



Analisis Geokimia Hidrokarbon Dan Estimasi Perhitungan Volume Hidrokarbon Pada Batuan Induk Aktif, Cekungan Jawa Timur Utara

Syahronidavi Al Ghifari, Yoga Aribowo, Reddy Setyawan*

Departemen Teknik Geologi Fakultas Teknik Universitas Diponegoro

Abstrak

Cekungan Jawa Timur Utara termasuk dalam cekungan yang berpotensi untuk dilakukannya kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi. Tujuan dari penelitian ini adalah mengetahui potensi batuan induk, jenis hidrokarbon, tingkat kematangan, lingkungan pengendapan, hubungan sedimentasi dengan penurunan dan kematangan serta mengetahui jumlah hidrokarbon tergenerasi dan terekspulsi. Metode yang digunakan pada penelitian ini berupa metode deskriptif analitis dengan menganalisis data geokimia penapisan, data biomarker, data peta *isopach* setiap formasi dan data petrofisika. Berdasarkan hasil analisis, Formasi Tawun, Formasi Tuban berpotensi menjadi batuan induk potensial sebagai batuan induk biogenik. Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang berpotensi menjadi batuan induk efektif, menghasilkan hidrokarbon campuran minyak dan gas serta gas *prone* dengan tipe kerogen II/III dan III. Formasi yang telah memasuki jendela kematangan berada pada kedalaman lebih dari 2.200 m. Lingkungan pengendapan Formasi Ngimbang pada daerah fluvial-deltaik (*lower delta plain*). Lingkungan pengendapan Formasi Kujung pada daerah *mixed shallow lacustrine dominated and open marine* yaitu pada bagian *delta plain*. Estimasi volume hidrokarbon yang tergenerasi pada Formasi Ngimbang sebesar 14 BBOE (*billion barrel oil of equivalent*) dan Formasi Kujung sebesar 3,39 BBOE. Volume hidrokarbon ekspulsi pada Formasi Ngimbang sebesar 5,62 BBOE – 8,43 BBOE dan Formasi Kujung sebesar 1,36 BBOE – 2,04 BBOE.

Kata kunci: Cekungan Jawa Timur Utara; analisis geokimia penapisan; biomarker; estimasi volume hidrokarbon.

Abstract

The North East Java Basin is included in a basin that has potential for the exploration and exploitation of oil and gas. The study was conducted on wells SAG-1 to SAG-5, North East Java Basin. The purpose of this study was to determine the potential source rock, type of hydrocarbon and kerogen, maturity degree, depositional environment, relationship between decreased sedimentation and maturity, and estimate for volume of hydrocarbon generation and expulsion. The descriptive analytical methods used in this study were used to analyse geochemical data penapisan, biomarkers, isopach maps of each formation, and petrophysical data. According to the analysis, the Tawun Formation and the Tuban Formation are potentially potential biogenic source rocks. Ngimbang Formation and Kujung Formation potentially become effective source rocks, producing mixed oil and gas, and gas prone with kerogen type II/III and III. Maturity oil window at depth 2.200 m. Ngimbang Formation depositional environment was fluvial-deltaic (*lower delta plain*). The depositional environment of the Kujung Formation was mixed with shallow lacustrine dominance and open marine on the delta plain. Estimated volumes of hydrocarbon generation at the Ngimbang Formation amounted to 14 BBOE (*million barrel of oil equivalent*) and Kujung Formation amounted to 3.39 BBOE. Volumetric hydrocarbon expulsion at the Ngimbang Formation is 5.62 BBOE – 8.4 BBOE and Kujung Formation is 1.36 BBOE – 2.04 BBOE.

Keywords: North East Java Basin; geochemical penapisan analysis; biomarker; estimated volume of hydrocarbons.

*) Korespondensi: reddysetyawan.23@gmail.com

Diajukan : 24 Februari 2023

Diterima : 24 November 2023

Diterbitkan : 16 April 2024

PENDAHULUAN

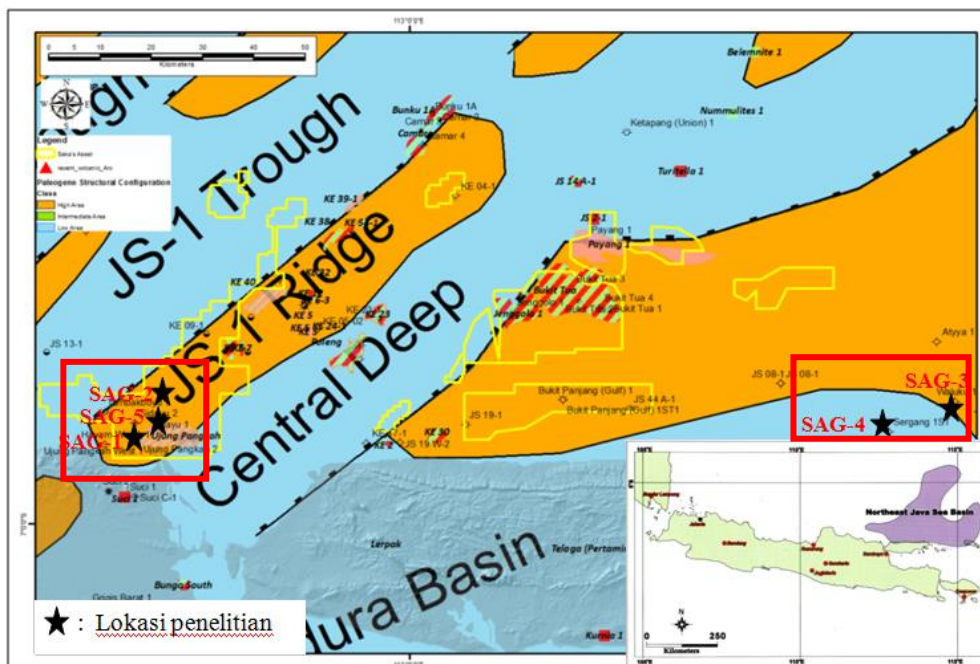
Tingginya tingkat eksploitasi yang tidak sebanding dengan tingkat kegiatan eksplorasi akan menyebabkan terjadinya krisis energi. Oleh karena itu, diperlukan kegiatan eksplorasi sumur potensial di Cekungan Jawa Timur Utara. Cekungan Jawa Timur Utara menurut Silaen (2021) merupakan cekungan sedimen Tersier belakang busur yang terletak di batas bagian tenggara dari Lempeng Eurasia. Bagian barat diakhiri dengan *platform* Madura Utara dan dibagian utara dibatasi oleh Tinggian Masalembu.

Cekungan Jawa Timur Utara termasuk dalam cekungan yang berpotensi untuk dilakukannya kegiatan eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi. Kegiatan eksploitasi di Cekungan Jawa Timur Utara telah banyak dilakukan oleh beberapa perusahaan industri. Akibatnya, tingginya tingkat eksploitasi tidak sebanding dengan tingkat kegiatan eksplorasi. Oleh karena itu, diperlukan kegiatan eksplorasi sumur yang berpotensi di Cekungan Jawa Timur Utara, agar dapat menambah kapasitas produksi minyak dan gas bumi. Kegiatan eksplorasi yang dilakukan pada umumnya berupa evaluasi batuan induk, reservoir, batuan penutup, serta migrasi. Hanya saja, kegiatan eksplorasi yang dilakukan pada suatu sumur lebih terfokus kepada batuan reservoir dan

cadangannya, sedangkan evaluasi batuan induk sangat disederhanakan.

Penelitian dilakukan pada lapangan perusahaan “Redox” daerah Sumur SAG-1 hingga SAG-5, Cekungan Jawa Timur Utara. Penelitian ini dilakukan untuk menentukan potensi batuan induk pada lapangan REDOX berdasarkan metode geokimia hidrokarbon. Batuan induk merupakan batuan sedimen halus yang terendapkan pada lingkungan anaerob dengan energi rendah. Batuan induk dibagi menjadi tiga jenis menurut Waples (1985), yaitu batuan induk *possible*, batuan induk potensial dan batuan induk aktif. Analisis evaluasi batuan induk berkaitan dengan analisis geokimia hidrokarbon, meliputi analisis *screening* (penapisan) geokimia, biomarker, sejarah pemendaman hingga estimasi perhitungan volume hidrokarbon generasi dan eskpulsu.

Kerogen merupakan fraksi material organik dalam batuan yang tidak dapat larut dalam pelarut organik karena molekulnya berukuran besar (Tissot dan Welte, 1984). Kerogen tersusun pula oleh unsur nitrogen, sulfur dan oksigen (Killops dan Killops, 2005). Pembentukan kerogen melalui dua tahapan menurut Agusta (2014) yaitu, tahap polimerisasi merupakan pembentukan geopolimer dari geomonomer yang terjadi setelah organisme mati.



Gambar 1. Lokasi daerah penelitian Cekungan Jawa Timur Utara (lokasi penelitian berkotak merah)

Tujuan dari penelitian yang dilakukan yaitu; (a) mengetahui karakteristik potensi batuan induk pada sumur SAG-1 hingga SAG-5, Cekungan Jawa Timur Utara; (b) mengetahui formasi yang berpotensi menjadi batuan induk aktif; (c) mengetahui lingkungan pengendapan; (d) mengetahui hubungan tingkat sedimentasi terhadap penurunan cekungan, dan (e) mengetahui volume hidrokarbon yang dihasilkannya. Oleh karena itu, diharapkan penelitian ini dapat bermanfaat untuk perusahaan perihal penentuan formasi yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon dan memiliki tingkat keekonomisan tinggi.

METODOLOGI

Sampel analisis geokimia yang digunakan dalam sampel ini berasal dari serbuk bor dengan sampel dari litologi serpih dan batupasir. Sampel yang digunakan dalam penelitian ini antara lain:

- a. Data primer meliputi data TOC, *rock eval pyrolysis*, derajat kematangan, biomarker, karbon isotop, peta ketebalan dan log sumur. Data-data geokimia ini didapatkan dari laporan perusahaan yang dilakukan di Geoservices.
- b. Data sekunder meliputi peta kedalaman, geologi regional Cekungan Jawa Timur Utara dan data umur pada setiap formasi batuan. Peta kedalaman didapatkan dari studi internal perusahaan, sedangkan geologi regional berdasarkan publikasi Satyana (2010) dan Mudjiono dkk. (2001).

Secara umum metode yang dipakai dalam penelitian ini yaitu metode deskriptif analitis yang bertujuan untuk melakukan evaluasi terhadap data-data yang tersedia. Metode deskriptif analitis yang dilakukan oleh penulis dalam penelitian ini, antara lain:

1. Analisis Geokimia Hidrokarbon: Analisis geokimia hidrokarbon meliputi analisis penapisan, biomarker, dan perhitungan volume hidrokarbon.
2. Analisis Peta *Isopach* formasi: Analisis peta ketebalan Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang dilakukan pada perangkat lunak petrel 2008.

3. Analisis Petrofisika: Analisis petrofisika digunakan untuk menghitung nilai rata-rata volume serpih dan rata-rata berat jenis pada setiap formasi yang berpotensi untuk menjadi batuan induk efektif. Perhitungan volume hidrokarbon potensi batuan induk aktif menggunakan metode Schmoker (1994).

HASIL

Evaluasi Batuan Induk

Analisis geokimia penapisan dilakukan terhadap empat sumur Cekungan Jawa Timur Utara meliputi sumur SAG-1 hingga sumur SAG-4, pada sumur SAG-2 hanya terdapat data TOC dan data derajat kematangan. Berdasarkan hasil analisis TOC pada sumur SAG-1, maka diinterpretasi bahwa formasi yang berpotensi untuk menjadi batuan induk yaitu Formasi Tawun, Formasi Tuban, Formasi Kujung serta Formasi Ngimbang (Peters dan Cassa, 1994). Rata-rata persentase TOC pada sumur SAG-1 Formasi Tawun sebesar 18,14%, Formasi Tuban Anggota Rancak sebesar 2,25%, Formasi Tuban Anggota Tuban sebesar 1,21%, Formasi Kujung sebesar 1,2% dan Formasi Ngimbang sebesar 1,22%. Plot silang antara data HI terhadap kedalaman serta data TOC terhadap HI, maka diindikasikan bahwa Formasi Tawun, Formasi Tuban, Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang umumnya berpotensi untuk menghasilkan hidrokarbon gas hingga *mixed*. Sumur SAG-1 Formasi Tawun umumnya merupakan tipe kerogen III (65-137 mgHC/g) (Peters dan Cassa, 1994). Formasi Tuban Anggota Rancak termasuk dalam kerogen tipe I (HI > 600 mgHC/g). Formasi Tuban Anggota Tuban *claystone* termasuk dalam tipe kerogen II/IIIb (HI 300–600 mgHC/g) dan tipe III (51–167 mgHC/g) (Gambar 3). Formasi Ngimbang termasuk dalam tipe kerogen II/IIIb (245-256 mgHC/g). Berdasarkan analisis data Tmaks terhadap kedalaman, diinterpretasi bahwa formasi yang telah matang yaitu Formasi Ngimbang (430–450°C). Formasi Tawun (375–430°C) dan Tuban (380–395°C) termasuk tidak matang.

Formasi yang berpotensi untuk menjadi batuan induk pada sumur SAG-2 yaitu Formasi Tawun, Formasi Tuban dan Formasi

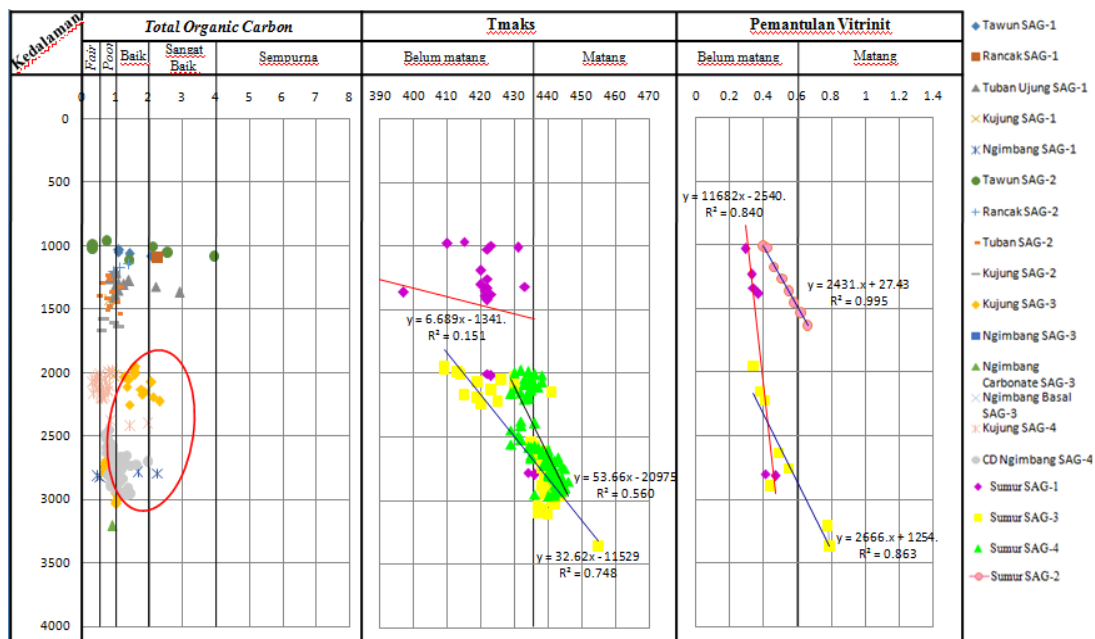
Kujung. Berdasarkan data R_o sumur SAG-2, terdapat beberapa sampel yang telah mencapai tingkat kematangan awal, seperti Formasi Tuban Anggota Tuban bagian bawah ($R_o=0,66$) dan Formasi Kujung ($R_o = 0,7$).

Berdasarkan hasil analisis penapisan pada sumur SAG-3, maka diinterpretasi bahwa Formasi yang berpotensi untuk menjadi batuan induk yaitu Formasi Kujung (TOC 1,0 – 2,31%) dan Formasi Ngimbang Anggota Ngimbang Basal (TOC 2,3 – 6,32%). Berdasarkan hasil analisis HI terhadap kedalaman dan HI terhadap TOC sumur SAG-3, diinterpretasi bahwa Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang berpotensi menghasilkan hidrokarbon. Dilihat dari tipe kerogen, Formasi Kujung termasuk tipe kerogen III (HI 91 – 197 mgHC/g) dan II/IIIb (HI 201–295 mgHC/g) yang menghasilkan minyak atau campuran minyak dan gas, sedangkan Formasi Ngimbang tipe III (HI 50 – 200 mgHC/g) menghasilkan minyak. Tingkat kematangan pada Formasi Kujung termasuk dalam kategori tidak matang hingga matang tingkat awal (T_{maks} 435-445). Tingkat kematangan pada Formasi Ngimbang termasuk dalam matang awal hingga puncak kematangan (T_{maks} 450 - 470°C; R_o 0,65 – 0,9) (Peters dan Cassa, 1994).

Hasil analisis penapisan sumur SAG-4 mengindikasikan bahwa Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang berpotensi menjadi

batuan induk dan menghasilkan hidrokarbon. Formasi Kujung umumnya memiliki persentase kurang dari 1% dengan variasi antara 0,37% hingga 1,98%, sedangkan pada Formasi Ngimbang umumnya memiliki persentase TOC lebih dari 1% yang berkisar antara 0,72% hingga 1,96%. Berdasarkan hasil analisis HI terhadap kedalaman dan HI terhadap TOC, umumnya pada sumur SAG-4 Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang menghasilkan hidrokarbon berupa gas *prone* atau *mixed oil and gas* dan sedikit menghasilkan *oil prone* (Gambar 3). Formasi Kujung menghasilkan hidrokarbon berupa tipe III *gas prone*, dengan nilai HI berkisar 86 – 196 mgHC/g. Hidrokarbon tipe II campuran *oil* dan gas terdapat pada Kujung bawah dengan nilai HI sebesar 220 mgHC/g - 278 mgHC/g. Hidrokarbon tipe I *oil prone* dengan nilai HI antara 328 – 417 mgHC/g.

Berdasarkan data T_{maks} , maka diinterpretasi tingkat kematangan pada Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang Anggota Ngimbang Carbonate pada sumur SAG-4 yang bersifat tidak matang hingga puncak kematangan. Formasi Kujung memiliki variasi T_{maks} antara 429°C hingga 438°C, sedangkan pada Formasi Ngimbang memiliki variasi antara 429°C hingga 446°C. Rangkuman hasil analisis TOC dan T_{maks} dapat dilihat pada Gambar 2.



Gambar 2. Distribusi persebaran data sumur gabungan daerah Jawa Timur Utara.

Sumur SAG-1 sangat berpotensi untuk dilakukannya pengeboran minyak dan gasbumi, sedangkan pada sumur SAG-3 dan SAG-4 diinterpretasi bahwa batuan induk yang menjadi target dalam proses pengeboran yaitu pada Formasi Ngimbang. Sumur SAG-2 tidak dapat diinterpretasi lebih jauh, karena proses pengeboran pada sumur tersebut dilakukan dengan kedalaman yang kurang dalam, sehingga data TOC pada Formasi Ngimbang tidak tersedia.

Analisis Biomarker

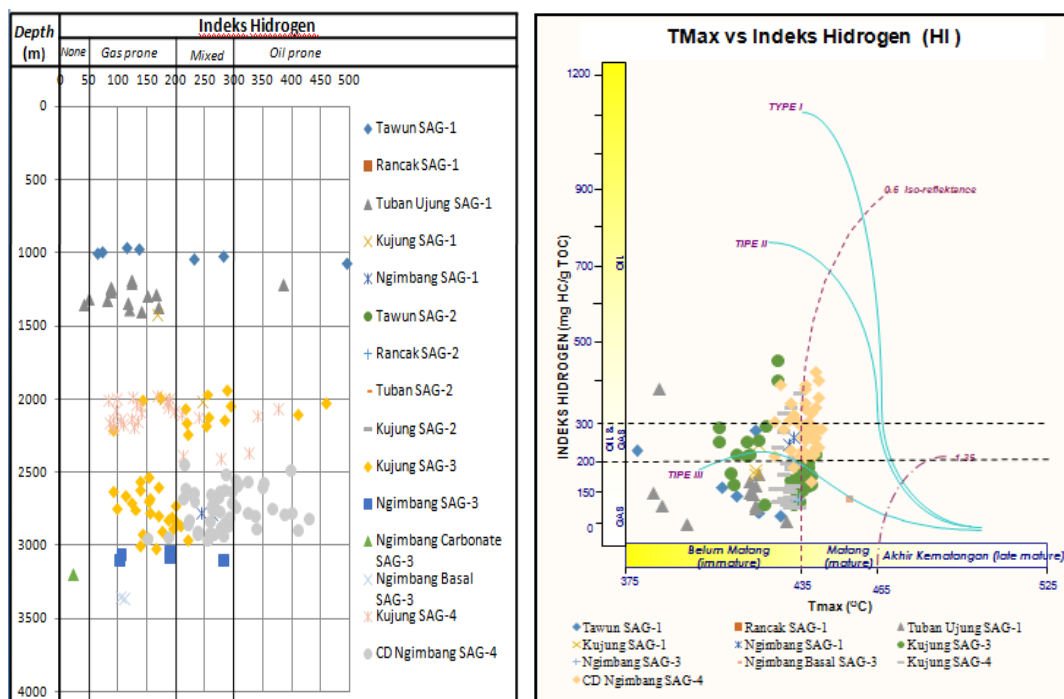
Penentuan lingkungan pengendapan dapat menggunakan parameter data GC meliputi rasio Pr/Ph, rasio Pr/nC17, dan API. Pada data GC-MC parameter yang digunakan meliputi rasio Tm/Ts, hopana, rasio moretana/hopana, diagram C₂₇ – C₂₉ sterana (Gambar 4), dan isotop karbon. Berdasarkan rasio perbandingan antara Pr/Ph terhadap Pr/nC17 (Gambar 5) dan grafik rasio perbandingan hopana/sterana terhadap Pr/Ph, maka diinterpretasi Formasi Tawun termasuk dalam lingkungan reduksi, Formasi Tuban termasuk dalam lingkungan oksidas.

Formasi Ngimbang termasuk dalam lingkungan transisi dan Formasi Kujung

termasuk dalam lingkungan transisi dengan suplai yang dominan berasal dari darat. Penentuan lingkungan pengendapan dapat pula diinterpretasi dengan melihat pola dari kromatogram data triterpana yaitu rasio antara Tm/Ts, C₂₉ – C₃₀, OL, GM dan C₃₁ – C₃₄. Berdasarkan dari hasil analisis tersebut, maka diinterpretasi bahwa Formasi Tuban termasuk dalam lingkungan fluvial-deltaik, karena tingginya komposisi oleanana dan bicadinans, sedangkan komposisi gamma serana rendah (Peters dkk., 1993).

Diagram segitiga sterana bertujuan pula untuk menentukan lingkungan pengendapan. Diinterpretasi bahwa Formasi Kujung termasuk dalam lingkungan pengendapan transisi yaitu pada daerah *mixed shallow lacustrine dominated and open marine*, yang diinterpretasi merupakan daerah *delta plain*. Formasi Ngimbang termasuk dalam lingkungan pengendapan transisi (*lower delta plain*).

Penentuan asal material organik dapat diindikasikan berdasarkan data rasio perbandingan antara data Pr/nC₁₇ terhadap data Ph/nC₁₈ (Peters dkk., 2005). Berdasarkan analisis tersebut, maka diinterpretasi Formasi Tawun tersusun oleh kerogen yang dominan

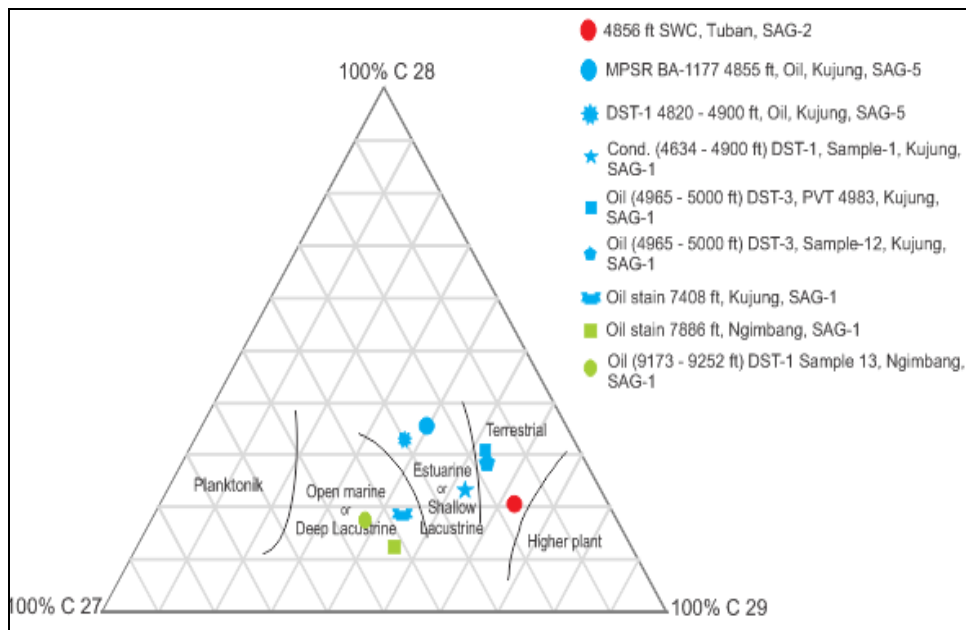


Gambar 3. (A) Distribusi persebaran data HI terhadap kedalaman, untuk penentuan hidrokarbon. (B) Distribusi data Tmaks terhadap HI (Hunt, 1996) untuk penentuan kerogen.

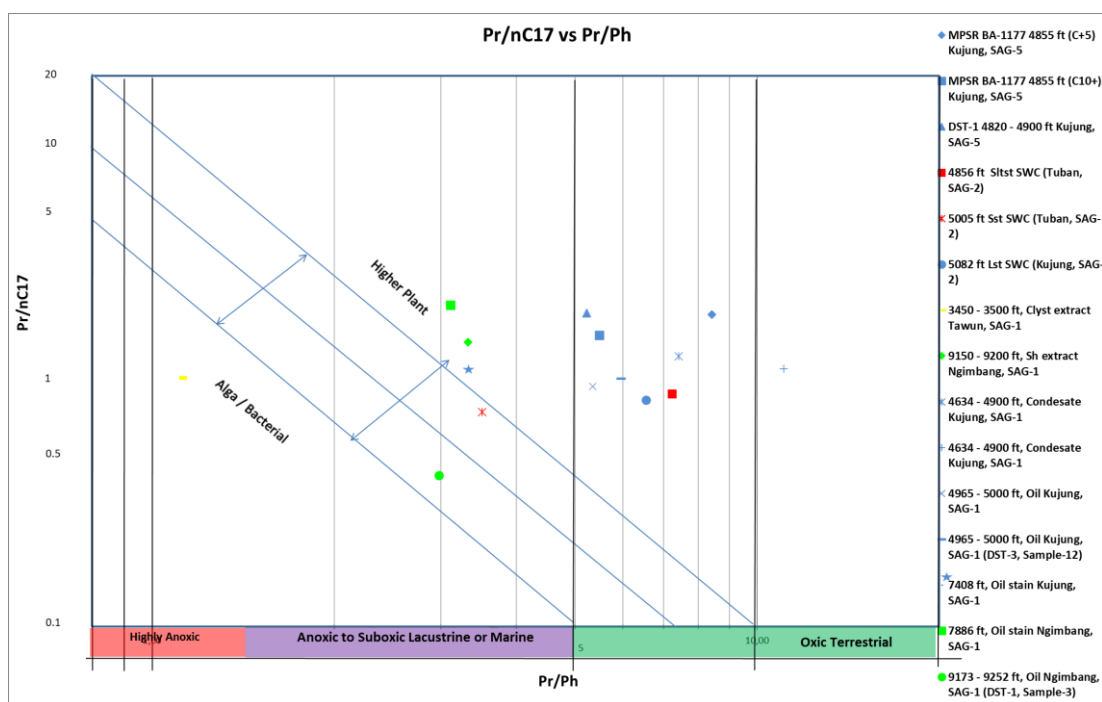
mengalami reduksi. Formasi Tuban, Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang pada umumnya berasal dari material organik darat hingga transisi, yang mengalami proses oksidasi tinggi.

Analisis tingkat kematangan berdasarkan parameter data triterpana yaitu rasio perbandingan moretana/hopana terhadap Tm/Ts (Gambar 6) (Waples dan Machihara, 1991). Berdasarkan dari hasil tersebut, maka

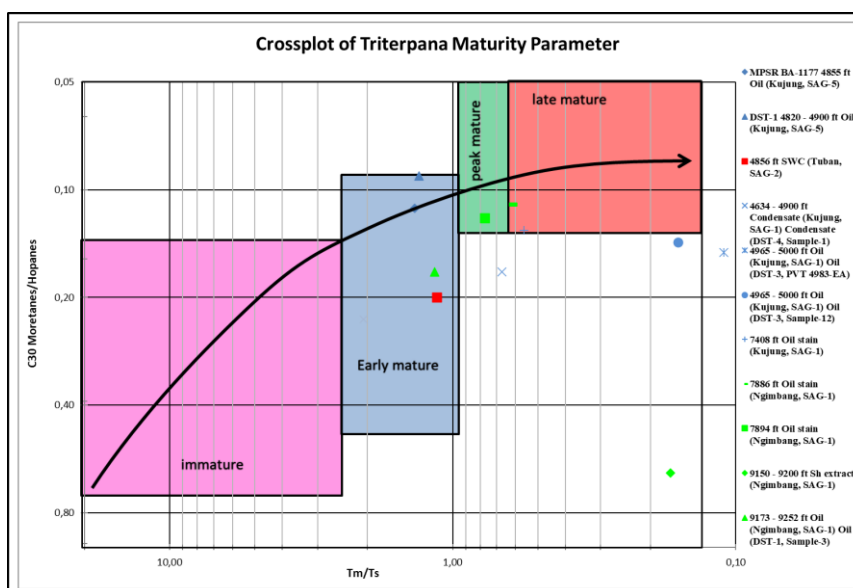
diinterpretasi Formasi Tuban termasuk dalam kategori tingkat kematangan yaitu tidak matang hingga matang awal. Tingkat kematangan Formasi Tawun sumur termasuk dalam kategori tidak matang. Formasi Kujung diinterpretasi termasuk dalam kategori matang awal. Formasi Ngimbang termasuk dalam matang awal hingga puncak kematangan.



Gambar 4. Diagram segitiga sterana (Huang dan Meischein, 1979) pada setiap sumur penelitian.



Gambar 5. Analisis data Pr/nC17 terhadap Pr/Ph.



Gambar 6. Analisis kematangan dengan data triterpana

PEMBAHASAN

Sejarah Pemendaman

Analisis sejarah pemendaman dilakukan pada sumur SAG-1 (Gambar 7) dan sumur pseudo (Gambar 8) pada daerah central deep. Berdasarkan hasil analisis perhitungan rasio kecepatan penurunan cekungan pada sumur SAG-1, dapat diinterpretasi bahwa pada umur 32-47,8 Ma terjadi proses sedimentasi yang seimbang. Pada umur 15-32 Ma kecepatan penurunan cekungan dan sedimentasi umumnya bersifat konstan. Umur 12-15 Ma terjadi penambahan kecepatan sedimen dan penurunan cekungan. Umur 0,1– 12 Ma proses pengendapan yang terjadi akan semakin berkurang kecepatannya hingga menjadi 185,5 m/s. Dilihat dari interpolasi data sejarah pemendaman dengan data kematangan, maka diinterpretasi tingkat kematangan batuan induk dimulai pada kedalaman lebih dari 6.400 kaki. Berdasarkan hal tersebut, diinterpretasi bahwa proses ekspulsi minyak terjadi pada umur sekitar 12 Ma.

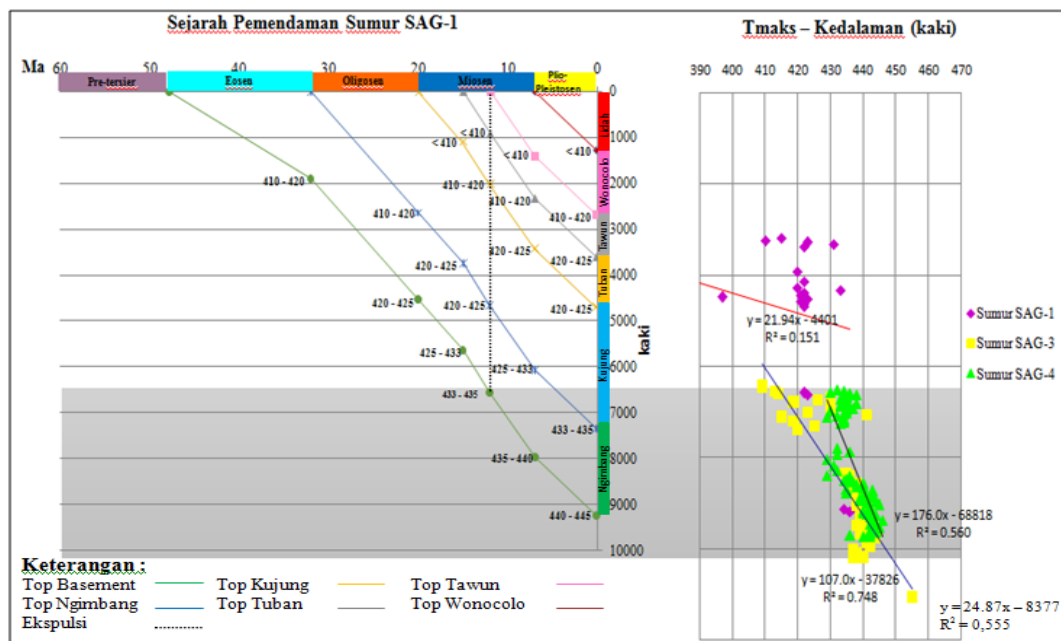
Terdapat anomali nilai T_{maks} pada Formasi Kujung, Formasi Tuban dan Formasi Tawun, karena pada beberapa sampel memiliki nilai T_{maks} yang rendah dibandingkan dengan pengendapan lapisan batuan yang ada di atasnya. Hal tersebut diindikasikan dipengaruhi oleh adanya proses pengangkatan lapisan batuan maupun proses erosi yang terjadi. Akibatnya, nilai T_{maks}

pada batuan yang terangkat akan terendapkan pada *heatflow* yang rendah. Disamping itu juga, berdasarkan data sekunder geologi regional daerah Cekungan Jawa Timur Utara, bahwa pada saat terjadi periode tektonik kedua yang berumur Miosen Awal akan menyebabkan reaktivasi dan proses pengangkatan. Pengendapan pada Miosen Awal tersebut ekuivalen dengan Formasi Tuban dan Formasi Tawun.

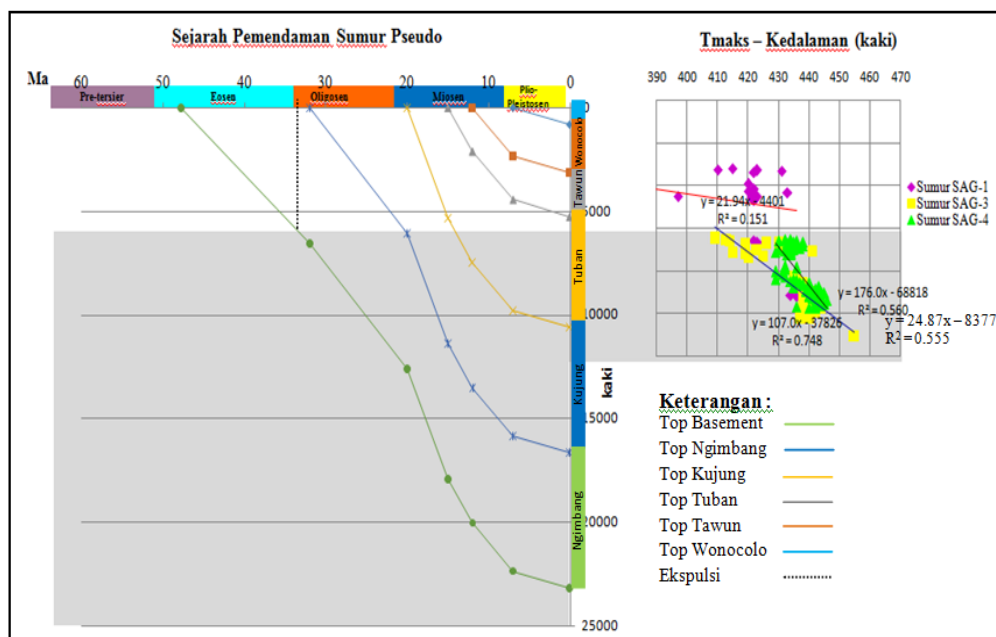
Berdasarkan hasil analisis sejarah pemendaman pada sumur pseudo, maka diinterpretasi bahwa kecepatan penurunan cekungan pada umur 15 hingga 47,8 Ma terjadi secara signifikan. Pada umur 7 Ma hingga 15 Ma terjadi rendahnya kecepatan penurunan cekungan dan kecepatan sedimentasi. Dilihat dari data interpolasi antara data T_{maks} terhadap titik sejarah pemendaman, maka diindikasikan bahwa jendela kematangan terletak pada kedalaman 6.400 m dan jendela gas terletak pada kedalaman sekitar 14.000 m. Berdasarkan hal tersebut, maka dapat diinterpretasi bahwa proses ekspulsi minyak terjadi pada umur sekitar 28 Ma (Oligosen).

Estimasi Perhitungan Volume Hidrokarbon

Parameter-parameter yang diperlukan dalam melakukan perhitungan estimasi hidrokarbon meliputi unsur material organik, volume serpih, berat jenis batuan induk, indeks



Gambar 7. Sejarah pemendaman pada sumur SAG-1.



Gambar 8. Sejarah pemendaman sumur pseudo daerah *central deep*.

hidrogen tergenerasi, luas area, ketebalan, dan faktor efisiensi ekspulsi. Estimasi perhitungan volume hidrokarbon dihitung hanya pada batuan induk aktif Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang. Formasi Ngimbang diinterpretasi memiliki massa hidrokarbon batuan induk aktif sebesar $1,92 \times 10^{12}$ kg akan menghasilkan volume hidrokarbon tergenerasi sebesar 14 BBOE.

Batuan induk aktif dengan nilai TOC yang kurang dari 1,5% dapat menghasilkan hidrokarbon dengan efisiensi ekspulsi sebesar 40–60% (menurut Cookes dkk, 1986). Estimasi volume hidrokarbon dengan tingkat efisiensi sebesar 40%, maka hidrokarbon yang terekspulsi sebesar 5,62 BBOE. Apabila estimasi volume hidrokarbon dengan tingkat maksimal yaitu sebesar 60%, maka

hidrokarbon yang dapat mengalir menuju reservoir sebesar 8,43 BBOE (Tabel 1). Formasi Kujung diinterpretasi memiliki massa hidrokarbon batuan induk aktif sebesar $4,63 \times 1.011$ kg, akan menghasilkan volume hidrokarbon tergenerasi sebesar 3,39 BBOE. Batuan induk aktif dengan nilai TOC yang kurang dari 1,5% dapat menghasilkan hidrokarbon dengan efisiensi ekspulsi sebesar 40–60% (Cooles dkk, 1986). Estimasi volume hidrokarbon dengan tingkat efisiensi atau tingkat bermigrasinya hidrokarbon dari batuan induk menuju reservoir minimal sebesar 40%, maka hidrokarbon yang terekspulsi sebesar 1,36 BBOE. Apabila estimasi volume hidrokarbon dengan tingkat maksimal yaitu sebesar 60%, maka hidrokarbon yang terekspulsi sebesar 2,04 BBOE (Tabel 2).

Evaluasi Potensi Batuan Induk

Evaluasi potensi batuan induk dilakukan dengan metode penapisan data geokimia hidrokarbon dengan tujuan untuk mengetahui formasi yang berpotensi menjadi batuan induk aktif. Syarat suatu batuan induk dikatakan menjadi batuan induk aktif yaitu

apabila batuan induk tersebut tersusun oleh material organik yang tinggi, tersusun oleh tipe kerogen yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon dan bersifat telah matang. Berdasarkan pada data dan hasil analisis, berikut merupakan data rata-rata nilai TOC seluruh formasi berdasarkan pada data rata-rata nilai TOC setiap sumur. Diinterpretasi bahwa rata-rata nilai TOC yang berpotensi untuk menjadi batuan induk kategori bagus yaitu Formasi Tawun, Formasi Tuban Anggota Rancak dan Formasi Ngimbang, sedangkan pada Formasi Tuban Anggota Tuban dan Formasi Kujung termasuk dalam kategori sedikit berpotensi untuk menjadi batuan induk. Hal tersebut disebabkan karena kadar persebaran material organik berbeda-beda pada setiap sumur, tergantung dari kondisi lingkungan pengendapannya.

Umumnya, batuan induk akan mempunyai kadar material organik yang tinggi apabila lingkungan pengendapan sedimentasi tersebut dalam lingkungan yang anoksik. Selain itu, proses sedimentasi harus cepat dengan energi transportasi yang tinggi. Akibat adanya proses sedimentasi yang dominan, maka sisa-sisa tumbuhan tidak

Tabel 1. Hasil perhitungan estimasi volume hidrokarbon Formasi Ngimbang.

	Value	GRV(Acre ft)	NRV (Acre ft)	NRV (cc)	Mass of Shale	Mass of TOC	Mass of HC (g)	Mass of HC (Kg)	Volume of HC (bbl)
Formasi Ngimbang		2,14x 10 ⁹							
Vshale	0,6331		1,34 x10 ⁹						
Densitas	2,31168			1,65x10 ¹⁸	3,81x10 ¹⁸				
TOC	1,1588					4,41x10 ¹⁶			
HI Generation	43,4235						1,91x10 ¹⁵	1,92x10 ¹²	1,4x10 ¹⁰
Efisiensi Ekspulsi	40%								5,62x10 ⁹
	60%								8,43x10 ⁹

Tabel 2. Hasil perhitungan estimasi volume hidrokarbon Formasi Kujung.

	Value	GRV(Acre ft)	NRV (Acre ft)	NRV (cc)	Mass of Shale	Mass of TOC	Mass of HC (g)	Mass of HC (Kg)	Volume of HC (bbl)
Formasi Kujung		2,14x 10 ⁹							
Vshale	0,35798		7,66 x10 ⁹						
Densitas	2,77604			9,45x10 ¹⁷	2,62x10 ¹⁸				
TOC	0,8924					2,34x10 ¹⁶			
HI Generation	19,784						4,63x10 ¹⁴	4,63x10 ¹¹	3,39x10 ⁹
Efisiensi Ekspulsi	40%								1,63x10 ⁹
	60%								2,04x10 ⁹

mengalami proses oksidasi dan akan semakin cepat untuk mengalami proses pembusukan hingga membentuk material organik.

Disamping itu juga, rendahnya nilai TOC diinterpretasi bahwa data TOC yang dianalisis berasal dari batuan induk yang telah matang, serta dapat diinterpretasi pula karena adanya kehadiran material pasir yang akan mempengaruhi rendahnya komposisi material organik. Data rata-rata TOC tersebut menjelaskan pula bahwa sumur SAG-1 berpotensi untuk dilakukannya pengeboran, sedangkan pada sumur SAG-3 dan SAG-4 diinterpretasi bahwa batuan induk yang menjadi target dalam proses pengeboran yaitu pada Formasi Ngimbang. Sumur SAG-2 tidak dapat diinterpretasi lebih jauh, karena data TOC pada Formasi Ngimbang tidak tersedia.

Berdasarkan dari data jendela kematangan minyak tersebut, maka dapat diinterpretasi bahwa data yang berada di bawah kedalaman 2200 m pada sumur SAG-1, SAG-3, dan SAG-4 yaitu Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang. Formasi Ngimbang dan Formasi Kujung menjadi batuan induk aktif, sedangkan pada Formasi Tawun dan Formasi Tuban menjadi sebagai batuan induk biogenik yang memiliki kedalaman yang dangkal. Berdasarkan data HI, maka diinterpretasi bahwa pada Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang menghasilkan hidrokarbon berupa *mixed oil and gas* dan *gas prone* dengan tipe kerogen pada umumnya tipe II/III dan III. Litologi Formasi Kujung dan Tuban yang dominan berupa batugamping dengan sisipan batulempung dan betulempung (Saerina, 2021) mendukung potensi batuan induk *gas prone* dengan nilai HI kurang dari 150 mg/g HC. Formasi Tawun dan Tawun berpotensi untuk menghasilkan hidrokarbon gas dengan tipe kerogen penyusun III apabila dipanaskan hingga mencapai jendela kematangan.

Berdasarkan persebaran data TOC dan data kematangan terhadap kedalaman, maka diinterpretasi bahwa Formasi Tawun, Formasi Tuban Anggota Rancak *Carbonate*, dan Formasi Tuban termasuk dalam batuan induk potensial, dikarenakan batuan sedimen pada formasi tersebut bersifat tidak matang dan akan menghasilkan hidrokarbon apabila

mempunyai temperatur pematangan yang tinggi. Oleh karena itu, karena kedalaman formasi yang bersifat dangkal dan temperatur yang rendah, maka dapat berpotensi untuk menjadi batuan induk biogenik.

Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang merupakan batuan induk efektif, karena telah bersifat matang dengan temperatur yang tinggi dan kedalaman lapisan batuan yang dalam. Oleh karena itu, pada umumnya batuan induk pada formasi ini telah menghasilkan dan mengeluarkan minyak atau gas bumi menuju reservoir. Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang diinterpretasi pula sebagai batuan induk aktif karena masih mengeluarkan hidrokarbon dan masih dilakukan produksi. Batuan induk efektif dapat pula bersifat inaktif atau sudah tidak mengeluarkan hidrokarbon.

Hasil persebaran HI terhadap kedalaman, dapat diinterpretasi bahwa Formasi Tawun, Formasi Tuban Anggota Rancak, dan Formasi Tuban pada umumnya akan menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah signifikan bila dipanaskan pada laboratorium atau secara proses alamiahnya. Umumnya, pada formasi tersebut akan menghasilkan hidrokarbon berupa dominan *gas prone* dengan kerogen tipe III yang tersusun oleh maseral berupa vitrinit yang berasal dari lingkungan pengendapan darat. Formasi tersebut berpotensi untuk menghasilkan gas biogenik karena kedalamannya yang cukup dangkal.

Hidrokarbon yang dihasilkan pada Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang pada umumnya menghasilkan *mixed oil and gas* serta *gas prone* dengan tipe kerogen II/IIIb dan kerogen tipe III. Diinterpretasi bahwa lingkungan pengendapan formasi ini yaitu lingkungan darat hingga lingkungan transisi. Menurut Silaen (2021), Formasi Ngimbang terendapkan di eustuarin pada *fasies channel*. Sistem pengendapan eustari berupa *channel* berperan penting dalam mengendapkan litologi berupa batupasir yang berpotensi menjadi batuan induk dengan kerogen tipe III.

Berdasarkan data sejarah pemendaman, dapat dilihat bahwa terdapat anomali nilai T_{maks} dan perubahan kecepatan sedimentasi yang semakin rendah pada Formasi Kujung,

Formasi Tuban dan Formasi Tawun. Hal tersebut diindikasikan dipengaruhi oleh adanya proses pengangkatan maupun proses erosi yang terjadi. Akibatnya, nilai T_{maks} pada batuan yang terangkat akan terendapkan pada *heatflow* yang rendah. Disamping itu juga, berdasarkan data sekunder geologi regional daerah Cekungan Jawa Timur Utara, bahwa pada saat terjadi periode tektonik kedua yang berumur Miosen Awal akan menyebabkan reaktivasi dan proses pengangkatan. Pengendapan Miosen Awal tersebut ekuivalen dengan Formasi Tuban dan Formasi Tawun.

Berdasarkan analisis perhitungan estimasi volume hidrokarbon yang tergenerasi dan terekspulsi pada batuan induk aktif, maka diinterpretasi mengenai persentase volume hidrokarbon. Hal tersebut bertujuan untuk mengetahui potensi hidrokarbon yang paling berpotensi menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah besar dan dijadikan sebagai batuan induk aktif. Diindikasikan bahwa Formasi Ngimbang merupakan batuan induk aktif yang paling berpotensi menghasilkan hidrokarbon di Cekungan Jawa Timur Utara dengan persentase volume hidrokarbon sekitar 87%, sedangkan volume hidrokarbon pada Formasi Kujung sebesar 13%.

KESIMPULAN

Formasi Tawun, Formasi Tuban, Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang berpotensi untuk menjadi batuan induk karena memiliki komposisi material organik (TOC) lebih dari 1%. Formasi yang telah memasuki jendela kematangan berada pada kedalaman 2.200 m. Formasi Kujung termasuk dalam kategori awal kematangan (T_{maks} 430 – 440°C) dan Formasi Ngimbang termasuk dalam kategori awal kematangan hingga puncak kematangan (T_{maks} 450 - 470°C; R_o 0,65 – 0,9).

Formasi Tawun dan Formasi Tuban berpotensi menjadi batuan induk dangkal biogenik yang menghasilkan HC berupa dominan gas dengan kerogen penyusun tipe III (65-137 mgHC/g). Formasi Kujung dan Formasi Ngimbang termasuk dalam batuan induk aktif yang menghasilkan hidrokarbon berupa *mixed oil and gas* dan *gas prone* dengan tipe kerogen pada umumnya tipe

II/III (HI 201–295 mgHC/g) dan III (HI 86 – 197 mgHC/g).

Lingkungan pengendapan Formasi Ngimbang pada daerah *fluvial-deltaic (lower delta plain)*. Lingkungan pengendapan Formasi Kujung berada pada *mixed shallow lacustrine dominated and marine (delta plain)*. Kecepatan penurunan cekungan pada umur 15-47,8 Ma terjadi secara signifikan dari 413,22 m/s hingga mencapai 1071 m/s. Pada umur 7 Ma hingga 15 Ma terjadi rendahnya kecepatan penurunan cekungan dan kecepatan sedimentasi hingga mencapai 465,2 m/s. Jendela kematangan terletak pada kedalaman 6400 m dan jendela gas terletak pada kedalaman sekitar 14000 m.

Formasi Ngimbang menghasilkan volume hidrokarbon tergenerasi sebesar 14 BBOE dan Formasi Kujung sebesar 3,39 BBOE, sedangkan volume terekspulsi pada Formasi Ngimbang sebesar 5,62 BBOE hingga 8,43 BBOE dan Formasi Kujung sebesar 1,36 BBOE hingga 2,04 BBOE.

UCAPAN TERIMA KASIH

Menuliskan ucapan terima kasih, kepada individu atau lembaga yang membantu dalam penyusunan artikel.

DAFTAR PUSTAKA

- Agusta, V.C., 2014. *Analisis Geokimia Minyak dan Gas Bumi pada Batuan Induk Formasi "X" Cekungan "Y"*. Skripsi. Jatinangor: Universitas Padjajaran.
- Cooles, G.P., A.S. Mackenzie., dan T.M. Quigley., 1986. *Calculation of Petroleum Masses Generated and Expelled from Source Rocks, Advances in Organic Geochemistry*, Oxford Pergamon Press, 235-245. DOI: doi.org/10.1016/0146-6380(86)90026-4
- Huang, W.Y. dan Meischein, W.G., 1979. Sterols as Ecological Indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 43, 739-745. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(79\)90257-6](https://doi.org/10.1016/0016-7037(79)90257-6)
- Hunt, J.M., 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman and Company, 2nd ed., San Francisco.
- Killops, S. dan Killops, V., 2005. *Introduction to Organic Geochemistry*,

- 2nd edition. Australia: Blackwell Publishing.
- Mudjiono, R., dan Pireno, G.E., 2001, Exploration Of The North Madura Platform, Offshore East Java, Indonesia, *28th Annual Convention Proceeding Indonesian Petroleum Association*.
- Peters, K.E. dan Cassa, M.R., 1994. Applied Source Rock Geochemistry Dalam L.B., Magoon dan W.G., Dow., *The Petroleum System from Source to Trap: AAPG Memoir 60*.
- Peters, K.E., Walters, C.C., dan Moldowan, J.M., 1993. *The Biomarker Guide: Interpreting Molecular Fossils in Petroleum and Ancient Sediments*. New Jersey: Prentice Hall.
- Peters, K.E., Walters, C.C., dan Moldowan, J.M., 2005. *Biomarkers and Isotopes in The Environment and Human History*. United Kingdom: Cambridge University.
- Saerina, A.N., Kurniasih, A., dan Setyawan, R., 2021. Analisis Perkembangan Fasies Dan Lingkungan Pengendapan Pada Interval Formasi Kujung Dan Tuban, Blok West Tuban, Cekungan Jawa Timur, *Jurnal Geosains dan Teknologi*, 4(1). DOI: <https://doi.org/10.14710/jgt.4.1.2021.38-47>
- Satyana, A.H., 2010, *Petroleum Geology of Indonesia: Current Knowledge*, Regular HAGI Course. Surabaya.
- Silaen, M., Aribowo, Y., dan Setyawan, R., 2021, Potensi Reservoir Batupasir Formasi Ngimbang dan Interval Umur pra-Tersier Area Silaen-10, Sub-Cekungan Kangean, Cekungan Jawa Timur Utara, *Jurnal Geosains dan Teknologi*, 4(2). DOI: 10.14710/jgt.4.2.2021.101-116
- Schmoker, J.W., 1994, *Volumetric Calculation of Hydrocarbons Generated*, dalam L.B Magoon dan W.G Dow., *The Petroleum System from Source to Trap: AAPG Memoir 60*, 323-328.
- Tissot, B.P. dan Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*, Springer-Verlag, New York.
- Waples, D.W., 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*, Internasional Human Resources Development Corporation, Boston.
- Waples, D.W., dan Machihara, T., 1991. Biomarkers for Geologists—A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology, *Technology Research Center Japan National Corporation Chiba*, AAPG Methods in Exploration no. 9.