

# EVALUASI KINERJA PEMBANGKIT HIDROGEN SUBSTITUSI LNG REFORMER UNTUK PROSES PENCAIRAN BATUBARA BANKO

Danu Sumitro dan Dhani Avianto Sugeng

Balai Rekayasa Desain dan Sistem Teknologi, BRDST-BPPT  
Pusat Teknologi Pengembangan Umberdaya Energi, BPPT

## Abstract

Three entrained gasification processes have been investigated to produce hydrogen for direct liquefaction of Banko coal and compared with steam reforming of natural gas. They are Texaco gasification (USA), Prenflo process (Germany) and Hycol process (Japan). Despite some similarities, those gasification technologies also have some differences in their coal feed systems. The slurry feed system is adopted in the Texaco process, while Prenflo and Hycol processes are using dry feed system. Economic assessment shows that in the case of hydrogen generation from natural gas, hydrotreated liquefied oil of 125,000 bbl/d can be produced from 32,810 ton/d Banko coal (dry basis) and  $7.2 \times 10^9 \text{ Nm}^3/\text{d}$  natural gas. In case of hydrogen generation from coal, coal consumption will increase by 19,600 ton/d and no natural gas is required. Besides the hydrotreated liquefied oil increases up to 7,800 bbl/d to become 133,400 bbl/d, the process also produces 1,520 ton/d gas fuel to be sold. In terms of energy efficiency, there is a production decline of 65.7% in case of hydrogen generation through gasification compared to steam reforming (68.0%).

**Kata kunci:** direct liquefaction, banko coal, hydrogen generation, gasification

## 1. PENDAHULUAN

Proses pencairan diaplikasikan untuk mengkonversikan batubara menjadi bahan bakar minyak sintetis yang diperlukan bagi transportasi. Hidrogen merupakan bahan baku yang fungsinya sangat kritis bagi proses pencairan batubara, dimana terjadi reaksi hidrogenasi pada tekanan dan temperatur tinggi. Terjaminnya suplai hidrogen menjadi pertimbangan yang penting dalam studi tekno-ekonomi proses, sehingga dapat dikatakan teknologi untuk memproduksi hidrogen mengambil porsi yang cukup besar dalam menentukan tingkat keekonomian proses pencairan batubara.

Berdasarkan pertimbangan tersebut, studi kelayakan awal aplikasi proses pencairan batubara muda Banko tahap pertama (1995-1997) memasukkan juga kajian terhadap kemungkinan memproduksi hidrogen melalui teknologi *steam reforming* dengan bahan bakar gas alam. Dalam rangka optimasi proses dan untuk menurunkan biaya-biaya produksi minyak sintetis dari batubara, kemudian dilakukan studi alternatif produksi hidrogen selain dari gas alam melalui proses gasifikasi. Oleh karena itu pada studi selanjutnya (1998-1999) dilakukan kajian terhadap teknologi gasifikasi dengan bahan bakar batubara.

Hasil dari studi tersebut menunjukkan bahwa baik teknologi *steam reforming* maupun teknologi gasifikasi masing-masing mempunyai keunggulan.

Secara garis besar diketahui bahwa dari segi investasi teknologi *steam reforming* relatif lebih murah dan tentu saja merupakan *proven technology*, akan tetapi biaya operasinya lebih mahal. Hal ini disebabkan karena harga gas alam jauh lebih mahal dari pada batubara, apalagi jika dibandingkan dengan batubara muda peringkat rendah. Selain itu gas alam banyak digunakan untuk umpan berbagai proses lainnya.

Penjelasan secara lebih terinci hasil studi gasifikasi dan kemungkinan aplikasinya pada proses pencairan batubara di Indonesia merupakan topik yang akan dibahas pada paper ini.

## 2. TEKNOLOGI PRODUKSI HIDROGEN DARI BATUBARA

### 2.1. Teknologi Gasifikasi

Tujuan utama proses gasifikasi batubara adalah untuk mengkonversikan padatan batubara menjadi bentuk gas semaksimal mungkin. Produk utamanya adalah gas, dan sisa padatan batubara yang tidak tergasifikasi berupa abu.

Konversi karbon (tingkat konversi karbon dalam batubara menjadi gas,  $\eta_c$ ) merupakan salah satu kriteria yang digunakan untuk mengkaji efisiensi proses gasifikasi. Produk gas dipakai sebagai substitusi sumber-sumber energi yang berkualitas, seperti untuk substitusi bahan bakar pembangkit listrik, industri besi baja, termasuk menghasilkan gas sintesis yang diperlukan untuk pengolahan pupuk, bahan bakar minyak sintetis.

Proses gasifikasi pada dasarnya dikategorikan atas tipe *fixed bed*, *fluidized bed*, dan *entrained bed*. Tipe *fixed bed* telah dipromosikan secara sangat intensif sebagai proses Lurgi. Sementara proses tipe *fluidized bed* yang populer adalah proses HTW (*High Temperature Winkler*) yang dikembangkan Rheinbraun (German) dan proses KRW (Kellogg-Rust-Westinghouse) dari USA, yang menggunakan oksigen sebagai media gasifikasi. Tipe *entrained flow* pertama kali dipromosikan tahun 1952 dan dikenal sebagai proses Koppers-Totzek. Proses ini kemudian dikembangkan menjadi proses Prenflo (proses gasifikasi *entrained flow* bertekanan).<sup>3)</sup>

Perbedaan mendasar dari ketiga tipe proses tersebut antara lain ditentukan berdasarkan faktor waktu tinggal (*residence time*). Berturut-turut waktu tinggal dari gasifier *fixed bed*, *fluidized bed*, dan *entrained bed* adalah sekitar 30 menit, 5-10 menit dan 1-3 detik.<sup>3)</sup>

Khususnya *entrained bed* dibedakan atas 2 tipe dasar yaitu *cooled reactor* (yang dikombinasikan dengan umpan kering batubara bercampur partikel lainnya) dan *insulated gasifier* (yang umpannya berupa slurry batubara halus tersuspensi dengan air). Proses pertama dikenal sebagai proses Prenflo dan Shell, dan yang kedua dikenal sebagai proses Texaco (*Dow Process*).<sup>3)</sup> Kedua jenis tipe proses tersebut dibedakan berdasarkan temperatur, sistem insulasi dan pengaturan suhunya, dan efisiensi. Selain itu dikenal juga satu tipe lainnya yang disebut proses Hycol (Jepang) yang saat ini sedang dalam dalam tahap pengembangan.

Konsep *entrained flow* merupakan proses yang paling populer di dunia untuk gasifikasi batubara, ini berkaitan dengan faktor efisiensi. Sedangkan reaktor *fixed bed* lebih cocok digunakan untuk pabrik pencairan batubara tidak langsung (ICL) di Sasol (Afrika), karena kadar abu batubaranya sangat tinggi mencapai 28%, sehingga menghasilkan sisa abu yang sulit ditangani.<sup>2)</sup>

## 2.2. Teknologi Produksi Hidrogen

Aplikasi teknologi gasifikasi selama ini umumnya lebih banyak untuk kepentingan pabrik pembangkit tenaga listrik dengan menggunakan

umpan batubara atau sumber energi baru lainnya. Dalam memproduksi gas sintesis (*syngas*) untuk pembangkit listrik tingkat kemurnian oksigen sampai dengan 95% volume masih dapat ditolerir.<sup>2)</sup> Selain itu juga dimungkinkan untuk melakukan pemberian *steam* selama proses berlangsung.

Sementara itu untuk menghasilkan hidrogen yang dibutuhkan dalam proses pencairan batubara, oksigen (dengan konsentrasi di atas 99,5%) diperlukan sebagai media gasifikasi tanpa kemungkinan untuk introduksi *steam* ke dalam proses.<sup>4)</sup> Selain faktor efisiensi proses, nitrogen yang terbawa bersama udara akan menyebabkan penurunan kualitas produk batubara cair, sehingga dapat menaikkan biaya denitrifikasi di akhir proses. Oleh karena untuk memproduksi hidrogen dibutuhkan oksigen murni. Dalam merancang unit gasifikasi diperlukan seperangkat peralatan untuk menjamin ketersediaan suplai oksigen. Dengan demikian dalam aplikasinya investasi proses gasifikasi menjadi relatif lebih mahal.

Proses gasifikasi untuk produksi hidrogen, dapat dikatakan merupakan cara untuk menghasilkan gas sintesis (CO dan H<sub>2</sub>) melalui *water shift reaction* yang memaksimalkan konsentrasi hidrogen sampai tingkat efisiensi 94,5%, bahkan lebih, untuk menghasilkan di atas 96% volume. Gas sintesis yang dihasilkan merupakan *medium BTU gas*, nilai kalor sampai sekitar 11.000-12.000 MJ/ton.<sup>3,4)</sup>

## 2.3. Perkembangan Teknologi

Teknologi gasifikasi untuk produksi gas sintesis sudah dikomersialkan lebih dari 50 tahun. Kapasitas produksi di dunia sudah mencapai lebih dari 10 juta standar kubik feet per hari gas sintesis. Lebih dari 100 fasilitas gasifikasi komersial dengan 355 unit gasifier telah dioperasikan atau sedang dalam tahap konstruksi di 20 negara.<sup>6)</sup> Namun demikian perkembangan teknologi tersebut masih termasuk lambat karena berbagai permasalahan yang berkaitan dengan faktor-penerimaan lingkungan, efisiensi proses, minimisasi limbah dan penanganannya.

Berdasarkan studi banding terhadap teknologi gasifikasi untuk produksi hidrogen di dunia, teknologi yang sudah sampai ke tahap komersial dan paling banyak dimasyarakatkan adalah proses Texaco. Proses tersebut dikembangkan dengan sangat intensif oleh perusahaan UBE Ammonia Co. (Jepang), yang telah berhasil mengoperasikan unit-unit gasifier Texaco tanpa gangguan yang berarti, untuk memenuhi kebutuhan hidrogen pada proses pembuatan ammonia. Dengan lisensi dari

Texaco (USA), proses tersebut kemudian diaplikasikan pada jenis proses lainnya di Jepang. Sampai saat ini terdapat sekitar 100 unit gasifier Texaco di seluruh dunia.<sup>5)</sup>

Teknologi Prenflo yang dikembangkan Jerman baru mencapai tahap pengujian pada unit demonstrasi, yang saat ini sedang dioperasikan di Spanyol. Teknologi lainnya adalah teknologi Hycol, yang dikembangkan oleh Babcock-Hitachi di Jepang, dan baru menyelesaikan program risetnya pada tahap *pilot plant* 50 ton/hari. Pada saat sekarang sedang dibangun unit Pilot Plant yang lebih besar dengan kapasitas 350 ton/hari di Kyushu, Jepang.<sup>6)</sup>

### 3. STUDI APLIKASI GASIFIKASI DALAM PROSES PENCAIRAN

#### 3.1. Karakteristik Teknologi

Baik proses Texaco, proses Prenflo dan proses Hycol, ketiganya telah diseleksi untuk dikaji kemungkinan aplikasinya dalam proses pencairan batubara Banko di Indonesia.<sup>1,7)</sup> Evaluasi terhadap proses-proses tersebut secara prinsip dapat diuraikan sebagai berikut.

- Pengembangan proses. Dari ketiga tipe proses tersebut hanya proses Texaco yang sudah dikomersialkan sedangkan proses Prenflo baru sampai tahap pengujian dengan *demonstration plant* kapasitas 2.600 ton/hari, dan pengujian terhadap proses Hycol juga baru pada tahap Pilot Plant.
- Sistem umpan batubara. Proses Texaco membutuhkan jenis umpan *slurry* batubara, sedangkan kedua proses yang lain Prenflo dan Hycol membutuhkan umpan kering batubara yang *pulverized* (halus). Ukuran partikel batubara di bawah 100 mikron diperlukan untuk proses Texaco dan Prenflo, sedangkan proses Hycol membutuhkan umpan batubara yang lebih halus di bawah 50 mikron.
- Jenis reaktor. Untuk ketiga macam proses tersebut digunakan tipe reaktor *entrained bed* (*flow* dengan satu ruang pembakaran
- Jenis Burner. Proses Texaco dilengkapi dengan *down flow single burner*, proses Prenflo mempunyai burner ganda yang horizontal, sedangkan proses Hycol mempunyai burner ganda yang membentuk aliran spiral.
- Arah Aliran Gas. Proses Texaco mempunyai arah aliran dari atas ke bawah (*downward*), sedangkan proses Prenflo dan Hycol bergerak dari bawah ke atas (*upward*).
- Kondisi proses. Proses Texaco dioperasikan

pada temperatur 1350-1450°C dan tekanan sekitar 4 MPa, sedangkan proses Prenflo pada temperatur 1300-1600°C dan tekanan 3 MPa. Sementara kondisi reaksi proses Hycol adalah temperatur 1400-1700°C dan tekanan 4 MPa.

#### 3.2. Hasil Studi

Studi aplikasi ketiga teknologi tersebut telah dilaksanakan sebagai bagian dari studi kelayakan awal kemungkinan penerapan proses pencairan batubara muda di Indonesia. Pabrik pencairan batubara yang merupakan *mine mouth plant* dengan lokasi di daerah Banko, Tanjung Enim (Sumatera Selatan), dirancang pada skala komersial kapasitas 30.000 ton per hari. Plant tersebut yang secara keseluruhan terdiri dari 5 train dengan kapasitas masing-masing 6.000 ton per hari, yang mana train ke-1 didisain sebagai *demonstration plant*.

##### 3.2.1. Pembangkit Hidrogen *Steam Reformer*

Berdasarkan kenyataan bahwa teknologi *steam reforming* adalah proses yang sudah terbukti (*proven technology*), maka studi pengkajian pembangkit hidrogen (1995-1997) selanjutnya difokuskan pada proses *steam reforming* yang menggunakan bahan baku gas alam.

Hasil dari studi tersebut menunjukkan bahwa unit pembangkit hidrogen yang investasinya 17% dari total biaya pabrik pencairan batubara, ternyata juga mengambil porsi terbesar dalam komponen harga jual produk, dengan distribusi biaya produksi 22-25%.<sup>6)</sup>

Setelah dilakukan analisis, uji sensitivitas menunjukkan fluktuasi harga gas alam ternyata menjadi komponen kedua yang sangat berpengaruh terhadap harga produk batubara cair. Komponen yang paling besar pengaruhnya terhadap harga jual adalah biaya konstruksi.

Dalam rangka optimasi proses yang mana faktor-faktor yang sensitif terhadap harga produk harus dikaji kembali, maka pada studi tahap 2 (1997-1998) proses gasifikasi dipilih sebagai pembanding dalam rangka mencari alternatif teknologi untuk produksi hidrogen. Proses gasifikasi tersebut sepenuhnya dapat menggunakan bahan bakar batubara muda dari areal penambangan yang sama. Adapun teknologi gasifikasi yang dijadikan alternatif dalam studi kelayakan awal tersebut adalah proses Texaco, proses Prenflo dan Hycol, yang pada kasus tersebut menggunakan sampel batubara dari daerah Banko.

### 3.2.2. Studi Banding Proses Gasifikasi Terhadap Steam Reformer

Hasil studi tersebut dapat dilihat pada Tabel 1 yang menunjukkan perbandingan karakteristik antara ketiga proses gasifikasi terhadap teknologi *steam reformer*. Sementara untuk memberikan gambaran tentang gasifikasi dan kaitannya dengan proses pencairan dapat dilihat pada Gambar 1 dan Gambar 2. Gambar 1 menjelaskan tentang *Block Flow Diagram* tahapan proses pembangkit hidrogen dengan teknik gasifikasi batubara. Gambar 2 menjelaskan konfigurasi pabrik pencairan batubara muda yang merupakan *mine mouth plant*.

#### 3.2.2.1 Biaya Konstruksi

Dari Tabel 1 dapat dilihat bahwa ternyata biaya konstruksi pabrik pencairan batubara dengan desain pembangkit hidrogen relatif mahal. Biaya tersebut menjadi makin besar jika gasifikasi digunakan untuk pembangkit hidrogen. Berbagai faktor teknis seperti konsumsi listrik yang juga bertambah sampai 8-10 kali dibandingkan *steam reformer*, secara keseluruhan memberikan kontribusi pada kenaikan biaya investasi pabrik pencairan batubara sekitar 30-50%.

Dibandingkan kasus *steam reformer*, biaya konstruksi pabrik pencairan dengan proses gasifikasi Texaco mengalami kenaikan sampai 50%. Sementara untuk kasus Prenflo dan Hycol biaya konstruksi meningkat sekitar 30%, yang mana biaya untuk proses Prenflo adalah yang paling rendah.

Jika dibandingkan di antara ketiga tipe gasifikasi diketahui bahwa biaya konstruksi unit gasifikasi Texaco ternyata adalah yang paling mahal, hampir 3 kali lebih mahal dibandingkan *steam reforming* gas alam. Hal ini berkaitan dengan faktor efisiensi energinya yang relatif rendah serta kapasitas reaktornya yang terbatas.

Selain itu untuk terjaminnya operasi yang kontinyu dibutuhkan *stand-by gasifier*, sehingga untuk menghasilkan 26 juta Nm<sup>3</sup>/hari gas hidrogen dibutuhkan 10 gasifier dengan 3 buah gasifier cadangan (*stand-by*).<sup>1)</sup>

Berbeda dengan proses Texaco, biaya konstruksi untuk proses Prenflo dan Hycol ternyata lebih rendah, besarnya sekitar 2 kali lebih besar dari biaya konstruksi unit *steam reformer* gas alam.

#### 3.2.2.2. Konsumsi Batubara

Jika dibandingkan total input bahan bakar batubara, ternyata proses Texaco membutuhkan 30% lebih besar umpan daripada kedua proses gasifikasi lainnya, seperti terlihat pada Tabel 1. Ini berkaitan dengan prosesnya yang tidak efisien.

Selain itu dibutuhkan bahan kimia (*chemical additives*) untuk *slurry* batubara, sehingga kebutuhan bahan kimia untuk proses Texaco lebih besar dibandingkan tipe gasifikasi yang lain. Meskipun tidak memerlukan *chemical additives* untuk *slurry*, tetapi masih dibutuhkan sejumlah bahan kimia untuk menekan efek polusi dari proses gasifikasi (produksi SO<sub>x</sub> dan NO<sub>x</sub>).

Secara keseluruhan kebutuhan batubara pada kasus produksi hidrogen untuk proses pencairan melalui *steam reformer* adalah sebesar 32.810 ton/hari. Batubara diperlukan untuk bahan baku proses pencairan dan untuk bahan bakar pembangkit listrik. Sementara untuk pembangkit hidrogen dibutuhkan bahan bakar gas alam sebesar 7,2x10<sup>6</sup> Nm<sup>3</sup>/hari.

Sebaliknya, pada kasus pembangkit hidrogen dengan proses gasifikasi menggunakan batubara, kebutuhan batubara bertambah sebesar 19.600, sehingga jumlah total batubara yang harus disuplai menjadi sebesar 52.400 ton/hari, sedangkan bahan bakar gas alam (*natural gas*) tidak diperlukan lagi.<sup>1)</sup>

Tabel 1. Perbandingan Pembangkit Hidrogen Kapasitas 30,000t/d Plant Komersial (Pembangkit Hidrogen: 26 juta Nm<sup>3</sup>/hari)<sup>1)</sup>

Proses Pembangkit Hidrogen	Texaco (USA)	Prenflo (German)	Hycol (Japan)	Steam Reforming
Tipe Gasfier	Entrained Flow	Entrained Flow	Entrained Flow	-
Bahan Baku Pembangkit Hidrogen (berat kering)	Batubara Banko 22.700 (ton/hari)	Batubara Banko 17.000 (ton/hari)	Batubara Banko 17.500 (ton/hari)	Natural Gas 7,2x10 <sup>6</sup> (Nm <sup>3</sup> /hari)
Umpan Batubara	Slurry Batubara	Batubara Kering	Batubara Kering	-
Konsumsi Listrik (MWh)	367	257	304	38
Biaya Konstruksi (MM\$)				
Pembangkit Hidrogen	1.721	1.030	1.176	582
Plant Pencairan	6.125	5.263	5.239	4.073

Catatan: Lokasi mulut tambang dengan faktor lokasi 0.842 (Japan 1.000)

### 3.2.2.3. Produk Akhir

Hasil studi menunjukkan bahwa pada kasus pembangkit hidrogen melalui *steam reformer* dengan bahan bakar gas alam, dihasilkan produk minyak batubara (C5-300°C) (*hydrotreated liquefied oil*) sebesar 125.000 bbl/hari. Selain produk utama (minyak batubara) dihasilkan juga produk samping (*by-products*) berupa ammonia cair sebesar 276 ton/hari dan phenol sebesar 10 ton/hari.<sup>1)</sup>

Pada kasus proses pencairan batubara dengan gasifikasi sebagai pembangkit hidrogen, terjadi perubahan dalam jumlah produk akhir. Oleh karena *steam reformer* yang menghabiskan begitu banyak bahan bakar gas tidak lagi dipakai, sejumlah besar hidrokarbon ringan yang diproduksi dapat dihasilkan. Dengan demikian terjadi peningkatan hasil minyak batubara sebesar 7.800 barrel/hari, sehingga konfigurasi yang baru ini dapat menghasilkan minyak sebesar 133.400 barrel/hari.<sup>1)</sup>

Seperti pada kasus *steam reformer*, dengan sistem gasifikasi juga dihasilkan produk samping ammonia dan phenol. Pemanfaatan sejumlah besar gas buang dari proses pencairan batubara dapat meningkatkan efisiensi. Gas buang setelah melalui unit *gas treatment* dapat menghasilkan campuran gas propane dan butane (LPG) sebesar 1.520 ton/hari. Selain itu dihasilkan juga sejumlah sulfur dari proses dengan gasifikasi batubara sebesar 76 ton/ hari.<sup>1)</sup>

### 3.2.2.4. Efisiensi Energi

Perbaikan efisiensi energi tidak hanya efektif untuk peningkatan keekonomian plant tetapi juga pengurangan emisi karbon dioksida (CO<sub>2</sub>). Efisiensi energi dari proses pencairan batubara (Tabel 2) menunjukkan tingkat efisiensi tertinggi sebesar 68% tercapai melalui aplikasi *steam reforming*. Pada kasus pembangkit hidrogen dari gasifikasi batubara dicapai tingkat efisiensi 65,7%. Ini menunjukkan terjadi penurunan efisiensi proses pada sistem yang menggunakan gasifikasi batubara sebagai pembangkit hidrogen. Efisiensi terendah dicapai pada kasus gasifikasi Texaco yaitu 58,5%. Namun masih tetap lebih tinggi dibandingkan proses pencairan batubara secara tidak langsung, yang memiliki efisiensi energi sangat rendah (44-50%).

Tingkat emisi CO<sub>2</sub> pada kasus *steam reformer* adalah 57,6 g-CO<sub>2</sub>/MJ-produk. Penggunaan gasifikasi batubara untuk pembangkit hidrogen menaikkan emisi CO<sub>2</sub> sampai 75,3 g-CO<sub>2</sub>/MJ-produk pada kasus gasifikasi Hycol. Sementara proses Texaco menghasilkan emisi CO<sub>2</sub> paling tinggi yaitu 86,8 g-CO<sub>2</sub>/MJ-produk.

Tabel 2. Efisiensi Energi Proses dan Emisi CO<sub>2</sub><sup>1)</sup>

Pembangkit Hidrogen	Efisiensi energi (%)	Emisi CO <sub>2</sub> (g-CO <sub>2</sub> /MJ-produk)
Steam Reformer	68,0	57,6
Gasifikasi Texaco	58,5	86,8
Gasifikasi Prenflo	65,6	76,6
Gasifikasi Hycol	65,7	75,3

## 4. PEMBAHASAN

Jika pembangkit hidrogen menggunakan proses gasifikasi, maka keseluruhan proses akan tergantung semata-mata pada suplai batubara. Untuk mengetahui sejauh mana harga produk batubara cair merespon bila terjadi fluktuasi pada faktor-faktor pembangkit hidrogen dilakukan uji sensitifitas. Faktor-faktor yang sangat sensitif terhadap harga jual produk batubara cair pertama adalah biaya konstruksi, dan yang kedua adalah harga batubara.

Kinerja proses pada kasus gasifikasi sebagai pembangkit hidrogen berada di bawah *steam reformer*, akan tetapi, tingkat harga produk batubara cair terendah sekitar US\$ 17,8 per barrel dicapai pada kasus gasifikasi Prenflo.

Meskipun biaya-biaya modal dan biaya perawatan bertambah sehubungan dengan tingginya investasi untuk konstruksi pada kasus gasifikasi, akan tetapi, masih terdapat peluang untuk menghasilkan produk batubara cair dengan harga lebih murah. Ini disebabkan terdapatnya kompensasi pendapatan dari produk naphta dan produk samping lainnya termasuk LPG, ammonia dan phenol serta sedikit sulfur.

Dari hasil sementara terlihat bahwa menjadikan proses gasifikasi sebagai unit pembangkit hidrogen, akan memberikan beban lebih besar pada investasi maupun operasi dari plant pencairan batubara. Namun kemungkinannya untuk menggunakan batubara muda yang jauh lebih murah sebagai umpan, dibandingkan dengan gas alam merupakan satu kelebihan yang harus diperhitungkan.

Hasil kajian terhadap gasifikasi menunjukkan bahwa teknologi Prenflo mempunyai efisiensi paling tinggi. Selain itu biaya konstruksinyapun ternyata lebih murah. Meskipun belum mencapai tingkat komersial tetapi pengalaman Krupp Koppers di bidang *entrained flow gasifier* sudah dimulai sejak tahun 1951, sehingga memberikan keuntungan komparatif.<sup>7)</sup>

Teknologi Prenflo seperti juga teknologi Hycol merupakan *second generation* dari teknologi pembangkit hidrogen (*oxygen*

*gasification*) yang dikembangkan selama ini. Proses Hycol dicirikan oleh pemakaian jenis umpan kering (*dry feed*) bukan *slurry*, efisiensi yang tinggi, keandalan proses, dan kapasitas reaktornya besar. Sementara proses Texaco merupakan generasi pertama (*first generation*) yang dicirikan terutama oleh jenis umpannya berupa *slurry* batubara. Dibutuhkan sejumlah energi tambahan untuk mengeluarkan air dari *slurry* batubara yang mencapai 40% bahkan lebih, dan energi tersebut diperoleh dari sebagian batubara yang diumpankan ke dalam gasifier. Besarnya kandungan air tersebut berpengaruh sekali terhadap rendahnya efisiensi energi dari proses Texaco.

## 5. KESIMPULAN

Menghadapi kenyataan bahwa kebutuhan sejumlah besar gas alam untuk proses sangat tergantung pada berbagai faktor eksternal, sementara tingkat sensitifitasnya juga tinggi, mengkaji teknologi alternatif untuk pembangkit hidrogen merupakan suatu keharusan dalam rangka optimasi proses pencairan.

Untuk itu kombinasi proses pencairan, *Improved BCL*, dengan gasifikasi batubara sebagai pembangkit hidrogen, dapat menjadi metode yang paling tepat dalam rangka memproduksi BBM sintetis. Dengan demikian perlu dilakukan studi lebih lanjut dalam rangka meningkatkan nilai tambah batubara peringkat rendah Banko, sehingga dihasilkan bahan bakar transportasi yang bernilai tinggi.

## DAFTAR PUSTAKA

- Aninom. 1998. Applicability Study Report. BPPT/NEDO. Jakarta.
- Patterson, R.C. *et al.* 1979. A Low BTU Coal Gasification System. CE Power Systems. San Fransisco, California.
- Pohl, H.C. *et al.* 1987. Prenflo The Pressurized Entrained Flow Gasification Process. Technische Miiteleiungen Krupp. Essen. Germany.
- Schut A.W.1998. R & D on Brown Coal Liquefaction. Shell International Oil Products B.V. Amsterdam
- Sueyama, T. *et al.* 1988. Four Year Operating Experince with Texaco Coal Gasification Process in Ube Ammonia. EPRI. Palo Alto. California.
- Tamura.M. 1997. Training Material for Coal Liquefaction Technology. Takasago, Jepang.
- Watanabe, T. 1998. A Preliminary Study of Gasification as Hydrogen Producer for Coal Liquefaction Plant.TCLC.Japan.Unpublished.