

**KONTROL SESAR TERHADAP
INTENSITAS KLIT DAN KUALITAS RESERVOIR
GAS METANA BATUBARA PADA FORMASI SAJAU
DI CEKUNGAN BERAU, KALIMANTAN TIMUR,**

Oleh :

**Ahmad Helman Hamdani
NIP . 195508281982031**



**FAKULTAS TEKNIK GEOLOGI
UNIVERSITAS PADJADJARAN
BANDUNG
JANUARI, 2013**

ABSTRACT

Pliocene Sajau Coal have potential as reservoirs of coalbed methane in Berau Basin. This study investigated the structural faults that are controlling the cleats intensity and reservoir quality of CBM which their parameters should together further control the accumulation and enrichment of CBM. This study was integrated the various analyzes that include regional tectonics, macro structural geology and microscopic (shear zones, and cleats) to further evaluate its relevance to the content of the CBM. The micro structure in the coal (cleats) and shear joints were measured in the field, were statistically analyzed and then interpreted the occurrence of such structures. Associated with geological lineament, which is of significant importance for the increased permeability of the coal which has implications for the process of formation, storage and gas production in coal. Cleats in Sajau coal is the result of endogenous and exogenous processes. Endogenous process occurs during the process coalification characterized by straight lines and planar shape, while the exogenous processes mainly related tectonic stress (marked with a curved and forms wrinkles). Alignment field orientation, faults and shear zones with cleats indicate tectonic control occurs during the formation of cleat. Plot a scatter diagram and regression analysis of meso - and microcleats reveal power-law distribution of fault distance with cleat distance, cleat aperture, and cleat frequency; cleat permeability and cleat porosity. There are variations in the gas content of Sajau coal Formation; samples between boreholes, between layers of coal seam. The results showed that the variation of the gas content in coal reservoirs controlled by tectonic after the formation of coal. Cleats and fault distribution can increase the cleat permeability by providing additional pathways for the migration of gas from the coal matrix, in addition to providing access for methanogenic bacteria to facilitate the process of CO₂ reduction of bacteria in the coal seam. By understanding the mechanisms and conditions of geological structures that control the abundance, distribution, and orientation of coal cleats, allowing a better understanding of how the distribution of methane in coal, which will be useful in the exploration or production of coal methane gas

Keywords : Coal, Sajau Formation, Berau Basin, cleats, faults, gas contents

ABSTRAK

Batubara Formasi Sajau yang berumur Pliosen mempunyai potensi sebagai reservoir gas metana batubara Cekungan Berau. Penelitian ini menyelidiki bahwa struktural sesar merupakan pengendali intensitas klit dan kualitas reservoir GMB yang selanjutnya akan mengontrol akumulasi dan pengayaan GMB dalam batubara Formasi Sajau. Penelitian ini mengintegrasikan berbagai analisis yang mencakup tektonik regional, struktur geologi makro dan mikroskopis (kekar gerus, dan cleat) untuk mengevaluasi lebih lanjut keterkaitannya dengan kandungan GMB. Struktur rekahan mikro pada batubara (cleat) dan kekar gerus yang diukur di lapangan, dianalisis secara statistik dan kemudian ditafsirkan cara terjadinya struktur tersebut, terkait dengan kelurusan geologi, yang mempunyai arti penting bagi peningkatan permeabilitas batubara yang berimplikasi kepada proses pembentukan, penyimpanan dan produksi gas dalam batubara. *Klit* yang terdapat dalam batubara Formasi Sajau adalah hasil proses endogen dan eksogen. Proses endogen terjadi selama proses pembatubaraan ditandai dengan bentuk garis lurus dan bentuk planar, sedangkan proses eksogen terutama terkait stres tektonik (ditandai dengan melengkung dan bentuk kerut). Kesejajaran orientasi medan tegasan sesar dan kekar gerus dengan klit menunjukkan kontrol tektonik terjadi selama pembentukan klit. Plot diagram pencar dan analisis regresi data meso- dan mikroklit mengungkapkan distribusi power-law antara jarak sesar dengan jarak klit, aperture klit, dan frekuensi klit; permeabilitas and porositi klit. Terdapat variasi kandungan gas dalam batubara Formasi Sajau; baik dari contoh antara lubang bor, antara lapisan seam batubara. Hasil penelitian menunjukkan bahwa variasi kandungan gas dalam reservoir batubara dikontrol oleh tektonik setelah pembentukan batubara. Distribusi sesar dan *klit* dapat meningkatkan permeabilitas *klit* dengan menyediakan jalur tambahan untuk migrasi gas dari matriks batubara, selain memberikan akses bagi bakteri metanogen untuk memudahkan proses reduksi CO₂ bakteri dalam lapisan batubara. Dengan memahami mekanisme dan kondisi struktur geologi yang mengontrol kelimpahan, distribusi, dan orientasi *klit*, memungkinkan lebih memahami bagaimana distribusi gas metan dalam batubara, yang akan berguna dalam kegiatan eksplorasi ataupun produksi gas metan batubara

Kata Kunci : Batubara, Formasi Sajau, Cekungan Berau, klit, sesar, kandungan gas

KATA PENGANTAR

Penulis memanjatkan puji syukur kepada ALLAH SWT, karena atas berkat pertolongan dan rahmat serta hidayah-Nya, maka penelitian ilmiah ini dapat diselesaikan.

Hasil penelitian ini dimaksudkan untuk mengetahui sejauh mana sesar akan mengendalikan intensitas klit dan kualitas reservoir gas metana batubara. Penelitian ini dilakukan terhadap batubara Formasi Sajau yang didapatkan di Cekungan Berau, Kalimantan Timur..

Pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada Prof. Dr. Ir. H. Hendramawan , selaku Dekan Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran yang telah memberikan dorongan supaya penelitian ini dapat terselesaikan tepat pada waktunya.

Penelitian ini juga dapat terselesaikan atas bantuan berbagai instansi pemerintah ataupun swasta nasional. Secara khusus disampaikan terimakasih kepada

1. PT. Swarnadwipa Nusantara; kepada bapak Djabbah Sukarno; yang telah memberikan ijin penggunaan data seismik dan pemboran geologi migas dan data pemboran batubara.
2. Laboratorium Coalbed Methane Lemigas Jakarta; kepada bapak Kosasih; yang telah membantu dan memberikan fasilitas untuk melakukan analisa adsorpsi gas metan dan pemindaian *CT Scan Tomography*.
3. Laboratorium Radiologi, RS Fatmawati di Jakarta yang telah membantu untuk melakukan pemindaian *CT Scan Tomography*.
4. Laboratorium Pusat Survei Geologi yang membantu dalam melaksanakan pemotretan SEM.

Kritikan yang konstruktif dan saran-saran dari para pembaca sangat diharapkan untuk kesempurnaan penelitian ini. Akhirnya penulis berharap, semoga hasil penelitian ini ada gunanya bagi kita semua.

Bandung, 30 Januari 2013

Ahmad Helman Hamdani

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
ABSTRACT	ii
ABSTRAK	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL.....	xvii
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Rumusan Masalah	3
1.2.1. Identifikasi Masalah	3
1.2.2. Perumusan Masalah	6
1.4. Maksud dan Tujuan Penelitian	7
1.5. Kegunaan Penelitian/ Manfaat Penelitian	7
BAB 2 KAJIAN PUSTAKA, KERANGKA PEMIKIRAN & HIPOTESIS	9
2.1. Kajian Pustaka	9
2.1.1. Karakteristik Geologi Regional Cekungan Berau	9
2.1.1.1 Evolusi Tektonik dan Sedimentasi di Cekungan Berau	10
2.1.1.2 Stratigrafi Cekungan Berau	16
2.1.1.3 Potensi Gas Metan Batubara di Cekungan Berau	21
2.1.2. Kapasitas Penyimpanan Gas Metan Dalam Batubara	23
2.1.3. Pengaruh Struktur Geologi Terhadap Akumulasi GMB	30
2.1.3.1. Kontrol <i>Klit</i> Terhadap Akumulasi GMB	31
2.1.3.2. Kontrol Sesar Terhadap Akumulasi GMB	36
2.2. Kerangka Pemikiran	39
2.3. Hipotesa	41
BAB 3 BAHAN, OBJEK DAN METODE PENELITIAN	43
3.1. Bahan Penelitian & Ketersediaan Data	42
3.2. Objek Penelitian	44
3.3. Metode Penelitian	44
3.3.1. Interpretasi Kelurusan Struktural Makro Permukaan	47
3.3.2. Interpretasi Struktur Bawah Permukaan	49
3.3.3. Pembuatan Peta Kerangka Struktur	53
3.3.4. Pengukuran Data Sesar, Kekar dan Cleat di Lapangan	53
3.3.5. Pengambilan Contoh Batubara di Lapangan	54
3.3.5. Analisis Tegangan Utama Sesar, Kekar dan Cleat	55
3.3.6. Analisa CT Scan Tomography	57

3.3.7.1. Pengukuran CT_{number}	57
3.3.6.2. Kuantifikasi Porositas Batubara	62
3.3.6.3. Kuantifikasi Permeabilitas Batubara	63
3.3.7.4. Kuantifikasi Permeabilitas Batubara	78
3.3.7. Pengukuran Kualita Batubara	65
3.3.8. Pengukuran Adsorpsi Gas Metan Dalam Batubara	66
3.3.9. Analisis Data	74
3.3.10. Analisis Data	75
BAB 4 HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN	82
4.1. Hasil Penelitian	82
4.1.1. Pengukuran Orientasi Kelurusan Struktural Makroskopis	82
4.1.2. Pengukuran Struktur Geologi Mesoskopis	97
4.1.3. Pengukuran <i>Klit</i> Makroskopis	106
4.1.4. Pengukuran <i>Klit</i> Secara Mesoskopis	118
4.1.5. Pengukuran <i>Klit</i> Secara Mikroskopis	119
4.1.6. Struktur Geologi Bawah Permukaan Cekungan Berau	123
4.1.7. Analisa Proksimat Batubara Formasi Sajau	128
4.1.8. Gas Metana Dalam Batubara Formasi Sajau	129
4.2. Pembahasan Hasil Penelitian	138
4.2.1. Analisa Struktur Geologi Daerah Penelitian	138
4.2.1.1. Periode Deformasi & Tegasan Utama Terbesar	138
4.2.1.2. Evolusi Sistem Sesar Daerah Peneltian	141
4.2.1.3. Analisa Struktur Sesar Daerah Penelitian	158
4.2.1.4. Analisis Struktur <i>Klit</i> Daereah Penelitian	175
4.2.2. Pengaruh Sesar Terhadap Perkembangan Intensitas Cleat	190
4.2.3. Pengaruh Intensitas <i>Klit</i> & Sesar Terhadap Kualitas Reservoir GMB	202
4.2.4. Kompartemen Gas Metana Batubara Formasi Sajau	217
4.2.5. Pengaruh Sesar Terhadap Volume GMB	224
BAB 5 KESIMPULAN DAN SARAN	231
5.1. Kesimpulan	231
5.2. Saran	232
DAFTAR PUSTAKA	233

DAFTAR GAMBAR

	Hal .	
Gambar 1.1.	Lokasi penelitian gas metana batubara Formasi Sajau, di Cekungan Berau, Kalimantan Timur	3
Gambar 2.1.	Penampang struktur yang menunjukkan pemisahan daerah cekungan Berau dan Cekungan Tarakan (Modifikasi Hidayati et al., 2007)	13
Gambar 2.2	Konfigurasi tektonik Cekungan Berau yang dibatasi oleh struktur sesar Mangkalihat dan Sesar Maratua yang menunjukkan arah kompresional timurlaut-baratdaya (Sumber : Lentini and and Darman, 1996; Hidayati et al, 2007.)	16
Gambar 2.3.	Sebagian peta geologi Lembar Tanjung Redeb dan urutan stratigrafi yang merupakan bagian dari Cekungan Berau (Peta Geologi Lembar Tanjung Redeb, Situmorang dan Burhan, 1992).	17
Gambar 2.4.	Susunan stratigrafi cekungan Berau (Salahuddin et al, 2011)	20
Gambar 2.5.	Struktur porositi ganda batubara yang menunjukkan struktur klit dan matrik batubara (Sumber : http://coalbedmethane.wordpress.com/)	24
Gambar 2.6	Geometri cleat pada potongan penampakan tegak cleat (Laubach and Tremain, 1994).	33
Gambar 2.7.	Diagram mawar (rosette diagram) yang menunjukkan kesamaan arah orientasi klit dalam batubara bituminous, rekahan dalam batuan dan sumbu lipatan di daerah Pittsburgh, Amerika Serikat (Sumber Mc Culloch et al., 1997)	34
Gambar 2.8.	Model suatu patahan terdiri dari komponen inti, zona hancuran dan batuan asal (Alvar et al., 2009)	37
Gambar 2.9.	Kerangka konseptual penelitian	46
Gambar 3.1.	Bagan alir tahapan penelitian	59

Gambar 3.2.	Tampilan DEM SRTM daerah penelitian di Cekungan Berau, Kalimantan Timur dengan resolusi 90 m	47
Gambar 3.3.	Pola kelurusan hasil interpretasi DEM SRTM daerah penelitian	48
Gambar 3.4	Lintasan seismik dan titik pemboran eksplorasi di daerah penelitian	50
Gambar 3.5	Ekstraksi <i>Wavelet</i> dan <i>Well Seismic Tie</i> dari sumur Kalmerah-1	51
Gambar 3.6	Analisa stereonet kekar pada batupasir Formasi Sajau di lokasi K.11	55
Gambar 3.7	Perangkat keras CT Scan Tomography yang digunakan dalam penelitian untuk mengukur dimensi klit.	58
Gambar 3.8.	Proses serangkaian pemindaian yang akan dilakukan sebanyak 400 <i>slice</i> pada sampel sepanjang 1 meter	59
Gambar 3.9	Contoh sepotong irisan (<i>slice</i>) batubara di China (gambar atas) dan penampang sayatan (gambar bawah) yang menunjukkan jumlah CT_{number} di komponen batubara ; <i>fitur A,B, dan C</i> menunjukkan lokasi mineral dengan warna putih terang dan CT_{number} yang tinggi; <i>fitur a dan b</i> menunjukkan lokasi pori-pori dengan warna gelap dan nomor CT rendah. Sementara itu CT_{number} dari matrix batubara terletak diantara nilai CT_{number} pori dan mineral (Sumber : Yanbin Yao <i>et al</i> , 2009)	61
Gambar 3.10.	(A) Skema ideal dari system klit batubara yang menunjukkan geometric kubik (Harpalani and Chen, 1995); (B) Irisan hasil pindaian CT Scan (a = bukaan klit ; b = jarak antar klit)	64
Gambar 3.11.	Skema alat pengukuran adsorpsi metan dalam batubara	67
Gambar 4.1.	Citra inderaja <i>Digital Surface Model (DSM ASTER)</i> dengan resolusi 30 meter lembar Tanjungredeb RBI 1918-21, RBI 1918-22, dan Lembar S. Bengawan RBI 1918-23, 1918-24), Kalimantan Timur yang mencakup sebagian besar daerah telitian	83
Gambar 4.2.	Peta kelurusan structural geologi berdasarkan pengukuran	84

data grid 20 x 20 km² (garis warna biru menunjukkan kelurusan)

Gambar 4.3.	Peta kelurusan struktural berdasarkan metode arah penyinaran (garis warna biru menunjukkan kelurusan)	84
Gambar 4.4.	Peta prediksi kerangka struktur geologi makroskopis di daerah penelitian berdasarkan interpretasi kelurusan DEM ASTER.	85
Gambar 4.5.	Peta geologi revisi daerah Tanjung Redeb dan sekitarnya, Kabupaten Berau yang dikompilasi dari Peta Geologi Lembar Tanjung Redeb, skala 1 : 250.000, dengan penambahan beberapa arah kelurusan sesar yang diinterpretasikan dari citra inderaja (DEM ASTER)	91
Gambar 4.6.	Peta struktur geologi yang menunjukkan sebaran sesar makroskopis (berikut penomoran sesar) daerah penelitian dan sekitarnya, Cekungan Berau.	94
Gambar 4.7.	Penyederhanaan arah umum kelompok segmen sesar makroskopis dan diagram mawar (Rossettee Diagram) arah umum kelurusan sesar makroskopis Formasi Sajau di daerah penelitian (N = 61 segment sesar) , Cekungan Berau	95
Gambar 4.8.	Singkapan struktur penyerta kekar gerus dan breksiasi yang ditemukan pada Formasi Sembakung di lokasi 2.	99
Gambar 4.9.	Singkapan struktur penyerta kekar gerus dan kekar tension yang ditemukan pada Formasi Sembakung di lokasi 20	99
Gambar 4.10.	Analisa <i>Schmidt Net</i> struktur penyerta kekar gerus Formasi Sembakung di lokasi 20; yang mempunyai : <i>Mplane</i> (π girdle) :N 75 ⁰ E /16 ⁰ arah tegasan utama (σ_1 : 9 ⁰ , N 223 ⁰ E, σ_2 : , N 345 ⁰ E dan σ_3 : 14 ⁰ , N 131 ⁰ E) dengan jenis sesar adalah wrench fault (Klasifikasi sesar : Thrust Fault (Anderson, 1951). Terdeformasi kuat . Tipe Deformasi : <i>Brittle Deformation</i>	100
Gambar 4.11.	A) Singkapan batupasir berselingan dengan batulempung dan batubara di daerah Latih (Lokasi 6) ; (B) Perbesaran foto pola kekar gerus.	102
Gambar 4.12.	Analisa <i>Schmidt Net</i> struktur penyerta kekar gerus Formasi Latih di lokasi 6; yang mempunyai : <i>Mplane</i> (π girdle) :N 218 ⁰ E /18 ⁰ arah tegasan utama (σ_1 : 4 ⁰ , N 23 ⁰ E, σ_2 :	103

72⁰, N 128⁰ E dan σ_3 : 17⁰, N 292⁰ E) dengan jenis sesar adalah **wrench fault** (Anderson, 1951). Besaran 2θ : 22⁰, θ : 11⁰ **Terdeformasi kuat**. Tipe Deformasi : *Brittle Deformation*

- Gambar 4.13. (A) Singkapan batupasir berselingan dengan batulanau tersingkap di pinggir jalan raya di daerah Latih (lokasi 7); (B) singkapan kekar gerus yang berpasangan (conyugate shear) pada lokasi 7 103
- Gambar 4.14. Singkapan batupasir berselingan dengan batulempung Formasi Sajau dilokasi 13 yang menunjukkan adanya kekar gerus, 104
- Gambar 4.15. Analisa *Schmidt Net* struktur penyerta kekar gerus Formasi Sajau di lokasi 13; yang mempunyai : *Mplane* (π girdle) : N 114⁰ E /16⁰ **arah tegasan utama** (σ_1 : 4⁰, N282⁰E, σ_2 : 74⁰ N 24⁰ E dan σ_3 : 16⁰, N 191⁰ E) dengan jenis sesar adalah **wrench fault** (Anderson, 1951). Besaran 2θ : 54⁰, θ : 27⁰ **Terdeformasi kuat**. Tipe Deformasi : *Brittle Deformation* 105
- Gambar 4.16. (A) Singkapan batupasir Formasi Sajau di lokasi 11; (B) Perbesaran foto pola kekar gerus pada singkapan di A 106
- Gambar 4.17. Analisa *Schmidt Net* struktur penyerta kekar gerus Formasi Sajau di lokasi 11; yang mempunyai : *Mplane* (π girdle) : N 114⁰ E /16⁰ **arah tegasan utama** (σ_1 : 1⁰, N 43⁰ E, σ_2 : 39⁰, N 135⁰ E dan σ_3 : 50⁰, N 312⁰ E) dengan jenis sesar adalah **Thrust fault** (Anderson, 1951). Besaran 2θ : 82⁰, θ : 41⁰ **Terdeformasi kuat**. Tipe Deformasi : *Semi Ductile* 106
- Gambar 4.18. Singkapan batubara Formasi Latih yang menunjukkan sebaran klit di lokasi C1 107
- Gambar 4.19. Analisa *Schmidt Net* cleat batubara Formasi Latih di lokasi C1; yang mempunyai : *Mplane* (π girdle) : N 276⁰ E /69⁰, **arah tegasan utama** (σ_1 : 69⁰, N 283⁰ E, σ_2 : 21⁰, N 189⁰ E dan σ_3 : 60⁰, N 70⁰ E. Besaran 2θ : 66⁰, θ : 32⁰ 108
- Gambar 4.20. Analisa *Schmidt Net* cleat batubara Formasi Sajau di lokasi C2, C3, C6 dan C8 di daerah Kasai dan Mangkupadi; menunjukkan **arah tegasan utama** (σ_1) dalam kisaran : 153⁰ E dan N 156⁰ E (baratlaut– tenggara) 113
- Gambar 4.21. Singkapan batubara pada zona sesar yang menunjukkan adanya klit yang rapat dan zona hancuran di daerah Kasai 116

(C3)

Gambar 4.22.	Hasil pindaian CT Scan Tomography batuan inti batubara di SH.. Garis warna merah menunjukkan <i>face</i> klit dan garis warna kuning adalah <i>butt</i> klit	119
Gambar 4.23	Hasil pemindaian SEM dan interpretasi EDX batubara Formasi Sajau yang memperlihatkan kandungan unsur Al, K yang dominan.	120
Gambar 4.24	Hasil pemindaian SEM dan interpretasi EDX batubara Formasi Sajau yang memperlihatkan kandungan unsur Fe, K yang dominan.	121
Gambar 4.25	Pindaian SEM yang menunjukkan struktur klit yang berbentuk garis lurus dan melengkung (<i>curved cleat</i>)	122
Gambar 4.26	Pindaian SEM yang menunjukkan struktur rekahan mikro berbentuk melengkung dan membentuk segmen bergerigi.	123
Gambar 4.27	Identifikasi zona batubara dengan menggunakan metoda <i>crossplot</i>	125
Gambar 4.28	Respon amplitudo dan fasa dari <i>wavelet</i> hasil ekstraksi metode <i>statistic</i>	126
Gambar 4.29.	Respon amplitudo dan fasa dari <i>wavelet</i> hasil ekstraksi metode <i>band pass filter</i>	128
Gambar 4.30.	Penampang seismic regional baratlaut-tenggara daerah penelitian menunjukkan perkembangan struktur geologi batuan dasar hingga ke permukaan yang dapat dikenali dipermukaan dengan DEM (B).	124
Gambar 4.31	Interpretasi penampang seismic lintasan L1001-D72 dengan arah baratdaya-timur laut. menunjukkan perkembangan struktur sesar naik di bagian barat; yang teridentifikasi di permukaan melalui DEM SRTM.	124
Gambar 4.32	Peta struktur kedalaman Formasi Sembakung, Formasi Latih dan Formasi Sajau yang memperlihatkan karakterisasi struktur geologi bawah permukaan yang sama dengan struktur geologi permukaan di daerah penelitian.	126
Gambar 4.33	Interpretasi data sesimik yang menunjukkan adanya	127

kesejajaran struktur permukaan dan bawah pengaruh yang diakibatkan pengaruh struktur batuan dasar di cekungan Berau (Sumber data ;; A.H. Hamdani *et al*, 2012)

Gambar 4.34	Separasi yang lebar antara kurva log LLD dan MSFL di sumur Kalmerah-1; menunjukkan adanya zona gas batubara di kedalaman 285,60 – 335,28 meter (Sumber data : Edi Sutrisno <i>et al.</i> ,1995)	129
Gambar 4.35	Separasi log NPHI dan log RHOB pada interval 375,67 – 405,01 feet yang sempit menunjukkan adanya kandungan gas dalam batubara Formasi Sajau di sumur Kalmerah-1	130
Gambar 4.36	Diagram Langmuir isothermal batubara seam A (MNH-1); batubara seam B (MNH-1); batubara seam C (MNH-2) dan batubara seam D (MNH-2) terletak di blok Tanah Kuning	136
Gambar 4.37	Diagram Langmuir isothermal batubara seam A (CH-54); batubara seam B (CH-54); di blok Mangkupadi	136
Gambar 4.38	Diagram Langmuir isothermal batubara seam A (SH-101) dan batubara seam B (SH-108); di blok Kasai	137
Gambar 4.39	Diagram yang menunjukkan periode deformasi dan arah tegasan utama terbesar (σ_1) sistem sesar makroskopis Cekungan Berau	140
Gambar 4.40	Peta tumpang tindih struktur geologi dan koridor struktur bukaan primer (graben/ berwarna kuning muda) dan struktur bukaan sekunder (warna coklat muda) daerah Cekungan Berau bagian timur	148
Gambar 4.41	Peta struktur kedalaman Formasi Latih (A) dan Formasi Sajau (B) di Cekungan Berau bagian timur.	149
Gambar 4.42	Sistem Sesar makroskopis yang membentuk zona trantensional dan transpresional daerah penelitian	154
Gambar 4.43	Interpretasi seismic 2D pada lintasan baratlaut-tenggara dan baratdaya-timur yang menunjukkan berkembangnya struktur <i>graben</i> dan struktur bunga negative (negative flower structures)	156
Gambar 4.44	Penampang seismik 3D yang menunjukkan struktur <i>graben</i> dan struktur <i>pull a part basin</i> di cekungan Berau.	157

Gambar 4.45	Peta struktur geologi daerah penelitian yang dihasilkan dari interpretasi sesar makroskopis dan analisa kekar gerus pada lokasi jalur sesar 26b (K.12) dan jalur sesar 29 (K.11)	120
Gambar 4.46	Analisis kelompok sesar makroskopis J (N75 ⁰ E – N255 ⁰ E), pada lokasi K.11. Terjadi pada tahap 1 periode deformasi D.IV (Pleistosen Atas – Holosen).	162
Gambar 4.47	Analisis kelompok sesar makroskopis J (N75 ⁰ E – N255 ⁰ E), pada lokasi K.11. Analisis kelompok sesar makroskopis J (N75 ⁰ E – N255 ⁰ E), pada lokasi K.11. Terjadi pada tahap 2 periode deformasi D.IV (Pleistosen Atas – Holosen).	164
Gambar 4.48	Analisis kelompok sesar makroskopis J (N75 ⁰ E – N255 ⁰ E), pada lokasi K.11. Terjadi pada tahap 3 periode deformasi D.IV (Pleistosen Atas – Holosen).	165
Gambar 4.49	Analisis kelompok sesar makroskopis J (N75 ⁰ E – N255 ⁰ E), pada lokasi K.11. Terjadi pada periode 1 deformasi D.III (Miosen Atas).	167
Gambar 4.50	Analisis kelompok sesar makroskopis C (N310 ⁰ E –N130 ⁰ E)), pada lokasi K.12. Terjadi pada periode deformasi D.I (Paleosen – Eosen Bawah).	169
Gambar 4.51	Pola makrostruktur cekungan Berau yang terbentuk akibat pengaruh sesar PDZ Mangkalihat	171
Gambar 4.52	Peta densitas perpotongan sesar dari sesar makroskopis daerah penelitian. (Keterangan : DPS = Densitas perpotongan sesar) . Area dengan DPS rendah (1 – 3) berwarna kuning; DPS menengah (4 – 7) berwarna hijau terang dan DPS tinggi (> 7) berwarna merah maron .	173
Gambar 4.53	Kompartemen prospek gas metana batubara Formasi Sajau di cekungan Berau bagian timur.	174
Gambar 4.54	Pola perpotongan antara <i>face klit</i> dan <i>butt klit</i> pada sayatan CT Scan batuan inti batubara seam E, Formasi Sajau di lokasi MNH-2	176
Gambar 4.55	Kesamaan antara orientasi struktur lipatan pada Formasi Latih dengan arah tegasan utama cleat batubara di lokasi C,	177

C1A, C1B.

Gambar 4.56	Zona sesar yang pada batubara di lokasi C9 (daerah Tanah Kuning) dengan bentuk <i>face</i> klit yang melengkung dan zona breksiasi	178
Gambar 4.57	Analisa <i>Schmidt Net</i> cleat batubara Formasi Sajau di lokasi C2, C3, C6 dan C8 di daerah Kasai dan Mangkupadi; menunjukkan arah tegasan utama (σ_1) dalam kisaran : 153^0 E dan N 156^0 E (baratlau – tenggara)	179
Gambar 4.58	Analisa <i>Schmidt Net</i> kekar gerus pada batupasir Formasi Sajau di lokasi K3, K4 dan K8 di daerah Kasai dan Mangkupadi ; menunjukkan arah tegasan utama (σ_1) dalam kisaran : 138^0 E - N 146^0 E (baratlau – tenggara)	180
Gambar 4.59	Analisa <i>Schmidt Net</i> cleat batubara Formasi Sajau di lokasi C9, C10, dan C11; daerah Tanah Kuning menunjukkan arah tegasan utama (σ_1) baratlaut – tenggara.	181
Gambar 4.60	Analisa <i>Schmidt Net</i> batupasir Formasi Sajau di lokasi K.10, K.11. dan K.14; daerah Tanah Kuning menunjukkan arah tegasan utama (σ_1) baratlaut – tenggara	182
Gambar 4.61	Diagram mawar kelurusan geologi (A) ; orientasi klit (B) dan rekahan (joint) pada deformasi D.IV di daerah cekungan Berau	183
Gambar 4.62	Peta geologi yang dilengkapi dengan arah tegasan utama (σ_1) gabungan klit dan kekar gerus di cekungan Berau.	186
Gambar 4.63	Karakteristik bentuk klit hasil identifikasi SEM dari berbagai tipe deformasi dalam batubara (A) <i>primary</i> klit (deformasi lemah); (B) <i>Cataclastic deformation</i> , (C) <i>Brittle deformation</i>	188
Gambar 4.64.	Lokasi singkapan inti sesar no 26 yang menunjukkan karakteristik deformasi kerut yang terjadi pada batubara.	189
Gambar 4.65	Grafik regresi linier yang menunjukkan hubungan antara frekuensi mesoklit dengan peringkat batubara pada Formasi Sajau, Cekungan Berau. (Keterangan : L : lignit; Sb : Subbituminous C)	191

Gambar 4.66	Grafik regresi berpangkat (power regression) yang menunjukkan hubungan antara frekuensi mesoklit Formasi Sajau, Cekungan Berau dengan jarak sesar. (Keterangan : L : lignit; Sb : Subbituminous C)	192
Gambar 4.67	Grafik hubungan antara densitas perpotongan klit (DFc) dari CT Scan Tomografi dengan jarak lokasi sesar batubara seam A (atas) dan batubara seam B (bawah).	194
Gambar 4.68	Grafik hubungan antara densitas perpotongan klit (DFc) dari CT Scan Tomografi dengan jarak terhadap sesar batubara seam A – G	195
Gambar 4.69	Grafik regresi berpangkat (power regression) yang menunjukkan hubungan antara Jarak Antar mesoklit Batubara Formasi Sajau, Cekungan Berau dengan jarak sesar pada seam batubara A (gambar kiri) dan B (gambar kanan)	197
Gambar 4.70	Grafik regresi berpangkat (power regression) yang menunjukkan hubungan antara Jarak Antar mesoklit Batubara Formasi Sajau, Cekungan Berau dengan jarak sesar	198
Gambar 4.71	Grafik regresi berpangkat (power regression) yang menunjukkan hubungan antara Bukaannya klit mesoklit Batubara Formasi Sajau, Cekungan Berau dengan jarak sesar	200
Gambar 4.72	Grafik regresi berpangkat (power regression) yang menunjukkan hubungan antara Jarak Antar mesoklit Batubara seam A dan B Formasi Sajau, dengan permeabiliti klit di Cekungan Berau.	206
Gambar 4.73	Grafik regresi berpangkat (power regression) yang menunjukkan hubungan antara Jarak Antar mesoklit Batubara seam A s/d seam G Formasi Sajau, dengan permeabiliti klit di Cekungan Berau.	207
Gambar 4.74	Grafik hubungan antara Jarak sesar (Js) dan permeabiliti klit seam batubara Formasi Sajau, di cekungan Berau	210
Gambar 4.75	Grafik hubungan Jarak antara klit (JAc) dan porositi klit seam batubara A - G Formasi Sajau, di cekungan Berau..	213

Gambar 4.76	Grafik hubungan Jarak sesar (Js) dan porositi klit seam batubara A - G Formasi Sajau, di cekungan Berau.	215
Gambar 4.77	Zonasi produksi gas metana untuk masing-masing kompartemen	223
Gambar 4.78	Diagram jalur (Path Diagram) <i>model</i> kendali sesar (S) terhadap kandungan gas metana batubara (V)	226

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Secara geologi Cekungan Berau merupakan cekungan sedimentasi dengan potensi gas metana batubara yang besar yang mengalami berbagai aktivitas tektonik sejak pembentukannya di kala Eosen Tengah hingga saat ini. Sesar-sesar yang terbentuk di Cekungan Berau menurut Hidayati et al (2007) dikontrol oleh dua sesar utama Mangkalihat dan Maratua akibat ekstrusi sesar Palu Koro. Akumulasi GMB di cekungan Berau terjadi dalam beberapa fase yang berbeda; fase pertama terjadi bersamaan dengan pengendapan *syn-rift* pada kala Eosen dengan ditemukannya endapan batubara pada sikuen VII ekuivalen dengan Formasi Sembakung (Noon et al, 2003); fase kedua adalah fase sedimentasi *post-rift* yang berkembang pada batubara sikuen IV ekuivalen dengan Formasi Latih (Noon et al., 2003; Nana Suwarna dan Bambang Hermanto, 2006); dan fase ketiga terjadi pada fasa Plio-Pleistosen tektonik inversi pada batubara sikuen II atau ekuivalen dengan Formasi Sajau (Noon et al., 2003; Hamdani, 2012). Dengan demikian, proses sedimentasi dan aktivitas tektonik baik lokal ataupun regional berupa tektonik ekstensional dan kompresional disamping mengontrol proses pengendapan batubara juga memberikan pengaruh yang signifikan terhadap pembentukan, migrasi dan produktivitas GMB pada berbagai formasi batuan.