

ISU-ISU TEKNIS GASIFIKASI BATUBARA KONVENSIONAL DAN GASIFIKASI BAWAH TANAH

Miftahul Huda

Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Mineral dan Batubara
huda@tekmira.esdm.go.id

SARI

Ketergantungan Indonesia terhadap impor energi semakin lama semakin tinggi karena meningkatnya permintaan dan menurunnya produksi minyak dan gas bumi di dalam negeri. Untuk negara-negara dengan cadangan minyak dan gas bumi yang relatif sedikit tetapi mempunyai cadangan batubara yang cukup banyak, gasifikasi batubara dapat menjadi alternatif pemecahan permasalahan energi di masa mendatang. Gasifikasi batubara dapat dilakukan dengan cara konvensional atau secara *insitu* (UCG). UCG mempunyai biaya investasi lebih murah dan mempunyai emisi CO₂ lebih rendah dibandingkan gasifikasi batubara konvensional tetapi kelemahannya adalah belum pernah diaplikasikan di Indonesia.

Tujuan penulisan makalah ini untuk mengidentifikasi pengetahuan apa yang dapat diambil dari pengembangan gasifikasi batubara konvensional yang dapat diaplikasikan pada UCG. Kondisi reaksi UCG dipengaruhi oleh kondisi sekitar sementara itu kondisi operasi gasifikasi konvensional dapat dijaga dari pengaruh lingkungan karena gasifikasi dilakukan dalam suatu wadah yang terlindung. Hal ini menyebabkan banyak perbedaan isu-isu teknis pada ke dua metode gasifikasi batubara tersebut. Walaupun demikian masih ada beberapa IPTEK gasifikasi batubara konvensional yang dapat diterapkan pada UCG seperti cara pengendalian gasifier, pembangunan fasilitas dipermukaan baik untuk menyediakan pereaksi maupun untuk mengolah produk reaksi yaitu pemurnian gas dari tar dan sintesa *syngas*. Sebagai tambahan UCG perlu dukungan IPTEK di dunia minyak dan gas bumi terutama IPTEK pengeboran dengan *coiled tubing*.

Kata kunci : *fixed bed, fluidized bed, gasifikasi batubara, ignition, reverse combustion, UCG*

1. PENDAHULUAN

Ketergantungan Indonesia terhadap impor energi semakin lama semakin tinggi karena meningkatnya permintaan dan menurunnya produksi minyak dan gas bumi di dalam negeri. Impor minyak dan BBM Indonesia diprediksi tumbuh hingga 4 kali lipat selama kurun waktu 2011-2030 (Sugiyono, et al., 2013). Dalam hal BBG, Indonesia telah mengimpor sebagian besar LPG dan akan mulai mengimpor gas alam setelah tahun 2020 (APEC, 2013). Untuk negara-negara dengan cadangan minyak dan gas bumi yang relatif sedikit tetapi mempunyai cadangan batubara yang cukup

banyak, gasifikasi batubara dapat menjadi alternatif pemecahan permasalahan energi di masa mendatang. Gasifikasi batubara adalah proses mereaksikan batubara dengan udara atau oksigen dan atau uap air (*steam*) untuk menghasilkan gas dengan nilai kalor tertentu. Gasifikasi batubara dapat dilakukan secara *insitu* atau setelah proses penambangan. Gasifikasi batubara *insitu* dilakukan langsung pada lapisan batubara dibawah tanah tanpa melalui proses penambangan. Gasifikasi batubara jenis ini dinamakan *underground coal gasification* (UCG). Gasifikasi batubara yang dilakukan setelah proses penambangan batubara pada makalah ini selanjutnya dinamakan gasifikasi batubara

konvensional. Dengan demikian UCG hanya dapat dilakukan di lokasi tertentu sementara lokasi gasifikasi batubara konvensional dapat dimana saja asal secara ekonomi menguntungkan.

Gasifikasi batubara konvensional telah mulai diaplikasikan di Indonesia terutama setelah terjadi kekurangan gas alam di berbagai daerah dan naiknya harga minyak. Sebagai contoh gasifikasi batubara telah dipalihkan di Industri keramik (PT. Juishin Medan, PT. Sango keramik Semarang) dan di Industri peleburan logam (PT. Alfo Citra Medan). Gasifikasi batubara juga dianggap ekonomis untuk menghasilkan listrik pada pembangkit skala kecil. PLN telah memprogramkan penggunaan Pembangkit Listrik Tenaga Gas Batubara (PLTGB) untuk menggantikan genset berbahan bakar minyak di daerah terpencil. Beberapa daerah yang direncanakan menggunakan PLTGB antara lain Sangata dengan kapasitas 30 X 400 KW, Melak (22 X 400 KW), Bagan Siapi api (8 X 400 KW) dan Tanjung Batu Riau (8 X 400 KW) (PLN, 2011).

UCG mempunyai biaya investasi lebih murah dan mempunyai emisi CO₂ lebih rendah dibandingkan gasifikasi batubara konvensional (Hyder, 2012) tetapi kelemahannya adalah belum pernah diaplikasikan di Indonesia. Oleh sebab itu perlu dilakukan penelitian gasifikasi batubara bawah tanah untuk menguasai teknologi ini. Tulisan ini berisi uraian mengenai isu-isu teknis yang dihadapi pada gasifikasi batubara konvensional dan UCG. Tujuan penulisan makalah ini untuk mengidentifikasi pengetahuan apa yang dapat diambil dari pengembangan gasifikasi batubara konvensional yang dapat diaplikasikan pada UCG.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Gasifikasi batubara baik gasifikasi batubara konvensional maupun UCG menggunakan pereaksi yang sama yaitu oksigen dan uap air dan mempunyai komponen penyusun produk gas yang sama yaitu CO, H₂, CO₂, CH₄ tetapi

isu-isu teknis yang dihadapi pada dua metode gasifikasi batubara tersebut jauh berbeda.

2.1. Isu-Isu Teknis Gasifikasi Batubara Di Permukaan

Ada bermacam-macam jenis batubara dan ada bermacam-macam jenis teknologi gasifikasi batubara. Batubara dapat dikelompokkan berdasarkan peringkat (*rank*), tipe (*type*) dan grade. Peringkat (*rank*) berkaitan dengan kematangan (*maturity*) batubara oleh sebab proses pembentukan batubara. Berdasarkan peringkat maka batubara dikelompokkan menjadi batubara lignit, sub-bituminous, bituminous dan anthracite. Tipe batubara berkaitan dengan senyawa organik penyusun batubara yaitu kandungan vitrinite, inertinit dan liptinit. Grade berkaitan dengan kandungan pengotor (mineral) yang ada dalam batubara. Makin banyak jumlah mineral dalam batubara makin rendah *grade* dari batubara.

Teknologi gasifikasi batubara konvensional dapat dikelompokkan berdasarkan jenis gasifiernya (*Entrained bed, fluidized bed, fixed bed*), cara injeksi batubara (*dry feeding, slurry feeding*), posisi injeksi batubara (*top-feeding, side feeding*), tahapan proses (*one stage, two stages*), tekanan operasi dan lain-lain. Keandalan teknologi gasifikasi batubara dipengaruhi oleh jenis batubara yang akan dipakai dan kondisi operasinya dipengaruhi oleh industri hilir yang akan memproses *syngas*. Parameter lain dalam pemilihan teknologi gasifikasi adalah kapasitas gasifier, hasil samping dan jenis limbah yang dihasilkan. Berikut adalah isu-isu teknis yang berkaitan dengan gasifikasi batubara konvensional.

a. Jenis Gasifier (*Entrained-Bed, Fluidized-Bed, atau Fixed-Bed*)

Berdasarkan jenis reaktornya atau gasifiernya ada tiga jenis gasifier yaitu gasifier *entrained bed, fluidized bed* dan *fixed bed* (unggun tetap). Pada gasifier *fixed bed* untuk melakukan proses gasifikasi batubara bongkah (ukuran besar) ditumpuk diatas

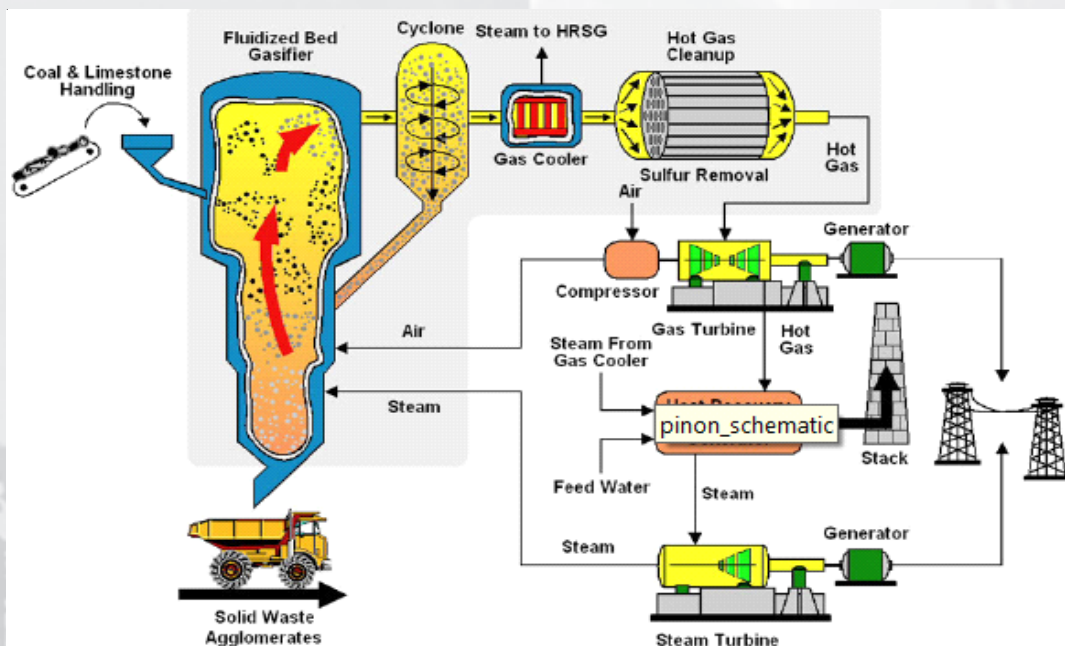
kisi-kisi (*grate*) dan pereaksi (udara/oksigen/uap air) dilewatkan kedalam tumpukan batubara panas tersebut. Suhu operasi gasifier ini antara 900-1200°C. Perusahaan pengembang gasifier *fixed bed* antara lain adalah Lurgi dan Sasol.

Gasifier *entrained bed* menggunakan batubara yang berukuran halus yang ditranspor ke dalam reaktor secara *pneumatic*. Batubara bergerak cepat di dalam reaktor sambil bereaksi dengan udara/*steam*/oksigen. Suhu gasifier *entrained bed* adalah lebih dari 1200°C. Perusahaan pengembang gasifier *entrained bed* antara lain adalah Shell, Mitsubishi dan General Electric.

Gasifier *fluidized bed* menggunakan batubara dengan ukuran sedang (1-5 mm) lebih besar dari ukuran batubara pada sistem *entrained bed* tetapi lebih kecil dibandingkan ukuran batubara pada sistem *fixed bed*. Laju alir pereaksi dalam sistem *fluidized bed* diatur sedemikian rupa sehingga partikel batubara bergerak laksana fluida. Suhu operasi sekitar 850-950°C

Perusahaan pengembang gasifier *fluidized bed* antara lain adalah Winkler, U-gas dan Kellogg Rust Westinghouse (KRW). Gambar 1 adalah ilustrasi gasifier *fluidized bed* KRW.

Gasifier *fixed bed* dapat menggunakan batubara kadar abu tinggi sampai dengan 35% asal jumlah total abu ditambah air lembab kurang dari 50% tetapi mempunyai syarat lain yaitu butiran batubara tidak mudah pecah saat dipanaskan. Bila batubara mudah pecah (*high thermal fragmentation*) akan menyebabkan naiknya *pressure drop* yang akan berakibat pada meningkatnya jumlah partikel padat yang ikut bersama produk gas dan terjadinya pembakaran batubara yang tidak merata (*combustion channeling*). Gasifier *fluidized bed* dapat menggunakan berbagai jenis batubara asal abu batubaranya tidak cenderung membentuk agglomerat karena pembentukan agglomerat akan mengganggu proses fluidisasi. Kelemahan lainnya adalah kapasitasnya kecil dan menghasilkan abu yang masih banyak mengandung karbon. Gasifier *entrained bed*

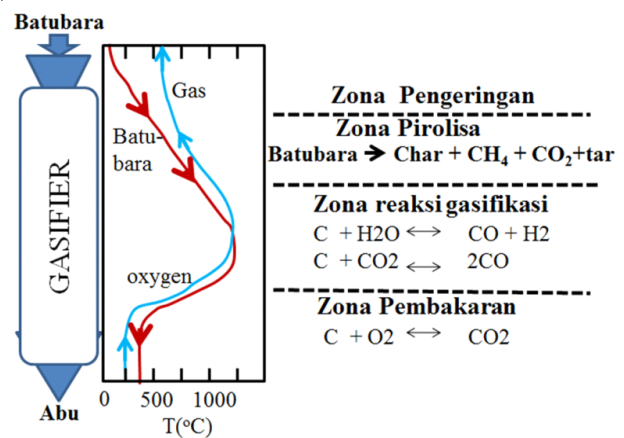


Gambar 1. Gasifier *fluidized bed* yang dikembangkan oleh KRW atau U-Gas

mempunyai kapasitas yang besar tetapi tidak bisa menggunakan batubara dengan kadar abu tinggi (>35%) dan pada aplikasi untuk gasifikasi batubara peringkat rendah (lignit) menghasilkan efisiensi yang rendah (Zheng, 2005). Pemilihan gasifier menjadi lebih sulit bila batubara yang akan digunakan adalah batubara peringkat rendah (lignit) karena umumnya mempunyai *thermal fragmentation* tinggi yang tidak cocok untuk gasifier *fixed bed*, abunya cenderung membentuk agglomerat (dihindari untuk gasifier *fluidized bed*) dan menghasilkan efisiensi gasifikasi rendah untuk *entrained bed*. Dengan demikian kesesuaian antara *feedstock* (batubara) dengan gasifier yang akan digunakan perlu dievaluasi sebelum menerapkan teknologi gasifikasi di permukaan. Hal yang sama juga terjadi untuk pembangunan sebuah kilang minyak. Kilang minyak didesain sesuai dengan *feedstock/crude oil* yang diinginkan/tersedia.

b. Proses Gasifikasi

Proses gasifikasi batubara dan reaksi-reaksi yang terjadi diuraikan pada Gambar 2. Bila gasifier yang dipakai adalah *gasifier fixed bed* maka zona-zona reaksi yang terjadi, perubahan suhu batubara dan perubahan suhu gas diperkirakan adalah mirip uraian pada gambar tersebut. Batubara dimasukkan dari bagian atas gasifier dan abu batubara sisa gasifikasi keluar dari bawah gasifier secara bertahap. Suhu batubara makin meningkat ketika batubara bergerak turun sebaliknya suhu gas meningkat dengan pergerakan gas dari bawah ke atas gasifier. Dengan meningkatnya suhu, batubara akan melepaskan airnya pada zona pengeringan dan mengalami proses pirolisa yang melepaskan tar dan senyawa hidrokarbon lain pada zona pirolisa. Dari bagian bawah gasifier oksigen yang diinjeksikan bereaksi dengan batubara menghasilkan panas dan gas CO₂ dalam zona pembakaran/oksidasi. Selanjutnya pada zona gasifikasi/reduksi, gas CO₂ dan uap air akan bereaksi dengan

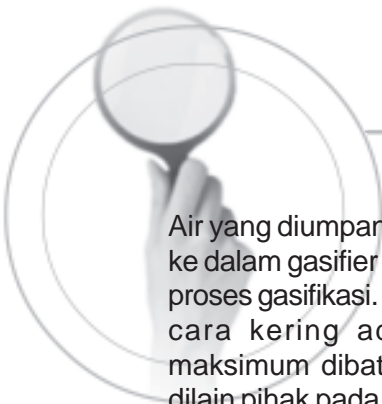


Gambar 2. Ilustrasi proses gasifikasi batubara

arang (karbon) yang dihasilkan dari zona pirolisa menghasilkan gas CO dan Hidrogen. Pada reaktor jenis lainnya seperti reaktor *fluidized bed* dan *entrained bed* zona-zona reaksi tersebut tidak dapat dibedakan dengan jelas tetapi tahapan reaksi seperti penguapan air, pirolisa, gasifikasi dan pembakaran akan tetap terjadi. Komponen penyusun produk gas hasil gasifikasi utamanya adalah gas CO, H₂, CO₂, CH₄ dan N₂. Jumlah gas nitrogen akan dominan bila pereaksinya adalah udara. Gas H₂ berasal dari batubara dan dari reaksi antara H₂O dengan C dan atau H₂O dengan CO.

c. Cara Pengumpanan Batubara (*Dry Feeding* atau *Slurry Feeding*)

Pada pengumpanan kering batubara diumpangkan ke dalam gasifier secara *pneumatic* dengan nitrogen sebagai fluida. Pada cara pengumpanan basah batubara diumpangkan dalam bentuk *slurry* (campuran batubara dan air). Gasifier pengumpanan kering dapat memakai bahan baku dari semua jenis batubara dan sebaliknya gasifier pengumpanan basah hanya cocok untuk batubara bituminous. Batubara peringkat rendah tidak cocok untuk pengumpanan basah karena batubara peringkat rendah cenderung menyerap air akibatnya kandungan air dalam *slurry* tinggi.



Air yang diumpangkan dalam jumlah berlebih ke dalam gasifier akan menurunkan efisiensi proses gasifikasi. Kelemahan pengumpanan cara kering adalah tekanan gasifier maksimum dibatasi hingga sekitar 45 bar dilain pihak pada pengumpanan cara basah tekanan gasifer dapat mencapai 80 bar. Dengan demikian perlu diketahui tekanan operasi proses hilir dari *syngas* agar tidak melebihi tekanan operasi dari gasifier.

d. Tahapan Gasifikasi (*One Stage* atau *Two Stages*)

Bila batubara yang dipakai cukup reaktif dan ukurannya seragam maka pada dasarnya batubara tersebut dapat dipakai untuk gasifer satu tahap. Tetapi pada kenyataannya banyak batubara yang kurang reaktif sehingga menghasilkan residu proses gasifikasi yaitu arang. Bila residu ini akan dipakai lagi maka gasifier akan menjadi dua tahap karena reaktifitas dan ukuran arang berbeda dengan reaktifitas dan ukuran batubara umpan. Tahap pertama adalah tahap gasifikasi batubara dan tahap ke dua adalah tahap pembakaran arang (residu). Dalam prakteknya dalam satu gasifier di buat dua zona yaitu zona oksidasi (pembakaran) dan zona reduksi (gasifikasi). Arang batubara (residu) diumpangkan pada zona oksidasi untuk menyediakan energi bagi proses gasifikasi sedangkan batubara diumpangkan pada zona reduksi untuk menghasilkan *syngas*. Pengujian kinetika gasifikasi batubara perlu dilakukan sebelum memutuskan gasifikasi akan dilakukan satu tahap atau dua tahap. Umumnya gasifier batubara adalah gasifier satu tahap karena desainnya lebih sederhana dan biaya pembuatannya lebih murah.

e. Jenis Limbah Abu (*Abu Terbang* atau *Terak (Slag)*)

Gasifier dinamakan *slagging gasifier* bila bahan bukan organik yang ada dalam batubara dikeluarkan dari dalam gasifier

dalam bentuk terak (*slag*). Terak terjadi bila suhu abu batubara telah melampaui suhu pelelehan abu (*ash fusion temperature*). Terak lebih ramah lingkungan dibanding abu batubara karena tidak beresiko terjadinya pelindian (*leaching*) logam berat pada saat disimpan. Walaupun demikian gasifier *non slagging* patut dipertimbangkan terutama bila calon pengguna abu hasil gasifikasi batubara telah ada. Abu hasil gasifikasi dapat menjadi filler dari semen untuk bahan bangunan. Terak lebih ramah lingkungan tetapi belum bermanfaat secara komersial.

f. Posisi Pengumpanan Batubara (*Top-Feeding* atau *Side Feeding*)

Gasifikasi batubara tipe *slagging* di samping menghasilkan produk gas juga menghasilkan limbah padat yaitu terak (*slag*). Gas secara alami akan cenderung bergerak ke atas sementara limbah padat akan bergerak ke bawah. Bila proses pemisahan padat dan gas ini berjalan dengan baik maka idealnya pengumpanan batubara dilakukan dari samping. Bila pengumpanan batubara dari samping menimbulkan masalah misalnya adanya terak yang ikut terbawa gas atau terak yang suhunya rendah, terak kental atau terak tidak mengalir dengan baik maka pengumpanan batubara dari atas reaktor (*top feeding*) perlu dipertimbangkan. Pada Gasifer umpan atas suhu terak dapat dijaga tinggi karena bentuknya yang pendek (rasio tinggi/diameter=1,5) sehingga nyala api masih dapat menyentuh terak tersebut.

g. Jenis Dinding Gasifier (*Refractory* atau *Membrane Wall*)

Suhu operasi gasifikasi tergolong tinggi yaitu antara 1200-1600°C dengan demikian perlu teknologi untuk melindungi dinding gasifier yang terbuat dari logam. Ada dua cara melindungi dinding yang terbuat dari logam tersebut yaitu dengan menambahkan bata api atau membran. Gasifier yang menggu-

nakan bata api mempunyai biaya investasi yang lebih murah tetapi reaktornya berat dan waktu penyalaannya (*start up*) lama sebaliknya gasifier dengan dinding membran lebih mahal tetapi cepat waktu penyalaannya.

h. Tekanan Operasi Gasifikasi

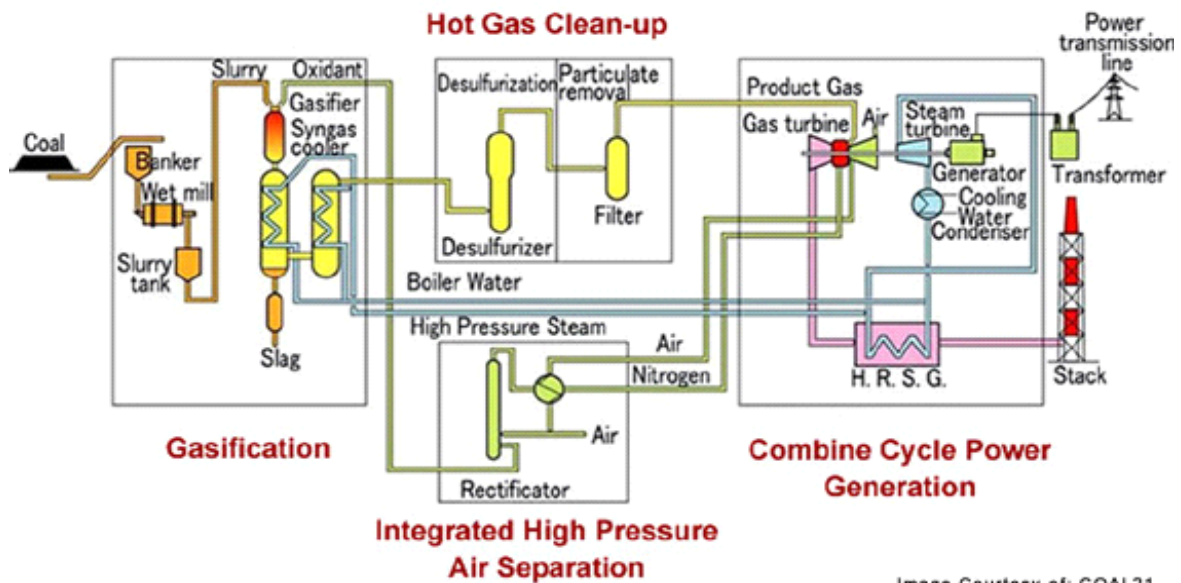
Tekanan gasifikasi ditentukan oleh tekanan penggunaan akhir dari gas tersebut. Untuk proses *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) (Gambar 3) dibutuhkan tekanan gas antara 22-28 bar bila menggunakan turbin gas 7FA dan sekitar 41 bar untuk turbin gas 7FB. Untuk proses sintesa syngas menjadi bahan baku/bahan bakar, penggunaan gasifier tekanan tinggi adalah lebih ekonomis dibandingkan dengan apabila harus menggunakan kompresor untuk menekan *syngas* ke proses hilir. Bila tekanan *syngas* yang diinginkan lebih dari 50 bar maka sebaiknya digunakan gasifier dengan pengumpanan batubara tipe basah (*slurry feeding*).

2.2. Isu-isu Teknis Gasifikasi Batubara Bawah Tanah

UCG dilakukan dengan cara membuat dua buah sumur vertikal yang diberi nama sumur injeksi dan sumur produksi sedalam lapisan batubara yang akan digasifikasi (>150m) dilanjutkan dengan proses peningkatan permeabilitas batubara. Proses ini dilakukan agar oksigen dari sumur injeksi dapat melewati lapisan batubara menuju sumur produksi. Kondisi proses UCG sangat dipengaruhi oleh lingkungan sekitarnya demikian juga unjuk kerjanya. Berikut adalah uraian isu-isu teknis UCG.

a. Teknologi Peningkatan Permeabilitas Batubara

Ada dua cara yang paling umum untuk meningkatkan permeabilitas batubara yaitu dengan proses *reverse combustion* dan dengan pemboran horizontal.

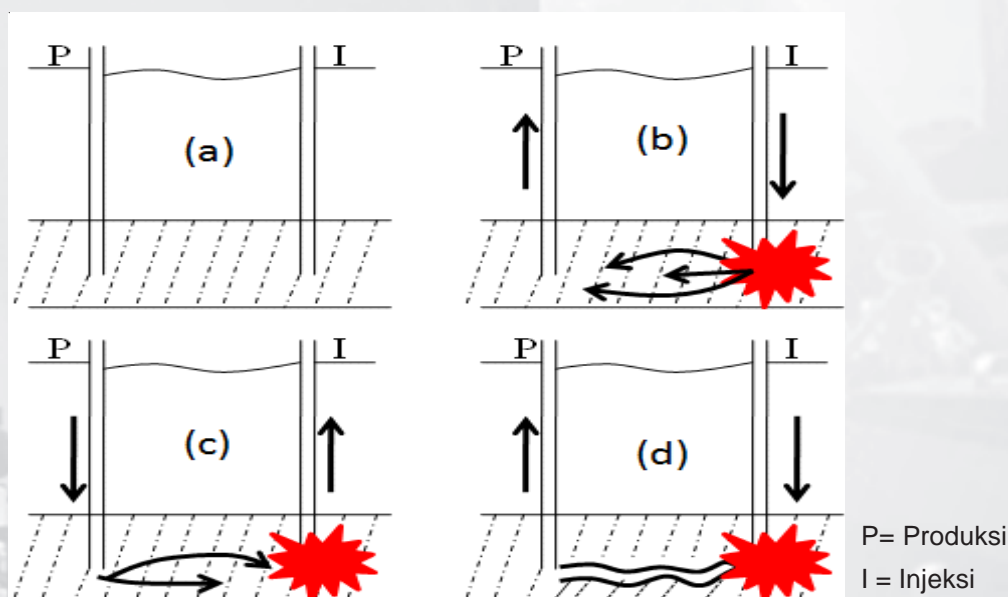


Gambar 3. Proses *Integrated Gasification Combined Cycle* (IGCC) (global-greenhouse-warming.com)

1) *Reverse combustion*

Cara ini diawali dengan pembuatan dua buah sumur yaitu sumur produksi (P) dan sumur injeksi (I) sampai kedalaman lapisan batubara yang akan digasifikasi (Gambar 4a). Selanjutnya dilakukan penyalaan batubara yang diikuti injeksi udara tekanan tinggi sehingga gas panas hasil pembakaran dapat mencapai sumur produksi (Gambar 4b). Injeksi udara tekanan tinggi dialihkan dari sumur injeksi ke sumur produksi untuk lebih mempercepat proses peningkatan permeabilitas (Gambar 4c). Dengan dialihkannya lokasi injeksi udara diharapkan, panas pada sumur injeksi dapat cepat menjalar ke sumur produksi atau mengikuti arah datangnya udara. Aliran udara akan otomatis meningkat bila permeabilitas batubara sudah bertambah besar. Bila permeabilitas batubara dianggap sudah cukup maka injeksi udara dialihkan dari sumur produksi ke sumur injeksi, kompresor tekanan tinggi diganti ke *compressor* tekanan lebih rendah dan proses gasifikasi batubara siap dilakukan (Gambar 4d).

Tekanan udara untuk aktivitas *reverse combustion* tergantung pada jenis batubara dan keberadaan *natural cracks* pada lapisan batubara. Cougar Energy melakukan *reverse combustion* pada batubara Queensland Australia menggunakan tekanan udara 23 bar (www.cougarenergy.com.au). UCG menggunakan teknologi *reverse combustion* mempunyai jarak antara sumur injeksi dan sumur produksi umumnya sekitar 18-30 meter (Creedy, 2001). Teknologi ini telah diterapkan di Angren Uzbekistan (Linc energy), Kingaroy australia (Cougar Energy), Majuba Afrika Selatan (Eskom), Selandia Baru (Solid Energy). Walaupun teknologi ini sudah proven tetapi untuk gasifikasi pada lapisan batubara yang dalam diperlukan biaya tinggi karena pada teknologi ini jarak antara sumur injeksi dan sumur produksi relatif pendek sehingga batubara yang tersedia untuk proses gasifikasi tidak banyak. Untuk peningkatan kapasitas perlu penambahan sumur injeksi dan sumur produksi lainnya yang akan sangat mahal biayanya bila lapisan batubara yang akan digasifikasi relatif dalam.



Gambar 4. Ilustrasi peningkatan permeabilitas batubara dengan cara *reverse combustion*

2) Pengeboran Horizontal (*Horizontal Drilling*)

Peningkatan permeabilitas lapisan batubara dapat dilakukan dengan pengeboran horizontal. Pengalaman aplikasi teknologi ini di dunia migas akan sangat bermanfaat untuk pengembangan UCG terutama UCG pada lapisan batubara yang dalam (>400m). Kemajuan teknologi pemboran di dunia migas seperti penggunaan sensor yang dipasang dekat dengan mata bor dan peralatan komunikasi yang menginformasikan data bawah tanah ke operator di permukaan menjadikan pemboran horizontal dapat dilakukan lebih presisi. Pemboran horizontal dapat dilakukan menggunakan alat pemboran konvensional dan *coiled tubing drilling* (CTD). Penggunaan CTD diperkirakan akan lebih berkembang karena sifatnya yang multi fungsi. *Coiled tubing* adalah suatu selang/pipa yang terbuat dari bahan khusus yang elastis sehingga dapat digulung tetapi mampu untuk menahan suhu dan tekanan tinggi. *Coiled tubing* di samping dapat dipakai untuk pengeboran juga dapat dipakai untuk membawa *burner* menuju permukaan batubara dalam rangka proses penyalaan batubara, mengalirkan oksigen ke lapisan batubara yang akan digasifikasi, memperbesar lobang bor (*work over*) dan lain-lain. Salah satu perusahaan yang mengembangkan *coiled tubing drilling* untuk UCG adalah antech (www.antech.co.uk). Walaupun teknologi pengeboran horizontal sudah proven di dunia migas tetapi teknologi ini masih dianggap mahal untuk aplikasi di dunia perbatubaraan. Selain itu standar biaya kontrak aplikasi teknologi ini untuk UCG juga tidak ada. Teknologi ini akan murah bila pengembang gasifikasi batubara bawah tanah telah menguasainya.

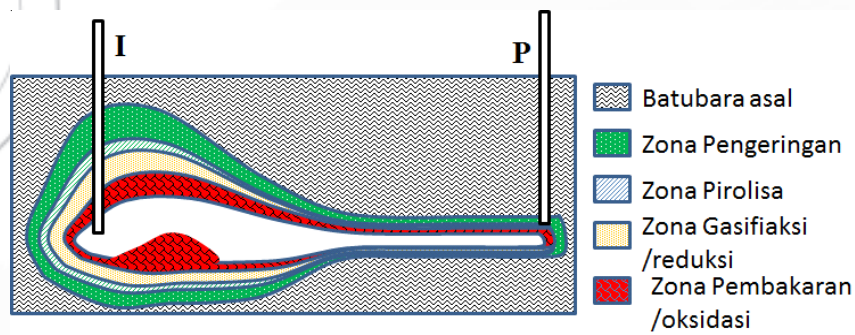
b. Penyalaan Batubara (*Ignition*)

Penyalaan batubara adalah proses memanaskan batubara sambil mereak-

sikannya dengan udara/oksigen sehingga terjadi reaksi pembakaran. Pada metode *reverse combustion* penyalaan batubara dilakukan setelah pembuatan sumur injeksi dan sumur produksi. Pada metoda horizontal *drilling* penyalaan batubara dilakukan setelah pembuatan sumur injeksi, sumur produksi dan setelah dilakukan horizontal drilling. Penyalaan batubara biasanya dilakukan menggunakan pemantik api elektrik dengan bahan bakar awal (*pilot fuel*) antara lain berupa serbuk kayu gergajian, minyak tanah dan gas LPG. Pada mulanya pemantik api elektrik diturunkan ke dalam sumur injeksi sampai mencapai permukaan batubara. Kemudian serbuk kayu yang sudah dibasahi dengan minyak tanah atau bahan bakar cair lain dijatuhkan sehingga menutupi pemantik api dan selanjutnya pemantik api elektrik dinyalakan. Bila bagian batubara yang akan dinyalakan berada di antara sumur injeksi dan sumur produksi maka *coiled tubing* dapat dipakai untuk membawa pemantik api elektrik dan gas LPG serta udara ke posisi penyalaan batubara akan dilakukan. Penyalaan batubara nampak mudah dilakukan tetapi perlu kehati-hatian. Akumulasi gas LPG di lubang bor berpotensi menimbulkan ledakan waktu pemantik elektrik dinyalakan. SOP proses penyalaan harus terlebih dulu ditetapkan dan selanjutnya ditaati agar tidak menimbulkan kecelakaan.

c. Proses Gasifikasi

Reaksi gasifikasi dan zona-zona reaksi yang terbentuk pada proses UCG mirip dengan yang ada pada gasifier *fixed bed* yaitu terdapat zona pengeringan, pirolisa, reduksi dan oksidasi batubara. Oleh sebab itu kualitas gas akan mirip dengan kualitas gasifier *fixed bed* yang banyak mengandung gas metan dan cairan tar. Gambar 5 adalah ilustrasi zona-zona yang terjadi pada gasifikasi batubara di bawah tanah.



Gambar 5. Sketsa zona-zona reaksi dalam gasifier UCG

d. Pengendalian Kondisi Operasi Gasifier (Gasifier Control)

Tujuan pengendalian kondisi operasi gasifier antara lain adalah untuk menghasilkan kualitas gas yang seragam, mencegah polutan dari gasifier bermigrasi ke tempat lain dan memperbanyak jumlah batubara yang dapat digasifikasi. Pada gasifikasi batubara permukaan input oksigen, uap air dan batubara dapat diatur konstan setiap saat sehingga kualitas gas yang dihasilkannya seragam. Pada UCG hanya oksigen yang dapat diatur laju alirnya sementara jumlah batubara yang bereaksi dan jumlah uap air sangat tergantung pada dinamika kondisi di sekitar gasifier.

Teknik pengendalian gasifier yang relatif sukses dikembangkan adalah teknik yang diberi nama CRIP (*controlled retraction of ignition point*). Pada teknik CRIP injeksi oksigen dilakukan menggunakan *coiled tubing* sehingga posisi injeksi oksigen dapat disesuaikan untuk merespon kualitas gas yang dihasilkan. Teknik CRIP telah sukses digunakan pada kedalaman dangkal di Rocky Mountain dan pada kedalaman menengah di Spanyol dalam program *Underground Gasification Europe* (UGE).

Air berperan penting dalam proses UCG. Air pada UCG berasal dari batuan sekitar gasifier yang mengalir secara alami ke dalam gasifier karena perbedaan tekanan hidrostatik. Air yang keluar dari batuan

tersebut berfungsi untuk mencegah gas/polutan bermigrasi melalui *overburden* dan untuk mengatur komposisi gas terutama adalah rasio antara H_2/CO . Penggunaan produk gas untuk bahan kimia dan BBM mempersyaratkan rasio H_2/CO dalam jumlah tertentu. Masuknya air ke gasifier tergantung pada keberadaan akuifer di lokasi UCG dan permeabilitas batuan. Di daerah permeabilitas tinggi, masuknya air bisa lebih banyak dari tingkat yang diinginkan sehingga berpotensi menurunkan nilai kalor produk gas dan tingkat efisiensi gasifikasi karena air mengkonsumsi bagian dari energi panas. Jumlah air yang masuk ke gasifier dapat diatur dengan melakukan gasifikasi pada tekanan sedikit lebih rendah dari tekanan hidrostatik, membuat sumur untuk menguras air (*dewatering wells*) dan mengeringkan batubara yang akan digasifikasi misalnya dengan menginjeksikan gas buang (*flue gas*) dari pabrik kimia atau pembangkit listrik yang ada di permukaan.

Tekanan operasi gasifikasi ditentukan oleh kedalaman batubara yang akan digasifikasi karena tekanan operasi gasifikasi tidak boleh melebihi tekanan hidrostatik. Dengan demikian makin dalam lapisan batubara makin tinggi tekanan gasifikasi yang diperbolehkan. Uji coba UCG di Trimedal Spanyol pada kedalaman 530-580 meter dilakukan pada tekanan gasifier 53 atm.

Semakin banyak batubara yang berada di antara sumur injeksi dan sumur produksi

semakin murah biaya gasifikasi. Panjang batubara yang tersedia untuk gasifikasi tergantung pada teknologi yang dipakai untuk mengkoneksi dua sumur tersebut. Jarak antara sumur injeksi dan sumur produksi dapat mencapai ratusan meter bila koneksinya menggunakan metode *directional drilling* dan hanya puluhan meter bila menggunakan metode *reverse combustion*. Bila metode koneksi telah dipilih satu-satunya cara untuk memperbanyak batubara yang bisa digasifikasi adalah dengan memperlebar batubara yang digasifikasi karena tebal batubara sudah pasti. Atap batubara yang ambruk akan menghalangi aliran pereaksi dari sumur injeksi ke sumur produksi sehingga aliran pereaksi akan bergeser ke samping dengan demikian memperluas jumlah batubara yang tersedia untuk gasifikasi. Jumlah batubara yang dapat digasifikasi diperkirakan akan lebih banyak untuk batubara peringkat rendah dibandingkan batubara peringkat tinggi karena batubara peringkat rendah mempunyai kadar air tinggi dan lepasnya air akan menyisakan pori-pori yang dapat dimasuki pereaksi. Batubara peringkat rendah juga mudah hancur bila sudah kering sehingga pada proses gasifikasi lapisan batubara peringkat rendah akan mudah terjadi amblesan.

e. Amblesan (*Subsidence*)

Amblesan yang dimaksud disini adalah turunnya muka tanah oleh karena adanya rongga di dalam tanah seperti rongga bekas tambang bawah tanah atau bekas gasifikasi bawah tanah. Amblesan dapat mempengaruhi intrusi air ke gasifier dan migrasi polutan ke sekitar lokasi gasifikasi. Kedalaman dan luas amblesan dipengaruhi volume rongga yang ada di dalam tanah, kedalaman rongga, kekuatan batuan di atas rongga dan rekahan yang ada dalam batuan. Amblesan oleh sebab adanya rongga di bawah tanah telah banyak dipelajari dan dimodelkan sehingga pengaruh-pengaruh yang terjadi


akibat amblesan tersebut dapat diketahui dan resikonya dapat dimitigasi. Pada kasus UCG, amblesan dapat dimitigasi dengan cara memilih *overburden* yang tebal dan kuat, mengatur dimensi rongga yang terbentuk dan memastikan bahwa pilar yang ada di antara rongga UCG cukup tebal. Batubara yang tebal secara ekonomis menguntungkan tetapi resiko terjadi amblesan juga besar.

f. Penutupan Gasifier dan Pembersihan Rongga Bekas Gasifier (*Decommissioning and Cavity Cleanup*)

Gasifier pada UCG mempunyai umur relatif pendek dibandingkan gasifier pada gasifikasi permukaan oleh sebab itu pembuatan gasifier baru dan penutupan gasifier lama menjadi hal yang rutin dilakukan pada UCG. Penutupan gasifier dimulai dengan mengurangi laju pereaksi secara perlahan sehingga tekanan pada gasifier berkurang. Penurunan tekanan ini akan membuat air dari lapisan sekitar gasifier akan mengalir dan mengisi rongga bekas gasifikasi. Pada awal penutupan, karena suhu rongga masih tinggi, air yang masuk berubah menjadi steam (uap air) yang mampu melarutkan tar/polutan yang ada di dalam rongga. Dengan berjalannya waktu, gasifier akan mendingin dan air akan mengisi semua rongga bekas gasifikasi. Air tersebut selanjutnya dipompa kepermukaan dan dibersihkan dari polutan sebelum dialirkan ke sungai terdekat. Kegiatan pemompaan air dari rongga dan pembersihan polutan ini dilakukan beberapa kali sampai rongga bekas gasifikasi benar-benar bebas dari polutan.

3. PEMBAHASAN

Berdasarkan uraian tersebut di atas ada banyak perbedaan dalam isu-isu teknis antara gasifikasi batubara konvensional dan UCG. Pada gasifikasi batubara konvensional ada pilihan teknologi untuk melakukan gasifikasi untuk berbagai jenis kualitas batubara. Batubara yang tidak reaktif



dapat menggunakan gasifier *fluidized bed*, batubara titik leleh abu rendah menggunakan gasifier *entrained bed* dan batubara kadar abu tinggi menggunakan gasifier *fixed bed*. Pada gasifier bawah tanah tidak ada pilihan teknologi tersebut tetapi berbagai jenis batubara telah di uji dan nampaknya selain batubara mengkokas (*coking coal*) semua batubara dapat digasifikasi di bawah tanah. Pada UCG pertimbangan tebal lapisan batubara sangat penting karena mempengaruhi keekonomian gasifikasi dan resiko amblesan.

Pada gasifikasi batubara konvensional kondisi reaksi lebih mudah dikendalikan karena batubara dapat digerus sesuai ukuran yang diinginkan, jumlah batubara umpan dapat disesuaikan dengan jumlah oksigen, lingkungan tidak mempengaruhi kondisi reaksi karena gasifikasi dilakukan dalam suatu wadah yang terisolasi. Pengaturan kondisi UCG relatif lebih sulit karena besarnya luas permukaan batubara tidak diketahui. Amblesan lapisan batubara akan memperbesar luas permukaan batubara tetapi berapa ukuran dan kuantitas batubara bongkah yang ambles tidak dapat diprediksi. Monitoring kualitas gas secara *real time* perlu dilakukan untuk memprediksi reaksi yang terjadi di bawah tanah dan pengendaliannya. Peningkatan konsentrasi gas hidrogen menandakan adanya intrusi air dan peningkatan jumlah tar menandakan terjadinya reaksi pirolisa.

Keuntungan UCG adalah tidak dibatasi oleh titik leleh abu dan tidak khawatir terjadi kerusakan reaktor karena suhu atau tekanan yang terlalu tinggi. Dengan demikian tidak ada isu teknis tentang cara pengumpanan batubara (*dry/wet feeding*), lokasi pengumpanan batubara (*top/side feeding*) dan teknologi perlindungan dinding gasifier (*refractory/membrane wall*). Adanya arang/karbon yang tersisa juga tidak menjadi masalah bahkan gasifikasi batubara tanah sengaja meninggalkan sebagian batubara tidak tergasifikasi untuk menjadi pilar dari rongga-rongga yang terbentuk.

Pada gasifikasi permukaan proses gasifikasi bertekanan tinggi dilakukan untuk memenuhi

kebutuhan tekanan pada proses hilir seperti proses sintesa *syngas* menjadi bahan baku kimia dan BBM. Pada UCG tekanan proses gasifikasi di samping untuk memenuhi kebutuhan tekanan pada industri hilir juga untuk menjaga intrusi air dari batuan di sekeliling gasifier. Tekanan gasifikasi dijaga sedikit di bawah tekanan hidrostatik agar tidak ada intrusi air berlebih dan polutan tidak bermigrasi ke lingkungan. Semakin dalam lapisan batubara yang akan digasifikasi semakin tinggi tekanan gasifikasi yang diperbolehkan. Tidak ada batasan tekanan maksimum karena desain gasifier seperti pada gasifikasi batubara di permukaan.

Jenis fasilitas di permukaan relatif sama antara gasifikasi di permukaan dengan gasifikasi di bawah tanah. Pengetahuan mengenai *air separation unit*, kebutuhan kompressor, fasilitas pemurnian gas (penangkapan *tar*), pengolahan produk samping dan pengolahan limbah yang didapat dari pengembangan pada gasifikasi batubara konvensional dapat digunakan untuk mengembangkan UCG. Hanya bila dimungkinkan peralatan yang ada di permukaan dapat dibuat modular sehingga mudah dipindahkan karena lokasi UCG berpindah-pindah.

Biaya investasi dan operasi gasifikasi batubara dipermukaan lebih pasti karena telah banyak pabrik skala komersial yang dibangun. Pada UCG biaya investasi dan operasi masih mungkin dapat diturunkan. Salah satu caranya adalah dengan menguasai teknologi pengeboran horizontal. Berbeda dengan pengeboran vertikal yang biayanya sudah bisa diperkirakan, pada pengeboran horizontal sulit menentukan biayanya karena referensi kontrak untuk pengeboran horizontal batubara belum ada, terutama di Indonesia.

Teknologi UCG berpotensi menimbulkan kerusakan lingkungan seperti bermigrasinya polutan dan terjadinya amblesan. Oleh sebab itu standar penanganan limbah termasuk remediasi rongga bekas gasifikasi perlu ditetapkan dan pelaksanaannya perlu diawasi. Selain itu penentuan lokasi harus dilakukan secara hati-hati dan pemerintah sebaiknya melakukan

evaluasi rencana lokasi gasifikasi bawah tanah sebelum memberi persetujuan/izin karena keberhasilan gasifikasi batubara tanah sangat ditentukan oleh lokasi yang dipilih.

4. KESIMPULAN

Gasifikasi batubara dapat dilakukan dengan cara konvensional atau secara *insitu* (UCG). Pereaksi dan produksi reaksi ke dua cara gasifikasi tersebut adalah sama tetapi kondisi reaksi UCG dipengaruhi oleh kondisi sekitar, sementara itu kondisi operasi gasifikasi konvensional dapat dijaga dari pengaruh lingkungan karena gasifikasi dilakukan dalam suatu wadah yang terlindung. Hal ini menyebabkan banyak perbedaan isu-isu teknis pada ke dua metode gasifikasi batubara tersebut.

Walaupun demikian masih ada beberapa IPTEK gasifikasi batubara konvensional yang dapat diterapkan pada UCG seperti cara pengendalian gasifier, pembangunan fasilitas dipermukaan baik untuk menyediakan pereaksi maupun untuk mengolah produk reaksi yaitu pemurnian gas dari tar dan sintesa *syngas*. UCG perlu dukungan IPTEK dari sub sektor minyak dan gas bumi terutama dalam pengeboran dengan *coiled tubing*.

DAFTAR PUSTAKA

- APEC Secretariat, 2013, *APEC Energy Demand and Outlook 5th Edition*, Asia Pacific Energy Research Centre, Institute of Energy Economics, Japan.
- Anonim, The Underground Coal Gasification Market 2012-2022, *Executive Summary*, Vision Gain.
- Creedy, D.P., Garner, K., Holloway, S., Jones, N., and Ren, T.X., 2001, Review of Underground Coal Gasification Technological Advancements, *DTI Report No. Coal R211 DTI/Pub URN 01/1041*, Department of Trade and Industry (DTI), United Kingdom.
- Hyder, Z., 2012, Characterization, Sustainability Evaluation and Life Cycle Emissions Assessment of Underground Coal Gasification, *Dissertation*, Faculty of Virginia Polytechnic Institute and State.
- <http://www.global-greenhouse-warming.com/images/IGCC1.jpg?aba085>. Diunduh pada tanggal 1 Oktober 2014.
- Klerk, A., 2008, *Fischer Tropsch Refining, Doctor Thesis*, Department of Chemical Engineering, University of Pretoria.
- PLN, 2011, *Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik 2011-2020*, PT. PLN (Persero), ISBN 978-979-1203-16-6.
- Sugiyono, A., Permana, A.D., Boedoyo, M.S dan Adiarso, 2013, *Outlook energi indonesia 2013, Pusat Teknologi Pengembangan Sumberdaya Energi*, Badan Pengkajian dan Penerapan Teknologi, 978-979-95202-9-6.
- Todd Pugsley dan Nader Mahinpey, 2010, *Presentation on 4th International Freiburg Conference on IGCC & Xtl Technology*, Dresden, Germany.
- www.cougarenergy.com.au, 2009, *Successful Completion of Air Linkage Testing at Kingaroy*, ASX Announcement.
- Zheng, L., and Furinsky, L, 2005, Comparison of Shell, Texaco, BGL and KRW Gasifiers, *Energy Conversion and Management* 46 (2005) 1767-1779,