

ANALISIS GAS CONTENT COALBED METHANE DENGAN METODE DESORPTION TEST PADA SUMUR CBM “X” KECAMATAN TENGGARONG, KABUPATEN KUTAI KARTANEGARA, PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

Oleh :

Iqbaludin Emanirus Syam

Prodi Teknik Pertambangan UPN “Veteran” Yogyakarta

No. Hp : 085641829405, email : iqbaludinsyam@yahoo.co.id

RINGKASAN

Coalbed methane (CBM) merupakan salah satu sumber energi alternatif yang mulai dikembangkan di Indonesia. Hal tersebut didasari dengan menipisnya cadangan energi dan tuntutan penggunaan energi yang ramah lingkungan serta melimpahnya sumberdaya batubara di Indonesia yang secara otomatis potensi *CBM* pun akan melimpah. Penelitian yang dilakukan pada perusahaan CBM “X” di sumur CBM “X” Kalimantan Timur bertujuan untuk menghitung *gas content coalbed methane* dengan metode *desorption test* guna mendapatkan data hasil pengujian *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2), *residual gas* (Q3) dan *gas content total* sebagai data pendukung eksplorasi CBM.

Perhitungan *gas content* dengan metode *desorption test* mengacu pada metode *Australian Standard* (AS 3989-1999). Penelitian yang dilakukan dikhususkan pada 3 seam batubara yaitu seam A (kedalaman 332,67 – 334,12 meter), seam B (kedalaman 416,62 – 418,22 meter) dan seam C (kedalaman 463,50 – 465,08 meter), dari ketiga seam tersebut dilakukan pengujian *desorption test* menggunakan 6 canister yaitu CG.001, CG.002, CG.003, CG.004, CG.005 dan CG.006.

Hasil penelitian dan perhitungan *gas content* dengan metode *desorption test*, maka didapatkan nilai *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2), *residual gas* (Q3) dan *gas content total* pada seam A, seam B dan seam C, maka dalam satu satuan panjang (1 m) core batubara diperoleh hasil sebagai berikut :

1. Nilai *lost gas* (Q1) seam A sebesar 9,89 scf/ton, seam B sebesar 14 scf/ton, dan seam C sebesar 7,42 scf/ton.
2. Nilai *desorbed gas* (Q2) seam A sebesar 58 scf/ton, seam B sebesar 209,5 scf/ton, dan seam C sebesar 191,58 scf/ton.
3. Nilai *residual gas* seam A sebesar 39,83 scf/ton, seam B sebesar 137,375 scf/ton, dan seam C sebesar 136,95 scf/ton.
4. Nilai *gas content total coalbed* seam A sebesar 107,73 scf/ton, seam B sebesar 360,875 scf/ton, dan seam C sebesar 337,234 scf/ton.

1. PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Perusahaan CBM “X” pada saat ini sedang melakukan eksplorasi di Kecamatan Tenggarong, Provinsi Kalimantan timur. Kegiatan eksplorasi tersebut meliputi kegiatan pemboran untuk pengambilan sample core batubara sampai kedalaman kurang lebih 900 m di bawah permukaan bumi dan kegiatan pengujian jumlah gas methane yang terkandung di dalam masing – masing sample core batubara.

Sampai saat ini perusahaan CBM “X” belum pernah melakukan perhitungan *gas content coalbed methane* (CBM) dengan metode *desorption test* secara langsung di lapangan penelitian. Kegiatan mulai dari eksplorasi, pemboran dan pengujian *gas content* CBM semuanya diserahkan kepada kontraktor yang bersangkutan, perusahaan hanya menerima data yang sudah diolah oleh kontraktor, padahal prosedur pengujian *gas content* CBM sangat penting untuk diketahui oleh perusahaan terutama metode yang digunakan untuk pengujian *gas content* CBM tersebut.

Penelitian ini difokuskan untuk perhitungan *gas content* CBM dengan metode *desorption test*. Parameter perhitungan *gas content* CBM dengan metode *desorption test* meliputi *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2) dan *residual gas* (Q3).

1.2. Perumusan Masalah

Sampai saat ini perusahaan CBM “X” belum ada yang melakukan pengujian dan perhitungan *gas content* dengan metode *desorption test* yang berupa *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2), *residual gas* (Q3), dan *gas content total*, sehingga diharapkan dari penelitian ini bisa digunakan sebagai masukan bagi perusahaan untuk pengujian *desorption test* selanjutnya.

1.3. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Mengetahui Karakteristik batubara pada seam A, B dan C.
2. Menghitung dan Menganalisis nilai *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2), *residual gas* (Q3) dan *gas content total* pada seam batubara A, B, dan C.
3. Mengetahui seam batubara yang berpotensi untuk dilakukan eksploitasi pada sumur CBM "X".

1.4. Batasan Masalah

Pada penelitian ini hanya membahas masalah tentang :

1. Perusahaan CBM "X" dalam satu sumur penelitian yaitu sumur CBM "X" Kalimantan Timur.
2. Seam batubara yang diteliti yaitu :
 - a. Seam batubara A, kedalaman 332,67 m – 334,12 m
 - b. Seam batubara B, kedalaman 416,62 m – 418,22 m
 - c. Seam batubara C, kedalaman 463,50 m – 465,08 m
3. Menghitung dan menganalisis nilai *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2), *residual gas* (Q3) dan *gas content total coalbed methane* pada seam batubara A, B, dan C.
4. Penelitian ini tidak membahas tentang analisis *proximate*, *ultimate* dan *permeabilitas*

1.5. Metode Penelitian

Metode penelitian yang dilakukan diantaranya adalah :

1. Studi literatur, meliputi media Cetak, seperti: *text book* dan jurnal yang berkaitan dengan *coalbed methane*.
2. Pengumpulan data primer
 - a. Analisa laboratorium untuk mendapatkan data *initial* dan *final* pada saat *desorption test*.
 - b. Data temperatur dan tekanan pada ruang pengujian, serta suhu water *bath* pada saat *desorption test*.
3. Pengumpulan data sekunder dari perusahaan CBM "X"
 - a. Data perhitungan *lost gas* (Q1).
 - b. Data perhitungan *desorbed gas* (Q2).
 - c. Data perhitungan *residual gas* (Q3).
4. Pengolahan data
 - a. Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan Microsoft excel.
 - b. Mengeplotkan data pengujian yaitu hubungan antara waktu dengan volume gas yang dilepaskan ke dalam grafik *desorption test*.

1.6. Manfaat Penelitian

Penelitian ini dapat digunakan sebagai masukan kepada perusahaan CBM "X" dalam acara pengujian dan perhitungan *gas content* dengan metode *desorption test* guna mendukung data eksplorasi CBM.

1.7. Keluaran (Output) Penelitian :

Keluaran (output) penelitian berupa nilai *gas content* CBM dari masing – masing seam batubara yang diteliti yaitu :

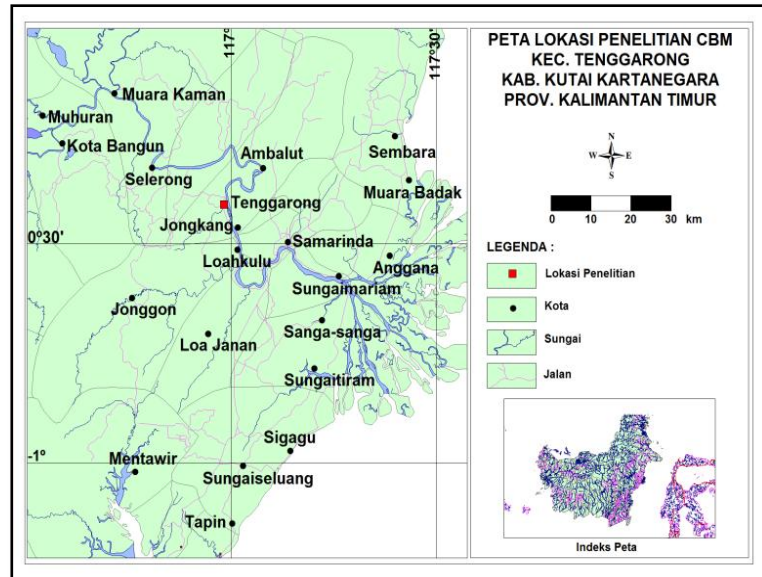
- a. Nilai *lost gas* (Q1) pada batubara seam A, seam B dan seam C pada sumur CBM "X".
- b. Nilai *desorbed gas* (Q2) pada batubara seam A, seam B dan seam C pada sumur CBM "X".
- c. Nilai *residual gas* (Q3) pada batubara seam A, seam B dan seam C pada sumur CBM "X".
- d. Nilai *gas content total* pada batubara seam A, seam B dan seam C pada sumur CBM "X"

2. TINJAUAN UMUM

Kecamatan Tenggarong memiliki luas wilayah 437 km² dan merupakan wilayah penghasil batubara di Kutai Kartanegara. Lokasi penelitian CBM secara astronomis terletak pada koordinat 116°30'51,2" BT – 116°30'59,1" BT dan 0°20'22,1" LS – 0°20'47,1" LS berada di Kecamatan Tenggarong, Kabupaten Kutai Kartanegara, Provinsi Kalimantan Timur (dapat dilihat pada gambar 2.1). Lokasi penelitian dapat ditempuh melalui jalur darat yaitu dengan kendaraan lapangan roda empat, dari Samarinda ke lokasi penelitian dapat ditempuh selama kurang lebih 2 jam dengan jarak kurang lebih 36 km.

Wilayah penelitian coalbed methane PT. CBM "X" berada di daerah Tenggarong, terdiri atas wilayah daratan dimana di daerah tersebut masih banyak terdapat hutan. Wilayah penelitian

sebagian besar bergelombang dan berbukit dengan kemiringan landai sampai curam. Daerah kemiringan datar sampai landai dengan ketinggian antara 7 – 25 meter dari permukaan laut (mdpl).



Gambar 2.1
Peta Lokasi Penelitian *Coalbed Methane*

Pada konsesi lahan penelitian PT. CBM “X” ditemukan lapisan seam batubara dengan penyebaran yang cukup baik dan memiliki dip sekitar 10° sampai dengan 20°. Pada cekungan ini ditemukan batubara yang memiliki ketebalan rata-rata 1,5 meter.

3. DASAR TEORI

3.1. Ganesa Batubara

Batubara adalah bahan bakar hidrokarbon yang merupakan gabungan atau campuran dari beberapa macam zat yang mengandung karbon, hidrogen dan oksigen dalam suatu ikatan kimia bersama-sama dengan sedikit sulfur dan nitrogen. Secara garis besar batubara terdiri atas : zat organik, air, dan bahan anorganik (mineral matter). Tahapan dan proses pembentukan batubara dapat digolongkan menjadi dua tahapan :

a. Tahap Biokimia

Ekosistem rawa berbeda dengan ekosistem sungai dan danau, demikian pula kondisi air dan tanahnya. Lingkungan rawa yang selalu basah/berair atau muka air tanah yang sangat dangkal dan tanpa sirkulasi air yang baik, menghasilkan lingkungan yang cocok untuk bakteri anaerob berkembang biak. Adanya bakteri anaerob ini mempengaruhi proses penguraian tumbuhan rawa yang telah mati. Tumbuhan rawa yang telah mati diuraikan oleh bakteri anaerob menjadi *gel* atau *jelly*.

Tahap selanjutnya, *gel* atau *jelly* semakin lama semakin tebal, membentuk sedimen, mampat dan memadat. Pemadatan biasanya diikuti dengan penurunan kandungan air, hingga akhirnya membentuk endapan/sedimen yang kaya bahan-bahan organik (humin) yang dikenal sebagai gambut (*peat*).

b. Tahap Geokimia

Proses pembentukan gambut berhenti, Karena adanya penurunan cekungan atau dasar rawa tempat terdapatnya lapisan gambut yang berlangsung secara cepat, maka akan terjadi akumulasi sedimentasi rawa diatas lapisan gambut seperti sedimentasi batu lempung, sedimentasi batu lanau dan sedimentasi batu pasir. Dalam perjalanan waktu yang sangat lama yaitu puluhan juta tahun yang lalu, gambut ini akan mengalami perubahan sifat fisik dan kimia akibat pengaruh tekanan (P) dan temperatur (T), sehingga berubah menjadi batubara. Pada proses pematubaraan, gambut berubah menjadi batubara lignit, bituminous sampai dengan batubara antrasit. Proses perubahan tersebut dikenal dengan istilah pematubaraan (*coalification*).

3.2. *Coalbed Methane (CBM)*

Coalbed Methane (CBM) adalah gas metana yang terbentuk bersamaan dengan pembentukan batubara. *Coalbed methane* tidak termasuk gas konvensional, karena *coalbed methane* terbentuk bersamaan dengan terbentuknya batubara, sedangkan gas konvensional merupakan gas yang terbentuk bersamaan dengan terbentuknya minyak bumi. Di dalam suhu pembakaran *coalbed methane* sama seperti gas konvensional yaitu memiliki suhu 1000 *Btu/ft³* (*british thermal unit per cubic feet*).

3.3. *Pembentukan Coalbed Methane (CBM)*

Selama proses pembentukan batubara, sejumlah besar gas yang dihasilkan dan diikuti dengan berkurangnya air. Pada proses pematubaraan, gambut berubah menjadi batubara lignit, bituminous sampai dengan batubara antrasit. Proses perubahan tersebut dikenal dengan istilah pematubaraan (*coalification*). Peringkat atau tingkat kematangan batubara ini berhubungan langsung dengan temperatur, tekanan, *gradien geothermal* dan waktu geologi.

Menurut cara terbentuknya, gas yang terdapat dalam batubara dibagi menjadi tiga yaitu :

1. *Biogenic gas*, terbentuk ketika material organik mengalami *dekomposisi* oleh *mikroorganisme*, menghasilkan gas *methane* dan CO_2 . Gas ini terbentuk pada tahap awal pada proses pematubaraan
2. *Thermogenic gas*, biasanya terbentuk pada saat batubara mencapai kualitas *subbituminous* atau lebih. Proses *coalification* akan memproduksi batubara yang kaya akan karbon dengan menghasilkan kandungan utama *volatile matter* seperti *methane* dan CO_2 .
3. *Biogenic gas secondary*, yaitu gas yang terbentuk secara anomali dalam runtunan pembentukan *coalbed methane* dalam batubara. Salah satu contohnya terjadi pada batubara peringkat rendah yang tersingkap di permukaan tanah. Dengan proses sebagai berikut :
 - a. Air hujan masuk melalui *cleat* pada batubara dan mengisi rongga-rongga pada batubara.
 - b. Munculnya oksigen dalam air tanah yang masuk ke dalam rongga pada *cleat*, akan mendukung bakteri aerob melakukan metabolisme, dengan mengonsumsi oksigen, nitrogen, oksida, dan sulfida dalam air tanah.
 - c. Seiring berjalannya waktu maka oksigen dalam air tanah akan habis sehingga memungkinkan munculnya bakteri anaerob pada batubara.
 - d. Munculnya bakteri anaerob tersebut merupakan awal mula terjadinya proses pembentukan *coalbed methane* dalam batubara.

3.4. *Reservoir Coalbed Methane (CBM)*

Reservoir coalbed methane terdapat di dalam pori – pori batubara dan terikat di dalam matriks batubara. Penyebaran atau distribusi batubara yang sangat luas disuatu cekungan akan sangat berpengaruh terhadap besarnya sumber daya *coalbed methane*. Penyebaran *vertikal* dan *lateral* batubara sangat dipengaruhi oleh kondisi tektonik, struktur geologi, dan susunan sedimentasinya. Hal ini disebabkan karena perkembangan/pertumbuhan batubara dikontrol oleh keseimbangan antara penurunan cekungan sedimen dan pertumbuhan tumbuh – tumbuhan pada saat batubara terbentuk. Kandungan *coalbed methane* dalam batubara dapat berubah apabila kondisi batuan *resevoir* terganggu. Kandungan *coalbed methane* di dalam batubara dapat bertambah, baik secara lokal maupun regional oleh pembentukan *biogenic gas secondary* atau oleh aliran gas dari tempat lain yang terserap oleh lapisan batubara ditempat itu.

Cleat dalam batubara terdapat dalam dua tipe, dikenal dengan nama “*butt cleat*” dan “*face cleat*” keduanya terbentuk hampir tegak lurus satu sama lainnya. *Face cleat* biasanya menerus sehingga mengakibatkan aliran untuk *permeabilitas* batuan yang tinggi sedangkan *butt cleats* tidak menerus dan biasanya berakhir pada *face cleats*.

3.5. *Keterdapatan Coalbed Methane (CBM) dalam Batubara*

Berdasarkan sifat fisik dari batubara dan tempat terjebaknya gas *methane*, maka *coalbed methane* terperangkap dalam tiga kondisi yaitu:

- a. Sebagai gas bebas (*free gas*), keberadaannya di dalam *cleat* batubara yang berhubungan dengan *void* (rongga).
- b. Sebagai gas yang terserap (*absorbed gas*), keberadaannya di dalam *cleat* batubara yang berhubungan dengan pori – pori batubara.
- c. Sebagai gas yang larut (*dissolved gas*) dalam air yang terdapat dalam lapisan batubara.

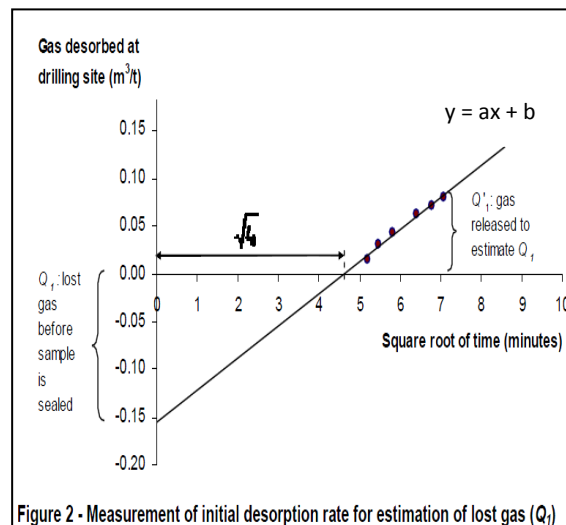
3.6. Pengaruh Peringkat dengan Kandungan Coalbed Methane (CBM)

Berbagai tipe batubara memiliki tingkat penyerapan gas yang berbeda, sehingga peringkat batubara berperan penting dalam menentukan jumlah kandungan gas dalam suatu lapisan. Kapasitas penyerapan batubara (*absorbtion capacity*) terhadap gas didefinisikan sebagai volume gas yang bisa terserap per unit massa batubara yang biasanya disebutkan dalam satuan SCF (*Standart Cubic Feat*), yaitu volume pada kondisi tekanan dan *temperature standart*. Kapasitas penyerapan batubara meningkat seiring dengan meningkatnya peringkat mulai dari lignit hingga batubara *bituminous*, kemudian mengalami penurunan pada batubara *bituminous* peringkat tinggi hingga *antrasit*. Penurunan kapasitas penyerapan ini disebabkan karena adanya kenaikan tekanan dan temperatur pada batubara peringkat tinggi. Tingkat kematangan batubara akan mengontrol volume gas *methane* yang dihasilkan dan disimpan. Oleh karena itu peringkat atau kematangan batubara sangat menentukan potensi batubara tersebut dalam menghasilkan gas.

3.7. Metode Standar Pengukuran Gas content CBM

Gas content didefinisikan sebagai volume standar gas per satuan berat batubara dan biasanya dinyatakan dalam satuan *scf/ton*. Volume gas terukur, Q_m (*measured gas content*) didapatkan dari tiga komponen nilai volume gas, yaitu :

- Volume gas yang hilang selama proses pemboran (Q_1), adalah gas yang terlepas diukur setelah *core* dikeluarkan dari lubang sumur dan dimasukkan ke dalam canister. Hubungan antara waktu dan volume gas terbebas merupakan kurva desorption yang kemudian di ekstrapolasi dan nilai Q_1 dapat diestimasi (gambar 3.2).
- Gas yang terbebas dari *core* batubara di dalam canister, kemudian dihitung volumenya (Q_2).
- Setelah pengukuran volume gas (Q_2) selesai, maka conto yang digunakan diremuk (*crushing*) untuk diukur volume gas sisanya (Q_3). Conto diremuk hingga ukuran kurang lebih 0,03 μm .



Gambar 3.2
Penentuan Nilai Q_1

Dari grafik pada gambar 3.2, estimasi *lost gas* (Q_1) dapat diperoleh dengan cara mengplotkan hubungan antara volume gas dengan akar dari waktu dari hasil pengujian *desorbed gas* (Q_2) ke dalam grafik *desorption test*, kemudian ambil titik perpotongan antara volume gas dengan akar dari waktu selama periode 6 kali 5 menit awal pada saat pengujian *desorbed gas*, selanjutnya tarik garis linear melewati sumbu “x” menuju sumbu “y”. Nilai “y” adalah hasil estimasi nilai *lost gas* (Q_1).

3.8 Desorption Test

Metode *desorption test* adalah metode pengujian yang digunakan untuk mengetahui volume gas yang dilepaskan dari sampel batubara. Pengujian *gas content* dilakukan dengan metode *desorption test* untuk mendapatkan nilai *lost gas* (Q_1), nilai *desorbed gas* (Q_2), dan nilai *residual gas* (Q_3).

Metode *desorption test* dibedakan menjadi dua yaitu *fast desorption method* dan *slow desorption method*, *slow desorption method* yaitu metode yang digunakan untuk pengujian Q2, sedangkan *fast desorption method* yaitu metode yang digunakan untuk pengujian Q3. Metode penelitian yang digunakan mengacu pada *Australian standar* (AS3980-1999).

3.9. Persamaan Untuk Perhitungan Gas Content CBM

Gas content adalah volume standar gas per satuan berat batubara dan biasanya dinyatakan dalam satuan *scf/ton*. Perhitungan *gas content CBM* mengacu pada standar Australia (AS 3980 – 1999) di dalam buku yang berjudul “*Guide to the Determination of Gas Content of Coal – Direct Desorption Method*”, sehingga rumus yang digunakan untuk perhitungan *gas content coalbed methane* mengacu pada *Australian Standard* (AS 3980 – 1999).

3.9.1. Perhitungan Awal

$$\text{Hours} = \text{minutes}/60 \quad \dots\dots\dots(3.1)$$

$$\text{Volume gas total} = \text{final gas} - \text{initial gas} \quad \dots\dots\dots(3.2)$$

$$\text{Cumulative} = \text{total gas} + \text{total gas}' \text{ (hasil sebelumnya)} \quad \dots\dots\dots(3.3)$$

$$\text{SQRT} = \sqrt{\text{minute}} \quad \dots\dots\dots(3.4)$$

3.9.2. Persamaan Pada Kondisi NTP (*Normal Temperature and Pressure*)

Kandungan gas diukur pada kondisi *Normal Temperature and Pressure* (NTP : 20°C, 101.325 kPa atau = 1 atm).

$$ht = \frac{(V_{ct} - V_t) \times h}{V_{ct}} \quad \dots\dots\dots(3.5)$$

Keterangan :

ht = tinggi manometer pada saat pembacaan volume gas (m)

h = tinggi manometer pada saat pembacaan nol pada manometer (m)

V_{ct} = volume pada manometer (ml)

V_t = volume gas pada manometer pada setiap waktu pembacaan (ml)

$$P_t = P_a - (ht \times 9,79 \text{ kpa}) \quad \dots\dots\dots(3.6)$$

Keterangan :

P_t = koreksi barometer pada saat waktu “t”

P_a = tekanan barometer pada saat pembacaan volume gas (kpa)

Faktor koreksi = 9,79 kpa

$$V_{20 \text{ deg}, 101.3 \text{ kpa}} = \frac{(V_{\text{bomb}} + V_{\text{tube}} + V_t) \times P_t \times (T_{20 \text{ deg}} + 273.1)}{(T_t + 273.1) \times P_{101.3}} \quad \dots\dots\dots(3.7)$$

Keterangan :

V_{20 deg, 101.3 kpa} = volume gas yang didapat pada saat pengukuran *normal temperature and pressure* (ml)

V_{bomb} = volume di dalam canister (ml)

V_{tube} = volume di dalam selang (ml)

T_{20deg} = 20 °C

T_t = temperature pada waktu t (°C)

P_{101.3} (pressure) = 101.3 kpa (1 atm)

$$V_{\text{inc}} = V_{\text{tn } 20 \text{ deg}, 101.3 \text{ kpa}} - V_{\text{tn-1 } 20 \text{ deg}, 101.3 \text{ kpa}} \quad \dots\dots\dots(3.8)$$

Keterangan :

V_{inc} (20 deg, 101.3 kpa) = volume_{tn} – volume_{tn-1} (ml)

$$\text{Gas Content total} = \text{lost gas (Q1)} + \text{desorbed gas (Q2)} + \text{residual gas (Q3)} \quad \dots\dots\dots(3.9)$$

Keterangan :

Lost Gas (Q1) = didapatkan dari hasil estimasi grafik *desorbed gas*

Desorbed Gas (Q2) = didapatkan dari hasil total volume gas yang dilepaskan selama berada di dalam canister, kemudian dihitung dengan menggunakan perhitungan awal kemudian diubah dalam perhitungan untuk kondisi *normal temperature dan pressure*.

Residual Gas (Q3) = didapatkan dari volume gas yang dilepaskan dari kedua sampel yang sudah diremuk (*crushing*) kemudian volume gas tersebut dirata – rata.

4. Hasil Penelitian

4.1. Metode Pengambilan Sample (*Wireline Coring Method*)

Hasil pemboran *coring* dari ketiga *seam* batubara di atas (*seam A*, *seam B* dan *seam C*), maka didapatkan *core* batubara dengan panjang 1,45 m, 1,6 m dan 1,58 m. Untuk keperluan pengujian di

laboratorium, maka masing – masing core batubara dipotong dengan ukuran maksimal 0,8 m disesuaikan dengan ukuran canister, kemudian dimasukkan ke dalam caniter, dan langkah selanjutnya akan dilakukan pengujian. dapat dilihat pada tabel 4.1.

Tabel 4.1
Panjang dan Kondisi *Sample Core* Batubara untuk Pengujian

Seam	HGI (Hardgrove Grindability Index)	Canister	Kedalaman Pengeboran (m)	Karakteristik Batubara
A	49	CG.001	332,67 - 333,47	<i>Brownish black, dull, brittle, in part alternating with coaly clay</i>
		CG.002	333,47 - 334,12	<i>Brownish black, dull, brittle, in part alternating with coaly clay</i>
B	44	CG.003	416,62 - 417,42	<i>Black shine, compact, moderately hard, medium cleat</i>
		CG.004	417,42 - 418,22	<i>Black shine, compact, moderately hard, medium cleat</i>
C	42	CG.005	463,50 - 464,30	<i>Black shine, compact, hard, few cleat,</i>
		CG.006	464,30 - 465,08	<i>Black shine, compact, hard, few cleat</i>

4.2. Hasil Perhitungan Gas Content Dengan Metode Desorption Test

Data laboratorium sebagai data pendukung untuk perhitungan *gas content* dengan metode *desorption test* dapat dilihat pada tabel 4.2.

Tabel 4.2
Data Pendukung untuk Perhitungan *Desorption Test*

Seam	Canister Number	Vcanister (ml)	Vtube (ml)	Vct (ml)	h (m)	Weight (gr)				
						CANISTER + COAL + SPLIT	COAL + SPLIT	SPLIT	CANISTER + SPLIT	coal
A	CG 001	10613	25,4	2000	0,50	10580	1980	470	9070	1510
	CG 002	10613	25,4	2000	0,50	10563	1963	470	9070	1493
B	CG 003	10613	25,4	2000	0,50	10635	2035	470	9070	1565
	CG 004	10613	25,4	2000	0,50	10645	2045	470	9070	1575
C	CG 005	10613	25,4	2000	0,50	10650	2050	470	9070	1580
	CG 006	10613	25,4	2000	0,50	10558	1958	470	9090	1488

Keterangan tabel 4.2:

- Canister Number = nomor canister
- Vcanister (ml) = volume canister
- Vtube (ml) = volume selang yang menghubungkan canister dengan manometer
- Vct (ml) = volume manometer
- h (m) = tinggi manometer pada saat pembacaan nol pada manometer
- Weight (gr) = berat canister, berat split dan berat batubara

4.2.1. Hasil Perhitungan Gas content CG.001

Hasil perhitungan *gas content* dengan metode *desorption test* di laboratorium dibagi menjadi tiga yaitu *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2) dan *residual gas* (Q3). Nilai estimasi *lost gas* (Q1) didapatkan dengan cara ekstrapolasi data pengujian *desorbed gas* menggunakan grafik *desorption test*.

Nilai *desorbed gas* (Q2) adalah $1801 \text{ ml} = \frac{1801 \text{ ml}}{1510 \text{ gr}} = 1,193 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{1,193 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 41,755 \text{ scf/ton}$

Nilai *lost gas* (Q1) adalah $443,5 \text{ ml} = \frac{443,5 \text{ ml}}{1510 \text{ gr}} = 0,29 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{0,29 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 10,15 \text{ scf/ton}$

Nilai *residual gas* (Q3) adalah $90 \text{ ml} = \frac{90 \text{ ml}}{150 \text{ gr}} = 0,6 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{0,6 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 21 \text{ scf/ton}$

Nilai *gas content total* = $41,755 + 10,15 + 21 = 72,905 \text{ scf/ton}$

4.2.2. Hasil Perhitungan *Gas Content* CG.002

Hasil perhitungan desorption test pada CG.002 untuk uraian perhitungan *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2) dan *residual gas* (Q3) sama seperti pada perhitungan *desorption test* CG.001.

Nilai *desorbed gas* (Q2) adalah $1808 \text{ ml} = \frac{1808 \text{ ml}}{1493 \text{ gr}} = 1,21 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{1,21 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 42,35 \text{ scf/ton}$

Nilai *lost gas* (Q1) adalah $177 \text{ ml} = \frac{177 \text{ ml}}{1493 \text{ gr}} = 0,12 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{0,12 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 4,2 \text{ scf/ton}$

Nilai *residual gas* (Q3) adalah $157,5 \text{ ml} = \frac{157,5 \text{ ml}}{150 \text{ gr}} = 1,05 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{1,05 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 36,75 \text{ scf/ton}$

Nilai *gas content total* = $4,2 + 42,35 + 36,75 = 83,3 \text{ scf/ton}$

4.2.3. Hasil Perhitungan *Gas Content* CG.003

Hasil perhitungan desorption test pada CG.003 untuk uraian perhitungan *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2) dan *residual gas* (Q3) sama seperti pada perhitungan *desorption test* CG.001.

Nilai *desorbed gas* (Q2) adalah $7420 \text{ ml} = \frac{7420 \text{ ml}}{1565 \text{ gr}} = 4,74 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{4,74 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 165,9 \text{ scf/ton}$

Nilai *lost gas* (Q1) adalah $905,6 \text{ ml} = \frac{905,6 \text{ ml}}{1565 \text{ gr}} = 0,43 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{0,43 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 15,05 \text{ scf/ton}$

Nilai *residual gas* (Q3) adalah $432,5 \text{ ml} = \frac{432,5 \text{ ml}}{150 \text{ gr}} = 2,88 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{2,88 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 100,8 \text{ scf/ton}$

Nilai *gas content total* = $15,05 + 165,9 + 100,8 = 281,75 \text{ scf/ton}$

4.2.4. Hasil Perhitungan *Gas Content* CG.004

Hasil perhitungan desorption test pada CG.004 untuk uraian perhitungan *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2) dan *residual gas* (Q3) sama seperti pada perhitungan *desorption test* CG.001.

Nilai *desorbed gas* (Q2) adalah $7619 \text{ ml} = \frac{7619 \text{ ml}}{1575 \text{ gr}} = 4,837 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{4,837 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 169,3 \text{ scf/ton}$

Nilai *lost gas* (Q1) adalah $331,8 \text{ ml} = \frac{331,8 \text{ ml}}{1575 \text{ gr}} = 0,21 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{0,21 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 7,35 \text{ scf/ton}$

Nilai *residual gas* (Q3) adalah $501 \text{ ml} = \frac{501 \text{ ml}}{150 \text{ gr}} = 3,4 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{3,4 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 119 \text{ scf/ton}$

Nilai *gas content total* = $7,35 + 169,3 + 119 = 295,645 \text{ scf/ton}$

4.2.5. Hasil Perhitungan *Gas Content* CG.005

Hasil perhitungan desorption test pada CG.005 untuk uraian perhitungan *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2) dan *residual gas* (Q3) sama seperti pada perhitungan *desorption test* CG.001.

Nilai *desorbed gas* (Q2) adalah $7380 \text{ ml} = \frac{7380 \text{ ml}}{1580 \text{ gr}} = 4,67 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{4,67 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 163,4 \text{ scf/ton}$

Nilai *lost gas* (Q1) adalah $238 \text{ ml} = \frac{238 \text{ ml}}{1580 \text{ gr}} = 0,15 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{0,15 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 5,25 \text{ scf/ton}$

Nilai *residual gas* (Q3) adalah $535 \text{ ml} = \frac{535 \text{ ml}}{150 \text{ gr}} = 3,57 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{3,57 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 124,95 \text{ scf/ton}$

Nilai *gas content total* = $5,25 + 163,4 + 124,95 = 293,6 \text{ scf/ton}$

4.2.6. Hasil Perhitungan *Gas Content* CG.006

Hasil perhitungan desorption test pada CG.006 untuk uraian perhitungan *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2) dan *residual gas* (Q3) sama seperti pada perhitungan *desorption test* CG.001.

Nilai *desorbed gas* (Q2) adalah $5921 \text{ ml} = \frac{5921 \text{ ml}}{1488 \text{ gr}} = 3,98 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{3,98 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 139,3 \text{ scf/ton}$

Nilai *lost gas* (Q1) adalah $260,6 \text{ ml} = \frac{260,6 \text{ ml}}{1488 \text{ gr}} = 0,175 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{0,175 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 6,125 \text{ scf/ton}$

Nilai *residual gas* (Q3) adalah $400 \text{ ml} = \frac{400 \text{ ml}}{150 \text{ gr}} = 2,67 \frac{\text{ml}}{\text{gr}} = \frac{2,67 \times 3,5 \cdot 10^{-5}}{10^{-6}} = 93,45 \text{ scf/ton}$

Nilai *gas content total* = $6,125 + 139,3 + 93,45 = 238,875 \text{ scf/ton}$

5. Pembahasan

5.1. Lost Gas (Q1) Seam A, B dan C

Dalam satu satuan panjang (1 m) core batubara, maka *lost gas* yang diperoleh pada setiap seam adalah sebagai berikut : seam A sebesar 9,89 scf/ton, seam B sebesar 14 scf/ton, dan seam C sebesar 7,42 scf/ton. Pada gambar 5.1 grafik nilai *lost gas* (Q1), dapat dilihat dari seam A ke seam B mengalami kenaikan volume *lost gas*. Volume *lost gas* pada seam A lebih kecil dibandingkan *lost gas* seam B, karena batubara pada seam A karakteristik batubaranya mudah rapuh dan terdapat sisipan batu lempung di dalam core batubara, sedangkan batubara pada seam B karakteristik batubaranya kompak, cukup keras dan terdapat cukup banyak cleat di dalam core batubara, sehingga volume *lost gas* pada seam B lebih tinggi dibandingkan seam A.

Seam B ke seam C mengalami penurunan volume *lost gas*, karena pada seam C telah mengalami kompaksi atau pemadatan, sehingga cleat di dalam batubara pada seam C semakin berkurang dan kandungan *lost gas* pada seam C juga akan semakin berkurang.

Volume *lost gas* seam A lebih besar dari pada *lost gas* pada seam C, waktu yang dibutuhkan dalam penanganan core batubara berpengaruh terhadap hasil estimasi *lost gas*, yaitu waktu yang dibutuhkan saat corebarrel mencapai permukaan sampai core batubara masuk ke dalam canister dan ditutup rapat. Walaupun kedalaman seam A lebih dangkal dibandingkan kedalaman seam C, tetapi waktu yang dibutuhkan dalam penanganan core batubara pada seam A lebih lama dibandingkan waktu yang dibutuhkan dalam penanganan core batubara pada seam C, karena pada saat penanganan core batubara pada seam A terjadi kendala teknis pada alat bor yang digunakan, sehingga gas yang hilang (*lost gas*) pada seam A lebih besar bila dibandingkan *lost gas* pada seam C.

5.2. Desorbed Gas (Q2) Seam A, B dan C

Dalam satu satuan panjang (1 m) core batubara, maka *desorbed gas* yang diperoleh pada setiap seam adalah sebagai berikut : seam A sebesar 58 scf/ton, seam B sebesar 209,5 scf/ton, dan seam C sebesar 191,58 scf/ton. Pada gambar 5.2 grafik nilai *desorbed gas* (Q2), dapat dilihat dari seam A ke seam B mengalami kenaikan volume *desorbed gas*. Volume *desorbed gas* pada seam A lebih kecil dibandingkan *desorbed gas* seam B, karena batubara pada seam A karakteristik batubaranya mudah rapuh dan terdapat sisipan batu lempung di dalam core batubara, sedangkan batubara pada seam B karakteristik batubaranya kompak, cukup keras dan terdapat cukup banyak cleat di dalam core batubara, sehingga volume *desorbed gas* pada seam B lebih tinggi dibandingkan seam A.

Seam B ke seam C mengalami penurunan volume *desorbed gas*, karena pada seam C telah mengalami kompaksi atau pemadatan, sehingga cleat di dalam batubara pada seam C semakin berkurang dan kandungan *desorbed gas* pada seam C juga akan semakin berkurang.

5.3. Residual Gas (Q3) Seam A, B dan C

Dalam satu satuan panjang (1 m) core batubara, maka *residual gas* yang diperoleh pada setiap seam adalah sebagai berikut : seam A sebesar 39,83 scf/ton, seam B sebesar 137,375 scf/ton, dan seam C sebesar 136,95 scf/ton. Pada gambar 5.2 grafik nilai *residual gas* (Q3), dapat dilihat dari seam A ke seam B mengalami kenaikan volume *residual gas*. Volume *residual gas* pada seam A lebih kecil dibandingkan *residual gas* seam B dan seam C, karena batubara pada seam A nilai HGI nya paling besar diantara seam B dan seam C yaitu 49, sehingga batubara pada seam A mudah rapuh, maka *residual gas* di dalam batubara seam A jumlahnya lebih sedikit dibandingkan *residual gas* pada seam B dan seam C.

Seam B ke seam C mengalami penurunan volume *residual gas*. Nilai HGI seam B adalah 44, sedangkan nilai HGI seam C adalah 42, batubara pada seam C lebih keras dibandingkan batubara seam B, tetapi batubara seam C terdapat sedikit pengotor, oleh karena itu volume *residual gas* pada seam C lebih kecil dibandingkan volume *residual gas* pada seam B.

5.4. Gas Content Total Coalbed Methane Seam A, B dan C

Dalam satu satuan panjang (1 m) core batubara, maka *gas content total coalbed methane* yang diperoleh pada setiap seam adalah sebagai berikut : seam A sebesar 107,73 scf/ton, seam B sebesar 360,875 scf/ton, dan seam C sebesar 337,234 scf/ton. Pada gambar 5.2 grafik nilai *gas content total coalbed methane*, dapat dilihat dari seam A ke seam B mengalami kenaikan *gas content total coalbed methane*. *Gas content total coalbed methane* pada seam A lebih kecil dibandingkan *gas content total coalbed methane* seam B dan seam C, karena dari hasil

penjumlahan *lost gas*, *desorbed gas* dan *residual gas* pada seam B dan seam C lebih besar dibandingkan seam A, sehingga *gas content total coalbed methane* pada seam B dan seam C lebih besar dibandingkan *gas content total* pada seam A.

Seam B ke seam C mengalami penurunan *gas content total coalbed methane*, karena pada seam C hasil penjumlahan *lost gas*, *desorbed gas* dan *residual gas* lebih kecil dibandingkan pada seam B, sehingga *gas content total coalbed methane* pada seam C lebih kecil dibandingkan *gas content total* pada seam B.

6. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Kesimpulan yang diperoleh dari hasil pembahasan terhadap nilai *lost gas* (Q1), *desorbed gas* (Q2), *residual gas* (Q3) dan *gas content total* pada seam A, seam B dan seam C adalah sebagai berikut :

1. Karakteristik batubara pada seam A : mempunyai warna hitam kecoklatan, mudah rapuh dengan nilai HGI (*Hardgrove Grindability Index*) 49, di dalam core batubara terdapat sisipan batu lempung. Karakteristik batubara pada seam B : mempunyai warna hitam mengkilap, kompak, cukup keras dengan nilai HGI (*Hardgrove Grindability Index*) 44, terdapat cukup banyak cleat di dalam core batubara. Karakteristik batubara pada seam C : mempunyai warna hitam mengkilap dengan sedikit pengotor, kompak, keras dengan nilai HGI (*Hardgrove Grindability Index*) 42, terdapat sedikit cleat di dalam core batubara.
2. Nilai *lost gas* (Q1) pada seam batubara A sebesar 9,89 scf/ton, seam batubara B sebesar 14 scf/ton, dan seam C batubara sebesar 7,42 scf/ton.
3. Nilai *desorbed gas* (Q2) pada seam A sebesar 58 scf/ton, seam B sebesar 209,5 scf/ton, dan seam C sebesar 191,58 scf/ton.
4. Nilai *residual gas* (Q3) pada seam A sebesar 39,83 scf/ton, seam B sebesar 137,375 scf/ton, dan seam C sebesar 136,95 scf/ton.
5. Nilai *Gas content total* seam A sebesar 107,73 scf/ton, seam B sebesar 360,875 scf/ton, dan seam C sebesar 337,234 scf/ton, dengan nilai *gas content total* tersebut, maka kandungan *coalbed methane* yang paling banyak terdapat pada seam B dengan jumlah *gas content total* sebesar 360,875 scf/ton.
6. Banyaknya jumlah *gas content coalbed methane* tergantung pada karakteristik batubaranya, kedalamannya dan waktu yang dibutuhkan untuk penanganan *core* batubara sampai masuk ke dalam *canister* dan ditutup rapat.
7. Seam batubara A, B dan C pada sumur CBM "X" semuanya berpotensi untuk dilakukan eksploitasi, karena mempunyai nilai *gas content total* yang cukup besar, dalam satu meter panjang core batubara mampu menghasilkan *gas content total* sebanyak 20 scf/ton.

6.2. Saran

1. Sebaiknya dilakukan pengujian secara menyeluruh antara lain mengenai analisis ultimate dan proksimat, menghitung porositas dan permeabilitas, sehingga dapat digunakan untuk mendukung data eksplorasi lanjut.

DAFTAR PUSTAKA

1. Aminian K., (2007), *Coalbed Methane – Fundamental Concepts*. Petroleum & Natural Gas Engineering Department West Virginia University, Virginia
2. Australian Standard, (1999), *Guide to Determination of Gas Content AS 3980-1999*. Standard Association of Australia
3. Black Dennis, Naj Aziz, Matt Jurak and Raul Florentin.,(2009), *Gas Content Estimation Using Initial Desorption rate*. University of Wollongong
4. CBM Exploration Workshop, (2009), *Field Desorption Test for Coal Methane Content*. CSIRO Energy Technology, Jakarta
5. Flores Romeo M., (2005), *Coal methane Geology*, Retired USGS, Consulting Geologist. Colorado
6. Gas Research Institute., (1995), *A Guide to Determining Coalbed Gas Content*. Chicago, chapter 2 – 4
7. Intercomp Resource Development and Engineering,(1977), *The Feasibility of Methane production From Coalbeds Theory and Application of Coalbed Degasification*. U.S Bureau of Mine
8. Saghafi Abouna, (2008), *Gas Content of Coal : Definition, Measurement Techniques and Accuracy Issues*. CSIRO Energy Technology, Newcastle, Australia
9. Sutrisna Eddy., (2009), *Coalbed Methane (CBM)*, Institut Teknologi Bandung. Bandung
10. Sutrisna Eddy., (2009), *Coal Seams As A Natural Gas Reservoir*, Institut Teknologi Bandung. Bandung
11. Waechter Noel B, George L Hampton and James C. Shipp., (2004), *Overview of Coal and Shale Gas Measurement : Field and Laboratory Procedures*. University of Alabama, Tuscaloosa, Alabama