

## BAB V

### PEMBAHASAN

#### 5.1 Analisis Penyelidikan Lapangan

Berdasarkan data sekunder batubara daerah penyelidikan dikontrol oleh struktur sederhana membentuk pola homoklin dan kemiringan yang relatif landai dengan batubara yang menyusunnya cenderung *multiseam* memiliki ketebalan yang bervariasi.

Formasi pembawa batubara di daerah ini terdiri dari Formasi Latih dan Labanan. Formasi-formasi pembawa batubara tersebut membentuk sinklin yang berarah timurlaut-baratdaya dan memungkinkan untuk pengembangan CBM terutama di sebelah barat dan timur sumbu sinklin. Formasi Latih terdiri dari batupasir kuarsa, batulempung, batulanau dan batubara. Di bagian atas bersisipan serpih pasiran dan batugamping di bagian bawah. Formasi ini berumur Miosen Awal-Miosen Tengah yang diendapkan di lingkungan delta, estuarin dan laut dangkal dengan ketebalan satuan mencapai 800 m. Formasi Labanan terdiri dari perselingan konglomerat, batupasir, batulempung, batulanau disisipi batugamping dan batubara. Formasi ini berumur Miosen Akhir-Pliosen yang diendapkan di lingkungan fluvial dengan ketebalan satuan kurang lebih 450 m.

Dari hasil analisis data sekunder Geologi dan *Gravity* meliputi Geologi Regional, Sumur Pengeboran terdahulu, *Seismic* dan *Gravity* dapat ditentukan lokasi pengeboran. Dalam hal ini, lokasi yang dijadikan titik

pengeboran berada pada koordinat 117<sup>o</sup>12'55,55" Bujur Timur; 2<sup>o</sup>05'10,29" Lintang Utara, Kampung Pandan Sari pada area eksplorasi PT. Berau Coal, Blok Binungan 10.

### 5.1.1 Analisis Pengeboran

Pengeboran dengan metoda *full coring* dilakukan untuk mengetahui litologi secara keseluruhan. Litologi titik bor yang ditembus tersusun atas perselingan batupasir, batulempung, batulanau disisipi batugamping dan batubara (Lampiran A). Dari permukaan sampai kedalaman 503,50 meter ditemukan delapan *seam* batubara dengan ketebalan rata – rata mencapai kisaran 3 meter (Tabel 4.1).

### 5.1.2 Analisis Batubara

Batubara yang ditemukan pada lokasi pengeboran selanjutnya dilakukan analisis petrografi organik. Analisis yang dilakukan pada conto batubara diambil dari batubara yang masuk canister (PSC) dan batubara yang tidak masuk canister (PS). Hal ini dimaksudkan untuk mengetahui perubahan kematangan batubara dari permukaan sampai akhir pengeboran.

#### ➤ Komposisi Maseral

Dari hasil pengamatan yang dilakukan, pada Tabel 4.7 kecuali conto nomor PSC-02, batubara yang ada di daerah penyelidikan merupakan batubara monomaseral yang mikrolitotipnya dikelompokkan sebagai vitrain, karena didominasi oleh maseral vitrinit (antara 90,1-96,4%) disertai dengan inertinit dan liptinit. Vitrinit adalah maseral yang paling berpengaruh untuk membentuk sistem *cleat* di dalam batubara (Johnston and Scholes,1991).

Liptinit pada Tabel 4.7, memiliki sub kelompok maseral sebagai resinite, alginite, dan cutinite yang menunjukkan intensitas warna kuning muda. Banyak senyawa organik, termasuk metana, yang dihasilkan oleh batubara selama *coalification* berasal dari liptinite tersebut. Maseral ini memiliki potensi menghasilkan gas hidrokarbon dan minyak (Law, dkk. 1989).

Inertinit memiliki kemampuan menghasilkan senyawa organik dalam jumlah yang sangat kecil. Inertinit yang tinggi pada batubara membuat batubara kurang kondusif untuk membentuk *cleat*.

Kehadiran *mineral matter* dalam batubara pada Tabel 4.7 didominasi oleh mineral lempung, oksida besi, pirit, dan karbonat. Dominasi mineral lempung tampak pada proporsi mineral pada setiap contoh batubara. Unsur mineral didominasi oleh mineral lempung sebagai butiran individual atau mengisi rekahan vitrinit (<6,8%). Sedangkan mineral pirit (<0,5%), mineral karbonat (<2%) dan oksida besi (<0,5%) hadir sebagai butiran dalam jumlah sedikit.

#### ➤ Reflektansi Vitrinit

Berdasarkan Table 4.8, reflektansi pengukuran yang dilakukan menggunakan reflektansi maksimum. Sehingga memberikan hasil yang lebih tepat sebagai sebuah indikasi derajat metamorfosis batubara, dibandingkan dengan rata-rata reflektansi acak yang memberikan standar deviasi lebih kecil. Hasil penelitian yang dilakukan dengan nilai *Mean Reflectance Vitrinite* ( $R_{v_{max}}$  (%)) berkisar

antara 0,32 sampai 0,40 digolongkan kedalam tingkat subbituminous (Davis, 1978).

**Tabel 5.1**  
**Parameter penentuan rank batubara berdasarkan Max. Reflektan**

Rank	Maximum Reflectance (%) <sup>a</sup>	Volatile Matter (%)	Fixed Carbon (% daf) <sup>b</sup>	Carbon Content (% daf) <sup>c</sup>
an	>3	2 to 8 <sup>b</sup>	>92	>92
sa	2.05 to 3.00	8 to 14 <sup>b</sup>	86 to 92	91 to 92
lvb	1.50 to 2.05	14 to 22 <sup>b</sup>	78 to 86	89 to 91
mvb	1.10 to 1.50	22 to 31 <sup>b</sup>	69 to 78	86 to 89
hvAb	0.71 to 1.10	>31 <sup>b</sup> 31 to 39 <sup>c</sup>	<69	81 to 86
hvBb	0.57 to 0.71	39 to 42 <sup>c</sup>		76 to 81
hvCb	0.47 to 0.57	42 to 47 <sup>c</sup>		66 to 76
sub	<0.47	>47 <sup>c</sup>		<66

**Keterangan :**

- an = Anthracite
- sa = Semianthracite
- lvb = Low Volatile
- mvb = Medium Volatile
- hvAb= High Volatile A
- hvBb= High Volatile B
- hvCb= High Volatile C
- sub = Subbituminous

Maka, dari Tabel 5.1 berdasarkan teori (Gambar 3.6) terbentuknya gas dalam batubara di lokasi penelitian dapat diperkirakan terjadi secara *biogenic* yang dihasilkan dari penguraian bahan organik oleh mikroorganismenya tahap awal.

## 5.2 Potensi Endapan Batubara dan Gas Metan Batubara (GMB)

Dari hasil pengeboran inti, empat *seam* batubara terbawah dijadikan conto untuk dilakukan pengukuran langsung volume gas (*desorption test*) yakni, *seam* O, N, MU dan ML. Pemilihan *seam* ini dilandaskan pada kedalaman batubara yang dianggap sebagai tempat akumulasi gas metana yang relatif tidak mengalami gangguan.

*Seam* batubara yang dianggap mewakili, yakni O, N, MU dan ML dipilih lagi berdasarkan keutuhan batubara hasil *coring*. Kemudian dimasukkan kedalam canister berukuran panjang 50 cm dengan diameter canister HQ (OD: 3.42") dan NQ (OD:2.75") disesuaikan berdasarkan batang bor saat pengeboran. Gas yang keluar dari canister dianggap sebagai  $Q_2$  dan dicatat sampai konstan (Tabel 4.2)

### ➤ Hasil Analisis Pengukuran Kandungan Gas

Dari Tabel 4.3 dapat dianalisis, bahwa gas total ( $Q_t$ ) merupakan penjumlahan dari kandungan gas yang hilang ( $Q_1$ ) + kandungan gas yang diukur dalam canister ( $Q_2$ ) + kandungan gas sisa ( $Q_3$ ).

Pada contoh canister (PSC-55), berdasarkan kandungan gas yang diukur dalam canister ( $Q_2$ ) mencapai total volume gas sebanyak 31,5 cc. Selanjutnya dilakukan pengukuran kandungan gas yang hilang ( $Q_1$ ) dengan regresi linear menghasilkan persamaan  $Y = 3,861 x + 20,00$  dengan ( $R^2 = 0,968$ ). Hasil persamaan ini dianggap nol, dikarenakan terjadi kesalahan saat pengukuran dengan asumsi penambahan pada persamaan  $Y = 3,861 x + 20,00$ , yang seharusnya adalah pengurangan gas (gas hilang).

Berdasarkan hasil pengukuran per canister, volume gas total ( $Q_t$ ) terbesar terdapat pada canister PSC-01 yakni 88,10 cc sedangkan yang terendah berada pada canister PSC-64 yakni 12,00 cc. Berdasarkan hasil pengukuran perlapisan, volume gas total ( $Q_t$ ) terbesar pada *seam* MU dengan ketebalan 9,9 meter mencapai 593,48 cc (Tabel 4.3).

➤ **Kandungan Komponen Gas**

Berdasarkan Tabel 4.4, kandungan gas untuk tiap - tiap *seam* batubara yang diujikan, dapat diketahui menggunakan *gas chromatography* yang terdapat pada alat *multiple gas chromatography*.

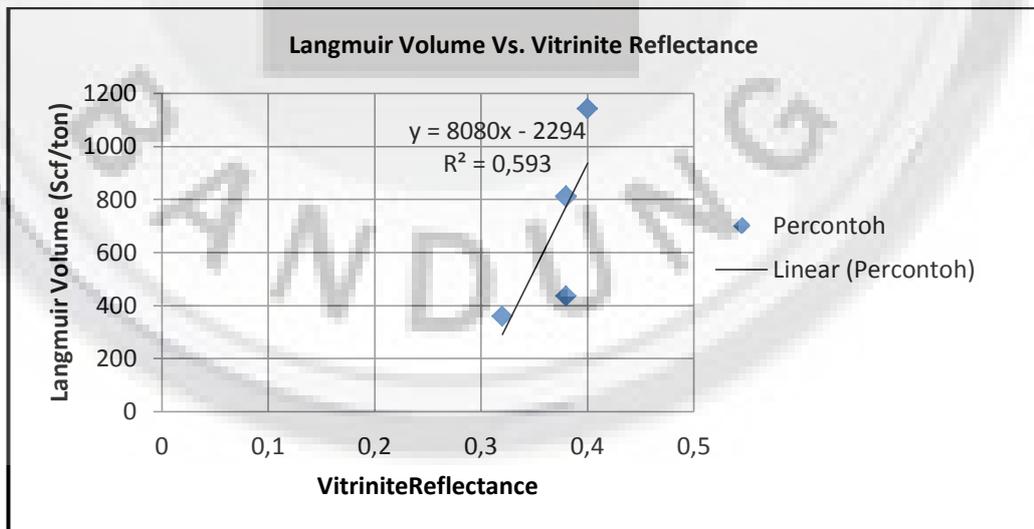
Parameter kandungan gas yang ada pada *gas chromatography* ini adalah Gas hidrogen ( $H_2$ ), Oksigen ( $O_2$ ), Nitrogen ( $N_2$ ), Gas Metana ( $CH_4$ ), Karbon Monoksida (CO) dan Karbon Dioksida ( $CO_2$ ). Dengan nilai kandungan Gas hidrogen ( $H_2$ ) terbesar berada pada canister PSC-49, Oksigen ( $O_2$ ) pada canister PSC-58, Nitrogen ( $N_2$ ) pada canister PSC-55, Gas Metana ( $CH_4$ ) pada canister PSC-02, Karbon Monoksida (CO) pada canister PSC-59 dan Karbon Dioksida ( $CO_2$ ) pada canister PSC-04.

➤ **Hasil Analisis *Adsorption Isotherm***

Dari hasil analisis pengukuran kandungan dan komposisi gas, dipilih 5 conto batubara dari canister untuk dilakukan uji analisis *Adsorption Isotherm*, yakni, PSC-06, PSC-49 PSC-55 PSC-62 dan PSC-67. Pemilihan canister ini dilandaskan pada kedalaman dan perwakilan

seam terbawah batubara yang pada akhirnya akan dilakukan perhitungan hanya pada kedalaman di atas 300 m (Tabel 4.5).

Analisis ini memberikan beberapa nilai yang dapat dijadikan sebagai hubungan kemampuan batubara untuk menyerap gas metana, di antaranya adalah Volume Langmuir, Tekanan Langmuir, *Hydrostatic Pressure* dan Kapasitas Penyimpanan Gas. Volume Langmuir mempunyai hubungan langsung dengan nilai reflektansi vitrinit (Reeves, dkk. 2005). Semakin tinggi nilai reflektansi vitrinit, semakin tinggi pula peringkat batubara, yang mengindikasikan semakin besar kemampuan batubara untuk menyerap gas dan semakin besar nilai volume Langmuir. Parameter Langmuir untuk lapisan batubara pada daerah Pandan Sari dapat juga diprediksi dari nilai reflektansi vitrinit (Grafik 5.1).



**Grafik 5.1**  
**Volume Langmuir terhadap refleksi vitrinit untuk CH<sub>4</sub>**

### ➤ Tekanan Lapisan Batubara

Tekanan merupakan hal penting dalam proses penyerapan gas metana dalam batubara. Oleh karena itu tekanan lapisan batubara perlu diketahui untuk menghitung potensi gas metana batubara yang dikandung. Tekanan lapisan sangat dipengaruhi oleh kedalaman. Semakin dalam suatu lapisan semakin besar pula tekanan lapisan tersebut.

Tekanan lapisan sebagian besar dipengaruhi oleh tekanan akibat beban sedimentasi yang merupakan fungsi dari kedalaman. Tekanan lapisan batubara yang dihitung pada daerah penelitian merupakan tekanan yang dipengaruhi oleh atmosfer, gradien tekanan, dan kedalaman lapisan.

$$Pr = 14,695 + (1,42 \times h)$$

#### Keterangan :

Pr = Tekanan lapisan (psia)

14,695 = Tekanan atmosfer (1 atm = 14,695 psia)

1,42 = Konstanta gradien tekanan (psia/m)

h = Kedalaman lapisan (m)

Dari hasil perhitungan tekanan lapisan batubara menggunakan persamaan di atas, didapat hasil sebagai berikut (Tabel 5.2).

**Tabel 5.2**  
**Tekanan dan kedalaman lapisan batubara pada conto PS-01**

No.	No. Contoh	Kedalaman (m)	Tekanan (Psi)
1	<b>PSC-06</b>		
	Minimum	147,33	223,9036
	Maksimum	147,65	224,358
2	<b>PSC-49</b>		
	Minimum	307,1	450,777
	Maksimum	307,5	451,345
3	<b>PSC-55</b>		
	Minimum	310	454,895
	Maksimum	310,5	455,605
4	<b>PSC-62</b>		
	Minimum	313,5	459,865
	Maksimum	314	460,575
5	<b>PSC-67</b>		
	Minimum	328,15	480,668
	Maksimum	328,55	481,236

➤ **Kandungan Gas Metana**

Kandungan gas metana adalah volume gas metana maksimum yang dapat diserap oleh batubara. Kandungan gas dipengaruhi oleh properti batubara (kandungan abu dan kadar kelengasan), parameter Langmuir, dan tekanan lapisan.

Percobaan pengujian kandungan gas (Gas Content) dalam penelitian ini menggunakan alat *multiple gas chromatography*, yang memberikan keakuratan data dari hasil kandungan gas yang ada pada batubara (Tabel 5.3).

**Tabel 5.3**  
**Kandungan Gas Metana (CH<sub>4</sub>) lapisan batubara pada conto PS-01**

No.	No. Contoh	Q <sub>total</sub> (cc@STP)	CH <sub>4</sub> (%Vol)	CH <sub>4</sub> (cc)
1	PSC-06	12,52	8,15	1,02
2	PSC-49	20,16	12,04	2,43
3	PSC-55	31,30	10,28	3,22
4	PSC-62	21,86	13,6	2,97
5	PSC-67	54,72	12,52	6,85

➤ **Potensi Gas Metana**

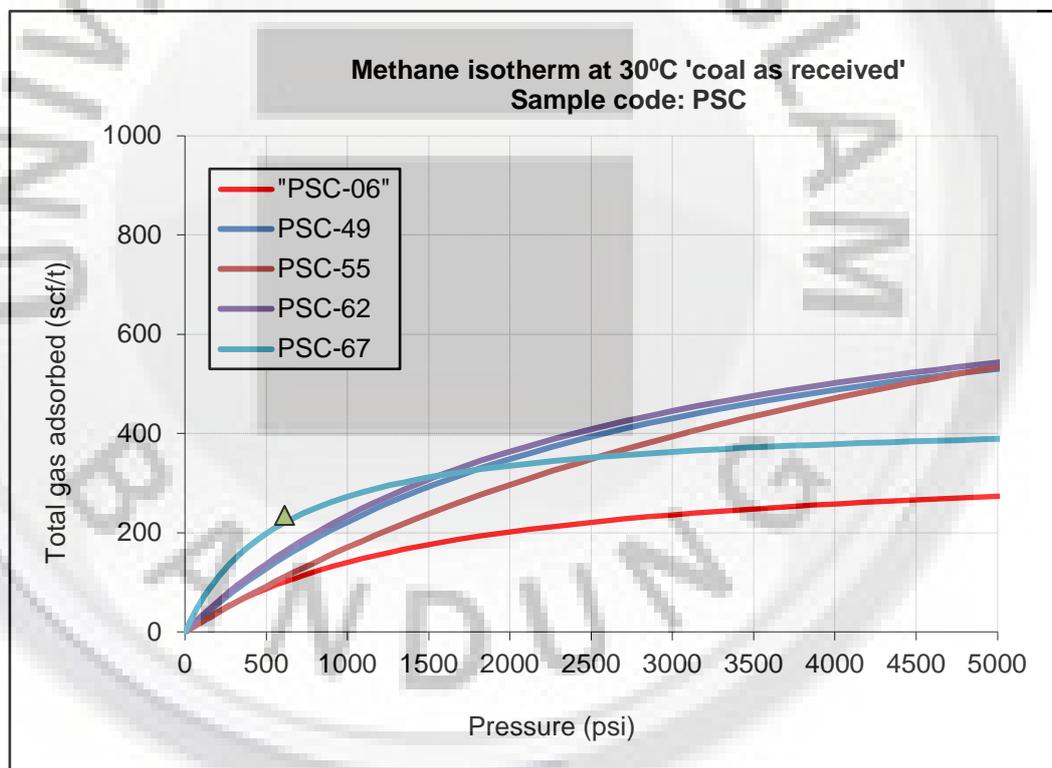
Potensi gas metana dipengaruhi oleh volume batuan, densitas batuan, dan kandungan gas lapisan batubara.

Nilai kandungan gas hasil analisis laboratorium akan menentukan posisi titik kritis pada kurva Langmuir *sorption Isotherm* (gambar 5.2).

Titik kritis adalah titik pada saat gas metana mulai terdesorpsi dari batubara. Titik kritis memberikan nilai tekanan yang harus dicapai untuk mulai memproduksi gas metana dan nilai kandungan gas ketika awal produksi.

Dari hasil seluruh pengukuran, diperoleh perconto PSC-67 mempunyai kapasitas simpan (storage capacity) gas metana lebih tinggi dibanding empat (4) conto batubara lainnya. Hal ini dapat dipengaruhi oleh beberapa parameter potensi gas metana yang saling berhubungan antara kedalaman dengan tekanan yang dihasilkan sehingga kapasitas simpan akan jauh lebih besar.

Selain itu, dari hasil analisis petrografi organik (Tabel 4.7) komposisi maseral Inertinit dan Liptinit pada PSC-67 memiliki jumlah yang paling besar. Hal ini menandakan bahwa kemampuan batubara untuk menghasilkan gas metana cukup besar (berdasarkan nilai Liptinit) dengan pembentukan *cleat* yang relatif lebih sedikit (berdasarkan nilai Inertinit). Akibatnya gas metana yang terserap akan semakin besar. Seperti tampak pada Grafik 5.2 yang menunjukkan gabungan grafik *adsorption isotherm* dari kelima perconto yang diukur.



**Grafik 5.2**  
Hasil uji *adsorption isotherm* dari 5perconto yang diuji

PSC-67 memperlihatkan grafik yang lebih baik dibandingkan grafik dari perconto yang lainnya, sebagai contoh jika semua perconto diploting pada tekanan yang sama (misalkan +/- 600 psi) maka

percontonya PSC-67 memperlihatkan volume Langmuir yang lebih besar yaitu 221 (scf/ton) dibandingkan percontonya yang lainnya.

Titik ini dianggap sebagai titik kritis yaitu titik pada saat gas metana mulai terdesorpsi dari batubara. Titik ini memberikan nilai tekanan yang harus dicapai untuk mulai memproduksi gas metana dan nilai kandungan gas ketika awal produksi (Zuber, 2000).

➤ **Perhitungan Gas In Place (GIP)**

Perhitungan cadangan *gas in place* di lokasi penelitian dilakukan untuk mengetahui cadangan gas metana yang tersimpan pada lapisan batubara sebagai *reservoir coalbed methane*. Perhitungan dilakukan dengan metode volumetrik yang dikemukakan oleh Mavor dan Nelson (2000; dalam Ariani, 2006). Rumus *Gas In Place* (GIP) pada CBM yaitu :

$$\text{Gas In Place (GIP)} = 1359,7 * A * h * \rho * Gc$$

**Keterangan :**

A = Luas ( Acre)

h = Ketebalan (ft)

$\rho$  = Densitas rata-rata (gr/cm<sup>3</sup>)

Gc = Gas *content* rata-rata (SCF/ton)

Berdasarkan kriteria perhitungan sumberdaya CBM daerah Pandan Sari, maka tidak seluruh *seam* dihitung sumber dayanya. Hanya dua *seam* yang memenuhi persyaratan untuk dimasukkan kedalam

perhitungan sumber daya CBM yaitu *seam* MU dan ML dengan total ketebalan batubara sebesar 10,8 meter. Total sumber daya batubara yang digunakan dalam perhitungan sumber daya CBM sebesar 7,17 juta ton.

Dari hasil *desorption test* terhadap dua lapisan batubara yang memenuhi persyaratan perhitungan sumber daya CBM, diperoleh kandungan gas 0,313636 (scf/ton) untuk *seam* MU dan 0,15024 (scf/ton) untuk *seam* ML.

Maka untuk perhitungan *Gas In Place* pada *seam* MU, Luas = 500000 m<sup>2</sup> dengan total ketebalan = 9,9 m dan berat jenis 1,33 ton/m<sup>3</sup> serta

Gas content = 2,87

Maka,  $GIP = 1359,7 * A * h * \rho * Gc$

$$= 1359,7 * 500000 * 9,9 * 1,33 * 2,872621$$

$$= 19334220973 \text{ (Scf)}$$

$$= 19334,22 \text{ (MMSCF)}$$

Hal yang sama dilakukan untuk perhitungan *Gas In Place* pada *seam* ML, Luas = 500000 m<sup>2</sup> dengan total ketebalan = 0,9 m dan berat jenis 1,30 ton/m<sup>3</sup> serta Gas content = 6,85

Maka,  $GIP = 1359,7 * A * h * \rho * Gc$

$$= 1359,7 * 500000 * 0,9 * 1,30 * 6,85$$

$$= 2352439813 \text{ (Scf)}$$

$$= 2352,43 \text{ (MMSCF)}$$

➤ **Hubungan Kandungan Gas Terhadap Parameter Gas Metana**

Pengaruh kandungan gas dalam batubara dipengaruhi oleh beberapa parameter, di antaranya : penghasil kandungan gas metana (dilihat dari komposisi maseral), kandungan zat yang mudah menguap (volatile) serta *storage capacity* (sebagai kemampuan batubara menyimpan gas metana).

Dari hasil penelitian yang dilakukan, pada Tabel 5.4 dapat dilihat komposisi maseral liptinit merupakan faktor utama pembentukan gas metana. Maseral dari liptinite memiliki struktur kimia yang tinggi dalam hidrogen dan alifatik. Banyak *volatil*, termasuk metana, yang dihasilkan oleh batubara selama *coalification* berasal dari liptinite tersebut. Maseral ini memiliki potensi menghasilkan gas hidrokarbon dan oil (Law, dkk. 1989).

**Tabel 5.4**  
**Hubungan kandungan gas terhadap Komp. Maseral**

No	Canister	Seam Batubara	Tebal (m)	Vol. Gas In Place (MMSCF)	Vol. Gas In Place (MMSCF/m)	Komp. Maseral (%)			Volatile (%wt, Adb)	Tekanan (Psi)	Storage Capacity (Scf/ton)
						Vitrinit	Inertinit	Liptinit			
1	PSC-06	N	1,07	742,26	693,71	90,5	2	0,5	45,76	224,358	44
2	PSC-49	MU	9,9	19334,22	1952,95	96	0,87	0,36	40,47	455,842	110
3	PSC-55										
4	PSC-62	ML	0,9	2352,44	2613,82	90,7	5	1	38,08	481,236	195
5	PSC-67										

Seam ML memiliki kandungan gas yang paling besar yakni 2613,82 MMSCF per meter nya. Hal ini selaras dengan komposisi maseral Liptinit terbesar yang dimiliki seam ML sebesar 1 %. Maseral Inertinit memiliki kemampuan untuk menyimpan gas selama proses