

PEMODELAN SEJARAH PEMENDAMAN 1D SUMUR AIRE PADA AREA SUB-CEKUNGAN JAMBI BERDASARKAN ANALISIS GEOKIMIA BATUAN INDUK

Irfan Hanif*, Rahmi Mulyasari, Andri Kurniawan, Ridho Destawan

¹ Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung, Jl. Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No. 1, Bandar Lampung, 35145, Indonesia

*email: irfanhanif@eng.unila.ac.id

ABSTRAK

Sejarah pemendaman merupakan parameter penting dalam analisis pemodelan cekungan untuk memahami evolusi termal dan kematangan batuan induk hidrokarbon yang berperan dalam sistem petroleum. Penelitian ini bertujuan menganalisis sejarah pemendaman dan kematangan batuan induk pada Sumur AIRE di Sub-Cekungan Jambi, yang merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Selatan sebagai salah satu cekungan penghasil hidrokarbon utama di Indonesia. Metode penelitian meliputi analisis geokimia batuan induk, analisis biomarker untuk menentukan lingkungan pengendapan dan korelasi minyak-batuan induk, serta integrasi data log sumur dan biostratigrafi dalam pemodelan sejarah pemendaman 1D. Hasil analisis menunjukkan bahwa Formasi Talangakar merupakan batuan induk yang potensial dengan tingkat kematangan termal dari awal hingga puncak matang. Analisis biomarker mengindikasikan bahwa material organik Formasi Talangakar diendapkan pada lingkungan laut terbuka dengan kontribusi material organik darat dan laut. Hasil pemodelan sejarah pemendaman menunjukkan bahwa Formasi Talangakar mulai memasuki jendela kematangan awal sekitar 13,6 Ma pada kedalaman ± 1400 m dan mencapai puncak kematangan sekitar 12,5 Ma pada kedalaman ± 1500 m. Temuan ini menegaskan peran Formasi Talangakar sebagai batuan induk utama dalam sistem petroleum di area penelitian.

Kata Kunci: Pemodelan; Sejarah pemendaman; Kematangan; Geokimia; Batuan induk

ABSTRACT

[Title: 1D Burial History Modeling of the AIRE Well in the Jambi Sub-Basin Based on Source Rock Geochemical Analysis] Burial history is an important parameter in basin modeling analysis to understand the thermal evolution and maturity of hydrocarbon source rocks within a petroleum system. This study aims to analyze the burial history and source rock maturity of the AIRE Well located in the Jambi Sub-Basin, part of the South Sumatra Basin, one of the major hydrocarbon-producing basins in Indonesia. The research methods include source rock geochemical analysis, biomarker analysis to determine depositional environments and oil-source rock correlation, and the integration of well log and biostratigraphic data within a one-dimensional (1D) burial history modeling framework. The results indicate that the Talangakar Formation acts as a potential source rock with thermal maturity ranging from early mature to peak mature stages. Biomarker analysis suggests that the organic matter of the Talangakar Formation was deposited in an open marine environment with contributions from both terrestrial and marine organic materials. The burial history modeling results show that the Talangakar Formation entered the early maturity window at approximately 13.6 Ma at a depth of about ± 1400 m and reached peak maturity at around 12.5 Ma at a depth of approximately ± 1500 m. These findings confirm the significant role of the Talangakar Formation as the primary source rock in the petroleum system of the study area.

Keywords: Modeling; Burial history; Maturity; Geochemistry; source rock

PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi masih menjadi salah satu sumber energi utama yang menopang kebutuhan energi nasional di Indonesia. Meskipun tren transisi energi menuju sumber energi terbarukan terus berkembang, hidrokarbon tetap memegang peranan penting dalam memenuhi kebutuhan energi jangka menengah, terutama untuk sektor industri dan

transportasi (Susanto dkk., 2021). Oleh karena itu, upaya eksplorasi dan pengembangan sumber daya minyak dan gas bumi perlu terus dilakukan melalui pencarian cadangan baru maupun optimalisasi cadangan yang telah ditemukan (SKK Migas, 2023).

Salah satu cekungan hidrokarbon penting di Indonesia adalah Cekungan Sumatera Selatan, yang telah dikenal sebagai cekungan penghasil hidrokarbon utama dengan sistem petroleum yang berkembang

dengan baik. Cekungan ini memiliki sejarah tektonik dan sedimentasi yang kompleks sehingga menghasilkan beberapa elemen sistem petroleum penting, seperti batuan induk, batuan reservoir, batuan penudung, serta perangkap hidrokarbon (Ginger dan Fielding, 2005). Seiring meningkatnya kebutuhan energi nasional, penelitian terkait karakteristik sistem petroleum di cekungan ini masih sangat diperlukan untuk meningkatkan keberhasilan eksplorasi hidrokarbon (Nugraha dkk., 2022).

Salah satu pendekatan penting dalam studi sistem petroleum adalah pemodelan cekungan (*basin modeling*), khususnya pemodelan sejarah pemendaman (*burial history modeling*). Metode ini digunakan untuk merekonstruksi evolusi geologi cekungan melalui analisis sejarah penimbunan sedimen, evolusi temperatur, serta tingkat kematangan termal batuan induk (Peters dkk., 2021). Informasi tersebut sangat penting dalam memahami proses pembentukan, migrasi, dan akumulasi hidrokarbon dalam suatu cekungan (Hantschel dan Kauerauf, 2021).

Penelitian ini memanfaatkan berbagai jenis data geologi dan geokimia untuk mengkaji karakteristik sistem petroleum pada Sumur AIRE di Sub-Cekungan Jambi, yang merupakan bagian dari Cekungan Sumatera Selatan. Data yang digunakan meliputi analisis geokimia batuan induk untuk mengidentifikasi potensi generasi hidrokarbon, analisis biomarker untuk menentukan lingkungan pengendapan dan korelasi minyak-batuan induk, data biostratigrafi untuk menentukan umur relatif serta paleobatimetri, serta data log sumur untuk mengetahui variasi litologi, kedalaman, ketebalan formasi, temperatur, dan karakteristik reservoir.

Integrasi berbagai data tersebut dilakukan dalam kerangka pemodelan sejarah pemendaman 1D (*1D burial history modeling*). Model ini kemudian dikalibrasi menggunakan parameter geologi dan geokimia seperti nilai pantulan vitrinit (*vitrinite reflectance*), data temperatur, serta porositas batuan untuk menghasilkan rekonstruksi evolusi termal cekungan yang lebih akurat (Peters dkk., 2021).

Dengan memahami sejarah pemendaman dan kematangan batuan induk, diharapkan penelitian ini dapat memberikan gambaran mengenai waktu generasi hidrokarbon, potensi migrasi, serta hubungan antara batuan induk dan batuan reservoir pada area penelitian. Informasi ini penting dalam mendukung upaya eksplorasi hidrokarbon yang lebih efektif di wilayah Sub-Cekungan Jambi.

Secara geografis, Cekungan Sumatera Selatan terletak di antara beberapa elemen tektonik utama, yaitu Tinggian Tigapuluh di bagian utara yang

memisahkannya dari Cekungan Sumatera Tengah, Tinggian Lampung di bagian timur yang membatasi dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Barisan di bagian barat hingga selatan (Hall, 2012).

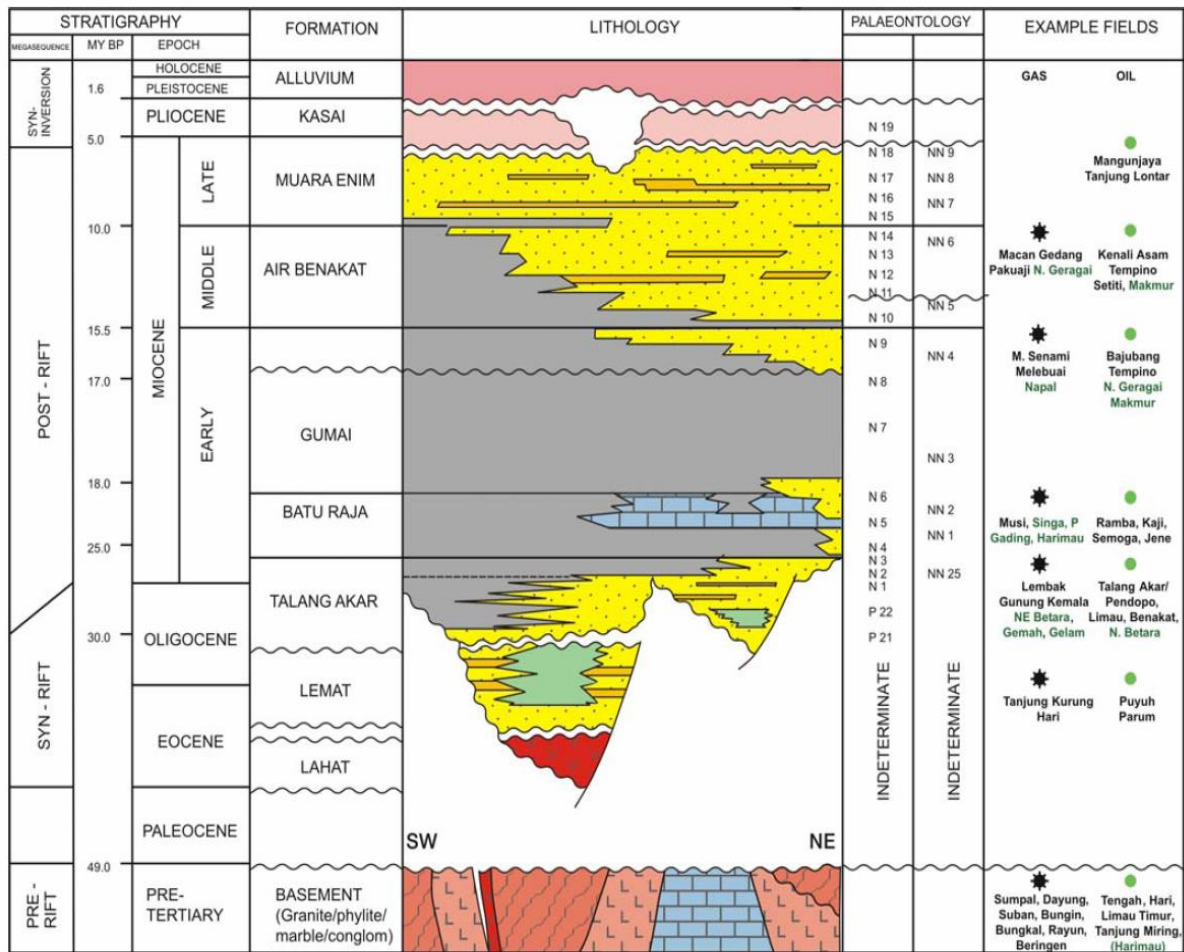
Cekungan ini merupakan cekungan belakang busur (*back-arc basin*) yang terbentuk akibat interaksi tektonik antara Lempeng Indo-Australia dan Paparan Sunda sepanjang zona subduksi Palung Sunda (Hall, 2012). Evolusi cekungan ini diawali oleh fase ekstensional pada Eosen hingga Oligosen Awal yang menghasilkan sistem half-graben berorientasi utara-selatan. Aktivitas ekstensional ini kemudian diikuti oleh rotasi tektonik sekitar 15° searah jarum jam sejak Miosen yang mengubah orientasi struktur cekungan menjadi timurlaut-baratdaya (Ginger dan Fielding, 2005).

Selama periode Oligosen Akhir hingga Miosen Awal terjadi fase penurunan cekungan yang signifikan disertai proses transgresi laut yang menghasilkan lingkungan pengendapan laut dangkal hingga laut dalam. Fase ini kemudian diikuti oleh periode regresi pada Miosen Tengah hingga Miosen Akhir akibat meningkatnya suplai sedimen dari daratan. Perubahan kondisi tektonik kembali terjadi pada Pliosen hingga Pleistosen ketika fase kompresional menghasilkan pembentukan Pegunungan Barisan serta reaktivasi struktur sesar normal menjadi sesar naik dan lipatan (Satyana dkk., 2020).

Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (**Gambar 1**) tersusun atas beberapa satuan batuan utama yang berkembang sejak Pra-Tersier hingga Kuartar. Batuan dasar cekungan terdiri atas batuan metamorf dan batuan beku seperti granit, kuarsit, filit, dan batugamping yang terbentuk pada Pra-Tersier hingga awal Tersier (Ginger dan Fielding, 2005).

Pengendapan sedimen dimulai pada Eosen Akhir hingga Oligosen Tengah dengan terbentuknya Formasi Lemat/Lahat, yang diendapkan pada lingkungan lakustrin dengan litologi berupa serpih, batulanau, batupasir, dan batubara. Selanjutnya, pada Oligosen Akhir hingga Miosen Awal diendapkan Formasi Talangakar, yang didominasi oleh batupasir dan serpih serta dikenal sebagai salah satu batuan induk utama hidrokarbon di cekungan ini.

Pada Miosen Awal, transgresi laut menyebabkan perkembangan karbonat di tepi cekungan yang membentuk Formasi Baturaja, dengan litologi utama berupa batugamping karbonat dan serpih. Puncak transgresi terjadi pada akhir Miosen Awal hingga Miosen Tengah dengan pengendapan serpih laut dalam yang luas sebagai Formasi Gumai, yang berfungsi sebagai batuan penudung regional.



Gambar 1. Skema stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)

Pada Miosen Tengah hingga Miosen Akhir terjadi perubahan lingkungan pengendapan dari laut dalam menuju laut dangkal hingga deltaik yang menghasilkan Formasi Air Benakat dan Formasi Muara Enim, dengan litologi dominan berupa batupasir, serpih, dan batubara. Aktivitas vulkanisme yang meningkat pada Pliosen menghasilkan endapan Formasi Kasai yang tersusun atas tuf, batulempung, dan sedimen vulkaniklastik (Nugraha dkk., 2022).

Berdasarkan latar belakang penelitian, pemahaman mengenai sejarah pemendaman dan evolusi kematangan batuan induk menjadi aspek penting dalam kajian sistem petroleum di Cekungan Sumatera Selatan, khususnya pada Sub-Cekungan Jambi. Kompleksitas proses tektonik dan sedimentasi yang berlangsung sejak Tersier menyebabkan variasi kondisi pengendapan, distribusi litologi, serta tingkat kematangan termal batuan induk yang mempengaruhi proses pembentukan dan akumulasi hidrokarbon. Oleh karena itu, diperlukan kajian yang komprehensif untuk mengidentifikasi karakteristik geokimia batuan induk, menentukan lingkungan pengendapan berdasarkan analisis biomarker, serta merekonstruksi

sejarah pemendaman dan evolusi kematangan termal melalui pemodelan cekungan. Dengan demikian, rumusan masalah dalam penelitian ini berfokus pada bagaimana karakteristik geokimia batuan induk pada area Sumur AIRE di Sub-Cekungan Jambi, bagaimana interpretasi lingkungan pengendapan dan korelasi antara minyak dan batuan induk berdasarkan analisis biomarker, serta bagaimana rekonstruksi sejarah pemendaman dan tingkat kematangan termal batuan induk berdasarkan pemodelan cekungan 1D. Sejumlah penelitian sebelumnya telah memberikan kontribusi penting dalam memahami sistem petroleum di Sub-Cekungan Jambi. Studi oleh Komalasari dkk. (2022) menunjukkan bahwa Formasi Lahat, Lower Talangakar, Talangakar, dan Gumai berpotensi sebagai batuan induk dan reservoir, sementara Formasi Gumai berperan sebagai batuan penutup. Selain itu, penelitian oleh Hanif (2022) terkait pemodelan sejarah pemendaman di Area Blok Jambi Merang menyimpulkan bahwa Formasi Talangakar telah mencapai fase puncak kematangan pada beberapa sumur dalam rentang waktu 13,8-12,5 juta tahun lalu pada kedalaman 1754-1514 m.

Namun demikian, kajian-kajian tersebut umumnya masih terbatas pada evaluasi batuan induk secara umum dan pemodelan kematangan pada skala regional atau multi-sumur, serta belum mengintegrasikan secara mendalam antara analisis geokimia batuan induk, biomarker, dan pemodelan sejarah pemendaman dalam satu kerangka terpadu pada skala sumur spesifik. Selain itu, aspek korelasi langsung antara ekstrak bitumen batuan induk dengan sampel minyak melalui pendekatan biomarker yang dikaitkan dengan hasil pemodelan cekungan masih jarang dibahas secara komprehensif pada studi sebelumnya di Sub-Cekungan Jambi.

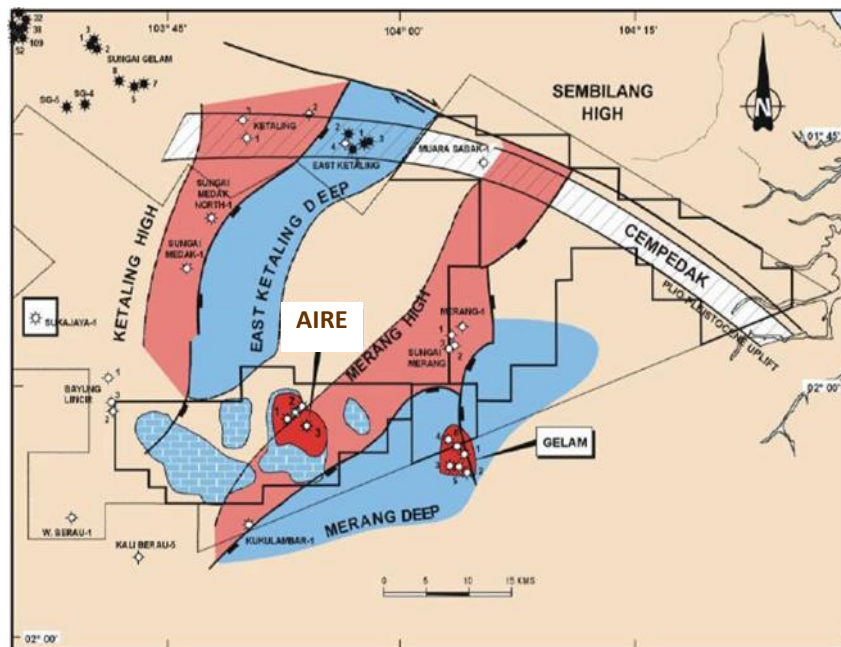
Oleh karena itu, penelitian ini menawarkan kebaruan (*novelty*) melalui pendekatan integratif yang menggabungkan analisis geokimia, biomarker, dan pemodelan sejarah pemendaman satu dimensi (*1D basin modeling*) secara simultan pada Sumur AIRE. Pendekatan ini tidak hanya bertujuan untuk mengidentifikasi karakteristik batuan induk dan lingkungan pengendapan, tetapi juga untuk menghubungkan aspek geokimia dengan evolusi termal cekungan serta implikasinya terhadap sistem petroleum secara lebih spesifik dan terukur. Dengan demikian, penelitian ini diharapkan dapat memberikan kontribusi yang lebih mendalam dalam memahami dinamika sistem petroleum di Sub-

Cekungan Jambi serta mendukung pengembangan strategi eksplorasi hidrokarbon yang lebih efektif.

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi sistem petroleum pada area Sumur AIRE di Sub-Cekungan Jambi melalui pendekatan integratif yang menggabungkan analisis geokimia, biomarker, dan pemodelan sejarah pemendaman satu dimensi. Secara khusus, penelitian ini difokuskan pada penentuan potensi dan kematangan batuan induk, interpretasi lingkungan pengendapan serta indikasi korelasi minyak-batuan induk, dan rekonstruksi evolusi termal cekungan untuk mengidentifikasi waktu generasi hidrokarbon. Melalui pendekatan tersebut, penelitian ini diharapkan dapat memberikan dasar ilmiah yang lebih terintegrasi dalam memahami hubungan antar elemen sistem petroleum serta mendukung peningkatan efektivitas kegiatan eksplorasi hidrokarbon di Sub-Cekungan Jambi.

METODE

Penelitian ini menggunakan data sumur eksplorasi AIRE di Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan (**Gambar 2**). Data yang digunakan merupakan data sekunder yang terdiri dari data geokimia batuan induk, biomarker, biostratigrafi, serta data log sumur yang digunakan sebagai parameter dalam pemodelan sejarah pemendaman.



Gambar 2. Lokasi penelitian Sumur AIRE (Clure dan Fiptiani, 2001)

Data geokimia batuan induk meliputi *Total Organic Carbon* (TOC), hasil pirolisis *Rock-Eval*, serta pantulan vitrinit (Ro) yang digunakan untuk mengevaluasi kelimpahan material organik, tipe kerogen, dan tingkat kematangan termal batuan induk. Selain itu tersedia data biomarker berupa

kromatografi gas (GC), kromatografi cair (LC), serta *Gas Chromatography-Mass Spectrometry* (GC-MS) yang mencakup kromatogram n-alkana dan isoprenoid serta fragmentogram triterpana dan sterana. Data biostratigrafi berupa informasi umur dan paleobatimetri diperoleh dari analisis kemunculan

foraminifera, nannofosil, dan palinomorf. Data log sumur yang digunakan meliputi kedalaman, ketebalan formasi, *sonic log*, *mud log*, dan *Bore Hole Temperature* (BHT).

Evaluasi geokimia dilakukan terhadap 54 sampel batuan dari interval kedalaman 150-1950 m yang mencakup beberapa satuan stratigrafi utama, yaitu Formasi Muara Enim (MEF), Formasi Air Benakat (ABF), Formasi Gumai (GUF), Formasi Baturaja (BRF), Formasi *Upper* Talangakar (U.TAF), dan Formasi *Lower* Talangakar (L.TAF).

Analisis biomarker (**Tabel 1**) dilakukan terhadap enam sampel ekstrak bitumen yang berasal dari interval Formasi Muara Enim (550-600 m), Air Benakat (1150-1175 m), Gumai (1600-1625 m), Baturaja (1700-1725 m), *Upper* Talangakar (1825-1850 m), serta satu sampel inti samping dari *Lower* Talangakar (1950,5 m). Selain itu digunakan satu sampel minyak dari Formasi Baturaja (1723 m) untuk keperluan korelasi minyak-batuan induk.

Tabel 1. Data masukan analisis biomarker

Formasi	MEF	ABF	GUF	BRF	BRF (RFT Oil)	U.TAF	L.TAF
Kedalaman (m)	550-600	1150-1175	1600-1625	1700-1725	1723	1825-1850	1950.5
Data Kromatografi Cairan							
EOM/TOC	6.2	7.6	18.1	18.9	-	45	15.5
HC/TOC	2.4	5.3	11	15	-	32.5	13.3
Sat (%)	1.6	31.1	33.2	42.4	70.3	23.4	66.9
Aro (%)	36.5	38.1	27.7	36.7	26.8	48.8	18.9
NSO+Asph (%)	61.9	30.8	39.1	20.9	2.9	27.8	14.2
Sat/Aro	0.04	0.82	1.2	1.16	2.62	0.48	3.54
Data Kromatografi Gas							
Pris/Phy	7.8	5.94	4.36	4.19	5.25	2.95	2.04
Pris/nC ₁₇	2.05	2.06	2.95	1.51	0.75	1.05	0.77
Phy/nC ₁₈	0.45	0.5	0.6	0.41	0.19	0.36	0.4
nC ₃₁ /nC ₁₉	6.63	0.83	0.97	0.54	0.2	0.47	0.38
Data Triterpana							
Tm/Ts	8.0	-	1.17	0.64	-	0.19	0.32
C ₃₀ Moretana/Hopana	2.33	-	0.23	0.15	-	0.14	0.13
Data Sterana							
Total Hopana/Sterana	9.74	-	3.37	3.17	-	2.45	2.63
%C ₂₇	17.47	-	29.36	33.72	-	34.91	43.01
%C ₂₈	19.19	-	25.18	22.09	-	26.93	22.06
%C ₂₉	63.34	-	45.46	44.19	-	38.16	34.93

Variabel utama yang diamati dalam penelitian ini meliputi, kelimpahan material organik, yang direpresentasikan oleh nilai TOC (**Tabel 2**). Tipe kerogen, yang ditentukan berdasarkan nilai *Hydrogen Index* (HI) dari hasil pirolisis *Rock-Eval* (**Tabel 3**). Kematangan termal, yang dianalisis menggunakan parameter Tmax dan pantulan vitrinit (Ro) (**Tabel 4**). Lingkungan pengendapan dan asal material organik, yang dianalisis melalui parameter biomarker seperti distribusi n-alkana, rasio pristana/fitana, serta komposisi sterana dan triterpana.

Tabel 2. Kelimpahan material organik (Peters dan Cassa, 1994)

Total Organic Carbon (%)	S ₁ + S ₂ (mg HC/g)	Kategori
< 0.5	< 2	Poor (Buruk)
0.5 - 1	2 - 5	Fair (Cukup)
1 - 2	5 - 10	Good (Baik)
2 - 4	10 - 20	Very good (Sangat baik)
> 4	> 20	Excelent (Luar biasa)

Tabel 3. Kualitas material organik (Peters dan Cassa, 1994)

Tipe Kerogen	Indeks Hidrogen	S ₂ /S ₃	Atom H/C	Jenis Hidrokarbon
I	> 600	> 15	> 1.5	Minyak
II	300 - 600	10 - 15	1.2 - 1.5	Minyak
II/III	200 - 300	5 - 10	1.0 - 1.2	Minyak dan Gas
III	50 - 200	1 - 5	0.7 - 1.0	Gas
IV	< 50	< 1	< 0.7	-

Tabel 4. Tingkat kematangan material organik (Peters dan Cassa, 1994)

Nilai Kematangan	Ro (%)	Tmaks	TAI
Belum Matang	0.2-0.6	< 435	1.5-2.6
Awal Matang	0.6-0.65	435-445	2.6-2.7
Puncak Matang	0.65-0.9	445-450	2.7-2.9
Akhir Matang	0.9-1.35	450-470	2.9-3.3
Pasca Matang	> 1.35	> 470	>3.3

Sejarah pemendaman dan evolusi termal, yang direkonstruksi melalui pemodelan cekungan satu dimensi. Parameter geokimia tersebut dianalisis menggunakan klasifikasi standar dalam geokimia petroleum yang telah banyak digunakan dalam studi batuan induk (Peters dkk., 2021; Tissot dan Welte, 2021).

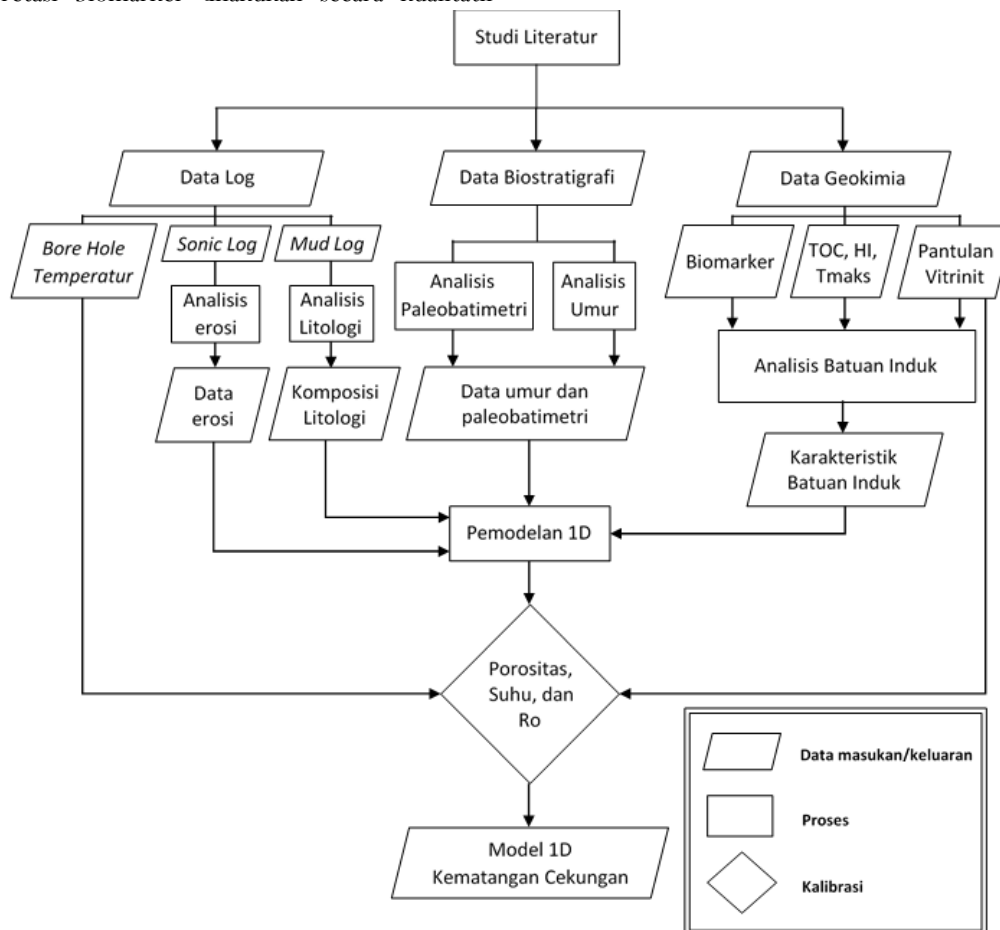
Analisis geokimia batuan induk dilakukan dengan metode *Rock-Eval pyrolysis* untuk memperoleh parameter TOC, S1, S2, S3, *Hydrogen Index* (HI), dan Tmax. Parameter-parameter ini digunakan untuk menentukan kualitas batuan induk, tipe kerogen, dan tingkat kematangan termal material organik (Peters dkk., 2021).

Analisis biomarker dilakukan menggunakan teknik *Gas Chromatography* (GC) dan *Gas Chromatography-Mass Spectrometry* (GC-MS) untuk mengidentifikasi distribusi senyawa biomarker seperti n-alkana, isoprenoid, sterana, dan triterpana. Interpretasi biomarker dilakukan secara kualitatif

melalui pola kromatogram dan secara kuantitatif melalui analisis rasio biomarker menggunakan plot silang yang umum digunakan dalam studi sistem petroleum (Killops dan Killops, 2022).

Data biostratigrafi digunakan untuk menentukan umur relatif dan paleobatimetri lapisan berdasarkan kemunculan fosil indeks seperti foraminifera, nannofosil, dan palinomorf. Data umur kemudian diinterpolasi menggunakan pendekatan hubungan linear antara umur dan kedalaman untuk menghasilkan kurva umur terhadap kedalaman yang digunakan dalam pemodelan cekungan.

Pemodelan cekungan dilakukan menggunakan pendekatan *1D basin modeling* (**Gambar 3**) untuk merekonstruksi sejarah pemendaman, evolusi temperatur, serta kematangan termal batuan induk. Metode ini mengikuti prinsip dasar pemodelan cekungan yang telah banyak digunakan dalam studi sistem petroleum (Hantschel dan Kauerauf, 2021).



Gambar 3. Diagram alir penelitian

Tahapan pertama adalah analisis kompaksi sedimen dengan mengonversi data *sonic log* menjadi nilai porositas menggunakan hubungan empiris antara waktu tempuh gelombang akustik dan porositas batuan. Kurva kompaksi yang dihasilkan digunakan untuk mengidentifikasi kemungkinan proses erosi

atau pengangkatan berdasarkan perubahan pola kompaksi.

Estimasi erosi dilakukan menggunakan pendekatan *Depth Inflection Point* (DIP) yang membandingkan kedalaman titik infleksi teoritis dan observasi pada kurva kompaksi untuk menentukan

besarnya pengangkatan atau erosi yang terjadi pada suatu interval stratigrafi.

Tahapan selanjutnya adalah integrasi data umur, paleobatimetri, litologi, porositas, temperatur, dan pantulan vitrinit ke dalam model pemendaman. Litologi setiap interval formasi diinterpretasikan dari data *mud log*, yang kemudian digunakan sebagai parameter kompaksi dan konduktivitas termal dalam model.

Data temperatur diperoleh dari *Bore Hole Temperature* (BHT) yang dikoreksi menggunakan metode Horner plot untuk mendapatkan temperatur formasi yang lebih representatif. Nilai pantulan vitrinit yang tersedia kemudian dikoreksi untuk menghindari efek supresi menggunakan pendekatan empiris yang umum diterapkan dalam studi kematangan termal batuan induk.

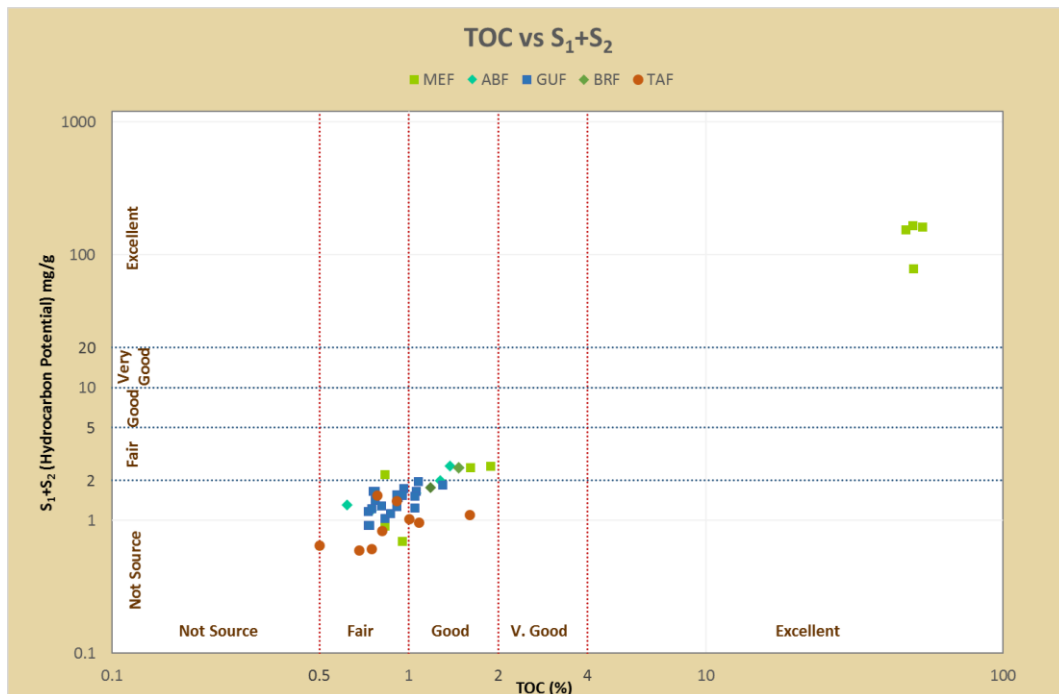
Tahapan akhir pemodelan dilakukan dengan merekonstruksi aliran panas (*heat flow*) sepanjang sejarah geologi cekungan. Proses kalibrasi model dilakukan dengan menyesuaikan kurva hasil pemodelan dengan data observasi berupa porositas, temperatur, dan pantulan vitrinit sehingga diperoleh model sejarah pemendaman dan evolusi termal yang paling sesuai dengan kondisi geologi aktual.

HASIL DAN PEMBAHASAN

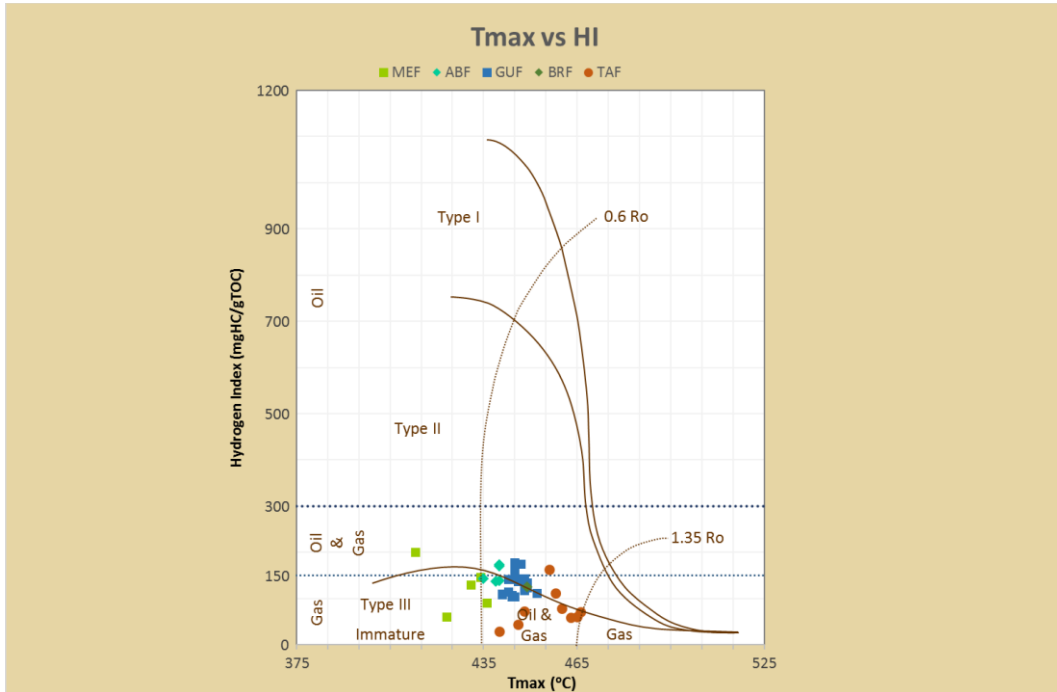
Hasil evaluasi geokimia pada 54 sampel batuan dari interval kedalaman 150-1950 m menunjukkan variasi kandungan *Total Organic Carbon* (TOC) sebesar 0,5-53,63%. Nilai tersebut menunjukkan kelimpahan material organik dengan kualitas cukup hingga sangat tinggi (**Gambar 4**). Beberapa sampel pada Formasi Muara Enim memperlihatkan nilai TOC sangat tinggi yang berkaitan dengan keberadaan lapisan batubara pada interval tersebut.

Analisis tipe kerogen dilakukan menggunakan kurva silang antara *Hydrogen Index* (HI) dan Tmax. Nilai HI yang diperoleh berkisar antara 29-326 mgHC/gTOC. Hasil ini menunjukkan bahwa sebagian besar sampel termasuk dalam kerogen tipe II dan III, yang secara umum memiliki potensi menghasilkan minyak dan gas (**Gambar 5**).

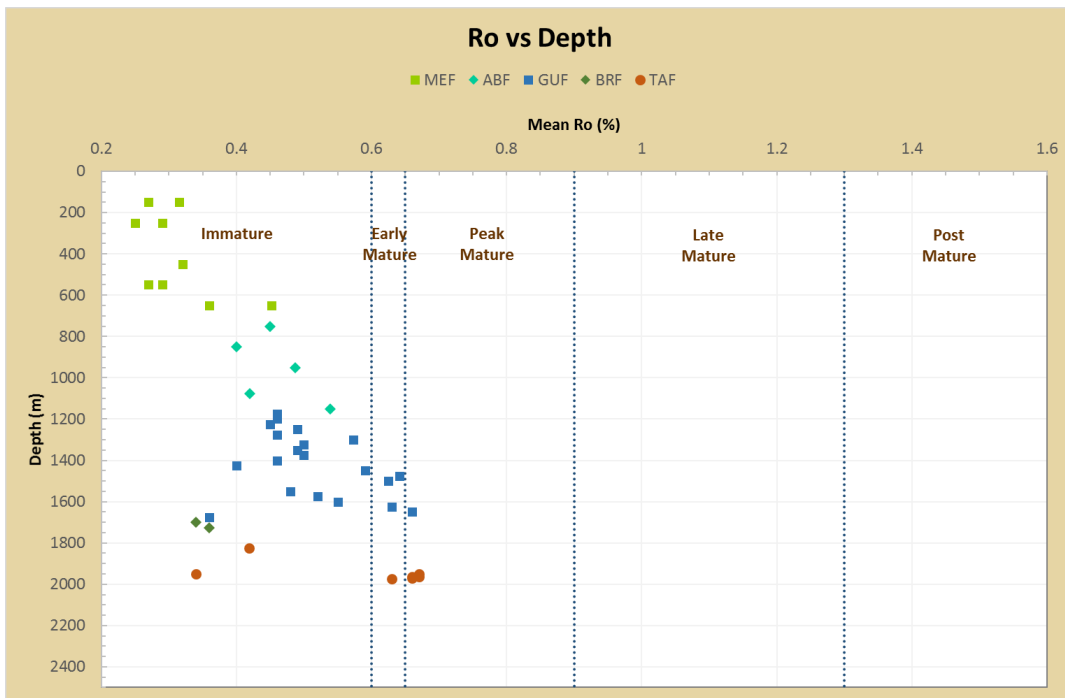
Tingkat kematangan termal batuan induk dianalisis menggunakan parameter pantulan vitrinit (Ro). Nilai Ro pada sampel batuan berkisar antara 0,2-0,67%, yang menunjukkan kondisi kematangan dari belum matang hingga awal puncak kematangan. Zona awal kematangan minyak teridentifikasi pada kedalaman sekitar 1400 m pada interval Formasi Gumai, sedangkan sebagian besar sampel dari Formasi Talangakar menunjukkan nilai Ro antara 0,63-0,67% yang menandakan fase awal matang hingga puncak matang (**Gambar 6**).



Gambar 4. Kelimpahan material organik



Gambar 5. Kualitas material organik



Gambar 6. Kematangan material organik

Analisis biomarker dilakukan terhadap enam sampel ekstrak bitumen dan satu sampel minyak menggunakan data kromatografi cairan, kromatografi gas, dan GC-MS. Nilai rasio *Extractable Organic Matter* (EOM)/TOC pada sebagian besar sampel relatif rendah, berkisar antara 6,2-18,9%, sedangkan pada

Formasi Upper Talangakar menunjukkan nilai yang lebih tinggi yaitu sekitar 45%.

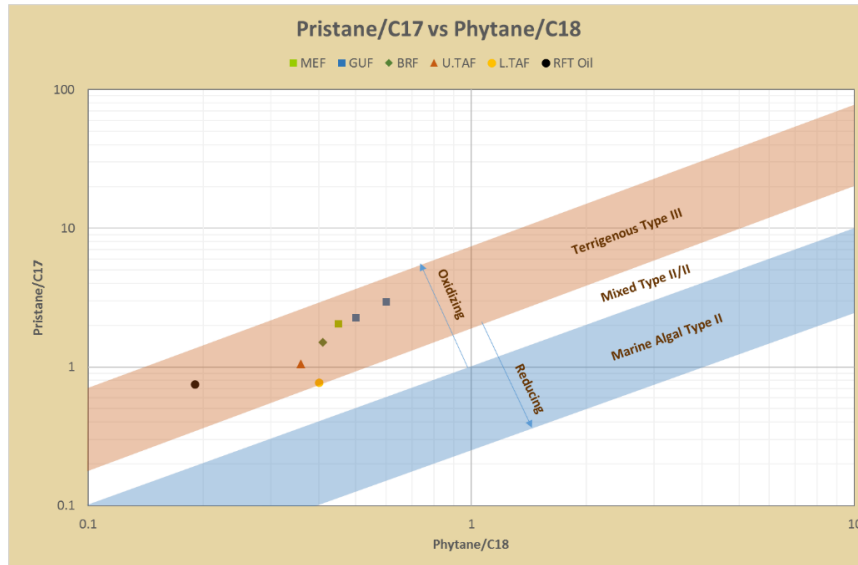
Rasio Hidrokarbon (HC)/TOC pada sebagian besar sampel berkisar antara 2,4-15%, sedangkan pada *Upper Talangakar* mencapai 32,5%. Nilai rasio yang rendah pada sebagian besar sampel mengindikasikan keberadaan bitumen asli (*indigenous*

bitumen), sedangkan nilai yang lebih tinggi pada *Upper Talangakar* mengindikasikan kemungkinan migrasi hidrokarbon.

Analisis kromatogram n-alkana menunjukkan bahwa sebagian besar sampel memiliki puncak distribusi hidrokarbon sebelum C20, yang mengindikasikan kontribusi material organik dari alga laut atau bakteri. Sebaliknya, sampel dari Formasi

Muara Enim menunjukkan dominasi puncak setelah C20, yang menunjukkan kontribusi material tumbuhan darat.

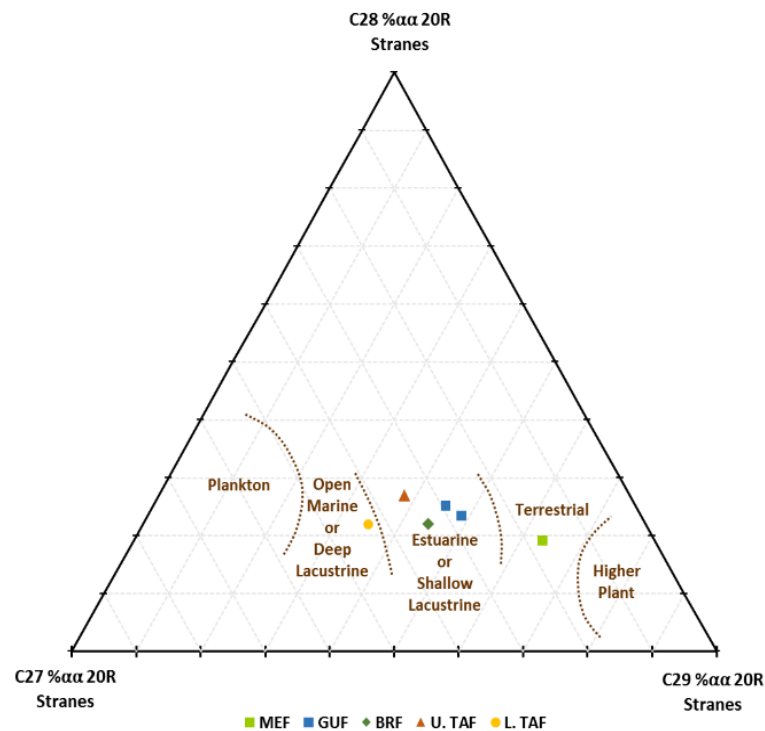
Analisis rasio *Pristane/Phytane* (Pr/Ph) menunjukkan dominasi pristana dibandingkan fitana, yang mengindikasikan lingkungan pengendapan yang relatif oksik (**Gambar 7**).



Gambar 7. Kurva silang antara pristana dan fitana sampel ekstrak bitumen dan minyak Sumur AIRE

Diagram segitiga sterana C27-C28-C29 menunjukkan variasi sumber material organik. Sampel dari Formasi Muara Enim didominasi oleh material daratan, sedangkan sampel dari Formasi

Gumai, Baturaja, dan *Upper Talangakar* menunjukkan kontribusi material dari lingkungan estuarin hingga laut dangkal (**Gambar 8**).



Gambar 8. Diagram segitiga sterana sampel ekstrak bitumen Sumur AIRE

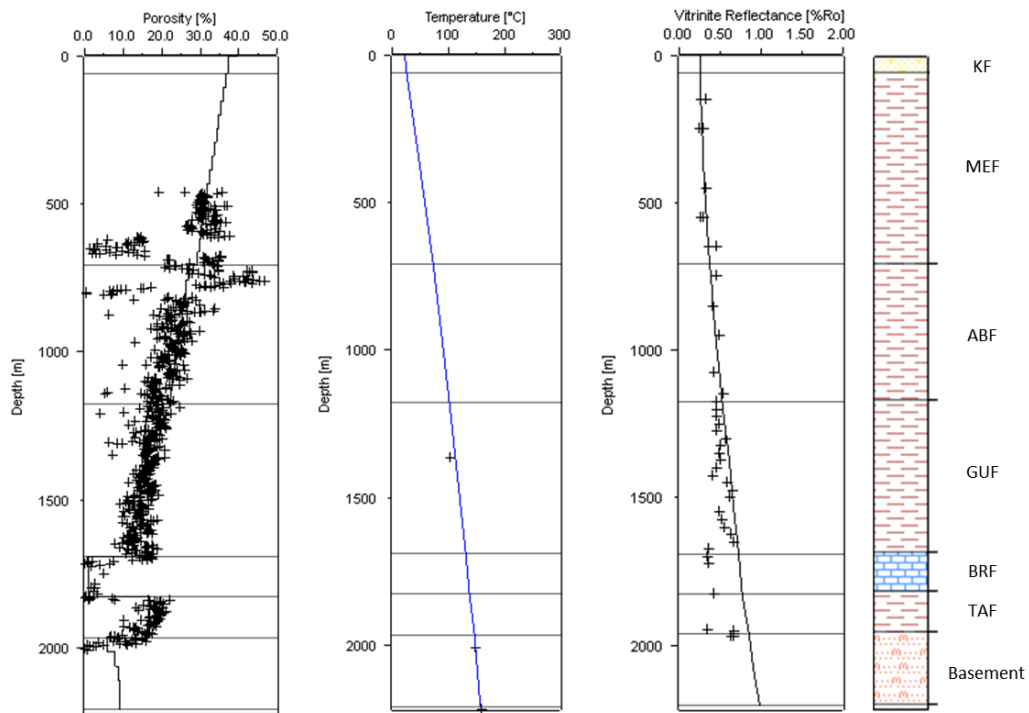
Analisis kompaksi sedimen yang diperoleh dari konversi *sonic log* menjadi porositas menghasilkan kurva kompaksi yang digunakan untuk mengidentifikasi kemungkinan proses erosi. Hasil analisis menunjukkan indikasi erosi pada interval Formasi Muara Enim, Air Benakat, dan Gumai.

Integrasi data biostratigrafi menghasilkan kurva hubungan antara umur dan paleobatimetri yang menunjukkan adanya tren kenaikan muka air laut sejak pembentukan Formasi Talangakar pada Miosen

Awal hingga puncak transgresi pada Miosen Tengah, diikuti oleh fase regresi hingga Miosen Akhir.

Analisis litologi berdasarkan data *mud log* menunjukkan bahwa sebagian besar formasi didominasi oleh batulempung, sedangkan Formasi Baturaja didominasi oleh batugamping.

Hasil kalibrasi model sejarah pemendaman dilakukan melalui rekonstruksi aliran panas (*heat flow*) hingga diperoleh kesesuaian antara kurva model dan data observasi berupa porositas, temperatur, dan pantulan vitrinit (**Gambar 9**).



Gambar 9. Kurva kalibrasi porositas, temperatur, dan pantulan vitrinit

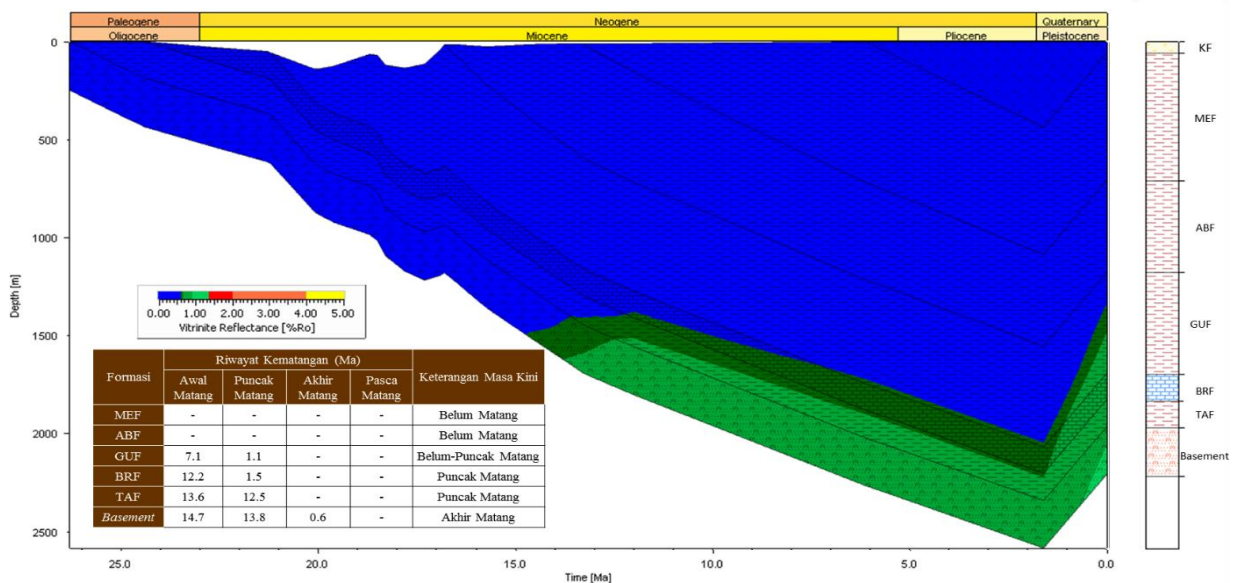
Integrasi hasil geokimia, biomarker, dan pemodelan cekungan menunjukkan bahwa sistem petroleum pada area penelitian terdiri dari beberapa elemen utama, yaitu: Formasi Talangakar sebagai batuan induk utama, Formasi Baturaja sebagai batuan reservoir karbonat, Formasi Gumai sebagai batuan penutup regional.

Hubungan antara ekstrak bitumen dari Formasi Talangakar dan sampel minyak dari Formasi Baturaja menunjukkan indikasi korelasi yang cukup kuat, sehingga migrasi hidrokarbon dari batuan induk menuju reservoir kemungkinan terjadi melalui sistem rekahan atau jalur migrasi struktural yang berkembang selama evolusi cekungan.

Hasil pemodelan sejarah pemendaman menunjukkan bahwa evolusi termal cekungan

dipengaruhi oleh proses *subsidence* tektonik dan perubahan muka laut regional. Puncak transgresi pada Miosen Tengah menghasilkan pengendapan serpih Gumai yang tebal sebagai batuan penutup regional. Setelah periode tersebut, peningkatan suplai sedimen menyebabkan fase regresi yang menghasilkan pengendapan sedimen klastik pada Formasi Air Benakat dan Muara Enim.

Hasil pemodelan (**Gambar 10**) menunjukkan bahwa Formasi Talangakar mulai memasuki fase awal kematangan sekitar 13,6 juta tahun lalu pada kedalaman ± 1400 m dan mencapai puncak kematangan sekitar 12,5 juta tahun lalu pada kedalaman ± 1500 m.



Gambar 10. Pemodelan cekungan dan kematangan batuan induk Sumur AIRE

KESIMPULAN DAN SARAN

Penelitian ini menghasilkan pemahaman yang lebih terintegrasi mengenai sistem petroleum pada Sumur AIRE di Sub-Cekungan Jambi melalui penggabungan analisis geokimia, biomarker, dan pemodelan sejarah pemendaman satu dimensi dalam satu kerangka interpretasi. Kontribusi utama penelitian ini terletak pada keberhasilan menghubungkan secara langsung karakteristik batuan induk dengan evolusi termal cekungan serta indikasi keterkaitannya dengan akumulasi hidrokarbon pada reservoir, yang pada studi sebelumnya umumnya masih dikaji secara terpisah.

Pendekatan integratif yang digunakan menunjukkan bahwa Formasi Talangakar tidak hanya berperan sebagai batuan induk yang potensial, tetapi juga memiliki hubungan genetik yang terindikasi dengan hidrokarbon pada Formasi Baturaja. Keterkaitan ini diperkuat melalui kombinasi parameter geokimia dan biomarker yang dikalibrasi dengan hasil pemodelan kematangan termal, sehingga memberikan tingkat keyakinan yang lebih tinggi terhadap interpretasi sistem petroleum dibandingkan pendekatan konvensional yang hanya berbasis satu jenis data.

Kebaruan penelitian ini juga terletak pada penerapan pemodelan sejarah pemendaman satu dimensi yang terkalibrasi dengan parameter geokimia dan data sumur untuk menentukan waktu generasi hidrokarbon secara lebih spesifik pada skala sumur. Hasil rekonstruksi menunjukkan bahwa generasi hidrokarbon dari batuan induk utama terjadi sejak Miosen Tengah, yang berimplikasi langsung terhadap pemahaman waktu migrasi dan pengisian reservoir di area penelitian.

Secara implikatif, hasil penelitian ini memberikan nilai tambah bagi kegiatan eksplorasi hidrokarbon, khususnya dalam meningkatkan akurasi penentuan *sweet spot* eksplorasi melalui pemahaman yang lebih baik terhadap hubungan antara batuan induk, jalur migrasi, dan reservoir. Pendekatan ini dapat digunakan sebagai dasar dalam pengembangan strategi eksplorasi berbasis risiko (*risk-based exploration*), terutama dalam mengevaluasi potensi akumulasi hidrokarbon pada reservoir karbonat seperti Formasi Baturaja di Sub-Cekungan Jambi. Dengan demikian, penelitian ini tidak hanya memberikan kontribusi akademik, tetapi juga memiliki relevansi praktis dalam mendukung optimalisasi kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi di Cekungan Sumatera Selatan.

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan, beberapa saran dapat diajukan untuk pengembangan penelitian maupun kegiatan eksplorasi hidrokarbon di masa mendatang. Penelitian lanjutan disarankan untuk melakukan analisis korelasi minyak-batuan induk secara lebih komprehensif, misalnya melalui pendekatan isotop stabil dan analisis biomarker lanjutan, sehingga hubungan genetik antara hidrokarbon yang ditemukan pada reservoir Formasi Baturaja dengan batuan induk Formasi Talangakar dapat dipastikan dengan tingkat keyakinan yang lebih tinggi. Pendekatan ini penting untuk memperkuat interpretasi sistem petroleum dan jalur migrasi hidrokarbon di Sub-Cekungan Jambi.

Selain itu, penelitian ini menggunakan pendekatan pemodelan cekungan satu dimensi (*1D basin modeling*) yang terbatas pada satu titik sumur.

Oleh karena itu, untuk memperoleh gambaran evolusi cekungan yang lebih komprehensif, disarankan agar penelitian selanjutnya dilakukan dengan menggunakan pemodelan dua dimensi atau tiga dimensi (*2D/3D basin modeling*) yang melibatkan beberapa sumur dan data seismik regional. Pendekatan ini akan memberikan pemahaman yang lebih baik mengenai distribusi batuan induk, jalur migrasi hidrokarbon, serta potensi perangkap hidrokarbon pada skala cekungan (Hantschel & Kauerauf, 2021).

Bagi pihak industri minyak dan gas bumi, khususnya perusahaan operator yang mengelola wilayah kerja di Sub-Cekungan Jambi, hasil penelitian ini dapat dimanfaatkan sebagai dasar ilmiah dalam pengembangan strategi eksplorasi hidrokarbon, terutama dalam mengidentifikasi interval batuan induk yang potensial serta memahami hubungan antara batuan induk, reservoir, dan batuan penudung. Informasi mengenai sejarah pemendaman dan evolusi kematangan termal yang diperoleh dari penelitian ini dapat digunakan untuk meningkatkan akurasi prediksi zona generasi hidrokarbon serta potensi akumulasi hidrokarbon di wilayah tersebut.

DAFTAR PUSTAKA

- Barber, A.J., Crow, M.J., dan Milsom, J.S. 2005. Sumatra: geology, resource and tectonic evolution, *Geology Society Memoir*, 31, 215-233.
- Clure, J. dan Fiptiani, N. 2001. Hydrocarbon exploration in the Merang Triangle South Sumatra Basin, *Proceeding Indonesian Petroleum Association, 28th Annual Convention*, Jakarta.
- Ginger, D., dan Fielding, K. 2005. The Petroleum Systems and Future Potential of the South Sumatra Basin. *Indonesian Petroleum Association Proceedings*, (30): 67-89.
- Hall, R. 1995. Plate tectonic reconstruction of the Indonesia Region. *Proceedings Indonesian Petroleum Association*, 24, 71-84
- Hall, R. 2012. Late Jurassic-Cenozoic reconstructions of the Indonesian region and the Indian Ocean. *Tectonophysics*, (570-571): 1-41.
- Hamilton, W. 1979. Tectonic of Indonesian Region. *U.S Geological Survey Professional Paper*, 1078.
- Hanif, I. 2022. *Pemodelan Cekungan dan Kematangan Batuan Induk Berdasarkan Analisis Sejarah Pemendaman Pada Area Blok Jambi Merang*. Tesis Program Pascasarjana. Institut Teknologi Bandung.
- Hantschel, T., dan Kauerauf, A. 2021. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. Springer.
- Isler, D.R. 1992. A new approach to shale compaction and stratigraphic restoration, Baufort-Mackenzie Basin and Mackenzie corridor, Northern Canada. *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol.*, 76, (8), 1170-1189
- Kesumajana, A.H.P. 1997. *Pengembangan Perangkat Lunak Untuk Pemodelan Komputer Geohistori Cekungan di Indonesia*. Tesis Program Pascasarjana. Institut Teknologi Bandung.
- Killops, S., dan Killops, V. 2022. *Introduction to Organic Geochemistry (3rd ed.)*. Wiley-Blackwell.
- Komalasari, M., Supriatna, J.M., Wirasatia, D., Ilmi, N.N., dan Sunardi, E. 2022. Geokimia Batuan Induk dan Pemodelan 1D Sejarah Pemendaman Sumur MKA-1, MKA-2, dan MKA-3 Pada Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 6(3): 888-900.
- Nugraha, A., Satyana, A., dan Nugroho, D. 2022. Petroleum system evolution of the South Sumatra Basin: implications for hydrocarbon exploration. *Journal of Asian Earth Sciences*, 235.
- Peters, K.E., dan Cassa, M.R. 1994. Applied source rock geochemistry. The Petroleum System from Source to Trap. *AAPG Memoir* (60): 93-117.
- Peters, K. E., Walters, C. C., dan Moldowan, J. M. 2021. *The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History*. Cambridge University Press.
- Pradana, A.Y. 2017. *Analisis Fasies, Diagenesis, dan Rock Type (RT) Batuan Karbonat Lapangan Pulau Gading, Subcekungan Jambi*. Tesis Program Pascasarjana. Institut Teknologi Bandung.
- Robinson, M. Kevin. 1987. An Overview of Source Rock and Oils in Indonesia, *Proceedings Indonesian Petroleum Association Sixteenth Annual Convention. Volume 1*: Jakarta.
- Satyana, A. H., Nugraha, A., dan Setiadi, A. 2020. Petroleum systems and tectonic evolution of the South Sumatra Basin. *Indonesian Journal on Geoscience*, 7(2).
- Shaylendra, Y. 2017. *Studi Geokimia Batuan Induk dan Pemodelan Cekungan di Area Kekeno dan Kolbano, Cekungan Timor Barat*. Tesis Program Pascasarjana. Institut Teknologi Bandung.
- Situmorang, H. 2018. *Studi Cekungan Batuan Induk dan Pemodelan Cekungan Blok Berau Barat*

- Cekungan Berau Papua Barat*. Tesis Program Pascasarjana. Institut Teknologi Bandung.
- SKK Migas. (2023). *Indonesia Oil and Gas Outlook Report*.
- Susanto, I., Prasetyo, H., dan Wijaya, R. 2021. Hydrocarbon exploration challenges in mature basins of Indonesia. *Indonesian Journal of Energy*.
- Syaifudin, M. 1999. *Studi Koreksi Pantulan Vitrinit Pada Formasi Brown Shale Cekungan Sumatera Tengah*. Tesis Program Pascasarjana. Institut Teknologi Bandung.
- Tissot, B., dan Welte, D. 2021. *Petroleum Formation and Occurrence*. Springer.
- Waples, D. W. dan Machihara, T. 1991. Biomarker for geologist – a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology, *AAPG Methods in Exploration*, (9): 1-65.
- Wirasatia, D. 2015. *Studi Geokimia dan Pemodelan Kematangan Berdasarkan Pantulan Vitrinit Pada Formasi Talangakar, di Daerah Sakamemang, Subcekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan*. Tesis Program Pascasarjana. Institut Teknologi Bandung.
- Wygrala, B.P. 1989. *Integrated Study of Oil Field in The Southern Po Basin Northern Italy*, Ph.D. Dissertation University of Cologne, 217.