

## BAB II TIN AUAN PUSTAKA

### 2.1 LNG LIQUEFIED NATURAL GAS

*Liquefied Natural Gas* (LNG) adalah gas bumi yang dicairkan dengan proses pendinginan hingga mencapai suhu - 160 °C pada tekanan 1 atm. LNG memiliki densitas sekitar 45% dari densitas air, dengan reduksi volume mencapai 1/600 dibanding kondisi gasnya. Tujuan utama dari pencairan gas bumi adalah untuk memudahkan transportasinya dari daerah produksi ke konsumen.

Dari sisi teknologi pencairan, gas suar bakar dengan volume gas yang relatif kecil dapat dimanfaatkan sebagai gas umpan. Beberapa teknologi pencairan yang banyak digunakan untuk kilang LNG mini diantaranya adalah menggunakan Siklus Gas (*Stirling Refrigerator, TADOPTR Liquefier, Vortex Tube Refrigerator, dan Simple Brayton Cycle*) dan Siklus refrigerant campuran/*Mixed Refrigerants Cycles* (seperti Simple Prico Process, Linde maupun sistem Cascade).

Dengan semakin majunya teknologi kilang LNG, saat ini pengembangannya mulai diarahkan untuk memproduksi LNG dari lapangan-lapangan gas marginal atau yang cadangan gasnya tidak terlalu besar. Hal ini disebabkan karena jumlah lapangan-lapangan gas yang cadangan gasnya kecil jauh lebih banyak dibandingkan dengan lapangan-lapangan gas yang mempunyai cadangan gas besar. Kilang-kilang LNG yang beroperasi saat ini dapat dikategorikan berdasarkan kapasitasnya yaitu:

- *LNG fueling stations Small scale* (0,5 – 10 MMSCFD)
- *LNG Peak shaving* (5 – 10 MMSCFD)
- *Small scale base load* (50 – 250 MMSCFD)
- *Base load plants* (300 – 1000 MMSCFD)

Kapasitas kilang LNG skala kecil dan sedang atau *small- to mid-scale liquefaction* (SMSL) yang tersedia saat ini dibawah 2,5 MMSCFD atau 600-700 Kton/tahun. Dengan tersedianya kapasitas tersebut, diharapkan gas suar bakar yang jumlahnya cukup banyak dan tersebar diberbagai lapangan minyak dan gas bumi di Indonesia dapat dimanfaatkan melalui kilang LNG mini. Pengembangan kilang LNG mini tersebut lebih cocok diterapkan untuk lapangan-lapangan gas yang lokasinya satu

daratan dengan lokasi konsumen gas (tidak dipisahkan oleh lautan). Kondisi demikian dianggap lebih kompetitif dibandingkan dengan pipa khususnya untuk lapangan-lapangan gas yang cadangannya kecil.

LNG merupakan bentuk energi yang mudah untuk ditransportasikan. LNG dapat dihasilkan dengan berbagai cara diantaranya yaitu:

- *Extraction dari NRU LNG cold box*
- Menambahkan proses pemurnian dan pencairan pada *existing cryogenic NGL recovery plant*
- *New externally-powered liquefier*
- *At a pressure letdown station on a gas pipeline*
- *Use of liquid nitrogen as a refrigerant*

Komposisi LNG pada umumnya terdiri dari 85-90% mol metana ditambah etana dan sebagian kecil propana, butana, dan nitrogen, sebagaimana terlihat pada Gambar 2.1. Komposisi LNG yang sebenarnya tergantung dari sumber gas dan teknologi pemrosesannya.



Gambar 2.1 Tipikal Komposisi LNG

LNG memiliki kandungan energi per volume lebih besar dibandingkan dengan jenis bahan bakar lain yang bersumber dari gas. Tabel 2.1 berikut memperlihatkan densitas energi persatuan volume dari beberapa bentuk energi.

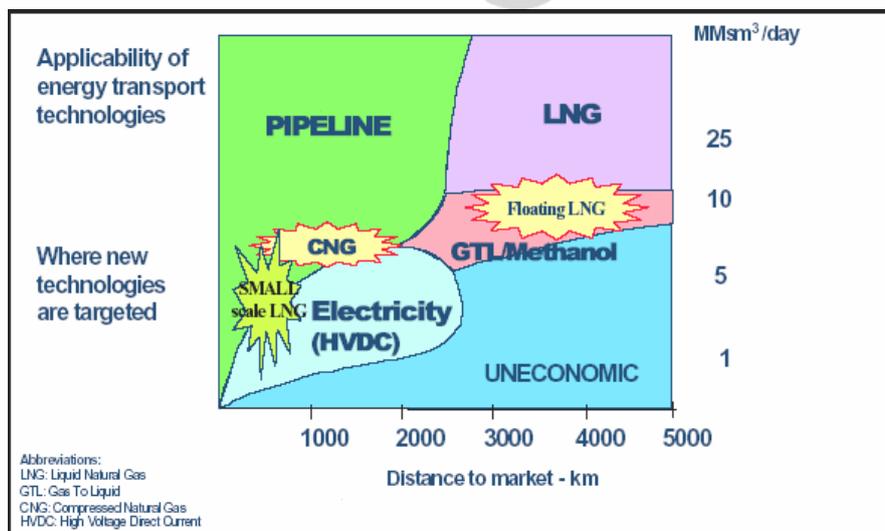
Tabel 2.1 Kandungan Kalor Beberapa Jenis Bahan Bakar

Bahan Bakar	MJ/kg	MJ/l
LPG	48,0	24,4
Metana	50,0	0,035
CNG	50,0	8,7
LNG	50,0	21,6
Hidrogen pada 248 bar	120,0	2,5
Hidrogen pada -250°C	120,0	8,5

## 2.2 LNG MINI

Pada awalnya kilang SMSL digunakan untuk memasok permintaan *peakshaving* serta untuk memasok gas bumi ke daerah-daerah yang memerlukannya karena pipa baru secara ekonomis dan teknis tidak fisibel dibangun. LNG ini digunakan untuk memasok gas bumi (berkompetisi dengan LPG dan fuel oil) ke industri, komersial dan perumahan yang jauh. Di beberapa negara, LNG juga digunakan sebagai bahan bakar bus kota, truk, perahu motor, lokomotif, dan kendaraan bermotor lain. Titik berat desain kilang SMSL terletak pada minimisasi biaya kapital, bukan efisiensi termodinamika.

Peta moda transportasi yang ditunjukkan dalam Gambar 2.2 berikut memperlihatkan kelaikan LNG terhadap jarak (dari kilang sampai konsumen akhir) dan kuantitas yang ditransportasikan dibandingkan dengan teknologi-teknologi lain.



Gambar 2.2 Moda Transportasi Gas Bumi (Hetland)

Area CNG dan *small-scale* LNG menarik khususnya untuk suplai gas di daerah-daerah yang kekurangan atau tidak memiliki infrastruktur jaringan transmisi dan distribusi pipa. Dalam beberapa kasus, LNG juga berfungsi sebagai perluasan dari pipa yang sudah ada dan bahkan digunakan untuk mendorong tekanan dalam sistem distribusi gas.

*Small scale* LNG secara ekonomis layak untuk jarak transportasi sekitar 500 km dan volume suplai dibawah 2,5 MMSCFD atau 600-700 ton/tahun. *Small scall* LNG sangat cocok diterapkan di negara-negara yang memiliki geografis yang kompleks seperti pegunungan, rawa-rawa, hutan. Pada kondisi geografis tersebut, cukup sulit untuk mengangkut gas melalui pipa. Dengan LNG, gas dapat diangkut melalui truk yang relatif lebih fleksibel dalam pemilihan jalur transportasinya.

#### 2.2.1 Perkembangan Kilang LNG Mini

Dengan naiknya harga minyak bumi di pasaran dunia, menyebabkan banyak negara di dunia mulai mengubah strategi energinya. Salah satu indikatornya adalah meningkatnya permintaan gas bumi dunia khususnya dalam bentuk LNG, selain itu peningkatan permintaan akan gas bumi dipicu oleh regulasi yang semakin ketat mengenai lingkungan hidup. Dengan memperhatikan biaya infrastruktur yang tinggi untuk proses pencairan, transportasi, serta regasifikasi menyebabkan sebuah pabrik pencairan LNG baru dapat ekonomis bila cadangan gasnya melebihi 400 MMSCFD dengan minimal 20 tahun masa operasi.

Namun demikian, seiring dengan kemajuan teknologi serta semakin tingginya kebutuhan akan gas bumi, pencairan gas bumi dengan skala yang lebih rendah dapat dioperasikan secara ekonomis.

Saat ini sudah berkembang beberapa teknologi pencairan gas bumi skala rendah antara lain Black & Veatch, Kryopak, Hamworthy, Linde, dan GTI. Untuk melihat perkembangan LNG skala rendah didunia, maka pada Tabel 2.2 menunjukkan beberapa lokasi Kilang LNG skala rendah yang sudah beroperasi maupun yang akan direncanakan selesai pada tahun 2008 serta kapasitas produksinya.

Tabel 2.2 Pabrik Pencairan Gas Skala Rendah

<b>F</b>	<b>P</b>	<b>L</b>	<b>P</b>	<b>P</b>	<b>L</b>
<b>A</b>	<b>S</b>				
Clean Energy	Willis, TX	100,000 g/d	Tidak diketahui		
Earth Biofuels	Topock, AZ	86,000 g/d	Tidak diketahui		
ExxonMobil	Shute Creek, WY	70,000 g/d	Tidak diketahui		
Williams	Ignacio, CO	30,000 g/d	Tidak diketahui		
BP	Evanston, WY	30,000 g/d	Tidak diketahui		
Pioner Natural	Satanta, KS	20,000 g/d	Tidak diketahui		
KeySpan Energy	Brooklyn, NY	8.5 MMSCFD	Tidak diketahui		
Washington Gas	Chillum, MD	5 MMSCFD	Black & Veatch		
People Gas Light	Fisher, IL	15 MMSCFD	Black & Veatch		
<b>CINA</b>					
Guang Hui LNG	Xinjiang	55 MMSCFD	Linde		
Hainan LNG	Hainan	10 MMSCFD	Kryopak		
Xinao LNG Plant	Weizhou	6 MMSCFD	Kryopak		
ErDOS-Xingxing	Xinxing	36 MMSCFD	Black & Veatch		
CNOOC	Guang Dong	20 MMSCFD	Black & Veatch		
Dazhou	Dazhou	34 MMSCFD	Black & Veatch		
Yongda	Yongda	36 MMSCFD	Black & Veatch		
Lanzhou	Lanzhou	12 MMSCFD	Black & Veatch		
Hongkong	Shanxi	6 MMSCFD	Kryopak		
Shanxi LNG	Shanxi	50 MMSCFD	Kryopak		
Wuxi Yongda	Chongqing	37 MMSCFD	Kryopak		
Pacific Asia CBM	Guizhou	30 MMSCFD	Kryopak		
<b>ERMAN</b>					
Bayerwerk AG	Gablingen	45 kmol/h	Tidak diketahui		
<b>AUSTRALIA</b>					
Wesfarmer Gas Ltd	Kwinana, WA	180 tpd	Linde		
Energy Development	Karratha, WA	10 MMSCFD	Kryopak		
<b>NOR EGIA</b>					
Naturgass Vest	Bergen	120 tpd	Linde		
Statoil	Hammerfest	13.000 tpd	Linde		
<b>SKOTLANDIA</b>					
Transco National	Scotland	12 MMSCFD	Tidak diketahui		

### 2.2.2 Model Kilang LNG Mini

Konsep dasar *small-scale* LNG dapat dibagi ke dalam dua kategori yaitu:

1. Kilang *Peak Saving*; dan
2. Kilang LNG mini untuk produksi LNG yang terdesentralisasi.

Perbedaan kedua konsep tersebut ada pada sistem transportasinya. Pada aplikasi *peak saving*, sejumlah besar LNG disimpan dalam tangki penyimpanan LNG selama operasi musim dingin. Gas selanjutnya dipompakan dan diregasifikasi untuk dikirim ke konsumen melalui pipa. Pada konsep kedua, tangki penyimpanan LNG jauh lebih kecil dan dapat diangkut langsung melalui truk. Dengan demikian, LNG dapat didistribusikan ke konsumen secara menyebar karena menggunakan truk. Kapasitas kilang LNG untuk kedua jenis tersebut berkisar antara 10 – 500 ton LNG/hari seperti ditunjukkan dalam Tabel 2.3 berikut.

Tabel 2.3 Perbandingan Konsep *Small-Scale* LNG

Karakteristik <i>Plant</i>	Peak Shaving	Vehicle Fuel
Pencairan, ton/hari	100-500	10-400
Periode operasi, hari/tahun	150-200	365
Penyimpanan, m <sup>3</sup> (hari produksi)	50.000-100.000 (150-200)	5.000-10.000 (5-10)
Sendout	Vapour	Liquid
<i>Sendout rate (relative to liquefaction rate)</i>	10-20 times	2-3 times
Tipe <i>sendout</i>	Pipeline	Truck/rail

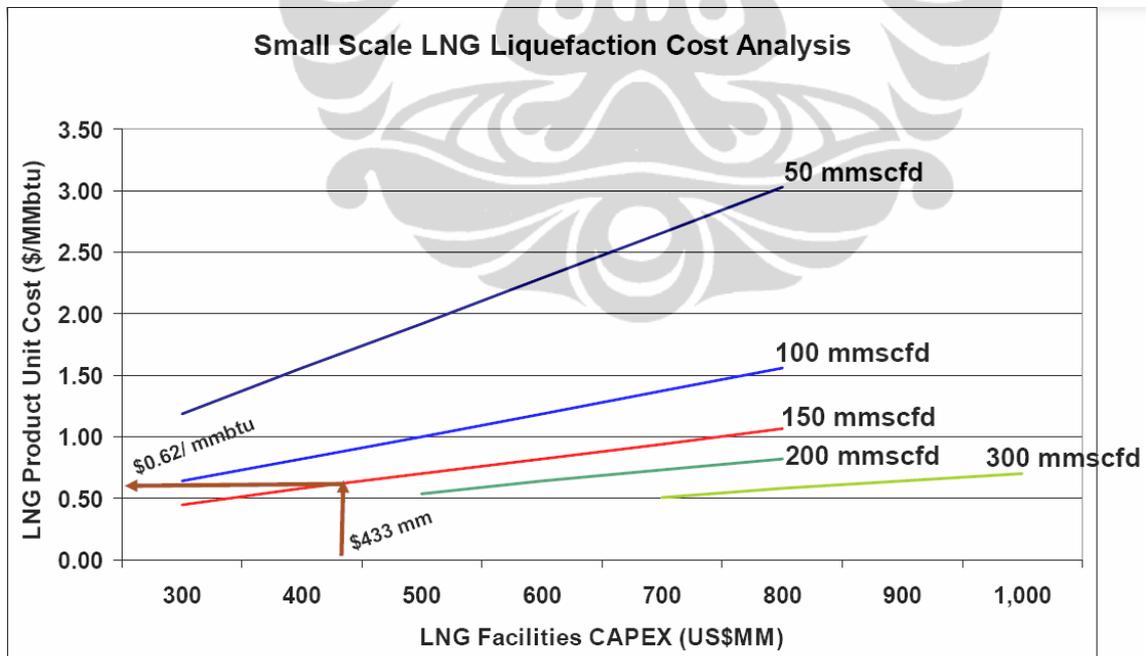
Untuk negara Indonesia yang tidak memiliki musim dingin dan dengan lokasi konsumen yang menyebar maka konsep *small scale* LNG dengan pengangkutan melalui truk atau sungai lebih sesuai.

### 2.2.3 Teknologi Kilang LNG Mini

Pada prinsipnya, seluruh proses pencairan LNG didasarkan pada konsep yang umum sama yaitu menurunkan suhu gas bumi pada tekanan atmosferik hingga suhu mencapai kurang lebih – 161 °C (- 258 °F). Cara untuk mencapai suhu pencairan inilah yang membedakan teknologi proses LNG satu dengan yang lainnya. Sebelum proses pencairan, gas harus menjalani proses pengolahan terlebih dahulu untuk menghilangkan kandungan senyawa yang tidak diharapkan seperti CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, Hg, H<sub>2</sub>O, dan hidrokarbon

berat. Proses pengolahan ini merupakan salah satu komponen biaya investasi yang cukup tinggi dari kilang pencairan gas bumi. Spesifikasi produk LNG yang diharapkan adalah sesuai dengan spesifikasi gas jual pada umumnya dimana kandungan panasnya minimum 950 Btu/Scf.

Kilang SMSL tersedia dalam bentuk modular dan dapat dibeli di pasar internasional. Kilang ini didominasi oleh teknologi dengan *mixed refrigerant* dan proses kompresipendinginan-ekspansi. Teknologi yang menggunakan refrijeran merupakan teknologi jenis loop tertutup, sedangkan proses kompresi-pendinginan-ekspansi merupakan teknologi jenis loop terbuka. Pada teknologi jenis loop terbuka sebagian gas bumi digunakan sebagai refrijeran. Pada beberapa teknologi, *turbo-ekspander* digunakan untuk menghasilkan kerja poros. Teknologi ini memanfaatkan tekanan tinggi di dalam pipa transmisi untuk menghasilkan LNG dalam jumlah sedikit saat gas bumi tersebut diekspansi di turboekspander. Teknologi kilang LNG SMSL terus berkembang menghasilkan teknologi baru dengan biaya yang kompetitif. Gambar 2.3 berikut memperlihatkan biaya produksi kilang LNG pada beberapa kapasitas.



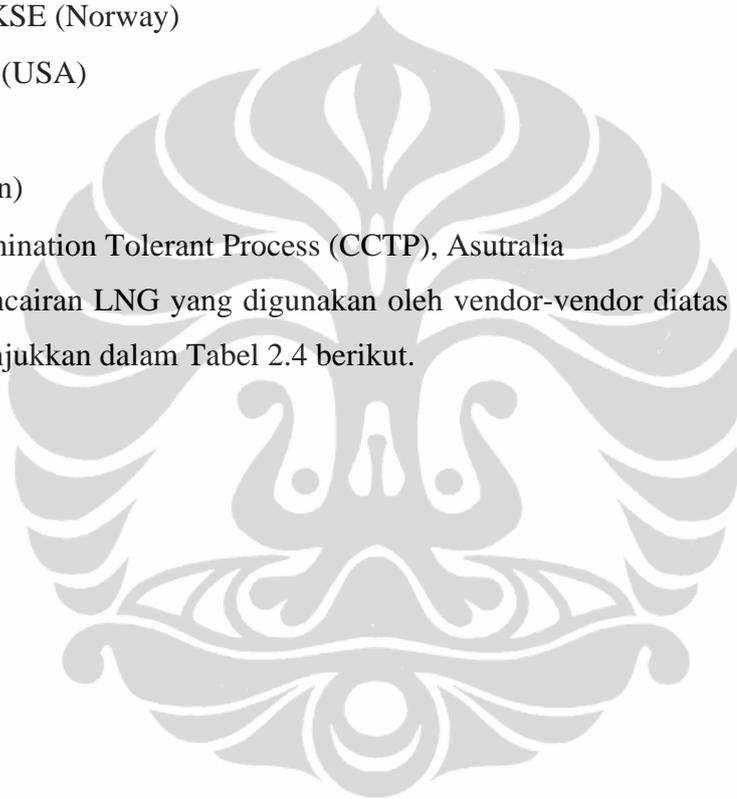
Notes: LNG Facilities include process, hull, storage & mooring  
Unit costs assume discount rate 10% & 20 yr project life

Gambar 2.3 Perbandingan Biaya Produksi LNG Mini

Sampai saat ini, berbagai teknologi kilang LNG mini telah dikembangkan baik hanya yang sebatas konsep sampai dengan yang sudah komersial. Beberapa teknologi kilang LNG yang berkembang antara lain sebagai berikut:

1. Air Product and Chemical Industries (USAI)
2. Black and Veatch Pritchard (US)
3. Chart (USA)
4. Hamworthy KSE (Norway)
5. KryoPack Inc (USA)
6. GTI (USA)
7. Linde (German)
8. Curtin Contamination Tolerant Process (CCTP), Australia

Teknologi pencairan LNG yang digunakan oleh vendor-vendor diatas bermacam-macam seperti ditunjukkan dalam Tabel 2.4 berikut.



Tabel 2.4 Jenis-jenis Teknologi *Liquefaction*

P	P O	K
P T T C	Menggunakan siklus pendinginan tertutup (Freon atau propane). Gas bumi dikompresi dan didinginkan, dan kemudian dicairkan secara parsial selama ekspansi melalui JT Valve.	Relatif sederhana tetapi memiliki efisiensi yang tidak begitu tinggi.
N R C B C	Nitrogen bekerja sebagai fluida kerja dalam siklus pendinginan tertutup. Unit-unit yang terlibat dalam siklus meliputi kompresor turboexpander, dan heat exchanger. Gas bumi didinginkan dan dicairkan dalam heat exchanger.	Relatif sederhana dengan efisiensi rendah. Semakin banyak tahapan pendinginan, semakin meningkat efisiensinya.
C	Menggunakan tiga tahap sistem pendinginan tertutup (menggunakan propane, ethylene, dan metana) yang beroperasi secara seri.	Memiliki efisiensi yang tinggi khususnya dengan banyaknya tahapan pendinginan. Biaya investasi relatif mahal karena banyaknya unit operasi seperti kompresor dan heat exchanger yang digunakan. Siklus Cascade digunakan baik pada kilang LNG mini maupun kilang-kilang LNG baseload.
M R MRC C	Menggunakan siklus tertutup dengan beberapa tahapan ekspansi valve, separator dan heat exchanger. Salah satu aliran bekerja sebagai fluida yang didinginkan sedangkan aliran lain bekerja sebagai fluida pendingin. Proses pendinginan biasanya dibantu oleh pendingin awal (propane).	Memiliki efisiensi yang tinggi yang memberikan biaya investasi dan operasi yang lebih rendah dibandingkan siklus cascade konvensional. Fleksibilitas tinggi.
O T C C	Siklus Claude terbuka menggunakan turboexpander untuk mendinginkan gas alam bertekanan tinggi diikuti dengan proses ekspansi melalui JT Valve untuk mencairkan secara parsial gas umpan.	Tidak menggunakan pendingin luar. Efisiensi akan meningkat dengan semakin kompleksnya variasi siklus.
T G D P	Penggunaan khusus dari turboexpander ini adalah pada lokasi pipa gas bertekanan tinggi. Dengan mengekspansikan gas bertekanan tinggi tersebut, fluida gas dapat dicairkan secara parsial tanpa investasi kompresor.	Memiliki efisiensi yang rendah.
S P R C	Biasanya menggunakan siklus tertutup (helium) dengan regenerative heat exchanger dan gas displacer untuk menyediakan pendinginan pada suhu cryogenic.	Dibuat untuk kilang LNG dengan skala yang sangat kecil dan umumnya digunakan untuk keperluan bahan bakar transportasi.
L O E N C	Cairan nitrogen dididihkan dan dipanaskan dalam heat exchanger sampai kondisi superheated dan nitrogen hangat dibuang ke atmosfer. Gas bumi yang mengalir secara berlawanan arah didinginkan dan dicairkan dalam heat exchanger.	Prosesnya sangat sederhana dan telah digunakan untuk mencairkan sejumlah kecil gas bumi.

Teknologi *Mixed-Refrigerant Cycle* (MRC) merupakan teknologi yang paling banyak diterapkan, baik untuk kilang LNG skala besar (*base load*) maupun kilang LNG skala kecil (*small-scale*). Keuntungan dari penggunaan teknologi ini adalah keandalannya tinggi dan biaya investasinya dapat ditekan serta fleksibilitas terhadap gas umpan yang digunakan. Jenis penggerak yang digunakan adalah *elektric motor* atau *gas engine*. Teknologi ini didesain untuk kapasitas antara 5000 – 10.000 gallon LNG/hari .

Pada prinsipnya, untuk memproduksi LNG dari gas bumi sampai digunakan oleh konsumen (rantai LNG) diperlukan empat tahapan proses yaitu:

- Eksplorasi dan Produksi
- Pencairan (*liquefaction*)
- Transportasi
- Penyimpanan dan Regasifikasi

Pada kilang LNG *baseload*, keempat tahap proses tersebut harus dipenuhi seperti di perlihatkan dalam gambar 2.4 berikut.



Gambar 2.4 Tahapan Rantai Proses LNG

Sedangkan untuk kilang LNG mini khususnya jika sumber gasnya dari gas suar bakar atau dari pipa gas maka ada tahapan proses yang tidak perlu dilakukan yaitu tahapan eksplorasi dan produksi. Tahapan transportasinya pun akan berbeda karena untuk kilang LNG mini, transportasi yang digunakan biasanya menggunakan truk karena kapasitasnya yang memang tergolong jauh lebih kecil dibandingkan dengan kilang LNG *baseload*. Pada kilang LNG mini, proses penyimpanan dan proses regasifikasinya pun berbeda dengan kilang LNG *baseload*. Proses penyimpanan biasanya dilakukan pada tabung-tabung yang siap untuk diangkut/dikirim ke konsumen atau melalui pipa sedangkan pada kilang LNG *baseload*, penyimpanannya dilakukan pada tangki-tangki timbun berukuran sangat besar yang dibangun baik di lokasi kilang

maupun di lokasi konsumen. Disamping itu, kilang LNG *baseload* memerlukan terminal laut yang berkapasitas besar.

Gambar 2.5 berikut memperlihatkan salah satu tipikal rantai distribusi LNG yang dihasilkan dari kilang LNG mini dengan menggunakan sumber gas dari pipa gas.

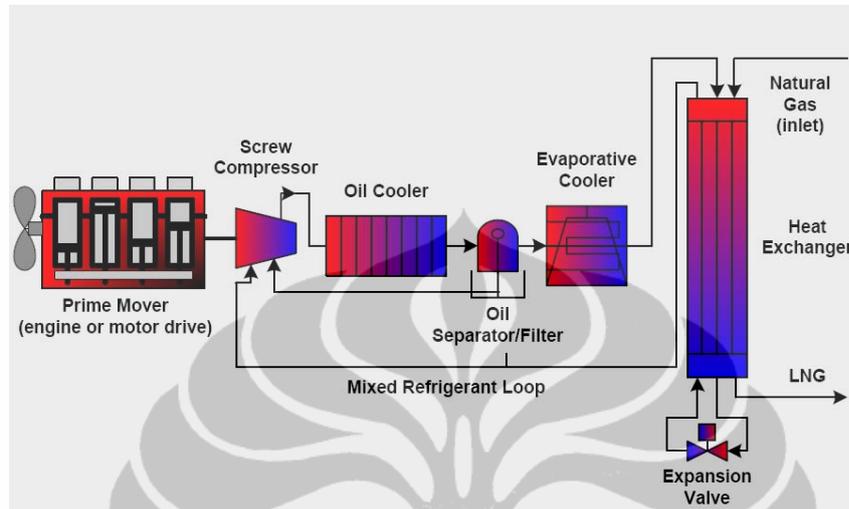


Gambar 2.5 Tipikal Rantai Distribusi LNG dari Kilang *Mini LNG*

#### . . . . GTI

Teknologi proses GTI dikembangkan untuk kapasitas 5.000 – 10.000 Gallon/hari (0,2 – 0,5 MMSCFD), namun saat ini aplikasinya baru mulai diuji untuk skala laboratorium dengan kapasitas 250 gallon/hari dan skala pre-komersial (*pilot plant*) dengan kapasitas 1000 gallon/hari (0,05 MMSCFD). Oleh karena kapasitasnya yang terbatas ini, proses GTI lebih sesuai diterapkan untuk memproduksi LNG untuk kebutuhan bahan bakar kendaraan (*LNG for vehicle*). Proses pendinginan yang digunakan menggunakan *mixed refrigerant* sedangkan penggeraknya menggunakan motor listrik atau *gas engine*. Teknologi GTI disponsori oleh *U.S. Department of Energy, Brookhaven National Lab, dan GRI GTI*. Gambar 2.6 berikut memperlihatkan

diagram alir proses produksi LNG dari GTI sedangkan Gambar 2.7 memperlihatkan proses produksi LNG skala *pre-commercial* (*pilot plant*) yang dikembangkan oleh GTI.



Gambar 2.6 Diagram Alir Proses Produksi LNG dari GTI



Gambar 2.7 Proses produksi LNG skala pre-commercial (*pilot plant*) yang dikembangkan oleh GTI

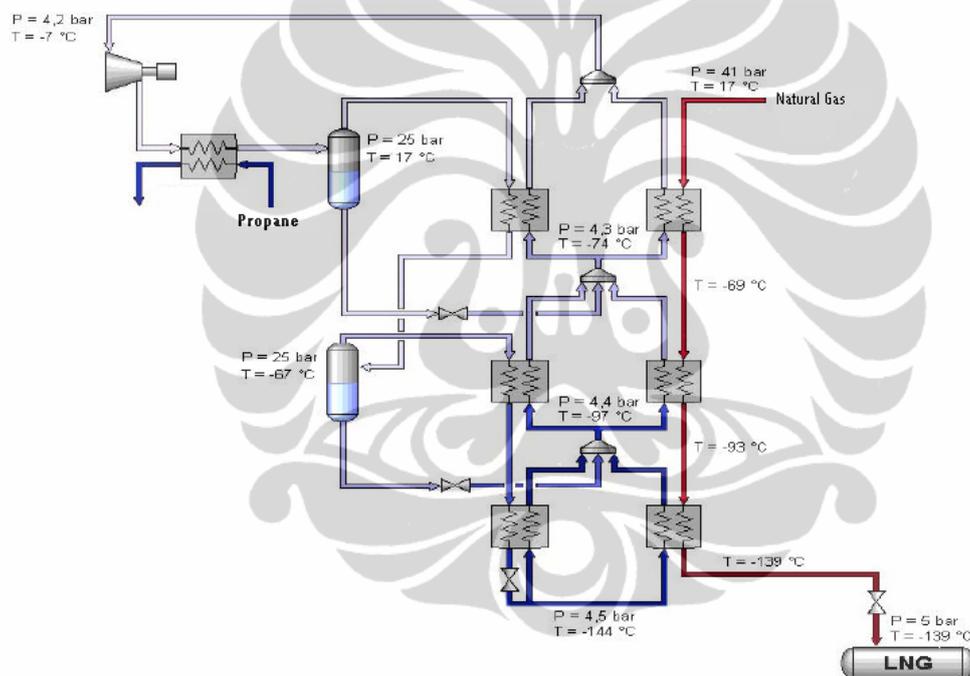
Beberapa kelemahan dan kelebihan dari proses ini adalah sebagai berikut:

1. kapasitasnya terbatas dan baru dicoba pada skala *pre-commercial* (*pilot plant*);
2. efisiensi lebih tinggi karena menggunakan *mixed refrigerant*;
3. kebutuhan energi lebih rendah;

4. memerlukan sumber *refrigerant* sehingga selain peralatannya lebih kompleks dan sangat tergantung pada komposisi gas umpan; dan
5. sangat tergantung pada *vendor* karena peralatan pendinginnya tidak dijual secara komersial dan proses tidak bisa dikembangkan sendiri.

. . . SINTEF

Selain GTI, SINTEF dari Norwegia juga telah mengembangkan teknologi kilang LNG mini. Gambar 2.8 dan 2.9 berikut memperlihatkan salah satu proses kilang LNG mini yang dikembangkan oleh SINTEF Norwegia beserta prototipenya.



Gambar 2.8. Proses Kilang LNG Mini SINTEF



Gambar 2.9 Prototipe kilang LNG Mini SINTEF

. . . . *KR OPAK*

Salah satu proses yang direkomendasikan untuk digunakan pada proses pencairan LNG di lapangan-lapangan gas marginal adalah dengan menggunakan proses yang menggunakan turboekspander gas. Sekalipun siklus ekspander memiliki efisiensi yang lebih rendah dibandingkan dengan proses pendingin campuran dan proses bertingkat dengan pendingin murni yang biasa digunakan di darat, proses ini memenuhi banyak kriteria untuk pengembangan lapangan marginal.

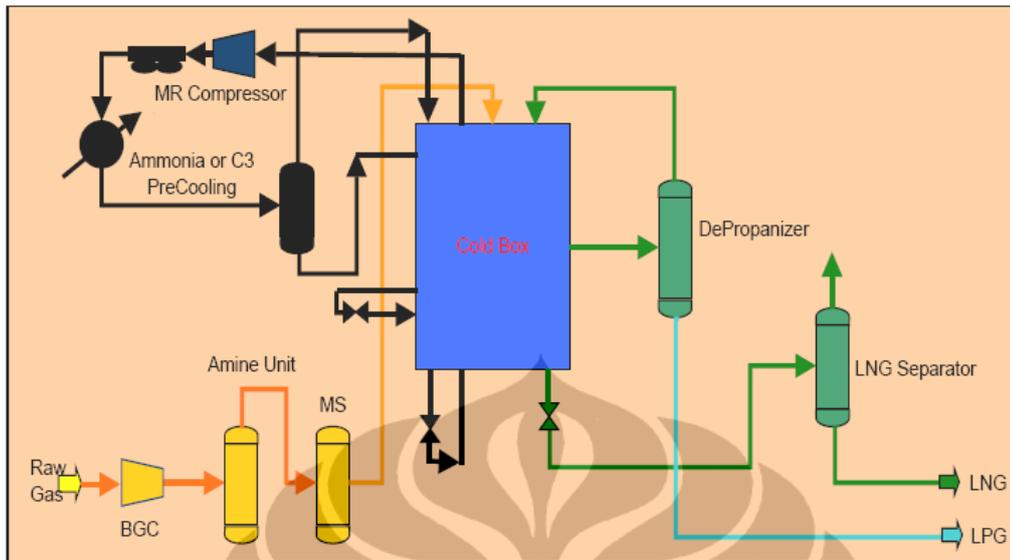
Sampai saat ini, Kryopak telah mengembangkan dua jenis proses LNG yaitu Kryopak PCMR® (*PreCooling Mixed Refrigerant*) dan Kryopak EXP® (*Expander Refrigeration*), yang keduanya telah diaplikasikan secara komersial.

#### *A. Kryopak PCMR*

*Kryopak PCMR* menggunakan *mixed refrigerant* (MR) yang terdiri dari campuran komponen nitrogen, metana, etana, propana, butana, dan pentana. Komposisi setiap komponen tersebut dipilih secara hati-hati agar kurva didihnya sesuai dengan kurva pendinginan gas umpan. Semakin dekat kurva, semakin efisien proses

pendinginannya. Oleh karenanya *Kryopak PCMR* menggunakan *cold box* yang didesain memiliki LMTD hingga 2-5 °C.

Gambar 2.10 memperlihatkan diagram alir proses pencairan LNG dari *Kryopak PCMR*. *Mixed Refrigerant MR* mula-mula dikompresi dan dikondensasi secara parsial melalui pendinginan oleh amoniak atau propana. MR selanjutnya dipisahkan dalam separator dimana baik produk atas separator berupa MR berfasa uap maupun produk bawah separator berupa MR berfasa cair dialirkan ke *highly efficient plate-fin heat exchangers* atau lebih dikenal dengan sebutan “*cold box*”. *Cold box* tersebut terdiri dari sejumlah bagian *plate-fin heat exchanger* yang menyediakan multi aliran fluida baik fluida pendinginan (MR) maupun fluida yang didinginkan (gas umpan). Uap MR hasil *flashing* di separator selanjutnya dikondensasi secara keseluruhan dalam *coldbox* sebelum kemudian diexpansi melalui *T Valve*. Hasil ekspansi oleh *T Valve* memberikan penurunan suhu yang cukup ekstrim. Uap MR yang sangat dingin ini digunakan untuk mendinginkan aliran gas umpan dan aliran MR hasil *flashing* di separator. Uap MR yang telah digunakan untuk proses pendinginan tersebut selanjutnya dicampur dengan MR *liquid* hasil ekspansi oleh *T Valve* untuk menyediakan pendinginan medium dan pendinginan awal dari gas umpan sebelum akhirnya dikirim ke *MR compressor*. Aliran gas umpan mula-mula didinginkan dalam *coldbox* hingga suhu -35°C (-31°F). Gas umpan selanjutnya diumpankan ke separator untuk memisahkan fraksi beratnya. Fraksi berat tersebut selanjutnya dikirim ke unit fraksinasi sedangkan fraksi ringannya dikembalikan ke *coldbox* untuk proses pendinginan lebih lanjut. Gambar 2.11 memperlihatkan salah satu contoh kilang LNG berkapasitas 10 MMSCFD (200 ton/hari) di Australia dengan menggunakan teknologi *Kryopak PCMR*



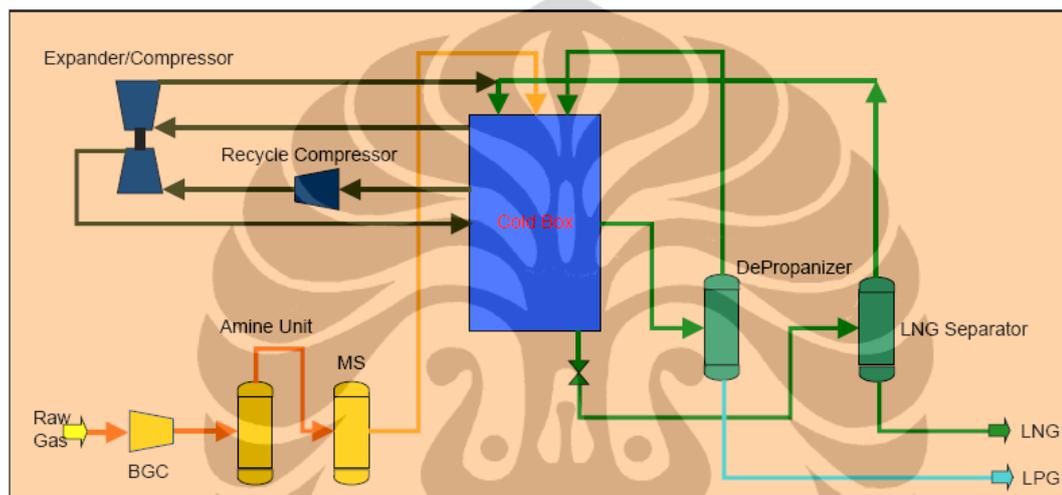
Gambar 2.10 Diagram Alir Proses Pencairan LNG *Kryopak PCMR*



Gambar 2.11 LNG dengan Teknologi *Kryopak PCMR* di Karratha, Australia

## B. Kryopak E P

Proses *Kryopak E P* menggunakan *refrigerant* yang dihasilkan dari proses ekspansi isentropik gas semi tertutup. Komposisi gas *refrigerant* sama dengan uap yang dihasilkan dari produk atas separator LNG. Ini artinya, tidak ada peralatan khusus untuk menangani *refrigerant* secara khusus seperti dalam proses MR. Gambar 2.12 berikut memperlihatkan diagram alir proses pencairan LNG dengan teknologi *Kryopak E P process*.



Gambar 2.12 Diagram Alir Proses Pencairan LNG *Kryopak E P*

Dalam *Kryopak E P*, energi dan suhu pendinginan dihasilkan dari ekspansi proses oleh *turbo expander*. Suhu pendinginan dari *refrigerant* digunakan untuk mendinginkan gas bumi sedangkan energi yang dihasilkan dari proses ekspansi oleh *turbo expander* digunakan untuk mengkompresi *refrigerant*.

Melalui penggunaan kembali gas pendingin, kemiringan kurva Q/T akan menyesuaikan dengan perubahan per *input* pendinginan pada zona-zona yang berbeda sehingga meminimalkan deviasi yang diakibatkan oleh perubahan komposisi gas umpan. Perubahan jumlah aliran yang digunakan kembali, jumlah gas umpan dan tekanan *refrigerant* akan merubah kurva Q/T sehingga ketiga variable tersebut digunakan sebagai parameter desain. Sistem control akan mengenal fluktuasi dari ketiga variable tersebut dan secara otomatis akan mengubah kinerja sistem sesuai yang dibutuhkan sehingga efisiensi pendinginan tetap terjaga.

Secara termodinamika, siklus ekspansi ini hampir seefisien siklus *mixed refrigerant*, apalagi saat ini efisiensi *compressor expander* sudah mencapai lebih dari

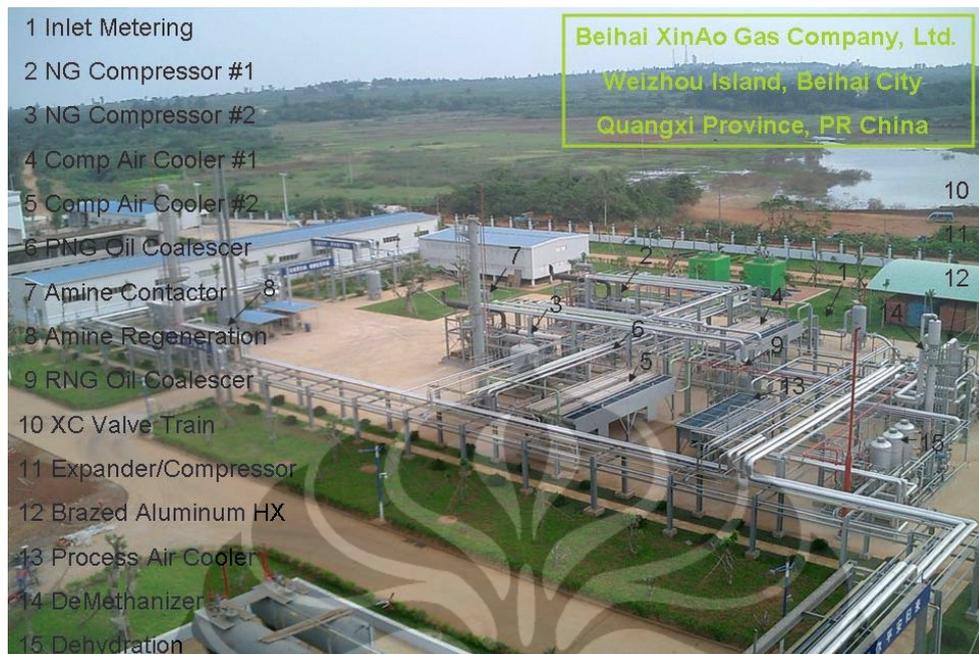
85%. Hal ini menggambarkan adanya peluang yang cukup besar dari penggunaan teknologi ini untuk proses pencairan gas bumi.

Dengan menggunakan filosofi desain, *Kryopak E P process* mampu mencapai konsumsi energi spesifik sekitar 0,20 – 0,23 hp/lb LNG (13,5 – 15,5 kW/ton-day LNG) atau hampir setara dengan energi spesifik yang dikonsumsi oleh proses MR 0,18-0,25 hp/lb LNG (12,2 – 16,8 kW/ton-day LNG) seperti terlihat pada Tabel 2.5.

Tabel 2.5 Perbandingan Konsumsi Energi Teknologi Pencairan LNG

Process	Energy Consumption		Application
	kW/ton-day LNG	HP/lb-LNG	
APCI (C3MR)	12.2	0.18	Base Load
ConocoPhillips (OCR)	14.1	0.21	Base Load
Prico (SMR)	16.8	0.25	Base Load, Small Scale
Sell (DMR-SMR)	12.5	0.18	Base Load
ABB Dual Expander Cycle			
TEX + C3R	13.5	0.20	Small Scale
Dual TEX Cycle	16.5	0.24	Small Scale
Pre-Cooled Dual TEX Cycle	13.0	0.19	Small Scale
Kryopak EXP®	15.5	0.23	Small Scale
Kryopak PCMR®	13.0	0.19	Base Load, Small Scale
Note: C3MR - Propane Mixed Refrigeration OCR - Optimized Cascade Refrigeration SMR - Single Mixed Refrigeration DMR - Dual Mixed Refrigerant C3R - Propane Pre-Cooled PCMR – Pre-Cooled Mixed Refrigerant EXP - Turbo-Expander TEX - Turbo-Expander			

*Kryopak E P process* memiliki keuntungan dalam jumlah penggunaan peralatan pendinginan dan lebih cepat dalam mencapai keseimbangan pendinginan pada saat *start-up*. Proses juga tidak terlalu sensitif terhadap perubahan komposisi gas umpan serta tidak memerlukan pencampuran awal dari *refrigerant*. Selain itu, peralatan yang dibutuhkan merupakan peralatan yang sudah standar dan tersedia pada berbagai *vendor* (*multi vendor*). Gambar 2.13 memperlihatkan salah satu contoh kilang LNG skala rendah dengan menggunakan teknologi *Kryopak E P* di China.



Gambar 2.13 kilang LNG skala rendah dengan Teknologi *Kryopak E P* di Weizhou Island-China

... *amworthy*

Proses ini menggunakan siklus loop tertutup dengan nitrogen sebagai refrijeran. Kompresi tiga tahap dengan pendinginan-antara digunakan untuk memperoleh nitrogen pada tekanan tinggi. Nitrogen bertekanan tinggi ini selanjutnya mengalami proses *throttling* sehingga mencapai temperatur kriogenik selama proses nitrogen berada pada fasa uap. Kapasitas produksi LNG dengan proses ini adalah 60 tpd dengan produksi tahunan per train sekitar 21.000 ton. CAPEX proses ini ditaksir sekitar US\$ 370/ton LNG dengan kebutuhan energi sekitar 0,80 kWh/kg LNG di kilang LNG Snurrevarden Norwegia.

... *Letdown*

Proses ini menggunakan tekanan tinggi di dalam pipa transmisi gas bumi. Gas tekanan tinggi ini diekspansi untuk menghasilkan kerja poros yang digunakan untuk menggerakkan kilang LNG berukuran kecil. Salah satu kilang dengan proses ini dikembangkan oleh Idaho National Engineering and Environmental Laboratory yang juga memperkenalkan teknologi baru untuk menghilangkan uap air dan CO<sub>2</sub> dari gas bumi.

. . . *Stirling*

Proses ini menggunakan *Cryogenic Gas Machine* (CGM) yang bekerja menurut siklus Stirling. Mesin ini menggabungkan proses kompresi dan ekspansi media kerja, menukar panas aliran media kerja yang mengalir dengan arah berlawanan serta bertukar panas dengan materi yang didinginkan dan media di sekelilingnya di dalam sebuah alat sederhana. Konfigurasi ini menawarkan keuntungan pada efisiensi termodinamika yang tinggi. Pada temperatur kriogenik antara 100°K dan 160°K. Siklus ini dapat mencairkan 100% gas umpan.

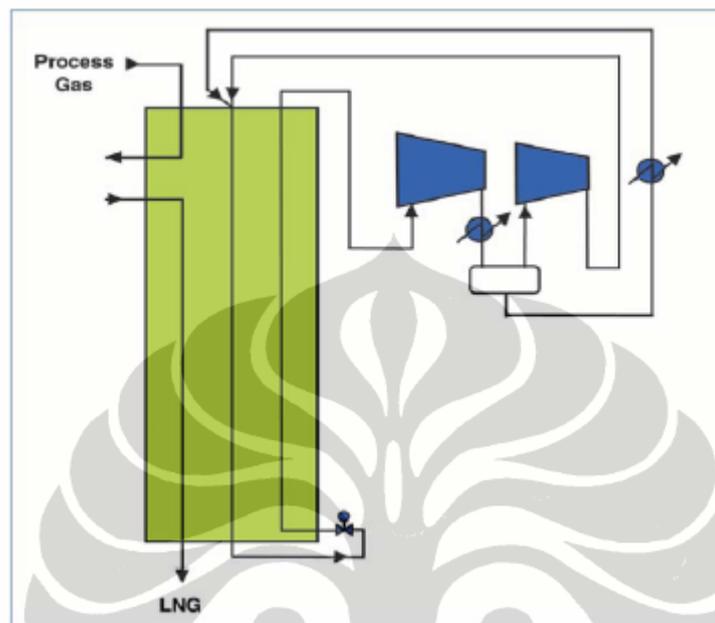
. . . *Vortex Tube*

Proses ini bekerja berdasarkan R-H tube atau vortex tube. Proses ini memiliki kinerja teknis berikut tekanan kerja gas bumi 3,5 Mpa, laju alir gas bumi antara 2.000 dan 7.000 m<sup>3</sup>/jam dan berat keseluruhan kilang 3.700 kg. Kelebihan utamanya adalah pemakaian nol energinya (jika sistem bekerja pada tekanan pipa transmisi) secara mekanis sangat sederhana dan menyerap biaya kapital rendah. Sebaliknya, LNG yang diproduksi sangat sedikit (2–4%) dan sering dilakukan *shutdown* untuk dibersihkan.

. . . *Black and Veatch PRICO*

Proses ini merupakan proses *mixed refrigerant* tunggal. *Mixed refrigerant* mengandung nitrogen, metana, etana, propana, dan isopentana. Pendinginan dan pencairan dilakukan pada beberapa level tekanan di dalam PFHE yang disusun di dalam *cold box*. *Mixed refrigerant* dikompresi dan disirkulasi dengan menggunakan *train* kompresi tunggal. *Mixed refrigerant* dikondensasi seluruhnya sebelum di *flash* di *valve* ekspansi sehingga temperaturnya turun. Uap yang sangat dingin ini digunakan untuk mengkondensasi aliran *mixed refrigerant*, serta gas proses. Uap *mixed refrigerant* hangat bertekanan rendah ini kemudian dikirim ke kompresor untuk dikompresi kembali. Gas proses masuk ke dalam *cold box* dan mula-mula didinginkan hingga temperaturnya sekitar - 35°C. Gas ini kemudian dikirim ke separator untuk memisahkan komponen beratnya yang selanjutnya dikirim ke unit fraksionasi. Gas proses komponen ringan selanjutnya didinginkan dengan menggunakan *mixed refrigerant* yang sudah

diekspansi, sampai temperatur pencairan. Diagram alir proses dapat terlihat pada Gambar 2.14.



Gambar 2.14 Diagram Alir Proses Black and Veatch PRICO

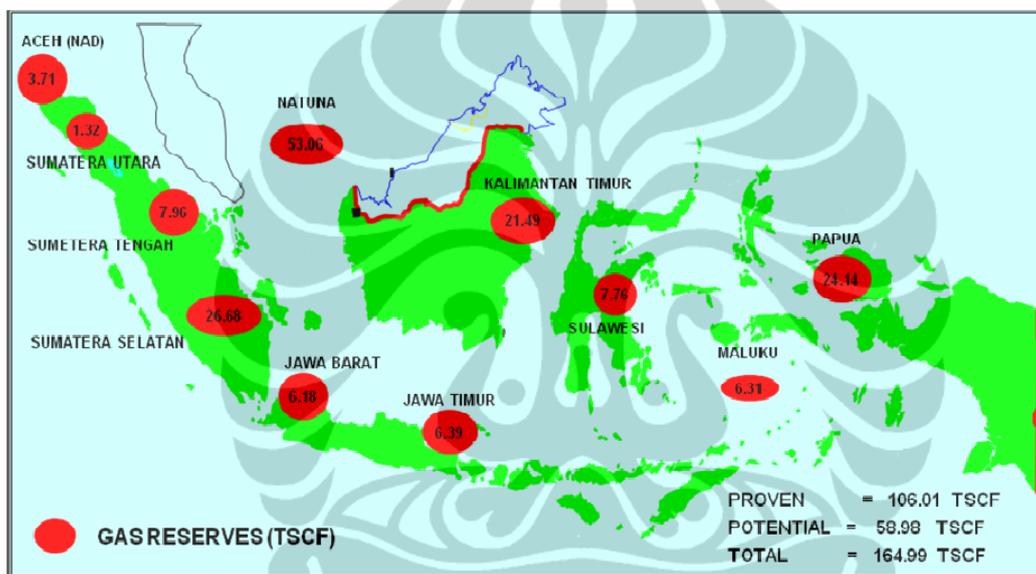
Pada skala kecil dan sedang, proses ini digunakan untuk sistem *peakshaving*, memasok bahan bakar kendaraan bermotor dan distribusi gas dengan kapasitas dari 4 MMSCFD hingga lebih dari 180 MMSCFD. Teknologi ini digunakan di 25 SMSL di dunia (*peakshaving* di New York City, Alabama dan Skotlandia, bahan bakar kendaraan di Brazil dan Cina, suplai gas di Cina) dengan kapasitas dari 4 hingga 360 MMSCFD.

## 2.3 PASOKAN GAS

### 2.3.1 Kemampuan Pasokan dan Pemanfaatan Gas di Indonesia

Indonesia merupakan salah satu negara yang kaya akan sumber daya alam, salah satunya adalah gas bumi. Sampai dengan pertengahan tahun 1970-an gas dianggap sebagai komoditi yang tidak menguntungkan, sehingga hanya digunakan pada kebutuhan yang terbatas. Infrastruktur transmisi dan distribusi gas pada periode tersebut juga terbatas. Seiring dengan kemajuan teknologi dan permintaan gas yang meningkat di pasar dunia, maka eksploitasi gas mulai dilaksanakan sehingga Indonesia menjadi salah satu eksportir gas terbesar di dunia.

Indonesia saat ini memiliki total cadangan gas bumi (*proven & potential*) sebesar 164,99 TSCF (status 1 Januari 2008) sebagaimana terlihat pada Gambar 2.15. Jumlah total tersebut terdiri dari cadangan *proven* (terbukti) sebesar 106,01 TSCF dan cadangan potensial sebesar 58,98 TSCF. Cadangan gas bumi terbesar terkonsentrasi di Natuna (53,06 TSCF), Kalimantan (21,49 TSCF), Sumatera (39,97 MMSTB), Papua (24,14 MMSTB) dan Jawa (12,57 TSCF). Cadangan dengan jumlah terbatas terdapat di Sulawesi (7,76 TSCF) dan Maluku (6,31 TSCF MMSTB). Dengan rasio cadangan terhadap produksi diperkirakan selama  $\pm 50$  tahun.



Gambar 2.15 Cadangan Gas Indonesia (Ditjen Migas)

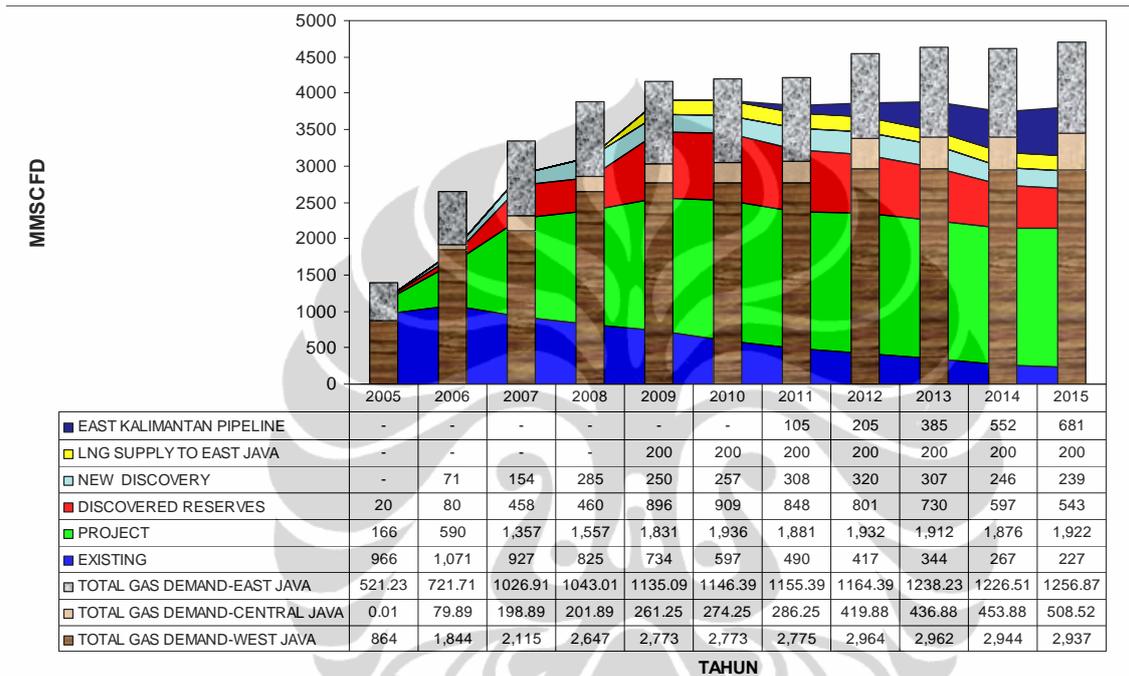
### 2.3.2 Supply Demand Gas Bumi di Pulau Jawa

Pemakaian gas bumi dikategorikan menjadi dua, yaitu sebagai bahan baku maupun sebagai bahan bakar. Sebagai bahan baku, gas bumi digunakan untuk umpan dari suatu sistem pemroses sehingga sifat fisika dan/atau sifat kimia gas bumi berubah. Sedangkan sebagai bahan bakar, gas bumi digunakan sebagai bahan bakar untuk mesin-mesin pembangkit listrik, penggerak turbin, bahan bakar kendaraan, dan lain sebagainya.

Dalam kajian pengembangan kilang LNG mini ini, target pasar LNG adalah untuk memenuhi *captive market* (industri) di pulau Jawa. Saat ini kebutuhan gas di Jawa, baik *Committed* maupun *Uncommitted Demand* telah mencapai 1400 MMSCFD

hingga 4700 MMSCFD pada tahun 2015, sedangkan total pasokan hanya sebesar 1150 MMSCFD hingga 3800 MMSCFD pada tahun 2015 sehingga terjadi shortage atau kekurangan pasok sebesar 230 MMSCFD hingga 910 MMSCFD pada tahun 2015.

Tabel 2.6 Neraca Gas Pulau Jawa



Dari Tabel 2.6 diatas terlihat bahwa kekurangan gas di Jawa hanya dapat dipenuhi dari pasokan gas dari luar Jawa, misalnya dengan menggunakan LNG atau CNG carrier.

Untuk mengatasi kekurangan gas yang lebih besar lagi, berbagai alternatif pasokan gas di Jawa Barat sudah berkembang pada tahun 2007 seperti pasokan gas dari Sumatera Selatan (PERTAMINA DOH SBS) dan Sumatera Tengah (ConocoPhillips), dan terminal regasifikasi LNG milik PLN yang direncanakan untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar gas pembangkit listrik PLN di Jawa Barat dan DKI Jakarta.

Sementara itu, kondisi suplai *demand* gas di Jawa Timur saat ini juga terjadi kekurangan gas sebesar 196 MMSCFD pada tahun 2005. Sedangkan total kebutuhan gas di Jawa Timur (*committed* dan *uncommitted*) adalah sebesar ± 520 hingga 1200 MMSCFD selama rentang tahun 2005-2015. Pasokan gas di daerah ini akan diperoleh dari lapangan-lapangan gas TAC P-EMOI CEPU, Kodeco, Lapindo, Santos, EMP Kangean, Husky, dan lain-lain. Untuk memenuhi tingginya kebutuhan gas di Jawa

Timur ini juga telah direncanakan pembangunan terminal regasifikasi oleh PT Wira Jatim (BUMD Prop Jatim) dengan kapasitas 200 MMSCFD yang izin prinsipnya telah dikeluarkan oleh Dirjen Migas dan diharapkan rencana pembangunan ini dapat selesai tahun 2009.

### 2.3.3 Implikasi Neraca Gas Pulau Jawa

Kondisi *suplai-demand* gas di Jawa yang saat ini mengalami *shortage* hingga sebesar  $\pm 1000$  MMSCFD akan berdampak kurang baik bagi konsumen gas dan potensial *demand* saat ini, baik itu gas untuk pembangkit listrik, *fertilizer*, PGN yang menyalurkan gas untuk konsumen rumah tangga, industri dan komersial, serta industri lainnya seperti industri semen dan industri baja Krakatau Steel.

Upaya untuk memenuhi kebutuhan gas domestik terus dilakukan oleh pemerintah diantaranya dengan mengeluarkan kebijakan memprioritaskan pemanfaatan gas bumi untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri, selain itu juga dengan pemberian insentif bagi produsen Migas untuk terus aktif melakukan kegiatan pencarian sumber Migas yang baru. Namun demikian kendala pemanfaatan gas masih belum dapat dioptimalkan karena terbatasnya jaringan pipa gas disamping belum dikembangkannya teknologi transportasi gas selain pipa yaitu LNG ataupun CNG *carriers*.

Dalam mengembangkan LNG dan CNG *plant* selama ini membutuhkan kapasitas cadangan gas yang cukup besar minimal 1 TSCF akan tetapi di beberapa Negara sudah mulai dikembangkan teknologi produksi LNG untuk skala mini mulai dari kapasitas 0,5 MMSCFD hingga kapasitas 5 MMSCFD yang memungkinkan untuk dikembangkan di Indonesia, mengingat banyak tersebar nya potensi sumber gas marginal (baik dalam bentuk gas suar bakar maupun lapangan-lapangan tua) sehingga secara skala mini *base load* tidak ekonomis untuk dikembangkan.

Dalam studi ini akan dilakukan kajian pengembangan kilang LNG Mini dengan gas umpan dari gas suar bakar yang banyak terdapat di beberapa wilayah di Indonesia, baik itu karena tidak adanya konsumen maupun jauhnya jarak dari fasilitas pipa eksisting yang tidak memungkinkan untuk dilakukan *tie-in* (tidak ekonomis apabila dibangun pipa), peluang pemanfaatannya sangat besar terutama untuk memenuhi kebutuhan gas sektor industri di pulau Jawa.

#### 2.3.4 Potensi Gas Suar Bakar

Sampai saat ini, Indonesia memiliki lapangan-lapangan gas marginal dan gas suar bakar dalam jumlah yang cukup besar yang belum dimanfaatkan. Beberapa kendala yang menyebabkan gas tersebut belum bisa dimanfaatkan adalah kendala volume cadangan dan kendala transportasi. Berdasarkan data pemanfaatan gas bumi tahun 2007, jumlah *flare gas* (gas suar bakar) di Indonesia masih cukup besar yaitu sebesar 268,3 MMSCFD atau sekitar 3,5% dari total utilisasi gas Indonesia.

Lapangan-lapangan marginal yang ada di Indonesia didefinisikan sebagai reservoir gas atau minyak yang tidak ekonomis untuk dieksploitasi dibawah kebijakan Pemerintah dan teknologi yang tersedia. Beberapa pertimbangan keekonomian sehingga lapangan-lapangan tersebut belum bisa dikembangkan sampai saat ini adalah:

- Jumlah cadangannya yang tidak besar
- Kurang tersedianya teknologi yang sesuai untuk pengembangan lapangan tersebut
- Lokasinya yang terpencil
- Kurangnya infrastruktur yang memadai

#### . . . Potensi Gas Suar Bakar di Jawa Barat

Salah satu produsen gas bumi di Jawa Barat, DKI Jakarta dan Banten yang memasok kebutuhan energi bagi konsumennya dengan jumlah cukup besar adalah PT Pertamina EP Region Jawa Bagian Barat. Produksi gas tersebut bersumber dari berbagai lapangan dan dialirkan kepada konsumen melalui jaringan pipa gas. Selain memproduksi gas bumi untuk memenuhi kebutuhan energi bagi konsumennya, masih terdapat lapangan-lapangan gas yang hingga saat ini masih dibakar atau lebih dikenal sebagai gas suar bakar (*gas flare*). Kondisi ini dapat disebabkan oleh volume gas yang relatif kecil dan lokasinya menyebar serta jauh dari infrastruktur pipa transmisi atau distribusi. Pada Tabel 2.7, terlihat bahwa beberapa lapangan gas masih dibakar, baik karena belum adanya konsumen, sebagai *safety/venting* gas maupun akibat kandungan CO<sub>2</sub> terlalu besar yang pemanfaatannya kurang ekonomis. Sebagian besar lapangan gas suar bakar volumenya dibawah 1 MMSCFD dan hanya terdapat 3 (tiga) lapangan yang volumenya diatas 1 MMSCFD, diantaranya yaitu Cemara Barat (1,44 MMSCFD), Tugu Barat-C (2,49 MMSCFD) dan Tambun (7,79 MMSCFD). Dalam kajian ini, volume gas

minimum yang akan dimanfaatkan adalah sebesar 1 MMSCFD. Untuk lapangan gas Tugu Barat-C, kandungan CO<sub>2</sub> sebesar 40% yang jika dimanfaatkan membutuhkan proses lanjut sehingga tidak ekonomis sedangkan lapangan gas Tambun, gas suar bakar merupakan *excess gas* yang pemanfaatannya masih menunggu selesainya infrastruktur gas. Komposisi gas suar bakar lapangan Cemara Barat dapat terlihat pada Tabel 2.8.

Tabel 2.7 Potensi Gas Suar Bakar Jawa Barat (PT Pertamina EP)

Struktur	PRODUKSI			TOTAL (A + B)	FLARE (1)
	ASSO	NON ASSO	TOT (A)		
<b>AREA OPERASI TIMUR</b>					
<b>ATIBARANG BONGAS</b>					
Jatibarang	5,55	6,97	1	1	0,37
Randegan	0,11	2,07	1	1	0,12
Sindang	0,18	2,43	1	1	0,44
Sindang Blok Turun	-	2,82	-	-	-
Waled Utara	-	1,16	1 1	1 1	-
<b>ML</b>	<b>4</b>	<b>1 4</b>	<b>1</b>		
<b>CEMARA</b>					
Cemara Selatan	2,02	3,92	4	-	-
Cemara Barat	2,94	0,73	4	4	1,44
Cemara Timur	2,16	2,18	4 4	-	-
Tugu Barat - A	2,42	1,39	1	1	0,03
Tugu Barat - C	2,49	-	4	4	2,49
Pasircatang	-	-	-	-	-
Gantar	0,33	8,15	4	4	0,34
Malendong	0	4,71	4 1	4 1	0,5
Kandanghaur Timur	0,18	0,12	-	-	0,63
KRB	0,98	-	-	-	-
Sukatani	-	-	-	-	-
Hargeulis	-	-	-	-	-
<b>ML</b>	<b>1</b>	<b>1</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>
<b>RAY</b>					<b>4</b>
<b>TOTAL AOT</b>				<b>4</b>	
<b>AREA OPERASI BARAT</b>					
Pegaden	-	6,33	-	-	0,62
Subang	-	177,82	1	1	-
Tanjungsari	-	8,18	1	1	-
Sindangsari	-	1,25	1	1	-
Pasirjadi	-	43,71	4 1	4 1	-
Tunggul Maung	-	-	-	-	-
Cilamaya Utara/Timur	-	15,80	1	1	-
Bojongraong	-	1,48	1 4	1 4	-
SKD	0,76	-	-	-	0,76
Pamanukan	-	0,54	4	4	-
Parigi	-	143,75	14	14	-
Rengas Dengklok - L	0,75	-	-	-	0,73
Cicauh	-	20,46	4	4	-
Tambun	16,92	-	1	1	7,79
TKP	-	-	-	-	-
Pondok tengah	-	-	-	-	-
CJT	-	-	-	-	-
MB UNIT	0,33	-	-	-	-
Jatinegara	-	-	-	-	-
<b>TOTAL AOB</b>	<b>1</b>	<b>41</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	
<b>TOTAL BB</b>	<b>11</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>1 4</b>	<b>1</b>

Tabel 2.8 Komposisi Gas Suar Bakar Lapangan Cemara Barat

Komposisi	% mol
H2S	0
CO2	2,45
N2	6,06
C1	68,54
C2	5,59
C3	9,55
IC4	1,66
NC4	2,88
IC5	0,98
NC5	0,87
NC6	1,42
GHV (Btu/Scf)	1320

. . . *Potensi Gas Suar Bakar di awa Timur*

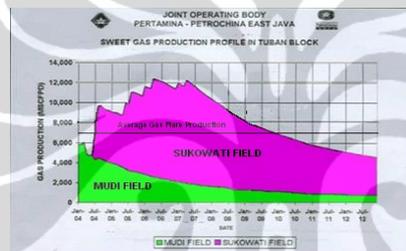
Salah satu sumber gas di Jawa Timur yang hingga saat ini belum dimanfaatkan secara maksimal adalah lapangan gas Sukowati dan Mudi yang terletak di perbatasan wilayah Kabupaten Tuban dan Bojonegoro dimana gas suar bakar yang akan dikaji diperoleh dari gas *assosiated* kedua lapangan tersebut diproses melalui *Central Processing Area* (CPA) Mudi. Dengan jumlah cadangan sisa dari kedua lapangan tersebut sebesar 15,14 BSCF (Status 1 Januari 2005), seperti ditunjukkan pada Tabel 2.9

Tabel 2.9 Cadangan Sisa Lapangan Gas Sukowati & Mudi (JOB PetroChina)

Satuan : BSCF

No	Field	Initial Gas In Place		Cumulative Gas Production, Dec 31, 2004		Remaining Recoverable Gas	
		Solution Gas	Gas Cap	Solution Gas	Gas Cap	Solution Gas	Gas Cap
1	Mudi	71.03	-	12.690	-	10.55	-
2	Sukowati	13.80	-	0.241	-	4.59	-
		84.83	-	12.931	-	15.14	-

Proses produksi gas di CPA Mudi meliputi fasilitas pemisahan gas seperti *separator high pressure* dan *medium pressure* serta fasilitas pemurnian H<sub>2</sub>S dengan kapasitas sekitar 11 MMSCFD. Hingga saat ini H<sub>2</sub>S *removal* yang ada baru dioperasikan sebesar 4 MMSCFD dikarenakan masih terbatasnya pasokan gas dari lapangan. Adapun gambaran dari profile produksi tersebut dapat dilihat pada Gambar 2.16 terlihat bahwa maksimal produksi saat ini yang dapat dicapai adalah ± 11 MMSCFD dan produksi akan mulai menurun pada tahun 2009 hingga mencapai 8 MMSCFD, selanjutnya pada tahun 2012 produksi gas dari kedua lapangan tersebut hanya mencapai 5 MMSCFD. Komposisi gas suar bakar lapangan Sukowati dan Mudi Barat dapat terlihat pada Tabel 2.10.



Gambar 2.16 Profile Produksi Lapangan Gas Sukowati & Mudi JOB PPEJ (JOB PPEJ)

Tabel 2.10 Komposisi Gas Suar Bakar Lapangan Sukowati dan Mudi

Komposisi	% mol
H <sub>2</sub> S	0
CO <sub>2</sub>	21,56
N <sub>2</sub>	1,33
C <sub>1</sub>	60,91
C <sub>2</sub>	5,62
C <sub>3</sub>	3,78
IC <sub>4</sub>	0,96
NC <sub>4</sub>	1,65
IC <sub>5</sub>	0,76
NC <sub>5</sub>	0,81
NC <sub>6</sub>	0,96
NC <sub>7</sub>	1,26
NC <sub>8</sub>	0,36
NC <sub>9</sub>	0,04
GHV (Btu/Scf)	1067