

**LAPORAN PELAKSANAAN MAGANG
DI BADAK LNG BONTANG**

**GAP ANALYSIS PROSEDUR PENGENDALIAN KEADAAN DARURAT LOKAL BADAK
LNG DENGAN REGULASI DAN *BEST PRACTICE* PERUSAHAAN LAIN**



Oleh:

MUHAMMAD FARIS RASYID HASTORO

NIM. 101511133184

DEPARTEMEN KESELAMATAN DAN KESEHATAN KERJA

FAKULTAS KESEHATAN MASYARAKAT

UNIVERSITAS AIRLANGGA

SURABAYA

2019

**HALAMAN PENGESAHAN
LAPORAN PELAKSANAAN MAGANG
DI BADAK LNG BONTANG**

Disusun Oleh

MUHAMMAD FARIS RASYID HASTORO

NIM. 101511133184

Telah disahkan dan diterima dengan baik oleh:

Pembimbing Departemen,

26 April 2019



Meirina Ernawati, drh., M.Kes.
NIP. 196205121993032001

Pembimbing di Badak LNG Bontang,

26 April 2019



Edi Lukito
NIP. 404597

Mengetahui
Ketua Departemen Keselamatan dan Kesehatan Kerja,

26 April 2019



Dr. Noeroel Widajati, S.KM., M.S
NIP. 197208122005012001

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadirat Tuhan Yang Maha Esa karena atas berkat dan rahmat-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan laporan pelaksanaan magang di Badak LNG. Magang merupakan salah satu mata kuliah wajib dalam kurikulum yang ada di Fakultas Kesehatan Masyarakat Universitas Airlangga. Penulis menyadari bahwa penyelesaian tugas ini telah mendapat dukungan dari berbagai pihak yang mendukung dan membantu penulis. Adapun ucapan terima kasih tersebut dikhususkan kepada:

1. Bapak Gitut Yuliaskar selaku Director & COO Badak LNG.
2. Bapak Yuli Gunawan selaku SHE&Q Senior Manager Badak LNG.
3. Bapak Mohammad Effendi selaku pembimbing utama selama kegiatan magang di Badak LNG.
4. Meirina Ernawati, drh., M.Kes. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan bimbingan dan masukan kepada penulis selama magang.
5. Seluruh Pekerja Departemen SHE&Q Badak LNG yang telah membantu kelancaran penulis selama magang baik dalam pelaksanaan maupun proses penyusunan laporan sehingga dapat terselesaikan dengan baik.
6. Bapak Samsir Simanjuntak dan Bu Naomi (*Training Section*) yang telah mengurus dan membimbing mahasiswa selama magang.
7. Keluarga yang senantiasa memberikan dukungan dan doa kepada penulis dalam melaksanakan magang di Badak LNG.
8. Seluruh rekan-rekan sesama mahasiswa magang.
9. Dan pihak-pihak lain terkait yang tidak dapat disebutkan satu-persatu.

Semoga laporan ini bermanfaat bagi pembaca dan Perusahaan. Penulis juga menerima kritik dan saran dari semua pihak demi kesempurnaan laporan.

Bontang, April 2019
Penulis

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	i
DAFTAR ISI	ii
DAFTAR TABEL	iv
DAFTAR GAMBAR	v
BAB I: PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan.....	2
1.2.1 Tujuan Umum.....	2
1.2.2 Tujuan Khusus.....	2
1.3 Manfaat Magang	3
BAB II: TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Keadaan Darurat.....	4
2.1.1 Definisi Keadaan Darurat.....	4
2.1.2 Jenis Keadaan Darurat.....	4
2.2 Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat	7
2.2.1 Definisi Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat	7
2.2.2 Hierarki Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat	7
2.2.3 Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat	9
2.2.4 Komunikasi Dalam Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat.....	9
2.2.5 Sirine.....	10
2.3 Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat.....	11
2.3.1 Tujuan Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal	11
2.3.2 Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat.....	11
2.4 Latihan Pengendalian Keadaan Darurat.....	12
2.4.1 Tujuan Pelaksanaan Latihan Pengendalian Keadaan Darurat.....	12
2.4.2 Jenis Latihan Pengendalian Keadaan Darurat	13
BAB III: METODE KEGIATAN	15
3.1 Lokasi Magang	15
3.2 Waktu Magang	15
3.3 Rincian Kegiatan Magang.....	15
3.4 Teknik Pengumpulan Data.....	18

3.5 Output Kegiatan	19
BAB IV: HASIL DAN PEMBAHASAN	20
4.1 Gambaran Umum Perusahaan	20
4.1.1 Sejarah Badak LNG	20
4.1.2 Profil Badak LNG	23
4.1.3 Lokasi dan Tata Letak Pabrik.....	23
4.1.4 Visi dan Misi Badak LNG	25
4.1.5 Nilai-Nilai Utama Badak LNG.....	25
4.1.6 Struktur Organisasi Badak LNG	26
4.1.7 Bahan Baku, Hasil Produksi dan Limbah	37
4.1.8 Proses Produksi Kilang	43
4.1.9 Sistem Utilitas.....	61
4.1.10 Sistem Storage and Loading Badak LNG.....	76
4.2 GAP <i>Analysis</i> Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal Badak LNG Dengan Regulasi, Standar dan <i>Best Practice</i> Perusahaan Lain.....	80
4.2.1 GAP <i>Analysis</i> Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal Badak LNG Dengan Regulasi.....	80
4.2.2 GAP <i>Analysis</i> Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal Badak LNG Dengan Standar.....	82
4.2.3 GAP <i>Analysis</i> Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal Badak LNG Dengan <i>Best Practice</i> Perusahaan Lain.....	88
BAB V: PENUTUP	93
5.1 Kesimpulan.....	93
5.2 Saran.....	93
DAFTAR PUSTAKA	95

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Jenis Bunyi Sirine.....	10
Tabel 2.2 Persyaratan Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat.....	11
Tabel 3.2 Rincian Kegiatan Magang.....	16
Tabel 4.1 Komposisi Feed Gas (Februari, 2017).....	37
Tabel 4.2 Jumlah Feed Natural Gas Produksi di Badak LNG dari Berbagai Daerah.....	38
Tabel 4.3 Sifat Produk LNG Badak LNG.....	41
Tabel 4.4 Komposisi Produk LNG Badak LNG.....	42
Tabel 4.5 Komposisi Produk LPG Badak LNG.....	43
Tabel 4.6 Kebutuhan Daya per kg LNG Masing-Masing <i>Train</i>	67
Tabel 4.7 Tabel <i>GAP Analysis</i> Persyaratan Regulasi.....	80
Tabel 4.8 <i>GAP Analysis</i> Dengan Standar.....	82
Tabel 4.9 <i>GAP Analysis</i> Dengan Perusahaan Lain.....	88
Tabel 4.10 Skenario Pengendalian Keadaan Darurat Badak LNG.....	91

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Hierarki dan Komunikasi Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat.....	7
Gambar 4.1 Layout Zona 1 Badak LNG.....	24
Gambar 4.2 Struktur Organisasi Badak LNG.....	27
Gambar 4.3 Struktur Organisasi <i>Production Division</i>	28
Gambar 4.4 Struktur Organisasi <i>Operation Department</i>	28
Gambar 4.5 Struktur Organisasi <i>Maintenance Department</i>	31
Gambar 4.6 Struktur Organisasi <i>Technical Department</i>	33
Gambar 4.7 Diagram Blok Proses Produksi LNG di Badak LNG.....	45
Gambar 4.8 Hubungan Antara Sistem Proses, Sistem Utilitas, dan Sistem .Storage Loading di Badak LNG.....	45
Gambar 4.9 Diagram Alir Plant-1.....	46
Gambar 4.10 Diagram Alir Plant-2.....	49
Gambar 4.11 Skema Susunan <i>Drier</i>	50
Gambar 4.12 Diagram Alir Plant-3.....	53
Gambar 4.13 Diagram Alir Proses Pembuatan Nitrogen (Plant-29).....	64
Gambar 4.14 Diagram Alir Distribusi Listrik (Plant-30).....	67
Gambar 4.15 Diagram Alir Plant-33 (Penyedia Pemadam Kebakaran).....	69
Gambar 4.16 Diagram Alir Plant-35 (Proses Penyediaan Udara Bertekan)...	70
Gambar 4.17 Sistem Penyediaan Air Umpan Boiler.....	73
Gambar 4.18 Sistem Pengolahan Air Komunal di Plant-48.....	74
Gambar 4.19 Sistem Pengolahan Air Komunal di Plant-49.....	75
Gambar 4.20 Sistem Pengolahan Pada <i>Waste Water Treatment Plant-48 (Sewage)</i>	76
Gambar 4.21 Alur Komunikasi dan Posisi Komandan Lantai Perusahaan Lain.....	92
Gambar 4.22 Alur Komunikasi OPKD Badak LNG.....	92

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Indonesia memiliki kekayaan sumber daya alam yang beragam. Dibalik keberagaman itu, tanah Indonesia memiliki kekayaan minyak dan gas yang tak terhitung jumlahnya namun terbatas. Indonesia menduduki peringkat ke-25 negara dengan potensi cadangan minyak sebesar 4,4 miliar barrel. Menurut data Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) mencatat bahwa produksi minyak awal kuartal IV tahun 2017 memiliki rata-rata 789.932 barel per hari serta produksi gas rata-rata sebesar 7.597 kaki kubik per hari (MMSCFD).

Badak LNG merupakan perusahaan *Liquified Natural Gas* (LNG) atau produksi gas cair terbesar di Indonesia. Pada tahun 1977, menjadi perusahaan pertama yang mengeksport produksi gas alam cair ke luar negeri yaitu Jepang. Sampai sekarang, Badak LNG mampu memproduksi gas cair sekitar 1.400-1.500 MMSCFD dalam setahun. Keberadaannya mampu menjadi salah satu penyumbang devisa terbesar bagi Indonesia. Badak LNG selalu meningkatkan fasilitas dan sarana prasarana penunjang produksi dan bisnis. Sehingga, Badak LNG menjadi salah satu pabrik LNG yang berpengalaman dalam industri LNG dunia, dan menjadi aset vital untuk rantai bisnis LNG Indonesia.

Badak LNG bergerak dibidang minyak dan gas bumi yang dalam praktiknya menggunakan teknologi dan peralatan yang canggih, serta dalam proses produksinya menimbulkan terjadinya bahaya (*hazards*). Salah satu program atau cara yang digunakan untuk menurunkan risiko bahaya di tempat kerja dengan melaksanakan program Keselamatan dan Kesehatan Kerja (K3). Program Keselamatan dan Kesehatan Kerja (K3) merupakan upaya preventif atau pencegahan yang dilakukan sebelum risiko bahaya meningkat dan menyebabkan terjadinya kecelakaan kerja.

Salah satu upaya yang dilaksanakan oleh Badak LNG dalam menurunkan risiko bahaya yang terjadi adalah dengan menerapkan Badak SHEQ *Management System Attitude Reinforcement Technique* (BSMART).

BSMART berisi *Standard Operation Procedures* (SOP) atau prosedur kerja dalam berbagai kondisi pekerjaan. Salah satu prosedur kerja yang terdapat dalam BSMART adalah prosedur pengendalian keadaan darurat. Prosedur pengendalian keadaan darurat yang dimiliki Badak LNG menjelaskan terkait beberapa hal seperti organisasi pengendalian keadaan darurat, komunikasi atau tata cara pelaporan keadaan darurat, sampai dengan pengendalian yang dilakukan tergantung dari keadaan darurat yang terjadi.

Namun berdasarkan SOP yang tersedia masih terdapat kekurangan terkait prosedur pengendalian keadaan darurat lokal. Prosedur yang dimiliki oleh Badak LNG merupakan prosedur umum dan belum mengatur secara khusus pada kejadian darurat yang terjadi pada keadaan darurat lokal. Untuk mengembangkan prosedur yang dimiliki maka dilakukan *Gap Analysis* untuk mengetahui pemenuhan dari SOP terhadap peraturan dan standar serta mendapatkan masukan dari SOP dari perusahaan lain.

Berdasarkan uraian tersebut, maka Badak LNG merupakan salah satu perusahaan yang telah memiliki *Standard Operation Procedure* (SOP) terkait pengendalian keadaan darurat untuk melindungi asset perusahaan dari bahaya. Penulis tertarik untuk melakukan observasi guna mengetahui “*GAP Analysis* Proedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal Badak LNG Dengan Regulasi dan *Best Practice* Perusahaan Lain” dengan dilatarbelakangi oleh pencapaian kebijakan Keselamatan dan Kesehatan Kerja (K3) Badak LNG yang sangat baik.

1.2 Tujuan

1.2.1 Tujuan Umum

Melaksanakan proses magang dan mempelajari proses produksi serta penerapan sistem keselamatan dan kesehatan kerja (K3) secara langsung di Badak LNG.

1.2.2 Tujuan Khusus

1. Mengetahui sejarah berdirinya Badak LNG.

2. Mengetahui tugas dan fungsi setiap divisi, seksi, dan departemen yang ada di Badak LNG.
3. Mengetahui proses produksi LNG di Badak LNG.
4. Mengetahui pemenuhan prosedur pengendalian keadaan darurat lokal Badak LNG terhadap regulasi dan standar.
5. Mengetahui perbedaan antara prosedur pengendalian keadaan darurat lokal yang dimiliki oleh Badak LNG dengan Best Practice perusahaan lain.

1.3 Manfaat Magang

1. Bagi Mahasiswa

- a. Mahasiswa dapat mengetahui secara lebih dalam gambaran tentang kondisi nyata lingkungan kerja.
- b. Mahasiswa dapat menerapkan ilmu yang telah didapatkan selama di perkuliahan secara langsung di dunia kerja.

2. Bagi Perusahaan

- a. Mendapatkan masukan dalam menentukan kebijakan perusahaan di masa yang akan datang.
- b. Mendapatkan masukan untuk pengembangan prosedur keselamatan dan kesehatan kerja khususnya dalam bidang prosedur pengendalian keadaan darurat lokal.

3. Bagi Program Studi

- a. Memberikan tambahan referensi terkait ilmu praktis yang didapatkan selama proses kerja praktik yang dapat dijadikan bahan masukan untuk pengembangan ilmu pengetahuan.
- b. Membina kerjasama yang baik antara program studi dan perusahaan dalam pengembangan ilmu pengetahuan.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Keadaan Darurat

2.1.1 Definisi Keadaan Darurat

Berdasarkan SOP BSMART 08-01, keadaan darurat adalah keadaan yang melampaui batas atau keadaan yang memiliki potensi terhadap operasi atau pelaksanaan normal. Sedangkan menurut Federal Emergency Management Agency (FEMA) dalam *Emergency Management Guide for Business and Industry*, keadaan darurat adalah segala kejadian yang tidak direncanakan yang dapat menyebabkan kematian atau *injury* yang signifikan pada para pekerja, pelanggan atau masyarakat umum; atau kejadian yang dapat mematikan bisnis atau usaha, menghentikan kegiatan operasional, menyebabkan kerusakan fisik atau lingkungan, atau sesuatu yang dapat mengancam kerugian fasilitas keuangan atau reputasi perusahaan di mata masyarakat.

Menurut NFPA 1600, keadaan darurat adalah segala kejadian atau peristiwa, alamiah atau akibat ulah manusia yang memerlukan aksi penyelamatan dan perlindungan terhadap properti, kesehatan masyarakat, dan keselamatan. Berdasarkan beberapa definisi diatas, dapat disimpulkan bahwa keadaan darurat merupakan keadaan yang terjadi yang tidak direncanakan, tidak diharapkan dan dapat menimbulkan kerugian berupa material maupun nonmaterial.

2.1.2 Jenis Keadaan Darurat

Berdasarkan SOP BSMART 08-01, jenis keadaan darurat dibedakan menjadi dua jenis, yaitu:

a. *Major Emergency Situation*

Major emergency situation adalah kondisi keadaan darurat besar yang terjadi di lingkungan Badak LNG yang memerlukan keterlibatan semua pihak untuk mengendalikannya. Situasi ini dalam

mengandaikannya perlu diaktifkannya Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat (OPKD).

b. Minor Emergency Situation

Minor emergency situation adalah kondisi keadaan darurat kecil yang terjadi di lokasi tertentu seperti lokasi spesifik di *plant*, gudang, kantor, bengkel, tempat hiburan, sekolah dan lainnya. Penanganannya bersifat local dan tidak membutuhkan sumber tenaga yang banyak untuk mengatasinya serta tidak perlu mengaktifkan Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat (OPKD).

Berdasarkan National Fire Protection Association (NFPA) keadaan darurat dapat dibedakan menjadi beberapa jenis, antara lain:

a. Keadaan Darurat Besar

Keadaan darurat besar merupakan keadaan darurat yang terjadi dan menyebabkan gangguan terhadap kegiatan operasional perusahaan. Dalam mengendalikan keadaan darurat besar, membutuhkan tenaga yang banyak dan besar.

b. Keadaan Darurat Kecil

Adalah keadaan darurat yang terjadi di tempat yang spesifik yang apabila terjadi dapat diatasi sendiri oleh orang atau petugas yang berada di tempat tersebut dan tidak membutuhkan tenaga banyak untuk mengatasinya.

Menurut Departemen Tenaga Kerja (1987), keadaan darurat dapat dibagi menjadi tiga kategori.

1. Keadaan Darurat Tingkat 1 (*Tier 1*)

Keadaan darurat tingkat I adalah keadaan darurat yang berpotensi mengancam jiwa manusia dan harta benda (asset) yang secara normal dapat diatasi oleh personil jaga dari suatu instalasi atau pabrik dengan menggunakan prosedur yang telah dipersiapkan tanpa perlu adanya regu bantuan yang dikonsinyalir.

Keadaan darurat tipe ini merupakan kategori bencana dengan skala kerusakan kecil dengan ciri-ciri terjadi pada suatu daerah tunggal (satu sumber), kerusakan asset dan luka korban terbatas dan penanganannya cukup dilakukan oleh personil, peralatan dan bahan yang tersedia pada unit kegiatan lain dan institusi terkait. Akan tetapi, meskipun tingkat ini termasuk dalam bencana kecelakaan kecil, namun juga dapat memungkinkan timbulnya bahaya yang lebih besar. Untuk itu perlu adanya program pelatihan yang bermutu, teratur dan sinergis agar bahaya yang lebih besar dapat dicegah.

2. Keadaan Darurat Tingkat 2 (*Tier 2*)

Keadaan darurat tipe ini merupakan suatu bencana atau kecelakaan berskala besar yang tidak mampu ditangani oleh personil, peralatan dan bahan yang tersedia pada unit kegiatan lain dan institusi berdasarkan tingkatan *tier 1*. Tingkat bencana yang terjadi dapat berupa kebakaran besar, kebocoran B3, semburan liar material berbahaya atau yang dapat mengancam jiwa manusia dan/atau asset. Selain itu, instalasi/pabrik tersebut dapat berbahaya bagi karyawan, masyarakat dan lingkungan sekitar. Sehingga diperlukan bantuan tambahan yang berasal dari pemerintah setempat maupun masyarakat sekitar.

Keadaan darurat kategori ini adalah suatu kecelakaan/bencana besar yang mempunyai konsekuensi antara lain sebagai berikut:

- a. Terjadi korban jiwa.
- b. Dapat merusak harta benda pihak lain di daerah setempat.
- c. Dapat melumpuhkan kinerja institusi.
- d. Tidak dapat dikendalikan oleh tim tanggap darurat institusi.

3. Keadaan Darurat Tingkat 3 (*Tier 3*)

Keadaan darurat tingkat III adalah bencana dan kecelakaan berskala major atau dahsyat yang akibatnya melebihi keadaan darurat tingkat II dan institusi tersebut sudah tidak mampu menanganinya dengan penanganan personil, peralatan dan material yang tersedia di suatu wilayah

berdasarkan tingkat *tier 2* sehingga perlu batuan/koordinasi tingkat nasional.

2.2 Organisasi Pengendalian... Keadaan Darurat

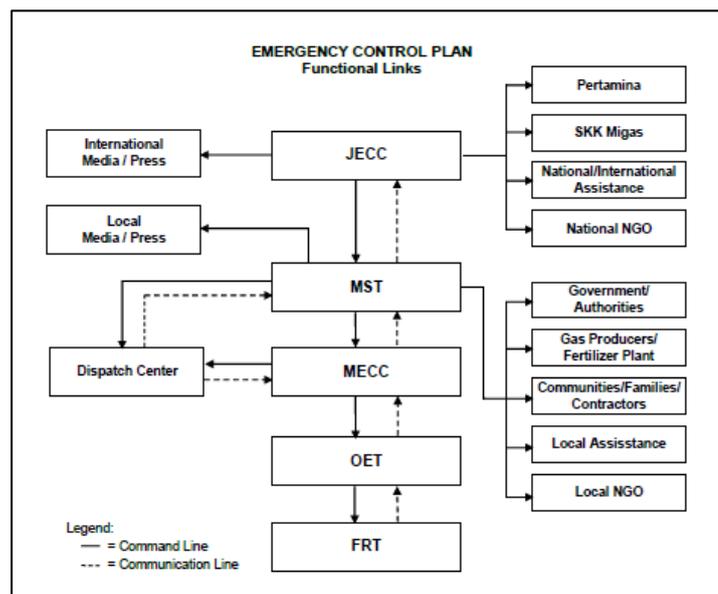
2.2.1 Definisi Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat

Berdasarkan Australian Standard Planning for Emergencies in Facilities (AS 3745-2010) Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat adalah orang maupun kelompok yang ditunjuk oleh Komite Perencanaan Keadaan Darurat untuk melaksanakan dan mengawasi implementasi dari prosedur pengendalian keadaan darurat yang dibuat. Sedangkan menurut SOP BSMART 08-01 adalah kelompok yang mengelola situasi keadaan darurat di Badak LNG.

Berdasarkan definisi diatas dapat disimpulkan bahwa Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat merupakan organisasi yang memiliki tanggung jawab dalam pelaksanaan maupun pengawasan dalam pengendalian keadaan darurat.

2.2.2 Hierarki Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat

Dalam melaksanakan tugasnya Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat yang dimiliki oleh Badak LNG memiliki hierarki dalam melakukan komunikasi maupun pelaporan, hierarki dapat dilihat pada gambar berikut ini:



Gambar 2.1 Hierarki dan Komunikasi Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat

Berdasarkan hierarki tersebut, untuk memperjelas tugas dan fungsi dari Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat Badak LNG adalah sebagai berikut:

a. *Jakarta Emergency Control Center (JECC)*

Jakarta Emergency Control Center merupakan Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat Badak LNG yang berada di Jakarta. Organisasi ini memiliki memberikan keputusan strategis terkait keadaan darurat serta memberikan laporan kepada pihak eksternal, seperti Pemerintah, Ditjen MIGAS, SKK MIGAS, dan pihak yang memiliki wewenang yang lebih tinggi yang terpengaruh terkait keadaan darurat di Badak LNG.

b. *Management Support Team (MST)*

Management Support Team merupakan Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat yang memiliki tugas utama melakukan komunikasi internal dan eksternal, dan membantu korban internal dan eksternal.

c. *Management Emergency Control Center (MECC)*

Management Emergency Control Center memiliki tugas utama dalam memberikan bantuan secara teknis kepada *emergency leader*. Dalam melaksanakan tugasnya MECC dapat meminta bantuan lebih lanjut dari perusahaan rekan maupun instansi yang memiliki wewenang.

d. *Operation Emergency Team (OET)*

Operation Emergency Team merupakan Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat yang memiliki tugas utama pengendalian keadaan darurat operasi kilang Badak LNG. OET memastikan keselamatan dalam proses produksi LPG dan LNG.

e. *Fire and Rescue Team (FRT)*

Fire and Rescue Team (FRT) merupakan tingkat Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat yang paling bawah dalam hierarki pengendalian Keadaan Darurat Badak LNG. *Fire and Rescue Team (FRT)* memiliki tugas utama

dalam teknis pengendalian keadaan darurat, organisasi ini berperan secara langsung dalam pengendalian keadaan darurat.

2.2.3 Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat

Pengendalian keadaan darurat local dilaksanakan oleh seorang Komandan Lantai. Komandan Lantai ditunjuk oleh *Area Custodian* setidaknya satu orang setiap gedung atau satu orang setiap lantai dengan masa kerja selama satu tahun. Ketika keadaan darurat lokal terjadi pada bangunan, lokasi atau area di Badak LNG, Komandan Lantai memiliki tugas sebagai berikut:

- a. Memastikan keselamatan pekerja yang berada dalam gedung.
- b. Memberikan petunjuk pada pekerja untuk menuju lokasi yang aman.
- c. Memberikan arah pada FRT untuk menuju lokasi tempat kejadian darurat dengan aman dan tanpa halangan.
- d. Membantu *Safety Inspector* dan semua pekerja untuk menuju EEAA.
- e. Mengaplikasikan dan mengikuti prosedur evakuasi yang dibutuhkan

2.2.4 Komunikasi Dalam Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat

Komunikasi keadaan darurat merupakan komunikasi yang dilakukan pada saat keadaan darurat. Berdasarkan Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat yang dimiliki Badak LNG, komunikasi keadaan darurat dapat dibedakan menjadi dua, yaitu:

a. Komunikasi Internal

Komunikasi internal merupakan komunikasi yang dilakukan antara Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat yang dimiliki oleh Badak LNG. Komunikasi yang dilakukan dengan cara berjenjang sesuai dengan hierarki komunikasi keadaan darurat Badak LNG.

b. Komunikasi Eksternal

Komunikasi eksternal merupakan komunikasi yang dilakukan oleh Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat dengan instansi keadaan darurat eksternal. Komunikasi eksternal yang dilakukan oleh Badak LNG dilakukan oleh Jakarta *Emergency Control Center* (JECC) dan *Management Support Team* (MST).

Berdasarkan Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat yang dimiliki oleh Badak LNG, komunikasi keadaan darurat juga dapat dibedakan berdasarkan waktu dan situasi. Pembagian tersebut adalah sebagai berikut:

a. Komunikasi Regular

Komunikasi regular berdasarkan Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Badak LNG dapat berupa komunikasi berkala yang dilakukan dengan instansi pemerintah maupun instansi darurat eksternal. Pembahasan regular yang dilakukan terkait topik keadaan darurat.

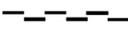
b. Komunikasi Dalam Keadaan Darurat

Komunikasi dalam keadaan darurat dilakukan baik secara internal oleh antar organisasi dalam Badak LNG maupun komunikasi eksternal yang dilakukan oleh MST dan JECC kepada pemerintah maupun pihak terkait yang terdampak dan membutuhkan informasi

2.2.5 Sirine

Salah satu bentuk komunikasi darurat yang terdapat di Badak LNG adalah komunikasi dengan menggunakan *siren*. *Siren* merupakan tanda bahwa terjadi keadaan darurat, sehingga ketika sirine dibunyikan maka secara otomatis Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat terbentuk dan dilaksanakan prosedur pengendalian keadaan darurat. Berdasarkan Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Badak LNG, terdapat 4 jenis suara siren yang dibunyikan, empat jenis suara siren tersebut adalah sebagai berikut:

Tabel 2.1 Jenis Bunyi Sirine

Keadaan	Jenis Sirine	Keterangan
Keadaan Darurat Umum		Suara selama 2 menit kontinu
Serangan Udara		Suara kontinu
Evakuasi atau Terjadi Kegagalan Plant		Suara selama 5 menit kontinu
Keadaan aman		Suara 15 detik kontinu

2.3 Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat

2.3.1 Tujuan Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal

Berdasarkan Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat yang dimiliki oleh Badak LNG, Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat memiliki tujuan memberikan pedoman terkait cara merespon apabila terjadi keadaan darurat. Prosedur tersebut menjelaskan bagaimana cara merespon keadaan darurat yang dilakukan oleh Badak LNG ketika *incident* dan *accident* parah terjadi.

Menurut *Canadian Centre for Occupational Health and Safety (CCOSH)* tujuan dibuat prosedur pengendalian keadaan darurat adalah sebagai berikut:

- a. Sebagai pedoman dalam pengendalian keadaan yang tidak diharapkan
- b. Mencegah terjadinya kematian dan cedera
- c. Mengurangi dampak yang merugikan pada gedung, bahan, dan peralatan.
- d. Menjaga lingkungan dan masyarakat
- e. Mempercepat kembalinya operasi normal setelah terjadi keadaan darurat

2.3.2 Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat

Berdasarkan standar yang dimiliki oleh *Australian Standard Planning for Emergencies in Facilities (AS 3745-2010)* terdapat beberapa standar atau variable yang sebaiknya ada dalam Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal. Standar yang sebaiknya ada, adalah sebagai berikut:

Tabel 2.2 Persyaratan Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat

No	Persyaratan
1	Penjelasan Umum
2	Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Diluar Jam Kerja
3	Komunikasi <ol style="list-style-type: none"> a. Komunikasi Pada Saat Keadaan Darurat b. Komunikasi Dengan Instansi Eksternal c. Perlengkapan Komunikasi
4	Pengawasan dan Koordinasi
5	Perlengkapan Tanggap Darurat
	Evakuasi
6	Pekerja dan Tamu Dengan Keterbatasan Fisik
	Piliham Evakuasi

	Rute Evakuasi
	Titik Kumpul
7	First Aid Officer
8	Eskalator dan Lift
9	Respon Media
10	Pekerja dan Tamu Dengan Keterbatasan Fisik
11	Orang Yang Tidak Mengetahui Prosedur Darurat
12	Efek Personal
13	Tempat Perlindungan
14	Specialist Staff
15	Evakuasi Dengan Menggunakan Tangga Darurat
16	Kegunaan dan Karakteristik Fasilitas
17	Titik Masuk Kendaraan

2.4 Latihan Pengendalian Keadaan Darurat

2.4.1 Tujuan Pelaksanaan Latihan Pengendalian Keadaan Darurat

Keadaan darurat membutuhkan kesiapan dari Tim Pengendalian Keadaan Darurat. Kesiapan tersebut dapat berupa kesiapan dari segi kemampuan, peralatan maupun sumberdaya lain yang terkait dalam pengendalian keadaan darurat. Karena hal tersebut, maka kesiapan tersebut perlu dievaluasi secara berkala dengan pelaksanaan latihan secara regular. Kemampuan Tim Pengendalian Keadaan Darurat akan terlihat ketika dilakukan latihan sehingga akan ada evaluasi yang pada akhirnya akan meningkatkan kemampuan dan kesiapan dari tim. Untuk itu terdapat beberapa tujuan dilaksanakannya latihan pengendalian keadaan darurat adalah sebagai berikut:

1. Mempraktikkan dan membiasakan diri dengan tim pengendalian keadaan darurat dengan prosedur pengendalian keadaan darurat dan komunikasinya.
2. Melatih personel yang terlibat terkait perannya dalam kondisi darurat.
3. Memelihara kompetensi yang dimiliki personel dalam menggunakan peralatan pengendalian keadaan darurat tertentu yang mungkin akan digunakan dalam kondisi darurat.
4. Melakukan pengujian dan pemeliharaan peralatan pengendalian darurat dalam kondisi kesiapan operasional.

5. Melakukan evaluasi terkait efektifitas dari prosedur pengendalian keadaan darurat dalam menangani kondisi darurat.
6. Melaksanakan dan mengaplikasikan pelajaran yang didapatkan dari latihan pengendalian keadaan darurat yang dilakukan sebelumnya.

2.4.2 Jenis Latihan Pengendalian Keadaan Darurat

Latihan pengendalian keadaan darurat sebaiknya dilaksanakan sesuai dengan jadwal yang telah dijadwalkan dengan tujuan untuk memastikan setiap pihak yang terlibat terbiasa dengan keadaan darurat yang mungkin terjadi. Berdasarkan Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat yang dimiliki Badak LNG, latihan pengendalian keadaan darurat tersebut adalah sebagai berikut:

1. Table Top Exercise

Untuk mensimulasikan sebuah keadaan darurat pada lingkungan informal dan bebas tekanan. Latihan didesain dengan melakukan diskusi dan memecahkan masalah berdasarkan Rencana Pengendalian Keadaan Darurat. Fokus dari latihan ini adalah meningkatkan komunikasi. Tidak ada pengerahan personel maupun peralatan. Pihak yang terlibat dalam latihan ini hanya MECC, MST dan OET. Latihan ini dilaksanakan minimal dua kali dalam satu tahun.

2. Minor atau Local Emergency Exercise

Untuk mengevaluasi kemampuan dari Komandan Lantai dan pekerja pada lokasi yang spesifik di plant, gudang, kantor tempat hiburan, sekolah dan lainnya ketika menghadapi kondisi darurat. Tujuannya agar pihak yang terlibat atau yang memiliki tanggung jawab paham dengan situasi tekanan dalam waktu yang terbatas. Latihan ini dilaksanakan setidaknya satu kali dalam satu tahun pada lokasi masing-masing.

3. Major Emergency Exercise

Latihan pengendalian keadaan darurat skala besar memiliki tujuan untuk mengevaluasi kemampuan berbagai jenis sistem pengendalian keadaan darurat secara interaktif. Dalam pelaksanaan latihan dilaksanakan mobilisasi atau menggunakan semua pihak dalam pengendalian keadaan

darurat untuk mendemonstrasikan kemampuan koordinasi dan respon pengendalian.

Tujuannya untuk melakukan pengujian kemampuan pengendalian keadaan darurat Badak LNG dalam kondisi yang menyerupai kejadian darurat yang sesungguhnya. Latihan ini melibatkan semua pihak (terkait scenario darurat) termasuk MST dan JECC serta instansi eksternal. Pelaksanaan latihan dijadwalkan minimal satu kali dalam satu tahun.

4. *Harbour Emergency Exercise*

Latihan ini dilaksanakan di pelabuhan atau area dermaga. Tujuannya agar pihak yang terlibat paham dengan kondisi dalam tekanan dan dalam waktu yang terbatas. Pelaksanaan latihan harus sesuai dengan ISPS. Dalam pelaksanaan latihan pihak yang terlibat setidaknya namun tidak terbatas pada polisi local, militer local dan pihak pemerintah bontang. Latihan ini dilaksanakan minimal satu kali dalam satu tahun.

5. *Airport Emergency Exercise*

Latihan yang dilakukan untuk mengevaluasi system pengendalian keadaan darurat pada transportasi udara. Dalam pelaksanaan latihan melibatkan semua pihak (terkait scenario darurat) termasuk MST dan JECC dan menginformasikan kepada instansi eksternal. Latihan ini dilaksanakan minimal satu kali dalam satu tahun.

BAB III

METODE KEGIATAN

3.1 Lokasi Magang

Kegiatan Magang ini dilaksanakan di Badak LNG yang terletak di Jalan Raya Kutai, Bontang 75324. Kegiatan Magang dilaksanakan di Departemen SHEQ Badak LNG.

3.2 Waktu Magang

Pelaksanaan Magang dilakukan mulai tanggal 4 Maret 2019 sampai dengan 30 April 2019, dengan rincian sebagai berikut:

- a. Persiapan dan Pembekalan Magang: 13 Desember 2018
- b. Pelaksanaan Magang: 4 Maret sampai dengan 30 April 2019
- c. Pembuatan Laporan Magang: 15 April sampai dengan 30 April 2019
- d. Pelaksanaan seminar: 25 April 2019

Untuk waktu kerja yang dilaksanakan di Departemen SHEQ Badak LNG, mengikuti waktu kerja kantor yang dilaksanakan sebagai berikut:

- a. Senin - Kamis: 07.00 sampai dengan 16.00
- b. Jumat : 07.00 sampai dengan 17.00

3.3 Rincian Kegiatan Magang

Adapun jadwal dan tahapan kegiatan Magang sebagai berikut:

Tabel 3.1 Tahapan Kegiatan Magang

Kegiatan	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
Pembuatan Badge									
Persiapan dan Orientasi									
Pelaksanaan Magang									
Pembuatan Laporan									
Seminar									

Pelaksanaan kegiatan Magang di Badak LNG dilaksanakan pada tanggal pada tanggal 4 Maret 2019 sampai dengan 30 April 2019. Kegiatan yang dilakukan selama kegiatan Magang adalah sebagai berikut:

Tabel 3.2 Rincian Kegiatan Magang

Tanggal	Kegiatan
Minggu Ke 1	
4 Maret 2019	Pengisian formulir administrasi di kantor <i>security</i> Badak LNG untuk keperluan pembuatan <i>badge</i> .
5 Maret 2019	1. Pelaksanaan administrasi di kantor <i>security</i> Badak LNG (foto dan sidik jari) untuk keperluan pembuatan <i>badge</i> . 2. Prosedur pembuatan <i>safety passport</i> (mendapatkan <i>induction</i> dan penjelasan keselamatan di Badak LNG).
6 Maret 2019	Penjelasan mengenai tata tertib Magang, penjelasan disampaikan di learning center.
7 Maret 2019	Libur, Hari Raya Nyepi
8 Maret 2019	1. Pengambilan <i>badge</i> dan perkenalan dengan Departemen SHEQ. 2. Mengikuti kegiatan SHEQ <i>Moment</i> .
Minggu Ke 2	
11 Maret 2019	Perkenalan dengan pembimbing lapangan dan mempelajari terkait Sistem manajemen di BADAK LNG
12 Maret 2019	1. Melakukan kunjungan ke <i>fire training ground</i> dan <i>plant</i> untuk mengetahui secara langsung terkait prosedur dan peralatan pemadam kebakaran yang dimiliki oleh Badak LNG. 2. Melakukan kunjungan ke <i>Environmental Control Laboratory</i> untuk mengetahui mekanisme pemantauan lingkungan di Badak LNG. 3. Melakukan kunjungan ke TPS, <i>Incinerator</i> dan sumur pantau.
13 Maret 2019	1. Melakukan kunjungan ke TOP <i>building</i> untuk mengetahui tugas dari Departemen Technical khususnya <i>Process Engineering and Energy</i> . 2. Melakukan kunjungan ke LNG <i>Truck Station</i> untuk mengetahui proses <i>loading</i> LNG ke <i>truck</i> LNG dan melakukan observasi terkait LNG <i>detector</i> . 3. Mempelajari tupoksi Departemen Operation khususnya <i>Train Operation</i> untuk mengetahui proses pencairan dari <i>feed gas</i> menjadi LNG. 4. Melakukan kunjungan ke <i>Module Control Room 2</i> untuk mengetahui secara langsung proses pengontrolan TRAIN EFGH.
14 Maret 2019	1. Mempelajari tupoksi dari Utilities Section yang merupakan bagian dari Departemen Operation. Section utilities merupakan bagian yang memiliki tugas dalam <i>supporting</i> dalam kegiatan produksi LNG. 2. Beberapa <i>plant</i> yang dilakukan dalam mempelajari section utilities adalah <i>Plant 29 (N2 Plant)</i> , <i>Plant 31 (Boiler)</i> , dan <i>Plant 36 (Water Treatment Plant)</i> . 3. Melakukan kunjungan ke Departemen HRD khususnya Section HS/RS untuk mempelajari tupoksi dari section HS/RS yaitu <i>Industrial Hygiene</i> .
15 Maret 2019	1. Melakukan konsultasi dengan pembimbing lapangan dalam menentukan topik laporan khusus. 2. Mengunjungi Fire and Safety Section untuk mengetahui dan mempelajari peralatan <i>safety</i> yang dimiliki Badak LNG.

	3. Melakukan kunjungan ke <i>Fire Training Ground</i> untuk mengamati dan mempelajari proses latihan di <i>Fire Training Ground</i> .
Minggu Ke 3	
18 Maret 2019	1. Mempelajari <i>Emergency Plan</i> PT PERTAMINA dan BADAK LNG. 2. Mengunjungi <i>warehouse</i> untuk mempelajari prosedur <i>permit</i> di Badak LNG.
19 Maret 2019	1. Bersama <i>safety inspector</i> melakukan pengecekan lingkungan kerja sesuai dengan permintaan <i>work permit</i> yang tersedia. Inspeksi yang dilakukan adalah inspeksi <i>scaffolding</i> dan <i>confined space</i> . 2. Berdiskusi dengan <i>safety inspector</i> terkait beberapa prosedur lain dalam penanganan dan pengecekan <i>permit</i> . 3. Melakukan kunjungan <i>plant</i> untuk melihat proses produksi di Badak LNG.
20 Maret 2019	Mempelajari secara langsung terkait inspeksi awal sebelum pengisian LNG ke LNG <i>Tanker</i> . Pembelajaran dilaksanakan secara langsung dengan ikut naik ke LNG <i>Tanker</i> untuk melihat prosedur yang dilakukan.
21 Maret 2019	Mengikuti kegiatan <i>sharing knowledge</i> dengan topik system manajemen ISRS.
22 Maret 2019	Mengikuti <i>final coordination meeting major emergency drill</i> . <i>Major emergency drill</i> merupakan pelatihan keadaan darurat besar dan sistematis. Skenario yang dilakukan pada tanggal 27 Maret 2019 adalah serangan udara yang diarahkan ke plant Badak LNG.
Minggu Ke 4	
25 Maret 2019	Mempelajari <i>emergency respons plan</i> dan mengerjakan laporan
26 Maret 2019	1. Bersama pembimbing lapangan melakukan persiapan dan rapat koordinasi persiapan <i>major emergency drill</i> di esok hari. 2. Mengunjungi <i>Module Control Room 1</i> untuk melakukan koordinasi dengan bagian operasi di ruangan OET. 3. Mengunjungi <i>Condensate Vessel 20D6</i> sebagai lokasi dilakukan drill.
27 Maret 2019	Mengikuti pelaksanaan <i>major emergency drill</i> .
28 Maret 2019	Mempelajari <i>emergency</i> beberapa instansi untuk dibuat menjadi <i>GAP analysis</i> dengan prosedur Badak LNG.
29 Maret 2019	Mempelajari <i>emergency plan</i> dan membantu pembimbing lapangan dalam menyiapkan kegiatan <i>earth hour</i> .
Minggu Ke 5	
1 April 2019	Menyusun Laporan Magang
2 April 2019	Melakukan konsultasi laporan Magang
3 April 2019	Menyusun Laporan Magang
4 April 2019	Menyusun Laporan Magang
5 April 2019	1. Melakukan konsultasi laporan Magang. 2. Mengikuti kegiatan seminar terkait pembuatan perizinan lingkungan hidup yang disampaikan oleh Kementerian Lingkungan Hidup di Gedung Training Badak LNG 3. Berdiskusi dengan Fire and Safety Section Terkait Peralatan Darurat Badak LNG

Minggu Ke 6	
8 April 2019	Menyusun Laporan Magang
9 April 2019	Menyusun Laporan Magang
10 April 2019	Mengikuti syukuran kegiatan 100 juta jam kerja aman.
11 April 2019	Menyusun Laporan Magang
12 April 2019	Mengikuti Kegiatan <i>Sharing Knowledge</i> dengan pembahasan terkait tips membuat PPT presentasi yang menarik.
Minggu Ke 7	
15 April 2019	Melakukan konsultasi laporan Magang
16 April 2019	Melakukan konsultasi laporan Magang
17 April 2019	Libur Nasional (PEMILU)
18 April 2019	Menyusun laporan Magang
19 April 2019	Libur Nasional (Jumat Agung)
Minggu Ke 8	
22 April 2019	Menyusun laporan Magang
23 April 2019	Menyusun laporan Magang
24 April 2019	Menyusun laporan Magang
25 April 2019	Seminar Hasil Magang
26 April 2019	Menyusun laporan Magang.
Minggu Ke 9	
29 April 2019	Menyusun laporan Magang.
30 April 2019	Menyusun laporan Magang.

3.4 Teknik Pengumpulan Data

1. Observasi

Observasi dan pengamatan yang dilakukan dengan mengamati dan mempelajari dokumen yang tersedia. Beberapa dokumen yang diobservasi untuk mendapatkan data diantaranya standar keadaan darurat lokal, regulasi terkait, rencana pengendalian keadaan darurat Badak LNG, dan rencana pengendalian keadaan darurat lain sebagai pembanding.

2. Partisipasi

Partisipasi yang dilakukan dengan mengikuti kegiatan yang dilaksanakan oleh Departemen SHEQ Badak LNG. Beberapa kegiatan yang diikuti seperti inspeksi lapangan, mengikuti kegiatan *major emergency drill*, mengikuti rapat persiapan *major emergency drill*.

3. Diskusi

Diskusi yang dilakukan bersama dengan pembimbing lapangan terkait masukan pada prosedur pengendalian keadaan darurat lokal Badak LNG.

3.5 Output Kegiatan

Output kegiatan yang diharapkan dari kegiatan Magang yang dilakukan di Badak LNG dapat mempelajari dengan menerapkan ilmu yang telah didapatkan di kampus secara langsung di dunia kerja.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Gambaran Umum Perusahaan

4.1.1 Sejarah Badak LNG

Pemanfaatan gas alam di Indonesia dimulai pada tahun 1950. Saat itu gas alam banyak dimanfaatkan sebagai bahan bakar penggerak turbin pada kilang-kilang minyak. Namun, terdapat beberapa hambatan dalam usaha pengembangan pemanfaatan gas alam di Indonesia, antara lain:

1. Belum adanya kepastian cadangan gas alam, baik dari segi jumlah maupun kualitasnya,
2. Terbatasnya pasar domestik bagi gas alam karena gas alam belum dimanfaatkan secara luas dalam industri dalam negeri,
3. Terbatasnya teknologi pengolahan gas alam, baik dari segi proses, penyimpanan, maupun transportasinya,
4. Usaha pengembangan pemanfaatan gas alam membutuhkan modal yang sangat besar.

Pengembangan kilang gas alam di Indonesia baru dimulai pada tahun 1968 setelah pemerintah memulai penyelidikan cadangan-cadangan minyak dan gas yang dilakukan oleh Pertamina beserta mitra kerja Perusahaan asing. Usaha tersebut diawali pada akhir tahun 1971 melalui *production sharing contract* antara Pertamina, Mobil Oil Indonesia, dan Huffco.

Ketiga Perusahaan tersebut sepakat mengembangkan proyek LNG yang mengeksport gas alam cair dalam jumlah besar. Kerjasama tersebut akhirnya membuahkan hasil dengan ditemukannya gas alam dalam jumlah besar di ladang gas Arun yang ditemukan oleh Mobil Oil Indonesia pada tahun 1971 yang berlokasi di Aceh, serta ladang gas Badak yang ditemukan oleh Huffco Inc. pada awal tahun 1972 yang berlokasi di Bontang, Kalimantan Timur sehingga memungkinkan pengembangan lebih lanjut. Ketiga Perusahaan tersebut berusaha untuk menjual proyek tersebut kepada konsumen LNG, penyandang dana, dan mitra potensial di seluruh dunia.

Pada akhirnya, kerja keras tersebut berbuah hasil dengan penandatanganan kontrak penjualan LNG pada tanggal 5 Desember 1973 yang dilaksanakan oleh 5 pembeli dari Jepang, yaitu Chubu Electric Co, The Kansai Electric Power Co, Kyushu Electric C, Nippon Steel Corp, dan Osaka Gas, Ltd.

Pada bulan Juni 1974, dua kilang LNG yang pertama dibangun di Bontang Selatan, Kalimantan Timur. Pembangunan dilakukan di bawah pengawasan Pertamina yang bekerjasama dengan Huffco sedangkan kontraktor utama dilakukan oleh:

- a. Air Product Chemical Inc. yang menangani masalah perancangan proses.
- b. Pacific Bechtel Inc. yang menangani masalah perencanaan engineering dan construction
- c. Willliam Brother's Engineering Co. yang menangani perencanaan konstruksi perpipaan gas alam dari Muara Badak ke pabrik pengilangan.

Untuk mengoperasikan kilang LNG ini didirikanlah Badak LNG pada tanggal 26 November 1974. Nama Perusahaan disesuaikan dengan lokasi ditemukannya sumber gas alam tersebut. Dua unit pengilangan pertama, *train* A dan B, selesai dibangun pada bulan Maret 1977 dan mulai memproduksi LNG (tetesan pertama) pada tanggal 5 Juli 1977 dengan kapasitas produksi 460 m³/h. pada tanggal 1 Agustus 1977, Presiden Soeharto meresmikan pengoperasian kilang LNG Bontang. Kemudian 9 Agustus 1977 dilakukan pengapalan pertama dengan menggunakan tangker AQUARIUS menuju Jepang dengan kapasitas 125.000 m³.

Selain itu ditemukan pula sumber gas alam ditempat lainnya, yaitu Handil, Nilam, dan Tanjung Santan. Dengan adanya penemuan baru itu mendorong untuk didirikannya *train* tambahan sebanyak dua buah pada tahun 1978. Konstruksi dimulai pada bulan Juni 1980 dan selesai pada tahun 1983. Kontrak pembelian LNG tambahan ini ditandatangani pada tanggal 14 April 1981 dengan group pembeli dari Jepang untuk jangka waktu 20 tahun, dengan sistem *Free On Board* (FOB). Pengoperasian *train* C dimulai pada tanggal 8 Juli 1983, sedangkan Train D pada tanggal 2 September 1983. Peresmian Train C dan D ini dilakukan oleh Presiden Soeharto pada tanggal 31 Oktober 1983.

Pada tahun 1993 dilaksanakan proyek TADD (*Train A-D Debottlenecking*) untuk meningkatkan kapasitas produksi di *train* A sampai D dari 640 m³/jam menjadi 710 m³/jam. Pada bulan Desember 1989 *train* E selesai dibangun dan menghasilkan LNG pertama pada tanggal 27 Desember 1989 dengan kapasitas produksi 710 m³/jam, dan diresmikan oleh Presiden Soeharto pada tanggal 21 Maret 1990. Realisasi pembangunan *train* E dilaksanakan oleh Chiyoda sebagai *main contractor* dan PT Inti Karya Persada Teknik (IKPT) sebagai *sub-contractor*, sedangkan *train* F mulai berproduksi pada tanggal 11 November 1993 yang realisasi pembangunannya dilaksanakan oleh ICJV (IKPT-Chiyoda Joint Venture) sebagai *main contractor*.

Dengan semakin bertambahnya tempat penemuan gas alam selain di Muara Badak, maka Badak LNG kembali menambah dua *train* yang baru yaitu *train* G dan H. *Train* G dengan kapasitas produksi 724 m³/jam dibangun oleh PT IKPT dan diresmikan pada tanggal 12 November 1997, sedangkan *Train* H mulai beroperasi pada bulan November 1999 dengan kapasitas 803 m³/jam. Dengan beroperasinya 8 *train* ini, total kapasitas produksi LNG Badak LNG hampir mmencapai 22,5 juta ton setiap tahunnya. Saat ini Badak LNG hanya memproduksi sekitar 18 juta ton/tahun akibat semakin berkurangnya *feed gas supply* dari sumur-sumur gas Badak LNG.

Badak LNG juga menghasilkan produk sampingan berupa LPG (*Liquidified Petroleum Gas*) selain LNG. Perluasan proyek ini diselesaikan pada bulan Desember 1984 dan kontraknya ditandatangani dengan pembeli dari Jepang pada tanggal 15 Juli 1986, disusul dengan Chinese Petroleum Co. pada tahun 1987. Setahun kemudian, proyek LPG selesai dibangun dan produksi pertama dihasilkan pada tanggal 15 Oktober 1988, dan diresmikan pada tanggal 28 November 1988. Akan tetapi karena menyusutnya persediaan *feed gas* di sumur-sumur Badak LNG maka sejak Januari 2006 untuk sementara LPG dihentikan. Namun karena frekuensi bisnis LNG yang fluktuatif pada tahun 2009, LPG mulai diproduksi kembali dengan pengapalan (*shipping*) pertama dilakukan pada tanggal 23 Juli 2009.

Saat ini, pasar utama produk LNG Badak LNG adalah Jepang, diikuti Taiwan dan Korea. Permintaan pasar yang terus naik menyebabkan produksi

LNG di Badak LNG dari tahun ke tahun semakin meningkat. Puncaknya adalah pada tahun 2001, di mana produksi LNG mencapai 21.383.543 ton. Namun, cadangan gas alam semakin lama semakin menipis, mulai tahun 2002 hingga sekarang, produksi LNG mengalami penurunan secara berkala hingga mencapai nilai 10.722.437 ton pada tahun 2015. Oleh karena itu, untuk saat ini *process train* pada Badak LNG yang beroperasi hanya 4 *train* dengan 1 *train* stand-by yaitu *train* C, E, F, G, dan H.

4.1.2 Profil Badak LNG

Badak LNG, terletak di kota Bontang, merupakan *joint venture* antara Pertamina, JILCO (Japan Indonesia LNG Co), VICO (Virginia Indonesia Company) dan Total EP Indonesia dengan komposisi saham Pertamina 55%, JILCO 20%, VICO 15% dan Total EP Indonesia 10%. Badak LNG bergerak di bidang pencairan gas alam dan bersifat non-profit. Badak LNG bertugas mengelola, mengoperasikan, dan merawat kilang LNG Bontang. Sumber gas alam terletak di Muara Badak dan diolah di Bontang. Kilang LNG Bontang mulai beroperasi pada tanggal 5 Juli 1977.

Badak LNG dapat memproduksi LNG, LPG, dan kondensat. Saat ini, hasil produksi LNG tersebut sebagian besar (98,56%) diekspor ke negara-negara pembeli (Jepang, Korea, dan Taiwan) untuk digunakan sebagai bahan bakar sebagian kecil (1,44%) untuk pasar domestik. LPG yang dihasilkan untuk sementara ini seluruhnya digunakan untuk media pendingin produksi LNG dan injeksi menaikkan nilai kalor LNG. Hasil sampingnya berupa kondensat dikirim ke Tanjung Santan untuk dikelola oleh prosedur gas.

4.1.3 Lokasi dan Tata Letak Pabrik

Badak LNG berlokasi di Pantai timur Pulau Kalimantan yang terletak di daerah Bontang Selatan, tepatnya 105 km di sebelah utara Kota Samarinda. Sebelum kilang LNG dibangun, daerah Bontang bisa dikatakan sebagai daerah yang terpencil dan belum maju, dengan jumlah penduduk sedikit dan sebagian besar mata pencahariannya sebagai nelayan. Kilang Badak LNG menerima gas dari ladang gas di Muara Badak, sekitar 59 km dari kilang. Badak LNG dibagi

menjadi 3 daerah/ zona yang masing-masing memiliki fungsi sendiri. Zona tersebut antara lain:

a. Zona 1

Zona 1 merupakan daerah tempat proses berlangsung proses produksi. Zona ini terdiri dari *Process Train*, *Utilities*, dan *Storage and Loading*. Pabrik pencairan LNG (*process train*) dan sistem *utilities* dibagi menjadi dua modul. Modul I terdiri dari *Process Train* ABCD, *Utilities* I, dan *Storage and Loading*. Modul II terdiri dari *Process Train* EFGH dan *Utilities* II.



Gambar 4.1 Layout Zona 1 Badak LNG

b. Zona 2

Zona 2 merupakan daerah perkantoran yang berhubungan langsung dengan proses dan sarana pendukung proses. Diantaranya gedung TOP (*Technical/Operation Department*) Office, Laboratory, Warehouse, dan *Maintenance Department*, dan lain sebagainya.

c. Buffer Zone

Buffer Zone merupakan daerah penyangga Zona 2 dengan Zona 3. Tujuan diadakannya zona ini adalah untuk menghindari dan meminimalisir dampak langsung terhadap area pemukiman jika sewaktu-waktu terjadi kegagalan atau kecelakaan pada area kilang (Zon 1 dan 2).

d. Zona 3

Zona 3 merupakan daerah lingkungan Badak LNG yang tidak berhubungan langsung dengan proses. Zona 3 terdiri dari daerah tempat kantor, perumahan

pekerja, sarana olah raga, dan fasilitas-fasilitas pendukung perumahan yang lain. Kantor pusat Badak LNG (Gedung Putih) terletak di Zona ini.

4.1.4 Visi dan Misi Badak LNG

4.1.4.1 Visi Badak LNG

Visi Badak LNG adalah menjadi Perusahaan energi kelas dunia yang terdepan dalam inovasi. *Perusahaan energi kelas dunia* artinya menjadi Perusahaan yang mampu memenuhi kebutuhan energi negara-negara di dunia. *Terdepan dalam inovasi* artinya menjadi Perusahaan yang selalu berusaha menemukan hal-hal baru dari yang sudah ada atau yang sudah dikenal sebelumnya (gagasan, metode, atau alat) yang dapat membawa perubahan ke arah yang lebih baik dan efektif.

4.1.4.2 Misi Badak LNG

Adapun misi Badak LNG adalah memproduksi energi bersih serta mengelola dengan standar kinerja terbaik (*best performance standard*) sehingga menghasilkan nilai tambah maksimal (*maximum return*) bagi pemangku kepentingan (*stakeholders*). Energi bersih artinya energi yang ramah lingkungan baik dalam proses maupun hasil.

Satndar kinerja terbaik, artinya berpedoman pada standar kinerja internasional, yaitu *Safety, Health, Environment & Quality Management System (SHE&Q MS)* untuk mencapai *World Class Safety Culture Standard EMS ISO 14001* untuk mencapai hasil produksi yang ramah lingkungan *Standard Quality Management System* dan *ISO 9001:2000* untuk mencapai kualitas produk yang memenuhi persyaratan pelanggan. Nilai tamabah maksimal artinya memberikan kontribusi maksimal untuk memenuhi kebutuhan para pemangku kepentingan.

4.1.5 Nilai-Nilai Utama Badak LNG

Nilai-nilai utama yang dipegang teguh oleh Badak LNG dirumuskan dengan “SINERGY,” yaitu *Safety, Health, and Environment – Innovative –*

Professional – Integrity – Dignity. Berikut ini adalah penjelasan lebih lanjut dari nilai-nilai tersebut.

Safety, Healthy, and Environment (SHE), Menjadikan aspek keselamatan, kesehatan, lingkungan, dan kualitas dalam menjalankan seluruh kegiatan kerja dan bisnis.

a. *Innovative* (Inovatif)

Aktif mencari peluang untuk mencapai keunggulan dengan terus menerus melakukan pembelajaran termasuk belajar dari kegagalan untuk maju.

b. *Professional* (Profesional)

Memberikan hasil kerja terbaik, andal, dan kompetitif melalui komitmen yang tinggi, memiliki fokus yang jelas dan siap melakukan perbaikan secara berkesinambungan.

c. *Integrity* (Integritas)

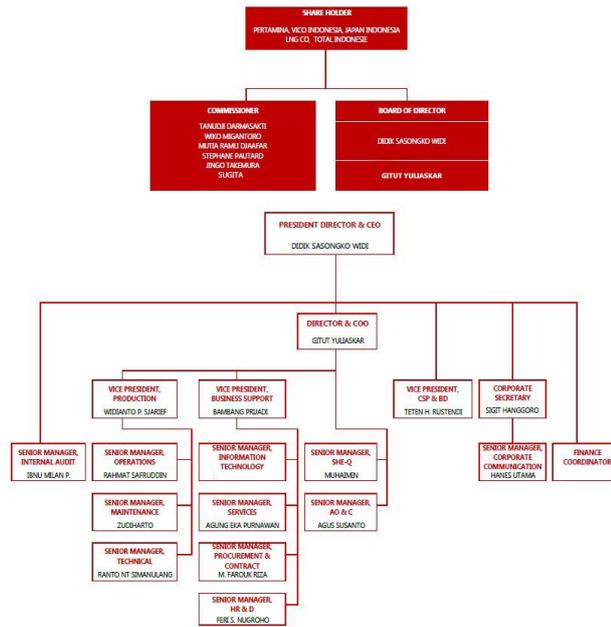
Mengutamakan keselarasan antara lisan dengan perbuatan melalui kejujuran, bersikap transparan, dan mengutamakan kepentingan Perusahaan di atas kepentingan pribadi.

d. *Dignity* (Bermartabat)

Menjaga citra Perusahaan dan menghormati kesetaraan maratabat manusia

4.1.6 Struktur Organisasi Badak LNG

Badak LNG dalam operasional Perusahaannya mempunyai struktur organisasi yang terdiri atas beberapa bagian di mana setiap bagian memiliki tugas masing-masing. Badak LNG dipimpin oleh seorang *President Director & Chief Executive Officer (CEO)* yang berkedudukan di Jakarta. Gambar dibawah ini menunjukkan struktur organisasi Badak LNG.



Gambar 4.2 Struktur Organisasi Badak LNG

Sebagai pelaksana kegiatan operasi kilang LNG/LPG Bontang ditunjuk seorang *Director & Chief Operating Officer* (COO) yang berkedudukan di Bontang. *Director & Chief Operating Officer* ini dalam menjalankan tugasnya membawahi dua divisi dan dua departemen, yaitu:

- a. *Production Division.*
- b. *Business Support Division.*
- c. *Accounting Operation and Control Department.*
- d. *Safety Health & Environment Quality Department*

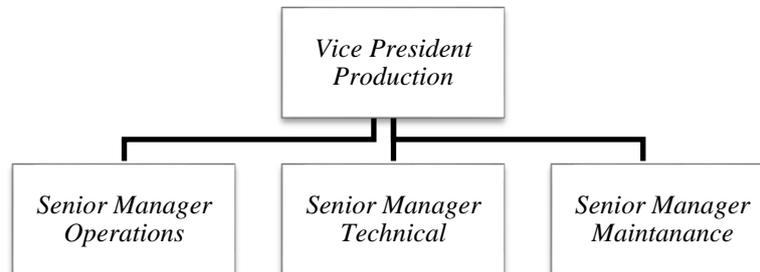
Kemudian terdapat tiga departemen/divisi yang langsung berada di bawah pengawasan *Chief Executive Officer* (CEO), yaitu:

- a. *Corporate Strategic Planning and Business Development Department.*
- b. *Corporate Secretary Department.*
- c. *Internal Audit Department.*

Dari dua divisi dan dua departemen yang telah disebutkan di atas masing-masing juga dibagi menjadi beberapa departemen dan seksi.

4.1.6.1 *Production Division*

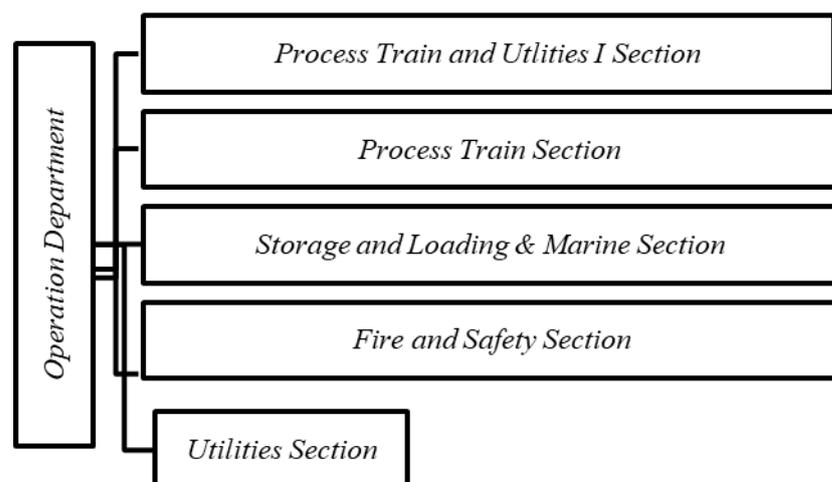
Production Division bertanggung jawab atas kelancaran pengolahan dan perawatan pabrik.



Gambar 4.3 Struktur Organisasi *Production Division*

A. *Operation Departement*

Departemen ini bertugas mengendalikan jalannya proses pada setiap *train*, mulai dari penerimaan gas alam dari sumur, pengolahan gas alam, penyediaan utilitas untuk kelancaran proses produksi dan komunitas, penyimpanan LNG dan LPG, sampai pengapalannya. Operasi kilang dilakukan selama 24 jam sehari, sehingga umumnya pekerjaan pada departemen ini dibagi ke dalam 3 *shift* kerja. Departemen ini terbagi atas 7 seksi, yang masing-masing dikepalai oleh seorang *manager*. Struktur organisasi departemen ini diberikan pada Gambar 4.4, sedangkan deskripsi masing-masing seksi dijelaskan sebagai berikut.



Gambar 4.4 Struktur Organisasi *Operation Department*

a. *Process Train and Utilities 1 Section*

Seksi ini bertanggung jawab atas proses pencairan gas alam menjadi LNG khusus *Process Train ABCD*. Seksi ini juga mempunyai tanggung jawab untuk kelangsungan utilitas di modul 1, seperti pembangkit listrik, pengadaan udara bertekanan, sistem air pendingin, unit pengolahan air *boiler, nitrogen plant*, sumur air tawar, unit pengolahan air minum, dan pemadam kebakaran. Selain itu seksi *Utilities 1* juga bertanggung jawab terhadap sistem utilitas yang digunakan untuk komunitas di sekitar Badak LNG yang tidak termasuk daerah kilang.

b. *Process Train Section*

Seksi ini bertanggung jawab atas proses pencairan gas alam menjadi LNG khusus untuk *Process Train EFGH*.

c. *Utilities Section*

Seksi ini bertanggung jawab terhadap semua hal yang mendukung proses di *train* modul 2 (*Train EFGH*) seperti pembangkit listrik, pengadaan udara bertekanan, sistem air pendingin, unit pengolahan air *boiler, nitrogen plant*, sumur air tawar, unit pengolahan air minum, dan pemadam kebakaran.

d. *Storage Loading and Marine Section*

Seksi ini bertanggung jawab atas penerimaan *feed natural gas*, fasilitas penyimpanan LNG dan LPG, *nitrogen plant*, dermaga pengapalan dan pemuatan LNG ke kapal dan bertanggung jawab atas fasilitas penyediaan *tug boat* dan *mooring boat* serta rambu-rambu yang ada di alur pelayanan kolam pelabuhan.

e. *Fire and Safety Section*

Seksi ini bertanggung jawab atas keselamatan kerja di daerah Badak LNG, khususnya apabila terjadi kebakaran di area Badak LNG..

B. *Maintenance Departement*

Departemen ini bertanggung jawab atas perencanaan dan pelaksanaan pemeliharaan dan perbaikan peralatan dan bangunan baik di kilang maupun

servis serta pelabuhan dan pipa gas alam di lapangan gas sampai kilang. Pekerjaan *Maintenance Department* meliputi:

- a. Pemeriksaan yang bersifat rutin, yaitu harian, bulanan, tiga bulanan, maupun tahunan.
- b. Pembersihan alat-alat dari kotoran.
- c. Pengkalibrasian alat-alat.
- d. Perbaikan alat-alat.
- e. Penggantian alat-alat yang rusak.

Sistem pemeliharaan kilang yang dilakukan dibagi menjadi tiga macam yaitu:

a. *Corrective Maintenance*

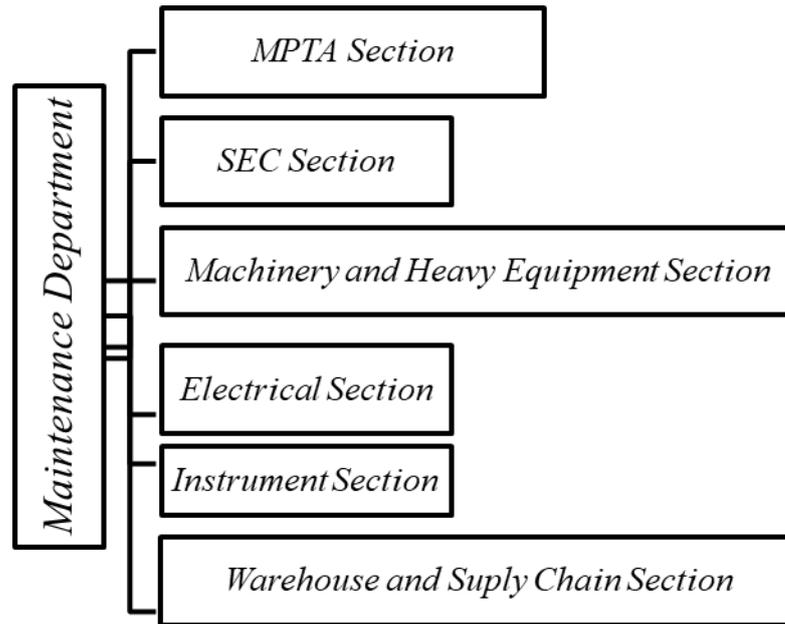
Perbaikan peralatan yang dilakukan langsung setelah terjadi kerusakan pada peralatan tersebut.

b. *Preventive Maintenance (PM)*

Pemeliharaan dilaksanakan berdasarkan waktu yang telah ditentukan baik atas dasar rekomendasi pembuat peralatan, regulasi pemerintah, maupun evaluasi mandiri. Pemeliharaan jangka pendek berkisar pada periode 3 bulan-1 tahun, sedangkan jangka panjang 3–9 tahun.

c. *Predictive Maintenance*

Pekerjaan pemeliharaan ini dilaksanakan berdasarkan hasil pengamatan ketika peralatan sedang beroperasi, seperti pengamatan saat pabrik beroperasi adalah *online inspection* (pengamatan tingkat korosi), pengukuran vibrasi mesin berputar (*machinery monitoring system*), analisa sampel minyak pelumas, pemeriksaan bahan isolasi (*thermal engineering system*), dan pengukuran kabel.



Gambar 4.5 Struktur Organisasi *Maintenance Department*

Sebagaimana ditunjukkan dalam gambar 4.5 bahwa dalam *Maintenance Department* terdapat enam seksi yang masing-masing dikepalai oleh seorang manager. Keenam seksi tersebut, diantaranya:

a. *Maintenance Planning & Turn Around (MPTA) Section*

Seksi ini bertanggung jawab untuk merencanakan, mengkoordinasi, melayani dan mengontrol penyediaan material dan proses pelaksanaan penyediaan material tersebut (eksekutor). Seksi MPTA terbagi atas lima sub-seksi, yaitu *process area; utilities area; storage/loading, off-plot, and pipeline coordinator; preventive maintenance and turn around; dan cost control and budget.*

b. *Stationary Equipment and Construction (SE&C) Section*

Seksi ini bertanggung jawab atas pemeliharaan dan perbaikan semua *station equipment* seperti *vessel, column, pipa* dan sebagainya. Dalam menjalankan tugasnya, seksi *Stationary Equipment* dibagi dalam tiga sub-seksi, yaitu *trains; utilities off-plot, storage and loading; fiberglass, isolation and painting civil & monitoring.*

c. *Machinery and Heavy Equipment Section*

Tanggung jawab *Machinery Heavy Equipment Section* adalah merawat dan memperbaiki *rotating machine* yang terdapat pada *plant* dan *non-plant*. Seksi

ini dibagi atas tiga sub-seksi, yaitu *machine and welding shop sub-section*, *field rotating equipment sub-section*, dan *machinery reliability and preventive maintenance sub-section*.

d. *Electrical Section*

Tanggung jawab *Electrical Section* adalah memperbaiki, memelihara, serta memasang suku cadang apabila ada kerusakan yang terjadi pada instalasi komponen elektrik di pabrik. Seksi ini dibagi dalam 3 sub-seksi, yaitu *trains and utilities; off-plot, plant support facilities, and feeder*; dan *preventive maintenance, air conditioning and shop*.

e. *Instrument Section*

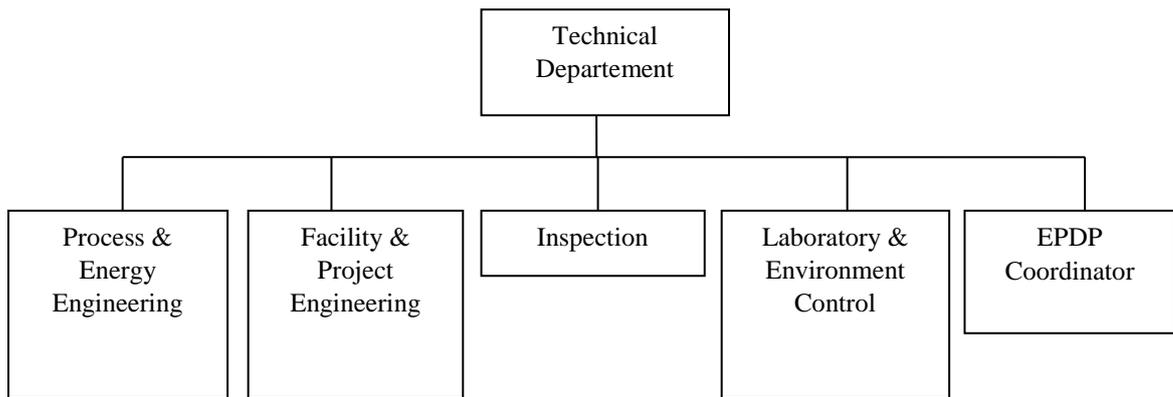
Instrument Section bertanggung jawab untuk melaksanakan perbaikan serta pemeliharaan alat-alat instrumen yang ada di seluruh *Plant*, rumah sakit, laboratorium, alat-alat rumah tangga, komputer, dan alat-alat elektronika arus lemah lainnya sehingga dapat berjalan dengan baik. *Instrument Section* dibagi dalam empat *sub-section*, yaitu *instrument shop; train and preventive maintenance; utilities, storage/loading and off-plot*; dan *DCS and PLC group*.

f. *Warehouse and Supply Chain*

Warehouse and Supply Chain bertanggung jawab dalam penerimaan, penyimpanan dan pemesanan barang-barang yang diperlukan Badak LNG.

C. *Technical Departement*

Departemen ini bertanggung jawab atas kelancaran pengoperasian, perawatan, dan efisiensi kilang dengan cara memberikan bantuan teknik kepada semua departemen yang terkait.



Gambar 4.6 Struktur Organisasi *Technical Department*

Dalam pelaksanaannya, *Technical Department* dibagi menjadi lima seksi yaitu sebagai berikut:

a. *Process & Energy Engineering Section*

Process & Energy Engineering (P&E) Section mempunyai tugas sebagai *Project Engineering*. Dalam melakukan tugasnya *Process & Energy Engineering* bertanggung jawab dalam menentukan segala sesuatu yang berhubungan dengan proses produksi. Selain itu seksi ini juga bertanggung jawab atas keselamatan yang berhubungan dengan pengoperasian, perencanaan, pengawasan dan pemeliharaan kilang serta keselamatan pekerja. Tugas dari seksi ini juga termasuk:

1. Mengadakan konfirmasi dengan pihak Pertamina mengenai kapasitas produksi kilang.
2. Mengadakan konfirmasi dengan produsen gas tentang *supply* gas alam dari sumber gas.
3. Menjadi *sellers representative* dalam transaksi pengapalan LNG.
4. Menentukan rencana produksi kilang dengan mempertimbangkan faktor internal dan eksternal, di antaranya adalah pasokan *feed gas*, permintaan dari konsumen, kondisi operasional pabrik, dan kontrak Pertamina dengan konsumen jadwal kedatangan kapal, ataupun adanya kemungkinan keterlambatan kapal.

b. *Facilities & Project Engineering Section*

Secara umum tugas *Facilities & Project Engineering Section* sama dengan P&SEE Engineering, tetapi ditambah dengan beberapa tugas seperti memberikan bantuan teknis untuk pembangunan dan proyek ekspansi plant serta mengadakan diskusi teknis, mengevaluasi proyek yang berhubungan dengan mekanik, instrumen, dan listrik di dalam suatu manajemen.

c. *Inspection Section*

Inspection Section merupakan bagian dari *Technical Department* yang bertanggung jawab terhadap kegiatan inspeksi, analisis, pembuatan prosedur perbaikan dan pemeriksaan, serta evaluasi terhadap *Plant equipment*. Berkaitan dengan tugas dan kewajiban seksi inspeksi dalam hal *quality assurance* dan *quality control*, terdapat berbagai macam kualifikasi teknik yang harus dipahami.

d. *Laboratory and Environment Control Section*

Laboratory & Environment Control Section bertanggung jawab dalam memberikan informasi mengenai kualitas suatu sampel, sehingga hasil dari informasi ini dapat memberikan interpretasi kondisi sampel. Dalam hal ini, seksi ini berperan sebagai kontrol dari kondisi operasi yang dilaksanakan sehari-hari. Tugas dari seksi ini adalah sebagai berikut:

1. *Quality control* terhadap gas umpan yang masuk kilang, *intermediate* maupun *final production*.
2. *Technical support*, yaitu mempelajari dan memberikan penjelasan mengenai suatu percobaan dan penelitian.

e. *Engineering Professional Development Program Coordinator*

Engineering Professional Development Program Coordinator bertanggung jawab dalam pengembangan *engineer*, melakukan perencanaan terkait pembangunan untuk *engineer*, mengkoordinasi penilaian *engineer*, melakukan koordinasi pelatihan *engineer*, mengusulkan kompetensi terkait pengembangan *engineer* serta mengatur dokumen terkait LNG dan LPG serta fasilitas penunjang produksi.

4.1.6.2 *Business Support Division*

Business Support Division bertanggung jawab atas pengelolaan sumber daya manusia, manajemen, meningkatkan kemampuan dan kesejahteraan pekerja. Divisi ini dibagi menjadi empat departemen dan satu bagian non-departemen:

- a. *Human Resources and Development Department*, bertanggung jawab atas masalah kepegawaian dan peningkatan kemampuan para pekerja. Di dalam menjalankan tugasnya, departemen dibagi menjadi dua seksi yaitu *Training Section* dan *Human Resources Service Section*.
- b. *Information Technology Department*, bertanggung jawab untuk membuat dan menjalankan sistem pengelolaan data informasi, pengelolaan sistem telekomunikasi di lingkungan Badak LNG dan pengelolaan perpustakaan pusat. Departemen ini terdiri dari *Application Technology Section* dan *Network Technology Section*.
- c. *Services Department*, bertanggung jawab atas penyediaan fasilitas yang layak bagi pekerja dan keluarga, seperti perumahan, sarana olahraga, dan hiburan. Departemen ini terdiri dari *Community Planning and Contract Implementation Section* dan *Facility Service Section*.
- d. *Procurement and Contract Department*, bertanggung jawab untuk membantu departemen lain dalam mengadakan perencanaan dan pelaksanaan suatu proyek yang dilaksanakan oleh kontraktor di Badak LNG, serta mengkoordinasi pelaksanaan persetujuan kontrak. Departemen ini terbagi menjadi dua seksi, yaitu *Procurement Section* dan *Contract Section*.

4.1.6.3 *Accounting Operation and Control Department*

Departemen ini bertanggung jawab atas pengelolaan administrasi keuangan dan transaksi Perusahaan serta membuat pembukuan Perusahaan. Departemen ini terdiri dari *Accounting Operation & Accounting Control*.

4.1.6.4 Internal Audit Department

Departemen ini berada di bawah pengawasan langsung *Director & Chief Executive Officer*. Tugas dari departemen ini adalah memeriksa masalah keuangan dan administrasi Badak LNG.

4.1.6.5 Safety, Health, Environment & Quality Department

Departemen ini bertanggung jawab untuk:

1. Pembangunan dan pemeliharaan Sistem Perusahaan BSMART yang di dalamnya juga terkandung sistem manajemen keselamatan dan kesehatan kerja, pengolahan lingkungan serta pengendalian kualitas produk.
2. Menginisiasi implementasi BSMART termasuk di dalamnya menyelenggarakan sosialisasi, melakukan dan mengusulkan pelatihan, melakukan koordinasi serta berperan sebagai advisor.
3. Memantau implementasi BSMART dengan melakukan audit internal.
4. Menjadi koordinator audit eksternal ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001, ISRS, SMK3, dan PROPER serta memastikan kesiapan unit kerja untuk *insurance audit*.
5. Menyelenggarakan *Continous Improvement Program* untuk memantik inovasi dan kreativitas pekerja dalam menyelesaikan permasalahan maupun meningkatkan kinerja di unit kerjanya.

4.1.6.6 Corporate Strategic Planning and Business Development Department

Departemen ini bertugas untuk membantu departemen lain dalam mengadakan perencanaan dan pelaksanaan suatu proyek yang dilaksanakan oleh kontraktor di Badak LNG, melakukan evaluasi pelaksanaan kepada sistem manajemen Badak LNG terhadap adanya perluasan kilang yang berskala besar, serta sebagai koordinator Badak LNG pada saat pelaksanaan perluasan kilang serta mengkoordinir pelaksanaan persetujuan kontrak. Departemen ini terdiri dari *Gas Processing Group* dan *Revenue Generating Group*.

4.1.6.7 Corporate Communication

Departemen ini bertanggung jawab atas semua yang berhubungan dengan kontrol dokumen dan komunikasi baik internal atau eksternal Badak LNG.

4.1.7 Bahan Baku, Hasil Produksi dan Limbah

4.1.7.1 Bahan Baku

Berdasarkan bahan baku yang dibutuhkan oleh Badak LNG untuk melakukan produksi LNG dan LPG dapat dibedakan menjadi bahan baku utama dan bahan baku penunjang. Bahan baku tersebut adalah sebagai berikut:

A. Bahan Baku Utama

Komponen utama penyusun dari gas alam adalah hidrokarbon fraksi ringan, yang komponen utamanya adalah metana (CH_4) dan sedikit CO_2 , H_2O , air, merkuri, dan H_2S . Komposisi dari gas alam yang dihasilkan dari berbagai tempat mempunyai komposisi yang berbeda-beda. Hal ini tergantung dari fosil organik yang membentuk gas alam tersebut. Sebagai produk komersial, gas alam harus dimurnikan dari bahan-bahan pengotor seperti CO_2 , H_2O , merkuri dan hidrokarbon berat sehingga memenuhi spesifikasi yang diinginkan. Gas alam yang masuk ke Badak LNG adalah gas alam yang berasal dari berbagai ladang dan dicampur menjadi satu. Komposisi rata-rata dan kondisi gas umpan yang masuk ke Badak LNG ditunjukkan pada tabel berikut ini:

Tabel 3.1 Komposisi *Feed Gas* (Februari, 2017)

Komponen	Persentase (% mol)
C_1	86,72
C_2	3,79
C_3	2,74
i- C_4	0,58
n- C_4	0,69
i- C_5	0,27

n-C ₅	0,18
i-C ₆₊	0,37
N ₂	0,07
CO ₂	4,59

Gas alam yang diolah oleh Badak LNG merupakan gabungan dari berbagai sumber gas alam di daerah setempat. Banyaknya *feed natural gas* dari setiap daerah disajikan pada tabel 3.2. Seluruh gas alam umpan tersebut dikumpulkan di Badak *Export Manifold* (BEM) sebelum ditransportasikan menuju kilang Badak. Transportasi gas alam tersebut dilakukan melalui dua buah pipa berdiameter 36 inch dan dua buah pipa berdiameter 42 inch.

Tabel 4.2 Jumlah *Feed Natural Gas* Produksi di Badak LNG dari Berbagai Daerah

Sumber	Jumlah (MMSCF)
Santan (Chevron)	78,138
Badak (VICO)	23,562
Nilam (VICO)	21,196
Mutiara (VICO)	28,593
Sembarah (VICO)	35,430
Tatun (Total)	560,676
Handil (Total)	16,336
Peciko (Total)	583,366
Jumlah	1347,3

B. Bahan Baku Penunjang

Untuk menghasilkan produk berupa LNG dan LPG, selain dibutuhkan *feed natural gas* sebagai bahan baku utama, juga dibutuhkan berbagai jenis bahan baku penunjang. Beberapa bahan baku penunjang yang digunakan dalam proses di kilang LNG Badak LNG di antaranya:

a. *Activated Methyl Diethanol Amine (aMDEA)*

Senyawa ini digunakan sebagai absorben CO₂ gas alam yang digunakan pada unit 1C-2 (*CO₂ Absorber*).

b. *Antifoaming Agent*

Senyawa ini merupakan campuran senyawa silika dan glikol yang diinjeksikan pada aliran *lean amine* yang masuk ke kolom *CO₂ Absorber* (unit 1C-2). Terbentuknya busa (*foaming*) menyebabkan kontak antara *lean amine* dan *feed natural gas* menjadi kurang optimal.

c. *Molecular Sieve*

Molecular sieve merupakan senyawa absorben yang digunakan di kolom *drier 2C-2A/B/C* untuk mengikat H₂O yang terdapat pada *feed natural gas*.

d. *Sulfur Impregnated Activated Carbon (SIAC)*

SIAC digunakan pada kolom *drier 2C-4* untuk mengikat merkuri yang terkandung dalam aliran *feed natural gas*.

e. Gas Nitrogen

Gas nitrogen merupakan senyawa yang digunakan sebagai salah satu komponen MCR dan sistem pembilasan kolom (*purging*). Nitrogen diperoleh dari distilasi kriogenik udara pada *Plant-29* dan *Plant-39* (*Plant Nitrogen Generator*).

f. Propana

Propana merupakan fluida pendingin *feed natural gas* dan MCR (*Multi Component Refrigerant*). Selain itu, propane juga merupakan salah satu komponen MCR. Propana dihasilkan dari fraksinasi gas alam pada *Depropanizer* (unit 3C-6).

g. *Multi Component Refrigerant (MCR)*

MCR merupakan fluida pendingin (refrigeran) gas alam yang digunakan pada *Main Heat Exchanger* (*Plant-5*). MCR tersusun dari nitrogen, metana, etana, dan propana.

h. Air Laut

Air laut digunakan sebagai media pendingin unit *feed natural gas* pada unit *Heat Exchanger* di *Plant-1* dan *Plant-3*, *propane* dan *MCR* di *Plant-4*, unit *Surface Condenser* di *Utilities I* dan *II*, serta penyediaan air pemadam kebakaran (*fire water*) darurat.

i. *Optisperse HTP 3001*

Senyawa ini merupakan senyawa yang diinjeksikan pada *boiler* untuk mencegah terjadinya korosi pada lapisan dalam *tube boiler*. *Optisperse HTP 3001* akan membentuk lapisan film pada *tube* sehingga kotoran penyebab korosi lebih mudah disingkirkan.

j. *Optisperse PO 5543*

Senyawa ini digunakan untuk mengatur pH air umpan *boiler*.

k. *Sodium Hypochlorite (NaOCl)*

Senyawa *NaOCl* merupakan senyawa yang diinjeksikan pada bagian *suction* pompa air laut untuk menghambat pertumbuhan ganggang dan kerang yang terbawa oleh air laut.

l. *Oxygen Scavenger (Cortrol)*

Senyawa *oxygen scavenger* berfungsi untuk mengikat oksigen (O_2) terlarut pada air umpan *boiler* di dalam unit *Deaerator Plant-31*. Senyawa aditif sebagai *oxygen scavenger* yang digunakan adalah *Cortrol*.

m. *Neutralizing Amine* (senyawa optimeen)

Senyawa ini berfungsi untuk mengikat karbondioksida (CO_2) terlarut. Senyawa ini diinjeksikan bersamaan dengan *oxygen scavenger* (*kortrol*) di dalam *De-Aerator*.

n. Senyawa Demineralisasi (H_2SO_4 dan $NaOH$)

Senyawa demineralisasi yang digunakan adalah senyawa H_2SO_4 dan senyawa $NaOH$. Asam sulfat digunakan sebagai *cation exchanger* dengan konsentrasi 95% sedangkan Natrium Hidroksida dengan konsentrasi 10% digunakan sebagai *anion exchanger*.

o. Kalsium Hipoklorit ($Ca(OCl)_2$)

Senyawa ini digunakan untuk membunuh mikroorganisme pada *Plant-48* dan *Plant-49* dengan kadar maksimum 1,2 ppm.

p. *Morpholine* (C₄H₉NO)

Senyawa ini merupakan senyawa inhibitor korosi pada perpipaan yang digunakan pada *Deaerator (Plant-31)*.

4.1.7.2 Hasil Produksi

Produksi yang dilakukan oleh Badak LNG menghasilkan dua produk, yaitu Liquefied Natural Gas (LNG) dan Liquefied Petroleum Gas (LPG). Penjelasan mengenai 2 hasil produksi tersebut adalah sebagai berikut:

A. *Liquefied Natural Gas (LNG)*

Produk utama yang dihasilkan oleh Badak LNG adalah *Liquefied Natural Gas* (LNG) dengan kapasitas desain mencapai 22,5 MTPA (*Million Tonne per Annual*). Untuk saat ini, produksi gas alam terus menurun dan nilainya hanya sekitar 17 MTPA, sehingga 4 dari 8 *train* saja yang dijalankan dan produksi LNG cenderung menurun setiap tahunnya. Nilai HHV LNG dijaga pada rentang 1107-1165 BTU/SCF sesuai dengan kontrak pembelian LNG. Spesifikasi LNG yang dihasilkan Badak LNG diberikan pada tabel berikut ini.

Tabel 4.3 Sifat Produk LNG Badak LNG

Sifat Fisik	
Wujud	Cair
Temperatur	-158 ⁰ C
Tekanan	0,07 kg/cm ² g
Warna	Tidak berwarna
Bau	Berbau hidrokarbon
Densitas	Rata-rata 453 kg/m ³
Nilai kalor (HHV)	1100-1165 Btu/SCF

Tabel 4.4 Komposisi Produk LNG Badak LNG

Komposisi (Persentase Mol)	
C ₁	Minimal 90,0 %
C ₂	Maksimal 5,0%
C ₃	Maksimal 3,5%
C ₄	Maksimal 1,5%
C ₅	Maksimal 0,02%
N ₂	Maksimal 0,05%
Hg	0 ppb
H ₂ S	Maksimal 0,25 gram / 100 SCF
Belerang	1,3 gram / SCF
Total	100%

B. *Liquefied Petroleum Gas (LPG)*

Produk lain dari Badak LNG adalah LPG dengan kapasitas desain produksi sebesar 1 MTPA namun produksi aktualnya sebesar 0,89 MTPA. Badak LNG memproduksi LPG Propana dan Butana dan sengaja memisahkannya dapat dicampurkan dengan komposisi sesuai dengan permintaan pasar.

Tabel 4.5 Komposisi Produk LPG Badak LNG

LPG Propana		LPG Butana	
Senyawa	Kadar	Senyawa	Kadar
C ₃	> 95%	C ₄	> 98%
C ₂	< 2%	C ₅	< 1%

4.1.7.3 Limbah Produksi

Limbah yang dihasilkan Badak LNG meliputi limbah padat, limbah cair, dan gas sisa pembakaran. Limbah padat yang dihasilkan selama operasi berlangsung adalah sampah, sisa *packing* dan peralatan *safety*, bekas insulasi, dan limbah B3. Pengolahan limbah B3 dilakukan dengan pembakaran di dalam insinerator yang menjadi tanggung jawab departemen SHE-Q, sedangkan untuk limbah yang tak berbahaya akan dibuang secara rutin di tempat pembuangan limbah yang terdapat di luar area Badak LNG.

Limbah air yang dihasilkan Badak LNG berasal dari pabrik, rumah sakit, dan perumahan. Limbah air perumahan dan rumah sakit diolah di *Plant-48* dan *Plant-49* yang dikelola oleh bagian *utilities*, sedangkan limbah air yang berasal dari pabrik diolah pada *Plant-34* yang dikelola oleh bagian *storage and loading*. Limbah pabrik dapat dikelompokkan menjadi dua jenis, yaitu:

a. Limbah air yang tercemar hidrokarbon

Air limbah ini bersumber dari kondensat gas alam. Pengolahan limbah ini dilakukan dengan memisahkan komponen minyak dan air pada *oil skimmer* (*oil water separator*). Sesuai dengan sifat fisiknya, air yang memiliki densitas lebih besar dari minyak akan keluar melalui bagian bawah *separator*, yaitu *blowdown*. Air kemudian diaerasi dan dinetralkan pH-nya sebelum dibuang ke laut, sedangkan untuk minyak hidrokarbon akan dipompakan menuju *disposal pit* dan dibakar di *fire ground*.

b. Limbah air yang bebas hidrokarbon

Sumber air limbah jenis ini adalah air hujan dan air pemadam kebakaran. Pengolahan limbah ini dilakukan dalam *diversion box*, baru kemudian dibuang ke lingkungan.

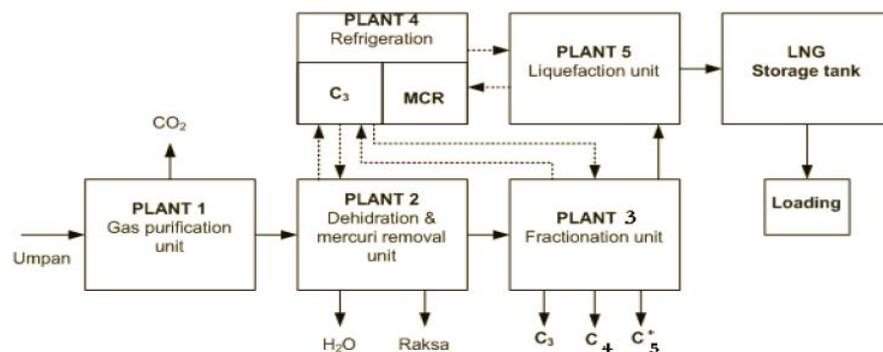
4.1.8 Proses Produksi Kilang

Proses pencairan gas alam merupakan proses perubahan dari fasa gas menjadi fasa cair. Untuk menghasilkan LNG, maka panas sensibel dan panas laten dari gas alam diambil sehingga menghasilkan gas alam dalam bentuk cairan yang sangat dingin (kriogenik). Pengubahan fasa ini dapat mengurangi

volum gas alam hingga 600 kali volum awalnya sehingga dapat mempermudah dalam transportasinya. Secara garis besar proses pencairan gas alam melalui proses-proses sebagai berikut:

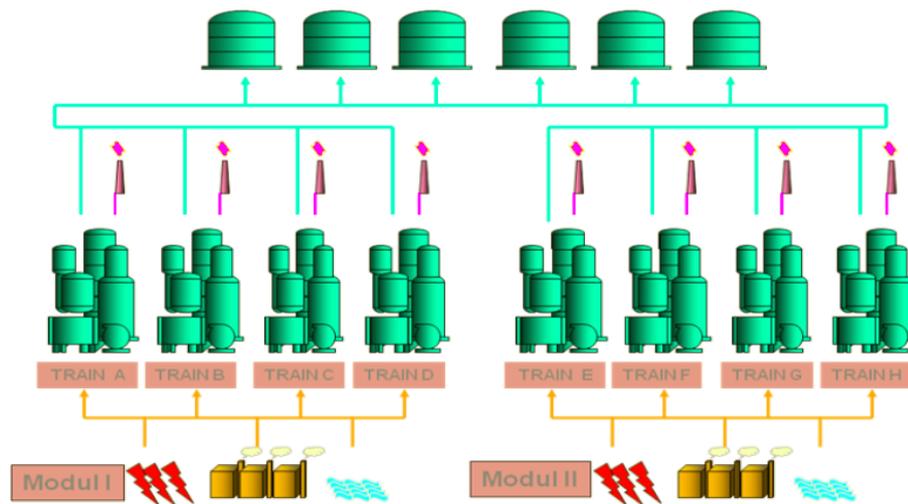
- Pemurnian Gas Alam merupakan proses pemurnian untuk menghilangkan senyawa-senyawa yang dapat mengganggu jalannya proses.
- Fraksinasi merupakan proses untuk memisahkan gas alam menjadi umpan dengan komponen-komponen yang sesuai dengan spesifikasi produk yang diinginkan.
- Pencairan merupakan proses untuk mendinginkan gas alam menjadi bentuk cairnya.

Ketiga proses utama tersebut dilakukan secara berurutan dalam suatu rangkaian *plant* yang disebut sebagai *process train*. Dalam *train* ini *feed natural gas* diproses menjadi gas alam cair (LNG) yang kemudian akan siap dikapalkan. Setiap *train* proses terdiri dari lima *plant*. Unit pemurnian gas alam terdapat pada *Plant-1* dan *Plant-2*. *Plant-3* merupakan unit fraksinasi dan proses utama yang dilakukan pada unit pencairan beroperasi pada *Plant-4* dan *Plant-5*.



Gambar 4.7 Diagram Blok Proses Produksi LNG di Badak LNG

Untuk mengoperasikan kilang LNG, diperlukan tiga sistem utama yang saling berkaitan. Ketiga sistem utama itu adalah sistem proses, sistem utilitas, serta sistem *storage and loading*.



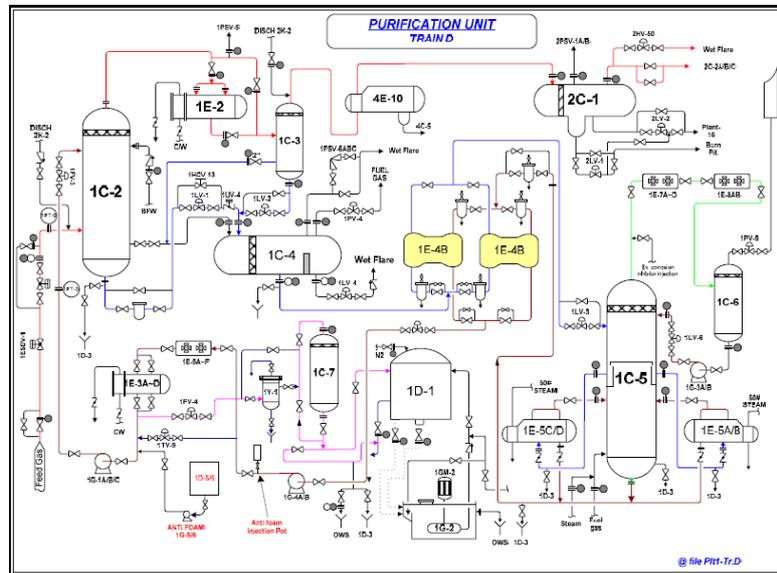
Gambar 4.8 Hubungan Antara Sistem Proses, Sistem Utilitas, dan Sistem Storage Loading di Badak LNG

4.1.8.1 Plant-1: Proses Pemisahan CO₂

Plant-1 ini dikenal sebagai unit absorpsi CO₂. Proses di *Plant-1* ini memiliki fungsi untuk memurnikan *feed* gas alam dari kandungan CO₂ sampai kadar maksimum yang diizinkan, yaitu 50 ppm. *Feed* gas alam yang berasal dari sumur gas lapangan Muara Badak mengandung CO₂ sekitar 6,3% mol. Dengan menggunakan larutan aMDEA (*activated Methyl Diethanol Amine*) yang sebagai absorben, senyawa CO₂ dipisahkan dari *feed* gas alam pada *Plant-1* ini. *Feed* gas alam akan dilewatkan dalam suatu kolom CO₂ Absorber (unit 1C-2) di mana kandungan CO₂-nya diserap atau diambil dari dalam *feed natural gas* dengan memakai larutan aMDEA dengan konsentrasi 40%-berat. Pemurnian *feed* gas alam dari CO₂ ini dimaksudkan agar tidak terjadi pembekuan CO₂ yang dapat menyebabkan *plugging* dalam unit pencairan, dapat menyebabkan penyumbatan pada *tube-tube* di *Heat Exchanger* (5E-1). Selain itu pada suhu -150°C, keberadaan CO₂ dapat mengganggu proses secara keseluruhan karena sifatnya CO₂ yang korosif.

Larutan absorben aMDEA ini memiliki gugus utama *Methyl Diethanol Amine* (MDEA) yang telah diaktifkan dengan menggunakan *Activated Piperazine*. Larutan aMDEA yang digunakan dijaga pada konsentrasi 40%-berat untuk memastikan aMDEA yang diinjeksikan mampu menyerap CO₂

hingga kadar yang diinginkan. Setelah terlepas dari aMDEA, gas CO₂ kemudian dibuang ke atmosfer.



Gambar 4.9 Diagram Alir *Plant-1*

Sebelum *feed* gas alam memasuki *Plant-1*, gas alam terlebih dahulu memasuki *Knocked Out Drum* (KOD) di *Plant-21* untuk memisahkan gas alam dari kondensat dan glikol. Kondensat adalah fraksi hidrokarbon berat yang berwujud cair sedangkan glikol merupakan senyawa yang diinjeksikan ke dalam *feed* gas alam untuk mengikat air yang terbawa sepanjang pipa. Kondensat yang terpisahkan akan diolah lebih lanjut di *Plant-16* (*Condensate Stabilizer*).

Feed gas dari *plant 21* akan masuk ke kolom absorpsi CO₂(1C-2) pada bagian bawah, sedangkan larutan aMDEA dialirkan secara *counter current*. Kolom 1C-2 beroperasi pada tekanan tinggi dan temperature rendah yaitu 46 kg/cm² dan 31⁰C. Proses absorpsi berjalan baik pada tekanan tinggi dan temperatur rendah. Bagian internal kolom 1C-2 terdiri dari 31 *valve tray* yang berfungsi mengontakkan *feed gas* dengan aMDEA, dua buah *bubble cap tray* untuk mengalirkan BFW yang berfungsi membilas *top product* sehingga mencegah adanya aMDEA yang ikut terbawa dan untuk mengontrol konsentrasi larutan aMDEA serta *demister pad* untuk menghilangkan sisa kondensat yang mungkin terbentuk.

Pada kolom 1C-2, temperatur aliran *top product* yang berupa gas bebas

CO₂ akan naik hingga mencapai 42⁰C akibat panas reaksi dan panas dari aliran aMDEA yang suhunya sekitar 42⁰C. Aliran ini kemudian didinginkan dengan *cooling water* di E1-2 hingga temperaturnya mencapai 36⁰C. Pendinginan memungkinkan adanya hidrokarbon berat dan aMDEA ikutan yang terkondensasi lalu dipisahkan pada kolom 1C-3. *Sweet feed gas* akan keluar ke bagian atas kolom 1C-3 untuk didinginkan sebelum masuk ke *plant-2*, sedangkan aMDEA terkondensasi akan keluar sebagai *bottom product* 1C-3 untuk menuju *Amine Flash Drum* (1C-4).

Pada unit 1C-4 akan dilakukan penurunan tekanan hingga mencapai 6 kg/cm² agar gas CO₂ dapat lebih mudah terlepas dari larutan aMDEA. Aliran uap yang merupakan *top product* akan dikirim ke *fuel gas system*. aMDEA akan keluar sebagai *bottom product* dan dialirkan ke *Heat Exchanger* 1E-4 untuk dipanaskan dari 62⁰C sampai 102⁰C menggunakan fluida panas yang merupakan aliran *lean amine* yang keluar dari *reboiler* dari kolom regenerator aMDEA (1E-5) yang panasnya dipasok dari LP Steam yang mengalir dari *boiler*. Pemanasan ini dikarenakan proses desorpsi membutuhkan temperature tinggi agar kelarutan CO₂ terhadap larutan aMDEA menurun sehingga akan lebih mudah terlepas.

Larutan *rich* aMDEA yang panas akan masuk ke bagian bawah kolom regenerator 1C-5 sehingga sebagian aMDEA tersebut akan terdidihkan akibat panas *reboiler*. Uap aMDEA akan mengalir ke atas dan menuju *overhead condenser* 1E-7. Larutan aMDEA akan terkondensasi dan direfluks kembali ke regenerator sedangkan CO₂ dan gas lain tak terkondensasi akan keluar sebagai *top product* 1C-5 melalui *atmosfer venting* dan dibuang ke atmosfer.

Lean aMDEA yang merupakan *bottom product* dari Kolom 1C-5 dialirkan ke bagian *shell Heat Exchanger* 1E-4 untuk didinginkan dengan memanfaatkan pertukaran panas aliran *rich amine* dingin dari 1C-4 yang melalui bagian *tube*. Pendinginan ini menyebabkan penurunan temperatur *lean amine* dari temperatur 124⁰C menjadi 79⁰C. *Lean* aMDEA tersebut didinginkan lebih lanjut menggunakan *Fin-Fan Cooler* (1E-9A/B/C/D/E/F) hingga bersuhu sekitar 57⁰C setelah dipompa dengan Pompa *Amine Booster* (1G-4). Selanjutnya, aliran akan melalui *Cooler* 1E-3A/B/C/D untuk

pendinginan akhir hingga suhu 40-42°C. Dari *exchanger* ini, larutan aMDEA dipompakan ke dalam CO₂ *Absorber* 1C-2 dengan Pompa 1G-1A/B/C.

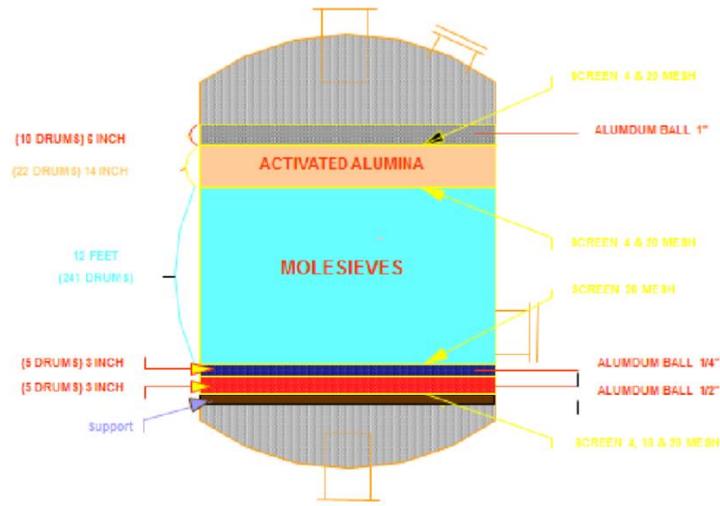
Antifoaming agent yang berupa campuran silika dan glikol diinjeksikan pada *suction* Pompa 1G-1A/B/C untuk mencegah terbentuknya *foaming* pada keseluruhan sistem absorpsi CO₂. Peristiwa *foaming* disebabkan karena larutan aMDEA yang kotor (kaya CO₂) atau disebabkan aliran *feed* gas alam yang kotor. Pembentukan *foaming* dapat menyebabkan kontak antara *feed* gas alam dan aMDEA menjadi buruk serta menyulitkan pengukuran ketinggian cairan pada kolom. Untuk mengatasi *foaming* ini, selain dengan menginjeksikan *antifoaming* juga biasanya diatasi dengan mengubah laju alir aMDEA, laju aliran BFW atau bahkan menurunkan laju *feed* gas alam itu sendiri.

Sekitar 10% dari aMDEA yang telah diregenerasi tidak dikembalikan ke kolom 1C-2 sebagai absorben, tetapi dialirkan ke *amine filter* 1Y-1 yang berfungsi untuk menyaring kotoran – kotoran yang terbawa dalam aliran aMDEA. Setelah itu dimasukkan ke *carbon treater* 1C-7 untuk menyaring kotoran – kotoran yang masih terbawa di aMDEA. Selanjutnya aliran akan dimasukkan ke *Aminr Surge Tank* (1D-1).

4.1.8.2 Plant-2: Proses Penghilangan H₂O dan Hg

Setelah kandungan CO₂ dalam gas alam telah memenuhi persyaratan, proses selanjutnya adalah penghilangan kandungan air (H₂O) serta senyawa merkuri (Hg). Setelah melewati *Plant* ini, kandungan air pada gas alam maksimal adalah sebesar 0,5 ppm, sedangkan kandungan merkuri maksimal adalah 0,01 ppb. Air perlu dihilangkan dari gas alam dengan alasan yang sama seperti penghilangan CO₂, yaitu titik beku air yang lebih tinggi daripada suhu operasi sehingga dapat menyebabkan *plugging* dan terbentuknya sumbatan pada perpipaan dan peralatan *Main Heat Exchanger* (unit 5E-1), sedangkan merkuri perlu dihilangkan karena dapat bereaksi dengan aluminium yang akan membentuk amalgam yang bersifat korosif.

ppm. Sedangkan alumina memiliki nilai *water loading* yang besar dan kuat terhadap tekanan *bulk* air.



Gambar 4.11 Skema Susunan *Drier*

Pada *Plant-2* terdapat tiga buah kolom *Drier* yang dioperasikan secara bergantian, 2 unit dioperasikan sedangkan satu unit lainnya akan di regenerasi. *Drier* akan di regenerasi ketika hasil uji terhadap sampel aliran keluar *drier* menunjukkan kadar H_2O dalam aliran sudah mendekati 0.5 ppm, dan proses penghilangan H_2O dalam gas alam akan dipindah ke *drier* yang sudah *standby*. Regenerasi dibagi menjadi tiga tahap yaitu:

1. Tahap *heating*, dengan mengalirkan gas panas bersuhu $244^{\circ}C$ dari bawah kolom. Gas panas ini berasal dari sebagian gas keluaran 2C-2 yang dipanaskan dengan *HP Steam* di 2E-7. Air yang teradsorpsi oleh *molecular sieve* akan teruapkan bersama hidrokarbon berat dan keluar bersamaan dengan aliran gas panas dari bagian atas kolom.
2. Tahap *cooling*, dilakukan dengan mengalirkan gas yang tidak dipanaskan kurang lebih selama 150 menit sampai temperatur turun menjadi $20^{\circ}C$. Kolom perlu didinginkan agar siap digunakan kembali untuk menyerap air dari gas alam, karena proses adsorpsi akan lebih efisien pada temperatur rendah.

3. Tahap *standby* adalah tahap menunggu sebelum kolom lain diregenerasi. Saat *standby* aliran gas akan di *by-pass* menuju *upstream* 2E-3 untuk mencegah *surging* pada Kompresor 2K-2.

Gas alam yang telah digunakan untuk meregenerasi *molecular sieve* didinginkan oleh *Fin – Fan Cooler* 2E-3A/B sampai temperatur 43°C, kemudian dialirkan ke kolom *Feed Drier Reactivation Separator* (2C-3) untuk memisahkan kondensat dan air dari aliran gas. Kondensat akan dikirim ke *plant-16* sedangkan air akan dikirim ke *burn pit*. Gas alam yang keluar dari kolom ini dikompresi oleh Kompresor 2K-2 dan dialirkan kembali untuk digabung dengan gas umpan 1C-2 (*Plant-1*).

Gas alam yang sudah bersih dari H₂O akan disaring oleh Filter 2Y-1A untuk menghilangkan debu *molecular sieve* yang ikut terbawa. Kemudian gas alam ini dialirkan menuju *Mercury Removal Unit* (2C-4). Kolom ini berisikan unggun *Sulphur Impregnated Activated Carbon* (SIAC) yang dapat mengikat merkuri pada aliran gas alam dengan adsorpsi kimia. Kandungan sulfur dalam SIAC akan bereaksi dengan Hg membentuk HgS.

Gas alam yang keluar dari kolom 2C-4 ini kemudian disaring dalam *Mercury After Filter* (2Y-1B) untuk menyerap debu karbon yang mungkin terbawa aliran gas alam. Kandungan Hg pada gas alam Badak LNG relatif kecil sehingga kolom saat ini sudah dilakukan pengurangan tinggi *carbon bed* untuk mengurangi *pressure drop*. Gas alam bebas merkuri ini kemudian didinginkan pada *Feed Medium Level Propane Evaporator* 4E-12 dan *Feed Low Level Propane Evaporator* 4E-13 hingga temperatur sekitar -34°C sebelum dialirkan ke *Plant-3*.

4.1.8.3 Plant-3: Proses Fraksionisasi

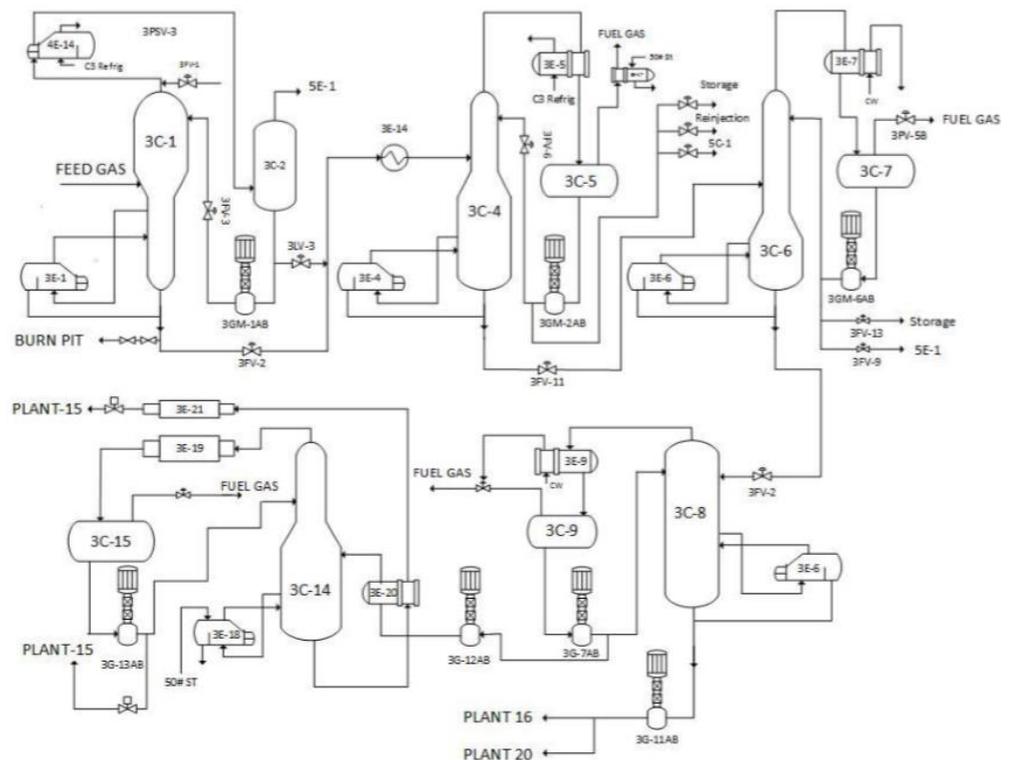
Plant-3 disebut dengan *Scrub Column & Fraction Unit*. Proses penghilangan hidrokarbon berat dilakukan dengan cara fraksinasi. Pada *plant* ini dilakukan pemisahan komponen-komponen yang terdapat dalam gas alam melalui proses distilasi. Unit fraksionasi berfungsi untuk memisahkan

komponen-komponen yang terdapat dalam gas alam menjadi berbagai komponen individu, seperti:

- a. Metana sebagai komponen penyusun utama LNG.
- b. *Fuel gas* digunakan untuk bahan bakar *boiler*.
- c. Propana dan etana sebagai media pendingin di *Multi Component Refrigeration* (MCR) maupun di *Propane Refrigeration* (hanya propana).
- d. LPG Propana dan LPG Butana komersial yang dikirim ke tangki penampungan *Plant-17* (Tangki 17D-1/2/5 untuk propana dan Tangki 17D-3/4 untuk butana). Total jumlah tangki LPG yang ada di Badak LNG adalah 5 buah.
- e. Hidrokarbon kondensat sebagai bahan baku di *Plant-16 (Stabilizer Unit)* diolah menjadi bahan bakar cair.

Pada *Plant-3* terjadi proses pemisahan komponen – komponen yang terdapat dalam gas alam dengan proses distilasi. Fraksi ringan yang sebagian besar mengandung metana (CH_4) akan menjadi umpan untuk *Main Heat Exchanger* (5E-1) di *Plant-5*. Sebagian *ethane* akan diinjeksikan ke LNG untuk meningkatkan nilai HHV dari LNG (HHV LNG diinginkan sekitar 1.107 Btu/scf) dan sebagian lagi disimpang untuk cadangan make up MCR. *Propane* dan *butane* diolah lebih lanjut menjadi LPG di *Plant-17* dan juga digunakan untuk *make up* MCR.

Hidrokarbon berat dikirim ke *Plant-16 (Condensate stabilizer)* untuk diolah lebih lanjut sebelum dikirim ke Tanjung Santan. *Plant-3* dibagi menjadi 5 kolom utama untuk *Train ABCD* yaitu *Scrub Column*, *Deethanizer*, *Depropanizer*, *Debutanizer*, dan *Splitter Unit*, sedangkan *Train EFGH* hanya terdiri dari 4 kolom utama karena tidak memiliki *Splitter Unit*. Diagram alir proses sederhana untuk *Plant-3* *Train EFGH* ditampilkan pada Gambar 4.12.



Gambar 4.12 Diagram Alir *Plant – 3*

a. *Scrub Column (3C-1)*

Gas alam dari *Feed Low Level Propane Evaporator (4E-13)* dialirkan menuju *Scrub Column 3C-1* pada temperatur -34°C dan tekanan $42\text{ kg/cm}^2\text{g}$. Pada kondisi temperatur dan tekanan tersebut diharapkan terjadi pemisahan komponen antara *methane (CH₄)* dan hidrokarbon berat (C_2+). Hidrokarbon ringan akan keluar sebagai *top product* dari *Scrub Column*, sedangkan hidrokarbon berat akan keluar sebagai *bottom product*. Temperatur aliran yang masuk ke *Scrub Column* harus dijaga, karena jika temperatur gas terlalu tinggi akan banyak hidrokarbon berat yang terbawa ke *top product*. Sedangkan apabila temperatur gas masuk terlalu rendah akan meningkatkan beban *ReBoiler 3E-1*.

Produk bawah kolom akan dipanaskan kembali dengan steam pemanas di *ReBoiler 3E-1* untuk memisahkan hidrokarbon ringan yang terbawa bersama hidrokarbon berat sebagai *bottom product*. *Top product* dari kolom 3C-1 akan didinginkan hingga suhu -34°C di Kondensor 4E-14 dengan menggunakan fluida pendingin *low pressure propane*. Gas dari

Kondensator 4E-14 akan dialirkan menuju *Scrub Column Condensate Drum* (3C-2) untuk memisahkan gas dan kondensat yang terbentuk. Sebagian kondensat yang terbentuk dialirkan kembali ke *Scrub Column* sebagai refluks dan sebagian lagi didinginkan lagi hingga suhu -40°C dengan cooling water sebelum dialirkan ke *Deethanizer Column* (3C-4). Uap yang mengalir melalui bagian atas kolom *Condensate Drum* 3C-2 sebagian besar akan dialirkan ke *Main Heat Exchanger* 5E-1 (*Plant-5*) dan sebagian lainnya ke *Mixed Component Refrigerant* (MCR) system sebagai *make-up*. *Top product* dari 3C-1 memiliki komposisi sekitar 90% *methane*, tekanan $36\text{ kg/cm}^2\text{g}$, dan temperatur -34°C .

b. *Deethanizer Column* (3C-4)

Kondensat yang terdiri dari hidrokarbon C_2+ , didinginkan terlebih dahulu dalam kondensator 3E-14 dengan media pendingin air laut sebelum memasuki *Deethanizer Column* (3C-4). *Deethanizer Column* (3C-4) digunakan untuk memisahkan *ethane* dalam fasa gas dari hidrokarbon berat lainnya sebagai kondensat. *Deethanizer Column* (3C-4) dioperasikan pada tekanan kondensator (3E-5) sebesar $30\text{ kg/cm}^2\text{g}$. Gas *ethane* yang terbentuk akan didinginkan hingga -5°C sampai 5°C dalam Kondensator 3E-5 dengan *propane* sebagai media pendingin sehingga terbentuk 2 fasa *ethane*. *Ethane* cair akan dipisahkan dari gas di dalam *Deethanizer Column Condensate Drum* (3C-5) untuk kemudian dikembalikan seluruhnya ke dalam *Deethanizer Column* sebagai refluks, campuran LNG (untuk meningkatkan HHV), dan campuran MCR. Gas *ethane* yang terbentuk akan dipanaskan dalam *Heater* 3E-17 dengan media pemanas berupa *steam* sebelum akhirnya dimanfaatkan sebagai *fuel gas*.

Bottom product dari 3C-4 sebagian akan dididihkan kembali dalam *reboiler* 3E-4, sehingga uap yang terbentuk akan masuk kembali ke kolom 3C-4 sedangkan cairan yang terbentuk dari *reboiler* ini akan bergabung dengan sebagian *bottom product* 3C-4 untuk dialirkan menuju kolom *Depropanizer* (3C-6).

c. *Depropanizer Column* (3C-6)

Kolom *Depropanizer* (3C-6) berfungsi untuk memproduksi *propane* yang akan digunakan sebagai *refrigerant* maupun komponen utama LPG dengan memisahkan *propane* dari hidrokarbon yang lebih berat sebagai kondensat. Pada kolom 3C-6 ini, *propane* dan fraksi ringan lainnya akan naik ke puncak kolom sedangkan fraksi beratnya akan ke dasar kolom. *Top product* dari kolom 3C-6 akan didinginkan di Kondensor 3E-7 dengan media pendingin *cooling water* dan kemudian dialirkan ke *Depropanizer Column Condensate Drum* (3C-7). *Propane* cair yang terbentuk sebagian dialirkan sebagai refluks ke kolom *Depropanizer*, sedangkan sisanya dialirkan sebagai produk LPG *propane* ke *Plant-15*. Dengan adanya refluks ini temperatur puncak kolom dapat dijaga pada suhu sekitar 47°C. Uap yang terbentuk pada *Depropanizer Column Condensate Drum* akan digunakan sebagai *fuel gas*.

Bottom product yang terbentuk di 3C-6 sebagian akan dididihkan kembali di *ReBoiler* 3E-7 dengan pemanas *LP Steam*, dan sebagian akan langsung keluar sebagai *bottom product* menuju *Debutanizer* (3C-8). Uap yang terbentuk di 3E-7 akan dikembalikan ke 3C-6, sedangkan cairan yang terbentuk di 3E-7 akan digabungkan dengan aliran *bottom product* menuju 3C-8.

d. *Debutanizer Column* (3C-8)

Kolom *Debutanizer* berfungsi untuk memisahkan *butane* (C4) dari fraksi hidrokarbon berat lainnya sebagai kondensat. *Butane* dan fraksi ringan lainnya akan naik ke puncak kolom sedangkan fraksi yang lebih berat akan turun ke bagian bawah kolom.

Bottom product Debutanizer Column akan dipanaskan kembali menggunakan *Debutanizer Column ReBoiler* dengan media pemanas *LP steam*. Sedangkan uap dari puncak kolom *Debutanizer* akan dikondensasi di dalam *Debutanizer Column Overhead Condenser* 3E-9 dengan menggunakan air laut sebagai media pendingin. Hasil kondensasi mengalir ke *Debutanizer Overhead Condensate Drum* (3C-9).

Aliran keluaran 3C-9 di *Train ABCD* dan di *Train EFGH* akan menuju unit yang berbeda. Pada *Train ABCD* sebagian *butane* cair hasil

kondensasi akan dikembalikan ke 3C-8 sebagai refluks, sebagian akan menuju *Plant-20* untuk disimpan sebagai *make up MCR*, sebagian dapat direinjeksikan ke gas alam aliran inlet 5E-1, dan sebagian lagi akan dikirimkan ke C3/C4 *Splitter* untuk dipisahkan kembali antara *propane* dan *butane* agar memenuhi spesifikasi produk LPG. Pada *Train EFGH* sebagian C4 cair tidak dikirim ke unit *Splitter* tetapi ke *Butane Return Subcooler* (3E-13) untuk didinginkan dengan *low pressure propane* hingga mencapai suhu - 34°C. C4 dingin sebagian akan dikirim ke 3C-2 untuk menjaga ketinggian cairan di 3C-2, dan sebagian lagi akan langsung dikirim ke *Plant-17* sebagai *refrigerated LPG*. Uap C4 yang terbentuk di *Debutanizer Overhead Condensate Drum* baik pada *Train ABCD* maupun *EFGH* akan digunakan sebagai *fuel gas*.

Bottom product kolom *Debutanizer* sebagian akan dididihkan kembali di 3E-9 dengan media pemanas *LP steam*, dan sebagian akan langsung keluar sebagai *bottom product* kolom *Debutanizer*. Uap yang terbentuk di 3E-9 akan dikembalikan ke 3C-8, sedangkan cairan yang terbentuk di 3E-9 akan digabungkan dengan aliran *bottom product* 3C-8. *Bottom product* kolom *Debutanizer* sebagian dikirim ke *Stabilizer Condensate Plant-16* tanpa didinginkan, dan sebagian lagi didinginkan di *Bottom Cooler* (3E-10) untuk selanjutnya dikirim ke *Plant-20* (Penyimpanan C2, C3, dan kondensat).

e. *Splitter Unit* (3C-14)

Splitter Unit berfungsi untuk memurnikan produk *butane* sesuai dengan spesifikasi LPG yang diinginkan. Pada dasarnya *Splitter Unit* beroperasi dengan prinsip yang sama dengan unit fraksinasi lainnya, yaitu berdasarkan perbedaan kemudahan menguap. *Splitter Unit* hanya terdapat pada *Train ABCD* karena pada *Train EFGH* kemurnian *butane* pada *top product* dari kolom *Debutanizer* sudah memenuhi spesifikasi LPG (diatas 98%).

Produk dari *Debutanizer Column Condensate Drum* (3C-9) akan menjadi umpan *Splitter*. *Top product* dari kolom *Splitter* akan didinginkan oleh *Fin Fan Cooler* 3E-19 dan kemudian dialirkan ke *Refluks Drum* 3C-15

untuk dilakukan pemisahan uap-cair. Di *Reflux Drum* sebagian dari *propane* cair yang terkondensasi dikembalikan sebagai refluks ke *Splitter* dan sisanya, bersama hasil *propane* dari kolom *Depropanizer* (3C-6), akan dikirim ke *Storage, Refrigeration Unit*, dan ke *Depropanizer Column Condensate Drum* (3C-7). *Propane* akan dipisahkan dari *butane* dengan pemanasan di *ReBoiler* 3E-18. *Bottom product ReBoiler* digunakan untuk memanaskan umpan yang masuk ke bagian bawah *Splitter*. Sebagian cairan dari *ReBoiler* 3E-18 ini dikembalikan lagi ke *Splitter*, sedangkan sebagian lainnya didinginkan lagi oleh *Fin Fan Cooler* 3E-21 sampai suhu 35°C sebelum akhirnya dikirim ke *Storage, Refrigeration Unit, dan Butane Return Subcooler* (3E-13).

4.1.8.4 Plant-4: Proses Refrigrasi

Sistem pendinginan yang dilakukan Badak LNG merupakan sistem pendinginan bertingkat (*cascade*). Terdapat dua jenis refrijeran yang digunakan, yaitu propana dan MCR (*Multi Component Refrigerant*). Propana digunakan untuk mendinginkan gas umpan selama proses pemurnian dan fraksionasi, serta untuk mendinginkan MCR. Sedangkan MCR baru mulai digunakan sebagai pendingin pada proses pencairan gas alam pada *Main Heat Exchanger* 5E-1. Selain itu, terdapat pula proses pendinginan MCR yang dilakukan oleh MCR itu sendiri.

A. Sistem Refrigrasi dengan Propana

Sistem refrigrasi dengan propane digunakan untuk mendinginkan *feed* gas alam dan media pendingin MCR (*Mixed Component Refrigerant*). Sistem ini memiliki beberapa fungsi utama sebagai berikut:

- a. Mendinginkan *feed* gas alam yang telah bebas CO₂. Akibat pendinginan ini, air dan hidrokarbon berat terkondensasi dan terpisah.
- b. Mendinginkan *feed* gas alam yang telah bebas CO₂ dan kering pada evaporator. Karena pendinginan ini, fraksi etana, propana, butana, dan hidrokarbon berat yang terdapat dalam *feed* gas alam akan terkondensasi.
- c. Mendinginkan dan mengkondensasikan sebagian dari MCR.

- d. Mendinginkan produksi LPG Propana dan LPG Butana dan mengkondensasi etana.

Sistem refrigerasi propana seperti umumnya sistem refrigerasi dengan siklus tertutup, proses pencairan dan pendinginan aliran proses seperti *feed* gas alam dan refrigeran MCR dilakukan di evaporator. Cairan propana sebagai media pendingin mengalami proses evaporasi atau berubah menjadi fasa uap dengan mengambil panas dari aliran proses dan selanjutnya uap tersebut mengalir dan dikompresi dengan kompresor propana kemudian didinginkan dan dikondensasikan menggunakan pendingin air laut.

Cairan propana hasil kondensasi kemudian didistribusikan ke evaporator-evaporator dan selanjutnya proses-proses penguapan propana, kompresi, pendinginan serta pengkondensasi propana berlangsung terus-menerus di dalam sistem aliran tertutup. Pada sistem pendingin propane terdapat tiga tingkat pendinginan, yaitu:

a. *High Pressure Propane (HP Propane)*

Pendingin ini adalah propana cair jenuh bertekanan $7 \text{ kg/cm}^2\text{a}$ yang dapat mendinginkan hingga suhu 18°C .

b. *Medium Pressure Propane (MP Propane)*

Pendingin ini adalah propana cair jenuh bertekanan $3,1 \text{ kg/cm}^2\text{a}$ yang dapat mendinginkan hingga suhu -5°C .

c. *Low Pressure Propane (LP Propane)*

Pendingin ini adalah propana cair jenuh bertekanan $1,1 \text{ kg/cm}^2\text{a}$ yang dapat mendinginkan sampai suhu -34°C .

B. Sistem Refrigerasi dengan *Multi Component Refrigerant (MCR)*

Dalam proses ini, MCR yang telah didinginkan oleh propana selanjutnya digunakan untuk mendinginkan lebih lanjut *feed* gas alam yang telah didinginkan terlebih dahulu dengan propana. Pada unit *Main Heat Exchanger 5E-1*, MCR mendinginkan dirinya sendiri. Nitrogen digunakan sebagai salah satu komponen pendingin karena memiliki titik didih yang paling

rendah dibandingkan dengan komponen hidrokarbon. Namun, nitrogen saja tidak cukup digunakan sebagai pendingin karena nitrogen memiliki kapasitas panas yang rendah, sedangkan proses pendinginan ini membutuhkan kapasitas yang besar agar terjadi perpindahan panas yang cukup untuk mencairkan gas alam sehingga ditambahkan pula hidrokarbon.

Uap MCR yang masuk di 4C-7 merupakan uap hasil pendinginan gas alam di 5E-1. Uap MCR kemudian dikompresi di Kompresor MCR 4K-2 untuk menaikkan suhu dan tekanan. Aliran MCR ini kemudian didinginkan dengan air laut dalam MCR *Compressor Intercooler* 4E-5 dan kemudian akan masuk ke kompresor tahap kedua 4K-3. MCR keluar dari kompresor tahap kedua kemudian akan didinginkan oleh MCR *Compressor Aftercooler* dengan menggunakan pendingin air laut. MCR kemudian mengalir ke *High Level Propane Evaporator* 4E-7, dilanjutkan ke *Medium Level Propane Evaporator* 4E-8. MCR akan masuk ke *High Level Propane Evaporator* 4E-9. MCR ini kemudian dialirkan ke separator 5C-1 untuk memisahkan uap dengan cairan yang terkondensasi. Fase cair lebih banyak mengandung etana dan propana, sedangkan pada fase gas banyak mengandung nitrogen dan metana.

Saat MCR memasuki Kolom 5E-1, MCR akan didinginkan oleh MCR yang sudah terlebih dahulu melalui proses ekspansi pada *JT valve*. Uap MCR hasil pendinginan gas alam dialirkan kembali ke 4C-7 dan proses berikutnya terjadi secara siklik.

4.1.8.5 Plant-5: Proses Pencairan Gas Alam

Proses final dari keseluruhan tahapan proses adalah pencairan gas alam yang terjadi di dalam *Main Heat Exchanger* (5E-1). Gas alam yang telah didinginkan dengan refrijeran propana dan mencapai temperatur-34°C. Umpan 5E-1 adalah produk atas *Scrub Column* 3C-1 pada tekana 36 kg/cm²g dan masuk melalui bagian bawah kolom. Sebagai refrijeran, MCR akan masuk dalam dua fasa. Fase cair lebih banyak mengandung etana dan propana, sedangkan pada fase gas banyak mengandung nitrogen dan metana. Perbandingan jumlah MCR dengan gas alam yang akan dicairkan adalah 3:2.

MCR dialirkan dari Evaporator 4E-9 menuju Kolom 5C-1 (*MCR High Pressure Separator*). Kolom ini bertekanan $46 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ berfungsi untuk memisahkan MCR menjadi dua fasa, yaitu fasa gas dan fasa cair. Fasa gas sebagian besar terdiri dari N_2 dan C_1 sementara fasa cair sebagian besar terdiri dari C_2 dan C_3 . Fasa gas dan fasa cair MCR masuk pada bagian bawah 5E-1 dalam *tube* yang berbeda sebagai medium pendingin *feed* gas alam. *Feed* gas alam dari 3C-2 masuk ke 5E-1 (*Main Heat Exchanger*) pada bagian bawah pada sisi *tube* pada temperatur sekitar $-36,5 \text{ }^\circ\text{C}$ dengan tekanan $38 \text{ kg/cm}^2\text{g}$.

Kolom pendingin 5E-1 merupakan suatu *Spiral Wound Heat Exchanger* yang terdiri dari dua bagian, yaitu *warm bundle* pada bagian bawah dan *cold bundle* pada bagian atas. Pada *warm bundle*, ketiga aliran masuk (MCR uap, MCR cair, dan *feed* gas alam) dialirkan ke atas. Pada akhir *warm bundle*, MCR cair dialirkan melalui *Joule-Thomson Valve* 5FV-2 sehingga tekanannya turun menjadi $2,5 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ dengan suhu $-129 \text{ }^\circ\text{C}$. Kemudian MCR cair ini ditampung pada *warm end pressure phase separator* yang diletakkan di antara *warm bundle* MCR bertekanan rendah ini dan didistribusikan pada bagian atas *warm bundle* berupa *spray* yang bergerak turun ke dasar kolom melalui *shell warm bundle* dan bergabung dengan MCR uap yang datang dari *shell cold bundle*. MCR cair dalam *shell warm bundle* ini berkontak dengan tiga aliran yang masuk sehingga temperatur MCR uap, MCR air, dan *feed* gas alam dapat diturunkan sampai mendekati titik embunnya.

Pada bagian *cold bundle*, MCR uap dan *feed* gas alam dari *warm bundle* yang mulai terkondensasi didinginkan lebih lanjut. Di puncak *cold bundle*, MCR yang telah cair kembali diekspansi melalui *valve* Joule-Thompson 5FV-2. MCR cair ini akan dilewatkan pada suhu $-151 \text{ }^\circ\text{C}$. MCR ditampung pada *Low Pressure Separator* dan didistribusikan di bagian *shell cold bundle* untuk mendinginkan MCR uap dan *feed* gas alam dalam *tube*. *Feed* gas alam yang meninggalkan puncak *Main Heat Exchanger* berada dalam keadaan cair pada suhu sekitar $-149 \text{ }^\circ\text{C}$ dengan tekanan $24 \text{ kg/cm}^2\text{g}$. LNG kemudian dimasukkan ke dalam kolom 5C-2 (*LNG Flash Drum*), diturunkan tekanannya menjadi $0,25 \text{ kg/cm}^2(\text{abs})$ dengan temperatur $-160 \text{ }^\circ\text{C}$. LNG kemudian dipompa ke *LNG Storage*.

Pada 5C-2, terdapat sedikit LNG yang menguap akibat penurunan tekanan, uap yang terbentuk kemudian dilewatkan ke *LNG Flash Exchanger* (5E-2) untuk mencairkan sedikit *feed* gas alam. Pada *Train Process E* sampai dengan proses *Train H*, uap 5C-2 juga digunakan untuk mendinginkan LPG propana di 5E-2 hingga temperature -45°C untuk langsung dikirim ke *Plant-17* sebagai *refrigerated* LPG. Uap LNG yang menjadi panas masuk ke *Fuel Gas Compressor Suction* (2K-1) untuk dipanaskan kembali di 2E-2 dan dimanfaatkan sebagai bahan bakar *Boiler*.

Uap MCR yang ada dalam *shell Main Heat Exchanger* keluar pada bagian bawah dan masuk ke kolom 4C-7 (*MCR First Stage Suction Drum*), lalu uapnya masuk ke kompresor 4K-2 (*MCR First Stage Compressor*) dengan tekanan *suction* $2,1 \text{ kg/cm}^2(\text{gauge})$ dan keluar dengan tekanan 14 kg/cm^2 . Keluaran MCR di dinginkan pada pendingin 4E-5A/B (*Compressor Intercooler*) dengan pendingin air laut selanjutnya masuk ke kolom 4C-8 (*MCR Second Stage Suction Drum*). Uap MCR dihisap oleh kompresor 4K-3 (*MCR Second Stage Compressor*) dan keluar dengan tekanan 50 kg/cm^2 . Keluaran ini didinginkan lagi pada 4E-6 (*MCR Compressor Aftercooler*) dan didinginkan lebih lanjut dalam evaporator propane secara berturut-turut pada 4E-7 (*MCR High Level Propane Evaporator*), dan 4E-9 (*MCR Low Level Propane Evaporator*) kemudian masuk ke kolom 5C-1 untuk kembali mendinginkan *feed* gas alam di *Main Heat Exchanger* 5E-1.

4.1.9 Sistem Utilitas

Sistem utilitas di Badak LNG terdiri atas berbagai *Plant* yang memproduksi kebutuhan-kebutuhan penunjang dalam pemrosesan gas alam menjadi LNG. Untuk mempermudah *handling management system*, bagian utilitas dibagi menjadi dua modul, yaitu Modul I (untuk *Train ABCD*) dan Modul II (Untuk *Train EFGH*). Cakupan wilayah untuk Modul I lebih luas dibandingkan Modul II, di mana wilayah Modul I mencakup area sumur bor, area *cooling water*, dan sarana pengolahan limbah komunitas dan rumah sakit. Untuk menjamin keberlangsungan proses, terdapat jaringan interkoneksi antara modul utilitas I dan II. Sistem utilitas dari Badak LNG ini dapat dibagi menjadi

dua bagian, yaitu:

A. *On Plot Utilities*, yang terdiri dari:

- a. *Plant-29*: Penyedia gas nitrogen
- b. *Plant-30*: Sistem distribusi listrik
- c. *Plant-31*: Penyedia *steam* dan tenaga listrik
- d. *Plant-35*: Penyedia udara bertekanan

B. *Off Plot Utilities*, yang terdiri dari:

- a. *Plant-32*: Penyedia air pendingin
- b. *Plant-33*: Penyedia air pemadam kebakaran
- c. *Plant-36*: Penyedia air umpan *boiler*
- d. *Plant-48 dan-49*: *Community water treatment system and sewage*

4.1.9.1 Plant-29: Nitrogen Supply

Nitrogen di Badak LNG diproduksi di bagian utilitas (*Plant-29*) maupun *storage* dan *loading* (*Plant-39*). Nitrogen yang dihasilkan oleh *Plant-29* dimanfaatkan sebagai:

- a. *Purging*/pembilas kolom-kolom, peralatan, dan pengapalan.
- b. Salah satu komponen dalam *Multi Component Refrigerant* (MCR) .
- c. *Blanketing* bahan-bahan kimia.
- d. Kebutuhan operasional kapal tanker LNG.
- e. Sebagai bahan cadangan pengganti udara instrumen.

Nitrogen diperoleh melalui proses distilasi kriogenik udara atmosferik yang disuplai dari *Plant-35*. Udara ini memiliki tekanan sekitar 9 kg/cm²(a), temperatur sekitar 30°C, dan bebas dari H₂O dan CO₂ yang dapat menghambat aliran fluida dalam pipa apabila mengalami pembekuan. Untuk meningkatkan efektivitas proses dehidrasi udara dan pengondensasian uap air, udara didinginkan terlebih dahulu dengan freon hingga suhunya menjadi 5-10°C. Uap air yang terkondensasi akan melalui proses pemisahan di separator. Udara ini kemudian akan masuk ke Unit Dehidrasi (*Absorber*) yang berisi *molecular sieve* untuk memisahkan uap air yang terbawa aliran udara. Jumlah kolom yang

digunakan ada dua buah. Regenerasi kolom dilakukan dengan mengalirkan oksigen panas yang merupakan *waste gas* dari pemisahan nitrogen.

Pada *Plant* ini, terdapat dua buah *Adsorber* yang bekerja secara bergantian. Saat salah satu *Adsorber* bekerja, *Adsorber* lain berada pada kondisi regenerasi. Perpindahan kondisi *Adsorber* dari regenerasi menjadi *inservice* melalui tiga tahap:

1. Tahap *Equalizing*

Tahap ini berlangsung selama 13 menit untuk menyamakan tekanan *Adsorber* yang diregenerasi dengan *Adsorber* yang *inservice*.

2. Tahap *Change-Over*

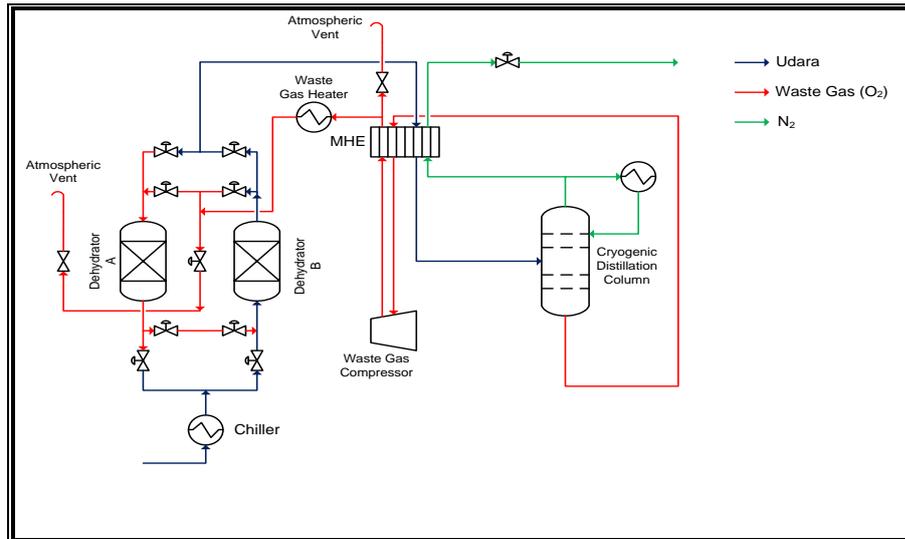
Tahap ini merupakan tahap pergantian kerja *Adsorber*. Sebelum diregenerasi akan dilakukan pengurangan tekanan pada *Adsorber*. Kemudian, regenerasi dilakukan dengan pemanasan selama 450 menit pada 300°C untuk memastikan seluruh uap air telah menguap dari *molecular sieve*.

3. Tahap Pendinginan

Tahap ini berlangsung selama 240 menit untuk mengoptimalkan proses adsorpsi uap air pada *molecular sieve*.

Setelah mengalami proses dehidrasi, udara akan masuk ke *Cool Box* yang di dalamnya terdiri dari *Main Heat Exchanger*, *Waste Gas Compressor*, dan *Criogenic Distillation Column*. Udara didinginkan di *Main Heat Exchanger* dengan memanfaatkan *bottom product* Kolom Distilasi (O₂), dan *top product* Kolom Distilasi (N₂). Udara ini kemudian akan masuk ke bagian bawah Kolom Distilasi dengan tekanan 7,5 kg/cm²(a).

Pemisahan antara oksigen dan nitrogen dengan distilasi kriogenik yaitu mencapai suhu -160°C di mana produk atas yaitu nitrogen akan dialirkan ke sistem distribusi nitrogen sedangkan sebagian oksigen yang merupakan produk bawah digunakan sebagai media pendingin dan sebagian dari sisa gas oksigen digunakan untuk regenerasi absorber dan sebagian lagi dibuang ke atmosfer.



Gambar 4.13 Diagram Alir Proses Pembuatan Nitrogen (*Plant-29*)

4.1.9.2 Plant-30: Sistem Distribusi Listrik

Pembangkit listrik di kilang Badak LNG terdiri dari mayoritas *Steam Turbine Generator/STG* (PLTU) ditambah dengan dua unit *Gas Turbine Generator/GTG* (PLTG) dan satu unit *Diesel Generator* (PLTD). *Diesel Generator* hanya dipakai pada saat *start-up* sehingga kondisi *Steam Turbine Generator* dan *Gas Turbine Generator* dapat beroperasi secara normal. Kapasitas total maksimum adalah 150 MW (aktual sekitar 97 MW). Jumlah generator yang ada sebanyak 15 (lim belas) buah yang terdiri dari:

- Tujuh *Back-Pressure* STG, masing-masing berkapasitas 12.5 MW
- Lima *Condensing* STG, masing-masing berkapasitas 12.5 MW
- Dua GTGs, masing-masing berkapasitas 12.5 MW (*out of service*)
- Satu *Diesel Generator*, masing-masing berkapasitas 5 MW

Selain itu, terdapat dua jenis turbin uap penggerak generator, yakni:

- Back Pressure Turbine*

Back Pressure Turbine terdiri atas 9 *stage* yang digerakkan oleh *steam* bertekanan tinggi sekitar 850 psig. Energi dari *steam* ini berupa energi panas dan tekanan yang diubah menjadi energi gerak melalui beberapa proses. Mula-mula *steam* masuk melewati TTV, kemudian masuk ke *nozzle* tingkat

pertama yang jumlahnya diatur oleh kerangka uap masuk yang dikendalikan *Governor*. Karena laju uap yang digunakan relatif tinggi, satu *Governor Valve* saja tidak cukup. Untuk itu, digunakanlah *multi governor valve* yang disebut *Rack Valve* (Kerangka Bersusun). Bukaannya dan tutupannya dari *Governor Valve* dilakukan dengan sistem hidraulik (*Governor Control Oil System*).

Energi panas dan tekanan dari *steam* diubah menjadi energi kecepatan oleh *nozzle* yang juga berfungsi mengarahkan aliran uap pada sudu tetap turbin. Dengan adanya gaya dorong dari *steam* bertekanan tinggi ini maka sudu-sudu gerak pada turbin akan berputar pada porosnya sehingga terjadi energi gerak pada rotor turbin. Rotor generator juga ikut berputar karena porosnya dihubungkan langsung dengan *shaft rotor* turbin uap.

Dengan berputarnya *shaft* turbin, maka rotor pada generator pun akan berputar dan terjadilah perpotongan gaya antara medan magnet pada rotor dengan kumparan (kawat konduktor) *dictator*. Medan magnet pada rotor dibangkitkan oleh arus DC dari *exciter* yang turut berputar saat poros utama generator berputar. Perpotongan gaya antara medan magnet di rotor dengan kumparan menyebabkan arus listrik mengalir. Kutub-kutub utara dan selatan magnet secara bergantian melewati kawat penghantar pada stator, sehingga arah tegangan dan arus yang dibangkitkan akan keluar dan terjadilah arus bolak-balik.

Generator yang ada di kilang dirancang dan dipilih suatu kecepatan tertentu untuk mendapatkan 50 siklus per detik (50 Hz) dengan besar tegangan 13,8 kV. *Steam* yang keluar dari *Back Pressure Turbine* kemudian masih mempunyai tekanan sekitar 250 psig dapat digunakan untuk berbagai keperluan utilitas maupun di *process train*.

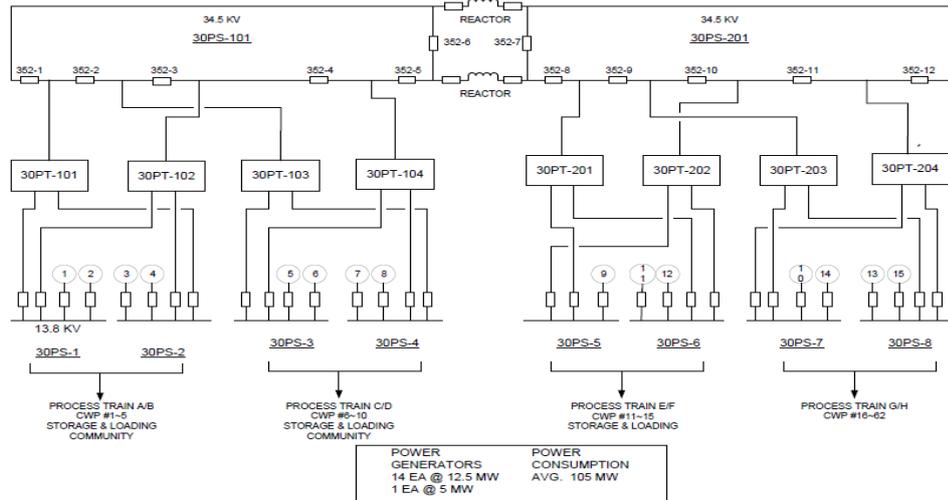
b. *Condensing Turbine*

Condensing Turbine terdiri atas 17 *stage* yang digerakkan oleh *steam* bertekanan tinggi. Proses terjadinya listrik sama dengan proses yang terjadi pada *Back Pressure Turbine*, hanya saja turbin jenis ini dapat beroperasi secara kondensasi total, secara ekstraksi dan secara induksi.

- a. Operasi secara kondensasi total artinya semua *steam* yang masuk ke Turbin dikondensasikan di dalam *Surface Condenser*.
- b. Operasi secara ekstraksi artinya tidak semua *steam* yang masuk ke Turbin dikondensasikan tetapi sebagian dari sistem yang masuk dikeluarkan dan masuk ke LP *steam* header untuk menambah tekanan di LP *steam*. Hal ini terjadi bila tekanan di LP *steam* header turun sampai pada *set point* 3,5 kg/cm²(a).
- c. Operasi secara induksi artinya di samping HP *steam* yang masuk ke dalam Turbin, LP *steam* juga ikut masuk dan semuanya dikondensasikan di dalam *Surface Condenser*. Hal ini terjadi bila tekanan LP *steam* header naik.

Proses ekstraksi dan induksi ini terjadi di antara *stage* ke-10 atau ke-11 pada Turbin di mana *steam* yang berada di *stage* itu masih berupa *steam* tekanan rendah. *Steam* yang keluar dari *stage* terakhir pada *Condensing Turbine* dikondensasikan di dalam *Surface Condenser*. Tekanan di dalam *Surface Condenser* dibuat vakum oleh vakum Ejektor sehingga mempermudah pengondensasian. Media pengondensasi yang digunakan adalah air laut. Hasil kondensasi dipompakan menuju *Condensate Return System* untuk diteruskan ke *Polisher Unit* di *Plant-36*.

Sebelum dialirkan ke *Condensate Return System*, kondensat dilewatkan terlebih dahulu ke *Conductivity Analyzer*. Apabila konduktivitasnya mencapai 7,5 Mhos/cm maka alarm akan aktif. Apabila konduktivitas mencapai 10 Mhos/cm maka *Valve* akan membuka untuk membuang kondensat ke *Sewer*.



Gambar 4.14 Diagram Alir Distribusi Listrik (*Plant-30*)

Daya yang dibutuhkan untuk produksi LNG per kg untuk *train*, sebagai berikut:

Tabel 4.6 Kebutuhan Daya per kg LNG Masing-Masing *Train*

Train	Kebutuhan Daya per kg LNG (HP/kg LNG)
F	24072,38
G	23891,27
H	25677,16

Kebutuhan *fuel gas* yang digunakan untuk *utilitas* yaitu 0,043 kg gas/kg LNG. Nilai ini didapatkan dari besarnya konsumsi *fuel gas* per jumlah produksi LNG. Besarnya konsumsi *fuel gas* yang digunakan yaitu 36.483.844 kg. Produksi LNG yang dihasilkan yaitu 843.372.512 kg.

Kebutuhan panas yang dibutuhkan untuk pembakaran gas per kg LNG yang diproduksi yaitu 2084 BTU/kg LNG. Nilai ini didapatkan dari besarnya konsumsi *fuel gas* dikalikan dengan HHV (*High Heating Value*).

4.1.9.3 Plant-31: Penyediaan Steam dan Tenaga Listrik

Plant-31 memiliki tugas sebagai penyedia tenaga uap (*steam*) oleh Unit Ketel Uap (*Boiler*) dan tenaga listrik yang dibutuhkan *process trains*. Dalam hal ini pembagian sistem penyaluran tenaga uap dan listrik dibagi berdasarkan

Seksi *Utilities* I dan II. Untuk menyediakan *steam* yang dibutuhkan oleh proses serta untuk menggerakkan turbin, air akan diumpankan ke dalam *Boiler* yang berbahan bakar *fuel gas*. Air yang digunakan sebagai umpan merupakan *Boiler Feed Water* (BFW) yang dihasilkan dari *Plant-36*. Ada 21 *Boiler* yang dapat digunakan untuk membangkitkan *steam* dengan 11 *Boiler* dikontrol oleh *Main Control Room Module 1* dan sisanya dikontrol oleh *Main Control Room Module 2*.

4.1.9.4 Plant-33: Fire Water Supply

Unit penyediaan air pemadam kebakaran di kilang LNG Badak diproses pada beberapa tempat yaitu *Plant-32*, *Plant-36*, *Plant-48*, *Plant-49* tetapi sarana dan prasarana yang berhubungan dengan pemadam kebakaran dikelompokkan dalam *Plant-33*. Unit ini harus ada karena dalam proses pengolahan gas hidrokarbon memiliki tingkat resiko terjadinya kebakaran yang tinggi. Sistem peralatan penanggulangan kebakaran di kilang LNG Badak meliputi:

- a. *Dry Chemical System*
- b. *High Expansion Foam System*
- c. *Halon 1301, FM-200 System*
- d. *Closed Circuit Television System*
- e. *Computer Hazard Monitoring System*
- f. *Fire Alarm System*

Akan tetapi, pihak utilitas bertanggung jawab mengelola sistem air pemadam kebakaran yang meliputi pengolahan air, tangki penampung, pompa dan distribusinya saja. Sistem pengolahan air pemadam kebakaran terdiri dari:

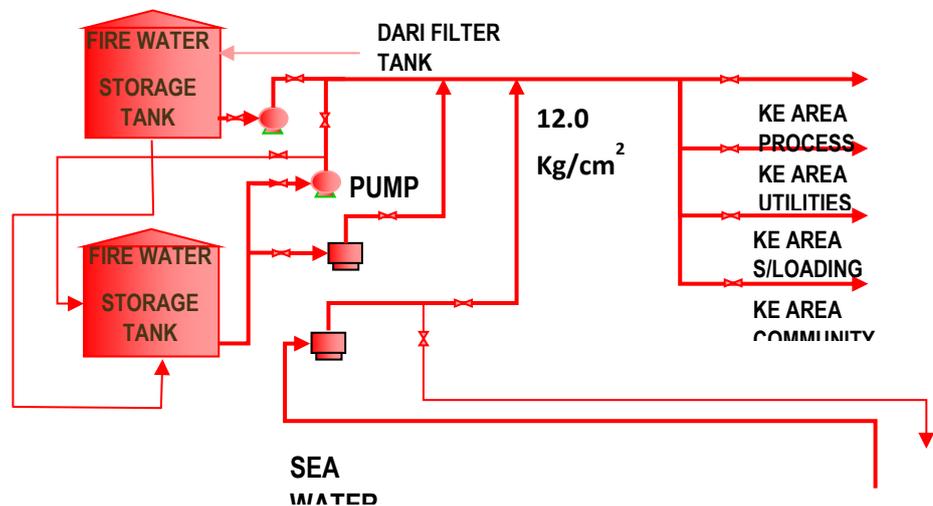
1. Sistem Pemadam Air Tawar (*Fresh Fire Water System*)

Untuk memudahkan pengolahan air pemadam kebakaran dengan air tawar ini, maka peralatan *Plant-33* lokasinya disatukan dengan *Plant-36* dan *Plant-48*. Air pemadam kebakaran ini berasal dari sumur-sumur setelah mengalami proses aerasi dan filtrasi di masing-masing *Plant* untuk kemudian disimpan di *Storage Tank*.

2. Sistem Pemadam Air Laut (*Sea Fire Water System*)

Sistem Pemadam Kebakaran dengan menggunakan air laut ini bergabung di *Plant-32 (Cooling Water System)*. Sistem ini diadakan karena terbatasnya daya tampung tangki penampungan dan kecepatan produksinya sehingga tidak bisa bergantung sepenuhnya pada air tawar. Di saat cadangan air tawar sudah tidak memungkinkan, maka akan digunakan pemadam dari air laut. Jalur pendistribusiannya tetap menggunakan alur distribusi *Fresh Fire Water*, dimana hubungan antara Pompa *Salt Fire Water* ini dengan perpipaan *Fresh Fire Water* dipisahkan oleh dua buah kerangan.

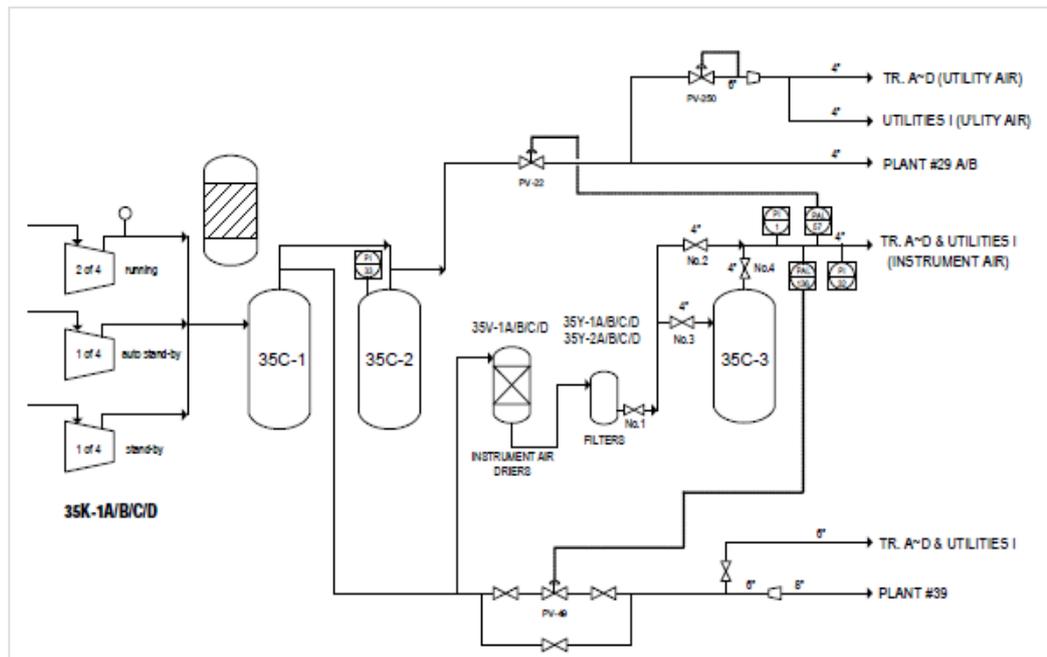
Apabila sampai ada penggunaan air laut sebagai air pemadam maka setelah keadaan normal, alur distribusi perpipaan harus dibilas terlebih dahulu dengan air tawar sampai benar-benar bersih. Hal ini dimaksudkan agar memperlambat terjadinya korosi pada alat pemadam kebakaran. Untuk pendistribusiannya sendiri, ada sistem distribusi dengan sarana permanen berupa pipa jaringan air pemadam yang dipasang di seluruh areal kilang, perkantoran, perumahan atau sistem distribusi dengan sarana bergerak (mobil).



Gambar 4.15 Diagram Alir *Plant-33* (Penyedia Pemadam Kebakaran)

4.1.9.5 Plant-35: Pressurized Air Supply

Udara bertekanan di kilang LNG diproses di *Plant-35* dengan menggunakan kompresor tipe sentrifugal yang terdiri atas tiga tingkat pada setiap unitnya. Kompresor ini digerakkan oleh sebuah penggerak berupa motor listrik AC 4,16 kV. Kompresor itu akan menghasilkan udara bertekanan yang kemudian dibagi dalam dua sistem yaitu udara utilitas dan udara instrumen. Cara kerja Kompresor secara garis besar adalah sebagai berikut:



Gambar 4.16 Diagram Alir *Plant-35* (Proses Penyediaan Udara Bertekanan)

Kompresor menghisap udara atmosfer melalui *Air Intake Filter Silencer* yang menyaring udara dari kotoran-kotoran yang ikut terhisap. Kemudian, udara ditekan pada Kompresor Tingkat Pertama hingga tekanannya menjadi sekitar $2 \text{ kg/cm}^2(\text{a})$. Sebelum masuk ke tingkat kedua, udara yang keluar dari tingkat pertama ini didinginkan terlebih dahulu di *First Stage Intercooler* dari suhu sekitar 170°C menjadi sekitar 40°C dengan media pendingin air laut.

Setelah itu, udara dikompresi lagi pada tingkat kedua sampai tekanan 5 kg/cm^2 dengan suhu sekitar 145°C . Udara bertekanan ini didinginkan lagi di *Second Stage Intercooler* sampai sekitar 35°C dan ditekan lagi pada tingkat ketiga hingga tekanan sekitar $9,6 \text{ kg/cm}^2(\text{a})$ dengan temperatur sekitar 125°C . Akhirnya, gas didinginkan pada *After Cooler* sampai sekitar 38°C . *Moisture*

yang terkandung di dalam udara dan terkondensasi di *First and Second Stage Intercooler* dibuang melalui *Drain Valve Moisture Separator* yang terdapat pada masing-masing *Cooler*. Udara bertekanan yang dihasilkan oleh kompresor udara kemudian ditampung di *Utility Air Receiver* untuk didistribusikan.

4.1.9.6 Plant-36: Penyedia Air Umpan Boiler

Plant-36 berfungsi untuk menyediakan air umpan *Boiler*, air minum komunitas, dan air pemadam kebakaran. Air Umpan *Boiler* memiliki spesifikasi yang ketat, sehingga air yang berasal dari sumber air perlu mendapatkan perlakuan awal agar memenuhi spesifikasi air umpan *Boiler*. Air umpan *Boiler* yang tidak memenuhi spesifikasi dapat menyebabkan efisiensi termal *Boiler* terganggu dan peralatan lebih cepat rusak. Air yang diumpankan pada *Boiler* adalah kondensat sisa pemakaian *steam* dan air *make-up*. Air *make-up* umpan *Boiler* Badak LNG bersumber dari 6 buah sumur air tanah yang memiliki kandungan Fe yang tinggi (8 ppm), padatan tersuspensi banyak, dan pH rendah (4-5). Kondensat sisa pemakaian *steam* mengandung ion logam yang mengalami pemekatan akibat sirkulasi.

Unit pengolahan air bertujuan untuk menyediakan keperluan air, terutama untuk air umpan *Boiler* dan untuk komunitas serta untuk pemadam kebakaran. Air umpan *Boiler* harus memenuhi persyaratan tertentu agar tidak menimbulkan masalah pembentukan kerak pada *Boiler* maupun masalah korosi pada *Boiler*. Berikut ini merupakan tahapan pengolahan air umpan *Boiler*.

1. Aerasi

Aerasi merupakan proses mekanik pengontakkan air dengan udara yang bertujuan untuk menghilangkan gas-gas dan mengoksidasi besi yang terlarut dalam air dari ferro menjadi ferri di dalam aerator. Air akan masuk dari bagian atas Aerator kemudian dikontakkan dengan udara yang dihembuskan dari bawah Aerator dengan menggunakan *Blower*. Kemudian ditambahkan *caustic* cair (Ca(OH)_2) yang ditambahkan ke Tangki *Surge Aerator*, hal ini dilakukan untuk menaikkan pH air menjadi sekitar 6,8-7,2. Air produk Aerator dilewatkan ke dalam Unit Penyaring untuk menyaring

senyawa besi yang ada. Unit Penyaring yang digunakan dilengkapi dengan sarana *bypass* dan *backwash*.

2. Iron Removal Filter

Iron Removal Filter merupakan suatu unit penyaringan bertekanan yang mengandung mangan dioksida untuk menyaring endapan besi yang terbentuk sebagai hasil proses aerasi. Air yang keluar dari Unit Penyaring ini selanjutnya akan di demineralisasi agar dapat digunakan air umpan *Boiler*.

Untuk konsumsi air minum, air yang berasal dari *Iron Removal Filter* ini dialirkan masuk ke Tangki Air *Potable*. Pada tangki ini, air diinjeksikan dengan CaOCl_2 dengan kadar maksimum 1,2 ppm untuk membunuh mikroorganisme yang terdapat di dalam air. Air minum yang diproduksi harus memenuhi batasan-batasan, yaitu kandungan Fe maksimum 0,2 ppm dan tidak mengandung gas berbau dan beracun serta tidak berwarna.

3. Demineralisasi

Demineralisasi merupakan unit penukar ion yang berfungsi untuk menghilangkan mineral yang terlarut dalam air. Resin penukar ion yang digunakan pada unit *Demineralizer* yaitu berupa resin penukar kation asam kuat dan resin penukar anion basa kuat. Operasi sistem pertukaran ion dilaksanakan dalam dua tahap yaitu tahap layanan (*inservice*) dan tahap regenerasi. Pada saat berada dalam tahap regenerasi, unit demineralizer diregenerasi dengan menggunakan larutan *caustic soda* dan asam sulfat.

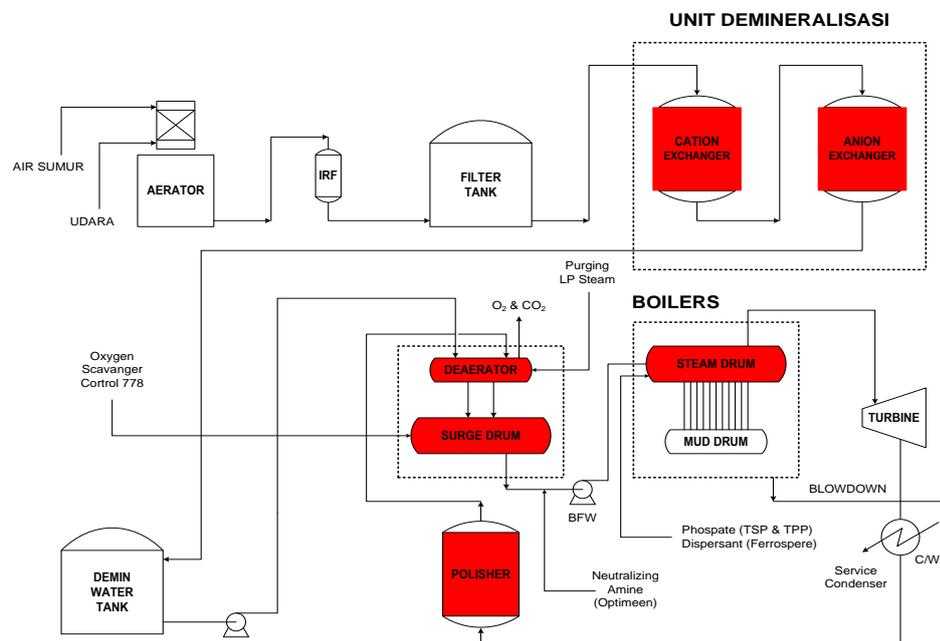
Untuk menghilangkan partikel-partikel halus dalam resin serta untuk mencegah penggumpalan resin, unit demineralizer perlu di *backwash*. Setelah *backwash*, selanjutnya resin penukar kation diregenerasi menggunakan larutan asam sulfat. Adapun resin penukar anion diregenerasi dengan larutan *caustic soda*. Buangan hasil regenerasi unit *Demineralizer* dialirkan ke *Neutralizing Pit*, kemudian baru dibuang ke *Out-Fall Canal*.

4. Penghilangan Kesadahan

Air kondensat dari *Process Train* maupun dari *Utilities* sebelum masuk ke dalam *Deaerator* sebagai air umpan Ketel/*Boiler*, terlebih dahulu dialirkan melalui unit *Polisher* untuk menghilangkan “hardness” serta kotoran-kotoran lainnya. Setelah jenuh, unit *Polisher* ini akan diregenerasi menggunakan *reagen amine*.

5. Deaerasi

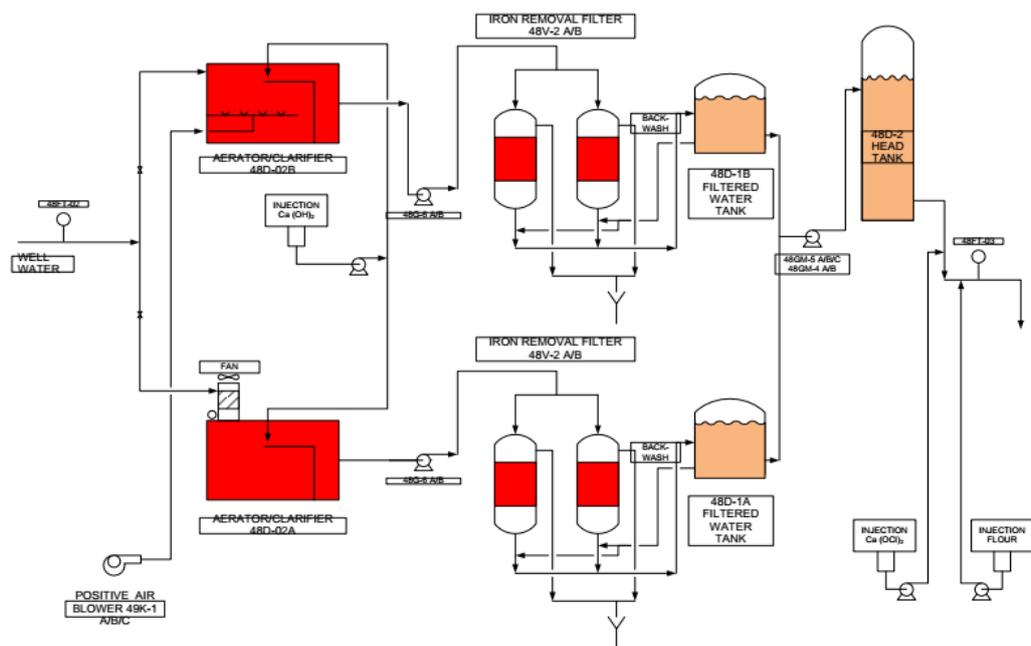
Deaerasi merupakan proses penghilangan gas-gas terlarut dengan cara pemanasan menggunakan *steam*. Gas-gas terlarut yang akan dihilangkan terutama adalah O_2 dan CO_2 . Setelah melalui unit *Polisher*, *Make-Up Water* dan kondensat diolah lebih lanjut di *Deaerator*. Di *Deaerator* ini, gas yang terlarut di *Make-Up Water* dan di kondensat, O_2 dan CO_2 , dibuang ke udara bebas. Setelah itu, air *make-up* dan kondensat diinjeksikan dengan *oxygen scavanging* yang berfungsi untuk mengikat gas oksigen yang masih terbawa. Selain itu, air juga diinjeksikan larutan *Morpolin* (C_4H_9NO) yang berfungsi untuk mencegah terjadinya korosi pada pipa-pipa yang dilalui *steam*.



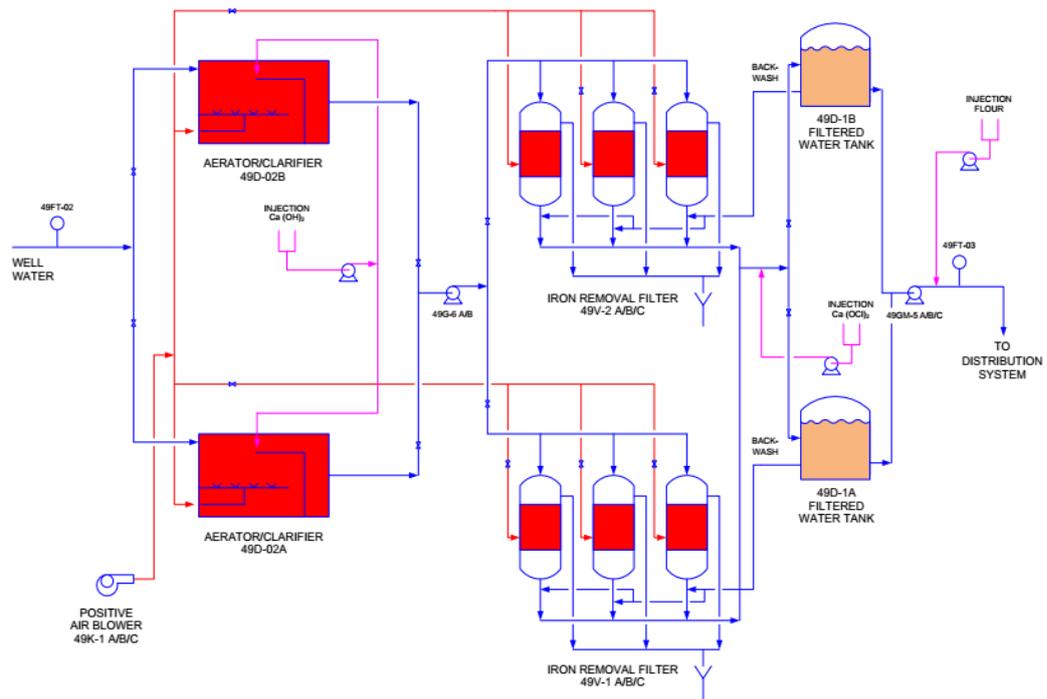
Gambar 4.17 Sistem Penyediaan Air Umpan Boiler

4.1.9.7 Plant-48 dan Plant-49: Community Water Treatment System and Sewage

Plant-48 merupakan *plant* yang mengolah air tanah menjadi air yang siap digunakan untuk *community* dan perumahan. Air tanah tersebut diambil dari sumur yang merupakan sumber air bersih bagi Badak LNG untuk memenuhi *supply* air bersih permukiman, kantor, maupun pabrik. Prinsip pengolahan air tanah pada *plant-48* dan *plant-49* tersebut dengan menjernihkan air menggunakan kapur ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) yang dicampur ke dalam air tanah dan melalui proses serta filtrasi untuk menghilangkan unsur-unsur kimia yang tidak diinginkan seperti H_2S , CO_2 , dan NH_3 . Berikut sistem pengolahan air tanah pada *plant-48* dan *plant-49*.



Gambar 4.18 Sistem Pengolahan Air Komunal di *Plant-48*

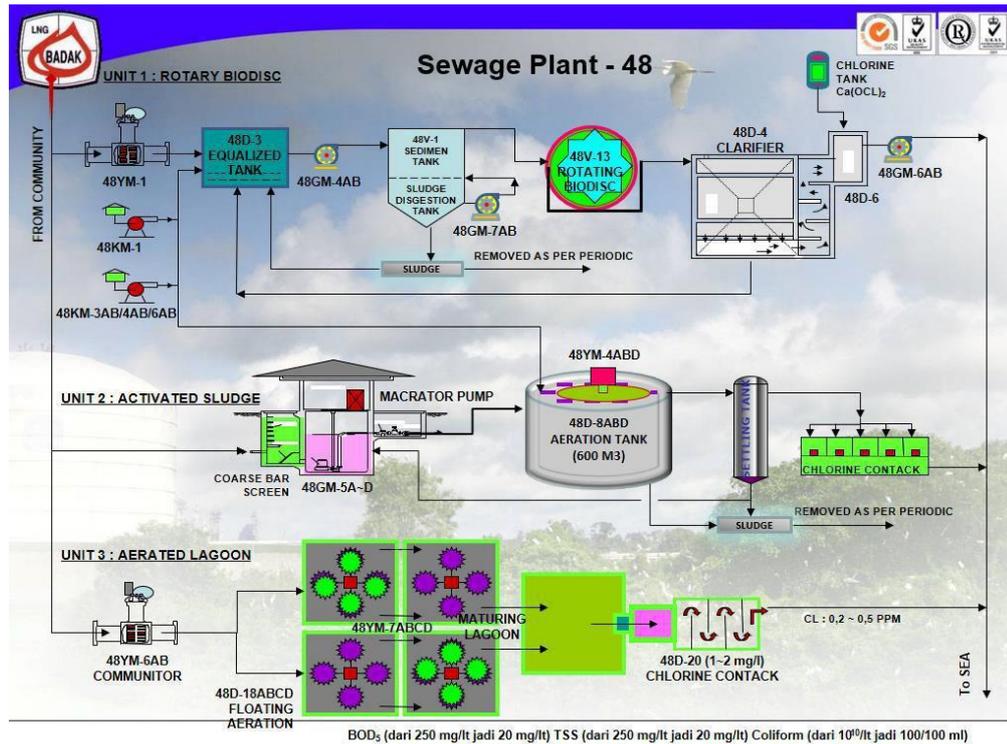


Gambar 4.19 Sistem Pengolahan Air Komunal di *Plant-49*

4.1.9.8 Plant-48: Waste Water Treatment

Air limbah di lingkungan area Badak LNG yang berasal dari pemukiman, fasilitas umum, perumahan, dan sanitasi rumah sakit, sebelum dibuang ke lingkungan terlebih dahulu, diolah di *Waste Water Treatment Plant-48 (Sewage)* pada unit *Sewage I, II, III* agar kualitas air yang akan dibuang aman terhadap lingkungan hidup.

Air limbah dari perumahan diolah di tiga unit pengolahan air limbah dengan kapasitas total 4400 m³/jam. Pengolahan ini dimaksudkan untuk memisahkan kotoran-kotoran yang padat dan merubah zat-zat organik yang larut menjadi tidak larut. Zat-zat organik yang larut mengandung banyak bakteri, kemudian dilakukan proses oksidasi dan injeksi *Chlorine*. Apabila kadar BOD (*Biochemical Oxygen Demand*) sudah sampai maksimum 80 mg/l dan *suspended solid* 200 mg/l, air tersebut dapat dibuang ke laut.



Gambar 4.20 Sistem Pengolahan Pada Waste Water Treatment Plant-48 (Sewage)

4.1.10 Sistem Storage and Loading Badak LNG

Salah satu sistem penunjang dalam proses produksi LNG di Badak LNG adalah sistem *storage loading*. Sistem ini dikelola oleh seksi *storage loading* yang berada di bawah departemen operasi Badak LNG. Tugas utama yang dimiliki oleh seksi *storage loading* Badak LNG adalah:

- Menampung dan menyimpan hasil produksi LNG dan LPG hingga pengapalan.
- Menanggulangi sistem *blowdown*, *flare*, dan *burn pit*.
- Memproduksi nitrogen dan gas cair untuk keperluan tanker LNG.

Berikut adalah *plant* yang menjadi tanggung jawab penanganan oleh seksi *storage loading* Badak LNG, yaitu:

- Plant-15* (Pendingin LPG Propane dan Butane)

Plant ini berguna untuk mendinginkan gas LPG dari KOD yang merupakan fraksi yang lebih berat *feed gas*. Hasil pendinginan propane (-40°C) dan butana (-4°C) akan disimpan di tangki penyimpanan dengan tekanan sedikit di atas tekanan atmosfer.

b. *Plant-16 (Condensate Stabilizer)*

Condensate Stabilizer adalah unit untuk mengolah cairan-cairan hidrokarbon berat dari *Knock Out Drum (KOD)* dan *Process Train* menjadi bahan bakar untuk kendaraan bermotor berupa *condensate*. Sementara itu, gas yang dihasilkan oleh unit ini akan digunakan sebagai bahan bakar *boiler* dan sebagian dikembalikan lagi ke *plant 21* dengan menggunakan kompresor.

Sebagian besar *condensate* yang telah dihasilkan *plant* ini akan dikirim kembali ke Muara Badak, sementara sebagian kecilnya dimanfaatkan sebagai bahan bakar kendaraan operasional Badak LNG. Kapasitas produksi unit *plant* ini adalah sekitar 210 m³/jam.

c. *Plant-17 (Penyimpanan LPG)*

Plant 17 merupakan lokasi penyimpanan hasil produksi LPG beserta seluruh instrumen pendukungnya. Total terdapat 5 buah tangka penyimpanan, 3 untuk propana dan 2 untuk butana. Tangki nomor 3 dan 5 dapat digunakan untuk menyimpan propana dan butana secara pergantian. Masing-masing tangki memiliki kapasitas penyimpanan sebesar 40.000 m³. Setiap tangki tersebut dilengkapi 2 buah *loading pump* dengan kapasitas masing-masing 2.500 m³/h dan 1 buah pompa sirkulasi dengan kapasitas 50 m³/h.

Loading pump berguna untuk memompakan LPG ke kapal, sedangkan pompa sirkulasi berguna untuk mensirkulasikan LPG dari satu tangki ke tangki lainnya serta melalui *Loading Dock II* dan *III* agar jaringan *loading line* LPG tetap dingin. Uap yang timbul akibat kenaikan temperatur pada propana dan butana akan dicairkan kembali oleh kompresor 17K-1.

d. *Plant-19 (Relief and Blow Down System)*

Cairan gas bocoran dikumpulkan dari seluruh *process train* lalu dikirim ke tempat yang aman untuk dibakar. Di sini terdapat 3 metode pembakaran, yaitu:

1. *Dry Flare System*

Sistem ini berguna untuk menyalurkan dan membakar gas hidrokarbon kering (tanpa H₂O);

2. *Wet Flare System*

Sistem ini digunakan untuk menyalurkan dan membakar gas hidrokarbon yang masih mengandung H₂O;

3. *Burn Pit dan Liquid Disposal System*

Sistem ini digunakan untuk menyalurkan dan membakar buangan hidrokarbon cair dari *process train*.

e. *Plant-20 (Refrigeran Cair)*

Plant 20 merupakan lokasi tangki penampungan refrigeran cair. Sisa refrigeran untuk pendinginan di *process train* ditampung pada tangki 20C-1 A/B dan 20C-3 A/B. Refrigeran ini nantinya akan dipakai kembali sebagai penambah kebutuhan refrigeran pada pendinginan *process train* yang selanjutnya.

f. *Plant-21 (Knock Out Drum)*

Plant ini berupa *Knock Out Drum (KOD)* dan seluruh sarana yang menyokongnya. KOD adalah tangki yang berfungsi untuk memisahkan gas dan cairan hidrokarbon di dalam *feed gas* sebelum dialirkan menuju *process train* untuk dijadikan LNG. *Plant* ini juga meliputi seluruh jaringan pemipaan yang menghubungkan Muara Badak hingga kilang LNG Bontang.

g. *Plant-24 (Storage and Loading)*

Plant 24 berupa tangki LNG dan *Loading Dock*. Produk LNG dari *process train* akan ditampung pada 6 tangki LNG berkode 24D- 1/2/3/4/5/6 dengan kapasitas 95.000 m³ dan satu tangki berkapasitas 126.500 m³. Untuk memuat LNG ke kapal, terdapat 3 buah *loading dock*. Pada seluruh *Loading Dock* tersebut, terdapat 4 buah LNG *loading arm* dan 1 buah LNG *boil-off loading arm*. Yang membedakan antara ketiga *loading dock* tersebut adalah pada *loading dock* II dan III terdapat pula 2 buah LPG *loading arm* dan 1 buah LPG *boil-off loading arm*. Di sini terdapat pula 4 buah kompresor *boil-off gas* (24K-1/8/9/16) yang digunakan untuk mengkompresi *boil-off*

gas LNG dan LPG tersebut untuk kemudian disalurkan ke sistem bahan bakar *boiler*.

h. *Plant-38* (Bahan bakar gas)

Plant 38 berupa sistem yang berfungsi untuk menampung dan menyediakan kebutuhan bahan bakar *boiler*. Bahan bakar tersebut didapatkan dari sisa uap LNG dari kompresor 2K-1 pada masing-masing *process train* serta dari *boil-off* kompresor 24K.

i. *Plant-39* (Nitrogen generator)

Udara dari lingkungan akan diolah menjadi bahan baku produksi nitrogen cair dan gas dengan menggunakan 2 unit generator. Hasil nitrogen cair akan disimpan sebagai cadangan atau dialirkan ke kapal-kapal LNG untuk memenuhi keperluan mereka, sementara produk gas nitrogen untuk kebutuhan operasional kilang LNG. Kapasitas produksi nitrogen cair adalah 474 L/h, sementara nitrogen gas 2200 L/h.

j. *Plant-34* (*Waste Water Treatment*)

Plant 34 merupakan plant yang mengolah limbah *oil* (*Oily Water Sewer*), limbah *sanitary* dan air limbah dari proses pembersihan dalam pabrik yang kemungkinan masih mengandung oli (*Clean Water Sewer*). *Plant 34* terdiri dari *Plant 34* lama dan *Plant 34* baru. *Plant 34* lama merupakan *plant* yang mengolah OWS yang hanya dari Modul 1, sedangkan *Plant 34* baru, mengolah limbah CWS dan WWS hanya dari Modul 2 serta limbah *sanitary* yang berasal dari Modul 1 dan Modul 2.

4.2 GAP Analysis Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal Badak LNG Dengan Regulasi, Standar dan *Best Practice* Perusahaan Lain.

4.2.1 GAP Analysis Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal Badak LNG Dengan Regulasi.

Tabel 4.7 Tabel GAP Analysis Persyaratan Regulasi

No	Variabel	Persyaratan Regulasi	Kesesuaian
1	Struktur Organisasi	Pemeriksaan sarana dan prasarana penanggulangan bahaya kebakaran.	Sesuai
		Penanggulangan dini terhadap kebakaran.	Sesuai
		Terselenggaranya hubungan dengan instansi pemadam kebakaran.	Sesuai
		Pelayanan darurat kesehatan korban.	Sesuai
		Rencana Penanggulangan Kebakaran	Sesuai
2	Skenario	Terdapat rencana operasi yang disusun secara garis besar dan menggambarkan tindakan yang dilakukan ketika terjadi keadaan darurat.	Sesuai
3	Frekuensi Drill	Tim pengendalian minimal melaksanakan latihan penyelamatan kebakaran 1 kali dalam waktu 6 bulan yang diikuti oleh seluruh penghuni gedung.	Tidak Sesuai

1. Struktur Organisasi

Dalam organisasi pengendalian keadaan darurat kebakaran minimal harus terdiri dari unit-unit yang bertanggung jawab atas beberapa hal berikut ini:

- a. Dalam melaksanakan pemeriksaan sarana dan prasarana penanggulangan terhadap bahaya kebakaran telah ada. Pelaksanaan tersebut secara organisasi yang memiliki tugas tersebut adalah Fire and Safety Section. Pemeriksaan terkait sarana dan prasarana penanggulangan kebakaran telah memiliki jadwal yang jelas sehingga secara rutin dapat dilaksanakan.
- b. Penanggulangan dini terhadap kebakaran dilaksanakan oleh semua orang yang memiliki kompetensi di bidang tersebut. Dalam hal ini, ketika seorang pekerja mengetahui dan merasa mampu untuk

- mengendalikan kebakaran yang dilihatnya, maka sesegera mungkin dilakukan pemadaman kebakaran.
- c. Dalam kaitannya dengan hubungan eksternal pada saat terjadi keadaan darurat baik kebakaran maupun keadaan darurat lainnya, penting untuk menjalin hubungan dan komunikasi dengan pihak eksternal untuk mendapatkan bantuan. Ketika keadaan darurat dan organisasi pengendalian keadaan darurat (OPKD) terbentuk, maka yang memiliki tupoksi dalam berkomunikasi dengan pihak eksternal adalah *Management Support Team* (MST).
 - d. Pelayanan darurat terkait kesehatan korban ketika ditemui korban, merupakan tugas dari *first aider*.
 - e. Rencana penanggulangan kebakaran telah dimiliki oleh Badak LNG, rencana tersebut terdapat dalam Dokumen Rencana Pengendalian Keadaan Darurat (SOP/BSMART/08-01). Rencana pengendalian keadaan darurat tersebut dibuat oleh Departemen SHEQ.

2. Skenario

Secara umum BADAK LNG telah memiliki scenario keadaan darurat. Namun khusus scenario keadaan darurat local (perkantoran dan perumahan atau bukan plant) sekenario atau prosedur yang dimiliki masih sangat umum tidak spesifik untuk gedung. Skenario keadaan darurat local yang dimiliki oleh BADAK LNG (Perkantoran dan Perumahan) adalah scenario pengendalian kebakaran.

3. Frekuensi Drill

Dalam melaksanakan kegiatan pengendalian keadaan darurat perlu dilaksanakan latihan untuk meningkatkan kemampuan dan kesiapsiagaan personil dalam mengendalikan keadaan darurat. Berdasarkan Keputusan Menteri Negera Pekerjaan Umum No. 11 Tahun 2000 diisyaratkan bahwa frekuensi untuk melaksanakan *Local Emergency Drill* dilaksanakan sebanyak minimal 1 kali dalam tempo waktu 6 bulan dan diikuti oleh seluruh penghuni gedung. Sedangkan jumlah *Local*

Emergency Drill yang di persyaratkan dalam SOP yang dimiliki Badak LNG, *Local Emergency Drill* dilaksanakan sebanyak minimal satu kali dalam satu tahun oleh masing-masing organisasi (sehingga dalam waktu satu tahun dapat dilaksanakan beberapa kali *drill* namun dilaksanakan setiap departemen bukan oleh seluruh penghuni gedung).

4.2.2 GAP Analysis Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal Badak LNG Dengan Standar.

Tabel 4.8 GAP Analysis Dengan Standar

No	Persyaratan	Keterangan
1	Penjelasan Umum	Terdapat Prosedur
2	Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Diluar Jam Kerja	Tidak Terdapat Prosedur
3	Komunikasi d. Komunikasi Pada Saat Keadaan Darurat e. Komunikasi Dengan Instansi Eksternal f. Perlengkapan Komunikasi	Terdapat Prosedur
4	Pengawasan dan Koordinasi	Terdapat Prosedur
5	Perlengkapan Tanggap Darurat	Terdapat Prosedur
6	Evakuasi	
	Pekerja dan Tamu Dengan Keterbatasan Fisik	Tidak Terdapat Prosedur
	Pilihah Evakuasi	Tidak Terdapat Prosedur
	Rute Evakuasi	Terdapat Prosedur
	Titik Kumpul	Terdapat Prosedur
7	First Aid Officer	Terdapat Prosedur
8	Eskalator dan Lift	Tidak Terdapat Prosedur
9	Respon Media	Terdapat Prosedur
10	Pekerja dan Tamu Dengan Keterbatasan Fisik	Tidak Terdapat Prosedur
11	Orang Yang Tidak Mengenal Prosedur Darurat	Terdapat Prosedur
12	Efek Personal	Tidak Terdapat Prosedur
13	Tempat Perlindungan	Tidak Terdapat Prosedur
14	Specialist Staff	Terdapat Prosedur
15	Evakuasi Dengan Menggunakan Tangga Darurat	Terdapat Prosedur
16	Kegunaan dan Karakteristik Fasilitas	Terdapat Prosedur
17	Titik Masuk Kendaraan	Tidak Terdapat Prosedur

1. Penjelasan Umum

Penjelasan umum yang dimiliki oleh BADAQ LNG telah sesuai dengan standards Australian Standard Planning for Emergencies in Facilities (AS 3745-2010). Standard mensyaratkan adanya penjelasan terkait tugas dan tanggung jawab organisasi pengendalian keadaan darurat (OPKD), tanggung jawab penghuni gedung dan kontak darurat yang bias dihubungi ketika dalam keadaan darurat.

2. Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Diluar Jam Kerja

Berdasarkan prosedur yang dimiliki oleh BADAQ LNG tidak terdapat prosedur yang menjelaskan prosedur yang harus dilakukan pada saat keadaan darurat terjadi di luar jam kerja. Berdasarkan standard Australian Standard Planning for Emergencies in Facilities (AS 3745-2010) prosedur ini harus dipertimbangkan karena kondisi akan berbeda ketika keadaan darurat terjadi di luar jam kerja (terkait ketidakberadaan pekerja di lokasi kerja).

3. Komunikasi

a. Komunikasi Pada Saat Keadaan Darurat

Berdasarkan prosedur yang berlaku, telah terdapat prosedur komunikasi pada saat keadaan darurat. Prosedur telah menjelaskan komunikasi secara berjenjang pada Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat (OPKD).

b. Komunikasi Dengan Instansi Eksternal

Telah terdapat prosedur yang menjelaskan terkait komunikasi dengan instansi eksternal pada saat keadaan darurat. Ketika keadaan darurat terjadi dan Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat (OPKD) secara otomatis terbentuk maka yang memiliki tugas dalam berkomunikasi dengan instansi eksternal adalah *Management Support Team (MST)*.

c. Perlengkapan Komunikasi

Dalam prosedur yang dimiliki oleh BADAQ LNG, telah terdapat penjelasan mengenai peralatan yang digunakan untuk melakukan komunikasi pada saat keadaan darurat.. Peralatan yang digunakan dapat menggunakan telepon, telepon radio maupun dengan menggunakan telepon wireless.

4. Pengawasan dan Koordinasi

Telah terdapat prosedur yang menjelaskan terkait pengawasan dan koordinasi pada saat keadaan darurat terjadi. Apabila keadaan terjadi dan tidak dapat ditangani secara local maka otomatis akan terbentuk Organisasi Pengendalian Keadaan Darurat (OPKD) seperti FRT, OET, MECC, MST dan JECC. Namun prosedur yang ada belum menjelaskan terkait posisi warden dan prosedur komunikasi warden pada saat keadaan darurat.

5. Perlengkapan Tanggap Darurat

Telah terdapat daftar perlengkapan yang dimiliki oleh BADAQ LNG dalam mengendalikan keadaan darurat. Spesifik terkait keadaan darurat local, alat yang spesifik digunakan oleh warden adalah rompi (sebagai tanda penjelasan bahwa petugas tersebut adalah warden) dan megaphone.

6. Evakuasi

a. Pekerja dan Tamu Dengan Keterbatasan Fisik

Dalam prosedur yang dimiliki oleh BADAQ LNG tidak menjelaskan terkait prosedur evakuasi yang dilakukan ketika harus mengevakuasi pekerja maupun tamu perusahaan dengan keterbatasan fisik yang seharusnya membutuhkan tindakan yang berbeda dengan pekerja maupun tamu normal.

b. Pilihan Evakuasi

Tidak terdapat pilihan evakuasi pada prosedur pengendalian keadaan darurat yang dimiliki oleh BADAQ LNG. Evakuasi yang dilakukan menurut prosedur BADAQ LNG, ketika mendengar

siren sebagai tanda dari keadaan darurat, maka pekerja maupun tamu yang berada dalam gedung menuju EEAA atau titik kumpul. Pilihan evakuasi yang dimaksudkan dalam standard Australian Standard Planning for Emergencies in Facilities (AS 3745-2010) adalah evakuasi total, evakuasi sebagian dan evakuasi menuju shelter dalam gedung.

c. Rute Evakuasi

Terdapat penjelasan terkait rute evakuasi dalam prosedur yang dimiliki oleh BADAQ LNG. Dalam BADAQ LNG telah terpasang rute evakuasi pada setiap gedung, dan dalam prosedur menjelaskan bahwa pekerja yang berada dalam gedung harus mengetahui rute evakuasi gedung.

d. Titik Kumpul

Berdasarkan prosedur yang dimiliki BADAQ LNG telah terdapat prosedur untuk menuju titik kumpul atau EEAA dalam keadaan darurat.

7. First Aid Officer

Terdapat prosedur yang menjelaskan terkait tupoksi yang dimiliki oleh first aider pada saat keadaan darurat.

8. Eskalator dan Lift

Tidak terdapat prosedur terkait penggunaan escalator dan lift yang dimiliki dalam prosedur yang dimiliki oleh BADAQ LNG. Prosedur ini penting karena terdapat lift pada kantor utama BADAQ LNG agar terdapat prosedur yang jelas yang harus dilakukan pada saat keadaan darurat baik keadaan darurat dalam penggunaan lift maupun menggunakan lift pada saat keadaan darurat.

9. Respon Media

Terdapat prosedur yang menjelaskan terkait cara merespon media pada saat perusahaan diharuskan merespon media pada saat keadaan

darurat. Pada saat keadaan darurat yang memiliki tupoksi dalam merespon media adalah Management Support Team (MST) untuk merespon media local dan Jakarta Emergency Control Center (JECC) yang merespon media internasional.

10. Pekerja dan Tamu Dengan Keterbatasan Fisik

Belum terdapat prosedur yang menjelaskan terkait pekerja dan tamu dengan keterbatasan fisik baik evakuasi maupun apa yang harus dilakukan. Prosedur yang menjelaskan terkait evakuasi pekerja dan tamu dengan keterbatasan fisik penting dilakukan karena evakuasi akan berbeda antara pekerja dan tamu normal dengan yang memiliki keterbatasan fisik.

11. Orang Yang Tidak Mengenal Prosedur

Tidak dijelaskan secara spesifik terkait orang yang tidak mengenal prosedur keadaan darurat di BADA LNG. Prosedur yang dimiliki BADA LNG hanya menjelaskan terkait tamu perusahaan dan prosedur yang dilakukan kepada tamu perusahaan pada saat keadaan darurat.

12. Efek Personal

Efek personal yang dimaksud dalam Australian Standard Planning for Emergencies in Facilities (AS 3745-2010) adalah prosedur terkait barang-barang pribadi dan dokumen penghuni gedung ketika terjadi emergensi. Dalam prosedur sebaiknya petugas evakuasi menanyakan dan memastikan kepada penghuni gedung terkait barang pribadi yang harus dibawa keluar maupun yang bias ditinggal. Dalam prosedur yang dimiliki BADA LNG prosedur ini belum ada.

13. Tempat Perlindungan

Tidak terdapat prosedur terkait tempat perlindungan maupun menuju tempat perlindungan (dalam gedung) pada saat keadaan darurat terjadi. Prosedur keadaan darurat BADA LNG menjelaskan ketika keadaan

darurat terjadi untuk segera menuju dan berkumpul di titik kumpul atau EEAA yang telah ditentukan.

14. Specialist Staff

Dalam standards Australian Standard Planning for Emergencies in Facilities (AS 3745-2010) yang dimaksud dengan *specialist staff* salah satunya adalah security. Dalam prosedur yang dimiliki oleh BADA LNG telah menjelaskan terkait tupoksi yang dimiliki oleh Security Manager maupun security dibawahnya. Tupoksi yang dimiliki adalah menjaga akses maupun lalu lintas dari dan menuju tempat terjadinya keadaan darurat. Dalam standard juga dijelaskan bahwa yang termasuk adalah switchboard staff dan receptionist. Dalam prosedur yang dimiliki oleh BADA LNG, tupoksi tersebut belum ada.

15. Evakuasi Dengan Menggunakan Tangga Darurat

Terdapat penjelasan mengenai prosedur keadaan darurat dengan menggunakan tangga darurat pada saat dilaksanakan evakuasi keadaan darurat. Namun dalam prosedur yang dimiliki BADA LNG belum terdapat prosedur terkait orang yang memiliki keterbatasan fisik ketika harus dievakuasi menggunakan tangga darurat.

16. Kegunaan dan Karakteristik Fasilitas

Kegunaan dan karakteristik fasilitas merupakan penjelasan terkait fungsi, peruntukan dan karakteristik gedung (konstruksi fisik gedung). Hal tersebut dapat dipertimbangkan untuk dimasukkan kedalam prosedur pengendalian keadaan darurat agar dapat digunakan sesuai dengan peruntukannya. Prosedur juga sebaiknya menjelaskan terkait layout gedung sebagai penjelasan terkait evakuasi.

17. Titik Masuk Kendaraan

Berdasarkan standard, prosedur terkait titik masuk kendaraan dapat menjadi pertimbangan dalam membuat dokumen prosedur pengendalian

keadaan darurat. Prosedur ini diperlukan untuk mengatur lalu lintas kendaraan darurat (misalnya mobil pemadam kebakaran). Dalam prosedur

4.2.3 GAP Analysis Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal Badak LNG Dengan *Best Practice* Perusahaan Lain.

Tabel 4.9 GAP Analysis Dengan Perusahaan Lain

No	Variabel	Badak LNG	Perusahaan Lain
1	Struktur Organisasi	Komandan Lantai	Komandan Lantai 1. Danru Penanggulangan 2. Danru Penyelamatan 3. Danru Evakuasi
2.	<i>Responsibility</i>	Komandan Lantai atau Warden memiliki tugas penanggulangan, penyelamatan dan evakuasi.	Komandan Lantai Memimpin dan mengkoordinasi tim <i>Floor Warden</i> . Danru Penanggulangan Mengendalikan keadaan darurat yang terjadi. Danru Penyelamatan Memimpin proses penyelamatan dokumen dan aset perusahaan Danru Evakuasi Memimpin proses evakuasi saat terjadi keadaan darurat
3.	Skenario	Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal: Kebakaran Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Besar: Terdapat 24 skenario pengendalian keadaan darurat.	1. Keadaan Darurat Kebakaran a. Keadaan Darurat Kebakaran Dalam Jam Kerja b. Keadaan Darurat Kebakaran Diluar Jam Kerja 2. Keadaan Darurat Gempa Bumi a. Keadaan Darurat Gempa Bumi Dalam Jam Kerja b. Keadaan Darurat Gempa Bumi Diluar Jam Kerja 3. Keadaan Darurat Cidera Pada Tamu dan Karyawan
4.	Alur Komunikasi	Tidak terdapat penjelasan terkait alur komunikasi	Terdapat penjelasan terkait prosedur alur komunikasi.

1. Struktur Organisasi

Berdasarkan prosedur pengendalian keadaan darurat yang dimiliki oleh Perusahaan Lain, Perusahaan Lain memiliki pembagian tugas dalam pengendalian keadaan darurat lokal. Secara organisasi dalam setiap lantai dalam gedung terdapat tiga jenis tupoksi dalam pengendalian keadaan darurat yaitu Danru Penanggulangan, Danru Penyelamatan dan Danru Evakuasi yang dipimpin oleh seorang Komandan Lantai. Sedangkan berdasarkan prosedur yang dimiliki oleh Badak LNG, Organisasi pengendalian keadaan darurat lokal dilaksanakan oleh seorang Komandan Lantai tanpa adanya pembagian tugas sehingga tugas penanggulangan, penyelamatan dan evakuasi dilaksanakan oleh seorang warden.

2. *Responsibility*

Berdasarkan pembagian tanggung jawab, Perusahaan Lain membagi tanggung jawab dari floor warden yang dimiliki sebagai berikut:

A. Perusahaan Lain

a. Komandan Lantai

Komandan Lantai memiliki tugas dalam melaksanakan memimpin dan berkoordinasi dengan Komandan Regu Penanggulan, Komandan Regu Penyelamatan dan Komandan Regu Evakuasi. Pada saat keadaan darurat menjadi lebih besar dan membutuhkan bantuan lain adalah tugas dari Komandan Lantai untuk melaksanakan koordinasi dengan struktur organisasi yang lebih tinggi.

b. Komandan Regu Penanggulangan

Komandan Regu Penanggulangan pada saat keadaan diluar darurat memiliki tugas dalam melakukan inspeksi APAR secara berkala. Sedangkan dalam keadaan darurat memiliki tupoksi utama dalam melaksanakan pengendalian keadaan darurat, misalnya ketika

terdapat kebakaran maka memiliki tugas dalam pemadaman kebakaran jika mampu.

c. Komandan Regu Penyelamatan

Komandan Regu Penyelamatan memiliki tugas utama dalam melaksanakan penyelamatan terhadap dokumen dan asset perusahaan. Ketika dalam keadaan diluar darurat, memiliki tugas pencatatan dan investarisasi terhadap dokumen perusahaan. Dalam keadaan darurat menyelamatkan dokumen dan *asset* perusahaan dengan prioritas sesuai dengan pencatatan yang telah dilakukan sebelumnya.

d. Komandan Regu Evakuasi

Komandan Regu Evakuasi memiliki tugas dalam memimpin proses evakuasi pada saat keadaan darurat terjadi. Pada saat proses evakuasi melaksanakan pencatata dan pelaporan terkait jumlah orang yang telah diselamatkan.

B. Badak LNG

Sedangkan Komandan Lantai atau *Warden* yang dimiliki oleh Badak LNG melaksanakan tugas tersebut sendiri. Hal tersebut menyebabkan tidak adanya pembagian tupoksi yang jelas terutama pada saat terjadi keadaan darurat.

3. Skenario

Berdasarkan skenario yang dimiliki Perusahaan Lain memiliki beberapa skenario untuk pengendalian keadaan darurat gedung atau lokal. Prosedur yang dimiliki oleh Perusahaan Lain terbagi menjadi keadaan darurat kebakaran (dalam dan luar jam kerja), keadaan darurat gempa bumi (dalam dan luar jam kerja), dan prosedur apabila menemui korban cedera pada tamu maupun karyawan.

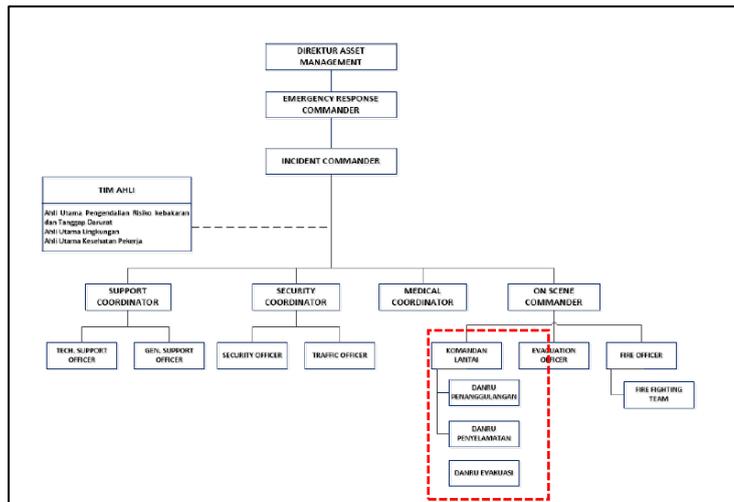
Sedangkan skenario pengendalian keadaan darurat gedung atau lokal yang dimiliki oleh Badak LNG berupa pengendalian keadaan darurat

kebakaran. Namun apabila dilihat lebih luas, Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Badak LNG pada skenario Pengendalian Keadaan Darurat Besar terdapat 24 skenario Pengendalian Keadaan Darurat. 24 skenario tersebut adalah sebagai berikut:

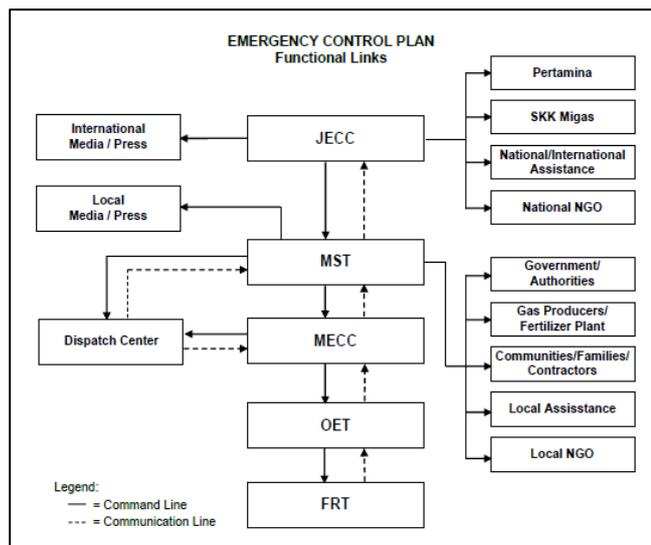
Tabel 4.10 Skenario Pengendalian Keadaan Darurat Badak LNG

No	Skenario
1.	Kebakaran atau Ledakan di Pelabuhan dan Pipa BOG
2.	Kebakaran atau Ledakan di <i>Plant</i> .
3.	Kebakaran atau Ledakan Pada Jalur Pipa (Termasuk Plant 21).
4.	Kebocoran Gas di Pelabuhan dan Pipa BOG
5.	Kebocoran Gas di <i>Plant</i> .
6.	Kebocoran Gas Pada Jalur Pipa (Termasuk Plant 21).
7.	Tumpahan Bahan Kimia Berbahaya.
8.	Keadaan Darurat Kapal.
9.	Kecelakaan Transportasi (Korban Massal).
10.	Transportasi LNG Darat.
11.	Serangan Udara dan Kecelakaan Landing.
12.	Kecelakaan Pada Saat Melakukan Penyelaman.
13.	Orang Jatuh Dari Kapal.
14.	Kehilangan atau Kerusakan Yang Disebabkan Oleh Bahan Radioaktif.
15.	Ancaman Bom.
16.	Orang Hilang Pada Aktivitas Perpipaian di Darat.
17.	Orang Hilang di Tempat Rekreasi Marina.
18.	Kecelakaan di <i>Plant</i> (Cedera).
19.	Keracunan Masal.
20.	Adanya Pandemi .
21.	Tumpahan Bahan Bakar Pada Stasiun Pengisian Bahan Bakar.
22.	Kerusuhan atau Serangan Terhadap Keamanan.
23.	Keadaan Darurat Pada Perumahan dan Kantor.
24.	Bencana Alam.

4. Alur Komunikasi



Gambar 4.21 Alur Komunikasi dan Posisi Komandan Lantai Perusahaan Lain



Gambar 4.22 Alur Komunikasi OPKD Badak LNG

Berdasarkan prosedur yang dimiliki oleh Perusahaan Lain telah terdapat prosedur dan alur komunikasi yang jelas antara Komandan Lantai dengan organisasi di atasnya dan pemadam kebakaran. Sedangkan Prosedur yang dimiliki oleh Badak LNG belum ada alur prosedur komunikasi yang jelas antara Komandan Lantai dengan organisasi di atasnya.

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis yang telah dilakukan, dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Berdasarkan regulasi yang digunakan, Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Badak LNG telah memenuhi 60% dari persyaratan regulasi.
2. Berdasarkan standar yang digunakan, Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Badak LNG telah memenuhi 14 persyaratan dari 22 persyaratan atau 60% dari persyaratan.
3. Perbedaan yang ditemukan dari hasil *GAP Analysis* pada Prosedur Pengendalian Keadaan Darurat Lokal Badak LNG dengan *Best Practice* Perusahaan Lain ditemukan adanya perbedaan dari sisi struktur organisasi, tanggung jawab, scenario, dan alur komunikasi yang dilakukan.

5.2 Saran

Berdasarkan pada kesimpulan sebelumnya, terdapat beberapa saran dan masukan yang dapat diberikan kepada BADAK LNG dalam mengembangkan prosedur pengendalian keadaan darurat lokal.

1. Penambahan prosedur pengendalian keadaan darurat diluar jam kerja karena kondisi akan berbeda antara dalam dan luar jam kerja.
2. Penambahan prosedur terkait evakuasi pada pekerja maupun tamu dengan keterbatasan fisik.
3. Penambahan terkait prosedur penggunaan lift pada saat keadaan darurat.
4. Penetapan frekuensi drill sesuai dengan peraturan yang berlaku untuk meningkatkan kesiapsiagaan dalam mengendalikan keadaan darurat dan meningkatkan kepatuhan terhadap peraturan perundangan.
5. Membedakan warden berdasarkan tugasnya agar lebih siap dalam mengendalikan keadaan darurat.

6. Memperjelas posisi *warden* dalam organisasi pengendalian keadaan darurat.
7. Memperjelas alur komunikasi warden pada saat keadaan darurat.

DAFTAR PUSTAKA

- Abirama, R A. 2010. *Laporan Umum TK-4090 Kerja Praktik PT Badak Natural Gas Liquefaction*. Laporan. Program Studi Teknik Kimia ITB, Bandung.
- Anonim. 2010. Australian Standard Planning for Emergencies in Facilities (AS 3745-2010). Perth. Departmen of Health
- Anonim. 2015. Canadian Centre for Occupational Health and Safety: Emergency Planning. Canada
- Anonim. 2013. Standard on Disaster/Emergency Management and Bussiness Continuity Program. Massachussets. National Fire Protection Agency.
- Anonim. 2015. Prosedur Operasi Baku Rencana Pengendalian Keadaan Darurat BADAK LNG. Bontang. BADAK LNG
- Anonim. 2016. Emergency Management Guide for Bussiness and Industry. Federal Emergency Management Agency.
- Anonim. 2018. Penanggulangan Keadaan Darurat Kantor Pusat Pertamina. Jakarta. Pertamina.
- Hartini, Nina. 2017. *Laporan Umum Kerja Praktik PT Badak Natural Gas Liquefaction*. Laporan. Program Studi Teknik Kimia Unnes, Semarang.
- Miranti. 2017. *Laporan Umum Kerja Praktik PT Badak Natural Gas Liquefaction*. Laporan. Program Studi Kesehatan Masyarakat Universitas Diponegoro, Semarang.
- Oktahetavia, R. 2008. *Laporan Umum TK-4090 Kerja Praktik PT Badak Natural Gas Liquefaction*. Laporan. Program Studi Teknik Kimia ITB, Bandung.
- Operation Department. 2001. *Fungsi Utama dan Organisasi Departemen Operasi*. Presentasi. Badak LNG, Bontang.
- Operation Department. 2006. *Pengenalan Proses LNG*. Presentasi. Badak LNG, Bontang.
- Operation Department. 2006. *Pengenalan Sistem Storage & Loading*. Badak LNG, Bontang.
- Operation Department. 2006. *Pengenalan Sistem Utilitas I dan II*. Badak LNG, Bontang.
- Pemerintah Indonesia. 1987. Peraturan Menteri Republik Indonesia Nomor 4 Tahun 1987 Tentang P2K3. Jakarta. Sekretariat Negara.

- Pemerintah Indonesia. 2000. Keputusan Menteri Negara Pekerjaan Umum No.11 Tahun 2000 Tentang Ketentuan Teknis Manajemen Penanggulangan Kebakaran di Perkotaan. Sekretariat Negara.
- Permana, A.S.D. 2009. *Laporan Umum TK-4090 Kerja Praktik PT Badak Natural Gas Liquefaction*. Laporan. Program Studi Teknik Kimia ITB, Bandung.
- Prabowo, B.E. 2009. *Laporan Umum TK-4090 Kerja Praktik PT Badak Natural Gas Liquefaction*. Laporan. Program Studi Teknik Kimia ITB, Bandung.
- Proyek Kilang Pengolahan. 1996. *Front End Engineering Design for Pertamina Bontang LNG Expansion Project Train H*. Book 2 of 13.
- Raksajati,A. 2009. *Laporan Umum TK-4090 Kerja Praktik PT Badak Natural Gas Liquefaction*. Laporan. Program Studi Teknik Kimia ITB, Bandung.
- Slamet. 2008. *Proses Pembuatan LNG*. Laporan. Departemen Teknik Kimia FTUI, Depok.
- Tiratsoo, E.N. 1979. *Natural Gas: Fuel for the Future? A World Survey*. Houston: Gulf Publishing Company.
- Wiguna, Ilham. 2017. *Laporan Umum Praktik Kerja Lapangan PT Badak Natural Gas Liquefaction*. Laporan. Program Studi D4-K3 Universitas Balikpapan, Balikpapan.