

Desain Pabrik Proses Produksi LNG dengan Metode Refrigerasi *Dual Mixed Refrigerant* (DMR) di Bangkudulis, Kalimantan Utara

Admiral Yagi Al-Ghifari, Muhammad Fauzan Maulidarsyah, dan Arief Widjaja
Departemen Teknik Kimia, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
e-mail: arief_w@chem-eng.its.ac.id

Abstrak—Desain Pabrik Proses Produksi LNG ini menggunakan metode refrigerasi *Dual Mixed Refrigerant* (DMR) dengan bahan baku sebesar 250 MMSCFD dan kapasitas produksi sebesar 2,08277 MTPA yang berlokasi di Bangkudulis, Kalimantan Utara. Proses utama dari pabrik ini terdiri dari *pre-treatment section*, *fractionation section*, dan *liquefaction section*. Berdasarkan serangkaian proses yang telah dibuat, gas alam dengan laju alir massa 262.975,95 kg/jam dapat diolah menjadi beberapa produk berupa 183.384,14 kg/jam LNG, 22.828,34 kg/jam LPG, dan 7.345,33 kg/jam Condensate. Berdasarkan analisis ekonomi, dapat disimpulkan bahwa didapatkan nilai *Capital Expenditure* sebesar Rp 10.296.417.582.839; *Operational Expenditure* sebesar Rp 7.027.731.887.247; *Internal Rate of Return* sebesar 27,41%; *Pay Out Time* selama 4 tahun 9 bulan dengan estimasi umur pabrik selama 15 tahun; dan *Break Even Point* sebesar 35,53%. Dari data analisis kelayakan diatas, dapat disimpulkan bahwa pabrik ini menguntungkan dan layak untuk didirikan.

Kata Kunci—Bangkudulis, Gas Alam, LNG.

I. PENDAHULUAN

ENERGI merupakan salah satu faktor penting dalam mencapai pembangunan berkelanjutan. Oleh karena itu, permintaan akan energi, terutama minyak solar atau diesel di Indonesia kerap meningkat. Peningkatan kebutuhan ini telah diimbangi dengan peningkatan impor minyak. Mengingat ketergantungan yang sangat tinggi terhadap impor minyak, sudah saatnya Indonesia mempertimbangkan penggunaan LNG sebagai alternatif dan sebagai sumber energi yang lebih murah, aman, dan ramah lingkungan

Gas alam adalah suatu campuran yang terdiri dari berbagai jenis gas hidrokarbon (C_nH_{2n+2}). Gas-gas ini memiliki sifat mudah terbakar, dan komponen utama dari gas alam adalah metana (CH_4), yang merupakan molekul hidrokarbon dengan rantai terpendek dan memiliki massa molekul paling ringan [1]. Penggunaan utama gas alam adalah sebagai bahan bakar, digunakan dalam aplikasi seperti pembangkit listrik dan sebagai bahan baku dalam industri petrokimia, seperti industri pupuk. Salah satu dasar penilaian nilai jual gas alam adalah nilai *Heating Value* yang harus memenuhi standar spesifikasi yang berkisar antara 950 hingga 1.200 BTU/scf [2].

Ekspor *Liquefied Natural Gas* (LNG) di Indonesia pada mengalami tren penurunan. Pada tahun 2018, Ekspor LNG bisa mencapai hingga 700.000.000 MMBTU. Namun, pada Semester 1 tahun 2022 ekspor LNG mengalami penurunan hingga 200.000.000 MMBTU ke berbagai negara di Dunia [3]. Hal ini menunjukkan, penggunaan gas alam dan LNG di Indonesia meningkat yang berakibat pada menurunnya

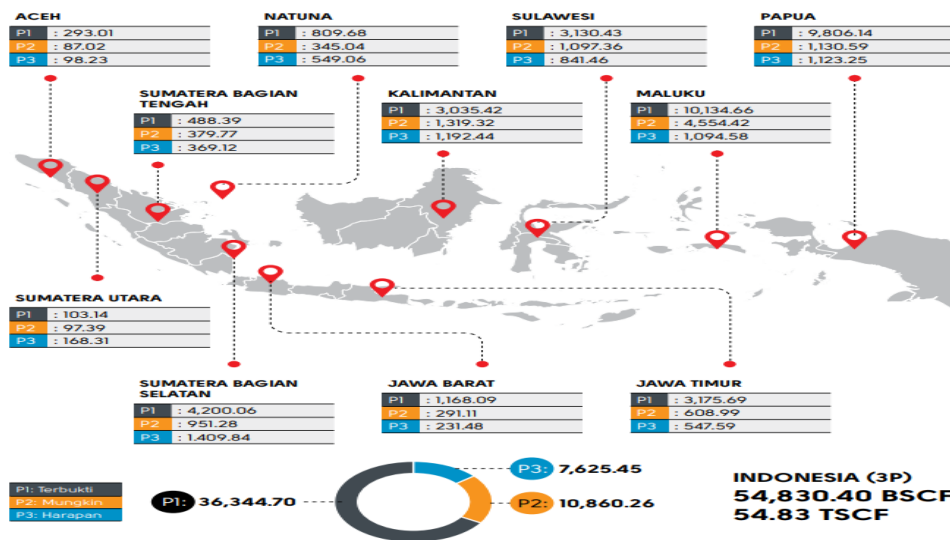
jumlah ekspor LNG. Oleh karena itu, *Liquefied Natural Gas* (LNG) dipilih sebagai produk dari tugas desain pabrik ini.

Indonesia merupakan salah satu penghasil gas alam terbesar di dunia, dimana Indonesia menempati urutan ke-12. Berdasarkan data kementerian ESDM semester I tahun 2022, Indonesia memiliki cadangan gas alam sebesar 54.83 TSCF (*Trillion Standard Cubic Feet per Day*) atau setara dengan 54.830.000 MMSCFD (*Million Standard Cubic Feet per Day*).

Indonesia memang memiliki cadangan gas yang sangat besar, namun sayangnya cadangan tersebut belum bisa dimanfaatkan karena infrastruktur yang belum memadai. Adapun berdasarkan data Direktorat Jenderal Bea Cukai yang telah diolah oleh Badan Pusat Statistik (BPS), sepanjang tahun 2022 Indonesia melakukan impor gas alam mencapai angka 6,8 juta ton. Angka tersebut naik 5,5% dibandingkan dengan tahun 2021 sekaligus menjadi impor gas terbesar dalam lima tahun terakhir. Hal ini menandakan kebutuhan gas alam di Indonesia semakin meningkat, sehingga dibutuhkan upaya untuk memenuhi kebutuhan gas dalam negeri dan memaksimalkan potensi yang ada di negeri sendiri sehingga Indonesia tidak selalu bergantung dengan impor. Persebaran cadangan gas alam di indonesia dapat kita lihat pada gambar 1.

Salah satu upaya untuk memaksimalkan potensi tersebut adalah dengan melakukan eksplorasi di titik-titik potensi seperti pada data diatas. Adapun, Kalimantan menempati pada posisi 5 besar dengan potensi 3.035,42 BSCF yang telah terbukti. Salah satu lokasi eksplorasi yang strategis yaitu berada di pulau Bangkudulis, Kalimantan Utara, Wilayah eksplorasi ini berada di kepulauan sehingga pengeboran dapat dilakukan secara *onshore* dengan potensi. Pertimbangan lain dalam memilih lokasi ini yaitu letaknya yang terjangkau dan tidak jauh dari pabrik LNG yang telah ada, yaitu PT Badak LNG yang berlokasi di Bontang, Kalimantan Timur.

Liquefied Natural Gas (LNG), atau gas alam cair, merupakan bentuk gas alam yang diubah menjadi cairan melalui proses pendinginan hingga mencapai suhu sekitar -160°C pada tekanan atmosfer [1]. Dengan pencairan gas alam tersebut, terjadi penurunan volume hingga 1/600 kali lipat dari volume gas alam pada awalnya. Sifat fisik *Liquefied Natural Gas* (LNG) memungkinkan transportasi dalam jarak jauh melalui kapal laut ke pasar, dan juga distribusi lokal menggunakan truk di darat. Mengecilnya volume gas menjadi bentuk cairan dapat mengurangi biaya transportasi dengan pengiriman menggunakan kargo atau truk pengangkut dibandingkan dengan pipa gas [4]. Proses pembuatan *Liquefied Natural Gas* (LNG) terdiri dari beberapa proses



Gambar 1. Persebaran Cadangan Gas Alam di Indonesia.

Tabel 1. Produksi LNG tahun 2018 – Semester I 2022 di Indonesia

Nama Perusahaan	2018	2019	2020	2021	SMT 1 2022
PT Arun*	-	-	-	-	-
PT Badak	8.534.312	6.356.580	4.817.844	4.708.698	2.228.95
BP Tangguh	8.193.430	7.874.920	8.208.863	7.821.534	3.571.14
PT DSLNG	2.332.939	2.204.155	2.408.602	2.182.010	1.182.64
Total Produksi	19.060.681	16.435.655	15.435.309	14.712.243	6.982.74

enting dari nilai tukar LNG, diluar sistem pipa yaitu, eksplorasi gas alam di kerak bumi dan produksi pemurnian gas, *liquefaction* untuk mengubah gas alam menjadi fase cair sehingga bisa ditransportasikan menggunakan kapal, pengiriman, dan penyimpanan serta regasifikasi untuk mengubah gas alam fase cair kembali menjadi gas [5].

Menurut laporan statistik direktorat jenderal minyak dan gas bumi kementerian energi dan sumber daya mineral (KESDM) pada semester I tahun 2022, kegiatan perekonomian dunia mengalami gejala geopolitik dikarenakan akibat dari adanya konflik Rusia dengan Ukraina yang menyebabkan terjadinya krisis energi di beberapa negara di Eropa sehingga berdampak kepada meningkatnya harga minyak dan gas bumi. Dampak dari PPKM darurat saat pandemi berdampak terhadap terjadinya peningkatan permintaan akan energi untuk berbagai sektor di Indonesia. Adapun sektor yang paling terdampak yaitu perdagangan, transportasi, dan pergudangan. Kini Indonesia sedang dalam masa pemulihan, akan tetapi pemulihan tersebut masih berpotensi mengalami penurunan dikarenakan *permanent scar* yang dialami oleh dunia usaha akibat dari gangguan rantai pasokan dan krisis energi. Adapun pemanfaatan gas bumi dalam negeri pada semester 1 tahun 2022 yaitu sebesar 68,65% atau 3.715,92 BBTUD.

Jumlah ekspor gas alam Indonesia mengalami penurunan dikarenakan meningkatnya kebutuhan konsumsi domestik sehingga pemerintah mengambil jalan pintas dengan menambah jumlah impor untuk mengimbangi kebutuhan dalam negeri. Kebutuhan konsumsi diproyeksikan akan semakin naik dikarenakan kenaikan tiap tahunnya, tetapi pada tahun 2021 cukup menurun dikarenakan efek dari pandemi Covid-19. Eksplorasi sumur migas perlu lebih digencarkan agar kebutuhan konsumsi dapat terpenuhi dan Indonesia dapat kembali meningkatkan jumlah ekspor

sebagai potensi untuk menambah pendapatan negara. Adapun urutan 3 besar negara yang menjadi tujuan ekspor Indonesia pada semester I tahun 2022 yaitu China (89.254.559 MMBTU). Jepang (49.943.079 MMBTU). dan Korea (42.208.065 MMBTU [3].

Kementerian BUMN mengeluarkan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 3 Tahun 2010 tentang “Alokasi Dan Pemanfaatan Gas Bumi Untuk Pemenuhan Kebutuhan Dalam Negeri” dimana menempatkan industri pupuk pada urutan kedua karena memiliki peranan penting dalam mencapai ketahanan pangan nasional setelah peningkatan produksi minyak dan gas bumi nasional sebagai urutan pertama. Adapun industri penyedia tenaga listrik seperti PT PLN (Persero) menempati urutan ketiga dan diikuti oleh PT Krakatau Steel (Persero) Tbk selaku industri strategis pengguna gas menempati urutan keempat.

Dengan meningkatnya konsumsi LNG tiap tahunnya di Indonesia, eksplorasi migas terus ditingkatkan agar produksi migas khususnya LNG dapat meningkat secara signifikan. Berdasarkan data dari Direktorat Jenderal Minyak dan Gas KESDM, Tabel 1 produksi LNG beserta Perusahaan produksinya di Indonesia:

Terdapat 4 perusahaan yang memproduksi LNG di Indonesia, akan tetapi saat ini hanya berjalan 3 perusahaan saja dikarenakan PT Arun telah tidak beroperasi. Adapun penyumbang produksi LNG terbesar yaitu BP Tangguh (49,114%) diikuti dengan PT Badak (36,69%) dan terakhir yaitu PT DSLNG (14,196%).

Menurut Perusahaan analisis dan konsultan Mordor Intelligence, pasar LNG global diproyeksikan tumbuh dari US\$ 74,6 miliar (RP 1.160 triliun) pada tahun 2023 menjadi US\$ 103,41 miliar (RP 1.600 triliun) pada tahun 2028. Pendapat lain dari perusahaan raksasa energi, Shell,

Tabel 2
Komposisi Bahan Baku Digunakan

Komponen	Rumus Molekul	%Mol
Nitrogen	N ₂	0,4309
Karbondioksida	CO ₂	8,4686
Metana	CH ₄	78,823
Etana	C ₂ H ₆	6,702
Propana	C ₃ H ₈	2,871
Iso-Butana	i-C ₄ H ₁₀	0,48
N-Butana	n-C ₄ H ₁₀	0,545
Iso-Pentana	i-C ₅ H ₁₂	0,1789
N-Pentana	n-C ₅ H ₁₂	0,0948
Heksana	C ₆ H ₁₄	0,1543
Heptana+	C ₇ H ₁₆ +	0,2313
Air	H ₂ O	0,9999
Hidrogen Sulfida	H ₂ S	0,0200
Total		100

Tabel 3.
Data Laju Pertumbuhan Konsumsi, Produksi, Impor, dan Ekspor LNG

Tahun	Konsumsi (Ton)	Produksi (Ton)	Impor (Ton)	Ekspor (Ton)
2018	8.225.075,75	19.060.681	0	14.136.614,21
2019	10.318.140,81	16.435.655	0	10.404.766,50
2020	7.742.919,63	15.435.309	0	10.301.514,03
2021	9.729.808,84	14.712.243	0	9.329.548,22

Tabel 6.
Analysis Hierarchy Process Lokasi Pabrik

Lokasi	Bobot
Tarakan Utara	0,522
Pulau Bunyu	0,478

mengatakan bahwa pihaknya melihat pertumbuhan yang luar biasa dalam pasar LNG dan menyoroti Asia Tenggara merupakan pasar LNG yang sangat potensial.

Hal lain yang menyebabkan negara-negara Asia Tenggara menjadi pasar LNG yang potensial adalah akibat dari konflik invasi Moskow ke Ukraina, sehingga negara-negara eropa tidak lagi bergantung pada jaringan pipa dari Rusia. Oleh karena itu, terdapat lonjakan permintaan LNG yang besar dari Eropa sehingga negara-negara pemasok LNG di Asia Tenggara seperti Thailand, Malaysia, Indonesia, dan Singapura akan menjadi target pasar LNG dunia.

Menurut Kepala Pasar Gas dan LNG Emerging Asia di S&P Global, Zhi Xin Chong, pada tahun 2033 permintaan LNG di Asia Tenggara diperkirakan mencapai 73 ton per tahun, dimana jumlah tersebut merupakan 12% dari pasar LNG Global. Hal ini menjadi peluang bagi Indonesia untuk melakukan transaksi ekspor dan impor baik di wilayah Asia Tenggara maupun memenuhi kebutuhan ekspor dan impor dari negara-negara Eropa, Sehingga pendirian pabrik LNG dinilai menjadi prospek menguntungkan kedepannya.

II. DATA DASAR PERANCANGAN

Data dasar perancangan dijelaskan sebagai berikut:

A. Komposisi Bahan Baku

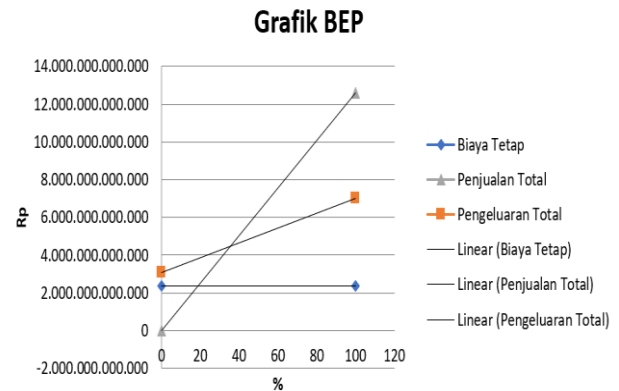
Berikut data komposisi bahan baku yang digunakan dapat dilihat pada Tabel 2.

B. Penentuan Kapasitas Produksi

Berdasarkan data konsumsi, produksi, ekspor, dan impor, selanjutnya dapat dihitung laju pertumbuhan dari masing-masing data pada tahun 2018-2021 dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 7.
Faktor Kelayakan Pendirian Pabrik

Net Present Value (NPV)	Rp 114.824.340.763.260
Internal Rate of Return (IRR)	22,24%
Pay Out Time (POT)	4 tahun 9 bulan
Break Even Point (BEP)	27,69%



Gambar 2. Analisis Break Even Point.

Perusahaan LNG yang bekerjasama dengan pihak luar umumnya memiliki kontrak perjanjian ekspor dengan perusahaan konsumen sehingga ekspor tersebut wajib dipenuhi terlebih dahulu. Maka dalam pemenuhan kebutuhan konsumsi dalam negeri, terdapat kekurangan pemenuhan konsumsi sebesar 4.347.114,06 ton sehingga dibutuhkan pendirian pabrik baru untuk memenuhi kebutuhan konsumsi domestik. Adapun pabrik yang akan didirikan berkapasitas 213 MMSCFD untuk produk LNG dimana setara dengan 1.679.505 ton. Jumlah ini dapat memenuhi 38,63% dari kebutuhan konsumsi domestik. Selanjutnya, dari data produksi, konsumsi, dan ekspor beserta nilai pertumbuhannya, selanjutnya perlu diketahui pabrik LNG yang ada di Indonesia untuk mengetahui dan membandingkan kapasitas produksi pada masing-masing pabrik dapat dilihat pada Tabel 4.

LNG di Indonesia saat ini difokuskan untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri sesuai dengan Peraturan Menteri No. 3 Tahun 2010, LNG difokuskan untuk memenuhi kebutuhan domestik di Indonesia dimana sektor industri pupuk dan penyalur listrik menjadi faktor penting. Pada Tabel 5 distribusi produk akhir dari LNG di Pulau Bangkudulis.

Dengan tabel proyeksi kebutuhan LNG pada perusahaan konsumen diatas, dapat disimpulkan bahwa kapasitas produksi pabrik LNG di Pulau Bangkudulis sebesar ≈250 MMSCFD. Berdasarkan jumlah cadangan gas di Kalimantan sebesar 3.035,42 BSCF, pabrik ini dapat beroperasi hingga lebih dari 15 tahun sehingga memungkinkan untuk didirikan dengan pertimbangan fisibilitas yang sesuai. Adapun dengan laju alir sebesar 250 34 MMSCFD, maka didapatkan produksi LNG sebesar 213 MMSCFD atau setara dengan 1.679.505 ton/tahun.

C. Lokasi dan Ketersediaan Utilitas

Lokasi pabrik merupakan aspek penting yang perlu diperhatikan untuk keberjalanan produksi dan tolak ukur keberhasilan. Kesalahan dalam pemilihan lokasi pabrik dapat

Tabel 4
Pabrik LNG di Indonesia

Lokasi & Nama Perusahaan	Kapasitas Produksi Pabrik (ton/tahun)	Kapasitas Produksi Pabrik (MMSCFD)	Produksi Tahun 2021 (ton/tahun)	Produksi Tahun 2021 (MMSCFD)
Bontang (PT Badak)	8.500.000	1.077,996	4.708.698	597,172
Tangguh (BP)	8.200.000	1.039,949	7.821.534	991,951
Donggi Senoro (PT DSLNG)	2.300.000	291,693	2.182.010	276,729
Total Produksi	19.000.000	2.409,639	14.712.243	1.865,852

Tabel 5.
Proyeksi Kebutuhan LNG dan Persebarannya di Perusahaan Konsumen

Perusahaan	Kebutuhan	Persentase Persebaran	Pemenuhan Kebutuhan
PT Petrokimia Gresik	141 MMSCFD		118,34 MMSCFD
PT Pupuk Iskandar Muda 1	55 MMSCFD		46,16 MMSCFD
PLTG Gorontalo (100 MW)	20 MMSCFD	83,93%	16,79 MMSCFD
PLTMG Ternate Tidore (40 MW)	8 MMSCFD		6,71 MMSCFD
Utilitas Pabrik (10% Produksi)	25 MMSCFD		25 MMSCFD
Total Produksi	249 MMSCFD		213 MMSCFD

menyebabkan berbagai masalah seperti, biaya produksi meningkat, tidak adanya target pasar yang diinginkan serta mengurangi efisiensi kerja dari pabrik itu sendiri. Faktor-faktor yang perlu diperhatikan dalam menentukan lokasi suatu pabrik meliputi jarak Lokasi terhadap sumber bahan baku, pemasaran, sarana dan prasarana transportasi, tenaga kerja, utilitas, iklim dan kondisi tanah, serta potensi ekspansi lahan.

Pabrik LNG yang akan didirikan mengambil sumber bahan baku dari sumur gas Lapangan Bangkudulis. Sumur gas Lapangan Bangkudulis terletak di pulau bangkudulis, kabupaten Tana Tidung, yang merupakan bagian dari Provinsi Kalimantan Utara. Secara geografis, sumur gas ini terletak dekat dengan Pulau Bunyu, Pulau Tarakan, Pulau Baru dan beberapa daerah di Provinsi Kalimantan Utara lainnya. Analysis hierarchy process lokasi pabrik dapat dilihat pada Tabel 6.

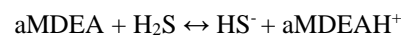
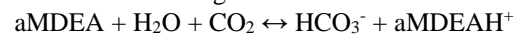
Berdasarkan perhitungan menggunakan *Analytical Hierarchy Process* dengan *overall inconsistency* sebesar 0,2, didapatkan kesimpulan lokasi pendirian pabrik LNG yang cocok dan memenuhi parameter yang diinginkan adalah di Tarakan Utara, Kota Tarakan, Provinsi Kalimantan Utara, Indonesia.

III. URAIAN PROSES

A. Pre-Treatment Section

Gas alam yang berasal dari sumur Bangkudulis dengan temperatur 31,7°C dan tekanan 110,3 bar. Sebelumnya, gas diturunkan tekanannya hingga 88,32 bar menggunakan *feed gas valve* (K-111). Setelah itu, gas alam mula-mula dipisahkan terlebih dahulu menggunakan 2 *phase horizontal separator* (H-110) dengan tekanan 88,32 bar dan suhu 22,69°C untuk selanjutnya didapatkan hasil keluaran berupa gas alam dan *liquid* yang mengandung H₂O dan minyak. Sebelum memasuki *absorber column* (D-120), gas alam dinaikkan suhunya terlebih dahulu hingga suhu 30°C dengan *feed absorber heat exchanger* (E-124) untuk menyesuaikan kondisi operasi pada tahap selanjutnya dimana gas alam diolah lebih lanjut untuk dihilangkan kandungan CO₂ dan H₂S karena gas alam yang berasal dari sumur ini memiliki kandungan CO₂ sebesar 8,4686% mol, dimana gas ini harus dihilangkan karena dapat menyebabkan penyumbatan pipa dan terjadinya korosi pada peralatan yang berbahan *carbon*

steel. Oleh karena itu, kadar CO₂ dalam *feed gas* harus dikurangi hingga maksimal 50 ppmv melalui absorpsi menggunakan aMDEA dengan suhu 35°C dan tekanan 50 bar yang dilarutkan ke dalam air hingga mencapai konsentrasi 30-wt%. Untuk mengaktifkan aMDEA, diperlukan aktivator spesifik berupa *piperazine* dengan konsentrasi 10-wt% yang berfungsi untuk meningkatkan proses penyerapan. Proses absorpsi CO₂ dari *feed gas* terjadi di dalam *absorber column* (D-120). Reaksi yang terjadi antara CO₂ dan aMDEA sebagai absorben adalah sebagai berikut.



Reaksi eksotermik dari proses absorpsi CO₂ berlangsung dengan baik pada tekanan tinggi dan suhu rendah, sedangkan reaksi endotermik dalam proses regenerasi aMDEA berlangsung dengan baik pada tekanan rendah dan suhu tinggi.

Proses absorpsi CO₂ dilakukan pada unit *absorber column* (D-120) dengan memasukkan gas alam dari bawah kolom dan larutan aMDEA dari bagian atas kolom dalam proses absorpsi karena proses berjalan secara *counter current*. *Absorber Column* (D-120) beroperasi pada tekanan tinggi dan suhu rendah proses absorpsi berjalan lebih optimal pada kondisi tersebut. Dalam kolom absorber terdapat beberapa *sieve tray* yang berfungsi untuk mengontakkan *feed gas* dengan aMDEA. Selanjutnya, hasil keluaran produk atas dari *absorber* berupa gas alam yang lebih bersih akan melewati *sweet gas exchanger* (E-141) untuk didinginkan hingga suhu 19°C agar aMDEA yang terikat bisa terkondensasi dan selanjutnya dipisahkan pada *sweet gas separator* (H-142) agar aMDEA yang terikat bisa digunakan kembali untuk proses selanjutnya. Adapun produk bawah dengan suhu 71,56°C dan tekanan 50,2 bar yang mengandung hidrokarbon, CO₂, H₂S, dan aMDEA sebelum dipisahkan, tekanannya terlebih dahulu diturunkan hingga 4,5 bar dengan *rich solvent valve to flash tank* (K-131) lalu dipisahkan pada *rich solvent flash separator* (H-132) dimana hidrokarbon yang terikat akan digunakan untuk *fuel system* sedangkan untuk CO₂, H₂S, dan aMDEA akan dipanaskan hingga suhu 99°C menggunakan *solvent heat exchanger* (E-133) untuk menyesuaikan suhu sebelum masuk pada *amine regeneration column* (D-130). Setelah memasuki *amine regeneration column* (D-130), produk atas *amine regeneration column* (D-

130) dengan suhu 59,99°C akan dikondensasikan dengan *acid gas cooler* (E-135) hingga suhu 35°C agar aMDEA yang terikut, berubah fase menjadi *liquid* untuk kemudian dipisahkan menggunakan *amine reflux drum* (H-136) dan dimasukkan kembali ke *amine regeneration column* (D-130). Untuk CO₂ dan H₂S yang terpisahkan dari *amine reflux drum* (H-136) akan dialirkan ke proses pengolahan *acid gas* agar bisa dibebaskan ke atmosfer sesuai dengan standar baku mutu yang ada. Selanjutnya, untuk produk bawah *amine regeneration column* (D-130) dengan suhu 136,1°C berupa aMDEA akan dipanaskan dengan *lean solvent reboiler* (E-137) hingga suhu 158,6°C agar H₂S dan CO₂ yang masih terikut akan dimasukkan kembali ke *amine regeneration column* (D-130), sedangkan aMDEA yang sudah diregenerasi akan dikembalikan ke *absorber column* (D-120) yang mula-mula akan didinginkan terlebih dahulu melalui *solvent heat exchanger* (E-133) hingga suhu 98,49°C. aMDEA yang hilang pada proses regenerasi akan ditambahkan menggunakan aliran *make-up* aMDEA dan akan dicampur di *makeup mixer* (M-122) lalu dinaikkan tekanan dan suhunya hingga 35°C dan 50 bar menggunakan *lean solvent pump* (L-138) dan *lean solvent cooler* (E-123) untuk mengembalikan aMDEA sesuai dengan kondisi operasi *absorber column* (D-120) agar bisa digunakan kembali.

Pada tahap *dehydration gas*, gas yang sebelumnya telah dipisahkan pada *sweet gas separator* (H-142) pada suhu 19°C akan membuat beberapa kandungan air ikut terpisah sekaligus untuk meringankan beban kerja *molecular sieve dehydration unit* (D-140A/B), suhu 19°C dipilih karena jika suhu terlalu tinggi maka air yang tersisa tidak dapat berubah ke fase *liquid*, sedangkan jika suhu terlalu rendah maka berpotensi terbentuk *hydrate* yang dapat menyumbat akses pipa dalam proses. Selanjutnya memasuki proses *dehydration gas* dimana tujuan utamanya adalah menghilangkan kandungan air karena dapat menyebabkan air membeku (*plugging*)/terbentuknya *hydrate* pada proses *liquefaction* sehingga menghambat proses pembuatan LNG. Dalam proses *molecular sieve dehydration unit* (D-140A/B), adsorben yang digunakan adalah *molecular sieve* dengan ukuran 3A karena selektif dengan air. Dalam proses ini, terdapat 2 *molecular sieve dehydration unit* (D-140A/B), dimana pada waktu yang sama, 1 unit beroperasi sebagai *adsorber* dan unit lainnya beroperasi sebagai regenerasi untuk *molecular sieve* yang sudah jenuh akibat proses adsorpsi. Setelah proses dehidrasi selesai dengan tekanan 49,11 bar dan suhu 18,16°C, gas alam yang telah melalui proses dehidrasi atau *dry gas* akan digunakan kembali sebanyak 1% sebagai *regeneration gas* untuk meregenerasi *molecular sieve*. 1% *dry gas* akan dipanaskan hingga suhu 270°C menggunakan *regeneration gas heater* (E-211). *Regeneration gas* dialirkan dari bawah kolom *dehydration unit* (D-140A/B) agar kandungan air yang terserap di *molecular sieve* akan teruapkan dan mengikuti aliran keluar *regeneration gas*.

Regeneration gas dengan suhu 238,47°C yang sudah mengandung uap air akan dikondensasikan hingga suhu 20°C menggunakan *regeneration gas cooler* (E-144) agar kandungan air berubah fase menjadi *liquid* sehingga dapat dipisahkan menggunakan *regeneration gas separator* (H-145). Air yang telah dipisahkan kemudian dialirkan menuju unit *wastewater treatment*, sedangkan gas yang keluar dari bagian atas *regeneration gas separator* (H-145) dinaikkan

tekanannya terlebih dahulu menggunakan *dehydration compressor* (G-146) dari 44 bar hingga 50 bar setelah itu gas akan *direct cycle* untuk dijadikan *feed* masuk ke *molecular sieve dehydration unit* (D-140A/B). Selanjutnya gas yang telah melewati proses *pre-treatment* akan lanjut ke proses fraksinasi.

B. Fractionation Section

Pada seksi 2, tahap ini berfungsi untuk memecah komponen gas alam menjadi LNG, LPG, dan *condensate*. Gas difraksinasi menggunakan *deethanizer column* (D-210) dengan suhu 18,16°C dan tekanan 49,11 bar untuk memisahkan rantai C₁, C₂, dan C₃⁺. Produk atas dari kolom ini dengan suhu -49,29°C yaitu fraksi C₁ dan C₂ dan fraksi berat lainnya akan dikondensasikan terlebih dahulu hingga suhu -70,74°C melalui *deethanizer condenser* (E-212) untuk mengkondensasikan fraksi berat yang terikut. Setelah itu dipisahkan melalui *deethanizer reflux drum* (H-213). Kemudian C₁ dan C₂ yang lolos akan dialirkan menuju seksi *liquefaction* untuk dijadikan LNG, sedangkan hasil selain C₁ dan C₂ akan dialirkan kembali ke kolom *deethanizer* dengan penambahan tekanan dari 35 bar hingga 40 bar melalui *deethanizer pump* (L-214). Produk bawah *deethanizer column* (D-210) dengan suhu 96,66°C akan dipanaskan terlebih dahulu menggunakan *deethanizer reboiler* (E-215) hingga suhu 108,5°C dengan tujuan untuk menguapkan fraksi ringan C₁ dan C₂ agar tidak terikut ke proses selanjutnya.

Selanjutnya untuk produk bawah berupa fraksi C₃⁺ akan diturunkan tekanannya terlebih dahulu hingga 20 bar dan suhu 77,86°C menggunakan *debutanizer inlet valve* (K-221) untuk memenuhi kondisi operasi optimal *debutanizer column* (D-220). Tujuan dari fraksinasi di *debutanizer column* (D-220) adalah untuk memisahkan C₃ dan C₄ sebagai produk LPG dan C₅⁺ sebagai produk *condensate*. Produk atas dengan suhu 64,29°C yang berupa C₃, C₄, dan C₅⁺ akan dikondensasikan hingga suhu 55,77°C menggunakan *debutanizer condenser* (E-222) agar C₅⁺ dapat terkondensasi dan dipisahkan melalui *debutanizer reflux drum* (H-223). Produk atas *debutanizer reflux drum* (H-223) dengan komposisi C₃ dan C₄ kemudian akan digunakan sebagai produk LPG dan disimpan dalam *LPG storage tank* (F-420). Sedangkan, produk bawahnya akan dinaikkan tekanannya menggunakan *debutanizer pump* (L-224) hingga 20 bar dan dialirkan kembali ke *debutanizer column* (D-220). Produk bawah *debutanizer column* (D-220) dengan suhu 184,6°C akan dipanaskan terlebih dahulu menggunakan *debutanizer reboiler* (E-225) hingga suhu 195,3°C dengan tujuan untuk menguapkan fraksi ringan C₃ dan C₄ agar tidak terikut ke proses berikutnya. Produk *condensate* dengan suhu 195,3°C dan tekanan 20 bar akan disimpan di *condensate storage tank* (F-430).

C. Liquefaction Section

Section 3 atau bagian *liquefaction* merupakan bagian untuk mengubah fase gas alam yang sebagian besar terdiri dari metana dan etana menjadi *liquid* sebagai produk utama dari pabrik LNG. *Dual mixed refrigerant* (DMR) memanfaatkan *mixed refrigerant* sebagai cairan pendingin untuk gas alam. Konfigurasi DMR yang digunakan terdiri dari *pre-cooling* menggunakan *Warm Mixed refrigerant* (WMR) dan *sub-cooling* menggunakan *Cold Mixed refrigerant* (CMR). WMR umumnya terdiri dari komponen etana, propana, pentana, dan

nitrogen sedangkan CMR terdiri dari metana, etana, propana, dan nitrogen.

Gas alam dari *top product deethanizer column* (D-210) memasuki *warm mixed refrigerant coolbox 1* (E-310) untuk didinginkan tahap pertama dari suhu $-79,3^{\circ}\text{C}$ hingga -85°C menggunakan WMR. Setelah itu, gas alam akan didinginkan tahap kedua menggunakan *warm mixed refrigerant coolbox 2* (E-320) hingga suhu -110°C . WMR sendiri digunakan untuk *pre-cool* gas alam secara dua tahap. Sedangkan, CMR digunakan untuk *sub-cooling* untuk mencairkan gas alam hingga suhu -160°C yang membuat gas alam mencair hingga terbentuk *Liquefied Natural Gas* (LNG).

Siklus WMR yang telah digunakan untuk *pre-cool* pertama dengan fase *liquid* akan dipanaskan terlebih dahulu menggunakan *WMR heater* (E-312) hingga suhu 28°C yang kemudian dinaikkan tekanannya hingga 15,8 bar menggunakan *WMR 3 stage compressor* (G-313) hingga semua fasenya berubah menjadi gas. Setelah itu, gas didinginkan hingga kembali pada suhu 28°C menggunakan *WMR cooler* (E-315). Dari hasil pendinginan ini terbentuk dua fasa yaitu gas dan *liquid* yang kemudian akan dipisahkan menggunakan *WMR flash tank* (E-316). WMR yang berfase *liquid* akan dilewatkan ke *warm mixed refrigerant coolbox 1* (E-310) untuk ditukarkan panasnya dengan gas alam hingga suhu $-60,5^{\circ}\text{C}$ yang kemudian diturunkan tekanannya secara signifikan dari 15,98 bar hingga 1,5 bar menggunakan *WMR JT valve 1* (K-323) sehingga terjadi penurunan suhu juga yang nantinya akan digunakan sebagai aliran dingin di *warm mixed refrigerant coolbox 1* (E-310). Sedangkan aliran gas dari *WMR flash tank* (H-316) akan melewati *warm mixed refrigerant coolbox 1* (E-310) untuk ditukarkan panasnya hingga suhu -50°C . Selanjutnya, gas ini akan melewati *warm mixed refrigerant coolbox 2* (E-320) dan dikontakkan dengan gas alam hingga suhunya menjadi $-110,05^{\circ}\text{C}$. Setelah itu, gas tersebut akan melewati *WMR JT valve 2* (K-321) untuk diturunkan tekanannya secara signifikan dari 15,98 ke 1,5 bar sehingga suhunya akan turun hingga $-134,26^{\circ}\text{C}$. Gas yang telah melewati *WMR JT valve 2* (K-321) akan melewati *warm mixed refrigerant cooler 2* (E-320) dan ditukarkan panasnya hingga suhu $-77,72^{\circ}\text{C}$. Gas dari kedua *coolbox* akan dicampurkan di *WMR mixer* (M-322) sehingga suhunya menjadi $-72,42^{\circ}\text{C}$ dan akan digunakan sebagai aliran pendingin untuk *warm mixed refrigerant coolbox 1* (E-310).

Setelah melewati tahap *pre-cool*, gas alam akan masuk ke proses *sub-cool* atau pendinginan ketiga di *cold mixed refrigerant coolbox* (E-330) dari suhu -110°C hingga -160°C dimana suhu tersebut merupakan suhu akhir dari produk LNG. Siklus CMR yang telah digunakan untuk proses *sub-cool* dengan suhu keluaran $-124,12^{\circ}\text{C}$ kemudian didinginkan hingga suhu -170°C pada *CMR cooler 1* (E-331), setelah itu ditukarkan panasnya dengan CMR panas menggunakan *CMR heat exchanger* (E-332). CMR kemudian dikompresi dengan menggunakan *CMR compressor* (G-333) dari tekanan 1,5 bar hingga 3,5 bar dengan tujuan untuk mengubah tekanannya agar sesuai dengan tekanan awal, setelah itu didinginkan hingga suhu 25°C menggunakan *CMR cooler 2* (E-334) lalu ditukarkan panasnya melalui *CMR heat exchanger* (E-332) sehingga suhunya menjadi -160°C dengan tekanan 3,5 bar. Kemudian CMR siap digunakan kembali untuk mendinginkan LNG.

IV. NERACA MASSA DAN ENERGI

Berdasarkan perhitungan neraca massa diperoleh bahwa pabrik berkapasitas produksi 2,08277 MTPA atau 262.975,95 kg/jam membutuhkan 250 MMSCFD gas alam yang diolah untuk menghasilkan beberapa produk berupa LNG sebesar 183.384,14 kg/jam, LPG sebesar 22.828,34 kg/jam, dan *Condensate* sebesar 7.345,33 kg/jam. Dalam proses dibutuhkan air sebesar 371.211,94 kg, MDEA sebesar 187.500 kg, *piperazine* sebesar 62.500 kg, *make-up water* sebesar 53,745 kg/jam, *warm mixed refrigerant* sebesar 200.000 kg, dan *cold mixed refrigerant* sebesar 700.000 kg. Dari keseluruhan proses, dibutuhkan kebutuhan panas sebesar 49.595,576 kW, kebutuhan *power* sebesar 18.448,28 kW, kebutuhan *steam* sebesar 100.358.200 kg/jam, kebutuhan *cooling water* sebesar 6.674.125,341 kg/jam, dan kebutuhan nitrogen sebesar 640.454.267 kg/jam.

V. ANALISA EKONOMI

Analisa ekonomi merupakan salah satu indikator untuk menilai apakah mendirikan pabrik merupakan keputusan yang layak atau tidak. Sebagai dasar dalam menetapkan kelayakan ekonomi suatu pabrik, diperlukan perhitungan terkait kebutuhan bahan baku dan volume produk yang dihasilkan, yang bersumber dari neraca massa yang telah dihitung sebelumnya. Selain itu, aspek lain yang perlu dipertimbangkan meliputi harga peralatan untuk proses produksi, yang ditentukan berdasarkan spesifikasi peralatan yang diperlukan sebagai mana dihitung dalam neraca massa dan energi. Selain faktor-faktor tersebut, analisis biaya juga menjadi esensial untuk mengoperasikan pabrik, melibatkan utilitas, jumlah dan gaji karyawan, serta pengadaan lahan. Oleh karena itu, untuk menilai kelayakan ekonomi suatu pabrik, diperlukan perhitungan berbagai parameter dalam analisis ekonomi.

A. Asumsi-Asumsi

Analisa ekonomi dilakukan dengan metode Discounted Cash Flow, dimana metode perhitungan nilai pada saat ini untuk memperkirakan nilai pada masa mendatang. Adapun asumsi-asumsi yang digunakan adalah sebagai berikut:

1. Modal sendiri (*equity*) sebesar 30% dan modal pinjaman bank (*loan*) sebesar 70%
2. Suku bunga bank sebesar 7,90% (BCA diakses pada 18 Desember 2023)
3. Laju inflasi sebesar 3,78% (bi.go.id diakses pada 18 Desember 2023)
4. Masa konstruksi pabrik selama 2 tahun dengan rincian:(a)Tahun pertama (ke-1) menggunakan 50% modal sendiri (*equity*) dan 50% modal pinjaman (*loan*); (b)Tahun kedua (ke-2) menggunakan sisa modal sendiri (*equity*) dan pinjaman (*loan*)
5. Pembayaran menggunakan modal pinjaman selama masa konstruksi dilakukan secara diskrit dengan cara sebagai berikut;(a)Pada awal masa konstuksi (awal tahun ke (-2)) dilakukan penggunaan pembayaran sebesar 50% dari pinjaman bank (*loan*) untuk keperluan pembelian tanah dan uang muka;(b)Pada akhir tahun kedua masa

- konstruksi (tahun ke (-1)) digunakan sisa modal pinjaman (*loan*)
6. Pengembalian pinjaman dilakukan pada jangka waktu 10 tahun, yaitu 10% per tahun
 7. Umur pabrik diperkirakan selama 15 tahun dengan depresiasi sebesar 10% per tahun
 8. Kapasitas produksi pabrik:
 - a. Tahun ke-1 : 60%
 - b. Tahun ke-2 : 80%
 - c. Tahun ke-3 : 100%
 - d. Pajak pendapatan menurut Pasal 17 Ayat 1. UU No. 36 Tahun 2008 sebesar 30% untuk pendapatan lebih dari Rp500.000.000,00
 9. Serta diasumsikan juga beberapa parameter pendukung sebagai basis perhitungan analisa ekonomi sebagai berikut:
 - a. Kapasitas produksi pabrik : 2.083 MTPA = 2.082.769 ton/tahun
 - b. Lama operasi : 330 hari
 - c. Nilai tukar rupiah (1 USD) : Rp15.993,00
 - d. Tahun pengadaan peralatan : 2026
 - e. Tahun mulai konstruksi : 2027
 - f. Tahun mulai beroperasi : 2029

B. CAPEX dan OPEX

CAPEX (*Capital Expenditure*) merupakan investasi pada aset tetap yang bertujuan untuk meningkatkan nilai aset dan memperluas kapabilitas perusahaan guna meningkatkan keuntungan. Ini juga mencakup total biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan untuk mendirikan pabrik, yang terdiri dari biaya langsung dan biaya tidak langsung. Nilai CAPEX umumnya mengalami depresiasi setiap tahun seiring dengan umur ekonomis aset tersebut. Berdasarkan perhitungan di apendiks C, nilai CAPEX setara dengan *Total Capital Cost* (TCI), yang jumlahnya mencapai Rp10.156.149.845.540,4.

Sementara itu, OPEX (*Operational Expenditure*) adalah pengeluaran yang dilakukan oleh perusahaan untuk memenuhi kebutuhan operasional. Dengan kata lain, OPEX mencakup biaya yang dikeluarkan oleh perusahaan untuk menjaga kelangsungan aset dan memastikan kelancaran aktivitas perusahaan. Berdasarkan perhitungan pada apendiks C, nilai OPEX mencakup biaya *Manufacturing Cost* (MC) dan biaya *General Expenses* (GE), dengan total kedua biaya tersebut mencapai Rp3.530.617.989.533,06.

C. Faktor Kelayakan Pendirian

Faktor kelayakan pabrik dihitung berdasarkan beberapa faktor seperti pada Tabel 7 dan Gambar 2.

VI. ASPEK SOSIAL DAN LINGKUNGAN

Aspek sosial dan lingkungan adalah aspek yang penting dalam Pembangunan suatu pabrik di suatu daerah. Hal ini dikarenakan kedua aspek ini erat kaitannya dengan kondisi penduduk yang tinggal di sekitar kawasan pabrik yang akan dibangun.

A. Aspek Sosial

Secara garis besar, pendirian pabrik LNG dari gas alam di daerah Bangkudulis, Kalimantan Utara memberikan dampak positif bagi masyarakat sekitar. Dampak positif tersebut diantaranya meningkatkan ekonomi Masyarakat dan

terbukanya lapangan kerja baru, terbentuknya sarana dan prasarana umum baru, penggunaan lahan kosong yang efisien dan efektif serta memberikan manfaat kepada berbagai pihak, meningkatkan perekonomian lokal maupun regional, serta pemerataan dan pengembangan pembangunan di daerah-daerah di Indonesia.

Dampak dari pembangunan pabrik ini seperti berkurangnya lahan hijau (hutan) karena alih fungsi lahan, mengakibatkan terjadinya kerusakan lingkungan akibat limbah yang dihasilkan seperti pencemaran air dan tanah oleh limbah zat-zat kimia sisa proses produksi. Solusi untuk menangani permasalahan ini yaitu dengan membuat program *Corporate Social Responsibility* (CSR) dalam mengatasi permasalahan lingkungan dimana nantinya akan dilakukan kegiatan-kegiatan berupa penghijauan lingkungan di sekitar lokasi industri. Selain itu, perusahaan juga dapat memperkecil jumlah limbah yang dihasilkan dengan melakukan pemilihan bahan baku dan peralatan yang ramah lingkungan dan melakukan pengolahan limbah secara bijak agar tidak terjadi kerusakan lingkungan.

B. Aspek Lingkungan

Ditinjau dari aspek lingkungan, pendirian pabrik LNG dari gas alam ini tentunya memiliki limbah utama yaitu *acid gas* dimana tergolong sebagai limbah yang cukup berbahaya karena dapat mengakibatkan emisi gas rumah kaca yang berbahaya bagi lingkungan. Permasalahan ini jika tidak segera ditangani dengan baik oleh perusahaan, maka dapat berakibat fatal pada keberlangsungan pabrik. Akan tetapi, kabar baik untuk permasalahan ini yaitu mulai terdapat beberapa pabrik methanol baru di Indonesia dimana menggunakan bahan baku *acid gas* dalam memproduksi methanol. Oleh karena itu, diperlukan hubungan kerja sama yang baik antara pabrik LNG dengan pabrik produsen methanol supaya dapat teratasi terkait permasalahan yang dapat berdampak terhadap lingkungan.

VII. KESIMPULAN

Dari hasil-hasil yang telah diuraikan pada bab-bab sebelumnya, dapat disimpulkan sebagai berikut: (1) Perencanaan Operasi : Kontinu, 24 jam, 330 hari/tahun; (2) Kapasitas Produksi: 250 MMSCFD; (3) Umur Pabrik: 15 tahun; (4) Masa Konstruksi: 3 tahun; (5) Analisis ekonomi antara lain: (a) IRR : 27,41%; (b) POT: 4 tahun 9 bulan; (c) BEP : 35,53%; (d) NPV: Rp147.760.938.940.629. Dari hasil analisis ekonomi diatas dapat disimpulkan bahwa pabrik LNG dari gas alam dengan kapasitas 250 MMSCFD ini menguntungkan dan layak untuk dikaji lebih lanjut.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] P. A. Putri, S. S. Hajar, G. Wibawa, and Winarsih, "Plant design of cluster LNG (Liquefied Natural Gas) in Bukit Tua Well, Gresik," *Jurnal Teknik ITS*, vol. 2, no. 1, pp. B53–B55, 2013.
- [2] Francis S. Manning and Richard E. Thompson, *Oil Field Processing of Petroleum Volume One*, vol. 1. Tulsa: PennWell Books, 1991.
- [3] Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, *Statistik Minyak dan Gas Bumi Semester I Tahun 2022*. Jakarta: Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, 2022.
- [4] Saeid Mokhatab and William A. Poe, *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. Gulf Professional Publishing, 2012. doi: <https://doi.org/10.1016/C2010-0-66115-3>.

- [5] M. M. Foss, An Overview on Liquefied Natural gas (LNG), its Properties, the LNG Industry, and Safety Consideration. Texas: University of Texas, 2012.