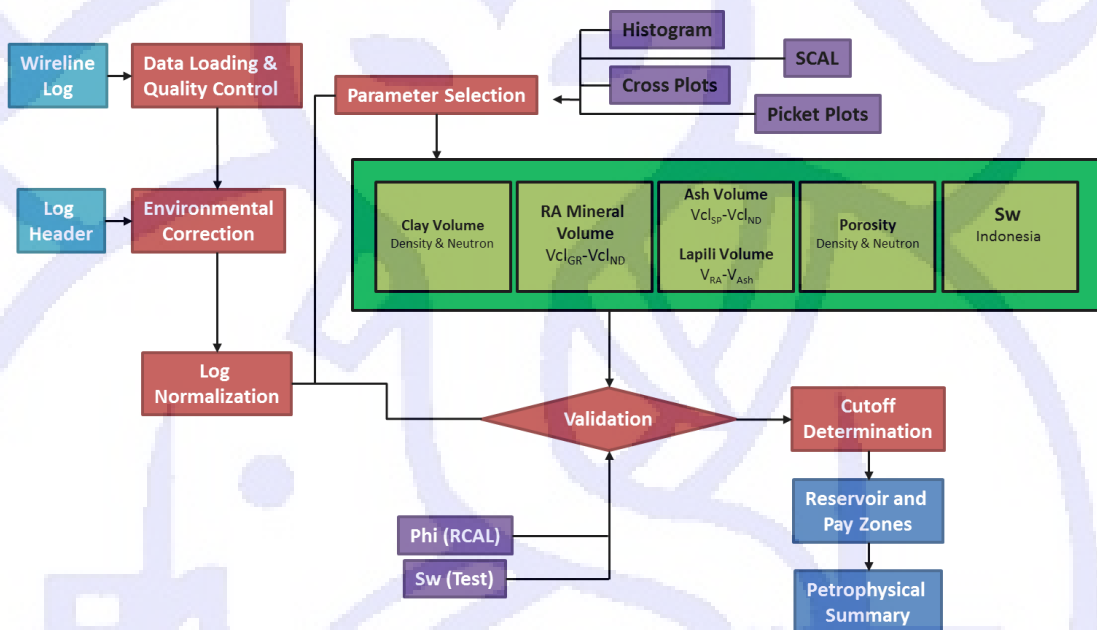


## BAB IV

### KARAKTERISASI DAN DISTRIBUSI RESERVOIR

#### IV.1 Analisis Petrofisika

Analisis petrofisika dilakukan pada tiga puluh dua sumur, dengan kelengkapan data pada sumur-sumur yang dianalisis. Analisis ini ditujukan untuk mendapatkan properti batuan reservoir, meliputi kandungan lempung, porositas dan saturasi air. Gambar IV.1 memperlihatkan diagram alir analisis petrofisika pada sumur yang tersedia.



Gambar IV.1 Bagan alir analisis petrofisika

Analisis petrofisika yang dilakukan menggunakan data kurva log sinar gamma (GR), Spontaneous Potential (SP), log densitas dan log neutron untuk mendapatkan nilai kandungan serpih, dan material vulkanik, sedangkan untuk perhitungan porositas menggunakan metode densitas-neutron “Bateman & Konen”.

##### IV.1.1. Prekalkulasi

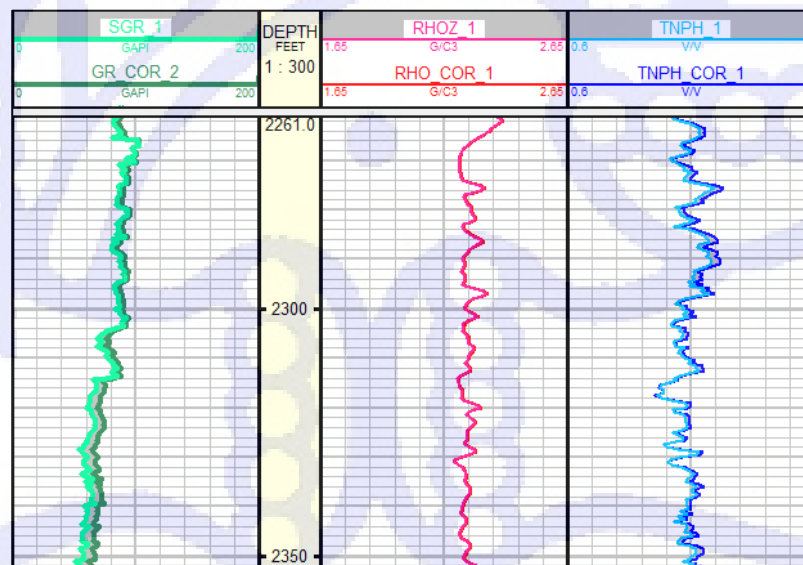
Persiapan awal dari analisis petrofisika adalah prekalkulasi (*Pre-calc*) yang dilakukan setelah semua kepala log (*log header*) lengkap. Proses pre-kalkulasi dari dilakukan terhadap data-data berikut:

- Salinitas lumpur dan resistivitas lumpur filtrat dari contoh.
- Kurva tekanan formasi dan temperatur.
- Kurva resistivitas lumpur, lumpur filtrat dan mud cake dari resistivitas contoh.

- Ketebalan mud cake untuk alat porositas dan resistivitas.
- U, yang berasal dari plot silang log densitas dan log PEF.
- Ct, konduktivitas pada zona unflushed, nilainya berlawanan dari RT.
- Cxo, konduktivitas pada zona flushed, nilainya berlawanan dengan Rxo.

Koreksi lingkungan dilakukan karena perusahaan jasa logging yang digunakan tidak sama untuk setiap sumur. Parameter-parameter yang dimiliki oleh masing-masing perusahaan pasti tidak sama dan terdapat beberapa perbedaan. Hal inilah yang mendasari perlu dilakukan koreksi lingkungan. Di samping itu ukuran lubang bor karena pengerewongan maupun lainnya dan densitas lumpur yang digunakan berbeda. Koreksi ini diperlukan agar bacaan yang akan digunakan memang terlihat sesuai dengan kondisi bawah permukaan yang sesungguhnya bukan karena pengaruh dari lubang bor. Beberapa log yang harus dilakukan koreksi lingkungan seperti log gamma ray, neutron, resistivitas dan densitas.

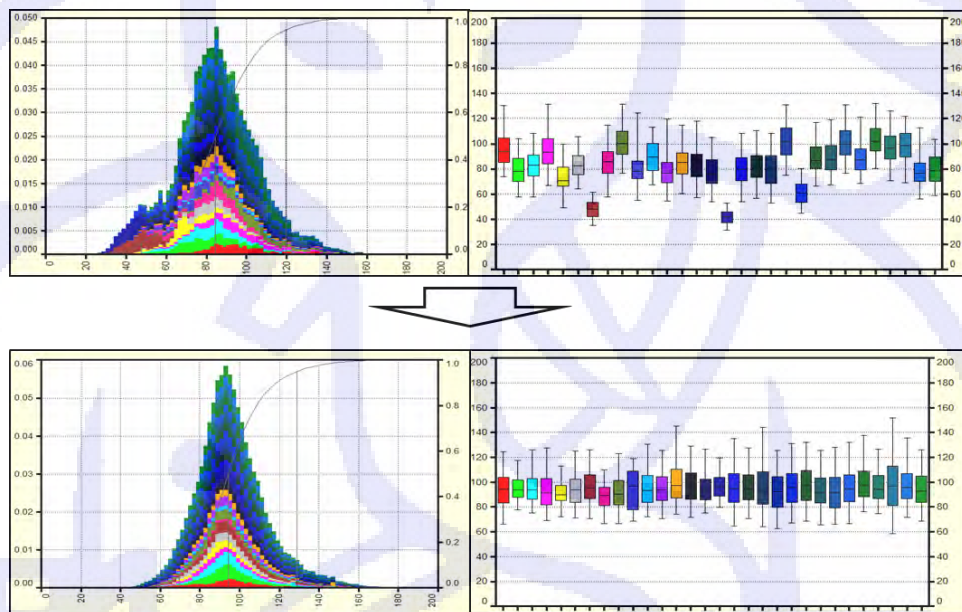
Koreksi lingkungan dilakukan pada log sinar gamma, log resistivitas, log densitas, dan log neutron (gambar IV.2). Koreksi lingkungan ini dilakukan dengan memanfaatkan parameter lingkungan yang ada pada kepala log (*log header*) yang ada pada setiap sumur.



Gambar IV.2 Perbandingan log yang belum dikoreksi dan yang sudah

#### IV.1.2. Normalisasi Sinar Gamma

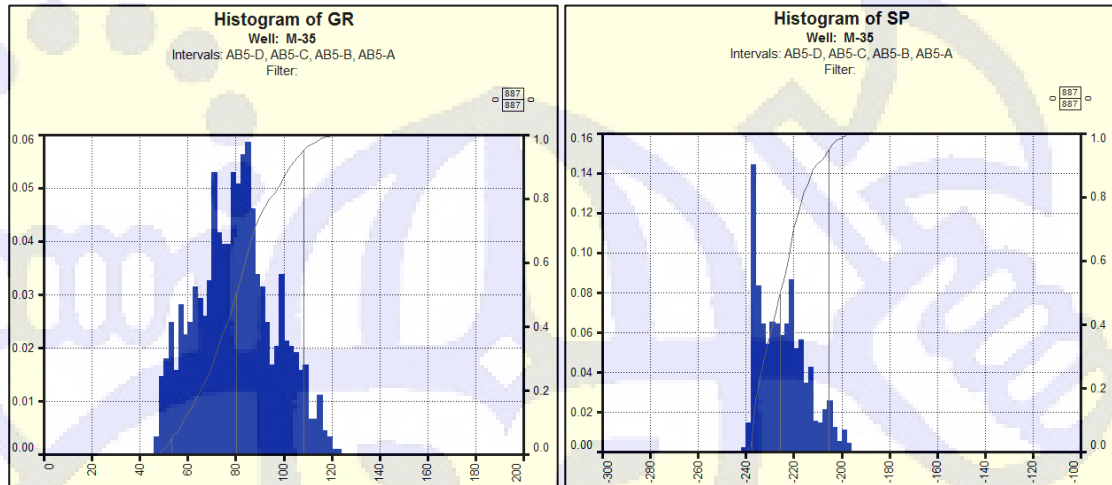
Normalisasi log sinar gamma dilakukan pada semua sumur karena terdapat perbedaan pengambilan data. Normalisasi gamma ray dilakukan berdasarkan pada sumur R-2, dikarenakan sumur tersebut memiliki distribusi data log gamma ray yang bagus dibandingkan dengan sumur lainnya pada daerah studi. Histogram nilai gamma ray dari tiap sumur pada Lapangan Meruap dapat dilihat pada Gambar IV.3.



Gambar IV.3 Histogram pada semua sumur Struktur Meruap sebelum dan sesudah normalisasi

#### IV.1.3. Penentuan Parameter Petrofisika

Tahap awal dalam analisis petrofisika adalah penentuan parameter yang digunakan pada perhitungan untuk mendapatkan suatu nilai properti batuan. Penentuan parameter dimulai dari nilai log sinar gamma yang digunakan untuk perhitungan kandungan serpih, parameter yang dibutuhkan meliputi: nilai gamma Matrix (nilai sinar gamma pada 100% matrix) dan nilai gamma shale (nilai sinar gamma pada 100% serpih) (gambar IV.4). Parameter yang dibutuhkan pada log SP untuk perhitungan kandungan serpih adalah nilai SP maksimum dan nilai SP minimum (gambar IV.4). Nilai parameter dari data log GR dan SP diperoleh dari persebaran data yang ada.



Gambar IV.4 (kanan) Histogram SP, (kiri) Histogram Gamma Ray

Dibutuhkan beberapa nilai parameter dari data log neutron dan densitas yang digunakan pada perhitungan kandungan serpih dan porositas seperti densitas matriks, densitas *dry shale*, densitas *Wet shale* dan menentukan porositas *total shale* (gambar IV.5).

#### - Densitas Matriks dan *Dry Shale*

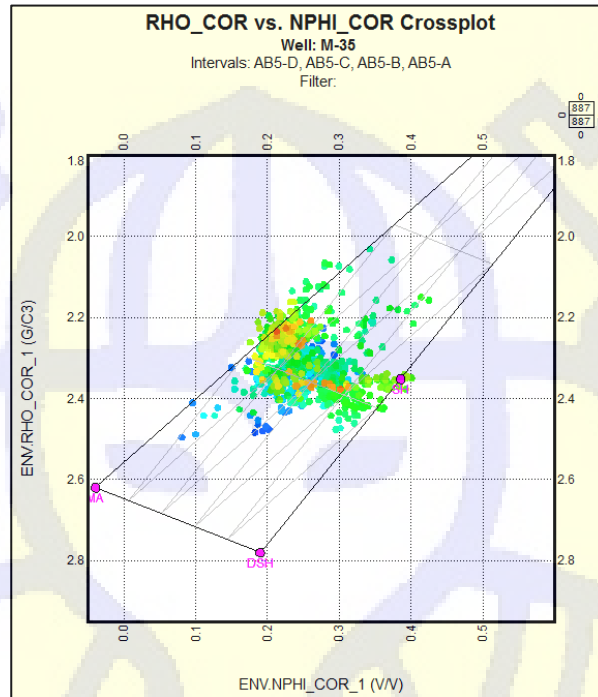
Densitas Matriks dapat ditentukan dari analisis plot silang neutron dan densitas seperti yang terlihat pada Gambar IV.5. Dari pola sebaran data pada gambar silang tersebut dan data XRD, dapat disimpulkan bahwa jenis matriks yang mendominasi pada semua sumur adalah jenis matriks kuarsa yang mempunyai densitas sebesar  $\rho = 2.65 \text{ g/cc}$ .

Sedangkan untuk densitas *dry shale* yang akan dibutuhkan untuk menghitung porositas *total shale* didapat dari gambar silang antara diferensiasi dan ratio Neutron-Densitas. Dari pola sebaran data pada gambar silang tersebut, dapat disimpulkan bahwa jenis mineral clay yang mendominasi adalah Illit dengan densitas sebesar  $\rho = 2.78 \text{ g/cc}$ .

#### - Densitas *Wet shale* dan Porositas *Shale*

Harga densitas *wet shale* yang akan digunakan sebagai salah satu parameter perhitungan porositas shale didapat dari hasil plot silang neutron dan densitas. Nilai-nilai densitas matriks dan densitas *dry shale* yang telah didapat juga diaplikasikan dalam gambar silang ini, sehingga mendapat titik perpotongan dari sebaran data dan titik tersebut dapat ditentukan sebagai densitas *wet shale*, seperti yang tergambar pada Gambar IV.5 berikut ini dan dapat disimpulkan bahwa densitas *wet shale* adalah  $\rho = 2.36516 \text{ g/cc}$ .





Gambar IV.5 Plot Silang Log Neutron – Densitas

#### IV.1.4. Perhitungan Kandungan Serpih

Metoda untuk menghitung kandungan serpih dapat dilakukan pada beberapa hasil kurva log (contoh: Gamma Ray, Neutron-Densitas, Spontaneous Potential dll, Ref: Douglas W. Hilchie 1989). Berdasarkan litologi pada Lapangan Meruap batupasir vulkanoklastik, maka perlu diperhitungkan adanya kandungan material vulkanik yang kaya akan unsur radioaktif, sehingga digunakan kurva log neutron, densitas, SP dan sinar gamma untuk mendapatkan kandungan serpih dan kandungan material vulkanik. Kandungan material vulkanik didapatkan dari selisih antara hasil perhitungan kandungan serpih dengan data Gamma Ray (Persamaan IV.1) terhadap hasil perhitungan kandungan serpih dengan data neutron-densitas (Persamaan IV.2) seperti pada persamaan IV.3. Dikarenakan log gamma ray yang membaca unsur radioaktif dari suatu batuan, log neutron yang membaca unsur hidrogen dan log densitas membaca densitas total dari suatu batuan.

$$V_{shGR} = \frac{GR - GR_{MA}}{GR_{SH} - GR_{MA}} \quad \dots\dots\dots (IV.1)$$

$$V_{shND} = \frac{RHO_{MA} * (1 - VSH - PHIE) + RHO_{FL} * PHIE + RHO_{SH} * VSH}{NPHI_{MA} * (1 - VSH - PHIE) + NPHI_{FL} * PHIE + NPHI_{SH} * VSH} \quad \dots\dots\dots (IV.2)$$

$$V_{vol} = V_{shGR} - V_{shN-D} \quad \dots\dots\dots (IV.3)$$

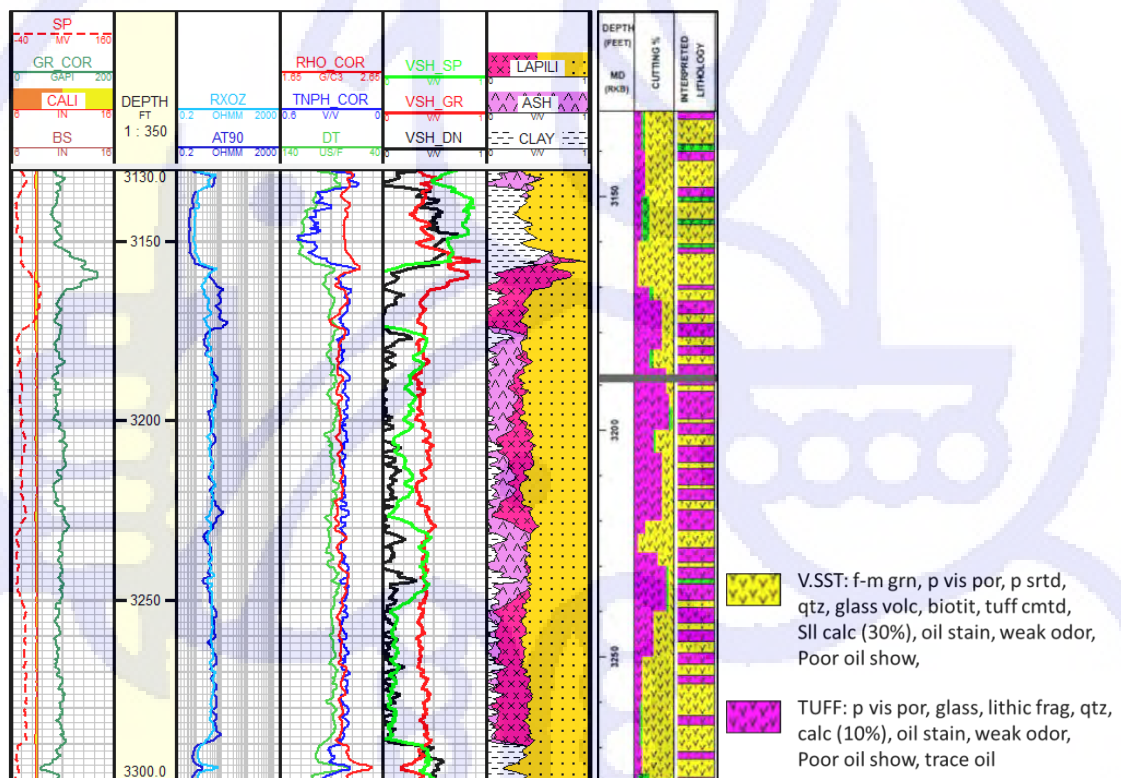
Data log SP dapat menentukan tingkat permeabel dari suatu batuan, sehingga hasil perhitungan kandungan serpih dari data SP (Persamaan IV.4) dapat membantu pembagian kandungan material vulkanik yang baik atau buruk dari suatu interval seperti pada persamaan IV.5 dan persamaan IV.6.

$$V_{shSP} = \frac{SP - SP_{MIN}}{SP_{MAX} - SP_{MIN}} \quad \dots\dots\dots (IV.4)$$

$$V_{soft} = V_{shSP} - V_{shN-D} \quad \dots\dots\dots (IV.5)$$

$$V_{coarse} = V_{vol} - V_{soft} \quad \dots\dots\dots (IV.6)$$

Hasil perhitungan kandungan serpih maupun material vulkanik dapat divalidasi oleh data mudlog dan data XRD, sehingga dapat menghasilkan hasil interpretasi yang cocok dengan data dan kaidah hukum geologi (gambar IV.6).



Gambar. IV.6 Hasil interpretasi material komposisi batuan divalidasi dengan data cutting di mudlog

#### IV.1.5. Perhitungan Porositas

Parameter yang dibutuhkan untuk digunakan dalam perhitungan porositas meliputi: densitas matriks, densitas *dry shale*, densitas *Wet shale* dan menentukan porositas total

*shale*. Setelah parameter-parameter untuk menghitung porositas *shale* didapat, maka perhitungan tersebut dapat menggunakan persamaan (IV.7) sebagai berikut:

$$Phit_{Sh} = \frac{(\rho_{wet} - \rho_{dry})}{(\rho_{fl} - \rho_{dry})} \dots\dots\dots (IV.7)$$

Dari hasil gambar silang sebelumnya telah didapat harga densitas *wet shale* sebesar  $\rho=2.36516$  g/cc dan harga densitas *dry shale* sebesar  $\rho=2.78$  g/cc, maka dapat dihitung harga porositas shale dengan menggunakan persamaan (IV.7) dengan hasilnya sebesar 0.231.

Metoda estimasi porositas pada sumur-sumur Lapangan Meruap dilakukan dengan menggunakan metoda perhitungan porositas neutron-densitas. Porositas dengan kombinasi log neutron-Densitas menggunakan persamaan (IV.8).

$$PHIT = PHIE + (V_{sh} \times PHIT_{SH}) \dots\dots\dots (IV.8)$$

Untuk persamaan (IV.9) dasar perhitungan porositas dari log densitas adalah sebagai berikut:

$$\Phi_{efd} = \frac{\rho_{log} - \rho_{ma}}{\rho_{fl} - \rho_{ma}} \dots\dots\dots (IV.9)$$

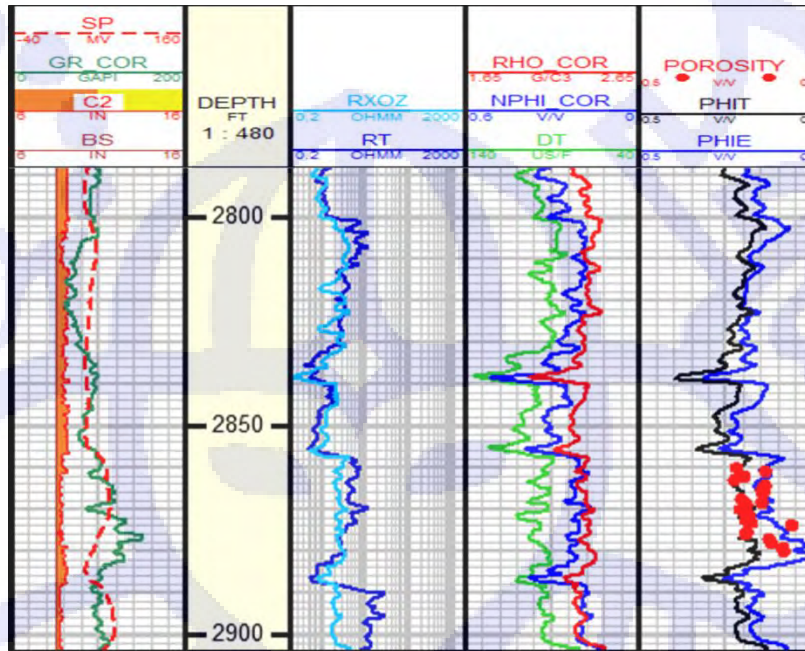
Karena terdapat kandungan lempung pada tiap sumur, maka dalam perhitungan estimasi porositas densitas menggunakan persamaan IV.10 berikut:

$$\Phi_{efd} = \frac{\rho_{log} - \rho_{ma}}{\rho_{fl} - \rho_{ma}} - V_{sh} * \frac{\rho_{sh} - \rho_{ma}}{\rho_{fl} - \rho_{ma}} \dots\dots\dots (IV.10)$$

Sedangkan untuk perhitungan porositas kombinasi menggunakan persamaan (IV.11) sebagai berikut:

$$PhieDN = \sqrt{\frac{(PHID^2 + PHIN^2)}{2}} \dots\dots\dots (IV.11)$$

Hasil perhitungan porositas divalidasi dengan data porositas pada batuan inti dari hasil laboratorium. Pada lapangan Meruap, data porositas dari batuan inti hanya terdapat pada sumur R-7, R-13, R-25, R-30 dan R-31. Hasil kalibrasi antara porositas dari log dan porositas dari batuan inti dapat dilihat pada gambar IV.7.



Gambar IV.7 Validasi nilai porositas dari perhitungan petrofisika dengan nilai porositas dari batuan inti

#### IV.1.6. Analisis Nilai Resistivitas Air Formasi (RW)

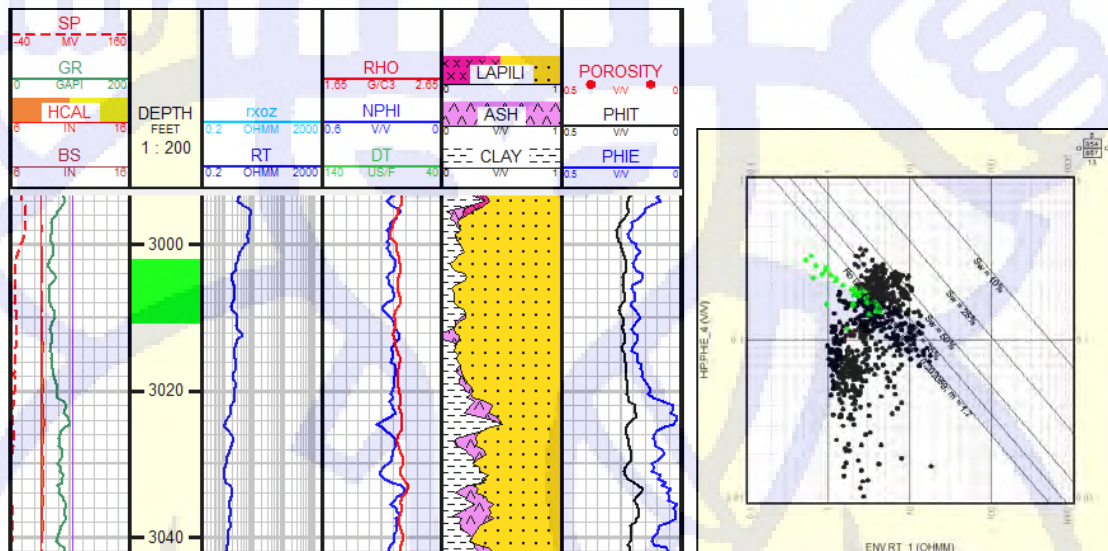
Penentuan resistivitas air formasi dilakukan melalui perhitungan kurva log RT dan Pickett-plot (gambar IV.8) pada tiap zona reservoir yang divalidasi oleh hasil analisis air pada data tes (Tabel IV.1). Nilai parameter  $a$ ,  $m$  dan  $n$  pada lapangan ini menggunakan nilai dari data SCAL yang berupa hasil pengukuran laboratorium, yaitu  $a=1$ ,  $m=1.75$  dan  $n=1.8$ .

Tabel IV.1 data hasil dari SCAL pada sumur R-25

					Saturant ppm		5,567 and 10,273		
					Resistivity of saturant ohm-m @ 77° F		0.9808 and 0.5300		
					Net Overburden Pressure psi		1,170 - 2,260		
Sample	Depth	NOB	Horizontal		Formation	Porosity	Brine	Resistivity	Saturation
ID	feet	psi	Permeability to Air, at NOB md	Porosity at NOB fraction	Resistivity Factor F	Exponent m	Saturation Fraction Vp	Index I	Exponent n
809	2955.15	2260	39.5	0.189	18.338	1.746	1.000	-	-
							0.657	2.117	1.79
							0.592	2.56	1.80
							0.494	3.521	1.79
							0.424	4.662	1.79
908	3067.40	2260	604	0.236	12.893	1.768	1.000	-	-
							0.483	3.741	1.81
							0.410	4.956	1.80
							0.345	6.796	1.80
							0.282	9.866	1.81



Berdasarkan picket plot didapatkan nilai resistivitas air formasi sebesar 0.31 ohmm pada temperatur 150°F, dengan salinitas sebesar 9461,72 ppm. Data SCAL menunjukkan nilai salinitas sebesar 5567-10273 ppm dengan kadar *brackish* (payau). Hasil analisis air berupa salinitas air tersebut memperkuat hasil interpretasi lingkungan pengendapan yaitu pada zona transisi.



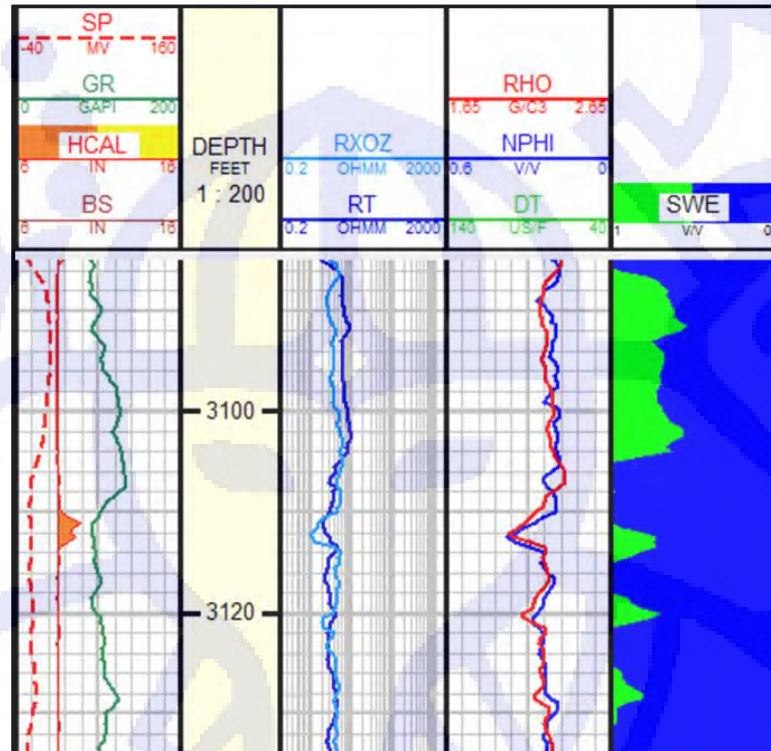
Gambar IV.8 Hasil Pickett-Plot Pada Sumur R-25 zona sand C

#### IV.1.7. Analisis Estimasi Saturasi Air (SW)

Berdasarkan lingkungan pengendapan pada zona transisi yang memiliki salinitas kurang dari 20000 ppm, maka metode perhitungan Saturasi Air pada lapangan ini menggunakan metoda Indonesia, dengan persamaan (IV.12) sebagai berikut:

$$S_w = \left\{ \left[ \left( \frac{V_{sh}^2 - v_{sh}}{R_{sh}} \right)^{1/2} + \left( \frac{\phi e^m}{R_w} \right)^{1/2} \right]^2 R_t \right\}^{-1/n} \quad \dots\dots\dots (IV.12)$$

Hasil dari perhitungan  $S_w$  tersebut dikalibrasi dengan data tes yang ditampilkan pada gambar IV.9.



Gambar IV.9 Hasil Estimasi saturasi air di sumur R-1

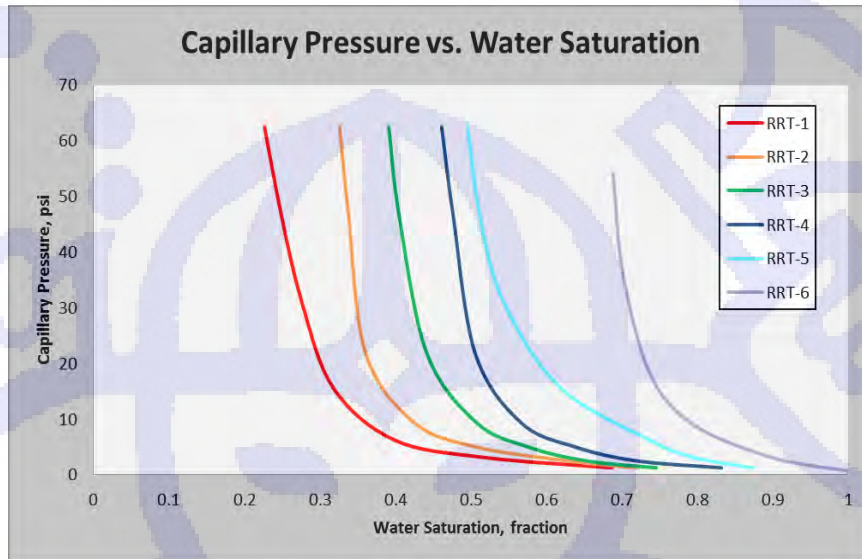
## IV.2. Analisis Tipe Batuan dan Permeabilitas

### IV.2.1. Tipe Batuan

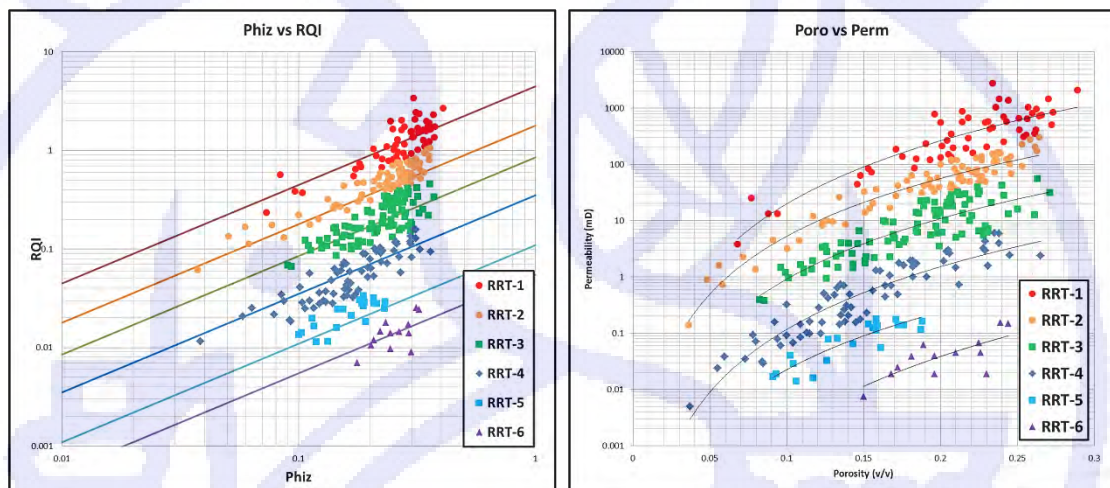
Penentuan tipe batuan menggunakan data porositas dan permeabilitas yang diperoleh dari RCAL. Dengan menggunakan metoda Hydraulic Flow Unit (Amaefule, 1993), dengan melihat hubungan antara parameter *Reservoir Quality Index* (RQI) dan Porositas normal (Phiz) yang berasal dari persamaan IV.13 dan IV.14. Tipe batuan pada Lapangan Meruap dapat dibagi menjadi 6 tipe batuan berdasarkan pada hubungan antara saturasi air dan tekanan (gambar IV.10) yang diaplikasikan pada hubungan porositas dan permeabilitas serta plot parameter dari HFU seperti Phiz dan RQI (gambar IV.11).

$$\phi_z = \left[ \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right] \quad \text{..... (IV.13)}$$

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{k}{\phi_e}} \quad \text{..... (IV.14)}$$



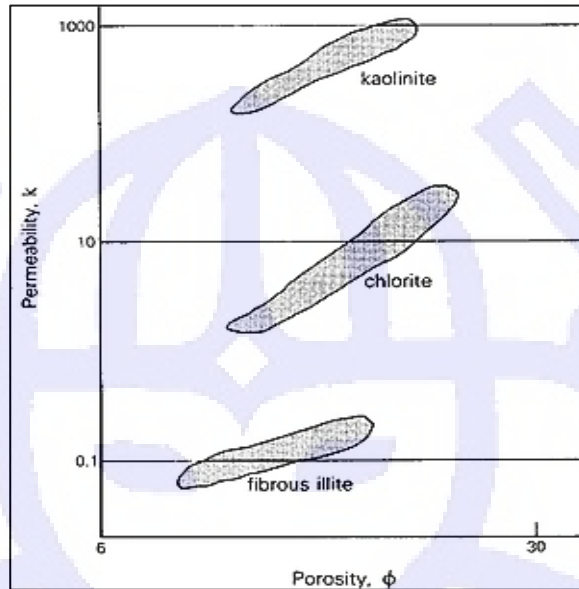
Gambar IV.10 plot antara saturasi air dengan capillary pressure tiap tipe batuan



Gambar IV.11 (kanan) crossplot Porositas vs Permeabilitas dari data RCAL  
(kiri) crossplot Phiz vs RQI


Setiap tipe batuan memiliki nilai properti batuan dan deskripsi batuan yang berbeda-beda terlihat pada tabel IV.2. Tipe batuan dipengaruhi oleh perbedaan komposisi mineral lempung yang terkandung. Pada gambar IV.12 ditunjukkan bahwa adanya mineral ilit sangat memperburuk kualitas batuan, mineral klorit sedikit memperburuk kualitas batuan, sedangkan mineral lempung berupa kaolinit membuat kualitas batuan baik. Dikarenakan oleh sifat mineral lempung tersebut, seperti mineral ilit yang bersifat *pore-bridging*, klorit bersifat *pore-lining*, sedangkan mineral kaolinit bersifat *discrete*.





Gambar IV.12 plot porositas-permeabilitas hubungannya dengan mineral kaolinite, chlorite, dan illite pada batupasir. F. K. North; Allen & Unwin, 1985

Tabel IV.2 Rangkuman tipe batuan dengan nilai properti batuan dan deskripsi batuanya

Rocktype	Description	Clay Mineral	Property	Picture
<b>RRT-1</b>	<b>Feldspathic litharenite</b> Very coarse-grained, Moderate sorted, Subangular to subround	Kaolinite : 1.2-6.4 Chlorite : 0 Illite : 0	<b>Porosity (v/v) :</b> 0.146-0.264 <b>Permeability (mD) :</b> 44.6-2784	
<b>RRT-2</b>	<b>Lithic arkose</b> Medium sand, Poor sorted, Angular to subrounded	Kaolinite : 2-2.8 Chlorite : 0-2.4 Illite : 0	<b>Porosity (v/v) :</b> 0.05-0.235 <b>Permeability (mD) :</b> 1.62-139	
<b>RRT-3</b>	<b>Lithic Arkose</b> Coarse-grained, moderately to well sorted, angular to subround	Kaolinite : 0.4-2.8 Chlorite : 0 Illite : 0.2	<b>Porosity (v/v) :</b> 0.08-0.22 <b>Permeability (mD) :</b> 0.395-19.3	
<b>RRT-4</b>	<b>Lithic Arkose</b> Medium-grained, Medium to good sorted, Subangular-subround	Kaolinite : 1.8-2 Chlorite : 0-4.4 Illite : 0-0.4	<b>Porosity (v/v) :</b> 0.037-0.228 <b>Permeability (mD) :</b> 0.005-3.25	
<b>RRT-5</b>	<b>Lithic Arenite</b> Medium-grained Poor to moderate, Subangular to subrounded	Kaolinite : 1.2-2 Chlorite : 1.2 Illite : 0-0.8	<b>Porosity (v/v) :</b> 0.019-0.171 <b>Permeability (mD) :</b> 0.016-1.76	
<b>RRT-6</b>	<b>Vitric tuff</b> Fine grained, Very well sorted	Kaolinite : 0.4-1.8 Chlorite : 2-4 Illite : 0.2-0.8	<b>Porosity (v/v) :</b> 0.15 - 0.196 <b>Permeability (mD) :</b> 0.0075-19.6	

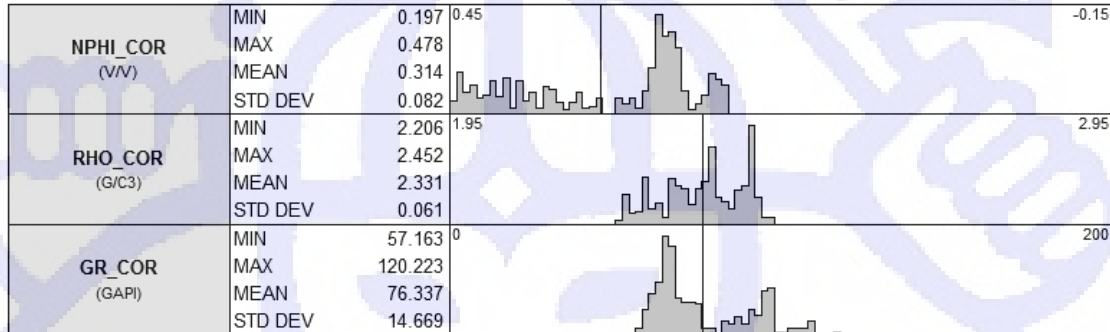
#### IV.3.2. Prediksi tipe batuan pada interval tidak memiliki data batuan inti

Prediksi ini dilakukan dengan menggunakan *Multi Resolution Graphic based Clustering* (MRGC), dengan parameter yang digunakan adalah kurva log NPHI,



RHOB dan GR yang sudah dikoreksi terlebih dahulu seperti pada Gambar IV.13. Metode ini dilakukan pada sumur yang memiliki data RCAL.

#### Model Logs



#### Associated Logs



Gambar IV.13 Histogram Model Log dan Associated Log

Hasil prediksi tipe batuan dengan metoda MRGC divalidasi dengan titik tipe batuan pada interval batuan inti yang ditunjukkan pada gambar IV.14.

#### IV.3.3. Prediksi Permeabilitas

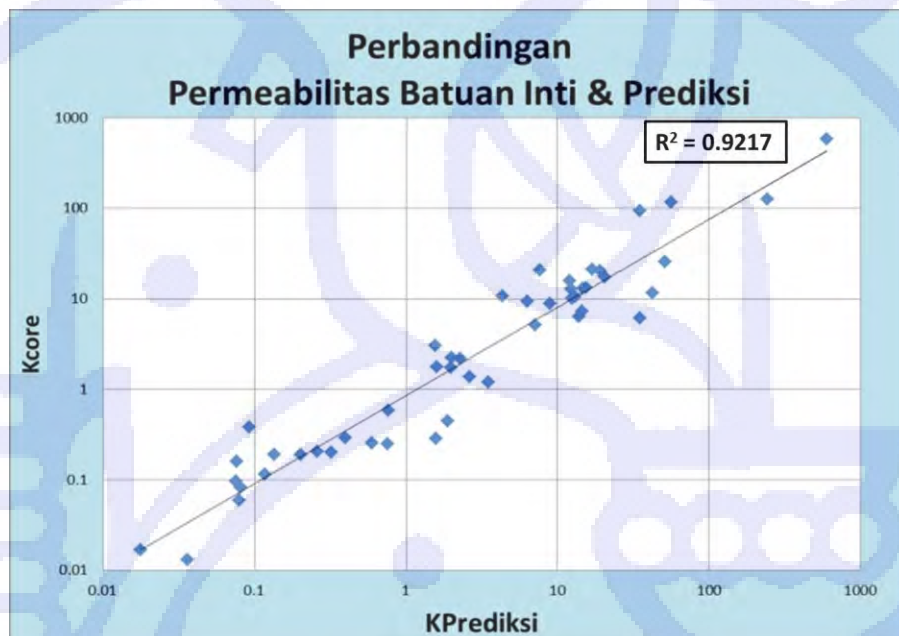
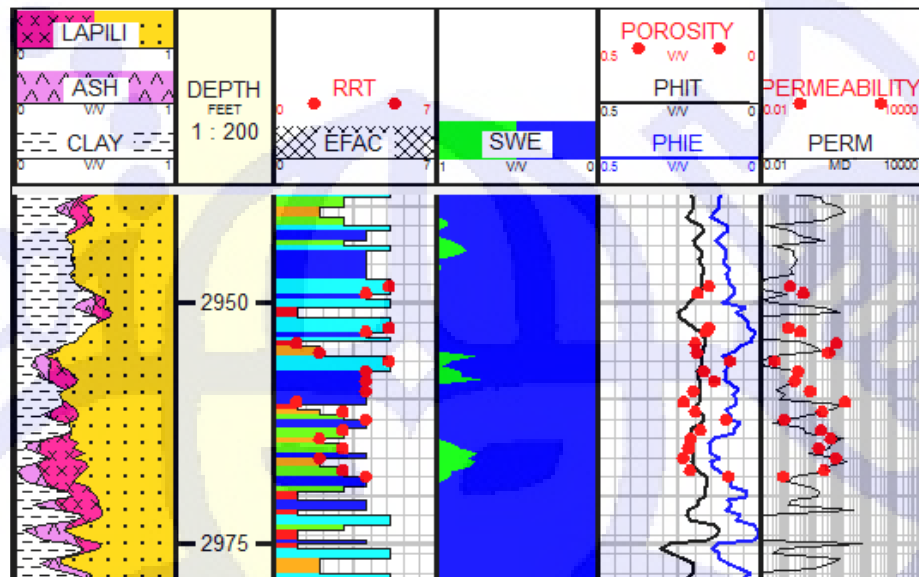
Berdasarkan nilai *Flow Zone Indicator* (FZI) yang dijelaskan oleh Amaefule, 1993 bahwa kualitas hidrolik dari suatu batuan yang dikontrol oleh geometri pori sebagai fungsi dari mineralogi (tipe, morfologi) dan tekstur (ukuran butir, bentuk butir, kereagaman butir, dan kemas) dapat dirumuskan pada persamaan IV.15.

$$k_{pred} = 1014(FZI)^2 \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \dots\dots\dots (IV.15)$$

Hasil dari prediksi permeabilitas dengan validasi nilai permeabilitas pada interval inti batua ditampilkan pada gambar IV.14 yang dihasilkan dari perumusan pada tabel IV.3.

Tabel IV.3 Persamaan prediksi permeabilitas tiap tipe batuan

RRT	Persamaan
RRT-1	$1014 \times (6.5)^2 \times (\Phi^3/(1-\Phi)^2)$
RRT-2	$1014 \times (4.4)^2 \times (\Phi^3/(1-\Phi)^2)$
RRT-3	$1014 \times (1.9)^2 \times (\Phi^3/(1-\Phi)^2)$
RRT-4	$1014 \times (0.8)^2 \times (\Phi^3/(1-\Phi)^2)$
RRT-5	$1014 \times (0.55)^2 \times (\Phi^3/(1-\Phi)^2)$
RRT-6	$1014 \times (0.3)^2 \times (\Phi^3/(1-\Phi)^2)$

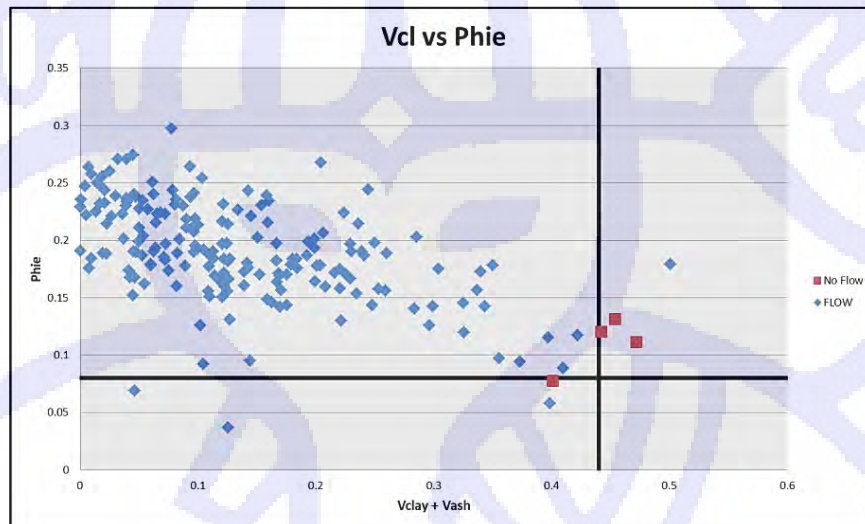


Gambar IV.14 (atas) Tampilan hubungan prediksi tipe batuan dan permeabilitas dengan tipe batuan dan permeabilitas tiap titik batuan inti, (bawah) hubungan antara prediksi permeabilitas dengan nilai permeabilitas pada interval batuan inti

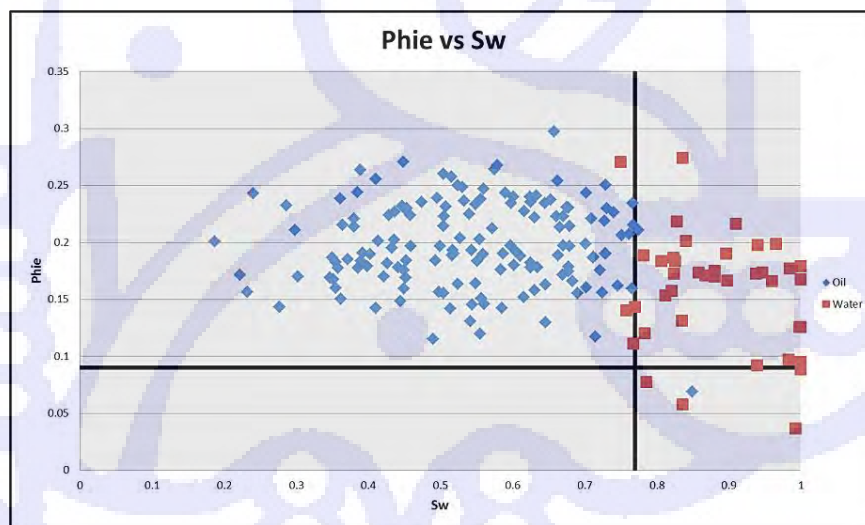
### IV.3. Analisis Cut-off

Berdasarkan panduan dari SKKMIGAS, dalam penentuan cut-off porositas, kandungan serpih dan saturasi air, perlu dipertimbangkan kalau ada aliran pada pengukuran data tes sumur dan kandungan fluida (minyak atau air). Data yang digunakan untuk analisis ini berdasarkan pada ketersediaan data tes sumur. Dikarenakan adanya material vulkanik yang berukuran halus yang bersifat serupa dengan batu lempung, maka penentuan zona Net\_Sand menggunakan nilai kandungan serpih dan kandungan

material vulkanik berukuran halus. Untuk net\_reservoir kandungan serpih dan material vulkanik yang halus ditambah dengan nilai cut-off dari porositas (gambar IV.15). Sedangkan cut-off untuk sw ditentukan dari plot silang antara hasil Perhitungan Sw dengan porositas (gambar IV.16).

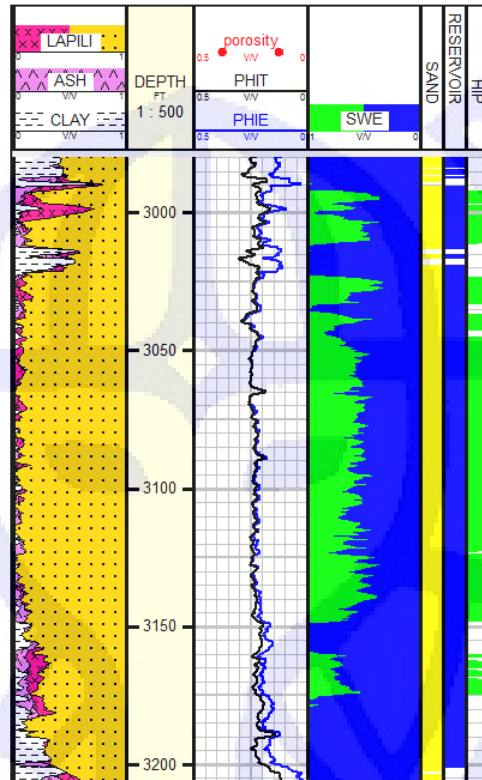


Gambar IV.15 Penentuan Cut-off Vshale dan porositas



Gambar IV.16 Penentuan Cut-off Nilai Saturasi Air

Berdasarkan dari analisis diatas, maka dapat diambil nilai cut-off Vsh=44%, porositas=9%, Sw=77%. Hasil dari nilai cut off tersebut adalah zona sand, reservoir dan pay yang ditampilkan pada gambar IV.17 dan tabel IV.4.



Gambar IV.17 Tampilan zona sand (kuning), reservoir (biru), pay (hijau)

Tabel IV.4 Rata-rata properti batuan pada setiap zona sand, reservoir, *pay* setiap sumur dan interval

Well	Marker	top (ft)	base (ft)	gross ft	Reservoir				Pay				
					net Sand Thickness (ft)	ntg	avg por (v/v)	avg vsh (v/v)	net Pay Thickness (ft)	ntg	avg por (v/v)	avg vsh (v/v)	avg Sw (v/v)
R-32	Sand A	2672.05	2774.64	102.59	11.5	0.112	0.101	0.407	0	0-	-	-	-
R-32	Sand B	2774.64	2871.79	97.15	61.5	0.633	0.135	0.274	34	0.35	0.124	0.239	0.521
R-32	Sand C	2871.79	3085.4	213.61	190.15	0.89	0.171	0.225	8.5	0.04	0.201	0.102	0.701
R-32	Sand D	3085.4	3207.12	121.72	97.35	0.8	0.172	0.251	29	0.238	0.187	0.203	0.682
R-31	Sand A	2619.28	2765.66	146.38	75.532	0.516	0.159	0.323	3.5	0.024	0.145	0.148	0.526
R-31	Sand B	2765.66	2856.64	90.98	89.452	0.983	0.162	0.229	26.5	0.291	0.12	0.206	0.65
R-31	Sand C	2856.64	3085.54	228.9	176.548	0.771	0.173	0.27	45.375	0.198	0.161	0.258	0.642
R-31	Sand D	3085.54	3221.53	135.99	89.875	0.661	0.148	0.278	9.125	0.067	0.154	0.205	0.634

## IV.4. Pemodelan Reservoir Statik

### IV.4.1. Pemodelan Geometri Reservoir

Pemodelan reservoir dimulai dari pembuatan *grid struktural* yang mencakup model patahan, model horison, dan model perlapisan. Pemodelan patahan dimulai dari mengubah hasil interpretasi patahan dalam bentuk interpretasi patahan menjadi model patahan. Dalam pembuatan model patahan ini dilakukan perbaikan model patahan agar model tersebut sesuai dengan konseptual geologi.



Horison yang digunakan dalam pembuatan model adalah horison puncak Sand A pada Formasi Air Benakat. Horison kedalaman tersebut selanjutnya diikat terhadap marker hasil korelasi antar sumur, sehingga posisi horison sesuai dengan posisi horison disumur. *Pillar gridding* adalah tahapan pembuatan pilar-pilar model. Pilar-pilar ini dibuat dengan jarak XY tertentu dan menggunakan *trend vertical* hasil model patahan. Hasil *gridding* ini kemudian diekstrapolasi kebagian atas dan bawah model patahan.

Selanjutnya dibuatkan perlapisan untuk mengakomodasi nilai properti batuan. Pembuatan perlapisan disesuaikan dengan ketebalan dari zona reservoir untuk mengakomodasi nilai properti reservoir yang dimodelkan. Jumlah perlapisan yang dibuat didalam model adalah sebanyak 35 perlapisan dengan pembagian secara proporsional sesuai ketebalan pada satu titik.

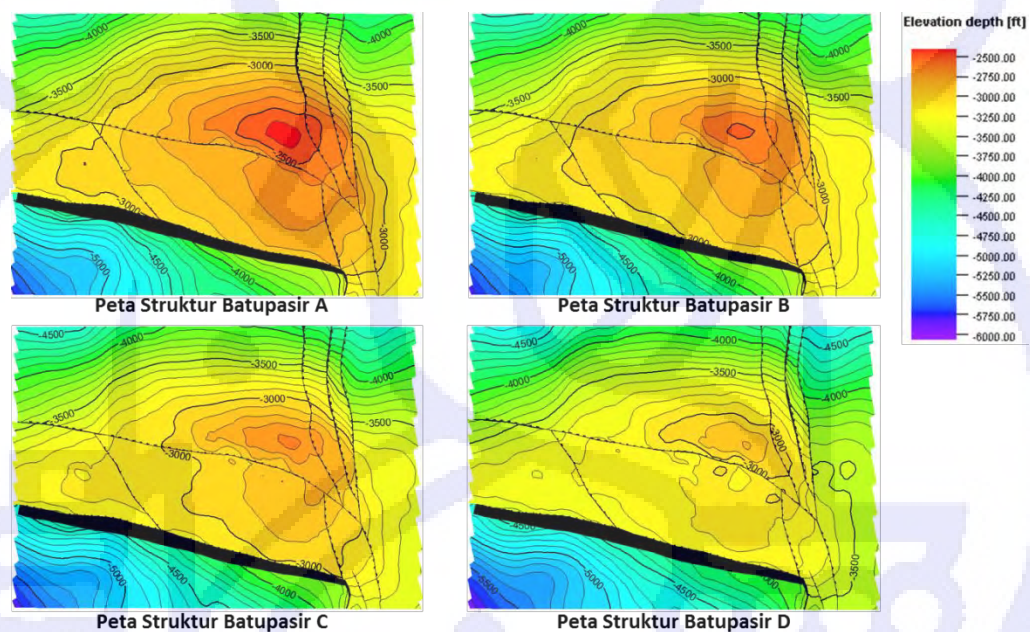
Sebelum memasuki tahap berikutnya, dilakukan kontrol kualitas terhadap tiga dimensi. Hal ini dimaksudkan agar proses simulasi reservoir berjalan optimal dan tidak ada kesalahan yang diakibatkan jeleknya kualitas tiga dimensi yang dibuat. Kontrol kualitas tiga dimensi meliputi beberapa hal. Pertama, tidak adanya sel-sel yang terlipat. Sel-sel yang terlipat ini bisa dilihat dari nilai total volume 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.

*Upscale* pada bagian ini adalah proses konversi data *continous* sumur ke dalam bentuk data *grid* sumur. Data *grid* sumur ini dapat digunakan sebagai data sumur untuk disebarkan ke seluruh *area 3D grid model*. Hasil model *upscale* yang dibuat diasumsikan sudah bisa merepresentasikan data sebenarnya. Hal ini dilihat dari histogram dari data asli sumuran dengan data hasil *upscale* yang mempunyai penyebaran yang sama.

Setelah pemodelan struktural dilakukan, selanjutnya adalah memodelkan fasies reservoir kedalam model struktural yang telah dibuat. Untuk mempermudah mendistribusikan fasies, maka pendistribusian dilakukan pada fasies reservoir dan fasies non-reservoir saja. Fasies tersebut adalah hasil dari pembagian berdasarkan harga pancung yang dilakukan pada nilai kandungan serpih dan nilai porositas. Tahapan selanjutnya adalah analisis variogram terhadap data.

Analisis variogram pada fasies reservoir pada reservoir A menunjukkan nilai *range* kearah major sebesar 1073 m, minor 685 m, dan vertikal 5.2 ft dengan arah azimuth N120°E. Model variogram yang digunakan adalah *spherical*. Nilai *nugget* sebesar 0.04, menunjukkan tingkat heterogenitasnya relatif seragam.

Struktural model yang dibuat adalah metode korelasi *sand-to-sand* pada setiap interval batupasir A, B, C dan D yang diperoleh dengan menggunakan fasilitas *Make Zone* dengan dikontrol oleh data *welltop* sumur dari *surface* yang telah di buat sebelumnya. Diperoleh data peta permukaan 2D top dan bottom masing masing reservoir (gambar IV.18).



Gambar IV.18 Peta kedalaman struktur pada top masing-masing zona Batupasir pada Lapangan Meruap.

#### IV.4.2. Pemodelan Fasies

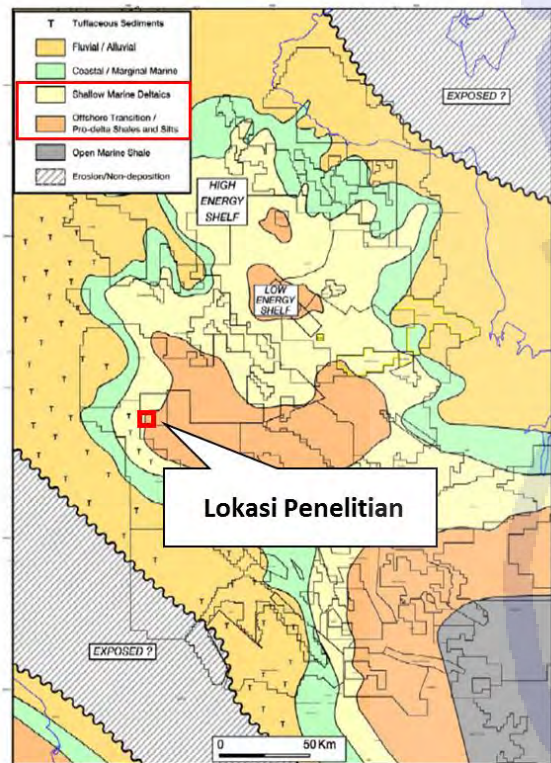
Dalam pemodelan fasies digunakan pendekatan elektrofases berdasarkan kandungan serpih (Vsh) dan peta *isopach* (ketebalan). Daerah tinggian berada pada daerah Barat Laut dan dalaman (*basin ward*) berada pada Tenggara berdasarkan peta paleogeografi (Ginger & Fielding, 2005) dengan umur miosen tengah. Endapan yang berada di lokasi penelitian berupa transisi, terlihat pola log transgresif dari batupasir D menuju A menunjukkan endapan tersebut berupa estuarin.

Arah arus purba yang diperoleh dari kenampakan *crossbedding* pada analisis FMI, didapatkan arah yang berarah tenggara. Dengan peta ketebalan lapisan diperoleh indikasi luasan asosiasi fasies yang sudah paparkan pada tinjauan data batuan inti

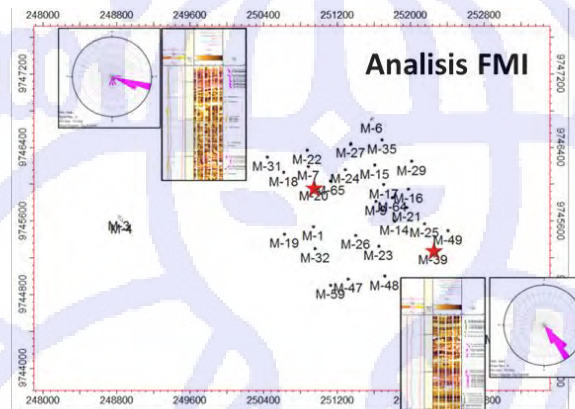
diatas. Gambar IV.19 menampilkan alur penentuan pola penyebaran fasies dan juga digunakan sebagai pola penyebaran properti batuan.

Model umum pengendapan Formasi Air Benakat yang diendapkan pada zona transisi mengisyaratkan bahwa adanya penebalan pada setiap zona reservoir. Asosiasi fasies *fluvial* dan *sand bar* adalah bagian yang paling tebal akibat dari aktivitas erosi dan pengendapan. Endapan dengan ukuran halus dari asosiasi fasies di Lapangan Meruap ini adalah *Mud flat* dan *Marsh*, dengan ukuran lempung yang berwarna abu-abu terang (*mud flat*) dan abu-abu gelap (*marsh*) memiliki ketebalan yang cukup tipis diantara asosiasi fasies yang lain. *Mix flat* adalah transisi antara sand bar dengan mud flat dengan komposisi butiran halus (*mud*) dan kasar (*sand*) bercampur. Sehingga ketebalan yang mengindikasi mix flat tidak lebih tebal dari sand bar dan tidak lebih tipis dari *mud flat*. Penyebaran menggunakan *truncated gaussian simulations* dengan asumsi bahwa asosiasi fasies pengendapan ini terendapkan secara berurutan. Model penyebaran fasies di setiap zona pada hubungan lateral ditampilkan pada Gambar IV.20 sedangkan hubungan vertikalnya pada gambar IV.21.

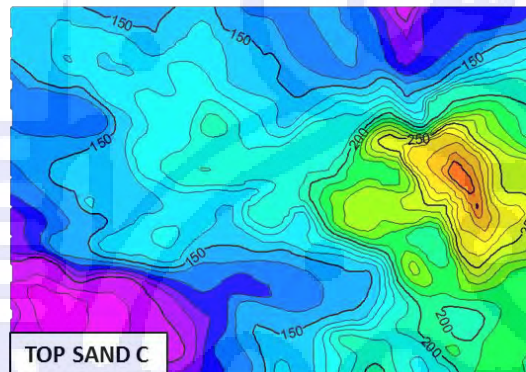




Interpretasi paleogeografi pada Miosen Tengah (Formasi Air Benakat) (Ginger & Fielding, 2005)



Peta Ketebalan



Gambar IV.19 Metode persebaran fasies pada lapangan Meruap.

Peta Persebaran Fasies

