KARAKTERISTIK RESERVOIR SERTA PENGARUHNYA TERHADAP GEOMETRI DAN KUALITAS RESERVOIR UNTUK MENGOPTIMALKAN PEREKAHAN HIDROLIK PADA FORMASI PEMATANG SAND A,LAPANGAN "X", CEKUNGAN SUMATERA TENGAH.

Agin Rachmat Budiman[1], Nurdrajat[2], Febriwan Mohammad[3], Reybi Waren[4]
[1] Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, [2] Lab. Sedimentologi Universitas Padjadjaran, [3] Lab. Geofisika Universitas Padjadjaran, [4]Chevron Pacific Indonesia

SARI

Grup Pematang, yang mulai diendapkan pada periode eosen hingga oligosen, dalam konsep *petroleum system* di Cekungan Sumatra Tengah diketahui sebagai batuan induk secara regional. Namun, belakangan ini, bagian tengah Formasi Pematang diketahui memiliki potensi reservoir yang masih belum dikembangkan.

Diharapkan kalibrasi dari 20 data *log* sumur,dan 2 data *core*, sebagai data utama dan 4 data produksi,3 lintasan seismic serta 9 data *Side Wall Core* sebagai data pendukung serta beberapa analisisnya dalam penentuan lingkungan pengendapan, perhitungan evaluasi formasi dan penentuan *cut off* diharapkan mampu menyimpulkan geometri dan kualitas reservoir pada Pematang *sand* A dimana merupakan salah satu interval *sand* pada bagian tengah Group Pematang.

Lingkungan pengendapan Pematang *sand* A berada pada *Lacustrine Deltaic – Prodelta* yang ditentukan berdasarkan 5 facies batuan yang didominasi oleh *Scoyenia* dan *Mermia ichnofacies* serta masih memiliki sedikit pengaruh dari arus pasang surut. Penentuan lingkungan pengedapan tersebut sebagai dasar dalam memetakan geometri dari reservoir pada Pematang *sand* A.

Dari hasil pemetaan memperlihatkan perkembangan sand kearah Timur,dengan ketebalan bersih reservoir mencapai 108 ft.Oleh karena itu pengembangan lapangan lebih diutamakan pada daerah Timur, lalu berdasarkan perhitungan petrofisik di sarankan untuk di lakukannya perekahan hidrolik pada beberapa interval yang sudah di tentukan.

Kata Kunci : Karakteristik Reservoir, Grup Pematang, Cekungan Sumatera Tengah,Petrofisik

ABSTRACT

Pematang Group, which deposited on the Eocene - Oligocene, From petroleum systems concept in Central Sumatra Basin is known as source rock regionally.However, the center Pematang Group is known to have the potential reservoir that is still not developed.

It is expected that the calibration of the 20 well log data, and 2 cores data as the main data and 4 production data,3 seismics line,and 9 Side Wall Core data as supporting data and other analysis to determine depositional environment, formation evaluation calculation and cut-off is expected to conclude on the reservoir geometry and quality Pematang sand A where there are sands interval at the center of Pematang Group.

Depositional environment of Pematang Sand A located on the Lacustrine deltaic - Prodelta that determined by 5 facies rocks which are dominated by Scoyenia and Mermia ichnofacies and still have a little influence of tidal currents. Determination of the depositional environment as a basis for mapping the geometry of the reservoir on Pematang sand A.

The result of mapping also shown the development of sand A to eastern area and had a net reservoir thickness reaches 108 ft.Hence, this area should be develop in eastern area, and based on petrophysical calculation the fracturing is recommended for several interval.

***Keyword** : Reservoir Characterization, Pematang Group, Central Sumatera Basin,Petrophysic*

PENDAHULUAN

Kelompok Pematang terendapkan dan tersebar luas di Cekungan Sumatra Tengah pada Eosen – Oligosen , Kelompok Pematang tersusun oleh tiga formasi berturut-turut dari tua ke muda : Formasi Lower Red Bed , Formasi Brown Shale dan Formasi Upper Red Bed .

Pada lapangan "X" , Grup Pematang berperan sebagai Batuan induk , tetapi dari karakteristik penyusun Formasi Brown Shale terdapat unit Batupasir yang berpotensi sebagai reservoir Sand "A" .

Peneliti berasumsi adanya sebuah lapisan reservoir di dalam batuan induk yang mendorong peneliti untuk melakukan penelitian pada Kelompok Pematang pada Formasi Brown Shale.Sehingga penelitian yang lebih dalam di perlukan untuk memahami karakteristik unit

Batupasir ini untuk mengembangkan Reservoir Sand “A” tersebut.

TUJUAN PENELITIAN

Adapaun tujuan dari penelitian ini yaitu :

1. Menentukan Lingkungan Pengendapan Reservoir Sand “A”
2. Menentukan Persebaran dan Ketebalan dari Reservoir Sand “A”
3. Menentukan Kualitas Reservoir Sand “A”

METODE PENELITIAN

1. Pengumpulan data primer berupa data *well log* dan *core* dan data sekunder berupa seismik 2D, Data produksi dan *SWC* (*side wall core*).
2. Analisis batuan inti, analisis *well log* dan seismik, dan analisis data produksi.

TINJAUAN PUSTAKA

GEOLOGI REGIONAL

Cekungan Sumatera Tengah merupakan cekungan belakang busur (*back-arc basin*) yang berkembang sepanjang tepi barat dan selatan Paparan Sunda terletak di Barat daya Asia Tenggara. Dalam geologi sejarah cekungan Sumatera bagian tengah, Cekungan ini terbentuk akibat penunjaman Lempeng Samudera Hindia yang menunjam ke bawah terhadap Lempeng Benua Eurasia dan bergerak ke arah utara (N 6° E). Cekungan Sumatera Tengah terbentuk pada Awal Tersier (Eosen - Oligosen) dan merupakan deretan struktur *half graben* yang terpisah oleh *block horst*. Pada beberapa daerah, *half graben* ini diisi oleh sedimen klastik *non marine* dan sedimen *lacustrine*(Eubank dan Makki, 1981; dalam Heidrick dan Aulia, 1993). Geometri dari cekungan ini berbentuk asimetri berarah baratlaut – tenggara dengan bagian terdalam berada di baratdaya dan melandai ke arah timurlaut. Produk lain yang dihasilkan oleh interaksi kedua lempeng tektonik ini adalah unit fisiografi paralel berarah NW berupa busur kepulauan sepanjang muka pantai baratdaya Sumatera, cekungan muka busur Nias, busur volkanik barisan, cekungan belakang busur dan zona Sesar Sumatera (Sesar Semangko).

Dilihat dari kondisinya, Cekungan Sumatera Tengah dibatasi oleh Tinggian asahan dibagian utara, bagian barat cekungan dibatasi oleh Pegunungan barisan yang berumur Miosen akhir hingga sekarang merupakan suatu busur vulkanik, Tinggian tigapuluh dibagian selatan, dan Paparan sunda disebelah Timur (Gambar 2.1). Struktur dengan arah baratlaut (NW) dan kesatuan topografi merupakan fenomena pada Kenozoikum Akhir yang menghasilkan Busur Asahan dengan arah timurlaut (NE), Tinggian lampung dan Tinggian tigapuluh yang berarah timur-timur laut (E-NE). Busur dan Tinggian ini bergabung secara efektif membagi daratan Sumatera menjadi Cekungan Sumatera Utara, Cekungan Sumatera Tengah dan Cekungan Sumatera Selatan.

STRUKTUR GEOLOGI REGIONAL

Sejarah pembentukan cekungan Sumatra Selatan terbagi kedalam empat episode tektonik (Heidrick dan Aulia, 1996), yaitu :

1. Episode Tektonik F0

   Basement Pra-Tersier di Sumatera Tengah terdiri dari lempeng-lempeng benua dan samudera yang berbentuk mosaik. Struktur tersebut terbentuk ketika lempeng-lempeng minor Mergui, Malaka dan Mutus menjadi satu dan membentuk lempeng benua Sunda yang lebih besar.

   Lempeng - lempeng minor yang menyusun *basement* Sumatera Tengah terdiri dari Lempeng Mergui yang tersusun oleh *graywacke*,Lempeng Malaka yang tersusun oleh kuarsit dan filit, Lempeng Mutus yang tersusun oleh ofiolit dan metasedimen serta Kelompok Tapanuli yang tersusunoleh argilit, sekis dan tuf (Heidrick dan Aulia, 1996).

   Ada dua struktur utama pada *basement*. Pertama kelurusan utara – selatan yang merupakan sesar geser *(transform/wrench tectonic)* yang berumur Karbon.Tinggian-tingian yang terbentuk selama periode deformasi pada fase F0 ini adalahTinggian Melibur, Sembilan, Rokan, Mutiara, Kampar, Napuh, Ujung padang,Kubu, dan Pinang. Kedua, kelurusan berarah utara - selatan dengan arah orientasi $315^o + 15^o$ berumur Trias - Yura.

2. Episode Tektonik F1

   Terjadi akibat tumbukan Lempeng Hindia terhadapAsia Tenggara pada sekitar 45 Ma sehingga terbentuk suatu sistem rekahan *transtensional* yang memanjang ke arah selatan dari Cina bagian selatan keThailand dan Malaysia hingga Sumatera dan Kalimantan Selatan (Heidrick danAulia, 1996). Perekahan ini menyebabkan terbentuknya serangkaian *half graben* di Cekungan Sumatera Tengah.*Half graben* ini kemudian menjadi danau tempat terendapkannya sedimen-sedimen dari Kelompok Pematang.Pada akhir episode F1 terjadi peralihan dari perekahan menjadi penurunan cekungan ditandai oleh pembalikan struktur yang lemah, denudasi dan pembentukan dataran *peneplain*.Hasil dari erosi tersebut berupa

paleosol yang diendapkan di atas Formasi *UpperRed Bed*.

3. *Episode Tektonik F2*
   Berlangsung pada Miosen Awal sampai MiosenTengah (26-13 jtyl).Pada awal episode ini atau akhir dari episode F1 terbentuk sesar mendatar menganan (*dextral fault*) yang berarah utara-selatan (Gambar 2.1).Dalam periode ini Cekungan Sumatera Tengah secara umum mengalami transgresi dan sedimen-sedimen dari Kelompok Sihapas diendapkan.

4. *Episode Tektonik F3*
   Dalam episode ini terjadi pembalikan struktur(*structure inversion*) akibat gaya kompresi (Gambar 2.1). Pada awal episode ini atau akhir episode F2 Cekungan Sumatera Tengah mengalami regresi dan sedimen-sedimen Formasi Petani mulai diendapkan. Pada episode ini jugadiendapkan Formasi Minas secara tidak selaras di atas Formasi Petani.

STRATIGRAFI REGIONAL

Proses sedimentasi di Cekungan Sumatra tengah dimulai pada awal tersier (Paleogen), mengikuti proses pembentukan cekungan *half graben* yang sudah berlangsung sejak zaman Kapur hingga awal tersier. Batuan dasar merupakan alas dari formasi yang lainnya.

Batuan dasar yang berfungsi sebagai landasan Cekungan Sumatera Tengah terdiri dari tiga kelompok batuan yaitu:*Mallaca Terrane, Mutus Assemblage*, dan *Graywacke Terrane* (Eubank dan Makki, 1981 dalam Heidrick dan Aulia, 1993).

1. *Quartzite Terrane* atau disebut juga *Mallaca Terrane* terdiri dari kuarsit, batugamping kristalin, sekis dan serpih yang berumur 295 Ma dan 112 – 122, 150 Ma serta diintrusi oleh pluton granodioritik dan granitik yang berumur Jura. Kelompok ini dijumpai pada *coastal plain* yaitu bagian timur dan timur laut.
2. *Mutus Assemblage* (Kelompok Mutus), merupakan zona suture yang memisahkan antara *Quartzite Terrane* dan *Deep-Water Assemblage*. Kumpulan Mutus ini terletak di sebelah baratdaya dari *coastal plain* dan terdiri dari batuan ofiolit dan sedimen laut dalam.
3. *Deep – Water Mutus Assemblage* atau disebut *Graywacke Terrane*, Kelompok ini terletak dibagian baratdaya dari kelompok Mutus. Kelompok ini tersusun oleh *Graywacke*, *pebbly – mudstone* dan kuarsit.

Kelompok Pematang diendapkan tidak selaras di atas batuan dasar, kelompok ini diendapkan pada lingkungan danau atau lakustrin dan fluvial dengan sedimen yang berasal dari tinggian disekelilingnya. Berdasarkan stratigrafinya Formasi Pematang berumur Paleosen – Miosen Awal yang dibagi menjadi tiga Formasi:

Formasi *Lower Red Bed* terdiri dari batulempung, batulanau, batupasir arkose, konglomerat yang diendapkan pada lingkungan darat dengan sistem pengendapan kipas *alluvial* dan berubah secara lateral menjadi lingkungan *fluviatil* dan lakustrin.

Formasi *Brown Shale* terdiri dari serpih berwarna coklat dan diendapkan pada lingkungan lakustrin dalam sampai lakustrin dangkal. Selain batulempung, di formasi ini juga terdapat endapan-endapan kipas alluvial dan turbidit.

Formasi *Upper Red Bed* terdiri dari litologi batupasir, konglomerat dan serpih merah kehijauan yang diendapkan pada lingkungan lakustrin.

Kelompok Sihapas merupakan rangkaian endapan transgresif yang memiliki sifat fisik menghalus keatas, kelompok ini diendapkan secara tidak selaras diatas Formasi Pematang dengan proses sedimentasi transgresi, didominasi oleh endapan batupasir dan sisipan serpih serta lapisan batugamping setempat-setempat pada bagian atasnya. Lingkungan pengendapannya bervariasi mulai dari *fluvial channel* hingga dataran pantai. Kelompok ini berfungsi sebagai reservoar yang baik, terdiri dari :

a. **Formasi Menggala,**Merupakan formasi paling tua di Kelompok Sihapas**,** diperkirakan berumur Miosen Awal. Formasi Menggala berhubungan tidak selaras dengan Formasi Pematang, formasi ini tersusun oleh batupasir konglomeratan yang berselingan dengan batupasir halus sampai sedang. Diendapkan di lingkungan *fluvial channel*

b. **Formasi Bangko**, diperkirakan berumur sekitar Miosen Awal. Formasi ini diendapkan secara selaras diatas Formasi Menggala, terdiri dari serpih abu-abu bersifat gampingan yang berselingan dengan batupasir halus sampai sedang. Diendapkan pada lingkungan laut terbuka (*open marine shelf*). Ketebalan formasi ini sekitar 50 kaki di bagian timur dan 36 kaki di bagian utara, menebal ke arah barat dan selatan menjadi 70 kaki. Batupasir semakin tebal ke arah barat dan selatan.

c. **Formasi Bekasap**, diperkirakan mempunyai kisaran umur pada Miosen Awal. Formasi ini diendapkan secara selaras diatas Formasi Bangko, terdiri dari batupasir halus-kasar berselingan dengan serpih tipis, dan kadang-kadang didapat lapisan batubara dan batugamping tipis. Lingkungan pengendapan dari *estuarin, intertidal, inner – neritic sampai middle / outer marine* (Dr. Ukat Sukanta dan Dr. Darwin Kadar, 1997). Ketebalan formasi ini hampir sama pada setiap bagian yaitu 290 sampai 295 kaki. Dominasi batupasir bertambah ke arah barat dan selatan

d. **Formasi Duri** diendapkan secara selaras diatas Formasi Bekasap, batuannya berupa batupasir halus – sedang dan berselingan dengan serpih.

Formasi Telisa diendapkan secara menjari dengan formasi dibawahnya, yaitu menjari dengan Formasi Bekasap disebelah barat daya, di sebelah timur laut menjari dengan Formasi Duri (Yarmanto dan Aulia, 1998).Di beberapa tempat juga ditemukan hubungan sejajar dengan formasi dibawahnya, diendapkan pada Miosen Awal – Miosen Tengah.Lingkungan pengendapan formasi ini mulai neritic, sampai non – marine (Dr. Ukat Sukanta dan Dr. Darwin Kadar, 1997). Ketebalan Formasi Telisa sekitar 700 kaki di bagian timur dan 640 kaki menipis menjadi 570 kaki di bagian barat dan 600 kaki di bagian selatan.

Formasi Petani diendapkan secara tidak selaras diatas Formasi Telisa serta menggambarkan fase regresif dari siklus pengendapan cekungan Sumatera Tengah, tersusun dari serpih abu-abu kehijauan dengan sisipan batupasir dan lanau, diendapkan pada Miosen Tengah – Pleistosen di lingkungan laut pada bagian bawahnya hingga daerah payau pada bagian atasnya.Formasi ini memiliki ketebalan sekitar 4420 kaki.Penyebaranya tidak dapat diketahui pasti karena keterbatasan data.

Formasi Minas merupakan endapan kuarter yang diendapkan tidak selaras di atas formasi petani. Formasi Minas terdiri dari kerikil, pasir dan lempung yang merupakan endapan fluvial-aluvial yang diendapakan dari zaman plistosen hingga kini.

HASIL PENELITIAN

ANALISIS *CORE*

Analisis *core* dilakukan untuk mendapatkan gambaran lingkungan pengendapan Pematang "*Sand A*" . Analisis ini dilakukan pada sumur 12 dan 13 karena hanya pada sumur tersebut core di ambil.. Analisa core ini dilakukan dari interval 4205' - 4265' untuk sumur 12 dan interval 4350' - 4410' untuk sumur 13.

Pada sumur 12, secara umum interval ini memperlihatkan pola mengkasar ke atas, dan semakin intensifnya proses bioturbasi,endapan halus memperlihatkan bahwa lingkungan tersebut berada cukup dalam. Pada interval ini diketahui ada 3 lithofacies yang dapat dibedakan yaitu :

- Facies A (Dark Grey Claystone)
- Facies B (Bioturbated – Wavy Lamination – Soft Sediment Structure – Lenticular Red-Brown Siltstone)
- Facies C (Bioturbated – Light Grey Siltstone)

Pada interval ini memperlihatkan pendalaman semakin ke bawah ,dengan di cirikannya dengan berkurangnya proses bioturbasi,di dominasi dengan endapan halus, dan tidak ada kemunculan struktur sedimen *Wavy Lamination* yang memperlihatkan daerah tersebut jauh dari permukaan.Interval ini mempunyai bioturbasi yang di dominasi oleh *Mermia ichnofacies* dan *sedikit Scoyenia Ichnofacies*, karena hal tersebut di interpretasikan bahwa lingkungan pengendapannya pada Pematang "*sand A*" pada sumur 12 ini berada pada *Lacustrine Prodelta.*

Pada sumur 13, secara umum interval ini memperlihatkan pola mengkasar ke atas,dengan di dominasi litologi *Siltstone* dan *Sandstone*. Pada interval ini diketahui ada 4 lithofacies yang dapat dibedakan yaitu :

- Facies A (*Dark Grey Claystone*)
- Facies B (*Bioturbated - Wavy Lamination – Soft Sediment Structure - Red - Brown Siltstone*)
- Facies D (*Bioturbated - Wavy Lamination –Soft Sediment structure - Light Brown Very Fine Sandstone*)
- Facies E (*Bioturbated – Wavy - Cross Lamination – Soft Sediment Structure - Light Brown Very Fine Sandstone*)

Pada interval ini memperlihatkan lingkungan lebih dangkal di bandingkan sumur 12 ,dengan di dominasi litologi *sandstone* dan *siltstone* serta berkembangnya struktur sedimen *wavy lamination* dan *cross lamination*. Interval ini mempunyai bioturbasi *Scoyenia Ichnofacies*, karena hal tersebut di interpretasikan bahwa lingkungan pengendapannya pada Pematang "*sand A*" pada sumur 13 ini berada pada *Lacustrine Delta.*

KORELASI

Setelah melakukan analisis core, interval Pematang "*Sand A*" dikalibrasi kedalamanya pada

log dan dipelajari bentuk dari kurva nya sehingga dapat di korelasikan ke semua sumur yang berada di daerah penelitian.

- Korelasi arah tenggara - utara
  Pada korelasi arah jurus pengendapan datum di tarik dari top pematang "*Sand A*" hingga bottom Pematang "*Sand A*",pada korelasi arah jurus pengendapan tidak ada perubahan ketebalan yang signifikan pada pematang "*Sand A*".Terlihat juga pada line seismik yang searah dengan korelasi arah jurus pengendapan.

- Korelasi arah baratdaya - timurlaut
  Pada korelasi arah kemiringan pengendapan datum di tarik dari top pematang "Sand A" hingga bottom Pematang "Sand A",pada korelasi arah kemiringan tidak ada perubahan ketebalan yang signifikan pada pematang "Sand A".Terlihat juga pada line seismik yang searah dengan korelasi arah kemiringan pengendapan.

EVALUASI FORMASI

Evaluasi Formasi pada penelitian ini hanya dibatasi dari perhitungan Volume Shale (VSH), Porositas Total(PHIT), dan Porositas Efektif (PHIE).

- **Menentukan Volume Shale (VSH)**
  Dalam menentukan volume shale digunakan log gamma ray dikarenakan shale lebih radioaktif dibandingkan batupasir (*George,1982*) Rumus yang digunakan untuk menentukan volume shale pada penelitian ini berdasarkan *(Schlumberger ,1974)* atau biasa dikenal VSH linear :

$$\boldsymbol{vsh} = \frac{\boldsymbol{GRN - GRmin}}{\boldsymbol{GRmax - GRmin}} \qquad \ldots.1$$

  GRN = Gamma Ray Normalisasi yang terbaca pada log
  GRmax = Gamma Ray Maksimum/Shale Base Line
  GRmin = Gammar Ray Minimum/Sand Base Line

  Nilai dari Gamma ray maksimum dan minimum pada penelitian ini diambil dari Histogram GRN pada Interval Pematang "*Sand A*". Perhitungan Volume Shale sangat berguna dalam menentukan *Cut off Net Reservoir* bersama dengan Porositas efektif.

- **Menentukan Porositas Total**
  Penentuan Porositas Total pada penelitian ini menggunakan 2 porositas yang dihitung dari log density dan log neutron density. Namun data log neutron densitas tidak dapat di gunakan di karenakan adanya anomali pada crossplotnya.Sehingga peneliti hanya menggunakan data dari log densitas. Dimana hasil porositas total dari persamaan log densitas tersebut dikalibrasi dengan hasil perhitungan porositas pada core yang akan dipakai untuk menentukan Porositas Efektif .
  .

$$\boldsymbol{PHIT} = \frac{\boldsymbol{\rho ma - RHOB}}{\boldsymbol{\rho ma - \rho f}} \qquad \ldots.2$$

  RHOB = Densitas yang terbaca pada log (Bulk density)
  ρf = Densitas Fluida = 1 (Fresh Mud)
  PHIT = Porositas Density

  Dari hubungan crossplot antara PHIT densitas dengan VSh,dapat di lihat trend nya mempunya hubungan terbalik,jika nilai PHIT densitasnya besar makan nilai VSH nya akan kecil.

- **Menetukan Porositas Efektif (PHIE)**
  Untuk menentukan porositas efektif digunakan rumus dengan persamaan berikut :

$$PHIE = PHIT - (VSH \times PHITS)$$

  Dimana pada persamaan tersebut dibutuhkan data PHITS yang merupakan porositas dari shale. Shale pada dasarnya memiliki porositas tetapi tidak mempunyai permeabilitas. Oleh karena itu, untuk mendapatkan porositas efektif harus mengurangi porositas total pada batuan terhadap jumlah pada porositas shale. Pada penelitian kali ini porositas shale didapatkan pada crossplot antara volume shale dengan porositas total dengan di

tambahnya data core yang paling shale.
Dari persamaan tersebut nilai tengah pada kumpulan data core paling shale yang memilik nilai sama dengan satu (Yang paling memilik karakter Shale) adalah 9% dan rata-rata dari kumpulan volume shale yang memiliki nilai sama dengan satu adalah 9%. oleh karena itu peneliti menginterpretasikan bahwa porositas shale sama dengan 9%.

- **Menentukan Cut Off**
  Pada penetuan *Cut off* ini peneliti memasukan data Side Wall Core (SWC) yang di analisis pada log. Berupa *Good ,Medium dan Fair* lalu dikalibrasi dengan data log dengan membaca nilai Volume Shale dan Porositas Efektifnya. Lalu peneliti memasukan Data Produksi untuk membuktikan bahwa area pada cut off terbukti menghasilkan minyak.Data Produksi tersebut di kalibrasi dengan data log dengan membaca nilai volume shale dan porositas efektifnya.

- **Karakterisasi Fasies**
  Dari data analisis *core* ,data tersebut di kalibrasikan nilai PHIE dan VSH untuk di masukan kedalam *Cross plot* antara PHIE dan VSH yang berguna untuk mengetahui persebaran datanya yang berguna untuk mengetahui litologi apa saja yang bisa menjadi reservoir .

GEOMETRI DAN KUALITAS RESERVOIR

Setelah menetukan *cut off* dan mendapatkan tebal *net reservoir thickness* dilakukan lah pemetaan untuk mendapatkan geometri dan kualitas reservoir dimana geometri reservoir dicerminkan oleh *Gross Thickness* dan *Net Reservoir Thickness*. Kualitas reservoir dicerminkan oleh Peta Porositas Efektif yang didapatkan dari rata-rata berdasarkan tebal net reservoir di setiap *well*.

Perhitungan nilai *Gross* ini hanya pada interval *"Sand A"* saja,yaitu dari top dan bottomnya.Dan dari peta Gross ini terlihat penebalannya kearah barat,kearah yang lebih dalam.

Dari peta *Net Reservoir* tersebut,terlihat trend nya terbalik dengan peta *Gross*,terjadi penebalan kearah timur, karena semakin ke arah yang lebih dangkal.

Peta porositas akan mengikuti bentukan yang sama dengan peta *net reservoir* di karenakan adanya hubungan,dimana semakin sand maka dia akan mempunyai nilai porositas yang semakin besar.

Berdasarkan hasil dari rata-rata seluruh well , *gross thickness map* memiliki rata rata ketebalan 321 ft, dan *net reservoir thicknes map* memilik rata-rata ketebalan 66.5 ft, dengan rata rata PHIE 10%.

PENGEMBANGAN LAPANGAN

Hasil dari analisis evaluasi formasi pada penelitian ini di gunakan untuk menentukan interval yang paling baik untuk di lakukannya *Fracturing* ,dengan beberapa parameter seperti :

- Melihat posisi kedalaman sumur tersebut.
- Melihat ketebalan net reservoir yang ada pada sumur tersebut
- Melihat yang mempunyai kenampakan minyak pada sumur tersebut

KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pengolahan data dan analisis pada Pematang *Sand A* di lapangan "X", didapatkan beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Pematang *Sand A* diendapkan pada *Lacustrine Distal Delta to Transitional Prodelta* dimana memiliki dua karakterisasi reservoir diantaranya *Bio wavy laminated Siltstone* dan *Bio wavy laminated light brown Very Fine Sandstone*.
2. Arah distribusi dari Pematang *Sand A* berarah Timur – Barat berdasarkan *Gross Thickness Map* dan *Net Reservoir Thickness Map*.
3. Ketebalan rata-rata 321 ft berdasarkan *Net Gross Map* dan rata rata ketebalan 66.5 ft berdasarkan *Net Reservoir Map* .
4. Berdasarkan hasil analisis evaluasi formasi di dapat nilai *Cut off* untuk VSH ≤46% dan PHIE ≥6% ,dengan rata rata PHIE 10 %.
5. Hasil analisis evaluasi formasi di dapatkan interval perekahan hidrolik yang di maksudkan oleh peneliti dapat meningkatkan produksi.

UCAPAN TERIMAKASIH

Puji syukur kepada Tuhan yang Maha Esa yang mengizinkan kami menyelesaikan penelitian ini.Terimakasih kepada dosen Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran yang telah membimbing penulis dalam pengerjaan penelitian ini.Terima kasih kepada Reybi Waren yang telah membimbing penulis dalam pengerjaan penelitian ini.Terimakasih kepada keluarga Himpunan Mahasiswa Geologi (HMG) yang telah memberikan semangat dalam penyelesaian penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- A.Allen,Philip An John R.Allen.2005. *Basin Analysis, Principles and*

- *Applications*. Second edition: Blackwell. Asquith, George with Gibson, Charles.1982. *Basic Well Log Analysis for Geologist*.The American Association of Petroleum Geologist.Tulsa, Oklahoma.

- Boogs,S.Jr.2006, *Princples of sedimentology and stratigraphy Fourth Edition*.United States of America : Pearson Prentice Hall.

- Buatois,Luis A .and Gabriela Mangano ,M., 1997. *Trace Fossil Analysis of Lacustrine and Basins*.Elsevier.

- De Coster, G.L.1974.*The Geology of Central and South Sumatra Basin. Proceeding Indonesian Petroleum Association*:Third Annual Convention.

- Dong et al.,2011.*Depositional Systems and Sequence Architecture of The OligoceneDongying Formation,Liaozhong Depression ,Bohai Bay Basin ,Northeast China*.American Association of Petroleum geologist Vol.95 no 9,pp1475-1493.

- Eubank,R.T ., Makki, AC., 1981 . *Structural Geology of The Central Sumatra Back-Arc Basin. Indonesian Petroleum Association, Proceeding 10th Annual Convention*, Jakarta , Vol .1,p.153-196.

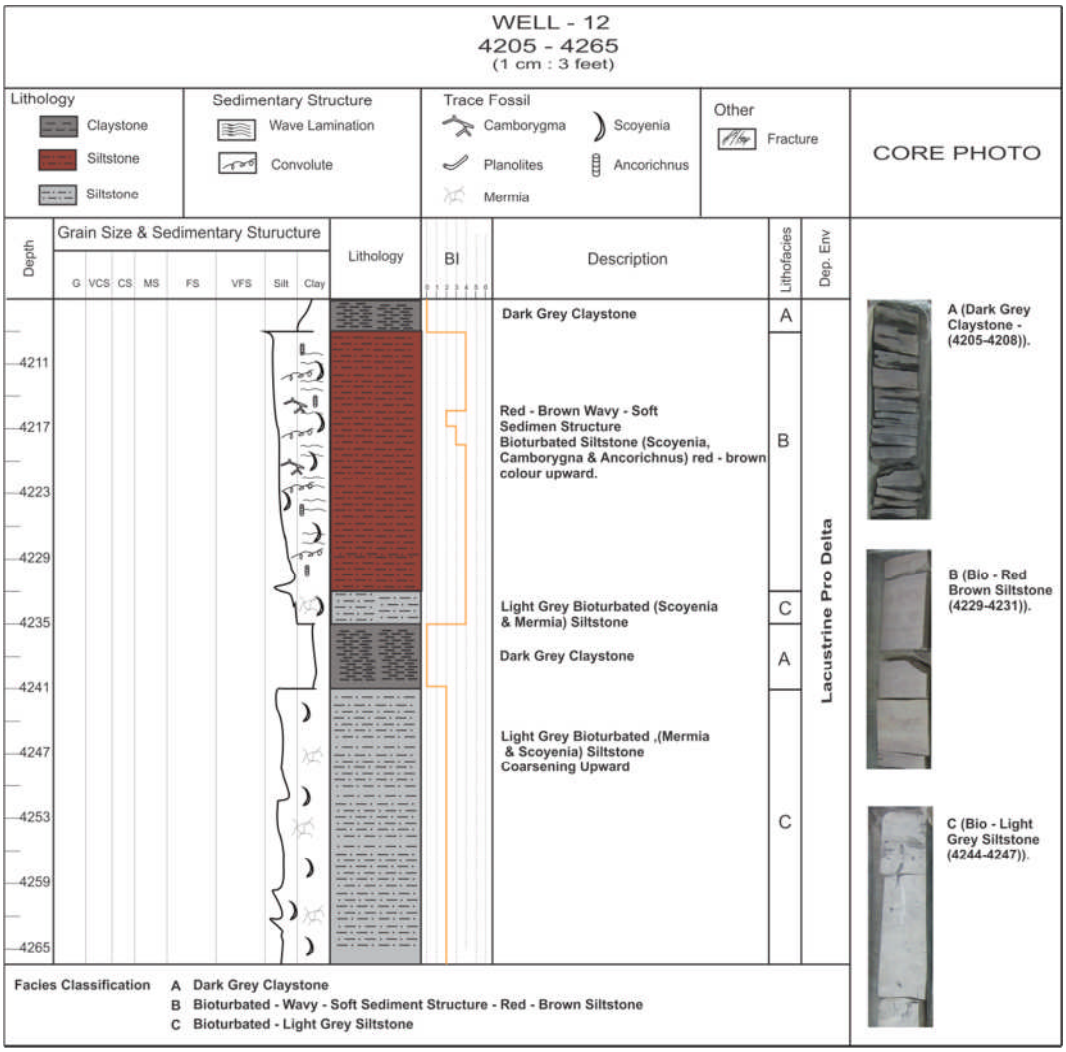
- Heidrick, T.L., Aulia,K., 1993.*A Structural and Tectonic Model Of the Coastal Plain Block, Central Sumatra Basin, Indonesia.Indonesia petroleum Assosiation ,Proceeding 22th Annual Convention*, Jakarta, Vol.1,p.285-316.

- Koesoemadinata, R.P.1978.Geologi Minyak dan Gas Bumi ,Bandung : Institut Teknologi Bandung.

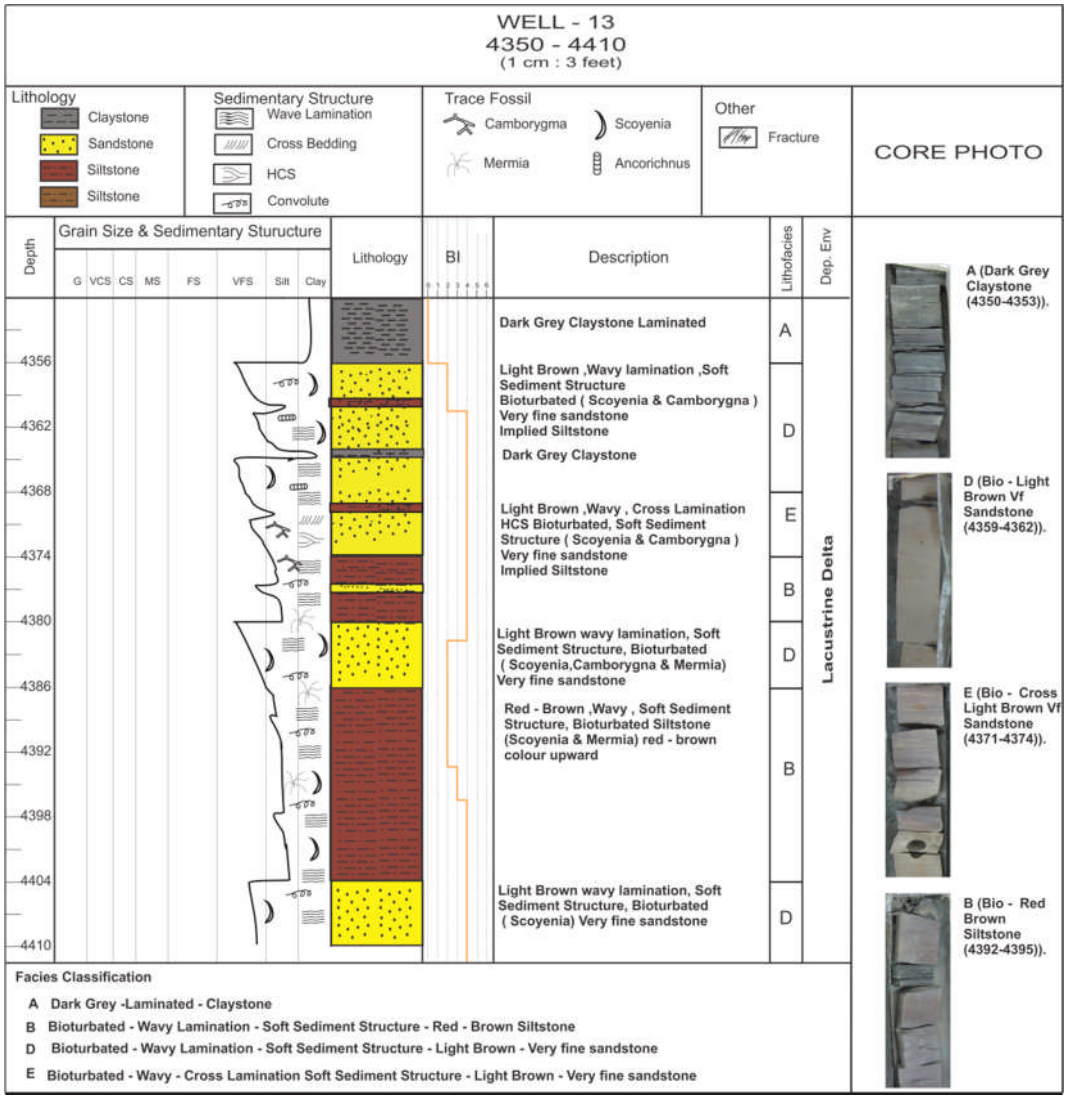
- Nichols,Gary.2009.*Sedimentology and Stratigraphy* : Second Edition , Willey & Blackwell,West Sussex, UK.

- Serra,O&L.,2003, *Well Logging and Geology* : Serra log.

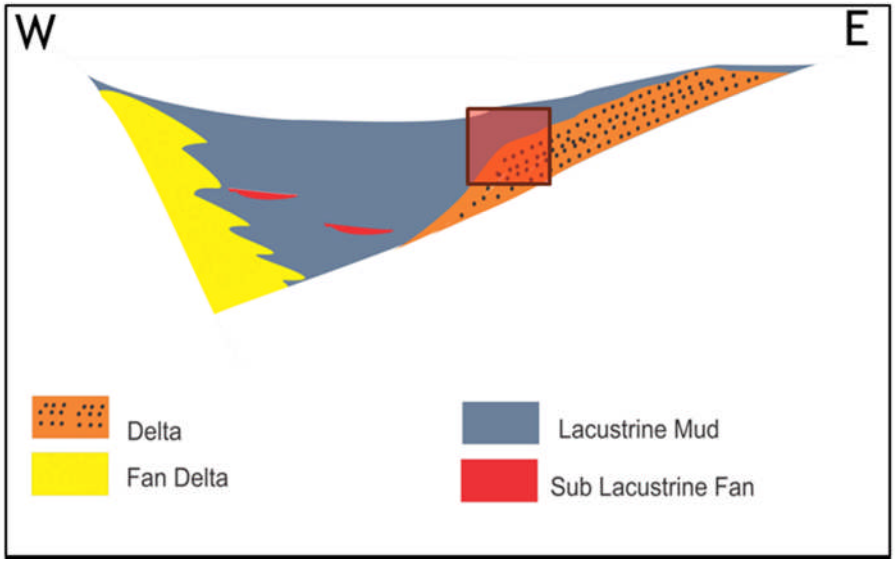
- Williams,H.H and Eubank,R.T.,1995. *Hydrocarbon Habitat in The Rift Graben of The Central Sumatra Basin,Indonesia*.Geological Society Special Publication No.80,pp.331-337.



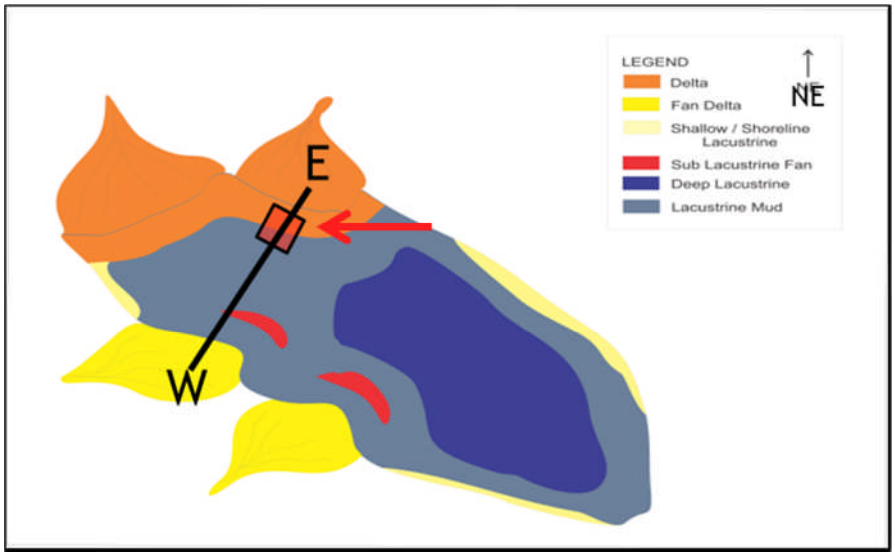
Gambar 4.1 log litologi dan hasil deskripsi sumur 12



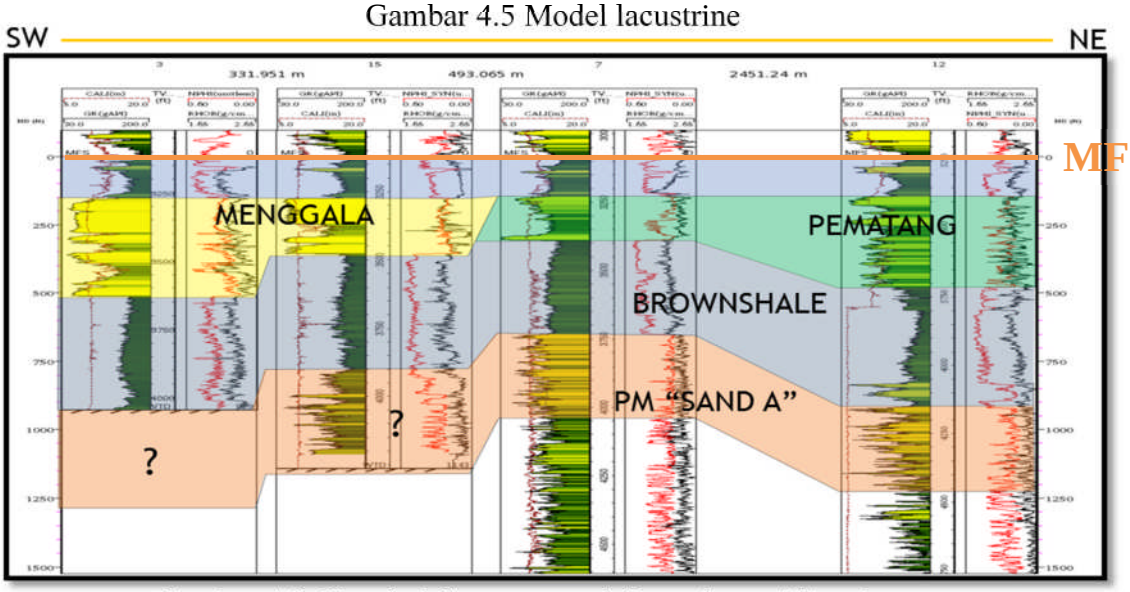
Gambar 4.2 log litologi dan hasil deskripsi sumur 13



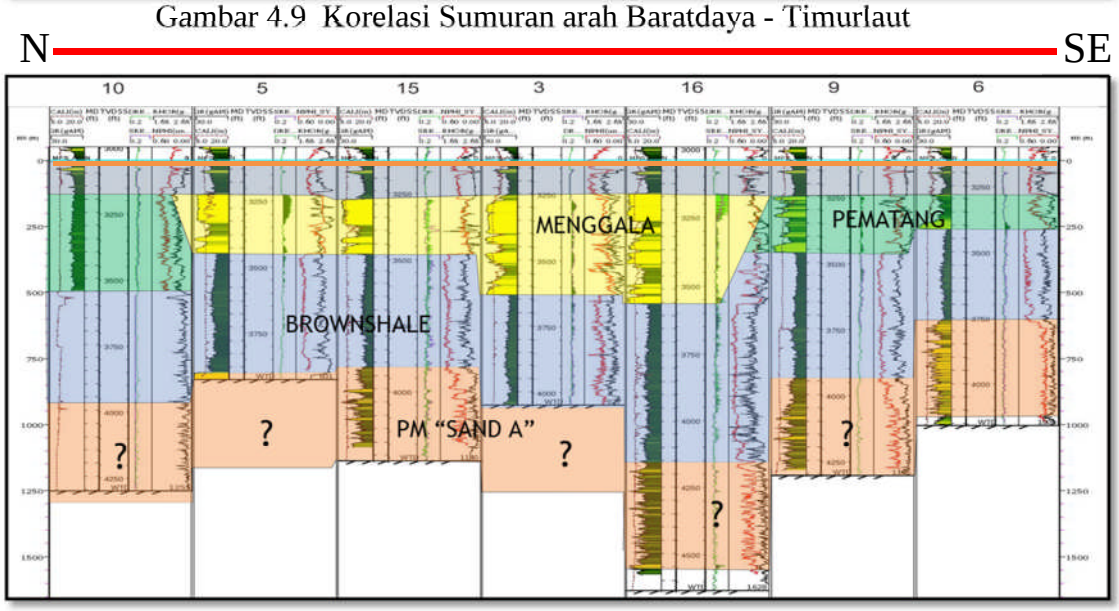
Gambar 4.4 Penampang Model



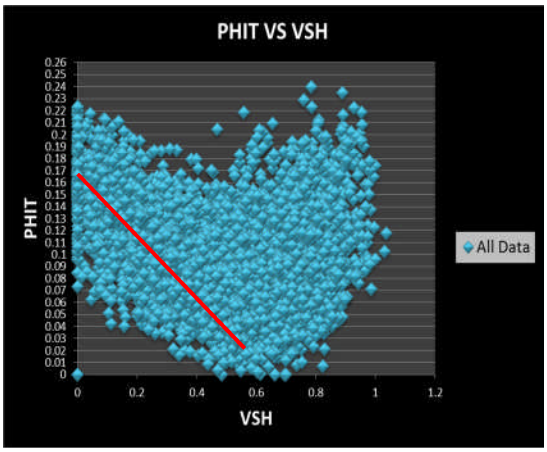
Gambar 4.5 Model lacustrine



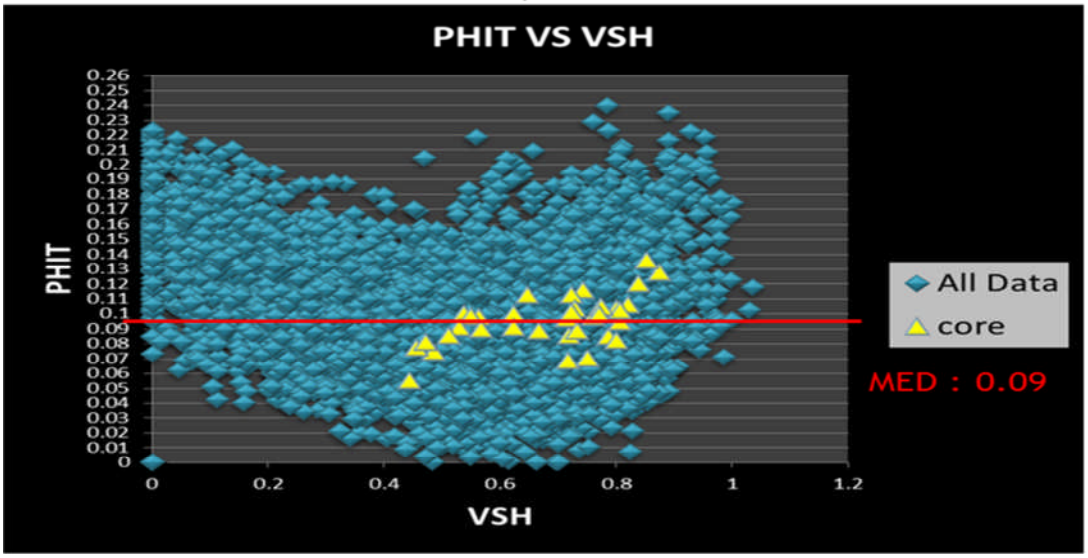
Gambar 4.9 Korelasi Sumuran arah Baratdaya - Timurlaut



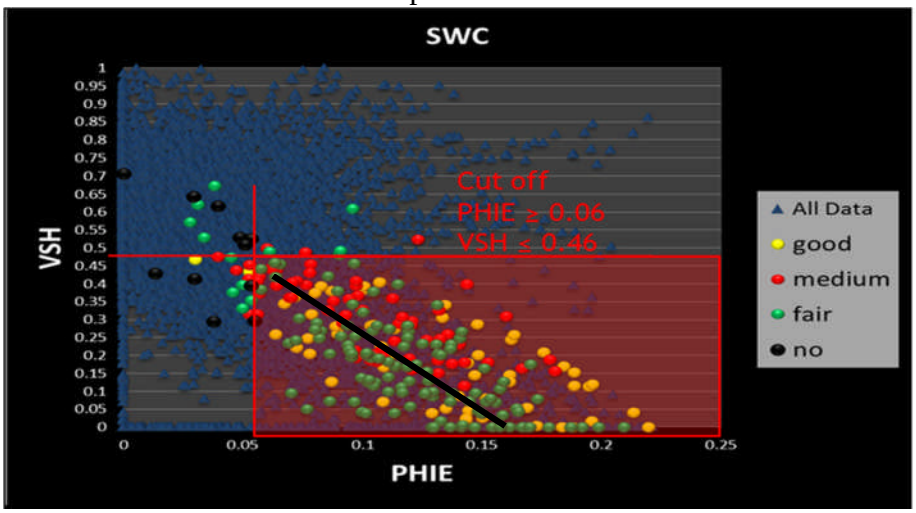
Gambar 4.7 Korelasi Sumuran arah Utara - Tenggara



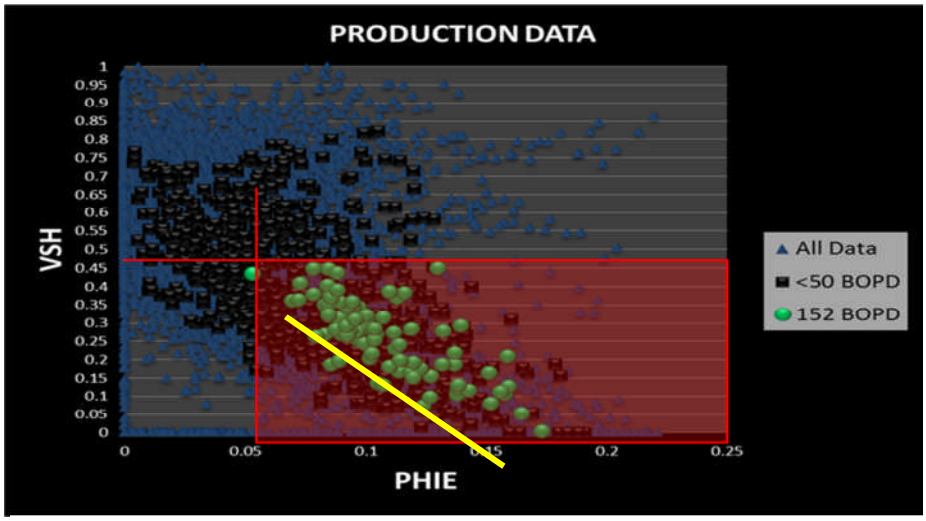
Gambar 4.12 Crossplot antara PHIT densitas dengan VSH



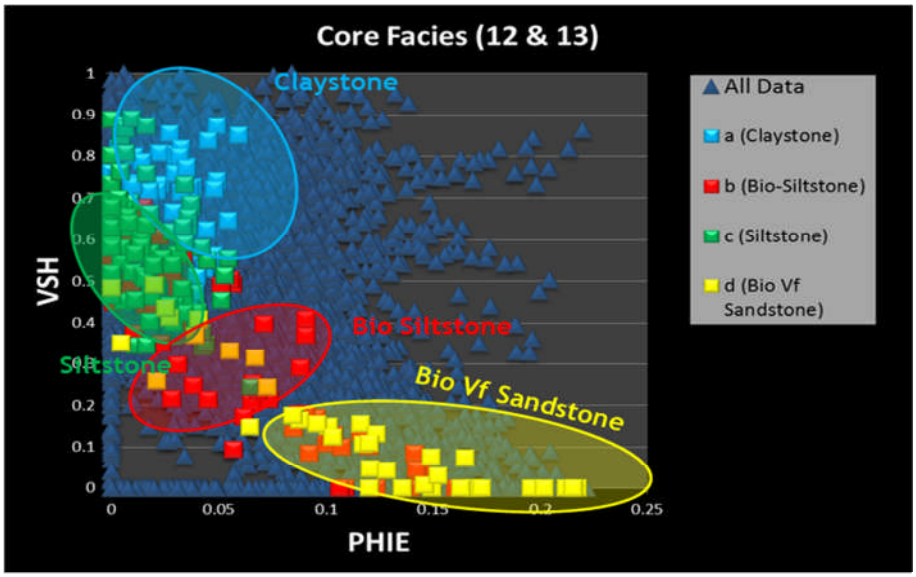
Gambar 4.13 Crossplot Antara Porositas Total dengan Volume Shale untuk Mendapatkan Porositas Shale



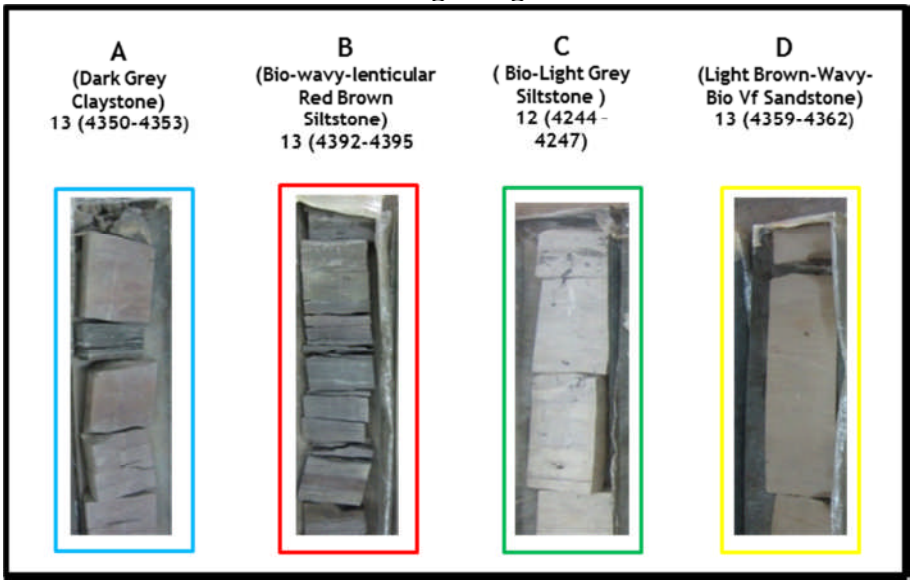
Gambar 4.14 Cut off terbaru berdasarkan data SWC



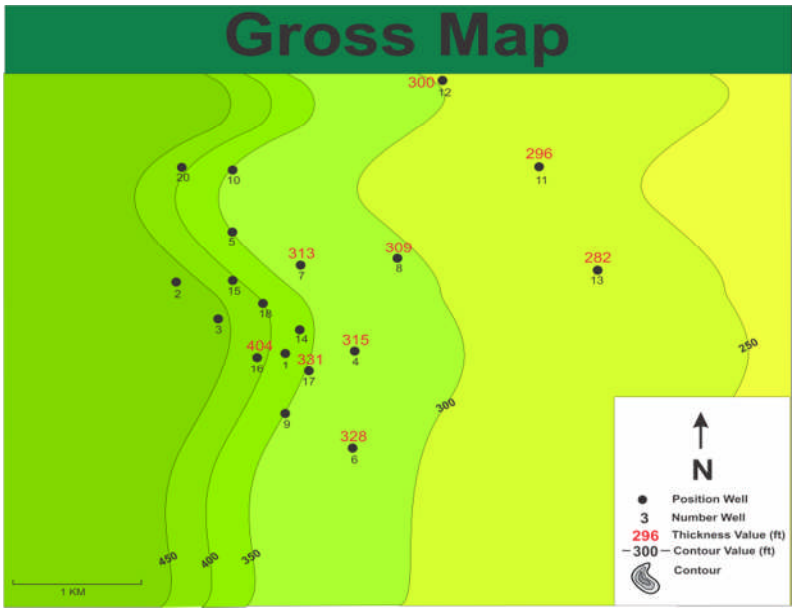
Gambar 4.15 Cut off terbaru berdasarkan data produksi



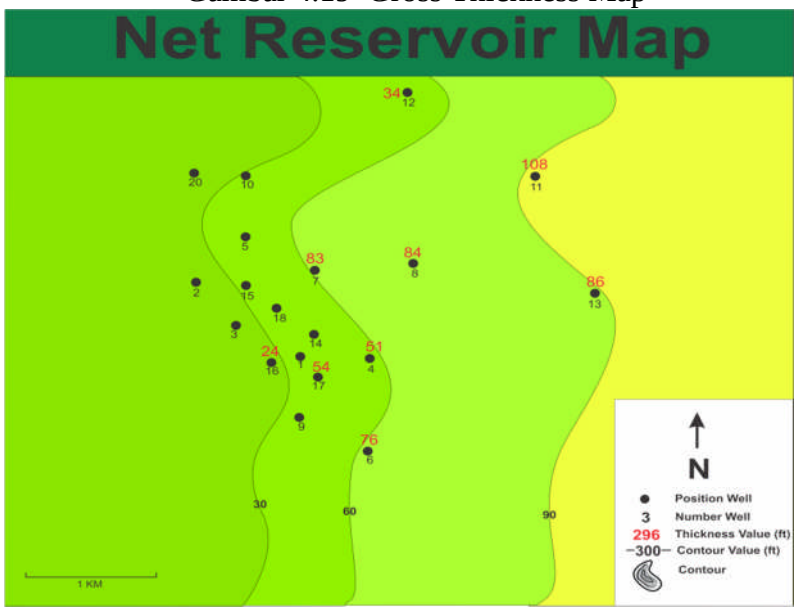
Gambar 4.16 Karakteristik Fasies berdasarkan core dan di kalibrasi dengan log



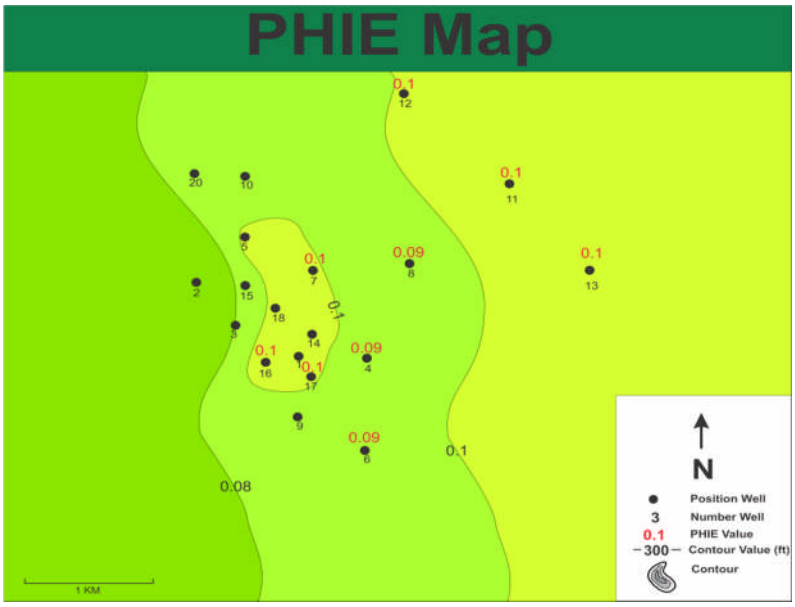
Gambar 4.17 Kenampakan Fasies dari Core



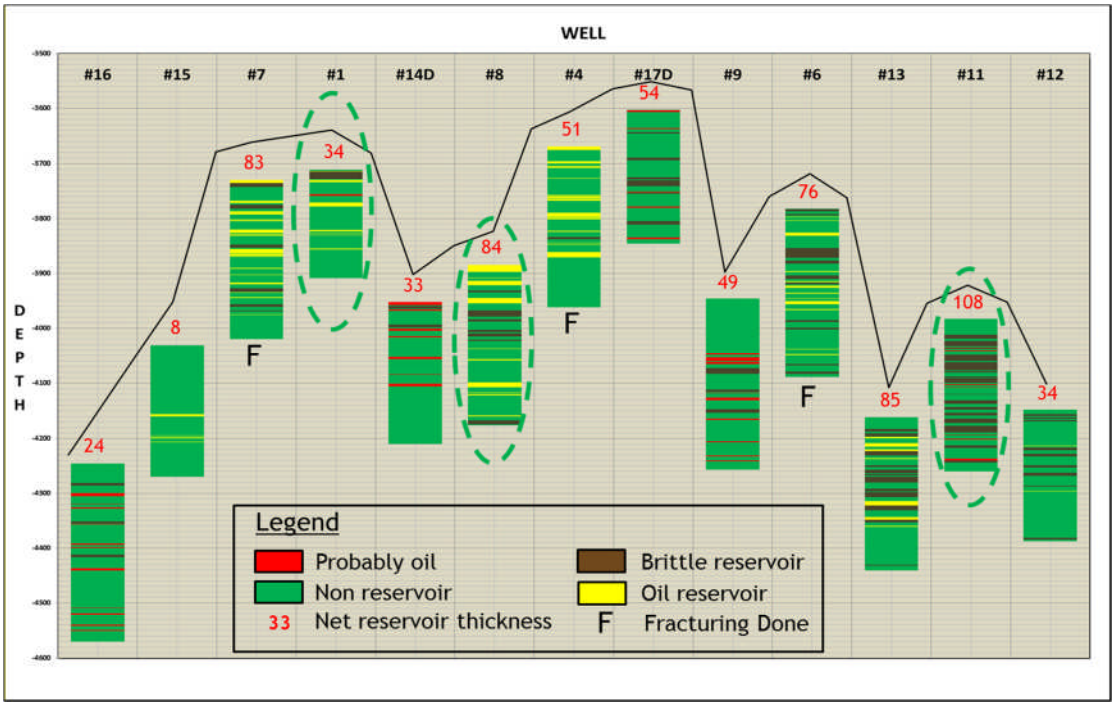
Gambar 4.19 Gross Thickness Map



Gambar 4.20 Net Reservoir Thickness Map



Gambar 4.21 PHIE Map



Gambar 4.22 posisi sumur serta ketebalan lapisan