

Prediksi Log TOC dan S₂ dengan Menggunakan Teknik Δ Log Resistivity

Dwi Ayu Karlina, Bagus Jaya Santosa
Jurusan Fisika, Fakultas MIPA, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111 Indonesia
e-mail: bjs@physics.its.ac.id

Abstrak—Salah satu dari elemen petroleum sistem adalah *source rock*, yaitu batuan yang mengandung banyak material organik. Kualitas batuan ini dapat ditentukan oleh *Total Organic Carbon (TOC)*, dan nilai S₂ (material prospek hidrokarbon). Pada tingkat kematangan tertentu, material organik akan bertransformasi menjadi hidrokarbon cair atau gas dan terekam oleh respon *well logging tools*, seperti log resistivitas. Untuk mempelajari respon *well log* dilakukan pemodelan dengan teknik Δ log Resistivity dengan pendekatan metode Passey. Dengan adanya Δ log Resistivity dapat digunakan untuk menentukan TOC dan S₂ pada suatu sumur. Untuk memprediksi log TOC dan S₂ digunakan data *vitrite reflectance*, log resistivitas, data log sonic, data *Hydrogen Index (HI)*. Pendekatan Passey yang digunakan adalah dengan cara melakukan *overlay* antara log sonic dan log resistivitas, serta menentukan baseline untuk mendapatkan besar separasi Δ log Resistivity, yang kemudian digunakan untuk memprediksi log TOC dengan mengikutsertakan variable LOM (*Level of Organic Maturity*) yang didapat dari data *vitrite reflectance*. Setelah didapatkan log TOC maka dengan mengetahui sifat hidrokarbon melalui data HI digunakan untuk menentukan log S₂. Hasil prediksi log TOC dan S₂ memiliki korelasi paling tinggi terletak pada sumur B dengan korelasi antara log TOC prediksi dan log TOC terhitung yaitu sebesar 0.857 dan korelasi prediksi log S₂ terhitung dan terukur yaitu 0.774.

Kata Kunci—baseline, LOM, dan *vitrite reflectance*.

I. PENDAHULUAN

Dalam eksplorasi minyak bumi, terdapat suatu konsep yang menyatukan semua elemen dan proses geologi, sehingga minyak terakumulasi pada kedalaman tertentu. Sistem ini dinamakan dengan sistem petroleum. Salah satu elemen tersebut adalah *source rock*.

Source rock merupakan lapisan *shale* dan *lime-mudstone* yang secara signifikan mengandung material organik yang dikenal sebagai *Total Organic Carbon (TOC)*. Selain TOC, kualitas *source rock* juga dapat dilihat melalui S₂ (material prospek hidrokarbon). Lapisan non *source rock* juga mengandung material organik namun tidak signifikan (biasanya < 1 wt.%) [1].

Pada tingkat kematangan tertentu, *source rock* akan bertransformasi menjadi hidrokarbon cair atau gas. Efek dari transformasi ini terekam oleh respon *well logging tools*, seperti log resistivitas. Untuk mempelajari respon *well log* maka pada penelitian ini, dilakukan pemodelan dengan teknik Δ log Resistivity. Teknik ini memberikan informasi secara garis besar keberadaan karbonat dan batuan induk (*source rock*) klasik dan diakurasi dengan prediksi TOC pada tingkat kematangan tertentu [2].

Minyak bumi memiliki komposisi kimia berupa karbon dan hidrogen, yang dihasilkan dari proses pembusukan (dekomposisi) serta kematangan termal material organik.

Material organik tersebut berasal dari tumbuh-tumbuhan dan alga, yang kemudian mati dan segera [3].

Faktanya, analisa geokimia sering menggunakan metode analisis hidrokarbon untuk material organik dengan menggunakan indikator kematangan menggunakan *Vitrinite Reflectance (%Ro)*, pirolisis, dan analisa tipe kerogen [1].

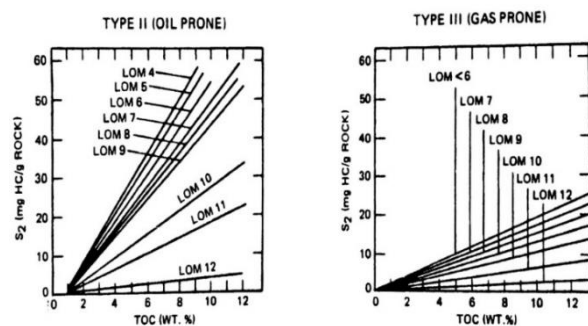
Material organik pada batuan induk dapat dinyatakan sebagai *Total Organic Carbon (TOC)*. Nilai TOC diperoleh dari proses pemanasan. Kandungan TOC yang cukup untuk memproduksi hidrokarbon adalah sekitar 0.5% untuk bahan serpih atau non karbonat dan 0.3% untuk batuan karbonat [4].

Pyrolysis digunakan untuk menganalisa komponen hidrokarbon pada batuan induk. Analisa ini dilakukan dengan cara pemanasan bertahap dalam keadaan tanpa oksigen pada kondisi atmosfer inert dengan temperatur tertentu [5].

Analisa *Pyrolysis* menghasilkan beberapa parameter-parameter [1] yaitu:

- S₁, merupakan total hidrokarbon bebas di dalam sampel.
- S₂, merupakan material organik yang menghasilkan hidrokarbon melalui proses penguburan dan pematangan.
- S₃, merupakan total CO₂ yang dihasilkan selama pirolisis (dalam miligram CO₂ per gram batuan) [6].

S₂ juga memiliki hubungan yang linear terhadap TOC pada tingkat kematangan atau LOM (*Level of Organic Maturity*) tertentu [7].



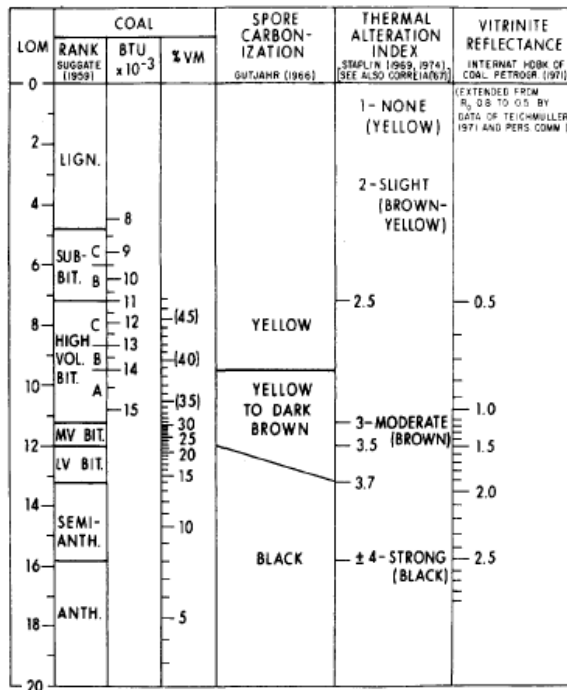
Gambar 1. Hubungan antara TOC dan S₂ [7]

Batuan induk disebut matang (*mature*) apabila memiliki nilai LOM 7 hingga LOM 12. Jika kurang dari LOM 7 maka dapat disebut bahwa batuan induk tersebut belum matang (*immature*), dan jika memiliki nilai LOM lebih dari 12 maka dapat disebut batuan tersebut terlalu matang (*over mature*). Pada gambar 1.1 *Oilprone* memiliki nilai TOC yang lebih besar dari pada *gasprone* sehingga potensial material organik yang dapat berubah menjadi hidrokarbon pada *oilprone* lebih besar dari pada *gasprone* [7].

Kombinasi parameter di atas dapat digunakan sebagai indikator jenis serta kualitas batuan induk, yaitu sebagai berikut:

a. *Hydrogen Index* (HI), merupakan hasil dari $S_2 \times 100 / \text{TOC}$. Harga HI yang tinggi menunjukkan batuan didominasi oleh material organik dan bersifat *oil prone* [8].

Analisa *vitritine reflectance* dilakukan berdasarkan kemampuan daya pantul vitritin. Perhitungan *vitritine Reflectance* memiliki peran penting dalam menentukan *Level of Organic Maturity* (LOM). Ketika *vitritine* semakin besar maka LOM atau nilai kematangan juga semakin besar. Berikut adalah hubungan antara LOM dan nilai *vitritine reflectance* [9].



Gambar 2. Hubungan antara LOM dan *vitritine reflectance* (Hood, 1975)

Pada batuan *source rock*, separasi interval pada *organic-rich* dapat dihitung melalui teknik $\Delta \text{Log R}$ (*Resistivity*), dimana $\Delta \text{Log R}$ ini merupakan suatu perhitungan separasi kurva pada logaritmik skala resistivitas (R), dengan satuan ohm-m. Δt adalah nilai *transit time* (log sonic) dengan satuan $\mu\text{s}/\text{feet}$. Dari kurva tersebut, kurva log resistivitas dan log sonic yang *overlay* dinamakan sebagai *baseline*. *Baseline* ini menunjukkan keadaan “*zero TOC*” atau tidak ada keberadaan TOC [7] namun faktanya, batuan *non source rock* memiliki nilai TOC yang kurang dari 1% [10]. Pada kurva yang *overlay* ini didapatkan nilai R_{baseline} , dan $\Delta t_{\text{baseline}}$ yang merupakan nilai log pada saat *baseline* terletak pada batuan *non source rock*, dan *clay-rich rock*. 0.02 adalah perbandingan antara $-50\mu\text{s}/\text{ft}$ per 1 cycle resistivitas [7]. Parameter ini digunakan untuk menghitung *Total Organic Carbon* (TOC) [7].

$$\Delta \log R = \log_{10} \frac{R}{R_{\text{baseline}}} + 0.02x(\Delta t - \Delta t_{\text{baseline}}) \quad (1)$$

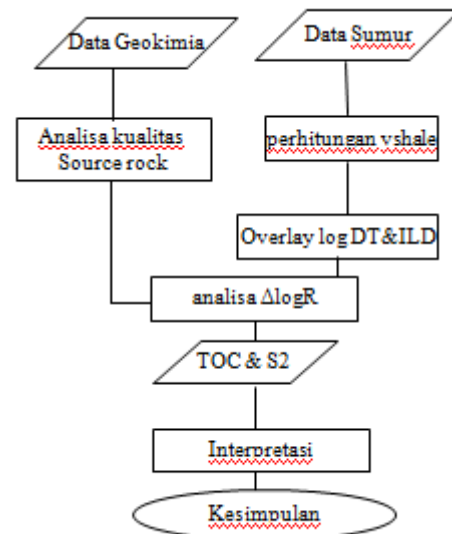
Persamaan yang digunakan untuk menghitung nilai TOC pada teknik ini adalah sebagai berikut:

$$\text{TOC} = \Delta \log R \times 10^{(2.297 - 0.1688 \times \text{LOM})} \quad (2)$$

dimana TOC adalah *Total Organic Carbon*, dan LOM adalah *level of organic maturity* [7].

II. METODOLOGI PENELITIAN

Pada penelitian ini digunakan data sumur, data *checkshot*, data mud log, data deviasi, data *rock eval* dan bertempat pada Lapangan M di Sub Cekungan Cipunegara, Jawa Barat sebelah Utara. Untuk mempermudah pemahaman tentang langkah kerja pada penelitian ini, maka dapat disajikan pada diagram alir berikut:



Gambar 3. Diagram alir penelitian

Data sumur yang digunakan pada penelitian ini adalah sumur A, B, D yang merupakan sumur deviasi (miring), dan C yang merupakan sumur vertikal. Data deviasi sumur ini memberikan informasi kemiringan sumur pada saat dilakukan pengeboran Data mud log memberikan informasi litologi pada kedalaman tertentu di sumur. Data *checkshot* digunakan untuk melakukan koreksi terhadap data sumur (V_p) yang tujuannya untuk mengoreksi *depth time table* dari data V_p . *Data Rock Evaluasi* merupakan data hasil evaluasi batuan yang didapat melalui uji laboratorium. Data ini memberikan informasi tentang jumlah TOC (*Total Organic Carbon*), nilai S_2 , dan nilai *vitritine reflectance* yang terdapat pada kedalaman tertentu. Sedangkan perangkat lunak yang digunakan adalah *Microsoft Excel*, *Geoframe*, dan *HRS*.

Pada awalnya dari data geokimia dilakukan analisa untuk menentukan jumlah TOC dan S_2 serta HI (*Hydrogen Index*) yang terdapat pada batuan induk yang diteliti, serta mengklasifikasikan batuan tersebut termasuk batuan induk yang baik atau tidak, serta untuk menentukan kematangan batuan induk dilakukan analisa *Level of Organic Maturity* (LOM) dan *Vitritine Reflectance* (Ro). Kemudian dilakukan perhitungan *vshale* digunakan untuk menentukan *volume shale* pada kedalaman tertentu dengan menggunakan persamaan berikut:

$$V_{\text{shale}} = \frac{GR - GR_{\text{min}}}{GR_{\text{max}} - GR_{\text{min}}} \quad (3)$$

dengan IGR = Index gamma ray, GR Log = gamma ray yang terbaca pada log gamma ray, GR max = gamma ray maximum, dan GR min = gamma ray minimum [11].

Setelah dilakukan perhitungan *vshale*, maka dilakukan *overlay* antara log DT & ILD dengan cara melakukan penskalaan secara logaritmik pada kurva resistivitas dan log sonic yang disakalakan secara linear. Sehingga

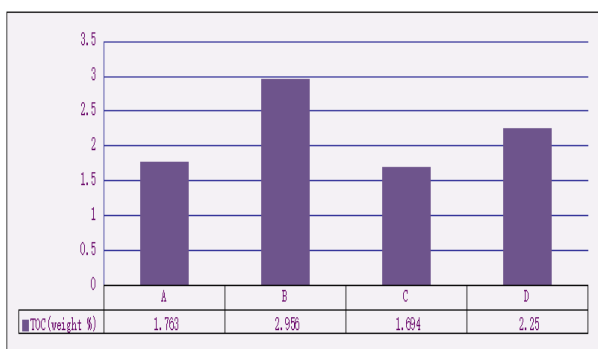
didapatkan kurva log sonik dan log resistivitas yang *overlay* dan disebut sebagai *baseline*. Ketika kurva log resistivitas dan log sonik tidak *overlay* atau menunjukkan separasi, dalam hal ini dinamakan dengan $\Delta\log R$. Untuk menghitung besar separasi maka dapat digunakan Persamaan 1 yang kemudian digunakan untuk menghitung log TOC dengan menggunakan Persamaan 2. Dengan adanya log TOC hasil perhitungan telah diketahui, dapat pula digunakan untuk menghitung nilai S_2 dengan menggunakan grafik 1.1. Grafik yang dipilih disesuaikan dengan tipe hidrokarbon, berupa *oilprone* atau *gasprone*.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

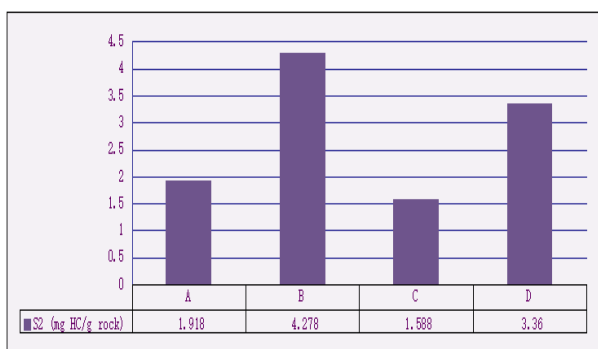
A. Analisa Kualitas Batuan Induk

1) Analisa TOC dan S_2

Kualitas *source rock* dapat ditentukan oleh *Total Organic Carbon* (TOC) dan S_2 (Material Prospek Hidrokarbon). Ketika nilai TOC semakin besar maka kemungkinan nilai S_2 juga akan semakin banyak. Nilai TOC pada tipe *oilprone* lebih banyak jika dibandingkan dengan *gasprone*. Berdasarkan analisa TOC dan S_2 pada Formasi Talang Akar pada sub Cekungan Cipunegara, Jawa Barat diperlihatkan oleh data sebagai berikut:



Gambar 4. Rata-rata nilai TOC pada tiap sumur



Gambar 5. Rata-rata nilai S_2 pada tiap sumur

Berdasarkan Gambar 3.1 dapat dilihat bahwa jumlah TOC pada tiap sumur berbeda-beda. Suatu batuan induk dikatakan baik bila nilai TOC nya lebih dari 1%. Nilai TOC tertinggi terdapat pada sumur B yaitu sekitar 2.956 *weight%*, yang berarti bahwa dalam 1 gram batuan terdapat material organik sebanyak 2.956%. Pada Gambar 3.2, sumur yang memiliki nilai S_2 cukup tinggi adalah sumur B dan sumur D, secara kualitatif batuan induk yang terdapat pada sumur ini menunjukkan kualitas yang cukup baik, dengan nilai S_2 sebesar 4.287 mg hidrokarbon per gram batuan pada sumur B dan 3.36 mg hidrokarbon per gram batuan pada sumur D.

2) Analisa HI (Hydrogen Index)

Setelah menentukan jumlah material organik dan besar material yang berubah menjadi hidrokarbon pada batuan induk, maka ditentukan pula jenis atau tipe kerogen dari batuan induk tersebut dengan menggunakan nilai Hidrogen Index (HI).

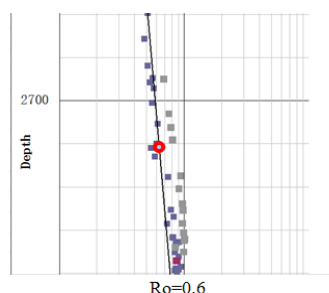
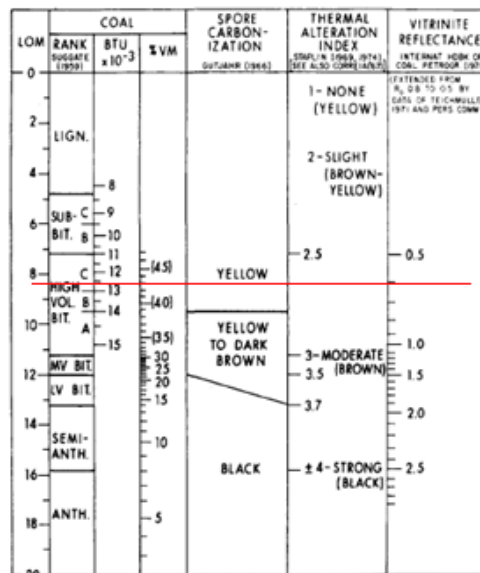
Tabel 1 Rata-rata nilai HI pada tiap sumur

No.	Nama Sumur	HI
1	A	82.24
2	B	120.29
3	C	103.33
4	D	92.55

Dari Tabel 1 diketahui bahwa rata-rata pada tiap sumur memiliki nilai HI kurang dari 200. Menurut Wapples, 1990 jika nilai HI kurang dari 200 maka batuan induk tersebut tergolong sebagai batuan induk dengan tipe kerogen III, dimana batuan induk ini hanya menghasilkan gas yang disebut sebagai *gasprone*. Tipe kerogen III ini merupakan tipe kerogen dari grup maseral *vitrinite* yang terbentuk dari material organik darat yang sedikit mengandung lemak dan lilin, yang memiliki kandungan hidrogen rendah, dan memiliki kandungan oksigen tinggi karena sumber material mengandung lignin dan selulosa.

3) Analisa Vitrinite Reflectance (R_o) dan Level of Organic Maturity (LOM)

Vitrinite Reflectance dapat menunjukkan nilai *Level of Organic Maturity* (LOM). Pada penelitian ini, didapatkan nilai rata-rata *vitrinite reflectance* adalah 0.6, dan dengan menggunakan Gambar 3.3 didapatkan nilai LOM sebesar 8, yang menunjukkan bahwa batuan induk tersebut telah matang (*mature*).



Gambar 6. Rata-rata nilai S_2 pada tiap sumur

Menurut Passey, 1990 apabila nilai LOM kurang dari 7 maka batuan tersebut menunjukkan *imature*, bila LOM bernilai 7 hingga 12 maka batuan induk bersifat *mature*, bila nilai LOM lebih dari 12 menunjukkan bahwa batuan tersebut *overmature*. Ketika nilai Ro semakin besar menunjukkan bahwa kematangan batuan induk juga akan semakin besar. Hal ini dikarenakan ketika suatu vitrinite semakin matang, maka kemampuan vitrinite untuk memantulkan sinar akan semakin kuat.

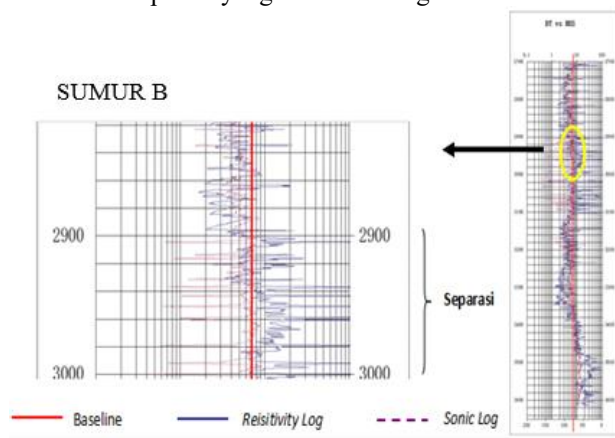
4) *Perhitungan Volume shale*

Formasi Talang Akar memiliki litologi yang terdiri dari batuan lempung, batuan pasir, coal, dan batu gamping. Sedangkan *source rock* identik dengan batuan lempung. Sehingga dapat digunakan analisa gamma ray untuk memisahkan lapisan batuan shale dari lapisan lainnya.

Batas interval kedalaman yang memiliki nilai volume shale diatas 70% digunakan sebagai marker Top dan Bottom lapisan yang memiliki nilai TOC yang tinggi.

5) *Overlay log DT&ILD*

Analisa *overlay log DT* dan log *ILD* ini digunakan untuk menentukan TOC *baseline*. Kurva yang saling *overlay* disebut *baseline*. *Baseline* ini menunjukkan bahwa pada lapisan tersebut TOC sama dengan "nol". Sedangkan kurva yang tidak *overlay* akan mengalami separasi, besar separasi antara kurva *resistivity* dan DT dinamakan dengan ΔLogR , yang nantinya akan digunakan untuk menghitung TOC dan S_2 . Pada penelitian ini, *baseline* ditunjukkan dengan besar *resistivity baseline* dan DT (Δt) *baseline*. Berikut adalah contoh bentuk kurva yang *overlay* dan kurva yang membentk separasi yang disebut $\Delta\text{Log R}$.

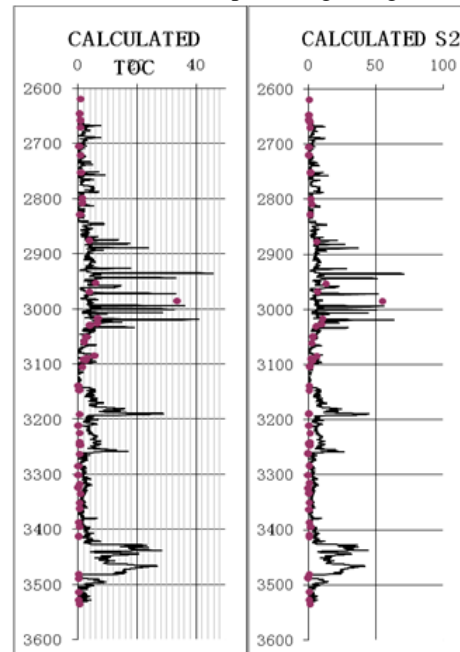


Gambar 7. *Overlay* antara log resistivitas dan log DT

Pada Gambar 5.5 terlihat bahwa terdapat separasi antara log resistivitas dan log DT. Separasi ini menunjukkan anomali. Ketika separasi terbentuk disebelah kanan garis baseline dapat diperkirakan bahwa separasi tersebut menunjukkan adanya *source rock*, dan batuan tersebut matang (*mature*). Sedangkan separasi yang terbentuk di sebelah kiri baseline menunjukkan bahwa pada kedalaman tersebut diperkirakan sebagai *source rock*, namun belum matang (*immature*), atau sebagai *coal*, dan batuan *non source rock* lainnya. *Source rock* yang *mature* memiliki karakteristik nilai resistivitas yang tinggi, serta log sonik yang tinggi, sedangkan *source rock* yang *immature* memiliki nilai karakteristik dengan nilai resistivitas yang rendah dan log sonik yang tidak terlalu tinggi. Besar separasi log resistivitas dan log sonik disebut dengan ΔLogR .

6) *Analisa ΔLogR*

Analisa ΔLogR digunakan untuk menentukan besar nilai TOC dengan menggunakan persamaan 2 Setelah didapatkan nilai TOC, dengan menggunakan Gambar 1.1 yaitu grafik hubungan antara TOC dan S_2 pada tipe *gasprone*, serta LOM yang telah diketahui yaitu LOM 8, maka dilakukan perhitungan untuk menentukan besar S_2 . Sehingga didapatkan TOC dan S_2 hasil perhitungan. Berikut adalah contoh hasil perhitungan log TOC dan S_2 .



Gambar 8. Hasil perhitungan TOC dan S_2 pada sumur B Besar kecocokan antara data TOC dan S_2 terhitung dan terukur dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel 2. Korelasi hasil perhitungan TOC dan TOC yang terukur

Sumur	Korelasi
A	0.130
B	0.857
C	0.508
D	0.433

Tabel 3. Korelasi hasil perhitungan S_2 dan S_2 yang terukur

Sumur	Korelasi
A	0.040
B	0.774
C	0.678
D	0.543

Kurva hasil perhitungan dan hasil pengukuran saling berhimpitan, meskipun ada data yang tidak cocok. Penyebab ketidakcocokan data ini disebabkan pada saat pengambilan sampel batuan, bukan batuan pada kedalaman yang sama yang diambil, namun pada kedalaman yang lain. Hal ini diperkirakan karena sampel batuan tertahan pada lapisan tertentu pada saat proses *cutting*. Sehingga sampel batuan yang seharusnya tercatat pada suatu kedalaman tertentu seolah-olah berasal dari lapisan dengan kedalaman yang berbeda.

Korelasi paling tinggi terletak pada sumur B baik pada *calculated TOC* ataupun *calculated S_2* . Hal ini dikarenakan pada sumur B memiliki sampel *cutting* paling

banyak, yaitu 25 sampel batuan. Sedangkan pada sumur A memiliki nilai korelasi paling sedikit karena sampel batuan yang ada hanya sekitar 5 sampel batuan. Selain pengaruh sampel batuan, data *measured* TOC ataupun *measured* S₂ yang diperoleh dari proses *cutting* belum tentu menunjukkan lapisan batuan yang dimaksud, atau diperkirakan dapat berasal dari kedalaman lain sehingga menyebabkan nilai TOC dan nilai S₂ tidak *fit*.

IV. KESIMPULAN

Prediksi log TOC dan log S₂ yang didapatkan dengan menggunakan teknik $\Delta\text{Log Resistivity}$ memiliki korelasi tertinggi pada sumur B dengan nilai korelasi TOC terhitung dan terukur adalah 0.857 dan korelasi S₂ terhitung dan terukur adalah 0.774.

UCAPAN TERIMA KASIH

Para penulis mengucapkan terima kasih kepada keluarga penulis atas support yang diberikan, Prof.Dr.rer.nat. Jaya Santosa, SU selaku dosen pembimbing, Mas Surya Nuratmaja, mbak Asri Puspitasari, Uda Thomas Cafreza selaku pembimbing di PT Pertamina EP, teman-teman penulis dan keluarga Geofisika ITS atas sharing dan semangatnya, serta Yayasan KSE yang telah memberikan bantuan financial kepada penulis pada melakukan Tugas Akhir.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Nugraha, Imam. 2014. *Geokimia Organik*. Universitas Negeri Gorontalo.
- [2] Passey, Q.R, Creany, S., Kulla, J.B., Moretti, F.J., dan Stroud, J.D. 1989. "Well Log Evaluation of Organic-Rich Rocks". *14th International Meeting on Organic Geochemistry, Paris*, abstrak 75
- [3] Agusta, Vera Christiani. 2014. "Analisa Geokimia Minyak dan Gas Bumi pada Batuan Induk Formasi X Cekungan Y". Universitas Padjajaran. Jatinangor.
- [4] Tissot, B. P., Welte, D. H.1984. *Petroleum Formation And Occurrence*, New York – Springer Verlag.
- [5] Arif, Subhan. 2012. "Geologi minyak bumi-Analisa Geokimia" Jurusan Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Mineral, Institut Sains & Teknologi AKPRIND, Yogyakarta.
- [6] Cooper, Brian. 1990. *Practical Petroleum Geochemistry*. London: R Scientific Publication.
- [7] Passey, Q.R, Creany, S., Kulla, J.B., Moretti, F.J., dan Stroud, J.D. 1990. "A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. American Association of Petroleum Geologists Bulletin V.74 No.12
- [8] Waples, D.W. 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Boston; International Human Resource Development Corporation.
- [9] Hood, A. Guthjar, C.M., Heacock, R.L. 1975. "Organic Metamorphosim and The Generation of Petroleum".. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin V.59 No. 6.
- [10] Arikerti, Ravinder. 2011. Estimation of Level of Organic Maturity (LOM) and Total Organic Carbon (TOC) in absence of Geochemical Data by Using Resistivity and Density Logs - Example from Cambay shale, Tarapur area, Cambay Basin, India. *Journal of Indians Association of Sedimentologist*, Vol. 30, No. 1, pp 55-63.
- [11] Asquith, George. Daniel Krygowski. 2004. *Basic Well Log Analysis*. U.S.A : *The AAPG Bookstore*.