

Kajian Mengenai Hubungan Karakteristik Batubara terhadap Kandungan Gas Metana Batubara (Coalbed Methane) dan Lingkungan Pengendapan di Daerah Ampah, Kabupaten Barito Timur Provinsi Kalimantan Tengah

¹M. Anugrah Firdaus, ²Dono Guntoro, ³Rita Susilawati

^{1,2}*Prodi Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung,
Jl. Tamansari No. 1 Bandung 40116*

³*Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi
Jl. Soekarno-Hatta No.444, Bandung
e-mail: anugrahfirdaus4@gmail.com*

Abstract: Coal is containing the coalbed methane (CBM) which can be utilized as a power source. Such as the conventional gas, CBM can be utilized as a power plant and fuel. CBM produce lower harmful gas emissions than the coal burned directly, making them more environmentally friendly. The coal samples were obtained from Ampah, East Barito District, South Kalimantan in the Miocene Warukin Formation. The coal samples were extracted from two drilling holes (JWT-01 and JWT-02). The study was conducted using desorption test method, gas composition analysis, petrographic analysis, proximate analysis, calorific value analysis and ultimate analysis. The interpretation of the coal depositional environment is based on the relationship between TPI and GI values (Diessel, 1992). While the relationship characteristics with the gas content is determined by the value of correlation coefficient. Coal of the studied area is included in the lignite rating (Ro 0,3%) and is grouped into 3 sedimentation facies. The Coal Grade of the Ampah area is relatively good with ash content of 11,62% (adb), mineral matter of 11,03% and total sulfur of 0,48% (adb). The coal depositional environment in the Ampah area is included into transitional lower delta plain - upper delta plain environment at the peat swamp stage, wet forest swamp - marsh (TPI 0,5 - 2 and GI 7,1 - 102,4). The content of CBM (gas content) in the studied area is very low ($\leq 5,79$ scf / ton), this is due to the low rank of coal (lignite) which in this case is not sufficient enough to produce and store coal methane gas. The depth, quality and composition of coal in this case does not affect the amount of the gas content in coal, indicated by the absence of among the variables.

Keywords : Ampah, Coalbed Methane, Characteristics, Depositional Environment.

Abstrak: Batubara mengandung gas metana batubara (GMB) yang dapat dimanfaatkan sebagai sumber energi. Seperti halnya gas konvensional, GMB dapat dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik dan bahan bakar. GMB menghasilkan emisi gas berbahaya yang lebih rendah daripada batubara yang dibakar secara langsung, sehingga lebih ramah terhadap lingkungan. Sampel batubara diperoleh dari Daerah Ampah Kabupaten Barito Timur Provinsi Kalimantan Tengah pada Formasi Warukin. Sampel batubara diperoleh dari dua lubang bor (JWT-01 dan JWT-02). Penelitian dilakukan menggunakan metode *desorption test*, analisis komposisi gas, analisis petrografi, analisis proksimat, analisis nilai kalori dan analisis ultimat. Interpretasi lingkungan pengendapan batubara dilakukan berdasarkan hubungan nilai TPI dan GI (Diessel, 1992). Sedangkan hubungan karakteristik dengan kandungan gas ditentukan dengan nilai koefisien korelasi. Batubara daerah penelitian termasuk ke dalam peringkat *lignite* (Ro 0,3%) dan dikelompokkan pada 3 fasies pengendapan. *Grade* batubara relatif baik dengan kandungan abu 11,62% (adb), *mineral matter* 11,03% dan total sulfur 0,48% (adb). Lingkungan pengendapan batubara pada daerah penelitian termasuk ke dalam lingkungan *transitional lower delta plain – upper delta plain* pada stadium rawa gambut *wet forest swamp – marsh* (TPI 0,5 – 2 dan GI 7,1 – 102,4). Kandungan GMB (*gas content*) daerah penelitian sangat rendah ($\leq 5,79$ scf/ton), ini disebabkan oleh rendahnya peringkat batubara yang dalam hal ini belum cukup mampu berperan untuk menghasilkan dan menyimpan GMB. Lapisan batubara yang tertutupi lapisan *impermeable* memiliki kandungan gas yang lebih tinggi dari lapisan batubara yang tertutupi oleh lapisan *permeable*. Kualitas dan komposisi maseral pada batubara tidak memberikan pengaruh terhadap jumlah kandungan gas, ditunjukkan dengan tidak adanya korelasi diantara variabel variabel tersebut.

Kata Kunci : Ampah, Gas Metana Batubara, Karakteristik, Lingkungan Pengendapan

A. Pendahuluan

Latar Belakang

Sumber daya energi semakin menipis seiring dengan bertambahnya kebutuhan manusia akan energi. Pencarian energi alternatif baru menjadi penting untuk dilakukan dalam mengamankan pasokan kebutuhan energi di masa yang akan datang. Salah satunya beralih kepada batubara, batubara mengandung gas metana batubara (GMB) atau *coalbed methane (CBM)* yang juga dapat dimanfaatkan sebagai sumber energi. Seperti halnya gas alam, GMB dapat dimanfaatkan untuk pembangkit listrik dan juga bahan bakar serta menghasilkan emisi gas berbahaya yang lebih rendah daripada batubara yang dibakar secara langsung, sehingga lebih ramah terhadap lingkungan. Karakteristik batubara mempengaruhi kandungan gas, kapasitas serap gas maupun tingkat produksi gas pada batubara itu sendiri. Sehingga pemahaman mengenai karakteristik batubara akan membantu dalam mengenali potensi GMB dalam suatu wilayah.

Daerah Ampah dan sekitarnya memiliki sumber daya batubara dengan jumlah yang signifikan. Berdasarkan hasil pengeboran, keterdapatannya lapisan batubara menunjukkan kemenerusan menuju kedalaman yang menjadi target pengembangan GMB. Kegiatan pengeboran dan pengukuran kandungan gas dalam batubara dilakukan di daerah Ampah dan sekitarnya oleh tim peneliti dari Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi (PSDMP) yang kemudian menghasilkan sampel inti (*core*) serta data yang dapat digunakan sebagai material untuk dilakukannya studi secara khusus. Dalam hal ini, untuk menilai potensi GMB di daerah Ampah, dipandang perlu untuk dilakukannya penelitian terkait hubungan karakteristik batubara terhadap kandungan gas metana dan lingkungan pengendapan batubara.

Tujuan Penelitian

- a. Mengetahui karakteristik fisika dan kimia batubara
- b. Mengetahui lingkungan pengendapan batubara daerah penelitian.
- c. Mengetahui kandungan dan komposisi gas metana batubara (GMB) pada sampel batubara yang diperoleh.
- d. Mempelajari hubungan stratigrafi serta karakteristik fisika dan kimia batubara terhadap kandungan gas metana batubara (GMB).

B. Landasan Teori

a. Maseral dan Lingkungan Pengendapan Batubara

Maseral memiliki peranan dalam analisis penentuan lingkungan pengendapan, peranannya tersebut didasarkan pada sifat yang dimilikinya. Sifat tersebut diantaranya adalah sifat atribut dan sifat skalar. Sifat atribut dicirikan dengan keberadaan suatu maseral dalam batubara, dalam hal ini kelimpahan maseral sangat penting untuk menentukan suatu lingkungan tertentu (Diessel, 1992). Batubara yang diendapkan pada lingkungan *upper delta plain* dan *fluvial* (*wet forest swamp*) relatif kaya akan *vitritine*, batubara dari lingkungan *lagoon* akan didominasi oleh maseral *desmocollinite*, sedangkan batubara yang berasal dari lingkungan air tawar akan lebih kaya kandungan maseral *telinite*, *resinite* dan *inertinite* (Navale, 1981).

Untuk sifat skalar suatu maseral didasarkan pada hubungan kuantitatif antar tiap maseral dalam batubara. Terdapat dua parameter utama dalam menentukan fasies batubara berdasarkan komposisi maseral, yaitu TPI (*Tissue Preservation Index*) dan GI (*Gelification Index*).

TPI digunakan untuk menentukan tingkat humifikasi dari jaringan tumbuhan, hal

ini dikarenakan terdapatnya perbedaan yang signifikan antara jaringan tumbuhan yang mengalami humifikasi rendah terstruktur dengan jaringan tumbuhan yang mengalami humifikasi kuat namun tidak terstruktur (Diessel, 1992). Tingginya derajat humifikasi dapat menyebabkan terjadinya penghancuran jaringan sel yang dinyatakan dengan rendahnya nilai TPI.

Nilai TPI yang tinggi mencirikan tumbuhan tersebut sulit dihancurkan, dengan kata lain tumbuhan tersebut memiliki kandungan *lignin* (tumbuhan kayu) yang tinggi (dicirikan dengan tingginya kandungan *telovitrinite*). Sedangkan rendahnya nilai TPI mencirikan tumbuhan yang mudah terdekomposisi atau banyak mengandung *selulose* (tumbuhan perdu). Harga TPI < 1 mencirikan maseral *vitrite* yang disertai kehadiran *cutinite* yang biasanya akan cepat dihancurkan oleh air laut. Kombinasi antara kandungan *densinite* dan *cutinite* yang tinggi disertai rendahnya kandungan *vitrite* menggambarkan bahwa batubara tersebut berasal dari serat tumbuhan perdu pada lingkungan *marsh*.

$$TPI = \frac{Telohuminite + Teloinertinite}{Detrohuminite + Gelohuminite + Inertodetrinite + Geloinertinite}$$

GI (*Gelification Index*) berhubungan dengan kontinuitas kelembaban lahan gambut yang menyatakan perbandingan antara maseral yang terbentuk akibat proses gelifikasi dan maseral yang terbentuk akibat proses oksidasi. Diessel (1992) menyatakan bahwa GI memberikan gambaran apakah gambut tersebut terbentuk dalam kondisi lingkungan yang basah atau kering. Selain itu nilai GI dapat digunakan sebagai tolak ukur proses diagenesa selama gelifikasi biokimia dan sebagai indikator pH relatif karena efektifitas bakteri dapat berlangsung pada derajat keasaman rendah.

Nilai GI berbanding terbalik dengan tingkat oksidasi, dalam hal ini semakin tinggi nilai GI maka akan semakin rendah tingkat oksidasi yang dialami gambut tersebut.

$$GI = \frac{Huminite + Geloinertinite}{Inertinite \text{ (Tidak termasuk } macrinite \text{ dan } secretinite)}$$

Nilai TPI dan GI dikombinasikan untuk memperkirakan derajat dekomposisi dan penentuan lingkungan pengendapan batubara. Tingginya nilai TPI dan GI mengindikasikan tingkat dekomposisi *aerobic* yang rendah, sedangkan rendahnya nilai TPI dan GI mengindikasikan tingkat dekomposisi yang terbatas dan terbentuk pada kondisi kering. Untuk menentukan lingkungan pengendapan, nilai TPI dan GI diplotkan pada diagram hubungan TPI dan GI (Gambar 2).

b. Kontrol Kualitas Batubara Terhadap Kandungan Gas Metana Batubara (GMB)

Batubara tersusun dari material organik dan anorganik yang dimana keduanya akan mempengaruhi karakteristik batubara sebagai reservoir gas. Dalam hal ini komposisi material organik menentukan banyaknya energi yang dapat dibakar. Tipe material organik menentukan jenis hidrokarbon yang terbentuk dan menentukan juga besarnya *internal surface area* dimana sebagian besar gas terserap dan disimpan (Flores, 2013).

Material anorganik yang merupakan komponen minor pada batubara ikut mempengaruhi performa batubara sebagai reservoir GMB. Hal ini dikarenakan mineral (material anorganik) dapat menutup pori dan *cleat* batubara sehingga menghalangi proses mengalirnya gas menuju sumur produksi (Flores, 2013). Kandungan gas (*gas content*) dan fraksi non batubara (material anorganik) diketahui memiliki korelasi yang berlawanan (McLennan et al., 1995), sehingga hubungan antara kandungan gas (*gas*

content) dan fraksi non batubara dapat ditentukan dengan menggunakan analisis regresi linear. Secara umum, komposisi dan sifat fisik batubara dapat mempengaruhi karakteristik reservoir seperti porositas dan permeabilitas yang pada akhirnya berpengaruh terhadap kemampuan reservoir untuk memproduksi gas.

Komposisi maseral dapat menentukan kapasitas serap gas, kandungan gas, porositas, permeabilitas dan difusi gas. Sebagai contoh, maseral *vitroinite* yang memiliki lebih banyak mikropori dapat menyerap lebih banyak gas, dengan kata lain batubara yang kaya kandungan *vitroinite* akan memiliki kapasitas serap dan kandungan gas yang lebih tinggi (Chalmers dan Bustin, 2007).

Selain itu peringkat (*rank*) batubara menentukan juga tingkat penyerapan gas, maka kematangan batubara dapat menentukan besarnya kandungan gas dalam suatu lapisan batubara. Hal ini disebabkan tingkat kematangan batubara akan mempengaruhi luas permukaan batubara tersebut, sehingga akan mengontrol volume gas metana yang dihasilkan dan disimpan. Batubara *low rank* sebagian besar tersusun oleh makropori sedangkan batubara *high rank* didominasi oleh mikropori. Kapasitas penyerapan gas dalam mikropori meningkat dari batubara *medium volatile bituminous* ke batubara *high volatile bituminous* tapi kemudian mengalami penurunan pada batubara *low volatile bituminous* hingga *anthracite*. Hal ini disebabkan karena tekanan, suhu dan juga kedalaman burial menyebabkan gas dipaksa keluar dari batubara peringkat tinggi.

C. Hasil Penelitian dan Penelitian

Karakteristik Batubara

a. Peringkat (*Rank*) Batubara

Peringkat (*rank*) batubara dalam penelitian ini ditentukan melalui beberapa parameter, diantaranya adalah nilai reflektansi *vitroinite* (R_o) dan nilai *fuel ratio*. Berdasarkan hasil analisis reflektansi *vitroinite* yang dilakukan pada 33 sampel batubara dari kedua lubang bor (JWT-01 dan JWT-02) diperoleh nilai berkisar antara 0,25 – 0,34% dengan rata-rata 0,3%. Beracuan pada klasifikasi peringkat (*rank*) batubara ASTM, batubara pada daerah penelitian termasuk ke dalam peringkat *lignite*.

Berdasarkan hasil perhitungan, nilai *fuel ratio* pada seluruh sampel batubara memiliki nilai $< 0,9$. Sampel batubara JWT-01 memiliki nilai *fuel ratio* rata-rata 0,75. Sedangkan nilai *fuel ratio* rata-rata pada sampel batubara JWT-02 adalah 0,77. Jika nilai *fuel ratio* tersebut diplotkan pada tabel klasifikasi peringkat (*rank*) batubara menurut D. White (1915) (Tabel 1), maka batubara pada daerah penelitian termasuk ke dalam peringkat *lignite*. Peringkat tersebut selaras dengan hasil penentuan peringkat batubara berdasarkan nilai reflektansi *vitroinite* yang dimana keduanya menunjukkan bahwa batubara daerah penelitian termasuk ke dalam batubara peringkat *lignite*.

Tabel 1. Klasifikasi Peringkat Batubara Berdasarkan Nilai Fuel Ratio

<i>Coal Rank</i>	<i>Fixed Carbon / Volatile Matter Ratio</i>
<i>Coke</i>	92
<i>Anthracite</i>	24
<i>Semi – Anthracite</i>	8,6
<i>Semi – Bituminous</i>	4,3
<i>Bituminous Low Volatile</i>	2,8
<i>Bituminous Medium Volatile</i>	1,9
<i>Bituminous High Volatile</i>	1,3
<i>Lignite</i>	0,9

Sumber : D. White, 1915

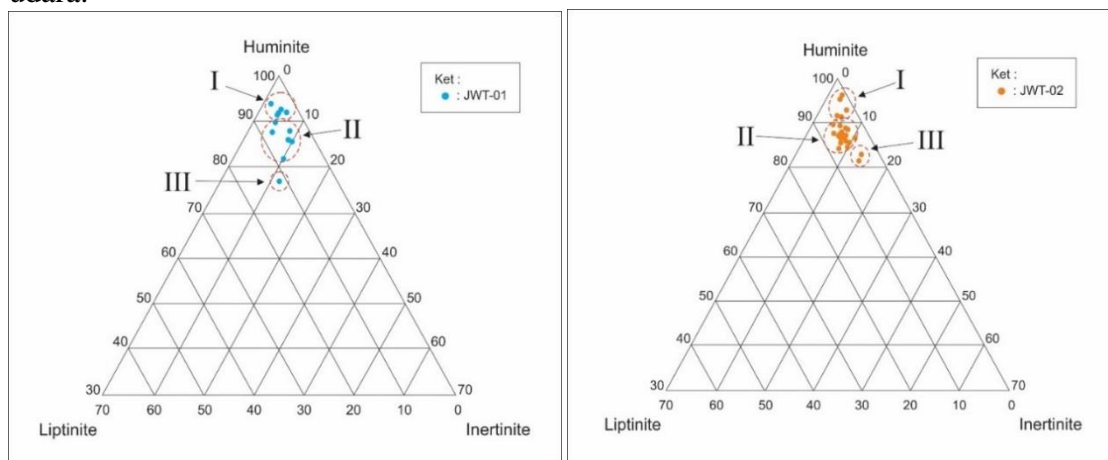
b. Tipe Batubara

Dalam mengklasifikasikan fasies pengendapan batubara, diperlukan analisis mengenai komposisi maseral batubara. Persentase komposisi maseral dibagi ke dalam 3 (tiga) grup besar yaitu *huminite*, *liptinite* dan *inertinite* yang kemudian diplotkan pada diagram *ternary*. Seluruh sampel menunjukkan bahwa batubara pada daerah penelitian dikelompokkan ke dalam 3 (tiga) fasies dengan kandungan *huminite* yang tinggi serta kandungan *liptinit* dan *inertinite* yang rendah (Gambar 1).

Fasies I batubara JWT-01 memiliki kandungan *huminite* > 90%, *liptinite* dan *inertinite* < 10%. Fasies II memiliki kandungan *huminite* antara 80 - 90% dengan kandungan *liptinite* dan *inertinite* < 10%. Sedangkan fasies III memiliki kandungan *huminite* < 80% dengan kandungan *liptinite* dan *inertinite* > 10%.

Tidak jauh berbeda dengan batubara JWT-01, fasies I batubara JWT-02 memiliki kandungan *huminite* > 90% dengan kandungan *liptinite* dan *inertinite* < 10%. Fasies II memiliki kandungan *huminite* berkisar antara 85 - 90% dengan kandungan *liptinite* dan *inertinite* < 10%. Sedangkan fasies III memiliki kandungan *huminite* < 85% dengan kandungan *liptinite* < 10% dan *inertinite* > 10%.

Kandungan *huminite* yang tinggi merupakan ciri khas batubara Indonesia dan mengindikasikan bahwa batubara pada awalnya diendapkan sebagai gambut pada lingkungan hutan rawa basah yang berada pada kondisi anaerobik (Flores, 2002). Terbentuknya fasies III dengan kandungan *inertinite* yang lebih tinggi dari fasies I dan II mengindikasikan bahwa sebagian kecil batubara pada daerah penelitian terendapkan pada kedalaman dangkal yang mendekati kondisi aerobik, sehingga material pembentuk batubara mengalami proses oksidasi akibat kontak dengan atmosfer dan terpapar oleh udara.



Gambar 1. Diagram *Ternary* yang Menunjukkan Fasies Pengendapan Batubara JWT-01 dan JWT-02

Selain itu, tingginya jumlah *huminite* dapat juga mengindikasikan bahwa jenis tumbuhan pembentuk batubara di daerah penelitian didominasi oleh tumbuhan yang memiliki serat kayu, seperti akar, batang, dahan dan daun. Hal tersebut dapat dibuktikan dengan membandingkan komposisi maseral yang berasal dari tumbuhan kayu (*lignin*) yaitu *telohuminite*, *fusinite* dan *semifusinite* dengan komposisi maseral yang berasal dari tumbuhan perdu (*selulose*) yaitu *detrohuminite*, *liptodetrinite*, *sporinite*, *cutinite*, *alginite* dan *inertodetrinite* (Teichmuller, 1989).

Berdasarkan hasil perbandingan, secara umum material pembentuk batubara didominasi oleh maseral yang berasal dari tumbuhan perdu. Namun, nilai komposisi diantara keduanya (*lignin* dan *selulose*) tidak jauh berbeda yaitu komposisi maseral yang

berasal dari tumbuhan kayu memiliki rata-rata 43,12% sedangkan komposisi maseral yang berasal dari tumbuhan perdu memiliki rata-rata 43,14%. Hal tersebut mengindikasikan bahwa batubara pada daerah penelitian terendapkan pada transisi antara stadium rawa gambut (*mire*) *wet forest swamp* sampai *marsh*.

c. Kualitas (*Grade*) Batubara

Dalam penelitian ini, analisis mengenai *grade* batubara difokuskan pada jumlah kandungan abu, *mineral matter* dan kandungan sulfur.

Kandungan total sulfur pada seluruh sampel batubara JWT-01 dan JWT-02 menunjukkan nilai rata-rata yang relatif kecil yaitu 0,48% (adb). Kandungan sulfur yang tinggi pada batubara dapat menimbulkan masalah, hal ini dikarenakan ketika pembakaran batubara, sulfur tersebut akan menyebabkan korosi pada ketel atau wadah pembakaran lainnya dan akan membentuk endapan isolasi pada tabung ketel uap tersebut (*slagging*). Begitupun sebaliknya, kandungan sulfur yang rendah akan lebih disenangi karena tidak menimbulkan banyak masalah dalam pemanfaatannya (utilisasi).

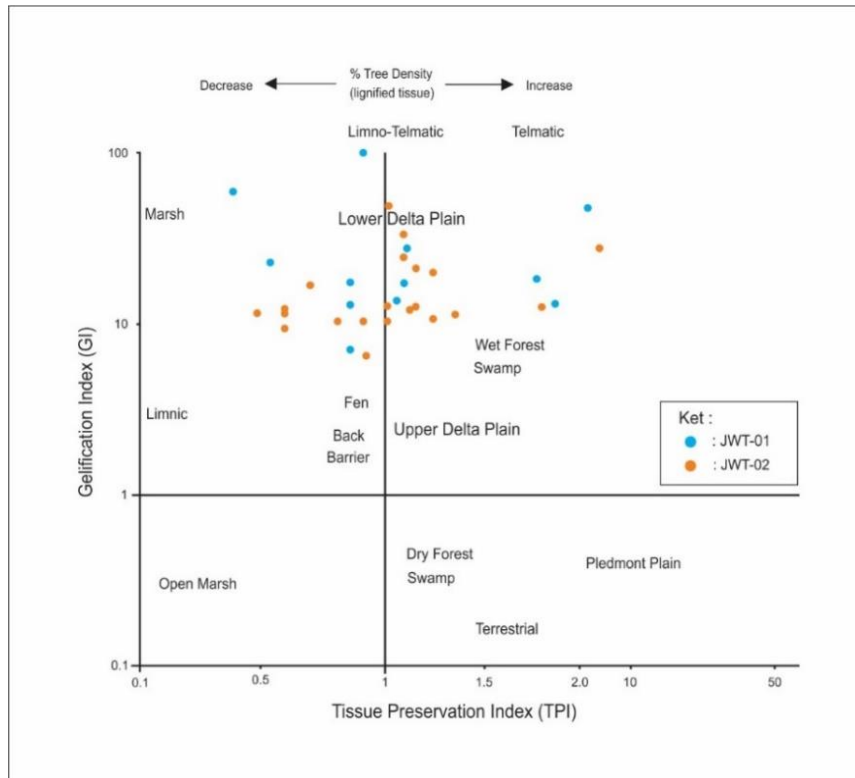
Berdasarkan nilai kandungan *mineral matter*, kadar abu dan total sulfur pada seluruh sampel batubara, yaitu dengan jumlah rata-rata kandungan *mineral matter* 11,03%, kadar abu 11,62% (adb) dan total sulfur 0,48% (adb), batubara pada daerah penelitian memiliki kualitas (*grade*) yang relatif baik. Sehingga dalam hal ini batubara tersebut cukup baik digunakan dalam pemanfaatannya (utilisasi).

Lingkungan Pengendapan Batubara

Hasil perhitungan TPI pada sampel batubara, menunjukkan nilai yang cukup bervariasi yaitu berkisar antara 0,5 – 2. Nilai TPI < 1 menunjukkan tingginya persentase kehadiran tumbuhan perdu (*selulose*), hal ini disebabkan material *selulose* pada tumbuhan perdu mudah terdekomposisi sehingga menurunkan nilai TPI yang dimana berhubungan dengan tingkat pengawetan jaringan tumbuhan. Sedangkan nilai TPI > 1 menunjukkan tingginya persentase kehadiran tumbuhan kayu (*lignin*) dan menunjukkan jaringan tumbuhan yang terawetkan dengan baik (Simanjuntak, 2008).

Sampel batubara di daerah penelitian menunjukkan nilai GI yang bervariasi yaitu berkisar antara 7,1 – 102,4. Nilai GI yang tinggi menunjukkan proses oksidasi yang tidak dominan, dibuktikan dengan rendahnya kandungan *inertinite* (Pratama dan Amijaya, 2015). Dengan kata lain, gambut terendapkan dalam kondisi basah atau terjaga kelembabannya. Nilai GI berbanding terbalik dengan tingkat oksidasi, nilai GI yang tinggi menunjukkan tingkat oksidasi yang rendah.

Berdasarkan nilai TPI dan GI yang diplotkan pada diagram (Gambar 2), nilai TPI yang rendah dan nilai GI yang tinggi menunjukkan bahwa batubara daerah penelitian terendapkan pada lingkungan *transitional lower delta plain* sampai *upper delta plain* dengan stadium rawa gambut (*mire*) *wet forest swamp* sampai *marsh*, dibuktikan dengan ciri lapisan batubara pada daerah penelitian yang memiliki kandungan sulfur yang rendah (1-2%) (Horne, 1978). Batubara yang terendapkan pada lingkungan *transitional lower delta plain* tersebar pada zona *limno-telmatic* yang didominasi oleh tumbuhan perdu diikuti tumbuhan kayu. Sedangkan batubara yang terendapkan pada lingkungan *upper delta plain* tersebar pada zona *telmatic* dengan dominasi tumbuhan kayu. Pada zona *telmatic* kerapatan pepohonan bertambah, hal ini dibuktikan dengan tingginya kandungan maseral *telohuminite* (Pratama dan Amijaya, 2015) dengan maseral penyerta berupa *suberinite* dan *resinite* (Teichmuller, 1989).



Gambar 2. Diagram Hubungan TPI dan GI Batubara JWT-01 dan JWT-02

Pengendapan batubara pada daerah penelitian terpengaruh oleh transgresi air laut, dicirikan dengan terdapatnya mineral pirit singenetik atau framboidal pada beberapa sampel batubara. Namun pengaruh tersebut tidak terlalu signifikan, dibuktikan dengan rendahnya kandungan mineral pirit dari seluruh sampel batubara yang hanya menunjukkan nilai kandungan 0,52%. Horne dan Ferm (1978) menyatakan bahwa pengaruh air laut dalam proses pembentukan gambut dapat meningkatkan kandungan pirit sebagai hasil dari reduksi sulfat yang terdapat pada air laut.

Hubungan Karakteristik Batubara dengan Kandungan Gas

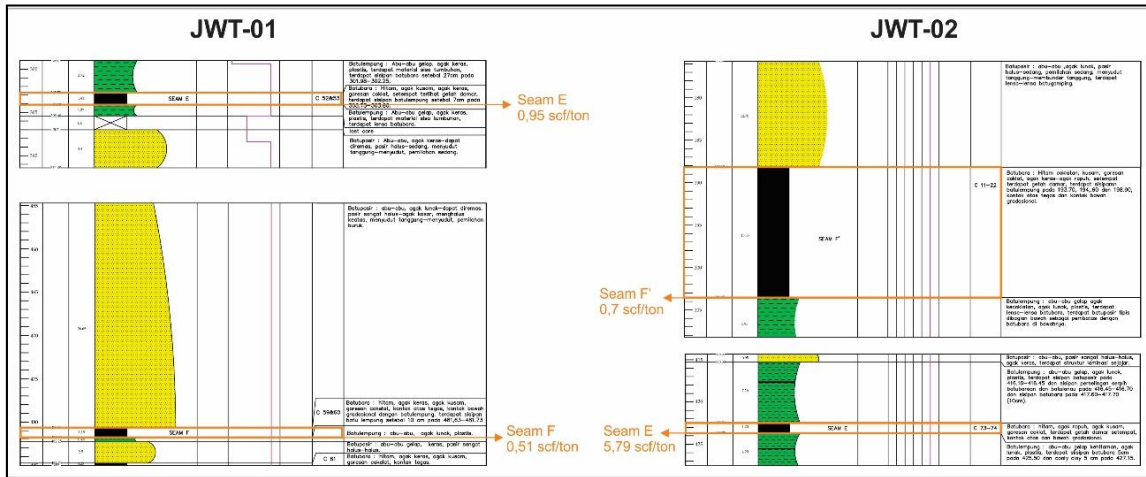
a. Hubungan Stratigrafi dan Sedimentasi Terhadap Kandungan Gas

Salah satu faktor yang dapat mempengaruhi kandungan gas dalam batubara adalah jenis batuan penutup reservoir (batubara) tersebut. Lapisan batubara akan menyimpan gas dengan lebih baik jika tertutupi oleh lapisan batuan *impermeable*. Dalam hal ini lapisan batuan *impermeable* akan berperan sebagai *seal* untuk mempertahankan gas pada reservoir. Sedangkan lapisan batuan *permeable* akan lebih mudah meloloskan gas dari reservoir GMB (batubara) melalui pori lapisan batuan tersebut. Hal tersebut disebabkan oleh perbedaan volume pori antara lapisan *impermeable* yang memiliki porositas lebih kecil dibandingkan lapisan *permeable*.

Sebagai contoh pada batubara seam E lubang bor JWT-01 yang dimana lapisan batubara tersebut tertutupi oleh lapisan *impermeable* (batulempung) pada bagian atas dan bawahnya, memiliki kandungan gas yang lebih tinggi dari batubara seam F, yaitu dengan kandungan gas rata-rata 0,95 scf/ton. Sedangkan batubara seam F yang tertutupi oleh lapisan *permeable* (batupasir) memiliki kandungan gas yang rendah yaitu 0,51 scf/ton (Gambar 3).

Hal ini dibuktikan juga pada batubara seam E JWT-02 yang memiliki kandungan gas cukup tinggi yaitu 5,79 scf/ton, hal tersebut disebabkan karena reservoir (batubara)

seam E tertutupi oleh lapisan *impermeable* (batulempung) pada bagian atas dan bawahnya, selain itu batubara seam ini berada pada kedalaman ideal untuk terbentuknya GMB yaitu pada kedalaman 422,5 – 423,7 meter dari permukaan. Sedangkan batubara seam F' memiliki kandungan gas yang rendah yaitu 0,7 scf/ton (Gambar 3). Hal ini disebabkan karena batubara seam F' tertutupi oleh lapisan *permeable* (batupasir) pada bagian atas reservoir sehingga gas akan mudah terlepas melalui pori lapisan *permeable* tersebut.



Gambar 3. Perbandingan Kandungan Gas pada Seam Batubara yang Tertutupi Lapisan *Impermeable* dan *Permeable*

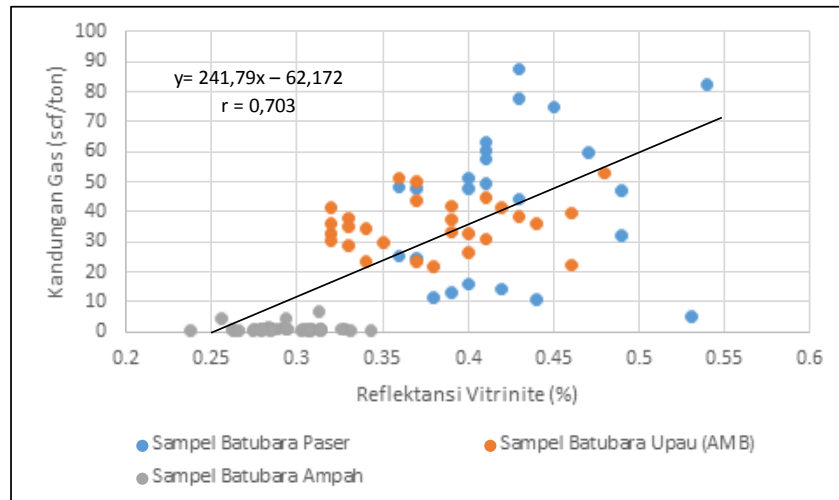
b. Hubungan Peringkat (*Rank*) Batubara Terhadap Kandungan Gas

Berdasarkan data yang diperoleh, kandungan gas pada batubara daerah penelitian menunjukkan nilai yang sangat rendah, yaitu 0,36 – 5,79 scf/ton dan nilai reflektansi *vitrinite* (R_o) 0,3% (*lignite*). Pada kondisi normal, jika tidak adanya pengayaan oleh gas biogenik sekunder, rendahnya kandungan gas merupakan hal yang wajar terjadi pada batubara peringkat rendah.

Sebagai pembandingan digunakan beberapa data penelitian yang meliputi daerah Upau (Tobing, 2015) dan daerah Paser (Suhada, 2014). Batubara daerah Upau memiliki nilai R_o rata-rata 0,38% (*sub-bituminous C*) dengan kandungan gas 2,28 – 53,04 scf/ton. Sedangkan batubara daerah Paser memiliki nilai R_o rata-rata 0,42% (*sub-bituminous B*) dengan kandungan gas 5,06 – 87,74 scf/ton. Kandungan GMB di kedua daerah tersebut lebih tinggi daripada batubara daerah penelitian.

Dengan menggabungkan data hasil penelitian (Ampah) dengan data penelitian dari daerah Upau dan Paser menunjukkan adanya peningkatan kandungan gas seiring dengan meningkatnya peringkat batubara, dibuktikan pada Gambar 4 yang menunjukkan adanya korelasi yang tinggi. Di daerah penelitian, batubara memiliki nilai R_o yang sangat rendah dengan rentang nilai yang relatif sama, sehingga peringkat batubara tidak terlihat jelas memberikan pengaruh terhadap kandungan gas.

Dengan kata lain, ini menjelaskan juga bahwa batubara daerah penelitian yang memiliki peringkat *lignite* belum cukup mampu berperan sebagai *source rock* dalam menghasilkan dan menyimpan GMB.



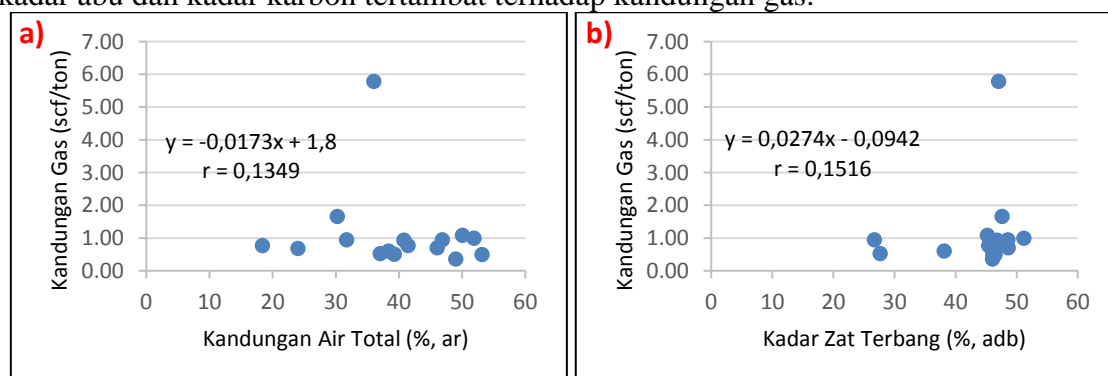
Gambar 4. Grafik Hubungan Reflektansi *Vitrinite* dengan Kandungan Gas pada Batubara di Daerah Penelitian dan Sekitarnya

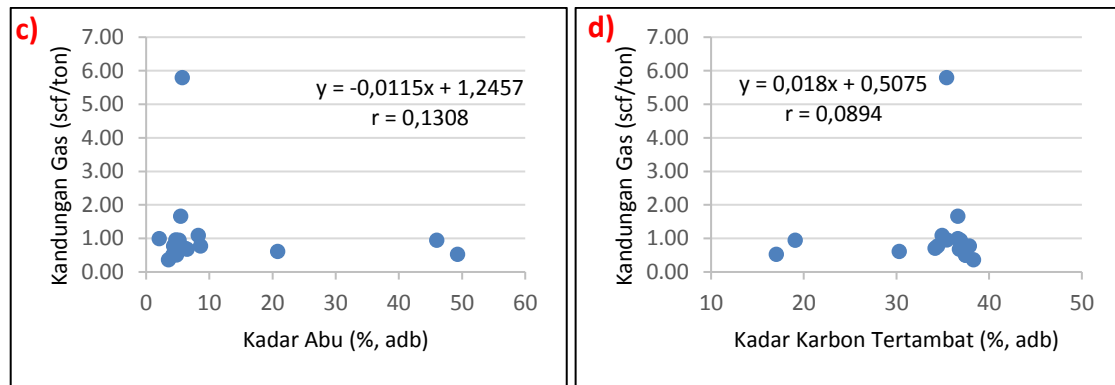
c. Hubungan Parameter Kualitas Batubara Lainnya Terhadap Kandungan Gas

Tingginya kandungan air dan material anorganik (kadar zat terbang dan kadar abu) pada batubara akan menutupi pori dan fraktur (*cleat*) yang dapat mengganggu terbentuknya gas dan proses perpindahan gas (difusi) menuju sumur produksi (Flores, 2013). *Gas Research Institute* (1995) menyatakan bahwa kandungan air (*total moisture*) yang tinggi akan menurunkan kandungan gas (GMB), dikarenakan air tersebut akan mengisi pori-pori pada batubara. Tingginya kandungan air merefleksikan bahwa batubara berada pada kondisi jenuh, sehingga menyebabkan sulitnya batubara dalam memproduksi dan menyimpan gas.

Berbeda dengan parameter sebelumnya (material anorganik), tingginya kadar karbon tertambat (*fixed carbon*) akan diiringi dengan meningkatnya jumlah kandungan gas. Kadar karbon tertambat menyatakan besarnya residu yang tertinggal dan dapat dibakar setelah air dan kadar zat terbang (*volatile matter*) dihilangkan. Selain itu, kadar karbon tertambat dapat merefleksikan peringkat (*rank*) batubara, sehingga akan memberikan pengaruh yang sama seperti peringkat batubara terhadap kandungan gas.

Namun dilihat dari data yang diperoleh, hubungan antara kandungan air total, kadar zat terbang, kadar abu dan kadar karbon tertambat dengan kandungan gas tidak memiliki korelasi yang sesuai. Terlihat pada Gambar 5 yang menunjukkan nilai korelasi sangat rendah. Hal ini diperkirakan karena peringkat batubara di daerah penelitian relatif sama, sehingga memiliki karakteristik kualitas dan gas yang tidak jauh berbeda. Inilah yang menyebabkan tidak terlihatnya hubungan antara kandungan air, kadar zat terbang, kadar abu dan kadar karbon tertambat terhadap kandungan gas.





Gambar 5. Grafik Hubungan Antara a) Kandungan Air Total Terhadap Kandungan Gas; b) Kadar Zat Terbang Terhadap Kandungan Gas; c) Kadar Abu Terhadap Kandungan Gas; d) Kadar Karbon Tertambat Terhadap Kandungan Gas

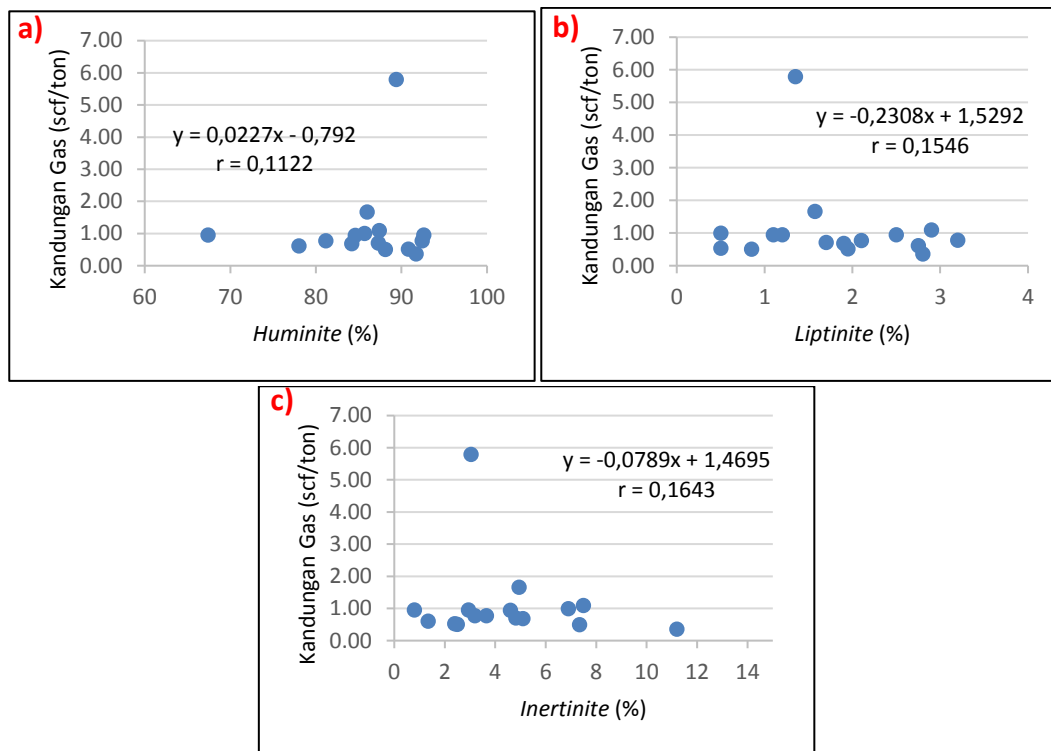
d. Hubungan Komposisi Maseral Terhadap Kandungan Gas

Berdasarkan hasil analisis petrografi, batubara pada daerah penelitian memiliki komposisi maseral *huminite* yang tinggi yaitu berkisar antara 67,4 – 95,8%. Secara ideal pada batubara dengan peringkat yang sama, dengan asosiasi maseral *huminite* yang tinggi akan memiliki kandungan gas yang lebih besar dibandingkan batubara dengan kandungan *huminite* yang rendah (Chalmers dan Bustin, 2007). Mastalerz (2004) menyatakan bahwa *huminite* termasuk ke dalam kerogen tipe III yang memiliki rasio oksigen-karbon lebih tinggi dari kerogen lainnya, sehingga lebih cenderung untuk menghasilkan gas (*gas prone*). Selain itu, maseral *huminite* memiliki banyak mikropori yang menyebabkan tingginya kapasitas serap dan kandungan gas.

Namun berdasarkan data yang diperoleh, kandungan gas dan jumlah komposisi maseral *huminite* tidak memiliki korelasi (Gambar 6.a). Penyebab tidak adanya korelasi kemungkinan disebabkan oleh komposisi maseral *huminite* pada batubara daerah penelitian cenderung homogen. Faktanya grafik menunjukkan bahwa sebagian besar sampel batubara dengan kandungan *huminite* > 70% memiliki kandungan gas yang sama, yaitu berkisar antara 0,36 – 1,66 scf/ton dan hanya terdapat satu sampel saja yang memiliki kandungan gas 5,79 scf/ton.

Sedangkan maseral *liptinite* yang termasuk ke dalam kerogen tipe I dan II dengan rasio hidrogen-karbon yang lebih tinggi dari kerogen lainnya tidak memberikan pengaruh/kontrol terhadap kandungan gas pada batubara yang tidak menunjukkan adanya hubungan antara komposisi maseral *liptinite* dengan kandungan gas (Gambar 6.b). Ini disebabkan kerogen tipe I dan II akan lebih cenderung untuk menghasilkan hidrokarbon (*oil prone*) daripada gas.

Sama halnya dengan *liptinite*, maseral *inertinite* dalam kasus ini tidak mengontrol jumlah kandungan gas pada batubara (Gambar 6.c). Ini disebabkan maseral *inertinite* yang termasuk kerogen tipe IV memiliki rasio oksigen-karbon yang lebih rendah dari kerogen lainnya. Sehingga tidak berpotensi untuk menghasilkan dan menyimpan gas.



Gambar 6. Grafik Hubungan Antara a) Komposisi *Huminite* Terhadap Kandungan Gas; b) Komposisi *Liptinite* Terhadap Kandungan Gas; c) Komposisi *Inertinite* Terhadap Kandungan Gas

Berdasarkan data di atas, secara umum dapat disimpulkan bahwa komposisi maseral tidak mempengaruhi kandungan gas pada batubara daerah penelitian.

D. Kesimpulan

1. Karakteristik batubara daerah penelitian adalah sebagai berikut :
 - Peringkat batubara daerah penelitian termasuk ke dalam peringkat *Lignite*.
 - Batubara daerah penelitian dibedakan menjadi 3 fasies pengendapan. Material pembentuk batubara terdiri dari 43,12% maseral tumbuhan kayu dan 43,14% maseral tumbuhan perdu.
 - Batubara memiliki kualitas yang relatif baik ($MM= 11,03\%$, $abu=11,62\%$ dan $TS=0,48\%$).
- a. Batubara daerah penelitian terendapkan pada lingkungan *transitional lower delta plain* sampai *upper delta plain* dengan stadium rawa gambut (*mire*) *wet forest swamp* sampai *marsh*.
- b. Kandungan GMB batubara daerah penelitian $\leq 5,79$ scf/ton.
- c. Hubungan stratigrafi dan karakteristik batubara terhadap kandungan GMB :
 - Lapisan batubara yang tertutupi lapisan impermeable memiliki kandungan gas yang lebih tinggi dari lapisan batubara yang tertutupi oleh lapisan permeable
 - Secara regional meningkatnya peringkat batubara akan meningkatkan kandungan gas pada batubara.
 - Kualitas batubara dan komposisi maseral tidak mempengaruhi jumlah kandungan GMB pada batubara daerah penelitian.
 - Batubara daerah penelitian (*lignite*) belum cukup mampu berperan sebagai source rock dalam menghasilkan dan menyimpan GMB.

Daftar Pustaka

- Amijaya, Hendra. 2004. "Microfacies and Depositional Environment of Tertiary Tanjung Enim Low Rank Coal, South Sumatra Basin, Indonesia". International Journal of Coal Geology. RWTH Aachen University. Germany.
- Chalmers, G.R.L., Bustin, R.M., 2007. "On the effects of petrographic composition on coalbed methane sorption". International Journal of Coal Geology 69, 288–304.
- Diessel, Claus F.K 1992. "Coal Bearing Depositional System". The University of Newcastle. Newcastle, Australia.
- Flores, R.M., 2013. "Coal and Coalbed Gas : Fueling the Future". Elsevier Science, Burlington.
- Gas Research Institute. 1995. "A Guide To Determining Coalbed Gas Content". 8600 West Bryn Avenue. Chicago. Illinois.
- Horne, J.C., Ferm, J.C., Caruccio, F.T., Baganz, B.P. 1978. "Depositional Models in Coal Exploration and Mine Planning in Appalachian Region". American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 62 (12).p. 2379-2411. America.
- Levine, J.R., 1993. "Coalification: The evolution of coal as source rock and reservoir rock for oil and gas, in: Law, B.E., Rice, D.D. (Eds.), Hydrocarbons from coal. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, pp. 39-77".
- Poernomo, W., S., Kusnadi, D., Maryono, A. 2015. "Prospeksi Daerah Ampah dan Sekitarnya, Kabupaten Barito Timur, Provinsi Kalimantan Tengah". Pusat Sumber Daya Geologi. Bandung.
- Pratama, D.A.P. 2015. "Lingkungan Pengendapan Batubara Formasi Warukin Berdasarkan Analisis Petrografi Organik Di Daerah Paringin, Cekungan Barito, Kalimantan Selatan". Proceeding, Seminar Nasional Kebumihan Ke-8. Universitas Gajah Mada. Yogyakarta.
- Simanjuntak, Ricky. 2008. "Analisis Lingkungan Pengendapan Batubara Di Daerah Busui Kalimantan Timur dan Di Daerah Satui Kalimantan Selatan" Tugas Akhir. Institut Teknologi Bandung. Bandung.
- Susilawati, Rita. "Mengenal CBM Sebagai Sumber Daya Energi". Kelompok Penelitian Batubara Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara dan Panas Bumi (PSDMBP). Bandung.
- Suhada, D., I., dkk. 2014. "Penelitian Sumur Geologi Untuk Tambang Dalam dan CBM di Daerah Paser dan Sekitarnya". Pusat Sumber Daya Geologi. Bandung.
- Taylor G.H, Teichmuller M, Davis A, Diessel C.F.K, Littke R, Robert P. 1998. "Organic Petrology" Gebruder Borntraeger, Berlin, Stuttgart.
- Tobing, R., L., Simatupang, D., Ibrahim, M., A. 2015. "Pengeboran Dalam Untuk Evaluasi Potensi CBM dan Batubara Bawah Permukaan di Daerah Upau dan Sekitarnya, Kabupaten Tabalong dan Kabupaten Balangan Provinsi Kalimantan Selatan". Pusat Sumber Daya Geologi. Bandung.
15. White, D. 1915. "Some relations in origin between coal and petroleum". J Wash Acad Sci 5:189 – 212.