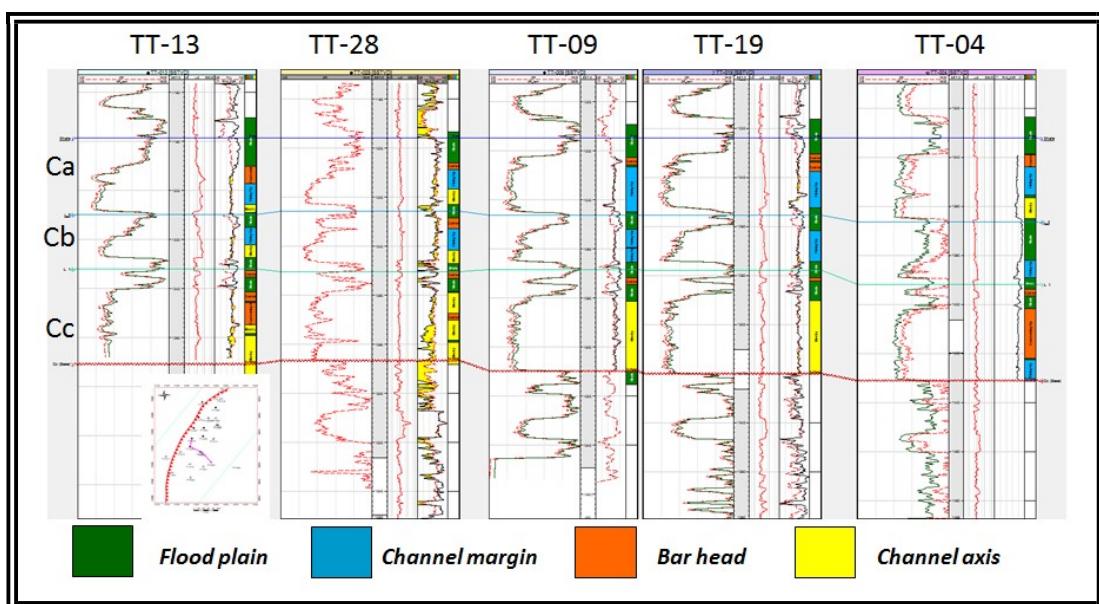
Gambar III.6. Model endapan pada lingkungan pengendapan fluvial (Galloway dan Hobday, 1983)



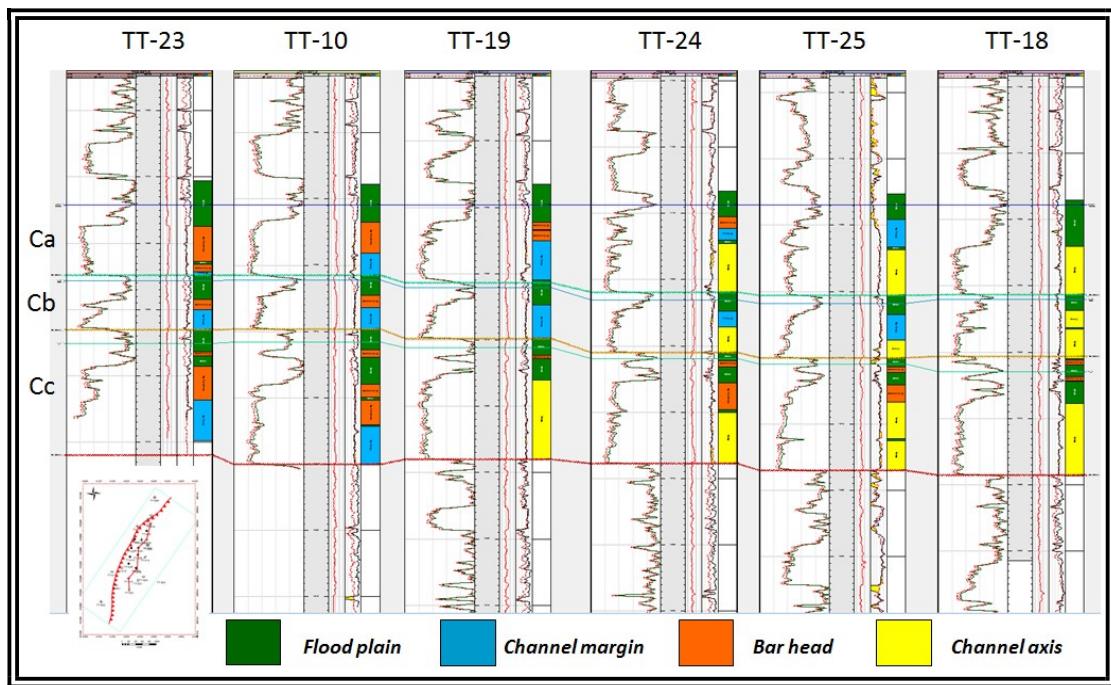
Gambar III.7. Klasifikasi sungai (Schum, 1981)

Dengan mengamati pola-pola ini pada semua sumur maka penyebaran asosiasi fasies pada Lapangan TT dapat dipetakan. Selain itu dengan membandingkan pola log pada setiap interval dengan pembagian jenis endapan fluvial oleh Schum (1981) pada gambar III.7 dapat simpulkan bahwa Lapisan Ca dan Cc adalah endapan *bedload channel* seperti yang ditunjukkan dengan angka 4 pada gambar III.7 dan Lapisan Cb merupakan tipe endapan *mixed load channel* (Gambar III.10).

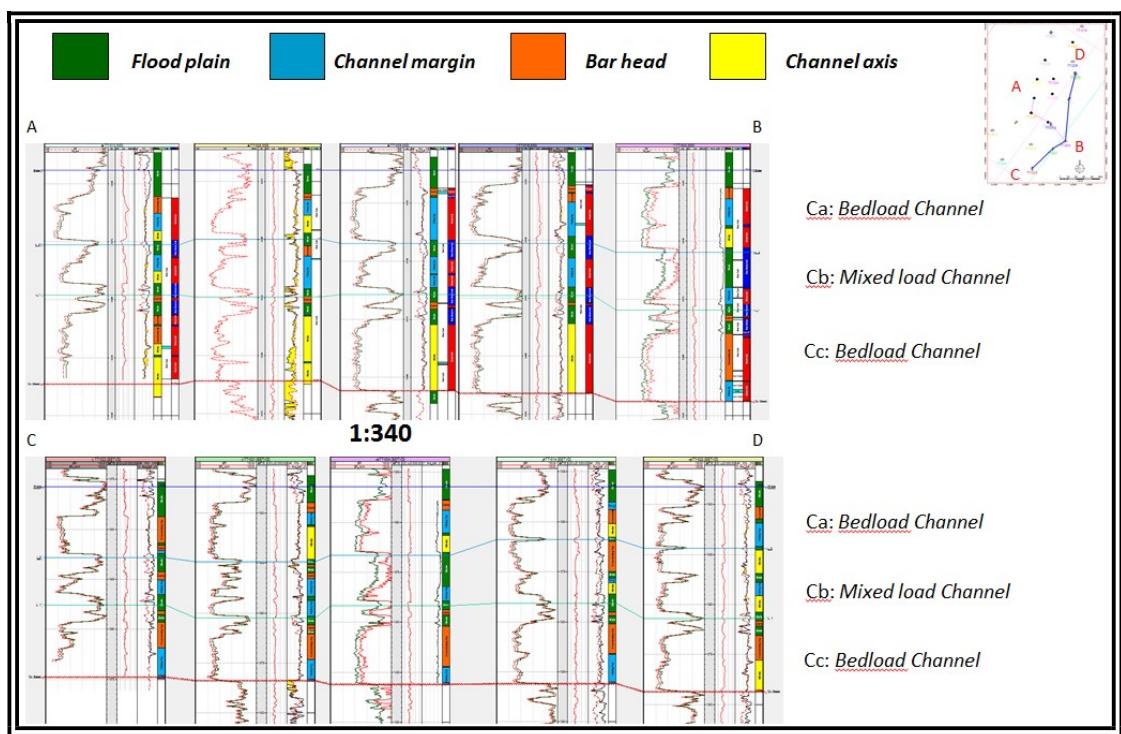
Berdasarkan korelasi kesemua sumur (Gambar III.8 dan III.9) pada interval Cc, asosiasi fasies *channel axis* menunjukkan pola menebal dibagian utara, sementara asosiasi fasies *channel margin* berkembang dibagian barat daya, dan asosiasi fasies *bar head* berkembang pada 2 lokasi dibagian tengah pada bagian atas interval Cc. Pada interval Cb pola penyebarannya masih menunjukkan pola yang sama dengan interval Cc, dimana *channel axis* menunjukkan pola yang semakin tebal kearah timur laut, *channel margin* berkembang dibagian barat daya dan *bar head* berkembang dibagian tengah. Pada interval Ca penyebaran *channel axis* menunjukkan pola yang menebal kearah utara – timur laut, sementara *channel margin* berkembang dibagian barat daya dan fasies *bar head* berkembang pada bagian tengah Lapangan. Analogi lingkungan pengendapan kelompok lapisan C dengan kondisi fluvial resen terlihat pada gambar III.11.



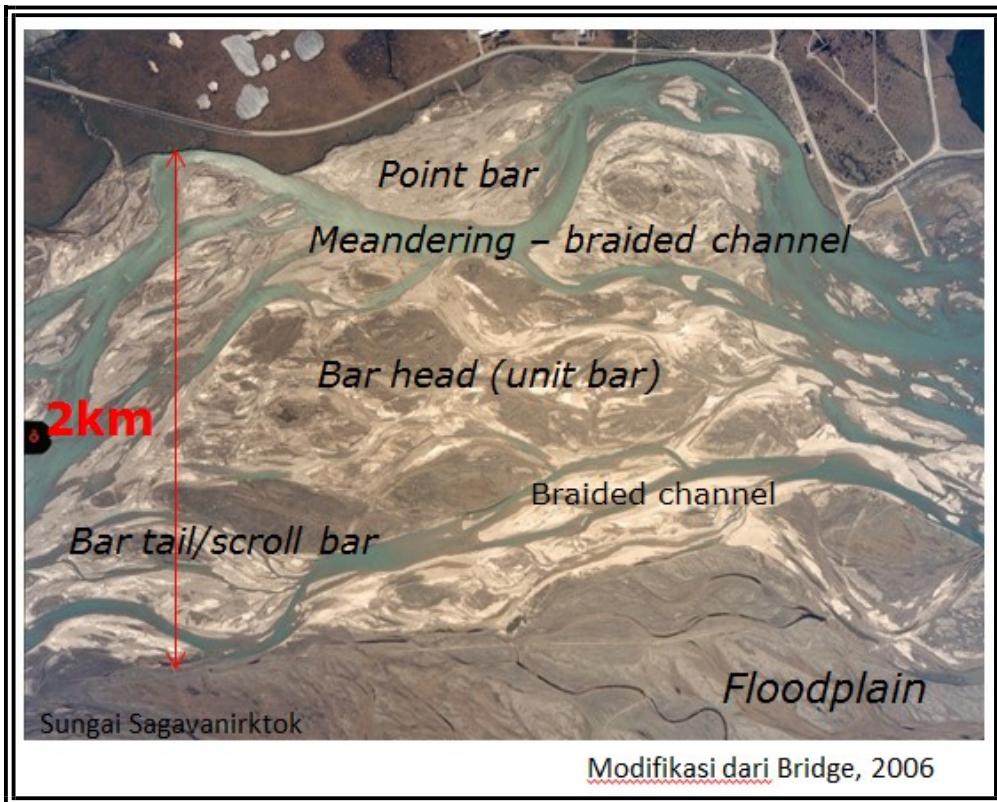
Gambar III.8. Korelasi fasies pada penampang berarah barat laut - tenggara



Gambar III.9. Korelasi fasies pada penampang berarah timurlaut - baratdaya



Gambar III.10. Pembagian tipe lingkungan fluvial pada kelompok lapisan C



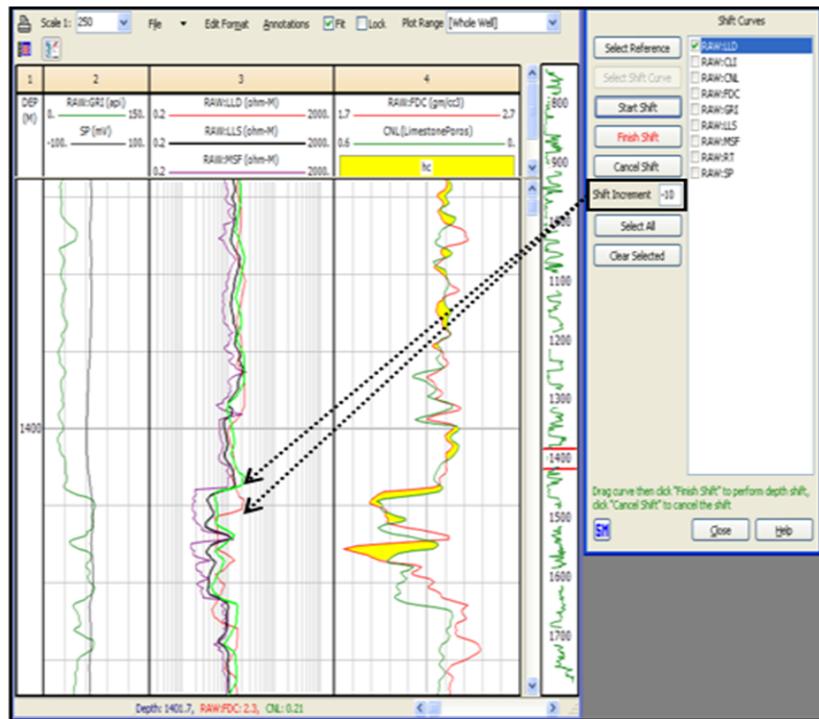
Gambar III.11. Analogi lingkungan pengendapan Lapangan TT

III.2.4 Analisis petrofisika

Analisis petrofisika dilakukan pada 27 sumur yang memiliki data log lengkap. Analisis ini dilakukan untuk mendapatkan nilai volume shale, porositas, permeabilitas, dan saturasi air.

III.2.4.1 Persiapan analisis log

Persiapan yang dilakukan meliputi pemeriksaan terhadap kualitas log, koreksi terhadap kondisi lingkungan dan normalisasi pada log GR. Persiapan lainnya adalah menandai bagian sumur yang kondisinya jelek (badhole) dan juga bagian mana dari sumur yang mengandung lapisan batubara. Hal ini akan sangat berpengaruh dalam perhitungan porositas



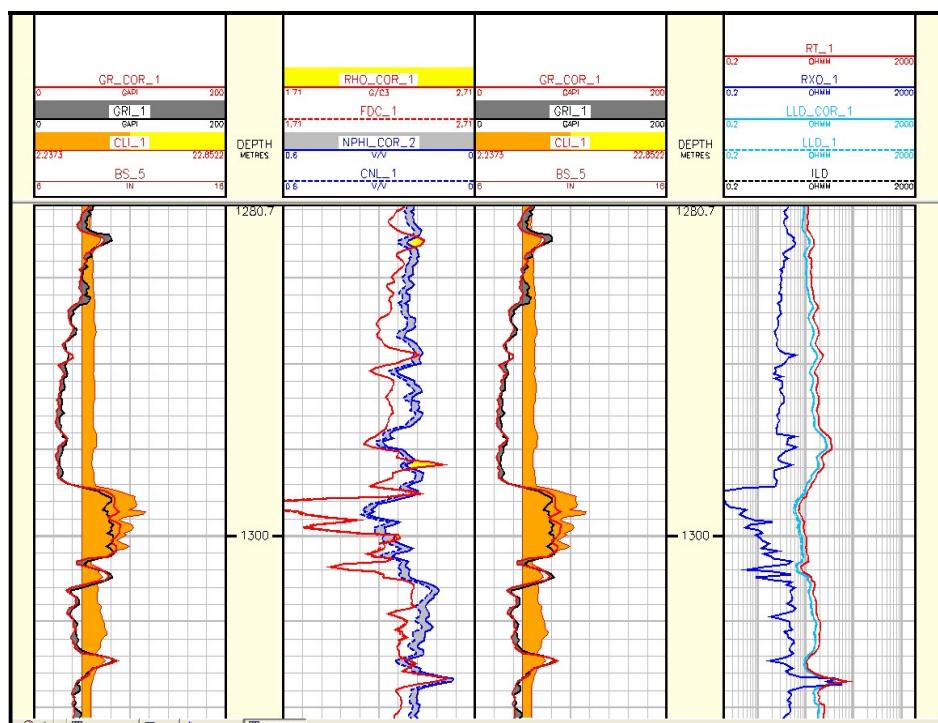
Gambar III.12. Koreksi kedalaman log LLD sebesar 1.5 m pada sumur TT-21

Hasil pengamatan awal pada keseluruhan data memperlihatkan pada sumur TT-21 terdapat anomali dimana log resistivitas menunjukkan nilai yang tinggi pada interval yang memiliki nilai log sinar gamma yang rendah dan begitu juga sebaliknya. Anomali ini konsisten disepanjang sumur sehingga untuk memperbaiki anomali tersebut maka log LLD harus digeser sebesar 1,5 m ke atas (Gambar III.12).

Selain itu diperlukan juga untuk mengubah log neutron yang masih dalam format lama yaitu masih dalam satuan count per-secon (CPS) pada sumur TT-02, TT-03, dan TT-04 menjadi format standar yang saat ini digunakan yaitu log porositas neutron (NPHI). Perubahan ini dilakukan dengan cara normalisasi penyebarannya (nilai maksimum dan minimum) dengan nilai maksimum dan minimum porositas neutron dari sumur lain menggunakan skala logaritmik. Secara umum proses konversi yang dilakukan dijelaskan dalam lampiran 3.5.

Tahapan berikutnya adalah melakukan koreksi terhadap semua log. Koreksi dilakukan dengan mengacu pada standar perusahaan yang melakukan akuisisi data

log pada Lapangan TT yaitu Schlumberger. Setiap log dikoreksi berdasarkan *chart* Schlumberger dan diaplikasikan untuk log sinar gamma, neutron, densitas, dan resistivity. Koreksi lingkungan ini perlu dilakukan karena adanya asumsi bahwa kondisi lingkungan antara satu sumur dengan sumur lain berbeda, seperti tipe lumpur yang dipakai, tipe alat, dan temperatur. Koreksi log secara lebih detail dijelaskan pada lampiran 3.6. Hasil koreksi lingkungan terhadap data log dapat dilihat pada gambar III.13.



Gambar III.13. Contoh hasil koreksi lingkungan pada Sumur TT-028

Setelah melakukan koreksi terhadap semua selanjutnya adalah melakukan normalisasi terhadap log GR. Tujuan dari normalisasi log adalah untuk menyamakan pola serta nilai GR akibat adanya perbedaan parameter alat yang digunakan tanpa mengabaikan informasi mengenai reservoir pada log tersebut. Penjelasan lebih detail mengenai normalisasi log GR terdapat dalam lampiran III.7.

Tahapan terakhir persiapan analisis data log adalah menandai kondisi lubang bor. Analisis ini bertujuan untuk menjadi indikator dari adanya ketidakakuratan

pembacaan oleh alat logging akibat kondisi lubang bor yang jelek. Parameter yang digunakan adalah log koreksi densitas (DRHO). Penjelasan lebih detail tentang hal ini terdapat dalam lampiran III.8.

III.2.4.2 Penentuan parameter Archie

Dasar dari penentuan nilai a, m, dan n adalah penurunan persamaan yang dikemukakan oleh Archie:

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{R_t \times \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

nilai a dan m didapat dari :

$$F_r = \frac{a}{\phi^m}$$

Dimana:

Sw: Saturasi air

a : faktor turtuositas

m : cementation eksponen

n : faktor saturasi

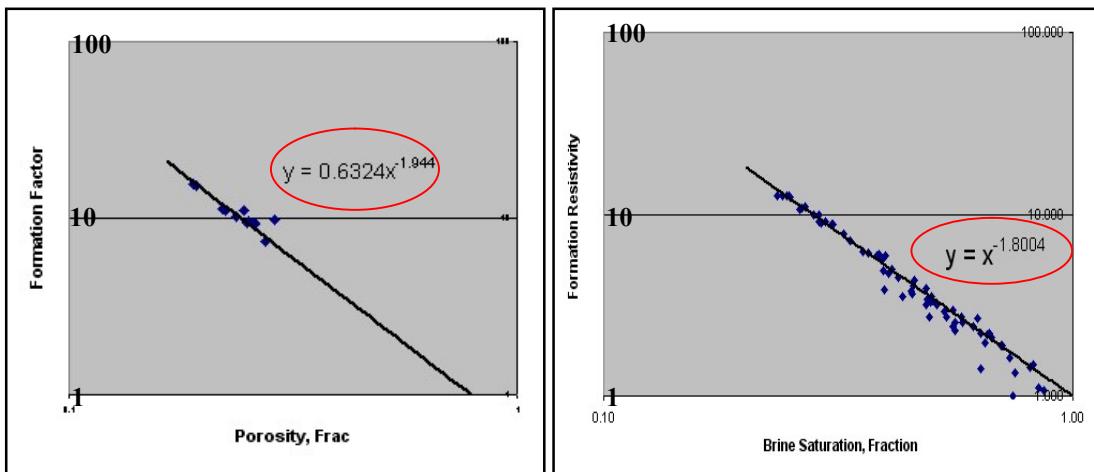
Rt : Resistivitas batuan yang sebenarnya (ohmm)

Rw: Resistivitas air (ohmm)

ϕ : Porositas

F : Faktor formasi

Penentuan nilai a dan m dapat dilakukan dengan cara membuat plot silang antara porositas hasil analisa inti batuan dengan faktor formasinya, yang datanya didapat dari hasil analisa inti batuan hasil laboratorium (SCAL). Sedangkan nilai n didapatkan dari plot silang nilai *Brine saturation* dan *Formation Resistivity* yang datanya di dapat dari hasil SCAL. Hasil yang didapat adalah a = 0.63, m = 1.9, dan n = 1.8. seperti yang dilihat pada gambar III.14.



Gambar III.14. Hasil plot silang untuk nilai a, m, dan n

Nilai m yang didapat (1.9) menunjukkan batuan ini termasuk ke dalam jenis batupasir *moderately cemented*, hal tersebut menunjukkan kesesuaian dengan hasil deskripsi inti batuan.

III.2.4.3 Perhitungan parameter reservoir

Perhitungan nilai yang menjadi parameter reservoir diawali dengan menghitung volume shale, selanjutnya dilakukan perhitungan porositas total dan efektif, saturasi air, dan permeabilitas.

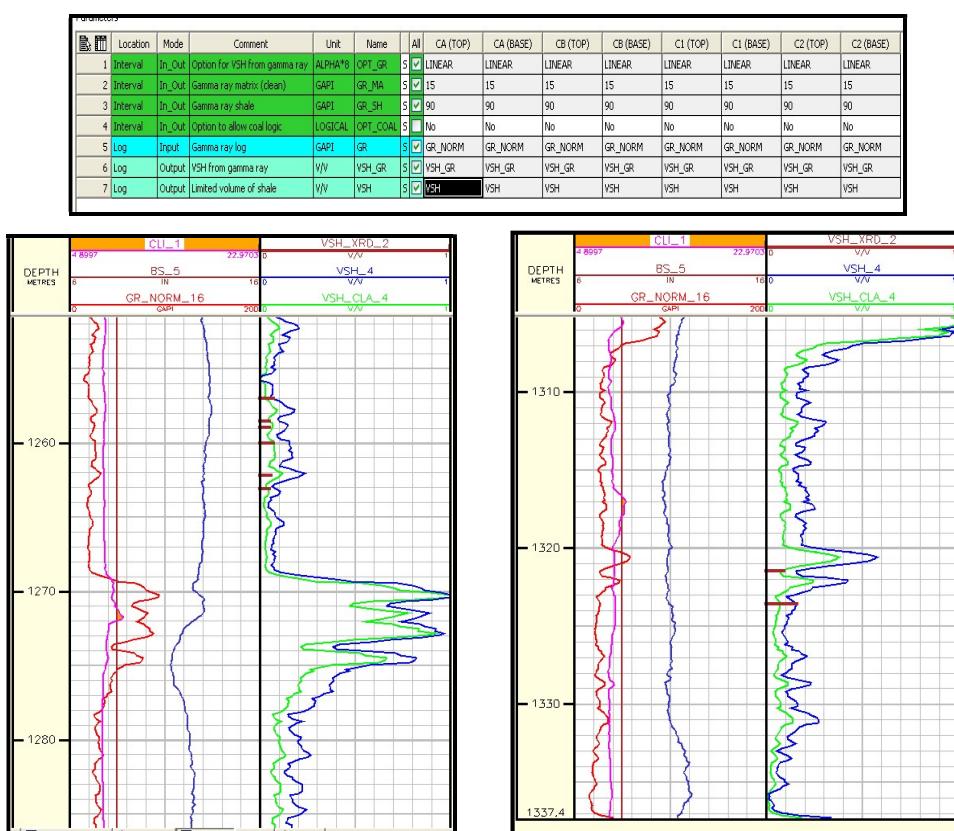
III.2.4.3.1 Perhitungan volume shale

Metode untuk menghitung kandungan *shale* dapat dilakukan pada beberapa hasil kurva log diantaranya menggunakan log sinar gamma, neutron - densitas, *Spontaneous Potential* dan lain sebagainya. Log sinar gamma dipilih untuk digunakan karena respon log ini tidak menunjukkan adanya anomali. Perhitungan harga volume *shale* (V_{sh}) dapat dengan menggunakan log sinar gamma. Persamaan awal yang digunakan untuk menghitung volume shale adalah menghitung *index sinar gamma* (IGR) adalah :

$$IGR = (GR - GR_MA) / (GR_SH - GR_MA)$$

Dimana: GR= log sinar gamma; GR_MA= nilai log sinar gamma pada matriks; dan GR_SH= nilai log sinar gamma pada *shale*

Selanjutnya untuk mendapatkan nilai volume *shale* dapat dilakukan dengan menggunakan beberapa metode transformasi seperti linear ($IGR=Vsh$), Clavier, Larionov, dan Steiber. Hasil perhitungan ini dikalibrasi dengan data *shale* dari analisis difraksi sinar X (XRD). Perhitungan volume *shale* dengan metoda linear menunjukkan hasil yang lebih cocok dengan hasil XRD yang ada, sehingga volume *shale* yang digunakan adalah hasil dari perhitungan metoda linear (Gambar III.15).



Gambar III.15. Parameter volume *shale* (atas) dan Log volume *shale* (VSH\garis biru) yang dikalibrasi dengan hasil XRD

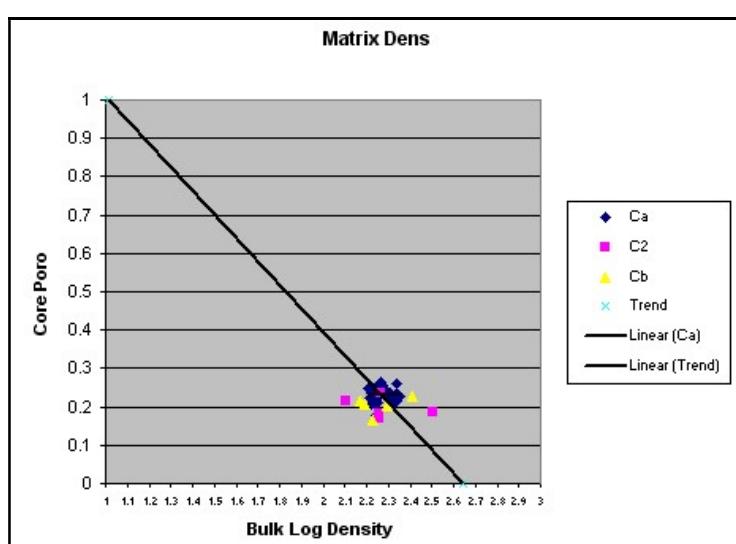
III.2.4.3.2 Perhitungan porositas

Ada beberapa metoda dalam penentuan porositas melalui kurva log seperti neutron, densitas, dan sonik, yaitu metoda porositas tunggal dan metoda porositas kombinasi. Pengamatan terhadap respon log neutron dan densitas terlihat adanya penyimpangan dari kedua kurva tersebut walaupun separasinya tidak begitu besar.

Sehingga untuk Lapangan TT penentuan harga porositas densitas diperlukan adanya koreksi.

Sebelum penetuan nilai porositas, harus ditentukan dulu parameter porositas *shale* yang akan digunakan pada gambar silang densitas-neutron. Parameter – parameter tersebut antara lain parameter densitas matriks, densitas air formasi, densitas *dry shale*, dan kemudian menentukan porositas total shale.

Densitas matriks dapat kita tentukan dari gambar silang porositas dari inti batuan dengan *bulk log* densitas. Hasil yang didapat untuk densitas matriks di lapangan ini adalah $\rho_{ma} = 2.645 \text{ g/cc}$ dan sesuai untuk matriks batupasir. Apabila garis garis densitas tersebut ditarik hingga porositas inti batuan di atas 1 maka akan dapat ditentukan densitas air formasi. Hasil yang didapat untuk lapangan ini adalah $\rho_w = 1.013 \text{ g/cc}$. Hasil dari gambar silang tersebut dapat dilihat pada Gambar III.16.



Gambar III.16. Plot silang porositas dari inti batuan (core poro) dengan nilai log densitas (bulk log density)

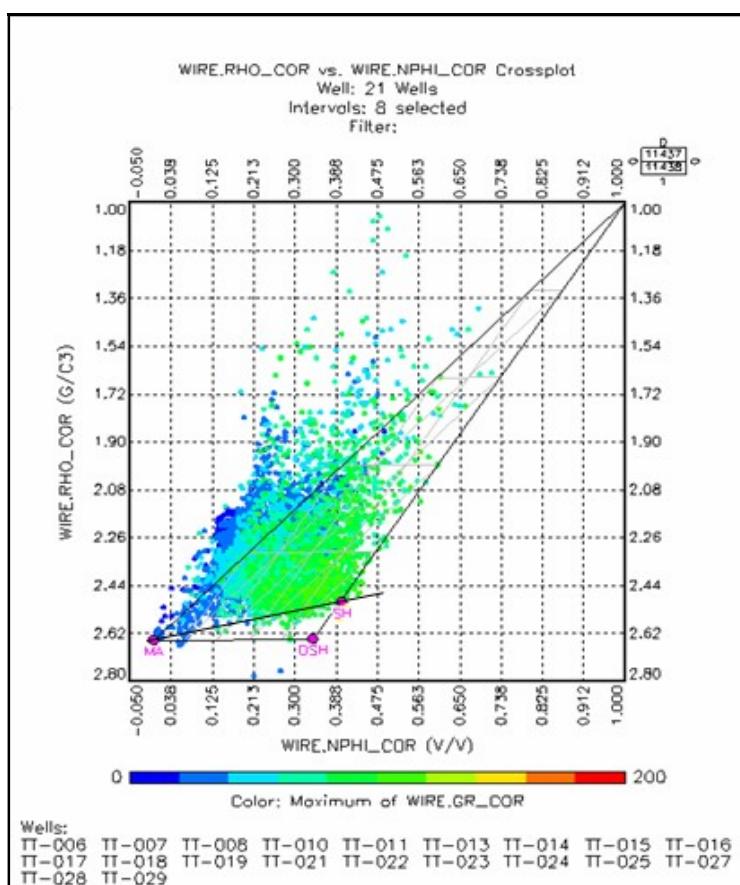
- *Densitas dry shale*

Harga densitas *dry shale* bisa didapatkan dari hasil analisa XRD. Pada hasil analisa XRD dapat dilihat jenis *clay* yang mendominasi sebagai nilai patokan.

Pada lapangan ini, jenis mineral lempung yang mendominasi adalah kaolinit yang mempunyai nilai densitas $\rho = 2.52 \text{ g/cc}$.

- Plot silang log densitas dan neutron

Hasil dari gambar silang log densitas – neutron digunakan sebagai parameter shale dalam penetuan porositas dengan cara setelah menentukan nilai densitas matriks, densitas air formasi, dan densitas *dry clay*, maka data-data tersebut dapat diplot ke dalam gambar silang Densitas-Neutron dan dapat dilihat pada Gambar III.17.



Gambar III.17. Plot silang log densitas (RHO_COR) – neutron (NPHI_COR)

Selain mencari parameter-parameter yang telah disebutkan di atas, kita juga akan mendapatkan parameter *densitas wet shale* (*psh*) dari hasil perpotongan garis *dry shale* dan garis porositas - nol dengan garis densitas matriks dengan mengikuti pola penyebaran data *shale* yang ada sehingga didapat nilai $psh = 2.50061 \text{ g/cc}$.

Setelah didapatkan parameter-parameter shale tersebut, kita dapat menghitung Porositas *total shale* dan porositas dengan metoda porositas densitas-neutron yang dikoreksi terhadap hidrokarbon.

Persamaan Porositas Total Shale:

$$\text{Phit_Sh} = \frac{(\rho_{\text{wet}} - \rho_{\text{dry}})}{(1 - \rho_{\text{Dry}})}$$

$$\text{PhiSh} = 0.084994.$$

Persamaan porositas densitas yang telah dikoreksi terhadap Vsh:

$$\text{PhieD} = \frac{(\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{b}})}{(\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{f}})} - V_{\text{sh}} * \text{Phit_Sh}$$

$$\text{PhitD} = \text{PhieD} + V_{\text{sh}} * \text{Phit_Sh}$$

Persamaan porositas efektif log densitas dan neutron:

$$\text{PhieDN} = \sqrt{\frac{(\text{PHID}^2 + \text{PHIN}^2)}{2}}$$

Selain itu, karena mempertimbangkan kandungan hidrokarbon yang terdapat pada Lapangan TT, maka perhitungan Porositas Densitas – Neutron perlu dilakukan koreksi terhadap hidrokarbon dengan nilai densitas minyak = 0.892.

Persamaan Porositas Densitas yang dikoreksi hidrokarbon:

$$\Delta \rho = \text{SHR} * \text{PhieDN} * A$$

Persamaan Porositas Neutron yang dikoreksi hidrokarbon:

$$\Delta \text{Nphi} = \text{SHR} * \text{PhieDN} * B * E$$

Dimana SHR adalah *saturasi residual hidrokarbon*, dan persamaan A, B dan E adalah sebagai berikut:

$$A = 1.07 * ((1.11 - 1.05 * \text{SALMF}) * \text{RHO_MF} - 1.15 * \text{RHO_HC})$$

$$B = (\text{RHO_MF} * (1 - \text{SALMF}) - 1.67 * \text{RHO_HC} + 0.17) / (\text{RHO_MF} * (1 - \text{SALMF}))$$

E = Faktor efek ekskavasi dari log Neutron.

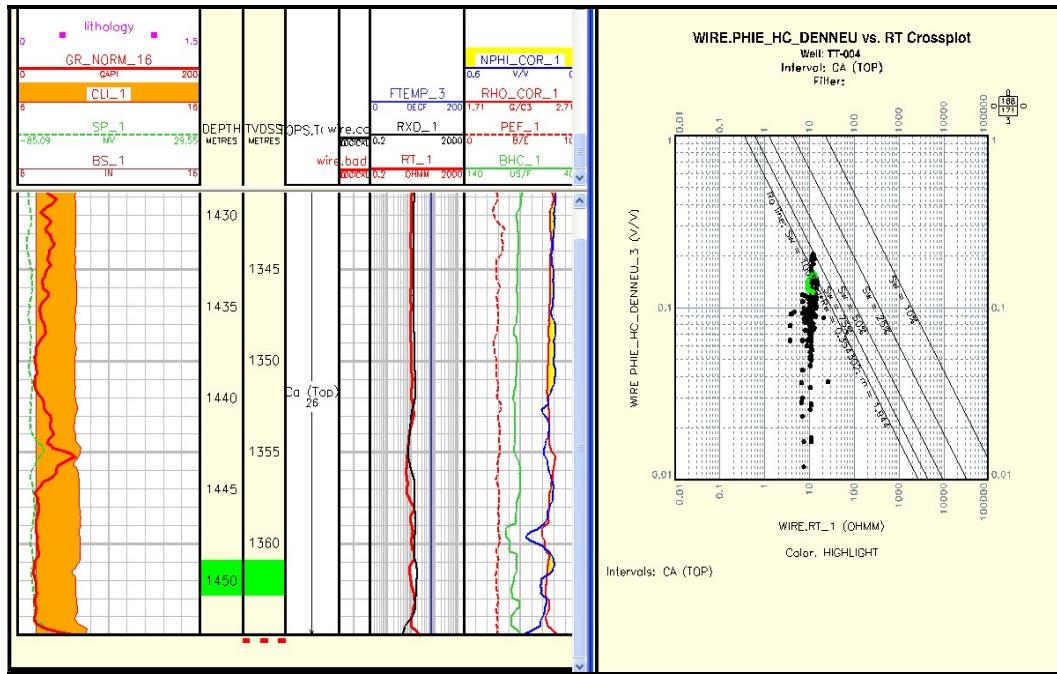
Setelah delta ρ dan delta NPHI didapat, maka porositas efektif hasil koreksi terhadap hidrokarbon dapat ditentukan menggunakan persamaan porositas efektif log densitas dan neutron. Dalam metoda porositas ini diperlukan parameter-parameter seperti nilai turtuositas (a), faktor sementasi (m), eksponen saturasi (n), dan nilai R_w . Hasil analisis ini adalah Log prositas yang diberi nama Log Phie dan Phit_Denneu.

- Penentuan nilai resistivitas air formasi (R_w)

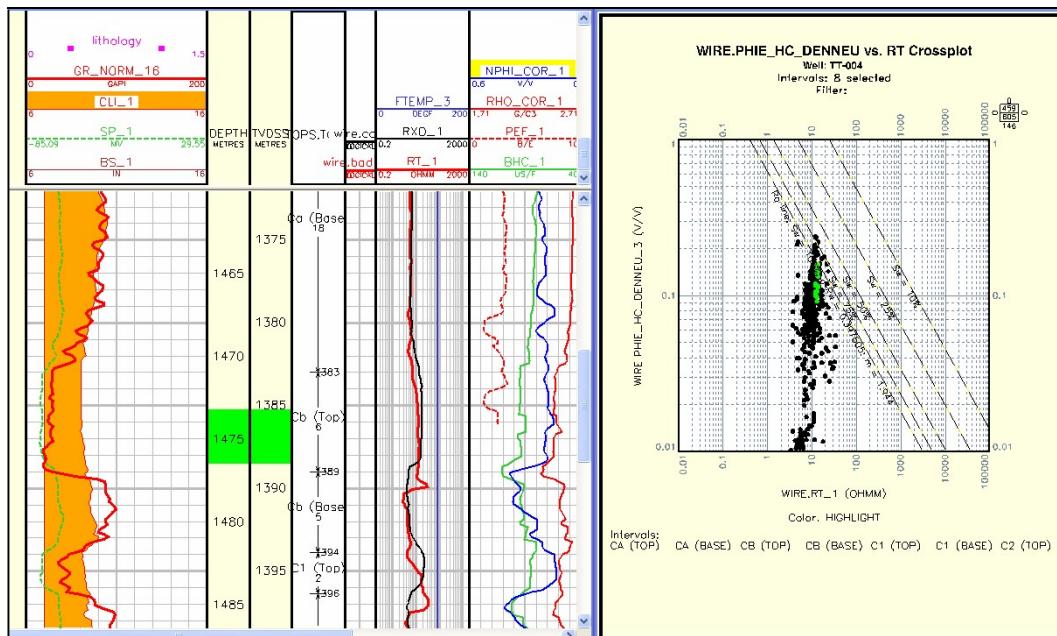
Penentuan resistivitas air formasi dilakukan melalui perhitungan kurva log R_t dan Pickett-plot pada masing-masing lapisan. Pada lapangan ini, kontak dibedakan pada tiap-tiap lapisan karena pada tiap zone mempunyai kedalaman zona air yang berbeda-beda. Penentuan kontak fluida pada tiap lapisan mempertimbangkan interval perforasi pada data produksi pada tiap lapisan. Proses penentuan kontak dibahas pada Lampiran III.10.

Hasil Picket-Plott pada tiap lapisan adalah sebagai berikut:

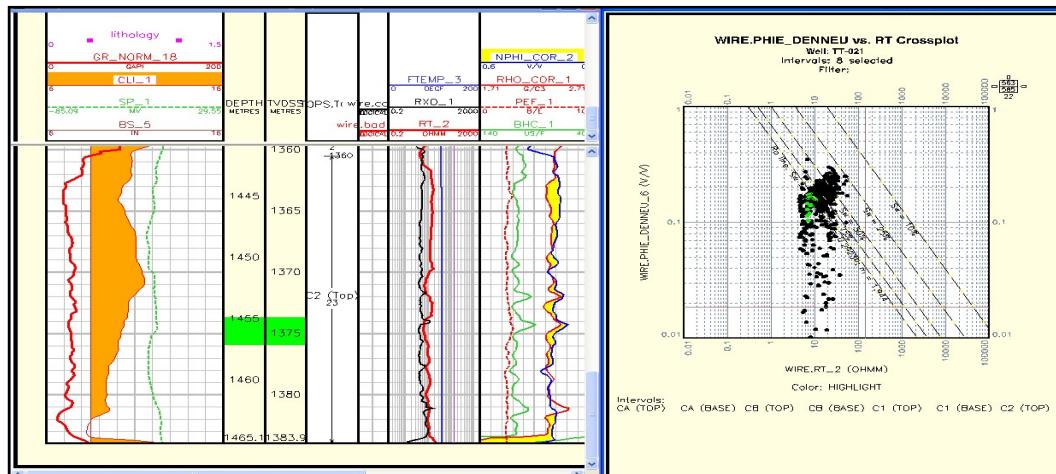
1. Lapisan Ca, diambil dari data sumur TT-04 pada interval 1361-1362 TVDSS.
Hasil R_w yang didapat adalah 0.56 pada suhu 131°F atau 0.92@77°F. (Gambar III.18).
2. Lapisan Cb, diambil dari data sumur TT-04 pada interval 1386-1388 TVDSS.
Hasil R_w yang didapat adalah 0.62 pada suhu 132°F atau 1.06 pada suhu 77°F. (Gambar III.19).
3. Lapisan Cc, diambil dari data sumur TT-21 pada interval 1374-1376 TVDSS.
Hasil R_w yang didapat adalah 0.46 pada suhu 116°F atau 0.68 pada suhu 77°F. (Gambar III.20).



Gambar III.18. Hasil Pickett Plot (plot antara log porositas: PHIE_HC_DENNEU dengan log resistivitas: RT) pada sumur TT-04 Zona Ca



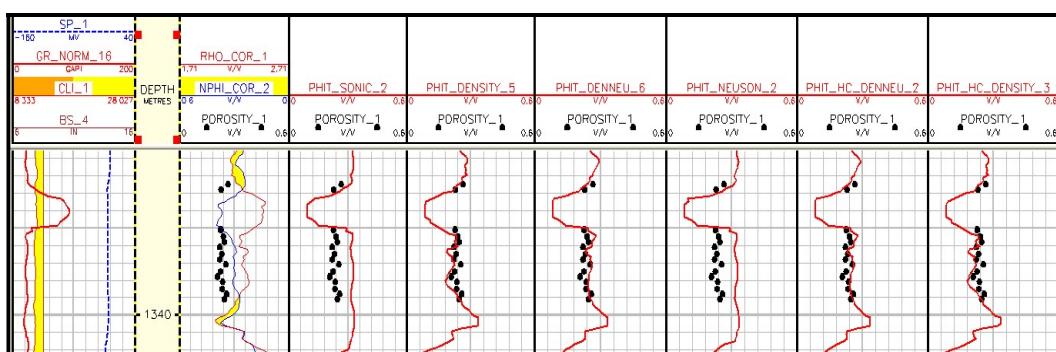
Gambar III.19. Hasil Pickett Plot (plot antara log porositas: PHIE_HC_DENNEU dengan log resistivitas: RT) pada sumur TT-04 Zona Cb



Gambar III.20. Hasil Pickett-Plot (plot antara log porositas: PHIE_HC_DENNEU dengan log resistivitas: RT) pada sumur TT-21 Zona Cc

- Kalibrasi Log Porositas dengan Porositas Batuan Inti

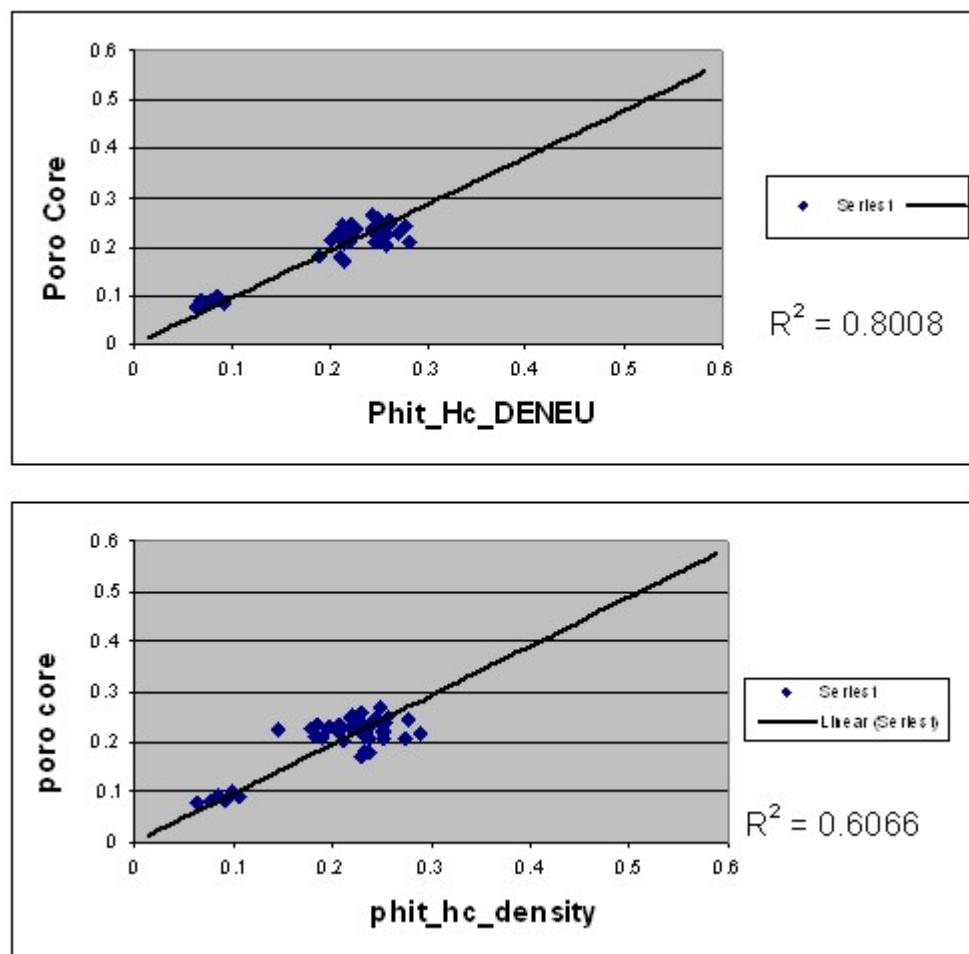
Setelah mendapatkan nilai porositas, maka hasil dari log porositas ini dikalibrasi dengan data porositas yang diukur pada batuan inti. Karena metoda penetuan porositas pada batuan inti menggunakan metoda injeksi gas helium, maka dapat disimpulkan bahwa porositas yang didapat adalah porositas total sehingga yang akan dibandingkan dengan porositas batuan inti adalah log porositas total. Perbandingan perhitungan porositas dari berbagai metode dengan porositas inti batuan dapat dilihat pada gambar III.21.



Gambar III.21. Perbandingan nilai porositas dari log dari berbagai metode (garis merah) dengan porositas inti batuan (titik hitam) pada Sumur TT-14

Dari gambar diatas terdapat dua metode perhitungan porositas log yang paling cocok dengan nilai porositas dari inti batuan yaitu yang menggunakan perhitungan

berdasarkan log densitas dan berdasarkan kombinasi log densitas dan neutron. Untuk memilih mana yang paling baik diantara kedua metode tersebut, dibuat plot silang keduanya dengan data porositas inti batuan, dan yang menunjukkan koefesien korelasi yang paling bagus adalah perhitungan yang menggunakan kombinasi log densitas dan neutron (gambar III.22).



Gambar III.22. Plot silang antara perhitungan porositas dari data log densitas - neutron (atas) dan data densitas (bawah) dengan porositas inti batuan.

III.2.4.3.3 Perhitungan saturasi air

Terdapat beberapa metode yang dapat dipakai dalam perhitungan saturasi air, diantaranya adalah rumus dasar saturasi yang dikemukakan oleh Gus Archie, rumus modifikasi saturasi oleh Simandoux, rumus modifikasi saturasi model Indonesia, dan beberapa metode lainnya. Melihat dari hasil perhitungan volume

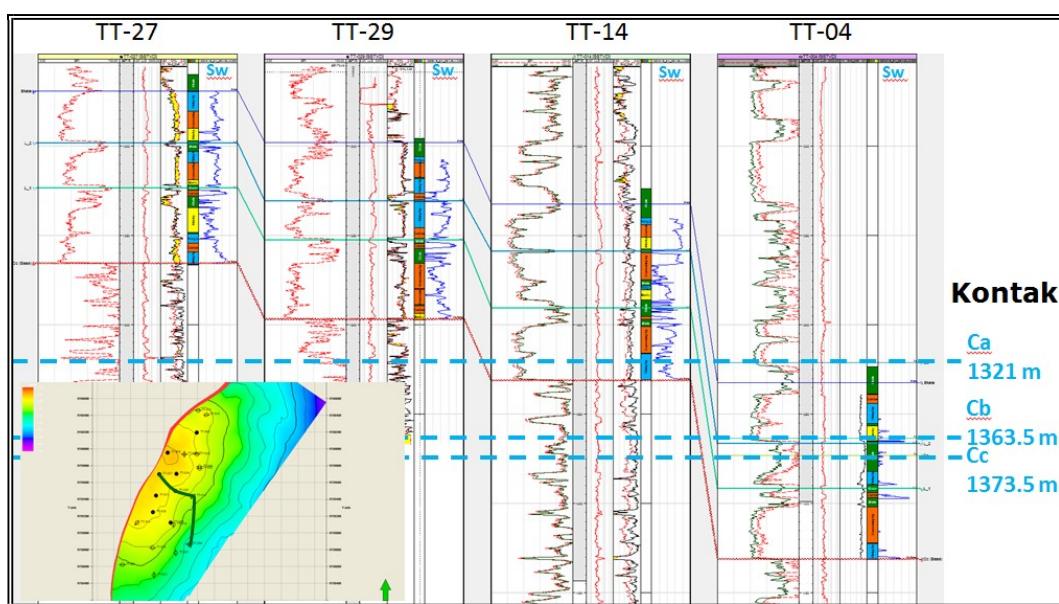
shale yang menunjukkan rata – rata sekitar 20% dari volume total batuan, maka pada lapangan ini akan menggunakan model saturasi metode Simandoux yang dapat mengakomodasi kehadiran mineral lempung baik yang terdispersi maupun yang terlaminasi. Persamaan Simandoux adalah sebagai berikut:

$$S_w = \left[A \times R_w \times \phi^{-m} \left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh} \times S_w}{R_{sh}} \right) \right]^{1/n}$$

Adapun parameter yang digunakan dapat dilihat pada Gambar III.23 dan hasil perhitungan S_w terlihat pada penampang gambar III.24.

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	All	CA (TOP)	CA (BASE)	CB (TOP)	CB (BASE)	C1 (TOP)	C1 (BASE)	C2 (TOP)	C2 (BASE)
1	Interval	In_Out	Option For Mod or Schlum eqn	ALPHA*8	OPT_SIM	S	MODIFIED							
2	Interval	In_Out	Tortuosity constant		A	S	0.6324	0.6324	0.6324	0.6324	0.6324	0.6324	0.6324	0.6324
3	Interval	In_Out	Cementation factor		M	S	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944	1.944
4	Interval	In_Out	Saturation exponent		N	S	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
5	Interval	In_Out	Option for RW	ALPHA*8	OPT_RW	S	MEASURED							
6	Interval	In_Out	Resistivity of formation water	OHMM	RWS	S	0.92	0.92	1.06	1.06	1.38	1.38	0.68	0.68
7	Interval	In_Out	Temperature of RWS value	DEGF	RWT	S	77	77	77	77	77	77	77	77
8	Interval	In_Out	Shale resistivity	OHMM	RT_SH	S	5.123	5.123	5.123	5.123	5.123	5.123	5.123	5.123
9	Log	Input	True formation resistivity	OHMM	RT	S	RT							
10	Log	Input	Flushed zone resistivity	OHMM	RXO	S	RXO							
11	Log	Input	Limited effective porosity	V/V	PHIE	S	PHIE_HC_DENN							
12	Log	Input	Limited volume of shale	V/V	VSH	S	VSH							
13	Log	Input	Formation temperature	DEGF	FTEMP	S	FTEMP							
14	Log	Input	Mud filtrate resistivity	OHMM	RMF	S	RMF							
15	Log	Input	SWE irreducible	V/V	SWE_IJR	S	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
16	Log	Output	SWE from Modified Simandoux	V/V	SWE_SIM	S	SWE_SIM4							
17	Log	Output	Limited unflushed zone eff sat'n	V/V	SWE	S	SWE_SIM_DENN							
18	Log	Output	Limited flushed zone eff sat'n	V/V	SXOE	S	SXOE							
19	Log	Output	Unflushed zone volume of water	V/V	VOL_UWAT	S	VOL_UWAT							
20	Log	Output	Flushed zone volume of water	V/V	VOL_XWAT	S	VOL_XWAT							

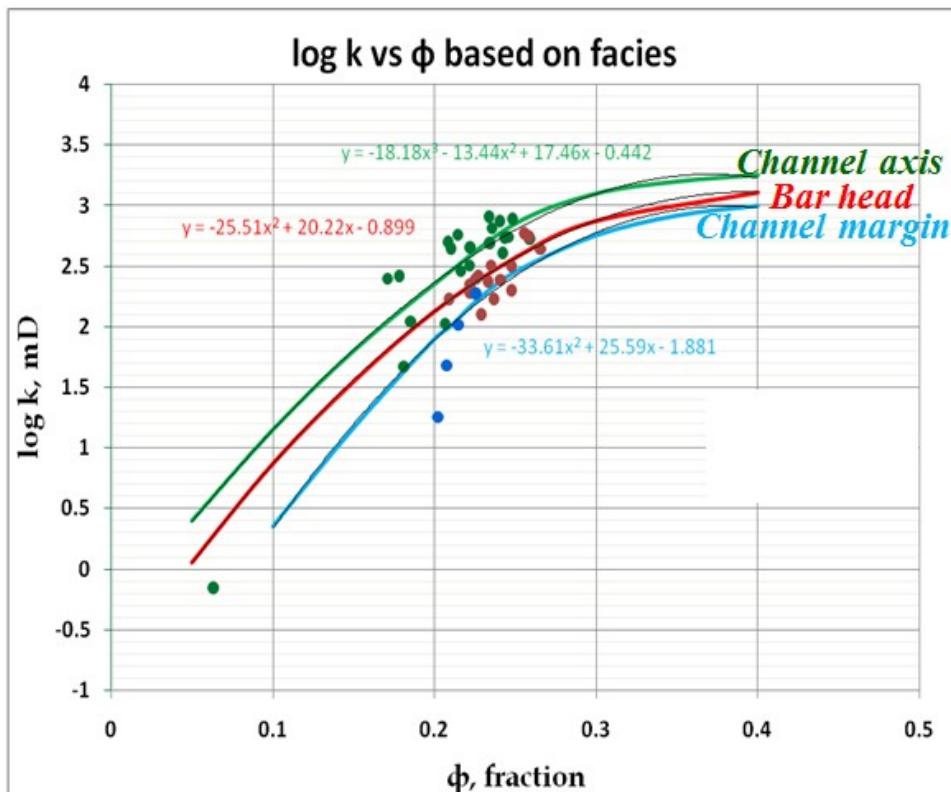
Gambar III.23. Parameter perhitungan saturasi air menggunakan metode Simandoux.



Gambar III.24. Penampang yang menunjukkan pola perubahan tingkat saturasi air (garis biru) ke arah sayap antiklin.

III.2.4.3.4 Perhitungan permeabilitas

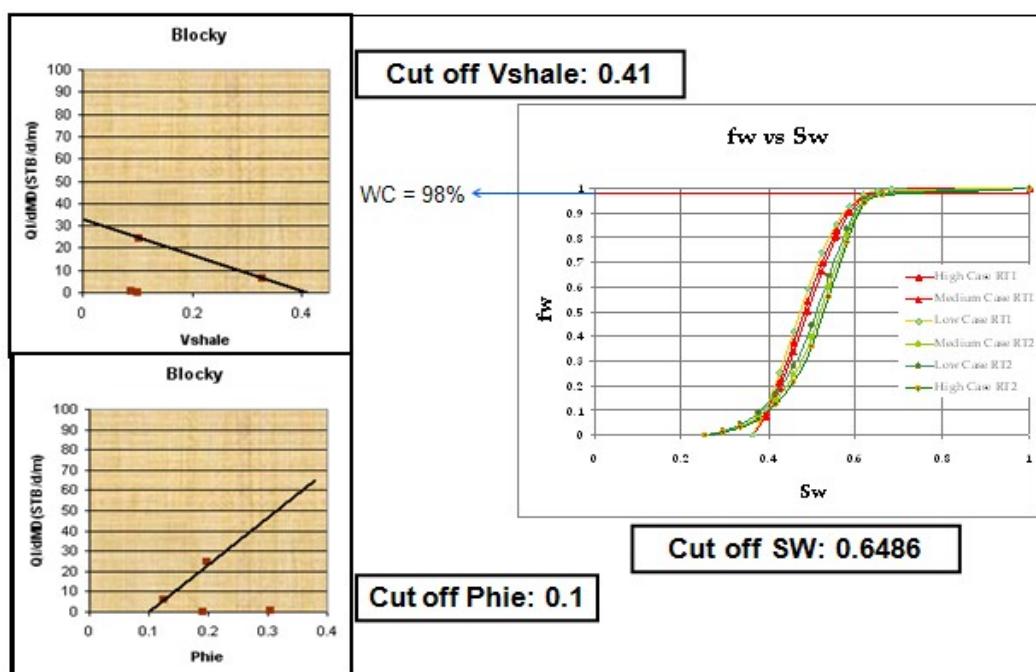
Perhitungan permeabilitas dilakukan dengan cara membuat transformasi antara porositas dan permeabilitas hasil dari analisis inti batuan. Diawali dengan membuat plot silang antara porositas dan permeabilitas hasil analisis inti batuan, titik yang diplot diberi simbol yang sesuai dengan masing asosiasi litofasies. Berdasarkan pengamatan terhadap plot silang tersebut terlihat adanya perbedaan hubungan porositas dan permeabilitas pada masing-masing asosiasi fasies. Asosiasi fasies *channel axis* menunjukkan hubungan yang paling optimis sementara asosiasi fasies point bar menunjukkan hubungan yang paling pesimis (Gambar III.25). Hal ini sesuai dengan hasil deskripsi inti batuan dan analisis petrografi yang menunjukkan bahwa kualitas reservoir paling baik termasuk dalam asosiasi litofasies *channel axis* dan yang paling jelek adalah asosiasi fasies *channel margin*.



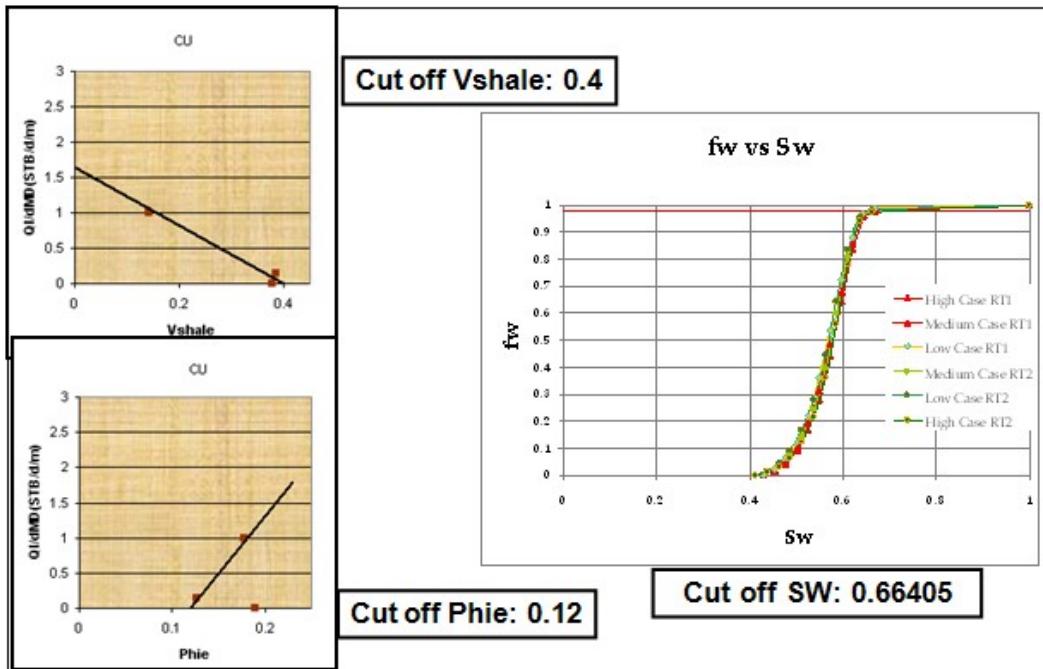
Gambar III.25. Transformasi permeabilitas yang dibagi berdasarkan asosiasi fasies.

III.2.4.4 Analisis nilai pancung

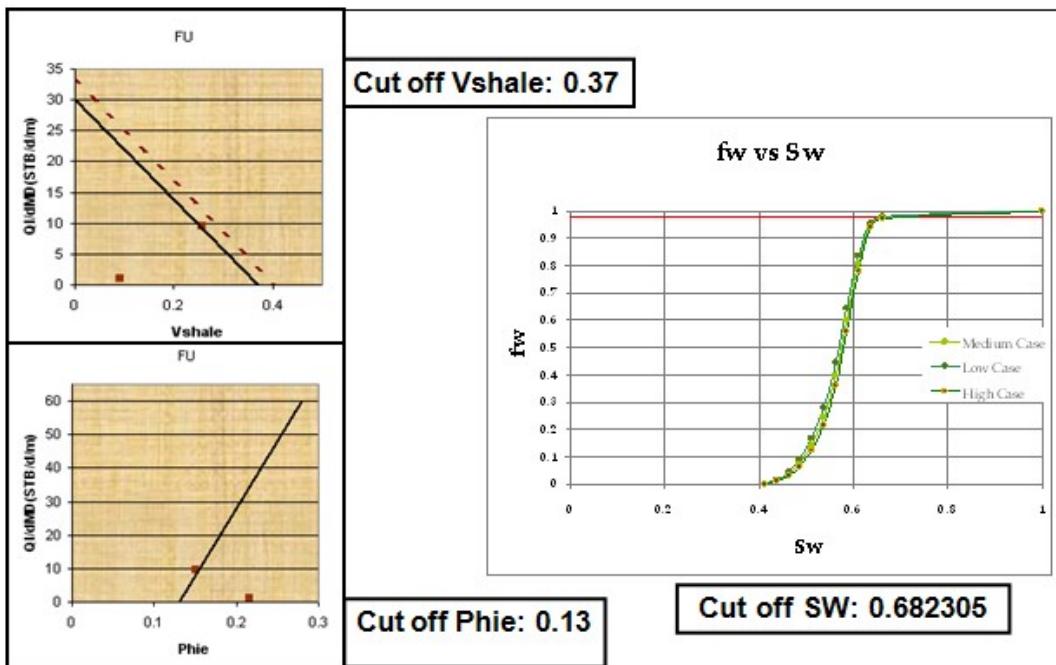
Penentuan nilai pancung diaplikasikan pada properti porositas (permeabilitas), volume *shale*, dan saturasi air. Nilai pancung ditentukan untuk setiap asosiasi fasies karena menunjukkan karakteristik yang berbeda-beda. Penentuan nilai pancung dilakukan dengan mengamati respon *flow rate* terhadap properti batuan. Metode penentuan nilai pancung volume *shale* dan porositas adalah dengan melakukan plot antara *fluid flow rate/interval tes* yang datanya didapat dari hasil test produksi dengan rata-rata dari properti (*vshale* dan porositas) interval test. Nilai pancung diambil dengan mengikuti *trendline* dari data/titik terluar hasil *cross-plot* tersebut. Perhitungan nilai pancung untuk saturasi air ditentukan dari plot silang antara nilai *fraction water* (*fw*) yang didapat dari denormalisasi nilai saturasi air inti batuan yang dikalikan dengan nilai viskostas air/minyak dengan nilai saturasi air inti batuan. Hasil analisis nilai pancung digambarkan pada gambar III.26, gambar III.27, dan gambar III.28.



Gambar III.26. Hasil analisis nilai pancung pada asosiasi fasies *channel axis*.



Gambar III.27. Hasil analisis nilai pancung pada asosiasi fasies *bar head*.



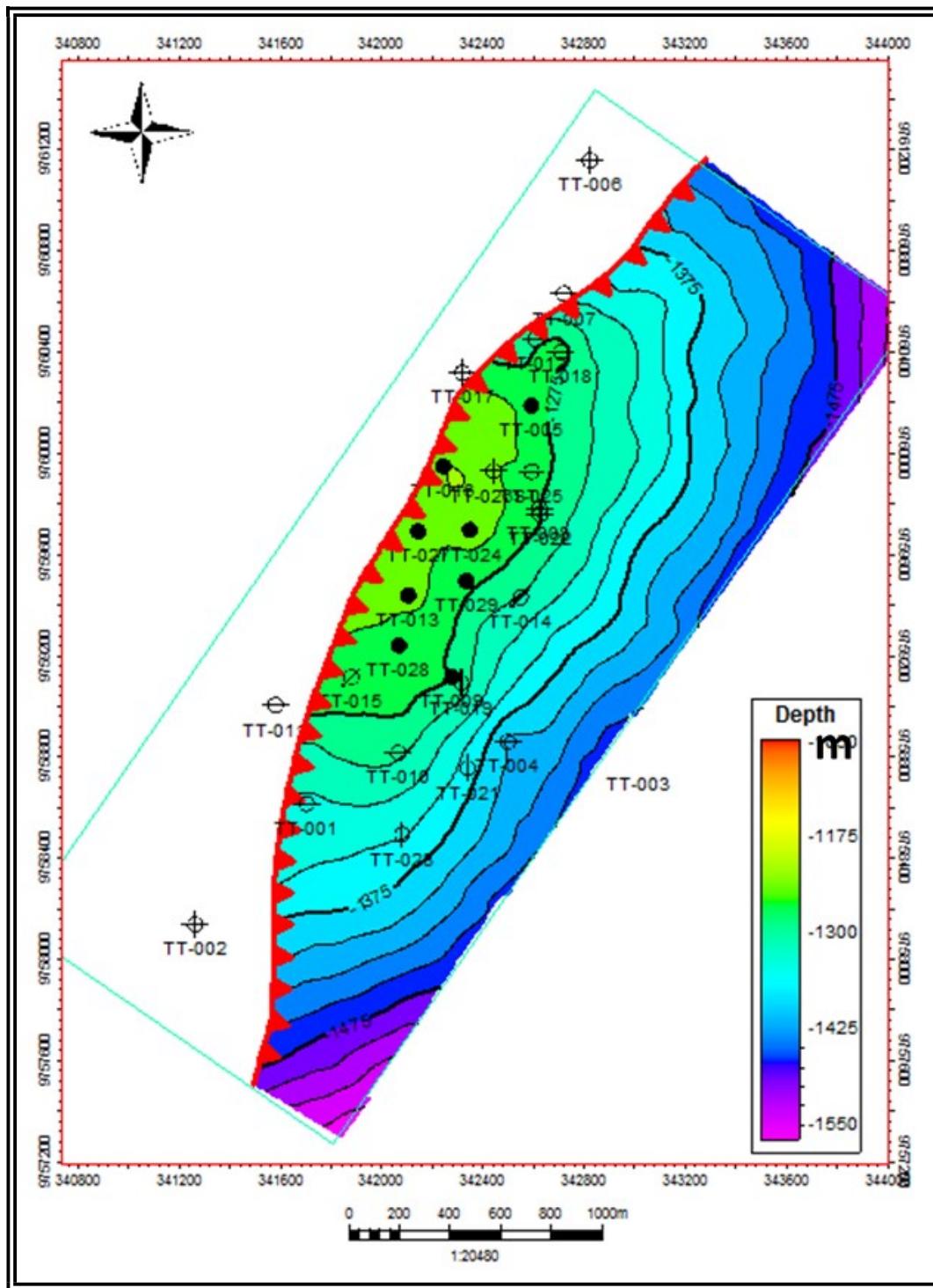
Gambar III.28. Hasil analisis nilai pancung pada asosiasi fasies *channel margin*.

III.3 Analisis data seismik

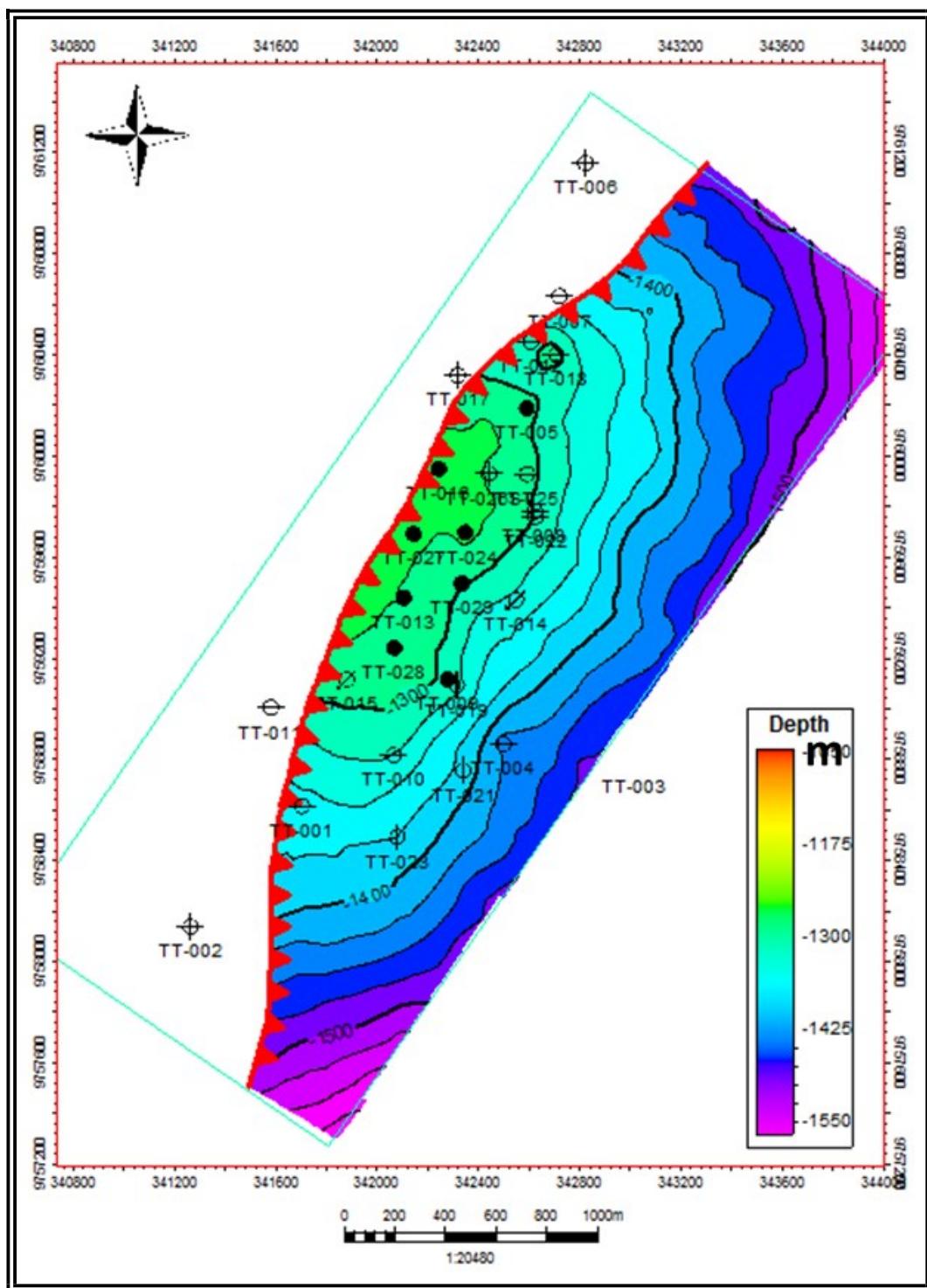
Data seismik pada penelitian ini hanya berperan sebagai data sekunder. Hasil analisis data seismik didapat diantaranya adalah peta struktur kedalaman dan data atribut impedansi akustik (AI). Kedua hasil analisis inilah yang tinjauan ulang kemudian dicek tingkat akurasinya.

III.3.1 Peta struktur kedalaman

Reservoir yang menjadi target yaitu kelompok lapisan C berada pada waktu diatas 900 milisekon sehingga kualitas seismik yang tersedia sudah berkurang. Dengan kualitas seismik yang tersedia hanya dapat ditarik 2 horizon yaitu horizon paling atas (Ca Top) dan horizon paling bawah (Cc base) sedangkan untuk dua horizon yang berada ditengah akan memanfaatkan data dari interpolasi sumur dengan mengikuti pola horizon diatas dan dibawahnya. Peta struktur kedalaman yang dibuat berdasarkan data seismik terlihat pada gambar III.29 dan III.30.



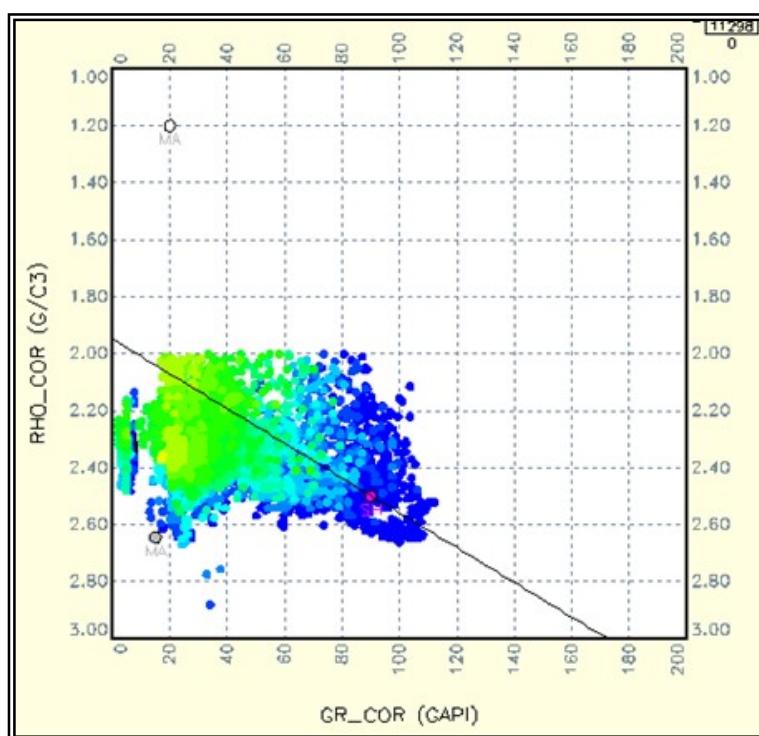
Gambar III.29. Peta struktur kedalaman untuk horizon Ca



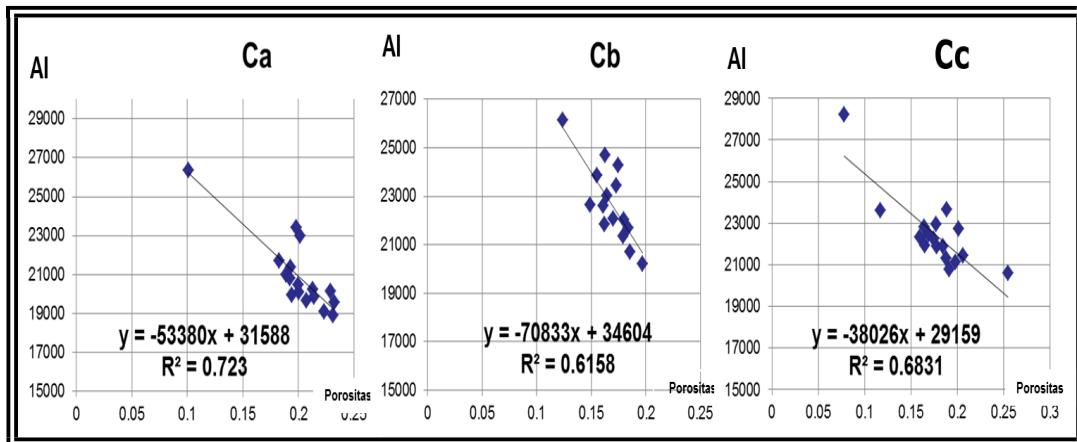
Gambar III.30. Peta struktur kedalaman untuk batas bawah horizon Cc (Cc base)

III.3.2 Analisis atribut seismik

Data atribut seismik yang akan digunakan adalah impedansi akustik (AI). Untuk dapat menggunakan hasil inversi AI yang sudah tersedia perlu dilakukan tinjauan ulang korelasinya dengan hasil analisis log. Analisis awal dilakukan dengan membuat plot silang antara log sinar gamma dan log densitas (Gambar III.31). Pada plot silang tersebut dapat dilihat hubungan antara densitas batuan secara umum meningkat seiring dengan bertambahnya nilai log sinar gamma sehingga dapat disimpulkan semakin banyak kandungan shale semakin tinggi pula densitasnya. Selanjutnya dibuat plot silang untuk melihat hubungan langsung antara log densitas dengan AI dari data sumur, hasilnya menunjukkan koefesien yang cukup baik antara keduanya (Gambar III.32). Kedua plot silang itu menunjukkan bahwa AI yang ada dapat digunakan, terutama untuk menggambarkan densitas serta porositas batuan.

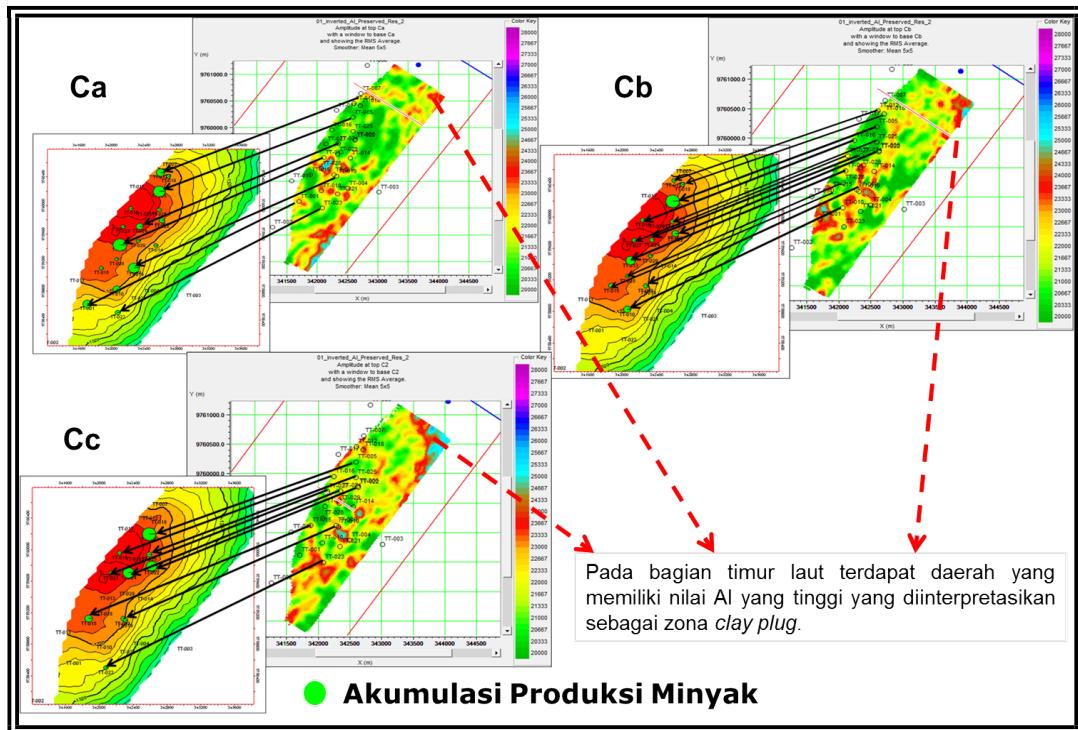


Gambar III.31. Plot silang antara log sinar gamma dan log densitas yang menunjukkan adanya peningkatan densitas batuan seiring meningkatnya nilai log sinar gamma.



Gambar III.32. Plot silang log densitas dan impedansi akustik menunjukkan nilai koefesien korelasi yang cukup baik.

Hasil pengamatan terhadap AI menunjukkan adanya anomali dibagian timur laut lapangan. Anomali tersebut berupa adanya daerah dengan nilai AI yang sangat tinggi jika dibandingkan dengan daerah lainnya (Gambar III.33). Anomali tersebut berbeda dengan pola yang ditunjukkan oleh data sumur dimana semakin kearah timur laut *channel axis* semakin tebal dan asosiasi *channel margin* merupakan endapan memiliki porositas paling bagus. Perbedaan tidak dapat divalidasi dengan data sumur karena tidak terdapat sumur yang menembus daerah tersebut. Berdasarkan plot silang GR dan densitas, maka zona tersebut dapat diinterpretasikan sebagai daerah dengan kandungan *shale* yang cukup tinggi.



Gambar III.33. Peta atribut seismik AI yang divalidasi penyebarannya terhadap data produksi dan juga menunjukkan keterdapatnya zona yang *tight* (warna biru muda) dibagian timur laut lapangan.

III.4 Interpretasi lingkungan pengendapan

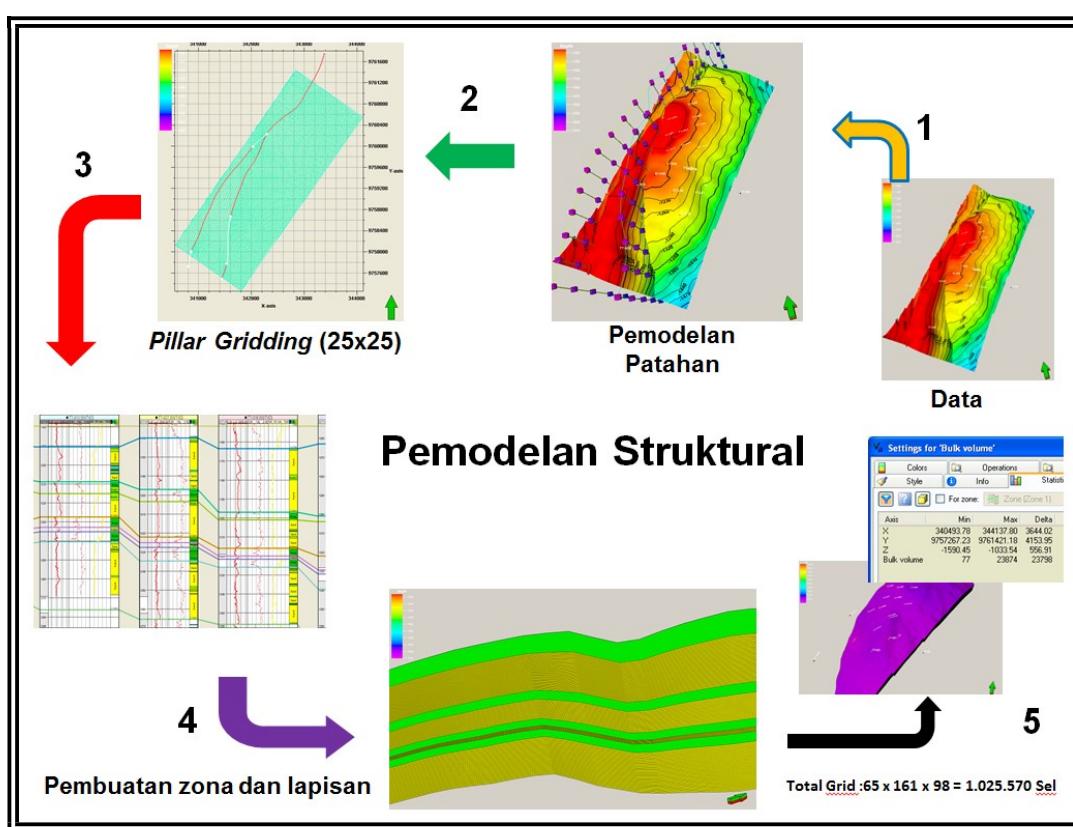
Analisis lingkungan pengendapan pada Kelompok Lapisan C dilakukan dengan mengintegrasikan semua data yang tersedia meliputi: pengamatan kondisi geologi regional, hasil analisis batuan inti, pola log sumur, dan analisis data seismik. Secara regional Formasi Warukin terendapkan pada lingkungan fluvial sampai delta. Hasil analisis inti batuan pada sumur TT-27 didapat asosiasi litofasies yang berkembang adalah *channel axis*. Beberapa penciri lingkungan pengendapan yang teramat yaitu: litologi dominan adalah batupasir, ukuran butir pasir kasar - sedang, struktur sedimen *planar bedding*, *cross-bedding*, dan menghalus keatas, terdapat pecahan batubara dan batulempung dibagian bawah, sementasi kalsit berasal dari proses diagenesis, secara umum semakin keatas energi pengendapan semakin kecil, tidak ditemukan adanya indikasi pengaruh *tidal* dan *wave*, maka dapat disimpulkan Lapisan C terendapkan pada lingkungan yang didominasi proses fluvial. Pada langkah selanjutnya yaitu pemodelan fasies akan disesuaikan pola penyebarannya dengan pola penyebaran fasies pada lingkungan fluvial.

III.5 Pemodelan 3D reservoir statik

Pemodelan 3D reservoir statik diawali dengan pembuatan model struktur. Model struktur inilah yang akan menjadi kerangka dasar untuk melanjutkan ketahap pemodelan fasies dan pemodelan petrofisika.

III.5.1 Pemodelan struktural

Pembuatan model struktural dibagi menjadi beberapa tahapan yaitu pembuatan model patahan, pembuatan *pillar gridding*, dan pembuatan zonasi serta model lapisan (Gambar III.34). Hasil akhir dari model ini harus divalidasi dengan melakukan pengecekan terhadap volume sel yang dihasilkan. Volume sel yang dibuat tidak boleh bernilai negatif yang berarti tidak ada sel yang terlipat.

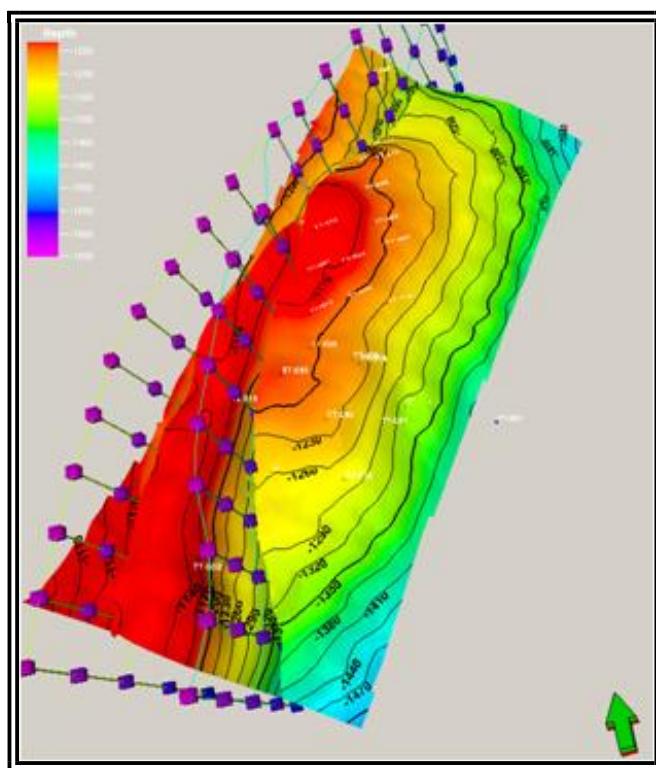


Gambar III.34. Bagan alir pembuatan model struktur pada Lapangan TT

III.5.1.1 Pemodelan patahan

Pemodelan patahan diawali dengan mengubah hasil interpretasi patahan dari penampang seismik menjadi dalam bentuk model patahan. Dalam pembuatan model patahan tersebut sesuai dengan kondisi geologi yang ada.

Model patahan yang dipakai untuk pemodelan lapisan C lapangan TT adalah patahan-patahan yang berada di sekitar struktur lapisan C saja yaitu berupa dua sesar naik yang berada dibagian barat. Patahan tersebut memotong semua interval yang menjadi target utama pada penelitian ini. (Gambar III.35).

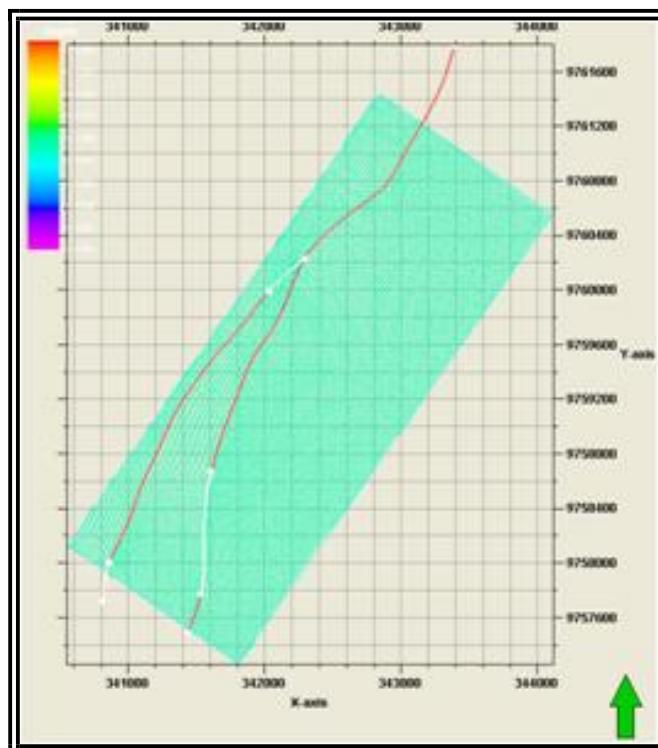


Gambar III.35. Pemodelan patahan pada Lapangan TT

III.5.1.2 Pillar Griding

Pillar gridding adalah tahapan pembuatan pilar-pilar model. Pilar-pilar ini dibuat dengan jarak XY tertentu dan menggunakan trend vertikal hasil model patahan. Hasil *gridding* ini kemudian diekstrapolasi kebagian atas dan bawah model patahan.

Model tiga dimensi lapangan TT menggunakan jarak grid 25 x 25 meter. Jarak ini diasumsikan sudah mencukupi dalam pembuatan model *grid* karena sudah merepresentasikan minimal terdapat dua sel diantara dua sumur dengan jarak terdekat. Dengan jarak terdekat antar sumur di lapangan ini sekitar 200 meter akan ada minimal empat sel diantara dua sumur (Gambar III.36).



Gambar III.36. Pembuatan pilar gridding

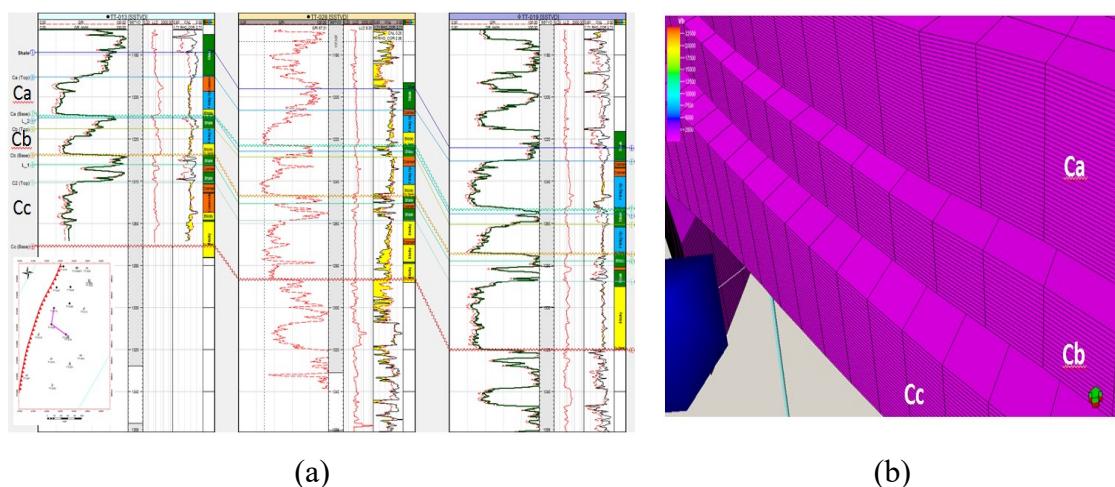
III.5.1.3 Pembuatan horizon dan *layer*

Lapangan TT terbagi menjadi beberapa zona reservoar. Dalam hal ini zonasi tersebut ada yang berfungsi sebagai reservoar dan ada yang berfungsi sebagai non reservoar (*impermeable barrier*). Terdapat lima zona yang keberadaannya meliputi seluruh area penelitian. Adapun dasar pembuatan zonasi ini adalah berdasarkan log sinar gamma, log neutron-densitas, dan log resistivitas.

Pembuatan zona dilakukan menggunakan top Ca untuk bagian atas dan base Cc untuk bagian bawah. Metode yang digunakan adalah proporsional, dalam hal ini *software* akan membagi ketebalan zona reservoar secara proporsional sesuai dengan *marker* disumur.

Tiap zona reservoir dibuatkan *layer-layer*nya. Jumlah *layer* ini dibuat sesuai dengan pertimbangan besarnya jumlah *grid* yang dihasilkan.

Untuk zona non reservoir layering hanya dibuat satu *layer*, sedangkan untuk zona reservoir *layering* dibuat secara proporsional dengan mempertimbangkan ketebalan dimasing-masing zona reservoir tersebut (Gambar III.37).



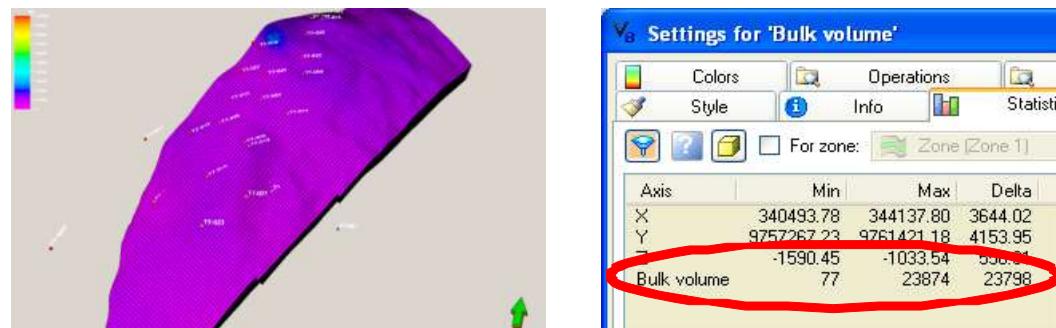
Gambar III.37. Proses zonasi reservoir; (a) proses pembuatan zonasi, (b) model tiga dimensi zonasi dan *layering* reservoir

Tabel III. 2. Hasil pembuatan *layer*

Zona	Shale1	Ca	Shale2	Cb	Shale4	C2	Total Grid :65 x 161 x 98 =
Jumlah Layer	1	38	1	18	1	32	1.025.570 Sel

III.5.1.4 Pengecekan kualitas tiga dimensi

Sebelum memasuki tahap berikutnya, dilakukan kontrol kualitas terhadap hasil pemodelan tiga dimensi. Kontrol kualitas tiga dimensi meliputi beberapa hal. Pertama, tidak adanya sel-sel yang terlipat. Sel-sel yang terlipat ini bisa dilihat dari nilai volume totalnya yang bernilai negatif. Kedua, diusahakan agar bentuk sel-sel yang dihasilkan mempunyai bentuk se-ortogonal mungkin. Sel-sel yang berbentuk segitiga, sangat pipih, atau bentukan lain yang tidak ortogonal diminimalisir. Hasil pemodelan sudah baik ditunjukkan dengan tidak adanya data nilai negatif pada sel-sel yang telah dibuat (Gambar III.38).

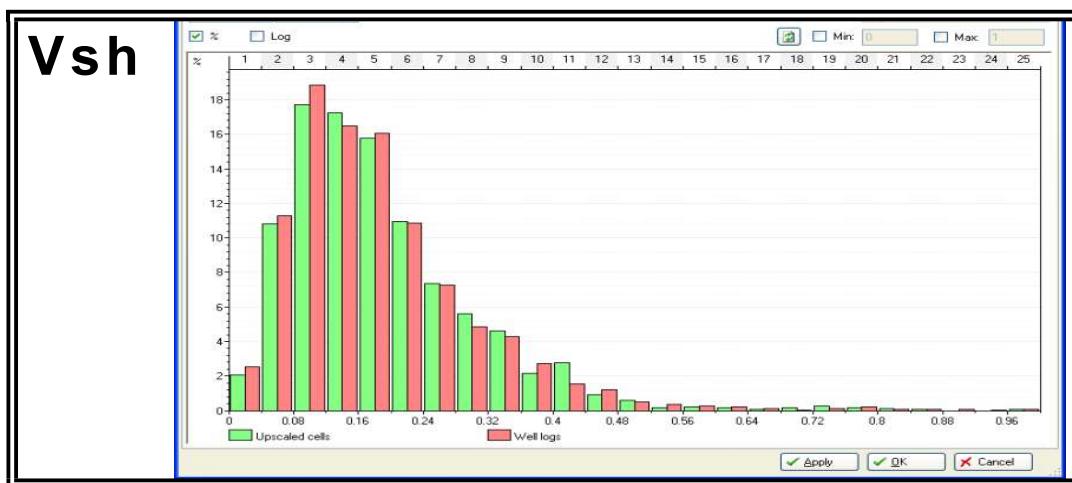


Gambar III.38. Pemeriksaan kualitas hasil pemodelan geometrik tiga dimensi menunjukkan nilai volume total (bulk) terkecil adalah 77 (positif)

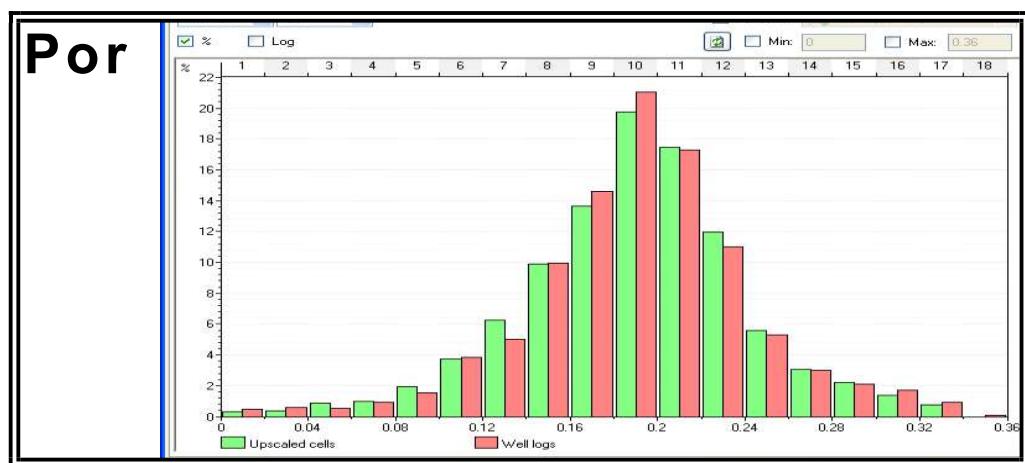
III.5.2 Proses *Upscale* data log

Proses *upscale* adalah proses mengubah data *continuous* sumur ke dalam bentuk data *grid* sumur sesuai dengan *grid* yang telah dibuat pada pemodelan struktural. Data *grid* sumur ini nantinya bisa digunakan untuk menyebarkan data sumur ke seluruh *area 3D grid model*.

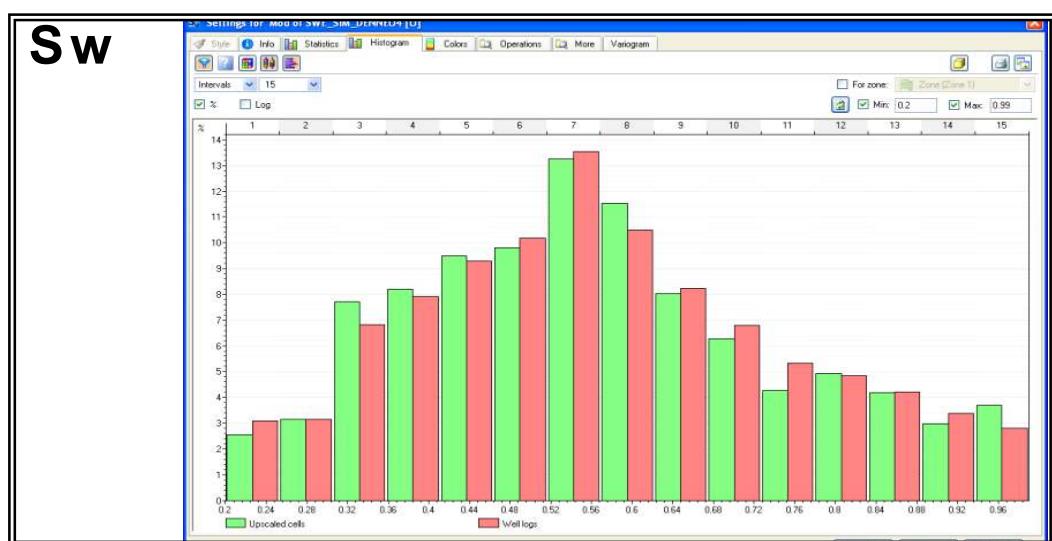
Hasil model *upscale* yang dibuat diasumsikan sudah bisa merepresentasikan data sebenarnya. Hal ini dapat dilihat dari perbandingan histogram data asli sumuran (warna merah) dengan data hasil *upscale* (warna hijau) pada gambar III.39 sampai gambar III.42, dimana kedua data tersebut menunjukkan pola penyebaran yang sama dan perbedaan keduanya dibawah 5%.



Gambar III.39. Histrogram perbandingan data volume *shale* antara sumur (merah) dan hasil *upscale* (hijau).



Gambar III.40. Histrogram perbandingan data porositas antara sumur (merah) dan hasil *upscale* (hijau).



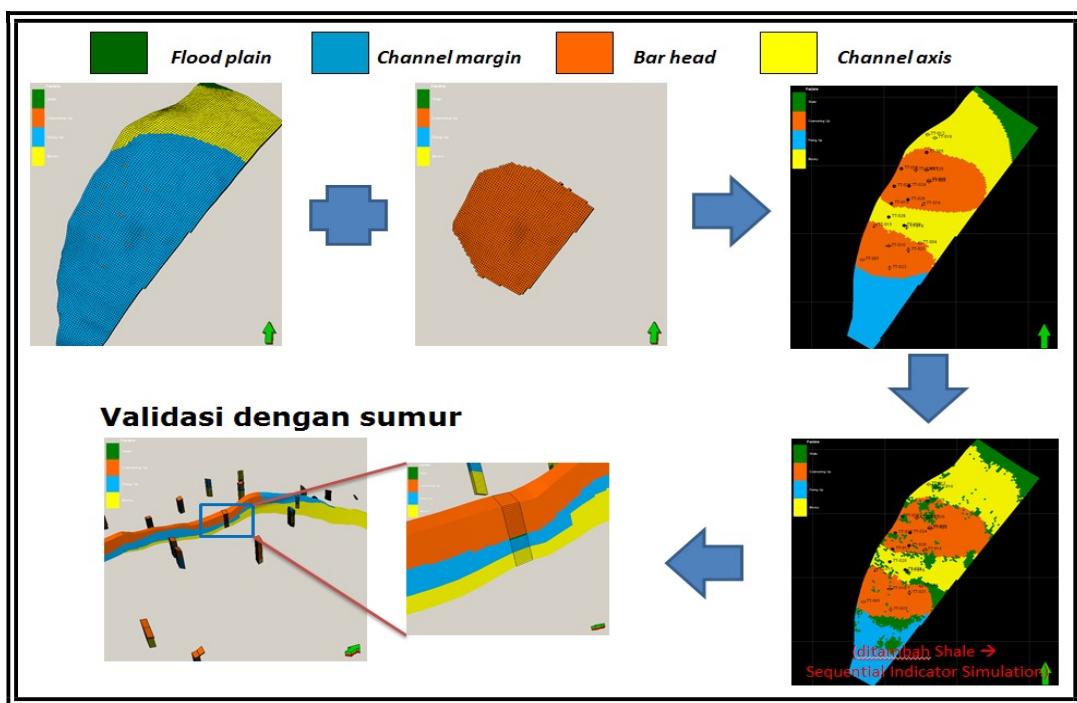
Gambar III.41. Histrogram perbandingan data saturasi air antara sumur (merah) dan hasil *upscale* (hijau).



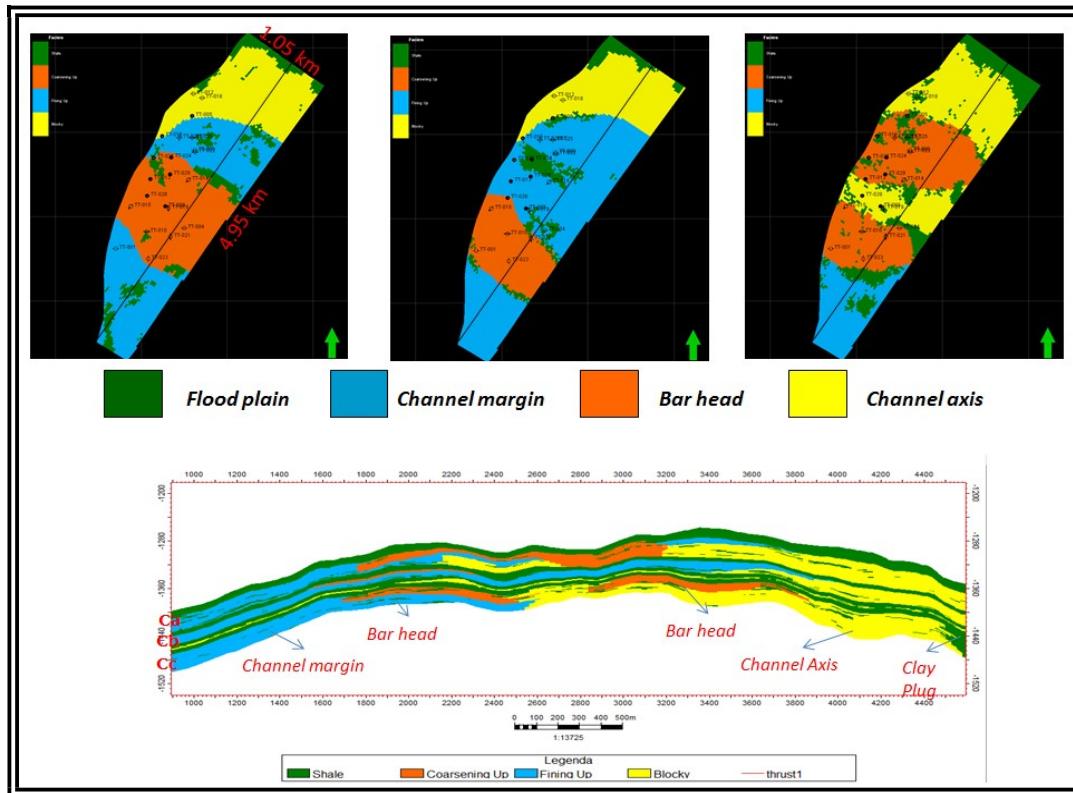
Gambar III.42. Histrogram perbandingan data fasies antara sumur (merah) dan hasil *upscale* (hijau).

III.5.3 Pemodelan fasies

Lapangan TT dibagi menjadi asosiasi fasies utama: *channel axis*, *bar head*, *channel margin*, dan *shale*. Setiap zona reservoir Ca, Cb, dan Cc mempunyai keempat model asosiasi fasies. Asosiasi fasies yang telah tentukan pada setiap sumur kemudian disebarluaskan ke seluruh Lapangan TT dengan menggunakan metode deterministik dan transisi antar asosiasi fasies dibuat menggunakan metode geostatistik *truncated gaussian with trend* yang dikombinasikan dengan memasukkan penyebaran *shale* (Gambar III.43). Pemilihan penggunaan metode geostatistik *truncated gaussian with trend* bertujuan untuk menggambarkan transisi antar fasies yang lebih realistik.



Gambar III.43. Proses pemodelan fasies menggunakan gabungan metode deterministik dan probabilistik.



Gambar III.44. Hasil pemodelan fasies

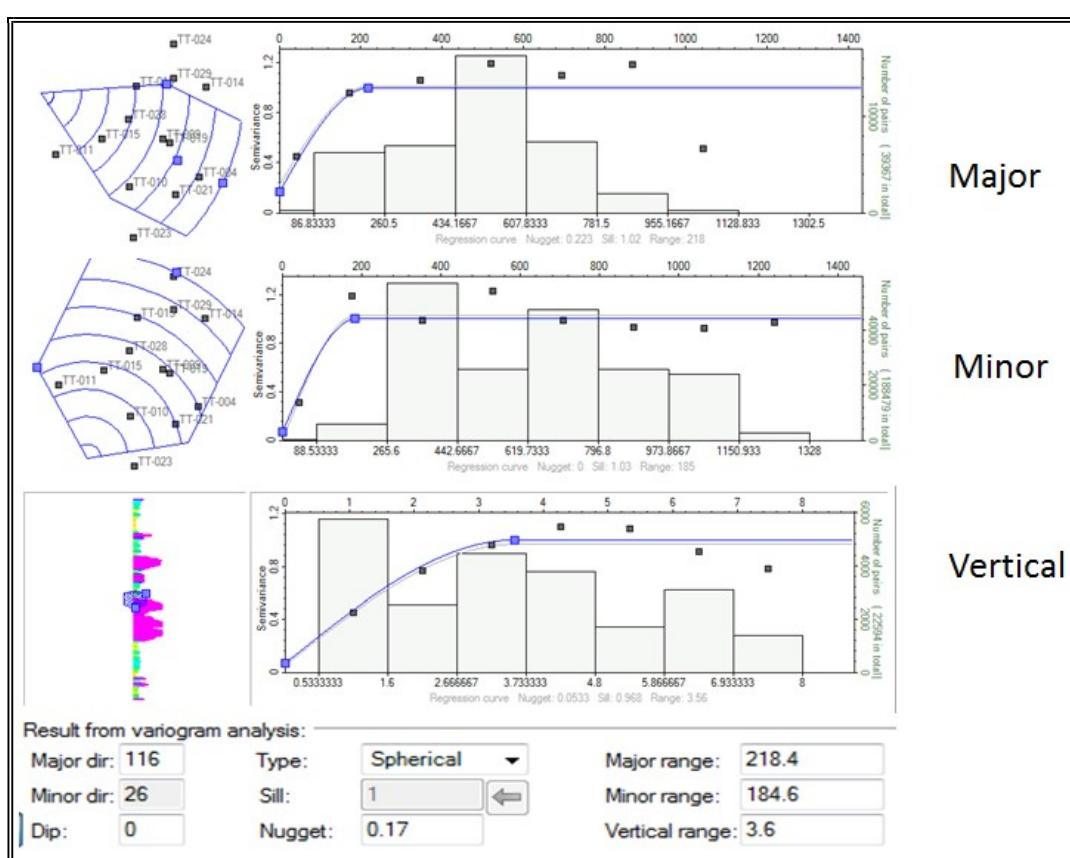
III.5.4 Pemodelan petrofisika

Pemodelan petrofisika meliputi pemodelan volume shale, porositas, permeabilitas, dan saturasi air. Properti volume shale, porositas, dan saturasi air dimodelkan dengan menggunakan metode geostatistik, sementara model 3D properti permeabilitas dibuat menggunakan transformasi dari model porositas dengan mempertimbangkan asosiasi fasies yang berkembang. Pemodelan yang menggunakan geostatistik dilakukan dengan memakai metode *Sequential Gaussian Simulation* (SGS). Metode SGS adalah suatu metode statistik untuk membuat model data diskrit petrofisika tiga dimensi dengan menggunakan distribusi normal dan analisa variogram data sumur. Dalam prosesnya, metode ini akan membuat simulasi pendistribusian data diantara data yang diobservasi (sumur) menggunakan metode standar geostatistik yaitu metode kriging. Pemodelan petrofisika diawali dengan melakukan analisis variogram dan selanjutnya hasil analisis variogram ini akan digunakan dalam menyebarkan properti reservoir ke seluruh bagian Lapangan TT.

III.5.4.1 Analisis Variogram

Variogram merupakan gambaran kuantitatif dari adanya variasi pada nilai properti sebagai fungsi dari jarak antara dua data. Variogram digunakan untuk membuat model yang menghubungkan dua titik pada skala ruang dan waktu. Analisis variogram meliputi penentuan *azimuth* serta *range major*, *minor* dan *vertical*, *nugget*, dan anisotrop rasio.

Analisis variogram dilakukan pada setiap properti reservoir hasil analisis petrofisika. Pembuatan variogram khususnya untuk properti volume *shale* dan porositas juga dibagi setiap masing-masing asosiasi fasies. Gambar III.45. menunjukkan contoh proses analisis variogram properti porositas untuk *bar head* pada zona Ca. Rangkuman hasil analisis variogram lainnya untuk setiap lapisan pada ditunjukan oleh Tabel III.3 sampai tabel III.5



Gambar III.45. Contoh analisis variogram pada properti volume *shale* untuk asosiasi fasies *bar head* pada zona Ca

Tabel III.3. Hasil analisis variogram volume shale

Volume Shale							
Bar head							
Interval	Model Type	Azimuth	Major	Minor	Vertikal	Rasio anisotropi	Nugget
Ca	Spherical	116	218.4	184.6	3.6	1.34897	0.17
Cb	Spherical	86	333	275	2.9	1.38721	0.05
Cc	Spherical	110	577	46.9	3.4	1.19894	0.18

Channel margin							
Interval	Model Type	Azimuth	Major	Minor	Vertikal	Rasio anisotropi	Nugget
Ca	Spherical	59	560.5	445	4.4	1.42657	0.2
Cb	Spherical	61	450	389.5	7.1	1.9514	0.25
Cc	Spherical	77	444	289.7	4.6	1.12115	0.1

Channel axis							
Interval	Model Type	Azimuth	Major	Minor	Vertikal	Rasio anisotropi	Nugget
Ca	Spherical	128	345.5	306.1	4.5	1.09278	0.2
Cb	Spherical	139	354.5	191.2	3	1.2819	0.16
Cc	Spherical	122	400	213.3	3.6	1.01122	0.15

Tabel III.4. Hasil analisis variogram untuk porositas

Porositas							
Bar head							
Interval	Model Type	Azimuth	Major	Minor	Vertikal	Rasio anisotropi	Nugget
Ca	Spherical	159	465.1	418.7	5	1.110819202	0.07
Cb	Spherical	178	433.6	359.9	2.3	1.204779105	0.068
Cc	Spherical	129	491.9	284	6.4	1.732042254	0.2

Channel margin							
Interval	Model Type	Azimuth	Major	Minor	Vertikal	Rasio anisotropi	Nugget
Ca	Spherical	59	560.5	445	4.4	1.4265997	0.2
Cb	Spherical	61	450	389.5	5.1	1.945514	0.25
Cc	Spherical	77	444	289.7	4.6	1.1265415	0.1

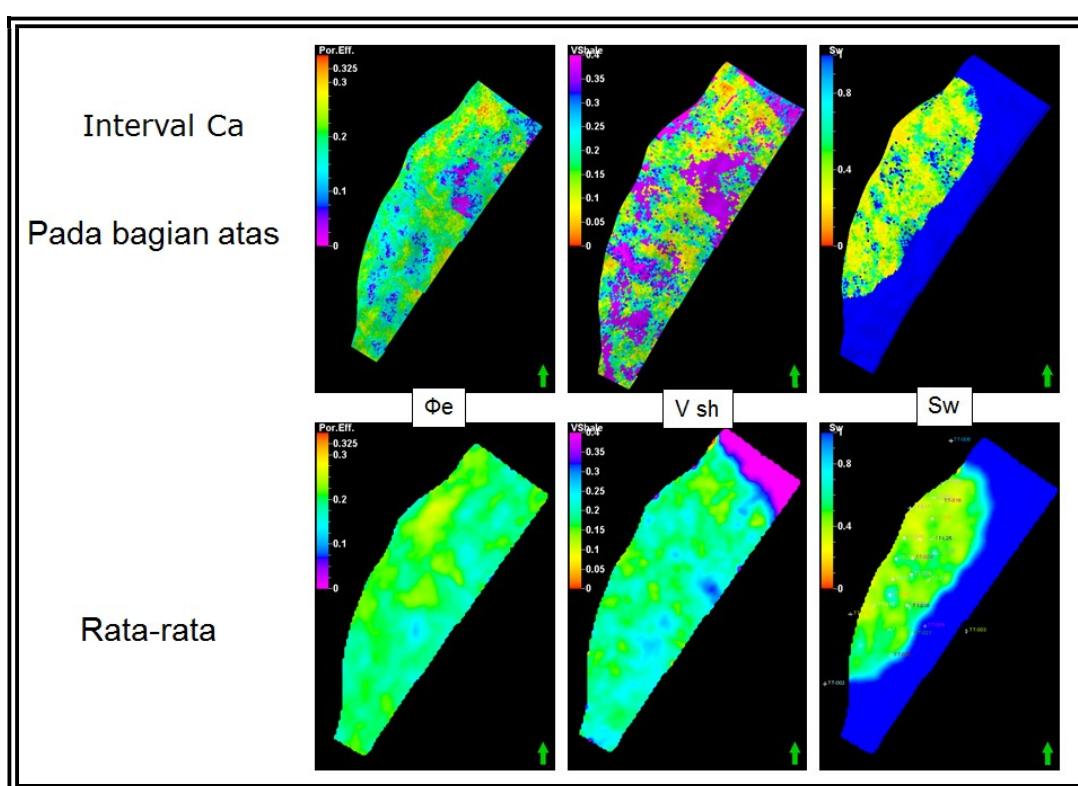
Channel axis							
Interval	Model Type	Azimuth	Major	Minor	Vertikal	Rasio anisotropi	Nugget
Ca	Spherical	29	410.6	246.8	5.1	1.66369523	0.2
Cb	Spherical	4	370.9	305.2	6.1	1.215268676	0.086
Cc	Spherical	28	534	298	4.8	1.791946309	0.123

Tabel III.5. Hasil analisis variogram untuk saturasi air

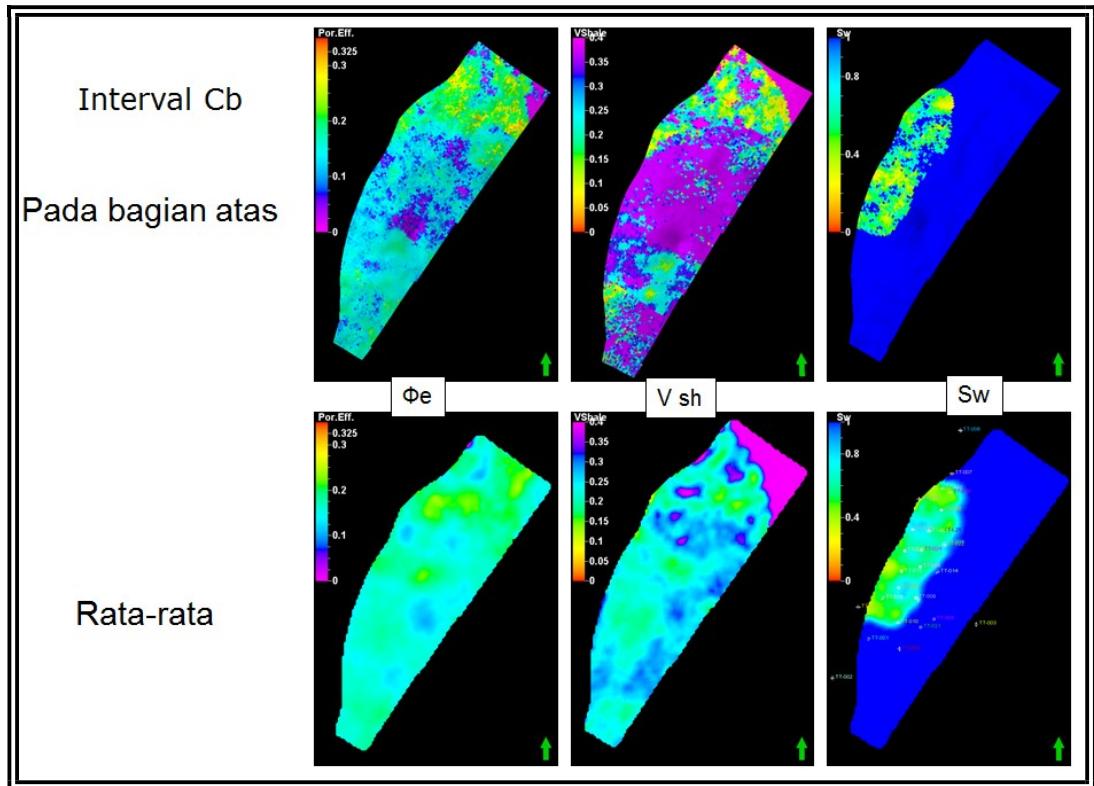
Sw							
Interval	Model Type	Azimuth	Major	Minor	Vertikal	Rasio anisotropi	Nugget
Ca	Spherical	82	326	172.6	3.5	1.309385863	0.285
Cb	Spherical	73	360.3	263.4	6	1.367881549	0.07
Cc	Spherical	59	579.9	487.4	6.5	0.984612228	0.12

III.5.4.2 Pembuatan model 3D

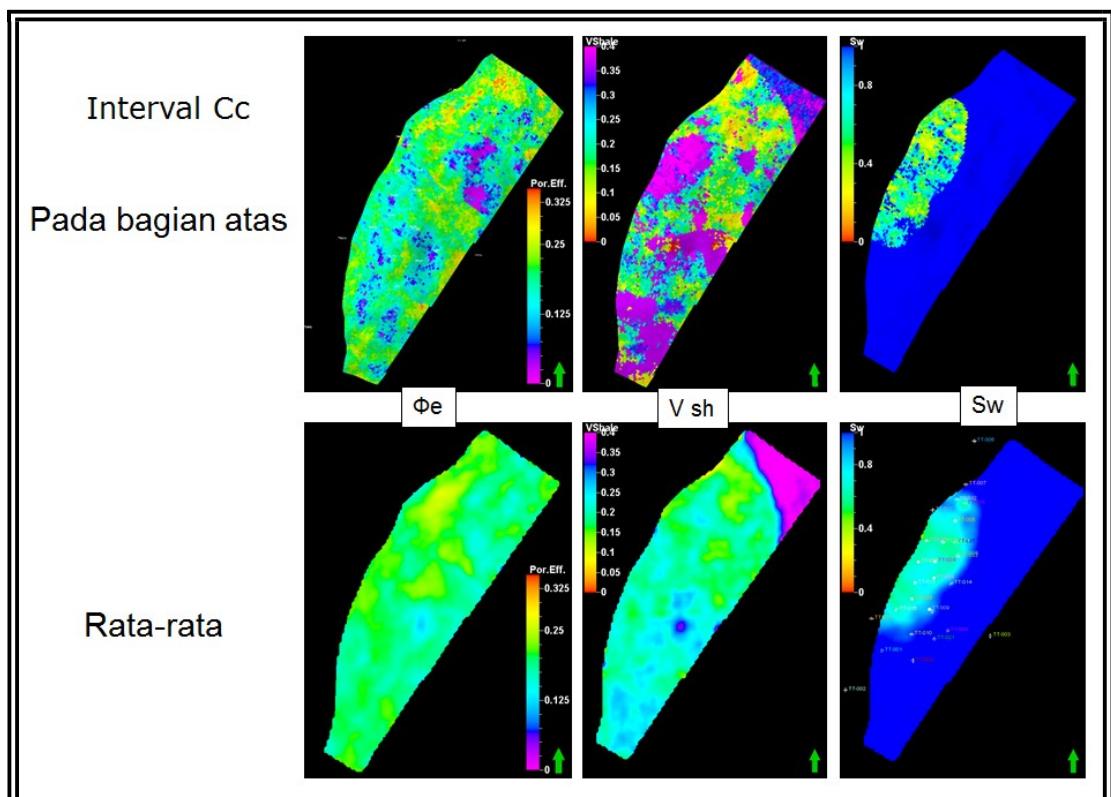
Metode *Sequential Gaussian Simulation* digunakan untuk mendistribusikan properti volume *shale*, porositas, dan saturasi air. Pemodelan volume *shale* dan porositas melibatkan data sekunder yaitu atribut seismik AI. Setelah mendapatkan model porositas maka dapat dibuat model permeabilitas dengan menggunakan persamaan transformasi porositas dan permeabilitas inti batuan (Lampiran III.12). Berbeda dengan distribusi properti yang lain, distribusi properti saturasi air menggunakan *trend* data sekunder berupa hasil perhitungan *J-function* (Lampiran III.11). Hal ini dilakukan dengan bertujuan agar hasil perhitungan petrofisik yang sudah dilakukan tetap dipertahankan dan konsep *equilibrium* yaitu adanya zona transisi pada reservoir juga dapat dimasukkan ke dalam model statik. Hasil dari pemodelan ini dapat dilihat pada gambar III.46 sampai III.48.



Gambar III.46. Hasil pemodelan properti reservoir pada Lapisan Ca



Gambar III.47. Hasil pemodelan properti reservoir pada interval Cb



Gambar III.48. Hasil pemodelan properti reservoir pada interval Cc