



UNIVERSITAS INDONESIA

**FRONT END ENGINEERING DESIGN PEMBANGUNAN
UNIT-UNIT FASILITAS PENYIMPANAN DAN DERMAGA
PADA TERMINAL PENERIMAAN LNG DI JAWA TIMUR**

SKRIPSI

**MASYKURI RIZKY
0606076596**

**FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
DEPARTEMEN TEKNIK KIMIA
DEPOK
JULI 2010**



UNIVERSITAS INDONESIA

**FRONT END ENGINEERING DESIGN PEMBANGUNAN
UNIT-UNIT FASILITAS PENYIMPANAN DAN DERMAGA
PADA TERMINAL PENERIMAAN LNG DI JAWA TIMUR**

SKRIPSI

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh
gelar Sarjana Teknik**

**MASYKURI RIZKY
0606076596**

**FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS INDONESIA
PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
DEPOK
JULI 2010**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.**

Nama : Masykuri Rizky

NPM : 0606076596

Tanda Tangan :

Tanggal : 9 Juli 2010



HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Masykuri Rizky
NPM : 0606076596
Program Studi : Teknik Kimia
Judul Skripsi : Front End Engineering Design Pembangunan Unit-Unit Fasilitas Penyimpanan dan Dermaga pada Terminal Penerimaan LNG di Jawa Timur

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Kimia pada Program Studi Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr.Ir. Asep Handaya Saputra, M.Eng ()
Penguji : Prof. Dr.Ir. Widodo WP, DEA ()
Penguji : Ir. Dijan Supramono, M.Sc ()

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 2 Juli 2010

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Allah S.W.T, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan skripsi ini. Penulisan skripsi ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Teknik Jurusan Teknik Kimia pada Fakultas Teknik Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dr.Ir. Asep Handaya Saputra, M.Eng. selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran serta kesabaran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan skripsi ini.
2. Pak Masturo, Mas Taufik, dan Mang Ijal sebagai teknisi laboratorium dan perpustakaan yang telah membantu saya secara teknis.
3. Orang tua dan keluarga saya tercinta yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral.
4. Sahabat satu perancangan desain terminal, Nuriz Zaman yang selalu membantu saya dalam menyelesaikan skripsi ini.
5. Sahabat saya Angga, Monica, Francy, Linda, Manda, Destriara yang telah banyak memberikan dukungan dalam penyusunan skripsi ini.

Akhir kata, saya berharap Allah S.W.T berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Depok, 9 Juli 2010

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Masykuri Rizky

Program Studi : Teknik Kimia

Departemen : Teknik Kimia

NPM : 0606076596

Fakultas : Teknik

Jenis Karya : Skripsi

Demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Noneksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul:

“Front End Engineering Design Pembangunan Unit-Unit
Fasilitas Penyimpanan dan Dermaga pada Terminal Penerimaan LNG
di Jawa Timur”

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 9 Juli 2010

Yang menyatakan

(Masykuri Rizky)

ABSTRAK

Nama : Masykuri Rizky
Program Studi : Teknik Kimia
Judul Skripsi : Front End Engineering Design Pembangunan Unit-Unit
Fasilitas Penyimpanan dan Dermaga pada Terminal Regasifikasi
LNG di Jawa Timur

Pemanfaatan gas alam di Indonesia, dari sumber yang berjauhan, akan didistribusikan menggunakan LNG yang akan diterima di terminal regasifikasi. Oleh karena itu Indonesia membutuhkan beberapa terminal, yaitu di Jawa Timur, Jawa Barat, dan Medan. Pada perancangan ini, akan dibangun unit-unit fasilitas penyimpanan LNG dan dermaga di Terminal di Jawa Timur. Studi yang dilakukan menggunakan beberapa tahapan dalam *front end engineering design* (FEED) yang meliputi perancangan *process flow diagram*, pembuatan P&ID, dan penggambaran *plot plant*. Hasil dari perancangan ini, diperoleh model 3D fasilitas penyimpanan dengan luas area 7764.8 m² dan dermaga dengan luas area 1100 m², serta perkiraan biaya investasi untuk pembangunan fasilitas-fasilitas tersebut, yakni sebesar \$ 314,304,971.

Kata kunci:
Terminal Penerimaan, LNG, FEED

ABSTRACT

Name : Masykuri Rizky
Study Programm : Chemical Engineering
Thesis Title : Front End Engineering Design of Development Units of Storage and Jetty Facility at LNG Receiving Terminal in East Java

Utilization of natural gas in Indonesia, from the distant sources, will be distributed using the LNG that will be received at regasification terminal. Therefore, Indonesia needs some terminals, mainly in East Java, West Java, and Medan. In this design, the units will be built are LNG storage facilities and the jetty at Terminal in East Java. Studies conducted using several stages of the front end engineering design (FEED) which covers the design of process flow diagram, making P & ID, and description of the plot plant. Results from this design, are 3D model of the storage facility with an area of 7764.8 m² and jetty with an area of 1100 m², and estimates of investment costs for the construction of these facilities, which is \$ 314,304,971.

Key words:
Receiving Terminal, LNG, FEED

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	v
ABSTRAK	vi
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	x
DAFTAR TABEL	xi
BAB 1. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang Masalah.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	3
1.3 Tujuan.....	3
1.4 Batasan Masalah	3
1.5 Sistematika Penulisan.....	4
BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Karakteristik Gas Alam	5
2.2 LNG Receiving Terminal	6
2.2.1 Jenis-Jenis LNG Receiving Terminal	7
2.2.2 Terminal LNG Lepas Pantai.....	11
2.3 Proses Regasifikasi pada LNG Receiving terminal	13
2.4 Peralatan Utama pada LNG Receiving Terminal	14
2.5 Tahapan Pembangunan Pabrik	23
2.5.1 Feasibility Study	25
2.5.2 Front end engineering design	25
2.5.2.1 Piping and Instrumentation Diagram (P&ID)	25
2.5.2.2 Penggambaran Plot Plan.....	26
2.5.3 Tahap Procurement	26
2.5.4 Tahap Konstruksi	27
2.5.5 Tahap Testing dan Commisioning	28
2.6 Model Tiga Dimensi	28
BAB 3. METODE PERANCANGAN	29
3.1 Perancangan Data Teknis	29
3.2 Tata Letak Peralatan dan Draft Plot Plant 2 Dimensi	33
3.3 Pembuatan Piping and Instrumentation Diagram (P&ID)	34
3.4 Perancangan Sistem Perpipaan	35
3.5 Pembuatan Model Pabrik Tiga Dimensi.....	35
3.6 Bill Of Material	36
BAB 4. PERANCANGAN	38
4.1 Filosofi Proses dan Desain Peralatan.....	38
4.1.1 Alur Proses Keseluruhan pada Perancangan LNG-RT	38
4.1.2 Filososi Peralatan Utama pada LNG-RT.....	41
4.1.2.1 LNG unloading arm	41
4.1.2.2 Unloading Line	42

4.1.2.3 LNG Storage Tank.....	43
4.1.2.4 LNG In Tank Pum	45
4.2 Perancangan Desain dan Jumlah Peralatan	46
4.2.1 LNG Storage Tank	47
4.2.2 Brine Tank	47
4.2.3 Breathing Tank.....	48
4.2.4 Fuel Oil Tank.....	49
4.2.5 Liquid Nitrogen Tank	49
4.2.6 Primary In-Tank Pump.....	49
4.2.7 In-Tank Transfer Pump	50
4.2.8 Fuel oil Pump.....	51
4.2.9 Brine Pump	52
4.2.10 Dimensi Peralatan	52
4.3 Perancangan Tata Letak Peralatan	55
4.4 Penggambaran <i>Draft Plot Plan</i> Dua Dimensi	56
4.4.1 Pembuatan Sketsa Area <i>Storage Facility</i>	56
4.4.2 Pembuatan Sketsa Area Berth dan Jetty	59
4.5 Pembuatan <i>Piping and Instrumentation Diagram (P&ID)</i>	61
4.5.1 Sistem Perpipaan dan Instrumentasi di Sekitar Pompa	62
4.6 Perancangan Sistem Perpipaan	62
4.6.1 Diameter Pipa Optimum	63
4.6.2 Pemilihan Rating Untuk Komponen Perpipaan	64
4.7 Penggambaran model pabrik tiga dimensi	65
4.7.1 Penggambaran Peralatan	65
4.7.2 Hasil Model Pabrik Tiga Dimensi.....	70
4.8 Bill of Material.....	74
4.8.1 Perhitungan Biaya Investasi.....	74
BAB 5. KESIMPULAN	81
DAFTAR PUSTAKA.....	85
LAMPIRAN	87

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Kurva biaya transportasi gas alam terhadap jarak distribusi	6
Gambar 2.2 Rantai Suplai LNG	7
Gambar 2.3 Terminal LNG receiving terminal model Gravity Based Structure ..	10
Gambar 2.4 Sistem Energy Bridge Ship (EBS) dari El Paso.....	11
Gambar 2.5 LNG unloading arm platform.....	15
Gambar 2.6 Jenis tangki LNG Single Containment	17
Gambar 2.7 Jenis tangki LNG Double Containment.....	18
Gambar 2.8 Jenis tangki LNG Full Containment.....	18
Gambar 2.9 Submerged electric motor pump	21
Gambar 2.10 Open Rack dan Submerged Vaporizer.....	22
Gambar 2.11 Alur Tahapan Pembangunan Suatu Pabrik	24
Gambar 3.1 Diagram Alir Proses Pada Perancangan Terminal LNG	31
Gambar 3.2 Metode Perancangan Fasilitas Penyimpanan dan Dermaga Terminal LNG	37
Gambar 4.1 Skema proses pengolahan LNG pada terminal penerimaan LNG	38
Gambar 4.2 Proses Flow Diagram pada LNG Receiving Terminal	40
Gambar 4.3 Penetrasi perpipaan masuk dan keluar pada tangki LNG	44
Gambar 4.4 Plot plant fasilitas penyimpanan LNG di Terminal LNG.....	57
Gambar 4.5 Plot Plant Fasilitas Berth and Jetty di Terminal LNG.....	60
Gambar 4.6 Sistem Perpipaan di Sekitar Pompa.....	62
Gambar 4.7. Bagian-Bagian Penyusun Dimensi Pompa	65
Gambar 4.8 Model Tiga Dimensi Brine Pump.....	67
Gambar 4.9 Bagian-bagian penyusun dimensi vessel horisontal	67
Gambar 4.10. Model Tiga Dimensi Vessel Horizontal	68
Gambar 4.11 Bagian-bagian penyusun dimensi tangki penyimpanan.....	69
Gambar 4.12 Model tiga dimensi vessel horisontal	69
Gambar 4.13. Tampak Depan Model 3D LNG Storage Facility	70
Gambar 4.14. Tampak Samping Model 3D LNG Storage Facility	70
Gambar 4.15. Tampak Samping Atas Model 3D LNG Storage Facility	71
Gambar 4.16. Unit Liquid Nitrogen Tank dan Air fin.....	71
Gambar 4.17. Unit Breathing Tank	71
Gambar 4.18. Tampak Depan Model 3D Jetty Platform	72
Gambar 4.19. Tampak atas Model 3D Unit Area Dermaga.....	72
Gambar 4.19. Tampak depan Model 3D Unit Fuel Oil Tank	73
Gambar 4.20. Tampak depan Model 3D Fuel Oil Pump	73
Gambar 5.1. Model 3D LNG Storage Facility	83
Gambar 5.2. Model 3D LNG Berth and Jetty Facility	84

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Karakteristik terminal LNG model underground storage.....	8
Tabel 2.2 Matriks untung-rugi terminal LNG model underground storage.....	8
Tabel 2.3 Karakteristik terminal dengan tangki timbun LNG	9
Tabel 2.5 Karakteristik dari Ship Based Terminal with Regasification	10
Tabel 3.1 Daftar Peralatan Fasilitas Jetty dan Penyimpanan LNG	32
Tabel 4.1 Jumlah Peralatan pada Fasilitas Storage dan Jetty di LNG-RT.....	46
Tabel 4.2 Spesifikasi LNG Storage Tank	47
Tabel 4.3 Spesifikasi Brine Tank	48
Tabel 4.4 Spesifikasi Breathing Tank.....	48
Tabel 4.5 Spesifikasi Fuel Oil Tank	49
Tabel 4.6 Spesifikasi Liquid Nitrogen Tank.....	49
Tabel 4.6 Spesifikasi Primary In-Tank Pump	50
Tabel 4.7 Spesifikasi In-Tank Transfer Pump	51
Tabel 4.7 Spesifikasi Fuel oil Pump.....	51
Tabel 4.8. Spesifikasi Brine Pump	52
Tabel 4.9 Dimensi Peralatan Pada Desain LNG-RT Jawa Timur.....	53
Tabel 4.10 Jarak Minimal Penempatan Tangki LNG.....	55
Tabel 4.11 Jarak Minimum Antar Peralatan Proses	56
Tabel 4.12 Hasil Perhitungan Diameter Optimum Pipa	64
Tabel 4.13. Daftar Aliran Pipa Dengan Rating ANSI 150RF.....	65
Tabel 4.14. Daftar aliran pipa dengan rating ANSI 300RF	65
Tabel 4.15 Keterangan Kode Bagian Penyusun Dimensi Pompa	66
Tabel 4.16 Keterangan kode bagian penyusun dimensi vessel horisontal.....	68
Tabel 4.17 Keterangan kode bagian penyusun dimensi tangki penyimpanan	69
Tabel 4.18 Biaya Tambahan Peralatan	74
Tabel 4.19 Biaya Investasi Peralatan.....	78
Tabel 4.18 Biaya Investasi Perpipa.....	79
Tabel 4.19. Perhitungan Total Capital Investment.....	80

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Indonesia merupakan negara dengan jumlah penduduk yang besar, dimana tingkat pertumbuhan penduduk sebesar 1,6 % per tahunnya [1]. Hal ini mengakibatkan semakin tingginya permintaan akan listrik sehingga diperlukan diversifikasi sumber energi pembangkit listrik. Seperti diketahui, sampai saat ini Indonesia masih bertumpu pada pemanfaatan minyak bumi sebagai sumber energi, dimana sumber energi fosil tersebut saat ini telah menipis jumlahnya.

Selain dari permasalahan krisis minyak, dengan diberlangsungkannya berbagai konvensi internasional mengenai pemanasan global, dimana tahun 2007 ini Indonesia bertindak sebagai tuan rumah [2], memaksa negara ini untuk melakukan pembaharuan lebih jelas dan tegas untuk menggunakan bahan bakar yang ramah lingkungan. Salah satu solusi dari kedua permasalahan di atas adalah dengan mensubstitusi penggunaan minyak bumi dengan gas alam.

Solusi substitusi yang dimaksud adalah anjuran Pemerintah untuk menggunakan energi alternatif pada unit-unit pembangkit, di antaranya yang cukup dominan adalah gas alam dan batu bara. Energi lain seperti panas bumi, air, dan lain-lain, juga dapat dimanfaatkan. Namun dari sisi keekonomian, gas alam dan batubara merupakan sumber daya alam yang cukup besar di Indonesia untuk saat ini.

Indonesia memiliki sumber gas alam yang cukup sebesar 20 TCF, tanpa mempertimbangkan dari CBM Indonesia [3], namun yang baru digunakan secara optimal masih sekitar 10 TCF. Sehingga masih besar peluang negara kita untuk mengembangkan pemanfaatan gas alam. Salah satu bentuk dari penggunaan gas alam adalah dalam bentuk LNG.

Gas jika ditransportasikan dalam bentuk LNG, maka diperlukan sarana pencairan, pengapalan, dan sarana regasifikasi, atau dapat disebut dengan LNG-RT. Secara umum, LNG-RT adalah tempat regasifikasi dimana fungsinya adalah menerima gas alam cair dari kapal LNG, menyimpan LNG tersebut ke dalam

tangki, menguapkan gas alam cair, dan selanjutnya mengalirkan gas alam ke jaringan perpipaan. Dalam hal ini, LNG *Receiving terminal* berfungsi memasok gas ke PLN sebagai tenaga pembangkit listrik dan kebutuhan energi lainnya.

Dengan adanya pembangunan LNG terminal ini, dapat diperoleh beberapa keuntungan, yaitu :

- Mendukung fasilitas supply gas alam dengan volume besar dan pemenuhan kebutuhan listrik terutama untuk Pulau Jawa
- Melengkapi transportasi gas dengan pipa
- Mengurangi ketergantungan terhadap minyak bumi
- Membuka peluang bisnis baru pada bagian hilir
- LNG terminal dapat dimanfaatkan untuk pembangkit listrik energy dingin (*cold energy utilization*)

Dengan menggunakan berbagai pertimbangan tersebut, pendirian LNG *receiving terminal* dapat dikatakan sebagai salah satu potensi untuk lebih menguatkan eksistensi gas alam Indonesia sebagai sumber energi. Saat ini Indonesia telah merencanakan pembangunan LNG terminal di Medan, dimana pasokan gas alam berasal dari LNG Tangguh, Papua, juga terminal di Jawa barat, dan Jawa Timur.

Pembangunan terminal LNG ini akan dilakukan setelah sebelumnya dilakukan beberapa studi kelayakan yang meliputi pemilihan proses yang akan diaplikasikan, pembuatan simulasi proses, dan pengkajian keekonomisan terminal. Hasil studi menunjukkan bahwa terminal yang akan dibuat memiliki kelayakan dari segi teknis dan ekonomi.

Kemudian, mengingat pentingnya tahapan-tahapan dalam *front end engineering design* (FEED) dalam pembangunan terminal LNG, maka dalam perancangan ini akan dilakukan beberapa tahapan yang ada dalam FEED, diantaranya pembuatan *piping and instrumentation diagram* (P&ID), *plot plant*, dan model tiga dimensi dari LNG plant yang baru. Hasil rancangan ini selanjutnya menjadi dasar untuk perhitungan biaya investasi pembangunan pabrik. Dengan dihasilkannya P&ID, model tiga dimensi dan estimasi biaya, diharapkan mendapatkan gambaran tentang perhitungan investasi dari LNG-RT yang akan dibangun.

1.2 RUMUSAN MASALAH

Berdasarkan latar belakang yang telah dijabarkan pada sub bab 1.1, maka yang menjadi rumusan masalah yaitu menentukan proses dan komponen proses yang lebih detail dibandingkan dengan tahapan *feasibility study* sehingga dapat memenuhi kriteria pembangunan LNG receiving terminal yang telah ada. Hal yang selanjutnya harus diperhatikan yaitu bagaimana menyusun komponen-komponen ini secara terpadu dan mengubahnya menjadi suatu model tiga dimensi, khususnya fasilitas penyimpanan maupun fasilitas *jetty*, untuk *loading-unloading* LNG. Selain aspek perancangan, seberapa besar biaya investasi yang diperlukan untuk pembangunan unit-unit yang didesain pada terminal ini juga perlu diperhitungkan, sehingga diperoleh estimasi biaya investasi yang mendekati kondisi nyata di lapangan.

1.3 TUJUAN

Adapun tujuan penulisan ini, yaitu untuk melakukan tahapan FEED berupa pembuatan P&ID, *plot plant*, dan perancangan model tiga dimensi LNG-RT. Selain itu, penulisan ini juga bertujuan untuk memperhitungkan perkiraan biaya investasi yang dibutuhkan dari pembangunan unit-unit penyimpanan dan fasilitas dermaga pada terminal LNG yang didesain.

1.4 BATASAN MASALAH

- Dalam pembuatan simulasi tiga dimensi dari *plant layout* yang akan dirancang hanya meliputi peralatan utama, pipa-pipa utama dan *valve-valve* utama sehingga tidak meliputi instrumentasi dalam pembuatan simulasi tiga dimensi ini
- Metode perancangan simulasi tiga dimensi ini memakai software tiga dimensi yang berintegrasi dengan software PDMS.
- Pada penulisan ini, tidak semua tahapan dalam FEED dilakukan dan dibatasi dalam hal pembuatan P&ID, *plot plant*, dan proyeksi tiga dimensi.
- Desain tiga dimensi yang dibuat hanya dibatasi pada unit penyimpanan yang meliputi tangki LNG dan kelengkapannya, dan unit *loading-*

unloading yang meliputi *unloading arm*, *platform jetty*, tangki bahan bakar serta perpompaannya dari sebuah terminal penerimaan LNG.

- Perolehan harga-harga peralatan utama dalam desain fasilitas-fasilitas ini berdasarkan beberapa sumber yaitu hasil perhitungan dari buku referensi tentang investasi peralatan dan aplikasi penggunaan harga untuk peralatan yang tipikal

1.5 SISTEMATIKA PENULISAN

Sistematika penulisan yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah:

BAB I : PENDAHULUAN

Bab ini terdiri atas latar belakang, rumusan masalah, tujuan penelitian, pembatasan masalah, dan sistematika penulisan.

BAB II : TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini menjelaskan teori-teori dasar mengenai proses yang terjadi pada LNG receiving terminal, peralatan-peralatan utama yang dibutuhkan, dan tahapan *front end engineering design* secara umum

BAB III : METODE PERANCANGAN

Bab ini terdiri atas metode perancangan meliputi tahap-tahap *front end engineering design* pada LNG receiving terminal

BAB IV : HASIL PERANCANGAN

Bab ini akan berisikan hasil dari perancangan yang berupa spesifikasi peralatan, *plot plant*, P&ID, model pabrik tiga dimensi, dan biaya investasi

BAB V : KESIMPULAN

Bab ini berisi kesimpulan dari seluruh bab yang ada dan merupakan rangkuman singkat dari pembahasan-pembahasan sebelumnya

BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

Pada bab tinjauan pustaka ini, akan dijabarkan beberapa pembahasan yang berkaitan dengan basis desain perancangan terminal penerimaan LNG yang akan dibuat. Hal-hal utama yang akan dibahas diantaranya adalah mengenai karakteristik dari LNG, jenis-jenis terminal yang telah ada sampai saat ini, proses regasifikasi LNG secara umum, peralatan-peralatan utama dalam proses regasifikasi serta tahapan-tahapan dalam perancangan sebuah terminal mengikuti konsep *Front End Engineering Design* (FEED).

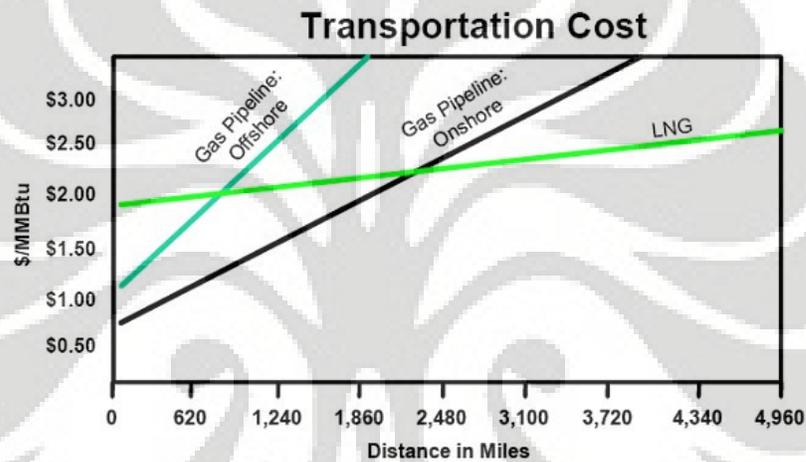
Sebelum masuk dalam pembahasan utama, akan dijelaskan mengenai kapasitas terminal yang akan dibuat. Kapasitas ini ditentukan dari data *demand-supply* terhadap gas alam di Jawa Timur. Berdasarkan data-data yang diperoleh, *supply* yang diberikan oleh sumur-sumur gas yang berada di Jawa Timur berkisar antara 300-500 MMscfd antara tahun 2002 sampai 2010 dan akan terus berkurang berdasarkan produktifitas sumur [7]. Sedangkan untuk *demand* akan terus meningkat hingga pada saatnya *supply* dari sumur-sumur gas ini tidak dapat memenuhi kebutuhan gas alam di Jawa Timur dan *gas balance* akan menjadi negatif. Untuk mencegah terjadinya hal tersebut, maka dibutuhkan *supply* gas alam yang berasal dari LNG Tangguh. Melalui terminal penerimaan LNG ini, gas alam cair akan diregasifikasi dan memiliki kapasitas 485 MMscfd, yang didistribusikan melalui jaringan perpipaan.

2.1 Karakteristik Gas alam

Komponen utama gas alam atau biasa disebut *natural gas*, terdiri dari sebagian besar metana dan sejumlah kecil etana, propane, butane dan nitrogen. LNG atau *Liquefied Natural Gas*, adalah gas bumi dalam fasa cair yang diperoleh dari proses pendinginan gas bumi yang telah dimurnikan pada suhu -162°C . LNG memiliki sifat fisik tidak beracun (*non-toxic*), tidak berbau (*odorless*), tidak menimbulkan karat (*non-corrosive*), tidak mudah terbakar/meledak (*non-combustible*), dan tidak menghasilkan banyak polutan berbahaya karena hanya

sedikit mengandung CO, NO_x, dan SO_x, sehingga LNG memiliki kelebihan sebagai salah satu sumber energi yang ramah lingkungan.

LNG juga memiliki volum spesifik lebih kecil bila dibandingkan dengan volume spesifik gas bumi pada suhu dan tekanan yang sama. Dengan volume liquid yang relatif lebih kecil tersebut, maka pengiriman LNG dalam jarak yang relatif jauh akan menjadi jauh lebih ekonomis dibandingkan dengan pengiriman gas bumi melalui pipa transmisi. Hal ini dapat dilihat pada gambar 2.1 di bawah ini yang menunjukkan keekonomisan transportasi gas alam berdasarkan jarak distribusi.



Source: Institute of Gas Technology.

Gambar 2.1 Kurva biaya transportasi gas alam terhadap jarak distribusi

2.2 LNG Receiving Terminal

Proses LNG *supply* terdiri dari 4 tahap utama, yaitu eksplorasi dan produksi gas alam, pencairan gas alam (*liquifaction*) dengan cara pendinginan, transportasi (*shipping*), regasifikasi dan penyimpanan untuk kemudian didistribusikan ke konsumen melalui jaringan perpipaan. Pada gambar 2.2 berikut menunjukkan rantai suplai dari LNG berdasarkan penjelasan di atas.

1. Kapal LNG yang berfungsi sebagai terminal dengan fasilitas regasifikasi
 2. LNG *Receiving terminal* jenis *Gravity Structure Based (GBS)*, yaitu struktur beton yang dipancangkan ke dasar laut yang berfungsi sebagai dermaga dengan fasilitas regasifikasi dan penyimpanan gas.
- Penyimpanan gas alam dalam reservoir bumi (*underground storage*), dengan 3 model yaitu :
1. Reservoir minyak dan / atau gas bumi yang tidak berproduksi lagi.
 2. Gua garam (*salt Caverns*)
 3. Reservoir air (*aquifer reservoir*) yaitu reservoir air bawah tanah yang dikondisikan untuk penyimpanan gas.

Setiap model yang dijabarkan diatas memiliki kelebihan dan kekurangan dilihat dari beberapa sisi, hal ini ditunjukkan pada tabel 2.1, 2.2, 2.3, 2.4 dan 2.5 berikut:

Tabel 2.1 Karakteristik terminal LNG model *underground storage*

No	Karakteristik	Baik	Sedang	Buruk
1	Biaya Rendah (<i>million US \$</i>)	<100	100-200	>200
2	Teknologi terbukti (<i>proven</i>)	<i>Proven</i>	<i>near proven</i>	<i>not proven</i>
3	Infrastruktur sederhana	Sederhana	sedang	rumit
4	Kehandalan pasokan (MMscfd)	>1200	sedang	kurang
5	Pemanfaatan suhu dingin LNG	dapat	sedang	tidak ada
6	Fleksibilitas ekspansi kapasitas	fleksibel	sedang	tertentu
7	fleksibilitas pemilihan lokasi	fleksibel	sedang	tertentu
8	Faktor keamanan	aman	sedang	kurang aman
9	Gas losses rendah	<0.1%	<1%	<5%

Tabel 2.2 Matriks untung-rugi terminal LNG model *underground storage*

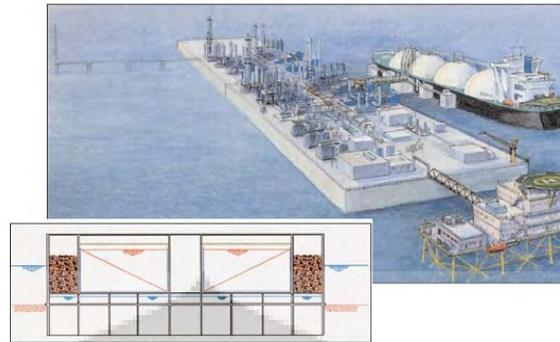
No	Karakteristik	<i>Depleted oil/gas reservoir</i>	<i>Salt Cavern</i>	<i>Aquifer Reservoir</i>
1	Biaya	Sedang	baik	Buruk
2	Teknologi terbukti (<i>proven</i>)	Baik	baik	Baik
3	Infrastruktur sederhana	Baik	baik	Buruk
4	Kehandalan pasokan (MMscfd)	Baik	baik	Baik
5	Pemanfaatan suhu dingin LNG	Buruk	buruk	Buruk
6	Fleksibilitas ekspansi kapasitas	Sedang	baik	sedang
7	fleksibilitas pemilihan lokasi	Buruk	sedang	Buruk
8	Faktor keamanan	Baik	baik	baik
9	Gas losses rendah	Sedang	baik	buruk

LNG *receiving terminal* dengan tangki timbun LNG dan fasilitas regasifikasi merupakan model penyimpanan LNG yang paling umum digunakan di dunia. Pada saat ini terdapat 40 LNG *receiving terminal* yang beroperasi di seluruh dunia dengan jumlah terbanyak di Jepang (24), Eropa (9), Amerika Serikat (3), Korea (2), Puerto Rico (1), dan Taiwan (1). Secara umum, terdapat empat bagian utama dari model terminal LNG ini, yaitu unit *unloading*, unit penyimpanan, unit regasifikasi, dan unit distribusi. Pada tabel 2.3 menunjukkan karakteristik terminal dengan tangki timbun LNG.

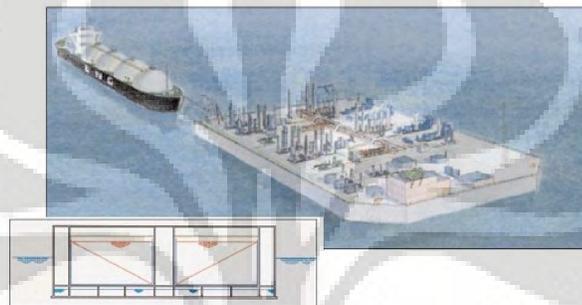
Tabel 2.3 Karakteristik terminal dengan tangki timbun LNG

No	Karakteristik	Penilaian	Alasan
1	Biaya	Buruk	biaya investasi yang diperlukan relatif tinggi
2	Teknologi terbukti (proven)	Baik	teknologi yang digunakan telah terbukti
3	Infrastruktur sederhana	Buruk	perlunya tambahan fasilitas penyimpanan (tidak bisa mempergunakan kondisi lingkungan yang telah ada)
4	Kehandalan pasokan (MMscfd)	Baik	Dapat beroperasi walaupun terjadi keterlambatan tangker
5	Pemanfaatan suhu dingin LNG	Baik	dapat dengan mudah diintegrasikan dengan sistem yang memanfaatkan suhu dingin LNG
6	Fleksibilitas ekspansi kapasitas	Baik	dapat dengan mudah mengalami perluasan kapasitas
7	fleksibilitas pemilihan lokasi	Baik	tidak memerlukan kondisi lingkungan tertentu
8	Faktor keamanan	Sedang	tangki timbun cukup rentan terhadap kerusakan bila terjadi kesalahan proses
9	<i>Gas losses</i> rendah	Sedang	relatif sangat sedikit karena dapat diminimalisasi dengan vapor recovery

Semua LNG *receiving terminal* yang telah dibangun sampai saat ini berlokasi di darat dan memiliki fasilitas dermaga yang pembangunannya membutuhkan biaya besar. Beberapa konsep penggunaan kapal sebagai terminal LNG telah dikembangkan dengan tujuan mengurangi biaya pembangunan dermaga. Saat ini, ExxonMobil bekerja sama dengan SN Technigaz sedang mengembangkan LNG *receiving terminal* yang disebut *Gravity based structure* (GBS), dimana struktur beton GBS dilengkapi dengan tangki, dibawa ke lokasi, dipancangkan ke dasar laut, dan dihubungkan dengan pipa ke pantai. Pada gambar 2.3 di bawah ini menunjukkan ilustrasi gambar terminal jenis GBS.



Sumber: Brian Raine, LNG Journal



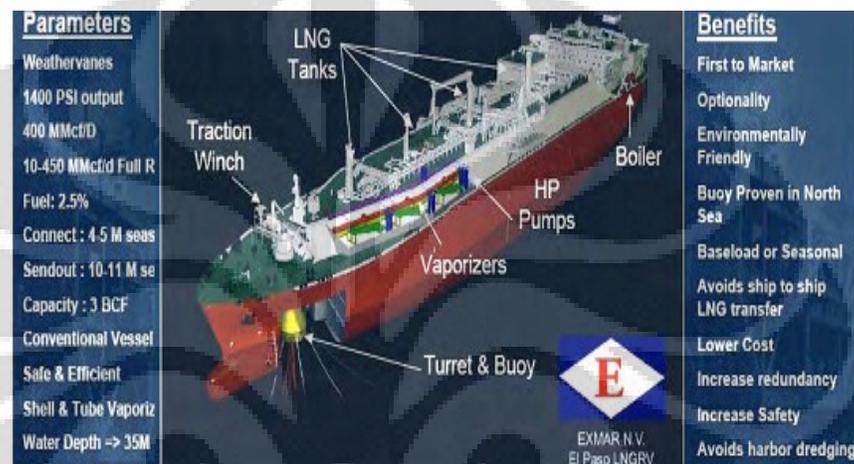
Gambar 2.3 Terminal LNG receiving terminal model Gravity Based Structure

Untuk menunjukkan karakteristik model terminal LNG dengan ship based diatas, dapat dilihat pada tabel 2.5 di bawah ini:

Tabel 2.5 Karakteristik dari Ship Based Terminal with Regasification

no	Karakteristik	Penilaian	Alasan
1	Biaya	belum diketahui	Sistem dalam pengembangan. Sistem EBS tetap memerlukan tangki timbun
2	Teknologi terbukti (proven)	belum terbukti	masing-masing unit mungkin sudah terbukti kehandalannya tetapi sebagai sistem beu teruji
3	Infrastruktur sederhana	baik	tidak membutuhkan infrastruktur sebelumnya
4	Kehandalan pasokan (MMscfd)	belum diketahui	dengan adanya tangki timbun, terminal tetap dapat beroperasi walaupun terjadi keterlambatan tangker
5	Pemanfaatan suhu dingin LNG	tidak ada	tidak tersedia tempat untuk unit pemanfaatan dingin
6	Fleksibilitas ekspansi kapasitas	baik	untuk sistem GBS
7	fleksibilitas pemilihan lokasi	baik	pada laut dalam lebih dari 15 meter
8	Faktor keamanan	belum diketahui	Sistem dalam pengembangan. Sistem EBS tetap memerlukan tangki timbun
9	Gas losses rendah	sedang	Dapar diminimalisasi dengan unit vapor recovery

Sedangkan untuk jenis kapal regasifikasi, dikembangkan oleh El Paso Global LNG, berupa *Energy Bridge* yang menggunakan kapal LNG sebagai unit regasifikasi. Pada saat kapal LNG tiba di lokasi terminal, *buoy* naik ke permukaan laut dihubungkan dengan konektor yang berada di kapal, selanjutnya LNG diregasifikasi di kapal dan dialirkan ke darat melalui system perpipaan bawah laut. Pada gambar 2.4 menunjukkan ilustrasi EBS yang dikembangkan oleh El Paso.



Sumber: El Paso

Gambar 2.4 Sistem Energy Bridge Ship (EBS) dari El Paso

2.2.2 Terminal LNG Lepas Pantai (*Offshore*)

Pengembangan teknologi LNG lepas pantai pada dasarnya merupakan penggabungan dari teknologi pencairan, transportasi, penyimpanan, dan regasifikasi LNG yang telah berkembang hingga saat ini dengan teknologi substruktur lepas pantai yang digunakan di industri minyak dan gas. Terminal penerimaan adalah bagian yang penting dalam suatu rantai nilai LNG. Lokasi terminal penerimaan juga harus memenuhi berbagai kriteria termasuk di dalamnya dari segi keselamatan, keamanan, adanya akses terhadap laut, kedekatan dengan jaringan distribusi gas, luas area yang memadai untuk menjamin jarak yang aman dari aktivitas manusia di sekitarnya serta memenuhi persyaratan lingkungan. Dengan berbagai kriteria di atas, dibutuhkan area lahan yang cukup luas untuk membangun terminal penerimaan LNG.

Di tengah semakin sulitnya lahan yang dapat memenuhi kriteria tersebut, konsep terminal penerimaan LNG di lepas pantai bisa menjadi suatu alternatif solusi. Secara garis besar, selain hal-hal di atas, hal lain yang melatarbelakangi diperlukannya suatu terminal penerimaan LNG yang terletak di lepas pantai di antaranya adalah adanya laut dangkal dekat pantai. Seperti yang dijelaskan di atas, tidaklah mudah menemukan lokasi di daratan sekitar pantai yang memenuhi kriteria-kriteria yang disebutkan di atas. Laut dangkal di dekat pantai bisa berpotensi untuk dijadikan terminal penerimaan LNG karena letaknya yang bisa menjangkau baik untuk *loading-unloading* LNG dari tanker dan untuk penyaluran gasnya melalui sistem pipa distribusi.

Pemasangan terminal LNG di lepas pantai berarti juga menjauhkan aktivitas terminal penerimaan tersebut dari aktivitas manusia di sekitarnya, yang berarti akan bisa lebih diterima oleh masyarakat selain juga memperkecil konsekuensi apabila terjadi kecelakaan. Terlebih lagi didukung oleh catatan keselamatan yang bagus pada pengiriman LNG melalui laut [17]. Hal ini bisa menjadikan perizinan untuk terminal lepas pantai relatif lebih mudah dibanding terminal penerimaan di darat. Selain itu, pemasangan terminal LNG di lepas pantai juga memiliki kelebihan dari segi keamanan, di mana peluang untuk disabotase oleh pihak-pihak yang tak bertanggung jawab menjadi lebih kecil.

Dalam pembangunan terminal penerimaan LNG di lepas pantai, hal-hal yang perlu diperhatikan dalam pemilihan lokasi adalah sebagai berikut :

- Kedekatan dengan lalu lintas laut
- Kedalaman laut
- Arus dan gelombang
- Kondisi laut dan angin
- Kedekatan dengan infrastruktur pipa gas
- Kendala fisik serta identifikasi bahaya
- Hal lainnya seperti adanya es, dsb.

Hal-hal yang disebutkan di atas juga akan mempengaruhi jenis substruktur terminal yang akan digunakan. Konsep terminal penerimaan di lepas pantai secara garis besar dapat dibagi menjadi dua yaitu dengan menggunakan Konsep *Floating Storage and Regasification Unit* (FSRU) dan menggunakan *Gravity Based*

Substructure (GBS). GBS dirancang untuk laut dangkal yang berada di dekat pantai, sedangkan FSRU digunakan untuk kedalaman laut yang lebih dalam [17].

2.3 Proses Regasifikasi pada LNG *Receiving terminal*

Proses pertama yang terjadi pada LNG *receiving terminal* adalah *unloading* LNG dari tanker LNG ke tangki timbun LNG. Di dalam tangki timbun ini LNG disimpan untuk sementara waktu sebelum diregasifikasi dan dialirkan ke jaringan perpipaan. Kondisi dalam tangki memiliki temperature -162°C dengan tekanan atmosferik. Alasan pemilihan kondisi ini adalah karena pada suhu -162°C tekanan uap LNG mendekati tekanan atmosfer. Apabila terdapat panas yang masuk ke dalam tangki, sebagian LNG akan menguap dan memberikan efek autorefrigasi kepada LNG dalam tangki timbun, sementara temperatur tangki tidak berubah.

Efek autorefrigasi yang dimaksud di atas adalah efek pendinginan yang terjadi akibat pembentukan *boil off gas*. Apabila terdapat panas yang masuk ke dalam tangki, panas tersebut akan terserap oleh sebagian kecil LNG yang akan dipakai untuk mengubah fasa sebagian kecil LNG tersebut menjadi gas. Akibat sebagian kecil panas yang tetap masuk serta akibat pemompaan LNG ke dalam tangki timbun, akan terbentuk *boil-off-gas*, dimana *boil-off-gas* ini akan dikeluarkan dari tangki untuk menjaga keseimbangan tekanan tangki timbun.

Urutan prioritas penggunaan *boil-off-gas* yang terbentuk, dapat dijabarkan sebagai berikut :

- Dialirkan ke LNG tanker, untuk menjaga keseimbangan tekanan di dalam tanker.
- Dialirkan kembali ke dalam storage tank untuk di simpan kembali, setelah sebelumnya direkondensasi.
- Direkondensasi dan dikirim bersama LNG ke jaringan perpipaan.
- Dialirkan ke flare.

Apabila LNG *receiving terminal* sedang beroperasi pada kapasitas normal, sebagian besar *boil-off-gas* tersebut akan dikondensasi dan digabungkan dengan aliran LNG yang akan dikirim ke jaringan perpipaan. Sebelum mengalami proses regasifikasi, LNG dipompa untuk mengontakkan LNG dengan *boil-off-gas* yang

akan dikirim bersama dengan LNG. Sebagian suhu dingin LNG ini akan terpakai untuk mengkondensasi boil-off-gas menjadi LNG, sehingga keluaran dari LNG rekondenser ini keseluruhannya berada dalam fasa cair. Pengkondensasi *boil-off-gas* dimaksudkan untuk mengurangi energi yang diperlukan untuk menaikkan tekanan gas alam (fasa uap) lebih besar dibandingkan energi yang diperlukan untuk menaikkan tekanan LNG (fasa cair) ke tingkat yang tekanan sama.

Dari recondenser, LNG dialirkan ke pompa sekunder, yang akan meningkatkan tekanan LNG menjadi sama dengan tekanan jaringan perpipaan sebesar 1,050 psi ($\pm 7,3$ Mpa) untuk kemudian diregasifikasi dalam vaporizer. Dalam sistem ini, dipakai dua jenis vaporizer, yaitu *open rack vaporizer* dan *submerged vaporizer*. Tujuan dari dua jenis vaporizer ini adalah untuk saling melengkapi kelebihan dan kekurangan dari masing-masing vaporizer.

Open rack vaporizer menggunakan air laut untuk menguapkan LNG menjadi gas alam. Keuntungan dari alat ini adalah biaya operasi yang rendah, serta konstruksi pemeliharaan yang sederhana. Kekurangannya terletak pada perubahan kapasitas yang dapat ditanganinya tidak terlalu besar. Sedangkan *Submerged vaporizer* menggunakan air yang dipanaskan dengan *burner* untuk memvaporasi LNG menjadi gas alam. Keuntungan dari alat ini adalah biaya fasilitas yang rendah, dan berlawanan dengan *open rack vaporizer*, dapat menangani fluktuasi keluaran terminal yang lebar. Akan tetapi kekurangannya terletak pada besarnya biaya operasi, karena memerlukan energi/bahan bakar untuk memanaskan air pemanas.

2.4 Peralatan Utama pada LNG Receiving Terminal

Pada proses regasifikasi di terminal LNG, terdapat beberapa peralatan utama yaitu:

1. LNG unloading arms

Waktu yang dibutuhkan untuk *unloading* LNG dari tangker berukuran 125.000-138.000 m³ berkisar 10 sampai 15 jam. Kondisi ini membutuhkan transfer laju alir sebesar 12.000 m³. Hal ini dapat dipenuhi dengan menggunakan dua buah *unloading arm* berukuran 16 inch yang masing-masing dapat mengalirkan LNG sebesar 6000 m³ [11]. Untuk tangker yang lebih kecil laju alir yang lebih

rendah maka unloading arm yang dibutuhkan juga akan berkorespondensi lebih kecil menyesuaikan ukuran yang diperlukan.

Selain unloading arm, juga dibutuhkan *vapor return arm*, yang digunakan untuk mengalirkan gas alam dalam fasa gas dari *shore* menuju tangker. Dan untuk *reliability factor*, maka sebaiknya pada terminal LNG terdapat cadangan *arm* apabila salah satu arm harus dilakukan *maintenance*. Unloading arm, terbuat dari stainless steel yang dapat menahan suhu rendah yaitu -162°C . Untuk melihat bentuk dari platform unloading arm ini, dapat dilihat pada gambar 2.5 dibawah.



Gambar 2.5 LNG unloading arm platform

2. LNG Storage Tank

Tangki penyimpanan untuk cairan kriogenik mempunyai dua bagian, yaitu tangki bagian dalam yang digunakan sebagai tangki untuk menampung produk dan tangki bagian luar sebagai pembatas antara kondisi *ambient* dengan tangki bagian dalam. Bagian antara tangki dalam dan tangki luar yang biasa disebut *annulus*, merupakan bagian yang diisi oleh lapisan pemantul dan lapisan penyekat serta tekanan divakum [13]. Lapisan pemantul dan penyekat serat pemvakuman bagian *annulus* bertujuan untuk menghalangi dan menghambat terjadinya penyerapan panas dari udara luar oleh tangki dalam yang jauh lebih dingin. Bagian pemantul berguna untuk mengurangi perpindahan radiasi, lapisan penyekat berfungsi untuk mengurangi perpindahan panas konduksi dan pemvakuman berfungsi untuk mengurangi panas konveksi.

Dalam perancangan tangki dalam biasanya dirancang untuk tidak diisi penuh 100 %, tapi hanya diisi kurang lebih 90 % [13]. Karena selalu ada panas yang masuk ke tangki sehingga tekanan tangki dalam akan meningkat akibat dari adanya cairan kriogenik yang terevaporasi. Tekanan tangki tersebut dapat meningkat dengan cepat apabila tidak ada ruang yang kosong dalam tangki bagian dalam. Bentuk tangki dapat berupa *cylindrical*, *spherical*, *conical* atau kombinasi dari ketiga bentuk tersebut. Pada umumnya bentuk yang paling ekonomis karena paling mudah dibuat adalah tangki berbentuk silinder dengan *head* berbentuk *elliptical* atau *hemispherical*. Sedangkan tangki *spherical* memiliki konfigurasi yang paling efisien jika dilihat dari jumlah panas yang masuk ke dalam tangki.

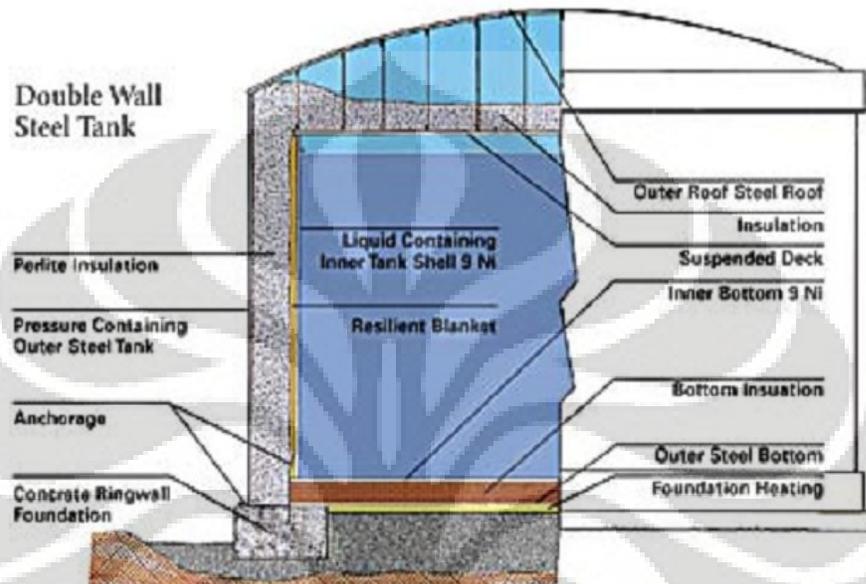
Pada terminal LNG, satu atau lebih tangki di atas tanah (*above ground*) umumnya dipasang untuk menerima dan menyimpan LNG. Kapasitas tangki penyimpanan berkisar antara 40.000 sampai 180.000 m³. Untuk mengefisienkan biaya, desain diupayakan untuk meminimalkan jumlah tangki dan memaksimalkan kapasitas penyimpanan per tangki. Jika fasilitas tersebut hanya memiliki satu tangki maka pengiriman dan *loading-unloading* LNG akan berasal dari tangki yang sama. Hal ini tidak menimbulkan persoalan jika sistem dirancang dan dioperasikan dengan benar [8].

Pemilihan jenis tangki yang digunakan di terminal LNG, pada dasarnya mempertimbangkan hal-hal seperti ketersediaan lahan, biaya capital dan biaya operasi yang dibutuhkan, juga terhadap kondisi alam di sekitar terminal [8]. Untuk menjelaskan hal tersebut, akan diuraikan beberapa jenis tangki penyimpanan LNG di bawah ini :

1. *Single containment*

Tangki *single containment* memiliki dinding bagian dalam yang terbuat dari baja nikel 9% yang berdiri sendiri (*self supporting*). Bagian dalam tangki ini dikelilingi oleh dinding bagian luar yang terbuat dari baja karbon yang memberikan insulasi perlit pada ruang annular. Bagian luar tangki yang berupa baja karbon tidak memiliki kemampuan untuk diisi material kriogenik, sehingga perlindungan hanya dilakukan oleh tangki bagian dalam. Meskipun demikian, tangki *single containment* dikelilingi oleh saluran atau wadah penampungan eksternal (*dike*) terhadap tangki,

yang salah satunya memberikan penampungan lapisan kedua apabila terjadi kegagalan pada dinding tangki bagian dalam. Ilustrasi dari tangki jenis ini dapat dilihat pada gambar 2.6 di bawah.

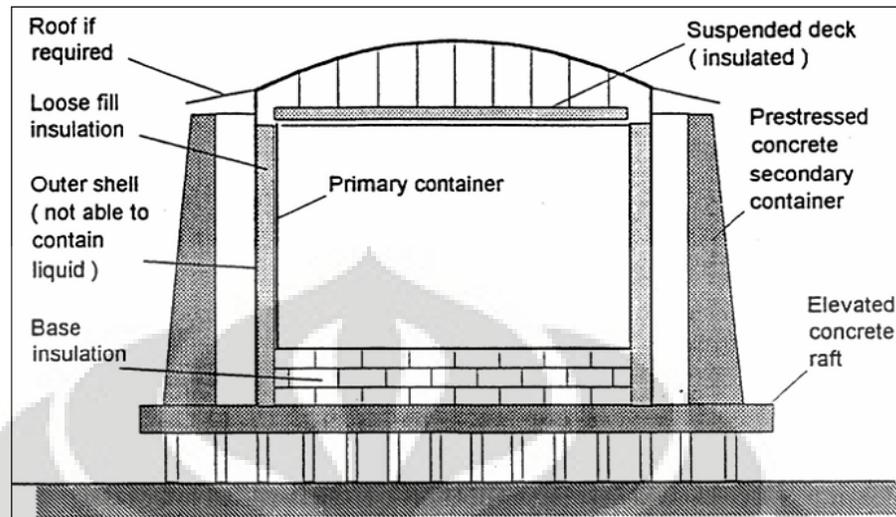


sumber : Oregon LNG. 2007

Gambar 2.6 Jenis tangki LNG *Single Containment* [12]

- *Double containment*

Jenis Tangki *double containment* adalah hampir sama dengan tangki *single containment*, tetapi sebagai pengganti saluran eksternal, terdapat dinding luar yang terbuat dari beton *pre-stressed*. Sehingga jika dinding bagian dalam mengalami kegagalan, maka dinding bagian luar dapat menampung cairan kriogenik. Beton untuk dinding bagian luar tersebut bisa menambah biaya, tetapi jumlah lahan yang dibutuhkan berkurang karena tidak adanya saluran di luar (*dike*) seperti pada *single containment*. Jika terjadi kegagalan pada tangki bagian dalam, maka cairan akan tertampung pada dinding bagian luar, serta uap akan keluar melalui celah annular. Untuk ilustrasi dari tangki jenis ini dapat dilihat pada gambar 2.7 di bawah

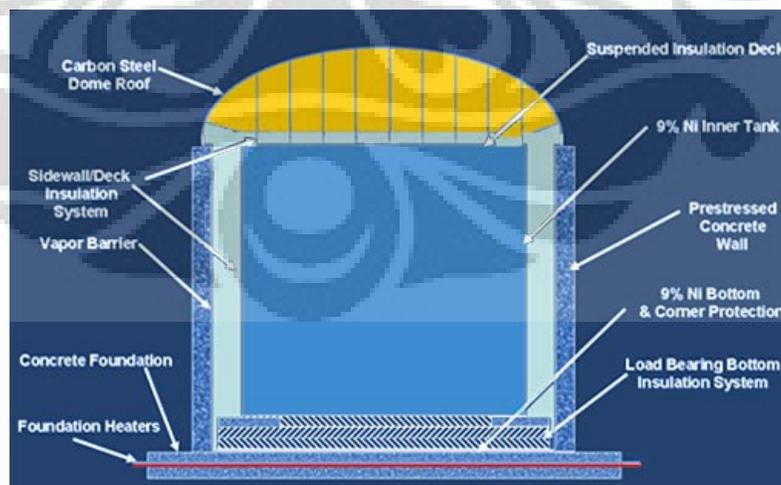


sumber : Oregon LNG. 2007

Gambar 2.7 Jenis tangki LNG *Double Containment* [12]

- *Full containment*

Pada jenis tangki *full containment*, celah annular antara bagian dalam dan luar tangki di ditutup (*sealed*). Umumnya jenis tangki ini memiliki atap beton maupun dinding bagian luar yang terbuat dari beton *pre-stressed*. Dinding bagian luar dan atapnya dapat menampung baik cairan kriogenik maupun uap yang dihasilkan. Ilustrasi jenis tangki ini dapat dilihat pada gambar 2.8 di bawah.



Gambar 2.8 Jenis tangki LNG *Full Containment* [13]

Pada jenis full containment tank, atap tangki yang digunakan pada umumnya berupa beton, dimana dapat memungkinkan tekanan desain yang lebih tinggi (300 mbarg) dibanding dengan tangki dengan atap logam (170 mbarg) sebagai salah satu kelebihan jenis tangki ini [11].

Pada dasarnya, tekanan pada pada tangki harus dijaga agar tetap stabil untuk mencegah terjadinya negative pressure maupun over pressure. Pada operasi normalnya, system penanganan uap akan menaikkan atau menurunkan laju alir dari boil of gas untuk menjaga kondisi yang stabil dari tangki. Selain itu pada tangki juga diperlukan sistem pengamanan berupa sistem *over pressure protection* dan *vacuum protection*, dimana dapat diaplikasikan pada instrumentasi *pressure relief* dan *vacuum relief valve*.

3. Vapor Handling System (Penanganan uap)

Selama operasi normal, uap *boil-off* diproduksi pada tangki dan pipa yang berisi cairan akibat transfer panas dari lingkungan sekitar. Uap ini dikumpulkan pada *boil-off header* yang terhubung dengan *boil-off compressor suction drum*. Uap *boil-off* yang dihasilkan selama operasi normal karena adanya panas yang terserap ke tangki penyimpanan dan pipa dikompres dan dicairkan pada *recondenser*. Selama *unloading*, jumlah uap pada outlet tangki naik secara signifikan. Uap tambahan ini adalah kombinasi dari volume yang digantikan pada tangki oleh LNG yang masuk, uap yang datang dari terbebasnya input energi pada pompa kapal, uap *flash* karena perbedaan tekanan antara kapal dan tangki penyimpanan serta penguapan dari bocornya panas pada penghubung *loading-unloading* dan pipa transfer.

Uap dapat dialirkan kembali menuju kapal melalui *boil-off gas blower* atau menuju *boil-off compressor*. Uap yang tidak dialirkan kembali ke kapal dikompres dan dialirkan ke *recondenser*. Banyaknya uap yang bisa direkondensasi tergantung pada jumlah LNG yang dikirimkan. Jika tidak terdapat cukup LNG yang dikirimkan untuk menyerap *boil-off gas*, uap tersebut dikompresi hingga tekanan pipa atau bisa juga dibakar atau dikeluarkan ke atmosfer (*vented*).

4. LNG Pump

Pada terminal LNG, terdapat dua jenis sistem *pumpout* yang dilakukan, yaitu *single dan double stages* [11]. Pada *single stage*, digunakan pompa dengan daya yang besar untuk meningkatkan tekanan fluida (LNG), mencapai tekanan tinggi dan kemudian di uapkan dan didistribusikan ke jaringan perpipaan. Sedangkan pada *double stage*, digunakan apabila pada terminal terdapat unit recondenser, yang berfungsi mencairkan kembali boil off gas. Setelah proses ini, maka LNG yang dihasilkan akan dipompa mencapai tekanan tinggi, baru kemudian di uapkan dan didistribusikan [17].

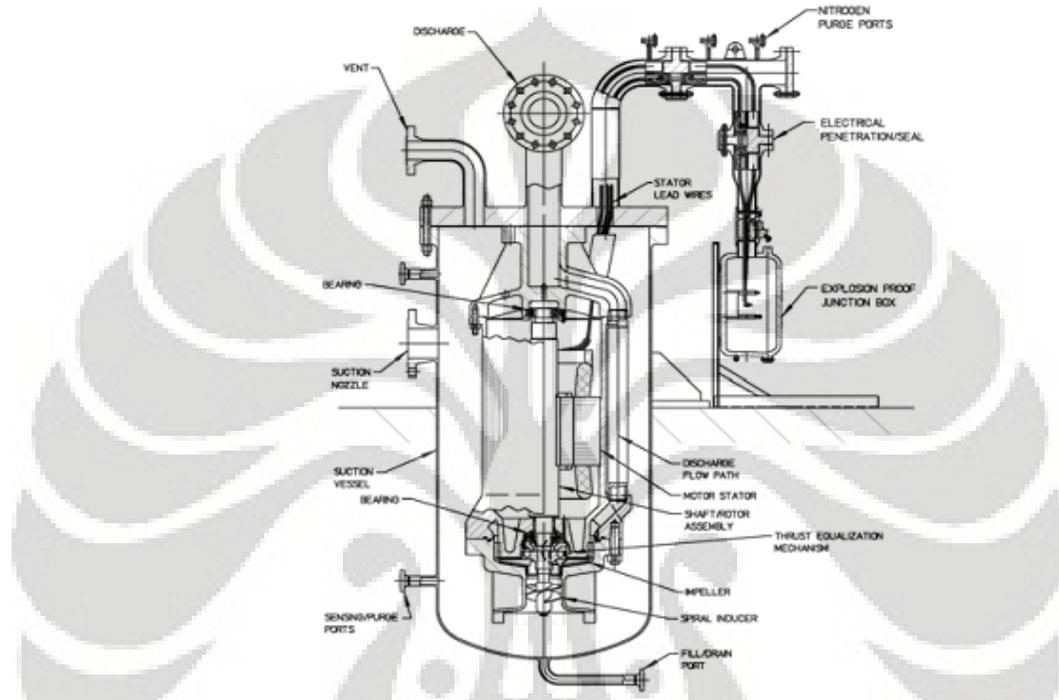
Pada tangki LNG, biasanya terdapat beberapa pompa LNG dengan *head* rendah atau bisa disebut *transfer pump*, yang biasanya terpasang pada masing-masing tangki penyimpanan LNG. Pompa pompa LNG ini akan mengalirkan LNG dan mensirkulasikan LNG pada pipa *loading-unloading* kapal untuk menjaga pipa tersebut tetap dingin di antara waktu *unloading* kapal. Pompa tahap pertama ini umumnya memiliki tekanan keluar sekitar 1.5 MPa [17]. Kemudian terdapat pompa yang berfungsi untuk mengalirkan LNG keluar tangki menuju recondenser ataupun vaporizer (tergantung pada jenis proses regasifikasi yang digunakan).

Jenis pompa yang digunakan pada tangki LNG ini memiliki beberapa karakteristik yang khas [11], yaitu :

- Merupakan jenis *Submerged Electric Motor*
 Pada umumnya terletak secara *submerged*, dimana sebagian kecil LNG yang dipompa akan membasahi stator dan rotornya. Sehingga dapat berfungsi juga sebagai pendingin ataupun lubrikan pada *bearing*. Selain itu LNG yang bersifat tidak korosif dan secara elektrik tidak konduktif, sehingga aman dari terjadinya ledakan yang berbahaya apabila terdapat hubungan arus pendek, karena tercelupnya motor ini menyebabkan terisolasinya motor dari udara maupun oksigen. Ilustrasi gambar pompa *submerged* ini dapat dilihat pada gambar 2.9.
- Material yang digunakan untuk pompa LNG adalah *Alluminium alloy*, dimana memiliki kelebihan yaitu ringan, mudah dalam fabrikasinya, dan memiliki kekuatan mekanis yang sesuai terhadap kondisi kriogenik.

- *Retractable in tank mounting for installation within tank*

Untuk meminimalisasi terjadinya kebocoran, pada umumnya semua jenis penetrasi perpipaan masuk dan keluar dilakukan dari atap tangki LNG. Dengan adanya hal ini, maka pompa LNG ini dapat diletakkan di dalam tangki dengan kolom vertical dari atap sampai bagian dasar tangki.



Gambar 2.9 *Submerged electric motor pump*

Untuk keperluan maintenance, pompa ini dapat dikeluarkan dari tangki dan dapat diinstalasi kembali. Untuk melakukan hal ini tanpa harus adanya venting gas alam yang berfasa uap ke atmosfer, maka biasanya pada bagian dasar kolom pompa terdapat foot valve. Ketika pompa dikeluarkan, maka *foot valve* ini akan menutup kolom dan mengisolasi kolom dari masuknya LNG maupun fluida dari luar kolom.

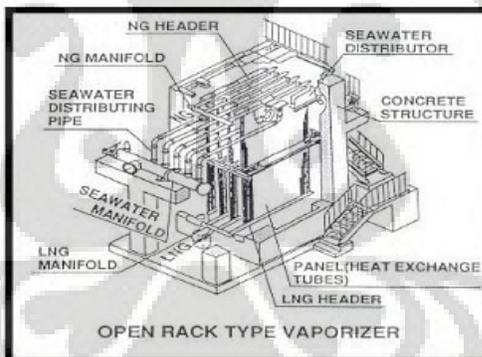
5. BOG Recondenser

LNG dari pompa dalam tangki dialirkan langsung ke LNG *recondenser*. Uap *boil-off* yang dihasilkan selama operasi normal juga dialirkan ke *recondenser* dan dicampurkan dengan LNG untuk dikondensasikan. Hal ini dapat menghindarkan pembakaran atau pengeluaran uap ke atmosfer. Pada umumnya

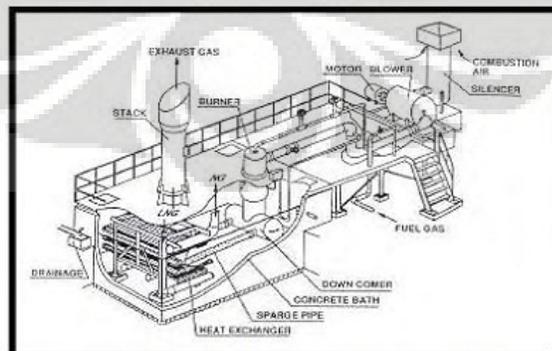
recondenser tersebut berisi *packed bed* sehingga terdapat area permukaan yang luas untuk kontak cairan dan uap [17]. Alur selanjutnya setelah BOG ini direkondensasi dan keluar bersamaan LNG, akan dialirkan menuju vaporizer, untuk diuapkan menjadi gas alam dan didistribusikan ke perpipaan.

6. *Open Rack dan Submerged Vaporizer*

Fasilitas terminal LNG memiliki beberapa penguap yang beroperasi secara paralel dengan juga disertai cadangan. *Open Rack Vaporizers* (ORV) adalah yang banyak digunakan dan menggunakan air laut untuk memanaskan dan menguapkan LNG. Jenis lainnya adalah *Submerged Combustion Vaporiser* (SCV) yang menggunakan gas yang dikirimkan sebagai bahan bakar untuk pembakaran yang memberikan panas pembakaran. Mahalnya pemasangan sistem ORV air laut menyebabkan biaya kapital yang tinggi. Di lain pihak, SCV memiliki biaya operasi yang lebih tinggi karena biaya bahan bakar. Pada beberapa fasilitas, karena pertimbangan ekonomi, ORV biasa digunakan pada kisaran operasi normal pengiriman dan SCV digunakan sebagai cadangan.



Sumber: LNG Import Terminal – Recent Developments, Janusz Tarlowski et al.



Sumber: LNG Import Terminal – Recent Developments, Janusz Tarlowski et al.

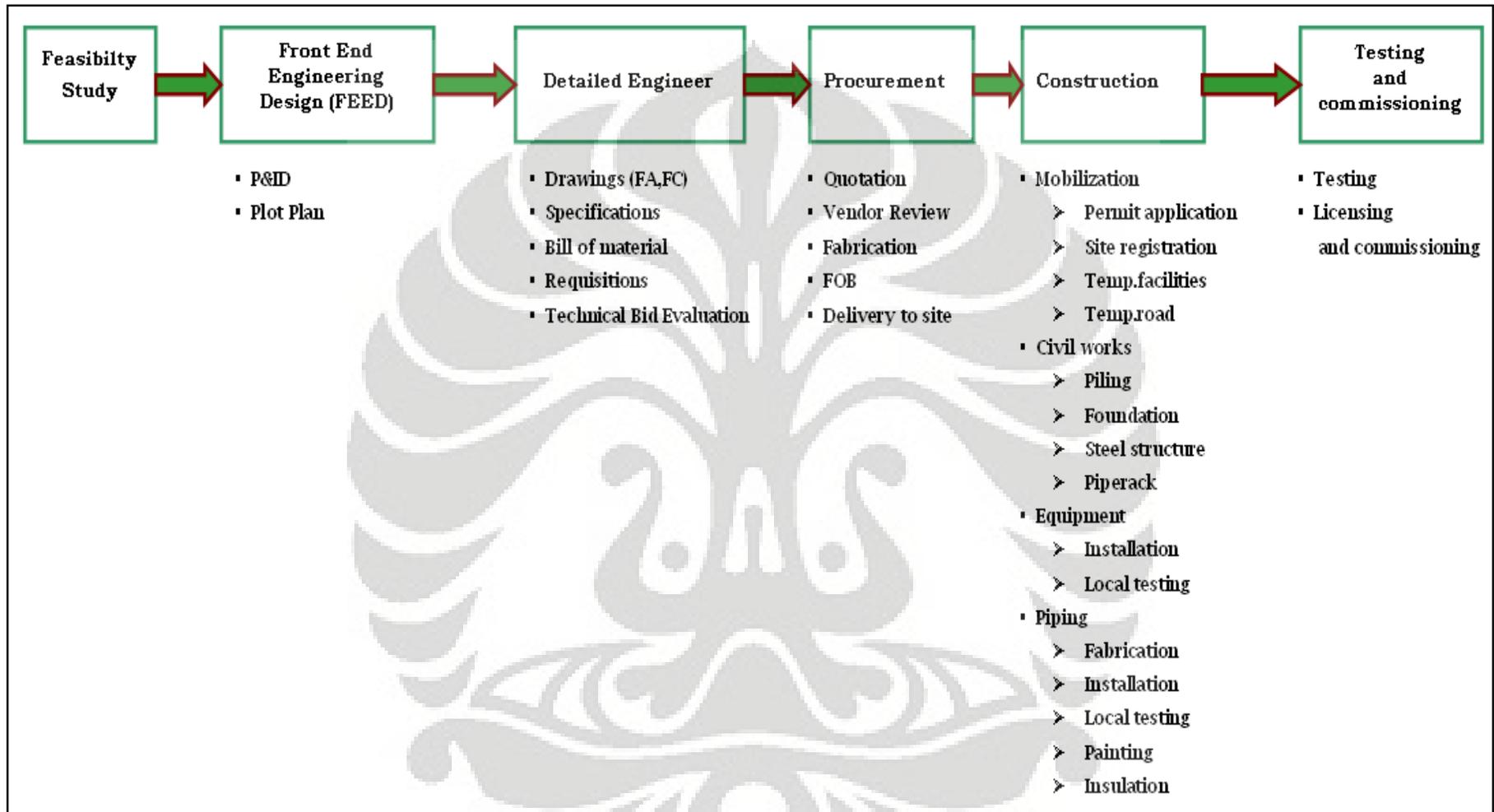
Gambar 2.10 *Open Rack dan Submerged Vaporizer*

2.5 Tahapan Pembangunan Pabrik

Dalam pembangunan suatu pabrik, ada beberapa proses atau tahapan yang harus dilalui sebelum pabrik tersebut dapat dikonstruksi dan beroperasi secara optimal. Tahapan-tahapan tersebut penting dilakukan untuk mengurangi tingkat resiko dan memperoleh akurasi yang lebih tinggi baik itu dari segi rancangan keseluruhan pabrik maupun biaya yang harus dikeluarkan. Alur tahapan pembangunan dari suatu pabrik dapat dilihat pada gambar 2.11.

Dari gambar tersebut dapat dilihat bahwa secara umum tahapan pembangunan suatu pabrik terdiri dari tahap studi kelayakan (*feasibility study*), *front end engineering design*, detailed engineering, procurement, construction, serta testing and commissioning. Untuk pelaksanaan tahapan-tahapan ini umumnya melibatkan dua pihak yaitu pihak pemilik (*owner*) yang akan melakukan proses *feasibility study* dan pihak EPC yang akan melakukan proses engineering, procurement, construction, testing, dan commissioning.

Perusahaan EPC adalah suatu perusahaan yang bertanggung jawab dalam hal desain dari sebuah pabrik untuk selanjutnya dilakukan proses pembangunan. Setelah proses pembangunan pabrik selesai, pihak EPC kemudian menyerahkan pabrik tersebut kepada *owner* untuk dioperasikan.



Gambar 2.11 Alur Tahapan Pembangunan Suatu Pabrik

2.5.1 Feasibility study

Tujuan *feasibility study* adalah untuk menentukan apakah suatu proyek layak untuk dikerjakan baik ditinjau dari segi teknis proses maupun keekonomiannya. Dalam tahapan *feasibility study*, beberapa alternatif yang mungkin dilaksanakan akan dikaji lebih lanjut antara lain dengan proses simulasi sehingga diperoleh alternatif terbaik dari segi teknis. Studi teknis yang dilakukan umumnya berkaitan dengan kelayakan proses, kondisi operasi, dan spesifikasi produk yang diinginkan. Setelah melalui kelayakan teknis, maka selanjutnya akan dianalisa pula kelayakan dari segi ekonomi sehingga memberikan informasi keuntungan proyek tersebut, lamanya pengembalian modal, analisa sensitivitas, dan lain sebagainya. Alternatif yang paling memenuhi kriteria teknis dan ekonomi inilah yang akan dikembangkan lebih lanjut melalui proses pembangunan.

2.5.2 Front end engineering design

Tahapan desain tingkat lanjut (*front end engineering design*) merupakan tahapan yang sangat penting untuk keberhasilan proyek konstruksi suatu pabrik. Hasil rancangan pada tahap ini akan menjadi dasar bagi pelaksanaan tahap selanjutnya. Pada tahapan ini, suatu proyek akan dirancang lebih lanjut sesuai kondisi proses operasi yang dibutuhkan. Untuk mencapai hal tersebut, peralatan-peralatan yang dibutuhkan untuk mendukung proses ini diatur lebih lanjut sehingga memenuhi aspek reliabilitas, efisiensi, dan keselamatan (*safety*) yang diinginkan. Hasil dari tahapan ini yaitu dokumentasi teknis berupa *piping and instrumentation diagram* (P&ID) dan rancangan tata letak peralatan pabrik.

2.5.2.1 Piping and Instrumentation Diagram (P&ID)

P&ID adalah suatu gambar detail dari sistem pabrik yang menunjukkan diagram aliran proses, perpipaan dan komponen pipa, serta instrumentasi. P&ID merupakan dokumen dasar teknis (*basic engineering document*) dan dibuat berdasarkan diagram alir proses (PFD). P&ID terkadang juga disebut *mechanical flow diagram* (MFD) atau juga *engineering flow diagram* (EFD).

2.5.2.2 Penggambaran *Plot Plant*

Penggambaran *plot plant* atau tata letak peralatan pabrik adalah suatu sistem penggambaran dari tampak atas. Persyaratan umum dalam menentukan *plot plant* ini yaitu memungkinkan pengoperasian, mudah untuk pengamanan kebakaran, mudah untuk perbaikan, mudah untuk pengontrolan, dan aman. Perencanaan dan penggambaran *plot plan* ini merupakan hal yang penting pada sistem perencanaan perpipaan karena jalur-jalur perencanaan perpipaan akan berpedoman dari gambar ini pada daerah proses.

2.5.3 Tahap *Procurement*

Pada tahap *procurement*, hal penting yang harus diperhatikan yaitu apakah supplier atau subcontractor dapat memenuhi kebutuhan akan peralatan sesuai spesifikasi yang diinginkan secara tepat waktu dan menawarkan biaya yang proporsional sesuai kemampuan *owner*. Untuk itu maka sebelum dilakukan pembelian peralatan, hal yang harus dilakukan yaitu menseleksi vendor yang dapat memenuhi kriteria yang disyaratkan.

Dalam pemilihan vendor, ada beberapa proses yang dilakukan yaitu:

1. Membuat daftar vendor (*bidder's list*)

Daftar supplier dan subkontraktor akan dipersiapkan untuk mengidentifikasi kemampuan khusus mereka, batasan volum yang mampu dipenuhi, dan area geografis kerja mereka. Faktor-faktor yang akan dipertimbangkan dalam mengembangkan daftar vendor yaitu :

- Pengalaman kerja dengan vendor tersebut
- Referensi yang diterima mengenai vendor tersebut
- Data financial mengenai perusahaan supplier atau subkontraktor
- Hasil dari survey teknis, kualitas, dan komersial yang dilakukan

2. Meminta proposal dari *supplier* dan subkontraktor

Proposal ini berisikan spesifikasi teknis peralatan, biaya, dan jadwal yang dibutuhkan oleh supplier atau subkontraktor untuk pengiriman peralatan dan pemasangan.

3. Evaluasi, negosiasi, dan pemilihan

Evaluasi serta negosiasi teknis dan komersial akan dilakukan sebelum akhirnya pemilihan akhir vendor atau subkontraktor. Dari proposal yang diterima sebelumnya, akan dilakukan peninjauan secara lengkap dari aspek teknis, manajemen, harga atau biaya, dan komersial. Sebagai hasil dari peninjauan ini, maka akan dilakukan negosiasi sesuai kebutuhan. Setelah negosiasi selesai, maka akan diputuskan vendor atau subkontraktor mana yang memiliki penawaran terbaik sesuai kriteria perusahaan.

Setelah pemilihan vendor, maka perusahaan EPC menandatangani kontrak tertulis dengan vendor. Selain itu perusahaan EPC juga melakukan pengontrolan kualitas dari peralatan yang disupply dari vendor. Perusahaan EPC juga dapat meminta literatur dan informasi teknis peralatan dari vendor

2.5.4 Tahap Konstruksi

Sebelum pelaksanaan konstruksi, pihak EPC melakukan persiapan melalui proses prakonstruksi. Hal-hal yang dilakukan pada proses prakonstruksi antara lain yaitu :

1. Melakukan persiapan area dan membangun fasilitas-fasilitas yang dibutuhkan untuk kepentingan konstruksi.
2. Melakukan analisa dan peninjauan ulang untuk mengevaluasi metode urutan konstruksi sehingga dapat menghemat waktu instalasi.
3. Memeriksa kembali gambar dan spesifikasi untuk memastikan konstruksi yang harus dilakukan
4. Menyiapkan susunan rinci pekerjaan atau WBS (work breakdown structure)
5. Membuat dan menetapkan peraturan kerja untuk pelaksanaan konstruksi
6. Membuat pedoman mengenai prosedur yang berkaitan dengan keselamatan kerja.

Setelah proses persiapan di atas, proses selanjutnya yaitu pelaksanaan konstruksi. Proses konstruksi ini antara lain meliputi pembuatan pondasi peralatan, instalasi peralatan, instalasi sistem perpipaan, pemasangan insulasi, dan lain sebagainya. Pelaksanaan konstruksi ini dilakukan berdasarkan rancangan gambar yang telah dibuat pada tahap engineering.

2.5.5 Tahap *Testing* dan *Commissioning*

Selain tahapan-tahapan di atas, perusahaan EPC pada umumnya juga bertanggung jawab melakukan *commissioning* sebelum menyerahkan pabrik ke *owner*. Pada tahap *testing* dan *commissioning*, pihak EPC melakukan pemeriksaan akhir terhadap semua fasilitas dan sistem untuk memastikan bahwa semua persyaratan kontrak telah terpenuhi. Selanjutnya, pihak EPC juga bertanggung jawab untuk melakukan *commissioning* yaitu membuat peralatan dan sistem bekerja pada suatu level operasi selama periode tertentu sebelum akhirnya diserahkan ke *owner*. Pada saat penyerahan pabrik, pihak EPC juga menyerahkan semua arsip proyek, manual, dokumentasi gambar, dokumen perizinan, garansi, dan dokumen lain yang diminta pihak *owner*.

2.6 Model Tiga Dimensi

Pembuatan model pabrik tiga dimensi umumnya dilakukan setelah penggambaran pabrik secara dua dimensi baik melalui gambar P&ID maupun plot *plan*. Rancangan dua dimensi ini lalu divisualisasikan menyerupai bentuk sesungguhnya dengan model tiga dimensi.

Penggambaran model pabrik secara tiga dimensi dilakukan oleh perusahaan EPC untuk berbagai kepentingan baik itu untuk kepentingan internal dalam pengerjaan suatu proyek maupun untuk kepentingan presentasi kepada klien. Penggambaran secara tiga dimensi memiliki beberapa keuntungan sehingga menjadi pilihan bagi perusahaan EPC untuk memvisualisasikan rancangan pabrik secara lengkap sebelum tahapan konstruksi. Dalam pembangunan suatu pabrik yang melibatkan begitu banyak anggota tim yang multidisiplin, penggambaran secara dua dimensi kerap kali menimbulkan perbedaan persepsi. Adanya perbedaan persepsi ini menyebabkan perlunya tambahan waktu untuk menyamakan persepsi para anggota tim yang terlibat. Dengan penggunaan model tiga dimensi, penggunaan waktu dapat lebih efektif dan resiko kerugian akibat kesalahan konstruksi dapat diminimalisasi. Penggambaran tiga dimensi juga memberi keuntungan terhadap klien, karena klien dapat melihat rancangan pabrik dari berbagai sudut dan bagian serta dapat menilai rancangan tersebut secara cepat.

BAB 3

METODE PERANCANGAN

Untuk dapat menghasilkan model tiga dimensi dari unit-unit fasilitas *jetty* dan fasilitas penyimpanan pada rancangan terminal penerimaan LNG di Jawa Timur, maka perlu dilakukan beberapa tahapan proses yang disusun dalam suatu metode perancangan yang mencakup beberapa tahapan dalam *front end engineering design* (FEED). Tahapan tersebut antara lain perancangan data teknis yang mencakup diagram alir proses regasifikasi, daftar peralatan utama, perhitungan luas area dari masing-masing peralatan, yang dilakukan berdasarkan data-data dimensi peralatan yang didesain.

Kemudian, tahapan selanjutnya adalah penggambaran *layout plant*, serta penentuan jarak dan tata letak peralatan. Setelah penggambaran *layout*, maka selanjutnya adalah pembuatan perancangan P&ID dan sistem perpipaannya, baru kemudian dapat dibuat menjadi model tiga dimensi. Tahap terakhir setelah perancangan ini, yaitu memberikan data mengenai *bill of material* peralatan dari fasilitas yang dibuat dalam perancangan, sebagai perkiraan investasi yang harus dikeluarkan dalam membangun fasilitas penyimpanan dan fasilitas *jetty* (dermaga) pada terminal penerimaan LNG.

Semua data dan hasil rancangan per bagian ini akan dibahas pada bab selanjutnya, dan akan digunakan sebagai bagian dalam tahap pembuatan model tiga dimensi fasilitas *jetty* dan fasilitas penyimpanan terminal LNG secara keseluruhan. Uraian tahapan-tahapan metode perancangan akan dijelaskan pada subbab di bawah ini.

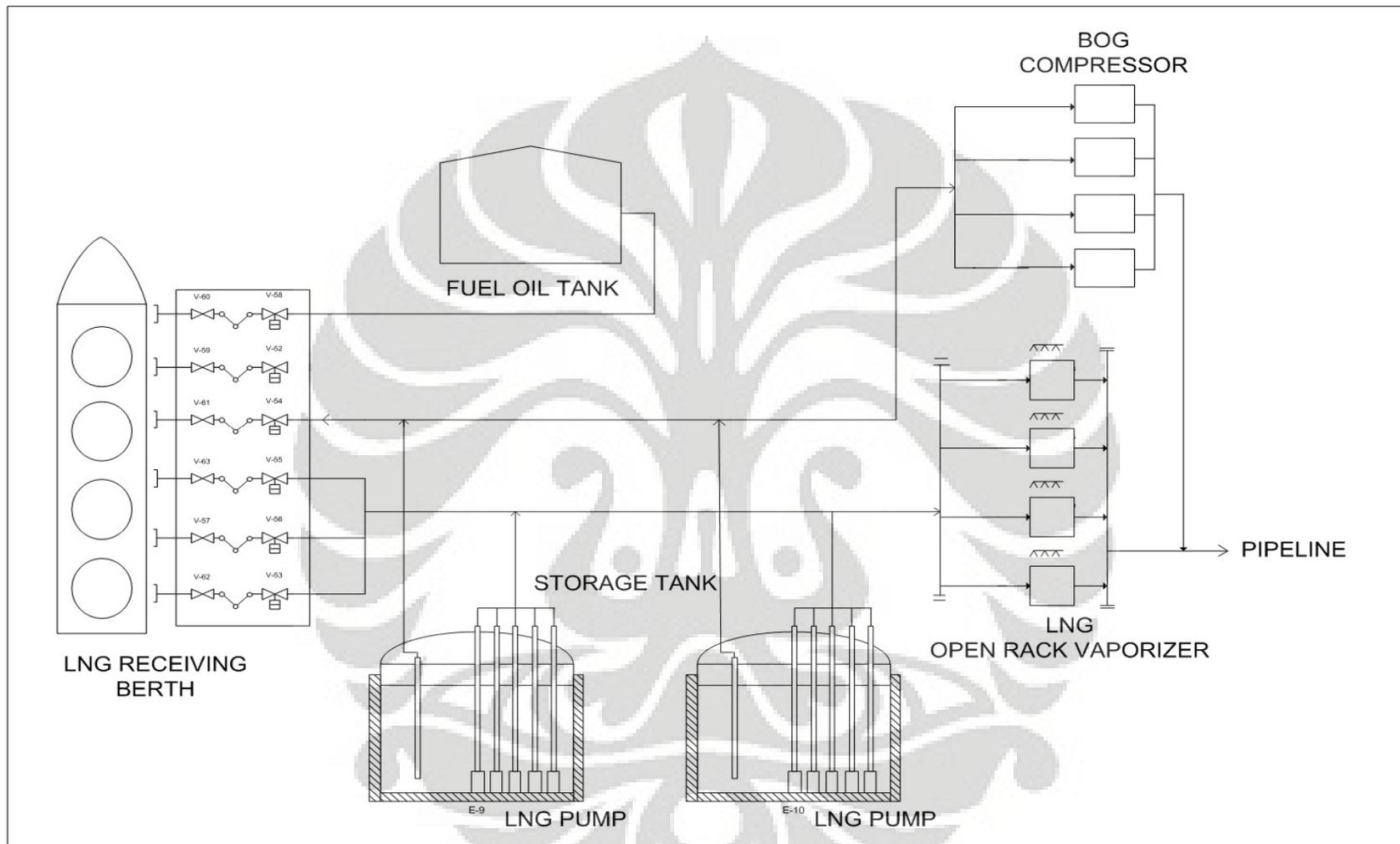
3.1 Perancangan Data Teknis

Dalam perancangan ini, dibutuhkan data input proyek berupa data teknis yang berupa diagram alir proses, sebagai filosofi utama dalam perancangan, daftar dan jumlah peralatan, beserta dimensi masing-masing unit. Untuk penjelasan lebih dalam akan dibahas pada pembahasan di bawah ini.

1. Diagram aliran proses (*Process Flow Diagram*) terminal LNG.

Proses yang digunakan pada perancangan terminal ini adalah tanpa menggunakan rekondenser *boil off gas*, sehingga memerlukan *single stage pump* dengan tekanan tinggi yang selanjutnya akan divaporisasi dan didistribusikan bersama *boil off gas* yang di kompresi dengan BOG kompressor.

Proses dimulai dari unloading LNG di fasilitas *jetty*, kemudian dialirkan menuju storage tank dengan menggunakan *unloading line* yang diinsulasi. Dari *storage tank*, dipompa hingga mencapai tekanan tinggi, untuk selanjutnya diuapkan menggunakan *vaporizer*. Pada perancangan ini *vaporizer* yang digunakan adalah jenis *Open Rack Vaporizer*. Sedangkan untuk vapor handling system, digunakan *BOG compressor* yang mengkompresi BOG yang terbentuk, sampai tekanan yang sama pada keluaran dari *vaporizer*, baru kemudian bersama akan ditransmisikan ke jaringan perpipaan. Untuk ilustrasi diagram aliran proses dapat dilihat pada gambar 3.1 di bawah.



Gambar 3.1 Diagram Alir Proses Pada Perancangan Terminal LNG

2. Daftar dan jumlah peralatan yang digunakan

Pada dasarnya peralatan utama pada perancangan fasilitas penyimpanan dan *jetty* ini secara tipikal sama dengan terminal-terminal LNG yang sudah ada sebelumnya. Namun terdapat perbedaan dalam hal sistem perpompaan LNG dari tangki penyimpanan menuju *vaporizer*, karena pada perancangan ini digunakan jenis HP pump, dan tanpa ada rekondensasi BOG dengan rekondenser. Kemudian, untuk daftar peralatan pada perancangan ini dapat dilihat pada tabel 3.1 di bawah beserta dengan jumlah masing-masing peralatan.

Tabel 3.1 Daftar Peralatan Fasilitas *Jetty* dan Penyimpanan LNG

No.	Equipment	Jumlah
1	LNG Unloading arm	3
2	Vapor Return Arm	1
3	Fuel Oil loading arm	1
4	Fuel Oil unloading arm	1
5	LNG Storage Tank	2
6	Breathing Tank	2
7	Brine Tank	2
8	Fuel Oil Tank	1
9	Brine Pump	4
10	LNG Primary Pump	8
11	LNG Transfer Pump	2
12	Fuel Oil Pump	2
13	LN ₂ Tank	1
14	LN ₂ Vaporizer (air fin)	2

3. Dimensi peralatan yang digunakan dalam proses.

Data ini diperlukan untuk mengetahui seberapa luas lahan yang digunakan oleh setiap peralatan, sehingga tata letaknya dapat disesuaikan dengan standar jarak minimum antar peralatan proses. Untuk ukuran peralatan yang digunakan dalam proses, akan dibahas pada BAB IV mengenai hasil perancangan dimensi peralatan.

4. Lokasi perancangan terminal LNG di Jawa Timur

Pada perancangan terminal ini, lokasi yang ditentukan berada di Tanjung Pecinan, Situbondo dengan luas area 300.000 m². Kondisi geografi menunjukkan bahwa daerah ini merupakan dataran rendah dengan ketinggian 0-3 meter, dan dapat dikatakan *flat-ground belt*. Kedalaman laut dari garis pantai juga bertambah secara radikal, dan dermaga akan dibangun kurang-lebih 100 meter dari garis pantai dengan kedalaman air laut 15 meter.

Kelebihan dari lahan ini adalah luas area yang memadai serta ketersediaannya perpipaan bawah laut yang dapat dihubungkan dari terminal yang akan dibangun. Lahan ini juga pernah dikembangkan sebagai lokasi pabrik *refinery*, namun dihentikan karena terjadinya krisis ekonomi pada tahun 1998, sehingga dapat dikatakan merupakan daerah yang tepat untuk terminal. Selain itu, mudahnya akses material konstruksi dan tenaga kerja, serta ketersediaan utilitas dan infrastruktur juga merupakan alasan pemilihan area terminal di daerah ini.

3.2 Tata Letak Peralatan dan *Draft Plot Plant 2 Dimensi*

Dalam perancangan ini, untuk menentukan tata letak peralatan, harus dilakukan dengan mempertimbangan hal-hal berikut [9] :

1. Pertimbangan jarak.

Jarak yang harus dipertimbangkan antara lain jarak untuk tiap peralatan, jalan akses di sekitar peralatan, dan pengaturan ketinggian untuk akses operator dan maintenance (*elevation clearances*)

2. *Economic Piping*

Sistem perpipaan pada dasarnya bertujuan untuk menghubungkan antar peralatan. Untuk meminimalisasi biaya, maka peralatan harus ditempatkan sesuai rangkaian proses dan sedekat mungkin antar satu sama lain namun tetap dengan memperhatikan aspek keselamatan, jarak untuk jalan akses, dan fleksibilitas pipa.

3. Proses yang digunakan

Peralatan harus diletakkan pada posisi tertentu untuk mendukung operasi proses pabrik seperti pertimbangan penurunan tekanan dan pemanfaatan gaya gravitasi.

4. Ukuran Peralatan

5. Ketersediaan area

6. *Common operation*

Peralatan yang membutuhkan perhatian operator secara kontinu atau memiliki utilitas dan fasilitas *maintenance* yang sama akan lebih efektif bila ditempatkan di area yang sama.

7. Kondisi Iklim

Kondisi iklim dapat mempengaruhi tata letak peralatan. Pada iklim dingin yang cukup ekstrem, peralatan harus terlindungi dalam suatu ruangan. Selain itu, pengaruh angin juga harus dipertimbangkan terutama untuk penempatan peralatan seperti *furnace*, kompresor, *cooling tower*, dan *stack*. *Furnace* ataupun peralatan yang dapat memicu api harus ditempatkan sedemikian rupa terhadap tiupan angin sehingga tidak memicu uap yang mudah terbakar.

Dengan menggunakan pertimbangan-pertimbangan tentang tata letak peralatan di atas, terutama dalam hal ukuran peralatan, dan ketersediaan lahan serta jarak aman yang dibutuhkan, maka selanjutnya dapat dibuat penggambaran plot plant dalam dua dimensi. Hasil perancangan dalam plot plant dua dimensi dapat dilihat pada BAB IV mengenai tata letak peralatan.

3.3 Pembuatan Piping and Instrumentation Diagram (P&ID)

Penggambaran P&ID dilakukan berdasarkan diagram aliran proses yang digunakan juga berdasarkan filosofi masing-masing peralatan. Filosofi yang diperhatikan terutama mengenai system *safety*, operasi dan *maintenance* peralatan. Pada penggambaran P&ID ini akan juga digunakan standar sistem perpipaan dan instrumentasi yang umum digunakan pada proses-proses

pengolahan minyak dan gas bumi. P&ID yang dibuat pada perancangan ini adalah untuk unit tangki utama pada fasilitas penyimpanan LNG.

3.4 Perancangan Sistem Perpipaian

Dalam perancangan sistem perpipaian ada beberapa hal yang harus diperhatikan, yaitu material pipa, kegunaan jalur pipa tersebut, ukuran pipa, analisa *piping stress*, dan tipe penyangga. Namun dalam perancangan ini, yang akan dibuat dalam rancangan sistem perpipaian, adalah mengenai perhitungan diameter optimum pipa dan material yang digunakan. Untuk perhitungan mengenai diameter pipa yang digunakan, akan digunakan pendekatan dari persamaan matematis yang dijabarkan oleh *peters* dan *timmerhaus*, yang terdapat pada salah satu sumber referensi yang digunakan. Sedangkan untuk jenis material pada pipa-pipa yang mengalirkan LNG, akan dilakukan pendekatan tipikal, berdasarkan studi kelayakan sebelumnya maupun dengan komparasi dengan terminal LNG yang sudah ada sebelumnya.

Perancangan untuk sistem perpipaian pada terminal LNG, berbeda dengan perpipaian gas alam maupun minyak bumi. Hal ini berdasarkan fakta bahwa perpipaian untuk menangani LNG di fasilitas ini, membutuhkan perhatian khusus, terutama dalam hal insulasi, karena pada fasilitas ini pipa-pipa utama akan mengalirkan fluida dengan temperatur yang sangat rendah. Jenis insulasi perpipaian akan ditetapkan berdasarkan jenis material, dengan spesifikasi resistansi yang paling baik terhadap kebocoran panas.

3.5 Pembuatan Model Pabrik Tiga Dimensi

Pembuatan model 3D akan dilakukan dengan *software* penggambaran tiga dimensi. Model ini melingkupi gambar peralatan dan jarak-jarak hasil perhitungan beserta sistem perpipaian di sekitar peralatan, sehingga diharapkan akan menyerupai kondisi nyata pabrik.

Model yang dibuat adalah pada fasilitas penyimpanan, yang meliputi LNG *storage tank*, *breathing tank*, *brine tank* dan *brine pump*, kemudian juga fasilitas *purging*, yaitu *liquid nitrogen tank* dan *air fin* sebagai media menguapkan

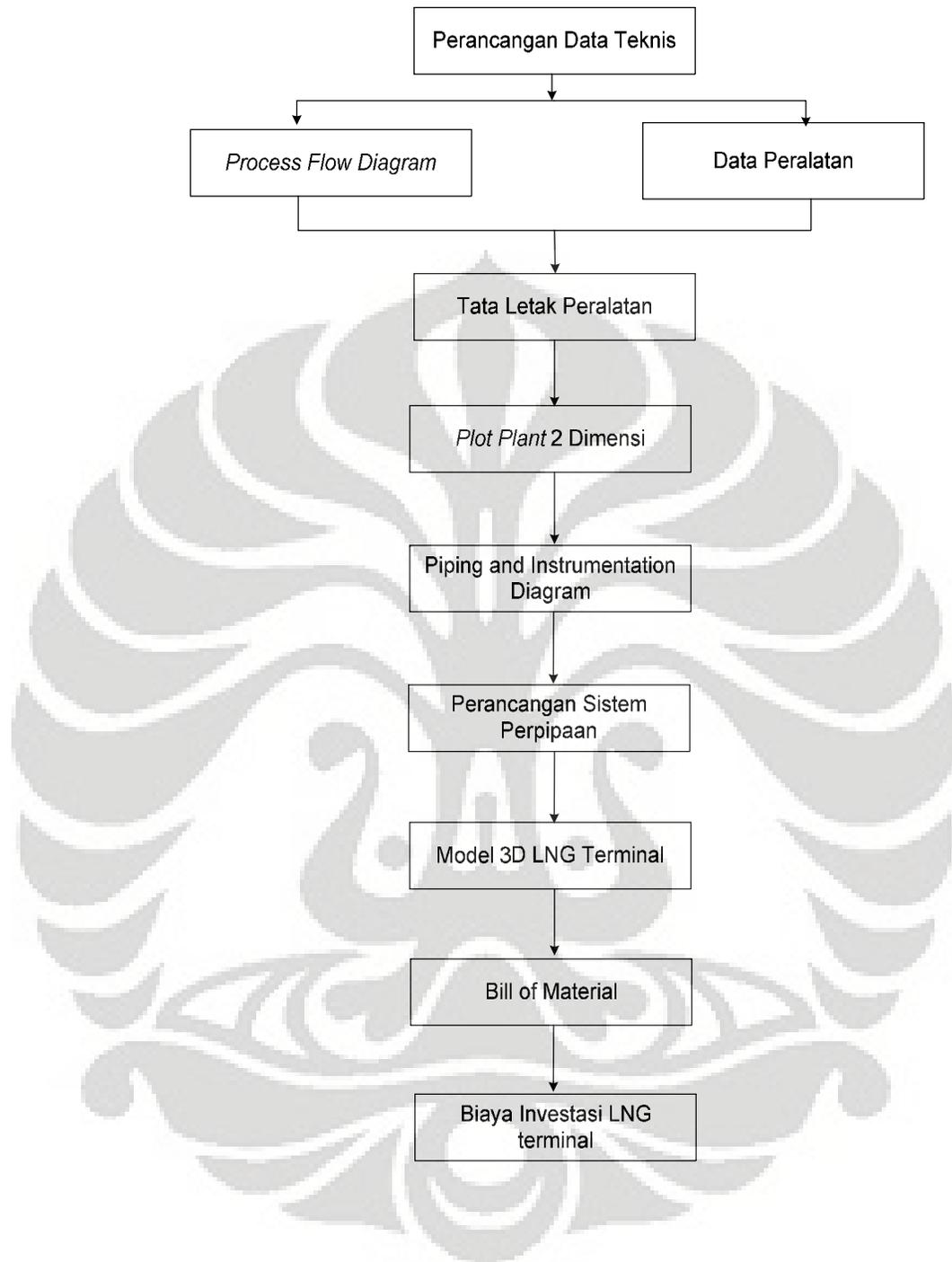
nitrogen cair menjadi fas gas kembali. Perpipaan untuk masing-masing peralatan juga akan dibuat berdasarkan perhitungan yang dilakukan sebelum tahap ini.

Kemudian pada fasilitas *berth dan jetty*, terdapat LNG *unloading arm*, dan juga *vapor return arm*. Arm ini berfungsi sebagai media transfer fluida dari / dan menuju kapal tangker pada saat merapat untuk proses *unloading* LNG. Fasilitas ini juga dilengkapi dengan fasilitas *fuel oil tank* dan perpompaannya yang akan digunakan sebagai suplai bahan bakar kapal tangker.

3.6 *Bill of Material*

Pada perancangan ini, *Bill of material* berisi daftar dan deskripsi dari peralatan dan komponen-komponen lainnya yang dibutuhkan untuk proses konstruksi pabrik, terutama pada fasilitas penyimpanan dan *jetty*. Asumsi yang digunakan dalam pembelian peralatan utama diperoleh dari informasi vendor untuk beberapa peralatan, dan hasil perhitungan berdasarkan referensi pustaka yang umum digunakan dalam sebuah perancangan pabrik.

Hasil dari bill of material ini, lebih lengkapnya, tidak hanya memberikan informasi harga dari masing-masing peralatan, namun juga harga dari perpipaan yang dihitung berdasarkan kebutuhan pipa yang digunakan. Perpipaan ini dihitung sesuai harga per meter per diameter (*inch*) agar lebih akurat dibandingkan dengan menggunakan *rule of thumb* tentang *range* persentase harga perpipaan dari sebuah pabrik. Biaya lain yang dihitung dalam perancangan ini, juga mencakup perhitungan mengenai biaya tambahan, seperti biaya instalasi peralatan, instalasi listrik, konstruksi, pengiriman, kontraktor dan juga biaya yang diperlukan untuk preparasi lokasi pembangunan fasilitas pabrik.



Gambar 3.2 Metode Perancangan Fasilitas Penyimpanan dan Dermaga Terminal LNG

BAB 4

PERANCANGAN

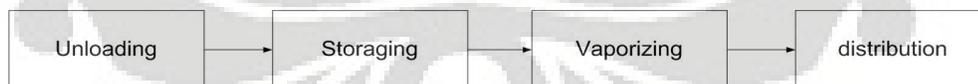
Pada pembahasan di BAB IV ini, akan menjelaskan tentang hasil perancangan model pabrik tiga dimensi terminal LNG, terutama mengenai fasilitas penyimpanan dan juga unit-unit di dermaga secara lebih detail, berdasarkan urutan metode perancangan yang telah dijelaskan pada bab sebelumnya.

4.1 Filosofi Proses dan Desain Peralatan

Dalam mendesain suatu perancangan pabrik, dibutuhkan filosofi dan desain basis yang ditetapkan terlebih dahulu. Penjelasan mengenai filosofi desain dan profil peralatan akan dijelaskan dalam pembahasan pada subbab-subbab di bawah. Pada perancangan ini, telah ditentukan akan mendesain suatu LNG-RT yang berada di daerah Jawa Timur dengan kapasitas dan produk yang dihasilkan sesuai permintaan kebutuhan di daerah tersebut.

4.1.1 Alur Proses Keseluruhan pada Perancangan LNG-RT

Pada terminal LNG yang akan dibuat, proses pengolahan LNG dimulai dari proses unloading pada fasilitas jetty, dilanjutkan pada proses penyimpanan, yang kemudian akan dialirkan melalui perpipaan untuk selanjutnya di vaporisasi dan didistribusikan ke jaringan perpipaan menuju konsumen.



Gambar 4.1 Skema proses pengolahan LNG pada terminal penerimaan LNG

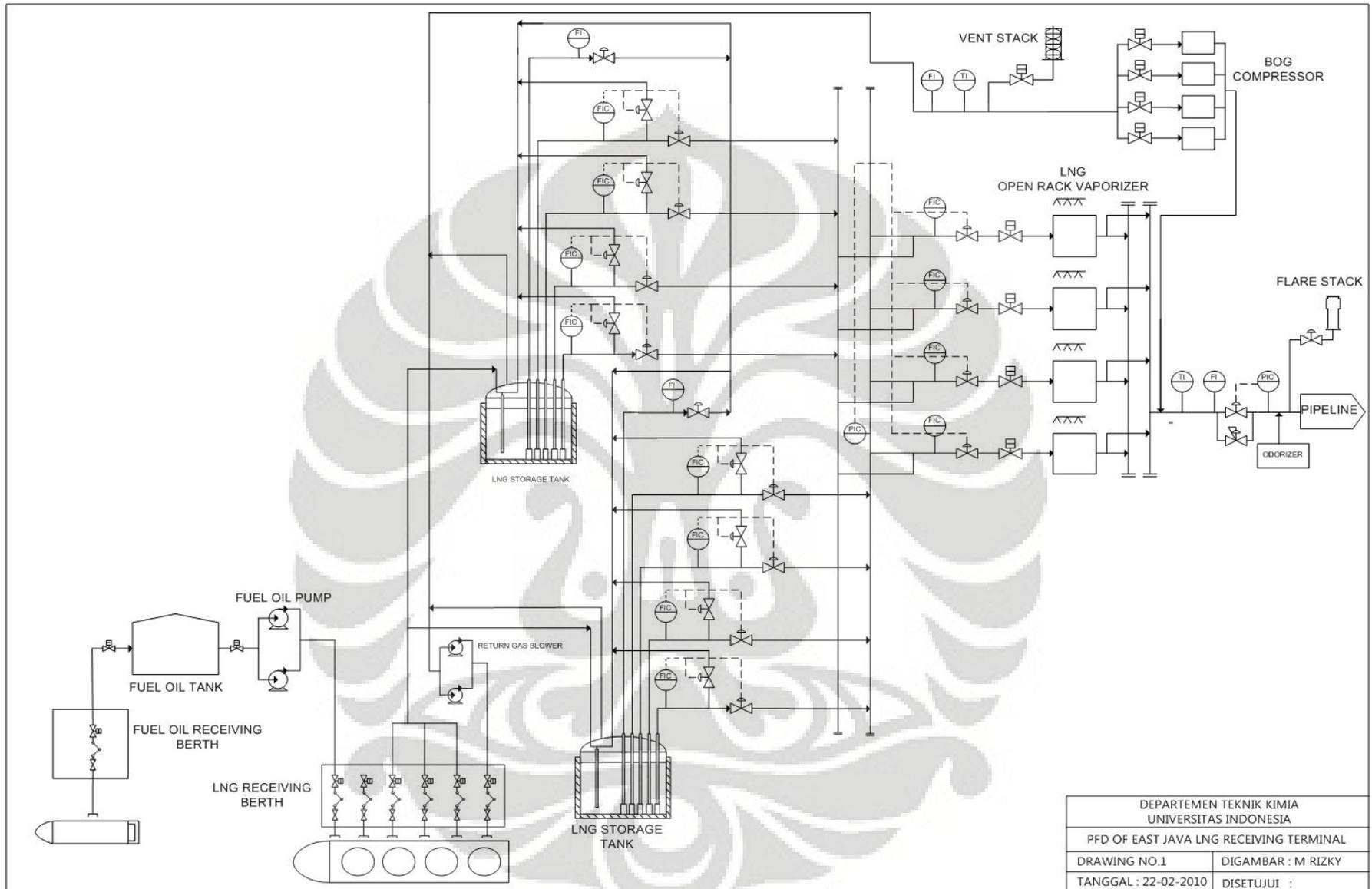
Pembagian urutan proses menjadi bagian-bagian besar ini akan memudahkan pembuatan sketsa awal pembagian area unit proses pada tahap perancangan plot plan. Selain empat proses utama ini, juga terdapat unit utilitas pabrik berupa unit *brine heating* untuk mencegah bekunya pondasi tangki LNG, dan *breathing system*, yang terdiri dari *breathing tank* dan *liquid nitrogen tank* untuk menjaga kondisi tangki penyimpanan tetap pada kondisi kriogenik.

Sebelum masuk mengenai peralatan, maka akan dibahas terlebih dahulu mengenai alur proses keseluruhan yang terjadi. Proses penerimaan LNG, berasal dari kapal tangker dengan kapasitas sekitar 145.000 m³ muatan LNG. Kemudian diterima pada area pelabuhan dengan peralatan khusus yang menangani LNG. Kemudian *LNG unloading arm* berukuran 16 inch sebanyak tiga buah, akan beroperasi untuk mentransfer LNG dari tangker menuju *unloading line* yang akan penetrasi ke dalam dua buah tangki penyimpanan LNG dengan kapasitas masing-masing 120.000 m³. Sedangkan *vapor return arm* akan berfungsi untuk menjaga kestabilan tekanan pada kargo di kapal, dengan menggunakan *Boil off gas* yang terbentuk saat transfer LNG dilakukan.

Setelah proses *loading-unloading* selesai, baik itu transfer LNG maupun bahan bakar kapal, maka selanjutnya adalah pengoperasian kondisi tangki agar tetap dalam keadaan kriogenik yang telah ditentukan tekanannya (1.14 atm) dan temperaturnya (-164°C). Operasi dari dalam tangki sendiri yaitu pemompaan LNG dengan menggunakan jenis *in tank pump*, sebanyak lima buah, dimana empat pompa dengan kapasitas 765 gpm digunakan untuk *sendout system* menuju *vaporizer* untuk proses penguapan, dan satu buah pompa transfer dengan kapasitas 2869 gpm, yang merupakan salah satu teknik mencegah terjadinya *rollover* di dalam tangki.

BOG compressor digunakan untuk penanganan *boil-off gas* yang terbentuk pada *storage tank*. Pada kondisi operasi normal, digunakan satu unit *BOG compressor* dengan kapasitas 5.9 ton/hr dan daya 1450 KW. Pada kondisi operasi *unloading*, digunakan empat unit *BOG compressor* (satu diantaranya dalam keadaan *standby*) dengan kapasitas 11 ton/hr dan daya 2700 KW.

Kemudian untuk proses penguapan LNG digunakan empat unit *vaporizer* (satu diantaranya dalam keadaan *standby*). Tipe yang digunakan adalah *Open Rack Vaporizer (ORV)*, dimana air laut digunakan sebagai sumber panas untuk menguapkan LNG cair. Kapasitas masing-masing *vaporizer* adalah 150 ton LNG/hr. Produk akhir berupa gas alam yang akan didistribusikan ke dalam jaringan perpipaan sebesar 484 MMscfd. *Proses flow diagram* dari penjelasan di atas dapat dilihat pada gambar 4.2.



Gambar 4.2 Proses Flow Diagram pada LNG Receiving Terminal

4.1.2 Filosofi Peralatan Utama pada LNG-RT

4.1.2.1 LNG *unloading arm*

Pada area berth dan jetty, terdapat tiga jenis arm yang digunakan untuk proses loading dan *unloading*, yaitu *LNG unloading arm*, *vapor return arm*, dan *fuel oil arm*. Arm ini berfungsi untuk mentransfer LNG, vapor dan bahan bakar dari maupun ke kapal tangker.

Untuk mentransfer LNG dengan laju alir sebesar 12.000 m³/hr, dibutuhkan dua buah *LNG unloading arm* berukuran 16 inch, yang masing-masing mampu mentransfer LNG sebesar 6.000 m³/hr, dan perkiraan waktu yang dibutuhkan adalah sekitar 10-15 jam. Untuk memastikan reliabilitas yang tinggi, maka pada desain ini digunakan satu buah *LNG unloading arm* sebagai cadangan (*spare standby*) yang mana dapat digunakan baik untuk transfer LNG maupun sebagai *vapor return arm*.

Unloading arm ini harus fleksibel dan mampu mengatasi gaya yang dihasilkan dari perubahan arah *arm* yang disebabkan oleh pergerakan dari kapal saat *unloading* maupun pergerakan kapal tangker secara vertical ke atas dan ke bawah saat telah di-*unloading*. Pipa yang digunakan juga memiliki desain khusus, yaitu terbuat dari *stainless steel* yang dapat beroperasi pada suhu -164^oC atau temperature kriogenik. *Arm* Kriogenik ini dibuat tanpa insulasi, karena pada saat *unloading*, intensitas dingin pada LNG menyebabkan terbentuknya lapisan es di permukaan *arm*, sehingga ketebalan es ini yang beraksi sebagai insulasinya [11].

Pada dua dekade terakhir telah digunakan *quick connect/disconnect coupling* untuk pengoperasian pada saat proses loading-unloading, dimana hal ini bertujuan untuk mengurangi terjadinya *leak* yang terjadi secara signifikan. Hal ini juga berguna untuk faktor keamanan pada saat darurat, LNG arm akan *disconnect* secara cepat dari kapal tangker.

Sebagai tambahan sistem pengamanan, maka biasanya digunakan sistem terintegrasi untuk memonitor posisi *arm*, laju pergerakan kapal, dan untuk informasi *feedback* sehingga dapat dilakukan pengontrolan yang tepat. Kemudian penggunaan *unloading emergency shutdown system* (ESD) juga didesain sebagai tahap lanjut dalam *safety system* untuk menghentikan proses transfer LNG dari *arm* dengan manifold pada kapal tangker. Sebagai contoh yaitu pre-alarm yang

disebabkan pergerakan *arm* yang berlebihan, sehingga tegangan *mooring* terhadap kapal bertambah untuk mencegah penyimpangan. Apabila penyimpangan terus terjadi maka reaksi dari alarm akan menghentikan pompa *unloading* LNG, dan pada tahap selanjutnya memungkinkan untuk proses *disconnection arm* dengan kapal.

4.1.2.2 *Unloading line*

Dalam desain ini digunakan dua buah *unloading line*, masing-masing sebagai pipa transfer LNG berukuran 36 inch dan *vapor return line* berukuran 12 inch. Panjang pipa ini mencapai 2.100 meter, diukur dari *jetty platform* sampai area tangki LNG. Pada saat antar kedatangan kapal, pipa ini harus dikondisikan tetap dingin dan tidak diperkenankan adanya panas masuk yang berasal dari lingkungan atau dengan kata lain membutuhkan insulasi. Untuk menjaga tetap dingin, dapat digunakan sebagian kecil LNG yang berasal dari tangki penyimpanan menuju pipa transfer dan nantinya akan diresirkulasi kembali menuju *sendout system* tangki LNG.

Kemudian, terdapat dua hal yang utama yang data dijadikan pertimbangan dalam desain pipa ini, yaitu *Thermal Contraction* dan *water hammer effect* [11]. Kondisi operasi yang mencapai -164°C merupakan kondisi dibawah suhu ruangan normal, atau terdapat perbedaan hampir 200°C , membuat pipa ini harus didesain secara khusus. Material yang digunakan untuk kondisi kriogenik ini adalah *stainless steel*, dimana setiap satu kilometer pipa akan mengalami kontraksi sebesar tiga meter [11].

Panas yang datang pada *system unloading line* ini biasanya adalah panas matahari, disiang hari pipa akan memuai (ekspansi), dan pada malamnya akan mengerucut (kompresi), Sehingga apabila *routing* pipa dibuat secara lurus dari jetty menuju tangki, pipa akan mengalami stress yang sangat tinggi. Dengan demikian diperlukan sebuah loop untuk mengurangi atau melepas stress tersebut yang disebut *expansion loop*.

Expansion loops merupakan bagian dari perpipaan yang berbentuk huruf U yang dipasang secara periodik dengan interval tertentu di sepanjang jalur perpipaan. *Expansion loops* ini, secara ekonomi akan menambah cost karena

adanya tambahan panjang pipa dan juga menyebabkan terjadinya peningkatan *pressure drop* dan *heat leak* (terjadi karena bertambahnya luas permukaan yang tersentuh).

Sedangkan *water hammer effect*, merupakan peristiwa dimana terjadinya akumulasi energi kinetik terdisipasi dikarenakan terjadinya hambatan tertentu, sehingga menyebabkan gelombang tekanan pada pipa. Hal ini akan berdampak bukan hanya pada pipa itu, tetapi juga pada struktur yang menopang perpipaan. Untuk mencegah terjadinya keadaan *line failure*, maka perlu diperkirakan maksimum *transient pressure* yang terjadi dengan mempertimbangkan panjang pipa, konfigurasi (*routing*) pipa, dan juga waktu penutupan valve agar tidak mendadak. Hal-hal ini sangat perlu dijadikan pertimbangan untuk membuat desain yang aman dan ekonomis.

4.1.2.3 LNG Storage tank

Pada perancangan ini digunakan dua buah tangki penyimpanan LNG dengan diameter luar 69 meter dan tinggi 36 meter yang dapat menampung LNG dengan kapasitas 120.000 m³. Tangki ini merupakan jenis *Full Containment Tank Concrete*, dilengkapi unit *breathing tank*, yang berfungsi sebagai *anti negative pressure control* di ruang antara dinding bagian dalam dan luar tangki, kemudian terdapat *brine heater* yang berfungsi mencegah pondasi tangki agar tidak membeku. Juga dilengkapi dengan *liquid nitrogen tank* yang berfungsi untuk proses *cooldown* maupun untuk proses *breathing* tangki LNG.

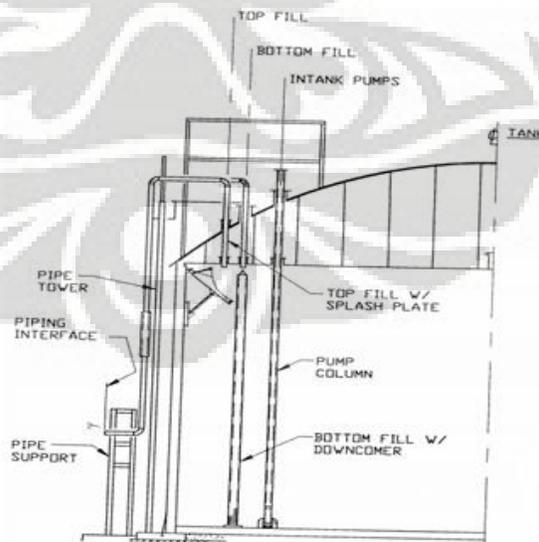
Keunggulan penggunaan jenis *Concrete tank* yaitu dapat memberikan resisten yang baik dalam mencegah terjadinya radiasi panas dari luar dan juga dapat meminimalisasi terjadinya tumpahan LNG di atap tangki. Perlu diketahui, pada fasilitas modern saat ini, demi faktor keamanan, semua jalur penetrasi keluar masuk perpipaan ke dalam tangki adalah dari atap, bukan dari sisi dinding tangki [11]. Hal ini dapat diilustrasikan pada saat terjadi kebocoran pada sisi atas, maka fluida dalam tangki tidak akan bocor secara terus menerus dibandingkan dengan apabila terjadi kebocoran dari penetrasi di dinding samping tangki.

Dalam keadaan operasi normal, system penanganan uap di dalam tangki akan menambah atau mengurangi laju alir BOG untuk menjaga tekanan tangki tetap dalam kondisi yang disyaratkan. Oleh karena itu perlu adanya instalasi

pencegahan over pressure (sekitar 300 milibar gauge) maupun kondisi vakum (0-10 milibar gauge) pada tangki.

Pada saat akan mulai proses penyimpanan LNG, tangki ini akan berubah yang tadinya berisi udara menjadi gas alam yang notabene mengandung metana, dimana pada konsentrasi tertentu akan menyebabkan campuran yang mudah terbakar dengan oksigen. Untuk mencegah hal tersebut maka kandungan oksigen yang ada dalam tangki harus dikurangi sampai di bawah 12% [11]. Hal ini dapat dilakukan dengan melakukan *purging* tangki menggunakan nitrogen yang merupakan gas *inert*. Kemudian setelah itu harus dilakukan *cooldown* sebagai tahap persiapan tangki sebelum diisi LNG, dimana proses ini dilakukan agar gradient suhu di tangki terlebih dahulu merata. *Cooldown* dapat dilakukan dengan menggunakan *spray ring* yang terletak di bawah *deck* atap, dengan tujuan pemerataan saat penyemprotan menggunakan nitrogen cair.

Penetrasi perpipaan masuk ke dalam tangki penyimpanan LNG, dilakukan melalui atap, namun demikian tetap terdapat *top fill* maupun *bottom fill*. Hal ini bertujuan untuk mencegah terjadinya fenomena *rollover* dalam tangki LNG, yaitu kondisi dimana terdapat perbedaan densitas dari LNG yang di *unloading* dari kapal dengan LNG yang ada dalam tangki, yang akan menyebabkan bergejolaknya LNG di dalam tangki. Pada gambar 4.1 di bawah ini menunjukkan ilustrasi *bottom fill* pada tangki LNG.



Gambar 4.3 Penetrasi perpipaan masuk dan keluar pada tangki LNG

Teknologi yang ada saat ini menggunakan beberapa instrumentasi untuk memonitor temperatur maupun densitas LNG di sepanjang ketinggian dalam tangki. Perbedaan yang terlalu jauh baik temperatur maupun densitas di sepanjang tinggi kolom tangki akan mengindikasikan adanya *rollover*.

Dalam desain tangki LNG, insulasi sangat berperan untuk mencegah terjadinya *heat leak* yang berlebih. Namun demikian secara tipikal penggunaan insulasi tetap memungkinkan terjadinya *leak* sebesar 0.05-0.07 % dari kandungan penuh tangki per harinya [11]. Perbedaan tipe insulasi digunakan pada bagian berbeda dari tangki. Untuk bagian annular antar dinding luar dan dalam tangki, digunakan *Loose perlite*, dan sebagai tambahan digunakan *fiberglass material* untuk jaket tangki bagian luar dari dinding dalam tangki. Kemudian insulasi yang digunakan pada bagian atap yaitu cukup berupa *suspended deck*. Insulasi pada bagian bawah tangki, yaitu menggunakan *cellular glass*, dimana pertimbangan ini berdasarkan kemampuan insulasinya, serta kekuatan mekanis dari bahan tersebut untuk menahan beban massa LNG. Dengan demikian dapat ditentukan level LNG maksimum di dalam tangki adalah berdasarkan kemampuan mekanis dari insulasi bawah dari tangki tersebut.

4.1.2.4 LNG In-Tank Pump

Pada perancangan ini, jenis pompa yang digunakan untuk *sendout* LNG menggunakan jenis *submerged* sebanyak empat buah (satu untuk *spare*) pada masing-masing tangki LNG, dengan kapasitas 765 gpm. Pada masing-masing tangki juga dilakukan instalasi sebuah transfer pump dengan kapasitas 2870 gpm dengan tujuan untuk mengalirkan LNG dan mensirkulasikan LNG pada pipa *loading-unloading* kapal untuk menjaga pipa tersebut tetap dingin di antara waktu *unloading* kapal dan juga untuk mensirkulasikan LNG di dalam tangki untuk menjaga keseragaman densitas LNG pada tangki.

Kemudian untuk meminimalisasi terjadinya kebocoran, pada umumnya semua jenis penetrasi perpipaan masuk dan keluar dilakukan dari atap tangki LNG, termasuk kolom pompa dari dasar tangki. Dengan adanya hal ini, maka pompa LNG ini dapat diletakkan di dalam tangki dengan kolom vertical dari atap sampai bagian dasar tangki.

4.2 Perancangan Desain dan Jumlah Peralatan

Perancangan desain dan pendataan jumlah peralatan untuk tiap-tiap unit proses dilakukan dengan tujuan mempermudah mengetahui peralatan apa saja yang diperlukan pada proses, yang selanjutnya dapat dibuat spesifikasi dari masing-masing unit tersebut. Dengan adanya hasil desain berupa jumlah dan desain peralatan ini, maka akan mempermudah pengaturan perancangan tata letak peralatan proses dan juga dalam pembuatan perancangan perpipaan. Tabel 4.1 menyajikan daftar peralatan untuk tiap unit proses.

Tabel 4.1 Jumlah Peralatan pada Fasilitas *Storage* dan *Jetty* di LNG-RT

<i>Unit</i>	<i>Equipment</i>	<i>Code</i>	<i>Quantity</i>
<i>Jetty and Marine</i>	<i>LNG Unloading arm</i>	L-101	1
		L-102	1
		L-103	1
	<i>Vapor Return Arm</i>	L-104	1
	<i>Fuel Oil loading arm</i>	L-105	1
	<i>Fuel Oil unloading arm</i>	L-106	1
<i>Storage</i>	<i>LNG Storage Tank</i>	T-100	1
		T-101	1
	<i>Breathing Tank</i>	V-001	1
		V-002	1
	<i>Brine Tank</i>	T-102A	1
	<i>Fuel Oil Tank</i>	T-102B	1
<i>Fuel Oil Tank</i>	T-103	1	
<i>Pumping</i>	<i>Brine Pump</i>	P-300A	1
		P-300B	1
		P-301A	1
		P-301B	1
	<i>LNG Primary Pump</i>	P-101A	1
		P-101B	1
		P-101C	1
		P-101D	1
		P-102A	1
		P-102B	1
		P-102C	1
		P-102D	1
	<i>LNG Transfer Pump</i>	P-200	1
		P-201	1
<i>Fuel Oil Pump</i>	P-103	1	
	P-103B	1	
<i>Purging</i>	<i>Liquid N₂ Tank</i>	V-003	1
	<i>LN₂ Vaporizer (air fin)</i>	E-001	1
		E-002	1

Kemudian, dalam perancangan ini, rancangan dari masing-masing unit yang digunakan dalam proses akan dijabarkan spesifikasi masing-masing peralatan, berdasarkan hasil perhitungan *sizing* yang telah dilakukan dengan tujuan mempermudah baik dalam perancangan tata letak, *capital cost*, maupun *layout* model 3D yang akan dibuat.

4.2.1 LNG Storage Tank

Tangki penyimpanan ini digunakan untuk menyimpan LNG yang akan digunakan sebagai *feed* pada *regasification process*. Pada desain ini digunakan dua buah tangki, dan memiliki kapasitas yang sama. Kemudian spesifikasi sifat dari fluida yang disimpan (LNG), dengan menggunakan software HYSYS diketahui bahwa densitas LNG pada temperatur dan tekanan operasi (1 atm dan -164°C) adalah sebesar $462,8 \text{ kg/m}^3$. Data hasil perancangan tangki ini dapat dilihat pada tabel 4.2.

Tabel 4.2 Spesifikasi LNG Storage Tank

LNG Storage Tank	
Pressure (atm)	1,15
Temperature ($^{\circ}\text{C}$)	-164
Tank volume (m^3)	120,000
Diameter Outside (m)	69.07
Height (m)	36.47
Plate width (m)	1.83
Number of ring plate	14
Plate thickness (in)	$\frac{13}{8}$
Containment of Fluid	LNG
Density of Fluid (kg/m^3)	462.8

4.2.2 Brine Tank

Tangki penyimpanan ini digunakan untuk menyimpan air yang akan digunakan sebagai *anti freezing* pada unit tangki LNG. Air yang akan digunakan adalah sebesar 583 kg/menit dengan waktu tinggal di dalam tangki selama 2 menit. Berikut ini adalah tabel 4.3 tentang spesifikasi dari *Brine tank*.

Tabel 4.3 Spesifikasi *Brine Tank*

<i>Brine Tank</i>	
<i>Pressure (atm)</i>	1
<i>Temperature (°C)</i>	60
<i>Tank volume (m³)</i>	1.6
<i>Diameter (m)</i>	1.06
<i>Height (m)</i>	2.43
<i>Plate width (m)</i>	2.43
<i>Number of ring plate</i>	1
<i>Plate thickness (in)</i>	³ / ₁₆
<i>Material Plate</i>	SA-240 (410)

4.2.3 *Breathing Tank*

Tangki penyimpanan ini digunakan untuk menampung N₂ dalam fasa gas yang dihasilkan dari *liquid nitrogen tank* yang divaporasi menggunakan *air fin*. Kapasitas dari vessel ini diperoleh dari tahap *feasibility study* sebelumnya yaitu 1,400 m³. Vessel yang digunakan adalah dua buah untuk dua tangki utama LNG. Berikut ini adalah tabel spesifikasi *Breathing Tank*.

Tabel 4.4 Spesifikasi *Breathing Tank*

<i>Breathing Tank</i>	
<i>Pressure (atm)</i>	-0.005 s/d 0.005
<i>Temperature (°C)</i>	27
<i>Tank volume (m³)</i>	1,400
<i>Diameter (m)</i>	9.14
<i>Height (m)</i>	18.28
<i>Plate width (m)</i>	1.83
<i>Number of ring plate</i>	10
<i>Plate thickness (in)</i>	³ / ₁₆
<i>Material Plate</i>	SS400

4.2.4 Fuel Oil Tank

Tangki penyimpanan ini digunakan untuk menyimpan *Fuel oil* yang akan digunakan sebagai bahan bakar kapal tangker. Kapasitas untuk tangki ini sebesar 3,500 m³ dengan perhitungan *sizing* diameter dan tinggi terdapat pada lampiran. Berikut adalah tabel spesifikasi tangki ini :

Tabel 4.5 Spesifikasi *Fuel Oil Tank*

<i>Fuel Oil Tank</i>	
<i>Pressure</i> (atm)	Ambient Pressure
<i>Temperature</i> (°C)	75
<i>Tank volume</i> (m ³)	3,500
<i>Diameter</i> (m)	22.99
<i>Height</i> (m)	9.18
<i>Plate width</i> (m)	1.83
<i>Number of ring plate</i>	5
<i>Plate thickness</i> (in)	0.34

4.2.5 Liquid Nitrogen Tank

Vessel ini merupakan tempat penyimpanan liquid nitrogen yang akan digunakan sebagai *feed breathing tank*, untuk keperluan *anti negative pressure* dari LNG Storage Tank. Berikut spesifikasi tangki ini :

Tabel 4.6 Spesifikasi *Liquid Nitrogen Tank*

<i>Liquid Nitrogen Tank</i>	
<i>Pressure</i> (atm)	7.8
<i>Temperature</i> (°C)	-196
<i>Tank volume</i> (m ³)	20
<i>Diameter</i> (m)	2.43
<i>Length</i> (m)	4.87
<i>Plate width</i> (m)	2.43
<i>Number of ring plate</i>	2
<i>Plate thickness</i> (in)	³ / ₁₆

4.2.6 *Primary In-Tank Pump*

Pompa ini mengalirkan LNG dari storage tank menuju vaporizer, untuk proses vaporasi LNG menjadi gas alam. Pada masing-masing tangki, pompa yang digunakan adalah empat buah dengan satu buah sebagai *spare*. Berikut spesifikasi pompa ini :

Tabel 4.6 Spesifikasi *Primary In-Tank Pump*

<i>Primary In-Tank Pump</i>	
<i>Fluid Handled</i>	LNG
<i>Fluid Circulated</i>	LNG
<i>Pumping Temperature (°C)</i>	-164
<i>Rated Capacity (gpm)</i>	765.2
<i>Discharge Pressure (Psig)</i>	908.4
<i>Suction Pressure</i>	<i>Atmospheric, plus liquid head</i>
<i>Differential Pressure (Psig)</i>	889.7
<i>Differential Head (ft)</i>	4468.2
<i>NPSH Available (ft)</i>	12.88
<i>Hydraulic Power (HP)</i>	397.20
<i>Proposed Type</i>	Centrifugal
<i>Efficiency</i>	75.0
<i>Casing</i>	SUS304
<i>Impeller</i>	Al Alloy
<i>Shaft</i>	9% Ni Steel
<i>Bearing</i>	stainless steel

4.2.7 *In-Tank Transfer Pump*

Pompa ini mengalirkan LNG dari *storage tank*, untuk proses transfer LNG. Tujuan transfer ini adalah untuk mencegah terjadinya peristiwa rollover, dan untuk menjaga keseragaman densitas dan suhu LNG di dalam tangki. Pada masing-masing tangki, digunakan sebuah pompa transfer.

Laju alir keluaran pompa ini dari LNG tank adalah 300 ton/hr dengan menggunakan jenis pompa sentrifugal. Densitas fluida adalah 462.8 kg/m^3 . Pompa ini digunakan untuk memompa dari 15 Psi menjadi 137 Psi. Dengan melakukan algoritma desain pompa seperti disebutkan diatas maka didapat hasil spesifikasi pompa, pada tabel berikut.

Tabel 4.7 Spesifikasi *In-Tank Transfer Pump*

<i>In-Tank Transfer Pump</i>	
<i>Fluid Handled</i>	LNG
<i>Fluid Circulated</i>	LNG
<i>Pumping Temperature (°C)</i>	-164
<i>Rated Capacity (gpm)</i>	2870
<i>Discharge Pressure (Psig)</i>	184.2
<i>Suction Pressure</i>	<i>Atmospheric, plus liquid head</i>
<i>Differential Pressure (Psig)</i>	166.9
<i>Differential Head (ft)</i>	834.2
<i>NPSH Available (ft)</i>	12.88
<i>Hydraulic Power (HP)</i>	280
<i>Proposed Type</i>	Centrifugal
<i>Efficiency</i>	75.0
<i>Casing</i>	SUS304
<i>Impeller</i>	Al Alloy
<i>Shaft</i>	9% Ni Steel
<i>Bearing</i>	stainless steel

4.2.8 *Fuel oil Pump*

Pompa ini digunakan untuk transfer *fuel oil* menuju *berth* untuk di loading sebagai bahan bakar kapal tangker. Laju alir keluaran tangki *fuel oil* adalah 500 m³/hr. Densitas fluida adalah 820 kg/m³. Pompa ini digunakan untuk memompa dari tekanan 15 Psi menjadi 137 Psi. Dengan melakukan algoritma desain pompa seperti disebutkan diatas maka didapat hasil spesifikasi pompa, pada tabel berikut.

Tabel 4.7 Spesifikasi *Fuel oil Pump*

<i>Fuel oil Pump</i>	
<i>Fluid Handled</i>	<i>Fuel Oil</i>
<i>Pumping Temperature (°C)</i>	-164
<i>Rated Capacity (gpm)</i>	2200
<i>Discharge Pressure (Psig)</i>	184.2
<i>Suction Pressure</i>	<i>Atmospheric, plus liquid head</i>
<i>Differential Pressure (Psig)</i>	166.9
<i>Differential Head (ft)</i>	402
<i>NPSH Available (ft)</i>	23
<i>Hydraulic Power (HP)</i>	179 HP
<i>Proposed Type</i>	Centrifugal
<i>Efficiency</i>	75.0

4.2.9 *Brine Pump*

Pompa ini digunakan untuk mengalirkan air laut sebagai umpan untuk brine heating system yang mencegah kebocoran pondasi tangki LNG. Laju alir keluaran tangki ini adalah 35 m³/hr. Densitas fluida adalah 998.2 kg/m³. Pompa ini digunakan untuk memompa dari tekanan 15 Psi menjadi 137 Psi. Dengan melakukan algoritma desain pompa seperti disebutkan diatas maka didapat hasil spesifikasi pompa, pada tabel berikut.

Tabel 4.8. Spesifikasi *Brine Pump*

<i>Brine Pump</i>	
Jenis Pompa	<i>Centrifugal</i>
<i>Style</i>	<i>Single stage</i>
<i>Casing & rings</i>	<i>Ni Resist</i>
<i>Impeller & rings</i>	<i>Ni Resist</i>
<i>Shaft</i>	<i>Stainless steel</i>
<i>Seal cage</i>	<i>Cast iron</i>
<i>Diameter impeller</i>	0.02 m
<i>Impeller speed</i>	495 rps
<i>Q output</i>	154.2 gpm
Efisiensi	75%
<i>Power</i>	14 HP / 10 kW
<i>Head</i>	345 ft
<i>Delta Pressure</i>	143 Psi
NPSH	7 ft

4.2.10 Dimensi Peralatan

Penjabaran data dimensi peralatan bertujuan untuk mengetahui lebih detail seberapa besar luas lahan yang diperlukan untuk penempatan peralatan-peralatan proses tersebut. Dalam mengumpulkan data dimensi peralatan, informasi penting yang harus dimiliki yaitu spesifikasi peralatan proses dan kapasitas aliran fluida khusus untuk peralatan berupa tangki penyimpanan.

Dari informasi-informasi ini maka selanjutnya dapat diperoleh data dimensi atau ukuran fisik dari peralatan tersebut. Data dimensi peralatan pada perancangan ini diperoleh dari tiga sumber yaitu hasil *sizing* melalui software, dari literatur berupa *rule of thumb* untuk dimensi tipikal peralatan tertentu [15], dan dari akses ke vendor peralatan-peralatan proses[16].

Tabel 4.9 Dimensi peralatan pada desain LNG-RT Jawa Timur

Nama alat	Kode Alat	Dimensi	Size (mm)	Luas area peralatan (mm ²)
LNG Unloading arm	L-101	diameter	406	1.29 x 10 ⁵
		panjang	18,290	
	L-102	diameter	406	1.29 x 10 ⁵
		panjang	18,290	
	L-103	diameter	406	1.29 x 10 ⁵
		panjang	18,290	
Vapor Return Arm	L-104	diameter	508	2.02x 10 ⁵
		panjang	18,290	
Fuel Oil loading arm	L-105	diameter	203	3.23 x 10 ⁴
		panjang	18,290	
Fuel Oil unloading arm	L-106	diameter	203	3.23 x 10 ⁴
		panjang	18,290	
LNG Storage Tank	T-100	diameter	69,060	3.743 x 10 ⁹
		tinggi	51,625	
	T-101	diameter	69,060	3.743 x 10 ⁹
		tinggi	51,625	
Breathing Tank	V-001	diameter	9,600	7.2 x 10 ⁷
		panjang	19,200	
	V-002	diameter	9,600	7.2 x 10 ⁷
		panjang	19,200	
Brine Tank	T-102A	diameter	984	7.6 x 10 ⁵
		tinggi	1,969	
	T-102B	diameter	984	7.6 x 10 ⁵
		tinggi	1,969	

Tabel 4.9 Dimensi peralatan pada desain LNG-RT Jawa Timur (lanjutan)

Nama alat	Kode Alat	Dimensi	Size (mm)	Luas area peralatan (mm²)
Fuel Oil Tank	T-103	Diameter	22,000	3.79 x 10 ⁸
		Tinggi	9,211	
Brine Pump	P-300	Panjang	950	3.752x 10 ⁵
		Lebar	395	
		tinggi	430	
	P-300B	Panjang	950	3.752 x 10 ⁵
		Lebar	395	
		tinggi	430	
	P-301	Panjang	950	3.752 x 10 ⁵
		Lebar	395	
		tinggi	430	
	P-301B	Panjang	950	3.752 x 10 ⁵
		Lebar	395	
		tinggi	430	
Fuel Oil Pump	P-110	Panjang	4,900	9.8 x 10 ⁶
		lebar	2,000	
		tinggi	2,570	
	P-111	Panjang	4,900	9.8 x 10 ⁶
		lebar	2,000	
		tinggi	2,570	
LN ₂ Tank	V-003	Panjang	4,493	1.006 x 10 ⁸
		Diameter	2,240	
Air Fin	E-001	Panjang	4,000	8 x 10 ⁶
		lebar	2,000	
		tinggi	1,100	

4.3 Perancangan Tata Letak Peralatan

Pada prinsipnya, tata letak peralatan proses berdasarkan dari informasi dimensi peralatan dengan mempertimbangkan urutan proses, faktor safety, akses maintenance, luas lahan yang tersedia, faktor kerapian, dan pertimbangan jarak agar sistem perpipaannya lebih ekonomis. Pada saat membuat tata letak peralatan ini ada beberapa peralatan yang harus diletakkan terpisah dari area unit proses karena harus memenuhi faktor jarak minimum antar peralatan [9]. Selain itu, peletakan yang terpisah ini juga terkadang dilakukan dengan alasan faktor kerapian.

Jarak minimal yang diperlukan dalam tata letak antara tangki LNG satu dengan yang lain adalah setengah diameter dari tangki, yaitu 35 meter [9]. Hal ini berdasarkan jarak aman antar tangki yang berukuran besar yang mengandung hidrokarbon, mempermudah penanganan kebakaran, dan juga untuk memudahkan akses ke masing-masing tangki. Oleh karena itu luas area yang diperlukan untuk fasilitas pada tangki LNG ini membutuhkan lahan yang luas. Selain itu pada masing-masing tangki terdapat unit pendukung seperti *breathing tank* dan *brine tank* yang berjarak minimal 15 meter dari tangki LNG. Daftar jarak minimal penempatan tangki LNG dan tangki lain dapat dilihat pada tabel 4.8 di bawah.

Tabel 4.10 Jarak minimal penempatan tangki LNG

Faktor	jarak minimal yang direkomendasikan
Antara tangki LNG	30 m
Terhadap tangki produk lainnya	15 m
terhadap area yang mengandung material mudah terbakar	30 m

Pada desain ini, penempatan *breathing tank* dan *liquid Nitrogen tank* adalah dekat dengan piperack, dengan tetap mempertimbangkan jarak minimal dengan tangki LNG, agar perpipaan yang masuk ke dalam storage tank LNG akan lebih ekonomis dan memungkinkan pengoperasian yang lebih mudah untuk di akses. Untuk jarak pompa yang mengandung hidrokarbon, dalam desain ini adalah *fuel oil pump*, berjarak 8 meter dengan tangki sesuai aturan jarak minimum antar peralatan proses dengan pompa hidrokarbon [9].

Tabel 4.11 Jarak Minimum Antar Peralatan Proses

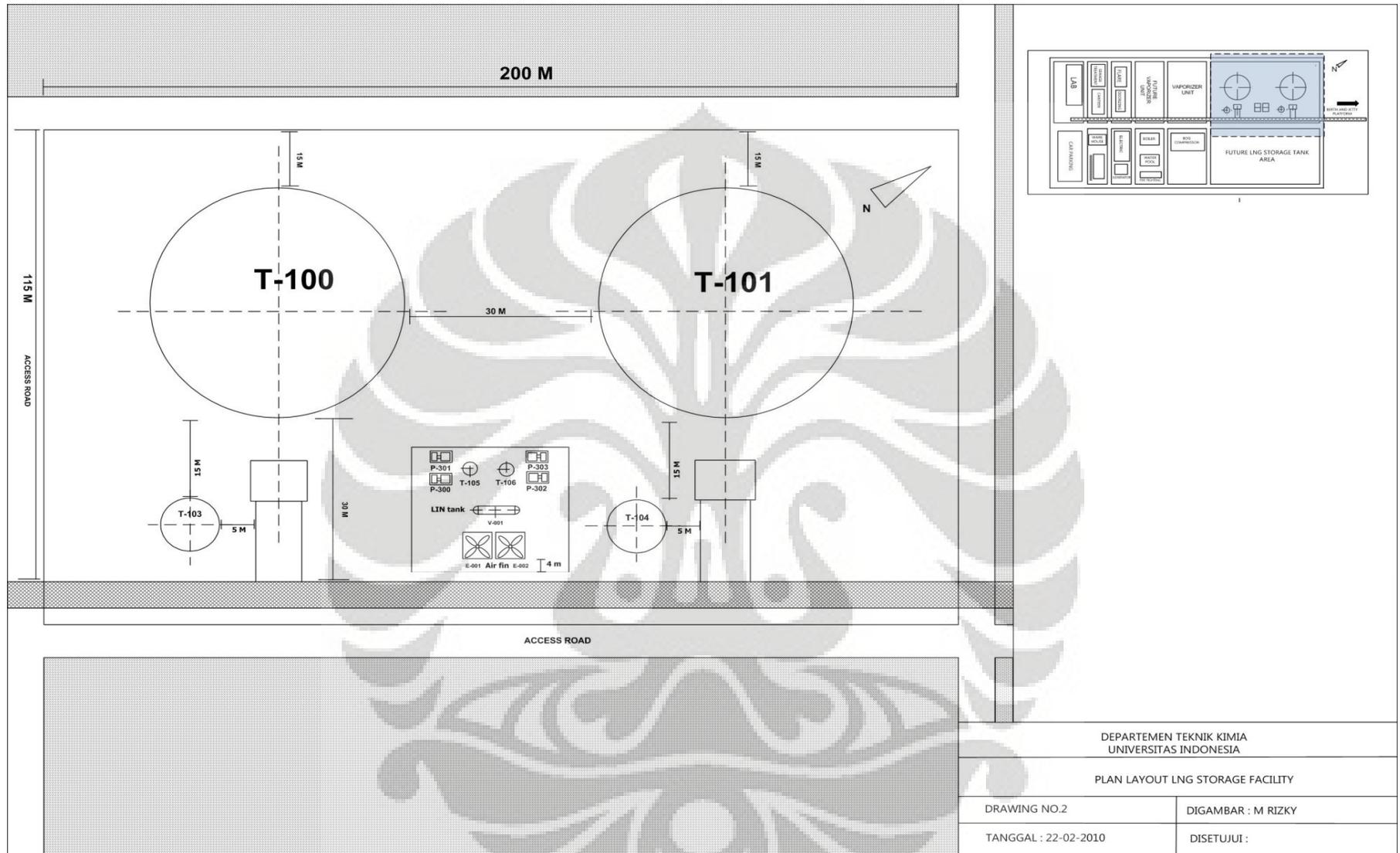
Jenis Peralatan		Jarak Minimum (m)
A	B	
LNG Storage tank	Breathing tank	15
	Brine heater	15
	Liquid Nitrogen Tank	15
	Brine tank	15
Breathing tank	Brine heater	15
	Liquid Nitrogen Tank	15
	Brine tank	15
Pompa dengan fluida hidrokarbon	Fuel Oil Tank	15
	Peralatan dengan fluida tidak mudah terbakar	8

4.4 Penggambaran *Draft Plot Plan* Dua Dimensi

Dalam perancangan ini akan dibuat *draft layout plan* dalam bentuk dua dimensi, sesuai dengan kriteria tata letak peralatan, yang selanjutnya akan diimplementasikan dalam model 3D. *Draft plot plan* yang dibuat dapat dibuat sesuai dengan skala, namun pada perancangan ini tidak menggunakan skala tersebut, dengan mempertimbangkan perbedaan dimensi peralatan yang besar dimana akan mengakibatkan peralatan dengan dimensi yang jauh lebih kecil tidak terlihat pada penggambaran *draft layout*.

4.4.1 Pembuatan Sketsa Area *Storage Facility*

Merujuk pada prinsip pembuatan sketsa plot plan, maka penggambaran sketsa pada *storage facility*, dibutuhkan data jumlah peralatan yang termasuk dalam fasilitas ini dan urutan proses yang terjadi di dalamnya. Setelah memperoleh data ini, maka dapat dibuat perkiraan awal lahan minimum yang akan dibutuhkan untuk meletakkan masing-masing peralatan proses pada fasilitas penyimpanan. Untuk data jumlah peralatan dapat dilihat pada table 4.1 sedangkan untuk ukuran (dimensi) dari tiap peralatan dapat dilihat apada table 4.7. Hasil *draft layout plan* pada unit penyimpanan ini dapat dilihat pada gambar 4.4.



Gambar 4.4 Plot plant fasilitas penyimpanan LNG di Terminal LNG

Universitas Indonesia

Pada area ini, jarak antar tangki LNG dengan diameter luar 69 meter, mengikuti aturan jarak minimum, yaitu 30 meter, atau hampir setengah diameter dari tangki besar horizontal yang berdekatan. Sedangkan untuk jarak dari tangki dengan jalan akses utama adalah 15 meter dari dinding tangki bagian luar yang tegak lurus dengan jalan akses. Pada bagian muka tangki terdapat rak perpipaan setinggi 4.5 meter dengan panjang 30 meter sampai jalur utama perpipaan.

Untuk breathing tank diletakkan dengan jarak 15 meter dari tangki utama, dengan mempertimbangkan faktor keselamatan dan memenuhi aturan jarak minimum peralatan. Sedangkan jarak unit ini dengan jalur perpipaan dibuat sebesar 5 meter, dengan mempertimbangkan keekonomisan pipa yang digunakan, dan mempermudah maintenance karena tidak terlalu sempit dengan jalur utama perpipaan.

Liquid nitrogen tank, diletakkan diantara tangki-tangki LNG dan dekat dengan rak perpipaan utama, agar perpipaan yang digunakan lebih ekonomis untuk mensuplai dua tangki LNG tersebut. Jarak minimum antara tangki ini dengan air fin adalah 5 meter. Karena pipa keluaran dari tangki ini membutuhkan valve sehingga perlu ada jarak untuk maintenance. Sedangkan jarak air fin dengan jalur pipa utama adalah 4 meter dengan alasan keekonomisan perpipaan yang digunakan dari keluaran unit ini. Untuk unit *brine tank*, diletakkan dengan jarak 5 meter dari *liquid nitrogen tank*. Hal ini dilakukan karena tangki ini tidak mengandung material yang mudah terbakar, sehingga jarak aman yang diperlukan tidak perlu terlalu jauh dari *liquid nitrogen tank*. Begitu juga dengan penempatan pompa-pompa yang digunakan pada unit ini, karena pompa ini tidak mengalirkan fluida hidrokarbon ataupun material yang mudah meledak, maka untuk efisiensi tempat mempermudah dalam *maintenance*, unit *brine* ini diletakkan satu blok yang sama dengan unit-unit liquid nitrogen.

Berdasarkan perhitungan data-data tentang dimensi peralatan sebelumnya, maka selanjutnya kita dapat menghitung luas area minimum yang digunakan dalam perancangan ini. Luas keseluruhan fasilitas penyimpanan beserta unit-unit pendukung seperti *breathing*, *brine*, dan *liquid nitrogen tank* adalah 0.77 Ha, sedangkan dengan memperhitungkan beberapa aspek lain, seperti jarak *safety*, luas area menjadi 2.3 Ha.

4.4.2 Pembuatan Sketsa Area *Berth* dan *Jetty*

Pada dasarnya *layout* dari fasilitas ini, tipikal dengan beberapa terminal LNG yang telah ada sebelumnya, dimana terdiri dari unit *jetty*, *unloading arm*, *vapor return arm*, *fuel oil loading-unloading arm*, dan juga unit penyimpanan *fuel oil* untuk mengisi bahan bakar dari kapal tangker beserta dengan unit pemompaannya. Desain dermaga ini meliputi panjang, lebar serta kemampuan beban minimal. Untuk kapasitas terminal ini akan digunakan spesifikasi dermaga :

Panjang : 60 meter

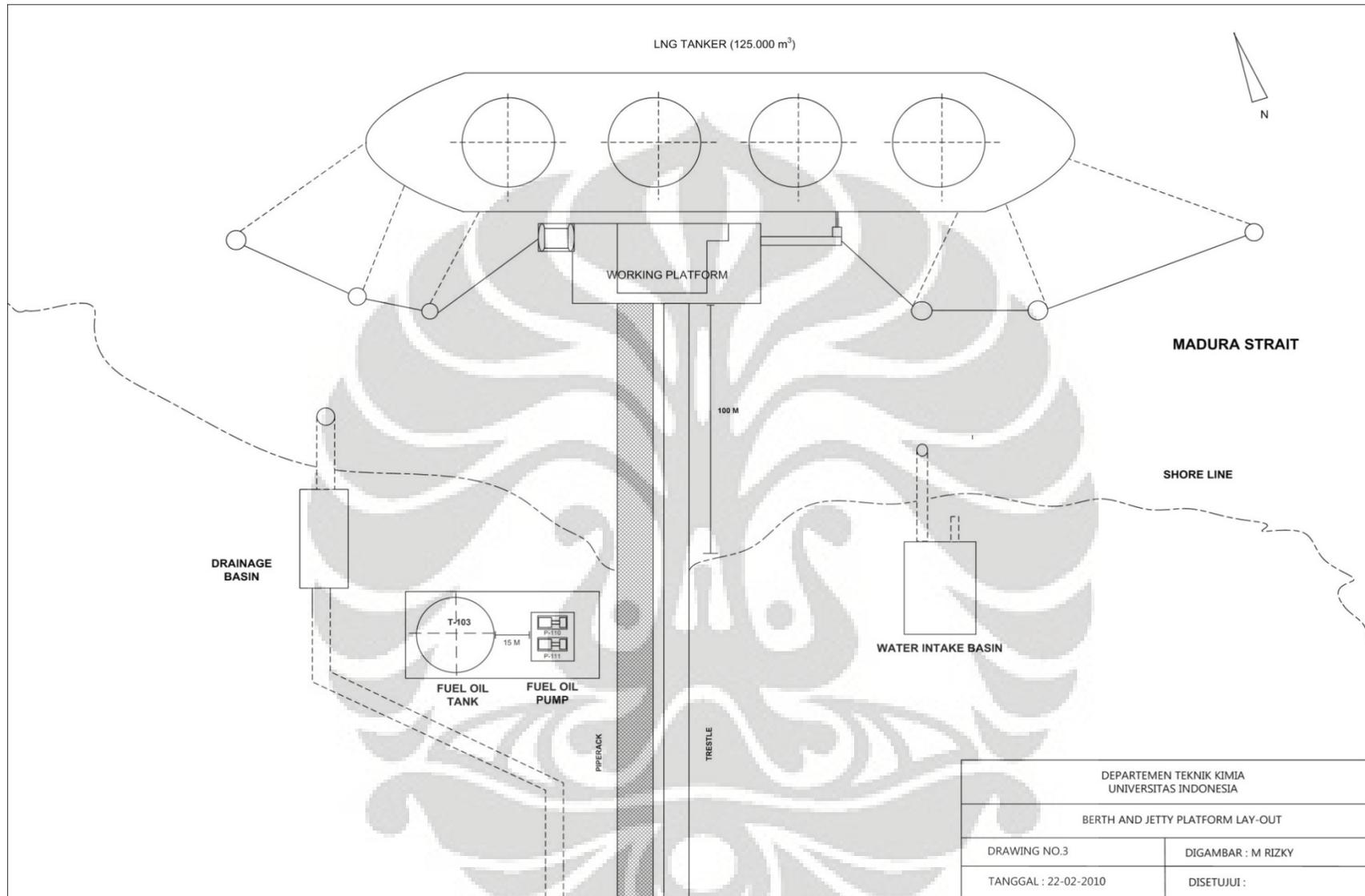
Lebar : 15 meter

Kedalaman laut minimal : 15 meter

Untuk sistem pengoperasian dermaga dibutuhkan beberapa peralatan yang meliputi :

- *Harbour tug boat* dua buah dengan daya masing-masing 2500 HP yang berfungsi menarik tangker, karena pada daerah dekat dermaga kedalaman laut tidak mencukupi bagi tangker untuk memutar baling-baling kapal.
- *Pilot boat* satu buah untuk merubah haluan tangker
- *Mooring boat* dua buah yang berfungsi untuk membantu tangker pada saat merapat pada *jetty*
- Peralatan safety berupa *fire-fighting equipment*

Pada perancangan ini, jarak antara *fuel oil tank* dan pompa yang digunakan adalah jarak minimum yaitu 15 meter. Sedangkan dermaga didesain berada 100 meter dari tepi pantai dengan kedalaman laut minimal 15 meter, sebagai batas minimum kedalaman laut yang digunakan untuk tangker saat *loading* maupun *unloading*. Untuk hasil *draft layout*, dapat dilihat pada gambar 4.5, menunjukkan *plot plan* yang dibuat untuk area *berth* dan *jetty*.



Gambar 4.5 Plot Plant Fasilitas *Berth and Jetty* di Terminal LNG

4.5 Pembuatan *Piping and Instrumentation Diagram (P&ID)*

Untuk P&ID pada perancangan ini, yaitu pada unit Tangki LNG dapat dilihat pada lampiran. Pembahasan pada subbab ini adalah mengenai penjelasan beberapa sistem perpipaan dan instrumentasi di sekitar peralatan proses yang terdapat pada P&ID perancangan ini.

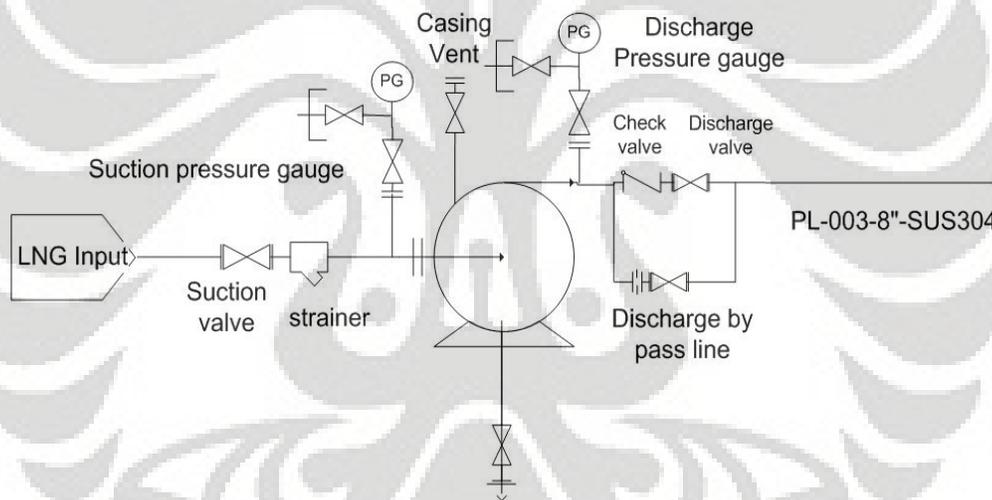
Hasil dari P&ID Tangki LNG yang dibuat menunjukkan bahwa dalam desain sebuah tangki dibutuhkan instrumentasi berupa *pressure*, *flow* dan *temperatur indicator*. Selain instrumentasi indikator tersebut, tentu diperlukan suatu sistem kontrol, yaitu berupa *pressure*, *flow* dan *temperatur controller*.

Pressure Indicator (PI) dan *Pressure Controller (PC)* pada perancangan ini berfungsi untuk menunjukkan tekanan di dalam tangki LNG, dan harus dijaga agar tidak terjadi *overpressure* yang dapat mengakibatkan meledaknya tangki LNG, maupun kondisi vakum yang dapat membuat tangki menjadi kerut dan rusak. Untuk itu PC terintegrasi dengan *safety equipment* berupa *pressure relief valve* dan *vacuum relief valve*, yang mengatur laju alir BOG keluar dari tangki LNG. Kemudian juga sistem ini terintegrasi dengan injeksi gas nitrogen pada annulus antara tangki bagian dalam dan tangki bagian luar untuk menjaga kondisi tetap pada tekanan -0.0005 sampai $+ 0.0005$ Mpa, yang merupakan bagian dari sistem keamanan dari tangki, dan untuk mencegah terjadinya panas masuk dari lingkungan (insulasi).

Temperature Indicator (TI) dan *Temperature Controller (TC)* pada perancangan ini berfungsi untuk memantau dan menjaga temperature fluida, tangki, serta insulasi agar tetap pada kondisi kriogenik yang *uniform*. Hal ini bertujuan untuk mencegah terjadinya terbentuknya BOG dalam jumlah besar dalam tangki, karena adanya kenaikan suhu menyebabkan LNG akan menguap menjadi gas dan akan dapat meningkatnya tekanan di dalam tangki menjadi *overpressure*. TI dan TC ini terintegrasi dengan transfer pump di dalam tangki untuk melakukan sirkulasi LNG keluar dan masuk kembali ke dalam tangki dengan tujuan mencegah peristiwa *rollover* dan juga terintegrasi dengan *flow transmitter* dan *contoller* pada tangki agar meningkatkan jumlah aliran masuk nitrogen yang memiliki temperature yang lebih rendah, dari breathing tank menuju tangki LNG apabila terjadi kenaikan temperature.

4.5.1 Sistem Perpipaan dan Instrumentasi di Sekitar Pompa [9]

Pada perancangan ini, pompa yang digunakan ada dua jenis, yaitu jenis *submerged* dan jenis pompa pada umumnya untuk *fuel oil*. Dalam sistem perpipaan dan instrumentasi, di sekitar pompa terdapat *strainer* di bagian menuju *suction* pompa dan *check valve* pada bagian *discharge* pompa. *Strainer* berfungsi sebagai penyaring cairan yang akan masuk pompa dari partikel-partikel padat pengotor. Hal ini disebabkan partikel-partikel ini apabila masuk ke dalam pompa dapat menyebabkan kerusakan pada pompa. Kemudian pada bagian *discharge* pompa, *check valve* diperlukan untuk mencegah aliran balik khususnya apabila pompa dimatikan. Sistem perpipaan dan instrumentasi di sekitar pompa dapat dilihat pada gambar 4.6 di bawah ini.



Gambar 4.6 Sistem Perpipaan di Sekitar Pompa

4.6 Perancangan Sistem Perpipaan

Suatu instalasi industri baik di bidang nuklir, perminyakan ataupun kimia selalu didahului dengan disain sistem perpipaan. Sistem perpipaan adalah sebuah sistem yang terdiri dari pipa, katup, flense dan komponen perpipaan lainnya yang menghubungkan dua atau lebih peralatan seperti tanki, pompa, *boiler*, *heat exchanger*, dan sebagainya.

Diagram alir, *line list* dan spesifikasi perancangan ini nantinya digunakan untuk perancangan sistem perpipaan untuk dapat membuat *layout* sistem perpipaan dan gambar-gambar rancangan. *Piping layout* ini akan diinterpretasikan dalam bentuk 3D sehingga dapat membantu perancang, pelaksana maupun maintenance. Dengan demikian akan diperoleh sistem perpipaan yang optimum, artinya akan menghasilkan rancangan sistem perpipaan yang relatif mudah untuk dipasang dan mudah pula perawatannya. Oleh karena itu, perancangan piping *layout* juga harus memperhatikan kemudahan diakses dan kemudahan untuk memenuhi kebutuhan saat perawatan.

4.6.1 Diameter Pipa Optimum

Perancangan sistem perpipaan di sini antara lain melingkupi perhitungan diameter pipa dan pemilihan material pipa. Perhitungan diameter pipa pada perancangan ini yaitu berupa penghitungan diameter pipa optimum. Pada diameter pipa optimum, faktor biaya seperti biaya pompa, maintenance, instalasi, dan lain-lain turut diperhitungkan [19]. Persamaan untuk menghitung diameter pipa optimum yaitu :

$$D_{i,opt} = 3.9Q^{0,45} \rho^{0,13} \quad (\text{Persamaan 4.1})$$

Dimana : $D_{i,opt}$ = diameter dalam pipa optimum (inch)

Q = laju alir fluida, ft^3/s

ρ = densitas fluida, lb/ft^3

Data-data untuk sifat fisis fluida yang diperlukan untuk perhitungan diameter pipa optimum di atas diperoleh dari referensi tipikal yang digunakan untuk sifat fisis LNG. Dari hasil perhitungan diperoleh bahwa diameter pipa maksimum yang digunakan yaitu 8,5 in untuk perpipaan *primary in tank pum*.

Untuk proses utama dari *unloading arm* menuju storage tank, diameter optimum yang digunakan yaitu 36 in. Hasil perhitungan diameter optimum pipa dapat dilihat pada table 4.6 di bawah ini. Khusus untuk material pipa pada perancangan ini menggunakan standar pipa yang umum digunakan untuk *LNG plant* yaitu carbon steel schedule 40.

Tabel 4.12 Hasil Perhitungan Diameter Optimum Pipa

Line Number	From	To	D (in)	D nom (in)
1	<i>Unloading Arm</i>	T-100	36	36
2	<i>Unloading Arm</i>	T-101	36	36
3	T-100	E-003	7.69	8
4	T-100	E-003	7.69	8
5	T-100	E-003	7.69	8
6	T-100	E-003	7.69	8
7	T-101	E-004	7.69	8
8	T-101	E-004	7.69	8
9	T-101	E-004	7.69	8
10	T-101	E-004	7.69	8
11	P-200	T-100	13.9	14
12	P-201	T-101	13.9	14
13	T-100	BOG C	12	12
14	T-101	BOG C	12	12
15	T-103	L-102	13.3	13.5
16	E-001	T-101A	2.3	2.5
17	E-001	T-101B	2.3	2.5
18	V-001	T-100	2.3	2.5
19	V-002	T-101	2.3	2.5

4.6.2 Pemilihan Rating Untuk Komponen Perpipaan

Dalam penggunaan *flange* dan *fitting* pada sistem perpipaan, faktor *pressure rating* merupakan hal yang sangat penting untuk dipertimbangkan. *Pressure rating* adalah tekanan operasi yang diperbolehkan untuk mengalirkan fluida melalui pipa tersebut. Dalam perancangan sistem perpipaan, terdapat beberapa pilihan rating untuk flange dan fitting seperti ANSI 150, 300, 600, dan sebagainya. Pada perancangan ini, tekanan proses berkisar antara 15 sampai 725 psi. Oleh karena itu, pada sistem perpipaannya akan digunakan dua jenis rating yaitu ANSI 150RF untuk tekanan sampai 450 psi dan ANSI 300RF untuk tekanan lebih dari 450 psi. Tabel rating untuk tiap nomor aliran pada perancangan ini disajikan pada Tabel 4.11 dan 4.12

Tabel 4.13. Daftar Aliran Pipa Dengan Rating ANSI 150RF

ANSI 150RF	
Line Number	P (Psi)
1	137.7
2	137.7
11	137.7
12	137.7
13	16.75
14	16.75
15	137.7
16	116.03
17	116.03
18	116.03
19	116.03

Tabel 4.14. Daftar aliran pipa dengan rating ANSI 300RF

ANSI 300RF	
Line number	P (Psi)
3	725
4	725
5	725
6	725
7	725
8	725
9	725
10	725

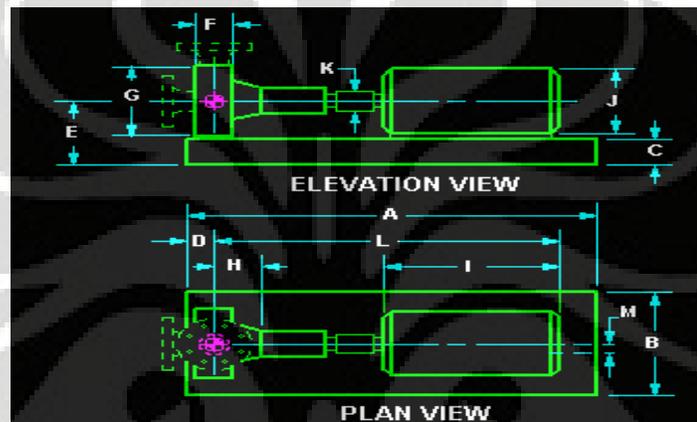
4.7 Penggambaran model pabrik tiga dimensi

4.7.1 Penggambaran Peralatan

Penggambaran peralatan dilakukan dengan memasukkan ukuran setiap bagian penyusun peralatan tersebut dengan referensi data dimensi peralatan yang telah diperoleh sebelumnya. Berikut ini adalah bagian-bagian penyusun peralatan untuk menghasilkan suatu dimensi yang utuh.

a. Dimensi Desain Pompa

Dalam perancangan ini, pompa yang ditunjukkan dalam model 3D adalah *brine pump* di fasilitas penyimpanan LNG, dan *fuel oil pump* yang berada pada fasilitas dermaga. Dimensi dua jenis pompa ini berbeda dengan alasan spesifikasi yang berbeda, baik jenis fluida yang dialirkan maupun daya yang dibutuhkan untuk menaikkan tekanannya. Untuk pompa, bagian-bagian penyusunnya dapat dilihat pada Gambar 4.7. Bagian penyusun dimensi pompa ini akan sama untuk peralatan berupa kompresor yang akan dibahas pada penulisan yang lainnya.



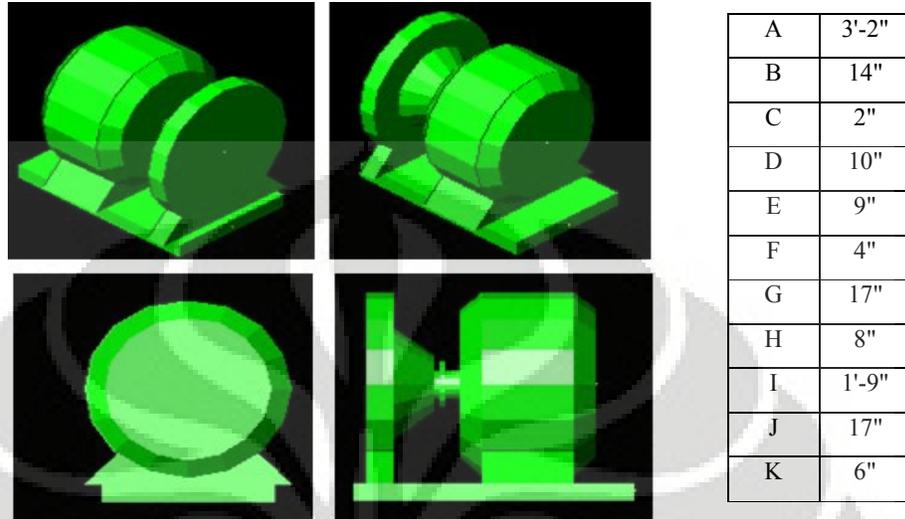
Gambar 4.7. Bagian-Bagian Penyusun Dimensi Pompa

Keterangan gambar ini dapat dilihat pada Tabel 4.13.

Tabel 4.15 Keterangan Kode Bagian Penyusun Dimensi Pompa

Kode	Keterangan
A	panjang pondasi pompa
B	lebar pondasi pompa
C	ketebalan pondasi
D	jarak pusat <i>discharge</i> pompa dengan ujung pondasi
E	jarak pusat pompa dengan bagian dasar pondasi
F	panjang <i>pump housing</i>
G	diameter <i>pump housing</i>
H	jarak pusat <i>discharge pompa</i> dengan ujung <i>pump housing</i>
I	panjang <i>driver</i> pompa
J	diameter <i>driver</i>
K	diameter <i>coupling</i>

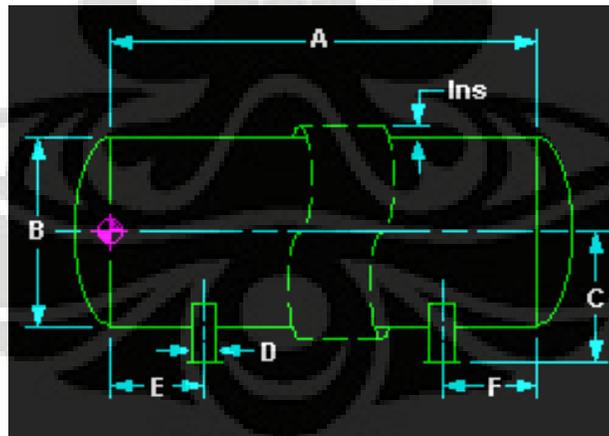
Kemudian untuk contoh dari bentuk tiga dimensi pompa berdasarkan bagian-bagian di atas dapat dilihat pada Gambar 4.8.



Gambar 4.8 Model Tiga Dimensi *Brine Pump* (sumber : ACD Cryo)

b. Dimensi Desain Vessel Horizontal

Untuk vessel horisontal, bagian-bagian penyusunnya dapat dilihat pada Gambar 4.9.



Gambar 4.9 Bagian-bagian penyusun dimensi vessel horisontal

Keterangan gambar vessel horisontal dapat dilihat pada Tabel 4.14.

Tabel 4.16 Keterangan kode bagian penyusun dimensi vessel horisontal

Kode	Keterangan
A	panjang vessel
B	diameter vessel
C	jarak pusat vessel ke dasar support
D	ketebalan support
E	jarak titik referensi ke support pertama
F	jarak support kedua ke ujung vessel

Contoh dari bentuk tiga dimensi vessel horizontal berdasarkan bagian-bagian di atas dapat dilihat pada Gambar 4.9.

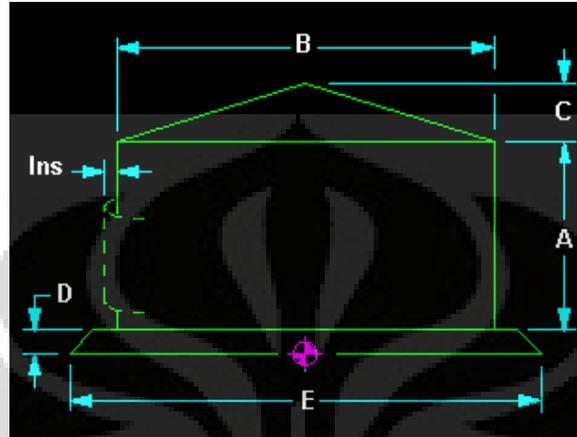


A	62'-1"
B	31'-5"
C	17'-4"
D	3'-4"
E	15'-1"
F	15'-1"

Gambar 4.10. Model Tiga Dimensi Vessel Horizontal

c. Dimensi Desain Tangki Penyimpanan dengan Pondasi Sloped

Untuk tangki penyimpanan (fuel oil tank) dengan pondasi sloped, bagian-bagian penyusunnya dapat dilihat pada Gambar 4.11.

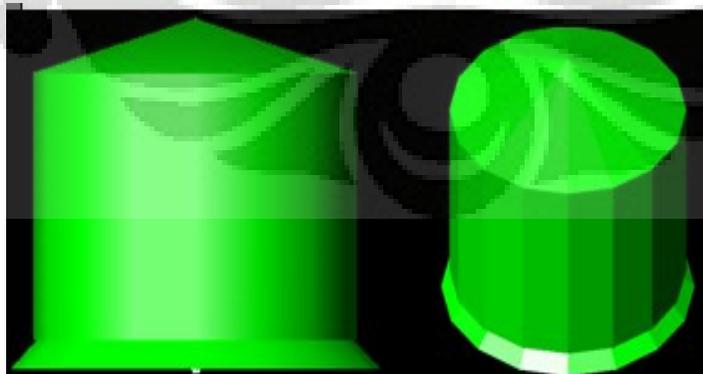


Gambar 4.11 Bagian-bagian penyusun dimensi tangki penyimpanan
Keterangan gambar vessel horisontal dapat dilihat pada Tabel 4.15.

Tabel 4.15 Keterangan kode bagian penyusun dimensi tangki penyimpanan

Kode	Keterangan
A	tinggi dinding luar
B	diameter tangki
C	tinggi atap
D	tebal pondasi
E	diameter pondasi

Contoh dari bentuk tiga dimensi tangki penyimpanan dengan pondasi sloped berdasarkan bagian-bagian di atas dapat dilihat pada Gambar 4.11.

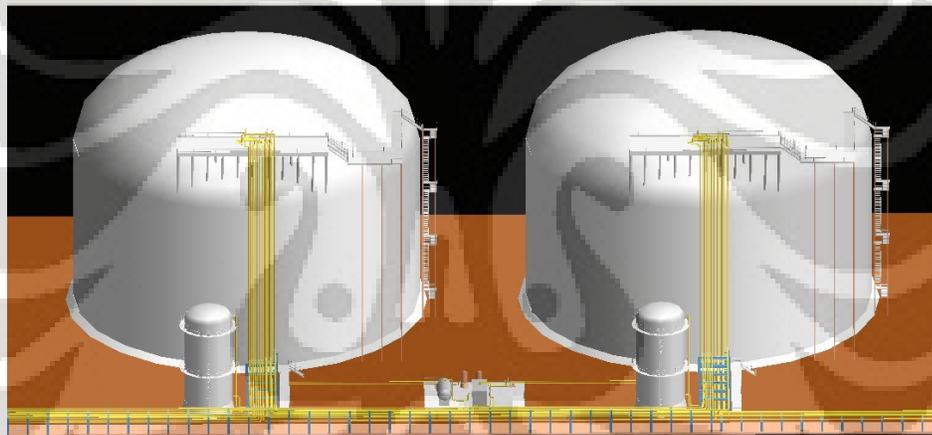


A	30'-3"
B	72'-1"
C	17'-2"
D	3'-3"
E	75'-1"

Gambar 4.12 Model tiga dimensi vessel horisontal

4.7.2 Hasil Model Pabrik Tiga Dimensi

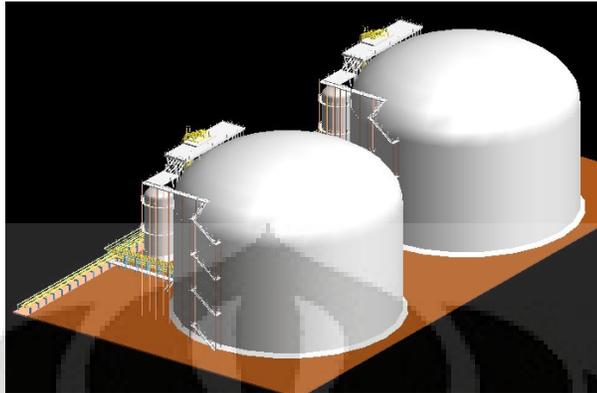
Model pabrik tiga dimensi yang utuh akan dihasilkan setelah menggabungkan desain tiga dimensi peralatan dan desain tiga dimensi sistem perpipaannya. Penggambaran model pabrik 3 dimensi pada perancangan ini dilakukan dengan menggunakan software 3 dimensi. Model pabrik 3 dimensi ini dapat mempresentasikan suatu pabrik yang utuh dengan proses yang terlibat di dalamnya. Model pabrik 3 dimensi ini menghasilkan suatu gambaran pabrik secara keseluruhan yang mendekati kondisi realnya. Pada gambar tiga dimensi ini, model pabrik dapat dilihat dari berbagai sudut arah sehingga keseluruhan peralatan dan sistem perpipaannya dapat dilihat sebagai suatu kesatuan yang utuh. Model Terminal LNG di Jawa Timur ini secara tiga dimensi dapat dilihat pada Gambar-gambar di bawah ini.



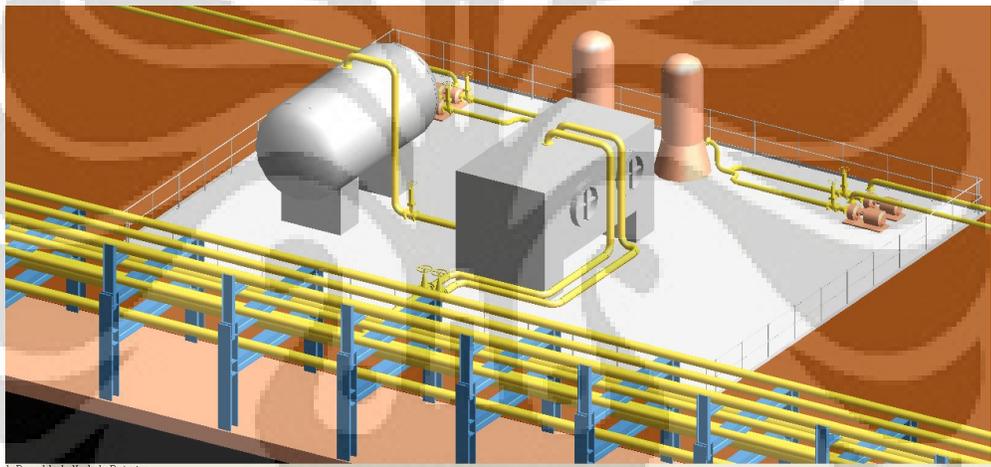
Gambar 4.13. Tampak Depan Model 3D *LNG Storage Facility*



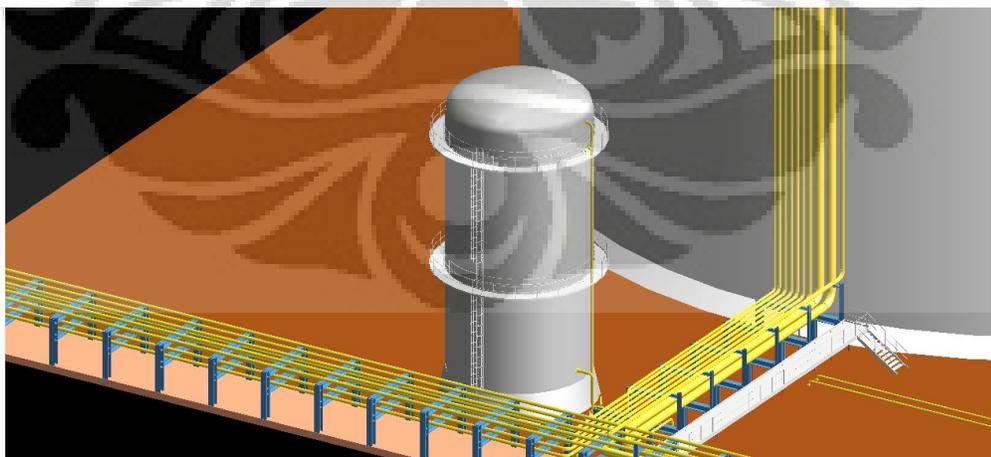
Gambar 4.14. Tampak Samping Model 3D *LNG Storage Facility*



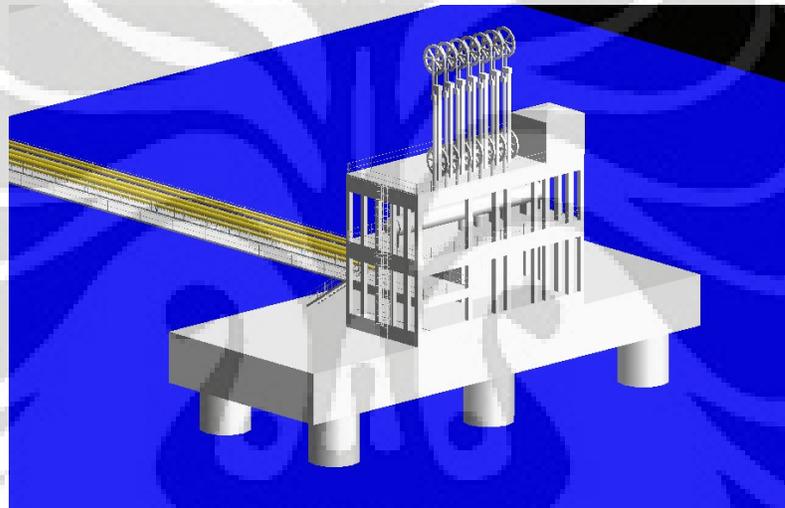
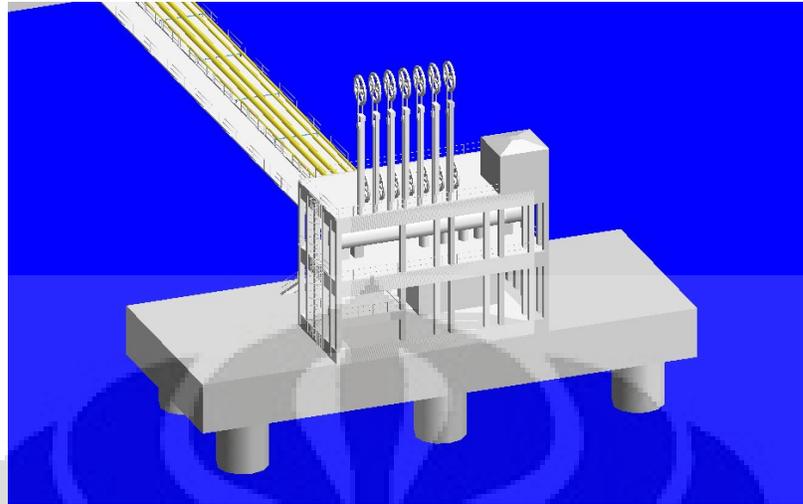
Gambar 4.15. Tampak Samping Atas Model 3D *LNG Storage Facility*



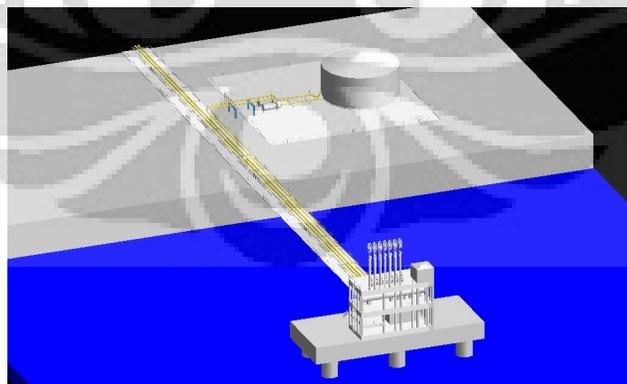
Gambar 4.16. Unit *Liquid Nitrogen Tank* dan *Air fin*



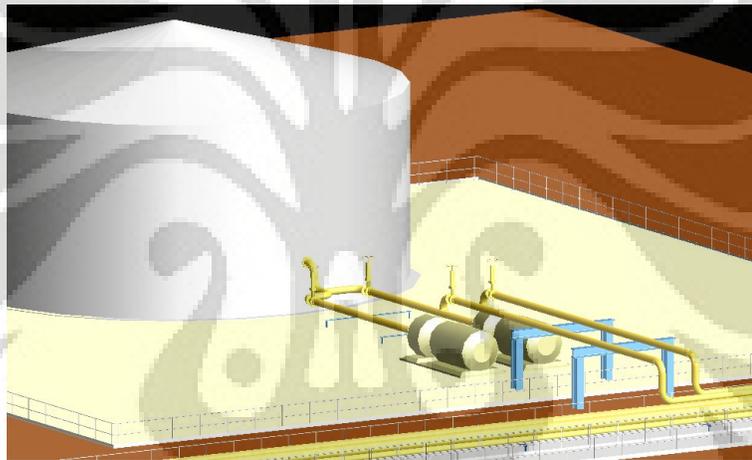
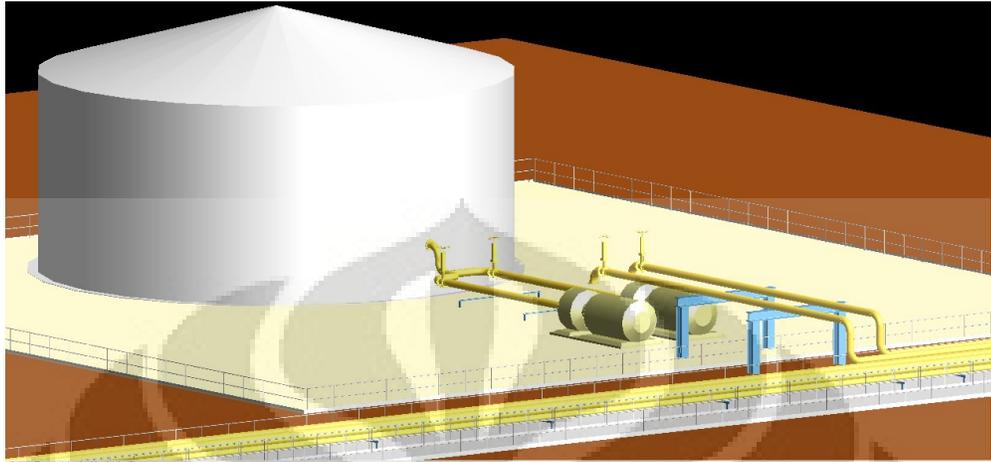
Gambar 4.17. Unit *Breathing Tank*



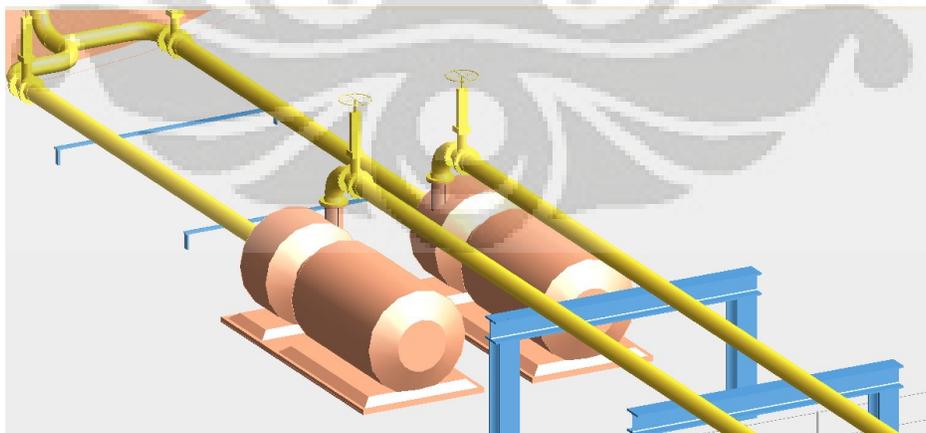
Gambar 4.18. Tampak Depan Model 3D *Jetty Platform*



Gambar 4.19. Tampak atas Model 3D Unit Area Dermaga



Gambar 4.19. Tampak depan Model 3D Unit *Fuel Oil Tank*



Gambar 4.20. Tampak depan Model 3D *Fuel Oil Pump*

4.8 Bill of Material

Pada perancangan ini, hasil akhir yang diperoleh bukan hanya layout 3D dari rancangan terminal LNG yang dibuat, khususnya pada unit penyimpanan maupun unit-unit pada fasilitas dermaga, namun juga biaya investasi, untuk mengetahui besarnya biaya yang dibutuhkan untuk pengadaan peralatan-peralatan tersebut.

4.8.1 Perhitungan Biaya Investasi

Biaya investasi yang dihitung pada bagian ini yaitu *total capital investment*. *Total capital investment* ini meliputi komponen-komponen seperti :

a. Total Biaya Peralatan (C_{TBM})

Biaya-biaya peralatan yang dihitung merupakan biaya *free on board*. Artinya biaya-biaya pembelian peralatan itu tidak termasuk ke dalam biaya pengiriman, biaya pemasangan, biaya konstruksi dan lain sebagainya. Untuk biaya-biaya tersebut, digunakan fraksi seperti yang tercantum pada Tabel 4.15.

Tabel 4.18 Biaya Tambahan Peralatan

Biaya Tambahan	Fraksi
Instalasi Peralatan	0,1
Instalasi Listrik	0,03
Konstruksi	0,05
Biaya Pengiriman	0,05

Sedangkan untuk menghitung biaya perpipaan, digunakan perhitungan berdasarkan jumlah kebutuhan pipa, per meter per inci diameter. Hal ini dilakukan untuk mendapatkan nilai investasi yang lebih akurat dibandingkan dengan menggunakan *rule of thumb* tentang investasi perpipaan dengan *range* tertentu.

Dalam mendapatkan total harga peralatan ada beberapa hal yang harus diperhatikan, yaitu terdapat beberapa harga peralatan yang diambil berdasarkan data investasi pada studi-studi kelayakan mengenai terminal penerimaan LNG, dimana harga-harga ini tipikal dan dapat digunakan sebagai referensi. Dengan memperhitungkan aspek-aspek ini, diharapkan nilai investasi untuk fasilitas penyimpanan dan dermaga yang dibuat akan dapat memberikan gambaran yang mendekati kondisi riil di lapangan.

a. LNG Storage Tank

Harga tangki LNG dengan kapasitas 120,000 m³ diambil berdasarkan data studi kelayakan terminal LNG di Asia. Harga ini tipikal untuk jenis tangki *full containment*, sehingga dapat diambil sebagai referensi harga pada desain perancangan terminal ini.

Harga Tangki LNG jenis *full containment* : \$ 69,569,000.

(Tarakad, Ram R. *LNG Receiving Terminal and Regasification Terminal*, 2003, hal. 16-2)

b. Jetty (Dermaga)

Tipikal dengan harga tangki LNG, untuk jetty dengan kapasitas dan spesifikasi yang sama dapat digunakan sebagai referensi. Kapasitas di sini yaitu mampu digunakan untuk *berthing* LNG tangker dengan kapasitas 145,000 m³.

Harga Jetty : \$ 48,432,000

(Tarakad, Ram R. *LNG Receiving Terminal and Regasification Terminal*, 2003, hal. 16-2)

c. Loading-unloading Arm

Pada perancangan ini terdapat enam buah *arm* untuk proses *loading-unloading*, baik LNG, maupun bahan bakar kapal tangker. Dua buah *arm* utama adalah untuk unloading LNG dari kapal tangker, satu *arm* sebagai *vapor return arm* untuk *pressure maintenance* kapal tangker, tiga *arm* untuk loading bahan bakar tangker dari tangki *fuel oil*. Harga peralatan-peralatan ini tipikal dengan harga yang terdapat pada data studi kelayakan yang telah dilakukan sebelumnya untuk terminal LNG.

Harga LNG unloading arm : \$283,043

Harga vapor return arm : \$249,078

Harga fuel oil loading arm : \$226,434

(UPPM TGP, Studi awal LNG receiving terminal, 2003)

d. Breathing Tank

Perolehan harga unit ini berdasarkan perhitungan menggunakan buku referensi Seider [23] untuk *vessel vertical*. Berikut langkah perhitungan untuk mendapatkan *purchase cost of equipment*:

Volume *vessel* : 1,400 m³ = 44,950.5 ft³, dan Cost index 4.2.

$$C_p = 2,500 (V^{0.43}) \quad \text{(Persamaan 4.2)}$$

Dari persamaan ini diperoleh harga vessel = \$ 1,043,411

e. *Brine Tank*

Perolehan harga unit ini berdasarkan perhitungan menggunakan buku referensi [19] untuk tangki kecil atmosferik. Berikut langkah perhitungan harga unit ini:

$$C = F_m \exp [2.631 + 1.37673 (\ln V) - 0.06309 (\ln V)^2] \quad (\text{persamaan 4.3})$$

Dengan F_m (*cost factor*) adalah 2.3 untuk *carbon steel plate* dan cost index pada tahun 2010 adalah 4.2

(Walas, Stanley. *Chemical Process Equipment Selection and Design*, 1990)

Volume tangki ini adalah 480 gallon, dengan demikian diperoleh harga :

$$C = \$ 5,481.92$$

f. *Liquid Nitrogen Tank*

Perolehan harga unit ini berdasarkan perhitungan menggunakan buku referensi [19] untuk vessel horizontal. Berikut langkah perhitungan harga unit ini:

$$C_b = \exp [8.571 - 0.233 (\ln W) + 0.04333 (\ln W)^2] \quad (\text{persamaan 4.4})$$

$$C_a = 1370.D^{0.2029} \quad (\text{persamaan 4.5})$$

$$C = F_m C_a + C_b \quad (\text{persamaan 4.6})$$

Dengan F_m (*cost factor*) adalah 2.8 untuk *carbon steel plate* dan cost index pada tahun 2010 adalah 4.2.

(Walas, Stanley. *Chemical Process Equipment Selection and Design*, 1990)

Berat tangki ini adalah 5130 lb dan diameter 7.9 ft, dengan demikian diperoleh harga:

$$C = \$ 123,888.$$

g. *Fuel Oil Tank*

Perolehan harga unit ini berdasarkan perhitungan menggunakan buku referensi [19] untuk tangki penyimpanan. Berikut langkah perhitungan harga unit ini:

$$C = F_m \exp [11.662 - 0.6104 (\ln V) + 0.04536 (\ln V)^2] \quad (\text{persamaan 4.7})$$

Dengan F_m (*cost factor*) adalah 2.7 untuk *stainless steel plate* dan cost index pada tahun 2010 adalah 4.2.

(Walas, Stanley. *Chemical Process Equipment Selection and Design*, 1990)

Volume tangki ini adalah 3,500 m³ atau 123,601 ft³, dengan demikian diperoleh harga:

$$C = \$ 536,413.$$

h. *Fuel Oil Pump*

Perolehan harga unit ini berdasarkan perhitungan menggunakan buku referensi [19] untuk tangki penyimpanan. Berikut langkah perhitungan harga unit ini:

$$C_b = 1.55 \exp [8,83 - 0.6019 (\ln QH^{0.5}) + 0.0519 \ln QH^{0.5})^2] \quad (\text{persamaan 4.8})$$

$$F_T = \exp [b_1 + b_2(\ln Q(H^{0.5})) + b_3(\ln Q(H^{0.5}))] \quad (\text{persamaan 4.9})$$

Dengan F_m (*cost factor*) adalah 1.15 untuk material *stainless steel*, dan nilai b_1 , b_2 , b_3 dapat dilihat pada referensi [19] hal.667

(Walas, Stanley. *Chemical Process Equipment Selection and Design*, 1990)

Pompa ini memiliki laju alir (Q) = 2200 GPM, dan *Head* (H) = 402 ft

$$C = \$ 4,061$$

i. *Brine Pump*

Perolehan harga unit ini berdasarkan perhitungan menggunakan buku referensi [19] untuk tangki penyimpanan. Persamaan matematis yang digunakan sama dengan perhitungan *fuel oil pump*. Pompa ini memiliki laju alir (Q) = 158 GPM, dan *Head* (H) = 345 ft

$$C = \$ 502,85$$

j. *Primary In tank pump dan Transfer Pump*

Tipikal dengan harga sistem perpompaan utama LNG, untuk unit dengan spesifikasi yang sama dapat digunakan sebagai referensi [17].

Primary pump : \$ 235,101

Transfer pump : \$ 285,902

(UPPM TGP, Studi awal LNG *receiving terminal*, 2003)

k. *Air Fin*

Perolehan harga unit ini berdasarkan perhitungan menggunakan buku referensi [23] Seider untuk unit *air fin*. Persamaan matematis yang digunakan adalah :

$$C = 1,970 (A^{0.43}) \quad (\text{persamaan 4.10})$$

Luas penampang disini menggunakan luas permukaan pipa yang digunakan sebagai umpan air fin, yaitu 2 inch, dengan luas penampang 1.568 ft².

Dengan persamaan di atas, diperoleh harga unit ini sebesar \$ 2,358.3

Tabel 4.17 Biaya Investasi Peralatan

No.	Unit Proses		Jumlah Unit	Harga (US\$)	
				Harga per unit	Total
1	T-100	LNG Storage Tank	2	\$69,569,000	\$139,138,000.00
2	T-101				
3	V-001	Breathing Tank	2	\$1,043,411	\$2,086,822.00
4	V-002				
5	T-102A	Brine Tank	2	\$5,481.92	\$10,963.84
6	T-102B				
7	P-300A	Brine Pump	4	\$502.85	\$2,011.40
8	P-300B				
9	P-301A				
10	P-301B				
11	P-101A	LNG Primary Pump	8	\$235,101	\$1,880,808.00
12	P-101B				
13	P-101C				
14	P-101D				
15	P-102A				
16	P-102B				
17	P-102C				
18	P-102D				
19	P-200	LNG Transfer Pump	2	\$285,902	\$571,804.00
20	P-201				
21	V-003	LN ₂ tank	1	\$123,888	\$123,888.00
22	E-001	Air Fin	2	\$2,358	\$4,716.00
23	E-002				
24	T-103	Fuel Oil Tank	1	\$536,413	\$536,413.00
25	<i>Fasilitas Jetty</i>	Dermaga	1	\$ 48,432,000	\$ 48,432,000
26	L-101	LNG Unloading arm	3	\$283,043	\$849,129.00
27	L-102				
28	L-103				
29	L-104	Vapor Return Arm	1	\$249,078.43	\$249,078.43
30	L-105	Fuel Oil loading arm	1	\$226,434.94	\$226,434.94
31	L-106	Fuel Oil unloading arm	1	\$226,434.94	\$226,434.94
32	P-103	Fuel Oil Pump	2	\$4,061	\$8,122.00
33	P-103B				
Total Harga Peralatan					\$ 194,346,625

i. Biaya Perpipaan

Untuk menghitung biaya perpipaan, dibutuhkan perhitungan yang lebih detail, dalam hal ini adalah harga pipa, untuk jenis tertentu, per meter per inch. Data yang digunakan berasal dari *website* tentang harga perpipaan LNG, dan juga berdasarkan dari data laporan akhir perancangan perpipaan distribusi gas alam di Jawa Tengah pada 2006 lalu. Berikut tabel hasil perhitungan harga perpipaan :

Tabel 4.18 Biaya Investasi Perpipaan

No stream	<i>Pipe D</i>	<i>Pipe length</i>	<i>cost</i>	
	(in)	(meter)	<i>Per Inch per length (meter)</i>	Total (\$)
P-1	36	2335.7	\$3,800	\$8,875,660
P-2	36	2336.7	\$3,800	\$8,879,460
P-3	8	120.51	\$1,152	\$138,769
P-4	8	121.51	\$1,152	\$139,921
P-5	8	122.51	\$1,152	\$141,072
P-6	8	123.51	\$1,152	\$142,224
P-7	8	210.23	\$1,152	\$242,083
P-8	8	211.23	\$1,152	\$243,235
P-9	8	212.23	\$1,152	\$244,386
P-10	8	213.23	\$1,152	\$245,538
P-11	14	241.4	\$1,900	\$458,660
P-12	14	242.4	\$1,900	\$460,560
P-13	12	243.14	\$1,250	\$303,925
P-14	12	245.14	\$1,250	\$306,425
P-15	14	191.38	\$225	\$86,121
P-16	2.5	58.65	\$35	\$2,053
P-17	2.5	58.65	\$35	\$2,053
P-18	7	51.16	\$123	\$6,267
P-19	7	51.16	\$123	\$6,267
Total				\$20,924,677

b. **Total of depreciable capital (C_{TDC})** yang terdiri dari:

- o Direct permanent investment (C_{DPI})

Direct permanent investment adalah biaya tetap yang harus dikeluarkan pada saat membangun suatu pabrik.

- o Biaya preparasi lokasi (C_{site}) yang diasumsikan sebesar 4 % dari C_{TBM} . Biaya ini meliputi biaya survei lahan, drainase, pembuatan jalan, dan biaya preprasi lahan lainnya.
- o Biaya tidak terduga dan kontraktor (C_{cont}) yang umumnya diasumsikan sebesar 15% dari C_{DPI}
- c. **Total permanent investment (C_{TPI})** yang meliputi:
 - Biaya *startup plant* yang besarnya 10% C_{TDC}

Dengan menggunakan hasil perhitungan di atas, baik mengenai penjabaran investasi per unit dan per panjang pipa yang dibutuhkan, biaya-biaya tambahan, serta biaya lain seperti biaya preparasi lahan, biaya tak terduga dan juga biaya start up, maka dapat disimpulkan dalam sebuah tabel, yang berisi rangkuman investasi yang harus dikeluarkan dalam membangun hasil rancangan fasilitas penyimpanan dan jetty di terminal penerimaan dan regasifikasi LNG. Hasil perhitungan *total capital investment* LNG plant ini disajikan pada Tabel 4.19.

Tabel 4.19. Perhitungan *Total Capital Investment*

C_{TBM}	
Biaya Peralatan	\$194,346,626
Biaya Perpipaian	\$20,924,677
Biaya Tambahan Peralatan :	
Instalasi Peralatan	\$19,434,663
Instalasi listrik	\$5,830,399
Konstruksi	\$9,717,331
Biaya Pengiriman	\$9,717,331
Total C_{TBM}	\$259,971,027
C_{TDC}	
<i>Site Preparation</i>	\$10,398,841
Kontraktor	\$38,995,654
<i>Total Depreciable Capital</i>	\$49,394,495
C_{TPI}	
Start Up	\$4,939,450
<i>Total Capital Investment</i>	\$314,304,971

Dengan demikian, diperoleh bahwa total investasi yang harus dikeluarkan untuk membangun fasilitas penyimpanan dan dermaga pada perancangan ini, adalah sebesar \$314,304,971.

BAB 5

KESIMPULAN

Pada perancangan tahap lanjut pembangunan LNG Receiving Terminal di Jawa Timur ini terdapat beberapa kesimpulan yang dapat diambil yaitu :

1. Hasil perancangan terminal regasifikasi LNG di Jawa Timur ini memiliki fasilitas penyimpanan dan fasilitas dermaga dengan spesifikasi masing-masing unit adalah sebagai berikut :

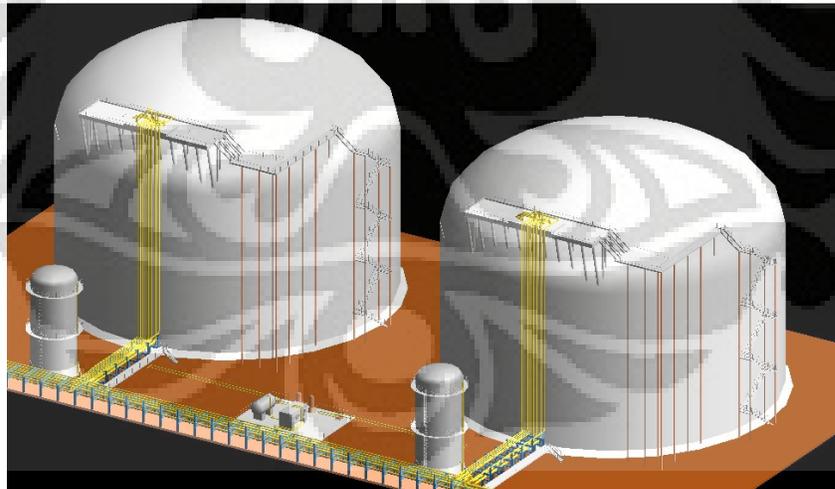
- *LNG Storage tank*, merupakan tangki besar horizontal dengan diameter luar 69.07 meter dan tinggi keseluruhan 52 meter. Kapasitas Tangki ini adalah 120,000 m³
- *Breathing Tank*, merupakan vessel vertical, dengan diameter luar 9 meter dan tinggi keseluruhan 18 meter. Kapasitas Tangki ini adalah 1,400 m³
- *Brine Tank*, merupakan tangki vertical untuk menyimpan *brine water*, dengan diameter luar 1.2 meter dan tinggi 2.5 meter. Kapasitas Tangki ini adalah 1.5 m³
- *Liquid N₂ Tank*, merupakan vessel horizontal, dengan diameter 2.5 meter dan panjang 5 meter. Kapasitas Tangki ini adalah 20 m³
- *Fuel Oil Tank*, merupakan tangki horizontal, yang menyimpan *fuel oil* jenis *heavy oil*, dengan diameter luar 23 meter dan tinggi keseluruhan 12 meter. Kapasitas Tangki ini adalah 3,500 m³
- *Primary In Tank Pump*, untuk pompa *sendout* LNG dari tangki penyimpanan, dengan kapasitas laju alir 765 gpm, total *head* 1200 meter, dan daya 397 HP
- *Transfer In Tank Pump*, untuk pompa *transfer* LNG dari tangki penyimpanan sebagai unit pencegah *rollover*, dengan kapasitas laju alir 2870 gpm, total *head* 248 meter, dan daya 280 HP
- *Brine Pump*, untuk memompa fluida dari unit *brine tank*, dengan total kapasitas laju alir 152 gpm, *head* 120 meter, dan daya 14 HP

- *Fuel oil pump*, untuk memompa fuel oil dari tangki menuju tangker untuk loading bahan bakar. Pompa ini memiliki kapasitas laju alir 2200 gpm, total *head* 135 meter, dan daya 179 HP
- *LNG unloading arm*, untuk proses unloading LNG dari kapal *carrier*, dengan kapasitas laju alir 6000 m³/hr, dan diameter *bore hole* 16 inch
- *Vapor return arm*, untuk mengalirkan BOG yang terbentuk sebagai penstabil tekanan pada kapal *carrier*, dengan kapasitas laju alir 26,400 m³/hr dan diameter *bore hole* 20 inch

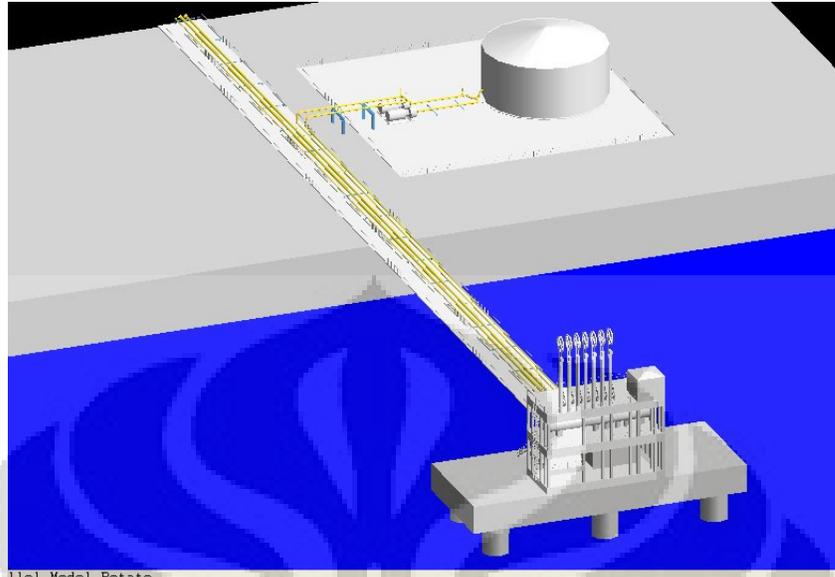
2. Dalam perancangan ini, diperoleh informasi mengenai perpipaan, terutama mengenai diameter pipa, rating ANSI dan dan panjang pipa yang dibutuhkan dalam pembangunan fasilitas penyimpanan dan dermaga. Berikut hasil perancangan perpipaan :

- Pipa yang berasal dari *LNG unloading arm*, atau disebut *unloading line*, dengan jumlah unit 2 buah, dan memiliki diameter 36 inch untuk kebutuhan panjang pipa 2335 meter
- Sebuah pipa *vapor return arm* memiliki diameter 12 inch untuk kebutuhan panjang pipa 2335 meter
- Pipa dari *LNG Storage tank* memiliki diameter 8 inch untuk kebutuhan 4 buah pipa dengan jarak 120 meter (T-100), dan 4 buah pipa untuk jarak 210 meter (T-101)
- Pipa dari *LNG Storage tank*, untuk proses transfer, memiliki diameter 14 inch untuk kebutuhan 2 buah pipa dengan jarak 240 meter
- Dua buah pipa dari *LNG Storage tank*, untuk mengalirkan BOG yang terbentuk, memiliki diameter 12 inch untuk jarak 245 meter menuju unit *BOG compressor*
- Dua buah pipa dari *brine tank*, untuk mengalirkan *brine water*, memiliki diameter 12.5 inch untuk jarak 60 meter

- Dua buah pipa dari *Breathing tank*, untuk mengalirkan N_2 sebagai unit *anti negative pressure*, memiliki diameter 7 inch untuk jarak 52 meter menuju unit *LNG Storage tank*
 - Dua buah pipa dari *Fuel oil tank*, untuk mengalirkan *fuel oil* menuju *loading arm*, memiliki diameter 14 inch untuk jarak 200 meter
3. Dari hasil perancangan ini baik melalui plot plan maupun permodelan pabrik tiga dimensi diperoleh bahwa lahan yang dibutuhkan untuk unit penyimpanan LNG ialah sebesar 7764.8 m^2 , sedangkan untuk unit *loading-unloading*, yaitu dermaga dan fasilitas tangki bahan bakar diperlukan luas area sebesar 1100 m^2 .
 4. Penggunaan model pabrik tiga dimensi memberikan keuntungan pada pembuatan bill of material karena pengguna langsung mendapatkan informasi mengenai panjang pipa, sehingga dalam perhitungan investasi perpipaan diperoleh hasil yang lebih akurat.
 5. Hasil rancangan model tiga dimensi fasilitas penyimpanan dan dermaga, dapat dilihat sebagai berikut :



Gambar 5.1. Model 3D *LNG Storage Facility*



Gambar 5.2. Model 3D LNG *Berth and Jetty Facility*

6. *Total capital investment* yang dibutuhkan untuk pembangunan unit penyimpanan LNG dan fasilitas dermaga adalah terdiri dari biaya harga peralatan, biaya tambahan seperti pengiriman, konstruksi, instalasi listrik dan peralatan, serta biaya dari perpipaan. Selain itu biaya tetap yang harus dikeluarkan dalam membangun sebuah pabrik dan biaya start up dari unit-unit ini juga harus diperhitungkan. Dengan demikian, total investasi dari perancangan ini adalah sebesar \$314,304,971.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Anonim. *Data Statistik Indonesia*. www.datastatistik-indonesia.com. (4Februari 2010)
- [2] Anonim. *Konvensi Bali*. www.telmark.wordpress.com. (4 Februari 2010)
- [3] Anonim. *Cadangan Gas alam*. [www. Bappenas.go.id](http://www.Bappenas.go.id). (4 Februari 2010)
- [4] Anonim. *Pertamina Proyek*. www. Newsyahoo.com (4 Februari 2010)
- [5] Anonim. *Pembangunan LNG terminal Sumut dan Jabar*.
www. Detikfinance.com (4 Februari 2010)
- [6] Anonim. *Tentang LNG*. www.scribd.com (8 Februari 2010)
- [7] Luluk Sumiarso. *Securing Investment To Enhance Future Oil And Gas Supply In Indonesia*. Kementerian ESDM : 2007.
- [8] Tarlowski, Januzs. *LNG Import Terminals-Recent Developments*. LNG Journal. 2002.
- [9] Raswari. *Teknologi dan Perencanaan Sistem Perpipaan*. Jakarta: UI Press, 1987.
- [10] Bausbacher and Roger Hunt. *Process Plant Layout and Piping Design*. New Jersey: PTR Prentice Hall, 1993
- [11] Tarakad, Ram R. *LNG Receiving Terminal and Regasification Terminal*. Houston : Zeus Development Corporation. 2003
- [12] Anonim. *LNG Storage Tank Alternatives*. Houston : Oregon LNG. 2007.
- [13] Anonim. *Tangki Penyimpanan Cairan Kriogenik Dan Sistem Transport Cairan Kriogenik*. UI. 2008
- [15] Ludwig, Ernest E. *Applied Process Design for Chemical and Petrochemical Plants*. Vol 3. New York : McGraw Hill, 1965
- [16] Anonim. *Equipment Online Catalog*. www.genemco.com. (8 Maret 2009)
- [17] UPPM TGP FTUI. *Studi Awal LNG Receiving Terminal*. Depok : FTUI, 2003
- [18] Anonim. *Horizontal Liquid Nitrogen Storage Tank*. www.himfr.com
(28 Mei 2010)
- [19] Walas, Stanley. *Chemical Process Equipment Selection and Design*. USA : Butterworth-Heinemann, 1990
- [20] Anonim. *Coastal Marine Loading Arm*. www.alibaba.com (29 Mei 2010)
- [21] Anonim. *Marine Loading Arm*. www.alibaba.com (29 Mei 2010)

- [22] Seider, Warren D, Seader, J.D, Lewin, DR. *Product and Process Design Principles 2nd ed.* Pennsylvania : John Wiley and Sons Inc, 2003
- [23] Timmerhaus, Max S Peters, and Ronald Ewest. *Plant Design and Economics for Chemical Engineers 5th ed.* New York : McGraw Hill, 2003
- [24] Nurani, Ade. “Studi Kelayakan Pembangunan LPG Plant Lapangan Gas Pangkalan Susu Sumatera Utara.” Skripsi sarjana, Depok: Fakultas Teknik Universitas Indonesia, 2008 .
- [25] Lioyd E Brownell, Edwin H Young. *Process Equipment Design Vessel Design.* New York : John Wiley and Sons Inc. 1983
- [26] Anonim. *Kebijakan Bisnis dan Ekonomi - Harga Pipa LNG.* www.businessreview.co.id. (19 Juni 2010)
- [27] Dianita, Cindy. “ Front End Engineering Design Pembangunan LPG Plant Pangkalan Susu Sumatera Utara.” Skripsi sarjana, Depok: Fakultas Teknik Universitas Indonesia, 2009 .

LAMPIRAN

Lampiran 1. Spesifikasi Alat Proses

1.1 STORAGE TANK

1.1.1 LNG Storage Tank

Tangki penyimpanan ini digunakan untuk menyimpan LNG yang akan digunakan sebagai *feed* pada *regasification process*. Laju alir maksimal masukan adalah 12,000 m³/hr dan menggunakan basis unloading dari kapal yaitu 10 jam. Pada desain ini digunakan dua buah tangki, dan memiliki kapasitas yang sama. Kemudian spesifikasi sifat dari fluida, dengan menggunakan software HYSYS diketahui bahwa densitas LNG pada temperatur dan tekanan operasi (1 atm dan -164°C) adalah sebesar 462,8 kg/m³. Berikut perhitungan *Sizing* tangki :

$$\text{Laju alir volumetrik sebesar } 12,000 \text{ m}^3/\text{hr} \\ = \frac{12,000}{24} \times 10 \text{ h} = 120,000$$

Kapasitas output tangki adalah sebesar 240 ton/hr LNG untuk masing-masing tangki, sehingga ekuivalen dengan daya tampung tangki untuk 7 hari, sebelum kedatangan LNG carrier selanjutnya untuk unloading.

Pada perancangan ini menggunakan dua buah tangki, dengan kapasitas masing-masing tangki adalah 120,000 m³. Tangki yang digunakan adalah jenis tangki besar horizontal dengan perbandingan $D = 2H$.

Kemudian dengan menggunakan penurunan persamaan volume diperoleh:

$$= \frac{120,000}{\frac{\pi}{4} \times D^2 \times H} = 67.02 \quad = 219.8 \quad \dots\dots\dots(\text{Persamaan 1})$$

Maka $H = 0.5 D = 109.4 \text{ ft}$

Plate yang digunakan adalah standar dengan lebar 8 ft, sehingga untuk tangki dengan tinggi 109 ft diperlukan 14 *ring plate*.

Pada perancangan ini digunakan tangki jenis *Full Containment Tank*, dengan jarak minimum antara *inner* dan *outer tank* adalah 2 meter. Dengan demikian diperoleh OD sebesar 226.43 ft.

Untuk menentukan tekanan dan *thickness* dari sebuah *vessel* atau tangki, kita dapat menggunakan referensi dari tabel L.1

Tabel L.1. Formulasi Ketebalan dan Tekanan Tangki

TABLE 18.3. Formulas for Design of Vessels under Internal Pressure^a

Item	Thickness t(in.)	Pressur P(psi)	Stress S(psi)	Notes
Cylindrical shell	$\frac{PR}{SE - 0.6P}$	$\frac{SEt}{R + 0.6t}$	$\frac{P(R + 0.6t)}{t}$	$t \leq 0.25D, P \leq 0.385SE$
Flat flanged head (a)	$D\sqrt{0.3P/S}$	$t^2 S / 0.3D^2$	$0.3D^2 P / t^2$	
Torispherical head (b)	$\frac{0.885PL}{SE - 0.1P}$	$\frac{SEt}{0.885L + 0.1t}$	$\frac{P(0.885L + 0.1t)}{t}$	$r/L = 0.06, L \leq D + 2t$
Torispherical head (b)	$\frac{PLM}{2SE - 0.2P}$	$\frac{2SEt}{LM + 0.2t}$	$\frac{P(LM + 0.2t)}{2t}$	$M = \frac{3 + (L/r)^{1/2}}{4}$
Ellipsoidal head (c)	$\frac{PD}{2SE - 0.2P}$	$\frac{2SEt}{D + 0.2t}$	$\frac{P(D + 0.2t)}{2t}$	$h/D = 4$
Ellipsoidal head (c)	$\frac{PDK}{2SE - 0.2P}$	$\frac{2SEt}{DK + 0.2t}$	$\frac{P(DK + 0.2t)}{2Et}$	$K = [2 + (D/2h)^2] / 6, 2 \leq D/h \leq 6$
Hemispherical head (d) or shell	$\frac{PR}{2SE - 0.2P}$	$\frac{2SEt}{R + 0.2t}$	$\frac{P(R + 0.2t)}{2t}$	$t \leq 0.178D, P \leq 0.685SE$
Toriconical head (e)	$\frac{PD}{2(SE - 0.6P) \cos \alpha}$	$\frac{2SEt \cos \alpha}{D + 1.2t \cos \alpha}$	$\frac{P(D + 1.2t \cos \alpha)}{2t \cos \alpha}$	$\alpha \leq 30^\circ$

^a Nomenclature: D = diameter (in.), E = joint efficiency (0.6-1.0), L = crown radius (in.), P = pressure (psig), h = inside depth of ellipsoidal head (in.), r = knuckle radius (in.), R = radius (in.), S = allowable stress (psi), t = shell or head thickness (in.).
Note: Letters in parentheses in the first column refer to Figure 18.16.

Sumber : Walas, 1988

Untuk thickness *inner tank hasil perhitungan*, adalah sebagai berikut :

$$\dots\dots\dots(\text{persamaan 2})$$

- S = allowable stress (Psig),
- E = joint efficiency (0.6-1)
- P = Pressure (Psig)

$$\dots\dots\dots$$

Ketebalan *Head*, dapat dihitung menggunakan persamaan :

$$\dots\dots\dots(\text{Persamaan 3})$$

$$\dots\dots\dots(\text{Persamaan 4})$$

Nilai k diperoleh 0.5, sehingga dapat dihitung ketebalan head yaitu 0.67 in.

Untuk diameter luar tangki, :

Physical properties untuk material yang dibutuhkan menghitung ketebalan shell :

$$E = 29 \times 10^6 \text{ psi ; } \nu = 0.26$$

Tekanan kritis p_c , untuk tekanan eksternal sebesar 15 psi adalah

$$p_c = (5) (15) = 75 \text{ psi}$$

Ketebalan shell dapat ditentukan dengan menggunakan persamaan (5), dengan perkiraan pertama kita mengabaikan t/D_o pada penyebut. Dengan menggunakan diameter luar tangki 118 ft, maka :

$$p_c = \frac{2E(t/D_o)^3}{1-\nu^2} \dots\dots(\text{persamaan 5})$$

diperoleh ketebalan tangki luar $t = 2.52 \text{ inch}$

1.1.2 Brine Tank

Tangki penyimpanan ini digunakan untuk menyimpan air yang akan digunakan sebagai *anti freezing* pada unit tangki LNG . Masukan air yang akan digunakan adalah sebesar 588 kg/menit dengan waktu tinggal di dalam tangki selama 3 menit. Dengan menggunakan HYSYS diketahui bahwa densitas air pada temperatur dan tekanan operasi (1 atm dan 25°C) adalah sebesar 996,9 kg/m³.

Laju alir volumetrik dihitung sebagai berikut.

$$= \frac{588}{996,9} = 0.52 \text{ /}$$

Volume kerja *vessel* dihitung sebagai berikut.

$$= 0.52 \times 3 = 1,56$$

Vessel yang digunakan adalah *vessel* vertikal kecil tertutup dengan $D = \frac{1}{2} H$.

$$= \dots\dots(\text{Persamaan 6})$$

Persamaan (6) dimodifikasi menjadi persamaan 7 untuk mendapatkan nilai H :

$$= \dots\dots(\text{Persamaan 7})$$

$$= \frac{8}{0.58} = \frac{8 \times 1.56}{0.58} = 1.998 = 6.56$$

$$= \frac{1}{2} = 3.28$$

Dari *Appendix E.1 brownell* [26], diperoleh diameter standar tangki sebesar 3.5 ft, tinggi standar tangki sebesar 8 ft, dan volume *vessel* adalah sebesar 60 ft³ atau 1.6

m³. *Plate* yang digunakan adalah standard dengan lebar 8 ft, sehingga untuk tangki dengan tinggi 8 ft, hanya diperlukan 1 *ring plate* dengan ketebalan minimum 3/16 in.

1.1.3 Breathing Tank

Tangki penyimpanan ini digunakan untuk menampung Nitrogen dalam fasa gas yang dihasilkan dari *liquid nitrogen tank* yang divaporasi menggunakan *air fin*. Kapasitas dari vessel ini diperoleh dari tahap feasibility study sebelumnya yaitu 1,400 m³.

Vessel yang digunakan adalah *vessel* besar tertutup dengan $D = \frac{1}{2} H$.

$$= \frac{8}{0.58} = \frac{8 \times 1,400}{0.58} = 18.32 = 60.2$$

$$= 30.1$$

Dari Appendix E.1 brownell [26], diperoleh diameter standar tangki sebesar 30 ft, tinggi standar tangki sebesar 60 ft, dan volume *vessel* adalah sebesar 1400 m³. *Plate* yang digunakan adalah standar dengan lebar 6 ft, sehingga untuk tangki dengan tinggi 60 ft, diperlukan 10 *ring plate* dengan ketebalan minimum 3/16 in.

1.1.4 Fuel Oil Tank

Tangki penyimpanan ini digunakan untuk menyimpan *Fuel oil* yang akan digunakan sebagai bahan bakar kapal tangker maupun keperluan bahan bakar pada *plant*. Kapasitas untuk tangki ini sebesar 3,500 m³ dengan perhitungan diameter dan tinggi sebagai berikut :

Tank yang digunakan adalah *tangki cone roof* dengan perbandingan $D = 2.5 H$

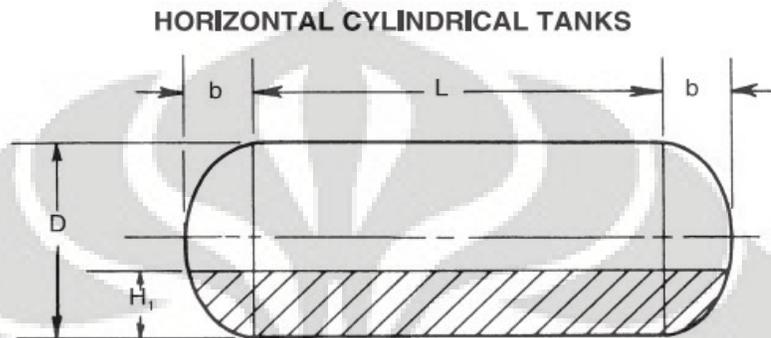
$$= \frac{4}{6.25} = \frac{4 \times 1,400}{6.25} = 9.2 = 30.17$$

$$= 2.5 = 75.42$$

Dari Appendix E.1 brownell [26], diperoleh diameter standar tangki sebesar 80 ft, tinggi standar tangki sebesar 30 ft, dengan ketebalan shell minimum 0.34 in.

1.1.5 Liquid Nitrogen Tank

Vessel ini merupakan tempat penyimpanan liquid nitrogen yang akan digunakan sebagai feed breathing tank, untuk keperluan anti negative pressure dari LNG Storage Tank. Kapasitas dari tangki ini adalah 20 m^3 , vessel adalah horizontal vessel dengan perbandingan $D = 2L$.



$$\begin{aligned} \text{Total volume} &= \text{volume in 2 heads} + \text{volume in cylinder} \\ &= \frac{1}{6} \pi K_1 D^3 + \frac{1}{4} \pi D^2 L \end{aligned}$$

Gambar L.1. Penampang Horizontal Vessel

Sumber : GPSA, 2009

Vessel yang digunakan adalah *vessel* horizontal dengan $D = \frac{1}{2} L$

$$= \frac{\quad}{\quad} = \frac{\quad}{\quad} = 2.25 \text{ m}$$

$$D = 2.25 \text{ m}, L = 4.5 \text{ m}, b = \frac{1}{4} D = 0.56 \text{ m}$$

Ketebalan shell dapat dihitung berdasarkan persamaan berikut

$$= \frac{\quad}{\quad} + \frac{\quad}{\quad}$$

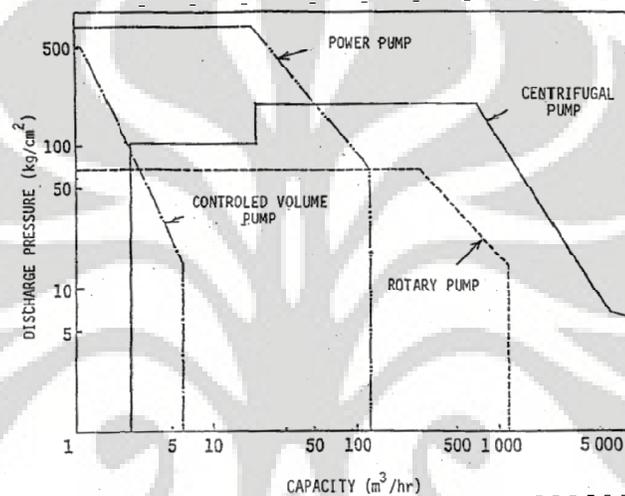
$$= \frac{116}{17404 \cdot 0.8 - 0.6} + \frac{43.5}{116}$$

$$t = \frac{3}{8} \text{ inch}$$

1.2. POMPA

Dalam melakukan sizing pompa, langkah-langkah yang dilakukan adalah sebagai berikut.

- Menentukan jenis pompa yang akan digunakan. Dalam langkah ini akan ditentukan jenis pompa yang sesuai. Untuk memilih jenis pompa, dibutuhkan data laju alir fluida dalam satuan m^3/jam dan *discharge pressure*. Dari kedua data tersebut, jenis pompa yang sesuai ditentukan dengan Gambar 2.



Gambar L. 2. *Discharge pressure pump vs capacity*

Sumber : Handout PAP, 2009

- Menentukan daya pompa yang dibutuhkan. Daya yang dibutuhkan diperoleh dari persamaan berikut.

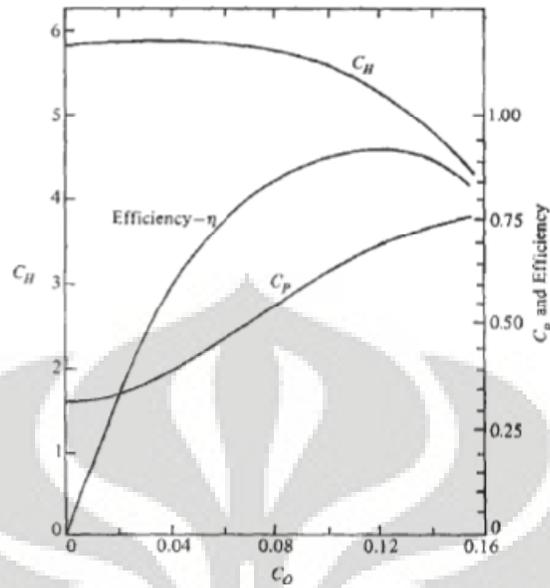
(Persamaan 8)

GPM = laju alir fluida (*gallon per minute*)

P = tekanan (psig)

η = efisiensi pompa

- Menentukan diameter *impeller* dan kecepatan rotasi pompa dengan cara *trial and error*. Diasumikan efisiensi pompa 75%, dengan menggunakan Gambar 5.3 akan didapat nilai konstanta C_Q , C_H dan C_P .



Gambar L.3 Performance curves in dimensional dan dimensionless forms

Sumber : Walas, 1988

Kemudian melakukan *trial* nilai diameter impeller dan kecepatan impeller hingga didapat nilai Q yang sesuai dengan nilai Q yang sesungguhnya.

$$=$$

$$= /$$

(Persamaan 9 dan 10)

- Menentukan material pompa. Material pompa yang sesuai ditentukan dari Tabel 5.2 berikut.

Tabel L.2 Konstruksi bahan material pompa

Liquid	Casing & Wear Rings	Impeller & Wear Rings	Shaft	Shaft Sleeves	Type of Seal	Seal Cage	Gland	Remarks
Ammonia, Anhydrous & Aqua	Cast Iron	Cast Iron	Carbon Steel	Carbon Steel	Mechanical	Mall. Iron	NOTE: Materials of Construction shown will be revised for some jobs.
Benzene	Cast Iron	Cast Iron	Carbon Steel	Nickel Moly. Steel	Ring Packing	Cast Iron	Mall. Iron	
Brine (Sodium Chloride)	Ni-Resist*	Ni-Resist*	K Monel	K Monel	Ring Packing	Ni-Resist**	Ni-Resist**	*Cast Iron acceptable. ** Malleable Iron acceptable.
Butadiene	Casing: C. Steel—Rings: C.I.	Impeller: C.I.—Rings: C. Steel	Carbon Steel	13% Chrome Steel	Mechanical	Carbon Steel	
Carbon Tetrachloride	Cast Iron	Cast Iron	Carbon Steel	Carbon Steel	Mechanical	Mall. Iron	
Caustic, 50% (Max. Temp. 200° F.)	Misco C	Misco C	18-8 Stainless Steel	Misco C	Ring Packing	Misco C	Carbon Steel	Misco C manufactured by Michigan Steel Casting Company. 29 Cr-9 Ni Stainless Steel, or equal.
Caustic, 50% (Over 200° F) & 73%	Nickel	Nickel	Nickel or 18-8 Stainless Steel	Nickel	Ring Packing	Nickel	Nickel	
Caustic, 10% (with some sodium chloride)	Cast Iron	23% Cr. 52% Ni Stainless Steel	23% Cr. 52% Ni Stainless Steel	23% Cr. 52% Ni Stainless Steel	Ring Packing	Cast Iron	Specifications for 50% Caustic (Maximum Temperature 200° F) also used.
Ethylene	Cast Steel	Carbon Steel	Carbon Steel	Carbon Steel	Mechanical	Cast Iron	Mall. Iron	
Ethylene Dichloride	Cast Iron	Cast Iron	Steel	K Monel	Mechanical	K Monel	
Ethylene Glycol	Bronze	Bronze	18-8 Stainless Steel	18-8 Stainless Steel	Ring Packing	Bronze	
Hydrochloric Acid, 32%	Impregnated Carbon	Impregnated Carbon	18-8 Stainless Steel	Impregnated Carbon	Mechanical	Impregnated Carbon	
Hydrochloric Acid, 32% (Alternate)	Rubber Lined C. Iron	Hard Rubber	Carbon Steel	Rubber or Plastic	Ring Packing	Rubber	Rubber	
Methyl Chloride	Cast Iron	Cast Iron	18-8 Stainless Steel	18-8 Stainless Steel	Mechanical	Mall. Iron	
Propylene	Casing: C. Steel—Rings: C.I.	Imp.: C.I.—Rings: C. Stl	Carbon Steel	Carbon Steel	Mechanical	Cast Iron	Mall. Iron	

Sumber : Walas, 1988; Branan, 2002

1.2.1 Pompa Fuel Oil

Laju alir keluaran tangki fuel oil adalah $500 \text{ m}^3/\text{hr}$ dengan menggunakan pompa fuel oil. Densitas fluida adalah 820 kg/m^3 . Dengan demikian maka laju alir massa keluaran yang digunakan pompa adalah sebesar $410,000 \text{ kg/h}$. Pompa ini digunakan untuk memompa dari 15 Psi menjadi 137 Psi. Dengan melakukan algoritma desain pompa seperti disebutkan diatas maka didapat hasil sebagai berikut.

Tabel L.3 Tahapan perhitungan total *head fuel oil pump*

Absolut total pressure suction :	
<i>Elevation (26 ft) = 26 x 0.82 x (2,31)⁻¹ = 9.23 Psi</i>	
<i>Friction</i>	
	<i>Piping = - 0.5 Psi</i>
	<i>Valve = - 0.2 Psi</i>
<i>Tank</i>	<i>15 Psi</i>
<i>Total Pressure Suction = 23.93 Psi</i>	
Absolut total pressure discharge :	
<i>Elevation (3.2 ft) = 3.2 x 0.82 x (2,31)⁻¹ = 1.1 Psi</i>	
<i>Friction</i>	
	<i>Piping = - 0.5 Psi</i>
	<i>Valve = - 0.2 Psi</i>
	<i>orifice = 1.2 Psi</i>
	<i>filter = 13 Psi</i>
	<i>check valve = 1 Psi</i>
	<i>control valve = 9 Psi</i>
<i>Arm = 137 Psi</i>	
<i>Total Pressure Discharge = 167 Psi</i>	

Maka

$$\Delta P = 167 - 23.93 \text{ Psi} = 143.07 \text{ Psi}$$

$$\Delta H \text{ total} = \frac{143.07 \times 2.31}{0.82} = 402 \text{ ft}$$

Dengan menggunakan total pressure pada suction tank, dapat diperoleh :

Tabel L.4. Perhitungan NPSHA *fuel oil pump*

Absolut total pressure suction :	
<i>Elevation (26 ft) = 26 x 0.82/2,31 = + 9.23 Psi</i>	
<i>Friction</i>	
	<i>Piping = - 0.5 Psi</i>
	<i>Valve = - 0.2 Psi</i>
<i>Tank</i>	<i>+15 Psi</i>
<i>Liquid Vapor Pressure</i>	<i>-15 Psi</i>
<i>Total Pressure = 8.5 Psi</i>	
NPSHA	<i>8.5 x 2.31 x (0.82⁻¹)</i>
	<i>23 ft</i>

Kemudian, untuk melengkapi spesifikasi dari desain pompa, maka selanjutnya dapat menggunakan algoritma perhitungan yang telah dijelaskan sebelumnya. Berikut hasil perhitungan :

Tabel L.5. Spesifikasi Akhir *Fuel Oil Pump*

<i>Fuel Oil Pump</i>	
Jenis Pompa	<i>Centrifugal</i>
<i>Style</i>	<i>Single stage</i>
<i>Casing & rings</i>	<i>Cast iron</i>
<i>Impeller & rings</i>	<i>Carbon steel</i>
<i>Shaft</i>	<i>Stainless steel</i>
<i>Seal cage</i>	<i>Cast iron</i>
<i>Diameter impeller</i>	0.37 m
<i>Impeller speed</i>	2200 rpm
Q output	2201.1 gpm
Efisiensi pompa	75%
<i>Power</i>	179 HP / 134 kW
<i>Head</i>	402 ft
<i>Delta Pressure</i>	143 Psi
NPSH	23 ft

1.2.2 Pompa Brine

Laju alir keluaran tangki *brine* adalah 35 m³/hr dengan menggunakan pompa jenis sentrifugal. Densitas fluida adalah 998.2 kg/m³. Dengan demikian maka laju alir massa keluaran yang digunakan pompa adalah sebesar 34,000 kg/h. Pompa ini digunakan untuk memompa dari 15 Psi menjadi 137 Psi. Dengan melakukan algoritma desain pompa seperti disebutkan diatas maka didapat hasil sebagai berikut.

Tabel L.6 Tahapan perhitungan total *head brine pump*

<i>Absolut total pressure suction :</i>	
<i>Elevation (6 ft) = 6 x 0.998 x (2,31)⁻¹ = 3 Psi</i>	
<i>Friction</i>	
	<i>Piping = - 0.5 Psi</i>
	<i>Valve = - 0.2 Psi</i>
<i>Tank</i>	15 Psi
<i>Total Pressure Suction = 17.3 Psi</i>	

Tabel L.6 Tahapan perhitungan total head *brine pump*

Absolut total pressure discharge :	
<i>Elevation (2 ft)</i> = 2 x 0.998 x (2,31) ⁻¹ = 0.9 Psi	
<i>Friction</i>	
	<i>Piping</i> = 0.5 Psi
	<i>Valve</i> = 0.2 Psi
	<i>orifice</i> = 1.2 Psi
	<i>filter</i> = 13 Psi
	<i>check valve</i> = 1 Psi
	<i>control valve</i> = 9 Psi
<i>Brine out</i> = 137 Psi	
Total Pressure Discharge = 163 Psi	

Maka

$$\Delta P = 163 - 17.3 \text{ Psi} = 146.7 \text{ Psi}$$

$$\Delta H \text{ total} = \frac{146.07 \times 2.31}{0.998} = 345 \text{ ft}$$

Dengan menggunakan total pressure pada suction tank, dapat diperoleh :

Tabel L.7. Perhitungan NPSHA *Brine Pump*

Absolut total pressure suction :	
<i>Elevation (6 ft)</i> = 6 x 0.998 x (2,31) ⁻¹ = + 3Psi	
<i>Friction</i>	
	<i>Piping</i> = - 0.5 Psi
	<i>Valve</i> = - 0.2 Psi
<i>Tank</i>	+15 Psi
<i>Liquid Vapor Pressure</i>	-15 Psi
Total Pressure = 3 Psi	
NPSHA	2.3 x 2.31 x (0.998 ⁻¹)
	7 ft

Kemudian, untuk melengkapi spesifikasi dari desain pompa, maka selanjutnya dapat menggunakan algoritma perhitungan yang telah dijelaskan sebelumnya. Berikut hasil perhitungan :

Tabel L.8. Spesifikasi Akhir *Brine Pump*

Brine Pump	
Jenis Pompa	<i>Centrifugal</i>
Style	<i>Single stage</i>
Casing & rings	<i>Ni Resist</i>
Impeller & rings	<i>Ni Resist</i>
Shaft	<i>Stainless steel</i>
Seal cage	<i>Cast iron</i>
Diameter impeller	0.02 m
Impeller speed	495 rps
Q output	154.2 gpm
Efisiensi	75%
Power	44 HP / 32.85 kW
Head	345 ft
Delta Pressure	143 Psi
NPSH	7 ft

1.2.3 LNG Primary Pump

Laju alir keluaran LNG tank adalah 80 ton/hr dengan menggunakan pompa jenis sentrifugal. Densitas fluida adalah 462.8 kg/m^3 . Pompa ini digunakan untuk memompa dari 15 Psi menjadi 725 Psi. Dengan melakukan algoritma desain pompa seperti disebutkan diatas maka didapat hasil sebagai berikut.

Tabel L.9 Tahapan Perhitungan *Total Head LNG Primary Pump*

Absolut total pressure suction :	
<i>Elevation</i> (16.4 ft) = $16.4 \times 0.462 \times (2,31)^{-1} = 3.3 \text{ Psi}$	
<i>Friction</i>	
	Piping = - 0.5 Psi
	Valve = - 0.2 Psi
<i>Tank</i>	14.7 Psi
<i>Total Pressure Suction</i> = 17.3 Psi	
Absolut total pressure discharge :	
<i>Elevation</i> (111.54 ft) = $111.54 \times 0.998 \times (2,31)^{-1} = 22.3 \text{ Psi}$	
<i>Friction</i>	
	Piping = 0.5 Psi
	Valve = 0.2 Psi
	orifice = 1.2 Psi
	filter = 13 Psi
	check valve = 1 Psi
	control valve = 9 Psi
<i>Disch out</i> = 725 Psi	
<i>Total Pressure Discharge</i> = 763.2 Psi	

Maka

$$\Delta P = 763.2 - 17.3 \text{ Psi} = 745.9 \text{ Psi}$$

$$\Delta H \text{ total} = \frac{745.9 \times 2.31}{0.462} = 3729.2 \text{ ft}$$

Dengan menggunakan total pressure pada suction tank, dapat diperoleh :

Tabel L.10. Perhitungan NPSHA LNG Primary Pump

<i>Absolut total pressure suction :</i>	
<i>Elevation</i> (16.4 ft) = 16.4 x 0.462 x (2,31) ⁻¹ = + 3.3 Psi	
<i>Friction</i>	
	Piping = - 0.5 Psi
	Valve = - 0.2 Psi
<i>Tank</i>	+14.7 Psi
<i>Liquid Vapor Pressure</i>	-14.7 Psi
<i>Total Pressure</i> = 2.6 Psi	
NPSHA	2.6 x 2.31 x (0.462 ⁻¹)
	13 ft

Kemudian, untuk melengkapi spesifikasi dari desain pompa, maka selanjutnya dapat menggunakan algoritma perhitungan yang telah dijelaskan sebelumnya.

Berikut hasil spesifikasi perhitungan :

Tabel L.11. Spesifikasi Akhir LNG Primary Pump

<i>LNG Primary Pump</i>	
<i>Jenis Pompa</i>	<i>Centrifugal</i>
<i>Style</i>	<i>Single stage</i>
<i>Casing & rings</i>	SUS304
<i>Impeller & rings</i>	Al alloy
<i>Shaft</i>	9% Ni Steel
<i>Shaft Power</i>	468.12 HP / 350 kW
<i>Diameter impeller</i>	5.51 inch
<i>Impeller speed</i>	295 rps
<i>Q output</i>	765 gpm
<i>Efisiensi</i>	75%
<i>Power</i>	353 HP / 262 kW
<i>Head</i>	3729.2 ft
<i>Delta Pressure</i>	643 Psi
<i>NPSH</i>	13 ft

1.2.4 Transfer Pump

Laju alir keluaran pompa ini dari LNG *tank* adalah 300 ton/hr dengan menggunakan jenis pompa sentrifugal. Densitas fluida adalah 462.8 kg/m^3 . Pompa ini digunakan untuk memompa dari 15 Psi menjadi 137 Psi. Dengan melakukan algoritma desain pompa seperti disebutkan diatas maka didapat hasil sebagai berikut.

Tabel L.12. Tahapan Perhitungan *Total Head LNG Transfer Pump*

Absolut total pressure suction :	
<i>Elevation</i> (16.4 ft) = $16.4 \times 0.462 \times (2,31)^{-1} = 3.3 \text{ Psi}$	
<i>Friction</i>	
	<i>Piping</i> = - 0.5 Psi
	<i>Valve</i> = - 0.2 Psi
<i>Tank</i>	14.7 Psi
<i>Total Pressure Suction</i> = 17.3 Psi	
Absolut total pressure discharge :	
<i>Elevation</i> (111.54 ft) = $111.54 \times 0.998 \times (2,31)^{-1} = 22.3 \text{ Psi}$	
<i>Friction</i>	
	<i>Piping</i> = 0.5 Psi
	<i>Valve</i> = 0.2 Psi
	orifice = 1.2 Psi
	filter = 13 Psi
	<i>check valve</i> = 1 Psi
	<i>control valve</i> = 9 Psi
<i>Disch out</i> = 137 Psi	
Total Pressure Discharge = 184.2 Psi	

Maka,

$$\Delta P = 184.2 - 17.3 \text{ Psi} = 166.9 \text{ Psi}$$

$$\Delta H \text{ total} = \frac{166.9 \times 2.31}{0.462} = 834.2 \text{ ft}$$

Dengan menggunakan *total pressure* pada *suction tank*, dapat diperoleh :

Tabel L.13. Perhitungan NPSHA *LNG Transfer Pump*

<i>Absolut total pressure suction :</i>	
<i>Elevation</i> (16.4 ft) = $16.4 \times 0.462 \times (2.31)^{-1} = + 3.3$ Psi	
<i>Friction</i>	
	<i>Piping</i> = - 0.5 Psi
	<i>Valve</i> = - 0.2 Psi
<i>Tank</i>	+14.7 Psi
<i>Liquid Vapor Pressure</i>	-14.7 Psi
<i>Total Pressure</i> = 2.6 Psi	
NPSHA	$2.6 \times 2.31 \times (0.462^{-1})$
	13 ft

Kemudian, untuk melengkapi spesifikasi dari desain pompa, maka selanjutnya dapat menggunakan algoritma perhitungan yang telah dijelaskan sebelumnya.

Berikut hasil spesifikasi perhitungan :

Tabel L.14. Spesifikasi *LNG Transfer Pump*

<i>LNG Transfer Pump</i>	
<i>Jenis Pompa</i>	<i>Centrifugal</i>
<i>Style</i>	<i>Single stage</i>
<i>Casing & rings</i>	SUS304
<i>Impeller & rings</i>	Al alloy
<i>Shaft</i>	9% Ni Steel
<i>Shaft Power</i>	374 HP / 279 kW
<i>Diameter impeller</i>	16 inch
<i>Impeller speed</i>	2800 rpm
<i>Q output</i>	2870 gpm
Efisiensi	75%
<i>Power</i>	280 HP / 209 kW
<i>Head</i>	834.2 ft
<i>Delta Pressure</i>	169.9 Psi
NPSH	13 ft

Lampiran 2. Data Hasil Perhitungan Diameter Optimum

<i>Line Number</i>	<i>From</i>	<i>To</i>	<i>Q (ft³/s)</i>	<i>ρ</i>	<i>D (in)</i>	<i>D nom (in)</i>
1	<i>Unloading Arm</i>	T-100	58.8	28.71	36	36
2	<i>Unloading Arm</i>	T-101	58.8	28.71	36	36
3	T-100	E-003	1.69344	28.71	7.69	8
4	T-100	E-003	1.69344	28.71	7.69	8
5	T-100	E-003	1.69344	28.71	7.69	8
6	T-100	E-003	1.69344	28.71	7.69	8
7	T-101	E-004	1.69344	28.71	7.69	8
8	T-101	E-004	1.69344	28.71	7.69	8
9	T-101	E-004	1.69344	28.71	7.69	8
10	T-101	E-004	1.69344	28.71	7.69	8
11	P-200	T-100	6.3994	28.71	13.9	14
12	P-201	T-101	6.3994	28.71	13.9	14
13	T-100	BOG C	753	0.048	12	12
14	T-101	BOG C	753	0.048	12	12
15	T-103	L-102	4.9	51.2	13.6	14
16	E-001	T-100	0.098	50.41	2.3	2.5
17	E-001	T-101	0.098	50.41	2.3	2.5
18	V-001	T-100	6.86	0.078	6.65	7
19	V-002	T-101	6.86	0.078	6.65	7

Lampiran 3. Daftar harga Peralatan

No.	Unit Proses		Jumlah Unit	Harga (US\$)	
				Harga per unit	Total
1	T-100	LNG Storage Tank	2	\$69,569,000	\$139,138,000.00
2	T-101				
3	V-001	Breathing Tank	2	\$1,043,411	\$2,086,822.00
4	V-002				
5	T-102A	Brine Tank	2	\$5,481.92	\$10,963.84
6	T-102B				
7	P-300A	Brine Pump	4	\$502.85	\$2,011.40
8	P-300B				
9	P-301A				
10	P-301B				
11	P-101A	LNG Primary Pump	8	\$235,101	\$1,880,808.00
12	P-101B				
13	P-101C				
14	P-101D				
15	P-102A				
16	P-102B				
17	P-102C				
18	P-102D				
19	P-200	LNG Transfer Pump	2	\$285,902	\$571,804.00
20	P-201				
21	V-003	LN ₂ tank	1	\$123,888	\$123,888.00
22	E-001	Air Fin	2	\$2,358	\$4,716.00
23	E-002				
24	T-103	Fuel Oil Tank	1	\$536,413	\$536,413.00
25	<i>Fasilitas Jetty</i>	Dermaga	1	\$ 48,432,000	\$ 48,432,000
26	L-101	LNG Unloading arm	3	\$283,043	\$849,129.00
27	L-102				
28	L-103				
29	L-104	Vapor Return Arm	1	\$249,078.43	\$249,078.43
30	L-105	Fuel Oil loading arm	1	\$226,434.94	\$226,434.94
31	L-106	Fuel Oil unloading arm	1	\$226,434.94	\$226,434.94
32	P-103	Fuel Oil Pump	2	\$4,061	\$8,122.00
33	P-103B				
Total Harga Peralatan					\$ 194,346,625

Lampiran 4. Daftar harga Perpipaan

No stream	Pipe D	Pipe length	Cost	
	(in)	(meter)	Per Inch per length (meter)	Total (\$)
P-1	36	2335.7	\$3,800	\$8,875,660
P-2	36	2336.7	\$3,800	\$8,879,460
P-3	8	120.51	\$1,152	\$138,769
P-4	8	121.51	\$1,152	\$139,921
P-5	8	122.51	\$1,152	\$141,072
P-6	8	123.51	\$1,152	\$142,224
P-7	8	210.23	\$1,152	\$242,083
P-8	8	211.23	\$1,152	\$243,235
P-9	8	212.23	\$1,152	\$244,386
P-10	8	213.23	\$1,152	\$245,538
P-11	14	241.4	\$1,900	\$458,660
P-12	14	242.4	\$1,900	\$460,560
P-13	12	243.14	\$1,250	\$303,925
P-14	12	245.14	\$1,250	\$306,425
P-15	14	191.38	\$225	\$86,121
P-16	2.5	58.65	\$35	\$2,053
P-17	2.5	58.65	\$35	\$2,053
P-18	7	51.16	\$123	\$6,267
P-19	7	51.16	\$123	\$6,267
Total				\$20,924,677

Lampiran 5. Daftar Biaya Tambahan dan Investasi

Biaya Tambahan Peralatan	Fraksi	Nominal
Instalasi Peralatan	0.1	\$19,434,663
Instalasi Listrik	0.03	\$5,830,399
Konstruksi	0.05	\$9,717,331
Biaya Pengiriman	0.05	\$9,717,331
Total		\$ 44,699, 724

Total of depreciable capital (C_{TDC})	Fraksi	Nominal
<i>Site Preparation</i>	0.1	\$10,398,841
Kontraktor	0.15 C_{TBM}	\$38,995,654
Total permanent investment (C_{TPI})		
Start Up	0.1 C_{TDC}	\$4,939,450
Total		\$ 44,699, 724

Lampiran 6. Transfer Pump Data Sheet

 Universitas Indonesia		CENTRIFUGAL PUMP LNG TRANSFER PUMP PROCESS DATA SHEET
Project : LNG terminal Storage facility		Project No: 1
Location: Onshore Platform / Tropical Climate		Doc. No.
P&ID No.		
Revision	A	
Date	22/03/2010	
Prepared By	M Rizky	
Checked By		
Approved By		
Equipment Tag No. :	P-200	Service : LNG In Tank Transfer Pump
Number Required :	2	
Fluid Handled		
Fluid Circulated		LNG
Pumping Temperature (max. / norm. / min.)	°C	(-164/ -160/ -100)
Viscosity at Press. & Temp.	cP	0.130
Vapour Pressure at Temp.	psia	14.700
Specific Gravity at Std. P&T (HC/Water)		0.46/1.01
Specific Gravity at Press. & Temp. (HC/Water)		0.445/1.03
Operating Conditions		
Rated Capacity	USgpm	2870.0
Discharge Pressure	psig	184.2
Suction Pressure	psig	Atmospheric, plus liquid head
Differential Pressure	psi	169.9
Differential Head	ft	834.2
NPSH Available	ft	12.88
Hydraulic Power	HP	280.00
Pump		
Proposed Type		Centrifugal
Efficiency	%	75.0
Estimated power rated	HP	374.00
Speed	RPM	2800.00
Corrosion, erosion due to:		
Recommended Materials:		
Major Material		
Casing		SUS304
impeller		Al Alloy
shaft		9% Ni Steel
bearing		stainless steel
Diameter Impeller	inch	16
Driver		
Type		Electric Motor
Rating	HP	374.00
Speed	RPM	2800.00
Volts / Cycle		
Efficiency	%	*
Estimated Operating Load	hp	*
in case with diffuser vanes type		

Notes :

- 1) The pumps are to be installed on an offshore oil/gas production platform. They are to be suitable for in submerged condition*
- 2) Materials shall be suitable for a minimum design temperature of -180 °F.*
- 3) Design Life of equipment is 20 years*
- 4) Suction elevation based an assumption (5 meters from bottom of tank)*
- 5) Vertical column that extends from the tank roof to the floor (discharge pipe from pump to LNG outlet Nozzle)*



Lampiran 7. Primary Pump Data Sheet

 Universitas Indonesia		CENTRIFUGAL PUMP LNG HP PRIMARY PUMP PROCESS DATA SHEET	
Project : LNG terminal Storage facility		Project No: 1	
Location: Onshore Platform / Tropical Climate		Doc. No.	
P&ID No.			
Revision	A		
Date	22/03/2010		
Prepared By	M Rizky		
Checked By			
Approved By			
Equipment Tag No. :	P-100	Service : LNG HP Primary Pump	
Number Required :	8		
Fluid Handled			
Fluid Circulated		LNG	
Pumping Temperature (max. / norm. / min.)	°C	(-164/ -160/ -100)	
Viscosity at Press. & Temp.	cP	0.130	
Vapour Pressure at Temp.	psia	14.700	
Specific Gravity at Std. P&T (HC/Water)		0.46/1.01	
Specific Gravity at Press. & Temp. (HC/Water)		0.445/1.03	
Operating Conditions			
Rated Capacity	USgpm	765.0	
Discharge Pressure	psig	764.0	
Suction Pressure	psig	Atmospheric, plus liquid head	
Differential Pressure	psi	643	
Differential Head	ft	3729.0	
NPSH Available	ft	12.88	
Hydraulic Power	HP	353.00	
Pump			
Proposed Type		Centrifugal	
Efficiency	%	75.0	
Estimated power rated	HP	468.12	
Speed	RPM	17000.00	
Corrosion, erosion due to:			
Recommended Materials:			
Major Material			
Casing		SUS304	
impeller		Al Alloy	
shaft		9% Ni Steel	
bearing		stainless steel	
Diameter Impeller	inch	5.51	
Driver			
Type		Electric Motor	
Rating	HP	468.12	
Speed	RPM	17000.00	
Volts / Cycle			
Efficiency	%	*	
Estimated Operating Load	hp	*	
in case with diffuser vanes type			

Lampiran 8. Brine Pump Data Sheet

 Universitas Indonesia		CENTRIFUGAL PUMP BRINE WATER PUMP PROCESS DATA SHEET	
Project : LNG terminal Storage facility		Project No: 1	
Location: Onshore Platform / Tropical Climate		Doc. No.	
P&ID No.			
Revision	A		
Date	22/03/2010		
Prepared By	M Rizky		
Checked By			
Approved By			
Equipment Tag No. : P-300		Service : Brine Pump	
Number Required : 4			
Fluid Handled			
Fluid Circulated		Brine Water	
Pumping Temperature (max. / norm. / min.)	°C	60	
Viscosity at Press. & Temp.	cP	0.460	
Vapour Pressure at Temp.	psia	14.700	
Specific Gravity at Std. P&T (HC/Water)		0.992/1.01	
Specific Gravity at Press. & Temp. (HC/Water)		0.98/1.01	
Operating Conditions			
Rated Capacity	USgpm	154.2	
Discharge Pressure	psig	764.0	
Suction Pressure	psig	Atmospheric, plus liquid head	
Differential Pressure	psi	163	
Differential Head	ft	345.0	
NPSH Available	ft	7.00	
Hydraulic Power	HP	14.00	
Pump			
Proposed Type		Centrifugal	
Efficiency	%	75.0	
Estimated power rated	HP	58.73	
Speed	RPS	495.00	
Corrossion, errosion due to:			
Recommended Materials:			
Major Material			
Casing		Ni Resist	
impeller		Ni Resist	
shaft		Stainless steel	
bearing		stainless steel	
Diameter Impeller	inch	0.78	
Driver			
Type		Electric Motor	
Rating	HP	58.73	
Speed	RPM	495.00	
Volts / Cycle			
Efficiency	%	*	
Estimated Operating Load	hp	*	

Lampiran 9. Fuel Oil Pump Data Sheet

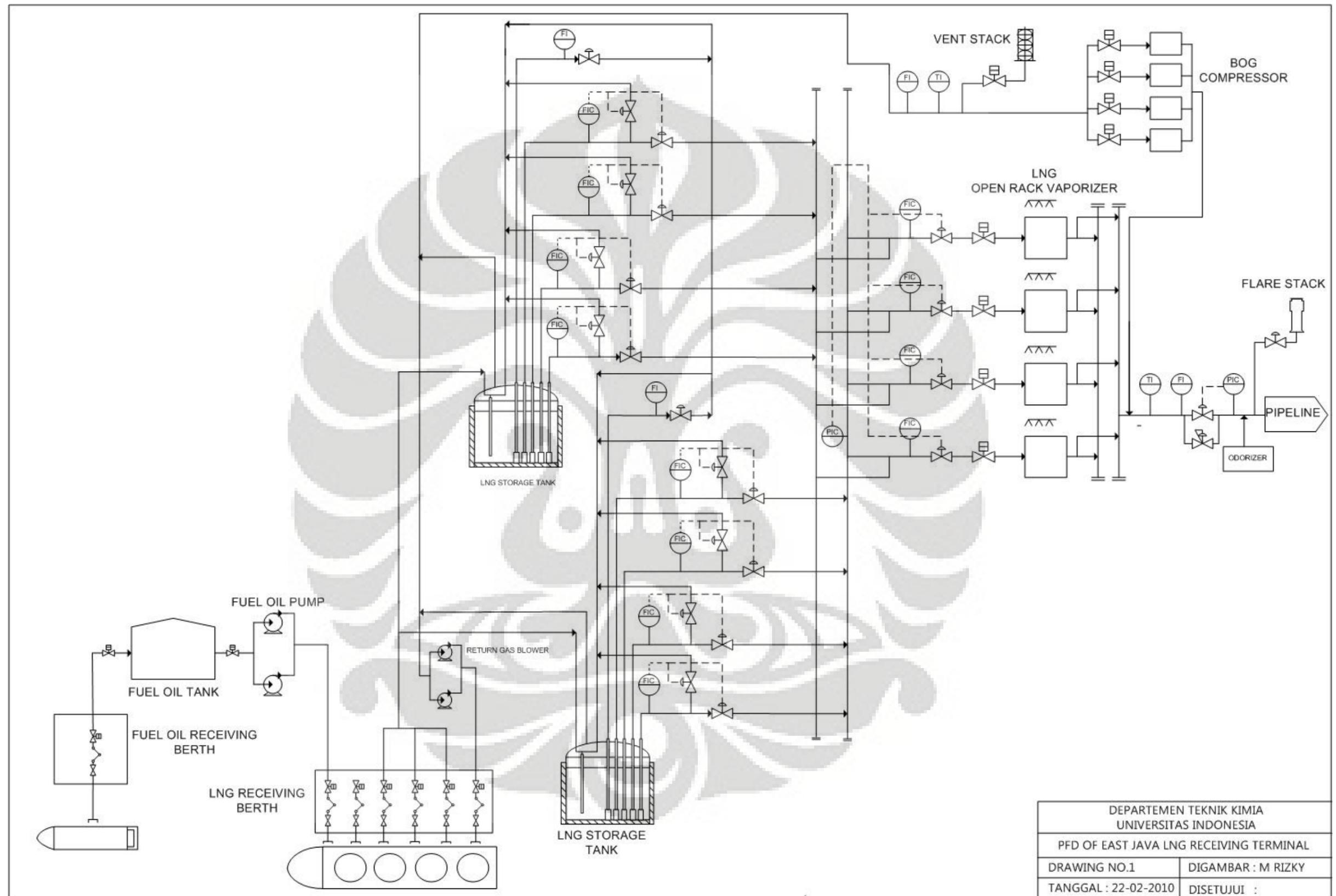
 Universitas Indonesia		CENTRIFUGAL PUMP FUEL OIL PUMP PROCESS DATA SHEET	
Project : LNG terminal Storage facility		Project No: 1	
Location: Onshore Platform / Tropical Climate		Doc. No.	
P&ID No.			
Revision	A		
Date	22/03/2010		
Prepared By	M Rizky		
Checked By			
Approved By			
Equipment Tag No. :	P-103	Service : Fuel Oil Pump	
Number Required :	2		
Fluid Handled			
Fluid Circulated		Heavy Oil	
Pumping Temperature (max. / norm. / min.)	°C	75	
Viscosity at Press. & Temp.	Stokes	0.060	
Vapour Pressure at Temp.	psia	14.700	
Specific Gravity at Std. P&T (HC/Water)		0.86/1.01	
Specific Gravity at Press. & Temp. (HC/Water)		0.82/1.01	
Operating Conditions			
Rated Capacity	USgpm	2201.0	
Discharge Pressure	psig	167.0	
Suction Pressure	psig	Atmospheric, plus liquid head	
Differential Pressure	psi	143	
Differential Head	ft	402.0	
NPSH Available	ft	23.00	
Hydraulic Power	HP	179.00	
Pump			
Proposed Type		Centrifugal	
Efficiency	%	75.0	
Estimated power rated	HP	238.67	
Speed	RPM	2200.00	
Corrossion, errosion due to:			
Recommended Materials:			
Major Material			
Casing		Cast iron	
impeller		Carbon steel	
shaft		Stainless steel	
bearing		stainless steel	
Diameter Impeller	inch	14.43	
Driver			
Type		Electric Motor	
Rating	HP	238.67	
Speed	RPM	2200.00	
Volts / Cycle			
Efficiency	%	*	
Estimated Operating Load	hp	*	

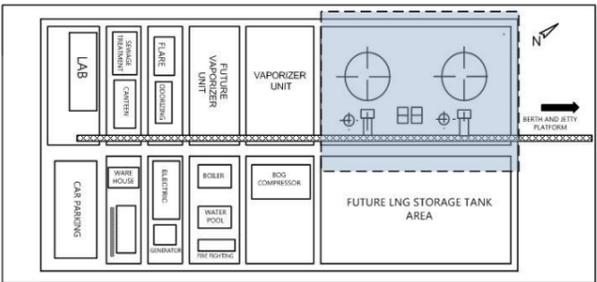
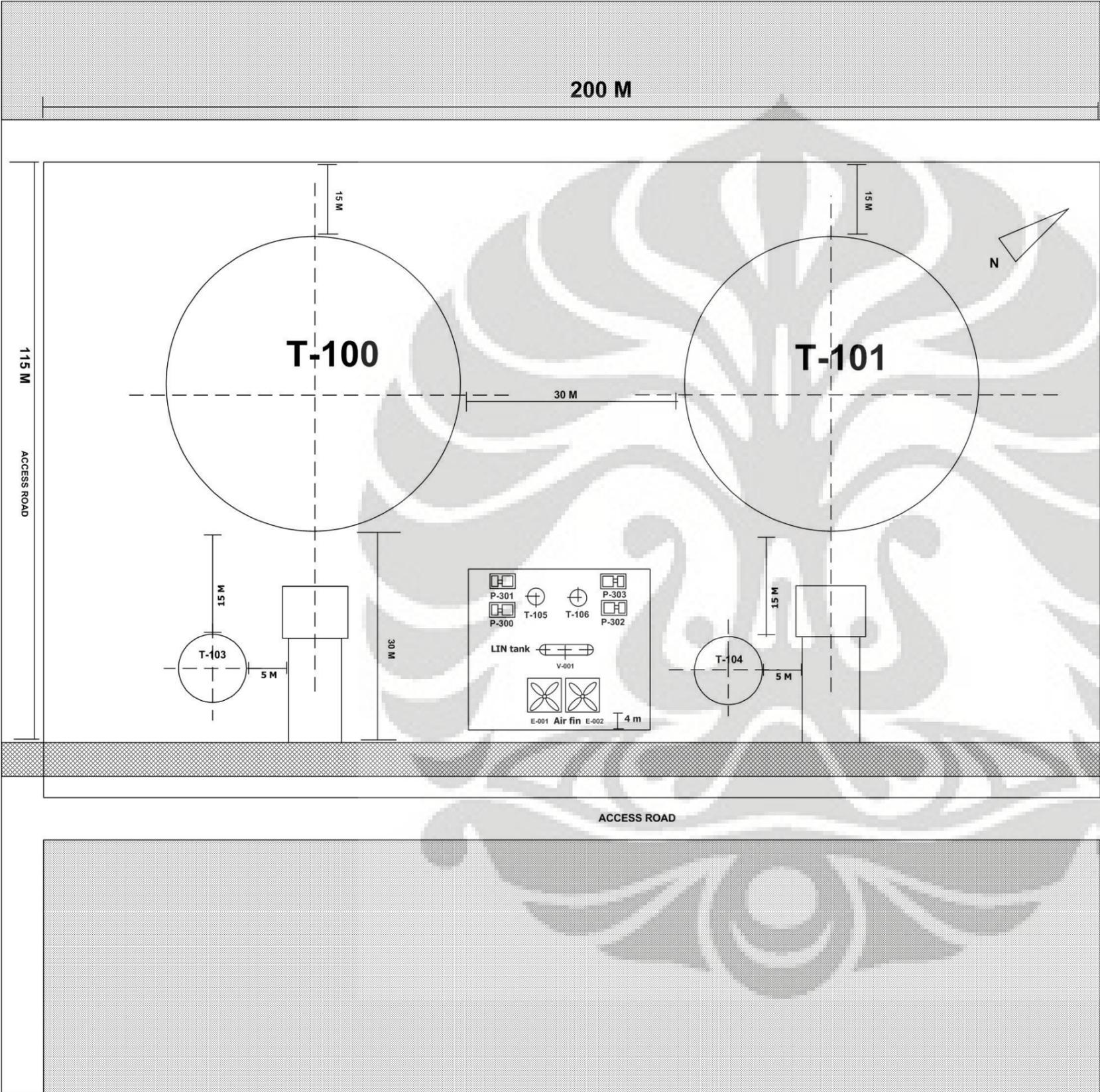
Lampiran 10. LNG Storage Tank Data Sheet

		STORAGE TANK
		LNG STORAGE TANK
		PROCESS DATA SHEET
Project : LNG terminal Storage facility		Project No: 1
Location: Onshore Platform / Tropical Climate		Doc. No.
P&ID No.		Type : Above Ground - Full Containment Tank
Revision	A	
Date	22/03/2010	
Prepared By	M Rizky	
Checked By		
Approved By		
Equipment Tag No. :	T-100 / T-101	
Number Required :	2	Service : LNG Storage
Fluid Handled		
Fluid type		LNG
Density	kg/m3	462.8
temperature	0C	-164.000
Pressure	Mpa	0.016
Spesification		
Capacity	m3	120000.0
Inner Tank Diameter	m	67.0
Inner Tank height	m	34.07
Thickness of Shell insulation	mm	1200
Maximum Operating Level	m	34.0
Design Liquid Level	m	32.00
Design BOG Rate	%	0.05% Volume /day
Outside Diameter	m	69.07
Total Height	m	52.75
Additional Information		
Inner Tank		9 % Ni Steel
Outer Tank		Pre-stressed Concrete
Roof		Concrete dome with suspended ceiling deck
Secondary Barrier		9 % Ni Steel
Type of Base		Brine Heating System
Number of Plate		19.00
Outside Plate Thickness	inch	2.52

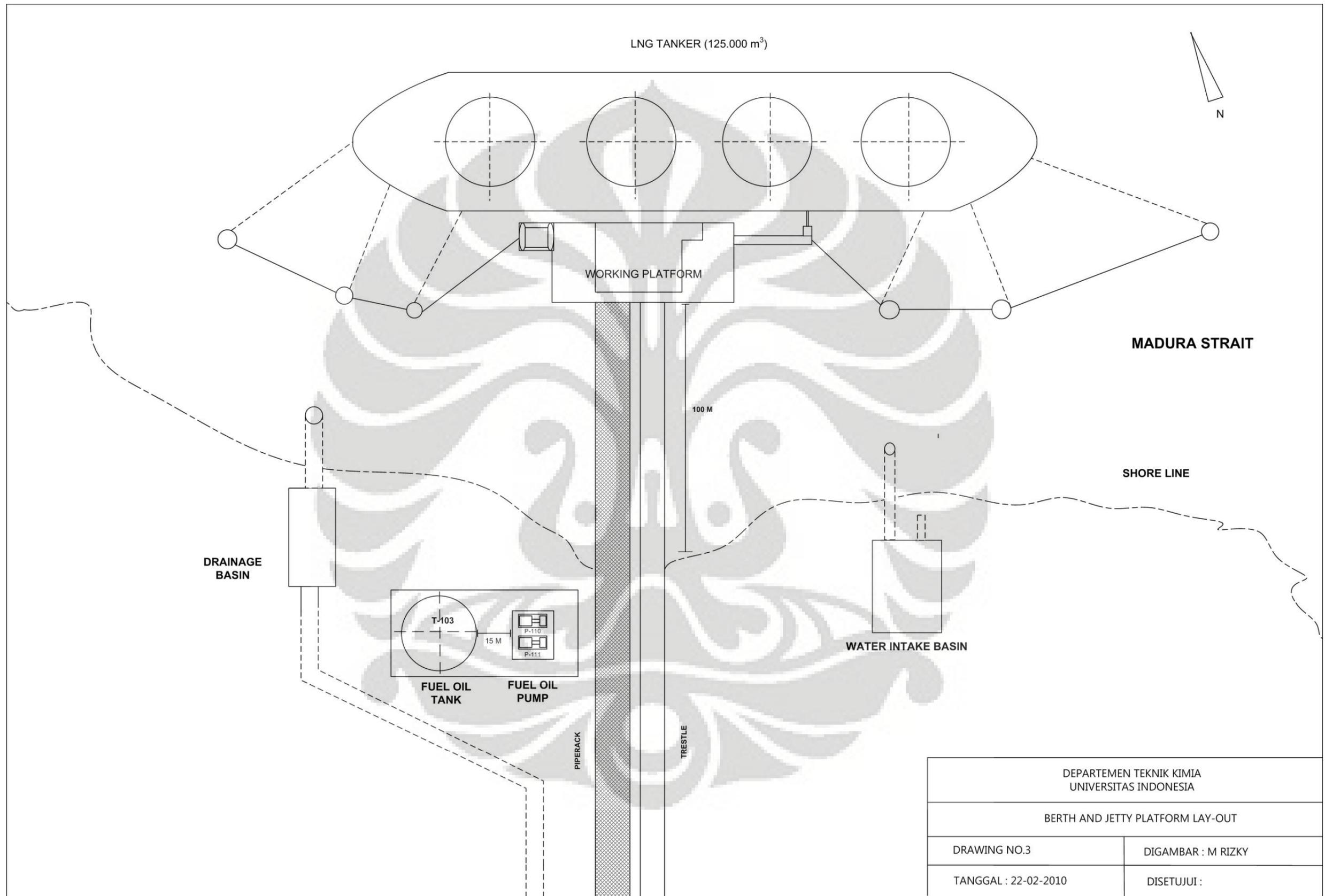


Lampiran 11. Simplified PFD of LNG Terminal





DEPARTEMEN TEKNIK KIMIA UNIVERSITAS INDONESIA	
PLAN LAYOUT LNG STORAGE FACILITY	
DRAWING NO.2	DIGAMBAR : M RIZKY
TANGGAL : 22-02-2010	DISETUJUI :



DEPARTEMEN TEKNIK KIMIA UNIVERSITAS INDONESIA	
BERTH AND JETTY PLATFORM LAY-OUT	
DRAWING NO.3	DIGAMBAR : M RIZKY
TANGGAL : 22-02-2010	DISETUJUI :

Lampiran 15. PFD of LNG Storage Facility

