

SARI

Underground Coal Gasification (UCG) merupakan salah satu teknologi yang dapat meningkatkan nilai tambah batubara. Teknologi ini mengubah batubara menjadi gas di bawah permukaan melalui proses gasifikasi. Daerah Mangunjaya merupakan salah satu daerah prospek yang terletak di Cekungan Sumatera Selatan yang sejak lama aktif memproduksi batubara. Tujuan dari penelitian ini untuk mengetahui karakteristik batubara di area Mangunjaya serta menentukan potensi lokasi dan tonase batubara untuk UCG. Kriteria pemilihan diambil dari penelitian sebelumnya, yaitu ketebalan batubara, kedalaman lapisan batubara, rasio kedalaman dan ketebalan, peringkat batubara, kemiringan lapisan batubara, jenis dan ketebalan batuan atap dan lantai, struktur geologi, dan kondisi hidrogeologi. Analisis yang dilakukan berupa analisis data core, analisis proksimat & *calorific value*, analisis log GR & desitas, serta analisis hidrogeologi. Tiga belas lubang bor dievaluasi untuk mengetahui potensinya, yaitu MJ1 hingga MJ13.

Hasil penelitian menunjukkan batubara pada daerah Mangunjaya memiliki peringkat subbituminus A dan B. Nilai net CV memiliki rentang dari 3.239,333 cal/gr hingga 3.584,018 cal/gr. Hasil evaluasi menunjukkan bahwa lapisan batubara Mangus pada kedalaman 260,4 m di lubang bor MJ02 yang sesuai dengan sebagian besar kriteria pemilihan untuk UCG, yaitu peringkat batubara, *calorific value*, ketebalan batubara, kedalaman batubara, rasio kedalaman/ketebalan, serta jenis batuan *roof & floor*. Terdapat dua kriteria yang masih belum sesuai, yaitu ketebalan *roof* dan *floor*. Selain itu, kesesuaian kondisi hidrogeologi masih belum bisa dipastikan karena kurangnya data. Area potensial ini memiliki luas total 36.808.562 m² dengan volume total Volume batubara potensial sebesar 393.851.613,4 m³ serta tonase sebesar 512.007.097,41 ton.

Kata kunci: UCG, kriteria pemilihan, batubara

ABSTRACT

Underground Coal Gasification (UCG) is a technology that can increase the coal added value. This technology converts coal into gas below the surface through a gasification process. The Mangunjaya area is one of the prospect areas located in the South Sumatra Basin which has been actively producing coal for a long time. The purpose of this study is to determine the characteristics of coal in the Mangunjaya area and to determine the potential location and tonnage of coal for UCG. The selection criteria were taken from previous research, namely coal thickness, coal seam depth, depth and thickness ratio, coal rank, coal seam slope, roof and floor rock types and thickness, geological structure, and hydrogeological conditions. The analysis were carried out in the form of core data analysis, proximate & calorific value analysis, GR & density log analysis, and hydrogeological analysis. Thirteen boreholes were evaluated to determine their potential, namely MJ1 to MJ13.

The results showed that coal in the Mangunjaya area had lignite subbituminous A and B. Net CV values ranged from 3.239,333 Cal/gr to 3.584,018 Cal/gr. The evaluation results show that the Mangus coal seam at a depth of 260.4 m in drill hole MJ02 fits most of the selection criteria for UCG, namely coal rank, calorific value, coal thickness, coal depth, depth/thickness ratio, and roof & floor rock type. Two criteria are still not suitable, namely the thickness of the roof and floor. In addition, the suitability of hydrogeological conditions is still uncertain due to lack of data. This potential area has a total area of 36.808.562 m² with a total volume of 393.851.613,4 m³ of potential coal volume and a tonnage of 512,007,097.41 tons.

Key words : UCG, selection criteria, coal

DAFTAR ISTILAH

UCG = Underground Coal Gasification

CV = calorific value

ASTM = American society for testing and materials

cm = centimeter m = meter

km = kilometer

adb = air dried basis

daf = dry ash free

gr/cm³ = gram/centimeter kubik

scf/ton = standard cubic foot/ton

IM = kadar lengas

VM = zat terbang

FC = karbon tertambat

C = karbon

H = hidrogen

O = oksigen

S = sulfur

N = nitrogen

H₂ = hidrogen

O₂ = oksigen

N₂ = nitrogen

CH₄ = metana

CO = karbon monoksida

CO₂ = karbon dioksida

Btu = British thermal unit

lb = libra (pound)

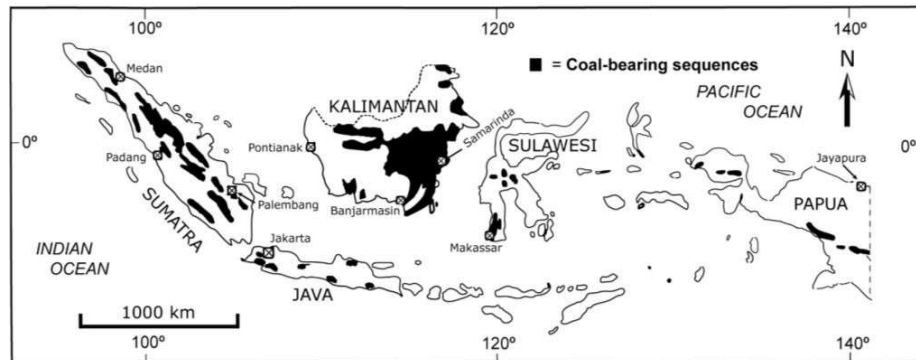
H₂O = air

BAB I

PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

Indonesia memiliki total sumber daya batubara sebesar 143,73090 miliar ton dan total cadangan batubara permukaan sebesar 38,80548 miliar ton menurut neraca sumber daya batubara pada tahun 2020 (Sunuhadi et al., 2020). Sebesar 43,533 miliar ton sumber daya dan total cadangan sebesar 173,51 juta ton merupakan batubara bawah permukaan (Sunuhadi et al., 2020). Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan batubara dengan ketersediaan sumber daya terbesar di Indonesia. Peta persebaran sekuen pembawa batubara dapat dilihat pada Gambar 1.1.



Gambar 1.1. Peta yang menunjukkan lokasi umum sekuen pembawa batubara di Indonesia (diadaptasi dari Friederich *et al.*, 1999 dalam Belkin *et al.*, 2008).

Sumber daya batubara dapat diklasifikasikan dari peringkat tinggi hingga rendah berdasarkan nilai kalorinya. Pemanfaatan sumber daya batubara peringkat rendah belum berkembang dengan baik dan memiliki potensi sangat besar untuk dapat dimanfaatkan dan ditingkatkan nilainya dengan mekanisme yang sesuai (Otoshi *et al.*, 2021). Salah satu upaya untuk meningkatkan nilai batubara adalah *Underground Coal Gasification* (UCG) yang diaplikasikan pada batubara peringkat rendah bawah permukaan yang tidak dapat ditambang dengan tambang terbuka.

UCG merupakan metode konversi batubara bawah permukaan yang menghasilkan gas melalui proses gasifikasi menjadi sumber energi. Keuntungan yang menjadi keunggulan teknologi ini antara lain, peningkatan keselamatan pekerja, tidak ada pembuangan abu, emisi polusi debu dan kebisingan yang rendah,

penggunaan air yang rendah, eksploitasi batubara yang lebih besar, penghematan biaya transportasi dan penyimpanan gas, serta emisi gas metana yang rendah. Namun, UCG dapat menimbulkan dampak lingkungan seperti penurunan muka tanah dan pencemaran cadangan air tanah (Khadse, 2006 dan Bhutto 2013).

Menurut Anggara dan Amijaya (2015), sebagian besar sumber daya batubara di Indonesia memiliki peringkat rendah (lignit hingga sub-bituminus). Sumber daya batubara bawah permukaan yang melimpah (kedalaman 100-500 m di bawah permukaan) hingga 40 miliar ton yang tersebar di Cekungan Sumatera Selatan, Cekungan Kutai, Cekungan Tarakan, Cekungan Barito, dan Cekungan Pasir (Fatimah *et al.*, 2014). Hal ini membuat Indonesia memiliki keunggulan untuk UCG dengan sumber daya batubara yang sangat besar.

Kawasan Mangunjaya terletak di Kabupaten Musi Banyuasin bagian Selatan, Provinsi Sumatera Selatan, dan secara geologi terletak di Cekungan Sumatera Selatan. Kawasan ini memiliki formasi pembawa batubara utama berupa Formasi Muara Enim (Fintaru *et al.*, 2018). Menurut Darman dan Sidi (2000), formasi ini memiliki ketebalan bervariasi antara 500 hingga 750 m dan yang 15% dari formasi ini adalah batubara. Sebagian besar batubara memiliki peringkat rendah sehingga sangat besar kemungkinan menemukan potensi batubara yang sesuai untuk UCG.

Metode ini membutuhkan pemilihan lokasi yang cermat untuk memastikan kualitas dan kuantitas gas yang dihasilkan. Beberapa kriteria yang mencakup kondisi geologi untuk pemilihan lokasi dan rekayasa bawah permukaan, desain panel, penggunaan reagen, dan aspek rekayasa proses (Durucan *et al.*, 2014). Penelitian ini mengevaluasi beberapa kriteria batubara berdasarkan kondisi geologi untuk UCG yang terletak di daerah Mangunjaya menggunakan data permukaan dan bawah permukaan yang dilakukan oleh Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara, dan Panas Bumi (PSDMBP). Keluaran terakhir berupa perkiraan tonase batubara yang dapat digunakan untuk UCG di daerah penelitian.

I.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah dari penelitian ini, yaitu:

1. Bagaimana karakteristik batubara meliputi peringkat dan *net calorific value* (CV) di area penelitian?
2. Manakah lapisan batubara yang berpotensi untuk UCG berdasarkan kriteria pemilihan di daerah penelitian serta berapa luas area, volumenya, dan tonase?

I.3 Tujuan Penelitian

Maksud dari penelitian ini adalah mengetahui potensi batubara untuk UCG di area penelitian.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk:

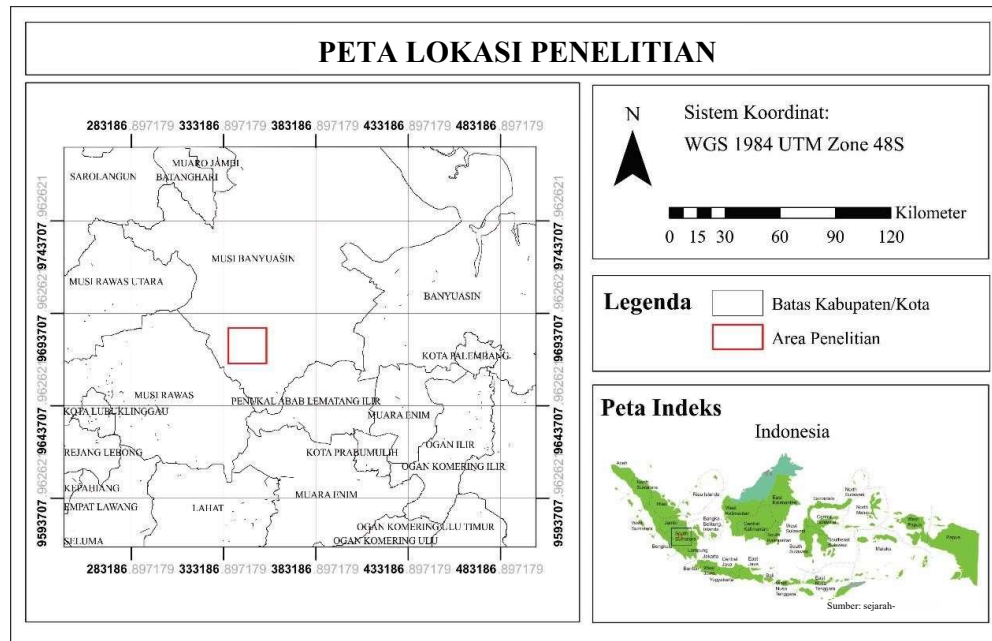
1. Mengidentifikasi karakteristik batubara meliputi peringkat dan net CV di area penelitian.
2. Mengidentifikasi lapisan, area, volume, dan tonase batubara potensial untuk UCG berdasarkan kriteria pemilihan di daerah penelitian.

I.4 Manfaat Penelitian

Berdasarkan tujuan penelitian yang akan dicapai, manfaat yang diperoleh dari penelitian ini adalah tersedianya informasi potensi batubara untuk UCG berdasarkan kriteria pemilihan batubara menggunakan data yang tersedia sehingga pemanfaatan batubara bawah permukaan dapat diketahui dan dimaksimalkan.

I.5 Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian berada di area Mangunjaya, Kecamatan Plakat Tinggi, Kabupaten Musi Banyuasin, Provinsi Sumatera Selatan (Gambar 1.2). Pengambilan data permukaan dan bawah permukaan berupa 13 lubang bor dilakukan di area ini.



Gambar 1.2. Peta lokasi penelitian berdasarkan batas kabupaten kota (Peta Adminitrasi diambil dari Dinas Kependudukan dan Pencatatan Sipil Kabupaten Musi Banyuasin, 2019).

I.6 Batasan Penelitian

Masalah yang akan dibahas dalam penelitian ini terbatas pada pengkajian kriteria pemilihan batubara untuk UCG yang hanya dirangkum dari literatur atau publikasi terdahulu. Penelitian ini tidak membahas genesa/pembentukan batubara pada area penelitian, terbatas pada identifikasi karakteristik batubara berupa peringkat dan net CV.

I.7 Penelitian Terdahulu

Beberapa penelitian terdahulu yang berhubungan dengan lokasi dan topik penelitian ini dirangkum dalam (Tabel 1.1) berikut:

Tabel 1.1. Beberapa penelitian terdahulu yang berkaitan dengan topik penelitian.

No.	Topik	Pembahasan	Peneliti
1.	Karakteristik Batubara Formasi Muara Enim	Batubara di daerah penelitian secara megaskopis mempunyai warna hitam kecoklatan, kusam (10% cerah), gores coklat kehitaman, mengotori tangan, terdapat resin dan pirit, masih terlihat sisa tumbuhan, pengotor pada beberapa bagian berupa batubara lempungan dan batupasir kasar, pecahan sub-konkoidal, cleat kadang terlihat, keras, rapuh, batas kontak dengan lapisan batuan lainnya gradasi hingga tegas. Anggota M3 Formasi Muara Enim mempunyai potensi GMB dengan target kedalaman >300 m sehingga cukup untuk reservoir GMB, ketebalan batubara cukup tebal, serta kondisi permeabilitas baik. Penelitian ini memperlihatkan anggota M3 Formasi Muara Enim dapat mempunyai kandungan gas 39,95 scf/ton, pada permeabilitas lapisan batubara sebesar 0,85 mD, dengan kedalaman lapisan batubara 300 m.	Ibrahim <i>et al.</i> , (2021)
2.	Formasi pembawa batubara pada Cekungan Sumatera Selatan	Formasi Muara Enim merupakan formasi pembawa-batubara di Cekungan Sumatra Selatan yang diendapkan di lingkungan fluviatil hingga delta pada bagian akhir sejarah evolusi (fase regresi selama akhir Cekungan Tersier Sumatra Selatan). Secara litostratigrafi (ciri- ciri batulempung sebagai sisipan atau lapisan di antara seam batubara serta ciri-ciri yang nampak pada penampang electric log) batubara Formasi Muara Enim ke dalam empat bagian (anggota), yaitu berturut-turut dari bawah ke arah atas, dinamakan Anggota M1, M2, M3, dan M4. Formasi Muara Enim (Tmpm) terdiri dari batulempung tufaan, batulanau dan batupasir dengan interkalasi batubara. Batubara Formasi Muara Enim terdiri dari batulempung tufaan, batulanau dan batupasir dengan interkalasi batubara.	Nurdijat <i>et al.</i> , (2018); Gautama <i>et al.</i> , (2018)

Tabel 1.1. (lanjutan)

No.	Topik	Pembahasan	Peneliti
3.	Mineralogi Batubara Cekungan Sumatera Selatan	Komponen terbesar pada Lapisan Batubara D adalah kandungan mineral adalah pirit (rata-rata 4,8%) dan diikuti oleh lempung (rata-rata 2,8%). Adanya variasi kandungan mineral dapat diakibatkan oleh naik-turunnya muka air pada rawa gambut secara bergantian yang disebabkan oleh tidak stabilnya kondisi cekungan atau terjadi banjir dari curah hujan yang cukup tinggi. Penyelidikan batubara Daerah Batusawar dan sekitarnya menunjukkan mineral matter terdiri dari mineral lempung, oksida besi, dan pirit sebagai butir individual atau pengisi rekahan vitrinit.	Purnama <i>et al.</i> , (2018); Suhada <i>et al.</i> , (2015)
4.	Tinjauan Singkat Status UCG	Teknologi ini berpotensi besar untuk dikembangkan dan menjadi pengganti atau melengkapi metode tradisional penambangan batubara dan gasifikasi permukaan saat ini. Pemilihan teknologi UCG terbaik adalah proses yang kompleks, berbagai faktor teknis dan geologis harus dipertimbangkan untuk setiap lokasi yang dievaluasi. Penentuan kriteria pemilihan lokasi UCG menjadi pembahasan yang penting. Kriteria untuk UCG sudah diketahui dengan baik, termasuk pembatasan teknologi dan penggunaan lahan. Namun, kriteria UCG diperkirakan akan berbeda pada beberapa kasus. Misalnya, proses UCG memiliki kriteria tertentu untuk kedalaman dan ketebalan lapisan batubara yang berbeda dari yang dapat diterapkan untuk pertambangan pada umumnya.	Shafirovich dan Varma (2009)
5.	Kriteria untuk menyeleksi lokasi UCG	Penentuan kriteria pemilihan lokasi UCG merupakan hal yang penting. Kriteria untuk penambangan bawah tanah seperti pembatasan teknologi dan penggunaan lahan sudah cukup dikenal luas, tetapi dalam beberapa kasus, kriteria UCG diperkirakan akan berbeda. Misalnya, proses UCG memiliki persyaratan khusus untuk kedalaman dan ketebalan lapisan batubara yang berbeda dari yang berlaku pada pertambangan pada umumnya. Beberapa kriteria pemilihan lokasi UCG adalah ketebalan, kedalaman, peringkat, kemiringan lapisan, kondisi air tanah, lapisan <i>roof</i> dan <i>floor</i> , jumlah batubara, serta pembatasan penggunaan lahan.	Shafirovich dan Varma (2009); Bielowicz <i>et al.</i> , (2014)

Tabel 1.1. (lanjutan)

No.	Topik	Pembahasan	Peneliti
6.	Potensi UCG di Cekungan Sumatera Selatan (Formasi Muara Enim)	Tiga daerah di Cekungan Sumatera Selatan, yaitu Bayung Lencir, Muara Kilis, dan Srijaya Makmur yang telah dievaluasi potensinya untuk UCG menghasilkan hanya satu daerah, yaitu Bayung Lencir, yang memiliki lapisan batubara dengan karakteristik yang cocok dan memenuhi kriteria parameter untuk persyaratan pengembangan UCG. Potensi batubara yang dapat dikembangkan menjadi UCG pada daerah ini memiliki total sumber daya sebesar 9,412 juta ton pada area 1 km ² dengan kedalaman 250,73 meter.	Dwitama <i>et al.</i> , (2021)

I.8 Kebaharuan Penelitian

Penelitian-penelitian yang pernah dilakukan sebelumnya membahas tentang potensi pengembangan UCG, kriteria pemilihan batubara yang sesuai untuk UCG, dan evaluasi pendahuluan potensi UCG di Bayung Lencir, Muara Kilis, dan Srijaya Makmur, Sumatera Selatan. Penelitian-penelitian tersebut tidak membahas secara spesifik mengenai penerapan kriteria pemilihan batubara UCG yang menganalisis 13 lubang bor dari daerah Mangunjaya, Cekungan Sumatera Selatan, Indonesia dengan hasil akhir berupa besar volume cadangan batubara yang berpotensi di daerah tersebut belum pernah dilakukan sebelumnya oleh peneliti lain.

BAB II

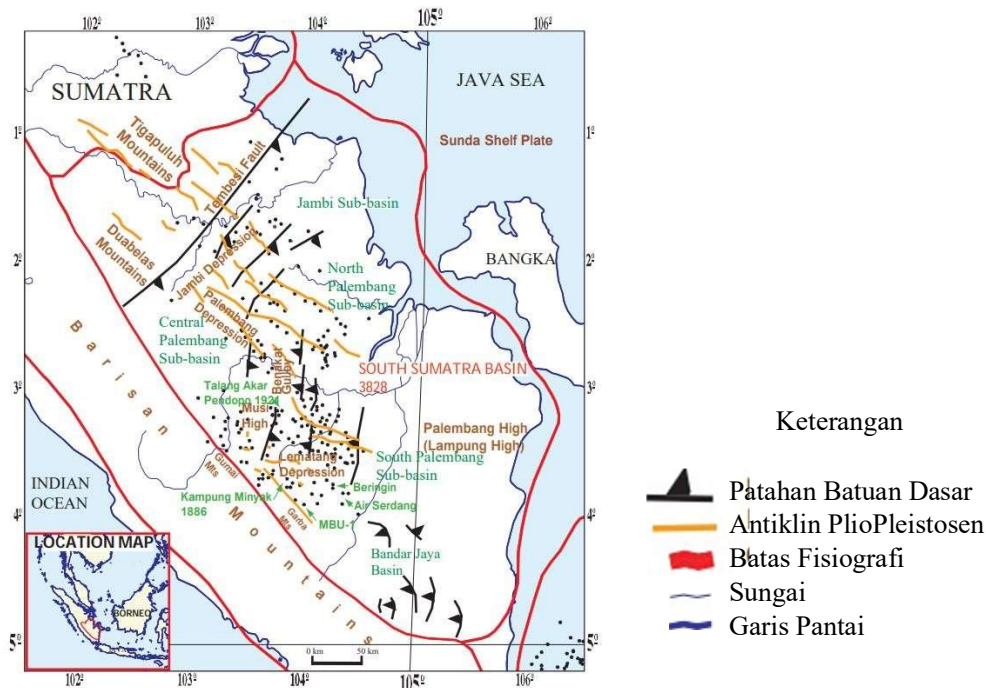
TINJAUAN PUSTAKA

II.1. Geologi Regional

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur yang berumur Tersier berarah barat laut-tenggara (Darman dan Sidi, 2000). Cekungan ini termasuk dalam salah satu cekungan batubara terbesar di Indonesia dengan dimensi 250 x 350 km (Awaludin *et al.*, 2013). Penjelasan lebih rinci meliputi fisiografi, stratigrafi, dan geologi struktur.

II.1.1 Fisiografi Regional

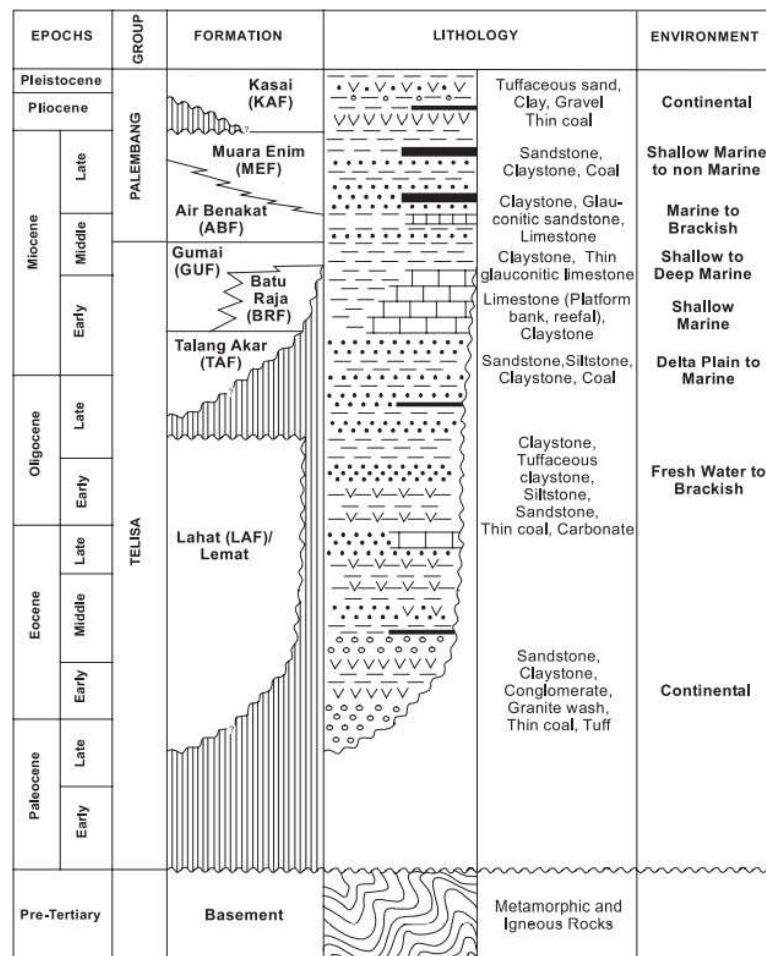
Area penelitian secara geologis terletak di Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur (*back arc basin*) yang berbatasan dengan Bukit Barisan di Barat Daya, Paparan Sunda di Timur Laut, dan Tinggian Tigapuluh di Barat Laut yang memisahkan Cekungan Sumatera Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah (Gambar 2.1) (de Coster, 1974). Pulunggono *et al.* (1992) menyatakan bahwa Cekungan Sumatera Selatan terbentuk oleh aktivitas tektonik yang terjadi antara Paparan Sunda dan Lempeng Samudera Hindia pada Zaman Tersier.



Gambar 2.1. Peta cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001).

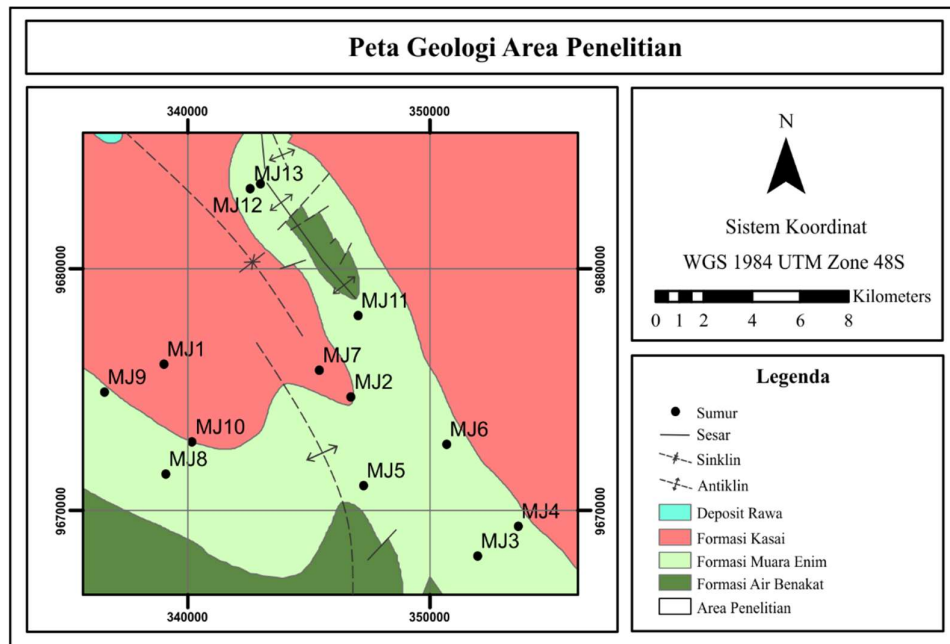
II.1.2 Stratigrafi Regional

Menurut Darman dan Sidi (2000), stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan adalah batuan metamorf dan batuan beku berumur pra-tersier sebagai batuan dasar, Formasi Lahat (Paleosen Akhir - Oligosen Akhir), Formasi Talang Akar (Oligosen Akhir – Miosen Awal), dan Formasi Baturaja (Miosen Awal), Formasi Gumai (Miosen Awal – Miosen Tengah), Formasi Air Benakat dan Formasi Muara Enim (Miosen Tengah – Miosen Akhir) (Gambar 2.2). Terdapat 2 fase yang bekerja, yaitu transgresi dan dilanjutkan dengan regresi yang disebut dengan megacycle. Fase transgresi meliputi Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Gumai atau Formasi Telisa. Fase regresi meliputi Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai (de Coster, 1974).



Gambar 2.2. Stratigrafi cekungan Sumatera Selatan (Darman dan Sidi, 2000 dalam Amijaya dan Littke, 2005).

Berdasarkan publikasi de Coster (1974) dan Bishop (2001), stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dari yang paling tua hingga yang paling muda adalah Complex Pra-Tersier, Formasi Lemat/Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai/Telisa, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai. Area penelitian meliputi Formasi Kasai, Formasi Muara Enim, dan Formasi Air Benakat (Gambar 2.3). Formasi pembawa batubara pada area penelitian merupakan Formasi Muara Enim di Mangunjaya. Berdasarkan Gafoer *et al.* (1995), area penelitian terdiri dari Formasi Kasai, Formasi Muara Enim, Formasi dan Formasi Air Benakat.



Gambar 2.3. Peta geologi area penelitian (Gafoer *et al.*, 1995).

II.1.3 Stratigrafi Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim berumur Miosen Akhir sampai Pliosen, juga dikenal sebagai Formasi Palembang Tengah, terendapkan sebagai laut dangkal hingga kontinental dengan material pasir, lumpur, dan batubara (Bishop, 2001). Formasi ini menipis ke utara dari maksimum 750 m di selatan (Hutchinson, 1996 dalam Bishop 2001). Pengangkatan Pegunungan Barisan menjadi sumber medan klastik dari selatan dan barat daya selama pengendapan Formasi Muara Enim (Hamilton, 1979 dalam Bishop, 2001).

ABSTRACT

Underground Coal Gasification (UCG) is a technology that can increase the coal added value. This technology converts coal into gas below the surface through a gasification process. The Mangunjaya area is one of the prospect areas located in the South Sumatra Basin which has been actively producing coal for a long time. The purpose of this study is to determine the characteristics of coal in the Mangunjaya area and to determine the potential location and tonnage of coal for UCG. The selection criteria were taken from previous research, namely coal thickness, coal seam depth, depth and thickness ratio, coal rank, coal seam slope, roof and floor rock types and thickness, geological structure, and hydrogeological conditions. The analysis were carried out in the form of core data analysis, proximate & calorific value analysis, GR & density log analysis, and hydrogeological analysis. Thirteen boreholes were evaluated to determine their potential, namely MJ1 to MJ13.

The results showed that coal in the Mangunjaya area had lignite subbituminous A and B. Net CV values ranged from 3.239,333 Cal/gr to 3.584,018 Cal/gr. The evaluation results show that the Mangus coal seam at a depth of 260.4 m in drill hole MJ02 fits most of the selection criteria for UCG, namely coal rank, calorific value, coal thickness, coal depth, depth/thickness ratio, and roof & floor rock type. Two criteria are still not suitable, namely the thickness of the roof and floor. In addition, the suitability of hydrogeological conditions is still uncertain due to lack of data. This potential area has a total area of 36.808.562 m² with a total volume of 393.851.613,4 m³ of potential coal volume and a tonnage of 512,007,097.41 tons.

Key words : UCG, selection criteria, coal

DAFTAR ISTILAH

UCG = Underground Coal Gasification

CV = calorific value

ASTM = American society for testing and materials

cm = centimeter m = meter

km = kilometer

adb = air dried basis

daf = dry ash free

gr/cm³ = gram/centimeter kubik

scf/ton = standard cubic foot/ton

IM = kadar lengas

VM = zat terbang

FC = karbon tertambat

C = karbon

H = hidrogen

O = oksigen

S = sulfur

N = nitrogen

H₂ = hidrogen

O₂ = oksigen

N₂ = nitrogen

CH₄ = metana

CO = karbon monoksida

CO₂ = karbon dioksida

Btu = British thermal unit

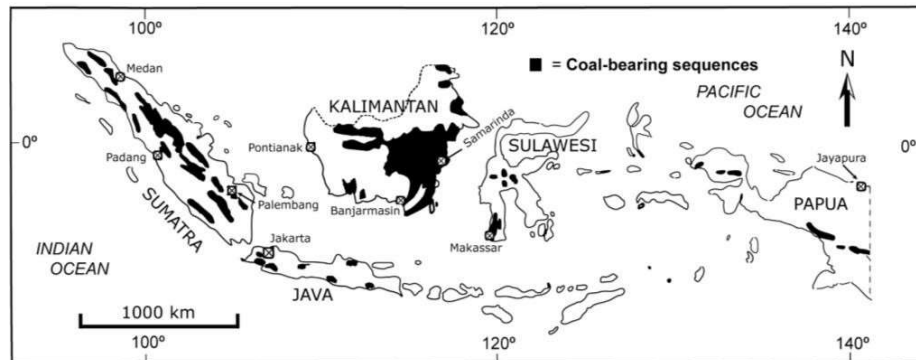
lb = libra (pound)

H₂O = air

BAB I PENDAHULUAN

I.1. Latar Belakang

Indonesia memiliki total sumber daya batubara sebesar 143,73090 miliar ton dan total cadangan batubara permukaan sebesar 38,80548 miliar ton menurut neraca sumber daya batubara pada tahun 2020 (Sunuhadi et al., 2020). Sebesar 43,533 miliar ton sumber daya dan total cadangan sebesar 173,51 juta ton merupakan batubara bawah permukaan (Sunuhadi et al., 2020). Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu cekungan batubara dengan ketersediaan sumber daya terbesar di Indonesia. Peta persebaran sekuen pembawa batubara dapat dilihat pada Gambar 1.1.



Gambar 1.1. Peta yang menunjukkan lokasi umum sekuen pembawa batubara di Indonesia (diadaptasi dari Friederich *et al.*, 1999 dalam Belkin *et al.*, 2008).

Sumber daya batubara dapat diklasifikasikan dari peringkat tinggi hingga rendah berdasarkan nilai kalorinya. Pemanfaatan sumber daya batubara peringkat rendah belum berkembang dengan baik dan memiliki potensi sangat besar untuk dapat dimanfaatkan dan ditingkatkan nilainya dengan mekanisme yang sesuai (Otoshi *et al.*, 2021). Salah satu upaya untuk meningkatkan nilai batubara adalah *Underground Coal Gasification* (UCG) yang diaplikasikan pada batubara peringkat rendah bawah permukaan yang tidak dapat ditambang dengan tambang terbuka.

UCG merupakan metode konversi batubara bawah permukaan yang menghasilkan gas melalui proses gasifikasi menjadi sumber energi. Keuntungan yang menjadi keunggulan teknologi ini antara lain, peningkatan keselamatan pekerja, tidak ada pembuangan abu, emisi polusi debu dan kebisingan yang rendah,

penggunaan air yang rendah, eksploitasi batubara yang lebih besar, penghematan biaya transportasi dan penyimpanan gas, serta emisi gas metana yang rendah. Namun, UCG dapat menimbulkan dampak lingkungan seperti penurunan muka tanah dan pencemaran cadangan air tanah (Khadse, 2006 dan Bhutto 2013).

Menurut Anggara dan Amijaya (2015), sebagian besar sumber daya batubara di Indonesia memiliki peringkat rendah (lignit hingga sub-bituminus). Sumber daya batubara bawah permukaan yang melimpah (kedalaman 100-500 m di bawah permukaan) hingga 40 miliar ton yang tersebar di Cekungan Sumatera Selatan, Cekungan Kutai, Cekungan Tarakan, Cekungan Barito, dan Cekungan Pasir (Fatimah *et al.*, 2014). Hal ini membuat Indonesia memiliki keunggulan untuk UCG dengan sumber daya batubara yang sangat besar.

Kawasan Mangunjaya terletak di Kabupaten Musi Banyuasin bagian Selatan, Provinsi Sumatera Selatan, dan secara geologi terletak di Cekungan Sumatera Selatan. Kawasan ini memiliki formasi pembawa batubara utama berupa Formasi Muara Enim (Fintaru *et al.*, 2018). Menurut Darman dan Sidi (2000), formasi ini memiliki ketebalan bervariasi antara 500 hingga 750 m dan yang 15% dari formasi ini adalah batubara. Sebagian besar batubara memiliki peringkat rendah sehingga sangat besar kemungkinan menemukan potensi batubara yang sesuai untuk UCG.

Metode ini membutuhkan pemilihan lokasi yang cermat untuk memastikan kualitas dan kuantitas gas yang dihasilkan. Beberapa kriteria yang mencakup kondisi geologi untuk pemilihan lokasi dan rekayasa bawah permukaan, desain panel, penggunaan reagen, dan aspek rekayasa proses (Durucan *et al.*, 2014). Penelitian ini mengevaluasi beberapa kriteria batubara berdasarkan kondisi geologi untuk UCG yang terletak di daerah Mangunjaya menggunakan data permukaan dan bawah permukaan yang dilakukan oleh Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara, dan Panas Bumi (PSDMBP). Keluaran terakhir berupa perkiraan tonase batubara yang dapat digunakan untuk UCG di daerah penelitian.

I.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah dari penelitian ini, yaitu:

1. Bagaimana karakteristik batubara meliputi peringkat dan *net calorific value* (CV) di area penelitian?
2. Manakah lapisan batubara yang berpotensi untuk UCG berdasarkan kriteria pemilihan di daerah penelitian serta berapa luas area, volumenya, dan tonase?

I.3 Tujuan Penelitian

Maksud dari penelitian ini adalah mengetahui potensi batubara untuk UCG di area penelitian.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk:

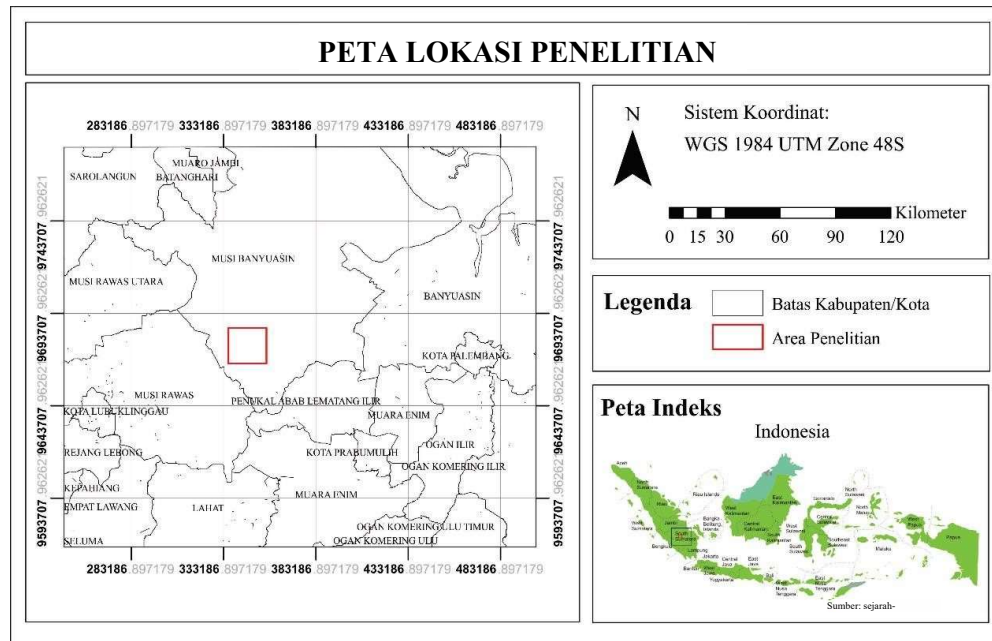
1. Mengidentifikasi karakteristik batubara meliputi peringkat dan net CV di area penelitian.
2. Mengidentifikasi lapisan, area, volume, dan tonase batubara potensial untuk UCG berdasarkan kriteria pemilihan di daerah penelitian.

I.4 Manfaat Penelitian

Berdasarkan tujuan penelitian yang akan dicapai, manfaat yang diperoleh dari penelitian ini adalah tersedianya informasi potensi batubara untuk UCG berdasarkan kriteria pemilihan batubara menggunakan data yang tersedia sehingga pemanfaatan batubara bawah permukaan dapat diketahui dan dimaksimalkan.

I.5 Lokasi Penelitian

Lokasi penelitian berada di area Mangunjaya, Kecamatan Plakat Tinggi, Kabupaten Musi Banyuasin, Provinsi Sumatera Selatan (Gambar 1.2). Pengambilan data permukaan dan bawah permukaan berupa 13 lubang bor dilakukan di area ini.



Gambar 1.2. Peta lokasi penelitian berdasarkan batas kabupaten kota (Peta Adminitrasi diambil dari Dinas Kependudukan dan Pencatatan Sipil Kabupaten Musi Banyuasin, 2019).

I.6 Batasan Penelitian

Masalah yang akan dibahas dalam penelitian ini terbatas pada pengkajian kriteria pemilihan batubara untuk UCG yang hanya dirangkum dari literatur atau publikasi terdahulu. Penelitian ini tidak membahas genesa/pembentukan batubara pada area penelitian, terbatas pada identifikasi karakteristik batubara berupa peringkat dan net CV.

I.7 Penelitian Terdahulu

Beberapa penelitian terdahulu yang berhubungan dengan lokasi dan topik penelitian ini dirangkum dalam (Tabel 1.1) berikut:

Tabel 1.1. Beberapa penelitian terdahulu yang berkaitan dengan topik penelitian.

No.	Topik	Pembahasan	Peneliti
1.	Karakteristik Batubara Formasi Muara Enim	Batubara di daerah penelitian secara megaskopis mempunyai warna hitam kecoklatan, kusam (10% cerah), gores coklat kehitaman, mengotori tangan, terdapat resin dan pirit, masih terlihat sisa tumbuhan, pengotor pada beberapa bagian berupa batubara lempungan dan batupasir kasar, pecahan sub-konkoidal, cleat kadang terlihat, keras, rapuh, batas kontak dengan lapisan batuan lainnya gradasi hingga tegas. Anggota M3 Formasi Muara Enim mempunyai potensi GMB dengan target kedalaman >300 m sehingga cukup untuk reservoir GMB, ketebalan batubara cukup tebal, serta kondisi permeabilitas baik. Penelitian ini memperlihatkan anggota M3 Formasi Muara Enim dapat mempunyai kandungan gas 39,95 scf/ton, pada permeabilitas lapisan batubara sebesar 0,85 mD, dengan kedalaman lapisan batubara 300 m.	Ibrahim <i>et al.</i> , (2021)
2.	Formasi pembawa batubara pada Cekungan Sumatera Selatan	Formasi Muara Enim merupakan formasi pembawa-batubara di Cekungan Sumatra Selatan yang diendapkan di lingkungan fluviatil hingga delta pada bagian akhir sejarah evolusi (fase regresi selama akhir Cekungan Tersier Sumatra Selatan). Secara litostratigrafi (ciri- ciri batulempung sebagai sisipan atau lapisan di antara seam batubara serta ciri-ciri yang nampak pada penampang electric log) batubara Formasi Muara Enim ke dalam empat bagian (anggota), yaitu berturut-turut dari bawah ke arah atas, dinamakan Anggota M1, M2, M3, dan M4. Formasi Muara Enim (Tmpm) terdiri dari batulempung tufaan, batulanau dan batupasir dengan interkalasi batubara. Batubara Formasi Muara Enim terdiri dari batulempung tufaan, batulanau dan batupasir dengan interkalasi batubara.	Nurdijat <i>et al.</i> , (2018); Gautama <i>et al.</i> , (2018)

Tabel 1.1. (lanjutan)

No.	Topik	Pembahasan	Peneliti
3.	Mineralogi Batubara Cekungan Sumatera Selatan	Komponen terbesar pada Lapisan Batubara D adalah kandungan mineral adalah pirit (rata-rata 4,8%) dan diikuti oleh lempung (rata-rata 2,8%). Adanya variasi kandungan mineral dapat diakibatkan oleh naik-turunnya muka air pada rawa gambut secara bergantian yang disebabkan oleh tidak stabilnya kondisi cekungan atau terjadi banjir dari curah hujan yang cukup tinggi. Penyelidikan batubara Daerah Batusawar dan sekitarnya menunjukkan mineral matter terdiri dari mineral lempung, oksida besi, dan pirit sebagai butir individual atau pengisi rekahan vitrinit.	Purnama <i>et al.</i> , (2018); Suhada <i>et al.</i> , (2015)
4.	Tinjauan Singkat Status UCG	Teknologi ini berpotensi besar untuk dikembangkan dan menjadi pengganti atau melengkapi metode tradisional penambangan batubara dan gasifikasi permukaan saat ini. Pemilihan teknologi UCG terbaik adalah proses yang kompleks, berbagai faktor teknis dan geologis harus dipertimbangkan untuk setiap lokasi yang dievaluasi. Penentuan kriteria pemilihan lokasi UCG menjadi pembahasan yang penting. Kriteria untuk UCG sudah diketahui dengan baik, termasuk pembatasan teknologi dan penggunaan lahan. Namun, kriteria UCG diperkirakan akan berbeda pada beberapa kasus. Misalnya, proses UCG memiliki kriteria tertentu untuk kedalaman dan ketebalan lapisan batubara yang berbeda dari yang dapat diterapkan untuk pertambangan pada umumnya.	Shafirovich dan Varma (2009)
5.	Kriteria untuk menyeleksi lokasi UCG	Penentuan kriteria pemilihan lokasi UCG merupakan hal yang penting. Kriteria untuk penambangan bawah tanah seperti pembatasan teknologi dan penggunaan lahan sudah cukup dikenal luas, tetapi dalam beberapa kasus, kriteria UCG diperkirakan akan berbeda. Misalnya, proses UCG memiliki persyaratan khusus untuk kedalaman dan ketebalan lapisan batubara yang berbeda dari yang berlaku pada pertambangan pada umumnya. Beberapa kriteria pemilihan lokasi UCG adalah ketebalan, kedalaman, peringkat, kemiringan lapisan, kondisi air tanah, lapisan <i>roof</i> dan <i>floor</i> , jumlah batubara, serta pembatasan penggunaan lahan.	Shafirovich dan Varma (2009); Bielowicz <i>et al.</i> , (2014)

Tabel 1.1. (lanjutan)

No.	Topik	Pembahasan	Peneliti
6.	Potensi UCG di Cekungan Sumatera Selatan (Formasi Muara Enim)	Tiga daerah di Cekungan Sumatera Selatan, yaitu Bayung Lencir, Muara Kilis, dan Srijaya Makmur yang telah dievaluasi potensinya untuk UCG menghasilkan hanya satu daerah, yaitu Bayung Lencir, yang memiliki lapisan batubara dengan karakteristik yang cocok dan memenuhi kriteria parameter untuk persyaratan pengembangan UCG. Potensi batubara yang dapat dikembangkan menjadi UCG pada daerah ini memiliki total sumber daya sebesar 9,412 juta ton pada area 1 km ² dengan kedalaman 250,73 meter.	Dwitama <i>et al.</i> , (2021)

I.8 Kebaharuan Penelitian

Penelitian-penelitian yang pernah dilakukan sebelumnya membahas tentang potensi pengembangan UCG, kriteria pemilihan batubara yang sesuai untuk UCG, dan evaluasi pendahuluan potensi UCG di Bayung Lencir, Muara Kilis, dan Srijaya Makmur, Sumatera Selatan. Penelitian-penelitian tersebut tidak membahas secara spesifik mengenai penerapan kriteria pemilihan batubara UCG yang menganalisis 13 lubang bor dari daerah Mangunjaya, Cekungan Sumatera Selatan, Indonesia dengan hasil akhir berupa besar volume cadangan batubara yang berpotensi di daerah tersebut belum pernah dilakukan sebelumnya oleh peneliti lain.

BAB II

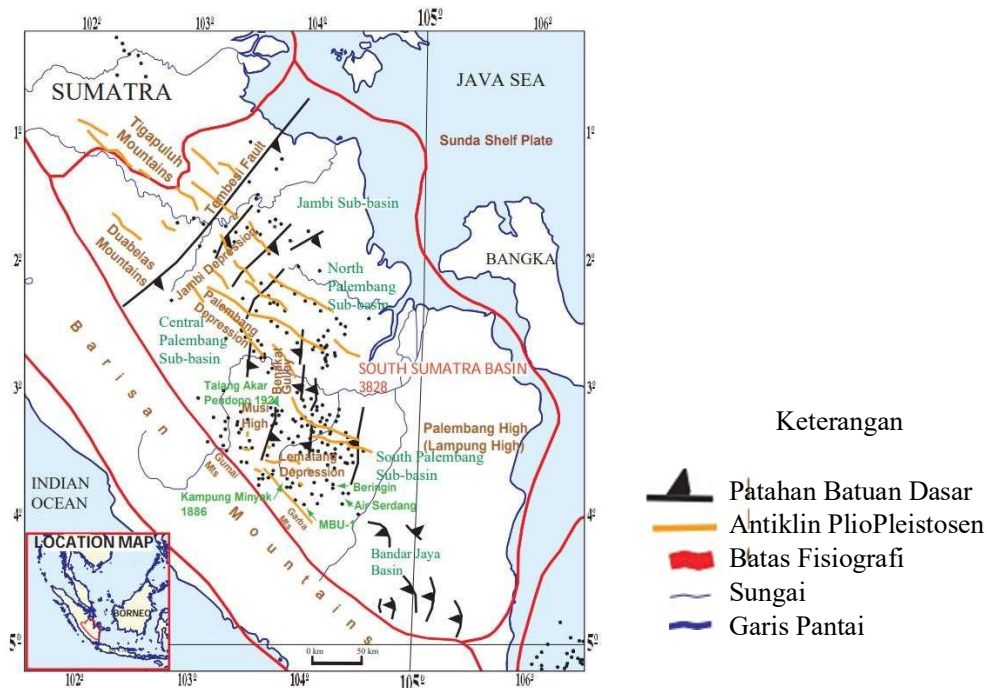
TINJAUAN PUSTAKA

II.1. Geologi Regional

Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur yang berumur Tersier berarah barat laut-tenggara (Darman dan Sidi, 2000). Cekungan ini termasuk dalam salah satu cekungan batubara terbesar di Indonesia dengan dimensi 250 x 350 km (Awaludin *et al.*, 2013). Penjelasan lebih rinci meliputi fisiografi, stratigrafi, dan geologi struktur.

II.1.1 Fisiografi Regional

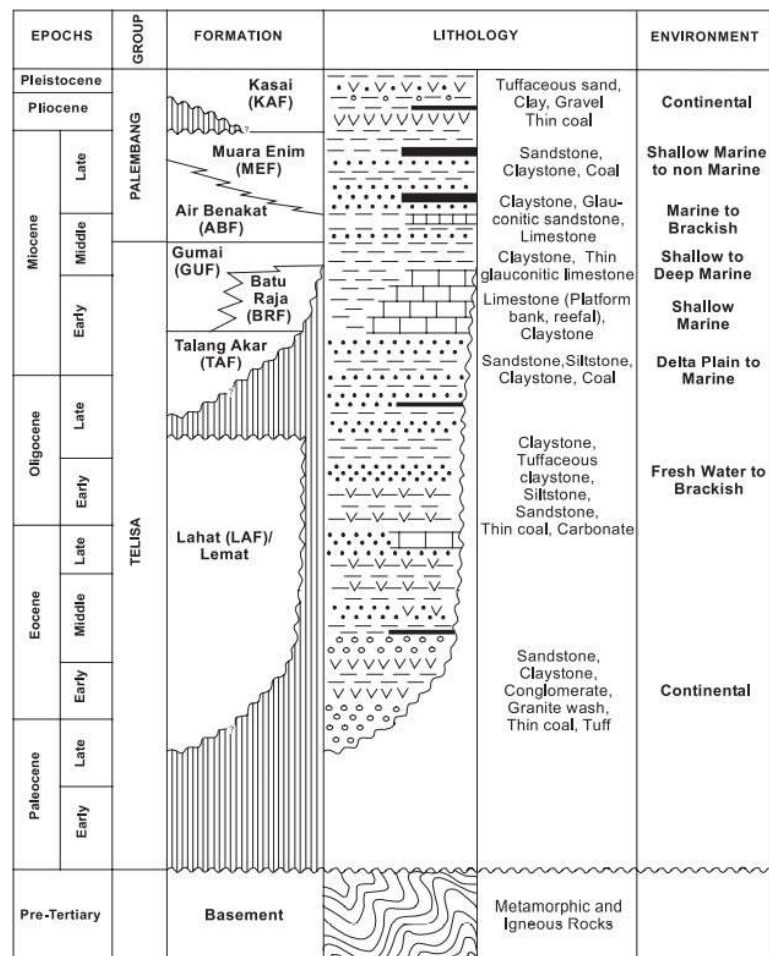
Area penelitian secara geologis terletak di Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan merupakan cekungan belakang busur (*back arc basin*) yang berbatasan dengan Bukit Barisan di Barat Daya, Paparan Sunda di Timur Laut, dan Tinggian Tigapuluh di Barat Laut yang memisahkan Cekungan Sumatera Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah (Gambar 2.1) (de Coster, 1974). Pulunggono *et al.* (1992) menyatakan bahwa Cekungan Sumatera Selatan terbentuk oleh aktivitas tektonik yang terjadi antara Paparan Sunda dan Lempeng Samudera Hindia pada Zaman Tersier.



Gambar 2.1. Peta cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001).

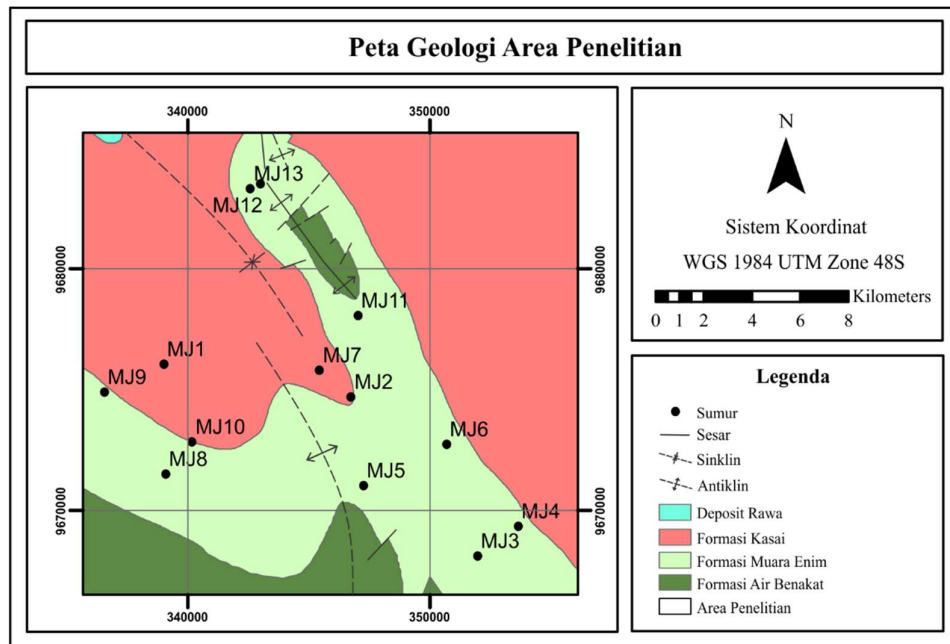
II.1.2 Stratigrafi Regional

Menurut Darman dan Sidi (2000), stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan adalah batuan metamorf dan batuan beku berumur pra-tersier sebagai batuan dasar, Formasi Lahat (Paleosen Akhir - Oligosen Akhir), Formasi Talang Akar (Oligosen Akhir – Miosen Awal), dan Formasi Baturaja (Miosen Awal), Formasi Gumai (Miosen Awal – Miosen Tengah), Formasi Air Benakat dan Formasi Muara Enim (Miosen Tengah – Miosen Akhir) (Gambar 2.2). Terdapat 2 fase yang bekerja, yaitu transgresi dan dilanjutkan dengan regresi yang disebut dengan megacycle. Fase transgresi meliputi Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, dan Gumai atau Formasi Telisa. Fase regresi meliputi Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai (de Coster, 1974).



Gambar 2.2. Stratigrafi cekungan Sumatera Selatan (Darman dan Sidi, 2000 dalam Amijaya dan Littke, 2005).

Berdasarkan publikasi de Coster (1974) dan Bishop (2001), stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan dari yang paling tua hingga yang paling muda adalah Complex Pra-Tersier, Formasi Lemat/Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, Formasi Gumai/Telisa, Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, dan Formasi Kasai. Area penelitian meliputi Formasi Kasai, Formasi Muara Enim, dan Formasi Air Benakat (Gambar 2.3). Formasi pembawa batubara pada area penelitian merupakan Formasi Muara Enim di Mangunjaya. Berdasarkan Gafoer *et al.* (1995), area penelitian terdiri dari Formasi Kasai, Formasi Muara Enim, Formasi dan Formasi Air Benakat.



Gambar 2.3. Peta geologi area penelitian (Gafoer *et al.*, 1995).

II.1.3 Stratigrafi Formasi Muara Enim

Formasi Muara Enim berumur Miosen Akhir sampai Pliosen, juga dikenal sebagai Formasi Palembang Tengah, terendapkan sebagai laut dangkal hingga kontinental dengan material pasir, lumpur, dan batubara (Bishop, 2001). Formasi ini menipis ke utara dari maksimum 750 m di selatan (Hutchinson, 1996 dalam Bishop 2001). Pengangkatan Pegunungan Barisan menjadi sumber medan klastik dari selatan dan barat daya selama pengendapan Formasi Muara Enim (Hamilton, 1979 dalam Bishop, 2001).

Formasi Muara Enim merupakan formasi yang mengandung batubara di daerah penelitian (Yesa *et al.*, 2020). Formasi ini terdiri dari batulempung, batulanau, batupasir, dan batubara dengan lingkungan pengendapan laut dangkal – *non marine*. Tersusun atas sedimen *fluvial-deltaic* dan *swamp* setebal 450 – 750 meter dengan batuan penyusun memiliki tren *shallowing upward* (Amijaya dan Littke, 2005). Terdapat beberapa kelompok *seam* batubara di dalam Formasi Muara Enim yaitu: Kladi, Merapi, Petai, Suban, Mangus, Burung, Benuang, Kebon, Babat atau Benakat, Lematang, dan Niru (Susilawati dan Ward, 2006).

Bagian atas dan bawah formasi ini ditentukan oleh kemunculan atas dan bawah lapisan batubara yang menerus secara lateral. Ketebalan di daerah sekitar Muara Enim dan Lahat sekitar 500-700m, sekitar 15% di antaranya adalah batubara. Batubara menjadi sangat tipis atau tidak ada pada bagian formasi yang menipis, hal ini menunjukkan tingkat penurunan tanah memainkan peran penting dalam pengendapan dan preservasi batubara (Darman dan Sidi, 2000). Jika dipelajari secara rinci, informasinya terdiri dari parasekuen pendangkalan-ke atas yang bertumpuk dengan ketebalan 10 m-30 m, lempung laut dangkal atau teluk pada bagian dasar, dan permukaan garis pantai serta dataran delta (pasir, lempung, batubara) di bagian atas (Darman dan Sidi, 2000).

Batubara di sebagian besar cekungan memiliki peringkat lignit atau peringkat yang rendah. Lignit berubah menjadi batubara peringkat tinggi di sekitar intrusi andesit muda, seperti bukit asam. Atap lapisan batubara dapat mengalami silisifikasi, terutama pada bagian yang ditutupi oleh lapisan tuf (abu vulkanik jatuh). Akar dan batang sejati *in-situ* dapat ditemukan pada dasar, menunjukkan bahwa sebagian besar batubara adalah *autochthonous*.

II.1.4. Geologi Struktur

Elemen struktural utama di Cekungan Sumatera Selatan ditunjukkan pada Gambar 2.4. Graben dan sesar-sesar besar di Provinsi Cekungan Sumatera Selatan berarah utara-barat laut hingga selatan-tenggara. Zona sesar yang berarah barat daya ke timur laut, Sesar Tembesi, membentuk tepi barat laut Depresi Jambi (Gambar 2.1) (Bishop, 2001). Struktur geologi regional Cekungan Sumatera