

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 LPG

LPG (*liquefied petroleum gas*) terdiri dari campuran utama propan dan butan dengan sedikit persentase hidrokarbon tidak jenuh (propilen dan butilen) dan beberapa fraksi C₂ yang lebih ringan dan C₅ yang lebih berat. Senyawa yang terdapat dalam LPG adalah propan (C₃H₈), propilen (C₃H₆), normal dan iso-butan (C₄H₁₀) dan Butilen (C₄H₈). LPG merupakan campuran dari hidrokarbon tersebut yang berbentuk gas pada tekanan atmosfer, namun dapat diembunkan menjadi bentuk cair pada suhu normal, dengan tekanan yang cukup besar. Walaupun digunakan sebagai gas, namun untuk kenyamanan dan kemudahannya, disimpan dan ditransport dalam bentuk cair dengan tekanan tertentu. LPG cair, jika menguap membentuk gas dengan volum sekitar 250 kali [4].

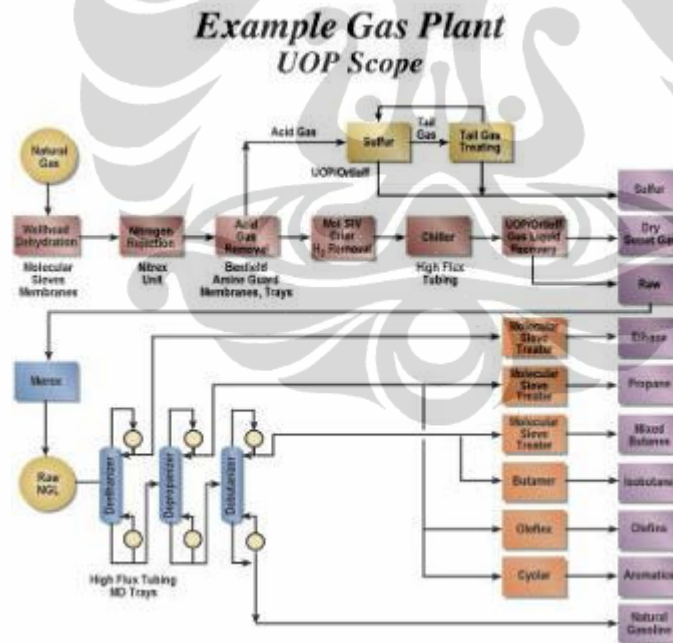
Uap LPG lebih berat dari udara: butan beratnya sekitar dua kali berat udara dan propan sekitar satu setengah kali berat udara. Sehingga, uap dapat mengalir didekat permukaan tanah dan turun hingga ke tingkat yang paling rendah dari lingkungan dan dapat terbakar pada jarak tertentu dari sumber kebocoran. Pada udara yang tenang, uap akan tersebar secara perlahan. Lolosnya gas cair walaupun dalam jumlah sedikit, dapat meningkatkan campuran perbandingan volum uap/udara sehingga dapat menyebabkan bahaya. Untuk membantu pendeteksian kebocoran ke atmosfer, LPG biasanya ditambah bahan yang berbau (misal merkaptan). Harus tersedia ventilasi yang memadai didekat permukaan tanah pada tempat penyimpanan LPG. Karena alasan diatas, sebaiknya tidak menyimpan silinder LPG di gudang bawah tanah atau lantai bawah tanah yang tidak memiliki ventilasi udara.

2.2 TEKNOLOGI KILANG LPG [6]

LPG dapat dihasilkan dari hasil pemrosesan crude di kilang minyak, serta pemisahan komponen C₃ dan C₄ dari gas alam maupun gas suar (flare gas). Perolehan LPG dari lapangan gas sangat bergantung dari komposisi gas alam yang dihasilkan sumur gas. Gas dengan karakteristik ringan atau mengandung sedikit hidrokarbon menengah dan berat

umumnya kurang ekonomis untuk dijadikan umpan produksi LPG. Hal ini disebabkan proses produksi LPG dari metana memerlukan konversi kimiawi yang tidak murah. Di lain pihak, gas alam yang mengandung banyak komponen hidrokarbon menengah (C_3 hingga C_5), umumnya sesuai sebagai umpan produksi LPG.

Dampak pemisahan komponen C_3 dan C_4 secara umum adalah menurunkan nilai panas atau kandungan energi dari gas alam. Meskipun demikian, pemisahan komponen C_3 - C_4 dari gas alam merupakan suatu opsi jika terdapat pasar yang ekonomis untuk produk LPG atau jika kandungan komponen C_3 - C_4 gas alam tersebut terlalu tinggi sehingga menyebabkan produk akhir gas alam yang akan ditransportasikan lewat pipeline cenderung terlalu mudah mengembun. Pemisahan komponen C_3 - C_4 dapat dilakukan secara terintegrasi di fasilitas pengolahan gas (*Central Processing Plant* atau CPP) yang umumnya terletak berdekatan dengan lapangan gas. Gambar 2.1 merupakan contoh skema proses pengolahan gas pada fasilitas CPP, yang melibatkan produksi LPG.



Gambar 2.1 Skema Proses Pengolahan Gas di CPP yang Melibatkan Produksi LPG

Proses pemisahan komponen C_3 dan C_4 dari gas alam dilakukan terhadap gas alam yang sudah dikurangi kadar air dan gas-gas asamnya (H_2S , merkaptan, CO_2). Sejumlah

teknologi dasar pemisahan yang dikenal dalam rancangan LPG plant yang terintegrasi dengan proses produksi di lapangan gas adalah sebagai berikut:

- Pemisahan dengan cara penyerapan komponen C_3-C_4 oleh hidrokarbon cair ringan (*light oil absorption*), diikuti dengan pemisahan kembali C_3-C_4 dari hidrokarbon cair dengan cara distilasi;
- Pemisahan dengan cara mendinginkan gas-gas C_3-C_4 dengan siklus refrigerasi hingga di bawah titik embunnya, sehingga gas-gas tersebut terpisah sebagai produk cair;
- Pemisahan dengan cara pendinginan gas alam, dengan memanfaatkan peristiwa penurunan temperatur gas jika dikurangi tekanannya secara mendadak, sehingga komponen C_3-C_4 mengalami pengembunan;
- Pemisahan komponen C_3-C_4 dengan menggunakan membran dengan ukuran pori sedemikian sehingga komponen yang lebih ringan (C_1-C_2) mampu menerobos membran, sedangkan komponen LPG tertinggal dalam aliran gas umpan.

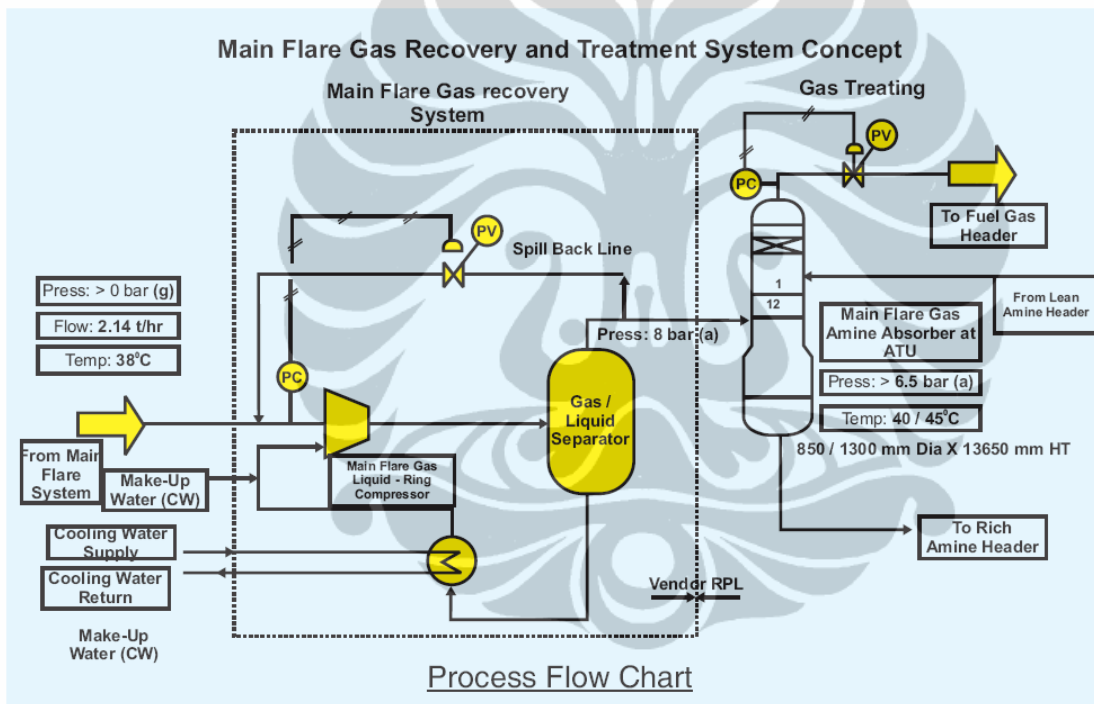
2.3 LPG dari Pemanfaatan Gas Suar Bakar [6]

Flare gas atau *flare stack* adalah cerobong vertikal yang dapat dijumpai di lapangan minyak, di kilang, di pabrik kimia, dan *landfill*, digunakan untuk membakar gas buangan yang tidak lagi dapat dimanfaatkan atau gas *flammable* dan cairan yang dilepaskan oleh *pressure relief valve* (PRV) ketika terjadi kelebihan tekanan. Di banyak lapangan minyak yang menghasilkan *gas associated* hampir dapat dipastikan akan terdapat gas suar bakar. Hal ini disebabkan oleh beberapa alasan seperti kualitas gas yang rendah (terlalu asam), demand potensial dan utilisasi yang rendah, keekonomian yang tidak memadai dalam pengolahannya. Gas "buangan" yang berlebih ini selain dibakar di-*flare* dapat pula di-*vent*. Proses *venting* adalah pelepasan gas langsung dari cerobong langsung menuju atmosfer tanpa dibakar terlebih dahulu.

Pada saat ini, Bank Dunia telah memperkirakan bahwa setiap tahun gas alam yang di-*flare* dan di-*vent* adalah sebanyak 100 juta kaki kubik. Jumlah ini setara dengan konsumsi Jerman dan Perancis selama satu tahun, atau dua kali konsumsi gas Afrika, atau tiga perempat ekspor gas Rusia, atau cukup untuk 20 hari konsumsi gas seluruh dunia.

Indonesia merupakan salah satu kontributor utama untuk gas flare selain Nigeria, Russia, Iran, Aljazair, Mexico, Venezuela, dan Amerika Serikat.

Karakteristik dari *gas associated* bervariasi dalam komposisi, laju alir, dan frekuensi untuk proses *flaring* dan *venting*-nya bergantung kepada masing-masing lapangan. Oleh karenanya, teknologi untuk utilisasi *gas associated* juga akan bervariasi. *Screening* untuk teknologi yang akan digunakan untuk *recovery* dan utilisasi *gas flare* memerlukan kajian tersendiri dan akan tergantung kepada demand potensial yang akan berpengaruh terhadap keekonomian dari usaha utilitasnya. Skema generik *recovery* gas suar bakar ditunjukkan pada Gambar 2.2 di bawah ini:



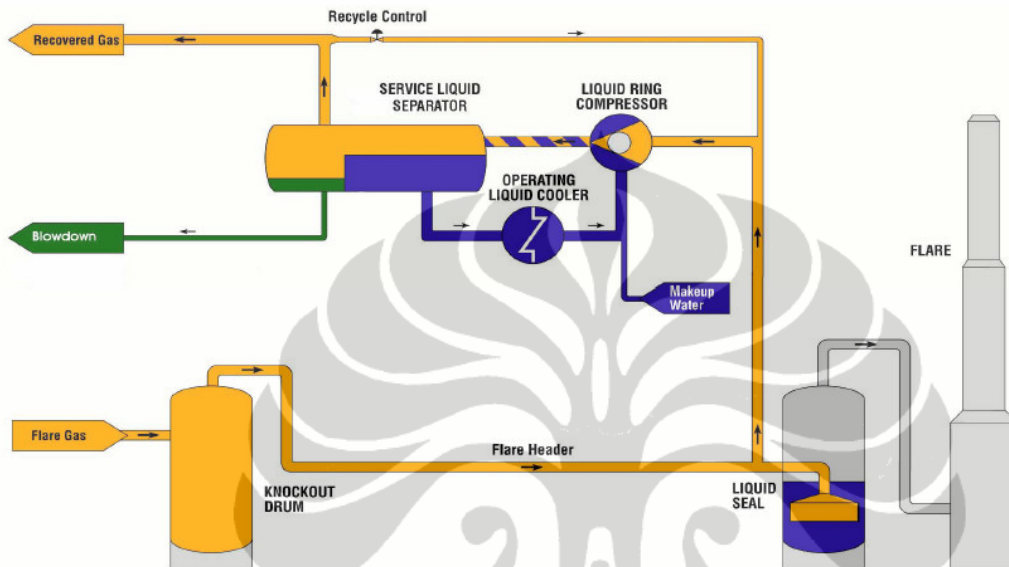
Gambar 2.2 Konsep *Recovery Flare Gas*

Secara umum terdapat beberapa opsi untuk pemanfaatan gas suar bakar, diantaranya adalah:

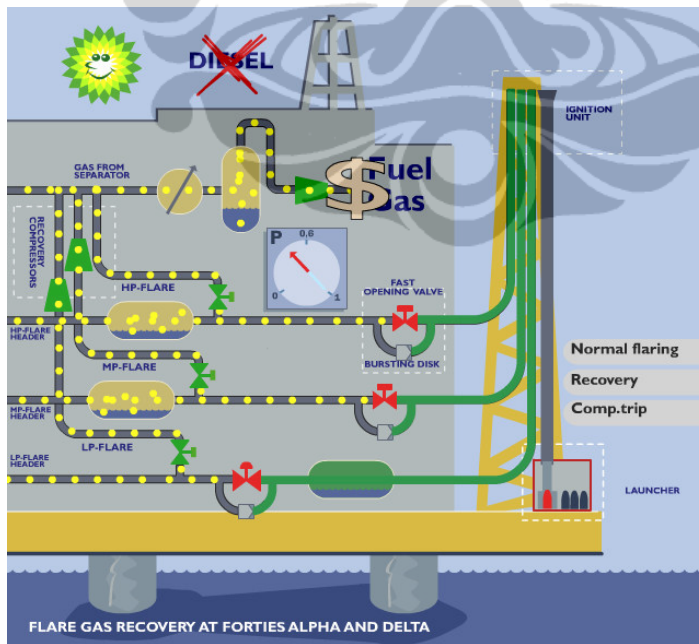
- Mini *Liquefied Petroleum Gas* (LPG) Plant
- Produksi Kondensat
- Mini *Liquefied Natural Gas* (LNG)
- Pemanfaatan untuk *Gas Engine*

- Sebagai Bahan Baku (*Chemical Feedstock*); dan
- Pengambilan CO₂

Pemanfaatan gas suar bakar untuk produksi LPG, secara umum dapat digambarkan dalam Gambar 2.3 dan 2.4 berikut:



Gambar 2.3 Pemanfaatan Flare Gas Untuk LPG



Gambar 2.4 Recovery Flare Gas

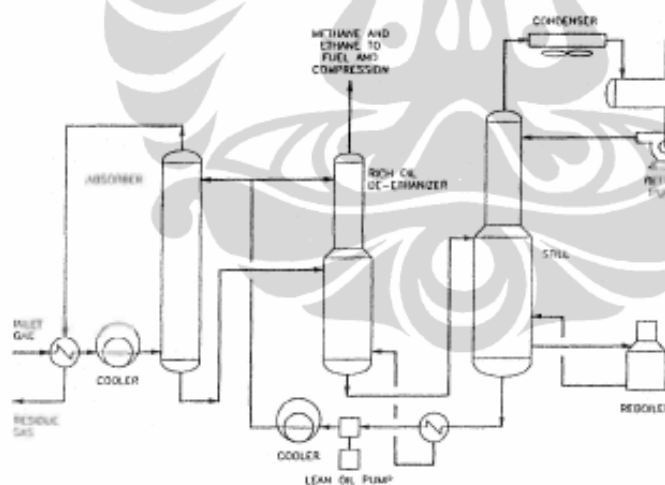
Beberapa hal yang harus dipertimbangkan dalam produksi LPG dari gas suar bakar:

1. Fraksi C_3 dan C_4 dalam gas suar harus cukup tinggi dalam pertimbangan ekonomis untuk produksi LPG.
2. Laju alir gas umpan yang akan diproses, minimum 1 MMSCFD, hal ini berdasarkan mini LPG plant yang ada sekarang.
3. Gas umpan memiliki kandungan CO_2 yang rendah. Untuk kasus khusus dengan kandungan CO_2 yang tinggi, mini LPG plant harus dilengkapi dengan CO_2 absorber untuk menurunkan kandungan CO_2 sebelum masuk tahapan proses berikutnya.

Berikut adalah ulasan ringkas mengenai kelompok-kelompok teknologi pemisahan LPG di atas [6].

1. Pemisahan dengan hidrokarbon cair ringan (*Lean Oil Absorption*)

Gambar 2.5 menampilkan diagram alir proses sederhana proses pemisahan LPG dengan teknologi tipe *Lean Oil Absorption*.



Gambar 2.5 Diagram Alir Proses Pemisahan LPG Tipe *Lean Oil Absorption*

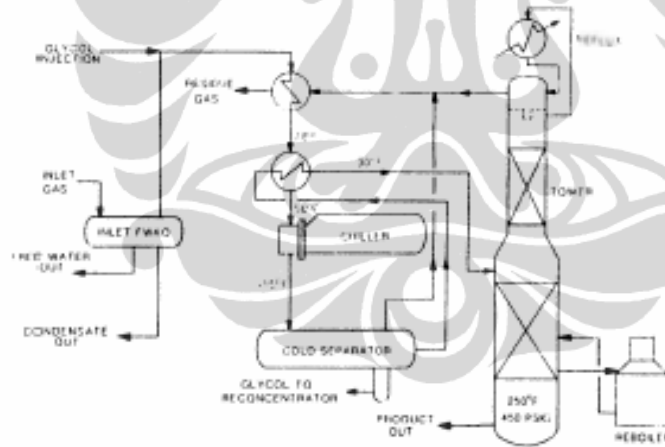
Dalam proses ini, gas umpan mula-mula didinginkan melalui pertukaran panas dengan gas residu hasil pemisahan LPG. Gas umpan kemudian diumpankan ke kolom absorber, dimana komponen C_3 - C_4 diserap oleh aliran hidrokarbon kerosin yang mengalir berlawanan arah dengan gas umpan. Kerosin yang jenuh dengan komponen LPG (*rich*

oil) kemudian diumpungkan di kolom deethanizer untuk memisahkan komponen gas-gas ringan (metana dan etana), sebelum diumpungkan ke kolom stripper (disebut juga dengan still column). Di dalam still column, kerosin yang membawa komponen LPG dipanaskan, sehingga gas-gas C₃-C₄ terlepas ke puncak kolom dan ditarik keluar sebagai gas produk. Gas produk ini selanjutnya dikompresi sehingga mengembun menjadi LPG.

Proses *Lean Oil* dewasa ini sudah ditinggalkan karena sulit untuk dioperasikan, dan kurang andal karena kerosin yang digunakan sebagai penyerap cenderung mengalami degradasi terhadap waktu. Selain itu, teknologi ini memiliki efisiensi pemisahan LPG yang relatif rendah, yakni sekitar 80% untuk C₃, 90% untuk C₄, dan 98% untuk fraksi berat (C₅₊).

2. Pemisahan LPG melalui Refrijerasi

Gambar 2.6 menampilkan diagram alir proses disederhanakan untuk pemisahan LPG yang menerapkan teknologi refrijerasi.



Gambar 2.6 Proses Pemisahan LPG dengan Refrijerasi

Proses ini berintikan pendinginan aliran gas alam umpan di bawah temperatur pengembunan fraksi LPG dengan menggunakan refrijeran berupa gas propana atau freon. Gas umpan terlebih dahulu diturunkan kadar airnya dengan cara dehidrasi dengan glikol. Glikol mengikat air dari gas umpan, sehingga kecenderungan gas untuk membentuk hidrat selama proses pengembunan LPG dapat ditekan. Glikol yang telah jenuh dengan

air dapat dipulihkan kembali dengan cara pemanasan, sebelum dikembalikan ke proses pemisahan LPG.

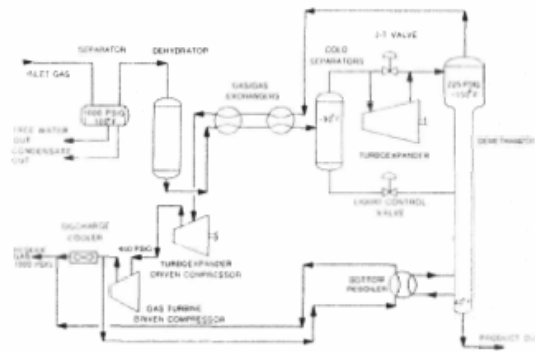
Gas alam umpan yang telah didehidrasi selanjutnya diumpankan ke unit Chiller, dimana gas didinginkan oleh refrijeran. Pendinginan ini menyebabkan terbentuknya tiga fasa, yakni larutan glikol-air, campuran hidrokarbon cair yang terutama terdiri dari LPG yang melarutkan gas-gas ringan (metana dan etana), serta fasa gas hidrokarbon ringan yang tidak terembunkan. Larutan glikol-air dikembalikan ke unit pemekatan glikol. Aliran gas yang tidak terembunkan dapat digabungkan dengan sales gas ke pipeline, atau dimanfaatkan sebagai bahan bakar untuk kebutuhan utilitas pabrik. Aliran hidrokarbon cair selanjutnya diumpankan ke kolom distilasi untuk dikurangi kadar gas ringannya. Pengurangan kadar gas ringan ini berlangsung pada temperatur rendah, yakni sekitar 30 °F. Produk LPG dikeluarkan dari bagian dasar kolom distilasi ini.

Proses pemisahan LPG yang menerapkan teknologi refrijerasi memiliki efisiensi pemisahan yang cukup tinggi, yakni sekitar 85% untuk komponen C₃, 94% untuk C₄, dan 98% untuk fraksi hidrokarbon cair berat (C₅₊). Komposisi dan karakteristik tekanan uap produk LPG dapat dikendalikan dengan mengatur tekanan dan temperatur operasi kolom distilasi produk.

3. Pemisahan LPG dengan Pendinginan Kriojenik

Pada proses ini, fraksi LPG dipisahkan dengan cara pendinginan, yang dihasilkan oleh efek penurunan temperatur gas karena penurunan tekanan secara mendadak. Penurunan tekanan gas umpan ini dapat diperoleh dengan cara mengalirkan gas umpan bertekanan tinggi melalui katup ekspansi Joule-Thompson (J-T valve), atau melalui unit turboexpander. Ekspansi gas secara mendadak ini dapat menghasilkan temperatur sangat rendah, yakni sekitar -100 hingga -150 °F. Temperatur ini jauh lebih rendah daripada yang dapat dicapai pada proses refrijerasi.

Gambar 2.7 menampilkan diagram alir proses disederhanakan dari proses pemisahan LPG dengan pendinginan kriojenik.



Gambar 2.7 Proses Pemisahan LPG dengan kriojenik

Dalam proses ini, gas umpan bertekanan tinggi (sekitar 1000 psi) mula-mula dikurangi kadar airnya melalui kontak dengan glikol di unit dehidrator. Gas umpan yang telah kering kemudian didinginkan oleh gas keluaran dari unit turboexpander utama atau unit J-T valve. Pendinginan ini terjadi di bawah temperatur pengembunan C_3-C_4 , sehingga terjadi pemisahan komponen-komponen LPG tersebut ke dalam fasa cair. Fasa cair LPG ini dipisahkan dari aliran sisa gas yang tidak mengembun dalam unit Cold Separator.

Sisa gas dari Cold Separator diumpankan ke J-T valve atau Turboexpander sehingga mengalami penurunan temperatur secara drastis. Fraksi cair dari Cold Separator diumpankan ke kolom De-Methanizer, yang berfungsi menghilangkan gas-gas ringan (komponen C_1-C_2) dari fraksi C_3-C_4 cair melalui proses pemanasan dan distilasi. Produk LPG dikeluarkan dari bagian dasar kolom De-Methanizer, sedangkan gas ringan dari bagian puncak kolom digunakan untuk mendinginkan gas umpan.

Proses kriojenik ini memungkinkan temperatur pemisahan yang lebih rendah daripada proses-proses pemisahan LPG lainnya, sehingga memberikan efisiensi pemisahan yang tertinggi. Persentase pemisahan yang dapat dicapai oleh proses kriojenik adalah sekitar 60% untuk komponen C_2 (yang tidak dapat dipisahkan oleh proses-proses lainnya), 90% untuk C_3 , dan hampir 100% untuk komponen C_{4+} . Proses kriojenik merupakan proses pemisahan LPG yang paling banyak digunakan di dunia, yang disebabkan oleh efisiensi pemisahan yang tertinggi dibandingkan dengan proses-proses lainnya.

Pemilihan proses produksi LPG seringkali mempertimbangkan kondisi umpan gas yang akan diproses, selain itu posisi produk LPG sebagai produk samping menjadikan pemilihan proses LPG juga tergantung oleh proses induknya. Hampir semua proses produksi LPG mempunyai parameter proses yang sama untuk meninjau peformansi proses tersebut (kecuali proses produksi LPG yang melalui reaksi bukan pemisahan).

Parameter-parameter proses yang harus diperhatikan agar mendapatkan hasil yang maksimal diantaranya adalah:

- *Recovery level*,
adalah efisiensi pemisahan LPG dari gas umpan. Semakin besar recovery level sebuah proses, semakin bagus performansinya. *Recovery level* biasanya berbanding lurus dengan energi yang diperlukan proses, semakin besar recovery level sebuah proses, maka energi yang diperlukan akan bertambah juga.
- Tekanan masuk umpan,
tekanan yang tinggi (sekitar 500 – 700 psig) akan mempermudah proses pemisahan C_{3+} sebagai komponen utama LPG. Oleh karena itu, tekanan masuk umpan gas yang rendah akan menambah biaya operasi untuk mencapai kondisi operasi yang akan dicapai agar dapat dilakukan pemisahan C_{3+} .
- Refrijerasi,
dalam proses pemisahan C_{3+} diperlukan temperatur yang sangat rendah, sehingga diperlukan media untuk penurunan temperatur, semua proses produksi LPG menggunakan refrijerasi untuk menurunkan temperatur proses. Refrijerasi dapat digunakan sebagai “fine tune” sebuah proses produksi LPG, karena proses pendinginan adalah inti dari semua proses produksi LPG yang membutuhkan energi yang paling besar.

Efisiensi proses yang lebih tinggi sebuah proses produksi LPG maka berdampak pada:

- konsumsi energi per unit produk akan berkurang
- meningkatkan kapasitas pabrik dengan energi kompresi gas yang sama sehingga mengurangi biaya operasi per unit produk
- akan meningkatkan laju penjualan dan pengembalian modal

2.4 Sistem Transportasi dan Distribusi LPG [6]

2.4.1 Pola Umum Distribusi LPG

Produk LPG dapat diangkut secara curah, hingga dalam kemasan botol/ tangki mini yang sesuai untuk penggunaan rumah tangga. Suatu fasilitas distribusi LPG pada dasarnya menjalankan pemindahan produk LPG dari moda transportasi/ penimbunan berbentuk curah menjadi unit-unit transportasi/penimbunan yang lebih kecil.

Transportasi LPG dapat dilakukan dengan 4 macam moda transportasi pokok, yakni jaringan pipa (*pipeline*), kereta api, kapal tanker, dan kendaraan darat/truk tanker. Dalam pola distribusi tersebut, LPG yang diimpor secara curah dengan kapal atau diproduksi oleh kilang-kilang LPG (sebagai *supplier* LPG) di darat diangkut melalui jaringan pipa atau kapal tanker menuju fasilitas pusat distribusi yang terletak di darat. Dari pusat distribusi, LPG diangkut dengan kereta api atau truk tangki ke fasilitas penerima LPG (*LPG receiver*). Penerima LPG ini dapat berupa konsumen berskala besar (pabrik-pabrik, kawasan industri, pembangkit listrik, dan sebagainya), perusahaan penjual LPG curah berkapasitas kecil, maupun fasilitas pembotolan LPG (*LPG bottling plant*). Dari fasilitas *LPG receiver*, transportasi LPG menuju titik penggunaan akhir dapat dilaksanakan melalui truk tangki berukuran kecil, tabung-tabung gas, maupun jaringan perpipaan lokal (misalnya dalam kawasan industri).

2.4.2 Sarana Transportasi LPG

Berikut adalah ulasan ringkas mengenai teknologi sistem transportasi LPG melalui moda-moda transportasi yang disebutkan di atas.

2.4.2.1 Transportasi Laut

Komponen-komponen LPG, yakni propan dan butan, dapat diangkut dengan relatif mudah oleh kapal-kapal tanker. Transportasi jarak jauh untuk impor LPG umumnya dilakukan dengan kapal tanker samudera berukuran besar, dengan kapasitas muatan hingga 20.000 ton, pada kondisi temperatur rendah (hingga sekitar -50°C) yang dimungkinkan oleh sistem refrigerasi pada tangki-tangki di kapal tanker tersebut.

Transportasi LPG dari fasilitas produksi pada anjungan lepas pantai menuju fasilitas penimbunan di kawasan pelabuhan dapat dilaksanakan dengan kapal-kapal tanker pantai (coastal tankers). Kapal-kapal tanker pantai ini umumnya berkapasitas hingga 500 ton, dan menyimpan LPG dalam kondisi bertekanan agak tinggi. Gambar 2.8a dan 2.8b masing-masing menampilkan contoh kapal tanker LPG berkapasitas besar (tanker samudera) dan kapal tanker pantai.



Gambar 2.8a. Kapal tanker LPG berukuran besar (tanker LPG samudera)



Gambar 2.8b. Kapal tanker LPG berukuran kecil (tanker LPG pantai)

2.4.2.2 Truk tangki LPG

Truk tangki merupakan sarana transportasi yang paling banyak digunakan untuk memindahkan LPG dari fasilitas terminal LPG di kawasan pelabuhan, kilang-kilang minyak, fasilitas produksi terpusat di lapangan gas (*central production plant*), atau dari depo-depo distribusi sekunder yang tersebar di daerah. Truk tangki LPG dapat dilengkapi dengan pompa untuk melayani pembeli-pembeli yang tidak memiliki fasilitas pemompaan sendiri. Selain pompa, truk tangki juga dapat dilengkapi dengan instrumen pengukur (*metering unit*) untuk menjamin pengiriman produk dalam kuantitas yang akurat.

Dua kategori utama truk tangki LPG digunakan di Indonesia, yakni kategori truk kecil dengan kapasitas 2-9,5 ton, dan kategori truk besar/*semi-trailer* dengan kapasitas 10, 12 atau 15 ton. Pemilihan kapasitas truk ini tentunya bergantung pada volume kebutuhan pembeli, serta spesifikasi jalan raya yang dilalui truk tangki. Gambar 2.9a dan 2.9b masing-masing menampilkan foto truk tangki LPG berkategori kecil dan besar/*semi-trailer*.



Gambar 2.9a. Truk tangki LPG kecil (kapasitas 9,5 ton)



Gambar 2.9b. Truk tangki LPG besar (kapasitas 15 ton)

2.4.2.3 Kereta Api

Penggunaan tangki-tangki LPG yang dipasang di atas gerbong kereta api merupakan sarana transportasi yang sesuai untuk pemindahan LPG dalam volume yang relatif cukup besar, namun tidak cukup besar untuk ditransportasikan dengan jaringan pipa. Transportasi LPG dengan kereta api dilaksanakan dengan tangki-tangki gerbong bertekanan, dengan kapasitas bersih LPG sekitar 40-50 ton per gerbong.

Konfigurasi tangki LPG untuk transportasi dengan kereta api dapat berupa tangki peti kemas (ISO tank) maupun tangki gerbong biasa. Gambar 2.10a dan 2.10b masing-masing menampilkan foto tangki kereta api LPG yang dirancang sebagai ISO tank dan sebagai tangki gerbong biasa. Kelebihan dari tangki peti kemas adalah memiliki fleksibilitas antarmoda yang baik, yang berarti bahwa tangki tipe ISO tank ini dapat dengan mudah digunakan untuk transportasi LPG dengan kapal peti kemas, kereta api, dan truk peti kemas sekaligus. Adapun kelebihan dari tangki LPG tipe gerbong biasa adalah kapasitasnya yang umumnya lebih besar daripada ISO tank.



Gambar 2.10a ISO tank/tangki kontainer untuk transportasi LPG dengan kereta api



Gambar 2.10b Tangki Gerbong biasa untuk transportasi LPG dengan kereta api

2.4.3 Fasilitas Terminal LPG

Fasilitas terminal LPG berfungsi menerima, menimbun dan memindahkan produk LPG yang berasal dari pengapalan impor dengan kapal tanker dan/atau dari kilang-kilang produksi LPG (baik yang terintegrasi dengan kilang minyak maupun lapangan gas), ke moda transportasi lain seperti kereta api, kapal tanker yang berkapasitas lebih kecil, maupun truk tangki. Sebaliknya, terminal LPG juga dapat berfungsi memuat produk LPG dari fasilitas produksi di darat ke kapal-kapal tanker besar untuk diekspor.

Unit-unit utama yang umum dijumpai dalam fasilitas terminal LPG adalah tangki-tangki penimbunan (umumnya tipe tangki berinsulasi), pompa-pompa untuk bongkar-muat, saluran pemuat / loading arm yang berfungsi menyalurkan LPG ke dalam kapal atau truk, serta sistem instrumen pengukuran (metering station) untuk menjamin akurasi pemindahan produk. Gambar 2.11 menampilkan foto-foto unit-unit dalam suatu fasilitas terminal LPG.



Gambar 2.11a Tangki- tangki penimbunan LPG di fasilitas terminal LPG



Gambar 2.11b *Loading arm* untuk pemuatan LPG ke kapal tanker



Gambar 2.11c *Loading station* untuk pemuatan LPG ke truk-truk tangki

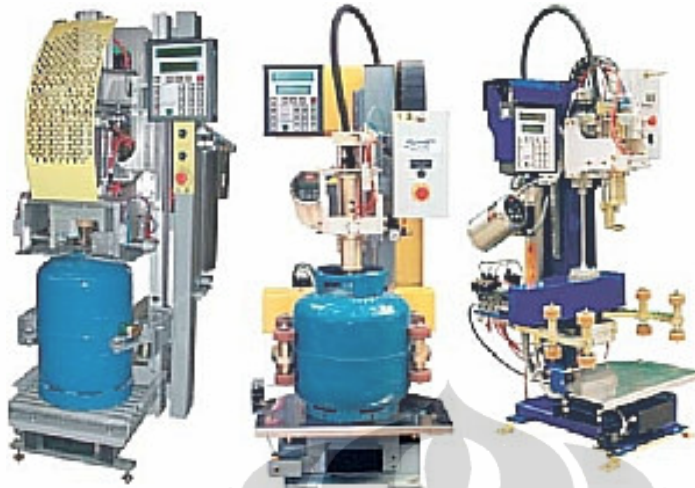
2.4.4 Fasilitas Pembotolan

Penggunaan LPG yang paling luas adalah sebagai bahan bakar untuk keperluan rumah tangga dan industri kecil. Penggunaan LPG ini menuntut distribusi LPG dalam unit-unit yang bervolume kecil, yang dikemas dalam tabung-tabung logam yang dapat dipindahkan dan ditangani secara manual dengan mudah. LPG yang dikemas dalam tabung gas dapat ditransportasikan dengan mudah dengan berbagai sarana, misalnya dengan truk bak terbuka/pick-up biasa.

Dalam pabrik pembotolan LPG terjadi peneraan, pengisian, serta penimbangan tabung-tabung LPG secara otomatis dengan sistem produksi ban berjalan. Gambar 2.12a. menampilkan sistem pengisian tabung LPG berkonfigurasi *carousel*, sedangkan Gambar 2.12b menampilkan mesin pengisi (*filling station*) tabung LPG yang sekaligus melaksanakan penakaran volume atau massa pengisian, serta penimbangan tabung LPG.



Gambar 2.12a Jalur pengisian tabung LPG dengan konfigurasi *carousel*



Gambar 2.12b *Filling station* tabung LPG yang sekaligus melaksanakan penakaran volume atau massa pengisian, serta penimbangan tabung LPG

2.5 ANALISIS *SUPPLY-DEMAND* LPG

2.5.1 KEBUTUHAN LPG

Pengguna LPG yang terbesar pada saat ini adalah rumah tangga, sedangkan sektor industri masih relatif rendah. Kebutuhan LPG secara nasional dapat direpresentasikan dari realisasi penjualan LPG dalam negeri, akan tetapi hal ini akan lebih mendekati kebutuhan sebenarnya hanya pada sektor rumah tangga, sedangkan data penjualan pada sektor industri tidak seluruhnya mencerminkan kebutuhan LPG secara nasional. Keadaan ini disebabkan tidak seluruh industri yang membutuhkan LPG mendapat kesempatan pasokan seperti yang diharapkan. Tabel 2.1 berikut memperlihatkan pemakaian/konsumsi LPG untuk setiap sektornya di Indonesia dari tahun 2000 hingga tahun 2007.

Tabel 2.1 Konsumsi LPG per Sektor di Indonesia [12]

Tahun	Konsumsi LPG (ribu ton/tahun)			
	Rumah Tangga	Transportasi	Industri	Total
2000	695.8	0.6	273.3	969.8
2001	723.8	0.8	247.6	972.1
2002	747.6	0.8	278.2	1,026.6
2003	822.7	0.1	205.7	1,028.5
2004	797.5	-	280.2	1,077.7
2005	703.7	-	288.0	991.6
2006	773.0	-	331.3	1,104.3
2007	865	-	288.0	1154.0

Seperti diperlihatkan dalam tabel diatas, bahwa kebutuhan LPG terbesar pada sektor rumah tangga kurang lebih mencapai 70% dari kebutuhan LPG Nasional. Dari tahun 2000 hingga 2006, trend kebutuhan untuk sektor rumah tangga ini meningkat setiap tahunnya sebesar 2% pertahunnya mengikuti trend pertumbuhan penduduk. Hal ini bersesuaian dengan teori ekonometri, bahwa kebutuhan energi untuk sektor rumah tangga sangat dipengaruhi oleh besarnya populasi penduduk yakni dari tahun 2000 hingga tahun 2006 pertumbuhan penduduk Indonesia tercatat kurang lebih sebesar 1.5%. Kemudian untuk sektor transportasi, penggunaan LPG sendiri kurang berkembang dari tahun 2000 mengalami penurunan hingga tidak ada lagi konsumsinya di tahun 2004.

Penggunaan energi di sektor rumah tangga, khususnya minyak tanah telah membebani APBN dimana beban subsidi untuk sektor ini adalah sebesar 31,58 trilyun dari total subsidi BBM tahun 2006 yang sebesar 64,21 trilyun. Beban subsidi untuk rumah tangga ini seharusnya dapat dikurangi bahkan produk minyak tanah dapat memberikan nilai tambah dengan meningkatkan kualitasnya sebagai bahan bakar pesawat udara yaitu avtur yang secara ekonomis lebih baik. Untuk

mengurangi subsidi ini, pemerintah telah mengambil langkah penting yaitu melakukan program konversi penggunaan minyak tanah kepada LPG.

Konversi minyak tanah ke LPG tidak hanya dalam rangka pengurangan subsidi, tetapi juga ditujukan untuk menyentuh persoalan mendasar, yaitu merupakan bantuan untuk rakyat miskin, melainkan kebijakan ini merupakan program yang bertujuan mengurangi subsidi minyak tanah. Sehingga apabila bersandar pada konsep ini, maka sasaran mengubah budaya masyarakat untuk menggunakan energi yang efisien dan mengurangi ketergantungan masyarakat terhadap BBM.

Secara konsep, konversi minyak tanah ke LPG bukan program konversi minyak tanah ini adalah masyarakat yang potensial meninggalkan bahan bakar minyak dan beralih menggunakan bahan bakar LPG.

Sasaran dari program pengalihan minyak tanah ke LPG ini adalah Zero – Kero 2012, artinya bahwa sampai dengan tahun 2012 akan tercipta suatu kondisi dimana tidak ada lagi minyak tanah bersubsidi yang digunakan untuk memasak. Sesuai dengan PerPres No.9 tahun 2006 maka minyak tanah untuk penerangan tetap tersedia, selain itu minyak tanah akan tetap dipasarkan dengan harga keekonomian atau ditingkatkan nilai tambahnya menjadi avtur.

Untuk mempercepat proses konversi minyak tanah ke LPG, pemerintah telah membuat rencana induk yang tertuang dalam Blueprint LPG Nasional, 2007. Dari rencana tersebut seperti yang ditunjukkan dalam Tabel 2.2 berikut hingga tahun 2012 diperkirakan kebutuhan LPG mencapai kurang lebih 5 juta ton per tahunnya.

Tabel 2.2 Tahapan Konversi Minyak Tanah dan Kebutuhan LPG [1]

TAHUN	KK TERKONVERSI (TAHUN BERJALAN)	VOLUME LPG (MT) (KUMULATIF)	WILAYAH	JUSTIFIKASI WILAYAH
2007	6,000,000	64.390,018	Jawa dan Bali	- Sudah ada tanki timbun - Daerah sekitar kilang penghasil LPG
2008	9,000,000	1.171.019,93	Medan, Riau, Palembang, Jawa, Bali, Balikpapan, Makasar	- Sudah ada tanki timbun - Daerah sekitar kilang penghasil LPG
2009	14,020,000	2.747.963,06	Seluruh Jawa - Bali	- Kesiapan infrastruktur (tangi <i>pressurized</i>)
2010	4,500,000	3.836.328,63	Luar Jawa	- Kesiapan infrastruktur (tangi <i>pressurized</i>)
2011	4,000,000	4.374.915,97	Luar Jawa	
2012	4,500,000	4.918.742,80	Luar Jawa	

Catatan:

- Jawa dan Bali selesai dikonversi pada tahun 2009 (\pm 28 juta KK)
- Sumatra dan kawasan timur Indonesia diselesaikan bertahap antara tahun 2008 – 2012 (\pm 14 juta KK)

2.5.2 PASOKAN LPG

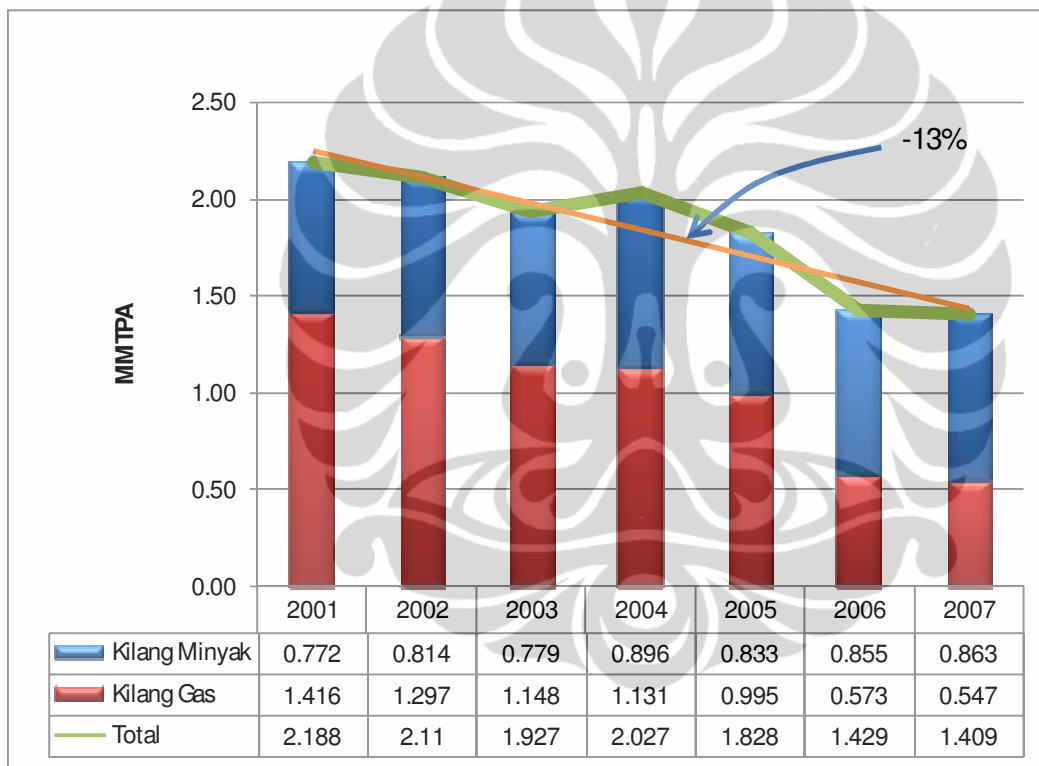
Kemampuan kilang yang ada di Indonesia untuk menghasilkan LPG secara umum dari tahun ke tahun mengalami penurunan. Persentase penurunan terbesar produksi LPG terjadi pada kilang gas sedangkan hasil produksi LPG dari kilang minyak pada lima tahun terakhir ini cukup stabil pada angka sekitar 800.000 Mton pertahun. Kemampuan produksi sejak tahun 1996 hingga tahun 2007 dapat dilihat pada Tabel 2.3.

Tabel 2.3 Produksi LPG Indonesia 1996-2007 [3]

Metric Ton

Tahun	Kilang Gas	Kilang Minyak	Total
1996	2,560,353.47	667,311.00	3,227,664.47
1997	2,101,967.76	684,684.00	2,786,651.76
1998	1,728,095.17	615,849.00	2,343,944.17
1999	1,657,782.08	605,736.00	2,263,518.08
2000	1,321,037.11	766,632.00	2,087,669.11
2001	1,415,533.69	772,143.00	2,187,676.69
2002	1,296,504.70	814,177.00	2,110,681.70
2003	1,148,379.28	778,939.00	1,927,318.28
2004	1,130,540.06	896,395.00	2,026,935.06
2005	1,119,053.11	832,717.00	1,951,770.11
2006	573,193.31	855,397.12	1,428,590.43
2007	546,734.00	862,696.00	1,409,430.00

Dari data-data tersebut diatas, bila dicermati bahwa total produksi LPG Indonesia mengalami penurunan tiap tahunnya kurang lebih sebesar 13% dari tahun 2001 hingga 2007 seperti yang diperlihatkan dalam Gambar 2.1 berikut. Dari kedua jenis kilang yakni kilang gas dan kilang minyak, seperti yang disebutkan sebelumnya bahwa penurunan terbesar karena menurunnya produksi LPG dari kilang gas sedangkan dari kilang minyak relatif lebih stabil. Gambar 2.13 berikut memperlihatkan trend produksi LPG di Indonesia dari kedua jenis kilang tersebut.



Gambar 2.13 Trend Produksi LPG dari Kilang Minyak dan Gas Indonesia [3]

Untuk produksi LPG dari kilang minyak berasal dari unit-unit pengolahan minyak bumi milik Pertamina yang tersebar mulai dari Pangkalan Brandan dengan Unit Pengolahan I hingga Kasim dengan Unit Pengolahan VII. Produksi LPG dari kilang minyak didasarkan pada unit operasi tertentu yang menghasilkan LPG. Untuk kilang minyak UP I, LPG hanya diperoleh dari *crude oil distillation*, di UP II LPG diperoleh dari *crude oil distillation*, *delayed coking*, *hydrocracking* dan *catalytic reforming*. Di UP III, LPG

diperoleh dari unit *crude oil distillation* dan *catalytic cracking*, sedangkan di UP IV LPG diperoleh dari *crude oil distillation*, *visbreaking* dan *catalytic reforming*. Untuk UP V, LPG diperoleh dari tiga unit operasi dan UP VI LPG didapat dari *unit crude oil distillation*, *catalytic cracking* dan *catalytic reforming*. Sementara itu, di UP VII LPG di produksi dari *crude oil distillation* dan *catalytic reforming*. Hal ini lebih rinci diperlihatkan pada Tabel 2.4.

Tabel 2.4 Kapasitas Unit Operasi Kilang Minyak yang Menghasilkan LPG (MBSD crude oil)

Unit	Kilang Pertamina						
	UP I	UP II	UP III	UP IV	UP V	UP VI	UP VII
Associated gas	-	-	-	-	-	(1)	-
Crude oil distillation	5.22	175,0	132,2	348,0	260,0	125,0	10,0
Visbreaking	-	-	-	35,0	-	-	-
Delayed coking	-	35,4	-	-	-	-	-
Catalytic cracking	-	-	20,5	-	-	83,0	-
Hydrocracking	-	55,8	-	-	48,7	-	-
Catalytic Reforming	-	16,3	-	48,1	21,14	28,9	2,0

*Note (1) Kilang LPG Mundu

LPG dari Kilang UP I dan UP VII digunakan sebagai bahan bakar kilang

Tabel 2.5 memperlihatkan kapasitas produksi LPG dari kilang minyak dan gas. Total kemampuan/kapasitas kilang LPG baik dari minyak maupun gas bumi sebesar 2.8 juta ton pertahunnya, akan tetapi seperti yang diperlihatkan dalam tabel sebelumnya bahwa untuk produksi LPG Indonesia saat ini hanya sebesar 50% dari kapasitas kilang yakni sebesar 1.4 jut ton per tahun. Sedangkan Gambar 2.14 memperlihatkan sebaran lokasi kilang LPG maupun LNG yang ada di Indonesia.

Tabel 2.5 Kapasitas Produksi LPG dari Kilang Minyak dan Gas [3]

No	LOKASI	KAPASITAS (MMTPA)
LPG DARI KILANG MINYAK		
1	DUMAI (PERTAMINA)	0,140
2	MUSI (PERTAMINA)	0,055
3	CILACAP (PERTAMINA)	0,277
4	BALIKPAPAN (PERTAMINA)	0,204
5	BALONGAN (PERTAMINA)	0,396
LPG DARI KILANG GAS		
6	ARUN (PT. ARUN)	1,600
7	BONTANG (PT. BADAQ)	1,000
8	MUNDU (PERTAMINA)	0,035
9	P. BRANDAN (PERTAMINA)	0,092
10	TANJUNG SANTAN (KPS CHEVRON)	0,090
11	ARAR (KPS PETROCHINA)	0,014
12	JABUNG (KPS PETROCHINA)	0,072
13	ARJUNA (KPS ARCO)	0,230
14	TUGU BARAT (PT. SUMBER DAYA KELOLA)	0,007
15	MUSI BANYUASIN (PT. MEDCO LPG KAJI)	0,072
16	LIMAU TIMUR (PT. TITIS SAMPURNA)	0,072
17	LANGKAT (PT. MARUTA BUMI PRIMA)	0,017

18	LEMBAK (PT. SURYA ESA PERKASA)	0,045
19	TAMBUN (PT. ODIRA ENERGY PERSADA)	0,054
TOTAL		4.472



Gambar 2-14 Lokasi Kilang LPG dan LNG di Indonesia

2.6 ANALISIS KEEKONOMIAN

Untuk melakukan analisa ekonomi terhadap LPG *Plant* yang akan dibangun dengan tujuan untuk melihat apakah pabrik yang akan dibangun tersebut *feasible*, serta *viable* atau tidak, maka digunakan beberapa parameter. *Feasible* atau tidaknya proyek yang akan dihitung tersebut akan dilihat berdasar berbagai faktor yakni (1) *Payback Period*-nya yang menyatakan kapan modal yang akan diinvestasi dapat kembali, (2) *Internal Rate of Return*, (3) NPV (*Net Present Value*), serta (4) analisa sensitivitas untuk melihat perubahan nilai ekonomis apabila terjadi perubahan terhadap faktor tertentu.

Untuk dapat melakukan perhitungan atau analisa tersebut, terlebih dahulu harus dilakukan perhitungan besarnya total investasi (*total capital investment*) serta biaya operasi yang akan dikeluarkan selama masa operasi dari *plant* yang akan dibangun.

2.6.1 CASH FLOW

Analisis keekonomian dilakukan dalam bentuk *cash flow* yang akan menghasilkan nilai-nilai dari parameter tersebut. *Cash flow* adalah besarnya aliran dana / *cash* yang diterima dan *cash* yang dikeluarkan selama periode proyek. *Net cash flow* adalah selisih *net cash* yang diterima dengan *cash* yang dikeluarkan selama periode proyek.

Salah satu faktor penting dalam melakukan analisis *cash flow* adalah waktu, karena nilai uang sangat dipengaruhi oleh faktor waktu. Pada umumnya dalam tahun-tahun awal kegiatan suatu proyek, banyak investasi/pengeluaran yang harus dikeluarkan seperti untuk membiayai studi awal, studi *engineering*, sampai kepada pembangunan fisik dari proyek tersebut. Hingga periode ini, belum ada aliran dana yang diterima, sehingga *cash flow* masih negatif. Elemen-elemen seperti *gross revenue*, *capital cost*, *operating cost*, *profit*, dan lain-lain merupakan elemen dasar di dalam memahami konsep *cash flow*.

2.6.2 NPV (NET PRESENT VALUE)

Net Present Value (NPV) adalah nilai benefit atau keuntungan yang diperoleh selama masa hidup proyek yang ditinjau pada kondisi saat ini (*discounted*). NPV menunjukkan nilai absolut keuntungan (*earning power*) dari modal yang diinvestasikan pada proyek, yaitu total pendapatan (*discounted*) dikurangi total biaya (*discounted*) selama proyek. Bentuk umum persamaan NPV adalah:

$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

atau dapat juga ditulis sebagai berikut:

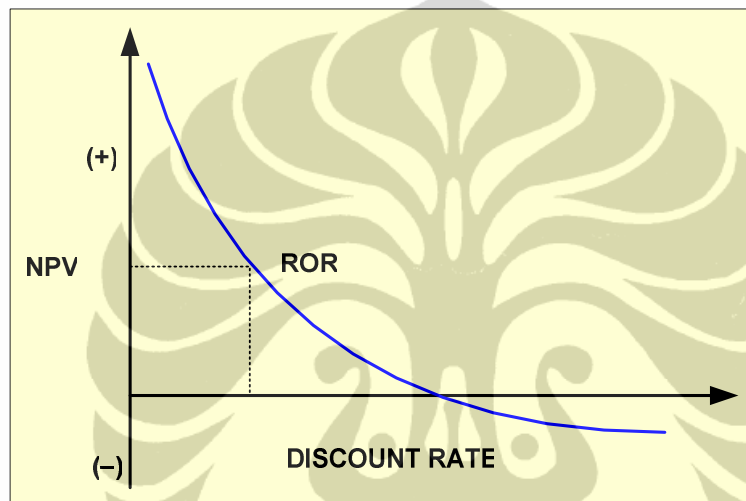
$$NPV = X_0 + \frac{X_1}{(1+i)} + \frac{X_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{X_N}{(1+i)^N} \quad (2)$$

Dimana :

X_t : *cashflow* di tahun ke - t

i : sukubunga (*discount rate*)

Penyelesaiannya bukan secara *trial and error*, tetapi dengan memperhitungkan nilai waktu dan uang, serta dapat pula mempertimbangkan resiko. NPV dihitung dengan menggunakan *discount rate* sama dengan *Marginal Average Rate of Return*. Suatu proyek dinyatakan laik apabila NPV adalah positif dan semakin besar *discount rate* yang dipakai, makin kecil NPV yang diperoleh. Grafik antara NPV terhadap *discount rate* memberikan hubungan seperti Gambar 2.15 dibawah ini:



Gambar 2.15 Korelasi NPV dan ROR

Dalam hal ini suatu perusahaan biasanya menilai suatu proyek investasi berdasar pada prestasi yang telah berlaku. Artinya analisa ekonomi dilakukan dengan menggunakan *interest rate* yang dianggap normal bagi perusahaan. Perusahaan tidak menghitung berapa interest yang mampu dibangkitkan oleh suatu proyek baru, tetapi cenderung untuk meninjau apakah proyek baru tersebut mampu mencapai prestasi normal. Pengukurannya dilakukan dengan menghitung *Net Present Value* dari proyek yang bersangkutan, dimana *Net Present Value* dari suatu proyek investasi merupakan total *Discounted Cashflow* dari proyek tersebut dengan memakai harga *discount rate* tertentu. Apabila NPV positif maka berarti proyek menguntungkan, sebaliknya apabila NPV negatif, berarti proyek tidak mampu mencapai prestasi normal dari perusahaan, artinya secara finansial tidak menguntungkan perusahaan sehingga tidak perlu diimplementasikan. NPV

merupakan salah satu parameter evaluasi keuangan yang paling sehat dan kuat untuk mengestimasi nilai investasi.

2.6.3 IRR (*INTERNAL RATE OF RETURN*)

Internal Rate of Return (IRR) disebut juga *Discounted Cashflow Rate of Return* atau sering disebut secara singkat *Rate of Return* (ROR). ROR adalah suatu tingkat bunga yang bila dipakai mengkonversikan semua penghasilan dan pengeluaran dan kemudian menjumlahkannya maka akan didapat nilai nol.

Persamaan dibawah ini merupakan perhitungan IRR dalam suatu investasi, dimana kurva memotong sumbu discount rate pada Net Present Value = 0. Discount rate di mana NPV sama dengan nol disebut *Rate of Return* (ROR atau IRR). ROR menunjukkan nilai relative *earning power* dari modal yang diinvestasikan di proyek, yaitu *discount rate* yang menyebabkan NPV sama dengan nol. Harga ROR dapat dihitung secara trial dan error dengan persamaan berikut :

$$\sum_{t=0}^T \frac{X_t}{(1 + ROR)^t} = 0 \quad (3)$$

Dimana :

X_t : *cashflow* di tahun ke - t

i : sukubunga (*discount rate*)

Suatu proyek dianggap laik apabila ROR lebih besar daripada *cost of capital* (atau bunga bank) ditambah *risk premium* yang mencerminkan tingkat resiko dari proyek tersebut serta ditambah tingkat keuntungan yang diharapkan kontraktor. Perbedaan NPV dan ROR adalah bahwa NPV menunjukkan besar keuntungan secara absolut, sedangkan ROR menunjukkan keuntungan secara relatif (terhadap skala investasi proyek). Dalam hal situasi beresiko tinggi, *Pay Back Period* atau *Pay Out Time* menjadi indikator yang lebih menentukan.

2.6.4 POT (*PAY OUT TIME*)

Periode pengembalian atau *pay out time* atau *payback period* dari suatu proyek dapat didefinisikan sebagai waktu yang dibutuhkan agar jumlah penerimaan sama dengan jumlah investasi/biaya. POT menunjukkan berapa lama modal investasi dapat kembali. POT harus memenuhi persamaan berikut:

$$\sum_{t=0}^{PBP} X_t = 0 \quad (4)$$

Proyek yang mempunyai harga PBP berarti laik, tetapi PBP juga menunjukkan resiko proyek. Makin panjang PBP makin besar resiko yang dihadapi proyek. Untuk situasi dimana ketidakpastiannya tinggi, seperti misalnya negara yang pemerintahannya tidak stabil, investor akan memilih proyek-proyek yang mempunyai PBP pendek (*quick yielding*).