

## Tingkat Karakteristik Batuan Induk Sebagai Sumber Kandungan Minyak dan Gas Bumi : Studi Kasus Cekungan Lariang-Karama-Sulawesi Barat

Icha Untari Meidji<sup>1\*</sup>, Dewa Gede Eka Setiawan<sup>1</sup>, Ainun Purnama Sari<sup>2</sup>, Widi Atmoko<sup>3</sup>, Harsano Jayadi<sup>4</sup>

<sup>1)</sup> Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Negeri Gorontalo

<sup>2)</sup> Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Tadulako

<sup>3)</sup> Patra Nusa Data, Taman Tekno BSD Tangerang, Banten

<sup>4)</sup> Program Studi Teknik Geofisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Tadulako

\* Correspondence e-mail : [ichauntarimejji10@gmail.com](mailto:ichauntarimejji10@gmail.com)

### ARTICLE INFO

#### Article History :

Received : 16 February 2023

Accepted : 1 July 2023

Available online : 30 July 2023

#### Keywords :

Oil and Gas;

Geochemical;

Source Rock;

Immature

### ABSTRACT

The need for oil and gas is increasing. This increases exploration and exploitation activities in oil and gas through production by searching for new reserves or developing old fields. This research was conducted in western Sulawesi, Lariang Basin in the Kalumpang Formation, Budung-Budung Formation, Lisu Formation and Pasang Kayu Formation, which is dominated by massive sedimentary basins. This research was conducted with quantitative and qualitative analyses of geophysical log data with rock data and correlation between geochemical data and data from source rocks. Source rock characterization was carried out by analyzing organic material content, organic material type and maturity level. The three test wells were analyzed so that it can be interpreted that the organic material content does not have good potential as a source rock with the type of organic material in the medium category that produces gas but is not effective, so the maturity level is obtained immature which does not have good potential as an effective source rock but can produce oil and gas in small quantities.

## 1. Pendahuluan

Sumber energi yang berasal dari hidrokarbon (minyak dan gas bumi) merupakan hal yang sangat penting pada saat ini untuk menjadi salah satu faktor dalam kemajuan perekonomian negara. Untuk itu, sangat perlu diperhatikan tingkat eksplorasinya dengan melakukan studi cadangan baru dan pengembangan wilayah lapangan hidrokarbon yang bersifat lama [1].

Di Indonesia, jumlah cadangan minyak dan gas bumi mencapai  $\pm$  2.44 miliar barel [2] yang tersebar di seluruh pulau yang ada di Indonesia. Saat ini, beberapa eksplorasi hidrokarbon dilakukan di semua lapangan minyak dan gas bumi guna untuk memenuhi permintaan industri. Eksplorasi tersebut dilakukan dengan metode yang canggih, seperti melakukan pengembangan pola karakteristik dari reservoir dengan inversi impedansi akustik [3,4], analisa prospek dengan

petrofisika [5-7], karakteristik menggunakan impedansi elastik yang dikombinasikan dengan data log [7-10], extended elastic impedance (EEI) untuk menentukan zona prospek hidrokarbon dalam suatu lapangan [11]. Untuk itu, perlu diupayakan dengan lagi dengan menganalisis petroleum system yang dikombinasikan dengan data geokimia, sehingga diharapkan mampu menambah informasi akan adanya karakteristik dari reservoir khususnya batuan induk yang menjadi sumber penting akan adanya hidrokarbon [12].

## 2. Metodologi Penelitian

Lokasi penelitian yang dilakukan di daerah Sulawesi Barat ini terbentuk pada pra-tercier sampai pliosen dengan beberapa formasi, diantaranya formasi Kalumpang, formasi Budung-Budung, formasi Lisu dan formasi Pasang Kayu. Hal ini mengakibatkan adanya perbedaan tingkat ketebalan tiap formasi, untuk formasi Kalumpang memiliki ketebalan 3200 m, formasi Budung-Budung dengan ketebalan 1000-2000 m, formasi Lisu dengan ketebalan 2000 m dan formasi Pasangkayu 2000 – 3500 m [13,14]. Cekungan ini merupakan cekungan dengan penghasil minyak dan gas bumi yang optimal yang didominasi adanya cekungan sedimen yang cukup masif [2]. Lokasi penelitian ini ditunjukkan oleh Gambar 1 di bawah ini.



**Gambar 1.** Lokasi penelitian yang dikombinasikan dengan peta geologi yang termuat di sekitar daerah penelitian [15]. Kotak merah persegi panjang menunjukkan posisi lokasi penelitian.

Metode yang digunakan sebelumnya berupa analisis kuantitatif, yaitu dengan melakukan penilaian log geofisika yang dikorelasikan dengan data batuan di lokasi penelitian sehingga didapatkan data hasil yang optimal. Hasil dari analisis kuantitatif ini di analisis juga secara kualitatif yang mengkorelasikan dengan karakteristik data geokimia dari batuan induk.

Data awal yang digunakan dalam penelitian ini bersumber dari Pusat Data dan Teknologi Informasi Energi dan Sumber Daya Mineral (PUSDATIN), yang terdiri dari data log batuan dan data geokimia yang berupa *total organic carbon (TOC)*, *pirolisis rock eval*, *vitritine reflentance*,

HI, OI,  $T_{max}$  dan Ro. TOC mempunyai fungsi untuk menentukan kandungan material organik di dalam batuan induk, adanya nilai  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$ , Ho dan OI berguna untuk mengetahui tipe kerogen serta nilai  $T_{max}$  dan Ro dipakai untuk mengetahui tingkat kematangan batuan induk.

Nilai  $S_1$  mencerminkan jumlah hidrokarbon bebas yang terbentuk insitu (*Indigeneous Hydrocarbon*) karena kematangan termal maupun karena adanya akumulasi hidrokarbon dari tempat lain (*migrated hydrocarbon*).  $S_2$  merupakan volume hidrokarbon yang terbentuk selama pirolisis termal dari sampel.  $S_2$  menjadi indikator sebagai penghasil *oil prone*.  $S_3$  adalah total  $CO_2$  (dalam milligram  $CO_2$  per gram batuan) yang dihasilkan selama proses *pyrolysis* kerogen.  $S_3$  merupakan indikasi total oksigen di dalam kerogen dan digunakan untuk menghitung oksigen indeks. Cenderung menghasilkan *gas prone*.  $T_{max}$  merupakan puncak  $S_2$  dapat digunakan sebagai indikator kematangan saat laju temperatur maksimum pirolisis tercapai, dalam hal ini makin meningkatnya kematangan berbanding lurus dengan peningkatan  $T_{max}$  [16].

Data TOC, nilai  $S_1$ ,  $S_2$ ,  $S_3$ , HI, OI,  $T_{max}$  dan Ro sebelumnya dibuat klasifikasi dengan menggunakan aturan yang dibuat oleh Waples [16] dan Peters dan Cassa [17]. Selanjutnya dibuat plotting data hasil pengukuran ke dalam kurva-kurva yang sesuai dengan tujuan mengetahui hasil akhir, baik dengan diagram Van Krevelen, perbandingan antara *Total Hydrocarbon Generation Potential vs Total Organic Carbon*, *Organic Matter Type* dan *Thermal Maturaty* serta *Maturaty Profile*.

Tahap selanjutnya dilakukan proses interpretasi, dengan langkah awal menentukan potensi suatu batuan yang dapat berpotensi menjadi batuan induk, yaitu dengan melihat secara langsung hasil klasifikasi dari data yang berada dalam nilai TOC, HI,  $T_{max}$  dan Ro yang mana dari batuan tersebut dapat diindikasikan sangat berpotensi untuk menghasilkan suatu hidrokarbon atau tidak. Selanjutnya dilakukan plotting beberapa kurva, dimana hasilnya dipakai untuk menentukan potensi suatu batuan yang masuk dalam tipe kerogen, nilai TOC yang mendukung atau tidak serta menganalisis tingkat dari kematangan batuan.

### 3. Hasil dan Pembahasan

Propek suatu batuan induk untuk minyak dan gas bumi dapat ditentukan dengan analisa aspek berupa kandungan material organik, tipe material organik dan produk yang dihasilkan serta tingkat kematangannya. Kandungan materail organik dapat diketahui dengan menggunakan analisis TOC yang mengacu pada suatu klasifikasi [17] berdasarkan nilai TOC. Tipe material organik dan produk yang dihasilkan dapat diketahui dengan menggunakan analisis TOC dan *Rock-Eval Pyrolysis*, dengan mengacu pada suatu perbandingan nilai HI dan OI, sehingga nanti akan diperoleh tipe kerogen berdasarkan parameter geokimia serta produk yang dihasilkan pada proses kematangan[17]. *Rock-Eval Pyrolysis* ( $T_{max}$ ) dan *Vitrinite Reflentance* dipakai untuk menentukan tingkat kematangan. Untuk analisis hasil perbandingan tersebut tetap mengacu pada klasifikasi [17].

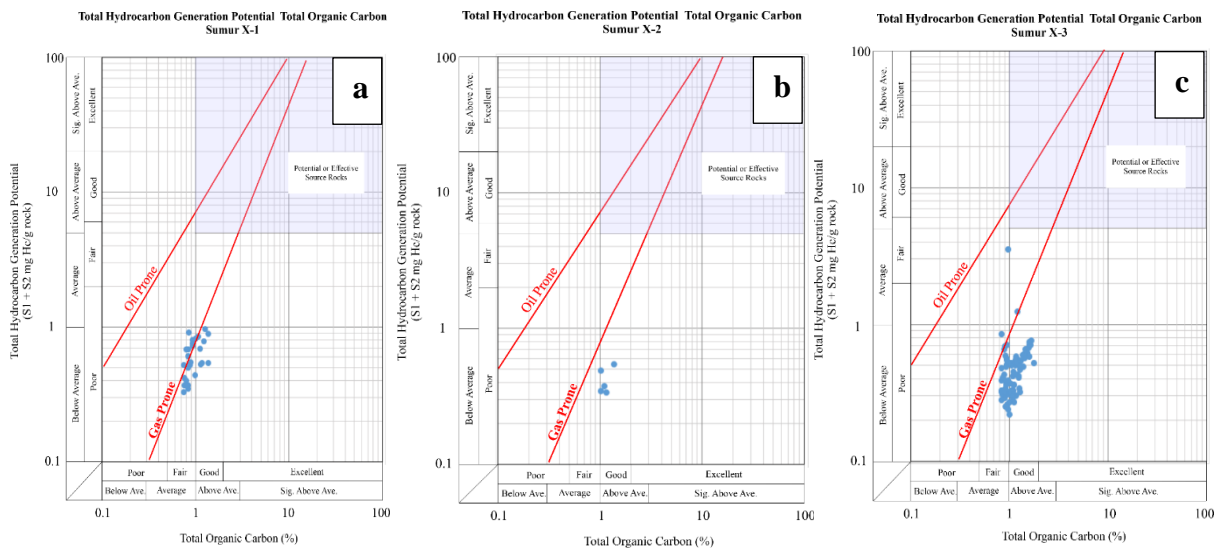
**Tabel 1.** Hasil analisis prospek batuan induk yang mengandung minyak dan gas bumi di ketiga sumur uji (X-1, X-2 dan X-3)

Nama Sumur	Kedalaman (ft)	Litologi	Nilai TOC (%)	Nilai HI	Nilai $T_{max}$ (°C)	Nilai OI	Keterangan
X-1	11370-13590	Claystone	0,75-1.37	35-100	405-433	37-224	Kerogen III, <i>Immature</i>
X-2	3210-4484	Claystone	1.01-1.36	22-41	381-415	27-49	Kerogen III, <i>Immature</i>
X-3	8190-10532	Claystone	0.83-1.67	20-292	338-446	26-687	Kerogen III, <i>Immature-Early Immature</i>

**Tabel 2.** Hasil analisis reflektansi vitrinit pada ketiga sumur uji

Nama Sumur	Kedalaman (ft)	Nilai RO (%)	Nilai max reflectance (%)	Nilai min reflectance (%)	Kematangan
X-1	11340-13470	0.41	0.45	0.36	<i>Immature</i>
X-2	3210-3385	0.46	0.54	0.39	<i>Immature</i>
X-3	8160-10532	0.29	0.33	0.25	<i>Immature</i>

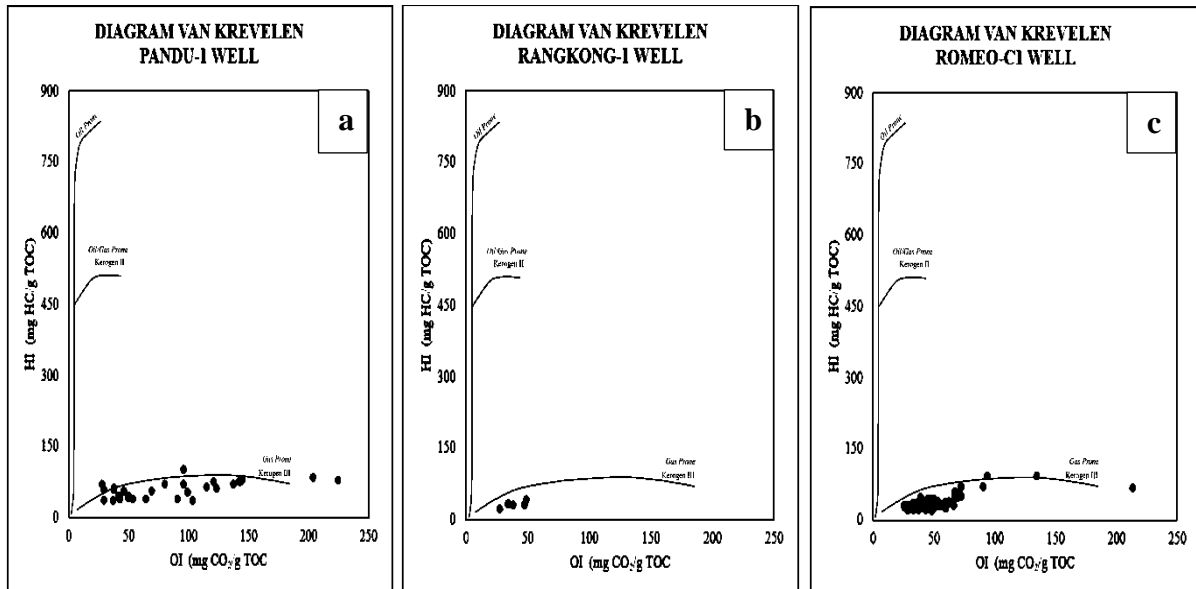
Berdasarkan hasil yang dicapai untuk ketiga sumur uji dengan menggunakan klasifikasi [17], dapat diinterpretasikan bahwa kandungan material organik secara umum pada ketiga sumur cukup bervariasi. Pada sumur X-1 mempunyai TOC sebesar 0.75 – 1.37 % yang mempunyai potensi dan kandungan material organik bervariasi dari sedang – baik. Sumur X-2 dengan nilai TOC 1.01 – 1.36 % menunjukkan suatu potensi serta kandungan material organik bersifat baik sedangkan sumur X-3 mempunyai nilai TOC sebesar 0.83 – 1.67 % yang mempunyai potensi serta kandungan material organiknya bersifat sedang – baik. Diagram *total hydrocarbon generation potential vs total organic carbon* untuk ketiga sumur uji dapat ditunjukkan pada **Gambar 2** berikut.



**Gambar 2.** Model diagram hubungan antara *total hydrocarbon generation potential* dengan *total organic carbon*, (a) untuk sumur uji X-1, (b) untuk sumur uji X-2 dan (c) untuk sumur uji X-3

Berdasarkan hasil analisis material organik untuk ketiga sumur uji, dapat diinterpretasikan bahwa ketiga sumur tersebut tidak berpotensi sebagai batuan induk. Hal ini dapat dilihat dari nilai TOC yang sebagian besar mempunyai klasifikasi sedang-baik (0.75 – 1.67)% dan adanya nilai TOC yang kurang dari 1.0% sehingga dianggap mempunyai sumber minyak dan gas bumi sedang, namun bukan sebagai batuan sumber yang sangat efektif. Tetapi tidak menutup kemungkinan batuan tersebut dapat juga mengeluarkan atau memproduksi minyak dan gas bumi dalam jumlah yang kecil. Oleh karena itu, tipe kerogen yang jumlahnya kurang dari 1% dianggap sebagai teroksidasi sehingga potensinya terbatas, sehingga tidak dapat memenuhi konsentrasi minimum material organik yang ada dalam batuan yang akan berproses sebagai sumber minyak dan gas bumi.

Hasil analisis berdasarkan rasio indeks hidrogen (HI) dan indeks oksigen (OI) yang dibuat dalam suatu diagram Van Krevelen menunjukkan bahwa tipe kerogen atau material organik dan produk pada setiap sumur uji X-1 memiliki tipe kerogen III dan adanya kecenderungan menghasilkan gas. Pada sumur uji X-2 memiliki tipe kerogen III dan menghasilkan suatu gas serta sumur uji X-3 memiliki tipe kerogen III dan juga cenderung menghasilkan suatu gas. Hasil plot diagram Van Krevelen untuk ketiga sumur uji ditunjukkan pada Gambar 3 berikut.

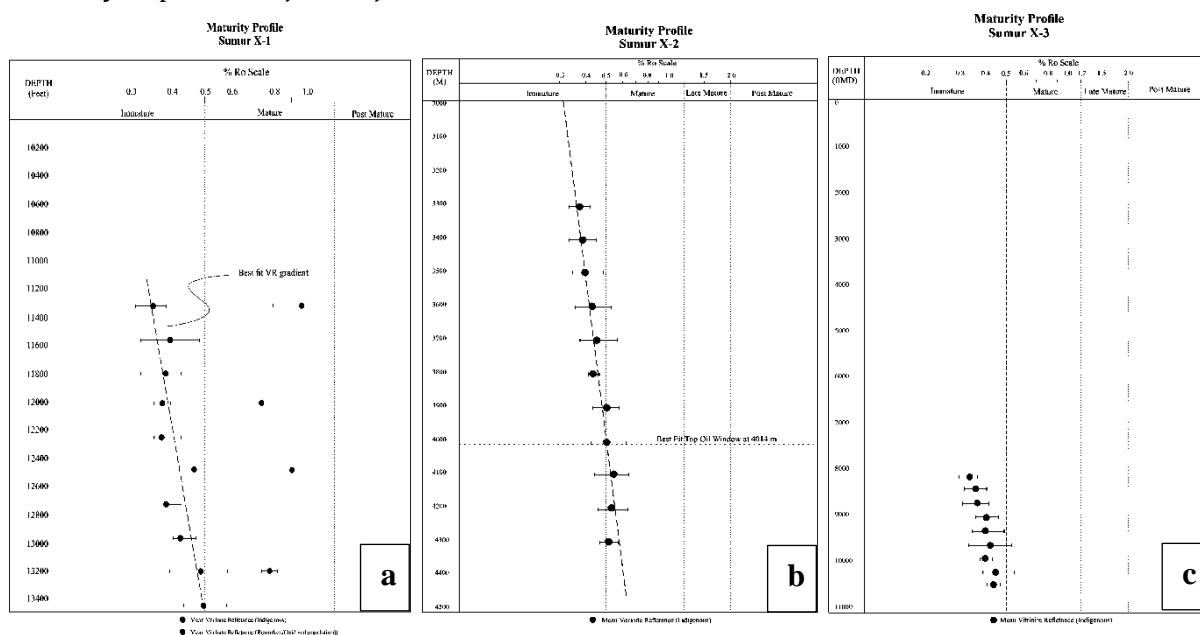


**Gambar 3.** Model diagram Van Krevelen untuk hubungan antara HI dan OI yang menunjukkan tipe kerogen atau material organik dan produk untuk ketiga sumur uji di daerah penelitian, (a) sumur uji X-1 (b) sumur uji X-2 dan (c) sumur uji X-3

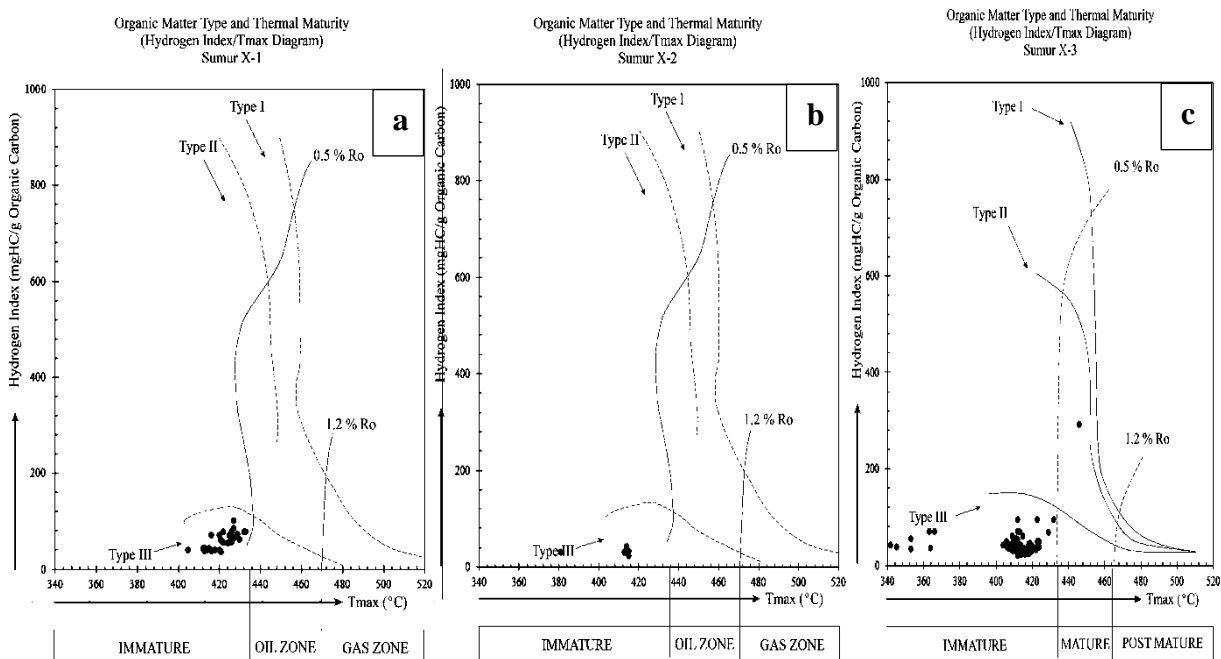
Berdasarkan hasil analisis di atas dapat diinterpretasikan bahwa sumur uji X-1, X-2 dan X-3 dianggap mempunyai potensi sumber minyak dan gas bumi sedang dengan kecenderungan menghasilkan gas, namun tidak akan berfungsi sebagai batuan sumber yang sangat efektif, tetapi batuan tersebut dapat mengeluarkan sejumlah kecil hidrokarbon dan karenanya tidak boleh diabaikan sepenuhnya.

Hasil analisis menggunakan nilai  $T_{max}$  dan  $R_o$  yang dilakukan proses plotting silang antara  $T_{max}$  dan HI serta nilai kedalaman dan nilai  $R_o$  yang menunjukkan suatu tingkat kematangan material organik pada setiap sumur uji memperlihatkan bahwa untuk sumur uji X-1 memiliki nilai  $T_{max}$  405°C – 433°C yang diinterpretasikan sebagai kematangan *immature*, nilai  $R_o$  0.35% - 0.49% menunjukkan tingkat kematangan *immature* pula. Hasil plotting silang antara nilai  $T_{max}$  dan HI serta nilai kedalaman dan  $R_o$  diperoleh tingkat kematangan yang *immature*. Hal serupa juga terlihat pada sumur uji X-2, dimana nilai  $T_{max}$  bernilai 381°C – 415°C dan  $R_o$  bernilai 0.38% - 0.54% yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*. Begitu pula hasil yang diperoleh dari hasil plot silang antara nilai  $T_{max}$  dan HI serta nilai kedalaman dan  $R_o$  yang menunjukkan tingkat kematangan bersifat *immature*. Pada sumur uji X-3 terjadi perbedaan yaitu nilai  $T_{max}$  338°C – 446°C yang bersifat *immature – early immature* dan nilai  $R_o$  0.33% - 0.40% menunjukkan tingkat kematangan *immature*. Untuk hasil plot silang antara nilai  $T_{max}$  dan HI menunjukkan tingkat kematangan yang *immature* serta plot antara nilai kedalaman dan nilai  $R_o$  mempunyai tingkat

kematangan *immature* juga. *Maturity profile* dan diagram *organic matter type* and *thermal maturity* tiap sumur uji ditunjukkan oleh Gambar 4 dan 5 berikut.



**Gambar 4.** Model maturity profile untuk tiap sumur uji, (a) model untuk sumur uji X-1 (b) model untuk sumur uji X-2 dan (c) model untuk sumur uji X-3



**Gambar 5.** Model diagram *organic matter type* dan *thermal maturity* untuk ketiga sumur uji, (a) model diagram untuk sumur uji X-1 (b) model diagram untuk sumur uji X-2 dan (c) model diagram untuk sumur uji X-3

Berdasarkan hasil dan plotting diagram tersebut di atas dapat diinterpretasikan bahwa semua sumur uji mempunyai tingkat kematangan *immature* sehingga belum berpotensi menjadi batuan induk karena memiliki tingkat kematangan belum mampu untuk menggenerasikan minyak dan

gas bumi. Hal ini disebabkan belum memasuki *oil window* yaitu nilai  $T_{max}$  berkisar antara 435°C dan nilai  $R_o$  0.6 [16] serta belum memenuhi nilai *gradient geothermal* yang ditetapkan. Hal ini disebabkan oleh umur batuan yang terlalu muda atau adanya erosi sehingga tekanan dari burial hilang.

Tingkat kematangan material organik dikontrol oleh tiga faktor penting yaitu suhu, waktu dan burial (pembebanan). Pengaruh suhu yang tinggi dalam waktu yang lama akan mengakibatkan kerogen berubah menjadi hidrokarbon (minyak dan gas bumi).

#### 4. Kesimpulan

Dari segi kandungan material organik diinterpretasikan bahwa sumur uji X-1, X-2 dan X-3 tidak berpotensi dengan baik untuk menjadi batuan induk, hal ini disebabkan oleh nilai TOC sebagian besar mempunyai klasifikasi sedang – baik (0.75% - 1.67%) dengan didominasi nilai TOC di bawah 1%. Untuk tipe material organik, semua sumur uji dianggap sebagai potensi sumber minyak dan gas bumi kategori sedang dengan kecenderungan menghasilkan gas, namun tidak berfungsi sebagai batuan sumber yang efektif. Dari tingkat kematangan material organik, semua sumur uji memiliki tingkat kematangan kategori immature sehingga belum berpotensi sebagai batuan induk, karena belum menggenerasikan potensi akan adanya minyak dan gas bumi. Oleh karena itu, daerah penelitian ini dianggap belum berpotensi sebagai sumber batuan induk yang efektif, namun batuan tersebut dapat memproduksi dalam jumlah kecil akan adanya minyak dan gas bumi sehingga diperlukan waktu yang cukup untuk bisa berpotensi sangat baik.

#### 5. Ucapan Terima Kasih

Terima kasih kami sampaikan kepada pihak Patra Nusa Data (PND) dan Pusat Data dan Teknologi Informasi Energi dan Sumber Daya Mineral (PUSDATIN), atas penyediaan data dan tempat untuk pelaksanaan dan kelancaran penelitian ini sehingga dapat terlaksana dengan baik. Semua tim riset yang telah bekerja dengan baik sampai menghasilkan naskah tulisan ini.

#### Daftar Pustaka

- [1] Firmansyah MF, Nasution FZ, Efendi MF. Bagaimana Peran Konsumsi Bidang Energi dan Sumber Daya Alam Dapat Mempengaruhi Produk Domestik Bruto? (Studi Kawasan Asia Tenggara Periode 2004-2018). *Welfare Jurnal Ilmu Ekonomi* 2022;3:1–20. <https://doi.org/10.37058/wlfr.v3i1.4747>.
- [2] Pujiyanto RR, Maulana J, Wirasatia D, Sendjaja YA, Ilmi NN, Sunardi E. Evaluasi Geokimia Batuan Induk Sumur RRP-1 Untuk Mengetahui Kandungan Hidrokarbon di Sub Cekungan Makassar Utara (Cekungan Lariang). *Geoscience Journal* 2022;6:836–45.
- [3] Butar MHPB, Juventa J, Marlinda L. Identifikasi Prospek Reservoir Hidrokarbon Menggunakan Inversi Impedansi Akustik Pada Blok Kampar. *Lembaran publikasi minyak dan gas bumi* 2023;57:43–59. <https://doi.org/10.29017/LPMGB.57.1.1324>.
- [4] Lestari I, Ekawati GM, Firdaus R. Analisis Kuantitatif Seismik Inversi Impedansi Akustik dan Porositas Pada Zona Target Lapangan “IL.” *JGE (Jurnal Geofisika Eksplorasi)* 2023;9:61–82. <https://doi.org/10.23960/jge.v9i1.238>.
- [5] Abduh M, Jayadi H, Atmoko W, Meidji IU. Analisis Petrofisika Untuk Penentuan Zona Prospek Reservoir Hidrokarbon di Lapangan “X” Cekungan Banggai 2020;5:1–9.
- [6] Meidji IU, Jayadi H, Saka BGM, Wahyuni A, Purwanti R. Karakterisasi Reservoir Berdasarkan Analisis Petrofisika Batuan Dalam Penentuan Litologi dan Kandungan Hidrokarbon di Cekungan Banggai. *Jurnal Pendidikan Fisika* 2019;2:39–44.
- [7] Purnomo EW, Abdul Latiff AH, Elsaadany MMAA. Predicting Reservoir Petrophysical Geobodies from Seismic Data Using Enhanced Extended Elastic Impedance Inversion. *Applied Sciences* 2023;13:4755. <https://doi.org/10.3390/app13084755>.

- [8] Jayadi H. 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)* 2016;1:99–106.
- [9] Perez-Roa R, Rodriguez M, Garcia I. Combination of extended elastic impedance and rock physics templates for reservoir characterisation in Temblador field, Eastern Venezuela basin. *Exploration Geophysics* 2023;0:1–12. <https://doi.org/10.1080/08123985.2022.2152319>.
- [10] Jayadi H, Sismanto S, Meidji IU, Wahyuni A, Ninasafitri N. Inversi Impedansi Elastik dan Lamda-Rho Untuk Karakterisasi Kandungan Reservoir Batupasir. *Geocelebes* 2020;4:79–92. <https://doi.org/10.20956/geocelebes.v4i2.9612>.
- [11] Adipta A, Elbalawy M, Marashly OA. The Application of Extended Elastic Impedance to Improve Reservoir Characterization: Pannonian Basin Case Study. vol. 2023, European Association of Geoscientists & Engineers; 2023, p. 1–5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.2023101188>.
- [12] Magoon LB, Dow WG. *The Petroleum System: Chapter 1: Part I. Introduction* 1994;77:3–24.
- [13] Calvert SJ, Hall R. Cenozoic evolution of the Lariang and Karama regions, North Makassar Basin, western Sulawesi, Indonesia. *PG* 2007;13:353–68. <https://doi.org/10.1144/1354-079306-757>.
- [14] Hadiwijoyo, Sukarna D, Sutisna K. *Peta Geologi Lembar Pasangkayu, Sulawesi 1: 250,000. Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi*; 1993.
- [15] Hall R, Wilson MEJ. Neogene sutures in eastern Indonesia. *Journal of Asian Earth Sciences* 2000;18:781–808. [https://doi.org/10.1016/S1367-9120\(00\)00040-7](https://doi.org/10.1016/S1367-9120(00)00040-7).
- [16] Waples DW. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Springer Science & Business Media; 2013.
- [17] Peters KE, Cassa MR. *Applied Source Rock Geochemistry: Chapter 5: Part II. Essential Elements* 1994;77:93–120.