

Studi Material Organik Batuan Induk Sebagai Sumber Batuan Hidrokarbon Lapangan 'X' Berdasarkan Data Geokimia

Harsano Jayadi^{1*}, Windi Lestari², Icha Untari Meidji³, Widi Atmoko⁴

¹ Program Studi Teknik Geofisika, Universitas Tadulako, Indonesia

² Program Studi Teknik Geologi, Universitas Tadulako, Indonesia

³ Program Studi Fisika, Universitas Negeri Gorontalo, Indonesia

⁴ Patra Nusa Data, Taman Tekno BSD Tangerang, Banten, Indonesia

ARTICLE INFO

Riwayat Artikel:

Draft diterima: 19 Juni 2023

Revisi diterima: 5 September 2023

Diterima: 5 September 2023

Tersedia Online: 29 Oktober 2023

Corresponding author: harsanoj@gmail.com

ABSTRAK

Adanya peningkatan akan kebutuhan minyak dan gas bumi membuat suatu kegiatan eksplorasi untuk memproduksi adanya hidrokarbon yang berada di berbagai cekungan maupun dengan cara melakukan penemuan cadangan baru. Hal ini pula yang dilakukan di cekungan Kutai di Pulau Kalimantan bagian timur dengan menggunakan analisis kuantitatif berupa korelasi antara log geofisika dengan data inti batuan dan analisis kualitatif berupa menganalisis data geokimia yang berasal dari batuan induknya. Untuk mengetahui karakteristik dari batuan induk hidrokarbon pada ketiga sumur uji dilakukan dalam tiga tipe, yaitu kekayaan material organik, tipe material organik dan tingkat kematangannya. Untuk sumur uji Maaui-1, Wahau-1 dan Tengkawang-1, kandungan material organiknya mempunyai tipe sangat baik untuk menjadi batuan induk. Dalam hal material organik, ketiga sumur digolongkan memiliki potensi hidrokarbon yang bernilai sedang-istimewa sehingga sangat potensial menghasilkan minyak dan gas bumi. Sedangkan untuk sifat kandungan materialnya, ketiga sumur ini mempunyai tingkat kematangan batuan induk berupa *mature* sehingga sangat berpotensi sebagai batuan induk yang baik.

Kata kunci: Batuan Induk, Minyak dan Gas Bumi, Geokimia, Mature

ABSTRACT

The need for oil and gas has led to increased exploration to produce hydrocarbons in various basins and discover new reserves. This was also done in the Kutai basin on the eastern island of Kalimantan using a quantitative correlation between geophysical logs and rock core data and qualitative analysis by analyzing geochemical data derived from the host rock. To determine the characteristics of the hydrocarbon source rock in the three test wells, three types were analyzed, namely organic material richness, organic material type, and maturity level. For the Maaui-1, Wahau-1, and Tengkawang-1 test wells, the organic material content has an excellent type to become source rock. In terms of organic matter, all three wells have medium-special hydrocarbon potential and, therefore, high potential to produce oil and gas. As for the nature of the material content, the three wells have a mature level of the source rock, making them very potential as the very good source rock.

Keywords: Source Rock, Oil and Gas, Geochemistry, Mature

1. PENDAHULUAN

Adanya keberadaan *Brown Field* di Indonesia yang semakin banyak menuntut kegiatan eksplorasi dilakukan untuk peningkatan produksi dari hidrokarbon dari beberapa cekungan di lapangan yang sudah ada. Beberapa metode yang sudah digunakan dalam eksplorasi sangat membantu dalam aktivitas produksi dan pencarian hidrokarbon, seperti metode inversi untuk identifikasi persebaran [1], [2], analisis petrofisika baik untuk mengetahui zona prospek [3]–[5] maupun untuk karakterisasi kandungan yang

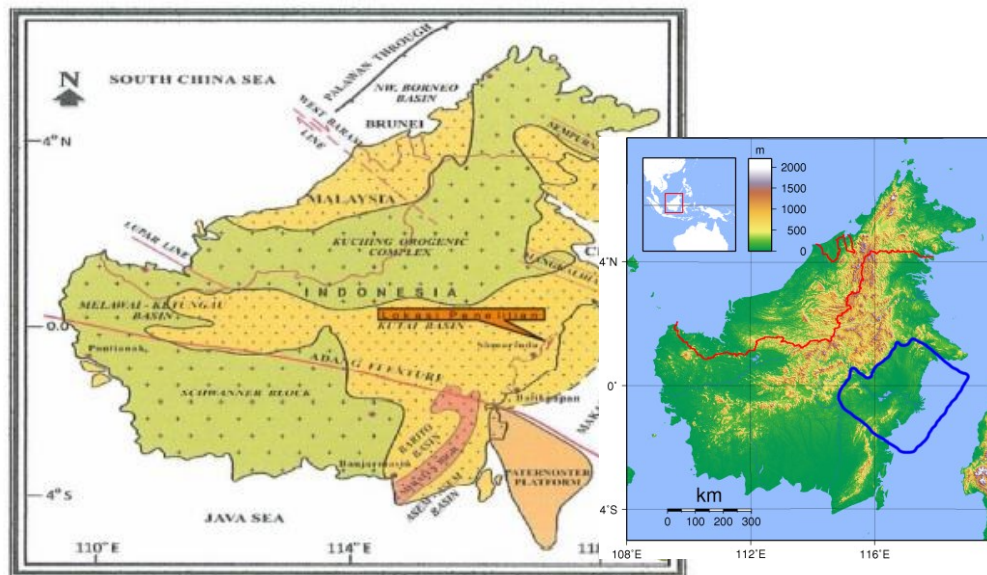
ada dalam cekungan tersebut [6]. Saat ini, aktivitas dalam eksplorasi minyak dan gas bumi hanya berfokus pada reservoir dan jebakan (*trap*) saja [7], tetapi untuk mengetahui evaluasi untuk kandungan batuan reservoir hidrokarbon dan sistem migrasi kurang menjadi perhatian.

Salah satu parameter dalam *petroleum system* yang berperan dalam penghasil hidrokarbon adalah batuan induk [8]. Hal ini dikarenakan di dalam batuan induk terdapat kandungan material organik yang sangat mempengaruhi kualitas dari hidrokarbon. Menurut Walpes [9], batuan induk yang sangat baik itu memiliki kandungan organik yang lebih dari 0,5% sehingga mampu akan menggenerasikan adanya hidrokarbon yang sangat baik. Dalam eksplorasi hidrokarbon, batuan induk mempunyai sifat dalam memproduksi adanya hidrokarbon yang sangat cukup dalam melakukan suatu migrasi sampai menuju tempat minyak dan gas bumi tersebut mengalami akumulasi [10].

Keberadaan pembentukan hidrokarbon sangat dipengaruhi oleh batuan induk, sehingga perlu dilakukan kajian untuk analisis kandungan organik, tingkat kematangan dan penyebaran yang terdapat dalam suatu cekungan. Oleh karena itu, dalam penelitian ini, kami mengambil data geokimia dan geologi secara integrasi untuk mengidentifikasi karakteristik dari batuan induk untuk menentukan tingkat kelayakan sebagai penghasil hidrokarbon.

2. METODE PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan di cekungan Kutai yang terletak di Pulau Kalimantan bagian timur dengan luasan 165.000 km² dan pada kedalaman 12.000 – 14.000 meter. Cekungan ini berumur Tersier, dimana jebakan minyak dan gas terdapat pada batuan batupasir yang berumur *Miosen* dan *Pleistosen* [11]. Gambar 1 merupakan lokasi penelitian yang terletak di Cekungan Kutai.



Gambar 1. Tempat daerah penelitian yang terletak di Pulau Kalimantan bagian timur (kotak orange dan biru) yang digabung dengan model fisiografi Pulau Kalimantan [12]

Metode yang digunakan dalam penelitian ini meliputi kuantitatif dan kualitatif. Adapun metode kuantitatif digunakan dalam penilaian log geofisika yang dikoreksikan dengan data inti batuan agar mendapatkan data yang optimal. Sedangkan metode kualitatif digunakan dalam menganalisis karakteristik geokimia dari batuan induk. Data awal yang digunakan dalam penelitian ini bersumber dari Pusat Data dan Teknologi Informasi Energi dan Sumber Daya Mineral yang terdiri dari data geokimia, berupa TOC (*total organic carbon*), tipe kerogen, *rock-eval pyrolysis*, R_o dan T_{max} , serta data *side wall core* dan data *well log*.

Analisis data TOC merupakan tahapan awal yang dilakukan untuk menentukan kandungan material organik dalam bentuk batuan induk. Nilai S_1 , S_2 , S_3 , HI dan OI digunakan untuk menentukan tipe kerogen, nilai T_{max} dan R_o untuk mengetahui tingkat kematangan batuan induk tersebut. Dari tahapan tersebut diperoleh bagaimana prospek batuan induk yang mampu menghasilkan hidrokarbon. S_1 menyatakan suatu hidrokarbon bebas dimana sampel dilepaskan tanpa melalui pemecahan kerogen. S_2 merupakan volume hidrokarbon yang terbentuk selama *pyrolysis* termal dan sebagai penghasil *oil prame*. S_3 merupakan total CO_2 yang dihasilkan selama pirolisis kerogen. HI (hidrogen indeks) hasil dari $(S_2/TOC) \times 100$, jika nilai HI tinggi maka batuan induk didominasi *oil prame* dan OI adalah oksigen indeks yang merupakan hasil dari $S_3/TOC \times 100$ yang mana batuan induk didominasi oleh *gas prame* jika OI tinggi [9].

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

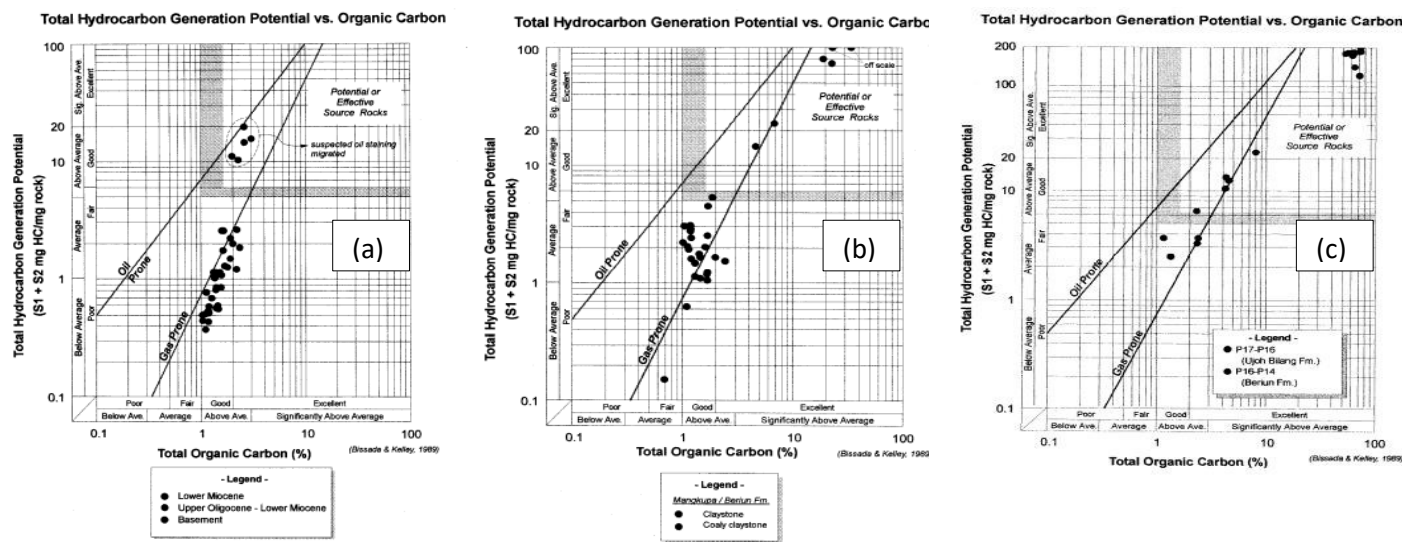
Berdasarkan karakteristik batuan induk hidrokarbon yang berupa kekayaan material organik, tipe material organik dan tingkat kematangannya dihasilkan bentuk kekayaan material organik menggunakan TOC [13], yang mengacu pada potensi batuan induk berdasarkan TOC, tipe material organik dan produk yang dihasilkan menggunakan metode TOC dan *Rock-Eval Pyrolysis*, hasil analisis ini mengacu pada perbandingan nilai HI dan OI sehingga dapat mengetahui tipe kerogen serta metode *Rock-Eval Pyrolysis* (Tmax) dan *Vitrinite Reflertance* sehingga dapat mengetahui parameter geokimia dalam penentuan fasa kematangan termal [13].

Hasil analisis prospek batuan induk hidrokarbon untuk sumur Maaui-1 yang memiliki kedalaman 20,0- 1200,0 *feetMD* dengan nilai TOC berkisar antara 0,06% - 3,5%, nilai HI berkisar antara 15 -100 dan nilai OI 37 - 384 dengan tipe kerogen III yang cenderung menghasilkan gas. Nilai Tmax berkisar antara 380°C - 459°C yang menunjukkan suatu kematangan yang *mature*. Analisis *reflektansi vitrinit* yang diambil pada kedalaman sebelumnya diperoleh nilai rata-rata RO 0,51%, nilai *max reflectance* 0,70% dan *min reflectance* 0,49%, sehingga disimpulkan bahwa tingkat kematangan *mature* [13].

Berbeda dengan sumur Wahau-1 yang memiliki kedalaman 75,00-1015,55 *feetMD*, nilai TOC berkisar antara 0,29% - 34,54%, nilai HI 38 - 462 dengan tipe kerosen III yang cenderung menghasilkan gas. Nilai Tmax berkisar antara 443% - 459% yang menunjukkan tingkat yang *mature*. Analisis *reflektansi vitrinit* yang diambil pada kedalaman 465,00-1480,00 *feetMD* yang mempunyai nilai rata-rata RO 0,65%, nilai *max reflectance* 0,78% dan *min reflectance* 0,52%, sehingga memiliki tingkat kematangan *mature* [13].

Untuk sumur Tengkwang-1, analisis dilakukan pada kedalaman 30,0 - 2542,0 *feetMD*. Nilai TOC berkisar antara 0,10% - 72,78%, nilai HI 144 - 306 dengan model tipe kerosen II/III yang cenderung menghasilkan minyak dan gas sehingga berpotensi sebagai batuan induk yang *mixed*. Nilai Tmax berkisar antara 435% - 452% yang menunjukkan tingkat kematangan *immature-mature*. Analisis *reflektansi vitrinit* pada kedalaman di atas mempunyai nilai rata-rata 0,51%, nilai *max reflectance* 0,75% dan *min reflectance* 0,35% yang disimpulkan sebagai kematangan yang *mature* [13].

Berdasarkan hasil analisis yang mengacu pada klasifikasi [13], menunjukkan bahwa secara umum potensi dan kandungan material organik pada setiap sumur uji sangat bervariasi, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.



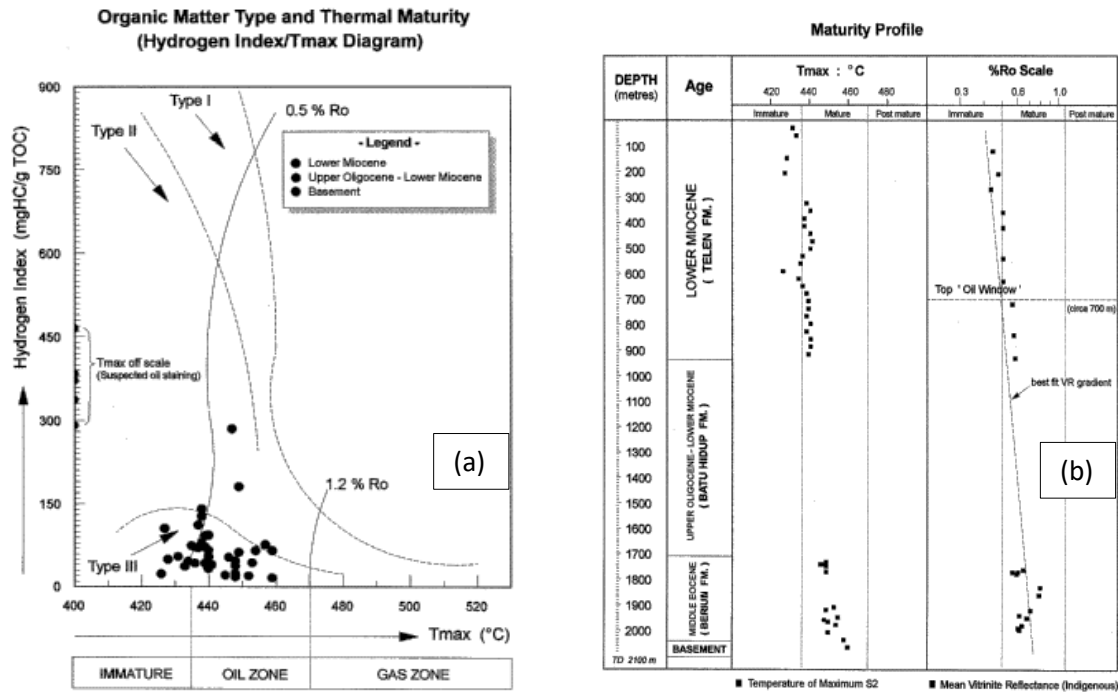
Gambar 2. Diagram total hydrocarbon generation potential vs total organic carbon, (a) Sumur Maaui-1 (b) Sumur Wahau-1 dan (c) sumur Tengkwang-1

Pada sumur Maaui-1, nilai TOC berkisar antara 0,06% - 3,15% yang mempunyai potensi kandungan material organik bervariasi dari buruk hingga sangat baik, dimana tipe kerogen yang diperoleh bernilai III (Gambar 2a). Hal serupa juga ditunjukkan pada Sumur Wahau-1, dimana nilai TOC berkisar antara 0,29% - 34,54% yang mana mempunyai potensi kandungan material organik baik hingga sangat baik dan mempunyai tipe kerogen III (Gambar 2b). Pada sumur Tengkwang-1 diperoleh nilai TOC 0,10% - 72,78% dengan kandungan material organik cukup bervariasi dari buruk hingga istimewa, dimana tipe kerogen yang diperoleh bernilai III (Gambar 2c).

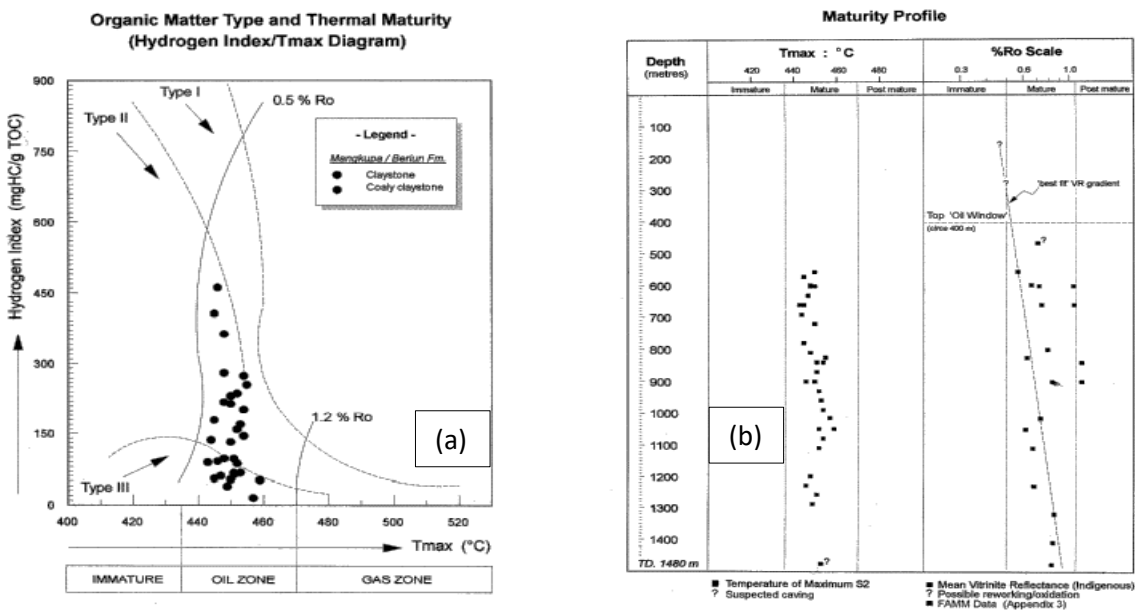
Berdasarkan nilai-nilai yang diperoleh tiap sumur, baik sumur Maaui-1, sumur Wahau-1 dan sumur Tengkwang-1, diinterpretasikan bahwa semua sumur berpotensi menjadi batuan induk. Hal ini terlihat dari nilai TOC yang sebagian besar memperoleh klasifikasi sedang-istimewa (0,06% - 72,78%). Namun nilai kerogen yang terdapat batuan sedimen dengan kadar TOC lebih dari 1% biasanya akan teroksidasi, tetapi batuan sedimen dengan kadar TOC lebih dari 1% biasanya memiliki potensi yang besar [9]. Pada beberapa batuan, kadar TOC antara 1 hingga 2 persen berasosiasi dengan lingkungan pengendapan pertengahan

antara oksidasi dan reduksi, tempat material organik yang kaya akan lemak disimpan dan berpotensi membentuk minyak bumi. Di sisi lain, lingkungan dengan kadar TOC lebih dari 2 persen biasanya berasal dari lingkungan reduksi yang lebih baik.

Untuk mengetahui tingkat kematangan material organik dengan analisis nilai Tmax dan Ro [13] dilakukan plot silang antara Tmax dan H, kedalaman dan nilai Ro. Pada sumur Maaui-1 memiliki Tmax 380°C – 459°C, Ro berkisar 0,44% - 0,80% yang menunjukkan suatu kematangan yang bersifat *mature*. Hal serupa juga menunjukkan hasil *mature*, jika dilakukan plotting silang antara nilai Tmax dan Hi serta plotting kedalaman dan Ro yang sama-sama mempunyai tingkat kematangan yang bersifat *mature*, seperti yang ditunjukkan oleh Gambar 3 (a) dan (b).



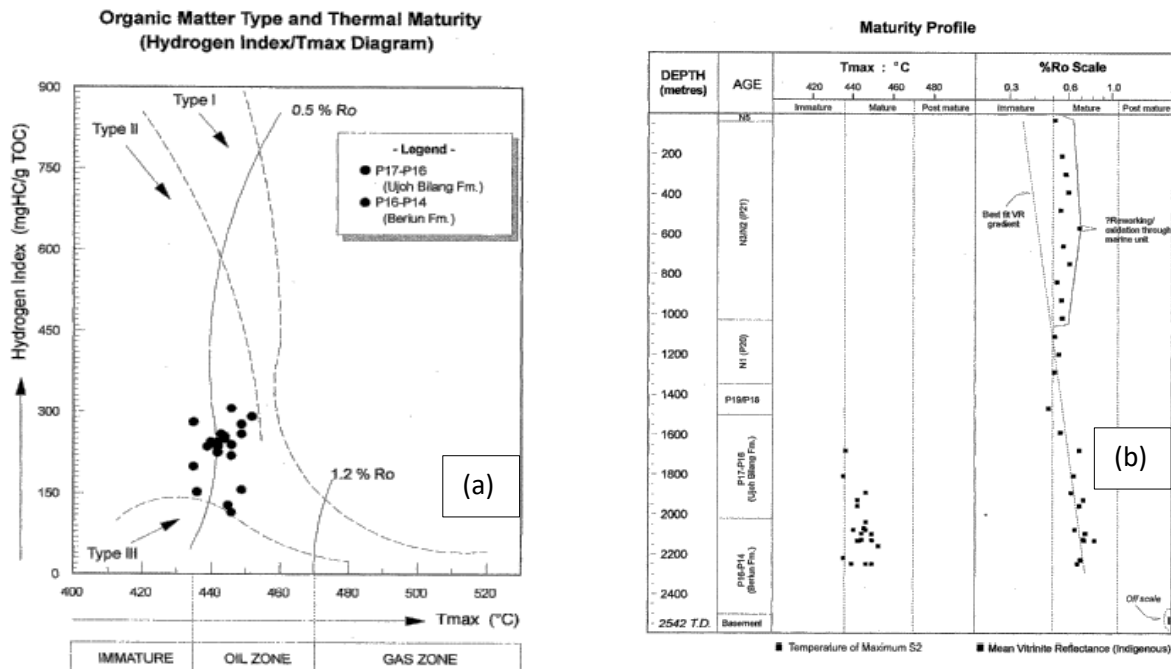
Gambar 3. (a) Diagram organic matter type dan thermal maturity sumur Maau-1 (b) Maturity profile di sumur Maau-1



Gambar 4. (a) Diagram organic matter type dan thermal maturity sumur Wahau-1 (b) Maturity profile di sumur Wahau-1 Pada sumur Wahau-1 diperoleh nilai Tmax berkisar antara 443°C – 454°C, nilai Ro 0,57% - 0,85% yang menunjukkan tingkat kematangan yang *mature*. Tingkat kematangan ini juga diperoleh dari hasil plotting silang antara nilai Tmax dan HI serta kedalaman

dan Ro (Gambar 4a dan 4b). Nilai TOC di sumur Tengkwang-1 mempunyai Tmax 435°C – 452°C, nilai Ro berkisar antara 0,52% - 2,95% yang menunjukkan kriteria tingkat kematangannya bersifat *mature*. Hal ini juga dibuktikan dengan hasil *ploting* silang antara nilai Tmax dan HI serta nilai kedalaman dan Ro yang mempunyai kriteria tingkat kematangannya didominasi bersifat *mature* (Gambar 5a dan 5b).

Berdasarkan nilai-nilai yang diperoleh tiap sumur untuk tingkat kematangan organik, dapat diinterpretasikan bahwa kematangan organik ini sangat dipengaruhi dan dikontrol oleh suhu dan waktu. Jika suhunya mengalami kenaikan dan dalam jangka waktu yang lama, hal ini akan mengakibatkan sifat kerogen berubah menjadi hidrokarbon. Oleh karena itu, dari sumur Maau-1, Wahau-1 dan Tengkwang-1 dapat diinterpretasikan bahwa memiliki tingkat kematangan *mature* sehingga sangat berpotensi sekali untuk menjadi batuan induk karena mempunyai tingkat kematangan yang mampu menggenerasikan hidrokarbon menuju *oil window*, nilai suhunya sudah mendekati *gradien geotermal* dan umur batuan yang sangat matang.



Gambar 5. (a) Diagram *organic matter type* dan *thermal maturity* sumur Tengkwang-1 (b) *Maturity profile* di sumur Tengkwang-1

4. KESIMPULAN

Kandungan material organik di sumur Maau-1, sumur Wahau-1 dan sumur Tengkwang-1 sangat baik menjadi batuan induk, hal ini dilihat dari nilai TOC yang semakin besar dengan kriteria sedang-istimewa yang nilainya berkisar 0,06% - 72,78%. Untuk material organik, ketiga sumur yang dilakukan analisis mempunyai potensi sumber hidrokarbon sedang-istimewa dengan kecenderungan menghasilkan gas dan minyak bumi yang berfungsi sebagai batuan sumber yang sangat efektif. Dalam hal kematangan material organik, ketiga sumur tersebut memiliki tingkat kematangan *mature* sehingga dapat berpotensi sebagai batuan induk, ini dikondisikan dengan adanya kematangan yang sudah mampu memproduksi hidrokarbon. Oleh karena itu, dengan hasil identifikasi dari nilai dan karakteristik dari aspek di atas, dapat dikatakan bahwa daerah penelitian ini sangat berpotensi untuk menjadi batuan induk yang efektif, prospek, dan ekonomis.

5. UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih kami sampaikan untuk Patra Nusa Data sebagai tempat untuk analisis data, Pusat Data dan Teknologi Informasi Energi Dan Sumber Daya Mineral sebagai penyedia data yang digunakan dalam penelitian ini, dan untuk semua tim riset yang telah bekerja keras untuk pengembangan riset ini sampai selesai. Teruntuk kampus Universitas Tadulako sebagai fasilitator untuk menyelesaikan naskah artikel ini.

6. REFERENSI

- [1] H. Jayadi, "Identifikasi Persebaran Litologi Reservoir Batupasir Menggunakan Analisis Seismik Inversi Impedansi Elastik di Lapangan Najlaa Formasi Cibulakan Cekungan Jawa Barat Utara," *Jurnal Fisika (Fisika Sains dan Aplikasinya)*, vol. 1, no. 2503 5274, hlm. 99–105, 2006.
- [2] M. R. Harun, L. A. Sandria, A. S. Ilhami, A. Sukmatiawan, dan M. Razi, "Sandstone Reservoir Distribution of Cibulakan Formation Using Seismic Inversion Method: Extended Elastic Impedance (EEI), in Cemara Field, North West Java Basin," *Indonesian Petroleum Association*, 2013.
- [3] M. Abduh, H. Jayadi, W. Atmoko, dan I. U. Meidji, "Analisis Petrofisika Untuk Penentuan Zona Prospek Reservoir Hidrokarbon di Lapangan 'X' Cekungan Banggai," *Konstan-Jurnal Fisika Dan Pendidikan Fisika*, vol. 5, no. 1, hlm. 1–9, 2020.
- [4] M. N. D. Ramadhan, I. Syafri, F. Mohamad, dan K. Alfadli, "Analisis Petrofisika Dalam Penentuan Zona Hidrokarbon Formasi Talang Akar Lapangan 'DR' Cekungan Sumatera Selatan Berdasarkan Data Batuan Inti Dan Data Sumur.," *Padjajaran Geoscience Journal*, vol. 3, no. 1, hlm. 78–85, 2019.
- [5] R. Septianingrum, H. Nugroho, W. K. Hidajat, H. Rachman, dan Y. Heriadji, "Penentuan Zona Prospek Reservoir Hidrokarbon Pada Tahap Eksplorasi Dengan Analisis Petrofisika Formasi Baturaja Lapangan 'Irfa' Blok Sekayu Cekungan Sumatera Selatan," *Geological Engineering E-Journal*, vol. 6, no. 2, hlm. 531–553, 2014.
- [6] I. U. Meidji, H. Jayadi, B. G. M. Saka, A. Wahyuni, dan R. Purwanti, "Karakterisasi Reservoir Berdasarkan Analisis Petrofisika Batuan Dalam Penentuan Litologi dan Kandungan Hidrokarbon di Cekungan Banggai," *Jurnal Pendidikan Fisika*, vol. 2, 2019.
- [7] A. H. Satyana, D. Nugroho, dan I. Surantoko, "Tectonic controls on the hydrocarbon habitats of the Barito, Kutei, and Tarakan Basins, Eastern Kalimantan, Indonesia: major dissimilarities in adjoining basins," *Journal of Asian Earth Sciences*, vol. 17, no. 1, hlm. 99–122, Feb 1999, doi: 10.1016/S0743-9547(98)00059-2.
- [8] L. B. Magoon dan W. G. Dow, "The Petroleum System: Chapter 1: Part I. Introduction," vol. 77, hlm. 3–24, 1994.
- [9] D. W. Waples, *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Springer Science & Business Media, 2013.
- [10] L. Lonergan, "J. M. Hunt 1995. Petroleum Geochemistry and Geology, 2nd ed. xx + 743 pp. New York: W. H. Freeman. Price £27.95 (hardcovers). ISBN 0 7167 2441 3.," *Geological Magazine*, vol. 133, no. 4, hlm. 505–505, Jul 1996, doi: 10.1017/S0016756800007755.
- [11] A. Guntoro, "The formation of the Makassar Strait and the separation between SE Kalimantan and SW Sulawesi," *Journal of Asian Earth Sciences*, vol. 17, no. 1–2, hlm. 79–98, Feb 1999, doi: 10.1016/S0743-9547(98)00037-3.
- [12] E. Biantoro, B. P. Muritno, dan J. M. B. Mamuaya, "Inversion Faults as the Major Structural Control in the Northern Part of the Kutai Basin, East Kalimantan," *Indonesian Petroleum Association*, vol. 1, hlm. 45–68, 1992.
- [13] K. E. Peters dan M. R. Cassa, "Applied Source Rock Geochemistry: Chapter 5: Part II. Essential Elements," vol. 77, hlm. 93–120, 1994.