



## Seminar Nasional Ilmu Teknik dan Aplikasi Industri (SINTA)

Alamat Prosiding: [sinta.eng.unila.ac.id](http://sinta.eng.unila.ac.id)



### Perhitungan *gas content* berdasarkan formula Kim pada *seam* batubara formasi Muaraenim

R Juniarto<sup>a,\*</sup>, A I G Capah<sup>b</sup>, dan N K Hisan<sup>c</sup>

<sup>a,c</sup> Jurusan Teknik Geologi, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta, Jl. SWK Ring Road Utara No. 104, Condongcatur, Yogyakarta 55283

<sup>b</sup> Jurusan Teknik Perminyakan, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta, Jl. SWK Ring Road Utara No. 104, Condongcatur, Yogyakarta 55283

#### INFORMASI ARTIKEL

#### ABSTRAK

##### Riwayat artikel:

Diterima: 30 September 2020

Direvisi: 10 November 2020

##### Kata kunci:

*Coal bed methane*

*Gas content*

*Gas in place*

Batubara

Muaraenim

Indonesia merupakan negara yang memiliki sumberdaya batubara yang besar, salah satunya berada di formasi muara enim, Sumatra selatan. Pemanfaatan batubara biasanya digunakan sebagai pembangkit listrik Negara. Guna menghasilkan listrik dibutuhkan batubara dengan peringkat yang tinggi. Dengan berkurangnya batubara peringkat tinggi, memaksa manusia untuk terus berinovasi guna memanfaatkan batubara tingkat rendah guna menghasilkan energi. 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&Netson untuk mendapatkan *gas in place* dilokasi penelitian. Berdasarkan perhitungan formula kim dan rumus Mavor&Netson gas content sebesar 47-122,2 scf/ton dan gas in place sebesar 1628752 hingga 5987457 m<sup>3</sup>. berdasarkan penilaian gas content lokasi penelitian berpotensi sebagai pengembangan *Coal Bed Methane*.

## 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. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah paparan delta-laguna dengan Ketebalan batuan bervariasi antara 200 – 800 meter. Pengendapan batu bara di formasi ini dipengaruhi saat susut laut pada peristiwa perubahan muka air laut yang terjadi pada kala Miosen (Taupitz, 1987, Pujobroto, 1996).

Pemanfaatan batubara biasanya digunakan sebagai pembangkit listrik Negara. Guna menghasilkan listrik dibutuhkan batubara dengan peringkat yang tinggi. Dengan berkurangnya batubara peringkat tinggi, memaksa manusia untuk terus berinovasi guna memanfaatkan batubara tingkat rendah guna menghasilkan energi. Batubara tingkat rendah dapat

menghasilkan gas metana yang disebut dengan *Coal Bed Methane* (CBM).

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 sedangkan *gas in place* dengan rumus mavor&netson. Kandungan CBM setiap seam batubara dipastikan berbeda karena adanya parameter yang mempengaruhi seperti faktor kedalaman. Semakin besar kedalaman maka semakin besar nilai *gas in place*-nya. Berdasarkan nilai *Gas content* lokasi penelitian memiliki potensi pengembangan CBM yang bagus.

\* Reinaldi Juniarto.

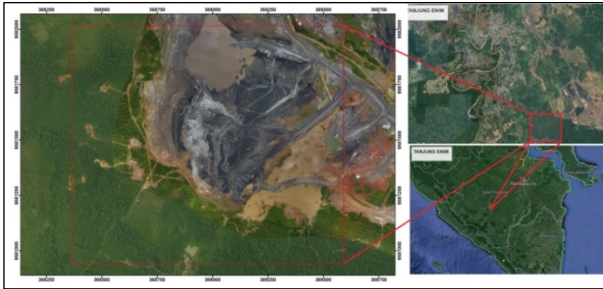
E-mail: [reinaldijuniarto14@gmail.com](mailto:reinaldijuniarto14@gmail.com).

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.

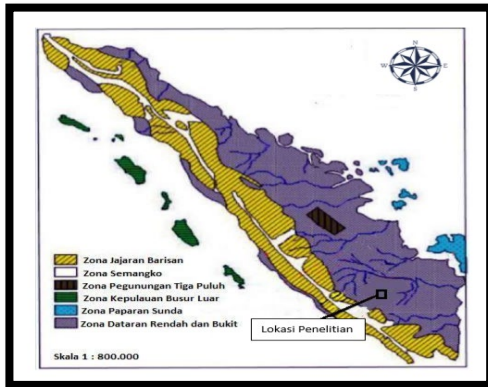
Gambar 1. Lokasi Penelitian

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.

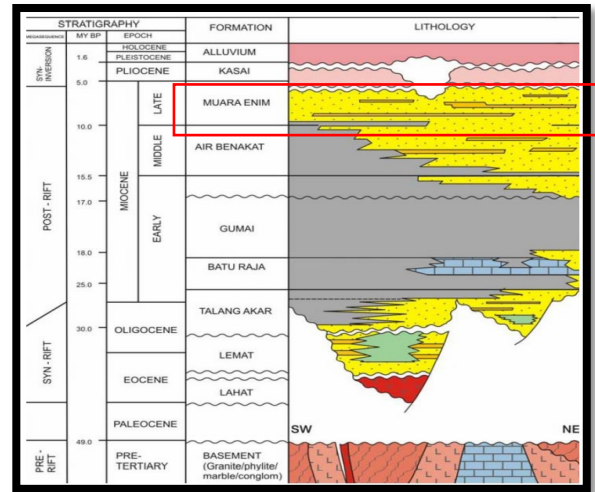


Gambar 2. Fisiografi Sumatra (Sumber: Van Bemmelen, 1949).

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

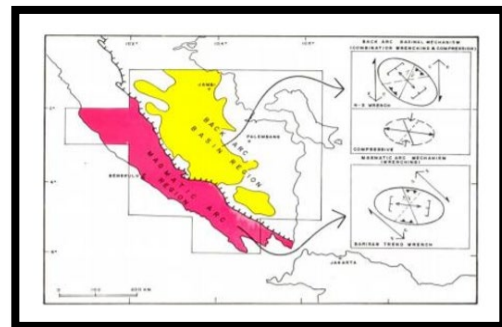


Gambar 3. Stratigrafi Regional Sumatra Selatan (Sumber: Ginger and Fielding, 2005).

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; Pulungono 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).

4. Metodologi

2.1 Analisis Gas content

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

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 :

$$V = \frac{(100 - \% \text{ moisture} - \% \text{ ash})}{100} \cdot (0,75) \cdot [ko (0,096 \cdot h)^{no} - 0,14 (1,8h + 11)] \cdot 1,7$$

dengan :

- V : volume gas metana dalam batubara (cm<sup>3</sup>/g)
- ko : 0,79 . (Fixed Carbon / Volatile Matter) + 5.62 (cm<sup>3</sup>/g/atm)
- no : (0.39 - 0.013) . ko
- h : kedalaman seam

2.2 Analisis 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 :

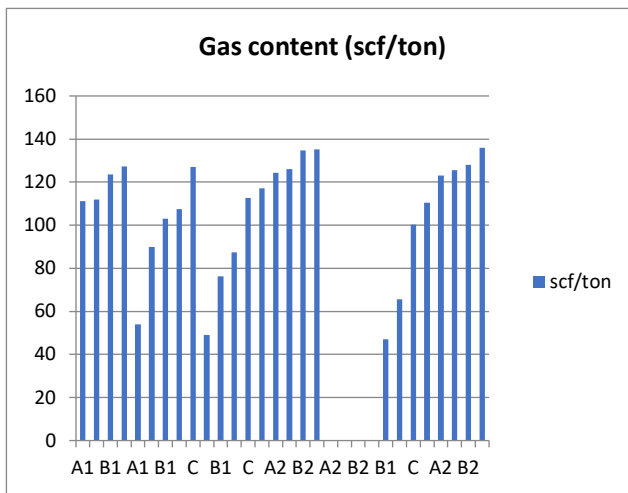
$$G = A \cdot p \cdot H \cdot Gc$$

- G : Gas in place (m<sup>3</sup>)
- A : Luas Area (m<sup>2</sup>)
- p : densitas batubara (gr/cc)
- H : ketebalan seam batubara (m)
- Gas content : Gas content(m<sup>3</sup>/ton)

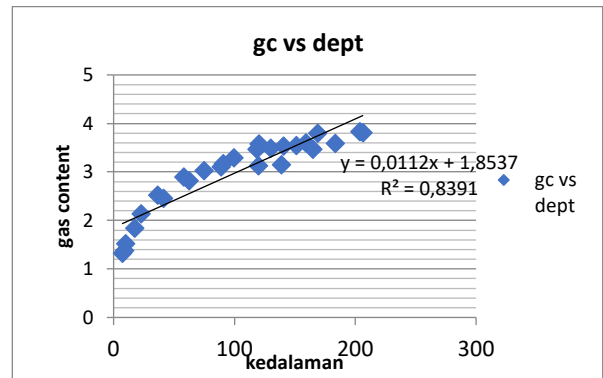
5. Hasil dan pembahasan

3.1 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

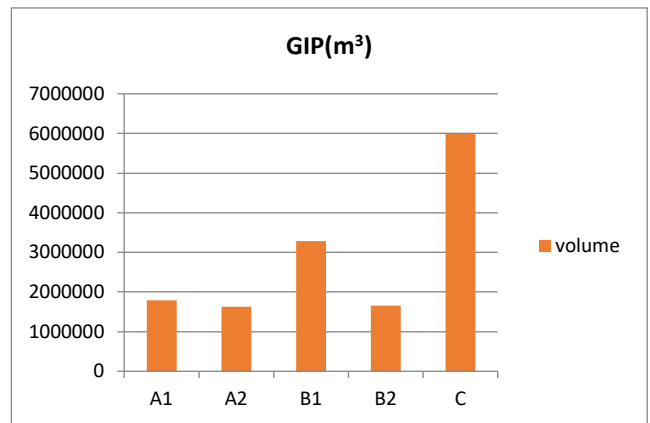


Gambar 6 Hubungan Gas Content dan Kedalaman

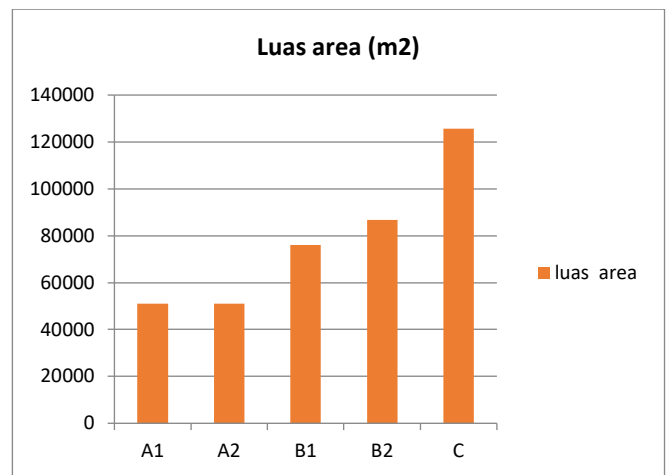
Nilai gas content pada lokasi telitian sebesar 47-122,2 scf/ton. Berdasarkan hubungan antara nilai gas content dan kedalaman didapatkan hubungan yang selaras dimana seiring dengan peningkatan kedalaman maka akan meningkat pula nilai gas content nya. Hal tersebut terjadi karena adanya faktor penambahan tekanan dan suhu yang menyebabkan semakin besar kapasitas serapan gasnya.

3.2 Perhitungan Nilai Gas in Place

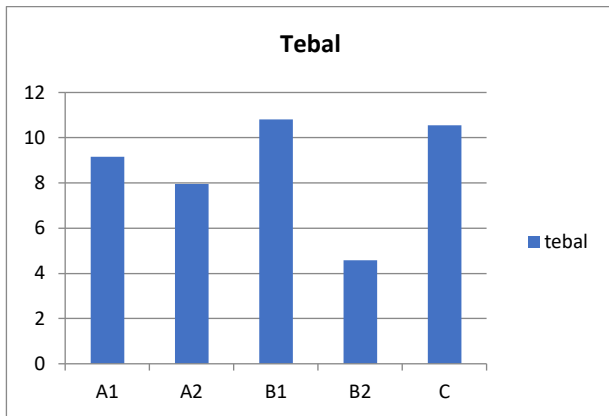
Setelah mendapatkan nilai kandungan gas dari setiap seam di daerah penelitian, maka dapat dihitung nilai Gas in place, yang pada penelitian ini mengacu pada rumus Mavor dan Nelson (1977), yaitu :



Gambar 7 Hasil Perhitungan Gas in Place



Gambar 8 Luas Area Seam



Gambar 9 Tebal Seam Batubara

POTENTIAL OF CBM (SOSROWIDJOJO, 2010)

Gas Content (ft <sup>3</sup> /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). Selain nilai *Gas content*, Nilai *Gas in place* ditentukan oleh tebal lapisan batubara dan juga luas area telitian. Dapat terlihat bawasanya luasan wilayah seam C dan *Gas content* menentukan besar *gas in placenya* meskipun dari segi ketebalan batubara masih lebih rendah dari seam B1.

### Kesimpulan

Dari analisa perhitungan *gas in place* menggunakan rumus kim modifikasi didapatkan nilai sebesar 47-122,2 scf/ton, dimana semakin besar nilai kedalaman maka semakin besar nilai *gas content*. Dengan nilai tersebut maka lokasi penelitian berpotensi sebagai pengembangan CBM dengan nilai *gas in place* terbesar pada seam C sebesar 5987457 m<sup>3</sup>.

### Daftar Pustaka

- Arbi, Hafsanjani. 2018. Optimization 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.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. 2015. *Potensi Coal Bed Methane di Indonesia*. Pusat Sumber Daya Geologi – Badan Geologi: Bandung.
- Kim, Ann. G. 1977. Estimating methane content of bituminous coalbeds from adsorption
- Mavor, Matt & Nelson, Charles R. 1997. Coalbed reservoir gas-in-place analysis. Chicago : Gas Research Institute.
- Pulungono, 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.

Yudi, Tryono. 2014. Gas Metana Batubaraenergi Baru, Peranan Pusdiklat Migas.