

Studi Awal Desain LNG (*Liquefied Natural Gas*) Plant Dari *Coal Bed Methane* (CBM) Dengan Kapasitas Feed 40 MMSCFD

Muhammad Fahmi, Muhammad Fauzi, dan Gede Wibawa
Jurusan Teknik Kimia, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111 Indonesia
e-mail: gwibawa@chem-eng.its.ac.id

Abstrak—Dalam penelitian ini telah dilakukan perancangan Liquefied Natural Gas (LNG) Plant dari CBM dengan kapasitas feed 40 MMSCFD dan waktu operasi 24 jam/hari dan 330 hari/tahun. Perancangan LNG plant dari CBM ini bertujuan untuk membantu usaha Negara dalam melakukan diversifikasi energi untuk mengatasi krisis energi. Salah satu contoh diversifikasi energi adalah mengganti bahan bakar pembangkit listrik High Speed Diesel (HSD) menjadi LNG yang harganya relative lebih murah. Penelitian ini didasarkan pada simulasi dengan Aspen HYSYS, dimana terdapat batasan penelitian yakni gas alam yang dicairkan dengan cara didinginkan pada temperatur sekitar -161.3°C dan pada tekanan 1.06 bar. Tujuan pabrik LNG ini adalah Provinsi Bali hal ini dikarenakan elektrifikasi daerah tersebut cukup rendah. Dengan konsumsi minyak HSD yang tinggi tetapi elektrifikasi yang rendah maka diperlukan sumber energi alternatif untuk meningkatkan daya yang dihasilkan dan area distribusi sehingga tingkat elektrifikasi akan menjadi lebih tinggi. Pabrik LNG ini didirikan di Muara Enim, Sumatera Selatan pada tahun 2016. Penentuan lokasi pabrik berorientasi pada ketersediaan sumber bahan baku CBM. Menurut data DITJEN MIGAS Muara Enim memiliki potensi CBM sebesar 0.5 TCF. Potensi sebesar ini dapat digunakan selama 60 tahun dengan kapasitas feed LNG plant sebesar 40 MMSCFD. Proses pembuatan LNG dari gas alam ini menggunakan Proses On-Shore LNG menggunakan beberapa rangkaian proses yaitu : Unit Penghilang CO_2 dan H_2S : menggunakan Amine Cycle, Unit Dehidrasi : menggunakan molecular sieve, Unit Refrigerasi dan Pencairan : menggunakan MCR Coldbox. Sumber dana investasi berasal dari modal sendiri sebesar 20 % biaya investasi dan pinjaman jangka pendek sebesar 80 % biaya investasi dengan bunga sebesar 12 % per tahun. Dari analisa perhitungan ekonomi didapat hasil-hasil sebagai berikut : Investasi : 163,557 MUSD, Internal Rate of Return : 25.66 %, POT : 3.26 tahun, BEP : 58.86 %, NPV 10 year : 120,207.9 MUSD. Dari ketiga parameter sensitifitas yaitu fluktuasi biaya investasi, harga bahan baku, serta harga jual dari produk LNG, terlihat bahwa parameter tersebut tidak memberikan pengaruh yang cukup signifikan terhadap kenaikan atau penurunan nilai IRR. Namun, penurunan harga produk condensate dapat memberikan pengaruh yang cukup signifikan bagi pendapatan pabrik. Jika dilihat secara keseluruhan, rata-rata %IRR masih menunjukkan bahwa pabrik LNG dari CBM ini layak untuk didirikan.

Kata Kunci—Bali, CBM, Diversifikasi, Elektrifikasi, LNG, HSD, Muara Enim.

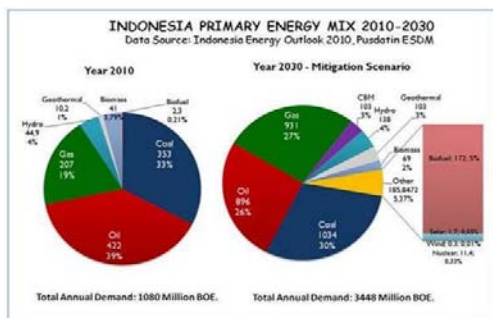
I. PENDAHULUAN

KEBUTUHAN akan energi, khususnya energi listrik di Indonesia, makin berkembang menjadi bagian tak terpisahkan dari kebutuhan hidup masyarakat sehari-

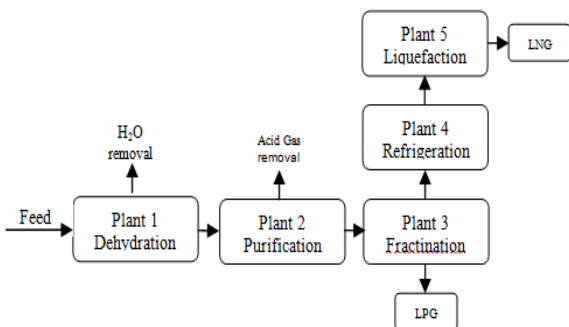
hari seiring dengan pesatnya peningkatan pembangunan di bidang teknologi, industri dan informasi. Namun pelaksanaan penyediaan energi listrik yang dilakukan oleh PT.PLN (Persero), selaku lembaga resmi yang ditunjuk oleh pemerintah untuk mengelola masalah kelistrikan di Indonesia, sampai saat ini masih belum dapat memenuhi kebutuhan masyarakat akan energi listrik secara keseluruhan. Kondisi geografis negara Indonesia yang terdiri atas ribuan pulau dan kepulauan, tersebar dan tidak meratanya pusat-pusat beban listrik, rendahnya tingkat permintaan listrik di beberapa wilayah, tingginya biaya marginal pembangunan sistem suplai energi listrik serta terbatasnya kemampuan finansial, merupakan faktor-faktor penghambat penyediaan energi listrik dalam skala nasional. Menurut data yang diperoleh dari kementerian energi dan sumber daya mineral, pada tahun 2004-2011 terjadi kenaikan konsumsi energi listrik baik dari sektor industri, rumah tangga, komersial, penerangan, sosial, dan pemerintahan.

Krisis energi yang telah berlangsung beberapa tahun melahirkan kebijakan strategis di bidang energi, diantaranya adalah melakukan diversifikasi energi. Salah satu sasaran dari kebijakan diversifikasi energi ini adalah dengan mengurangi konsumsi minyak dari 54% pada tahun 2005 menjadi 20% pada tahun 2025. Diversifikasi energi yang dimaksud adalah mencari sumber energi baru yang memiliki jumlah cadangan yang besar untuk mengurangi ketergantungan pada minyak dan gas konvensional serta tercapainya *sustainable energy* (penggunaan sumber energi yang berkelanjutan) di Indonesia.

Berdasarkan penjelasan diatas maka perlu dilakukan diversifikasi energi berupa pemanfaatan energi baru untuk memproduksi LNG. Salah satunya yang sedang dan masih terus dikembangkan adalah produksi LNG dari *Coal Bed Methane* (CBM). *Coal Bed Methane* atau yang lebih dikenal dengan gas metana batubara adalah gas bumi yang terperangkap dalam pori-pori atau lapisan batuan batubara di bawah tanah. Sedangkan gas bumi konvensional merupakan gas bumi yang terperangkap dalam lapisan batuan non batubara seperti *shane stone*, *shale* dan lain-lain. Pemanfaatan CBM untuk pembuatan LNG sebagai langkah diversifikasi energi sudah dilakukan di negara maju sekitar 10 tahun yang lalu. Selain itu berdasarkan data yang diperoleh dari Indonesia Energy Outlook 2010, Pusdatin ESDM, pemanfaatan CBM menjadi LNG juga menjadi fokus Indonesia kedepannya yang diperlihatkan pada diagram *Indonesia Energy Mix* berikut dimana terlihat



Gambar 1. Diagram Indonesia Energy Mix 2010-2030



Gambar 2. Blok Diagram Proses Pembuatan LNG

Tabel 1. Karakteristik Komposisi Feed Gas

No	Komponen	Komposisi(%mol)
1	Karbon dioksida (CO ₂)	5.64
2	Nitrogen (N ₂)	0.30
3	Metana (CH ₄)	84.68
4	Etana (C ₂ H ₆)	3.79
5	Propana (C ₃ H ₈)	1.63
6	Iso-Butana (i-C ₄ H ₁₀)	0.40
7	n-Butana (n-C ₄ H ₁₀)	0.38
8	Iso-Pentana (i-C ₅ H ₁₂)	0.24
9	n-Pentana (n-C ₅ H ₁₂)	0.17
10	Heksana (C ₆ H ₁₄)	0.71
11	Water (H ₂ O)	2.06

rencana untuk mengembangkan sektor CBM dari tahun 2010 sampai 2030

II. URAIAN PENELITIAN

Untuk proses pembuatan LNG terdapat 4 main unit yang diperlukan, yaitu Acid Gas Removal, H₂O Removal, Fractination Unit, dan Liquefaction Unit.

Di setiap unit proses perlu dilakukan seleksi untuk menentukan proses yang paling efisien agar dapat memperoleh hasil yang maksimal dalam waktu yang seminimal mungkin bergantung terhadap berapa banyak komposisi pengotor seperti H₂O CO₂ dan H₂S pada komposisi feed gas :

A. Acid Gas Removal Unit

Pada unit ini digunakan metode Amine Absorption lisensi prosernat dengan menggunakan pelarut Di-Ethanol Amine (DEA). Feed gas CBM pada suhu 30°C dan tekanan 2 bar

sebagai bahan mentah dari sistem perpipaan masuk ke Feed CBM Compressor untuk menaikkan tekanannya sebelum memasuki kolom CO₂ Absorber Column pada temperatur 30°C dan tekanan 68.6 bar. Setelah keluar dari kompressor, suhu feed meningkat menjadi 378.2°C. Oleh karena itu, feed harus didinginkan terlebih dahulu pada Feed CBM Cooler sehingga sesuai dengan kondisi temperatur inlet pada kolom absorpsi

Feed CBM masuk dari bagian bawah menara absorber sedangkan larutan amine sebagai solvent untuk menghilangkan acid gas (CO₂) dengan konsentrasi 30.4 % berat dalam air masuk melalui bagian atas menara dengan suhu 44.17 °C. Gas umpan yang sudah bersih dari CO₂ kemudian diproses lebih lanjut di unit dehidrasi (Plant 2).

Larutan amine yang telah menyerap CO₂ meninggalkan kolom absorber dari bagian bawah, kemudian dialirkan ke Expansion Valve untuk menurunkan tekanan dari 68.64 bar menjadi 6.21 bar. Selanjutnya larutan amine dialirkan ke Amine Flash Tank sehingga hidrokarbon berat yang terlarut dapat diuapkan dan dapat digunakan sebagai fuel gas untuk menggerakkan compressor. Rich amine yang keluar dari bawah amine flash tank kemudian dilewatkan ke Amine Exchanger untuk menaikkan temperatur sampai 110°C dengan media pemanas larutan amine yang telah dibersihkan dari CO₂ pada Amine Regenerator dan Amine Reboiler dengan menggunakan steam jenuh. Rich amine yang keluar dari bawah amine flash tank sebagian langsung di sirkulasikan kembali pada kolom CO₂ Absorber Column tanpa dilewatkan ke Amine Exchanger terlebih dahulu. Rich amine yang di sirkulasikan kembali ini masuk CO₂ Absorber Column pada suhu 44.17 °C dan tekanan 63.6 bar.

Larutan amine yang kaya CO₂ setelah keluar dari alat penukar panas Amine Exchanger dimasukkan kedalam sebuah kolom Regenerator dan dipanaskan oleh reboiler. CO₂, uap air, dan sebagian kecil uap amine yang keluar melalui puncak menara regenerator dilewatkan pada Amine Regenerator Condenser dengan media pendingin air. Cairan yang terbentuk ditampung dalam Amine Accumulator untuk dipompa oleh Amine Reflux Pump sebagai reflux untuk menara regenerator, sedangkan acid gas CO₂ dibuang ke atmosfer melalui puncak kolom accumulator. Larutan amine yang sudah bersih dari acid gas keluar dari bagian bawah kolom regenerator bergabung dengan amine dari reboiler lalu dialirkan pada alat penukar panas Amine Exchanger untuk didinginkan dengan media pendinginnya adalah rich amine yang akan masuk ke menara regenerator. Sebelum mengalami pendinginan kembali pada Lean Amine Cooler sampai temperatur 44.17°C untuk dipompakan kembali oleh Lean Amine Pump sebagai umpan pada kolom CO₂ absorber.

B. H₂O Removal Unit

Unit ini berfungsi untuk menghilangkan uap air sampai batas kurang dari 0,5 ppm dengan proses adsorpsi menggunakan molecular sieve. Gas yang telah bebas acid gas dari Plant 1 dialirkan ke dalam Dehydration Air Cooler untuk diturunkan suhunya dari 44.1°C menjadi 30°C. Kemudian setelah keluar dari Dehydration Air Cooler, gas masuk KO Drum Separator untuk menghilangkan air yang jenuh karena proses pendinginan, karena dapat merusak molecular sieve. Selanjutnya gas yang masih memiliki kandungan air dalam vasa vapour dialirkan ke dalam unit Molecular Sieve tipe 3A. Gas umpan tersebut

dikeringkan hingga dicapai kadar air maksimum 0,5 ppm. Gas yang sudah kering ini dialirkan ke LNG *Heat Exchanger Coolboxes* untuk mengalami proses *liquefaction*

Molecular sieve akan diregenerasi tiap delapan jam secara bergantian, sehingga akan menghilangkan air dan komponen lain yang teradsorpsi oleh *molecular sieve*. Waktu yang dibutuhkan untuk regenerasi adalah lima jam untuk tahap pemanasan dan tiga jam untuk tahap pendinginan. Sementara satu buah *drier* diregenerasi, satu buah *stand by* dan yang lain akan beroperasi. Untuk mengaktifkan kembali *molecular sieve* yang sudah jenuh, dipakai gas panas bertekanan 68.85 bar dan temperatur 270°C yang dialirkan ke *Drier Heater*. Gas panas tersebut dilewatkan secara berlawanan arah dari sistem pengering, yaitu dari bawah ke atas. Air yang sudah teradsorpsi oleh *molecular sieve* akan menjadi uap bersama-sama hidrokarbon berat dan ikut dengan gas regenerasi keluar kemudian didinginkan di *Drier Reactivation Air Cooler*.

C. Liquefaction Unit

Sistem pendinginan yang digunakan dalam proses pembuatan LNG, yaitu sistem *Single Mix Component Refrigerant* (SMCR) yang terdiri atas senyawa metana, etana, propana, dan butana yang berfungsi untuk mendinginkan feed gas sampai suhu -161.3°C. Gas hasil proses *Dehydration (treated gas)* keluar dari *Dehydration Air Cooler* pada suhu 29.16°C masuk menuju LNG *Heat Exchanger Coolbox*. Pada alat ini gas (*treated gas*) didinginkan dari 29.16°C menjadi -65°C dengan menggunakan *Mixed Component Refrigerant* dan dengan product LNG yang keluar dari LNG *Accumulator Tank* hasil proses fraksinasi pada *Deethanizer Column*. LNG hasil proses fraksinasi ini disirkulasikan kembali menuju LNG *Heat Exchanger Coolbox* pada suhu -102 °C dan keluar dari LNG *Heat Exchanger Coolbox* pada suhu -158.2°C. Produk LNG ini kemudian dimasukkan pada LNG *Expansion Valve* untuk menurunkan tekanannya menjadi 1.03 bar dan suhunya juga berubah menjadi -161.3°C. *Mix Component Refrigerant* masuk LNG *Heat Exchanger Coolbox* pada suhu 25°C dan tekanan 30 bar kemudian keluar LNG *Heat Exchanger Coolbox* pada suhu -158°C dan tekanan 26 bar. Kemudian MCR dilewatkan pada JT *valve* untuk merubah tekanannya menjadi 5 bar dan suhu -165°C. Kemudian MCR dengan tekanan 5 bar dan suhu -165°C masuk kembali pada LNG *Heat Exchanger Coolbox* dan keluar pada suhu 25 °C dan tekanan 4 bar. Kemudian MCR dilewatkan pada *Refrigerant Compressor* dan *Refrigerant Cooler* hingga suhunya menjadi suhu feed MCR semula yaitu 25°C dan tekanan 30 bar.

D. Fractination Unit

Plant ini bertujuan untuk memisahkan fraksi-fraksi gas CBM menjadi komponen LNG, LPG dan condensate. Dalam proses ini terdapat dua kolom fraksinasi yaitu *Deethanizer Column* untuk memisahkan LNG dan *long condensate gas*, dan *Debutanizer Column* untuk memisahkan produk LPG dan *condensate gas*. Gas yang telah keluar dari LNG *Heat Exchanger Coolbox* pada suhu -65°C dan tekanan 61.9 bar masuk pada *Deethanizer Column* dimana menghasilkan produk LNG (*vapour*) pada kolom bagian atas yang ditampung pada LNG *Accumulator Tank* pada suhu -101.9°C dan tekanan 9.5 bar dimana produk LNG ini masih di sirkulasikan kembali pada LNG *Heat Exchanger Coolbox*. Pada kolom bagian bawah *Deethanizer Column* dihasilkan *long condensate* pada reboiler pada suhu 52.4°C

Tabel 2.
Karakteristik Produksi

Unit	Value
LNG	206,000 ton/tahun
LPG	19,000 ton/tahun
Kondensat	135,333 barel/tahun

Tabel 3.
Analisa Ekonomi

Unit	Value
Total Investment Cost	163,557.5 MUSD
Interest	12 % pertahun
NPV 10 Year	120,297 MUSD
IRR	25.66 %
POT	3.26 tahun
BEP	58.86%
Cost For CBM	7 US\$/MMBTU
Selling Price LNG	15 US\$/MMBTU
Selling Price LPG	800 US\$/ton
Selling Price Condensate	60 US\$/barel
Project Life	10 tahun
Construction Periode	1,5 tahun
Operation Days/year	330 hari/tahun

dan tekanan 9 bar. Long condensate ini kemudian akan masuk *Debutanizer Column* dan kemudian pada kolom bagian atas *Debutanizer Column* akan dihasilkan produk LPG (*vapour*) pada suhu 42.93°C dan tekanan 8.8 bar yang ditampung pada LPG *Accumulator Tank*. Pada kolom yang ditampung pada LPG *Accumulator Tank*. Pada kolom bagian bawah *Debutanizer Column* dihasilkan condensate pada reboiler pada suhu 139.4°C dan tekanan 9 bar.

III. HASIL PENELITIAN

A. Produksi

Dari jumlah feed gas 40 MMSCFD dengan menggunakan metode proses yang sudah dijelaskan sebelumnya, didapatkan nilai produksi (Lihat Tabel 2).

B. Ekonomi

Setelah didapat hasil produksi, maka bisa dilakukan analisa ekonomi dengan hasil (Lihat Tabel 3).

IV. KESIMPULAN/RINGKASAN

Dari hasil diatas terlihat bahwa pabrik LNG ini menggunakan teknologi yang sudah terbukti (*proven*) sehingga target proses dapat dicapai. Untuk teknologi acid gas removal menggunakan amine absorption sehingga target acid gas (CO₂) ≤ 40 ppmv pada sweet gas sudah pasti tercapai. Untuk proses dehidrasi menggunakan teknologi molsieve adsorption 3A agar target moisture content tercapai yakni < 1 ppm. Sedangkan untuk teknologi pencairan gas alam menggunakan integrated single mixed refrigerant dimana mempunyai keunggulan yakni mudah dioperasikan, low equipment cost serta tidak menggunakan pendingin tambahan.. Teknologi proses tersebut berdampak pada analisa ekonomi pabrik yang meyakinkan yakni nilai IRR sebesar 25.66 % dengan pay out time selama 3.26 tahun. Break Even Point terjadi saat kapasitas pabrik sebesar 58.86 % dengan total investasi sebesar 163,557.5

MUSD. Dan juga jika dilihat dari analisa sensitifitas harga produk, bahan baku, investasi, serta kapasitas yang tidak berpengaruh signifikan terhadap nilai IRR maka pabrik LNG ini layak untuk didirikan.

UCAPAN TERIMA KASIH

Keberhasilan penulisan Jurnal ini tidak lepas dari dorongan dan bimbingan dari berbagai pihak. Untuk itu dalam kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih yang setulus-tulusnya kepada :

1. Bapak Prof. Dr. Ir. Gede Wibawa, M.Eng. selaku Kepala Laboratorium Termodinamika dan Dosen Pembimbing atas bimbingan dan saran yang telah diberikan.
2. Bapak Prof. Dr. Ir. Tri Widjaja, M.Eng., selaku Ketua Jurusan Teknik Kimia, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
3. Bapak Setiyo Gunawan, ST., Ph.D selaku sekretaris II Jurusan Teknik Kimia.
4. Bapak dan Ibu Dosen pengajar serta seluruh karyawan Jurusan Teknik Kimia.
5. Orang Tua dan keluarga kami yang telah banyak memberikan dukungan baik moral maupun spiritual.
6. Teman-teman seperjuangan di Laboratorium Termodinamika Teknik Kimia yang mengagumkan, terimakasih untuk segala support, bantuan dan kerjasamanya.
7. Teman-teman angkatan 2009 yang telah memberikan banyak support dan bantuan.
8. Semua pihak yang telah membantu penyelesaian Tugas Pra Desain Pabrik ini yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

DAFTAR PUSTAKA

- [1]. Brownell, Lloyd E. dan Edwin H. Young, "Process Equipment Design", John Wiley & Sons, New York, 1959.
- [2]. Coulson, JM, and Richardson, JF, "Chemical Engineering", Volume 6, John Willey and Sons, Inc., 1957.
- [3]. Geankoplis, Christie J., "Transport Processes and Unit Operations", 3rd edition, Prentice-Hall of India, New Delhi, 1997.
- [4]. ITS – DSME, "Conceptual Design of LNG Top Side Process", Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Co.Ltd, Korea, 2010.
- [5]. ITS – DSME, "Process Description for Indonesia Gas Data", Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering Co.Ltd, Korea, 2010.
- [6]. Kern, Donald Q., "Process Heat Transfer", International Edition, McGraw-Hill Book Company, Tokyo, 1965.
- [7]. Kusnarjo, "Ekonomi Teknik", 2010
- [8]. Kidnay, Arthur J dan Parrish, William R., "Fundamentals of Natural Gas Processing", Taylor & Francis Group, London, 2006.
- [9]. Ludwig, E. Ernest "Design For Chemical and Petrochemical Plants", Gull Publishing Houston-Texas, 1947
- [10]. McCabe, W.L., dan J.C. Smith. *Unit Operation of Chemical Engineering*. Singapore: McGraw-Hill International Book Company. 1985.
- [11]. Perry, Robert H. and Don Green, "Perry's Chemical Engineers' Handbook", 7th edition, McGraw-Hill Book Company, New York.
- [12]. Peters, Max S., Klaus D. Timmerhaus, dan Ronald E. West, "Plant Design and Economics for Chemical Engineers", 5th edition, McGraw-Hill Book Company, Boston, 2003.
- [13]. Poling, Bruce E., "The Properties of Gases and Liquids", 5th edition, McGraw-Hill Book Company, United State of America, 2001.
- [14]. Smith, Robin., "Chemical Process Design", McGraw Hill International Book Company, Singapore. 1955
- [15]. Syukran dan Suryadi, Dedi. "Estimasi Penghematan Biaya Operasi PLTU dengan Cara Penggantian Bahan Bakar", Univ.Petra, 2007.

- [16]. Ulrich, Gael D., "A Guide to Chemical Engineering Process Design and Economic", John Wiley & Sons, Canada, 1984.
- [17]. Van Ness, Smith, "Introduction to Chemical Engineering Thermodynamics", 4th edition, International edition, McGraw Hill Inc, Singapore, 1967.
- [18]. Van Winkle, Matthew., "Distillation", McGraw Hill Book Company, New York, 1967.
- [19]. Vilbrant, Dryden, "Chemical Engineering Plant Design", 4th edition, McGraw Hill, New York, 1959.