

## BAB IV

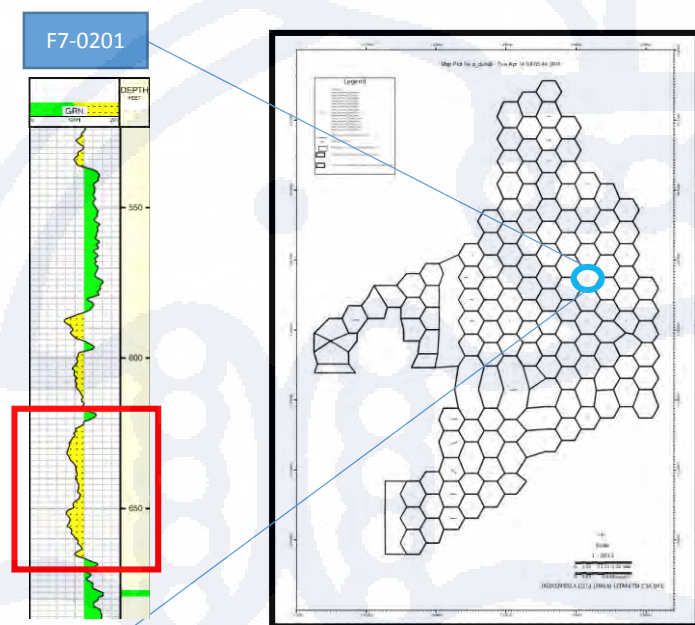
### ANALISIS DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Analisis Lingkungan Pengendapan

Analisis lingkungan pengendapan reservoir dapat menunjukkan kualitas suatu reservoir. Karena karakteristik reservoir berbeda-beda setiap lingkungan pengendapan, baik itu dari sisi geometri, fisik, dan penyebaran dari litologinya tersebut.

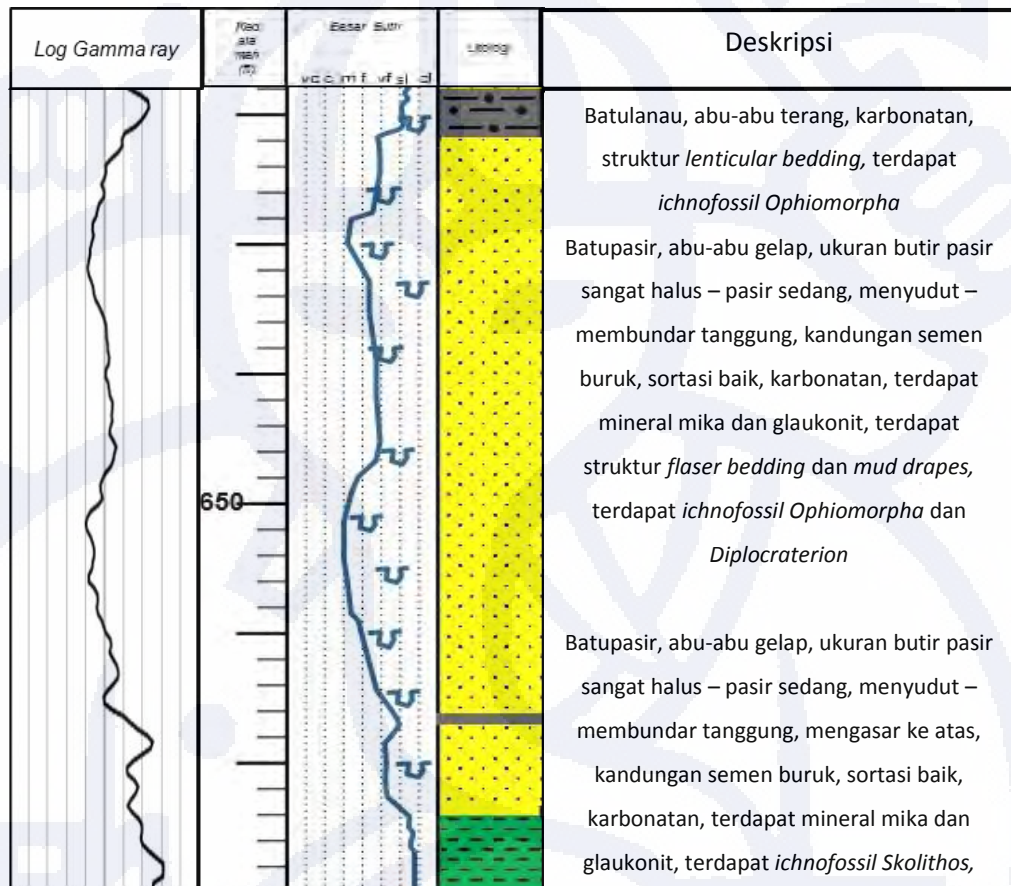
Dalam penelitian ini, penulis menggunakan satu data batuan inti dari 138 sumur. Dari data yang tersedia penulis menggunakan *elektrofasies* yaitu melihat pola log pada *gamma ray* untuk mewakili karakteristik litologi untuk sumur yang tidak memiliki data batuan inti dalam penentuan lingkungan pengendapan.

##### 4.1.1 Analisis Data batuan inti



**Gambar 4.1** Lokasi Sumur yang memiliki data batuan inti dengan interval yang ditandai dengan kotak merah

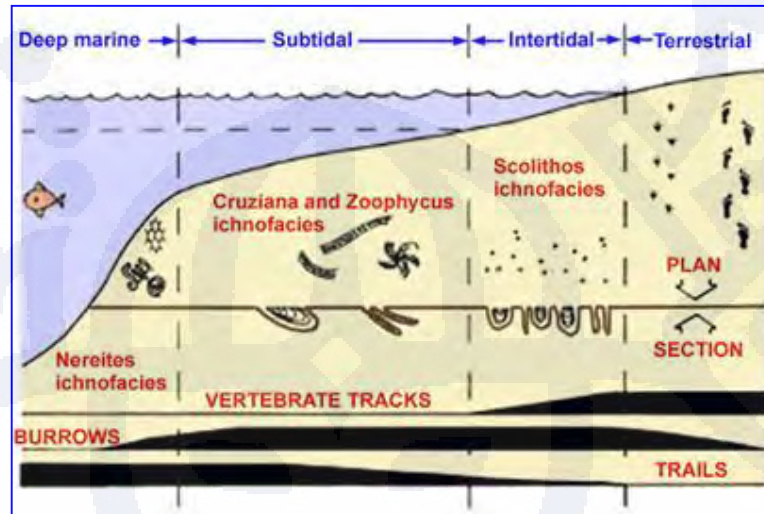
Penelitian ini menggunakan data batuan inti dari satu sumur yaitu sumur F7-0201 sepanjang 61 kaki yaitu dari kedalaman 618 ft – 679 ft (lihat gambar 4.1).



**Gambar 4.2** Kolom Stratigrafi Sumur F7-0201

Litologi pada interval penelitian berupa perselingan batupasir, batulanau, dan batulempung (gambar 4.2). Berdasarkan deskripsi data batuan inti (lampiran 3), pada batupasir terdapat beberapa struktur batuan sedimen berupa *flaser bedding*, *mud drapes* dan fosil jejak.

*Trace fossils* atau fosil jejak yang terdapat pada interval penelitian berupa bioturbasi *Skolithos*, *Ophiomorpha*, *Diplocraterion*, dan *Anchonicnus*. Fosil jejak ini termasuk ke dalam satu *ichnofacies* yaitu *Skolithos ichnofacies*. *Ichnofacies* ini berada di daerah transisi dengan didominasi pasang-surut (tidal) yaitu di daerah intertidal (lihat gambar 4.3).



**Gambar 4.3** Pembagian lingkungan pengendapan berdasarkan ichnofacies dari trace fosil (Selley, 1976 dalam Laporan Internal PT. CPI, 2006)

#### 4.1.2 Korelasi Stratigrafi

Analisis korelasi stratigrafi dilakukan berdasarkan konsep stratigrafi sikuen. Dalam penelitian ini dilakukan analisis dengan menggunakan komponen stratigrafi sikuen yaitu, *sequence boundary*, *maximum flooding surface*, dan *flooding surface*.

*Sequence Boundaries* (SB) pada interval penelitian terletak di antara MFS-1 – FS-1 dimana adanya batas ketidakselarasan yang mengerosi lapisan yang lebih tua. Pada interval penelitian ini adanya batupasir yang mengerosi batupasir atau batulempung yang berada di bawahnya. Pada bacaan nilai *gamma ray* terlihat nilai *gamma ray* yang besar langsung berubah menjadi kecil (dari bawah ke atas) hal ini menandakan perubahan muka air laut yang drastis.

*Maximum Flooding Surface* merupakan *marker* yang menjadi *bottom* dari interval penelitian ini yang terlihat pada bacaan nilai log *gamma ray* dimana adanya defleksi nilai log *gamma ray* yang paling maksimum.

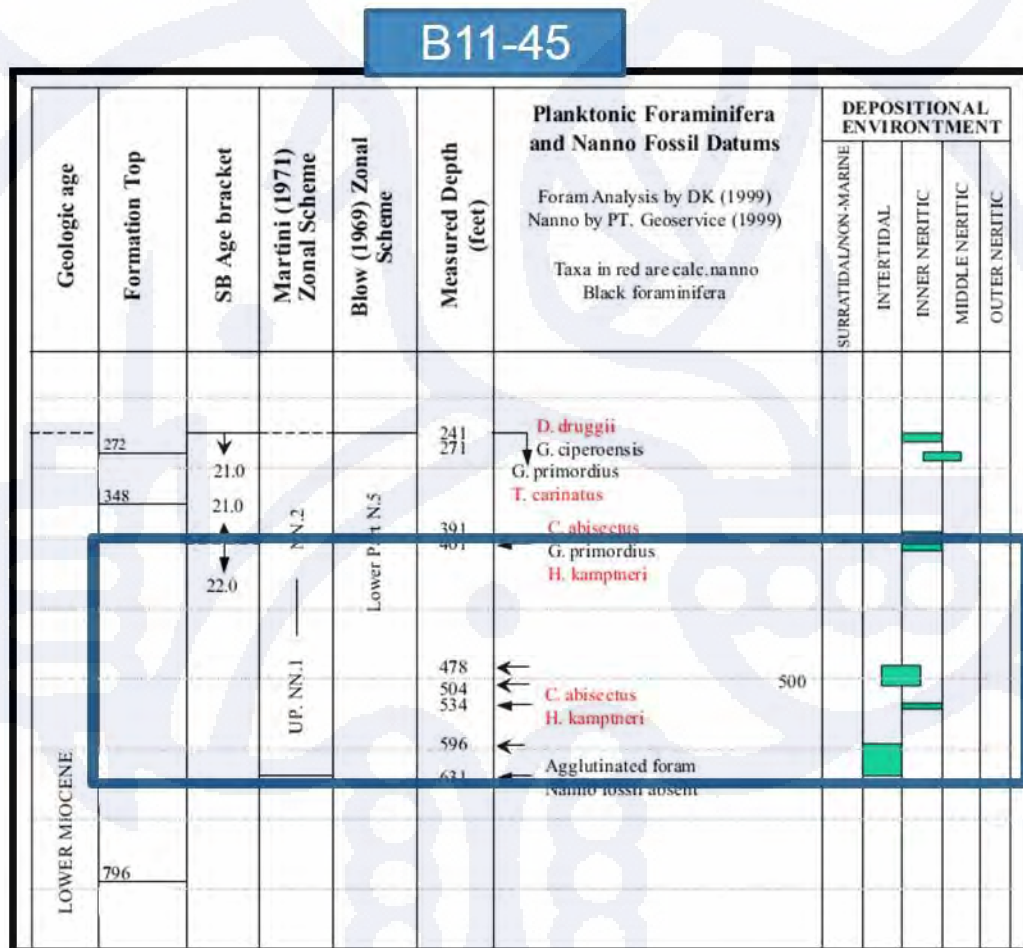
*Flooding surface* merupakan *marker* yang menjadi *top* dari interval penelitian ini yang terlihat perubahan nilai *gamma ray* dari rendah menjadi tinggi.





Korelasi stratastratigrafi yang dilakukan dibantu dengan laporan biostratigrafi untuk mengetahui umur dan lingkungan pengendapan interval penelitian. Laporan biostratigrafi yang digunakan adalah laporan biostratigrafi pada sumur B11-45 yang berada di area atau blok yang bersebelahan dengan blok L yang berada di lapangan yang sama.

Laporan biostratigrafi menurut Kadar (2000) sumur B11-45 (gambar 4.5) menunjukkan bahwa interval penelitian pada blok L berada pada umur Miosen Awal yaitu pada N5. Lingkungan Pengendapan pada interval ini adalah *intertidal-inner neritic*. Terjadinya perubahan lingkungan pengendapan dari *intertidal* ke *inner neritic* yang menunjukkan adanya fase transgresif.



**Gambar 4.5** Data Biostratigrafi pada sumur B11-45. Interval penelitian ditunjukkan dengan kotak berwarna biru (Kadar, 2000 dalam Laporan Internal PT. CPI)

#### 4.1.3 Analisis Lingkungan Pengendapan dan Asosiasi Fasies

Lingkungan pengendapan dapat ditentukan dengan beberapa parameter antara lain litologi, struktur sedimen, dan fosil. Pada interval penelitian ini secara umum litologinya adalah batupasir, batulanau, dan batulempung.



Struktur sedimen yang terdapat pada interval penelitian ini berupa *mud drapes*, *flaser bedding*, dan *lenticular bedding*. Struktur sedimen ini mencirikan daerah lingkungan pengendapan transisi.

Berdasarkan analisis fosil jejak (*ichnofossil*) yang terdapat pada batuan inti di daerah penelitian menunjukkan lingkungan pengendapan di daerah *intertidal* yaitu daerah transisi yang sangat dipengaruhi oleh pasang surut (*tidal*). Struktur sedimen yang ditemukan di interval penelitian berupa lentikular juga menunjukkan daerah lingkungan pengendapan yang dipengaruhi oleh *tidal*. Analisis dan deskripsi litologi menunjukkan bahwa interval penelitian merupakan bagian dari Formasi Duri.

Lingkungan transisi yang dipengaruhi oleh pasang surut bisa berupa estuari atau delta (Dalrymple dkk., 1992). Estuari terbentuk dan berkembang dengan fase pengendapan transgresif sedangkan delta terbentuk dan berkembang dengan fase regresi. Hasil analisis biostratigrafi menunjukkan bahwa lingkungan pengendapan berada di daerah transgresif dimana terjadi perubahan lingkungan dari *intertidal* ke *inner neritic*.

Dalam menentukan asosiasi fasies ditentukan dengan elektrofases. Asosiasi fasies pada penelitian ini dibagi kedalam 4 fasies (lihat gambar 4.6), yaitu *estuarine channel*, *tidal sand bar*, *tidal mud flat*, dan *marine shale*.

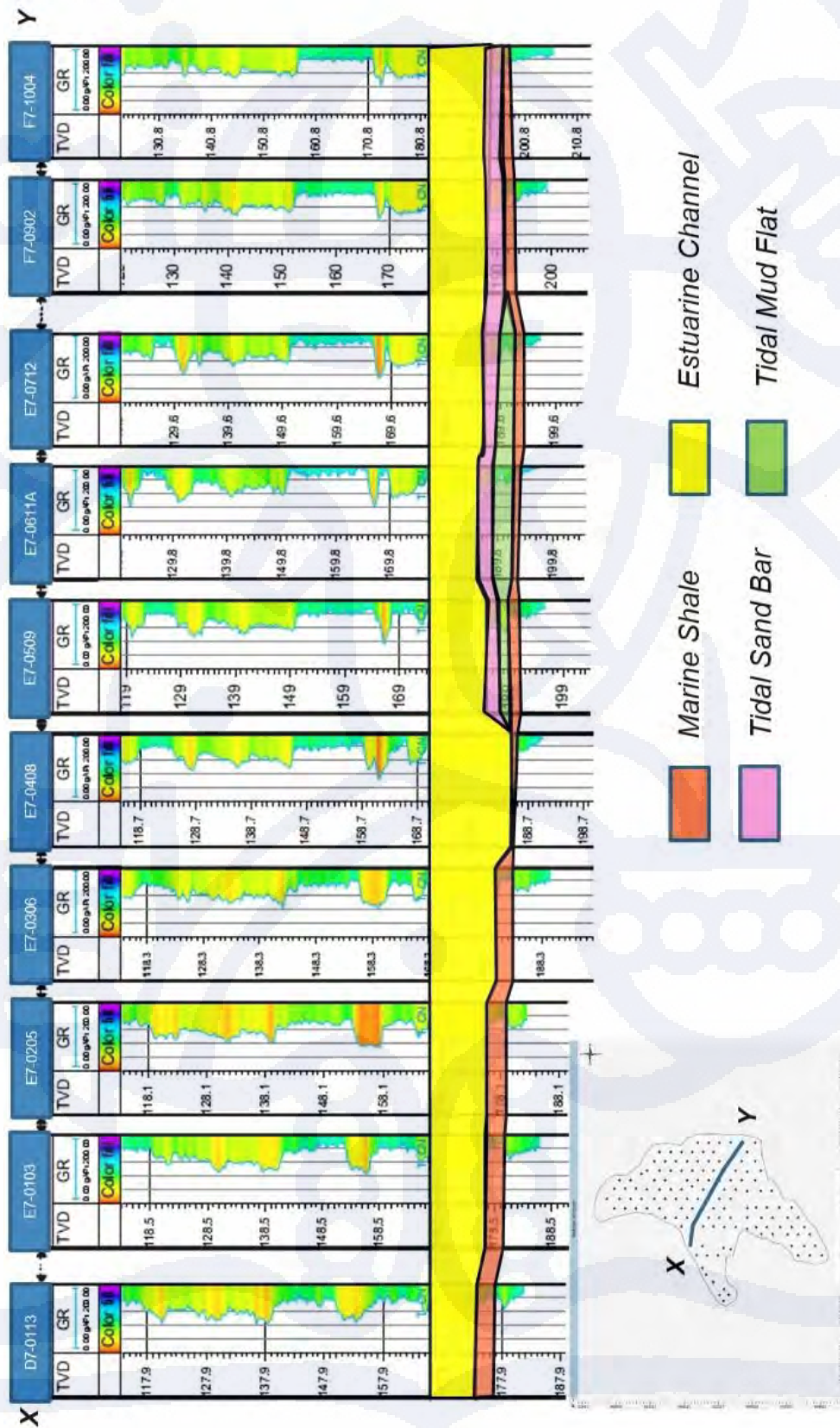


<b>Pola Log GR</b>	 Pola Log Lonceng	 Pola Log Blocky	 Pola Log corong	 Pola Log bergigi	 Log Gamma ray bernilai tinggi
<b>Asosiasi Fasies</b>	<b>Estuarine Channel</b> Pola log sinar gamma berbentuk lonceng dan <i>blocky</i>	<b>Tidal Sand Bar</b> Pola log sinar gamma berbentuk corong	<b>Tidal Mud Flat</b> Pola Log sinar gamma berbentuk lonceng dan atau bergerigi	<b>Marine Shale</b> Pola Log sinar gamma yang memiliki nilai yang tinggi dan <i>blocky</i> , berupa <i>shale</i>	

**Gambar 4.6** Asosiasi fasies dengan karakteristik pola log *gamma ray*

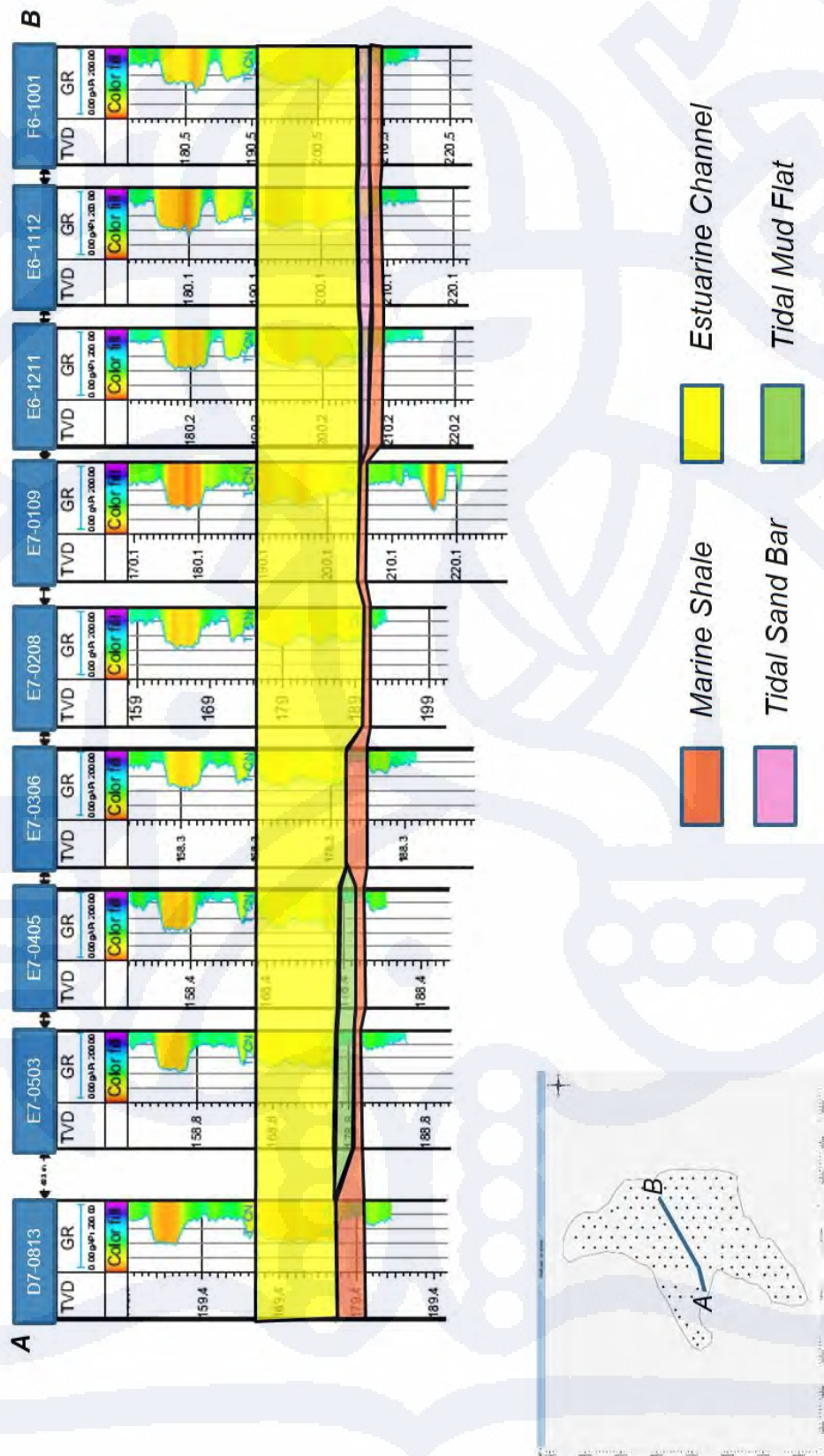
Berdasarkan pola gamma ray, di blok L ini memiliki pola *gamma ray* berupa *blocky*, *bell shaped*, dan *funnel shaped*. Berdasarkan pola *gamma ray* pada *elektrofasies*, daerah *tidal* ini dapat dibagi ke dalam beberapa bentuk arsitektural fasies nya. *Gamma ray* yang menunjukkan pola *blocky* dan *bell shaped* merupakan *tidal channel*, sedangkan *funnel shaped* menunjukkan daerah *tidal sand bar*.

Pada gambar 4.7 terlihat bahwa *estuarine channel* berkembang di daerah penelitian, dimana batupasir *estuarine channel* menebal di bagian tengah area penelitian dan semakin menipis ke arah sampingnya (barat laut dan tenggara). Batupasir *tidal sand bar* berkembang di daerah timur (lihat gambar 4.7 dan 4.8).



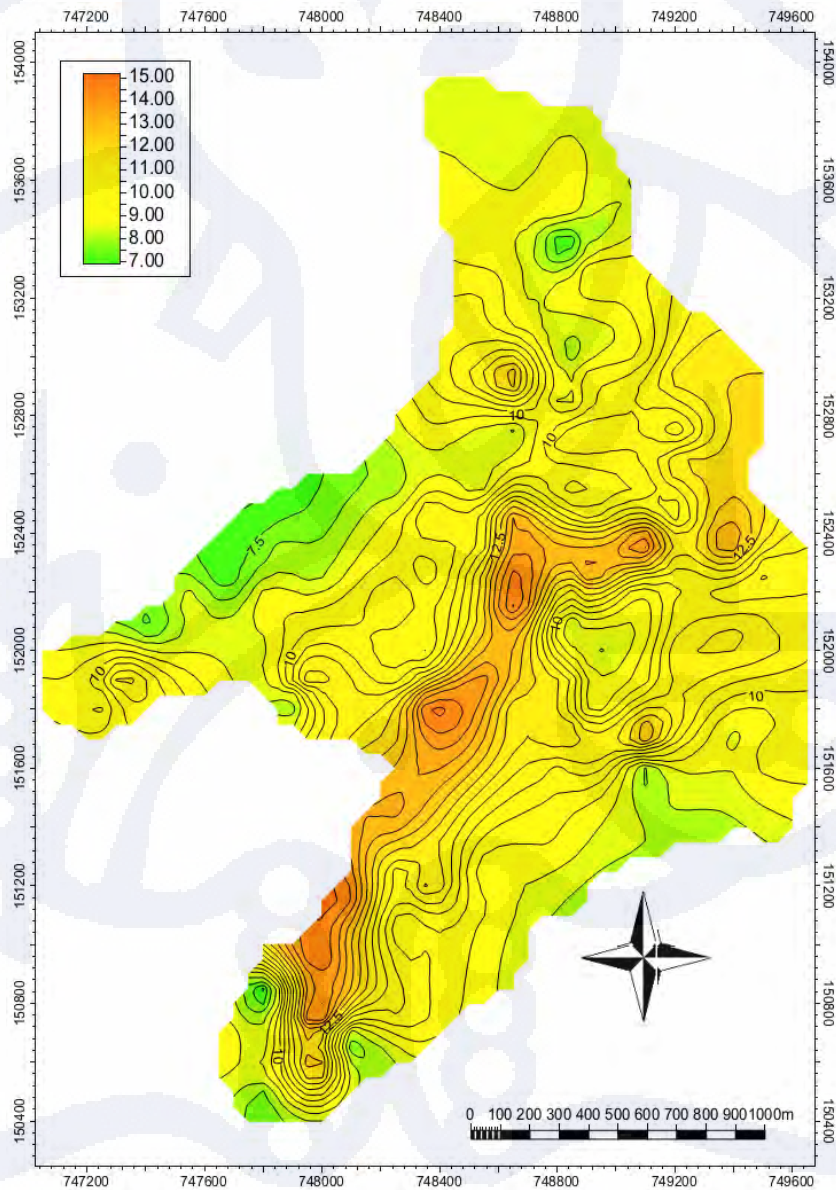
**Gambar 4.7** Asosiasi fasies yang berkembang di daerah penelitian berdasarkan korelasi dari barat laut ke tenggara (datum FS-1)





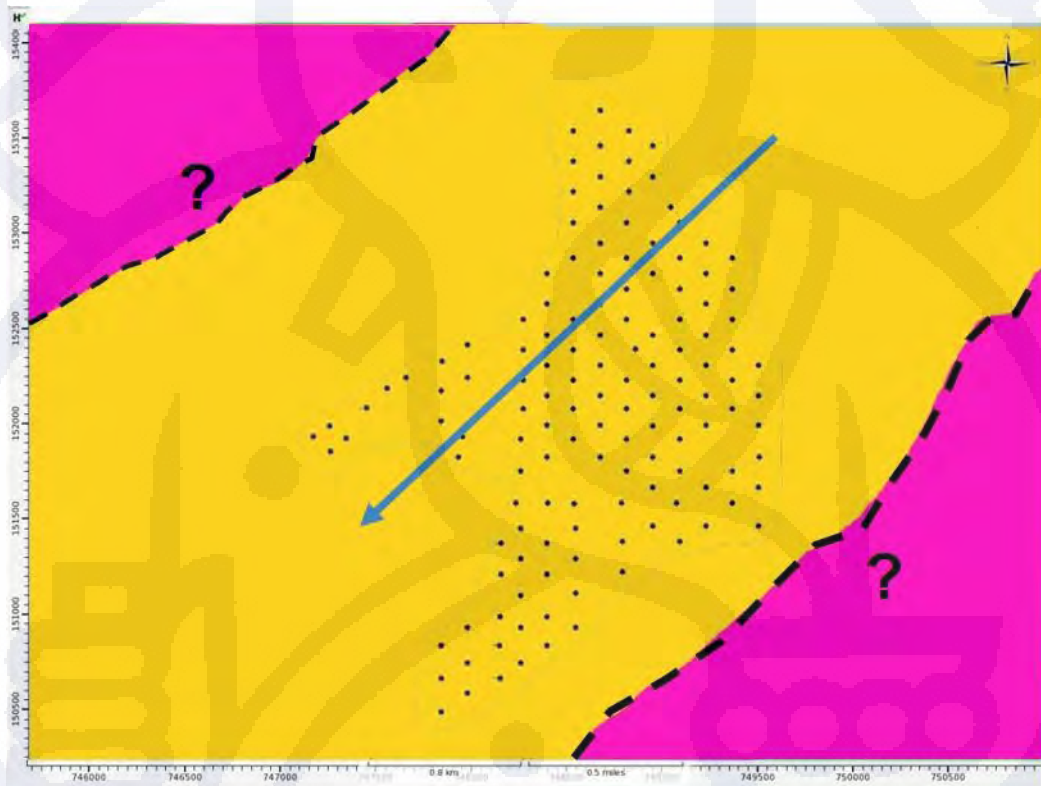
**Gambar 4.8** Asosiasi fasies yang berkembang di daerah penelitian berdasarkan korelasi dari timur laut ke barat daya (datum FS-1)

Penyebaran dari *estuarine channel* terlihat pada gambar 4.9. Berdasarkan peta tersebut terlihat pola penyebaran umum *estuarine channel*. Geometri dari *estuarine channel* (gambar 4.7 dan gambar 4.8) memperlihatkan arah sedimentasi dari NE – SW. Arah pengendapan ini sesuai menurut Wongsosantiko (1976), dimana arah sedimen berasal dari Semenanjung Malaya yang berada di daerah NE.



**Gambar 4.9** Peta *gross sand* dari *estuarine channel*

Persebaran asosiasi fasies dapat dilihat pada peta fasies berikut.



**Peta Fasies**



*Tidal Sand Bar*



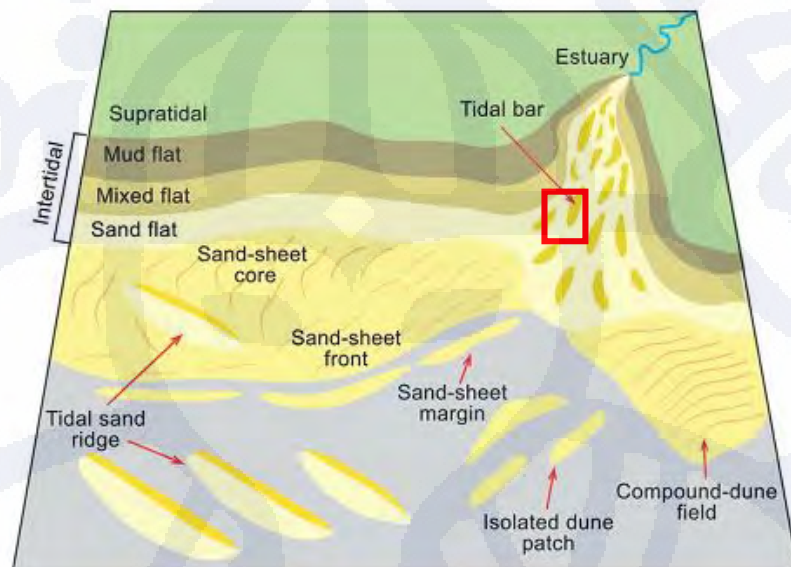
*Estuarine Channel*



Arah sedimentasi

**Gambar 4.10** Peta persebaran fasies yang memperlihatkan *estuarine channel* berkembang dari arah timur laut ke barat daya





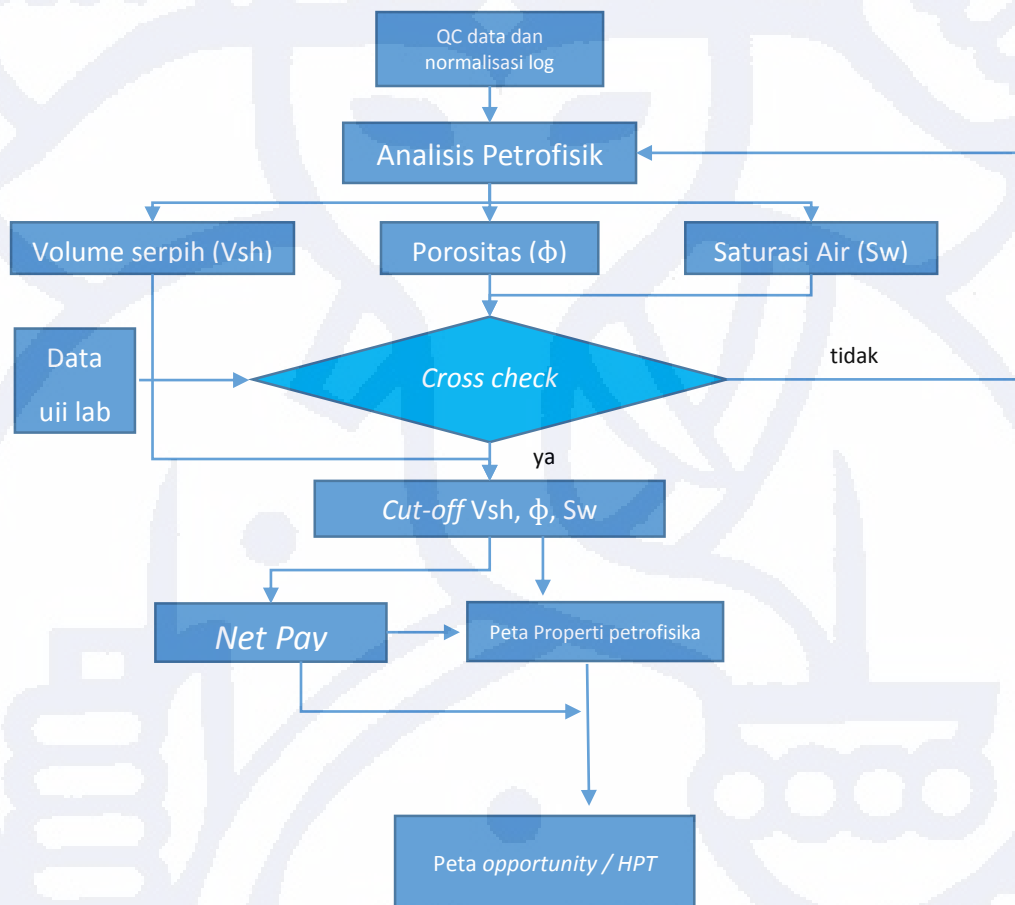
**Gambar 4.11** Model lingkungan pengendapan di daerah transisi dominasi pasang surut – marine (Desjarden dkk., 2012)

Peta fasies dibuat berdasarkan persebaran *estuarine channel* yang berkembang (lihat gambar 4.10) dan dibandingkan dengan model lingkungan pengendapan di daerah transisi dominasi pasang surut-marine menurut Desjarden dkk (2012), interval reservoir berada di daerah *intertidal* (gambar 4.11 dengan kotak merah).

## 4.2 Evaluasi Formasi

Hal pertama yang dilakukan sebelum melakukan evaluasi formasi atau analisis petrofisika adalah pengumpulan data, seperti data kurva log sumur, serta data analisis dari data batuan inti (*routine core*). Untuk data kurva log, data yang dipergunakan adalah *gamma ray*, resistiviti, dan porositas. Jumlah data sumur yang digunakan adalah 138 sumur dengan satu data batuan inti yang merupakan *routine core*.

Analisis petrofisika dilakukan berdasarkan diagram alir kerja berikut :



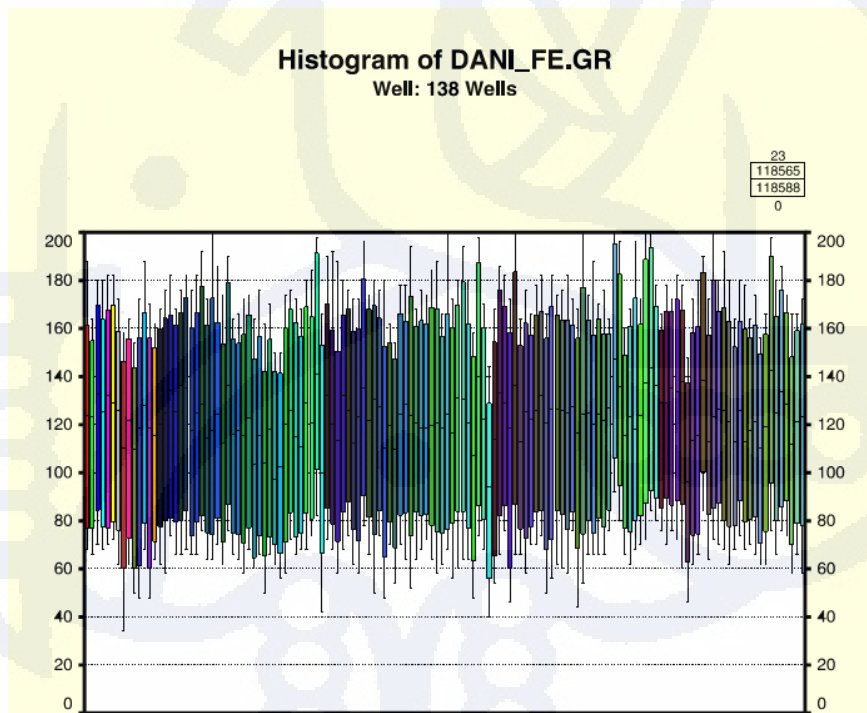
**Gambar 4.12** Diagram alir kerja dalam analisis petrofisika

#### 4.2.1 Quality Check Data

Tahap awal dalam melakukan analisis petrofisika atau evaluasi formasi ini, pertama yang dilakukan adalah memastikan *SR (Sampling Rate)* setiap sumur bernilai 0,5 ft. Koreksi log yang lain seperti log neutron dan RHOB telah dilakukan sebelumnya dan dianggap sudah benar.

#### 4.2.2 Normalisasi Gamma Ray

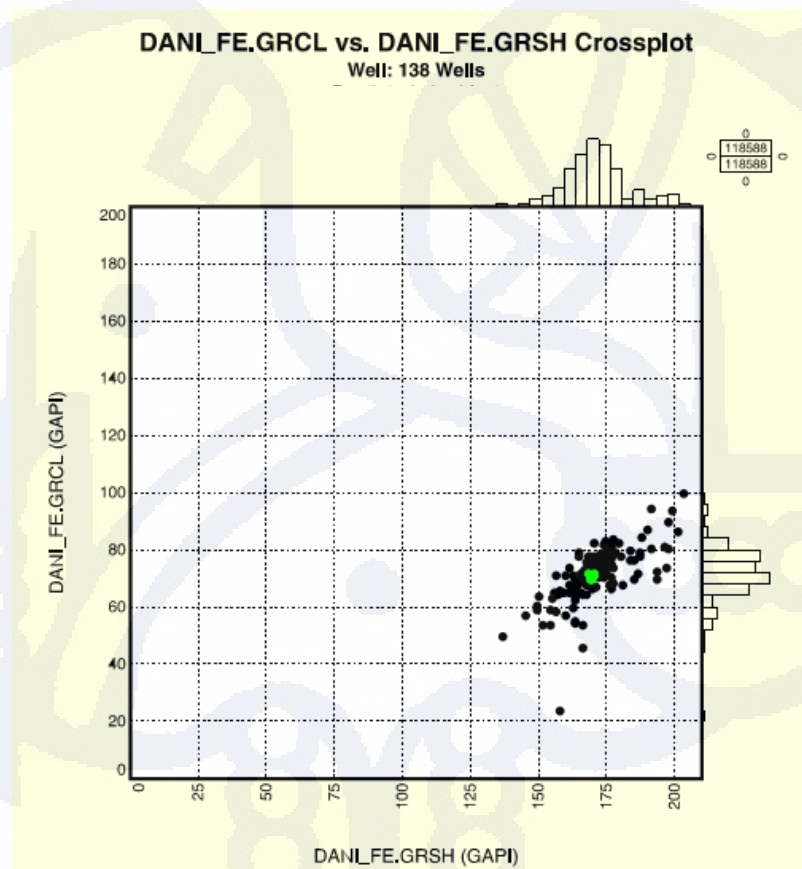
Terdapat adanya perbedaan nilai *gamma ray* yang cukup signifikan dalam satu reservoir. Sehingga, dalam satu interval reservoir yang sama setiap sumur pada suatu cekungan dibuat hampir sama, dikarenakan tidak mungkin jika jarak sumur yang hanya berjarak beberapa kaki, memiliki nilai *gamma ray* yang sangat berbeda. Nilai *gamma ray* berbeda bisa dikarenakan adanya unsur mineral-mineral radio aktif (umumnya yang mengandung potassium tinggi) dan unsur radioaktif pada fluida seperti kandungan K, Ur, dsb. Normalisasi *gamma ray* dilakukan agar tidak terlalu jauh perbedaan nilai *gamma ray* dalam setiap interval yang sama (lihat gambar 4.13).



**Gambar 4.13** Persebaran Nilai Gamma ray yang memperlihatkan nilai Gamma ray yang sangat berbeda sehingga diperlukan adanya normalisasi agar nilai Gamma ray pada interval ini memiliki nilai yang sama



Sebelum dilakukan normalisasi *gamma ray*, ditentukan terlebih dahulu nilai GRCL (*gamma ray clean sand*) dan GRSH (*gamma ray shale*). Pada penelitian ini, penulis tidak langsung menggunakan nilai bacaan *gamma ray* yang paling kecil untuk GRCL dan *gamma ray* maksimum untuk GRSH. Hal ini disebabkan akan adanya gangguan dalam proses pembacaan *gamma ray*. Gangguan ini dipengaruhi oleh *gamma ray* yang sangat sensitif terhadap material radioaktif. Penentuan nilai ini diambil dari persentil *gamma ray* 3% untuk GRCL dan 97% untuk GRSH. Nilai 3% dan 97% ini diambil, karena jangkauan nilai ini yang sangat mungkin untuk persebaran nilai.



**Gambar 4.14** Plot silang antara nilai *gamma ray clean sand* (GRCL) dan *gamma ray shale* (GRSH)

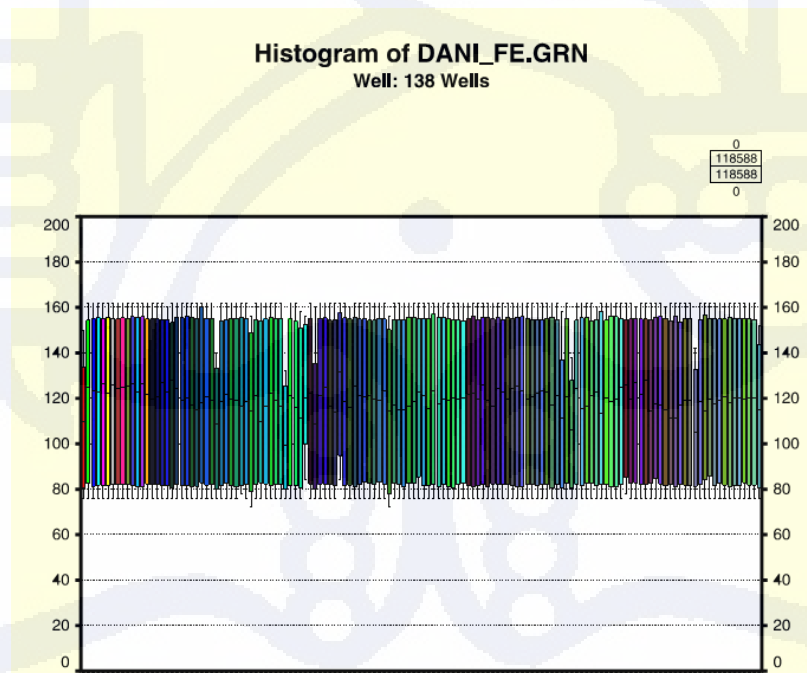
Setelah itu dilakukan *cross plot* antara nilai GRCL dan GRSH dari 138 sumur penelitian. Diambil nilai yang sering muncul atau modus dari masing-masing nilai tersebut (lihat gambar 4.14). Didapatkan nilai GRCL yaitu 73,437 API dan GRSH yaitu 161,863 API. Nilai GRCL dan GRSH ini akan diaplikasikan ke semua sumur untuk mendapatkan nilai *Gamma Ray* melalui persamaan:

$$GRN = IGR \times (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min} \dots \dots \dots (4.1)$$

$$IGR = \frac{GR - GR_{cl}}{GR_{sh} - GR_{cl}} \dots \dots \dots (4.2)$$

Dimana:

- $GR_{max}$  = Nilai GRSH awal
- $GR_{min}$  = Nilai GRCL awal
- $GRN$  = *Gamma ray* normalisasi
- $IGR$  = *Gamma ray* Indeks



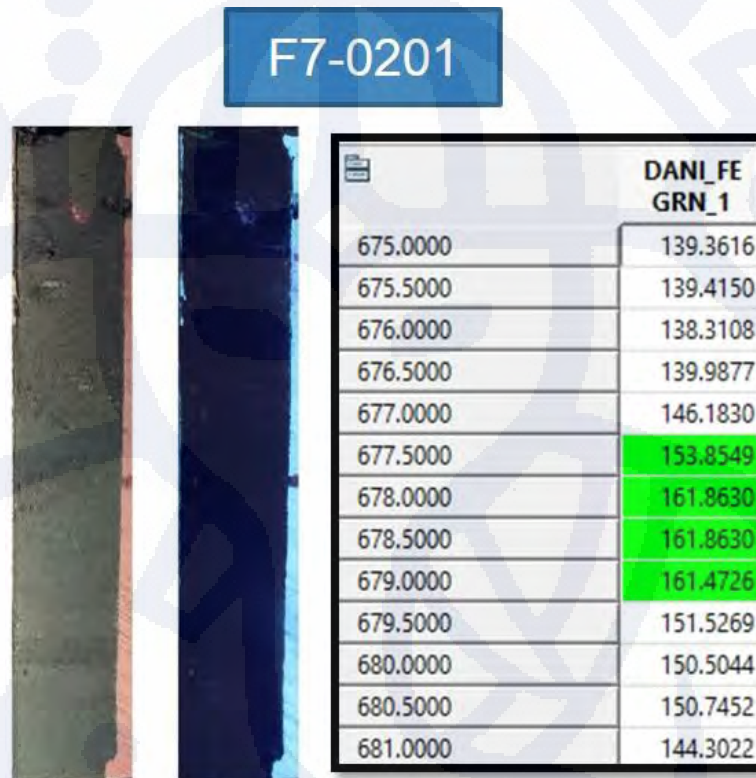
**Gambar 4.15** Nilai *gamma ray* yang telah dinormalisasi sehingga jangkauan nilai *gamma ray* lebih merata untuk setiap sumur

Setelah dilakukan normalisasi, persebaran atau perbedaan nilai *gamma ray* setiap sumur tidak terlalu besar yang terlihat pada gambar 4.15.

#### **4.2.3 Volume Serpih**

Kandungan serpih pada reservoir sangat menentukan kualitas dari reservoir itu sendiri. Semakin besar kandungan serpih pada reservoir maka akan semakin berkurang kualitas dari reservoir tersebut. Perhitungan nilai volume serpih menggunakan persamaan menurut Asquith (1982) berdasarkan persamaan 2.1. Nilai *gamma ray* minimum atau *gamma ray cleand sand* didapatkan dari plot silang antara nilai GRCL dan GRSH (gambar 4.14). Nilai *gamma ray* maksimum tidak langsung diambil dari plot silang tersebut. Hal ini dikarenakan unsur radioaktif mineral lempung yang berbeda pada setiap unsur yang terkandung di dalam mineral tersebut sehingga akan mempengaruhi bacaan dari *gamma ray*. Penentuan nilai *gamma ray* maksimum dilakukan berdasarkan perbandingan foto data batuan inti yang telah dikenai sinar UV (gambar 4.16) pada sumur F7-0201. Nilai *gamma ray* maksimum didapatkan dari nilai *gamma ray* yang telah menunjukkan serpih 100%. Berdasarkan gambar 4.16 terlihat adanya warna biru tanpa ada gangguan dari warna lain.





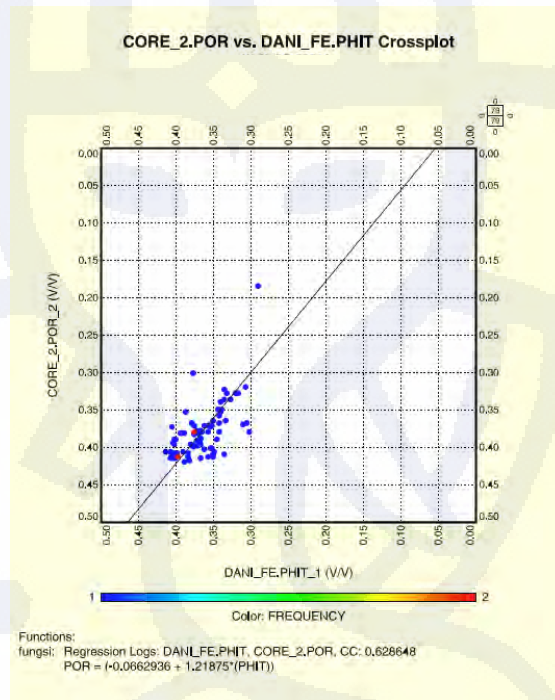
**Gambar 4.16** Kedalaman batuan inti 675,5 - 679 kaki pada sumur F7-0201 yang menunjukkan adanya serpih atau *shale*

Dari hasil analisis didapatkan nilai *gamma ray* minimum adalah 73,437 API dan nilai *gamma ray* maksimum adalah 153,855 API. Nilai ini yang akan digunakan dalam perhitungan nilai volume serpih (Vsh) berdasarkan persamaan dari Asquith.

#### 4.2.4 Porositas

Perhitungan porositas dilakukan untuk mengetahui secara kuantitatif seberapa besar kemampuan reservoir menyimpan fluida terutama hidrokarbon. Dalam melakukan perhitungan porositas ini ditentukan nilai dari porositas densitas (DPHI) menggunakan persamaan dari Asquith dan Krygowski (1982) yaitu persamaan 2.2. Persamaan ini dihitung berdasarkan densitas batuan dari nilai log *bulk density* (RHOB),

densitas fluida adalah  $1 \text{ g/cm}^3$  yang merupakan *fresh water*, dan densitas matriks batupasir adalah  $2,65 \text{ g/cm}^3$ .



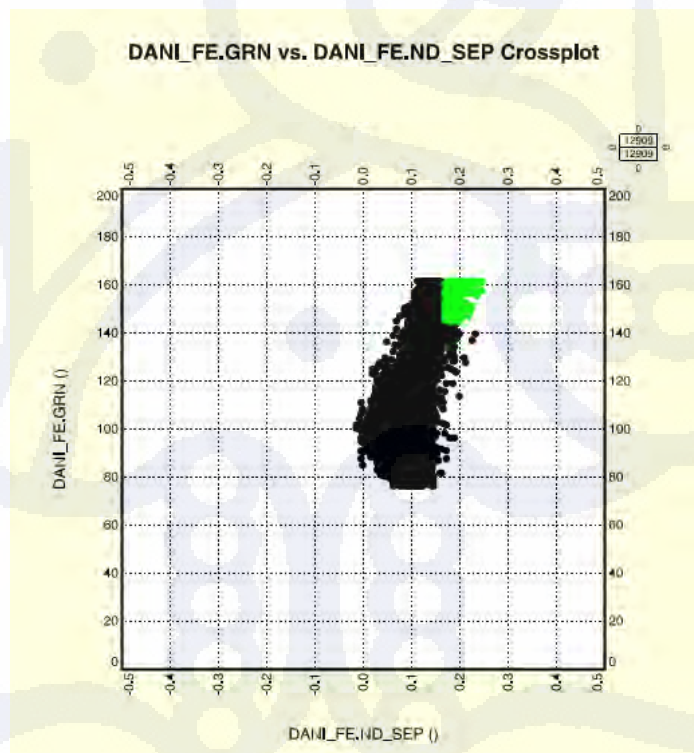
**Gambar 4.17** Plot silang antara antara porositas dengan uji lab dan porositas total yang telah dihitung dengan nilai CC dari regresi adalah 0,63

Kandungan gas sangat berpengaruh terhadap perhitungan porositas. Jika terdapat gas pada reservoir digunakan persamaan Asquith (1982) untuk menghitung nilai porositas total. Apabila tidak ada gas, maka nilai porositas densitas dianggap sebagai nilai dari porositas total.

Setelah didapatkan hasil dari perhitungan porositas total, dilakukan pengecekan kemiripan nilai antara porositas total yang telah dihitung dengan porositas dengan data uji laboratorium. Regresi yang terlihat pada gambar 4.17 memiliki nilai cc 0,63 yang berarti nilai porositas total yang telah dihitung dengan data uji laboratorium memiliki nilai yang hampir mirip.

Porositas efektif dihitung berdasarkan *interclastic porosity* dimana pori yang saling terhubung satu sama lain (tidak terisolasi). Perhitungan porositas efektif dipengaruhi oleh porositas total dan kandungan butiran lempung. Butiran lempung sangat mempengaruhi nilai porositas efektif, karena jika kandungan lempung semakin besar, maka nilai porositas efektif akan semakin kecil.

Perhitungan porositas efektif menggunakan persamaan Dresser Atlas (1979) berdasarkan persamaan 2.4. Parameter yang belum ditentukan adalah densitas serpih. Parameter ini ditentukan berdasarkan Segitiga Volan. Segitiga Volan dibuat pada plot silang antara log *bulk density* (RHOB) dengan log neutron, dengan membuat tiga titik yang membentuk segitiga. Titik pertama adalah titik yang menunjukkan porositas 100% atau tidak terdapat matriks. Titik kedua adalah titik yang menunjukkan porositas 0% atau 100% matriks. Titik ketiga adalah titik yang menunjukkan *dry clay*.

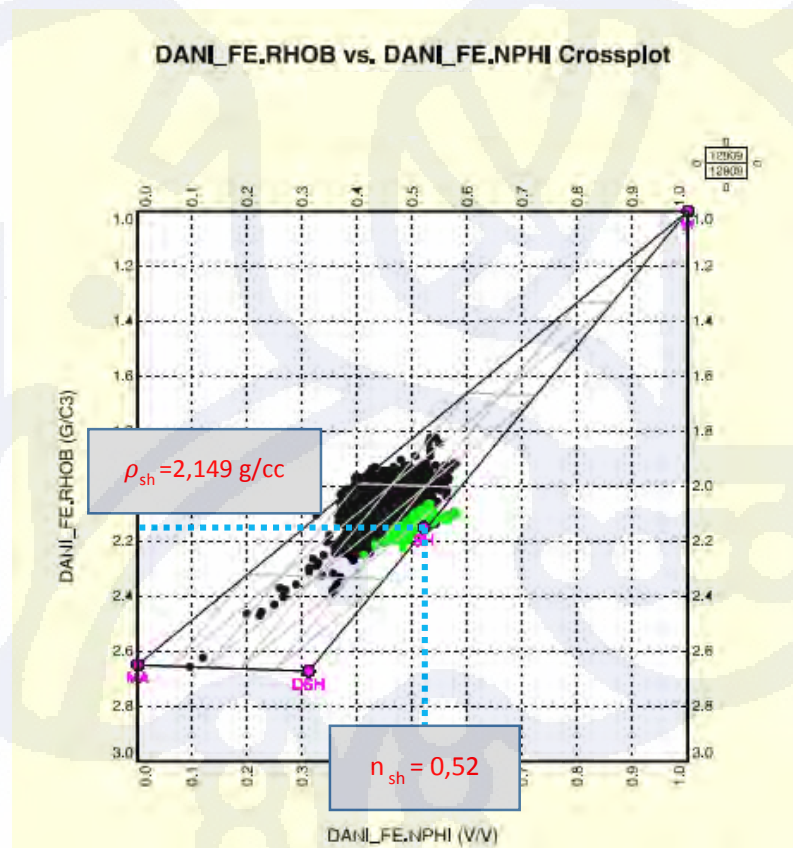


**Gambar 4.18** Plot silang antara nilai gamma ray yang telah dinormalisasi dengan perbedaan nilai antara porositas neutron dengan porositas densitas



Dalam penentuan densitas serpih yang pertama dilakukan plot silang antara *gamma ray* yang telah dinormalisasi dengan perbedaan nilai antara Porositas neutron dengan porositas densitas. Umumnya serpih memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi dan memiliki nilai separasi atau perbedaan nilai porositas neutron dengan porositas densitas yang besar juga. Pada gambar 4.18 interval serpih diprediksi berada di bagian kanan atas (di-*highlight* berwarna hijau).

Setelah ditentukan bagian yang diprediksi merupakan serpih, dibuat plot silang antara densitas batuan dengan porositas neutron dengan menggunakan Segitiga Volan.



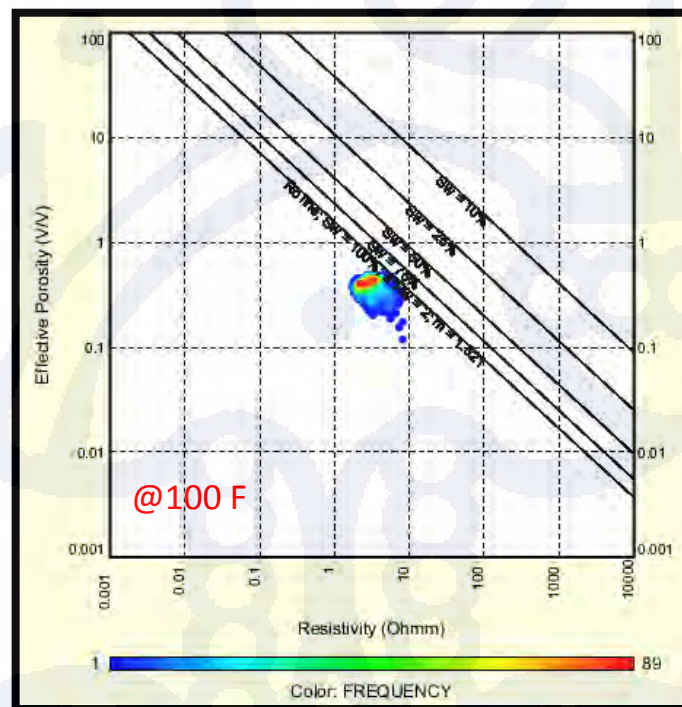
**Gambar 4.19** Plot silang antara densitas batuan dengan porositas neutron dengan metode segitiga volan

Pada gambar 4.19 terlihat bahwa bagian serpih (yang telah di-*highlight*) memiliki nilai densitas serpih yaitu 2,149 g/cc.

#### 4.2.5 Saturasi Air

Perhitungan saturasi air dilakukan untuk mengetahui tingkat kejenuhan air yang terdapat pada interval reservoir. Semakin kecil nilai saturasi air maka semakin bagus kandungan hidrokarbon yang terkandung pada resevoir. Nilai dari saturasi air ini akan sangat mempengaruhi dari nilai perhitungan cadangan hidrokarbon di reservoir. Saturasi air sangat dipengaruhi oleh resistivitas dan porositas.

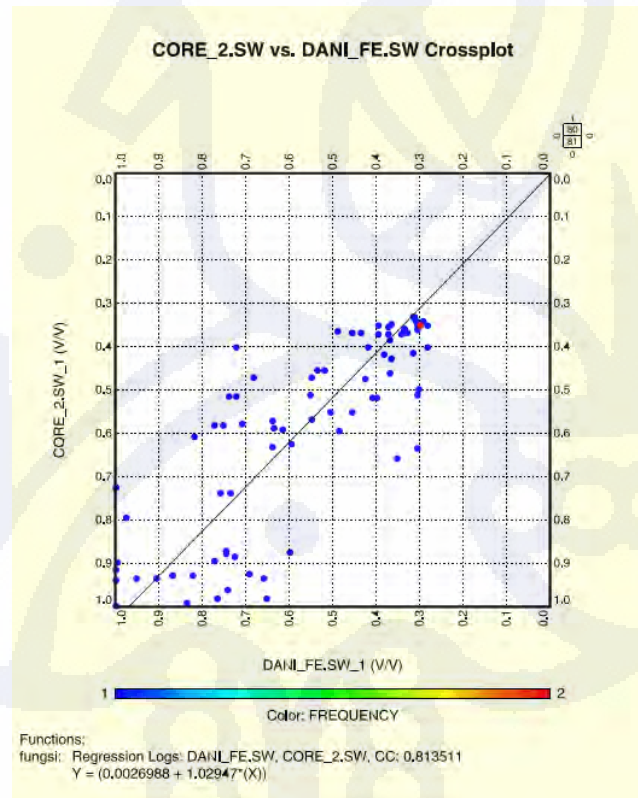
Resistivitas air ( $R_w$ ) akan mempengaruhi nilai saturasi air yang akan diperoleh yang mana nantinya akan mempengaruhi terhadap jumlah minyak yang akan didapatkan. Dapat dikatakan semakin tinggi nilai  $R_w$  maka akan semakin pesimis dengan jumlah kandungan minyak yang terdapat pada reservoir, semakin kecil nilai  $R_w$  yang ditetapkan semakin optimis terhadap kandungan minyaknya.



**Gambar 4.20** Plot silang antara porositas efektif dengan resistivitas batuan

Nilai resistivitas air ( $R_w$ ) diperoleh dari metode *Pickett Plot*. Pada *Pickett Plot* terdapat garis-garis saturasi air ( $S_w$ ) dengan nilai 100%, 75%, 50%, 25%, dan 0%. Garis-garis ini tidak hanya tergantung pada nilai  $R_w$  saja tetapi juga tergantung nilai *formation factor* ( $n$ ), nilai koefisien matriks ( $m$ ), dan  $a$ .

Untuk mempermudah pengambilan nilai  $R_w$ , diperlukan interval batupasir yang memiliki nilai resistivitas ( $R_t$ ) rendah dimana mengindikasikan terisi oleh air. Pada temperatur formasi 100 F didapatkan nilai  $R_w$  yaitu 2 (gambar 4.20). Nilai Resistivitas air ( $R_w$ ) ini tergantung terhadap temperatur formasi. Sehingga dilakukan konversi nilai resistivitas air berdasarkan fungsi temperatur (persamaan 2.5).



**Gambar 4.21** Plot silang antara nilai saturasi air berdasarkan uji lab dan saturasi air berdasarkan perhitungan. Nilai CC dari regresi adalah 0,81.

Metode perhitungan saturasi air menggunakan persamaan Simandoux (persamaan 2.8) yang mana secara umum digunakan pada batupasir lempungan (*shaly sand*) karena memperhitungkan adanya kandungan serpih. Sehingga persamaan Simandoux sesuai dengan sifat reservoir penelitian. Setelah dilakukan perbandingan antara saturasi air yang telah dihitung dengan data uji lab, kedua nilai ini memiliki kemiripan nilai sekitar 81% (gambar 4.21).

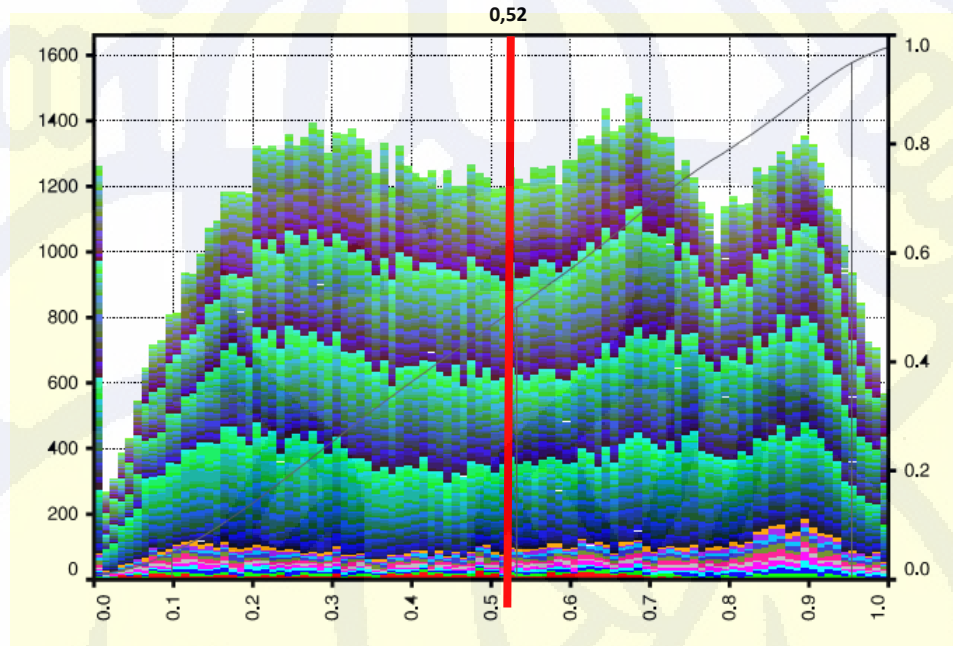
#### **4.2.7 Perhitungan *Net Pay***

Sebelum memperkirakan cadangan hidrokarbon yang terdapat di interval batupasir, harus diketahui terlebih dahulu ketebalan batupasir itu sendiri untuk memperkirakan volumenya. Untuk menggambarkan ketebalan batupasir yang mengandung minyak atau hidrokarbon diperlukan peta *net pay*. Peta *net pay* ini diperhitungkan dari batas nilai saturasi air, porositas efektif, dan volume shale. Batas ambang nilai dari saturasi air ( $S_w$ ), porositas efektif ( $phie$ ) dan volume serpih ( $V_{sh}$ ) ditentukan dari cross plot.

##### **a. Batas Ambang $V_{sh}$ (Volume Serpih)**

Batas ambang  $V_{sh}$  digunakan untuk menentukan batas interval reservoir yaitu berupa batupasir yang dipisahkan dengan serpih. Nilai batas ambang ini didasarkan kepada histogram dari nilai volume serpih. Batas ambang dari nilai serpih ini dilihat berdasarkan persebaran nilai volume serpih. Bukit pertama di histogram merupakan reservoir atau batupasir, sedangkan bukit yang lain merupakan *non* reservoir, sehingga didapatkan nilai batas ambang serpih adalah 0,52.





**Gambar 4.22** Histogram volume serpih dengan batas ambang volume serpih 0,52

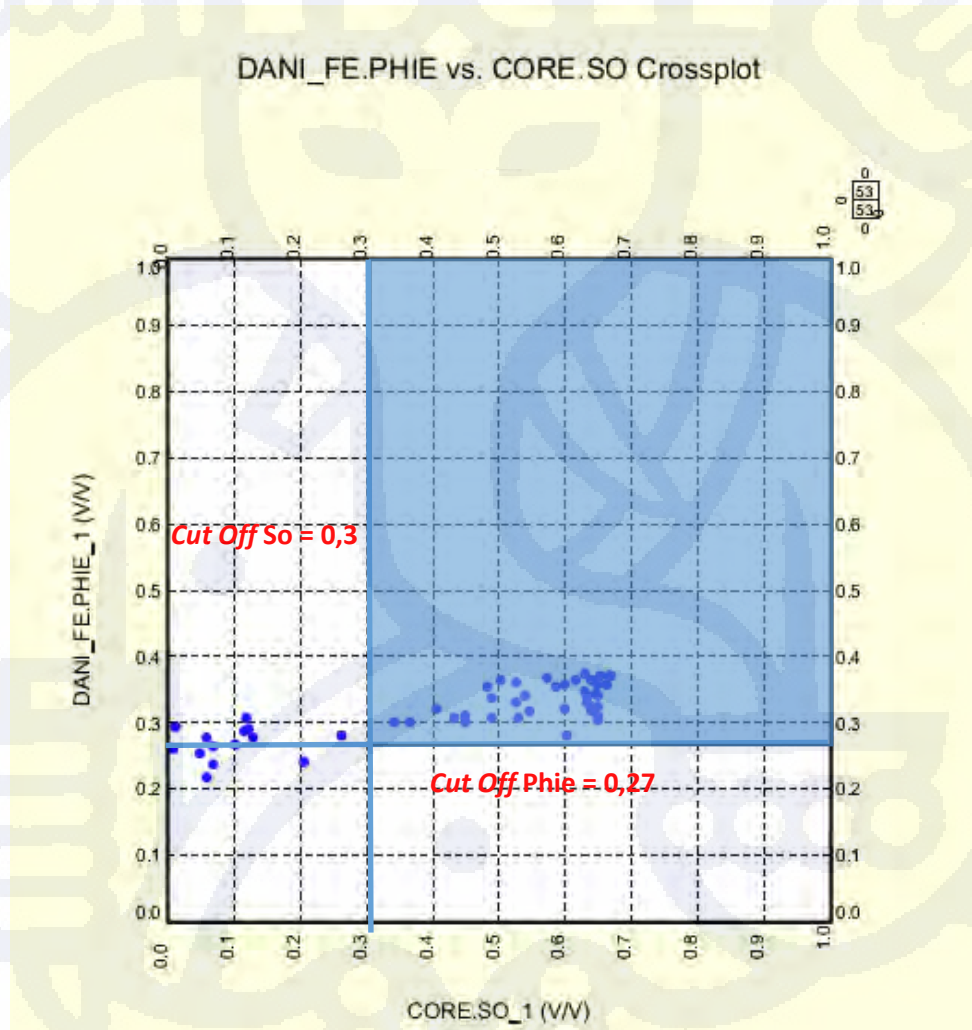
b. Batas Ambang  $\Phi_{ie}$  (Porositas Efektif)

Batas ambang porositas efektif ( $\Phi_{ie}$ ) digunakan untuk menentukan interval batupasir yang memiliki porositas yang bagus, sehingga untuk kasus seperti *tight sand* tidak dimasukkan ke dalam interval batupasir yang diinginkan. Nilai batas ambang ini didasarkan kepada plot silang antara saturasi minyak yang dihitung pada data batuan inti rutin dengan porositas efektif yang telah dihitung sendiri. Berdasarkan Gambar 4.23 didapatkan nilai batas ambang porositas efektif adalah pada 0,27.

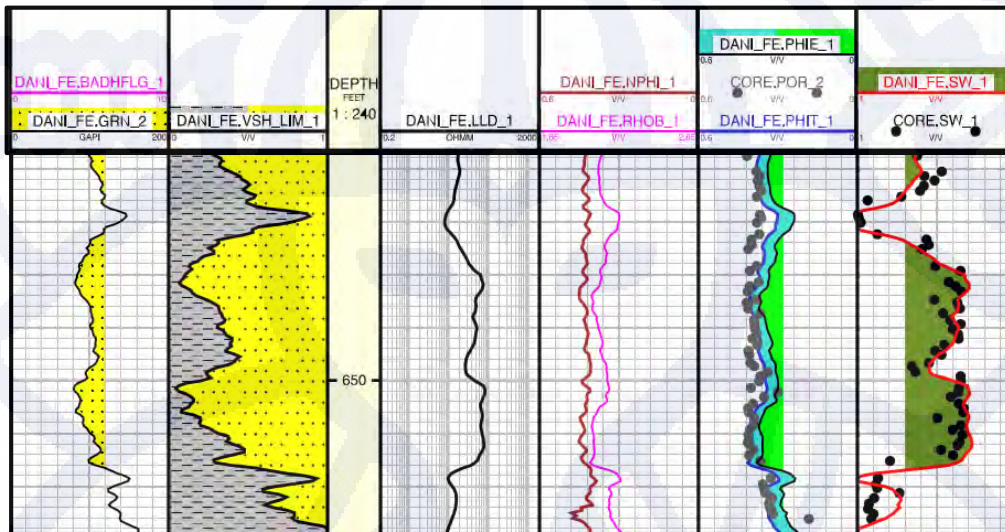
c. Batas Ambang  $S_W$  (Saturasi Air)

Batas ambang saturasi air digunakan untuk menentukan *net pay*, dimana untuk menentukan interval hidrokarbon *pay*, yaitu interval yang menghasilkan minyak sesuai dengan yang diharapkan. Nilai batas ambang untuk saturasi air ini didasarkan kepada plot silang antara saturasi minyak yang dihitung pada data batuan inti rutin dengan

porositas efektif yang telah dihitung sendiri. Berdasarkan gambar 4.23 didapatkan nilai batas ambang saturasi minyak ( $S_o$ ) adalah pada 0,3, atau batas ambang saturasi air sekitar 0,7.



**Gambar 4.23** Plot silang antara saturasi minyak yang dihitung pada data batuan inti dengan porositas efektif yang telah dihitung dengan nilai batas ambang porositas efektif adalah 0,27 dan saturasi minyak adalah 0,3

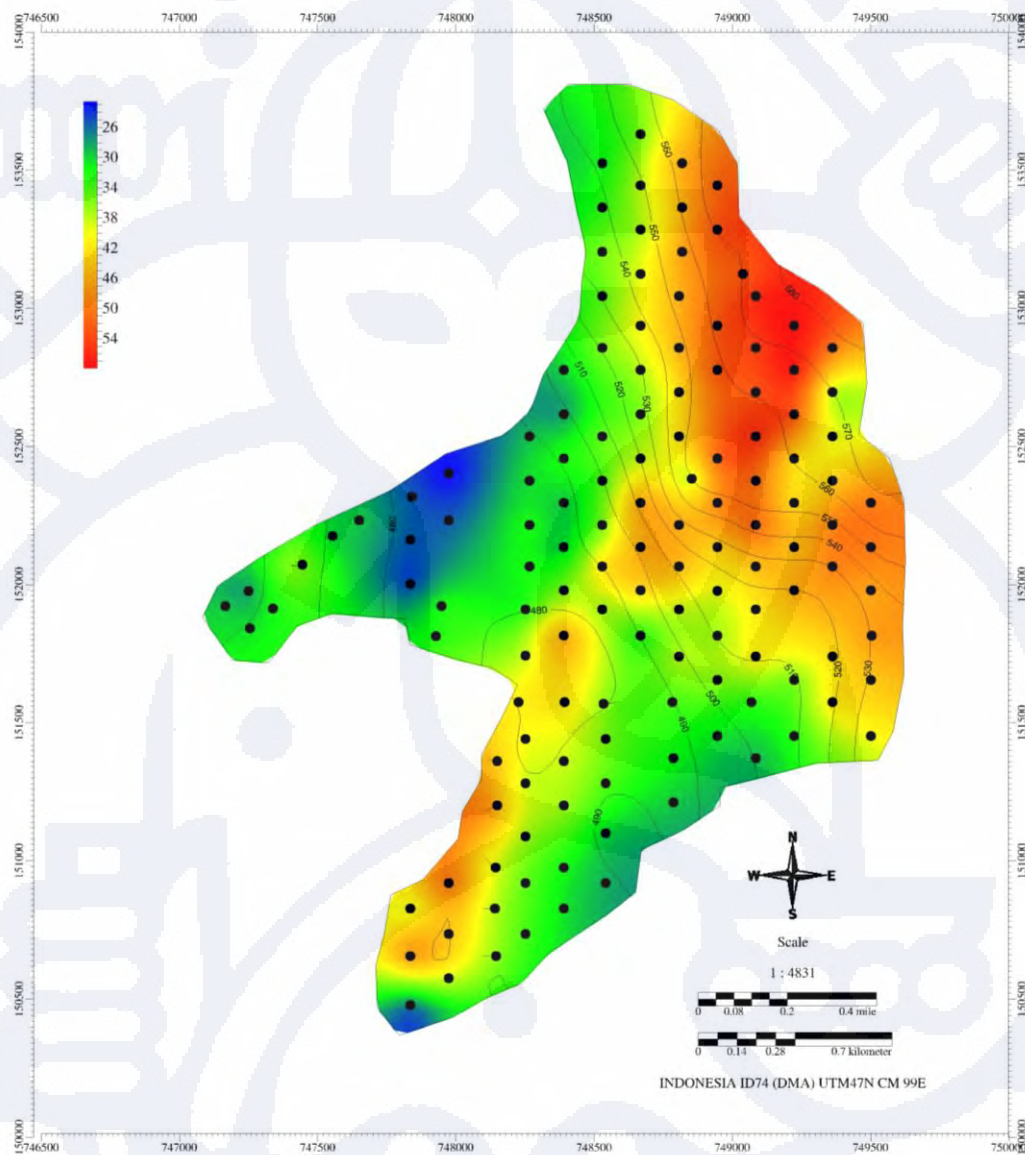


**Gambar 4.24** Hasil perhitungan petrofisika dan di-cross check dengan data uji lab, terlihat bahwa nilai yang dihitung pada data uji lab (berupa titik titik) dengan data hasil perhitungan petrofisika memiliki nilai yang hampir sama

Hasil perhitungan petrofisika, data uji lab, dan data log yang digunakan terlihat pada gambar 4.24.

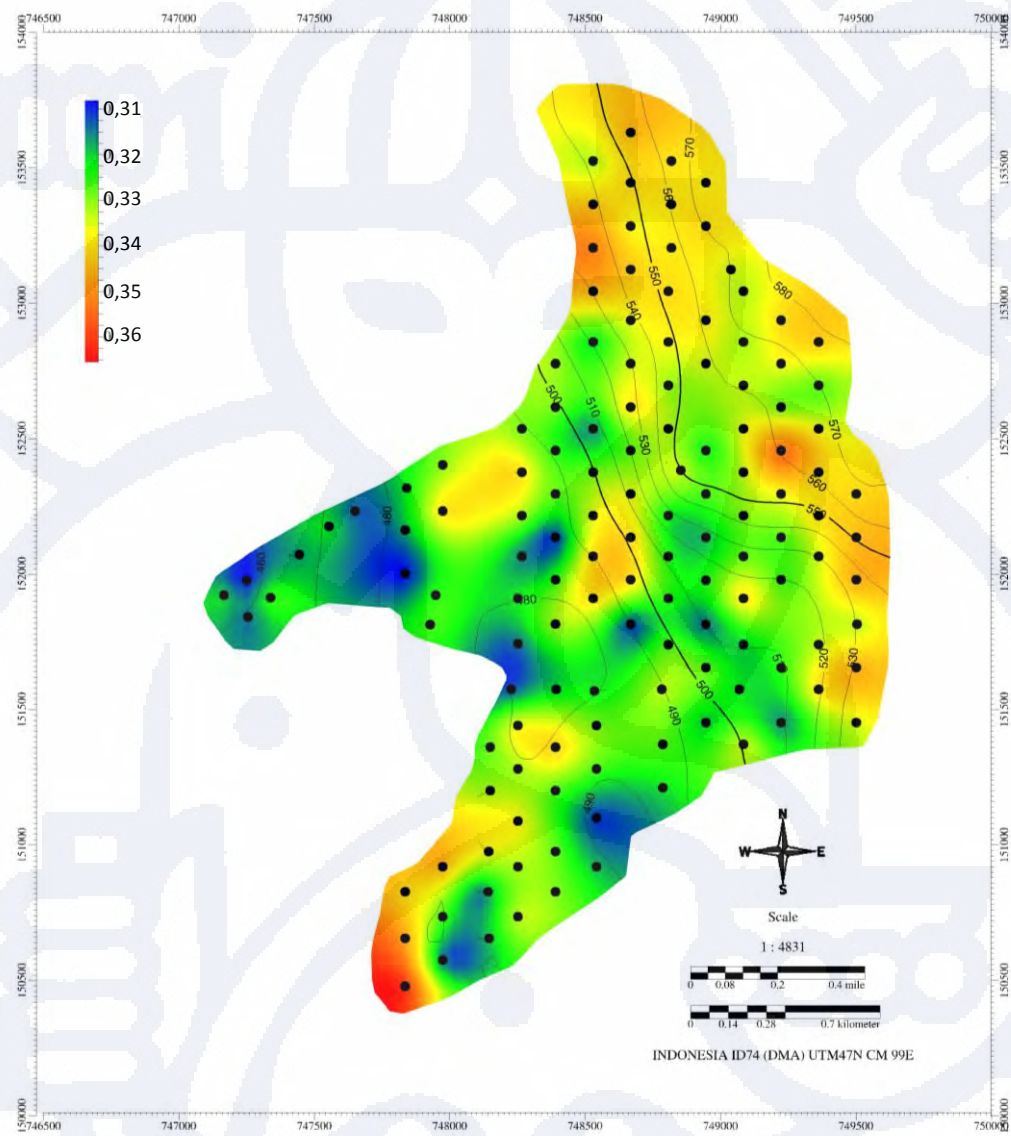
### 4.3 Peta Properti Petrofisika Reservoir

Peta properti petrofisika dibuat berdasarkan batas ambang dari masing-masing parameter. Dari nilai batas ambang volume serpih, porositas efektif, dan saturasi air ditentukan *net pay* dari setiap sumur. Setelah itu dibuat peta persebaran dari *net pay*, porositas efektif, dan saturasi minyak. Hal ini dilakukan untuk mengetahui persebaran dari kualitas reservoir di daerah penelitian (lihat gambar 4.25 , gambar 4.26 dan gambar 4.27).

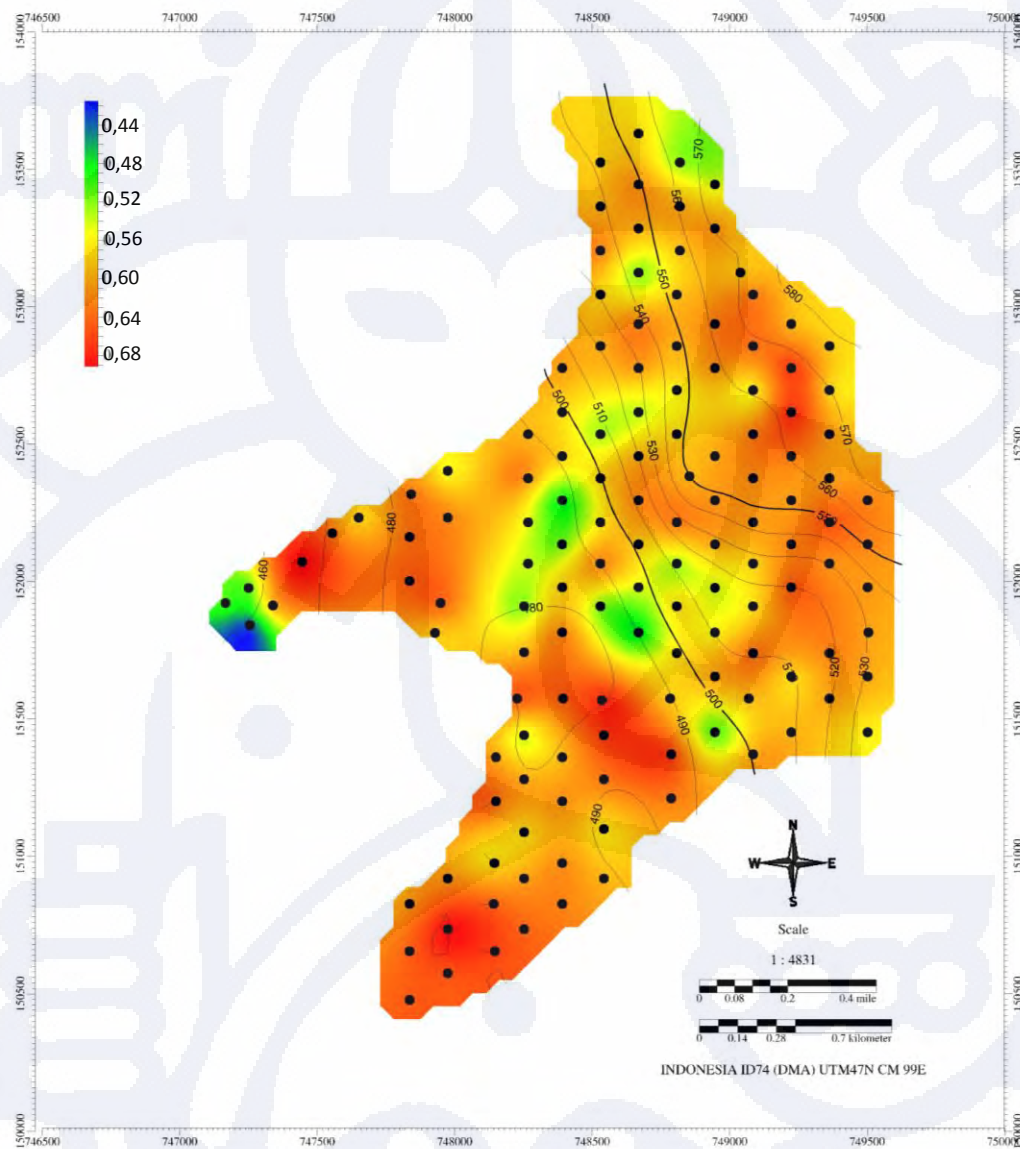


**Gambar 4.25** Peta *net pay*





**Gambar 4.26** Peta porositas efektif rata-rata



**Gambar 4.27** Peta saturasi minyak rata-rata

Besar ketebalan *net pay* di daerah penelitian adalah sekitar 39 kaki, nilai porositas efektif adalah sekitar 0,33, dan nilai saturasi minyak adalah sekitar 0,57. Berdasarkan peta *net pay* dan porositas efektif terlihat bahwa nilai yang bagus untuk

setiap parameter tersebut berada di timur laut dan barat daya. Nilai saturasi minyak di lapangan penelitian secara umum hampir sama.

#### 4.4 Perhitungan Cadangan Hidrokarbon

Setelah ditentukan interval reservoir yang menjadi zona ekonomis, selanjutnya dilakukan perhitungan volumetrik hidrokarbon mula-mula yang disebut OOIP (*Original Oil in Place*). Persamaan untuk menghitung OOIP adalah :

$$OOIP = \frac{7758 \times Bulk Volume \times \phi \times So}{FVF} \dots\dots\dots (4.3)$$

Dimana:

*OOIP* = Original Oil In Place (bbl)

*Bulk Volume* = Volume Batuan (acre ft)

$\phi$  = Porositas (v/v)

*So* = Saturasi minyak (v/v)

*FVF* = *Formation Volume Factor*

Sebelum dilakukan perhitungan OOIP, dibutuhkan nilai OWC (*Oil Water Contact*). Data OWC diperoleh dari pihak PT. Chevron Pacific Indonesia, nilai OWC untuk formasi Duri ini adalah 650 ft di bawah permukaan air laut. Karena formasi ini berada pada kedalaman yang dangkal yaitu berada di atas 650 ft, maka formasi Duri di semua area yang ada di lapangan Virgo berada di atas OWC.

Berdasarkan pemetaan dari properti dari reservoir tersebut didapatkan nilai rata-rata untuk di area X:

$\phi$  = 0,33 (v/v)

*So* = 0,57 (v/v)

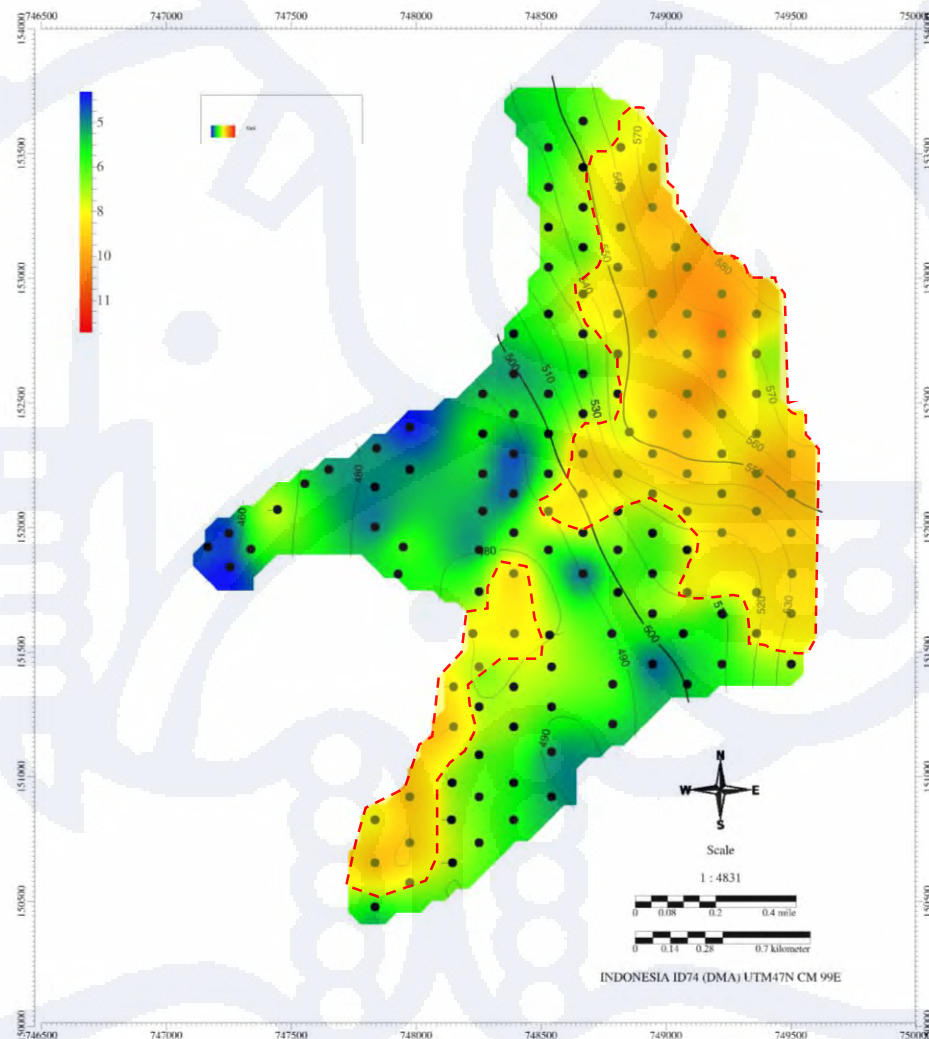
*Bulk volume* = 29000 acre ft

*FVF* = 1,1

Berdasarkan nilai-nilai dari parameter tersebut, untuk perhitungan cadangan hidrokarbon mula-mula didapatkan volume OOIP sekitar 35.983.733 barrel.

#### 4.5 Penentuan Area Prioritas Pengembangan

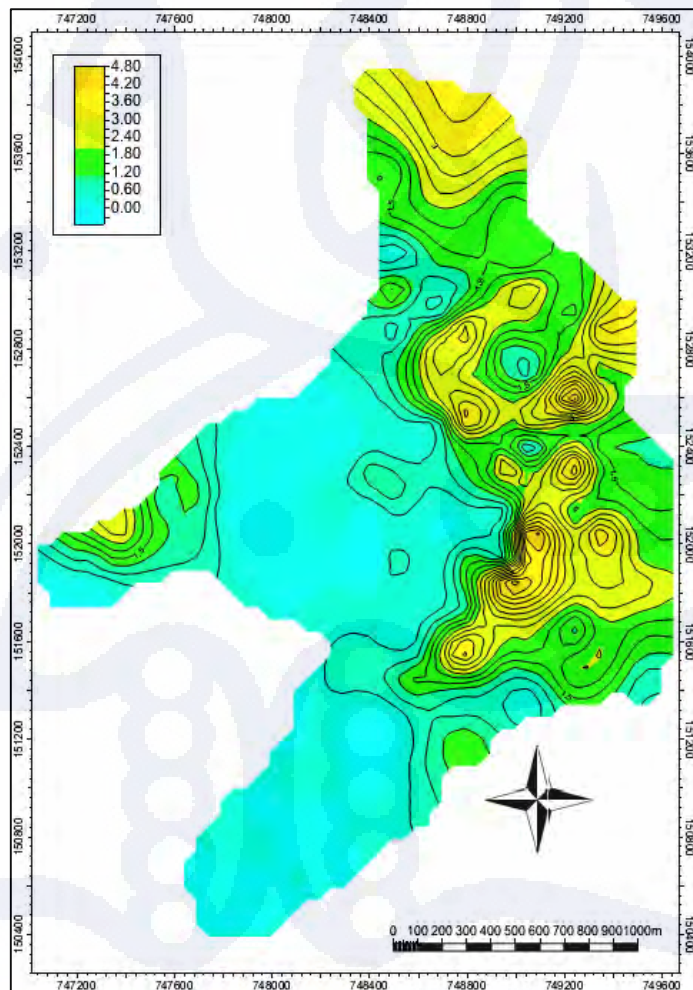
Untuk menentukan area prioritas pengembangan dibuat sebuah peta, yaitu peta HPT (*hydrokarbon porosity thickness*) yang merupakan hasil dari perkalian antara porositas efektif, saturasi minyak, dan *net pay* atau ketebalan.



**Gambar 4.28** Peta HPT di blok L yang menunjukkan nilai HPT yang bagus di daerah timur dan barat daya



Berdasarkan peta HPT (gambar 4.28) tersebut terlihat bahwa produksi yang bagus itu berada di area garis putus-putus berwarna merah, yaitu di bagian timur dan barat daya dengan nilai besar dari 8ft. Persebaran nilai HPT yang bagus sesuai dengan asosiasi fasies yang berkembang di blok L. *Tidal sand bar* berkembang di daerah timur laut (gambar 4.29) yang menyebabkan nilai *net pay* pada interval penelitian menjadi besar. Sedangkan pada bagian selatan dan barat laut daerah penelitian *estuarine channel* semakin menipis dan *tidal sand bar* tidak terlalu berkembang di daerah tersebut sehingga menyebabkan nilai *net pay* menjadi kecil, sehingga menyebabkan nilai HPT menjadi kurang bagus.



**Gambar 4.29** Peta gross sand dari tidal sand bar yang berkembang di bagian timur daerah penelitian

#### 4.6 Sintesis Geologi

Berdasarkan hasil dari penelitian yang telah dilakukan, maka dapat disusun sintesis geologi pada daerah penelitian. Sintesis geologi ini menunjukkan hubungan antara geologi daerah penelitian dengan hasil penelitian.

Analisis pada batuan inti menunjukkan bahwa litologi yang terdapat pada interval penelitian didominasi oleh batupasir, batulempung, dan minor batulanau. Litologi ini umumnya bersifat karbonatan. Batupasir berukuran butir sangat halus sampai sedang. Terdapat fosil jejak berupa bioturbasi dan juga terdapat struktur lentikular dan flaser. Jenis *ichnofossil* atau fosil jejak yang ditemukan adalah kelompok *Skolithos* (*Ichnofacies Skolithos*). Berdasarkan analisis ini, interval penelitian berada pada Formasi Duri, dimana menurut Heidrick dan Aulia (1993) Formasi Duri memiliki karakteristik litologi batupasir berukuran halus sampai sedang.

Suksesi vertikal dari data batuan inti menunjukkan suksesi mengasar dan menghalus ke atas. *Ichnofossil* yang terdapat pada interval penelitian berada di daerah lingkungan transisi yaitu *intertidal* dimana memiliki pengaruh dengan pasang surut yang tinggi. Berdasarkan data biostratigrafi, interval penelitian berada pada daerah dari *intertidal* ke *inner neritic* yang menunjukkan fase transgresi yang berumur N5 yaitu Miosen Awal. Daerah transisi yang memiliki pengaruh pasang surut yang tinggi dan berada pada fase transgresi ini menunjukkan lingkungan pengendapan berada di daerah estuari.

Formasi Duri diendapkan pada fase F2 yang merupakan fase *sagging* pada kala Miosen Awal – Miosen Tengah. Pada waktu tersebut daerah daratan berada sebelah timur laut cekungan yaitu di Semenanjung Malaya, sementara cekungan yang semakin dalam berada pada bagian barat daya. Berdasarkan analisis dari korelasi stratigrafi dari timur laut ke barat daya memperlihatkan perubahan ketebalan batupasir dari *estuarine channel*, dimana semakin ke arah timur laut cenderung semakin menebal yang menunjukkan sumber sedimen berasal dari arah timur laut yaitu bagian daratan.