

**ANALISIS RECOVERY GAS PADA PROSES DEWATERING SUMUR CBM 2#  
LAPANGAN XX PT YY CBM SEKAYU, KABUPATEN MUSI BANYUASIN  
PROVINSI SUMATERA SELATAN**

**Oleh:**

**Indah Setyowati  
Gunawan Nusanto  
Hartono  
Rizky Ferdian**

**Prodi Teknik Pertambangan UPN “Veteran” Yogyakarta**

**ABSTRAK**

PT YY CBM Sekayu telah melakukan lima pengeboran sumur *eksplorasi* yang dilanjutkan dengan pengeboran eksploitasi untuk memproduksi gas *methane* batubara di Blok Sekayu. Kelima sumur tersebut yaitu sumur CBM 1#, sumur CBM 2#, sumur CBM 3#, sumur CBM 4# dan sumur CBM 5#. Dari kelima sumur tersebut hanya sumur CBM 2# yang sudah berproduksi, dengan dipasang pompa untuk kegiatan *dewatering* dan sudah menghasilkan gas.

Sumur CBM 2# memiliki kedalaman 594,36 m dan terdapat tiga lapisan batubara yaitu lapisan batubara A pada kedalaman 271,88 – 305,71 m, lapisan batubara B pada kedalaman 318,21 – 339,24 m serta lapisan batubara C pada kedalaman 521,21 – 564,79 m. Kegiatan eksploitasi CBM di sumur CBM 2# menggunakan metode *cased hole completion*, yaitu air dan gas diproduksi bersamaan dari ke tiga lapisan batubara tersebut. Dari hasil perhitungan gas *storage capacity* dengan menggunakan persamaan *Langmuir*, maka lapisan batubara A mempunyai *storage capacity* sebesar 114,72 scf/ton dan *storage capacity* pada lapisan batubara B sebesar 332,54 scf/ton. Banyaknya kandungan air dalam lapisan batubara di sumur CBM 2# yaitu 351.212.755,44 barel.

Proses *dewatering* bertujuan untuk menurunkan tekanan reservoir dengan cara melakukan pemompaan air dari dalam lapisan batubara, dengan turunnya tekanan reservoir maka gas *methane* dapat keluar dari lapisan batubara dan mengalir melalui cleat menuju sumur pengeboran. Dari data hubungan antara tekanan reservoir dengan laju produksi air dan gas pada tekanan reservoir 1000 psia produksi air sebesar 2.703,2 barel sedangkan produksi gas 398,9 scf. Seiring dengan menurunnya tekanan reservoir dari kegiatan *dewatering*, maka produksi gas menjadi lebih besar dibandingkan dengan produksi air. Hal ini terlihat pada saat tekanan reservoir menurun sampai pada tekanan 500 psia maka produksi gas meningkat menjadi 59.284 scf sedangkan produksi air sebesar 32.351,6 barel.

Untuk menghitung recovery gas pada saat produksi gas methane batubara dapat dihitung berdasarkan grafik Langmuir yang dihasilkan.

## **A.PENDAHULUAN**

### **A.1. Latar belakang**

Pada umumnya lapisan batubara memiliki kandungan air yang akan mengakibatkan timbulnya tekanan air terhadap lapisan batubara. Akibat tekanan air ini maka gas methane batubara akan tertahan dalam pori-pori lapisan batubara. Untuk memproduksi gas methane batubara harus dilakukan proses *dewatering*.

PT YY CBM Sekayu sudah melakukan eksploitasi gas methane batubara dengan melakukan pengeboran di lima sumur. Dari lima sumur ini baru dua sumur yang sudah dilakukan pemasangan pompa untuk kegiatan *dewatering* yaitu pada sumur CBM 2#

dan sumur CBM 3#. Dalam penelitian ini dilakukan pada sumur CBM 2#. Sumur CBM 2# telah berhasil memompa air dan menghasilkan sejumlah gas methane batubara. Kegiatan *dewatering* di sumur CBM 2# menggunakan pompa PCP (*Progressive Cavity Pump*) dan ESP (*Electric Submersible Pump*).

Pengeboran pada sumur CBM 2# dilakukan sampai kedalaman 594,36 m dan menembus tiga lapisan batubara, yaitu lapisan batubara A (seam A), lapisan batubara B (Seam B) dan lapisan batubara C (Seam C).

### **A.2. Perumusan masalah**

Kegiatan produksi gas methane batubara pada sumur CBM 2# sudah mencapai tahap *dewatering*, dan pada tahap ini sudah dihasilkan air dan gas, sehingga bisa dilihat terjadinya penurunan tekanan reservoir dan penurunan kandungan gas

methane, sehingga dapat di analisa besarnya recovery dari kegiatan pengeboran tersebut.

### **A.3. Tujuan penelitian.**

Adapun tujuan dari studi penelitian ini adalah :

a). Mendapatkan kapasitas gas dalam reservoir lapisan batubara A dan lapisan batubara B dari hasil pengujian *adsorption isotherm* di Laboratorium dengan menggunakan persamaan

*Langmuir*. Dan kandungan air pada lapisan batubara di sumur CBM 2#.

b). Menganalisis hubungan antara tekanan reservoir gas serta laju produksi gas.

c). Menganalisis recovery produksi gas methane batubara di sumbur CBM 2#.

#### **A.4. Batasan masalah.**

- a). Lokasi penelitian hanya dilakukan pada sumur CBM 2# pada kedalaman 271,88 m – 564,79 m.
- b). Lapisan batubara hanya pada seam batubara A ( kedalaman 271,88 – 305,71 m ) dan seam batubara B (kedalaman 318,21 – 339,24 m).

#### **A.5. Metode penelitian**

Metode penelitian yang digunakan adalah secara langsung dan tidak langsung yaitu dengan cara :

##### **a. Studi Literatur**

Dengan mengumpulkan pustaka yang ada kaitannya dengan masalah penelitian ini.

##### **b. Pengumpulan data, terdiri atas :**

###### **1). Data primer yang terdiri atas :**

- a). Data hasil pengujian adsorption isotherm lapisan batubara A dan lapisan batubara B di Laboratorium.

- c). Produksi air dan gas yang dilakukan secara bersamaan dari kedua lapisan batubara yang terdapat di dalam sumur CBM 2#, sehingga tidak dapat diketahui produksi air dan gas pada masing-masing lapisan batubara.

b). Data Laju produksi gas dan air serta perubahan tekanan reservoir gas methane batubara.

###### **2). Data sekunder terdiri atas :**

Peta topografi dan kondisi geologi daerah penelitian.

##### **c. Analisa data**

Melakukan analisa dengan membuat grafik dan perhitungan sehingga dapat di analisa recovery gas selama kegiatan produksi gas methane batubara.

## **B. TINJAUAN UMUM**

### **B.1. Lokasi dan kesampaian daerah penelitian**

Lokasi produksi gas methane batubara PT YY di daerah Sekayu, Kanupaten Musi Banyuasin, Provinsi Sumatera Selatan memiliki luas wilayah  $\pm 701,60 \text{ km}^2$ . Untuk menuju lokasi penelitian dari kota Palembang kearah barat dengan

jarak 126 km menuju Sekayu. Dapat ditempuh dengan menggunakan kendaraan roda empat dengan waktu tempuh  $\pm 3$  jam.

### **B.2. Geologi daerah penelitian**

Secara regional daerah penelitian termasuk dalam cekungan Sumatera Selatan pada *Antiklinorium* Pendopo, stratigrafi cekungan tersebut disusun oleh batuan sedimen yang terdiri atas formasi Lahat, Talang Akar,

Baturaja, Gumai, Air Benakat, Muara Enim, Kasai dan Alluvial. Batuan sedimen tersebut telah mengalami proses tektonik sehingga terangkat membentuk lipatan dan sesar.

### B.3. Iklim dan Curah hujan

Data iklim yang dikumpulkan berasal dari stasiun Klimatologi Kelas II Kenten Palembang dari tahun 2003 – 2007. Temperatur udara rata-rata adalah 27,1<sup>0</sup> C Musim hujan mencapai puncaknya pada bulan Desember dengan curah

hujan mencapai 338 – 429 mm/bulan, sedangkan musim kemarau mencapai puncaknya pada bulan Mei sampai September. Adapun data curah hujannya dapat dilihat pada Tabel B-1

Tabel B-1  
Data Temperatur, Curah hujan dan hari hujan di daerah Penelitian

Bulan	Temperatur (° C)	Curah hujan (mm)	Hari hujan (hari)
Januari	26,5	356,6	19
Februari	26,6	338,6	19
Maret	26,9	258,4	14
April	27,2	305,0	16
Mei	27,7	173,0	11
Juni	27,2	137,4	9
Juli	27,1	82,8	6
Agustus	27,4	106,4	6
September	27,4	134,2	11
Oktober	27,6	209,6	15
Nopember	26,9	253,0	16
Desember	26,7	429,2	22
Rata-rata	27,1	232,0	13,7

### B.4. Hidrogeologi daerah penelitian

Berdasarkan factor morfologi dan geologi lokasi penelitian termasuk pada Mandala air tanah perbukitan bergelombang dan dataran. Mandala Air Tanah perbukitan penyebarannya berada dibagian tengah lokasi penelitian, sedangkan pada bagian utara dan selatan berubah menjadi Mandala Air Tanah dataran.

Lithologi penyusun satuan mandala air tanah perbukitan bergelombang adalah batulempung, serpihdan batupasir tufaan, sedangkan lithology penyusun satuan mandala air tanah dataran adalah material bersifat lepas berupa endapan alluvial, sungai dan rawa yang terdiri atas pasir, lanau dan lempung.

## B.5. Sistem Akuifer

Sistem akuifer di lokasi penelitian merupakan system *akuifer* endapan sedimen, dengan sistem aliran air tanah pada *akuifer* ini adalah melalui ruang antar butir. Jenis *akuifer* di lokasi

penelitian adalah *akuifer* tertekan karena lapisan akuifer ini terletak diantara lapisan yang kedap air. (sumber : UKL dan UPL PT YY CBM Sekayu).

## C. Dasar teori.

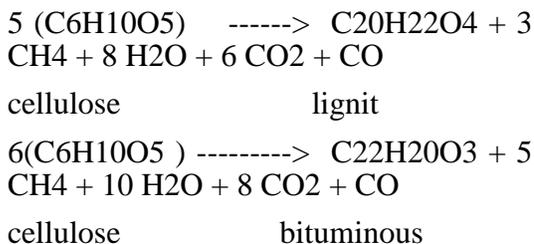
### C.1. Pengertian *coalbed methane*

Coalbed methane (CBM) atau gas methane batubara adalah gas alam dengan komposisi utama metana (CH<sub>4</sub>). Gas ini terbentuk bersamaan dengan proses terbentuknya batubara serta

terperangkap dan teradsorpsi dalam pori – pori batubara serta *cleat dalam lapisan batubara*.

### C.2. Proses terbentuknya gas methane batubara.

Gas methane batubara terbentuk bersamaan dengan proses terbentuknya batubara. Adapun reaksi kimia pembentukan batubara adalah :

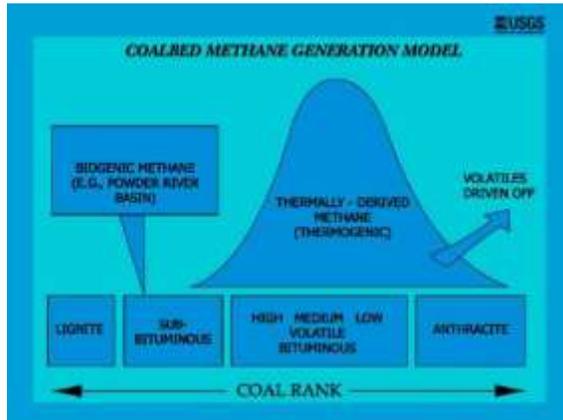


Berdasarkan proses pembentukannya maka gas methane batubara dapat dibedakan menjadi tiga yaitu :

- a. *Biogenic gas* yaitu gas methane batubara yang terbentuk pada tahap biokimia disini yang berpengaruh adanya aktivitas bakteri an *aerob* . Gas methane batubara ini biasanya terdapat pada *low rank coal*

- b. *Thermogenic gas* adalah gas methane batubara yang terbentuk pada tahap *geokimia.(coalification)* . pada tahap ini dipengaruhi factor kenaikan tekanan dan temperature dan gas methane batubara ini terdapat mulai dari peringkat *lowrank coal* sampai *high rank coal*.
- c. *Biogenic gas secondary* yaitu gas methane batubara yang terbentuk karena proses hidrologis pada batubara peringkat rendah.

Jenis-jenis gas methane batubara yang terbentuk berdasarkan tahapan pembentukannya dapat dilihat pada Gambar C-1

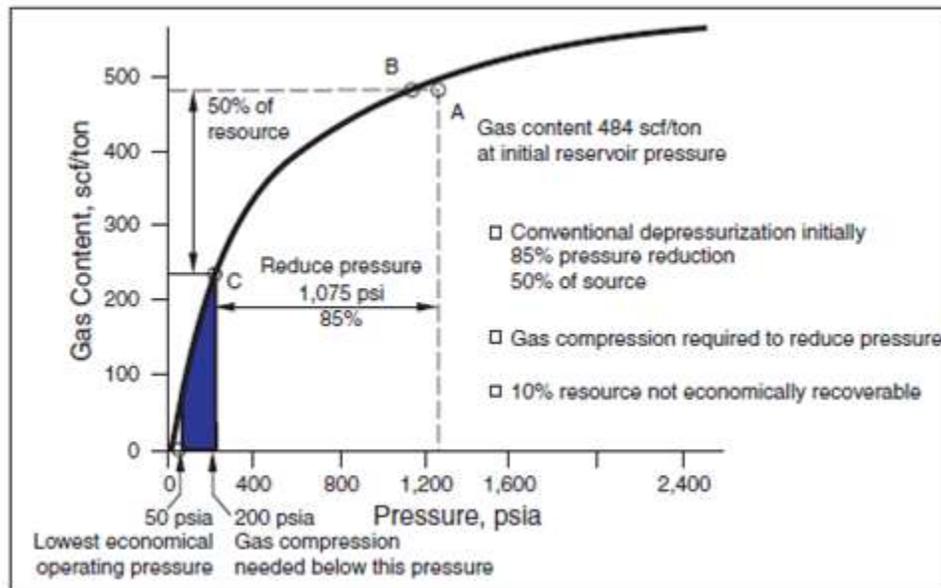


Gambar C-1  
 Jenis gas methane batubara pada peringkat batubara

### C.3. Adsorption Isotherm

Adsorption isotherm adalah ukuran yang menyatakan kemampuan batubara untuk menyerap gas methane pada tekanan tertentu dan dalam keadaan temperatur tetap. Adsorption isotherm diperlukan untuk memprediksi perolehan gas

methane ( gas methane yang akan keluar) akibat adanya penurunan tekanan selama proses produksi. Contoh kurva adsorption isotherm dari persamaan Langmuir dapat dilihat pada Gambar C-2.



Gambar C-2  
 Kurva adsorption isotherm dari persamaan Langmuir

Hubungan antara *gas storage capacity* dan tekanan dapat dijelaskan dengan

suatu persamaan *Langmuir* sebagai berikut :

$$GS = \frac{VL \times P}{PL \times P} \dots\dots\dots(C.1)$$

$$PL = \frac{1}{2} \times VL \dots\dots\dots(C.2)$$

Keterangan :

- GS : gas storage capacity , SCFT/ton
- P : initial pressure, psia
- VL : Langmuir valume constant , SCFT/ton
- PL : Langmuir Pressure constant , psia

Untuk menghitung besarnya recovery pada saat produksi gas methane

batubara dapat dilihat pada persamaan C.3

$$R = ( V_i - V_a ) / V_i \times 100 \% \dots\dots\dots(C.3)$$

Keterangan :

- $V_i$  : gas methane content pada saat awal dewatering , SCFT/ton
- $V_a$  : gas methane content pada saat akhir dewatering, SCFT/ton

**D. Hasil Penelitian**

Sumur CBM 2 # terletak di Desa Lumpatan II, Kecamatan Sekayu, Kabupaten Musi Banyuasin, Sumatera Selatan. Kegiatan pengeboran yang sudah dilakukan sampai kedalaman

594,36 meter. Dari hasil *proses logging* dan data *cutting* , pengeboran ini menembus tiga lapisan batubara, adapun lapisan batubara tersebut dapat dilihat pada Tabel D-1.

Tabel D-1  
Kedalaman dan ketebalan lapisan batubara pada sumur CBM 2#

Lapisan	Kedalaman (meter)	Ketebalan (meter)
Lapisan Batubara A	271,88 – 305,71	34
Lapisan Batubara B	318,21 – 339,24	21
Lapisan Batubara C	521,21 – 564,79	44

Setelah kegiatan pengeboran selesai, kemudian dilanjutkan dengan kegiatan perforasi dan kompleksi pada posisi ketiga lapisan batubara yang ada. Hal ini dilakukan untuk mendukung rencana produksi gas methane dari ke tiga lapisan batubara tersebut dilakukan

secara bersamaan. Setelah proses perforasi dan kompleksi selesai dilanjutkan dengan kegiatan penyemenan dan pemasangan pompa, selanjutnya dilakukan kegiatan *dewatering*.

### D.1 Kegiatan Dewatering sumur CBM 2#.

Reservoir gas methane batubara adalah lapisan batubara itu sendiri, didalam lapisan batubara itu terdapat sejumlah air, ditambah air yang berasal dari lapisan aquifer yang terletak di atas lapisan batubara. Adanya air dalam lapisan batubara ini akan membuat keberadaan gas methane batubara

didalam pori-pori maupun *cleat* semakin nyaman berada di ruang tersebut.

Untuk memproduksi gas methane batubara diperlukan suatu proses pengurasan air yang berada dalam lapisan batubara maupun air yang berasal (berada) dalam lapisan aquifer yang berada di atas lapisan batubara. Proses tersebut dinamakan *dewatering*.

### D.2. Hasil pengujian adsorption isotherm lapisan batubara A dan Lapisan batubara B sumur CBM 2#.

a). Lapisan batubara A :

*Langmuir Volume Constant (V<sub>L</sub>)*  
: 145 SCFT/ton  
*Langmuir Pressure Constant (P<sub>L</sub>)*  
): 198 psia  
*Pressure*  
: 750 psia  
*Temperatur*  
: 122<sup>0</sup> F

Perhitungan *gas storage capacity* lapisan batubara A dengan menggunakan persamaan

C-1 didapat 114,72 SCFT/ton

b). Lapisan batubara B :

*Langmuir Volume constant (V<sub>L</sub>)*  
: 410 SCFT/ton

*Langmuir Pressure constant (P<sub>L</sub>)*  
): 195 psia  
*Pressure*  
: 850 psia  
*Temperatur*  
: 122<sup>0</sup> F

Perhitungan *gas storage capacity* untuk Lapisan batubara B dengan menggunakan persamaan C-1 adalah 333,49 SCFT/ton.

Kapasitas penyerapan gas methane pada Lapisan batubara A dan lapisan batubara B dapat dilihat pada Tabel D-2

Tabel D-2  
 Kapasitas penyerapan gas methane pada lapisan batubara A dan B

Tekanan (psia)	Kapasitas penyerapan gas methane (SCFT/ton)	
	Lapisan batubara A	Lapisan batubara B
0	0	0
100	40	146
200	75	235
300	90	290
400	100	315
500	110	352
600	125	385
700	137	401
800	142	401
900	145	410
1000	145	410

### D.3. Laju Produksi air dan gas di sumur CBM 2#.

Sumur CBM 2# merupakan salah satu sumur dari lima buah sumur pemboran yang dilakukan oleh PT YY di kecamatan Sekayu. Sumur CBM 2 # setelah dilakukan kegiatan *dewatering* terhadap sumur CBM 2# maka hanya sumur ini yang sudah menghasilkan gas methane walaupun masih dalam jumlah yang kecil.

Dalam pemboran produksi gas methane batubara maka pada saat awal langsung diproduksi air terlebih dahulu, sehingga dengan keluarnya air dari lapisan batubara maka tekanan terhadap lapisan batubara akan berkurang. Sehingga gas methane dapat keluar dari lapisan batubara.

Perhitungan laju produksi air dilakukan dengan melakukan monitoring terhadap

pembacaan *water meter* yang dipasang pada rangkaian pipa produksi. Sedangkan pengukuran produksi gas dilakukan dengan pengamatan melalui *manometer* yang terpasang dalam suatu rangkaian pipa-pipa produksi gas, alat yang digunakan untuk pengukuran laju aliran gas di sumur CBM 2# adalah *wedgemetter*.

Besarnya laju produksi air yang dihasilkan serta banyaknya gas yang dapat diproduksi akan erat kaitannya dengan besarnya penurunan tekanan reservoir gas methane. Besarnya produksi air dan gas methane yang dihasilkan serta besarnya penurunan tekanan reservoir dapat dilihat pada Tabel D-3.

Tabel D-3  
Besarnya produksi air dan gas seiring dengan penurunan tekanan reservoir.

<b>Bulan</b>	<b>Tekanan Reservoir (psia)</b>	<b>Produksi air (barrel)</b>	<b>Produksi gas (SCFT)</b>
April 2011	1.000	2.703,2	398,9
Mei 2011	950	5.058,8	3.178
Juni 2011	900	3.583,9	155,4
Juli 2011	850	4.491	469,2
Agustus 2011	800	5.255	4.576,9
September 2011	775	5.852	7.543,4
Oktober 2011	725	5.057	5.132,4
November 2011	675	5.460,3	8.776,8
Desember 2011	650	5.578,8	12.855,7
Januari 2012	600	5.257,9	13.164
Februari 2012	550	1.341,8	2.302
Maret 2012	500	0	0
April 2012	500	0	0
Mei 2012	500	0	0
Juni 2012	500	32.351,6	59.284

## **E. Pembahasan**

Dari data yang didapat pada saat penelitian dapat dilakukan pembahasan sebagai berikut :

### **E.1. Hubungan tekanan reservoir dengan laju produksi gas**

Gas methane batubara dapat berdifusi melalui pori ke serta mengalir melalui cleat menuju ke arah sumur pengeboran ( keluar dari reservoir gas methane) apabila terjadi penurunan tekanan terhadap lapisan batubara. Berdasarkan atas data Tabel D-3 dapat dilihat bahwa pada saat awal kegiatan dewatering yang dilakukan di sumur CBM 2# diketahui bahwa tekanan

reservoir 1.000 psia maka produksi air sebesar 2.703,2 barrel dan gas yang dihasilkan baru 398,9 SCFT. Dengan semakin banyaknya air yang dipompa ke permukaan maka tekanan reservoir akan semakin turun , contohnya saat produksi air sebesar 5.058,8 barrel dan tekanan reservoir turun sebesar 950 psia maka gas akan semakin mudah dipompa ke permukaan yaitu sebesar 3.178 SCFT. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa semakin banyak air dipompa ke permukaan maka tekanan air terhadap lapisan batubara akan berkurang, sehingga gas akan semakin mudah dipompa ke permukaan.

## E.2. Adsorption isotherm

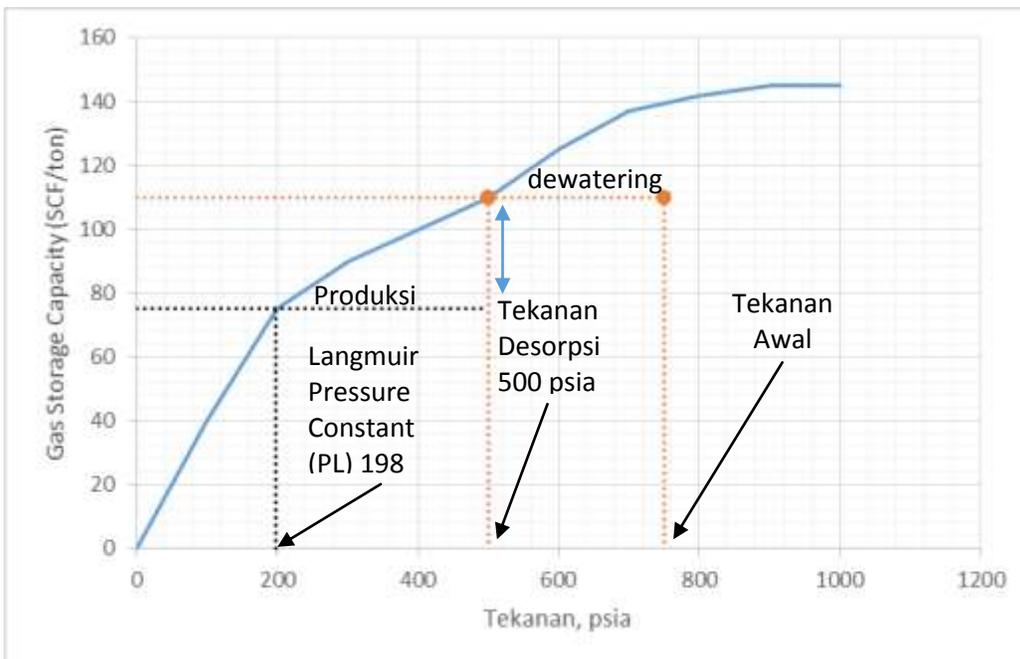
Dari hasil pengujian adsorption isotherm terhadap lapisan batubara A dan lapisan batubara B dalam sumur CBM 2# dapat dibuat grafik untuk mengetahui hubungan antara tekanan reservoir dengan kapasitas penyerapan gas methane didalam lapisan batubara serta mendapatkan nilai *gas storage capacity* menggunakan persamaan Langmuir. Grafik hubungan tekanan reservoir dengan gas storage capacity menggunakan persamaan *Langmuir* dapat dilihat pada Gambar E.1 dan E.2. Dari kedua gambar tersebut dapat diketahui bahwa semakin tinggi tekanan reservoir gas methane batubara maka gas methane akan semakin banyak terserap dalam lapisan batubara (gas methane akan semakin stabil) dalam pori dan *cleat* batubara.

Untuk lapisan batubara A pada tekanan reservoir 1000 psia maka gas

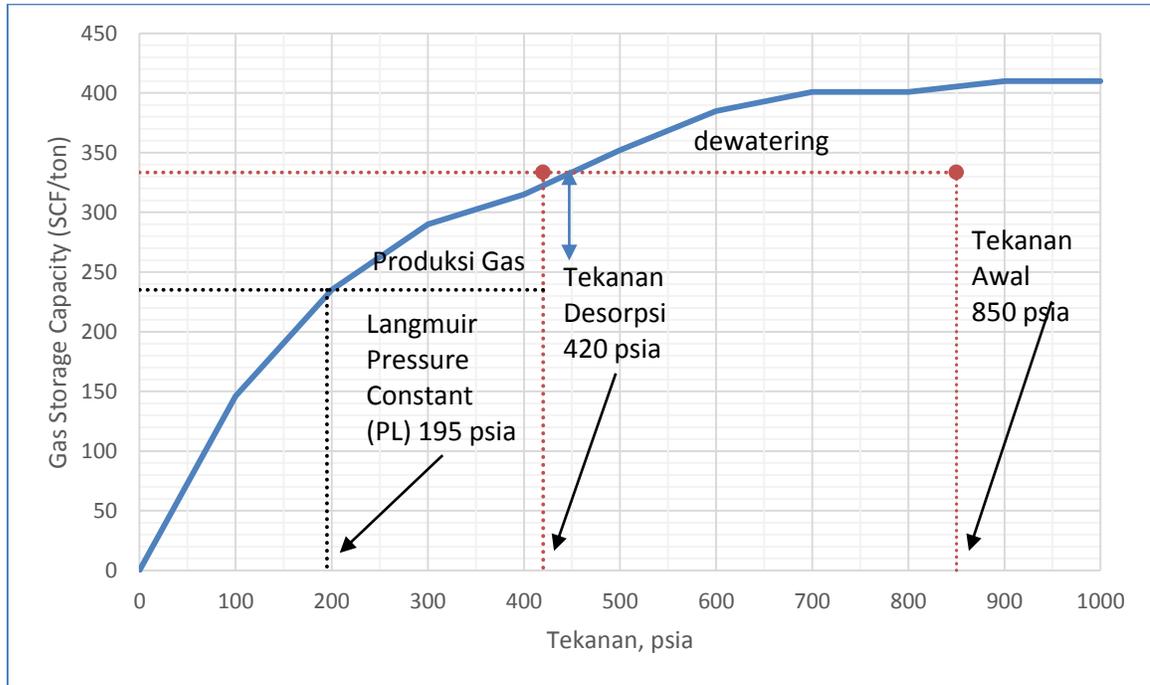
storage capacity dalam kondisi maksimum sebesar 145 SCFT/ton. Pada saat dilakukan kegiatan Dewatering maka tekanan awal dari reservoir adalah 750 psia. Setelah dilakukan kegiatan dewatering maka tekanan reservoir akan turun menjadi 500 psi, dan gas storage capacity sebesar 114,72 SCFT/ton. Pada saat akhir penelitian maka tekanan reservoir terus turun sampai mencapai 198 psia dan gas storage capacity untuk lapisan batubara A sebesar 72 psia. Sehingga % Recovery pengeboran gas methane batubara sumur CBM 2# pada lapisan batubara A sebesar :

$$\begin{aligned} \% \text{ Recovery} &= (114,72 - 72) / 114,72 \times 100 \% \\ &= 37,24 \% \end{aligned}$$

Sedangkan perhitungan untuk % recovery pengeboran gas methane pada lapisan batubara B adalah sebagai berikut :



Gambar E-1  
Hubungan tekanan reservoir dengan gas storage capacity pada Lapisan batubara A



Gambar E-2  
Hubungan Tekanan reservoir dengan gas storage capacity pada Lapisan batubara B

% Recovery Pengeboran gas methane batubara pada pengeboran sumur CBM 2# lapisan batubara B adalah :

$$\% \text{ Recovery} = \frac{(333,49 - 230)}{333,49} \times 100 \% = 31,03 \%$$

Dari kedua angka recovery tersebut di atas dapat dikatakan bahwa pengeboran sumur CBM 2# mendapatkan produksi gas methane dengan % recovery yang

masih rendah ( 37,24 % ) untuk lapisan batubara A dan % Recovery = 31,03 % untuk lapisan batubara B hal ini disebabkan biasanya ukuran pori dalam lapisan batubara yang terlalu halus (kecil) dan data permeabilitas yang tidak diketahui. Sehingga perolehan pengeboran sumur CBM 2# ini masih belum sesuai dengan sasaran yang direncanakan.

#### DAFTAR PUSTAKA

1. \_\_\_\_\_, 2011, *Pengenalan coal Bed Methane (CBM) dan Prospeknya di Indonesia*, Prosiding Seminar PT Medco E & P Indonesia, hal 108 – 111.
2. Halliburton, 2007, *Coal Bed Methane Principles and Practice*, 2<sup>nd</sup> Ed, United State.

3. Gas Research Institute, 1995, a Guide to Determining Coalbed Gas content, West Bryn Mawr Avenue, Chicago, Illinois, 60631

4. John Seidle, 2011, Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering, South Sheridan Road, Tulsa, Oklahoma, USA

5. \_\_\_\_\_, 2009, Laporan Upaya Pengelolaan Lingkungan dan Upaya Pemantauan Lingkungan Pemboran Sumur Eksplorasi PT Medco CBM Sekayu, Kabupaten Musi Banyuasin, Provinsi Sumatera Selatan, Jakarta.