

POTENSI GAS BIOGENIK DAN TERMOGENIK DI WILAYAH EKSPLORASI CEKUNGAN KUTAI BAGIAN SELATAN, LEPAS PANTAI KALIMANTAN TIMUR

YUDHI ARTHA¹, EDDY. A. SUBROTO²

1. PT. Saka Energi Indonesia, Menara Energi Lt 12, Jakarta, Email: yudhiarta@gmail.com
2. Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumian, Institut Teknologi Bandung (ITB), Jl. Ganesha No.10, Bandung, Jawa Barat, Indonesia.

Sari – Cekungan Kutai bagian selatan saat ini masih lebih sedikit dieksplorasi dibandingkan dengan wilayah Mahakam dan lainnya yang berada di bagian utara dari cekungan ini. Penelitian ini berfokus untuk mengetahui potensi batuan induk aktif yang dapat menghasilkan hidrokarbon dan besar volume yang dapat dihasilkan, serta migrasinya yang dapat mendorong kembali kegiatan eksplorasi pada wilayah ini. Metode dari penelitian ini melakukan evaluasi geokimia sebagai penapisan dari batuan induk yang berpotensi untuk menghasilkan hidrokarbon biogenik dan termogenik. Pirolisis Rock-Eval, analisis biomarker berupa gas kromatografi – spektrometri massa (GC-MS) yang dievaluasi dari sembilan sumur eksplorasi digunakan untuk menentukan kuantitas, kualitas, kematangan dan lingkungan pengendapan material organik. Pemodelan cekungan secara 1D dan 3D dengan menggunakan hasil evaluasi geokimia dan geologi, untuk menentukan adanya akumulasi dan jejak hidrokarbon termogenik di sekitar wilayah penelitian melalui analisis migrasi. Analisis isotop, gradien termal dan laju sedimentasi digunakan untuk menentukan lingkungan dan pola aktivitas mikroorganisme anaerob dalam pembentukan gas biogenik, serta analisis geofisika meliputi interpretasi dan pemetaan struktur bawah permukaan menggunakan seismik 2D dan 3D serta menentukan distribusi dari potensi batuan induk dan sejarah migrasinya. Data geokimia dan isotop menunjukkan bahwa gas biogenik terbentuk dari Miosen Akhir sampai sekarang, kuantitas material organik endapan dari yang sedang hingga baik sekali (0.51 - 7.31 % berat karbon organik total (TOC)) merepresentasikan aktivitas mikroorganisme dengan laju sedimentasi yang cukup tinggi rata-rata $6,2 \times 10^7$ ton/tahun. Gas termogenik, bagaimanapun diharapkan dari lapisan Oligosen Akhir hingga Miosen Awal dari sedimen setelah lisu disepanjang Cekungan Kutai. Hasil analisis menunjukkan bahwa gas dihasilkan sebesar 135,85 triliun kaki kubik untuk termogenik, dan 5,67 triliun kaki kubik untuk biogenik.

Kata kunci: Cekungan Kutai, TOC, gas termogenik, gas biogenik.

Abstract - Kutai Basin is currently less explored than the Mahakam area and others in the northern part of this Basin. Therefore, this research focuses on knowing the potential of active source rock that can produce hydrocarbons and the volume that can be produced and its migration that can encourage exploration activities in this area. The method of this research is to conduct a geochemical evaluation as a screening of source rock which has the potential to generate biogenic and thermogenic hydrocarbons. Rock-Eval Pyrolysis, biomarker analysis in the form of Gas Chromatography-Mass Spectrometry (GC-MS) evaluated from eight exploration wells was used to determine the quantity, quality, maturity and environment of organic material deposition. 1D and 3D basin modelling using geochemical and geological evaluations to determine the presence of thermogenic hydrocarbon shows and accumulations around the study area through migration analysis. Isotope analysis, thermal gradient and sedimentation velocity are used to determine the environment and activity of anaerobic microorganisms in generating of biogenic gases as well as geophysical analysis including interpretation and mapping of subsurface structures using 2D and 3D seismic and determining the distribution of potential source rock and its migration history. Geochemical data indicates that biogenic gas have been generated from within Late Miocene until recent, sedimentary section where quantity of organic matter fair to excellent (0.51 – 7.31 %wt total organic carbon (TOC)) which represent the results of micro-organism activities where sedimentation rates avg $6,2 \times 10^7$ ton/year. Thermogenic gas; however, is expected from Late Oligocene to Early Miocene series of post rift sediment throughout the Kutai Basin. The results of the analysis show that the gas produced is 135.85 tcf feet for thermogenic, and 5.67 tcf.

Key words: Kutai Basin, TOC, thermogenic gas, biogenic gas.

1. PENDAHULUAN

Pertumbuhan industri yang pesat saat ini memberikan dampak semakin meningkatnya kebutuhan akan minyak dan gas bumi,

sehingga berdampak pada kegiatan eksplorasi yang semakin intensif. Kegiatan eksplorasi ditujukan untuk memperoleh cadangan

hidrokarbon baru meliputi evaluasi batuan induk, migrasi hidrokarbon, reservoir dan pemerangkapan hidrokarbon. Berbagai metode dan teknik eksplorasi dikembangkan untuk mencari cadangan hidrokarbon yang baru maupun mengoptimalkan penemuan yang sudah ada. Sejalan dengan upaya tersebut, optimalisasi studi tentang proses pembentukan hidrokarbon tidak hanya dilakukan pada daerah *frontier* saja, melainkan juga pada daerah yang sudah tergolong matang untuk mencari berbagai alternatif prospek eksplorasi lainnya.

Menurut Priyono (2007), Indonesia memiliki lebih dari enam puluh cekungan sedimen yang ada di lepas pantai maupun di darat, dan enam belas cekungan di antaranya telah berproduksi. Cekungan-cekungan ini berdasarkan per sebarannya dibagi menjadi dua bagian, yaitu bagian barat dan bagian timur. Bagian timur memiliki sekitar 38 cekungan sedimen yang masih berada pada tahap operasi dan eksplorasi, sedangkan bagian barat memiliki sekitar 22 cekungan yang telah berproduksi. Salah satu cekungan sedimen penghasil minyak dan gas bumi yang telah berproduksi di Kalimantan hingga saat ini adalah Cekungan Kutai, Kalimantan Timur.

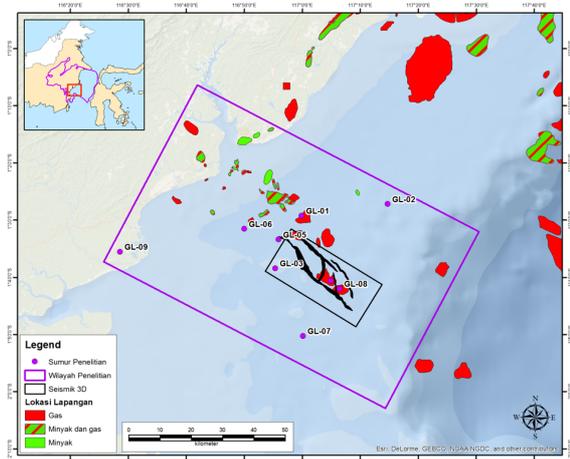
Cekungan Kutai merupakan cekungan Tersier yang telah terbentuk setidaknya pada pertengahan Eosen yang terbuka di bagian timur garis pantai Kalimantan Timur saat ini. Penelitian dilakukan di bagian selatan cekungan ini yang saat ini masih lebih sedikit dieksplorasi dibandingkan dengan wilayah Mahakam dan lainnya yang berada di bagian utara dari cekungan ini.

Akumulasi hidrokarbon terbaru ditemukan pada tahun 2014 melalui sumur GL-04, kedalaman total 9.678 kaki (2.949 meter), yang ditemukan pada Formasi Sepinggan. Pada saat ini wilayah ini terdapat satu lapangan, lapangan GL-04, yang menghasilkan gas dengan cadangan sebesar 500 miliar kaki kubik dari Formasi Sepinggan. Setelah penemuan lapangan tersebut, hingga kini belum ditemukan lagi akumulasi hidrokarbon pada wilayah tersebut. Analisis batuan induk aktif

yang dapat menghasilkan hidrokarbon dan perhitungan volume yang dihasilkan akan mendorong kembali kegiatan eksplorasi pada wilayah ini.

Penelitian ini berkonsentrasi pada penentuan potensi hingga kematangan batuan induk serta volume dari hidrokarbon yang dihasilkan pada umur Oligosen Akhir hingga Miosen Awal untuk gas termogenik, dan menentukan lingkungan serta pola aktivitas mikro-organisme anaerob dalam pembentukan gas biogenik pada interval Pliosen sampai kepada perhitungan gas yang dapat dihasilkan. Data sumur pengeboran dan seismik 2D dan 3D dimanfaatkan untuk menentukan persebaran dari batuan induk yang berpotensi serta sejarah migrasinya.

Secara administratif daerah penelitian terletak di Selat Makassar, terletak sekitar 40 km di timur lepas pantai Balikpapan, Provinsi Kalimantan Timur (**Gambar 1**). Kedalaman laut sekitar 20 sampai 50 meter. Potensi alam dan posisinya yang dekat dengan Balikpapan menjadikan daerah ini mempunyai nilai ekonomi yang tinggi.



Gambar 1. Lokasi daerah penelitian.

Batuan induk di wilayah penelitian ini terdiri dari lapisan umur Oligosen Akhir dan Miosen Awal berupa fasies batupasir berselingan dengan serpih, mengandung material organik laut dalam yang terdiri atas lapisan fragmen-fragmen batubara yang dominan, serpihan kayu, resin, dan serpihan organik lainnya.

Laminasi batubara menunjukkan struktur kutikula dari fragmen-fragmen daun yang dibawa melalui arus turbidit sampai ke laut dalam pada saat *lowstand*. Lapisan batuan induk aktif ini memiliki ketebalan sekitar 4.000 kaki (1.219 meter) dengan kekayaan material organik sedang hingga baik (rata-rata 1,76%), dan cenderung *gas prone* (kerogen tipe III).

2. DATA DAN METODOLOGI

Penelitian diawali dengan melakukan perencanaan dan studi pustaka mengenai daerah penelitian, kemudian dilanjutkan dengan pengumpulan data, baik data primer maupun data sekunder. Penentuan data yang digunakan dimulai dengan memilih sumur-sumur yang menembus lapisan yang diperkirakan sebagai batuan induk dengan menggunakan data log listrik, serbuk bor dan data inti batuan.

Data yang digunakan dalam penelitian ini terdiri atas:

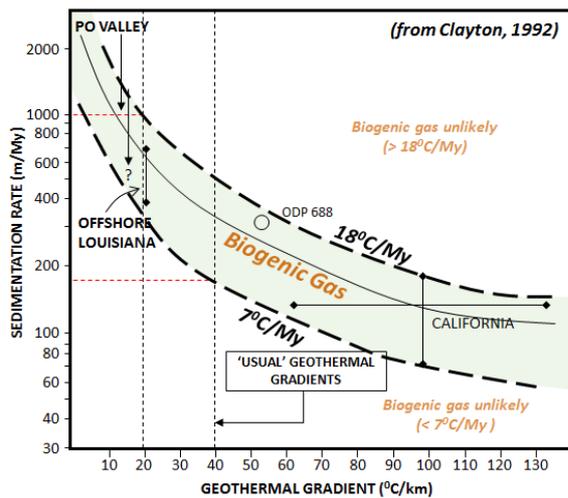
1. Data sumur berupa deskripsi serbuk bor, sampel batuan inti, kromatografi gas, log listrik (*caliper*, sinar gama, tahanan jenis, sonik, berat jenis, *neutron* dan *checkshot*) dari sembilan sumur eksplorasi.
2. Data analisis geokimia berupa kekayaan material organik (karbon organik total dari sembilan sumur), pirolisis Rock-Eval (tujuh sumur), reflektansi vitrinit (sembilan sumur), deskripsi litologi (sembilan sumur), GC-MS (satu sumur) dan hasil laboratorium untuk tipe kerogen (dua sumur).
3. Enam puluh tiga lintasan seismik 2D terproses dengan total panjang 1.841,36 km dan satu survei seismik 3D dengan luas 544,91 km².

Tahap selanjutnya berupa pengolahan dan analisis data dilakukan berdasarkan referensi yang ada dan dikontrol dengan geologi regional serta laporan-laporan sebelumnya. Analisis geokimia dilakukan untuk mengidentifikasi kuantitas, kualitas, tingkat kematangan serta asal material organik dari batuan induk. Penentuan asal atau lingkungan pengendapan dari material organik batuan induk menggunakan dua pendekatan analisis bio marker yaitu analisis data alkana normal dan isoprenoid dari kromatografi gas (GC) dan

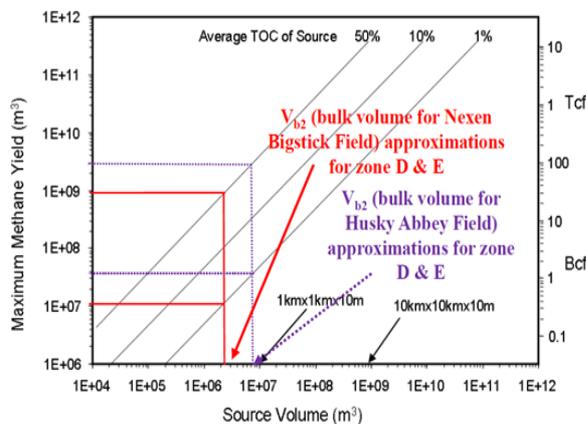
analisis data sterana dan triterpana dari kromatografi gas-spektrometri massa (GC-MS) serta data isotop karbon stabil. Setelah itu integrasi dari keseluruhan analisis ini (geologi dan geofisika) digunakan untuk pemodelan cekungan 1D dan 3D dan sejarah pemanamannya untuk mengetahui waktu (*timing*) dari hidrokarbon terekspulsi dan pola migrasi.

Penentuan volume hidrokarbon dari batuan induk aktif dengan menggunakan metode Waples (1985). Beberapa tahapan yang digunakan dalam menghitung volume hidrokarbon yaitu menentukan distribusi batuan induk sehingga dapat ditentukan volume batuan induk, berat total material organik yang terkandung dalam batuan induk, koefisien densitas batuan induk, fraksi gas dan indeks hidrogen. Perkalian data dari tahapan tersebut akan menghasilkan berat total hidrokarbon yang dapat dihasilkan oleh batuan induk aktif, tentunya dikontrol oleh rasio volume serpih yang potensial dan rasio transformasi hidrokarbon yang dihasilkan dari pemodelan cekungan untuk hidrokarbon yang efektif terekspulsi.

Potensi gas biogenik dianalisis dengan menggunakan fungsi gradien termal dan kecepatan sedimentasi. Jendela gas biogenik (**Gambar 2**) dapat dihitung dengan mengkalikan fungsi laju sedimentasi (meter/juta tahun) dengan gradien termal (⁰C/kilometer) untuk menghitung heating rate (⁰C/juta tahun) yang ditunjukkan pada. Gas biogenik yang terbentuk dari proses metanogenesis terjadi pada suhu rendah yaitu di bawah 80 ⁰C. Rentang suhu ini sangat baik untuk bakteri anoksik hidup dan beraktivitas. Nilai TOC yang lebih besar dari 1% wt dan berada pada lingkup zona jendela gas biogenik berdasarkan perkalian fungsi tersebut, digunakan dalam menghitung potensi gas yang dapat dihasilkan dengan menggunakan diagram "*maximum methane yield*" dari konsep yang diusung oleh Clayton (1992) yang ditunjukkan pada **Gambar 3**.



Gambar 2. Jendela gas biogenik (Clayton, 1992).

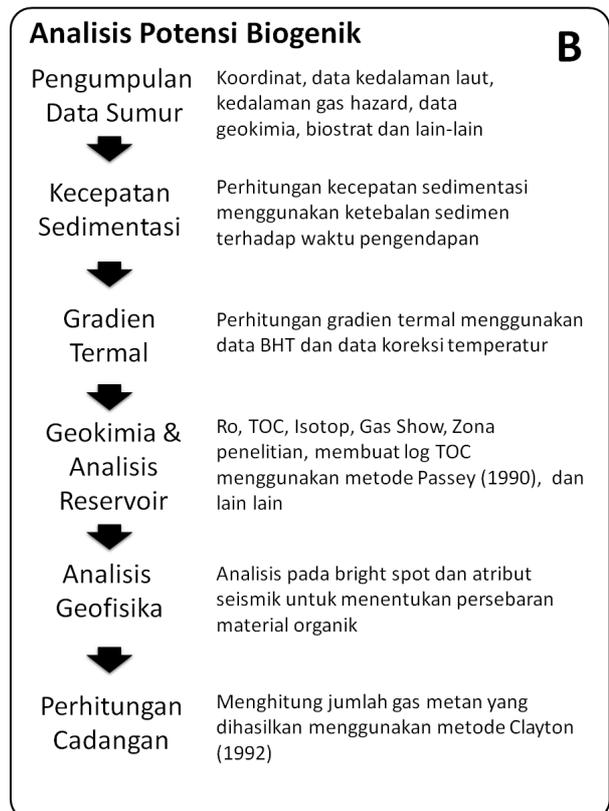
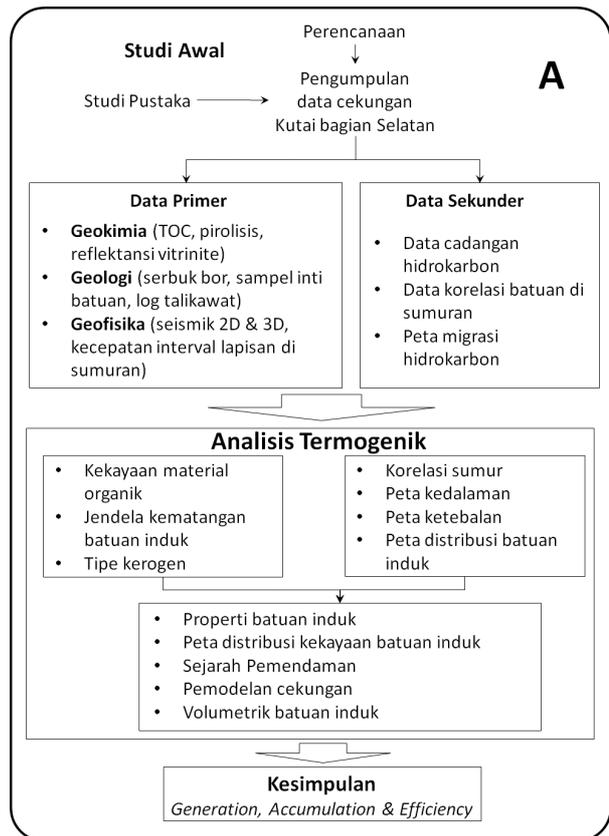


Gambar 3. Diagram fungsi maksimum gas biogenik yang dihasilkan terhadap volume batuan induk (Clayton, 1992).

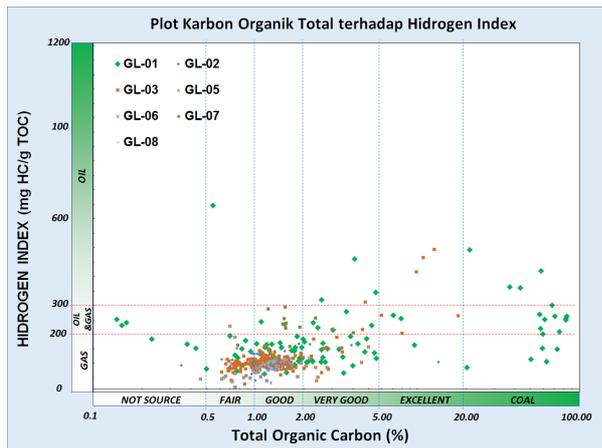
Tahapan dari alir kerja untuk analisis potensi dari gas termogenik dan biogenik diurai secara terperinci dan ditunjukkan pada Gambar 4.

3. ANALISIS DATA

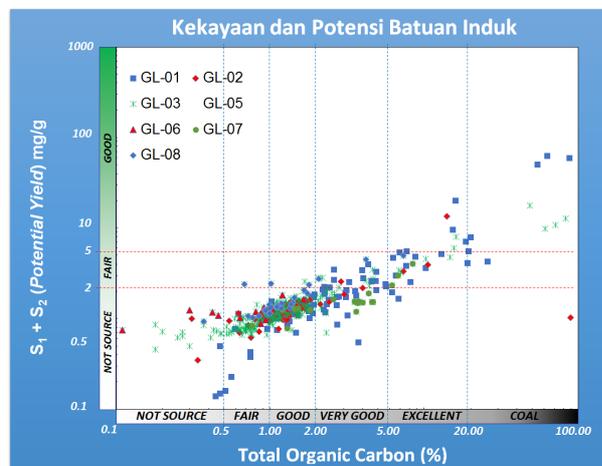
Analisis geokimia dilakukan pada sembilan sumur untuk mengidentifikasi potensi batuan induk di wilayah penelitian. Lapisan dari umur Oligosen hingga Pliosen menunjukkan umumnya memiliki kekayaan material organik yang cukup baik, rata – rata di atas 1%. Potensi yang dihasilkan bila dilihat dari data pirolisis Rock-Eval untuk Potential Yields (S_1+S_2) menunjukkan rata-rata lebih dari 5 mgHC/g. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 5 dan Gambar 6.



Gambar 4. Alur kerja yang digunakan dalam penelitian untuk analisis (A) potensi gas termogenik dan (B) gas biogenik.



Gambar 5. Diagram potensi kekayaan dan tipe batuan induk (plot antara kurva TOC terhadap HI).



Gambar 6. Diagram potensi kekayaan dan potensi hidrokarbon yang dapat dihasilkan.

Dari diagram kurva silang antara TOC dan HI menunjukkan rentang kandungan material organik antara 0.2% – 20% dengan kekayaan yang sedang hingga baik sekali. Serpih batubaraan yang ditemukan memiliki tingkat karbon organik lebih dari 50%. Tipe kerogen cenderung gas (tipe III) ditunjukkan dari nilai indeks hidrogen rata – rata di bawah 200 mgHC/g TOC.

Hasil laboratorium berupa tipe kerogen (Kerogen Composition / TAI) pada sumur GL-05 mengindikasikan fasies yang berpotensi menghasilkan gas (*gas prone*) pada delapan sampel serbuk bor (interval kedalaman 940 – 2.708 meter) dari Miosen Tengah sampai Akhir. Komposisi dari material organik dominan mengandung vitrinit dan inertinit.

Sementara pada sumur GL-06 mengindikasikan fasies yang berpotensi menghasilkan gas (*gas prone*) pada sembilan sampel serbuk bor (interval kedalaman 125 – 2.907 meter) dari Oligosen Akhir hingga sekarang dengan sedikit kerogen tipe minyak (*oil prone*) yang tergabung. Komposisi dari material organik dominan *non-fluorescent amorphous debris* (NFA) atau komponen tumbuhan tingkat tinggi dengan relatif *oil prone kerogen* (OPK) yang sangat kecil mengandung (kutikula, serbuk sari, spora, resin, dan lainnya), dan *fluorescence amorphous* (alga dan tumbuhan tingkat rendah lainnya).

Hampir dari semua sampel dapat dikategorikan sebagai batuan induk yang berpotensi baik terhadap kekayaan dan kemampuannya untuk menghasilkan hidrokarbon, dengan indikasi terhadap sumur-sumur dibawah ini:

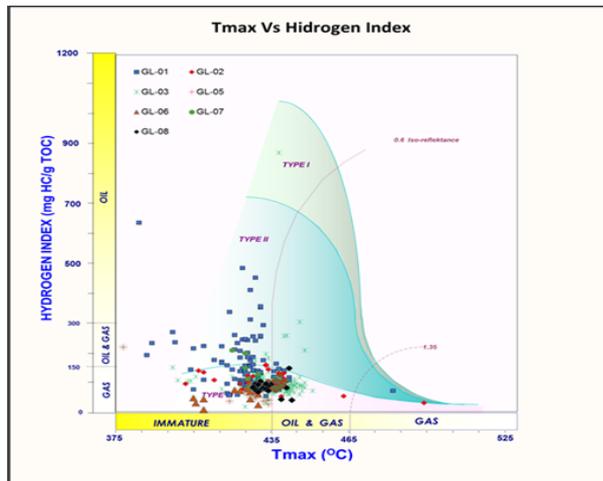
1. Lapisan Miosen Akhir di sumur GL-05 pada interval 940 – 1.940 meter dan sumur GL-02 pada interval 1.940 – 2.865 meter,
2. Lapisan Miosen Tengah di sumur GL-05 pada interval 1.960 – 2.708 meter, sumur GL-04 pada kedalaman di bawah 2.447 kaki dan sumur GL-02 pada interval 2.874 – 3.090 meter,
3. Lapisan Miosen Awal di sumur GL-03 pada interval 1.840 – 2.770 meter, sumur GL-01 pada interval 2.356 – 2.685 meter,
4. Lapisan Oligosen Akhir di sumur GL-03 pada interval 2.785 – 3.455 meter dan sumur GL-01 pada interval 2.705 – 3.375 meter.

Hasil evaluasi pada **Gambar 7** di atas menunjukkan bahwa potensi batuan induk yang didapat dari sumur-sumur di wilayah penelitian dapat dianalisis sebagai berikut:

- Potensi batuan induk pada wilayah penelitian ditemukan pada setiap lapisan yang ada di sumur. Berdasarkan nilai rata-rata Indeks Hidrogen dengan nilai tidak lebih dari 200 mgHC/g TOC dapat dikategorikan kapabilitas daerah ini umumnya cenderung menghasilkan gas.
- Seluruh lapisan menunjukkan umumnya memiliki kekayaan material organik yang baik dengan nilai TOC rata-rata sebesar 1% TOC dan *potential yields* (S_1+S_2

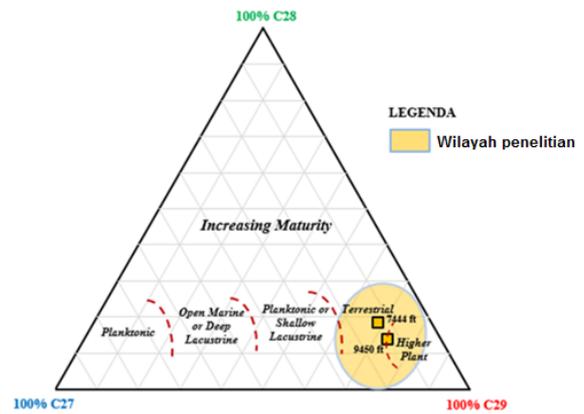
berdasarkan analisis Rock-Eval) menunjukkan angka rata – rata lebih dari 2 mg/g batuan.

- Parameter kematangan untuk batuan induk yang efektif ditentukan oleh data reflektansi vitrinit (di atas 0,5% Ro) dan didukung dengan nilai Tmax di atas 435°C, sehingga dapat ditentukan bahwa lapisan batuan induk pada interval Miosen Akhir dan Tengah menunjukkan nilai yang konsisten untuk Tmax dan Ro bahwa kondisi kematangannya masuk pada rentang belum matang (*immature*) hingga agak matang (*marginally mature*), dan pada lapisan Miosen Akhir menunjukkan bahwa kondisi kematangannya masuk pada rentang agak matang (*marginal mature*) hingga awal matang (*early mature*).



Gambar 7. Diagram plot kurva silang antara Indeks Hidrogen dan Tmax untuk menentukan kematangan dan tipe dari batuan induk.

Berdasarkan Huang dan Mensehein (1979) menggunakan komposisi sterana C₂₇, C₂₈ dan C₂₉ untuk mendapatkan informasi paleoekologi. Hasil plot dari diagram segitiga komposisi sterana menunjukkan bahwa batuan induk Miosen Tengah dan Awal berasal dari lingkungan pengendapan darat (*terrestrial*). Hal tersebut ditunjukkan dengan melimpahnya material sterana C₂₉ yang diperkirakan akibat adanya material organik dari lingkungan darat dengan pengaruh tumbuhan tingkat tinggi (*higher plants*) dapat dilihat pada **Gambar 8**.



Gambar 8. Interpretasi lingkungan pengendapan batuan induk Miosen Awal dan Tengah dengan diagram segitiga sterana (Huang dan Mensehein, 1979).

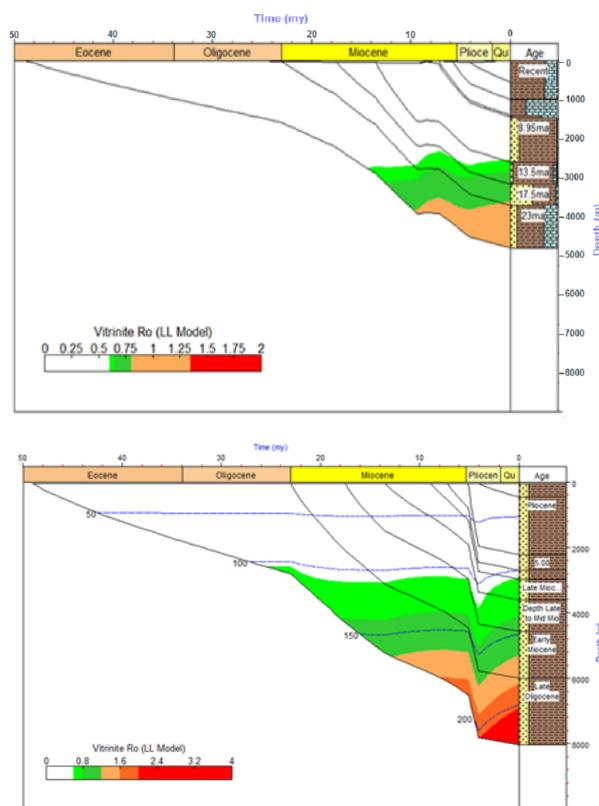
Sejarah Pemendaman

Sejarah pemendaman dapat membantu pemahaman tentang evolusi dari suatu cekungan karena memberikan gambaran kecepatan penurunan dan sedimentasi dari waktu ke waktu.

Pemodelan sejarah pemendaman dari sumur GL-04 menggunakan parameter dari analisis geologi termasuk umur tiap interval, ketebalan, komposisi litologi dan data geokimia sebagai masukan. Komposisi litologi dibuat berdasarkan hasil perhitungan persentase litologi tiap umur. Pada model sumur GL-04, data geokimia yang digunakan sebagai properti batuan induk dengan besar TOC senilai 1,76% berdasarkan jumlah rata-rata material organik dan nilai Indeks Hidrogen sebesar 200 mgHC/TOC, tergolong kerogen tipe III.

Model sejarah pemendaman Sumur GL-04 ditumpangkan dengan model reflektansi vitrinit untuk memberikan sejarah pematangan batuan induk dari waktu ke waktu (**Gambar 9**). Model ini menunjukkan bahwa awal dari pengendapan di area penelitian mulai pada 49 juta tahun lalu (Satyana dkk., 1999) dan lapisan awal sedimen ini berakhir pada 23 juta tahun lalu. Pada periode ini intensitas pengisian sedimen singkat, dalam arti bahwa pengisian cekungan berhubungan dengan pergerakan sesar utama dari pembentukan terban. Sedimentasi berlanjut dengan intensitas relatif menurun hingga 18 juta tahun lalu,

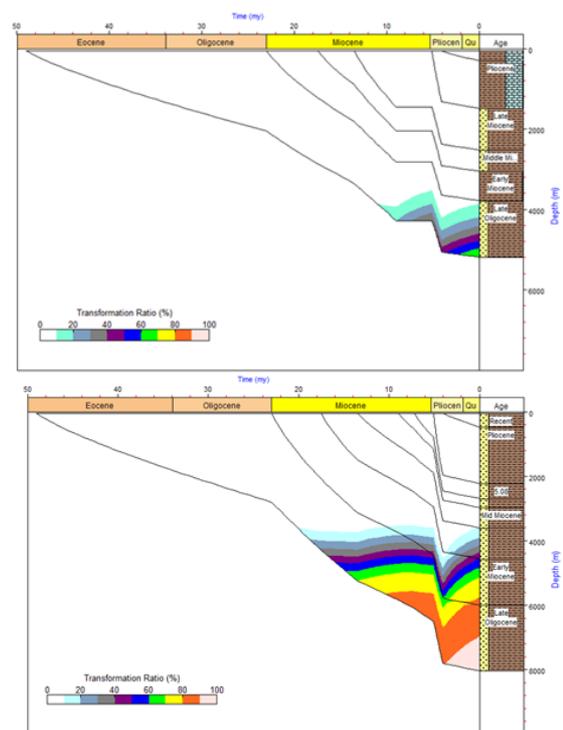
kemudian pemendaman berlanjut cepat pada saat tektonik terjadi, dan proses kompresi tetap terjadi hingga saat ini. Lapisan kedua (umur 23 juta tahun lalu) ini mulai masuk pada jendela pembentukan minyak pada pertengahan Miosen, kemudian masuk pada jendela pembentukan gas pada umur 1,6 juta tahun lalu sebelum sekarang. Lapisan ketiga mulai masuk jendela minyak pada pertengahan hingga awal Miosen dan berlangsung hingga sekarang. Model sejarah pemendaman ini yang ditumpangi dengan data Ro juga diproses untuk sumur bayangan (*pseudo*) yang diposisikan di area sekitar dapur.



Gambar 9. Model sejarah pemendaman sumur GL-04 (atas) dan sumur bayangan (bawah) dengan ditumpangi data reflektansi vitrinit.

Model sejarah pemendaman sumur GL-04 juga ditumpangi dengan data rasio transformasi dari kerogen untuk memberikan transformasi dari kerogen dari waktu ke waktu (**Gambar 10**). Model menunjukkan bahwa kerogen mulai berubah menjadi bitumen pada akhir Eosen, kemudian berlanjut hingga awal Oligosen dengan rasio sekitar 80% yang berubah. Perubahan kerogen berlanjut dari 80 – 90% di Miosen Tengah. Mulai dari Miosen Tengah

hingga sekarang kerogen telah berubah hingga 100% menjadi bitumen.



Gambar 10. Model sejarah pemendaman pada sumur GL-04 (atas) dan sumur bayangan (bawah) yang ditumpangi data rasio transformasi kerogen.

Analisis Potensi Gas Biogenik

Cekungan Kutai memiliki peranan penting sebagai penghasil hidrokarbon, beberapa di antaranya telah menjadi lapangan minyak dan gas yang komersial. Pada umumnya litologi pada bagian dangkal (*shallow*) atau lapisan umur Miosen Akhir hingga Pleistosen, tersusun oleh perselingan dari batupasir dan batulempung /batulanau/serpih dengan sisipan batubara dan batugamping. Kasus gas dangkal (*shallow gas*) terjadi pada fase atas (20–50 meter bawah dasar laut) saat aktivitas pengeboran yang merupakan gas biogenik (Yuniardi dkk., 2015). Studi telah banyak dilakukan untuk mengetahui batas kandungan dan penyebarannya. Saat ini gas biogenik telah menjadi target komersial dalam menunjang peningkatan produksi gas untuk dalam negeri, sehingga analisis ini berfokus pada gas biogenik yang dihasilkan melalui proses mikrobial pada zona dangkal.

Metode yang digunakan untuk analisis potensi gas biogenik pada wilayah penelitian ini mulai dari analisis persebaran material organik karbon, laju sedimentasi, gradien termal, laju pemanasan (*heating rate*) hingga pemetaan wilayah yang potensial penghasil gas biogenik.

Analisis litofasies dilakukan dengan menggunakan data serbukbor yang diambil dari sumur GL-08 pada interval Pliosen – Pleistosen. Pola pengendapan terdiri dari perselingan batulempung, batugamping, batupasir dan batulanau dengan sisipan batubara yang memiliki karakteristik endapan yang belum terkompaksi. Karakter foraminifera planktonik dan bentonik menunjukkan lingkungan laut lepas (*middle sublittoral*) dengan hadirnya *Ammonia*, *Calcarina*, *Elphidium*, *Pseudorotalia*, termasuk bentonik besar seperti *Amphistegina*, *Operculina* dan *Peneroplis*.

Kandungan material organik pada lapisan interval Pliosen – Pleistosen ini berkisar 0,75 – 1,83% yang secara umum termasuk kategori batuan induk yang baik. Analisis tipe kerogen dari interval ini ditentukan berdasarkan nilai Indeks Hidrogen berkisar 7 – 46 mgHC/g TOC yang menunjukkan tipe kerogen III. Serpih interval lapisan ini dalam tahap belum matang dinilai dari nilai Ro 0,31% dan Tmax berkisar antara 405 – 409 °C.

Fungsi dari laju sedimentasi dan gradien termal merupakan komponen utama dalam menentukan laju pemanasan yang efisien untuk proses *methanogenesis* dari aktivitas mikroba. Gas biogenik terbentuk pada temperatur di bawah 80 derajat celsius atau *heating rate* antara 7 derajat/juta tahun dan dengan 18 derajat/juta tahun. Pengolahan data untuk menentukan laju sedimentasi dan gradien termal pada wilayah penelitian menggunakan delapan sumur yang ditunjukkan pada **Tabel 1**.

Sumur GL-08 menunjukkan laju pemanasan yang baik dibandingkan dengan sumur lainnya. Hal ini menunjukkan bahwa laju sedimen yang cepat ditandai dengan penebalan yang diakibatkan oleh tektonik pada saat Oligosen Akhir di sumur GL-08 yang lebih dalam,

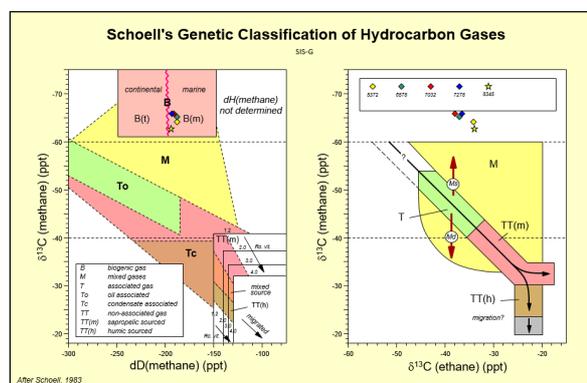
menyebabkan preservasi mikroba dalam pembentukan gas (*methanogenesis*) menjadi lebih efisien. Gradien termal di daerah penelitian cukup baik, berada pada rentang 25 hingga 45 °C.

Tabel 1. Laju sedimentasi dan gradien termal untuk delapan sumur di daerah penelitian.

Well	Sediment Rate (m/MA)	Geothermal Gradient (deg C/Km)	Heat (deg C/MA)	Maximum Depth @ 80 deg C
GL-01	158.1360207	25.95	4.10	3,082.85
GL-02	166.35984	32.04	5.33	2,496.88
GL-03	104.2379214	44.25	4.61	1,807.91
GL-04	176.4692152	36.2	6.39	2,209.94
GL-05	126.8829848	45.8	5.81	1,746.72
GL-06	156.1374786	38.64	6.03	2,070.39
GL-08	196.4966772	38.44	7.55	2,081.17

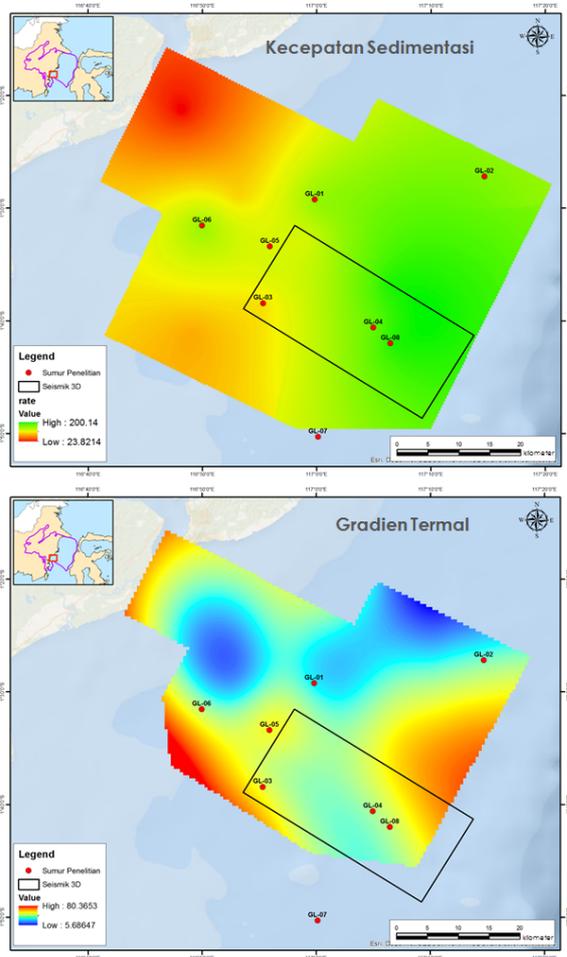
Sampel *iso-tube* yang didapatkan dari data sumur GL-08 menunjukkan komposisi CH₄ yang tinggi hingga 99% dengan nilai isotop gas ($\delta^{13}C$) yang sangat ringan rentang -62 hingga -65 permil yang menunjukkan gas biogenik. Nilai isotop gas hanya terdiri dari CH₄ yang dominan dan C₂H₆ dalam jumlah yang sangat kecil menginterpretasikan tipe gas merupakan biogenik murni dan bukan golongan termogenik (*wet gas*).

Klasifikasi hidrokarbon untuk gas biogenik berdasarkan lingkungan pengendapannya dapat menggunakan diagram klasifikasi genetik dari gas hidrokarbon yang diusulkan oleh Schoell (1983) yang ditunjukkan pada **Gambar 11**. Hasil plot untuk data isotop sumur GL-08 dan GL-04 menunjukkan lingkungan laut atau gas biogenik yang tergenerasi dari proses reduksi CO₂.



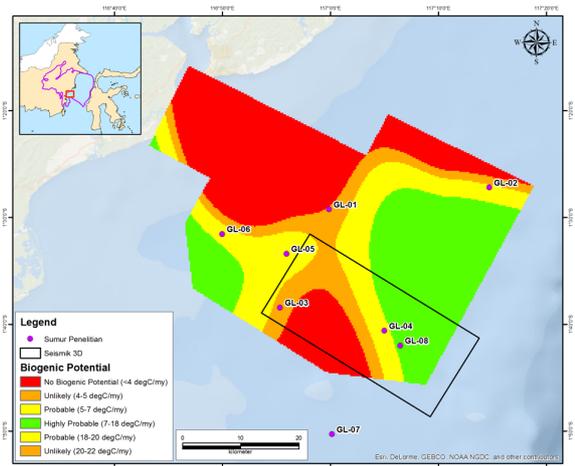
Gambar 11. Diagram klasifikasi genetik dari hidrokarbon gas (Schoell, 1983).

Hasil dari nilai laju sedimentasi dan gradien termal dapat dipetakan sehingga dapat dianalisis area yang berpotensi untuk membentuk gas biogenik berdasarkan nilai *heating rate* pada wilayah penelitian, yang ditunjukkan pada **Gambar 12** dan **Gambar 13**.



Gambar 12. Peta laju sedimentasi (atas) dan gradien termal (bawah) pada wilayah penelitian.

Berdasarkan nilai *heating rate* yang tinggi (area hijau) menunjukkan area tersebut sangat besar kemungkinan berpotensi untuk menghasil gas biogenik karena didukung oleh ekosistem yang baik untuk kehidupan mikroba. Selain itu lapisan tudung yang tebal menjaga gas yang dihasilkan dari proses metanogenesis akan terpreservasi dengan baik.



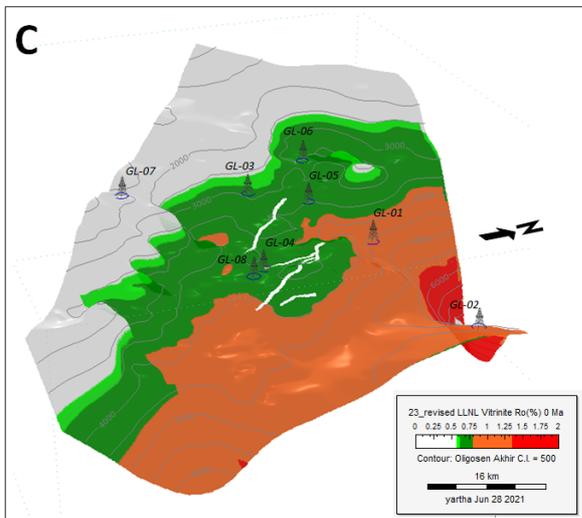
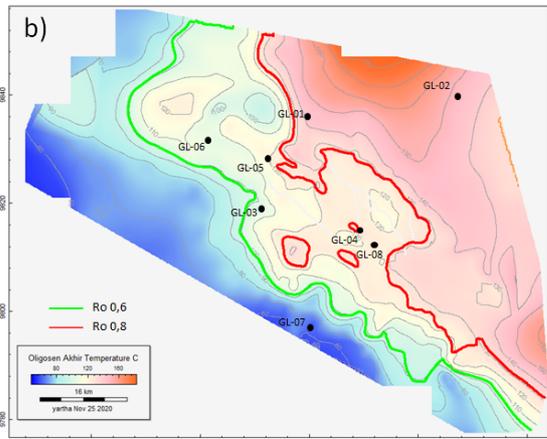
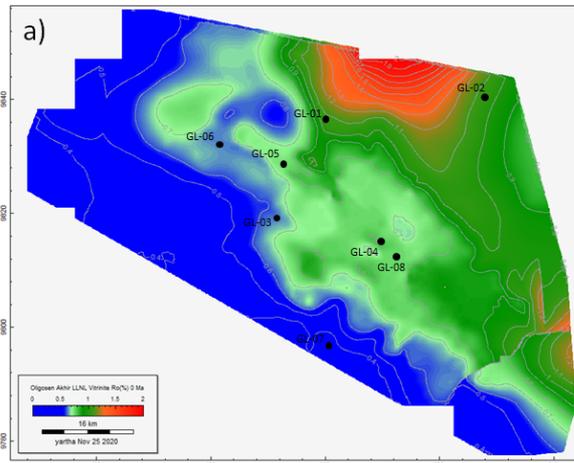
Gambar 13. Klasifikasi area yang berpotensi menghasilkan gas biogenik berdasarkan nilai *heating rate* (Schneider, 2016).

4. ESTIMASI VOLUME HIDROKARBON

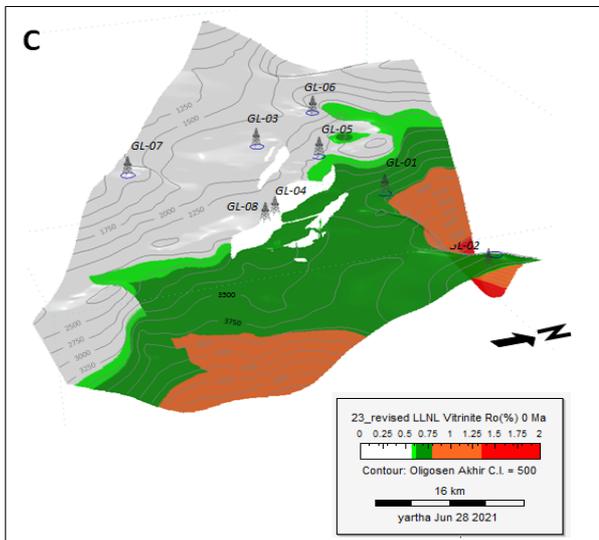
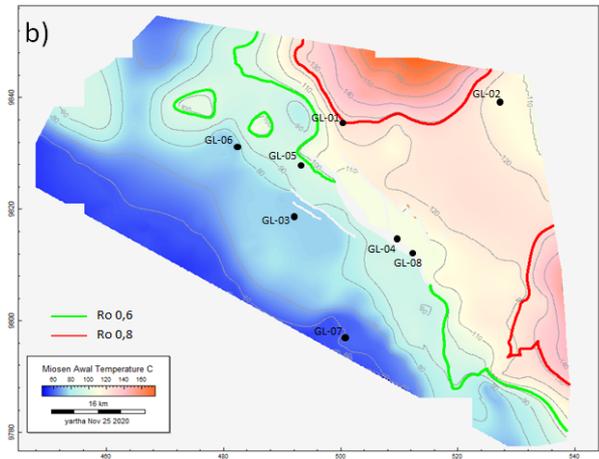
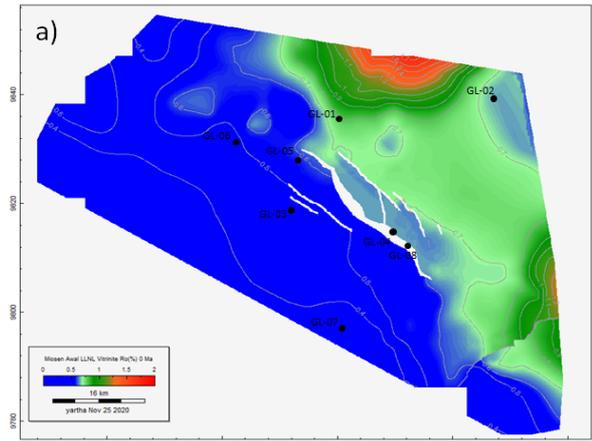
Hasil dari pemodelan sejarah pemendaman satu dimensi dari sumur GL-04 digunakan sebagai informasi untuk membuat model cekungan 3D berdasarkan reflektansi vitrinit, temperatur, dan parameter data geokimia. Berdasarkan model ini maka sejarah pemendaman, kematangan, pembentukan hidrokarbon dan waktu ekspulsi untuk tiap interval dapat diketahui.

Peta kematangan yang dibuat pada interval Oligosen Akhir dan Miosen Awal yang umumnya diketahui berpotensi di Cekungan Kutai. Menurut Magon dan Dow (1997) jendela pembentukan minyak pada R_o 0,6%, dan 0,8% pada gas. Pada penelitian ini R_o 0,6% setara dengan temperatur $104^{\circ}C$ dan 0,8% pada temperatur $134^{\circ}C$. Pada interval Oligosen Akhir menunjukkan bahwa 90% area penelitian mengalami rentang kematangan dari awal matang (*early mature*) ke arah darat hingga terlalu matang (*over mature*) ke arah cekungan (**Gambar 14**).

Nilai kematangan berdasarkan temperatur memiliki tren yang sama dengan nilai kematangan berdasarkan R_o . Kematangan pada interval Miosen Awal memiliki rentang kematangan dari awal matang (*early mature*) hingga lewat matang (*late mature*) ditunjukkan pada **Gambar 15**.



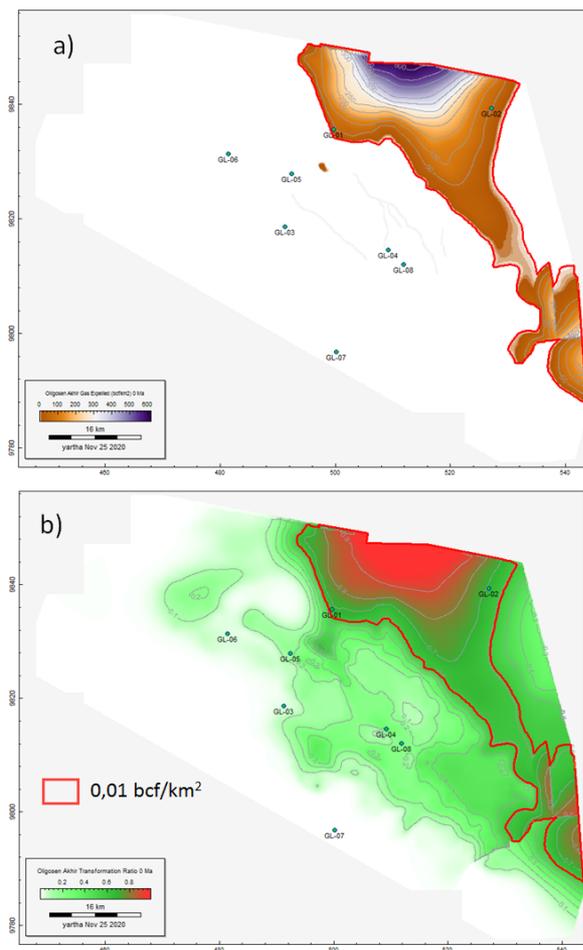
Gambar 14. (a) Peta kematangan interval berdasarkan Ro, (b) Peta kematangan berdasarkan temperatur, dan (c) Peta 3D kematangan terhadap struktur kedalaman pada interval Oligosen Akhir.



Gambar 15. (a) Peta kematangan interval berdasarkan Ro, (b) Peta kematangan berdasarkan temperatur, dan (c) Peta 3D kematangan terhadap struktur kedalaman pada interval Miosen Awal.

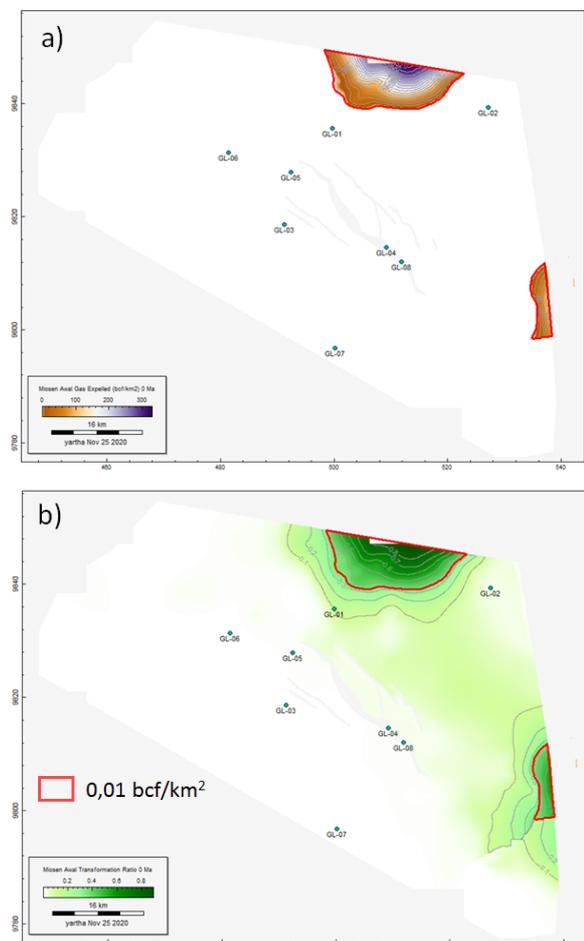
Ekspulsi dan Rasio Transformasi

Pemetaan ekspulsi pada saat ini untuk interval Oligosen Akhir menggunakan beberapa parameter geokimia diantaranya TOC dan HI. Peta ekspulsi ini menggunakan satu nilai yang diambil dari nilai rata-rata untuk interval tersebut dengan TOC 1,46% dan HI senilai 113 mgHC/g TOC. **Gambar 16** menunjukkan bahwa tidak ada minyak yang tergenerasi di wilayah penelitian ini disebabkan oleh tipe kerogen batuan induk yang cenderung gas. Garis batas merah pada peta ekspulsi gas menunjukkan area yang mampu mengekspel 0,01 bcf/km² gas. Nilai ini digunakan sebagai angka terkecil untuk mengidentifikasi dan digunakan untuk menentukan area dapur. Garis batas merah tersebut ditumpangkan pada peta rasio transformasi menunjukkan bahwa gas terekspulsi sekitar TR = 0,6.



Gambar 16. (a) Peta ekspulsi gas, (b) Rasio transformasi pada interval Oligosen Akhir.

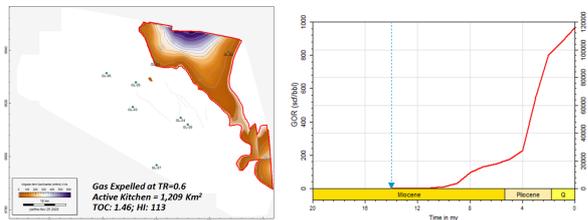
Ekspulsi yang terjadi saat ini pada interval Miosen Awal memiliki tren yang selaras dengan interval Oligosen Akhir (**Gambar 17**). Peta ekspulsi ini menggunakan satu nilai yang diambil dari nilai rata-rata untuk interval tersebut dengan TOC 1,75% dan HI senilai 110 mgHC/g TOC. Garis batas merah pada peta ekspulsi gas juga menunjukkan area yang mampu mengekspulsi 0,01 bcf/km² gas, menggunakan angka terkecil untuk mengidentifikasi dan digunakan untuk menentukan area dapur yang ditumpangkan pada peta rasio transformasi menunjukkan bahwa gas terekspulsi sekitar TR = 0,35.



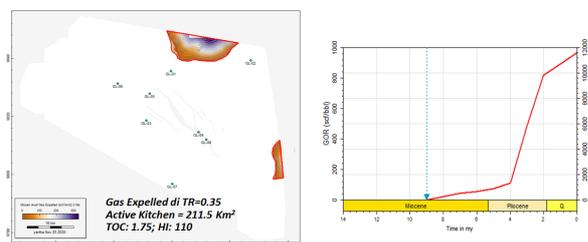
Gambar 17. (a) Peta ekspulsi gas, (b) Rasio transformasi pada interval Miosen Awal.

Berdasarkan dari peta ekspulsi, lokasi dapur yang aktif untuk interval Oligosen Akhir berada pada bagian timur dari wilayah penelitian seluas 1.209 km², sementara interval Miosen Awal seluas 211.5 km². Gas pada interval Oligosen Akhir mulai ekspulsi

pada 14 juta tahun lalu, dan pada interval Miosen Awal mulai pada 9 juta tahun lalu seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 18** dan **Gambar 19**.



Gambar 18. Dapur yang aktif pada interval Oligosen Akhir.



Gambar 19. Dapur yang aktif pada interval Miosen Awal.

Estimasi Volume Hidrokarbon dari Batuan Induk Aktif

Perhitungan volume hidrokarbon dari batuan induk aktif ini mengacu pada rumus yang digunakan oleh Waples (1985). Persamaan dasar dari pembentukan hidrokarbon menggunakan tiga unsur dari data geokimia yaitu TOC, pirolisis Rock-Eval dan kematangan, sehingga dari tiga unsur tersebut dalam perhitungan hidrokarbon dapat dirumuskan:

$$\text{Volume hidrokarbon} = (k) \times (\text{TOC}) \times (\text{HI}) \times (f)$$

$$\text{Total volume hk} = (\text{volume hidrokarbon/mil}) \times (\text{kubik mil batuan induk})$$

Keterangan:

- k = konstanta lapisan batuan induk
- TOC = rata-rata nilai karbon organik total
- HI = rata-rata nilai Indeks Hidrogen
- f = nilai konversi fraksional untuk kematangan

Nilai k tergantung kepada satuan yang diinginkan untuk volume hidrokarbon atas asumsi tentang densitas batuan induk dan

hidrokarbon. Jika satuan volume yang diinginkan adalah “juta barel per mil kubik batuan induk,” dan batuan induknya adalah serpih dengan densitas 2,3 g/cc, dan hidrokarbon yang terbentuk diharapkan minyak dengan 250 API (densitas = 0,9 g/cc), maka nilai k sekitar 0,7. Jika batuan induknya batugamping (densitas = 2,6 g/cc) maka nilai k sekitar 0,78.

Potensi dari kedua interval tersebut dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan dari teori Waples (1985), dengan diketahui nilai volume batuan induk aktif bersih (setelah dihitung rasio V_{shale} senilai 70%), koefisien densitas, TOC, rasio gas/oil, HI dan fraksi gas maka total volume hidrokarbon dapat dihitung.

Tabel 2. Laju sedimentasi dan gradien termal untuk delapan sumur di daerah penelitian.

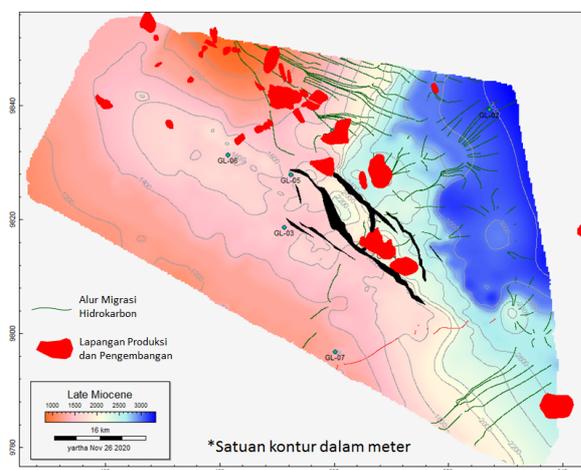
Lapisan	Volume Batuan Induk (kubik mil)	k	TOC	Ratio	HI	f	Total Volume triliun kaki kubik gas	EE 60% triliun kaki kubik gas	EE 90% triliun kaki kubik gas
Miosen Awal	77,15	0,7	1,75	1	110	0,35	21,83	13,10	19,65
Oligosen Akhir	532,43	0,7	1,46	1	113	0,35	129,12	77,48	116,21

Batuan induk aktif dengan kekayaan material organik yang baik (nilai TOC >1,5%) dapat menghasilkan hidrokarbon dengan nilai efisiensi ekspulsi sebesar 60 – 90% (Cooles dkk., 1985). Estimasi perhitungan dengan nilai efisiensi ekspulsi 60% menunjukkan total hidrokarbon pada interval Miosen Awal yang dapat dihasilkan adalah 13,10 triliun kaki kubik gas, sedangkan dengan nilai efisiensi ekspulsi 90% maka total hidrokarbon yang terbentuk adalah 19,65 triliun kaki kubik gas.

Untuk Oligosen Akhir dengan nilai efisiensi 60%, hidrokarbon yang dapat dihasilkan adalah 77,48 triliun kaki kubik gas, sedangkan dengan nilai efisiensi ekspulsi 90% maka total hidrokarbon yang terbentuk adalah 116,21 triliun kaki kubik gas.

Analisis migrasi hidrokarbon dapat diperkirakan dengan melihat beberapa jebakan (*closure*) yang telah terisi atau tidak dengan menurunkan atau menaikkan faktor risiko

geologi. Penelitian ini menggunakan interval Miosen Akhir yang telah terbukti (*discovery*) pada beberapa lapangan di sekitar lokasi penelitian. Alur migrasi terlihat dari arah timur ke barat dan selatan. Namun dalam penelitian ini terbatas pada alur migrasi saja dan tidak sampai pada perhitungan potensi atau prospek dari reservoir tersebut. Peta migrasi juga ditumpangkan dengan data lapangan yang sudah dikembangkan atau produksi sebagai referensi dan menunjukkan model ini memiliki kesamaan dengan keadaan saat ini (**Gambar 20**). Alur migrasi ini diharapkan dapat menjadi acuan untuk melakukan eksplorasi selanjutnya demi menambah cadangan dan meningkatkan produksi nasional.

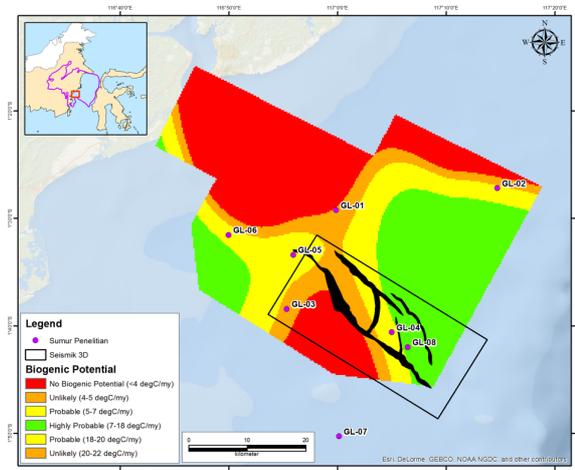


Gambar 20. Peta migrasi hidrokarbon termogenik dan lapangan produksi sekitar daerah penelitian.

Estimasi Volume Gas Biogenik

Pemodelan dari *heating rate* yang merupakan hasil dari perkalian fungsi laju sedimentasi dan gradien termal, menunjukkan bahwa wilayah yang lebih dalam atau terisi dengan sedimen yang tebal memiliki kemungkinan besar sebagai potensi yang baik (**Gambar 21**). Klasifikasi tersebut dapat dilihat bahwa material organik berkembang pada lingkungan *turbidite fans*, serpih pada distal (*lobe flank*), yang berasal dari material darat (*terrestrial*). Inversi yang terjadi saat 23 juta tahun hingga sekarang mengakibatkan bagian yang terbuka (*exposed*) mengalami erosi dan diendapkan kearah cekungan (*basin ward*). Erosi tersebut membuat ekosistem mikroba rusak dan gagal

untuk terjadinya metanogenesis, dan preservasi sebelumnya yang terjadi juga terbuka dan hilang. Dengan demikian, pada area yang merah banyak lapangan teridentifikasi yang berkembang adalah gas termogenik.

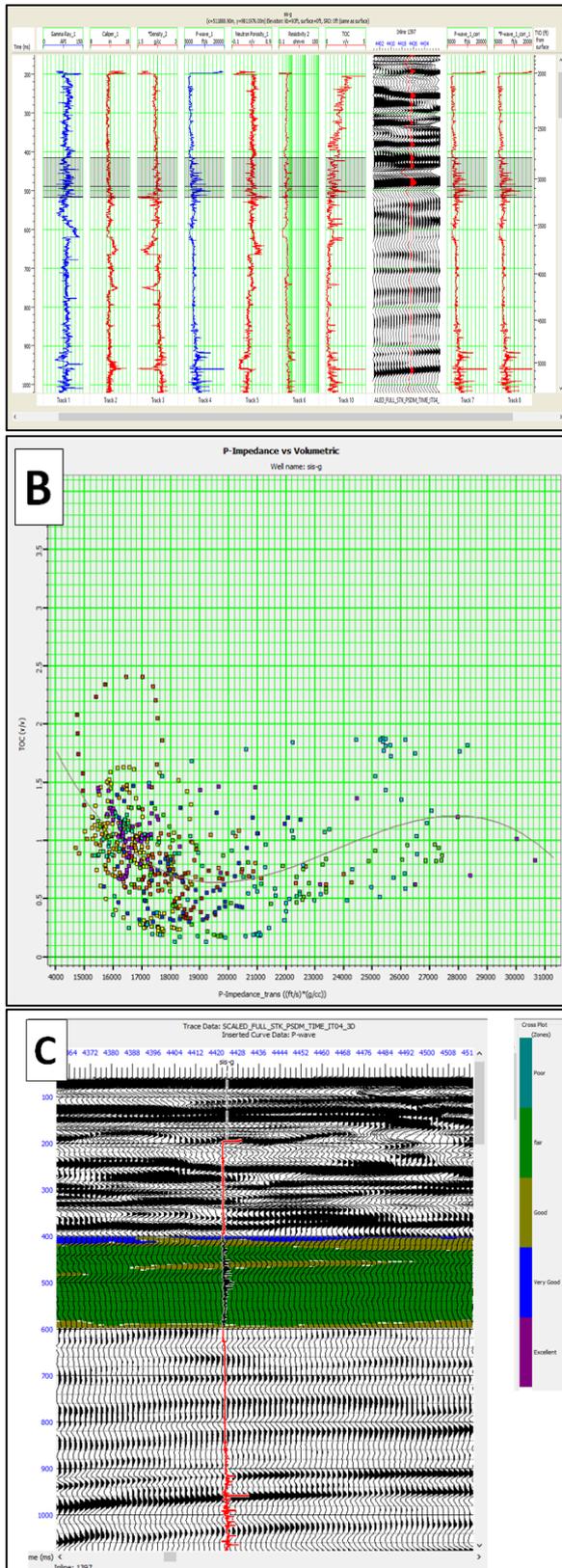


Gambar 21. Penentuan area yang memiliki kemungkinan untuk menghasilkan gas biogenik.

Perhitungan potensi biogenik dilakukan setelah persebaran dari material organik diketahui dan dipetakan, sehingga mendapatkan kualitas dan kuantitas yang tepat untuk mendefinisikan volume biogenik yang dihasilkan. Analisis persebaran material organik menggunakan inversi dari log TOC (Passey dkk., 1990) pada sumur GL-08 dan seismik 3D yang berada pada wilayah penelitian.

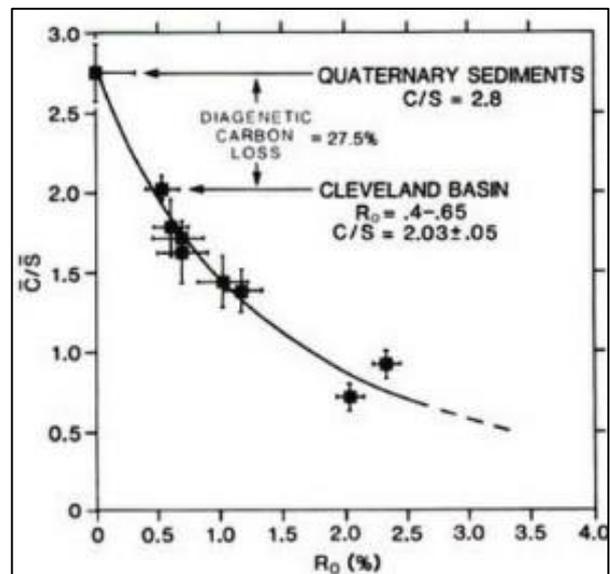
Analisis persebaran TOC menggunakan kurva antara nilai impedansi akustik (AI) dari seismik 3D dengan nilai TOC (Passey dkk., 1990) (**Gambar 22**), kurva silang menghasilkan hubungan perbandingan terbalik. Nilai AI yang tinggi menunjukkan nilai TOC rendah. Kurva silang menghasilkan persamaan untuk dilakukan konversi *cube* AI menjadi *cube* TOC dengan persamaan:

$$TOC = -1,99666e^{-12} (AI)^3 + 1,422e^{-7} (AI)^2 - 0,0032 (AI) + 25,2085$$



Gambar 22. A) Konfigurasi log TOC (Passey dkk., 1990) terhadap data sumur dan sintetik seismik 3D; B) Kurva silang antara *cube* AI terhadap *cube* TOC; C) Pemodelan distribusi TOC pada seismik 3D.

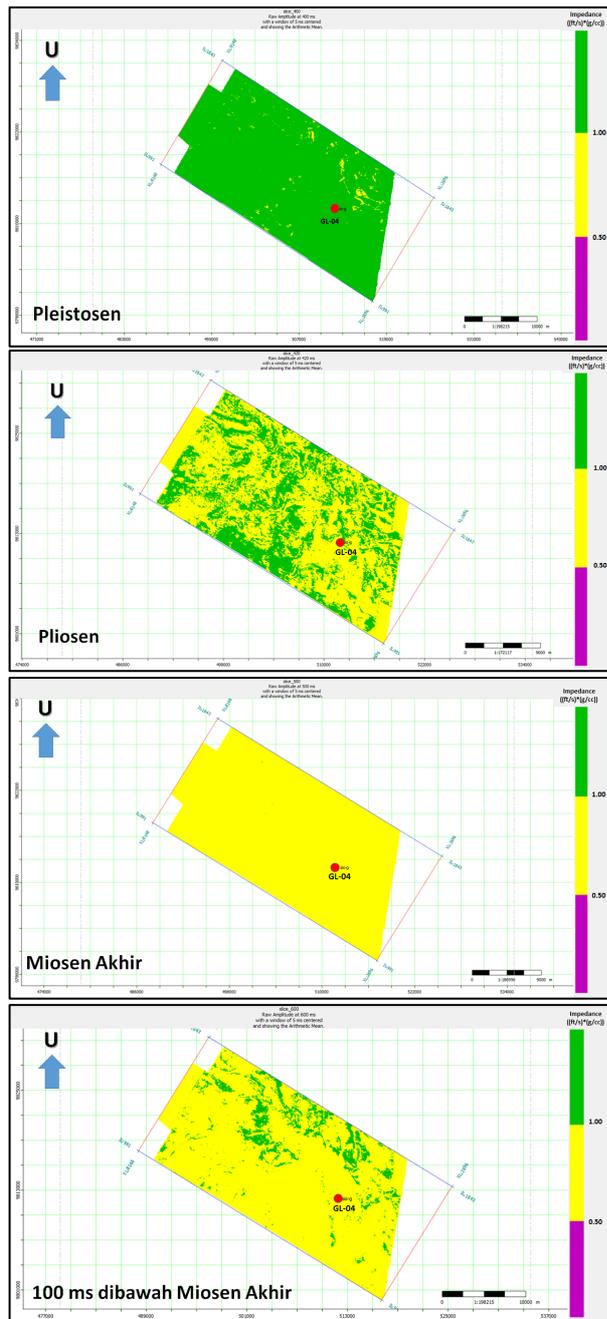
Semakin besar kedalaman maka jumlah TOC semakin berkurang. Hal ini menunjukkan *onset* dari proses *decarboxylation* yaitu proses terubahnya atom karbon menjadi zat lain pada saat meningkatnya temperatur (disini berubah sebagai hidrokarbon), juga menurunnya kadar oksigen dan hidrogen pada saat proses pematangan dari diagenesis, katagenesis hingga metagenesis ditandai dengan meningkatnya nilai vitrinit. Hal ini dapat dilihat pada diagram kurva silang antara penurunan unsur karbon terhadap kematangan (R_o) yang diajukan oleh Raiswell dan Berner (1987) untuk menjelaskan batasan dari proses metanogenesis ditunjukkan pada **Gambar 23**.



Gambar 23. Penurunan rasio karbon/sulfur sebagai fungsi dari kematangan untuk sedimen laut lepas (setelah Raiswell dan Berner, 1987).

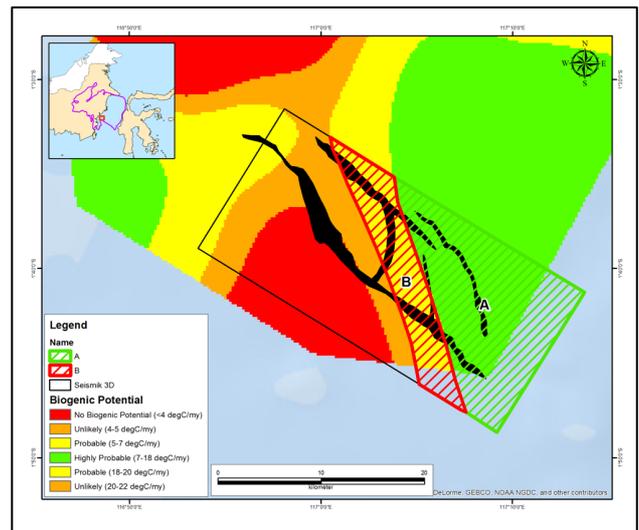
Hasil penyebaran material organik (TOC) pada lapisan interval Pleistosen sampai Miosen Akhir dari hasil inversi seismik dan pemetaan menunjukkan bahwa persebaran TOC yang tinggi berada pada interval yang lebih dangkal (**Gambar 24**).

Perhitungan volume terbatas pada wilayah yang dicakupi oleh seismik 3D saja (**Gambar 25**). Kekayaan material organik yang digunakan di atas 0,5 % (Rice dan Claypool, 1981) yang merupakan potensi biogenik yang komersial.

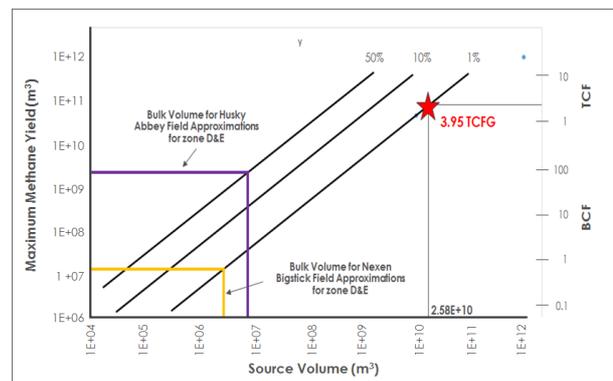


Gambar 24. Peta persebaran material organik (TOC) pada daerah penelitian untuk lapisan interval Pleistosen, Pliosen, Miosen Akhir dan 100 ms di bawah Miosen Akhir.

Hasil analisis terhadap persebaran material organik dan klasifikasi wilayah yang berpotensi untuk menghasilkan gas biogenik, dapat digunakan untuk menghitung volume hidrokarbon gas dengan menggunakan diagram kurva silang “*maximum yield of biogenic methane*” yang diusulkan oleh Clayton (1992) yang ditunjukkan pada **Gambar 26**.



Gambar 25. Area yang dihitung sebagai volume dari potensi gas biogenik yang dapat dihasilkan.



Gambar 26. Metode perhitungan volume gas biogenik menggunakan diagram “*maximum yield of biogenic methane*” Clayton (1992).

Total dari volume potensi gas biogenik yang dapat dihasilkan untuk batas material organik lebih besar dari 0,5% dapat dilihat pada **Tabel 3**.

Tabel 3. Estimasi total volume gas biogenik yang dapat dihasilkan pada wilayah penelitian.

Zona	Area (m2)	Ketebalan (m)	Volume (TCF)
A	2,03E+08	126,83	3,95
B	8,88E+07	126,83	1,72
Total Potensi Gas Biogenik			5,67

Hasil dari penelitian ini menunjukkan bahwa potensi gas biogenik dapat diidentifikasi menggunakan fungsi laju sedimen, gradien termal dan analisis *heating rate*. Hal ini

terbukti dengan adanya gas biogenik yang ditemukan di lapangan sekitar wilayah penelitian pada lapisan Pliosen yang berkorelasi dengan analisis data seismik dan sumur. Mempertimbangkan potensi yang teridentifikasi lebih dari lima triliun kaki kubik gas, biogenik tidak bisa lagi diremehkan sebagai target eksplorasi. Gas biogenik akan menjadi target eksplorasi dan eksploitasi masa depan yang menguntungkan.

Berdasarkan analisis keseluruhan interval lapisan, total volume gas yang dihasilkan di Cekungan Kutai bagian selatan ini sebesar 141,52 triliun kaki kubik dari batuan induk aktif. Menurut Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (2018), total volume gas yang ditemukan di Cekungan Kutai sebesar 7,48 triliun kaki kubik dari batuan induk serpih pada lapangan yang produktif, sehingga rasio akumulasi gas yang dihasilkan adalah 5,28% dari total volume seluruh lapisan. Rata-rata rasio efisiensi akumulasi hidrokarbon di dunia adalah 7,8% (Magoon dan Dow, 1994), dengan acuan tersebut maka masih ada potensi eksplorasi untuk menemukan cadangan yang tersisa.

5. KESIMPULAN

- Batuan induk yang memiliki potensi menghasilkan hidrokarbon ditemukan di semua lapisan berdasarkan data geokimia pada sumur. Indeks Hidrogen rata-rata tidak lebih dari 200 mgHC/g TOC, menunjukkan tipe kerogen yang cenderung gas (*gas prone*).
- Batuan induk memiliki kekayaan rata-rata di atas 1,0 wt% karbon organik dan potensi yang dihasilkan (S_1+S_2) lebih besar dari 2 mg/g. Hal ini menunjukkan bahwa setiap interval batuan induk memiliki berpotensi yang baik untuk menghasilkan hidrokarbon yang berada dalam wilayah batas kematangan di cekungan.
- Nilai kematangan yang efektif pada batuan induk ditentukan dari besar R_o sekitar 0,5% dan T_{max} lebih besar dari 435°C. Beberapa lapisan berada pada awal kematangan ditunjukkan pada lapisan:
 - Lapisan Miosen Akhir (Sumur GL-02; R_o 0,49% dan T_{max} 463°C)
 - Lapisan Miosen Tengah (Sumur GL-01; R_o 0,61% dan T_{max} 482°C)
 - Lapisan Miosen Awal (Sumur GL-03; R_o 0,56% dan T_{max} 448°C)
 - Lapisan Oligosen Akhir (Sumur GL-03; R_o 0,64% dan T_{max} 448°C)
- Berdasarkan data model R_o dan temperatur pada analisis model cekungan 1D menunjukkan batuan induk matang pada lapisan Oligosen Akhir dan Miosen Awal. Pada lapisan Oligosen Akhir, gas terekspulsi sekitar 14 juta tahun lalu dan Miosen Awal pada 9 juta tahun lalu.
- Kedua lapisan batuan induk menghasilkan gas sebesar 116,21 triliun kaki kubik dari lapisan Oligosen Akhir dan 19,64 triliun kaki kubik pada Miosen Awal.
- Gas biogenik yang merupakan hasil aktivitas mikrobial dapat dihitung dalam skala cekungan menggunakan fungsi laju sedimentasi dan gradien termal. Gas yang dapat dihasilkan dari area penelitian sebesar 5,67 triliun kaki kubik.
- Total volume gas yang ditemukan di Cekungan Kutai ini sebesar 7,48 triliun kaki kubik dari batuan induk serpih, sehingga rasio akumulasi gas yang dihasilkan adalah 5,28% dari total volume seluruh lapisan. Rata-rata rasio efisiensi akumulasi hidrokarbon di dunia adalah 7,8%, dengan acuan tersebut maka masih ada potensi eksplorasi untuk menemukan cadangan yang tersisa.

ACKNOWLEDGMENT

Penulis berterimakasih kepada manajemen dan pekerja *New Venture* dan Eksplorasi PT. Saka Energi Indonesia dan para pengajar Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumihan, Institut Teknologi Bandung (ITB).

DAFTAR PUSTAKA

- Clayton, C. (1992): Source volumetrics of biogenic gas generation. In: Vially, R. (editor) and Editions Technip, *Bacterial Gas*, Paris, 191-204.
- Huang, W.Y. dan Meinschein, W.G. (1979): Sterols as ecological indicators, *Petroleum*

- Geochemistry*. 2004. A.H Satyana, Pre-Convention short course IAGI, Bandung.
- Magoon, L.B. dan Dow, W.G. (1994): The petroleum system, dalam Magoon, L.B. and Dow, W.G., eds., *The Petroleum System - From Source to Trap: AAPG Memoir*, **60**, 3-24.
- Passey, Q., R., Creany, S., Kulla, J., B., Moretti, F., J., dan Stroud, J., D. (1990): A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs, *The American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, **74**, 1777-1794.
- Priyono, R. (2007): *Industri migas nasional*. Kumpulan makalah seminar geologi, industri migas saat ini, masa depan dan problematikanya. Aula Barat ITB, Bandung.
- Rice, D D, dan Claypool, G E. (1981): Generation, accumulation, and resource potential of biogenic gas. *AAPG Bulletin*, **65**(1), 5-25.
- Satyana, A.H., Nugroho, D., dan Surantoko I. (1999): Tectonic controls on hydrocarbon habitats of Barito, Kutei, and Tarakan Basins, Eastern Kalimantan, Indonesia: major dissimilarities in adjoining basins, *Journal of Asian Earth Sciences*, **17**, 99-122.
- Schneider, F., Dubille, M., and Montadert, L. (2016): Modeling of microbial gas generation: Application to the eastern Mediterranean “biogenic play”, *Geologica Acta*, **14**(4), 403 – 417.
- Schoell, M. (1983): Genetic characterization of natural gases, *American Association of Petroleum Geologists*, **67**, 2225 – 2238.
- Waples, D.W. (1985): *Geochemistry in Petroleum Exploration*. International Human Resources Development Corporation. Boston, Reidel Publishing Company, 31-180.
- Yuniardi, Y., Mardiana, U., Abdulah, F. (2015): Potensi gas biogenik di Cekungan Kutai bagian selatan, Kalimantan Timur, *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, **16**, 231-239.