

ARTIKEL RISET

PETROFISIKA UNTUK *ORGANIC SHALE*, CEKUNGAN KUTAI BAGIAN ATAS, FORMASI BATU AYAU

Andre Nouval^{*}, Dr.Ir. Jarot Setyowitoto, M.Sc., Dr. Ferian Anggara, S.T. M.Eng. and Yusup Iskandar

Ringkasan

Menipisnya jumlah cadangan minyak dan gas bumi konvensional menjadi landasan atas studi sumberdaya migas non-konvensional, salah satunya adalah *organic shale* sebagai alternatif untuk memenuhi kebutuhan energi fosil yang masih sangat tinggi di Indonesia. Cekungan Kutai Bagian Atas merupakan salah satu cekungan yang cukup tua dan satu dekade terakhir dilirik sebagai target *organic shale*. Formasi Batu Ayau yang berada di Cekungan Kutai Bagian Atas merupakan target utama sebagai potensi sumber daya *organic shale* dibuktikan dengan hasil analisa geokimia serta perannya sebagai batuan induk dalam sistem petroleum konvensional di Cekungan Kutai Bagian Atas. Interval *organic shale* dari Formasi Batu Ayau berada pada asosiasi fasies *delta plain* dan *delta front* dengan terdapat dua interval prospek didalamnya (*BA3 & BA2*). Analisa dilakukan menggunakan data dua sumur MAAU-1 dan TENGGAWANG-1 di Blok B Cekungan Kutai Bagian Atas. Analisa petrofisika secara umum untuk memperoleh nilai *shale volume* sebesar 50 – 60 %, porositas 8 – 30%, dan *water saturation* 60 – 70 %, hal ini kemudian diterapkan untuk identifikasi *organic shale* dengan mengoptimalkan penggunaan dari *standard triple combo log*. Pada *organic shale* petrofisika dilakukan untuk memperoleh hasil akhir besaran nilai TOC dan *Brittleness Index* (BI). Nilai TOC diperoleh dengan menggunakan metode Passey dengan diperoleh nilai 0.7 – 3.2 wt% dan nilai BI menggunakan metode Anderson yang diperoleh nilai 51 – 58 %. Dengan analisa tersebut diharapkan agar diperoleh hasil representatif dari kualitas *organic shale* berdasarkan metode petrofisika di Formasi Batu Ayau.

Kata Kunci : Petrofisika, non-konvensional, *organic shale*, TOC & BI, Formasi Batu Ayau

Abstract

As the oil and gas conventional reserves are thinning thus becoming the stand reason for the study of non conventional hydrocarbons, one of them is organic shale as an alternative to fill the needs of fossil energy which still in high demands in Indonesia. Upper Kutai Basin is one of the oldest basin and in the last decade being proposed as organic shale target. Batu Ayau Formation located within this basin is the main target as organic shale resource which proven by geochemical analysis from laboratories and it is role as source rocks in conventional petroleum system in Upper Kutai Basin. Batu Ayau Formation interval of organic shale exist in facies association of delta plain and delta front with two prospect interval within (*BA3 & BA2*). Analysis using wells MAAU-1 and TENGGAWANG-1 in block B of Upper Kutai Basin. Petrophysical analysis normally being used to obtain the value of *shale volume* which 50 – 60 %, porosity which 8 – 30 %, and water saturation which 60 – 70 %, and then applied to identify the organic shale with optimizing the use of standart triple combo log. In organic shale the petrophysics is used to obtain final results of Total Organic Carbon (TOC) and Brittleness Index (BI). TOC value analyzed using Passey's with value achieves 0.7 – 3.2 wt% and BI using Anderson's with value achieves 51 – 58 %. From the analysis so hopefully can achieves a representative results of organic shale in Batu Ayau Formation from a petrophysics point of view.

Keywords: Petrophysics; non-conventional; organic shale; TOC & BI; Batu Ayau Formation.

^{*}Correspondence:

Program Studi Pascasarjana Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta, Indonesia

Full list of author information is available at the end of the article

[†]Equal contributor

1. PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Cekungan Kutai Bagian Atas merupakan salah satu cekungan di Indonesia yang cukup tua dan sudah terbukti prospeknya dalam migas konvensional. Hal ini kemudian menjadikan salah satu alasan dilakukannya studi migas non-konvensional terutama pada Formasi Batu Ayau yang *organic shale*-nya berperan sebagai batuan induk dari sistem migas konvensional pada Cekungan Kutai Bagian Atas. Cekungan Kutai Bagian Atas terdiri dari 3 blok utama dan salah satunya adalah Blok B. Blok B dari Cekungan Kutai Bagian Atas berada di bagian utara dari cekungan. Pada Blok B terdapat beberapa studi terdahulu yang mencakup *organic shale* dari Formasi Batu Ayau dari *outrcrop* dipermukaan. Dari studi-studi terdahulu tersebut diketahui bahwa *organic shale* dari Formasi Batu Ayau memiliki nilai porositas kurang lebih sebesar 30% dengan TOC dari hasil laboratorium lebih dari 45 wt% dan BI lebih dari 40%. Untuk dapat memperoleh bukti lebih berupa data untuk kualitas *organic shale* penulis mengajukan salah satu metode penilaian formasi yang cukup umum dilakukan yaitu analisa petrofisika.

Analisa petrofisika menggunakan data *well log* sebagai dasar pengukuran, dimana fungsi log berdasarkan analisisnya dapat dibagi menjadi tiga yaitu log litologi (*gamma ray & spontaneous potential*), log resistivitas (*shallow, medium, deep*) dan log porositas (*density, neutron & sonic*) (Crain, 2000)[2] yang dikenal dengan *triple combo log*. secara mendasar *triple combo log* akan menghasilkan tiga parameter fisik batuan yaitu *shale volume*, porositas total serta efektif, dan *water saturation*. Dari hasil analisa petrofisika dasar kemudian dilakukan penerapan terhadap kualitas *organic shale*, dimana dengan petrofisika parameter *organic shale* yang dapat dicapai adalah TOC dengan metode $\Delta\text{Log}R$ (Passey et al., 1990) [5] dan BI dengan metode elastisitas modulus berdasar kepada Anderson et al., (1972) didalam Peres dan Marfurt (2013) [6]. Dengan menggunakan metode petrofisika diharapkan mampu memberikan korelasi yang komprehensif terhadap nilai TOC dan BI untuk *organic shale* sehingga dimasa mendatang dapat digunakan optimalisasi log yang lebih baik untuk memperoleh kualitas *organic shale* yang lebih akurat.

1.2. Rumusan Masalah

- 1 Bagaimanakah parameter dasar petrofisika Formasi Batu Ayau?
- 2 Bagaimanakah TOC dan *Brittleness Index* dari *organic shale* Formasi Batu Ayau dengan metode petrofisika?

- 3 Bagaimanakah kualitas *organic shale* Formasi Batu Ayau sebagai sumber *shale hydrocarbons* dari aspek petrofisika?

1.3. Tujuan Penelitian

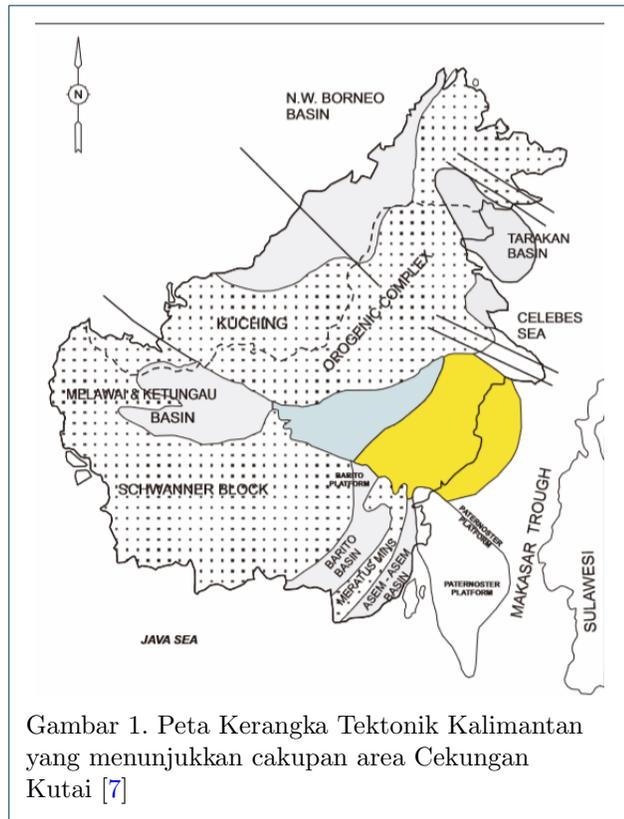
- 1 Mengetahui parameter dasar petrofisika Formasi Batu Ayau.
- 2 Mengetahui TOC dan *Brittleness Index* dari *organic shale* Formasi Batu Ayau dengan metode petrofisika.
- 3 Mengetahui kualitas *organic shale* Formasi Batu Ayau sebagai sumber daya *shale hydrocarbons* dari aspek petrofisika.

2. GEOLOGI REGIONAL

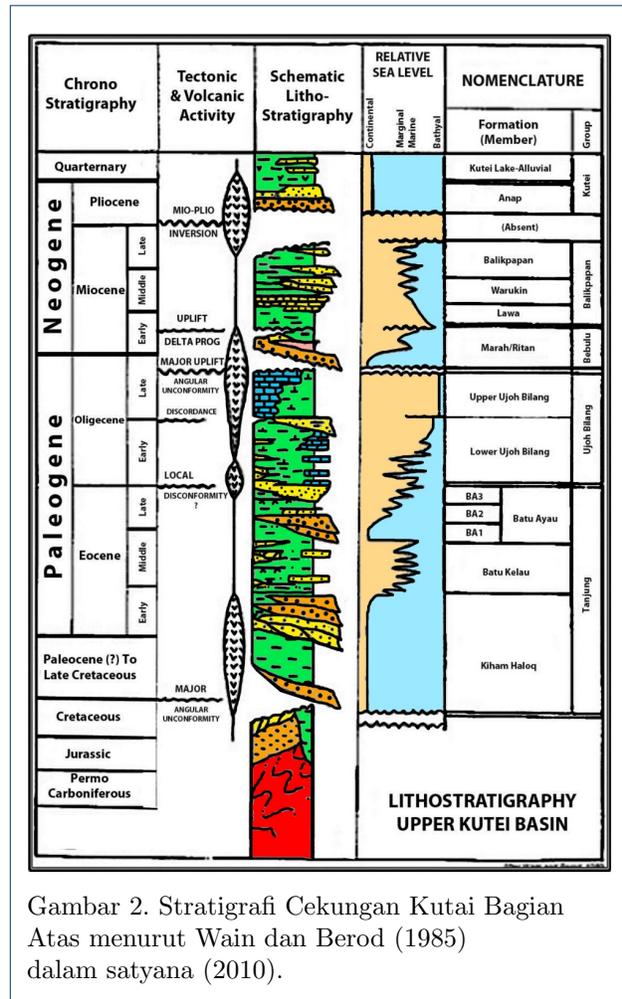
Cekungan Kutai merupakan salah satu dari Cekungan Tersier yang memiliki lokasi di Provinsi Kalimantan Timur dan secara spesifik berada di tepian Sundaland. Menurut Satyana (1999) [8] dalam "An Outline the Geology of Indonesia", Cekungan Kutai merupakan cekungan terbesar dan terdalam di wilayah timur dari Indonesia, yang mencakup 165,000 km² dan kedalaman mencapai 14 km. Cekungan ini secara relatif berorientasi Timur ke Barat. Dikarenakan geometri tersebut dan didominasi oleh sedimen *fluvial* dan *deltaic* berumur Tersier, Cekungan Kutai memiliki peran penting dalam sumber daya batu bara dan migas (Allen dan Chambers, 1998) [1], salah satunya sebagai alternatif migas non konvensional. Hasil dari studi dengan *gravity* memperlihatkan struktur rendahan (subcekungan) di bagian barat sebagai Murung *Gravity Low* dan di bagian timur sebagai Depocenter Mahakam (gambar 1). Hal tersebut mengindikasikan Depocenter Mahakam dengan ruang akomodasi yang lebih banyak mengarah ke lingkungan *deltaic to shallow marine (seaward)* berarah NW to SE, sehingga area untuk *organic shale* terdapat pada lingkungan *fluvial deltaic (landward)* berarah SE to NW. Penelitian dilakukan melalui sumur CKU-1 di bagian NW dari cekungan. Gambar 1 menunjukkan peta kerangka tektonik Kalimantan dengan cakupan area Cekungan Kutai Bagian Atas.

Terdapat dua target utama dari Formasi Batu Ayau yang berpotensi sebagai *organic shale* untuk sumber daya non konvensional hidrokarbon, yaitu pada fasies BA (Batu Ayau) 2 pada bagian tengah (batupasir fluvial, batulanau, dan serpih) dan BA 3 pada bagian atas (batupasir tidal bar dan batulempung, serpih dan batulanau laut dangkal) sedangkan BA 1 dibagian bawah tidak termasuk potensi *organic shale* karena merupakan endapan fluvial-aluvial berbutir kasar-konglomerat (gambar 2).

Berdasarkan penelitian terdahulu, Batu Ayau 2 (BA2) menunjukkan kaya akan kandungan organik



Gambar 1. Peta Kerangka Tektonik Kalimantan yang menunjukkan cakupan area Cekungan Kutai [7]



Gambar 2. Stratigrafi Cekungan Kutai Bagian Atas menurut Wain dan Berod (1985) dalam satyana (2010).

dengan kualitas *medium-good* dan TOC 0.67 – 2.35 %. Hidrokarbonnya merupakan *gas prone*. Lapisan batubara di BA2 berpotensi menjadi *source rock* untuk sistem migas konvensional dengan TOC 15.49 – 76.02 %. Di bagian kematangan yang lebih rendah, *source rock* ini berpotensi baik sebagai produser dari minyak dan gas. Tingkat kematangannya berada pada *mature to overmature* dengan kerogen didominasi oleh vitrinit dan inertinit. VR bernilai antara 1.26 – 1.38 % Ro dan Tmax 464° – 484° C .

Berdasarkan penelitian terdahulu, Batu Ayau 3 (BA3) mengandung organik karbon *medium-to-good* dengan TOC berkisar 0.36 – 1.00 %. Kerogenya berasal dari daratan (vitrinit & inertinit). *Shale* ini mengandung medium bitumen (618 ppm). Perbandingan rasio EOM/TOC sebesar 6.2 dan rasio saturasi/aromatik rendah (0.94).

Gambar 2 menunjukkan stratigrafi dari Cekungan Kutai Bagian Atas menurut Wain dan Berod (1985) dalam Satyana (2010).

3. METODOLOGI PENELITIAN

Lokasi penelitian berada pada Blok B dari Cekungan Kutai Bagian Atas, dengan penelitian mencakup pada interval Formasi Batu Ayau. Penelitian dilakukan dengan menggunakan data *well log* dari dua

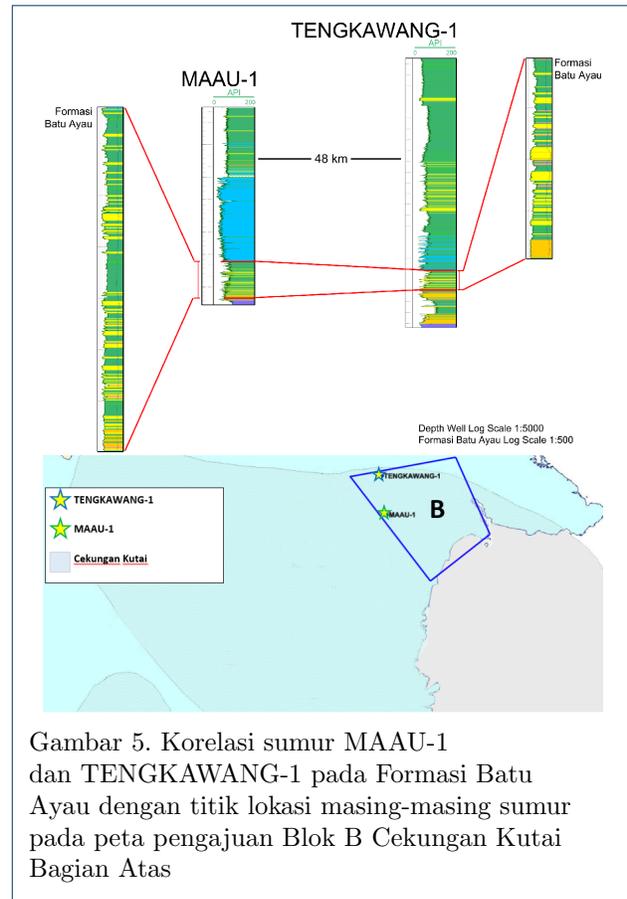
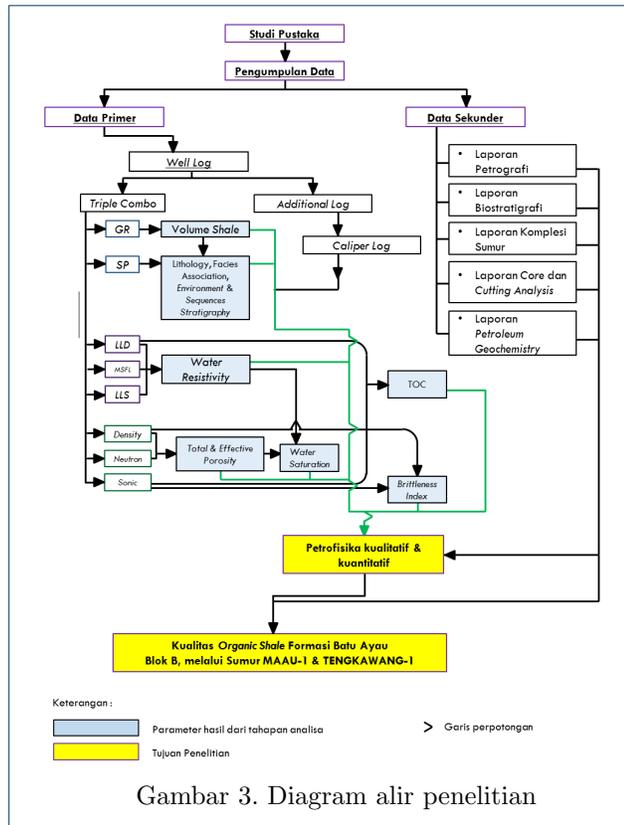
buah sumur yang berbeda di area Blok B yaitu sumur MAAU-1 dan TENGGAWANG-1. Penelitian ditunjang dengan data-data laporan dari hasil penelitian terdahulu yang dilakukan oleh PSG Bandung. Gambar 3 menunjukkan diagram alir penelitian.

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Hasil

Berdasarkan analisa dengan menggunakan data *well log* diperoleh hasil kualitatif dan kuantitatif. Secara kualitatif diperoleh litofasies *organic shale* pada Formasi Batu Ayau dengan asosiasi lingkungan pengendapan *delta plain* dan *delta front*. Gambar 5 menunjukkan korelasi kualitatif antara sumur MAAU-1 dengan TENGGAWANG-1 dan posisi sumur dari Blok B Cekungan Kutai Bagian Atas dan gambar 6 hasil kuantitatif dari masing-masing sumur.

Dengan menggunakan hasil kuantitatif tersebut kemudian dikoreksi terhadap interval *organic shale* dari Formasi Batu Ayau maka dapat dilakukan

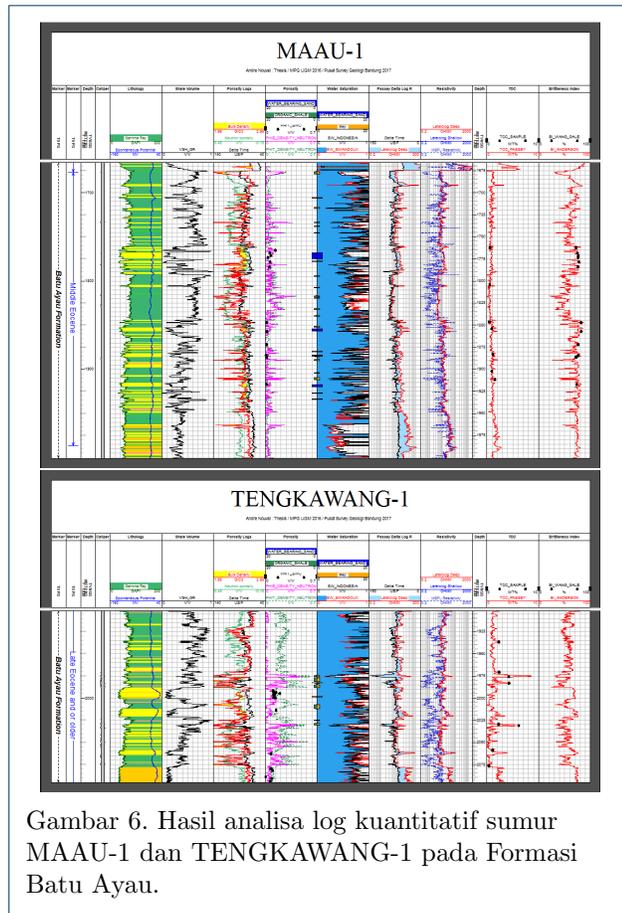


lumping untuk parameter petrofisika hanya pada interval *organic shale*. *Lumping* dari sumur MAAU-1 diperoleh hasil *shale volume* pada BA3 sebesar 0.611 dan pada BA2 sebesar 0.597, porositas total pada BA3 sebesar 0.165 dan pada BA2 sebesar 0.095, porositas efektif pada BA3 sebesar 0.125 dan pada BA2 sebesar 0.087, serta *water saturation* pada BA3 sebesar 0.621 dan pada BA2 sebesar 0.739. *Lumping* dari sumur TENGGAWANG-1 diperoleh hasil *shale volume* pada BA3 sebesar 0.572 dan pada BA2 sebesar 0.530, porositas total pada BA3 sebesar 0.369 dan pada BA2 sebesar 0.219, porositas efektif pada BA3 sebesar 0.200 dan pada BA2 sebesar 0.081, serta *water saturation* pada BA3 sebesar 0.803 dan pada BA2 0.784.

Dengan berdasarkan kepada hasil kuantitatif kemudian menentukan besarnya TOC dan BI dengan petrofisika. Dikarenakan TOC dan BI menggunakan petrofisika memiliki batasan yang terlalu luas dari parameter petrofisika dasarnya maka diperlukan kontrol untuk nilai TOC dari log menggunakan nilai TOC dari laboratorium dan BI log menggunakan nilai BI dari data petrografi. TOC dari log dengan metode $\Delta\text{Log}R$ pada sumur MAAU-1 diperoleh nilai sebesar 0.969 wt% pada BA3 dan 1.134 wt% pada BA2, sedangkan pada sumur TENGGAWANG-1 diperoleh nilai sebesar 3.236 wt% pada BA3 dan 2.809 wt%

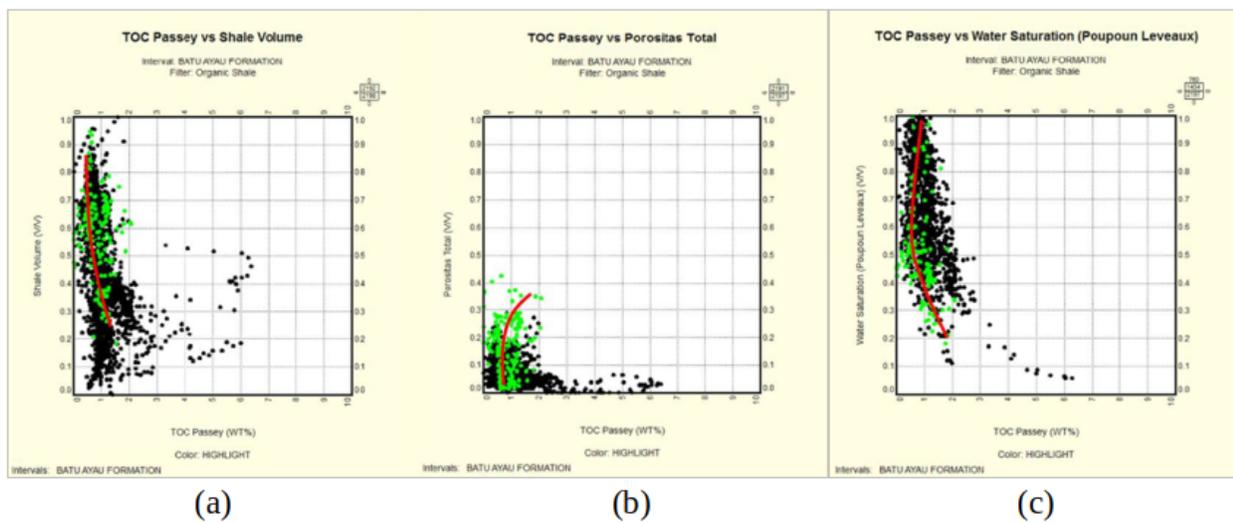
pada BA2. BI dari log dengan metode Anderson pada sumur MAAU-1 diperoleh nilai sebesar 58.254 % pada BA3 dan 52.151 % pada BA2, sedangkan pada sumur TENGGAWANG-1 diperoleh nilai sebesar 53.557 % pada BA3 dan 51.693 % pada BA2.

Berdasarkan hasil petrofisika dengan nilai TOC dan BI maka dapat diperoleh korelasi antar parameternya Gambar 7 menunjukkan korelasi antara TOC dengan *shale volume*, porositas, dan *water saturation*. Pada *shale volume* dengan TOC memiliki hubungan berbanding terbalik. Hal ini karena menurut model *shale* dari Passey (1990) [5] TOC yang tersusun dari material organik akan berada pada matriks batuan bersama dengan kelimpahan mineral *clay* sehingga semakin banyak kelimpahan mineral *clay* akan mengurangi ruang untuk material organik dapat hadir pada batuan tersebut. Korelasi antara TOC dengan porositas total dan efektif yang memiliki hubungan berbanding lurus. Hal ini dikarenakan porositas memiliki hubungan yang berbanding terbalik dengan densitas batuan yang pada log dibaca tersusun dari mineral *clay* dan *non-clay* sehingga semakin banyak kelimpahannya maka pembacaan terhadap densitas batuan semakin tinggi dan porositasnya

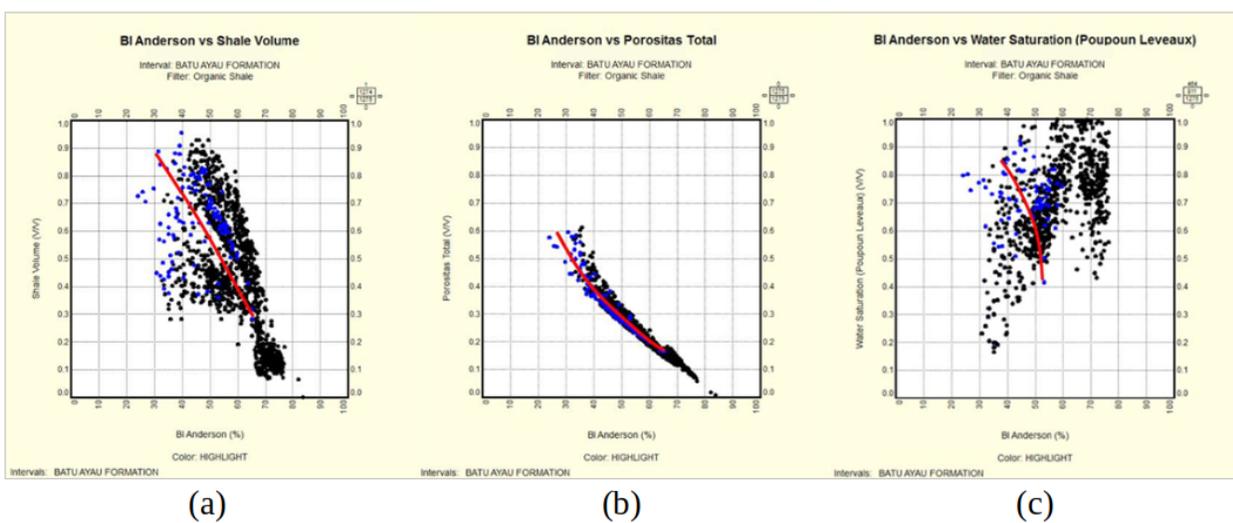


akan rendah. Dikarenakan material organik tidak terbaca sebagai mineral penyusun batuan maka log densitas akan menganggap material organik bagian dari porositas atau mengisi ruang pori pada batuan, sehingga semakin tinggi porositas semakin terbaca tinggi juga TOC. Korelasi TOC dengan *water saturation* memiliki hubungan yang berbanding terbalik dimana semakin besar *water saturation* maka semakin kecil TOC. Hal ini dikarenakan pada *organic shale* tidak dapat dibedakannya antara *free water* dengan *claybound water* sehingga apabila terdapat mineral *clay* dengan sifat yang sangat mengikat terhadap air akan mengakibatkan *water saturation* yang tinggi, dimana semakin banyak *free water* dan *claybound water* maka pada batuan tersebut memiliki kelimpahan mineral *clay* yang tinggi dan berakibat *shale volume* lebih besar dibandingkan dengan material organiknya dan menyebabkan pembacaan TOC semakin rendah. Pada BI hubungannya dengan parameter petrofisika dapat dilihat pada Gambar 9. Pada *shale volume* dengan BI memiliki hubungan semakin tinggi nilai *shale volume* maka batuan akan memiliki BI yang rendah. Hal ini dikarenakan *shale volume* diperoleh dari kelimpahan

mineral *clay* didalam batuan yang mana semakin banyak mineral *clay* tersebut maka akan semakin tinggi *shale volume*-nya, ini kemudian akan membuat batuan tersebut semakin halus. Batuan yang lebih halus memiliki *strain* yang lebih tinggi untuk dapat mencapai *failure* dan dapat menyebabkan batuan berada diatas *elastic limit*-nya sehingga berakibat berkurangnya *brittleness* pada batuan tersebut (Heidari et al., 2013) [4]. Pada porositas total dan efektif dengan BI memiliki hubungan yang berbanding terbalik dimana semakin tinggi porositas maka nilai BI akan semakin rendah. Hal ini dikarenakan *brittleness* merupakan fungsi kompleks yang terdiri dari litologi, komposisi, temperature, porositas, dll. Batuan yang bersifat *brittle* memiliki *strain* yang lebih rendah untuk mencapai *failure* atau berada pada *elastic limit*, sedangkan batuan yang lebih halus memiliki *strain* yang relatif lebih tinggi untuk mencapai *failure* atau berada di atas *elastic limit*. Porositas merupakan salah satu faktor yang mempengaruhi *strain* pada batuan, dimana semakin tinggi porositas batuan maka akan semakin tinggi *strain* batuan tersebut untuk mencapai *failure* yang berarti batuan akan berada diatas *elastic limit* dan kemampuan untuk *brittle* akan menurun karena batuan tersebut akan memiliki sifat cenderung untuk *ductile/less brittle*. Hubungan BI dengan *water saturation* memiliki kolerasi yang negatif juga dimana semakin tinggi *water saturation* maka semakin kecil BI. *Water saturation* pada *shale* dipengaruhi oleh efek dari *free water* dan *claybound water* dimana kembali pada korelasi *brittleness index* oleh Heidari et al.(2013)[4] maka *free water* yang ada didalam *shale* menandakan adanya ruang pori yang diisi oleh air dan ini berdampak pada kenaikan *strain* batuan untuk mencapai *fracture* yang berakibat menurunkan *brittleness index*, dan pada *claybound water* mengindikasikan banyaknya mineral *clay* yang mampu mengikat air sehingga akan berdampak pada kelimpahan *shale volume* dan berakibat batuan menjadi semakin halus dan meningkatkan *strain* untuk mencapai *fracture* sehingga terjadi penurunan *brittleness* pada batuan tersebut. Hasil dari penelitian dengan menerapkan metode petrofisika pada *organic shale* menunjukkan bahwa pada interval Formasi Batu Ayau di area penelitian Blok B berdasarkan dua sumur MAAU-1 dan TENGGAWANG-1 memiliki kualitas yang cukup baik dari nilai parameter TOC dan BI sebagai sumberdaya hidrokarbon non-konvensional. Kemudian dari nilai TOC yang diperoleh maka dengan menggunakan klasifikasi oleh Peter & Casa (1994) berada pada kategori sedang sampai dengan cukup baik. Pada nilai BI dari log dengan klasifikasi dari Peres & Marfurt (2013)[6] dan Ginanjar & Zulkhiffy (2014)[3] berada pada kategori *brittle*.



Gambar 8. Korelasi antara TOC dari log dengan parameter petrofisika *shale volume* (a), porositas (b), dan *water saturation* (c).



Gambar 8. Korelasi antara TOC dari log dengan parameter petrofisika *shale volume* (a), porositas (b), dan *water saturation* (c).

KESIMPULAN

Berdasarkan analisa yang telah dilakukan maka dari penelitian dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

- 1 Pada Formasi Batu Ayau diperoleh litofasies *organic shale* dengan asosiasi lingkungan pengendapan *delta plain* dan *delta front* dengan parameter petrofisika rata-rata dari BA3 *shale volume* sebesar 0.569, porositas total 0.267 dengan porositas efektif 0.163, dan *water saturation* sebesar 0.712. Pada BA2 *shale volume* sebesar 0.564, porositas total 0.157 dengan porositas efektif 0.084, dan *water saturation* sebesar 0.762.
- 2 Kualitas TOC dari log dengan metode petrofisika diperoleh secara rata-rata pada BA3 sebesar

2.103 wt% dan pada BA2 sebesar 1.972 wt%. Nilai BI log dengan metode petrofisika diperoleh secara rata-rata pada BA3 sebesar 55.906 % dan pada BA2 sebesar 51.922 %.

3. Kualitas *organic shale* sebagai sumberdaya hidrokarbon non-konvensional pada Formasi Batu Ayau dari aspek petrofisika nilai TOC menurut Peter & Cassa (1994) masuk dalam kategori sedang sampai dengan cukup baik dan BI menurut Peres & Marfurt (2013)[6] dan Ginanjar & Zulkhifly (2014)[3] masuk kedalam kategori *brittle*.
5. Passey, Q.R., Creaney, S., Kulla, J.B., Morreti, F.J., dan Stroud, J.D.. 1990. "A Practical Model For Organic Richness Form Porosity And Resistivity Logs". *The American Association of Petroleum Geologist Bulletin December (74)*. 1777-1794pp.
6. Peres, R., dan Marfurt, K.. 2013. "Calibration of Brittleness to Elastic Rock Properties via Mineralogy Logs in Unconventional Reservoirs". *AAPG International Conference and Exhibition*. 32p.
7. PERTAMINA BPPKA. 1997. "Petroleum Geology of Indonesian Basins: Principles, Methods and Application". *Volume XI, Kutai Basin*. 134p.
8. Satyana, A.H.. 1999. "Tectonic Controls On The Hydrocarbon Habitats OF The Barito, Kutai, And Tarakan Basin, Eastern Kalimantan, Indonesia; Major Dissimilarities". *Journal of Asian Earth Science Special Issue Vol.17, No. 1-2*. Elsevier Science, Oxford . 99-102pp.

Penulis

1. Andre Nouval
Dari :
(1) Program Studi Pascasarjana Teknik Geologi, Fakultas Teknik Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta
2. Dr.Ir. Jarot Setyowitoto, M.Sc.
Dari :
(1) Program Studi Pascasarjana Teknik Geologi, Fakultas Teknik Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta
3. Dr. Ferian Anggara, S.T. M.Eng.
Dari :
(1) Program Studi Pascasarjana Teknik Geologi, Fakultas Teknik Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta
4. Yusup Iskandar
Dari :
(1) Program Studi Pascasarjana Teknik Geologi, Fakultas Teknik Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta

Pustaka

1. Allen, G.P., dan Chambers, J.L.C.. 1998. "Sedimentation In The Modern And Miocene Mahakam Delta". *24th Indonesian Petroleum Association Proceeding*. Jakarta. 225-231pp.
2. Crain, E.R.. 2000. "Crain's Petrophysical Handbook:www.spec2000.net".
3. Ginanjar, H., dan Zulkhifly, S.. 2014. "Shale Gas Development-Comprehensive Study in Indonesia". *Indonesian Petroleum Association 38th Annual Convention Proceddings (I)*. 24p.
4. Heidari, M., Khanlari, G.R., Torabi-Kaveh, M., Kargarian, S., Saneie, S.. 2013. "Effect of Porosity on Rock Brittleness". *Springer-Verlan Wien*. 6p.