

Perhitungan *Gas Content* berdasarkan formula Kim pada *seam* batubara formasi Muara Enim

Reinaldi Juniarto^{1*}, Ade Indra Gurada Capah¹, Nazwa Khoiratun Hisan¹

¹ Teknik Geologi, UPN Veteran Yogyakarta.

*E-mail: Reinaldijuniarto14@gmail.com

Abstrak

Abstrak Indonesia merupakan negara yang memiliki sumberdaya batubara yang besar, salah satunya berada di formasi Muara Enim, Sumatra selatan. Pemanfaatan batubara biasanya digunakan untuk menghasilkan listrik melalui kalor hasil dari pembakaran batubara peringkat tinggi. Batubara tingkat rendah dapat menghasilkan gas metana yang disebut dengan *Coal Bed Methane* (CBM). CBM merupakan *Gas Methane* yang terdapat dan terbentuk pada Batubara selama terjadi aktivitas mikrobial (biogenic) atau panas (thermogenic) dalam proses pembentukan Batubara. Guna mendapatkan kandungan gas yang besar, maka *seam* batubara haruslah memiliki kedalaman yang besar juga. Semakin dalam maka semakin besar kandungan CBM. Salah satu hal yang berperan besar dalam cbm adalah nilai *gas content* (GC) dan *gas in place* (GIP). Guna mendapatkan nilai *gas content* di perlukan perhitungan metode kim dengan menggunakan data proksimat batubara. Kemudian dilakukan perhitungan rumus Mavor & Nelson untuk mendapatkan *Gas in place* di lokasi penelitian. Berdasarkan perhitungan formula kim dan rumus Mavor & Nelson *gas content* sebesar 47-122,2 scf/ton dan *gas in place* sebesar 1628752 hingga 5987457 m³. berdasarkan penilaian *gas content* lokasi penelitian berpotensi sebagai pengembangan *Coal Bed Methane*.

Kata kunci: *Coal Bed Methane*, *Gas content*, *Gas in place*, Batubara, Muara Enim

1. Pendahuluan

1.1. Latar Belakang

Indonesia merupakan negara yang memiliki sumberdaya batubara yang besar, salah satunya berada di formasi Muara Enim, Sumatra selatan. Batubara yang berada di Sumatera selatan terdapat pada formasi Muara Enim.

Pemanfaatan batubara biasanya digunakan untuk menghasilkan listrik melalui kalor hasil dari pembakaran batubara peringkat tinggi. Untuk PLTU diperlukan spesifikasi batubara dengan rata-rata adalah HHV 5242 kcl/kg (Dessy dkk 2016). Hal tersebut mengakibatkan makin menipisnya batubara peringkat tinggi dan menyisakan batubara peringkat rendah (Galuh dkk, 2015). Batubara tingkat rendah dapat menghasilkan gas metana yang disebut dengan *Coal Bed Methane* (CBM). CBM merupakan gas Methane yang terdapat dan terbentuk pada Batubara selama terjadi aktivitas mikrobial (biogenic) atau panas (thermogenic) dalam proses pembentukan Batubara (Denny dkk, 2017).

Pemanfaatan gas metana batubara tersebut dapat meningkatkan nilai ekonomis dari batubara peringkat rendah, dan sebagai

solusi efektif dalam pemenuhan kebutuhan energi.

Potensi CBM dapat dilihat dari nilai *Gas content* dan *gas in place* *seam* pembawa batubara, semakin besar nilainya maka makin berpotensi *seam* tersebut.

Guna mendapatkan besar kandungan CBM, maka diperlukan perhitungan nilai *gas content* dan *gas in place* pada setiap *seam* batubara dengan menggunakan data proksimat. Perhitungan *gas content* dilakukan dengan menggunakan Metode Kim (Sobarin dkk, 2013), sedangkan *gas in place* dengan rumus Mavor & Nelson. Kandungan CBM setiap *seam* batubara dipastikan berbeda karena adanya parameter yang mempengaruhi seperti faktor kedalaman. Semakin besar kedalaman maka semakin besar nilai *gas content*-nya (Arbi dkk, 2018). Berdasarkan perhitungan nilai *gas content* lokasi penelitian memiliki potensi pengembangan CBM yang bagus.

1.2. Daerah Penelitian

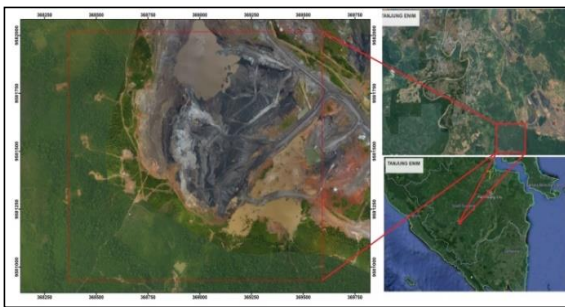
Daerah penelitian secara administratif berada di daerah Tanjung Enim, Kecamatan Lawang Kidul, Kabupaten Muara Enim, Provinsi Sumatera Selatan tepatnya berada di area PIT Banko Barat yang merupakan konsesi dari PT. Bukit Asam Tbk. Secara geografis penelitian terletak pada koordinat (UTM-WGS84 zona

48S) X1; Y1 = 368365; 9582016, X2; Y2 = 369593; 9582016, X3; Y3 = 369593; 9580943, X4; Y4 = 368365; 9580943.

2. Geologi Daerah Penelitian

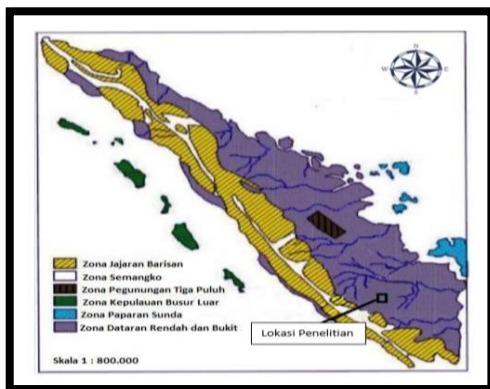
2.1. Geomorfologi

Lokasi penelitian berada di cekungan Sumatra selatan. Menurut Blake (1989) cekungan sumatra selatan merupakan cekungan busur belakang berumur Tersier yang terbentuk sebagai akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda (sebagai bagian dari lempeng kontinen Asia) dan lempeng Samudera India. Berdasarkan hal tersebut daerah penelitian secara geomorfologi terletak pada fisiografi Zona Dataran Rendah dan Bukit pada Sumatra Selatan, serta termasuk dalam



Cekungan Sumatra Selatan yang merupakan cekungan busur belakang (Back Arc Basin) berumur Tersier.

Gambar 1. lokasi penelitian.

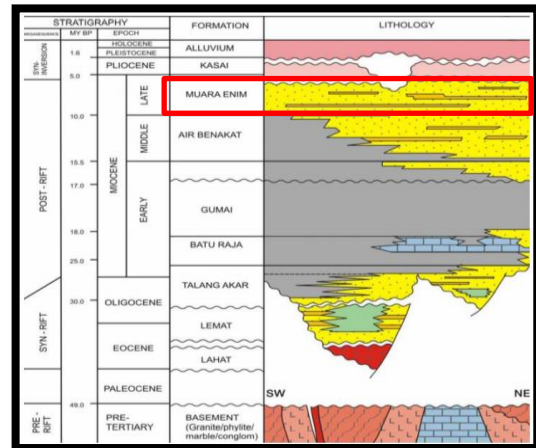


Gambar 2. Fisiografi Sumatra (Sumber: Van Bemmelen, 1949).

2.2. Stratigrafi

Secara stratigrafi, batuan tertua yang ditemukan berumur Pra-Tersier, yang terdiri atas batuan malihan dan batuan beku berumur Mesozoikum, diinterpretasikan sebagai batuan dasar (basement) dari cekungan Tersier yang ada. Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan secara umum dapat dikenal satu megacycle (daur besar) yang terdiri dari suatu transgresi dan diikuti regresi. Formasi yang terbentuk selama fase

transgresi dikelompokkan menjadi Kelompok Telisa (Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai). Kelompok Palembang diendapkan selama fase regresi (Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai), sedangkan Formasi Lemat dan older Lemat diendapkan sebelum fase transgresi utama.

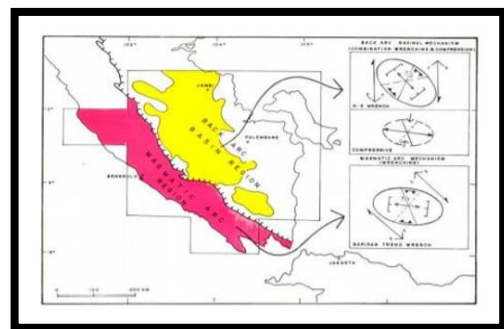


Gambar 3. Stratigrafi regional Sumatra Selatan (Sumber: Ginger and Fielding, 2005).

2.3. Struktur Geologi

Menurut beberapa ahli pola struktur geologi cekungan sumatra selatan umumnya terdapat dua faktor utama, yaitu :

- Batuan dasar pra-Tersier yang membentuk half graben, horst dan blok sesar (De Coster, 1974; Pulunggono A., dkk, 1992) (**Gambar 4**).
- Pola struktur berarah Baratlaut-Tenggara dan struktur depresi di Timurlaut yang keduanya terbentuk sebagai akibat dari orogen Plio-Plistosen (De Coster, 1974; Sardjito., dkk, 1991).



Gambar 4. Ilustrasi struktur geologi di cekungan Sumatra Selatan (Pulunggono A., Haryo, A., & Kosuma, C.G, 1992).

3. Metodologi

3.1. Analisis Gas Content

Dalam penelitian ini menggunakan pendekatan data analisis proksimat (lampiran 1) sebagai dasar perhitungan untuk memprediksi kandungan gas, berdasarkan rumus Kim (1977)

Perhitungan menggunakan *software Microsoft Excel 2010* dengan memasukan parameter perhitungan yang dibutuhkan sesuai dengan formula kim. Persamaan Kim ini mengacu pada kondisi lapangan yang umumnya berada di Amerika, seperti Cekungan San Juan, Down River dan sebagainya. Jadi persamaan tersebut masih bersifat empiris, untuk itu penulis menggunakan persamaan Sobarin dkk (2013) yang memodifikasi rumus Kim dengan validasi yang cocok pada kondisi lapangan Sumatra Selatan, yaitu :

$$V = \frac{(100 - \% \text{ moisture} - \% \text{ ash}) (0.30)}{100} \cdot [k_o (0.096 \cdot h)^{0.0} - 0.14 \frac{(4.97h + 22)}{100}] \cdot 1.7$$

dengan :

V : volume gas metana dalam batubara (cm³/g)

ko : 0,79 . (Fixed Carbon / Volatile Matter) + 5.62

(cm³/g/atm)

no : (0.39 - 0.013) . ko

h : kedalaman seam

Setelah memperoleh nilai gas content, selanjutnya memasukan pada klasifikasi potensi coal bed methane oleh Sosrowidjojo, (2010).

3.2. Analisis Gas In Place.

Setelah mendapatkan nilai kandungan gas dari setiap seam di daerah penelitian, maka dapat dihitung nilai *Gas in place*. Perhitungan menggunakan *software Microsoft Excel 2010* dengan memasukan parameter perhitungan yang dibutuhkan sesuai dengan rumus Mavor dan Nelson (1977), yaitu :

$$G = A \cdot p \cdot H \cdot G_c$$

G : Gas in place (m³)

A : Luas Area (m²)

p : densitas batubara (gr/cc)

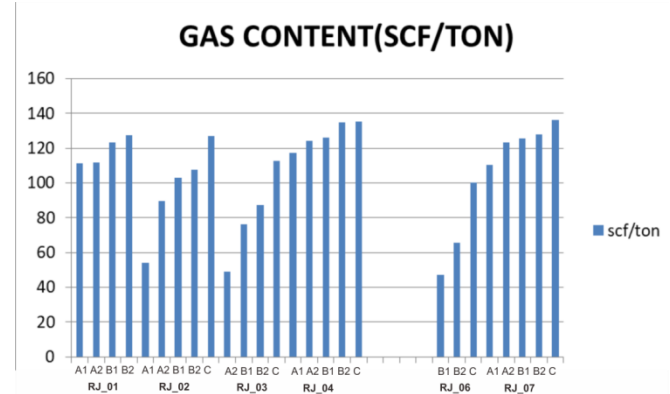
H : ketebalan seam batubara (m)

Gas content : Gas content(m³/ton)

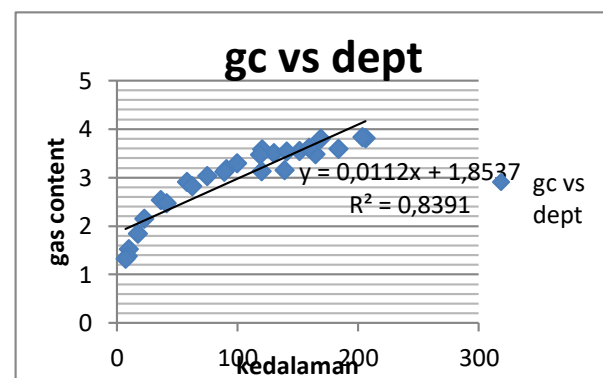
4. Hasil dan Pembahasan

4.1. Perhitungan Nilai Gas Content

Berdasarkan perhitungan rumus Kim (1973) yang telah dimodifikasi Sobarin et al (2013) agar sesuai dengan lokasi pengamatan didapatkan.



Gambar 5 Hasil Perhitungan Gas in place

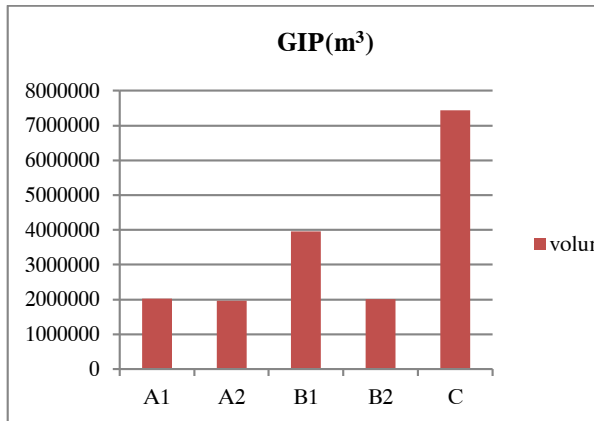


Gambar 6 Hubungan gas content dan kedalaman

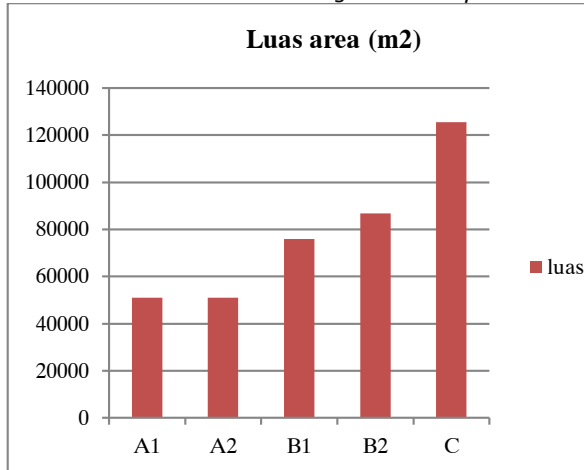
Nilai gas content pada lokasi telitian sebesar 47 hingga 122,2 scf/ton (lampiran 2). Hasil dari perhitungan menunjukkan adanya trend kenaikan nilai gas content selama peningkatan kedalaman seam. Nilai rerata gas content terbesar didapatkan pada seam C. Hal tersebut terjadi karena seam C memiliki nilai kedalaman terbesar. Kedalaman selaras dengan faktor penambahan tekanan dan suhu yang menyebabkan semakin besar kapasitas serapan gasnya.

4.2. Perhitungan Nilai Gas In Place

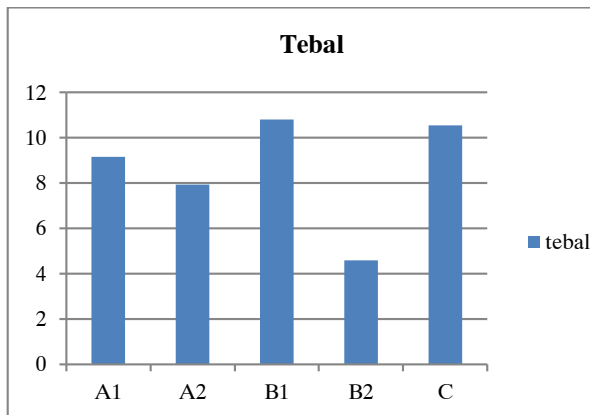
Setelah mendapatkan nilai kandungan gas dari setiap seam di daerah penelitian, maka dapat dihitung nilai *Gas in place*, yang pada penelitian ini mengacu pada rumus Mavor dan Nelson (1977), yaitu :



Gambar 7 Hasil Perhitungan Gas in place



Gambar 8 Luas Area Seam



Gambar 9 Tebal Seam Batubara

POTENTIAL OF CBM (SOSROWIDJOJO, 2010)

Gas Content (ft³/ton)	Potential of CBM
>100	good
100 – 10	moderate
< 10	fair

Gambar 10 Potensi dari CBM

Berdasarkan Sosrowidjojo, (2010) potensi kandungan *Gas content* telitian termasuk moderate-good dengan kandungan sebesar 47-122,2 scf/ton (gambar 10).

Dengan diperolehnya nilai *gas content* maka akan diperoleh nilai *Gas in place* (gambar 7). Nilai dari *gas in place* ditentukan oleh tebal lapisan batubara dan juga luas area telitian. Berdasarkan daerah telitian, seam C memiliki luasan aera terluas, hal ini dikarenakan seam C menyelimuti hamper seluruh wilayah telitian, sedangkan seam Aa yang posisinya berada di dekat permukaan memiliki luasan yang sedikit. Untuk ketebalan seam, ketebalan bervariasi mulai dari 4 hingga 11 meter. Ketebalan tersebut tergolong besar dengan nilai terbesar pada seam B1. Besar kecilnya ketebalan ini berkaitan dengan proses pengendapan deposit yang berlangsung pada formasi Muara Enim. Formasi Muara Enim terjadi ketika regresi dan lokasi pengendapan cekungan sumatera selatan yang merupakan backarc basin sehingga mendapatkan suplai sedimen yang besar dari tinggian yang berada di barat daya lokasi penelitian. Luasan wilayah seam C dan *Gas content* menentukan besar *gas in place*-nya meskipun dari segi ketebalan batubara masih lebih rendah dari seam B1 (lampiran 3).

5. Kesimpulan

Dari analisa perhitungan *gas in place* menggunakan rumus kim modifikasi didapatkan nilai sebesar 47 hingga 122,2 scf/ton, dimana semakin besar nilai kedalaman maka semakin besar nilai *gas content*. Berdasarkan nilai *gas content* tersebut maka lokasi penelitian berpotensi sebagai pengembangan CBM. Sedangkan untuk nilai *gas in place* terbesar pada seam C sebesar 5987457 m³, nilai tersebut berkaitan dengan luasan area dan tebal dari seam C.

Daftar pustaka

- Arbi, Hafsanjani. 2018. Optimalization data cleat, proximate and well log for preliminary study of coal bed methane, PIT "Arnika", West Banko, Tanjung Enim. Thesis of Faculty of Geological Engineering, Unpad.
- Bishop, M. G. (2001). South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar – Cenozoic Total Petroleum System. Colorado: USGS
- De Coster. (1974). The Geology of the Central and South Sumatera Basin. Proceeding Indonesia Petroleum

- Association – 3rd Annual Convention.
p.77-105.
- Djohor, S Denny. Pramudito, Harry. (2017).
Karakteristik Batubara Formasi
Warukin Dalam Pembentukan Cbm Di
Wilayah Kabupaten Tanah Bumbu,
Provinsi Kalimantan Selatan. Jurnal
Penelitian dan Karya Ilmiah Lemlit,
Vol. 2, No. 1, Januari 2017:14-26
- Mavor, Matt & Nelson, Charles R. 1997.
Coalbed reservoir gas-in-place
analysis. Chicago : Gas Research
Institute.
- Naufal, Dima. Kamal, Dianta. Sukandi,
Agus. Adhi, Pribadi. Analisis
Pengaruh Kualitas Batu Bara
Terhadap Performa Pembangkit
Listrik Tenaga Uap. Seminar Nasional
Teknik Mesin Politeknik Negeri
Jakarta. Pp 520-529, 2085-2762
- Nugrainy, Galuh S. Sudarno. Cahyadi. Upaya
Penurunan Emisi So₂ Dari Bahan
Bakar Batubara Kualitas Rendah
(Tipe: Subbituminous) Dengan
Campuran Batu Kapur (Limestone)
Pada Proses Pembakaran. Program
Studi Teknik Lingkungan Fakultas
Teknik Universitas Diponegoro.
- Sobarin, O.,¹ Yunitha, R.I.P ., Sukiyah, E.,
dan Sunardi, E . 2013. Prediksi
Kandungan Gas Metana Batubara
Berdasarkan Formula “Kim” Dengan
Studi Kasus Di Indonesia Bagian
Barat. Bionatura-Jurnal Ilmu-ilmu
Hayati dan Fisik Vol 15, No.2, pp
139-144, Juli 2013
- Pulunggono, A., Sulaksono, A.H., Kosuma,
C.G. (1992). Pre-Tertiary and
Tertiary Fault Systems As A
Framework Of The South Sumatera
Basin A Study Of Sar- Maps.
Proceedings Indonesian Petroleum
Association, Twenty First Annual
Convention.
- Reza, M. 2018. Gas In Place Prediction Of
Coal Bed Methane Exploration With
Proximate Data, Pit “Hmg”, West
Banko, South Sumatra. Faculty of
Geological Engineering, Universitas
Padjadjaran. Bandung. Bulletin of
Scientific Contribution, Vol 16, No 2,
Agustus 2018 : 135-140