

PENYEBARAN *TOTAL ORGANIC CARBON* (TOC) DAN *BRITTLENESS INDEX* (BI) MENGGUNAKAN SEISMIC INVERSI UNTUK PENENTUAN *SWEET SPOT SHALE GAS* FORMASI SANGKAREWANG, CEKUNGAN OMBILIN, SUMATRA BARAT

Azeza Ega Maestra*, Jarot Setyowiyoto*, Djoko Wintolo*, Litto Habrianta**

*Teknik Geologi, Universitas Gadjah Mada **PT. Rizki Bukit Barisan Energi

Sari – TOC (*Total Organic Carbon*) dan BI (*Brittleness Index*) termasuk parameter utama yang perlu diketahui dalam analisis *shale gas*. Identifikasi penyebaran TOC dan BI akan memberikan informasi area *sweet spot shale gas* dalam menentukan pengembangan lapangan. Formasi Sangkarewang merupakan formasi yang didominasi oleh *shale* yang dikenal menjadi batuan induk di Cekungan Ombilin. Oleh karena itu, formasi ini berpotensi menjadi reservoir *shale gas*. Metode *deltalogR* dilakukan untuk membuat log TOC dengan kalibrasi dari data sampel. Pembuatan log BI atau BA (*Brittleness Average*) menggunakan metode dari Grieser dan Bray (2007) yaitu dengan parameter *poisson's ratio* dan *young modulus*. Penyebaran TOC dan BI akan dihubungkan dengan *Acoustic Impedance* (AI) hasil seismik inversi. Penelitian ini menggunakan data 2 sumur dan seismik 3D. *Crossplot* dilakukan dengan menggabungkan 2 sumur dan dilakukan filter untuk mendapatkan *trend* TOC dan AI. Terdapat hubungan yang berbanding terbalik antara TOC dan AI dengan persamaan $TOC = -1,30181 \cdot 10^{-4} \cdot (AI) + 6,30307$. Persamaan tersebut digunakan untuk mengkonversi *cube* AI menjadi *cube* TOC. Hasil *crossplot* BI dan AI didapatkan korelasi yang baik dengan koefisien korelasi 0.88. Persamaan $BI = 6,03524 \cdot 10^{-5} \cdot (AI) - 1,39422$ digunakan untuk mengubah *cube* AI menjadi *cube* BI. Hasil penyebaran TOC menunjukkan semakin tinggi TOC berada pada area dalaman (N-NE) sedangkan BI semakin tinggi pada bagian S-SE. *Sweet spot* ditunjukkan dengan nilai rata-rata TOC 2-2,34 wt% dan BI >0,48 (*brittle*) yang berada diantara sumur Sinamar-1 dan South Sinamar-2.

Kata Kunci : TOC, BI, AI, *shale gas*, *sweet spot*, Formasi Sangkarewang

PENDAHULUAN

Kesuksesan eksplorasi dan eksploitasi *shale gas* di Amerika menjadikan *shale gas* menjadi obyek yang sangat menarik untuk diteliti. Cekungan Ombilin merupakan *intermontane basin* yang masih dalam tahap eksplorasi baik energi konvensional dan non konvensional. Formasi Sangkarewang yang terdapat pada Cekungan Ombilin merupakan pengendapan *lacustrine shale* berfungsi sebagai *source rock* yang kaya organik, sehingga Formasi tersebut menarik untuk diteliti sebagai reservoir *shale gas*. Salah satu parameter utama untuk analisis *shale gas* adalah mengetahui *Total Organic Carbon* (TOC). TOC merupakan syarat mutlak agar *shale* memiliki kemampuan menghasilkan hidrokarbon. *Shale gas* disebut non konvensional energi karena teknik dalam proses produksi yang berbeda dengan konvensional. Teknik produksi yang perlu dilakukan adalah perlunya proses *fracturing*. Parameter yang penting untuk kesuksesan proses *fracturing* adalah analisis *Brittleness Index* (BI). BI merupakan parameter pada batuan untuk mengetahui kemampuan merekah jika dilakukan *fracturing*. TOC dan BI akan menjadi parameter utama yang diteliti dalam penelitian ini untuk mengetahui *sweet spot* area pada Formasi Sangkarewang.

Maksud dari penelitian ini adalah untuk mengetahui karakter *Total Organic Carbon* (TOC) dan *Brittleness Index* (BI) serta persebarannya pada Formasi Sangkarewang dengan analisis terintegrasi dari data sumur dan data seismik. Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Mendapatkan penyebaran *Total Organic Carbon* (TOC) Formasi Sangkarewang.
2. Mendapatkan penyebaran *Brittleness Index* (BI) Formasi Sangkarewang.
3. Mendapatkan *sweet spot shale gas* Formasi Sangkarewang berdasarkan penyebaran *Total Organic Carbon* (TOC) dan *Brittleness Index* (BI).

GEOLOGI DAERAH PENELITIAN

Cekungan Ombilin dianggap sebagai *Pull-apart Basin* yang merupakan hasil dari dari regangan sepanjang segmen sesar *strike-slip fault*. Situmorang dkk (1991) menjelaskan bahwa keseluruhan geometri Cekungan Ombilin memanjang dengan arah umum barat laut hingga tenggara, dibatasi oleh Sesar Sitangkai di utara dan Silungkang di selatan dengan arah barat laut-tenggara yang keduanya paralel terhadap sistem Sesar Sumatra. Peta Geologi dan daerah penelitian dapat dilihat pada Gambar 1.

Kolom Stratigrafi Cekungan Ombilin dapat dilihat pada Gambar 2. Formasi Sangkarewang terdiri dari lapisan serpih abu-abu gelap sampai hitam. Formasi Sangkarewang terendapkan pada lingkungan lakustrin yang stabil dengan kondisi *euxinic*. Deposit *oil-shales* yang signifikan terjadi pada Formasi Sangkarewang, diselingi dengan batupasir turbidit. TOC dari *oil-shales* Ombilin menunjukkan nilai yang homogen, berkisar antara 3,55% sampai 5,87% (Widayat, 2013). Fatimah dan Ward (2009) dalam penelitiannya dengan analisis XRD menunjukkan Formasi Sangkarewang penyusun utamanya adalah mineral kuarsa, feldspar, karbonat dan sejumlah mineral lempung, bersamaan dengan beberapa proporsi minor mineral sulfida. Proporsi kuarsa pada sedimen, terutama pada material serpihan relatif konstan (10-30%). Penelitian yang dilakukan oleh Anastasia (2012) didapatkan nilai *Brittleness Index* (BI) dari 27,2% sampai 37,15%. Ketebalan potensi *shale gas* yang dimiliki Cekungan Ombilin mencapai 1175 ft.

DASAR TEORI

Teknik DeltalogR ($\Delta\log R$)

Pada teknik ini, kurva *transit time* (DT) dan kurva resistivitas dibuat pada skala yang relatif yaitu -100 $\mu\text{s}/\text{ft}$ per dua *cycles* resistivitas. Pada kasus ini, dua kurva akan saling *overlay* kecuali pada interval yang memiliki kekayaan materi organik dimana akan terdapat separasi atau disebut separasi $\Delta\log R$, yang mana secara linier berhubungan dengan TOC dan tingkat kematangan.

Perhitungan TOC dari metode $\Delta\log R$ adalah dengan membandingkan nilai TOC yang di dapat dari perhitungan *pyrolysis* data sampel dengan hasil perhitungan separasi $\Delta\log R$. Nilai TOC yang terdapat pada data sampel digunakan sebagai pedoman (kalibrasi) di dalam pembuatan log TOC.

Secara matematis, menurut Passey *et al.* (1990) rumus untuk menghitung $\Delta\log R$ dari *overlay log sonic/resistivity* adalah $\Delta\log R = \log_{10}(R/R_{\text{baseline}}) + 0.02 \times (\Delta t - \Delta t_{\text{baseline}})$

Dimana :

$\Delta\log R$ = kurva separasi pada *overlay log sonic/resistivity*

R = resistivitas yang terukur oleh alat logging (ohm-m)

Δt = pengukuran waktu transit ($\mu\text{sec}/\text{ft}$)

R_{baseline} = nilai resistivitas yang sama dengan $\Delta t_{\text{baseline}}$ ketika kurva *baselined* berada pada batuan kaya lempung *non-source*.

0.02 = berdasarkan rasio pada -50 $\mu\text{sec}/\text{ft}$ per 1 *resistivity cycle*

Persamaan empiris untuk menghitung TOC pada batuan yang kaya lempung dari $\Delta\log R$ adalah :

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

Dimana :

TOC = *total organic carbon content* (wt%)

LOM = *Level of Maturity* (tingkat kematangan)

Hood *et al.* (1975) mendefinisikan LOM sebagai tingkatan (level) metamorfisme organik yang berdasarkan pada tingkatan batubara, akan tetapi fokusnya lebih kepada interval pembentukan minyak pertama, kemudian kondensat dan *wet gas* dan sampai akhirnya metana katagenik terbentuk. LOM sendiri adalah fungsi dari suhu tinggi yang bekerja selama jangka waktu yang lama. Berdasarkan Crain (2010), apabila tidak memiliki data LOM, *trend* tingkat kematangan dari nilai R_o dapat dikonversi menjadi LOM.

Brittleness Index

Brittleness Index (BI) atau nilai retas merupakan atribut yang tidak memiliki satuan yang memberikan gambaran tentang kecenderungan batuan untuk merekah. Umumnya di bidang industri nilai retas dapat diperoleh berdasarkan mineralogi atau modulus elastik yang dapat dihitung dari log.

Jarvie *et al.* (2007) menekankan bahwa karakteristik mineral menjadi pertimbangan untuk stimulasi dan perekahan dari Barnett *Shale gas system*. Kuarsa sebagai asumsi indikator *brittleness* sehingga mendefinisikan formula :

$$BI_{Jarvie(2007)} = \frac{Qz}{Qz + Ca + Cly}$$

Dimana :

$BI_{Jarvie(2007)}$	= <i>Brittleness Index</i> (Jarvie 2007)
Qz	= Volume Kuarsa (vol.%)
Ca	= Volume kalsit (vol.%)
Cly	= Volume lempung (vol.%)

Penamaan *Brittleness Average* (BA) diajukan oleh Grieser & Bray (2007) sebagai sebuah hubungan empiris antara *Poisson's Ratio* dan *Young's Modulus* untuk membedakan area *ductile* dan *brittle*. Mereka berhipotesis bahwa batuan *ductile* menunjukkan nilai *Young's Modulus* rendah dan *Poisson's Ratio* tinggi, sedangkan batuan *brittle* menunjukkan nilai *Young's Modulus* sedang sampai tinggi dan *Poisson's Ratio* yang rendah. Grieser dan Bray (2007) melakukan normalisasi *Young's Modulus* dan *Poisson's Ratio* dengan jangkauan nilai parameter tersebut, hasilnya dalam skala parameter elastik :

$$E_{brittleness} = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}}$$

$$v_{brittleness} = \frac{v - v_{max}}{v_{min} - v_{max}}$$

$$BA = \frac{E_{brittleness} + v_{brittleness}}{2}$$

Dimana :

$E_{brittleness}$	= <i>Young Modulus</i> normalisasi (GPa)
E_{min}	= nilai minimal terukur <i>Young's Modulus</i> (GPa)
E_{max}	= nilai maksimal terukur <i>Young's Modulus</i> (GPa)
$v_{brittleness}$	= <i>Poisson's Ratio</i> normalisasi
v_{min}	= nilai minimal terukur <i>Poisson's Ratio</i>
v_{max}	= nilai maksimal terukur <i>Poisson's Ratio</i>
BA	= <i>Brittleness Average</i>

Berdasarkan Sheriff & Geldart (1995), kedua parameter ini dapat dijelaskan melalui hubungan antara kecepatan primer dan sekunder sebagai berikut:

$$v = \frac{(Vp^2 - 2Vs^2)}{2(Vp^2 - Vs^2)}$$

$$E = \frac{\rho Vs^2 (3Vp^2 - 4Vs^2)}{Vp^2 - Vs^2}$$

Dimana,

v	= <i>Poisson's Ratio</i>
E	= <i>Modulus Young</i>
Vp	= cepat rambat gelombang P (m/s)
Vs	= cepat rambat gelombang S (m/s)
ρ	= densitas (gr/cc atau kg/m ³)

Seismik Inversi

Inversi secara umum merupakan salah satu teknik pemodelan di dalam geofisika untuk mendapatkan respon geologi bawah permukaan. Definisi lebih spesifik oleh Sukmono (2000) menyatakan “Seismik Inversi adalah suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol”. Inversi dalam penelitian ini yaitu untuk mendapatkan *Acoustic Impedance* (AI) yang merupakan perkalian antara kecepatan dan densitas.

METODOLOGI

Pada penelitian ini diperlukan data geologi dan geofisika yang saling berkaitan untuk dapat dilakukan interpretasi dengan baik dan akurat. Penelitian ini menggunakan data seismik 3D dan data 2 sumur yaitu sumur Sinamar-1 dan *South Sinamar-2*.

Data sumur dapat terbagi menjadi data *wireline* log, analisis sampel, dan *checkshot*. Analisis sampel terbagi lagi menjadi data geokimia, XRD, biostratigrafi, dan litologi. Data geokimia yang dibutuhkan adalah nilai TOC dan R_o dari sampel. Aplikasi teknik DeltaLogR dilakukan untuk membuat log TOC kemudian dikalibrasi dengan nilai TOC dari sampel. Log *Poisson's Ratio* dan Log *Young's Modulus* dapat dihitung dengan menurunkan rumus dari P_{wave} dan S_{wave} . Log BI dapat dihasilkan dari turunan log *Poisson's Ratio* dan *Young's Modulus*. Log BI kemudian dikonfirmasi oleh hasil nilai BI dari data XRD. *Crossplot* dilakukan antara TOC vs AI dan BI vs AI. Hal ini untuk mencari hubungan kedua parameter tersebut. Dari hasil hubungan didapatkan persamaan sebagai dasar untuk melakukan konversi nilai.

Proses *well seismic tie* dilakukan untuk menghubungkan data log dan data seismik. Hal yang dilakukan setelah itu adalah melakukan interpretasi data seismik yaitu melakukan *picking horizon*. Proses selanjutnya adalah melakukan seismik inversi untuk menghasilkan *cube* AI.

Persamaan yang telah dihasilkan antara TOC dan AI digunakan untuk mengkonversi *cube* AI menjadi *cube* TOC. Penampang TOC dan peta TOC dapat dihasilkan untuk membuat zonasi TOC. Persamaan BI dan AI juga diterapkan untuk mendapatkan *cube* BI. Hasil penyebaran TOC dan BI digunakan sebagai dasar penentuan *sweet spot*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan hasil analisis sikuen stratigrafi, Formasi Sangkarewang dapat dibagi menjadi *upper* dan *lower*. Korelasi stratigrafi dapat dilihat pada Gambar 3. Kondisi Formasi *Upper* Sangkarewang didominasi oleh *shale* dan memiliki nilai TOC yang lebih tinggi (Gambar 4.) dibandingkan dengan Formasi *Lower* Sangkarewang sehingga fokus penelitian ini berada pada Formasi *Upper* Sangkarewang.

Pembuatan log TOC dalam penelitian ini menggunakan teknik $\Delta\log R$. Log yang dibutuhkan dalam pemrosesan data adalah log DT dan Log Resistivitas. Hal yang perlu dilakukan pertama kali yaitu melakukan *overlay* log DT dan log Resistivitas. Penentuan $R_{baseline}$ dan $DT_{baseline}$ ditentukan oleh interpreter pada interval *shale* yang dinilai bukan sebagai *source rock*. Interval *shale* yang tidak berpotensi sebagai *source rock* ditunjukkan posisi log DT dan log resistivitas akan berimpit. Pada Gambar 5 merupakan proses *overlay* dan penentuan nilai *baseline* pada sumur Sinamar-1 dan *South Sinamar-2*.

Langkah selanjutnya yaitu menentukan nilai LOM (*Level of Maturity*). Nilai LOM didapatkan berdasarkan nilai *vitroinite reflectance* yang dikonversi ke LOM dengan grafik dari Crain (2010). Gambar 6 merupakan hasil penentuan nilai LOM berdasarkan nilai *vitroinite reflectance* sumur Sinamar-1 dan *South Sinamar-2*.

Parameter yang didapat kemudian dimasukkan dalam formula Passey ($\Delta\log R$) untuk mendapatkan log TOC. Hasil log TOC dan kalibrasi data sampel dapat dilihat pada Gambar 7.

Analisis *crossplot* dilakukan untuk mencari hubungan antar parameter. Gambar 8 menunjukkan hasil *crossplot* nilai TOC dan AI dengan data sumur Sinamar-1 dan *South Sinamar-2*. Data warna kuning merupakan data pada sumur Sinamar-1 sedangkan data warna biru menunjukkan data pada sumur *South Sinamar-2*. Garis *trend* dapat ditarik sehingga diperoleh hubungan nilai TOC berbanding terbalik dengan nilai AI, semakin tinggi nilai TOC maka semakin rendah nilai AI. Persamaan hubungan TOC dan AI dituliskan $TOC = -0.1,30181.10^{-4}*(AI)+6,30307$. Persamaan tersebut kemudian digunakan untuk mengkonversi AI menjadi TOC.

Material organik dapat menurunkan nilai AI disebabkan beberapa faktor, yaitu :

- Berdasarkan Løseth *et al.* (2011), material organik sebagai kerogen hanya memiliki densitas sebesar 1.1-1.4 gr/cc. Jika dibandingkan dengan densitas mineral lain maka densitas TOC hanya setengah dari densitas

mineral (2.7 gr/cc). Nilai densitas yang rendah menyebabkan AI juga akan rendah.

- Material organik sebagai kerogen dapat membuat porositas (*organo-porosity*) yang dibentuk selama proses maturasi thermal. Hal ini menyebabkan ekspulsi hidrokarbon dari kerogen padat. Migrasi primer yang terjadi dimana hidrokarbon keluar dari *shale*, akan menyebabkan nilai densitas dan kecepatan berkurang sehingga nilai AI juga berkurang.
- Ketiga, jika *shale* dalam kondisi proses generasi hidrokarbon dan tidak ada fluida yang keluar, kondisi berubahnya kerogen padat menjadi fluida atau gas menyebabkan kondisi fisik batuan juga berubah, hal ini menyebabkan kecepatan akan rendah, kecepatan rendah akan menyebabkan nilai AI rendah.

Hasil perhitungan log BA atau BI dapat dilihat pada Gambar 9 dan 10 dengan plot BI_{Jarvie} . Gambar 9 menunjukkan log BI dan sampel nilai BI_{Jarvie} sumur Sinamar-1 yang memiliki 1 data semi kuantitatif XRD dengan hasil mineral kuarsa 12%, kalsit 1%, dan mineral Lempung 75% sehingga berdasarkan BI Jarvie didapatkan nilai BI sebesar 0,14. Hasil *plotting* dapat dilihat titik merah mempunyai karakter yang sama dengan log BI. Hal ini mengindikasikan adanya persamaan karakter antara $BI_{Grieser\&Bray}$ dan BI_{Jarvie} yaitu semakin tinggi nilai $BI_{Grieser\&Bray}$ semakin tinggi juga nilai BI_{Jarvie} . Hal yang sama ditunjukkan pada sumur *South Sinamar-2* (Gambar 10), meskipun data XRD berada di luar interval Formasi Upper Sangkarewang.

Crossplot antara BI dengan AI dilakukan untuk mendapatkan hubungan BI dan AI. Gambar 6.31 menunjukkan hasil *crossplot* antara BI dan AI pada sumur Sinamar-1. Hasil *crossplot* (Gambar 11) menunjukkan terdapat hubungan yang baik antara BI dan AI dengan nilai korelasi 0,88 dengan persamaan $BI = 6,03524 \cdot 10^{-5} \cdot (AI) - 1,39422$. Persamaan sumur Sinamar-1 sebagai *keywell* digunakan untuk mengkonversi AI menjadi BI.

BI dan AI memiliki hubungan yang baik dikarenakan kedua parameter ini mewakili karakter yang hampir sama. Batuan yang keras akan digambarkan dengan AI dan BI yang tinggi. Pada daerah penelitian, *sand* memiliki AI yang tinggi, salah satu penyebabnya memiliki mineral kuarsa yang banyak. Hal ini juga digambarkan dengan BI yang tinggi yang sangat dipengaruhi mineral kuarsa. *Shale* memiliki kuarsa yang lebih sedikit dari pada *sand* dan ditunjukkan dengan AI yang kecil. Parameter BI pada *shale* juga lebih kecil dibanding *sand*. Sumur *South Sinamar-2* memiliki litologi yang cenderung lebih *sand* dibanding sumur Sinamar-1. Hasil AI dan BI menunjukkan sumur *South Sinamar-2* memiliki nilai yang lebih tinggi.

Pada analisis *crossplot* yang telah dilakukan sebelumnya didapat karakter berbanding terbalik antara nilai TOC dan AI. Gambar 12 merupakan hasil konversi *cube* AI menjadi *cube* TOC. Hasil penyebaran TOC dapat teramati dari gradasi nilai TOC rendah yang berada di area sumur *South Sinamar-2* semakin meninggi ke arah sumur Sinamar-1. Nilai TOC meningkat seiring dengan semakin jauhnya pengendapan dari sumber batuan, hal ini juga mengakibatkan karakter litologi yang semakin *shally*.

Gambar 13 menunjukkan hasil penampang AI dan BI. Pada gambar penampang BI dapat dilihat lapisan batuan dengan karakter didominasi oleh karakter *less brittle* dan *less ductile* pada sumur Sinamar-1. Terdapat lapisan dengan karakter *brittle* berada ke arah dan area sumur *South Sinamar-2* (S-SE).

Hasil analisis *sweet spot* dilihat dengan menghitung nilai rata-rata TOC dan BI pada interval Formasi *Upper Sangkarewang*. Gambar 14 merupakan hasil penyebaran dengan nilai rata-rata pada Formasi *Upper Sangkarewang*. *Sweet spot* berada pada area diantara sumur Sinamar-1 dan *South Sinamar-2* ditunjukkan dengan karakter nilai TOC 2-2,34 wt% dan *brittle* > 0,48 yang ditandai dengan garis hitam.

Hal yang perlu diperhatikan adalah penentuan *sweet spot* tidak bisa ditentukan dari satu parameter saja, namun butuh beberapa parameter. Nilai TOC yang tinggi tidak bisa dijadikan satu-satunya acuan untuk dapat sukses dalam proses produksi *shale gas*. Karakter BI lah yang menentukan kualitas suatu batuan untuk bisa dilakukan *fracturing*. Nilai TOC yang tinggi namun gagal dilakukan *fracturing*, tentu hal ini tidak akan memberikan profil produksi yang bagus.

PENUTUP

Kesimpulan

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

1. Penyebaran TOC dapat dibagi menjadi 2 zona utama yaitu zona TOC tinggi yang terletak dibagian utara lapangan atau area *depocenter* dengan nilai rata-rata 2 – 2,52 wt% dan zona TOC dengan nilai rata-rata 1,8 – 2 wt% dibagian selatan lapangan.
2. Penyebaran BI pada litologi *shale* Formasi *Upper Sangkareang* umumnya didominasi oleh karakter *less brittle* (0,32-0,48) namun semakin tinggi atau *brittle* (>0,48) pada bagian S-SE.
3. Area *sweet spot* secara umum berada pada area diantara sumur Sinamar-1 dan *South Sinamar-2* dengan nilai rata-rata TOC 2-2,34 wt% dan *brittle* (>0,48), sedangkan pada interval kedalaman 8620-8720 ft MD sumur Sinamar-

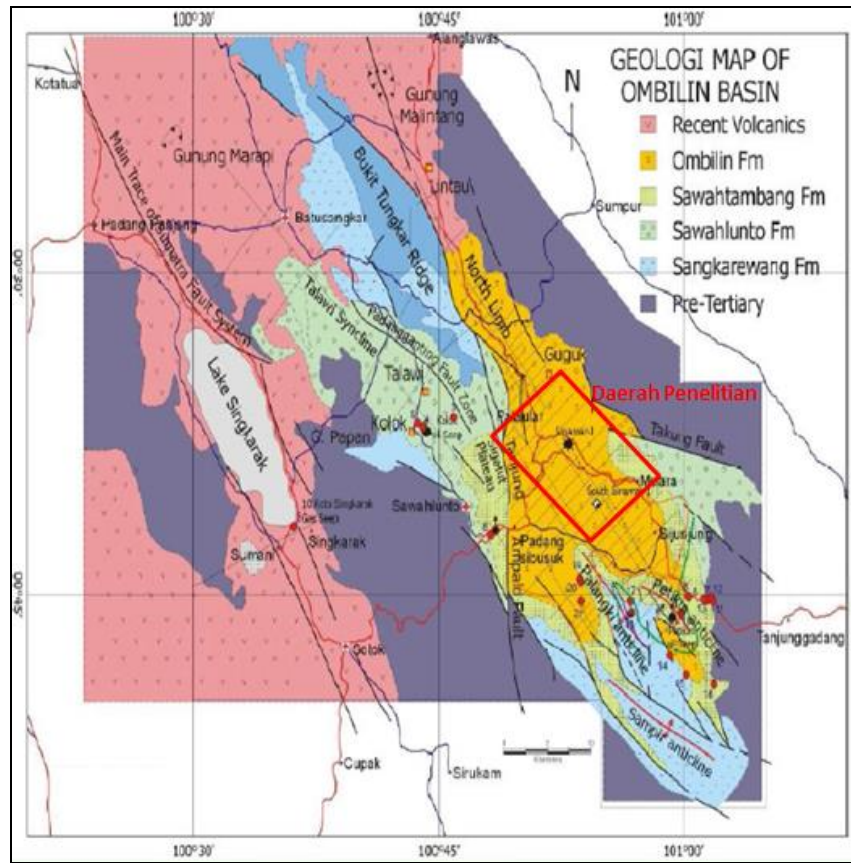
1, *sweet spot* berada di bagian N-NE sebagai *depocenter* pengendapan yang ditunjukkan dengan karakter *brittle* (>0,48) dan area TOC tinggi (>2 wt%).

Saran

Pada penelitian ini terbatas pada data XRD yang tersedia. Sumur Sinamar-1 hanya memiliki satu data semi kuantitatif XRD. Analisis petrofisika perlu dilakukan untuk memahami lebih rinci karakter Formasi Sangkarewang.

DAFTAR PUSTAKA

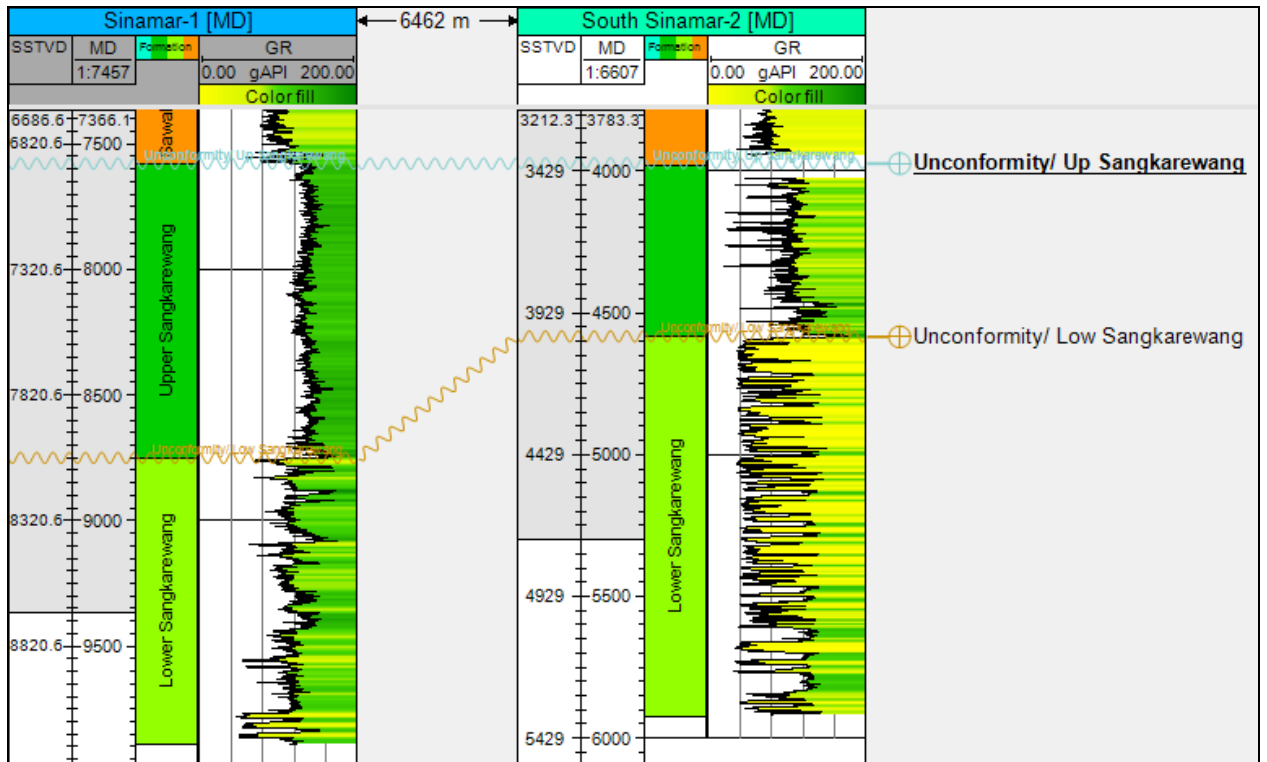
- Fatimah and Ward, C. R., 2009, Mineralogy and organic petrology of oil shales in the Sangkarewang Formation, Ombilin Basin, west Sumatra, Indonesia, *International Journal of Coal Geology* 77, pp 424-435
- Grieser, B., and J. Bray, 2007, Identification of production potential in unconventional reservoirs: *Presented at SPE Production and Operations Symposium*.
- Hood, A., Gutjahr, C.C.M., and Heacock, R.L., 1975, Organic Metamorphism and The Generation of Petroleum: *AAPG Bulletin*, v. 59, p. 986-996.
- Løseth, H., Wensaas, L., Gading, M., Duffaut, K., and Springer, M., 2011, Can hydrocarbon source rocks be identified on seismic data?: *Geology*, 39; no. 12; p. 1167 - 1170.
- Noeradi, D., Djuhaeni, Simanjuntak, B., August 2005. "Rift Play in Ombilin Basin Outcrop, West Sumatra, August", *Proceeding Indonesian Petroleum Association*. IPA05-G-160
- Passey, Q.R., S. Creaney, J.B. Kulla, F.J. Moretti, and J.D. Stroud, 1990, A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs: *AAPG Bulletin*, 74; no. 12; p. 1777 - 1794.
- Sheriff, R.E. and Geldart, L.P., 1995. "Exploration Seismology", 2nd Edition, Cambridge University Press, Cambridge
- Situmorang, B., Yulihanto, B., Guntur, A., Himawan, R., Jacob, T.G., 1991. "Structural Development of The Ombilin Basin West Sumatra", *Proceedings Indonesian Petroleum Association 20th Annual Convention*, Jakarta, IPA 91-11.01.
- Widayat, A. H., Anggayana, K., Syafrizal, Heriawan M. Nur., Dede, A. N., Al Hakim, A. Y., 2013, Organic Matter Characteristics of the Kiliran and Ombilin Oil Shales, Indonesia, *Procedia Earth and Planetary Science* 6 (2013), pp. 94
- Sukmono, S., 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Teknik Geofisika Fakultas Ilmu Kebumihan dan Teknologi Mineral ITB. Bandung, pp. 180.



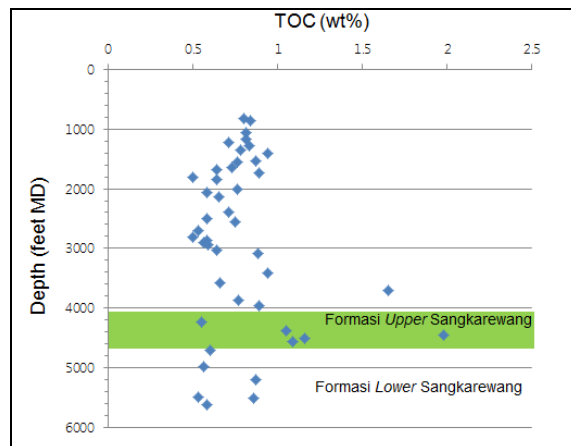
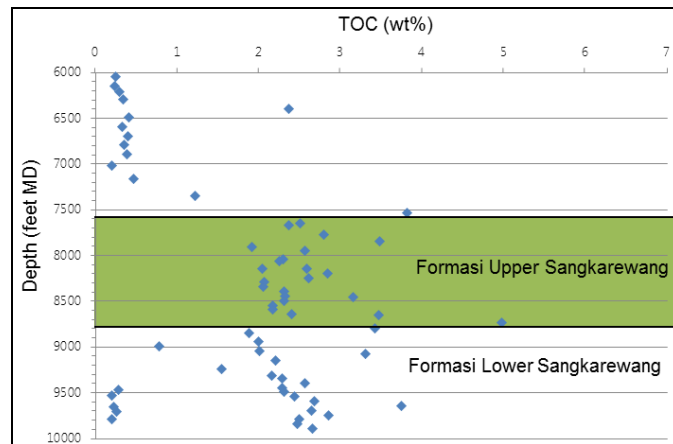
Gambar 1. Peta Geologi Cekungan Ombilin (dimodifikasi dari Koesoemadinata dan Matasak, 1981).

AGE	FORMATION	LITHOLOGIC SYMBOL	DESCRIPTION	DEPOSITIONAL ENVIRONMENT
PLEISTOCENE	RANAU	[Symbol]	Tuff and volcanic breccia	Volcanoclastic
EARLY MIOCENE	N4-N5	OMBILIN	Grey calcareous shales, limestone lens and interbedded sandstone and glauconitic sandstone	Middle Neritic - Inner Neritic
			Interbedded sandstone, siltstone, claystone and coal intercalation.	Transition-Meandering
	SWAHTAMBANG	PORO Mb	Crossbedding conglomeratic sandstone and massive sandstone	Braided river
			Interbedded conglomeratic sandstone and grey shales	Meandering
OLIGOCENE	SAWAHLUNTO	[Symbol]	Interbedded Sst, Shale, carb. Shale and Coal intercalation	Swamp-Meander Proximal Alluvial Fan
UPPER EOCENE	SANGKAREWANG	BRANI	Calc. shales, dark grey, Conglomerates papy, slump, thin breccias, purple sandstone violet, poorly sorted, intercalation, and fish poorly bedded fossil	Lake Alluvial Fan
			Pluton granite Tuhur : Phyllite, Limestone Silungkang : Limestone, Andesite, basaltis Kuantan : marbles, slate and Quartzite	Mergui Terrane

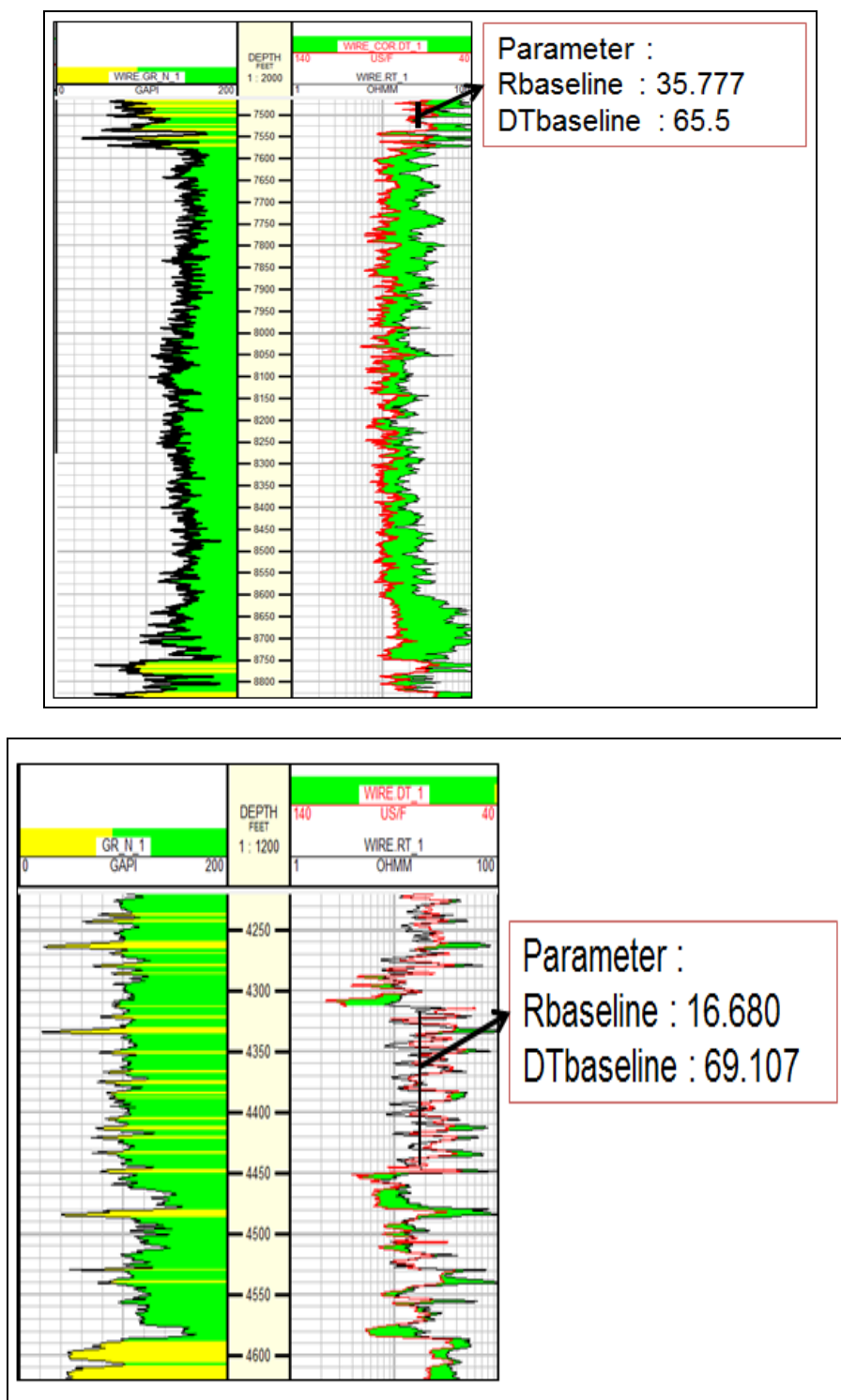
Gambar 2. Kolom Stratigrafi Cekungan Ombilin (Noeradi dkk., 2005).



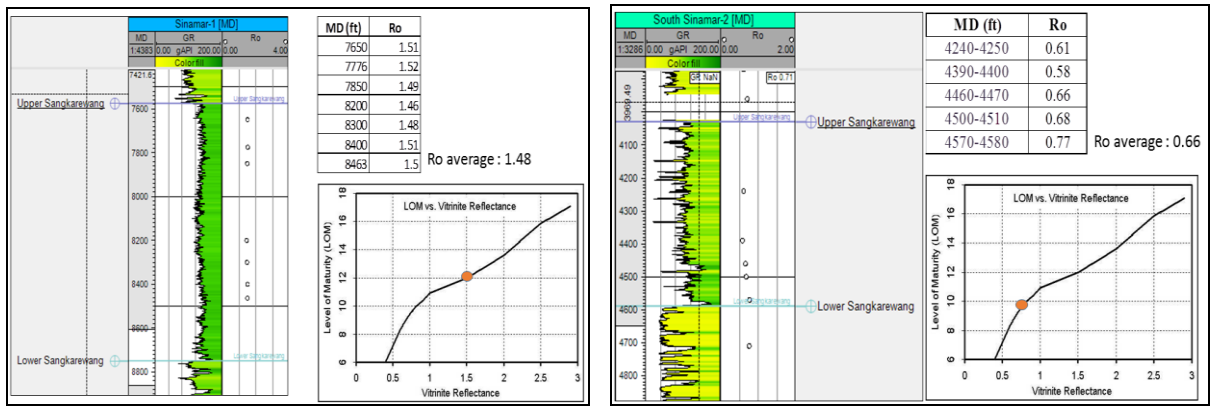
Gambar 3. Korelasi stratigrafi sumur Sinamar-1 dan South Sinamar-2.



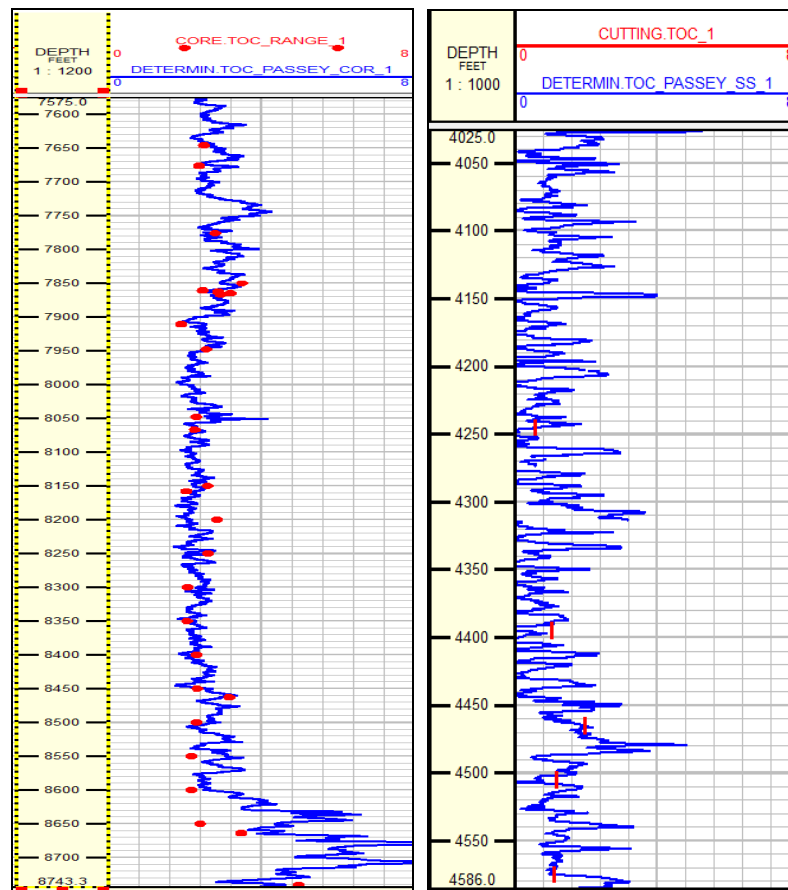
Gambar 4. Plotting nilai TOC terhadap kedalaman sumur Sinamar-1 (kiri) dan South Sinamar-2 (kanan).



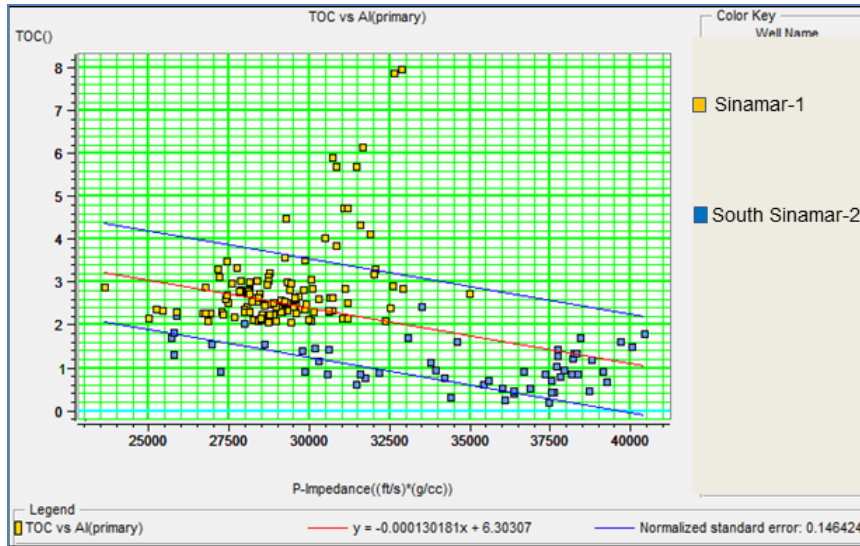
Gambar 5. Overlay log DT dan log Resistivitas untuk penentuan nilai *baseline* pada sumur Sinamar-1 (kiri) dan South Sinamar-2 (kanan).



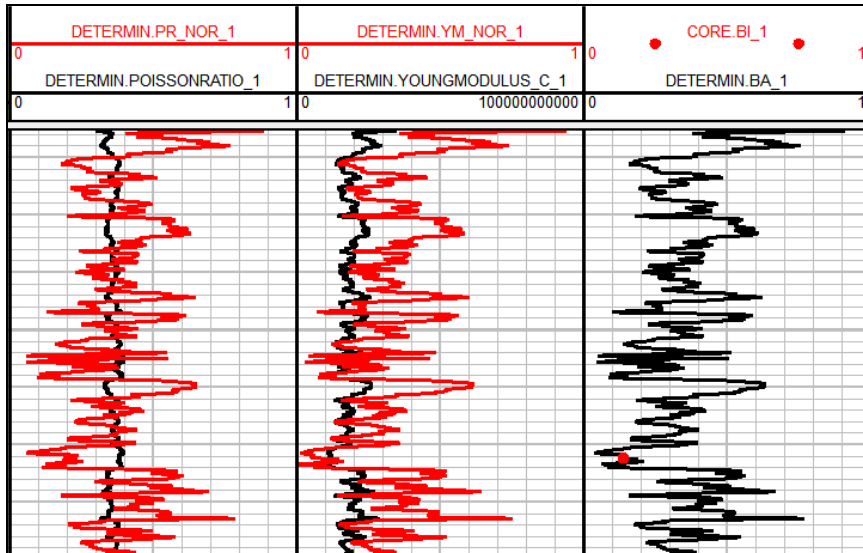
Gambar 6. Penentuan nilai LOM sumur Sinamar-1 (kiri) dan *South Sinamar-2* (kanan).



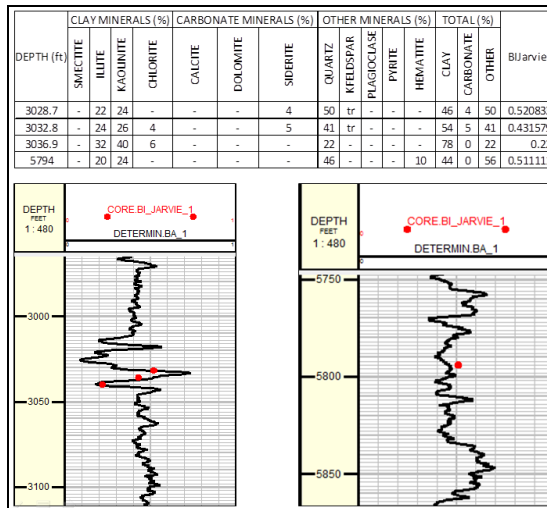
Gambar 7. Hasil log TOC (biru) dengan kalibrasi data sampel (merah) sumur Sinamar-1 (kiri) dan *South Sinamar-2* (kanan).



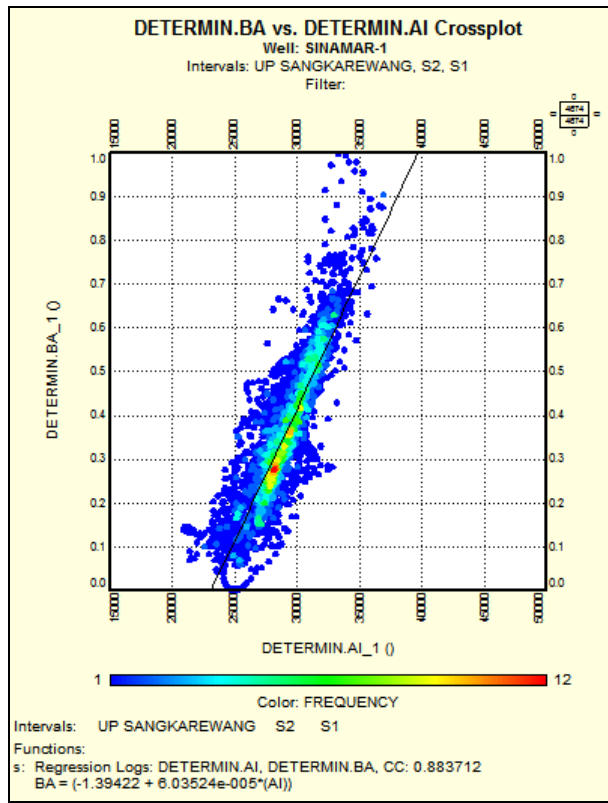
Gambar 8. Crossplot log TOC vs log AI yang telah difilter dengan nilai setiap 10 ft sumur Sinamar-1 dan South Sinamar-2.



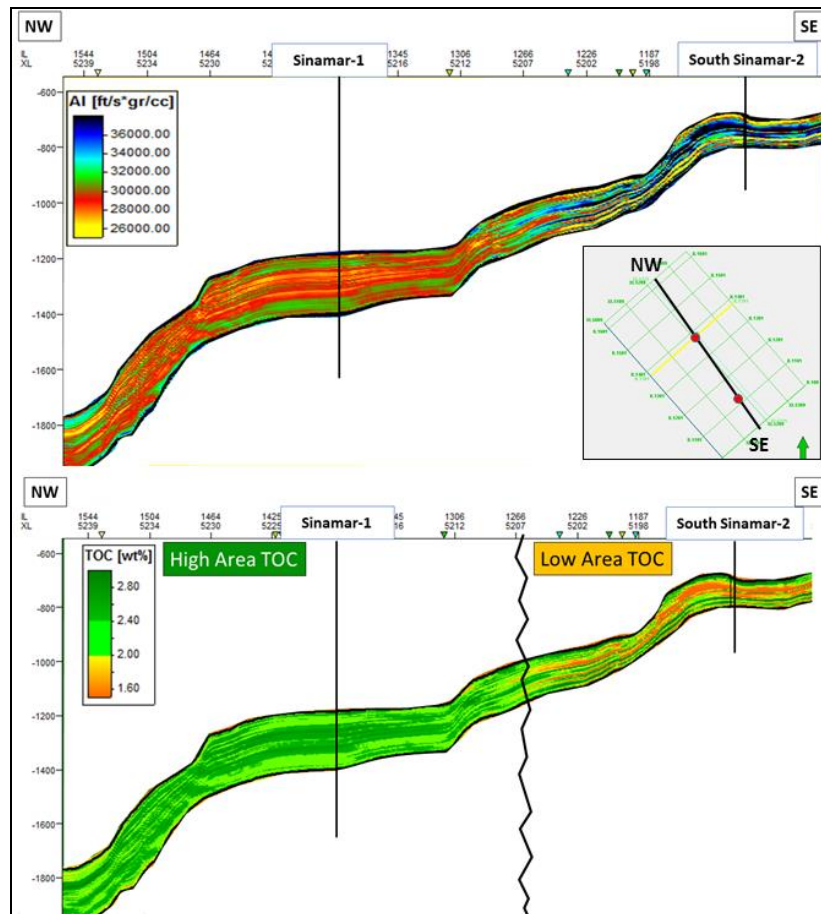
Gambar 9. Pembuatan log PR, YM, dan BA sumur Sinamar-1 dengan plot sampel BI_{Jarvie} (titik merah).



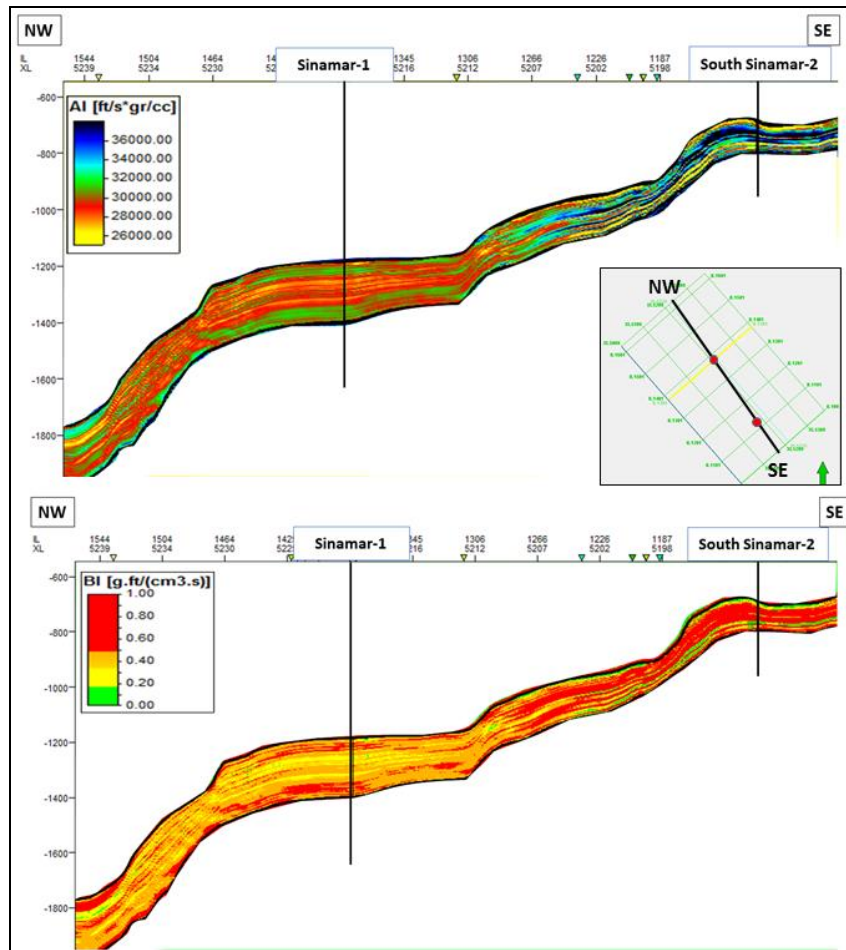
Gambar 10. Plotting log BI dengan sampel BI_{Jarvie} sumur South Sinamar-2



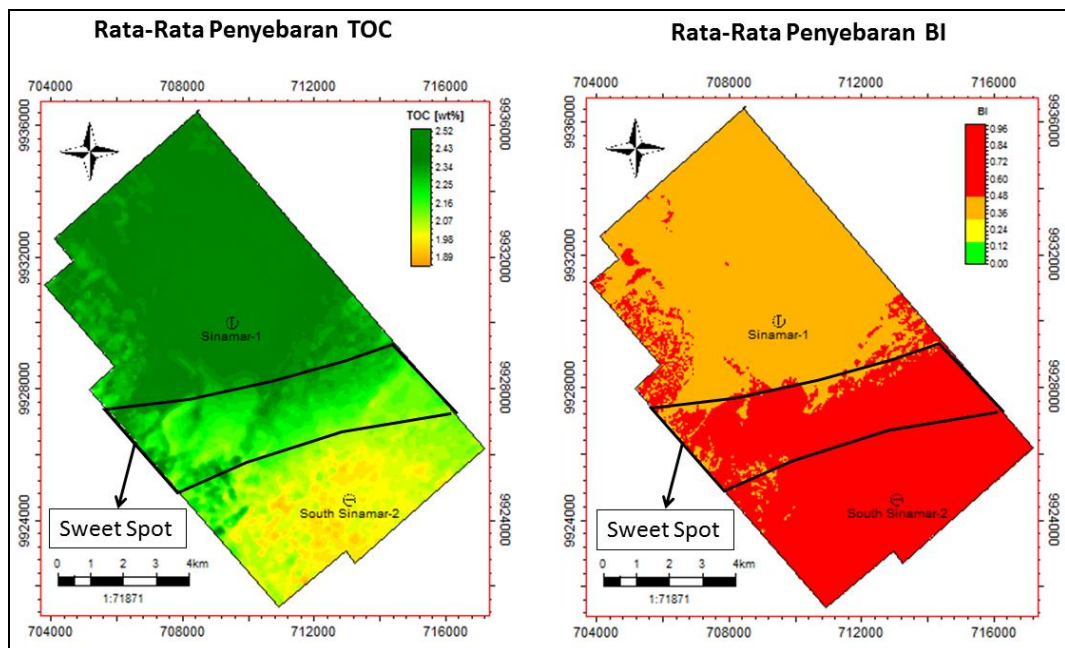
Gambar 11. Crossplot BI vs AI sumur Sinamar-1 (kiri).



Gambar 12. Hasil konversi AI (atas) menjadi TOC (bawah).



Gambar 13. Hasil konversi AI (atas) menjadi BI (bawah).



Gambar 14. Peta penyebaran rata-rata TOC dan BI dengan interval Formasi *Upper Sangkarewang*.

