



GASIFIKASI BATUBARA BAWAH TANAH: TEKNOLOGI NON KONVENSIONAL PERTAMBANGAN BATUBARA

**Editor:
Tatang Wahyudi dan Retno Damayanti**



GASIFIKASI BATUBARA BAWAH TANAH:

**TEKNOLOGI NON KONVENSIONAL
PERTAMBANGAN BATUBARA**



Buku ini tidak diperjualbelikan.

Dilarang mereproduksi atau memperbanyak seluruh atau sebagian dari buku ini dalam bentuk atau cara apa pun tanpa izin tertulis dari penerbit.

© Hak cipta dilindungi oleh Undang-Undang No. 28 Tahun 2014

All Rights Reserved

Buku ini tidak diperjualbelikan.

GASIFIKASI BATUBARA BAWAH TANAH:

TEKNOLOGI NON KONVENSIONAL PERTAMBANGAN BATUBARA

Editor:

Tatang Wahyudi dan Retno Damayanti



Penerbit BRIN

Buku ini tidak diperjualbelikan.

© 2022 Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
Puslitbang *TekMIRA*

Katalog dalam Terbitan (KDT)

Gasifikasi Batubara Bawah Tanah: Teknologi Non Konvensional Pertambangan Batubara/
Tatang Wahyudi & Retno Damayanti–Jakarta: Penerbit BRIN, 2022.

xxii hlm. + 365 hlm.; 14,8 × 21 cm

ISBN 978-623-7425-52-6 (cetak)
978-623-7425-51-9 (e-book)

- | | |
|-------------------------|--------------------------------|
| 1. Gasifikasi Batu bara | 2. Teknologi Bersih Alternatif |
| 3. Energi Listrik | 4. Bahan Bakar Non Bensin |

662.6

Copy editor : Ira Purwo Kinanti & Sarwendah P. Dewi
Proofreader : Sonny Heru Kusuma & Apriwi Zulfitri
Penata isi : Rahma Hilma Taslima
Desainer sampul : Meita Safitri

Cetakan pertama : Mei 2022





Diterbitkan oleh:
Penerbit BRIN
Direktorat Repositori, Multimedia, dan Penerbitan Ilmiah
Gedung BJ Habibie, Jl. M.H. Thamrin No.8,
Kb. Sirih, Kec. Menteng, Kota Jakarta Pusat,
Daerah Khusus Ibukota Jakarta 10340

Whatsapp: 0811-8612-369

E-mail: penerbit@brin.go.id

Website: penerbit.brin.go.id

 PenerbitBRIN

 Penerbit_BRIN

 penerbit_brin



Bekerja sama dengan
Puslitbang *TekMIRA*
Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
Jln. Jend. Sudirman No.623, Wr. Muncang, Kec. Bandung Kulon, Kota
Bandung, Jawa Barat 40211

Buku ini merupakan karya buku yang terpilih dalam Program Akuisisi Pengetahuan Lokal Direktorat Repositori, Multimedia, dan Penerbitan Ilmiah, Badan Riset dan Inovasi Nasional.



Karya ini dilisensikan di bawah Lisensi Internasional Creative Commons Attribution-NonCommercial-ShareAlike 4.0.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Daftar Isi

Daftar Gambar.....	vii	
Daftar Tabel	xiii	
Kata Pengantar	xvii	
Prakata	xix	
Mengenang Muhammad Luthfi	xxi	
BAB I	Gasifikasi Batubara Bawah Tanah: Teknologi Pemanfaatan Batubara Ramah Lingkungan	
	<i>Retno Damayanti & Tatang Wahyudi</i>	1
BAB II	Studi Regional Cekungan Batubara Sumatra dan Kalimantan untuk Pengembangan Gasifikasi Batubara Bawah Tanah	
	<i>Asep Bahtiar Purnama</i>	21
BAB III	Penentuan Area Prospek untuk Pengembangan Gasifikasi Batubara Bawah Tanah di Blok A PT ATD, Kabupaten Musi Banyuasin, Sumatra Selatan	
	<i>Sarif Subarna Yudha</i>	45
BAB IV	Aspek Geoteknik Kegiatan Gasifikasi Batubara Bawah Tanah	
	<i>Bagaraja Sirait & Zulfahmi</i>	65

Buku ini tidak diperjualbelikan.

BAB V	Hidrologi pada Pengembangan Teknologi UCG <i>Retno Damayanti</i>	97
BAB VI	Kajian Hidrogeologi dalam Implementasi Teknologi Gasifikasi Batubara Bawah Tanah <i>R. M. Nendaryono Madiutomo & Hasniati Astika</i>	123
BAB VII	Teknologi Gasifikasi Batubara Bawah Tanah dan Perkembangannya <i>Zulfahmi</i>	153
BAB VIII	Pemanfaatan Gas dan Desain UCG untuk Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG-UCG) <i>Miftahul Huda</i>	185
BAB IX	Polutan Pada Tanah dan Air Tanah Akibat Kegiatan UCG <i>Marsen Alimano, Hasniati Astika, & Muhammad Lutfi</i>	213
BAB X	Bioremediasi Air Tanah di Area Kegiatan UCG <i>Wulandari Surono</i>	239
BAB XI	Keekonomian UCG dalam Rezim Mineral dan Batubara <i>Gandhi Kurnia Hudaya & Bambang Yuniarto</i>	261
BAB XII	Dampak Sosial Ekonomi Kegiatan UCG <i>Muhammad Lutfi & Harry Tetra Antono</i>	281
BAB XIII	Kebijakan dan Sistem Regulasi Pengusahaan Gasifikasi Batubara Bawah Tanah (<i>Underground Coal Gasification</i>) di Indonesia <i>Bambang Yuniarto, Sri Sugiarti, & Meitha Suciyanti</i>	313
BAB XIV	Teknologi UCG dan Kebutuhan Energi Indonesia <i>Silti Salinita & Tatang Wahyudi</i>	345
	Daftar Singkatan	353
	Indeks	357
	Biografi Penulis	359

Daftar Gambar

Gambar 1.1	Batubara Indonesia Sebagai Komoditas Energi Fosil	2
Gambar 1.2	Dominasi Batubara pada Pengembangan PLTU Batubara.....	5
Gambar 1.3	Teknologi Pemanfaatan Batubara.....	6
Gambar 2.1	Penampang Melintang Sumatra.....	23
Gambar 2.2	Tatanan Tektonik Regional Sumatra	24
Gambar 2.3	Sebaran Cekungan Sedimen dan Batubara di Pulau Sumatra.....	25
Gambar 2.4	Korelasi Stratigrafi Regional antara Cekungan Ombilin, Sumatra Tengah, dan Sumatra Selatan	26
Gambar 2.5	Cekungan Pembawa Batubara di Sumatra	27
Gambar 2.6	Cekungan Ombilin, Sumatra Barat	28
Gambar 2.7	Stratigrafi Umum Cekungan Sumatra Selatan.....	29
Gambar 2.8	Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah	30
Gambar 2.9	Kolom Stratigrafi Cekungan Bengkulu	32

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Gambar 2.10 Kerangka Tektonik Kalimantan	33
Gambar 2.11 Fisiografi Kalimantan	35
Gambar 2.12 Kolom Stratigrafi Kalimantan.....	37
Gambar 3.1 Lokasi daerah penelitian ditandai dengan kotak berwarna merah.....	48
Gambar 3.2 Posisi Fisiografis Cekungan Sumatra Selatan.....	49
Gambar 3.3 Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan.....	55
Gambar 3.4 Geologi Regional Daerah Penelitian	56
Gambar 3.5 Penampang Terukur Lapisan Batubara di Blok A.	58
Gambar 3.6 Litologi di daerah penelitian menunjukkan lapisan batubara J, F, dan D.	59
Gambar 3.7 Area Prospek Pengembangan Teknologi UCG	62
Gambar 4.1 Skema Kegiatan UCG	66
Gambar 4.2 Potensi Dampak Amblesan UCG	67
Gambar 4.3 Geometri dan kondisi batas model numerik yang digunakan.	69
Gambar 4.4 Distribusi Suhu (dalam °C) di Sekitar Lubang Reaktor.....	71
Gambar 4.5 Profil Amblesan Permukaan untuk Variasi Lebar Lubang Bukaan yang Berbeda.....	72
Gambar 4.6 Profil Amblesan Permukaan untuk Skenario M-30 dan STM-30	72
Gambar 4.7 Penampang Geologi Lokasi UCG.....	73
Gambar 4.8 Geometri dan kondisi batas berdasarkan model numerik yang dipakai.	74
Gambar 4.9 Distribusi Suhu di Sekitar Rongga UCG	77
Gambar 4.10 Distribusi Perpindahan di Sekitar Rongga UCG.....	78
Gambar 4.11 Distribusi Tegangan di Sekitar Rongga UCG.....	79
Gambar 4.12 Geometri dan kondisi batas dari model numerik yang dipakai.	81

Gambar 4.13	Distribusi Suhu di Sekitar Lubang Setelah 50 Hari Penyalaaan	82
Gambar 4.14	Distribusi Perpindahan Total di Sekitar Lubang Setelah 50 Hari.....	83
Gambar 4.15	Distribusi Tegangan Utama Minimum (σ_3) di Sekitar Lubang Setelah 50 Hari	84
Gambar 4.16	Distribusi Tegangan Utama Maksimum (σ_1) di Sekitar Lubang Setelah 50 Hari	84
Gambar 4.17	Distribusi <i>Volumetric Strain Increment</i> di Sekitar Lubang Bukaan	85
Gambar 4.18	Bentuk Model Batuan Pengapit dan Batubara	86
Gambar 4.19	Bentuk model lapisan batuan pengapit setelah diberi beban termal dan <i>in situ</i> (tebal lapisan pengapit 15 m dan batubara 10 m).....	88
Gambar 4.20	Bentuk model lapisan batuan pengapit setelah diberi beban termal dan <i>in situ</i> (tebal lapisan pengapit 50 m dan batubara 10 m).....	89
Gambar 4.21	Model lapisan batuan pengapit setelah diberi beban termal dan <i>in situ</i> (tebal lapisan pengapit 100 m dan batubara 10 m).....	89
Gambar 4.22	Model lapisan batuan pengapit setelah diberi beban termal dan <i>in situ</i> (tebal lapisan pengapit 200 m dan batubara 10 m).....	90
Gambar 4.23	Model lapisan batuan pengapit setelah diberi beban termal dan <i>in situ</i> (tebal lapisan pengapit 275 m dan batubara 10 m).	90
Gambar 4.24	Penurunan Deformasi Terhadap Peningkatan Ketebalan Batuan Pengapit.....	91
Gambar 5.1	Siklus Hidrologi	98
Gambar 5.2	Klasifikasi Order Sungai Berdasarkan Strahler.....	102
Gambar 5.3	Lapisan Batuan di Lokasi UCG	103
Gambar 5.4	DAS Musi di Lokasi Kegiatan UCG	106

Gambar 6.1	Kebocoran Gas Akibat Tekanan Operasional Lebih Besar dari Tekanan Hidrostatik.....	130
Gambar 6.2	Penurunan Permukaan Tanah	132
Gambar 6.3	Potensi Pencemaran Air Permukaan Pascaproses	133
Gambar 6.4	Profil Melintang Sungai Hasil Pengukuran River Surveyor-M9	136
Gambar 6.5	Pola Aliran Air Tanah	141
Gambar 6.6	Contoh analisis konduktivitas hidrolik dan transmisivitas menggunakan perangkat lunak AQTESOLV Versi 4.5.....	142
Gambar 6.7	Ilustrasi Berdasarkan Persamaan Darcy	143
Gambar 6.8	Peta Topografi dan Penyebaran Nilai Permeabilitas ..	145
Gambar 6.9	Peta Penyebaran Permeabilitas di Lokasi Penelitian ..	146
Gambar 6.10	Lapisan Akuifer <i>Flatten</i> pada Lapisan Batubara D....	148
Gambar 6.11	Penyebaran Lapisan Akuifer secara Tiga Dimensi.....	150
Gambar 7.1	Penampang proses UCG zona reaktor dan bagian yang menunjukkan proses transportasi gas proses kondensasi pirolisis batubara cair.	157
Gambar 7.2	Perbandingan Bentuk Rongga Aktual dan Simulasi .	158
Gambar 7.3	Metode <i>Streaming</i> Gasifikasi Batubara	163
Gambar 7.4	Urutan Proses UCG di FSU	165
Gambar 7.5	Koneksi Dua Sumur Bor dengan Metode LVW.....	167
Gambar 7.6	Konsep UCG Berdasarkan Metode LVW	167
Gambar 7.7	Metode CRIP yang Digunakan pada UCG	168
Gambar 7.8	Metode <i>Long Tunnel, Large Section, Two-Stage</i>	168
Gambar 7.9	Rancangan Peralatan Uji Simulasi Pembakaran UCG.....	174
Gambar 7.10	Simulasi Pembakaran di Dalam Reaktor	175
Gambar 7.11	<i>Flare</i> Hasil Pembakaran Sepanjang 1,3 m	176
Gambar 7.12	Rancangan Peralatan Simulasi Pembakaran.....	177

Gambar 7.13 Rancangan Pemantik untuk Pembakaran Awal UCG	177
Gambar 7.14 Skema Peralatan Simulasi Pembakaran UCG.....	178
Gambar 8.1 Pengaruh Intrusi Air pada Nilai Kalor Gas.....	188
Gambar 8.2 Komposisi Gas UCG Hasil Uji Coba di Beberapa Negara.....	190
Gambar 8.3 Kapasitas Produksi dan Kualitas Gas UCG di Yerostigaz	190
Gambar 8.4 Alternatif Pemanfaatan <i>Syngas</i>	192
Gambar 8.5 Tata Letak 10 <i>Gasifier</i> Rancangan Puslitbang tekMIRA di Macang Sakti	199
Gambar 8.6 Sketsa Sumur UCG	200
Gambar 8.7 Hubungan Waktu <i>Linking</i> dengan Permeabilitas Batubara.....	204
Gambar 8.8 Fasilitas Pengolahan Gas	205
Gambar 9.1 Prototipe Terameter Tipe ABEM SAS-1000	217
Gambar 9.2 Skema pengaruh adveksi, difusi molekular, dan dispersi mekanik terhadap penyebaran konsentrasi kontaminan.	220
Gambar 9.3 Proses Dispersi	220
Gambar 9.4 Proses Difusi Molekular.....	221
Gambar 9.5 Diagram Tahapan Pemodelan Matematik Perpindahan Polutan	227
Gambar 9.6 Contoh pemodelan transportasi polutan menggunakan perangkat lunak Visual Modflow.	228
Gambar 9.7 Contoh penahan hidrolik menggunakan teknologi <i>pump and treat</i>	230
Gambar 9.8 Skema Pembuatan Konstruksi Pewadahan	232
Gambar 9.9 Zonasi Pemantauan Air Tanah.....	235
Gambar 10.1 Konfigurasi Cincin PAH dan Turunannya	250

Gambar 10.2 Kondisi Hidrogeologi Lokasi Uji Coba UCG Hoe Creek.....	254
Gambar 11.1 Grafik Sensitivitas Biaya Investasi	271
Gambar 11.2 Grafik Sensitivitas Biaya Operasional	272
Gambar 11.3 Grafik Sensitivitas Harga Jual Listrik	273
Gambar 11.4 Grafik Sensitivitas Pajak Perusahaan	274
Gambar 11.5 Harga Patokan Tertinggi Tenaga Listrik	274
Gambar 11.6 Perbandingan COE dan Emisi CO ₂ Antarpembangkit Listrik	276
Gambar 12.1 Kegiatan Sosial di Beberapa Perusahaan.....	288
Gambar 13.1 Mekanisme Penyusunan Regulasi Pengusahaan UCG.....	336
Gambar 13.2 Pengaturan Tata Niaga Produk Konversi Batubara ..	337
Gambar 13.3 Kerangka Regulasi Pengusahaan dan Produk UCG..	338

Daftar Tabel

Tabel 1.1	Sumber Daya dan Cadangan Batubara Indonesia dalam Miliar Ton.....	4
Tabel 3.1	Rata-Rata Kualitas Batubara Blok A PT ATD.....	58
Tabel 3.2	Parameter Batubara yang Baik untuk Pengembangan Teknologi UCG.....	60
Tabel 3.3	Parameter Batubara untuk Pengembangan Teknologi UCG	60
Tabel 4.1	Litologi Batuan Lapisan Penutup.....	70
Tabel 4.2	Parameter Termal dan Geoteknik Batuan pada Suhu Kamar.....	70
Tabel 4.3	Parameter panas dan geoteknik batuan yang digunakan.....	75
Tabel 4.4	Parameter Termal dan Geoteknik Batuan di Sekitar Lubang Bukaannya.....	80
Tabel 4.5	Deformasi Batuan untuk Variasi Ketebalan Atap Batuan Pengapit.....	91

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Tabel 4.6	Perbandingan Studi Kasus dari Empat Negara	93
Tabel 5.1	DAS di Wilayah Kabupaten Musi Banyuasin.....	105
Tabel 5.2	Kualitas Air Pendingin pada Kegiatan UCG Hanna, USA	109
Tabel 5.3	Besaran Kualitas Air untuk Parameter Organik dalam Air Tanah dan Parameter Anorganik pada Akuifer Dangkal Menurut WHO	112
Tabel 5.4	Batas Aman Bahan Pencemar Organik dalam Air Tanah	113
Tabel 5.5	Dampak Lingkungan Uji Coba UCG pada Kedalaman Lapisan Batubara Dangkal.....	117
Tabel 5.6	Dampak Uji Coba Pengolahan Limbah UCG pada Kedalaman Lapisan Batubara Dangkal.....	118
Tabel 6.1	Kegiatan Uji Coba UCG di Beberapa Negara	126
Tabel 6.2	Analisis Risiko UCG.....	129
Tabel 6.3	Intensitas Curah Hujan.....	134
Tabel 6.4	Lokasi Pengukuran Sungai.....	135
Tabel 6.5	Karakteristik Sungai.....	136
Tabel 6.6	Kecenderungan Pola Air Limpasan 2009–2013	138
Tabel 6.7	Kecenderungan Penyimpanan Air Tanah 2009–2015	138
Tabel 7.1	Reaksi Kimia UCG.....	171
Tabel 8.1	Komposisi <i>Producer-Gas</i> dan <i>Syngas</i> (%)	186
Tabel 8.2	Komposisi Gas pada Beberapa Sumur Produksi Percobaan di Angren.....	188
Tabel 8.3	Hasil Analisis Batubara	196
Tabel 8.4	Data UCG di Angren, Uzbekistan	197
Tabel 8.5	Spesifikasi Kompresor.....	202
Tabel 8.6	Spesifikasi Gas untuk Genset Mesin Gas.....	208
Tabel 9.1	Perkiraan Distribusi Air di Dunia	214
Tabel 9.2	Potensi Air Tanah di Indonesia	217

Tabel 9.3	Nilai AMEG untuk Hidrokarbon dari Kegiatan UCG	223
Tabel 9.4	Baku Mutu TCLP Pencemar dalam Limbah untuk Penentuan Karakteristik Sifat Racun.....	225
Tabel 10.1	Sifat Fisik dan Kimia BTEX	246
Tabel 10.2	Penelitian Biodegradasi BTEX	247
Tabel 10.3	Sifat Fisik Kimia Senyawa PAH	251
Tabel 11.1	Biaya Investasi dan Operasional untuk Pembangkit Listrik 100 MW	265
Tabel 11.2	Ringkasan Biaya	265
Tabel 11.3	Asumsi Perhitungan Metode CRIP	266
Tabel 11.4	Ringkasan Asumsi Keekonomian Bangladesh	267
Tabel 11.5	Karakteristik Teknologi UCG	268
Tabel 11.6	Kebutuhan Lahan	268
Tabel 11.7	Perhitungan Biaya Investasi Awal	269
Tabel 11.8	Perhitungan Biaya Operasional	270
Tabel 11.9	Perbandingan Biaya Investasi UCG dan Gasifikasi Permukaan.....	275
Tabel 12.1	Total Biaya Kegiatan Sosial di Beberapa Perusahaan Indonesia	289
Tabel 12.2	Undang-Undang Terkait Tanggung Jawab Sosial Lingkungan Hidup Perusahaan.....	290
Tabel 12.3	Jenis Kelamin, Status, Umur, Jumlah Keluarga, dan Tingkat Pendidikan Responden	302
Tabel 12.4	Mata Pencaharian Responden	302
Tabel 12.5	Orang yang paling dihormati dan hubungan masyarakat.....	304
Tabel 12.6	Mobilitas Masyarakat dan Peluang Kerja.....	304
Tabel 12.7	Kegiatan Pembangunan yang Bermanfaat	306
Tabel 12.8	Kegiatan Pembangunan yang Masih Perlu Dilakukan	306

Tabel 12.9	Sumber Air Minum Desa.....	307
Tabel 12.10	Jenis Pengobatan Responden.....	307
Tabel 12.11	Opini masyarakat terhadap kegiatan UCG.	308
Tabel 12.12	Kegiatan yang perlu diprogramkan UCG	308
Tabel 12.13	Sarana yang perlu dibangun di desa terkait adanya kegiatan UCG.	310
Tabel 12.14	Bantuan yang diharapkan masyarakat sehubungan adanya kegiatan UCG.	310

Kata Pengantar

Energi merupakan pendorong utama pertumbuhan ekonomi suatu negara. Hal ini dirasakan juga di Indonesia yang memanfaatkan energi sebagai bahan bakar dalam proses industrialisasi, bahan baku proses produksi, dan komoditas ekspor sebagai sumber devisa negara. Dengan makin menurunnya laju penemuan sumber energi dibandingkan laju konsumsi energi, diperlukan kebijakan diversifikasi energi guna melakukan substitusi secara masif penggunaan migas ke penggunaan batubara.

Gasifikasi batubara bawah tanah (*underground coal gasification/UCG*) merupakan proses pengubahan batubara dari bahan bakar padat menjadi gas yang dapat digunakan, baik sebagai bahan bakar ataupun sebagai bahan baku kimia. Batubara bawah tanah ini pada umumnya berasal dari jenis lignit hingga sub-bituminus atau lebih dikenal sebagai batubara peringkat rendah. Material yang terbentuk merupakan gas mudah terbakar yang merupakan kombinasi dari gas hidrogen dan karbon monoksida atau lebih dikenal sebagai *syngas*. Teknologi UCG menggunakan proses layaknya gasifikasi permukaan.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Perbedaan utama antara kedua proses tersebut adalah rongga yang terbentuk akibat proses gasifikasi pada UCG berfungsi menjadi reaktor sehingga gasifikasi batubara berlangsung di bawah tanah, bukan di permukaan. Dari sisi lingkungan, pengembangan teknologi UCG mempunyai beberapa keuntungan dalam fungsinya sebagai sumber energi.

Buku ini memaparkan pengembangan teknologi UCG di Indonesia yang dilakukan oleh Puslitbang Teknologi Mineral dan Batubara (*tek-MIRA*) yang diharapkan dapat membantu pengembangan teknologi ini dalam memanfaatkan batubara yang tidak ekonomis bila ditambang secara konvensional. Sumber daya batubara yang akan dimanfaatkan dengan teknologi UCG juga dijelaskan dalam salah satu bagian di buku ini. Perkembangan dan pilihan teknologinya disesuaikan dengan kondisi Indonesia, karakteristik gas yang dihasilkan, keekonomian, dan aspek lingkungan. Pada bagian penutup, disampaikan kebijakan yang sebaiknya disiapkan terkait rencana pengembangan teknologi UCG di Indonesia dan penjelasan mengenai industri hilir apa saja yang dapat ditopang oleh implementasinya. Teknologi ini diharapkan dapat menjadi alternatif pemenuhan energi dalam negeri.

Kepala Pusat Penelitian dan Pengembangan
Teknologi Mineral dan Batubara

Buku ini tidak diperjualbelikan.



Prakata

Batubara merupakan sumber daya tak terbarukan yang saat ini menjadi komoditas energi sekaligus penghasil devisa bagi Indonesia di samping minyak dan gas. Indonesia merupakan produsen keempat batubara sesudah Amerika Serikat, Cina, dan India. Dengan perannya yang masih cukup besar yaitu mencapai 30% sampai 2025, alternatif pemanfaatan batubara dengan mengimplementasikan teknologi yang ada saat ini perlu menjadi pertimbangan penting. Salah satu pilihan teknologi pemanfaatan batubara adalah melalui pengolahan dengan cara gasifikasi *in situ* dengan pertimbangan bahwa cadangan di Indonesia yang masih signifikan berada di bawah permukaan pada kedalaman lebih dari 200 m sehingga teknologi ekstraksi konvensional dirasakan kurang ekonomis.

Buku ini memberikan informasi sumberdaya batubara bawah tanah Indonesia ditinjau dari kondisi geologi, proses ekstraksi dengan cara gasifikasi *in situ*, proses gasifikasi, hingga studi kasus pengembangan teknologinya yang dilaksanakan oleh Puslitbang *tekMIRA*. Meskipun

Buku ini tidak diperjualbelikan.

masih dalam tahapan *deskwork*, kajian keekonomian, regulasi, danantisipasi kemungkinan timbulnya permasalahan lingkungan juga dibahas dengan menggabungkan studi literatur dan hasil penelitian di lapangan. Penelitian ini didanai APBN dan dilaksanakan oleh Puslitbang tekMIRA yang juga melibatkan beberapa perguruan tinggi. Informasi disusun oleh Tim Penyusun Buku yang memang terlibat langsung dalam kajian dan penelitian pengembangan teknologi UCG yang berlangsung sejak tahun 2014–2017.

Buku ini diharapkan dapat dijadikan referensi dan sumber informasi yang bisa memenuhi kebutuhan pengguna serta memberikan kontribusi dalam upaya pembangunan ekonomi secara nasional.

Penulis

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Mengenang Muhammad Luthfi

Muhammad Luthfi dikenal tidak hanya sebagai sosok pendiam. Kami lebih mengenalnya sebagai pribadi yang hangat dan mampu membangun jaringan sangat luas di bidangnya. Almarhum juga sangat perhatian terhadap teman-temannya di Kelompok Riset Lingkungan. Sisi lain intelektualitas beliau bisa menjadi contoh untuk generasi selanjutnya tentang bagaimana di usianya yang sudah tidak lagi muda masih bersemangat untuk belajar. Hal tersebut, menjadi perbincangan hangat dalam diskusi para sahabatnya pada saat mengenang beliau. Para penulis Bunga Rampai Gasifikasi Batubara Bawah Tanah yang berasal dari berbagai latar belakang keilmuan sangat dekat dengan mendiang Muhammad Luthfi. Penyusunan buku ini menjelang final pada saat beliau berpulang pada 2 Februari 2022. Buku ini akan menjadi salah satu kenangan kebersamaan kami dengan almarhum yang tidak hanya sebagai seorang ilmuwan sosial, tetapi juga pribadi yang ramah dan penuh kehangatan serta perhatian. Sebagian penulis, ada yang sedang memproses publikasi tulisan Luthfi di media selepas kepulangannya.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Kami merasa kehilangan karena saat buku ini diterbitkan, beliau sudah tidak lagi bersama kita. Kenangan semua orang terhadap sosok Luthfi yang selalu sabar dan ramah kepada semua orang akan selalu ada. Kami berharap buku ini bisa memberi manfaat yang luar biasa bagi pembacanya terutama dalam menginspirasi kalangan pembaca tulisan masalah lingkungan yang mungkin saat ini belum mengenal sosok beliau. Artikel almarhum dalam Bunga Rampai Gasifikasi Batubara Bawah Tanah adalah *Penyebaran Polutan di Tanah dan Air Tanah Akibat Kegiatan UCG dan Dampak Sosial Ekonomi Kegiatan UCG*.

Selamat jalan sahabat, terima kasih atas kontribusi artikelnya. Semoga tenang di alam sana.

Buku ini tidak diperjualbelikan.



BAB I

Gasifikasi Batubara Bawah Tanah: Teknologi Pemanfaatan Batubara Ramah Lingkungan

Retno Damayanti & Tatang Wahyudi

A. PEMANFAATAN BATUBARA

Batubara adalah salah satu bahan bakar fosil yang terbentuk dari endapan organik, terutama dari sisa-sisa tumbuhan melalui proses pembatubaraan. Unsur-unsur utamanya terdiri atas karbon, hidrogen, dan oksigen (Gambar 1.1). Rumus formula empiris adalah $C_{137}H_{97}O_9NS$ untuk batubara bituminus dan $C_{240}H_{90}O_4NS$ untuk antrasit dan $C_{20}H_{22}O_4$ untuk lignit. Endapan batubara yang bernilai ekonomis di Indonesia terdapat pada cekungan Tersier, yaitu di bagian barat Paparan Sunda (termasuk Pulau Sumatra dan Kalimantan). Umur endapan tersebut adalah Eosen atau sekitar Tersier Bawah (45 juta tahun lalu) dan Miosen atau sekitar Tersier Atas (kira-kira 20 juta tahun). Sejak penjajahan Belanda, batubara merupakan komoditas energi penting di Indonesia yang penambangannya dilakukan pertama kali di daerah Sumatra Barat (Sungai Durian dan Ombilin), Kalimantan Selatan (Pangaron dan Batu Panggai), dan Kalimantan Timur (Kutai). Komoditas ini mulai intensif ditambang sebagai sumber daya energi pada 1980-an.

Buku ini tidak diperjualbelikan.



Sumber: Muradi (2012)

Gambar 1.1 Batubara Indonesia Sebagai Komoditas Energi Fosil

Titik balik peningkatan peran batubara sebagai sumber daya energi alternatif yang dapat bersaing terjadi sejak adanya kebijakan pemerintah pada 1976. Rencana aksi mengenai batubara tertuang dalam keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor: 0983 K/16/MEM/2004 (2004) sebagai berikut:

- 1) meningkatkan eksplorasi dan evaluasi cadangan batubara untuk mengembangkan status potensi sumber daya menjadi cadangan terbukti sehingga nilai keekonomian batubara secara nasional dapat diketahui baik untuk tambang dalam maupun tambang terbuka;
- 2) meningkatkan program eksploitasi batubara guna memenuhi meningkatnya kebutuhan domestik dan ekspor dengan mengutamakan pengembangan tambang dalam untuk mengantisipasi tuntutan global tentang penambangan ramah lingkungan;
- 3) meningkatkan akses batubara baik dari dalam maupun dari luar negeri termasuk mendorong pengembangan batubara peringkat rendah di dalam negeri untuk memenuhi kebutuhan energi melalui pengembangan PLTU mulut tambang;

- 4) meningkatkan diversifikasi pemanfaatan batubara melalui program pembakaran langsung untuk industri UKM, pengembangan briket batubara, pencairan batubara, gasifikasi, *up grading* batubara, dan pengembangan *coal bed methane*, dengan memperhatikan faktor lingkungan;
- 5) menetapkan *domestic market obligation* batubara kepada pelaku pertambangan dalam rangka menjamin pasokan batubara dalam negeri;
- 6) meningkatkan daya tarik investasi melalui restrukturisasi peraturan, pembangunan sarana dan prasarana terpadu terutama pada daerah-daerah yang terisolir pemberian sistem insentif;
- 7) mendorong/menciptakan sentra-sentra industri baru yang terletak pada daerah terpencil yang mempunyai sumber daya batubara cukup besar;
- 8) mendorong industri yang berbasis bahan bakar batubara.

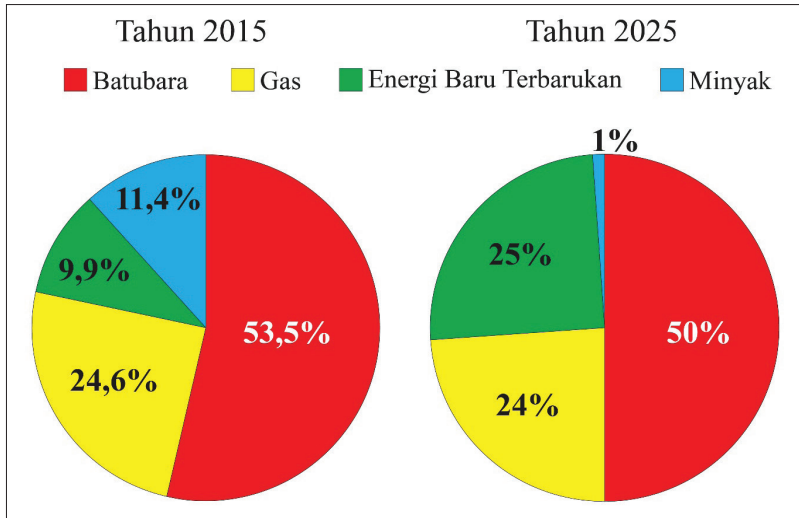
Kebijakan ini mengangkat peran batubara di sektor industri. Dengan demikian, diversifikasi di bidang energi diharapkan dapat berjalan dengan baik (Arif, 2014). Di Indonesia, batubara merupakan bahan bakar fosil yang masih sangat berperan sampai 2050, meskipun ada penurunan dalam persentase pemanfaatannya. Berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN) (2014), pemanfaatan batubara pada 2025 minimal sebesar 30% dan pada 2050 menjadi 25% dengan adanya peningkatan pada pemanfaatan energi baru terbarukan. Perkembangan sumber daya dan cadangan batubara Indonesia dapat dilihat pada Tabel 1.1. Pemanfaatan batubara di Indonesia sampai akhir 2016 didominasi untuk PLTU, yakni mencapai hampir 55%. Perkembangan PLTU pada 2015 masih memerlukan batubara sampai 53,5% dan pada 2025 kebutuhannya masih mendominasi meski ada penurunan, yakni sekitar 50%. Gambar 1.2 menunjukkan bahwa PLTU berbahan bakar batubara masih tetap dominan. Kondisi ini juga tampak untuk keperluan pemenuhan kebutuhan pengembangan ketenagalistrikan 35 GW. Oleh karena itu, keperluan teknologi pemanfaatan batubara yang efisien dan bersih perlu dikembangkan.

Perkembangan harga minyak dan gas yang sempat mengalami penurunan menyebabkan konsumsi batubara dan proses pemanfaatannya mengalami perlambatan pada beberapa waktu yang lalu. Namun demikian, dengan makin berkurangnya cadangan minyak dan gas bumi, penggantian dengan batubara yang jumlahnya masih cukup banyak diharapkan akan mampu memperpanjang sumber daya energi di Indonesia untuk keperluan mendatang. Batubara akan muncul kembali sebagai salah satu pilihan yang baik dalam memproduksi energi dengan tetap mempertimbangkan pemanfaatan sumber daya energi lainnya.

Tabel 1.1 Sumber Daya dan Cadangan Batubara Indonesia dalam Miliar Ton

Tahun	Sumber daya			Total Sumber Daya	Cadangan		Total Cadangan
	Tereka	Tertunjuk	Terukur		Terkira	Terbukti	
2008	35,20	13,66	20,91	69,77	13,25	5,46	18,71
2009	32,15	15,74	22,25	70,14	13,25	5,53	18,78
2010	32,20	15,81	22,29	70,30	15,60	5,53	21,13
2011	35,63	27,06	24,10	86,79	17,76	10,26	28,02
2012	35,41	26,40	24,69	86,50	19,36	9,62	28,98
2013	32,08	29,44	39,45	100,97	22,46	8,90	31,36
2014	36,51	29,31	39,52	105,34	23,34	9,04	32,38
2015	36,14	30,45	40,25	106,84	23,99	8,27	32,26
2016	44,39	38,95	40,18	128,06	11,48	16,92	28,46
2017	43,53	37,45	39,67	125,18	11,69	12,55	24,24
2018	44,07	52,25	50,76	151,40	17,56	22,30	39,89
2019	46,20	47,25	62,26	149,00	17,09	20,64	37,80

Sumber: Badan Geologi (2019)



Sumber: PT PLN (2015)

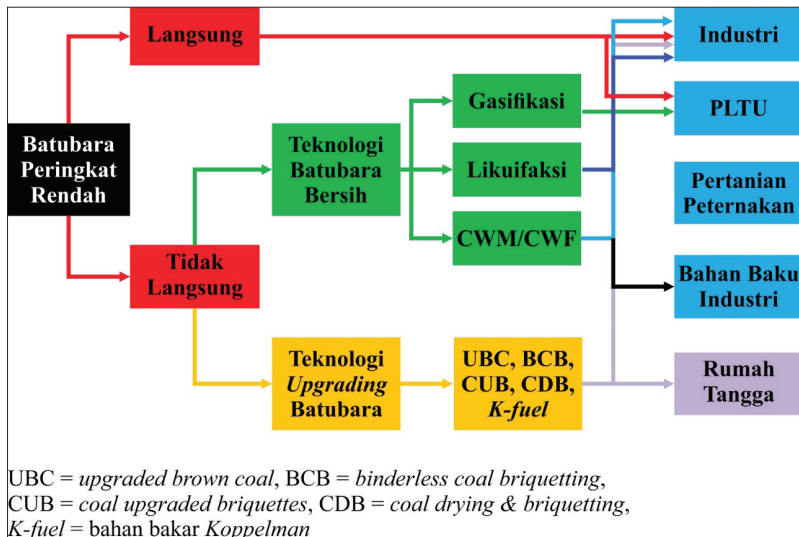
Gambar 1.2 Dominasi Batubara pada Pengembangan PLTU Batubara

Berdasarkan perhitungan cadangan batubara untuk eksplorasi *coal bed methane* (CBM), cadangan tersebut (*estimated drillable area*) dapat pula dimanfaatkan untuk keperluan gasifikasi bawah tanah (*underground coal gasification/UCG*). Hal ini berdasarkan pertimbangan bahwa kondisi lapisan batubara, geologis, hidrologis, dan lain-lain yang diperlukan untuk proses UCG tidak berbeda jauh dengan apa yang dibutuhkan untuk CBM. Cadangan batubara bawah tanah tersebut terdapat pada kedalaman antara 15–1.400 m atau 500–4.500 kaki dan berdasarkan perhitungan awal, besar sumber daya hipotetisnya diperkirakan mencapai 796 miliar ton (Advanced Resources International, 2003; Puslitbang *tekMIRA*, 2016). Karakterisasi batubara Sumatra Selatan termasuk dalam kategori sub-bituminus dengan kadar air yang relatif tinggi mencapai 21%, kandungan karbon 80% pada analisis kering bebas abu (*dry ash free-daf*), dan kandungan mineral rendah (Sosrowidjono, 2013).

Di Indonesia, kebutuhan dan distribusi pemanfaatan batubara sangat bervariasi. Hal ini disebabkan oleh tersebarnya industri pengguna

Buku ini tidak diperjualbelikan.

batubara, pengangkutan, dan penyimpanannya. Kadar abu yang cukup tinggi serta permasalahan lingkungan terkait abu batubara menjadi salah satu permasalahan dalam pemanfaatan batubara. Oleh karena itu, teknologi pemanfaatan batubara yang ramah lingkungan perlu diperbaiki dan dikembangkan, yakni dengan meminimalkan gangguan terhadap lingkungan di sekitarnya. Beberapa pemanfaatan batubara yang lebih baik telah dilakukan di Puslitbang *tekMIRA* dengan mengembangkan beberapa teknologi yang sesuai dengan batubara Indonesia. Gambar 1.3 merupakan kegiatan pengembangan teknologi batubara peringkat rendah di Indonesia yang diharapkan dapat digunakan lebih baik dan bersih dibandingkan apabila dimanfaatkan secara langsung. Berdasarkan pengalaman dalam pengembangan teknologi tersebut dan fakta bahwa masih cukup banyak cadangan batubara di bawah tanah, maka Puslitbang *tekMIRA* mencoba melakukan penelitian pengembangan teknologi UCG di daerah Sumatra Selatan.



Sumber: Modifikasi dari Kamandanu (2011)

Gambar 1.3 Teknologi Pemanfaatan Batubara

Buku ini tidak diperjualbelikan.

B. PERKEMBANGAN TEKNOLOGI UCG

Pada 1970–an dan 1980–an, Rusia, Amerika Serikat, dan beberapa negara lain banyak melakukan penelitian UCG dalam rangka memanfaatkan cadangan batubara bawah tanah yang tidak ekonomis apabila ditambang secara konvensional. Perkembangan penelitian ini kurang cepat karena ditemukan eksploitasi cadangan minyak bumi dan gas alam dalam jumlah cukup besar sebagai sumber energi yang mudah ditambang.

Dengan menurunnya cadangan minyak bumi dan gas alam, minat baru terhadap UCG timbul kembali. Banyak dilaporkan beberapa kajian terkait UCG, seperti kajian tentang struktur rongga UCG, komposisi gas yang dihasilkan, sampai persoalan lingkungannya.

Cadangan batubara di dunia sangat besar, yaitu lebih dari 10 triliun ton (The Working Group on UCG, 2007). Kuantitas batubara tersebut cukup besar, namun tidak mungkin menjadi pengganti minyak dan gas bumi, kecuali ditemukan teknologi pemanfaatan untuk menjadi bahan bakar gas atau cair yang lebih bersih dan murah. Batubara merupakan sumber energi yang kurang ramah lingkungan dan umumnya berkualitas rendah (*low rank coal-LRC*). Keterdapatannya sebagian besar jauh di bawah tanah sehingga penambangan material ini merupakan pekerjaan berbahaya untuk ditambang. Oleh karena itu, manfaat batubara menjadi kurang ekonomis. Saat ini, baru kurang dari seperenam cadangan batubara dunia yang dapat diakses secara ekonomis. Terkait dengan pemanfaatan batubara, ada hal baru yang cukup menarik untuk menghidupkan kembali teknologi lama yang cukup menjanjikan secara substansial dalam meningkatkan pemanfaatan cadangan batubara. Teknologi ini dikenal sebagai teknologi UCG yang diharapkan mampu memproses batubara sebagai bahan bakar alternatif yang bersih dan ekonomis serta mampu mengubah batubara menjadi gas yang mudah terbakar langsung di bawah tanah. Proses UCG menghasilkan gas dengan kualitas nilai kalor rendah karena banyaknya kandungan hidrogen. Hal ini dianggap sebagai salah satu risiko lingkungan. Pada saat ini, negara kaya batubara ingin mengganti minyak impor dengan sumber energinya sendiri secara aman, yakni dengan cara membuat

bahan bakar hidrogen dan menemukan metode pembatasan emisi gas rumah kaca. Potensi teknologi UCG kembali mendapat perhatian.

Pengembangan teknologi gasifikasi, baik yang di atas ataupun bawah tanah, sudah ada kurang lebih seabad yang lalu. Pada awalnya, teknologi ini dikembangkan di Amerika Serikat pada 1800–an dan India pada awal 1900–an. Selanjutnya, bekas negara Uni Soviet mulai berinvestasi pula dalam pengembangan teknologi ini pada 1930–an sampai 1990–an di beberapa lokasi dan berhasil sampai skala komersial. Cina mulai mengembangkan UCG pada 1980–an dan saat ini memiliki program pengoperasian UCG yang sangat besar. Sejak terjadinya krisis energi pada 1970–an, minat Amerika Serikat terhadap berbagai bentuk energi alternatif kembali meningkat. Hal ini terlihat melalui investasi besar-besaran terhadap teknologi gasifikasi untuk keperluan pengembangan pembangkit tenaga listrik. Pada saat itu, lebih dari 30 uji coba UCG dilakukan di seluruh AS. Produk samping berupa gas hidrogen dipandang sebagai suatu kepastian dalam pengurangan kualitas gas yang dihasilkan. Selain itu, masalah pencemaran air tanah menjadi hal yang perlu diperhatikan.

Metode koneksi antara sumur injeksi dan sumur produksi pertama kali dikembangkan di Eropa dan disebut metode *controlled retraction injection point* (CRIP) yang semula menggunakan *linked vertical well* (LVW) untuk gasifikasi *reverse combustion*. Selanjutnya dikembangkan konsep pembakaran, reaktivitas batubara, dan sifat hidrolik koneksi antarsumurnya sampai ditemukannya koneksi antarsumur melalui teknologi pengeboran berarah (*directional drilling*). Kajian teknologi ini menyimpulkan bahwa UCG merupakan teknologi yang berpotensi di masa depan dengan berbagai penyempurnaan yang terus dilakukan sampai saat ini. Pemerintah Inggris pada 2005 meresmikan kemitraan untuk pengembangan teknologi UCG setelah mempelajari kelayakan penggunaannya selama lima tahun untuk eksploitasi batubara di darat dan laut.

Pionir penelitian dan pengembangan UCG di Amerika Serikat dikembangkan oleh Lawrence Livermore National Laboratory (LLNL) di Hoe Creek, Wyoming dan Centralia, Washington. Sebagian besar pengujiannya dilakukan dalam bentuk penelitian dan sudah mem-

peroleh hasil yang diharapkan serta paten terkait karakteristik proses pembakaran di UCG untuk menjawab permasalahan lingkungan yang akan ditimbulkannya. Beberapa tahun terakhir, sejumlah aktivitas yang fokus pada UCG meningkat dengan pesat. Proyek percobaan di Chinchilla, Queensland, Australia mendemonstrasikan proyek ini dalam jangka waktu cukup panjang (1997–2003). Cina sampai saat ini juga masih aktif mengembangkan teknologi UCG untuk mengolah *syngas* hasil produksi UCG dan untuk penghasil listrik skala kecil. Hal yang sama dilakukan oleh Afrika Selatan pada 2006, yaitu di daerah batubara Majuba dengan tujuan akhir pemenuhan pasokan listrik. Sasol dan Eskom terlibat dalam pengembangan teknologi ini di Afrika Selatan.

Minat India terhadap potensi teknologi ini juga cukup tinggi dengan dibukanya kerja sama dengan Rusia dan Australia dalam pengembangan teknologi UCG. Kerja sama ini disiapkan bersama antara Coal India Limited (CIL) serta Skochinsky Institut of Mining of Russia dan Cougar Energy (Australia) dengan Essar Exploration and Production Limited (EEPL). Pakistan juga merupakan negara yang sangat berminat dengan teknologi UCG ini, bahkan Jepang yang sumber daya batubaranya kurang memadai juga berencana mengembangkan teknologi ini. Berdasarkan kajian dan penelitian tersebut, dapat diketahui parameter yang secara umum menjadi persyaratan utama pada pengembangan teknologi UCG, yakni

- 1) batuan di atas dan di bawah lapisan batubara yang menjadi target UCG harus merupakan lapisan kedap (*impermeable*);
- 2) ketebalan lapisan batubara harus di atas 5 m;
- 3) kedalaman lapisan batubara berada di atas 200 m;
- 4) cadangan batubara minimal sebanyak 150 juta ton agar dapat beroperasi selama 25 tahun;
- 5) kondisi struktur geologi di daerah UCG harus tidak kompleks;
- 6) jumlah kadar abu dan air dalam batubara kurang dari 60%;
- 7) peringkat batubaranya di bawah bituminus.

C. UCG DI INDONESIA

Penerapan teknologi UCG di masa depan diharapkan menjadi terobosan dalam pemenuhan energi di Indonesia. Hal ini karena *synthetic natural gas* (SNG) atau gas alam sintetis yang dihasilkan dari proses UCG dapat memasok kebutuhan gas dalam negeri. Teknologi ini diharapkan juga mampu memacu pengembangan kegiatan hulu dalam eksplorasi cadangan baru sumber daya batubara pada kedalaman lebih dari 150 m. Dalam rangka percepatan implementasi teknologi UCG di Indonesia, beberapa kajian dan diskusi internasional telah dilakukan oleh Puslitbang *tekMIRA*. Penelitian dan pengkajian yang dilakukan telah menetapkan beberapa kriteria pengembangan UCG yang menjadi prasyarat utama. Beberapa kegiatan yang sudah dilakukan oleh Puslitbang *tekMIRA*, antara lain

- 1) melakukan kajian geologis untuk melihat struktur bawah permukaan di area rencana pilot kegiatan penelitian. Hasil kajian menunjukkan bahwa batubara tersebut layak untuk diuji coba;
- 2) membuat miniatur reaktor gasifikasi (*gasifier*) teknologi pembakaran UCG yang peralatannya didesain sedemikian rupa sehingga sesuai dengan kondisi batubara Indonesia yang akan diuji coba. Pada uji coba ini, penyalan dan pembakaran berhasil dilaksanakan, meskipun batubaranya belum sesuai dengan kondisi riil di lapangan;
- 3) melakukan kajian rona awal lingkungan untuk mengantisipasi perubahan yang mungkin terjadi di lokasi kegiatan pengembangan teknologi UCG;
- 4) melakukan uji coba pembakaran awal pada cadangan batubara di kedalaman relatif dangkal untuk membuktikan bahwa teknologi penyalan dapat diimplementasikan.

Pada saat ini, beberapa perusahaan pertambangan batubara, minyak, dan gas bumi sudah mulai tertarik untuk berinvestasi pada pengembangan teknologi UCG tersebut. Akan tetapi, sampai saat ini penyiapan regulasi untuk implementasi pengembangan teknologi UCG pada skala komersial masih dalam proses. Beberapa daerah di Indonesia,

seperti Sumatra dan Kalimantan mempunyai potensi batubara yang dapat mendukung pengembangan teknologi UCG. Ke depan, teknologi ini diharapkan dapat membantu Indonesia dalam pemenuhan energi. Pembentukan sedimen batubara di Sumatra selain berkaitan dengan kondisi iklim, geologi, dan cekungan tempat pengendapan, juga sangat erat kaitannya dengan proses tektonik di Indonesia bagian barat. Cekungan batubara Indonesia dikategorikan sebagai cekungan batubara Tersier dengan jenis cekungan paparan. Batubaranya berumur Paleogen dan Neogen. Cekungan batubara Sumatra yang berpotensi untuk dikembangkan dengan teknologi UCG terdapat di Ombilin, Sumatra Selatan, Sumatra Tengah, dan Bengkulu. Kegiatan pengembangan UCG oleh Puslitbang *tekMIRA* terdapat di daerah Sumatra Selatan yang merupakan salah satu cekungan tempat ditemukannya endapan minyak dan gas bumi dengan luasan yang cukup besar.

Berdasarkan kajian geologinya, sebaran batubara pada cekungan di Sumatra dan Kalimantan tersebut diperkirakan dapat dimanfaatkan untuk pengembangan teknologi UCG. Eksplorasi geologi ini perlu terus dilakukan agar ke depannya, pengembangan teknologi ini sudah dapat diinventarisasi secara lebih spesifik terhadap pemenuhan persyaratan teknisnya. Adanya kesepahaman antara para pemangku kebijakan bahwa eksplorasi sumber daya batubara yang jauh berada di bawah permukaan, dengan kedalaman antara 250–1.000 meter, diharapkan dapat dilaksanakan secara masif sehingga dapat diketahui potensi batubara yang memiliki kemungkinan untuk dikembangkan dengan teknologi UCG. Dengan demikian, salah satu usaha alternatif guna pemenuhan kebutuhan energi nasional sudah dapat diantisipasi. Kondisi ini perlu dilakukan untuk menarik investor agar mau berinvestasi dalam pengembangan teknologi UCG.

D. PROSES UCG

Batubara adalah salah satu bahan bakar fosil yang paling umum digunakan. Saat ini, batubara telah memenuhi sekitar 40% keseluruhan permintaan listrik global dan kurang lebih mencakup seperempat kebutuhan energi global. Namun, angka-angka ini hampir tidak mencerminkan pentingnya batubara sebagai sumber energi. Hal ini

karena hanya sekitar 15% sampai 20% sumber daya batubara yang sesuai untuk ekstraksi bahan baku konvensional melalui pertambangan permukaan dan bawah tanah (Andrianopoulos dkk., 2015). Teknologi UCG akan mengubah batubara menjadi *syngas* dan menawarkan biaya yang kompetitif serta berkelanjutan dibanding dengan aktivitas pertambangan secara konvensional. Kondisi tersebut dapat terjadi karena teknologi ini tidak memasukkan perhitungan tenaga kerja di bawah tanah bahkan mengurangi biaya mesin dan peralatan penambangan yang diperlukan dalam prosesnya. Kondisi batubara yang tidak dapat dieksploitasi dan tidak dapat diakses karena masalah ekonomi dan keselamatan ini menguntungkan penerapan teknologi UCG (Self dkk., 2012).

Proses UCG terjadi pada saat lapisan batubara yang secara ekonomi tidak layak untuk ditambang direaksikan dengan menyuntikkan udara, oksigen, atau uap ke lapisan batubara di bawah tanah guna menghasilkan gas sintetik (*syngas*). *Syngas* kemudian diekstraksi melalui sumur produksi. Gas sintesis yang dihasilkan dapat digunakan sebagai bahan bakar atau persediaan bahan baku proses kimia lebih lanjut seperti pada produksi NH_3 atau bahan bakar cair. Ada beberapa proses kimia yang terlibat dalam gasifikasi batubara bawah tanah, yaitu penguapan dan pirolisis. Kombinasi kedua proses ini menghasilkan *syngas*. Tidak seperti pada reaktor kimia konvensional, rongga UCG memiliki dinding kedap air dan lapisan batubara jenuh air yang berada pada tekanan hidrostatik (Brown, 2012).

UCG adalah teknologi batubara bersih yang mengubah batubara menjadi gas mudah terbakar secara *in situ*, tanpa penambangan dan memunculkan abu terkandung dalam batubara sehingga masalah pencucian batubara, penanganan, dan pembuangan abu dapat dihindari. Campuran gas yang mudah terbakar, terutama terdiri atas hidrogen, metana, dan karbon monoksida yang merupakan gas bahan bakar untuk sistem sel bahan bakar oksida padat atau *solid oxide fuel cell* (SOFC). Karbon dioksida yang dihasilkan dapat diumpankan ke baterai SOFC setelah pembersihan gas untuk menghilangkan hidrogen sulfida dan pengotor lainnya. Biasanya 50% energi kimia yang terkandung dalam gas produk dapat diubah menjadi energi listrik oleh

SOFC. Gas buang yang dihasilkan dari SOFC, biasanya memiliki suhu sekitar 600°C hingga 800°C. Energi panas reaksi ini dimanfaatkan untuk menghasilkan uap sebagai bagian yang akan digunakan untuk UCG, sisanya dikirim untuk reformasi internal SOFC dan pergeseran reaksi. Gas buang, yang terutama terdiri atas karbon dioksida dan uap, akhirnya diumpungkan melalui kondensor dan kemudian dikompresi masuk ke sekuestrasi. Dengan demikian, keseluruhan sistem terintegrasi dalam teknologi bersih tersebut dapat dibagi menjadi lima unit utama, yaitu gasifikasi batubara bawah tanah, pemurnian gas produk UCG, pembangkit tenaga listrik SOFC, sistem pemulihan panas, dan unit penyerapan karbon (Prabu & Jayanti, 2012).

E. DAMPAK LINGKUNGAN UCG

UCG menawarkan keuntungan lingkungan yang lebih baik dibanding dengan metode ekstraksi batubara secara konvensional. Namun demikian, tetap terdapat beberapa masalah lingkungan yang memerlukan evaluasi cermat. Kemungkinan bahwa produk reaksi UCG dapat menyebabkan perubahan kualitas air tanah yang merugikan merupakan masalah yang cukup penting. Panduan tentang praktik terbaik untuk pengelolaan aspek-aspek terkait dengan kegiatan yang spesifik untuk UCG pada saat ini belum ada yang diakui. Panduan tersebut biasanya diatur berdasarkan fase-fase aktivitas yang akan dilakukan, seperti konstruksi, operasional, serta penutupan dan restorasi. Pertimbangan spesifik terhadap masalah lingkungan akibat kegiatan pengembangan teknologi UCG ini terutama harus dilihat dari kegiatan utama tersebut, yakni

- 1) konstruksi, yang mencakup kegiatan pengeboran dan pembuatan sumur-sumur injeksi dan produksi;
- 2) kegiatan operasional, yang terdiri atas kontrol proses UCG, gas hasil pembakaran, aktivitas permukaan lainnya, persyaratan pemantauan lingkungan, dan pengelolaan limbah cairnya;
- 3) penutupan dan perbaikan lokasi, yang meliputi kegiatan ventilasi, pendinginan dan pembilasan, penutupan sumur dan kolam limbah, serta pemantauan pascagasifikasi.

Identifikasi persoalan merupakan praktik terbaik untuk pengelolaan aspek lingkungan yang perlu dilakukan, terkait dengan aktivitas umum yang mungkin terjadi pada lebih dari satu fase percobaan UCG atau proyek UCG semikomersial. Aspek lingkungan yang relevan dan kontrol terhadap praktik terbaik yang harus diterapkan pada kegiatan tersebut diidentifikasi bersamaan dengan aktivitas lain yang cenderung timbul pada aspek dan fase kegiatan ini. Kepentingan relatif terhadap aspek lingkungan dan sejauh mana kontrol harus diterapkan sangat tergantung kepada sifat proyek UCG (percobaan kelitbangan, proyek pilot, atau proyek semikomersial). Di samping itu, sensitivitas aspek lingkungan sekitarnya perlu pula diketahui, misalnya kedekatan dengan daerah permukiman, kualitas sungai setempat, dan lain-lain. Tujuannya adalah menyoroti praktik-praktik yang harus dipertimbangkan aplikasinya untuk jenis percobaan UCG yang sedang dilakukan. Dengan berlangsungnya proses gasifikasi di bawah tanah, pada saat itu akan terbentuk rongga yang berkembang secara radial ke luar dan ke atas dari sumur injeksi (Brown, 2012).

Pencemaran air tanah menjadi risiko lingkungan yang paling potensial terkait dengan pengembangan teknologi UCG. Sejauh ini, berbagai bahan pencemar air yang berbahaya telah diidentifikasi selama beroperasinya teknologi UCG di luar negeri. Bahkan di beberapa lokasi, kontaminasi air tanah jangka panjang juga telah diamati. Karakterisasi bahan pencemar organik terkait UCG menunjukkan bahwa sebagian besar polusi disebabkan oleh fenol, benzena dengan turunannya, hidrokarbon aromatik polisiklik, dan heterosiklik. Dalam susunan anorganik: amonia, sianida, sulfat, dan logam berat biasanya juga teridentifikasi. Meskipun fakta bahwa peringkat batubara memengaruhi bentuk dan proses pelepasan bahan pencemar selama UCG sudah diketahui, informasi rincinya masih langka. Simulasi UCG pada batubara keras dan lunak menunjukkan pembentukan dan pelepasan bahan pencemar ke air selama proses berlangsung.

Perbedaan yang signifikan terhadap profil bahan pencemar dapat diidentifikasi untuk kedua jenis batubara tersebut secara kualitatif dan kuantitatif. Hasil analisis menunjukkan bahwa formasi kontaminan adalah fungsi peringkat dan komposisi unsur batubara serta suhu

gasifikasi. Dalam kasus gasifikasi batubara tipe keras (antrasit), total beban polutan anorganik dan organik dalam air proses yang dihasilkan secara substansial lebih besar dibanding dengan polutan pada batubara tipe lunak atau lignit. Kondisi pH reaksi gasifikasi teridentifikasi sebagai parameter yang memengaruhi konsentrasi logam berat dalam air proses. Struktur makromolekul batubara dan suhu diakui sebagai faktor utama yang mengatur distribusi senyawa organik. Struktur batubara tipe keras yang sangat aromatik menjadi sumber sejumlah besar senyawa aromatik, sedangkan pada batubara lignit, kontribusi bahan pencemar aromatik relatif lebih besar bila dibandingkan dengan antrasit.

Pada percobaan skala lapangan di Polandia, berbagai bahan kimia berbahaya sudah teridentifikasi dan terkuantifikasi. Bahan pencemar dalam proses UCG tersebut dapat menambah jumlah bahan pencemar dalam air pascaproses, menembus akuifer air bawah tanah, dan tetap berada dalam rongga UCG sebagai produk samping yang berisiko terhadap lingkungan. Produk samping yang berisiko tersebut dapat berupa arang (*char*), abu, dan tar batubara. Sifat fisika-kimia bahan pencemar tersebut akan berpengaruh pada partisipasinya di masing-masing fase dalam proses UCG. Namun demikian, secara umum komposisi bahan pencemar yang berasal dari proses gasifikasi tersebut hampir mirip. Perbedaan komposisi terjadi karena adanya perbedaan karakteristik batubara yang menjadi bahan bakarnya (Kapusta dkk., 2013).

E. KEEKONOMIAN UCG

Teknologi UCG merupakan teknologi alternatif ekstraksi batubara untuk memanfaatkan batubara secara optimal yang tidak ekonomis jika ditambang secara konvensional. Apabila dibandingkan teknologi penambangan batubara konvensional yang dikombinasi dengan proses gasifikasi permukaan, teknologi UCG dapat dikatakan lebih kecil dalam hal investasinya, meskipun sepihak teknologi ini tampak rumit. Agar bernilai komersial, gas hasil gasifikasi batubara perlu dioptimalkan melalui suatu proses pengolahan. Perhitungan keekonomian dalam pengembangan teknologi UCG ini hanya berdasarkan produk akhirnya setelah menjadi listrik ataupun *syngas*. Puslitbang tekMIRA telah melakukan kajian keekonomian untuk mendukung implementasi

pengembangan teknologi UCG di lapangan. Oleh karena perusahaan batubara melalui teknologi UCG ini merupakan teknologi pionir dan masih dalam tahap pengembangan, dalam implementasinya diperlukan berbagai insentif, baik di bidang perpajakan maupun kelitbangan pengembangan teknologinya. Salah satu insentif yang tersedia tertuang dalam Peraturan Pemerintah Nomor 18 Tahun 2015. Fasilitas yang diperoleh antara lain berupa

- 1) pengurangan penghasilan sebesar 30%;
- 2) penyusutan dan amortisasi yang dipercepat;
- 3) kompensasi kerugian yang bisa diterapkan hingga 10 tahun.

Pemanfaatan fasilitas tersebut dapat dilakukan dengan mengacu kepada Peraturan Menteri ESDM Nomor 16 Tahun 2015.

Analisis keekonomian UCG diharapkan dapat memberikan gambaran keekonomian produksi proses UCG. Besarnya sumber daya batubara merupakan faktor komersial utama untuk pengembangan proses gasifikasi batubara bawah tanah. Pasar untuk produk gas merupakan faktor utama kedua untuk pengembangan komersial UCG. Jika pasar untuk memanfaatkan gas berada di dekat lokasi gasifikasi, gas dapat diangkut secara ekonomis. Pembangkit energi atau pabrik bahan kimia harus berada di dekatnya pula untuk memanfaatkan produk sehingga kerugian transportasi dapat diminimalkan (Khadse dkk., 2007). Analisis keekonomian ini dapat dipakai untuk memprediksi pembiayaan kegiatan operasional proyek selama masa penerapan teknologi dan/atau operasional pabrik UCG. Dengan demikian, kajian keekonomian ini dapat menjadi acuan keekonomian yang mampu menarik minat investor untuk mengembangkan teknologi UCG ke skala komersial.

Berdasarkan kajian literatur dan perhitungan data sekunder, biaya pengembangan teknologi UCG untuk keperluan energi listrik per MWh adalah US\$19,1–US\$28,11 di India. Hal ini dapat diterapkan pada batubara jenis lignit hingga sub-bituminus tanpa menerapkan teknologi *carbon capture and storage* (CCS). Di Eropa yang menerapkan teknologi UCG sistem CRIP, biaya pengembangan untuk energi listrik mencapai US\$46,45–US\$62,28. Nilai tertinggi terjadi apabila teknologi UCG

diintegrasikan dengan CCS. Di Indonesia, berdasarkan data kajian Exo Energy, biaya pengembangan teknologi UCG mencapai US\$44,45 tanpa mengintegrasikan teknologi CCS. Perhitungan tersebut dengan asumsi bahwa kegiatan operasional teknologi UCG ini mencapai 20 tahun. Apabila dibanding dengan teknologi gasifikasi permukaan, biaya investasi dan pengoperasian teknologi UCG akan lebih murah, yakni 53% penghematan. Dibandingkan dengan pemakaian bahan bakar lain dalam teknologi pembangkitan, seperti batubara halus, gas alam, dan nuklir, teknologi UCG memiliki biaya sebagai penghasil listrik yang jauh lebih rendah. Oleh karena itu, pengembangan teknologi UCG ini secara garis besar dapat dikatakan sangat berpotensi untuk diujicobakan di Indonesia. Penghematan biaya ini pada umumnya disebabkan oleh tidak adanya biaya penambangan dan pembuatan reaktor gasifikasi. Meskipun demikian, pemilihan rinci teknologi UCG yang akan diterapkan tetap perlu dipastikan untuk keakuratan analisis keekonomian.

F. REGULASI UCG

Regulasi khusus yang bertujuan untuk mendukung pengembangan teknologi UCG telah diterbitkan di beberapa negara, antara lain Australia, Inggris, dan Afrika Selatan. Regulasi itu merupakan cerminan kebijakan nasional negara-negara tersebut dalam mengembangkan teknologi ini. Pemegang otoritas di setiap negara tersebut berlainan, tergantung kebijakan yang berlaku di negara yang bersangkutan. Dengan demikian, sistem regulasi yang nanti akan disusun oleh Indonesia tentu akan ada perbedaan dengan kondisi negara-negara lain. Peraturan perundang-undangan di Indonesia menyebutkan bahwa pengelolaan dan pengembangan batubara diatur dalam peraturan bidang mineral dan batubara, yakni Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009, sementara energi yang dihasilkan dari pengembangan teknologi pemanfaatan batubara diatur dalam peraturan bidang energi, yakni Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007.

Dalam pelaksanaan pengembangan teknologi UCG di Indonesia, kebijakan perlu disiapkan sebagai dasar dalam penyusunan peraturan perundang-undangan di bidang perusahaan batubara bawah tanah yang kurang layak bila dimanfaatkan secara konvensional. Beberapa

negara yang telah mengembangkan teknologi UCG memanfaatkan gas yang dihasilkan untuk keperluan listrik komersial ataupun *syngas* untuk industri lain. Hal ini menunjukkan bahwa pengembangan teknologi UCG tidak dapat lepas dari industri pengolahan hilirnya. Dengan demikian, regulasi yang dipersiapkan juga harus terintegrasi dari hulu sampai hilir. Berbagai pertimbangan terkait ekonomi dan teknis menjadi masalah penting untuk merumuskan peraturan perundang-undangan tersebut. Pada saat ini, produk akhir perusahaan teknologi UCG masih sulit apabila langsung dijual di pasaran. Hal ini karena peraturan perundang-undangan terkait pengembangan UCG yang ditetapkan berada di bidang mineral dan batubara, sedangkan pemanfaatan produknya terkait pada perusahaan hilir yang belum tercakup di dalam peraturan perundang-undangannya. Dengan demikian, harus ada pertimbangan untuk membuat terobosan baru dalam penyusunan peraturan perundang-undangan yang terintegrasi yang bertujuan agar tidak terjadi tumpang-tindih yang menyulitkan investor.

G. KESIMPULAN

Dengan makin menipisnya kondisi cadangan minyak dan gas bumi Indonesia, diversifikasi dalam pemanfaatan energi perlu mendapat perhatian yang serius. Potensi cadangan batubara Indonesia yang berada pada kedalaman antara 250–600 m diperkirakan cukup besar dan tersebar di beberapa cekungan Sumatra dan Kalimantan. Pengembangan teknologi UCG diharapkan dapat digunakan untuk memanfaatkan cadangan batubara Indonesia yang secara konvensional dinilai kurang ekonomis. Di samping itu, implementasi teknologi ini diperkirakan juga akan lebih ramah lingkungan bila dibandingkan teknologi ekstraksi batubara konvensional.

Pemilihan lokasi untuk pengembangan teknologi UCG harus memenuhi kriteria yang sudah ditetapkan, termasuk aspek geoteknik yang perlu mendapat perhatian sejak awal. Hal ini disebabkan karena aspek tersebut sangat menentukan kekuatan lapisan batuan penutup batubara. Aspek hidrologis yang sangat berkaitan dengan masalah lingkungan terutama dalam hal penyebaran bahan pencemar di air tanah perlu dikaji dari awal. Perencanaan yang baik terhadap lokasi

dan rancangan dimensi UCG dapat mengantisipasi gangguan terhadap zona bakar UCG dan akuifer di sekitar kegiatannya.

Keberhasilan Puslitbang *tekMIRA* dalam uji coba penyalan (*flare*) teknologi gasifikasi bawah tanah memberikan semangat positif dalam mengembangkan teknologi tersebut, namun produk UCG ini tidak bisa langsung dipasarkan, tetapi perlu diformulasikan terlebih dahulu. Regulasi perusahaan UCG yang ada pada saat ini hanya sampai menjadi produk akhir yang berupa tenaga listrik atau *syngas*. Pada saat ini regulasi tentang perusahaan UCG yang tertuang dalam Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009 serta peraturan pelaksanaannya masih terbatas pada kegiatan pengolahan batubara sebagai bagian dari kegiatan dalam Izin Usaha Pertambangan (IUP) Operasi Produksi Batubara/kegiatan IUP Operasi Produksi Khusus untuk pengolahan batubara. Puslitbang *tekMIRA* mengusulkan agar regulasi subsektor mineral dan batubara dapat segera mengatur masalah perusahaan UCG sebagai sebuah kegiatan pertambangan batubara yang berdiri sendiri sehingga dapat menarik calon investor yang berminat untuk mengusahakan UCG di Indonesia dan selanjutnya pengembangan teknologi UCG dapat dijadikan sebagai solusi mengatasi keterbatasan sumber energi saat ini.

REFERENSI

- Advanced Resources International. (2003). *Indonesian coal bed methane, Task 1—Resources Assessment*.
- Andrianopoulos, E., Korre, A., & Durucan, S. (2015). Chemical process modelling of underground coal gasification and evaluation of produced gas quality for end use. *Energy Procedia*, 76, 444–453. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.870>
- Arif, I. (2014). *Batubara Indonesia*. PT Gramedia Pustaka Utama.
- Badan Geologi. (2019). *Batubara Indonesia, laporan tahunan geologi*.
- Brown, K. M. (2012). In situ coal gasification: An emerging technology. *29th Annual National Conference of the American Society of Mining and Reclamation 2012, ASMR 2012*, 51–70. <https://doi.org/10.21000/JASMR12010051>

- Kamandanu, B. (2011). Brown Coal Utilization Technology in Indonesia and Its Commercialization, Paper presented at *Clean Coal Day in Japan 2011, International Symposium, The 20th Anniversary, Clean Coal Frontier, "CCT's for the Sustainable Growth & the Low Carbon Society"*
- Kapusta, K., Stańczyk, K., Wiatowski, M., & Chećko, J. (2013). Environmental aspects of a field-scale underground coal gasification trial in a shallow coal seam at the Experimental Mine Barbara in Poland. *Fuel*, *113*, 196–208. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.05.015>
- Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor: 0983 K/16/MEM/2004 tentang Kebijakan Energi Nasional. (2004).
- Khadse, A. N., Qayyumi, M., Mahajani, S., & Aghalayam, P. (2007). Underground coal gasification: A new clean coal utilization technique for India. *Energy*, *32*(11), 2061–2071. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.04.012>
- Muradi. (2012, 12 Maret). Fitch: Prospek industri batubara masih cerah. *Kontan*. <https://industri.kontan.co.id/news/fitch-prospek-industri-batubara-masih-cerah>
- Prabu, V., & Jayanti, S. (2012). Underground coal-air gasification based solid oxide fuel cell system. *Applied Energy*, *94*, 406–414. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.01.040>
- PT PLN. (2015). *Kebutuhan batubara untuk PLTU PLN dan PLTU IPP termasuk Program 35.000 MW*. <https://www.scribd.com/document/330249505/Kebutuhan-Batubara-PLTU-PLN-IPP-Proyek-35GW>
- Puslitbang tekMIRA. (2016). *Penerapan teknologi gasifikasi batubara bawah tanah (UCG) di Indonesia*.
- Self, S. J., Reddy, B. V., & Rosen, M. A. (2012). Review of underground coal gasification technologies and carbon capture. *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, *3*(1), 16. <https://doi.org/10.1186/2251-6832-3-16>
- Sosrowidjojo, I. B. (2013). Coal geochemistry of the unconventional Muar-aenim coalbed reservoir, South Sumatera basin: A case study from the Rambutan field. *Indonesian Mining Journal*, *16*(2), 71–81.
- The Working Group on UCG. (2007). *Status report on underground coal gasification, India, PSA 2007/1*. <https://www.scribd.com/doc/71589658/11913281701-ucg>



BAB II

Studi Regional Cekungan Batubara Sumatra dan Kalimantan untuk Pengembangan Gasifikasi Batubara Bawah Tanah

Asep Bahtiar Purnama

A. PEMANFAATAN BATUBARA

Batubara merupakan salah satu sumber energi potensial yang dapat menggantikan minyak dan gas bumi di masa depan. Indonesia memiliki potensi batubara cukup banyak. Jumlah sumber dayanya mencapai 151,4 miliar ton, sedangkan cadangan sebesar 39,89 miliar ton (Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi, 2019) yang dapat ditambang secara konvensional, baik tambang terbuka maupun bawah tanah. Penambangan batubara metode tambang terbuka di Indonesia rata-rata mencapai kedalaman antara 100–150 m, sementara tambang bawah tanah sampai dengan ± 300 m. Terkait dengan hal ini, masih banyak sumber daya yang belum terambil. Analisis geologi batubara menyatakan bahwa sampai kedalaman 1.000 m masih terdapat batubara yang potensinya jauh lebih besar dari yang dilaporkan saat ini.

Proses penambangan batubara merupakan pekerjaan berisiko dan tidak selalu ekonomis. Apabila keterdapatannya terlalu dalam atau kualitasnya terlalu rendah, material tersebut tidak akan dapat ditambang secara ekonomis. Beberapa penulis, seperti Bhutto dkk. (2013), Bielowicz

dan Kasiński (2015), Imran dkk. (2014), Kapusta dkk. (2013), Sinha (2007), dan Zieleniewski dan Brent (2008) memperkirakan bahwa hanya kurang lebih 16% batubara dunia yang dapat ditambang secara ekonomis. Meskipun demikian, terdapat peluang yang menawarkan peningkatan pemanfaatan cadangan batubara tersisa dengan metode yang semakin bersih dan ekonomis. Salah satu metode baru yang dapat diimplementasikan adalah teknologi gasifikasi batubara bawah tanah (*underground coal gasification*) atau disingkat UCG.

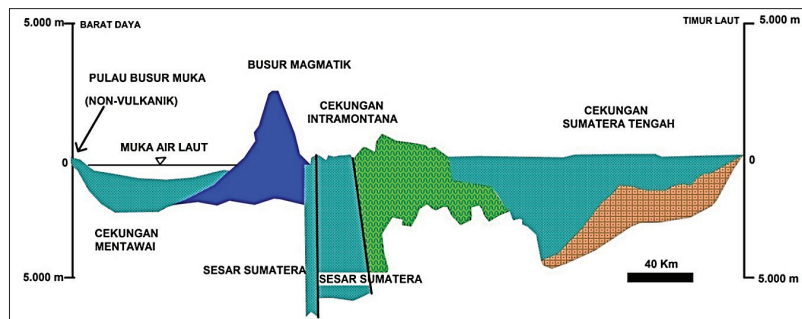
Teknologi ini dilakukan dengan mengonversikan batubara yang berada di bawah tanah dan tidak ekonomis untuk ditambang menjadi gas bakar dengan memproses batubara secara *in situ*, tanpa memerlukan reaktor gasifikasi. Batubara tersebut direaksikan dengan udara/oksigen dan uap yang diinjeksikan melalui sumur injeksi untuk membentuk gas. Kemudian gas tersebut dibawa ke permukaan melalui sumur produksi gas. Gas yang dihasilkan merupakan campuran gas bakar (karbon monoksida, hidrogen, metana) dan gas yang tidak terbakar (karbon-dioksida, nitrogen, uap air yang tidak bereaksi). Gas tersebut kemudian dibersihkan dan digunakan sebagai bahan baku kimia atau bahan bakar (gas atau cair). Potensi pengembangan UCG terdapat pada cekungan potensial endapan batubara lignit-bituminus yang sebarannya terdapat di beberapa cekungan sedimen, baik di Sumatra maupun Kalimantan (Bhutto dkk., 2013; Friedmann dkk., 2009; Imran dkk., 2014; Khadse dkk., 2007). Tulisan ini diharapkan dapat memberikan gambaran awal kepada berbagai pihak bahwa di Indonesia terdapat batubara yang dapat mendukung pengembangan teknologi alternatif, yaitu gasifikasi batubara bawah tanah dalam rangka pemenuhan kebutuhan energi.

B. KONDISI TEKTONIK SUMATRA

Berdasarkan keadaan geologinya, wilayah Indonesia diapit oleh dua lempeng besar kerak bumi, yaitu Indo-Australia dan Eurasia. Keberadaan dan aktivitas lempeng ini mengakibatkan timbulnya jalur gunung api, zona penunjaman lempeng, dan cekungan sedimentasi. Cekungan sedimentasi dapat menghasilkan potensi minyak bumi, gas bumi, dan batubara, tergantung kepada komposisi bahan/batuan pembentuk sedimen dan lingkungan pengendapannya. Pembentukan sedimen

batubara sangat erat dengan iklim, kondisi geologi, dan cekungan (tempat pengendapan). Di Sumatra, pembentukan batubara sangat erat kaitannya dengan proses tektonik Indonesia bagian barat. Berdasarkan konsep tektonik lempeng, kedudukan cekungan sedimen yang mengandung batubara Tersier berkaitan dengan sistem busur kepulauan. Dalam sistem ini dikenal adanya cekungan busur belakang (*back arc basin*), busur depan (*fore arc basin*), dan antargunung (*intramountain*) yang masing-masing memiliki karakteristik endapan batubara berbeda antara satu dengan lainnya.

Pada umumnya, cekungan batubara Tersier Indonesia digolongkan ke dalam jenis cekungan paparan dan dibedakan antara batubara Paleogen dan Neogen. Batubara Paleogen terdiri atas endapan yang terbentuk pada cekungan antarbusur, antara lain ditemukan di Ombilin, Bayah, Kalimantan bagian tenggara, dan Sulawesi Selatan, sedangkan batubara Neogen adalah batubara yang terbentuk pada cekungan busur belakang seperti yang ditemukan di Tanjung Enim serta endapan delta seperti yang terdapat di hampir semua endapan batubara di Kalimantan Timur. Penampang melintang yang memotong Sumatra bagian tengah dengan arah barat daya–timur laut dapat dilihat pada Gambar 2.1.



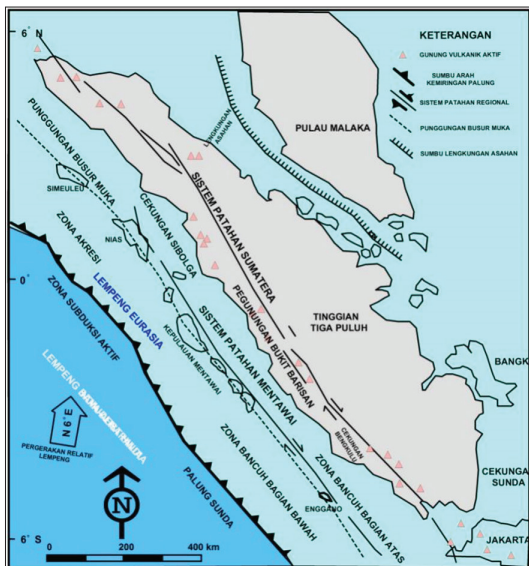
Sumber: Koesoemadinata (1978)

Gambar 2.1 Penampang Melintang Sumatra

Sumatra merupakan bagian dari Paparan Sunda. Kerak samudra yang melandasi Samudra Hindia termasuk ke dalam lempeng Indo-Pasifik yang menunjam miring sepanjang Palung Sunda sebelah luar pantai

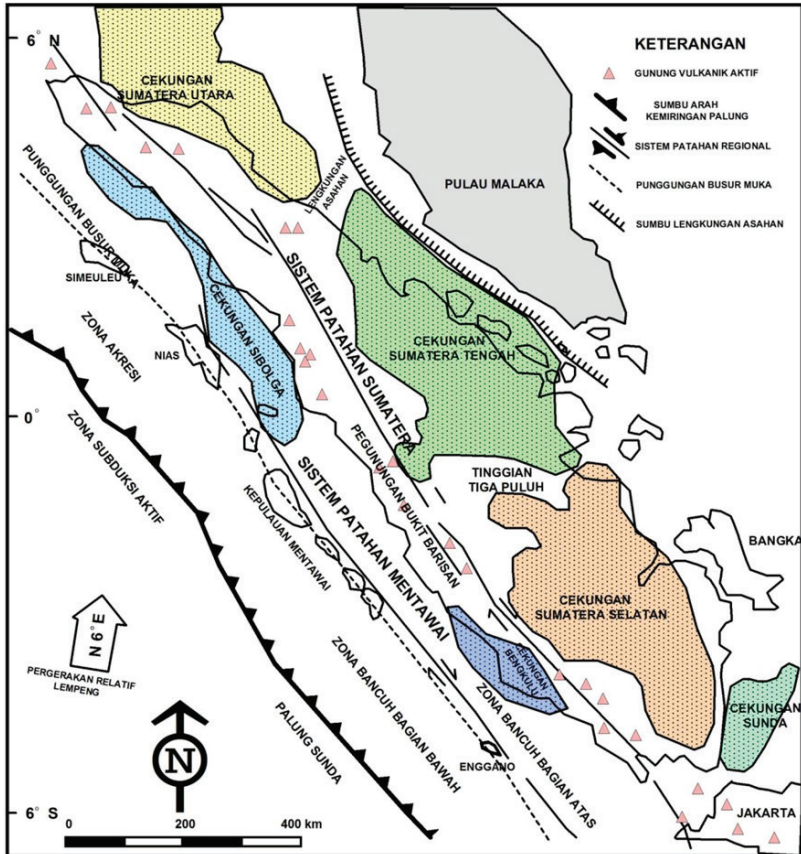
Buku ini tidak diperjualbelikan.

barat Sumatra. Akibat penunjaman ini, terbentuk busur magmatik yang membentuk Pegunungan Bukit Barisan sehingga terbentuk zona akresi, busur muka, busur belakang, dan sistem sesar utama Sumatra yang sejajar dengan Pulau Sumatra (Gambar 2.2). Hingga saat ini, ada dua cekungan utama yang terdapat pada busur belakang dan menjadi target eksplorasi serta produksi batubara di Sumatra, yaitu Cekungan Sumatra Selatan dan Sumatra Tengah. Kedua cekungan ini dipisahkan oleh Tinggian Tiga Puluh yang terletak di antara Provinsi Riau dan Jambi. Cekungan batubara yang terletak di dekat busur magmatik Sumatra berupa cekungan antargunung seperti yang terlihat di daerah Ombilin dan Kiliran Jao. Endapan batubara yang terdapat di daerah Bengkulu merupakan bagian dari busur magmatik dan busur depan yang kemudian membentuk Cekungan Bengkulu. Beberapa cekungan sedimen dan/atau batubara utama di Sumatra dapat dilihat pada Gambar 2.3, sementara korelasi beberapa cekungan di Sumatra pada Gambar 2.4.



Sumber: dimodifikasi dari Tapponnier dkk. (1982)

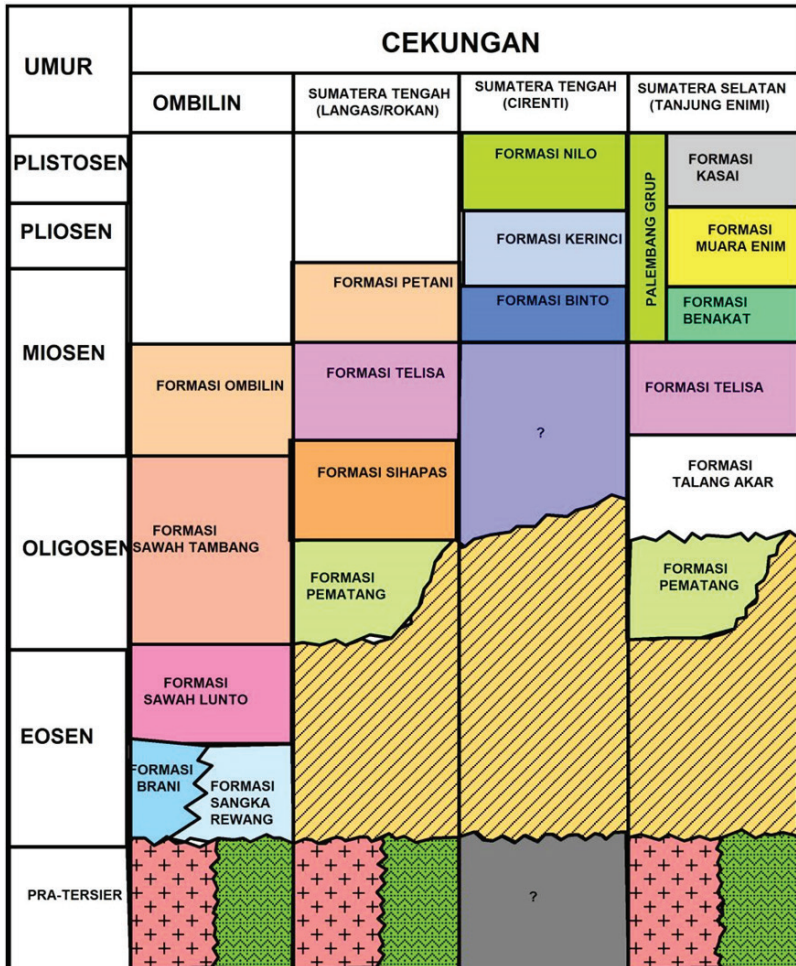
Gambar 2.2 Tatanan Tektonik Regional Sumatra



Sumber: dimodifikasi dari Indonesian Geologist Association (2000)

Gambar 2.3 Sebaran Cekungan Sedimen dan Batubara di Pulau Sumatra

Buku ini tidak diperjualbelikan.



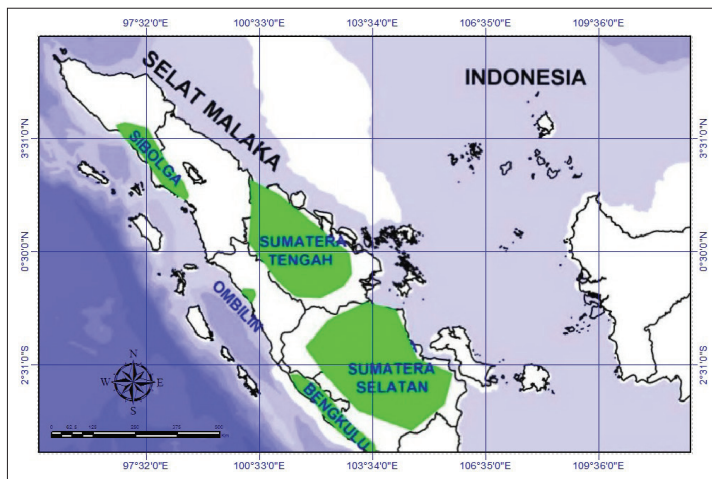
Keterangan: ? = tidak terdefiniskan

Sumber: Dimodifikasi dari Advanced Resources International Inc, 2003

Gambar 2.4 Korelasi Stratigrafi Regional antara Cekungan Ombilin, Sumatra Tengah, dan Sumatra Selatan

C. CEKUNGAN BATUBARA SUMATRA

Di Sumatra terdapat empat cekungan pembawa batubara yang potensial dan dapat dikembangkan untuk UCG. Keempat cekungan tersebut adalah Ombilin, Sumatra Selatan, Sumatra Tengah, dan Bengkulu (Gambar 2.5). Cekungan Ombilin merupakan cekungan antargunung di daerah Bukit Barisan, Sumatra Barat, yang mempunyai luas sekitar 1.500 km² dan dikenal sebagai penghasil batubara sejak 1891, yaitu di daerah Sawahlunto (Gambar 2.6). Dari hasil penyelidikan seismik dan data pengeboran disimpulkan bahwa sedimen di cekungan ini mempunyai ketebalan 4.600 m yang diendapkan pada Eosen Tengah sampai Miosen Awal. Pembentukan batubara terjadi pada Eosen Awal. Endapan batubara di Cekungan Ombilin ditemukan dalam Formasi Sawahlunto berumur Eosen. Formasi ini terdiri atas serpih, batulanau, batupasir, dan batubara. Batubara yang ditemukan di Cekungan Ombilin mempunyai kualitas menengah, kandungan abu sangat rendah (<10%), air total rendah (<5%), dan vitrinit tinggi (>80%). Peringkatnya adalah batubara bituminus A dan B dengan zat terbang tinggi (ASTM International, 2006). Peringkat batubara ini mengalami kenaikan terhadap kedalaman

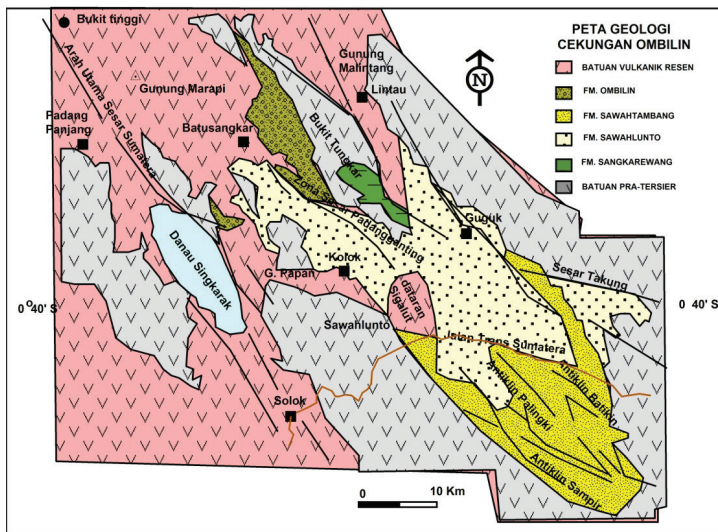


Sumber: dimodifikasi dari Advanced Resources International (2003)

Gambar 2.5 Cekungan Pembawa Batubara di Sumatra

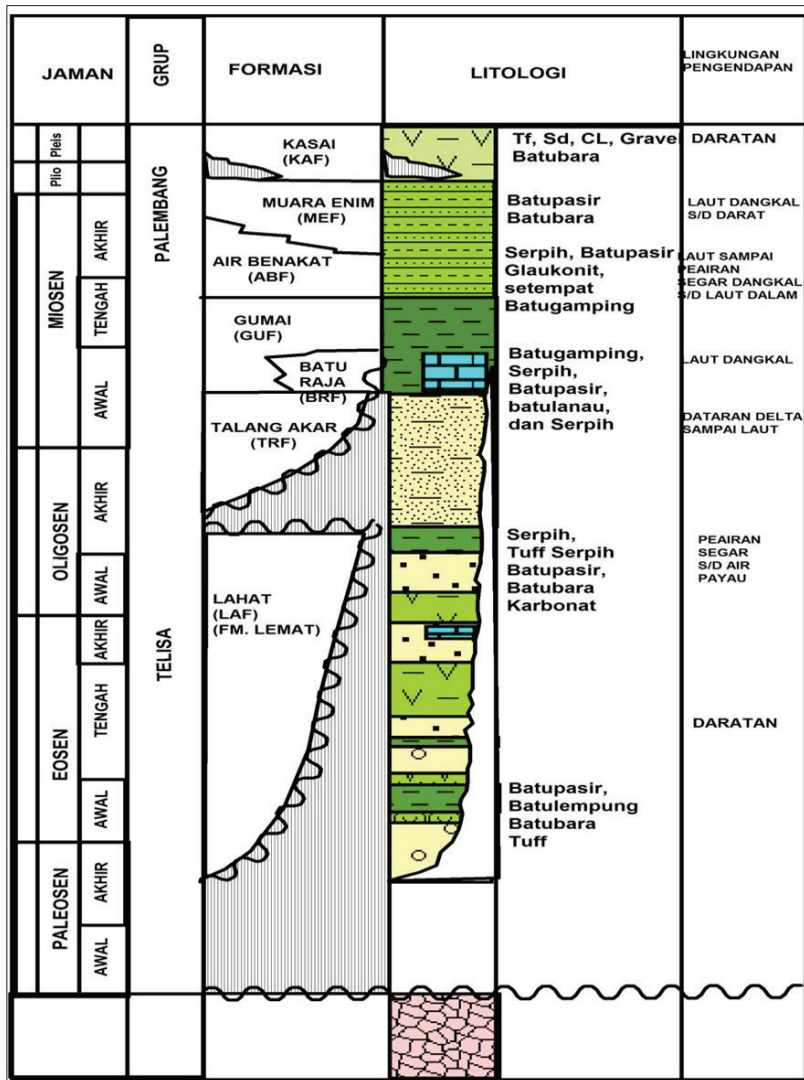
secara gradual. Hal tersebut diketahui berdasarkan 89 data reflektansi vitrinit (R_{vmax}): 9 data R_{vmax} berasal dari lapisan batubara Formasi Sawahlunto yang berada di sepanjang tepi barat cekungan dan 80 data R_{vmax} lapisan batubara Formasi Sawahtambang yang berada di dekat tengah cekungan (Advanced Resources International, 2003).

Cekungan Sumatra Selatan merupakan salah satu cekungan yang mempunyai keterdapatan endapan minyak dan batubara seluas 100.000 km². Dari berbagai sumber disebutkan bahwa cekungan ini menyumbangkan sepertiga sumber daya batubara di Indonesia. Cekungan ini berada pada daerah tektonik aktif sehingga lapisan pembawa batubara pada umumnya dipengaruhi oleh pelipatan, patahan, dan aktivitas intrusif/ekstrusif. Formasi-formasi pembawa batubara di cekungan ini adalah Muara Enim, Talang Akar, dan Lahat yang berumur relatif lebih tua daripada Formasi Muara Enim (Gambar 2.7). Batubara juga ditemukan berupa lapisan tipis yang merupakan anggota Formasi Kasai berumur lebih muda daripada Formasi Muara Enim. Batubara Formasi Muara Enim mempunyai kualitas baik dengan kandungan abu sekitar



Sumber: dimodifikasi dari Koning (1985)

Gambar 2.6 Cekungan Ombilin, Sumatra Barat



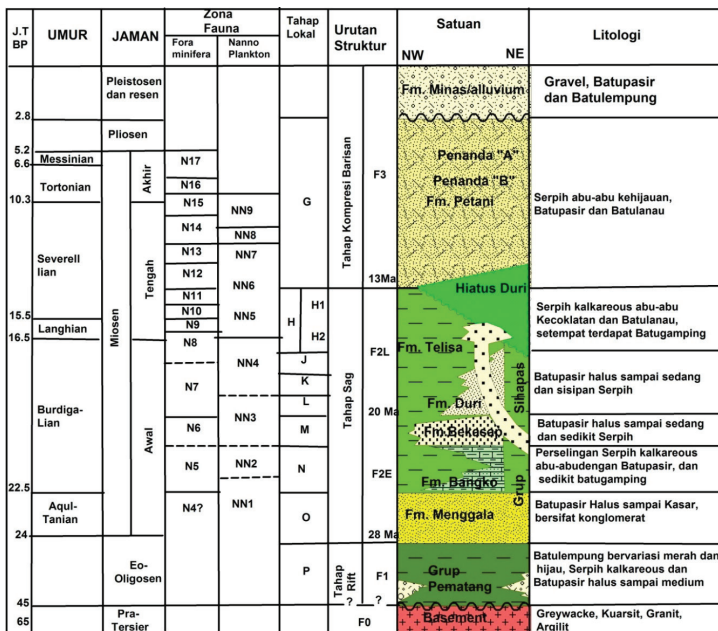
Sumber: dimodifikasi dari Saito dkk. (1985)

Gambar 2.7 Stratigrafi Umum Cekungan Sumatra Selatan

Buku ini tidak diperjualbelikan.

<10% dan kandungan air total sangat rendah ($\pm 10\%$). Kandungan vitrinit batubara tersebut cukup tinggi, yaitu >80%. Peringkat batubara formasi ini bervariasi, mulai dari lignit sampai sub-bituminus. Peringkat batubara di dekat permukaan dengan R_{vmax} 0,4% naik secara gradual menjadi 0,5% pada kedalaman 1.000 m, kemudian 0,55% dan 0,75% pada 2.440 m akibat adanya intrusi di beberapa tempat seperti Tanjung Enim sehingga dijumpai rentang peringkat batubara, mulai dari lignit sampai antrasit (Advanced Resources International, 2003; Anggayana, 1991; Santoso, 2015, 2017; Susilawati & Ward, 2006).

Cekungan Sumatra Tengah terletak di bagian tengah Sumatra yang tidak jauh dari Pegunungan Bukit Barisan dengan luas 80.000 km² (Gambar 2.8). Cekungan ini lebih dikenal sebagai wilayah penghasil minyak dan gas bumi. Endapan batubara di Cekungan Sumatra Tengah



Sumber: dimodifikasi dari White Jr & Wing (1978); Wirojudo & Wongsosantiko (1985)

Gambar 2.8 Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah

Buku ini tidak diperjualbelikan.

ditemukan dalam Formasi Petani Atas (Formasi Kerinci) yang terdiri atas batupasir, batulempung, dan batubara berumur Miosen Akhir–Pliosen Awal (White Jr & Wing, 1978; Wirojudo & Wongsosantiko, 1985). Batubara ditemukan juga dalam Formasi Sihapas berumur Miosen Awal. Batubara Formasi Sihapas pada umumnya belum banyak ditambang karena posisinya berada agak jauh di bawah permukaan bumi. Batubara yang ditemukan di cekungan ini mempunyai peringkat dan sifat fisik yang hampir sama dengan yang terdapat di Cekungan Sumatra Selatan, tetapi peringkatnya sedikit lebih rendah, yaitu R_{vmax} 0,4–0,5%. Nilai kalor batubara Formasi Petani adalah 5.160–5.700 kkal/kg (*dry ash-free/daf*) dengan peringkat sub-bituminus B dan C (ASTM International, 2006), sedangkan batubara yang lebih tua (Formasi Sihapas) mempunyai nilai kalori 6.100–6.800 kkal/kg (daf) dengan peringkat sub-bituminus A–batubara bituminus C dengan zat terbang tinggi (ASTM International, 2006). Advanced Resources International (2003) menyatakan data R_{vmax} batubara tersebut bergradasi dari 0,36–0,47% pada kedalaman 990–4.770 kaki dengan kandungan abu <10%, kandungan air \pm 10%, dan vitrinit >80%.

Cekungan Bengkulu terdiri atas Lajur Barisan (Formasi Hulu-simpang, batuan terobosan dalam Formasi Bal, Formasi Ranau, dan batuan gunung api) dan Lajur Bengkulu (Formasi-formasi Seblat, Lemau, Simpangaur, dan Bintunan, serta satuan batuan gunung api Kuarter) dengan luas 2.000 km² (Gambar 2.9). Endapan batubara di cekungan ini ditemukan di dalam Formasi Lemau berumur Miosen. Batubara formasi ini pada umumnya bersifat tidak menerus dan sebagian diintrusi oleh batuan beku serta mempunyai peringkat rendah dengan R_{vmax} 0,31–0,39%. Nilai kalor batubara tersebut adalah 5.652–6.560 kkal/kg(daf) dengan peringkat lignit-sub-bituminus. Pada beberapa tempat, lapisan batubara dipengaruhi oleh panas intrusi batuan beku sehingga peringkatnya naik mencapai semiantrasit dengan kandungan abu <10% dan kandungan air \pm 10% (Advanced Resources International, 2003).

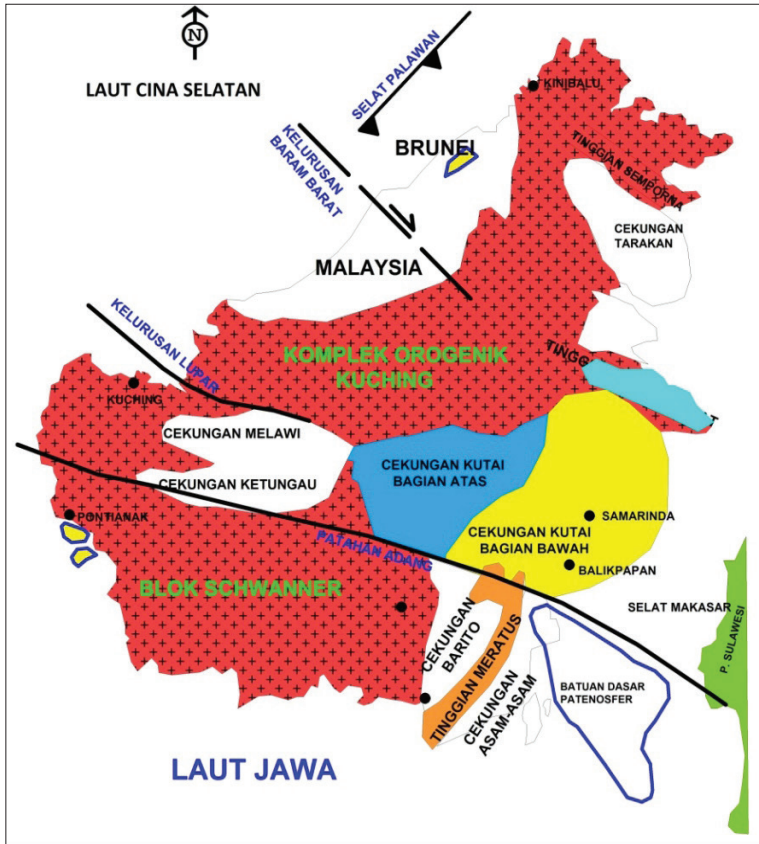
UMUR		BENGKULU		LINGKUNGAN	PROSES STRUKTUR
UNIT STRATIGRAFI		LEPAS PANTAI	DARATAN		
	PLISTOSEN		BINTUNAN	KONTINEN-TRANSISI	INVERSI CEKUNGAN
AKHIR	PLIOSEN	EBURNA	SIMPANG AUR	TRANSISI	PENURUNAN CEKUNGAN
TENGAH		MUARA ENIM	LEMAU		
AWAL					
AKHIR	MIOSEN	AIR BENAKAT		TRANSISI LAUT DANGKAL	TENSIONAL
TENGAH		GUMAI	SEBLAT	LAUT DANGKAL-DALAM	PENURUNAN CEKUNGAN
AWAL					
AKHIR	OLIGOSEN	TALANG AKAR	HULU SIMPANG	TRANSISI KONTINENTAL	TENSIONAL
TENGAH		SETARA LAHAT		FLUVIAL LAKUSTRIN	SISTEM GRABEN TENSIONAL PALEOGEN
AWAL					
AKHIR	EOSEN				
TENGAH					
AWAL					
	PALEOGEN	BATUAN DASAR ?	BATUAN DASAR ?		
PRA-TERSIER					

Sumber: dimodifikasi dari Yulihanto dkk. (1996)

Gambar 2.9 Kolom Stratigrafi Cekungan Bengkulu

D. KONDISI TEKTONIK KALIMANTAN

Kalimantan berada di bagian tenggara Lempeng Eurasia (Indonesian Geologist Association, 2000). Bagian utara dibatasi oleh Cekungan Marginal Laut Cina Selatan; bagian timur oleh Selat Makassar, Sabuk dan Lempeng Laut Filipina; bagian selatan oleh Sistem Busur Pegunungan Banda dan Sunda; serta bagian barat Kalimantan sangat berkaitan erat dengan Paparan Sunda terutama kerak benua Semenanjung Malaya berumur Paleozoikum-Mesozoikum. Blok Kalimantan sangat luas, dikelilingi oleh batas lempeng dan sistem busur pegunungan yang sekarang masih aktif atau yang aktif selama Zaman Tersier di bagian utara, selatan, dan timur serta berhubungan dengan kondisi di sebelah barat berupa batasan daratan yang masih belum terungkap (Gambar 2.10).



Sumber: Bachtiar (2006)

Gambar 2.10 Kerangka Tektonik Kalimantan

Bagian utara Kalimantan didominasi oleh Kompleks Akresi *Crocker-Rajang-Embaluh* berumur Kapur dan Eosen–Miosen yang terdiri atas endapan turbidit berarah utara–selatan di sebelah Pegunungan Schwanner dan busur vulkanik muda perairan laut dangkal sampai batas cekungan perairan laut dalam. Endapan tersebut terdeformasi dan termetamorfisme rendah selama subduksi Kapur dan Tersier sampai terintrusi oleh intrusi Grup Sintang berumur Oligo–Miosen. Pada ba-

Buku ini tidak diperjualbelikan.

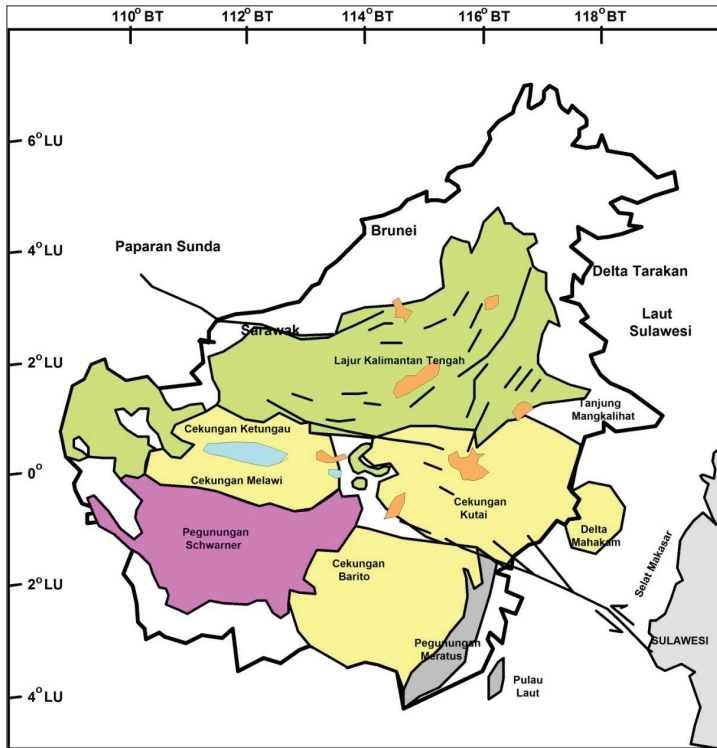
gian selatan kompleks ini terbentuk Cekungan Melawi-Ketungau dan Kutai selama Eosen Akhir dan dipisahkan oleh Zona Ofiolit-Bancuh (*Melange*) Lupar-Lubok Antu dan Boyan. Penyebaran singkapan sedimen laut berumur Kapur berdekatan dengan cekungan ini dan hampir sama penyebarannya dengan sedimen cekungan busur muka di dekat pegunungan Schwaner.

Cekungan Kutai terbentuk akibat sistem Patahan Makasar, Cekungan Melawi, Ketungau, dan Kutai bagian atas yang menempati busur muka di utara muka Pegunungan Vulkanik Tersier. Cekungan Tarakan dan Sandakan merupakan cekungan Tersier yang terbentuk di sebelah timur laut Kalimantan seperti Cekungan Kutai. Cekungan ini terdiri atas endapan sistem delta yang berasal dari Pulau Kalimantan. Cekungan Barito juga terbentuk hampir bersamaan, namun berada di sebelah busur belakang atau zona patahan. Pieters dkk. (1987) mengorelasikan batupasir basal/konglomerat Eosen dan vulkanik Eosen melalui semua cekungan dan menyimpulkan telah terbentuk sistem menerus pada patahan Eosen sepanjang batas zona pengangkatan dan pengikisan batolit Schwaner. Pengendapan tersebut terus berlangsung dari Kala Oligosen sampai Miosen dan terus terjadi sampai Neogen. Batolit Schwarner tersingkap sebagai segitiga yang terdiri atas batuan granit Kapur yang menerobos batuan vulkanik Paleozoik dan Mesozoik, batuan vulkanik klastik, dan endapan sedimen laut.

Daerah Kalimantan yang mempunyai batuan Paleozoikum dan Mesozoikum adalah Kalimantan sebelah barat laut dan sebelah barat Serawak, walaupun diasumsikan sebagai batuan asal pembentuk lempeng benua untuk batuan plutonium Schwarner (Williams dkk., 1988). Batas bagian timur Cekungan Barito terdiri atas batuan ofiolit Meratus yang terbentuk selama pertengahan Kapur dan diperkirakan terjadi selama subduksi berarah barat laut di pegunungan vulkanik sebelah tenggara Kalimantan sampai ke sistem busur Sulawesi (Sikumbang, 1986). Batuan ofiolit memisahkan Cekungan Barito dengan Cekungan Asem-Asem di sebelah selatan–tenggara Kalimantan. Cekungan Asem-Asem merupakan cekungan Tersier yang berubah secara perlahan ke arah timur menjadi dasar batuan karbonat Patenosfer.

E. CEKUNGAN BATUBARA KALIMANTAN

Bemmelen (1949) membagi Kalimantan menjadi beberapa zona berdasarkan perbedaan karakteristik, yaitu litostratigrafi, kronostratigrafi, biostratigrafi, struktur geologi dan tektonik yang berkembang, fisiografi, geomorfologi, potensi sumber daya mineral dan hidrokarbon (Gambar 2.11). Salah satu daerah prospek untuk hidrokarbon terletak dalam Cekungan Kutai yang sekarang terdapat di dekat aliran Sungai Mahakam. Pada pertengahan Zaman Tersier, di daerah Mahakam yang termasuk ke dalam Cekungan Kutai banyak terbentuk batuan sedimen, baik dalam lingkungan laut dalam, laut dangkal, laguna, delta, maupun yang terbentuk pada lingkungan transisi dan paparan.



Sumber: Bemmelen (1949)

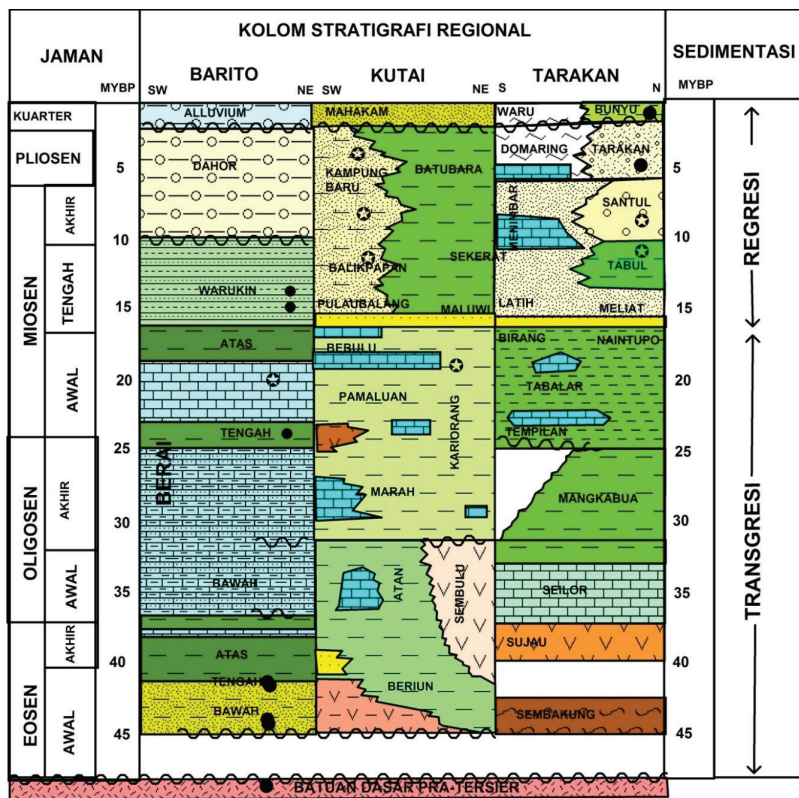
Gambar 2.11 Fisiografi Kalimantan

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Pada beberapa lingkungan pengendapan transisi dan delta, banyak terbentuk lapisan-lapisan batubara dalam berbagai ketebalan, karakteristik, kualitas, dan pola struktur yang memengaruhinya, bersama-sama dengan batuan sedimen pembawa batubaranya. Di daerah ini, lapisan batuan pembawa batubara berupa batulempung-karbonan dan batulanau-karbonan. Berdasarkan fisiografinya, perkembangan pola arah sebaran batuan pembawa batubara sangat dipengaruhi oleh struktur geologi regional dan tektoniknya. Kalimantan mempunyai lima cekungan utama yang mempunyai potensi batubara dengan jumlah yang sangat besar. Kelima cekungan tersebut tersebar di Kalimantan Timur, Selatan, dan Tengah (Gambar 2.12). Cekungan Barito di bagian barat dicirikan oleh lingkungan pengendapan paparan benua, sementara di bagian timur dicirikan oleh lingkungan pengendapan geosinklinal. Ketebalan sedimen Tersier cenderung menebal ke arah timur, tetapi fasies batuan tidak mengalami banyak perubahan. Di bagian barat, lapisan sedimen Tersier memiliki ketebalan beberapa ratus meter dan sedikit terlipat, tetapi ketebalan sedimen di Meratus mencapai 6.000 m dan geologinya mengalami pelipatan kuat. Batubara Cekungan Barito terdiri atas batubara Paleogen dan Neogen dengan penyebarannya meliputi Kalimantan Selatan dan Tengah. Formasi pembawa batubaranya adalah Tanjung dan Warukin. Cekungan ini mempunyai luas 60.000 km². Data dari beberapa lubang bor menunjukkan bahwa batubara ini mempunyai Rvmax sebesar 0,5–0,8%. Batubara Formasi Warukin memiliki Rvmax $\pm 0,45\%$ dengan peringkat sub-bituminus pada kedalaman 2.000 kaki, sedangkan Rvmax batubara Formasi Tanjung adalah 0,8%. Kandungan abu dan kandungan airnya sangat rendah, masing-masing <10% dan $\pm 3\%$ (Advanced Resources International, 2003).

Cekungan berikutnya adalah Pasir dan Asem-Asem yang memiliki luas ± 15.000 km², terletak di sebelah timur Pegunungan Meratus. Batubara yang terdapat pada cekungan ini berumur Eosen dan Miosen. Batubara Miosen umumnya menunjukkan kualitas yang kurang baik. Hal ini terjadi karena kadar airnya tinggi, tekanan kompaksi rendah, serta sering ada lapisan lempung dalam lapisan batubara tersebut. Formasi pembawa batubaranya adalah Formasi Tanjung dan Warukin. Batubara

Miosen Formasi Warukin memiliki R_{vmax} 0,35– 0,47% (rata-rata 0,41%), nilai kalor 4.010–6.100 kkal/kg (daf) dengan peringkat lignit-sub-bituminus. Kandungan abu dan kandungan air sangat rendah, masing-masing <5% dan $\pm 7,5\%$, sedangkan peringkat batubara Eosen Formasi Tanjung bervariasi dari sub-bituminus A sampai bituminus B dengan zat terbang tinggi (ASTM International, 2006) dan R_{vmax} 0,47–0,61% (rata-rata 0,55%) serta nilai kalor 6.530–7.576 kkal/kg (daf). Kandungan abu cukup besar, yaitu >10%.



Sumber: Satyana & Biantoro (1996)

Gambar 2.12 Kolom Stratigrafi Kalimantan

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Berdasarkan konsep tektonik lempeng, Cekungan Kutai di Kalimantan Timur merupakan cekungan tepi benua yang kondisi struktur geologinya dipengaruhi oleh adanya pemekaran laut di Selat Makassar. Cekungan ini merupakan cekungan yang sangat dalam. Arah selatan dibatasi Cekungan Barito oleh sesar berarah barat laut–tenggara yang disebut Sesar Adang, sementara arah utara dibatasi oleh Pegunungan Mangkalihat. Menurut Rose & Hartono (1978), Cekungan Kutai terjadi karena pemekaran kerak Benua Eurasia berarah barat daya–timur laut. Terbukanya Selat Makassar pada Kala Eosen menyebabkan cekungan ini ideal sebagai pengendapan sedimen. Cekungan ini dapat dibagi menjadi tiga, yaitu

- 1) Cekungan Kutai bagian barat merupakan daerah rendah dan sebagian besar tertutup rawa, danau, aluvium yang menandakan daerah ini masih bergerak turun;
- 2) Antiklinorium Samarinda berupa antiklin sempit memanjang berarah timur laut–utara–barat daya–selatan yang kemungkinan karena adanya kubah garam serpih dan pergerakan sesar mendatar di batuan dasar;
- 3) Cekungan Kutai bagian timur. Cekungan ini merupakan salah satu cekungan terbesar di Indonesia dan lebih dikenal sebagai cekungan penghasil minyak dan gas bumi. Endapan batubara di cekungan ini ditemukan dalam Formasi Prangat berumur Miosen dan terdiri atas 30 lapisan batubara dengan tebal total mencapai 45,75 m meskipun salah satu di antaranya ada yang memiliki tebal 13,42 m. Batubara ini umumnya berperingkat rendah. Di dalam cekungan ini ditemukan juga lapisan batubara Formasi Loa Kulu sebanyak 8 lapisan dengan ketebalan totalnya 3,3 m.

Luas Cekungan Kutai adalah 103.684 km² dan batubara yang ditemukan dalam cekungan ini memiliki peringkat lignit A–bituminus berkadar zat terbang tinggi (ASTM International, 2006) dengan Rvmax 0,30–0,67%. Dari lubang bor Runtu 2 diperoleh data Rvmax 0,30–0,55% pada kedalaman 1.000–5.000 kaki, sementara di lubang bor Mendung 1 mempunyai Rvmax sebesar 0,47–0,67% dengan kedalaman yang sama. Batubara Cekungan Kutai bagian timur laut

menunjukkan R_{vmax} sebesar 0,63% dengan nilai kalor 6.570–7.640 kkal/kg (daf). Kira-kira 30 km ke sebelah utara wilayah PT Kaltim Prima Coal diperoleh batubara nilai kalor 6.200–7.400 kkal/kg (*Ash Free basis*), sementara nilai kalor sebesar 6.000–6.600 kkal/kg (daf) tercatat pada area konsesi PT Tanito Harum dan PT Multi Harapan Utama. Di Loa Tebu, 25 km sebelah utara Samarinda, ditemukan batubara dengan nilai kalor 8.000 kkal/kg (*Ash Free Basis*). Di sebelah barat daya Samarinda tercatat batubara dengan peringkat lignit (3.500–4.600 kkal/kg (daf)) sampai batubara bituminus C dengan zat terbang tinggi (ASTM International, 2006) (6.400–7.200 kcal/kg). Kandungan abu dan kandungan air umumnya termasuk sangat rendah, yaitu masing-masing $\pm 10\%$ dan $\pm 5\%$.

Cekungan Berau terletak di daerah Binungan yang merupakan bagian dari Cekungan Tarakan dan terletak pada pantai timur laut Kalimantan Timur serta sebagian kecil berada di bagian tenggara Sabah. Luas cekungan yang berarah utara–selatan adalah 300 km², sementara yang berarah timur–barat adalah 150 km². Bagian selatan dibatasi oleh Tinggian Mangkalihat yang merupakan pemisah antara Cekungan Tarakan dan Cekungan Kutai, di bagian utara dibatasi oleh Tinggian Kalimantan Utara (Malaysia), di sebelah barat bagian selatan oleh Tinggian Sekatak, dan Anak Cekungan Tidung di bagian utara. Formasi Lati merupakan formasi pembawa batubara. Cekungan Berau memiliki luas 10.368 km². Peringkat batubara di Cekungan Berau bervariasi, mulai dari sub-bituminus hingga bituminus C dengan zat terbang tinggi (ASTM, 2006) dan nilai R_{vmax} 0,43–0,45%, nilai kalor 5.000–6.500 kkal/kg (daf), serta zat terbang 37–44%. Kandungan abu cukup rendah yaitu $\pm 10\%$, sedangkan kandungan air agak tinggi yaitu 14–18%. Kandungan vitrinit pada batubara cukup tinggi yaitu $>80\%$.

Cekungan Tarakan Utara merupakan salah satu dari tiga cekungan Tersier utama yang terdapat di bagian timur tepi benua Kalimantan (dari utara ke selatan: Cekungan Tarakan, Kutai, dan Barito). Cekungan ini dicirikan oleh adanya batuan sedimen klastik sebagai penyusun dominan, berukuran halus sampai kasar dengan beberapa endapan karbonat. Secara fisiografis, Cekungan Tarakan bagian barat dibatasi oleh lapisan Pra-Tesier Pegunungan Kuching dan dipisahkan dari Cekungan Kutai oleh kelurusan timur–barat Pegunungan Mangkalihat.

Formasi pembawa batubaranya adalah Tabul. Cekungan Tarakan Utara memiliki luas 45.362 km², peringkat batubara bervariasi dari sub-bituminus–batubara bituminus C dengan zat terbang tinggi (ASTM International, 2006) dengan nilai Rvmax ± 0,45% dan nilai kalor rata-rata 6.700 kkal/kg (daf). Kandungan abu umumnya rendah yaitu 10–15% dengan kandungan air juga rendah yaitu < 7%.

F. KESIMPULAN

Potensi batubara Indonesia tersebar di beberapa cekungan batubara Sumatra dan Kalimantan. Banyaknya sebaran batubara pada cekungan tersebut dapat dimanfaatkan untuk pengembangan UCG. Di Sumatra terdapat empat cekungan batubara yang cukup potensial, yaitu Om-bilin, Sumatra Tengah, Sumatra Selatan, dan Bengkulu; sementara di Kalimantan terdapat lima cekungan batubara, yaitu Kutai, Barito, Pasir/Asem-Asem, Berau, dan Tarakan (Berau). Kajian yang lebih mendalam masih diperlukan berupa eksplorasi batubara pada kedalaman 250–1.000 m agar diketahui karakteristik batubara yang cocok untuk pengembangan UCG agar dapat memenuhi beberapa persyaratan, antara lain ketebalan batubara >5 m, kandungan abu dan kandungan air < 60%, batubara peringkat lignit sampai sub-bituminus, dan penyebaran yang relatif konsisten pada kedalaman lebih dari 250 m, serta mempunyai struktur geologi sederhana. Oleh karena itu, sinergi antara para pemangku kebijakan diperlukan dalam mengeksplorasi sumber daya batubara yang berada jauh di bawah tanah untuk pengembangan UCG sehingga dapat menjadi salah satu alternatif pemenuhan kebutuhan energi nasional. Hal tersebut diperlukan dalam menarik investor untuk berinvestasi dalam pengembangan UCG.

REFERENSI

- Advanced Resources International. (2003). *Indonesian coal bed methane, Task 1–Resources Assessment*.
- Anggayana, K. (1991). *Perubahan harga parameter terukur dari pengukuran resonansi spin elektron pada batubara akibat perubahan temperatur* (Tesis S-2, Institut Teknologi Bandung, Indonesia).
- ASTM International. (2006). *ASTM D2798-06*. <https://www.astm.org/d2798-06.html>

- Bachtiar, A. (2006). The Kutai basin a unique structural history. *Proceeding IPA 20th October 1987 Vol. I*, 311–316.
- Bemmelen, R. W. V. (1949). *The geology of Indonesia*. The Hague Martinus Nijhoff.
- Bhutto, A. W., Bazmi, A. A., & Zahedi, G. (2013). Underground coal gasification: From fundamentals to applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 39(1), 189–214. <https://doi.org/10.1016/j.peccs.2012.09.004>
- Bielowicz, B., & Kasiński, J. R. (2015). Reprint of “The possibility of underground gasification of lignite from Polish deposits”. *International Journal of Coal Geology*, 139, 191–205. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.10.010>
- Friedmann, S. J., Upadhye, R., & Kong, Fung-Ming. (2009). Prospects for underground coal gasification in carbon-constrained world. *Energy Procedia*, 1(1), 4551–4557. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.274>
- Imran, M., Kumar, D., Kumar, N., Qayyum, A., Saeed, A., & Bhatti, M. S. (2014). Environmental concerns of underground coal gasification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 600–610. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.024>
- Indonesian Geologist Association. (2000). Dalam H. Darman & F. H. Sidi (Eds.), *An Outline of the Geology of Indonesia*. Lereng Nusantara.
- Kapusta, K., Stańczyk, K., Wiatowski, M., & Chečko, J. (2013). Environmental aspects of a field-scale underground coal gasification trial in a shallow coal seam at the Experimental Mine Barbara in Poland. *Fuel*, 113, 196–208. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.05.015>
- Khadse, A. N., Qayyumi, M., Mahajani, S., & Aghalayam, P. (2007). Underground coal gasification: A new clean coal utilization technique for India. *Energy*, 32(11), 2061–2071. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.04.012>
- Koesoemadinata, R. P. (1978). Sedimentary framework of Tertiary coal basins of Indonesia. Dalam *Third regional Conference on Geology and Mineral Resource of South East Asia*, 621–639.
- Koning, T. (1985). Petroleum geology of the Ombilin intermontane basin, West Sumatra. Dalam *Indonesian Petroleum Association, 14th Annual Convention Proceedings*, vol. 1. <https://doi.org/10.29118/IPA.554.117.137>

- Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2014 tentang Kebijakan Energi Nasional (KEN). (2014).
- Pieters, P. E., Trail, D., & Supriatna, S. (1987). Correlation of Early Tertiary rocks across Kalimantan. Dalam *Indonesian Petroleum Association, 16th Annual Convention Proceedings*. <https://doi.org/10.29118/IPA.84.291.306>
- Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi. (2019). *Neraca sumber daya dan cadangan batubara Indonesia 2019*.
- Rose, R., & Hartono, P. (1978). Geological evolution of the Tertiary Kutei-Melawi basin, Kalimantan Indonesia. Dalam *Indonesian Petroleum Association, 7th Annual Convention Proceedings*. <https://doi.org/10.29118/IPA.2318.225.251>
- Saito, K., Tono, S., & Kamili, Z. A. (1985). Sand body correlation in deltaic setting, East Ketaling Field, Sumatra basin. Dalam *Indonesian Petroleum Association, 14th Annual Convention Proceedings*, 499–515.
- Santoso, B. (2015). *Petrologi batubara Sumatra dan Kalimantan: Jenis, peringkat, dan aplikasi*. LIPI Press.
- Santoso, B. (2017). Petrographic characteristics of selected tertiary coals from Western Indonesia according to their geological ASPECTS. *Indonesian Mining Journal*, 20(1), 1–30. <https://doi.org/10.30556/imj.Vol20.No1.2017.178>
- Satyana, A. H., & Biantoro, E. (1996). Seismic stratigraphy of Eocene Beriun Sands of West Bungalon, East Kalimantan, Indonesia: A contribution to the paleogene stratigraphical knowledge of the Kutei basin. *Proceedings of the International Symposium on Sequence Stratigraphy in S.E. Asia*, 383–393.
- Sikumbang, N. (1986). *The cimmeride orogenic system and the tectonic of Pretertiary rocks in the meratus Mountains, South East Kalimantan Indonesia*. University of London.
- Sinha, N. (2007). *Status report on underground coal gasification*. Office of the principal scientific adviser, Government of India.
- Susilawati, R., & Ward, C. R. (2006). Metamorphism of mineral matter in coal from the Bukit Asam deposit, South Sumatra, Indonesia. *International Journal of Coal Geology*, 68(3–4), 171–195. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.02.003>

- Tapponnier, P., Peltzer, G., Le Dain, A. Y., Armijo, R., & Cobbold, P. (1982). Propagating extrusion tectonics in Asia: New insights from simple experiments with plasticine. *Geology*, *10*(12), 611. [https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1982\)10<611:PETIAN>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0091-7613(1982)10<611:PETIAN>2.0.CO;2)
- White Jr, J. M., & Wing, R. S. (1978). Structural development of the South China Sea with particular reference to Indonesia. Dalam *7th Annual Convention Proceedings*, 159–177.
- Williams, P. R., Johnston, C. R., Almond, R. A., & Simamora, W. H. (1988). Late cretaceous to early tertiary structural elements of West Kalimantan. *Tectonophysics*, *148*(3–4), 279–297. [https://doi.org/10.1016/0040-1951\(88\)90135-7](https://doi.org/10.1016/0040-1951(88)90135-7)
- Wirojudo, G. K., & Wongsosantiko, A. (1985). Tertiary tectonic evolution and related hydrocarbon potential in the Natuna area. *Energy*, *10*(3–4), 433–455. [https://doi.org/10.1016/0360-5442\(85\)90059-3](https://doi.org/10.1016/0360-5442(85)90059-3)
- Yulihanto, B., Sofyan, S., Widjaja, S., Nurdjajadi, A., & Hastuti, S. (1996). *Bengkulu Forearc basin (South Sumatra) - Post convention field trip, October 11th–13th, 1996*. Indonesian Petroleum Association.
- Zieleniewski, M., & Brent, A. C. (2008). Evaluating the costs and achievable benefits of extending technologies for uneconomical coal resources in South Africa: The case of underground coal gasification. *Journal of Energy in Southern Africa*, *19*(4), 21–31. <https://doi.org/10.17159/2413-3051/2008/v19i4a3335>



BAB III

Penentuan Area Prospek untuk Pengembangan Gasifikasi Batubara Bawah Tanah di Blok A PT ATD, Kabupaten Musi Banyuasin, Sumatra Selatan

Sarif Subarna Yudha

A. CADANGAN BATUBARA INDONESIA

Batubara adalah salah satu energi fosil yang jumlahnya sangat melimpah di dunia. Menurut Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi (2019), sumber daya batubara Indonesia berjumlah 149,00959 miliar ton pada kedalaman 0–100 meter dan 149,00959 miliar ton di kedalaman lebih dari 100 meter yang tersebar di berbagai cekungan batubara di seluruh Indonesia. Pada umumnya, batubara Indonesia ditambang dengan metode penambangan terbuka dengan produksi sekitar 434 juta ton/tahun (Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara, 2016). Batubara yang ditambang atau diproduksi pada umumnya adalah batubara yang mempunyai nilai ekonomis tinggi dengan faktor keekonomiannya tergantung dari kuantitas, kualitas, ketebalan, dan biaya produksi untuk membuka batuan penutup lapisan batubara tersebut.

Pada saat ini, metode tambang terbuka yang dilakukan di Indonesia pada umumnya hanya mencapai kedalaman rata-rata sekitar 150 meter. Hal ini karena ongkos produksi yang semakin besar untuk menam-

bang sampai kedalaman >150 meter. Akan tetapi, potensi sumber daya batubara yang berada pada kedalaman >150 meter tentu masih sangat besar. Hal ini sangat disayangkan apabila sumber daya batubara tersebut tidak dimanfaatkan secara optimal. Salah satu metode untuk memanfaatkan batubara yang berada pada kedalaman >150 meter adalah dengan teknologi gasifikasi batubara bawah tanah atau biasa disebut *underground coal gasification* (UCG). UCG adalah teknologi nonkonvensional yang dilakukan dengan cara mengonversikan batubara yang berada di bawah tanah menjadi *syngas* secara *in situ*.

Potensi pengembangan teknologi UCG di Indonesia sangat besar dan tersebar di beberapa cekungan batubara seluruh Indonesia. Salah satu cekungan yang memiliki potensi sumber daya batubara yang besar adalah Cekungan Sumatra Selatan. Menurut Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi (2019), sumber daya batubara yang berada di cekungan ini berkisar 1.900 juta ton, sedangkan yang ditambang secara tambang terbuka hanya sebagian kecil. Salah satu izin usaha pertambangan (IUP) batubara yang berada di dalam cekungan ini dan memiliki luasan area yang besar adalah IUP PT ATD. Akan tetapi, sampai saat ini belum ada data mengenai potensi batubara untuk pengembangan teknologi UCG di dalam wilayah IUP ini. Oleh karena itu, dalam rangka mendukung ketahanan energi Indonesia, pemetaan potensi batubara dilakukan untuk pengembangan teknologi UCG yang berada di dalam wilayah IUP PT ATD.

B. GEOLOGI DAERAH PENELITIAN

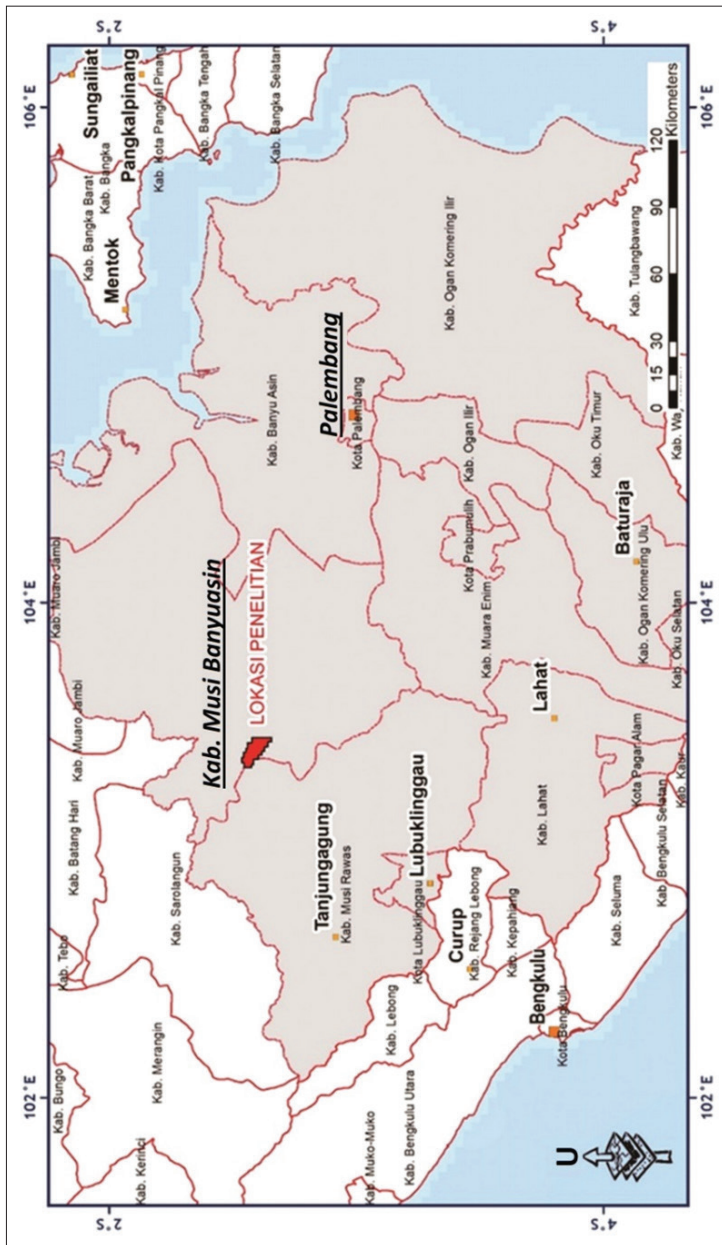
Daerah penelitian memiliki luasan sekitar 9.472 ha dan secara administratif berada di Kecamatan Sanga Desa, Kabupaten Musi Banyuasin, Sumatra Selatan (Gambar 3.1). Secara regional, daerah penelitian termasuk ke dalam Cekungan Sumatra Selatan. Berdasarkan klasifikasi fisiografi Pulau Sumatra (Bemmelen, 1949), lokasi penelitian termasuk ke dalam pedataran landai dan zona undulasi. Cekungan Sumatra Selatan merupakan salah satu penghasil hidrokarbon dan batubara terbesar di Indonesia. Geologi dan tektonik cekungan ini sudah banyak dijelaskan oleh beberapa peneliti terdahulu, di antaranya adalah Barber dkk. (2005), De Coster (1974), Hall (2009), Indonesian Geo-

logist Association (2000), dan Pulunggono dkk. (1992). Secara umum, dari beberapa penelitian disimpulkan bahwa geologi dari Sumatra didominasi oleh sedimen Holosen–Plistosen, Pliosen sampai dengan Miosen, vulkanisme pra-Tersier, dan intrusi batuan beku beserta batuan metamorf pada kala itu.

Geologi Cekungan Sumatra Selatan diperkirakan merupakan hasil kegiatan tektonik yang berkaitan dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia yang bergerak ke arah utara hingga timur laut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam. Zona penunjaman lempeng terletak di daerah sebelah barat Sumatra dan selatan Jawa. Beberapa lempeng kecil yang berada di antara zona interaksi tersebut turut bergerak dan menghasilkan zona konvergensi dalam berbagai bentuk dan arah. Penunjaman Lempeng Indo-Australia tersebut dapat memengaruhi keadaan batuan, morfologi, tektonik, dan struktur di Sumatra Selatan. Tumbukan tektonik lempeng di Sumatra menghasilkan jalur busur depan, magmatik, dan busur belakang (Pulunggono, 1984).

Berdasarkan konsep tektonik lempeng yang berkaitan dengan sistem busur kepulauan, sistem pembentukan cekungan batubara dan cekungan hidrokarbon terbagi menjadi tiga. Cekungan tersebut, antara lain cekungan busur belakang, cekungan busur depan, dan cekungan intramontana atau cekungan antargunung yang masing-masing memiliki karakteristik endapan sedimen yang berbeda antara satu dengan lainnya. Mengacu kepada konsep tektonik lempeng yang dikaitkan dengan sistem busur kepulauan, Cekungan Sumatra Selatan termasuk ke dalam cekungan busur belakang yang terbentuk akibat interaksi antara Lempeng Indo-Australia dengan Lempeng Sunda Kecil. Menurut Pulunggono (1984), cekungan ini dibagi menjadi empat subcekungan, yaitu Jambi, Palembang Utara, Palembang Tengah, dan Palembang Selatan. Cekungan ini terdiri dari batuan sedimen tersier yang diendapkan secara tidak selaras di atas batuan metamorfik dan batuan beku pra-Tersier.

Menurut Bishop (2000), secara fisiografis Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan Tersier berarah barat laut–tenggara yang dibatasi oleh Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timur laut, Tinggian Lampung di sebelah

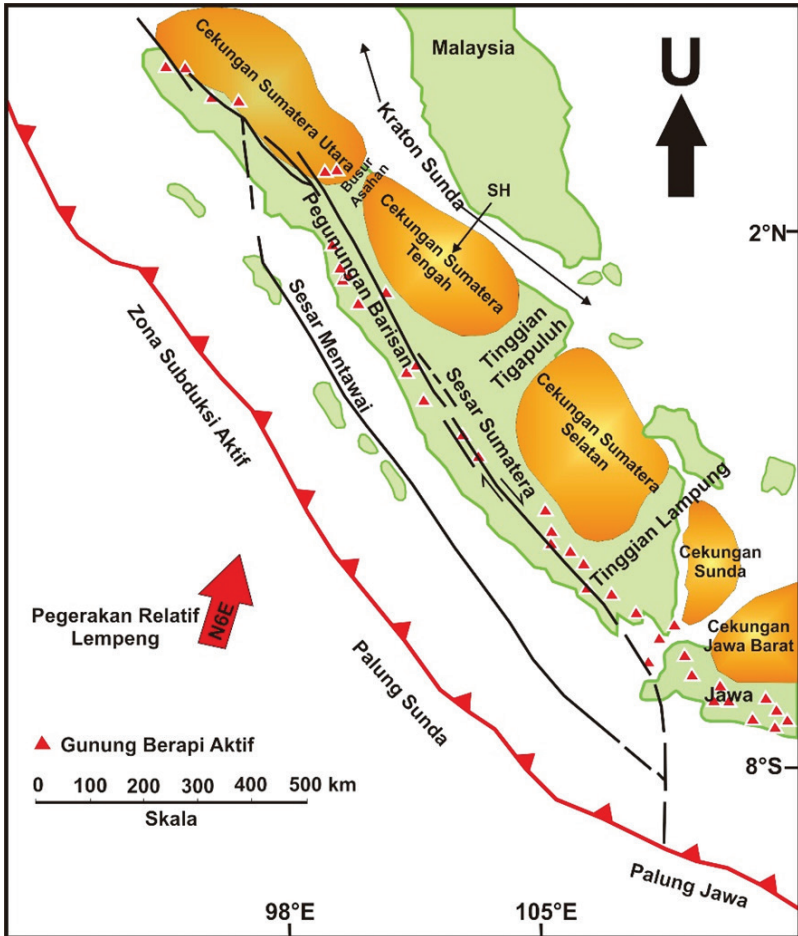


Sumber: Dimodifikasi dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (2017)

Gambar 3.1 Lokasi daerah penelitian ditandai dengan kotak berwarna merah

Buku ini tidak diperjualbelikan.

tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut yang memisahkan Cekungan Sumatera Selatan dengan Cekungan Sumatera Tengah (Gambar 3.2).



Sumber: Dimodifikasi dari Bishop (2000)

Gambar 3.2 Posisi Fisiografis Cekungan Sumatera Selatan

Buku ini tidak diperjualbelikan.

1) Struktur Geologi Cekungan Sumatra Selatan

Cekungan Sumatra Selatan terbentuk pada periode tektonik ekstensional pra-Tersier sampai Tersier awal. Orogenesis pada akhir Kapur–Eosen membagi cekungan ini menjadi dua subcekungan, yaitu Palembang Tengah dan Palembang Selatan. Pola struktur di cekungan ini merupakan hasil dari empat periode tektonik utama, yaitu:

a. Yura Atas–Kapur Bawah.

Rezim tektonik yang terjadi adalah rezim tektonik kompresi dengan intrusi, magmatisme, dan proses metamorfosis pembentuk batuan dasar masih berlangsung. Tegangan utama pada periode ini berarah N30°W (barat-barat laut-timur-tenggara) yang mengakibatkan terbentuknya Sesar Lematang berarah N60°E.

b. Yura Atas–Kapur Bawah.

Fase yang berkembang pada periode ini adalah rezim tektonik regangan/tarikan dengan tegangan utamanya berarah utara–selatan. Struktur geologi yang terbentuk adalah sesar-sesar normal dan pematihan bongkah batuan dasar yang menghasilkan bentukan sembulan (*horst*), terban (*graben*), dan setengah terban (*half graben*). Periode ini merupakan awal terbentuknya Cekungan Sumatra Selatan dan mulainya pengendapan sedimen Formasi Lahat dan Talang Akar.

c. Pengisian Cekungan Oligosen–Pliosen.

Fase tektonik yang terjadi pada daerah ini adalah fase tenang, tidak ada pergerakan pada dasar cekungan dan sedimen terendapkan lebih dulu (Formasi Lahat). Pengisian cekungan selama fase tenang berlangsung selama awal Oligosen–Pliosen. Sedimen yang mengisi cekungan selama fase tenang adalah Formasi-formasi Talang Akar, Baturaja, Gumai (Telisa), Palembang Bawah (Air Benakat), Palembang Tengah (Muara Enim), dan Palembang Atas (Kasai).

d. Pembentukan Pegunungan Pliosen-Plistosen.

Fase tektonik yang terjadi pada periode ini adalah fase kompresi, sesar-sesar bongkah dasar cekungan yang mengalami reaktivasi dan mengakibatkan pengangkatan dan pembentukan antiklinorium utama di Cekungan Sumatra Selatan. Antiklinorium tersebut, antara lain

Muara Enim, Pendopo-Benakat, Gumai, dan Palembang (De Coster 1974). Antiklinorium Palembang merupakan antiklinorium yang besar, terdiri dari beberapa antiklin. Batuan tertua yang tersingkap adalah Formasi Talang Akar dan batuan dasar pra-Tersier. Sisi selatan cenderung menjadi lebih curam daripada sisi utara atau timur laut (Pulunggono, 1984). Antiklinorium Pendopo-Benakat terdiri dari dua antiklin paralel yang merupakan daerah lapangan minyak terbesar di Sumatra Selatan. Pada sisi barat daya antiklin, kemiringannya lebih curam dan dibatasi oleh sesar, dan ada bagian yang tertutup oleh batas setengah terban. Formasi tertua yang tersingkap di puncak adalah Formasi Gumai. Antiklinorium Gumai terdiri dari enam atau lebih antiklin kecil yang saling berhubungan. Kebanyakan jurusnya berarah timur-barat, sangat tidak simetri dengan kemiringan curam, sisi sebelah utara secara lokal mengalami pembalikan. Formasi tertua yang ada di permukaan adalah Formasi Palembang Bawah atau Air Benakat. Antiklin tersebut sebagai hasil longsoran gravitasi dari Antiklinorium Gumai. Pulunggono (1984) menggambarkan Antiklinorium Gumai sebagai lapangan minyak kecil yang saling berhubungan, dihasilkan dari Formasi Air Benakat dan Formasi Muara Enim. Antiklinorium Muara Enim merupakan antiklin yang besar dengan ekspresi permukaan kuat dan dengan singkapan batuan dasar pra-Tersier. Di dekat daerah Lahat, kemiringannya menunjam ke arah timur, sisi utara banyak lapisan batubara dengan kemiringan curam dan juga lebih banyak yang tersesarkan daripada di sisi selatan. Kebalikannya, di bagian barat Pegunungan Gumai dapat diamati kemiringan lebih curam di sisi selatan dan sisi utara dengan kemiringan relatif landai.

2) Stratigrafi Regional Cekungan Sumatra Selatan

Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan menurut Mijnbouw (1978) dari tua ke muda adalah sebagai berikut:

a. Formasi Gumai

Formasi ini terdiri dari serpih dengan sisipan batupasir halus, setempat terdapat napal dan batugamping, berlapis baik. Serpih berwarna kelabucoklat, gampingan, mengandung karbon dan pirit. Batupasir dicirikan dengan warna putih kekuningan, gampingan, berbutir halus, tebal 1–3

meter dan setempat terdapat sisipan batulempung. Napal berwarna abu-abu kehitaman, mengandung besi dan pirit. Batugamping berwarna abu-abu keputihan, kompak, terdapat pada bagian atas urutan pengendapan. Tebal formasi ini berkisar 700 meter dengan lingkungan pengendapan laut dalam (neritik) terbuka. Kemiringan lapisan berkisar 10–35° dengan arah penyebaran batuan timur laut–barat daya. Formasi ini berumur Miosen Awal sampai dengan Miosen Tengah;

b. Formasi Air Benakat

Formasi ini terdiri dari perselingan batulempung dan batupasir dengan sisipan konglomerat-gampingan, napal, dan batulanau. Pada bagian atas formasi ini, batupasir menjadi lebih dominan dan setempat mengandung batubara. Batulempung berwarna abu-abu sampai coklat, kompak, setempat bersifat tufaan, tebal perlapisan 0,15–0,75 m. Batupasir berwarna abu-abu kehijauan, setempat bersifat tufaan, glaukonitan, berbutir sedang-kasar, terpilah baik, menyudut tanggung-membulat, berlapis baik dengan tebal 1–3 m. Batulanau dengan ciri berwarna abu-abu kehitaman, setempat karbonan, dengan sisipan serpih dan lapisan tipis batupasir. Konglomerat-gampingan dan aneka bahan, komponen terdiri atas batugamping kelabu kecoklatan dan batupasir dalam massa dasar pasiran yang kasar, umumnya terpilah baik, tebal lapisan 0,5 m atau lebih. Napal berwarna abu, agak kompak. Tebal lapisan formasi ini 500 meter, diendapkan di lingkungan laut dangkal, menindih selaras Formasi Gumai. Umur formasi ini Akhir Miosen Tengah sampai dengan Awal Miosen Akhir;

c. Formasi Muara Enim.

Formasi Muara Enim secara ideal terbagi menjadi empat anggota dari tua ke muda, yaitu Muara Enim 1 (M1), Muara Enim 2 (M2), Muara Enim 3 (M3), dan Muara Enim 4 (M4) (Gambar 3.3):

1. Anggota M1

Anggota M1 merupakan perulangan batupasir, batulanau, batulempung dengan sisipan batubara. Batupasir berwarna abu-abu sampai abu-abu kecoklatan, berbutir halus hingga sedang, kompak, terpilah baik dengan fragmen kuarsa dominan. Perselingan batulempung dan batupasir, berwarna abu-abu, terdapat nodul-nodul gamping,

coklat terang, keras. Sementara itu, batu lanau berwarna abu-abu, kompak, umumnya berselingan dengan batulempung. Batubara dijumpai dua lapisan dengan ketebalan antara 0,5 m sampai 1 m;

2. Anggota M2

Anggota M2 merupakan satuan batuan yang terdiri atas batulempung, batulempung-karbonan, batupasir, batulanau, dan batubara. Batulempung umumnya berwarna abu-abu gelap, masif, sering ditemukan struktur sedimen laminasi paralel, jejak tumbuhan, serta fragmen batubara. Batulempung-karbonan berwarna abu-abu kecoklatan, umumnya agak lunak, dan biasanya bertindak sebagai batuan pengapit batubara. Batupasir berwarna abu-abu terang sampai abu-abu kehijauan, berbutir halus sampai sedang, membulat sedang, terpilah buruk, mudah terurai, fragmen kuarsa dominan. Batulanau berwarna abu-abu kehijauan hingga abu-abu kecoklatan, kompak, umumnya ditemukan struktur sedimen laminasi paralel. Batubara yang ditemukan pada anggota M2 ini berjumlah tiga lapisan dengan tebal antara 0,3 m sampai 6,6 m;

3. Anggota M3

Anggota M3 merupakan satuan batuan yang terdiri atas batupasir, batulanau, batulempung, dan batubara. Batupasir berwarna abu-abu, berbutir halus, terpilah baik, mineral kuarsa dominan. Batulanau abu-abu terang kehijauan sampai kecoklatan, kompak, struktur sedimen laminasi paralel, mengandung jejak tumbuhan. Batulempung berwarna abu-abu kecoklatan, kompak, masif, banyak dijumpai jejak tumbuhan. Batubara yang ditemukan dua lapisan dengan tebal antara 1,0 m sampai 8,1 m;

4. Anggota M4

Anggota M4 terdiri atas batupasir, batulanau, batulempung, dan batubara. Batupasir berwarna abu-abu terang, berbutir halus, terpilah baik, tufa dan mineral kuarsa banyak dijumpai. Batulanau abu-abu terang, kompak, mengandung jejak tumbuhan, struktur tumbuhan, struktur sedimen laminasi paralel. Batulempung berwarna abu-abu kecoklatan, lunak, kompak, struktur sedimen laminasi, paralel dan jejak tumbuhan banyak ditemukan. Batuba-

ra ditemukan dua lapisan dengan ketebalan berkisar antara 1,0 m sampai 3,7 m;

d. Formasi Kasai

Formasi ini terdiri atas tuf dan tuf-berbatuapung dengan sisipan batu-lempung tufaan dan batupasir tufaan, setempat konglomeratan dan mengandung kayu terkarsikan sampai dengan 3 m panjangnya. Tuf berwarna abu-abu muda sampai abu-abu kecoklatan/kuning, berbutir halus sampai kasar, menyudut sampai membulat tanggung, kompak, umumnya pejal, tidak ada peralihan yang jelas, pita-pita oksida besi, peralihan silang siur pada satuan-satuan yang berbutir kasar. Tuf-berbatuapung berwarna coklat kekuningan, pejal, berbutir halus-kasar, menyudut tanggung, membulat, panjang berbatu apung 0.5–5 cm. Batupasir tufaan, kelabu sampai coklat kuning, berbutir halus sampai kasar seringkali teroksidasi. Batulempung tufaan berwarna kekuningan, kompak dengan kekerasan lunak. Konglomerat berwarna abu kekuningan, komponen batuapung, lava dan kuarsa berukuran 1–3 cm, kemas terbuka-tertutup, massa dasar tufaan kompak, berbutir sedang. Formasi ini memiliki ketebalan lebih dari 450 m, diendapkan di lingkungan darat, hasil kikisan Geantiklin Barisan. Setempat menindih tak selaras Formasi Muara Enim dan ditindih oleh batuan Holosen. Formasi ini berumur Pliosen Akhir–Plistosen Awal;

e. Aluvium

Endapan ini terdiri atas kerakal, pasir, lumpur, dan lempung. Umur endapan ini diperkirakan adalah Holosen (Kwartir).

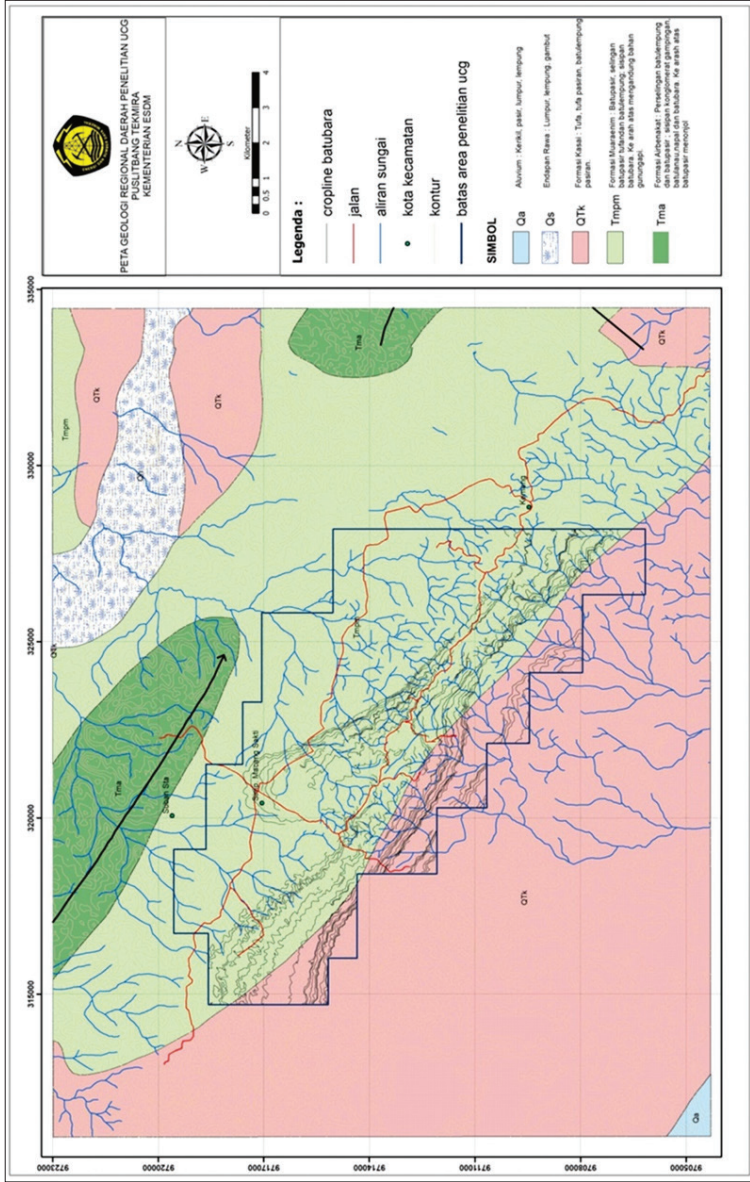
Dari anggota Formasi Muara Enim yang terdapat dalam Cekungan Sumatra Selatan terdapat beberapa lapisan batubara dengan tebal bervariasi (Gambar 3.3).

UMUR	FORMASI	DESKRIPSI LITOLOGI	LAPISAN BATUBARA	LINGKUNGAN PENGENDAPAN		
KUARTER	ALLUVIUM	Berbagai jenis endapan darat, sebagian adalah hasil rombakan Formasi Kasai (Qtq)		Kontinen		
PLIOSEN	KASAI	Batupasir abu-abu terang, berukuran kerakal, tufan, secara setempat glaukonitan, mengandung kuarsa kristalin. Batulempung kaolinitik, hijau kebiruan sampai dengan biru. Batuapung komposisi asam, mengandung kongresi batuan vulkanik dan batupasir tufan, terdapat beberapa lensa		Aktivitas vulkanik bertambah kuat		
		Batulempung tufan, hijau kebiruan dan lempung pasir, mengandung batulempung karbonan, coklat tua. Batupasir putih sampai dengan abu-abu, berbutir halus sampai kasar, beberapa mengandung glaukonit. Di daerah Palembang didapatkan lapisan batuapung. Tebal formasi 120-200 m.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Niru ■ Lematang ■ Babat 	Limnik/payau		
	MUARA ENIM	M4	Kompleks batupasir dan batulanau, secara dominan ditutupi oleh batulempung, hijau kebiruan, hijau keabuan dan coklat keabuan. Beberapa lapisan tipis batuan bersifat gampingan dan dolomitik. Lapisan batupasir bagian bawah berbutir halus dan pada bagian bawah dicirikan dengan warna hijau keabuan. Tebal formasi 40-120 m.		<ul style="list-style-type: none"> ■ Kebon ■ Benuang ■ Burung 	Aktivitas vulkanik di sekitar cekungan
		M3		<ul style="list-style-type: none"> ■ Mangus ■ Suban 		
		M2		Batulempung, coklat sampai coklat keabuan dan batulempung pasir. Batupasir berbutir halus sampai kasar, berwarna coklat sampai abu-abu. Batupasir bawah berbutir halus, hijau keabuan pada bagian bawah. Tebal formasi 40-120 m.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Petai 	
	MIOSEN	TENGGAH	M1	Batupasir, batulanau dan batulempung berwarna coklat dan abu-abu dengan batupasir glaukonit. Tebal formasi 100-250 m.	<ul style="list-style-type: none"> ■ Merapi ■ Keladi 	Paralis
			AIR BENAKAT	Batulempung berwarna abu-coklat sampai abu dan abu kebiruan, terdapat serpih pasir, bersifat napalan, batupasir halus berwarna hijau-abu kehijauan, bersifat glaukonitan. Tebal formasi 100-1.100 meter. Rata-rata tebal 800 meter.		Laut dangkal neritik
GUMAI			Serpih gampingan, napal, batulempung dengan sisipan serpih gampingan dan napal.		Laut dangkal	

Sumber: Dimodifikasi dari Mijnbouw (1978)

Gambar 3.3 Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan

Mengacu kepada Geologi Regional Lembar Sarolangun Skala 1:25.000 (Suwara dkk., 1992), formasi yang terdapat pada daerah penelitian adalah Formasi Muara Enim dan Formasi Kasai. Sebagian besar daerah penelitian merupakan Formasi Muara Enim. Dari data geologi regional yang didukung dengan data hasil eksplorasi batubara di daerah penelitian diketahui bahwa arah penyebaran batuan secara umum adalah barat laut–tenggara dengan arah kemiringan batuan berkisar 5–30° ke arah barat daya (Gambar 3.4).

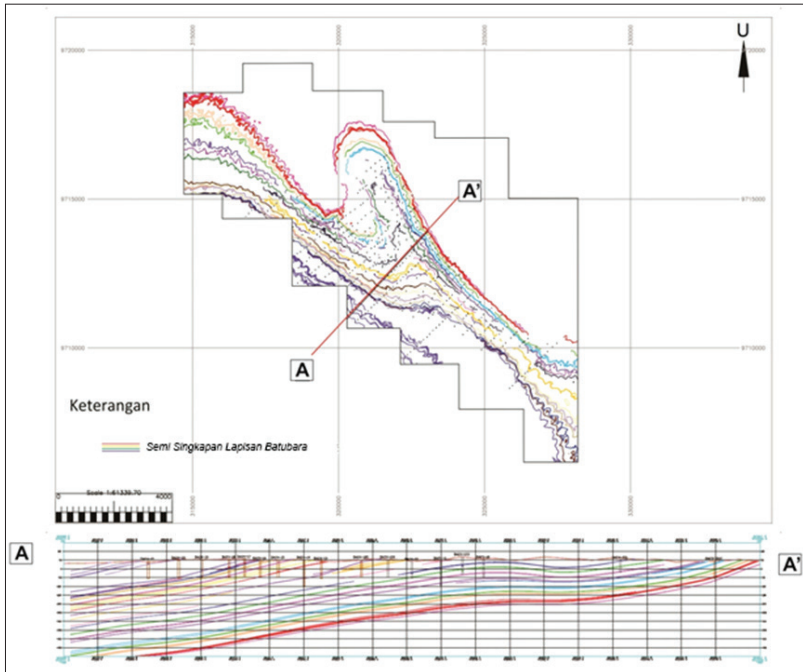


Secara umum, litologi yang terdapat di daerah penelitian didominasi oleh batulempung sisipan batupasir dan batubara pada bagian timur laut (*updip*) daerah penelitian dan batupasir sisipan batulanau dan batubara pada bagian barat daya (*downdip*) daerah penelitian. Pada bagian paling barat daya daerah penelitian terdapat Formasi Kasai dengan litologi berupa batulempung-pasiran, terdapat sedikit tuffaan. Secara umum, struktur geologi yang terdapat di daerah penelitian dikategorikan sebagai moderat, yaitu struktur geologi yang berkembang relatif sederhana berupa monoklin dan diperkirakan terdapat sesar mendatar sinistral pada bagian tengah lokasi penelitian.

C. ENDAPAN BATUBARA DI BLOK A PT ATD

Blok A memiliki banyak lapisan batubara dengan rata-rata ketebalan dari 0,4 m sampai dengan 8,4 m dan kemiringan lapisan batubara berkisar 5–30° (Gambar 3.5). Berdasarkan kualitasnya, batubara yang terdapat di dalam Blok A masuk dalam kategori lignit sampai dengan sub-bituminus dengan kualitas rata-rata dapat dilihat pada Tabel 3.1. Dari penampang tersebut, batubara yang memiliki penyebaran ketebalan relatif stabil adalah lapisan batubara D (rerata 8,4 m), F (rerata 3), dan J (rerata 4,2 m). Litologi yang berkembang didominasi oleh Satuan Batulempung Sisipan Batubara pada bagian timur laut dan Satuan Batupasir Sisipan Batubara pada bagian barat daya. Berikut gambaran litostratigrafi yang terdapat di daerah penelitian (Gambar 3.6). Secara garis besar, kedalaman lubang bor yang terdapat di daerah penelitian adalah berkisar 100 m. Log bor yang terdapat pada Gambar 3.6 merupakan hasil eksplorasi pengembangan teknologi.

Dari penampang tersebut, batubara yang memiliki penyebaran ketebalan relatif stabil adalah lapisan batubara D (rerata 8,4 m), F (rerata 3), dan J (rerata 4,2 m). Litologi yang berkembang didominasi oleh Satuan Batulempung Sisipan Batubara pada bagian timurlaut dan Satuan Batupasir Sisipan Batubara pada bagian barat daya. Berikut gambaran litostratigrafi yang terdapat di daerah penelitian (Gambar 3.6) yang merupakan hasil eksplorasi pengembangan teknologi UCG oleh Puslitbang Teknologi Mineral dan Batubara di Blok A PT ATD. Tidak terjadi perubahan litologi yang signifikan, baik bagian *updip* maupun di bagian *downdip* dari lapisan batubara.

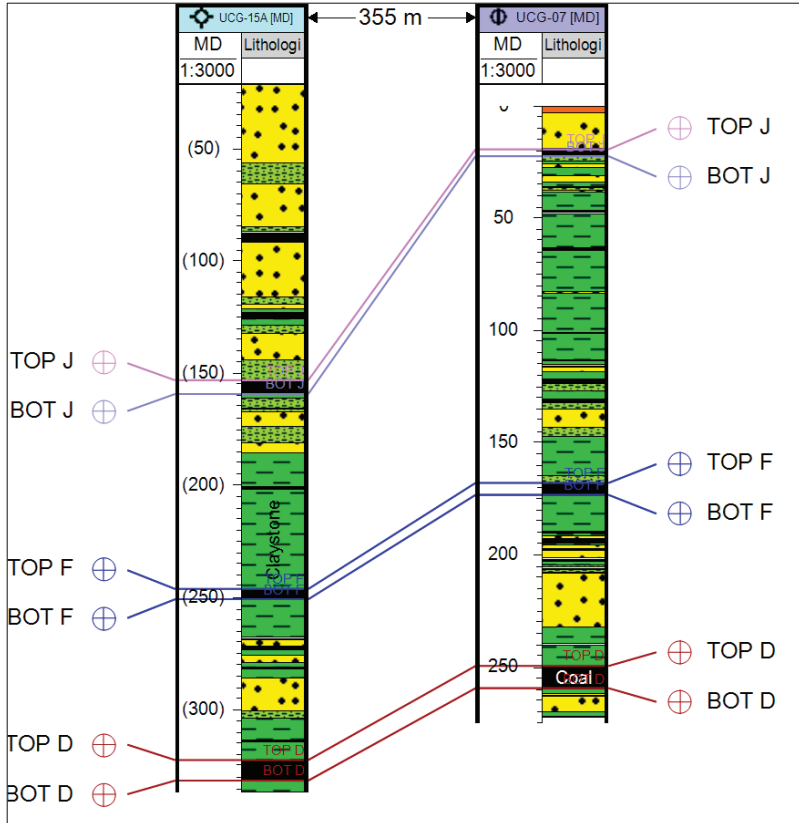


Sumber: Dokumentasi Pribadi (2017)

Gambar 3.5 Penampang Terukur Lapisan Batubara di Blok A.

Tabel 3.1 Rata-Rata Kualitas Batubara Blok A PT ATD

TM (%)	Ash (%)	TS (%)	CV kkal/kg (adb)	CV kkal/kg (gar)
42,8	4,9	0,3	5.545	3.720



Sumber: Dokumentasi Pribadi (2017)

Gambar 3.6 Litologi di daerah penelitian menunjukkan lapisan batubara J, F, dan D.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Tabel 3.2 Parameter Batubara yang Baik untuk Pengembangan Teknologi UCG

Parameter	Keterangan
Ketebalan	Ketebalan minimum adalah 2 m, makin tebal batubara makin ekonomis untuk digasifikasi. Hal ini berkaitan dengan luasan area yang tergasifikasi dan efisiensi suhu yang semakin meningkat.
Peringkat	Peringkat batubara yang baik adalah lignit-bituminus.
Batuan pengapit	Batuan pengapit batubara harus kuat dan stabil untuk menahan beban yang mungkin akan terjadi akibat terbentuknya rongga yang disebabkan oleh proses gasifikasi. Selain itu, batuan pengapit merupakan batuan yang kedap air supaya zat-zat hasil proses gasifikasi tidak masuk ke dalam akuifer dan mencemari air tanah.
Kedalaman	Kedalaman minimum batubara yang direkomendasikan adalah 200 m.
Kandungan abu dan kelembapan air	Kandungan abu dan kelembapan air yang direkomendasikan adalah <50%. Hal ini berkaitan dengan aspek keekonomian proses UCG.

Sumber: Dimodifikasi dari Khadse dkk. (2007)

D. POTENSI BATUBARA UCG

Menurut Khadse dkk. (2007), batubara yang cocok untuk pengembangan teknologi UCG memiliki beberapa kriteria, di antaranya adalah ketebalan, peringkat, batuan pengapit, kedalaman lapisan, dan kandungan abu beserta kelembapan batubara (Tabel 3.2). Dari parameter tersebut yang ditinjau dari segi ketebalan, kedalaman, peringkat, serta kandungan abu dan kelembapan air, lapisan batubara yang memenuhi syarat atau kriteria untuk pengembangan teknologi UCG adalah lapisan batubara J, F, dan D (Tabel 3.3). Akan tetapi, apabila dilihat dari segi batuan pengapitnya, lapisan batubara F dan D memenuhi kriteria untuk pengembangan teknologi UCG.

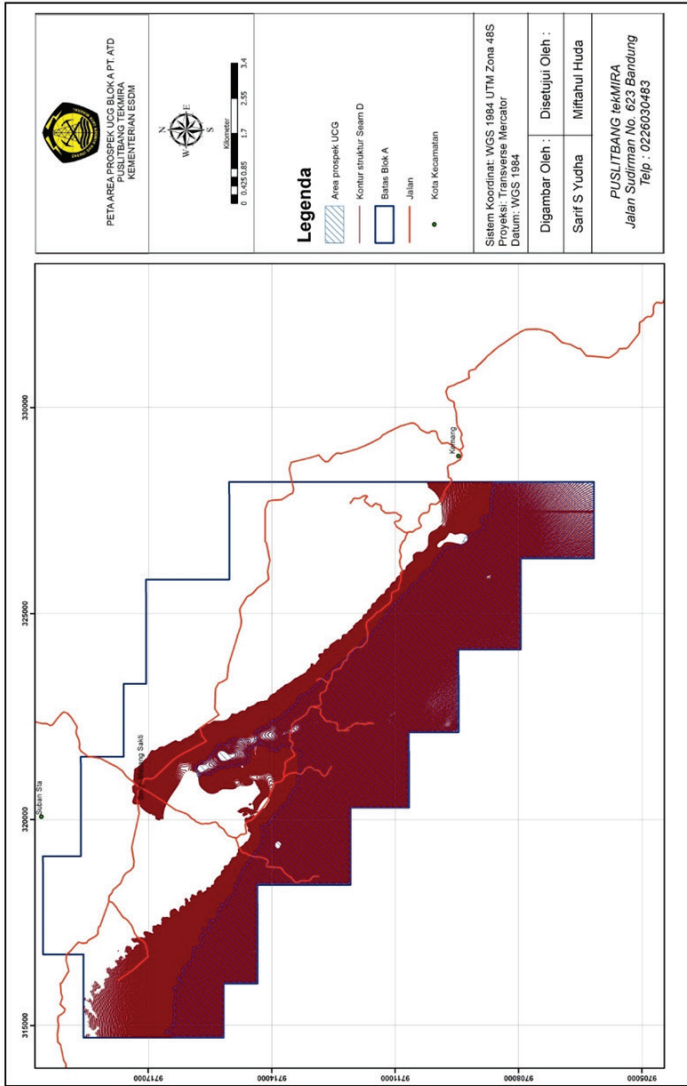
Tabel 3.3 Parameter Batubara untuk Pengembangan Teknologi UCG

Lapisan Batubara	Ketebalan (meter)	Peringkat Batubara	Batuan Pangapit	Kedalaman Batubara	Kandungan Abu dan Kelembapan Air (%)
J	4,2	Sub-bituminus	Batupasir	Bervariasi	44,2
F	3,5	Sub-bituminus	Batulempung	Bervariasi	46,2
D	8,4	Sub-bituminus	Batulempung	Bervariasi	37,1

Sumber: Dokumentasi pribadi (2017)

Penelitian lain yang dilakukan oleh Nasution dan Nalendra (2017) tentang kandungan abu batubara di dalam Formasi Muara Enim menyebutkan bahwa kandungan abu dari lapisan batubara di dalam grup lapisan batubara M2, Formasi Muara Enim berkisar dari 3–6%. Nilai ini tidak berbeda jauh dengan kandungan abu batubara di lokasi penelitian yang berkisar dari 3–5% untuk lapisan batubara J, F, dan D. Hal lain yang menjadi dasar pemilihan lapisan batubara untuk pengembangan teknologi UCG adalah posisi antara satu lapisan batubara dan lapisan batubara lainnya. Berdasarkan hal tersebut, yang menjadi fokus pembahasan dalam penelitian ini adalah lapisan batubara D yang memiliki ketebalan jauh lebih baik daripada lapisan batubara F. Selain itu, posisi lapisan batubara ini berada pada lapisan paling bawah sehingga nantinya ketika proses penambangan dilakukan, yang menjadi dasar (lantai) dari suatu bukaan tambang adalah lapisan batubara D.

Untuk mengetahui lapisan batubara D yang memenuhi kriteria dalam pengembangan UCG, dilakukan dengan pemodelan beberapa titik bor. Dari hasil pemodelan akan diketahui penyebaran batubara lapisan D di kedalaman >150 m. Pemodelan ini menggunakan bantuan perangkat lunak *Minescape* 5.12. Dari hasil pengolahan data, didapatkan area prospek seluas 33,9 juta m² atau 3,39 ribu ha. Area prospek untuk pengembangan teknologi UCG di Blok A terlihat pada Gambar 3.7. Untuk mengetahui seberapa besar potensi batubara untuk pengembangan UCG, dari luasan area prospek tinggal dikalikan dengan ketebalan rerata lapisan batubara D sehingga didapat potensi sumber daya batubara sebesar 284,76 juta ton. Potensi batubara ini berada di bawah kedalaman 150 meter.



Sumber: Dokumentasi pribadi (2017)

Gambar 3.7 Area Prospek Pengembangan Teknologi UCG

Buku ini tidak diperjualbelikan.

E. KESIMPULAN

Secara garis besar, Blok A PT ATD termasuk ke dalam Formasi Muara Enim dengan lapisan batubara yang bervariasi, yaitu mulai dari ketebalan 1 m sampai dengan 10 m. Lapisan batubara di dalam blok ini yang memenuhi kriteria untuk pengembangan teknologi UCG ditinjau dari aspek ketebalan lapisan, peringkat, batuan pengapit, kedalaman lapisan, dan kandungan abu serta kelembapan air adalah lapisan batubara D.

Dari luasan area Blok A sekitar 10.000 ha, area prospek untuk pengembangan UCG adalah seluas 3.390 ha. Area ini termasuk ke dalam Kecamatan Sanga Desa, Kabupaten Musi Banyuasin, Provinsi Sumatra Selatan. Penentuan area prospek untuk pengembangan teknologi UCG menggunakan bantuan perangkat lunak *Minescape*. Data yang dibutuhkan untuk memodelkan area prospek, antara lain topografi area penelitian, survei titik bor (koordinat) dan *collar* (data bawah permukaan) hasil pengeboran lapisan batubara. Data bor untuk pemodelan area prospek berjumlah kurang lebih 620 titik bor dengan kedalaman pengeboran rerata berkisar 100 m dan yang paling dalam sekitar 300 m.

REFERENSI

- Barber, A. J., Crow, M. J., & Milsom, J. S. (2005). *Sumatra: Geology, resources and tectonic evolution*. Geological Society of London. <https://doi.org/10.1144/GSL.MEM.2005.031.01.01>
- Bemmelen, R. W. V. (1949). *The geology of Indonesia*. The Hague Martinus Nijhoff.
- Bishop, M. G. (2000). *South Sumatra Basin Province, Indonesia; The lahat/talang akar-Cenozoic total petroleum system* (Open-File Report 99-50S). US Geological Survey. <https://doi.org/10.3133/ofr9950S>
- De Coster, G. L. (1974). The geology of the Central and South Sumatra basins. Dalam *3rd Annual Convention Proceedings*, 77–110.
- Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara. (2016). *Laporan kinerja Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara tahun 2016*.
- Hall, R. (2009). Hydrocarbon basins in SE Asia: Understanding why they are there. *Petroleum Geoscience*, 15(2), 131–146. <https://doi.org/10.1144/1354-079309-830>

- Indonesian Geologist Association. (2000). Dalam H. Darman & F. H. Sidi (Ed.), *An outline of the geology of Indonesia*. Lereng Nusantara.
- Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2017). *ESDM one map*. Diakses pada 20 Agustus 2020 dari <https://geoportal.esdm.go.id/minerba/>
- Khadse, A. N., Qayyumi, M., Mahajani, S., & Aghalayam, P. (2007). Underground coal gasification: A new clean coal utilization technique for India. *Energy*, 32(11), 2061–2071. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.04.012>
- Mijnbouw, S. (1978). *Geological map of the South Sumatra Coal Province, scale 1:250.000*.
- Nasution, F. P., & Nalendra, S. (2017). Characterization of coal quality based on ash content from M2 Coal-Seam Group, Muara Enim formation, South Sumatra basin. *Journal of Geoscience, Engineering, Environment, and Technology*, 2(3), 203. <https://doi.org/10.24273/jgeet.2017.2.3.292>
- Pulunggono, A. (1984). Sumatran Microplates, their characteristics and their role in the evolution of the Central and South Sumatra basins. Dalam *Indonesian Petroleum Association, 13th Annual Convention Proceedings*. <https://doi.org/10.29118/IPA.2126.121.143>
- Pulunggono, A., S, A. H., & Kosuma, C. G. (1992). Pre-Tertiary and Tertiary fault systems as a framework of the South Sumatra basin: A study of SAR-maps. Dalam *Indonesian Petroleum Association, 21st Annual Convention Proceedings*. <https://doi.org/10.29118/IPA.24.339.360>
- Pusat Sumber Daya Mineral Batubara dan Panas Bumi. (2019). *Neraca sumber daya dan cadangan batubara Indonesia 2019*.



BAB IV

Aspek Geoteknik Kegiatan Gasifikasi Batubara Bawah Tanah

Bagaraja Sirait & Zulfahmi

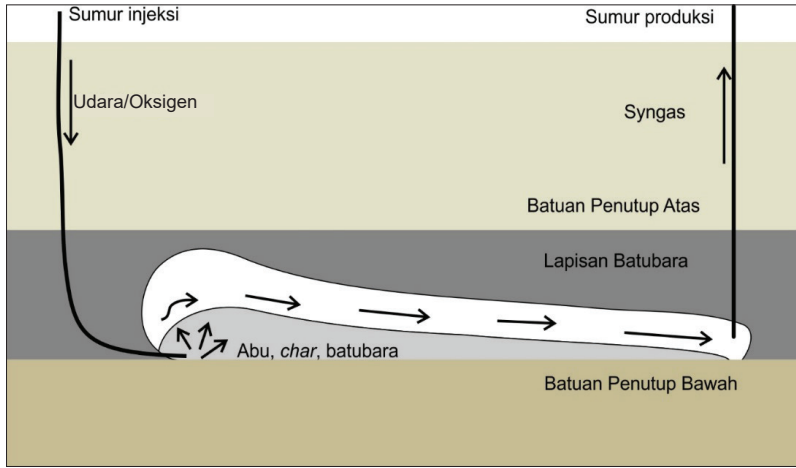
A. GASIFIKASI BATUBARA BAWAH TANAH

Batubara telah digunakan sebagai salah satu sumber energi selama hampir 3.000 tahun. Kegiatan penambangannya dimulai pada abad ke-13 dan berperan penting sejak awal revolusi industri. Saat ini, batubara merupakan salah satu sumber energi fosil utama di dunia. Hal ini disebabkan oleh cadangan minyak yang mulai habis. Dengan demikian, batubara akan memainkan peranan yang semakin penting sebagai alternatif pengisi kekurangan yang ada atau sumber energi baru yang ekonomis dan mulai berkembang (British Petroleum, 2015).

Gasifikasi batubara bawah tanah atau UCG merupakan teknologi yang dikembangkan untuk memenuhi kebutuhan akan minyak dan gas bumi. Prosesnya membakar lapisan batubara secara langsung di bawah tanah dengan menghantarkan udara, oksigen atau campuran oksigen, dan uap air ke dalam lapisan batubara melalui lubang injeksi yang telah dibor sebelumnya. Hasil pembakaran batubara berupa *synthetic gas* (*syngas*) yang merupakan campuran antara CO, CO₂, H₂, CH₄, dan konstituen lainnya. *Syngas* ini akan dihantarkan ke permukaan untuk

Buku ini tidak diperjualbelikan.

diolah di fasilitas permukaan melalui lubang produksi. Produk turunan *syngas* berupa bahan bakar hidrokarbon cair, pengganti gas alam, produk-produk kimia berharga yang dapat digunakan untuk pembangkit tenaga listrik (Gambar 4.1).



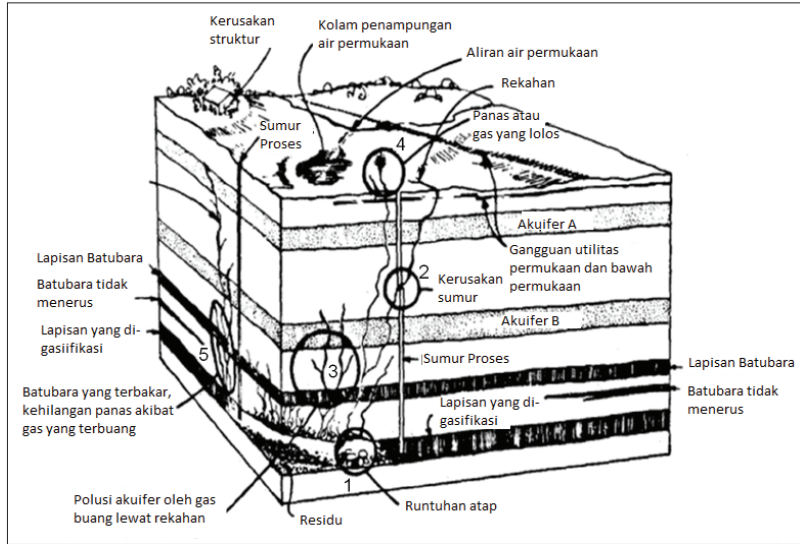
Sumber: Perkins & Sahajwalla (2007)

Gambar 4.1 Skema Kegiatan UCG

UCG dikenal sebagai teknologi batubara bersih (*clean coal technology*) karena polutan yang dihasilkan terkubur di bawah tanah. Selain itu, batubara di bawah tanah akan langsung dikonversi menjadi gas sehingga kegiatan UCG tidak melibatkan aktivitas penambangan, transportasi, pengeringan, penggerusan, pengumpanan, dan penghilangan abu seperti yang ada di penambangan konvensional ataupun di proses gasifikasi permukaan. Hal ini membuat UCG memerlukan biaya investasi modal yang lebih rendah, jika dibandingkan dengan penambangan konvensional sehingga teknologi ini bisa dijadikan alternatif lain dari bentuk ekstraksi batubara untuk lapisan batubara yang dalam atau tidak ekonomis. Terlepas dari semua kelebihan yang disebutkan sebelumnya, UCG dalam kegiatan operasionalnya mempunyai potensi dampak negatif terhadap lingkungan. Dampak yang mungkin terjadi berupa pembakaran tidak terkendali (*uncontrolled fire*), lubang bulat

Buku ini tidak diperjualbelikan.

(*sinkhole*) dan amblesan (*subsidence*), pencemaran air tanah, dan emisi udara (Gambar 4.2). Dari keempat dampak tersebut, masalah amblesan, rambatan panas, serta pencemaran air tanah merupakan masalah paling penting.



Sumber: Ellison & Schubert (1981) dalam Bhutto dkk. (2013)

Gambar 4.2 Potensi Dampak Amblesan UCG

B. ASPEK GEOTEKNIK DALAM UCG

Pemilihan lokasi yang cocok untuk kegiatan UCG ditentukan, antara lain oleh faktor geologi, geoteknik, dan hidrogeologis. Faktor geologi terdiri atas eksplorasi, karakterisasi batuan penutup, dan struktur geologi; sedangkan geoteknik mencakup penentuan kekuatan, deformasi, dan bidang diskontinu massa batuan lapisan penutup. Faktor hidrogeologis mencakup penentuan tekanan air tanah dan karakteristik air tanah (*groundwater regime*). Selain itu, beberapa isu lain perlu juga dikaji sebelum kegiatan UCG dilakukan, yaitu teknik dan sementasi pengeboran, teknologi proses gasifikasi, penggunaan gas yang dihasilkan, lingkungan dan keselamatan, serta keekonomian (Younger, 2011).

Aspek geoteknik juga termasuk salah satu isu lingkungan yang perlu dikaji. Informasi berupa penampang bor, muka air tanah, percontohan inti batuan akan terkait langsung dengan studi geoteknik yang dilakukan. Pengujian percontohan batuan juga dilakukan di laboratorium untuk mendapatkan data geoteknik batuan. Semua informasi yang dibutuhkan dalam kajian geoteknik tidak berbeda jauh dengan kasus tambang bawah permukaan, namun pada kegiatan UCG pengaruh suhu menjadi fokus utama.

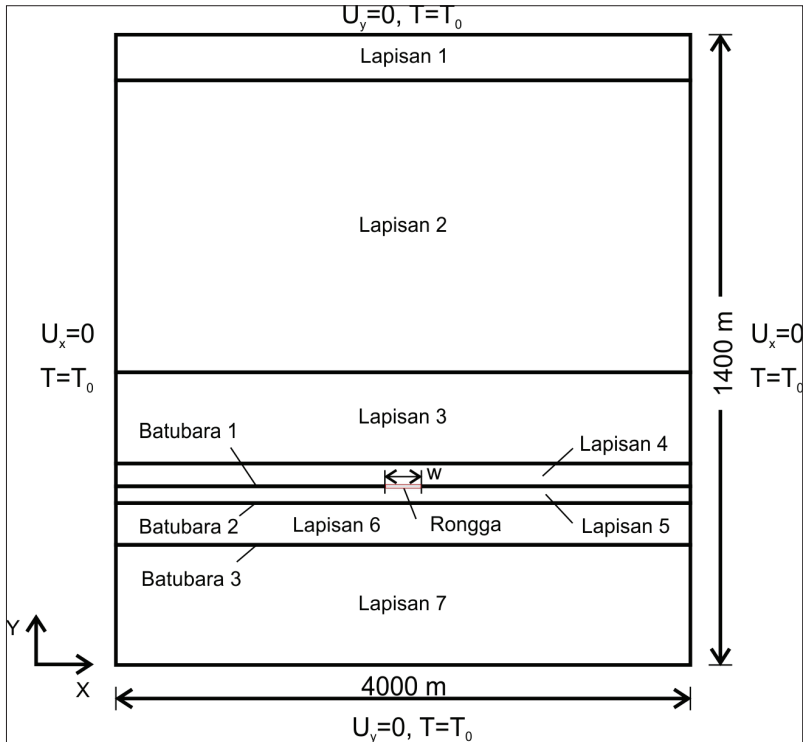
Parameter seperti sifat fisik batuan (kadar air, berat jenis, densitas, porositas), kekuatan batuan (kuat tekan, modulus Young, nisbah Poissons, kohesi, sudut geser dalam), serta karakterisasi massa batuan dengan metode *rock mass rating* (RMR) atau *Q-system* masih diperlukan. Perbedaannya terletak pada pengaruh suhu batuan sehingga parameter suhu, seperti *specific heat*, konduktivitas panas, *thermal expansion* sangat diperlukan. Untuk itu, pengujian laboratorium terkait parameter tersebut harus dilakukan. Metode pemodelan numerik pada kegiatan UCG berbeda dari kasus tambang dalam pada umumnya. Pada kasus tambang bawah permukaan digunakan metode pemodelan numerik *mechanical* dan *hydro-mechanical*, sedangkan untuk memprediksi amblesan dan rambatan panas pada kegiatan UCG digunakan metode numerik dengan pendekatan *thermo-mechanical* dan *thermo-hydro-mechanical*. Pendekatan ini mirip dengan kajian yang dilakukan pada desain reaktor penyimpanan sampah radioaktif (Hudson dkk., 2009; Rutqvist dkk., 2009). Simulasi amblesan dan rambatan panas yang dilakukan telah mempertimbangkan aliran fluida di bawah pengaruh tekanan formasi dan air tanah (Neuzil, 2012; Zhang dkk., 2007; Zoback, 2010).

Perangkat lunak aplikasi yang sering dipakai sebagai alat bantu untuk menjalankan analisis numerik juga beragam, yaitu ANSYS (berbasis *finite element method*), ABAQUS (berbasis *finite element method*), serta FLAC dan FLAC 3D (berbasis *finite difference method*). Tulisan ini membahas beberapa studi kasus kegiatan UCG yang telah dilakukan di beberapa negara untuk mengetahui pentingnya kajian geoteknik UCG, yang meliputi model numerik, perangkat lunak yang digunakan, beserta hasil analisis yang didapatkan.

C. STUDI KASUS UCG DI BEBERAPA NEGARA

1. Jerman

Tian dan Ziegler (2013) melakukan penelitian untuk melihat pengaruh suhu terhadap kekuatan batuan serta melakukan analisis rambatan panas dan amblesan. Lokasi kajian berada di daerah Munsterland Basin (North of North-Rhine Westphalia), Jerman. Perangkat lunak aplikasi sebagai alat bantu adalah ABAQUS untuk melakukan analisis *thermo-mechanical*. Model geometrinya dapat dilihat pada Gambar 4.3 Litologi batuan lapisan penutupnya dapat dilihat pada Tabel 4.1 Parameter termal dan geoteknik batuan dapat dilihat pada Tabel 4.2.



Sumber: Tian & Ziegler (2013)

Gambar 4.3 Geometri dan kondisi batas model numerik yang digunakan.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Tabel 4.1 Litologi Batuan Lapisan Penutup

Penomoran Lapisan	Dasar lapisan (m)	Ketebalan (m)	Pemerian
Permukaan	0	-	-
Lapisan 1	-100	100	Napal-pasiran
Lapisan 2	- 750	650	Marlit
Lapisan 3	-950	200	Batugamping
Lapisan 4	-1000	50	Batulempung
Batubara 1	-1003	3	Batubara
Lapisan 5	-1037	34	Batulempung
Batubara 2	-1039	2	Batubara
Lapisan 6	-1129	90	Batulempung
Batubara 3	-1131	2	Batubara
Lapisan 7	-1400	269	Batulempung

Tabel 4.2 Parameter Termal dan Geoteknik Batuan pada Suhu Kamar

Geo material	ρ (kg/m ³)	E (GPa)	u	c (MPa)	ϕ (°)	α (1×10 ⁻⁶ /°C)	λ (Wm ⁻¹ K ⁻¹)	
Napal-pasiran	2000	0,1	0,38	0	30	-	-	-
Marlit	2350	10	0,33	0,06	25	-	-	-
Batugamping	2500	20	0,2	6	40	9	1,2	800
Batulempung	2600	1,5	0,3	1,5	32	5	2,0	800
Batubara	1500	1,0	0,35	1	30	3	0,3	1000

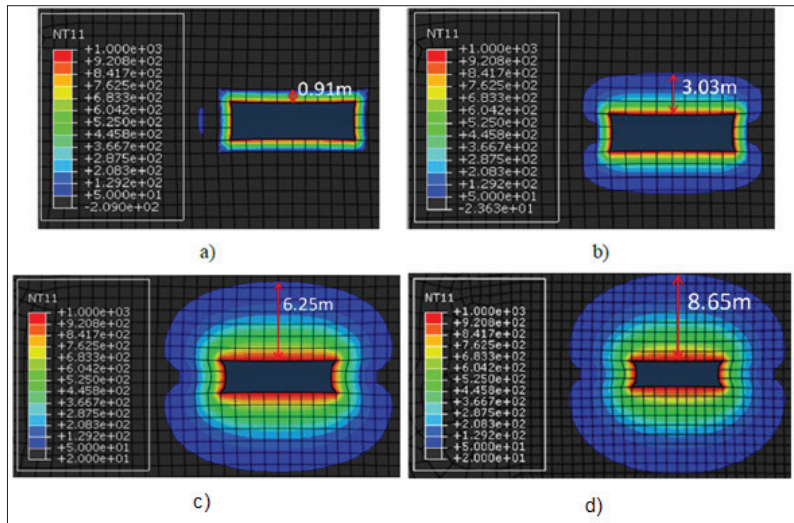
Sumber: Tian & Ziegler (2013)

Hasil analisis yang diperoleh mencakup rambatan panas di sekitar lubang bukaan dan amblesan di permukaan seperti terlihat pada Gambar 4.4 dan 4.5. Adapun bentuk rongga ditentukan berbentuk segi empat dengan dimensi sebesar 18x3 m² dan waktu rambatan diambil sebesar 1, 20, 50, dan 100 hari. Hasil simulasi rambatan panas yang diperoleh berupa distribusi suhu di sekitar rongga reaktor UCG (Gambar 4.4). Waktu rambatan panas diambil selama 1, 20, 50, dan 100 hari pada suhu tinggi (>50°C).

Rambatan panas di bagian atap dan lantai rongga terjadi sepanjang 0,91 m untuk waktu 1 hari; 3,03 m untuk waktu 20 hari; 6,25 m untuk waktu 50 hari; dan 8,65 m untuk waktu 100 hari. Rambatan panas

yang terjadi di bagian dinding besarnya konstan untuk variasi waktu yang ditentukan.

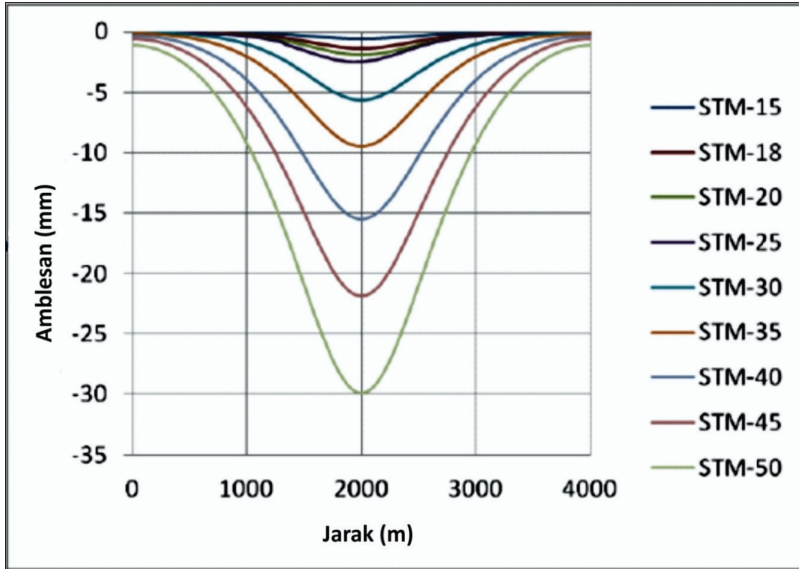
Profil amblesan permukaan menggunakan dua skenario, yaitu skenario *mechanical* (M) dan *sequential thermo-mechanical* (STM) dengan lebar lubang reaktor sebesar 30 m. Profil amblesan terlihat mirip untuk kedua skenario tersebut, namun nilai amblesan lebih besar untuk skenario STM-30, yaitu sebesar 5,7 mm dibanding dengan skenario M-30 (5,3 mm) pada jarak sebesar 2.000 m (Gambar 4.5). Nilai amblesan di permukaan akan naik dengan bertambahnya lebar lubang reaktor pada jarak 2.000 m, yaitu dari 15–50 m (Gambar 4.6).



Keterangan: a) 1 Hari, b) 20 Hari, c) 50 Hari, d) 100 Hari

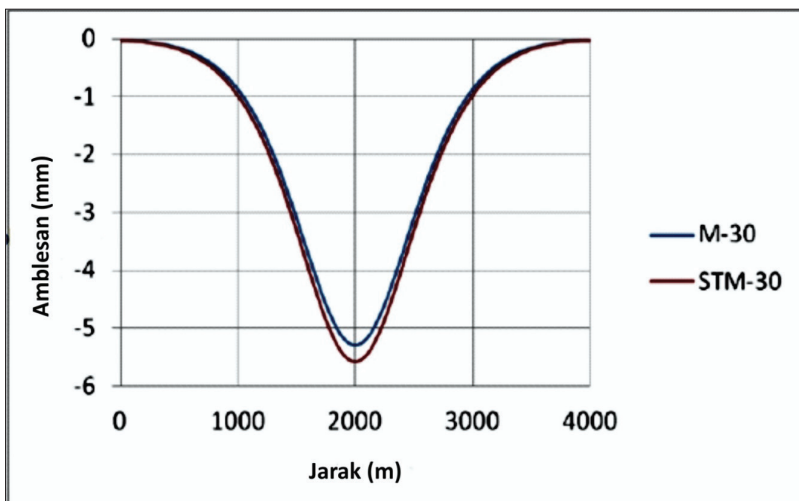
Sumber: Dimodifikasi dari Tian & Ziegler (2013)

Gambar 4.4 Distribusi Suhu (dalam °C) di Sekitar Lubang Reaktor



Sumber: Dimodifikasi dari Tian & Ziegler (2013)

Gambar 4.5 Profil Amblesan Permukaan untuk Variasi Lebar Lubang Bukaan yang Berbeda.



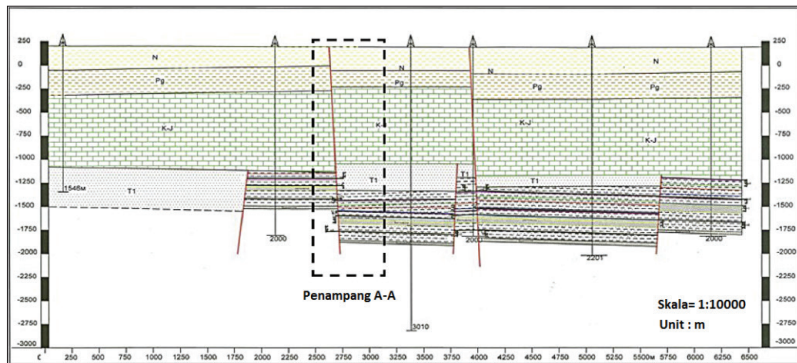
Sumber: Dimodifikasi dari Tian & Ziegler (2013)

Gambar 4.6 Profil Amblesan Permukaan untuk Skenario M-30 dan STM-30

Buku ini tidak diperjualbelikan.

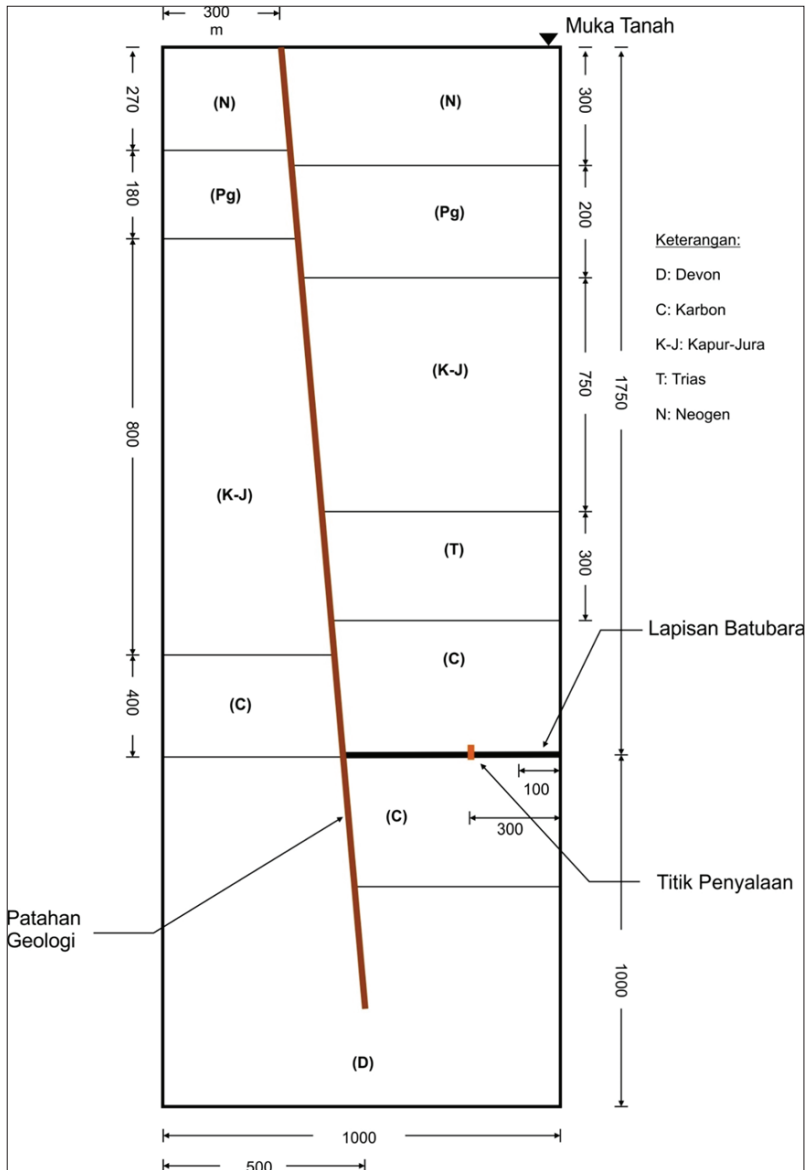
2. Bulgaria

Yang dkk. (2014) melakukan penelitian mengenai amblesan dan rambatan panas di lokasi UCG di daerah Bulgaria. Perangkat lunak aplikasi yang digunakan adalah ABAQUS untuk melakukan analisis *thermo-mechanical*. Model geometrinya dapat dilihat pada Gambar 4.7. Geometri dan kondisi batas dari model numerik dapat dilihat pada Gambar 4.8. Parameter panas dan geoteknik batuan dapat dilihat pada Tabel 4.3.



Sumber: Dimodifikasi dari Yang dkk. (2014)

Gambar 4.7 Penampang Geologi Lokasi UCG



Sumber: Dimodifikasi dari Yang dkk. (2014)

Gambar 4.8 Geometri dan kondisi batas berdasarkan model numerik yang dipakai.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Tabel 4.3 Parameter panas dan geoteknik batuan yang digunakan.

Umur Geologi	Suhu (°C)	Densitas, ρ (kg/m ³)	Modulus Elastisitas, E (GPa)	Nisbah Poisson, ν	Panas Spesifik, c (J/kg°C)	Konduktivitas Panas, K (W/m°C)	Eksansi Panas, α (1/°C)
Neogen (N)	0	2440	55,28	0,27	1152	1,84	8,40x10 ⁻⁶
	600	2404	14,27	0,27	1664	0,37	1,15x10 ⁻⁶
Paleogen (Pg)	0	2471	40,1	0,26	1007	1,96	9,18x10 ⁻⁶
	600	2467	10,2	0,26	1343	0,42	0,87x10 ⁻⁶
Kapur Bawah-Jura Atas (K-J)	0	2350	8,0	0,31	1530	1,60	6,00x10 ⁻⁶
	600	2256	35,2	0,31	2540	0,32	2,28x10 ⁻⁶
Trias (T)	0	2350	80,0	0,31	1530	1,60	6,00x10 ⁻⁶
	600	2256	24,0	0,31	2540	0,32	2,28x10 ⁻⁶
Kapur (C)	0	2465	29,9	0,22	1070	2,00	8,40x10 ⁻⁶
	600	2465	10,9	0,22	1532	0,50	1,49x10 ⁻⁶
Devon (D)	0	2350	80,0	0,31	1530	1,60	6,00x10 ⁻⁶
	600	2256	24,0	0,31	2540	0,32	2,28x10 ⁻⁶
Batubara	0	1500	4,0	0,3	800	0,27	5x10 ⁻⁶
	400	1500	0,12	0,3	1120	0,81	1.5x10 ⁻⁶
	1000	750	0,000012	0,3	960	0,025	1.5x10 ⁻⁶

Sumber: Dimodifikasi dari Yang dkk. (2014)

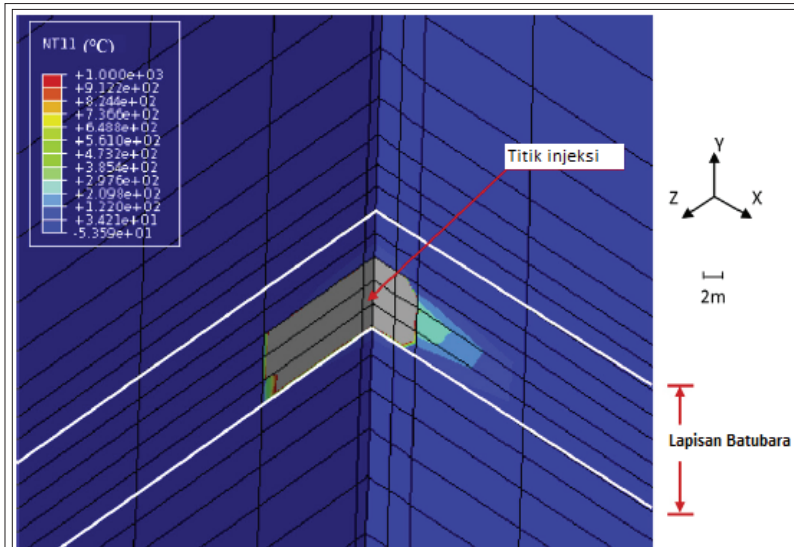
Buku ini tidak diperjualbelikan.

Hasil analisis yang diperoleh mencakup distribusi suhu, perpindahan, dan tegangan di sekitar rongga UCG serta amblesan di permukaan. Distribusi suhu di sekitar lubang reaktor menjelaskan fenomena rambatan panas yang terjadi akibat proses gasifikasi di dalam reaktor UCG. Warna abu-abu pada Gambar 4.9 merupakan bentuk rongga yang terbentuk setelah dua dan tiga hari penyalan dengan kontur warna di sekitar rongga UCG menjelaskan distribusi suhu yang terbentuk akibat rambatan panas. Kontur dengan warna merah menjelaskan suhu tinggi yang terbentuk di sekitar rongga UCG, dengan suhu tinggi yang terbentuk masih tipis. Ketebalan rongga yang terbentuk dalam lapisan batubara selama dua dan tiga hari sebesar 6 m.

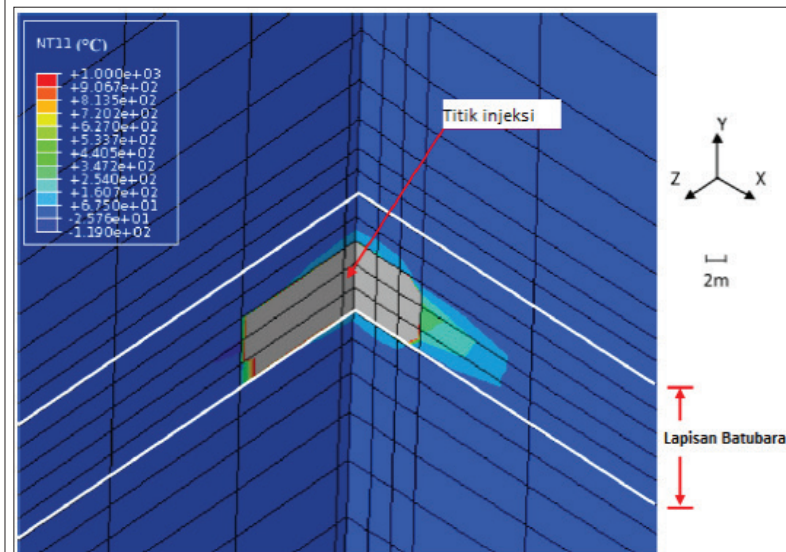
Perpindahan dinding batuan terjadi akibat bertambah besarnya rongga di dalam lapisan batubara yang tergasifikasi. Distribusi perpindahan yang terjadi di sekitar rongga UCG diamati pada hari pertama, kedua, dan ketiga setelah penyalan dengan perpindahan arah vertikal yang menjadi fokus pengamatan. Nilai maksimum perpindahan vertikal diperoleh sebesar 23 mm untuk hari pertama, 49 mm hari kedua, dan 73 mm hari ketiga. Titik pengamatan berada di atas titik injeksi (Gambar 4.10).

Pertambahan volume rongga di dalam lapisan batubara yang tergasifikasi juga menimbulkan perubahan tegangan yang terinduksi akibat panas yang dihasilkan. Distribusi tegangan yang terjadi di sekitar rongga UCG pada lapisan atas batuan penutup juga diamati pada hari pertama, kedua, dan ketiga setelah penyalan. Nilai tegangan diperoleh sebesar 20 MPa untuk hari pertama, 22 MPa untuk hari kedua, dan 24 MPa untuk hari ketiga. Distribusi tegangan pada lapisan bawah batuan penutup tidak mengalami perubahan signifikan. Titik pengamatan berada di atas titik injeksi (Gambar 4.11).

Amblesan di permukaan terjadi akibat pertambahan volume rongga UCG di lapisan batubara yang tergasifikasi. Hasil simulasi amblesan ditunjukkan oleh nilai perpindahan arah vertikal di titik pengamatan pada bagian atas model numerik. Nilai amblesan diperoleh sebesar 0,025 mm untuk hari pertama dan 0,08 mm untuk hari ketiga. Nilai ini terlalu kecil jika dibandingkan dengan ketebalan lapisan batuan penutup sebesar 1750 m.



a. Setelah 2 Hari

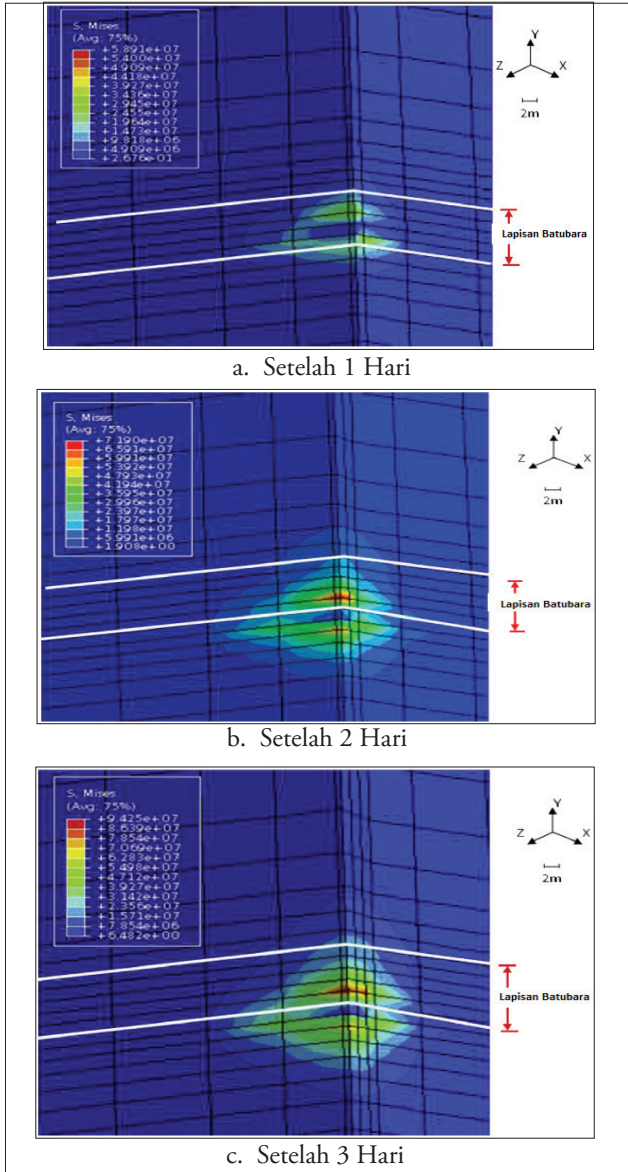


b. Setelah 3 Hari

Sumber: Dimodifikasi dari Yang dkk. (2014)

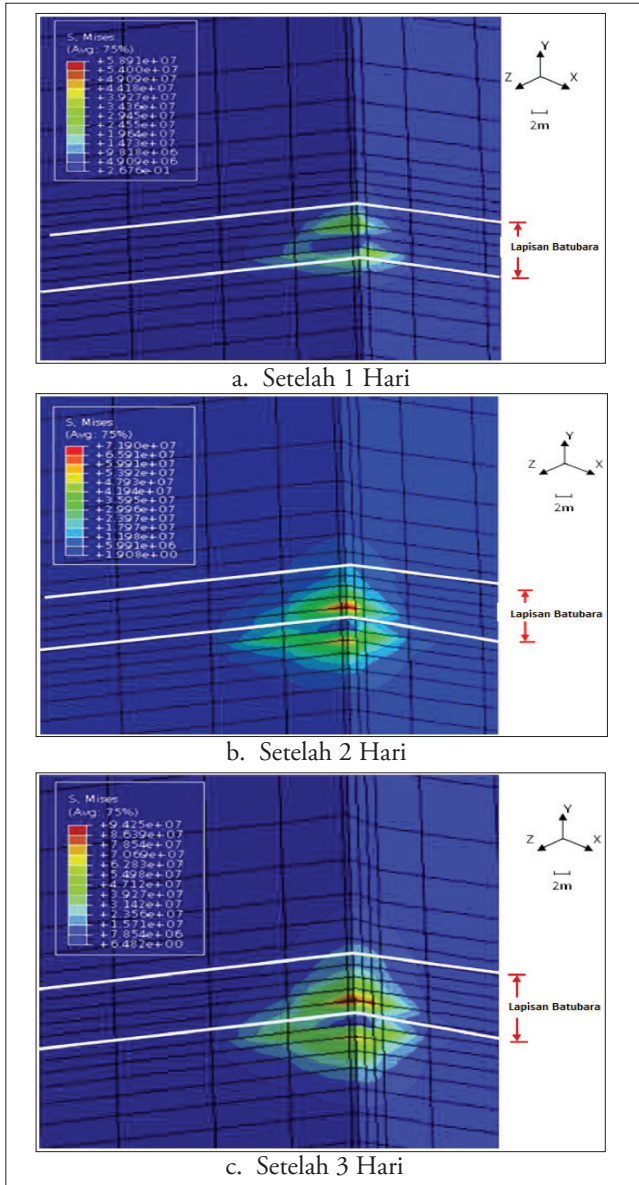
Gambar 4.9 Distribusi Suhu di Sekitar Rongga UCG

Buku ini tidak diperjualbelikan.



Sumber: Dimodifikasi dari Yang dkk. (2014)

Gambar 4.10 Distribusi Perpindahan di Sekitar Rongga UCG



Sumber: Dimodifikasi dari Yang dkk. (2014)

Gambar 4.11 Distribusi Tegangan di Sekitar Rongga UGC

Buku ini tidak diperjualbelikan.

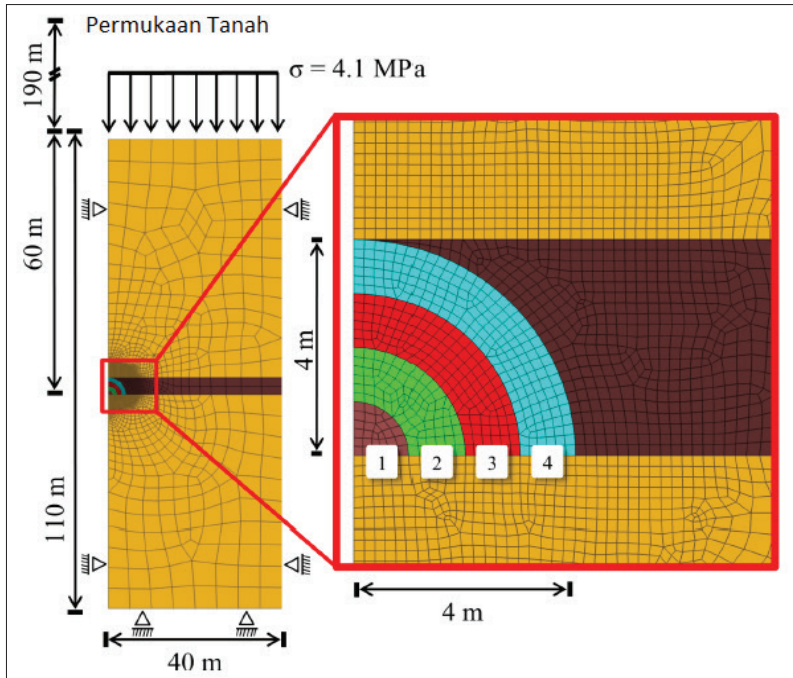
3. Amerika Serikat

Otto dan Kempka (2015) melakukan penelitian mengenai rambatan panas dan pengaruhnya terhadap perubahan permeabilitas lapisan batuan pengapit di sekitar lapisan batubara. Lokasi kajian menggunakan data Hanna *trial* UCG di Amerika Serikat. Perangkat lunak aplikasi yang digunakan adalah FLAC3D untuk melakukan analisis *thermo-mechanical*. Model geometrinya dapat dilihat pada Gambar 4.12. Parameter termal dan geoteknik batuan dapat dilihat pada Tabel 4.4.

Tabel 4.4 Parameter Termal dan Geoteknik Batuan di Sekitar Lubang Bukaan

Parameter Masukan	Satuan	Batupasir	Batubara
Parameter Mekanik			
Modulus Elastisitas (E) $f(T)$	GPa	4	2
Kuat Tarik (σ_c) $f(T)$	MPa	5	0,27
Sudut geser (ϕ) (konstanta untuk batuan)	0	32	20
Kohesi (c) (konstanta untuk batuan)	MPa	5	0,1
Nisbah Poisson (ν) (konstanta)	-	0,35	0,44
Densitas (ρ) (konstanta)	kg/m ³	2200	1300
Parameter Panas			
Koefisien Ekspansi Panas Linear (α) $f(T)$	K ⁻¹	1,6 x 10 ⁻⁵	5,0 x 10 ⁻⁶
Kapasitas Panas Spesifik (C_p) $f(T)$	J/kg K	1363	2000
Konduktivitas Panas (λ) $f(T)$	W/m/K	2,30	0,23

Sumber: Dimodifikasi dari Otto & Kempka (2015)



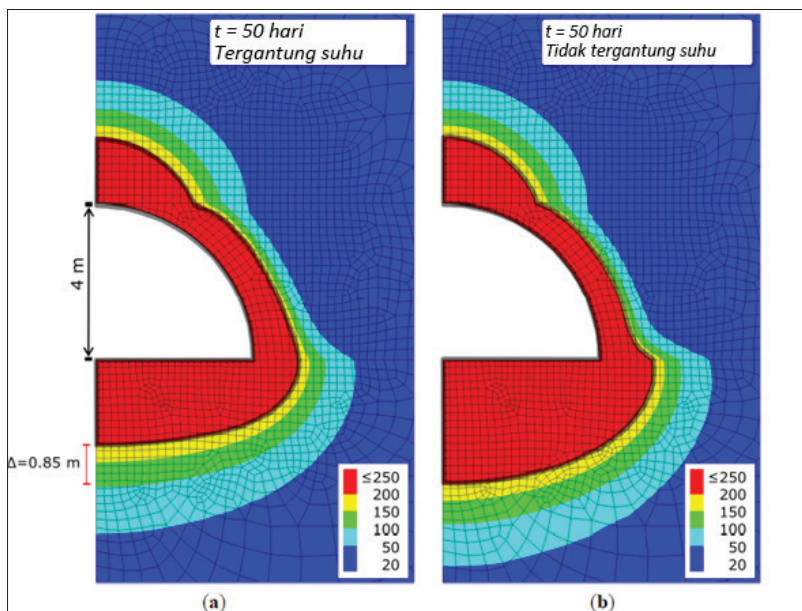
Sumber: Dimodifikasi dari Otto & Kempka (2015)

Gambar 4.12 Geometri dan kondisi batas dari model numerik yang dipakai.

Hasil analisis yang diperoleh mencakup rambatan panas, perpindahan, tegangan, serta permeabilitas di sekitar lubang bukaan. Skenario simulasi yang digunakan terdiri atas *temperature dependent material properties* dan *temperature independent material properties*; yang pertama merupakan kondisi dengan parameter material yang digunakan dalam simulasi dipengaruhi oleh faktor suhu, sedangkan yang kedua merupakan kondisi dengan parameter material yang digunakan dalam simulasi tidak dipengaruhi oleh faktor suhu. Distribusi suhu di sekitar lubang reaktor menjelaskan fenomena rambatan panas yang terjadi akibat proses gasifikasi dalam reaktor UCG. Hasil simulasi menunjukkan suhu di sekitar lubang reaktor mencapai sekitar 250°C yang merambat sekitar 1 m di bagian atas dan 2 m di bagian lantai

Buku ini tidak diperjualbelikan.

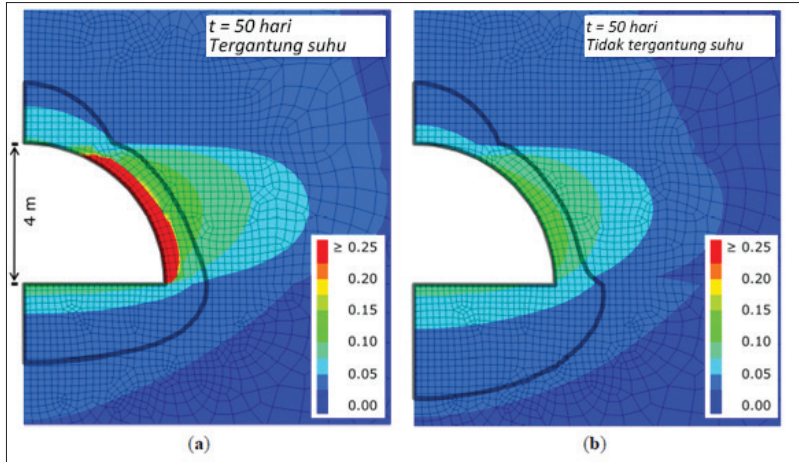
lubang (Gambar 4.13). Distribusi perpindahan yang terjadi di bagian atap lubang reaktor biasanya terkait dengan potensi amblesan yang bisa terjadi di permukaan tanah. Hasil simulasi menunjukkan perpindahan yang terjadi sekitar $>0,25$ m di bagian dinding atas (*hanging wall*), $0,05$ m di bagian atap, dan $0,15$ m di bagian lantai dari lubang reaktor. Nilai perpindahan sekitar $0,05$ m atau 5 cm di bagian atap menunjukkan bahwa potensi amblesan di lokasi ini kecil (Gambar 4.14).



Keterangan: a) Tergantung Suhu, b) Tidak Tergantung Suhu

Sumber: Dimodifikasi dari Otto & Kempka (2015)

Gambar 4.13 Distribusi Suhu di Sekitar Lubang Setelah 50 Hari Penyalaan

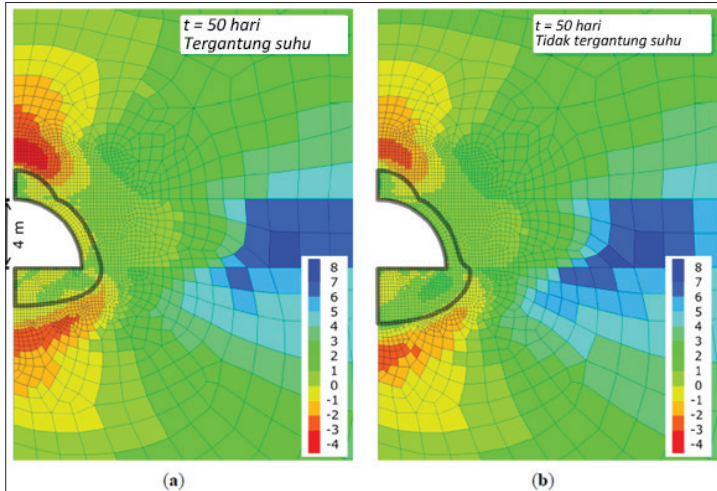


Keterangan: a) Tergantung Suhu, b) Tidak Tergantung Suhu

Sumber: Dimodifikasi dari Otto & Kempka (2015)

Gambar 4.14 Distribusi Perpindahan Total di Sekitar Lubang Setelah 50 Hari

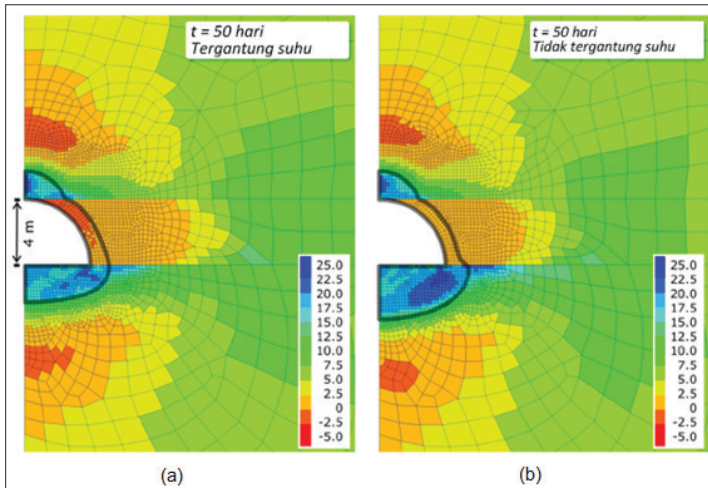
Distribusi tegangan yang terjadi di sekitar lubang reaktor terdiri atas distribusi tegangan utama maksimum (σ_1) dan minimum (σ_3). Hasil simulasi menunjukkan efek lengkungan (*arching*) terjadi pada jarak lateral sebesar 10 m dari batas lubang reaktor yang pada jarak ini nilai tegangan utama minimum sebesar 8 MPa. Kegagalan tarik terjadi pada bagian atas pada jarak sekitar 1 m serta di bagian lantai pada jarak sekitar 2 m dari batas lubang reaktor dengan nilai tegangan utama minimum di daerah ini sebesar -4 MPa (Gambar 4.15). Nilai tegangan utama maksimum terjadi sebesar 25 MPa di bagian atas maupun di bagian lantai lubang reaktor tempat efek lengkungan juga terjadi di daerah ini dan menyebabkan kegagalan tarik pada jarak sekitar 3 m di bagian atas dan 4 m di bagian lantai serta di bagian dinding atas. Nilai tegangan utama minimum di daerah ini sebesar -5 MPa (Gambar 4.16).



Keterangan: a) Tergantung Suhu, b) Tidak Tergantung Suhu

Sumber: Dimodifikasi dari Otto & Kempka (2015)

Gambar 4.15 Distribusi Tegangan Utama Minimum (σ_3) di Sekitar Lubang Setelah 50 Hari

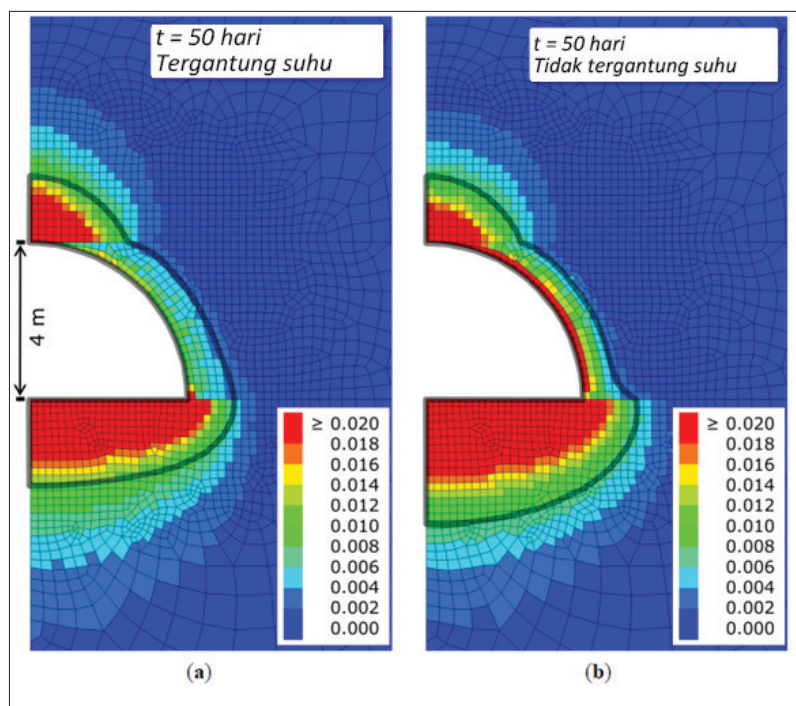


Keterangan: a) Tergantung Suhu, b) Tidak Tergantung Suhu

Sumber: Dimodifikasi dari Otto & Kempka (2015)

Gambar 4.16 Distribusi Tegangan Utama Maksimum (σ_1) di Sekitar Lubang Setelah 50 Hari

Perubahan nilai permeabilitas dan porositas dari batuan pengapit di sekitar lubang reaktor UCG dapat dilihat dari nilai *volumetric strain increment*-nya (Gambar 4.17). Perubahan nilai permeabilitas dan porositas akan memengaruhi arah aliran fluida dari lubang reaktor ke batuan pengapitnya dan sebaliknya. Nilai *volumetric strain increment* >2% (warna merah) terjadi di bagian atap setinggi 2 m, di bagian lantai setinggi 3 m. Penambahan nilai *volumetric strain increment* akan menyebabkan nilai permeabilitas batuan di sekitar lubang reaktor meningkat, namun potensi untuk menyebabkan terjadinya aliran air tanah ke dalam maupun aliran gas keluar lubang reaktor kecil sekali karena tebal batuan pengapitnya sebesar 60 m.

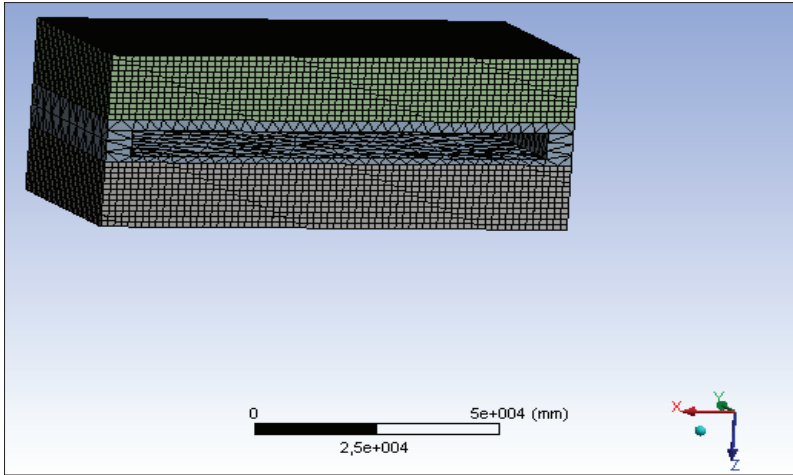


Keterangan: a) Tergantung Suhu, b) Tidak Tergantung Suhu

Sumber: Dimodifikasi dari Otto & Kempka (2015)

Gambar 4.17 Distribusi *Volumetric Strain Increment* di Sekitar Lubang Bukaan

Buku ini tidak diperjualbelikan.



Sumber: Zufahmi (2017)

Gambar 4.18 Bentuk Model Batuan Pengapit dan Batubara

4. Indonesia

Saat ini, Puslitbang *tekMIRA* sudah masuk ke dalam tahapan eksplorasi dan karakterisasi lokasi UCG serta pengujian percontohan inti di laboratorium. Setelah tahapan ini selesai, kegiatan dilanjutkan ke tahapan pembuatan model numerik. Pemodelan sederhana untuk mengetahui kondisi batuan di lokasi rencana *pilot plant* UCG di Kabupaten Musi Banyuasin telah dilakukan (Zulfahmi, 2017). Pemilihan geometri pemodelan numerik disesuaikan dengan luasan areal yang akan menjadi lokasi pembuatan *pilot plant* UCG. Bentuk model difokuskan pada kekuatan lapisan batuan pengapit dan pengaruh beban termal panas yang ditimbulkan oleh proses gasifikasi batubara. Data sifat fisik dan mekanik batuan yang digunakan dalam penelitian ini berdasarkan data uji laboratorium dengan didukung oleh data sekunder (parameter termal batuan). Perangkat lunak yang digunakan adalah Ansys versi 16 dengan sistem analisis menggunakan *static structural*. Penyederhanaan model dilakukan dengan asumsi bahwa material bersifat *elastic isotropic* serta beban thermal juga bersifat *isotropic*.

Dalam pemodelan tiga dimensi, variasi litologi dianggap mempunyai karakteristik yang sama. Tebal lapisan batubara D di lokasi penelitian berkisar antara 9–10 m. Pada model ini, bentuk persegi panjang digunakan dengan ukuran $100 \times 50 \times 10 \text{ m}^3$. Tebal lapisan batuan disimulasikan untuk mengetahui deformasi yang terjadi pada areal dengan dimensi yang sama. Kondisi batas model untuk bidang bawah dianggap tetap (*fixed support*), sedangkan sisi vertikal kiri, kanan, dan belakang dianggap dapat bergerak bebas vertikal namun tidak bisa horizontal (*frictionless support*). Untuk melihat perubahan bentuk model, bidang muka dibiarkan bebas. Model numerik yang dibuat dianggap telah terjadi proses gasifikasi dengan kondisi telah membentuk rongga yang mempunyai dimensi panjang, lebar, dan tinggi $89 \text{ m} \times 45 \text{ m} \times 6 \text{ m}$ dan dianggap tidak ada penyangga pada rongga tersebut. Elemen yang digunakan diskritisasi sampai 58.000 elemen dengan ukuran 6.000 mm arah horizontal dan vertikal. Penerapan *mesh* terstruktur memungkinkan untuk perbaikan jaringan yang sesuai demi menjaga akurasi numerik di sekitar *gasifier* UCG. Gambar 4.18 menunjukkan bentuk model batuan pengapit dan batubara yang telah diskritisasi. Kondisi batas tegangan di atas lapisan batuan pengapit dianggap sebagai tegangan vertikal yang besarnya menyesuaikan dengan kedalaman lapisan batuan tersebut dari permukaan. Tegangan *in situ* batuan penutup terdiri atas tegangan vertikal (σ_v) dan tegangan horizontal (σ_h). Nilai tegangan vertikal, tegangan horizontal, dan koefisien tekanan lateral (K_0) ditentukan dengan rumus 4.1 (Rai dkk., 2011):

$$\sigma_v = \gamma H : K_0 = \frac{\sigma_h}{\sigma_v} = \frac{\nu}{1-\nu} ; \sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v \quad (4.1)$$

Keterangan:

σ_v = tegangan vertikal berasal dari tegangan tanah penutup yang menunjukkan angka sekitar 4000–5000 kPa (4–5 MPa) pada lapisan batuan D.

σ_h = tegangan horizontal (MPa)

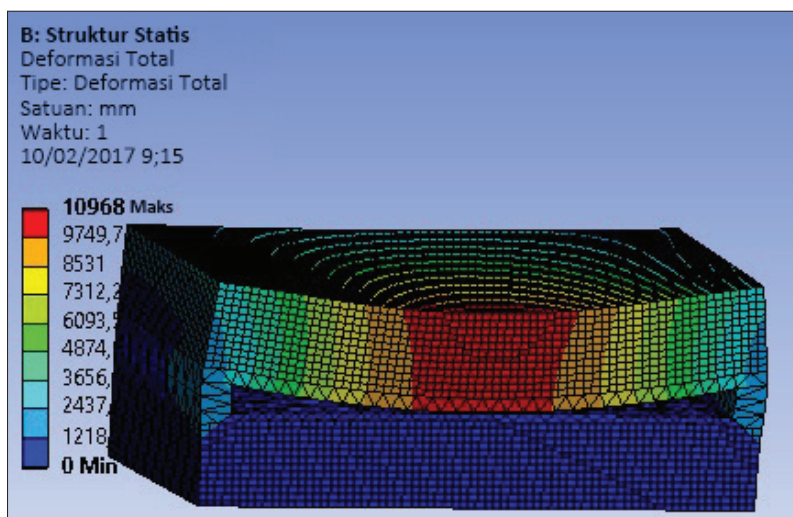
K_0 = koefisien tekanan lateral batuan pada kondisi diam

ν = nisbah Poisson

H = kedalaman lapisan batuan penutup (m)

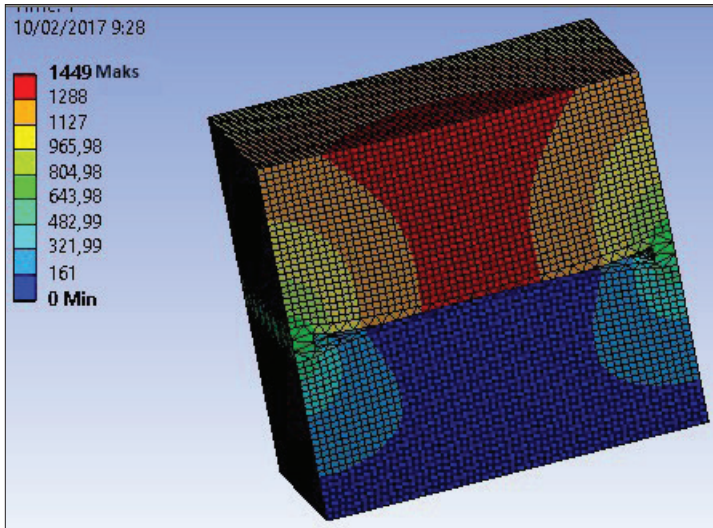
γ = densitas batuan (kg/cm^3)

Data karakteristik termal batuan seperti koefisien ekspansi *thermal linier*, kapasitas panas spesifik, dan konduktivitas termal untuk masing-masing batuan telah dimodelkan berdasarkan beberapa pe-laahan yang telah dilakukan oleh beberapa peneliti (Eppelbaum dkk., 2014; Min, 1983; Otto & Kempka, 2015; Tian & Ziegler, 2013). Adapun data sifat fisik, mekanik, dan dinamik batuan diperoleh dari hasil penelitian. Kondisi suhu disesuaikan dengan pengujian yang telah dilakukan, yaitu suhu kamar (30°C) sampai 1.100°C. Dengan melakukan beberapa simulasi terhadap variasi ketebalan lapisan batuan pengapit, dapat diketahui besarnya penurunan tanah yang akan terjadi pada lokasi penelitian. Dari hasil pemodelan ini, dapat diketahui nilai maksimum dan minimum deformasi yang terjadi serta bentuk visual model tiga dimensi. Gambar 4.19–Gambar 4.23 menggambarkan bentuk perubahan model batuan pengapit pada setiap perubahan ketebalan lapisan.



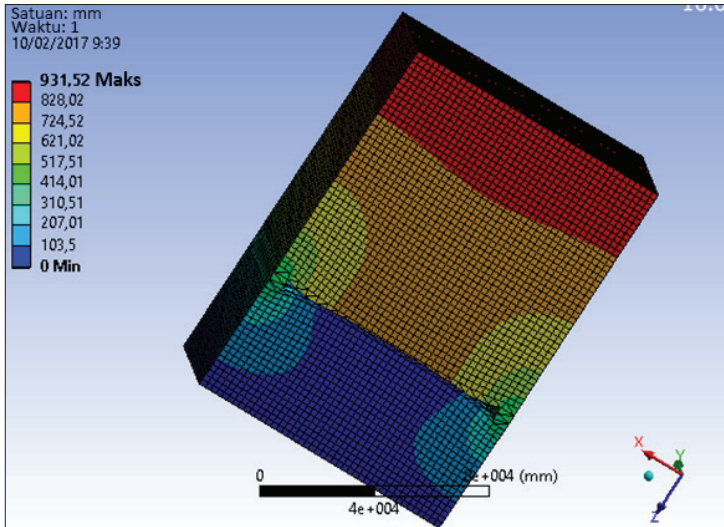
Sumber: Zulfahmi (2017)

Gambar 4.19 Bentuk model lapisan batuan pengapit setelah diberi beban termal dan *in situ* (tebal lapisan pengapit 15 m dan batubara 10 m).



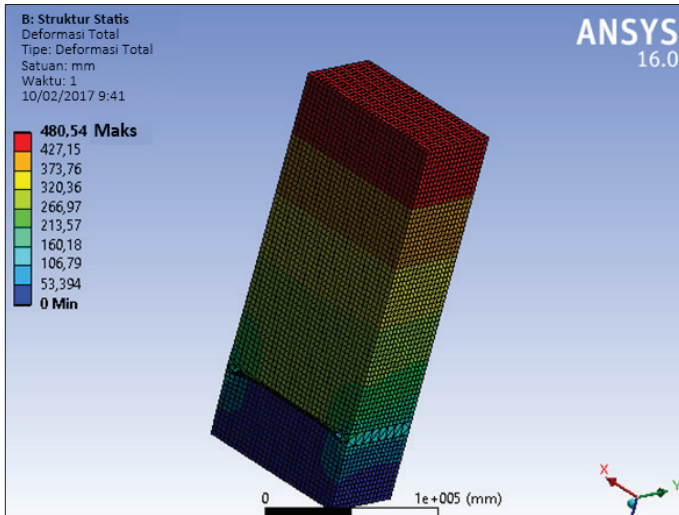
Sumber: Zulfahmi (2017)

Gambar 4.20 Bentuk model lapisan batuan pengapit setelah diberi beban termal dan *in situ* (tebal lapisan pengapit 50 m dan batubara 10 m).



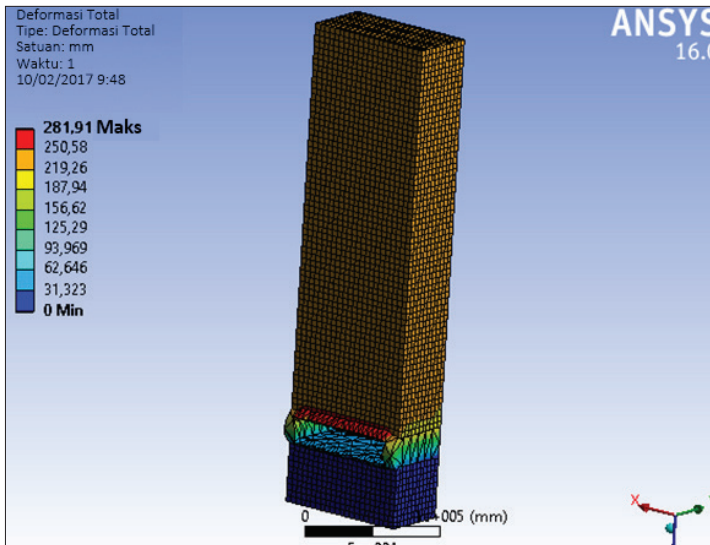
Sumber: Zulfahmi (2017)

Gambar 4.21 Model lapisan batuan pengapit setelah diberi beban termal dan *in situ* (tebal lapisan pengapit 100 m dan batubara 10 m).



Sumber: Zulfahmi (2017)

Gambar 4.22 Model lapisan batuan pengapit setelah diberi beban termal dan *in situ* (tebal lapisan pengapit 200 m dan batubara 10 m).



Sumber: Zulfahmi (2017)

Gambar 4.23 Model lapisan batuan pengapit setelah diberi beban termal dan *in situ* (tebal lapisan pengapit 275 m dan batubara 10 m).

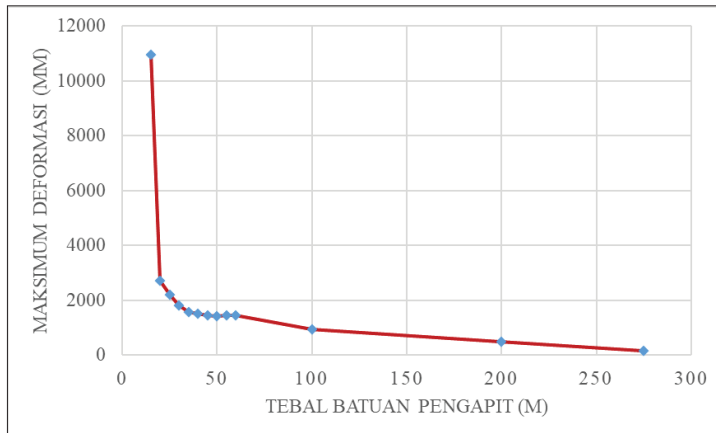
Buku ini tidak diperjualbelikan.

Dari pemodelan tersebut, dapat diketahui deformasi batuan yang terjadi akibat panas terhadap ketebalan batuan pengapit seperti yang dirangkum dalam Tabel 4.5.

Tabel 4.5 Deformasi Batuan untuk Variasi Ketebalan Atap Batuan Pengapit

No.	Tebal Batuan Pengapit (m)	Maksimum Total Deformasi (mm)
1	15	10.968,0
2	20	2.702,2
3	25	2.190,3
4	30	1.799,0
5	35	1.583,4
6	40	1.493,7
7	45	1.449,0
8	50	1.432,7
9	55	1.435,1
10	60	1.449,2
11	100	931,5
12	200	480,5
13	275	156,5

Sumber: Zulfahmi (2017)



Sumber: Zulfahmi (2017)

Gambar 4.24 Penurunan Deformasi Terhadap Peningkatan Ketebalan Batuan Pengapit

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Deformasi akan semakin menurun seiring dengan semakin tebalnya batuan pengapit (*cap rock*) yang berfungsi sebagai pelindung gasifier pada proses UCG. Gambar 4.24 menunjukkan grafik penurunan deformasi terhadap peningkatan ketebalan batuan pengapit.

5. Perbandingan Studi Kasus di Empat Negara (Jerman, Bulgaria, Amerika Serikat, Indonesia)

Dari hasil *review* terhadap studi kasus di empat negara, dapat dibuat perbandingan di antara studi tersebut dengan mempertimbangkan beberapa aspek. Aspek yang dibahas berupa kondisi geologi, tegangan *in situ* batuan, skenario simulasi, perangkat lunak yang digunakan, model numerik, parameter masukan dan keluaran. Selanjutnya, semua aspek ini dibuat ke dalam tabulasi untuk melihat perbandingan studi yang ada (Tabel 4.6).

D. KESIMPULAN

Sebagai salah satu teknologi batubara bersih, UCG dapat diperhitungkan untuk mengganti kegiatan penambangan konvensional yang telah ada. Kegiatan UCG serta penguasaan pengetahuan dan teknologi yang terkait dengan hal tersebut sangat diperlukan apabila UCG mendapat peluang untuk dikomersialisasikan di Indonesia. Makalah ini dibuat dalam rangka membahas topik tentang aspek geoteknik terkait masalah amblesan dan rambatan panas. Sumber tulisan berasal dari studi literatur yang membahas masalah amblesan rambatan panas, geomekanika, dan penelitian yang dilakukan penulis. Hal ini diharapkan dapat membantu untuk membuka pemikiran dan menambah pengetahuan bagi para pembaca yang ingin mengetahui tentang kegiatan UCG. Aspek geoteknik dalam kegiatan UCG perlu dipahami secara benar, baik berupa pengujian laboratorium, karakterisasi massa batuan, maupun pendekatan numerik yang dilakukan agar risiko lingkungan seperti amblesan dan rambatan panas dapat dihindari.

Tabel 4.6 Perbandingan Studi Kasus dari Empat Negara

No.	Negara	Perangkat Lunak	Tegangan <i>In Situ</i>	Parameter Masukan dan Keluaran	Skenario Simulasi	Kondisi Geologi
1.	Jerman	ABAQUS	Beban gravitasi:	Masukan: densitas (ρ), modulus elastisitas (E), nisbah Poisson (ν), koefisien geser dalam (ϕ), koefisien termal (α), ekspansi termal (λ) Keluaran: distribusi suhu, profil amblesan	Termal mekanik, <i>Mohr-Coulomb</i>	Batuan sedimen: nappal-pasiran, batugamping, batulempung, batubara. Kedalaman > 1000 m, tebal > 2 m, dip = 0° C
2.	Bulgaria	ABAQUS	Beban gravitasi:	Masukan: densitas (ρ), modulus elastisitas (E), nisbah Poisson (ν), spesifik termal (c), ekspansi termal (λ), konduktivitas termal (k). Keluaran: distribusi suhu, perpindahan vertikal, tegangan, dan profil amblesan	Termal mekanik, <i>Mohr-Coulomb</i>	Geologi kompleks, beberapa patahan dengan dip = 89° C. Litologi batuan berumur neogen (N), paleogen (Pg), kapur bawah-jura atas (K-J), trias (T), kapur (C), devon (D). Kedalaman > 1000 m, tebal > 10 m, dip = 0° C
3.	Amerika Serikat	FLAC 3D	Beban gravitasi: $\sigma_v = 4,1$ MPa dihitung dengan rumus	Masukan: densitas (ρ), modulus elastisitas (E), nisbah Poisson (ν), kohesi (c), sudut geser dalam (ϕ), kuat tarik (σ_t), spesifik termal (c), ekspansi termal (λ), konduktivitas termal (k). Keluaran: distribusi suhu, perpindahan, tegangan, dan <i>volumetric strain increment</i>	Termal mekanik, tergantung suhu, tidak tergantung suhu	Batuan sedimen: batupasir dan batubara. Kedalaman = 250 m, tebal = 4 m
4.	Indonesia	ANSYS	Beban gravitasi:	Masukan: densitas (ρ), modulus elastisitas (E), nisbah Poisson (ν), kohesi (c), sudut geser dalam (ϕ), kuat tarik (σ_t), spesifik termal (c), ekspansi termal (λ), konduktivitas termal (k). Keluaran: distribusi suhu, tegangan, perpindahan	Struktur Statis, isotropis elastis	Batuan sedimen: batuan penutup dan <i>underburden</i> .

Buku ini tidak diperjualbelikan.

REFERENSI

- Bhutto, A. W., Bazmi, A. A., & Zahedi, G. (2013). Underground coal gasification: From fundamentals to applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 39(1), 189–214. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2012.09.004>
- British Petroleum. (2015). *Statistical review of world energy map*.
- Eppelbaum, L., Kutasov, I., & Pilchin, A. (2014). *Applied geothermics*. Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-34023-9>
- Hudson, J. A., Bäckström, A., Rutqvist, J., Jing, L., Backers, T., Chijimatsu, M., Christiansson, R., Feng, X.-T., Kobayashi, A., Koyama, T., Lee, H.-S., Neretnieks, I., Pan, P.-Z., Rinne, M., & Shen, B.-T. (2009). Characterising and modelling the excavation damaged zone in crystalline rock in the context of radioactive waste disposal. *Environmental Geology*, 57(6), 1275–1297. <https://doi.org/10.1007/s00254-008-1554-z>
- Min, O. (1983). *Finite-element modeling of thermo-mechanical responses associated with underground coal conversion* (Disertasi, The Ohio State University).
- Neuzil, C. E. (2012). Hydromechanical effects of continental glaciation on groundwater systems. *Geofluids*, 12(1), 22–37. <https://doi.org/10.1111/j.1468-8123.2011.00347.x>
- Otto, C., & Kempka, T. (2015). Thermo-mechanical simulations of rock behavior in underground coal gasification show negligible impact of temperature-dependent parameters on permeability changes. *Energies*, 8(6), 5800–5827. <https://doi.org/10.3390/en8065800>
- Perkins, G., & Sahajwalla, V. (2007). Modelling of heat and mass transport phenomena and chemical reaction in underground coal gasification. *Chemical Engineering Research and Design*, 85(3), 329–343. <https://doi.org/10.1205/cherd06022>
- Rai, M. A., Kramadibrata, S., & Wattimena, R. K. (2011). *TA 3111-mekanika batuan, catatan kuliah*. Laboratorium Geomekanika dan Peralatan Tambang, Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan, Institut Teknologi Bandung.
- Rutqvist, J., Bäckström, A., Chijimatsu, M., Feng, X.-T., Pan, P.-Z., Hudson, J., Jing, L., Kobayashi, A., Koyama, T., Lee, H.-S., Huang, X.-H., Rinne, M., & Shen, B. (2009). A multiple-code simulation study of the long-term EDZ evolution of geological nuclear waste repositories. *Environmental Geology*, 57(6), 1313–1324. <https://doi.org/10.1007/s00254-008-1536-1>

- Tian, H., & Ziegler, M. (2013). *Development of a thermo-mechanical model for rocks exposed to high temperatures during underground coal gasification*.
- Yang, D., Sarhosis, V., & Sheng, Y. (2014). Thermal–mechanical modelling around the cavities of underground coal gasification. *Journal of the Energy Institute*, 87(4), 321–329. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2014.03.029>
- Younger, P. L. (2011). Hydrogeological and geomechanical aspects of underground coal gasification and its direct coupling to carbon capture and storage. *Mine Water and the Environment*, 30(2), 127–140. <https://doi.org/10.1007/s10230-011-0145-5>
- Zhang, J., Standifird, W. B., Roegiers, J.-C., & Zhang, Y. (2007). Stress-dependent fluid flow and permeability in fractured media: From lab experiments to engineering applications. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 40(1), 3–21. <https://doi.org/10.1007/s00603-006-0103-x>
- Zoback, M. D. (2010). *Reservoir geomechanics*. Cambridge University Press. <http://ebooks.cambridge.org/ref/id/CBO9780511586477>
- Zulfahmi. (2017). *Studi kekuatan batuan pengapit batubara dan penurunan permukaan tanah pada proses UCG di Kecamatan Sangadesa Kabupaten Musi Banyuasin-Sumatera Selatan* (Program Pasca Sarjana Universitas Padjadjaran).

BAB V

Hidrologi pada Pengembangan Teknologi UCG

Retno Damayanti

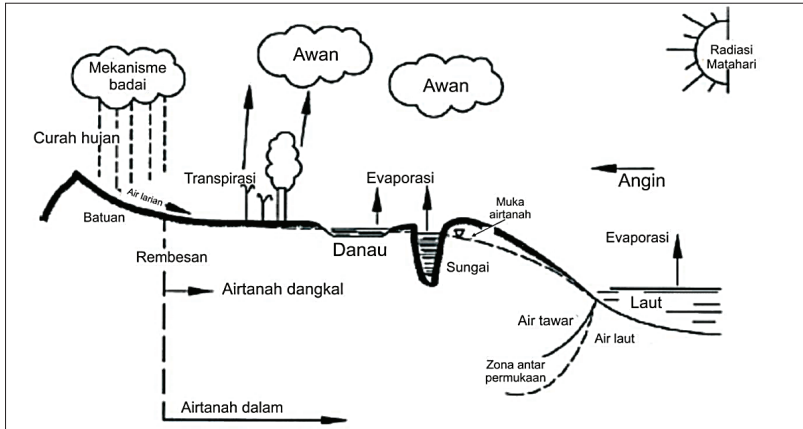
A. HIDROLOGI LINGKUNGAN PERTAMBANGAN

Hidrologi adalah studi tentang pergerakan, distribusi, dan kualitas air di bumi atau planet lainnya, termasuk siklus air, sumber air, dan kelestarian lingkungan daerah aliran sungai (DAS). Ilmu ini terdiri atas beberapa area spesifik yang mencakup hidrologi terapan, hidrologi operasi (*operational hydrology*), hidrologi stokastik (*stochastic hydrology*), dan hidrologi area tangkapan air. Pemodelannya dianggap sebagai bagian integral siklus hidrologi. Siklus hidrologi berawal dari penguapan air laut; saat udara lembap terangkat, udara akan mendingin dan mengembun membentuk awan. Kelembapan akan menyebar ke seluruh permukaan bumi dan kembali ke permukaan sebagai curah hujan. Pada saat air mencapai tanah, salah satu dari proses berikut dapat terjadi, yakni

- 1) sebagian mengalir menjadi air larian (run off/RO);
- 2) sebagian menguap kembali ke atmosfer (evapotranspirasi/ET);
- 3) sebagian menembus permukaan dan menjadi air tanah (infiltrasi).

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Air tanah yang terbentuk akan merembes masuk ke lautan, sungai, ataupun dilepaskan kembali ke atmosfer melalui proses transpirasi. Air yang tertinggal di permukaan bumi adalah limpasan yang selanjutnya mengalir ke danau, sungai, dan akhirnya terbawa kembali ke lautan. Siklus hidrologi dapat dilihat pada Gambar 5.1.



Sumber: LaMoreaux dkk. (2008)

Gambar 5.1 Siklus Hidrologi

Dalam rangka pengembangan teknologi gasifikasi, kajian hidrologi ini diperlukan sebagai data dasar kondisi hidrologi setempat sehingga perencanaan dalam mengelola dampak terhadap air permukaan dapat dipersiapkan sejak awal. Di samping itu, kajian ini berfungsi pula untuk mengetahui kondisi awal daerah tangkapan air (DTA), hidrologi, kualitas air agar potensi dampak terhadap air permukaan dapat diketahui sejak dini.

Air memainkan peranan penting pada pertambangan batubara dan dapat menimbulkan masalah utama pada tambang permukaan ataupun bawah tanah. Persoalan utama tersebut berkaitan dengan keberadaannya yang berlebih ataupun bahkan kekurangannya. Berdasarkan kondisi tersebut, dalam perencanaan eksplorasi ataupun operasi tambang, masalah air memerlukan penilaian yang dilakukan dengan hati-hati. Kegiatan operasional di lapangan menunjukkan bahwa masalah air sangat berpengaruh pada kondisi air permukaan dan air tanah, antara lain

Buku ini tidak diperjualbelikan.

- 1) paparan aktivitas pertambangan berpengaruh pada tinggi dan rendahnya tingkat permukaan air;
- 2) pasokan air yang dibutuhkan dan lumpur yang dihasilkan pengeboran dan lain-lain berpengaruh pada volume air di lokasi pertambangan dan juga lingkungan sekitarnya.

Berkaitan dengan rencana kegiatan pengembangan teknologi UCG di lokasi kegiatan, yaitu Desa Macang Sakti, Kecamatan Sanga Desa, Kabupaten Musi Banyuasin, Sumatra Selatan, perlu dilakukan kajian dasar (*baseline*) kondisi hidrologi dan hidrogeologinya. Hal ini diperlukan terutama untuk mengetahui karakteristik resapan, penyimpanan dan pengosongan air tanah, karakteristik jenis batuan, serta stratigrafi dan struktur di area tersebut. Masalah air permukaan dan air tanah menjadi hal penting mengingat teknologi UCG dikembangkan di bawah permukaan tanah.

Pengetahuan tentang geologi menjadi prasyarat untuk memahami sumber, kejadian, ketersediaan, dan pergerakan air permukaan serta air tanah. Khusus untuk air tanah, penerapan metode penentuan secara kuantitatif memerlukan deskripsi akurat dari akuifer dalam perspektif geologi. Dengan diketahuinya kondisi dasar hidrologi dan hidrogeologi setempat dan juga kualitas air permukaan dan air tanahnya, antisipasi terhadap kemungkinan terjadinya pencemaran di daerah tersebut dapat dilakukan. Berdasarkan kajian literatur, pengaruh pertambangan pada air umumnya dapat dikatakan sangat signifikan. Kekhawatiran terkait masalah lingkungan tentang pengelolaan air dalam kegiatan operasional pertambangan menjadi sesuatu yang harus diawasi dengan serius. Pengelolaan air di dalam lokasi tambang atau yang akan dialirkan di luar wilayah tambang perlu diputuskan secara tepat dan benar berdasarkan hasil kajian tersebut.

B. KARAKTERISTIK HIDROLOGI

Air sangat penting untuk operasi proses UCG efisiensi tinggi karena menyediakan seal di sekitar rongga gasifikasi yang membatasi keluarnya gas dan jumlah yang benar berpartisipasi dalam reaksi menghasilkan gas produk berkualitas tinggi. Tekanan operasi reaktor UCG harus dijaga lebih rendah dari tekanan hidrostatik sehingga air akan mengalir

ke rongga secara terus-menerus dan cukup air tanah harus tersedia untuk mempertahankan aliran ini tanpa menghabiskan sumber daya air di lokasi secara berlebihan. Ketersediaan air di suatu lokasi dipengaruhi oleh kedalaman lapisan batubara dan permeabilitasnya bahan di sekitar reaktor UCG. Jadi, hal ini adalah masalah utama dalam pemilihan lokasi. Permeabilitas rendah batuan penutup (*overburden*) lebih disukai untuk mengurangi risiko banjir rongga selama operasi.

Kehadiran air bersih dekat dengan lapisan batubara menimbulkan masalah potensial pada pencemaran air tanah. Hal ini dapat terjadi karena masalah operasional yang kurang baik menyebabkan produk pirolisis batubara dapat bersinggungan dengan akuifer. Namun demikian, kondisi pencemaran ini lebih mungkin menjadi masalah serius jika akuifer terganggu akibat terjadinya penurunan muka air tanah di sekitar rongga reaktor gasifikasi/*gasifier void* (Sury dkk., 2004). Kondisi ini dapat menyebabkan pencampuran air bersih dengan limbah proses gasifikasi secara langsung, bersentuhan dengan batubara yang terkena panas atau mungkin mengalir melalui batubara. Di tempat air diekstraksi untuk penggunaan domestik atau pertanian dari sekitar lapisan batubara, kemungkinan lokasi tersebut akan dianggap tidak sesuai untuk UCG oleh pemerintah setempat. Oleh karena itu, lokasi dengan air tanah berkualitas rendah lebih disukai untuk operasi UCG, terlepas dari kontrol lain yang dapat digunakan untuk membatasi risiko pencemaran air tanah.

Dalam kajian hidrologi ini, data yang diambil terutama untuk mengetahui karakteristik kesetimbangan air dan pergerakannya. Karakterisasi hidrologi di dekat permukaan memerlukan data berikut:

- 1) meteorologi. Data ini diperoleh dari stasiun regional atau yang dikelola oleh perusahaan tambang yang mencakup data curah hujan dan penguapan;
- 2) air larian dari permukaan tanah yang terjadi karena perbedaan topografi, jenis material, dan ukuran partikel di lokasi kegiatan;
- 3) prakiraan infiltrasi yang diperkirakan dari pengukuran laboratorium terhadap material ataupun melalui pengujian infiltrometer di lapangan.

Karakterisasi hidrologi yang dilakukan oleh Puslitbang *tekMIRA* di Macang Sakti dilakukan dengan cara

- 1) mengumpulkan data meteorologi dari stasiun lokal milik pemerintah maupun perusahaan tambang ataupun regional, meliputi curah hujan/presipitasi yang mencakup kejadian, waktu, dan efek orografi; evaporasi/evapotranspirasi berdasarkan data evaporasi *pan*; serta metode perkiraan ET dari suhu, curah hujan, kelembapan, dan penutup vegetasi;
- 2) menentukan debit air limpasan dari DAS, luas DTA, intensitas curah hujan, koefisien RO, serta infiltrasi yang diperoleh dari uji infiltrometer.

C. HIDROLOGI PENELITIAN UCG

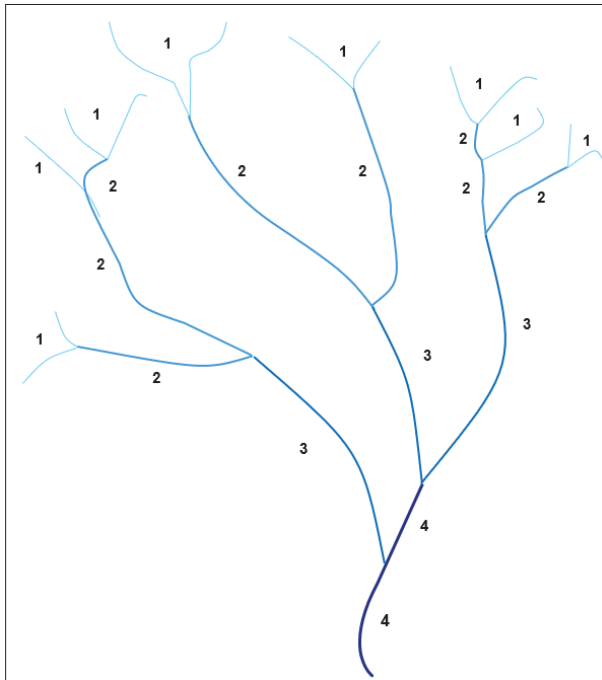
Urutan aliran Strahler adalah metode untuk menilai ukuran sungai dan kompleksitas berdasarkan jumlah dan hubungan hierarkis anak sungai (Pierson dkk., 2008). Ketika menentukan urutan Strahler, aliran abadi dan intermiten disertakan. Aliran *headwater* (aliran tanpa anak sungai) dianggap sebagai aliran urutan pertama. Ketika dua aliran urutan pertama bergabung, aliran urutan ke-2 akan terbentuk. Ketika dua aliran urutan ke-2 bergabung, aliran ke-3 akan terbentuk, dan seterusnya. Urutan berlanjut ke hilir dalam jaringan drainase. Arus urutan yang lebih kecil atau lebih rendah yang memasuki jaringan tidak akan mengubah urutan Strahler dari aliran urutan yang lebih besar atau lebih tinggi. Misalnya, aliran urutan ke-3 yang memasuki aliran urutan ke-4, tidak akan mengubah urutan Strahler dari aliran urutan ke-4 (Gambar 5.2). Sungai Amazon adalah sungai urutan ke-12.

Untuk menghitung urutan aliran Strahler secara efektif, karakter fisik seperti jaringan aliran yang biasanya terdapat pada peta kertas atau dalam *database* Sistem Informasi Geografis harus terhubung secara topologi. Dalam data ini, karakteristik badan perairan seperti sungai yang lebar, danau, dan waduk akan menambah kompleksitas jaringan aliran dan membuat percabangan di segmen aliran.

Kajian hidrologi untuk mempelajari kondisi kawasan DTA kegiatan UCG yang berhubungan dengan air permukaan ataupun air tanah

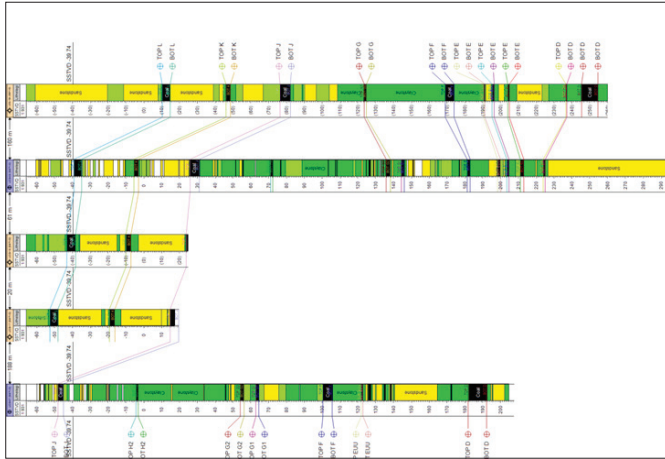
sudah mulai dilakukan sejak awal pengeboran. Sebagian besar wilayah perusahaan tambang batubara di daerah penelitian tersusun oleh batu-lemung yang berasosiasi dengan lapisan batubara bersifat *multiseam* (Gambar 5.3). Oleh karena itu, dapat dipastikan daerah kegiatan UCG tersebut banyak mengandung air. Kajian ini memerlukan data pendukung sebagai berikut:

- 1) data klimatologi setempat;
- 2) peta topografi, geologi, tanah, dan lain-lain yang berkaitan dengan keperluan hidrologi dan hidrogeologi (pembahasan khusus hidrogeologi terdapat dalam bab VI);
- 3) foto udara lokasi kegiatan;
- 4) kondisi perairan di sekitar lokasi (sungai-sungai, saluran pembuangan, dan lain-lain yang ada).

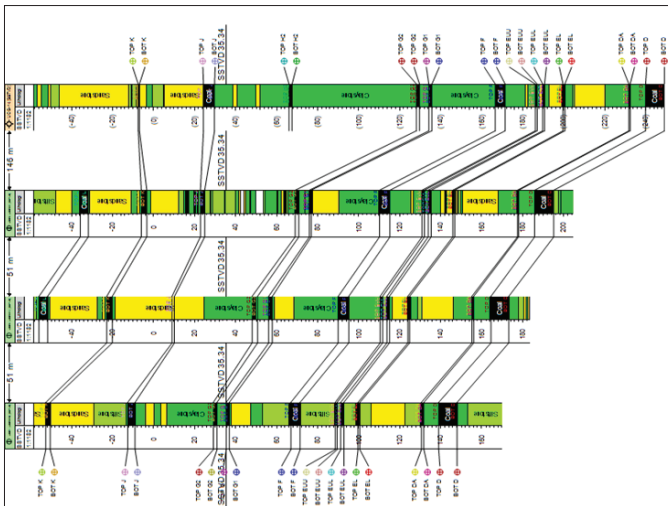


Sumber: Pierson dkk. (2008)

Gambar 5.2 Klasifikasi Order Sungai Berdasarkan Strahler



LINTASAN 1



LINTASAN 2

Sumber: Dokumentasi Pribadi (2017)

Gambar 5.3 Lapisan Batuan di Lokasi UCG

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Data klimatologi di lokasi kegiatan seperti temperatur, kelembapan, curah hujan perlu diketahui. Berdasarkan hasil pengamatan, enam stasiun klimatologi Kabupaten Musi Banyuasin dan sekitarnya memiliki sebaran tipe iklim B, B1, B2, dan C2. Kondisi ini ditentukan berdasarkan curah hujan di lokasi tersebut. Temperatur minimum rata-rata berkisar antara 20,8–25,3°C dan maksimum rata-rata 30,2–36,5°C dengan kelembapan rata-rata 72–89%. Curah hujan bervariasi antara 17–695 mm/tahun dan hari hujan 3–21 hari/bulan. Data tersebut merupakan data sekunder berdasarkan pengamatan dari 2009–2013.

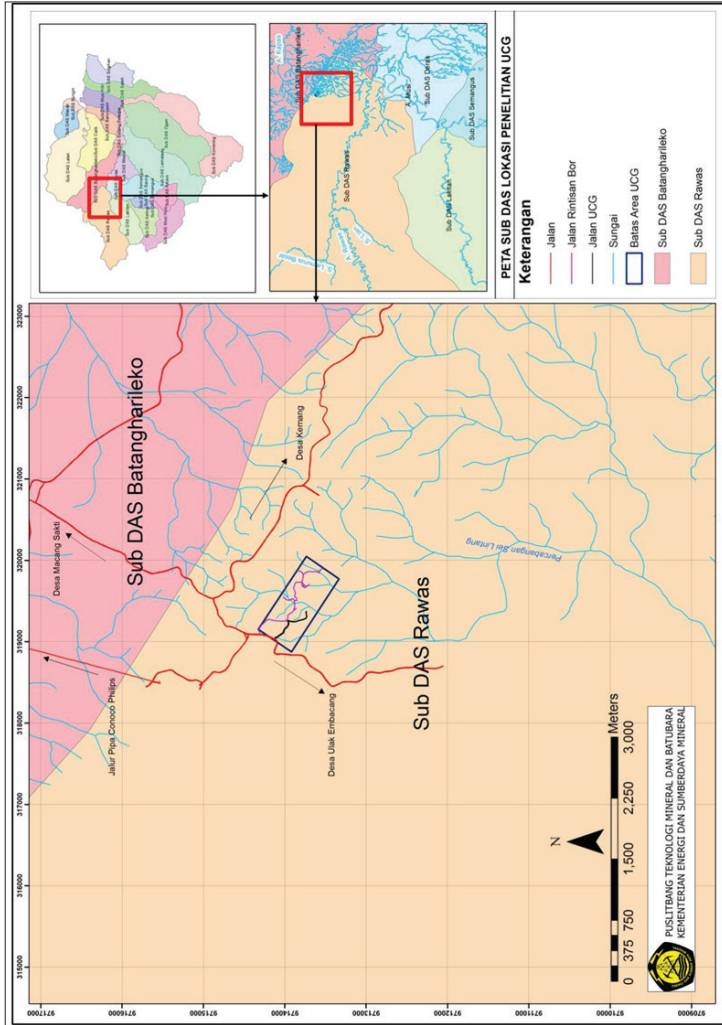
Kabupaten Musi Banyuasin merupakan daerah rawa serta sungai besar dan kecil, seperti Musi, Banyuasin, Batanghari Leko. Aliran Sungai Musi yang berada di bagian timur dipengaruhi oleh pasang surut air laut. Di samping itu, daerah ini juga terdiri atas lebak dan danau kecil. Berdasarkan pada letak atau posisinya, sumber daya air dibedakan menjadi air tanah dan air permukaan. Air permukaan di daerah kabupaten ini terdiri atas sungai, danau, rawa, dan perairan laut. Di wilayah kabupaten ini, terdapat 25 DAS yang mengalir dengan debit 0.9–196.8 m³/detik. Luas DAS di kabupaten ini mencapai hampir 2.000.000 ha (Badan Pusat Statistik Kabupaten Musi Banyuasin, 2010). Tabel 5.1 merupakan DAS yang terdapat di wilayah kabupaten ini.

Beberapa perusahaan minyak dan gas bumi serta mineral dan batubara sudah beraktivitas di wilayah Kabupaten Musi Banyuasin. Salah satunya adalah PT ATD yang sebagian wilayahnya dipakai untuk kegiatan UCG. Lokasi ini terletak kurang lebih 5 km dari Desa Macang Sakti ke arah barat daya dan 10 km dari Desa Lintang ke arah timur laut. Di daerah penelitian ini terdapat empat sungai yang perlu mendapat perhatian, yaitu Lintang, Ampalau, Rawas, dan Musi yang secara berturut-turut merupakan hulu sampai dengan hilir. Beberapa aliran tersebut melewati lokasi kegiatan UCG (Gambar 5.4).

Tabel 5.1 DAS di Wilayah Kabupaten Musi Banyuasin

Nama DAS	Panjang Sungai (KM)	Luas DAS (Ha)	Debit (M ³ /dtk)
Ibul (Anak Sungai Musi)	35	14.500	3,3
A. Calik (Anak Sungai A. Banyuasin)	57	96.400	28
Dawas (Anak Sungai A. Calik)	50	6.500	1,6
Supat (Anak Sungai A. Calik)	32	22.600	5,1
Keluang (Anak Sungai A. Calik)	19	9.400	2,1
Tungkal (Anak Sungai A. Calik)	82	149.500	33,6
Lalan (Anak Sungai A. Banyuasin)	243	830.300	196,8
Merang (Anak Sungai Lalan)	66	83.900	24,4
Bohar (Anak Sungai Lalan)	20	10.000	2,2
Medak (Anak Sungai Lalan)	72	108.300	25,7
Tungkal (Anak Sungai Lalan)	25	5.900	1,9
Serdang (Anak Sungai Lalan)	34	8.300	2,4
Meranti (Anak Sungai Lalan)	28	15.100	4,4
Kepahiang (Anak Sungai Lalan)	16	13.300	3,9
Mangsang (Anak Sungai Lalan)	18	7.400	1,8
Mendis (Anak Sungai Lalan)	19	3.900	0,9
Batang Hari Leko (Anak Sungai Musi)	176	374.600	103,9
Kapas (Anak S. Batang Hari Leko)	63	71.300	16,9
Meranti (Anak S. Batang Hari Leko)	38	26.400	8,8
Putat (Anak S. Batang Hari Leko)	38	20.100	8,6
A. Aur (Anak S. Batang Hari Leko)	19	12.700	5,4
Rampasan (Anak S. Batang Hari Leko)	19	11.600	4,9
Angit (Anak S. Batang Hari Leko)	13	5.300	2,3
Kukui (Anak S. Batang Hari Leko)	15	10.200	4,3
Lalang (Anak S. Batang Hari Leko)	25	21.900	5,2

Sumber: Badan Pusat Statistik Kabupaten Musi Banyuasin (2010)



Sumber: Badan Pusat Statistik Kabupaten Musi Banyuasin (2010)

Gambar 5.4 DAS Musi di Lokasi Kegiatan UCG

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Metode pengorderan sungai Strahler merupakan metode pengklasifikasian sungai berdasarkan ukuran dan kompleksitasnya yang ditetapkan dari jumlah dan hierarki hubungan anak-anak sungainya (Pierson dkk., 2008). Di dunia, sungai Amazon merupakan sungai dengan orde terbanyak, yakni sampai dengan orde 12. Berdasarkan klasifikasi Strahler tersebut, masing-masing sungai di lokasi penelitian dikategorikan dalam Orde 1–5. Makin banyak jumlah orde, makin luas daerah aliran dan makin panjang alur. Orde 1 merupakan anak sungai yang letaknya paling hulu dan dianggap sebagai sumber mata air pertama dari sungai tersebut atau sungai paling kecil di hulu dalam suatu DAS. Pada penelitian ini, karakteristik sungai ditentukan menggunakan alat *River Surveyor-M9*. Sungai Lintang dikategorikan sebagai Orde 1–2 yang muaranya masuk ke Sungai Ampalau dan dikategorikan sebagai Orde 3, berjarak kurang lebih 12 km dari Desa Lintang.

Kajian hidrologi pada 2009–2013 menunjukkan bahwa debit air larian tertinggi terjadi pada 2010 sebesar 14.424,6 m³/ha dan terendah pada 2011 sebesar 3.821 m³/ha. Dari debit air limpasan diketahui bahwa kecenderungan volume penyimpanan air tanah (*groundwater storage*) terbesar dan terkecil terjadi pada 2010 dan 2011 dengan besaran masing-masing 11.420 m³/ha dan 3.354,8 m³/ha. Perhitungan kesetimbangan air menunjukkan bahwa karakteristik hidrologi, yang berkaitan dengan air larian dan hidrogeologi serta yang berkaitan dengan penyimpanan air tanah dan *base flow*, saling berkaitan satu dengan yang lain dan berbanding lurus. Dengan demikian, hal ini perlu menjadi pertimbangan pada saat pengembangan teknologi UCG dalam mengantisipasi segala pengaruh yang mungkin terjadi akibat masalah hidrologi dan hidrogeologi.

D. AIR PERMUKAAN LOKASI PENELITIAN UCG

Kawasan yang berfungsi dan mempunyai manfaat penting untuk mempertahankan kelestarian fungsi sumber air di wilayah tersebut dikenal sebagai DTA. Kawasan ini dapat berupa hulu danau yang memasok air ke danau. Pasokan air ini dapat melalui aliran ataupun yang lainnya. Aliran air dapat mengalir sepanjang tahun ataupun berlangsung secara terputus-putus. Hal penting yang perlu diperhatikan adalah pencatatan

debit aliran air terhadap fungsi waktu. Debit adalah volume air yang mengalir di permukaan melewati jarak tertentu dalam satuan waktu. Dua komponen yang berkontribusi terhadap aliran adalah:

- 1) Komponen aliran dasar (*baseflow*), terdiri atas aliran air tanah dan aliran antara (*interflow*) yang lambat;
- 2) Komponen aliran cepat (*quickflow*), berasal dari aliran antara (*interflow*) yang cepat, limpasan air permukaan dan hujan yang langsung jatuh ke anak sungai atau sungai utama.

Pengukuran aliran air permukaan biasanya dilakukan selama tahap studi geoteknik, mengikuti tahap eksplorasi geologi, terutama di lokasi yang mempunyai kemungkinan pengalihan aliran air selama masa kegiatan konstruksi atau selama umur kerja kegiatan UCG. Dari kondisi tersebut, kegiatan di lapangan yang perlu diketahui, baik dari data primer ataupun data sekunder, di antaranya adalah penentuan curah hujan, hari hujan, intensitas hujan, debit air, luas DTA, infiltrasi, erosi, dan lain-lain.

Khusus untuk air permukaan, karakteristik di daerah kegiatan perlu dikaji karena bisa dipastikan bahwa kegiatan UCG terletak di dekat sungai dan anak-anak sungainya. Selama musim penghujan, beberapa sungai atau anak sungai meluap atau mengalami proses pengeringan di musim kemarau. Penentuan kesetimbangan air (*water balance*) dalam kegiatan ini akan menentukan pengelolaan air di lokasi kegiatan UCG. Kualitas air permukaan perlu diketahui sebagai data awal terkait kandungan bahan kimia yang terdapat di perairan tersebut. Musi merupakan sungai utama yang sebagian besar anak-anak sungainya mengalir melalui daerah lokasi kegiatan UCG. Salah satu anak sungainya adalah Lintang. Daerah lokasi kegiatan UCG ini masuk dalam daerah aliran Sungai Musi.

Secara umum, pengaruh UCG terhadap air permukaan tidak terjadi secara langsung, kecuali bila sudah terjadi masalah pencemaran di air bawah tanah. Oleh karena itu, kajian terhadap kondisi rona awal air permukaan menjadi suatu hal yang penting.

1. Kualitas Air Permukaan

Pada teknologi UCG, pembakaran batubara diperkirakan akan menghasilkan tar yang apabila masuk ke dalam air permukaan dapat membahayakan makhluk hidup karena kandungan bahan-bahan organiknya yang bersifat karsinogenik. Komposisi tar sangat ditentukan oleh jenis batubara yang dibakar. Batubara peringkat rendah akan menghasilkan tar yang berbeda dengan batubara peringkat tinggi.

Potensi dampak paling terasa akan terjadi pada air tanah. Walaupun demikian, hal ini tidak menutup kemungkinan akan berpengaruh pada air permukaan. Pada umumnya, dampak terhadap badan air ini berasal dari air pendingin pada proses UCG. Pada percobaan UCG Hanna di USA, parameter kualitas air pendingin yang diamati meliputi pH, daya hantar listrik (DHL), kesadahan, alkalinitas total, karbon organik total (*Total Organic Carbon/TOC*), N-NH₃, fenol, dan parameter lainnya. Permasalahan utama terhadap kualitas air tersebut terutama berasal dari pelepasan air pendingin UCG. Kajian yang pernah dilakukan di UCG Hanna menunjukkan data seperti pada Tabel 5.2.

Tabel 5.2 Kualitas Air Pendingin pada Kegiatan UCG Hanna, USA

No.	Parameter Kualitas Air	Konsentrasi
1	pH	8,7
2	DHL ($\mu\text{mhos/cm}$ pada 25°C)	35.000
3	Kesadahan (mg CaCO ₃ /L)	>50
4	Alkalinitas Total (mg CaCO ₃ /L)	25.000
5	TOC (mg/L)	8.900
6	N-NH ₃ (mg/L)	20.000
7	Fenol (mg/L)	2.300

Sejak 1970-an, kajian-kajian yang dilakukan di luar negeri telah memprediksi sumber pencemaran teknologi UCG ini berasal dari

- bahan pencemar organik dalam tar yang diproduksi selama proses gasifikasi berlangsung;
- bahan-bahan anorganik dan unsur-unsur kelumit akibat terlarutnya material tersebut dari abu batubara;
- perubahan dalam pola aliran ataupun kecepatannya akibat terjadinya interkoneksi akuifer ataupun amblesan.

Pada teknologi UCG, pembakaran batubara menghasilkan berbagai produk samping dan residu pembakaran, termasuk abu dan hidrokarbon yang tetap berada dalam ruang pembakaran bawah tanah serta zat yang sangat beracun, seperti merkuri, fenol, benzena, dioksin, dan hidrokarbon aromatik polisiklik (PAH). Abu pembakaran biasanya juga mengandung logam-logam, seperti arsenik (As), kadmium (Cd), kromium (Cr), serta kobal (Co), timbal (Pb), dan selenium (Se). Kelarutan logam berat dalam air meningkat seiring dengan proses pembakaran karena logam-logam tersebut tidak lagi terikat bersama batubara (Lloyd-Smith, 2015).

Pada kajian UCG Hoe Creek, beberapa parameter, seperti amonium, kalsium, litium, magnesium, boron, bromida, sianida, sulfat, dan fenol terjadi peningkatan kurang lebih lima kali dari nilai dasar lingkungannya di zona pembakaran ataupun di luar zona. Sementara itu, parameter, seperti barium, timbal, karbon organik terlarut; dan bahan organik yang mudah menguap, seperti benzena, toluena, silena, dan naftalena mengalami peningkatan sampai lebih dari lima kali nilai dasar lingkungannya di luar zona pembakaran. Peningkatan konsentrasi ini pada umumnya terjadi dalam jarak tiga meter dari zona pembakaran dan kondisinya menyebar. Meskipun demikian, beberapa parameter mudah menguap, seperti sianida, fenol; beberapa bahan organik dengan berat molekul rendah; beberapa kation, seperti kalsium, magnesium, dan besi yang memiliki kelarutan tinggi pada pH rendah dan/atau konsentrasi karbon dioksida tinggi menunjukkan konsentrasi yang lebih tinggi pada jarak 12 sampai 30 m dari zona pembakaran. Kondisi ini diperkirakan sangat berkaitan dengan pergerakan air dalam tanah. Sejak adanya masalah pada uji coba 1970-an, perilaku dan jenis senyawa kontaminan yang dihasilkan oleh UGC serta transportasi kontaminan dan penilaian risiko lingkungan telah banyak dipelajari. Beberapa langkah dapat diambil untuk menghindari pencemaran air tanah yang berujung bisa berpengaruh ke air permukaan. Salah satu teknologinya adalah dengan menyeimbangkan kondisi pengoperasian untuk meminimalkan pengangkutan kontaminan dari zona pembakaran yang mempunyai tekanan berlebih.

Teknologi lainnya adalah dengan mendapatkan segel (*shield*) geologi alami yang mampu mengisolasi zona pembakaran dari lapisan-lapisan batuan di sekitarnya. Isolasi terhadap lokasi pembentuk sumber air tanah saat ini atau masa depan dan pemahaman terhadap teknologi UCG dalam memengaruhi hidrogeologi lokal menjadi kajian yang sangat penting. Pengetahuan tersebut sebenarnya sangat menguntungkan proyek UCG di Chinchilla, Queensland, Australia. UCG Chinchilla merupakan contoh baik dalam perencanaan lokasi dan pengoperasian teknologi UCG dengan cara mempertahankan tekanan negatif di rongga pembakaran sehingga kontaminan tidak bisa mengalir di luar rongga. Namun demikian, proyek percontohan ini belum dapat berlanjut akibat kurangnya data awal sehingga menjadi kesulitan dalam memberikan penjelasan saat ditemukan benzena, toluena, etil benzena, dan silena (BTEX) di air permukaan.

Kontaminasi air permukaan pada dasarnya diawali oleh lepasnya gas-gas berbahaya dari zona pembakaran apabila terjadi rekahan-rekahan di sekitar zona tersebut. Proses pembakaran pada kedalaman dangkal perlu mempertimbangkan sifat-sifat batuan di sekitar zona pembakarannya karena proses ini sangat berpotensi menimbulkan perubahan hidrologis dan kondisi geomekanika di sekitar lapisan batubara. Untuk mengatasi risiko lingkungan yang ditimbulkan pada air permukaan, tepatnya diawali dengan pencemaran air tanah secara langsung, parameter yang terkait dengan proses tersebut perlu diidentifikasi. Dalam konteks kuantitatif, skenario untuk UCG ini perlu diketahui kondisi yang paling sesuai dan paling tidak menguntungkan sehingga akan memudahkan dalam perbandingan skenario risiko dan rencana penanganannya (Burton dkk., 2019). Pada air tanah dangkal, besaran parameter kualitas air yang ditetapkan WHO (Tabel 5.3) adalah sebagai berikut:

Tabel 5.3 Besaran Kualitas Air untuk Parameter Organik dalam Air Tanah dan Parameter Anorganik pada Akuifer Dangkal Menurut WHO

No.	Parameter Kualitas Air	Satuan	Konsentrasi WHO
1	pH	-	6,50–8,56
2	DHL	$\mu\text{mhos/cm}$	-
3	Kesadahan	mg/L	-
4	TDS	mg/L	1000
5	Kekeruhan	NTU	<5
6	Na	mg/L	-
7	Mg	mg/L	-
8	Ca	mg/L	-
9	Cl	mg/L	250
10	HCO_3^-	mg/L	-
11	SiO_2	mg/L	-
12	Benzen	ppm	0,01
13	Toluen	ppm	0,7
14	Etil benzen	ppm	0,3
15	Silen	ppm	0,5

Sumber: Imran dkk. (2014)

Berdasarkan kajian UCG *ex situ* (Smoliński dkk., 2012), limbah UCG diperkirakan mengandung

- a) bahan anorganik dalam konsentrasi tinggi, seperti N-NH_3 ; nitrit; klorida; sianida bebas dan terikat; sulfat; dan unsur-unsur kelumit, seperti As, B, Cr, Zn, Al, Cd, Co, Mn, Cu, Mo, Ni, Pb, Hg, Se, Ti, Fe;
- b) bahan organik (senyawa-senyawa fenol, benzene, dan turunan alkil lainnya serta senyawa hidrokarbon aromatik polisiklik).

Komposisi bahan organik dan anorganik tersebut sangat bervariasi tergantung kepada peringkat batubara. Pada pembakaran batubara peringkat rendah akan dihasilkan tar dengan komposisi bahan organik yang berbeda dengan pembakaran batubara peringkat tinggi. Kandungan bahan organik dalam air pascaproses UCG pada umumnya mengandung senyawa fenol, senyawa organik mudah menguap (BTEX), dan senyawa aromatik polisiklik (PAH). Batas yang ditetapkan WHO dapat dilihat pada Tabel 5.4.

Tabel 5.4 Batas Aman Bahan Pencemar Organik dalam Air Tanah

Parameter	Batas Aman WHO (ppm)
Benzen	0,01
Toluen	0,7
Etil benzen	0,3
Silen	0,5

Sumber: Imran dkk. (2014)

Pada proses UCG dengan bahan bakar batubara peringkat tinggi, konsentrasi bahan pencemar organik tersebut lebih besar dibandingkan bahan bakar batubara peringkat rendah. Pada dua percobaan yang telah dilakukan di Polandia, terjadi perbedaan substansial pada jumlah total senyawa fenolik dalam air prosesnya. Pada kondensat batubara peringkat tinggi, nilainya kurang lebih 12 kali lebih tinggi dari batubara peringkat rendah. Perbedaan yang signifikan diamati terjadi juga pada konsentrasi benzena dan tiga alkil homolognya dalam air proses UCG. Hal yang sama terjadi pada senyawa PAH. Kontribusi bahan pencemar ini yang berasal dari batubara peringkat tinggi lebih banyak dibandingkan batubara peringkat rendah (Kapusta & Stańczyk, 2011). Air permukaan yang akan dijadikan data sebagai dasar penentuan kualitas air di lokasi kegiatan meliputi air sungai dan air sumur penduduk yang mewakili air tanah dangkal. Beberapa lokasi pemercontohan air juga dapat dilihat pada Gambar 5.5.

2. Dampak Lingkungan dan Hidrologi

UCG merupakan teknologi gasifikasi yang dilaksanakan secara *in situ*. Berdasarkan kondisi ini, kajian hidrologi menjadi hal yang sangat penting. Kondisi air tanah dan air permukaan akan sangat terpengaruh oleh kegiatan tersebut dan investigasi terhadap dampaknya merupakan hal yang perlu diperhitungkan secara serius. Pada saat operasi pembakaran, kondisi akuifer berperan penting dalam keberlangsungan proses ini. UCG dengan lubang pengeboran yang dikerjakan dari atas permukaan tanah secara teknologi telah dimungkinkan selama hampir satu abad. Namun, hingga saat ini implementasinya sebagian besar hanya sampai tahap *pilot plant*, kecuali yang terdapat di Uzbekistan yang sudah sampai pada tahap komersial. Identifikasi limbah yang terbentuk perlu

Buku ini tidak diperjualbelikan.

dikaji dengan lebih saksama agar dapat ditentukan proses pengolahan yang tepat.

Potensi dampak pengembangan teknologi UCG terhadap sumber air permukaan tergantung kepada sejumlah faktor, yaitu

- a) Jenis dan potensi pembuangan yang sifatnya signifikan ke badan perairan setempat. Air limbah yang dibuang ke saluran air setempat harus memenuhi standar yang telah ditetapkan. Ada risiko sekunder seperti kebocoran atau tumpahan air limbah yang berasal dari proses pengolahannya sendiri. Bahan kimia yang disimpan di lokasi sebagai bagian dari proses pengoperasian UCG juga harus dimasukkan dalam hal potensi risiko lingkungan;
- b) Ada tidaknya aliran air atau habitat *wetland* yang diperkirakan akan menerima limpasan air larian di lokasi pengembangan UCG sehingga desain dan perlindungan terhadap saluran-saluran air di lokasi pengembangan UCG dapat sangat memengaruhi faktor ini;
- c) Sensitivitas lingkungan aliran air setempat atau lahan basah.

Langkah-langkah tersebut tidak mungkin dilakukan sebagai prosedur yang berlangsung dalam sekali pengerjaan, tetapi merupakan proses yang perlu berulang kali diuji coba agar diperoleh teknologi dan hasil pengolahan yang sesuai.

Sebelumnya telah disebutkan bahwa proses UCG berpotensi menimbulkan perubahan hidrologi dan geomekanika yang signifikan di daerah sekitar lapisan batubara. Perkiraan ancaman lingkungan akibat kegiatan UCG terhadap sumber daya air, baik air permukaan ataupun air tanah, perlu mempertimbangkan beberapa hal berikut:

- a) pembentukan bahan-bahan pencemar dalam ruang bakar;
- b) peningkatan konduktivitas hidrolik vertikal matriks batuan di atas ruang bakar sebagai akibat terjadinya runtuh dan rekahan;
- c) terjadinya aliran naik yang didorong oleh perbedaan kepadatan fluida sebagai akibat distribusi kandungan garam terlarut yang berbeda dari air tanah di sekitar ruang bakar;
- d) terjadinya aliran naik dari air tanah secara termal akibat pembakaran *in situ* batubara;

- e) kemungkinan terjadinya spesiasi, partisi senyawa organik dan logam terlarut, melalui mekanisme transportasi atau penyerapan ke permukaan mineral;
- f) potensi terjadinya *bio-attenuation* senyawa pencemar yang bermigrasi ke dalam akuifer air minum.

Analogi untuk efek hidrogeologi UCG ditunjukkan dengan baik pada penambangan sistem *longwall*. Perencanaan lokasi dan dimensi UCG yang cermat dapat menghindari terjadinya gangguan sekecil apapun pada akuifer di kedalaman dangkal yang berada di atas zona bakar. Lubang bor yang digunakan dalam teknologi UCG merupakan salah satu penyebab timbulnya kebocoran apabila tidak dilakukan dengan teknik memadai. Oleh karena itu, rekayasa lubang bor berkualitas tinggi akan sangat dibutuhkan dengan memperhitungkan kinerja *thermal casing* dan *grouting* yang diikuti oleh pengujian geofisika untuk melihat integritas lubang bor. Pada saat pembakaran terjadi, di bawah tanah akan terbentuk rongga. Pengembangan tekanan dalam rongga dapat berfungsi sebagai penahan atau segel hidrolik yang mencegah migrasi cairan vertikal ataupun horizontal. Oleh karena itu, perencanaan pengelolaan masalah air tanah di semua tahap dalam siklus operasional teknologi UCG harus diketahui dengan baik sehingga menjadi model untuk peringatan dini pada pengembangan teknologi ini ke depan. Untuk mengatasi masalah risiko lingkungan yang ditimbulkan pada air tanah, identifikasi elemen-elemen tersebut perlu mendapat perhatian serius.

Kebocoran CO₂ hasil pembakaran batubara ke akuifer bisa berdampak buruk pada kualitas air. Hal ini karena air yang tercemar CO₂ dapat bersifat asam sehingga dapat melarutkan mineral pembawa logam atau mengakibatkan desorpsi logam dan kontaminan organik yang teradsorpsi ke formasi geologi. Dalam hal penggabungan UCG dan *carbon capture storage*, perubahan tekanan yang terkait dengan injeksi CO₂ juga dapat menyebabkan perubahan arah aliran di badan air tanah dan permukaan air, titik pengisian ulang dan pembuangan. Hal ini akan berdampak negatif pada pasokan air untuk penduduk dan mengganggu keseimbangan air ekosistem lokal. Area spasial yang dipengaruhi oleh

perubahan tekanan yang terkait dengan injeksi biasanya akan jauh lebih besar daripada CO₂ yang disuntikkan. Oleh karena itu, dampak buruk terkait dengan perubahan tekanan berpotensi yang dialami pada area spasial sangat besar (Corporate Watch, 2016; Stratus Consulting Inc., 2010).

Berbagai proyek UCG yang telah dilakukan di seluruh dunia terganggu dengan terjadinya permasalahan lingkungan, termasuk di antaranya pencemaran air tanah yang cukup merugikan. Kajian di Uni Soviet pada 1960-an mengungkapkan bahwa UCG dapat mengakibatkan kontaminasi air tanah yang cukup luas. Pada 1970-an, sebuah proyek di Hoe Creek, Wyoming, Amerika Serikat, menghasilkan kontaminasi air tanah yang sangat besar. Air tanah yang semula mudah diminum tercemari senyawa benzena sehingga memerlukan operasi pembersihan dalam jangka panjang yang sangat mahal. Pada 2011, perusahaan berkedudukan di Brisbane, yaitu Cougar Energy, yang melakukan percobaan di Kingaroy harus menutup proyek gasifikasi batubara bawah tanah karena adanya kekhawatiran akan terjadinya kontaminasi benzena. Rongga yang terbentuk akibat proses gasifikasi bawah tanah merupakan sumber polutan gas dan cairan yang berisiko mencemari air tanah di sekitarnya. Polutan tersebut termasuk merkuri, arsen, selenium, dan tar batubara yang mengandung fenol, BTEX, dan senyawa organik mudah menguap (*volatile*) lainnya seperti *polycyclic aromatic hydrocarbon* (PAH). Bahan pencemar yang menjadi perhatian khusus adalah benzena dan fenol. Senyawa tersebut dapat larut dalam air, terbawa oleh bahan kimia lain, dan cenderung melayang ke atas akibat berat molekulnya rendah. Secara keseluruhan, 135 senyawa yang dapat mencemari sumber air tanah di dekat lokasi UCG telah diidentifikasi. Dampak lingkungan terkait UCG pada kedalaman dangkal dapat dilihat pada Tabel 5.5. Oleh karena itu, kajian terhadap air permukaan dan bahan pencemar organik ini sangat perlu dilakukan di area lokasi kegiatan UCG dan sekitarnya untuk melihat data awal kondisi air permukaan di lokasi tersebut. Tidak hanya air permukaan, air tanah juga harus diketahui kondisi awalnya sebelum kegiatan pengembangan teknologi ini dilaksanakan.

Tabel 5.5 Dampak Lingkungan Uji Coba UCG pada Kedalaman Lapisan Batubara Dangkal

No.	Negara	Kedalaman	Dampak Lingkungan
1	Rusia	Lapisan dangkal, < 200 m	<ul style="list-style-type: none"> • Peningkatan temperatur air tanah • Konsentrasi fenol dalam georeaktor 0,17 ppm dan di sekitar georeaktor pada kisaran 0,0007–0,0042 ppm
2	Cina	Lapisan dangkal	<ul style="list-style-type: none"> • Terjadi kebocoran gas • Terjadi penetrasi senyawa dalam tar ke air tanah
3	Australia	Lapisan dangkal, < 130 m	<ul style="list-style-type: none"> • Tidak ada pencemaran air tanah • Tidak terjadi masalah amblesan
4	AS, 1982	Lapisan dangkal, 70 m	<ul style="list-style-type: none"> • Perubahan kualitas air tanah di dekat georeaktor
5	AS, 1972–1979	Lapisan dangkal, 40 m	<ul style="list-style-type: none"> • Runtuhnya georeaktor yang mengakibatkan hilangnya gas hasil proses • Kontaminasi air tanah • Sering terjadi masalah amblesan
6	AS, 1979–1981	Lapisan dangkal, inklinasi	<ul style="list-style-type: none"> • Pencemaran akuifer dengan benzena • Pencemaran dalam lapisan batubara dengan fenol dan benzena melebihi konsentrasi yang diperbolehkan
7	AS, 1986–1988	Lapisan dangkal	<ul style="list-style-type: none"> • Kebocoran gas • Peningkatan konsentrasi amonium, sulfat, dan TDS • Penurunan pH pada dinding lapisan akuifer dari 8,5 menjadi 6,5

Sumber: Świądrowski & Stańczyk (2016)

E. TEKNOLOGI PENGOLAHAN LIMBAH

Proses pengolahan beberapa jenis limbah teknologi UCG telah diketahui dengan baik. Ringkasan teknologi tersebut dapat dilihat pada Tabel 5.6. Namun demikian, masing-masing teknologi pengolahan tersebut tidak dibahas dalam bagian ini. Sifat, konsentrasi, dan volume air limbah sangat tergantung kepada lokasi kegiatan UCG.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Tabel 5.6 Dampak Uji Coba Pengolahan Limbah UCG pada Kedalaman Lapisan Batubara Dangkal

Parameter	Pengolahan Limbah																
	Saluran Pembuangan	Membran NF/SM/RO	Sel Elektrokimia	Air super critical	Ozon, ozon +UV, H2O2	Oksidasi udara basah	Jalur udara pembersih	Jalur uap pembersih	Penambahan Kapur	Koagulasi kimia	Zeolit	Karbon aktif butiran	Serbuk teraktivasi	Serbuk teraktivasi	Bioaugmentasi	Biologi anaerob	Biologi aerob
SS									•	•	P	P		P	P	•	X
COD		S	S	S	•	•	•	•	•							•	X
Amonia		•	•	•					•		•	•					X
Fenol					S	S	S	S			S	S		•			X
Logam-logam									•	•	•					•	X

Keterangan:

| : Sengaja dirancang

X : Terbuang

S : Sekali-sekali

S : Bahan kimia yang ada

• : Buruk

Sumber: Sury *dkk.* (2004)

Data dan informasi kajian teknis aspek lingkungan dan percobaan pembakaran awal diperkirakan dapat membantu tidak hanya sebagai pemberi informasi terkait pemilihan proses pengolahan limbah, tetapi juga dapat digunakan sebagai petunjuk awal terkait potensi masalah yang akan ditangani. Pada umumnya, saat mempertimbangkan air limbah yang dihasilkan, karakterisasi limbah harus memberikan penilaian air proses, yaitu air limbah dari pengolahan gas dan air pembilasan/air yang dipompa dari rongga gasifikasi.

Untuk air proses, diperkirakan sebagian besar air yang dihasilkan sebagai uap mengembun dapat dikembalikan ke rongga. Mungkin ada kebutuhan untuk memantau kontaminan organik, seperti fenol, amonia, sulfida, dan garamnya yang juga akan menjadi masalah. Jika kontaminan ini menumpuk, akan merusak peralatan akibat terben-tuknya kerak atau korosi. Oleh karena itu, serangkaian pilihan proses

Buku ini tidak diperjualbelikan.

pengolahan yang sesuai diperlukan untuk kegiatan ini. Gas hasil UCG yang hanya mengandung uap panas merupakan hasil operasional ideal dengan suhu berkisar antara 350–400°C.

Apabila ditemukan garam-garam mineral dalam aliran gas, materi-al tersebut akan ada dalam bentuk padatan halus dan dapat dipisahkan dari aliran gas panas dengan proses sentrifugasi. Klor (seperti hidrogen klorida) dan amonia akan terbentuk sebagai gas. Keduanya memiliki kelarutan dalam air yang tinggi dan akan terlarut jika uap terkondensasi keluar dari aliran gas produk seperti asam klorida dan amonium hidroksida. Secara teoritis, proses ini bisa menghasilkan air netral, tetapi faktanya keseimbangan yang tepat untuk pembentukan air netral tidak mungkin terjadi sehingga netralisasi tetap diperlukan.

Oleh karena data dampak seringkali terbatas atau tidak lengkap, seleksi penentuan pemilihan teknologi pengolahan limbah menjadi sulit secara teknik. Hal ini terutama terjadi apabila seleksi tersebut berdasarkan perbandingan teknologi proses pengolahan limbahnya. Perbedaan yang signifikan antara kondisi percobaan (*trial operation*) dan kondisi operasi semikomersial (*semi-commercial operation*) sangat mungkin terjadi. Kondisi operasional percobaan mungkin terkonsentrasi pada modal lebih rendah, tetapi pengeluaran operasionalnya akan lebih tinggi sebab adanya ketidakpastian dan keperluan volume pengolahan yang lebih kecil.

Untuk sulfida, besi klorida, atau hidrogen sulfida berpotensi cocok dihilangkan melalui ozonisasi atau jalur udara pembersih, meskipun hal ini dapat menimbulkan masalah seperti isu bau. Sesuai dengan *best available technique* (BAT) dalam pengolahan limbah, masalah-masalah rinci, seperti penggunaan energi, konsumsi bahan baku, tumpahan, dekomisioning, dan lain-lain juga harus menjadi pertimbangan. Seleksi yang rinci memerlukan tes pada skala bangku atau pilot untuk menunjukkan bahwa kinerja pengolahan limbah yang tepat dapat dicapai. Perlu dicatat bahwa pembuangan ke saluran limbah harus dimasukkan dalam penilaian pengelolaan limbah. Dengan demikian, diperlukan karakterisasi yang sama dengan kondisi pada saat pengolahannya. Selanjutnya, tetap akan diperlukan persetujuan pembuangan limbah dari badan pengolah limbah. Penyimpanan dalam tangki dan tempat

Buku ini tidak diperjualbelikan.

pembuangan perlu dipertimbangkan karena hal ini biasanya mahal dan tidak sehat untuk lingkungan.

F. KESIMPULAN

Pada saat ini, UCG masih merupakan teknologi kategori riset dan pengembangan. Teknologi tersebut banyak menggunakan kontrol proses gasifikasi secara substantif dan masih memiliki beberapa masalah lingkungan yang harus diselesaikan sebelum dapat melangkah ke proyek komersial berskala penuh. Isu BTEX dalam badan perairan di sekitar kegiatan pengembangan teknologi UCG di luar negeri membuat pengembangan teknologi ini di Indonesia sudah harus siap dengan teknologi penanganan BTEX, baik secara *in situ* ataupun *ex situ*. Apabila teknologi ini berdiri sendiri sebagai penghasil energi, bisa jadi harga energi yang dihasilkan akan lebih murah bila dibanding dengan pemakaian bahan bakar fosil lainnya. Dengan meningkatnya isu lingkungan terkait pemanasan global, harga energi UCG mungkin akan relatif tinggi karena harus memperhitungkan pengintegrasian dengan sistem penangkap dan penyimpanan karbon.

REFERENSI

- Badan Pusat Statistik Kabupaten Musi Banyuasin. (2010). *Buku putih sanitasi Kabupaten Musi Banyuasin*. Diakses pada 6 Desember 2021 dari <https://123dok.com/document/q0x73lxq-buku-putih-sanitasi-kabupaten-musi-banyuasin.html>
- Burton, E., Upadhye, R., & Friedmann, S. (2019). *Best practices in underground coal gasification*. <https://doi.org/10.2172/1580018>
- Corporate Watch. (2016). *Underground coal gasification scrapped in the UK*. <https://corporatewatch.org/underground-coal-gasification-scrapped-in-the-uk-2/>
- Imran, M., Kumar, D., Kumar, N., Qayyum, A., Saeed, A., & Bhatti, M. S. (2014). Environmental concerns of underground coal gasification. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 31, 600–610. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.12.024>
- Kapusta, K., & Stańczyk, K. (2011). Pollution of water during underground coal gasification of hard coal and lignite. *Fuel*, 90(5), 1927–1934. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.11.025>

- LaMoreaux, P. E., LaMoreaux, J. W., Soliman, M. M., Memon, B. A., & As-saad, F. A. (2008). *Environmental hydrogeology*. CRC Press.
- Lloyd-Smith, M. (2015). *Underground coal gasification (UCG)*. <https://ntn.org.au/wp-content/uploads/2015/11/Nov-Underground-Coal-Gasification-Nov-2015f-1.pdf>
- Pierson, S. M., Rosenbaum, B. J., McKay, L. D., & Dewald, T. (2008). *Strahler stream order and strahler calculator values in NHDPlus*.
- Smoliński, A., Stańczyk, K., Kapusta, K., & Howaniec, N. (2012). Chemometric study of the ex situ underground coal gasification wastewater experimental data. *Water, Air, & Soil Pollution*, 223(9), 5745–5758. <https://doi.org/10.1007/s11270-012-1311-5>
- Stratus Consulting Inc. (2010). *Potential environmental impacts of the proposed CIRI underground coal gasification project, Western Cook Inlet, Alaska*.
- Sury, M., White, M., Kirton, J., Carr, P., Woodbridge, R., Mostade, M., & Rendell, N. (2004). *Review of environmental issues of underground coal gasification* (Report No. COAL R272 DTI/Pub URN 04/1880). WS Atkins Consultants Ltd., University of Liège Belgium, FWS Consultants Ltd, November. 1–126. <http://large.stanford.edu/courses/2014/ph240/cui2/docs/file19154.pdf>
- Świądrowski, J., & Stańczyk, K. (2016). Environmental aspects of underground coal gasification. *Chemik*, 70, 243–246.



BAB VI

Kajian Hidrogeologi dalam Implementasi Teknologi Gasifikasi Batubara Bawah Tanah

R. M. Nendaryono Madiutomo & Hasniati Astika

A. ASPEK HIDROGEOLOGI

Aspek hidrogeologi memegang peranan penting dalam keberlangsungan proses penerapan teknologi gasifikasi batubara bawah tanah (*underground coal gasification/UCG*). Kondisi batas air permukaan di sekitar daerah penelitian dibatasi oleh adanya sungai dan sumur penduduk, topografi dan morfologi yang bergelombang, serta karakteristik meteorologis dan klimatologis. Kondisi batas air tanah dibatasi oleh karakteristik lapisan, meliputi kedalaman, ketebalan, penyebaran, jenis lapisan akuifer, dan struktur geologi (patahan/sesar, kekar). Kondisi batas air tanah di sekitar daerah penelitian didominasi oleh batupasir jenuh air dan banyak dijumpai lapisan akuifer dengan penyebaran menerus maupun tidak menerus dengan kedalaman dan ketebalan yang bervariasi. Kondisi batas air permukaan tidak memengaruhi proses pembakaran gasifikasi secara langsung, namun perlu dipantau secara berkala untuk mengetahui kondisi kuantitas dan kualitas airnya. Kebalikannya, kondisi batas air tanah secara langsung dapat memengaruhi proses pembakaran gasifikasi. Keberadaan air tanah yang masuk ke

Buku ini tidak diperjualbelikan.

dalam reaktor UCG (*groundwater intrusion*) dapat memengaruhi besarnya intensitas panas saat proses gasifikasi dan berpotensi menyebabkan pencemaran air tanah.

Risiko utama yang perlu dipertimbangkan dalam proses penerapan teknologi UCG adalah pencemaran air tanah, kebocoran gas, dan penurunan permukaan tanah. Pencemaran air tanah merupakan risiko yang paling serius sehingga perlu dilakukan penyelidikan secara menyeluruh terhadap pembentukan, pelepasan, dan migrasi kontaminan (Kapusta dkk., 2013). Karakteristik lapisan akuifer memegang peranan penting dalam kajian penyebaran pencemaran air tanah sehingga kondisi ini harus dipertimbangkan secara komprehensif karena pola penyebaran pencemaran air tanah akan mengikuti pola penyebaran lapisan akuifernya. Kebocoran gas dapat terjadi akibat tekanan operasional di dalam reaktor gasifikasi yang lebih besar daripada tekanan hidrostatik. Penurunan permukaan tanah dapat terjadi karena adanya kekuatan batuan pengapit yang lemah dan bersifat dapat lolos air (*permeable*) sehingga saat proses pembakaran berlangsung terbentuk rekahan-rekahan yang dapat menjadi media kebocoran gas serta masuk atau keluarnya air tanah.

B. IMPLEMENTASI UCG DI BEBERAPA NEGARA

Uji coba UCG pada skala lapangan telah dilakukan di beberapa negara, seperti Australia, Rusia, Uzbekistan, dan Amerika Serikat (Tabel 6.1). Dari uji coba implementasi tersebut, risiko lingkungan utama yang banyak ditemukan adalah kontaminasi air tanah. Selain itu, terdapat beberapa kekhawatiran terjadinya penyebaran kebakaran pada lapisan batubara, meskipun hal ini belum pernah terjadi.

Burton dkk. (2019) menyatakan bahwa mekanisme terjadinya kontaminasi air tanah di akuifer disebabkan oleh

- 1) produk gas panas yang keluar saat proses pembakaran berlangsung dan masuk ke dalam strata sekitarnya;
- 2) rongga gasifikasi terisi air setelah proses pembakaran selesai (pasca-bakar) sehingga terjadi pencucian (*leaching*) kontaminan dan termigrasi keluar;

- 3) runtuhnya rongga gasifikasi yang menyebabkan terjadinya interkoneksi antara batubara dengan akuifer yang dapat menyebabkan terjadinya peningkatan kontaminasi air tanah.

Berdasarkan sebuah tinjauan komprehensif mengenai implikasi lingkungan dan kelayakan teknologi UCG di Inggris oleh Departemen Perdagangan dan Industri, UCG memiliki risiko terhadap lingkungan, terutama pencemaran air tanah di sekitar rongga gasifikasi. Risiko terhadap air tanah di lapisan akuifer tergantung pada kedalaman, jarak, kondisi geologis dan lapisan di sekitarnya, serta karakteristik lainnya yang memengaruhi proses gasifikasi (Monk dkk., 2016). Pencemaran air tanah dapat dicegah dengan menentukan lokasi UCG dan titik sumur pantau yang tepat dengan mempertimbangkan karakteristik lapisan akuifer. Pemahaman struktur geologi dan hidrogeologi lokal dapat mengisolasi zona pencemaran dari strata di sekitarnya. Upaya untuk mengurangi risiko penyebaran pencemaran air tanah dapat dilakukan dengan memantau kualitas air tanah di sekitar operasi UCG secara teratur sehingga perubahan kualitas air tanah dapat segera diketahui. Selain itu, upaya lainnya juga dengan mengatur tekanan operasional di dalam ruang bakar dan tekanan hidrostatik dengan tujuan untuk membatasi air keluar dari rongga pembakaran. Batubara dengan jenis yang berbeda (lignit, sub-bituminus, bituminus) akan menghasilkan jenis kontaminan yang berbeda pula.

Tabel 6.1 Kegiatan Uji Coba UCG di Beberapa Negara

Negara	Kegiatan Uji Coba	Permasalahan lingkungan
Australia	<p>Proyek penelitian UCG dilakukan untuk pembangkit listrik <i>Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation</i> yang berlokasi di Chinchilla, Queensland, 200 km sebelah barat Brisbane dengan mengembangkan teknologi Rusia. Pemerintah Queensland memberikan izin tiga <i>pilot project</i>, yaitu: Cougar Energy, berlokasi di Kingaroy dan mulai beroperasi pada tahun 2010, namun mendapatkan masalah saat uji coba; Linc Energy, berlokasi di Chinchilla. Uji coba dimulai pada tahun 2000. Teknologi yang dikembangkan adalah <i>reverse combustion</i> dan mulai tahun 2011 menggunakan pengeboran berarah; Carbon Energy, berlokasi di Bloodwood Creek. Mulai beroperasi pada tahun 2008. Uji coba cukup sukses dibandingkan uji coba UCG di lokasi lain. Hal tersebut karena pemilihan lokasi yang sesuai serta penggunaan standar konstruksi panas bumi dan pengembangan SOP yang baik.</p>	<p>Cougar Energy Ditemukan benzena dan toluena pada air tanah. Berdasarkan hasil investigasi dari tim independen (<i>Independent scientific panel /ISP</i>) yang dibentuk oleh pemerintah Queensland, hal tersebut diakibatkan oleh kondisi hidrogeologi yang sangat kompleks sehingga kurang cocok untuk lokasi UCG. Linc Energy Pada tahun 2016, terjadi insiden kontaminasi air tanah dalam kegiatan uji coba. Kontaminasi berasal dari kontaminan berupa cairan, padatan, tar, minyak, dan kombinasi campuran gas cair yang berbau dan bermigrasi selama proses gasifikasi.</p>
Rusia	<p>Mengembangkan teknologi UCG dangkal (<200 m) sejak tahun 1933. Penelitian dan pengembangan UCG dilakukan pada berbagai jenis batubara dengan kedalaman berbeda. Studi pencemaran air tanah dilakukan di stasiun Yuzhno-Abinsk dengan melakukan pengamatan dan pengambilan percontoh air tanah dari 18 lubang bor pemantauan. Pengambilan percontoh dilakukan pada saat sebelum dan sesudah gasifikasi.</p>	<p>Hasil pemantauan lingkungan menunjukkan terjadinya mineralisasi serta peningkatan konsentrasi fenol dan suhu air tanah. Pencemaran air tanah selama gasifikasi <i>in situ</i> bersifat lokal dan ditandai dengan adanya konsentrasi senyawa berbahaya. fenol dalam reaktor mencapai konsentrasi maksimum sebesar 0,017 mg/L.</p>

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Negara	Kegiatan Uji Coba	Permasalahan lingkungan
Uzbekistan	Satu-satunya pabrik UCG komersial di dunia yang terletak di Angren, Uzbekistan, beroperasi sejak tahun 1965.	Secara umum, kontaminan yang ditemukan berasal dari bahan partikulat/debu mineral dan jelaga pembakaran yang tidak sempurna sehingga dapat menyebabkan terbentuknya pengotor debu, hidrokarbon dan tar yang bisa merusak peralatan. Selain itu, proses pembakaran batubara juga dapat membentuk senyawa belerang yang berasal dari emisi belerang dan bersifat racun serta senyawa klorin yang dapat menimbulkan korosi.
Amerika Serikat	Kegiatan uji coba UCG sudah dimulai sejak tahun 1970-an, berlokasi di Hoe Creek dan Hanna, Wyoming.	Pada kegiatan uji coba UCG di Hoe Creek dan Hanna ditemukan kontaminan yang merupakan hasil akumulasi proses pirolisis batubara yang terjadi selama operasi, dilanjutkan dengan terjadinya pencucian akibat masuknya air tanah ke dalam rongga pembakaran. Kontaminasi berupa fenol pada air tanah di sekitar area uji coba UCG masih terdeteksi setelah tujuh tahun proses gasifikasi. Pada kegiatan uji coba di Hanna masih ditemukan konsentrasi fenol dan benzena yang tinggi.
Afrika Selatan	Proyek percontohan UCG milik Eskom di Mpumalanga mulai beroperasi pada tahun 2007 dan ditutup pada tahun 2015.	Kontaminasi air tanah terjadi dalam bentuk cairan atau gas yang mengalir keluar dari rongga gasifikasi ke air tanah di sekitarnya. Secara teoritis, pencegahan dapat dilakukan dengan mengontrol tekanan dan suhu di dalam rongga gasifikasi.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Negara	Kegiatan Uji Coba	Permasalahan lingkungan
Polandia	Percobaan UCG telah dimulai pada tahun 2007 oleh <i>Central Mining Institute of Poland</i>	Kegiatan uji coba lapangan UCG pada tahun 2013 ditemukan pencemaran lingkungan berupa migrasi kontaminan yang mencemari zona air asin di sekitarnya. Pencemaran ditemukan selama dan sesudah penghentian proses UCG. Kontaminan yang ditemukan, antara lain BTEX, fenol, batubara, PAH (polisiklik aromatik hidrokarbon), nitrogen oksida, amonia, boron, sianida, hidrogen sulfida, dan logam berat, seperti merkuri, arsen, dan selenium.

Sumber: Beath dkk. (2004); Burton dkk. (2019); Camp & White (2015); Shafirovich & Varma (2009)

C. POTENSI PENCEMARAN AIR TANAH

1. Tingkat Risiko

Tingkat risiko lingkungan UCG tergantung pada seberapa besar tingkat kemungkinan (probabilitas) terjadinya polutan proses UCG dan pengaruhnya terhadap lingkungan. Salah satu potensi risiko lingkungan yang utama adalah pencemaran air tanah yang dapat terjadi akibat adanya kebocoran gas ke batuan-batuan di sekitar reaktor gasifikasi batubara, masuknya air tanah (*water influx*) ke rongga pembakaran, dan terjadinya penurunan permukaan tanah (Krause, 2011).

Pemilihan lokasi yang tepat dan sesuai seperti yang disyaratkan oleh kegiatan UCG merupakan salah satu cara paling efektif dalam mencegah dan memperkecil risiko terjadinya kontaminasi air tanah (Camp & White, 2015). Selanjutnya, perlu dilakukan penilaian terhadap risiko yang mungkin terjadi, antara lain penilaian terhadap kondisi struktur geologi secara berkala, stratigrafi, struktur batuan, geomekanika batuan pendukung, geokimia, hidrologi, dan hidrogeologi. Di samping itu, perlu pula dipertimbangkan sumber daya dan peringkat batubara, kedalaman dan ketebalan lapisan batubara, serta jarak terhadap sungai dan penduduk setempat (Krause, 2011).

Proses gasifikasi batubara bawah tanah merupakan serangkaian reaksi yang melibatkan panas, tekanan, udara, batubara, dan air. Potensi risiko gasifikasi UCG terhadap lingkungan tidak bisa dihindari, namun kemungkinan bisa diperkecil dengan melakukan pemilihan lokasi yang tepat serta ketepatan teknologi, pengeboran dan proses gasifikasi. Berdasarkan Krause (2011), dalam melakukan mitigasi risiko, terdapat pendekatan formulasi yang bisa digunakan untuk menilai suatu potensi tingkat risiko sebagai berikut:

$$TR = PTR \times PDR$$

Keterangan:

TR = tingkat risiko; PTR = potensi terjadinya risiko; PDR = potensi dampak risiko

Tabel 6.2 menunjukkan analisis risiko UCG berdasarkan probabilitas terjadinya pencemaran dan potensi besaran dampak yang ditimbulkan.

Tabel 6.2 Analisis Risiko UCG

No.	Probabilitas Terjadinya Risiko	Potensi Dampak Risiko	Risiko
1	Tinggi	Rendah	Rendah
2	Rendah	Tinggi	Rendah
3	Tinggi	Tinggi	Tinggi

Keterangan:

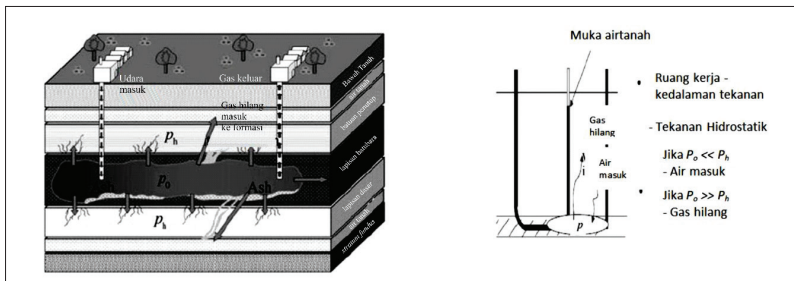
- Apabila probabilitas terjadinya risiko tinggi, sedangkan potensi dampaknya rendah, termasuk dalam kriteria risiko rendah.
- Apabila probabilitas terjadinya risiko rendah, sedangkan potensi dampaknya tinggi, termasuk dalam kriteria risiko rendah.
- Apabila probabilitas terjadinya risiko tinggi, sedangkan potensi dampaknya tinggi, termasuk dalam kriteria risiko tinggi.

Sumber: Dimodifikasi dari Krause (2011)

2. Tingkat Resiko Pencemaran Air Tanah

a. Kebocoran gas

Hal ini dapat terjadi apabila tekanan operasional di dalam reaktor gasifikasi lebih besar daripada tekanan hidrostatik yang ada di sekitar formasi batuan ($P_o > P_h$) sehingga terjadi kebocoran gas dari zona reaktor gasifikasi UCG (*caving*) ke formasi batuan di sekitarnya. Kebocoran gas ini biasanya terjadi selama proses gasifikasi berlangsung. Kemungkinan terjadinya amblesan tanah dalam kasus ini kecil, mengingat keberadaan reaktor pembakaran gasifikasi batubara bawah tanah terletak antara 250–350 m (Gambar 6.1). Permeabilitas dan tingkat saturasi air tanah pada batuan di sekitar lapisan batubara menentukan tingkat kebocoran gas. Sebagai contoh, kebocoran gas yang cukup luas terjadi di Podmoskovnya, Rusia akibat adanya lapisan batuan yang kering (awair) dan sangat lolos air di bawah lapisan batubara yang dibakar. Gas bocor hingga ke lapisan karst batugamping pada area yang luas dan menyebar hingga radius 3 km. Hal tersebut mengakibatkan operasi UCG di zona tersebut dihentikan dan dipindahkan ke lokasi lain yang kondisi lapisan batubaranya berada di bawah air (Dvornikova, 2018).



Sumber: Liu dkk. (2007)

Gambar 6.1 Kebocoran Gas Akibat Tekanan Operasional Lebih Besar dari Tekanan Hidrostatik

b. Masuknya air tanah ke dalam rongga pembakaran

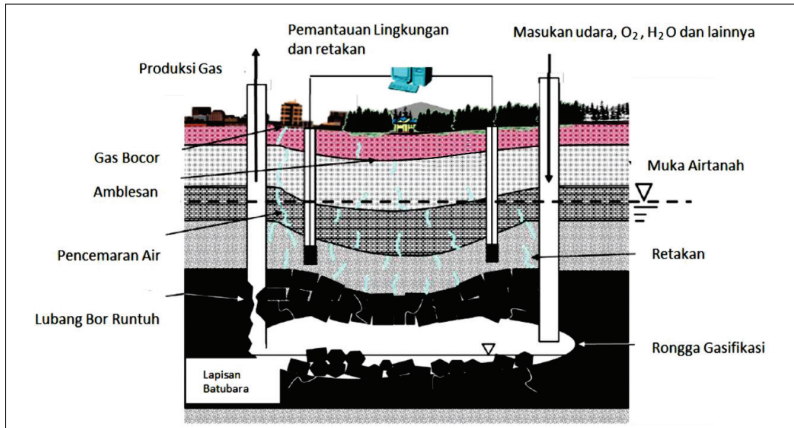
Reaktor gasifikasi UCG biasanya berada pada zona jenuh di bawah permukaan air tanah. Karena tekanan operasional di dalam reaktor gasifikasi lebih kecil daripada tekanan hidrostatik yang ada di sekitar formasi batuan ($P_o < P_h$), akan terjadi potensi masuknya air tanah dari formasi batuan di sekitarnya ke zona reaktor gasifikasi melalui rekahan-rekahan di sekitar reaktor. Air yang masuk ke rongga gasifikasi berubah menjadi uap dan dikonsumsi dalam reaksi gasifikasi. Namun, jika kuantitas air yang masuk terlalu besar, hal ini dapat mematikan proses pembakaran batubara dan rongga pembakaran akan terisi air. Hal tersebut tergantung kepada permeabilitas batuan sekitar rongga dan tekanan operasional di dalam reaktor gasifikasi (Camp & White, 2015).

Dengan masuknya air ke reaktor gasifikasi UCG, akan terjadi proses pencucian abu sisa pembakaran yang tertinggal di dalam reaktor (*ash leaching region*). Selanjutnya, dapat terjadi aliran air tanah keluar dari reaktor gasifikasi yang membawa kontaminan dan mencemari area di sekitarnya. Potensi terjadinya kontaminasi air tanah ini dapat diminimalkan melalui upaya pencegahan dan pengendalian operasional yang efektif. Hal ini untuk mencegah terjadinya migrasi kontaminan yang lebih jauh (Liu dkk., 2007). Kajian rinci kondisi hidrologi lokal sangat penting dalam pengembangan rencana pengoperasian dan pemantauan yang baik (Camp & White, 2015).

Salah satu upaya pencegahan dan pengendalian yang dapat dilakukan adalah dengan memastikan bahwa tekanan di dalam reaktor lebih rendah daripada tekanan air pori di sekitarnya yang dapat terisi oleh gas, termasuk rekahan-rekahan pada batuan di atas reaktor. Kondisi tekanan hidrologis tersebut harus terpantau secara aktif berdasarkan pengukuran dan pemodelan. Karakterisasi kondisi air tanah dan gas dalam pori batuan pada area pembakaran (lapisan batubara) dan sekitarnya, terutama pada akuifer dan sekitar akuifer harus dilakukan sebelum operasi, selama, dan setelah operasi selesai selama beberapa tahun (Camp, 2017).

c. Penurunan permukaan tanah

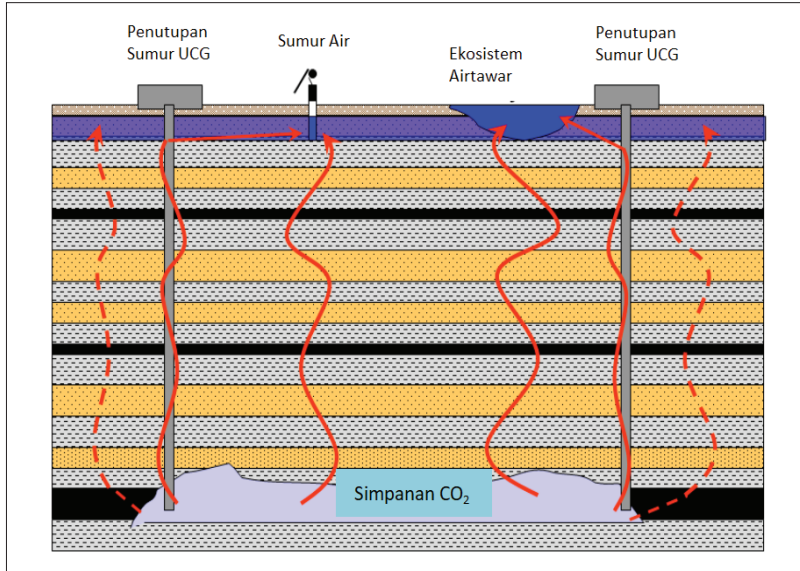
Potensi risiko terjadinya penurunan permukaan tanah pada proses UCG tergantung kepada beberapa faktor, antara lain struktur geologi, kekuatan batuan pengapit, kedalaman dan ketebalan lapisan batubara, kondisi batubara, dan pemilihan teknologi UCG. Tingkat keparahan penurunan permukaan tanah tergantung kepada ukuran rongga pembakaran dan ukuran pilar pendukung lapisan batubara (Sajjad & Rasul, 2015). Terjadinya penurunan permukaan tanah di sekitar rongga reaktor gasifikasi UCG menyebabkan terbentuknya rekahan-rekahan (*cracks*) pada lapisan batuan di sekitarnya. Rekahan tersebut dapat menjadi media terjadinya kebocoran gas dan pencemaran air tanah. Pada saat rongga reaktor gasifikasi runtuh, terjadi kontak antara lapisan batubara dengan lapisan akuifer (Gambar 6.2). Kajian menyeluruh dengan simulasi dan pemodelan numerik berdasarkan dimensi lapisan batubara dan lapisan batuan di sekitarnya harus dilakukan untuk menghindari terjadinya penurunan permukaan tanah yang signifikan (Sajjad & Rasul, 2015).



Sumber: Su dkk. (2013)

Gambar 6.2 Penurunan Permukaan Tanah

Adanya gas CO_2 dan panas dalam rongga pembakaran dapat merambat ke atas permukaan melalui rongga yang terbentuk. Hal ini berpotensi mencemari air permukaan (Gambar 6.3).



Sumber: Younger dkk. (2010)

Gambar 6.3 Potensi Pencemaran Air Permukaan Pascaproses

D. KONDISI HIDROGEOLOGI

1. Aspek Hidrologis

Aspek hidrologis daerah penelitian dikontrol oleh kondisi batas parameter meteorologi (presipitasi), klimatologi, keberadaan air permukaan, topografi, dan morfologi. Kondisi batas ini sangat berpengaruh terhadap siklus hidrologi yang tujuannya untuk mengetahui keseimbangan air di daerah tersebut, antara lain curah hujan bulanan dan harian, *water surplus* (W_s), infiltrasi (I), *groundwater storage volume* (V_n), *base flow* (B_n), *direct run off* (DRO), dan *run off* (Q_n) (Mock, 1973). Hal lain yang perlu diketahui adalah tingkat erosi tanah oleh air di permukaan.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Apabila tingkat erosi tidak dikelola dengan baik, akan menimbulkan potensi longsor. Beberapa faktor yang memengaruhi besarnya erosi adalah curah hujan, tanah, lereng (topografi), vegetasi, dan aktivitas manusia.

Daerah penelitian berjarak sekitar 5 km dari Macang Sakti dan sekitar 10 km dari Desa Lintang serta dilalui Sungai Lintang (orde 1). Muara aliran air Sungai Lintang masuk ke arah Sungai Ampalau (orde 2) yang terletak di desa Ulang Umbacang, berjarak sekitar 12 km dari Desa Lintang. Sungai Ampalau termasuk bagian dari daerah aliran sungai (DAS) orde 3 dan 4 yang terletak di Muara Rawas. Aliran sungai ini bermuara ke Sungai Musi dan dikategorikan sebagai sungai berorde 5.

Prediksi hujan ditentukan dari hasil analisis frekuensi data curah hujan yang tersedia menggunakan metode *partial duration series*, yaitu mengambil data curah hujan maksimum periode 2009–2015. Setelah itu, diperoleh persentase periode ulang hujan yang akan terjadi. Karena UCG masih dalam tahap proyek perencanaan, prediksi hujan ditentukan menggunakan periode ulang hujan 5 tahunan. Dengan rumus Mononobe (Tabel 6.3) dapat diketahui intensitas curah hujan (I) untuk periode 5 tahunan sebesar 16,42 mm/jam dan R_{24} yaitu curah hujan harian rencana sebesar 35,91 mm/hari.

Tabel 6.3 Intensitas Curah Hujan

Periode Ulang (Tahun = T)	Curah Hujan Rencana (mm/hari)	Intensitas Curah Hujan (mm/jam)
5	35,91	16,42
10	20,87	9,54
15	24,80	11,34
20	27,55	12,60
25	29,67	13,57
30	31,39	14,36

2. Klasifikasi Laju Infiltrasi

Model infiltrasi yang digunakan adalah metode Horton yang menyatakan bahwa kapasitas infiltrasi berkurang seiring dengan bertam-

bahnya waktu hingga mendekati nilai yang konstan. Besarnya tingkat infiltrasi air permukaan di daerah kajian diperoleh dengan melakukan pengukuran kecepatan penyerapan air permukaan terhadap fungsi waktu. Dalam penentuan nilai infiltrasi, digunakan klasifikasi Rickard dan Cossens serta pengukuran menggunakan alat *double ring infiltrometer*. Klasifikasi laju infiltrasi daerah kajian memiliki nilai sangat rendah (<2,5 mm/jam) sampai rendah (2,5–15 mm/jam).

3. Nilai Erosi

Arsyad (2000) menyatakan erosi merupakan akibat interaksi faktor iklim, tanah, topografi, vegetasi, dan akibat aktivitas manusia terhadap sumber daya alam. Dari klasifikasi tingkat bahaya erosi (TBE) di sekitar daerah penelitian UCG, diperoleh nilai erosi antara 0,000488–0,0204 ton/ha/tahun. Klasifikasi tingkat bahaya erosi tersebut termasuk dalam kriteria tingkat erosi sangat ringan (*very light*).

4. Karakteristik Sungai

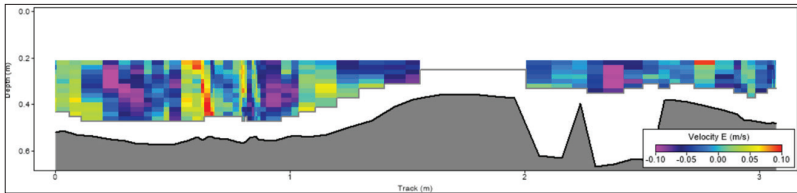
Di sekitar daerah penelitian terdapat empat sungai, yakni Lintang, Ampalau, Rawas, dan Musi yang secara berturut-turut merupakan hulu sampai hilir sungai. Untuk mengetahui karakteristik sungai digunakan alat River Surveyor-M9. Dari hasil pengukuran diperoleh karakteristik masing-masing sungai, antara lain temperatur, dimensi, kecepatan aliran, dan debit aliran sungai (Tabel 6.4 dan 6.5). Selain itu, juga diketahui klasifikasi orde dan tingkat percabangan sungai berdasarkan metode Kern dan Strahler serta profil melintang masing-masing sungai (Gambar 6.4).

Tabel 6.4 Lokasi Pengukuran Sungai

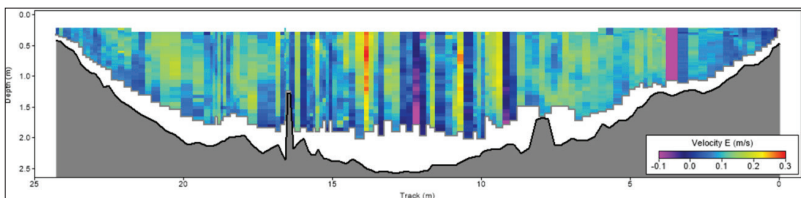
No	Sungai	Koordinat	
		Lintang Selatan	Bujur Timur
1	Lintang	2° 40' 39,31"	103° 21' 37,56"
2	Ampalau	2° 40' 42,21"	103° 21' 30,50"
3	Rawas	2° 42' 3,04"	103° 20' 57,93"
4	Musi	2° 52' 16,87"	103° 49' 38,58"

Tabel 6.5 Karakteristik Sungai

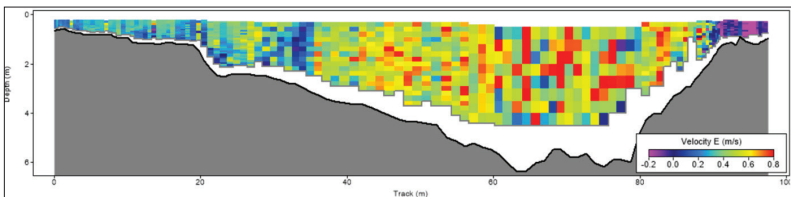
No	Sungai	Lebar (m)	Kedalaman (m)	Kecepatan (m/s)	Debit (m ³ /s)	Suhu (°C)	Orde
1	Lintang	3,2	0,5–0,65	0,037–0,165	0,132–0,137	28,20	1
2	Ampalau	25	2,5–2,7	0,029–0,120	3,411–3,419	29,10	2
3	Rawas	100	6–6,5	0,048–1,760	186,408–187,36	28,90	3 & 4
4	Musi	235	8–8,20	0,034–0,383	609,735–615,464	29,00	5



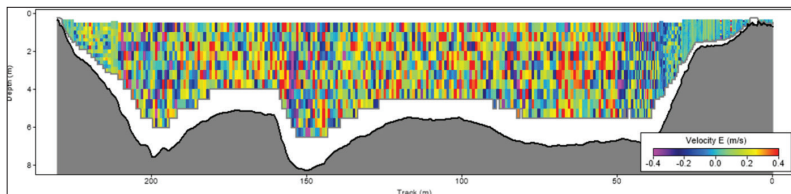
(a)



(b)



(c)



(d)

Ket.: (a) Sungai Lintang, (b) Sungai Ampalau, (c) Sungai Rawas, dan (d) Sungai Musi

Gambar 6.4 Profil Melintang Sungai Hasil Pengukuran River Surveyor-M9

5. Keseimbangan Air

Berdasarkan data klimatologi 2009–2015 di daerah penelitian dan sekitarnya, kondisi topografis serta morfologis yang ada, dapat dihitung nilai keseimbangan air dan parameter utama hidrologi (Mock, 1973). Dari hasil perhitungan diperoleh parameter kecenderungan pola air limpasan (*runoff*) dan kecenderungan volume penyimpanan air tanah (*groundwater storage volume*) dari tahun 2009 sampai tahun 2013 yang tersaji berturut-turut pada Tabel 6.6 dan Tabel 6.7. Secara total, setiap tahun dari 2009 sampai 2013 dapat dilihat bahwa jumlah air limpasan tertinggi terjadi pada tahun 2010 sebesar 1.442,46 mm (14.424,6 m³/ha) dan pada tahun 2011 mempunyai jumlah air limpasan terendah sebesar 382,10 mm untuk luasan 3.821 m³/ha. Kecenderungan volume penyimpanan air tanah secara total dapat diketahui bahwa pada tahun 2010 mempunyai jumlah volume penyimpanan air tanah tertinggi sebesar 1.142,28 mm (11.420 m³/ha) dan pada tahun 2011 mempunyai jumlah volume penyimpanan air tanah terendah sebesar 335,48 mm (3.354,8 m³/ha).

Berdasarkan perhitungan terhadap keseimbangan air pada 2009–2015, dapat diketahui parameter utama hidrologi serta pola *direct runoff* (DRO), *groundwater storage* (GS), dan *base flow* (BF) mengikuti pola curah hujan. Adapun nilai evapotranspirasi aktual cenderung bervariasi. Dengan demikian, dapat diketahui bahwa karakteristik hidrologis dan hidrogeologi antara pola air limpasan dan volume penyimpanan air tanah secara total setiap tahun di daerah penelitian berbanding lurus dan mempunyai hubungan signifikan untuk dipertimbangkan dalam perencanaan pembangunan *pilot plant* gasifikasi batubara bawah tanah.

6. Aspek Hidrologi

a. Kebocoran gas

Pola air tanah digambarkan berdasarkan data muka air tanah yang diukur dari beberapa sumur bor. Dari Gambar 6.5 dapat dilihat bahwa kecenderungan pola tersebut di daerah penelitian secara umum bergerak dari utara menuju selatan dan dari timur laut menuju barat daya. Daerah penyelidikan bagian tenggara (UCG-9 dan UCG-10) menunjukkan pola aliran air tanah dari arah timur ke barat dan dari

Tabel 6.6 Kecenderungan Pola Air Limpasan 2009–2013

Tahun	Jan	Feb	Mar	Apr	Mei	Jun	Jul	Agst	Sep	Okt	Nov	Des	TOTAL
2009	233,85	130,53	202,20	187,27	59,02	26,18	73,32	-8,24	7,34	-2,16	213,86	263,00	1385,17
2010	478,73	273,71	208,47	52,79	41,60	24,96	78,68	21,15	12,69	7,62	224,33	17,74	1442,46
2011	0,03	23,44	14,06	8,44	5,06	28,76	6,73	4,04	2,42	1,45	117,55	170,12	382,10
2012	130,68	289,10	145,65	119,22	45,18	28,01	17,37	10,77	6,68	127,13	187,05	218,17	1325,01
2013	133,04	116,70	103,06	183,66	48,61	30,14	18,69	11,59	7,18	4,45	2,76	234,66	894,55
Rerata	195,27	166,70	134,69	110,28	39,90	27,61	38,76	7,86	7,26	27,70	149,11	180,74	-

Tabel 6.7 Kecenderungan Penyimpanan Air Tanah 2009–2015

Tahun	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	TOTAL
2009	120,27	111,462	142,142	147,559	88,5355	48,711	54,4572	18,3387	11,0032	3,46701	103,541	167,936	1017,28
2010	237,06	227,659	192,657	104,003	62,4017	37,441	52,8839	31,7303	19,0382	11,4229	111,795	54,1023	1142,28
2011	58,589	35,1534	21,092	12,6552	7,59313	16,8368	10,1021	6,06126	3,63675	2,18205	57,0239	104,557	335,482
2012	58,2796	163,609	141,302	118,898	73,7166	45,7043	28,3367	17,5687	10,8926	65,4818	118,037	155,943	997,769
2013	94,0124	96,9561	91,7317	127,931	79,3173	49,1767	30,4896	18,9035	11,7202	7,26652	4,50542	114,029	726,04
2014BT	131,465	90,2243	107,212	98,9122	61,3256	38,0218	23,5735	14,6156	9,06167	5,61842	3,49331	141,623	5,136
2014SD	78,7375	59,1708	60,3619	72,4838	44,9399	27,8628	17,2749	10,7104	6,64048	4,1171	2,5526	154,984	539,837
2015BT	52,8983	51,1261	149,698	130,761	81,0718	50,2645	31,164	19,3217	11,9794	7,42726	4,6049	90,6492	680,966
2015SD	90,434	84,4168	247,744	200,678	124,421	77,1408	47,8273	29,6529	18,3848	11,3986	7,06712	158,263	1097,43
Rerata	113,614	126,968	117,785	102,209	62,3128	39,574	35,2539	18,5205	11,2582	17,964	78,9804	119,332	-

Buku ini tidak diperjualbelikan.

timur laut menuju barat daya, sedangkan daerah penyelidikan bagian barat laut (UCG-1 dan UCG-2) menunjukkan pola aliran air tanah dari utara menuju selatan dan dari timur menuju barat. Sementara itu, pada daerah penyelidikan UCG-7 dan UCG-8, arah air tanah relatif bergerak dari utara menuju selatan. Karakter pola aliran air tanah bagian utara memiliki karakter sebagai daerah imbunan air tanah. Hal ini ditunjukkan dengan pola kontur air tanah yang rapat dan relatif cembung.

b. Uji Pemompaan

Tahapan ini dilakukan untuk mengidentifikasi parameter akuifer berupa sifat fisiknya yang terdiri atas transmisivitas (T) dan permeabilitas (k). Metode yang digunakan untuk melakukan uji pemompaan adalah metode *straight line* Cooper dan Jacob. Pada metode ini digunakan konsep *non-equilibrium well* yang dapat mendeskripsikan penyebaran tekanan cembung air tanah sumur uji pemompaan ke lapisan akuifer. Pada dasarnya, ada tiga tahapan pengujian yang dilakukan, antara lain *step drawdown*, *long term*, dan *recovery*. Pada metode Jacob, terdapat hubungan antara waktu (t) sejak pemompaan dimulai dan penurunan permukaan air (h) dalam sumur. Dari metode Cooper dan Jacob tersebut, dapat diketahui nilai transmitivitas (T) dan kuantitas simpanan air tanah (S) berdasarkan rumus

$$T = \frac{2,3Q}{4\pi\Delta h}$$

Keterangan:

- T : transmitivitas (m²/hari)
- Δh : selisih kenaikan residual *drawdown*
- Q : debit pemompaan tetap

Selain itu, dilakukan juga perhitungan pendugaan kuantitas air tanah yang tergantung kepada ketebalan, besarnya permeabilitas, dan besarnya imbunan akuifer. Jumlah simpanan tanah pada akuifer dapat dihitung dengan pendekatan persamaan sebagai berikut:

$$S = \frac{2,25 T t_0}{r^2}$$

Keterangan:

S = simpanan (m³)

T = transmitivitas (m²/hari)

r = tebal akuifer (m)

Uji pemompaan dilakukan pada sumur bor UCG-10, yaitu sumur produksi dan dua titik sumur pantau yang terdiri atas UCG-9 dan UCG-11 (Gambar 6.5). Untuk melakukan analisis data, digunakan perangkat lunak AQTESOLV versi 4.5. Data yang diperoleh dari uji pemompaan berupa waktu (t) sejak pemompaan dimulai dan nilai penurunan permukaan air (h) dalam sumur. Data tersebut ditunjukkan oleh garis lurus seperti terlihat pada Gambar 6.6. Dari hasil uji pemompaan tersebut, diperoleh nilai transmisivitas akuifer (T) sebesar 93 kaki²/hari atau 8,64 m²/hari dan konduktivitas hidrolika (K) sebesar 0.11 kaki/hari atau 0,034 m/hari.

c. Uji Packer (Uji Permeabilitas Secara In situ)

Uji permeabilitas *in situ* merupakan metode pengujian yang digunakan untuk memperkirakan konduktivitas hidrolis (K) rata-rata massa batuan yang akan digunakan dalam analisis migrasi polutan ke lingkungan. Syarat dilakukannya pengujian ini adalah lapisan yang akan diuji merupakan formasi batuan yang kompak dan padat. Nilai konduktivitas hidrolis dihitung menggunakan prinsip aliran Darcy pada kondisi tunak (*steady state*) dengan formula

$$Q = -KA \frac{h}{l}$$

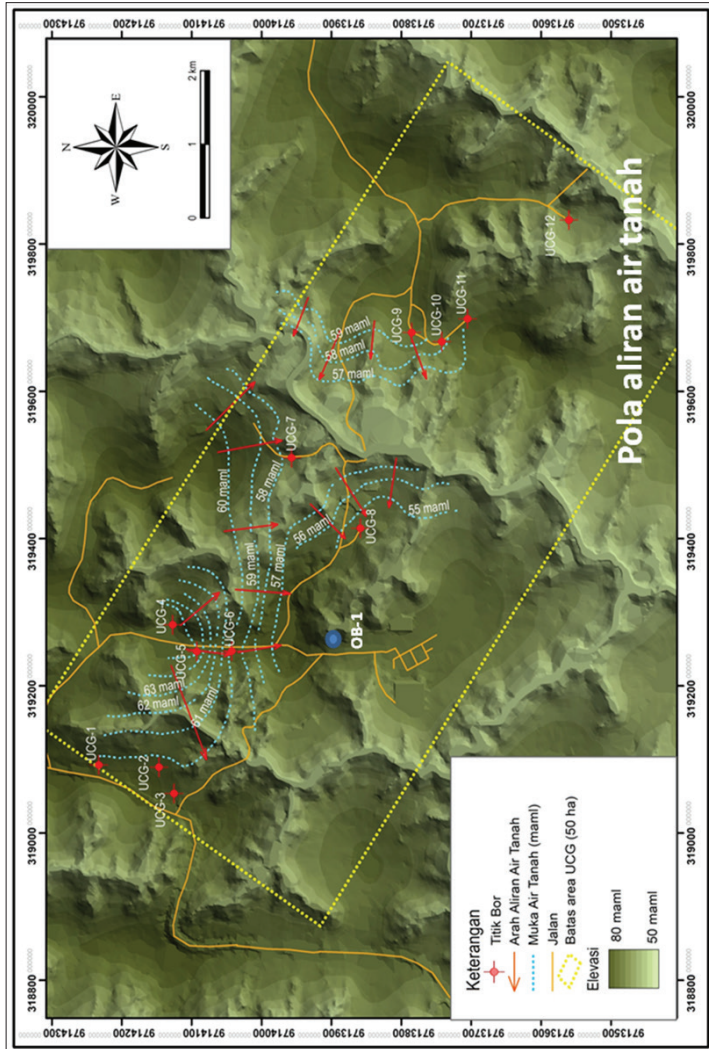
Keterangan:

Q = kecepatan aliran air tanah

(nilai negatif menunjukkan aliran air dengan arah ketinggian yang menurun)

A = penampang akuifer

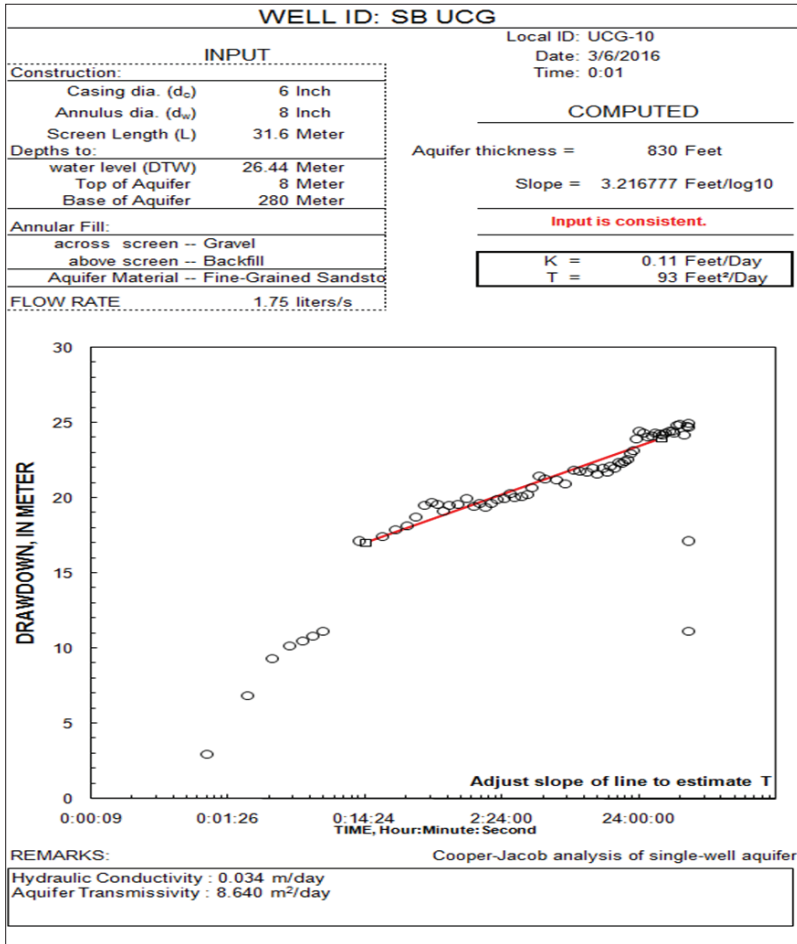
h/l = gradien hidrolika



Sumber: Dokumentasi Pribadi (2017)

Gambar 6.5 Pola Aliran Air Tanah

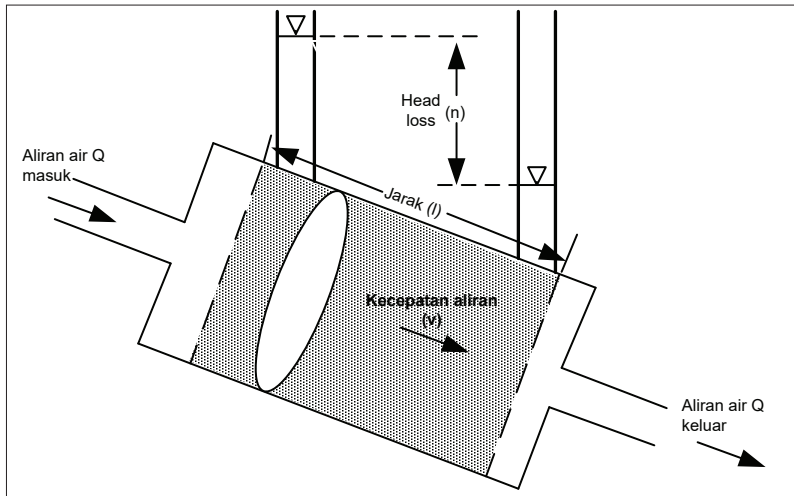
Buku ini tidak diperjualbelikan.



Gambar 6.6 Contoh analisis konduktivitas hidrolik dan transmisivitas menggunakan perangkat lunak AQTESOLV Versi 4.5.

Aliran air tanah di dalam akuifer dikontrol oleh adanya ketidakseimbangan tekanan air atau ketinggian hidrolika (*hydraulic head*) yang berbeda (Gambar 6.7). Perbedaan dalam level air tanah biasa disebut sebagai *head loss* (h) dan diekspresikan dalam satuan meter, sedangkan kemiringan muka air tanah disebut sebagai gradien hidrolik (h/l) yang

merupakan rasio antara ketinggian dan jarak (Syaeful & Sucipta, 2013). Perhitungan *head* air tanah dilakukan dengan mengonversi tekanan berdasarkan fungsi hubungan *head-pressure*. Nilai dalam tekanan yang berbeda dibutuhkan dalam menginterpretasi nilai *lugeon* dan interpretasi diskontinuitas pada akuifer medium rekahan.



Sumber: Syaeful & Sucipta (2013)

Gambar 6.7 Ilustrasi Berdasarkan Persamaan Darcy

Uji permeabilitas *in situ* pada area penelitian dilakukan pada titik OB-1 (Gambar 6.5). Terdapat dua lapisan akuifer yang diuji, yaitu Akuifer 2 (kedalaman 213–230 m) dan Akuifer 3 (kedalaman 142–151 m). Berdasarkan hasil uji tersebut, diperoleh nilai konduktivitas hidrolis Akuifer 3 sebesar $1,82 \times 10^{-6}$ m/detik sampai dengan 216×10^{-6} m/detik dan rerata nilai konduktivitas hidrolis adalah $2,03 \times 10^{-6}$ m/detik. Akuifer 2 memiliki nilai konduktivitas hidrolis sebesar $1,22 \times 10^{-6}$ m/detik sampai dengan $3,88 \times 10^{-6}$ m/detik dan rerata nilai konduktivitas hidrolis sebesar $6,38 \times 10^{-7}$ m/detik.

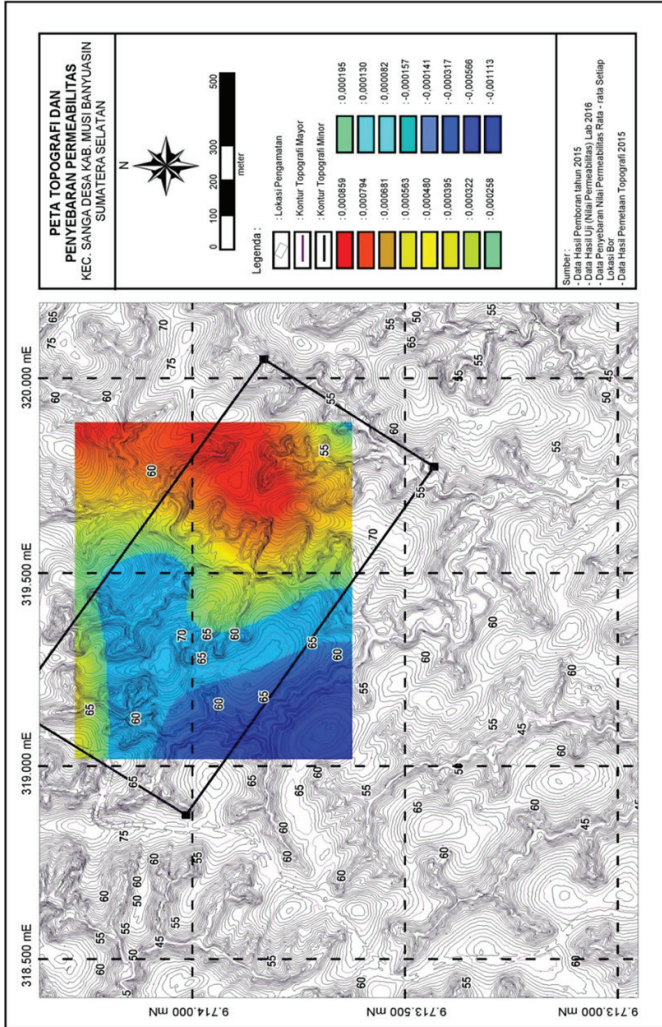
Nilai konduktivitas pada Akuifer 3 menunjukkan zona akuifer cenderung homogen dari batas atas hingga batas bawah akuifer,

sedangkan pada Akuifer 2 memiliki rentang nilai yang cukup lebar dengan perbedaan maksimum dan minimum konduktivitas hidrolis sebesar 2 orde. Rentang nilai konduktivitas hidrolis pada Akuifer 2 tersebut dapat terjadi karena perbedaan komposisi kandungan butir atau sifat akuifer yang menjari. Pada bagian atas Akuifer 2, komposisi butir akuifer mendekati komposisi batupasir-lanauan, sedangkan pada bagian tengah Akuifer 2 cenderung mendekati komposisi batupasir halus, dan pada bagian bawah Akuifer 2 cenderung mendekati dengan komposisi batulanau.

d. Nilai Permeabilitas (k)

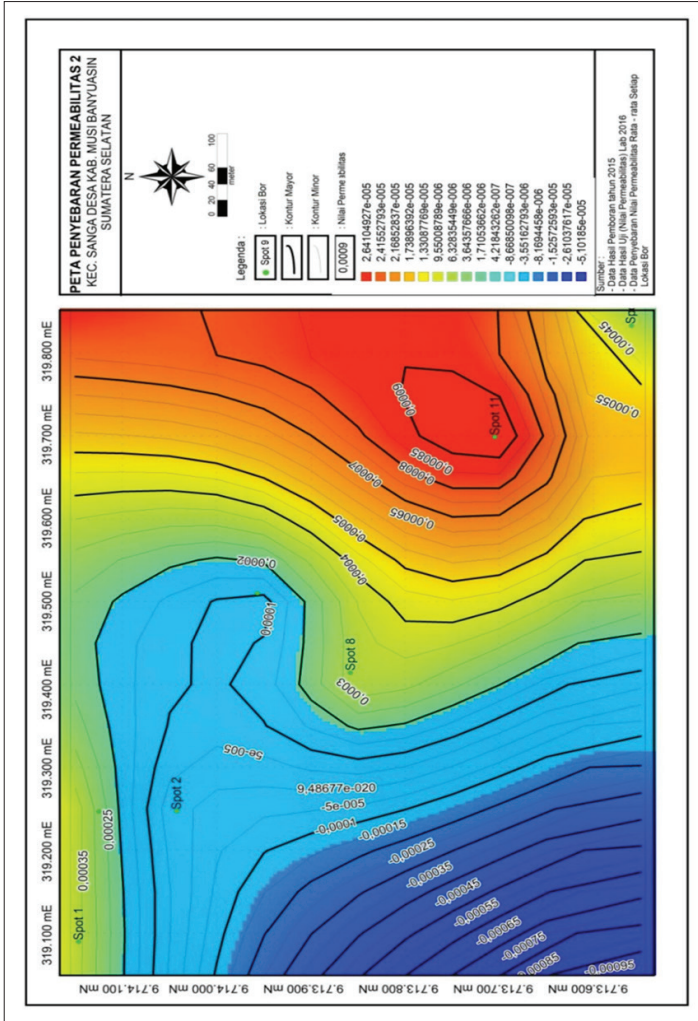
Parameter petrofisik berupa kemampuan batuan untuk meloloskan fluida atau nilai yang menyatakan kemampuan suatu lapisan batuan dalam meloloskan air. Satuan permeabilitas yang umum digunakan adalah Darcy. Titik bor UCG-1 mempunyai nilai permeabilitas (k) antara $7,3 \times 10^{-4}$ – $7,974 \times 10^{-8}$ cm/detik, sementara pada titik bor UCG-2 memiliki nilai permeabilitas (k) antara $6,200 \times 10^{-4}$ sampai dengan $8,738 \times 10^{-7}$ cm/detik. Berdasarkan nilai permeabilitas pada titik bor UCG-1 dan UCG-2, kedua lokasi tersebut cukup berpotensi dalam meloloskan air dan terhadap keterdapatan air. Nilai permeabilitas lapisan batuan di sebelah tenggara daerah penelitian lebih besar dibanding dengan nilai permeabilitas lapisan batuan di sebelah barat laut sehingga signifikan untuk diperhatikan.

Nilai permeabilitas (k) pada UCG-8 antara $3,047 \times 10^{-8}$ sampai dengan $7,377 \times 10^{-4}$ cm/detik. Nilai permeabilitas UCG-8 relatif lebih besar dari UCG-1 dan UCG-2. UCG-9 memiliki nilai permeabilitas yang relatif lebih besar daripada UCG-8. Nilai k pada UCG-9 adalah $1,947 \times 10^{-6}$ sampai dengan $1,767 \times 10^{-3}$ cm/detik. Berdasarkan data tersebut, nilai permeabilitas di daerah sebelah selatan sampai tenggara penelitian relatif lebih besar dibanding dengan nilai permeabilitas di sebelah barat sampai barat laut. Berdasarkan nilai k dari seluruh titik bor pada lokasi penelitian, kondisi di sekitar area penelitian cukup berpotensi dalam meloloskan air dan terhadap keterdapatan air. Peta penyebaran nilai permeabilitas di sekitar daerah penelitian dapat dilihat pada Gambar 6.8 dan Gambar 6.9.



Gambar 6.8 Peta Topografi dan Penyebaran Nilai Permeabilitas

Buku ini tidak diperjualbelikan.



Gambar 6.9 Peta Penyebaran Permeabilitas di Lokasi Penelitian

Buku ini tidak diperjualbelikan.

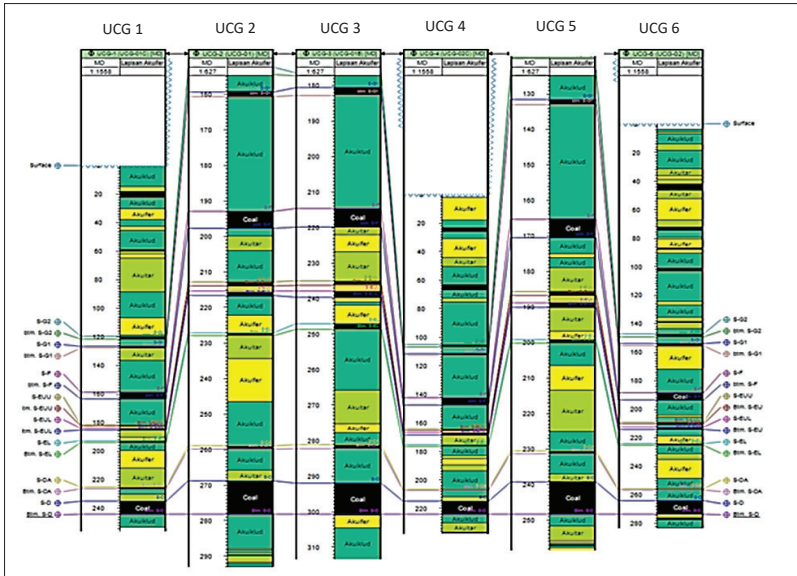
e. Karakteristik Lapisan Akuifer

Berdasarkan klasifikasi Mendel, hasil analisis terhadap kondisi litologis, stratigrafis, struktur geologi, geometri akuifer, keberadaan dan penyebaran air tanah, kondisi geografis serta morfologis, tipologi sistem akuifer di daerah penyelidikan termasuk ke dalam dua tipe, yaitu sistem akuifer endapan aluvial dan batuan sedimen. Tipologi sistem akuifer endapan aluvial secara geologis berupa lempung, pasir, dan kerikil hasil erosi serta transportasi dari batuan hulunya. Dengan melihat kondisi ini, umumnya lapisan batuan (tanah) di endapan aluvial tersebut bersifat tidak kompak sehingga daerah ini mempunyai potensi terhadap penyimpanan air tanah yang signifikan, sedangkan tipologi sistem akuifer batuan sedimen berupa batupasir sampai dengan serpih (batulempung) yang pada dasarnya mirip dengan sistem akuifer endapan aluvial (delta) dan terdiri atas perselingan batupasir dengan batulempung. Sistem ini mempunyai umur yang lebih tua dan telah mengalami proses diagenesis yang menyebabkan terjadinya kompaksi, sedimentasi, dan litifikasi sehingga proses ini menyebabkan terjadinya reduksi porositas dan permeabilitas pada batupasir. Sedimen ini mengisi depresi berbentuk cekungan dalam skala regional pada formasi geologi dengan batupasir yang kemudian dijumpai sebagai akuifer tertekan. Potensi air tanah di daerah ini umumnya kecil, mengingat batuan penyusunnya berupa serpih, napal, atau batulempung yang bersifat kedap air.

Tipologi sistem akuifer batuan sedimen pada area penelitian ini terdiri atas dua jenis, yaitu akuifer bebas (*unconfined aquifer*) dan akuifer tertekan (*confined aquifer*). Akuifer bebas umumnya terdapat pada kedalaman 3–25 m. Litologi penyusun akuifer dangkal berupa lapisan batulempung, batupasir, batulanau, dan kerikil. Secara umum, lapisan akuifer dangkal di bagian utara daerah penyelidikan menipis dengan ketebalan sekitar 15 m yang terletak pada kontur dengan ketinggian antara 72,34–78,25 m, sedangkan di sebelah selatan daerah penyelidikan lapisan akuifer semakin tebal, yaitu antara 10–40 m. Akuifer tertekan tersusun oleh batulempung, batulempung-pasiran, dan batupasir yang terletak pada kedalaman bervariasi antara 55–300 m dengan ketebalan lapisan bervariasi antara 30–60 m di bagian selatan dan semakin menipis ke arah utara daerah penyelidikan sampai ketebalan 20 m.

f. Potensi Lapisan Batubara sebagai Pilot Plant UCG

Dari hasil pengeboran eksplorasi di sekitar area penelitian, batubara target yang akan diujicobakan untuk kegiatan UCG ini adalah Lapisan Batubara D pada litologi UCG-1 yang terletak pada kedalaman antara 241,50–248,00 m dengan ketebalan batubara 6,50 m (Gambar 6.10). Batuan pengapit batubara bagian atas merupakan batupasir-lempungan (akuitar) dengan ketebalan 7,5 m, sedangkan lapisan bawahnya adalah jenis batulempung (akuiklud) dengan ketebalan 8,50 m. Kedua batuan pengapit tersebut merupakan batuan permeabel sehingga area di sekitar lokasi ini mempunyai potensi dan cukup aman untuk kegiatan uji coba pembakaran batubara bawah tanah.



Sumber: Dokumentasi Pribadi (2017)

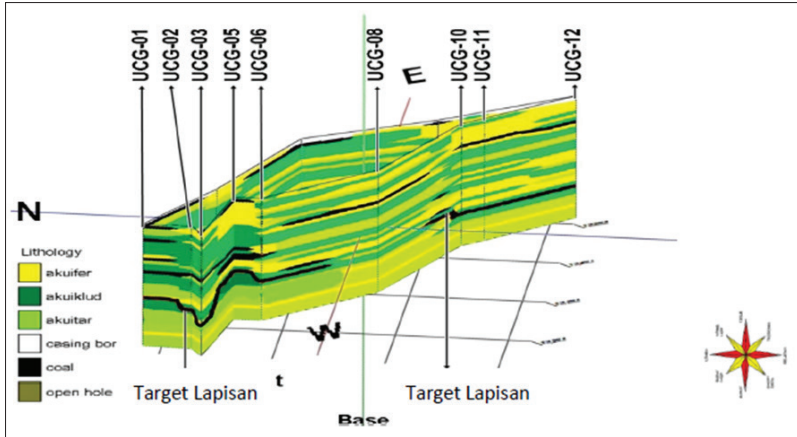
Gambar 6.10 Lapisan Akuifer *Flatten* pada Lapisan Batubara D

Pada litologi UCG-3, terdapat lapisan akuifer (batupasir) tepat di bawah lapisan batubara target. Kondisi ini merupakan kondisi yang tidak layak untuk kegiatan gasifikasi batubara bawah tanah

Buku ini tidak diperjualbelikan.

karena keberadaan air tanah yang masuk ke dalam reaktor UCG dapat memengaruhi besarnya intensitas panas saat proses gasifikasi serta menimbulkan potensi terjadinya pencemaran air tanah. Polutan sisa pembakaran akan bermigrasi dan menyebar bersamaan dengan aliran air tanah. Hal tersebut juga terlihat pada lapisan batubara litologi UCG-2 pada kedalaman antara 271,60–281,30 m dengan ketebalan batubara sebesar 9,7 m. Batuan pengapit bagian atas adalah batupasir (akuitar) dengan tebal 0,18 m dan jenis batulempung (akuiklud) dengan ketebalan 7,92 m, sedangkan lapisan bagian bawahnya adalah jenis batulempung dengan ketebalan 6,30 m. Pada litologi UCG-4, lapisan batubara berada pada kedalaman 224,00–233,00 m dengan ketebalan 9 m. Batuan pengapit bagian atas adalah jenis batulempung dengan ketebalan 25,00 m, sedangkan lapisan bagian bawahnya adalah jenis batupasir lempungan (akuitar) dengan ketebalan 13 m sehingga memiliki potensi untuk pengembangan UCG.

Lapisan batubara pada litologi UCG-5 berada pada kedalaman antara 239,80–248,83 m dengan ketebalan batubara 9,03 m. Batuan pengapit bagian atas adalah batupasir (akuitar) dengan ketebalan 10,13 m dan batulempung (akuiklud) dengan ketebalan 7,22 m, sedangkan lapisan bagian bawahnya adalah jenis batulempung dengan ketebalan 4,85 m. Formasi batuan ini memiliki potensi untuk pengembangan UCG. Begitu juga pada lapisan batubara UCG-6, lapisan batubara D berada pada kedalaman antara 262,50–273,00 m dengan ketebalan batubara 10,5 meter; adapun batuan pengapit bagian atas adalah jenis batulempung dengan ketebalan 12,35 m, sedangkan lapisan bagian bawahnya adalah jenis batulempung dengan ketebalan 10,05 m. Penyebaran lapisan akuifer di daerah penelitian secara tiga dimensi dapat dilihat pada Gambar 6.11.



Sumber: Dokumentasi Pribadi (2017)

Gambar 6.11 Penyebaran Lapisan Akuifer secara Tiga Dimensi

Berdasarkan kajian terhadap aspek hidrogeologi, titik sumur pengeboran UCG-5, UCG-6, UCG-7, UCG-11, dan UCG-12 merupakan lokasi yang dapat direkomendasikan untuk dilakukan uji coba UCG karena batuan pengapit lapisan batubara D umumnya diapit oleh lapisan akuiklud yang cukup tebal, sedangkan lokasi di sekitar UCG-1, UCG-4, UCG-9, dan UCG-10 merupakan lokasi yang signifikan untuk dipertimbangkan dalam pengembangan UCG karena sebagian batuan pengapit lapisan batubara D (lapisan target) merupakan lapisan akuiklud dan akuitar (*semi-impermeable*) serta relatif tipis. Lokasi di sekitar UCG-2 dan UCG-3 merupakan lokasi yang tidak direkomendasikan untuk dilakukan uji coba UCG karena batuan pengapitnya terletak di antara lapisan akuifer.

F. KESIMPULAN

Potensi risiko lingkungan utama akibat proses UCG adalah pencemaran air tanah dan terjadinya amblesan/penurunan permukaan tanah. Jika tekanan operasional (P_o) < tekanan hidrostatik (P_h), aliran air tanah akan masuk ke dalam rongga pembakaran (*water influx*). Jika tekanan operasional (P_o) > tekanan hidrostatik (P_h), akan terjadi kebocoran gas

(*gas lost*) ke formasi batuan di sekitarnya. Hal ini berpotensi terjadinya pencemaran air tanah. Kondisi tersebut dapat dicegah dengan pemilihan lokasi yang tepat dan pengaturan kondisi operasional yang sesuai. Hal penting yang harus dilakukan dalam pemilihan lokasi dan untuk mengetahui pengaruh operasional pembakaran terhadap kondisi di sekitarnya adalah melakukan kajian hidrogeologi. Selain itu, dalam rangka pencegahan dan mengurangi risiko penyebaran pencemaran air tanah, perlu dilakukan pemantauan kualitas air tanah di sekitar operasi UCG secara teratur sehingga perubahan kualitas air tanah dapat segera diketahui.

REFERENSI

- Arsyad, S. 2000. *Konservasi Tanah dan Air*. IPB Press. Bogor
- Beath, A., Craig, S., Littleboy, A., Mark, R., & Mallett, C. (2004). *Underground coal gasification: Evaluating environmental barriers* (CSIRO Energy Transformed Flagship Report, August). <https://doi.org/10.4225/08/59a9ae521cd41>
- Burton, E., Upadhye, R., & Friedmann, S. (2019). *Best practices in underground coal gasification*. <https://doi.org/10.2172/1580018>
- Camp, D. (2017). *A review of underground coal gasification research and development in the United States*. <https://doi.org/10.2172/1368032>
- Camp, D., & White, J. A. (2015). *Underground coal gasification: An overview of groundwater contamination hazards and mitigation strategies*. Lawrence Livermore National Laboratory.
- Dvornikova, E. V. (2018). The role of groundwater as an important component in underground coal gasification. Dalam *Underground Coal Gasification and Combustion*, 253–281. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00009-8>
- Kapusta, K., Stańczyk, K., Wiatowski, M., & Chećko, J. (2013). Environmental aspects of a field-scale underground coal gasification trial in a shallow coal seam at the Experimental Mine Barbara in Poland. *Fuel*, 113, 196–208. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.05.015>
- Krause, S. (2011). *Hydro-geological implications of underground coal gasification environmental risk assessment*. Keele University.

- Liu, S., Li, J., Mei, M., & Dong, D. (2007). Groundwater pollution from underground coal gasification. *Journal of China University of Mining and Technology*, 17(4), 467–472. [https://doi.org/10.1016/S1006-1266\(07\)60127-8](https://doi.org/10.1016/S1006-1266(07)60127-8)
- Mock, F. J. (1973). *Land capability appraisal Indonesia: Water availability appraisal*. Food and Agriculture Organization of The United Nations.
- Monk, F., Hollowes, D., Moore, K., & Ross, L. (2016). Dalam M. Church, R. Dixon, & S. Shaw (Eds.), *Fuelling the fire: The chequered history of underground coal gasification and coal chemicals around the world*.
- Sajjad, M., & Rasul, M. G. (2015). Prospect of underground coal gasification in Bangladesh. *Procedia Engineering*, 105, 537–548. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.05.087>
- Shafirovich, E., & Varma, A. (2009). Underground coal gasification: A brief review of current status. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 48(17), 7865–7875. <https://doi.org/10.1021/ie801569r>
- Su, F., Nakanowataru, T., Itakura, K., Ohga, K., & Deguchi, G. (2013). Evaluation of structural changes in the coal specimen heating process and UCG model experiments for developing efficient UCG systems. *Energies*, 6(5), 2386–2406. <https://doi.org/10.3390/en6052386>
- Syaeful, H., & Sucipta. (2013). Penentuan koefisien hidraulik pada tapak NSD, Serpong, berdasarkan metoda uji permeabilitas in-situ. *Eksplorium*, 34(1), 35–50.
- Younger, P. L., Gonzalez, G., & Amezaga, J. M. (2010). Water management issues in the underground gasification of coal and the subsequent use of the voids for long-term carbon dioxide storage. *Mine Water and Innovative Thinking: IMWA 2010*, 67–70.



BAB VII

Teknologi Gasifikasi Batubara Bawah Tanah dan Perkembangannya

Zulfahmi

A. SEJARAH TEKNOLOGI UCG

Ide awal teknologi *underground coal gasification* (UCG) diperkenalkan oleh Sir William Siemens pada 1868 dan ide ini beberapa tahun berikutnya dikembangkan di Rusia oleh Dmitriy Mendeleev (Burton dkk., 2019). Setelah itu, pada kurun 1909–1910, Amerika Serikat, Kanada, dan Inggris mulai melakukan penelitian dan mengembangkan teknologi ini untuk memperoleh energi dengan teknologi yang lebih mudah dan aman. UCG dapat mengonversi batubara *in situ* menjadi gas sintesis (*syngas*) melalui reaksi kimia yang serupa dengan proses gasifikasi permukaan. Proses ini mengubah hidrokarbon menjadi *syngas* pada suhu dan tekanan tinggi serta berbagai produk turunan lainnya, seperti untuk listrik, bahan baku kimia, bahan bakar cair, dan hidrogen.

Teknologi UCG lebih ramah lingkungan dan dapat memberikan banyak kesempatan untuk pengendalian pencemaran, terutama berkenaan dengan emisi sulfur, oksida nitrat, dan merkuri. Selain itu, UCG juga dapat memaksimalkan pengambilan sumber daya batubara yang tersedia di bawah tanah (Burton dkk., 2019). Sampai saat ini, peneli-

tian tentang UCG untuk memanfaatkan sumber daya batubara yang tak layak secara teknis dan ekonomis masih terus dilakukan (Hattingh, 2008a; Sinha, 2007). Secara teknis, teknologi ini dapat mengurangi risiko kecelakaan kerja dan meminimalkan aktivitas kerusakan lingkungan di sektor penambangan (Schridder & Whieldon, 1977).

B. PERKEMBANGAN TEKNOLOGI UCG DUNIA

1. Eropa

Penelitian UCG didominasi oleh negara-negara di Eropa Barat. Uji coba UCG yang pertama dilakukan di Thulin, Belgia (Chandelle, 1986; Kurth dkk., 1986) yang bertujuan untuk mengembangkan metode koneksi antarsumur injeksi dan produksi yang dilakukan antara tahun 1982–1984. Uji coba ini menghasilkan metode *controlled retraction injection point* (CRIP) yang semula menggunakan *linked vertical well* (LVW) untuk gasifikasi *reverse combustion*. Selanjutnya, uji coba UCG dilakukan di Perancis pada tahun 1983–1984 di lokasi Bruay en Artois dan La Haute Deule (Gadelle dkk., 1985) yang bertujuan untuk mengembangkan konsep pembakaran, reaktivitas batubara, dan sifat hidrolik dari koneksi antarsumur.

Fokus penelitian dilakukan pada lapisan batubara tipis di kedalaman 500 m dari permukaan. Aktivitas penelitian ini dilakukan oleh Spanyol, Inggris, dan Belgia yang didukung oleh Komisi Eropa. Lokasi penelitian berada di sebelah timur laut Spanyol yang dipilih berdasarkan kesesuaian geologis dengan kedalaman lapisan batubara 550 m (Creedy dkk., 2001; Pirard dkk., 2000). Uji coba ini bertujuan untuk menguji koneksi antara sumur injeksi dan produksi menggunakan teknologi pengeboran berarah (*directional drilling*) dan mengevaluasi kelayakan gasifikasi menggunakan metode CRIP secara teknis dan ekonomis pada kedalaman lebih dari 500 m. Hasil uji coba ini layak untuk dilakukan. Dari pengujian tersebut, disimpulkan bahwa UCG sebagai salah satu potensi teknologi masa depan untuk dikembangkan perlu dilakukan penyempurnaan teknologinya dengan melakukan

- a) peningkatan keakuratan dan ketelitian pengeboran batubara;
- b) penilaian implikasi pembakaran gas UCG terhadap kondisi lingkungan;
- c) perkiraan cadangan batubara yang secara teknis dan ekonomis sesuai untuk UCG;
- d) identifikasi lokasi untuk percobaan UCG semikomersial;
- e) identifikasi parameter UCG untuk mencari solusi biaya yang lebih rendah;
- f) studi prakelayakan untuk eksploitasi UCG.

2. Amerika Serikat

UCG Amerika Serikat terdapat di dua lokasi, yaitu di Hoe Creek (negara bagian Wyoming) dan Centralia (Washington). Hoe Creek adalah lokasi pertama yang menjadi tempat uji coba UCG yang dilakukan sebanyak 31 kali sejak tahun 1973–1989. Tujuan penelitian ini adalah untuk memahami karakteristik proses UCG serta menjawab permasalahan mendasar terkait dengan pemahaman yang berbeda terhadap peningkatan permeabilitas batubara, metode pembakaran, dan produk gas yang dihasilkan. *Lawrence Livermore National Laboratory* (LLNL) adalah institusi yang melakukan penelitian tersebut sejak tahun 1976–1979. Pada lokasi ini, secara litologi daerah ini didominasi oleh batupasir, batulempung, dan batubara (Stephens, 1981).

Meskipun tidak aman dari kemungkinan terjadinya penurunan tanah dan permasalahan lingkungan, para peneliti LLNL terus melakukan uji coba untuk melihat perilaku batubara pada saat pembakaran dan pengaruh pembakaran terhadap kondisi sekitarnya. Instrumentasi untuk pemantauan yang digunakan terdiri dari instrumentasi proses, pemantauan rongga, dan geoteknik. Variabel seperti perubahan aliran gas, tekanan, temperatur, dan komposisi serta konsentrasi gas (CO_2 , CO , H_2 , CH_4 , dan hidrokarbon lainnya) dipantau secara berkala dan kontinu menggunakan transduser serta uji laboratorium dengan alat kromatografi, spektrometri massa, dan alat ukur inframerah. Alat *high frequency electro magnetics* (HFEM) digunakan untuk mengukur perkembangan rongga. Setelah proses pembakaran selesai, dilakukan

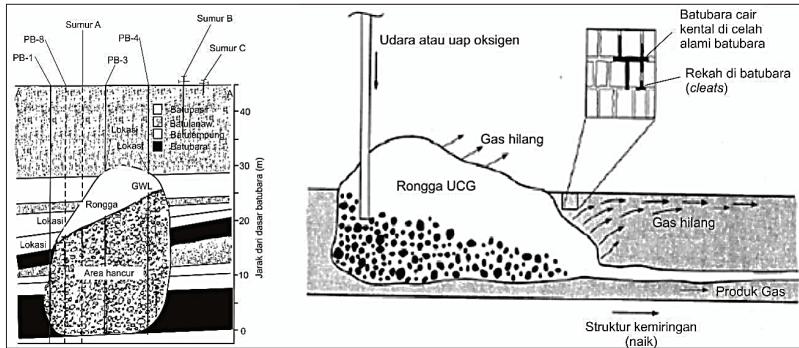
pengeboran inti untuk mengetahui perubahan kondisi batuan di sekitarnya. Sementara itu, alat *tiltmeter* dan survei digunakan untuk melihat terjadinya amblesan (*subsidence*), *extensometer* untuk mengukur gerakan bawah tanah dari lapisan penutup serta *piezometer downhole*, *shear strips*, dan *borehole deflectometers* untuk keperluan yang berkaitan dengan perubahan kondisi air tanah dan tekanan hidrostatik bawah permukaan.

Selain untuk melihat karakteristik pembakaran dengan UCG, evaluasi terhadap tiga macam teknik peningkatan permeabilitas batubara dilakukan di tiga pengujian Hoe Creek I, II, dan III, yaitu

- a) Cara rekah peledakan di Hoe Creek I selama 11 hari dengan injeksi udara. Selama uji coba ini, sekitar 7% dari gas itu hilang ke formasi batuan;
- b) Tekanan kompresi yang digunakan untuk membuat rekahan dengan pembakaran di Hoe Creek II (Stephens, 1981). Gasifikasi di lokasi ini berlangsung selama 43 hari. Masuknya air secara signifikan menurunkan kualitas gas. Peningkatan tekanan operasional di zona pembakaran digunakan sebagai upaya untuk mengurangi masuknya air, tetapi pendekatan ini menghasilkan sejumlah besar gas yang hilang pada saat pembentukan ($\pm 20\%$). Banyaknya kerugian diperkirakan telah terjadi ketika zona bakar runtuh pada tekanan hidrostatik rendah yang diperlihatkan di bagian atas lapisan batubara;
- c) Pengeboran dengan menggabungkan bor horizontal dan pembakaran terbalik (*reverse combustion*) dilakukan di Hoe Creek III (Hill dkk., 1980). Zona bakar yang berpindah ke lapisan atas batubara mengakibatkan hilangnya gas yang signifikan selama pengujian tersebut, sekitar 17%, karena tebal lapisan penutup cukup dekat (30–45 m). Pada percobaan ini terjadi amblesan.

Senyawa organik yang mudah menguap, beracun, dan *semi-volatile* masuk ke akuifer, terutama ketika zona bakar mengalami kelebihan tekanan yang berakibat kontaminan tersebut merembes ke luar sehingga mengurangi kualitas air tanah di sekitar lokasi tersebut. Hal yang menguntungkan akibat adanya tekanan berlebih akan membantu

mengurangi masuknya air tanah ke dalam reaktor, namun dapat meningkatkan potensi kontaminasi air tanah. Kontaminasi tersebut terjadi akibat migrasi kontaminan yang berasal dari produk samping gasifikasi yang terlarut hasil proses pirolisis batubara, seperti tar kental, senyawa organik *semi-volatile* dan *volatile* (Covell & Thomas, 1996; Wang dkk., 1982) seperti dapat dilihat pada Gambar 7.1.

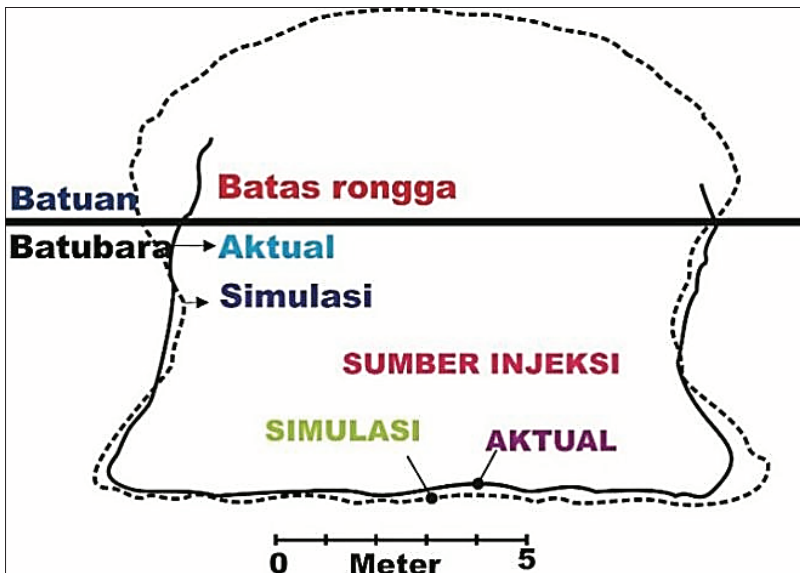


Sumber: Covell & Thomas (1996); Stephens (1981)

Gambar 7.1 Penampang proses UCG zona reaktor dan bagian yang menunjukkan proses transportasi gas proses kondensasi pirolisis batubara cair.

Penelitian tentang teknologi pembakaran di Amerika Serikat dilakukan oleh *the Washington Irrigation and Development Company (WIDCO) coal mine* di Centralia, Washington. Uji coba di lokasi ini dilakukan menggunakan metode *partial CRIP* (Cena dkk., 1984) dan *full CRIP* (Hill dkk., 1984). Kegiatan ini berbiaya besar sehingga beberapa lembaga bekerja sama untuk membiayai penelitian, seperti *Department of Energy (DOE)*, *the Gas Research Institute* (sekarang *the Gas Technology Institute*), *the Washington Power Company*, dan *Pacific Power & Light*. Uji coba dilaksanakan oleh LLNL, *Sandia National Laboratory* dan *Radian Corporation*. Batubara di lokasi ini berumur Eosen dengan kualitas setingkat sub-bituminus dan kadar abu 14%. Bentuk relief permukaan yang baik dari kedua sumur injeksi dan produksi memudahkan akses dan pemantauan sehingga beberapa instrumen dapat dipasang secara lengkap. Data hasil uji coba otomatis di-

validasi secara langsung dengan proses simulasi (Gambar 7.2). Simulasi ini memudahkan para peneliti untuk memahami proses pembakaran dan pembentukan rongga. Hasil percobaan menunjukkan batas zona reaktor stabil, laju alir, dan rasio oksigen terhadap uap air yang tidak memengaruhi kualitas gas. Rongga UCG (reaktor) pada akhirnya akan diisi oleh sebagian besar serpihan batubara kering, arang, dan abu, serta batubara yang telah berubah akibat panas.



Sumber: Dimodifikasi dari Britten (1986, 1987); Britten & Thorsness (1988)

Gambar 7.2 Perbandingan Bentuk Rongga Aktual dan Simulasi

Uji coba ini merupakan dasar sejumlah uji coba bagi teknologi UCG berikutnya, termasuk pengujian yang menerapkan teknologi *full CRIP*, *high density thermocouple*, *early resistivity*, serta program pemantauan *magneto-telluric* dan validasi untuk memprediksi bentuk serta evolusi rongga yang pertama di dunia. Selain itu, upaya untuk meningkatkan kualitas gas dan kekuatan batuan dilakukan dengan mengubah konfigurasi pengeboran, termasuk kemiringan serta panjang

jangkauan sumur (Britten & Thorsness, 1988; Cena dkk., 1987; Hill dkk., 1983, 1984).

3. Republik Rakyat Cina

Lokasi uji coba UCG di Republik Rakyat Cina dilakukan di tambang bawah tanah Tangshan, Shangdong, Shanxi dan Feicheng dengan memadukan teknologi tambang bawah tanah dan UCG. Lubang bor vertikal dibor ke dalam panel untuk bertindak sebagai sumur injeksi dan produksi. Sistem arus udara dan uap injeksi digunakan untuk meningkatkan produksi hidrogen. Dengan adanya dukungan dari pemerintah, beberapa perusahaan swasta berusaha melakukan penelitian dan pengembangan UCG. Xinwen, salah satu perusahaan tambang batubara di Provinsi Shangdong, telah memiliki enam reaktor UCG untuk *syngas* yang digunakan untuk memasak dan pemanas di musim dingin (Creedy dkk., 2004). Salah satu tambang di Provinsi Shanxi mengolah *syngas* hasil UCG untuk memproduksi amoniak dan hidrogen. Pengembangan UCG juga dilakukan untuk menghasilkan listrik skala kecil sebesar 350 MW. Pengolahan produksi bahan bakar cair dari proses UCG juga sedang dikembangkan oleh perusahaan XinAo dengan metanol dan dimetil eter (DME) sebagai produk paling potensial.

4. Afrika Selatan

Afrika Selatan mengembangkan UCG akibat keterbatasan cadangan batubara yang dekat permukaan serta kualitas batubara yang rendah untuk langsung diolah menjadi cair (Hattingh, 2008a). Sasol sebagai salah satu perusahaan yang berhasil mengembangkan *coal to liquid* (CTL) mulai mengembangkan UCG di Afrika Selatan (Hattingh, 2008b; PriceWaterhouseCoopers & Sasol SH&E Centre, 2008). Perusahaan lain yang juga mengembangkan UCG di negara ini adalah Eskom dengan membuat pabrik uji coba (*pilot plant*) di tambang batubara terbuka Majuba Colliery. Lokasi ini cukup sempurna untuk UCG karena jenis batubaranya adalah sub-bituminus dan kedalaman batubara yang menjadi target UCG cukup memadai. Pada 2010, Eskom mulai menghasilkan gas untuk pembangkit listrik dengan menghasilkan listrik sebesar 3 MW (Pershad dkk., 2018).

5. India

Lokasi batubara potensial di India adalah Gujarat dan Bengali dengan total jumlah cadangan sekitar 350 miliar ton yang berada pada kedalaman sekitar 600 m. The Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) telah membuat studi kelayakan UCG untuk pabrik uji coba. India melalui Coal India Limited (CIL) melakukan kerja sama dengan Skochinsky Institut of Mining of Russia (Jain, 2017) sejak tahun 2004 serta telah menyiapkan aturan dan kebijakan untuk pengembangan UCG di India dan membuat kajian pabrik uji coba. Walker (2008) menyebutkan bahwa Australia melalui Cougar Energy telah membantu India mengembangkan UCG di Andhra Pradesh melalui kerja sama dengan Essar Exploration and Production Limited (EEPL).

6. Pakistan

Pakistan merupakan salah satu negara yang sangat berminat dengan teknologi UCG karena umumnya batubara yang dimilikinya berada pada kisaran antara lignit B dan sub-bituminus A dengan kandungan kelembapan tinggi, namun kandungan belerangnya rendah. Cadangan batubara di negara ini berkisar 186,2 miliar ton dan sebagian besar berada di lokasi Thar, sebelah selatan Provinsi Sindh. Di daerah Thar, terdapat cadangan batubara sekitar 175 miliar ton dengan tebal bervariasi antara 0,2–22,81 m dan jumlah lapisan maksimum 20 lapisan (Malkani dkk., 2016). Lokasi pabrik uji coba UCG berada di Blok V dan telah menghasilkan 2 x 50 MW tenaga listrik.

7. Australia

Australia memberikan kontribusi yang besar terhadap perkembangan ilmu pengetahuan dan teknologi terkait proyek UCG. Dalam hal ini, Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO) bekerja sama dengan University of Sydney melakukan evaluasi terhadap model rongga UCG dengan mengkaji dan menilai implikasi proses UCG. Proyek UCG di Chinchilla yang terletak 350 km di sebelah barat Brisbane dilaksanakan pada tahun 1997–2003 dan dikelola oleh Linc Energy bersama dengan Ergo Exergy Technologies Inc., Kanada (Blinderman & Jones, 2002). Tujuan proyek ini adalah

memproduksi listrik dan bahan bakar cair menggunakan teknologi *gas-to-liquid* (GTL). Pabrik uji coba dirancang untuk memenuhi persyaratan lingkungan yang ketat dengan teknologi pemantauan dan pengendalian terkini. Gas yang keluar dari sumur didinginkan untuk memisahkan cairan dan material padat, selanjutnya diproses dengan penyaringan untuk memperoleh gas bersih. Selama uji coba, ada sembilan sumur bor untuk menghasilkan *syngas* dari lapisan batubara yang berketebalan 10 m pada kedalaman 140 m. Gas yang dihasilkan sebesar 80.000 Nm³/jam, setara 70 MWe. Sebanyak 35.000 ton batubara diekstraksi dan lebih dari 80.000.000 Nm³ gas dihasilkan dengan energi sebesar 5.0 MJ/Nm³ pada tekanan 10 bar (145 psig) dan suhu 300°C.

8. Jepang

Jepang tidak memiliki sumber daya batubara yang memadai, namun karena kebutuhan energi dari batubara yang cukup besar, negara ini berupaya untuk ikut serta berpartisipasi dalam mengembangkan UCG. Jepang berencana berkerja sama dengan negara produsen batubara, seperti Indonesia, Australia, dan beberapa negara lainnya agar pasokan energi yang berkesinambungan untuk negara tersebut dapat lebih terjamin. Jepang telah mencanangkan UCG masuk ke dalam rencana penelitian masa depan untuk eksploitasi batubara. Kajian teknis dan ekonomis UCG telah dilakukan oleh pemerintah Jepang melalui NEDO dan Universitas Tokyo.

9. Negara Eks Uni Soviet (*Formed Soviet Union*/FSU)

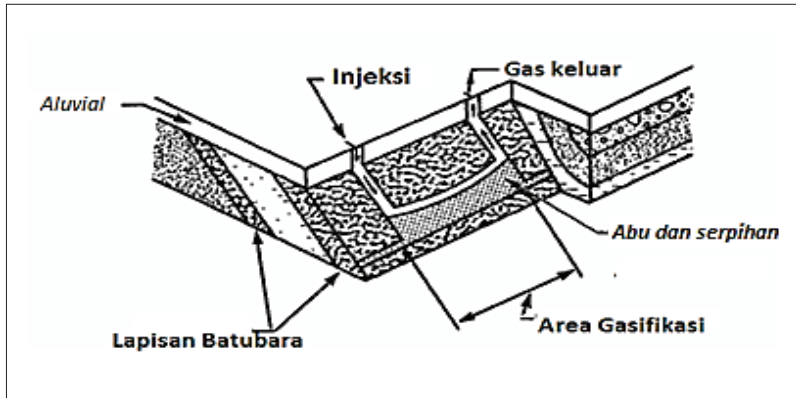
Uni Soviet adalah negara yang pertama kali melakukan penelitian dan uji coba UCG. Penelitian dan pengembangan UCG di FSU dimulai pada tahun 1928 dan pembakaran bawah tanah dimulai tahun 1933 di Krutova, Tula, Shakhty, Lenisk-Kuznets, Gorlovka, dan Lisichansk dengan tahapan dan metodologi yang sistematis. Skala komersial terlaksana beberapa tahun berikutnya dan telah berproduksi di berbagai lokasi tambang untuk jangka waktu yang cukup lama, terutama di Angren, Shatskaya, Kamen, Yuzhno-Abinsk, dan Podmoskovia. Keberhasilan FSU mengembangkan UCG mencapai puncaknya pada tahun 1960-an. Teknologi yang dikembangkan di Angren adalah kombinasi

reverse combustion dan *directional drilling* yang memproduksi 18 miliar kaki kubik gas sebagai pembangkit listrik di Angren (U.S. Energy Information Administration, 1997). Sampai tahun 1996, eksploitasi batubara dengan teknologi ini telah mencapai lebih dari 17 juta metrik ton (Blinderman, 2006).

FSU telah melakukan uji coba dengan sejumlah desain yang berbeda. Desain pertama adalah gasifikasi ruang bawah tanah yang benar-benar dibangun pada lapisan batubara dan diperlukan pekerja bawah tanah. Selanjutnya, menggunakan sumur bor dengan desain yang dihubungkan menggunakan metode *directional drilling*. Pada awal tahun 1950-an, FSU sukses mengembangkan teknologi UCG, mulai dari eksploitasi pada cadangan batubara di dekat Moskow sampai ke cekungan yang mempunyai sumber daya yang cukup besar di Siberia (DeCrombrughe, 1959; Stephens, 1980; Svjagincev, 1979). Berbagai metode dan desain dasar yang sama pada sudut yang berbeda digunakan pada semua tempat dan semua kondisi geologis. Negara ini telah berulang kali membuktikan bahwa UCG dapat diterapkan secara sukses di berbagai kondisi geologis yang sulit sekalipun (Gregg dkk., 1976). Hasil uji coba dan pengembangan UCG di FSU menghasilkan beberapa konsep pengetahuan UCG, antara lain

- a) untuk meminimalkan kebocoran gas yang merembes ke batuan sekitarnya, proses injeksi gas dari sumur injeksi ke produksi harus dilakukan dengan tekanan serendah mungkin dengan memastikan bahwa permeabilitas batubara harus lebih tinggi dari batuan sekitarnya sebelum digasifikasi;
- b) laju aliran gas diupayakan tinggi, namun pada tekanan rendah. Laju aliran gas di beberapa lokasi batubara FSU antara 3.000–10.000 m³/jam dengan tekanan tidak lebih dari 2,5 atm;
- c) untuk melihat tekanan (P_i dan P_o) dan laju aliran (Q_i dan Q_o) gas stabil, perlu dikontrol dan dipantau setiap saat pada *inlet* (P_i dan Q_i) dan *outlet* (P_o dan Q_o). Harus dipastikan bahwa tidak terjadi kebocoran gas dengan memantau nilai P_i dan Q_i harus sama dengan P_o dan Q_o . Jalur *linkage* yang sangat permeabel selalu dikontrol sehingga proses pembakaran berjalan dengan baik;

- d) pada lapisan batubara miring (*steeply dipping seams*), sumur injeksi dan produksi dikondisikan mengikuti arah jurus perlapisan batuan sehingga nyala api mengikuti arah jurus. Pembakaran dimulai dari bagian bawah lapisan batubara. Sisa pembakaran secara gravitasi akan jatuh ke bagian rongga kosong yang paling bawah (Gambar 7.3);



Sumber: Dimodifikasi dari Gregg dkk. (1976)

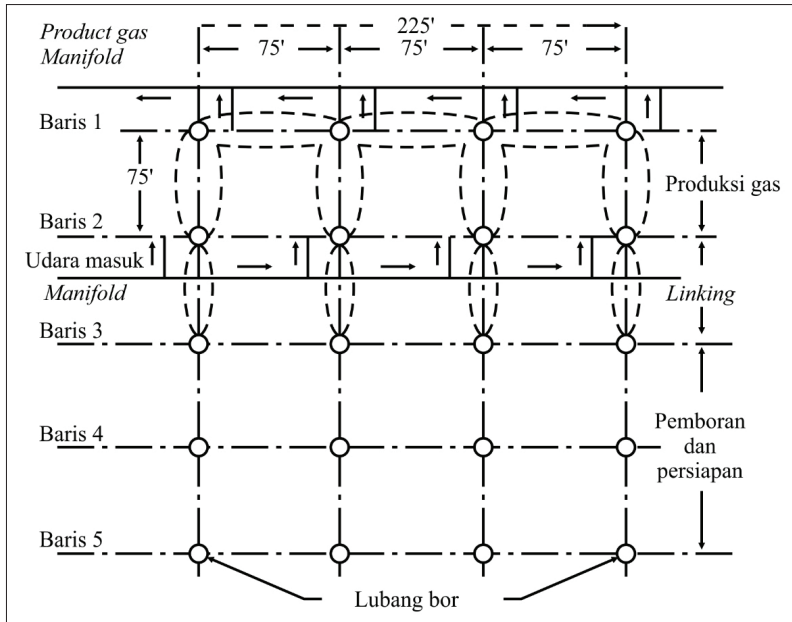
Gambar 7.3 Metode *Streaming* Gasifikasi Batubara

- e) ketika pembakaran berlangsung, cairan menumpuk pada bagian bawah lapisan batubara yang menyebabkan aliran gas dan nyala tidak optimal. FSU telah mendesain dengan membuat jalur di bagian bawah lapisan sebelum pembakaran. Metode yang dikembangkan oleh FSU dapat menjaga saluran panas sepanjang proses UCG;
- f) kontaminasi akuifer dapat diminimalkan dengan melakukan mekanisme pengontrolan cairan di dalam *gasifier* untuk memastikan tidak adanya fenol yang dapat mencemari air tanah;
- g) memastikan bahwa pembakaran di dalam *gasifier* terus berlangsung dengan mengatur jarak dan akses pembakaran. Biaya terbesar pada proses UCG adalah menyiapkan *casing* untuk akses injeksi dan produksi. Idealnya, *casing* dapat dilepas untuk digunakan kembali

Buku ini tidak diperjualbelikan.

agar dapat meminimalkan biaya. Jarak antara sumur injeksi dan produksi harus optimal untuk memaksimalkan volume gasifikasi batubara tiap lubang. Desain UCG yang dikembangkan FSU selama ini ternyata cukup optimal dalam mengeliminasi terjadinya zona amblesan, meminimalkan potensi kerusakan *casing* dan kebutuhan *casing* yang bisa menahan deformasi. Semprotan air digunakan untuk mengurangi pengaruh temperatur dan tekanan pada pipa serta korosi;

- h) dari pengembangan UCG yang telah dilakukan selama bertahun-tahun disimpulkan bahwa tidak ada batas maksimum ketebalan. Negara ini menemukan, ketika lapisan kurang dari 0,9–1,2 m akan menyebabkan nilai kalor terlalu rendah karena banyak panas yang dikonveksikan ke batuan sekitarnya;
- i) FSU meyakinkan bahwa selalu ada kemungkinan produk gasifikasi yang bocor dan beracun sehingga membahayakan bagi pekerja. Oleh karena itu, tidak ada penggabungan teknologi UCG dan tambang bawah tanah;
- j) bila di lokasi tertentu terdapat beberapa lapisan potensial, urutan gasifikasi lebih baik dilakukan mulai dari lapisan batuan paling atas dan bergerak ke bawah;
- k) metode yang dikembangkan oleh FSU dapat secara terus-menerus membakar seluruh lapisan batubara secara berkelanjutan dengan perolehan lebih dari 80%;
- l) proses pembakaran dapat dinyalakan dan dimatikan sesuai kebutuhan (Gambar 7.4);



Sumber: Dimodifikasi dari Gregg dkk. (1976)

Gambar 7.4 Urutan Proses UCG di FSU

- m) sistem yang dikembangkan oleh FSU memungkinkan untuk mempertahankan komposisi gas dan nilai kalor secara konstan dengan cara mengendalikan laju aliran panas;
- n) FSU mengembangkan metode pembuatan kanal yang sangat panjang untuk menjamin penyalaan berkesinambungan, namun terhindar dari perubahan kualitas gas dengan membuat desain sederhana yang hanya melibatkan teknologi pengeboran pola lubang dan penggunaan udara terkompresi.

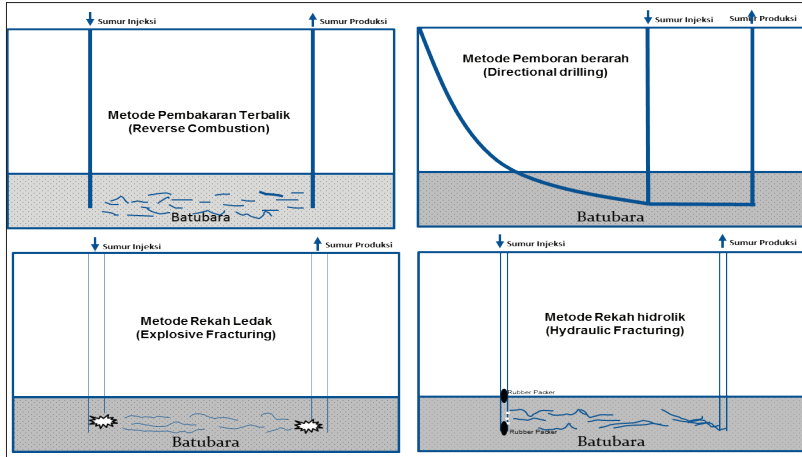
C. KONSEP TEKNOLOGI DAN PROSES UCG

Proses pengeboran merupakan tahap awal dan utama dalam eksploitasi batubara untuk UCG. Selama proses UCG, ada dua model koneksi antara sumur injeksi dan produksi yang sering dipakai dan satu model berupa pengembangan dan modifikasi dari metode konvensional tambang bawah tanah. Ketiga metode tersebut, yaitu metode sumur

Buku ini tidak diperjualbelikan.

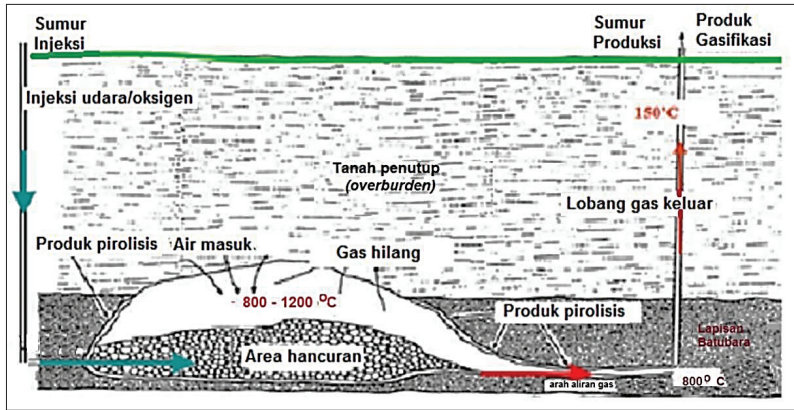
vertikal terhubung (*linked vertical well-LVW*), retraksi titik injeksi terkontrol (*controlled retraction injection point-CRIP*), dan *long tunnel, large section, two stage*.

Metode LVW dilakukan dengan cara membuat dua buah sumur bor vertikal yang menembus sampai ke lapisan batubara target. Kedua sumur tersebut dikoneksikan seperti terlihat pada Gambar 7.6. Pada Gambar 7.5, dijelaskan proses koneksi antara dua sumur tersebut yang dapat dilakukan dengan beberapa metode, seperti metode pembakaran terbalik/*reverse combustion*, koneksi listrik, pengeboran berarah/*directional drilling*, dan pecah hidrolik/*hydraulic fracturing* (Creedy dkk., 2004; Gregg & Edgar, 1978; Stephens dkk., 1985; Walker & Blinderman, 2001). CRIP adalah metode yang digunakan untuk pengontrolan proses pembakaran bertahap yang titik injeksinya bergerak mengikuti arah pembakaran (Cena dkk., 1984). Prosesnya dimulai dari dekat sumur produksi yang mengakibatkan batubara di area tersebut terbakar habis membentuk rongga. Udara yang diinjeksikan melalui pipa gulung (*coil tubing*) digerakkan secara terkendali. Sumur bor vertikal yang digunakan sebagai sumur bor produksi akan mengeluarkan produk gas dan sumur tersebut secara lateral dapat diperpanjang sepanjang lapisan batubara. Panjang sumur lateral ini umumnya bisa mencapai 500 m yang fungsinya sebagai penghantar injeksi oksigen atau uap dari permukaan ke lapisan batubara. Proses gasifikasi dengan metode ini dilakukan secara bertahap seperti terlihat pada Gambar 7.7.



Sumber: Dimodifikasi dari Bell dkk. (2011)

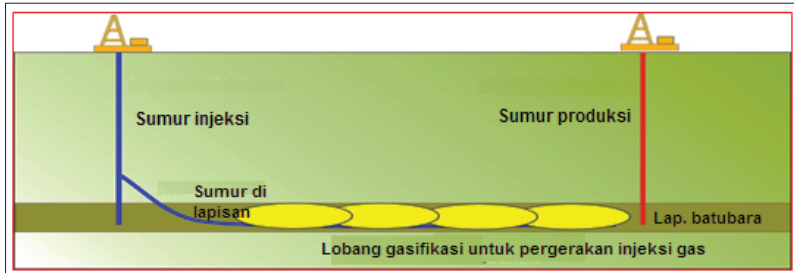
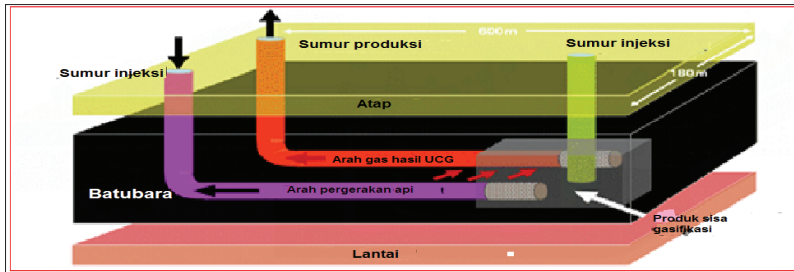
Gambar 7.5 Koneksi Dua Sumur Bor dengan Metode LVW



Sumber: Dimodifikasi dari Shirsat (1989)

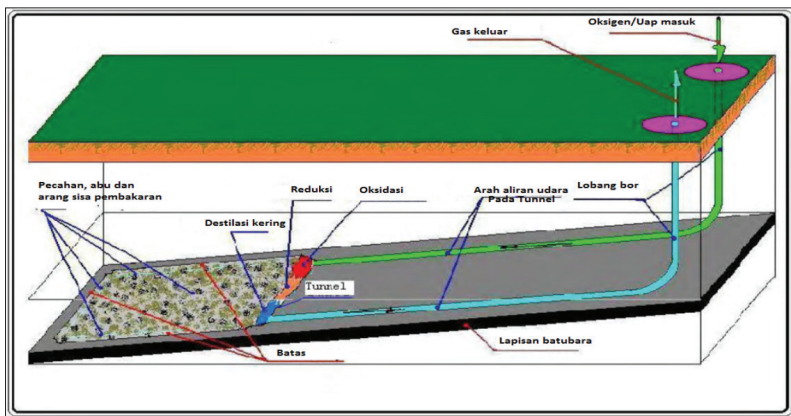
Gambar 7.6 Konsep UCG Berdasarkan Metode LVW

Buku ini tidak diperjualbelikan.



Sumber: Dimodifikasi dari Bell dkk. (2011)

Gambar 7.7 Metode CRIP yang Digunakan pada UCG



Sumber: Dimodifikasi dari Deng (2007)

Gambar 7.8 Metode Long Tunnel, Large Section, Two-Stage

Ketika oksigen atau uap sampai pada titik penyalan, dilakukan pengeboran sumur untuk penyalan awal. Ketika di titik itu terjadi proses gasifikasi, akan tercipta ruang gasifikasi yang selama proses berlangsung, sebagian ruang akan terisi oleh remah/pecahan batuan, batubara, abu, dan arang bekas pembakaran. Ketika batubara pada titik tertentu telah habis, proses gasifikasi untuk sementara dimatikan. Titik injeksi ditarik kembali ke titik berikutnya untuk membakar batubara pada titik kedua yang jaraknya dari titik pertama tergantung kepada kedalaman dan ketebalan lapisan batubara yang membentuk ruang gasifikasi. Apabila rongga yang terbentuk sekitar 20x20 meter, maka titik injeksi bergeser sekitar 30 m dari titik semula. Dari ketiga metode yang berkembang di dunia, metode CRIP menghasilkan gasifikasi batubara terbesar sehingga metode ini cocok dikembangkan untuk skala industri (Kempka dkk., 2009).

Apapun metode yang diterapkan, proses UCG pada intinya mengondisikan lapisan batubara agar bereaksi dengan udara/oksigen dan uap air yang diinjeksikan melalui sumur injeksi membentuk gas, cairan, dan abu sebagai residu (Sinha, 2007). Apabila produk gas yang diinginkan digunakan untuk gas bakar, fluida yang diinjeksikan berupa udara biasa, namun bila produk gas yang diinginkan adalah *syngas*, perlu diinjeksikan oksigen murni. Hasil produk gas tersebut setelah sampai di permukaan perlu dibersihkan lagi melalui proses filterisasi, sehingga dapat digunakan sebagai produk gas bakar untuk pembangkit listrik atau bahan baku kimia (Creedy dkk., 2001). Proses ini memerlukan perhitungan yang cermat sehingga tidak terjadi penurunan kualitas gas yang dihasilkan akibat kehilangan panas yang keluar melalui tanah penutup yang mengalami keretakan (Couch, 2009).

Reaksi yang terjadi pada proses gasifikasi batubara melalui UCG ini secara umum sedikit berbeda dengan pembakaran batubara konvensional. Pada reaksi ini, O_2 akan menghasilkan CO_2 dan H_2O . Suhu yang dihasilkan akan lebih tinggi bila dibanding dengan pembakaran batubara secara konvensional. Perbedaan penting antara pembakaran batubara dan gasifikasi adalah pembentukan polutan. Proses reaksi UCG secara lengkap cukup kompleks, seperti dapat dilihat pada Tabel 7.1 (Burton dkk., 2019). Reaksi tersebut merupakan reaksi

Buku ini tidak diperjualbelikan.

stoikiometri sederhana dan pada kenyataannya dapat menghasilkan produk sampingan tambahan berdasarkan jenis senyawa karbon yang ada. Reaksi pirolisis ditulis dalam bentuk yang sangat umum karena pirolisis memiliki stoikiometri rumit yang tergantung pada komposisi gas, suhu, tekanan, dan tingkat pemanasan. Ruang gasifikasi akan membesar dan separuhnya terisi abu. Akibatnya, bagian kedua sisi ruang tempat batubara segar atau ruang kosong di bagian atas ruangan akan terbakar karena oksigen terus diinjeksikan secara berkelanjutan ke lapisan batubara dan harus terus mengalir.

Pada ruang bakar yang kosong, terjadi perbedaan konsentrasi dan gradien temperatur. Menurut Perkins & Sahajwalla (2005), gradien ini disebabkan oleh reaksi kimia dan konveksi alami dari difusi ganda (*double diffusive natural convection*). Aliran fluida pada lokasi timbunan abu didominasi oleh distribusi permeabilitas, sedangkan di ruang kosong ditentukan oleh difusi ganda. Pada suhu di atas 200°C, konstanta dielektrik air menjadi sebanding dengan konstanta dielektrik aseton dan metanol. Pada suhu ini, cairan menjadi media yang sangat difusif dengan kelarutan yang baik untuk zat terlarut organik polar dan nonpolar. Perilaku kelarutan senyawa oksida dalam air pada temperatur tinggi berubah secara signifikan. Hal ini memengaruhi dispersi kontaminan yang diperhitungkan dalam pemodelan transportasi di lokasi UCG (Burton dkk., 2019; Dinsmoor dkk., 1978; Nourozieh dkk., 2010). Peningkatan tekanan memengaruhi permukaan gas pada media berpori dibanding dengan peningkatan temperatur (Solcova dkk., 2009). Hal yang sama terjadi pula pada ukuran pori yang relatif kurang berpengaruh dibandingkan dampak kenaikan tekanan.

Tabel 7.1 Reaksi Kimia UCG

PROSES	REAKSI	ENTHALPHI
Oksidasi zat terbang	$O_2 + CO, H_2, CH_4, HC's^* = CO_2 + H_2O$	$\Delta H = -$ eksotermis kuat
Oksidasi arang	$C + O_2 = CO_2$	$\Delta H = - 406.0$ kJ/mol
Penguapan air	$H_2O_{cair} = H_2O_{gas}$	$\Delta H = +40.68$ kJ/mol
Pirolisis	Batubara + Panas \rightarrow Char + Abu + HC's* + $CH_4 + H_2 + H_2O + CO + CO_2$	Endotermis
Gasifikasi	$C + H_2O = H_2 + CO$	$\Delta H = +118.5$ kJ/mol
Reaksi Boudouard	$C + CO_2 = 2CO$	$\Delta H = +159.9$ kJ/ mol
Perubahan air ke gas	$CO + H_2O = H_2 + CO_2$	$\Delta H = - 42.3$ kJ/mol
Metanisasi	$CO + 3H_2 = CH_4 + H_2O$	$\Delta H = - 206.0$ kJ/mol
Perubahan hidrogen ke metana	$C + 2H_2 = CH_4$	$\Delta H = - 87.5$ kJ/ mol

Ket.: kJ/mol = kilo Joules per mol; *HC's = Senyawa hidrokarbon dan produk turunannya

Sumber: Burton dkk. (2019)

D. TEKNOLOGI PEMBAKARAN UCG INDONESIA

Salah satu kesimpulan *focus group discussion* UCG internasional yang diselenggarakan oleh Puslitbang *tekMIRA* untuk percepatan pengembangan UCG di Indonesia menyatakan bahwa penelitian dan pengembangan UCG Indonesia harus memiliki tujuan yang jelas. Kriteria lokasi untuk pengembangan UCG umumnya disesuaikan dengan peraturan yang berlaku di suatu negara. Beberapa kriteria umum yang sering dipublikasikan, di antaranya adalah (Laciak dkk., 2016)

- 1) lapisan batubara berada di antara 100 sampai 600 m;
- 2) tebal lapisan batubara lebih dari 5 m;
- 3) kadar abu harus kurang dari 60%;
- 4) mempunyai struktur geologi sederhana.

Di Indonesia, berdasarkan penelitian Tim Puslitbang *tekMIRA*, beberapa kriteria lokasi untuk pengembangan UCG yang harus dipenuhi, yaitu

- 1) kesesuaian sifat geomekanika, struktur geologi batubara, dan batuan yang berdekatan;

- 2) telah dilakukan analisis geologi dan geofisika secara rinci;
- 3) telah dievaluasi kondisi hidrologi dan hidrogeologi seluruh sistem secara rinci;
- 4) kesesuaian batubara dengan kriteria geokimia, permeabilitas, pengembangan *cleat*, dan lain-lain;
- 5) telah dilakukan analisis kerentanan terhadap gempa;
- 6) jauh dari daerah permukiman dan pertanian serta diutamakan pada daerah terpencil;
- 7) memiliki rencana bencana lingkungan.

Kelebihan aplikasi UCG di Indonesia adalah

- 1) memungkinkan untuk pemanfaatan cadangan batubara pada daerah tertentu;
- 2) membutuhkan modal yang lebih rendah dibanding dengan gasifikasi permukaan dan gas metana batubara (CBM);
- 3) perolehan energi yang dihasilkan UCG sebesar 80% dan lebih baik dibandingkan CBM yang hanya 5–15%;
- 4) gangguan permukaan tanah dan biaya rehabilitasi lingkungan lebih rendah dibanding dengan tambang konvensional;
- 5) sebagai bahan baku untuk pembangkit listrik, UCG tidak memerlukan sumber air yang besar seperti pada pembakaran batubara konvensional untuk pembangkit listrik;
- 6) teknologi ini dirancang untuk menjadi penangkap karbon guna menghilangkan karbon dioksida;
- 7) gas UCG adalah alternatif energi yang ekonomis dan ramah lingkungan;
- 8) kondisi lingkungan UCG lebih baik dibandingkan tambang konvensional, seperti pengurangan limbah padat secara signifikan, perubahan topografi yang minimum, dan kandungan logam berat yang lebih kecil.

Adapun kelemahan teknologi UCG, antara lain

- 1) pengembangan teknologi UCG telah dikenal untuk waktu yang lama, tetapi secara komersial untuk skala besar belum banyak diterapkan;
- 2) prasangka masyarakat awam dan kurangnya pemahaman teknologi;
- 3) dibutuhkan pemahaman rekayasa yang kuat untuk kebutuhan pengembangan UCG;
- 4) untuk area yang belum diketahui kondisi geotekniknya, disarankan untuk menempatkan proyek UCG di daerah terpencil yang jauh dari pusat-pusat permukiman dan pertanian;
- 5) diperlukan pemantauan dan pengendalian lingkungan yang baik di sekitar lokasi kegiatan;
- 6) bila kondisi lapisan batuan tidak cocok untuk UCG, dapat terjadi dampak lingkungan seperti amblesan tanah serta kemungkinan kebocoran *gasifier*.

Prasyarat yang diperlukan untuk pengembangan UCG Indonesia adalah

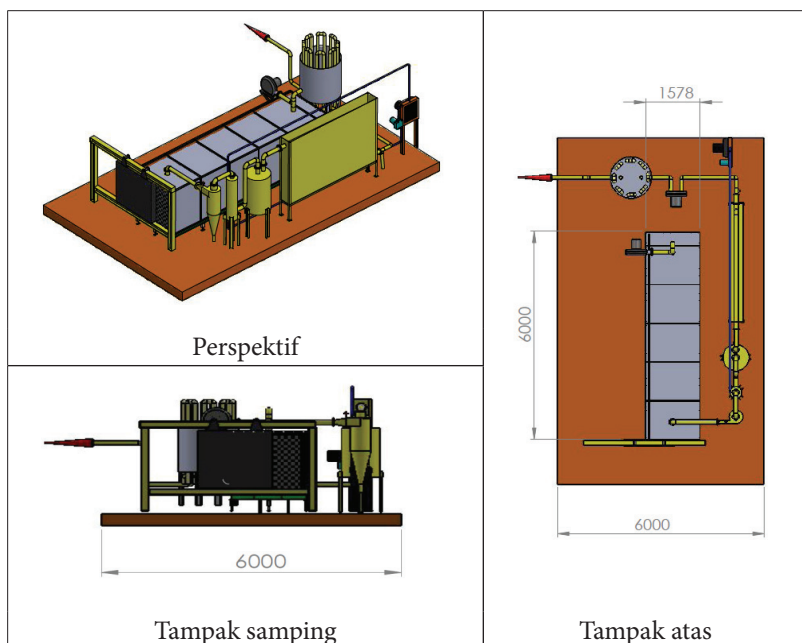
- 1) adanya peraturan yang sesuai untuk perusahaan UCG;
- 2) UCG harus dikelola di bawah Kementerian ESDM dengan mengacu kepada Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009;
- 3) pemerintah harus memberi izin UCG kepada investor yang memiliki komitmen dan rencana yang jelas;
- 4) pemerintah harus memaksimalkan pemanfaatan semua sumber daya untuk keberhasilan UCG di Indonesia, seperti pakar UCG, layanan teknis, peralatan, dan lainnya;
- 5) diperlukan teknologi UCG yang sederhana, modular, risiko rendah, dan dapat dikembangkan dengan cepat.

1. Pemodelan Teknologi Pembakaran UCG

Pada tahun 2015, Puslitbang *tekMIRA* telah membuat peralatan untuk pemodelan teknologi pembakaran UCG dengan membuat *gasifier* buatan. Peralatan ini disesuaikan dengan bentuk lapisan batubara

yang mempunyai pelapisan mendekati horizontal. Tujuannya adalah untuk menemukan alat pembakar batubara awal (*initial ignition*) yang tepat dengan melakukan pengujian pada peralatan tersebut. Selain itu, sebelum dilaksanakan penerapan uji teknologi UCG di lapangan, perlu dilakukan pemodelan teknologi pembakaran UCG dengan cara melakukan simulasi terlebih dahulu terhadap peralatan yang akan digunakan.

Rancangan perangkat uji simulasi pembakaran UCG dapat dilihat pada Gambar 7.9. Alat ini terdiri atas instalasi pembakar batubara yang umpannya dapat diganti, purifikasi dan pendingin, serta cerobong *flare*. Prinsip kerjanya yaitu dengan menyusun tumpukan batubara di dalam *gasifier* secara merata dan kedap udara. *Gasifier* ini dihubungkan dengan instalasi pemurnian gas sederhana dan instalasi pendingin. Pada bagian atas *gasifier*, dipasang *blower* agar terjadi sirkulasi udara menuju *gasifier* yang akan dinyalakan setelah batubara berhasil dibakar.



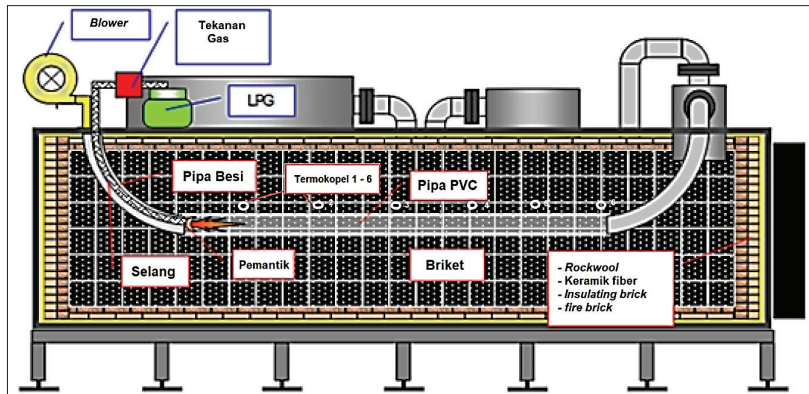
Sumber: Zulfahmi dkk. (2015)

Gambar 7.9 Rancangan Peralatan Uji Simulasi Pembakaran UCG

Buku ini tidak diperjualbelikan.

2. Simulasi Pembakaran UCG

Pelaksanaan uji coba dimulai dengan menyiapkan batubara yang dicetak dengan ukuran 30x30x18 cm sebanyak 270 buah, kemudian disusun di dalam ruang reaktor seperti Gambar 7.10. Selanjutnya, tahap pengisian air pada tangki pendingin dan pemasangan kabel untuk enam buah termokopel yang telah terhubung ke perangkat simulasi pada komputer untuk memantau dan merekam setiap perubahan temperatur yang terjadi. Penggunaan *burner* pada uji coba ini dilakukan dengan memodifikasi peralatan yang sudah ada di pasaran, yaitu dengan memasang selang gas LPG tahan panas serta pemantik (*ignitor*) pada *nozzle burner*. Tahapan simulasi pembakaran dimulai dengan memasukkan pemantik yang telah tersambung dengan selang gas ke dalam lubang injeksi sampai titik pembakaran. Pada saat bersamaan, pemantik dan *blower* mulai dinyalakan. *Blower* digunakan untuk membantu proses pembakaran, sementara pemantauan temperatur dilakukan menggunakan termokopel.



Sumber: Zulfahmi dkk. (2015)

Gambar 7.10 Simulasi Pembakaran di Dalam Reaktor

Percobaan pertama pembakaran dilakukan dalam waktu kurang dari satu menit. Selanjutnya, selang pemantik ditarik ke luar dari lubang pembakaran untuk menghindari kebocoran selang gas akibat peningkatan temperatur di sekitar titik pembakaran. Setelah proses pembakaran menghasilkan titik api atau bara pada batubara di dalam

reaktor, api akan terus berkembang dengan bantuan suplai udara dari kompresor yang dimasukkan melalui lubang injeksi. *Flare* hasil pembakaran tersebut dapat dilihat pada lubang produksi seperti Gambar 7.11.

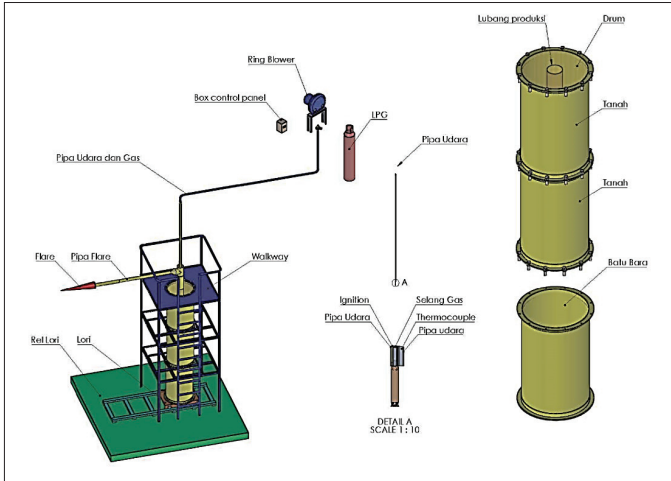


Sumber: Zufahmi dkk. (2015)

Gambar 7.11 *Flare* Hasil Pembakaran Sepanjang 1,3 m

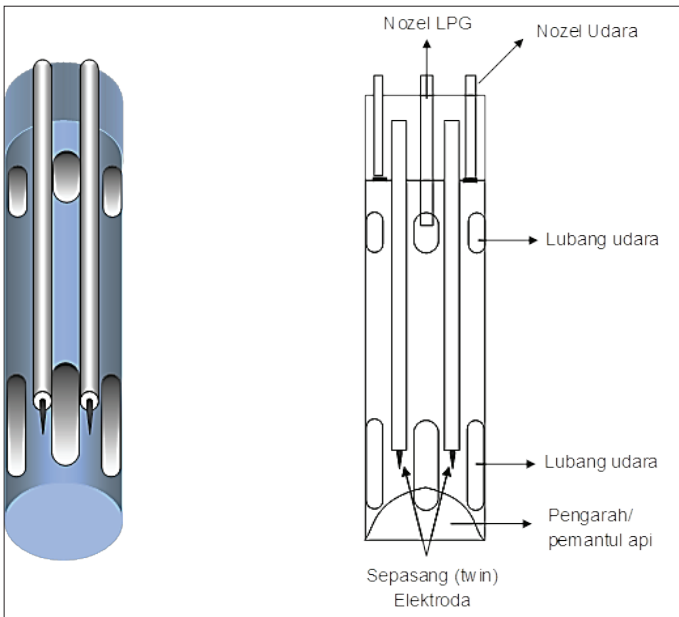
3. Simulasi Penyalaan UCG

Gambar 7.12 menampilkan desain peralatan yang telah dibuat. Tinggi reaktor 360 cm dengan diameter 67,8 cm terbuat dari plat baja ukuran 6 mm. Pada bagian bawah diisi batubara setinggi 120 cm dan pada bagian atas diisi tanah dan batuan. Batubara, tanah, dan batuan tersebut dipadatkan dan di bagian tengahnya dibuat lubang vertikal dengan diameter 6 inci sehingga serupa dengan lubang hasil pengeboran. Jarak antara tabung LPG dengan reaktor adalah 80 m, sementara *ring blower* sebagai penyedia udara simulasi proses UCG ada pada lapisan dangkal. Bagian bawah reaktor dipasang rel untuk menggeser bagian tersebut bila sekiranya diperlukan penggantian batubara atau diperlukan perbaikan *burner*. Pada bagian atas reaktor dipasang alat pembakar gas buang untuk proses penyalaan awal. *Burner* LPG dibuat dari baja berukuran 1¼ inci dengan enam buah lubang nozel sepanjang 30 mm dan lebar 6 mm yang tersambung selang LPG dan selang udara (Gambar 7.13).



Sumber: Zulfahmi dkk. (2015)

Gambar 7.12 Rancangan Peralatan Simulasi Pembakaran

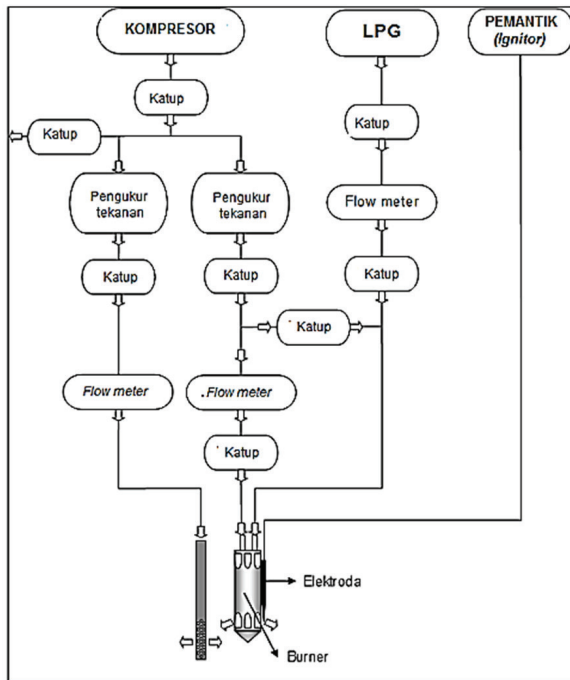


Sumber: Zulfahmi dkk. (2015)

Gambar 7.13 Rancangan Pematik untuk Pembakaran Awal UCG

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Pemantik *burner* terbuat dari nikelin berukuran $\Phi 2$ mm berupa elektrode yang panjangnya 230 mm. Elektrode tersambung dengan listrik tegangan tinggi yang dapat dihidupkan dari jarak jauh (>80 m). Sehubungan dengan tingginya tegangan, elektrode perlu diisolasi agar tidak terjadi hubungan pendek di titik yang tidak diharapkan. Elektrode harus dibuat dari bahan tahan panas karena posisinya sangat dekat dengan nyala api. *Burner* yang dipakai untuk penyalaan awal mirip dengan *burner* listrik pada umumnya, tetapi penyalannya dilakukan pada jarak jauh dan berada di bawah tanah. Selain itu, ruang pembakaran sangat sempit dan bila terjadi akumulasi gas bakar berpotensi menimbulkan ledakan. Untuk mencegah terjadinya ledakan, diperlukan indikator agar diketahui bahwa *burner* telah menyala atau belum. Skema peralatan yang digunakan dalam simulasi ini seperti pada Gambar 7.14.



Sumber: Zulfahmi dkk. (2015)

Gambar 7.14 Skema Peralatan Simulasi Pembakaran UCG

E. PENUTUP

Gasifikasi batubara menggunakan teknologi UCG tidak terlepas dari kondisi struktur batuan setempat dan sangat tergantung pada kondisi setempat (*site specific*). Pengetahuan tentang aspek geologi, geomekanika, dan geohidrologi setempat sangat menentukan dalam pemilihan teknologi yang akan dikembangkan. Selain itu, investasi, jumlah batubara, serta produk apa yang akan dikembangkan menjadi bagian dari perhitungan keekonomian selanjutnya. Tiga teknologi UCG yang terkenal, yaitu LVW, CRIP, dan UCG dalam tambang merupakan alternatif yang dapat dipilih sesuai dengan kondisi di lokasi penerapan UCG. Metode untuk menghubungkan dua sumur injeksi dan produksi dapat menggunakan teknologi udara bertekanan dengan memanfaatkan *cleat* batubara sebagai rongga awal untuk penghubung, pengeboran berarah, peledakan, dan rekah hidrolis. Penguasaan teknologi UCG mutlak diperlukan bagi para ahli kebumih di Indonesia karena teknologi yang dikembangkan di luar negeri pada dasarnya adalah pengembangan dari yang sudah ada dan sebenarnya dapat dikuasai oleh bangsa Indonesia. Bila mengharapkan transfer teknologi dari luar akan sulit dilakukan, apalagi kalau harus membeli teknologi tersebut dengan biaya yang sangat mahal.

REFERENSI

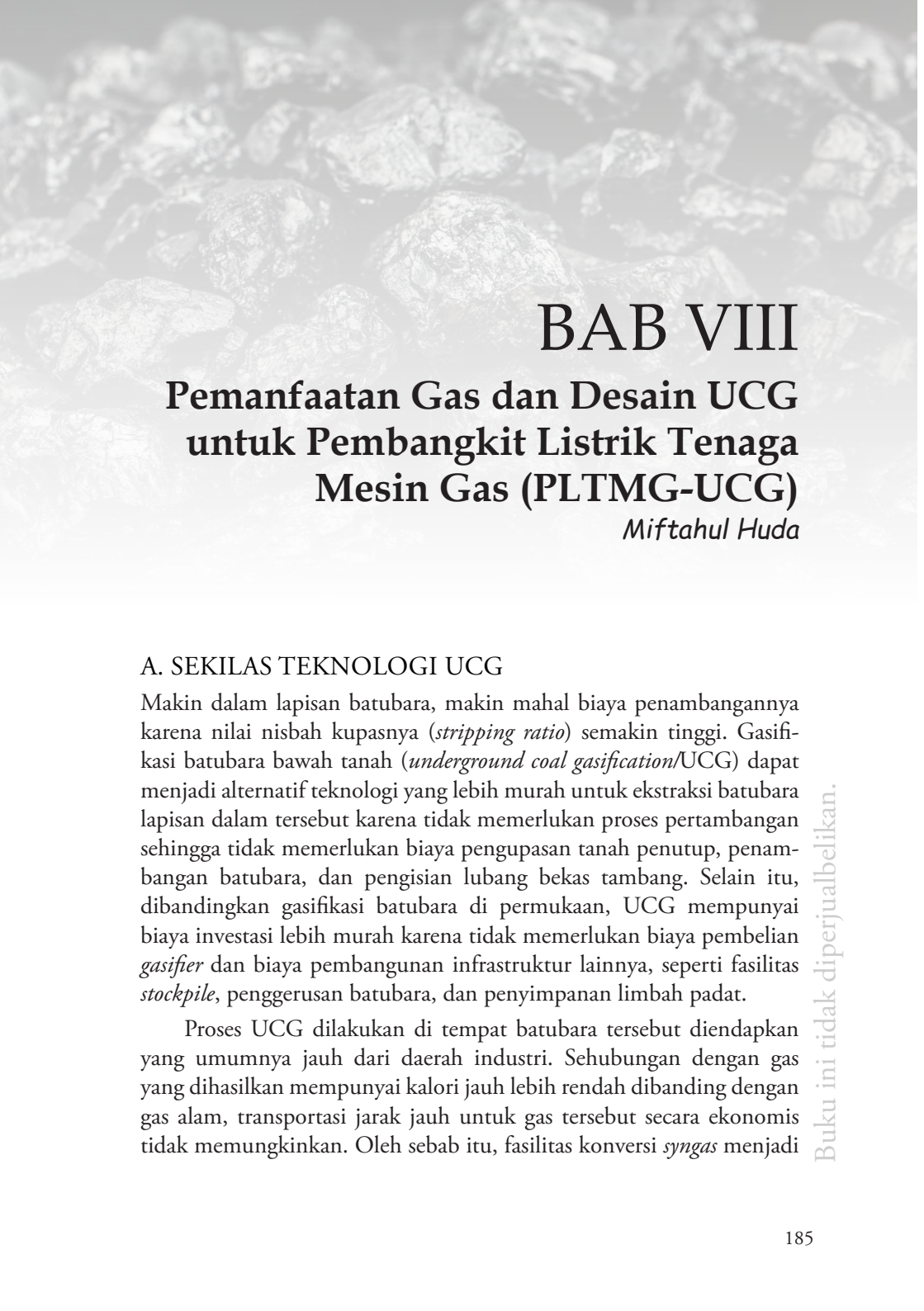
- Bell, D. A., Towler, B. F., & Fan, M. (2011). *Coal gasification and its applications*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2009-0-20067-5>
- Blinderman, M. S. (2006). The energy underground coal gasification and its application in commercial clean coal projects. Dalam *Second International Conference on Clean Coal Technologies for our Future*.
- Blinderman, M. S., & Jones, R. M. (2002). The Chinchilla IGCC Project to date: UCG and environment. Dalam *Gasification Technologies Conference*.
- Britten, J. A. (1986). *Mechanistic model for axisymmetric UCG cavity growth. Part 2, Parameter study and comparison with field data*. Lawrence Livermore National Laboratory.
- Britten, J. A. (1987). *Further development of an axisymmetric global UCG cavity growth simulator*. Lawrence Livermore National Laboratory.

- Britten, J. A., & Thorsness, C. B. (1988). *A mechanistic model for axisymmetric cavity growth during underground coal gasification*. <https://www.osti.gov/biblio/5290748>
- Burton, E., Upadhye, R., & Friedmann, S. (2019). *Best practices in underground coal gasification*. <https://doi.org/10.2172/1580018>
- Cena, R. J., Britten, J. A., & Thorsness, C. B. (1987). *Excavation of the partial seam CRIP underground coal gasification test site*. <https://www.osti.gov/biblio/6156186>
- Cena, R. J., Hill, R. W., Stephens, D. R., & Thorsness, C. B. (1984). *Centralia partial seam CRIP underground coal gasification experiment*. <https://www.osti.gov/biblio/6790653>
- Chandelle, V. (1986). Overview about Thulin field test. Dalam *Proceedings of the Twelfth Annual Underground Coal Gasification Symposium*.
- Couch, G. R. (2009). *Underground coal gasification*.
- Covell, J. R., & Thomas, M. H. (1996). Combined air sparge and bioremediation of an underground coal gasification site. Dalam *Ninth Annual IGT Symposium on Gas, Oil, and Environmental Biotechnology and Site Remediation Technology*.
- Creedy, D. P., Gamer, K., Holloway, S., Jones, N., & Ren, T. X. (2001). *Review of underground coal gasification technological advancements* (Technical Report ETSU-COAL-R-211).
- Creedy, D. P., Ganner, K., & Oakey, J. E. (2004). *Clean energy from underground coal gasification in China* (Technical Report Coal-R-250).
- DeCrombrugge, O. (1959). Underground gasification (of coal) in the USSR. Dalam *US Dept. of Interior Translation TN7, E59 394, from Annales des Mines de Belgique* 5, 478–534.
- Deng, X. B. (2007). The thermal-drag exploitation study from UCG trial. *Sciencepaper Online*, 1–8.
- Dinsmoor, B., Galland, J. M., & Edgar, T. F. (1978). The modeling of cavity formation during underground coal gasification. *Journal of Petroleum Technology*, 30(05), 695–704. <https://doi.org/10.2118/6185-PA>
- Gadelle, A., Pavone, D., Raffoux, J., & Ternot, A. (1985). Status of French UCG field test at La Haute Deule. Dalam *Proceedings of the Eleventh Annual Underground Coal Gasification Symposium*.
- Gregg, D. W., & Edgar, T. F. (1978). Underground coal gasification. *AIChE Journal*, 24(5), 753–781. <https://doi.org/10.1002/aic.690240502>

- Gregg, D. W., Hill, R. W., & Olness, D. U. (1976). *Overview of the Soviet effort in underground gasification of coal*. <https://www.osti.gov/biblio/7196456>
- Hattingh, L. (2008)s. Underground coal gasification (Presentation). SASOL Mining (Pty) Ltd, 28 p.Hill, R. W., Thorsness, C. B., Cena, R. J., Aiman, W. R., & Stephens, D. R. (1980). *Results from the third LLL underground coal gasification experiment at Hoe Creek*. <https://www.osti.gov/biblio/5280693>
- Hill, R. W., Thorsness, C. B., Cena, R. J., & Stephens, D. R. (1984). *Results of the Centralia underground coal gasification field test*. <https://www.osti.gov/biblio/6649695>
- Hill, R. W., Thorsness, C. B., & Thompson, D. S. (1983). *Centralia partial-seam CRIP test*. <https://www.osti.gov/biblio/6027236>
- Hill, R. W., Thorsness, C. B., Cena, R. J., Aiman, W. R., & Stephens, D. R. (1980). *Results from the third LLL underground coal gasification experiment at Hoe Creek*. <https://www.osti.gov/biblio/5280693>
- Jain, P. K. (2017). Underground coal gasification—Experience of ONGC. Dalam *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 76, 012004. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/76/1/012004>
- Kempka, T., Nakaten, N., Azzam, R., & Schlüter, R. (2009). Economic viability of in- situ coal gasification with downstream CO₂ storage. *Glückauf-Mining-Reporter: International Journal for Mining, Tunnelling, Equipment and Technology*, 1, 43–50.
- Kurth, M., Depouhon, F., Patigny, J., & Ledent, P. (1986). Linking and gasification in Thulin, a new endeavor. Dalam *Proceedings of the Twelfth Annual Underground Coal Gasification Symposium*.
- Laciak, M., Kostúr, K., Durdán, M., Kačur, J., & Flegner, P. (2016). The analysis of the underground coal gasification in experimental equipment. *Energy*, 114, 332–343. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.004>
- Malkani, M. S., Alyani, M., Khosa, M., Buzdar, F., & Zahid, M. A. (2016). Coal Resources of Pakistan: new coalfields. *Lasbela University Journal of Science & Technology*, V, 7–22.
- Nourozieh, H., Kariznovi, M., Chen, Z., & Abedi, J. (2010). Simulation study of underground coal gasification in Alberta Reservoirs: Geological structure and process modeling. *Energy & Fuels*, 24(6), 3540–3550. <https://doi.org/10.1021/ef9013828>

- Perkins, G., & Sahajwalla, V. (2005). A mathematical model for the chemical reaction of a semi-infinite block of coal in underground coal gasification. *Energy & Fuels*, 19(4), 1679–1692. <https://doi.org/10.1021/ef0496808>
- Pershad, S., Pistorius, J., van der Riet, M. (2018). 14 - Majuba underground coal gasification project. In Book: Underground Coal Gasification and Combustion. Edited by. Blinderman, M.S. and Klimenko, A.Y., Science-Direct. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00014-1>
- Pirard, J. ., Brasseur, A., Coëme, A., Mostade, M., & Pirlot, P. (2000). Results of the tracer tests during the El Tremedal underground coal gasification at great depth. *Fuel*, 79(5), 471–478. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(99\)00149-0](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(99)00149-0)
- PriceWaterhouseCoopers, & Sasol SH&E Centre. (2008). *Positive energy sasol sustainable development report 2008*.
- Schrider, L. A., & Whieldon, C. E. (1977). Underground coal gasification - A status report. *Journal of Petroleum Technology*, 29(09), 1179–1185. <https://doi.org/10.2118/6365-PA>
- Shirsat, V. A. (1989). *Modelling of cavity growth in underground coal gasification* (Disertasi, Texas Tech University).
- Sinha, N. (2007). *Status report on underground coal gasification*. Office of the Principal Scientific Adviser, Government of India.
- Stephens, D. R. (1980). *Introduction to underground coal gasification*. <https://www.osti.gov/biblio/7182134>
- Stephens, D. R. (1981). *Hoe Creek experiments: LLNL's underground coal-gasification project in Wyoming*. <https://www.osti.gov/biblio/5353586>
- Stephens, D. R., Hill, R. W., & Borg, I. Y. (1985). *Underground coal gasification review*.
- Svjagincev, K. H. (1979). Underground coal gasification in the Soviet Union. *Gluckauf*, 115(11), 540–546.
- U.S. Energy Information Administration. (1997). *Country analysis brief: Uzbekistan*. <http://www.converger.com/eiacab/uzbek.htm>
- Walker, L. K., & Blinderman, M. S. (2001). An IGCC Project at Chinchilla, Australia, based on UCG. Dalam *Gasification Technology Conference*.
- Walker, L. (2008). The development and future of underground coal gasification in the Asian region. Dalam *Proceedings of the underground coal gasification conference*. Houston 21-22 Jun 2008. Houston, TX, USA, Zeus Development. 14 pp..

- Wang, F. T., Mead, S. W., & Stuermer, D. H. (1982). *Mechanisms for groundwater contamination by UCG: preliminary conclusions from the Hoe Creek study*. <https://www.osti.gov/biblio/5117868>
- Zulfahmi, Daulay, B., Santoso, B., Nendaryono, Suhendar, Huda, M., Pujiyanto, E., Yunianto, B., P., Darsa, S., Hendro, Setiawan, A., E., O., Endri, Purnama, A. B., Silaban, S., Tarsono, Alimano, M., Kusnawan, Pulungan, Z., Daranin, E. A., ... Riyanto. (2015). *Pengembangan aplikasi teknologi underground coal gasification (UCG) di Indonesia tahap II*. Puslitbang tekMIRA.



BAB VIII

Pemanfaatan Gas dan Desain UCG untuk Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas (PLTMG-UCG)

Miftahul Huda

A. SEKILAS TEKNOLOGI UCG

Makin dalam lapisan batubara, makin mahal biaya penambangannya karena nilai nisbah kupasnya (*stripping ratio*) semakin tinggi. Gasifikasi batubara bawah tanah (*underground coal gasification/UCG*) dapat menjadi alternatif teknologi yang lebih murah untuk ekstraksi batubara lapisan dalam tersebut karena tidak memerlukan proses pertambangan sehingga tidak memerlukan biaya pengupasan tanah penutup, penambangan batubara, dan pengisian lubang bekas tambang. Selain itu, dibandingkan gasifikasi batubara di permukaan, UCG mempunyai biaya investasi lebih murah karena tidak memerlukan biaya pembelian *gasifier* dan biaya pembangunan infrastruktur lainnya, seperti fasilitas *stockpile*, penggerusan batubara, dan penyimpanan limbah padat.

Proses UCG dilakukan di tempat batubara tersebut diendapkan yang umumnya jauh dari daerah industri. Sehubungan dengan gas yang dihasilkan mempunyai kalori jauh lebih rendah dibanding dengan gas alam, transportasi jarak jauh untuk gas tersebut secara ekonomis tidak memungkinkan. Oleh sebab itu, fasilitas konversi *syngas* menjadi

produk lainnya harus dibangun di tempat UCG dilakukan. Pemilihan jenis produk UCG menjadi penting agar secara ekonomis kegiatan tersebut layak dilakukan.

Di beberapa negara, UCG sudah lama diterapkan, tetapi untuk Indonesia, hal ini merupakan teknologi baru sehingga teknologi ini perlu dikenalkan kembali. Pada bab ini akan dibahas jenis dan pemanfaatan gas UCG serta desain teknologi ini sampai menghasilkan gas dengan jumlah dan kualitas yang diinginkan. Tujuannya adalah untuk memberi gambaran industri yang dapat dibangun dengan memanfaatkan gas UCG dan menginformasikan desain fasilitas UCG yang dikembangkan oleh Puslitbang *tekMIRA*.

B. GAS HASIL PROSES GASIFIKASI BATUBARA

Hasil gasifikasi batubara adalah gas mempan bakar (*combustible gas*) yang terdiri dari campuran gas karbon monoksida, hidrogen, metana, karbon dioksida, dan nitrogen. Karbon monooksida berasal dari reaksi antara oksigen dan karbon, karbon dioksida dan karbon, dan dari pirolisis batubara. Hidrogen berasal dari reaksi antara karbon monoksida dan uap air, karbon dan uap air, dan dari pirolisis batubara. Gas metana dapat berasal dari metana yang tersimpan dalam pori-pori batubara dan dari hasil reaksi pirolisis. Kandungan CO₂ berasal dari, antara lain reaksi karbon dengan oksigen berlebih dan reaksi pirolisis batubara. Reaksi karbon dan oksigen menghasilkan panas untuk sumber energi proses gasifikasi. Nitrogen berasal dari udara dan dari reaksi pirolisis batubara.

Gas mempan bakar dari proses gasifikasi dapat digolongkan menjadi dua macam, yaitu *producer-gas* dan *synthesis gas* (*syngas*). *Producer-gas* adalah gas hasil gasifikasi batubara dengan pereaksi udara, sementara *syngas* adalah gas yang dihasilkan dengan pereaksi oksigen. Tabel 8.1 menampilkan contoh komposisi *producer-gas* dan *syngas*.

Tabel 8.1 Komposisi *Producer-Gas* dan *Syngas* (%)

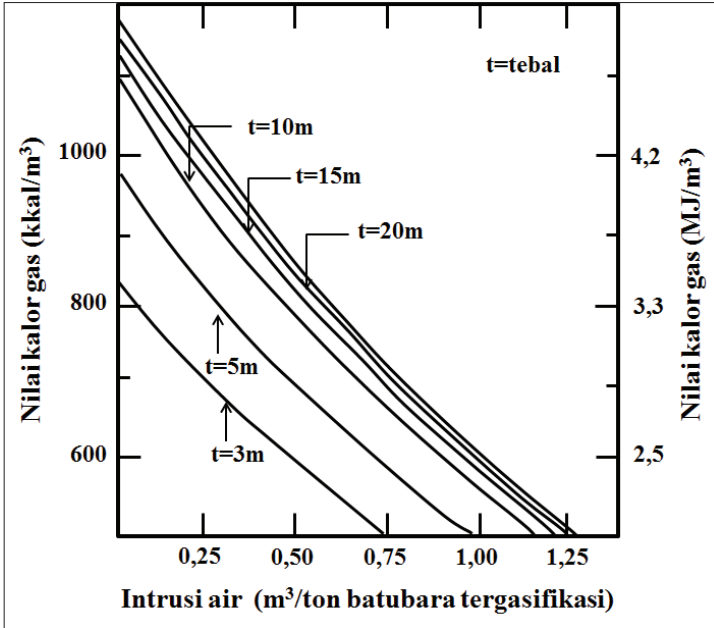
Jenis Gas	CO ₂	O ₂	CO	CH ₄	H ₂	N ₂
<i>Syngas</i> *)	31,4	0	40,2	10,2	17,1	0.7
<i>Producer-gas</i> **)	7,0	0,0	20,0	3,0	17,0	51

Sumber: *)Anastasi (1980); **)Huda & Sulistyohadi (2013)

Producer-gas mengandung nitrogen tinggi dan umumnya dipakai untuk bahan bakar, meskipun nilai kalorinya rendah. Kandungan utama *syngas* adalah CO₂, CO, dan H₂. Kandungan nitrogen dalam *syngas* sangat kecil karena hanya berasal dari nitrogen yang ada dalam batubara. Hidrogen dan karbon monoksida di dalam *syngas* dipakai, terutama untuk proses sintesis, dengan produk akhir berupa bahan kimia dan atau bahan bakar sintetis. Untuk sintesis bahan bakar dan produk kimia tertentu, komponen nitrogen dihindari karena unsur tersebut dapat bereaksi membentuk senyawa basa yang dapat meracuni katalis (Christensen dkk., 2011).

C. KUALITAS GAS UCG

Kualitas gas hasil UCG dipengaruhi, antara lain oleh pereaksi yang digunakan (udara/oksigen/uap air); jumlah intrusi air ke *gasifier*; serta ketebalan, kualitas, dan kedalaman batubara. Pereaksi oksigen menghasilkan nilai kalor lebih tinggi dibandingkan pereaksi udara karena udara mengandung nitrogen dalam porsi besar. Nitrogen dalam pereaksi udara akan ikut bersama produk gasifikasi sehingga menurunkan nilai kalor gas yang dihasilkan. Gambar 8.1 menampilkan hubungan antara jumlah intrusi air dan ketebalan batubara dengan nilai kalor gas yang dihasilkan pada fasilitas UCG di Angren-Uzbekistan. Makin banyak intrusi air dan makin tipis lapisan batubara, makin rendah nilai kalor gas yang dihasilkan. Bila intrusi air 0,25 m³/ton-batubara-tergasifikasi dan tebal lapisan batubara 10 m, UCG dapat menghasilkan gas dengan nilai kalor lebih dari 3,77 MJ/m³, sementara batubara dengan tebal 5 m menghasilkan nilai kalor yang lebih rendah. Berdasarkan hasil penelitian di era Uni Soviet, bila tebal batubara kurang dari 0,9–1,2 m (3–4 ft), nilai kalor gasnya terlalu rendah karena persentase kehilangan panas ke lingkungan sekitar meningkat (Burton dkk., 2019).



Sumber: Olness (1982)

Gambar 8.1 Pengaruh Intrusi Air pada Nilai Kalor Gas

Intrusi air ke dalam *gasifier* dalam jumlah terbatas diperlukan untuk membas polutan yang menempel pada dinding *gasifier* dan mencegah polutan masuk ke dalam pori-pori batuan. Meskipun demikian, intrusi air yang berlebih ke dalam *gasifier* tidak dikehendaki karena akan mengurangi efisiensi proses gasifikasi. Intrusi air dapat dikendalikan dengan mengatur tekanan operasi *gasifier*.

Tabel 8.2 Komposisi Gas pada Beberapa Sumur Produksi Percobaan di Angren

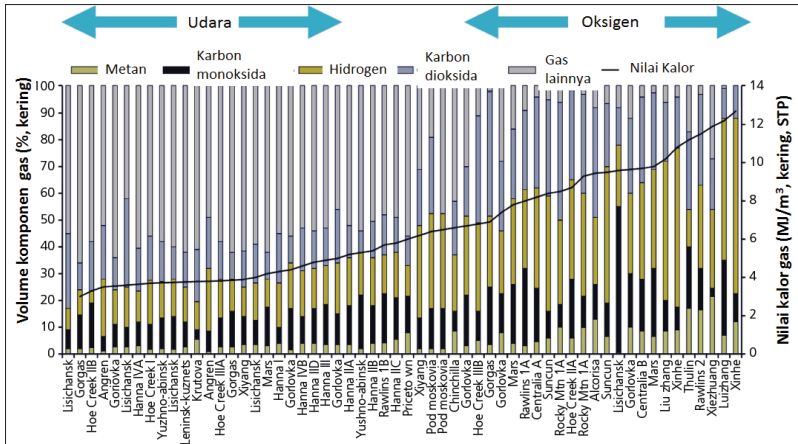
Sumur Produksi	Rata-Rata Komposisi Gas (%)							Nilai Kalor (MJ/m ³)
	H ₂ S	CO ₂	O ₂	CO	H ₂	CH ₄	N ₂	
7r	0,3	18,1	0,1	8,5	22,1	1,4	49,5	4,04
8r	0,2	18,6	0,0	7,8	23,0	0,9	49,5	3,52
6'	0,4	20,2	0,0	5,3	21,4	1,1	51,5	3,47

Sumber: Olness (1982)

Buku ini tidak diperjualbelikan.

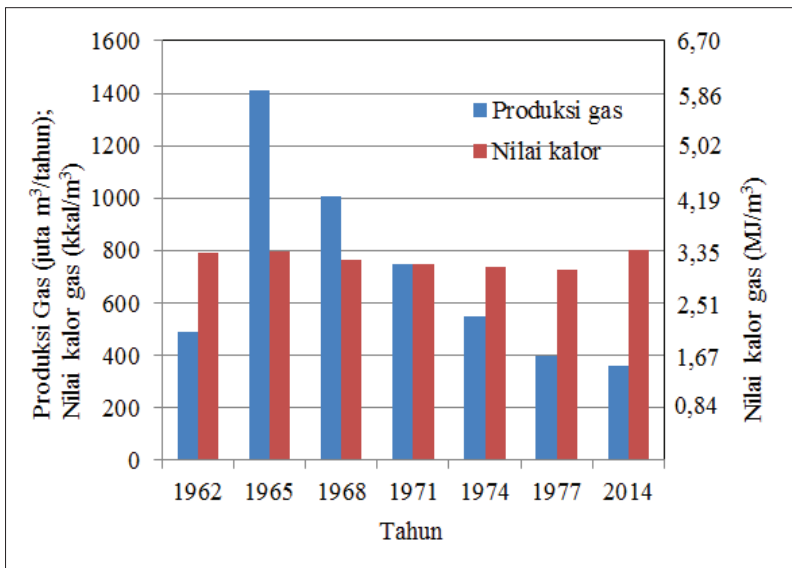
Tabel 8.2 menampilkan contoh kualitas gas UCG di Angren, Uzbekistan. Kandungan gas hidrogen lebih tinggi dua kali lipat dibanding dengan kandungan gas karbon monoksida. Tingginya kandungan hidrogen mengindikasikan adanya reaksi dengan air, sedangkan tingginya kandungan nitrogen menunjukkan bahwa pereaksi yang digunakan adalah udara. Batubara yang digunakan ini mempunyai kandungan air total, zat terbang, abu, dan belerang berturut-turut adalah 35; 32,92; 12,14; dan 0,89%.

Nilai kalor gas dapat ditingkatkan dengan mengganti pereaksi udara biasa menjadi udara yang dipanaskan, campuran udara dengan oksigen murni atau oksigen murni saja. Gambar 8.2 menampilkan komposisi gas UCG pada uji coba di beberapa negara menggunakan beberapa jenis pereaksi. Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa produk gas UCG di beberapa negara dengan kualitas batubara bermacam-macam dapat ditingkatkan nilai kalornya dengan menggunakan oksigen sebagai pereaksi. Walaupun demikian, proses UCG tidak dalam keadaan tunak (*steady state*) sehingga kualitas gas yang dihasilkan tidak seragam. Masalah tersebut dapat dikurangi dengan mengatur kondisi reaksi. Para peneliti Uni Soviet mengatur kondisi reaksi dengan cara mengendalikan laju alir udara yang diinjeksikan ke dalam *gasifier*. Teknologi yang berkembang saat ini adalah teknologi *controlled retraction injection point* (CRIP) dan teknologi Ergoexergy diklaim mampu menghasilkan kualitas gas yang seragam dengan cara mengendalikan kondisi reaksi (Burton dkk., 2019). Di antara fasilitas UCG pada Gambar 8.2 yang masih memproduksi sampai sekarang adalah fasilitas di Angren, Uzbekistan yang mulai memproduksi sejak 1962.



Sumber: Walker (2014)

Gambar 8.2 Komposisi Gas UCG Hasil Uji Coba di Beberapa Negara



Sumber: Zufahmi dkk. (2015)

Gambar 8.3 Kapasitas Produksi dan Kualitas Gas UCG di Yerostigaz

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Gambar 8.3 menampilkan kapasitas produksi dan nilai kalor gas yang dihasilkan di Angren, Uzbekistan. Produksi gas di Yerostigaz (Perusahaan UCG di Angren, Uzbekistan) mencapai puncaknya sekitar 1 miliar 400 juta m³ per tahun pada 1965. Gas ini ditransfer ke salah satu *boiler* di pembangkit listrik tenaga uap batubara yang berkapasitas 4x100 MW. Dengan asumsi efisiensi pembangkit listrik 30%, listrik yang dihasilkan gas UCG pada 1965 setara 38 MW. Pada 2014, produksi gas hanya sekitar 360 juta m³ per tahun atau setara dengan pembangkit listrik 10 MW. Kualitas gas relatif konstan, yaitu mempunyai nilai kalor antara 3,14–3,35 MJ/m³. Karena digunakan sebagai campuran pada *boiler* berbahan bakar batubara, UCG di Angren, Uzbekistan ini tidak dilengkapi dengan fasilitas pembersihan gas. *Boiler* berbahan bakar batubara dapat menerima bahan bakar gas, meskipun dengan kadar partikel dan tar tinggi.

D. PEMANFAATAN

1. *Producer-gas*

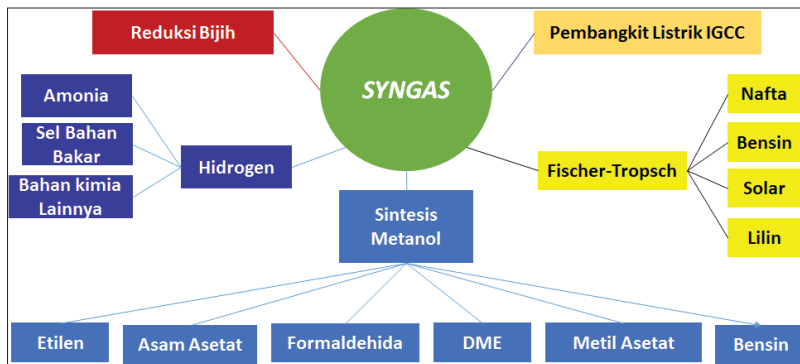
Pemanfaatan gas UCG tergantung pada jenis gasnya, apakah termasuk ke dalam jenis *producer-gas* atau *syngas*. *Producer-gas* dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar genset mesin gas untuk menghasilkan listrik dan bahan bakar pada industri menggantikan gas alam. *Producer-gas* yang keluar dari sumur produksi UCG masih mengandung air, tar, dan partikulat. Oleh sebab itu, harus diolah dulu sebelum dimanfaatkan. UCG yang menghasilkan *producer-gas* terdapat di Angren, Uzbekistan, tetapi *producer-gas* di tempat ini bukan untuk mesin pembakaran internal, melainkan untuk bahan bakar *boiler* (mesin pembakaran eksternal).

Di Indonesia, pemanfaatan *producer-gas* untuk pembangkit listrik perlu dipertimbangkan, mengingat pertumbuhan permintaan listrik masih tinggi, terutama di daerah penghasil batubara, yaitu Sumatra dan Kalimantan yang pertumbuhannya mencapai 10–11%. Angka pertumbuhan ini lebih tinggi dibandingkan dengan angka pertumbuhan listrik nasional, yaitu 8%. Ketersediaan pasokan listrik selalu menjadi perhatian pemerintah karena berpengaruh pada pertumbuhan ekonomi. *Producer-gas* juga dapat dipakai sebagai bahan bakar pada

industri keramik, kalsinasi alumina, dan industri yang perlu gas bersih lainnya, tetapi kalau lokasi UCG jauh dari daerah industri, hal tersebut sulit direalisasikan.

2. Syngas

Konversi *syngas* UCG telah banyak diteliti, antara lain untuk menghasilkan gas hidrogen (Liu dkk., 2009; Verma & Kumar, 2015; Yang dkk., 2008), *fuel cell* (Prabu & Jayanti, 2012), dan bahan bakar sintetis (Kreynin, 2013). Gambar 8.4 memperlihatkan contoh pemanfaatan *syngas*. *Syngas* dapat dikonversi menjadi bahan bakar cair melalui reaksi Fischer-Tropsch (F-T) menjadi metanol untuk penggunaan langsung atau sebagai bahan baku industri kimia dan menjadi hidrogen sebagai bahan baku industri pupuk urea. *Syngas* dapat juga digunakan secara langsung pada pembangkit listrik *integrated gasification combined cycle* (IGCC) dan sebagai reduktor pada industri pemurnian logam. Pembangkit listrik IGCC mempunyai gas CO₂ relatif murni yang selanjutnya dapat disimpan agar tidak menambah konsentrasi gas rumah kaca di atmosfer.



Sumber: Dimodifikasi dari Spath & Dayton (2003)

Gambar 8.4 Alternatif Pemanfaatan *Syngas*

Proses F–T telah dikembangkan di Jerman sejak 1925 dan mulai diimplementasikan pada 1980 oleh perusahaan SASOL di Afrika Sela-

tan. Pada proses ini, hidrogen direaksikan dengan karbon monoksida menggunakan katalis dan menghasilkan minyak (hidrokarbon) alkohol, aldehida, dan asam lemak. Katalis yang umum digunakan berasal dari bahan baku kobal atau besi. Katalis dari kobal mempunyai umur lebih panjang dan aktivitas lebih tinggi dibanding dengan katalis yang berasal dari besi. Rasio optimal $H_2:CO$ untuk katalis kobal sekitar 1,8–2,1; sedangkan untuk katalis berbasis besi dapat menggunakan *syngas* dengan rasio $H_2:CO$ yang lebih rendah. Sintesis Fischer-Tropsch umumnya dilakukan pada suhu 150–350°C dan tekanan 20–40 bar. Makin tinggi suhu reaksi, makin cepat reaksi berjalan, tetapi jumlah metana yang terbentuk semakin besar. Makin tinggi tekanan reaksi, makin besar jumlah *syngas* yang terkonversi dan makin banyak senyawa alkana rantai panjang yang terbentuk. Salah satu fasilitas UCG yang dilengkapi sintesis F–T adalah milik Linc Energy, Queensland. Berdasarkan proposal yang telah dibuat, kapasitas pabrik sintesis F–T skala pilot adalah 1–5 barel per hari (BPH) yang akan ditingkatkan menjadi 20.000 dan 40.000 BPH (Linc Energy Ltd, 2007). Minyak solar yang dihasilkan telah diuji coba menggunakan mobil sejauh 5.500 km dari Queensland ke Perth (Meyer dkk., 2011).

Metanol dapat menjadi produk akhir atau antara untuk sintesis kimia lanjutan. Sebagai produk akhir, metanol dapat dipakai untuk bahan bakar alternatif mesin pembakaran internal (*internal combustion engine*) dan dapat juga untuk campuran bensin. Sebagai produk antara, metanol dipakai untuk bahan baku pembuatan macam-macam bahan kimia, seperti etilen, asam asetat, formaldehida, dimetil eter, metil asetat, dan lain-lain. Metanol juga dapat dikonversi menjadi bensin. Teknologi *methanol to gasoline* (MTG) dan *methanol to olefin* (MTO) telah dikembangkan oleh peneliti Exxonmobile sejak tahun 1970-an. Pabrik pertama MTG beroperasi sejak 1985 di Selandia Baru dengan kapasitas 14.500 barel per hari. Di Indonesia, saat ini terdapat dua kilang metanol, yaitu PT Kaltim Methanol Industri dengan kapasitas produksi 660.000 ton/tahun dan PT Medco Methanol Bunyu dengan kapasitas produksi 330.000 ton/tahun. Namun, kilang PT Medco Methanol Bunyu telah dihentikan pengoperasiannya dan produksinya karena keterbatasan pasokan gas.

Gas metana yang diproduksi melalui reaksi metanasi *syngas* dinamakan *synthetic natural gas* (SNG). Berikut adalah persamaan reaksi metanasi.



Reaksi metanasi ini sangat eksotermis sehingga perlu proses pendinginan untuk menjaga suhu reaksi stabil. Katalis yang digunakan adalah dari bahan nikel. Topsoe, perusahaan yang memproduksi katalis di Denmark, mengembangkan teknologi metanasi ini yang diberi nama *Topsoe recycle energy efficient methanation process* (TREMPE). Karbon dioksida adalah produk samping pabrik SNG. Dalam kondisi yang mengharuskan emisi karbon dioksida dibatasi, pembangunan pabrik SNG harus disertai dengan solusi masalah emisi karbon dioksida tersebut. Pemakaian gas karbon dioksida untuk meningkatkan perolehan minyak (*enhanced oil recovery*) perlu dipertimbangkan (Asian Development Bank, 2019).

Untuk membuat amonia, *syngas* terlebih dahulu direaksikan dengan uap air seperti persamaan reaksi berikut:



Pada proses berikutnya, gas karbon dioksida dipisahkan untuk menghasilkan gas hidrogen murni. Selanjutnya, gas tersebut direaksikan dengan nitrogen untuk membentuk amonia. Amonia dapat digunakan sebagai bahan baku pembuatan pupuk urea, ZA (*zwavelzur amonium*=amonium sulfat), serta membuat senyawa nitrogen yang lain, seperti asam nitrat, amonium klorida, amonium nitrat, dan lain-lain. Pupuk urea dan ZA adalah dua jenis pupuk yang mengandung nitrogen (N). Nitrogen adalah salah satu unsur hara makro yang dibutuhkan untuk pertumbuhan tanaman.

Indonesia telah dapat berswasembada pupuk, tetapi industri ini mempunyai kendala tingginya harga gas bagi produsen pupuk di Indonesia jika dibandingkan dengan harga gas di negara lain. Pada 2016, harga gas rata-rata di Indonesia adalah USD 6,27 per giga joule (GJ), sedangkan rata-rata harga gas di negara pesaing adalah sekitar UDS 2–4 per GJ. Dampak harga gas yang tinggi ini adalah tingginya

biaya produksi sehingga produk pupuk Indonesia kurang dapat bersaing di pasar internasional (PT Pupuk Indonesia, 2016). *Syngas* UCG diharapkan dapat menurunkan harga untuk industri ini.

E. DESAIN FASILITAS UCG

Pilot plant UCG rencananya akan dibangun di lokasi Perjanjian Karya Pengusahaan Pertambangan Batubara (PKP2B) PT Astaka Dodol yang secara administratif berada di Macang Sakti, Musi Banyuasin, Sumatra Selatan. Desain fasilitas UCG ini menggunakan teknologi yang pernah diterapkan di Rusia. Ciri khas teknologi ini adalah bentuk sumur vertikal dengan jarak antarsumur 20–30 m. Rongga antarsumur dibuat dengan metode *reverse combustion* dan ukuran *gasifier*-nya cukup lebar, yaitu sekitar 200x300 m. Berikut adalah faktor-faktor penting yang berperan dalam rancangan *pilot plant* tersebut: batubara, kapasitas produksi, *gasifier*, fasilitas pengolahan gas, dan instalasi pengolahan air limbah.

1. Batubara

PT Astaka Dodol telah melakukan kegiatan eksplorasi pemetaan dan pengeboran dangkal di sekitar lokasi rencana lokasi *pilot plant*. Berdasarkan hasil pengeboran, diketahui ada 10 lapisan batubara dengan ketebalan antara 0,5 m sampai dengan 10 m. Di antara beberapa lapisan batubara tersebut, Tim UCG Puslitbang *tekMIRA* memilih lapisan batubara D sebagai target UCG karena cukup tebal dan dalam.

Puslitbang *tekMIRA* selanjutnya melakukan karakterisasi rencana lokasi *pilot plant* dengan melakukan pengeboran pada daerah yang diduga mempunyai lapisan batubara D dengan kedalaman yang sesuai untuk kegiatan UCG. Berdasarkan hasil kegiatan tersebut, diketahui ketebalan rata-rata lapisan batubara tersebut berkisar 9,09 m dan berada pada kedalaman antara 200–300 m. Pada lokasi yang potensial untuk UCG, telah dihitung juga sumber daya batubara terukur sebesar 2.907.834 ton, tertunjuk 1.706.274 ton, dan tereka 3.078.179 ton (SNI 1505-2011).

Hasil analisis proksimat, ultimat, dan nilai kalor batubara PT Astaka Dodol ditampilkan pada Tabel 8.3. Nilai kalor batubara dalam

gross as received (gar) adalah 20 kJ/g (4.783 kal/g). Batubara dengan nilai kalor tinggi dibutuhkan, karena pada UCG ada intrusi air tanah ke *gasifier* yang menyerap panas hasil pembakaran batubara.

Tabel 8.3 Hasil Analisis Batubara

Proksimat dan Nilai Kalor	Berat (%)	Ultimat dan Nilai Kalor	Berat (%)
Lengas total (% ar)	28,7	Karbon (% adb)	58,6
Air lembap (% adb)	16,0	Hidrogen (% adb)	6,1
Abu (% adb)	6,2	Nitrogen (% adb)	1,3
Zat terbang (% adb)	38,1	Total Sulfur (% adb)	0,2
Karbon terikat (% adb)	39,7	Oksigen (% adb)	27,6
Nilai kalor (kal/g, adb)	5636,1	Nilai kalor (kal/g, gar)	4783,1
Nilai kalor (kJ/g, adb)	23,6	Nilai kalor (kJ/g, gar)	20,0

2. Asumsi yang Digunakan

Hasil-hasil penelitian UCG di Angren, Uzbekistan akan dipakai sebagai dasar dalam desain *pilot plant* karena kualitas batubaranya serupa dengan batubara PT Astaka Dodol dan terdapat cukup publikasi yang menginformasikan kegiatan UCG di lokasi tersebut. Hal ini sangat kontras dengan yang terjadi akhir-akhir ini yang menunjukkan bahwa pengembang UCG tidak banyak memublikasikan hasil-hasil kegiatannya.

Tabel 8.4 menampilkan data hasil pengujian UCG di lokasi tersebut. Berdasarkan data pada tabel tersebut diketahui bahwa kebutuhan udara adalah 1.840 m³ per ton batubara dan gas yang dihasilkan 2.700 m³ per ton batubara. Nilai kalor gas yang dihasilkan adalah 3,35 MJ/m³ (800 kkal/m³). Data UCG di Angren tersebut akan digunakan sebagai dasar perhitungan, walaupun beberapa uji coba yang lain menggunakan batubara yang sama dapat menghasilkan volume gas lebih besar dan nilai kalor lebih tinggi. Data nilai kalor gas mempan bakar yang dihasilkan akan dipakai sebagai dasar perhitungan kebutuhan volume gas untuk pembangkit listrik. Berdasarkan data kandungan air dalam gas dan debit gas, dapat dihitung volume air yang dihasilkan per satuan waktu. Data tersebut akan dimanfaatkan sebagai dasar desain instalasi

pengolah air limbah (IPAL). Material katup akan disesuaikan dengan suhu gas. Data komposisi gas berkaitan dengan desain mesin gas karena beberapa pabrikan mesin gas mensyaratkan kandungan hidrogen maksimal yang ada dalam gas UCG. Jumlah batubara tergasifikasi untuk setiap sumur injeksi adalah 20 ton/hari. Dengan demikian, jumlah gas yang dihasilkan per sumur injeksi adalah $20 \times 2.700 = 54.000 \text{ m}^3/\text{hari}$ ($2250 \text{ m}^3/\text{jam}$).

Tabel 8.4 Data UCG di Angren, Uzbekistan

Parameter	Nilai
Jumlah batubara tergasifikasi (ton)	5.870
Udara yang diinjeksikan (10^3 m^3)	10.808
Producer-gas yang dihasilkan (10^3 m^3)	15.840
Komposisi gas rata-rata (Vol., %)	
H ₂ S	0,5
CO ₂	21,8
C _n H _m	0,1
O ₂	0,2
CO	5,9
H ₂	20,5
CH ₄	1,3
N ₂	49,7
Nilai kalor gas (MJ/m ³ , kering)	3,35
Kandungan air dalam gas (g/m ³)	404
Rata-rata suhu gas (°C)	235
Efisiensi gasifikasi (%)	60
Panas hilang termasuk yang ada pada gas yang hilang (%)	30

3. Kapasitas Pembangkit

Gas yang dihasilkan akan digunakan untuk pembangkit listrik mesin gas kapasitas 30 MW. Jumlah gas yang dibutuhkan untuk mencukupi kebutuhan pembangkit listrik 30 MW tergantung nilai kalor gas dan efisiensi genset mesin gas dalam menghasilkan listrik. Dengan asumsi bahwa nilai kalor gas sekitar $3,35 \text{ MJ/m}^3$ dan efisiensi mesin 30%, pembangkit listrik berkapasitas 30 MW ini akan membutuhkan laju alir gas sekitar $108.000 \text{ m}^3/\text{jam}$. Karena masing-masing sumur produksi akan didesain berkapasitas sekitar $2.250 \text{ m}^3/\text{jam}$, sekitar 48

sumur produksi harus dibuat untuk memenuhi tingkat produksi yang ditargetkan. Sumur tambahan juga akan dibutuhkan sebagai cadangan jika terjadi kegagalan. Karena masa produktif sumur diperkirakan satu tahun, setiap tahun harus dibuat sumur baru dengan jumlah yang sama.

Berdasarkan kedalaman batubara (200–300 m), kondisi operasi *gasifier* didesain sebagai berikut:

- a) Tekanan injeksi udara harus berada di bawah tekanan air tanah lapisan batubara, kemungkinan berada pada kisaran 10–15 bar;
- b) Tingkat injeksi udara berdasarkan data pada Tabel 8.4 kemungkinan sekitar 67.500 m³/jam untuk mencapai tingkat produksi gas sebesar 108.000 m³/jam;
- c) Panjang dan diameter pipa yang diperlukan untuk memasok udara bertekanan ke sumur injeksi dan untuk menyalurkan *syngas* ke fasilitas pengolahan gas disesuaikan dengan tekanan dan suhu gas.

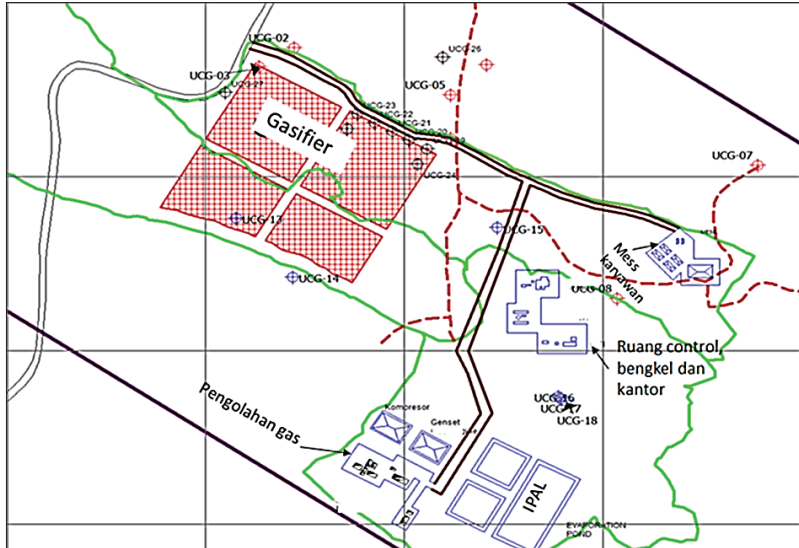
4. Gasifier

a. Kapasitas dan Tata Letak

Syngas akan diproduksi menggunakan *gasifier* UCG. Gasifier adalah tempat dilakukannya gasifikasi batubara dengan luasan sekitar 300x200 m yang mempunyai beberapa pasang sumur injeksi dan produksi. Dengan tebal lapisan batubara 10 m, pada *gasifier* ukuran 200x300 m terdapat batubara dengan volume 600.000 m³. Bila berat jenis batubara adalah 1,3 ton/m³, berat batubara adalah 780.000 ton. Bila diasumsikan hanya 50% batubara tergasifikasi, jumlah batubara terpakai untuk gasifikasi adalah 390.000 ton. Jumlah gas yang dihasilkan dengan asumsi 1 ton batubara menghasilkan 2.700 m³ gas adalah 1 miliar 53 juta m³. Karena kebutuhan gas adalah 108.000 m³ per jam, umur satu buah *gasifier* adalah 9.750 jam atau 12 bulan. Peningkatan produksi *syngas* dilakukan dengan menambah jumlah *gasifier* yang serupa dengan jarak pemisahan tergantung kepada permeabilitas lapisan batubara, diperkirakan sekitar 100 m.

Gambar 8.5 menampilkan lokasi *gasifier* dan tata letak infrastruktur rencana *pilot plant*. *Gasifier* diletakkan pada daerah yang mempunyai lapisan batuan lempung paling tebal dan fasilitas IPAL berada di

dekat sungai untuk memudahkan penyaluran air bersih. Kompresor dan genset yang menimbulkan kebisingan diletakkan agak jauh dari rencana mess karyawan dan kantor.



Sumber: Huda (2017)

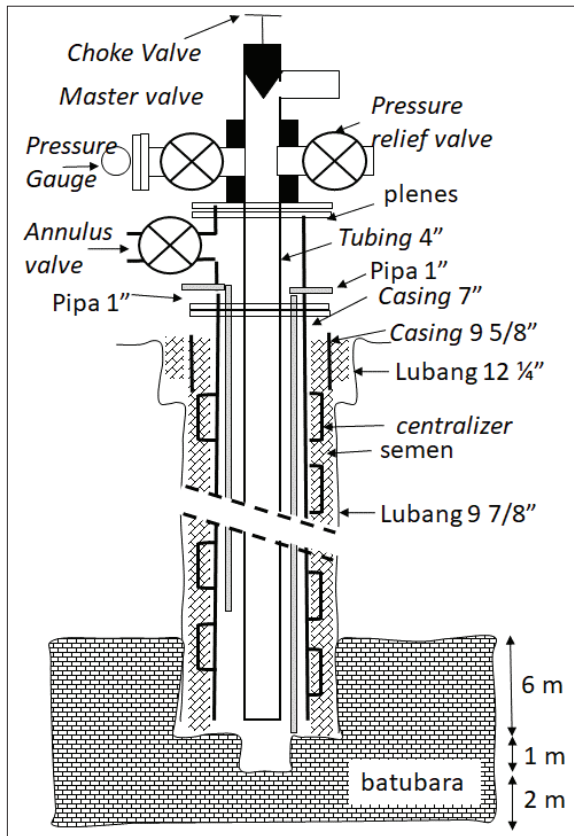
Gambar 8.5 Tata Letak 10 Gasifier Rancangan Puslitbang tekMIRA di Macang Sakti

b. Desain Sumur

Sumur injeksi adalah sumur tempat diinjeksikannya pereaksi (udara/ oksigen/uap air) dan sumur produksi adalah sumur tempat dikeluarkannya hasil gasifikasi. Gambar 8.6 menampilkan sketsa sumur yang akan dikonstruksi. Pipa selubung (*casing*) dengan diameter $9\frac{5}{8}$ inci dipasang sampai kedalaman 24 meter dan disemen ke dinding sumur yang berdiameter $12\frac{1}{4}$ inci. Pipa selubung ini berfungsi melindungi akuifer terbuka dari kemungkinan kebocoran gas dan polutan. Selanjutnya, dilakukan pengeboran dengan diameter $9\frac{7}{8}$ inci sampai menembus lapisan batubara, pemasangan pipa selubung 7 inci, dan proses penyemenan. Sumur dilengkapi dengan katup (*valve*), *thermocouple*, dan saluran air pendingin. Air di dalam sumur dikeluarkan melalui

Buku ini tidak diperjualbelikan.

choke valve dengan meniup udara tekan ke *annulus valve*. *Choke* jepitan merupakan *valve* yang berfungsi sebagai penahan dan pengatur aliran produksi sumur melalui lubang (*orifice*) yang ada, sementara *pressure relief valve* atau *safety valve* adalah *valve* yang akan membuka pada tekanan tertentu untuk menjaga keamanan. Saluran air pendingin diinjeksikan ke pipa 1 inci untuk menurunkan suhu gas. Jarak antarsumur injeksi dan produksi dapat ditentukan setelah ada uji permeabilitas berbagai lapisan dalam profil stratigrafi. Umumnya jarak antarsumur adalah antara 20–50 m (Mostade, 2014).



Sumber: Huda (2017)

Gambar 8.6 Sketsa Sumur UCG

Buku ini tidak diperjualbelikan.

c. Udara Tekan

UCG memerlukan udara tekan untuk reaksi gasifikasi dan mengendalikan intrusi air ke *gasifier*. Ada tiga jenis alat untuk menghasilkan udara tekan, yaitu kipas, *blowers*, dan kompresor. Besar tekanan yang dihasilkan oleh alat-alat tersebut adalah kipas sampai dengan 21 kPa (3 PSI), *blower* sampai dengan 55 kPa (8 PSI), dan kompresor lebih dari 34 kPa (5 PSI) (Robison & Beaty, 1992).

Pada UCG, karena tekanan yang dibutuhkan tinggi, alat yang dibutuhkan adalah kompresor. Ada tiga jenis kompresor yang umum digunakan, yaitu jenis piston, *screw*, dan sentrifugal. Kompresor jenis piston mempunyai tekanan tinggi, tetapi debit udaranya rendah. Oleh sebab itu, kompresor ini cocok untuk kegiatan *reverse combustion* sebelum proses gasifikasi. Kompresor *screw* mempunyai tekanan menengah, tetapi mempunyai debit udara tinggi, cocok untuk proses gasifikasi. Kompresor jenis sentrifugal mempunyai debit udara yang lebih besar dibandingkan kompresor jenis *screw*, tetapi mempunyai tekanan yang lebih rendah. Dari segi harga, unit kompresor piston lebih murah dibandingkan kompresor *screw*. Kompresor *screw* memiliki biaya perawatan lebih rendah dan dapat dioperasikan 24 jam nonstop. Kompresor jenis piston tidak dapat beroperasi terus-menerus.

Berdasarkan mesin penggeraknya, kompresor ada yang digerakkan oleh motor bakar dan motor listrik. Pada *pilot plant* dipilih kompresor jenis *screw* yang bertekanan tinggi karena dapat digunakan, baik untuk proses *reverse combustion* maupun gasifikasi. Selain itu, kompresor tersebut mempunyai penggerak motor diesel sehingga cocok dipakai untuk daerah penelitian yang belum tersambung jaringan listrik PLN. Tabel 8.5 menampilkan spesifikasi kompresor yang akan digunakan.

Tabel 8.5 Spesifikasi Kompresor

Parameter	Satuan	Nilai
Kapasitas	m ³ /min	34
Tekanan maksimum	MPa (barg)	3,45 (34,5)
Tekanan kerja	MPa	1,38–3,45
Kebisingan	dB	83
Berat	kg	9.000
Mesin Penggerak		
Pabrikan	CAT	
Daya	kW	429

Kapasitas kompresor, yaitu 34 m³/min (2.040 m³/jam), cukup untuk kebutuhan satu sumur injeksi yang didesain 2.250 m³/jam. Kompresor tambahan untuk sumur-sumur lainnya akan didesain dengan tekanan yang lebih rendah (10–15 barg), tetapi dengan debit volume udara yang lebih besar.

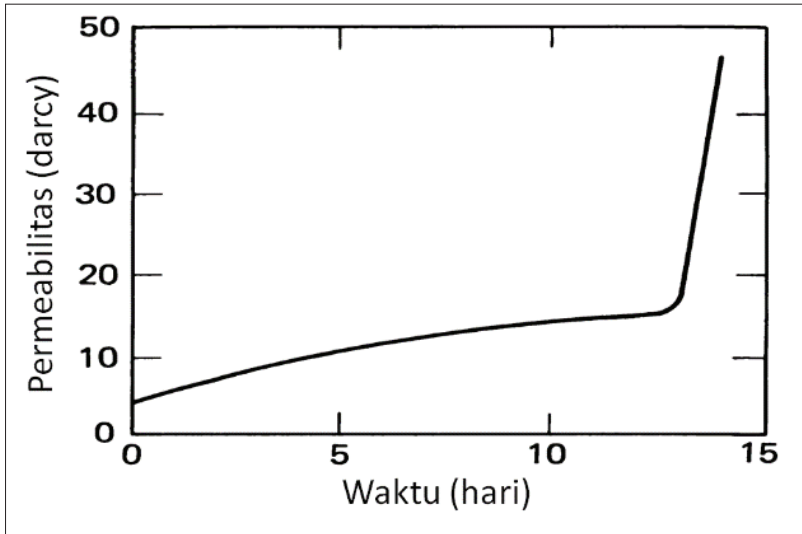
Pengalaman di UCG Angren, Uzbekistan dapat dipakai sebagai pelajaran dalam memilih kompresor. Pada awalnya, injeksi udara untuk proses gasifikasi menggunakan *turbo blower* dengan tekanan sampai dengan 3 atm dan kapasitas total 250 ribu meter³ per jam yang dapat menghasilkan gas dengan kapasitas 3,4 miliar meter³ per tahun. *Turbo blower* ini dipakai bergantian sehingga kapasitas aliran udara untuk gasifikasi maksimum adalah 1,7 miliar meter³ per tahun. Untuk proses *reverse combustion* digunakan enam buah kompresor jenis piston yang mampu beroperasi sampai tekanan 40 bar. Untuk mendesak intrusi air, digunakan dua buah kompresor jenis sentrifugal yang beroperasi pada tekanan 6 atm.

Pada tahun 2015 dengan menurunnya produksi, *turbo blower* tidak dipakai lagi. Sebagai gantinya, untuk proses gasifikasi digunakan dua buah kompresor jenis sentrifugal. Pada tahun tersebut, kapasitas produksi gas adalah 360 juta meter atau 41.700 meter³ per jam. Udara yang dibutuhkan diperkirakan sekitar 30.000 meter³ per jam dan dengan demikian, kapasitas kompresor adalah 15.000 meter³ per jam.

d. Penyalaan, Linking, dan Gasifikasi

Penyalaan batubara mengawali kegiatan gasifikasi. Ada beberapa bahan sebagai sumber panas untuk menyalakan batubara, antara lain gas propana, *liquefied petroleum gas* (LPG), dan minyak bakar (Bhutto dkk., 2013). Untuk menghasilkan api, bahan-bahan tersebut dicampur dengan udara dan dinyalakan dengan *electric ignitor*. Penyalaan juga dapat dilakukan dengan memasukkan kokas yang sudah membara ke dalam sumur dan meniupnya (Olness, 1981). Pada penelitian yang dikembangkan oleh Puslitbang tekMIRA ini dipakai kayu bakar karena berdasarkan percobaan, penggunaan gas LPG berisiko menimbulkan ledakan akibat akumulasi gas LPG pada saat *electric ignitor* terlambat menyala. Puslitbang tekMIRA telah mengembangkan pemantik jenis listrik (*electric ignitor*) untuk UCG dan telah melakukan simulasi penyalaan batubara dengan pemantik tersebut (Huda dkk., 2016). Penyalaan batubara dilakukan di sumur produksi. Sebelum penyalaan, lapisan batubara dikeringkan dengan cara memompa air yang ada di dalamnya dan mengalirkan udara pada permukaan batubara. Penyalaan batubara peringkat rendah seperti lignit lebih mudah karena suhu penyalannya rendah. Suhu penyalaan UCG di Tula, Rusia, yang menggunakan lignit adalah antara 180–200°C, tergantung kondisi penyalaan seperti kandungan oksigen dalam gas dan debit gas yang diinjeksikan (Olness, 1981).

Bila batubara telah menyala, udara tekan dipindahkan ke sumur injeksi dan kegiatan *linking* dimulai. *Linking* adalah kegiatan membuat rongga dalam lapisan batubara yang menghubungkan sumur injeksi dan produksi. Perubahan injeksi udara dari sumur produksi ke sumur injeksi akan membuat zona pembakaran bergerak dari sumur produksi ke sumur injeksi. Pergerakan zona pembakaran ini akan meningkatkan permeabilitas batubara. Gambar 8.7 menampilkan hubungan antara permeabilitas batubara dengan lamanya waktu *linking*. Makin lama waktu *linking*, makin meningkat permeabilitas batubara. Peningkatan permeabilitas yang pesat menunjukkan bahwa waktu *linking* sudah mendekati selesai. Umumnya kecepatan *linking* adalah 0,6–0,8 m/hari (Olness, 1981).



Sumber: Olness (1981)

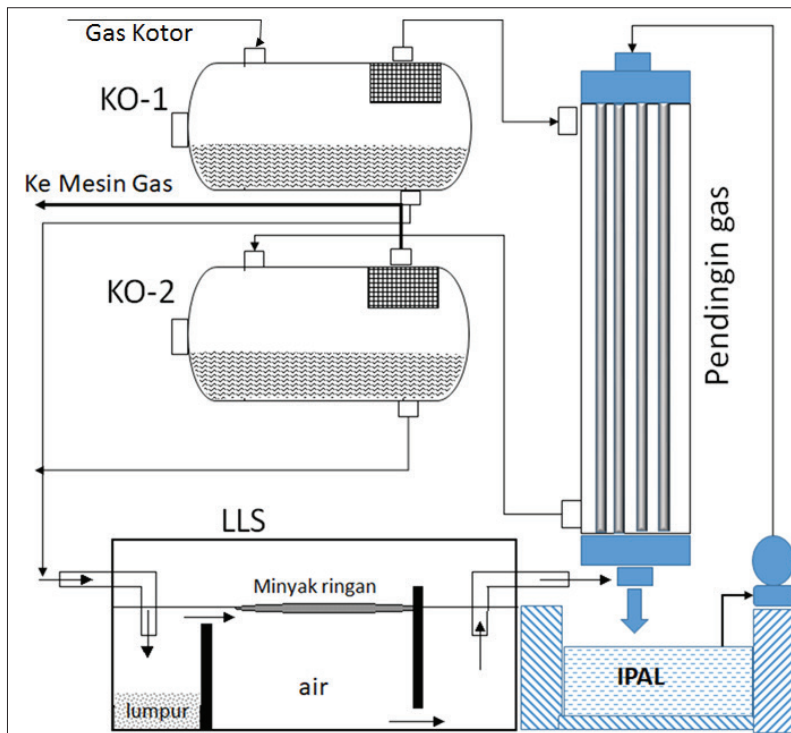
Gambar 8.7 Hubungan Waktu *Linking* dengan Permeabilitas Batubara

e. Fasilitas Pengolahan/Pencucian Gas

Gas dari sumur produksi mengandung tar, air, dan partikel yang harus dibersihkan sebelum gas tersebut dipakai sebagai bahan bakar mesin gas. Metode pembersihan gas hasil proses gasifikasi di bawah tanah relatif sama dengan gasifikasi di permukaan (Huda, 2014). Umumnya pembersihan gas hasil gasifikasi konvensional dilakukan menggunakan alat seperti *scrubber*, *filter*, *cyclone*, dan *electrostatic precipitators (EP)*. *Scrubber* jenis venturi mampu menangkap tar dan partikel dengan efisiensi antara 51–91%. EP mampu menangkap partikel dan tar dengan efisiensi berturut-turut 99% dan 40–70% (Laurence & Ashenafi, 2012).

Pada pengolahan gas UCG, sumur produksi berfungsi sebagai *wet scrubber* karena pada sumur tersebut diinjeksikan air untuk mendinginkan gas serta untuk mengikat partikel dan tar. Karena tekanannya

tinggi, alat pengolahan gas dengan bentuk yang rumit dihindari dan sebagai gantinya digunakan *knockout drum* (KO *drum*). Gambar 8.8 menunjukkan sketsa peralatan pengolahan gas. KO *drum* adalah alat yang mampu memisahkan cairan/partikulat berdasarkan gaya gravitasi. Cairan dan partikulat, karena mempunyai berat jenis tinggi, akan jatuh di KO *drum*. Makin rendah suhu, makin rendah kecepatan aliran gas, makin kecil ukuran partikel dan cairan (*droplet*) yang dapat dipisahkan. Ada dua unit KO *drum* yang akan digunakan dan di antara dua unit tersebut dipasang alat pendingin gas sehingga dua KO *drum* tersebut beroperasi pada suhu yang berbeda.



Sumber: Huda (2017)

Gambar 8.8 Fasilitas Pengolahan Gas

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Cairan yang berasal dari dua buah KO *drum* tersebut, selanjutnya dimasukkan ke *liquid-liquid separator* (LLS) untuk memisahkan tar dan air. Tar diolah kembali atau dijual, sedang air masuk ke IPAL. Air yang telah diolah sebagian akan dipakai untuk kebutuhan proses pendinginan di alat pendingin gas.

f. Instalasi Pengolahan Air Limbah (IPAL)

Seperti halnya proses gasifikasi batubara di permukaan, proses UCG melibatkan reaksi pirolisis, pembakaran, dan gasifikasi. Di antara reaksi kimia tersebut, pirolisis merupakan reaksi yang paling banyak menghasilkan polutan. Reaksi pirolisis menghasilkan kontaminan seperti benzena, toluena, etil benzena, xilena (biasa disebut bersama-sama sebagai BTEX); berbagai fenol; hidrokarbon aromatik polisiklik (PAH); dan senyawa beracun lainnya. Dalam proses UCG yang ideal, segala sesuatu yang diproduksi di reaktor bawah tanah harus dibawa ke permukaan dan diolah sampai memenuhi baku mutu limbah yang disyaratkan (Huda, 2016).

Ukuran IPAL ditentukan oleh volume limbah yang akan diolah persatuan waktu. Berdasarkan uji coba UCG di Angren, Uzbekistan diketahui bahwa air lembap yang dibawa *syngas* berada pada kisaran 404 g-air/m³-gas (Tabel 8.4). Karena produksi gas adalah 108.000 m³/jam, air limbah yang harus diolah adalah 1.100 ton/hari. Direncanakan IPAL mampu menampung air limbah selama 30 hari dan untuk itu diperlukan kolam penampungan dengan volume sekitar 33.000 m³.

Fasilitas pengolahan limbah didesain untuk dapat menampung air selama 3 bulan, yaitu 30.000 m³. Fasilitas pengolahan limbah akan dilapisi tanah liat atau *high density polyethylene* (HDPE) atau *low density polyethylene* (LDPE) dan diberi pagar untuk menjaga keamanan. Metode pengolahan air limbah mirip dengan fasilitas pengolahan air limbah pada umumnya, yaitu meliputi proses aerasi dan pengendapan serta pengaturan pH, bila diperlukan. Target pengolahan limbah cair adalah memenuhi baku mutu limbah sesuai regulasi yang ada. Ketentuan atau regulasi mengenai pengolahan limbah diatur dalam Peraturan Pemerintah Nomor 19 Tahun 1999 tentang Pengendalian Pencemaran dan/atau Perusakan Laut, tepatnya pasal-pasal 8, 9, 10, 12, dan 13.

g. Jenis Pembangkit Listrik Mesin Gas

Tingkat produksi listrik dari genset mesin gas tergantung pada nilai kalor campuran bahan bakar dan udara, volume gas yang masuk ke ruang pembakaran pada piston, efisiensi mesin, dan jumlah pembakaran dalam ruang bakar piston (*combustion stroke*) per satuan waktu (kecepatan mesin). Campuran *producer-gas* dengan udara sebelum masuk ke piston harus diatur agar optimum. Kelebihan bahan bakar akan mengakibatkan pembakaran tidak sempurna, sedangkan kelebihan oksigen akan menyebabkan nilai kalor campuran gas menurun. Volume gas yang masuk ke dalam piston tergantung kepada volume piston dan tekanan gas dalam piston saat katup ditutup. Volume gas yang masuk ke dalam piston (*volumetric efficiency*) umumnya antara 0,65–0,85 volume ruang bakar piston. *Volumetric efficiency* dapat ditingkatkan dengan mengurangi hambatan saluran gas ke piston dan menggunakan *turbo charger*. Efisiensi mesin dapat ditingkatkan dengan meninggikan nisbah kompresi. Pada mesin berbahan bakar bensin, nisbah kompresi dibatasi oleh nilai oktan bensin. Bahan bakar gas mempunyai nilai oktan lebih tinggi dan oleh sebab itu dapat menggunakan nisbah kompresi lebih tinggi. Kecepatan mesin tergantung pada kecepatan pembakaran bahan bakar. Karena kecepatan pembakaran gas kalori rendah lebih lambat dibandingkan bensin, mesin genset yang digunakan adalah mesin genset kecepatan rendah (<2.500 rpm) (The Food and Agriculture Organization, 1986).

Syarat penting untuk gas sebelum masuk ke ruang bakar adalah harus bebas pengotor, baik berupa partikel, tar, maupun asam. Jumlah pengotor yang dapat ditoleransi tergantung pada pabrikan mesin genset. Tabel 8.6 menunjukkan kandungan pengotor yang dapat ditoleransi oleh mesin gas. Ada beberapa penyedia/pabrikan mesin gas untuk *producer-gas*, antara lain Clarke Energy, Shengli, Ettes Power, dan lain-lain.

Tabel 8.6 Spesifikasi Gas untuk Genset Mesin Gas

Parameter	Nilai (The Food and Agriculture Organization, 1986)	Nilai (Hasler & Nussbaumer, 1999)
Partikel (mg/m ³)	<50	<50
Tar (mg/m ³)	<500	<100
Asam (mg/m ³)	<50	-
Ukuran partikel (mikro meter)	-	< 10

Clarke Energy merupakan distributor genset produksi General Electric (GE). Tantangan penggunaan gas kalori rendah pada mesin gas menurut perusahaan tersebut adalah adanya gas hidrogen yang mempunyai kecepatan pembakaran tinggi yang dapat menimbulkan *knocking* dan adanya gas karbon monoksida dengan kecepatan pembakaran rendah dan beracun. Mesin gas buatan GE Jenbacher telah dikembangkan untuk memberi solusi terhadap tantangan-tantangan tersebut (Clarke Energy, 2017).

Shengli Oilfield Shengli Power Machinery Group Company LTD adalah pabrik dan pemasok genset gas kalori rendah dari Cina. Spesifikasi untuk mesin gas ini antara lain kandungan gas hidrogennya tidak boleh lebih dari 20%. Ettes Power juga pabrik dari Cina yang telah memproduksi mesin gas kapasitas kecil sampai besar (20–4.500kW). Mesin gas dari perusahaan ini telah didesain untuk dapat memberikan solusi akibat keberadaan tar di *producer-gas*. Tar dapat menyebabkan tersumbatnya saluran gas, rusaknya piston, dan terganggunya busi sebagai pemantik. Penelitian penggunaan *producer-gas* atau syngas sebagai bahan bakar pada mesin gas telah banyak dilakukan (Bates & Dölle, 2017; Baruah dkk, 2021).

Genset mesin gas kalori rendah yang akan dipakai pada desain ini adalah produksi *General Electric* (GE). Instalasi genset, desain pondasi, jarak antarunit genset, konfigurasi knalpot, dan lain-lain akan disesuaikan dengan petunjuk yang terdapat dalam Buku Tata Cara Penggunaan Peralatan. Semua masalah yang berkaitan dengan servis, suku cadang dan perawatan, spesifikasi dan penyimpanan minyak akan dilakukan sesuai dengan rekomendasi pabrik. Genset mesin gas jika dirawat dengan benar akan memerlukan perawatan total (*overhaul*)

Buku ini tidak diperjualbelikan.

setiap tujuh sampai delapan tahun operasi (72.000 jam). Oleh sebab itu, akan ada kegiatan *overhaul* rutin dengan biaya yang sudah masuk dalam aliran kas.

F. KESIMPULAN

UCG akan menjadi alternatif teknologi yang relatif murah untuk ekstraksi batubara pada lapisan yang dalam. Walaupun demikian, jenis produk UCG perlu dipilih dengan seksama karena proses UCG dilakukan di tambang yang umumnya jauh dari infrastruktur pelabuhan besar dan jauh dari pasar. Selain itu, gas yang dihasilkan mempunyai kalori jauh lebih rendah dibandingkan gas alam, transportasi jarak jauh gas tersebut secara ekonomis tidak memungkinkan.

Gas pempan bakar hasil proses UCG dapat digolongkan menjadi dua macam, yaitu *producer-gas* dan *syngas*. *Producer-gas* dapat dimanfaatkan sebagai bahan bakar genset mesin gas untuk menghasilkan listrik dan bahan bakar pada industri menggantikan gas alam. *Syngas* dapat dikonversi menjadi gas hidrogen, minyak sintetis, metanol, dan dapat juga digunakan langsung pada pembangkit listrik *integrated gasification combined cycle* (IGCC) serta sebagai reduktor pada industri pemurnian logam. Fasilitas UCG skala kecil disarankan untuk bahan bakar pada pembangkit listrik karena UCG untuk listrik dapat dilakukan pada skala kecil (<10MW) dan listrik dapat digunakan di tambang dan untuk masyarakat sekitar. Fasilitas UCG skala besar dengan produk bahan kimia atau bahan bakar membutuhkan dana investasi besar. Oleh karena itu, pemilihan jenis produknya harus lebih cermat.

Pembuatan sumur UCG meliputi pengeboran, pemasangan pipa selubung, penyemenan, dan pemasangan kepala sumur (*wellhead*) dapat memanfaatkan pengalaman dari industri migas di Indonesia, sementara fasilitas pencucian gas dapat memanfaatkan pengalaman pada konstruksi fasilitas pencucian gas pada gasifikasi permukaan. Metode pencucian gas hasil proses gasifikasi di bawah tanah relatif sama dengan gasifikasi di permukaan. Umumnya, pembersihan gas hasil gasifikasi konvensional dilakukan menggunakan alat, seperti *scrubber*, *filter*, *cyclone*, dan *electrostatic precipitators*. Desain masing-masing alat dapat menggunakan data dari Angren, Uzbekistan, karena kualitas

batubaranya serupa dengan batubara peringkat rendah Indonesia dan terdapat cukup publikasi yang menginformasikan kegiatan UCG di lokasi tersebut.

REFERENSI

- Anastasi, J. L. (1980). *Sasol: South Africa's oil from coal story--background for environmental assessment* (Final report Jul-Aug 79). <https://www.osti.gov/biblio/7182016>
- Asian Development Bank (2019). Carbon dioxide-enhanced oil recovery in Indonesia: An assessment of its role in a carbon capture and storage pathway, <http://dx.doi.org/10.22617/TCS190600>
- Baruah D., Kalita P., Moholkar V. S. (2021). A comprehensive study on utilization of producer gas as IC engine fuel. Dalam Singh A. P., Kumar D., Agarwal A.K. (eds), *Alternative Fuels and Advanced Combustion Techniques as Sustainable Solutions for Internal Combustion Engines. Energy, Environment, and Sustainability*. Springer, Singapore. https://doi.org/10.1007/978-981-16-1513-9_6
- Bates, R. P., & Dolle, K. (2017). Syngas use in internal combustion engines: A review. *Advances in Research* 10(1), 1–8
- Bhutto, A. W., Bazmi, A. A., & Zahedi, G. (2013). Underground coal gasification: From fundamentals to applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 39(1), 189–214.
- Burton, E., Upadhye, R., & Friedmann, S. (2019). *Best practices in underground coal gasification*. <https://doi.org/10.2172/1580018>
- Christensen, J. M., Jensen, P. A., & Jensen, A. D. (2011). Effects of feed composition and feed impurities in the catalytic conversion of syngas to higher alcohols over alkali-promoted cobalt–molybdenum sulfide. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 50(13), 7949–7963. <https://doi.org/10.1021/ie200235e>
- Clarke Energy. (2017). *Syngas*. <https://www.clarke-energy.com/wp-content/uploads/Syngas.pdf>
- Hasler, P., & Nussbaumer, T. (1999). Gas cleaning for IC engine applications from fixed bed biomass gasification. *Biomass and Bioenergy*, 16(6), 385–395. [https://doi.org/10.1016/S0961-9534\(99\)00018-5](https://doi.org/10.1016/S0961-9534(99)00018-5)
- Huda, M. (2014). Isu-isu teknis gasifikasi batubara konvensional dan gasifikasi bawah tanah. *M&E*, 12(2), 60–71.

- Huda, M. (2016). Kajian teknologi dan kebijakan underground coal gasification. Dalam *Prosiding kolokium Puslitbang Teknologi Mineral dan Batubara: Peluang dan tantangan komersialisasi hasil litbang*.
- Huda, M., Zulfahmi, & Madiutomo, N. (2016). Rancang bangun alat (simulasi) underground coal gasification. Percobaan Prosiding kolokium Puslitbang Teknologi Mineral dan Batubara: peluang dan tantangan komersialisasi hasil litbang.
- Huda, M. (2017). *Pengembangan aplikasi teknologi underground coal gasification (UCG) di Indonesia tahap IV*. Puslitbang tekMIRA.
- Huda, M., & Sulistyohadi, F. (2013). Kajian teknis penggunaan gas batubara sebagai pengganti marine fuel oil (mfo) untuk energi kalsinasi alumina menggunakan reaktor circulating fluidized bed (cfb). Dalam *Prosiding seminar nasional XXII: kimia dalam industri dan lingkungan*.
- Kreynin, E. V. (2013). Production of synthetic hydrocarbons from coal through its underground gasification. *International Journal of Mining Science and Technology*, 23(2), 279–285. <https://doi.org/10.1016/j.ijmst.2013.04.006>
- Laurence, L. C., & Ashenafi, D. (2012). Syngas treatment unit for small scale gasification: Application to IC engine gas quality requirement. *Journal of Applied Fluid Mechanics*, 5(01), 95–103. <https://doi.org/10.36884/jafm.5.01.11963>
- Linc Energy Ltd. (2007). *Underground coal gasification gas to liquids and power generation project*. The Queensland State Development and Public Work.
- Liu, S., Wang, Y., Zhao, K., & Yang, N. (2009). Enhanced-hydrogen gas production through underground gasification of lignite. *Mining Science and Technology (China)*, 19(3), 389–394. [https://doi.org/10.1016/S1674-5264\(09\)60073-9](https://doi.org/10.1016/S1674-5264(09)60073-9)
- Meyer, G., Burke, B., & Peters, J. (2011). *Linc Energy Limited (ASX:LNC) announce world-First long distance fuel trial on synthetic gas to liquids diesel*. <https://www.abnnewswire.net/press/en/66247>
- Mostade, M. (2014). Underground coal gasification (UCG): The path to commercialization. *Coal Preparation Society of India*, 6, 18–37.
- Olness, D. (1981). *Podmoskovnaya underground coal-gasification station. [1946 to 1963]*. <https://www.osti.gov/biblio/6152202>
- Olness, D. (1982). *Angrenskaya underground coal gasification station (Technical Report UCRL-53300)*. <https://www.osti.gov/biblio/6788001>

- Prabu, V., & Jayanti, S. (2012). Underground coal-air gasification based solid oxide fuel cell system. *Applied Energy*, *94*, 406–414. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.01.040>
- PT Pupuk Indonesia. (2016). *Mengoptimalkan sinergi, menuju kinerja yang berkelanjutan* (Laporan Tahunan 2016). <https://www.pupuk-indonesia.com/public/uploads/2018/03/PIHC%20AR%202017%20lowress%20.pdf-1520397347.pdf>
- Robison, D. H., & Beaty, P. J. (1992). Compressor types, classifications, and applications. Dalam *Proceedings of the 21st Turbomachinery Symposium*, 183–188.
- Spath, P. L., & Dayton, D. C. (2003). *Preliminary screening: Technical and economic assessment of synthesis gas to fuels and chemicals with emphasis on the potential for biomass-derived syngas* (Technical Report NREL/TP-510-34929, US Department of Energy (US)). <https://doi.org/10.2172/15006100>
- The Food and Agriculture Organization. (1986). *Wood gas as engine fuel*.
- Verma, A., & Kumar, A. (2015). Life cycle assessment of hydrogen production from underground coal gasification. *Applied Energy*, *147*, 556–568. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.03.009>
- Walker, L. K. (2014). Underground coal gasification: issues in commercialisation. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy*, *167*(4), 188–195. <https://doi.org/10.1680/ener.14.00003>
- Yang, L., Zhang, X., Liu, S., Yu, L., & Zhang, W. (2008). Field test of large-scale hydrogen manufacturing from underground coal gasification (UCG). *International Journal of Hydrogen Energy*, *33*(4), 1275–1285. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2007.12.055>
- Zulfahmi, Daulay, B., Santoso, B., Nendaryono, Suhendar, Huda, M., Pujianto, E., Yudianto, B., Darsa, P., S., H., Setiawan, A., E., E. O., Purnama, A. B., Silaban, S., Tarsono, Alimano, M., Kusnawan, Pulungan, Z., Daranin, E. A., ... Riyanto. (2015). *Pengembangan aplikasi teknologi underground coal gasification (UCG) di Indonesia tahap II*. Puslitbang tekMIRA.



BAB IX

Polutan Pada Tanah dan Air Tanah Akibat Kegiatan UCG

Marsen Alimano, Hasniati Astika, & Muhammad Lutfi

A. AIR TANAH DAN UCG

Air tanah merupakan salah satu sumber utama penyediaan air bersih dan air minum bagi masyarakat Indonesia, baik di perkotaan maupun perdesaan (Notodarmojo, 2005) sehingga dapat dikatakan bahwa air tanah merupakan sumber daya alam yang sangat penting (Bakti dkk., 2016). Selain sebagai sumber air minum dan air bersih, air tanah juga sering digunakan untuk keperluan irigasi. Penurunan kualitas air tanah biasanya diakibatkan adanya polutan yang masuk akibat kegiatan manusia (Notodarmojo, 2005; Sugianti dkk., 2016; Sundaram dkk., 2010).

Kuantitas air tanah di suatu daerah sangat berkaitan dengan sistem dan karakteristik akuifer batuan penyusunnya. Parameter yang berpengaruh, antara lain kapasitas jenis dan transmisivitas (Setiawan & Asgaf, 2016). Kuantitasnya juga dipengaruhi oleh eksploitasi air tanah yang berlebihan melampaui kemampuan pengisian kembali (*recharge*). Kondisi tersebut akan terlihat dari perubahan muka air tanah akibat terjadinya perubahan neraca keseimbangan air di daerah *recharge* dan

discharge (Rejekiningrum dkk., 2010). Oleh karena itu, komposisi air tanah dalam total air di bumi yang tidak mencapai 0,625% (Tabel 9.1), pengelolaan air tanah harus selalu mengedepankan kualitas dan kuantitasnya.

Tabel 9.1 Perkiraan Distribusi Air di Dunia

Kategori Air	Volume [x1.000 km ³]	Persentase [%]
Air atmosfer	13,000	0,001
Air permukaan		
Air asin di laut	1.320.000,000	97,200
Air asin dalam danau dan laut pedalaman	104,000	0,008
Air tawar dalam danau	125,000	0,009
Air tawar dalam sungai dan saluran	1,250	0,000
Air tawar dalam gletser dan tudung es	29.000,000	2,150
Air dalam biomassa	50,000	0,004
Air bawah permukaan (air tanah)		
Air <i>vadoze</i> (air tanah tidak jenuh)	67,000	0,005
Air tanah sampai kedalaman 0,8 km	4.200,000	0,310
Air tanah di kedalaman 0,8 sampai 4 km	4.200,000	0,310
Total (dibulatkan)	1.360.000,000	100,000

Sumber: Notodarmojo (2005)

Pentingnya pengelolaan air tanah merupakan bagian daur hidrologi yang melibatkan banyak aspek (Rejekiningrum dkk., 2010). Pada daerah asli yang tidak terganggu, air tanah belum tentu merupakan sumber air yang memiliki kualitas tinggi karena paling tidak akan mengandung sedikit gas dan padatan yang terlarut (Notodarmojo, 2005).

Pencemaran air tanah berkaitan dengan lapisan tanah yang melingkupi akuifer. Tanah yang tercemar akan melepaskan zat polutan melalui mekanisme desorpsi maupun pelarutan ke dalam air tanah (Clothier dkk., 2010; Notodarmojo, 2005). Makin luas bidang kontak, reaksi yang terjadi akan makin intensif (Notodarmojo, 2005). Pencemaran tersebut dapat berubah dan tersebar menuju daerah eksploitasi

Buku ini tidak diperjualbelikan.

sehingga air yang tercemar tersebut digunakan oleh makhluk hidup, termasuk manusia (Clothier dkk., 2010). Risiko penurunan kualitas hidup manusia dan lingkungan akan berbanding lurus dengan kuantitas pajanan (*exposure*) polutan terhadap lingkungan air permukaan, tanah, udara, dan air tanah (Clothier dkk., 2010). Hal ini terjadi karena kehidupan masyarakat akan selalu bersinggungan dengan lingkungan dan pajanan polutan yang terjadi secara langsung maupun tidak.

Batubara merupakan sumber bahan bakar fosil terbesar, sekaligus sumber emisi karbon dioksida terbesar di dunia (Su dkk., 2013). Kegiatan gasifikasi batubara bawah permukaan (*underground coal gasification/UCG*) merupakan suatu perubahan fasa batubara menjadi energi yang dilakukan secara langsung di dalam tanah. Walaupun UCG dikategorikan sebagai teknologi batubara bersih, reaktor atau ruang bakar UCG sangat berpotensi bersinggungan dengan akuifer di bawah tanah (Su dkk., 2013). Pada prosesnya, UCG akan menghasilkan limbah berupa limbah organik yang dikategorikan sebagai limbah bahan berbahaya dan beracun (B3). Limbah organik tersebut memiliki struktur rantai panjang dan ikatan rangkap yang akan sulit terurai. Beberapa di antaranya ditetapkan sebagai senyawa karsinogenik oleh *World Health Organization* (WHO), seperti benzena. Paparan benzena tersebut terbukti dapat meningkatkan risiko kanker pada banyak sistem organ makhluk hidup (National Library of Medicine, 2014).

Mengacu kejadian yang terjadi di Australia pada Juni 2010, Kementerian Lingkungan Australia menemukan kandungan benzena pada percontohan air tanah di area proyek UCG Cougar Energy, maka pengelolaan lingkungan, yang meliputi pencegahan, pemantauan, dan pengolahan di area sekitar lokasi kegiatan UCG harus diperhatikan. Benzena merupakan senyawa organik dalam benzena, toluena etilbenzena, dan silena (BTEX) yang merupakan turunan petroleum hidrokarbon. Saat ini, benzena dikategorikan sebagai senyawa karsinogenik oleh WHO karena menyerang sistem saraf pusat. Atas dasar tersebut, diperlukan suatu studi atau kajian tentang potensi sebaran polutan dari hasil kegiatan UCG ke badan air dan tanah di sekitar lokasi kegiatan. Hal ini akan menentukan jenis pengelolaan yang diperlukan untuk mencegah dan mengolah badan lingkungan yang terpapar polutan tersebut.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

B. POTENSI AIR TANAH DI INDONESIA

Air tanah terdapat dalam lapisan akuifer di bawah permukaan tanah yang mengisi ruang pori batuan atau tanah. Akuifer merupakan formasi batuan atau tanah jenuh air yang mampu menyimpan dan meloloskan air (Rejekiningrum dkk., 2010). Air tanah dibagi menjadi dua jenis, yaitu air tanah tertekan dan air tanah tidak tertekan. Dalam konteks pembahasan UCG, air tanah yang dipelajari adalah air tanah tertekan (*groundwater*) yang sering juga disebut sebagai artesis. Artesis tersebut memiliki kemampuan untuk menyembur apabila menghadapi kondisi terbebaskan, baik secara alami maupun karena proses pengeboran. Menurut Sundaram dkk. (2010), secara alami 95% ion yang terkandung dalam air tanah adalah natrium (Na), kalium (K), kalsium (Ca), magnesium (Mg), klorida (Cl), sulfat (SO_4^{2-}), bikarbonat (HCO_3^-), dan nitrat (NO_3^-), namun komposisi anion dan kation tersebut tidak selalu sama di berbagai daerah.

Pengukuran potensi air tanah umumnya dilakukan dengan metode resistivitas, terutama untuk penentuan kedalaman batuan dasar, pencarian reservoir sumber air, deteksi intrusi air laut, dan eksplorasi ladang geotermal (Rejekiningrum dkk., 2010). Alat resistivitas dapat dilihat pada Gambar 9.1. Metode resistivitas tidak dapat digunakan untuk menentukan potensi air tanah pada kedalaman lebih dari 200 m karena arus listrik dengan jarak bentangan yang semakin besar akan semakin melemah. Untuk itu, penentuan potensi air tanah terkait UCG, termasuk kuantitasnya, perlu dilakukan dengan cara pengeboran dan *slug test* maupun *pumping test*.

Air tanah membutuhkan waktu hingga ribuan tahun untuk dapat mengalir di dalam akuifer karena tergantung kepada jarak dan jenis batuan yang dilaluinya. Dilihat dari sifatnya, air tanah dapat digolongkan sebagai sumber daya terbarukan, namun bila dibandingkan antara kemampuan *recharge* dan mengalirnya secara alami dengan rata-rata umur manusia, air tanah tersebut dapat juga digolongkan sebagai sumber daya yang tidak terbarukan. Indonesia memiliki 224 cekungan air tanah dengan total potensi $4,7 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{tahun}$. Perincian potensi air tanah dapat dilihat pada Tabel 9.2.



Sumber: ABEM (2010)

Gambar 9.1 Prototipe Terameter Tipe ABEM SAS-1000

Tabel 9.2 Potensi Air Tanah di Indonesia

Lokasi	Potensi Air Tanah (m ³ /tahun)	Persentase (%)
Jawa dan Madura	1,172 x 10 ⁹	24,9
Sumatera	1,0 x 10 ⁹	21,3
Kalimantan	0,83 x 10 ⁹	17,7
Sulawesi	0,358 x 10 ⁹	7,6
Papua	0,217 x 10 ⁹	4,6
Pulau lainnya	1,123 x 10 ⁹	23,9

Sumber: Rejekiningrum dkk. (2010)

C. KARAKTERISTIK TANAH DAN AIR TANAH

Tanah dan air tanah merupakan media yang baik dalam hal transportasi polutan karena kedua komponen tersebut merupakan media fisik kimia reaktif tempat terjadinya kontak dengan polutan (Clothier

Buku ini tidak diperjualbelikan.

dkk., 2010). Akibat kontak tersebut, air tanah seringkali mengandung berbagai komponen atau unsur-unsur terlarut dari material tanah (Notodarmojo, 2005).

Lapisan akuifer akan diapit oleh lapisan tanah di atas maupun di bawahnya. Intrusi polutan ke dalam air melalui media tanah akan mengalami serangkaian reaksi transformasi dan transfer massa. Transformasi merupakan perubahan polutan dalam parameter konsentrasi, sifat kimia, dan sifat fisik yang terjadi karena adanya proses atau reaksi, baik secara fisik, kimia, biotik, maupun abiotik; sedangkan transfer massa merupakan perpindahan polutan yang terjadi karena adanya beberapa proses fisik, seperti difusi, adveksi, dan volatilisasi (Notodarmojo, 2005). Reaksi tersebut menjadikan tanah sebagai media tiga fasa dengan struktur pori yang kompleks dan dapat berperan hanya sebagai media atau menjadi reaktan. Dalam penentuan penyebaran polutan di dalam air tanah perlu diketahui dan ditetapkan terlebih dahulu beberapa hal sebagai berikut: satuan konsentrasi yang digunakan, komposisi air tanah, pH tanah dan muatan elektrostatis partikel tanah, laju reaksi, hukum aksi massa dan aktivitas ion, presipitasi-disolusi, volatilisasi disolusi-eksolusi, pertukaran ion, kompleksasi, reaksi redoks dalam tanah, reaksi asam-basa, hidrolisis, serta peluruhan radioaktif (Clothier dkk., 2010; Notodarmojo, 2005).

D. MEKANISME FISIKA KIMIA TRANSPORTASI POLUTAN

Proses yang menyebabkan terbentuknya polutan pada air tanah terjadi akibat proses fisika dan kimiawi lapisan tanah yang dilewati oleh air tanah dan air permukaan. Proses fisika yang terjadi adalah migrasi larutan, dispersi, filtrasi, dan volatilisasi. Adapun proses kimia yang dapat membentuk polutan, antara lain presipitasi, penyerapan, kompleksasi, transformasi redoks (oksidasi atau reduksi), peluruhan radioaktif, dan biodegradasi. Hal penting yang harus diperhatikan pada mekanisme perpindahan polutan adalah sifat polutan tersebut. Sifat polutan selalu bergerak dalam air tanah. Pelepasan/perpindahan *plume* polutan tidak akan menyebar dengan nilai yang konstan karena terdapat jalur yang berbeda. Polutan dapat berpindah dalam air pada jalur cepat atau lebih

lambat melalui pori-pori ataupun butiran-butiran pada akuifer. Dalam aktivitas perpindahan polutan UCG dalam media tanah, hal yang paling utama terjadi adalah proses penyerapan (adsorpsi) zat organik oleh permukaan dan pori tanah.

Mekanisme adsorpsi ini dapat berlangsung secara fisika maupun kimiawi, tetapi intinya adalah proses afinitas permukaan dan pori tanah terhadap zat organik tersebut. Hal yang dapat terjadi pada proses perpindahan polutan tersebut adalah sebagai berikut:

1) Adveksi yang didefinisikan sebagai pergerakan zat terlarut pada air tanah mengalir. Aliran massa polutan yang terlarut dan terangkut tergantung kepada konsentrasi air tanah dan kuantitas air tanah yang mengalir (Duriez, 2005). *Plume* pada adveksi bergerak secara horizontal (*horizontal velocity*) seperti terlihat pada Gambar 9.2. Kecepatan perpindahan massa polutan akibat adveksi sama dengan kecepatan aliran air tanah (Notodarmojo, 2005). Kecepatan tersebut didapat dari Hukum Darcy yang terbagi ke dalam dua tahapan, yaitu

a) persamaan gerak atau potensial air tanah (dalam dua dimensi) dengan persamaan untuk mendapatkan *head* (h) sebagai berikut:

$$\frac{\partial^2 h}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 h}{\partial y^2} = \frac{S}{K} \frac{\partial h}{\partial t};$$

b) penentuan gradien hidrolis antara dua titik tersebut dari *head* yang ditentukan dengan persamaan sebagai berikut:

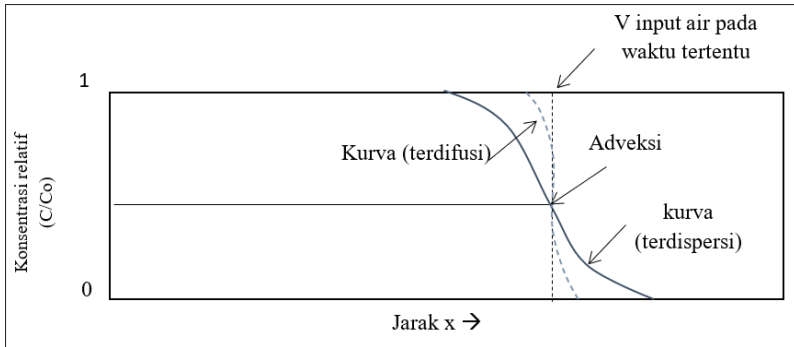
$$v = \left(\frac{K}{n_{eff}} \right) \frac{\partial h}{\partial L}$$

v = kecepatan linier rata-rata (m/det)

K = konduktivitas hidrolis (m/det)

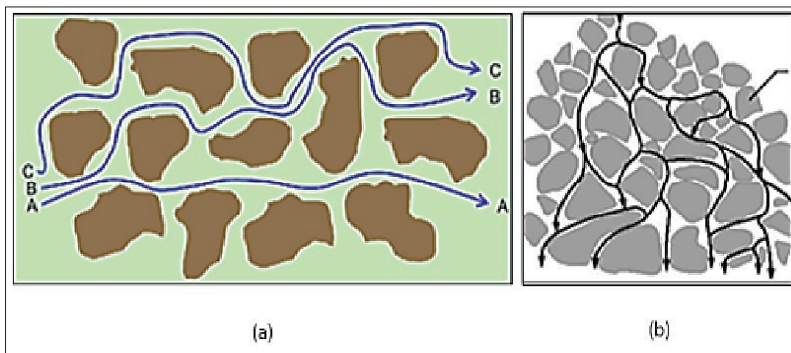
n_{eff} = porositas efektif (tidak berdimensi)

$\partial h/\partial L$ = gradien hidrolis (m/m);



Sumber: Fetter (2001)

Gambar 9.2 Skema pengaruh adveksi, difusi molekular, dan dispersi mekanik terhadap penyebaran konsentrasi kontaminan.



Ket.: (a) Mekanik, (b) Hidrodinamik

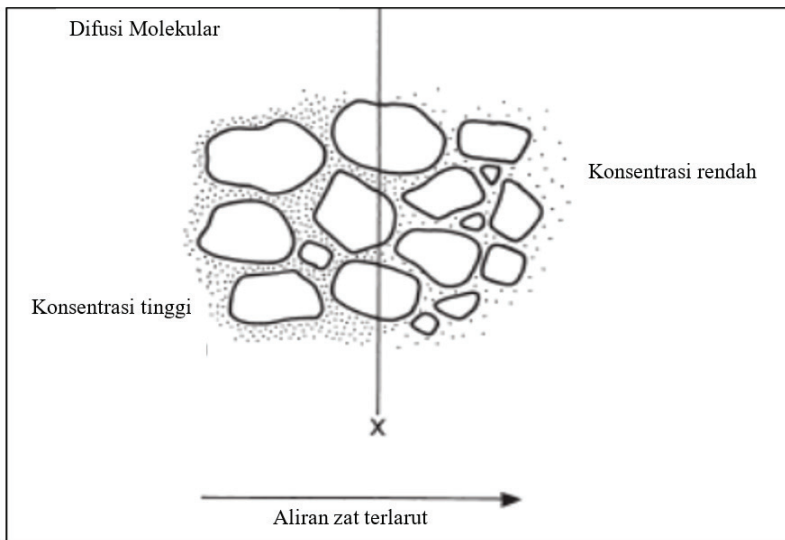
Sumber: Fetter (2001); Hemond & Fechner (1994)

Gambar 9.3 Proses Dispersi

- 2) Dispersi: penyebaran *plume*. Pada proses ini, air bergerak melewati media berpori mengikuti jalur yang berbeda-beda (Gambar 9.3). Komponen penting yang berpengaruh pada proses ini adalah dispersi *longitudinal* dan *transverse*. Proses dispersi hidrodinamik merupakan gabungan antara proses difusi dan dispersi mekanis. Difusi terjadi untuk menyeimbangkan konsentrasi yang ada sehingga

terjadi perpindahan konsentrasi dari tinggi ke rendah (Notodarmojo, 2005);

- 3) Difusi. Pada proses ini, penyebaran air bergerak terhadap waktu berdasarkan konsentrasi. Pergerakan terjadi dari bagian berkonsentrasi tinggi ke konsentrasi rendah (Gambar 9.4);
- 4) Retardasi. Terjadinya absorpsi atau pelarutan polutan selama proses pergerakan *plume* sehingga terdapat penurunan konsentrasi polutan yang terbawa air tanah disebut retardasi. Contohnya adalah polutan logam yang menempel pada lempung dan polutan bukan logam yang menempel pada karbon organik. Proses ini dipengaruhi oleh zat reaktif, yaitu yang mengalami perubahan kimia, biologis, atau radioaktif yang cenderung mereduksi konsentrasi zat terlarut (Notodarmojo, 2005).



Sumber: Fetter (2001); Hemond & Fechner (1994)

Gambar 9.4 Proses Difusi Molekular

E. BIOPROSES DALAM TANAH DAN AIR TANAH

Tanah dan air tanah merupakan komponen lingkungan yang menjadi tempat hidup berbagai macam biota, di antaranya mikroorganisme (Clothier dkk., 2010). Kehadiran mikroorganisme dalam lingkungan alami menciptakan keseimbangan lingkungan. Dalam lingkungan yang telah mengalami gangguan, baik struktur maupun zat, akan memunculkan kinerja baru mikroorganisme untuk menyesuaikan dengan lingkungan baru. Kinerja itu bertujuan menciptakan keseimbangan lingkungan kembali, namun hal ini tidak menutup kemungkinan memberikan perubahan lain di lingkungan tersebut.

Dalam kaitan dengan lingkungan tercemar, mikroorganisme akan terseleksi secara alami untuk menjalankan perannya dalam biodegradasi polutan. Pertumbuhan dan kinerja mikroorganisme dalam proses biodegradasi dipengaruhi oleh beberapa faktor, antara lain ketersediaan oksigen, komposisi nutrisi, tingkat keasaman lingkungan (pH), dan temperatur lingkungan (Nababan, 2008). Dalam prosesnya, mikroorganisme melalui tahapan aklimatisasi sehingga kemampuannya dalam mengolah (mereduksi atau mengoksidasi) polutan berlangsung secara bertahap (Hidayat dkk., 2010). Produksi UCG, baik berupa gas maupun limbah dikategorikan sebagai senyawa hidrokarbon berupa residu padatan, *coke* atau *char*; serta senyawa zat terbang, cair, maupun gas. Karbonisasi batubara dalam proses UCG terjadi secara pirolisis, yaitu dekomposisi batubara akibat panas (Aladin & Mahfud, 2011). Selengkapnya, tahapan gasifikasi batubara, meliputi pembakaran, gasifikasi, hidrogenasi, pertukaran reaksi, metanogenesis, dan pirolisis. Beberapa mikroorganisme terbukti memiliki kemampuan mendegradasi hidrokarbon secara efektif, seperti *Pseudomonas aeruginosa*, *P. putida*, *Bacillus subtilis*, *B. cereus*, *B. laterospor* (Nababan, 2008).

Metode pengelolaan biologis menggunakan mikroorganisme banyak digunakan untuk mengurangi polutan, terutama kontaminasi senyawa organik. Mikroorganisme tersebut memecahkan ikatan organik dalam polutan akibat terjadinya respirasi dan reaksi biologis lainnya yang diperlukan dalam reproduksi mikroorganisme tersebut. Saat ini, telah dikembangkan biodegradasi hidrokarbon secara anaerob yang dilakukan secara *in situ* karena lebih murah. Hal tersebut cocok

untuk dilakukan dekontaminasi hidrokarbon di tanah dan air tanah (Nababan, 2008). Menurut Nababan (2008), benzena, toluena etil-benzena, dan silena (BTEX) dapat didegradasi secara anaerob pada air tanah yang terkontaminasi.

Penentuan konsentrasi polutan di dalam tanah dan air, Amerika Serikat memberi istilah *multimedia environmental goals* (MEG) sebagai batas maksimum konsentrasi yang diperbolehkan (Notodarmojo, 2005). MEG dibagi menjadi dua:

- 1) *discharge multimedia environmental goals* (DMEG), yaitu perkiraan nilai maksimum emisi polutan yang diperbolehkan;
- 2) *ambient multimedia environmental goals* (AMEG), yaitu perkiraan konsentrasi maksimum yang diperbolehkan di dalam suatu area, sekalipun terpapar secara terus-menerus.

Filosofi perpindahan polutan dalam kaitannya sebagai limbah kegiatan produksi UCG adalah perpindahan hidrokarbon sebagai produk sampingan dari proses pirolisis dalam media tanah dan air tanah. Nilai AMEG dalam media tersebut dapat dilihat pada Tabel 9.3.

Tabel 9.3 Nilai AMEG untuk Hidrokarbon dari Kegiatan UCG

KONTAMINAN	KONSENTRASI [mg/kg]
Sikloheksana	100
Siklopentana	10.000
Siklopentadiena	10
Heptana	10.000
Heksana	10.000
Oktana	1.000
Pentana	100
Naftalena	10
Benzena	100
Toluena	50
Xilena	100
Fenol	20

Sumber: Notodarmojo (2005)

Berdasarkan peraturan perundang-undangan yang berlaku di Indonesia, selain nilai AMEG tersebut, polutan hasil kegiatan UCG yang terlepas ke media lingkungan harus mengikuti

- 1) Undang-Undang Nomor 32/2009 tentang Perlindungan Lingkungan Hidup;
- 2) Peraturan Pemerintah Nomor 101/2014 tentang Pengelolaan Limbah Bahan Berbahaya dan Beracun;
- 3) Peraturan Pemerintah Nomor 82/2001 mengenai baku mutu kualitas air.

Berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 22/2021, kegiatan UCG termasuk jenis kegiatan pengolahan batubara dengan pirolisis yang menghasilkan limbah berupa tar, tar *sludge*, dan residu minyak yang termasuk dalam kategori bahaya 1. Limbah diidentifikasi sebagai limbah B3 kategori 1 jika limbah memiliki konsentrasi zat pencemar lebih besar dari *toxicity characteristic leaching procedure-A* (TCLP-A) sebagaimana tercantum dalam Lampiran XI peraturan tersebut. Limbah diidentifikasi sebagai limbah B3 kategori 2 jika limbah memiliki konsentrasi zat pencemar sama dengan atau lebih kecil dari TCLP-A dan lebih besar dari TCLP-B.

Salah satu syarat utama polutan yang terpapar ke badan lingkungan adalah lolos kriteria TCLP. Baku mutu karakteristik beracun melalui TCLP untuk penetapan kategori limbah B3 untuk UCG dapat dilihat pada Tabel 9.4.

Tabel 9.4 Baku Mutu TCLP Pencemar dalam Limbah untuk Penentuan Karakteristik Sifat Racun

Zat Pencemar Satuan (berat kering)	TCLP A mg/L	TCLP B mg/L
Benzena	3	0,5
Benzo(a)pirena	0,004	0,0005
Karbon tetraklorida	1,2	0,2
Klorobenzena	120	15
Kloroform	24	3
2 Klorofenol	120	5
Kresol (total)	800	100
Di (2 etilheksil) ftalat	2,4	0,4
1,2–Diklorobenzena	300	50
1,4–Diklorobenzena	90	15
1,2–Dikloroetana	15	2,5
1,1–Dikloroetena	12	3
1,2–Dikloroetena	15	2,5
Diklorometana (metilen klorida)	6	1
2,4–Diklorofenol	80	10
2,4–Dinitrotoluena	0,52	0,065
Etilbenzena	90	15
<i>Ethylene diamine tetra acetic acid</i> (EDTA)	180	30
Formaldehida	200	25
Heksaklorobutadiena	0,18	0,03
Metil etil keton	800	100
Nitrobenzena	8	1
Fenol (total, non–terhalogenasi)	56	7
Stirena	6	1
1,1,1,2–Tetrakloroetana	40	4
1,1,2,2–Tetrakloroetana	5,2	0,65
Tetrakloroetena	20	2,5
Toluena	210	35
Triklorobenzena (total)		

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Zat Pencemar Satuan (berat kering)	TCLP A mg/L	TCLP B mg/L
1,1,1–Trikloroetana	120	15
1,1,2–Trikloroetana	4,8	0,6
Trikloroetena	2	0,25
2,4,5–Triklorofenol	1600	200
2,4,6–Triklorofenol	8	1
Vinil klorida	0,12	0,015
Ksilena (total)	150	25

Sumber: Lampiran XI, PP Nomor 22 Tahun (2021)

F. PEMODELAN TRANSPORTASI POLUTAN

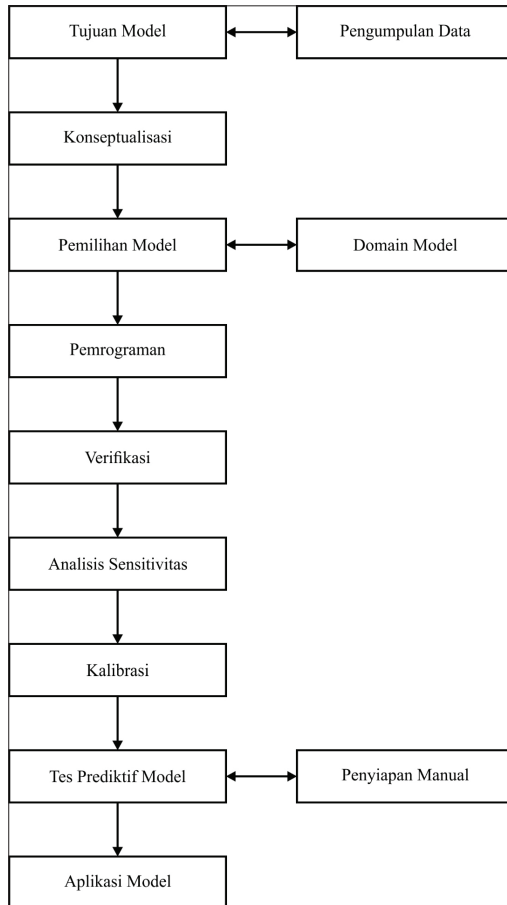
Polutan akan selalu berada dalam kondisi dinamis sampai terjadi keseimbangan. Kondisi tersebut menghasilkan interaksi antara polutan dengan partikel tanah atau bertransformasi. Fenomena dari proses perpindahan polutan merupakan turunan kesetimbangan massa dalam volume dari suatu media (baik tanah maupun air tanah) dalam bentuk satu dimensi (Ani, 2010).

Pemodelan perpindahan polutan merupakan salah satu langkah pengelolaan polutan, yaitu sebagai alat untuk meminimalisasi penyebaran polutan. Jadi, selain sebagai alat untuk pencegahan penyebaran polutan, pemodelan juga digunakan sebagai alat untuk pengendalian yang terarah (Notodarmojo, 2005). Tahapan pemodelan perpindahan polutan mulai dari penentuan model, pemrograman, verifikasi, dan kalibrasi, sampai dengan uji coba dapat dilihat pada Gambar 9.5. Tahapan dalam penentuan model studi perpindahan polutan adalah sebagai berikut:

- 1) Tahap diagnostik. Menentukan objektif model: menduga pola sebaran polutan, mengetahui faktor-faktor yang berpengaruh, penentuan lokasi proses dan pembuangan, memahami dampak yang akan terjadi; pengumpulan data: data fisik (topografi, geologi, dan stratigrafi), data hidrologi (sistem hidrologi, peta equipotensial, karakteristik akuifer, konduktivitas hidrolis, porositas, dan disper-

sivitas), data fisik dan kimia tanah (tekstur dan mineralogi), data kualitas air tanah, data tata guna lahan, data polutan;

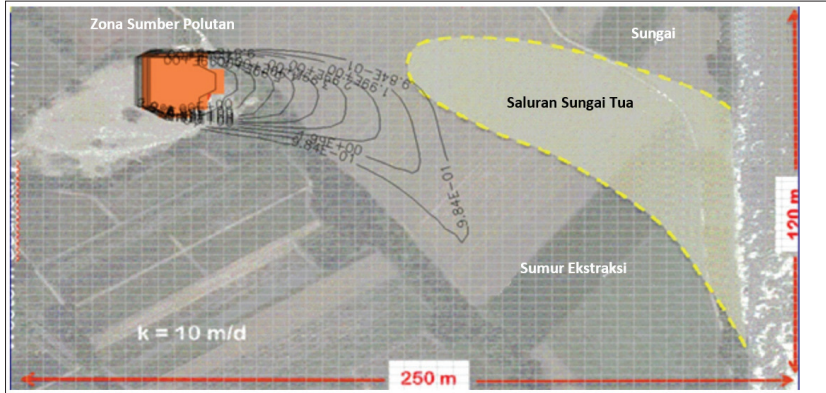
- 2) Pembuatan model. Konseptualisasi masalah, penentuan batas model, pemilihan model, pemrograman;
- 3) Verifikasi dan kalibrasi, meliputi verifikasi, analisis sensualitas, kalibrasi, *testing* model.



Sumber: Notodarmojo (2005)

Gambar 9.5 Diagram Tahapan Pemodelan Matematik Perpindahan Polutan

Gambar 9.6 memperlihatkan contoh model penyebaran polutan hasil simulasi menggunakan perangkat lunak *Visual Modflow*. Dari hasil pemodelan, dapat diketahui arah pergerakan polutan dan konsentrasinya, ruang lingkup pencemaran dan luas wilayah yang terdampak, serta prediksi waktunya sehingga dapat ditentukan tindakan pencegahan dan penanggulangan apabila terjadi kemungkinan pencemaran dari suatu kegiatan.



Sumber: Dokumentasi Pribadi (2017)

Gambar 9.6 Contoh pemodelan transportasi polutan menggunakan perangkat lunak *Visual Modflow*.

G. PENGELOLAAN TANAH DAN AIR TANAH PADA KEGIATAN UCG

Pengelolaan tanah dalam kegiatan UCG bertujuan untuk menjaga kualitas tanah serta lingkungan sekitarnya dengan cara mencegah dan/atau mengolah lingkungan tanah tersebut. Notodarmojo (2005) menyatakan kegiatan yang komprehensif tersebut menjadi prioritas utama untuk dilakukan dalam pengelolaan lingkungan sekitar kegiatan UCG dengan mengikuti beberapa hal penting. Kegiatan tersebut, meliputi

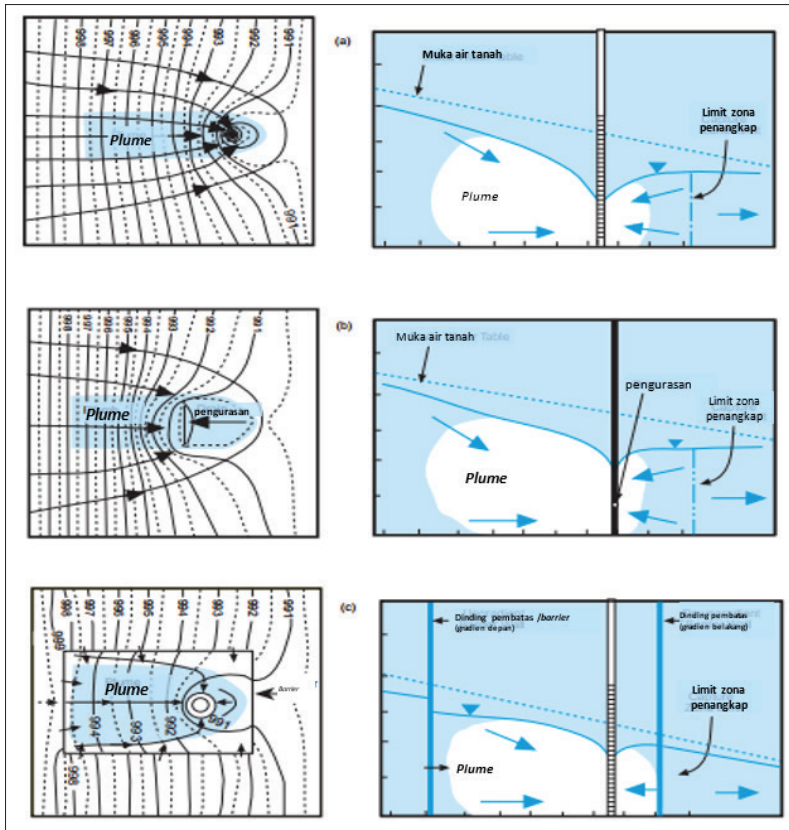
- 1) karakterisasi lokasi yang bertujuan untuk mengetahui segala informasi mengenai lokasi yang akan dikelola;
- 2) menentukan dampak yang diperkirakan akan muncul terkait komponen tanah dan lingkungan sekitarnya;

- 3) pengontrolan berkala terhadap komponen polutan serta perbaikan (remediasi) lokasi yang tercemar;
- 4) pemantauan berkala sesuai karakteristik parameter pantau.

1. Remediasi Tanah dan Air Tanah

Remediasi dilakukan apabila proses pencegahan yang dilakukan tidak berlangsung dengan baik dan masih menyisakan polutan yang terlepas ke lingkungan. Kegiatan tersebut bukan teknik utama dalam pengelolaan lingkungan. Ada dua cara melakukan remediasi pada area tercemar, yaitu secara *in situ* maupun *ex situ* (Notodarmojo, 2005). Teknik *in situ* dilakukan apabila pencemaran terjadi jauh di bawah tanah atau secara teknis sulit dilakukan pengangkatan badan tercemar, misalnya pencemaran tanah atau air tanah oleh *non-aqueous phase liquid* (NAPL); dan pencemaran terjadi dalam wilayah yang luas.

Salah satu upaya remediasi air tanah yang banyak dilakukan adalah remediasi secara *ex situ*, yaitu dengan memompa air yang terkontaminasi dari rongga pembakaran dan area di sekitarnya dan mengelola limbah tersebut di permukaan (Verma dkk., 2014). Dalam proses UCG yang ideal, segala sesuatu yang diproduksi di reaktor bawah tanah harus dibawa ke permukaan dan diolah sampai memenuhi baku mutu limbah yang disyaratkan. Metode *pump and treat* terutama baik digunakan sebagai konstruksi penahan hidrolis (*hydraulic containment*) untuk mengendalikan pergerakan air tanah yang terkontaminasi, mencegah perluasan zona terkontaminasi yang terjadi secara kontinu. Gambar 9.7 mengilustrasikan tiga konfigurasi utama penahan hidrolis, yaitu pemompaan pada sumur; pengurasan dikombinasikan dengan pemompaan pada sumur; dan sumur dikombinasikan dengan sistem dinding penghalang (*barrier wall*). Selain itu, metode *pump and treat* juga digunakan sebagai perlakuan (*treatment*) untuk mengurangi konsentrasi polutan air tanah yang terlarut dengan melakukan pembersihan dan pengembalian kualitas air tanah sesuai dengan baku mutu.



Ket.: a) Pemompaan Sumur, b) Pengurasan (*drain*), c) Sumur dengan Sistem Dinding Penghalang.

Sumber: U.S. Environmental Protection Agency (1996)

Gambar 9.7 Contoh penahan hidrolis menggunakan teknologi *pump and treat*.

Untuk studi kasus pencemaran akuifer air tanah oleh senyawa organik *biodegradable*, terutama senyawa aromatik hidrokarbon yang mudah menguap (seperti BTEX) dan polisiklik aromatik hidrokarbon (PAH), USEPA memberikan panduan upaya remediasi air tanah dengan menggabungkan teknik *ex situ* dan *in situ*, yaitu menggabungkan pendekatan teknik *pump and treat* dengan *in-situ bioremediation* yang

lebih efektif dalam pembersihan air tanah dari polutan (U.S. Environmental Protection Agency, 1996).

2. Urutan Prioritas Remediasi Lahan Tercemar

Notodarmojo (2005) menyebutkan bahwa National Environmental Protection Measure-Assesment of Site Contamination, Australia, telah menentukan hierarki pengelolaan dan remediasi lahan sebagai berikut:

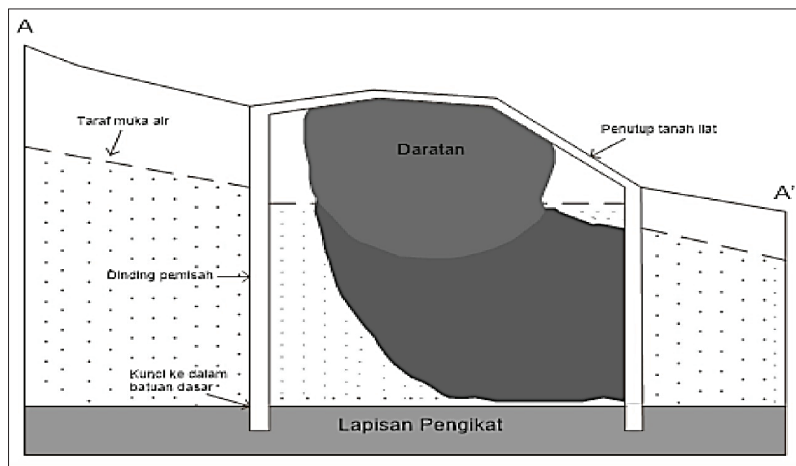
- a) pengolahan secara *in situ* harus dilakukan untuk mencegah risiko perpindahan polutan selama proses pemindahan lahan terkontaminasi;
- b) pengolahan *ex situ* tahap pertama yang dilakukan adalah dengan melakukan penggalian (ekskavasi) untuk diolah dan dikembalikan kembali ke tempat asalnya;
- c) isolasi lahan tercemar, dapat dilakukan dengan cara pemadatan (kompaksi) dan pembuatan struktur penghalang (*barrier*) yang memadai;
- d) pemindahan (*removal*) lahan yang terkontaminasi ke fasilitas pengolahan yang memadai.

Prosedur operasional standar UCG tidak akan melibatkan transportasi polutan di dalamnya, tetapi potensi ke arah tersebut tetap ada karena kondisi ruang bakar UCG di dalam tanah merupakan kondisi dinamis. Tekanan luar yang dibawa oleh air sangat berfluktuasi sehingga menyebabkan keluaran polutan ke dalam tanah dan selanjutnya dapat masuk ke dalam air tanah. Berdasarkan kondisi tersebut, dapat diberikan tiga kondisi penanganan sumber polutan agar tidak mencemari lingkungan sekitarnya secara meluas, yaitu

- a) pembuatan konstruksi penahan (*containment*) seperti dinding pemisah (*cut-off wall*);
- b) isolasi lahan secara hidrodinamis;
- c) penempatan reaktor remediasi langsung di sumber.

Pembuatan konstruksi penahan dilakukan apabila penggalian atau pemindahan lahan tercemar sulit untuk dilakukan karena terlalu ma-

hal. Untuk mencegah perpindahan atau transportasi polutan tersebut, dibuat skema konstruksi dinding penghalang, seperti terlihat pada Gambar 9.8. Teknik ini dapat dilakukan apabila lokasi pengikat atau pembatas lainnya tidak terlalu dalam. Material yang digunakan dapat berupa beton maupun campuran tanah dengan bentonit.



Sumber: Notodarmojo (2005)

Gambar 9.8 Skema Pembuatan Konstruksi Pewadahan

Teknik isolasi secara hidrolis digunakan untuk polutan yang terlarut di dalam air. Teknik ini memanfaatkan garis arus yang terjadi apabila air tanah dipompa atau diisi kembali (*recharge*) (Notodarmojo, 2005). Penempatan reaktor remediasi langsung di sumber dilakukan untuk sumber yang sangat dalam dan akan mencemari tanah yang jauh dari permukaan. Reaktor tersebut belum tentu terdiri atas satu jenis pengolahan. Hal ini ditentukan dari banyaknya parameter polutan dan konsentrasi polutan tersebut.

3. Pemantauan Kualitas Tanah dan Air Tanah

Salah satu risiko utama lingkungan yang dapat ditimbulkan pada kegiatan gasifikasi batubara adalah terbentuknya limbah karsinogenik yang

berasal dari proses pirolisis batubara pada saat pembakaran sehingga dapat mengontaminasi air tanah (Šofranko dkk., 2013). Mekanisme kontaminasi yang terjadi melibatkan difusi simultan dan penetrasi gas yang dihasilkan selama proses UCG yang terlepas ke formasi batuan di sekitarnya (Brown, 2012 dalam Kapusta & Stańczyk, 2011) benefits and process controls of this emerging technology. In Situ coal gasification also known as Underground Coal Gasification (UCG). Polutan proses UCG tersebut dapat memengaruhi kualitas air tanah apabila terdifusi ke lapisan akuifer di sekitarnya. Beberapa polutan yang terdeteksi setelah proses UCG selesai di antaranya polutan organik, seperti fenol, benzena, PAH, heterosiklik, dan lain-lain, serta polutan anorganik, termasuk amonia, merkuri, seng, sulfat, sianida, logam berat, dan lain-lain (Verma dkk., 2014).

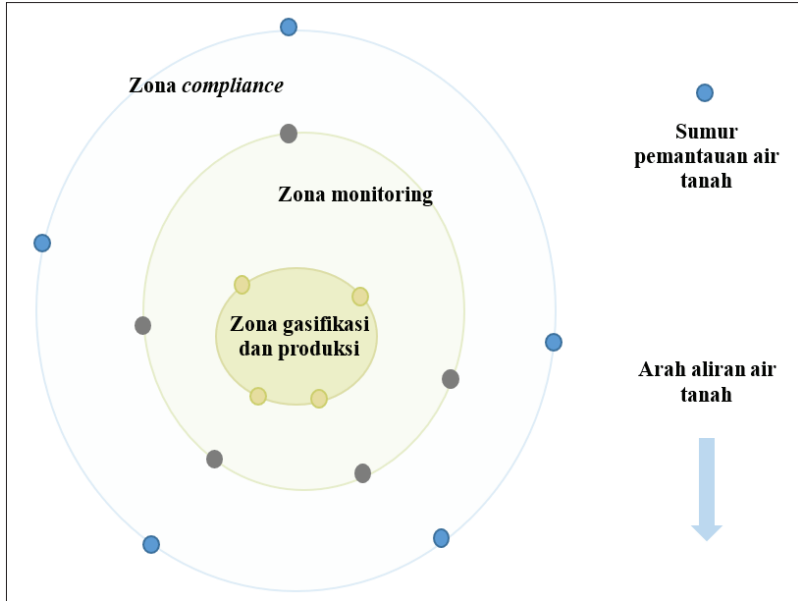
Dari berbagai kegiatan uji coba UCG yang telah dikembangkan oleh beberapa negara, ditemukan adanya kasus pencemaran lingkungan, sebagai contoh pada uji coba UCG skala pilot di Hoe Creek, Wyoming, Amerika Serikat. Pada uji coba ini, pencemaran air tanah terjadi akibat tekanan operasional pada reaktor yang tinggi sehingga polutan keluar dari zona pembakaran. Selain itu, terjadi keruntuhan atap rongga pembakaran yang mengakibatkan masuknya air tanah, melarutkan dan membawa polutan ke lapisan air tanah sekitarnya. Berdasarkan hasil analisis percontoh air dari sejumlah sumur pemantauan, ditemukan adanya polutan organik yang terlepas dari residu abu pembakaran, antara lain fenol; isomer xilena; isomeretilfenol; hidrokarbon aromatik ringan, seperti naftalena, alkilbenzena, dan benzena; serta beberapa spesies anorganik (Burton dkk., 2019; Kapusta & Stańczyk, 2011; Nordin, 1992). Polutan organik pada air tanah juga ditemukan pada uji coba yang dilakukan oleh Linc Energy di Queensland, Australia akibat terjadinya kebocoran gas. Kebocoran gas diduga disebabkan oleh penggunaan tekanan yang terlalu tinggi sehingga tekanan operasional pada rongga pembakaran UCG melebihi tekanan hidrostatik.

Notodarmojo (2005) menyatakan pemantauan kualitas tanah dan air tanah merupakan bagian dari pemantauan terhadap aspek lingkungan secara keseluruhan karena komponen lingkungan saling terkait. Manfaat pemantauan lingkungan adalah

- 1) memberikan informasi terdokumentasi untuk mempelajari dampak suatu kegiatan;
- 2) memberikan peringatan dini apabila terjadi perubahan kualitas lingkungan sehingga dapat dilakukan upaya-upaya pencegahannya.

Kegiatan pemantauan meliputi dua tahapan, yaitu tahap perencanaan untuk menentukan strategi sesuai tujuan pemantauan dan tahap implementasi, serta penerapan rencana dengan mengedepankan teknik analisis dan evaluasi data sebagai prioritas utama. Untuk pemantauan kualitas air tanah, perlu dipersiapkan beberapa sumur pemantauan. Percontoh air tanah diambil dari setiap sumur sebelum, selama, dan setelah proses gasifikasi. Pascagasifikasi, pemantauan kualitas air tanah tetap dilakukan secara berkala. Kebanyakan polutan anorganik masih dapat terekstraksi akibat intrusi air tanah dari abu pada *burn zone* (zona pembakaran) setelah proses gasifikasi (Brown, 2012).

Gambar 9.9 memperlihatkan contoh zonasi dan lokasi titik pantau air tanah pada kegiatan UCG. Pada zona gasifikasi, observasi dilakukan dengan memantau muka air tanah dan kualitas air pada batasan kegiatan operasional UCG. Pemantauan pada zona pemantauan bertujuan untuk memberikan peringatan dini apabila terjadi perubahan kualitas air yang signifikan pada sumur pemantauan di area ini. Selain itu, sumur pemantauan juga perlu untuk disiapkan pada area di luar perimeter terjauh yang diprediksi tidak akan terdampak oleh kegiatan UCG (zona *compliance*) dengan tujuan untuk mengetahui pencemaran air yang terjadi.



Sumber: Dimodifikasi dari Walker (2018)

Gambar 9.9 Zonasi Pemantauan Air Tanah

H. KESIMPULAN

Lingkungan tanah dan air tanah merupakan media terdekat dengan kegiatan UCG yang memiliki potensi terbesar untuk tercemar. Produk UCG didominasi oleh senyawa hidrokarbon, baik zat terbang, padat, gas, maupun cair. Senyawa-senyawa tersebut sangat mudah berpindah dalam media tanah yang selanjutnya dapat larut dalam air tanah. Walaupun tanah secara alami memiliki faktor retardasi yang cukup, paparan secara kontinu akan menyebabkan potensi perpindahan polutan tersebut semakin besar seiring pertambahan waktu. Oleh karena itu, strategi pengelolaan lingkungan pada kegiatan UCG harus menjadi kegiatan yang terintegrasi dengan kegiatan produksinya. Strategi pengelolaan lingkungan pada kegiatan UCG, meliputi pencegahan, pelaksanaan, hingga pemantauan. Pengolahan limbah yang terbentuk dari proses UCG dengan menggunakan metode bioproses perlu dikedepankan menjadi prioritas utama karena selain biaya pengolahannya lebih

Buku ini tidak diperjualbelikan.

murah, juga dapat meminimalisasi terbentuknya unsur atau senyawa limbah baru hasil kegiatan pengolahan limbah.

REFERENSI

- ABEM. (2010). *ABEM SAS 4000 instruction manual*. https://www.guideline-geo.com/wp-content/uploads/2016/03/Manual_Terrameter.pdf
- Aladin, A., & Mahfud. (2011). *Sumber daya alam batubara*. CV Lubuk Agung.
- Ani, C. (2010). *Modelling of pollutant transport in rivers: Process engineering approach*. University Cluj-Napoca.
- Bakti, H., Wardana, D. D., Nailly, W., Tohari, A., & Rachmat, A. (2016). Studi air tanah di Pantai Bosnik, Distrik Biak Timur, Pulau Biak, Provinsi Papua. *Journal of Environment and Geological Hazards*, 692, 113–124.
- Brown, K. M. (2012). In situ coal gasification: An emerging technology. Dalam *29th Annual National Conference of the American Society of Mining and Reclamation 2012, ASMR 2012*, 51–70. <https://doi.org/10.21000/jasmr12010051>
- Burton, E., Upadhye, R., & Friedmann, S. (2019). *Best practices in underground coal gasification*. <https://doi.org/10.2172/1580018>
- Clothier, B., Green, S., Deurer, M., Smith, E., & Robinson, B. (2010). Transport and fate of contaminants in soils: challenges and developments. Dalam *19th World Congress of Soil Science, August, 2008–2011*. <https://www.iuss.org/19th%20WCSS/Symposium/pdf/0363.pdf>
- Duriez, S. (2005). *On the use of groundwater contaminant transport modelling in risk assessments* (Tesis Master, Chalmers University of Technology).
- Fetter, C. W. (2001). *Applied hydrogeology* (4th ed.). Prentice Hall.
- Hemond, H. F., & Fechner, E. J. (1994). *Chemical fate and transport in the environment*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2009-1-03794-0>
- Hidayat, R., Irianto, E. W., & Rinjani, R. R. (2010). Evaluasi kinerja proses auefekotek untuk pengendalian limbah cair pabrik tahu di s.cipeles. *Jurnal Sumber Daya Air*, 6(1), 87–100.
- Kapusta, K., & Stańczyk, K. (2011). Pollution of water during underground coal gasification of hard coal and lignite. *Fuel*, 90(5), 1927–1934. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.11.025>
- Nababan, B. (2008). *Isolasi dan uji potensi bakteri pendegradasi minyak solar dari Laut Belawan*. Universitas Sumatera Utara.

- National Library of Medicine. (2014). *Benzene*. <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Benzene>
- Nordin, J. S. (1992). Review of information and data relevant to the Hoe Creek underground coal gasification site restoration. *Western Research Institute, The University of Wyoming Research Corporation, WRI-92-R01*-(January), 68.
- Notodarmojo, S. (2005). *Pencemaran tanah dan air tanah*. ITB PRESS.
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 22 Tahun 2021 tentang Penyelenggaraan Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup. (2021).
- Rejekiingrum, P., Pawitan, H., Setiawan, B. I., & Kartiwa, B. (2010). Identifikasi potensi air tanah untuk keberlanjutan sumber daya air: Kasus di DAS Cicitih Cimandiri Kabupaten Sukabumi Jawa Barat. *Jurnal Sumber Daya Air*, 6(1), 1–16. <https://journalsda.pusair-pu.go.id/index.php/JSDA/article/view/380>
- Setiawan, T., & Asgaf, N. M. A. (2016). Analisis karakteristik akuifer dan zonasi kuantitas air tanah di dataran Kars Wonosari dan sekitarnya, Kabupaten Gunungkidul, Provinsi Daerah Istimewa Yogyakarta. *Jurnal Lingkungan dan Bencana Geologi*, 7(3), 155–167. <http://jlbgeologi.esdm.go.id/index.php/jlbge/article/view/106>
- Šofranko, M., Škvareková, E., & Laciak, M. (2013). Appraisal of the population threat risk by carbon leakage produced by underground coal gasification. *The Holistic Approach to Environment*, 3(2), 83–91.
- Su, F., Nakanowataru, T., Itakura, K., Ohga, K., & Deguchi, G. (2013). Evaluation of structural changes in the coal specimen heating process and UCG model experiments for developing efficient UCG systems. *Energies*, 6(5), 2386–2406. <https://doi.org/10.3390/en6052386>
- Sugianti, K., Mulyadi, D., & Maria, R. (2016). Analisis kerentanan pencemaran airtanah dengan pendekatan metode DRASTIC di Bandung Selatan. *Jurnal Lingkungan dan Bencana Geologi*, 7(1), 19–33.
- Sundaram, B., Feitz, J. A., Caritat, de P., Plazinska, A., Brodie, R. S., Coram, J., & Ransley, T. (2010). *Groundwater sampling and analysis-A field guide*. Geoscience Australia.
- U.S. Environmental Protection Agency. (1996). *Pump-and-treat ground-water remediation a guide for decision makers and practitioners* (EP-A/625/R-95/005).

- Verma, R. P., Mandal, R., Chauhya, S. K., Singh, P. K., Singh, A. K., & Prasad, G. M. (2014). Contamination of groundwater due to underground coal gasification. *International Journal of Water Resources and Environmental Engineering*, 6(12), 303–311. <https://doi.org/10.5897/IJWREE2014.0520>
- Walker, L. K. (2018). UCG commercialization and the Cougar Energy project at Kingaroy, Queensland, Australia. Dalam *Underground Coal Gasification and Combustion* (503–526). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100313-8.00015-3>

Buku ini tidak diperjualbelikan.



BAB X

Bioremediasi Air Tanah di Area Kegiatan UCG

Wulandari Surono

A. UCG DAN BAHAN PENCEMAR ORGANIK

Gasifikasi batubara bawah tanah atau *underground coal gasification* (UCG) merupakan metode konversi batubara dalam (*deep seated coal*) yang tidak memungkinkan untuk ditambang secara konvensional menjadi gas melalui proses gasifikasi. Produknya merupakan campuran berbagai jenis gas, terutama karbon monoksida, hidrogen, metana, dan karbon dioksida yang selanjutnya dapat dimanfaatkan sebagai sumber pembangkit listrik, bahan baku kimia, maupun bahan bakar lainnya dan disebut gas sintetik (Verma dkk., 2014).

Uji coba teknologi UCG telah banyak dilakukan di berbagai negara, baik pada skala laboratorium maupun pilot. Berdasarkan hasil uji coba tersebut, UCG dinilai layak secara teknis dan ekonomis. Keunggulan utama UCG dibanding dengan metode penambangan batubara konvensional adalah memanfaatkan potensi batubara dalam, sedikit menghasilkan limbah padat, emisi gas rumah kaca rendah, dan investasi yang dibutuhkan tidak terlalu besar (Kapusta & Stańczyk, 2011; Khan dkk., 2015; Liu dkk., 2007). Meskipun demikian, UCG

Buku ini tidak diperjualbelikan.

tetap memiliki dampak negatif terhadap lingkungan, yaitu terjadinya pencemaran air tanah dan amblesan. Di antara kedua dampak tersebut, pencemaran air tanah merupakan hal utama yang perlu diperhatikan. Kegiatan operasional UCG menghasilkan sejumlah senyawa berbahaya bagi lingkungan akibat berbagai reaksi oksidasi, reduksi, dan pirolisis yang terjadi selama proses gasifikasi. Pencemaran terjadi apabila senyawa berbahaya tersebut memasuki badan air tanah (Kapusta dkk., 2013).

Selama proses gasifikasi berlangsung, sejumlah gas yang diproduksi dapat terlepas dan bermigrasi melalui rekahan atau patahan lapisan batubara menuju lapisan akuifer terdekat. Mekanisme difusi dan penetrasi memungkinkan kontaminan masuk ke dalam air tanah. Pencemaran air tanah juga dapat terjadi pada akhir proses gasifikasi akibat residu pembakaran batubara berupa abu dan tar yang terlindi dan bergerak mengikuti aliran air tanah (Kapusta & Stańczyk, 2011; Sury dkk., 2004). Selain itu, kemungkinan terjadinya amblesan batuan penutup di bagian atas rongga pembakaran dapat menghubungkan rongga tersebut dengan lapisan akuifer sehingga mengakibatkan terjadinya migrasi kontaminan (Liu dkk., 2007).

Sejumlah material berbahaya yang dihasilkan proses pembakaran dan gasifikasi batubara utamanya adalah senyawa hidrokarbon aromatik, seperti benzena, toluena, etilbenzena, xilena (BTEX), *polycyclic aromatic hydrocarbon* (PAH), senyawa heterosiklik, dan senyawa organik lain seperti fenolik. Selain itu, dihasilkan pula senyawa anorganik, seperti bikarbonat, sulfat, dan beberapa logam berat, seperti boron, mangan, besi, seng, kadmium, aluminium, krom, kobal, nikel, tembaga, merkuri, timbal, dan berilium (Kapusta & Stańczyk, 2011; Verma dkk., 2014).

WHO (2010) menyatakan bahwa paparan benzena dalam konsentrasi tinggi dapat memengaruhi sistem saraf pusat, sedangkan pada konsentrasi rendah zat tersebut bersifat racun yang dapat menyebabkan leukemia. *International Agency for Research on Cancer* (IARC) mengelompokkan benzena sebagai senyawa karsinogen kelas I. Seperti halnya benzena, PAH dan turunannya juga merupakan senyawa karsinogenik dan mutagenik. Efek kronis naftalena mengakibatkan perubahan pada sistem saraf, hati, ginjal, darah, dan jantung. Turunan lainnya yaitu

fenantrena dapat menghambat komunikasi antarsel dalam tubuh dan merubah struktur kromatid sel. Mengingat fungsi utama air tanah sebagai sumber air minum, keberadaan senyawa organik hidrokarbon dalam air tanah menjadi hal penting yang harus ditangani secara serius. Beberapa kasus pencemaran air tanah terkait kegiatan UCG, antara lain

- 1) Uji coba UCG skala pilot di Hoe Creek, Wyoming, Amerika Serikat

Berdasarkan hasil analisis percontoh air dari sejumlah sumur pemantauan, ditemukan adanya fenol, isomer silena dan etilfenol; hidrokarbon aromatik ringan, seperti naftalena, alkilbenzena, dan benzena; serta beberapa spesies anorganik (Burton dkk., 2019; Kapusta & Stańczyk, 2011; Nordin, 1992). Pencemaran terjadi akibat tekanan operasional pada reaktor yang tinggi sehingga polutan keluar dari zona pembakaran. Selain itu, terjadi keruntuhan atap rongga pembakaran sehingga air tanah masuk, melarutkan dan membawa polutan ke lapisan air tanah di sekitarnya;

- 2) Uji coba UCG oleh Cougar Energy, Queensland, Australia

Dari uji coba tersebut, terdeteksi adanya kontaminan benzena dan toluena pada sumur pantau di kedalaman akuifer yang berbeda dengan jarak sekitar 250 m dari *gasifier*. Kontaminan bermigrasi keluar dari zona reaksi pada saat uji coba yang mencemari air tanah dan tanah di sekitarnya (Monk dkk., 2016). Permasalahan ini mengakibatkan penghentian operasional UCG Cougar Energy oleh Pemerintah Australia. Investigasi yang dilakukan oleh *Independent Scientific Panel* (ISP) menyimpulkan bahwa kondisi hidrogeologi pada lokasi proyek sangat kompleks sehingga kurang cocok untuk lokasi UCG dan sulit memprediksi transpor polutannya. Penyebab lainnya adalah kebocoran akibat terjadi peningkatan tekanan gas yang menyebabkan pipa selubung (*casing*) pecah;

- 3) Uji coba oleh Linc Energy

Pencemaran air tanah oleh kontaminan organik terjadi akibat penggunaan tekanan yang terlalu tinggi (tekanan operasional pada rongga pembakaran UCG melebihi tekanan hidrostatik), selanjutnya terjadi kebocoran gas;

4) Uji coba skala lapangan di tambang Barbara Polandia

Dari hasil uji coba tersebut, teridentifikasi adanya senyawa BTEX, fenol, PAH, nitrogen oksida, amonia, boron, sianida, hidrogen sulfida, dan logam berat, seperti merkuri, arsenik, dan selenium dalam air tanah (Monk dkk., 2016).

Upaya penanggulangan pencemaran senyawa organik telah banyak dilakukan. Penanganan konvensional secara fisika dan kimiawi, seperti elektromediasi, penyemprotan udara (*air sparging*), adsorpsi oleh karbon atau zeolit dan filtrasi, oksidasi, dan fotokatalisis memiliki beberapa kekurangan, yaitu kebutuhan modal operasional dan energi yang tinggi, tidak efektif untuk menangani polutan dengan konsentrasi kecil, serta meninggalkan residu atau produk samping yang berbahaya. Saat ini, penanganan pencemaran secara biologis, seperti bioremediasi, biodegradasi dalam reaktor, serta fitoremediasi dipandang sebagai alternatif penanganan pencemaran yang menarik karena memiliki berbagai kelebihan, antara lain biaya investasi dan operasional lebih rendah; hasil akhir reaksi degradasi berupa biomassa, CO₂, H₂O, dan garam sifatnya tidak berbahaya; efektif untuk menanggulangi kontaminan dengan laju alir tinggi dan konsentrasi rendah; serta sumber energi untuk dekomposisi kontaminan berasal dari kontaminan itu sendiri (El-Naas dkk., 2014; Farhadian dkk., 2008).

Mekanisme bioremediasi dapat berjalan secara alami dengan mengandalkan kemampuan mikroorganisme tersebut dan disebut bioremediasi intrinsik (*natural attenuation*). Proses bioremediasi yang kedua adalah menambahkan stimulan, akseptor electron, dan nutrisi untuk meningkatkan kinerja mikroorganisme dan laju degradasi kontaminan. Proses ini dapat berlangsung, baik secara aerob maupun anaerob, dan hal ini tergantung pada kondisi lingkungannya.

Penerapan metode tersebut dapat dilakukan dengan teknik, baik *in situ* maupun *ex situ*. Pemilihan metodenya tergantung kepada tingkat, jenis, dan lokasi pencemaran. Pada proses bioremediasi *ex situ*, material pencemar dikeluarkan dari area tercemar untuk diolah di luar area tercemar tersebut dan pada kasus pencemaran air tanah dikenal dengan metode *pump and treat*. Meskipun demikian, karena kondisi

hidrogeologi yang seringkali kompleks, pada beberapa kasus, metode *pump and treat* tidak dapat sepenuhnya menghilangkan polutan hidrokarbon dari akuifer. Kelemahan lain teknik *ex situ* adalah biaya mahal serta membutuhkan sumber daya yang tidak sedikit. Oleh karena itu, penanganan pencemaran air tanah dengan teknik bioremediasi *in situ* mulai berkembang pada dua dekade terakhir.

B. BIOREMEDIASI SENYAWA HIDROKARBON AROMATIK

Hidrokarbon merupakan senyawa organik paling sederhana yang terdiri atas karbon dan hidrogen yang berikatan pada kerangka dasarnya, yaitu karbon (Effendi, 2003; Pine dkk., 1988). Berdasarkan strukturnya, hidrokarbon dibedakan atas tiga kelompok besar, yaitu hidrokarbon alifatik, alisiklik atau siklik, dan aromatik (Pine dkk., 1988). Hidrokarbon aromatik adalah suatu senyawa yang memiliki cincin benzena yang terdiri atas enam atom karbon dengan satu atom hidrogen pada setiap karbon. Kondisi ini menyebabkan satu elektron tersisa sehingga membentuk ikatan ganda. Ikatan ganda pada cincin benzena tidak hanya berada pada satu posisi saja, tetapi berpindah-pindah. Keadaan inilah yang menyebabkan senyawa aromatik sukar didegradasi dan lebih tahan terhadap beberapa reaksi kimia (Wilbraham & Matta, 1992). Senyawa ini termasuk dalam senyawa yang tidak jenuh. Hidrokarbon aromatik dibagi dua kelompok besar, yaitu monosiklik aromatik dan polisiklik aromatik.

Biodegradasi adalah kemampuan metabolisme mikroorganisme untuk mengubah kontaminan organik menjadi zat yang tidak berbahaya atau tidak terlalu berbahaya yang kemudian diintegrasikan ke dalam siklus biogeokimia alami (Margesin & Schinner, 2001). Biodegradasi dilakukan dengan cara memotong rantai hidrokarbon tersebut menjadi lebih pendek dengan melibatkan berbagai enzim (Nugroho, 2006).

1. Bioremediasi BTEX

Hidrokarbon monoaromatik atau umumnya dikenal sebagai BTEX adalah polutan air tanah, tanah, dan udara yang umumnya terkait dengan produksi petroleum dan petrokimia. BTEX bersifat mudah

Buku ini tidak diperjualbelikan.

menguap (*volatile*) dan merupakan senyawa monosiklik aromatik yang biasa terdapat dalam tar batubara, minyak bumi, dan berbagai produk kimia organik. Tabel 10.1 menjelaskan sifat kimia-fisik BTEX. Kontaminasi air tanah oleh senyawa tersebut sulit untuk ditanggulangi karena sifatnya yang relatif mudah larut dalam air dan dapat berdifusi dengan cepat saat memasuki lapisan akuifer (Stephens, 2017). Penanggulangan pencemaran BTEX mendapat perhatian yang serius terkait dengan bahaya senyawa tersebut terhadap kesehatan. BTEX dikenal sebagai senyawa yang dapat menyebabkan kanker. Dibandingkan senyawa lainnya, benzena merupakan komponen paling beracun, persisten, paling mudah larut di air (tingkat kelarutan 1,78g/L), serta sulit teroksidasi dan terdegradasi (Johnson dkk., 2003).

Mengacu pada peraturan U.S. EPA (2009), baku mutu BTEX dalam air minum secara berturut-turut adalah 0,005; 1; 0,7; dan 10 ppm. Sementara itu, menurut Permenkes Nomor 492 tahun 2010 tentang persyaratan kualitas air minum, baku mutu BTEX dalam air minum secara berturut-turut adalah 0,01; 0,7; 0,5; dan 0,3 ppm.

Berbagai studi bioremediasi BTEX telah banyak dilakukan (Tabel 10.2). Mikroorganisme seperti bakteri, jamur, dan mikroalga berperan penting dalam proses degradasi senyawa tersebut. Senyawa monoaromatik berfungsi sebagai sumber karbon bagi mikroorganisme. Jalur metabolisme (*pathway*) bakteri pendegradasi BTEX dan senyawa aromatik lainnya terbagi atas dua kategori utama, yaitu jalur metabolisme *peripheral* dan *trunk*. Jalur metabolisme *peripheral* mengubah suatu senyawa yang spesifik menjadi senyawa yang lebih sederhana, sebagai contoh toluena secara anaerob diubah menjadi benzoyl-CoA oleh enzim pada jalur metabolisme *peripheral*. Pada gilirannya, benzoyl-CoA diproses kembali oleh enzim pada jalur metabolisme *trunk* dan hasil metabolismenya digunakan sebagai substrat untuk pertumbuhan bakteri. Pada umumnya, jalur metabolisme *peripheral* secara anaerob menghasilkan produk antara benzoyl-CoA. Jalur ini merupakan awal metabolisme sebelum memasuki proses metabolisme selanjutnya.

Peningkatan laju degradasi dan kinerja mikroorganisme dibutuhkan tambahan makro nutrien (N dan P); mikro nutrien (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+), kofaktor seperti logam (Mg, Ca, Co, Cu, Mn, Fe dan Zn);


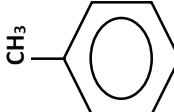
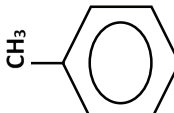
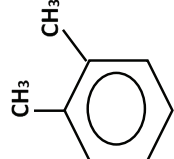
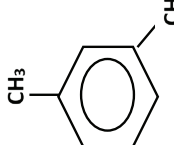
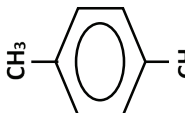
akseptor elektron (O_2 untuk metabolisme aerobik; NO_3^- , SO_4^{2-} , Fe^{3+} , Mn dan CO_2 untuk metabolisme anaerobik); serta kondisi lingkungan yang optimal untuk mendukung pertumbuhan mikroorganisme (temperatur, pH, salinitas, sumber nitrogen).

2. Bioremediasi PAH

PAH merupakan senyawa organik yang terbentuk dari kumpulan dua atau lebih cincin aromatik yang tersusun dalam berbagai variasi konfigurasi, baik linear, angular, ataupun kluster. Senyawa ini dapat ditemukan di alam dengan mudah dan tersebar secara luas dalam tanah, sedimen, air tanah, dan atmosfer. Sumber utamanya berasal dari proses alamiah biogenik dan geokimia alam atau dari aktivitas manusia (antropogenik). PAH terbentuk sebagai hasil pembakaran tidak sempurna atau pembakaran dengan suhu tinggi terhadap material organik, seperti bahan bakar fosil, plastik, rokok, limbah insinerator, kayu, dan material lainnya yang mengandung unsur karbon dan hidrogen. Di alam, PAH terkandung dalam minyak bumi sebesar 0,2–7% dan batubara (konsentrasi PAH dalam batubara bervariasi antara 1–250 ppm (Achten & Hofmann, 2009), tergantung pada jenis material organik dan peringkat batubaranya), dengan rentang konfigurasi struktur terdiri atas 2–6 cincin. Konsentrasi PAH diperkirakan tinggi pada area industri yang terkait dengan migas, pengawetan kayu, produksi gas, petrokimia, serta proses industri seperti pencairan batubara dan gasifikasi. Sebagai contoh, pada kreosot dan tar batubara (dari industri pengolahan batubara), kandungan PAH-nya bisa mencapai 85%.

Dengan mengetahui sifat fisik dan kimia PAH akan membantu untuk memahami penyebaran, interaksi, dan stabilitas senyawa ini. Di alam, PAH terdapat sebagai senyawa dengan konfigurasi cincin sebanyak 2–7 buah (Gambar 10.1) dan memiliki massa molar yang berkisar antara 128–302 g/mol (Yu, 2005). Berdasarkan peraturan U.S. EPA, ke-16 jenis turunan PAH yang terdapat pada Tabel 10.3 dinyatakan sebagai polutan berbahaya.

Tabel 10.1 Sifat Fisik dan Kimia BTEX

Senyawa	Benzena	Toluena	Etilbenzena	o-Silena	m-Silena	p-Silena
Rumus kimia	C_6H_6	C_7H_8	C_8H_{10}	C_8H_{10}	C_8H_{10}	C_8H_{10}
Struktur kimia						
Berat molekul (g/mol)	78,11	92,13	106,16	106,16	106,16	106,16
Titik didih	80,10	110,60	136,20	144,40	139,30	137,00
Titik leleh	5,50	-95,00	-94,97	-25,00	-47,40	13,00
Tekanan uap (mmHg)	95,19	8,40	4,53	6,60	8,30	3,15
Densitas (g/ml)	0,87	0,87	0,87	0,88	0,87	0,86
Kelarutan (mg/L)	1791,00	535,00	161,00	175,00	146,00	156,00
Reaksi	$C_6H_6 + 7,5O_2 \rightarrow 6CO_2 + 3H_2O$					
	$C_7H_8 + 9O_2 \rightarrow 7CO_2 + 4H_2O$					
	$C_8H_{10} + 10,5O_2 \rightarrow 8CO_2 + 5H_2O$					

Sumber: Dimodifikasi dari El-Naas dkk. (2014)

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Tabel 10.2 Penelitian Biodegradasi BTEX

Senyawa	Mikroorganisme	Tipe Reaktor	Konsentrasi	pH	Temperatur (°C)	Removal efficiency (%)	Waktu degradasi (jam)
BTEX	Bakteri	Batch (dalam labu)	10% (V/V) benzena, 10% (v/v) toluena, 2-5% (v/v) etilbenzena, 0,5% (v/v) xilena	7,5	37	100% B; 80% T; 100% E; 70%X	48
BTEX	<i>Janibacter</i> sp. SB2	Batch (dalam labu)	240 mg/L BTEX	7	25 – 35	45,5% BTEX	60
BTEX	<i>Pseudomonas</i> sp <i>Yarrolia</i> sp. <i>Acinetobacter</i> sp. <i>Corynebacterium</i> sp. <i>Sphingomonas</i> sp.	Batch (dalam labu)	15 dan 75 mg/L BTEX	7	28 – 30	97% B; 93% T; 90% E; 98% X	50
BTEX	Jamur <i>Paecilomyces variotii</i>	Batch (dalam labu)	30-60 mg/L	7,5	30	100% B, E; 45% B; 45% m-, p-xilena; 30% o-xilena	240 – 288
BTEX	Konsorsium bakteri; Strain FMB08; P. Putida F1; <i>Escherichia coli</i> strain DH5a	Batch (dalam labu)	50 mg/L BTE, 15 mg/L m-,p-xilena, 20 mg/L o-xilena	7,2 ± 0,5	36 ± 2	99,8%	60

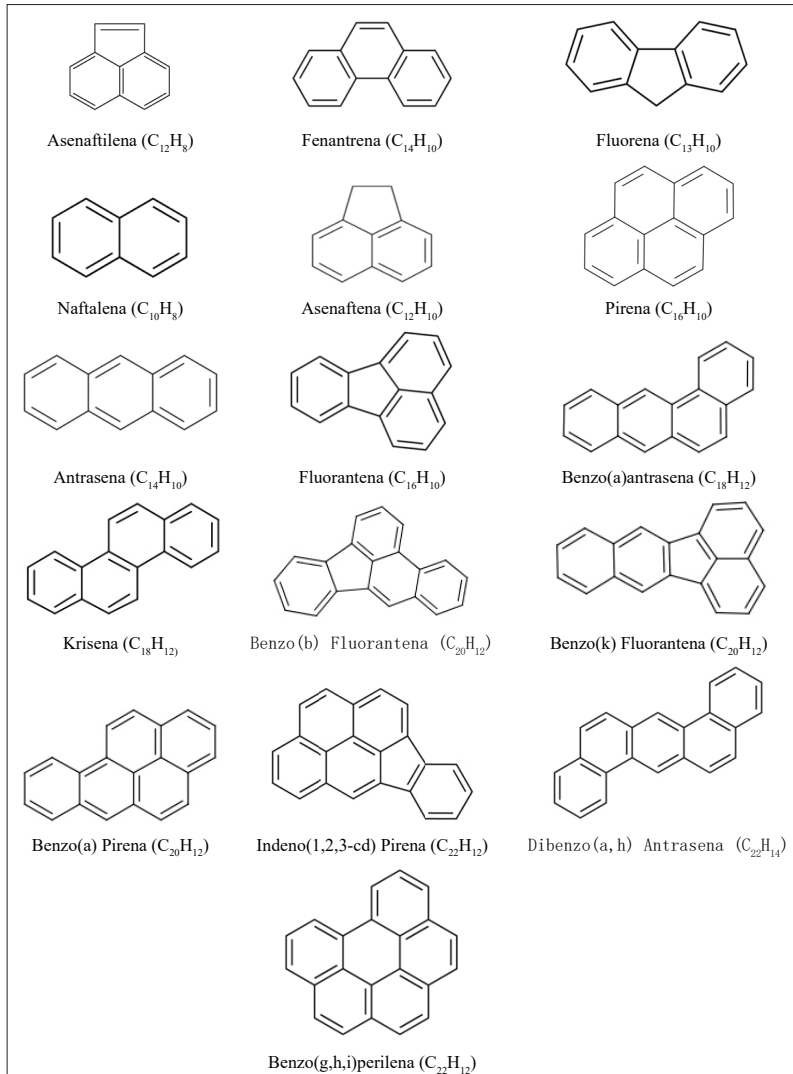
Buku ini tidak diperjualbelikan.

Tabel 10.2 Penelitian Biodegradasi BTEX (Lanjutan)

Senyawa	Mikroorganisme	Tipe Reaktor	Konsentrasi	pH	Temperatur (°C)	Removal efficiency (%)	Waktu degradasi (jam)
BTEX	Mycobacterium sp. CHXY119; Pseudomonas sp. YATO411	Batch (dalam labu)	24,68 mg/L benzena, 23,67 mg/L toluena, 21,97 mg/L etilbenzena	NA	25	97,8% B; 94,2% T; 84,7%E; 87,4% p-Xilena	24
BTEX	Mycobacterium cosmeticum byf-4	Batch (dalam labu)	100 mg/L BTEX	7,2 – 7,4	28	82-100% BTEX	36 - 42
BTX	P. putida F1	Batch (dalam labu)	15; 30,60, 90 mg/L B,T, o-xilena	7	30	100% BT; 60-80% o-xilena	6-14
BTEX	Mycobacterium sp. (CHXY119); Pseudomonas sp. (YATO411)	Reaktor kontinyu yang dilengkapi oleh oxygen-releasing immobilized cel bead (ORICB)	120 mg/L BTEX	7-8	28 – 30	67% B, 81-90% TEX	
BTEX	Bacillus sphaericus	Kolom biofilter	0,0970; 0,0978; 0,0968 mL/L BTEX		30 ± 2	>99,85%	
B	Streptomyces; Gram-negatif; Gram positive	Kolom biofiltrasi	24,8 g/L	6,8 ± 0,2	19 – 22	81%	
BTEX	Bakteri berfilamen (A-1, ATCC No. 55581)	Bioreaktor	2,3 – 4,4 mg/L	6,4 – 7,2	22 – 25	>97%	

Sumber: Dimodifikasi dari El-Naas dkk., (2014)

Di antara sekian banyak jenis bahan pencemar, PAH termasuk polutan utama karena penyebarannya luas, sifatnya persisten di alam, serta memiliki potensi membahayakan kesehatan manusia. Secara umum, toksisitas PAH semakin tinggi dengan semakin banyaknya cincin benzena. Senyawa PAH dengan berat molekul ringan dengan 2–3 cincin benzena, seperti naftalena, antrasena, dan fenantrena memiliki toksisitas akut tinggi, namun potensi karsinogeniknya rendah; sedangkan senyawa PAH dengan berat molekul tinggi dan memiliki 4–6 cincin benzena, seperti benzo[a]pirena, memiliki tingkat toksisitas akut rendah, namun potensi karsinogeniknya tinggi. Oleh karena itu, benzo[a]pirena dinyatakan sebagai polutan yang masuk dalam daftar utama polutan berbahaya oleh U.S. EPA karena memiliki potensi menyebabkan kanker tertinggi di antara turunan PAH lainnya. Paparan PAH oleh manusia ditempuh melalui tiga cara, yaitu inhalasi, kontak melalui kulit, dan konsumsi makanan yang terkontaminasi (Partila, 2013).



Sumber: PubChem (2021i, 2021b, 2021h, 2021e, 2021m, 2021j, 2021g, 2021n, 2021, 2021a, 2021p, 2021c, 2021k, 2021d, 2021o, 2021f)

Gambar 10.1 Konfigurasi Cincin PAH dan Turunannya

Tabel 10.3 Sifat Fisik Kimia Senyawa PAH

Jenis PAH	Jumlah Cincin Benzena	Berat Molekul (g/mol)	Kelarutan dalam air pada 25°C (mg/L)	Tekanan uap 25°C (Pa)	Koefisien pemisahan Oktanol-air, Log KOW	Kelompok* (IARC)	Keterangan
Asenaftilena	3	152	3,9	9×10^{-1}	4,00	Tidak terklasifikasi	-
Benzo[a]pirena	5	252	$3,8 \times 10^{-3}$	$7,3 \times 10^{-7}$	6,50	1	Terdepat banyak bukti sebagai senyawa karsinogenik pada manusia dan hewan.
Dibenzo[a,h]antrasena	5	278	$6,0 \times 10^{-4}$	$1,3 \times 10^{-1}$	6,50	2A	Bukti sebagai senyawa karsinogenik pada manusia terbatas, namun bukti sebagai senyawa karsinogenik pada hewan sudah mencukupi.
Benzo[a]antrasena	4	228	$1,1 \times 10^{-2}$	$2,8 \times 10^{-5}$	5,16	2B	Bukti sebagai senyawa karsinogenik pada manusia terbatas, namun bukti sebagai senyawa karsinogenik pada hewan kurang mencukupi.
Benzo[b]fluorantena	5	252	$1,5 \times 10^{-3}$	$1,3 \times 10^{-7}$	5,80	2B	
Benzo[k]fluorantena	5	252	$7,6 \times 10^{-4}$	$1,3 \times 10^{-7}$	6,84	2B	
Benzo[g,h,i]perilena	6	276	$6,0 \times 10^{-2}$	$1,4 \times 10^{-8}$	7,10	2B	
Krisena	4	228	$2,0 \times 10^{-2}$	$8,4 \times 10^{-5}$	5,91	2B	
Indenol (1,2,3-c,d)piren	6	276	$6,2 \times 10^{-2}$	$1,3 \times 10^{-8}$	6,58	2B	
Naftalena	2	128	$3,1 \times 10^1$	1×10^1	3,37	2B	
Asenaftena	3	154	3,8	3×10^{-1}	3,92	3	Bukti sebagai senyawa karsinogenik pada manusia dan hewan tidak memadai

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Tabel 10.3 Sifat Fisik Kimia Senyawa PAH (*Lanjutan*)

Jenis PAH	Jumlah Cincin Benzena	Berat Molekul (g/mol)	Kelarutan dalam air pada 25°C (mg/L)	Tekanan uap 25°C (Pa)	Koefisien pemisahan Oktanol-air, Log KOW	Kelompok* (IARC)	Keterangan
Fluorena	3	166	1,9	8 x 10 ⁻²	4,18	3	
Fenantrena	3	178	1,1	2 x 10 ⁻²	4,57	3	
Antrasena	3	178	4,5 x 10 ⁻²	8 x 10 ⁻⁴	4,54	3	
Fluorantena	4	202	2,6 x 10 ⁻¹	1,2 x 10 ⁻³	5,22	3	
Pirena	4	202	1,3 x 10 ⁻¹	6 x 10 ⁻⁴	5,18	3	

(Ket.: *) International Agency for Research on Cancer (IARC) (2012)

Sumber: Dimodifikasi dari IARC Working Group (2012); U.S. EPA (1986)

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Teknologi bioremediasi untuk menangani area tercemar PAH dapat dijadikan alternatif penanganan yang efisien dan ekonomis dibanding dengan cara fisika kimia. Saat ini, banyak ditemukan berbagai spesies mikroorganisme yang berpotensi pendegradasi PAH. Sebagian besar mikroorganisme tersebut termasuk ke dalam genus *Pseudomonas*, *Mycobacterium*, *Rhodococcus*, *Neptunomonas*, *Stenotrophomonas*, *Cycloclasticus*, *Staphylococcus*, *Burkholderia*, *Acinetobacter*, *Agmenellum*, *Aeromonas*, *Bacillus*, *Berjerinckia*, *Corynebacterium*, *Flavobacterium*, *Micrococcus*, *Moraxella*, *Nocardioides*, *Lutibacterium*, *Streptomyces*, *Vibrio*, *Paenibacillus*, dan beberapa spesies jamur.

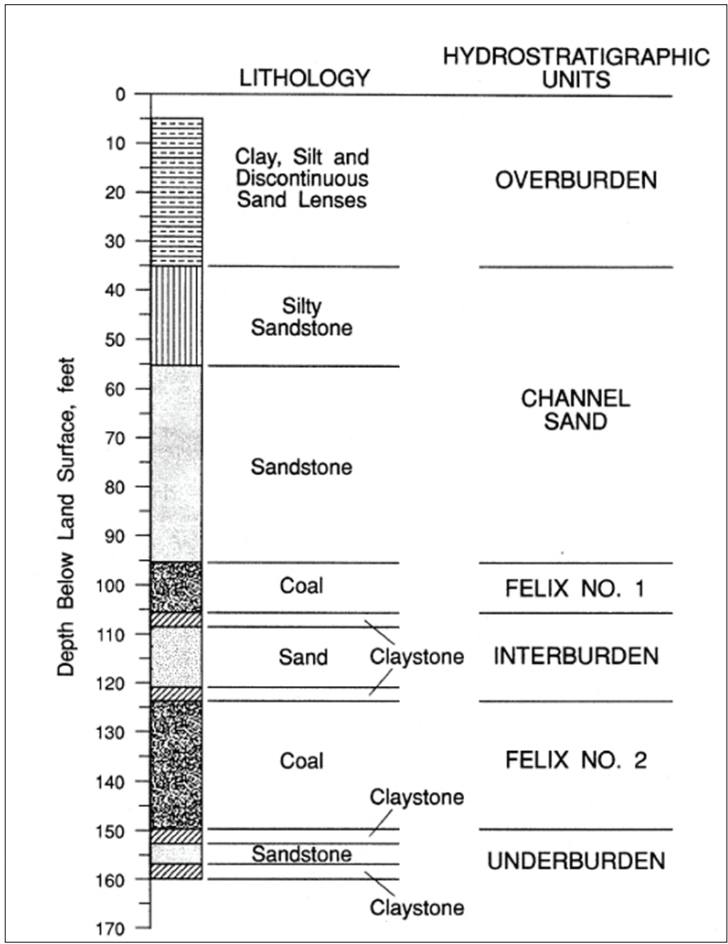
C. PENERAPAN BIOREMEDIASI PADA KEGIATAN UCG

Pengolahan limbah UCG dengan teknologi bioremediasi pernah diterapkan di *pilot plan* UCG Hoe Creek, Wyoming, Amerika. Uji coba yang berlangsung pada 1976 sampai dengan 1979 diketahui telah mencemari air tanah di sekitar lokasi tersebut. Kontaminan utamanya adalah senyawa organik volatil dan semivolatil. Berdasarkan hasil penelitian pada sumur pemantauan, ditemukan adanya kandungan benzena dan fenol pada air tanahnya. Benzena dalam air tanah tersebut sifatnya persisten, sementara kandungan fenol secara signifikan berkurang seiring berjalannya waktu. Oleh karena itu, remediasi difokuskan pada penanggulangan benzena. Proyek remediasi tersebut dilakukan oleh perusahaan EG&G Technical Services of West Virginia (TSWV) Inc. atas permintaan Departemen Energi Amerika.

Berdasarkan data geohidrologi pada lokasi uji coba, diketahui terdapat tiga akuifer, yaitu *channel sand* (CS), lapisan batubara Felix I (F1), dan Felix II (F2). Lapisan CS yang berada pada kedalaman 30–100 kaki mempunyai ketebalan 50 kaki, sedangkan lapisan batubara F1 yang berada pada kedalaman 80–130 kaki, ketebalan lapisan batubaranya 10 kaki. Lapisan F2 yang berada pada kedalaman 110–160 kaki dengan ketebalan lapisan batubara sekitar 10 kaki merupakan target pembakaran pada uji coba ini. Lapisan F1 dengan F2 dipisahkan oleh lapisan batupasir dan lapisan antara batulempung sejauh 10–30 kaki (Gambar 10.2). Data karakteristik geohidrologis ini sangat penting

Buku ini tidak diperjualbelikan.

untuk rencana operasional uji coba gasifikasi dan prediksi kontaminasi air tanah.



Sumber: Dimodifikasi dari Covell & Thomas (1996)

Gambar 10.2 Kondisi Hidrogeologi Lokasi Uji Coba UCG Hoe Creek

Uji coba UCG Hoe Creek (Hoe Creek I, II, dan III) mengakibatkan terjadinya amblesan dan pencemaran air tanah. Amblesan terjadi karena adanya ruang kosong (*void*) akibat pembakaran lapisan batubara

Buku ini tidak diperjualbelikan.

yang selanjutnya melebar hingga ke permukaan dan diperparah oleh lemahnya kekuatan material lapisan tanah penutup. Dari ketiga uji coba UCG tersebut, uji coba pada Hoe Creek II terjadi amblesan berbentuk lubang silindris dengan diameter 15 kaki sedalam 40 kaki. Amblesan pada uji coba Hoe Creek III meninggalkan lubang berdiameter 20 kaki sedalam 10 kaki dan menyebabkan penurunan permukaan tanah sedalam 10 kaki. Konsekuensi terjadinya amblesan ini adalah adanya interkoneksi antarlapisan di zona hidrostratigrafis sehingga terjadi kontaminasi di sejumlah akuifer.

Polutan yang mencemari air tanah akibat operasional UCG adalah senyawa organik dan anorganik. Kontaminan anorganik yang dihasilkan oleh proses UCG, konsentrasinya tidak secara signifikan meningkatkan konsentrasi senyawa anorganik alami yang sudah ada dalam air tanah sebelum ada aktivitas UCG; sedangkan senyawa organik menjadi perhatian karena ada peraturan terkait batasan konsentrasi senyawa tersebut dalam air serta dampaknya bagi kesehatan. Berdasarkan pengamatan pada lapisan F1, uji coba Hoe Creek II dan III menunjukkan adanya konsentrasi benzena tertinggi sebesar 3.000 µg/L. Kontaminasi benzena tersebut tersebar di akuifer hingga sejauh 300 kaki dari zona gasifikasi (*gasification cavities*). Upaya pengelolaan limbah secara *pump and treat* telah dilaksanakan mulai tahun 1986, namun masih belum dapat menghilangkan kandungan benzena pada akuifer. Selanjutnya, dilakukan uji coba dengan menggabungkan teknologi *air sparging* (penyemprotan udara), bioremediasi, dan pemompaan yang bertujuan untuk menentukan kemampuan berbagai teknologi untuk menurunkan material mengandung benzena yang tidak terlarut dan tidak bergerak. Kombinasi teknologi tersebut secara teknis dinilai efektif dan efisien termasuk dalam pembiayaannya. Hal ini dibuktikan dengan berkurangnya konsentrasi benzena pada air tanah. Mekanisme remediasi diawali oleh *air sparging* sebagai remediasi primer dilanjutkan dengan bioremediasi sebagai remediasi sekunder.

Metode *air sparging* digunakan untuk menghilangkan benzena terlarut, menguapkan material sumber benzena yang tidak terlarut, serta menyediakan oksigen terlarut dalam air tanah untuk meningkatkan pertumbuhan populasi bakteri. Selain penambahan oksigen terlarut,

pertumbuhan bakteri juga distimulasi dengan menambahkan amonium fosfat. Perusahaan EG&G merancang sistem remediasi air tanah yang disesuaikan dengan kondisi hidrogeologi lokasi agar uji coba remediasi efektif, baik secara teknis maupun pembiayaan. Pemompaan air tanah dilakukan untuk mengontrol aliran udara pada area bawah permukaan, transpor nutrisi, dan pengaturan biomassa. Uji coba remediasi mulai dilaksanakan pada September 1995 hingga April 1996. Hasil awal uji coba tersebut menunjukkan adanya penurunan konsentrasi benzena di area terkontaminasi. Sebelum pelaksanaan uji coba remediasi, konsentrasi benzena tercatat sebesar 17 sampai dengan 811 µg/L, kemudian setelah dilakukan uji coba remediasi terjadi penurunan konsentrasi benzena sebesar <5 sampai dengan 21 µg/L. Secara umum, terjadi penurunan konsentrasi benzena sebesar 80% setelah 2 bulan operasional uji coba remediasi dihentikan (Covell & Thomas, 1996).

D. KESIMPULAN

Terjadinya pencemaran senyawa organik hidrokarbon sebagian besar diakibatkan oleh aktivitas manusia. Upaya untuk membersihkan dan merestorasi lingkungan yang tercemar senyawa tersebut telah banyak dilakukan. Sebagaimana yang telah diuraikan sebelumnya, bahwa sebagian besar senyawa organik hidrokarbon dapat terurai melalui mekanisme biologi menjadi satu dasar yang kuat bagi perkembangan metode bioremediasi sebagai upaya pengelolaan pencemaran yang ramah lingkungan, berkelanjutan, dan efektif dalam pembiayaan.

Walau bagaimanapun, upaya remediasi area UCG yang terkontaminasi akan membutuhkan biaya yang tidak sedikit, memakan waktu, dan tidak akan bersih secara sempurna. Oleh karena itu, pelaksanaan uji coba UCG dengan prosedur yang benar merupakan hal yang penting untuk dilakukan sehingga dapat menekan risiko pencemaran lingkungan.

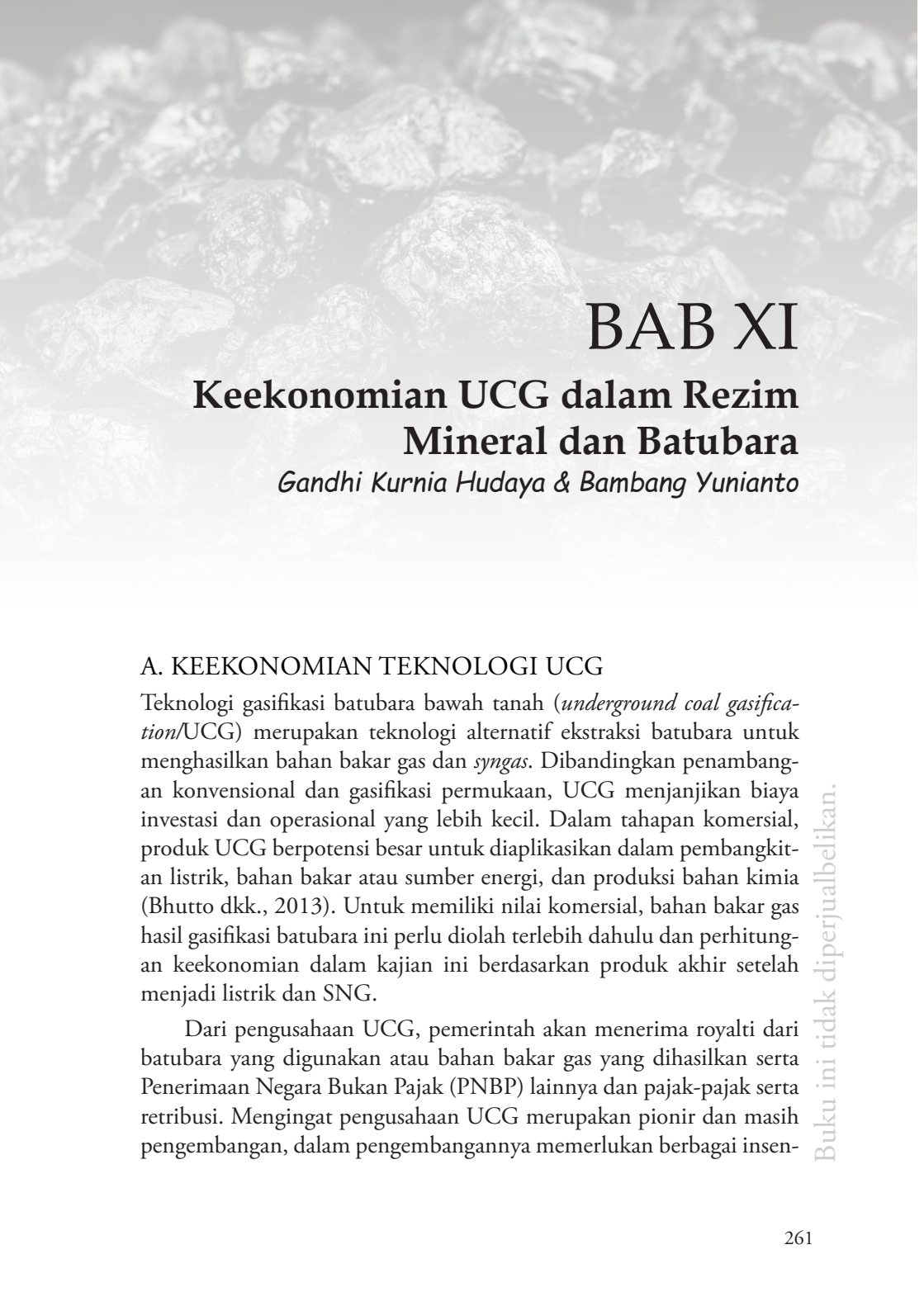
REFERENSI

- Achten, C., & Hofmann, T. (2009). Native polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH) in coals – A hardly recognized source of environmental contamination. *Science of The Total Environment*, 407(8), 2461–2473. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2008.12.008>
- Burton, E., Upadhye, R., & Friedmann, S. (2019). *Best practices in underground coal gasification*. <https://doi.org/10.2172/1580018>
- Covell, J. R., & Thomas, M. H. (1996). Combined air sparge and bioremediation of an underground coal gasification site. Dalam *Ninth Annual IGT Symposium on Gas, Oil, and Environmental Biotechnology and Site Remediation Technology*.
- Effendi, H. (2003). *Telaah kualitas air bagi pengelolaan sumber daya dan lingkungan perairan*. Kanisius.
- El-Naas, M. H., Acio, J. A., & El Telib, A. E. (2014). Aerobic biodegradation of BTEX: Progresses and prospects. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 2(2), 1104–1122. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2014.04.009>
- Farhadian, M., Vachelard, C., Duchez, D., & Larroche, C. (2008). In situ bioremediation of monoaromatic pollutants in groundwater: A review. *Bioresource Technology*, 99(13), 5296–5308. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2007.10.025>
- IARC Working Group. (2012). Chemical agents and related occupations. *IARC Monographs on the Evaluation of Carcinogenic Risks to Humans/ World Health Organization, International Agency for Research on Cancer*, 100(Pt F), 9–562.
- Johnson, S.J., Woolhouse, K.J., Promer, H., Barry, D. A. & Christofi, N. (2003). Contribution of anaerobic microbial activity to natural attenuation of benzene in groundwater. *Engineering Geology*, 70, 343–349. [https://dx.doi.org/10.1016/S0013-7952\(03\)00102-9](https://dx.doi.org/10.1016/S0013-7952(03)00102-9)
- Kapusta, K., & Stańczyk, K. (2011). Pollution of water during underground coal gasification of hard coal and lignite. *Fuel*, 90(5), 1927–1934. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.11.025>
- Kapusta, K., Stańczyk, K., Wiatowski, M., & Chećko, J. (2013). Environmental aspects of a field-scale underground coal gasification trial in a shallow coal seam at the Experimental Mine Barbara in Poland. *Fuel*, 113, 196–208. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.05.015>

- Khan, M., Mmbaga, J., Shirazi, A., Trivedi, J., Liu, Q., & Gupta, R. (2015). Modelling underground coal gasification—A review. *Energies*, 8(11), 12603–12668. <https://doi.org/10.3390/en81112331>
- Liu, S., Li, J., Mei, M., & Dong, D. (2007). Groundwater pollution from underground coal gasification. *Journal of China University of Mining and Technology*, 17(4), 467–472. [https://doi.org/10.1016/S1006-1266\(07\)60127-8](https://doi.org/10.1016/S1006-1266(07)60127-8)
- Margesin, R., & Schinner, F. (2001). Biodegradation and bioremediation of hydrocarbons in extreme environments. *Applied Microbiology and Biotechnology*, 56(5–6), 650–663. <https://doi.org/10.1007/s002530100701>
- Monk, F., Hallows, D., Moore, K. and Ross, L. (2016) Fueling the fire: The chequered history of UCG and coal chemicals around the world. Edited by M. Church, R. Dixon, and S. Shaw. Amsterdam: Friends of the Earth International.
- Nordin, J. S. (1992). Review of information and data relevant to the Hoe Creek underground coal gasification site restoration. *Western Research Institute, The University of Wyoming Research Corporation, WRI-92-R01*-(January), 68.
- Nugroho, A. (2006). Biodegradasi sludge minyak bumi dalam skala mikrokosmos: Simulasi sederhana sebagai kajian awal bioremediasi land treatment. *MAKARA of Technology Series*, 10(2), 82–89. <https://doi.org/10.7454/mst.v10i2.427>
- Partila, A. M. (2013). Biodegradation of polycyclic aromatic hydrocarbons in petroleum oil contaminating the environment. *International Atomic Energy Agency (IAEA)*, 46(26), 339. http://inis.iaea.org/Search/search.aspx?orig_q=RN:46066353
- Pine, S. H., Hendrickson, J. B., Cram, D. J., & Hammond, G. S. (1988). *Kimia organik 1*. ITB PRESS.
- PubChem. (2021a). *Acenaphthene*. <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Acenaphthene>
- PubChem. (2021b). *Acenaphthylene*. <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Acenaphthylene>
- PubChem. (2021c). *Anthracene*. <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Anthracene>
- PubChem. (2021d). *Benz[a]anthracene*. https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Benz_a_anthracene

- PubChem. (2021e). *Benzo[a]pyrene*. https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Benzo_a_pyrene
- PubChem. (2021f). *Benzo[b]fluoranthene*. https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Benzo_b_fluoranthene
- PubChem. (2021g). *Benzo[ghi]perylene*. https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Benzo_ghi_perylene
- PubChem. (2021h). *Benzo[k]fluoranthene*. https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Benzo_k_fluoranthene
- PubChem. (2021i). *Chrysene*. <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Chrysene>
- PubChem. (2021j). *Dibenz[a,h]anthracene*. https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Dibenz_a_h_anthracene
- PubChem. (2021k). *Fluoranthene*. <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Fluoranthene>
- PubChem. (2021l). *Fluorene*. <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Fluorene>
- PubChem. (2021m). *Indeno[1,2,3-cd]pyrene*. https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Indeno_1_2_3-cd_pyrene
- PubChem. (2021n). *Naphthalene*. <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Naphthalene>
- PubChem. (2021o). *Phenanthrene*. <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Phenanthrene>
- PubChem. (2021p). *Pyrene*. <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/Pyrene>
- Stephens, S. (2017). *BTEX metabolism metapathway map*. http://eawag-bbd.ethz.ch/BTEX/BTEX_map.html
- Sury, M., White, M., Kirton, J., Carr, P., Woodbridge, R., Mostade, M., & Rendell, N. (2004). *Review of environmental issues of underground coal gasification* (Report No. COAL R272 DTI/Pub URN 04/1880). WS Atkins Consultants Ltd., University of Liège Belgium, FWS Consultants Ltd, November, 1–126. <http://large.stanford.edu/courses/2014/ph240/cui2/docs/file19154.pdf>

- U. S. EPA. (1986). *Guidelines for carcinogen risk assessment*.
- U. S. EPA. (2009). *National primary drinking water regulations*. <https://www.epa.gov/ground-water-and-drinking-water/national-primary-drinking-water-regulations>
- Verma, R. P., Mandal, R., Chauhya, S. K., Singh, P. K., Singh, A. K., & Prasad, G. M. (2014). Contamination of groundwater due to underground coal gasification. *International Journal of Water Resources and Environmental Engineering*, 6(12), 303–311. <https://doi.org/10.5897/IJWREE2014.0520>
- WHO. (2010). Exposure to benzene: A major public health concern. *Public Health and Environment*, 3–6.
- Wilbraham, A. C., & Matta, M. S. (1992). *Pengantar kimia organik dan hayati*. ITB PRESS.
- Yu, M-H. (2005). Volatile organic compounds. Dalam *Environmental Toxicology: Biological and Health Effects of Pollutants* (2nd ed., 172–184). CRC Press LLC.



BAB XI

Keekonomian UCG dalam Rezim Mineral dan Batubara

Gandhi Kurnia Hudaya & Bambang Yunianto

A. KEEKONOMIAN TEKNOLOGI UCG

Teknologi gasifikasi batubara bawah tanah (*underground coal gasification/UCG*) merupakan teknologi alternatif ekstraksi batubara untuk menghasilkan bahan bakar gas dan *syngas*. Dibandingkan penambangan konvensional dan gasifikasi permukaan, UCG menjanjikan biaya investasi dan operasional yang lebih kecil. Dalam tahapan komersial, produk UCG berpotensi besar untuk diaplikasikan dalam pembangkitan listrik, bahan bakar atau sumber energi, dan produksi bahan kimia (Bhutto dkk., 2013). Untuk memiliki nilai komersial, bahan bakar gas hasil gasifikasi batubara ini perlu diolah terlebih dahulu dan perhitungan keekonomian dalam kajian ini berdasarkan produk akhir setelah menjadi listrik dan SNG.

Dari perusahaan UCG, pemerintah akan menerima royalti dari batubara yang digunakan atau bahan bakar gas yang dihasilkan serta Penerimaan Negara Bukan Pajak (PNBP) lainnya dan pajak-pajak serta retribusi. Mengingat perusahaan UCG merupakan pionir dan masih pengembangan, dalam pengembangannya memerlukan berbagai insen-

Buku ini tidak diperjualbelikan.

tif, baik di dalam bidang perpajakan maupun litbang pengembangan teknologi UCG. Salah satu insentif yang telah tersedia adalah Peraturan Pemerintah Nomor 18/2015 tentang Fasilitas Pajak Penghasilan Untuk Penanaman Modal di Bidang-Bidang Usaha Tertentu dan/atau di Daerah-Daerah Tertentu. Beberapa fasilitas yang diperoleh, antara lain penghasilan sebesar 30%, penyusutan dan amortisasi yang dipercepat, dan kompensasi kerugian yang bisa diterapkan hingga 10 tahun. Untuk memanfaatkan fasilitas tersebut, telah dikeluarkan Permen ESDM Nomor 16/2015 tentang persyaratan Pemanfaatan Fasilitas Pajak Penghasilan untuk Penanaman Modal di Bidang Usaha Tertentu pada Sektor Energi dan Sumber Daya Mineral.

Analisis keekonomian UCG dibuat untuk membantu melihat potensi bisnis dari UCG di Indonesia, khususnya sebagai penghasil listrik dan SNG. Diharapkan seluruh pemangku kepentingan yang terlibat dalam pengembangan teknologi UCG mendapatkan gambaran yang sama dan dapat bekerja sama untuk mewujudkan komersialisasi UCG.

B. KOMERSIALISASI UCG

Teknologi UCG berpotensi untuk dikembangkan di Indonesia karena memiliki sumber daya batubara yang besar. Gas produk UCG dapat dimanfaatkan secara langsung sebagai bahan bakar atau dikonversi menjadi bahan baku kimia tertentu dan bahan bakar minyak/bahan bakar gas yang banyak dibutuhkan oleh masyarakat dan industri di Indonesia. Selain hal tersebut, persyaratan tertentu tetap harus dipenuhi agar pengusahaan UCG bernilai ekonomis. Beberapa aspek yang berhubungan dengan penentuan tingkat komersial dari pengembangan teknologi UCG, antara lain (Creedy dkk., 2001)

- 1) variabel faktor geologis, termasuk hubungannya dengan tingkat kesulitan dan biaya proses pengeboran;
- 2) efek amblesan;
- 3) kapasitas dan umur reaktor gasifikasi;
- 4) keamanan operasi produksi;
- 5) perspektif komersialisasi dari industri;
- 6) nilai strategis UCG;

- 7) sensitivitas lingkungan;
- 8) peluang pasar yang potensial.

Untuk dapat melakukan proses gasifikasi bawah tanah dengan teknologi UCG, diperlukan persyaratan tertentu, antara lain (Subijanto & Prasetyaningrum, 2014)

- 1) peringkat batubara adalah sub-bituminus atau lebih rendah;
- 2) kedalaman batubara 100–600 m;
- 3) ketebalan batubara >5 m;
- 4) terdapat diskontinuitas minimal di lapisan batubara;
- 5) total kadar abu + air <60%;
- 6) bukan akuifer air yang baik.

Berdasarkan FGD UCG Internasional pada 2015 di Jakarta, disimpulkan bahwa komersialisasi UCG di Indonesia sangat dipengaruhi oleh teknologi, pemanfaatan produk akhir, peran modal swasta, dan peraturan pemerintah. Sumber lain menyebutkan bahwa aplikasi teknologi UCG untuk produksi *syngas* pada skala kecil telah mapan di berbagai negara, sedangkan untuk skala besar hanya pernah dilakukan pada zaman negara Uni Soviet masih ada (Walker, 2014). Penerapan teknologi UCG Uni Soviet pada zaman modern sekarang ini perlu diverifikasi dan ekspansinya dilakukan secara bertahap dan hati-hati. Oleh sebab itu, pengusahaan UCG sebaiknya dilakukan untuk pembangkit listrik skala kecil sehingga dapat mengurangi risiko teknis dan keuangan, selain itu dapat dilakukan *scale-up* dengan mudah serta menambahkan genset baru (modular). Pengembangan teknologi dan pengusahaan UCG saat ini sudah tersebar ke puluhan negara di berbagai benua. Negara-negara tersebut adalah Rusia, Uzbekistan, Spanyol, Inggris, Cina, Australia, Jepang, Selandia Baru, Amerika Serikat, Pakistan, Ukraina, Romania, dan India (Vyas & Singh, 2015; Yang dkk., 2016). Indonesia baru-baru ini semakin giat dalam mencari teknologi alternatif untuk mengeksploitasi batubara.

C. PERBANDINGAN KEEKONOMIAN DARI BERBAGAI TEKNOLOGI DAN PRODUK UCG

Teknologi UCG telah dikembangkan oleh beberapa negara, namun belum mencapai tahap komersial. Meskipun demikian, berdasarkan beberapa hasil penelitian dan percobaan yang telah dilakukan, dapat diperoleh proyeksi keekonomian UCG pada tahap komersial. Mayoritas adalah keekonomian dari penggunaan teknologi UCG dalam pembangkitan listrik. Meskipun demikian, mengingat salah satu produk utama dari UCG adalah *syngas* yang merupakan bahan baku utama pabrik pupuk, ada beberapa yang menghitung keekonomian dengan produk akhir *syngas*. Beberapa penelitian telah dilakukan mengenai keekonomian, antara lain penerapan teknologi UCG di India, penerapan teknologi *controlled retraction injection point* (CRIP) di Eropa, teknologi UCG Bangladesh, dan penerapan teknologi *exo energy* di Indonesia.

1. Keekonomian Penerapan Teknologi UCG di India

India adalah salah satu negara yang memiliki dan mengeksploitasi sumber daya batubara dengan jumlah besar, yaitu sekitar 60%, untuk memenuhi energi komersial. Selain itu, 70% produksi listrik bersumber dari batubara (Khadse dkk., 2007). India memiliki sumber daya batubara sebanyak 301,56 miliar ton (Ministry of Coal of India, 2014). Sekitar 120,7 miliar ton batubara, termasuk 20,98 miliar ton batubara lignit berpotensi sebagai bahan baku UCG (Khadse, 2015). Pada perhitungan ini, modul UCG yang digunakan berukuran 50x50 m dengan tebal batubara yang dibutuhkan adalah 10 m. Setiap reaktor *gasifier* UCG berukuran antara 500x500 m dan dapat memuat 81 modul. Jarak antara sumur injeksi dan sumur produksi adalah 50 m dan menggunakan sumur vertikal. Hasil perhitungan menghasilkan biaya pengeboran sumur atau pengembangan reaktor *gasifier* UCG, kemudian diukur dengan asumsi dan parameter finansial lainnya yang digunakan dalam analisis keekonomian UCG (Tabel 11.1). Analisis dilakukan terhadap tiga buah jenis batubara, yaitu percontohan A dan B (lignit) serta percontohan C (sub-bituminus). Berdasarkan data evaluasi keekonomian di India, diperoleh hasil bahwa penerapan UCG untuk

menghasilkan listrik kapasitas 100 MW memerlukan biaya antara US\$ 19,1–28,11 per MWh, sedangkan untuk menghasilkan *syngas* dibutuhkan biaya antara US\$ 0,9–1,73 per GJ.

Tabel 11.1 Biaya Investasi dan Operasional untuk Pembangkit Listrik 100 MW

Jenis Biaya	Biaya (US\$)		
	Percontoh A	Percontoh B	Percontoh C
Investasi			
Pengeboran	8.694.000	5.670.000	10.962.000
Kompresor Udara	12.163.646	10.355.703	13.462.448
<i>Dust Removal</i>	7.400.654	6.300.658	8.190.876
Pendingin Gas	6.680.012	5.687.129	7.393.286
Pembersih Gas	7.915.800	6.739.236	8.761.028
<i>Sour Water Stripper</i>	8.385.906	7.139.468	9.281.331
<i>Acid Gas Removal & Sulfur Recovery</i>	30.402.076	25.883.267	33.648.331
<i>Gas Turbine and HRSG</i>	100.340.115	100.340.115	100.340.115
<i>Offsite and Auxiliaries</i>	41.051.248	34.949.600	45.434.594
Bangunan	8.200.116	6.981.292	9.075.703
Total	231.233.573	210.046.468	246.549.712
Operasional			
Pengeboran per Tahun	8.694.000	5.670.000	10.962.000
10% Biaya UCG	869.400	567.000	1.096.200
4,6% dari Total Pabrik	10.636.744	9.662.138	11.341.287
Total	20.200.144	15.899.138	23.399.487
Biaya Produksi			
<i>Syngas</i> (US\$/GJ)	1,34	0,90	1,73
Listrik (US\$/MWh)	24,37	19,10	28,11

Sumber: Dimodifikasi dari Khadse (2015)

Tabel 11.2 Ringkasan Biaya

Deskripsi	Nilai
Biaya Pengeboran (US\$ miliar)	3,75
Biaya Akuisisi Lahan (US\$/m ²)	11,75
Penggunaan Lahan (km ²)	9
Total Biaya Akuisisi Lahan (US\$ juta)	99
Pemipaan, Pengukuran, dan Pengontrolan (US\$ juta)	892
Media Gasifikasi, Pemrosesan Gas (US\$ juta)	961
Total Biaya (US\$ Miliar)	5,7

Sumber: Dimodifikasi dari Kempka dkk. (2009)

2. Keekonomian Penerapan Teknologi *Controlled Retraction Injection Point* (CRIP) di Eropa

Dalam aplikasi metode CRIP ini, biaya yang diperlukan adalah untuk menghasilkan listrik dengan kapasitas pembangkit sebesar 600 MW. Ringkasan biaya yang dibutuhkan untuk pengembangan reaktor *gasifier* serta biaya lainnya yang terkait ditunjukkan pada Tabel 11.2. Selain kapasitas, dibutuhkan beberapa parameter finansial untuk membantu menghitung biaya pembangkitan listrik dengan teknologi UCG menggunakan metode CRIP (Tabel 11.3). Hasil keekonomiannya dirangkum dalam Tabel 11.2 dan Tabel 11.3 (Kempka dkk., 2009).

Berdasarkan data dari evaluasi keekonomian metode CRIP di atas, penerapan UCG untuk menghasilkan listrik memerlukan biaya sekitar US\$46.06 per MWh jika tidak menerapkan teknologi *Carbon Capture Storage* (CCS), sedangkan jika menggunakan teknologi CCS akan membutuhkan biaya sekitar US\$62.28 per MWh.

Tabel 11.3 Asumsi Perhitungan Metode CRIP

Deskripsi	Nilai
Kapasitas (MW)	600
<i>Load Factor</i> Pabrik (jam/tahun)	7.500
Lama Operasi pabrik (tahun)	15
Efisiensi Gasifikasi (%)	58
Ketersediaan UCG (%)	95
Biaya Pokok Listrik Tanpa CCS (US\$/MWh)	46,06
Biaya Pokok Listrik dengan CCS (US\$/ MWh)	62,28

Sumber: Dimodifikasi dari Kempka dkk. (2009)

3. Keekonomian Teknologi UCG Bangladesh

Salah satu negara Asia yang tertarik menggunakan teknologi UCG adalah Bangladesh. Sumber energi utama negara tersebut adalah gas alam yang kian lama kian menyusut. Meskipun demikian, terdapat sumber energi lain yang berpotensi untuk menjadi sumber energi alternatif, bahkan bisa menjadi yang utama jika dilihat berdasarkan jumlah cadangannya, yaitu batubara. Jumlah cadangan batubara terbukti di Bangladesh sekitar 4,75 miliar ton yang sebagian besar berada pada kedalaman 200–1100 meter (Sajjad & Rasul, 2015). Teknologi

UCG di Bangladesh digunakan untuk mengatasi kekurangan energi (Munim dkk., 2010) dan menutupi kebutuhan pupuk (Quader, 2009). Hasil penelitian sebelumnya (Nakaten dkk., 2014) menunjukkan keekonomian Bangladesh seperti yang tercantum pada Tabel 11.4. Dari data tabel tersebut, terlihat bahwa penggunaan teknologi UCG untuk memproduksi urea secara ekonomi adalah layak. Pada saat penelitian dilakukan, harga urea di pasar internasional adalah sekitar €231 (Euro)/ton.

Tabel 11.4 Ringkasan Asumsi Keekonomian Bangladesh

Parameter	Nilai
Kapasitas pembangkit listrik CCGT	155 MW
<i>Load Factor</i> pabrik	8.000 jam per tahun
Lama operasi pabrik	25 tahun
Efisiensi	58%
<i>Availability UCG</i>	95%
Konsumsi batubara	3.600 ton/hari
Konsumsi gas sintesis	2.100 sm ³ /ton batubara
Produksi pupuk urea	3.511 ton/hari
Produksi <i>oxidizer</i>	64,1 juta ton untuk 20 tahun
Biaya produksi <i>oxidizer</i>	€312,9 juta
Biaya investasi produksi gas sintesis	€101,9 juta
Biaya operasional produksi gas sintesis	€86,9 juta
Biaya pemisahan H ₂ selama 20 tahun	€1,47 miliar
Biaya produksi NH ₃	€190/t NH ₃
Biaya investasi untuk menangkap CO ₂	€37,5 juta
Biaya operasional menangkap CO ₂	€24,3 juta/tahun
Biaya kompresi CO ₂	1,44 €/t CO ₂ atau €5,17 juta/tahun
Biaya total transportasi CO ₂	1,12 €/t CO ₂ atau €3,9 juta/tahun
Biaya total injeksi CO ₂	0,11 €/t CO ₂ atau €0,38 juta/tahun
Biaya pengeboran total	€163,4 juta
Persentase batubara untuk gasifikasi	51%
Biaya produksi urea	€178/ton urea

Sumber: Dimodifikasi dari Nakaten dkk. (2014)

4. Keekonomian Penerapan Teknologi Exo Energy di Indonesia

Dalam perhitungan berikut ini digunakan teknologi UCG yang dikembangkan oleh perusahaan Exo Energy (Blinderman & Klimenko, 2017) dan rencananya akan diterapkan di Indonesia. Pada analisis keekonomian ini, UCG digunakan hanya untuk menghasilkan listrik dengan kapasitas 25 MW. Untuk menghasilkan listrik sebesar itu, dengan memperhitungkan *capacity factor* dan *derating factor*, kapasitas terpasang yang diperlukan adalah sebesar 49,6 MW. Jika 1 unit generator memiliki kapasitas 3,1 MW, diperlukan 16 buah unit generator. Karakteristik modul batubara dapat dilihat pada Tabel 11.5 dan untuk kebutuhan lahan dapat dilihat pada Tabel 11.6.

Tabel 11.5 Karakteristik Teknologi UCG

Deskripsi	Nilai
Jarak antara sumur injeksi dan produksi (m)	50
Ketebalan seam batubara (m)	10
Rasio lebar seam dengan ketebalan seam	5
Lebar seam (m)	50
Berat jenis batubara (t/m ³)	1,3
Efisiensi konsumsi batubara (%)	80
Konsumsi batubara per panel gasifier (ton)	26.000
Konsumsi batubara per tahun (ton)	292.546

Sumber: Hudaya & Huda (2014)

Tabel 11.6 Kebutuhan Lahan

Deskripsi	Nilai
Kebutuhan lahan per panel gasifier (m ²)	2.500
Kebutuhan lahan per tahun (m ²)	36.569
Usia proyek (tahun)	15
Kebutuhan lahan untuk gasifier (m ²)	548.524
Kebutuhan lahan untuk fasilitas lainnya (%)	0,5
Total kebutuhan lahan (m ²)	551.267 (~ 56 Ha)
Kebutuhan lahan per panel gasifier (m ²)	2.500
Kebutuhan lahan per tahun (m ²)	36.569

Sumber: Hudaya & Huda (2014)

Tabel 11.7 memperlihatkan investasi yang dibutuhkan untuk mengembangkan UCG di Indonesia. Investasi terbesar ada pada generator dan alat kontrol generator tersebut yang totalnya mencapai lebih dari 50% biaya investasi keseluruhan. Selain itu, peralatan ini umumnya perlu diimpor karena tidak tersedia di dalam negeri. Beberapa komponen biaya investasi adalah komponen lokal yang dapat dipengaruhi oleh kebijakan pemerintah, baik lokal ataupun pusat, seperti kompensasi lahan, biaya akuisisi Izin Usaha Pertambangan lama, perizinan seperti Analisis Mengenai Dampak Lingkungan, dan lainnya.

Tabel 11.7 Perhitungan Biaya Investasi Awal

Komponen	Parameter	Total (US\$)
Kompensasi lahan	US\$50.000/Ha x 56 Ha	2.800.000
Biaya akuisisi IUP lama		1.000.000
Generator (GE Jenbacher)	US\$1,2 juta/buah x 16 buah	19.200.000
Alat kontrol dan biaya lainnya (generator)	50% dari biaya generator	9.600.000
Biaya pembuatan sumur	US\$375/m x 200 m x 12 buah	900.000
Biaya lainnya pengeboran	10% biaya pembuatan sumur	90.000
Biaya pemasangan jaringan listrik	US\$100.000/km x 10 km	1.000.000
Kontrol gas, pemrosesan, <i>water treatment dll (surface plant)</i>	US\$8 juta	8.000.000
M&E dan pipa-pipa	15% dari <i>surface plant</i>	1.200.000
Pekerjaan sipil	15% dari <i>surface plant</i>	1.200.000
AMDAL, FS dll	10% dari <i>surface plant</i>	800.000
Manajemen dan supervisi	10% dari <i>surface plant</i>	800.000
Biaya tak terduga	10% dari <i>surface plant</i>	800.000
TOTAL		47.390.000

Sumber: Hudaya & Huda (2014)

Biaya operasional adalah biaya yang digunakan untuk perawatan sumur-sumur serta peralatan lainnya untuk menghasilkan listrik, termasuk di dalamnya biaya konsultan dan royalti batubara. Hingga kini belum ada peraturan resmi mengenai regulasi yang akan mengatur aplikasi teknologi UCG, namun diasumsikan bahwa regulasi dari Ditjen Mineral dan Batubara yang akan mengatur. Diasumsikan pula bahwa tarif royalti batubara adalah 5% karena hingga saat ini belum ada peraturan mengenai tarif royalti untuk batubara yang digasifikasi di

Buku ini tidak diperjualbelikan.

bawah tanah. Tabel 11.8 menunjukkan asumsi-asumsi yang digunakan untuk menghitung biaya operasional proyek UCG. Berdasarkan data tersebut dan asumsi bahwa depresiasi alat dan lama beroperasinya pembangkit listrik UCG adalah 20 tahun, biaya pembangkit listrik dengan teknologi UCG di Indonesia adalah sekitar US\$44,45 per MWh.

Tabel 11.8 Perhitungan Biaya Operasional

Komponen	Parameter	Total (US\$)
Biaya pembuatan sumur baru	12 buah sumur per tahun	1.528.553
Staf di lapangan	100 orang x US\$10.000/orang	1.000.000
Staf di kantor pusat	US\$250.000	250.000
Konsultan	US\$250.000	250.000
Tarif royalti batubara	5% x US\$24/ton x 292.546 ton	351.055
Tarif royalti UCG	US\$ 500.000	500.000
Perawatan mesin & elektrik	US\$ 750.000	750.000
Biaya perawatan lingkungan	US\$ 750.000	750.000
HSEC dan pelatihan	US\$ 100.000	100.000
Biaya penutupan sumur	10% dari total biaya operasional	547.961
Biaya tak terduga	20% dari total biaya operasional dan penutupan sumur	1.205.514
TOTAL		7.233.083

Sumber: Hudaya & Huda (2014)

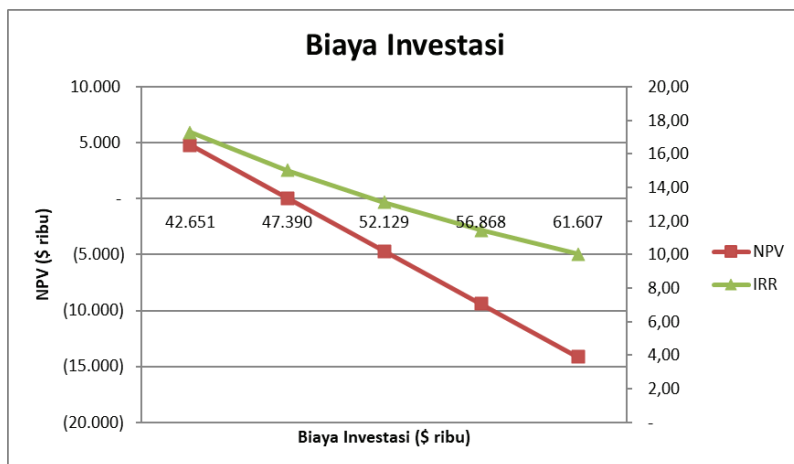
D. ANALISIS SENSITIVITAS MODEL EXO ENERGY DI INDONESIA

Dalam menghitung keekonomian suatu proyek, perlu dipertimbangkan juga kemungkinan terjadinya perubahan terhadap kondisi awal atau asumsi yang digunakan. Makin rinci dan lengkap seluruh unsur yang dapat memengaruhi keekonomian proyek, makin meningkat kesuksesan proyek tersebut di masa datang karena strategi untuk mengantisipasi perubahan sudah disiapkan. Keekonomian UCG akan sangat sensitif jika terjadi perubahan terhadap beberapa hal, yaitu perubahan biaya investasi, biaya operasional, harga jual listrik, pajak perusahaan, dan biaya modal perusahaan (Hudaya & Nugroho, 2015). Perubahan biaya, baik untuk investasi ataupun operasional, dapat disebabkan oleh perubahan kapasitas produksi gas, pembangkit listrik, atau perubahan

Buku ini tidak diperjualbelikan.

teknologi UCG yang digunakan. Perubahan kondisi ekonomi, baik di dunia maupun Indonesia, dapat mengubah harga peralatan atau bahan lainnya yang diperlukan dalam pembangunan dan kegiatan operasional pabrik UCG. Pada saat awal, perusahaan harus menyediakan dana sendiri yang cukup besar karena teknologi UCG merupakan teknologi baru dan pertama kali digunakan di Indonesia. Jika nanti ada perbankan atau perusahaan finansial yang bersedia menanggung risiko keuangan perusahaan UCG, imbal hasil yang diperoleh perusahaan UCG akan meningkat.

Dengan mengacu kepada asumsi biaya investasi sebesar US\$47,39 juta, diperhitungkan kriteria investasi, yaitu nilai *internal rate of return* (IRR) dan *net present value* (NPV) jika biaya investasi tersebut lebih rendah atau lebih tinggi. Dari hasil perhitungan tersebut, dapat disimpulkan bahwa asumsi biaya investasi merupakan biaya investasi terbesar yang dapat diterima oleh proyek ini. Jika biaya investasinya meningkat, proyek ini menjadi tidak layak (Gambar 11.1).

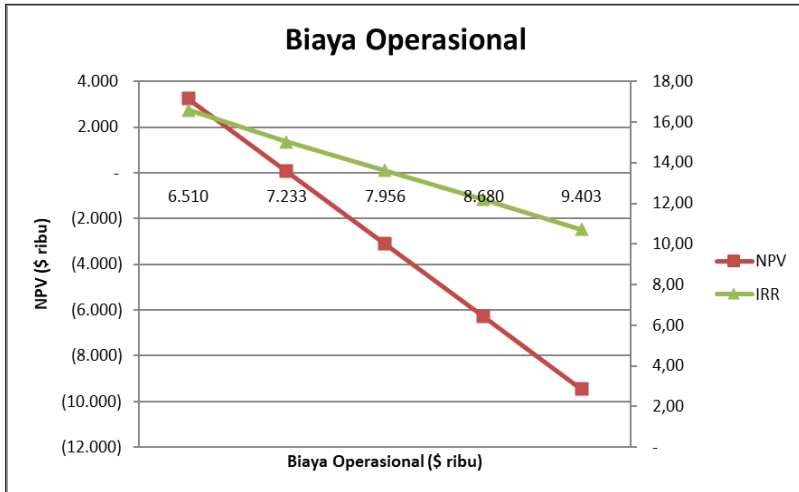


Sumber: Hudaya & Huda (2014)

Gambar 11.1 Grafik Sensitivitas Biaya Investasi

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Mengacu kepada asumsi biaya operasional sebesar US\$7,233 juta per tahun, dapat dihitung kriteria investasi, yaitu nilai IRR dan NPV jika biaya operasional pabrik UCG tersebut lebih rendah atau lebih tinggi. Dari hasil perhitungan itu, dapat disimpulkan bahwa semakin besar biaya operasional pabrik UCG, akan membuat kelayakan investasi atau kriteria profitabilitas proyek UCG ini menurun (Gambar 11.2).

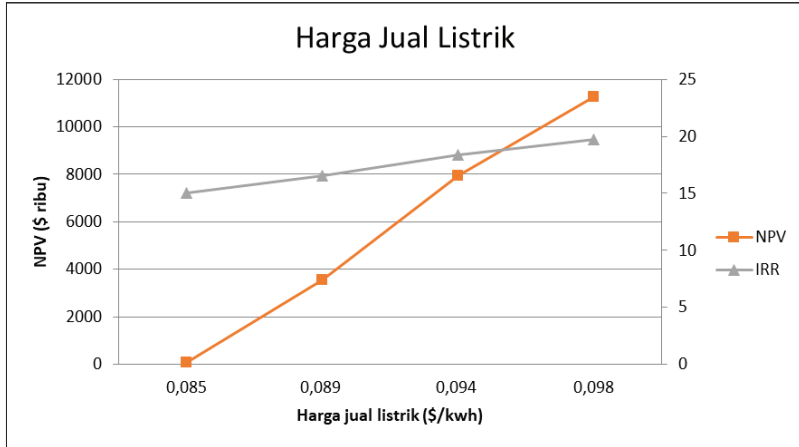


Sumber: Hudaya & Huda (2014)

Gambar 11.2 Grafik Sensitivitas Biaya Operasional

Produk UCG dalam kajian ini adalah listrik. Harga jual listrik di Indonesia ditentukan oleh pemerintah melalui PT PLN yang bertugas untuk membangkitkan atau membeli listrik yang kemudian disalurkan kepada masyarakat. Faktor biaya investasi dan biaya operasional tergantung kepada kondisi lokal dan internasional serta banyak faktor lain. Namun, faktor harga jual listrik sepenuhnya merupakan hak dan kebijakan pemerintah. Penentuan harga jual listrik ditentukan oleh Peraturan Menteri ESDM dan trennya saat ini adalah meningkat. Dari hasil perhitungan tersebut, dapat disimpulkan bahwa setiap kenaikan harga jual listrik sebesar 10%, akan menaikkan nilai IRR sebesar 10% dan nilai NPV sekitar US\$3,5 juta (Gambar 11.3).

Buku ini tidak diperjualbelikan.

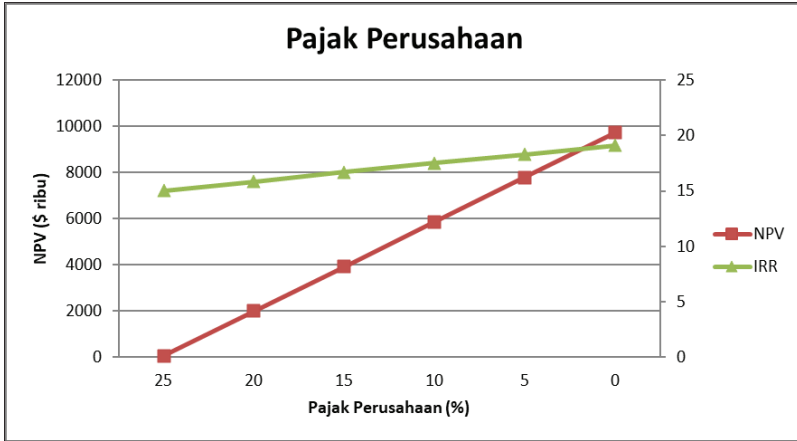


Sumber: Hudaya & Huda (2014)

Gambar 11.3 Grafik Sensitivitas Harga Jual Listrik

Biaya pajak dan kewajiban perusahaan lainnya, seperti royalti batubara serta biaya yang tercantum dalam izin pengusahaan UCG akan memengaruhi kelayakan investasi ini. Jika perusahaan dapat memanfaatkan dan memperoleh insentif dari pemerintah seperti *tax allowance* ataupun nilai royalti yang rendah, hal ini akan dapat membantu profitabilitas perusahaan. Kebijakan pemberian insentif kepada investor akan sangat mendukung perkembangan teknologi UCG, terutama karena teknologi UCG merupakan teknologi pionir yang baru pertama kali akan diterapkan di Indonesia. Dengan demikian, risiko investor akan sedikit berkurang. Insentif yang biasanya diberikan berkaitan dengan fiskal adalah *tax allowance* dan *tax holiday*. Kebijakan *tax allowance* dan *tax holiday* bisa berubah-ubah tergantung kondisi dan niat pemerintah untuk menarik investor di suatu sektor. Dari hasil perhitungan, dapat disimpulkan bahwa setiap penurunan pajak perusahaan sebesar 5%, akan menaikkan nilai IRR sebesar 5% dan nilai NPV sekitar US\$2 juta (Gambar 11.4).

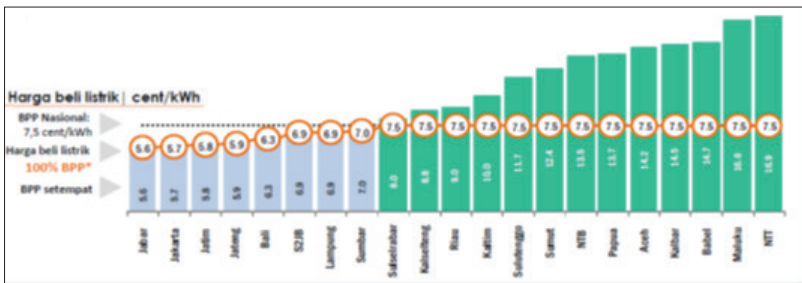
Buku ini tidak diperjualbelikan.



Sumber: Hudaya & Huda (2014)

Gambar 11.4 Grafik Sensitivitas Pajak Perusahaan

Dari berbagai faktor yang memengaruhi keekonomian UCG di Indonesia, faktor yang dapat ditentukan oleh pemerintah khusus berkaitan dengan teknologi UCG adalah harga jual listrik karena dapat ditetapkan oleh peraturan pemerintah. Pada awal tahun 2017, pemerintah melalui Kementerian ESDM mengeluarkan tarif harga jual pembangkit listrik, khususnya untuk energi baru dan terbarukan sebagaimana diatur dalam Permen ESDM Nomor 12 dan 19 tahun 2017. Harga jual tersebut bervariasi, tergantung daerah lokasi pembangkit listrik sebagaimana terlihat pada Gambar 11.5.



Sumber: Dimodifikasi dari Permen ESDM Nomor 12 dan 19 Tahun 2017 (2017)

Gambar 11.5 Harga Patokan Tertinggi Tenaga Listrik

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Berdasarkan peraturan tersebut, harga patokan tertinggi untuk Sumatera dan Kalimantan ada di Provinsi Sumatra Utara dan Kalimantan Barat sebesar US\$12,4 dan US\$14,5 cent/kWh. Sementara itu, PT PLN juga telah melakukan penyesuaian tarif dasar listrik untuk tahun 2017 yang dapat dilihat pada Tabel 11.9. Dengan demikian, jika pembangkit listrik UCG dipasang untuk wilayah Sumatera Utara atau Kalimantan Barat, PT PLN masih akan mendapatkan untung. Oleh karena itu, perlu dipilih lokasi yang tepat dan peraturan pemerintah yang mendukung sehingga perusahaan yang menerapkan teknologi UCG dapat hidup dan berkembang.

Tabel 11.9 Perbandingan Biaya Investasi UCG dan Gasifikasi Permukaan

No.	Distribusi Investasi	Penambahan dan Gasifikasi Permukaan (US\$)	UCG (US\$)	Penghematan
1	Biaya <i>handling</i> batubara	75.598	-	
2	Biaya persiapan batubara	537.802	-	
3	Sistem sirkulasi air	36.353	36.353	
4	Pembuatan <i>gasifier</i>	678.121	-	
4a	Pembuatan sumur <i>gasifier</i>	-	16.500	
4b	Unit pemisahan udara	297.156	297.156	
5	Pembersihan gas dan pemipaan	602.141	602.141	
6	Turbin uap dan generator	114.648	114.648	
7	Sistem air pendingin	36.987	36.987	
8	Penanganan limbah padat batubara	131.427	-	
9	<i>Accessory electric plant</i>	91.890	91.890	
10	Peralatan dan kontrol	29.211	29.211	
11	<i>Improvement to site</i>	26.104	26.104	
12	Bangunan dan struktur	19.341	19.341	
Total		2.676.779	1.270.331	53%

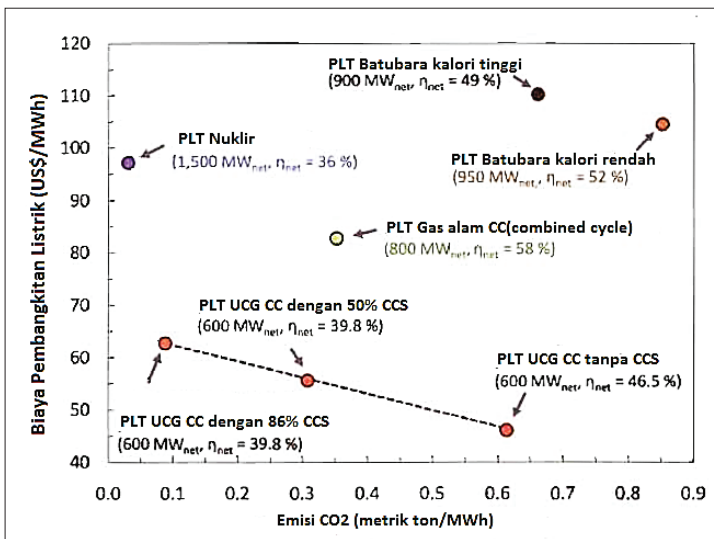
Sumber: Dokumentasi pribadi (2015)

E. PERBANDINGAN KEEKONOMIAN UCG DENGAN TEKNOLOGI PENGHASIL LISTRIK GASIFIKASI PERMUKAAN

Perbedaan utama antara UCG dan gasifikasi permukaan adalah pada biaya pembuatan *gasifier*, biaya penambangan batubara, dan biaya penanganan limbah padat batubara (Tabel 11.10). Penggunaan teknologi UCG untuk menghasilkan listrik dibanding dengan penggunaan teknologi gasifikasi permukaan lebih hemat sekitar 53%.

1. Keekonomian Penerapan Teknologi UCG di India

Dalam pembangkitan listrik, teknologi UCG bersaing dengan teknologi lainnya, khususnya energi fosil, seperti pembangkit listrik dengan batubara *pulverized*, bahan bakar natural gas, dan bahan bakar nuklir. Berdasarkan perbandingan biaya pembangkitan listrik (COE) antara teknologi UCG dan teknologi energi fosil lainnya pada Gambar 11.6, dapat dilihat bahwa biaya COE untuk teknologi UCG lebih rendah dibanding dengan teknologi pembangkit listrik lainnya.



Sumber: Kempka dkk. (2009)

Gambar 11.6 Perbandingan COE dan Emisi CO₂ Antarpembangkit Listrik

Buku ini tidak diperjualbelikan.

F. KESIMPULAN

Berdasarkan pembahasan masalah keekonomian teknologi UCG, secara garis besar dapat disimpulkan bahwa UCG sangat berpotensi untuk dikembangkan di Indonesia. Jika dibanding dengan gasifikasi permukaan, teknologi UCG lebih hemat karena tidak memerlukan biaya penambangan, pembuatan *gasifier*, dan mengurangi biaya pengelolaan limbah termasuk gas rumah kaca. Jika dibandingkan mengenai biaya COE antara teknologi UCG dan teknologi fosil lainnya, teknologi UCG juga lebih hemat. Dalam penyusunan analisis keekonomian atau studi kelayakan teknologi UCG yang lebih akurat, dibutuhkan data sebagai berikut: teknologi yang akan digunakan, lokasi penerapannya, insentif yang dapat diperoleh, biaya dan standar lingkungan, serta biaya royalti dan kebijakan pemerintah, baik pusat ataupun lokal.

REFERENSI

- Bhutto, A. W., Bazmi, A. A., & Zahedi, G. (2013). Underground coal gasification: From fundamentals to applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 39(1), 189–214. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2012.09.004>
- Blinderman, M. S. and Klimenko, A.Y. (2017). *Underground Coal Gasification and Combustion*. Elsevier, <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03452-1>
- Creedy, D. P., Gamer, K., Holloway, S., Jones, N., & Ren, T. X. (2001). *Review of underground coal gasification technological advancements*. Harwell Laboratory, Coal R & D Programme.
- Hudaya, G. K., & Huda, M. (2014). Keekonomian gas bakar hasil proses UCG untuk energi pembangkit listrik. *Mineral dan Energi*, 12(2), 29–35.
- Hudaya, G. K., & Nugroho, A. (2015). Sensitivity analysis on underground coal gasification (UCG) implementation in Indonesia. Dalam *Proceedings of tekMIRA Colloquium*, 45–49.
- Kempka, T., Nakaten, N., Azzam, R., & Schlüter, R. (2009). Next generation drilling. *World Coal (Dorking)*, 18(3).
- Khadse, A. N. (2015). Resources and economic analyses of underground coal gasification in India. *Fuel*, 142, 121–128. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.10.057>

- Khadse, A. N., Qayyumi, M., Mahajani, S., & Aghalayam, P. (2007). Underground coal gasification: A new clean coal utilization technique for India. *Energy*, *32*(11), 2061–2071. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.04.012>
- Ministry of Coal of India. (2014). *Coal Reserves*. Diakses pada 5 Agustus 2017 dari <http://coal.nic.in/major-statistics/coal-reserves>
- Munim, J. M. A., Hakim, M. M., & Abdullah-Al-Mamun, M. (2010). Analysis of energy consumption and indicators of energy use in Bangladesh. *Economic Change and Restructuring*, *43*(4), 275–302. <https://doi.org/10.1007/s10644-010-9091-7>
- Nakaten, N., Islam, R., & Kempka, T. (2014). Underground coal gasification with extended CO₂ utilization: An economic and carbon neutral approach to tackle energy and fertilizer supply shortages in Bangladesh. *Energy Procedia*, *63*, 8036–8043. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.840>
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 12 Tahun 2017 tentang Pemanfaatan Sumber Energi Terbarukan untuk Penyediaan Tenaga Listrik. (2017).
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 19 Tahun 2017 tentang Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral tentang Pemanfaatan Batubara untuk Pembangkit Listrik dan Pembelian Kelebihan Tenaga Listrik (Excess Power). (2017).
- Quader, A. K. M. A. (2009). Strategy for developing the fertilizer sector in Bangladesh for sustainable agriculture. *Chemical Engineering Research Bulletin*, *13*(2). <https://doi.org/10.3329/cerb.v13i2.3126>
- Sajjad, M., & Rasul, M. G. (2015). Prospect of underground coal gasification in Bangladesh. *Procedia Engineering*, *105*, 537–548. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2015.05.087>
- Subijanto, & Prasetyaningrum, H. (2014). Lesson learn dan upaya pengembangan underground coal gasification di Indonesia. *Mineral dan Energi*, *12*(2), 4–17.
- Vyas, D. U., & Singh, R. P. (2015). Worldwide developments in UCG and Indian initiative. *Procedia Earth and Planetary Science*, *11*, 29–37. <https://doi.org/10.1016/j.proeps.2015.06.005>
- Walker, L. K. (2014). *Seminar on underground coal gasification FGD UCG Puslitbang tekMIRA*.

Yang, D., Koukouzas, N., Green, M., & Sheng, Y. (2016). Recent development on underground coal gasification and subsequent CO₂ storage. *Journal of the Energy Institute*, 89(4), 469–484. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2015.05.004>

Buku ini tidak diperjualbelikan.

BAB XII

Dampak Sosial Ekonomi Kegiatan UCG

Muhammad Lutfi & Harry Tetra Antono

A. PERTAMBANGAN DAN DAMPAK SOSIAL-EKONOMI

Industrialisasi merupakan upaya sadar dan terencana dalam rangka mengelola dan memanfaatkan sumber daya untuk mencapai tujuan pembangunan, yakni meningkatkan kualitas kehidupan masyarakat dan bangsa (Fardani, 2012). Perkembangan industri membawa dampak positif bagi kehidupan manusia, khususnya peningkatan kesejahteraan masyarakat. Namun, perkembangan tersebut juga mempunyai dampak negatif, di antaranya dampak kehidupan sosial dan ekonomi, seperti pola hubungan atau sistem interaksi, gaya hidup, cara berpikir, lapangan kerja, dan pendapatan yang semuanya dapat berubah dalam kehidupan masyarakat setempat akibat adanya industri tersebut.

Keberadaan perusahaan tambang di tengah-tengah masyarakat merupakan wujud dan partisipasi dalam peningkatan dan pengembangan pembangunan masyarakat. Perusahaan dan masyarakat yang bermukim di sekitarnya merupakan dua komponen yang saling

Buku ini tidak diperjualbelikan.

memengaruhi. Perusahaan memerlukan masyarakat sekitar dalam pengembangan perusahaan tersebut, begitu pun sebaliknya, masyarakat memerlukan perusahaan tersebut dalam peningkatan perekonomian masyarakat serta pengembangan daerah akibat keberadaan perusahaan tersebut. Oleh karena itu, aktivitas perusahaan tidak dapat dipungkiri memiliki dampak sosial terhadap masyarakat sekitarnya. Kegiatan pengembangan gasifikasi batubara bawah tanah (*underground coal gasification/UCG*) yang dilakukan pada suatu tempat wajib memperhatikan keseimbangan dan kelestarian sumber daya alam yang digunakan dalam kegiatan tersebut, juga mencegah timbulnya kerusakan dan pencemaran lingkungan hidup. Dampak negatif dapat berupa gangguan terhadap lingkungan, kerusakan, dan bahaya terhadap keselamatan serta kesehatan masyarakat di sekelilingnya yang ditimbulkan oleh pencemaran tanah, air, dan udara termasuk kebisingan suara yang berasal dari kegiatan pengembangan UCG.

Suatu kegiatan harus melibatkan masyarakat agar dapat bersinergi sehingga mampu menghapus segala kemungkinan kesenjangan yang terjadi. Keberadaan UCG di wilayah Macang Sakti, Kecamatan Sanga Desa, Kabupaten Musi Banyuasin harus memperhatikan aspek lingkungan dan ekosistem wilayah tersebut. Di lain pihak, masyarakat Macang Sakti wajib mengetahui hak dan kewajiban mereka atas adanya kegiatan perusahaan berupa pengeboran batubara di wilayah mereka. Sebagai bagian dari kehidupan masyarakat, perusahaan seharusnya memberikan andil yang cukup terhadap lingkungan dan kehidupan masyarakat, terutama pada lingkungan yang dekat dengan perusahaan tersebut. Pengembang UCG wajib memberikan pengetahuan tentang standar sistem keamanan dan pengelolaan lingkungan bagi masyarakat Macang Sakti yang merupakan salah satu daerah rawan konflik. Berdasarkan uraian tersebut, dapat dirumuskan permasalahan sebagai berikut:

- 1) Dampak sosial yang ditimbulkan oleh kegiatan pengembangan UCG di Macang Sakti;
- 2) Persepsi masyarakat Macang Sakti terhadap tanggung jawab sosial dan lingkungan hidup kegiatan pengembangan UCG;

- 3) Evaluasi yang perlu dilaksanakan perusahaan untuk menentukan arah kebijakan pelaksanaan tanggung jawab sosial lingkungan hidup di kemudian hari.

B. TANGGUNG JAWAB SOSIAL DAN LINGKUNGAN

Prinsip tanggung jawab sosial dan lingkungan bagi pelaku kegiatan UCG adalah memperkuat kemampuan kegiatan pengembangan UCG untuk beradaptasi dengan lingkungannya. Dalam pelaksanaannya, diharapkan unsur-unsur yang berada dalam kegiatan pengembangan UCG, yaitu pengembang, pemerintah, dan masyarakat saling berinteraksi dan mendukung. Pengembangan UCG untuk melakukan penyelamatan terhadap sumber daya alam yang semakin terganggu keseimbangannya (Devita, 2012). Bentuk lain bisa bermacam-macam, seperti membantu pembangunan kesejahteraan sosial dan masyarakat di sekitar perusahaan, melakukan aksi-aksi sosial dan kemanusiaan, mengedukasi masyarakat dengan berbagai pengetahuan yang bermanfaat, program kemitraan antara pengusaha kecil dan pengusaha besar, dan sebagainya.

Pada September 2004, *International Organization for Standardization* (ISO) sebagai induk organisasi standarisasi internasional membuat panduan dan standarisasi untuk tanggung jawab sosial yang diberi nama ISO 26000:2010 *Guidance Standard on Social Responsibility* (the International Organization for Standardization, 2010). ISO 26000 menjadi pedoman untuk penerapan tanggung jawab sosial dan lingkungan. ISO 26000 menyebutkan bahwa tanggung jawab sosial dan lingkungan merupakan tanggung jawab suatu organisasi terhadap dampak keputusan dan aktivitasnya terhadap masyarakat dan lingkungan melalui perilaku transparan dan etis dengan ketentuan sebagai berikut:

- 1) Konsisten dengan pembangunan berkelanjutan dan kesejahteraan masyarakat;
- 2) Memperhatikan kepentingan para pemangku kepentingan;
- 3) Sesuai hukum yang berlaku dan konsisten dengan norma-norma internasional;

- 4) Terintegrasi di seluruh aktivitas organisasi, meliputi kegiatan, produk, dan jasa.

Dalam ISO 26000, tanggung jawab sosial dan lingkungan mencakup tujuh isu pokok, yaitu pengembangan masyarakat, konsumen, praktik kegiatan institusi yang sehat, lingkungan, ketenagakerjaan, hak asasi manusia, dan organisasi pemerintahan.

Berdasarkan konsep ISO 26000, penerapan tanggung jawab sosial dan lingkungan hendaknya terintegrasi di seluruh aktivitas perusahaan yang mencakup tujuh isu pokok. Prinsip-prinsip dasar tanggung jawab sosial dan lingkungan yang menjadi dasar pelaksanaan yang menjiwai atau menjadi informasi dalam pembuatan keputusan dan kegiatan tanggung jawab sosial dan lingkungan menurut ISO 26000, meliputi

- 1) Kepatuhan kepada hukum;
- 2) Menghormati instrumen/badan-badan internasional;
- 3) Menghormati para pemangku kepentingan dan kepentingannya;
- 4) Akuntabilitas;
- 5) Transparansi;
- 6) Perilaku yang beretika;
- 7) Melakukan tindakan pencegahan;
- 8) Menghormati dasar-dasar hak asasi manusia.

C. KEUNTUNGAN PELAKU TANGGUNG JAWAB SOSIAL

Kegiatan tanggung jawab sosial perusahaan terhadap lingkungan akan sangat menguntungkan bagi perusahaan yang melakukannya, antara lain:

- 1) Pengembangan reputasi atau citra perusahaan di mata konsumen dan investor.

Dapat dikonfirmasi bahwa perusahaan-perusahaan yang melakukan kegiatan tanggung jawab sosial terhadap lingkungan akan menciptakan reputasi yang baik atau *good brand image* kepada berbagai elemen bisnis. Bagi konsumen, perusahaan yang

melakukan kegiatan tanggung jawab sosial terhadap lingkungan dinilai sebagai perusahaan yang dapat dengan baik mengelola dan memanfaatkan sumber daya alam dalam menguntungkan konsumen dan juga perusahaan. Bagi investor, perusahaan yang peduli terhadap masalah lingkungan dinilai sebagai perusahaan dengan risiko bisnis rendah. Kondisi ini sangat menguntungkan investor yang mempertimbangkan investasi jangka panjang kepada sebuah perusahaan. Perusahaan yang peduli masalah lingkungan akan menciptakan reputasi yang baik dan pada akhirnya memiliki harga saham yang baik di pasaran.

- 2) Mengeliminasi konflik lingkungan dan sosial di sekitar perusahaan.

Sudah banyak kasus atau berita *misconduct perusahaan* terhadap lingkungan di sekitar area usaha bisnis mereka. Kejadian tersebut ada baiknya dijadikan pelajaran berharga bagi setiap perusahaan pertambangan di Indonesia untuk selalu dengan cerdas dan bijak mengelola alam yang menjadi sumber pemasukan sebuah perusahaan sehingga menipiskan kemungkinan untuk merusak lingkungan yang akan sangat berdampak negatif bagi warga atau komunitas yang menetap/bertempat tinggal di sekitar area lingkungan tersebut.

- 3) Meningkatkan kerja sama dengan para pemangku kepentingan.

Dalam implementasi tanggung jawab sosial perusahaan (TSP) atau *corporate social responsibility* (CSR), sebuah perusahaan tidak dapat bergerak dan bekerja sendiri tanpa bantuan pemangku kepentingan seperti masyarakat lokal dan pemerintah daerah. Dengan mengajak para pemangku kepentingan melakukan konservasi lingkungan, perusahaan dapat dengan mudah menciptakan sebuah relasi yang baik dengan para pemangku kepentingan tersebut.

- 4) Membedakan perusahaan dengan pesaingnya.

Jika kegiatan CSR terhadap lingkungan dilakukan oleh sebuah perusahaan, perusahaan tersebut akan memiliki kemampuan dan kesempatan dalam menonjolkan keunggulan komparatifnya sehingga dengan mudah dapat memberikan nilai plus yang berbeda

dengan para pesaingnya yang tidak melakukan kegiatan sosial terhadap lingkungan.

D. KEWAJIBAN PERUSAHAAN TERHADAP LINGKUNGAN

Tanggung jawab sosial dan lingkungan sebuah perusahaan harus berdasarkan filosofi perbaikan berkelanjutan bagi kebijakan lingkungan dan strategi pengembangan untuk mengurangi dampak buruk yang terjadi. Tanggung jawab sosial perusahaan terhadap lingkungan ini dapat dijabarkan dalam tiga hal sebagai berikut:

- 1) Penyusunan rencana kegiatan sosial perusahaan. Penyusunan rencana kegiatan sosial perusahaan terhadap lingkungan dimulai dengan mengidentifikasi dampak negatif rencana bisnis operasional yang dilanjutkan dengan mengidentifikasi lingkungan dan alam, potensi sumber daya di masyarakat serta kebutuhan masyarakat, dan aspirasi terhadap bisnis operasional. Setelah itu, mulai menyusun rencana kegiatan tanggung jawab sosial dan lingkungan yang harus meliputi beberapa hal, seperti
 - a) kegiatan tanggung jawab sosial dan lingkungan yang dilakukan oleh sebuah perusahaan dapat mengurangi dampak negatif akibat kegiatan operasional bisnis;
 - b) kegiatan tanggung jawab sosial dan lingkungan yang dilakukan oleh sebuah perusahaan harus secara bijak dan cerdas dalam memanfaatkan potensi sumber daya alam yang terletak mengelilingi area bisnis operasional;
 - c) kegiatan tanggung jawab sosial dan lingkungan harus berdasarkan aspirasi masyarakat yang menetap dan tinggal di sekitar wilayah operasional bisnis karena jika perusahaan berurusan dengan lingkungan, artinya perusahaan juga akan berurusan dengan masyarakat di sekitar lingkungan tersebut.
- 2) Kualitas kebijakan lingkungan yang didefinisikan sebagai pengaturan tujuan perusahaan berdasarkan hasil tinjauan pentingnya proses dalam kaitannya dengan dampak perusahaan terhadap lingkungan dan secara kontinu menerapkan sistem manajemen lingkungan;

- 3) Standar Manajemen Lingkungan (SML) atau *Environmental Management Standard* (EMS) yang merupakan kegiatan perusahaan untuk menyediakan bisnis dengan perkembangan yang sistematis dalam meningkatkan kinerja lingkungan. Pelaksanaan EMS harus distandardisasi dengan ISO 14001. ISO ini pertama kali diterbitkan pada tahun 1996 dan menetapkan beberapa persyaratan untuk sistem manajemen lingkungan yang berlaku untuk aspek-aspek lingkungan dengan persyaratan sebagai berikut:
 - a) perusahaan dapat meminimalisasi efek yang merugikan pada lingkungan dari segala kegiatan operasional bisnis;
 - b) perusahaan dapat melakukan perbaikan berkesinambungan pada lingkungan.

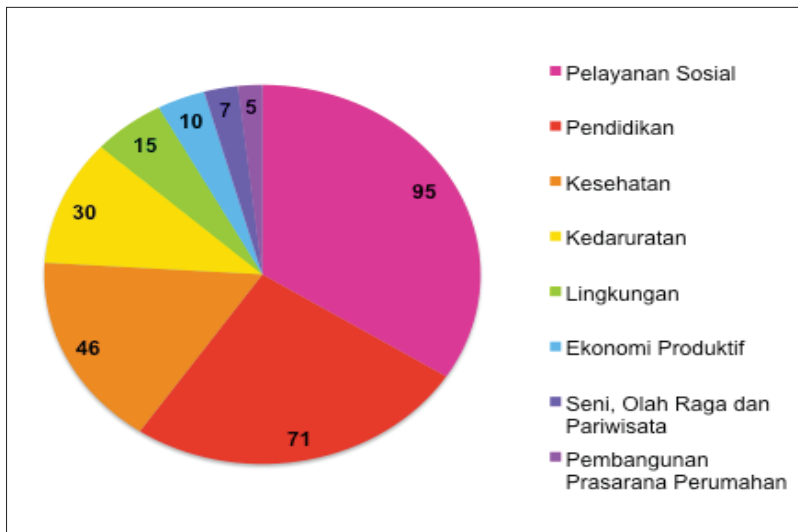
E. PERANGKAT HUKUM

Di Indonesia, munculnya Undang-Undang Nomor 40 Tahun 2007 tentang Perseroan Terbatas (UU PT) menandai babak baru pengaturan tanggung jawab sosial dan lingkungan. Selain itu, pengaturan tanggung jawab sosial dan lingkungan juga tercantum di dalam Undang-Undang Nomor 25 Tahun 2007 tentang Penanaman Modal (UU PM), walaupun sebenarnya pembahasan mengenai tanggung jawab sosial dan lingkungan sudah dimulai jauh sebelum kedua undang-undang tersebut disahkan. Salah satu pendorong perkembangan tanggung jawab sosial dan lingkungan yang terjadi di Indonesia adalah pergeseran paradigma dunia usaha yang tidak hanya semata-mata untuk mencari keuntungan saja, melainkan juga bersikap etis dan berperan dalam penciptaan investasi sosial. Baik atau buruknya amanat peraturan perundang-undangan yang mewajibkan perseroan/kegiatan menganggarkan dana pelaksanaan tanggung jawab sosial lingkungan hidup, tergantung kepada aturan pelaksanaan yang akan disusun pemerintah. Penelitian Afiff & Anantadjaya (2013) mengenai kegiatan tanggung jawab sosial dan lingkungan membuktikan bahwa tanggung jawab sosial perusahaan terhadap lingkungan tidak memiliki pengaruh terhadap finansial perusahaan dibanding dengan kegiatan untuk kesejahteraan karyawan dan komunitas (masyarakat di sekitar perusahaan). Saidi dan Abidin (2004) juga menunjukkan bahwa tanggung jawab sosial mendapatkan

Buku ini tidak diperjualbelikan.

suntikan biaya paling kecil jika dibanding dengan kegiatan sosial lainnya.

Dari Gambar 12.1 terlihat sebanyak 279 kegiatan sosial dalam setahun yang dilakukan oleh beberapa perusahaan di Indonesia dengan total biaya sebesar Rp115,3 miliar. Kegiatan sosial terbesar dicurahkan oleh beberapa perusahaan di Indonesia untuk 95 kegiatan pelayanan sosial dengan total biaya sebesar Rp38 miliar, sedangkan pada urutan terakhir, kegiatan sosial lewat pembangunan prasarana perumahan hanya terdapat lima kegiatan dengan total biaya sebesar Rp1,3 miliar. Di antara dua hal tersebut, kegiatan tanggung jawab sosial perusahaan terhadap lingkungan disalurkan kepada 15 kegiatan dengan total biaya yang paling kecil di antara kegiatan sosial yang lain (Tabel 12.1), yaitu hanya sebesar Rp395 juta.



Sumber: Saidi & Abidin (2004)

Gambar 12.1 Kegiatan Sosial di Beberapa Perusahaan

Tabel 12.1 Total Biaya Kegiatan Sosial di Beberapa Perusahaan Indonesia

Jenis/Sektor Kegiatan	Jumlah Dana (Rupiah)
Pelayanan Sosial	38 miliar
Pendidikan	66,8 miliar
Kesehatan	4,4 miliar
Kedaruratan	2,9 miliar
Lingkungan	395 juta
Ekonomi Produktif	640 juta
Seni, Olahraga, dan Pariwisata	1,0 miliar
Pembangunan Prasarana Perumahan	1,3 miliar

Sumber: Saidi & Abidin (2004) dalam Ivyanoproject (2012)

Terkait hal itu, para pelaku bisnis berharap pemerintah lebih bijaksana menafsirkan setiap peraturan perundang-undangan terkait tanggung jawab sosial lingkungan hidup. Berikut ini beberapa undang-undang yang memiliki pasal-pasal yang mengatur kewajiban perusahaan (perorangan atau badan usaha) untuk melaksanakan tanggung jawab sosial lingkungan (Tabel 12.2). Undang-Undang Nomor 41 Tahun 1999 tentang kehutanan menyebutkan bahwa setiap badan usaha diwajibkan bekerja sama dengan koperasi masyarakat setempat (Pasal 30); berkewajiban untuk menjaga, memelihara, dan melestarikan hutan tempat usahanya (Pasal 32); serta diwajibkan melindungi hutan dalam areal kerjanya (Pasal 48 ayat 3). Undang-Undang Nomor 32 Tahun 2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup menyebutkan bahwa setiap badan usaha berkewajiban memberikan informasi terkait dengan perlindungan dan pengelolaan lingkungan hidup secara benar, akurat, terbuka, dan tepat waktu; menjaga keberlanjutan fungsi lingkungan hidup serta ketentuan baku mutu lingkungan hidup dan/atau kriteria baku kerusakan lingkungan hidup.

Undang-Undang Nomor 47 tahun 2012 menyebutkan bahwa tanggung jawab sosial dan lingkungan (TJSL) dilaksanakan oleh direksi berdasarkan rencana kerja tahunan perseroan setelah mendapat persetujuan Dewan Komisaris atau Rapat Umum Pemegang Saham (RUPS) sesuai dengan anggaran dasar perseroan. Rencana kerja tahunan

perseroan tersebut memuat rencana kegiatan dan anggaran yang dibutuhkan untuk pelaksanaan TJSL. Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009 memberikan pedoman secara hukum untuk perusahaan UCG. Lebih lanjut dalam Pasal 39 ayat 1(j) dikatakan bahwa setiap pemegang Izin Usaha Pertambangan (IUP) Eksplorasi wajib memuat rencana pengembangan dan pemberdayaan masyarakat di sekitar wilayah pertambangan, begitu juga untuk pemegang IUP Khusus Eksplorasi seperti termaktub dalam Pasal 78 (n). Pengaturan norma tanggung jawab sosial dan lingkungan dalam beberapa undang-undang tersebut secara tersirat diperkuat oleh rumusan Pasal 74 ayat (3) Undang-Undang Perseroan Terbatas beserta penjelasannya yang menyatakan bahwa perseroan yang tidak melaksanakan kewajiban tanggung jawab sosial dan lingkungan dikenai sanksi sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan yang terkait. Kalimat terakhir ini mempertegas bahwa tanggung jawab sosial dan lingkungan memang sesungguhnya juga diatur dalam beberapa undang-undang tersebut di atas (Fedrian & Adrian, 2014).

Tabel 12.2 Undang-Undang Terkait Tanggung Jawab Sosial Lingkungan Hidup Perusahaan

No.	Peraturan Perundang-undangan	Perihal	Uraian
1	Undang-Undang Nomor 41 Tahun 1999	Kehutanan	<p>Pasal 30 Dalam rangka pemberdayaan ekonomi masyarakat, setiap badan usaha diwajibkan bekerja sama dengan koperasi masyarakat setempat.</p> <p>Pasal 32 Pemegang izin berkewajiban untuk menjaga, memelihara, dan melestarikan hutan tempat usahanya.</p> <p>Pasal 48 ayat (3) Pemegang izin usaha pemanfaatan hutan, serta pihak-pihak yang menerima wewenang pengelolaan hutan diwajibkan melindungi hutan dalam areal kerjanya.</p>

Buku ini tidak diperjualbelikan.

No.	Peraturan Perundang-undangan	Perihal	Uraian
2	Undang-Undang Nomor 32 Tahun 2009	Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup	<p>Pasal 68</p> <p>Setiap orang yang melakukan usaha dan/atau kegiatan berkewajiban:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Memberikan informasi yang terkait dengan perlindungan dan pengelolaan lingkungan hidup secara benar, akurat, terbuka, dan tepat waktu. b. Menjaga keberlanjutan fungsi lingkungan hidup. c. Menaati ketentuan tentang baku mutu lingkungan hidup dan/atau kriteria baku kerusakan lingkungan hidup.
3	Undang-Undang Nomor 11 Tahun 1974	Pengairan	<p>Pasal 2</p> <p>Air beserta sumber-sumbernya, termasuk kekayaan alam yang terkandung di dalamnya seperti dimaksud dalam Pasal 1 angka 3, 4, dan 5 Undang-Undang ini mempunyai fungsi sosial serta digunakan untuk sebesar-besar kemakmuran rakyat.</p>
4	Undang-Undang Nomor 40 Tahun 2007	Perseroan Terbatas	<p>Pasal 74 ayat 1</p> <p>Perseroan yang menjalankan kegiatan usahanya di bidang dan/atau berkaitan dengan sumber daya alam wajib melaksanakan Tanggung Jawab Sosial dan Lingkungan.</p> <p>Pasal 74 ayat 2</p> <p>Tanggung jawab sosial dan lingkungan sebagaimana dimaksud pada ayat (1) merupakan kewajiban Perseroan yang dianggarkan dan diperhitungkan sebagai biaya Perseroan yang pelaksanaannya dilakukan dengan memperhatikan kepatutan dan kewajaran.</p> <p>Pasal 74 ayat 3</p> <p>Perseroan yang tidak melaksanakan kewajiban sebagaimana dimaksud pada ayat (1) dikenai sanksi sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.</p>

No.	Peraturan Perundang-undangan	Perihal	Uraian
5	Peraturan Pemerintah Nomor 47 Tahun 2012	Tanggung Jawab Sosial dan Perusahaan	<p data-bbox="565 240 930 416">Pasal 3 ayat 1 Tanggung jawab sosial dan lingkungan sebagaimana dimaksud dalam Pasal 2 menjadi kewajiban bagi Perseroan yang menjalankan kegiatan usahanya di bidang dan /atau berkaitan dengan sumberdaya alam berdasarkan Undang-Undang</p> <p data-bbox="565 448 930 544">Pasal 3 ayat 2 Kewajiban sebagaimana dimaksud pada ayat (1) dilaksanakan baik di dalam maupun di luar Lingkungan Perseroan.</p> <p data-bbox="565 576 930 775">Pasal 4 ayat 1 Tanggung jawab sosial dan lingkungan dilaksanakan oleh Direksi berdasarkan rencana kerja tahunan Perseroan setelah mendapat persetujuan Dewan Komisaris atau RUPS sesuai dengan anggaran dasar Perseroan, kecuali ditentukan lain dalam peraturan perundang-undangan.</p> <p data-bbox="565 807 930 959">Pasal 4 ayat 2 Rencana kerja tahunan Perseroan sebagaimana dimaksud pada ayat (1) memuat rencana kegiatan dan anggaran yang dibutuhkan untuk pelaksanaan tanggung jawab sosial dan lingkungan.</p> <p data-bbox="565 991 930 1137">Pasal 5 ayat 2 Realisasi anggaran untuk pelaksanaan tanggung jawab sosial dan lingkungan yang dilaksanakan oleh Perseroan sebagaimana dimaksud pada ayat (1) diperhitungkan sebagai biaya Perseroan.</p>

Buku ini tidak diperjualbelikan.

No.	Peraturan Perundang-undangan	Perihal	Uraian
6	Undang-Undang Nomor 3 Tahun 2020	Pertambangan Mineral dan Batubara	<p>Pasal 39 ayat 1 (m) IUP sebagaimana dimaksud dalam Pasal 36 ayat (1) paling sedikit memuat:</p> <p>...</p> <p>m. kewajiban melaksanakan pengembangan dan pemberdayaan masyarakat di sekitar WIUP.</p> <p>Pasal 108</p> <ol style="list-style-type: none"> (1) Pemegang IUP dan IUPK wajib menyusun program pengembangan dan pemberdayaan masyarakat. (2) Pemegang IUP dan IUPK wajib mengalokasikan dana untuk pelaksanaan program pengembangan dan pemberdayaan masyarakat yang besaran minimumnya ditetapkan oleh Menteri. (3) Penyusunan program sebagaimana dimaksud pada ayat (1) dikonsultasikan kepada Menteri, Pemerintah Daerah, dan masyarakat. <p>Pasal 141 ayat 1(j) Pengawasan sebagaimana dimaksud dalam Pasal 141 antara lain berupa pengembangan dan pemberdayaan masyarakat setempat.</p>

F. TANGGUNG JAWAB SOSIAL PENGUSAHAAN UCG

Teknologi UCG telah dikembangkan sejak diperkenalkan oleh Sir William Siemens di Jerman pada tahun 1868 dan oleh Dmitriy Mendeleev yang mengembangkan ide Siemens selama beberapa tahun berikutnya (Burton dkk., 2019). Setelah itu, beberapa negara, seperti Amerika Serikat, Kanada, dan Inggris mulai melakukan penelitian dan mengembangkan teknologi ini pada kurun 1909–1910 dan dilanjutkan oleh beberapa negara lain yang membutuhkan energi dengan teknologi yang lebih mudah dan aman. UCG dapat mengonversi batubara *in situ* menjadi gas sintesis (*syngas*) melalui reaksi kimia yang serupa dengan proses gasifikasi di permukaan. Proses ini mengubah hidrokarbon menjadi *syngas* pada suhu dan tekanan tinggi serta berbagai produk

Buku ini tidak diperjualbelikan.

turunan lainnya, seperti untuk listrik, bahan baku kimia, bahan bakar cair, dan hidrogen. Dibandingkan penambangan terbuka, UCG lebih ramah lingkungan dan dapat memberikan banyak kesempatan untuk pengendalian pencemaran, terutama berkenaan dengan emisi sulfur, oksida nitrat, dan merkuri. Selain itu, UCG juga dapat memaksimalkan pengambilan sumber daya batubara yang tersedia sebagai bentuk pemanfaatan batubara yang tidak mungkin ditambang karena terkendala faktor geologis dan keekonomiannya (Burton dkk., 2019). Beberapa negara saat ini terus meneliti dan mengembangkan teknologi UCG untuk memanfaatkan sumber daya batubara yang tidak layak secara teknis dan ekonomis untuk ditambang (Hattingh, 2008; Sinha, 2007). Beberapa ahli dari berbagai negara mengakui bahwa teknologi ini dapat mengurangi risiko kecelakaan kerja di penambangan dan meminimalkan aktivitas kerusakan lingkungan.

1. Perencanaan

Perencanaan merupakan awal kegiatan penetapan dari berbagai hasil akhir yang ingin dicapai oleh perusahaan, meliputi strategi, kebijakan, prosedur, program, dan anggaran yang diperlukan untuk mencapai tujuan tersebut. Menurut Wibisono (2007), tahap ini terdiri atas tiga langkah utama, yaitu *awareness building*, *CSR assessment*, dan *CSR manual building*. *Awareness building* merupakan langkah awal untuk membangun kesadaran perusahaan mengenai arti penting CSR dan komitmen manajemen. *CSR assessment* merupakan upaya untuk memetakan kondisi perusahaan dan mengidentifikasi aspek-aspek yang perlu mendapatkan prioritas perhatian dan langkah-langkah yang tepat untuk membangun struktur perusahaan yang kondusif bagi penerapan CSR secara efektif. Pada tahap membangun CSR manual, perencanaan merupakan inti dalam memberikan petunjuk pelaksanaan CSR bagi konsumen perusahaan. Pedoman ini diharapkan mampu memberikan kejelasan dan keseragaman pola pikir dan pola tindak seluruh elemen perusahaan guna tercapainya pelaksanaan program yang terpadu, efektif, dan efisien.

Kegiatan pengembangan teknologi UCG menyadari bahwa aktivitas usaha dan operasional tidak hanya ditujukan demi menciptakan

nilai bagi UCG, tetapi juga mampu memberikan manfaat nyata bagi masyarakat luas. Melalui beberapa program dan kegiatan sosial kemasyarakatan, kegiatan UCG selalu berupaya menumbuhkan kerja sama dan hubungan yang harmonis dengan masyarakat setempat, terutama di sekitar lokasi operasional. Kegiatan tersebut, antara lain:

a. Peluang Usaha bagi Masyarakat

Pada tahap konstruksi, akan dibutuhkan tenaga kerja yang sesuai dengan bidang keahliannya. Tenaga kerja lokal, khususnya dari desa-desa sekitar lokasi kegiatan UCG dan memenuhi bidang keahlian yang dibutuhkan, mendapat prioritas untuk dikaryakan. Kegiatan penerimaan tenaga kerja menimbulkan dampak positif terbukanya peluang kesempatan kerja bagi masyarakat sekitar karena mampu menyerap tenaga kerja, terutama untuk personel yang selama ini belum memiliki pekerjaan. Selain itu, kegiatan penerimaan tenaga kerja juga akan memberikan dampak positif bagi peluang peningkatan pendapatan masyarakat sekitarnya. Kegiatan mobilisasi juga melibatkan jasa kontraktor lokal untuk melakukan pengadaan peralatan dan material bangunan konstruksi.

b. Perbaikan Akses Jalan

Mobilisasi peralatan untuk konstruksi dan peralatan untuk operasi kegiatan UCG akan didatangkan dari Bandung. Peralatan tersebut dikirim melalui jalan darat menuju lokasi kegiatan UCG dengan memperhatikan keterbatasan berat dan ukuran peralatan yang diangkut sesuai dengan fasilitas infrastruktur yang ada.

c. Pemberian Fasilitas Kesehatan

Turunnya kualitas badan air juga berpengaruh terhadap kesehatan masyarakat. Saat ini untuk kebutuhan kehidupan sehari-hari, penduduk desa sekitar lokasi kegiatan sangat tergantung pada sungai-sungai. Dalam hal menyediakan kebutuhan air khususnya untuk air minum dan masak, penduduk masih kurang memperhatikan syarat-syarat kesehatan.

2. Pelaksanaan

Aktivitas pembangunan yang dilakukan dalam berbagai bentuk usaha dan/atau kegiatan pada dasarnya akan menimbulkan dampak terhadap lingkungan. Dengan diterapkannya prinsip berkelanjutan dan berwawasan lingkungan dalam proses pelaksanaan pembangunan, dampak terhadap lingkungan yang diakibatkan oleh berbagai aktivitas pembangunan tersebut dianalisis sejak awal perencanaan sehingga langkah pengendalian dampak negatif dan pengembangan dampak positif dapat disiapkan sedini mungkin. Perangkat atau instrumen yang dapat digunakan untuk melakukan hal tersebut adalah analisis mengenai dampak lingkungan (AMDAL) dan upaya pengelolaan lingkungan hidup serta upaya pemantauan lingkungan hidup (UKL–UPL). UKL–UPL adalah pengelolaan dan pemantauan terhadap usaha dan/atau kegiatan yang tidak berdampak penting terhadap lingkungan hidup yang diperlukan bagi proses pengambilan keputusan tentang penyelenggaraan usaha dan/atau kegiatan. UKL–UPL juga merupakan salah satu syarat untuk mendapatkan izin lingkungan. Pada dasarnya, proses pemeriksaan UKL–UPL merupakan satu kesatuan dengan proses permohonan dan penerbitan izin lingkungan. Berdasarkan informasi tersebut, pengambil keputusan dapat mempertimbangkan dan menetapkan apakah suatu rencana usaha dan/atau kegiatan tersebut layak, tidak layak, disetujui, atau ditolak; serta apakah izin lingkungannya dapat diterbitkan.

Sebagai *agent of development*, kegiatan UCG merupakan bagian dari masyarakat atau warga negara dan dengan menjadi bagian dari warga negara suatu bangsa (*corporate citizenship*), perusahaan juga mempunyai kewajiban dalam pembangunan. Beberapa upaya yang telah dilakukan oleh perusahaan dalam rangka pemenuhan tanggung jawab sosial lingkungan hidup di Desa Macang Sakti adalah sebagai berikut:

a. Peluang Usaha Bagi Masyarakat

Salah satu peluang usaha adalah adanya usaha lokal masyarakat sekitar dalam penyediaan jasa dan pemenuhan kebutuhan sehari-hari pekerja, seperti tukang ojek, tukang kayu, dan beberapa warung di sekitar lokasi kegiatan. Kegiatan mobilisasi juga melibatkan jasa usahawan/

kontraktor lokal untuk melakukan pengadaan peralatan dan material bangunan konstruksi. Selain itu, pihak perusahaan memberikan kesempatan kepada masyarakat lokal untuk melakukan usaha di sektor informal pengusaha lokal untuk pengadaan peralatan/material konstruksi sesuai syarat yang ditentukan. Mobilisasi peralatan milik perusahaan memberikan kesempatan kepada kontraktor lokal untuk melakukan pengadaan peralatan dan material bangunan konstruksi yang dilakukan langsung oleh para kontraktor dari daerah sekitar lokasi kegiatan. Pelibatan masyarakat lokal secara tidak langsung telah dilakukan untuk mendukung kegiatan konstruksi perbaikan jalan desa, jalan akses, dan lokasi pengeboran. Perubahan atau peningkatan kesempatan berusaha bagi masyarakat lokal yang berada di sekitar lokasi kegiatan dapat dipengaruhi oleh jenis dan jumlah tenaga kerja yang ada sehingga memungkinkan terjadinya perubahan kondisi perekonomian masyarakat yang tinggal di sekitar perusahaan.

b. Perbaikan Akses Jalan

Di dalam sistem distribusi, sistem jaringan jalan memegang peranan penting karena peningkatan pelayanan pemasaran menuntut pengembangan prasarana transportasi. Jalan sebagai bagian sistem transportasi nasional mempunyai peranan penting, terutama dalam mendukung ekonomi, sosial budaya, lingkungan, politik, serta pertahanan dan keamanan. Dari aspek ekonomi, jalan merupakan modal sosial masyarakat sebagai katalisator antara proses produksi, pasar, dan konsumen akhir. Dari aspek sosial budaya, keberadaan jalan membuka cakrawala masyarakat yang dapat menjadi wahana perubahan sosial, membangun toleransi, dan mencairkan sekat budaya. Dari aspek lingkungan, keberadaan jalan diperlukan untuk mendukung pembangunan berkelanjutan.

Aktivitas lingkungan dapat memicu adanya rasa ketidaknyamanan masyarakat di wilayah Macang Sakti. Hal tersebut dapat disebabkan oleh jalan yang rusak dan debu. Upaya perusahaan dalam meminimalisasi gangguan kenyamanan di lingkungan sekitar, antara lain melakukan pengelolaan melalui dampak primer (seperti kualitas udara). Akses sarana prasarana jalan angkutan darat pada ruas jalan yang sering dilalui

kendaraan perusahaan, terutama yang berada di dalam wilayah studi, pada umumnya dalam kondisi kurang baik karena jalan tersebut juga dimanfaatkan oleh masyarakat sebagai jalur transportasi truk milik masyarakat dan kendaraan pribadi yang melintas sehari-hari.

c. Pemberian Fasilitas Kesehatan Masyarakat

Dalam rangka meningkatkan derajat kesehatan masyarakat, perlu dilaksanakan berbagai upaya kesehatan, termasuk pengawasan kualitas air yang dikonsumsi oleh masyarakat. Kebutuhan masyarakat terhadap air yang semakin meningkat mendorong lebih menguatnya nilai ekonomi air dibanding nilai dan fungsi sosialnya. Kondisi tersebut berpotensi menimbulkan konflik kepentingan antarsektor, antarwilayah, dan berbagai pihak yang terkait dengan sumber daya air. Dalam menghadapi ketidakseimbangan antara ketersediaan air yang cenderung menurun dan kebutuhan air yang semakin meningkat, sumber daya air wajib dikelola dengan memperhatikan fungsi sosial, lingkungan hidup, dan ekonomi secara selaras.

Kualitas air yang digunakan masyarakat untuk memasak, minum, mandi, dan kebutuhan sehari-hari lainnya harus memenuhi syarat kesehatan agar terhindar dari gangguan kesehatan, artinya kualifikasi air yang digunakan tersebut harus bersih. Dalam Peraturan Menteri Kesehatan Nomor 416 Tahun 1990 disebutkan bahwa air bersih adalah air yang digunakan untuk keperluan sehari-hari yang kualitasnya memenuhi syarat kesehatan dan dapat diminum apabila telah dimasak. Kualitas air juga harus memenuhi syarat kesehatan yang meliputi persyaratan mikrobiologi, fisika kimia, dan radioaktif. Air bersih menjadi kebutuhan masyarakat untuk keperluan sehari-hari, seperti mandi, memasak, dan mencuci. Selama ini, daerah Macang Sakti mengalami kesulitan mendapatkan air bersih karena menggunakan air sungai yang tidak layak. Kualitas air yang berhubungan dengan kesehatan yang telah ada perlu disesuaikan dengan perkembangan teknologi.

d. Pelaksanaan Rekrutmen Tenaga Kerja Lokal

Kegiatan UCG wajib mengutamakan pemanfaatan tenaga kerja setempat dan bertanggung jawab dalam mengembangkan lingkungan

dan masyarakat setempat. Ketentuan mengenai hubungan kerja, perlindungan kerja, dan syarat-syarat kerja serta penyerahan sebagian pelaksanaan pekerjaan kepada perusahaan lain diatur sesuai dengan peraturan perundang-undangan di bidang ketenagakerjaan. Melalui suatu pendekatan sosial ekonomi, perusahaan dapat melakukan suatu langkah dalam upaya menanggulangi konflik melalui tindakan-tindakan yang berlandaskan pada interaksi sosial dan bantuan peran pemerintah dengan cara memprioritaskan penyerapan tenaga kerja daerah setempat sesuai dengan keahlian dan pendidikan. Dalam hal perekrutan tenaga kerja lokal, pihak UCG sudah menunjukkan komitmen dalam merekrut tenaga kerja di Macang Sakti dan sekitar Kecamatan Sanga Desa. Kesempatan kerja yang diberikan kepada masyarakat sekitar pada umumnya berasal dari jenis pekerjaan yang bersifat *non-skill*: tenaga keamanan, tenaga kerja lapangan, dan sebagainya.

3. Evaluasi

Menurut Arikunto (2007), evaluasi adalah suatu proses yang dilakukan dalam rangka menentukan kebijakan dengan mempertimbangkan nilai-nilai positif keuntungan suatu program serta mempertimbangkan proses serta teknik yang telah digunakan untuk melakukan penilaian. Evaluasi merupakan bagian dari proses pembuatan keputusan, yaitu membandingkan suatu kejadian, kegiatan produk dengan standar dan program yang telah ditetapkan (Riduwan, 2004). Secara garis besar, evaluasi pelaksanaan tanggung jawab sosial dan lingkungan hidup perusahaan ditinjau dari persepsi masyarakat dapat dikelompokkan sebagai berikut:

a. Evaluasi Transparansi

Transparansi merupakan titik awal untuk meningkatkan akuntabilitas. Makin banyak pihak yang mengetahui rencana, tata cara, dan ketentuan, makin berkurang peluang bagi pihak lain untuk mengabaikan kewajiban atau bagi oknum yang tidak bertanggung jawab untuk memanfaatkan ketidaktahuan orang lain demi keuntungan pribadi. Pada pelaksanaan tanggung jawab sosial dan lingkungan hidup, rekrutmen tenaga kerja lokal perusahaan telah berupaya mengumumkan melalui papan pengumuman di perusahaan dan sosialisasi melalui kepala desa.

b. Evaluasi Hubungan Kemasyarakatan

Dalam implementasi tanggung jawab sosial dan lingkungan hidup ini, hubungan kemasyarakatan mempunyai peran penting, baik secara internal maupun eksternal. Dalam konteks pembentukan citra perusahaan, di semua bidang pelaksanaan implementasi tanggung jawab sosial dan lingkungan hidup, perusahaan perlu mengelola hubungan kemasyarakatan dengan baik yang dapat dilakukan dengan membentuk suatu bagian tersendiri, yakni seperti Departemen Humas yang fungsi dan tugasnya untuk bersosialisasi, merencanakan program kemasyarakatan hingga mengevaluasi kegiatan kemasyarakatan tersebut. Hal tersebut untuk mengurangi persepsi negatif masyarakat terhadap perusahaan dan agar terbina hubungan yang harmonis dengan perusahaan untuk menghindarkan terjadinya konflik.

c. Evaluasi Pendataan Penduduk

Permasalahan data penduduk pada program pemberian fasilitas kesehatan masyarakat merupakan bukti yang cukup kuat bahwa cara dan hasil identifikasi penerima manfaat kurang dapat diterima oleh masyarakat setempat. Demikian juga halnya dengan masalah distribusi, khususnya dari titik distribusi terakhir kepada penerima manfaat terjadi banyak masalah. Akibatnya, muncul berbagai penyimpangan di satu sisi dan protes dari masyarakat Macang Sakti di sisi lain.

d. Evaluasi Koordinasi dengan Pemerintah (Stakeholder)

Dalam kerja sama dengan pemerintah dan masyarakat Macang Sakti, perusahaan harus memiliki keaktifan yang lebih sehingga konsep tanggung jawab sosial dan lingkungan hidup dapat diintegrasikan dalam strategi bisnis mereka. Dengan demikian, perusahaan mendapat nilai lebih (positif) dalam masyarakat yang tentu saja hal ini merupakan sesuatu yang sangat berharga dan bernilai bagi kelanggengan usaha perusahaan tersebut. Jika konsep tanggung jawab sosial dan lingkungan hidup tidak dilaksanakan dengan baik, bisa jadi akan menjadi bumerang bagi perusahaan yang bersangkutan.

e. Evaluasi Pembinaan Lingkungan Hidup bagi Masyarakat

Konsep dan tujuan pembinaan lingkungan hidup ialah membangun kesadaran yang merupakan tahapan penting dari sebuah proses partisipasi masyarakat untuk terlibat aktif dalam berbagai kegiatan pelestarian lingkungan hidup. Lebih dari sekadar diseminasi pengetahuan dan keterampilan, pembinaan lingkungan hidup juga berfungsi sebagai media penting untuk menanamkan nilai dan norma baru dalam hal interaksi antara manusia dan lingkungan. Pada pelaksanaan tanggung jawab sosial dan lingkungan hidup, rekrutmen tenaga kerja lokal dan peluang usaha bagi masyarakat, perusahaan telah mengumumkan hal tersebut melalui papan pengumuman di perusahaan dan sosialisasi melalui kepala desa.

Untuk mendukung telaahan komponen sosial, ekonomi, budaya, dan kesehatan masyarakat, dilakukan survei lapangan di Kecamatan Sanga Desa yang terdiri atas empat desa. Jumlah responden yang disurvei seluruhnya 50 orang (Tabel 12.3). Berdasarkan tingkat pendidikan responden, memang tidak ada yang tidak menempuh pendidikan, namun sekitar 66% tingkat pendidikan responden masih setingkat SD–SLTP dan hanya 4% responden yang pendidikannya sampai setingkat akademi/perguruan tinggi. Kalau dicermati, lebih dari 50% responden tingkat pendidikannya SD–SLTP, responden dari Desa Macang Sakti 38%, Desa Ulak Umbacang 16%, Desa Terusan sebanyak 12 responden atau 75%. Responden dari Desa Macang Sakti umumnya berpendidikan SLTA–akademi/perguruan tinggi sebanyak 18%, kemungkinan karena letak daerahnya di jalur utama transportasi dan merupakan kota satelit ibu kota Kabupaten Musi Banyuasin. Mata pencaharian responden di lima kecamatan yang disurvei dapat dilihat pada Tabel 12.4. Hal ini dapat dijadikan masukan bagi program pengembangan masyarakat Macang Sakti dalam hal rekrutmen tenaga kerja dari pekerja lokal.

Tabel 12.3 Jenis Kelamin, Status, Umur, Jumlah Keluarga, dan Tingkat Pendidikan Responden

Desa	JENIS		UMUR				STATUS			PENDIDIKAN				TANGGUNGAN	
	Wanita	Pria	≤20	≤30	≤40	≥50	Kawin	Tidak Kawin	SD	SMP	SMA	PT	PT	PT	
Macang Sakti, Kec. Sanga Desa	3	25	-	5	10	13	22	6	10	9	7	2	-	75	
Uлак Umbacang, Kec. Sanga Desa	-	11	1	6	2	2	7	4	3	5	3	-	-	25	
Terusan, Kec. Sanga Desa	-	10	-	3	5	2	8	2	2	4	4	-	-	27	
Tanah Abang, Kec. Batanghari Leko	-	1	-	-	1	-	1	-	-	-	1	-	-	3	
Jumlah	3	47	1	14	18	17	38	12	15	18	17	2	-	130	

Sumber: Sosekbud (2017)

Tabel 12.4 Mata Pencaharian Responden

Desa	MATA PENCAHARIAN										Jumlah	
	Kebun	Swasta	PNS/ABRI	Petani	Ngangur	Perikanan	Tambang	Industri	Dagang	Lainnya	Dagang	Lainnya
Macang Sakti, Kec. Sanga Desa	22	-	1	-	-	2	-	-	-	-	3	28
Uлак Umbacang, Kec. Sanga Desa	5	-	-	1	-	-	4	-	-	-	1	11
Terusan, Kec. Sanga Desa	5	-	-	2	2	-	1	-	-	-	-	10
Tanah Abang, Kec. Batanghari Leko	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	33	-	1	3	2	2	5	-	-	-	4	50

Sumber: Sosekbud (2017)

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Kondisi sosial budaya terbentuk berdasarkan parameter orang yang paling dihormati dan hubungan dalam masyarakat. Parameter yang pertama digunakan untuk mengetahui tipe masyarakat adalah apakah dalam masyarakat pranata sosial masih terlembagakan secara garis ke atas atau dalam bentuk jaring-jaring sosial. Parameter kedua adalah mengetahui apakah proses asimilasi anggota masyarakat yang berbeda secara sosial ekonomi dan sosial budaya dapat berjalan baik atau tidak. Parameter kondisi sosial spasial berdasarkan aspek-aspek mobilitas penduduk, peluang mencari kerja di daerah setempat, serta kegiatan pembangunan yang bermanfaat dan masih perlu diprogramkan, sedangkan parameter mobilitas penduduk dan peluang kerja dapat digunakan untuk mengetahui bahwa makin sering melakukan mobilitas, biasanya memiliki wawasan yang lebih luas dalam berbagai hal, termasuk dalam masalah peluang kerja. Parameter kegiatan pembangunan yang bermanfaat masih perlu diprogramkan terkait program-program pembangunan secara spasial untuk membantu masyarakat dalam memahami peluang dan aksesibilitas wilayahnya dapat dijadikan masukan bagi program pengembangan masyarakat Macang Sakti dalam hal rekrutmen tenaga kerja dari pekerja lokal.

Berdasarkan Tabel 12.5, diketahui bahwa tipe masyarakat empat desa yang disurvei masih menganut sistem masyarakat terlembagakan secara vertikal, yaitu 40 responden dalam hal ini lebih menghormati ketua adat, 9 orang lebih menghormati pihak berwajib, dan 1 orang lebih menghormati kepala desa. Hal ini menunjukkan bahwa selain peran ketua adat, masyarakat di daerah ini sangat mengharapkan peran pihak berwajib dan kepala desa pada tingkat pengambilan keputusan terkait untuk kemajuan daerahnya. Mengenai hubungan dalam masyarakat, responden menganggap baik, artinya perbedaan sosial ekonomi dan sosial budaya dalam masyarakat bukan menjadi masalah atau dianggap sebagai penghalang untuk saling bersosialisasi dan bermasyarakat di daerah ini.

Berdasarkan Tabel 12.6, tingkat mobilitas penduduk di daerah ini tinggi. Responden yang sering melakukan perjalanan berasal dari Macang Sakti (20 orang) dan Ulak Umbacang (7 orang). Peluang kerja banyak terpusat di Macang Sakti dan Ulak Umbacang yang

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Tabel 12.5 Orang yang paling dihormati dan hubungan masyarakat.

Desa	ORANG YANG DIHORMATI					HUBUNGAN MASYARAKAT				
	Pejabat Pemda	Ulama	Ketua Adat	Pihak Berwajib	Kades	Jumlah	Baik	Biasa	Kurang Baik	Jumlah
Macang Sakti, Kec. Sanga Desa	-	-	22	6	-	28	21	7	-	28
Ulak Umbacang, Kec. Sanga Desa	-	-	9	1	1	11	9	2	-	11
Terusan, Kec. Sanga Desa	-	-	8	2	-	10	10	-	-	10
Tanah Abang, Kec. Batanghari Leko	-	-	1	-	-	1	1	-	-	1
Jumlah	-	-	40	9	1	50	41	9	-	50

Sumber: Sosekbud (2017)

Tabel 12.6 Mobilitas Masyarakat dan Peluang Kerja

Desa	Mobilitas Penduduk					Peluang Kerja di Desa				
	Sering	Jarang	Tidak Pernah	Jumlah	Terbuka Luas	Tergantung situasi	Sulit	Jumlah	Sulit	Jumlah
Macang Sakti, Kec. Sanga Desa	20	6	2	28	8	7	13	28	13	28
Ulak Umbacang, Kec. Sanga Desa	7	3	1	11	3	3	5	11	5	11
Terusan, Kec. Sanga Desa	6	3	1	10	2	4	4	10	4	10
Tanah Abang, Kec. Batanghari Leko	1	-	-	1	-	-	1	1	-	1
Jumlah	23	19	8	50	32	14	4	50	4	50

Sumber: Sosekbud (2017)

Buku ini tidak diperjualbelikan.

cukup berkembang dengan adanya kegiatan UCG. Dari Tabel 12.7 dan Tabel 12.8, diketahui ada kegiatan pembangunan yang sudah dirasakan manfaatnya dan kegiatan pembangunan yang masih perlu dilakukan. Kegiatan pembangunan yang sudah dirasakan manfaatnya, terutama bidang perhubungan (12 responden), kemudian transportasi (8 responden), serta bidang ekonomi dan tenaga kerja (6 responden). Dalam kegiatan pembangunan, yang masih diperlukan, terutama bidang perhubungan (13 orang), transportasi (7 orang), ekonomi (7 orang), tenaga kerja (6 orang), pendidikan (5 orang), dan sosial (5 orang). Kegiatan pembangunan ketenagakerjaan terutama diharapkan oleh masyarakat dari Kecamatan Sanga Desa.

Kondisi kesehatan masyarakat berdasarkan kepada parameter sumber air bersih dan pengobatan yang biasa dilakukan oleh masyarakat. Sumber air bersih dapat dijadikan salah satu parameter untuk mengukur sanitasi lingkungan, sementara kebiasaan berobat responden dapat dijadikan dasar dalam kegiatan pelayanan kesehatan di daerah ini. Berdasarkan Tabel 12.9, masyarakat desa umumnya menggunakan sungai sebagai sumber air bersih (30 responden), sementara sebagian lagi menggunakan sumur (13 responden) dan air hujan (7 responden). Pada beberapa daerah yang menggunakan sungai dan air hujan sebagai sumber air bersih, jenis penyakit yang diderita masyarakat berupa demam, diare, dan batuk. Sehubungan dengan hal tersebut, pada daerah ini, masalah sanitasi lingkungan terutama sumber air bersih perlu diprogramkan dalam kegiatan pembangunan maupun pengembangan masyarakat perusahaan. Pengobatan warga yang terkena penyakit di daerah ini umumnya berobat ke polindes (37 orang), beli obat (10 orang), dan lainnya ke bidan (4 orang) (Tabel 12.10).

Beberapa parameter berikut ini dapat digunakan sebagai bahan masukan awal untuk menyusun program pengembangan masyarakat sebagai wujud penerapan CSR. Mengenai tanggapan masyarakat terhadap kehadiran UCG di daerah ini, dari 50 responden yang diwawancarai, 45 orang setuju terhadap kehadiran UCG dan 5 orang tidak setuju (Tabel 12.11). Meskipun hanya 5 orang yang tidak setuju, hal ini perlu mendapat perhatian perusahaan agar tidak menjadi kendala ketika beroperasi serta perlu data yang lebih detail mengenai alasan responden

Tabel 12.7 Kegiatan Pembangunan yang Bermanfaat

Desa	Kegiatan Pembangunan								
	Perhubungan	Transportasi	Ekonomi	Tenaga Kerja	Sosial	Pendidikan	Olahraga/Keperemudaan	Keagamaan	Jumlah
Macang Sakti, Kec. Sanga Desa	5	5	4	4	3	3	2	2	28
Ulak Umbacang, Kec. Sanga Desa	3	2	1	1	1	1	1	1	11
Terusan, Kec. Sanga Desa	3	1	1	1	1	1	1	1	10
Tanah Abang, Kec. Batanghari Leko	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	12	8	6	6	5	5	4	4	50

Sumber: Sosekbud (2017)

Tabel 12.8 Kegiatan Pembangunan yang Masih Perlu Dilakukan

Desa	Kegiatan Pembangunan								
	Perhubungan	Transportasi	Ekonomi	Tenaga Kerja	Sosial	Pendidikan	Olahraga/Keperemudaan	Keagamaan	Jumlah
Macang Sakti, Kec. Sanga Desa	5	4	5	4	3	3	2	2	28
Ulak Umbacang, Kec. Sanga Desa	3	2	1	1	1	1	1	1	11
Terusan, Kec. Sanga Desa	4	1	1	1	1	1	1	-	10
Tanah Abang, Kec. Batanghari Leko	1	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	13	7	7	6	5	5	4	4	50

Sumber: Sosekbud (2017)

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Tabel 12.9 Sumber Air Minum Desa

Desa	Sumber Air Minum Desa							Jumlah
	Sungai	Mata Air	Sumur	Danau	Air Hujan	Lainnya	Jumlah	
Macang Sakti, Kec. Sanga Desa	15	-	7	-	6	-	28	
Ulak Umbacang, Kec. Sanga Desa	7	-	3	-	1	-	11	
Terusan, Kec. Sanga Desa	7	-	3	-	-	-	10	
Tanah Abang, Kec. Batanghari Leko	1	-	-	-	-	-	1	
Jumlah	30	-	13	-	7	-	50	

Sumber: Sosekbud (2017)

Tabel 12.10 Jenis Pengobatan Responden

Desa	Jenis Pengobatan							Jumlah
	Polindes	RS	Puskesmas	Dokter	Bidan	Beli Obat	Jumlah	
Macang Sakti, Kec. Sanga Desa	20	-	-	-	2	6	28	
Ulak Umbacang, Kec. Sanga Desa	8	-	-	-	1	3	11	
Terusan Kec. Sanga Desa	8	-	-	-	1	1	10	
Tanah Abang, Kec. Batanghari Leko	1	-	-	-	-	-	1	
Jumlah	37	-	-	-	4	10	50	

Sumber: Sosekbud (2017)

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Tabel 12.11 Opini masyarakat terhadap kegiatan UCG.

Desa	Setuju Kehadiran UCG			Harapan UCG					Jumlah
	Ya	Tidak	Jumlah	Kerjasama dengan masyarakat	Terima Tenaga Lokal	Bangun Fasilitas	Ekonomi Naik	Lingkungan Berkelanjutan	
Macang Sakti, Kec. Sanga Desa	26	2	28	15	5	3	3	2	28
Ulak Umbacang, Kec. Sanga Desa	10	1	11	6	2	1	1	1	11
Terusan, Kec. Sanga Desa	8	2	10	5	2	1	1	1	10
Tanah Abang, Kec. Batanghari Leko	1	-	1	1	-	-	-	-	1
Jumlah	45	5	50	27	9	5	5	4	50

Sumber: Sosekbud (2017)

Tabel 12.12 Kegiatan yang perlu diprogramkan UCG

Desa	Program					Jumlah
	Jalan / transport	Kesehatan	Olahraga/ Hiburan	Pendidikan	Usaha Ekonomi	
Macang Sakti, Kec. Sanga Desa	8	5	1	2	7	28
Ulak Umbacang, Kec. Sanga Desa	5	1	-	1	3	11
Terusan, Kec. Sanga Desa	5	1	-	1	2	10
Tanah Abang, Kec. Batanghari Leko	1	-	-	-	-	1
Jumlah	19	7	1	4	12	50

Sumber: Sosekbud (2017)

Buku ini tidak diperjualbelikan.

tersebut sebagai bahan pertimbangan dalam program pengembangan masyarakat perusahaan. Mengenai kehadiran UCG di daerah ini, yang diharapkan oleh masyarakat adalah kerja sama (27 orang), mempekerjakan tenaga setempat (9 orang), membangun fasilitas (5 orang), dapat meningkatkan ekonomi masyarakat (5 orang), dan kondisi lingkungan berkelanjutan (4 orang). Berbagai harapan masyarakat tersebut terlihat pada semua kecamatan yang menjadi daerah proyek. Harapan agar pengelolaan lingkungan dapat berkelanjutan sangat menonjol pada semua desa. Hal ini perlu menjadi perhatian perusahaan agar pengelolaan lingkungan, terutama pada kedua kecamatan tersebut lebih ditingkatkan.

Adapun kegiatan utama yang perlu diprogramkan perusahaan sebagai bentuk tanggung jawab sosial perusahaan terhadap masyarakat yang terkena dampak adalah pembangunan jalan/transportasi (19 orang), usaha ekonomi (12 orang), kesehatan (7 orang), dan sosial keagamaan (4 orang). Program jalan/transportasi usaha ekonomi diharapkan di semua kecamatan, terutama masyarakat Sanga Desa. Sementara itu, program kesehatan diharapkan oleh masyarakat di Kecamatan Sanga Desa. Untuk program pembangunan sosial agama, terutama juga diharapkan oleh masyarakat di Kecamatan Sanga Desa (Tabel 12.12).

Hasil survei mengenai sarana yang perlu dibangun di tiap desa tertera pada Tabel 12.13, sebanyak 13 orang menghendaki fasilitas air bersih, 9 orang menginginkan penerangan, dan 8 orang menginginkan jalan atau transportasi. Fasilitas air bersih dan kesehatan diharapkan dibangun di semua desa, sementara fasilitas jalan/transportasi diharapkan dibangun di Kecamatan Sanga Desa. Mengenai bentuk bantuan yang diharapkan responden berdasarkan Tabel 12.14, tercatat 17 orang dalam bentuk modal usaha dan 10 orang menghendaki bahan material. Bantuan dalam bentuk modal usaha diharapkan diterapkan pada semua desa di Kecamatan Sanga Desa dan bantuan dalam bentuk bahan material juga diharapkan oleh masyarakat di Kecamatan Sanga Desa.

Tabel 12.13 Sarana yang perlu dibangun di desa terkait adanya kegiatan UCG.

Desa	Jenis Sarana								Jumlah	
	Pasar dan pertokoan	Olahraga	Kesehatan	Air Bersih	Penerangan	Jalan/Transportasi	Pendidikan	Hiburan		Agama
Macang Sakti, Kec. Sanga Desa	-	2	4	7	5	6	2	2	2	28
Uliak Umbacang, Kec. Sanga Desa	-	1	2	3	2	1	1	1	1	11
Terusan, Kec. Sanga Desa	-	1	1	3	2	1	1	1	1	10
Tanah Abang, Kec. Batanghari Leko	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	1	5	7	13	9	8	4	4	4	50

Sumber: Sosekbud (2017)

Tabel 12.14 Bantuan yang diharapkan masyarakat sehubungan adanya kegiatan UCG.

Desa	Jenis Sarana								Jumlah	
	Pasar dan pertokoan	Olahraga	Kesehatan	Air Bersih	Penerangan	Jalan/Transportasi	Pendidikan	Hiburan		Agama
Macang Sakti, Kec. Sanga Desa	-	2	4	7	5	6	2	2	2	28
Uliak Umbacang, Kec. Sanga Desa	-	1	2	3	2	1	1	1	1	11
Terusan, Kec. Sanga Desa	-	1	1	3	2	1	1	1	1	10
Tanah Abang, Kec. Batanghari Leko	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Jumlah	1	5	7	13	9	8	4	4	4	50

Sumber: Sosekbud(2017) di perjualbelikan.

G. KESIMPULAN

Pengaturan mengenai CSR di dalam UU PT dan UU PM masih perlu diperjelas dan disesuaikan dengan peraturan perundang-undangan lainnya, antara lain UU Lingkungan Hidup dan dengan instrumen hukum internasional yang terkait, di antaranya ISO 26000. Hal ini untuk menghilangkan bias dalam pengertian dan standar pelaksanaan CSR. Kalangan dunia usaha diharapkan dapat melaksanakan CSR lebih maksimal sehingga penerapan CSR pada aspek-aspek sosial dan lingkungan dapat semakin berhasil dan mendatangkan manfaat, baik bagi perusahaan, masyarakat, lingkungan, maupun negara.

Kinerja pelaksanaan tanggung jawab sosial dan lingkungan hidup pelaku kegiatan UCG, ditinjau berdasarkan persepsi masyarakat Mampang Sakti, untuk melihat pandangan mereka terhadap pelaksanaan tanggung jawab sosial dan lingkungan hidup perusahaan. Mengenai tanggapan masyarakat terhadap kehadiran UCG di daerah ini, dari 50 responden yang diberi kuisioner, 41 orang setuju terhadap kehadiran UCG dan 9 orang tidak setuju. Hal yang diharapkan oleh masyarakat terhadap kehadiran UCG di daerah ini adalah kerja sama dengan masyarakat (27 orang), dapat mempekerjakan tenaga setempat (9 orang), dapat meningkatkan ekonomi masyarakat (5 orang) serta kondisi lingkungan berkelanjutan (4 orang). Berbagai harapan masyarakat tersebut terlihat pada semua kecamatan yang menjadi daerah proyek dan keinginan pengelolaan lingkungan yang berkelanjutan sangat menonjol pada semua desa. Hal ini perlu menjadi perhatian perusahaan agar pengelolaan lingkungan, terutama pada kedua kecamatan tersebut lebih ditingkatkan. Kegiatan CSR yang sudah dilaksanakan adalah perekrutan tenaga kerja setempat/lokal, sedangkan perbaikan sarana jalan dan fasilitas kesehatan belum berjalan dan masih bergantung pada polindes.

REFERENSI

- Affif, S., & Anantadjaya, S. P. D. (2013). CSR & performance: Any evidence from Indonesian LQ45? *ERN: Asia & Pacific (Emerging Markets) (Topic)*.
- Arikunto, S. (2007). *Manajemen penelitian*. Rineka Cipta.

- Burton, E., Upadhye, R., & Friedmann, S. (2019). *Best practices in underground coal gasification* (Technical Report LLNL-TR-225331 339727). USDOE National Nuclear Security Administration (NNSA). <https://doi.org/10.2172/1580018>
- Devita, I. (2012). *Tanggung jawab sosial dan lingkungan*. <https://irmadevita.com/2012/tanggung-jawab-sosial-dan-lingkungan/>
- Fardani, A. (2012). *Dampak sosial keberadaan PT Vale Indonesia Tbk terhadap kehidupan masyarakat (Studi Kasus Sorowako Kecamatan Nuha Kabupaten Luwu Timur)* (Skripsi, Fakultas Ilmu Sosial dan Ilmu Politik, Universitas Hasanuddin, Makassar).
- Fedrian dan Adrian N., 2014. Kajian sosio legal tanggung jawab sosial lingkungan hidup perusahaan berdasarkan persepsi masyarakat, *Mimbar Hukum*, vol. 26, h. 409-427.
- Hattingh, L. 2008. *Underground Coal Gasification*. SASOL Mining (Pty) Ltd.
- Ivyannoproject. (2012). *Tanggung jawab sosial terhadap lingkungan*. <https://ivyannoproject.wordpress.com/2012/08/01/tanggung-jawab-sosial-peusahaan-terhadap-lingkungan/>
- Riduwan. (2004). *Metode dan teknik menyusun tesis*. Alfabeta.
- Saidi, Z., & Abidin, H. (2004). *Menjadi bangsa pemurah: wacana dan praktek kedermawanan sosial di Indonesia*. Piramida.
- Sinha, N. (2007). *Status report on underground coal gasification*. Office of the principal scientific adviser, Government of India.
- Sosekbud. (2017). *Hasil pengolahan kuesioner Macang Sakti, Kecamatan Sanga Desa, Kabupaten Musi Banyuasin*.
- The International Organization for Standardization. (2010). *ISO 26000:2010 guidance standard on social responsibility*. www.iso26000.info
- Wibisono, Y. (2007). *Membedah konsep dan aplikasi CSR (corporate social responsibility)*. Fascho Publishing.

BAB XIII

Kebijakan dan Sistem Regulasi Pengusahaan Gasifikasi Batubara Bawah Tanah (*Underground Coal Gasification*) di Indonesia

Bambang Yuniarto, Sri Sugiarti, & Meitha Suciyanti

A. PENDAHULUAN

Teknologi gasifikasi batubara bawah tanah (*underground coal gasification*) merupakan teknologi yang mengonversi batubara menjadi gas secara *in situ* di bawah tanah. Dalam pengembangan UCG di Indonesia, diperlukan penyiapan kebijakan sebagai dasar penyusunan peraturan perundang-undangan di bidang pengusahaannya. Objek hukum yang diatur adalah batubara bawah tanah yang akan digasifikasi dengan teknologi UCG. Peraturan perundang-undangan pengelolaan dan pengembangan batubara di Indonesia diatur dalam peraturan di bidang mineral dan batubara (minerba), yaitu Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara (UU No. 4 Tahun 2009) sebagaimana telah diubah dengan Undang-Undang Nomor 3 Tahun 2020 tentang Perubahan atas Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009 (UU No. 3 Tahun 2020/UU Minerba), namun demikian pembahasan regulasi ini masih mengacu UU No. 3 Tahun 2020 mengingat turunannya belum terbit sepenuhnya. Menurut Pasal 1 angka 4 Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi

Buku ini tidak diperjualbelikan.

(UU No. 30 Tahun 2007/UU Energi), gasifikasi batubara termasuk ke dalam kelompok sumber energi baru, yaitu sumber energi yang dapat dihasilkan oleh teknologi baru. Kendala dalam merumuskan kegiatan operasional perusahaan UCG adalah

- 1) produk yang dihasilkan berupa bahan gas bakar yang hingga saat ini secara komersial (pasar) belum ada harga patokannya;
- 2) harga pembanding produk belum ada.

Bisnis UCG di beberapa negara yang telah mengembangkan teknologi tersebut, seperti di Uzbekistan dan Afrika Selatan, produknya berupa energi listrik atau *synthetic natural gas* (SNG) karena perusahaan UCG tidak bisa berdiri sendiri, tetapi harus ada pengolahan lebih lanjut. Dengan kondisi tersebut, perusahaan UCG di Indonesia akan terkait dengan peraturan perundang-undangan di bidang minyak dan gas bumi (migas), termasuk bidang energi baru terbarukan dan konversi energi (EBTKE), serta bidang ketenagalistrikan selain peraturan perundang-undangan di bidang minerba.

B. PEMILIHAN KEBIJAKAN DAN SISTEM REGULASI PENGELOLAAN UCG

Untuk memformulasikan kebijakan nasional, termasuk peraturan perusahaan UCG yang sesuai dengan kondisi Indonesia, perlu dipertimbangkan beberapa aspek, baik ekonomi (manfaat bagi pemerintah dan bisnis UCG) maupun teknis yang merupakan karakteristik dan kondisi riil teknologi UCG di lapangan. Dalam konteks saat ini, karena produk gas yang dihasilkan tidak bisa langsung dijual di pasaran, perusahaan UCG tidak cukup bila diatur berdasarkan peraturan perundang-undangan di bidang minerba. Di bagian hilir atau pengolahan lebih lanjut, diperlukan peraturan di bidang migas dan ketenagalistrikan. Setiap kebijakan atau keputusan dalam pilihan aspek-aspek tersebut akan membawa implikasi teknis dan pertimbangan hukum masing-masing. Aspek teknis terkait teknologi yang sesuai dengan kondisi geologi Indonesia dan aspek keekonomiannya adalah apakah lebih menguntungkan dan menarik jika dikelola dengan royalti atau *production sharing*. Aspek kewilayahan menyangkut wilayah izin pertambangan

karena adanya perbedaan konsep yang signifikan, baik dalam peraturan di bidang minerba dan migas maupun ketenagalistrikan. Selain aspek teknis ekonomi dan kewilayahan, kewenangan pengelolaan batubara juga merupakan faktor penting dalam menentukan peraturan di bidang perusahaan UCG (Yunianto, 2015).

Sesuai UU No. 4 Tahun 2009, terdapat pembagian kewenangan antara pemerintah pusat dengan daerah (provinsi) dalam pertambangan mineral dan batubara. Kewenangan pemerintah pusat cukup terbatas, sifatnya hanya memberi norma, standar, prosedur, dan kriteria (NSPK) bagi pelaksanaan pengelolaan pertambangan di daerah. Kewenangan pemerintah hanya pengendalian produksi dan ekspor.

Pada tahun 2020, pemerintah menetapkan kebijakan baru di bidang mineral dan batubara, yaitu melakukan perubahan terhadap UU No. 4 Tahun 2009 melalui UU No. 3 Tahun 2020. Selain mengatur penambahan ketentuan baru, kebijakan tersebut juga mengatur perubahan ketentuan seperti perubahan nomenklatur terkait hilirisasi batubara. Salah satu ketentuan yang diubah dalam UU No. 3 Tahun 2020 adalah kewenangan perizinan yang ditarik kembali ke pusat. Pasal 35 menyebutkan bahwa usaha pertambangan mineral dan batubara dilaksanakan berdasarkan perizinan berusaha dari pemerintah pusat melalui pemberian nomor induk berusaha (NIB), sertifikat standar, dan/atau izin. Namun, pemerintah pusat dapat mendelegasikan kewenangan pemberian perizinan berusaha tersebut kepada pemerintah daerah provinsi sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.

Dalam kewenangan pengolahan batubara, pemerintah melalui Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) telah melimpahkan kewenangan kepada Direktur Jenderal Mineral dan Batubara (Dirjen Minerba). Dalam hal kewenangan perizinan pengolahan batubara menjadi bahan bakar minyak/gas, hal tersebut merupakan kewenangan Ditjen Minerba sebagaimana diatur dalam UU Minerba jo Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2010 (PP No. 23 Tahun 2010) tentang Pelaksanaan Kegiatan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara yang telah beberapa kali diubah, terakhir dengan Peraturan Pemerintah Nomor 8 Tahun 2018 tentang Perubahan Kelima atas Peraturan Pe-

merintah Nomor 23 Tahun 2010 tentang Pelaksanaan Kegiatan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara (PP No. 8 Tahun 2018).

Perubahan nomenklatur terkait hilirisasi batubara adalah yang asalnya “pengolahan” dalam UU No. 4 Tahun 2009 menjadi “pengembangan dan/atau pemanfaatan” dalam UU No. 3 Tahun 2020. Definisi pengembangan dan/atau pemanfaatan adalah upaya untuk meningkatkan mutu batubara dengan atau tanpa mengubah sifat fisik atau kimia batubara asal sebagaimana dimaksud dalam Pasal 20b UU No. 3 Tahun 2020.

Pasal 102 pun mengalami perubahan sehingga berbunyi pemegang IUP atau IUPK pada tahap kegiatan operasi produksi dapat melakukan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara. UCG sebagai salah satu jenis atau teknologi dalam pengembangan batubara disebutkan dalam penjelasan Pasal 102 ayat (2) tersebut.

Peningkatan nilai tambah batubara yang diatur dalam Pasal 94 PP No. 23 Tahun 2010 adalah setiap pemegang Izin Usaha Pertambangan (IUP) Operasi Produksi dan Izin Usaha Pertambangan Khusus (IUPK) Operasi Produksi Batubara wajib melakukan pengolahan untuk meningkatkan nilai tambah batubara yang diproduksi, baik secara langsung maupun melalui kerja sama dengan pemegang IUP dan IUPK lainnya. Upaya peningkatan nilai tambah batubara terkait dengan penggunaan teknologi yang diharapkan, mampu memberikan keuntungan lebih besar kepada pelaku usaha. Keberadaan teknologi dan pemanfaatan terhadap teknologi tersebut menjadi faktor penentu bagi keberhasilan peningkatan nilai tambah batubara (Permana, 2011).

Terkait aspek teknis dan lingkungan pada pertambangan konvensional, konsep pertambangan teknologi UCG yang dilakukan di bawah tanah perlu dikaji ulang. Proses bisnis UCG tidak sama dengan pertambangan konvensional yang dilakukan di permukaan tanah. Aspek lingkungan harus secara serius diperhatikan, baik di permukaan maupun di bawah tanah terkait dengan proses gas yang dihasilkan (Santoso, 2015). Implementasi teknologi UCG berdasarkan aspek geologis dan hidrologi, terkait dengan peringkat batubara, yaitu sub-bituminus dan bituminus. Di samping itu, perlu memperhatikan karakteristik lainnya,

Buku ini tidak diperjualbelikan.

seperti kedalaman, ketebalan, kualitas, struktur geologi, dan lapisan penutup batubara (Daulay & Suprpto, 2007; Santoso, 2015).

Pengembangan UCG di Indonesia harus memiliki tujuan jelas, yaitu menjadi sumber energi lain yang cocok di Indonesia, khususnya di beberapa daerah tertentu yang memiliki kriteria untuk pengembangan UCG. Dalam penyusunan kebijakan pengembangan UCG, terdapat beberapa kriteria yang harus dipenuhi (Barack, 2015), yaitu

- 1) kesesuaian batubara dengan kriteria geokimia, permeabilitas, pengembangan batubara bersih;
- 2) analisis geologi dan geofisika wilayah proyek;
- 3) struktur geologi batubara dan batuan yang berdekatan serta sifat geomekanik;
- 4) hidrogeologi seluruh sistem, analisis pori tekanan batubara dan batuan;
- 5) data hujan regional dan pola aliran air dalam kaitannya dengan wilayah proyek;
- 6) kerentanan daerah gempa;
- 7) jauh dari daerah pemukiman dan pertanian (diutamakan pada daerah terpencil);
- 8) memiliki rencana bencana lingkungan.

C. KEBIJAKAN DAN REGULASI UCG DI LUAR NEGERI

Dalam rangka mengolah batubara sebagai alternatif sumber energi primer dunia, beberapa negara telah melakukan kegiatan UCG sampai dengan tahap komersial. Negara tersebut bahkan telah membentuk regulasi untuk mendukung pengembangan UCG. Regulasi tersebut ada yang diterbitkan secara khusus atau tercantum dalam suatu pasal tertentu, tetapi pada umumnya di bawah peraturan mengenai pertambangan. Regulasi UCG di suatu negara menggambarkan pendekatan kebijakan nasional dalam mengatur pengembangan UCG di negaranya (Walker, 2015).

1. Australia (Queensland)

Linc Energy melakukan percobaan UCG pertama kali di Chinchilla pada Desember 1999 sampai dengan April 2002. Kegiatan percobaan UCG dilaksanakan berdasarkan Undang-Undang Sumber Daya Mineral Tahun 1989 yang mensyaratkan adanya *exploration permit for coal* (EPC), area operasi UCG, dan *mineral development license* (MDL) untuk melaksanakan proyek percobaan UCG.

Komersialisasi pengoperasian UCG membutuhkan *mining license* (ML) serta mendapatkan persetujuan *environmental impact statement* (EIS) dan *environmental management plans* (EMP) dari otoritas lingkungan (Walker, 2014). Undang-Undang Sumber Daya Mineral Tahun 1989 tidak mengatur UCG secara khusus, namun hal ini dapat ditemukan pada “pengertian mineral” sebagaimana diatur dalam Bab I Pendahuluan bagian 4 angka 6 (2) huruf f: “*Sebuah produk yang mungkin didapat atau dihasilkan dari sebuah proses Gasifikasi Batubara atau serpih minyak bawah tanah (**mineral f**) dan produk lain yang akan dihasilkan juga dari berlangsungnya proses tersebut (**mineral f**) juga;*”.

Berdasarkan Undang-Undang Sumber Daya Mineral Tahun 1989, produk hasil UCG dikategorikan sebagai “mineral f”. Oleh karena itu, sebelum mendapat izin pengoperasian UCG dari kementerian yang menangani sumber daya mineral, operator harus mendapat izin batubara (EPC dan MDL) terlebih dahulu. Menteri dapat memberikan izin jika “... kepentingan masyarakat tidak terpengaruh”. Di Australia, pemegang lisensi UCG merupakan salah satu pihak yang terkena pengaruh industri *coal seam gas* (CSG). Para pemegang lisensi UCG berpendapat bahwa CSG memiliki prospek yang sama dengan UCG terhadap lapisan batubara pada kedalaman tertentu. Seperti diketahui, energi yang dihasilkan oleh CSG 15 kali lebih sedikit daripada UCG sehingga izin penggunaan wilayah CSG mencakup daerah yang sangat luas sebagaimana kebanyakan cekungan batubara di negara tersebut. Hal tersebut menjadi konflik penguasaan atas wilayah prospek yang sesuai untuk UCG (Walker, 2015).

Sehubungan dengan konflik tersebut, sebuah kebijakan di bidang UCG dikeluarkan oleh Pemerintah Queensland pada Februari 2009

(Fraser, 2010). Kebijakan tersebut menyebutkan “apabila Menteri Sumber Daya Alam, Pertambangan, dan Energi diharuskan untuk menentukan keputusan preferensi atau koordinasi antara pengembang sebuah sumber daya CSG dan UCG, keputusan yang dihasilkan akan mendukung kepemilikan pemegang sumber daya CSG di bawah Undang-Undang *petroleum and gas* sehingga memungkinkan keberlangsungan CSG untuk kemajuan pada tahap produksi”. Kebijakan tersebut merupakan pembatasan yang signifikan untuk pengembangan UCG di Queensland karena cekungan batubara diprioritaskan untuk pengembangan CSG. Kebijakan tersebut tidak berlaku untuk kegiatan pertambangan konvensional karena diberlakukan prosedur undang-undang negosiasi untuk penggunaan gas apapun yang dihasilkan selama operasi pertambangan (Walker, 2015). Melalui undang-undang tentang lingkungan, pemerintah telah melakukan tindakan agresif dan penyesuaian kerangka kerja terhadap percobaan UCG, proses percobaan pembakaran yang telah dilaksanakan sebanyak tiga kali selama empat tahun di negara tersebut terpaksa dihentikan pada saat proses berlangsung.

2. Inggris

Berdasarkan Undang-Undang tentang Industri Batubara Tahun 1954, otoritas batubara merupakan pihak yang berwenang memberikan lisensi dan manajemen operasi batubara di Inggris. Otoritas batubara menerbitkan kebijakan di bidang perizinan aktivitas UCG pada Desember 2009. Kebijakan tersebut sebagian besar berisi persyaratan untuk pertambangan bawah tanah konvensional beserta penjelasannya secara rinci. Hal-hal penting dalam kebijakan tersebut, di antaranya

- 1) otoritas batubara mengeluarkan lisensi UCG berdasarkan Undang-Undang tentang Industri Batubara Tahun 1954;
- 2) lisensi di luar pertambangan yang ada/lisensi petroleum (*historic reason*);
- 3) persetujuan lisensi lepas pantai diindikasikan dengan preferensi;
- 4) pajak/royalti dalam penggunaan batubara dihitung berdasarkan kualitas atau *syngas* yang dihasilkan;

- 5) peraturan pertambangan bawah tanah menjadi dasar untuk kerangka peraturan;
- 6) risiko yang ada berdasarkan dengan peraturan lingkungan yang sesuai untuk UCG.

Selain hal tersebut, kebijakan yang dikeluarkan oleh otoritas batubara Inggris juga menyatakan bahwa perkembangan UCG di Inggris pada awalnya memerlukan proyek percobaan untuk mengevaluasi proses tersebut. Setelah proses ini terbukti kinerjanya, kemudian dapat dilakukan proyek-proyek berskala besar (Fraser, 2010). Kebijakan di Inggris tersebut menjadi dasar keabsahan bagi proyek-proyek di lepas pantai, di samping karena faktor teknologi baru UCG, tidak ada jaminan proyek komersial, dan adanya keterbatasan peraturan lingkungan tambang bawah tanah untuk batubara UCG. Keadaan tersebut menggambarkan layaknya “*re-invent the wheel*” yang merupakan adopsi pendekatan dari Queensland meskipun kebijakan tersebut diterbitkan sebelum keberhasilan proyek UCG di Chinchilla pada 1999–2002. Jika ditelaah lebih lanjut, pendekatan yang digunakan akan meningkatkan risiko keuangan para pendukung UCG secara signifikan; tidak ada jaminan untuk dapat mengembangkan proyek yang komersial (Walker, 2015).

3. Afrika Selatan

Sistem regulasi UCG yang diterapkan di Afrika Selatan merupakan hal yang menarik karena Eskom, perusahaan listrik nasional Afrika Selatan, melakukan proyek percobaan di bidang produksi gas dalam jangka panjang, yaitu lima tahun. Kondisi yang terjadi di Queensland dan Inggris tidak dapat dijadikan rujukan yang relevan untuk UCG Afrika Selatan. Pada Mei 2013, terbit perubahan *Mineral Resources and Petroleum Development Act* (MRPDA) yang salah satu perubahannya mendefinisikan proses gasifikasi sebagai sumber daya mineral yang menguntungkan dan menempatkan UCG di bawah ketentuan pertambangan dalam MRPDA. Secara khusus, MRPDA menyebutkan bahwa semua pengajuan persetujuan yang berhubungan dengan lingkungan dipertimbangkan berdasarkan Undang-Undang tentang Lingkungan

Nasional Tahun 1998. Hal tersebut dapat dipahami karena pada saat itu, diskusi terkait standar lingkungan yang akan diterapkan untuk kegiatan operasi UCG sedang berlangsung (Walker, 2014, 2015).

D. KEBIJAKAN DAN REGULASI PENGELOLAAN UCG DI INDONESIA

Menurut Walker (2015), regulasi UCG di Indonesia sudah sesuai dengan praktik internasional yang diatur dengan jelas di bawah UU No. 4 Tahun 2009. Undang-Undang tersebut dalam mendefinisikan pengolahan dan pemurnian sebagai “... kegiatan penambangan untuk meningkatkan kualitas mineral dan/atau batubara” dan juga untuk “memanfaatkan dan memperoleh bahan turunan”. Menurut penjelasan Pasal 94 ayat (1) PP No. 23 Tahun 2010, dalam kegiatan pengolahan melalui proses gasifikasi batubara, termasuk juga di dalamnya gasifikasi batubara bawah tanah, dilakukan oleh pemegang IUP Operasi Produksi dan IUPK Olah/Murni (O/M).

1. Undang-Undang Energi

Dalam Pasal 1 angka 4 UU Energi disebutkan bahwa sumber energi baru adalah sumber energi yang dapat dihasilkan oleh teknologi baru, baik yang berasal dari sumber energi terbarukan, maupun sumber energi tak terbarukan. Energi baru terdiri atas nuklir, hidrogen, gas metana batubara, batubara tercairkan, dan batubara tergaskan. Pemanfaatan sumber daya energi baru menurut Pasal 4 ayat (2) UU Energi tersebut diatur oleh negara dan dimanfaatkan untuk sebesar-besarnya kemakmuran rakyat, sementara Pasal 21 ayat (2) dan ayat (3) mengatur tentang pemanfaatan energi. Pemanfaatan energi baru wajib ditingkatkan oleh pemerintah pusat dan daerah. Selanjutnya, penyediaan energi dari sumber energi baru dilakukan oleh badan usaha, bentuk usaha tetap, dan perseorangan. Dalam penyediaan energi tersebut, diberikan kemudahan dan/atau insentif dari pemerintah pusat dan/atau pemerintah daerah sesuai dengan kewenangannya untuk jangka waktu tertentu hingga tercapai nilai keekonomiannya.

UU Energi juga mengatur mengenai penelitian dan pengembangan. Dalam Pasal 29 ayat (2) disebutkan bahwa penelitian dan

pengembangan ilmu pengetahuan dan teknologi dalam penyediaan dan pemanfaatan energi diarahkan untuk pengembangan energi baru dan energi terbarukan demi menunjang pengembangan industri energi nasional yang mandiri. Pendanaan untuk pengembangan dan pemanfaatan hasil penelitian tentang energi baru dan energi terbarukan akan dibiayai dari pendapatan negara yang berasal dari energi tak terbarukan, sebagaimana dimaksud Pasal 30 ayat (3) UU Energi.

2. Undang-Undang Pertambangan Mineral dan Batubara

Sebagaimana telah disebutkan sebelumnya, UU Minerba merupakan UU No. 4 Tahun 2009 yang telah diubah dengan UU No. 3 Tahun 2020. Terdapat perubahan nomenklatur “peningkatan nilai tambah” dalam UU No. 4 Tahun 2009 menjadi “pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara” dalam UU No. 3 Tahun 2020.

UU Minerba mengatur beberapa kegiatan dalam usaha pertambangan batubara, seperti penambangan dan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara. Pasal 1 angka 19 dan angka 20b mendefinisikan kegiatan penambangan dan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara. Angka 19 menyebutkan bahwa penambangan adalah bagian kegiatan usaha pertambangan untuk memproduksi mineral dan/atau batubara dan mineral ikutannya, sedangkan angka 20b menyebutkan bahwa pengembangan dan/atau pemanfaatan adalah upaya untuk meningkatkan mutu batubara dengan atau tanpa mengubah sifat fisik atau kimia batubara asal.

Pasal 102 pun mengalami perubahan sehingga berbunyi pemegang IUP atau IUPK pada tahap kegiatan operasi produksi dapat melakukan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara. UCG sebagai salah satu jenis pengembangan batubara disebutkan dalam penjelasan Pasal 102 ayat (2) tersebut. Adapun jenis pengembangan batubara menurut penjelasan Pasal 102 ayat (2) tersebut, antara lain dapat berupa

- a) peningkatan mutu batubara (*coal upgrading*);
- b) pembuatan briket batubara (*coal briquetting*);
- c) pembuatan kokas (*coking*);
- d) pencairan batubara (*coal liquefaction*);

- e) gasifikasi batubara (*coal gasification*) termasuk *underground coal gasification*; dan
- f) campuran batubara-air (*coal slurry/ coal water mixture*).

Sementara itu, pemanfaatan batubara antara lain dengan membangun sendiri Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) di mulut tambang.

Uraian yang cukup detail tentang jenis pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara dalam penjelasan UU No. 3 Tahun 2020 menunjukkan komitmen kuat pemerintah dalam menetapkan kebijakan nasional di bidang pengusahaan batubara. Kebijakan baru tersebut diperlukan untuk menjawab perkembangan, permasalahan, dan kebutuhan yang semakin dinamis. PP No. 23 Tahun 2010 yang merupakan salah satu peraturan pelaksanaan dari UU Minerba masih menggunakan nomenklatur peningkatan nilai tambah sehingga peraturan pemerintah tersebut perlu diubah atau diganti. Saat ini, pemerintah tengah menyusun rancangan peraturan pemerintah sebagai peraturan pelaksanaan dari UU No. 3 Tahun 2020 yang merupakan perubahan atau revisi dari UU No. 4 Tahun 2009.

Kegiatan pengelolaan dan pengembangan batubara di Indonesia diatur dalam beberapa peraturan perundang-undangan sebagai berikut:

- a) Peraturan Pemerintah Nomor 22 Tahun 2010 tentang Wilayah Pertambangan (PP No. 22 Tahun 2010);
- b) Peraturan Pemerintah Nomor 55 Tahun 2010 tentang Pembinaan dan Pengawasan Penyelenggaraan Pengelolaan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara (PP No. 55 Tahun 2010);
- c) Peraturan Pemerintah Nomor 78 Tahun 2010 tentang Reklamasi dan Pascatambang (PP No. 78 Tahun 2010);
- d) Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2013 tentang Tata Cara Pemberian Izin Khusus di Bidang Pertambangan Mineral dan Batubara sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2015 tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri ESDM Nomor 32 Tahun 2013 tentang Tata Cara

Pemberian Izin Khusus di Bidang Pertambangan Mineral dan Batubara (Permen ESDM No. 32 Tahun 2013);

- e) Keputusan Menteri ESDM Nomor 0186 K/30/MEM/2011 tentang Pelimpahan Wewenang Menteri ESDM kepada Direktur Jenderal Mineral dan Batubara untuk Pemberian Izin Usaha Pertambangan dan Pemberian Surat Keterangan Terdaftar (Kepmen ESDM No. 0186 K/30/MEM/2011);
- f) Peraturan Direktur Jenderal Mineral dan Batubara Nomor 999.K/30/DJB/2011 tentang Tata Cara Penetapan Besaran Biaya Penyesuaian Harga Patokan Batubara sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Direktur Jenderal Mineral dan Batubara No. 644.K/30/DJB/2013 tentang Perubahan Atas Peraturan Direktur Jenderal Mineral dan Batubara No. 999.K/30/DJB/2011 tentang Tata Cara Penetapan Besaran Biaya Penyesuaian Harga Patokan Batubara (Perdirjen Minerba No. 999.K/30/DJB/2011).

Sebagai salah satu peraturan pelaksanaan dari UU Minerba, PP No. 23 Tahun 2010 yang berlaku saat ini masih menggunakan nomenklatur peningkatan nilai tambah. Pengolahan untuk meningkatkan nilai tambah batubara dapat dilakukan oleh pemegang IUP dan IUPK Operasi Produksi, serta perusahaan. Pada 2014, PP No. 23 Tahun 2010 mengalami perubahan ketiga melalui Peraturan pemerintah Nomor 77 Tahun 2014. Dalam perubahan ketiga tersebut, ditambahkan UCG sebagai bagian dari gasifikasi batubara dalam penjelasan Pasal 94 ayat (1). Menurut penjelasan Pasal 94 ayat (1), “pengolahan” oleh pemegang IUP dan IUPK Operasi Produksi, meliputi antara lain:

- a) peningkatan mutu batubara (*coal upgrading*);
- b) pembuatan briket batubara (*coal briquetting*);
- c) pembuatan kokas (*cokes making*);
- d) pencairan batubara (*coal liquefaction*);
- e) gasifikasi batubara (*coal gasification*), termasuk *underground coal gasification*;
- f) *coal slurry/coal water mixture*.

Berdasarkan penjelasan tersebut, UCG merupakan salah satu jenis pengembangan batubara dalam ketentuan UU Minerba dan juga termasuk dalam kegiatan pengolahan dalam PP No. 23 Tahun 2010. Hal ini berarti pengembangan UCG di Indonesia diatur dalam peraturan perundang-undangan di bidang pertambangan mineral dan batubara, yaitu UU Minerba dan PP No. 23 Tahun 2010, sesuai dengan praktik kebijakan atau regulasi internasional mengenai UCG.

Sebelum terbit Peraturan Pemerintah Nomor 77 Tahun 2014 yang merupakan perubahan ketiga atas PP No. 23 Tahun 2010, terdapat silang pendapat mengenai instansi mana yang berwenang untuk mengusahakan UCG. Hal ini terjadi karena objek yang ditambang adalah batubara yang merupakan domain kewenangan Ditjen Minerba, sedangkan produk UCG yang berupa bahan bakar gas berada di bawah wewenang Direktorat Jenderal Migas (Ditjen Migas) atau Ditjen Ketenagalistrikan. Terbitnya Peraturan Pemerintah Nomor 77 Tahun 2014 telah mengakhiri silang pendapat tersebut. Pengusahaan UCG merupakan bentuk pengolahan dalam rangka meningkatkan nilai tambah batubara atau pengembangan batubara. Hal ini sejalan dengan beberapa ketentuan dalam UU Minerba dan PP No. 23 Tahun 2010 sebagai berikut:

- a) Pasal 95 huruf c: Pemegang IUP dan IUPK wajib meningkatkan nilai tambah sumber daya mineral dan/atau batubara;
- b) Pasal 102 ayat (2): Pemegang IUP dan IUPK pada tahap kegiatan operasi produksi dapat melakukan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara;
- c) Pasal 104 ayat (2): Pemegang IUP dan IUPK pada tahap kegiatan operasi produksi dapat melakukan kerja sama pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara dengan pemegang IUP atau IUPK lain pada tahap kegiatan operasi produksi, atau pihak lain yang melakukan kegiatan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara;
- d) Pasal 94 PP No. 23 Tahun 2010 yang mengatur bahwa Pemegang IUP Operasi Produksi dan IUPK Operasi Produksi batubara wajib melakukan pengolahan untuk meningkatkan nilai tambah

batubara yang diproduksi, baik secara langsung maupun melalui kerja sama dengan perusahaan, pemegang IUP, dan IUPK lainnya. Diperkuat dengan penjelasan Pasal 94 yang menambahkan UCG sebagai bagian dari gasifikasi batubara.

- e) Pasal 36 ayat (2) PP No. 23 Tahun 2010 yang diubah dalam Peraturan Pemerintah Nomor 77 Tahun 2014:

Dalam hal pemegang IUP Operasi Produksi tidak melakukan kegiatan pengolahan dan pemurnian, kegiatannya dapat dilakukan oleh pihak lain yang memiliki:

1. IUP Operasi Produksi lainnya yang memiliki fasilitas pengolahan dan pemurnian;
2. IUP Operasi Produksi khusus untuk pengolahan dan pemurnian.

3. Undang-Undang Minyak dan Gas Bumi

Dasar hukum kegiatan di Bidang Migas adalah Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi (UU No. 22 Tahun 2001/UU Migas) beserta peraturan perundang-undangan lainnya sebagai peraturan pelaksanaannya. Dalam perusahaan UCG, peraturan terkait minerba mengatur mulai dari bagian hulu sampai bagian hilir, yaitu menjadi produk gas UCG. Perhitungan royalti berdasarkan jumlah dan kalori batubara yang tergasifikasi di dalam tanah. Pengolahan produk UCG yang menghasilkan bahan bakar gas akan diatur oleh peraturan terkait migas dan apabila dihasilkan daya listrik akan diatur dengan peraturan terkait ketenagalistrikan. Produk UCG yang mengalami pengolahan lebih lanjut dan menghasilkan bahan bakar gas harus memenuhi spesifikasi migas sebelum dipasarkan.

Beberapa peraturan perundang-undangan pelaksana UU Migas yang terkait dengan tata niaga produk UCG, antara lain

- a) Peraturan Pemerintah Nomor 36 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi (PP No. 36 Tahun 2004) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 30 Tahun 2009 tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah No-

- mor 36 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi (PP No. 30 Tahun 2009);
- b) Peraturan Pemerintah Nomor 67 Tahun 2002 tentang Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi melalui Pipa (PP No. 67 Tahun 2002) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 49 Tahun 2012 tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah Nomor 67 Tahun 2002 tentang Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi melalui Pipa (PP No. 49 Tahun 2012);
 - c) Peraturan Menteri ESDM Nomor 29 Tahun 2017 tentang Perizinan Pada Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi (Permen ESDM No. 29 Tahun 2017), sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri ESDM Nomor 52 Tahun 2018 tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri ESDM Nomor 29 Tahun 2017 tentang Perizinan Pada Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi (Permen ESDM No. 52 Tahun 2018);
 - d) Peraturan Menteri ESDM No. 0048 Tahun 2005 tentang Standar dan Mutu (Spesifikasi) serta Pengawasan Bahan Bakar Minyak, Bahan Bakar Gas, Bahan Bakar Lain, LPG, LNG dan Hasil Olahsan yang Dipasarkan di Dalam Negeri (Permen ESDM Nomor 0048 Tahun 2005));
 - e) Peraturan Menteri ESDM No. 35 Tahun 2008 tentang Tata Cara Penetapan dan Penawaran Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi (Permen ESDM No. 35 Tahun 2008);
 - f) Peraturan Menteri ESDM No. 36 Tahun 2008 tentang Pengusahaan Gas Metana Batubara (Permen ESDM No. 36 Tahun 2008);
 - g) Keputusan Dirjen Migas No. 247.K/10/DJM.T/2011 tentang Spesifikasi Bahan Bakar Gas Jenis CNG untuk Transportasi yang Dipasarkan di Dalam Negeri (Kepdirjen Migas No. 247.K/10/DJM.T/2011).

Kegiatan usaha hilir minyak dan gas mencakup pengolahan, pengangkutan, penyimpanan, dan niaga. Dalam Pasal 23 ayat (1) UU

Migas lebih lanjut dijelaskan, kegiatan usaha hilir minyak dan gas dapat dilaksanakan oleh badan usaha setelah mendapat izin usaha dari pemerintah. PP No. 36 Tahun 2004 sebagai peraturan pelaksana UU Migas menyebutkan dalam Pasal 3 bahwa pemerintah melakukan pengaturan, pembinaan, dan pengawasan atas jenis, standar, dan mutu bahan bakar minyak (BBM), gas bumi, bahan bakar gas (BBG), dan bahan bakar lain (BBL), serta hasil olahan. Terkait produk migas, Pasal 62 ayat (1) PP No. 36 Tahun 2004 menyebutkan bahwa Menteri ESDM menetapkan jenis, standar, dan mutu Bahan Bakar Minyak (BBM), Bahan Bakar Gas (BBG), Bahan Bakar Lain (BBL), dan/atau hasil olahan yang berupa produk akhir (*finished product*) yang akan dipasarkan di dalam negeri. Lebih jauh Pasal 62 ayat (2) PP No. 36 Tahun 2004 menyebutkan bahwa standar dan mutu BBM, BBG, dan hasil olahan yang dipasarkan di dalam negeri wajib memenuhi standar dan mutu yang ditetapkan oleh Menteri ESDM. Pasal 62 ayat (3) PP No. 36 Tahun 2004 mengatur bahwa dalam menetapkan standar dan mutu, Menteri ESDM wajib memperhatikan perkembangan teknologi, kemampuan produsen, kemampuan dan kebutuhan konsumen, keselamatan dan kesehatan kerja, serta pengelolaan lingkungan hidup. Sebagai petunjuk pelaksanaan dan teknis, Permen ESDM No. 0048/2005, khususnya dalam Pasal 3, Direktur Jenderal Migas menetapkan standar dan mutu BBM, BBG, BBL, LPG, LNG, dan hasil olahan yang dipasarkan di dalam negeri.

Dalam percepatan pengembangan UCG, ditemukan persoalan tumpang tindih lahan antara pemegang Wilayah Kerja CBM dengan Wilayah Perjanjian Karya Pengusahaan Pertambangan Batubara (PKP2B), Wilayah Kuasa Pertambangan Batubara yang memerlukan kejelasan peraturan perundang-undangan. Pengembangan UCG dan industri CBM sama-sama sebagai prioritas untuk memenuhi kebutuhan energi nasional. Dalam proses negosiasinya, pemerintah pusat maupun daerah diharapkan mengambil peran terdepan dan terpenting dalam penyelesaian tumpang tindih lahan tersebut agar pengembangan UCG pada tahap awal tidak terganggu oleh persoalan tumpang tindih lahan. Sebagaimana telah diuraikan di atas, pengembangan dan pengusahaan UCG berdasarkan UU Minerba terkait minerba, sementara pengusahaan CBM dalam kewenangan UU Migas terkait migas.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Pengusahaan CBM berdasarkan Permen ESDM No. 36 Tahun 2008. Dalam Pasal 2 ayat (2), penguasaan gas metana batubara oleh negara diselenggarakan oleh pemerintah sebagai Pemegang Kuasa Pertambangan. Dalam Pasal 3 ayat (1), pengusahaan gas metana batubara tunduk dan berlaku ketentuan peraturan perundang-undangan di bidang kegiatan usaha minyak dan gas bumi. Beberapa pasal dalam Permen ESDM No. 36 Tahun 2008 yang akan menjadi persoalan awal terkait lahan dalam pengembangan UCG, antara lain

- a) Pasal 13 ayat (1), persyaratan bagi pemegang PKP2B atau KP/IUP yang wilayahnya memiliki potensi gas metana harus memenuhi syarat tiga tahun izin eksploitasi untuk dapat mengusahakan gas metana tersebut, sementara tidak diatur bagi calon lainnya;
- b) Pasal 14 ayat (1) dan ayat (2), adanya perbedaan antara kontraktor migas dengan kontraktor PKP2B atau KP/IUP dalam hal gas metana batubara terdapat di WK Migas dan Wilayah PKP2B atau di Wilayah KP Batubara, Kontraktor Migas diberikan kesempatan pertama untuk mengajukan usulan penawaran langsung melalui evaluasi bersama kepada Dirjen Migas.

Sementara itu, dalam tata niaga pengolahan lebih lanjut, produk UCG harus memenuhi persyaratan perizinan dalam peraturan terkait Migas. Permen ESDM No. 29 Tahun 2017, khususnya Pasal 12 menyebutkan untuk mendapatkan Izin Usaha Niaga migas, badan usaha mengajukan permohonan kepada Menteri ESDM melalui Direktur Jenderal dengan melampirkan persyaratan administratif dan teknis. Persyaratan administratif dan teknis tersebut, meliputi

- a) Persyaratan administratif, antara lain salinan akte pendirian perusahaan, profil badan usaha, NPWP, surat tanda daftar perusahaan (TDP), surat domisili badan usaha, surat pernyataan di atas meterai, persetujuan prinsip dari pemerintah daerah, dan jaminan kecukupan pendanaan.
- b) Persyaratan teknis, antara lain studi kelayakan, kesepakatan jual beli, rencana jaminan pendanaan atau surat jaminan dukungan pendanaan lainnya; pembangunan sarana dan fasilitas niaga migas,

rencana spesifik produk; dan rencana nilai investasi dan penggunaan tenaga kerja.

Persyaratan administratif dan teknis tambahan, antara lain kontrak perjanjian jual beli migas, izin lingkungan, laporan uji coba operasi, memiliki fasilitas penyimpanan, bukti kepemilikan atau kontrak perjanjian sewa, dokumen sarana dan fasilitas niaga, dokumen bukti pendaftaran merek dagang, laporan hasil uji laboratorium, *standard operating procedure*, realisasi nilai investasi, serta daftar dan jumlah tenaga kerja.

4. Undang-Undang Ketenagalistrikan

Dalam pemanfaatan pengolahan produk UCG menjadi tenaga listrik akan terkait dengan sistem peraturan perundang-undangan di bidang ketenagalistrikan. Dasar hukum yang dijadikan pedoman adalah

- a) Undang-Undang Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan (UU 30 Tahun 2009/UU Ketenagalistrikan). Pasal 3 ayat (2) yang menyebutkan untuk penyelenggaraan penyediaan tenaga listrik, pemerintah pusat dan pemerintah daerah sesuai dengan kewenangannya menetapkan kebijakan, pengaturan, pengawasan, dan melaksanakan usaha penyediaan tenaga listrik. Dalam Pasal 4 ayat (1), pelaksana usaha penyediaan tenaga listrik dilakukan oleh pemerintah pusat dan pemerintah daerah dilakukan oleh BUMN dan BUMD. Lebih lanjut ayat (2) menyebutkan bahwa badan usaha swasta, koperasi, dan swadaya masyarakat dapat berpartisipasi dalam usaha penyediaan tenaga listrik;
- b) Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (PP No. 14 Tahun 2012) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2014 tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik (PP No. 14 Tahun 2012). Sebagai peraturan pelaksana UU Migas, khususnya Pasal 3 ayat (1) PP No. 14 Tahun 2021 mengatur usaha penyediaan tenaga listrik untuk kepentingan umum meliputi jenis usaha

1. pembangkitan tenaga listrik;
2. transmisi tenaga listrik;
3. distribusi tenaga listrik; dan/atau
4. penjualan tenaga listrik.

Pengusahaan penyediaan tenaga listrik tersebut sesuai ayat (2) dapat dilakukan secara terintegrasi. Selanjutnya dalam Pasal 10 ayat (2), perizinan usaha penyediaan tenaga listrik diberikan oleh menteri, gubernur, atau bupati/walikota sesuai kewenangannya. Pasal 11 menyebutkan bahwa izin usaha penyediaan tenaga listrik dapat diberikan untuk jangka waktu paling lama 30 (tiga puluh) tahun dan dapat diperpanjang;

- c) PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) sebagai BUMN yang ditugaskan melakukan percepatan pembangunan pembangkit tenaga listrik yang menggunakan batubara berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Batubara (Perpres No. 71 Tahun 2006) sebagaimana telah beberapa kali diubah terakhir dengan Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2014 tentang Perubahan Ketiga atas Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Batubara (Perpres No. 45 Tahun 2014);
- d) Petunjuk teknis dan pelaksanaan dalam pengusahaan tenaga listrik, di antaranya adalah
 1. Peraturan Menteri ESDM Nomor 35 Tahun 2013 tentang Tata Cara Perizinan Usaha Ketenagalistrikan (Permen ESDM No. 35 Tahun 2013). Dalam Pasal 6, diatur mengenai persyaratan administratif, teknis, dan lingkungan dalam permohonan izin usaha penyediaan tenaga listrik;
 2. Peraturan Menteri ESDM Nomor 0045 tahun 2005 tentang Instalasi Ketenagalistrikan (Permen ESDM No. 0045 Tahun 2005) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri

ESDM Nomor 046 Tahun 2006 tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri ESDM Nomor 45 tahun 2005 tentang Instalasi Ketenagalistrikan (Permen ESDM No. 046 Tahun 2006). Pasal 13 mengatur tentang permohonan sertifikat laik operasi instalasi pemanfaatan listrik konsumen tegangan tinggi dan menengah.

E. FORMULASI KEBIJAKAN DAN REGULASI PENGELOLAAN UCG

1. Aspek Pengusahaan UCG

Sampai saat ini, belum ada peraturan khusus yang mengatur pengembangan UCG di Indonesia, termasuk masalah perizinannya. Secara prinsip, pengusahaan UCG berbeda dengan pengusahaan batubara konvensional sehingga diperlukan izin khusus (IUP-UCG) dalam pengusahannya. Litbang UCG yang dilakukan Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batubara (Puslitbang *tekMIRA*), Balitbang ESDM belum menghasilkan konsep regulasi pengusahaan UCG yang utuh karena litbang belum selesai. Salah satu yang patut mendapat perhatian dalam pengusahaan UCG di luar negeri adalah adanya tahap uji coba (*trial*) yang tidak dikenal dalam peraturan pertambangan di Indonesia. Hal tersebut harus mendapat perhatian karena di Indonesia hanya dikenal tahap eksplorasi dan tahap operasi produksi.

Regulasi pertambangan minerba belum mengatur tentang pengusahaan UCG sebagai sebuah kegiatan pertambangan batubara yang berdiri sendiri. Pengaturan terkait pengusahaan UCG dalam UU Minerba dan peraturan pelaksanaannya masih terbatas pada kegiatan “pengolahan batubara” dalam peningkatan nilai tambah atau “pengembangan batubara” sebagai bagian dari kegiatan operasi produksi bagi pemegang IUP atau IUPK. Dalam Pasal 1 UU Minerba disebutkan

- a) Angka 3: Batubara adalah endapan senyawa organik karbonan yang terbentuk secara alamiah dari sisa tumbuh-tumbuhan;
- b) Angka 5: Pertambangan batubara adalah pertambangan endapan karbon yang terdapat di dalam bumi, termasuk bitumen padat, gambut, dan batuan aspal;

- c) Angka 19: Penambangan adalah bagian kegiatan usaha pertambangan untuk memproduksi mineral dan/atau batubara dan mineral ikutannya.

Lebih lanjut Pasal 104 ayat (2) UU Minerba menyebutkan bahwa Pemegang IUP dan IUPK pada tahap kegiatan operasi produksi dapat melakukan kerja sama pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara dengan pemegang IUP atau IUPK lain pada tahap kegiatan operasi produksi, atau pihak lain yang melakukan kegiatan pengembangan dan/atau pemanfaatan batubara.

Dalam PP No. 23 Tahun 2010, UCG dikategorikan sebagai salah satu kegiatan dalam pengolahan batubara, yaitu gasifikasi (bukan kegiatan penambangan) yang dilakukan oleh pemegang IUP atau IUPK Operasi Produksi atau pemegang IUP Operasi Produksi khusus untuk pengolahan batubara (*smelter*). Sementara itu, menurut UU Minerba, kegiatan pertambangan dimulai dari tahapan eksplorasi sampai ke tahapan operasi produksi. Untuk mendapatkan IUP, pelaku usaha harus mengikuti lelang WIUP Eksplorasi secara terbuka berdasarkan data informasi yang disiapkan oleh pemerintah pusat/daerah. Data informasi yang disiapkan oleh pemerintah pusat/daerah belum mendukung kegiatan perusahaan batubara melalui metode UCG.

2. Sistem Lelang WIUP Eksplorasi Batubara

Tata cara pemberian wilayah izin dan perizinan pada kegiatan usaha pertambangan mineral diatur dalam Peraturan Menteri ESDM Nomor 11 Tahun 2018 (Permen ESDM No. 11 Tahun 2018). Definisi Wilayah Izin Usaha Pertambangan (WIUP) mengikuti definisi dalam UU Mineral, yaitu wilayah yang diberikan kepada pemegang IUP atau pemegang surat izin penambangan batuan (SIPB).

Pasal 4 Permen ESDM No. 11 Tahun 2018 menyebutkan bahwa WIUP batubara adalah bagian dari WUP batubara yang ditetapkan berdasarkan atas usulan gubernur dan hasil penyelidikan dan penelitian yang dilakukan oleh Menteri ESDM dan gubernur. Adapun Pasal 5 mengatur penyiapan WIUP mineral logam atau WIUP batubara. Dirjen ESDM menyiapkan WIUP mineral logam atau WIUP batubara

yang telah ditetapkan untuk ditawarkan secara lelang kepada badan usaha, koperasi, dan perseorangan. Penyiapan tersebut berdasarkan data dan informasi yang bersal dari

- a) hasil kegiatan penyelidikan dan penelitian pertambangan yang dilakukan oleh Menteri ESDM dan/atau gubernur;
- b) hasil evaluasi terhadap WIUP mineral logam atau WIUP batubara yang dikembalikan oleh pemegang IUP;
- c) hasil evaluasi terhadap WIUP mineral logam atau WIUP batubara yang IUP-nya berakhir atau dicabut.

Mengenai izin wilayah, baik IUP maupun IUPK, perusahaan UCG sebaiknya diatur secara khusus, mengingat perusahaan UCG tidak sama dengan perusahaan tambang konvensional atau tambang terbuka dengan bentang alam yang luas. Sebagai perbandingan, wilayah IUP atau IUPK Eksplorasi batubara diperlukan lahan seluas 5.000–50.000 ha, sedangkan untuk IUP OP atau IUPK OPK umumnya dengan luas lahan <15.000 ha. Potensi tumpang tindih lahan umumnya terjadi bila IUP UCG diterbitkan pada suatu wilayah yang telah terjadi tumpang tindih antara IUP Batubara (termasuk bekas PKP2B) dengan WK CBM. Apabila dalam wilayah tumpang tindih tersebut memiliki potensi UCG, diperlukan skala prioritas untuk mengusahakan UCG tersebut.

Menurut Pasal 44 ayat (1) PP No. 23 Tahun 2010, apabila terjadi tumpang tindih dan pada lokasi WIUP ditemukan komoditas tambang lain yang bukan asosiasi mineral yang diberikan dalam IUP, pemegang IUP memperoleh keutamaan (prioritas) dalam mengusahakan komoditas tambang lain tersebut. Namun, apabila pemegang IUP Eksplorasi dan IUP Operasi Produksi tidak berminat atas komoditas tambang lain tersebut, menurut ayat (2), kesempatan pengusahannya dapat diberikan kepada pihak lain yang berminat.

3. Tarif Royalti Batubara

Pasal 128 UU Minerba mengatur kewajiban pemegang IUP untuk membayar iuran tetap dan iuran produksi (royalti). Peraturan Pemerintah Nomor 81 Tahun 2019 tentang Jenis dan Tarif Penerimaan Negara

Bukan Pajak yang Berlaku pada Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral 2019 (PP No. 81 Tahun 2019) mengatur lebih lanjut tarif iuran produksi atau royalti batubara sebagai berikut:

- a) batubara tambang terbuka (*open pit*): 3%–7% per ton dari harga jual;
- b) batubara tambang bawah tanah (*underground*): 2%–6% per ton dari harga jual.

Sistem pemungutan royalti batubara dalam UU Minerba dan PP No. 81 Tahun 2019 belum mengakomodasi cara mengonversi perhitungan royalti batubara melalui metode UCG. Untuk itu, penerimaan negara dari iuran produksi/royalti untuk tambang bawah tanah batubara (*underground*) dengan tingkat kalori (kkal/kg, *airdried basis*) dapat berdasarkan kepada PP No. 81 Tahun 2019 sebagai berikut:

- a) ≤ 4.700 kkal/kg per ton 2,00% dari harga jual;
- b) 4.700 kkal/kg–5.700 kkal/kg per ton 4,00% dari harga jual;
- c) ≥ 5.700 kkal/kg per ton 6,00% dari harga jual.

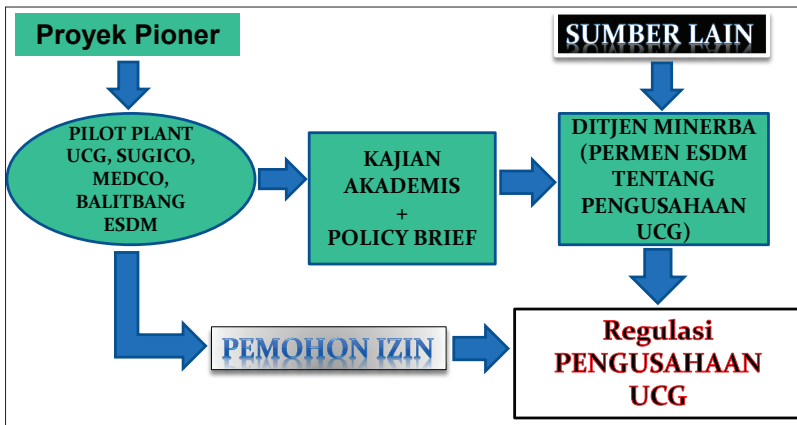
Hudaya dan Huda (2014) memberikan dasar perhitungan royalti untuk produk UCG dan menetapkan sebagai berikut:

- a) produksi gas = $100.000 \text{ m}^3/\text{jam}$ dan CV gas = 1.200 kkal/m^3 ;
- b) jumlah energi diproduksi: $1.200 \times 100.000 = 120$ juta kkal/jam;
- c) bila efisiensi gasifikasi 60%, jumlah kalori batubara yang dibutuhkan adalah = $120 \text{ juta kkal}/0.6 = 200$ juta kkal;
- d) bila nilai kalor batubara 3.500 kkal/kg , batubara tergasifikasi = $200 \text{ juta}/3.500 = 57.142 \text{ kg/jam} = 57 \text{ ton/jam}$;
- e) bila royalti 2% dan harga batubara USD10/ton, royalti yang dibayarkan adalah = $57 \times 24 \times 365 \times 2\% \times \text{USD}20/\text{ton} = \text{USD}199.728/\text{tahun}$.

4. Model IUP Pengusahaan UCG

Berdasarkan pemahaman tahapan pertambangan dalam peraturan Minerba, dapat disusun model pengembangan UCG di Indonesia dengan skema pada Gambar 13.1. Dalam pengusahaan UCG, kewajiban dan

skema penghentian sementara yang diberlakukan kepada pemegang IUP pertambangan perlu diformulasikan. Pemegang IUP pertambangan memiliki kewajiban, antara lain *domestic marketing obligation* (DMO), divestasi, pengembangan dan/atau pemanfaatan, kewajiban perpajakan, dan PNBP. Dalam pengusahannya dikenal skema penghentian sementara (suspensi), antara lain keadaan kahar, keadaan yang menghalangi, dan daya dukung lingkungan. Formulasi kewajiban untuk pemegang IUP UCG yang menghasilkan produk *syngas* atau daya listrik perlu diterjemahkan berbeda, terutama terkait pengembangan dan/atau pemanfaatannya.



Sumber: Puslitbang tekMIRA (2016)

Gambar 13.1 Mekanisme Penyusunan Regulasi Pengusahaan UCG

5. Hulu–Hilir Pengusahaan UCG

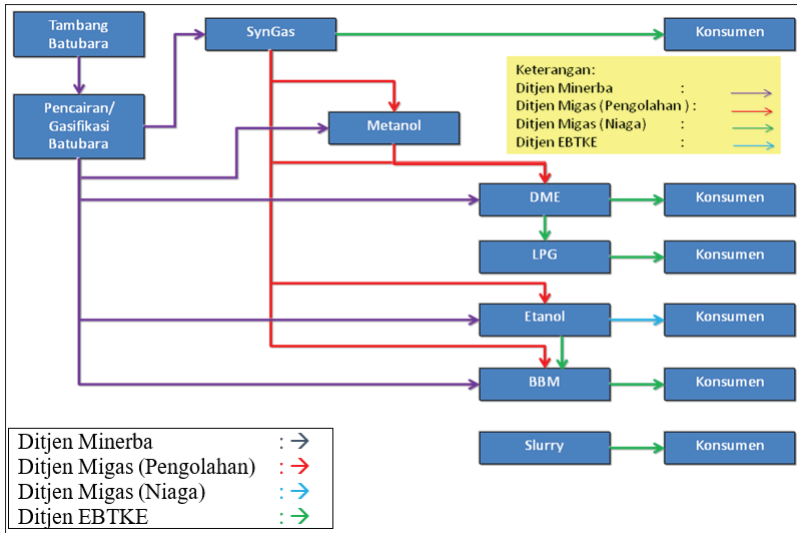
Pengolahan batubara menjadi berbagai produk merupakan domain kewenangan peraturan minerba. Agar tidak terjadi tumpang tindih kewenangan antara peraturan minerba dengan peraturan migas atau ketenagalistrikan, sistem peraturan migas atau ketenagalistrikan dikhususkan mengatur bidang tata niaga hasil pengolahan lebih lanjut produk UCG dengan menerapkan spesifikasi produk gas. Tata niaga gas bakar di Indonesia merupakan domain kewenangan peraturan migas dan ketenagalistrikan dalam tata niaga produk tersebut. Oleh karena

itu, regulasi perusahaan UCG di Indonesia perlu mengikuti peraturan minerba di bagian hulu pertambangan, sementara produk UCG yang berupa bahan bakar gas dan tata niaganya berpedoman kepada peraturan migas dan EBTKE (Gambar 13.2 dan 13.3), sedangkan bila menjadi tenaga listrik, akan terkait dengan peraturan ketenagalistrikan.



Sumber: Puslitbang tekMIRA (2016)

Gambar 13.2 Pengaturan Tata Niaga Produk Konversi Batubara



Sumber: Bagian Hukum Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara (2016)

Gambar 13.3 Kerangka Regulasi Pengusahaan dan Produk UCG

F. KESIMPULAN

Kebijakan dan regulasi subsektor minerba belum mengatur tentang pengusahaan UCG sebagai sebuah kegiatan pertambangan batubara yang berdiri sendiri. Pengaturan tentang pengusahaan UCG dalam UU Minerba dan peraturan pelaksanaannya masih terbatas pada kegiatan “pengolahan” atau “pengembangan” batubara sebagai bagian dari kegiatan peningkatan nilai tambah batubara atau pengembangan dan/atau pemanfaatan pada tahap kegiatan operasi produksi bagi pemegang IUP atau IUPK. Mengingat produk UCG tidak bisa langsung dipasarkan, perlu diformulasikan pengusahaan UCG sampai menjadi produk akhir berupa tenaga listrik atau SNG.

Sebagai pelaksanaan dari UU Minerba, regulasi atau peraturan pelaksanaan di bidang pengusahaan UCG perlu segera disusun mengingat sudah banyak pelaku usaha dan calon investor yang berminat untuk mengusahakan UCG di Indonesia. Jika perlu, pemerintah melalui Kementerian ESDM dapat mengeluarkan izin prinsip sebelum dikeluarkan izin “definitif”—seperti layaknya IUP—untuk menjamin

Buku ini tidak diperjualbelikan.

kepastian hukum bagi calon investor. Dalam penyusunan kebijakan dan regulasi perusahaan UCG di Indonesia, perlu dilakukan pengaturan tentang beberapa hal, antara lain

- 1) Definisi UCG;
- 2) Cara memperoleh WIUP Eksplorasi batubara dengan model perusahaan UCG, termasuk pemikiran untuk memberikan prioritas kepada perusahaan yang telah melakukan penyelidikan pendahuluan terhadap potensi UCG;
- 3) Tahapan kegiatan perusahaan UCG (eksplorasi, studi kelayakan, konstruksi, eksploitasi/operasi produksi);
- 4) Bentuk pengawasan pemerintah terhadap pemegang IUP UCG (pengawasan teknis, keselamatan operasi pertambangan, lingkungan, dan lainnya); dan
- 5) Sistem pembayaran iuran produksi/royalti untuk gas yang diperoleh berdasarkan perusahaan UCG.

Makin dalam lapisan batubara, makin mahal biaya penambangannya karena nilai nisbah kupasnya (*stripping ratio*) makin tinggi. Gasifikasi batubara bawah tanah (*underground coal gasification/UCG*) dapat menjadi alternatif teknologi yang lebih murah untuk ekstraksi batubara lapisan dalam tersebut karena tidak memerlukan proses penambangan sehingga tidak memerlukan biaya pengupasan tanah penutup, penambangan batubara, dan pengisian lubang bekas tambang. Selain itu, dibandingkan gasifikasi batubara di permukaan, UCG mempunyai biaya investasi lebih murah karena tidak memerlukan biaya pembelian *gasifier* dan biaya pembangunan infrastruktur lainnya, seperti fasilitas *stockpile*, penggerusan batubara, dan penyimpanan limbah padat.

Proses UCG dilakukan di tempat batubara tersebut diendapkan yang umumnya jauh dari daerah industri. Sehubungan dengan gas yang dihasilkan mempunyai kalori jauh lebih rendah dibanding dengan gas alam, transportasi jarak jauh untuk gas tersebut secara ekonomis tidak memungkinkan. Oleh sebab itu, fasilitas konversi *syngas* menjadi produk lainnya harus dibangun di tempat UCG dilakukan. Pemilihan jenis produk UCG menjadi penting agar secara ekonomis kegiatan tersebut layak dilakukan.

REFERENSI

- Bagian Hukum Direktorat Jenderal Mineral dan Batubara. (2016). *Regulasi tentang gasifikasi batubara di bawah tanah, bahan FGD dalam penyusunan policy brief UCG di Cirebon*.
- Barack, A. (2015). Underground coal gasification (UCG), Value deep-standed Indonesian coals and convert them to electricity-diesel or LNG. Dalam *Focus Group Discussion on Acceleration of Underground Coal Gasification Implementation in Indonesia*.
- Daulay, B., & Suprpto, S. (2007). Teknologi gasifikasi bawah tanah: salah satu upaya pemanfaatan batubara peringkat rendah. *Jurnal Teknologi Mineral dan Batubara*, 15, 18–24.
- Fraser, A. (2010, 10 April). Underground coal gasification the next big thing in energy mix. *The Weekend Australian*. <http://www.theaustralian.com.au/business/underground-coal-gasification-the-next-big-thing-in-energy-mix/news-story/84a98f4040de15096e8c2c34e4021682>
- Hudaya, G. K., & Huda, M. (2014). Keekonomian gas bakar hasil proses UCG untuk energi pembangkit listrik. *Mineral dan Energi*, 12(2), 29–35.
- Keputusan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Nomor 247.K/10/DJM.T/2011 tentang Spesifikasi Bahan Bakar Gas Jenis CNG untuk Transportasi yang Dipasarkan di Dalam Negeri. (2011).
- Keputusan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 0186 K/30/MEM/2011 Tentang Pelimpahan Wewenang Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Kepada Direktur Jenderal Mineral Batubara untuk Pemberian Izin Usaha Pertambangan dan Pemberian Surat Keterangan Terdaftar. (2011).
- Peraturan Direktur Jenderal Mineral dan Batubara No. 999.K/30/DJB/2011 tentang Tata Cara Penetapan Besaran Biaya Penyesuaian Harga Patokan Batubara. (2011).
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 0045 Tahun 2005 tentang Instalasi Ketenagalistrikan. (2005).
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 0048 Tahun 2005 tentang Standar dan Mutu (Spesifikasi) serta Pengawasan Bahan Bakar Minyak, Bahan Bakar Gas, Bahan Bakar Lain, LPG, LNG dan Hasil Olahan yang Dipasarkan di Dalam Negeri. (2005).

- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 046 Tahun 2006 tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral No. 0045 Tahun 2005 tentang Instalasi Ketenagalistrikan. (2006).
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 11 Tahun 2018 Tentang Tata Cara Pemberian Wilayah, Perizinan, dan Pelaporan pada Kegiatan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara. (2018).
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 29 Tahun 2017 tentang Perizinan pada Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi. (2017).
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 32 Tahun 2013 tentang Tata Cara Pemberian Izin Khusus di Bidang Pertambangan Mineral dan Batubara. (2013).
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 35 Tahun 2008 tentang Tata Cara Penetapan dan Penawaran Wilayah Kerja Minyak dan Gas Bumi. (2008).
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 35 Tahun 2013 tentang Tata Cara Perizinan Usaha Ketenagalistrikan. (2013).
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 36 Tahun 2008 tentang Pengusahaan Gas Metana Batubara. (2008).
- Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 52 Tahun 2018 tentang Perubahan atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 29 Tahun 2017 tentang Perizinan pada Kegiatan Usaha Minyak dan Gas Bumi. (2018).
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 8 Tahun 2018 tentang Perubahan Kelima atas Peraturan Pemerintah Nomor 23 Tahun 2010 tentang Pelaksanaan Kegiatan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara. (2018).
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 14 Tahun 2012 tentang Kegiatan Usaha Penyediaan Tenaga Listrik. (2012).
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 23 Tahun 2010 tentang Pelaksanaan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara. (2010).
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 30 Tahun 2009 tentang Perubahan atas Peraturan Pemerintah Nomor 36 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi. (2009).
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 36 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Migas. (2004).

- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 49 Tahun 2012 tentang Perubahan atas Peraturan Pemerintah Nomor 67 Tahun 2002 tentang Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa. (2012).
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 55 Tahun 2010 tentang Pembinaan dan Pengawasan Penyelenggaraan Pengelolaan Usaha Pertambangan Mineral dan Batubara. (2010).
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 67 Tahun 2002 tentang Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa. (2002).
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 78 Tahun 2010 tentang Reklamasi dan Pascatambang. (2010).
- Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 81 Tahun 2019 tentang Jenis dan Tarif Penerimaan Negara Bukan Pajak yang Berlaku pada Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. (2019).
- Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 45 Tahun 2014 tentang Perubahan Ketiga atas Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara Persero untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik. (2014).
- Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 71 Tahun 2006 tentang Penugasan Kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Batubara. (2006).
- Permana, D. (2011). Peluang dan tantangan peningkatan nilai tambah batubara. *Teknologi Mineral dan Batubara*, 7(1), 1–13.
- Puslitbang tekMIRA. (2016). *Penerapan teknologi gasifikasi batubara bawah tanah (UCG) di Indonesia*.
- Santoso, B. (2015). *Petrologi batubara Sumatra dan Kalimantan: Jenis, peringkat, dan aplikasi*. LIPI Press.
- Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 3 Tahun 2020 tentang Perubahan atas Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara. (2020).
- Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara. (2009).
- Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. (2001).

- Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 30 Tahun 2007 tentang Energi. (2007).
- Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 30 Tahun 2009 tentang Ketenagalistrikan. (2009).
- Walker, L. K. (2014). Underground coal gasification: Issues in commercialisation. Dalam *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy*, 167(4), 188–195. <https://doi.org/10.1680/ener.14.00003>
- Walker, L. K. (2015). Acceleration of underground coal gasification implementation in Indonesia. Dalam *Focus Group Discussion on Acceleration of Underground Coal Gasification Implementation in Indonesia*.
- Yunianto, B. (2015). Penyusunan pokok-pokok materi regulasi perusahaan underground coal gasification (UCG). *Jurnal Teknologi Mineral dan Batubara*, 11(02), 79–92.



BAB XIV

Teknologi UCG dan Kebutuhan Energi Indonesia

Silti Salinita & Tatang Wahyudi

A. UPAYA PEMANFAATAN ENERGI ALTERNATIF

Menipisnya cadangan minyak bumi di Indonesia mendorong untuk meningkatkan pemanfaatan energi alternatif. Batubara sebagai salah satu sumber energi alternatif dapat menjadi solusi. Indonesia memiliki potensi batubara cukup banyak, yaitu mencapai 161 miliar ton yang dapat ditambang (Sukhyar, 2012), namun masih banyak sumber daya batubara yang belum terambil karena letaknya yang terlalu dalam atau kualitasnya terlalu rendah sehingga dianggap tidak ekonomis untuk ditambang. Puslitbang *tekMIRA* telah mengembangkan metode baru untuk meningkatkan pemanfaatan cadangan batubara Indonesia secara bersih dan ekonomis, yaitu dengan teknologi gasifikasi batubara bawah permukaan (*underground coal gasification/UCG*). Teknologi ini dilakukan dengan mengonversikan batubara yang berada di bawah tanah dan tidak ekonomis untuk ditambang menjadi gas bakar dengan memproses batubara secara *in situ* tanpa memerlukan *gasifier* atau reaktor di permukaan tanah. Keunggulan utama UCG dibanding dengan metode penambangan batubara konvensional adalah memanfaatkan potensi

Buku ini tidak diperjualbelikan.

batubara dalam, sedikit menghasilkan limbah padat, emisi gas rumah kacanya rendah, dan investasi yang dibutuhkan tidak terlalu besar.

Batubara yang cocok digunakan untuk pengembangan teknologi UCG mempunyai ketebalan minimum 2 m, peringkatnya lignit sampai dengan bituminus, batuan pengapitnya harus kuat dan stabil, kedalamannya minimum 200 m dan kandungan abu dan kelembapan airnya kurang dari 50% (Khadse dkk., 2007). Potensi batubara Indonesia yang dapat dimanfaatkan untuk pengembangan UCG ini tersebar di beberapa cekungan Sumatra dan Kalimantan. Di Sumatra terdapat empat cekungan batubara yang cukup potensial, yaitu Ombilin, Sumatra Tengah, Sumatra Selatan, dan Bengkulu (Advanced Resources International, 2003), sementara di Kalimantan terdapat lima cekungan batubara, yaitu Kutai, Barito, Pasir/Asam–Asam, Berau, dan Tarakan. Area prospek yang dijadikan lokasi pengembangan teknologi UCG oleh Puslitbang *tekMIRA* berada di Blok A terletak dalam area Izin Usaha Pertambangan (IUP) Eksplorasi PT Astaka Dodol, Kecamatan Sanga Desa, Kabupaten Musi Banyuasin, Sumatra Selatan. Ditinjau dari aspek geologis, batubara pada area ini memenuhi syarat untuk pengembangan teknologi UCG karena mempunyai kedalaman 250–600 m, ketebalan >5 m, kandungan abu dan kelembapan air <60%, peringkat lebih rendah dari bituminus, memiliki struktur geologi yang tidak kompleks, serta batuan pengapitnya kuat dan stabil untuk menahan beban akibat terbentuknya rongga karena proses gasifikasi. Area gasifikasi juga harus kedap air supaya zat hasil proses gasifikasi tidak masuk ke dalam akuifer dan mencemari air tanah.

B. PERSYARATAN TEKNOLOGI UCG

Lokasi pengembangan teknologi UCG juga ditentukan oleh aspek geoteknik yang mencakup penentuan kekuatan, deformasi, dan bidang diskontinu massa batuan lapisan penutup. Parameter seperti sifat fisik batuan (kadar air, berat jenis, densitas, porositas), kekuatan batuan (kuat tekan, modulus Young, nisbah Poissons, kohesi, sudut geser dalam), serta karakterisasi massa batuan dengan metode *rock mass rating* (RMR) atau Q-system juga diperlukan. Parameter suhu, seperti *specific heat*, konduktivitas panas, *thermal expansion* diperlukan untuk

membuat pemodelan numerik dengan pendekatan *thermo-mechanical* dan *thermo-hydro-mechanical* untuk memprediksi amblesan dan ram-batan panas pada kegiatan UCG dengan mempertimbangkan aliran fluida di bawah pengaruh tekanan formasi dan air tanah. Selain itu, hal yang perlu dikaji sebelum kegiatan UCG dilakukan adalah teknik dan sementasi pengeboran, teknologi proses gasifikasi, penggunaan gas yang dihasilkan, lingkungan dan keselamatan, serta keekonomiannya (Younger, 2011).

Aspek hidrologi juga tidak kalah penting dalam pengembangan teknologi UCG. Menurut Kapusta dkk. (2013), pencemaran air tanah merupakan risiko yang paling serius sehingga perlu dilakukan penyelidikan secara menyeluruh terhadap pembentukan, pelepasan, dan migrasi kontaminan. Untuk menghindari dampak lingkungan yang tidak diinginkan, perlu dilakukan penelitian untuk mengetahui kondisi air tanah dan permukaan yang terpengaruh oleh kegiatan tersebut. Perencanaan lokasi dan dimensi UCG yang cermat dapat menghindari terjadinya gangguan pada akuifer di kedalaman dangkal yang berada di atas zona bakar. Pada saat pembakaran terjadi, di bawah tanah akan terbentuk rongga. Pengembangan tekanan dalam rongga dapat berfungsi sebagai penahan atau segel hidrolik yang mencegah mi-grasi cairan vertikal ataupun horizontal. Oleh karena itu, perencanaan pengelolaan masalah air tanah di semua tahap dalam siklus operasional teknologi UCG harus diketahui dengan baik.

Teknologi UCG telah dikembangkan oleh beberapa negara, namun sebagian besar belum mencapai tahap komersial. Beberapa negara yang telah mengembangkan teknologi dan perusahaan UCG, antara lain Rusia, Uzbekistan, Spanyol, Inggris, Cina, Australia, Jepang, Selandia Baru, Amerika Serikat, Pakistan, Ukraina, Rumania, dan India (Vyas & Singh, 2015; Yang dkk., 2016). Teknologi UCG yang terkenal ada tiga, yaitu metode sumur vertikal terhubung (*linked vertical well/LVW*), retraksi titik injeksi terkontrol (*controlled retraction injection point/CRIP*), dan *long tunnel, large section, two stage*. Metode LVW dilakukan dengan cara membuat dua buah sumur bor vertikal yang menembus sampai ke lapisan batubara target. Kedua sumur tersebut dikoneksikan dengan beberapa metode, seperti metode pembakaran terbalik (*reverse*

combustion), koneksi listrik, pengeboran berarah (*directional drilling*), dan pecah hidrolis (*hydraulic fracturing*). CRIP adalah metode yang digunakan untuk mengontrol proses pembakaran bertahap yang titik injeksinya bergerak mengikuti arah pembakaran. Prosesnya dimulai dari dekat sumur produksi yang mengakibatkan batubara di area tersebut terbakar habis membentuk rongga (*caving*). Apa pun metode yang diterapkan, proses UCG pada intinya mengondisikan lapisan batubara bereaksi dengan udara/oksigen dan uap air yang diinjeksikan melalui sumur injeksi untuk membentuk gas, cairan, dan abu sebagai residunya.

C. TEKNOLOGI UCG DAN MASALAH LINGKUNGAN

Puslitbang *tekMIRA* sudah berhasil melakukan uji coba gasifikasi (*flare*) pada lapisan batubara J di lokasi penelitian PT Astaka Dodol. Lapisan batubara ini mempunyai kedalaman 87 m dengan ketebalan 4–5 m dan mempunyai permeabilitas yang hampir sama dengan batupasir di atasnya. Kondisi inilah yang dijadikan pertimbangan dalam proses gasifikasi. Umumnya, gasifikasi batubara permukaan menghasilkan nilai kalor sekitar 1.000 kkal/m³, sedangkan nilai kalor yang dihasilkan UCG sekitar 3.000 kkal/m³, kemudian menjadi 1.000 kkal/m³ pada jam berikutnya. Lapisan batubara umumnya secara alami memang mengandung metana yang dinamakan *coal bed methane* (CBM). Metana yang ada dalam lapisan batubara inilah yang meningkatkan kandungan gas dalam UCG. Dengan demikian, dalam proses UCG juga dihasilkan gas metana dari CBM.

Salah satu risiko utama lingkungan yang ditimbulkan oleh kegiatan UCG adalah terkontaminasinya air tanah akibat terbentuknya limbah karsinogenik (tar batubara) yang berasal dari proses pirolisis batubara pada saat pembakaran (Šofranko dkk., 2013). Polutan dapat memengaruhi kualitas air tanah apabila terdifusi ke lapisan akuifer di sekitarnya. Untuk mencegah terjadinya hal tersebut, lingkungan tanah dan air tanah sekitar kegiatan UCG harus dikelola dengan baik dan benar agar kualitasnya tetap terjaga. Kegiatan yang dapat dilakukan dalam pengelolaan lingkungan sekitar kegiatan UCG adalah karakterisasi lokasi yang bertujuan untuk mengetahui informasi mengenai lokasi yang akan dikelola, menentukan dampak yang diperkirakan akan mun-

cul terkait komponen tanah dan lingkungan sekitarnya, pengontrolan berkala terhadap komponen polutan serta perbaikan (remediasi) lokasi yang tercemar, dan pemantauan berkala sesuai karakteristik parameter pantau.

Kegiatan UCG juga dapat mencemari air tanah dengan senyawa organik dan anorganik. Telah banyak upaya dilakukan untuk menguraikan senyawa tersebut, salah satunya dengan metode bioremediasi. Pengolahan limbah UCG dengan teknologi bioremediasi pernah diterapkan di *pilot plant* UCG Hoe Creek, Wyoming, Amerika Serikat. Remediasi difokuskan pada penanggulangan benzena yang ditemukan pada air tanah karena sifatnya persisten. Upaya yang dilakukan untuk pengelolaan limbah secara *pump and treat* masih belum dapat menghilangkan kandungan benzena pada akuifer. Selanjutnya, dilakukan uji coba dengan mengombinasikan teknologi *air sparging* (penyemprotan udara), bioremediasi, dan pemompaan yang bertujuan untuk menurunkan material mengandung benzena yang tidak terlarut dan tidak bergerak (*immobile*). Metode *air sparging* digunakan untuk menghilangkan benzena terlarut, menguapkan (*evaporasi*) material sumber benzena yang tidak terlarut, serta menyediakan oksigen terlarut dalam air tanah untuk meningkatkan pertumbuhan populasi bakteri. Hasil awal uji coba tersebut menunjukkan adanya penurunan konsentrasi benzena di area terkontaminasi. Penurunan konsentrasi benzena sebesar 80% terjadi setelah dua bulan operasional uji coba remediasi dihentikan (Covell & Thomas, 1996).

Berdasarkan FGD UCG Internasional pada 2015 yang dilaksanakan, disimpulkan bahwa komersialisasi UCG di Indonesia sangat dipengaruhi oleh teknologi, pemanfaatan produk akhir, peran modal swasta, dan peraturan pemerintah. Salah satu kelebihan teknologi UCG dibandingkan dengan gasifikasi permukaan adalah biaya investasi dan operasional UCG yang lebih hemat karena tidak memerlukan biaya penambangan, pembuatan *gasifier*, dan mengurangi biaya pengelolaan limbah, termasuk gas rumah kaca. Penggunaan teknologi UCG untuk menghasilkan listrik lebih hemat 53% dibandingkan teknologi gasifikasi permukaan (Hudaya & Huda, 2014).

D. KESIMPULAN

Pelaksanaan tanggung jawab sosial dan lingkungan hidup kegiatan UCG harus ditinjau berdasarkan persepsi masyarakat sekitar kegiatan UCG. Kehadiran UCG diharapkan dapat mempekerjakan tenaga setempat, meningkatkan ekonomi, dan lebih meningkatkan pengelolaan lingkungan, seperti perbaikan sarana jalan dan fasilitas kesehatan. Produk UCG tidak bisa langsung dipasarkan, tetapi perlu diformulasikan agar perusahaan UCG sampai menjadi produk akhir berupa tenaga listrik atau SNG. Pengaturan tentang perusahaan UCG dalam Undang-Undang Nomor 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara (UU No. 4 Tahun 2009) dan peraturan pelaksanaannya masih terbatas pada kegiatan pengolahan batubara sebagai bagian dari kegiatan dalam IUP Operasi Produksi Batubara/kegiatan IUP Operasi Produksi Khusus untuk pengolahan batubara. Diharapkan regulasi subsektor mineral dan batubara segera mengatur tentang perusahaan UCG sebagai sebuah kegiatan pertambangan batubara yang berdiri sendiri sehingga dapat menarik calon investor yang berminat untuk mengusahakan UCG di Indonesia. Oleh karena itu, pengembangan teknologi UCG dapat dijadikan solusi mengatasi keterbatasan sumber energi saat ini.

REFERENSI

- Advanced Resources International. (2003). *Indonesian coal bed methane, Task 1—Resources assessment*.
- Covell, J. R., & Thomas, M. H. (1996). Combined air sparge and bioremediation of an underground coal gasification site. Dalam *Ninth Annual IGT Symposium on Gas, Oil, and Environmental Biotechnology and Site Remediation Technology*.
- Hudaya, G. K., & Huda, M. (2014). Keekonomian gas bakar hasil proses UCG untuk energi pembangkit listrik. *Mineral dan Energi*, 12(2), 29–35.
- Kapusta, K., Stańczyk, K., Wiatowski, M., & Čečko, J. (2013). Environmental aspects of a field-scale underground coal gasification trial in a shallow coal seam at the Experimental Mine Barbara in Poland. *Fuel*, 113, 196–208. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.05.015>
- Khadse, A. N., Qayyumi, M., Mahajani, S., & Aghalayam, P. (2007). Un-

derground coal gasification: A new clean coal utilization technique for India. *Energy*, 32(11), 2061–2071. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2007.04.012>

Šofranko, M., Škvareková, E., & Laciak, M. (2013). Appraisal of the population threat risk by carbon leakage produced by underground coal gasification. *The Holistic Approach to Environment*, 3(2), 83–91.

Sukhyar, R. (2012). Unlock the potential of Indonesia's coal reserves. Dalam *World Clean Coal Week 2012*.

Undang-Undang Republik Indonesia Nomor 4 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara. (2009).

Vyas, D. U., & Singh, R. P. (2015). Worldwide developments in UCG and Indian initiative. *Procedia Earth and Planetary Science*, 11, 29–37. <https://doi.org/10.1016/j.proeps.2015.06.005>

Yang, D., Koukouzas, N., Green, M., & Sheng, Y. (2016). Recent development on underground coal gasification and subsequent CO₂ storage. *Journal of the Energy Institute*, 89(4), 469–484. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2015.05.004>

Younger, P. L. (2011). Hydrogeological and geomechanical aspects of underground coal gasification and its direct coupling to carbon capture and storage. *Mine Water and the Environment*, 30(2), 127–140. <https://doi.org/10.1007/s10230-011-0145-5>

Daftar Singkatan

AMEG	<i>ambient multimedia environmental goals</i>
ARI	Advanced Resources International
ASTM	American Standard Testing and Material
BAT	<i>best available technique</i>
BBG	bahan bakar gas
BBL	bahan bakar lain
BBM	bahan bakar minyak
BCB	<i>binderless coal briquetting</i>
BF	<i>base flow</i>
BPH	barel per hari
BTEX	benzena, toluena, etil benzena, silena
CBM	<i>coal bed methane</i>
CDB	<i>coal drying & briquetting</i>
CIL	Coal India Limited

Buku ini tidak diperjualbelikan.

COE	<i>cost of energy</i>
CRIP	<i>controlled retraction injection point</i>
CSG	<i>coal seam gas</i>
CSIRO	Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization
CSR	<i>corporate social responsibility</i>
CTL	<i>coal to liquid</i>
CUB	<i>coal upgraded briquettes</i>
DAS	daerah aliran sungai
DHL	daya hantar listrik
DME	dimetil eter
DMEG	<i>discharge multimedia environmental goals</i>
DMO	<i>domestic market obligation</i>
DOE	Department of Energy
DRO	direct run off
DTA	daerah tangkapan air
EEPL	Essar Exploration and Production Limited
EIS	<i>environmental impact statement</i>
EMP	<i>environmental management plans</i>
EMS	<i>environmental management standard</i>
EP	<i>electrostatic precipitators</i>
EPC	<i>exploration permit for coal</i>
ET	evapotranspirasi
FSU	Formed Soviet Union
GE	<i>general electric</i>
GS	<i>groundwater storage</i>
GTL	<i>gas-to-liquid</i>
HDPE	<i>high density polyethylene</i>
HFEM	<i>high frequency electro magnetics</i>

IARC	International Agency for Research on Cancer
IPAL	instalasi pengolah air limbah
IRR	<i>internal rate of return</i>
ISO	International Organization for Standardization
ISP	Independent Scientific Panel
IUP	izin usaha pertambangan
IUPK	izin usaha pertambangan khusus
KEN	Kebijakan Energi Nasional
K-fuel	bahan bakar Koppelman
LDPE	<i>low density polyethylene</i>
LLNL	Lawrence Livermore National Laboratory
LLS	<i>liquid-liquid separator</i>
LPG	<i>liquefied petroleum gas</i>
LVW	<i>linked vertical well</i>
MDL	<i>mineral development license</i>
MEG	<i>multimedia environmental goals</i>
ML	<i>mining license</i>
MRPDA	Mineral Resources and Petroleum Development Act
MTG	<i>methanol to gasoline</i>
MTO	<i>methanol to olefin</i>
NAPL	<i>non-aqueous phase liquid</i>
NPV	<i>net present value</i>
NSPK	norma, standar, prosedur, dan kriteria
ONGC	The Oil and Natural Gas Corporation
ORICB	<i>oxygen-realizing immobilized cell bead</i>
PAH	<i>polycyclic aromatic hydrocarbon</i> /hidrokarbon aromatik polisiklik
PDR	potensi dampak risiko

PKP2B	Perjanjian Karya Pengusahaan Pertambangan Batubara
PLTU	pembangkit listrik tenaga uap
PSDG	pusat sumber daya geologi
PT. ATD	PT Astaka Dodol
PTR	potensi terjadinya risiko
RMR	<i>rock mass rating</i>
RUPS	rapat umum pemegang saham
SIPB	surat izin penambangan batuan
SML	standar manajemen lingkungan
SNG	<i>synthetic natural gas</i>
SNI	standar nasional Indonesia
SOFC	<i>solid oxide fuel cell</i>
STM	<i>sequential thermo-mechanical</i>
<i>syngas</i>	<i>synthetic gas</i>
TCLP-A	<i>toxicity characteristic leaching procedure-A</i>
TJSL	tanggung jawab sosial dan lingkungan
TOC	<i>total organic carbon</i>
TR	tingkat risiko
TREMP	<i>Topsoe recycle energy efficient methanation process</i>
UBC	<i>upgraded brown coal</i>
UCG	<i>underground coal gasification</i>
UKM	usaha kecil dan menengah
WHO	World Health Organization
WIDCO	The Washington Irrigation and Development Company
WIUP	wilayah izin usaha pertambangan

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Indeks

- Adveksi, 219
Air tanah, 98, 116, 213, 214, 216
Akuifer, 112, 143, 144, 147, 148,
150, 216
Analisis, 16, 21, 129, 196, 237, 262,
264, 269
Area prospek batubara untuk
pengembangan UCG, 360

Biaya operasional, 267, 269
Blok A PT ATD, 45, 57, 58, 63, 360

Cekungan Sumatra Selatan, 24, 28,
29, 31, 46, 47, 49, 50, 51,
54, 55

Difusi, 220, 221
Dispersi, 220

Formasi Muara Enim, 28, 51, 52,
54, 55, 61, 63, 360

Gasifikasi batubara, 65, 179, 185,
239, 339
Gasifikasi batubara bawah tanah,
65, 185, 239, 339

Harga jual listrik, 272

Insentif, 273
Investasi, 265, 269, 275
Izin Usaha Pertambangan (IUP),
19, 290, 316, 346, 360
Izin Usaha Pertambangan Khusus
(IUPK), 316

Kecamatan Sanga Desa, 46, 63, 99,
282, 299, 301, 305, 309, 312,
346, 360

Keekonomian, 261, 264, 266, 267,
268, 270, 276, 277, 340, 350

Kontaminasi, 111, 117, 126, 127,
157, 244, 255

Limbah, 118, 206, 215, 224, 225

Nilai kalor batubara, 31, 195

Pembangkit, 16, 185, 192, 197, 207,
265, 278, 323, 331, 342

Pencemaran, 14, 117, 124, 125, 126,
128, 130, 133, 206, 214, 237,
240, 241

Pengolahan batubara, 336

Peningkatan nilai tambah batubara,
316

Perjanjian Karya Pengusahaan
Pertambangan Batubara
(PKP2B), 195, 328

Plume, 219

Polutan, 116, 149, 213, 218, 226,
227, 233, 255, 348

Regulasi perusahaan, 19

Remediasi, 229, 231, 349

Retardasi, 221

Royalti, 334

Sensitivitas, 114, 272, 273, 274

UCG, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13,
14, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 22,
27, 40, 46, 57, 60, 61, 62, 63,
65, 66, 67, 68, 69, 70, 73, 76,
77, 78, 79, 80, 81, 85, 86, 87,
92, 95, 97, 99, 100, 101, 102,
103, 104, 106, 107, 108, 109,
110, 111, 112, 113, 114, 115,
116, 117, 118, 119, 120, 121,
123, 124, 125, 126, 127, 128,
129, 130, 131, 132, 134, 135,
137, 139, 140, 144, 148, 149,
150, 151, 152, 153, 154, 155,
156, 157, 158, 159, 160, 161,
162, 163, 164, 165, 167, 168,
169, 170, 171, 172, 173, 174,
175, 176, 177, 178, 179, 180,
182, 183, 185, 186, 187, 189,
190, 191, 192, 193, 195, 196,
197, 198, 201, 202, 203, 204,
206, 209, 210, 211, 212, 213,
215, 216, 219, 222, 223, 224,
228, 229, 231, 233, 234, 235,
237, 238, 239, 240, 241, 253,
254, 255, 256, 258, 261, 262,
263, 264, 265, 266, 267, 268,
269, 270, 271, 272, 273, 274,
275, 276, 277, 278, 281, 282,
283, 290, 293, 294, 295, 296,
298, 299, 305, 308, 309, 310,
311, 313, 314, 315, 316, 317,
318, 319, 320, 321, 322, 324,
325, 326, 328, 329, 330, 332,
333, 334, 335, 336, 337, 338,
339, 340, 342, 343, 345, 346,
347, 348, 349, 350, 351, 356,
360, 361

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Biografi Penulis

RETNO DAMAYANTI

Lahir di Yogyakarta, 22 Oktober 1962. Merupakan peneliti di Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batubara (Puslitbang tekMIRA), Badan Penelitian dan Pengembangan (Balitbang) Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (KESDM). Menyelesaikan pendidikan S-1 Kimia di Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Institut Teknologi Bandung pada 1986; S-2 di Bidang *Environmental Science and Technology* dari International Institute for Hydraulic and Environmental Engineering, Delft, Belanda pada 1990. Aktif melakukan penelitian dan publikasi di bidang kimia dan lingkungan pertambangan.

TATANG WAHYUDI

Lahir di Ciamis, 8 Februari 1956. Merupakan peneliti di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM. Menyelesaikan pendidikan S-1 bidang Geologi di Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumihan (FITB), Institut

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Teknologi Bandung; dan *Master of Science* bidang *Process Mineralogy* di Department of Geological/Mining Engineering & Sciences, Michigan Technological University, Amerika Serikat. Melakukan banyak penelitian dan publikasi ilmiah di bidang geologi serta mineralogi proses untuk pengolahan dan penambangan mineral. Aktif sebagai penyunting majalah ilmiah *Indonesian Mining Journal* dan *Jurnal tekMIRA*.

ASEP BAHTIAR PURNAMA

Merupakan peneliti di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM dengan kepakaran geologi pertambangan. Menyelesaikan pendidikan S-1 bidang Teknik Geologi di Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran; dan Magister Teknik bidang Sumberdaya Bumi, Rekayasa Pertambangan di Fakultas Teknik Pertambangan dan Perminyakan, Institut Teknologi Bandung. S-3 bidang Teknik Geologi di Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran. Aktif Mengajar di Politeknik Energi dan Pertambangan, banyak melakukan penelitian dan publikasi ilmiah di bidang geologi, eksplorasi, dan pertambangan mineral dan batubara.

SARIF SUBARNA YUDA

Lahir di Bandung, 12 Agustus 1986. Merupakan peneliti pertama di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM. Menyelesaikan pendidikan S-1 di jurusan Teknik Geologi dari Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran. Aktif melakukan penelitian dan publikasi ilmiah di bidang geologi, salah satunya Area prospek batubara untuk pengembangan UCG, Formasi Muara Enim, Kecamatan Sanga Desa, Blok A PT ATD; kriteria batubara untuk pengembangan teknologi UCG, Cekungan Sumatera Selatan, kondisi geologi moderat, sub-bituminous batubara, batubara dalam (*deep seated coal*), Izin Usaha Pertambangan (IUP), Sumatera Selatan.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

BAGARAJA SIRAIT

Dilahirkan di Medan, 13 Mei 1978. Saat ini bekerja di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM sebagai peneliti dengan bidang kepakaran geoteknik dan geomekanika tambang. Memiliki latar belakang pendidikan S-1 Teknik Sipil dan S-2 Rekayasa Pertambangan Spesialisasi Geomekanika Tambang dari Institut Teknologi Bandung. Aktif melakukan penelitian dan publikasi ilmiah di bidang geoteknik dan geomekanika tambang.

ZULFAHMI

Lahir di Pendopo, Pali, Sumatera Selatan, menyelesaikan Sarjana Teknik Pertambangan di UNSRI, Magister Teknik Rekayasa Pertambangan di ITB, dan Doktor Teknik Geologi di Universitas Padjadjaran. Dia bergabung dengan tekMIRA sejak tahun 1991 sampai sekarang dan banyak melakukan penelitian bidang rekayasa dan geoteknik pertambangan. Tahun 2013–2015 sebagai *team leader* untuk penyiapan lokasi *Pilot Plant* UCG di Sumatera Selatan. Pernah mendapatkan beberapa penghargaan Dharmakarya dari Menteri ESDM Tahun 2013 dan 2018.

R. M. NENDARYONO MADIUTOMO

Lahir di Solo, 10 September 1960. Sebagai Perekayasa Madya di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM. Menyelesaikan pendidikan S-1 di bidang Teknik Pertambangan UPN “Veteran” Yogyakarta pada tahun 1990. Melanjutkan pendidikan program Master (S-2) di Institut Teknologi Bandung pada bidang Rekayasa Pertambangan dan lulus pada tahun 2001. Aktif melakukan penelitian dan rancang bangun kerekayasaan serta publikasi ilmiah di bidang penambangan mineral. Telah mengikuti kursus, antara lain *Remote Sensing* Geologi Eksplorasi di Bandung pada tahun 1995, *Mining Technology* di Swedia dan Norwegia pada tahun 1995, *Mining and Metallurgy* di Jepang pada tahun 1996, dan *Underground Coal Gasification* di Australia pada tahun 2013 dan Uzbekistan pada tahun 2014. Mendapatkan piagam penghargaan dari Kepala Balitbang di bidang penelitian dan perekayasaan *rainfall simulator tester* pada tahun 2009 dan paten 2017. Penghargaan dari

Buku ini tidak diperjualbelikan.

Business Innovation Center (BIC) mengenai sistem monitoring drainase penambangan pada tahun 2011 dan 2020. Pernah mendapatkan beberapa penghargaan Dharmakarya dari Menteri ESDM Tahun 2018 dan 2020.

HASNIATI ASTIKA

Lahir di Bandung, 10 Juli 1981. Merupakan peneliti di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM. Menyelesaikan pendidikan S-1 bidang Teknik Pertambangan di Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung. Aktif melakukan penelitian dan publikasi ilmiah di bidang teknik penambangan bawah tanah.

MIFTAHUL HUDA

Lahir di Malang, 11 Juli 1967. Bekerja di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM sejak tahun 1994. Menyelesaikan pendidikan S-1 di bidang Teknik Metalurgi Fakultas Teknologi Mineral, Institut Teknologi Bandung (ITB) pada tahun 1993 dan melanjutkan ke jenjang S2 dan S3 pada jurusan *Applied Science for Electronics and Material*, Kyushu University, Jepang. Fokus penelitian adalah pada bidang teknologi pengolahan dan pemanfaatan batu bara.

MARSEN ALIMANO

Lahir di Bandung, 26 Maret 1976. Bekerja sebagai Peneliti Lingkungan Pertambangan di Puslitbang Teknologi Mineral dan Batubara (tekMIRA) dari April 2006 s.d. November 2017. Setelah sempat menjadi Analis Program Mineral dan Batubara di Ditjen Minerba hingga Maret 2020, kembali lagi ke tekMIRA. Memiliki latar belakang pendidikan S-1 Teknik Lingkungan (Itenas) dan S-2 Teknik Lingkungan (ITB). Pernah terlibat sebagai penyusun Kebijakan Mineral dan Batubara, aktif sebagai anggota Komtek 03-15 Perlindungan Lingkungan Pertambangan Mineral dan Batubara, serta sebagai Wakil Ketua 2 *Working Group* Lingkungan Hidup, Reklamasi, dan Pascatambang – PERHAPI.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

MUHAMMAD LUTFI

Lahir di Sidoarjo, 3 November 1961. Merupakan perekayasadi Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM. Menyelesaikan pendidikan S-1 di bidang Geografi dari Fakultas Geografi, Universitas Gadjah Mada. Aktif melakukan penelitian bidang pengembangan wilayah dan lingkungan pertambangan.

WULANDARI SURONO

Lahir di Bandung, 8 Desember 1979. Merupakan peneliti di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM dengan kepakaran lingkungan tambang. Menyelesaikan pendidikan S-1 bidang Biologi di Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Institut Teknologi Bandung. Aktif melakukan penelitian dan publikasi ilmiah di bidang lingkungan tambang.

GANDHI KURNIA HUDAYA

Lahir di Ambon, 6 Juni 1977. Bekerja di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM sejak tahun 2004. Menyelesaikan pendidikan S-1 di bidang Teknik Industri dari Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Bandung (ITB) pada tahun 2001. Kemudian menyelesaikan Pendidikan S-2 di Magister Administrasi Bisnis di Sekolah Bisnis Manajemen ITB pada tahun 2018. Fokus penelitian dan publikasi ilmiah adalah pada bidang tekno ekonomi di mineral dan batubara.

BAMBANG YUNianto

Lahir di Bantul, 15 Juni 1964. Merupakan peneliti madya bidang Kebijakan Pertambangan di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM. Menyelesaikan pendidikan S-1 bidang Ilmu Sosiologi di Fakultas Ilmu Sosial dan Ilmu Politik, Universitas Gadjah Mada, lulus 1990. Aktif dalam kegiatan penelitian bidang kebijakan pertambangan mineral dan batubara, antara lain tim kajian peningkatan nilai tambah mineral dan evaluator pembangunan smelter mineral di Ditjen Mineral dan Batubara (2012–2017); tim penyusun buku *Facts and Figure of Indo-*

Buku ini tidak diperjualbelikan.

nesia Mining Indsustry dan *Indonesia Mining Guidance* Ditjen Mineral dan Batubara (2016–2018); tenaga ahli penyusunan kajian hilirisasi batubara Balitbang ESDM (2019); tim penyusun dokumen hilirisasi batubara untuk perpanjangan beberapa perusahaan PKP2B menjadi IUPK (2018–2021). Tenaga ahli tim lintas K/L Menko Marves dalam penyelesaian Pertambangan Tanpa Izin Nasional (PETI – PERA) tahun (2021–2024).

HARRY TETRA ANTONO

Lahir di Purworejo, 2 April 1958. Merupakan perekayasa di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM. Menyelesaikan pendidikan S-1 di bidang Statistika dari Fakultas matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Padjadjaran Bandung. Aktif melakukan penelitian bidang pengembangan wilayah dan lingkungan pertambangan.

SRI SUGIARTI

Lahir di Bandung, 11 September 1979. Merupakan analis kebijakan ahli muda di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM. Menyelesaikan Pendidikan S-1 ilmu Hukum dan S-2 Hukum Bisnis di Fakultas Hukum, Universitas Padjadjaran. Aktif dalam kegiatan kajian kebijakan pertambangan mineral dan batubara.

MEITHA SUCIYANTI

Lahir di Indramayu, 31 Mei 1984. Merupakan peneliti di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM. Menyelesaikan pendidikan S-1 bidang Teknik Pertambangan di Fakultas Teknik, Universitas Islam Bandung. Aktif melakukan penelitian dan publikasi ilmiah di bidang ekonomi sumber daya alam dan lingkungan.

SILTI SALINITA

Lahir di Jakarta, 1 Desember 1976. Merupakan peneliti di Puslitbang tekMIRA, Balitbang KESDM. Menyelesaikan pendidikan S-1 bidang Teknik Geologi di Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran. Aktif melakukan penelitian dan publikasi ilmiah di bidang geologi.

Buku ini tidak diperjualbelikan.

GASIFIKASI BATUBARA BAWAH TANAH:

TEKNOLOGI NON KONVENSIONAL PERTAMBANGAN BATUBARA

Batubara merupakan salah satu sumber energi potensial yang dapat menggantikan minyak dan gas bumi di masa depan. Dengan makin menipisnya kondisi cadangan minyak dan gas bumi Indonesia, diversifikasi dalam pemanfaatan energi perlu mendapat perhatian yang serius. Terkait hal tersebut, buku ini memperkenalkan metode baru penyediaan energi dari batubara tanpa melakukan penambangan terbuka, tetapi melakukan gasifikasi komoditas tersebut di bawah tanah (*underground coal gasification/UCG*) sehingga dapat digunakan untuk keperluan energi listrik.

Buku ini memberikan informasi sumber daya batubara bawah tanah Indonesia ditinjau dari kondisi geologi, proses ekstraksi dengan cara gasifikasi in situ, hingga studi kasus pengembangan teknologinya yang dilaksanakan oleh Puslitbang Teknologi Mineral dan Batubara (tekMIRA). Selain itu, kajian keekonomian, regulasi, dan antisipasi kemungkinan timbulnya permasalahan lingkungan juga diulas dengan menggabungkan studi literatur dan hasil penelitian di lapangan.

Hadirnya buku ini diharapkan dapat dijadikan referensi dan sumber informasi yang bisa memenuhi kebutuhan pengguna serta memberikan kontribusi dalam upaya pembangunan ekonomi secara nasional. Selamat membaca!



Diterbitkan oleh:

Penerbit BRIN

Direktorat Repositori, Multimedia, dan Penerbitan Ilmiah
Gedung B.J. Habibie, Jln. M.H. Thamrin No. 8,
Kb. Sirih, Kec. Menteng, Kota Jakarta Pusat,

Daerah Khusus Ibukota Jakarta 10340

Whatsapp: 0811-9612-369

E-mail: penerbit@brin.go.id

Website: penerbit.go.id

DOI 10.55981/brin.447



I SBN 978-623-7425-52-6



9 786237 142552 6