

## KLASIFIKASI PETROFISIKA TIPE BATUAN UNTUK MEMPREDIKSI KUALITAS RESERVOAR PASIR SERPIHAN PADA FORMASI TALANG AKAR, CEKUNGAN ONWJ

Feni Priyanka<sup>\*1</sup>, Bagus S. Mulyatno<sup>1</sup>, Riezal Ariffiandhany<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Teknik Geofisika, Universitas Lampung

Jl. Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No.1 Bandar Lampung 35145

<sup>2</sup>PT PHE ONWJ

Jurusan Teknik Geofisika, FT UNILA

e-mail: <sup>\*1</sup>[fenigeophysical@gmail.com](mailto:fenigeophysical@gmail.com)

### ABSTRAK

Hidrokarbon terakumulasi pada sebuah reservoir, reservoir memiliki banyak jenis tergantung pada kondisi geologi dan mineral penyusunnya. Pada Cekungan ONWJ, Sub-Cekungan Arjuna, Formasi Talang Akar merupakan jenis reservoir pasir serpihan. Hadirnya lempung dalam sebuah reservoir akan menurunkan nilai resistivitas dan menaikkan nilai saturasi, sehingga dibutuhkan analisis multimineral dan klasifikasi kualitas dari reservoir pasir serpihan. Di dalam penelitian ini, properti fisika (porositas, permeabilitas,  $R_w$ , dan saturasi) dan kualitas reservoir dapat diidentifikasi melalui analisis petrofisika dengan memanfaatkan data log dan analisis *core*, tipe batuan diprediksi melalui salah satu metode (antara R35 Winland dan HFU). Dalam penelitian ini data yang digunakan terdiri dari 5 sumur (IX-A1, IX-13, IX-4, IX-7 dan IX-8) dan ditemukan 8 zona hidrokarbon, 6 diantaranya sesuai dengan data DST (*drill steam test*), dan metode *rocktype* yang cocok digunakan yaitu metode HFU (*hydraulic flow unit*) karena koefisien korelasi antara porositas dan permeabilitas menunjukkan nilai  $>0.75$ , dan berdasarkan perhitungan diperoleh 8 tipe batuan, dimana dominasi tipe batumannya adalah jenis 12 dengan ukuran pori antara 5-10 mikron, tipe batuan reservoir pada penelitian ini termasuk ke dalam lithofacies *Distributary channel* dan *sand mouth bar*. Dengan mengetahui nilai properti petrofisika, maka dapat mengetahui reservoir performa dan menentukan zona yang layak untuk diproduksi maupun tidak, dengan menggunakan kurva SMLP (*Stratigraphic Modified Lorenz Plot*).

### ABSTRACT

Hydrocarbons were accumulated in reservoir, the reservoir has a lot of types depending on the geological conditions and the constituent mineral. In ONWJ basins, sub-basins Arjuna, Talang Akar Formation is sand splinters reservoir type. The presence of clay in a reservoir will reduce the resistivity and increase the saturation, so it takes a multimineral analysis and the reservoir quality classification. In this study, physical properties (porosity, permeability,  $R_w$ , and saturation) and the quality of the reservoir can be identified through petrophysical analysis by utilizing log data and core analysis, and the rock type prediction (using R35 Winland or HFU method). In this study 5 wells (IX-A1, IX-13, IX-4, IX-7 and IX-8) used and found eight hydrocarbon zones, 6 are validated by the DST (*drill steam test*) data, and rock type method that suitable is the method of HFU (*hydraulic flow units*) due to the coefficient of correlation between porosity and permeability shows a value of  $>0.75$ , based on the calculations, the eight types of rock is conclude, where the dominance of the rock types is the type 12 with a pore size between 5-10 microns, type reservoir rocks in this study belong to the lithofacies *distributary channel* and *mouth bar sand*. By knowing the petrophysical property values, it can determine reservoir productivity and determine the zone eligible to be produced or not, by using curve SMLP (*Stratigraphic Modified Lorenz Plot*).

**Keywords**— *Rock type, kurva SMLP, multimineral, lithofacies*

## 1. PENDAHULUAN

Hidrokarbon terakumulasi dalam sebuah wadah yang dikenal sebagai reservoir, kondisi reservoir tiap lapangan memiliki sifat fisik (porositas, permeabilitas, saturasi) dan karakteristik yang berbeda, bahkan dalam satu sumur dengan kedalaman berbeda akan menunjukkan sifat fisik yang berbeda-beda, tergantung pada sejarah pembentukan dan komposisi mineral penyusun tiap formasi. Jenis formasi maupun reservoir bergantung pada komposisi mineral penyusunnya.

Jika tidak terdapat penyusun berupa mineral *clay* (lempung), maka akan menunjukkan formasi bersih (*clean sand*), namun sebaliknya jika semakin banyak kandungan mineral lempung pada suatu reservoir, maka reservoir tersebut akan dipengaruhi oleh mineral lempung dan formasi tersebut menjadi *shaly-sand* (pasir serpihan). Pada Cekungan Jawa Barat Utara, Sub-Cekungan Arjuna, tepatnya pada Formasi Talang Akar, merupakan salah satu reservoir pasir serpihan dengan litologi dominan berupa batuan pasir, serpih dan juga batubara delta, efek kehadiran mineral serpih maupun lempung akan menurunkan produktifitas hidrokarbon. Sehingga, efek dari kehadiran mineral tersebut harus diperhitungkan dalam proses analisis petrofisika reservoir pasir serpihan. Proses interpretasi pada reservoir pasir serpihan memiliki tantangan dan kesulitan tersendiri, hal ini karena banyaknya keragaman litologi dan kondisi geologi.

Maka, diperlukan metode analisis yang sesuai dan dapat memperhitungkan efek kehadiran mineral lempung.

Menurut Herdiansyah (2016) kehadiran mineral lempung akan mengakibatkan kesalahan dalam interpretasi terutama dalam pembacaan resistivitas dan memengaruhi harga saturasi air. Dalam petrofisika terdapat suatu metode perhitungan properti fisika batuan (porositas, permeabilitas, saturasi, resistivitas) yang dapat melakukan perhitungan efek kehadiran mineral lempung maupun *shale*. Metode tersebut adalah multimineral analisis, metode ini sangat bergantung pada jumlah mineral yang ada dalam suatu reservoir, sehingga efek kehadiran mineral lempung sangat diperhitungkan dalam perhitungan properti fisika batuan.

Selain itu, karena terdapat keragaman litologi dalam reservoir pasir serpihan, maka dibutuhkan metode yang dapat mengelompokkan reservoir berdasarkan kualitas maupun tingkat produktifitasnya yang ditunjukkan dengan kualitas aliran fluida maupun kemampuan menampung fluida hidrokarbon. Melalui data *core* dan data log, pengelompokan kualitas reservoir pasir serpihan dapat dilakukan menggunakan pendekatan petrofisika metode R35 Winland dan metode HFU (*Hydraulic Flow Unit*). Kedua metode ini merupakan metode yang memanfaatkan perhitungan berdasarkan data porositas dan permeabilitas *core* dan juga dapat digunakan dalam menghitung nilai permeabilitas melalui proses generalisasi pada interval kedalaman yang tidak memiliki sampel batuan *core*.

Sebagai reservoir pasir serpihan (*shaly-sand*) Formasi Talang Akar perlu dilakukan pendekatan tipe batuan (*rock type*), pendekatan ini digunakan dalam mencari hubungan korelasi antara porositas

dan permeabilitas serta ukuran *pore throat* radius, sehingga dapat diprediksi unit batuan pada daerah penelitian dan dapat menggambarkan kualitas dari suatu reservoir. Dengan mengetahui kualitas dari setiap reservoir, maka kemampuan reservoir (*reservoir performance*) dapat digambarkan melalui kurva SMLP (*Stratigraphic modified Lorenz Plot*). Dimana, penggunaan kurva SMLP (*Stratigraphic modified Lorenz Plot*) dapat membantu dalam mengetahui zona-zona reservoir yang layak diproduksi atau tidak berdasarkan nilai properti fisika batuan (porositas, permeabilitas, saturasi).

Berdasarkan permasalahan tersebut, maka penulis tertarik untuk melakukan penelitian ini, diperkuat dengan penelitian yang telah dilakukan oleh Amaefule dkk, (1993) mengenai metode kompilasi *rock type* dan Syarif dkk, (2015) mengenai pengaruh kehadiran mineral lempung dalam suatu reservoir, penelitian ini amat penting untuk dilakukan, karena dengan adanya penelitian ini kualitas reservoir pasir serpihan dan tingkat produktifitasnya dapat diketahui dengan memperhitungkan berbagai aspek properti petrofisika.

## 2. TINJAUAN PUSTAKA

Daerah penelitian berada di Cekungan Jawa Barat Utara, Sub-Cekungan Arjuna (Gambar 1) yang merupakan cekungan busur belakang yang berkembang sepanjang vulkanik Jawa, yang terbentuk karena adanya aktivitas Tektonik *strike-slip*. Penelitian ini terfokus pada Formasi Talang Akar yang terbentuk pada masa Oligosen-Miosen Awal, terbagi menjadi 2 bagian yakni Talang Akar Delta dan Marin, dominasi litologi formasi ini berupa endapan batubara delta, batu pasir, batu serpih dan batu gamping. Kehadiran mineral lempung/*shale* pada formasi ini

menjadikan Talang Akar sebagai reservoir *shaly sand* tempat terakumulasinya hidrokarbon minyak dan gas, sedangkan batuan serpih dikenal sebagai batuan induk, pembentuk hidrokarbon (Noble dkk, 1997). Stratigrafi daerah penelitian ditunjukkan pada Gambar 2.

## 3. TEORI DASAR

### 3.1 Pengertian Dasar *Well Logging*

*Logging* merupakan metode pengukuran besaran-besaran fisik batuan terhadap kedalaman lubang bor. Sesuai dengan tujuan logging yaitu menentukan besaran-besaran fisik batuan maka dasar dari logging itu sendiri adalah sifat-sifat fisik atau petrofisik dari batuan (Harsono, 1997).

### 3.2 Properti Petrofisika

Properti batuan yang dihitung pada penelitian ini yaitu:

#### a. *Vsh*

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{cn}}{GR_{sh} - GR_{cn}} \quad \dots\dots(1)$$

Dimana:

- $I_{GR}$  : *shale* gamma ray Index
- $GR$  : gamma ray log respon (v/v)
- $GR_{cn}$  : *clean GR log* (GRMin) (v/v)
- $GR_{sh}$  : *shale GR log* (GR Max) (v/v)

#### b. Porositas

Terdiri dari porositas total dan porositas efektif.

$$\Phi_t = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \dots\dots(2)$$

$$PHIE = PHIT - V_{sh} \quad \dots\dots(3)$$

Dimana:

- $\Phi_{total}$  : Total porositas (v/v)

$\rho_{ma}$  : Density matriks (gr/cc)  
 $\rho_b$  : *bulk density* (gr/cc)  
 $\rho_f$  : Densitas fluida dari log header (gr/cc)  
 PHIT : Total porositas (v/v)  
 PHIE : porositas efektif(v/v)  
 $V_{sh}$  : Volume *shale* (v/v)

### c. Sw Dual Water

Karena di dalam reservoir fluida yang mengisi mendapat pengaruh dari lempung maka efek kehadiran lempung harus dihilangkan dengan menghitung nilai saturasi efektifnya.

$$C_{w_e} = C_{w_f}(1-S_{w_b}) + C_{w_b} \cdot S_{w_b} \quad \dots(4)$$

$$S_{w_t} = \frac{1}{\phi t^2} \sqrt{\frac{R_{we}}{Rt}} \quad \dots(5)$$

$$S_{w_e} = \frac{S_{w_t} - S_{w_b}}{1 - S_{w_b}} \quad \dots(6)$$

Dimana :  
 $C_{w_e}$  : konduktivitas air formasi sebenarnya (S/m)  
 $C_{w_f}$  : konduktivitas air formasi sebenarnya (S/m)  
 $C_{w_b}$  : saturasi *water bound*  
 $\phi$  : saturasi *water true*  
 $R_{we}$  : konduktivitas air (S/m)  
 $n$  : eksponen saturasi  
 $m$  : eksponen sementasi  
 $a$  : faktor *turtuosity*  
 $R_{w_e}$  : resistivitas air formasi (ohmmeter)

### d. Permeabilitas

Merupakan kemampuan batuan dalam mengalirkan fluida. Yang juga berkaitan dengan *flow capacity*. Dalam penelitian ini nilai diperoleh dari hasil propagasi data. Permeabilitas memiliki satuan mD (mili Darcy) atau Darcy (Asquith dan Krygowski, 2004)

### 3. Multimineral Analisis Untuk Interpretasi *Shaly sand*

Formasi Pasir serpihan terdiri dari 3 komponen yaitu *Quartz grain (matrix)*, *shale* dan *fluid*.

### 4. Metode Winland R35 Dan HFU (*Hydraulic Flow Unit*)

#### a. R35 Winland

Memformulasikan hubungan antara porositas, permeabilitas, *pore throat radius* batuan (R35) terhadap profil tekanan kapiler ( $P_c$ ) injeksi merkuri.

$$\log(R35) = 0.732 + 0.588 \log(k) - 0.864 \log(\phi) \quad (7)$$

Dimana :  
 R35 : MICP test 35%  
 K : Permeability (mD)

#### b. Metode HFU (*Hydraulic Flow Unit*)

Metode HFU didasarkan pada *flow unit*, *pore throat geometry* dan parameter geologi (Amaefule dkk, 1993 dalam Shabaninejad dkk, 2011).

$$RQI = 0.0314 \times \sqrt{\frac{k}{\phi}} \quad \dots(8)$$

$$FZI = \frac{RQI}{\phi z} \quad \dots(9)$$

$$\phi z = \frac{\phi}{1 - \phi} \quad \dots(10)$$

$$DRT = \text{Round}[2 \times \ln(FZI) + 10.6] \quad \dots(11)$$

Dimana :  
 k : permeability (mD)  
 $\phi$  : porosity (%)  
 RQI/FZI : reservoir quality index (RQI)  
 $\phi z$  : normalized porosity (v/v)

### 5. Stratigraphic Modified Lorenz Plot (SMLP)

Dengan adanya data *rocktype* dan

*hydraulic flow unit* dari sebuah sumur maka dapat dilakukan modifikasi performa suatu sumur dengan membuat grafik hubungan antara HCPV (*hydrocarbon pore volume, flowing capacity* dan *total storage capacity*) terhadap kedalaman (Gunter dkk, 1997).

#### 4. METODE PENELITIAN

Adapun data yang digunakan pada penelitian ini yaitu:

##### 1. Data Las Digital

Merupakan data *wireline logging* dari 5 sumur di area Sub-Cekungan Arjuna yakni data sumur IX-13, IX-A1, IX-4, IX-7 dan IX-8.

##### 2. Data Mud Log

Data *mud log* merupakan data pengukuran laboratorium yang berisi analisis hidrokarbon pada suatu sumur, data ini tersedia untuk ke-5 sumur

##### 3. Data completion log dan well header

Data *completion log* adalah kurva log hasil pengukuran beserta informasi formasi geologi pada suatu sumur, sedangkan data *well header* berisi informasi pengukuran mulai dari data koordinat hingga informasi total kedalaman *logging*, data ini tersedia untuk ke-5 sumur.

##### 4. Data Analisis Core

Data ini terdiri dari data *routine core* dan *special core* pengukuran secara konvensional maupun *sidewall*. Data *routine core* tersedia untuk 5 sumur sedangkan data *special core* hanya ada pada sumur IX-A1 dan IX-8.

##### 5. Data Petrografi, XRD dan Sedimentologi.

Data-data ini merupakan hasil analisis laboratorium yang digunakan dalam analisis multimineral dan deskripsi tipe batuan (*rock type*).

##### 6. Data Marker Geologi

Data marker geologi berisi informasi

batas formasi berdasarkan kedalaman sumur mulai dari *start depth* hingga *bottom depth*.

##### 7. Data DST (Drill steam test)

Merupakan data informasi produksi dan zona interval perforasi, yang juga digunakan dalam validasi keberadaan zona hidrokarbon berdasarkan *oil rate* dan *gas rate*.

Sedangkan alur penelitian terdapat pada Gambar 4.

#### 5. HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan Tabel 4, nilai korelasi yang diperoleh jauh lebih baik dibandingkan menggunakan metode R35 Winland, dengan diperolehnya nilai korelasi yang bagus maka diharapkan dapat digunakan dalam analisis lanjut untuk mencari nilai permeabilitas pada interval tanpa batuan *core*. Dari pendekatan tipe batuan (*rocktype*) metode HFU didapatkan 8 jenis *rocktype*, dimana *rocktype* 7 adalah *rocktype* yang memiliki sifat aliran paling buruk dan *rocktype* 14 memiliki sifat aliran paling baik.

##### 5.1 Identifikasi Lithofacies dan Tipe Batuan (Rocktype)

###### - Pembagian lithofacies

Berdasarkan hasil deskripsi petrografi dan sedimentologi sumur penelitian diperoleh 4 lithofacies yang dibagi berdasarkan sifat fisik batuan, tekstur, struktur, komposisi dan diagenesa yang terjadi.

###### a. Lithofacies Batubara, Batu Lempung, Batuan Serpih dan Batulanau- Nonreservoir (F1)

Lithofacies berwarna hitam, abu-abu sampai coklat muda, memiliki kandungan material organik *shale* yang tinggi. Pada batulempung-lanau sering dijumpai material karbon yang menunjukkan lingkungan pengendapan dengan energi rendah-sedang, air payau dan substrat yang berbutir halus-medium. Jenis batuan ini ditunjukkan pada Gambar 7.

#### **b. Lithofacies Batu Pasir Berbutir Sangat Halus (F2)**

Batupasir jenis ini (Gambar 7) memiliki ukuran butir halus dan sortasi baik, didominasi oleh mineral kuarsa, jenis pori berupa intergranular dengan porositas 22-28%. Masuk kedalam kategori *channel sandstone* yang masuk kedalam *good reservoir*.

#### **c. Litofacies Batupasir Sedang-Kasar dengan klastika batulempung dan coal (F3)**

Pada litofacies ini (Gambar 8) struktur sedimen berkembang dengan baik dengan sedikit klastika batulempung sideritik dan batubara berukuran kerikil dengan derajat kebundaran yang cukup baik (*subrounded-well rounded*). Komposisi penyusun dari facies ini didominasi oleh kuarsa dan mineral kaolinite. *Visible porosity* berada pada kisaran 15-20% dan kategori batuan pasir berbutir sedang dengan selingan batubara porositasnya sebesar 6-14% masuk kedalam *poor* dan *moderate porosity*.

#### **d. Lithofacies Batuan Karbonat Argillaceous**

Lithofacies ini (Gambar 8) memiliki sortasi yang baik, berwarna coklat terang memiliki tekstur *wackestone/packstone* terdapat pada beberapa sampel di diendapkan pada kondisi *shallow marine*.

#### **Zona Hidrokarbon Berdasarkan Lumping**

Dari 5 sumur penelitian ditemukan 8 zona hidrokarbon dimana 6 diantaranya tervalidasi dengan data *oil rate/gas rate*. Diantara zona tersebut adalah sebagai berikut:

Zona hidrokarbon untuk ke-5 sumur dapat diurutkan dari zona yang memiliki kualitas terbaik hingga terburuk berdasarkan distribusi tipe batuan dan juga kapasitas aliran dalam sebuah *chart*, seperti pada Gambar 12.

Jika ditabulasikan maka *Ranking* zona reservoir dapat dilihat pada Tabel 3. Performa dari sebuah reservoir juga dapat diidentifikasi menggunakan kurva SMLP dengan menganalisis nilai properti porositas dan permeabilitas, dengan menggunakan kurva ini maka dapat ditentukan juga zona-zona yang layak untuk diproduksi maupun tidak. Kurva ini akan menunjukkan respon yang signifikan apabila dalam sebuah reservoir terdapat kontak air dan adanya indikasi *tight* reservoir. Dari ke-8 reservoir yang ditemukan adanya kontak air pada sumur IX-13 (Gambar 9) dan sumur IX-A1 Zona Fn-60 (Gambar 10), sedangkan zona *tight* reservoir terdapat pada Sumur IX-8 Zona Fn-62C (Gambar 11).

## 6. KESIMPULAN DAN SARAN

### 6.1 Kesimpulan

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Dari 5 sumur yang dilakukan analisis ditemukan 8 zona hidrokarbon, 6 diantaranya tervalidasi oleh data DST (*Drill Steam Test*).
2. Metode tipe batuan (*rock type*) yang digunakan pada penelitian ini adalah metode HFU (*Hydraulic Flow Unit*), karena koefisien korelasi antara porositas dan permeabilitas  $>0,75$ .
3. Tipe batuan (*rocktype*) yang paling dominan pada penelitian ini yaitu *rocktype* 12 dengan jenis pori yaitu mesopori.
4. Kualitas yang baik dari ke-8 reservoir hidrokarbon ditunjukkan dengan semakin besarnya laju aliran fluida dan juga kapasitas total *storage*. Kurva SMLP menggambarkan keadaan reservoir yang dapat digunakan untuk penentuan zona perforasi maupun zona produksi.

### 6.2 Saran

Dibutuhkan data *core* lainnya seperti data MICP (tekanan kapiler dan *wetting phase saturation*) pada interval litologi *sandstone* agar dapat dihubungkan dengan jenis *rocktype* yang diperoleh dan dapat dilakukan validasi menggunakan persamaan *J-function*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Archie, G.E., 1941, *The electrical resistivity log as determining some characteristics*, Transactions of the American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers 146, 54-62.
- Amaefule, J.O., Altunbay, M., Tiab, D., dan Keelan, D.K., 1993, *Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Unit and Predict Permeability in Uncored Interval/well*, SPE 26436, *Proceeding SPE Annual Technical and Exhibition in Houston, Texas*.
- Cannon, D.E., dan Coates, G.R., 1990, "Applying Mineral Knowledge to StandardLog Interpretation", *AAPG journal*.
- Chiceng, X.U., 2012, *Rock Classification in Carbonate Reservoirs Based on Static and Dynamic Petrophysical Properties Estimated from Conventional Well Logs*, *Proceeding SPE Annual Technical Exhibition in Houston, Texas*.
- Doveton, J H., 1986, *Log Analysis of Subsurface Geology*, John Wiley and Sons Inc, USA.
- Glover. P., 2010, "*Petrophysics Msc Petroleum Geology*", Departemen Geology dan Petroleum, University of Aberdeen, UK.
- Gunter, G. W., Amoco, EPTG., dan Finneran, J. M., 1997, *Early Determination of Reservoir Flow Units Using and Integrated Petrophysical Method*, SPE 38679, *Proceeding SPE Annual Technical and Exhibition in Houston, Texas*.
- Herbudiyanto. S., 2016, *Geologi Regional Pertamina Versi 2*, PT. PHE ONWJ, Jakarta.

- Harsono. A., 1997, *Pengantar Evaluasi Log, Schlumberger Data Services*, Jakarta.
- Herdiansyah, F., Abdurrokhim, A., dan Syafri, I., 2016, *Bulletin of Scientific Contribution Low Resistivity Zone Pada Reservoir Batupasir Formasi Cibulakan Atas Cekungan Jawa Barat Utara*, Teknik Geologi Universitas Padjajaran, Jakarta, Volume 14 No. 1.
- Kimminau, S., LaVigne, J., Singer, J., and Wendel, F., 1986, "A Coherent Framework for Developing and Applying Multiple Formation Evaluation Models", *AAPG Journal*.
- Laporan Internal dan PPT PT. PHE ONWJ (2009-2016).
- Martin, A.J., Solomon, S.T., Hartmann, D.J., 1997, Characterization of petrophysics flow units in carbonate reservoirs, *AAPG Bulletin*, page: 734-759.
- Noble, R. A., 1997, Differentiation of oils from the NW Java Basin into three oil types based on biomarker composition, *Proceedings of an International Conference on Petroleum Systems of SE Asia & Australia: Indonesian Petroleum Association*, p. 585-600.
- Shabaninejad, M., dan Haghghi, BM., 2011, "Rock Typing and Generalization of Permeability-Porosity Relationship For an Iranian Carbonate Gas Reservoir" *Society of Petroleum Engineers Paper No. 15089*, Annual International Conference and exhibition.
- Telford, W M., Geldart, L.P dan Sheriff R. E., 1990, "Applied Geophysics, Second edition", United State of America: Cambridge University Press.



## LAMPIRAN

**Tabel 1.** Tipe Pori Batuan (Martin, 1997)

Pore Type	Pore Throat (mikron)
Megaporous	>10
Macroporous	2.5-10
Mesoporous	0.5-2.5
Microporous	0.2-0.5
Nanoporous	<0.2

**Tabel 2.** Persamaan Porositas Permeabilitas dari Metode R35 Winland

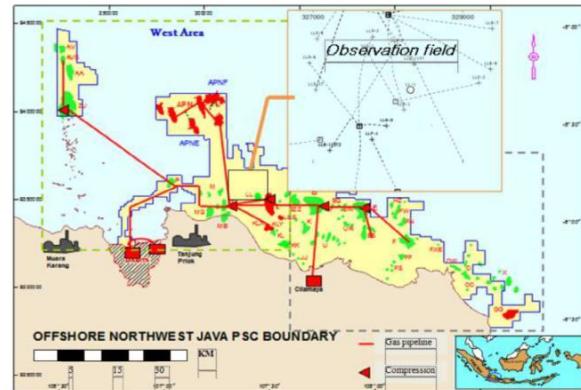
	$y R^2$	R35	Classification
PRT 1	$y=0.023\exp0.164x$	0.319	Nanoporous
PRT 2	$y=0.139\exp0.190x$	0.725	Microporous
PRT 3	$y=2.182\exp0.088x$	0.868	Mesoporous
PRT 4	$y=10.49\exp0.073x$	0.64	Macroporous
PRT 5	$y=42.02\exp0.056x$	0.221	Macroporous
PRT 6	$y=2.130\exp0.205x$	0.535	Megaporous

**Tabel 3.** Reservoir Performance Rank

Well	Interval zone	Pore throat	Rocktype	Flowing Capacity result (mD)
IX-4	Fn-61B	macroporous	12, 13 11, 12,	14034
IX-A1	Fn-60	macroporous	13 10, 11,	7405
IX-4	Fn-58C	microporous	12	2225
IX-13	Fn-64	macroporous	12,13	2068
IX-7	Fn-58C	macroporous	11, 12 9, 10, 11,	1376
IX-A1	Fn-65	mesoporous	12, 13	977
IX-8	Fn-62C	microporous	11, 12 10, 11,	683
IX-8	Fn-58C	microporous	12	305

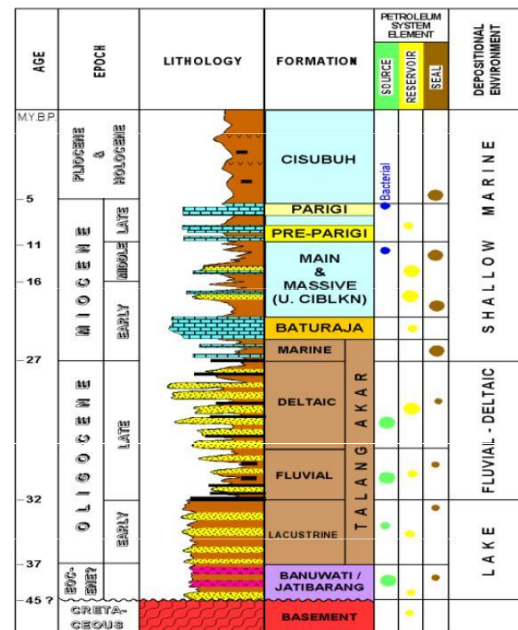
**Tabel 4.** Persamaan Porositas Permeabilitas dari Metode HFU

Rocktype	$y$	$R^2$	Pore throat radius (micron)	Pore throa t type
7	$y=0.001*\exp30.90(x)$	1	0.17-0.2	Nano
8	$y=0.011*\exp20.26(x)$	0.93	0.2-0.31	Micr
9	$y=0.028*\exp23.89(x)$	0.98	0.4-0.51	o
10	$y=0.115*\exp19.24(x)$	0.92	0.6-0.95	o
11	$y=0.370*\exp18.41(x)$	0.91	1.0-1.5	Meso
12	$y=2.091*\exp15.70(x)$	0.87	1.6-2.5	o
13	$y=4.229*\exp17.08(x)$	0.76	2.6-4.1	mako
14	$y=6.251*\exp18.2(x)$	0.75	4.2-6.2	o

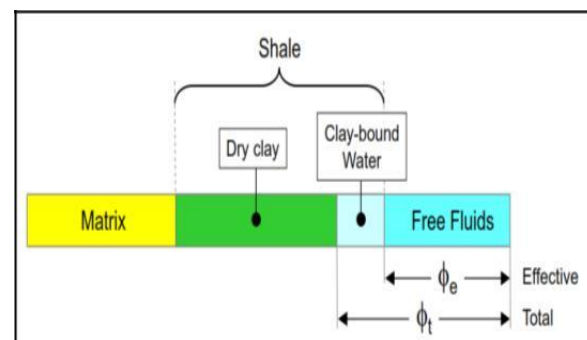


**Gambar 1.** Peta Lokasi Penelitian (Laporan Internal PHE ONWJ)

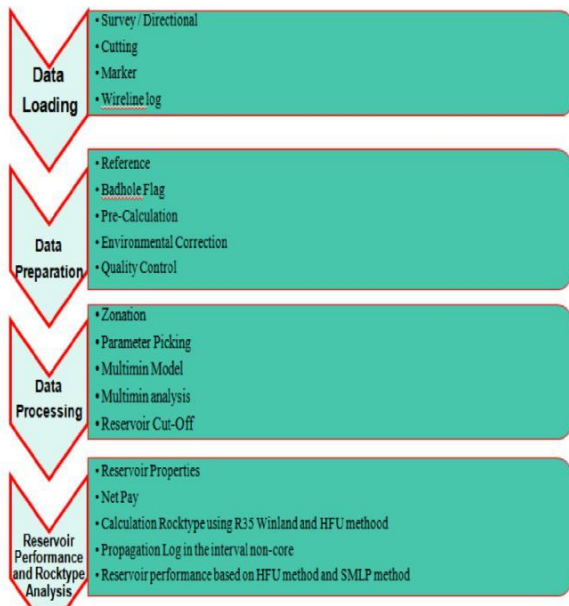
**OFFSHORE NORTHWEST JAVA STRATIGRAPHY**



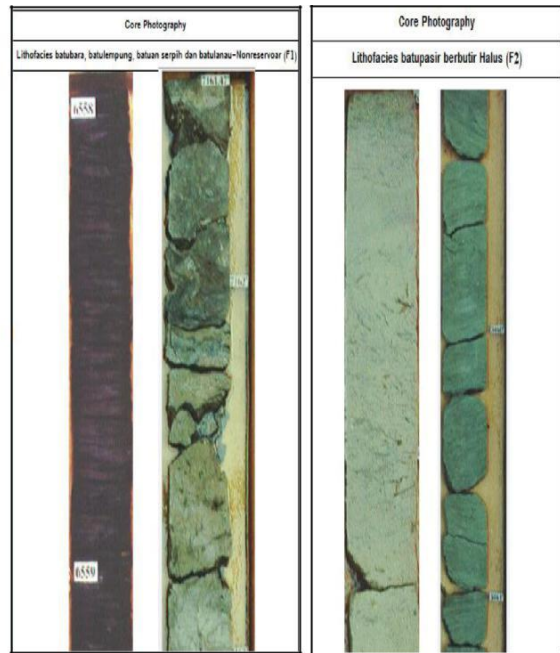
**Gambar 2.** Kolom Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara (Herbudiyanto dalam Geologi Regional PHE ONWJ Versi II, 2016).



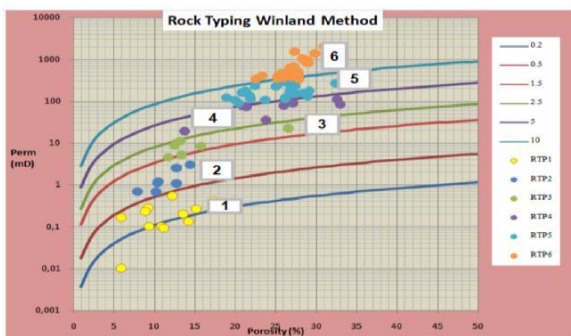
**Gambar 3.** Model Reservoir Pasir Serpihan



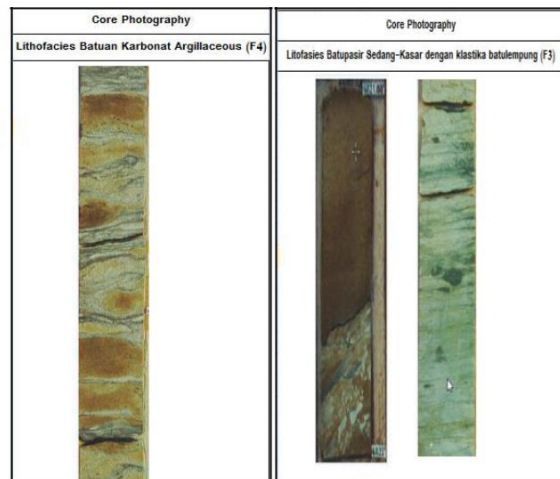
**Gambar 4.** Prosedur Penelitian



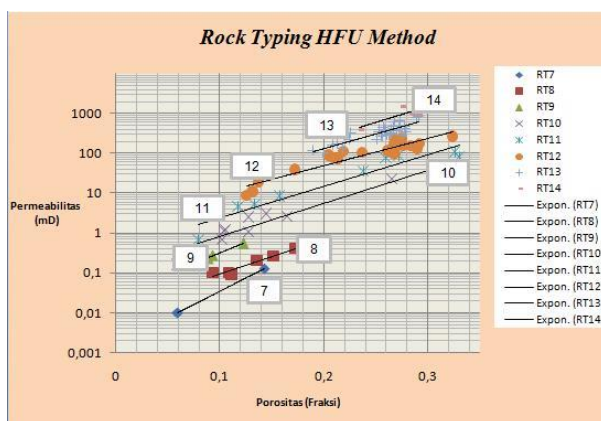
**Gambar 7.** Lithofacies F1 (kiri) dan F2 (kanan)



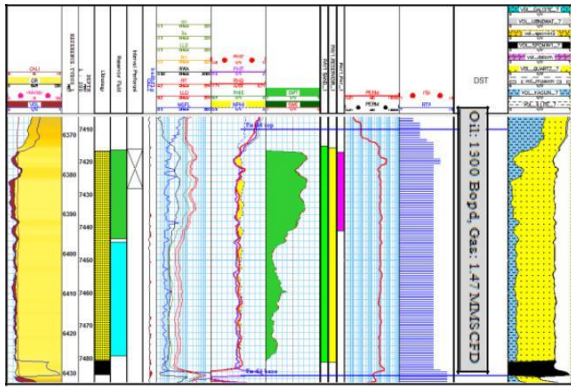
**Gambar 5.** Distribusi Tipe Batuan Berdasarkan Metode R35 Winland



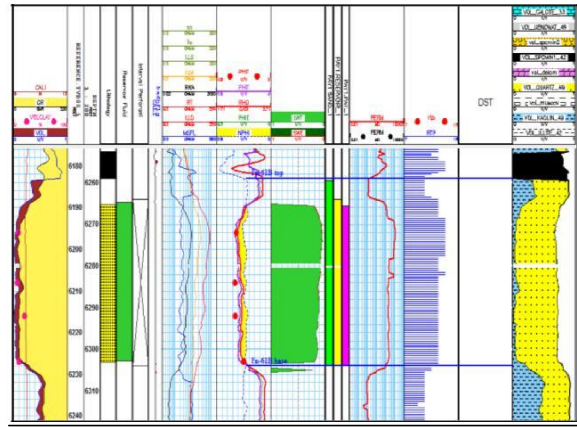
**Gambar 8.** Lithofacies F3 (kiri) dan F4 (kanan)



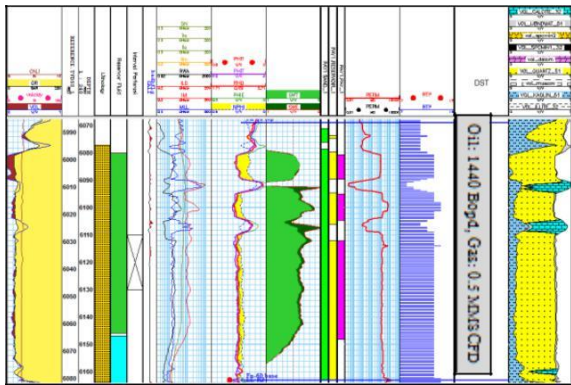
**Gambar 6.** Distribusi Tipe Batuan Berdasarkan Metode HFU



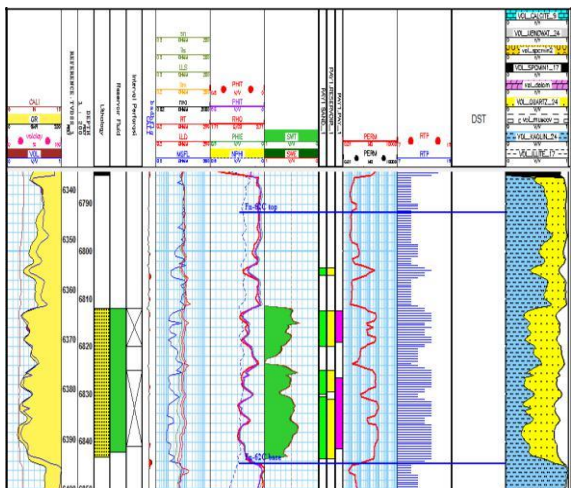
**Gambar 9.** Hasil Analisis Petrofisika sumur IX-13



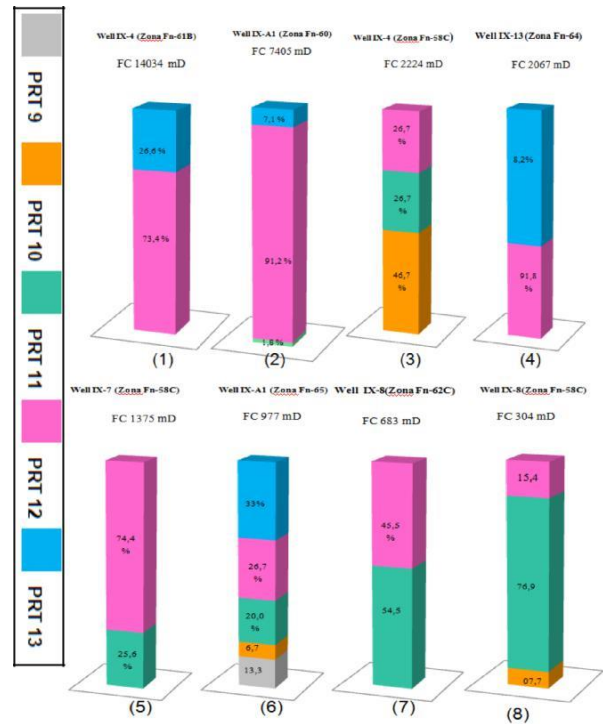
**Gambar 12.** Hasil Analisis Petrofisika sumur IX-4 Zona Fn-61B



**Gambar 10.** Hasil Analisis Petrofisika sumur IX-A1 Zona Fn-60

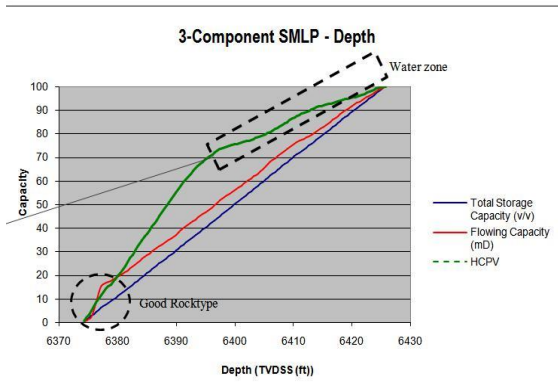


**Gambar 11.** Hasil Analisis Petrofisika sumur IX-8 Zona Fn-62C

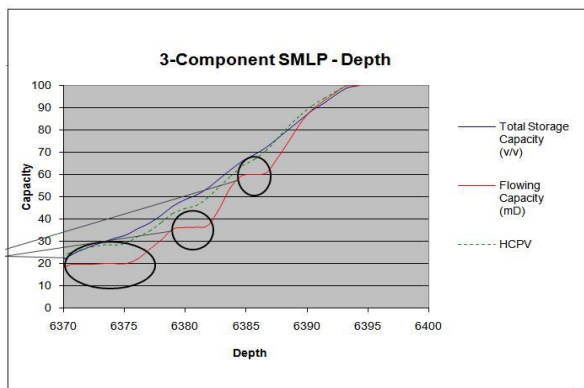


**Gambar 13.** Reservoir Distribution Chart

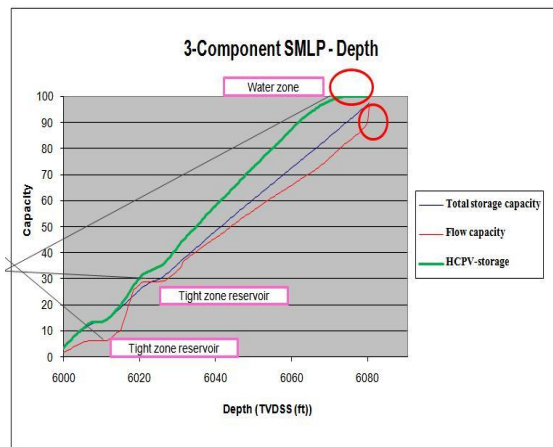




**Gambar 14.** Grafik SMLP sumur IX-13



**Gambar 15.** Grafik SMLP sumur IX-8  
Zona  
Fn-62C



**Gambar 16.** Grafik SMLP sumur IX-A1  
Zona Fn-60