

**PENENTUAN ZONA PROSPEK RESERVOIR HIDROKARBON PADA  
TAHAP EKSPLORASI DENGAN ANALISIS PETROFISIKA FORMASI  
BATURAJA LAPANGAN “IRFA” BLOK SEKAYU CEKUNGAN  
SUMATERA SELATAN**

*Oleh :*

*Rizky Septianingrum\*, Hadi Nugroho\*, Wahyu Krisna Hidajat\*, Herlina  
Rachman dan Yermia Heriadji\*\**

*\* Program Studi Teknik Geologi Universitas Diponegoro, Semarang*

*\*\* Exploration Departmen STAR ENERGY Indonesia*

**ABSTRAK**

South Sumatera basin is one of the basin area in Indonesia that has considerable hydrocarbon potential, particularly in the field by IRFA well as the research of the physical properties of a reservoir characteristics including type of lithology, shale volume, porosity, permeability and water saturation value which is fundamental to the activities of oil and gas exploration.

The purpose of this research was to determine the physical properties of the reservoir that developed in the areas include shale volume (Vsh), porosity ( $\Phi$ ), permeability (K), water saturation (Sw) zone which in turn can be determined that there is the prospect of hydrocarbon reservoir in the reservoir-3 on the well IRFA-1. The method used is descriptive method is a method that is done from multiple libraries. While the analytical methods used are qualitative analysis and quantitative. Qualitative analysis is to conduct research lithology and correlation of 7 wells located in the study area, while for the quantitative analysis was conducted on the calculation of reservoir petrophysical properties among other shale volume, porosity, permeability and water saturation then be determined net pay identified as areas reservoir will know where is hydrocarbon prospects and the prospects for the determination of hydrocarbon reservoir zones in this study is supported by the chromatograph of analysis done by knowing the value of the total gas C1, C2, C3, iC4, nC4 IRFA-1 well.

Based on data analysis and discussion of reservoir-3 well IRFA-1 has a value of shale volume average of 22%, porosity 26%, permeability 371 mD, water saturation of 38%. This calculation is obtained by using a cutoff value for the volume of shale reservoirs <50%, effective porosity >9%, water saturation <60%. The results of the calculation of the average value chromatograph C1 / C2 = 4.14 ppm, C1 / C3 = 7.34 ppm, C1 / C4 = 18.46 ppm, C2 / C3 X 10 = 17.8 ppm. From the results of the data analysis and discussion can be interpreted that the reservoir-3 well IRFA-1 at a depth of 4298.3 to 4353 feet of a reservoir zone with oil prospects.

**Keywords: reservoir characteristics, qualitative analysis, quantitative analysis, net pay reservoir, chromatograph**

## LATAR BELAKANG

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan yang telah terbukti memiliki potensi hidrokarbon oleh karena hal tersebut studi mengenai sifat fisik dari sebuah reservoir merupakan hal yang penting dilakukan dan *open hole wireline logging* merupakan sebuah metode yang dilakukan untuk memperoleh data rekaman sumur pemboran yang lebih detil yang digambarkan dalam bentuk kurva-kurva dari nilai parameter petrofisika. Sehingga dari hasil logging ini dapat bermanfaat dalam pengambilan keputusan pada suatu wilayah sumur pemboran.

Lokasi dari penelitian ini sendiri berada pada Lapangan IRFA yang terletak di daerah Cekungan Sumatera Selatan, dengan Formasi yang menjadi obyek penelitian adalah reservoir Formasi Baturaja. Reservoir pada lapangan IRFA memiliki ketebalan berkisar  $\pm 20 - 55$  feet dan merupakan reservoir yang cukup berpotensi dalam menyimpan hidrokarbon dengan litologi yang dominan yaitu batugamping.

## MAKSUD

- Melakukan interpretasi tipe litologi bawah permukaan dengan menggunakan data log Gamma Ray (GR), log *Spontaneous Potential* (SP), Resistivitas (LLD), log Neutron (NPHI), dan log Densitas (RHOB).
- Melakukan perhitungan parameter petrofisika antara lain Volume Serpih (Vsh), Porositas ( $\Phi$ ), Permeabilitas (K), dan Saturasi Air (Sw).
- Melakukan analisis zona prospek reservoir hidrokarbon dengan analisis petrofisika pada Formasi

Baturaja Lapangan "IRFA" Blok Sekayu Cekungan Sumatera Selatan.

## TUJUAN

- Mengetahui kumpulan seri litologi dari Formasi Baturaja yang berkembang pada sumur penelitian khususnya pada reservoir hidrokarbon Lapangan "IRFA" Blok Sekayu Cekungan Sumatera Selatan.
- Mengetahui karakteristik reservoir antara lain volume serpih (Vsh), porositas ( $\Phi$ ), permeabilitas (K) dan Saturasi air (Sw) dari daerah penelitian khususnya pada sumur IRFA-1 Formasi Baturaja, Lapangan IRFA, Cekungan Sumatera selatan.
- Mengetahui zona prospek reservoir hidrokarbon dengan analisis petrofisika pada Formasi Baturaja Lapangan "IRFA" Blok Sekayu Cekungan Sumatera Selatan.

## GEOLOGI REGIONAL

Pulau Sumatera termasuk dalam wilayah kerak kontinen Sunda yang relatif tidak stabil dalam hal tektonisme. Hal tersebut dikarenakan daerah sepanjang Pantai Barat Pulau Sumatera merupakan zona penunjaman atau *subduction zone*. Sedangkan jika secara fisiografis Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan Tersier berarah barat laut-tenggara, yang dibatasi Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timur laut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut yang memisahkan

Cekungan Sumatera Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah. Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan busur belakang berumur Tersier yang terbentuk sebagai akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda sebagai bagian dari lempeng benua Asia dan lempeng Samudera India. Daerah cekungan ini meliputi daerah seluas kurang lebih 330 x 510 km<sup>2</sup>.

Menurut Bishop (2001), Secara umum Cekungan Sumatera Selatan dapat dibagi lagi menjadi 4 Sub Cekungan yakni:

1. Sub Cekungan Jambi
2. Sub Cekungan Palembang Utara
3. Sub Cekungan Palembang Tengah
4. Sub Cekungan Palembang Selatan

Deformasi tektonik yang mempengaruhi Cekungan Sumatera Selatan dapat dibagi ke dalam tiga fase tektonik utama (Pulunggono, *et al.*, 1992). Ketiga fase tektonik ini adalah orogenesis kompresional Pra-Tersier (Mesozoikum Tengah), tektonisme Kapur Akhir-Eosen, dan orogenesis kompresional Plio-Pleistosen. Peristiwa dua tektonik yang pertama membentuk struktur konfigurasi batuan dasar termasuk pembentukan-pembentukan struktur rendahan atau *graben* dan tinggian atau *horst* serta blok-blok sesar. Peristiwa tektonik terakhir, yaitu orogenik Plio-Pleistosen mengakibatkan terbentuknya kenampakan struktur masa kini yang berarah barat laut tenggara dan depresi-depresi (de Coster, 1974).

#### **STRATIGRAFI REGIONAL**

Menurut Koesoemadinata (1980), stratigrafi daerah Cekungan

Sumatera Selatan pada umumnya mengalami suatu daur besar atau *megacycle* yang terdiri dari suatu transgresi yang diikuti oleh peristiwa regresi. Formasi yang terbentuk dalam fase transgresi dikelompokkan menjadi Kelompok Telisa yang terdiri atas Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai / Telisa. Sedangkan yang terbentuk dalam fase regresi dikelompokkan menjadi Kelompok Palembang yang terdiri atas Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim dan Formasi Kasai. Sedangkan Formasi Lemat merupakan formasi yang terdiri atas sedimen bukan laut yang diendapkan sebelum fase transgresi utama.

1. Batuan Dasar (Pra-Tersier dan Tersier Awal)

Batuan dasar atau *basement* Cekungan Sumatera Selatan terdiri atas pertemuan kompleks antara batuan beku, metamorf, dan batuan sedimen, yang masing-masing memiliki umur dan komposisi yang berbeda-beda dengan konfigurasi batuan dasar berorientasi barat laut-tenggara (Ginger & Fielding, 2005). Batuan dasar yang paling tua diperkirakan merupakan bagian dari lempeng mikro Malaka, yang membentang di bagian utara dan selatan dari cekungan.

2. Formasi Lemat / Lahat (Eosen Akhir – Oligosen Tengah)

Pengendapan di Cekungan Sumatera Selatan mulai berlangsung pada Eosen sampai Oligosen Awal (de Coster, 1974). Endapannya dari hasil pemboran, terdiri dari sikuen klastik berbutir kasar, tufaan atau

granit wash (Anggota Kikim), secara selaras ditumpangi oleh serpih, batulanau, batupasir, dan batubara yang diendapkan di lingkungan danau dan tepian danau (Anggota Benakat). Formasi ini umumnya menipis atau hilang di bagian tepi graben dan pada tinggian intra-graben, tetapi ketebalannya dapat mencapai lebih dari 1000 m di sub-cekungan Palembang Selatan dan Palembang Tengah.

3. Formasi Talang Akar (Oligosen Akhir – Miosen Awal)

Formasi Talang Akar tersusun atas batupasir dataran delta, batulanau dan serpih yang terbentuk selama fase penurunan termal *syn-rift* akhir sampai *post-rift* awal dari evolusi tektonik Cekungan Sumatera Selatan, terjadi pengendapan fluviatil dan delta yang luas di hampir seluruh cekungan. Suatu pola sedimentasi mulai dari sedimen *proximal* kaya pasir sampai sedimen *distal* miskin pasir dari lingkungan *meander* dan *overbanks* bersisian dengan sedimen-sedimen daerah tepi laut sampai sedimen laut seiring dengan menerusnya gejala penurunan cekungan. Formasi Talang Akar terbentuk secara tidak selaras dengan tipe berupa *paraconformity* diatas Formasi Lemat atau Batuan Pra-Tersier dan selaras dibawah Formasi Gumai atau anggota Gamping Basal Gumai / Baturaja. Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 1500-2000 ft (460-610 m) didalam beberapa areal cekungan.

4. Formasi Baturaja (Miosen Awal)

Formasi Baturaja tersusun atas batuan karbonat sedangkan bagian bawah umumnya tersusun atas serpih dengan lapisan tipis batugamping formasi ini terbentuk pada fase Transgresi yang berlangsung menerus sampai Miosen awal dengan pengendapan serpih di daerah-daerah graben dan kondisi laut dangkal di daerah-daerah tinggian masuk ke cekungan atau *intrabasinal* dan sebagian besar bagian timur cekungan. Produksi karbonat besar-besaran terjadi pada saat ini dan menghasilkan pengendapan batugamping baik di bagian *platform* dari tepi cekungan maupun sebagai terumbu di bagian tinggian masuk cekungan atau *intra-basinal*. Reservoir karbonat berkualitas tinggi umum dijumpai di bagian selatan cekungan, namun lebih sedikit di sub-cekungan Jambi (Ginger & Fielding, 2005). Formasi ini memiliki ketebalan berkisar antara 250-400 feet atau 76 -120 m yang umumnya dijumpai pada batugamping yang diakibatkan oleh relief topografi yang tidak teratur dari batuan Pra-Tersier

5. Formasi Gumai / Telisa (Miosen Awal-Tengah)

Formasi Gumai merupakan unit Tersier dengan penyebaran luas dan pengendapannya terjadi saat transgresi laut maksimum. Formasi ini dicirikan oleh serpih *fossiliferous* dan terdapat lapisan batugamping yang memiliki komposisi glaukonit. Pada tepi dan area paparan cekungan dijumpai fasies laut dangkal tersusun atas batulanau, batupasir

halus serta batugamping yang terdapat bersama serpih. Formasi Gumai terbentuk pada laut dangkal pada Kala Miosen Tengah dan Miosen Akhir, memiliki ketebalan berkisar antara 6000-9000 *feet* (1800-2700 meter).

6. Formasi Air Benakat (Miosen Tengah)

Formasi Air Benakat diendapkan secara selaras di atas Formasi Gumai dan merupakan awal terjadinya fase regresi. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat terdapat komposisi lignit dan di bagian atas terdapat komposisi tufaan sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan Formasi Air Benakat bervariasi antara 100-1300 m

7. Formasi Muara Enim (Miosen Akhir-Pliosen Awal)

Formasi Muara Enim terdiri dari batupasir, batulempung, batulanau dan batubara. Batupasir pada formasi ini dapat memiliki komposisi glaukonit dan debris vulkanik. Pada Formasi Muara Enim juga terdapat oksida besi berupa konkresi - konkresi dan kayu yang terfosilkan atau *silisified wood*. Sedangkan batubara yang terdapat pada disini umumnya berupa lignit. Formasi ini terbentuk pada tahap akhir dari fase regresi yang berumur Tersier. Sedimen Miosen Akhir di Cekungan Sumatera Selatan merekam suatu periode meningkatnya aktifitas vulkanisme dan munculnya Pegunungan Barisan, di sebelah

barat, sebagai sumber utama input sedimen ke dalam cekungan. Formasi ini diendapkan secara selaras di atas Formasi Air Benakat pada lingkungan laut dangkal, pada dataran delta dan *non marin*. Ketebalan formasi ini 500-1000 m,

8. Formasi Kasai (Pliosen – Pleistosen)

Formasi ini terdiri dari batupasir tufan dan tefra riolitik di bagian bawah. Bagian atas terdiri dari tufa *pumice* kaya kuarsa, batupasir, konglomerat, tufa pasiran dengan lensa rudit dengan keterdapat *pumice* dan tufa berwarna abu-abu kekuningan, banyak dijumpai sisa tumbuhan dan lapisan tipis lignit serta kayu yang terkarsikan. Selama Pliosen, vulkanisme besar-besaran di Pegunungan Barisan menyebabkan semakin meningkatnya komponen vulkaniklastik dan regresi yang terjadi menghasilkan kondisi lingkungan darat di sebagian besar Sumatera Selatan. Formasi Kasai diendapkan secara selaras di atas Formasi Muara Enim dengan ketebalan 850 – 1200 m.

## TINJAUAN PUSTAKA

### WELL LOG

*Logging* merupakan sebuah metode yang dilakukan untuk memperoleh data rekaman sumur pemboran yang lebih detil yang digambarkan dalam bentuk kurva-kurva dari nilai parameter petrofisika. Untuk dapat melakukan interpretasi log dengan baik harus dipahami sifat-sifat kurva dari setiap jenis log serta kondisi-kondisi yang

berpengaruh terhadap bentuk kurva yang bersangkutan sehingga kesimpulan yang dihasilkan diharapkan tidak jauh dari kondisi sebenarnya. Berikut ini adalah macam-macam *wireline log* yang biasa digunakan dalam evaluasi suatu formasi

- **Log Caliper**

Merupakan log yang digunakan untuk mengukur diameter dari lubang bor sepanjang pengambilan data *Logging* dengan satuan Inci (Harsono, 1997).

- **Log SP (*Spontaneous Potential*)**

Log SP atau *Spontaneous Potential* merupakan log yang mengukur perbedaan potensial antara elektroda yang bergerak dalam lubang sumur dengan elektroda tetap berada di permukaan, elektroda melewati berbagai jenis batuan yang berbeda sifat serta isinya. Log ini umumnya digunakan untuk mengidentifikasi zona permeabel dan non permeabel (Harsono, 1997).

- **Log *Gamma Ray* (GR Log)**

Merupakan log yang digunakan untuk perekaman sifat radioaktif alami bumi. Radioaktivitas GR berasal dari 3 (tiga) unsur radioaktif utama yaitu Unsur uranium, thorium dan potassium log maksimal pada lapisan bukan serpih

Secara khusus Gamma Ray Log berguna untuk identifikasi lapisan permeabel disaat SP Log tidak berfungsi (Harsono, 1997).

- **Log Resistivitas (*Resistivity log*)**

Log Resistivitas digunakan untuk mengukur tahanan batuan formasi beserta isinya, yang mana tahanan ini tergantung pada porositas efektif, salinitas air formasi, dan

banyaknya hidrokarbon dalam pori-pori batuan Log resistivitas digunakan untuk mengukur resistivitas batuan yang dibor serta dipakai untuk mengidentifikasi zona - zona yang mengandung hidrokarbon.

- **Log Densitas (*Density Log*)**

Merupakan log yang mengukur densitas atau berat jenis total formasi prinsip cara kerja log ini yaitu dengan menggunakan prinsip *Compton Scattering*. Pada kejadian hamburan Compton, foton sinar gamma bertumbukan dengan elektron dari atom di dalam batuan, foton akan kehilangan tenaga karena proses tumbukan dan dihamburkan ke arah yang tidak sama dengan arah foton awal, sedangkan tenaga foton yang hilang sebetulnya diserap oleh elektron sehingga elektron dapat melepaskan diri dari ikatan atom menjadi elektron bebas (Harsono, 1997).

- **Log Neutron**

Log Neutron berguna untuk menentukan besarnya porositas batuan dengan jalan memancarkan neutron pada lapisan batuan. Prinsip dari cara kerja log ini sendiri merekam dari banyaknya atom neutron yang kembali dari prosentase pori pada formasi yang terisi atom hidrogen sehingga Atom neutron yang ditembakkan ke formasi mengakibatkan menabrak atom-atom hidrogen dan atom-atom yang bertabrakan tersebut akan melemah energinya sehingga detektor akan menghitung atom neutron yang kembali dari formasi tersebut.

(Dewan, 1983).

- **Log Sonic**  
Merupakan Hasil pengukuran waktu rambat gelombang akustik pada jarak tertentu, Satuan  $\mu\text{s}/\text{ft}$ . Log sonik atau log akustik dapat digunakan untuk mengukur nilai porositas suatu lapisan batuan (Harsono, 1997).

## SEISMIK

Dalam setiap penampang seismik akan memperlihatkan karakteristik *Peak* dan *Through*. Perubahan bentuknya menunjukkan perbedaan rambatan jenisnya yang disebabkan oleh suatu hal dapat berupa keberadaan struktur geologi dan hidrokarbon.

1. **Indikasi Struktur Geologi**  
Pada interpretasi seismik, hal utama yang dilakukan adalah interpretasi struktur geologi.
2. **Indikasi Keberadaan Hidrokarbon**  
Selain merekam pola lapisan batuan melalui horison, seismik juga dapat merekam lapisan menyimpan hidrokarbon. Tanda keberadaan hidrokarbon pada penampang seismik antara lain *Bright Spot*, *Polarity Reversals*, *Flat Spot*, *Chimney Spot*, *Velocity Push Down*, *Dim Spot*, dan *Low Frequency Shadow*.

## CHROMATGRAPH

*Chromatograph* pertama kali diperkenalkan oleh Michael Tswest (1906), seorang ahli botani Rusia. Tswest (1906) menyiapkan kolom yang diisi dengan serbuk kalsium karbonat, dan kedalamnya dituangkan campuran pigmen tanaman yang dilarutkan dalam cairan eter. Secara mengejutkan,

pigmen memisahkan dan membentuk lapisan berwarna di sepanjang kolom. Kemudian lapisan ini dinamakan *chromatograph* pada teknik pemisahan baru ini, dimana "*chroma*" berarti warna serta "*graphein*" yang berarti tulisan.

## METODE PENELITIAN

Metode yang digunakan dalam penelitian ini sendiri adalah:

### Metode Deskriptif

Metode penelitian yang berusaha menggambarkan dan menginterpretasi obyek sesuai dengan apa adanya (Best, 1982). Jenis metode deskriptif yang digunakan diantaranya studi kasus yaitu dengan memberikan gambaran secara detil dari hasil studi kasus yang didapatkan pada penelitian yang meliputi gambaran sifat fisik dari sebuah reservoir dan penelitian perpustakaan dan dokumenter yaitu dengan melakukan kajian pustaka yang diperoleh dengan cara membaca dan mengolah data yang diperoleh dari studi pustaka atau studi literatur.

### Metode Analisis

Analisis yang dilakukan untuk penelitian Analisis *Well log* pada Lapangan IRFA Cekungan Sumatera Selatan adalah analisis secara kualitatif dan kuantitatif :

### Tahapan Penelitian

- Analisis Kualitatif yaitu penentuan jenis litolog, penentuan fluida reservoir dan penentuan zona reservoir
- Analisis Kuantitatif yaitu pembuatan pusat data atau *database* sumur, penentuan parameter petrofisika seperti volume serpih, porositas, dan saturasi air

- Korelasi dan pembuatan peta bawah permukaan dimana untuk korelasi dilakukan secara litostratigrafi untuk mendapatkan gambaran dari kondisi bawah permukaan yang selanjutnya dapat pula digunakan untuk mengetahui ketebalan dari reservoir dan jumlah cadangan hidrokarbon
- Pernentuan Zona Prospek Reservoir Hidrokarbon Dilakukan berdasarkan data petrofisika *mudlog*, dan data *Chromatograph*.

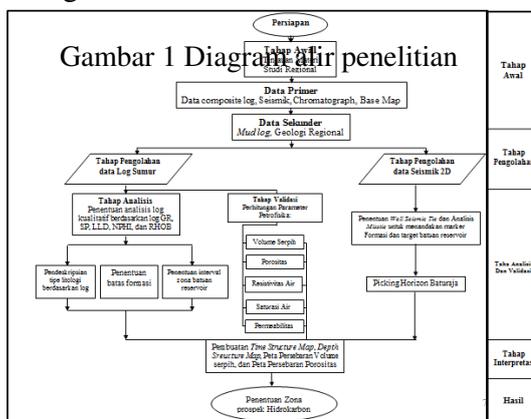
**Alat dan Bahan yang digunakan :**

Alat : Perangkat lunak Interactive Petrophysics *Petrel 2010*, software *Microsoft Office 2010*, *Corel Draw X5*

Bahan :

- Data Primer  
*Mudlog* dan *composite log* yang terdiri dari , *Log Gamma Ray*, *Log Resistivity*, *Log Neutron*, *Log Densitas* dan *Log Sonic*
- Data Sekunder  
Geologi Regional, Seismik dan

Diagram alir



**HASIL ANALISIS DAN PEMBAHASAN Analisis Log Data Lapangan IRFA**

**Analisis Kualitatif**

Dari analisis kualitatif secara *quicklook* yang dilakukan dalam analisis ini adalah untuk menginterpretasikan zona batuan *reservoir*, jenis litologi dan fluida pengisi formula pada Sumur yang teramati sebelum melakukan analisis kuantitatif. Pada analisis kualitatif ini dilakukan dengan mengidentifikasi karakteristik bentuk atau defleksi kurva log yang sangat membantu untuk membedakan lapisan batuan *permeable* dan *non permeable*, serta identifikasi fluida pengisi reservoir dari bentuk kurva log Lapangan IRFA.

Analisis log merupakan metode awal dalam penelitian untuk mengetahui variasi litologi yang menyusun Formasi penelitian secara kualitatif. Data yang digunakan untuk interpretasi data *well log* adalah data dari lapangan eksplorasi STAR ENERGY yang terletak di Cekungan Sumatera Selatan. Proses awal yang dilakukan dalam interpretasi data *well log* adalah pengumpulan data. Data *well log* yang digunakan adalah data dengan format LAS/LBS yang merupakan format *database* untuk data Sumur yang biasa digunakan. Analisis data *well log* berfungsi mengidentifikasi litologi bawah permukaan, dan secara khusus untuk menentukan litologi penyusun yang berada pada kisaran Formasi Baturaja. Kemudian data *well log* tersebut diolah dan diinputkan pada perangkat lunak *Interactive Petrophysics (IP 3.5)*

**Analisis Kuantitatif**

Analisis kuantitatif dari Lapangan IRFA ini adalah analisis

yang dilakukan berdasarkan data log sumur dengan menggunakan suatu persamaan matematis untuk memperoleh data parameter petrofisika sehingga karakteristik suatu formasi dapat diketahui. Sehingga didalam penelitian ini, hasil analisis dan perhitungan petrofisika dapat digunakan untuk membantu mulai dari penentuan jenis litologi. Hasil yang diperoleh berupa analisis litologi berdasarkan petrofisika dan perhitungan petrofisika meliputi volume serpih ( $V_{sh}$ ), porositas ( $\Phi$ ), resistivitas air formasi ( $R_w$ ), saturasi air ( $S_w$ ), dan permeabilitas ( $K$ ).

Pada analisis kuantitatif penelitian tugas akhir ini sebagian besar dilakukan dengan berdasarkan interpretasi log. Kemudian dari hasil interpretasi ini digunakan persamaan rumus dalam mencari nilai-nilai parameter sifat fisik batuan serta dengan tambahan dari hasil analisis data sekunder yaitu dari hasil analisis *mud log*. Integrasi antara interpretasi log dan data *mud log* kemudian dilakukan untuk analisis petrofisika dan digunakan untuk penentuan sifat fisik yang dilakukan pada penelitian ini sendiri diantaranya untuk mengetahui nilai volume serpih ( $V_{sh}$ ), porositas ( $\Phi$ ), resistivitas air formasi ( $R_w$ ), saturasi air ( $S_w$ ), dan permeabilitas ( $K$ ). Pengolahan dari hasil tugas akhir ini didukung oleh data LAS/LBS yang memudahkan penentuan nilai petrofisika secara manual dengan menggunakan perangkat lunak *Microsoft Excel 2010*. Jenis log yang digunakan diantaranya log *Gamma Ray*, log resistivitas, log porositas yaitu densitas dan neutron. Namun sebelum dilakukan interpretasi disini

kita harus melakukan pengolahan kendali mutu atau *quality control* dari data *open hole wireline log* yang digunakan, ini dimaksudkan untuk melakukan koreksi dari bagian-bagian dari log yang memiliki nilai yang anomali atau nilai yang tidak wajar dengan cara mengambil harga rata-rata dari lingkungan sekelilingnya.

Selain itu sebelum melakukan perhitungan disini juga diwajibkan untuk mengetahui mengenai informasi kondisi lubang bor dan parameter lumpur yang digunakan analisis ini wajib dilakukan karena sangat diperlukan dalam analisis log. Informasi tersebut secara umum dapat diperoleh dari *header log* yang terdapat pada lampiran 1 untuk masing-masing sumur. Parameter lumpur seperti *Rmf* diperlukan untuk menentukan besarnya saturasi pada *invaded zone* yang selanjutnya digunakan untuk menentukan saturasi hidrokarbon yang terpindahkan. Beberapa parameter lainnya yang penting dan perlu diperhatikan dalam analisis log adalah besarnya harga  $a$ ,  $m$  dan  $n$  namun karena ketidakterdapatannya data *core petrografis* sehingga analisis penentuan harga tersebut dilakukan secara otomatis dengan  $a=1$ ,  $m=2$ ,  $n=2$ .

Analisa petrofisika dilakukan dengan menggunakan persamaan rumus dalam mencari nilai-nilai sifat fisik batuan yang nantinya akan berguna dalam perhitungan cadangan hidrokarbon

- Perhitungan Volume serpih

Dalam melakukan analisis komposisi serpih disini dihitung berdasarkan beberapa indikator yaitu log GR dari setiap sumur dan GR gabungan

seluruh sumur serta indikator dua yaitu dari kombinasi log neutron-*density*

$$VGR = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots 1$$

$$VDN = \frac{\Phi_N - \Phi_D}{\Phi_{Nsh} - \Phi_{Dsh}} \dots 2$$

Keterangan :

VGR = indeks sinar gamma ray  
GRlog = hasil pembacaan log sinar gamma

GRmin = GR minimum

GRmax = GR maksimum

VDN = volume serpih log neutron-*density*

$\Phi_N$  = Nilai porositas neutron

$\Phi_D$  = Nilai porositas *density*

$\Phi_{Nsh}$  = Nilai porositas neutron lapisan serpih yang terdekat

$\Phi_{Dsh}$  = Nilai porositas *density* lapisan serpih yang terdekat

Perhitungan Porositas

Porositas merupakan perbandingan yang menyatakan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan. Perhitungan porositas disini didasarkan atas *Traditional sand-shale model* sehingga dari model ini didapatkan hasil perhitungan porositas dimana untuk melakukan perhitungan cadangan porositas yang digunakan adalah hasil dari perhitungan porositas efektif berikut adalah persamaan untuk perhitungan porositas efektif.

$$Phie = Phit \times (1 - Vsh) \dots 3$$

Keterangan :

Phie = Porositas efektif

Phit = Porositas total

Vsh = Volume serpih

Perhitungan Saturasi

Dalam perhitungan saturasi disini dilakukan dengan menggunakan beberapa metode dari metode yang sederhana yaitu metode Archie, (1942; dalam Dewan, 1983) , kemudian Simandoux (1963; dalam Dewan, 1983) dan Schlumberger (1975; dalam Asquith. 1982)

Persamaan Archie, 1942

$$S_w^n = \frac{R_w}{\Phi e^m X R_t} \dots 4$$

Persamaan Simandoux, 1963

$$S_w = \left[ \frac{1}{\left( \frac{\Phi e^{m/2}}{\sqrt{a.R_w}} + \left( \frac{vsh \left( 1 - \frac{vsh}{2} \right)}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \cdot \sqrt{R_t} \right)} \right] \dots 5$$

Pada reservoir batugamping, litologi yang dominan berupa batugamping pada kurva log densitas-neutron di dapatkan ketebalan *gross sand* sebesar 52,25 *feet*, angka tersebut belum dikurangi dengan keterdapatan *shale*, sehingga nilai *net sand* pada reservoir batugamping setebal 46,63 *feet*, angka ini didapat dari pengurangan tebal lapisan *shale* pada reservoir batugamping. Pada *net sand* yang terdapat pada reservoir batugamping mempunyai volume *shale* rata-rata yaitu sebesar 22%, saturasi air rata-rata sebesar 38% yang berarti pada lapisan reservoir ini mempunyai komposisi air yang sedikit di bandingkan dengan komposisi hidrokarbon sebesar 62%. Pada reservoir batugamping batuan ini mempunyai kemampuan menyimpan fluida efektif sebesar 0,26 Dec dan kemampuann batuan untuk mengalirkan fluida sebesar 371 Md.

**ANALISIS DATA CHROMATOGRAPH**  
 Data *chromatograph* yang terdapat dalam *mud log* dapat digunakan untuk pengujian kemurnian zat tertentu, atau memisahkan komponen yang berbeda dari campuran dengan jumlah relatif komponen tersebut juga dapat ditentukan. *Chromatograph* dapat digunakan dalam mengidentifikasi suatu senyawa.

Berdasarkan kolom *gas chromatograph* pada *mud log* terdapat grafik gas C1 (metana) sebagai gas dasar, grafik gas C2 (etana) C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, grafik gas C3 (propana) C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, grafik gas nC4 (n-butana) dan grafik gas iC4 (i-butana) dan juga terdapat total gas yang merupakan hasil dari total grafik gas C1-C4.

**Tabel 9 Nilai Total Gas Chromatograph (ppm) pada sumur IRFA-1**

Kedalaman (Feet)	C1 (ppm)	C2 (ppm)	C3 (ppm)	iC4 (ppm)	nC4 (ppm)
4308	7200	1750	980	390	400
4320	3010	1450	970	155	30

**Tabel 10 Nilai Rata-Rata Gas Chromatograph (ppm) pada sumur IRFA-1**

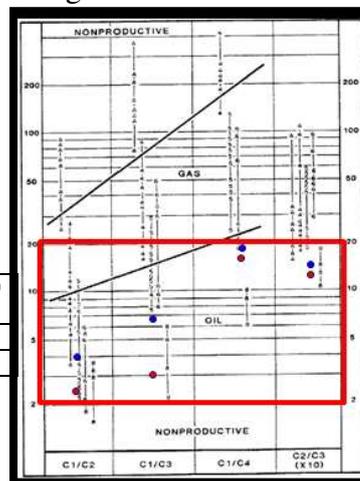
Kedalaman (Feet)	C1/C2 (ppm)	C1/C3 (ppm)	C1/C4 (ppm)	C2/C3 X10 (ppm)
4308	4,14	7,34	18,46	17,8
4320	2,07	3,10	19,41	14,9

**Tabel 11 Tabel Rectangular Plots Chromatograph**

Ratio	Oil	Gas	Unproductive
C1/C2	2-10	10-35	< 2 and > 35
C1/C3	2-14	14-82	< 2 and > 82
C1/C4	2-21	21-200	< 2 and > 200

Penyebaran komposisi *gas chromatograph* pada sumur IRFA-1 pada kedalaman 4308 *feet* terlihat bahwa keterdapatan komposisi gas pada C1 (metana) memiliki intensitas

gas yang paling tinggi sebesar 7200 ppm. Sedangkan keterdapatan komposisi gas pada iC4 (i-butana) memiliki intensitas gas yang paling rendah sebesar 390 ppm. Sedangkan penyebaran komposisi *gas chromatograph* pada sumur IRFA-1 pada kedalaman 4320 *feet* terlihat bahwa keterdapatan komposisi gas pada C1 (metana) memiliki intensitas gas yang paling tinggi sebesar 3010 ppm. Sedangkan keterdapatan komposisi gas pada nC4 (i-butana) memiliki intensitas gas yang paling rendah sebesar 30 ppm. Pada data *chromatograph* tersebut terdapat jumlah Total Gas pada kedalaman 4308 *feet* sebesar 51.5 Unit sedangkan pada kedalaman 4320 *feet* sebesar 27.7 Unit. Dari tabel nilai total *chromatograph* di atas kemudian dihasilkan diagram *chromatograph* daerah penelitian sebagai berikut:



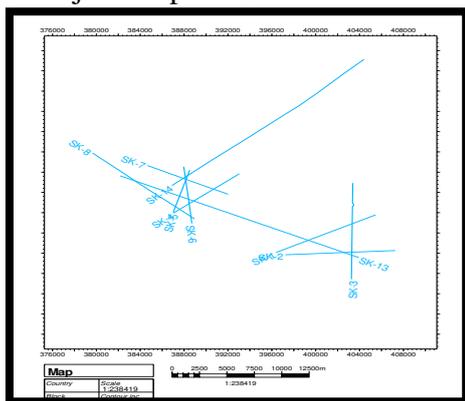
**LEGENDA:**  
 ● 4308 Feet  
 ● 4320 Feet

## ANALISIS DAN INTERPRETASI SEISMIK 2D

Analisis dan interpretasi seismik dilakukan dengan bantuan perangkat lunak Petrel 2010 yang di dalamnya terdapat berbagai macam aplikasi. Adapun peta bawah permukaan pada peta meliputi peta

struktur waktu (*time structure map*) dan peta struktur kedalaman (*depth structure map*). Pembuatan peta bawah permukaan ini dibuat dengan tujuan untuk mengetahui struktur bawah permukaan yang berkembang pada area penelitian Untuk data penunjang yang dibutuhkan dalam pembuatan peta ini meliputi peta-peta bawah permukaan yang terdiri dari data koordinator sumur, data log sumur, data seismik dan hasil analisis seismik 2D.

Interpretasi seismik dilakukan dengan melakukan *picking horizon* pada beberapa zona berdasarkan data sumur yang telah diikat pada penampang seismik. Penampang seismik menggambarkan pola perlapisan batuan di bawah permukaan bumi secara vertikal, sedangkan horizon-horizon yang ditarik merupakan gambaran dari refleksi seismik yang tebal dan memiliki kemenerusan secara regional pada penampang seismik. Secara umum peta dasar lintasan seismik pada sumur IRFA-1 ditunjukkan pada Gambar 21.



**Peta Struktur Waktu (*Time Structure Map*)**

Peta struktur waktu ini dibuat dengan cara mengkorelasikan data dari setiap bagian atas dan bawah batugamping dari reservoir

dari setiap sumur yang terdapat pada daerah penelitian serta dengan diintegrasikan dengan data *Ascii* data ini merupakan data yang diperoleh dari *trend* dari data seismik sehingga dengan melakukan kombinasi dari kedua data ini kita dapat membuat peta bawah permukaan yang mendekati dengan keadaan yang sebenarnya.

Pada korelasi dari *top reservoir* pada penelitian ini dibuat dalam satuan TVDSS (*True Vertical Depth Sub Sea*) dimana pada satuan ini suatu titik dianggap atau dihitung 0 karena dianggap dari muka air laut atau *sea level*. Pada pembuatan peta *time structure map* ini semua penampang seismik yang telah diinterpretasi sehingga diperoleh peta struktur waktu (*time structure map*) dari masing-masing horizon. Mekanisme yang dilakukan pada tahap ini antara lain mengplotkan satuan waktu dalam satuan *Two Way Time* (TWT) dari setiap penampang seismik untuk setiap horizon yang telah ditelusuri. Setelah itu plot semua nilai satuan waktu tiap horizon yang akan dibuat peta konturnya, kemudian di-grid sampai membentuk suatu kenampakan peta struktur waktu.

Setelah membuat peta *time structure map* langkah selanjutnya adalah dengan membuat *depth structure map* dengan cara melakukan konversi sebelum membuat peta struktur kedalaman. Konversi dilakukan dengan menggunakan persamaan garis lurus *polinomial* yang didapatkan dengan menggunakan data *checkshot survey* yang telah dilakukan korelasi waktu ke kedalaman pada sumur acuan. Konversi dari waktu ke kedalaman

dilakukan dengan cara memasukkan kalkulasi persamaan konversi yang telah diperoleh sebelumnya melalui aplikasi *Schlumberger's Petrel Mapping Software* pada peta struktur waktu ke kedalaman yang digunakan adalah persamaan konversi secara regional yaitu  $y = 0,0009x^2 + 2,1705x + 84,174$ . Dalam persamaan tersebut, Y adalah fungsi kedalaman dan X adalah fungsi waktu. Korelasi waktu ke kedalaman perlu dilakukan karena data yang dihasilkan dari *checkshot survey* tidak selalu tepat dengan data kedalaman pada data log. Oleh karena itu, konversi dilakukan untuk kalibrasi dan mencari nilai pendekatan dengan kedalaman sebenarnya.

Peta struktur kedalaman dibuat untuk memberikan gambaran sebenarnya mengenai kondisi geologi bawah permukaan yang sebenarnya atau paling tidak mendekati ukuran dan dimensi yang sebenarnya, sehingga interpretasi dan analisis selanjutnya dapat dilakukan dengan lebih akurat.

#### **KESIMPULAN DAN SARAN**

##### **Kesimpulan**

Berdasarkan hasil penelitian yang dilakukan, maka dapat diambil beberapa kesimpulan antara lain:

1. Berdasarkan hasil analisis dengan menggunakan data *mud log* dan *well log* seperti dari *gamma ray* pada masing-masing sumur dari Formasi Baturaja dan *gamma ray* pada seluruh sumur dari Formasi Baturaja, serta kombinasi dari log densitas (RHOB) dan neutron (NPHI) diketahui jika reservoir yang berkembang pada daerah penelitian adalah batugamping.
2. Hasil analisis petrofisika yang dilakukan dapat diketahui jika

nilai rata-rata volume serpih adalah 0.22 atau 22%, nilai porositas efektif pada *reservoir* adalah sebesar 0.26 atau 26%, nilai saturasi air rata-rata pada reservoir Baturaja adalah sebesar 0.38 atau 38%, nilai permeabilitas rata-rata pada reservoir Baturaja adalah sebesar 371 mD. Sedangkan nilai *gross sand* pada reservoir Baturaja sebesar 55,25 feet, nilai *net sand* pada reservoir Baturaja 46,63 feet dan nilai *net pay* pada reservoir Baturaja sebesar 12,25 feet. Berdasarkan hasil perhitungan tersebut, maka dapat disimpulkan bahwa reservoir batugamping tersebut adalah reservoir yang prospek dan dapat berperan sebagai reservoir hidrokarbon.

3. Berdasarkan perhitungan secara petrofisika kemudian disesuaikan dengan data *mud log* dan analisis *chromatograph* pada kedalaman 4308 feet di dapatkan hasil perhitungan  $C1/C2 = 4,14$  ppm,  $C1/C3 = 7,34$  ppm,  $C1/C4 = 18,46$  ppm,  $C2/C3 \times 10 = 17,8$  ppm sehingga dapat disimpulkan bahwa reservoir-3 pada sumur IRFA-1 tersebut terdapat prospek hidrokarbon berupa minyak.

##### **Saran**

Dalam penelitian ini terdapat perbedaan jenis litologi yang didapatkan antara litologi pada *wireline log* maupun data *mud log*. Untuk menentukan litologi secara pasti alangkah baiknya dilengkapi dengan menggunakan beberapa jenis *wireline log* yang terdiri dari log Gamma Ray (GR), log Spontaneous Potential (SP), log Caliper (CALI), log Resistivitas (LLD, LLS, MSFI),

log Sonik (DT), log Densitas (RHOB), dan log Neutron (NPHI).

### **Ucapan Terimakasih**

Penulis mengucapkan terimakasih kepada STAR ENERGI Indonesia Indonesia khususnya Departemen Eksplorasi untuk diskusi dan dukungan serta masukan yang diberikan hingga terselesaikannya Tugas Akhir ini serta kepada kampus Universitas Diponegoro Semarang.

### **DAFTAR PUSTAKA**

Allen dan Chambers. 1998. *Sedimentation in the Modern and Miocene*. Mahakam Delta. IPA.

Anonim. 2008. *1<sup>st</sup> Indonesian Petroleum Bidding Round 2012: Natuna Sea, and Muara Basin*. Online, (<http://www.pgs.com>) diakses 28 Juli 2014

Anonim. 2008. *Baram Basin*. Online, (<http://www.geoseismic-seasia.blogspot.com>) diakses 28 Juli 2014

Anonim. 2012. *Direct Hydrocarbon Indicator (DHI)*. Online, (<http://www.seismicinterpreter.wordpress.com>) diakses 28 Juli 2014

Argakoesoemah, R.M.I. dan Kamal. 2004. *A Ancient Talang Akar Deepwater Sediments In South Sumatera Basin: A New Exploration Play*. Proceeding Indonesian Petroleum Association (IPA): Jakarta, Indonesia.

Asquith George. 1982. *Basic Well Log Analysis For*

Geologist. The American Association of Petroleum Geologist: Tulsa, Oklahoma USA.

Bishop, Michele. 2001. *South Sumatera Basin Province, Indonesia: The Lahat / Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. Geological Survey, Coloradoian.

Baker Huges INTEQ. 1996. *Wellsite Geology Reference Guide*. Baker Huges INTEQ Training & Development Houston, United States of America.

Best, John W. 1982. *Metodologi Penelitian Pendidikan*. Surabaya: Usaha Nasional

Boggs, Sam Jr. 1987. *Principles of sedimentology and Stratigraphy*. Merrill Publishing Company: Ohio.

Catuneanu, Octavian. 2003. *Principles of Sequence Stratigraphy*. Elsevier Science, Canada.

Chapman, Richard E. 1973. *Petroleum Geology A Concise study*. Elsevier Publishing Company: Amsterdam.

Clift, Peter. 2011. *Geology Word of The Week: H is for Halokinesis*. Online, (<http://www.blogs.agu.org>) diakses 29 Juli 2014

- de Coaster, G.L. 1974. *The Geological of The Central and South Sumatera Basin. Proceeding Indonesian Petroleum Association, 3rd annual convention.*
- Dean, Lisa. 2008. *Reservoir Engineering For Geologist's. Fekete Associates Inc., Canada*
- Dewan, John T. 1983. *Essential of Modern Open-Hole Log Interpretation. Penn Erlls Books*
- Ginger, D., Fielding, K. 2005. *The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatera Basin. Proceeding Indonesian Petroleum Assosiacion (IPA), The 30<sup>th</sup> Annual Convention&Exhibition: Jakarta. Indonesia*
- Gumilar, Bambang. 2007. *Kursus Dasar-Dasar Petrofisika. Indonesian Petroleum Association: Jakarta Indonesia (tidak dipublikasikan)*
- Hadi, Sutrisno. 1987. *Metodologi Research. Yogyakarta: Yayasan penerbitan Fakultas Psikologi UGM.*
- Harsono, Adi. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log. Schlumberger Oilfield Services. Jakarta*
- Heidrick, T.L., dan Aulia, K. 1993. *A Structural and Tectonic Model of The Coastal Plains Block, Central Sumatera Basin, Indonesia. Proceedings Indonesian Petroleum Association 22<sup>nd</sup> Annual Convention*
- Hudaya, Indra. 2011. *Presentasi: Basic Well Log Analysis. Kuliah Umum Teknik Geologi Universitas Diponegoro (tidak dipublikasikan)*
- Kemp, G., S. Minife, D. Rutlay, dan J. Stanton. 1997. *Indonesian Petroleum Systems Study: Central Sumatra Review. Santos Asia Pacific Pty Ltd*
- Kendall, Christopher G. St. C. 2003. *Slide Presentasi: Stratigraphy And Sedimentary Basins. Department of Geological Science, University of South Carolina*
- Koesoemadinata, R. P. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi (dengan modifikasinya). Institut Teknologi Bandung*
- Levorsen, Arville I. 1954. *Geology of Petroleum. The American Association Petroleum Geologist : Oklahoma.*
- Lynch J. S. 1962. *Formation Evaluation First Edition,*

Harper & Row Publisher :  
New York.

Paleontology no. 7, 210  
pp.

- Makhrani. 2012. Buku Ajar: Geologi Minyak dan Gas Bumi. Universitas Hasanuddin, Makassar (Tidak dipublikasikan)*
- Mastoaji, E., 2007, *Basic of Open Hole Interpretation*, Chevron Pasific Indonesia Course, Semarang
- Myers and Emery. 1996. *Sequence Stratigraphy*. Blackwell Science Ltd. London.
- Nugroho, Hadi. 2012. *Buku Panduan Praktikum Geologi Minyak dan Gas bumi*. Teknik Geologi Universitas Diponegoro, Semarang (Tidak dipublikasikan)
- Posamentier, H.W., Vail, P. R. 1988. *Eustatic controls on clastic deposition. II. Sequence and systems tract models*. In: Wilgus, C. K., Hastings, B. S., Kendall, C. G. St. C., Posamentier, H.W., Ross, C. A., Van Wagoner, J. C.(Eds.), *Sea Level Changes – An Integrated Approach*. SEPM Special Publication 42, 125–154.
- Posamentier, H.W., Allen, G. P. 1999. *Siliciclastic Sequence Stratigraphy: Concepts And Applications*. SEPM Concepts in Sedimentology and
- Pulonggono, A., Agus Haryo S., Kosuma, C.G.1984. Pre-Tertiary and Tertiary Fault Systems As A Framework of The South Sumatera Basin A Study Of Sar-Maps. Proceedings Indonesian Petroleum Association, Twenty First Annual Convention.*
- Rahman, Gozali. 2008. Konsep Dasar Interpretasi Seismik Refleksi. Online, (http://www.petroleumgeoscience.blogspot.com) diakses 29 Juli 2014*
- Rider, M., 2002, The Geological Interpretation off Well Logs 2<sup>nd</sup> ed, Whittles Publishing, Sutherland, Scotland.*
- Ryacudu, Rudy. 2011. Presentasi: Basic Petroleum Systems. Kuliah Umum Teknik Geologi Universitas Diponegoro, Semarang (Tidak dipublikasikan)*
- Satyana, Awang Harun. 2013. Slide Presentasi Oil and Gas in Eastern Indonesia: Production, Proven Plays, Prospectivity, and Risk. Kuliah Umum Teknik Geologi Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta*
- Selley, Richard C. 1985. Applied Sedimentology Second*

- Edition*. Royal School of Mines, United Kingdom
- Universitas Pendidikan Indonesia
- Schlumberger. 1989. *Log Interpretation Principles / Application*. Schlumberger Drive: Sugar. Texas USA.
- Schlumberger. 1998. *Log Interpretation Charts*. Schlumberger Educational Service. Texas USA.
- Serra, O. 1989. *Sedimentary Environment From Wireline Logs*. Schlumberger
- Star Energy. 2011. *Mud Log Blok Sekayu*. Internal Report: Jakarta (tidak dipublikasikan).
- Star Energy. 2013 *Lokasi Lapangan Blok Sekayu Cekungan Sumatera Selatan*. Publikasi Internal.
- Star Energy. 2013. *Data Log dan Seismik*. Internal Report: Jakarta Indonesia
- Staf Asisten Geologi Minyak Bumi. 2012. *Slide Praktikum Geologi Minyak dan Gasbumi: Analisis Kualitatif dan Kuantitatif*. Teknik Geologi Universitas Diponegoro, Semarang (Tidak dipublikasikan)
- Suryana. 2010. *Metode Penelitian: Model Praktis Penelitian Kuantitatif dan Kualitatif*.
- Suwandy dan Septama. 2001. *Fuzzy logic, An Alternative Approach In Spatial Modeling To Optimize Horizontal Trajectories In East Ketaling, Jambi*. Indonesian Petroleum Association: Jakarta.
- Torres, Carlos. 2002. *Lecture Presentation Basic Petrophysics*. The University of Texas at Austin.
- Van Wagoner, J.C., Mitchum, R.M., Campion, K.M., and Rahmanian, V.D. 1990. *Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores, and Outcrops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies*. American Association of Petroleum Geologists
- Verma. 2011. *Seismic Expressions of Igneous Flows – Hydrocarbon Prospectivity: Kerala-Konkan Basin, India*. Proceeding 7<sup>th</sup> Biennial International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics
- Wahidin, Arief. 2012. *Presentasi: Basic Petroleum System, Genesis and Habitat of Petroleum*. Kuliah Umum Teknik Geologi Universitas Diponegoro,

- Semarang (tidak dipublikasikan)
- Wahyono, K. A. 2008. *Presentasi : Dasar-Dasar Teknik Reservoir Migas*. IATMI. Jakarta (tidak dipublikasikan)
- Ward. 1995. *Stratigraphic Correlation*. Golden Colorado: Douglas Hilchie, Inc. (*out of print*)
- Wibowo, R.A. 1995. *Permodelan Termal Sub-Cekungan Aman Utara Sumatera Tengah*. Institut Teknologi Bandung (tidak dipublikasikan)
- Winderasta, Wikan. 2011. *Presentasi: Exploration Process and Prospect Generation*. Chevron Pacific Indonesia (tidak dipublikasikan)
- Whibley, Michael. 1992. *Bentu PSC: Regional Geological Synthesis*. Hadson Petroleum International Ltd
- Walker, R.G. dan James, N.P. 1992. *Facies Models*. Geological Association of Canada.
- Widodo, Prabowo P. & Handayanto T.R. 2009. *Penerapan Soft Computing Dengan Matlab*. Rekayasa Sains : Bandung

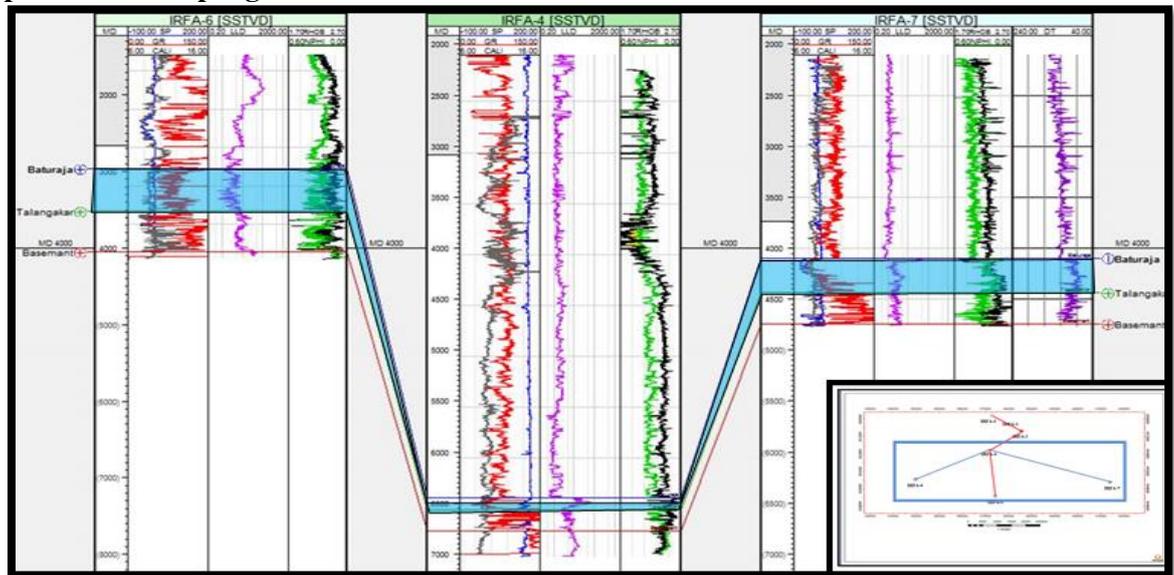
### Lampiran 1

Korelasi Sumur Berdasarkan *Top* Formasi Baturaja dan *Top* Formasi Talang Akar pada sumur Lapangan IRFA

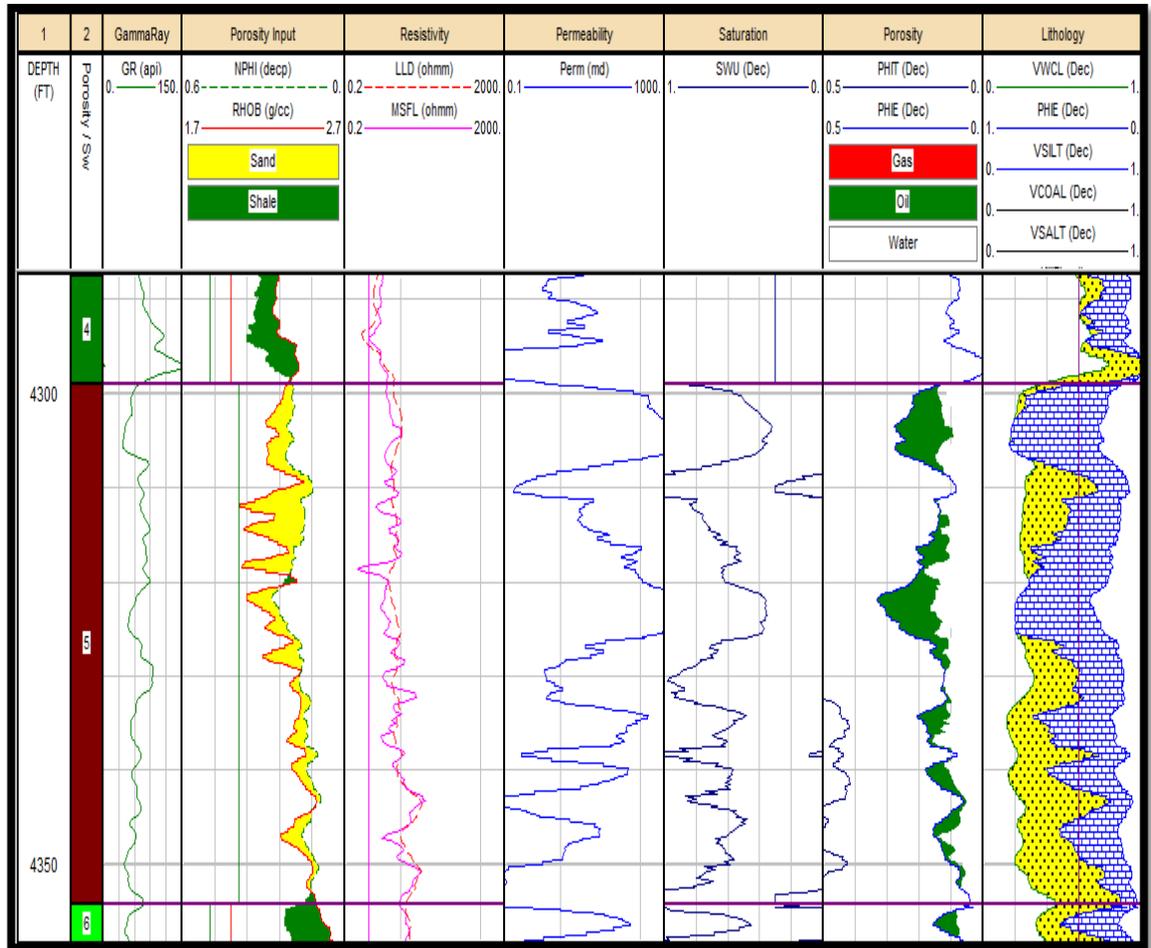


### Lampiran 2

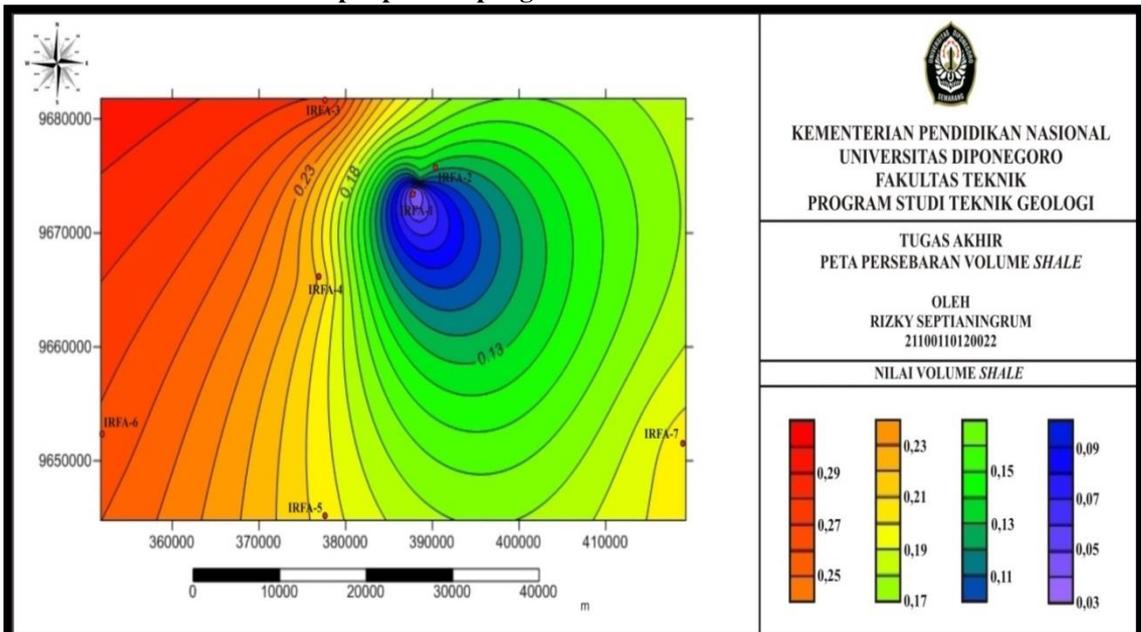
Korelasi Sumur Berdasarkan *Top* Formasi Baturaja dan *Top* Formasi Talang Akar pada sumur Lapangan IRFA



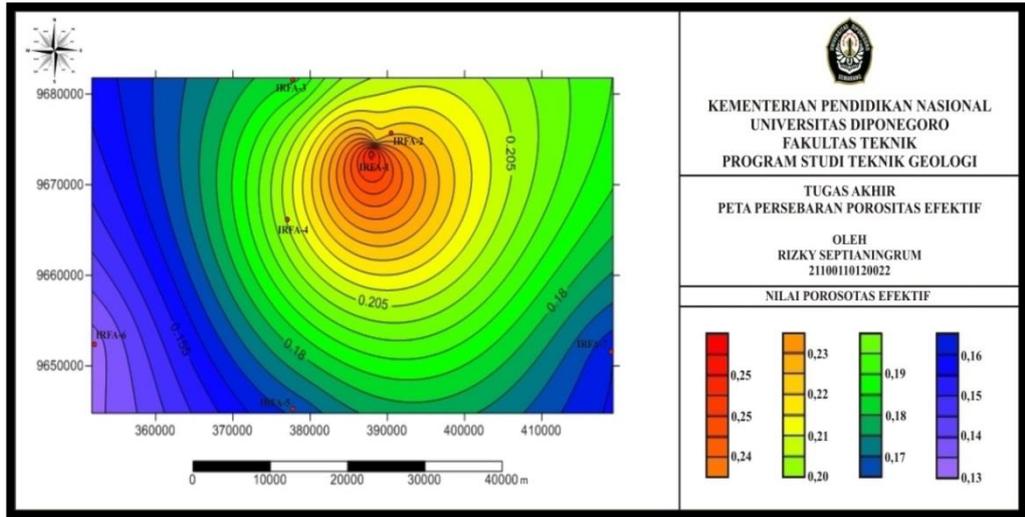
### Lampiran 3 Hasil Interpretasi petrofisika Sumur IRFA-1



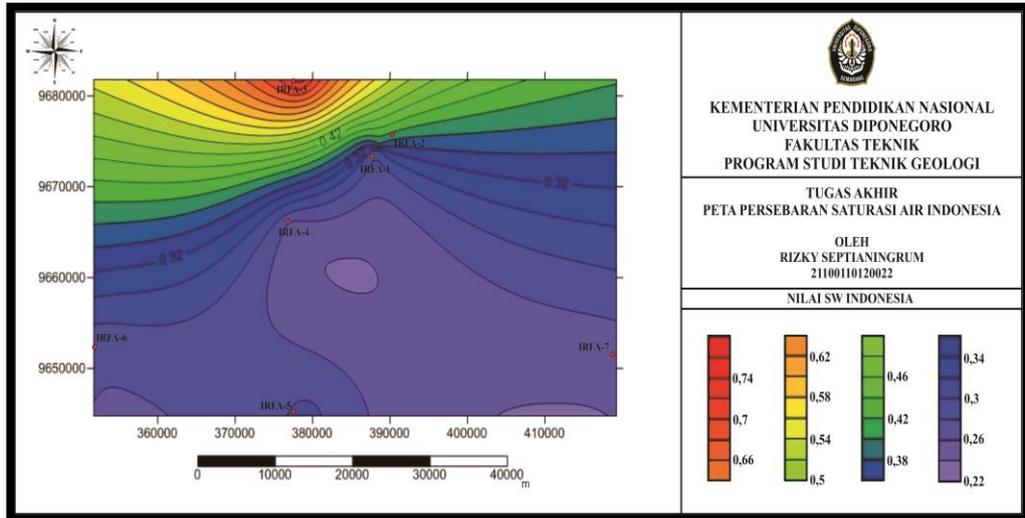
### Lampiran 4 Peta Persebaran Volume Serpih pada Lapangan "IRFA"



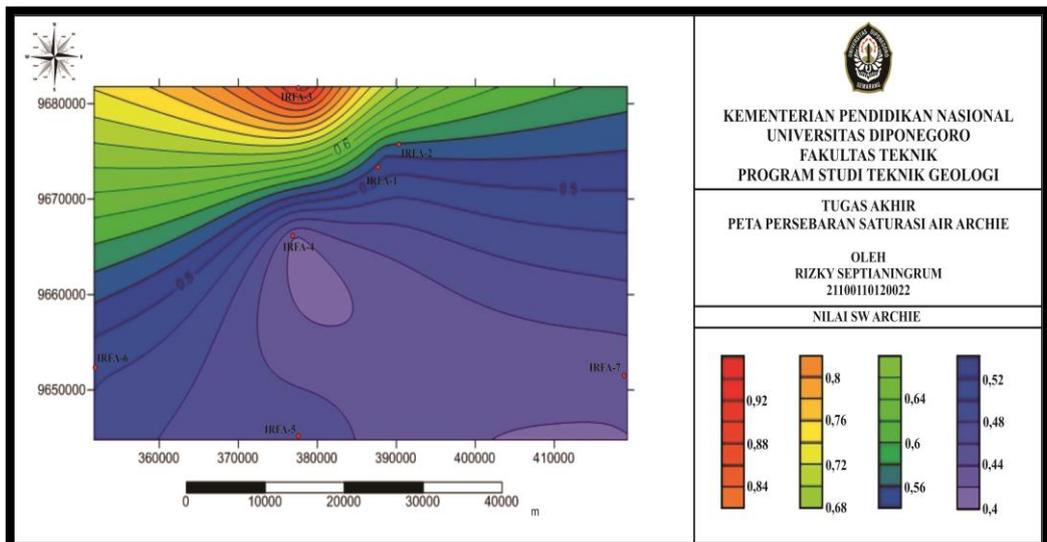
### Peta Persebaran Porositas Efektif pada Lapangan “IRFA”



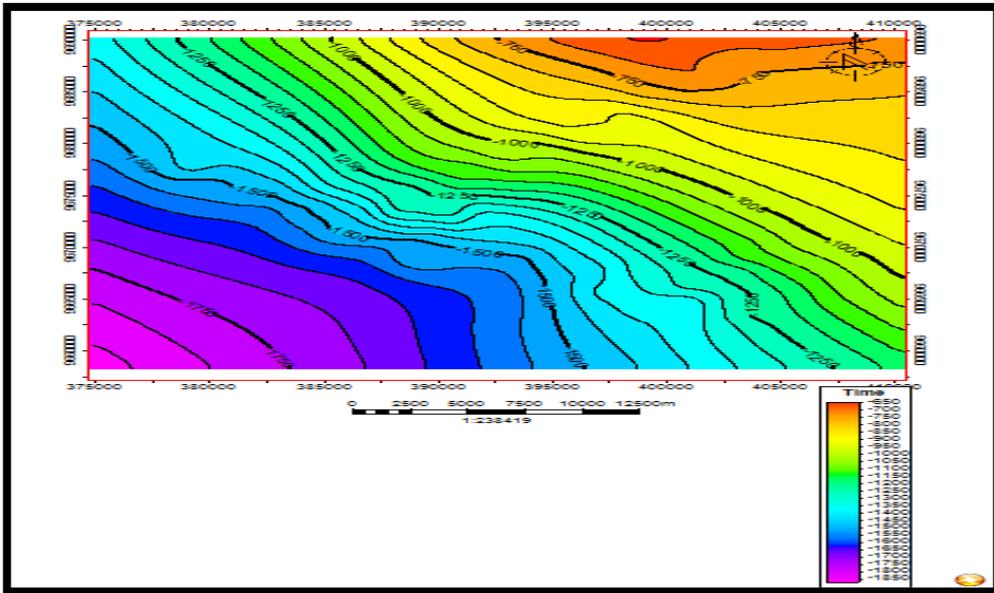
### Peta Persebaran Saturasi Air Indonesia



### Peta Persebaran Saturasi Air Archie



### Peta Struktur Waktu



### Peta Struktur Kedalaman

