

HIDROKARBON NON-KONVENSIONAL DI CEKUNGAN BARITO: POTENSI SHALE GAS DAN COALBED METHANE DENGAN ANALISIS EVOLUSI GEOLOGI DAN RISIKO EKSPLOITASI

David Saroli Waruwu^{1)*}, Seprina Nopita Simanjuntak¹⁾, Adrinuldi²⁾

¹⁾ Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Eksplorasi dan Produksi, Universitas Pertamina

²⁾ Program Studi Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Eksplorasi dan Produksi, Universitas Pertamina
E-mail: davidsaroli23@gmail.com

ABSTRAK

Permintaan global akan energi yang terus meningkat mendorong eksplorasi hidrokarbon non-konvensional, khususnya *shale gas* dan *coalbed methane* (CBM), di cekungan sedimen yang telah matang. Cekungan Barito di Kalimantan Selatan, yang dicirikan oleh sekuens batubara Tersier yang tebal dan serpih kaya organik, merupakan wilayah yang menjanjikan namun masih relatif kurang diteliti untuk pengembangan sumber daya ini. Penelitian ini bertujuan mengevaluasi potensi geologi hidrokarbon non-konvensional di Cekungan Barito melalui analisis evolusi cekungan, lingkungan pengendapan, serta kontrol struktural yang memengaruhi proses generasi dan akumulasi hidrokarbon. Studi ini mengintegrasikan data geologi dan geokimia dari penelitian terdahulu, meliputi stratigrafi, distribusi lapisan batubara, *total organic carbon* (TOC), dan tipe kerogen, untuk menilai tingkat kematangan batuan sumber, jalur migrasi hidrokarbon, serta karakteristik reservoir. Hasil analisis menunjukkan bahwa evolusi tektono-sedimen Cekungan Barito telah menciptakan kondisi yang mendukung pembentukan hidrokarbon, dengan lapisan batubara tebal dan serpih kaya organik sebagai target utama pengembangan CBM dan *shale gas*. Selain potensi tersebut, penelitian ini juga mengkaji faktor-faktor risiko eksploitasi, termasuk heterogenitas reservoir, variasi kedalaman dan tekanan, serta keterbatasan lingkungan. Penilaian risiko geologi mengindikasikan adanya kerentanan hidrogeologi akibat *dewatering* CBM yang berpotensi memicu subsidensi, serta risiko seismisitas terinduksi akibat injeksi fluida bertekanan tinggi pada operasi frakturasi hidrolik di sekitar sistem sesar utama. Temuan ini menegaskan bahwa meskipun Cekungan Barito memiliki potensi hidrokarbon non-konvensional yang signifikan, pengembangan komersial memerlukan perencanaan eksplorasi yang matang, karakterisasi reservoir yang cermat, serta mitigasi risiko geologi yang ketat untuk mendukung ketahanan energi nasional dan transisi menuju sistem energi yang lebih berkelanjutan.

Kata Kunci: Cekungan Barito, *shale gas*, CBM, evolusi geologi, penilaian risiko

ABSTRACT

The continuously increasing global demand for energy has driven the exploration of unconventional hydrocarbons, particularly shale gas and coalbed methane (CBM), in mature sedimentary basins. The Barito Basin in South Kalimantan, characterized by thick Tertiary coal sequences and organic-rich shales, represents a promising yet relatively underexplored region for the development of these resources. This study aims to evaluate the geological potential of unconventional hydrocarbons in the Barito Basin through an analysis of basin evolution, depositional environments, and structural controls that influence hydrocarbon generation and accumulation. This study integrates geological and geochemical data from previous research, including stratigraphy, coal seam distribution, total organic carbon (TOC), and kerogen type, to assess source rock maturity, hydrocarbon migration pathways, and reservoir characteristics. The results indicate that the tectono-sedimentary evolution of the Barito Basin has created favorable conditions for hydrocarbon generation, with thick coal seams and organic-rich shales identified as primary targets for CBM and shale gas development. In addition to resource potential, this research examines key factors affecting exploitation risks, including reservoir heterogeneity, variations in depth and pressure, and environmental constraints. Geological risk assessment suggests the presence of hydrogeological vulnerability associated with CBM dewatering, which may potentially trigger land subsidence. Furthermore, the injection of high-pressure fluids during hydraulic fracturing operations near major fault systems may increase the risk of induced seismicity. These findings emphasize that although the Barito Basin possesses significant

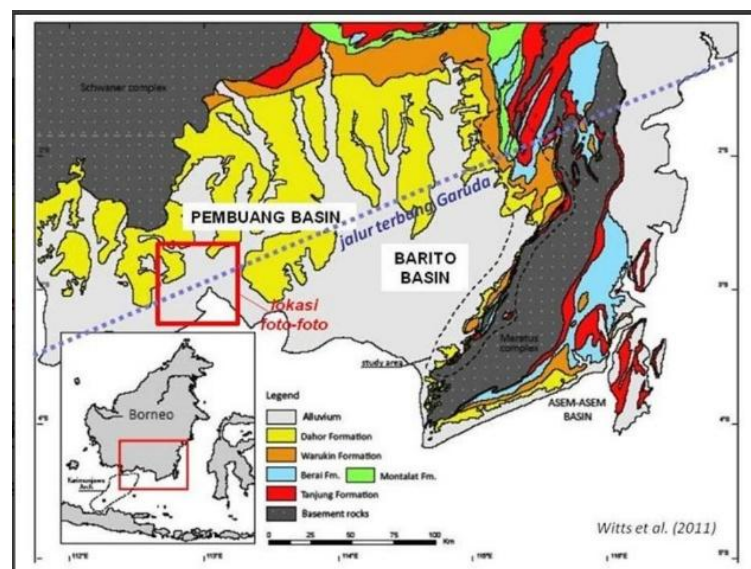
unconventional hydrocarbon potential, commercial development requires well-planned exploration strategies, careful reservoir characterization, and rigorous geological risk mitigation. Such measures are essential to support national energy security while facilitating Indonesia's transition toward a more sustainable and resilient energy system.

Keyword: Barito Basin, shale gas, CBM, geological evolution, risk assessment

1. Pendahuluan

Meningkatnya permintaan energi global, disertai dengan keterbatasan cadangan hidrokarbon konvensional, telah mendorong eksplorasi sumber daya hidrokarbon non-konvensional seperti *shale gas* dan *coalbed methane* (CBM). Secara global, kedua sumber daya ini telah terbukti memberikan kontribusi signifikan terhadap ketahanan energi, terutama di cekungan sedimen berumur Tersier dengan akumulasi serpih kaya organik dan sekuen batubara tebal (Curtis, 2002; Ross & Bustin, 2009).

Indonesia, yang memiliki banyak cekungan sedimen Tersier dengan sejarah tektonik kompleks, berpotensi besar dalam pengembangan hidrokarbon non-konvensional. Namun demikian, pemanfaatan *shale gas* dan CBM masih relatif terbatas dibandingkan negara lain, terutama karena kurangnya evaluasi terpadu yang menggabungkan aspek stratigrafi, geokimia, evolusi tektonik, serta risiko *geohazard* yang menyertainya. Salah satu cekungan yang dianggap prospektif tetapi belum banyak dikaji secara komprehensif adalah Cekungan Barito di Kalimantan Selatan.



Gambar 1. Peta Fisiografi Cekungan Barito (Wits et al., 2011)

Cekungan Barito dicirikan oleh pengendapan batubara tebal pada Formasi Warukin serta serpih dan batugamping kaya material organik pada Formasi Berai, yang berkembang dalam lingkungan transisi hingga laut dangkal. Studi terdahulu menunjukkan bahwa batubara Tersier di Kalimantan memiliki kandungan gas yang signifikan dan tingkat kematangan termal yang berpotensi mendukung pembentukan CBM, sementara serpih organik berpotensi menjadi sistem *shale gas* jika memenuhi kriteria kandungan karbon organik total (TOC), kematangan termal, dan sifat mekanik yang memadai (Satyana & Purwaningsih, 2018; Satyana, 2019).

Selain faktor geologi dan geokimia, evolusi tektonik Cekungan Barito yang melibatkan fase *rifting*, subsiden diferensial, dan inversi struktural memegang peranan penting dalam pengontrolan ketebalan sedimen, distribusi fasies, kematangan termal, serta sistem rekahan alami yang memengaruhi akumulasi dan keterproduksi hidrokarbon nonkonvensional. Di sisi lain, metode eksploitasi *shale gas* dan CBM, khususnya yang melibatkan *dewatering* dan stimulasi reservoir, berpotensi menimbulkan risiko eksploitatif seperti *induced seismicity*, penurunan permukaan tanah (*subsidence*), serta gangguan terhadap sistem hidrogeologi dangkal (Zoback et al., 2010; Davies et al., 2013). Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi potensi *shale gas* dan *coalbed methane* di Cekungan Barito berdasarkan integrasi aspek geologi, geokimia, dan evolusi cekungan, serta mengidentifikasi risiko utama yang terkait dengan pengembangan hidrokarbon non-konvensional. Hasil penelitian ini diharapkan dapat memberikan dasar ilmiah bagi pengelolaan sumber daya

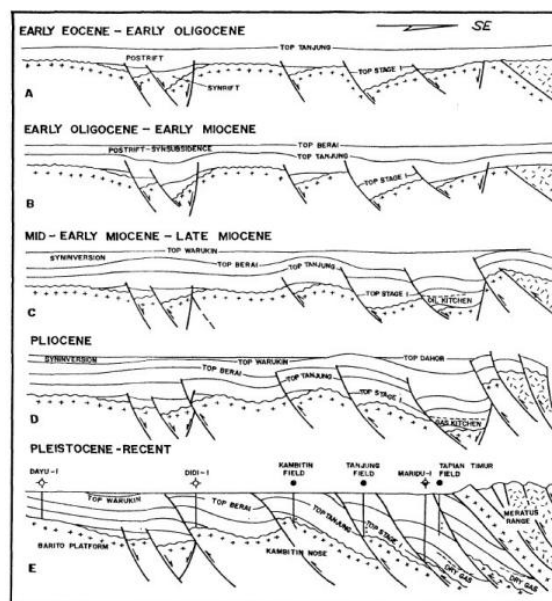
energi yang berkelanjutan, sekaligus mendukung ketahanan energi nasional dan transisi menuju sistem energi rendah karbon.

2. Geologi Regional

Bab ini membahas kondisi geologi regional Cekungan Barito yang mencakup struktur dan evolusi tektonik, stratigrafi regional, dan *petroleum system*. Pemahaman geologi regional menjadi dasar penting untuk menafsirkan sejarah pembentukan cekungan dan kontrol tektonik terhadap pengendapan sedimen, khususnya dalam kaitannya dengan potensi sumber daya geologi yang berkembang di wilayah ini.

A. Struktur dan Evolusi Tektonik

Cekungan Barito merupakan cekungan sedimen berumur Paleogen–Neogen yang berkembang di wilayah Kalimantan Selatan dan Tengah. Secara tektonik, cekungan ini diinterpretasikan sebagai cekungan busur belakang hingga cekungan *rift* asimetris yang terbentuk akibat interaksi subduksi Lempeng Indo-Australia di bawah Lempeng Sunda sejak Mesozoikum Akhir hingga Kenozoikum (Satyana et al., 2002; Hall, 2012). Interaksi tektonik tersebut menghasilkan rejim ekstensional awal yang kemudian diikuti oleh fase subsiden termal dan deformasi kompresional regional.



Gambar 2. Evolusi Struktur Cekungan Barito (Satyana & Silitonga, 1994)

Evolusi tektonik Cekungan Barito secara umum dapat dibagi menjadi tiga fase utama. *Fase rifting* pada Eosen hingga Oligosen Awal ditandai oleh pembentukan *graben* dan *half-graben* yang berkembang dengan orientasi struktural utama baratlaut–tenggara. Struktur ekstensional ini mengontrol ketebalan sedimen Paleogen serta perkembangan lingkungan pengendapan fluvial hingga lakustrin yang kondusif bagi akumulasi material organik awal.

Selanjutnya, fase subsiden termal (*thermal sag phase*) selama Oligosen Akhir hingga Miosen Awal memungkinkan pengendapan sekuen sedimen yang relatif tebal dan lateral kontinu, termasuk endapan batubara Formasi Warukin serta serpih kaya organik Formasi Tanjung dan Beraí. Periode ini berperan penting dalam peningkatan tingkat penguburan (*burial*) dan kematangan termal batuan induk, sehingga mendukung pembentukan gas termogenik dan CBM (Doust & Sumner, 2007; Satyana, 2019).

Pada Miosen Akhir hingga Pliosen, rejim tektonik berubah menjadi kompresional akibat reaktivasi zona subduksi dan kolisi mikro-kontinen, yang menghasilkan inversi struktur sebelumnya dan pembentukan sistem lipatan dan sesar naik regional, termasuk pengangkatan Pegunungan Meratus. Fase ini berperan dalam membentuk perangkap struktural, jalur migrasi hidrokarbon, serta sistem rekahan alami yang berpotensi meningkatkan maupun membatasi keterproduksi hidrokarbon non-konvensional (Hall, 2017; Zoback et al., 2010).

Evolusi tektonik berjenjang ini menjadikan Cekungan Barito memiliki kerangka geologi yang kompleks namun prospektif untuk hidrokarbon nonkonvensional, di mana keterkaitan antara *rifting*, subsiden termal, dan inversi struktural berperan langsung terhadap distribusi fasies, kematangan termal, serta risiko eksploitasi.

B. Stratigrafi Regional

Stratigrafi regional Cekungan Barito terdiri atas batuan dasar pra-Tersier dan sekuen sedimen Tersier yang mengisi cekungan sebagai respon terhadap evolusi tektonik regional. Batuan dasar berperan sebagai fondasi struktural cekungan, sedangkan satuan sedimen merekam sejarah *rifting*, subsiden, hingga inversi cekungan.

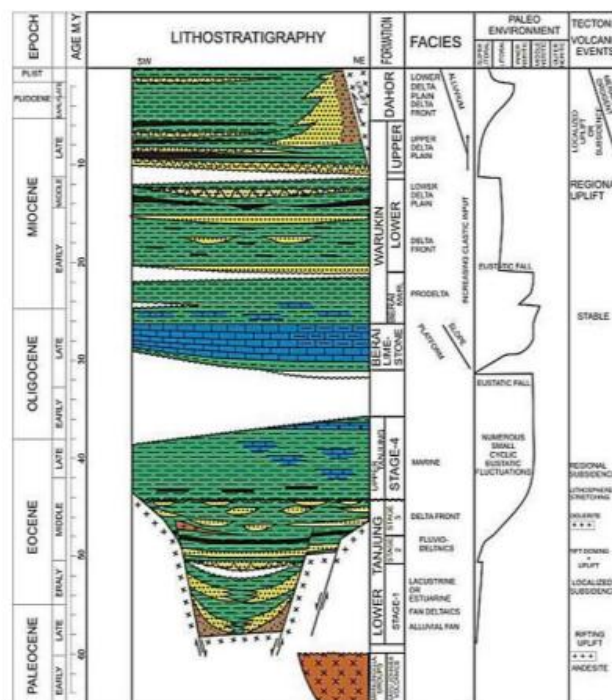
Batuan dasar (*basement*) Cekungan Barito tersusun atas batuan pra-Tersier yang secara regional dibagi menjadi dua domain utama, yaitu *Platform Barito* dan Tinggian Meratus (Hall & Morley, 2004). *Platform Barito* tersusun oleh kerak benua berkomposisi *granitoid*–felsik hasil amalgamasi pra-Kenozoikum, sedangkan Tinggian Meratus didominasi oleh batuan vulkanik, kompleks ofiolit, dan batuan metamorf yang merepresentasikan zona akresi dan magmatisme Mesozoikum. Perbedaan karakter basement ini berperan penting dalam mengontrol pola subsiden, ketebalan sedimen, dan suplai material klastik ke dalam cekungan.

Batuan Sedimen. Menurut Satyana (1995), batuan sedimen Tersier di Barito Basin terdiri dari empat formasi utama, yaitu Formasi Tanjung, Berai, Warukin, dan Dahor. Formasi Tanjung. Formasi ini diendapkan tidak selaras di atas *basement* dan mulai terbentuk sejak Eosen. Bagian bawah (*Lower Tanjung*) didominasi oleh batupasir fluvial–deltaik, serpih, batulempung, dan lapisan batubara, mencerminkan lingkungan nonmarin hingga transisi yang berkembang pada fase *syn-rift*. Bagian atas (*Upper Tanjung*) menunjukkan peralihan ke fasies serpih dan napal laut dangkal hingga batugamping, menandakan transgresi regional dan awal fase *sag* cekungan. Ketebalannya bervariasi sekitar 450–650 m di *Platform Barito*, menebal hingga ± 1300 m ke arah zona foredeep menjadikannya kandidat penting sebagai batuan induk *shale gas*.

Formasi Berai. Formasi yang berumur Oligosen Awal–Miosen Awal ini diendapkan selaras di atas Tanjung dan didominasi oleh endapan karbonat *platform*. Bagian bawah tersusun oleh napal dan batugamping berlapis, bagian tengah berupa batugamping masif, dan bagian atas kembali menunjukkan fasies transisi serpih, dan napal karbonatan. Perubahan litologi ini mencerminkan dinamika muka laut pada fase *highstand* hingga awal regresi. Ketebalan formasi ini relatif tipis, umumnya berkisar antara 100–150 m.

Formasi Warukin. Formasi Warukin mulai terendapkan pada Miosen Awal seiring fase regresi besar dan peningkatan suplai sedimen klastik akibat pengangkatan Tinggian Meratus. Litologinya terdiri dari batupasir kuarsa, serpih, batulempung, dan batubara tebal *multi-seam* yang berkembang dalam lingkungan laut dangkal hingga fluvial–deltaik. Awalnya terbentuk di sepanjang Tinggian Meratus, Diendapkan selaras di atas Berai, Lingkungan pengendapan bergradasi dari laut dangkal menuju fluvial–deltaik. Analisis paleokurent menunjukkan arah transport sedimen dominan ke timur–tenggara (Witts et al., 2011). Ketebalan Formasi Warukin berkisar 450–650 m dan menebal hingga sekitar 1300 m ke arah timur, menjadikannya target utama pengembangan *coalbed methane*.

Formasi Dahor. merupakan satuan termuda berumur Miosen Akhir hingga Pliosen dan diendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Warukin. Sedimentasi Formasi Dahor berlangsung bersamaan dengan fase inversi tektonik dan pengangkatan Pegunungan Meratus, sehingga pola pengendapannya dikontrol oleh struktur lipatan dan sesar yang telah terbentuk sebelumnya. Lingkungan pengendapan bersifat paralik hingga fluvial, dengan ketebalan sekitar 200–250 m, dan merepresentasikan endapan molase pasca inversi.



Gambar 3. Kerangka Stratigrafi Cekungan Barito (Kusuma & Darin, 1989)

C. Petroleum System

Petroleum system di Cekungan Barito dikontrol oleh ketersediaan batuan sumber organik (serpih kaya organik dan batubara), *burial history* dan kematangan termal, keberadaan reservoir klastik–karbonat, serta lapisan penutup halus yang mendukung akumulasi hidrokarbon. Secara umum, *petroleum system* di cekungan ini dikontrol oleh dua elemen utama, yaitu keberadaan batubara dan serpih kaya organik sebagai batuan sumber, serta perkembangan fasies klastik–deltaik dan karbonat sebagai batuan reservoir. Evolusi tektonik dan sedimentasi pada Tersier turut menentukan jalur migrasi, tipe akumulasi, dan distribusi hidrokarbon, baik konvensional maupun non-konvensional.

Source rock yang diidentifikasi meliputi serpih Formasi Tanjung (bagian atas) dan serpih/karbonat Formasi Berai, serta batubara pada Formasi Tanjung (*lower seams*) dan Warukin yang berperan ganda sebagai sumber gas termogenik dan target CBM. Studi petrologi dan geokimia menunjukkan adanya TOC yang signifikan dan dominasi kerogen tipe II–III pada sampel tertentu, sementara tingkat kematangan meningkat seiring *burial* sehingga beberapa interval kemungkinan telah memasuki gas window pada kedalaman tertentu. Serpih Tanjung bagian atas memiliki kandungan TOC yang cukup tinggi dan didominasi kerogen tipe II–III, yang berpotensi menghasilkan minyak dan gas pada tingkat maturitas menengah hingga matang. Sementara itu, Formasi Berai, meski terekspos pada lingkungan laut dangkal–transisi, tetap mengandung serpih kaya organik yang mampu menghasilkan hidrokarbon cair maupun gas, terutama pada kedalaman >2000 meter. Batubara pada Tanjung Bawah dan Warukin memberikan kontribusi signifikan sebagai sumber gas termogenik, sekaligus menjadi target penting untuk CBM pada interval dangkal.

Elemen *reservoir* dalam *petroleum system* Barito berasal dari batupasir fluvial dan deltaik Formasi Tanjung, batupasir kuarsa Formasi Warukin, serta batugamping Formasi Berai yang berkembang secara lokal. Batupasir Tanjung yang berada pada fasies kanal fluvial hingga tidal channel memiliki porositas tinggi, sedangkan batupasir Warukin menawarkan *reservoir* penting terutama pada perangkap struktural dan stratigrafi di bagian timur cekungan. Batugamping Berai, yang berkembang secara masif pada bagian tengah formasi, juga dapat berfungsi sebagai *reservoir* lokal melalui rekahan alami dan porositas sekunder. *Seal rock* pada *petroleum system* ini hampir seluruhnya disediakan oleh serpih dan batulempung dari Formasi Tanjung bagian atas, Formasi Berai bagian atas, serta serpih dan lempung yang melapisi batupasir Warukin. Keberadaan litologi halus ini menciptakan kondisi penyegelan yang baik bagi akumulasi

hidrokarbon, terutama pada perangkat struktur kompresional yang berkembang selama fase inversi Meratus pada Miosen Akhir.

Migrasi hidrokarbon di Cekungan Barito dikontrol oleh geometri cekungan, tren sesar, dan perkembangan struktur kompresional. Pada fase awal, migrasi cenderung lateral mengikuti stratigrafi, namun pada fase kompresi Miosen Akhir, migrasi vertikal mulai meningkat akibat berkembangnya jalur rekahan dan sesar. Kompresi Meratus juga menghasilkan perangkat penting berupa antiklinorium dan sesar naik yang banyak menjadi target eksplorasi migas konvensional. Untuk hidrokarbon non-konvensional, kondisi ini mempengaruhi persebaran tekanan pori, *sweet spots*, serta potensi rekahan alami pada serpih dan batubara. Secara keseluruhan, Cekungan Barito memiliki *petroleum system* yang lengkap dan aktif, dengan kombinasi batuan sumber organik yang baik, reservoir berporositas tinggi, seal yang efektif, migrasi yang terarah, serta perangkat struktural dan stratigrafi yang berkembang luas. Kondisi ini tidak hanya mendukung pembentukan migas konvensional, tetapi juga menyediakan potensi besar untuk *shale gas* dan *coalbed methane* (CBM), terutama pada interval Tanjung–Berai sebagai *shale gas* dan Warukin–Tanjung sebagai CBM. Kompleksitas tektonik, terutama pengaruh orogenesis Meratus, menjadikan *petroleum system* di cekungan ini unik dengan heterogenitas tekanan, permeabilitas, dan distribusi *reservoir* yang perlu dipertimbangkan dalam eksplorasi maupun eksploitasi.

3. Metode Penelitian

Penelitian ini menggunakan pendekatan integratif berbasis data sekunder dengan mengombinasikan analisis geologi regional, stratigrafi, sedimentologi, geokimia, serta kajian risiko geomekanik dan hidrogeologi. Pendekatan ini umum diterapkan dalam evaluasi potensi hidrokarbon non-konvensional skala cekungan, khususnya pada wilayah dengan keterbatasan akuisisi data primer.

A. Jenis dan Data Penelitian

Data yang digunakan meliputi peta geologi regional, kolom stratigrafi, laporan eksplorasi migas, data geokimia batuan induk (TOC, *Rock-Eval*, reflektansi vitrinit), serta hasil interpretasi sumur dan seismik yang diperoleh dari publikasi ilmiah, *prosiding* asosiasi geologi, dan laporan teknis terdahulu. Data sumur mencakup informasi log petrofisika seperti *gamma ray*, densitas, dan resistivitas yang digunakan sebagai dasar interpretasi stratigrafi dan prediksi interval kaya organik. Seluruh data dianalisis secara sistematis melalui tahapan kompilasi, evaluasi kualitas data, interpretasi terpadu, dan sintesis konseptual untuk membangun model *petroleum system* serta mengidentifikasi potensi *shale gas* dan *coalbed methane* (CBM) di Cekungan Barito.

B. Analisis Stratigrafi, Sedimentologi, dan Fasies

Analisis stratigrafi dilakukan melalui kompilasi dan evaluasi ulang urutan litologi Formasi Tanjung, Berai, Warukin, dan Dahor berdasarkan kolom stratigrafi regional dan data sumur terdahulu. Tujuan analisis ini adalah untuk menentukan hubungan stratigrafi antar formasi, variasi ketebalan, serta evolusi lingkungan pengendapan yang mengontrol distribusi batuan sumber dan *reservoir* non-konvensional.

Interpretasi sedimentologi dan fasies dilakukan dengan menganalisis deskripsi litologi dan asosiasi fasies yang dilaporkan dalam literatur, termasuk fasies fluvial, deltaik, paralik, dan laut dangkal. Analisis ini bertujuan memahami dinamika pengendapan dan persebaran lateral fasies, khususnya interval serpih kaya organik dan batubara yang berpotensi sebagai *shale gas* dan CBM. Hasil analisis digunakan untuk mengidentifikasi interval target dan heterogenitas *reservoir*, yang berpengaruh terhadap pengembangan hidrokarbon non-konvensional.

C. Analisis Geokimia

Analisis geokimia dilakukan dengan menelaah data *Total Organic Carbon* (TOC), tipe kerogen, tingkat kematangan termal (Ro%), serta parameter pirolisis *Rock-Eval* dari serpih dan batubara pada formasi utama. Data geokimia ini digunakan untuk mengevaluasi kualitas dan kuantitas batuan sumber, serta menentukan tipe hidrokarbon yang berpotensi dihasilkan, baik minyak maupun gas.

Evaluasi kematangan termal dan tipe kerogen bertujuan untuk mengidentifikasi zona generasi gas biogenik dan termogenik, serta mengaitkannya dengan kedalaman *burial* dan evolusi cekungan. Analisis ini juga mendukung penilaian potensi *gas-in-place* secara kualitatif hingga semi-kuantitatif pada target *shale* dan batubara, terutama dalam konteks *shale gas* dan CBM.

D. Interpretasi Struktur

Kerangka tektonik regional, pola sesar, dan gaya deformasi yang berkembang selama evolusi Cekungan Barito. Analisis ini didasarkan pada model evolusi tektonik regional dan interpretasi struktur dari penelitian terdahulu. Tujuan utama interpretasi struktur adalah untuk mengidentifikasi zona kompresi, rekahan alami, dan perangkap struktural yang dapat mengontrol distribusi tekanan pori, permeabilitas, serta keberadaan *sweet spots* pada *shale gas* dan CBM. Selain itu, analisis struktur juga digunakan untuk mengidentifikasi area yang memiliki potensi risiko lebih tinggi terhadap seismisitas terinduksi, terutama pada zona sesar aktif atau rekahan yang berpotensi teraktivasi selama kegiatan stimulasi hidrolik.

E. Evaluasi Petroleum System

Evaluasi *petroleum system* dilakukan melalui penyusunan model *petroleum system* konseptual yang menggambarkan hubungan antara elemen *petroleum system*, meliputi *source rock*, *reservoir rock*, *seal rock*, *trap*, *migration pathway*, dan *timing* generasi hidrokarbon. Analisis ini secara khusus difokuskan pada karakter *petroleum system* hidrokarbon nonkonvensional yang bersifat *self-sourcing*, di mana batuan sumber sekaligus berfungsi sebagai *reservoir*.

Model *petroleum system* dikonstruksi dengan mengintegrasikan hasil analisis stratigrafi, sedimentologi, geokimia, dan struktur untuk memahami sejarah *burial*, kematangan termal, serta distribusi potensi *shale gas* dan CBM di Cekungan Barito. Evaluasi ini menjadi dasar dalam menentukan interval target dan zona prospektif untuk eksplorasi hidrokarbon non-konvensional.

F. Analisis Risiko Eksploitasi

Tahap analisis risiko eksploitasi difokuskan pada aspek geomekanika dan hidrogeologi, yang berpotensi memengaruhi keberlanjutan pengembangan *shale gas* dan CBM. Pada CBM, analisis diarahkan untuk mengevaluasi dampak proses *dewatering*, termasuk potensi penurunan muka airtanah, perubahan rezim aliran hidrogeologi, dan risiko subsidensi permukaan.

Untuk *shale gas*, kajian risiko mencakup evaluasi potensi seismisitas terinduksi akibat frakturasi hidrolik, terutama yang berkaitan dengan keberadaan sesar dan kondisi tegasan regional. Analisis risiko dilakukan secara konseptual dengan mengacu pada analog lapangan dan studi terdahulu, kemudian disintesis menjadi rekomendasi strategis untuk mitigasi risiko dan perencanaan eksploitasi yang aman, efisien, dan berkelanjutan di Cekungan Barito.

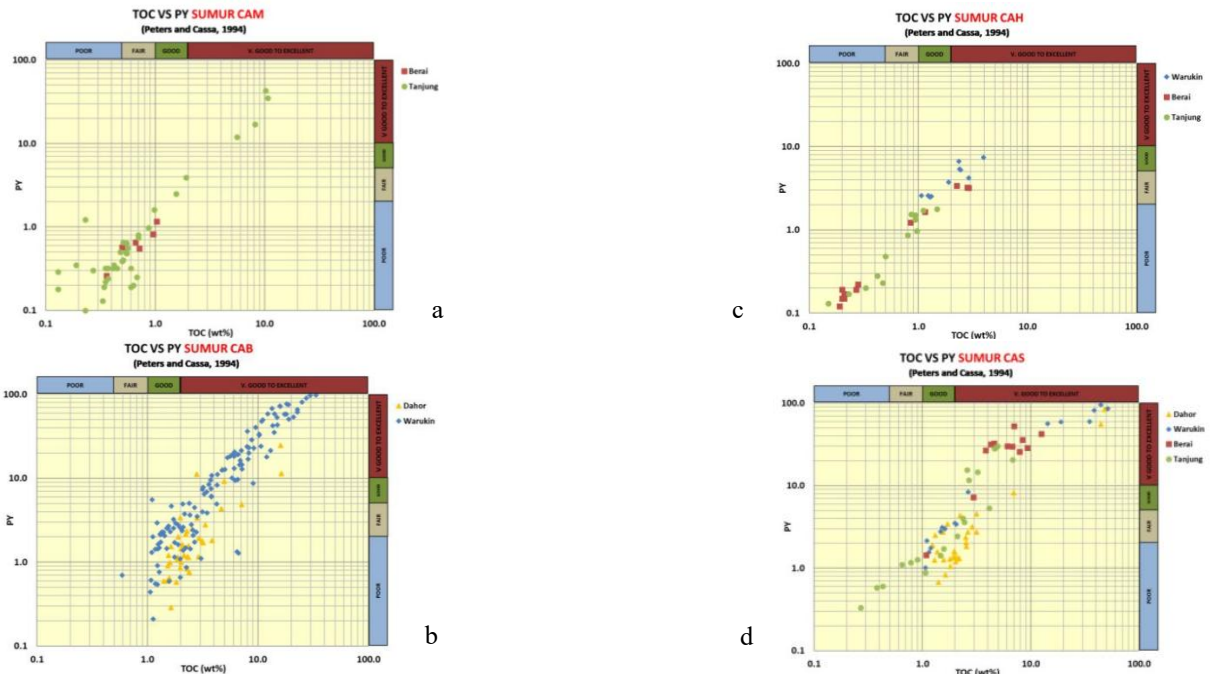
4. Hasil dan Pembahasan**A. Potensi Hidrokarbon Non-Konvensional di Cekungan Barito**

Analisis geologi regional, stratigrafi, dan karakteristik *petroleum system* menunjukkan bahwa Cekungan Barito memiliki kondisi yang mendukung pembentukan dan penyimpanan hidrokarbon nonkonvensional, khususnya *shale gas* dan *coalbed methane* (Monikha et al., 2019). Potensi tersebut dikontrol oleh kombinasi keberadaan batuan kaya organik dari Formasi Tanjung, Berai, dan Warukin (Napitupulu & Soeswojoedjoko, 2002), serta sejarah evolusi tektonik cekungan yang menghasilkan penguburan cukup dalam dan tingkat kematangan termal yang sesuai untuk generasi gas.

Evolusi cekungan yang dipengaruhi oleh fase ekstensi Paleogen dan kompresi Neogen berperan penting dalam pembentukan kondisi *overpressure*, rekahan alami, serta heterogenitas *reservoir* yang menjadi karakter utama sistem hidrokarbon nonkonvensional di *Barito Basin*.

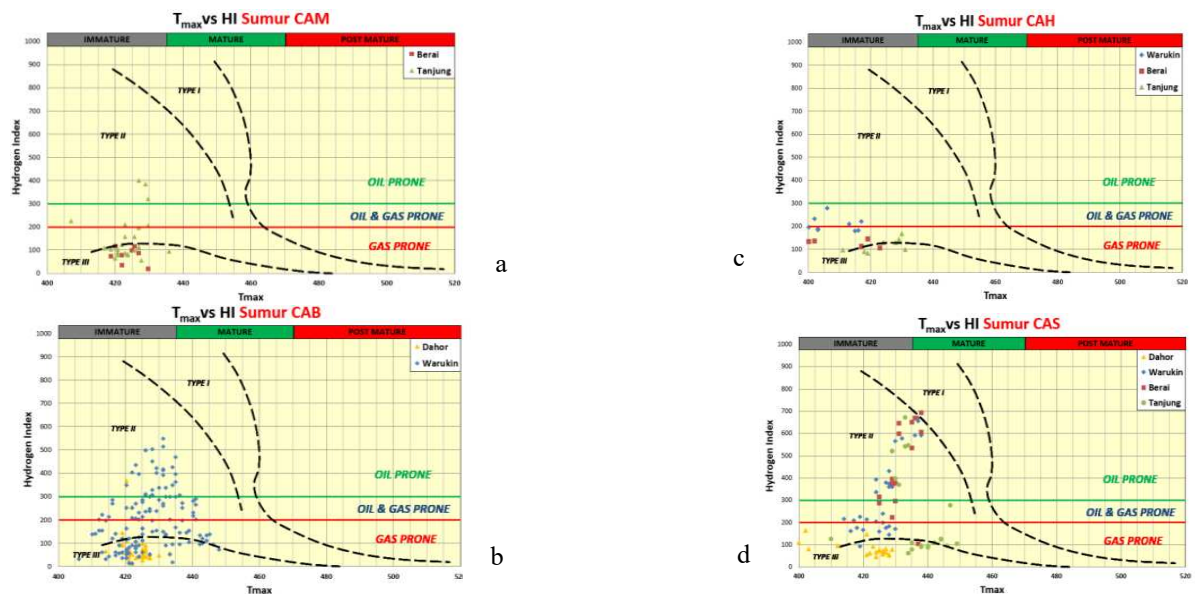
B. Hasil Integrasi Data (Data Geokimia, Litologi, dan Stratigrafi)**Hasil Analisis Geokimia**

Hasil evaluasi geokimia ini diperoleh dari penelitian Lestari et al., 2025. Parameter yang digunakan untuk menentukan jumlah maksimum hidrokarbon yang dihasilkan oleh suatu batuan adalah *Total Organic Carbon* (TOC) dan *Potential Yield* (PY) yang merupakan pertambahan dari nilai S1 dan S2, *Crossplot* TOC vs PY merupakan modifikasi Peters dan Cassa (1994). Hasil penelitian ini mengindikasikan bahwa Formasi Tanjung, Formasi Berai, Formasi Dahor dan Formasi Warukin memiliki kandungan organik yang tinggi, dengan nilai TOC berkisar antara 0,08 hingga 77,14 wt% tergantung pada sumur dan interval batuan, yang menunjukkan kapasitas batuan tersebut untuk menghasilkan jumlah hidrokarbon yang signifikan.



Gambar 4. (a) TOC vs PY Sumur CAM (b) TOC vs PY Sumur CAB (c) TOC vs PY Sumur CAH (d) TOC vs PY Sumur CAS (Lestari et al., 2025)

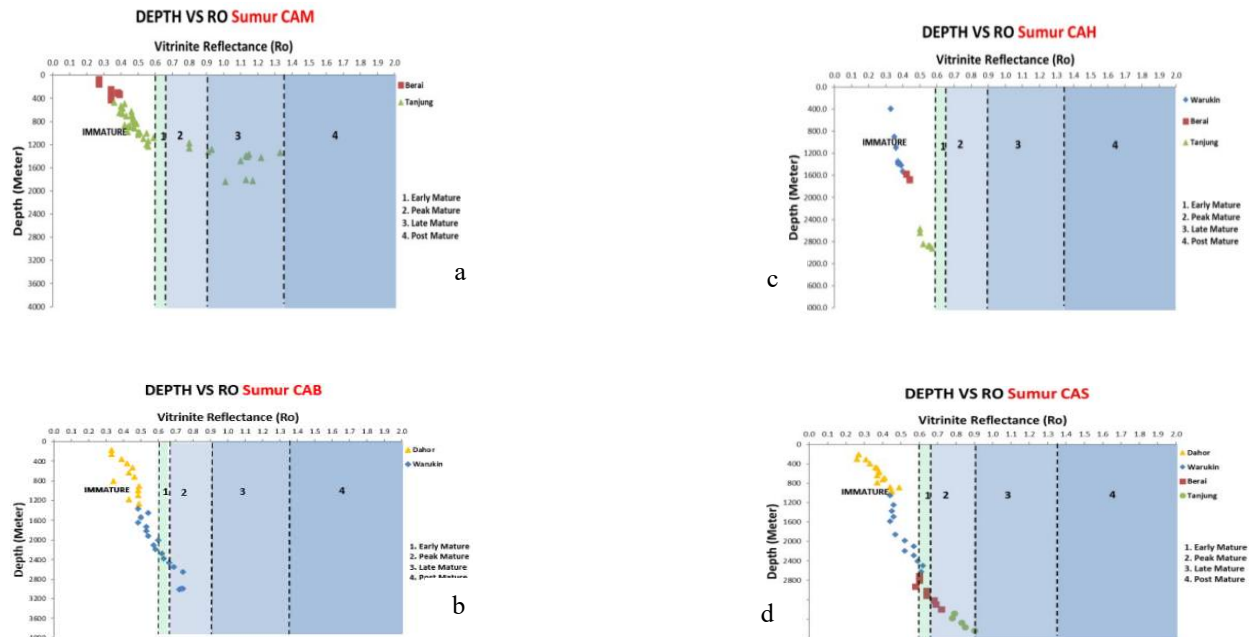
Parameter yang digunakan untuk menentukan tipe kerogen yang dapat menjelaskan asal material organik dan jenis hidrokarbon adalah *Temperature Maximum* (T_{max}) dan *Hydrogen Index* (HI). Crossplot T_{max} vs HI merupakan modifikasi diagram Van Kravlen (1961). Hasil analisis *Hydrogen Index* (HI) dan T_{max} memperlihatkan bahwa formasi mengandung kerogen tipe II–III, yang menandakan kemampuan batuan untuk menghasilkan gas (tipe III) maupun kombinasi minyak dan gas (tipe II) dengan potensi yang cukup besar.



Gambar 5. (a) T_{max} vs HI Sumur CAM (b) T_{max} vs HI Sumur CAB (c) T_{max} vs HI Sumur CAH (d) T_{max} vs HI Sumur CAS (Lestari et al., 2025)

Parameter yang digunakan untuk menjelaskan fase kematangan adalah *Depth* (m) dan *Vitrinite Reflectance* (R_o). Crossplot *Depth* vs R_o merupakan modifikasi Peters dan Cassa (1994). Tingkat kematangan termal bervariasi antar sumur: Formasi Tanjung pada sumur CAS dan Formasi Warukin pada sumur CAB telah mencapai fase *peak mature*, menandakan kesiapan optimal untuk produksi hidrokarbon,

sementara pada sumur CAM dan CAH, batuan masih berada pada kondisi *immature* atau awal maturasi. Secara keseluruhan, Formasi Tanjung merupakan penghasil utama minyak dan gas, sedangkan Formasi Warukin, walaupun memiliki TOC sangat tinggi (>10%), terutama menghasilkan metana melalui batubara (*coalbed methane*).



Gambar 6. (a) Depth vs Ro Sumur CAM (b) Depth vs Ro Sumur CAB (c) Depth vs Ro Sumur CAH (d) Depth vs Ro Sumur CAS (Lestari et al., 2025)

Hasil ini menegaskan dasar yang kuat bagi analisis geokimia dalam studi hidrokarbon nonkonvensional di Cekungan Barito, karena menunjukkan keterkaitan antara kuantitas organik, tipe kerogen, dan tingkat kematangan dengan potensi *shale gas* dan CBM.

Tabel 1. Data Geokimia Cekungan Barito (Lestari et al., 2025).

SUMUR	FORMASI	TOC (wt%)	POTENTIAL YIELD (PY, mgHC/g)	HYDROGEN INDEX (HI, mgHC/g)	TMAX	KEROGEN TYPE	KEMATANGAN
CAM	Tanjung	0.08-59.54	0.04-239.83	39-398	407-436	II-III	0.8-1.33 (peak-late mature)
CAM	Bera	0.11-1.03	0.000-1.18	18-114	418-429	III	<0.6 (immature)
CAH	Tanjung	0.15-1.48	0.07-1.78	23-167	411-431	III	<0.6 (immature)
CAH	Warukin	1.07-3.95	2.47-7.39	142-278	400-419	II-III	<0.6 (immature)
CAB	Warukin	0.4-77.14	0.70-2.70	13-550	407-448	II-III	0.60-0.74 (early-peak mature)
CAS	Tanjung	0.10-18.89	0.33-145.83	62-672	410-449	II-III	0.78-0.90 (peak mature)
CAS	Warukin	0.06-70.56	1.01-352.63	92-670	380-438	II-III	0.44-0.62 (immature early mature)

Hasil Analisis Litologi dan Evolusi Sedimentaasi Cekungan Barito

Hasil analisis litologi Cekungan Barito menunjukkan bahwa formasi utama yang mendukung potensi hidrokarbon non-konvensional terdiri dari Formasi Tanjung dan Formasi Warukin. Formasi Tanjung, yang terbentuk pada periode *Paleocene* hingga *Middle Eocene*, awalnya mengendapkan sedimen batupasir kasar dan batulempung dalam lingkungan fluvial dan deltaik (Fikri et al., 2022), kemudian beralih ke lingkungan laut dangkal sehingga terbentuk lapisan *shale* dan *coaly shale* yang kaya organik. Transisi ini menghasilkan variasi litofasies dari batupasir hingga *shale* dan batubara, yang memungkinkan akumulasi materi organik dalam jumlah besar serta menyediakan *reservoir* potensial untuk *shale gas*.

Formasi Warukin, yang diendapkan pada *Early* hingga *Late Miocene*, didominasi oleh sedimen klastik berupa batupasir, batulempung, dan batubara dalam *setting* fluvial-deltaik. Sedimen ini diendapkan melalui proses regresi dan progradasi delta, sehingga batubara dan *siltstone/shale* terbentuk secara lateral dan vertikal, menciptakan paket *coal-measure* yang ideal untuk penyimpanan gas, terutama *coalbed methane* (CBM). Lingkungan deposisi yang berulang dan siklus transgresi-regresi turut berperan dalam

preservasi material organik, memperkuat konsentrasi TOC tinggi dan memungkinkan terbentuknya kerogen tipe II–III yang berpotensi menghasilkan gas maupun campuran minyak dan gas.

Secara keseluruhan, litologi Cekungan Barito menunjukkan kombinasi batuan sumber yang kaya organik dan heterogenitas litofasies yang mendukung integrasi data geokimia, stratigrafi, dan sedimentologi. Struktur deposisi yang melibatkan *shale*, *coaly shale*, batubara, dan klastik deltaik/fluvial menyediakan dasar geologis bagi identifikasi *sweet spot* dan target eksplorasi hidrokarbon non-konvensional, terutama *shale gas* dan CBM (Marheni et al., 2009), sesuai dengan tujuan penelitian.

Interpretasi Integrasi Data (Data Geokimia, Litologi, dan Evolusi Sedimentasi)

Relevansi antara hasil analisis geokimia dan hasil analisis litologi-stratigrafi dalam penelitian hidrokarbon non-konvensional di Cekungan Barito terletak pada keterpaduan antara kondisi fisik-batuan (litologi & stratigrafi) dengan karakter Kimia-batuan (TOC, HI, Tmax, dan tipe kerogen).

Secara geokimia, Formasi Tanjung dan Warukin menunjukkan kandungan *Total Organic Carbon* (TOC) yang tinggi (hingga 77,14 wt%), dengan tipe kerogen II–III dan tingkat kematangan termal bervariasi dari *immature* hingga *peak mature*. Data ini mengindikasikan potensi pembentukan hidrokarbon dalam dua bentuk utama gas dan campuran minyak–gas tergantung pada fase maturasi dan jenis kerogennya. Hasil tersebut memiliki korelasi langsung dengan analisis litologi dan stratigrafi. Formasi Tanjung yang terbentuk dalam lingkungan fluviolaktik hingga laut dangkal menghasilkan litofasies *shale* dan *coaly shale* kaya organik yang berfungsi sebagai batuan induk sekaligus *reservoir shale gas*. Sementara Formasi Warukin, yang diendapkan dalam sistem *fluvial–deltaic* dan mengandung batubara tebal serta batulempung, mendukung pembentukan *coal-measure* yang ideal untuk *coalbed methane* (CBM). Transisi lingkungan pengendapan dari deltaik ke laut dangkal memperkuat akumulasi dan preservasi material organik, yang secara langsung menjelaskan tingginya nilai TOC dan dominasi kerogen tipe II–III dalam hasil geokimia.

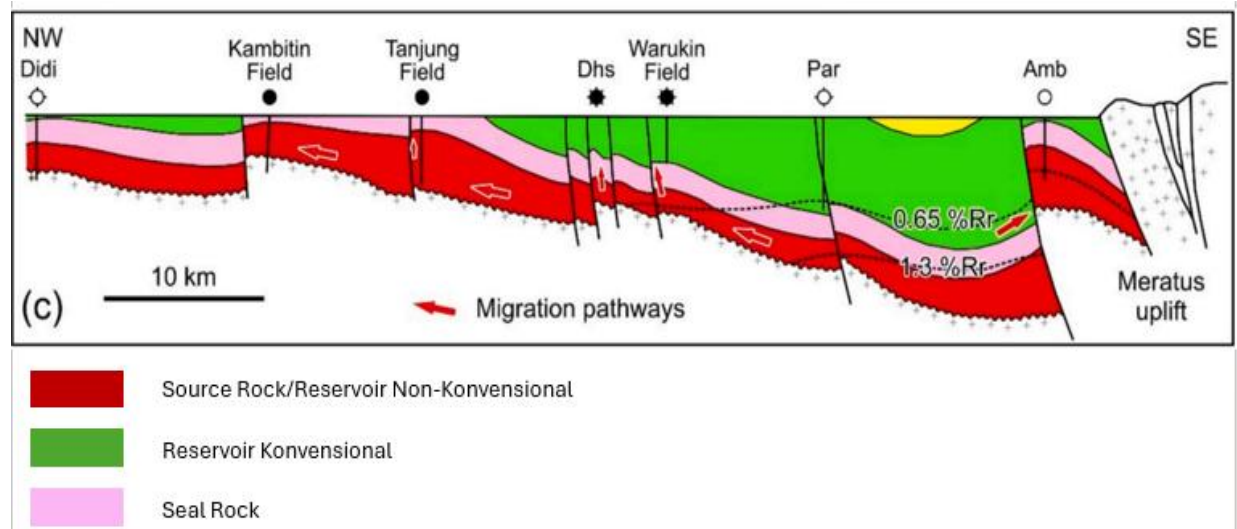
Dengan demikian, hubungan antara kedua analisis ini menunjukkan bahwa litologi dan evolusi stratigrafi Cekungan Barito menyediakan kondisi geologis yang memungkinkan akumulasi dan preservasi material organik, sementara hasil geokimia mengonfirmasi kualitas dan maturitas termal material tersebut sebagai sumber hidrokarbon non-konvensional. Integrasi keduanya memperkuat kesimpulan bahwa Formasi Tanjung dan Warukin merupakan batuan induk Utama sekaligus target prospektif untuk eksplorasi *shale gas* dan CBM di Cekungan Barito.

C. Hasil Analisis Struktur

Faktor struktural di Cekungan Barito berperan penting dalam mengontrol distribusi dan akumulasi hidrokarbon non-konvensional. Inversi struktural selama Miosen–Pliosen membentuk lipatan, sesar naik, dan zona sesar kompleks di antara Platform Barito dan Tinggian Meratus, menyebabkan *compartmentalization* dalam cekungan. Untuk *shale gas*, struktur ini menciptakan *overpressure* yang mendukung penyimpanan gas dalam matriks serpih (Satyana et al., 2002). Namun, sesar aktif atau *near-critical stress* dapat menjadi risiko selama *hydraulic fracturing*.

Deformasi dan reaktivasi sesar (*wrench faults*, *reverse faults*) menghasilkan rekahan alami, klivase, dan zona fragmen pada batuan sedimen, termasuk serpih dan batubara, yang meningkatkan konektivitas pori dan potensi *reservoir shale* (Zoback et al., 2010; Warpinski, 2012). Aktivitas stimulasi atau perubahan tekanan pori dapat memicu reaktivasi sesar, menyebabkan slip, deformasi casing, atau seismisitas terinduksi, sebagaimana terdokumentasi pada beberapa *basin shale gas global* (Maxwell et al., 2019).

Selain faktor struktural, heterogenitas litologi akibat transisi dari laut dangkal Formasi Berau ke delta–fluvial Formasi Warukin memengaruhi distribusi mineralogi, kandungan lempung, dan rekahan alami pada *shale*, serta permeabilitas, tekanan gas, dan konektivitas pada batubara. Integrasi data geologi, geofisika, dan geomekanika diperlukan untuk mengidentifikasi *sweet spot* dan melakukan eksploitasi hidrokarbon non-konvensional secara efisien dan aman.

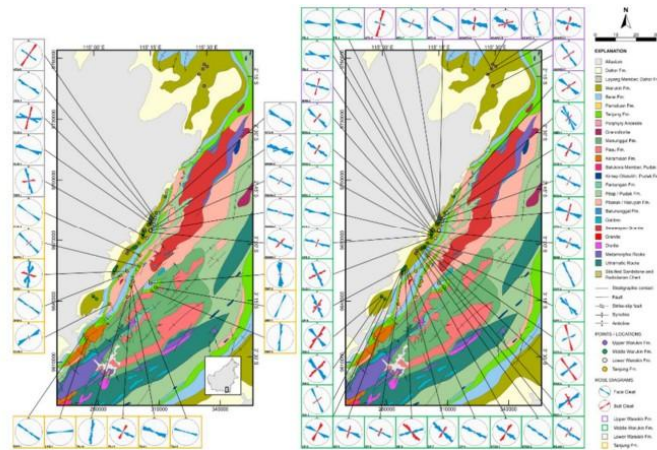
D. Hasil Analisis Petroleum System Non-Konvensional

Gambar 7. Model *Petroleum System* Non-Konvensional pada Cekungan Barito (Sachsenhofer et al., 2025)

Dari perspektif *petroleum system* nonkonvensional, konfigurasi batuan dan stratigrafi di Cekungan Barito menunjukkan bahwa formasi yang mengandung *shale* dan *coal-measure* dapat berfungsi sekaligus sebagai batuan sumber dan *reservoir*, membentuk sistem *self-sourcing* atau *self-storing*. Lapisan serpih dari Formasi Tanjung dan Berai berperan sebagai *source-reservoir* untuk *shale gas*, sedangkan batubara pada Formasi Warukin berfungsi ganda sebagai *source rock* dan *reservoir* untuk *coalbed methane* (CBM). Model ini sesuai dengan sistem *coal-measure* atau *shale-coal* yang telah dijelaskan dalam literatur internasional (Zhao et al., 2019).

Dalam sistem semacam ini, penyimpanan gas tidak bergantung pada perangkat struktural konvensional, melainkan terjadi dalam tiga mekanisme utama: gas bebas yang terakumulasi di rekahan alami atau *fracture network*, gas teradsorpsi pada permukaan organik atau pori mikro dalam matriks *shale* maupun *coal*, dan gas terlarut dalam matriks batuan. Studi menunjukkan bahwa pada *shale*, sebagian besar gas tersimpan sebagai gas teradsorpsi dalam pori organik dan mikrostruktur serta melalui rekahan alami atau *microfracture*, sehingga kapasitas penyimpanan *shale gas* sangat dipengaruhi oleh kandungan organik (TOC), *micro-porosities*, dan distribusi rekahan alami (Zhao et al., 2019).

Pada *coal-measure reservoirs* atau CBM, batubara menyimpan metana terutama melalui adsorpsi dalam matriks dan *cleat* (*fracture network*), bukan sebagai gas bebas pada pori besar seperti pada *reservoir* konvensional. Analisis stratigrafi gabungan menunjukkan bahwa dalam kondisi geologi yang mendukung seperti sumber organik cukup, sealing oleh lapisan *shale* atau *mudstone*, preservasi gas, dan kontinuitas lapisan akumulasi gas dapat terjadi secara vertikal terintegrasi, mencakup *coal-bed methane*, *shale gas*, dan *tight sandstone* gas dalam satu sistem terpadu (Wang et al., 2018).



Gambar 8. Distribusi Cleat (rekahan alami) pada Batubara di Cekungan Barito (Sapiie & Rifiyanto, 2017).

Dengan demikian, konfigurasi stratigrafi dan geologi di Barito, di mana formasi *shale* dan *coal-measure* hadir bersama dengan lapisan *seal* potensial dan sejarah *burial* serta maturasi yang mendukung, memenuhi kriteria sistem petroleum non-konvensional. Potensi *shale gas* dan CBM di cekungan ini layak dikategorikan sebagai target eksplorasi yang valid, dengan pendekatan eksplorasi dan produksi yang menekankan pemahaman mengenai mekanisme adsorpsi, penyimpanan *micropore*, dan rekahan alami, daripada mengandalkan perangkat struktural.

E. Hasil Analisis Risiko Eksploitasi

Analisis risiko eksploitasi menunjukkan bahwa pengembangan *Coalbed Methane* (CBM) dapat menurunkan muka air tanah akibat proses *dewatering* pada lapisan batubara. *Dewatering* menghasilkan penurunan “head” air dalam akuifer batubara serta potensi *drawdown* di akuifer terhubung jika *hydraulic connectivity* ada, sebagaimana dicatat dalam literatur sebagai salah satu dampak utama produksi CBM (National Academies, 2010). Dalam skenario terburuk, hal ini dapat memicu subsidensi lokal, terutama di area dengan endapan sedimen kuartar tak terkonsolidasi, di mana perubahan muka air dan tekanan bawah tanah dapat mempengaruhi stabilitas geologi lokal.

Selain itu, produksi CBM juga menghadirkan risiko terhadap kualitas air. Air yang diproduksi (*produced water*) dari CBM seringkali mengandung zat terlarut dan senyawa organik/aromatik yang dapat meresap ke akuifer atau badan air, sehingga berisiko mencemari air tanah atau air permukaan di sekitar lokasi produksi (Huang et al., 2018).

Untuk sistem *Shale Gas* yang diekstraksi melalui fraktur hidrolik (*hydraulic fracturing*), sumber risiko utama adalah potensi seismisitas terinduksi (*induced seismicity*). Studi global menunjukkan bahwa fracking dapat memicu reaktivasi sesar eksisting terutama jika tekanan pori meningkat dan tegasan in-situ mendekati kondisi kritis yang memunculkan gempa, meskipun sering kali magnitudonya kecil (Roberts et al., 2021). Risiko ini menuntut pemantauan seismik mikro (*micro-seismic monitoring*) dan penilaian geomekanik secara mendetail sebelum dan selama operasi fraktur (Li et al., 2019).

Selain seismisitas, fraktur hidrolik juga membawa risiko terhadap kualitas air dan lingkungan fluida fraktur dan hasil *flow-back* dapat mengandung bahan kimia, garam formasi, dan senyawa hidrokarbon yang berpotensi mencemari akuifer dangkal atau sumber air permukaan jika pengelolaan limbah tidak dilakukan dengan ketat (Li et al., 2019).

Dengan demikian, meskipun potensi hidrokarbon non-konvensional di Cekungan Barito baik CBM maupun *shale gas* terlihat menjanjikan, pelaksanaan eksploitasi harus disertai dengan analisis risiko lingkungan dan geomekanik menyeluruh, termasuk studi hidrogeologi pra-produksi, *modeling drawdown*, monitoring air tanah & permukaan, desain fraktur konservatif, serta pemantauan mikro-seismik dan integritas sumur, untuk memitigasi dampak negatif dan menjaga keberlanjutan lingkungan.

5. Kesimpulan

Berdasarkan integrasi data geologi, geokimia, dan tektonik, Cekungan Barito menunjukkan potensi besar sebagai wilayah pengembangan hidrokarbon nonkonvensional di Indonesia. Cekungan Barito di Kalimantan Selatan dinilai memiliki potensi signifikan untuk pengembangan hidrokarbon non-konvensional, meliputi *shale*

gas dan *coalbed methane* (CBM). Potensi ini terbentuk dari konfigurasi geologi yang mendukung, ditandai dengan keberadaan serpih kaya organik pada Formasi Tanjung dan Formasi Berai sebagai sistem *shale gas*, serta lapisan batubara tebal dengan kontinuitas lateral yang baik pada Formasi Warukin yang menawarkan prospek CBM. Secara keseluruhan, Cekungan Barito memiliki sistem petroleum yang lengkap dan aktif, di mana formasi *shale* dan *coal-measure* dapat berfungsi sekaligus sebagai batuan sumber dan *reservoir* (*self-sourcing* atau *self-storing system*).

Evolusi geologi dan tektonik cekungan memainkan peran penting dalam menciptakan sistem yang khas dan kompleks ini. Sejarah subsidence jangka panjang, pengendapan di lingkungan transisi hingga fluvial-deltaik, serta kontrol struktural dari pengangkatan Meratus telah mempengaruhi distribusi fasies, kualitas batuan induk, dan karakter *reservoir*. Interaksi proses-proses ini menghasilkan kondisi yang ideal untuk pembentukan dan akumulasi gas nonkonvensional, meskipun menyebabkan heterogenitas yang tinggi pada sifat *reservoir* dan zona tekanan.

Meskipun potensi sumber daya sangat menjanjikan, pengembangannya menghadapi sejumlah tantangan geologi dan lingkungan. Risiko utama pada eksploitasi CBM adalah proses *dewatering* yang dapat memicu penurunan muka air tanah dan *subsidence*, sementara kegiatan *hydraulic fracturing* untuk *shale gas* berpotensi menimbulkan seismisitas terinduksi (*microseismicity* atau *triggered seismicity*) pada sesar yang mendekati kritis. Selain itu, sensitivitas hidrogeologi Cekungan Barito menuntut perhatian serius terhadap potensi kontaminasi air tanah dan perubahan aliran hidrogeologi akibat perubahan tekanan pori.

Oleh karena itu, keberhasilan pengembangan *shale gas* dan CBM di Cekungan Barito memerlukan strategi eksplorasi yang terarah, berbasis data geomekanik dan geologi yang detail, termasuk pemetaan *sweet spot*, peningkatan kualitas data bawah permukaan, dan pemantauan seismik mikro. Dengan pengelolaan yang tepat, sumber daya nonkonvensional ini dapat menjadi pilar penting dalam mendukung ketahanan energi nasional dan mendorong transisi menuju energi yang lebih bersih dan berkelanjutan.

6. Daftar Pustaka

- Curtis, J. B. (2002). Fractured shale-gas systems. *AAPG Bulletin*, 86(11), 1921–1938.
- Doust, H., & Sumner, H. (2007). *Petroleum systems of the Asia Pacific: A study of the systems and their control on hydrocarbon occurrences*. Doust & Sumner. Kellert, S. R. (2005). Building to life: designing and understanding the human-nature connection. Island Press.
- Fikri, H. N., Sachsenhofer, R. F., Bechtel, A., & Gross, D. (2022). Coal deposition in the Barito Basin (Southeast Borneo): The Eocene Tanjung Formation compared to the Miocene Warukin Formation. *International Journal of Coal Geology*, 263, Article 104117. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2022.104117>
- Hall, R. (2012). Cenozoic geological and tectonic evolution of SE Asia. Dalam *The Geology of East Asia* (hlm. 45–99). Geological Society of London.
- Hall, R. (2017). Late Cenozoic sedimentary basins in the Indonesian Archipelago. Dalam *Tectonics and Sedimentation* (hlm. 125–150). Elsevier.
- Hall, R., & Morley, C. K. (2004). Sundaland and the Philippines: The tectonic evolution of South East Asia and its implications for hydrocarbon exploration. *AAPG Hedberg Conference*.
- Huang, Z., Liu, F., Urynowicz, M. A., Basile, F., Guo, H., Chen, L., Fallgren, P. H., & Jin, S. (2018). Coal-derived compounds and their potential impact on groundwater quality during coalbed methane production. *Environmental Geochemistry and Health*. <https://doi.org/10.1007/s10653-018-0079-y>
- Kusuma, I., & Darin, T. (1989). *Kerangka Stratigrafi Cekungan Barito*. (Dikutip dalam Gambar 2) .
- Lestari, R. T., Sapiie, B., & Marbun, T. S. (2025). *Data Geokimia Cekungan Barito*. (Dikutip dalam Tabel 1)
- Li, L., Tan, J., Wood, D. A., Zhao, Z., Becker, D., Lyu, Q., Shu, B., & Chen, H. (2019). A review of the current status of induced seismicity monitoring for hydraulic fracturing in unconventional tight oil and gas reservoirs. *Fuel*, 242, 195–210.
- Marheni, D., Sapiie, B., & Setiawan, I. (2009). *The Petroleum System of the Barito Basin, South Kalimantan: A new look at the Source Rock and Reservoir Potential*. Proceedings Indonesian Petroleum Association, 33rd Annual Convention and Exhibition.
- Monikha, M., Reza, M. G., Yusi, F., & M., A. (2019). Perbandingan karakteristik batubara Formasi Warukin Atas dan Warukin Bawah terhadap Gas Content di Cekungan Barito. *Padjadjaran Geoscience Journal*, 3(6), 397–412. <https://doi.org/10.24198/pgj.v3i6.26328>
- National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. (2010). *Management and effects of coalbed methane produced water in the western United States*. The National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/9820>
- Napitupulu, H., & Soeswojoedjoko, I. (2002). Geochemistry of the Tertiary Coals of the Barito Basin, South

Kalimantan and its implication on Coalbed Methane potential. *Proceedings Indonesian Petroleum Association, 28th Annual Convention and Exhibition*.

Roberts, J. J., Bond, C. E., & Shipton, Z. K. (2021). Fracking bad language - hydraulic fracturing and earthquake risks. *Geoscience Communication*, 4(2), 303–327. <https://doi.org/10.5194/gc-4-303-2021>

Ross, D. J. K., & Bustin, R. M. (2009). The importance of shale composition and pore structure upon gas storage potential of shale gas reservoirs. *Marine and Petroleum Geology*, 26(5), 916–927.

Sachsenhofer, R. F., Ajuaba, S., Fikri, H. N., Horsfield, B., Mahlstedt, N., Misch, D., & Stojanović, K. (2025). The coal-sourced petroleum system in the Barito Basin (S Borneo): Factors controlling quantity and quality of oil from Eocene and Miocene coals. *International Journal of Coal Geology*, 303, 104744. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2025.104744>

Sapiie, B., & Rifianto, T. (2017). *Distribusi Cleat (rekahan alami) pada batubara di Cekungan Barito* [Gambar]. (Dikutip dalam Gambar 3) .

Satyana, A. (1995). The Tertiary of the Barito Basin, South Kalimantan: A new look at the stratigraphy and hydrocarbon potential. *Proceedings Indonesian Petroleum Association*.

Satyana, A. (2019). The potential of unconventional hydrocarbon resources in Indonesia: Challenges and opportunities. *Journal of Geoscience, Engineering and Environment*.

Satyana, A., & Purwaningsih, M. E. (2018). The potential of unconventional hydrocarbon resources in Indonesia: Challenges and opportunities. *Journal of Geoscience, Engineering and Environment*.

Satyana, A., & Silitonga, H. P. (1994). *Evolusi Struktur Cekungan Barito*. (Dikutip dalam Gambar 1) .

Satyana, A., Silitonga, H. P., & Darin, R. T. (1999). Kolom Stratigrafi Regional Cekungan Barito. (Dikutip dalam Gambar 1) .

Satyana, A., Silitonga, H. P., & Darin, R. T. (2002). Tectonic evolution of the Barito Basin, South Kalimantan: A review of the regional geology and its implications for hydrocarbon exploration. *Proceedings Indonesian Petroleum Association*.

Wang, Y., Zhu, Y., Liu, Y., & Chen, S. (2018). Reservoir characteristics of coal-shale sedimentary sequence in coal-bearing strata and their implications for the accumulation of unconventional gas. *Journal of Geophysics and Engineering*, 15(2), 411–420.

Witts, D., Hall, R., & Morley, C. K. (2011). Structural styles and tectonic evolution of the Barito Basin, SE Kalimantan, Indonesia. *Journal of Asian Earth Sciences*, 40(2), 481–495.

Witts, D., Hall, R., & Morley, C. K. (2011). Structural styles and tectonic evolution of the Barito Basin, SE Kalimantan, Indonesia. *Journal of Asian Earth Sciences*, 40(2), 481–495.