



EVALUASI FORMASI MENGGUNAKAN ANALISIS PETROFISIKA PADA FORMASI TUBAN LAPANGAN “SY” CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Asy-Syaffa Aulia^{1*}, Reza Moh Ganjar Gani¹, Yusi Firmansyah¹, Risdi M Zainal²

¹ Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, ²Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumian ITB, Bandung

*Korespondensi : auliasyaffa38@gmail.com

ABSTRAK

Cekungan Jawa Timur Utara salah satu cekungan penghasil hidrokarbon terbesar di Indonesia berdasarkan *petroleum system* Jawa Timur Utara terdapat beberapa reservoir yang teridentifikasi salah satunya yang terdapat di Formasi Tuban. Formasi Tuban merupakan target dari penelitian ini yang termasuk kedalam lapangan “SY”. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengevaluasi potensi reservoir yang baik pada Formasi Tuban. Berdasarkan hasil analisis Litofasies daerah penelitian terbagi menjadi 3 fasies yaitu: Fasies A (*Wackestone to Packstone*), Fasies B (*Wackestone to Mudstone* dominasi kristalin halus-sangat halus), dan Fasies C (*Wackestone to Mudstone*). Sedangkan Berdasarkan analisis parameter petrofisika dan nilai *cut off* dari seluruh sumur dan faisesnya, maka didapatkan reservoir terbaik pada Lapangan “SY” Formasi Tuban adalah sumur SY-21, SY-26 Fasies A, dan SY-29.

ABSTRACT

The East Java Basin is one of the largest producing basins in Indonesia. The East Java petroleum system has several reservoirs, one of which is in the Tuban Formation. The Tuban Formation is the target of this research which is included in the "SY" field. The purpose of this research is to develop a good reservoir potential in the Tuban Formation. Based on Litofacies analysis, the research area is divided into 3 facies, namely: Facies A (Wackestone to Packstone), Facies B (Wackestone to Mudstone dominated by fine-very fine crystalline), and Facies C (Wackestone to Mudstone). Meanwhile, based on the analysis of petrophysical parameters and cut off values of all wells and their facies, the best reservoirs in the "SY" field of the Tuban Formation are wells SY-21, SY-26 Facies A, and SY-29.

1. PENDAHULUAN

Berdasarkan perhitungan terbaru Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM), cadangan minyak bumi Indonesia hanya bisa bertahan sekitar 9,4 tahun lagi. Sementara untuk cadangan gas hanya bisa berproduksi sekitar 17,7 tahun (Ariadji.T,2020). Sehingga diperlukan beberapa solusi dalam usaha peningkatan produksi

minyak dan gas bumi. Dalam upaya meningkatkan produksi minyak dan gas yang potensial, banyak metode yang dapat dilakukan salah satunya ialah petrofisika. Metode petrofisika dapat mengaplikasikan pendekatan geologi serta fisika batuan untuk mendapatkan informasi terkait sifat fisik batuan (reservoir) sehingga dapat digunakan

dalam menginterpretasikan daerah reservoir yang baik.

Cekungan Jawa Timur Utara salah satu cekungan penghasil hidrokarbon terbesar di Indonesia, dimana eksplorasi minyak dan gas pada cekungan ini telah di mulai sejak 1887. Lapangan "SY" Formasi Tuban menjadi target pengembangan reservoir di cekungan ini yang diduga memiliki cadangan sumber daya hidrokarbon berupa gas dengan litologi berupa batugamping. Pada proses pengembangan suatu lapangan minyak dan gas bumi banyak sekali data-data bawah permukaan yang harus dikumpulkan dan dianalisa petrofisika untuk dikembangkan lebih lanjut sehingga dapat mempertahankan atau bahkan meningkatkan angka produksi setiap tahunnya dengan melihat nilai kuantitatif dari setiap parameternya.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Reservoir merupakan tempat terakumulasinya hidrokarbon dan air di bawah permukaan tanah. Sedangkan batuan reservoir adalah batuan yang mampu menyimpan dan mengalirkan hidrokarbon sehingga batuan tersebut harus memiliki porositas dan permeabilitas. Untuk mengetahui karakteristik dan jenis litologi di bawah permukaan dapat dilakukan analisis petrofisika. Analisis petrofisika dapat mengetahui zona produktif, kedalaman dan ketebalan suatu zona, jenis fluida dalam *reservoir*, dan estimasi cadangan hidrokarbon (Asquith,1982) dengan menggunakan prinsip *wireline logging*.

Well logging merupakan suatu teknik untuk mendapatkan data bawah permukaan dengan menggunakan alat ukur yang dimasukkan ke dalam lubang sumur, untuk mengevaluasi formasi dan

identifikasi ciri - ciri batuan di bawah permukaan. Tujuan *well logging* adalah untuk mendapatkan informasi litologi, porositas, resistivitas, dan kejenuhan hidrokarbon. Sedangkan tujuan utama penggunaan log - log yang merekam bentuk/ defleksi kurva selama *well logging* adalah untuk menentukan zona lapisan permeabel dan impermeabel, memperkirakan kuantitas minyak dan gas bumi dalam suatu reservoir. Terdapat 4 jenis log yang biasa di gunakan dalam *well logging*, yaitu:

1. Log Listrik

Log listrik berguna untuk mengukur sifat kelistrikan batuan, yaitu resistivitas batuan dan potensial diri dari batuan, Log listrik terdiri dari:

a. Log Spontaneous Potential (SP)

Log ini merekam perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik – turun. Sehingga Log SP digunakan untuk mengidentifikasi lapisan permeabel, mencari batas-batas lapisan permeabel dan menentukan nilai resistivitas air formasi (Rw),

b. Log Resistivitas

Log resistivitas mengukur kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut. Karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori.

2. Log Radioaktif

a. Log Gamma Ray

Log ini dapat mengukur tingkat radioaktif suatu formasi, umumnya semakin tinggi GR semakin tinggi pula kandungan shale, karena dalam shale secara relative lebih banyak dijumpai radioaktif seperti potassium (K), Thorium (Th). Uranium (U).

b. Log Densitas

Log densitas merekam secara menerus dari densitas bulk formasi. Secara geologi densitas bulk adalah fungsi dari densitas total dari mineral- mineral pembentuk batuan misalnya matriks, dan volume dari fluida bebas yang mengisi pori (Rider, 2002).

c. Log Neutron

Log NPHI mengukur jumlah ion H⁺ yang tertangkap oleh formasi karena besarnya porositas dianggap sama dengan jumlah ion hidrogen fluida yang mengisi pori batuan. Karena minyak dan air mempunyai jumlah hidrogen per unit volume yang hampir sama, neutron akan memberikan tanggapan porositas cairan dalam formasi bersih

3. Log Akustik (Log Sonik)

Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara. Secara kuantitatif, log sonik dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida

4. Log Caliper

Alat kaliper berfungsi untuk mengukur ukuran vertikal dan bentuk lubang bor. Log kaliper

digunakan sebagai kontributor informasi untuk keadaan litologi. Selain itu, log ini juga digunakan sebagai indikator zona yang memiliki permeabilitas dan porositas yang bagus

3. METODE PENELITIAN

Penelitian dilakukan dengan pengumpulan data primer berupa data *well log* dan data sekunder berupa *mudlog*. Kemudian dilakukan analisis litofasies pada data *mudlog* untuk mengetahui paket-paket endapan batuan antara satu lapisan dan lapisan lainnya. Terakhir dilakukan analisis petrofisika dengan pengolahan data menggunakan software *geolog 7.0* untuk mengetahui nilai dari parameter petrofisika pada reservoir daerah penelitian, seperti : volume shale, porositas dan saturasi air.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada daerah penelitian keterdapat data berjumlah 6 sumur yaitu sumur SY-21, SY-25, SY-26 SY-29, SY-32 dan SY-34. kelengkapan data bisa dilihat pada (Tabel 1).

Analisis Litofasies

Analisis litofasies dapat menggunakan data batuan inti yang akan mempresentasikan karakteristik sedimentologi suatu batuan baik fasies pengendapan maupun lingkungan pengendapan. Dikarenakan keterbatasan data yang didapatkan, pada penelitian ini litofasies diperoleh dari data *mudlog* yang akan memberikan gambaran paket-paket endapan batuan antara satu lapisan dan lapisan lainnya. Berikut adalah unit litofasies pada sumur SY-21 yang terdiri dari 3 fasies (Dunham,1962) yaitu:

1. Fasies A (Wackestone to Mudstone)

Fasies ini berada pada kedalaman 6109.50 - 6143.36 Ft. pada umumnya berupa batugamping dengan jenis *wackestone*, *packstone*, dan beberapa *mudstone*. Berwarna krem terkadang putih, terkadang abu terang, beberapa bersifat getas, kekerasan keras-agak keras, beberapa bersifat kapuran, bersifat argillaceous, terdapat beberapa micrite, kristalin, rekrilstalin.

2. Fasies B (*Wackestone to Mudstone* dominasi Kristalin sangat halus-halus)

Fasies ini berada pada kedalaman 6040.25 – 6086.42 Ft. pada umumnya berupa batugamping dengan jenis *wackestone*, *packstone*, dan *mudstone*. Berwarna krem dan putih, terkadang abu terang, bersifat getas-keras, kristalin sangat halus-halus, beberapa bersifat kapuran, bersifat argillaceous, terdapat beberapa micrite, kristalin, rekrilstalin.

3. Fasies C (*Wackestone to Packstone*)

Fasies ini berada pada kedalaman 6003 - 6040.25 Ft. pada umumnya berupa batugamping dengan jenis *wackestone* dan *packstone*. Dengan didominasi warna krem, beberapa putih, terkadang abu terang, kekerasan keras-sangat keras, kristalin sangat halus-halus, terdapat jejak fosil foraminifera fosil jejak glaukonit yang bersifat argillaceous.

Analisis Petrofisik

Analisis petrofisika digunakan untuk memperoleh properti petrofisik beserta nilainya berdasarkan korelasi log dan data sumur pada daerah penelitian. Hal yang dilakukan dalam analisis petrofisika yaitu menggunakan software Geolog 7. Analisis perhitungan diperoleh berdasarkan data *wireline log* pada sumur dengan beberapa metode diantaranya adalah:

A. Analisis Kualitatif

Analisa kualitatif bertujuan untuk menentukan zona permeable dan non permeable, korelasi antar tiap – tiap sumur dan mengenali lapisan yang diharapkan. Lapisan permeable dapat diidentifikasi dengan log gamma ray. Log gamma ray dapat mengukur tingkat radioaktif suatu batuan, semakin tinggi tingkat radioaktif maka semakin tinggi pula kandungan shale, begitupun sebaliknya. Oleh karena itu daerah penelitian terbagi menjadi 3 zona berdasarkan fasiesnya yang ditinjau pula pada litofasies (**Tabel 2**).

Tabel 2. Pembagian zonasi berdasarkan fasiesnya.

Sumur	Fasies	Top (Ft)	Bottom (Ft)
SY-21	Fasies C	6003.00	6040.25
	Fasies B	6040.25	6086,42
	Fasies A	6109.50	6143.36
SY-25	Fasies C	7107.00	7148.40
	Fasies B	7148.00	7176.00
	Fasies A	7183.00	7208.00
SY-26	Fasies C	5963.30	5998.28
	Fasies B	5998.78	6015.78
	Fasies A	6030.27	6036.77
SY-29	Fasies C	6283.25	6318.50
	Fasies B	6318.75	6341.25
	Fasies A	6363.75	6424.75
SY-32	Fasies C	7364.50	7394.00
	Fasies B	7394.50	7419.00
	Fasies A	7448.00	7456.50
SY-34	Fasies C	7360.50	7434.00
	Fasies B	7434.50	7460.50
	Fasies A	7501.50	7581.50

B. Analisis Kuantitatif

1. Penentuan Volume shale (Vsh)

Perhitungan volume shale dalam suatu formasi dapat dicari dengan menggunakan indikator tunggal, yaitu log *gamma ray*. log ini dapat mengukur tingkat radioaktif suatu formasi,

umumnya semakin tinggi GR semakin tinggi pula Vsh karena dalam shale secara relative lebih banyak dijumpai radioaktif seperti potassium (K), Thorium (Th), Uranium (U).

Metode yang digunakan dalam perhitungan *Volume shale* adalah persamaan *linear*, dikarenakan metode *linear* memperhitungkan semua jenis litologi yang ada pada formasi dan litologi dari formasi Tuban pada lapangan "SY" merupakan batugamping, sehingga metode ini dinilai lebih stabil dalam menentukan *volume shale* pada suatu formasi. Metode *Clavier* digunakan ketika litologi formasi di dominasi oleh batupasir, sedangkan metode *Larinov* digunakan ketika litologi formasi didominasi oleh *shale* begitupun dengan metode *Stiber*. Sehingga hasil nilai *volume shale* pada ketiga metode ini akan lebih rendah dibandingkan metode *linear* (**Gambar 1**).

Perhitungan *volume shale* dilakukan per-fasies formasi pada setiap sumurnya dikarenakan karakteristik masing-masing fasies yang berbeda dan keberadaan lempung dalam formasi akan mempengaruhi perhitungan porositas formasi. Berdasarkan hasil perhitungan menggunakan persamaan linear maka didapatkan nilai *volume shale* pada daerah penelitian (**Tabel 3**)

Tabel 3. Nilai *Volume shale* pada Lapangan "SY".

Fasies	Vsh Rata-Rata					
	SY-21	SY-25	SY-26	SY-29	SY-32	SY-34
Fasies C	36.31%	15.26%	79.18%	24.24%	58.72%	42.58%
Fasies B	38.38%	11.27%	75.44%	27.86%	16.86%	78.03%
Fasies A	42.20%	51.09%	22.87%	11.09%	69.49%	91.46%

Tabel 4. Klasifikasi clay minerals group

Clay Minerals Group	Density Range (gm/cc)
Smectites	2.0 – 2.6
Illites	2.6 – 2.9
Kaolinites	2.61 – 2.68
Chlorites	2.6 – 3.3
Muscovites	2.77 – 2.88

2. Penentuan Porositas

Porositas adalah jumlah volume pori per volume total batuan. Porositas ini berguna sebagai ruang untuk menyimpan hidrokarbon didalam tubuh batuan. Nilai porositas ini dipengaruhi juga oleh volume shale. Semakin besar volume shale, semakin rendah nilai porositas karena ruang pori diisi oleh shale.

Perhitungan porositas dalam penelitian ini membandingkan dua metode yaitu metode Density dan Density-Neutron (Bateman-Konen). Untuk mengetahui besar porositas efektif dari suatu batuan dengan menggunakan kedua metode ini, dibutuhkan besaran nilai densitas dari *shale*, matriks dan fluida, *dry shale*, dan *wet shale*.

Menentukan nilai densitas dari *shale*, matriks dan fluida dapat menggunakan crossplot antara RHO, NPHI, dan VSH. Berdasarkan color environment GR, semakin berbutir halus (Shale) maka persebaran data akan berwarna merah (kanan) begitupun sebaliknya (**Gambar 2**). Dalam penentuan nilai *dry shale* didapatkan melalui data XRD yang memuat jenis mineral yang terkandung dalam formasi dan merujuk pada klasifikasi clay minerals group Deer, et al (2016) (**Tabel 4**). Sedangkan *wet shale* didapatkan melalui persamaan berikut :

$$Wet\ Shale = \frac{Rho_Dsh - Rho_Sh}{Rho_Sh - 1} \dots\dots (1)$$

Keterangan :

- Rho_Dsh : Densitas Dry Shale
- Rho_Sh : Densitas Shale

a. Metode Density

Perhitungan porositas dengan Metode Density hanya menggunakan log RHOB dan Volume Shale dengan persamaan rumus dibawah ini

$$\varnothing D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{mb}}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots\dots\dots (2)$$

Keterangan:

- ρ_{ma} : Densitas matriks batuan, (gr/cc)
- ρ_b : Densitas matriks batuan dari pembacaan log density (gr/cc)
- ρ_f : Densitas fluida batuan

b. Metode Density - Neutron (Bateman-Konen)

Perhitungan porositas dengan Metode Density - Neutron menggunakan kombinasi log NPHI dan log RHOB dengan persamaan rumus dibawah ini

$$\varnothing_{efektif} = \sqrt{\frac{(\varnothing D^2 + \varnothing N^2)}{2}} \dots\dots (3)$$

Keterangan:

- $\varnothing D$ = Porositas Densitas
- $\varnothing N$ = Porositas Neutron, didapat dari pembacaan Log Neutron

Dari perbandingan kedua metode di atas, didapatkan metode Density-Neutron (Bateman-Konen) memiliki nilai porositas yang lebih baik dilihat dengan nilai prositas yang lebih besar di bandingkan metode density (**Gambar 3**), hal ini dikarenakan metode ini menggunakan kombinasi log NPHI dan log RHOB.

Log NPHI mengukur jumlah ion H+ yang tertangkap oleh formasi karena besarnya porositas dianggap sama dengan jumlah ion hidrogen fluida yang mengisi pori batuan.Sedangkan log RHOB mengukur *bulk density* dari formasi dengan menembakan sinar gamma kedalam formasi, sinar gamma tersebut akan menendang elektron keluar dan ditangkap oleh detektor dalam logging tools, semakin banyak elektron

yang ditangkap maka semakin tinggi densitas formasi dan sebaliknya.

Hasil perhitungan porositas Density-Neutron (Bateman-Konen) adalah sebagai berikut (**Tabel 5**) kemudian diklasifikasikan berdasarkan ukuran serta kualitas, porositas pada batuan reservoir (Koesoemadinata, 1978).

Tabel 5. Porositas Efektif Pada Setiap Sumur dan Fasiesnya.

Sumur	Fasies	PHIE	Klasifikasi Koesoemadinata (1978)
SY-21	Fasies C	11.93%	Cukup
	Fasies B	14.31%	Cukup
	Fasies A	16.89%	Baik
SY-25	Fasies C	4.71%	Dapat diabaikan
	Fasies B	5.08%	Buruk
	Fasies A	0.79%	Dapat diabaikan
SY-26	Fasies C	18.78%	Baik
	Fasies B	18.78%	Baik
	Fasies A	18.78%	Baik
SY-29	Fasies C	12.86%	Cukup
	Fasies B	12.79%	Cukup
	Fasies A	16.76%	Baik
SY-32	Fasies C	2.05%	Dapat diabaikan
	Fasies B	8.00%	Buruk
	Fasies A	1.32%	Dapat diabaikan
SY-34	Fasies C	2.61%	Dapat diabaikan
	Fasies B	1.33%	Dapat diabaikan
	Fasies A	1.94%	Dapat diabaikan

3. Penentuan Saturasi air

Penentuan saturasi air berdasarkan membaca pada log resistivity, log ini dapat mendeterminasi zona hidrokarbon,zona air, dan mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas, jika suatu fluida mengandung hidrokarbon maka akan menunjukkan nilai resistivitas tinggi dan semakin rendah akan terbaca sebagai water yang memiliki resistivitas rendah.

Sebelum menentukan nilai S_w perlu ditentukan nilai resistivitas air (R_w) terlebih dahulu. Nilai resistivitas air formasi didapatkan dengan menggunakan metode *pickett plot* NPHI-RT-GR.. Dalam metode ini hal pertama yang dilakukan adalah menentukan titik yang merupakan lapisan pembawa air (*water bearing zone*) dan dari titik tersebut merupakan batas nilai saturasi air ($S_w=1$). Titik perpotongan garis $S_w=1$ pada resistivitas dianggap sebagai nilai resistivitas air. Pada *pickett plot* NPHI-RT-GR, kemiringan garis resistivitas dipengaruhi oleh *turtuosity factor* (a), *cementation exponent* (m), dan *saturation exponent* (n)

Setelah R_w didapat barulah mencari kandungan saturasi air dengan membandingkan dua metode, yaitu metode Archie (1942) dan metode Simandoux. Metode Archie, 1942 (Asquith dan Gibson. 1982) sangat baik dalam menentukan nilai saturasi air pada reservoir yang tidak memiliki kandungan *shale* atau *clean sand formation* dan Karbonat. Sedangkan metode Simandoux baik digunakan pada pasir yang mengandung *dispersed* dan *laminated shale* (Dewan, J. T., 1983) karena metode ini memperhitungkan kehadiran shale, namun metode ini tidak dapat memperhitungkan cara persebaran dan jenis shale yang ada. Padahal jenis shale yang berbeda tentu akan menyebabkan dampak yang berbeda pula pada pembacaan log. Sehingga metode archie dinilai lebih cocok digunakan dalam menentukan nilai saturasi air pada daerah penelitian (**gambar 4**) dengan persamaan sebagai berikut:

$$S_w = \left(\frac{a.R_w}{\emptyset_e^m.R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \dots \dots \dots (4)$$

Keterangan:

- S_w = saturasi air dari zona uninvaded (fraksi) R_w = resistivitas air formasi ($\Omega.m$)
- R_t = true *resistivity* dari formasi ($\Omega.m$)
- \emptyset_e = porositas efektif (fraksi)
- A = faktor tortuosity (batugamping = 1)
- m = faktor sementasi ($m = 2$ – *consolidated*, $m >$ *unconsolidated*)
- n = eksponen saturasi

Berikut ini merupakan hasil perhitungan saturasi air pada tiap sumur dan fasiesnya:

Tabel 6. Saturasi air Pada Setiap Sumur dan Fasiesnya.

Fasies	SW Rata-Rata					
	SY-21	SY-25	SY-26	SY-29	SY-32	SY-34
Fasies C	11%	92%	1%	8%	97%	99%
Fasies B	6%	93%	1%	20%	50%	100%
Fasies A	1%	100%	5%	25%	86%	100%

4. Penentuan nilai Pancung (*Cut off*)

Penentuan nilai *cut off* V_{sh} , Porositas dan SW ditentukan berdasarkan interpretasi penulis dengan pengamatan kasat mata pada *crossplot* antara nilai SW dengan Porositas kemudian antara V_{sh} dengan Porositas. Penentuan ini dilakukan karena tidak ditemukannya data nilai *cut off* hasil analisa laboratorium pada Formasi Tuban Penarikan cut of didasari oleh persebaran data dan klasifikasi Koesoemadinata, 1978 yaitu *volume shale* sebesar 0.25 - 0.45, porositas 0.03 – 0.16 sedangkan saturasi air 0.30 – 0.70.

a. *Cut off* Porositas dan Volume shale (V_{sh})

Penentuan *cut-off* V_{sh} dan porositas *reservoir* dapat menggunakan cara *crossplot* antara porositas efektif untuk

mengetahui jumlah V_{sh} yang terkandung di dalam porositas batugamping dan *volume shale* hasil perhitungan log pada sumbu X dan Y, *cut-off* ditentukan oleh sebaran data terbesar dengan begitu maka didapatkan nilai *cut-off* porositas 0.10 v/v dan V_{sh} 0.45 v/v.

b. Cut off Saturasi Air (S_w)

Penentuan *cut-off* S_w *reservoir* dapat menggunakan cara *crossplot* porositas dan S_w efektif pada sumbu X dan Y, *cut-off* ditentukan oleh sebaran data terbesar dengan begitu maka didapatkan nilai *cut-off* S_w sebesar 0,6 (v/v).

5. Lumping

Lumping merupakan keseluruhan data yang telah dihitung dan disajikan dalam bentuk tabel, lumping dibuat dengan menerapkan nilai *cut-off* porositas, kandungan lempung dan saturasi air yang telah didapat. *Net sand* merupakan *reservoir* yang dibatasi dengan *cut-off volume shaleny*. *Net reservoir* merupakan *reservoir* yang dibatasi dengan *cut-off* porositas dan *volume shaleny*. *Net pay* merupakan *reservoir* yang dibatasi dengan *cut off* porositas, *volume shale* serta saturasi airnya. Kesimpulan akhir keberadaan *reservoir* pada dasarnya bisa dilakukan dengan menganalisis hasil *net pay* nya. Hasil lumping bisa dilihat pada. (Tabel 7).

6. Evaluasi Formasi Tuban Lapangan "SY"

Berdasarkan analisis parameter petrofisika dan nilai *cut off* dari seluruh sumur dan faisesnya, maka didapatkan *reservoir* terbaik yang diidentifikasi

berdasarkan hasil pengolahan data *cut off* pada sebelumnya :

- a. Nilai kandungan V_{shale} tidak boleh lebih dari 0.45
- b. Nilai kandungan porositas tidak boleh kurang dari 0.1
- c. Nilai kandungan saturasi air tidak boleh lebih dari 0.6

Berdasarkan parameter *cut off* diatas maka disimpulkan *Reservoir* terbaik pada Lapangan "SY" Formasi Tuban adalah (Tabel 7). :

1. Sumur SY-21

- Nilai *Net to Gross* (NTG) yang cukup tinggi yaitu Fasies A 57%, Fasies B 42% dan Fasies C 54%.
- Volume shale yang rendah yaitu Fasies A 42%, Fasies B 38% dan Fasies C 36%.
- Kualitas porositasnya yang tergolong cukup baik- baik (Koesoemadinata 1978).
- Saturasi air yang cenderung rendah yaitu Fasies A 1%, Fasies B 6% dan Fasies C 1.1%.

2. Sumur SY-26 Fasies A

- Nilai *Net to Gross* (NTG) yang cukup tinggi yaitu 100%.
- Volume shale yang rendah yaitu 23%.
- Kualitas porositasnya yang tergolong baik (Koesoemadinata 1978).
- Saturasi air yang cenderung rendah yaitu 5%.

3. Sumur SY-29

- Nilai *Net to Gross* (NTG) yang cukup tinggi yaitu Fasies A 91%, Fasies B 70% dan Fasies C 63%

- Volume shale yang rendah yaitu Fasies A 11%, Fasies B 28% dan Fasies C 24%.
- Kualitas porositasnya yang tergolong cukup baik- baik (Koesoemadinata 1978).
- Saturasi air yang cenderung rendah yaitu Fasies A 25%, Fasies B 20% dan Fasies C 8%.

5. KESIMPULAN

Hasil pengolahan, interpretasi dan analisis data pada lapangan "SY" Formasi Tuban menghasilkan beberapa kesimpulan yang mengacu pada tujuan awal penelitian, diantaranya adalah :

1. Litofasies daerah penelitian terbagi menjadi 3 fasies yaitu: Fasies A (*Wackestone to Packstone*), Fasies B (*Wackestone to Mudstone* dominasi kristalin halus-sangat halus), dan Fasies C (*Wackestone to Mudstone*).
2. Berdasarkan hasil analisis perhitungan petrofisika berdasarkan data log dan hasil pengolahan data cut off Lapangan "SY" Formasi Tuban, Cekungan Jawa Timur Utara,

mempunyai reservoir terbaik berada pada sumur SY-21 Fasies A, B dan C , SY-26 Fasies A, dan SY-29 Fasies A, B dan C.

DAFTAR PUSTAKA

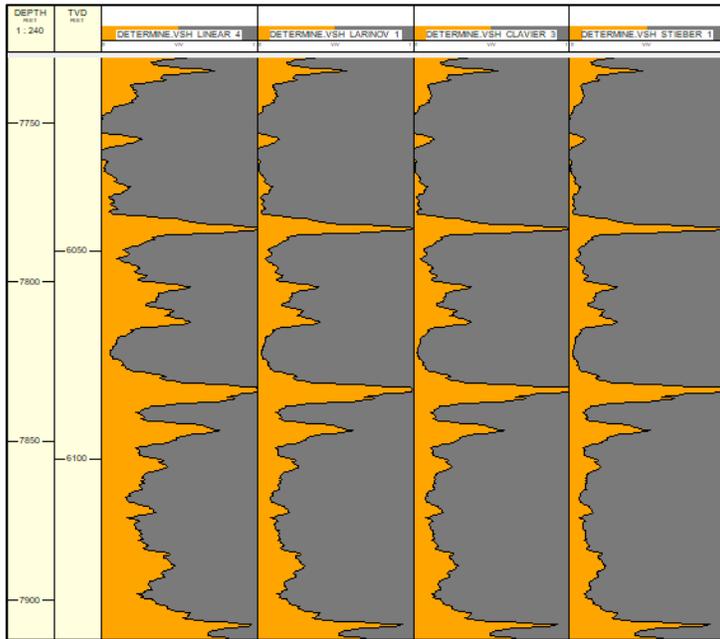
- Asquith, G. and Krygowsky D. 2004. Basic Well Log Analysis. The American Association of Petroleum Geologist Tulsa, Oklahoma. AAPG Methods in Exploration Series 16.
- Rider, Malcolm, 2002, The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition, Scotland: Rider-French Consulting Ltd.
- Archie. G. E. 1952. Classification of Carbonate *Reservoir* Rocks and Petrophysical Considerations. Bulletin of American Association of Petroleum Geologists. volume 36(2). 278-296.
- Beteman, R.M., 1985, Open-Hole Log Analysis & Formation Evaluation Internasional Human Resources Development Corporation, Boston.

Tabel 1. Ketersediaan Data pada Sumur

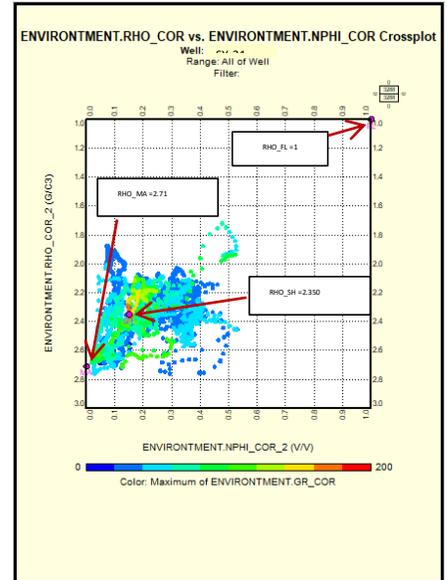
KETERSEDIAAN DATA														
Sumur	Wireline log													Data pendukung
	GR	SP	RT	DT	LLD	LLS	RHOB	NPHI	CALI	PEF	CT	CXO	MFSL	Mudlog
SY 21	v	v	v	-	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v
SY 25	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	-
SY 26	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	-
SY 29	v	v	v	v	v	v	v	v	v	v	-	-	v	-
SY 32	v	v	v	v	v	v	v	v	v	-	v	v	v	-
SY 34	v	-	v	-	v	v	v	v	v	-	-	-	v	-

Tabel 7. Hasil Perhitungan Lumping Pada Lapangan “SY”

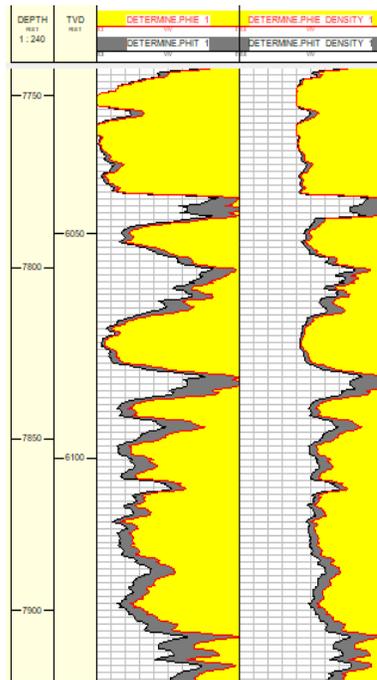
Sumur	Fasies	Top (Ft)	Bottom (Ft)	Gross (Ft)	Net Sand (Ft)	Net Reservoir (Ft)	Net Pay (Ft)	NTG	Vsh (v/v)	PHIE (v/v)	SW (v/v)
SY-21	Fasies C	6003.00	6040.25	20.00	14.75	10.75	10.75	0.54	0.36	0.12	0.11
	Fasies B	6040.25	6086.42	39.75	26.00	16.60	16.60	0.42	0.38	0.14	0.06
	Fasies A	6109.50	6143.36	44.00	25.00	25.00	25.00	0.57	0.42	0.17	0.01
SY-25	Fasies C	7107.00	7148.40	41.40	41.40	1.00	0.50	0.01	0.15	0.05	0.92
	Fasies B	7148.00	7176.00	28.00	24.50	2.50	0.00	0.00	0.11	0.05	0.93
	Fasies A	7183.00	7208.00	25.00	12.50	0.00	0.00	0.00	0.51	0.01	1.00
SY-26	Fasies C	5963.30	5998.28	35.50	35.50	35.50	35.50	1.00	0.79	0.19	0.01
	Fasies B	5998.78	6015.78	16.99	13.50	13.50	13.50	0.79	0.75	0.19	0.01
	Fasies A	6030.27	6036.77	7.00	7.00	7.00	7.00	1.00	0.23	0.19	0.05
SY-29	Fasies C	6283.25	6318.50	28.40	25.00	17.80	17.80	0.63	0.24	0.13	0.08
	Fasies B	6318.75	6341.25	18.20	13.80	12.80	12.80	0.70	0.28	0.13	0.20
	Fasies A	6363.75	6424.75	49.00	45.40	44.60	44.60	0.91	0.11	0.17	0.25
SY-32	Fasies C	7364.50	7394.00	30.00	30.00	29.50	1.00	0.03	0.59	0.02	0.97
	Fasies B	7394.50	7419.00	25.00	25.00	21.50	13.00	0.52	0.17	0.08	0.50
	Fasies A	7448.00	7456.50	9.00	9.00	8.00	1.00	0.11	0.69	0.01	0.86
SY-34	Fasies C	7360.50	7434.00	73.50	52.50	4.40	0.00	0.00	0.43	0.03	0.99
	Fasies B	7434.50	7460.50	26.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.78	0.01	1.00
	Fasies A	7501.50	7581.50	80.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.91	0.02	1.00



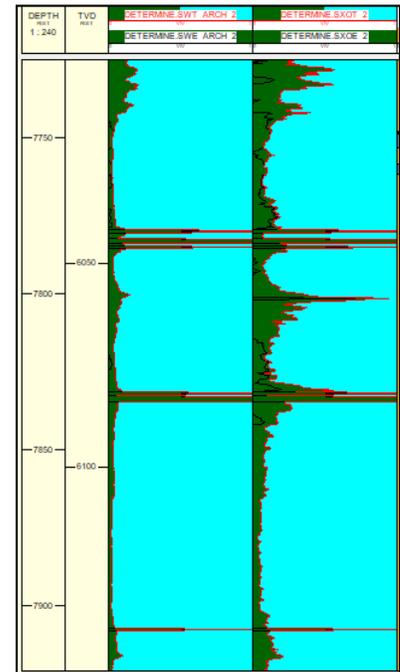
Gambar 1. Perbandingan Volume shale menggunakan metode Linear, Larinov, Clavier dan Stiber pada SY-21



Gambar 2. Crossplot RHO, NPHI, dan VSH Sumur SY-21



Gambar 3. Log porositas dengan metode Density-Neutron (kiri) dan metode Density (kanan)



Gambar 4. Log saturasi air dengan metode Archie (kiri) dan metode Simandoux (kanan)