

ANALISIS RANK BATU BARA DAN POTENSI GAS METHANE PADA LAPANGAN X FORMASI BALIKPAPAN

Kasmira¹

¹Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Pejuang Republik Indonesia,
Jl. Raya Baruga Antang, Kec Manggala, Makassar. Sulawesi Selatan, 90234.
e-mail: kasmira211@gmail.com

Abstract

Coal has ability to store gas in large quantities, because the surface has ability to adsorb gas. This research aimed to investigate and analyze the coal rank and methane gas potentials in Field X of Balikpapan Formation. The research was conducted in Kutai Kartanegara Regency, East Kalimantan Province. The methods used in the research were the approximate and ultimate analyses as well as the gas analysis at the 19 wells containing coals. The 19 wells were divided into 5 sub Formations called ILX. The research results indicated that the coal rank in the research areas was categorized as the sub-bituminous b up to the high volatile bituminous c. The methane gas content was also categorized as great, i.e. 80.86 scf/ton up to 534,99 scf/ton. The analysis results revealed that the deeper the coal bed, the higher the coal rank and the methane gas content. Based on the previously mentioned results, the coal in Field X possessed good quality and hence had the potential to be the reservoir Coal Bed Methane.

Keywords: Coal, Methane, Rank, Gas, Fuel.

Abstrak

Batubara memiliki kemampuan menyimpan gas dalam jumlah yang banyak, karena permukaannya mempunyai kemampuan mengadsorpsi gas. Penelitian ini bertujuan menyelidiki dan menganalisis rank batubara dan potensi gas methane pada Lapangan X Formasi Balikpapan. Penelitian ini dilaksanakan di Kabupaten Kutai Kartanegara Provinsi Kalimantan Timur. Metode yang digunakan, yakni analisis proximate dan ultimate serta analisis gas pada Sembilan belas sumur yang mengandung lapisan batubara. Kesembilan belas sumur tersebut dibagi ke dalam lima subformasi atau disebut ILX. Hasil penelitian menunjukkan bahwa rank batubar adalah subbituminous b hingga high volatile bituminous c. Kandungan gas methane juga tergolong besar, yaitu 80,86 scf/ton hingga 534,99 scf/ton. Hasil analisis menunjukkan bahwa semakin dalam keterpadatan batubara, semakin tinggi pula rank batubara dan kandungan gas methaninya. Berdasarkan hasil tersebut, batubara pada lapangan X memiliki kualitas batubara yang baik dan berpotensi sebagai *reservoir coal bed methane*.

Kata Kunci: Batu bara, Methane, Rank, Gas, Bahan Bakar.

Pendahuluan

Lapangan X terletak di Kabupaten Kutai Kartanegara Provinsi Kalimantan Timur dan berada pada Formasi Balikpapan. Formasi Balikpapan terletak di Cekungan Kutai berumur Miosen Tengah Bawah Hingga Miosen Atas bagian bawah (Dunbar, Marty, and Baker 1990). Formasi Balikpapan merupakan batuan induk yang terbaik di Cekungan Kutai karena kandungan organiknya yang tinggi dan tebal, sehingga diperkirakan mampu menghasilkan hidrokarbon dalam jumlah yang cukup banyak. Sehingga Formasi Balikpapan kaya akan batubara serta menjadi reservoir bagi minyak dan gas.

Batubara memiliki kemampuan menyimpan gas dalam jumlah yang banyak, karena permukaannya mempunyai kemampuan mengadsorpsi gas. Meskipun batubara berupa benda padat dan terlihat seperti batu yang keras tetapi di dalamnya terdapat pori-pori berukuran kecil dari skala mikron. Kondisi inilah yang menyebabkan permukaan batubara menjadi sedemikian luas sehingga mampu menyerap gas dalam jumlah yang besar. Gas alam yang berasal dari batubara telah diketahui pada penambangan batubara dan merupakan ancaman keselamatan bagi pekerja tambang karena beracun dan mematikan. Telah diketahui pula pada proses pemboran sumur-sumur migas yang melewati lapisan batubara seringkali terjadi *kick* yang mengindikasikan adanya intrusi gas ke lubang sumur atau *loss circulation* yang menghasilkan adanya rekahan. Hal ini merupakan indikasi bahwa lapisan batubara merupakan suatu *reservoir*.

Gas yang terperangkap pada batubara sebagian besar terdiri dari gas *methane*, sehingga secara umum gas ini disebut dengan *Coal Bed Methane* atau disingkat CBM. Dalam klasifikasi energi, CBM termasuk *unconventional energy* (peringkat 3), bersama-sama dengan *tight sand gas*, *devonian shale gas*, dan *gas hydrate*. *High quality gas* (peringkat 1) dan *low quality gas* (peringkat 2) dianggap sebagai *conventional gas*. Dengan berkembangnya ini, kini CBM tidak lagi dibuang secara percuma. Moore (2008), mengemukakan bahwa kapasitas penyimpanan gas dalam lapisan batubara secara umum berhubungan dengan peringkat batubara, tipe batubara, porositas/permeabilitas, dan kehadiran lapisan penutup. Peringkat batubara (*Coal Rank*) merupakan ukuran seberapa banyak perubahan telah terjadi pada batubara selama proses pematuration (*Coalification*).

Coalrank (peringkat batubara) berhubungan erat dengan reservoir CBM karena terbentuknya gas-gas di bawah permukaan terjadi selama proses pematuration, dimana proses ini akan menentukan karakter batubara dan berimplikasi terhadap *rank* batubara. *Rank* batubara yang baik akan menghasilkan gas yang potensial. Gas-gas yang dihasilkan adalah *Methane*, karbonmonoksida dan komponen gas lainnya. Oleh karena itu, identifikasi *rank* batubara sangat diperlukan untuk memetakan potensi gas *methane* batubara pada Formasi Balikpapan. Pemetaan *rank* batubara sangat berguna untuk pengembangan CBM pada lapangan X. Tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui potensi gas *methane* pada Lapangan X Formasi Balikpapan.

Metode

Untuk mencapai tujuan yang telah ditentukan, maka dilakukan empat tahap utama dalam penelitian ini. Tahapan awal dilakukan untuk mendapatkan informasi dan gambaran mengenai keadaan geologi regional daerah penelitian. Tahap ini meliputi studi literatur, latar belakang, rumusan masalah, maksud dan tujuan, batasan penelitian dan administrasi. Tahap ini merupakan tahap persiapan yang dilakukan penulis sebelum melakukan penelitian atau analisis data. Pada tahap kedua dilakukan pengambilan data yang dibutuhkan selama penelitian. Selanjutnya pada tahap ketiga dilakukan analisis *proximate* dan *ultimate* dari sampel/ccontoh batubara. Dan tahapan keempat yaitu membuat *crossplot* data hasil analisis *proximate* dan *ultimate* dengan kedalaman. Sehingga di dapatkan *coalrank* masing-masing. Setelah itu ditarik kesimpulan dari hasil pembahasan. Tahap pengumpulan adalah tahapan yang dilakukan untuk mendapatkan data-data yang diperlukan untuk melakukan analisis yang terdiri dari data primer dan data penunjang lainnya yang dianggap perlu (sekunder). Pengumpulan data Primer dilakukan untuk mendapatkan data yang berhubungan langsung dengan objek masalah yang akan dianalisis.

Pada tahapan ini dilakukan analisis geometri dan kualitas tiap ILX. Dengan menggunakan Peringkat (*rank*) batubara menurut Teichmuller and Teichmuller (Teichmüller, 1990) ditentukan coal rank batubara dari tiap ILX. Selanjutnya dengan melakukan *crossplot* berdasarkan data *Ro*, *Caloric Value*, dan *Carbon* pada tiap sample batubara terhadap kedalaman sehingga didapatkan coal rank dari tiap-tiap data *Ro*, *caloric Value*, dan *carbon* dalam bentuk matriks. Selanjutnya dengan menggunakan *software* Petrel untuk pembuatan korelasi model penampang *coal rank* berdasarkan penyebaran parameter-parameter batubara (*Ro*, *Caloric Value*, dan *carbon*).

Results

Gambar 1 menunjukkan bahwa untuk lapangan X hanya digunakan 3 coal properti saja yaitu Reflektan Vitrinite (Ro), Carbon, dan Caloric Value, hal ini di karenakan nilai untuk Volatile matter dan Bed Moisture tidak *competible/cocok* dengan nilai batubara yang ada pada lapangan X. Dimana jika dilihat pada gambar1 , Volatile Matter digunakan untuk rank batubara yang tinggi yaitu *medium High Volatile Bituminous* hingga *Meta Antrasit*, sementara batubara pada lapangan X untuk nilai *volatile matter* berada pada rank rendah hingga menengah. Sedangkan untuk *moisture*, pada lapangan X nilai *moisture* berada pada rank batubara tinggi, sementara berdasarkan gambar 1, *bed moisture* digunakan untuk batubara rank rendah.

Berdasarkan hasil analisis komposisi gas terhadap 19 sumur yang mengandung batubara menunjukkan bahwa komposisi gas metana batubara yang terdapat di 19 sumur tersebut berkisar antara 100 scf/ton hingga 600 scft/ton walaupun ada beberapa sumur CBM yang jumlah gas contentnya di bawah 100 scft/ton.

ILX 3 M

$$\Sigma G_{c(adsorpsi)} = 1212,84 \text{ scf/ton} \longrightarrow \Sigma G_{c(adsorpsi)} \text{ rata-rata} = 1212,84/15 = 80,86 \text{ scf/ton}$$

ILX 4 M

$$\Sigma G_{c(adsorpsi)} = 2440,66 \text{ scf/ton} \longrightarrow \Sigma G_{c(adsorpsi)} \text{ rata-rata} = 2440,66/18 = 135,59 \text{ scf/ton}$$

ILX 5 M

$$\Sigma G_{c(adsorpsi)} = 4086,51 \text{ scf/ton} \longrightarrow \Sigma G_{c(adsorpsi)} \text{ rata-rata} = 4086,51/17 = 240,38 \text{ scf/ton}$$

ILX 6 M

$$\Sigma G_{c(adsorpsi)} = 6236,11 \text{ scf/ton} \longrightarrow \Sigma G_{c(adsorpsi)} \text{ rata-rata} = 6236,11/23 = 271,14 \text{ scf/ton}$$

ILX 7 M

$$\Sigma G_{c(adsorpsi)} = 710,45 \text{ scf/ton} \longrightarrow \Sigma G_{c(adsorpsi)} \text{ rata-rata} = 710,45/2 = 355,23 \text{ scf/ton}$$

ILX 4 P

$$\Sigma G_{c(adsorpsi)} = 1653,14 \text{ scf/ton} \longrightarrow \Sigma G_{c(adsorpsi)} \text{ rata-rata} = 1653,14/11 = 150,29 \text{ scf/ton}$$

ILX 5 P

$$\Sigma G_{c(adsorpsi)} = 5100,68 \text{ scf/ton} \longrightarrow \Sigma G_{c(adsorpsi)} \text{ rata-rata} = 5100,68/20 = 255,03 \text{ scf/ton}$$

ILX 6 P

$$\Sigma G_{c(adsorpsi)} = 2999,94 \text{ scf/ton} \longrightarrow \Sigma G_{c(adsorpsi)} \text{ rata-rata} = 2999,94/7 = 428,56 \text{ scf/ton}$$

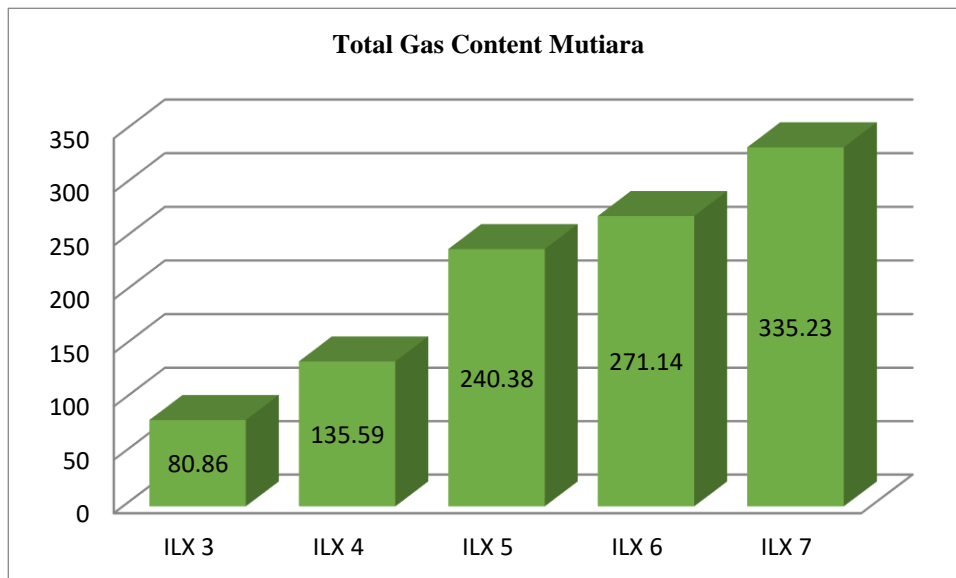
ILX 7 P

$$\Sigma G_{c(adsorpsi)} = 5349,87 \text{ scf/ton} \longrightarrow \Sigma G_{c(adsorpsi)} \text{ rata-rata} = 5349,87/10 = 534,99 \text{ scf/ton}$$

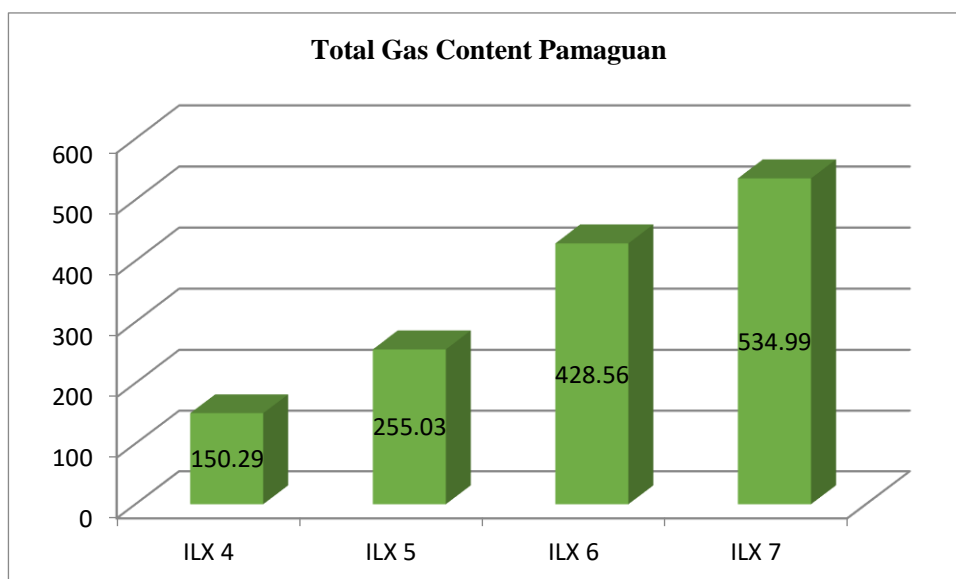
Tabel 1. Rank

German Rank	USA Rank	Ref. R _{moil}	Vol. M d.a.f. %	Carbon d.a.f. Vitrinite	Bed Moisture	Cal. Value Btu/lb (kcal/kg)	Applicability of Different Rank Parameters
Torf	Peat	0.2	68				
Weich-	Lignite		64	ca. 60	ca. 75		
Matt-							
Glanz-							
Flamm-	Sub-Bit. C	0.7	40	71	ca. 35	10000	Carbon (for ashless)
Gasflamm-		0.8	36	77	ca. 25	10000	
Gas-		0.9	32		8-10	10000	
Fett-	Medium Volatile Bituminous	1.2	28	87		15500 (8650)	Bed Moisture (ashless)
Ess-		1.4	24				
Mager-		1.6	20				
Anthrazit	Semi-Anthracite	1.8	16				Caloric Value (moist ashless)
Meta-Anthr.		2.0	12				
	Anthracite	3.0	8	ca. 91		15500 (8650)	Volatiles (for ashless)
		4.0	4				

Gambar 2 dan 3 menunjukkan bahwa banyaknya gas *methane* pada kedua lapangan tersebut memiliki trend yang sama dengan *rank*-nya, yaitu semakin dalam kedalamannya maka jumlah gas *methane* akan semakin besar pula. Walaupun pada kedua lapangan, ada beberapa ILX yang memiliki *rank* yang sama namun untuk jumlah gas yang teradsorpsi berbeda. Hal ini sesuai dengan teori, bahwa semakin dalam keterdapatannya batubara maka semakin besar pula kandungan gas *methane*-nya.



Gambar 2. Gas Content Pada Lapangan M



Gambar 3. Gas Content Pada Lapangan P

Pembahasan

Pada penelitian ini menunjukkan bahwa analisis gas content lapangan M memiliki kandungan gas metana sebesar 80,86 scf/ton hingga 335,23 scf/ton. Pada lapangan P memiliki kandungan gas sebesar 150,29 scf/ton hingga 534,99 scf/ton. Dengan kandungan gas dan *rank* tersebut dapat diketahui bahwa batubara pada lapangan X memiliki kualitas yang baik sehingga berpotensi sebagai reservoir *coal bed methane* dan sebagai bahan bakar yang ekonomis.

Gas *methane* pada batubara terbentuk akibat proses pembatubaraan. Proses ini diawali dengan proses *diagenesa* gambut disebut juga dengan tahap biokimia yang melibatkan perubahan kimia dan mikroba dimana pada proses ini dimulai dari

proses pembentukan gambut yang merupakan hasil dari aktivitas mikroba dan perubahan kimia (Katili 1973). Kemudian dilanjutkan dengan tahap pembatubaraan (*coalification*), tahap ini melibatkan perubahan kimia dan fisika serta mengakibatkan perubahan batubara dari lignit sampai dengan antrasit. Tingkat kematangan batubara ini berhubungan dengan temperatur dan lamanya pemanasan yang kemudian dengan semakin bertambahnya temperatur dan seiring dengan bertambahnya waktu maka akan menyebabkan bertambahnya tekanan. Gas dalam batubara dapat terbentuk secara *biogenik* maupun *thermogenik*.

Sebagian besar CBM adalah gas yang terbentuk ketika terjadi perubahan kimia pada batubara akibat pengaruh panas, yang berlangsung di kedalaman tanah. Ini disebut dengan proses *thermogenesis*. Sedangkan untuk CBM pada lapisan *brown coal (lignit)* yang terdapat di kedalaman kurang dari 200 m, gas metana terbentuk oleh aktivitas mikroorganisme yang berada di lingkungan anaerob. Ini disebut dengan proses *biogenesis*. Baik yang terbentuk secara *thermogenesis* maupun *biogenesis*, gas yang terperangkap dalam lapisan batubara disebut dengan CBM.

Biogenik gas terutama dalam bentuk gas *methane* CH₄ dan CO₂. Gas-gas ini merupakan hasil dari penguraian bahan organik yang disebabkan oleh mikroorganisme (Kim 1977). *Biogenik* gas dapat terjadi dalam dua tahap, yaitu tahap awal dan tahap akhir dari proses pembatubaraan.

Tahap awal pembentukan gas biogenik, Pada tahap ini gas terbentuk akibat adanya aktivitas organisme pada awal proses pembatubaraan, dari terbentuknya *lignit* sampai dengan *subbituminous* (R_o < 0,5 %). Pembentukan gas ini diikuti dengan proses pengendapan yang sangat cepat, karena jika tidak ada pengendapan yang cepat maka gas yang terbentuk tidak akan tersimpan dalam batubara dan gas tersebut akan menguap ke atmosfer.

Tahap akhir pembentukan gas biogenik, Pada tahap ini gas terbentuk karena adanya aktivitas mikroorganisme pada saat setelah lapisan batubaranya sendiri terbentuk. Lapisan batubara yang terbentuk itu umumnya merupakan *aquifer*, aktivitas mikroorganisme dalam *aquifer* tersebut dapat menghasilkan gas *methane* (Levine 1993). Proses ini dapat terjadi pada batubara dari semua *rank* batubara.

Kelimpahan kandungan gas dalam batubara juga dipengaruhi oleh komposisi *maseral* dalam batubara, yaitu komponen material organik penyusun batubara. Potensi pembentukan gas metana secara langsung akan berkaitan dengan komposisi *maseral*. Sebagai contoh berdasarkan data dari Levine (Levine 1993), batubara dengan komposisi yang hampir seluruhnya *vitrit* menghasilkan sekitar 4700 scf/ton (147 cm³/gram) dengan reflektansi *vitrit* antara 0,5%-2%. Batubara dengan komposisi 90% *vitrit* dan 10% *sporinit* akan menghasilkan 5900 scf/ton (183 cm³/g) dengan reflektansi *vitrit* yang sama. *Maseral* yang mengandung banyak hidrogen akan lebih banyak menghasilkan gas metan. Batubara yang kaya akan *inertinit* tidak akan menghasilkan metan yang banyak karena *inertinit* relatif berpotensi kecil untuk menghasilkan hidrokarbon. *Maseral inertinit* dalam hampir semua batubara tidak cocok untuk proses *hidrogenisasi* karena kandungan hidrogen yang rendah. Namun, *maseral liptinit* akan paling banyak menghasilkan gas metan. *Maseral liptinit* cocok untuk proses *hidrogenisasi* karena *liptinit* mempunyai kandungan hidrogen yang paling tinggi, disusul dengan *maseral vitrit* yang terdapat dalam batubara peringkat rendah dapat dengan mudah *terhidrogenisasi* (Lamberson and Bustin 1993).

Berdasarkan cara eksploitasinya, gas metana batubara dibagi menjadi tiga yaitu: (1). *Coalbed methane* (CBM): adalah gas metana yang dihasilkan melalui lubang bor pada lapisan batubara yang belum ditambang. (2). *Coalseam methane* (CSM): adalah gas metana yang dihasilkan dari tambang batubara aktif. (3). *Coalmine methane* (CMM): adalah gas metana yang keluar atau dihasilkan dari tambang yang telah ditinggalkan.

Kemampuan dari suatu lapisan batubara dalam menyimpan gas sangat bervariasi, yang merupakan fungsi dari: (1). Temperatur dan tekanan *reservoir*. (2). Komposisi dan sifat-sifat batubara. (3). Struktur *micro-pore* dan sifat permukaan dari batubara. (4). Sifat molekuler dari gas yang terserap/tersimpan.

Penentuan karakter batubara sebagai *reservoir* gas tergantung pada beberapa parameter yaitu: (1). Batubara sebagai penyimpan gas (Kandungan gas, *gas content*, *Sorption isotherm*, porositas). (2) Batubara dalam mengalirkan gas (difusitas, permeabilitas) (Flores 2014). Sedangkan porositas batubara itu sendiri dibagi 2 jenis, yaitu: (1). Pori mikro (*micropores*) yaitu matrik batubara dimana terdapat permukaan internal. (2). Pori makro (*macropores*) yaitu sistem rekahan/kekar (*cleats*) batubara.

Sebagian besar pori batubara (kurang lebih 85%) merupakan matrik (pori mikro) yang mempunyai permukaan internal yang luas. Dibandingkan dengan *reservoir* gas konvensional batubara dapat menyimpan gas yang lebih besar karena di samping gas bebas yang berada dalam pori, batubara juga menyerap gas dalam permukaan internal pori mikro (Jeremic 1985). Batubara yang terdiri dari *maseral-maseral* berfungsi sebagai *source* dan sekaligus *reservoir*. Metana

terperangkap dalam batubara secara *adsorpsi* yaitu suatu proses dimana molekul gas dikelilingi oleh arus listrik lemah dan terikat pada molekul organik solid pembentuk batubara.

Gas diserap dalam permukaan internal yang luas, walaupun volume pori sangat kecil, namun permukaan pori dalam batubara sangat luas. Untuk beberapa batubara permukaan internal dapat mencapai ratusan m² per gram-nya, sehingga dapat menyerap gas yang banyak. Banyaknya gas yang diserap adalah fungsi dari tekanan gas terhadap volume pori. Total volume gas yang diserap tergantung pada pori-pori yang belum terisi (bebas). Hubungan antara jumlah gas yang diserap dan tekanan pada suatu temperatur disebut sebagai *adsorbtion isotherm* dan ini merupakan dasar dari sifat dan karakteristik batubara sebagai penyimpan gas.

Kesimpulan

Berdasarkan hasil dan pembahasan maka dapat disimpulkan bahwa analisis gas content lapangan M memiliki kandungan gas methana sebesar 80,86 scf/ton hingga 335,23 scf/ton. Pada lapangan P memiliki kandungan gas sebesar 150,29 scf/ton hingga 534,99 scf/ton. Dengan kandungan gas dan *rank* tersebut dapat diketahui bahwa batubara pada lapangan X memiliki kualitas yang baik sehingga berpotensi sebagai reservoir *coal bed methane* dan sebagai bahan bakar yang ekonomis. Untuk penelitian selanjutnya penulis memberikan saran untuk menganalisis gas untuk tiap-tiap sumur agar dapat diketahui anomali antara *rank* dengan gas methane yang ada pada beberapa sumur.

Referensi

- Dunbar, Robert B., Richard C. Marty, and Paul A. Baker. 1990. "Cenozoic Marine Sedimentation in the Sechura and Pisco Basins, Peru." *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*.
- Flores, Romeo M. 2014. "Coal Composition and Reservoir Characterization." in *Coal and Coalbed Gas*.
- Jeremic, M. L. 1985. "Strata Mechanics in Coal Mining." *Strata Mechanics in Coal Mining*.
- Katili, John A. 1973. "Geochronology of West Indonesia and Its Implication on Plate Tectonics." *Tectonophysics*.
- Kim, Ann G. 1977. "Estimating Methane Content Of Bituminous Coalbeds From Adsorption Data." *US Bur Mines Rep Invest*.
- Lamberson, M. N., and R. M. Bustin. 1993. "Coalbed Methane Characteristics of Gates Formation Coals, Northeastern British Columbia: Effect of Maceral Composition." *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*.
- Levine, J. R. 1993. "Coalification: The Evolution of Coal as Source Rock and Reservoir Rock for Oil and Gas." *Hydrocarbons from Coal*.
- Teichmüller, M. 1990. "The Genesis of Coal from the Viewpoint of Coal Geology." *International Journal of Coal Geology*.