

# Evaluasi Formasi Menggunakan Data Log dan Data Core pada Lapangan “X” Cekungan Jawa Timur Bagian Utara

Arga Nuryanto, Bagus Jaya Santosa  
 Jurusan Fisika, FMIPA, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)  
 Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111 Indonesia  
 E-mail: arga10@mhs.physics.its.ac.id

**Abstrak**—Penelitian ini bertujuan untuk melakukan evaluasi formasi pada sumur A pada lapangan “X”, cekungan Jawa Timur bagian utara. Data yang digunakan adalah data log dan data core. Estimasi permeabilitas menggunakan beberapa cara yaitu persamaan Timur, Coates Free Fluid Index, dan Persamaan Coates Dumanoir pada data log dan Single Transformation dari hasil crossplot antara permeabilitas core dengan porositas core pada data core. Untuk estimasi permeabilitas menggunakan Single Transformation didapatkan pengelompokan Hydraulic Flow Unit (HFU) dari perhitungan Flow Zone Indicator (FZI), sedangkan untuk estimasi permeabilitas dengan Persamaan Timur menggunakan data saturasi air ( $S_w$ ). Hasil evaluasi formasi ditemukan letak zona reservoir pada kedalaman 4270 – 4312ft. Terdapat perbedaan hasil dalam perhitungan nilai permeabilitas. Hal tersebut dikarenakan pada estimasi permeabilitas menggunakan data log dan data core yang diperoleh dengan cara dan prinsip yang berbeda. Hasil permeabilitas yang optimum adalah menggunakan data core karena data core mewakili kondisi batuan sebenarnya dan lebih akurat jika dibandingkan dengan data log.

**Kata Kunci**— Porositas, Saturasi air, Permeabilitas, Single Transformation dan Persamaan Timur.

## I. PENDAHULUAN

Siring dengan berjalaninya waktu maka semakin ketat persaingan di dalam industri perminyakan untuk mengoptimalkan produksi untuk memenuhi permintaan pasar dan mengejar profit sebesar-besarnya. Diperlukan suatu penelitian untuk karakterisasi suatu reservoir, salah satunya dengan analisa data log. Karena dengan mengetahui karakterisasi suatu reservoir, dapat dilakukan perhitungan cadangan hidrokarbon yang terkandung pada reservoir. Dalam penentuan zona hidrokarbon terlebih dahulu kita menentukan parameter-parameter penting yang ada pada zona reservoir tersebut. Parameter-parameter tersebut antara lain porositas, permeabilitas, saturasi hidrokarbon dan litofasies. Semua parameter-parameter tersebut merupakan parameter kunci untuk menentukan kenampakan substitusi fluida, *hydraulic flow unit* dan zona permeabel. Permeabilitas digunakan untuk menentukan pergerakan suatu fluida pada zona reservoir [1]. Umumnya permeabilitas dapat diketahui dari pengukuran laboratorium dengan menggunakan data *core*. Metode ini jarang digunakan karena biaya yang dikeluarkan relatif tinggi dan tidak memungkinkan dalam pemilihan titik mana yang akan dilakukan pengujian pada saat pengeboran berlangsung.

Permeabilitas klastik dapat digambarkan sebagai fungsi logaritmik dari fungsi porositas [1]. Dalam beberapa kasus, penentuan nilai permeabilitas selain menggunakan data core juga dapat menggunakan log *Nuclear Magnetic Resonance* (NMR). Namun, di lapangan metode ini memiliki biaya yang besar dan memiliki kesulitan yang tinggi pada saat akusisinya, maka dari itu penggunaan log NMR sangat jarang digunakan untuk mengukur permeabilitas [2].

Permeabilitas adalah kemampuan suatu material untuk mengalirkan fluida. Permeabilitas adalah suatu besaran tensor (yang memiliki arah x, y, dan z) arah suatu aliran fluida menentukan besaran permeabilitas. Estimasi permeabilitas pada batuan karbonat tidak selalu mengikuti hubungan antara porositas dan permeabilitas, seperti halnya di batuan klastik (pasir). Karena distribusi dan ukuran saluran pori di batuan karbonat seperti vuggy, interparticle berpengaruh terhadap permeabilitas [3].

Estimasi permeabilitas menggunakan Single Transformation. Menggunakan hasil persamaan dari crossplot antara porositas core dengan permeabilitas core. Pada estimasi permeabilitas menggunakan Single Transformation persamaan sesuai dengan *hydraulic flow unit* (HFU) dari hasil perhitungan *flow zone indikator* (FZI) [4].

Pada estimasi permeabilitas menggunakan Persamaan Timur menggunakan antara permeabilitas, porositas dan saturasi air [5].

Menurut hukum Archie perhitungan saturasi air menggunakan persamaan berikut:

$$S_w^n = \frac{(a \times R_w)}{(R_t \times \Phi^m)} \quad (1)$$

dimana:

$S_w$  = Saturasi air (%)

$n$  = Eksponen saturasi air (biasanya  $n = 2$ )

$\Phi$  = Porositas (dec)

$a$  = Karbonat ( $a = 1$ ), Sand ( $a = 0.9$ )

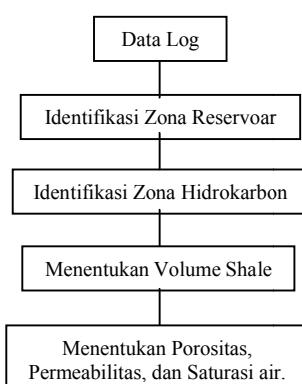
$R_w$  = Formasi resistivitas air ( $\Omega m$ )

$R_t$  = Formasi resistivitas total ( $\Omega m$ )

## II. METODE

### A. Diagram Alir Penelitian

Diagram alir dalam penelitian ini untuk melakukan evaluasi formasi pada lapangan karbonat dengan menggunakan data log dan data core sebagai berikut:



Gambar 1. Diagram alir evaluasi formasi

Pada gambar 1. menjelaskan tentang diagram alir penelitian untuk evaluasi suatu formasi.

## *B. Tahap Penelitian*

Tahap-tahap dalam penelitian ini dengan melakukan evaluasi formasi digunakan untuk mengetahui nilai porositas, saturasi air dan permeabilitas. Perhitungan porositas langkah pertama yang dilakukan adalah menghitung volume shale ( $V_{sh}$ ), karena porositas efektif adalah porositas yang bersih dari kandungan shale. Porositas efektif digunakan untuk mengestimasi nilai Saturasi air dan estimasi Permeabilitas.

Kalkulasi saturasi air menggunakan nilai variabel-m karena nilai faktor sementasi ( $m$ ) pada suatu batuan memiliki nilai yang tidak isotropis atau sama. Variabel-m dapat menyebabkan perbedaan nilai Saturasi air ( $S_w$ ) pada suatu formasi. Menurut hukum Archie penentuan variabel-m dapat menggunakan data faktor formasi resistivitas dan *water analysis*.

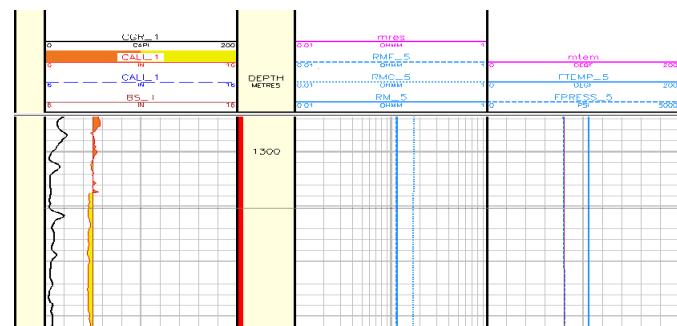
Estimasi permeabilitas dalam penelitian ini menggunakan beberapa metode yakni Persamaan Wyllie-Rose, Coates Free Fluid Index, dan Persamaan Coates Dumanoir pada data log dan pada data core menggunakan metode yakni persamaan Single Transformasi dari hasil crossplot antara permeabilitas core dengan porositas core. Saat melakukan estimasi permeabilitas pada data core, langkah pertama adalah menghitung nilai FZI dari hasil perhitungan *Reservoir Quality Index* (RQI) dan normalisasi index porositas (PHIZ) yang digunakan untuk mengetahui trend *Hydraulic Flow Unit* (HFU) [6]. Data core yang digunakan hanya data core sumur A, hal tersebut dikarenakan keterbatasannya data core yang tersedia. Setelah melakukan perhitungan *Flow Zone Indicator* (FZI) dibuat grafik antara number sample dengan nilai FZI. Dari hasil Gambar grafik dapat diketahui bahwa pada lapangan formasi yang diteliti memiliki tren HFU dimana tren HFU tidak berhubungan dengan nilai permeabilitas dan porositas, karena HFU adalah suatu pengkarakteran suatu aliran suatu fluida pada batuan. Setelah mengetahui nilai rentang FZI per HFU kemudian dibuat grafik antara RQI dengan PHIZ dimana nantinya dapat diketahui nilai FZI rata-rata dari per HFU. Persamaan Single Transformasi dihasilkan dari grafik antara porositas core dengan permeabilitas core. Pada saat estimasi Permeabilitas menggunakan Persamaan Timur digunakan data saturasi air yang dihasilkan dari analisa evaluasi

formasi.

### III. HASIL DAN PEMBAHASAN

#### *A. Interpretasi Litologi.*

Dalam analisa data log, litologi suatu sumur pengeboran harus diketahui terlebih dahulu. Indikator yang paling tepat terhadap keberadaan reservoir adalah dengan melihat log *gamma ray*, hal tersebut dikarenakan elemen radioaktif cenderung untuk terkonsentrasi di dalam lempung dan serpih. Formasi bersih biasanya mempunyai tingkat radioaktif yang sangat rendah, kecuali apabila formasi tersebut terkena kontaminasi radioaktif misalnya dari debu volkanik atau granit[7].



Gambar 2. Log *Gamma ray* untuk mengetahui lithologi batuan.

Gambar 2. menunjukkan respon gamma ray untuk mengetahui lithologi batuan. Suatu pembacaan nilai *gamma ray* yang tinggi ditunjukkan bahwa di zona tersebut zona clay, karena Zona clay memiliki kandungan (Thorium, Uranium dan Potassium) yang tinggi, sedangkan zona yang memiliki nilai log *gamma ray* rendah menandakan bahwa zona reservoir (gamping dan pasir). Dalam hasil interpretasi litologi dengan menggunakan data gamma ray diketahui zona reservoir pada kedalaman 4270-4312 ft.

## *B. Perhitungan Petrofisika.*

Dalam perhitungan,digunakan beberapa rumusan dan juga asumsi. Rumusan dan asumsi yang digunakan oleh penulis untuk perhitungan ini adalah:

Formula Archie pada persamaan (1), dimana yang dibutuhkan dalam perhitungan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

### C. Penentuan Volume Shale ( $V_{sh}$ ).

Perhitungan kandungan lempung dalam suatu formasi dapat dicari dengan menggunakan indikator tunggal, yaitu log *gamma ray*, dan log resistivitas, atau dengan menggunakan indikator ganda, yaitu log neutron-densitas. Log Gamma Ray (GR) adalah yang sering digunakan karena log ini mengukur tingkat radioaktifitas formasi, umumnya semakin tinggi GR semakin tinggi pula VSH karena dalam shale secara relatif lebih banyak dijumpai mineral-mineral radioaktif seperti potassium (K), Thorium (Th), Uranium (U). Jadi log gamma ray sangat memiliki kapabilitas untuk mengukur derajat kandungan shale di dalam lapisan batuan, maka pada penelitian ini gamma ray log akan digunakan untuk memprediksi besaran volume shale atau dikenal dengan *Vshale* dengan formulasi:

$$V_{sh} = \frac{GR \log - GR \min}{GR \max - GR \min} \quad (2)$$

dimana :

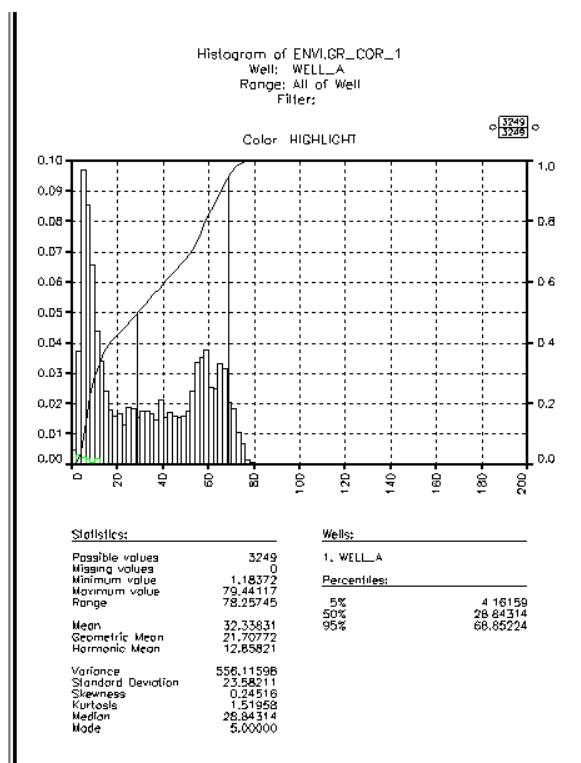
GR log: Hasil pembacaan GR log pada lapisan yang bersangkutan.

GR max : Hasil pembacaan GR log maksimal pada lapisan shale.

GR min : Hasil pembacaan GR log maksimal pada lapisan non shale.

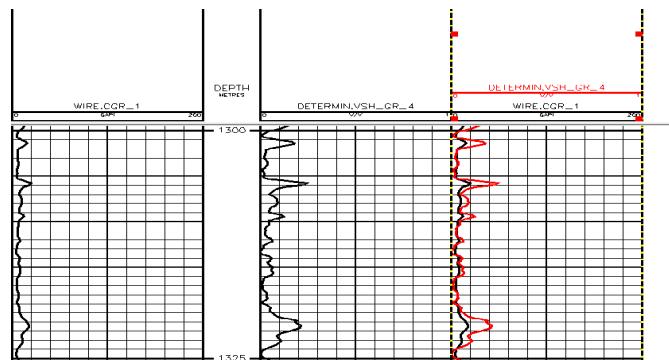
Evaluasi ini diperlukan untuk mengetahui kadar lempung pada formasi. Keberadaan lempung dalam formasi akan mempengaruhi perhitungan porositas formasi. Berdasarkan evaluasi ini, juga akan diketahui besar nilai resistivitas lempung. Dari ketiga indikator ini, kandungan lempung dalam suatu formasi ditentukan dengan mengambil nilai terendah dari ketiga perhitungan di atas. Dengan menggunakan software, volume shale gamma ray bisa dihitung dengan mudah.

Input data yang dibutuhkan adalah log gamma ray. Metode yang dipakai dalam penentuan volume shale ini adalah metode linier. Penentuan angka GR Max dan GR Min bisa dilihat dari grafik frequency sebagai berikut:



Gambar 3. Grafik Histogram nilai CGR.

Dalam grafik di atas, 5% menunjukkan GR min dan 95% menunjukkan GR max. 50% menunjukkan *cut-off* Gamma Ray.



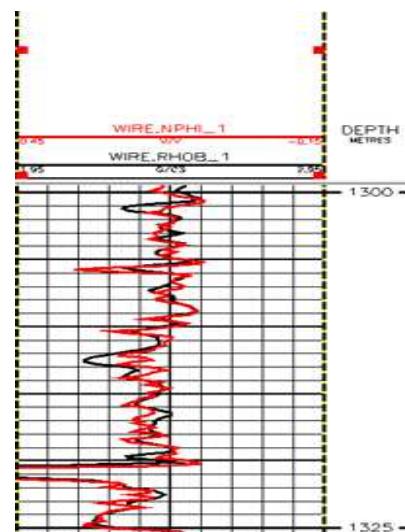
Gambar 4. Hasil kurva Vclay dari data Log GR

Gambar 4. menunjukkan hasil perhitungan volume clay. Nantinya digunakan untuk menghitung nilai porositas.

#### D. Menghitung Porositas Log.

Neutron dipengaruhi oleh kehadiran atom klorin di dalam formasi. Klorin terdapat di dalam air formasi dan pada mineral lempung. Hal ini menyebabkan porositas yang dibaca oleh log neutron hanya akurat pada daerah yang tidak mengandung kedua hal tersebut.

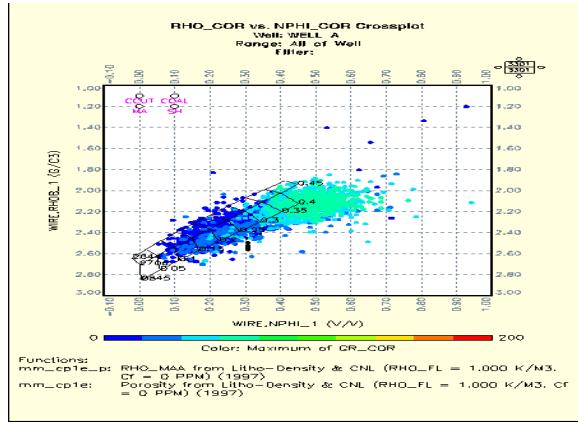
Pada log densitas nilainya mudah sekali rusak. Hal tersebut dikarenakan log densitas (RHOB) pengukurannya bersifat dangkal jadi ada pengaruhnya apabila lubang bor rusak [8]. Kerusakan lubang bor dapat diketahui dari data log caliper. Apabila nilai caliper melebihi 12.5, maka dapat dikatakan bahwa log tersebut rusak. Jadi kita dapat mengoreksi nilai RHOB dengan nilai NPHI (log neutron). Setelah memperoleh nilai porositas total dari neutron dan density kita dapat mengoreksi porositas tersebut dengan menggunakan data skunder dari porositas data core. Porositas ini nantinya digunakan untuk menghitung nilai permeabilitas.



Gambar 5. Data log Neutron dan Log Densitas (NPHI dan RHOB).

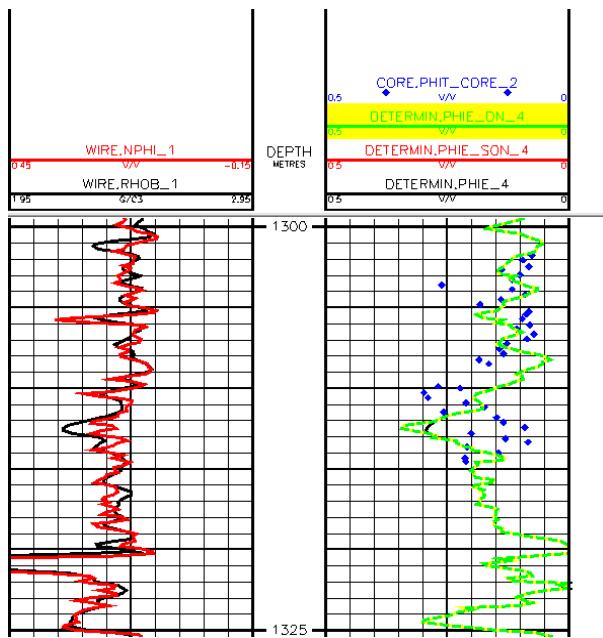
Gambar 5. menunjukkan korelasi data log Neutron dengan log densitas. Nantinya korelasi tersebut dapat mengetahui kedalaman hidrokarbon.

Untuk menghitung porositas dari log Nutron dan Density harus menentukan zona clay dari nutron dan density. Crossplot antara RHOB dan NPHI akan menunjukkan dimana zona clay tersebut. Di bawah ini adalah Gambar crossplot antara RHOB dengan NPHI (Gambar 6).



Gambar 6. Crossplot antara NPHI Vs RHOB

Nilai tersebut digunakan untuk menentukan porositas neutron dan porositas densitas. Setelah menghitung porositas neutron dan porositas densitas maka dapat dilakukan perhitungan porositas neutron densitas. Maka nilai porositas tersebut sudah dikoreksi dengan volume clay yang ada di formasi. Hasil perhitungan dapat dilihat pada Gambar 7.

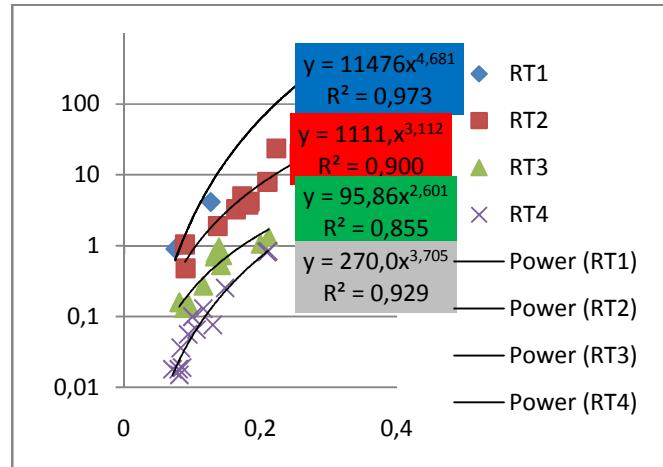


Gambar 7. Hasil perhitungan porositas dengan menggunakan log Neutron dan log Densitas.

Pada Gambar 7. menunjukkan nilai porositas prediksi dari hasil analisa menggunakan log neutron dan log densitas.

#### E. Analisa Data Core.

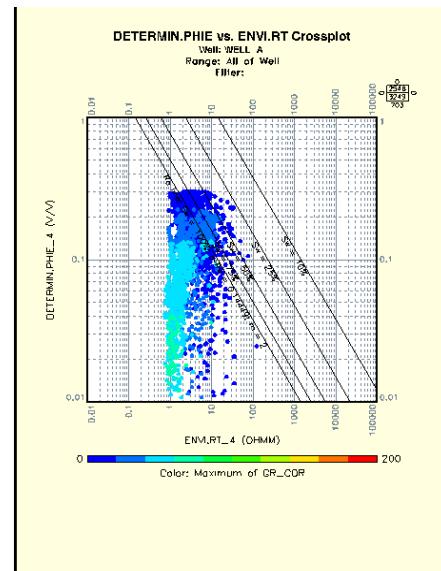
Data yang digunakan selain data log yaitu data core. Salah satu data core yang digunakan adalah Data porositas dan permeabilitas. Data core porositas dan permeabilitas dapat digunakan untuk mengkoreksi nilai porositas dan nilai permeabilitas pada log, dengan menggunakan cross plot antara porositas dan permeabilitas. Seperti Gambar di bawah ini.



Gambar 8. Grafik Crossplot Porositas dan permeabilitas dengan menggunakan data core.

Pada Gambar 8. menunjukkan persebaran porositas dan persebaran permeabilitas. Gambar 8. menghasilkan persamaan single transformation berdasarkan HFU.

Selain data porositas dan permeabilitas, data logging juga dapat digunakan untuk mencari nilai resistivitas batuan yang terisi oleh air ( $R_o$ ) [9].



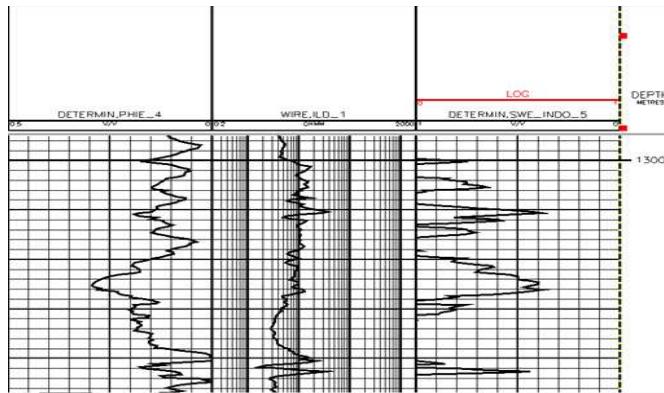
Gambar 9. Grafik antara Ro dengan Porositas.

Pada Gambar 9. dapat digunakan untuk mencari nilai  $R_o$ , dengan hasil dari data log didapatkan korelasi dari grafik  $R_o$  dengan porositas. Nilai resistivitas ini dapat digunakan untuk menghitung nilai variabel  $m$  yang digunakan untuk menghitung saturasi air ( $S_w$ ) [9].

#### F. Analisa Saturasi Air ( $S_w$ ).

Saturasi air merupakan fraksi (atau persentase) volume pori dari batuan reservoir yang terisi oleh air [7].

Sebelum menghitung nilai  $S_w$  (saturasi air) maka harus dapat menentukan terlebih dahulu nilai variabel  $m$ . Setelah didapatkan nilai variabel  $m$ , lalu dapat dilakukan perhitungan  $S_w$  (Saturasi air) dengan menggunakan  $a = 1$  dan  $n = 2$ .



Gambar 10. Hasil perhitungan nilai  $S_w$  (Saturasi air) dengan menggunakan parameter log porositas dan log resistivitas.

Pada Gambar 10, diperoleh hasil perhitungan nilai  $S_w$  (Saturasi air). Nilai  $S_w$  (Saturasi airnya) yang rendah bisa terjadi karena beberapa faktor yang mempengaruhinya, yaitu: [5]:

- Keterbatasan log resistivitas atau ada kerusakan data.
- Ada horizontal barrier.
- Merupakan residual Hidrokarbon yang tidak terangkat sewaktu produksi atau waktu migrasi.

#### G. Analisa Permeabilitas.

Permeabilitas merupakan kemampuan lapisan untuk melewatkannya fluida [10]. Agar permeabel, suatu batuan harus mempunyai porositas yang saling berhubungan (vugs, capillaries, fissures, atau fractures). Ukuran pori, bentuk dan kontinuitas mempengaruhi permeabilitas formasi [10].

Satuan permeabilitas adalah Darcy. Satu Darcy adalah kemampuan lapisan untuk melewatkannya satu kubik centimeter per detik fluida dengan viskositas satu centipoise melewati area seluas satu sentimeter persegi di bawah tekanan sebesar satu atmosfer per sentimeter [7]. Satu darcy merupakan unit yang sangat besar sehingga pada praktiknya satuan millidarcy (md) lebih sering digunakan [7].

Permeabilitas formasi batuan sangat bervariasi dari 0,1 md sampai lebih dari 10.000 mD. Penentuan batas minimal permeabilitas untuk kepentingan komersial dipengaruhi oleh sejumlah faktor yaitu: produksi minyak atau gas, viskositas hidrokarbon, tekanan formasi, saturasi air, harga minyak dan gas, kedalaman sumur, dan lain-lain[7].

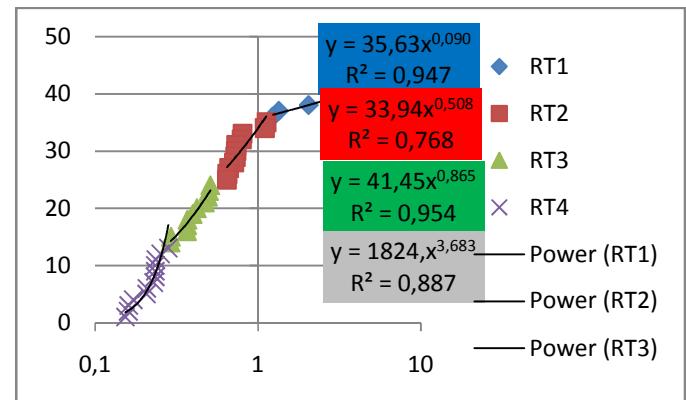
Pada penelitian ini untuk mengestimasi permeabilitas pada zona hidrokarbon yaitu pada kedalaman 4270–4312 ft. Untuk estimasi permeabilitas menggunakan beberapa metode yaitu [6] :

- Persamaan Wyllie-Rose, Coates Free Fluid Index, dan Persamaan coates Dumanoir pada data log

- Persamaan Single Transformation dari hasil crossplot antara permeabilitas core dengan porositas core pada data core.

Dari hasil perhitungan permeabilitas, terdapat perbedaan nilai permeabilitas dengan menggunakan data log dan data core.

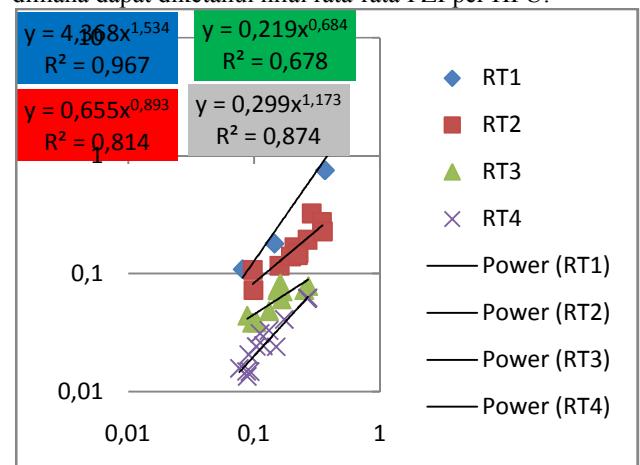
Analisa permeabilitas menggunakan data core, pada proses awal dilakukan perhitungan *Rock Quality Index* (RQI) dan porositas indeks normalisasi ( $\Phi_z$ ) yang digunakan untuk mengetahui suatu tren *Hydraulic Flow Unit* (HFU) dengan menggunakan persamaan (3.2). Data core yang digunakan hanya data core sumur A, hal tersebut dikarenakan keterbatasan data core yang tersedia. Setelah melakukan perhitungan *Flow Zone Indicator* (FZI) dibuat grafik antara number sample dengan nilai FZI. Dari hasil Gambar grafik dapat diketahui bahwa pada lapangan formasi yang diteliti memiliki tren HFU dimana tren HFU tidak berhubungan dengan nilai permeabilitas dan porositas, karena HFU adalah suatu pengkarakteran suatu aliran suatu fluida pada batuan.



Gambar 11. Tren HFU pada gradien FZI

Pada Gambar 11, ditunjukkan bahwa terdapat 4 HFU pada hasil perhitungan data core di sumur A.

Setelah mengetahui nilai range FZI perHFU dari Gambar 11, lalu membuat crossplot antara PHIZ dengan RQI dimana dapat diketahui nilai rata-rata FZI per HFU.



Gambar 12. Crossplot antara PHIZ dengan RQI

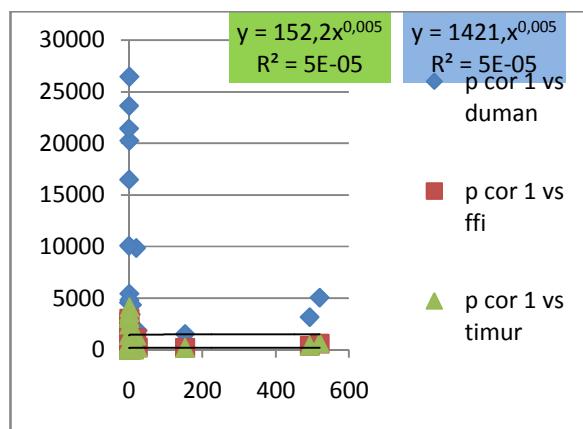
Jika  $PHIZ = 1$  maka dapat digunakan untuk mengetahui nilai rata-rata dari FZI perHFU dengan menggunakan persamaan

yang diketahui pada Gambar 12 dengan mengganti nilai  $x=1$ . Maka akan didapatkan seperti tabel di bawah ini yaitu:

Tabel 2. Rata-rata nilai FZI perHFU.

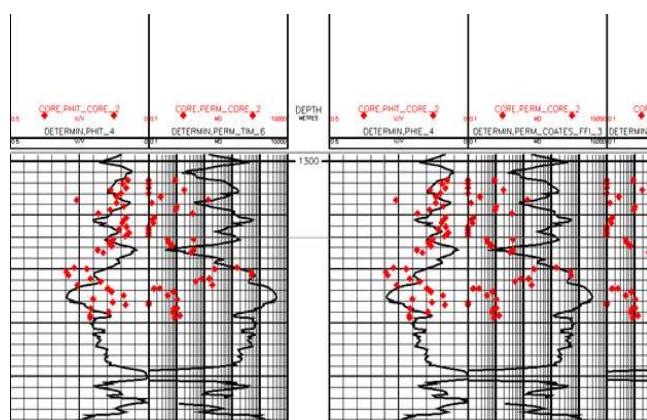
FZI Average	
HFU1	4.368
HFU2	0.655
HFU3	0.219
HFU4	0.874

Setelah melakukan perhitungan dibuat crossplot antara permeabilitas log dengan permeabilitas core. Dari hasil crossplot Gambar 13 menghasilkan koefisien korelasi yang sangat kecil. korelasi yang dihasilkan tidak dapat mendekati 1.



Gambar 13. Grafik antara permeabilitas core dengan permeabilitas log

Karena data log dan data core diperoleh dengan cara dan prinsip yang berbeda [5]. Nilai permeabilitas kualitatif perbandingan data log dengan data core seperti pada gambar 14.



Gambar 14. Permeabilitas data log dengan permeabilitas data core. Gambar 14. hasil dari permeabilitas di suatu interval hidrokarbon dengan menggunakan data log dan data core menghasilkan nilai yang berbeda, hal ini karena data log dan data core diperoleh dengan cara dan prinsip yang berbeda [5]. Untuk meningkatkan nilai korelasi data log dengan data core,

perlunya diterapkan metode probabilistik seperti neural network yang diterapkan pada data log, supaya didapatkan nilai korelasi permeabilitas yang tinggi antara data log dengan data core.

#### IV. KESIMPULAN

Dari penelitian yang telah dilakukan dapat disimpulkan:

- Hasil dari evaluasi formasi didapatkan Zona reservoir terdapat pada kedalaman 4270-4312 ft, dengan nilai porositas antara 7.1- 29.7 P.U, permeabilitas antara 0.009-520 md , saturasi air antara 0.37-2.85%.
- Terdapat perbedaan hasil dalam perhitungan nilai permeabilitas. Nilai permeabilitas data core antara 0.009-520 md, sedangkan nilai permeabilitas data log antara 0.377-4084. Hal tersebut dikarenakan pada estimasi permeabilitas menggunakan data log dan data core diperoleh dengan cara dan prinsip yang berbeda.
- Pada studi kasus lapangan karbonat, penggunaan *Single Transformasi* untuk mengestimasi nilai permeabilitas lebih optimum dari pada penggunaan persamaan timur.

#### UCAPAN TERIMA KASIH

Para penulis mengucapkan terima kasih kepada PT.Pertamina UTC yang telah memberi kesempatan dalam pelaksanaan penelitian hingga terselesaiannya program penelitian ini.

#### DAFTAR PUSTAKA

- Bateman, R.M., 1985, *Open-hole Log Analysis & Formation Evaluation*, International Human Resources Development Corporation, Boston.
- Harsono, A. 1997, *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*, Schlumberger Oilfield Services, Jakarta.
- Ellis, D. V. & Singer, J. M., 2008, *Well Logging for Earth Scientist 2nd Edition*, Springer, Netherlands.
- Amaefule, J.O., Altunbay,M., Tiab, D., Kersey, D.G., Keelan,D.K., 1993. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Interval/Wells. Paper SPE 2636 presented at theSPE Annual Technical Conference and Exhibition, Huston, 3-6 October
- Timur, A."An Investigation of Permeability, Porosity, and Residual Water Saturation Relationship for Sandstone Reservoirs," The log Analyst (July-August 1968) 9, No.4,8
- Kozeny, J.: "Über Kapillare Leitung des Wassers im Boden, Sitzungsberichte." Royal Academy of Science, Vienna. Proc. Class I (1927) v. 136.271-306.
- Schlumberger, 1989, Log Interpretation Principles/Application, Schlumberger Educational Services, Texas.
- Rider, M, 1996, *The Geological Interpretation of Well Logs 2nd Edition*, Interprint Ltd, Malta.
- Koesoemadinata, R.P. 1978. *Geologi Minyak Bumi*. Bandung. Penerbit ITB.
- Darling, T, 2005, *Well Logging and Formation Evaluation*, Gulf Freeway, Texas.