



## Aplikasi Petrologi Organik dalam Analisis Cekungan dan Eksplorasi Hidrokarbon pada Beberapa Cekungan di Indonesia dan Australia

### *Organic Petrology Applications in Basin Analysis and Hydrocarbon Exploration of Several Indonesian and Australian Basins*

Asep Kurnia Permana

Pusat Survei Geologi

Jl. Diponegoro No. 57 Bandung, Indonesia – 40122

E-mail : [permana\\_ak@yahoo.com](mailto:permana_ak@yahoo.com)

Naskah diterima : 21 April 2017, Revisi terakhir : 08 Agustus 2017, Disetujui : 25 Agustus 2017, Online : 28 Agustus 2017

**Abstrak** - Petrologi organik memiliki peran yang sangat penting dalam berbagai aspek aplikasi geologi. Metode ini banyak dilakukan untuk investigasi geosains, seperti analisis cekungan, eksplorasi sumberdaya bahan bakar fosil serta pemanfaatan batubara. Beberapa tahun terakhir ini aplikasi petrologi organik juga telah diterapkan untuk studi yang lain, seperti lingkungan, arkeologi, dan forensik. Studi tentang petrologi organik dan aplikasinya juga telah diterapkan pada beberapa cekungan di Indonesia dan Australia. Pendekatan petrografi organik tersebut dikombinasikan dengan beberapa metode lainnya untuk mendapatkan hasil yang lebih komprehensif, seperti metode *Scanning Electron Microscope* (SEM), *Palinologi*, *Rock-Eval Pyrolysis*, *Gas Chromatography-Mass Spectrometry* (GC-MS), *X-Ray Diffraction* (XRD), *X-Ray Fluorescence* (XRF), serta *Microfocus X-Ray Tomography*. Kombinasi dari berbagai tehnik tersebut telah digunakan secara luas untuk identifikasi dan karakterisasi bahan organik dan asosiasinya dengan *mineral matter*, perhitungan dan penilaian tingkat kematangan, dan peringkat bahan organik pada sedimen yang kaya akan bahan organik. Artikel ini menjelaskan aplikasi petrologi organik dalam analisis cekungan dan eksplorasi hidrokarbon. Penelitian ini difokuskan pada aplikasi petrologi organik untuk rekonstruksi lingkungan pengendapan purba, sejarah geologi, batuan induk, dan potensi hidrokarbon non konvensional pada beberapa Cekungan di Indonesia dan Australia.

**Kata Kunci** : petrologi organik, analisis cekungan, eksplorasi hidrokarbon

**Abstract** - The organic petrology is useful in many aspects of geological applications. This method is mainly applied for geoscience investigation, such as basin analysis, fossil fuel resources exploration, and coal utilization. In the last few years, organic petrology has been applied in other fields such as environmental, archeology, and forensic studies. Study of organic petrology and its applications have also been applied in some Indonesian and Australian Basins. The organic petrography method was combined with other analytical techniques to get comprehensive results, for instance *Scanning Electron Microscope* (SEM), *Palynology*, *Rock-Eval Pyrolysis*, *Gas Chromatography-Mass Spectrometry* (GC-MS), *X-Ray Diffraction* (XRD), *X-Ray Fluorescence* (XRF), and *Microfocus X-Ray Tomography*. Combination of those analytical techniques have been widely used for identification and characterization of organic matter and mineral matter association, even more quantification as well as assessment of the maturity level and rank of organic matter in the organic rich sediments. This paper provides a review of the organic petrology application in basin analysis and hydrocarbon exploration. This research is focused on application of Organic petrology for reconstruction of paleoenvironment, geological history, hydrocarbon source rocks, and unconventional hydrocarbon potential in some Indonesian and Australian Basins.

**Keywords:** organic petrology, basin analysis, hydrocarbon exploration

## PENDAHULUAN

Pemahaman mengenai kandungan bahan organik secara petrologi pada batuan sedimen sangat penting untuk berbagai aspek di dalam aplikasi geologi. Aplikasi petrologi organik banyak dilakukan dalam analisis cekungan, eksplorasi minyak dan gas bumi serta pemanfaatan batubara. Pada beberapa tahun terakhir ini, aplikasi petrologi organik juga diterapkan untuk studi lingkungan, arkeologi, dan forensik (Suarez-Ruiz dan Crelling, 2008). Petrologi organik adalah cabang ilmu geologi yang mempelajari fosil material organik di dalam batuan sedimen termasuk batubara dan butiran kecil material organik yang tersebar dalam batuan atau lebih dikenal dengan *Dispersed Organic Matter* (Suárez-Ruiz, 2012).

Dalam melakukan analisis cekungan untuk eksplorasi hidrokarbon konvensional dan non-konvensional tidak terlepas dari kajian dasar, salah satunya studi lingkungan pengendapan. Dalam studi tersebut, analisis petrologi organik biasanya dilakukan untuk merekonstruksi lingkungan pengendapan purba berdasarkan kandungan bahan organik pada batuan sedimen kaya akan bahan organik, seperti batubara (Diessel, 1986; Mukhopadhyay, 1986; Calder dr., 1991; Kalkreuth dr., 1991; Hacquebard 1993, Dutta dr., 2011; Sen dr., 2016). Hidrokarbon terjebak di dalam bahan organik atau di dalam batuan sedimen berbutir halus dengan nilai kesarangan yang sangat rendah berselangan dengan endapan kaya akan bahan organik (Caineng Zou dr, 2013). Variasi dan distribusi bahan organik (maseral dan *dispersed organic matter* atau "dom") dalam batuan sedimen kaya akan bahan organik tersebut sangat dipengaruhi oleh dinamika lingkungan pengendapan tertentu (Tissot dan Welte, 1984; Demaison, 1984). Kajian lebih lanjut dalam eksplorasi minyak dan gas bumi, mengenai kualitas dan kuantitas hidrokarbon dalam batuan sedimen dilakukan dengan mengidentifikasi kelimpahan, tipe, dan jenis kerogen dari bahan organik batuan sedimen tersebut (Tissot dan Welte, 1984; Bordenave, 1993; Suarez-Ruiz dan Prado, 1995).

Bahan organik (maseral dan dom) di dalam batuan sedimen kaya bahan organik, seperti serpih hitam, serpih karbonan, dan batubara, biasanya berasosiasi dengan bahan anorganik. Bahan anorganik atau lebih dikenal *mineral matter* dalam batubara dapat terbentuk dalam batuan sedimen tersebut melalui berbagai mekanisme, seperti proses biogenik, singenetik, diagenetik, dan epigenetik (Mackowsky, 1982; Harvey dan Ruch, 1986; Ward, 1986, 2002, 2016). Oleh karena itu, pemahaman akan asosiasi bahan organik dan anorganik di dalam

batuan sedimen akan sangat membantu untuk mengetahui proses dan kondisi lingkungan pengendapan, proses pembatubaraan pada batubara, dan perubahan bahan organik dan anorganik pada saat proses penguburan sedimen lebih dalam (*deep burial*), serta pengaruh oleh aktivitas lainnya seperti intrusi batuan beku (Ward, 1989; Susilawati dan Ward, 2006), dan hidrotermal (Usyal dr. 2000; Permana., 2011).

Makalah ini dibuat dengan tujuan untuk memberikan pemahaman lebih lanjut tentang aplikasi petrologi organik untuk analisis cekungan dan eksplorasi hidrokarbon. Makalah disusun dalam bentuk ringkasan dan telaahan ulang beberapa publikasi yang menggunakan aplikasi petrologi organik untuk analisis cekungan dan eksplorasi hidrokarbon di beberapa cekungan di Indonesia dan Australia.

---

## METODE ANALISIS PETROLOGI ORGANIK

Kajian pustaka mengenai bahan, landasan teori, metode, dan pendekatan terkait petrologi organik sudah banyak dibahas oleh beberapa peneliti terdahulu (Stach dr., 1982; Ward., 1986; Bustin dr., 1985; Teichmuller, 1989; Diessel 1992; Taylor dr., 1998; Suarez-Ruiz dan Crelling, 2008). Dalam tulisan ini akan dijelaskan secara singkat mengenai metoda petrologi organik. Pembahasan difokuskan pada istilah, standar klasifikasi maupun jenis analisis yang biasa digunakan dalam penelitian yang memakai aplikasi petrologi organik.

Bahan organik dalam batuan sedimen dapat berupa partikel halus yang tersebar dan tertanam dalam matriks batuan atau dapat juga berupa bahan yang terkonsentrasi dan masif. Jenis yang pertama biasa disebut sebagai *dispersed organic matter* (dom), biasanya terdapat pada serpih hitam dan serpih karbonan. Jenis kedua dikenal dengan nama maseral terutama terdapat dalam batubara. Secara umum, dom diklasifikasikan menjadi dua, yaitu (1) bahan organik yang bersifat amorf (*amorphous organic matter*), biasanya berasosiasi dengan butiran halus mineral seperti lempung dalam batuan sedimen dan (2) bahan organik berupa bitumen padat (*solid bitumen*), umumnya mengisi pori makro dan rekahan batuan sedimen, seperti *cleats*, *fractures* atau *veins*. Sementara itu, berdasarkan jenis dan asal tumbuhan penyusunnya maseral secara umum dibagi menjadi tiga kelompok utama yaitu liptinit, inertinit, dan huminit (batubara peringkat rendah) atau vitirnit (batubara peringkat menengah sampai tinggi). Ketiga kelompok tersebut dapat dibagi lagi menjadi sub-kelompok dan maseral (Tabel 1).

**Tabel 1.** Klasifikasi Maseral

Grup	Sub Grup	Maseral
Vitrinit	Telovitrinit	Telinit
		Kolotelinit
	Detrovitrinit	Vitrodetrinit
		Kolodetrinit
	Gelovitrinit	Korpogelinit
		Gelinit
Huminit	Telohuminit	Tekstinit
		Ulminit
	Detrohuminit	Atrinit
		Densinit
	Gelohuminit	Korpohuminit
		Gelinit
	Inertinit	
		Semifusinit
		Funginit
		Sekretinit
		Makrinit
		Mikrinit
		Inertodetrinit
Liptinit		Sporinit
		Kutinit
		Resinit
		Alginit
		Suberinit
		Klorofilinit
		Flourinit
		Bitumininit
		Eksudatinit
		Liptodetrinit

Sumber : kompilasi dari ICCP, 1971, 1975, 1998, 2001 dan Šýkrová dr. 2005

Cara mengidentifikasi jenis atau tipe bahan organik (maseral dan dom) dan karakteristiknya telah disusun oleh *International Committee for Coal and Organic Petrology* (ICCP) dalam sebuah buku yang berjudul "*Handbook of Coal Petrology*" yang telah terbit dalam beberapa edisi (ICCP, 1963, 1971, 1975, 1993). Di dalam buku tersebut dijelaskan mengenai standar dan klasifikasi maseral dan metode penggunaan petrografi organik.

Percontoh batuan yang digunakan untuk studi petrologi organik dapat berupa percontoh yang berasal dari singkapan (*outcrops*) dan tambang terbuka (*open pit*) (Hermiyanto, 2008; Heryanto dr., 2004; Permana, 2008; Permana & Panggabean, 2011a; Permana dr. 2014), maupun percontoh bawah permukaan berupa percontoh

inti (*core*) dari sumur eksplorasi (Permana, 2011). Seluruh percontoh batuan baik serpih maupun batubara dibentuk menjadi blok poles (*polished block*) dan atau briket pelet (*grain mounted*), serta selanjutnya dianalisis di bawah mikroskop cahaya sinar pantul.

Dalam metoda petrologi organik, identifikasi komponen bahan organik dan anorganik dapat dilakukan di bawah mikroskop atau dikenal dengan metoda petrografi organik. Pengujian petrografi organik dilakukan untuk mengidentifikasi komponen bahan organik (maseral dan dom) dan anorganik (*mineral matter*), asosiasi dan perhitungan komposisi dari keduanya, serta pengujian reflektansi maseral vitrinit dari bahan organik tersebut untuk mengetahui kematangan batuan dan peringkat batubara. Standar dan prosedur mengenai pengujian petrografi organik dapat dilihat pada ICCP (2001).

Metode petrologi organik biasanya juga diintegrasikan dengan beberapa metode lain untuk meningkatkan akurasi dalam interpretasi, analisis, dan pemodelan. Beberapa metode yang biasa digunakan untuk melengkapi data hasil analisis petrologi organik meliputi: (1) Metode *Scanning Electron Microscope* (SEM) untuk memberikan gambaran lebih jelas visualisasi dari asosiasi komponen bahan organik dan anorganik, terutama untuk bahan sangat kecil dan tidak dapat dilihat dengan mikroskop cahaya sinar pantul; (2) Palinologi untuk mengetahui umur dan membantu interpretasi lingkungan pengendapan; (3) *Rock-Eval Pyrolysis* untuk mengetahui jumlah kandungan bahan organik (TOC) dan analisis tipe kerogen dalam membantu identifikasi kualitas dan kuantitas dari batuan induk hidrokarbon; (4) *Gas Chromatography-Mass Spectrometry* untuk mengetahui biomarker dan asal bahan organik; (5) *X-Ray Diffraction* untuk mengetahui komposisi mineralogi, dan (6) *X-ray Fluorescence* untuk mengetahui komposisi geokimia unsur jejak bahan anorganik dalam batuan, serta (7) *Microfocus X-ray Tomography* untuk melihat gambaran tiga dimensi dari komposisi dan distribusi mineralogi di dalam batuan.

#### APLIKASI PETROLOGI ORGANIK CEKUNGAN SUMATRA TENGAH

Dalam eksplorasi hidrokarbon konvensional dan non konvensional sangat penting untuk mengetahui komposisi bahan organik dan karakteristiknya, karena setiap jenis dari *play systems* hidrokarbon memiliki syarat dan karakter yang berbeda.

Analisis petrologi organik yang dikombinasikan dengan analisis geokimia organik dapat memberikan informasi mengenai karakteristik, kualitas, kuantitas, dan tingkat kematangan material organik. Dalam studi kasus di Cekungan Sumatera Tengah, data hasil analisis petrologi organik dan geokimia digunakan untuk mengevaluasi potensi batuan induk hidrokarbon dan potensi hidrokarbon non-konvensional, seperti *oil shale* dan CBM.

### Batuan Induk Hidrokarbon dan Potensi *Oil Shale*

Pada makalah ini akan dibahas secara khusus serpih Formasi Keruh yang berumur Eosen-Oligosen di daerah Kuantan Singingi, Riau. Heryanto drr. (2004) menyatakan bahwa serpih Formasi Keruh memiliki potensi sebagai batuan induk yang cukup baik, dengan tipe kerogen I dan II, dan cenderung berpotensi sebagai gas dan oil-prone. Sumber batuan induk hidrokarbon pada serpih Formasi Keruh diperkirakan berasal dari maseral liptinit, yang berupa alginit, resin, bituminit, kutinit, dan liptodetrinit.

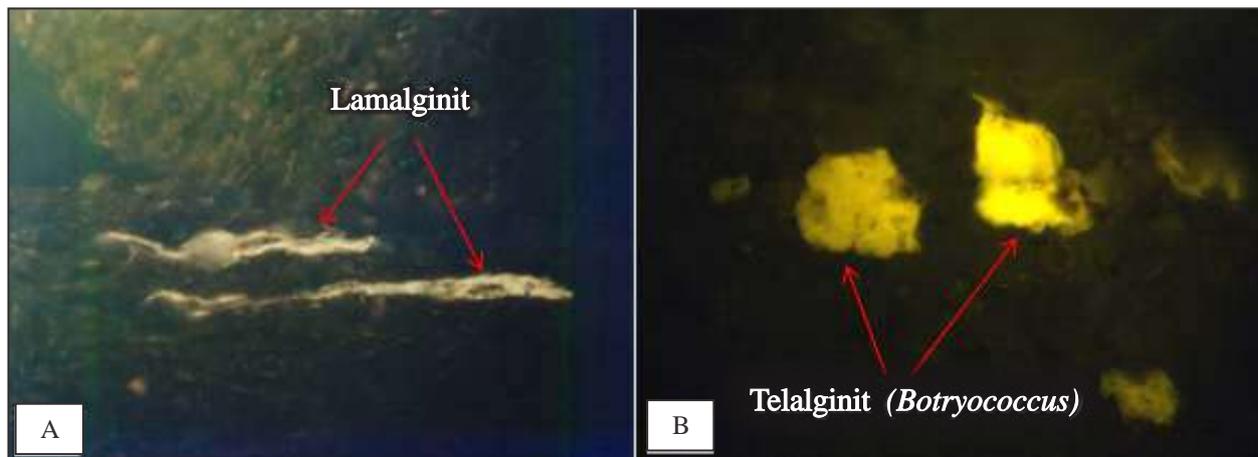
Berdasarkan karakteristik litofasies, Kusumahbrata dan Suwarna (2003) menyatakan bahwa serpih Formasi Keruh merupakan batuan pembawa non-konvensional (*oil shale*). Untuk memberikan gambaran lebih lanjut mengenai potensi *oil shale* pada serpih Formasi Keruh, Suwarna drr (2007b) telah melakukan kajian secara khusus melalui pendekatan petrologi dan geokimia organik. *Oil shale* umumnya didominasi oleh kandungan maseral liptinit berupa alga yang berasal dari berbagai lingkungan, dari lingkungan air tawar sampai air payau dan lingkungan laut (Hutton, 1982). Oleh karena itu, potensi *oil shale* serpih Formasi Keruh

dievaluasi dengan jalan menganalisis beberapa perconton dibawah mikroskop dan uji *Rock Eval Pyrolysis*.

Hasil analisis petrografi organik menunjukkan bahwa kandungan material organik (dom) pada serpih Formasi Keruh disusun oleh kelompok maseral liptinit, yang berupa maseral alginit (>10%) dan terdiri atas sub-maseral lamalginit dan telalginit (4,6%), serta sisanya disusun oleh maseral resin (2,8%), bituminit (2,4%), liptodetrinit (1,6%), dan kutinit (0,40%). Lamalginit berwarna kuning gelap dengan tingkat fluoresensi rendah sampai menengah (Gambar 1A), sedangkan telalginit hadir sebagai *Botryococcus*, berwarna kuning terang dengan tingkat fluoresensi menengah sampai tinggi (Gambar 1B).

Hutton (1982) telah mengklasifikasikan tipe *oil shale* berdasarkan kandungan bahan organik secara petrologi dan kaitannya dengan lingkungan pengendapan dari asal bahan organiknya menjadi enam tipe yaitu, *canneloid shale*, *torbanite*, *lamosite*, *marinite*, *tasmanite*, dan *kuckersite*. Berdasarkan hasil analisis petrografi organik di atas diperkirakan bahwa serpih Formasi Keruh memiliki dua tipe *oil shale* yaitu tipe lamosit yang disusun oleh *lamalginit* dan tipe *torbanite* yang disusun oleh telalginit. Kedua tipe *oil shale* tersebut diperkirakan disusun oleh bahan organik, khususnya alga yang berasal dari lingkungan lakustrin, sehingga *oil shale* pada Formasi Keruh di Daerah Kuantan Singingi, Provinsi Riau, Cekungan Sumatra Tengah dapat diklasifikasikan ke dalam tipe *oil shale* lakustrin.

Hasil analisis *Rock-Eval Pyrolysis* dari delapan perconton serpih Formasi Keruh menunjukkan bahwa umumnya serpih Formasi Keruh memiliki kerogen Tipe



Sumber: Heryanto drr., 2004 dan Suwarna drr., 2007b

**Gambar 1.** Fotomikrograf maseral *alginit* dalam Serpih Formasi Keruh, Kuantan Singingi, Provinsi Riau, dengan menggunakan mikroskop Leitz MPV-2, dibawah cahaya *fluorescence*, (A) *Lamalginit*, memiliki karakteristik seperti cacing/sel memanjang, terdapat pada perconton NS16C, perbesaran 250x; (B) *Telalginit*, hadir sebagai *Botryococcus*, dan memiliki karakteristik seperti kembang kol berkoloni, terdapat pada perconton ES16L, 500x.

I dan II, dengan tingkat kematangan sudah mencapai matang awal sampai *oil zone* (Gambar 2A). Potensi hidrokarbon serpih ini menunjukkan kategori baik sampai *excellent*, berupa *oil-* dan *gas-prone potential* (Gambar 2B).

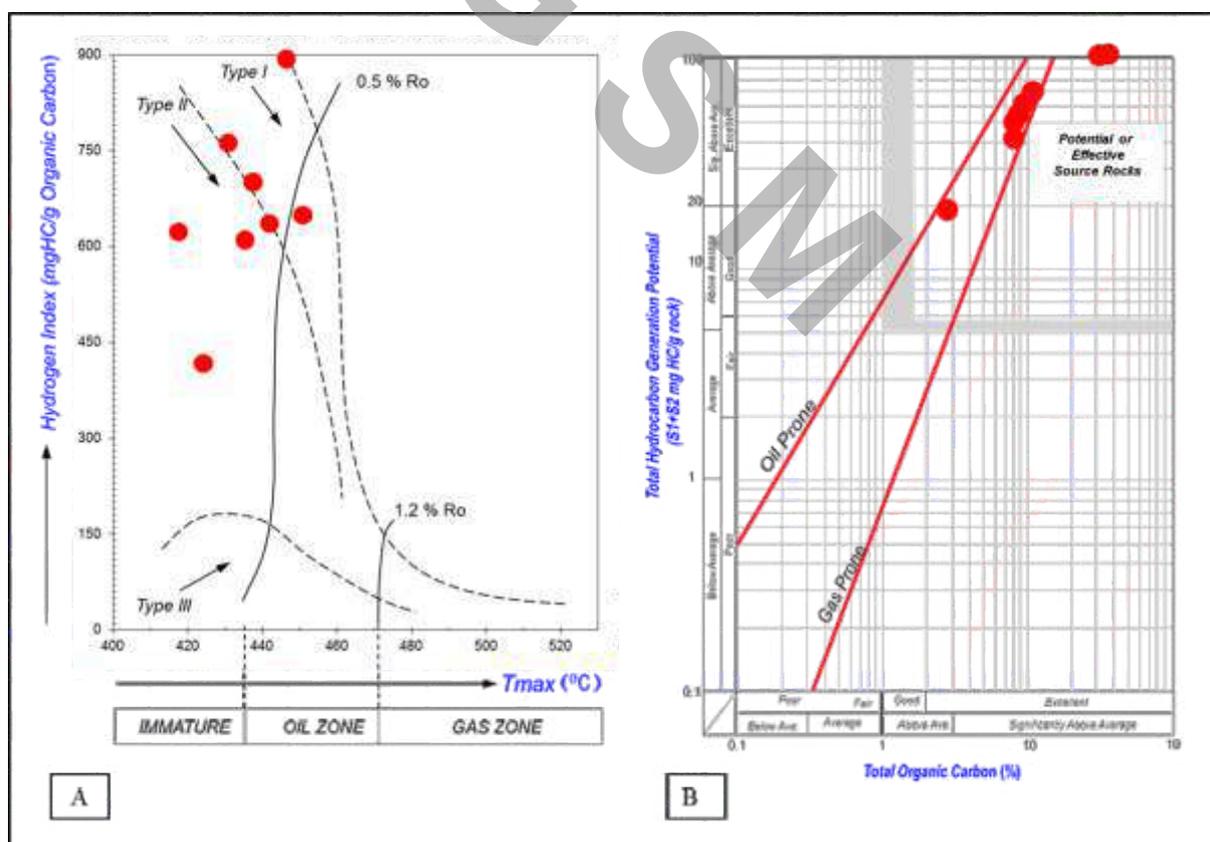
### Potensi CBM

Aplikasi petrologi organik juga digunakan untuk karakterisasi batubara dan evaluasi potensi CBM dalam Formasi Keruh di Daerah Kuantan Singingi, Provinsi Riau. Lapisan batubara pada umumnya terdapat pada bagian tengah Formasi Keruh, yang berasosiasi dengan serpih karbonan, batupasir berukuran halus, dan batulumpur. Karakteristik fisik batubara sangat dipengaruhi oleh tipe dan peringkatnya, karena kedua parameter tersebut mengalami perubahan dan peningkatan ketika mengalami proses pembatubaraan. Perubahan fisika dan kimia dari maseral pada saat proses tersebut merefleksikan perubahan dalam sifat dan karakter batubara itu sendiri (Diessel, 1992). Oleh karena itu, proses pembatubaraan dan variasi dari komposisi batubara secara signifikan berpengaruh

terhadap potensinya sebagai batuan induk untuk produksi gas metana (CBM).

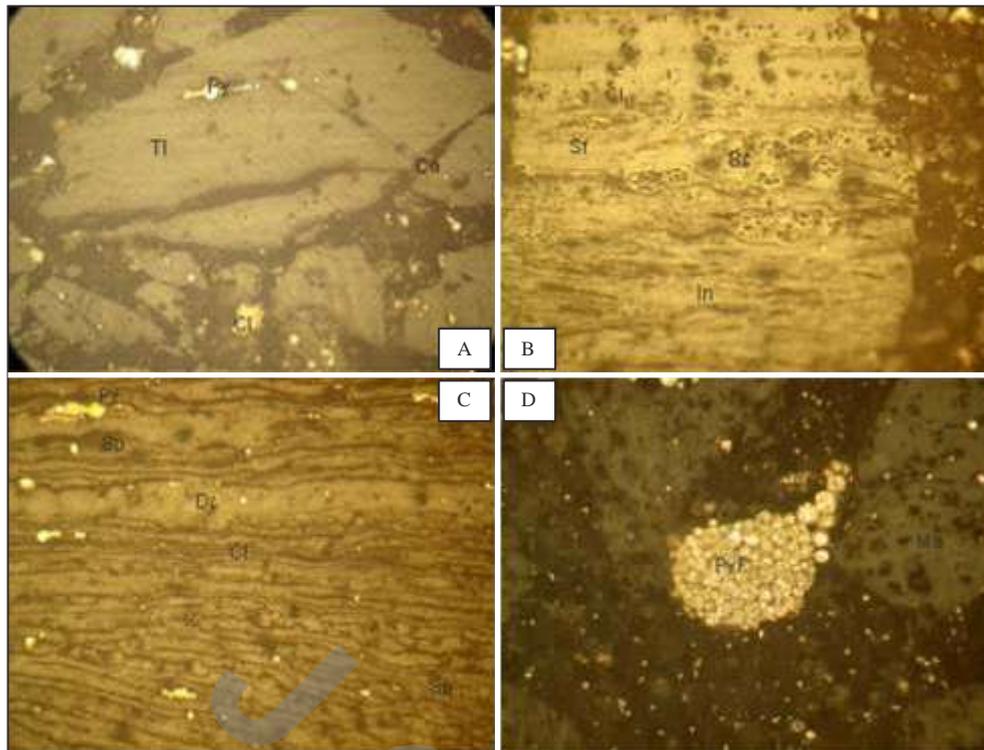
Secara megaskopis, berdasarkan klasifikasi Diessel (1992), karakteristik batubara Formasi Keruh memiliki tipe *banded - bright banded*, berwarna abu-abu gelap sampai hitam, goresan hitam, pecahan konkoidal, dan memiliki kandungan pirit (Hermiyanto drr., 2008). Hasil analisis geokimia, menunjukkan bahwa batubara Formasi Keruh memiliki kandungan abu berkisar 1,61-32,93%, sulfur total 0,18-4,84%, total kelembaban 4,47-22,83%, dan zat terbang 28,18 – 43,31%, dengan kalori berkisar 4000-7000 kal/g. Hasil analisis petrografi organik menunjukkan kandungan maseral didominasi oleh vitrinit (54 – 94%), dengan sedikit kandungan liptinit (0,4 – 8,8%), inertinit (0,4 – 1,8%) dan kandungan *mineral matter* yang relatif tinggi (3,6 – 44,2%) diantaranya berupa lempung dan pirit (Gambar 3).

Hasil pengukuran reflektansi vitrinit yang berkisar antara 0,39 – 0,63%, menunjukkan bahwa batubara Formasi Keruh termasuk dalam kategori batubara *sub-bituminous* hingga *high volatile bituminous-A* (Suwarna drr., 2007).



Sumber : modifikasi dari Heryanto drr., 2004; Suwarna drr., 2007b.

**Gambar 2.** Hasil analisis Rock-Eval Pyrolysis dari serpih Formasi Keruh, (A) Diagram Tmax vs HI yang menunjukkan kualitas kematangan dan tipe kerogen, (B) Diagram TOC vs PY yang menunjukkan kuantitas dari potensi hidrokarbon.



Sumber: Hermiyanto, 2008; Suwarna dr., 2007a.

**Gambar 3.** Fotomikrograf yang menunjukkan maseral pada batubara Formasi Keruh, dengan menggunakan mikroskop Leitz MPV-2, dibawah cahaya refleksi putih, skala perbesaran 250x, ( A) Telokolinit (Tc) berasosiasi dengan dengan mineral karbonat (Ca), mineral lempung (Cl), dan pirit (Py); B) Maseral inertinit yang berupa, semifusinit (Sf), funginit (Sc), dan inertodetrinit (In); C) Maseral liptinit berupa sporinit (Sp), suberinit (Sb), kutinit (Ct), dan pirit (Py) dengan inklusi dan lapisan desmokolinit; D) Pirit framboid (PyF) dan maseral makrinit (Ma).

Secara teori batubara *bituminous* memiliki kandungan serta kapasitas serap yang lebih tinggi dibandingkan batubara *sub bitumious*. Dalam hal ini, sebagian batubara Formasi Keruh yang memiliki nilai reflektansi  $> 0.5$  diperkirakan mengandung gas dalam jumlah yang signifikan. Berdasarkan peneliti terdahulu menunjukkan bahwa terdapat korelasi antara kapasitas serap gas dalam batubara dengan peringkat batubara. Kapasitas serap gas metana mulai dari lignit meningkat dengan meningkatnya peringkat batubara sampai *high volatile bituminous* ( $R_v$ : 0,78 – 1,10%), dan akan mencapai maksimum pada kisaran nilai reflektansi vitrinit 0,90% (Scott dr., 1995).

Berdasarkan data reflektansi vitrinit dapat disimpulkan bahwa sebagian batubara Formasi Keruh termasuk ke dalam kategori batubara *high volatile bituminous-A* yang secara teori memiliki kandungan gas potensial untuk menjadi target eksplorasi CBM lebih lanjut. Perhitungan GIP dilakukan menggunakan kandungan gas atau kapasitas serap dengan memperhatikan parameter dari berat jenis batubara, luas area, kandungan gas (Maccarthy dr., 1996; Aminian, 2007),

hasil perhitungan menunjukkan bahwa batubara di daerah Kuantan Singingi memiliki GIP 542,743,212. 5657 scf atau 542,72 mmcf.

## CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

Di Cekungan Sumatra Selatan, aplikasi petrologi organik difokuskan untuk studi lingkungan pengendapan batubara dan potensi hidrokarbon non-konvensional khususnya CBM. Dalam studi yang dilakukan di cekungan ini, metode petrologi organik dikombinasikan dengan metode lain meliputi analisis palinologi dan SEM untuk membantu dalam melakukan interpretasi dan pemodelan geologi.

### Lingkungan Pengendapan

Untuk memberikan gambaran lebih lanjut mengenai aplikasi petrologi organik dalam merekonstruksi lingkungan pengendapan batubara, pada makalah ini akan dipaparkan studi kasus yang telah dilakukan pada batubara Formasi Muaraenim di Daerah Sarolangun, Sub-Cekungan Palembang, Cekungan Sumatra Selatan.

Kita ketahui bersama bahwa Formasi Muaraenim merupakan unit batuan berumur Miosen Akhir – Pliosen Awal di Cekungan Sumatra Selatan yang termasuk paling signifikan sebagai cadangan batubara di Indonesia. Bagian atas dari Formasi Muaraenim yang tersingkap di daerah Sarolangun umumnya tersusun oleh batupasir dan batulanau dengan lapisan tipis batubara (<1,5 m). Analisis litofasies dari singkapan batuan secara keseluruhan tersebut menunjukkan pengendapan terjadi di lingkungan darat sampai dengan laut dangkal.

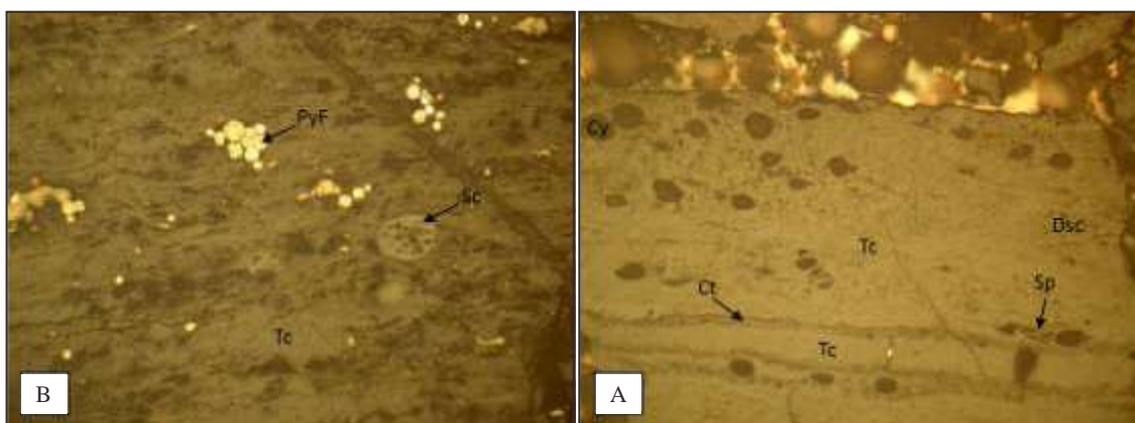
Analisis litofasies di atas memperlihatkan hasil interpretasi lingkungan pengendapan yang masih sangat luas dari lingkungan darat sampai laut, sehingga menjadi pertanyaan pada lingkungan apa batubara tersebut diendapkan. Untuk menjawab pertanyaan tersebut perlu dilakukan rekonstruksi lingkungan pengendapan batubara dengan pendekatan petrologi organik dalam mendapatkan interpretasi lingkungan pengendapan dengan resolusi yang lebih baik. Hal ini sudah dilakukan oleh beberapa peneliti terdahulu (Diessel, 1986; McCabe, 1987; Rimmer dan Davis, 1988; Moore, 1989; Teichmuller, 1989; Lamberson dr., 1991; Diessel, 1992).

Hasil pengujian petrografi organik yang dilakukan oleh Permana dan Panggabean (2011a), menunjukkan bahwa batubara Sarolangun umumnya terdiri atas maseral vitrinit (>98%), yang berupa telovitrinit dan detrovitrinit, dengan jarang sekali maseral inertinit (<19%), serta sedikit sekali maseral liptinit (0,8 – 18%) dan kandungan *mineral matter*, berupa mineral lempung, pirit, dan karbonat (Gambar 4).

Analisis palinologi yang dilakukan pada batubara Sarolangun menunjukkan kandungan polen berupa *Florschuetzia trilobata*, *Palmae sp.*, dan *Durio sp.* yang menunjukkan lingkungan pengendapan rawa air tawar dan *backmangrove* (Gambar 5). Hasil dari analisis palinologi ini selanjutnya dibandingkan dengan interpretasi lingkungan pengendapan dari komposisi maseral. Metoda petrografi organik untuk penentuan lingkungan pengendapan diperkenalkan oleh Diessel (1986) melalui perbandingan komposisi maseral dalam bentuk “*Gelification Index*” (GI) dan “*Tissue Preservation Index*” (TPI). Nilai GI dan TPI batubara Sorolangun kemudian diplotkan ke dalam Diagram Diessel dan menunjukkan bahwa batubara diendapkan pada lingkungan pengendapan *upper delta plain* sampai *lower delta plain* (Gambar 6). Dari kombinasi kedua pendekatan tersebut dapat disimpulkan bahwa batubara Sarolangun diendapkan pada lingkungan paparan *delta* dengan asosiasi fasies organik dan kandungan polen yang berasal dari lingkungan pengendapan darat.

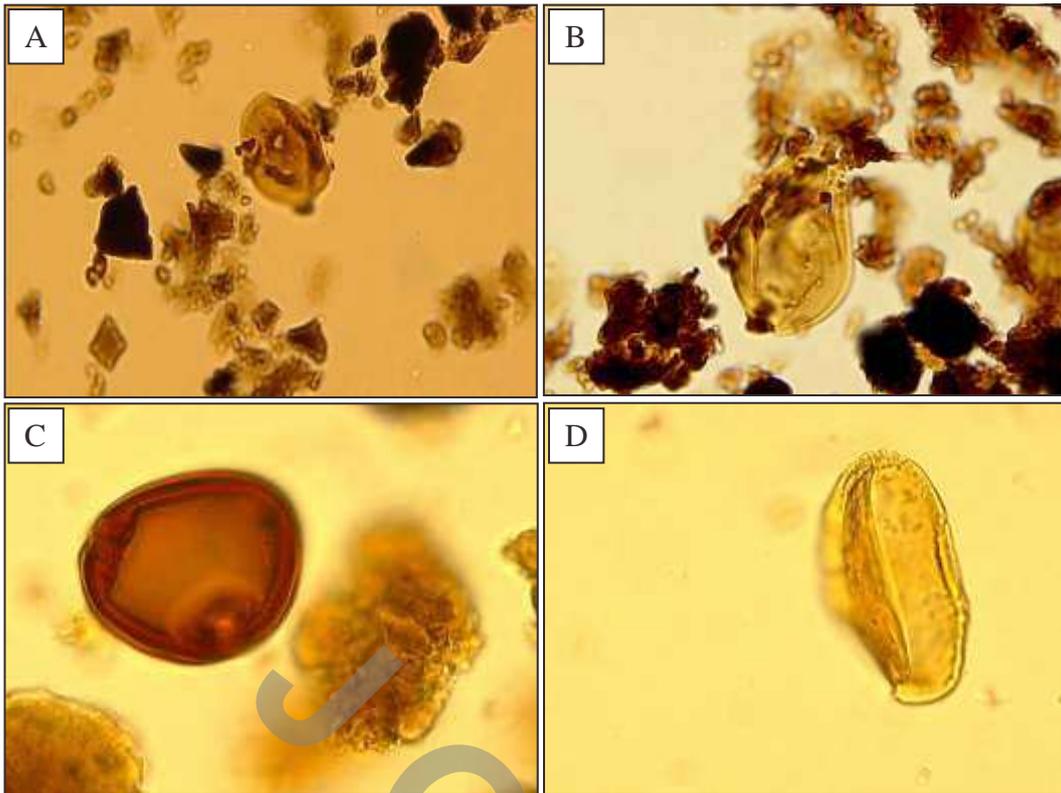
### Reservoir CBM

Seperti di Cekungan Sumatra Tengah, aplikasi petrologi organik juga digunakan untuk karakterisasi batubara sebagai sumber CBM di Cekungan Sumatra Selatan. Beberapa penyelidikan awal telah dilakukan dalam karakterisasi batubara dan potensinya untuk CBM di beberapa lokasi di cekungan ini (Suwarna dr., 2007a; Permana, 2008). Dalam makalah ini akan dipaparkan studi kasus yang khusus membahas karakteristik *cleat* pada batubara Formasi Muaraenim dan implikasinya terhadap reservoir CBM di Daerah Bangko, Cekungan Sumatra Selatan.



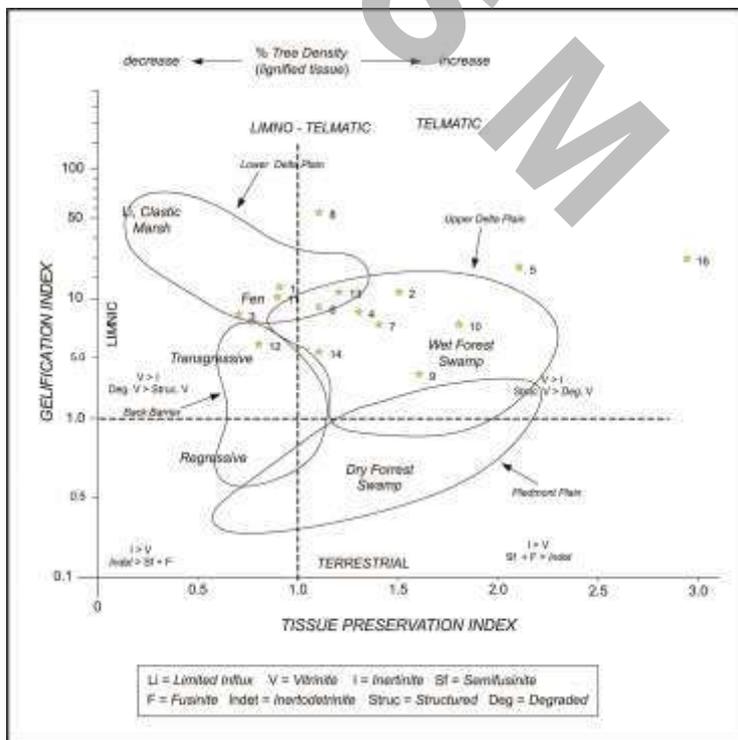
Sumber: Permana dan Panggabean, 2011a

**Gambar 4.** Fotomikrograf yang menunjukkan maseral pada batubara Sarolangun, dengan menggunakan mikroskop Leitz MPV-2, dibawah cahaya sinar putih, skala perbesaran 250x, (A) Maseral telokolinit (Tc) berasosiasi dengan desmokolinit (Dsc), kutinit (Ct), sporinit (Sp), dan mineral lempung (Cy), percontoh 06 AP 01 dari daerah SBC; (B) Maseral telokolinit (Tc) dan funginit (Sc), berasosiasi dengan pirit framboid (PyF), percontoh 06 TH 21D dari daerah Lubuk Napal.



Sumber: Permana dan Panggabean, 2011a

**Gambar 5.** Fotomikrografi yang memperlihatkan kandungan polen dalam batubara Sarolangun, menunjukkan jenis polen *Florshuetzia trilobata* (A), *Palmae sp.* (D) dan *Durio sp.* (B,C) yang berasosiasi lingkungan pengendapan rawa air tawar dan *backmangrove*.



Sumber: Permana dan Panggabean, 2011a

**Gambar 6.** Diagram fasies dari batubara Sarolangun (berdasarkan Diagram Diessel, 1992), yang menunjukkan lingkungan pengendapan batubara pada paparan delta, khususnya pada rawa air tawar.

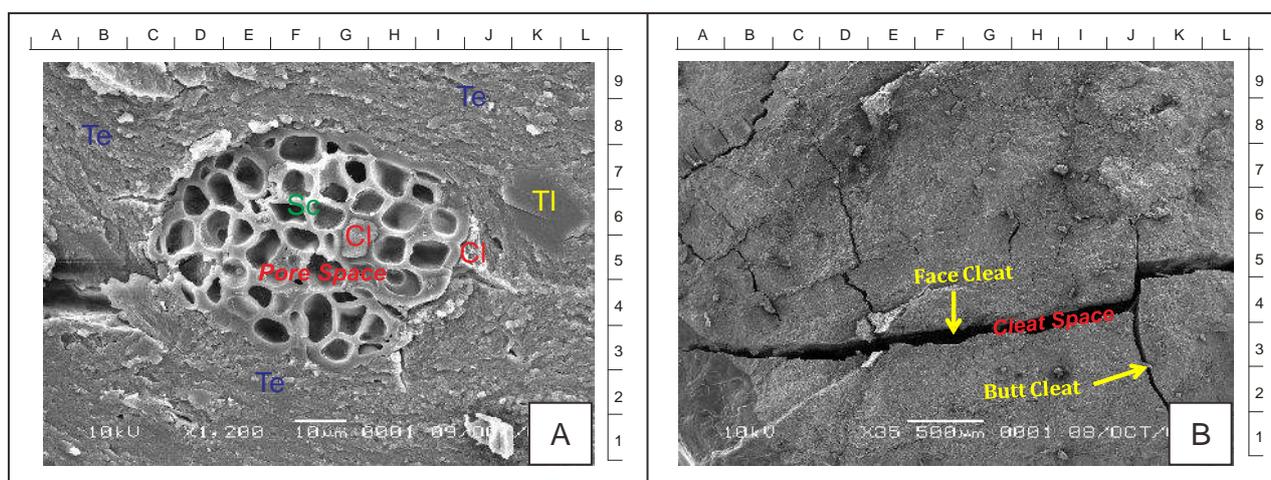
Batubara dapat menjadi batuan induk dan batuan reservoir dalam CBM (Levine, 1993; Rice 1993), batubara yang kaya akan bahan organik mungkin akan menjadi batuan induk yang sangat baik sedangkan batubara yang terkekarkan dengan baik dapat berpotensi sebagai reservoir CBM yang baik pula (Tremain dr., 1991).

Studi kasus yang dilakukan dalam penelitian ini mengkombinasikan pendekatan petrologi organik dengan analisis SEM untuk memberikan visualisasi yang lebih terperinci dari asosiasi maseral dan *mineral matter*, serta *microtextures* yang terkandung dalam batubara. Hamilton dan Salehi (1986) telah memberikan pedoman dasar untuk mengidentifikasi maseral pada batubara dengan menggunakan SEM. Pada dasarnya SEM memiliki dua jenis observasi, yaitu observasi dengan menggunakan gambar dari SE (*Secondary Electron*) dan BSE (*Back Scattered Electron*). Metode SE biasanya digunakan untuk mengidentifikasi maseral dari bentuk dan morfologi dengan mengatur pengontrasan dari level warna abu pada SEM, sedangkan BSE biasanya digunakan membedakan maseral dari mineral, dan ditambahkan analisis EDX (*energy dispersive x-ray*) untuk mengidentifikasi jenis mineral lebih lanjut.

Metoda petrologi organik SEM diaplikasikan pada penelitian di daerah Bangko, khususnya untuk mengidentifikasi maseral dan *microcleat* pada batubara, serta implikasinya terhadap potensi reservoir CBM. Secara megaskopis, batubara Bangko memiliki *litotipe dull* sampai dengan *bright banded*, terkekarkan dengan sangat baik (Permana dan Panggabean, 2011b).

Beberapa peneliti terdahulu percaya bahwa tipe batubara sangat berpengaruh terhadap penyerapan gas (Faiz dr., 1992; Lamberson dan Bustin, 1993; Crossdale dan Beamish, 1995). Pada batubara dengan peringkat yang sama, batubara yang memiliki kandungan maseral vitrinit tinggi umumnya memiliki kapasitas penyerapan gas metan lebih tinggi dibandingkan batubara yang memiliki kandungan maseral inertinit banyak (Crossdale dan Beamish, 1995). Beamish dan Gamson (1993) menyatakan bahwa batubara jenis *bright* memiliki kapasitas penyerapan gas metan lebih signifikan dibandingkan dengan batubara tipe *dull*. Seperti telah dijelaskan sebelumnya batubara Formasi Muarenim di Daerah Bangko umumnya memiliki *litotipe bright* dengan kandungan vitrinit banyak, dan nilai reflektansi berkisar 0,43% - 0,45% yang menunjukkan peringkat batubara *sub-bituminous*.

Analisis maseral dengan SEM memperlihatkan hal yang sama dengan analisis mikroskop cahaya sinar pantul, yakni maseral vitrinit merupakan komponen utama dan sedikit sekali maseral inertinit dan liptinit. Maseral-maseral tersebut pada umumnya terlihat berasosiasi dengan *mineral matter*, seperti yang diperlihatkan pada Gambar 7A; maseral *telovitrinit* berasosiasi dengan maseral funginit yang terisolasi oleh mineral lempung (klorit). Pori-pori dalam maseral *funginit* seperti terlihat pada gambar juga dapat berperan sebagai porositas sekunder (*pore space*) atau yang lebih dikenal dengan *organo-porosity* (Loucks dr., 2010). Pori-pori dalam maseral (bahan organik) tersebut dapat terbentuk pada saat pembentukan hidrokarbon (Chen dr., 2014).



Sumber: Permana dan Panggabean, 2011b

**Gambar 7.** Fotomikrograf SEM yang memperlihatkan asosiasi maseral dan *mineral matter*, serta *pore space* dan *cleat space* sebagai porositas sekunder di dalam batubara. (A) Maseral telovitrinit (Tl) berasosiasi dengan maseral funginit yang dapat berperan sebagai *organo-porosity* (B) *Micro-cleat face* dan *butt micro-cleat*, dengan *aperture* terbuka.

Selain *organo-porosity* seperti dijelaskan di atas, *cleat* merupakan komponen utama dalam porositas sekunder dalam batubara. Karakteristik *cleat* memiliki kontribusi yang signifikan dalam mengontrol permeabilitas dan produksi CBM (Tremain drr., 1991; Faraj drr., 1996; Gamson drr., 1996; Clarkson dan Bustin, 1997), bahkan Close drr. (1990), telah membuktikan bahwa permeabilitas dari *cleat* merupakan aspek yang sangat penting dalam produksi CBM di Cekungan San Juan. Hasil penyelidikan di lapangan pada lapisan batubara Formasi Muaraenim di Daerah Bangko, menunjukkan sistem *cleat* yang sangat baik. Di sini *cleat* hadir dalam bentuk *face* dan *butt cleat*, dan umumnya berkembang baik pada *litotipe bright*. *Micro-cleat* yang umum dijumpai memiliki *aperture* terbuka, sebagian kecil terisi oleh mineral *kaolinit* melalui proses *epigenetik* pada saat pembatubaraan. Analisis SEM menunjukkan bahwa *micro-cleat* terlihat sebagai *face* dan *butt micro-cleat*, umumnya berupa garis searah jurus dengan *aperture (cleat space)* yang terbuka (Gambar 7B). Perhitungan pada frekuensi, densitas dan bukaan *aperture* mengindikasikan bahwa *cleat* pada batubara Formasi Muaraenim berkembang cukup baik. Dalam proses produksi, kehadiran *micro-cleat* yang berkembang baik dapat memudahkan proses mengalirnya gas dari reservoir batubara ke dalam pipa produksi (Clarkson dan Bustin, 1997).

### CEKUNGAN TIMOR (BARAT)

Aplikasi petrologi organik di Cekungan Timor (Barat) dilakukan untuk mengidentifikasi potensi batuan induk. Audley-Charles, 1968 dan Charlton, 2001 menyatakan bahwa potensi batuan induk pada batuan *autokton* di Pulau Timor memiliki kesamaan karakter dengan Paparan Australia bagian utara. Serpih berumur Jura dari Formasi Elang dan Flover diperkirakan merupakan batuan induk utama di Paparan Barat Laut Australia (Audley-Charles, 1968; Charlton, 2001). Namun berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Permana drr (2014) memberikan pandangan baru bahwa batuan induk di Pulau Timor adalah serpih dan napal yang berumur Trias. Untuk mengetahui lebih jauh karakteristik batuan induk berumur Trias di cekungan ini dilakukan analisis petrologi dan geokimia organik pada batuan sedimen di Noe Fatu dan Toeheum, Daerah Kolbano, Cekungan Timor (Barat).

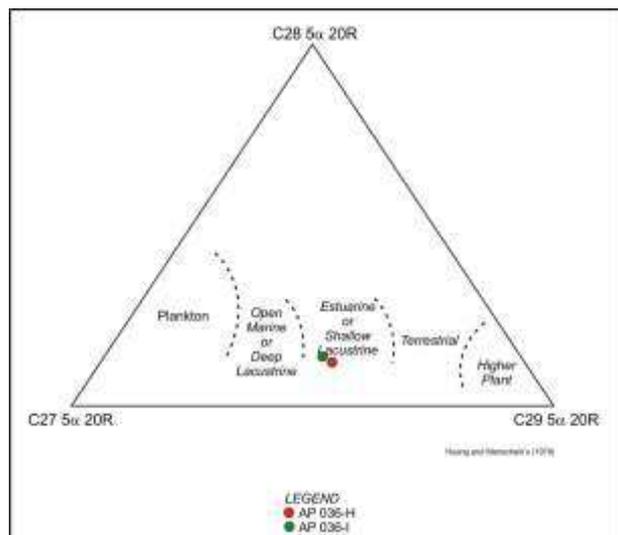
Analisis litofasies menunjukkan bahwa batuan sedimen pada Noe Fatu dan Toeheum disusun oleh batugamping berwarna putih sampai merah terang dan batupasir berwarna abu-abu terang dengan sisipan serpih dan

napal berwarna abu-abu gelap sampai hitam. Dari analisis makrofosil diperkirakan unit batuan tersebut berumur Trias Akhir dengan ditemukannya *Monotis sp.* (Norian Tengah-Rhaetian) dan *Halobia spp.* (Carnian-Norian), sehingga jika dibandingkan dengan stratigrafi regional, unit batuan ini termasuk ke dalam Formasi Aitutu yang berumur Trias (Permana drr., 2014)

Analisis mikrofases berdasarkan uji petrografi batuan karbonat menunjukkan bahwa unit batuan tersebut dapat dibedakan menjadi dua jenis fasies, yaitu (1) batugamping alga umumnya diendapkan pada *platform interior* sampai *restricted marine*, dan (2) batugamping foraminifera dan radiolaria diendapkan pada *deep shelf margin* sampai *basin margin* (menurut diagram Wilson, 1975).

Hasil analisis petrografi organik dari kedua mikrofases tersebut memperlihatkan kandungan dan karakteristik bahan organik yang berbeda pula. Napal yang berasosiasi dengan batugamping alga yang kaya akan bahan organik dengan, dan umumnya disusun oleh *liptinit* yang berupa maseral *alginit (lamalginit)* dan *sporinit*, dengan sedikit kandungan liptodetrinit dan *pirit framboid*. Analisis reflektansi *vitrit* berkisar antara 0,65 – 0,74% yang menunjukkan tingkat kematangan pada awal matang untuk *oil generation*, sedangkan analisis TAI (*Thermal Alteration Index*) berkisar antara 2 (kuning tua) sampai 3 (oranye gelap) yang menunjukkan batuan sedimen berada pada tingkat kematangan awal matang atau tahap katagenesis. Sementara itu, untuk serpih yang berasosiasi dengan batugamping foraminifera dan radiolaria, memiliki kandungan organik dalam kategori buruk sampai sedang, yang umumnya disusun oleh maseral *vitrit* dan *inertinit* dengan sedikit kandungan *sporinit* dan *liptodetrinit*. Analisis reflektansi *vitrit* yang berkisar antara 0,43 – 0,57% menunjukkan bahwa bahan organik ada pada kondisi belum matang sampai awal matang atau *dry gas generation*, sementara hasil analisis TAI berkisar antara 1 (kuning) sampai 2 (kuning tua) menunjukkan batuan sedimen berada pada tingkat belum matang atau tahap diagenesis.

Untuk mengetahui asal bahan organik yang terdapat pada batuan induk, dilakukan analisis biomarker pada dua sampel yang berasal dari napal pada mikrofases *platform interior restricted* sampai *open marine*. Hasil analisis biomarker (sterana) yang diplot ke dalam diagram Huang dan Meinschein (1979) menunjukkan bahwa fasies organik pada batuan induk tersebut merupakan campuran fragmen alga dan bahan organik yang berasal dari *non herbaceous* atau tumbuhan tingkat tinggi (Gambar 8).



Sumber: Permana dr., 2014

**Gambar 8.** Diagram segitiga dari sterana C27, C28, dan C29, berdasarkan Huang dan Meinschein (1979) yang menunjukkan lingkungan pengendapan batuan induk berada pada lingkungan estuarin.

Hal ini mengindikasikan bahwa bahan organik dari tumbuhan tingkat tinggi terangkut dan terendapkan pada lingkungan *estuarin*, kemudian bercampur dengan alga dan terakumulasi pada batuan sedimen yang diendapkan pada lingkungan tersebut. Sehingga dapat disimpulkan bahwa batuan induk hidrokarbon pada batuan berumur Trias di Cekungan Timor disusun oleh dua lingkungan pengendapan yang berbeda, dengan kualitas dan kuantitas potensi yang berbeda pula bergantung pada kandungan dan pengawetan bahan organiknya.

## CEKUNGAN BOWEN, AUSTRALIA

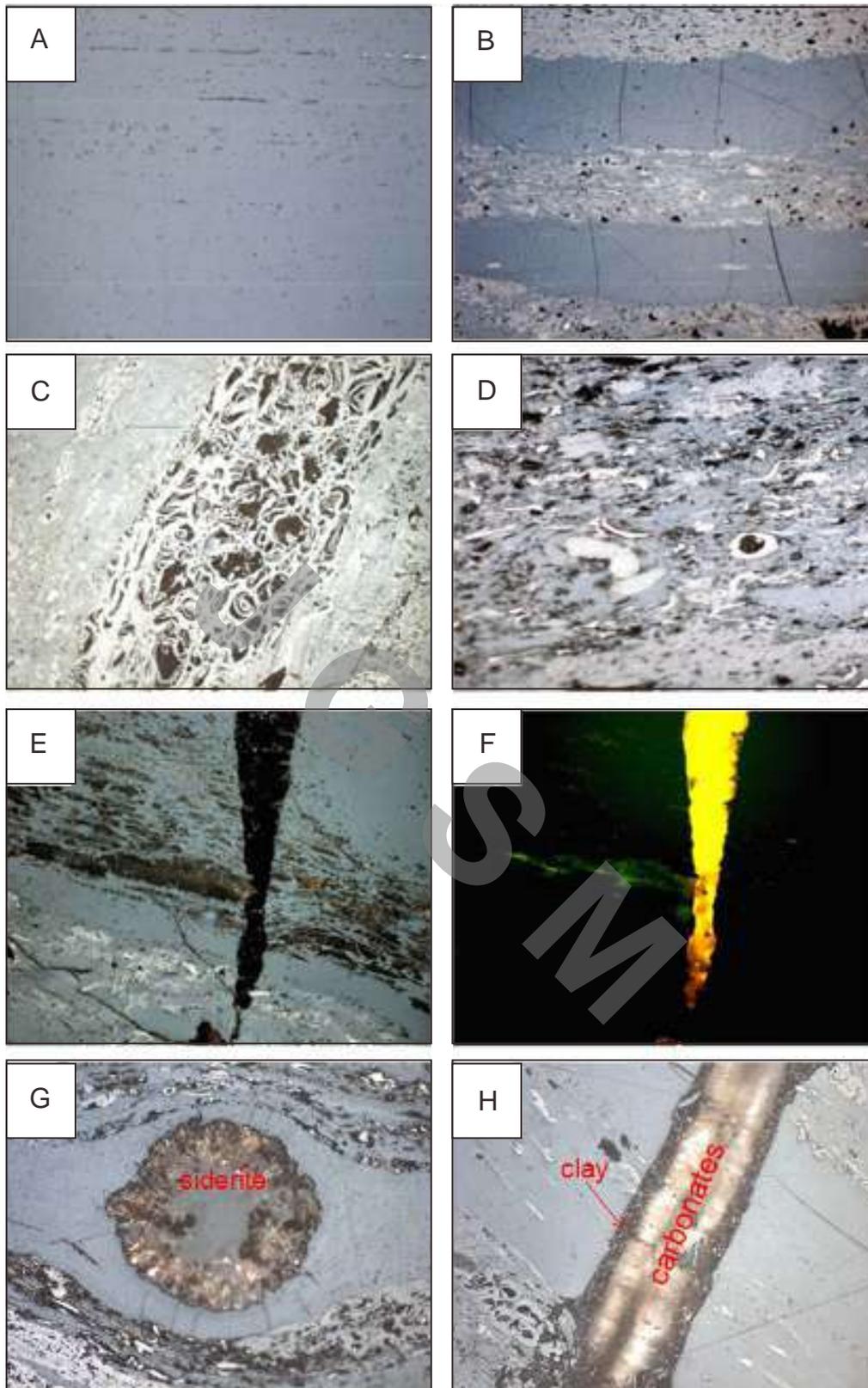
Aplikasi petrologi organik yang dilakukan di Cekungan Bowen, Queensland, Australia sedikit berbeda dengan studi kasus pada beberapa cekungan yang ada di Indonesia. Aplikasi petrologi organik yang dikombinasikan dengan beberapa pendekatan lain seperti SEM, XRD, XRF, dan *Microfocus X-ray Computed Tomography* dilakukan untuk mengidentifikasi variasi dan perubahan mineralogi secara vertikal dalam lapisan batubara, serta mengidentifikasi faktor kondisi geologi yang mempengaruhinya dan merekonstruksi sejarah geologi yang terjadi pada daerah penelitian.

Penelitian dilakukan di lokasi tambang South Walker Creek yang dioperasikan oleh BHP, di Dekat Kota Nebo, Queensland Tengah, Cekungan Bowen, Australia

(Permana, 2011). Batubara yang dihasilkan merupakan batubara peringkat paling tinggi yang sampai saat ini masih ditambah di Cekungan Bowen; umumnya digunakan untuk *pulverized coal injection* pada proses pembakaran tungku. Penelitian terdahulu telah mengidentifikasi adanya variasi mineralogi secara vertikal pada satu profil *seam* batubara (tebal >10 m), dimana bagian tengah *seam* didominasi oleh mineral ilit dan klorit yang kemungkinan dipengaruhi oleh proses metamorfik, sedangkan bagian atas dan bawah *seam* didominasi oleh mineral kaolinit yang berasosiasi dengan proses sedimentasi normal. Untuk menjawab hal tersebut, Permana (2011) telah mengembangkan hipotesis bahwa variasi yang terjadi kemungkinan disebabkan oleh peningkatan peringkat pada proses pembatubaraan atau oleh proses lain seperti intrusi batuan beku atau injeksi fluida air panas pada lapisan batubara.

Analisis *litotipe* menunjukkan batubara *South Walker Creek* didominasi *litotipe dull* dan *bright* (40-60% *bright*), dan *dull* dengan lapisan tipis *bright* (10-40% *bright*), serta sedikit *dull* (< 1% *bright*). Secara vertikal dari bawah ke atas, kandungan *litotipe* menunjukkan pola yang tidak beraturan, namun *litotipe bright* umumnya muncul pada bagian tengah *seam* dan *litotipe dull* berasosiasi dengan serpih karbonan dan batulempung pada lapisan batubara. Hasil ini dikonfirmasi dengan hasil analisis geokimia batubara (*proksimat*), yang mana kandungan karbon padat melimpah pada bagian tengah *seam* dan menurun ke bagian atas dan bawah *seam*. Hal ini menunjukkan bagian tengah *seam* berasosiasi dengan *litotipe bright* dan *banded* sedangkan pada bagian bawah *seam* berasosiasi dengan *litotipe dull*. Karakteristik *litotipe* menunjukkan bahwa batubara *South Walker Creek* kemungkinan diendapkan dalam lingkungan fluvial dalam kondisi tergenang air “*deep water condition*” (Permana, 2011 dan Permana dr., 2013a)

Hasil analisis petrografi menunjukkan komposisi maseral yang didominasi oleh *inertinit*, dengan sedikit *vitrit* dan *liptinit (bituminit)*, dan kandungan mineral berupa lempung, kuarsa, dan karbonat. Mineral-mineral tersebut umumnya muncul sebagai jenis singenetis dan epigenetik yang berasosiasi dengan maseral *vitrit* dan *inertinit* (Gambar 9). Analisis reflektansi *vitrit* yang berkisar antara 1,7% sampai 1,95% menunjukkan bahwa batubara *South Walker Creek* termasuk dalam kategori *low-volatile bituminous – semi anthracite*.



Sumber: Permana drr., 2013b

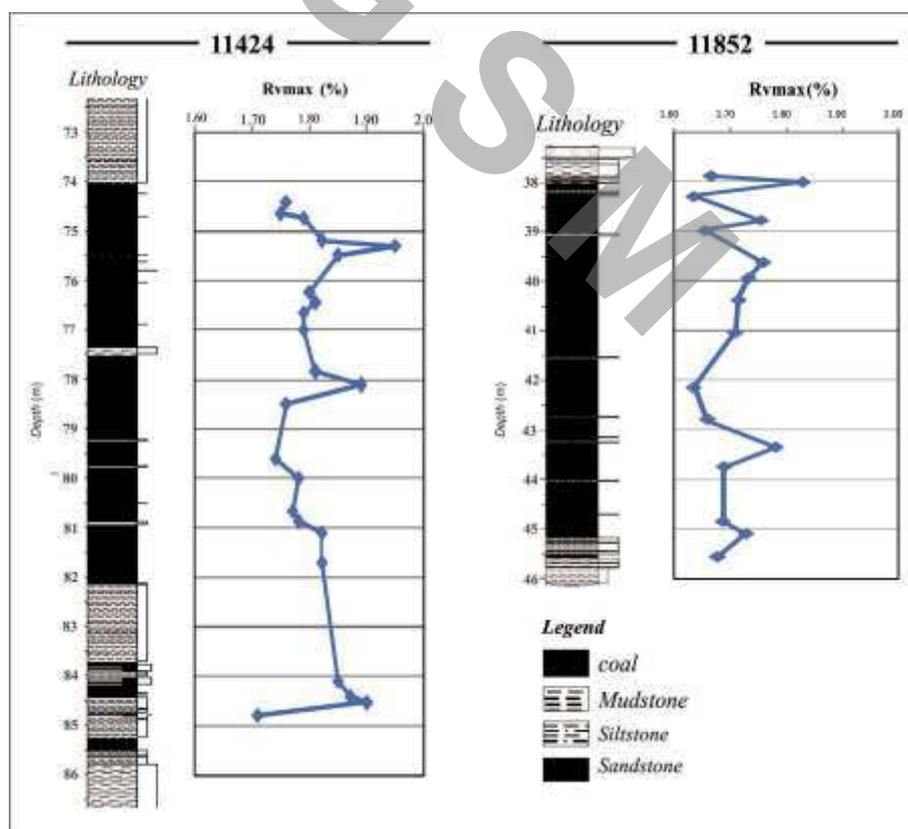
**Gambar 9.** Fotomikrograf yang menunjukkan maseral pada batubara *South Walker Creek*, dengan menggunakan mikroskop Zeis Axioplan, dengan skala perbesaran 250x, A) Telokolonit masif, dengan *mineral matter* mengisi rongga sel; B) Desmokolonit dengan *cleat* yang terisi mineral dan sisipan semifusinit; C) Fusinit dengan mineral lempung di dalam rongga sel; D) Inertodetrinit, semifusinit, makrinit, dan funginit; E dan F) Eksudatinit yang mengisi *cleat* (E-cahaya refleksi putih; F-cahaya fluoresen); G) Nodul siderit; H) Mineral karbonat dan lempung di dalam *cleat*.

Secara vertikal, nilai reflektansi *vitrinit* memiliki pola tidak beraturan dari bawah ke atas lapisan batubara (Gambar 10), hal ini memberikan gambaran respon dari bahan organik yang berbeda-beda terhadap distribusi panas yang dihasilkan dari proses hidrotermal (Permana dr., 2013b)

Distribusi mineralogi berdasarkan analisis XRD menunjukkan variasi mineral secara vertikal yang tidak umum; kandungan kaolinit banyak terdapat pada bagian atas dan bawah seam seperti umumnya karakteristik batubara di Australia, sedangkan illit dan klorit banyak terdapat pada bagian tengah yang biasanya berasosiasi dengan proses metamorfisme. Mineral kalsit dan ankerit melimpah pada beberapa bagian, sedangkan *diaspore* melimpah pada bagian tengah *seam* di beberapa lokasi, *paragonit*, *dickite* juga muncul pada beberapa lokasi. Distribusi mineral non-karbonat secara umum memotong seam batubara dan terlihat berasosiasi dan dikontrol oleh sesar. Integrasi dari pola distribusi mineral, kandungan maseral dan pola reflektansi *vitrinit*, geokimia, dan informasi *Microfocus X-ray Tomography* menunjukkan bahwa melimpahnya mineral illit dan klorit di bagian tengah *seam*

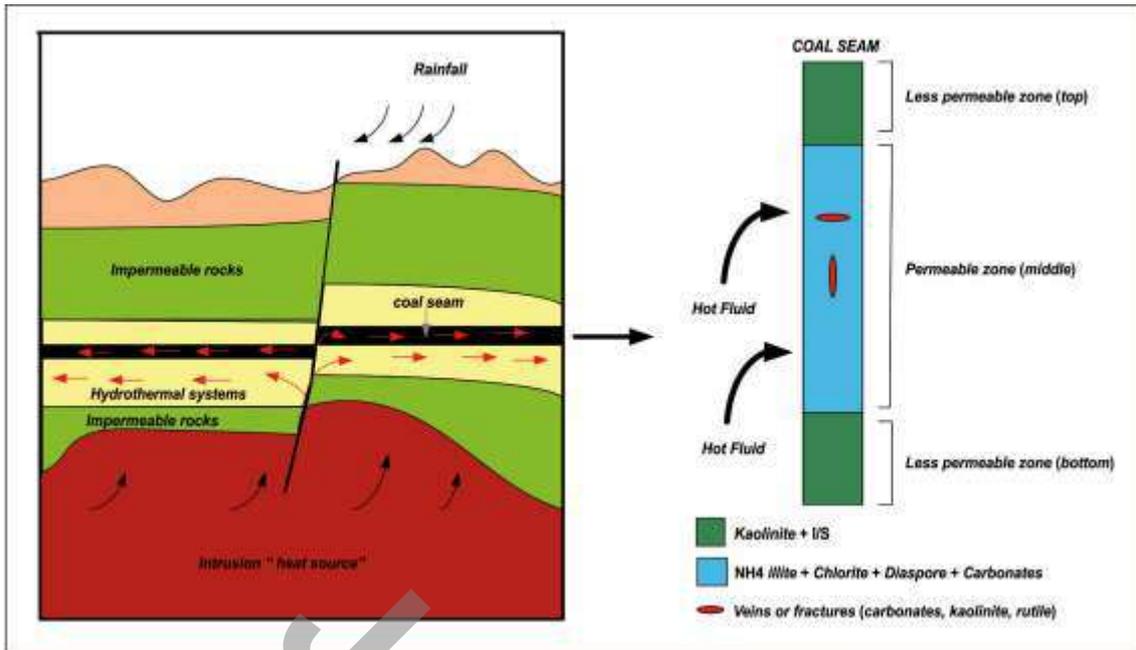
diakibatkan oleh pengaruh air panas dari sistem hidrotermal (Gambar 11). Hal ini diperkuat oleh bukti lain dengan tekstur batuan metamorf pada tonstein di bagian tengah *seam*. Selain itu, aktivitas fluida juga dapat dilihat dari genesis mineral yang mengisi cleat pada batubara, dimana fluida kaya akan ion Ca, Mg, dan Al melalui *cleat* sebagai bahan epigenetik setelah proses pengendapan, berasosiasi dengan aliran panas yang menyebabkan beberapa mineral berubah pada bagian tengah dari *seam* batubara (Permana dr., 2013c).

Hasil analisis petrologi organik dan mineralogi selanjutnya digunakan untuk membantu sejarah geologi dari pembentukan batubara *South Walker Creek* (Gambar 12). Pada Perem Akhir (*Late Permian*) di daerah penelitian mulai terjadi proses pembentukan batubara yang ditandai oleh pengayaan dan pematangan bahan organik dan pembentukan mineral-mineral singenetis. Kemudian pada Trias Tengah – Akhir (*Middle to Late Trias*) terjadi proses pengangkatan secara regional yang berpengaruh terhadap terbentuknya struktur sesar di daerah penelitian sehingga menyebabkan berkembangnya *cleat system* yang sangat baik pada lapisan batubara.



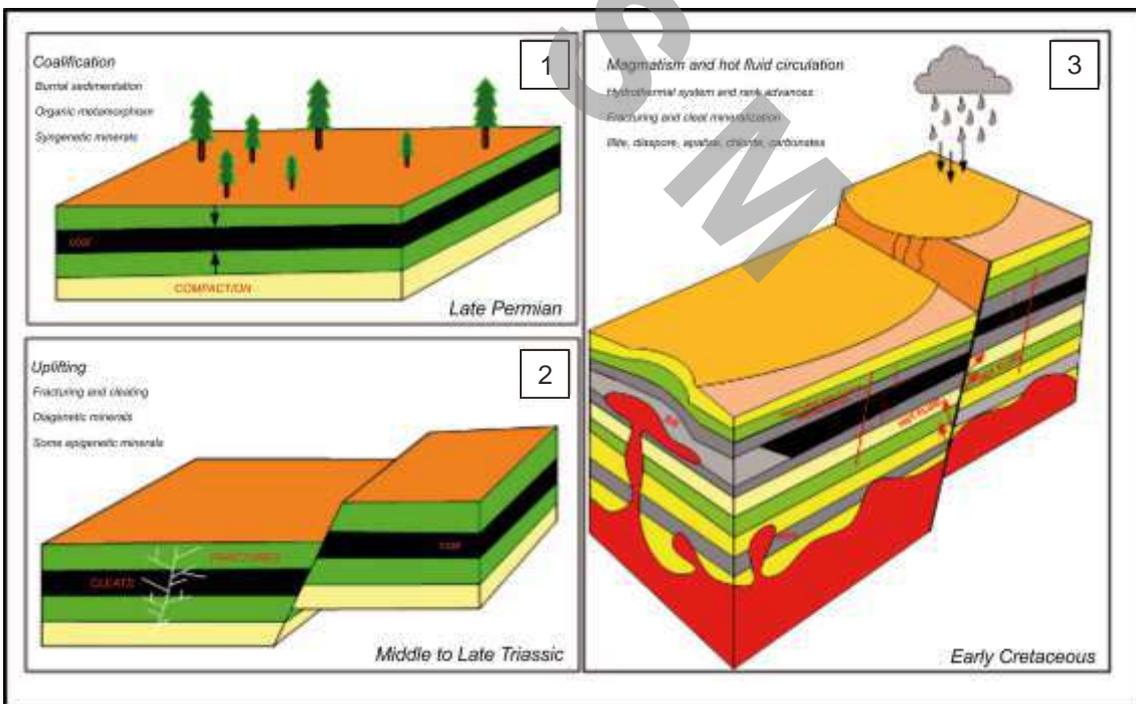
Sumber: Permana dr., 2013b

**Gambar 10.** Penampang yang menunjukkan pola variasi reflektansi vitrinit secara vertikal pada lapisan batubara di Sumur 11424 dan 11852, *Mulgrave Pit*, Tambang *South Walker Creek*, Queensland, Australia.



Sumber: Permana, 2011; Permana, 2012

Gambar 11. Model yang menunjukkan bagaimana migrasi air panas dari sistem hidrotermal di dalam lapisan batubara.



Sumber: Permana, 2011

Gambar 12. Model kartun yang memperlihatkan sejarah geologi di daerah penelitian yang menjelaskan proses pematubaraan dan pengaruh sistem hidrotermal terhadap karakteristik batubara.

Periode ini ditandai oleh terbentuknya mineral-mineral pada fase diagenetik dan epigenetik. Pada Kapur Awal terjadi proses magmatisme di daerah penelitian yang menyebabkan sistem hidrothermal berkembang dan mempengaruhi lapisan batubara, dan hal ini bisa dilihat dari *fingerprint* genesis mineral yang ada di dalam lapisan batubara (Permana, 2011).

## KESIMPULAN

Makalah ini memberikan gambaran tentang aplikasi petrologi organik dalam analisis lingkungan pengendapan dan eksplorasi hidrokarbon. Aplikasi petrologi organik yang dikombinasikan dengan beberapa metode lainnya seperti SEM, XRD, XRF, *Rock-Eval Pyrolysis*, GC-MS, dan *Microfocus X-ray Tomography* membantu merekonstruksi perkiraan

lingkungan pengendapan dan sejarah geologi suatu cekungan, maupun membantu mengidentifikasi batuan induk dan potensi hidrokarbon pada beberapa cekungan di Indonesia dan Australia.

## UCAPAN TERIMAKASIH

Pada kesempatan ini penulis mengucapkan terimakasih kepada Dr. Nana Suwarna yang menjadi guru saya dalam ilmu petrologi organik dan aplikasinya, serta Prof. Dr. Ir Rachmat Heryanto, M.Sc. dan Dr. Hermes Panggabean, M.Sc. untuk diskusi yang mendalam mengenai judul dan materi yang akan disampaikan dalam makalah ini. Terimakasih juga penulis ucapkan kepada Dr. Rita Susilawati, ST, M.Sc atas penelaahan, saran, dan masukannya dalam penyusunan makalah ini.

## ACUAN

- Aminian, K., 2007. Evaluation of Coalbed Methane Reservoirs, Petroleum and Natural Gas Engineering Department, West Virginia University, 13p.
- Australian Standards 2856-2, 1998. Coal petrography-maceral analysis, 32pp.
- Audley-Charles, M.G. 1968. The Geology of Portugese Timor. *Memoirs of the Geological Society of London*, 54, 76pp.
- Beamish, B.B., and Gamson, P. D., 1993. Laboratory Studies: Sorption Behavior and Microstructure of Bowen Basin Coals. In: Oldroyd, G. C. (Ed.), Final Report ERDC Project 1464, *Prediction of Natural Gas Production from Coal Seams*. Energy Resources and Development Corporation. Canberra, Vol. 2, pp.128.
- Bordenave, M.J. (Ed.) 1993. *Applied Petroleum Geochemistry*. Éditions Technip, Paris. 352 pp.
- Bustin, R.M., Cameron, A.R., Grieve, D.A., and Kalkreuth, W.D., 1985. Coal Petrology, its principles, methods and applications. Geological Association of Canada, Short Course Notes, 2nd edition, Victoria, British Columbia 3, 230 pp.
- Calder, J.H., Gibling, M.R., and Mukhopadhyay, P., 1991. Peat formation in a Westphalian B piedmont setting, Cumberland basin, Nova Scotia: implications for the maceral based interpretation of rheotrophic and raised paleomires. *Bulletin de la Societe Geologique de France* 162, 283-298.
- Charlton, T.R., 2001. The petroleum potential of West Timor. *Proceedings, Indonesian Petroleum Association, 28th Annual Convention and Exhibition*, 1, p.301-317.
- Chen, F., Lu, S., and Ding, X., 2014. Organoporosity Evaluation of Shale: A Case Study of the Lower Silurian Longmaxi Shale in Southeast Chongqing, China, *Scientific World Journal*, Volume 2014, p 1-9.
- Clarkson, C.R., and Bustin, R. M., 1997. Variation in Permeability with Lithotype and Maceral composition of Cretaceous coals of the Canadian Cordillera. *International Journal of Coal Geology*., 33, pp. 135-151.
- Close, J.C., Mavor, M.J., and McBane, R.A., 1990. Importance, genesis, and recognition of fracture permeability in Fruitland Coalbed Methane Reservoirs of the Northern San Juan Basin, Colorado and New Mexico, *Petroleum Society of CIM/Society of Petroleum Engineers International Technical Meeting*. Calgary, Alberta, Canada, paper CIM/SPE, pp. 90-106.

- Crosdale, P.J., and Beamish, B.B., 1995. Methane diffusivity at South Bulli (NSW) and Central (QLD) Collieries in Relation to Coal Maceral Composition. In: Lama, R. D. (Ed.), *International Symposium-Cum-Workshop on Management and Control of High Gas Emission and Outbursts in Underground Coal Mines*. National Organizing Committee of the Symposium. Wollongong, pp. 363-367.
- Demaison, G., 1984, The generative basin concept, in G. Demaison dan R.J. Murriss, eds., *Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation: AAPG Memoir 35*, h. 1-14.
- Diessel, C.F.K., 1986. On the correlation between coal facies and depositional environments. *Proceeding 20th Symposium of Department Geology, University of New Castle, New South Wales*, p.19-22.
- Diessel, C.F.K., 1992. *Coal Bearing depositional System*. Springer-Verlag, Berlin 721pp.
- Dutta, S., Mathews, R.P., Singh, B.D., Tripathi, S.M., Singh, A., Saraswati, P.K., Banerjee, S., dan Mann, U., 2011. Petrology, Palynology and Organic Geochemistry of Eocene Lignite of Matanomadh, Kutch Basin, Western India: Implication to Depositional Environment and Hydrocarbon Source Rocks Potential. *International Journal of Coal Geology* 85, 91-102.
- Faiz, M. M., Aziz, N. I., Hutton, A. C., and Jones, B. G., 1992. Porosity and Gas Sorption Capacity of Some Eastern Australian Coals in Relation to Coal Rank and Composition. *Symposium Coalbed Methane Resources and Development.*, Vol.4 Department of Earth Science, James Cook University, Townsville, pp. 9-20.
- Faraj S. M., Faraj B. S. M., Fielding, C.R., and Mackonson I.D.R. 1996. Cleat Mineralization of Upper Permian Baralaba/Ranggal Coal Measures, Bowen Basin, Australia. In: Gayer, R. and Harris. I (eds) *Coalbed Methane and Coal Geology*. Geology Society Special Publication., 109, pp. 151-164.
- Gamson, P., Beamish, B., and Johshon, D., 1996. Coal microstructure and secondary mineralization: their effect on methane recovery. In: Gayer, R. and Harris. I (eds) *Coalbed Methane and Coal Geology*. Geol. Soc. Spec. Publ., 109, pp. 165-179.
- Hacquebard, P., 1993. The Sydney coalfield of Nova Scotia, Canada. *International Journal of Coal Geology* 23, 29-42.
- Hamilton, L.H. and Salehi, M.R., 1986. Use of scanning electron microscopy in coal petrology. *Journal of Coal Geology*, Geological Society of Australia, 8: 77-85.
- Harvey, R.D. and Ruch, R.R., 1986. Mineral matter in Illinois and other US coals. In Vores, K.S. (Ed.), *Mineral matter and ash in coal*. *American Chemical Society Symposium*, pp. 343-349.
- Hermiyanto, H.M., 2008. Coalbed methane potential and coal characteristics in Kuantan Singingi, Central Sumatera Basin, Riau, Province. *Jurnal Sumber Daya Geologi* 18, 4, p. 23-251.
- Heryanto, R., Suwarna, N., and Panggabean, H., 2004. Hydrocarbon Source Rock Potential of the Eocene-Oligocene Keruh Formation in the Southwestern Margin of the Central Sumatera Basin., *Journal of Geological Resources.*, Vol. XIV, No. 3, December 2004.
- Huang, W.Y., and Meinschein, W.G., 1979, Sterols as ecological indicators. *Geochim. Cosmochim. Acta*, v. 43, p. 739-745
- Huton, A.C., 1982. Organic Petrology of Oil Shales. University of Wollongong, Phd Thesis, (Unpublished).
- ICCP (International Committee for Coal Petrology), 1963. *International Handbook of Coal Petrography*. 2nd Ed. Centre National de la Recherche Scientifique. Academy of Sciences of the USSR. Paris, Moscow.
- ICCP (International Committee for Coal Petrology), 1971. *International Handbook of Coal Petrography*, 1st Supplement to 2nd Edition. CNRS (Paris).
- ICCP (International Committee for Coal Petrology), 1975. *International Handbook of Coal Petrography*, 2nd Supplement to 2nd Edition. CNRS (Paris).

- ICCP (International Committee for Coal Petrology), 1993. International Handbook of Coal Petrography, 3rd Supplement to 2nd Edition. University of Newcastle on Tyne (England).
- ICCP (International Committee for Coal Petrology), 1998. The new vitrinite classification (ICCP System 1994). *Fuel* 77, 349–358.
- ICCP (International Committee for Coal Petrology), 2001. The new inertinite classification (ICCP System 1994). *Fuel* 80, 459–471.
- Kalkreuth, W., Marchioni, D., Calder, J., Lamberson, M., Naylor, R., and Paul, J., 1991. The relationship between coal petrography and depositional environment from selected coal basins in Canada, *International Journal Coal Geology* 19, 21–76.
- Kusumahbrata, Y. and Suwarna, N., 2003. Characteristics of the Keruh Formation Oil Shales: Its Implication to Oil Shale Resource Assessment: *Prosiding Kolokium Energi dan Sumber Daya Mineral*, p.362-377.
- Lamberson, M.N., Bustin, R.M., and Kalkreuth, W., 1991. Lithotype (maceral) composition and variation as correlated with paleo-wetland environment, Gates Formation, Northeastern British Columbia, Canada. *International coals of Western Canada. International Journal of Coal Geology*, 18:125-162.
- Lamberson, M. N., and Bustin, R. M., 1993. Coalbed Methane Characteristics of Gates Formation Coals, Northeastern British Columbia: Effect of Maceral Composition. *AAPG, Bulletin.*, 77, pp. 2062-2076.
- Levine, J.R., 1993. Coalification: The Evolution of Coal as Source Rock and Reservoir Rock for Oil and Gas. *In: Law, B. E. and Rice, D. D. (eds) Hydrocarbon from coal.* AAPG, Studies in Geology, Vol. 38, pp. 39-77.
- Loucks, R.G., Reed, R.M., Ruppel, S.C., and Hammes, U., 2010. Preliminary Classification of Matrix Pores in Mudrocks. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, v. 60, p. 435-441.
- Maccarthy, F.J., Tisdale, R.M., Ayers, Jr. W.B., 1996. Geological Control on Coalbed prospectivity in part of the North Staffordshire Coalfield. *In Gayer, R. and Harris, I. (eds), Coalbed Methane and Coal Geology*, Geological Society Special Publication, No.109, pp 27-42.
- Mackowsky, M.T., 1982, Minerals and trace elements occurring in coal, in Stach's textbook of *coal petrology*, third revised and enlarged edition: Berlin, Gebruder Borntraeger, p. 153-171.
- McCabe, P.J., 1987. Facies study of coal and coal bearing strata, *In: Scott, A.C (ed), Coal and Coal-Bearing strata: Recent Advances.* Geological Society of London, Special Publication, 32, p.51-66.
- Moore, P.D., 1989. The ecology of peat forming processes: a review. *International Journal of Coal Geology*, 12, p89-103.
- Mukhopadhyay, P. K., 1986. Petrography of selected Wilcox and Jackson Group lignites from the Tertiary of Texas. *In: Finkelman, R.B., Casagrande, D.J., (Eds.). Geology of Gulf Coast Lignites, Field Trip Guide Book.* Geological Society of America. Boulder, Colo, p. 140
- Permana, A.K., 2008. Coal Characteristics of Sarolangun Pauh-Region: Implication for Coalbed Methane Potential. *Journal of Geological Resources.*, Vol.18, No.6, pp. 351-360.
- Permana, A.K., 2011. Mineralogical variation and changes in the South Walker Creek coals, Bowen Basin, Queensland, Australia. MSc thesis (unpublished), University of New South Wales, Australia, 276 pp. [http://primoa.library.unsw.edu.au/primo\\_library/libweb/tiles/lrs/unsworks/datastream.jsp?pid=UNSWorks10354](http://primoa.library.unsw.edu.au/primo_library/libweb/tiles/lrs/unsworks/datastream.jsp?pid=UNSWorks10354)
- Permana, A.K., and Panggabean, H., 2011a. Depositional environment of the Sarolangun Coals, South Sumatera Basin. *Jurnal Sumber Daya Geologi*, No. 04, Vol.21, p 225-235.
- Permana, A.K., and Panggabean, H., 2011b. Cleat characteristics in Tertiary coal of The Muaraenim Formation, Bangko Area, South Sumatera Basin: Implications for Coalbed Gas Potential. *Jurnal Sumber Daya Geologi*, No. 05, Vol.21, p 265-274.
-

- Permana, A.K., Ward, C.R., and Gurba, L.W., 2013a. Lithotype and chemical characteristics of the South Walker Creek Coals, Bowen, Basin, Australia. *Journal of Geological Resources*, Vol.23, No.1, p 47-57.
- Permana, A.K., Ward, C.R., and Gurba, L.W., 2013b. Maceral characteristics and vitrinite reflectance of the high rank coals, South Walker Creek, Bowen Basin, Australia. *Indonesian Journal of Geology*, Vol.8, No.2, p 63-74.
- Permana, A.K., Ward, C.R., Li, Z., and Gurba, L.W., 2013c. Distribution and origin of mineral in high rank coals of the South Walker Creek area, Bowen Basin, Australia. *International Journal of Coal Geology*, 116-117, p 185-207.
- Permana, A.K., Kusworo, A and Prastian, A.H., 2014. Characteristics of the Triassic Source Rocks of the Aitutu Formation in the (West Timor) Basin. *Indonesian Journal on Geoscience*, Vol. 1, No. 3, p 165-174.
- Rice, D.D., 1993. Composition and Origins of Coalbed Gas. In: Law, B. E. and Rice, D. D. (eds) *Hydrocarbon from coal*. AAPG, Studies in Geology, Vol. 38, pp. 159-184.
- Rimmer, S., and Davis, A., 1988. The influence of depositional environments on coal petrographic composition of Lower Kittanning Seam, western pennsylvania. *Organic Geochemistry*, 12, p.375-387.
- Scott, A.R., Zhou, N, and Levine, J. R., 1995. A Modified approach to estimating coal and coal gas resources. *AAPG Bulletin*, v.79, p 1320-1336.
- Stach, E., Mackowsky, M-Th., Teichmuller, M., Taylor, G.H., Chandra, D., and Teichmuller, R., (Eds.), 1982. *Coal Petrology*. Gebruder Borntraeger (Berlin - Stuttgart), 535 pp.
- Suárez-Ruiz, I., 2012. *Organic Petrology: An Overview. Petrology-New Perspectives and Application*. In Tech, p 199-224.
- Suárez-Ruiz, I., and Crelling, J.C., (Eds.), 2008. *Applied Coal petrology. The role of petrology in coal utilization*. Elsevier, Amsterdam, 398 pp.
- Suárez-Ruiz, I., and Prado, J. G., 1995. Characterization of Jurassic black shales from Asturias (Northern Spain): Evolution and petroleum potential. In: Snape, C., (Ed.), *Composition, Geochemistry and Conversion of Oil Shales*, NATO A.S.I. Series, Series C: Mathematical and Physical Sciences 455, 387-395.
- Sen, S., Naskar, S., and Das, S., 2016. Discussion on the Concept in Paleoenvironmental Reconstruction from Coal Macerals and Petrographic Indices. *Marine and Petroleum Geology* 73, 371-391.
- Suwarna, N., Heryanto, R., Panggabean, H., and Permana, A.K., 2007a. Coalbed Methane (CBM) Potential and Development in Sumatera and Kalimantan. Report, Pusat Survei Geologi, 95p, (Unpublished Report).
- Suwarna, N., Panggabean, H., Hermiyanto, H.M., and Permana, A.K., 2007b. Characterization of Unconventional Fossil Fuel at Selected Areas, in Sumatera and Kalimantan, Using Organic Petrography and Geochemistry. *Proceeding 31st, Indonesian Petroleum Association*, Jakarta, Indonesia.
- Susilawati, R., and Ward, C.R., 2006. Metamorphism of mineral matter in coal from the Bukit Asam deposit, south Sumatra, Indonesia: *International Journal of Coal Geology*, 68: 171-195
- Taylor, G.H., 1998. *Organic Petrology*. Gebruder Borntraeger, Berlin-Stuttgart, pp.704.
- Teichmuller, M., 1989. The genesis of coal from the viewpoint of coal petrology. In: Lyons, P.C and Alpern, B. (eds.) *Peat and Coal: Origin, facies and Depositional Models*, p.1-87, Elsevier, Amsterdam.
- Tissot, B.P., Welte, D.H., 1984. *Petroleum Formation and Occurrence*. 2nd Edition. Berlin, Springer-Verlag, 699 pp.
- Tremain, C. M., Laubach, S. E., and Whitehead, N.H III., 1991. Coal Fracture (Cleat) Patterns in Upper Cretaceous Fruitland Formation, San Juan Basin, Colorado and New Mexico-Implications for Coalbed Methane Exploration and Development. In: Ayers, W. B. JR., Kaiser, W. R and 12 others (eds) *Geologic and Hydrologic Controls on the Occurrence and Producibility of Coalbed Methane*, Fruitland Formation, San Juan Basin. Gas Research Institute Tropical Report, GRI-91/0072, pp. 97-117.
- Usyal, I.T., Golding, S.D., and Glikson, M., 2000. Petrographic and isotope constraints on the origin of authigenic carbonate minerals and the associated fluid evolution in Late Permian coal measures, Bowen Basin (Queensland), Australia. *Sedimentary Geology*, 136: 189-206.

- Ward, C.R., 1986. Review of mineral matter in coal. *Australian Coal Geology*, 6: 87-110.
- Ward, C.R., 2002. Analysis and significance of mineral matter in coal seams. *International Journal of Coal Geology*, 50: 135-168.
- Ward, C.R., 2016. Analysis, Origin, and Significance Mineral Matter in Coal: An Update Review. *International Journal of Coal Geology* 165, 1–27.
- Wilson, J.L., 1975. *Carbonate facies in geological history*, New York, Springer-Verlag. 471pp

J  
G  
S  
M