

PENELITIAN SUMUR GEOLOGI UNTUK TAMBANG DALAM DAN CBM DI DAERAH PASER, PROVINSI KALIMANTAN TIMUR

*Dede Ibnu S. *, Rahmat Hidayat *, Sigit Arso. W. *, Khoirun Nahar ***

* KP Energi Fosil, ** Sub-Bidang Laboratorium

Sari

Penelitian ini dilakukan di Cekungan Pasir dan bertujuan untuk mengetahui potensi batubara tambang dalam dan CBM. Dua sumur yang dibor didapatkan potensi gas metana sebesar 295 juta scf untuk BSCBM-01 sekitar dan 335 juta scf untuk sumur BSCBM-02. Perlapisan batubara membentuk suatu sinklin dimana ketebalannya 0,3 s.d. 2,2 meter dengan kalori rata-rata 5661 kal/gr dan kandungan abu berkisar antara 0,67 % sampai 39,2 %.

Kata kunci : Cekungan Pasir, Batubara, CBM, Gas Metana,

Pendahuluan

Gas Metana Batubara atau yang dikenal dengan CBM merupakan energi non-konvensional yang diproyeksikan sebagai energi masa depan pengganti minyak bumi. CBM terus dikembangkan karena kebutuhan akan BBM semakin meningkat seiring tumbuhnya ekonomi nasional. CBM dapat menjadi pengganti Migas konvensional yang produksinya semakin turun semakin sulit dicari. Menurut Kementerian ESDM sumberdaya CBM sebesar 453 TCF diperkirakan hampir setara dengan cadangan gas bumi, hal ini didukung oleh sumber daya dan cadangan batubara Indonesia yang masih cukup besar. Selain itu potensi tambang dalam atau tambang bawah permukaan batubara Indonesia belum terinventarisir dengan baik, sehingga perlu dilakukan penelitian.

Maksud dan Tujuan

Maksud kegiatan penelitian ini adalah untuk mengumpulkan data dan informasi mengenai potensi batubara untuk tambang dalam dan potensi kandungan gas metan dalam batubara (CBM) dengan metoda pengeboran dalam.

Tujuannya untuk mengetahui potensi sumber daya batubara tambang dalam dan potensi CBM di daerah tersebut dalam rangka melengkapi data base potensi sumber daya batubara dan CBM Indonesia.

Lokasi Daerah Penyelidikan

Lokasi kegiatan berada di Kecamatan Batusopang, Kabupaten Pasir Provinsi Kalimantan Timur. Secara geografis terletak di 115° 45' 00" BT sampai 115° 50' 00" BT dan 1° 45' 00" LS sampai 1° 50' 00" LS.

Geologi Umum

Secara regional daerah penyelidikan termasuk kedalam Cekungan Pasir dimana disebelah barat dibatasi oleh Komplek Meratus, diantara Cekungan Kutai dan di Selatan dengan Cekungan Asem-
asem.

Batuan alas berumur Jura-Kapur terdiri dari kompleks ultramafik, perselingan batupasir, gres, batulempung dan konglomerat dari Formasi Pitap dan produk vulkanik terdiri dari lava, breksi dan tuf dari Formasi Haruyan. Stratigrafi Tersier Sub-cekungan Pasir terisi oleh sekuen sedimen yang sama dengan Cekungan Barito dan Sub-cekungan Asem-Asem, karena ketiga cekungan tersebut memiliki sejarah pembentukan yang sama.

Di Daerah Paser, formasi pembawa batubara terdiri dari Formasi Tanjung dan Formasi Warukin. Formasi Tanjung, terdiri dari perselingan batupasir, batulempung, konglomerat, batugamping dan napal dengan sisipan tipis batubara. Formasi ini menindih tak selaras batuan alas dari Formasi Pitap. Formasi ini menunjukkan umur Eosen Akhir yang diendapkan di lingkungan paralik-neritik dengan ketebalan formasi mencapai 1500 m. Formasi Warukin terdiri dari perselingan batupasir dan batulempung dengan sisipan batubara. Formasi ini berumur Miosen Tengah-Akhir yang diendapkan pada lingkungan delta dengan ketebalan mencapai 400 m. Formasi Warukin menindih selaras Formasi Berai yang

terdiri dari batugamping, napal dan serpih berumur Oligosen sampai Miosen Awal.

Menurut peta geologi regional semua batuan disini baik yang berumur pra-Tersier sampai Tersier Akhir mengalami proses tektonik sehingga terbentuk antiklin, sinklin, dan sesar. Arah perlipatan dan sesar umumnya utara-selatan sampai timurlaut-baratdaya.

Kegiatan tektonik mulai berlangsung semenjak Jura dimana batuan ultramafik terlipatkan dan tersesarkan diikuti adanya aktivitas magma. Setelah itu terjadi pengendapan sedimen klastik dan vulkanik yang menyusun Formasi Pitap dan Formasi Haruyan.

Paleosen Awal hingga Eosen awal terjadi pengangkatan yang menyebabkan terbentuknya sedimen darat yang menyusun Formasi Tanjung dan Formasi Kuaru.

Pada Kala Oligosen hingga Miosen Awal merupakan terbentuknya karbonat Formasi Berai dan sedimen klastik Formasi Pamaluan.

Pada Kala Miosen Tengah terjadi susut laut yang mengakibatkan terbentuknya endapan darat Formasi Warukin.

Indikasi Endapan Batubara dan Kandungan Gas dalam Batubara

Pada Peta Geologi Lembar Balikpapan disebutkan bahwa batubara terdapat pada Formasi Tanjung dan Warukin. Kualitas batubara pada Formasi Tanjung lebih baik dari Formasi Warukin.

Kegiatan yang dilakukan Pusat Sumber Daya Geologi tahun 2010 di Cekungan Pasir tepatnya sebelah timur dari lokasi penyelidikan didapatkan data pengukuran gas cbm dengan pengeboran dangkal berkisar antara 0,02 scf sampai dengan 0,97 scf.

Hasil Evaluasi Pengeboran

Pengeboran dilakukan di dua sumur yaitu sumur BSCBM-01 dan BSCBM-02 (Gambar 1). Pengeboran sumur BSCBM-01 dilakukan di konsesi IUP PT. Tunas Muda Jaya yang berada Desa Busui. Pengeboran yang dilakukan menggunakan metoda pemboran *full coring* dari permukaan sampai target kedalaman dengan menggunakan dua seri pipa bor (*rod*), yaitu: HQ (OD: 3.42") dan NQ (OD: 2.75"), peralatan yang digunakan adalah satu unit mesin bor Atlas Copco CS-10.

Pengeboran mencapai kedalaman 503 meter dengan lapisan batubara yang ditembus oleh pemboran mencapai 12 *seam* batubara.

Sumur kedua BSCBM-02 dilakukan di konsesi IUP PT. Belengkong Mineral Resources. Pengeboran mencapai kedalaman 500 meter dengan lapisan batubara yang ditembus oleh pemboran mencapai 24 *seam* batubara. Penamaan lapisan berbeda dengan sumur pertama dikarenakan adanya perbedaan jumlah dan ketebalan lapisan dimana jumlahnya dua kali lipat dengan ketebalan rata-rata

hampir setengahnya. Hal ini memungkinkan adanya percabangan.

Pengambilan Contoh Batubara dan Pengukuran Kandungan Gas

Pengukuran kandungan gas dalam lapisan batubara dilakukan terhadap 35 conto batubara, dimana 11 conto pada periode pertama dan 24 conto pada periode kedua (Tabel 4.6 dan Tabel 4.7). Pengukuran gas batubara dilakukan di dalam *CBM Mobile Laboratory*, yaitu uji desorpsi (Q2), *crusher* (Q3) dan komposisi gas (menggunakan alat *multiple GC*). Sebagian conto yang sama digunakan untuk analisis batubara lainnya, meliputi analisis proksimat, ultimat, dan petrografi yang dilakukan di Laboratorium Pusat Sumber Daya Geologi Bandung.

Proses pengukuran gas dalam lapisan batubara meliputi beberapa tahap yaitu: persiapan, pemasukan conto ke dalam canister, pengukuran gas (*desorption test*) dan pengukuran komposisi gas. Penghitungan kandungan gas dalam batubara mengadopsi metode *Australian Standard* tahun 1999 yang menggunakan rumus :

$$Q_T = Q_1 + Q_2 + Q_3$$

dimana :

Q_T : Kandungan gas total (cc)

Q_1 : Kandungan gas yang hilang (lost gas, cc)

Q_2 : Kandungan gas yang diukur dalam canister (cc)

Q_3 : Kandungan gas sisa (saat crusher, cc)

Hasil Analisis Petrografi Organik

Periode 1 yaitu sumur BSCBM-01 dilakukan analisis petrografi organik pada 11 conto batubara dan sebagian besar merupakan conto dari inti bor. Hasil analisis didapatkan bahwa batubara daerah ini umumnya merupakan batubara berperingkat sedang (sub bituminous C – A). Mikrolitotipe adalah vitrite sampai clarite, dimana vitrinite merupakan maseral yang dominan disertai inertinite dan liptinite. Liptinite menunjukkan intensitas warna kuning muda sampai jingga. *Mineral matter* terdiri dari mineral lempung, oksida besi dan pirit sebagai butir individual atau pengisi rekahan vitrinite. Pirit nampak dengan tekstur framboid.

Nilai rata-rata reflektan vitrinite (% Rvmax) dari sembilan conto inti bor dan dua conto singkapan memiliki kisaran dari 0,42 % sampai 0,54 %.

Pada periode kedua di sumur BSCBM-02 hasil analisis petrografi menunjukkan bahwa batubara berperingkat rendah sampai sedang (lignite sampai sub bituminous B). mikrolitotipenya adalah vitrite dimana vitrinite merupakan maseral dominan yang disertai sedikit liptinite dan inertinite. Liptinite menunjukkan intensitas warna kuning muda sampai kuning. *Mineral matter* terdiri dari mineral lempung, oksida besi dan pirit sebagai butir individual atau pengisi rekahan

vitrinite. Pirit nampak sebagian kecil dengan tekstur framboid.

Nilai rata-rata reflektan vitrinite (% Rvmax) dari sembilan conto inti bor dan dua conto singkapan memiliki kisaran dari 0,36 % sampai 0,47 %.

Hasil Analisis Proksimat dan Ultimat

Analisis proksimat dilakukan untuk mengetahui kualitas dari batubara, selain itu untuk mengetahui kelembaban, kandungan zat terbang (vm), kandungan karbon tertambat (FC), kandungan abu (ash), kandungan sulphur total (TS), tingkat kekerasan (HGI), dan density (RD).

Kualitas batubara dari conto periode pertama berkisar dari 2357 kal/gr sampai 7008 kal/gr dengan nilai rata-rata 5952 kal/gr. Kandungan kelembaban air (M) berkisar dari 2,96 % sampai 6,85 % dengan nilai rata-rata 5,34 %. Kandungan zat terbang berkisar dari 19,77 % sampai 46,19 % dengan nilai rata-rata 39,84 %. Kandungan karbon tertambat (FC) berkisar dari 16,38 % sampai 46,05 % dengan nilai rata-rata 39,89 %. Kandungan abu (Ash) berkisar dari 2,24 % sampai 32,40 % dengan nilai rata-rata 14,93 %. Nilai abu ini sangat mempengaruhi dari nilai kalorinya dimana hubungannya adalah berbanding terbalik. Kualitas batubara dari conto periode kedua berkisar dari 1785 kal/gr sampai 7441 kal/gr dengan nilai rata-rata 5371 kal/gr. Kandungan kelembaban air (m) berkisar dari 3,24 % sampai 10,67 %

dengan nilai rata-rata 7,73 %. Kandungan zat terbang berkisar dari 15,96 % sampai 46,61 % dengan nilai rata-rata 38,02 %. Kandungan karbon tertambat (*f_c*) berkisar dari 3,73 % sampai 44,25 % dengan nilai rata-rata 28,47 %. Kandungan abu (*ash*) berkisar dari 0,4 % sampai 36,36 % dengan nilai rata-rata 14,18 %.

Kualitas batubara dari hasil analisis ultimat ditentukan dari tingginya kandungan karbon dan rendahnya nilai kandungan sulfur, hidrogen, oksigen dan nitrogen. Hasil analisis menunjukkan kandungan unsur karbon antara 63,9 % sampai 76,66 % (lokasi 1, BSCBM-01) dan 65,05 % sampai 78,37 % (lokasi 2, BSCBM-02). Kandungan unsur sulfur antara 0,36 % sampai 12,9 % (lokasi 1, BSCBM-01) dan 0,46 % sampai 11,3 % (lokasi 2, BSCBM-02).

Hasil Pengukuran Kandungan Gas Sumur BSCBM01

Pada sumur ini dilakukan pengukuran gas pada 13 conto inti bor dengan menggunakan metode desorption test. Metode ini telah dijelaskan pada bab sebelumnya. Hasil pengukuran jumlah volume gas total pada 13 kanister ditampilkan pada tabel 1. Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa volume gas mempunyai kecenderungan bertambah seiring dengan bertambahnya kedalaman.

Sumur BSCBM-02

Pada sumur kedua dilakukan pengukuran gas pada 23 conto inti bor dengan

menggunakan metode desorption test. Hasil pengukuran jumlah volume gas total pada 23 kanister ditampilkan pada tabel 2. Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa volume gasnya mempunyai pola yang berbeda dengan sumur BSCBM-01. Hal ini bisa dimaklumi mengingat di sumur kedua ini adanya perbedaan lamanya pengukuran antara kanister yang pertama dengan yang terakhir.

Sumberdaya Batubara

Sumur BSCBM-01

Pada sumur ini terdapat enam lapisan yang memenuhi syarat ketebalan yaitu lapisan P,O,L, J, F dan C dimana total ketebalannya adalah 7,05 meter dengan total sumberdaya sebesar 6,50 juta ton.

Sumur BSCBM02

Pada sumur ini terdapat delapan lapisan yang memenuhi syarat ketebalan yaitu lapisan 2, 9, 11, 16, 18, 20, 21 dan 22 dimana total ketebalannya adalah 6,85 meter dengan total sumberdaya sebesar 8,33 juta ton.

Sumber Daya Gas Metana Batubara

Di sumur BSCBM-01 terdapat tiga lapisan yang memenuhi persyaratan untuk dimasukkan kedalam perhitungan sumberdaya CBM yaitu seam J, F dan C. Total sumberdaya gas metana pada titik BSCBM-01 adalah 295 juta scf (*standard cubic-feet*). Sedangkan di sumur BSCBM-02 terdapat tujuh lapisan yang memenuhi persyaratan yaitu : seam 2, 9, 11, 16 dan

18 dengan sumberdaya gas metana sebesar 335 juta scf. Sumber daya ini masuk dalam klasifikasi tereka.

Prospek Pemanfaatan dan Pengembangan

Potensi gas metana batubara (CBM) di Daerah Paser relatif besar, dilihat dari fraksi gas metana sebagian besar berada diatas 90 % baik untuk BSCBM-01 dan BSCBM-02. Sedangkan apabila dilihat dari sumberdaya gas methannya sumur BSCBM-01 adalah 295 juta scf dan sumur BSCBM02 adalah 335 juta scf.

Kandungan gas yang diukur dalam penelitian ini hanya gas dalam bentuk *sorbed gas*, parameter lain yang tidak diukur adalah porositas dan permeabilitas dari batubara yang berperan sebagai reservoir. Apabila diperoleh nilai porositas dan permeabilitas yang cukup, maka hal akan menambah sumberdaya gas karena akan lebih banyak banyak lagi gas yang terakumulasi di dalam pori-pori, *macro cleat* maupun *micro-cleat* dalam bentuk *free-gas*. Beberapa aspek yang harus dipertimbangkan sebelum melanjutkan kearah pengembangan potensi gas adalah tataguna lahan, infrastruktur dan kondisi sosial masyarakat setempat.

KESIMPULAN

Berdasarkan pembahasan diatas, maka dapat disimpulkan sebagai berikut ;

1. Formasi pembawa batubara yang menjadi target penelitian adalah Formasi Warukin.

2. Lapisan batubara yang didapat dari hasil pengeboran Sumur BSCBM-01 di Daerah Paser sebanyak 13 lapisan batubara dengan ketebalan minimum yaitu 0,3 meter dan ketebalan maksimum adalah 2,2 meter.
3. Lapisan batubara yang didapat dari hasil pengeboran Sumur BSCBM-02 sebanyak 24 lapisan dengan ketebalan minimum yaitu 0,3 meter dan ketebalan maksimum adalah 1,5 meter.
4. Kualitas batubara yang diwakili berkisar 2357 kal/gr sampai 7441 kal/gr dengan rata-rata 5661 kal/gr, sedangkan kandungan abu berkisar antara 0,67 % sampai 39,2 %.
5. Analisis petrografi menunjukkan batubara di daerah ini termasuk kedalam batubara berperingkat rendah sampai sedang dengan nilai reflektan vitrinit berkisar antara 0,36 % sampai 0,54 % *Rv Random*.
6. Sumberdaya batubara berdasarkan sumur BSCBM-01 sebesar 6.5 juta ton, berdasarkan sumur BSCBM-02 sebesar 8,3 Juta ton. Sumberdaya secara keseluruhan (sumur BSCBM-01 dan BSCBM-02) sebesar 88 juta ton, terdiri dari batubara tambang terbuka 23 juta ton dan sumberdaya tambang dalam sebesar 65 juta ton.
7. Sumberdaya gas methan sumur BSCBM-01 sekitar 295 juta scf dan sumur BSCBM-02 sebesar 335 juta scf.

8. Hasil menunjukkan batubara di daerah penelitian memiliki potensi yang cukup besar.

Sumatera Selatan, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung.

DAFTAR PUSTAKA

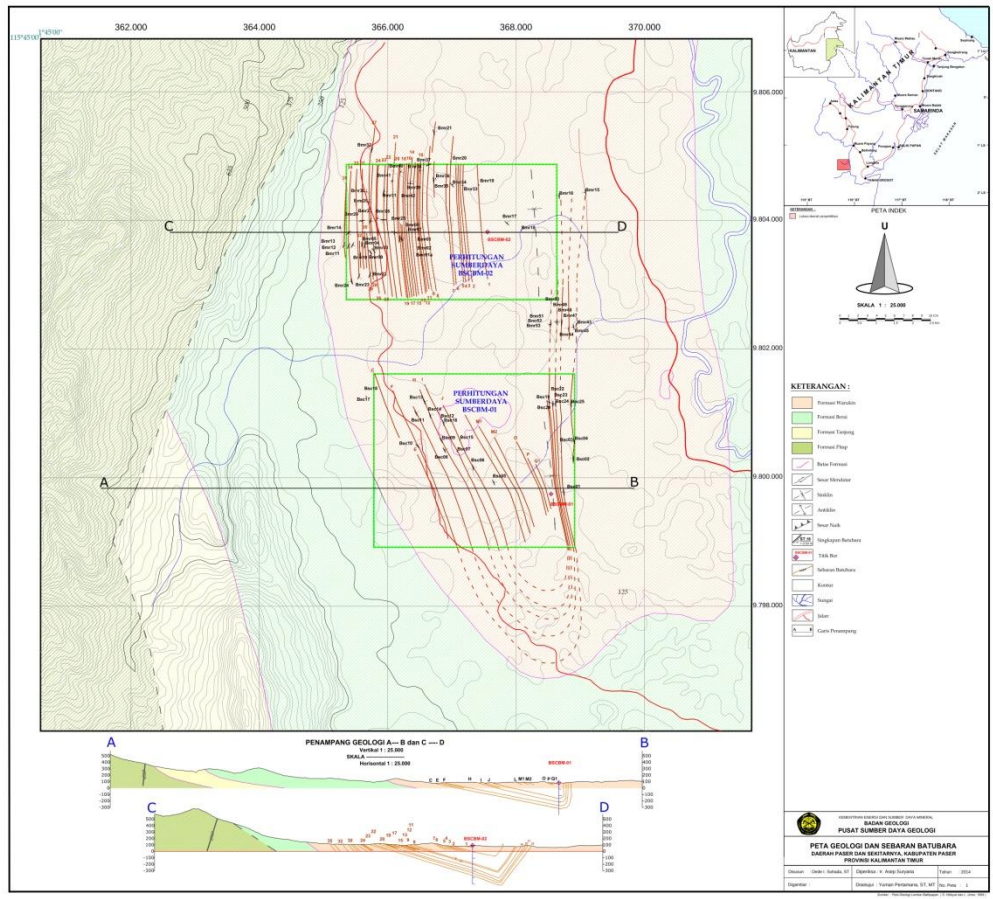
- , 1999, SNI 13-6011-1999: Klasifikasi sumber daya dan cadangan batubara, Standar Nasional Indonesia, Badan Standarisasi Nasional
- , 1999, Australian Standard, Guide to the determination of gas content of coal – Direct desorption method. AS 3980-1999, Standards Association of Australia.
- Darman, H., dkk., 2000, *An Outline of The Geology of Indonesia*, IAGI.
- Hidayat, R., 2013, Penelitian dan Evaluasi CBM di Daerah Tanjung Redeb, Kabupaten Berau, Provinsi Kalimantan Timur, Pusat Sumber Daya Geologi, Bandung.
- Hidayat, S., Umar, L. 1994. *Peta Geologi Lembar Balikpapan, Kalimantan*. P3G. Bandung
- Purnomo, W. S., 2010, Penelitian Potensi CBM di Cekungan Paser, Prov. Kalimantan Timur, Badan Geologi, Bandung.
- Robertson Research, 1978, *Coal Resources of Indonesia*.
- Saghafi, A. 2009. *Gas Content of Coal : Definition, Measurement Techniques and Accuracy Issue*, CSIRO Energy Technology. Australia.
- Simatupang, D., 2012, Penelitian dan Evaluasi Pemboran Potensi CBM di Bayung Lencir, Musi Banyuasin,

Tabel 1. Hasil pengukuran kandungan gas total tiap kanister untuk seam batubara Sumur BSCBM-01

NO. CANISTER	SEAM BATUBARA	KEDALAMAN (m)	VOLUME GAS TOTAL (cc)			Q TOTAL (cc) @STP	FRAKSI GAS METANA (%)	VOLUME GAS METANA (scf/ton) @STP
			Q1	Q2	Q3			
C1A	P	21,00 - 21,50	0,00	7,50	0,00	7,47	0	0
C2A	P	21,50 - 22,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0
C3A	O	26,65 - 27,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0	0
C4A	L	116,40 - 116,90	0,00	57,50	0,00	57,26	12,04	0,01
C5A	L	117,25 - 117,75	0,00	218,00	0,00	217,08	15,24	0,04
C1B	J	235,75 -236,10	249,10	1.124,00	0,00	1.367,31	82,31	0,91
C2B	J	235,48 -235,75	172,71	1.643,00	0,00	1.814,72	96,32	1,33
C3B	I	283,62 - 284,00	210,94	410,50	0,00	618,82	21,97	0,14
C4B	H	308,50 - 309,25	206,25	491,00	0,00	696,87	76,16	0,41
C5B	F	328,60 - 329,20	478,50	2.051,50	45,00	2.573,60	92,15	2,49
C6B	E	341,77 - 342,45	341,29	1.916,00	67,50	2.314,98	90,98	1,70
C7B	C	388,50 - 388,95	521,78	2.749,50	0,00	3.269,50	95,67	3,29
C8B	C	388,95 - 389,30	310,52	1.871,00	0,00	2.172,31	92,98	2,34

Tabel 2. Hasil pengukuran kandungan gas total tiap kanister untuk seam batubara Sumur BSCBM-02

NO. KANISTER	SEAM BATUBAR A	KEDALAMAN (m)	VOLUME GAS TOTAL (cc)			Q TOTAL (cc) @STP	FRAKSI GAS METANA (%)	VOLUME GAS METANA (scf/ton) @STP
			Q1	Q2	Q3			
C1C	1	37,30 - 37,70	11,19	234,50	0,00	244,88	22,27	1,60
C2C	2	104,10 - 104,70	17,79	219,50	0,00	236,35	29,32	1,92
C3C	3	114,30 - 114,60	33,88	268,50	0,00	301,42	23,51	2,40
C4C	4	125,43 - 125,83	6,73	715,00	0,00	723,15	55,83	11,34
C5C	5	132,00 - 132,35	22,84	1048,50	0,00	1068,25	44,89	10,67
C6C	6	164,90 - 165,20	43,47	910,00	0,00	925,86	49,32	13,10
C7C	7	174,30 - 174,70	28,14	988,50	17,50	1011,37	65,60	16,00
C9C	8	257,65 - 257,95	133,90	1109,00	0,00	1236,50	72,33	25,11
C10C, C11C	9	278,90 - 279,30	68,91	1999,00	0,00	2056,56	91,86	51,24
C14C	10	288,35 - 288,75	0,00	2231,00	0,00	2220,19	88,01	60,42
C1D	11	296,00 - 296,50	81,29	1407,50	0,00	1477,12	90,94	57,78
C2D	12	299,50 - 300,30	89,76	1747,00	0,00	1817,38	93,62	77,63
C3D	13	309,40 - 309,70	83,56	985,50	27,50	1060,94	76,47	44,42
C4D	14	322,20 - 322,70	117,25	1533,00	0,00	1636,91	90,37	47,49
C5D	15	336,10 - 336,40	103,14	1109,50	0,00	1202,98	80,66	48,26
C6D	16	344,10 - 344,75	121,98	2095,00	4,00	2198,52	96,12	74,93
C7D, C8D	20	380,90 - 381,40	67,07	1186,50	50,00	1243,57	75,31	49,55
C9D, C10D	21	412,00 - 412,50	167,76	1409,50	0,00	1564,04	94,30	63,25
C11D	23	452,85 - 453,60	48,39	978,00	0,00	1018,43	68,89	47,74
C12D	24	483,40 - 484,50	75,54	723,50	0,00	792,21	93,06	24,45



Gambar 1. Peta Geologi dan Sebaran Batubara Daerah Bataspuang, Kabupaten Paser