

LAPORAN KERJA PRAKTIK
EVALUASI KINERJA HEAT EXCHANGER 15-E-101
PADA UNIT RCC DI PT. PERTAMINA (PERSERO)
REFINERY UNIT VIBALONGAN-INDRAMAYU
JAWA BARAT



Disusun Oleh :

MUKHAMMAD SAIFUDIN MAULANA 2031910037

THARIZA AMANDA SYAHFITRI 2031910050

DEPARTEMEN TEKNIK KIMIA
UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
GRESIK
2022

LAPORAN KERJA PRAKTIK
EVALUASI KINERJA HEAT EXCHANGER 15-E-101
PADA UNIT RCC DI PT. PERTAMINA (PERSERO)
REFINERY UNIT VIBALONGAN-INDRAMAYU
JAWA BARAT



Disusun Oleh :

MUKHAMMAD SAIFUDIN MAULANA

2031910037

THARIZA AMANDA SYAHFITRI

2031910050

DEPARTEMEN TEKNIK KIMIA
UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
GRESIK
2022

LEMBAR PENGESAHAN 1

LAPORAN KERJA PRAKTEK
PT. PERTAMINA (PERSERO) RU VI BALONGAN
INDRAMAYU, JAWA BARAT



Periode : 04 Juli - 01 Agustus 2022

Disusun Oleh :

Mukhammad Saifudin Maulana	2031910037
Thariza Amanda Syahfitri	2031910050

Indramayu, 1 Agustus 2022

PT. PERTAMINA (PERSERO) RU VI BALONGAN INDRAMAYU, JAWA
BARAT

Menyetujui,

Lead of Process Engineering

Pembimbing Lapangan



Indra Cahyadi Kurniawan



Fina Dwi Utami

Sr. Officer III HC BP



Gustian Ouddus



LEMBAR PENGESAHAN 2
LAPORAN KERJA PRAKTEK
PT. PERTAMINA (PERSERO) RU VI BALONGAN
INDRAMAYU, JAWA BARAT



Periode : 04 Juli - 01 Agustus 2022

Disusun Oleh :

Mukhammad Saifudin Maulana	2031910037
Thariza Amanda Syahfitri	2031910050

Gresik, 1 Agustus 2022

DEPARTEMEN TEKNIK KIMIA
FAKULTAS TEKNOLOGI INDUSTRI DAN AGROINDUSTRI
UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
2022

Menyetujui,

Kepala Departemen Teknik Kimia UI SI

Dosen Pembimbing Magang



Yuni Kurniati, S.T., M.T.
NIP. 9117249



Abdul Halim, S.T., M.T., Ph.D.
NIP. 8921346

KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr.Wb

Puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Allah swt yang telah memberikan rahmat, hidayah serta karunia-Nya, sehingga penulis dapat melaksanakan Kerja Praktik di PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan dan dapat menyusun Laporan Kerja Praktik ini pada kurun waktunya. Adapun kegiatan kerja praktik ini merupakan salah satu syarat yang harus dilaksanakan untuk menyelesaikan program studi Sarjana Jurusan Teknik Kimia Universitas Internasional Semen Indonesia.

Dalam penyusunan Laporan Kerja Praktik ini tidak lepas dari bimbingan, dukungan, dan bantuan dari banyak pihak. Oleh karena itu, dalam kesempatan ini penulis menyampaikan terima kasih kepada pihak yang ikut berpartisipasi diantaranya :

1. Allah SWT atas segala rahmat dan karunia-Nya penulis masih diberikan kesehatan serta kemampuan dalam melaksanakan Kerja Praktik dan dapat menyelesaikan Laporan Kerja Praktik ini.
2. Kedua Orang Tua yang telah rela mengasuh, memberikan segala yang terbaik, dan tidak akan pernah penulis lupakan atas jasa-jasanya.
3. Bapak Abdul Halim, ST, MT, PhD. Selaku Kepala dan Dosen Pembimbing Kerja Praktik Departemen Jurusan Teknik Kimia, Fakultas Teknologi Industri dan Agroindustri, Universitas Internasional Semen Indonesia.
4. Ibu Yuni Kurniati, S.T., M.T. Selaku Koordinator Kerja Praktik Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknologi Industri dan Agroindustri, Universitas Internasional Semen Indonesia.
5. Bapak Gustian Quddus selaku Ast. Manager HC Business Partner RU VI Balongan.
6. Ibu Fina Dwi Utami selaku Pembimbing Lapangan Kerja Praktik atas bimbingan dan pengarahan dalam penyusunan Laporan ini.
7. Bapak Putut Adiprasetyo yang telah membantu selama proses registrasi, administrasi dan mengawasi selama masa Kerja Praktik di PT Pertamina

(Persero) RU VI Balongan.

8. Seluruh pihak lainnya yang telah membantu selama pelaksanaan KerjaPraktik di PT. PERTAMINA (Persero) RU VI Balongan.

Penulis menyadari bahwa penyusunan Laporan Kerja Praktik ini masih terdapat kekurangan baik dari segi susunan kalimat maupun dalam pembahasannya. Oleh karena itu, penulis menerima segala saran dan kritik dari pembaca agar dapat memperbaiki laporan ini. Semoga Laporan Kerja Praktik ini dapat memberikan manfaat kepada pembaca.

Wassalamu'alaikum Wr. Wb

Gresik, 1 Agustus 2022

Penulis

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR	ii
DAFTAR GAMBAR	vi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan dan Manfaat	2
1.3 Metodologi Pengumpulan Data.....	4
1.4 Waktu dan Tempat Pelaksanaan Magang	4
1.5 Nama Unit Kerja Tempat Pelaksanaan magang.....	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Sejarah PT. Pertamina (Persero)	5
2.2 Visi dan Misi PT. Pertamina (Persero)	6
2.3 Logo dan Slogan PT. Pertamina (Persero).....	7
2.4 Sejarah Singkat PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan	8
2.5 Visi dan Misi PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan	9
2.6 Logo dan Slogan PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan.....	10
2.7 Tata Letak PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan	11
2.8 Tata Nilai Unggulan.....	13
2.9 Struktur Organisasi PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan	14
BAB III BAHAN BAKU PRODUKSI.....	22
3.1 Bahan Baku PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan.....	22
3.2 Bahan Baku Utama	22
3.3 Bahan Baku Pendukung	25
3.4 Bahan Baku Sistem Utilitas	30
BAB IV PROSES PRODUKSI.....	31
4.1 Uraian Proses Produksi	31
4.1.1 Hydro Skimming Complex (HSC).....	31
4.1.2 Distillation and Hydrotreating Complex (DHC).....	59
4.1.3 Residue Catalytic Cracker Complex (RCC Complex).....	83
4.1.4 Propylene Olefin Complex (POC)	101
4.2 Gudang Bahan Bakar	113

4.2.1 Fuel System (Unit 62)	113
4.2.2 Fire Water System (Unit 66)	113
4.2.3 Fasilitas Offsite / Instalasi Tangki dan Pengapalan	113
BAB V UTILITAS, PENGOLAHAN LIMBAH, DAN OIL MOVEMENT	115
5.1 Utilitas	115
5.1.1 Sistem Utilitas Penyediaan Air	116
5.1.2 Sistem Utilitas Penyediaan Udara Tekan	121
5.2 Pengolahan Limbah.....	123
5.2.1 Pengolahan Limbah Cair / Waste Water Treatment (Unit 63).....	123
5.2.2 Pengolahan Limbah Gas	130
5.2.3 Pengolahan Limbah Padat.....	130
5.3 Oil Movement	130
5.3.1 Fasilitas Offsite	130
5.3.2 Single Buoy Mooring (Unit 41)	131
5.3.3 Tank Farm Unit (Unit 42)	132
5.3.4 Pipeline (Unit 43).....	134
BAB VI KESELAMATAN DAN KESEHATAN KERJA	135
BAB VII PENUTUP	138
7.1 Kesimpulan	138
7.2 Saran.....	139
DAFTAR PUSTAKA	140

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pengembangan bidang ilmu pengetahuan dan teknologi mempunyai peranan yang penting dalam kemajuan bangsa pada masa pembangunan dan akan mempengaruhi keberhasilan pembangunan masyarakat yang mandiri. Dengan kemampuan akademis yang handal dan keterampilan di bidang industri yang cukup, tenaga-tenaga kerja tersebut nantinya bisa mengembangkan kreativitas dan penalaran untuk memberikan sumbangan pemikiran dalam pembangunan industri di Indonesia. Namun, untuk mencapai hasil yang optimal dalam pengembangan ilmu pengetahuan dan teknologi, dibutuhkan kerja sama dan jalur komunikasi yang baik antara perguruan tinggi, industri, instansi pemerintah dan swasta salah satunya melalui program Praktik kerja lapangan (PKL).

Melalui program tersebut diharapkan dapat melatih mahasiswa dalam menerapkan ilmu yang diperoleh di bangku perkuliahan dalam situasi dunia kerja nantinya. Pelaksanaan PKL ini merupakan salah satu cara untuk mengimplementasikan keterkaitan antara pengetahuan yang didapatkan mahasiswa di bangku perkuliahan dengan kebutuhan pada kondisi lapangan. Jurusan Teknik kimia merupakan salah satu departemen di UISI yang berfokus mempelajari pemrosesan suatu bahan baku (raw material) menjadi produk bernilai dengan mengedepankan beberapa aspek seperti ekonomi, manajerial, ketersediaan bahan baku maupun faktor lingkungan. Pada era globalisasi saat ini, banyak industri berbasis kimia yang membutuhkan tenaga kerja profesional khususnya dalam bidang Teknik Kimia. Teknik Kimia merupakan salah satu cabang ilmu teknik maupun rekayasa yang mempelajari mengenai pemrosesan bahan mentah menjadi barang yang bernilai ekonomis baik itu dilakukan di dalam skala kecil maupun di dalam skala besar. Beberapa bidang terkait yang menjadi fokus dari program studi Teknik Kimia, antara lain: proses produksi, pengolahan air limbah, sistem utilitas pabrik, perancangan alat, desain pabrik dan alat industri kimia, penentuan bahan konstruksi pabrik, manajemen dan keselamatan pabrik kimia,

beserta perencanaan anggaran dan perekonomian di dalam suatu pabrik. Departemen Teknik Kimia mempelajari mengenai proses pengolahan bahan baku menjadi produk yang bernilai ekonomis. Hal ini bertujuan untuk meningkatkan nilai guna dari bahan tersebut dengan memperhatikan beberapa aspek. Salah satu industri kimia yang dipelajari di Departemen Teknik Kimia UISI adalah industri pengolahan gas alam.

Gas alam sendiri merupakan salah satu sumber energi yang sangat bermanfaat bagi kehidupan manusia yang dipergunakan sebagai bahan bakar pembangkit listrik tenaga gas atau uap, bahan baku pupuk, dan industri LNG (Liquefied Natural Gas). Berdasarkan teori yang telah didapat dari kegiatan belajar mengajar di bangku perkuliahan, salah satunya untuk mengetahui seberapa penting kemurnian suatu produk gas alam beserta pengaplikasiannya maka diperlukan kegiatan yang mendukung hal tersebut, yaitu melalui program Kerja Praktik. Di Indonesia, PT. Pertamina (Persero) merupakan bagian dari Badan Usaha Milik Negara (BUMN) sebagai unit pengolahan (Refinery Unit) salah satu sumber daya alam yakni minyak dan gas bumi. Salah satu unit pengolahan yang dimiliki PT. Pertamina (Persero) adalah Refinery Unit VI yang merupakan kilang yang beroperasi sejak tahun 1994 dan kilang ke enam dari tujuh kilang yang dimiliki PT. Pertamina (Persero). Bertempat di Kecamatan Balongan, Kabupaten Indramayu, Provinsi Jawa Barat.

PT. Pertamina (Persero) Refinery Unit VI memiliki beberapa unit-unit seperti CDU, AHU, RCC, HTU, NPU, POC, LEU, CCU dan lain-lain. Dengan produk produk unggulan nya yaitu Premium, Peralite, Pertamina, Pertamina Turbo, Solar, Avtur, Liquefied Petroleum Gas (LPG) dan Propylene. Selain itu, PT. Pertamina (Persero) Refinery Unit VI Balongan mempunyai nilai strategis dalam menjaga kestabilan pasokan BBM ke DKI Jakarta, Banten, sebagian Jawa Barat dan sekitarnya yang merupakan sentra bisnis dan pemerintah Indonesia. Sehingga mahasiswa dapat mengaplikasikan ilmu yang telah didapat untuk mengelola bahan baku menjadi barang jadi bernilai.

1.2 Tujuan dan Manfaat Kerja Praktik

1.2.1 Tujuan

Adapun tujuan kerja praktik pada PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan adalah sebagai berikut:

Umum:

1. Menambah wawasan dan pengetahuan khususnya dalam hal proses produksi yang ada di PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan.
2. Memahami dan menyelesaikan permasalahan yang terjadi dalam industri kimia secara individu maupun secara kelompok.
3. Menerapkan ilmu pengetahuan yang didapat selama perkuliahan ke dalam proses perancangan dan pengendalian proses kimia.

Khusus

1. Memenuhi syarat kelulusan pada salah satu studi mata kuliah di Jurusan Teknik Kimia, Fakultas Teknologi Industri dan Agroindustri, Universitas Internasional Semen Indonesia.
2. Mendapatkan ilmu pengoperasian proses kimia secara teknis dan non-teknis dalam industri kimia.
3. Membandingkan dan memahami fakta yang teramati di lapangan berdasarkan teori yang sudah didapatkan selama perkuliahan.

1.2.2 Manfaat

Berikut adalah manfaat dari adanya kerja praktik di PT. Pertamina RU VI Balongan :

1. Bagi Perguruan Tinggi

- a. Meningkatkan relevansi kurikulum pendidikan di Jurusan Teknik Kimia dengan dunia kerja.
- b. Sebagai tolak ukur pencapaian kinerja jurusan Teknik Kimia melalui evaluasi hasil pembelajaran oleh instansi tempat PKL.
- c. Meningkatkan kerja sama program studi antara Universitas Internasional Semen Indonesia (UISI) dengan PT. Pertamina RU VI Balongan.

2. Bagi Perusahaan

- a. Memberikan kontribusi sehingga perusahaan mampu berbagi ilmu

pengetahuan beserta kemampuan yang dibutuhkan di dunia kerja nantinya, dengan tujuan untuk mencetak lulusan yang kompeten dan memenuhi kriteria perusahaan.

- b. Membangun kerjasama antara dunia pendidikan dengan perusahaan serta mempererat kerjasama dengan perguruan tinggi terkait.
- c. Memperoleh kritik dan saran yang membangun dari mahasiswa yang melakukan kerja praktik.
- d. Memperoleh sumbangan pemikiran dan tenaga dalam rangka meningkatkan kinerja perusahaan/lembaga.

3. Bagi Mahasiswa

- a. Memperoleh pengalaman kerja praktik di PT. Pertamina RU VI Balongan sehingga mampu menerapkan dan mengaplikasikan teori yang telah didapat di bangku perkuliahan.
- b. Belajar secara langsung mengenai industri minyak dan gas dengan ahli terkait.
- c. Mendapatkan keterampilan, ilmu pengetahuan, dan wawasan guna meningkatkan kompetensi sehingga nantinya mampu diimplementasikan di dunia kerja.
- d. Pengetahuan tentang isu-isu kontemporer
- e. Cakupan pengetahuan cukup luas untuk dapat memahami pengaruh tindakan teknis yang diambil terhadap masyarakat dan dunia global.

1.3 Metodologi Pengumpulan Data

Untuk menyusun laporan magang, metodologi yang digunakan untuk memperoleh data dalam pelaksanaan magang melalui empat hal, yaitu :

1. **Metode Orientasi** adalah metode yang dilakukan dengan cara melakukan pengenalan seperti melihat dan mengamati secara virtual.
2. **Metode Observasi** adalah metode yang dilakukan dengan cara pengumpulan data dan dalam penyusunannya dilakukan dengan cara bertanya dan diskusi secara *online* kepada beberapa narasumber yang berada pada setiap unit, selain itu penulis juga bertanya langsung dengan pembimbing magang.

3. **Metode Dokumentasi** yaitu mengumpulkan data dengan cara mencatat dari seluruh dokumen yang berkaitan dengan obyek penelitian.

1.4 Waktu dan Tempat Pelaksanaan Magang

Kegiatan kerja Praktik dilaksanakan secara virtual menggunakan media *online* selama 1 bulan terhitung dari tanggal 04 Juli 2022 hingga 01 Agustus 2022 di PT. Pertamina (Persero) *Refinery Unit VI* Jl. Raya Balongan KM. 9 Kecamatan Balongan, Kabupaten Indramayu, Provinsi Jawa Barat, Indonesia.

1.5 Nama Unit Kerja Tempat Pelaksanaan magang

Unit Kerja : *Process Engineering*

Tempat : PT. Pertamina (Persero) *Refinery Unit VI*

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Sejarah PT. Pertamina (Persero)

Minyak bumi atau petroleum merupakan bahan bakar fosil yang digunakan sebagai bahan baku untuk bahan bakar minyak, bensin, dan banyak produk kimia sebagai sumber energi terpenting karena minyak memiliki persentase yang signifikan dalam memenuhi energi Indonesia. Pengelolaan sumber daya alam yang melimpah di Indonesia diatur oleh negara untuk kemakmuran rakyat dan tertuang dalam UUD '45 pasal 33 ayat 3. Hal ini bertujuan untuk menghindari praktik monopoli dan miseksplorasi kekayaan alam di Indonesia. Tahun 1871 merupakan kali pertama pengeboran minyak dilakukan di Indonesia oleh Jan Raerink di daerah Cibodas, Jawa Barat namun usaha tersebut mengalami kegagalan. Kemudian, Aeilo Jan Zykler melakukan pengeboran di Telaga Tiga, Sumatera Utara, dan pada tanggal 15 Juni 1885 berhasil ditemukan sumber minyak komersial yang pertama di Indonesia. Setelah itu, ditemukan pula sumber-sumber minyak bumi seperti di Kruka (Jawa Timur) pada tahun 1887, Ledok Cepu (Jawa Tengah) pada tahun 1901, Pmursian Tarakan pada tahun 1905, dan Tarang Akar Pendopo (Sumatera Selatan) pada tahun 1921. Penemuan-penemuan sumber minyak ini menyebabkan maskapai perusahaan asing seperti Royal Deutsche Company Shell, Stanvac, Caltex, dan maskapai lainnya untuk turut serta dalam usaha pengeboran minyak di Indonesia.

Pada awalnya Pertamina memiliki nama PT. Perusahaan Minyak Nasional yang disingkat PERMINA. Hal ini dikemukakan pada tanggal 10 Desember 1957 yang sekaligus ditetapkannya sebagai lahirnya Pertamina. Tahun 1960, PT. Permina berubah menjadi Perusahaan Negara (PN) Permina. Lalu, bergabung dengan PN Pertamina menjadi PN Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (Pertamina). Pada tahun 1971, pemerintah mengatur peran Pertamina untuk menghasilkan dan mengolah migas dari ladang-ladang minyak serta menyediakan kebutuhan bahan bakar dan gas di Indonesia yang termuat pada UU No. 8 tahun 1971. Melalui UU No. 22 tahun 2001, pemerintah mengubah kedudukan

Pertamina sehingga penyelenggaraan Public Service Obligation (PSO) dilakukan melalui kegiatan usaha. Lalu perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara berubah nama menjadi PT. Pertamina (Persero) yang melakukan kegiatan usaha migas pada sektor Hulu hingga sektor Hilir yang termuat pada PP No. 31 Tahun 2003. Pada 10 Desember 2005, Pertamina mengubah logo kuda laut menjadi anak panah dengan warna dasar hijau, biru, dan merah yang merefleksikan unsur dinamis dan kepedulian lingkungan. Pada tahun 2007, PT. Pertamina (Persero) mengubah visi perusahaan yaitu “Menjadi Perusahaan Minyak Nasional Kelas Dunia”. Pertamina mengoperasikan 7 kilang minyak dengan kapasitas total 1.051,7 MBSD, pabrik petrokimia dengan kapasitas total 1.507.950 ton per tahun dan pabrik LPG dengan kapasitas total 102,3 juta ton per tahun. Tetapi dari tujuh kilang yang dibangun, hanya enam yang masih beroperasi sampai saat ini. Kilang yang sudah tidak beroperasi dikarenakan beberapa sumur yang menjadi bahan (feed) tidak memproduksi lagi. Berikut data kapasitas produksi dari setiap unit pengolahan PT. Pertamina (Persero) terlampir sebagai berikut :

Tabel 2.1 Kapasitas Produksi Kilang PT. Pertamina (Persero)

Unit Pengolahan	Kapasitas (BPSD)	Kompleksitas
RU I Pangkalan Brandan	Non Aktif	-
RU II Dumai, Riau	170	7,5
RU III Plaju, Sumatera Selatan	133,7	3,1
RU IV Cilacap, Jawa Tengah	348	4
RU V Balikpapan, Kalimantan Timur	260	3,3
RU VI Balongan, Jawa Barat	125	11,7
RU VII Kasim-Sorong, Papua	10	2,4

Tabel 2.2 Sejarah Perkembangan PT. Pertamina (Persero)

Tahun	Perkembangan
1945	Berdirinya Perusahaan Tambang Minyak Negara Republik Indonesia

	(PTMNRI) di Tarakan yang merupakan perusahaan minyak nasional pertama di Indonesia.
April 1945	PT PMNRI menjadi Tambang Minyak Sumatera Utara (TMSU)
10 Desember 1957	TMSU berubah menjadi PT Perusahaan Minyak Nasional (PT PERMINA)
1 Januari 1959	NVIAM berubah menjadi PT Perusahaan Minyak Nasional (PT PERMINDO)
Februari 1961	PT PERMINDO berubah menjadi Perusahaan Negara Pertambangan Minyak (PN PERTAMIN) yang berfungsi sebagai satu-satunya distributor minyak di Indonesia
1 Juli 1961	PT PERMINA dijadikan PN PERMINA (PP No. 198/1961)
20 Agustus 1968	Peleburan PN PERMINA dan PN PERTAMIN menjadi Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Nasional (PN PERTAMINA) sesuai PP No. 27/1968
15 September 1971	PN PERTAMINA berubah menjadi PT PERTAMINA berdasarkan UU No. 8/1971
17 September 2003	PT PERTAMINA menjadi PT PERMINA (Persero) sesuai PP No. 31/2003
10 Desember 2005	Pertamina mengubah lambang kuda laut menjadi anak panah dengan warna dasar hijau, biru, merah yang

	merefleksikan unsur dinamis dan kepedulian lingkungan
20 Juli 2006	Pertamina melakukan transformasi fundamental
10 Desember 2007	Pertamina mengubah visi perusahaan yaitu “menjadi Perusahaan Minyak Nasional Kelas Dunia”
24 November 2016	Menteri BUMN selaku RIPS dengan SK BUMN No. S690/MBU/11/2016, menyetujui perubahan anggaran dasar Pertamina terkait dengan komposisi Direksi dan Dewan komisaris, kewenangan atas nama Direktur Utama, pembagian tugas dan wewenang Direksi, kehadiran rapat Direksi dan Dewan Komisaris.
1 Februari 2017	Melalui anak usaha PT. Pertamina International EP, Pertamina menjadi pemegang saham mayoritas M&P dengan 72,65% saham

2.2 Visi dan Misi PT. Pertamina (Persero)

Visi dan misi perusahaan ini adalah hal penting yang harus ditentukan dalam sebuah bisnis yang sedang dijalankan. Sama halnya dengan PT. Pertamina (Persero) dalam usaha untuk membangun kilang minyak terbaik di dunia PT. Pertamina memiliki visi dan misi sebagai berikut :

1. **Visi** : Menjadi Perusahaan Energi Nasional Kelas Dunia.
2. **Misi** : Menjalankan usaha minyak, gas, serta energi baru dan terbarukan secara terintegrasi, berdasarkan prinsip-prinsip komersial yang kuat.

Untuk mewujudkan Visi Perseroan sebagai perusahaan kelas dunia, maka Perseroan sebagai perusahaan milik negara turut melaksanakan dan menunjang kebijakan dan program Pemerintah di bidang ekonomi dan pembangunan nasional

pada umumnya, terutama di bidang penyelenggaraan usaha energi, yaitu energi baru dan terbarukan, minyak dan gas bumi baik di dalam maupun di luar negeri serta kegiatan lain yang terkait atau menunjang kegiatan usaha di bidang energi, yaitu energi baru dan terbarukan, minyak dan gas bumi tersebut serta pengembangan optimalisasi sumber daya yang dimiliki Perseroan untuk menghasilkan barang dan/atau jasa yang bermutu tinggi dan berdaya saing kuat serta mengejar keuntungan guna meningkatkan nilai Perseroan dengan menerapkan prinsip-prinsip Perseroan Terbatas.

2.3 Logo dan Slogan PT. Pertamina (Persero)

Sejak disatukannya PN Petamin dan PN Permina, maka secara otomatis berbagai atribut yang melekat pada kedua perusahaan tersebut juga disatukan, termasuk logo atau lambang dari keduanya. Logo PN Pertamina dibuat dengan menggabungkan unsur yang terdapat dalam dua logo perusahaan sebelumnya. Logo Permina yang terdiri dari gambar dua kuda laut, Bintang dan Pita tetap dipertahankan dengan menambahkan warna biru yang terdapat dalam logo Pertamina sebagai latar belakang logo Perusahaan yang baru.



Gambar 2.1 Logo Awal PT. Pertamina

Seiring dengan kemajuan teknologi di berbagai bidang, logo PT. Pertamina juga tidak ingin ketinggalan dengan para kompetitor asing yang siap menyerang Indonesia. Pada tahun 2005 PT. Bentuk logo Pertamina diubah menjadi bentuk yang lebih sederhana guna menyesuaikan perkembangan trend desain promosi saat ini, yakni simpel, mudah diingat, tapi elegan. Pertimbangan untuk mengganti logo yaitu agar dapat membangun semangat baru, membangun perubahan corporate culture bagi seluruh pekerja, mendapatkan pandangan (*Image*) yang

lebih baik diantara global *oil* dan *gas companies* serta mendorong daya saing perusahaan dalam menghadapi perubahan-perubahan yang terjadi, antara lain :

1. Perubahan peran dan status hukum perusahaan menjadi perseroan.
2. Perubahan strategi perusahaan untuk menghadapi persaingan dan semakin banyak terbentuknya entitas bisnis baru di bidang Hulu dan Hilir.



Gambar 2.2 Logo PT. Pertamina (Persero)

Logo PT. Pertamina (persero) yang baru membentuk huruf ‘P’ yang terdiri dari tiga bidang belah ketupat yang berwarna biru, hijau dan merah. Adapun filosofi yang terkandung dalam logo PT. Pertamina yang baru ini yaitu :

1. Biru mencerminkan andal, dapat dipercaya dan bertanggung jawab.
2. Hijau mencerminkan sumber daya energi yang berwawasan lingkungan.
3. Merah mencerminkan keuletan dan ketegasan serta keberanian dalam menghadapi berbagai macam kesulitan.
4. Bentuk anak panah menggambarkan aspirasi organisasi Pertamina untuk senantiasa bergerak ke depan, maju dan progresif.
5. Tiga elemen berwarna melambangkan pulau-pulau dengan berbagai skala yang merupakan bentuk negara Indonesia.

Adapun slogan dari PT Pertamina (Persero) adalah “*Renewable Spirit*” atau “Semangat Terbarukan”. Slogan ini diharapkan mendorong seluruh jajaran pekerja untuk memiliki sikap *entrepreneurship* dan *customer oriented* yang terkait dengan persaingan yang sedang dan akan dihadapi perusahaan.

2.4 Sejarah Singkat PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan

Kilang Balongan merupakan kilang yang dibangun dengan *system project financing* dimana biaya investasi pembangunannya dibayar dari *revenue* kilang Balongan sendiri dan dari keuntungan Pertamina lainnya. Dengan demikian maka tidak ada dana atau *equity* dari pemerintah yang dimasukkan sebagai penyertaan modal sebagaimana waktu membangun kilang-kilang lainnya sebelum

tahun 1990. Oleh karena itu kilang Balongan disebut kilang milik Pertamina.

Dasar pemikiran didirikannya Kilang RU VI Balongan untuk memenuhi kebutuhan BBM yaitu :

1. Pemecahan permasalahan minyak mentah (Crude) Duri.
2. Antisipasi kebutuhan produk BBM nasional maupun regional.
3. Peluang menghasilkan produk dengan nilai tambah tinggi.

Daerah Balongan dipilih sebagai lokasi kilang dan proyek kilang yang dinamakan proyek EXOR I (Export Oriented Refinery I) dan dirikan pada tahun 1991. Pada perkembangan selanjutnya, pengoperasian kilang tersebut diubah namanya Pertamina Refinery Unit VI Balongan. Start Up kilang PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan dilaksanakan pada bulan Oktober 1994 dan diresmikan oleh Presiden Soeharto pada tanggal 24 Mei 1995. Peresmian ini sempat tertunda dari perencanaan sebelumnya (30 Januari 1995) karena unit *Residue Catalytic Cracking* (RCC) mengalami kerusakan.

Kilang di RU VI Balongan dirancang untuk mengolah minyak mentah (*crude oil*) jenis Duri sebanyak 80% dan Minas sebanyak 20%. Pada tahun 1990, *crude oil* dari Duri memiliki kualitas yang relatif rendah sehingga kurang baik digunakan sebagai bahan baku karena kandungan residu mencapai hingga 78% dan kandungan impuritas seperti kandungan logam dan nitrogen yang sangat tinggi sehingga pada saat itu *crude oil* Duri memiliki harga yang relatif rendah. Teknologi kilang yang dimiliki di dalam negeri sebelum adanya kilang Balongan tidak mampu mengolah secara efektif dalam jumlah besar, sementara itu produksi minyak dari Duri meningkat cukup besar dengan diterapkannya metode Secondary Recovery. Pada operasi di Balongan saat ini, feed yang digunakan adalah campuran *crude oil* dari Duri, Minas, Nile Blend, Jatibarang, LSWR, Banyu Urip, Wassana, dan Cinta.

2.5 Visi dan Misi PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan

Dalam menjalankan tugasnya, sebagai badan perusahaan milik negara tidak lepas dari visi dan misi untuk mencapai suatu tujuan. Visi dan misi dari Pertamina RU VI Balongan sebagai berikut :

Visi :

“Menjadi Kilang Terkemuka di Asia Tahun 2025”

Misi ;

- a. “Mengolah crude dan naphtha untuk memproduksi BBM, BBK, Residu, NBBM dan Petkim secara tepat jumlah, mutu, waktu dan berorientasi laba serta berdaya saing tinggi untuk memenuhi kebutuhan pasar.”
- b. “Mengoperasikan kilang yang berteknologi maju dan terpadu secara aman, handal, efisien dan berwawasan lingkungan.”
- c. “Mengelola aset RU VI Balongan secara profesional yang didukung oleh sistem manajemen yang tangguh berdasarkan semangat kebersamaan, keterbukaan dan prinsip saling menguntungkan.”

2.6 Logo dan Slogan PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan

PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan memiliki logo sendiri untuk kilangRU VI Balongan. Berikut adalah logo PT Pertamina RU VI Balongan :



Gambar 2.3 Logo PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan

Logo PT. PERTAMINA (Persero) RU VI Balongan memiliki makna sebagai berikut :

1. Lingkaran : Fokus kepada bisnis inti dan sinergi
2. Gambar : Konstruksi regenerator dan reaktor di unit RCC yang menjadi ciri khas dari PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan.
3. Warna :
 - a. Hijau : Selalu menjaga kelestarian hidup.
 - b. Putih : Bersih, profesional, proaktif, inovatif dan dinamis dalam setiap tindakan yang selalu berdasarkan kebenaran.
 - c. Biru : Loyal kepada visi PT. Pertamina (Persero).
 - d. Kuning: Keagungan PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan.

4. Slogan dari PT. Pertamina (Persero) adalah “Renewable Spirit” yang dapat diartikan sebagai Semangat Terbarukan. Dengan slogan ini diharapkan mendorong seluruh jajaran pekerja untuk memiliki sikap entrepreneur dan customer oriented yang terkait dengan persaingan yang sedang dan akan dihadapi.

2.7 Tata Letak PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan



Gambar 2.4 Letak Geografis PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan

Pabrik PT. Pertamina (Persero) RU VI didirikan di kecamatan Balongan, kabupaten Indramayu, Jawa Barat (40 km arah barat laut Cirebon). Untuk penyiapan lahan kilang, yang semula sawah tadah hujan, diperlukan pengurukan dengan pasir laut yang diambil dari pulau Gosong Tengah yang dikerjakan dalam waktu empat bulan. Transportasi pasir dari tempat penambangan ke area penimbunan dilakukan dengan kapal yang selanjutnya dipompa ke arah kilang. Sejak tahun 1970, minyak dan gas bumi dieksploitasi di daerah ini. Sebanyak 224 buah sumur berhasil digali. Di antara sumur-sumur tersebut, sumur yang berhasil memproduksi adalah sumur Jatibarang, Cemara, Kandang Haur Barat, Kandang Haur Timur, Tugu Barat, dan lepas pantai. Sedangkan produksi minyak buminya sebesar 239,65 MMSCFD disalurkan ke PT Krakatau Steel, PT Pupuk Kujang, PT Indocement, Semen Cibinong, dan Palimanan. Depot UPPDN III sendiri baru dibangun pada tahun 1980 untuk mensuplai kebutuhan bahan bakar di daerah Cirebon dan sekitarnya. Tata letak pabrik disusun sedemikian rupa hingga memudahkan jalannya proses produksi serta turut mempertimbangkan aspek keamanan dan lingkungan. Untuk mempermudah jalannya proses produksi, unit-unit dalam kilang disusun sedemikian rupa sehingga unit yang saling

berhubungan jaraknya berdekatan. Dengan demikian pipa yang digunakan dapat sependek mungkin dan energi yang dibutuhkan untuk mendistribusikan aliran dapat diminimalisir. Untuk keamanan, area perkantoran terletak cukup jauh dari unit-unit yang memiliki resiko bocor atau meledak, seperti RCC, ARHDM, dll. Unit-unit yang berisiko diletakkan di tengah-tengah kilang. Unit terdekat dengan area perkantoran adalah unit utilitas dan tangki-tangki yang berisi air sehingga relatif aman.

Area Kilang terdiri dari :

- Sarana kilang : 250 ha daerah kontruksi kilang
: 200 ha daerah penyangga
- Sarana perumahan : 200 ha

Dintinjau dari segi teknis dan ekonomis, lokasi ini cukup strategis dengan adanya faktor pendukung, antara lain :

a. Bahan Baku

Sumber bahan baku yang diolah di PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan adalah: Minyak mentah Duri dan Minasi. Gas alam dari Jawa Barat bagian timur sebesar 18 Million Metric Standard Cubic Feet per Day (MMSCFD).

b. Air

Sumber air yang terdekat terletak di Waduk Salam Darma, kurang lebih 65 km dari Balongan ke arah Subang. Pengangkutan dilakukan dengan pipa berukuran 24 inci dan kecepatan operasi normal 1.100 m³ serta kecepatan maksimum 1.200. Air tersebut berfungsi untuk *steam boiler*, *Heat Exchanger* (sebagai pendingin) air minum, dan kebutuhan perumahan. Dalam pemanfaatan air, kilang Balongan ini mengolah kembali air buangan dengan sistem *wasted water treatment*, di mana air keluaran di-recycle ke sistem ini. Secara spesifik tugas unit ini adalah memperbaiki kualitas effluent parameter, fenol, dan COD sesuai dengan persyaratan lingkungan.

c. Transportasi

Lokasi kilang RU VI Balongan berdekatan dengan jalan raya dan lepas pantai utara yang menghubungkan kota-kota besar sehingga memperlancar distribusi hasil produksi, terutama untuk daerah Jakarta dan Jawa Barat. *Marine facilities* adalah fasilitas yang berada di tengah laut untuk keperluan bongkar muat *crude oil* dan produk kilang. Fasilitas ini terdiri dari area putar tangker, SBM, rambu laut, dan jalur pipa minyak. Fasilitas untuk pembongkaran peralatan dan produk (propylene) maupun pemuatan propylene dan LPG dilakukan dengan fasilitas yang dinamakan *jetty facilities*.

d. Tenaga Kerja

Tenaga kerja yang dipakai di PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan

terdiri dari dua golongan, yaitu golongan pertama, dipekerjakan pada proses pendirian Kilang Balongan yang berupa tenaga kerja lokal *nonskill* sehingga meningkatkan taraf hidup masyarakat sekitar, sedangkan golongan kedua, yang dipekerjakan untuk proses pengoperasian, berupa tenaga kerja PT. Pertamina (Persero) yang telah berpengalaman dari berbagai kilang minyak di Indonesia.

2.8 Tata Nilai Unggulan

PT. Pertamina (Persero) memiliki tata nilai sebagai komitmen perusahaan untuk mewujudkan visi dan misinya berdasarkan standar global dan penerapan tata kelola perusahaan yang baik (Good Corporate Governance). Nilai-nilai Pertamina disebut dengan akhlak dan nilai-nilai ini wajib diketahui dan menjadi pedoman bagi seluruh karyawan dalam beraktivitas. Pertamina menetapkan enam tata nilai perusahaan yang dapat menjadi pedoman bagi seluruh karyawan dalam menjalankan aktivitas sehari-hari. Penerapan nilai – nilai utama dari akhlak ini terdiri dari :

1. Amanah

Memegang teguh kepercayaan yang diberikan. Bertanggung jawab atas tugas, keputusan dan tindakan yang dilakukan hingga tuntas. Berpegang teguh kepada nilai moral dan etika.

2. Kompeten

Terus belajar dan mengembangkan kapabilitas. Berani mengambil keputusan secara cepat dan tepat berdasarkan resiko yang terukur. Menyelesaikan tugas dengan kualitas terbaik.

3. Harmonis

Saling peduli dan menghargai perbedaan. Saling membantu dan mendukung untuk kepentingan perusahaan. Menghargai setiap orang apapun latar belakangnya.

4. Loyal

Berdedikasi dan mengutamakan kepentingan bangsa dan negara. Menjaga nama baik sesama pekerja, pimpinan, BUMN dan Negara. Rela berkorban untuk mencapai tujuan yang lebih besar. Pantang menyerah menghadapi tantangan dan harapan.

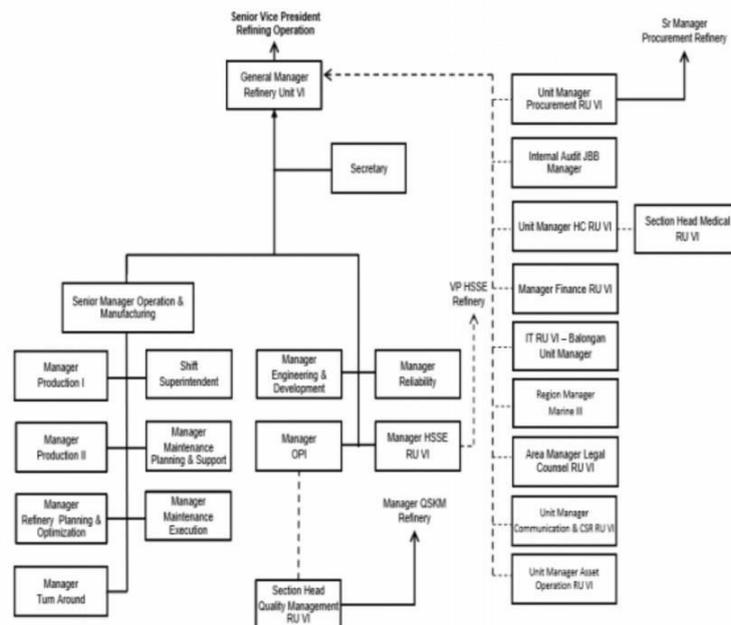
5. Adaptif

Terus berinovasi dan antusias dalam menggerakkan ataupun menghadapi perubahan. Terus menerus melakukan perbaikan mengikuti perkembangan teknologi dan bertindak proaktif.

6. Kolaboratif

Membangun kerjasama yang sinergis. Bersinergi secara agresif untuk memberikan nilai tambah sebesar-besarnya untuk perusahaan dan stakeholder lainnya. Mencari solusi terbaik dalam menghadapi perbedaan kepentingan yang terjadi.

2.9 Struktur Organisasi PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan



Gambar 2.5 Struktur Organisasi PT. Pertamina (Persero) RU VI

PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan mempunyai struktur organisasi yang menerangkan hubungan kerja antar bagian yang satu dengan yang lainnya dan juga mengatur hak dan kewajiban masing- masing bagian. Tujuan dibuatnya struktur organisasi adalah untuk memperjelas dan mempertegas kedudukan suatu bagian dalam menjalankan tugas sehingga akan mempermudah untuk mencapai tujuan organisasi yang telah ditetapkan. Maka biasanya struktur organisasi dibuat sesuai dengan tujuan dari organisasi itu sendiri. Struktur organisasi RU VI Balongan terdiri atas beberapa bagian yang mempunyai fungsi dan tanggung jawab masing-masing yaitu sebagai berikut :

1. General Manager

Tugas pokok General Manager adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi seluruh kegiatan di Refinery Unit VI sesuai dengan visi misi unit bisnis yang meliputi kegiatan pengembangan pengolahan, pengelolaan operasi kilang, kehandalan kilang, pengembangan kilang, supply chain operation, procurement, serta kegiatan pendukung lainnya guna mencapai target perusahaan di Refinery Unit VI.

2. Senior Man

Op & Manufacturing Tugas pokok Senior Man. Op & Manufacturing adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi penyusunan rencana operasi kilang, kegiatan operasi kilang, assessment kondisi peralatan, pemeliharaan turn around / overhaul, pemeliharaan rutin dan non-rutin, pengadaan barang dan jasa, pengadaan bahan baku, intermedia, dan gas, penerimaan, penyaluran, storage management, pengelolaan sistem akuntansi arus minyak, dan operasional HSE serta menunjukkan komitmen HSE dalam setiap aktivitas / proses bisnis agar kegiatan operasi berjalan dengan lancar dan aman di Refinery Unit VI.

3. Production-I Manager

Tugas pokok Production-I Manager adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi sistem dan tata kerja operasi kilang, rencana operasi dan kegiatan operasi kilang, pengadaan produk, barang, dan jasa, pengelolaan penerimaan, penyaluran, dan storage management, pengelolaan sistem arus minyak, pengelolaan mutu, dan operasional program HSE dalam rangka mendukung

seluruh kegiatan operasional kilang dalam melakukan pengolahan minyak mentah menjadi produk BBM / NBBM secara produktif, efisien, aman, dan ramah lingkungan, serta menunjukkan komitmen HSE dalam setiap aktivitas / proses bisnis sesuai dengan perencanaan perusahaan di Refinery Unit VI.Prod. I membawahi: RCC, HSC, danDHC.

4. Production-II Manager

Tugas pokok Production-II Manager adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi sistem dan tata kerja operasi kilang, rencana operasi dan kegiatan operasi kilang, pengadaan produk, barang, dan jasa, pengelolaan penerimaan, penyaluran, dan storage management, pengelolaan sistem arus minyak, pengelolaan mutu, dan menunjukkan komitmen HSE dalam setiap aktivitas / process business operasional program HSE dalam rangka mendukung seluruh kegiatan operasional kilang dalam melakukan pengolahan minyak mentah menjadi produk BBM, NBBM, secara produktif, efisien, aman, dan ramah lingkungan sesuai dengan perencanaan perusahaan di Refinery Unit VI.Prod. II membawahi : UTL, LAB, POC, dan OM.

5. Refinery Planning & Optimization Manager

Tugas pokok Refinery Planning & Optimization Manager adalah mengarahkan, mengkoordinasikan, dan memonitor evaluasi perencanaan, pengembangan / pengelolaan bahan baku, dan produk kilang berdasarkan kajian keekonomian, kemampuan kilang serta kondisi pasar; evaluasi pengadaan, penerimaan, dan penyaluran bahan baku; evaluasi kegiatan operasi kilang; evaluasi pengembangan produk; pengelolaan Linear Programming serta pengelolaan hubungan pelanggan dalam rangka mendukung kegiatan operasional yang paling efektif, efisien, dan aman serta menunjukkan komitmen HSE dalam setiap aktivitas/proses bisnis di Refinery Unit VI.

6. Maintenance Execution Manager

Tugas pokok Maintenance Execution Manager adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi kegiatan turn around dan overhaul (*plant stop*), pemeliharaan peralatan kilang rutin & nonrutin, pembangunan dan pemeliharaan aset bangunan, fasilitas sosial, dan fasilitas umum lainnya, dan heavy

equipment, transportation, rigging, dan scaffolding, optimalisasi aset pengelolaan mutu tools workshop, dan corrective action saat operasi kilang untuk memastikan peralatan kilang siap beroperasi dengan tingkat keandalan, kinerja peralatan yang paling optimal, menjadi role model, dan menunjukkan komitmen HSE dalam setiap aktivitas dan memenuhi HSE excellence di Refinery Unit. 7. Maintenance Planning & Support Manager Tugas pokok Maintenance Planning & Support Manager adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi kegiatan pemeliharaan serta menunjukkan komitmen HSE dalam setiap aktivitas / process business peralatan kilang yang meliputi rencana strategi perusahaan, pengelolaan mutu, strategi dan rencana dan kehandalan, assessment kondisi kilang, kegiatan pemeliharaan, vendor management, anggaran, dan pemeliharaan data seluruh peralatan kilang untuk memberikan jaminan kelayakan operasi peralatan sesuai peraturan pemerintah dan / atau standard & code serta aspek HSE yang berlaku agar peralatan dapat dioperasikan sesuai jadwal untuk memenuhi target produksi yang direncanakan di Refinery Unit VI.

7. Maintenance Planning & Support Manager

Tugas pokok Maintenance Planning & Support Manager adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi kegiatan pemeliharaan serta menunjukkan komitmen HSE dalam setiap aktivitas / process business peralatan kilang yang meliputi rencana strategi perusahaan, pengelolaan mutu, strategi dan rencana dan kehandalan, assessment kondisi kilang, kegiatan pemeliharaan, vendor management, anggaran, dan pemeliharaan data seluruh peralatan kilang untuk memberikan jaminan kelayakan operasi peralatan sesuai peraturan pemerintah dan/atau standard & code serta aspek HSE yang berlaku agar peralatan dapat dioperasikan sesuai jadwal untuk memenuhi target produksi yang direncanakan di Refinery Unit VI.

8. REL Manager

Tugas pokok REL Manager adalah mengkoordinir, merencanakan, memonitor, dan mengevaluasi pelaksanaan kehandalan kilang meliputi penetapan strategi pemeliharaan kilang (anggaran, strategi dan rencana), pengembangan teknologi, assessment / inspeksi kondisi kilang, pemeliharaan kilang terencana (termasuk TA dan OH) serta pengadaan barang dan jasa yang berkaitan dengan

kebutuhan operasi pemeliharaan kilang serta menunjukkan komitmen HSE dalam setiap aktivitas / process business dalam upaya mencapai tingkat kehandalan kilang dan safety yang optimal sesuai dengan prosedur kerja yang berlaku di Refinery Unit VI.

9. T/A (Turn-Around) Manager

Tugas pokok T/A Manager adalah mengkoordinir, mengarahkan, mengendalikan, memonitor, dan mengevaluasi seluruh tahapan proses kerja turn-around (TA/PS/COC) dan overhaul (OH) equipment, mulai dari tahap persiapan / perencanaan, pelaksanaan & proses start- up, hingga post TA-OH yang sesuai best practice / pedoman TA, pedoman pengadaan barang & jasa, peraturan pemerintah, standard & code yang berlaku dalam upaya mendukung keandalan pengoperasian peralatan kilang hingga seluruh peralatan yang telah diperbaiki dan di-overhaul tersebut dapat beroperasi dengan aman dan handal sampai dengan jadwal TA-OH berikutnya, untuk mendukung pemenuhan target produksi yang direncanakan di Refinery Unit VI.

10. Engineering & Development Manager

Tugas pokok Engineering & Development Manager adalah mengarahkan, memonitor, mengendalikan, dan mengevaluasi penyusunan sistem tata kerja operasi kilang apabila ada modifikasi/revamp/unit baru, kegiatan pengembangan kilang pengembangan teknologi, pengembangan produk, pengelolaan kegiatan operasi kilang, pengelolaan pengadaan barang dan jasa, pengelolaan program HSE, pengelolaan anggaran investasi guna mendukung kegiatan operasi pengolahan berdasarkan hasil identifikasi potensi risiko sehingga dapat terkelola suatu kinerja ekselen yang memberikan kontribusi positif bagi perusahaan dan berorientasi kepada pelanggan, produktivitas, dan keamanan kilang Refinery Unit VI.

11. HSE Manager

Tugas pokok HSE Manager adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi penerapan aspek HSE di Refinery Unit VI yang meliputi penyusunan, sosialisasi & rekomendasi kebijakan & STK HSE, identifikasi risiko HSE, mitigasi risiko HSE, peningkatan budaya HSE, implementasi operasional

program HSE, investigasi HSE, penyediaan peralatan dan fasilitas HSE, HSE regulation & standard code compliance serta HSE audit agar kegiatan pencegahan dan penanggulangan keadaan darurat, pelestarian lingkungan, keselamatan dan kesehatan kerja dapat tercapai sesuai dengan rencana dalam upaya mencapai HSE excellence.

12. Procurement Manager

Tugas pokok Procurement Manager adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi sistem tata kerja procurement, pengadaan barang dan jasa, vendor management, penerimaan barang dan jasa, distribusi, warehouse management, perjanjian kerjasama pengadaan jasa, dan facility support serta menunjukkan komitmen HSE dalam setiap aktivitas di fungsi Procurement Refinery Unit VI.

13. Manager Operational Performance Improvement

Tugas pokok OPI adalah mengkoordinir, merencanakan, mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi perubahan perusahaan, penyusunan laporan perusahaan terkait improvement, knowledge management, kegiatan leadership development (mindset dan capability), management system dan infrastruktur, pengolahan reward dan corporate activity dalam rangka mendukung kegiatan peningkatan kinerja operasional di Refinery Unit VI.

14. Manager Finance

Tugas pokok manager finance adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi proses pengolahan kinerja keuangan, pengolahan Sistem Tata Kerja (SOP), pengolahan penyusunan kebutuhan anggaran, pendanaan jangka pendek, kas dan bank untuk kebutuhan kegiatan operasi.

15. Manager Human Resource

Tugas pokok manager human resource adalah mengarahkan, memonitor, dan melakukan verifikasi kebutuhan tenaga kerja, proses transfer pekerja, identifikasi LMA, dan evaluasi usulan pelatihan pekerja, pengelolaan hubungan industrial (discipline and grievance) dan penanganan kasuskasus yang terjadi, administrasi, kompensasi, benefit, data pekerja, merespon kebutuhan informasi dan pembinaan Hubungan dengan Refinery Unit VI guna mendukung operasionalisasi pembinaan

dan pengembangan sumber daya manusia yang optimal dalam rangka pencapaian target perusahaan.

16. Manager Marine

Tugas pokok manager marine adalah memonitor dan mengevaluasi persiapan operasi kapal, ship maintenance, sistem tata kerja port management, new port project, port management activity, marine services.

17. Manager IT

Tugas pokok manager IT adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi kegiatan pemeliharaan, analisa pengajuan perubahan, dan persiapan instalasi, pengelolaan physical environment (fasilitas pendukung), pengelolaan data, pengadaan pengelolaan IT.

18. Manager Legal

Tugas pokok manager legal adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi layanan legal terkait kegiatan operasional Refinery Unit VI, melaksanakan penugasan khusus yang diberikan oleh General Manager Refinery Unit VI, Vice President Legal Counsel dan / atau Chief Legal Counsel and Compliance.

19. Manager Medical

Tugas pokok manager medical adalah melayani kesehatan bagi pekerja, keluarga dan pensiunan di Pertamina Hospital Balongan sesuai kebijakan & mutu pelayanan kesehatan yang dapat dipertanggung jawabkan dan menjamin tertib administrasi medis.

20. Manager Internal Audit

Tugas pokok manager internal audit adalah mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi rencana audit makro meliputi pemutakhiran macro risk assessment sehingga menghasilkan annual plan, pengelolaan proses audit, konsultasi serta monitoring dan evaluasi tindak lanjutnya sehingga mencapai tujuan pengawasan internal yang efektif dan efisien.

BAB III

BAHAN BAKU PRODUKSI

3.1 Bahan Baku PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan

PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan menggunakan bahan baku yang terbagi menjadi tiga golongan, yakni bahan baku utama berupa minyak mentah (*Crude Oil*), bahan baku penunjang dan aditif berupa bahan kimia, katalis, karbon aktif, gas alam, dan resin yang berfungsi untuk memenuhi kebutuhan proses agar mendapatkan produk yang diinginkan, serta bahan baku sistem utilitas berupa air dan udara.

3.2 Bahan Baku Utama

Kapasitas Produksi PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan sebesar 125.000 BPSD dirancang untuk mengolah minyak bumi berupa minyak minas (*light oil*) dan minyak duri (*heavy oil*) yang berasal dari Dumai dan Riau yang digunakan sebagai bahan baku dasar dengan perbandingan pada desain awal yaitu 80% dan 20%. Minyak Duri adalah minyak mentah yang memiliki kualitas yang sangat rendah karena memiliki komponen senyawa hidrokarbon berantai Panjang yang banyak menghasilkan residu pada hasil proses di Crude Distillation Unit (CDU). Sedangkan minyak minas merupakan minyak mentah yang memiliki kualitas yang lebih baik dibandingkan dengan minyak Duri, karena memiliki jumlah residu lebih sedikit pada proses CDU. Spesifikasi umpan minyak mentah Minas dan Duri di PT.Pertamina (Persero) RU VI sebagai berikut :

Tabel 3.1 Spesifikasi Minyak Mentah Minas dan Duri

Analisis	Satuan	Spesifikasi						
		Duri	Minas	JMCO	Arjuna	Azeri	Nile Blend	Mudi
SG pada 60°F	-	0.9352	0.8568	0.8312	0.8441	0.8432	0.8621	0.827
API Gravity	-	19.8	33.6	38.7	36.1	36.3	32.6	39.6
Viskositas Kinematic								
Pada 37.8°C	CSt	500.6	30.68	3.942	3.448	5.99		2.6

Pada 50°C		241.4	17.14	3.079	2.734	5	26.82	2.06
Kadar Air	% vol	0.2	0.25	0.30	0.05	0.03	0.20	0.15
Kadar Sulfur	%berat	0.241	0.112	0.197	0.112	0.160	0.053	0.310
Air dan Sedimen	-	0.2	0.3	0.3	0	0.05		0.2
Basic Nitrogen	-							
Total Nitogen	-							149
Pour Point	°C		33	30	18	-6.7	33.0	21.1
Kandungan Garam	Ptb	18	2	21	18	2	3.6	2
Kandungan Abu	%berat	3	0.014	0.004	0.004	0.03		0.01
RVP pada 100°C	Psi	0.008		2	5.2	5.1		3.4
Kandungan Asphaltenes	%berat	0.8	0.185	0.112	0.261	0.010		0.160
Kandungan wax	%berat	0.223	15.73	12.57	9.56	29.30		
CCR (<i>Conradson Carbon Residue</i>)	%berat	10.01	3.112	1.368	1.179	1.460		0.710
MCR (<i>Micro Carbon Residue</i>)	%berat	7.185					4.47	
TAN (<i>Total Acid Number</i>)	Mg KOH/g	1.458	0.123	0.059	0.269	0.400		0.100
Flash Point	°C	76.5	30	<0	<0	10		10
Characterization Factor	KUOP	11.9	12.5	12.1	11.8	12	12.6	11.8
Metal Content								
Nikel	Ppm Berat	23.37	9.68	1.22	1.27	3.18		0.01
Vanadium		0.74	0.1	0.86	1	0.02		0.54
Merkuri								8

Seiring dengan menipisnya deposit minyak mentah di lapangan Duri dan Minas, maka untuk pengoperasian minyak mentah Duri dan Minas memiliki rasio pencampuran yang hampir sama yaitu 50% ; 50%. Selain itu juga, dilakukan

penambahan jenis minyak bumi lain seperti Jati barang Mixed Crude Oil (JMCO), Nile Blend, MUDI (Gresik), Banyu Urip, dan AZERI (Malaysia), Low Sulfur Waxy Residue V (LSWRV), Banyu Urip Crude Oil (BUCO), LSL dan Qarun dalam jumlah kecil mengingat kandungan minyak duri dan minas sudah mulai terbatas dan sifat dari minyak tersebut sesuai dengan kondisi operasi rancangan PT. Pertamina RU VI Balongan. Komposisi campuran umpan minyak mentah terdiri dari sebagai berikut :

Tabel 3.2 Komposisi Campuran Umpan

Sumber Minyak Bumi	Komposisi (% Berat)
Duri	39,4
LSWR	0,6
LSWR VI 250	3,1
Ketapang	1,9
Coco	13,3
JMCO	1,0
Azeri	0,0
SLC	0,3
BUCO	39,1
Qarun	0,0
Aseng	4,4
TBI	0,0
Girasol	0,0
Kimanis	2,9
T. Angin	0,1
Mudi	0,5
TOTAL	100

Komposisi minyak bumi dapat berubah bergantung kepada minyak bumi yang tersedia pada lokasi sumber.

3.3 Bahan Baku Penunjang

Dalam unit proses di kilang Refinery Unit VI Balongan selain bahan baku

utama juga menggunakan bahan baku penunjang yang berfungsi untuk mendukung pengolahan dan menghindari pada unit-unit proses. Bahan baku penunjang diantaranya berupa bahan kimia, katalis, gas alam dan resin dalam masing-masing unit proses. Gas alam dari lapangan Jatibarang sebagai bahan baku di Hydrogen Plant, dimana pada proses Hydrotreating menggunakan hasil Hydrogen dari Hydrogen Plant untuk menghilangkan zat pengotor pada minyak mentah dan produknya. Dalam bahan baku penunjang dikelompokkan menjadi bahan penunjang proses, penunjang produk dan penunjang utilitas. Beberapa bahan penunjang di kilang PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan sebagai berikut :

1. Bahan Kimia

Bahan kimia yang digunakan di PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan pada tabel 3.3 berikut ini :

Tabel 3.3 Bahan Kimia di PT. Pertamina RU VI Balongan

Unit	Jenis	Aplikasi	Fungsi
DTU (11)	Cairan Amonia	Overhead 11-C-105	Menetralisir HCl
	Anti Foulant	Suction Feed Pump (11-P-101 A/B) dan Unit Desalter	Mencegah terjadinya fouling pada HE
	Corrosive Inhibitor	Overhead 11-C-101	Mencegah Korosi
	Demulsifier	Suction Feed pump and Unit Desalter	Memisahkan emulsi
	Wetting Agent	Preparasi larutan pada 11-V-114	Membantu mempercepat Pemisahan

15/16/17/18/19/20	Kalgen	15-B-101, 15-E-104 A/B	Mengatasi kesadaran
	Kurilex	Injeksi pada airdari cooling water untuk 16-E-103 A/B, E- 104 A/B, E-105 A/B, E-111 A/B	Sebagai pencegah korosi
	Katalis	18-A-202, 206	Oksidasi Sodium Mercaptide
	Kaustik	11-V-101, 102, 103, 106, dan 18-V-102, 18-V-104	Mengikat H_2S
	Anti Oksidan	Aliran Produk 18-V-102, 18-V-104	Sebagai antioksidan
23/24	MDEA	Preparasi larutan dilakukan pada 23-V-102	Mengikat H_2S
	Anti Foam	Injeksi pada kolom RCC (24-C-201) dan kolom NH ₃ stripper (24-C-102) dan aliran masuk 23-C-101	Mencegahfoaming
	Soda	24-V-302, 24-V-303, dan 24-Z-301	Menetralisasi kaustik

Berikut merupakan penjelasan yang lebih rinci :

- a) Monoethanol Amine (C_2H_4OH) NH_2 , berfungsi untuk menyerap senyawa COS dan CS, serta senyawa sulfur lainnya yang terdapat dalam fraksi C₃.
 - b) Caustic Soda (NaOH), berfungsi untuk menetralkan dan menaikkan pH raw water, regenerasi resin di proses condensate degasser dan menyerap senyawa sulfur seperti H₂S, mercaptan COS dan CS₂.
 - c) Corrosion inhibitor adalah asam karboksilat yang merupakan produk reaksi dalam hidrokarbon alifatik dan aromatik atau garam amina dari asam fosfat dengan penambahan solvent. Berfungsi untuk mencegah terjadinya korosi pada overhead line 11-C-101, mencegah korosi sepanjang cooling water dan mengurangi laju korosi di overhead system flash rectifier dengan pembentukan filming.
 - d) Demulsifier, berfungsi untuk menghindari dan memecah emulsi minyak yang terbentuk sehingga dapat mempercepat pemisahan pada desalter. Demulsifier diinjeksikan ke crude charge secara kontinu pada suction pump untuk membantu difusi kimia ke dalam minyak.
 - e) Anti foulant, berfungsi untuk menghindari fouling di preheating system.
 - f) Wetting agent, berfungsi untuk memecah minyak yang mengelilingi padatan dan memindahkan padatan tersebut dari fasa minyak ke fasa cair sehingga mudah dipisahkan.
 - g) Sodium Nitrat (NaNO₃), berfungsi untuk menetralkan senyawa klorida yang dapat menyebabkan korosi *austenitic stainless steel* di permukaan tube heater.
 - h) Soda ash (Na₂CO₃), berfungsi untuk menetralkan senyawa klorida yang dapat menyebabkan korosi *austenitic stainless steel* di permukaan tube heater.
 - i) Trisodium Phosphate (Na₃PO₄), berfungsi untuk menghindari fouling dan mengatur Ph.
 - j) Chlorine (Cl₂), berfungsi untuk desinfektan pada raw water dan mencegah terbentuknya lumut atau kerak.
 - k) Sodium Phosphate Monohydrate (NaH₂PO₄H₂O), berfungsi untuk membantu penyerapan senyawa dasar nitrogen (amoniak) dan entrainment solvent.
 - l) LPG odorant, berfungsi sebagai detektor kebocoran untuk memberi bau.
 - m) Antifoam, berfungsi untuk mencegah foaming pada amine regenerator.
-

2. Bahan Penunjang Produk

- a) Clay, berfungsi sebagai penstabil warna produk kerosin.
- b) ($C_{14}H_{24}N_2$), berfungsi untuk mencegah pembentukan gum (endapan yang menggumpal) dalam produk naphta dan polygasoline yang menyebabkan terjadinya penyumbatan pada filter atau karburator mesin bahan bakar kendaraan.

3. Bahan Katalis dan Resin

Berikut Katalis dan Resin yang digunakan di PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan antara lain :

Tabel 3.4 Katalis dan Resin yang digunakan RU VI Balongan

Unit	Jenis Katalis / Resin	Aplikasi	Fungsi
12/13	ICR131KAQ	12/13-R-101/102/103	Mengurangi kandungan logam
14/21	Sulphur Absorber	22-R-102 A/B	Absorpsi H_2S
15	Katalis UOP	15-R-101/102/103/104	Memecah rantai hidrokarbon panjang
	Molsieve Pru ODG-442	19-V-104 A/B	Adsorpsi <i>moisture</i> dari LPG campuran C_3
19	E-315 Katalis Propylene	19-V-111	Menghilangkan kandungan
	Metal Treater		Metal
20	Alcoa Selexsorb COS 1/8"	11-V-112 A/B	Menghilangkan COS dari <i>Propylene</i>
	Katalis SHP H14171	9-R-101 A/B	Menjenuhkan senyawa diolefin menjadi monoolefin
	Rock Salt	14/21-V-101	Adsorpsi <i>moisture</i> dari LPG

	Hydrogenator	22-R-101	Hidrogenasi untuk melepaskan kandungan sulfur
22	High Temperature Shift Converter type C12-4	22-R-103	Mengubah CO menjadi CO_2
	Hydrogen Reformer	22-F-101	Mengubah gas alam
	Catalyst		Menjadi H_2
	Anion Resin ASB-1p & Kation Resin C-249	22-V-105 A/B	Mereaksikan kation dan anion
	Lynde Adsorbent type LA22LAC-612, C-200F	22-V-109 A-M	Menyerap pengotor $H_2(CO, CO_2, N_2, HC)$
23	Karbon aktif	23-S-102	Menyerap komponen yang mengakibatkan <i>foaming</i>
	Amine Filter	23-S-101/103	Menyaring partikel >10 micron di Lean
25	Claus Catalyst	25-R-101/102/103	Mereaksikan gas alam
55	Karbon Aktif	55-A-101 A/B-S1	Menyaring bahan-bahan Organik
	Strong Acid	Kation pada 55-A-101	

	Kation Resin	A/B-V1, anion pada 55-A-101A/B- V2	Menghilangkan kation/anion
58	Activated Alumina 1/8",1/4", ceramic ball	58-D-101 A/B-R1- R2	Adsorpsi <i>moisture</i> dari LPG
59	Molsieve Siliporite	59-A-101 A/B- A1	Adsorpsi <i>moisture</i> , <i>CO₂</i>

3.4 Bahan Baku Sistem Utilitas

Sebagai sarana penunjang proses, dibutuhkan bahan baku di unit Utilitas yaitu air dan udara. Air yang digunakan berasal dari Bendungan Salam Darma di Kabupaten Subang. Sebelum digunakan air diolah terlebih dahulu agar terbebas dari pengotor dan mineral. Di kilang RU VI Balongan, air digunakan sebagai pendingin, pemasok listrik umpan, pembangkit kukus, dan pemadam kebakaran, serta kebutuhan kantor dan perumahan karyawan.

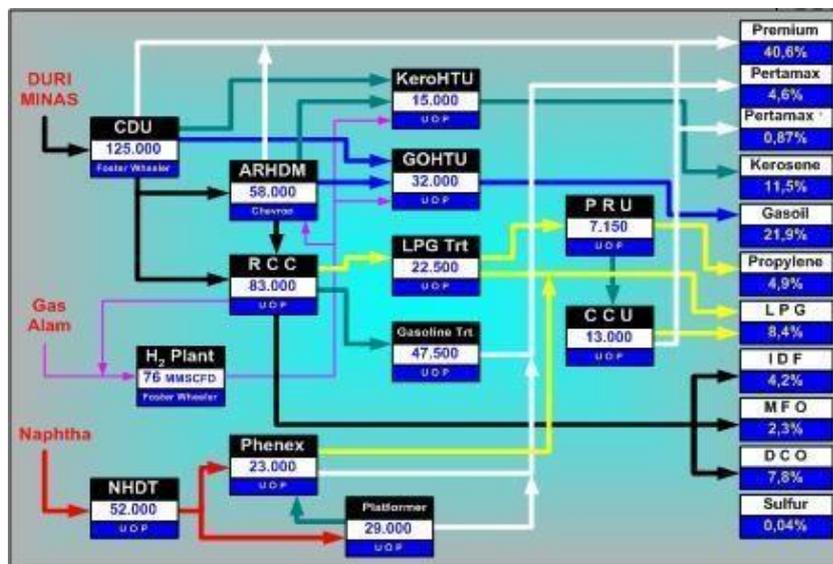
Untuk mengolah air sisa proses seperti sour water menjadi air proses kembali dilakukan melalui proses treatment air sisa proses. Sementara, Udara di unit utilitas digunakan sebagai udara tekan serta untuk pembakaran dan penyedia nitrogen dan juga dapat digunakan untuk sistem kontrol pabrik serta sebagai bahan pada unit penyedia nitrogen.

BAB IV

PROSES PRODUKSI

4.1 Uraian Proses Produksi

Di kilang RU VI Balongan menghasilkan 3 jenis produk dalam bentuk BBM, Non BBM dan jenis BBK (Bahan Bakar Khusus). Untuk mendapatkan produk yang bernilai, *crude oil* diolah di beberapa unit kompleks untuk menghasilkan produk utama berupa gasoline (Premium, Pertamina dan Pertamina Turbo), LPG, kerosene, solar (Pertamina DEX) dan produk sampingnya berupa Industrial Diesel Oil (IDF, *Decant oil*, dan sebagainya), *Propylene*. Proses utama yang digunakan dalam mengolah *crude oil* di PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan dapat dilihat pada gambar 4.1 dengan penguraian yang terjadi pada RU VI Balongan yaitu ada *Hydro Skimming Complex (HSC)*, *Distillation and Hydrotreating Complex (DHC)*, *Residue Catalytic Cracker Complex (RCC Complex)*, *Propylene Olefin Complex (POC)* yang memiliki penjabaran sebagai berikut :



Gambar 4.1 Proses Utama Crude Oil RU VI Balongan

4.1.1 Hydro Skimming Complex (HSC)

Proses yang terjadi pada *Hydro Skimming Complex Unit* ini adalah proses *distillation* dan *treating* dari limbah yang dihasilkan dari *crude oil* dan *treating* produk *naphta*. Unit HSC terdiri dari *Crude Distillation Unit (CDU)* dan *Naphta Processing Unit (NPU)*

Unit *HSC* merupakan *Refinery Unit* awal dari keseluruhan proses di PT. Pertamina RU VI Balongan. Unit ini terdiri dari *Distillation Treating Unit* (DTU) dan *Naphtha Processing Unit* (NPU). Adapun penjabarannya sebagai berikut :

4.1.1.1 Distillation Treating Unit (DTU)

Pada Unit ini terdiri dari *Crude Distillation Unit* (Unit 11), *Amine Treatment Unit* (Unit 23), *Sour Water Stripper Unit* (Unit 24) dan *Sulphur Plant Unit* (Unit 25). Berikut penjelasannya :

A. Crude Distillation Unit (Unit 11)

Crude Distillation Unit (CDU) merupakan *primary processing* dan dibangun untuk mengolah campuran minyak Indonesia sebesar 125.000 BPSD (828,1 m³/jam). Campuran minyak mentah yang digunakan pada saat ini terdiri dari crude oil Duri dan crude oil Minas serta digunakan komposisi dari *crude oil* lain yang memiliki karakteristik mendekati *crude oil* Duri dan Minas seperti minyak Jatibarang, Anjuna, Azeri, Neil Blend, Mudi, Banyu Urip, Cinta, Lalang, Sarir. Dalam rangka optimalisasi kilang RU-VI. Agar mencapai suhu yang dibutuhkan untuk proses destilasi, maka minyak mentah dilewatkan melalui beberapa penukar panas (heat exchanger) dengan memanfaatkan panas dari produk yang dikeluarkan dari kolom fraksinasi sebelum akhirnya dipanaskan di furnace secara radiasi hingga suhunya mencapai $\pm 360^{\circ}\text{C}$

CDU merupakan *Atmospheric Distillation Unit* yang mengolah minyak mentah menjadi produk-produk berdasarkan perbedaan titik embun dan titik didih. Produk yang dihasilkan dari CDU antara lain fraksi gas, *naphtha*, *kerosene*, *Light Gas Oil (LGO)*, *Heavy Gas Oil (HGO)*, dan *Atmospheric Residue*. Tujuan CDU adalah memaksimalkan produk akhir, oleh karena itu sebagian residunya diproses lagi pada unit AHU/ARDM dan sebagian lagi langsung ke unit RCC. Unit CDU terdiri dari dua seksi yaitu :

- a) Seksi *Crude Distillation*, yang dirancang untuk mendistilasi campuran crude oil dan menghasilkan distilat overhead terkondensasi, gas oil dan residu.
- b) Seksi Overhead Fraksinasi dan Stabilizer, yang dirancang untuk distilasi lanjutan kondensat overhead menjadi gas-gas ringan, *naphtha* dan *kerosene*.

Unit CDU ini juga dirancang untuk mengolah campuran *wild naphtha* dari gas oil dan *Light Cycle Oil (LCO) Hydrotreater*. Unit ini beroperasi dengan baik pada

kapasitas antara 50 hingga 100% kapasitas desain dengan faktor on stream 0,91. Kapasitas saat 100% adalah 754 ton/jam.

Tahapan Proses :

Minyak mentah Duri dan Minas dicampur di off site (area tank farm) dan dialirkan oleh pompa umpan (P-101 A/B) dengan laju umpan 748.330 kg/h pada temperatur 47,79°C dan tekanan 3,3 kg/cm²g. Kemudian umpan dipanaskan dengan melewati rangkaian alat penukar panas (Cold Preheater Train, 11-E-101 sampai 11-E-105) tujuannya untuk menaikkan temperatur umpan menjadi 155,1°C. Setelah itu, crude oil dimasukkan ke dalam Desalter (V-101-A/B) untuk mengurangi kadar garam yang terdapat dalam minyak mentah karena garam dapat menyebabkan korosi pada perpipaan. Sebelum memasuki desalter, umpan diinjeksi dengan menggunakan anti foulant. Air (wash water) yang akan digunakan untuk melarutkan garam pada desalter dipanaskan terlebih dahulu oleh Desalter Effluent Water dengan alat penukar panas (E-116). Kemudian air diinjeksikan pada aliran atas desalter menggunakan Mixing Valve untuk meningkatkan pencampuran yang homogen antara air dengan minyak sehingga air dapat menyerap garam pada minyak dengan baik. Karena pencampuran air dengan minyak dapat menyebabkan emulsi sehingga terjadi upset (air masuk ke kolom uap) maka diberikan demulsifier. Kondisi operasi pada Desalter berkisar 150°C dengan tekanan 8 kg/cm² g sehingga air akan tetap berwujud cair.

Desalted Crude Oil lalu dipanaskan kembali dengan Hot Preheater Train (11-E-106 sampai 11-E-111) hingga mencapai temperatur 276,7 o C. Kemudian, umpan dipanaskan lebih lanjut di Furnace (11-F-101) hingga 340 – 360°C. Crude oil yang berupa uap kemudian dialirkan ke dalam Main Fractionator (11-C-101) yang terdiri dari 34 tray, dimana umpan masuk pada tray ke 31. Main Fractionator (11-C-101) berfungsi untuk fraksinasi steam ke stripping. Pada saat stripping menggunakan low pressure steam yang sudah dipanaskan di bagian konveksi (11-F-101) menjadi superheated steam sebelum diinjeksikan ke stripper. Dari kolom Main Fractionator akan dihasilkan Top Product berupa off gas, naphta, dan kerosin; Side Stream Product berupa untreated Light Gas Oil (LGO) dan untreated Heavy Gas Oil (HGO); serta Bottom Product berupa Atmospheric Residue (AR). Untuk memanfaatkan dan mengambil panas dari Main Fractionator (11-C-101) digunakan

tiga Pump Around Stream, yaitu Top Pump Around Stream (P-104), Middle Pump Around Stream (P-105) dan Bottom Pump Around Stream (P106). Top Pump Around Stream (TPA) diambil dari tray nomor 5 dan digunakan sebagai fluida pemanas pada Cold Preheater Train (11-E-104) kemudian dikembalikan di top tray. Middle pump around stream diambil dari tray nomor 15 pada kolom fractionator dan dipompakan ke splitter reboiler (11-E-122) menggunakan P-105. Kemudian dialirkan ke crude preheated train (11-E-106) sebelum dikembalikan ke tray nomor 12. Sebelum memasuki crude preheated train, sebagian minyak dipisahkan dan di-strip oleh (11-C-102) untuk menghasilkan produk LGO. Bottom pump around stream diambil dari tray nomor 25 dari kolom fractionator dan dipompakan ke stabilizer reboiler (11-E-120) menggunakan P-106. Kemudian dialirkan ke crude preheated train (11-E-109) sebelum dikembalikan ke tray nomor 22. Sebelum memasuki crude preheated train, sebagian minyak dipisahkan dan di-strip oleh (11-C-103) untuk menghasilkan produk HGO. Selain itu, akibat pengambilan panas menyebabkan suhu side stream tersebut turun dan digunakan sebagai refluks untuk pengatur temperatur pada tray di atasnya dan mencegah adanya fraksi berat yang terbawa ke atas. Pada fractionator C101 juga diambil side streamnya untuk menghasilkan produk light gas oil dan heavy gas oil. Sebelum diambil sebagai produk LGO dan HGO, masing-masing side stream dimasukkan ke dalam LGO stripper (C-102) dan HGO stripper (C-103). Jumlah stream yang keluar dari LGO stripper sebanyak 81.930 kg/jam sedangkan jumlah stream yang keluar dari HGO stripper sebanyak 45.720 kg/jam. Superheated stripping steam ditambahkan ke dalam LGO dan HGO stripper untuk menurunkan tekanan parsial komponen dalam sidestream yang masuk ke dalam LGO dan HGO stipper sehingga fraksi ringannya dapat terusir dari produk LGO dan HGO.

Top Product dari Main Fractionator (11-C-101) dikondensasi dengan Fin Fan Cooler (11-E-114) serta diinjeksi dengan larutan amonia dan Corrosion Inhibitor. Kemudian dialirkan menuju vessel (11-V-102) dan dipisahkan antara fraksi minyak, gas dan airnya. Fraksi air akan dialirkan ke unit Sour Water Stripper. Gas inert dan sedikit hidrokarbon ringan akan terpisah pada vessel karena tidak terkondensasi. Fraksi gas yang terkondensasi akan dialirkan menuju off gas KOdrum (11-V-103) dan akan digunakan sebagai fuelgas untuk furnace (11-F-

101). Sedangkan untuk fraksi minyaknya sebanyak 63.600 kg/jam dialirkan menuju stabilizer (11-C-104) yang sebelumnya dipanaskan terlebih dahulu pada exchanger (11-E-118) dan (11-E-119). Stabilizer berfungsi untuk memisahkan hidrokarbon fasa gas dengan fasa minyak. Hidrokarbon fasa gas sebagai top product akan dikondensasikan dan dimasukkan ke Stabilizer Overhead Drum (11-V-104). Pada drum ini terjadi pemisahan antara fraksi off gas dengan fraksi air dan fraksi minyak yang terbawa bersama produk atas. Fraksi off gas akan dikirim ke unit Amine Treatment sedangkan fraksi minyak yang terbawa dalam kondensat akan dikembalikan lagi ke stabilizer sebagai refluks.

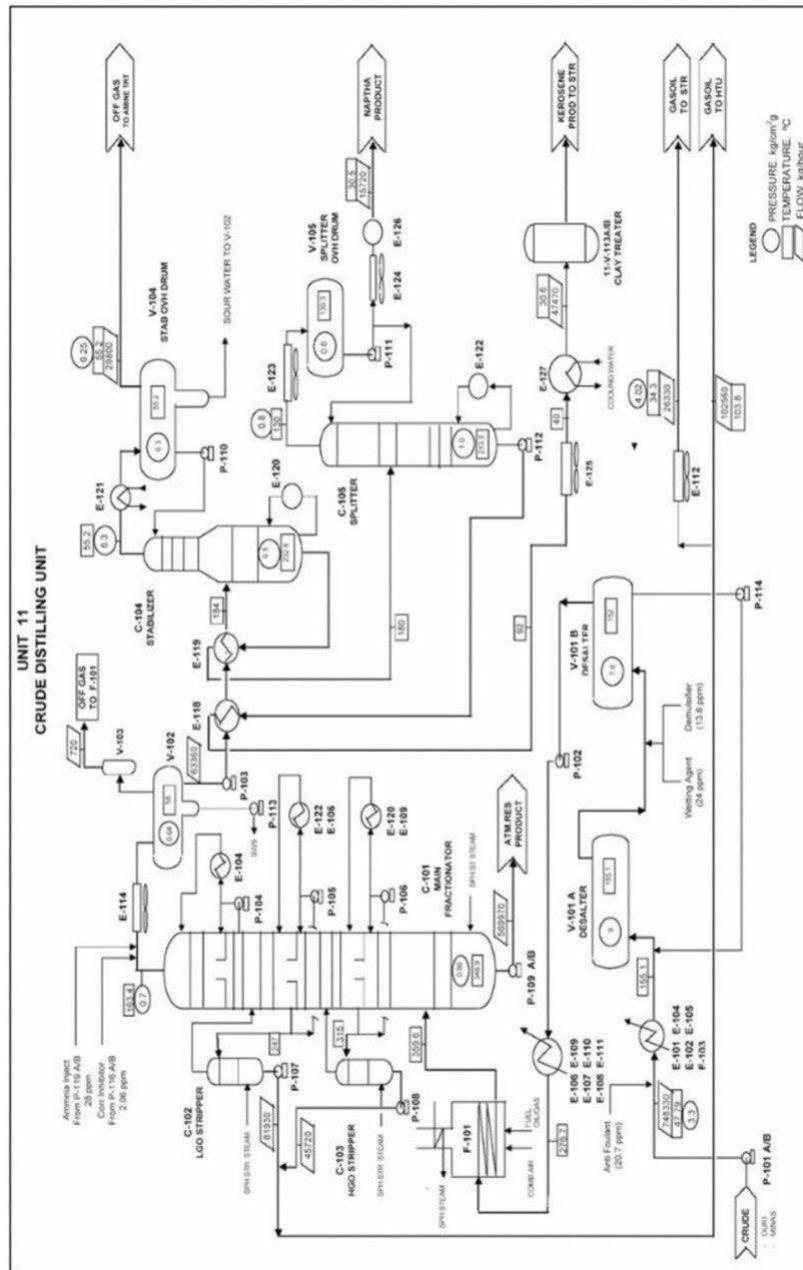
Hidrokarbon fraksi minyak sebagai bottom product dari stabilizer (11-C-104) akan diproses lebih lanjut di dalam splitter (11-C-105). Sebelum masuk splitter (11-C-105), panas dari bottom product dimanfaatkan sebagai Heat Exchanger (11-E-119) untuk memanaskan feed yang akan masuk ke stabilizer. Pada splitter (11-C-105) dihasilkan produk atas berupa naphta dan produk bawah berupa kerosene. Produk naphta akan dikondensasikan dengan Fin Fan Cooler (11- E124) dan kondensor (11-E-126) kemudian dialirkan menuju tangki penyimpanan dan sebagian produknya akan diteruskan menuju Naphta Processing Unit (NPU). Sedangkan produk bawah dari splitter berupa kerosin akan disimpan di dalam tangki yang sebelumnya diturunkan temperaturnya terlebih dahulu dengan menukarkan panas melewati exchanger (11-E118), kemudian dikondensasikan dengan Fin Fan Cooler (11- E-125) dan kondensor (11- E-127). Kemudian produk kerosin yang sudah didinginkan dimasukkan ke dalam Clay Treater (11-V-113 A/B) dengan tujuan sebagai stabilisator warna kerosin dan untuk menghilangkan pengotor.

Side Stream Product digunakan sebagai refluks untuk mengatur temperatur pada tray di atasnya dan mencegah adanya fraksi berat yang terbawa ke atas. Side Stream Product dari Main Fractionator (11-C-101) berupa Light Gas Oil (LGO) dan Heavy Gas Oil (HGO) masing-masing di stripping menggunakan Low Pressure Steam kemudian dicampurkan sehingga menghasilkan Combined Gas Oil (CGO). Tujuan dari stripping tersebut adalah untuk melucuti fraksi ringan dari masing-masing LCO dan HGO yang nantinya akan dikembalikan ke Main Fractionator (11-C-101). Sebelum dicampur menjadi CGO, panas dari LGO dan HGO dimanfaatkan

untuk memanaskan crude oil. Sebagian dari Combined Gas Oil (CGO) dialirkan ke Gas Oil Hydrotreating Unit (Unit 21) untuk diproses lebih lanjut dan sisanya ditampung di tangki penyimpanan setelah didinginkan terlebih dahulu oleh Fin Fan Cooler (11-E-112). Striping Stream untuk kolom (11-C-101), (11-C-102) dan (11-C-103) menggunakan Low Pressure Steam (LPS) yang sudah dipanaskan di bagian konveksi Furnace (11-F-101) menjadi superheated steam yang mempunyai suhu 350°C sebelum diinjeksikan ke dalam stripper.

Bottom product dari Main Fractionator (11-C-101) berupa Atmospheric Residue (AR) yang mengandung hidrokarbon fraksi berat digunakan panasnya untuk memanaskan crude oil di Preheater Exchanger (11-E-111, 11-E-110, 11-E-107, 11-E-105, dan 11-E-103) lalu diproses lebih lanjut di Residue Catalytic Cracking Unit (RCC) dan sisanya disimpan di tangki.

Berikut Merupakan Diagram Alir Proses Crude Distillation Unit (CDU) :

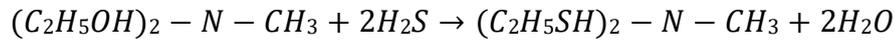


Gambar 4.2 Diagram Alir Proses *Crude Destillatin Unit* (CDU)

B. Amine Treatment Unit (Unit 23)

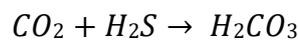
Pada unit ini berfungsi berfungsi untuk mengolah *sour off-gas* dan menghilangkan kandungan H_2S yang terdapat dalam *sour off-gas*. *Sour off-gas* yang berasal dari unit CDU, GO-HTU, LCO-HTU, dan ARHDM banyak mengandung sulfur dalam bentuk H_2S sehingga bersifat asam dan korosif, oleh karena itu perlu diolah lebih lanjut. Proses yang dipakai adalah SHELL ADIP, yaitu menyerap H_2S

dengan menggunakan larutan *diisopropanol amine* (DIPA). Namun saat ini larutan penyerap yang digunakan adalah larutan MDEA (*methyl diethanol amine*) sebagai larutan penyerap. Kadar larutan MDEA yang digunakan adalah 2 kg mol/ m^3 . Pada unit ini diharapkan kandungan H_2S produk tidak melebihi 50 ppm.

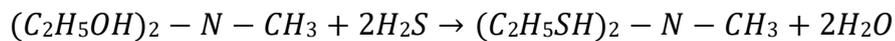


Reaksi antara H_2S dan CO_2 dengan MDEA sebagai berikut :

- a) Reaksi dengan H_2S menjadi senyawa sulfide
- b) Hidrasi CO_2 menghasilkan asam karbonat (reaksi berjalan lambat) :



- a. Reaksi MDEA dengan asam karbonat :



Terdapat tiga alat utama pada unit ini yaitu :

a) *Off-gas absorber*

Off-gas absorber berfungsi untuk mengolah *off-gas* yang berasal dari CDU, AHU, GO-HTU, dan LCO-HTU. Hasilnya digunakan untuk *fuel gas system* sebagai bahan bakar kilang dan sebagai umpan gas Hydrogen Plant. Kapasitasnya sebesar 18.522 Nm^3 /jam.

b) *RCC Unsaturated Gas Absorber*

RCC Unsaturated Gas berfungsi untuk mengolah sour gas dari unit RC dan hasilnya dialirkan ke *fuel gas system* dan sebagai umpan *Hydrogen Plat*. Kapasitasnya sebesar 39.252 Nm^3 /jam.

c) *Amine Regenerator*

Amine Regenerator berfungsi untuk meregenerasi larutan amine setelah digunakan dalam kedua absorber di atas kapasitas 100% gas yang keluar. Hasilnya berupa larutan amine yang miskin sulfur dan siap dipakai kembali. Kemudian juga disediakan fasilitas make up yang digunakan sebagai antisipasi hilangnya senyawa MDEA karena terbawa oleh sour gas.

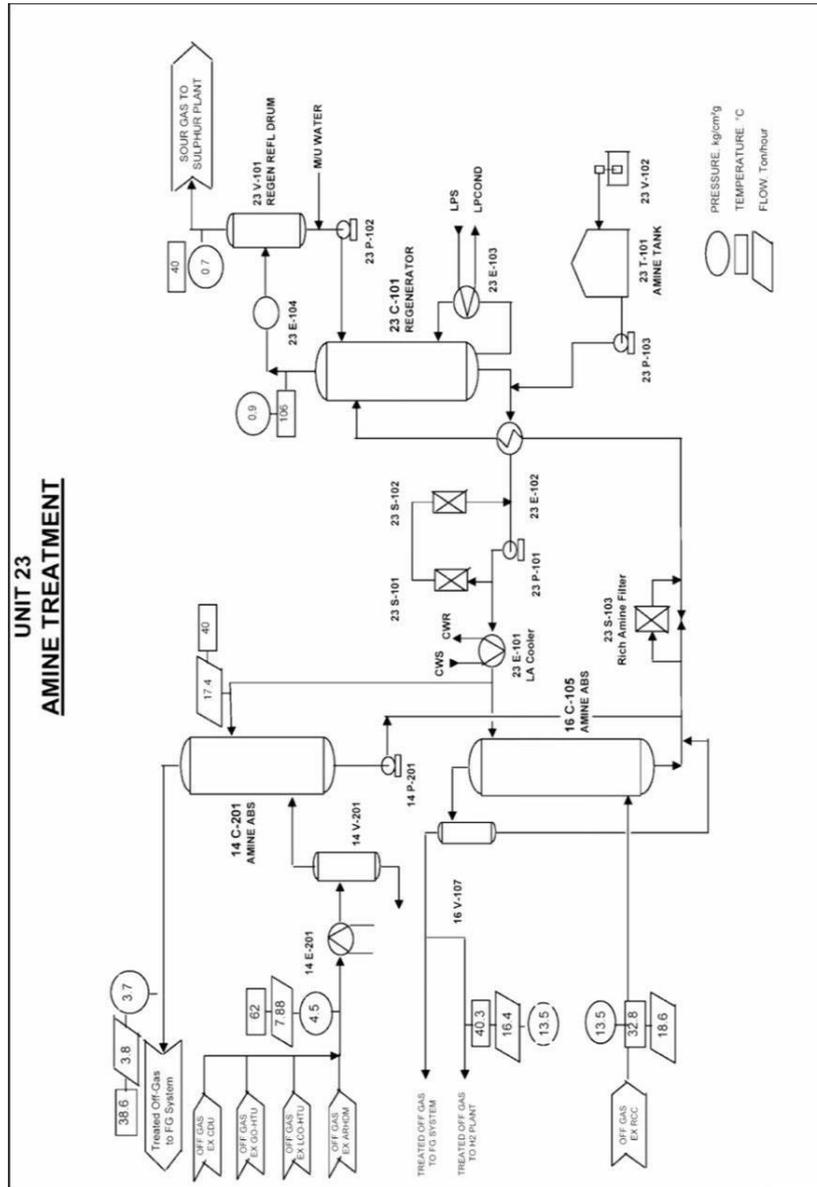
Tahapan Proses Amie Treatment Unit :

Umpan *off gas absorber* berasal dari *off gas* CDU (Unit 11), GO-HTU (Unit 14), LCO-HTU (Unit 21), dan ARHDM (Unit 12/13) dicampur menjadi satu kemudian dilewatkan ke *exchanger* (14-E-201) dengan menggunakan air pendingin, kemudian ditampung di *vessel gas* KO drum (14-V-101). Umpan yang masuk ke dalam kolom *amine absorber* (16-C-105) berasal dari *off gas* yang merupakan produk dari RCC. Produk atas dari kolom *amine absorber* yang berupa *treated off gas* ditampung di *off gas absorber* (14-C-210) dan distabilkan di KO drum (16-V-107) untuk digunakan sebagai *fuel gas system* dan sebagai umpan H_2 Plant. Produk bawahnya berupa hidrokarbon *drain* yang dibuang ke *flare*.

Produk bawah dari *off gas absorber* dicampur dengan produk bawah RCC *unsaturated gas absorber* (16-C-105) dan fraksi cair dari RCC *unsaturated treated gas* KO drum (16-V-107). Sebagian dari campuran tersebut dialirkan melalui *rich amine filter* (23-S-103) dan sebagian lagi melalui *bypass* untuk dicampur kembali dan dilewatkan di *exchanger* (23-E-102). Kondisi aliran disesuaikan dengan *regenerator* (23-C-101) untuk mengoperasikan *Reboiler* dengan menggunakan pemanas LP *Steam*. Produk keluaran *reboiler* yang berupa cairan dimasukkan kembali ke *regenerator* pada bagian dasar kolom, sedangkan produk uapnya dimasukkan ke *regenerator* dengan posisi setingkat di atas cairan.

Produk atas *regenerator* (23-C-101) dilewatkan ke kondensor (23-E-104), kemudian ditampung di *vessel* (23-V-101). Cairan yang keluar *vessel* ditambahkan *make-up water* dan dipompa untuk dijadikan refluks. Uap dari *vessel* merupakan *sour gas Sulphur Plant*. Produk bawah *regenerator* (*amine teregenerasi*) di *make up* dengan *amine* dari *amine tank* (23-T-101) yang dialirkan dengan menggunakan pompa (23-P-103). Campuran produk bawah tersebut digunakan sebagai pemanas pada (23-E-102), kemudian dipompa dengan (23-P-101 A/B), lalu sebagian dilewatkan ke *lean amine filter* (23-S-101) dan *lean amine carbon filter* (23-S-102). Produk keluarannya dicampur kembali, sebagian dilewatkan di *exchanger* (23-E-101) dan sebagian di-*bypass*. Dari *exchanger* (23-E-101), aliran dikembalikan ke RCC *unsaturated gas absorber* dan *off gas absorber* untuk mengolah kembali *off gas*.

Berikut merupakan Diagram Alir Proses Amine Treatment Unit (ATU)



Gambar 4. Diagram Alir Proses Amine Treatment Unit (ATU)

C. Sour Water Stripper Unit (Unit 24)

Sour Water Stripper adalah unit pengolahan air buangan dari unit-unit lain yang masih mengandung H_2S dan NH_3 . Produk yang dihasilkan dari unit ini adalah treated water yang ramah lingkungan dan dapat digunakan kembali untuk proses RU lainnya. Selain itu juga dihasilkan off gas yang kaya H_2S dan NH_3 yang dibakardi incinerator.

Proses pada *Sour Water Stripper* diawali dengan pemisahan air dan minyak secara fisika berdasarkan *specific gravity*-nya. Setelah itu dilakukan pemisahan air

secara fisika berdasarkan *specific gravity*-nya. Setelah itu dilakukan pemisahan air dan gas menggunakan 3 buah stripper dengan pemanas LMP steam yang terdiri dari *NH₃ stripper* dan *H₂S stripper* pada train 1, serta *Sour Water Stripper* pada train 2.

Langkah Proses Sour water Stripper

Unit ini dibagi menjadi dua seksi yaitu Sour Water Stripper (WS) dan seksi Spent Caustic Treating.

1. Seksi Sour Water Stripper / SWS (Train I dan 2)

Seksi Sour Water Stripper (SWS) terdiri dari dua train yang perbedaannya didasarkan atas asal *feed* berupa air buangan proses yang diolah. *Train* nomor 1 terdiri dari *H₂S* dan *NH₃* stripper yang dirangkai seri digunakan untuk memproses air buangan yang berasal dari CDU, AHU, GO-HTU dan LCO-HTU. Kemampuan pengolahan untuk *train* nomor 1 sebesar $67 \text{ m}^3 / \text{jam}$. *Train* nomor 2 terdiri dari *Sour Water Stripper* yang digunakan untuk memproses air buangan yang berasal dari RCC Complex. Kemampuan pengolahan untuk *train* nomor 2 sebesar $65,8 \text{ m}^3 / \text{jam}$. Air buangan RCC mengandung sedikit *H₂S* karena sebagian besar telah diproses di ARHDM, namun kandungan *NH₃* nya masih banyak karena kecepatan reaksi denitrogenasi pada ARHDM berjalan lambat. Fungsi kedua *train* adalah menghilangkan *H₂S* dan *NH₃* yang ada di air sisa proses. Selanjutnya air yang telah diolah dari kedua *train* tersebut disalurkan ke *Effluent Treatment Facility* atau diolah kembali ke CDU dan AHU. Gas dari *H₂S* stripper yang mempunyai kandungan *H₂S* yang cukup tinggi (*sour gas*) dan gas dari *NH₃* stripper yang mengandung *NH₃* cukup tinggi dibakar di incinerator.

2. Seksi Spent Caustic Treating (Train 3)

Seksi ini bertujuan untuk mengoksidasi komponen sulfur dalam larutan spent caustic yang berasal dari beberapa unit operasi membentuk *H₂SO₄* di oxidation tower. pH treated spent caustic (pH- nya lebih rendah daripada spent caustic) diatur dengan caustic soda atau asam sulfat dari tangki, kemudian disalurkan ke effluent facility. Seksi ini mempunyai kapasitas $17,7 \text{ m}^3 / \text{hari}$. Ditinjau dari sumber spent caustic yang diproses seksi ini dibedakan menjadi dua jenis, yaitu :

- a. *Spent caustic* yang rutin (*routines*) dan non rutin (*intermittent*) yang

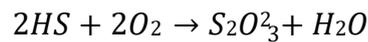
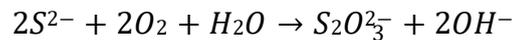
berasal dari unit-unit :

- i. LPG Treater Unit (LPGTR)
- ii. Gasoline Trater Unit (GTR)
- iii. Recovery Unit (PRU)
- iv. Catalityc Condensation Unit (Cat. Cond.)

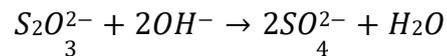
b. *Spent caustic* merupakan regenerasi dari unit-unit :

- i. Gas Oil Hydrotreater (GO-HTU)
- ii. Light Cycle Oil Hydrotreater (LCO-HTU)

Komponen sulfur dalam *spent caustic* dapat berupa S^{2-} atau HS. Reaksi yang berlangsung :

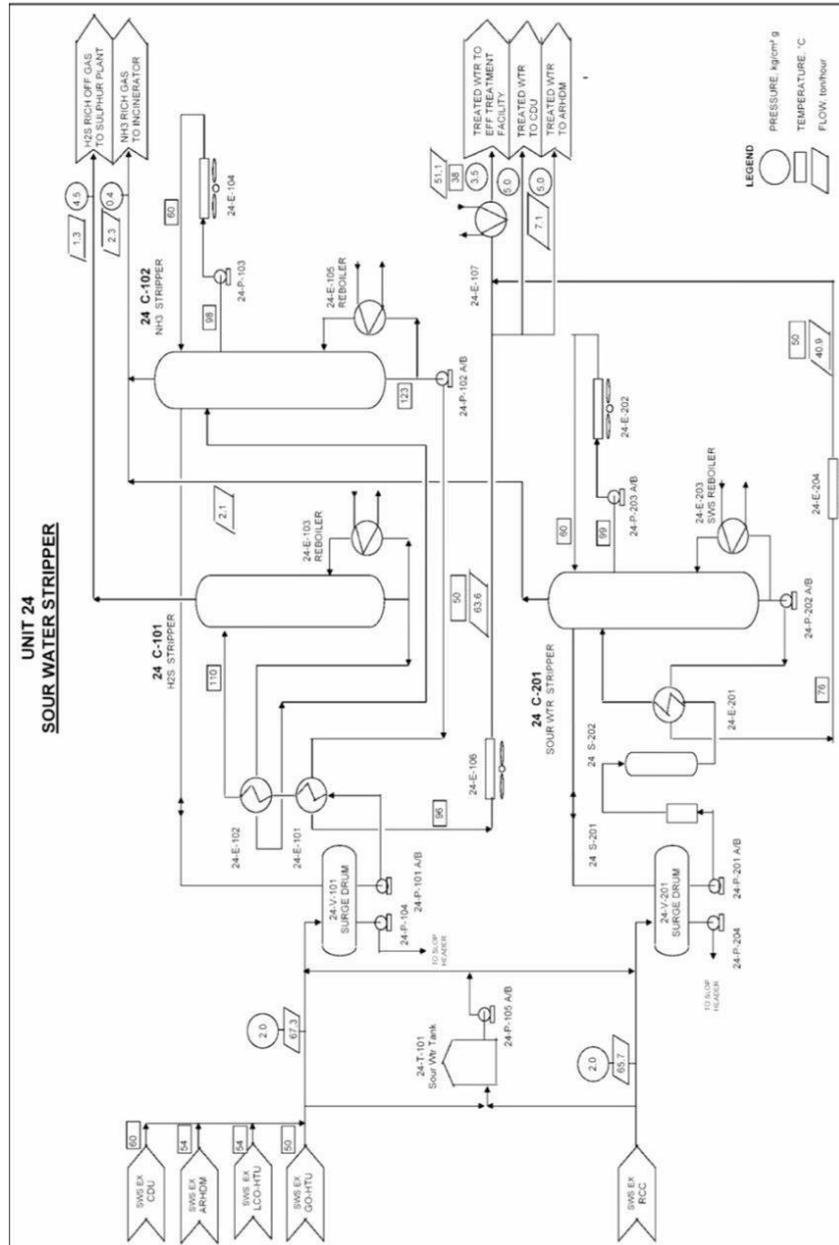


Selanjutnya thiosulfate dioksidasi menjadi :



Kemudian pH *Treated Spent Caustic* diatur dengan NaOH atau H₂SO₄. Saat ini terjadi peningkatan kapasitas unit SWS karena adanya tambahan *Sour Water* dari *Naphta Treatment Unit* (NTU) atau Kilang Langit Biru Balongan (KLBB).

Berikut merupakan Diagram Alir Proses *Sour Water Stripper Unit (SWS Unit)* :



Gambar 4.4 Diagram Alir Proses *Sour Water Stripper Unit (SWS Unit)*

D. Sulphur Plant Unit (Unit 25)

Sulphur Plant adalah suatu unit untuk mengambil unsur sulfur dari *off gas amine treatment* unit dan *H₂S stripper train* pertama unit SWS. Unit ini terdiri dari unit *Claus* yang menghasilkan cairan sulfur dan berfungsi sebagai fasilitas penampungan atau gudang sulfur padat. Pada sulphur unit feednya berasal dari beberapa komponen unit proses lain diantaranya *acid gas ex unit 24*, *acid gas unit 23*. Selain itu unit ini juga menggunakan natural gas yang diperoleh langsung dari

udara disekitar. Unit ini terdiri dari lima seksi, yaitu :

1. Seksi Gas Umpan
2. Seksi Dapur Reaksi dan Waste Heat Boiler
3. Seksi Reaktor dan Sulfur
4. Seksi Incinerator
5. Seksi Sulfur Pit

Tahapan Proses :

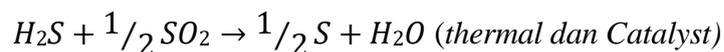
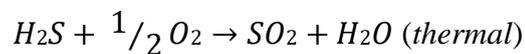
Pada Proses Clous ada 2 tahap yaitu :

1. *Thermal recovery*

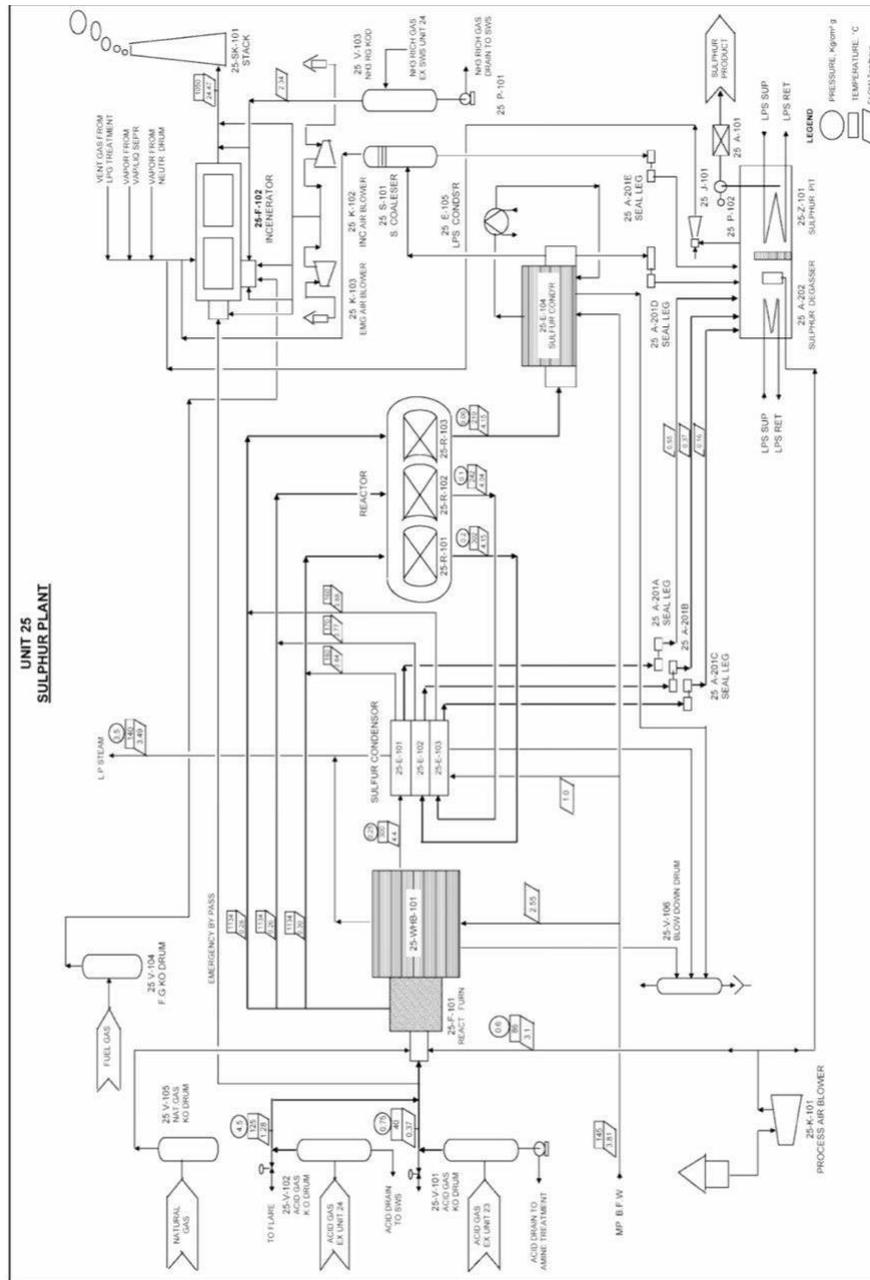
Pada tahap *thermal recovery* gas asam dibakar di dalam furnace hingga membakar $1/3 H_2S$, hidrokarbon dan amonia yang terdapat dalam gas umpan. Senyawa SO_2 yang terbentuk dari pembakaran akan bereaksi dengan senyawa H_2S yang tidak terbakar menghasilkan senyawa sulfur. Produk hasil pembakaran didinginkan di waste heat boiler dan thermal *sulphur condenser*. Panas yang diterima di *waste heat boiler* digunakan untuk membangkitkan *steam*. Pada tahap sulfur yang dihasilkan sekitar lebih dari 60%.

2. *Catalytic Recoveries*

Setelah tahap *thermal recovery* dilanjutkan dengan tahap *catalyst recoveries*. Pada *catalytic recoveries* terdapat tiga tahap yang terdiri dari *reheater*, *catalytic conversion (converter)* dan *cooling with sulfur condensation*. Sulfur yang keluar dari tiap kondensor dialirkan menuju sulphur pit untuk dilakukan proses degassed. Pada unit ini sulfur yang berasal dari unit *Claus* diubah dari fasa cair menjadi fasa padat yang berbentuk serpihan yang kemudian akan disimpan. Reaksi yang terjadi pada proses *Claus* ini ditulis dalam formula sebagai berikut :



Berikut merupakan Diagram Alir Proses *Sulphur Plant Unit* :



Gambar 4.5 Diagram Alir Proses *Sulphur Plant Unit*

4.1.1.2 Naphta Processing Unit (NPU)

Naphta Processing Unit merupakan proyek baru PT. Pertamina RU VI Balongan yang dikenal dengan Kilang Langit Biru Balongan (KLBB). Proyek KLBB dibangun pada tahun 2015 untuk mengolah dan meningkatkan nilai oktan dari *naphtha*. Pada unit NPU disusun dari 3 unit proses yaitu yaitu *Naphtha*

Hydrotreating Unit/NTU (Unit 31), *Platforming*/PLT – *Continuous Catalyst Cracking* (Unit 32), dan *Penex*/PNX (Unit 33). Menghilangkan impurities merupakan salah satu cara untuk meningkatkan bilangan oktan. Kandungan *impurities* dapat menurunkan nilai oktan seperti propana, butana, dan pentana. Sebelumnya, dahulu untuk meningkatkan bilangan oktan dilakukan dengan penambahan TEL (*Tetra Etil Lead*) dan MTBE (*Methyl Tertiary Butyl Ether*). Pemakaian TEL dan MTBE dapat menyebabkan pencemaran udara dan sangat berbahaya bagi kesehatan karena timbal dapat masuk dan mengendap di dalam tubuh sehingga menghambat pembentukan sel darah merah sehingga penggunaan TEL dan MTBE telah dilarang sampai saat ini. Berikut penjelasan unit proses yang ada di NPU :

A. Naphta Hydrotrating Unit (Unit 31)

Unit *Naphta Hydrotreating Process* (NHT atau NTU) dengan fasilitas kode 31 didesain untuk mengolah *naphtha* dengan kapasitas 52.000 BPSD atau (345 m^3 /jam) dari *straight run naphtha*.

Bahan yang digunakan sebagian besar diperoleh dari beberapa Kilang PT. Pertamina lain yang dikirim dengan menggunakan kapal dan sebagian lain berasal dari kilang sendiri (hasil pengolahan dari *Crude Distillation Unit*). Unit NHT merupakan proses pemurnian katalitik dengan memakai katalis dan menggunakan aliran gas H_2 murni untuk merubah kembali kandungan impurities seperti: sulfur organik, O_2 , dan N_2 yang terdapat dalam fraksi hidrokarbon. Selain itu unit NHT juga berfungsi untuk pemurnian dan penghilangan campuran metal organik dan campuran olefin jenuh. Oleh karena itu, fungsi utama dari NHT dapat disebut juga sebagai operasi pembersihan. Dalam unit NHT menggunakan reaktor fixed bed.

Dengan demikian, unit ini sangat kritikal untuk operasi unit selanjutnya (*downstream*), yaitu *platforming* dan *penex*. Hasil Platformer berupa *naphtha* dengan nilai oktan > 98, sedangkan hasil Penex memiliki nilai oktan > 82, sehingga keduanya dapat dicampur sesuai kebutuhan produk. Untuk premium dibutuhkan angka oktan 88, untuk pertamax dibutuhkan angka oktan 92, dan untuk pertamax plus dibutuhkan angka oktan 95.

Tahapan Proses Naphtha Hydrotreating Unit :

Unit NHDH terdiri dari 4 bagian yaitu bagian *Oxygen Stripper*, *Reactor Section*, *Naphtha Stripper*, dan *Naphtha Splitter*.

1. Oxygen Stripper

Bagian ini dibuat untuk menghilangkan O_2 yang terlarut dalam *naphtha*. Feed yang berupa *Naphtha* dari tangki *intermediate* (42-T-107 A/B/C) dan *naphtha* yang berasal dari unit CDU dimasukkan ke dalam *oxygen stripper*. Feed yang berasal dari tangki harus dilengkapi dengan gas blanketing untuk mencegah O_2 yang terlarut dalam *naphtha*. Fraksi ringan O_2 yang masuk dalam kolom *oxygen stripper* dihilangkan dengan menggunakan panas dari *steam boiler*.

Fraksi ringan akan keluar melalui *top column* dan kemudian diembunkan oleh *fin fan* (31-E-103) lalu masuk ke dalam vessel (31-V-101). Pada vessel ini fraksi gas akan dibuang, sedangkan fraksi air akan masuk ke SWS (*Sour Water Stripper*), dan fraksi minyak akan dikembalikan ke kolom sebagai refluks. Refluks ini berfungsi untuk menjaga temperatur dari kolom bagian atas dan meminimalkan *naphtha* yang ikut terbawa bersama dengan fraksi ringan yang keluar dari *top column*. *Naphtha* yang telah dihilangkan kandungannya akan keluar melalui *bottom column* dan kemudian dipanaskan terlebih dahulu dengan menggunakan *heat exchanger* (31-E-102 A/B), lalu dipompakan dengan menggunakan *charge pump* (31-P-101 A/B) menuju *heat exchanger* (31-E-104) dan *furnace* (31-F-101) sebelum masuk ke dalam reaktor (31-R-101)

Bila feed disimpan terlalu lama dan kondisi feed reaktor yang keluar dari heat exchanger tidak dibersihkan, maka kandungan O_2 dan olefin yang terdapat di dalam feed dapat menyebabkan terjadinya fouling sehingga efisiensi transfer panas dapat menurun. Selain itu, keberadaan campuran O_2 juga dapat merugikan operasi dari unit selanjutnya, yaitu unit platformer. Hal itu dikarenakan setiap campuran O_2 dapat bereaksi menjadi air di dalam unit *platforming* sehingga kesetimbangan air klorida pada katalis *platforming* akan terganggu.

2. Reactor Section

Section ini terdiri dari reaktor, separator, *recycle gas compressor*, dan sistem pemanas ataupun sistem pendingin. Campuran Sulfur dan Nitrogen yang masuk bersama dengan *Naphtha* ke dalam reaktor (31-R-101) akan dibuang melalui *downstream*. Sulfur dan Nitrogen yang terkandung dapat meracuni katalis pada

platforming karena dapat membentuk senyawa H_2S dan NH_3 yang dapat menyebabkan efisiensi dari katalis dapat berkurang.

Keluaran reaktor akan ditambahkan sedikit air (*wash water*) untuk mengikat kandungan air yang berjumlah sedikit dan tersebar dalam minyak. Keluaran reaktor akan dikondensasikan dengan *fin fan* dan kemudian masuk ke dalam *vessel* (31-R-104). Di dalam *vessel*, fraksi gas akan dibawa ke drum (31-V-105) untuk distabilkan, sedangkan naphtha akan dibawa ke bagian *Naphtha Stripper*. Air yang masih terkandung kemudian terbawa ke SWS. *Recycle gas* yang mengandung H_2 dengan kemurnian tinggi kemudian disirkulasikan oleh *recycle gas compressor* (31-K-101 A/B/C) pada saat reaksi *hydrotreating* dengan tekanan gas H_2 pada kondisi atmosfer.

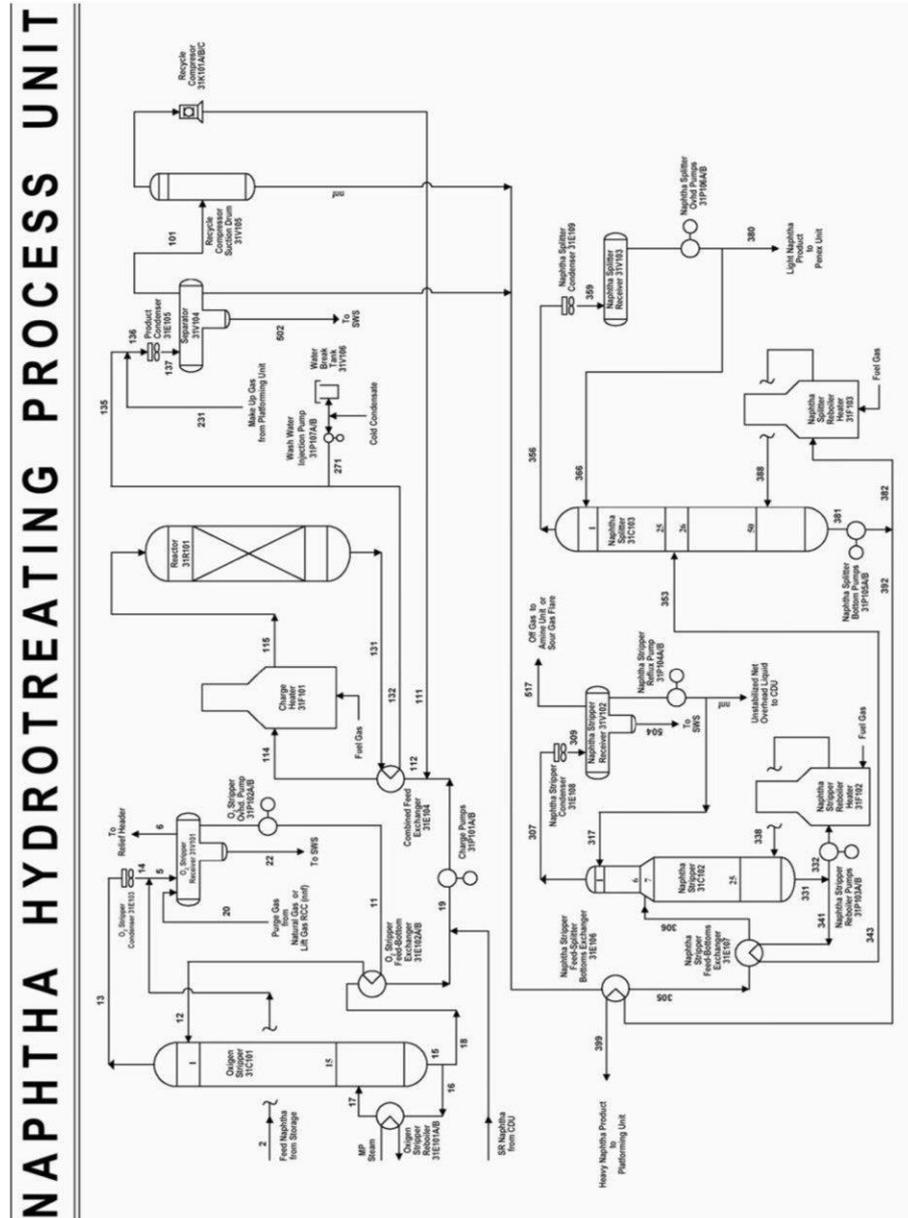
3. Naphtha Stripper

Naphtha stripper berfungsi untuk menghilangkan H_2S , air, hidrokarbon ringan serta melepas H_2 dari keluaran reaktor. Sebelum masuk unit stripping, umpan dipanaskan terlebih dahulu dalam *Heat Exchanger* (31-E-107) dengan memanfaatkan bottom product dari naphtha stripper. Top product kemudian didinginkan dengan menggunakan fin fan (31-E-108) dan kemudian masuk ke dalam *vessel* (31-V-102). Fraksi di dalam *vessel* sebagian akan direfluks. Sedangkan gas yang ada akan dialirkan ke unit amine treatment dan flare. Air yang masih terkandung kemudian dibuang ke SWS. *Bottom product* sebagian dipanaskan dan sebagian lain dikirim ke naphtha splitter. *Naphtha* yang keluar dari naphtha stripper biasanya disebut dengan *sweet naphtha*.

4. Naphtha Splitter

Naphtha splitter digunakan untuk memisahkan *sweet naphtha* yang masuk menjadi 2 aliran, yaitu *Light Naphtha* dan *Heavy Naphtha*. Pemisahannya berdasarkan perbedaan *specific gravity* dan *boiling point*. *Heavy Naphtha* sebagian akan dimasukkan ke dalam *reboiler* (31-F-103) untuk memanaskan kolom *naphtha splitter* dan sebagian lagi akan dijadikan sebagai feed untuk unit platforming. *Light naphtha* akan keluar dari bagian atas kolom dan kemudian menjadi feed untuk unit Penex.

Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *Naphtha Hydrotrating Unit* (NHT)



Gambar 4.6 Diagram Alir Proses *Naphtha Hydrotreating Unit* (NHT)

B. Platforming (Unit 32)

Unit proses *Platforming* dengan fasilitas kode 32 didesain untuk memproses 29.000 BPSD (192 m³/jam) *heavy hydrotreated naphtha* yang diterima dari unit proses NHTD (*facility code 31*). Tujuan unit proses *platforming* adalah untuk menghasilkan aromatik dari nafta dan parafin untuk digunakan sebagai bahan bakar

kendaraan bermotor (*motor fuel*) karena memiliki angka oktan yang tinggi (>98). Unit *Platforming* terdiri atas seksi reactor, seksi net gas compressor, seksi debutanizer, dan seksi recovery plus. Net gas (hidrogen) dari unit proses CCR *Platforming* ditransfer untuk digunakan pada unit proses NHT (*Naphtha Hydrotreating*) dan unit Penex.

Tahapan Proses *Platforming* Unit :

Unit *platforming* terdiri-dari 4 bagian yaitu: reaktor, *Net Gas Compressor*, *Debutanizer*, dan *Recovery Plus*. Umpan unit *platforming* merupakan *heavy naphtha* yang berasal dari unit NHDT. Sebelum memasuki reaktor yang dipasang secara seri, umpan terlebih dahulu dipanaskan. Katalis platformer dari unit CCR kemudian dimasukkan ke dalam reaktor dari bagian atas. Katalis yang digunakan memiliki inti metal berupa platina dan inti asam berupa klorida. Di dalam reaktor terjadi reaksi *reforming*, dimana terjadi penataan ulang struktur molekul hidrokarbon dengan menggunakan panas dan katalis sehingga bersifat endotermis. Umpan dimasukkan dari reaktor paling atas, kemudian keluarannya akan dipanaskan dengan menggunakan *charge heater* (32-F-101) lalu dimasukkan kembali ke dalam reaktor berikutnya. Pemanasan umpan terus dilakukan hingga umpan masuk reaktor yang terakhir.

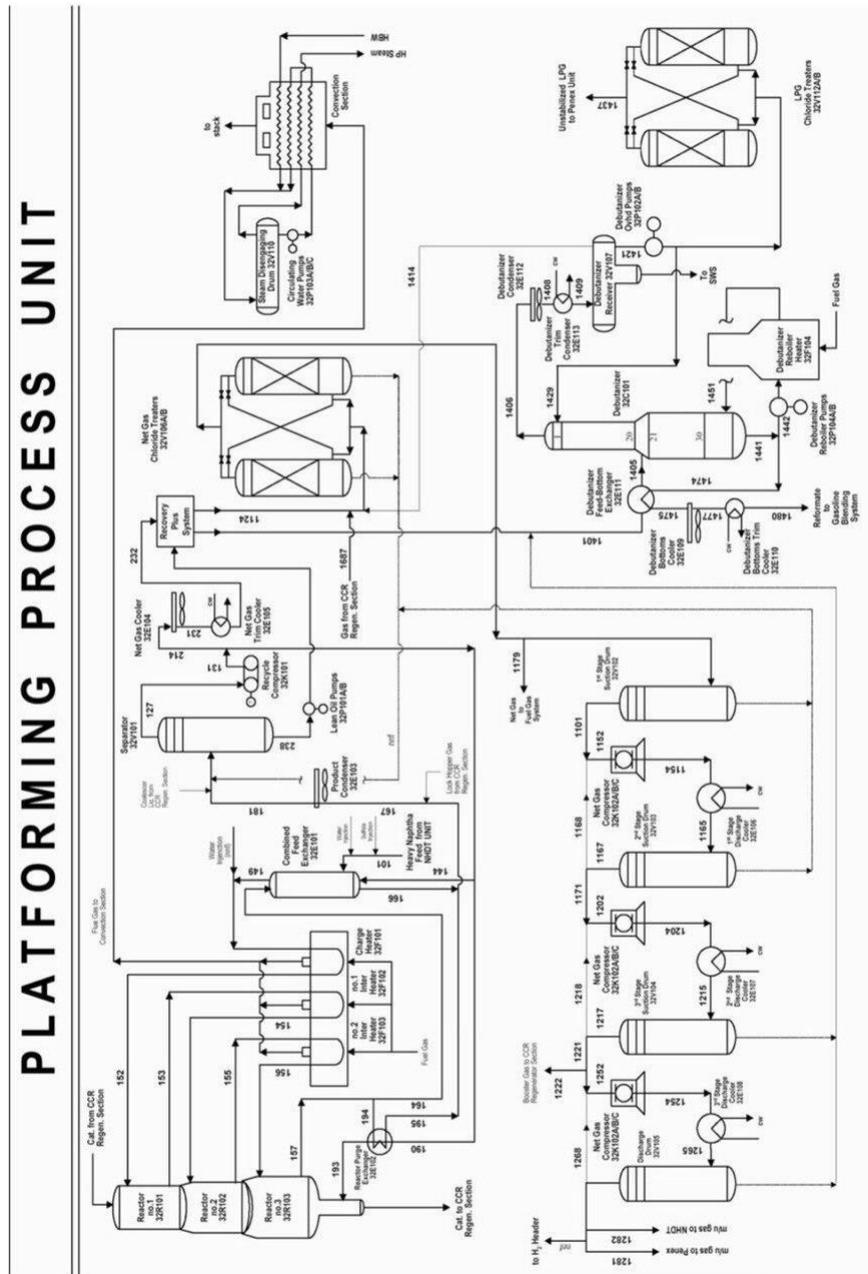
Setelah keluar dari reaktor 3, katalis akan diolah kembali di CCR. Gas buangan kemudian dimanfaatkan sebagai pembangkit *steam*. Keluaran umpan sebelum dimasukkan ke dalam separator terlebih dahulu dimanfaatkan panasnya untuk memanaskan umpan pada *heat exchanger* (32-E-101 dan 32-E-102). Pada separator fraksi-fraksi gas yang berupa H_2 , senyawa klorin yang berasal dari katalis, *off gas*, dan fraksi LPG dipisahkan dari *fraksi naphtha*.

Gas yang dihasilkan dari hasil reaksi kemudian dialirkan dengan menggunakan kompresor, sebagian digunakan untuk *purge gas* katalis. *Purge gas* katalis berfungsi untuk membersihkan hidrokarbon yang menempel pada permukaan katalis sebelum dikirim ke unit CCR. Sebagian dari fraksi gas yang tidak terkondensasi akan dicampurkan dengan gas dari CCR dan *debutanizer*, lalu akan dialirkan ke net gas *chloride treatment* untuk menghilangkan kandungan klorida yang sangat berbahaya bila terdapat dalam bentuk gas. *Net gas* yang berupa hidrogen, *off gas*, dan LPG kemudian akan digunakan dalam unit CCR dan

Platforming, sebagian akan digunakan sebagai fuel gas. Sebagian gas ada yang dipisahkan menjadi H₂ untuk digunakan pada unit NHDT dan Penex. Gas-gas hidrokarbon yang berupa LPG dan *off gas* dikembalikan ke separator (32-V-101).

Aliran campuran *naphtha* dari *vessel recovery* akan diproses di debutanizer untuk memisahkan fraksi *naphtha* dengan fraksi gas yang masih mengandung LPG. Sumber panas yang digunakan berasal dari *heat exchanger* dengan memanfaatkan *bottom product*. *Top product* kemudian didinginkan dan dipisahkan antara fraksi gas dan fraksi air. Fraksi gas ringan akan dikembalikan ke *net gas chloride treatment*. Fraksi LPG sebagian dikembalikan ke kolom sebagai refluks dan sebagian lagi diolah menjadi *unstabilized LPG* yang kemudian akan dikirim ke unit Penex. Air yang terpisah akan di treatment pada unit SWS. *Bottom product* sebagian digunakan untuk memanaskan umpan dan sebagian lagi didinginkan lalu disimpan di dalam tangki.

Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *Platforming* :



Gambar 4.7 Diagram Alir Proses *Platforming*

C. Continuous Catalys Regeneration (Unit 32)

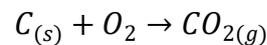
Tugas unit CCR adalah untuk meregenerasi katalis yang telah terdeaktivasi akibat reaksi *reforming* pada seksi *platforming*. Dalam seksi reaksi tersebut, katalis *reforming* terdeaktivasi lebih cepat karena coke menutupi katalis dengan laju yang lebih cepat. Oleh sebab itu, pemulihan kembali aktivitas dan selektivitas katalis

dalam seksi regenerasi katalis akan memastikan kontinuitas reaksi *platforming*. Dengan cara ini reaksi *platforming* akan tetap kontinyu beroperasi, sementara katalis diregenerasi secara kontinyu.

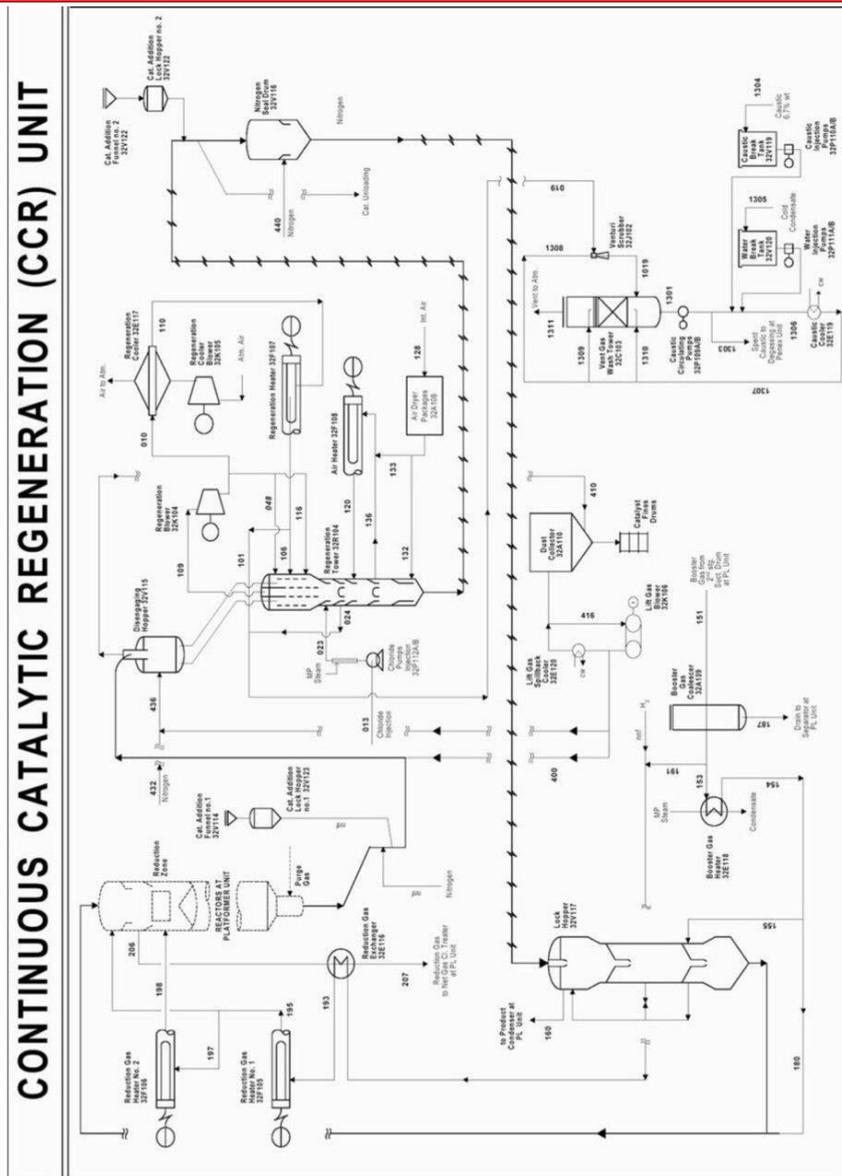
Tahapan Proses *Continuous Catalyst Regeneration* (CCR) :

CCR Cyclemax mempunyai dua fungsi utama yaitu untuk mensirkulasikan katalis dan meregenerasi katalis dalam suatu rangkaian kontinyu. Secara garis besar, unit ini dapat dibagi menjadi 4 tahapan yaitu pembakaran *coke*, oksiklorinasi, pengeringan, dan reduksi. Setelah melalui 4 tahapan tersebut, kemudian katalis dapat berfungsi kembali untuk digunakan pada unit *platforming*. Urutan dan rangkaian proses regenerasi katalis tersebut dikendalikan dengan menggunakan *The Catalyst Regenerator Control System* (CRCS).

Katalis yang telah direaksikan dalam unit *platforming* disemprotkan *purge gas* untuk membersihkan hidrokarbon yang menempel pada permukaan katalis. Katalis yang masih panas dan mengandung *coke* dikirim ke regenerator melalui *hopper* lalu dikontakkan dengan udara panas sehingga terjadi reaksi pembakaran. Reaksi yang terjadi adalah :



Coke yang menempel pada katalis akan berubah menjadi gas CO_2 . Katalis kemudian diklorinasi untuk meningkatkan inti asamnya yang telah berkurang akibat reaksi *platforming*. Kandungan air yang terkandung dalam katalis kemudian dikeringkan dengan menggunakan *dryer*. Kandungan air yang terkandung dalam katalis dilewatkan udara panas, sehingga air yang terkandung dalam katalis tidak mengganggu proses. Katalis kemudian didinginkan dengan udara dingin dan kemudian dibawa ke *hopper* untuk diangkut ke reaktor *platforming*. Katalis dialirkan secara fluidisasi dengan menggunakan udara melalui pipa. Saat proses fluidisasi, banyak katalis yang rusak akibat benturan dengan dinding pipa, oleh karena itu untuk menjaga kestabilan sistem maka dilakukan *make up* katalis di unit CCR. Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *Continuous Catalyst Regeneration* (CCR) :



Gambar 4.8 Diagram Alir Proses Continuous Catalys Regeneration (CCR)

D. Penex (Unit 33)

Tujuan unit *Penex (Pentane Heptane Isomerization)* adalah melakukan proses *catalytic isomerization* dari pentana, hexana dan campuran dari CCR Regeneration Process Unit. Reaksi yang terjadi menggunakan hidrogen pada tekanan atmosfer, dan berlangsung di *fixed bed catalyst* pada pengoperasian tertentu yang dapat mengarahkan proses isomerisasi dan meminimalisasi proses *hydrocracking*. Proses ini sangat sederhana dan bebas hambatan. Pelaksanaannya pada tekanan rendah, temperatur rendah, LHSV yang tinggi, dan tekanan hidrogen

parsial rendah.

Tahapan Proses Penex Unit :

1. *Sulphur Guard Bed*

Tujuan utama *sulphur guard* adalah untuk melindungi katalis dari sulfur yang terbawa di dalam *liquid feed*, meskipun sebagian besar sulfur telah mengalami pengurangan di dalam unit NHT. Kandungan sulfur diharapkan berada di bawah level aman selama operasi HOT (*Hydrogen One Through*) Penex sebagai jaminan apabila kandungan sulfur di dalam *feed* cukup tinggi akibat adanya gangguan pada unit NHT.

2. *Liquid Feed dan Make-up Gas Dryer*

Semua normal *paraffin* sebagai *feedstock* dan *make-up hydrogen* harus dikeringkan terlebih dahulu sebelum masuk reaktor. Kandungan air yang diijinkan adalah 0,01 ppm. *Drier* berfungsi sebagai alat untuk membersihkan/menghilangkan air dari normal *paraffin*, karena air akan mengganggu kapasitas dan bereaksi dengan inti asam katalis pada saat digunakan. Katalis yang digunakan pada Penex sama dengan katalis pada *Platformer*, hanya komposisinya yang berbeda.

3. *Reactor, Associated Heaters and Exchanger*

Seksi reaktor terdiri dari *heat exchanger* yang berfungsi untuk mengoptimalkan energi utilitas. Proses isomerisasi berlangsung di dalam reaktor dan mengubah normal parafin menjadi isoparafin dan sikloparafin dengan bantuan katalis hingga mencapai efisiensi 100%. Hal ini dilakukan untuk menaikkan angka oktan dari n- parafin (*light naphtha C₅, C₆, dan C₇*) Untuk mengurangi kerugian akibat pemakaian katalis, katalis dapat diganti sebagian saja. Selain itu juga dapat dilakukan dengan menaikkan LHSV, seperti butiran katalis yang kecil. Proses isomerisasi dan benzena hidrogenasi adalah proses eksotermik, yang menyebabkan kenaikan temperatur reaktor. Disyaratkan menggunakan sistem dua reaktor untuk mengatur temperatur tinggi dengan reaktor yang dilengkapi *heat exchanger* dengan media pendingin *cold feed*. Sebagian besar isomerisasi berlangsung dengan kecepatan tinggi pada reaktor pertama dan sisanya temperatur rendah pada reaktor yang kedua, untuk menghindari reaksi balik. Sebagai promotor inti asam katalis, ditambahkan *perchlorate* secara kontinyu yang akan terpecah menjadi *hydrogen chloride* (HCl) dalam jumlah yang sangat kecil.

4. *Product Stabilizer*

Keluaran reaktor disebut *product* (yaitu *Penexate*, yang mengandung iso- dan siklo- parafin) dicampur dengan *unstabilized LPG* dari *Platformer* dan dipisahkan fraksi gas dan fraksi naphtha dengan *product stabilizer*. Jumlah gas yang keluar dari reaktor penex lebih kecil daripada di unit *Platforming*, hal ini disebabkan oleh pemilihan jenis komposisi katalis yang menghasilkan hydrocracking dari *C₅/ C₆ feed* yang berubah daripada di reaktor *platforming*.

Kandungan *stabilizer gas* adalah sebagai berikut :

- Gas hidrogen yang tidak dipakai di dalam reaktor.
- Gas HCl (berasal dari perchlorate) yang akan dibersihkan di caustic scrubber.
- Gas hidrokarbon (C1-C4) yang berasal dari *make up gas*, hasil *hydrocracking* dalam reaktor, dan dari unit *Platforming*. Setelah itu *stabilizer gas* didinginkan dan dipisahkan, fraksi gas ringan masuk *caustic scrubber* untuk diolah sebelum ke *refinery fuel gas system*, sedangkan fraksi LPG dimurnikan pada *LPG stripper*.
- Fraksi *naphtha* menuju kolom *deisohexanizer* dan sebagian direfluks.

5. *Caustic Scrubber dan Spent Caustic Degassing Drum*

Caustic scrubber sangat diperlukan untuk membersihkan hidrogen klorida (HCl) dalam fraksi gas yang akan masuk ke *refinery fuel gas system*. *Material balance* untuk *scrubber* ini menunjukkan 10% wt larutan caustic diturunkan hingga 2% wt yang dipakai untuk proses pemurnian, selanjutnya akan dibuang dan diganti setiap minggu kira-kira 104,3 m³. Teknik khusus dapat dikembangkan untuk penetralan dari *caustic* yang dipakai yaitu dengan menginjeksikan *sulfuric acid* ke dalam aliran ini.

6. *LPG Stripper*

Top product di *recycle* ke *stabilizer receiver* untuk mengolah fraksi ringan dan meminimalkan LPG yang terikut. *Bottom product* sebagian direfluks dan sebagian lagi didinginkan menjadi produk LPG.

Gambar 4.9 Diagram Alir Proses *Penex*

4.1.2 Distillation and Hydrotreating Complex (DHC)

4.1.2.1 Atmospheric Residue Hydro Dementallization Unit (Unit 12 dan 13)

Unit AHU merupakan unit yang mengolah *Atmospheric Residue* dari *Crude Distillation Unit* (CDU) menjadi produk *Demetalized Atmospheric Residue* (DMAR) yang disiapkan sebagai umpan (feed) untuk *Residue Catalytic Cracker* (RCC). Selain DMAR, juga dihasilkan produk lain seperti *off gas*, *naphtha*, *kerosene*, dan *gas oil*.

Unit AHU beroperasi dengan kapasitas 58.000 BPSD (384 m³/jam). Selain mengolah residu, unit ini juga berfungsi untuk mengurangi pengotor yang tidak diinginkan seperti sulfur, nitrogen, *Micro Carbon Residue* (MCR), dan terutama logam nikel (Ni) dan vanadium (V) yang dibawa oleh residu dari unit CDU. Kedua logam berat tersebut dapat mematikan katalis secara permanen. Selain menyingkirkan pengotor, di ARHDM pun terjadi reaksi-reaksi perengkahan sehingga minyak yang dihasilkan memiliki titik didih dan viskositas yang lebih rendah.

Tabel 4.1 Spesifikasi DMAR

Parameter	Jumlah	Keuntungan
Sulfur	Max 0,5%-B	Tidak perlu ditambahkan unit <i>flue gas desulfurization</i> di RCC
<i>Carbon residue</i>	Max 7-10%-B	Mengurangi kebutuhan pendinginan katalis
Nickel + Vanadium	5-25 ppm	Mengurangi konsumsi katalis

Unit AHU terdiri dari dua train yang diberi nomor 12 dan 13. Masing-masing *train* memiliki tiga buah reaktor yang disusun secara seri, sedangkan *fractionator* yang hanya satu digunakan bersama-sama. Pembagian train ini dimulai dari pompa (12/13-P-101) sampai pada seksi fraksinasi. Hal ini dikarenakan pada bagian tersebut prosesnya dilakukan dalam tekanan tinggi sehingga perlu dibagi 2

kapasitasnya untuk menghemat biaya konstruksi tangki dan reaktor.

Pada reaktor-reaktor ARHDM terjadi reaksi-reaksi hidrogenasi dan perengkahan. Reaksi tersebut terjadi dengan bantuan katalis. Katalis yang digunakan berbentuk pellet kecil, terbuat dari alumina base yang mengandung logam aktif seperti *kobalt*, *nikel*, dan *molybdenum*. Tipe katalis yang digunakan di ARHDM adalah katalis *hydrodemetallization*, yaitu katalis yang dapat mentoleransi kandungan logam dalam jumlah besar. Katalis tersebut tidak dapat diregenerasi dan diganti setiap 15 bulan. Langkah Proses dari unit ARHDM adalah sebagai berikut :

Unit ARHDM terdiri dari lima seksi, yaitu seksi *feed*, seksi reaksi, seksi pendinginan dan pemisahan produk reaktor, seksi *recycle gas*, dan seksi fraksinasi.

1. Seksi feed

Pada seksi *feed* terjadi pemanasan awal dan penyaringan kotoran yang terdapat dalam *feed* sebelum dialirkan ke dalam *feed surge drum*. *Feed* unit ARHDM adalah *Atmospheric Residue* (AR) yang diperoleh langsung dari residu CDU (hot AR) atau dari tangki (42-T-104 A/B) (cold AR) dicampur dan dipanaskan terlebih dahulu. *Feed* yang telah panas dialirkan masuk ke dalam *feed filter* untuk disaring padatnya. Padatan atau *solid* dapat menyebabkan deposit pada top katalis di reaktor pertama. Padatan yang tersaring akan terakumulasi pada elemen filter.

Pada *feed filter* terdapat 5 *filter* paralel yang masing-masing terdiri dari 7 pasang elemen filter berukuran 25 mikron. Apabila *pressure drop filter* sudah tinggi, maka harus dilakukan *backflushing* agar kotoran pada *filter* dapat dibersihkan. *Back flushing* dilakukan dengan cara mengalirkan sebagian DMAR melalui *filter* dengan arah yang berlawanan. *Feed* yang telah difiltrasi dialirkan ke dalam *Filtered Feed Surge Drum* (12-V-501) yang di “blanket” dengan nitrogen, kemudian *feed* dipompa menuju *furnace*. Sebelum memasuki *furnace*, *feed* dicampur dengan hidrogen (H₂) dari seksi gas di dalam pipa. Di dalam *furnace*, *feed* dipanaskan lebih lanjut sebelum dialirkan secara paralel ke modul 12 dan 13.

2. Seksi Reaksi

Feed yang berasal dari *furnace* terbagi menjadi dua aliran dan masuk ke dalam reaktor pada modul 12 atau 13. Masingmasing modul memiliki tiga reaktor

dengan spesifikasi yang sama dan disusun paralel. Di dalam ketiga reaktor akan terjadi reaksi hydrotreating yang sifatnya eksotermis. Untuk mengatur temperatur dan kecepatan reaksi, sebelum memasuki reaktor kedua dan ketiga diinjeksikan *cold quench recycle gas* yang berasal dari *Cold High Pressure Separator (CHPS)*. *Effluent* yang berasal dari reaktor ketiga dialirkan ke seksi pendinginan dan pemisahan produk reaktor.

3. Seksi Pendinginan dan Pemisahan Produk Reaktor

Effluent reaktor ketiga didinginkan pertama kali pada *feed exchanger* dengan memanfaatkan temperatur *combined feed reactor* sebagai fluida pendingin, sebelum masuk ke dalam *Hot High Pressure Separator (HHPS)*. Di dalam HHPS *residue oil* akan dipisahkan dari *effluent reactor* pada temperatur 370 °C, sebab residu mengandung endapan yang dapat menyumbat *exchanger* di *effluents vapor cooling train*. Fraksi uap dari HPPS yang mana banyak mengandung H_2 , NH_3 , gas ringan hidrokarbon, dan liquid hidrokarbon lainnya dialirkan menuju *Cold High Pressure Separator (CHPS)*. Sedangkan fraksi liquid panas yang berasal dari HPPS dialirkan masuk ke dalam *Hot Low Pressure Separator (HLPS)*.

Fraksi uap yang berasal dari HPPS didinginkan pada *heat reactor*, panas yang dibawa uap diambil oleh *combine feed reactor*. Kemudian campuran uap didinginkan lebih lanjut dalam *effluent air cooler*. Sebelum memasuki CHPS, campuran uap diinjeksi dengan *polysulfide* dan didinginkan oleh *fin fan*. *Polysulfide* berfungsi sebagai *cleaning tube* pada *fin fan*. Di dalam CHPS, akan terjadi pemisahan antara fraksi gas berupa hidrogen, fraksi minyak, dan fraksi cair. Sebagian fraksi gas hidrogen akan masuk ke dalam *Recycle Gas Compressor* dan sebagian lainnya akan dikirim ke unit *Hydrogen Membrane Separator* untuk mengalami proses pemurnian akibat adanya minyak dan cairan yang terbawa oleh gas hidrogen. Fraksi cair akan dialirkan ke unit *Sour Water Stripper (SWS)*. Fraksi minyak dialirkan dari CHPS ke *Cold Low Pressure Separator (CLPS)*. Di dalam CLPS terjadi pemisahan antara fraksi gas, fraksi cair, dan fraksi minyak. Fraksi gas (*sour gas*) dialirkan menuju unit *Fuel Gas Treating*. Fraksi cairan yang terkumpul dalam bottom drum CLPS dialirkan ke unit SWS. Sedangkan fraksi minyak dipanaskan terlebih dahulu dengan *heat exchanger* sebelum dialirkan masuk ke

dalam *atmospheric fractionator*.

Fraksi *liquid* yang berasal dari bottom HHPS masuk ke dalam HLPS untuk di-flash antara fraksi uap (*flash gas*) dan fraksi minyaknya. Fraksi uap yang dihasilkannya akan H_2 , NH_3 , H_2S dan gas hidrokarbon dan dimanfaatkan sebagai *recovery*. Fraksi minyak yang berasal dari modul 12 dan 13 di *mixed* dan dialirkan menuju *atmospheric fractionator*. Sedangkan *flash gas* yang berasal dari modul 12 dan 13 didinginkan dengan *heat exchanger* dan fin fan sebelum masuk ke dalam *Cold Low Pressure Drum* (CLPFD) untuk di-flash lebih lanjut. Flash gas yang kaya H_2 dialirkan menuju make up gas compressor untuk dikompresi dan digunakan kembali pada unit ARHDM.

Fraksi *liquid* yang mengandung NH_3 , H_2S , dan gas hidrogen dicampur dengan aliran liquid yang berasal dari CHPS untuk di-flash pada CLPS.

4. Seksi Recycle Gas

Fraksi gas yang berasal dari CHPS (unit 12 dan 13) dan kaya hidrogen, sebagian akan masuk ke dalam *Recycle Gas Compressor* untuk dikembalikan ke dalam reaktor. Sedangkan sebagian lainnya dialirkan ke unit *Hydrogen Membrane Separator* untuk mengalami proses pemurnian akibat adanya kandungan minyak dan cairan yang terbawa oleh gas hidrogen.

5. Seksi Fraksinasi

Fraksi minyak (*heavy oil*) yang berasal dari HLPS dan CLPS difraksinasi di dalam kolom *atmospheric fractionator* yang dibantu dua buah *stripper*. *Atmospheric fractionator* terdiri dari dua seksi, yaitu seksi atas (*top*) yang mempunyai 32 *tray* dengan diameter 3,2 meter dan seksi bawah (*bottom*) yang mempunyai 15 *tray* dengan diameter 3,66 meter. Jarak antar *tray* pada kedua seksi dalam kolom sebesar 610 mm. *Atmospheric fractionator* memiliki jumlah *tray* lebih banyak daripada *fractionator* di unit CDU karena jumlah minyak yang ingin dipisahkan lebih sedikit. Kolom fraksinasi akan menghasilkan produk berupa *unstabilized naphta*, *kerosene*, dan gas oil (*diesel oil*) yang merupakan hasil reaksi *hydrocracking*, serta residu yaitu DMAR dan sour gas. *Hot Heavy oil* yang berasal dari HLPS masuk pada *tray* 33, sedangkan *Cold heavy oil* yang berasal dari CLPS masuk pada *tray* 28. Pada seksi bottom column diinjeksikan *stripping steam* jenis

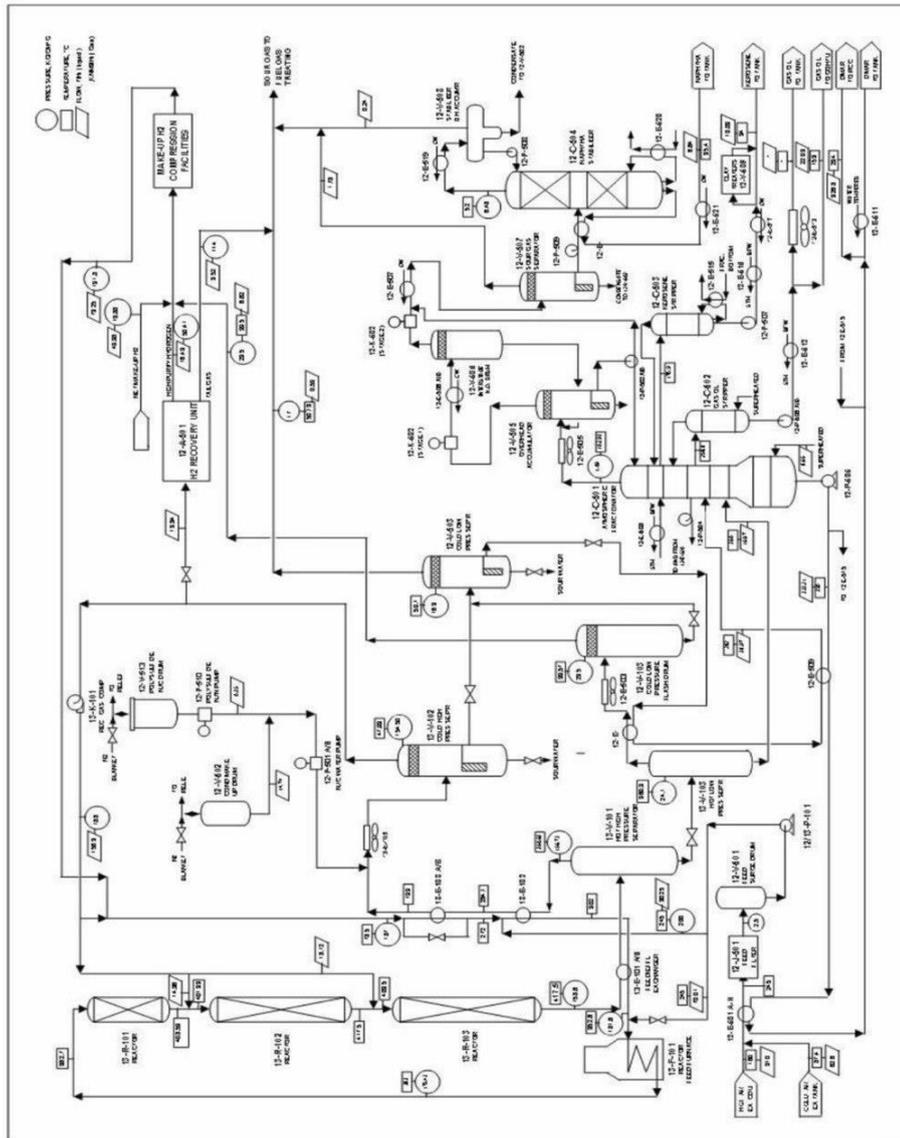
superheated yang berasal dari *furnace*.

Overhead vapor berupa *steam* dan hidrokarbon akan dikondensasi oleh *overhead air cooler* (*fin fan*), kemudian dialirkan ke *overhead accumulator*. *Vapor* berasal dari *overhead accumulator* dinaikkan tekanannya dengan menggunakan *off gas compressor* pada kompresor *stage* pertama dan outletnya didinginkan menjadi kondensat pada *interstage cooler* sebelum masuk ke dalam *Interstage KO drum*. *Vapor* yang berasal dari *Interstage KO drum* dikompresi pada kompresor *stage* kedua. *Liquid* yang berasal dari *overhead accumulator* berupa *unstabilized naphtha* dicampur dengan aliran *vapor* yang telah dikompresi pada kompresor *stage* kedua. Campuran aliran ini kemudian didinginkan dengan *cooler* sebelum memasuki *Sour Gas Separator* (SGS). Di dalam SGS, terjadi pemisahan antara *unstabilized naphtha*, *sour water*, dan *off gas*. *Unstabilized naphtha* dipanaskan oleh produk *stabilized naphtha*, kemudian dialirkan menuju *Naphtha Stabilizer* dan dipisahkan dari *off gas*. *Off gas* dialirkan menuju *fuel gas treating*, sedangkan *stabilized naphtha* didinginkan terlebih dahulu sebelum dikirim ke tangki penampungan. Produk *gas oil* diambil pada *tray* 24 masuk ke dalam *gas oil stripping* dan distripping oleh *superheated steam*. Sebagian produk akan dikembalikan pada *tray* 22, sedangkan sebagian lainnya didinginkan dan kemudian dialirkan menuju unit GO- HTU dan tangki penampungan

Produk *kerosene* diambil dari *downcomer tray* 10, kemudian dipanaskan kembali oleh *bottom fractionator* pada *kerosene side cut stripper*. Sebagian *kerosene* dikembalikan ke dalam kolom pada *tray* 10, sedangkan sebagian lainnya diproses dalam *clay treater* untuk menstabilkan warnanya sebelum dikirim ke *storage*. Produk *bottom fractionator* berupa DMAR dipompa dan dibagi menjadi dua aliran. Aliran terbanyak digunakan untuk memanaskan *feed fractionator* dan memanaskan AR yang akan masuk ke *Feed Filter*. Aliran yang sedikit digunakan untuk memanaskan *kerosene stripper reboiler*. Kedua aliran ini kemudian di mixed, selanjutnya sebagian besar DMAR dikirim ke unit RCC dan sisianya dikirim ke tangki penampungan kompresor *stage* kedua. *Liquid* yang berasal dari *overhead accumulator* berupa *unstabilized naphtha* dicampur dengan aliran *vapor* yang telah dikompresi pada kompresor *stage* kedua. Campuran aliran ini kemudian didinginkan dengan *cooler* sebelum memasuki *Sour Gas Separator* (SGS). Di

dalam SGS, terjadi pemisahan antara *unstabilized naphtha*, *sour water*, dan *off gas*. *Unstabilized naphtha* dipanaskan oleh produk *stabilized naphtha*, kemudian dialirkan menuju *Naphtha Stabilizer* dan dipisahkan dari *off gas*. *Off gas* dialirkan menuju *fuel gas treating*, sedangkan *stabilized naphtha* didinginkan terlebih dahulu sebelum dikirim ke tangki penampungan. Produk *gas oil* diambil pada *tray 24* masuk ke dalam *gas oil stripping* dan *distripping* oleh *superheated steam*. Sebagian produk akan dikembalikan pada *tray 22*, sedangkan sebagian lainnya didinginkan dan kemudian dialirkan menuju unit GO - HTU dan tangki penampungan.

Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *Atmospheric Residue Hydro Demetallization (ARHDM)* :



Gambar 4.10 Diagram Alir Proses *Atmospheric Hydrodemetallization Unit*

4.1.2.2 Hydrotrating Unit (HTU)

HTU terdiri dari *Hydrogen Plant* (Unit 22), *Gas Oil Hydrotreating Unit / GO HTU* (Unit 14), dan *Light Cycle Oil Hydrotreating Unit / LCO HTU* (Unit 21). Fungsi utama dari unit ini adalah untuk mengurangi atau menghilangkan *impurities* yang terikut bersama minyak bumi dan fraksi- fraksinya serta memperbaiki *colour stability* dengan proses hidrogenasi, yaitu mereaksikan *impurities* tersebut dengan hidrogen yang dihasilkan dari *Hydrogen Plant* dan bantuan katalis. Kandungan *impurities* yang ingin dihilangkan antara lain nitrogen, senyawa sulfur organik, dan senyawa - senyawa logam.

A. Hydrogen Plant

Hydrogen Plant (Unit 22) merupakan unit yang dirancang untuk memproduksi hidrogen dengan kemurnian 99,9% sebesar 76 MMSFSD dengan umpan dari *refinery off gas* dan *natural gas*. Produk gas hidrogen dari *Hydrogen Plant* digunakan untuk memenuhi kebutuhan hidrogen di unit-unit *Light Cycle Oil Hydrotreating Unit* (LCO HTU), *Gas Oil Hydrotreating Unit* (GO HTU), dan unit *Atmospheric Hydrotreating Unit* (AHU).

Langkah Proses dari Unit *Hydrogen Plant* :

Proses yang terjadi dalam hydrogen plant dapat dibagi menjadi tiga tahap, yaitu tahap pemurnian umpan, tahap pembentukan H_2 di reformer, dan tahap pemurnian H_2 di pressure swing unit. Proses dasar Hydrogen Plant mencakup :

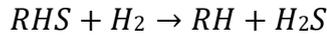
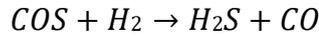
1. *Feed dan Gas Supply*

Seksi ini berfungsi untuk menampung dan menyiapkan umpan sebelum masuk ke proses selanjutnya. Pertamata umpan ditampung kemudian dikompresi dan kemudian dilakukan pemanasan awal dengan menggunakan *economizer*.

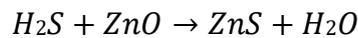
2. *Hydrogenasi dan Desulfurisasi*

Pada proses ini, kadar sulfur yang terdapat dalam *feed gas* dihilangkan sehingga memenuhi kadar yang sesuai untuk masuk *reformer*. Pada bagian ini terjadi reaksi hidrogenasi dengan bantuan katalis *cobalt/molybdenum*. Umpan yang

berasal dari *gas supply* akan masuk ke reaktor hidrogenasi (22-R-101) untuk mengkonversi sebagian senyawa merkaptan (RSH) dan COS menjadi H₂S. Reaksi yang terjadi pada reaktor (22-R-101) yaitu :



Gas H₂S yang dihasilkan pada reaktor kemudian akan diserap di *sulfur adsorber* (22-R-102 A/B). Pada reaktor terjadi reaksi desulfurisasi antara gas H₂S dengan zat ZnO. Reaksi yang terjadi adalah sebagai berikut :

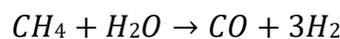
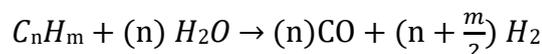


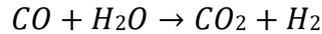
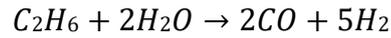
Umpan hidrokarbon yang telah dikurangi kandungan sulfurnya (maksimum 0.2 ppm) kemudian dicampur dengan HP *steam* melewati *flow ratio control* dengan *rasio steam/carbon* tertentu.

3. Steam Reforming

Bagian ini berfungsi untuk memproses atau mengkonversi gas hidrokarbon yang direaksikan dengan *steam* menjadi gas *hidrogen*, CO, dan CO₂. Kecepatan *feed* ke *reformer* dan derajat konversi yang dicapai sangat mempengaruhi hasil produksi. Gas panas harus dilewatkan melalui *tube* katalis pada *reformer*, sehingga terjadi reaksi *reforming*, karena reaksi yang terjadi merupakan reaksi endoterm. *Tube* katalis berjumlah 288 buah dan tiap *tube* dibagi menjadi 2 bagian. *Tube* bagian atas digunakan katalis C11-10-01 sedangkan *tube* bagian bawah digunakan katalis C11-9-02. Produk keluar *reformer* pada suhu 850 °C dan kemudian akan mengalir melalui *reformer waste heat boiler* (22-WHB-101). Pada *reformer waste heat boiler* akan terjadi sintesis gas (syngas) dan kemudian didinginkan hingga 375°C.

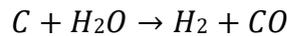
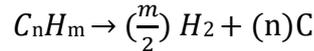
Di dalam *reformer*, hidrokarbon yang ada di dalam umpan akan bereaksi dengan *steam* menghasilkan hidrogen, karbon dioksida, dan karbon monoksida. Untuk meminimalkan sisa metana yang tidak bereaksi maka dilakukan pada suhu reaksi yang tinggi. Pembakaran bahan bakar di dalam *reformer* bagian radiasi harus dalam temperatur yang tinggi karena reaksi *reforming* bersifat endotermis. Reaksi *reforming* yang terjadi pada *reformer* (22-F-101) adalah sebagai berikut :





Reaksi berlangsung dalam temperatur yang sangat tinggi sehingga menyebabkan terjadinya perengkahan hidrokarbon kompleks. Antara karbon dengan kukus akan terjadi reaksi sehingga menambah hasil perolehan *hydrogen*.

Reaksi yang terjadi adalah sebagai berikut :

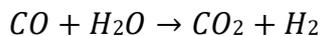


4. Pemurnian Hidrogen

Pemurnian gas hidrogen ini dilakukan dengan tujuan mendapatkan hidrogen murni 99.9%. Agar didapatkan hidrogen dengan tingkat kemurnian tinggi, maka dilaksanakan dalam dua tahap, yaitu :

a) *High Temp Shift Converter (HTSC) & Waste Heat Recovery (WHR)*

High Temperature Shift Converter bertujuan untuk merubah CO menjadi CO_2 , sekaligus menambah perolehan hidrogen. Reaksinya pada (22-R-103) adalah :



Reaksi terjadi dibantu dengan katalis C_{12-4} . *Waste Heat Recovery* bertujuan mengambil panas produk *reformer* maupun produk HTSC. Panas yang diambil dapat digunakan untuk membangkitkan kukus.

Setelah melalui seksi HTSC dan WHR, gas hidrogen kemudian didinginkan kembali dengan menggunakan *fan coller*, kemudian kondensatnya dipisahkan pada KO drum. Setelah itu kondensat dari KO drum masuk ke seksi proses pemurnian kondensat yang bertujuan memurnikan kondensat agar dapat digunakan sebagai umpan pembangkit kukus (*boiler feed water*).

b) *Pressure Swing Adsorption (PSA)*

PSA plant didesain untuk memurnikan gas hidrogen dengan menyerap *impurities* yang terikut dalam gas hidrogen. Proses tersebut berlangsung secara kontinu. Aliran keluaran PSA unit ini terdiri dari hidrogen murni pada tekanan tinggi dan *tail gas* yang mengandung *impurities* pada tekanan rendah. Kedua aliran tersebut kemudian dapat digabung langsung dan kemudian dikirim ke unit RCC, sebagian lagi didinginkan dan kemudian disimpan ke dalam tangki.

Dalam *adsorber* terjadi dua proses yang saling bergantian yaitu proses adsorpsi dan regenerasi.

1. Adsorpsi

Feed gas mengalir melalui adsorber dari bawah ke atas. *Impurities* (air hidrokarbon berat/ringan, CO_2 , CO , dan N_2) akan teradsorpsi secara selektif akibat adanya molsieve dan bahan aktif lain. H_2 dengan kemurnian tinggi akan mengalir ke line produk.

2. Regenerasi

Proses regenerasi unggun dibagi menjadi 4 tahap yaitu penurunan tekanan, penurunan tekanan lanjutan dengan membuat tekanan ke arah berlawanan dengan arah *feed*, *purge* H_2 murni untuk melepas *impurities*, dan menaikkan tekanan menuju tekanan adsorpsi

3. Pendinginan Produk

H_2 kemudian akan disaring dengan menggunakan *filter* (22-S-102). Padatan-padatan akan tertahan sehingga didapatkan H_2 dengan tingkat kemurnian tinggi. Lalu gas H_2 yang telah jadi didinginkan hingga temperatur $40^\circ C$ dengan menggunakan produk *cooler* (22-E-106) sebelum disalurkan ke unit lain. Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *Hydrogen Plant* :

Make up hydrogen akan disuplai dari *hydrogen plant* yang telah diolah sebelumnya oleh *Steam Methane Reformer* dan unit *Pressure Swing Adsorption (PSA)*. Katalis *hydrotreating* yang digunakan mengandung oksida *nikel/molybdenum* di dalam *alumina base* yang berbentuk bulat atau *extrudate*.

GO HTU terdiri dari dua seksi, yaitu :

1. Seksi Feed
2. Seksi Reaktor, untuk proses reaksi dengan katalis dan hidrogen.
3. Make-Up Compressor
4. Seksi fraksionasi, untuk memisahkan *gas oil* hasil reaksi dari produk lain, seperti *off gas*, *wild naphtha*, *hydrotreated gas oil*.
5. Seksi *Recycle Gas Compressor*

Tahapan Proses Gas Oil Hydrotreating Unit :

1. Seksi Feed

Feed GO HTU yang berasal dari ARHDM, CDU dan *storage* dialirkan melalui *feed filter* (14-S-101) untuk menghilangkan partikel padat yang lebih besar dari 25 mikron, kemudian masuk ke *feed surge drum* (14-V-101). Air yang terbawa oleh *feed* dari tangki akan terpisah di *bottom feed surge drum*, sedangkan yang tidak terpisah ditahan oleh *wire mesh blanket* agar tidak tercampur ke *suction pompa feed* kemudian dialirkan ke *sour water header*. Tekanan *fuel gas* dalam drum ini diatur oleh *split range* sebagai *pressure balance section* dari *reaktor charge pump*. Hal ini dilakukan untuk mencegah bercampurnya *feed* dengan udara.

GO dari *surge drum* dipompa oleh pompa (14-P-102) ke *Combined Feed Exchanger* (14-E-101) sebagai *feed bypass*. Kemudian masuk ke *inlet effluent* reaktor sebelum masuk ke HE kedua. Setelah keluar dari HE kedua, diinjeksikan air yang berasal dari *Wash Water Pump* (14-P-103) selama start up. Lalu *feed* dapat langsung dialirkan ke *High Pressure Stripper* (14-C-101).

2. Seksi Reaktor

Feed dan *recycle gas* dipanaskan terlebih dahulu oleh *effluent reaktor* di dalam *Combined Feed Exchanger* (14-E-101), kemudian campuran GO dan H_2 bergabung

dan langsung ke *Charge Heater* (14-F-101) dan dipanaskan sampai suhu reaksi. *Feed* dalam dapur kemudian masuk di bagian atas reaktor (14-R-101) dan didistribusikan dengan merata diatas permukaan bed katalis melalui *inlet* dari *vapour/liquid tray*. Karena reaksinya bersifat eksotermis, maka temperatur yang keluar dari reaktor akan lebih tinggi dari temperatur *feed*. Panas hasil reaksi bersama panas yang terkandung dalam *feed* reaktor akan diambil oleh *Combined Feed Exchanger* untuk memanaskan *feed*.

Selanjutnya *effluent* reaktor didinginkan dalam *effluent* produk dengan menggunakan kondensor (14-E-102) yang terdiri dari 8 *tube bank*, kemudian didistribusikan secara merata. Sebelumnya, air diinjeksikan ke dalam *effluent* reaktor sebelum masuk ke HE. Setelah didinginkan, *effluent* reaktor lalu masuk ke dalam produk separator (14-V-102) melalui distributor inlet, dimana hidrokarbon dapat terpisah dengan sendirinya.

Wire mesh blanket demister yang dipasang di separator berfungsi untuk memisahkan air dari hidrokarbon. Air terkumpul dalam *water boot separator* akan diatur oleh *level controller* dan dikirim ke Water SWS Unit. Air tersebut mengandung H_2 , S dan NH_3 . Gas yang kaya hidrogen keluar dari separator dan kemudian dikirim ke *Recycle Gas Compressor* melalui *Recycle Gas Knock Out Drum* (14-V-103) yang dilengkapi dengan dua buah tray untuk keperluan regenerasi. Sedangkan *wire mesh blanket* digunakan untuk mencegah kondensat terbawa ke kompresor.

3. Make-Up Compressor

Tekanan pada reaktor diatur oleh hidrogen dari H_2 plant yang dinaikkan tekanannya menggunakan kompresor *make-up* dua *stage*. Kemudian H_2 dimasukkan ke *discharge recycle gas compressor*. Sebelumnya gas dari *make-up* kompresor tingkat satu didinginkan dengan melewatkannya ke dalam *make-up inter stage* (14-E-103) sebelum masuk ke tingkat dua. *Spill back* digunakan untuk mengontrol *pressure suction* drum tingkat satu, dimana diperlukan pendingin sebelum kembalike *suction drum*.

Aliran *make-up* hidrogen masuk ke seksi reaktor untuk mempertahankan tekanan di *High Pressure Separator* (14-V-102). *Make-up hidrogen* bersama *recycle gas* menuju *Combined Feed Exchanger* (14-E-101). Discharge dari tingkat

satu akan bergabung dengan spill back H_2 dari discharge tingkat dua. Gas keluar melalui top langsung menuju suction dari compressor *recycle gas*. *Recycle gas* dikirim ke *Combined Feed Exchanger* bersama umpan cair. Kemudian aliran terbagi menjadi dua, menuju *combined feed exchanger* dan *bed* kedua reaktor.

4. Seksi Fraksionasi

Hidrokarbon yang terkumpul dalam produk separator (14-V-101) dikirim ke *High Pressure Stripper* (14-C-101) yang masuk melalui bagian samping atas *tray* nomor satu dari 15 *tray*. Kemudian masuk ke *Interstage Cooler* (14-E-103) dengan pendingin air, sebelum masuk ke *Make-up Gas Interstage Drum* (14-V-104) untuk menghilangkan cairan yang terbentuk. Kondensat yang terbentuk dikirim ke *High Pressure Stripper* (14-C-101) melalui *Exchanger* (14-E-104).

5. Seksi Gas Compressor

Recycle gas yang terpisah dari cairan dalam separator akan dikirimkan ke *Recycle Gas Knock Out Drum* (14-V-103). Kemudian pada alat *Vessel* dilengkapi dengan dua buah *tray*. *Feed* yang mengalir ke *High Pressure Stripper* (14-V-106) dipanasi oleh produk bawah dari *Fractionator* (14-C-102), di dalam *High Pressure Stripper Feed Exchanger* (14-E-104) yang dilengkapi dengan sistem bypass pada temperatur tinggi.

High Pressure Stripper (14-C-101) dilengkapi dengan stripping steam untuk menghilangkan H_2S dari produk menuju *Fractionator* (14-C-102). Vapour yang keluar dari (14-C-101) diinjeksi dengan inhibitor melalui Pompa (14-P-105). Untuk mencegah korosi, vapour tersebut didinginkan oleh *High Pressure Stripper Condenser* (14-E-105) dengan menggunakan fan dari produk *Fractionator Overhead Condenser* (14-E-106). Lalu dikirim ke *High Pressure Stripper Receiver* (14-V-106) melalui distributor

Cairan hidrokarbon yang terbentuk dikembalikan sebagai feed (14-E-101) sebelum masuk (14-E-104) dengan menggunakan *High Pressure Stripper Overhead Pump* (14-P-104). Sebagian cairan dipakai sebagai pengencer Unicor dan sebagian lagi disirkulasi ke (14-V-106).

Air yang terpisah dalam (14-V-106), dikirim ke *effluent* reaktor sebelum ke (14-E-102) dan ke tiap tube bundle (14-E-102) sebagai *wash water*, atau ke (14-V-103). Kemudian sisanya ke SWS (Unit 24) dan sebagian lagi dikembalikan ke (14-

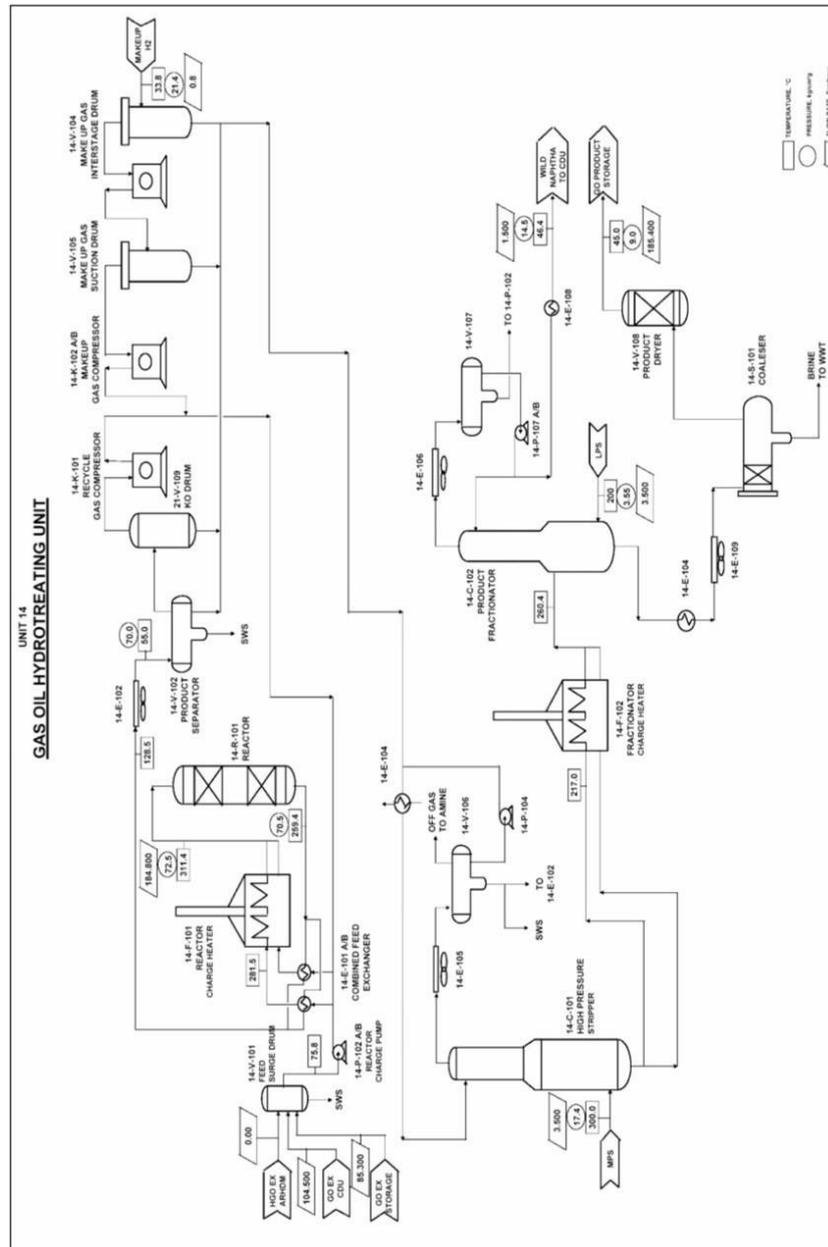
V-106) untuk menjaga minimum aliran pompa.

Gas yang tidak terkondensasi keluar dari (14-V-106) disalurkan ke *Amine Treatment Unit* (Unit 23) untuk menghilangkan kandungan H_2S bersama dengan sour water dari (14-V-102). Liquid yang telah bebas dari H_2S keluar dari bottom (14-C-102) yang terbagi menjadi dua aliran yang sama. Kemudian masuk ke *Preheater Product Fractionator* (14-F-102). Vapour yang meninggalkan telah top produk Fractionator, didinginkan dalam produk *Fractionator Condenser* (14-E-106) dengan pendingin fan.

Lalu masuk ke produk *Fractionator Receiver* (14-V-107) melalui inlet distributor, dimana air yang terbawa dipisahkan dari liquid hidrokarbon. Sebagian hidrokarbon dipompa dengan (14- P-108), sebagian lagi menjadi refluks untuk mengontrol endpoint dari fraksi overhead, sedangkan sisanya didinginkan dalam *Net Naphtha Cooler* (14-E-107) sebagai *wild naphtha* dan diteruskan ke *Stabilizer* CDU (Unit 11).

Air dipompakan dengan menggunakan *Combined Water Pump* (14-P-107) menuju *Suction Pump* (14-P-103) setelah didinginkan di *Wash Water Cooler* (21-E-109) sebagai wash water untuk *effluent reaktor*. Air make-up berasal dari cold kondensat yang dimasukkan ke dalam tangki untuk kondensat berat (14-V-109) dan dipompakan ke suction (14-P-107) menggunakan pompa make-up (14-P-109). Karena tidak ada gas yang diproduksi di (14-C-102), untuk mempertahankan tekanan dari fractionator dilakukan pengontrolan dengan memasukkan fuel gas ke dalam (14-V-107).

Produk hydrotreating GO dipompakan dengan (14-P-106) ke HE (14-E-104) yang dilengkapi dengan saluran bypass dan Net GO cooler (14-E-108) yang didinginkan. Sebelum dikirim ke tangki penyimpanan, produk dimasukkan ke *Coalescer* (14-S-102) untuk memisahkan air yang terikut dan dikeringkan dengan melewatkannya ke dalam bejana yang berisi garam (salt dryer) di (14-V-108). Air dan keluaran dari (14-S-101) yang terpisahkan bersama, dikirimkan ke waste water treatment. Berikut Merupakan Diagram Alir Proses Gas Oil Hydrotreatig Unit :



Gambar 4.12 diagram Alir Proses *Gas Oil Hydrotreating*

C. Light Cycle Hydrotreating Unit (Unit 21)

LCO-HTU merupakan suatu kilang yang mengolah *Light Cycle Oil* (LCO) dari RCC unit, dimana masih banyak mengandung senyawa organik antara lain sulfur dan nitrogen. Tujuan unit ini adalah menghilangkan sulfur dan nitrogen dari *feed* tanpa perubahan *boiling range* yang berarti agar produk yang dihasilkan memenuhi persyaratan dan spesifikasi pemasaran. Kapasitas unit LCO-HTU adalah 15.000 BPSD (99,4 m^3 /jam) dengan menggunakan katalis UOP S-19 M.

Distribusi feed dan produk yang diolah dari unit LCO HTU meliputi :

1. *Feedstock* LCO diperoleh dari RCC kompleks.

Katalis Hydrotreating UOP mengandung oksida *nikel/molybdenum* (S-12) dan *Cobalt/molybdenum* (S-19 M) di dalam *alumina base* dan dibuat berbentuk bulat atau *extrude*.

2. *Make-up Hydrogen* yang akan disuplai dari *hydrogen plant unit*.

Produk LCOHTU Berupa :

1. LCO yang telah diolah langsung ditampung di tangki dan siap dipasarkan.
2. *Hydrotreated Light Cycle Oil* dipakai untuk blending produk tanpa harus diolah lagi.
3. *Off Gas* dikirim ke *Refinery Fuel Gas System*.

Wild naphta dikirim ke unit CDU atau RCC untuk proses lebih lanjut.

Tahapan Proses Light Cycle Cycle Hydrotreating Unit :

Proses yang terjadi di LCO-HTU terdiri dari beberapa bagian, yaitu :

1. Seksi *Feed*

Feed LCO-HTU berasal dari unit RCC dan *storage* dimasukkan ke dalam *feed surge drum* (21-V-101). Untuk menghilangkan partikel padat yang lebih besar dari 25 micron, LCO dimasukkan ke *feed filter* (21-S-101) kemudian ke *feed surge drum*. Air yang terbawa *feed* dari tangki akan terpisah di *bottom feed surge drum* dan yang tidak terpisah ditahan oleh *wire mesh blanket* agar tidak terbawa ke *suction pump feed*. Selanjutnya air dialirkan ke SWS. Tekanan *fuel gas* dalam drum ini diatur oleh split range sebagai penyeimbang tekanan *suction* dari *reaktor charge pump* dan mencegah *feed* tercampur udara.

LCO dari *surge drum* dipompa oleh pompa (21-P-102) bersama dengan *recycle gas hydrogen* ke *combined feed exchanger* (21-E-101). Sebagian *feed* di *bypass* (21-E-101) langsung ke *inlet effluent reactor* sebelum masuk ke *heat exchanger* kedua. Keluaran dari *heat exchanger* kedua diinjeksikan air yang berasal dari *wash water pump* (21-P-103). Selama *start-up*, *feed* dapat langsung dialirkan ke *high pressure stripper* (21-C-101).

2. Seksi Reaktor

Feed dan *recycle* gas dipanaskan terlebih dahulu oleh *effluent* reaktor di dalam *combined feed exchanger* (21-E-101). Kemudian campuran LCO dan hidrogen bergabung dan langsung ke *charge heater* (21-F-101) dan dipanaskan sampai suhu reaksi, sebagian lagi *bypass*. *Feed* dari dapur kemudian masuk ke bagian atas reaktor (21-R-101) dan didistribusikan dengan merata di atas permukaan *bed* katalis melalui inlet dari *vapour/liquid tray*.

Di dalam reaktor terjadi reaksi hidrogenasi antara umpan LCO dari RCC, nitrogen, dan sulfur, serta penjenuhan olefin dengan hidrogen dan bantuan katalis. *Make-up* hidrogen disuplai dari *Hydrogen Plant*. Karena reaksi eksotermis, temperatur yang keluar dari reaktor akan lebih tinggi dari temperatur *feed*. Panas hasil reaksi bersama panas yang terkandung dalam *feed reaktor* akan diambil oleh *combined feed exchanger* untuk memanaskan *feed*.

Selanjutnya *effluent* reaktor didinginkan dalam *effluent* produk kondensor (21-E-102) yang terdiri dari 8 *tube bank* dan didistribusikan secara merata. Sebelumnya air diinjeksikan ke dalam *effluent* reaktor. Injeksi air dilakukan di *effluent reaktor* sebelum masuk HE Setelah *effluent* reaktor didinginkan, kemudian masuk ke dalam produk separator (21-V-102) melalui distributor *inlet* dimana hidrokarbon terpisah dengan sendirinya. *Wire mesh blanket demister* yang dipasang di separator berfungsi untuk memisahkan fraksi gas, fraksi air, dan fraksi minyak hidrokarbon. Fraksi gas yang kaya hidrogen keluar dari separator dan kemudian dikirim ke *recycle gas compressor*. *Recycle gas* kembali ke reaktor bersama *feed*. Fraksi air terkumpul dalam *water boot separator* akan diatur oleh *level controller* dan dikirim ke *Sour Water Stripper* Unit. Air tersebut mengandung H_2S dan NH_3 .

Fraksi minyak hidrokarbon bergabung dengan hasil kondensasi di seksi *recycle gas* (21-V-109), *make-up gas suction drum* (21-V-105). Fraksi gas yang terikut dalam aliran minyak akibat tekanan tinggi di *separator* (21-V-102) masuk ke *interstage cooler* (21-E-103) dengan pendingin air, kemudian masuk ke *make up gas interstage drum* (21-V-104) untuk menghilangkan cairan yang terbentuk akibat pendinginan untuk dikembalikan ke aliran minyak. Aliran fraksi minyak menuju kolom *stripper* (21-C-101) dan bergabung dengan fraksi minyak dari *separator* (21-V-106) kemudian dipanaskan oleh produk bawah kolom fraksinasi (21-C-102) di

heat exchanger (21-E-104) sebelum memasuki *stripper* (21-C-101).

3. Seksi *Recycle Gas Compressor*

Fraksi *recycle gas* yang terpisah dari separator (21-V-102) masuk ke *recycle gas knock out drum* (21-V-109) yang dilengkapi dengan dua buah tray untuk keperluan regenerasi, kemudian terjadi pemisahan fraksi gas dan fraksi minyak. Fraksi gas yang sebagian besar H_2 di *recycle* melalui *recycle gas compressor* dan bergabung dengan *make up gas* kembali menuju reaktor. Sedangkan fraksi minyak yang terkondensasi bergabung dengan aliran minyak dari *separator* (21-V-102). *Wire mesh blanket* digunakan pada *recycle gas knock out drum* ini untuk mencegah kondensat terbawa ke kompresor.

4. Seksi *Make Up Compressor*

Tekanan pada reaktor diatur oleh hidrogen dari H_2 *plant* yang dinaikkan tekanannya menggunakan kompresor *make-up dua stage*. Aliran *make-up* hidrogen masuk ke seksi reaktor untuk mempertahankan tekanan di *high-pressure separator* (21-V-102).

Make up H₂ masuk ke *suction drum* tingkat satu (21-V- 104) bergabung dengan gas dari aliran fraksi minyak dari *separator* (21-V-102) yang sebelumnya telah didinginkan oleh *interstage cooler* (21-E-103), kemudian masuk ke *make up kompresor* tingkat satu. Sebelumnya gas dari *make-up* kompresor tingkat satu didinginkan dengan melewatkannya ke dalam *make-up interstage cooler* (21-E-103) sebelum masuk ke *suction drum* tingkat dua. Pada *suction drum* terdapat pengembalian kondensat yang terbentuk ke aliran fraksi minyak yang disebut *spill back*. *Spill back* digunakan untuk mengontrol *pressure suction drum* tingkat satu, dimana diperlukan pendingin sebelum kembali ke *suction drum*. *Discharge* dari tingkat satu akan bergabung dengan *spill back H₂* dari *discharge* tingkat dua.

5. Seksi Fraksionasi

Seksi ini bertujuan untuk memisahkan *off gas* dan *wild naphta* yang masih terbawa oleh *Light Cycle Oil* melalui perbedaan titik didih. Campuran aliran fraksi minyak yang berasal dari produk separator (21-V-102) dikirim ke *high pressure stripper* (21-C-101) yang masuk melalui bagian samping atas tray nomor satu dari 15 tray. *Feed* yang mengalir ke *high pressure stripper* (21-C-101) dipanasi oleh produk bawah dari *fractionator* (21-C-102), di dalam *high pressure stripper feed*

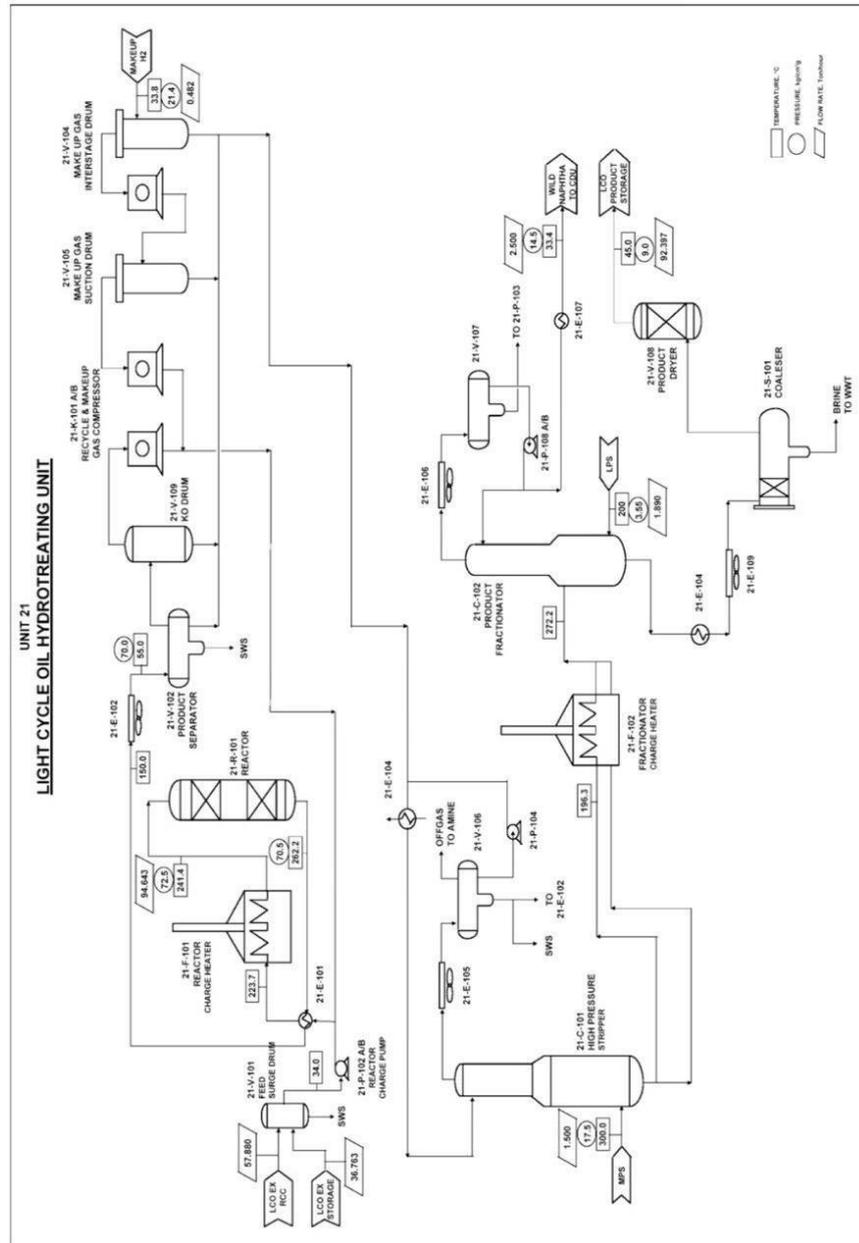
exchanger (21-E-104) yang dilengkapi dengan sistem *bypass* pada temperatur tinggi. *High pressure stripper* (21-C-101) dilengkapi dengan *stripping steam* untuk menghilangkan H_2S dari produk menuju fractionator (21-C-102).

Vapour yang keluar dari (21-C-101) diinjeksi dengan inhibitor melalui pompa (21-P-105). Untuk mencegah korosi, *vapour* tersebut didinginkan oleh *high pressure stripper condenser* (21-E-105) dan dikirim ke *high pressure stripper receiver* (21-V-106) melalui distributor. Cairan hidrokarbon yang terbentuk dikembalikan sebagai *feed* (21-C-101) dan sebelumnya masuk (21-E-104) dengan menggunakan *high pressure stripper overhead pump* (21-P-104). Sebagian cairan hidrokarbon dipakai sebagai pengencer unicolor dan sebagian lagi disirkulasi ke (21-V-106). Air yang terpisah dalam (21-V-106), dikirim ke effluent reaktor sebelum ke (21-E-102) dan ke masing-masing *tube bundle* (21-E-102) sebagai wash water atau ke (21-V-109). Kemudian sisanya ke SWS (Unit 24) dan sebagian lagi dikembalikan ke (21-V-106) untuk menjaga minimum aliran pompa. Gas yang tidak terkondensasi keluar dari (21-V-106) disalurkan ke *Amine Treatment Unit* (Unit 23) untuk menghilangkan kandungan H_2S bersama dengan *sour water* dari (21-V-102).

Liquid yang telah terbebas dari H_2S keluar dari bottom (21-C-101) terbagi menjadi dua aliran yang sama, kemudian masuk ke dalam *preheater* produk fractionator (21-F-102). *Top* produk yang meninggalkan fractionator berupa vapour didinginkan dalam produk *fractionator condensor* (21-E-106) dengan pendingin fan. Lalu masuk ke produk *fractionator receiver* (21-V-107) melalui *inlet distributor*, dimana air yang terbawa dipisahkan dari liquid hidrokarbon. Fraksi hidrokarbon dipompa dengan (21-P-107), sebagian menjadi refluks untuk mengontrol endpoint dari fraksi *overhead*, sedangkan sisanya didinginkan dalam *net naphtha cooler* (21-E-108) sebagai wild naphtha dan diteruskan ke stabilizer CDU (Unit 11). Air dipompakan dengan menggunakan combined water pump (21-P-102) menuju suction pump (21-P-103) setelah didinginkan di wash water cooler (21-E-109) sebagai wash water untuk *effluent* reaktor. Air make-up berasal dari *cold* kondensat yang dimasukkan ke dalam tangki untuk kondensat berat (21-V-109) dan dipompakan ke suction (21-P-107) dengan menggunakan pompa *makeup* (21-P-109). Karena tidak ada gas yang terbentuk di (21-V-107), maka untuk

mempertahankan tekanan dari fractionator dilakukan pengontrolan dengan memasukkan *fuel gas* ke dalam (21-V-107).

Produk *bottom fractionator* berupa *hydrotreated* LCO dipompakan dengan (21-P-106) ke *heat exchanger* (21-E-104) yang dilengkapi dengan saluran *bypass* dan net LCO *cooler* (21- E-108) yang didinginkan. Sebelum dikirim ke tangki penyimpan, produk dimasukkan ke *coalescer* (21-S-102) untuk memisahkan air yang terikut dan dikeringkan dengan melewatkannya ke dalam bejana yang berisi garam/*salt dryer* di (21-V-108). Air dan keluaran dari (21-S-101) yang terpisahkan bersama, dikirimkan ke *wastewater treatment*. Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *Light Cycle Hydrotreating Unit* :



Gambar 4.13 Diagram Alir Proses Light Cycle Oil Hydrotreating Unit

4.1.3 Residue catalytic Cracker Complex (RCC Complex)

RCC *complex* terdiri dari beberapa unit operasi di kilang RU VI Balongan yang berfungsi mengolah residu minyak (*Crude Residue*) menjadi produk-produk minyak bumi yang bernilai tinggi, seperti: *LPG, Gasoline, Light Cycle Oil, Decant Oil, Propylene, dan Poly Gasoline*.

4.1.3.1 Residue Catalytic Cracker Unit (Unit 15)

Unit ini berfungsi sebagai kilang minyak tingkat lanjut (*Secondary Processing*) untuk mendapatkan nilai tambah dari pengolahan residu dengan cara perengkahan memakai katalis. Unit ini berkaitan erat dengan *Unsaturated Gas Plant Unit* yang akan mengelola produk puncak Main Column RCC Unit menjadi *Stabilized Gasoline*, *LPG* dan *Non-Condensable Lean Gas*.

Produk :

- *Overhead Vapour Main column.*
- *Light Cycle Oil (LCO)*
- *Decant Oil (DCO)*

Desain Basis :

RCC dirancang untuk mengolah *Treated Atmospheric Residue* yang berasal dari unit AHU dengan desain 29500 BPSD (35,5 % vol) dan *Untreated Atmospheric residu* yang berasal dari unit CDU dengan desain 53.000 BPSD (64,5 % volume). Kapasitas terpasang adalah 83.000 BPSD. Langkah Proses dari unit *Residue Catalytic Cracker Unit* ini adalah sebagai berikut :

a. Proses Reaksi dan Regenerasi

Proses reaksi *cracking* terjadi di bagian *riser reactor*. Sebelum masuk *riser reactor*, *feed* dipanaskan terlebih dahulu di *exchanger* agar umpan tersebut lebih mudah teratomisasi sehingga kontak antara molekul umpan dan katalis semakin baik karena berlangsung pada suhu tinggi. Proses perengkahan (*cracking*) katalitik di *riser* dibuat sangat singkat dengan tujuan untuk menghindari reaksi penjenuhan olefin oleh ion H^+ dan mencegah proses *thermal cracking* yang lazim disebut *secondary cracking*.

Reaksi penjenuhan akan menghasilkan parafin rantai panjang sedangkan *thermal cracking* akan menyebabkan terbentuknya *coke*. Produk reaksi *cracking* yang berupa hidrokarbon kemudian terpisah dari katalisnya yang jatuh ke bagian *stripping* dimana steam dipergunakan untuk menghilangkan sisa hidrokarbon yang terdapat di katalis yang sudah tak aktif lagi. *Vapor hydrocarbon* kemudian masuk *cyclone reactor* untuk pemisahan lebih lanjut antara katalis dengan hidrokarbon. Adapun prinsip kerja yang digunakan oleh *cyclone* adalah

penerapan gaya sentrifugal dalam pemisahan produk cracking berupa hidrokarbon fasa uap dengan katalis yang berbentuk padatan. Hidrokarbon yang sudah terkumpul di *plenum chamber* akan keluar dari atas reaktor dan mengalir ke main column 15-C-101 pada *fractionation section*, sedangkan katalis yang terkumpul di reaktor stripper akan dialirkan ke bagian atas regenerator 15-R-103.

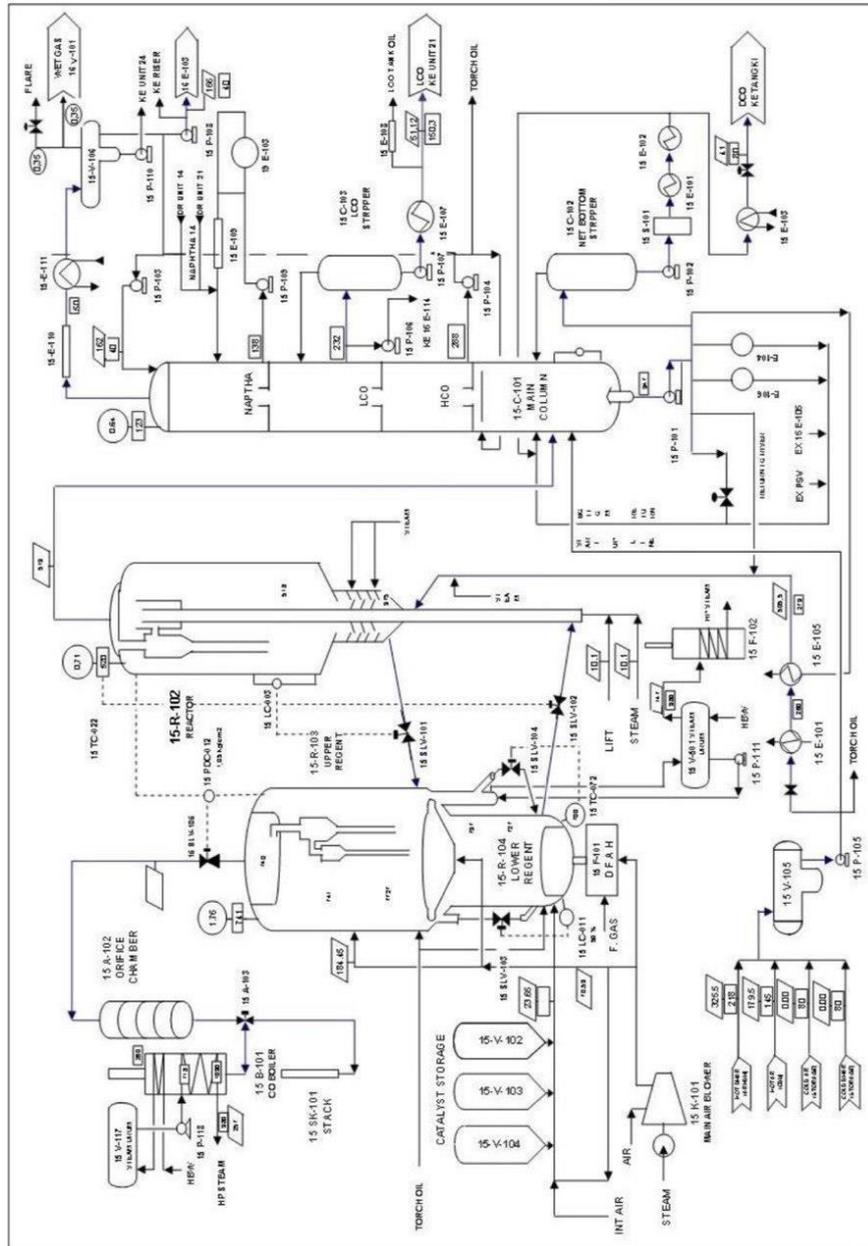
Proses regenerasi terjadi di regenerator 15-R-103 dengan tujuan untuk mengaktifkan kembali katalis dengan cara menghilangkan kokas (*coke*) yang melekat pada permukaan katalis. Penghilangan kokas dilakukan melalui pembakaran dengan udara hingga menghasilkan CO agar panas hasil reaksi yang dihasilkan tidak terlalu tinggi. *Flue gas* yang mengandung CO tersebut lalu keluar dari *upper regenerator* melalui *cyclone* untuk memisahkan sisa-sisa katalisnya. Selanjutnya *flue gas* tersebut dibakar dalam CO boiler menjadi CO_2 agar gas tersebut dapat dibuang ke udara bebas karena sifatnya yang lebih ramah lingkungan dibanding CO.

Kemudian katalis panas dialirkan dari *lower regenerator* ke *riser reaktor*, dan disirkulasikan kembali dari reaktor ke regenerator. Aliran katalis dalam sistem reaktor-regenerator adalah jantung dari unit RCC. Hidrokarbon hasil reaksi *cracking* dialirkan dari reaktor ke *column fractionator* untuk dipisahkan menjadi *Overhead vapor*, LCO, dan DCO.

b. Proses Pemisahan

Proses pemisahan dilakukan di dalam kolom fraksionasi 15-C-101 untuk memisahkan hidrokarbon menjadi *Overhead vapor*, LCO, dan DCO berdasarkan titik didihnya. *Overhead vapor* kemudian dialirkan ke unit 16 (unsaturated gas plant) untuk pemisahan lebih lanjut. Produk LCO akan diolah kembali di LCO Hydrotreater Unit (unit 21) dan produk DCO akan dikirim ke *blending fuel* atau disimpan di dalam tangki untuk selanjutnya diekspor karena sudah merupakan produk akhir.

Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *Residue Catalytic Cracker (RCC)* :



Gambar 4.14 Diagram Alir Proses *Residue Catalytic Cracker (RCC)*

4.1.3.2 Light End Unit

Unit LEU (*Light End Unit*) ini terdiri atas beberapa unit yaitu *unsaturated Gas Plant* (Unit 16), *LPG Treatment* (Unit 17), *Gasoline Treatment Unit* (Unit 18), *Propylene Recovery Unit* (Unit 19) dan *Catalytic Condensation Unit* (Unit 20).

A. Unsaturated Gas Plant

Unit ini berfungsi untuk memisahkan produk puncak *column* RCC unit menjadi *stabilized gasoline*, LPG, dan *non condensable lean gas*, yang sebagian akan dipakai sebagai *lift gas* sebelum di treating di *Amine Unit* sebagai *off gas*.

Produk :

- *Gasoline* (RCC Naphtha)
- *Untreated* LPG
- *Non Condensable Lean Gas / Off Gas*

Desain Basis :

Unsaturated gas plant yang dioperasikan bersama-sama dengan unit RCC dirancang untuk mengolah 83.000 BPSD *atmospheric Residue*. Unit ini menghasilkan *Sweetened fuel gas* yang dikirim ke *Refinery Fuel Gas System* untuk diproses lebih lanjut. Unit ini juga menghasilkan *untreated LPG* yang akan diproses lebih lanjut di *LPG Treatment Unit* (Unit 17) dan *gasoline* yang akan diproses lebih lanjut di *gasoline Treatment Unit* (Unit 18).

Tahapan Proses dari Unit ini :

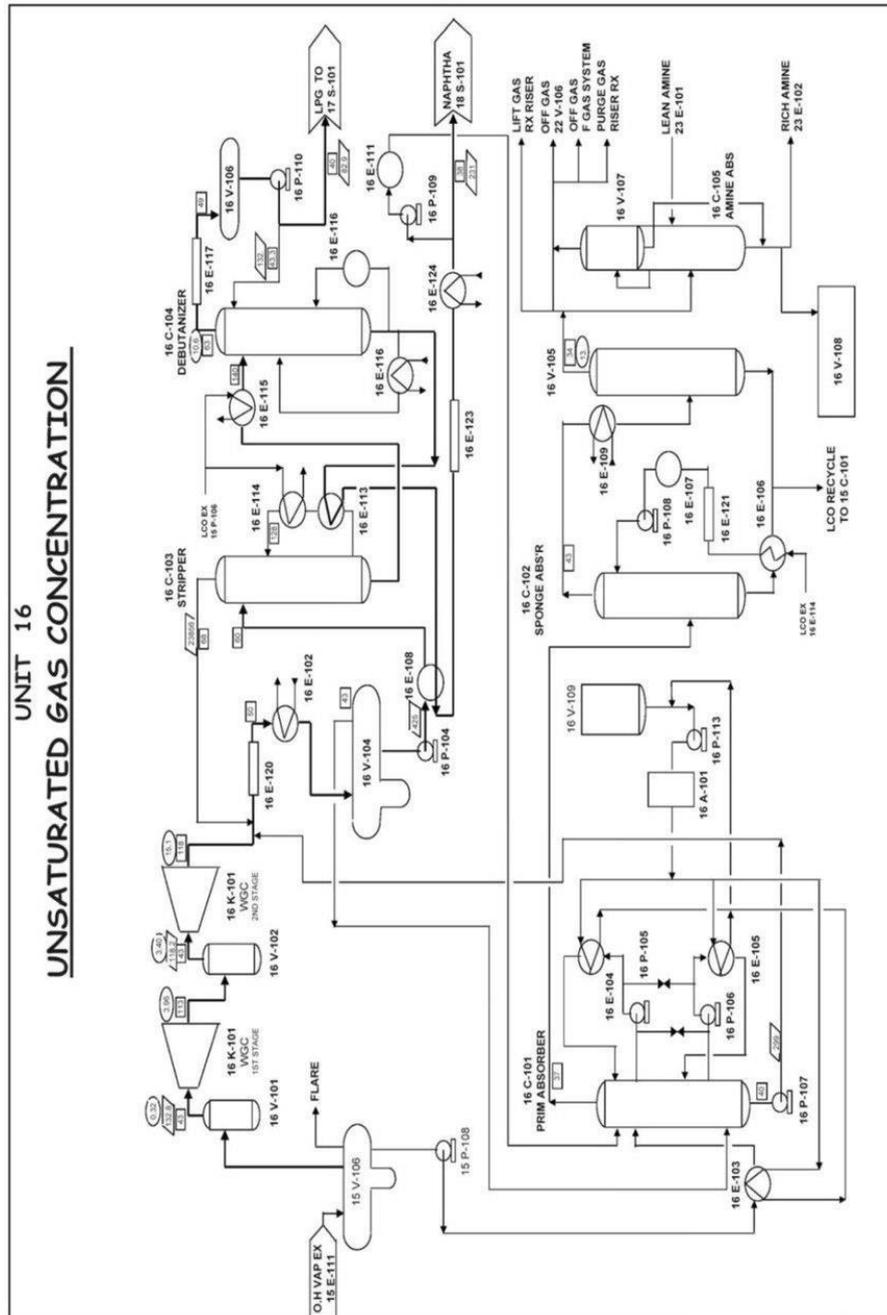
Proses pemisahan awal pada unit ini terjadi di HP (*High Pressure*) *Receiver* 15-V-106 yang bekerja menggunakan prinsip kompresi. Pemisahan pada alat ini menghasilkan hidrokarbon fraksi ringan (*condensable*), hidrokarbon fraksi berat (*non condensable*) dan sedikit *off gas*. Hidrokarbon *condensable* akan langsung dialirkan ke vessel 16-V-101, sedangkan hidrokarbon *non condensable* akan mengalami serangkaian proses absorpsi. Sedikit *off gas* yang terbentuk dalam proses ini akan dialirkan ke *flare*.

Hidrokarbon ringan dari 16-V-101 akan dialirkan ke WGC (*Wet Gas Column*) dua tingkat kemudian ke HE (*Heat Exchanger*) sampai akhirnya masuk ke dalam vessel 16-V-104. Produk atas akan masuk ke dalam absorber 16-C-101 sementara produk bawahnya, setelah melalui HE 16-E-108 akan dipompa masuk ke dalam *stripper* 16-C-103. Dalam *stripper* tersebut, fraksi ringan yang masih terkandung akan dikembalikan ke dalam vessel 16-V-104, sementara fraksi berat yang telah di *stripped* (LPG dan naphtha) akan masuk ke dalam *debutanizer* 16-

C-104. Dalam

debutanizer ini, LPG dan naphtha akan dipisahkan untuk selanjutnya masing-masing akan diolah di unit 17 dan 18.

Hidrokarbon *non condensable* dari *vessel* 15-V-106 akan bergabung dengan hidrokarbon ringan dari *vessel* 16-V-104 dan mengalami proses absorpsi awal di *absorber* 16-C-101. Produk bawah *primary absorber* adalah *unsaturated C₃* dan *C₄* yang terserap oleh *naphtha* untuk selanjutnya dipompa menuju *vessel* 16-V-104 untuk diolah menjadi produk LPG dan *naphtha*. Produk atas *absorber* dialirkan ke dalam *sponge absorber* 16-C-102 untuk menyerap C_5^+ dengan adsorben LCO (*Light Cycle Oil*). Kemudian produk atas *sponge absorber* akan mengalami pemisahan lanjutan di *vessel* (16-V-105) menghasilkan produk atas yang akan diabsorpsi kembali di Amine Absorber dan produk bawah (LCO) yang akan bergabung dengan produk bawah *sponge absorber* menuju LCO *Treatment Unit*. Hidrokarbon dalam *amine absorber* akan mengalami proses adsorpsi menggunakan *adsorben amine* untuk menghasilkan sebagian *lift gas* dan *off gas*. Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *Unsaturated Gas Plant* :



UNIT 16
UNSATURATED GAS CONCENTRATION

Gambar 4.15 Diagram Alir Proses *Unsaturated Gas Plant*

B. LPG Treatment Unit (Unit 17)

Unit ini berfungsi untuk memurnikan produk LPG *Unsaturated Gas Plant* dengan cara mengambil senyawa merkaptan dan organik sulfur lainnya dengan merubahnya menjadi senyawa disulfida. Mempunyai produk *Treated Mixed* LPG untuk selanjutnya dikirim ke *Propylene Recovery Unit* (unit 19). Unit LPG *Treatment Unit* dirancang untuk mengolah *feed* dari produk atas *Debutanizer* pada *Unsaturated Gas Plant* sebanyak 22.500 BPSD.

Tahapan Proses LPG Treatment Unit :

Pada LPG *Treatment Unit*, dilakukan proses ekstraksi dan pencucian dari *Unsaturated LPG Treatment*.

1. Ekstraksi Hidrogen Sulfida di *Vessel I*

Feed berupa *unsaturated LPG* masuk ke dalam strainer (17-S-101) untuk disaring dari partikel-partikel padat yang berukuran 150 mikron. Kemudian *feed* masuk ke dalam *ekstraktor fiber film contactor* (EFFC) (17-A-201) dan dikontakkan dengan *caustic* secara *co-current*. Di dalam EFFC, H₂S diekstraksi oleh larutan *caustic*. *Feed* yang telah mengalami ekstraksi akan turun ke dalam separator (17-V-101), dimana akan dipisahkan antara fase LPG dengan larutan *caustic*. Fase LPG yang keluar pada puncak separator masuk ke dalam *vessel II* dan *vessel III*, sedangkan spent *caustic* yang keluar pada bagian bawah separator menuju ke tempat penampungan *caustic*.

2. Ekstraksi Merkaptan di *Vessel II* dan *Vessel III*

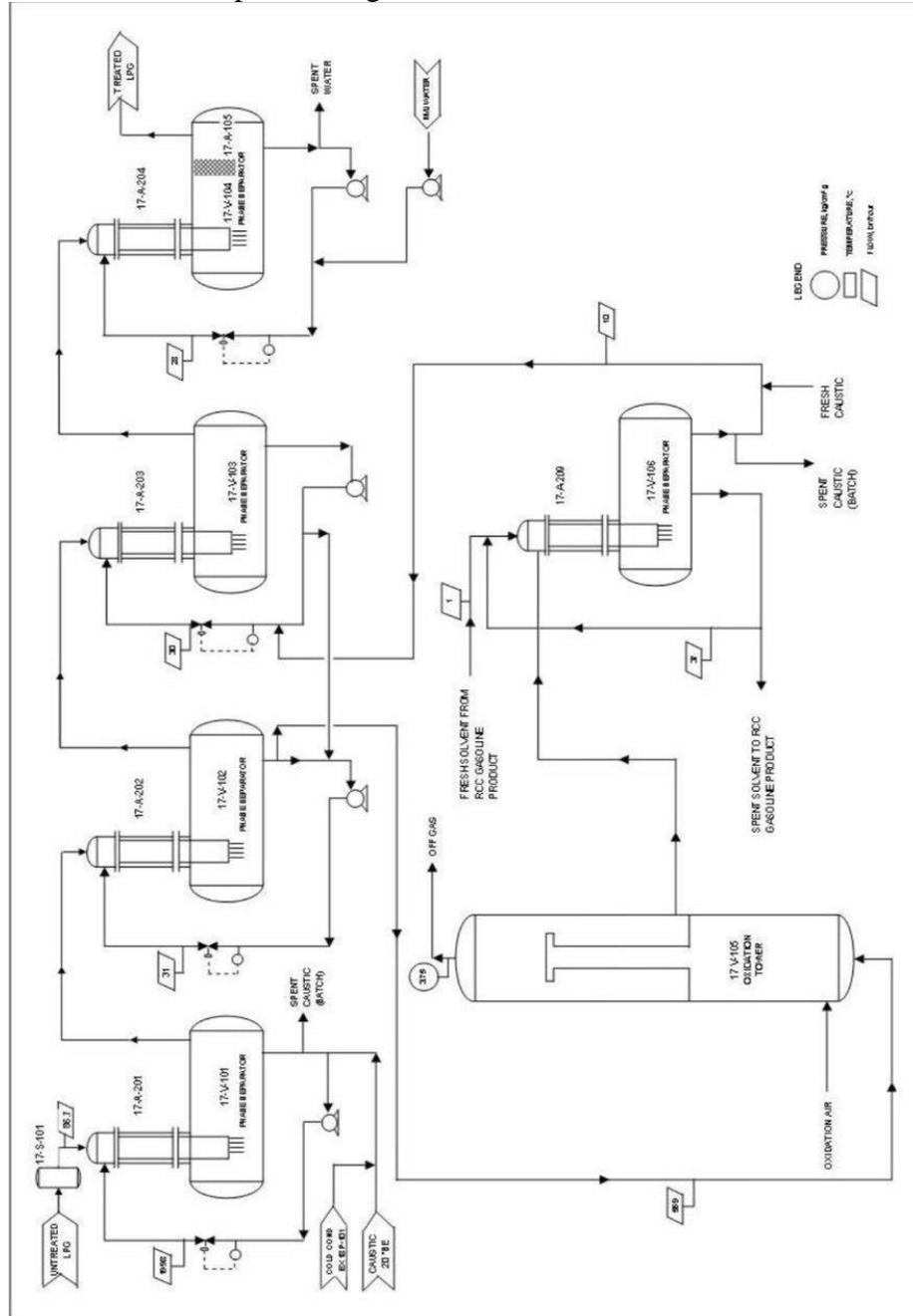
LPG dari *vessel I* masuk ke dalam sistem ekstraksi dua tahap (*vessel II* dan *vessel III*), dimana proses ekstraksi dilakukan untuk mengambil senyawa merkaptan dan sulfur dengan menggunakan *caustic* yang dipasok dari (17-V-106). Proses pengontakan LPG dan *caustic* dilangsungkan secara *co-current*. LPG yang keluar pada bagian atas ekstraktor dua tahap akan masuk ke dalam *vessel III*, sedangkan *caustic* yang keluar pada bagian bawah menuju *oxidation tower* untuk diregenerasi dengan cara dikontakkan dengan udara.

3. Aquafine di *Vessel IV*

Treated LPG yang mengandung *caustic* masuk pada bagian atas *vessel IV* dan mengalami kontak dengan serat-serat logam yang terbasahi oleh sirkulasi air. Proses pengontakan antara LPG dan air dilakukan secara *co-current*. Selanjutnya, *treated LPG*, *caustic*, dan air masuk ke dalam separator (17-V-104). Di dalam separator terdapat *shroud contactor* yang berfungsi untuk mengikat *caustic*, kemudian *caustic* diambil oleh air. LPG yang telah dicuci keluar pada bagian atas *separator* dikirim menuju *Propylene Recovery Unit* untuk diproses lebih lanjut, sedangkan *spent water* sebagian dikembalikan ke dalam separator dan sebagian

lainnya dikirim menuju *Sour Water Stripper*.

Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *LPG Treatment Unit* :



Gambar 4.16 Diagram Alir Proses *LPG Treatment Unit*

C. Gasoline Treatment Unit (Unit 18)

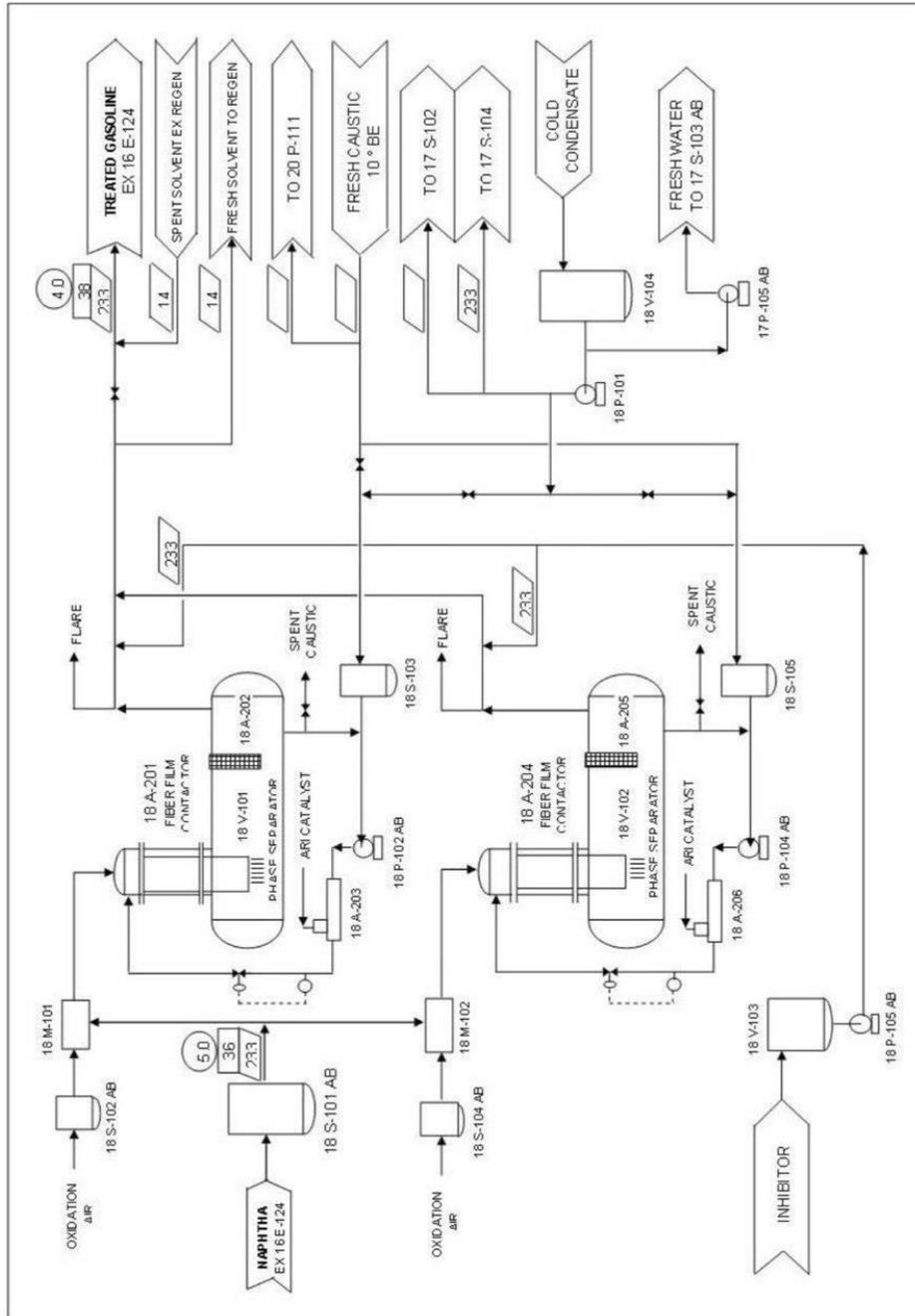
Unit ini berfungsi untuk mengolah ulang produk *Naphtha* agar produk yang dihasilkan memenuhi standar kualitas komponen *Blending Premium*. Mempunyai produk *Treated Gasoline*. Desain Basis *Unit Gasoline Treatment* ini dirancang untuk memproses sebanyak 47500 BPSD *Untreated RCC Gasoline* yang dihasilkan

oleh unit RCC *complex*. Unit ini dirancang dapat beroperasi pada penurunan kapasitas hingga 50 %.

Tahapan Proses

Feed berupa *untreated gasoline* masuk ke dalam *strainer* (18-S-101) untuk disaring dari partikel-partikel padat yang berukuran 150 mikron. Aliran *feed* yang keluar dari (18-S-101) dibagi menjadi dua secara paralel, kemudian diinjeksi dengan udara yang berfungsi untuk keperluan oksidasi. Udara yang diinjeksikan ke *feed* melewati *sparger* terlebih dahulu. *Feed* yang telah bercampur dengan udara masuk melalui bagian atas *fiber film contactor* untuk dikontakkan dengan *caustic* yang berasal dari pompa *recycle caustic*. *Caustic* akan mengekstrak H_2S dan mengoksidasi merkaptan dari *feed*. Selanjutnya *feed* bersama *caustic* masuk ke dalam separator untuk dipisahkan antara *fase treated gasoline* dan *fase caustic*. Fasa *gasoline* yang keluar pada top separator menuju ke *storage*, sedangkan *caustic* yang keluar pada bottom menuju ke tangki penampungan *caustic* dan sebanyak 20% volume disirkulasikan kembali ke dalam fiber film contactor.

Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *Gasoline Treatment Unit* :



Gambar 4.17 Diagram Alir *Gasoline Treatment Unit*

D. Propylene Recovery Unit (Unit 19)

Unit ini berfungsi untuk memisahkan *Mixed Butane* dan memproses LPG C3 dan C4 dari *Gas Concentration Unit* untuk mendapatkan produk *propylene* dengan

kemurnian tinggi (minimum 99,6 %) yang dapat dipakai sebagai bahan baku untuk pembuatan di *Propylene Unit*. Mempunyai produk berupa; *Propylene* dengan kapasitas terpasang 7150 BPSD, Propana, dan Campuran Butana.

Tahapan Proses :

Feed dari unit *LPG treatment* yang telah diolah pada Unit *Gas Concentration*, dipompakan ke *C₃/C₄ splitter* (19-C-101) untuk memisahkan campuran *C₃* pada bagian atas (propana dan propilen) dan campuran *C₄* (butana dan butilen) pada bagian bawah. Uap yang terbentuk di bagian *overhead* akan masuk ke *C₃/C₄ splitter condenser*, sedangkan kondensat yang terbentuk masuk ke *C₃/C₄ splitter receiver*. Sebagian campuran *C₃* berupa propana dan propilen akan direfluks ke *C₃/C₄ splitter* untuk mengambil *C₄* yang terbawa dan sisanya dikirim ke *solvent settler*. Pada *solvent settler*, campuran *C₃* akan dihilangkan kandungan sulfurnya dengan menggunakan larutan NaOH membentuk air, *Na₂S*, dan *NaSR*.

Air yang terbentuk akan ditampung pada *water boot* (19-V-101) dan dikirim ke *water degassing drum* yang selanjutnya menuju ke unit *Sour Water Stripper* (Unit 24). Sebagian dari campuran *C₄* yang terbentuk di *bottom C₃/C₄ splitter* akan dipanaskan di *C₃/C₄ splitter reboiler* dan sebagian lagi dikirim ke unit *Catalytic Condensation* (Unit 20). Jika masih terdapat sisa campuran *C₄*, maka akan dikirim ke tangki penampungan.

Dari *solvent settler*, campuran *C₃* dikirim ke *wash water column* untuk dikontakkan dengan larutan fosfat dengan arah berlawanan (*counter current*). Tujuan dilakukannya pengkontakkan adalah untuk mengikat NaOH yang tidak bereaksi menjadi *Na₃PO₄* di *solvent treater*. Produk atas yang terdiri dari *mixed C₃* dan air dipisahkan dari padatnya yang terikat (*Na₂S*, *NaSR*, *Na₃PO₄*) pada *sand filter*, sedangkan produk bottom ditampung di *water degassing drum* bersama air dari *sand filter* yang kemudian dikirim ke unit 24.

Campuran *C₃* dari *sand filter* dikeringkan di *C₃ feed driers*. Keluaran *feed driers* tersebut diperiksa kadar moisture-nya untuk keperluan regenerasi *dryer*, yang kemudian dipisahkan pada *C₃ splitter*. Uap *propylene* terbentuk di bagian atas *overhead* dan propane di bagian bottom. Propane pada bottom akan dikirim ke tangki penampungan, sedangkan uap *propylene* dikompresikan menjadi cair,

dimana sebagian akan direfluks dan sebagian lagi digunakan untuk memanaskan propane di C_3 splitter sebelum kembali ke flash drum dalam bentuk cair. Propylene cair yang terbentuk dipisahkan kandungan COS-nya (Carbonyl Sulfide) di COS removal. COS merupakan jenis kontaminan yang terbentuk dari sisa-sisa sulfur yang masih terkandung dalam Natural Gas Plant di unit RCC.

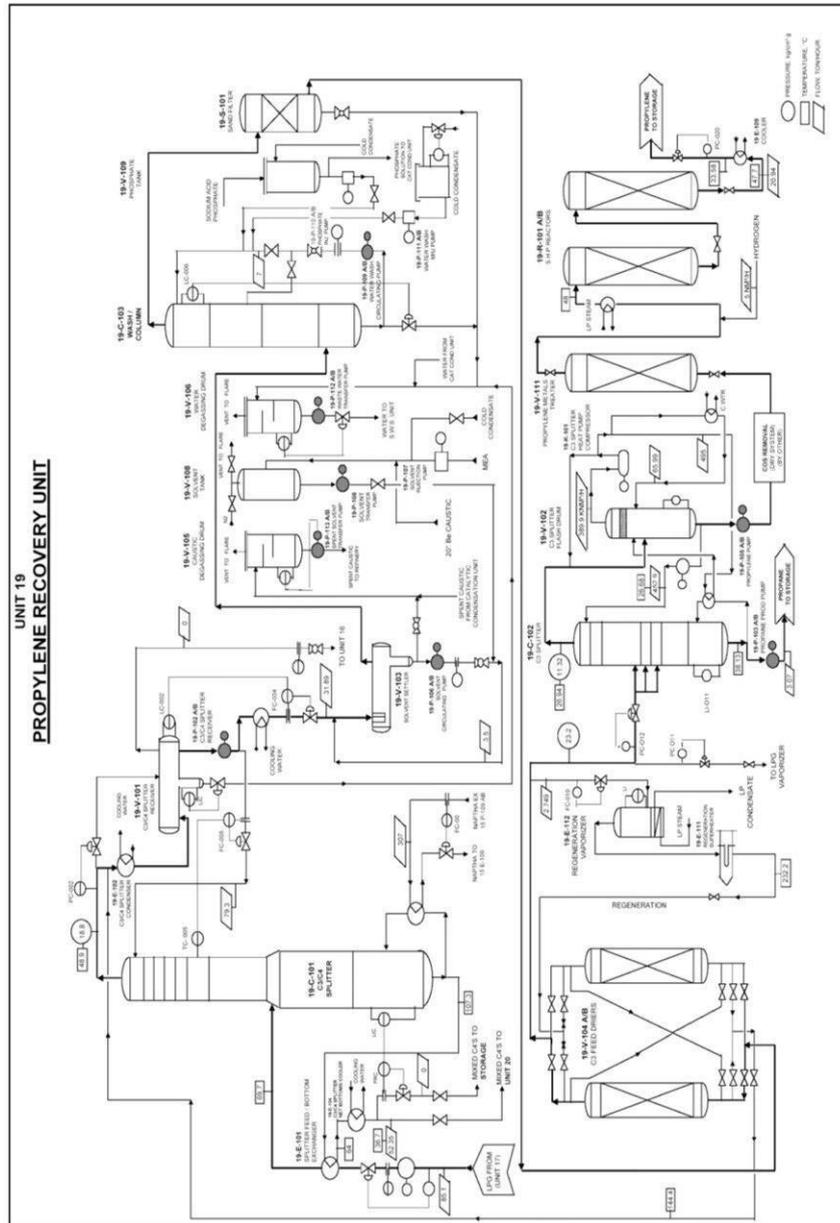
Untuk menghilangkan COS dari LPG digunakan Mono Ethanol Amine (MEA) dan NaOH dengan reaksi berikut :



Setelah itu, propylene dipisahkan dari logam pada unit metal treater. Dari metal treater, propylene dimasukkan ke reaktor SHP untuk mengubah kandungan diene dan acetylene pada fraksi C_4 yang terikut menjadi monoolefin untuk memenuhi persyaratan produksi. Reaksi SHP berlangsung pada kondisi fasa cair dalam fixed bed catalyst dengan jumlah H_2 yang terbatas. Reaksi yang terjadi adalah :



Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *Propylene Recovery Unit* :



Gambar 4.18 Diagram Alir Proses *Propylene Recovery Unit*

E. Catalytic Condensation Unit (Unit 20)

Catalytic condensation adalah suatu reaksi alkilasi dan polimerisasi dari senyawa olefin menjadi produk dengan fraksi tinggi dengan katalisator asam fosfat

padat. *Unit Catalytic condensation* adalah unit yang memiliki kapasitas 13.000 BPSD dengan tiga reaktor paralel untuk mengolah campuran *butane/butilene* dari *Propylene Recovery Unit* (Unit 19) menjadi *gasoline* dengan angka oktan yang tinggi. Produk yang dihasilkan dari unit ini adalah *gasoline* dengan berat molekul tinggi yang disebut *polygasoline* dan butana. Produk *polygasoline* ini dibentuk dari campuran senyawa-senyawa C_4 tak jenuh dan butana dari *RCC Complex*.

Tahapan proses :

1. Seksi Reaktor

Pada seksi reactor, *feed* campuran butane-butilene dari *Propylene Recovery Unit* dicuci dengan larutan fosfat secara *counter current* pada *wash water column*. Tujuan dari pencucian ini adalah untuk memudahkan reaksi karena larutan fosfat berperan sebagai katalis serta untuk menghilangkan kotoran. Sebagian *wash water* yang telah digunakan akan disirkulasi dan sisanya dibuang. Campuran butana bersama aliran *rectifier* dipompakan ke tiga reaktor yang dipasang secara paralel. Pada reaktor terjadi reaksi isomerisasi (membentuk isobutana dan isobutilen) dan alkilasi.

2. Seksi *Recitification*

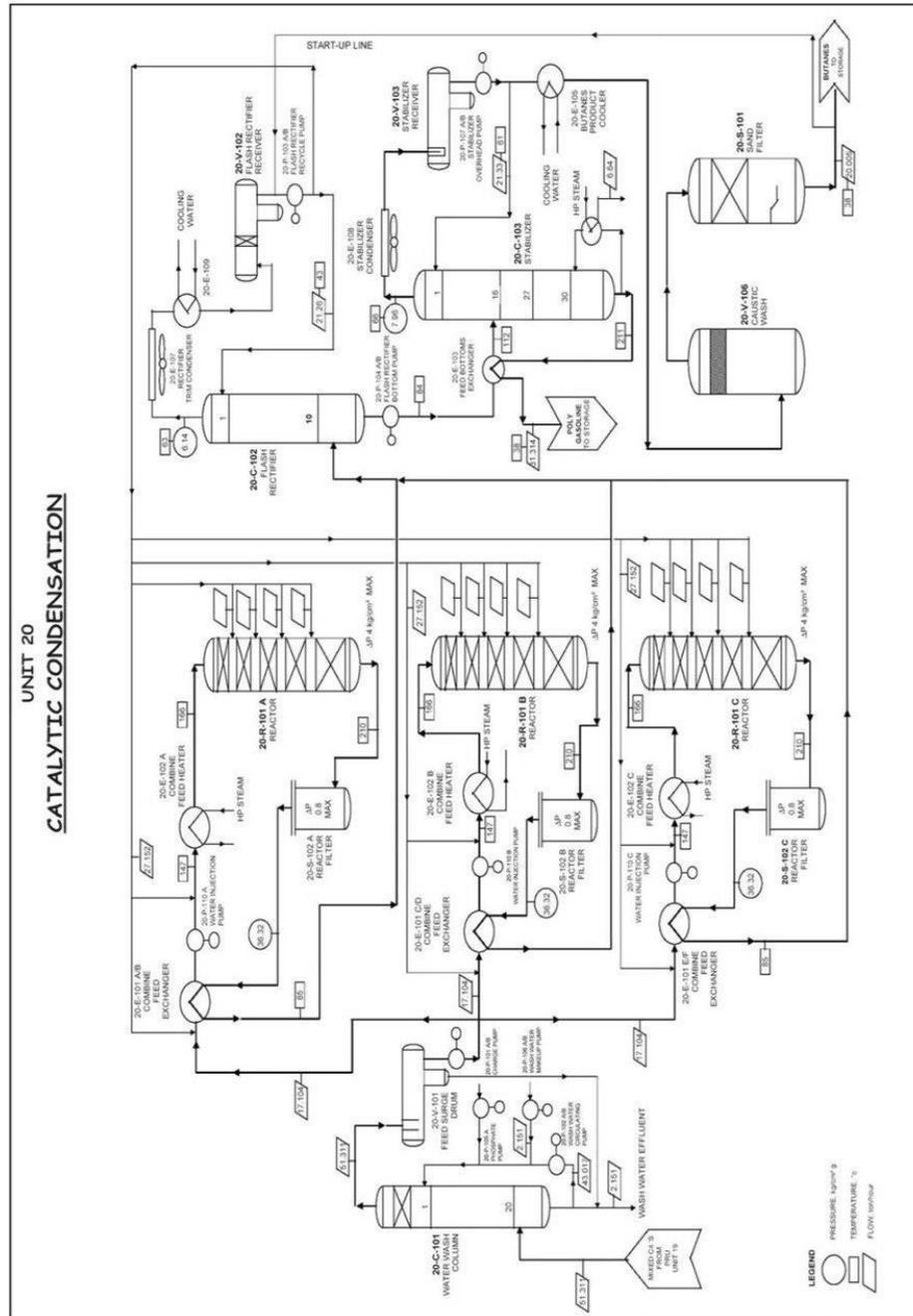
Pada seksi *rectification*, *effluent* dari reaktor akan disaring oleh *filter* untuk mencegah katalis padat terikut dalam produk sebelum masuk ke dalam *flash rectifier*. Di dalam *rectifier* ini, *effluent* dipisahkan dengan cara penguapan yang menghasilkan *saturated LPG*, *polygasoline*, dan *unreacted* umpan sebagai hasil *bottom*. Sedangkan hasil atasnya berupa uap butilen dan butana yang dialirkan ke *rectifier receiver* untuk dijadikan kondensat. Sebagian kondensat yang terbentuk akan dikembalikan ke *flash rectifier* sebagai refluks dan sebagian lagi *direcycle* kembali untuk direaksikan pada reaktor. Hasil bawah dari *flash rectifier* akan masuk ke *stabilizer*.

3. Seksi *Stabilizer*

Pada seksi *stabilizer*, terjadi pemisahan secara distilasi, dimana *feed* masuk melalui *tray* 16 dari 30 *tray*. Produk atas yang dihasilkan berupa LPG butana yang kemudian masuk ke *stabilizer receiver* dan dihilangkan kadar airnya dengan *water boot*. Kondensat yang ada sebagian dikembalikan ke *stabilizer* dan sebagian dialirkan ke *caustic wash* untuk menyerap senyawa sulfur. Kondensat yang telah

terbebas dari senyawa sulfur kemudian dialirkan ke *sand filter* untuk menyaring padatan natrium dan selanjutnya dimasukkan ke storage. Produk bawah yang dihasilkan berupa *polygasoline* yang didinginkan terlebih dahulu sebelum masuk ke tangki penyimpanan.

Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *Catalytic Condensation Unit* :



Gambar 4.19 Diagram Alir Proses *Catalytic Condensation Unit*

4.1.4 Propylene Olefin Complex (POC)

Di PT. Pertamina RU VI Balongan terdapat unit terbaru yaitu unit POC. Unit POC menerima umpan dari off gas RCC dan menghasilkan produk propilen. POC terdiri atas beberapa unit, yaitu :

A. Low Pressure Recovery (Unit 34)

1. *Amine/Water Wash Tower*

Amine/water wash tower (34-C-101) berfungsi untuk menghilangkan gas asam dari umpan *off gas* RCC yang terbawa dari sistem OSBL. *Wash water* diperoleh dari OSBL dan dikembalikan ke SWS. Pelarut amin masuk dari *amine regeneration package* (34- A-101) sedangkan larutan amin yang sudah jenuh diregenerasi di *amine regeneration package* (34-A-101).

2. *Oxygen Converter*

Fungsi dari *Oxygen Converter* (34-R-101 A/B) adalah untuk menghilangkan asetilena, senyawa asetilen, oksigen dan pengotor lainnya dari aliran *off gas*. Penghilangan senyawa ini memerlukan operasi yang baik dan aman pada unit *downflow*. Oksigen akan menjadi bahaya keselamatan apabila bereaksi dengan oksida nitrit pada suhu kriogenik menjadi gum yang bersifat eksplosif di dalam *cold box*.

Reaksi Primer yang terjadi di *Oxygen Converter* adalah :

- a. Oksigen + Hidrogen → Air
- b. Asetilen + Hidrogen ↔ Etilena + Etana
- c. Etilena + Hidrogen → Etana
- d. C₃ Asetilen + Hidrogen ↔ Propilena + Propana
- e. Butadiena + Hidrogen ↔ Butena + Butana
- f. Etilena + Hidrogen → Etana
- g. C₃ Asetilen + Hidrogen ↔ Butena + Butana Reaksi

Sekunder yang terjadi di *Oxygen Converter* adalah :

- a. H₂S → Merkaptan
- b. COS → Merkaptan
- c. SO₂ → Merkaptan
- d. NO_x ↔ Amonia + Air
- e. Nitril → Amina

- f. $HCN \rightarrow$ Amonia
- g. Sianida organic \rightarrow Amina

Katalis ada *Oxygen Converter* dapat mengurangi pengotor-pengotor pada umpan, arsen, fosfin pada *off gas*.

3. *Caustic Water Wash*

Fungsi *Caustic/Water Wash Tower* adalah untuk menghilangkan sisa gas asam yaitu H_2S dan CO_2 dari aliran *off gas* RCC. Untuk menghilangkan gas-gas asam tersebut, ditambahkan soda kaustik. Soda kaustik yang tersisa akan dicuci dengan *wash water* untuk mencegah terjadinya *carry over*.

4. *Off Gas Feed Treatment*

Gas proses yang berasal dari KO Drum dialirkan ke *off gas dryer* untuk mengurangi kandungan air, merkaptan, amina, amonia dan sejumlah kecil H_2 , CO_2 dan COS . Dari *dryer* tersebut *effluent* dikirim ke *Mercury Absorber* untuk menghilangkan merkuri dengan karbon aktif. Penghilangan merkuri dilakukan hingga jumlah merkuri dalam aliran gas tersebut sangat kecil karena dapat menyebabkan kerapuhan pada sistem perpipaan yang terbuat dari *alloy aluminium* dan peralatan lain pada RCC *off gas cooler* (34-E-107). Kemudian aliran gas di filter untuk menghilangkan padatan.

5. *Off Gas Chilling and Demethanation*

Off gas yang telah di treatment diumpukan ke dalam *Demethanizer* (34-C-103) untuk fraksinasi dimana etilena diserap oleh cairan yang kaya etana atau propilena dari produk bawah *Front End Deethylenizer*. Sebelum masuk ke *methanizer*, *off gas* dan larutan pencuci dari produk bawah *Front End Deethylenizer* didinginkan dalam sebuah heat exchanger menggunakan produk atas *Demethanizer*, *Deethanizer* dan aliran *refrigerant biner*. RCC *off gas cooler* (34-E-107) berbentuk *cold box* yang casingnya terbuat dari baja dan bagian dalamnya di insulasi dengan insulasi berjenis *loose perlite*. Untuk menghindari kondisi yang lembab dan menjaga atmosfer tetap inert maka *cold box* tersebut di *purging* dengan nitrogen.

6. *Front End Deethylenizer*

Unit 34-C-104 ini bertujuan memisahkan etilen dalam aliran produk bawah *Demethanizer* dari etana dan komponen-komponen lain yang lebih berat. Produk

atas dari kolom ini dikondensasikan dengan *refrigerant biner* sedangkan produk bawahnya dipanaskan kembali dengan kedua media dan *refrigerant biner* yang lebih berat. Produk atas unit 34-C-104 mengandung 99,95% mol etilen dan pengotor-pengotornya yang berupa metana dan etana yang akan dipompakan ke OCU reactor (37-R-101 A/B). Produk bawahnya mengandung etana dan komponen-komponen yang lebih berat yang akan di-*recycle ke Demethanizer* sebagai cairan pencuci dan produk bersihnya ditekan untuk dialirkan ke *Deethanizer*.

7. Deethanizer

Unit deethanizer (34-C-105) memisahkan produk bawah *Front End Deethylenizer* menjadi dua aliran. Umpan cair memasuki kolom pada tray 16. Aliran produk atas kaya akan etana dan aliran produk bawah adalah C_3 fraksi yang lebih beratnya. Produk atasnya dialirkan ke *fuel gas system* melalui *RCC Off-gas Cooler*. Cairan produk bawahnya dipompakan ke OSBL sebagai produk C_3^+ . Refluks dilakukan dengan cara kondensasi parsial dari aliran produk atas oleh fraksi *refrigerant biner* yang lebih kuat

B. *Selective C₄ Hydrogenation* (Unit 35)

1. *C₄ Feed Treatment*

Umpan campuran C_4 dari OSBL dikirim ke *C₄ Feed Water Wash Tower* (35-C-101) untuk menghilangkan kaustik yang terbawa ke dalam umpan. Kolom C-101 merupakan kolom ekstraksi cair-cair. Umpan campuran C_4 masuk ke dalam kolom melalui bagian bawahnya dan dicuci dengan air pencuci (kondensat dingin) secara berlawanan arah. Umpan campuran C_4 keluar melalui bagian atas kolom dan dikirim ke *C₄ Feed Surge Drum* (35-V-103).

2. *Selective C₄ Hydrogrnation Unit*

Umpan C_4 dari *Feed Treater Effluent Filters* (35-S-101 A/B) dikirim ke unit *Selective C₄ Hydrogenation Unit* (SHU) yang didesain untuk memproduksi aliran keluaran yang memiliki konsentrasi maksimum 50 ppm dari butadiene dengan rasio 3 dari 1- butena/1-butena dan pembentukan n-butana maksimum 1,5 %wt yang melewati reaktor. Umpan $H_2 + C_4$ untuk reaktor SHU (35-R-101 A/B) alirannya dikontrol oleh 35-FIC-004 dengan laju 66.828 kg/jam dengan 0,51

mol% Butadiena pada kasus minimum, 53.383 kg/jam dengan 0,52% Butadiena pada kasus normal, dan laju 50.488 kg/jam dengan 0,52 mol% Butadiena pada kasus maksimum dengan rasio yang dikontrol dengan feed hidrogen ke reaktor SHU.

Temperatur umpan ke reaktor adalah 50°C pada kondisi SOR dan temperatur 80°C pada kondisi EOR untuk semua kasus.

Tiga tipe reaksi yang terjadi dari 1,3-Butadiena dan 1,2-butadiena.

- a. Selektif hidrogenasi dari 1,3-Butadiena dan 1,2-butadiena.
- b. Isomerisasi butena
- c. Penjenuhan olefin

C. Catalyst Distillation Deisobutanizer (Unit 36)

Produk C_4 yang berasal dari SHU, diumpankan ke kolom CD *Hydro Deisobutanizer* bersama dengan sedikit hidrogen yang memiliki kemurnian tinggi. Isobutene dihilangkan di *overhead CD Hydro Deisobutanizer* dengan isobutane dan beberapa residual butadiene yang berasal dari feed C_4 . Dalam distilasi konvensional, sebagian besar 1-butene akan hilang di overhead dengan distilasi isobutene di feed C_4 karena titik didih isobutena dan 1-butena yang dekat. Untuk memaksimalkan *recovery* n-butene (1- dan 2-butene), bed katalis disediakan di CD *Hydro Deisobutanizer* untuk meng isomerisasi 1-butene menjadi 2-butene dan menghidrogenasi beberapa residual butadiene. Produk bawah yang telah kaya akan 2-butene, dikirim ke *Olefin Conversion Unit*. Hampir semua isobutane yang berada di dalam feed akan dihilangkan di produk atas CD *Hydro Deisobutanizer* sedangkan n-butane di feed C_4 sebagian besar akan menuju produk bawah. *Overhead CD Hydro Deisobutanizer* didinginkan dengan kombinasi udara dan *cooling water*. *Vent condenser* yang berukuran kecil disediakan dengan refrigerant yang paling panas untuk mengurangi buangan (*vent*) gas dari *Deisobutanizer Reflux Drum*. Buangan (*vent*) gas kemudian dikirim ke *fuel gas system* setelah pemanasan di RCC *Of fgas Cooler*. Produk atas dari CD *Hydro Deisobutanizer* (yang mengandung isobutane, isobutene, dan beberapa 1-butene) akan dikirim ke OSBL. Kemudian kolom ini akan dipanaskan dengan *low pressure steam*. Produk bawahnya akan didinginkan dengan air sebelum diumpankan ke *Olefin Conversion Unit* (OCU).

D. Olefin Conversion (unit 37)

1. *Fresh/Recycle C₄ Surge Drum, DP Reactor Feed Preheat System, dan Feed Treatment*

Fresh/Recycle C₄ Surge Drum menerima fresh C₄S dari produk bawah *Deisobutanizer* (36-C-101) dan recycle C₄ S dari *depropylenizer* (37-C-102). Kombinasi campuran umpan C₄ dipompa dan dicampur dengan etilen *recycle/fresh* dari *RCC offgas Cooler* (34-E-107) dan *bypass recycle/fresh etilen* dari *OCU deethylenizer*. Tujuan utama dari *Fresh/Recycle C₄ Surge Drum* adalah untuk memenuhi kapasitas C₄ untuk umpan DP Reactor. *Surge drum* dirancang untuk menahan kapasitas selama 10 menit ketika tercapai level LLL dan HLL berdasarkan kombinasi aliran umpan. *DP Reactor feed/effluent exchanger* (37-E-101) digunakan untuk menguapkan dan memanaskan *DP reactor feed*.

Produk bawah *deisobutanizer* mengandung n-butene diperlukan untuk DP reaksi, tetapi sebelumnya harus diolah terlebih dahulu sebelum menjadi umpan *OCT Reactor* untuk menghilangkan potensi keracunan katalis, seperti oksigen, sulfur, alkohol, karbonil, dan air. Aliran yang kaya n-butene dari produk bawah *deisobutanizer* dikombinasikan dengan *recycle C₄* dalam *Fresh/recycle C₄ Surge Drum*. Campuran C₄ dari drum ini dipompa ke *DP reactor pressure* dan dikombinasikan dengan *etilen fresh* atau *recycle*, dicampur dalam *static mixer* dan kemudian didinginkan oleh air pendingin yang melarutkan etilen dalam C₄ cair, kemudian di treatment di *OCT feed treater*. Tekanan operasi di DP reactor seperti campuran umpan C₄ yang sesuai dengan kinerja DP reactor.

2. *DP Reactor dan Regeneration System*

Umpan uap yang akan di panaskan dari *DP reactor feed heater* (37-F-101) adalah melalui suatu katalis *fixed bed* dalam DP reactor (37-R-101 A/B) dimana terdapat ketidak proporsionalan reaksi yang terjadi. Reaksi utama di dalam DP reactor adalah antara etilen dan 2-butene dari propylene. Produk samping lainnya yang utama adalah olefin C₅-C₇, yang juga dibentuk melalui reaksi samping. DP reactor memiliki dua lapisan katalis. Lapisan atas mengandung katalis MgO murni sedangkan di bagian bawah mengandung campuran homogen MgO dan WO₃ (tungsten oksida) pada silika dengan rasio berat 3:1. Katalis MgO menyebabkan

isomerisasi dari 1-butene ke 2-butene di lapisan atas reaktor. Campuran katalis di bagian bawah unggul terjadi proses reaksi *metatesis*.

Excess etilen dalam umpan diperlukan secara stoikiometri. *Excess* etilen menyebabkan reaksi utama dari etilen dan 2-butene dari pembentukan propilen serta membentuk reaksi samping. Laju alir etilen *fresh* ke olefin *conversion unit* yang dibutuhkan kontan sejak saat *start-of-run* (SOR) ke operasi *end-of-run* (EOR). Rasio molar etilen dengan n-butene (E/B) akan secara bertahap berkurang dari 2.35 saat SOR hingga 2.0 saat operasi EOR yang secara bertahap pula meningkat dalam

C₄ recycle selama siklus operasi. Untuk menjaga produksi propilen dan mengganti konversi butene yang rendah, *C₄s* didaur ulang dari *deprophylenizer* dengan *Fresh/Recycle*.

C₄ surge drum dan kembali ke *DP reactor*. *C₄ recycle* secara bertahap meningkat dari SOR ke EOR untuk mengganti pengurangan konversi butene. Reaksinya mendekati isothermal. Suhu meningkat hingga 6°C. Katalis *DP reactor* memerlukan regenerasi secara periodik untuk menghilangkan akumulasi kokas dari katalis dan mengembalikan aktivitas katalisnya. Siklus operasi *DP reactor* diperkirakan 15-30 hari. *DP reactor catalysts* akan memerlukan regenerasi ketika konversi n-butene terlalu rendah diproduksi dan memerlukan polimer yang setara dengan propilen dengan maksimum dapat *me-recycle C₄*. Sistem regenerasi dibutuhkan untuk *comprised* suatu *fired regeneration heater* dan regenerasi tergabung untuk nitrogen, plant udara, dan hidrogen.

3. *Deethylenzier*

Tujuan *deethylenizer* (34-C-101) adalah untuk memisahkan etilen dari *effluent DP reactor* dari aliran etan dan komponen fraksi berat. Produk atas dari menara adalah terkondensasi oleh *heavy binary refrigerant* dan produk bawahnya merupakan hasil reboiler oleh LP steam. Produk bersih *deethylenizer* mengandung rata-rata 98.6 %mol etilen yang dipompa ke *RCC Off Gas Cooler* (34-E-107) dan *OCU Feed mixer* (37-M-101). Produk bawah *Deethylenizer* dialirkan ke *depropilenizer* (37-C-102).

Produk atas *deethylenizer* terkondensasi oleh *heavy binary refrigerant*. Tekanan produk atas menara telah ditetapkan agar produk atasnya kaya akan etilen yang dapat dikondensasi oleh *heavy binary refrigerant*. *Deethylene reboiler* (37-E-

105) diutilisasi oleh LP steam untuk mensuplai panas pada menara. Peralatan yang ada pada sistem ini adalah *Deethylenizer (37-C-101)*, *Deethylenizer Feed Chiller (37E-103A/B)*, *Deethylenizer Condenser (37-E-104)*, *Deethylenizer Reboiler (37-E105)*, *Deethylenizer Reflux/Recycle Pumps (37-P-102A/B)*, *Deethylenizer Reflux Drum (37-V-102)*, *Condensate pot for 37-E105 (37-V-103)*.

4. *Depropanizer*

Tujuan dari *depropylenizer (37-C-102)* adalah untuk menghasilkan polimer yang setara dengan propilen melalui proses pemisahan dari C_3s di produk bawah *deethylenizer* dari C_4s dan fraksi berat. Produk atas menara terkondensasi oleh udara pendingin dan produk bawah di reboiler oleh LP steam. *Depropylenizer* dirancang untuk memisahkan C_3s dari C_4s dan fraksi berat. Setiap propan di umpan C_4 akan menjadi produk propilen. *Depropilenizer* dirancang untuk total komponen C_4 8 ppmw pada produk atas produk propilen dan 500 ppmw dari C_3s di bagian produk bawah C_4s dan fraksi berat.

5. *Debutanizer*

Tujuan *debutanizer (37-C-103)* adalah untuk menghasilkan C_4 LPG oleh pemisahan dari C_4s di dalam produk bawah *depropylenizer* dari C_5s dan produk *gasoline* fraksi berat. Produk atas dari menara dikondensasi oleh air pendingin dan produk bawah di reboiler oleh LP steam. *Debutanizer* dirancang untuk 2% berat dari C_5 dan komponen fraksi berat di dalam produk atas C_4 LPG produk dan 0,5% volume dari C_4s di produk bawah C_5 dan produk *gasoline* fraksi berat. C_{5+} *gasoline* produk dipompa sebelum dikirim ke OSBL.

E. *Regeneration System (Unit 38)*

1. *Regeneration of LPR, OCT, dan N_2 Treater*

Regenerasi *off gas dryer/treaters (34-V-104 A/B)*, *OCT Feed Treaters (37-V-10 8A/B)* dan *Nitrogen Feed Treater (38-V-103)* dilakukan dengan gas regenerasi, yang dikombinasikan dengan *Demethanizer (34-C-103)*, produk atas *Deethanizer (34-C-105)* dan gas venting dari *Deisobutanizer Vent Condenser (36-E-102)*. Gas regenerasi secara parsial dipanaskan dalam *Feed/Effluent Exchanger (38-E-101)* diikuti dengan pemanasan lebih lanjut dengan HP Steam dalam *Dryer/Treater Regeneration Heater (38-E-102)*. Pemanasan akhir untuk memenuhi

suhu regenerasi yang dibutuhkan terjadi di dalam *Trim Electric Heater* (38-E-104). Gas regenerasi dari *dryer/treaters* didinginkan di dalam *Dryer/Treater Feed/Effluent Exchanger* (38-E-101), kemudian diikuti dengan air pendingin dalam *Dryer/Treater Effluent Cooler* (38-E-103). *Effluent* yang telah didinginkan dikirim ke *Regeneration. Gas Knock Out Drum* (38-V-101). Uap yang dihasilkan di dalam *KO Drum* tersebut dikirim ke *sistem fuel gas* di dalam batas tertentu sedangkan air yang terkondensasi dikirim ke SWS (34-A-102).

2. *Regeneration System for Reactor*

Impurity Adsorbers (34-V-102 A/B) akan aktif dengan adanya nitrogen, hidrogen, dan DMDS (untuk *presulfiding katalis*). *Oxygen Converters* (34-R-101 A/B) diregenerasi dengan nitrogen, steam, plant air, hidrogen, dan DMDS (untuk *presulfiding katalis*). SHU Reactors (35-R-101 A/B) regenerasi dengan nitrogen, steam, plant air, dan hidrogen. DP Reactors (37-R-101 A/B) diregenerasi dengan nitrogen, plant air, dan hidrogen. *Fired heater* digunakan untuk menyediakan pemanasan yang cukup untuk semua regenerasi media gas reaktor yang dibutuhkan.

3. *Regeneration System For C₄ Feed Treater*

Regenerasi pada *C₄ Feed Treaters* (35-V-101 A/B) dilakukan dengan resirkulasi sistem regenerasi. Sistem regenerasi terdiri dari sebuah loop dengan *blower, heater, dan cooler* untuk menyediakan gas regenerasi pada suhu yang dibutuhkan selama berbagai tahap pada siklus regenerasi. Gas regenerasi disirkulasi oleh *C₄ Treater Regeneration Blowers* (38-K-101 A) dengan *blower* 38-K-101 B dipasang sebagai cadangan. Gas regenerasi dipanaskan dengan HP Steam dalam *C₄ Treater Regeneration Heater* (38-E-110) untuk menyediakan panas pada gas regenerasi. Gas regenerasi selanjutnya dipanaskan menjadi suhu panas regenerasi dalam *C₄ Treater Trim Heater* (38-E-111). Gas regenerasi yang dingin disediakan dengan pendinginan keluaran *C₄ Treater Regeneration Blower* dalam air pendingin. Keluaran gas regenerasi dari *C₄ Feed Treater* didinginkan oleh air pendingin dalam *C₄ Treater Regeneration Cooler* (38-E-107 A/B). Keluaran yang telah didinginkan tersebut mengalir ke *C₄ Feed Treater Regeneration KO Drum* (38-V-105). Uap dari *KO Drum* tersebut di resirkulasi ke suction *C₄ Treater Regeneration Blower*. Terdapat make up gas regenerasi segar yang konstan yaitu sebesar 2000 kg/jam, dari penyedia gas regenerasi dan aliran purging, di bawah pengendalian tekanan,

yang dikirim ke sistem fuel gas pada batasan tertentu. Dalam tahapan awal regenerasi, hidrokarbon C_4 yang terkondensasi dikirim ke C_4 Feed Water Wash Column (35-C-101) untuk recovery. Dalam tahap selanjutnya, air dikirim ke SWS.

F. Binary Refrigeration System (Unit 39)

Binary Refrigeration Unit adalah sistem pendinginan campuran yang terdiri dari sekitar 31 mol% etilen dan 69 mol% propilen dengan sedikit metana, etana, dan propana. Ini adalah sebuah sistem yang tertutup, tiga tahap yang memanfaatkan sebuah turbin yang menggerakkan *centrifugal compressor*. Make-up etilen uap berasal dari *overhead deethylenizer*, sedangkan *propylene vapor* berasal dari *overhead depropylenizer* atau *propylene liquid* dari OSBL. Cooling water digunakan sebagai *intercooler* pada discharge dari *compressor second-stage* untuk mengontrol temperatur di *Binary Refrigerant Third Stage Suction Drum*.

1. Heavy Binary Refrigerant Circuit

Aliran keluaran dari kompresor ketiga didinginkan dan sebagian dikondensasikan dengan cooling water dan akan dipisahkan didalam *heavy binary refrigerant accumulator*. Kondensat yang terbentuk dari drum ini ditetapkan sebagai *heavy binary refrigerant (HBR)* yang nantinya akan dialirkan kedalam *Front-End Deethylenizer Reboiler* sebelum dipisahkan untuk berbagai pengguna.

Salah satu bagian dari HBR yang keluar dari *Front End Deethylenizer Reboiler* akan diturunkan tekanannya dan akan diuapkan untuk dijadikan pendinginan pada *Dryer Feed Chiller*. Uap yang meninggalkan *exchanger* ini akan dikirim ke *Binary Refrigerant Third-Stage Suction Drum*. Bagian kedua dari HBR akan diturunkan tekanannya kemudian diuapkan untuk dijadikan pendinginan pada *Deethylenizer Feed Chiller*. Uap yang meninggalkan *exchanger* ini akan dikirim ke *Binary Refrigerant Third Stage Suction Drum*. Dan bagian ketiga akan diturunkan tekanannya kemudian menguap dan dijadikan pendinginan di *CD Hydro Deisobutenizer Vent Condenser*. Uap yang meninggalkan *exchanger* ini akan dikirim ke *Binary Refrigerant Second Stage Suction Drum*.

Sisa dari HBR selanjutnya akan didinginkan di dalam *RCC Off Gas Core Exchanger* oleh aliran *binary refrigeration* yang lain. Salah satu bagian dari aliran ini akan diuapkan sepenuhnya untuk mendinginkan *RCC Off-gas* dan C_2^+ pada

RCC Off Gas Core Exchanger dan dikirim ke *Binary Refrigerant Third Stage Suction Drum*. Sisanya akan dicampur dengan *medium binary refrigerant* (MBR) dan akan diuapkan untuk dijadikan pendinginan pada *Deethanizer Condenser* dan *Deethylenizer Condenser*. Uap yang meninggalkan exchanger ini dipanaskan di dalam RCC Off Gas Core Exchanger dan akan dikirim ke *Binary Refrigerant Second Stage Suction Drum*.

2. *Medium Binary Refrigerant Circuit*

Uap dari *Heavy Binary Refrigerant Accumulator* dipisahkan. Satu bagian akan terkondensasi sebagian di *Front-End Deethylenizer Reboiler*. Sisanya akan terkondensasi sebagian di aliran *overhead Demethanizer* dan *Deethanizer*, CD *Hydro Deisobutanizer vent gas*, dan *binary refrigerant* di dalam RCC Off Gas Core Exchanger. Kedua bagian tersebut akan dikirim ke *Medium Binary Refrigerant Accumulator*. Kondensat dari accumulator tersebut yang dijadikan *medium binary refrigerant* (MBR). Uap yang terbentuk dari *accumulator* ini akan dijadikan *light binary refrigerant* (LBR). MBR akan dipisahkan menjadi tiga bagian. Satu bagian akan teruapkan sebagian dan dicampurkan dengan HBR terlebih dahulu untuk dijadikan pendingin (*chilling*) di *Deethanizer* dan *Deethylenizer Condenser*. Seperti yang dijelaskan di atas, uap yang meninggalkan *exchanger* tersebut akan dipanaskan di RCC Off Gas Core Exchanger dan kemudian dialirkan ke *Binary Refrigerant Second-Stage Suction Drum*.

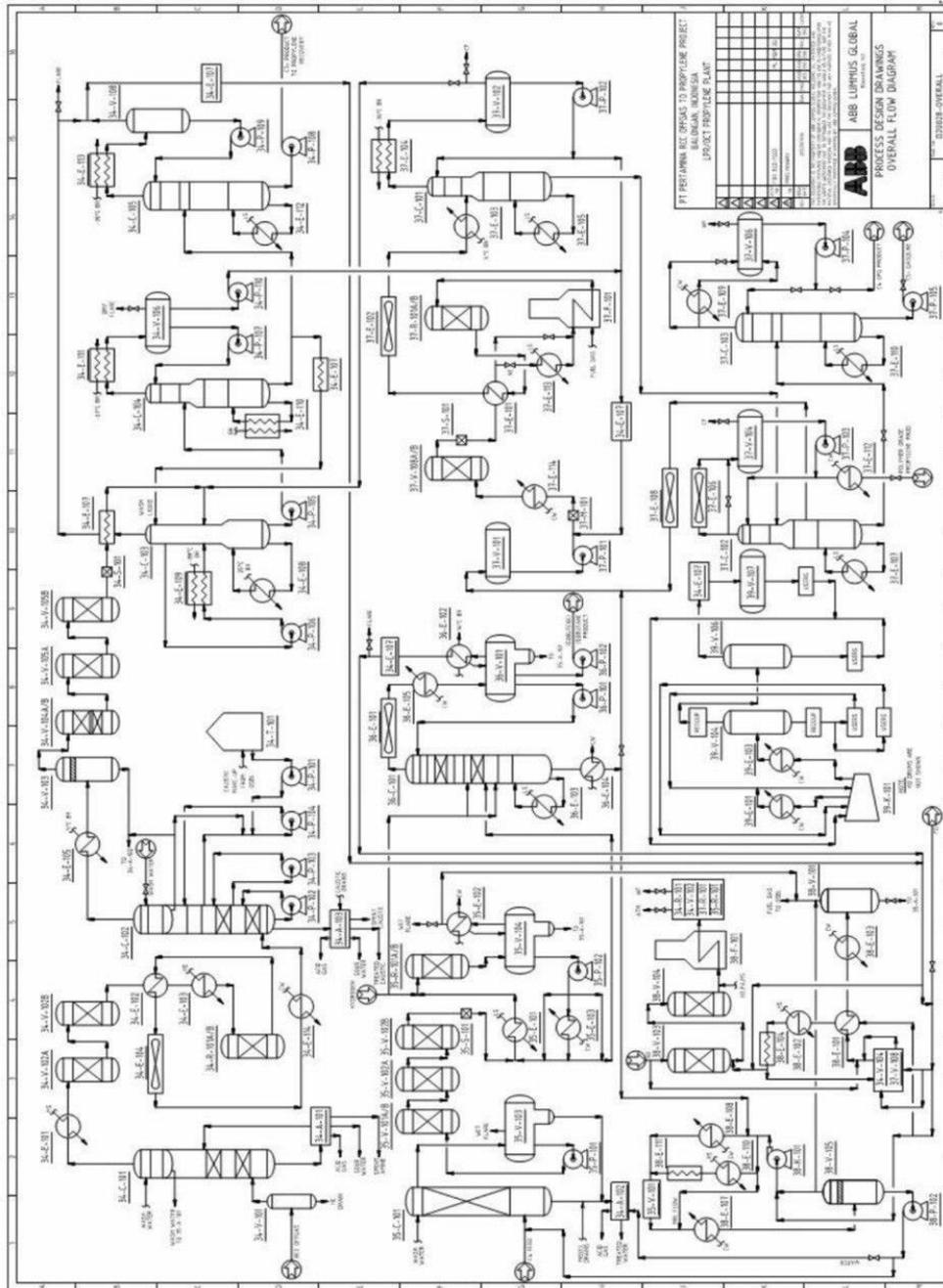
Bagian yang kedua dari MBR akan didinginkan lebih lanjut (*subcooled*) di dalam RCC Off Gas Core Exchanger dengan aliran *binary refrigerant* yang lain. Sisa dari MBR akan didinginkan (*subcooled*) di dalam *Demethanizer Reboiler*. Kedua bagian tersebut kemudian akan digabungkan dan dipisahkan lagi menjadi dua bagian. Satu bagian akan diturunkan tekanannya dan diuapkan untuk menjadi pendingin di *Front-End Deethylenizer Condenser*. Uap yang meninggalkan *exchanger* ini kemudian dikirim ke *Binary Refrigerant First-Stage Suction Drum*. Bagian lainnya diturunkan tekanannya dan diuapkan untuk menjadi pendingin RCC Off Gas dan *C⁺ wash liquid* di dalam RCC Off Gas Core Exchanger. Uap ini kemudian dialirkan ke *Binary Refrigerant Second-Stage Suction Drum*.

3. *Light Binary Refrigerant Circuit*

Light binary refrigerant dikondensasikan dan didinginkan lebih lanjut

(*subcooled*) dengan dirinya sendiri dan aliran *binary refrigerant* lainnya di RCC *Off Gas Core Exchanger* sebelum masuk ke *Light Binary Refrigerant Accumulator*. Sisa uap yang tidak bisa dikondensasikan di LBR akan di *venting* ke *flare* dari drum ini. Liquid LBR dari drum ini kemudian didinginkan lebih jauh lagi dengan dirinya sendiri di dalam RCC *Off Gas Core Exchanger* dan kemudian masuk ke *Binary Refrigerant Vent Drum*. Sebagian yang tidak dapat dikondensasikan dalam bagian LBR akan di *venting* ke *flare* dari drum ini. Liquid LBR dari drum ini kemudian diturunkan tekanannya dan diuapkan untuk menjadi pendingin di *Demethanizer intercooler* dan mendinginkan RCC *Off Gas* dan C_2^+ *wash liquid* di dalam RCC *Off Gas Core Exchanger*. Uap LBR yang meninggalkan *exchanger* ini kemudian dikirim ke *Binary Refrigerant First-Stage Suction Drum*

Berikut Merupakan Diagram Alir Proses *Propylene Olefin Complex Unit* :



Gambar 4.20 Diagram Alir Proses *Propylene Olefin Complex Unit System*

4.2 Gudang Bahan Bakar

4.2.1 Fuel System (Unit 62)

Unit ini memiliki tugas dan fungsi yaitu untuk menyiapkan dan mendistribusikan fuel oil dan fuel gas untuk keperluan operasi kilang dan utilitas.

Sumber dari bahan bakar di Kilang Balongan yaitu :

1. Refinery og gas (gas produk kilang)

2. Fuel oil (Atm. Residue / DCO)
3. Natural gas seperti lapangan DOH Jatibarang Baru Cirebon
4. LPG vaporize (sebagai back up starup / shortage)

Fuel oil system terdapat dua tangki yang menampung fuel oil dari unit proses atmospheric residue dengan pemanas LP steam. Kemudian, bahan bakar dipompakan menuju unit boiler dan unit lain (*Crude Distillation Unit, Residue Catalytic Cracker, dan Fuel Oil return*).

4.2.2 Fire Water System (Unit 66)

Fire water merupakan air yang disediakan sebagai air pemadam kebakaran. Air tersebut disalurkan ke *fire water hydrant* dan *water sprinkle* di area ITP sebagai air pemadam kebakaran. Unit ini terdiri dari 4 buah pompa dengan kondisi *auto stand by* dengan satu *jockey pump* yang berfungsi untuk menahan tekanan dalam sistem. *Jockey pump* didesain untuk mempertahankan sistem, namun jika tekanan sistem turun 5 kg/cm^2 , maka salah satu pompa 66-P-101 A/B/C/D akan berjalan otomatis.

4.2.3 Fasilitas Offsite/Intasasi Tangki dan Pengapalan

Fasilitas *offsite* berfungsi mengadakan dan mempersiapkan *feed* untuk tiap unit proses serta menampung hasil produksi dari unit-unit proses tersebut, baik yang berupa *intermediate product* atau *finished product*. ITP (Instalasi Tangki dan Pengapalan) dibagi menjadi 2 seksi utama, yaitu :

a. *Seksi Tank Blending and Metering* (TBM)

Mengatur tentang kegiatan yang berkaitan dengan tangki seperti penyiapan tangki untuk bahan baku, bahan baku intermediet, dan produk. Selain itu, seksi ini juga berfungsi untuk pengukuran jumlah transfer (*metering*) dan perbaikan kualitas pencampuran (*blending*). Seksi ini meliputi *Tank Farm Unit* (unit 42).

b. *Seksi Loading Environment Jetty* (LEJ)

Mengatur kegiatan transfer dari kapal ke tangki darat dan sebaliknya (*loading*), pembongkaran minyak mentah dari kapal dan sebaliknya (*jetty*), serta mengelola limbah-limbah dari proses yang kebanyakan mengandung NH_3 , H_2S , *phenol, oil*, dll (*environment*). Unit ini meliputi *Single Buoy Mooring* (unit 41), *Pipeline* (unit 43), dan sistem pengolahan limbah. Unit peralatan pada fasilitas *offsite* di PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan ini terbagi dalam beberapa unit

yang masing masing mempunyai fungsi yang saling berkaitan, unit-unit tersebut adalah *Single Buoy Mooring* (unit 41), *Tank Farm Unit* (unit 42), dan *Pipeline* (unit 43).

BAB V

UTILITAS, PENGOLAHAN LIMBAH, DAN OIL MOVEMENT

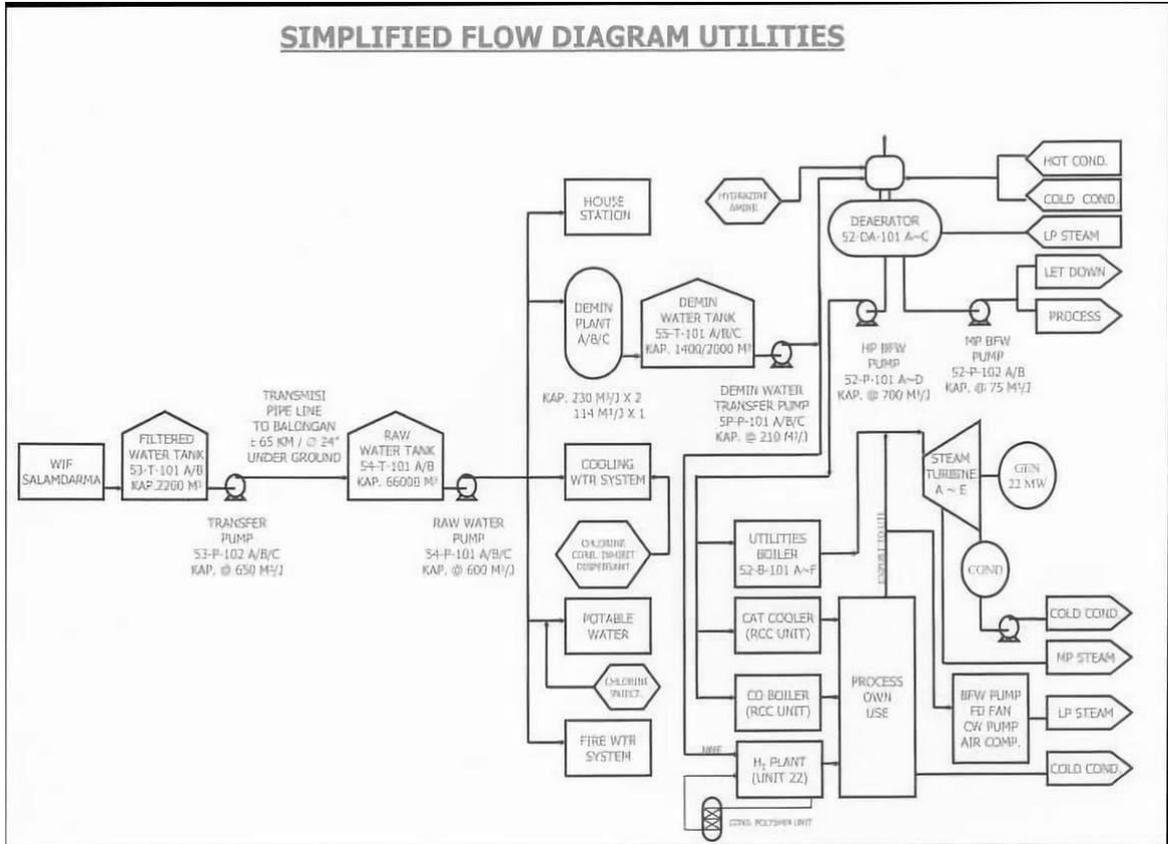
5.1 Utilitas

Sistem utilitas mempunyai tujuan untuk menunjang operasi unit-unit proses dengan menyediakan kebutuhan listrik, steam, air pendingin, gas N_2 , fuel gas system dan sebagainya. Sistem utilitas ini terdiri dari beberapa unit yaitu :

1. *Pembangkit Listrik dan Sistem Distribusi (Unit 51)*
2. *Pembangkit Steam (Unit 52)*
3. *Water Intake Facility (WIF) dan Fasilitas Pengolahan Air (Water Treatment Plant) Salam Darma (Unit 53)*
4. *Raw Water dan Potable Water System (Unit 54)*
5. *Demineralized Water Unit (Unit 55)*
6. *Cooling Tower System (Unit 56)*
7. *Sistem Udara dan Instrumen (Unit 58)*
8. *Nitrogen Plant (Unit 59)*

Bahan baku unit utilitas pada PT. Pertamina RU VI Balongan adalah air dan udara yang kemudian diolah untuk berbagai keperluan

Bagan unit utilitas PERTAMINA RU VI dapat dilihat pada gambar berikut ini :



Gambar 5.1 Skema Unit Utilitas

5.1.1 Sistem Utilitas Penyedia Air

1) Pembangkit Listrik dan Sistem Distribusi (Unit 51)

Kilang minyak PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan didesain dengan kapasitas pengolahan 125,000 BPSD. Untuk memenuhi kebutuhan tersebut, PT. Pertamina dilengkapi dengan PLTU di unit utilitas yang terdiri dari 5 unit Steam Turbin Generator (STG) dan PLTD yang berupa 1 unit Emergency Diesel Generator (EDG). Masing-masing turbin memiliki kapasitas 27.500 KVA/22.000 KW dengan penggerak HP steam dari unit 52, sehingga total kapasitas terpasang sebesar $4 \times 22.000 \text{ KW} = 88.000 \text{ KW}$. Emergency Diesel Generator (EDG) memiliki kapasitas 3.6 MW dan mempunyai fungsi :

- a). *Initial start-up.*
- b). *Auto start* jika terjadi kegagalan total pada STG.

Pendistribusian listrik di kilang RU VI Balongan ini dilakukan melalui beberapa *substation*. Dengan sistem ini, maka distribusi listrik menjadi lebih baik. Penyaluran listrik dari *substation* 1 ke *substation* yang lain menggunakan saluran *underground cable* kecuali untuk SS 31 yang memakai saluran *overhead*.

Pendistribusian listriknya yaitu :

1. *Sub station* No 1 : Melayani utilitas dan kantorkantor
2. *Sub station* No 11 : Melayani H_2 Plant
3. *Sub station* No 12 : Melayani GO HTU dan LCO HTU
4. *Sub station* No 13 : Melayani AHU
5. *Sub station* No 14 A & B : Melayani RCC unit
6. *Sub station* No 15 : Melayani CDU
7. *Sub station* No 16 : Melayani Amine Treating, SWS, dan SulfurPlant
8. *Sub station* No 22, 22, 23 : Melayani Offsite Area
9. *Sub station* No 31 : Melayani kompleks perumahan Bumi Patra

2) Pembangkit Steam (Unit 52)

Sistem ini berfungsi untuk memenuhi kebutuhan Steam dan air umpan boiler ke kilang serta menerima *steam condensate* dari kilang. *Boiler* dirancang untuk memasok kebutuhan Steam pada proses yang terdiri dari *steam drum*, *down comers*, *water wall tube*, *superheater*, dan *bank tube*. Unit air umpan *boiler* terdiri dari tigabuah deaerator yang berfungsi untuk :

1. Menampung air
2. Pemanas awal
3. Menghilangkan O_2 dalam air

Pada deaerator ditambahkan zat hidrazin dan amin. Hidrazin berfungsi untuk mempermudah O_2 lepas dari air, sedangkan amin berfungsi untuk menaikkan pH agar air tidak bersifat asam (korosif). Peralatan penunjang pada boiler antara lain *safety valve*, dua unit penggerak *steam turbin*, *economizer*, instrumentasi, *local boiler control* (LCP), *analyzer*, *water level gauge*, dan lain-lain.

Steam dihasilkan dengan menggunakan boiler dengan bahan bakar berupa bahan bakar cair (minyak) dan bahan bakar gas. Unit 52 ini terdiri dari 6 unit boiler

dengan kapasitas 115 ton/jam masing-masing unit. *Steam* yang diproduksi *boiler* berupa HP *steam*, sedangkan MP dan LP *steam* dihasilkan melalui ekspansi yang dapat dilakukan secara isotherm atau isentalpik. *Steam* yang dihasilkan dapat dikategorikan menjadi 3, yaitu :

1. High Spressure (HP) Steam

Steam ini mempunyai tekanan 43 kg/cm² dan digunakan untuk tenaga penggerak *steam turbine generator* pada pembangkit listrik dan untuk penggerak *steam turbine* pada pompa dan kompresor. HP *steam* ini didistribusikan ke bagian utilitas (STG, FDF *Boiler*, HBW *Pump*, *Compressor*, *Cooling Water*) dan proses (RCC, H₂ *Plant*, GO/LCO HTU, AHU).

2. Medium Pressure (MP) Steam

Steam ini mempunyai tekanan 19 kg/cm² dan digunakan untuk tenaga penggerak pompa *steam turbine* dan *steam jet ejector*. MP *steam* didistribusikan ke utilitas (MBW *Pump*, Automizing *Boiler*, Fuel Oil *Pump*, Demin Water *Pump*, Condensate *Pump*) dan Proses (RCC, GO/LCO HTU, CDU, AHU, *Amine/SWS*, *Sulphur Plant*, *Offsite*, *Flare*)

3. Low Preassure (LP) Steam

Steam ini mempunyai tekanan 3,5 kg/cm² dan digunakan untuk media pemanas. LP *steam* didistribusikan ke utilitas (deaerator, KO drum) dan proses (H₂ *Plant*, GO/LCO HTU, CDU, AHU, *Amine/SWS*, *Sulphur Plant*, *Offsite Area*).

3) Water Inteke Facility (unit 53)

- a. Fungsi : Pemurnian air
- b. Kapasitas : 1300 ton/jam
- c. Generator : 3 unit (53-G-301 A/B/C) Daya : (53-301 A/B) = 78 kW; (53-G-301C) = 360 kW

Water Intake Facility berlokasi di desa Salam Darma, Kecamatan Compreng, Kabupaten Subang 65 km dari kilang Balongan. Karena jauhnya lokasi dari kilang, maka diperlukan sistem perpipaan dan penampungan air yang memadai. Pipa yang digunakan berdiameter 24 inci dan air yang tersisa ditampung di tangki (54-T-101A/B). Air sungai diambil dari buangan Proyek Jatiluhur pada saluran utama sebelah Timur (*East Main Canal*). Apabila kanal dalam perbaikan, maka air sungai

diambil dari sungai Cipunegara. Kebutuhan air di kilang Balongan mencapai 1100 ton/jam. Untuk menghindari terjadinya pemborosan penggunaan air dan adanya kemungkinan menurunnya cadangan persediaan air dari sungai, maka sistem di kilang Balongan ini dilengkapi dengan unit pengolahan air sisa proses agar dapat digunakan kembali.

4) Raw Water and Potable Water (Unit 54)

Raw water ditransfer dari *Raw Water Intake Facilities* (Salam Darma) melalui pipa dan ditampung di tangki *raw water*. *Raw water* ini digunakan juga sebagai *service water* yang pemakainya adalah :

1. Make-up untuk *Fire Water*
2. Make-up untuk *Cooling Water*
3. Make-up untuk *Demineralized Water*
4. Make-up untuk *Potable Water*
5. *House Station*
6. Pendingin untuk pompa di *offsite*

Service water adalah air baku yang sudah di *treat* di unit 53. *Service water* sebelum masuk ke *Potable Water Tank*, disteril terlebih dahulu dengan gas *Chlorine* yang selanjutnya dipompakan ke pemakai. Air yang sudah disteril dinamakan DW.

Potable water adalah air yang disediakan untuk keperluan para karyawan PERTAMINA. Air ini didistribusikan ke bagian-bagian sebagai berikut :

1. Kantor laboratorium
2. *Central Control Room*
3. Kantor Perlindungan Kesehatan dan Keselamatan Kerja (LK3)
4. *Field Office*
5. Gedung Administrasi
6. *Control Room* ITP
7. *Safety Shower* di unit utilitas dan unit proses

5) Demineralized Water (Unit 55)

Water treatment bertujuan untuk mengolah air agar terbebas dari mineral-mineral yang dapat mengganggu operasi di *boiler*. Unit demineralisasi

dimaksudkan untuk memenuhi air yang sesuai dengan persyaratan-persyaratan *boiler feed water*. Kandungan mineral yang dihilangkan di *Demin Plant* antara lain Ca, Mg, *Sodium*, *Silica*, *Sulphate*, *Carbonat*, dan *Chloride*. *Demin Plant* terdiri dari tiga *train* dengan *flow rate* 110 m³/h tiap *train* (A/B/C). Pola operasinya sebagai berikut :

1. *Demineralization Plant* beroperasi dengan 1 *train*. *Train* yang lain diregenerasi. Masing-masing *train* akan beroperasi normal dengan dipindah secara bergantian selama satu *train* atau saat regenerasi, sehingga operasinya kontinyu.
2. Air buangan regenerasi yang mengandung garam asam dan garam basa serta air pembilas dari masing-masing resin dibuang melalui bak penetral (untuk dinetralisasi dengan NaOH atau H₂SO₄) berdasarkan alat indikator pH meter.
3. *Backwash water* dari *Activated Carbon Filters* akan dialirkan ke *Clean Drain*.
4. Selama operasi normal, operator akan tinggal di *Utility Control Room* dekat dengan lokasi sehingga dapat mengadakan inspeksi ke lokasi secara periodik.

Air yang mengandung karbon, kation, anion, CO₂, senyawa organik, dan padatan dipompakan ke dalam *carbon filter*. Kemudian diteruskan ke *cation exchanger* (*strong base cation* dan *weak base cation*) yang di dalamnya terdapat resin penukar kation. Kation-kation seperti Ca²⁺ dan Mg²⁺ akan diserap resin dan ditukarkan dengan ion hidrogen. Untuk meregenerasi resin kation ini digunakan asam sulfat, air buangannya dikirim ke bak penetral. Air keluaran *cation exchanger* yang masih mengandung anion, CO₂, dan ion hidrogen diteruskan ke *decarbonator* untuk menghilangkan CO₂ dalam air. Kemudian dimasukkan ke *anion exchanger* (*strong base anion* dan *weak base anion*) untuk menghilangkan anion-anion. Air yang keluar dari *anion exchanger* diharapkan hanya mengandung air dan ion hidrogen serta ion hidroksida yang nantinya akan menjadi air. Selain itu, pada *anion exchanger*, jumlah *silica* dijaga agar tidak lebih dari 0,02 ppm karena *silica* dapat membentuk *scale* yang sulit dibersihkan pada *steam turbin*.

6) Air Pendingin / Cooling Tower (Unit 56)

Unit ini berfungsi untuk mensuplai air pendingin ke unit-unit proses, *facilitiesutilities, ancillaries* dan fasilitas *offsite*. Bagian dari unit ini adalah :

1. Menara air pendingin (*Cooling Water Tower*).
2. Pompa air pendingin (*Cooling Water Pump*) sebanyak 6 normal, *stand by* kapasitas @ 700 m³/hr pada tekanan 4,5 kg/cm²g
3. *Side Stream Filter* dengan kapasitas 220 m³/hr.
4. *Side Filter/ Start Up Pompa Cooling Water* dengan kapasitas 660 m³/hr.

Menara dirancang untuk mendinginkan air dari temperatur 45,5°C ke 33°C dengan *wet bulb temperatur* 29,1°C dengan tipe *counter flow*. Menara terdiri dari 12 *cell* dan 12 *draft fan* beserta masing-masing motornya dan dua buah *header supply* utama untuk pendistribusian ke *onsite* dan *utility area*. Sistem pendinginan pada *cooling tower* ini dirancang menurut sistem sirkulasi terbuka. Pompa cadangan digunakan untuk mengantisipasi gangguan dan apabila salah satu pompa utama dibersihkan

Fasilitas pengolahan air digabung dengan menara pendingin yang dilengkapi injeksi gas *chlorine* untuk membunuh bakteri dan mencegah tumbuhnya lumut, inhibitor korosi dan *scaling inhibitor* untuk mencegah korosi dan kerak yang ditambahkan secara kontinyu, serta *slime dispersant* untuk membunuh bakteri yang ditambahkan setiap 1 bulan sekali. Untuk menjaga mutu air, sebagian air diolah di *side stream filter*. Pada bagian *header supply* ke area *utility*, dilengkapi dengan *on-line conductivity analyzer* untuk memonitor mutu dari air pendingin.

Air pendingin didistribusikan ke proses di kilang dengan pompa 56- P101A-F ke bagian utilitas dan proses yang membutuhkan sistem air pendingin.

- Air pendingin didistribusikan ke system utilitas untuk boiler, *Steam Turbin Generator (STG)*, kompresor, *Nitrogen* dan *Demin Plant*.
- Air pendingin didistribusikan ke unit proses untuk *H₂Plant*, *RCC Complex*, *GO* dan *LCO HTU*, *CDU*, *AHU*, *Amine Treatment*, *Sulphur Plant*, *NPU*, dan *off site area*.

5.1.2 Sistem Utilitas Penyedia Udara Tekanan

5.1.2.1 Sistem Udara dan Instrumen (Unit 58)

Unit ini berfungsi untuk menyediakan udara tekan untuk keperluan proses di kilang. Unit ini terdiri dari 6 alat pengatur tekanan udara, yaitu 3 unit

turbin dan 3 unit motor kompresor. Kapasitas alat- alat tersebut adalah $3.500 \text{ Nm}^3/\text{jam}$. Udara harus dikeringkan terlebih dahulu dengan menggunakan *dryer* untuk menghilangkan kandungan air pada udara yang dapat merusak kompresor. Kapasitas pengeringannya yaitu $4820 \text{ Nm}^3 /\text{jam}$. *Dryer* yang digunakan adalah molsieve.

5.1.2.2 Nitrogen Plant (Unit 59)

Nitrogen diperlukan untuk keperluan purging atau *blanketing* untuk mencegah adanya O_2 dalam tangki/proses karena dapat menimbulkan bahaya ledakan dalam proses *petroleum refining*. Sistem ini terdiri dari 2 unit dengan tangki masing- masing 3 buah. Kapasitas per tangki $41,5 \text{ m}^3$. Kapasitas per unit adalah max cairan = $100 \text{ Nm}^3/\text{jam} + 420 \text{ Nm}^3 /\text{jam}$.

Prosesnya diawali dengan pengeringan udara di dalam *dryer*. Udara yang telah kering kemudian dikompres sampai tekanan tertentu dan dialirkan ke dalam *chiller* untuk didinginkan dengan menggunakan bantuan *freon*. Selanjutnya udara dialirkan ke dalam absorber berpasangan yang saling bergantian secara kontinyu untuk menghilangkan gas-gas selain nitrogen seperti CO, CO_2 , dan gas lainnya. Adsorben yang digunakan yaitu silika alumina dan karbon aktif. *Absorben* diregenerasi menggunakan O_2 yang dihasilkan dan dikembalikan oleh *cold box vessel*. Dari unit adsorber ini, kemudian dimasukkan ke dalam *cold box vessel* dan gas dicairkan dengan siklus refrigerasi kemudian dipisahkan fase gas dan cairnya, panas yang ditukarkan dari *cold box vessel* dipakai untuk *dryer*. Setelah itu fase gasnya dikembalikan ke siklus refrigerasi, sedangkan fase cairnya dimasukkan ke *rectifier condenser* untuk memisahkan O_2 dan N_2 berdasarkan titik cairnya. O_2 yang dihasilkan kemudian dikembalikan untuk regenerasi absorben. N_2 yang dihasilkan kemudian didistribusikan dan sebagian didinginkan untuk disimpan dalam bentuk cair

5.2 Pengolahan Limbah

Limbah industri minyak bumi umumnya mengandung logam-logam berat, senyawa sulfur dan amine, senyawa kimia berbahaya, serta senyawa-senyawa hidrokarbon yang mudah terbakar. Hal ini menuntut adanya unit pengolahan limbah agar limbah yang dibuang dapat memenuhi spesifikasi dan persyaratan yang telah ditetapkan pemerintah. PT. PERTAMINA RU VI Balongan

menghasilkan berbagai macam limbah, yang terdiri dari limbah cair, limbah gas, dan limbah padat. Dari ketiga macam limbah tersebut, limbah cair merupakan limbah yang paling potensial untuk menyebabkan pencemaran lingkungan.

5.2.1 Pengolahan Limbah Cair / Waste Water Treatment (Unit 63)

Tujuan utama pengolahan limbah cair adalah mengurangi BOD, partikel tercampur, serta membunuh mikroorganisme patogen. Selain itu, pengolahan limbah juga berfungsi untuk menghilangkan bahan nutrisi, komponen beracun, serta bahan tidak terdegradasi agar konsentrasinya menjadi lebih rendah. Untuk mencapai tujuan tersebut, maka dibangun unit Sewage dan *Effluent Water Treatment* di PT. PERTAMINA (Persero) RU VI Balongan ini. Setelah diambil kadar sulfurnya di SWS, pengolahan limbah cair dilanjutkan ke unit *Sewage* dan *Effluent Water Treatment*. Unit ini dirancang untuk memproses buangan seluruh kegiatan proses dan area pertangkiian dalam batas-batas *effluent* yang ditetapkan air bersih. Kapasitas unit ini 600 m^3 /jam dimana kecepatan *effluent* didesain untuk penyesuaian kapasitas 180 mm/hari curah hujan di area proses dan utilitas. Desain awal dari unit WWT (*Waste Water Treatment*) adalah untuk mengolah air buangan yang terbagi menjadi dua sistem pengolahan, yaitu :

1. *Dissolved Air Flootation (DAF)*,

Untuk memisahkan kandungan padatan dan minyak dari air yang berasal dari air buangan (*oily water*) *ex process area* dan *tank area*. Pada proses ini yang diolah umumnya mempunyai kandungan minyak dan *solid* yang tinggi tetapi mempunyai kandungan COD dan BOD yang rendah. Spesifikasi desain air yang keluar DAF adalah mempunyai kandungan minyak maksimum 25 ppm dan *solid maksimum*.

2. *Activated Sludge Unit (ASU)*,

Untuk mengolah secara kimia, fisika dan biologi air buangan dari unit proses terutama: *Treated Water ex Unit Sour Water Stripper* (Unit 24), *desalter effluent water ex Unit Crude Distillation* (Unit 11), GO HTU, RCC, dan sistem sanitasi pabrik. Air yang diolah umumnya mempunyai kandungan amonia, COD, BOD dan fenol sedangkan kandungan minyak dan solid berasal dari *desalter effluent water*.

Secara garis besar *effluent water treatment* di PT. PERTAMINA

(Persero) RU VI Balongan dibagi menjadi dua, yaitu *oily water treatment* dan *treatment* air buangan proses. *Oily water treatment* dilakukan di rangkaian separator sedangkan *treatment* air buangan proses dilakukan menggunakan lumpur aktif (*activated sludge*) yang merupakan campuran dari koloni mikroba aerobik.

Oily water berasal dari air hujan yang bercampur minyak, *air ballast*, air dari parit-parit unit proses, dan pertangkian. *Process effluent water* (air buangan proses) berasal dari air buangan unit proses seperti CDU, SWS, GO HTU, dan RCC. Limbah cair buangan dihasilkan dari berbagai macam proses pengolahan di PERTAMINA RU VI memiliki kandungan limbah yang berbeda-beda. Secara garis besar, kontaminan utama yang terkandung dalam air buangan proses adalah gas terlarut (hidrogen sulfida, merkaptan, dan amonia), emulsi minyak, kimia alkali, serta padatan (*effluent desalter*). Jenis-jenis limbah cair *effluent process* berdasarkan sifat kimianya adalah :

1. *Sour water* merupakan air buangan proses yang umumnya asam karenabanyak mengandung H_2S dan NH_3 yang dihasilkan dari proses.
2. *Spent caustic* dihasilkan dari proses pencucian naphta dan LPG dari RCC.
3. *Desalter effluent water* dihasilkan dari unit DTU.

Proses *treatment* air limbah baik *oily water* maupun *process effluent water* meliputi proses fisik, proses kimia, dan proses mikrobiologi. Unit pengolah air buangan terdiri dari *Air Floatation Section*, *Pre Activated Oil Sludge Section*, *Activated Oil Sludge Section*, dan *Dehydrator and Incinerator Section*. Prinsipnya adalah memisahkan minyak dari air dan *sludge* pada *oily water* dan *process effluent* secara fisik. Minyak yang terpisah dikumpulkan di *recovery oil sump* untuk disimpan pada tangki 42- T-502 dan 42-T-101. Air dan *sludge* kemudian diproses secara kimia dan mikrobiologis. Air yang diperoleh dikumpulkan di *impounding basin* untuk dipisahkan kembali minyak dan airnya, minyaknya dikirim ke *recovery oil sump* dan airnya dapat dibuang ke sungai. Sedangkan *sludge* akan dibakar.

5.2.1.1 Proses Fisik

Proses fisik merupakan proses awal sebelum limbah diproses secara kimia dan mikrobiologi. Pada proses ini diusahakan agar minyak maupun buangan padat

dipisahkan secara fisik dari air melalui *CPI separator*, *API separator*, dan *DAF A/B* tanpa menangani parameter lain seperti *suspended solid*, *COD*, *BOD*, dan *NH₃*. Setelah melalui proses fisik tersebut, kandungan minyak dalam buangan air hanya diperbolehkan ± 25 ppm. Proses fisik terjadi pada seksi *Air Flotation* yang terdiri dari :

1. **CPI Separator/Corrugate Plate Interceptor (63-S-102)**

CPI separator terdiri dari :

a. *Process effluent CPI pit* dimana *process effluent water* dipisahkan menjadi fraksi atas (*skimmed oil*) dan fraksi bawah (air dan *sludge*). *Skimmed oil* dikirim ke *oil sump* kemudian dipompa ke *recovery oil sump*. Air dan *sludge* dikirim ke *process effluent pit* (PEP) untuk diolah.

b. *Process oily water CPI pit* dimana *oily water* dipisahkan menjadi fraksi atas (*skimmed oil*) dan fraksi bawah (air, *sludge*, dan minyak). *Skimmed oil* dikirim ke 63-OS-102 dan dipompa ke *recovery oil sump*. Fraksi bawah yang masih mengandung minyak diolah di *DAF*.

CPI separator dirancang pada laju alir $600 \text{ m}^3/\text{h}$ dengan kandungan minyak maksimum 200 ppm dan temperatur 35°C .

2. **API Separator**

API separator dirancang dengan laju alir $242 \text{ m}^3/\text{jam}$ dan kandungan minyak maksimum 200 ppm. *API separator* berupa kolam penampung air dimana masih terdapat minyak yang dapat dimanfaatkan kembali. Prinsip kerja dari alat ini berdasarkan perbedaan densitas minyak dan air. Kolam ini juga dilengkapi dengan sekat-sekat yang memperlambat laju alir sehingga sebanyak mungkin air dan minyak dapat terpisahkan. *API separator* mengolah *oily water* dan air *ballast*. Sebelum tanker menerima produk, air *ballast* dari *tanker* yang berisi kandungan minyak dapat dimasukkan ke tangki air *ballast* (42T-505A/B) yang berbentuk *cone roof* dengan kapasitas 2500 m^3 . Limbah cair terpisah menjadi fraksi atas (*skimmed oil*) dan fraksi bawah (air, *sludge*, dan minyak). *Skimmed oil* dikirim ke 63-OS-104 dan dipompa ke *recovery oil sump*. Fraksi bawah yang masih mengandung minyak diolah di *DAF*.

3. **DAF A/B (Dissolved Air Flotation)**

Frakasi bawah dari *process oily water* CPI *pit* dan API separator yang masih mengandung minyak mengalir ke seksi ini secara gravitasi. Campuran dari separator mengalir ke bak DAF *feed pump* dan sebagian langsung dipompakan ke bak *floatation* (63 - Z202), dan sebagian campuran dipompakan ke *pressurize vessel* terlebih dahulu sebelum ke bak *floatation*.

Dalam *pressurized vessel* udara dari *plant air* atau DAF *compressor* udara dilarutkan dalam *pressurized wastewater*. Bilamana *pressurized wastewater* dihembuskan ke pipa inlet bak *floatation* pada tekanan atmosfer, udara yang terlarut akan tersebar dalam bentuk gelembung karena kecepatan pelarutan udara berkurang yang menyebabkan udara berlebih terlepas ke atmosfer. Hal ini mengakibatkan minyak yang tersuspensi dalam *wastewater* terangkat ke permukaan air dalam bentuk buih.

Setelah masuk ke bak *floatation* (63-Z-202) minyak yang tersuspensi dalam air umumnya mengendap atau mengapung karena perbedaan SG. Peralatan ini didesain untuk mengapungkan minyak yang tersuspensi. Sedangkan minyak yang memiliki SG sama dengan air akan tersuspensi dalam air dan tidak mengapung atau mengendap, sehingga perlu zat pengapung untuk memisahkan air dengan minyak dengan cara menurunkan tegangan permukaan dari minyak. Minyak yang mengapung diambil dengan skimmer dan dialirkan ke bak *floatation oil* (63-Z-203) untuk dipompa ke *recovery oil sump*. Air yang terpisahkan di bak *floatation* dialirkan ke *impounding basin*. Sedangkan *sludge* dan minyak yang mengendap dikumpulkan ke PEP.

5.2.1.2 Proses Kimia

Proses ini dilakukan dengan menggunakan bahan aditif seperti koagulan, flokulan, penetrasi, pengoksidasi dan sebagainya yang dimaksudkan untuk menetralkan zat kimia berbahaya di dalam air limbah. Pada tahap ini dilakukan pengolahan terhadap senyawa beracun berbahaya karena senyawa tersebut tidak dapat dipisahkan secara proses fisika. Senyawa yang tidak diinginkan diikat menjadi padat dalam bentuk endapan lumpur yang selanjutnya dikeringkan. Proses kimia ini terjadi pada proses koagulasi dan lumpur aktif.

Koagulasi adalah proses pembentukan gumpalan dari ion-ion yang berlawanan. Karena itu, kemampuan koagulasi bergantung pada valensi ion. Reaksi antara ion-

ion menghasilkan "flok". Koagulan- koagulan yang digunakan di dalam pengolahan air buangan adalah senyawa aluminium atau besi yang umumnya berbentuk sulfat, contohnya $Al_2(SO_4)_3$, $Fe_2(SO_4)_3$, dan $FeCl_3$. Khusus untuk koagulan aluminium, apabila air yang diproses tingkat kewarnaannya tinggi, maka pH yang dibutuhkan untuk proses koagulasi harus dibawah 5,5 sedangkan jika air mengandung mineral tinggi maka dibutuhkan pH 7,5. Pengadukan yang terkontrol juga membantu pembentukan flok yang mudah mengendap. Untuk koagulasi dengan senyawa $FeCl_3$ memiliki keuntungan daerah pH yang lebih luas daripada aluminium. Selain itu air asam atau air basa dapat digunakan untuk koagulan besi, kondisi optimalnya adalah pH 3-8. Proses kimia yang terjadi pada seksi *Pre Activated Oil Sludge* terdiri dari :

a. **Proses Effluent Pit / PEP (63-Z-501)**

Campuran air dan *sludge* dari process *effluent CPI pit* dan bak *floatation* (63- Z-202) DAF diinjeksikan udara dari *blower*. Tujuannya agar tidak terjadi akumulasi dan air limbah dapat terlarut.Selanjutnya air dan *sludge* dipompa ke *rapid mixing pit*. Apabila kualitas air off *spec*, maka air dikembalikan ke bak PEP sedikit demi sedikit untuk dibersihkan dengan normal proses.

b. **Rapid Mixing Pit (63-Z-302)**

Merupakan tempat untuk melarutkan senyawa kimia pada air limbah. Variabel yang harus dikontrol adalah pH, jika pHnya rendah maka diinjeksikan NaOH untuk mengatur pH air pada rentang 6-8.

c. **Floculation Pit (63-Z-303)**

Adalah bak tempat pemisahan zat-zat padat yang tersuspensi dengan membentuk gumpalan. Air buangan dari rapid mixing pit mengalir ke floculation pit yang dilengkapi mixer dan diinjeksikan ferri chlorida ($FeCl_3$) agar terbentuk $Fe(OH)_3$, sehingga logam-logam seperti Mg dan Ca dapat dihilangkan. Selain itu diinjeksikan pula polimer untuk memperbesar gumpalan. Selanjutnya limbah air (air dan *sludge*) menuju clarifier pit.

5.2.1.3 Proses Mikrobiologi

Proses mikrobiologi merupakan proses akhir dan berlangsung lama, serta hanya

dapat mengolah senyawa yang sangat sedikit mengandung logam berbahaya. Pada dasarnya proses ini memanfaatkan makhluk hidup (mikroba) untuk mengolah bahan organik, dimana air buangan yang akan diolah memiliki kadar BOD (*Biochemical Oxygen Demand*) dan MLVSS (*Mixed Liquor Volatile Suspended Solid*) tinggi, tetapi kadar logam dan bahan beracun rendah.

Semua air buangan yang *biodegradable* dapat diolah secara biologis. Tujuannya untuk menggumpalkan dan memisahkan zat padat koloidal yang tidak mengendap serta menstabilkan senyawa-senyawa organik. Sebagai pengolahan sekunder, pengolahan secara biologis dipandang sebagai pengolahan yang paling murah dan efisien. Dalam beberapa dasawarsa telah berkembang berbagai metode pengolahan limbah secara biologis dengan segala modifikasinya.

Konsep yang digunakan dalam proses pengolahan limbah secara biologis adalah eksploitasi kemampuan mikroba dalam mendegradasi senyawa-senyawa polutan dalam air limbah. Pada proses degradasi, senyawa-senyawa tersebut akan berubah menjadi senyawa-senyawa lain yang lebih sederhana dan tidak berbahaya bagi lingkungan. Hasil perubahan tersebut sangat bergantung pada kondisi lingkungan saat berlangsungnya proses pengolahan limbah. Oleh karena itu, eksploitasi kemampuan mikroba untuk mengubah senyawa polutan biasanya dilakukan dengan cara mengoptimalkan kondisi lingkungan untuk pertumbuhan mikroba sehingga tercapai efisiensi yang maksimum. Proses mikrobiologi terjadi pada seksi Activated Oil Sludge Section dan Dehydrator and Incinerator Section yang terdiri dari :

1. Clarifier Pit (63-Z-304)

Merupakan tangki pengendapan dimana zat-zat padat dihilangkan dari tangki limbah secara mekanik. Limbah berasal dari *floculation* pit terendapkan. Endapan yang berupa *sludge* dikirim ke *sludge discharge* dan kemudian dipompa ke *thickener* (63-Z-401) untuk dicampur dengan *sludge* dari *sedimentation pit*. Sedangkan air limbah mengalir ke bak *aeration* untuk diolah secara mikrobiologis menggunakan lumpur aktif.

2. Aeration Pit (63-Z-305)

Air limbah dari *clarifier pit* dan sistem sanitasi dialirkan ke *aeration pit*

yang dilengkapi dengan pemasok O_2 (*aerator*) dan nutrisi untuk mengoksidasi / mengolah buangan air proses yang mempunyai kadar BOD 810 mg/L dan COD 1150 mg/L menjadi treated water yang memiliki kadar BOD 100 mg/L dan COD 150 mg/L dengan menggunakan lumpur aktif (*activated sludge*). Lumpur aktif ini merupakan campuran dari koloni mikroba aerobik seperti bakteri, protozoa, mold, yeast, alga, dan sebagainya. Pada lumpur aktif terjadi reaksi dimana mikroorganisme menyerap sejumlah besar bahan organik dan mengoksidasikannya.

Pada kondisi dimana defisiensi nutrisi, maka sejumlah sel-sel mikroorganisme akan mengalami disintegrasi karena enzim yang masih aktif menguraikan zat yang masih ada di dalam sel itu sendiri, oleh karenanya perlu ditambahkan nutrisi ke dalam sistem ini

3. Sedimentation Pit (63-Z-306)

Merupakan penampungan air limbah yang telah diproses secara mikrobiologi di *aeration pit*. Pada *sedimentation pit*, terjadi pemisahan padat-cair secara gravitasi. Air (*treated water*) pada permukaan atas dialirkan ke impounding basin. Sedangkan sludge yang terendapkan sebagian disirkulasikan ke *aeration pit* dan sebagian lagi dikirim ke *thickener*.

4. Thickener (63-Z-401)

Merupakan penampungan *sludge* dari *clarifier pit* dan *sedimentation pit*. Selanjutnya lumpur tersebut dipisahkan airnya dengan bantuan bahan kimia dan alat mekanis berupa centrifuge (alat yang bekerja memisahkan cairan-padatan dan dengan memutarinya pada kecepatan tinggi). Cairan hasil pemisahan centrifuge dialirkan melalui got terbuka menuju PEP (63-Z-501) di seksi *Pre Activated Oil Sludge*, sedangkan padatnya disebut *cake* dan ditampung pada sebuah tempat bernama hopper (*cake hopper*).

5. Dehydrator dan Incinerator

Membakar *cake* dalam sebuah alat pembakar atau *incinerator* menjadi gas dan abu pada temperatur tinggi ($T = 800^{\circ}\text{C}$). Kapasitas desain *dehydrator* sebesar $5,5 \text{ m}^3/\text{jam}$ dan kapasitas pembakaran *incinerator* adalah 417 kg solid/jam .

5.3.2 Pengolahan Limbah Gas

Limbah gas dari kilang yang masih mengandung sulfur diambil oleh *Amine Treatment* kemudian diolah di *Sulfur Recovery Unit* dan sisanya dibakar di *incinerator* (untuk gas berupa H_2S dan CO) maupun *flare* (gas hidrokarbon).

5.3.3 Pengolahan Limbah Padat

Limbah padat dari industri minyak adalah katalis sisa dan *sludge*. *Sludge* merupakan suatu limbah yang dihasilkan dalam industri minyak yang tidak dapat dibuang begitu saja ke alam bebas, karena akan mencemari lingkungan. *Sludge* dihasilkan dari hasil pengolahan limbah cair di ETF. Pada *sludge*, selain mengandung lumpur, pasir dan air juga masih mengandung hidrokarbon fraksi berat yang tidak dapat di-*recovery* ke dalam proses. *Sludge* ini juga tidak dapat di buang ke lingkungan sebab tidak terurai secara alamiah dalam waktu singkat.

Pemusnahan hidrokarbon perlu dilakukan untuk menghindari pencemaran lingkungan. Dalam upaya tersebut, PT. PERTAMINA (Persero) RU VI Balongan melakukannya dengan membakar *sludge* dalam suatu ruang pembakar (*incinerator*) pada temperatur tertentu. Lumpur/pasir yang tidak terbakar dapat digunakan untuk *landfill* atau dibuang di suatu area, sehingga pencemaran lingkungan dapat dihindari.

5.3 Oil Movement

5.3.1 Fasilitas Office

Fasilitas *Offsite* berfungsi mengadakan dan mempersiapkan *feed* untuk tiap unit proses serta membangun hasil produksi dari inti – inti proses tersebut, baik yang berupa *intermediate product* atau *finished product*. Unit perlatan pada *fasilitas offsite* di PT. PERTAMINA (Persero) RU VI Balongan ini terbagi dalam beberapa unit yang masing - masing mempunyai fungsi yang saling berkaitan satu sama lainnya, unit – unit tersebut adalah unit 41, unit 42, dan unit 43. ITP pada *fasilitas offsite* ini dibagi menjadi 2 seksi utama, antara lain :

1. *Tank Blending and Metering Section (TBM)*

Mengatur tentang kegiatan yang berkaitan dengan tangki seperti penyiapan tangki untuk bahan baku, bahan baku intermediate, dan produk. Selain itu, seksi ini juga berfungsi untuk pengukuran jumlah transfer (*metering*) dan perbaikan kualitas pencampuran. Seksi ini meliputi *Tank Farm Unit* (Unit 42).

2. *Loading and Environment Jetty Section (LEJ)*

Mengatur kegiatan transfer dari kapal ke tangki darat dan sebaliknya (*loading*), pembongkaran minyak mentah dari kapal dan sebaliknya (*jetty*), serta mengelola limbah – limbah dari proses yang kebanyakan mengandung NH₃, H₂S, Phenol, oil, dan lain – lain (*environment*). Unit ini meliputi *single buoy mooring* (Unit 41), *pipe line* (Unit 43) dan sistem pengelolaan limbah dari pabrik.

5.3.2 Single Buoy Mooring (Unit 41)

Merupakan fasilitas penyandaran kapal tangker guna mendatangkan *crude oil* sebagai *feed* dan penyaluran hasil produksi dari unit – unit proses di PT. PERTAMINA (Persero) RU VI Balongan yang berwujud minyak berwarna kehitaman. PT. PERTAMINA (Persero) RU VI Balongan memiliki 4 buah dermaga di dalam kawasan industrinya atau SBM (*Single Buoy Mooring*) yang digunakan untuk loading hasil produksi yang berbeda pada setiap SBM. Keempat *Single Buoy Mooring* (SBM) yang dijelaskan tersebut adalah sebagai berikut :

1. SBM 150000 DWT

Single Buoy Mooring 150000 DWT milik PT. PERTAMINA (Persero) DOH- JBB yang digunakan untuk *loading crude oil* hasil produksi DOH- JBB (dua kali sebulan), serta untuk membongkar *crude oil* sebagai *feed* di PT. PERTAMINA (Persero) RU VI Balongan (6 kali sebulan).

2. SBM 35000 DWT

Single Buoy Mooring 35000 DWT merupakan fasilitas milik PT. PERTAMINA (Persero) UPMS III yang digunakan untuk pembongkaran produk *gasoline, kerosene, dan gas oil* ke tangki penimbunan PT. PERTAMINA (Persero) UPMS III untuk mengapalkan kelebihan produk *gasoline* serta memenuhi kebutuhan Depot Balongan dan Plumpang.

3. SBM 17500 DWT

Single Buoy Mooring 17500 DWT merupakan fasilitas baru yang dibangun PT. PERTAMINA (Persero) RU VI Balongan, digunakan untuk mengapalkan produk minyak hitam, antara lain IDF dan *Fuel Oil* atau *Decant Oil*.

4. CBM 6500 DWT

CBM milik PT. PERTAMINA (Persero) UPMS III sebagai tempat penyandaran kapal tangker yang membongkar IDF ke tangki penimbunan PT. PERTAMINA (Persero) UPMS III, juga direncanakan untuk pengapalan *gas oil* dan *kerosene* hasil produk dari PT. PERTAMINA (Persero) RU VI Balongan selama fasilitas pipa di Jawa belum selesai.

5.3.3 Tank Farm Unit (Unit 42)

Unit 42 terdiri dari sarana tangki penampung bahan beserta kelengkapannya seperti *blending*, *metering*, injeksi bahan kimia, pompa dan pemipaan dengan batas area masih berada di dalam kilang. Tank farm berfungsi sebagai penampung umpan, produk dan fasilitas *blending*, dimana semua *tank farm* unit (unit 42) dihubungkan dengan rumah pompa sebagai fasilitas penyaluran umpan maupun produk melalui suatu sistem perpipaan (*pipeline*). Unit ini dilengkapi dengan beberapa sarana tangki, yang diantaranya sebagai berikut :

1. Fasilitas Tangki Penampung
 - a. Tangki penampung bahan baku dalam hal ini *crude* dan *feed* untuk unit proses (selain DTU) sebanyak enam buah tangki, dimana empat buah tangki untuk Duri *Crude* yaitu 42-T-101 A/B/C/D dan dua buah tangki untuk menampung Minas *Crude* yaitu 42-T-102 A/B. Sedangkan yang lainnya adalah tangki *intermediate* dan umumnya mempunyai kode 42-T-2XX, yang berfungsi sebagai tangki penampung produk setengah jadi ex unit proses, dimana bahan tersebut merupakan komponen untuk mendapatkan produk jadi yang siap ditreatment untuk dipasarkan.
 - b. Floating *Roof Tank* yang berfungsi untuk menampung *crude* ringan seperti *crude* Duri, Minas dan untuk menampung hasil produk seperti premium dankerosene dari proses didalam kolom destilasi.
 - c. Cone *Roof Tank*, akan menyimpan *black product* seperti residue dan DCO.
 - d. Spherical *Tank* yang berfungsi sebagai tempat untuk menyimpan berbagai produk RCC seperti LPG, *Butane*, *Propane*, *Propylene*.
2. Fasilitas Pencampuran (Blending Facility)

Fasilitas pencampuran berfungsi untuk mencampur beberapa

komponen (umumnya berupa *intermediate*) menjadi produk jadi yang mempunyai spesifikasi sesuai dengan peraturan yang berlaku atau sesuai permintaan dari pasar. Komponen blending untuk masing- masing produk adalah sebagai berikut :

- a. Gasoline (premium) merupakan hasil *blending* dari *butane*, DTU dan ATU,
Naphtha, RCC *Naphtha* dan *Polygasoline*.
- b. DCO merupakan hasil *blending* dari *Raw Decant Oil*, AR, *Untreated LCO*, *kerosene* dan *gas oil*.
- c. *Industrial Diesel Oil* (IDF) merupakan hasil *blending* HT Gas Oil, kerosenedan HT-LCO.
- d. LPG merupakan hasil *blending* dari *propane*, *butane*, LPG mixer unit 20.

3. Fasilitas Pengukuran (Metering System)

Fasilitas ini digunakan untuk melakukan perhitungan volume bahan yang akan masuk atau keluar kilang Balongan dengan bantuan analisa densitas dan specific gravity hasil perhitungan volume tersebut akan dikonversi menjadi perhitungan secara massa. Fasilitas pengukuran (metering system) terdiri dari :

- a. *Black Oil Metering*, berfungsi untuk perhitungan volume *Black Oil* yaitu DCO dan IDF.
- b. *Kerosene dan Gas Oil Metering*, untuk perhitungan volume *kerosene* dan *gas oil*.
- c. *Gasoline Metering System*, digunakan untuk perhitungan volume *gasoline*.
- d. *Propylene Metering System*, digunakan untuk perhitungan volume *propylene*.
- e. *Crude Oil Metering System*, digunakan untuk perhitungan volume *crude oil* yang ditransfer dari kapal menuju tangki penampung.

5.3.4 Pipeline (Unit 43)

Unit 43 (*pipeline*) merupakan unit perpipaan yang berfungsi untuk menyalurkan hasil produksi dari unit-unit proses yang ada di PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan menuju semua jalur perpipaan SBM maupun penyaluran ke PT. Pertamina (Persero) UPMS III, baik yang ke depot Balongan maupun yang melalui fasilitas pipanisasi Jawa untuk Depot Plumpang Fuel System (FS).

BAB VI

KESELAMATAN DAN KESEHATAN KERJA

PT. PERTAMINA (PERSERO) telah mengambil suatu kebijakan untuk selalu memprioritaskan aspek KK dan LL dalam semua kegiatan untuk mendukung pembangunan nasional. Manajemen PT. PERTAMINA (PERSERO) RU VI Balongan sangat mendukung dan ikut berpartisipasi dalam program pencegahan kerugian baik terhadap karyawan, harta benda perusahaan, terganggunya kegiatan operasi serta keamanan masyarakat sekitarnya yang diakibatkan oleh kegiatan perusahaan. Pelaksanaan tugas bidang LKKK ini berlandaskan :

1. UU No 1/1970
Mengenai keselamatan kerja karyawan di bawah koordinasi Depnaker.
2. UU No 2/1951
Mengenai ganti rugi akibat kecelakaan kerja di bawah koordinasi Depnaker.
3. PP No 11/1979
Mengenai persyaratan teknis pada kilang pengolahan untuk keselamatankerja di bawah koordinasi Dirjen Minas
4. UU No 4/1982
Mengenai ketentuan pokok pengolahan lingkungan hidup dibawah koordinasi Depnaker
5. KLH PP No 29/1986
Mengenai ketentuan AMDAL di bawah koordinasi KLH

Kegiatan-kegiatan yang dilakukan oleh KK dan LL RU IV untuk mendukung program diatas terdiri atas 5 kegiatan :

1. Keselamatan Kerja
2. Pelatihan
3. Penanggulangan Kebakaran
4. Lindungan Lingkungan
5. Rekayasa

Kegiatan tersebut dijalankan oleh seksi – seksi :

1. Seksi keselamatan kerja mempunyai tugas, antara lain :

- a. Mengawasi keselamatan jalannya operasi kilang.
 - b. Bertanggung jawab terhadap alat-alat keselamatan kerja.
 - c. Bertindak sebagai instruktur safety.
 - d. Membuat rencana pencegahan.
2. Seksi lindungan lingkungan mempunyai tugas, antara lain :
- a. Memprogram rencana kelola lingkungan dan rencana pemantauan lingkungan.
 - b. Mengusulkan tempat-tempat pembuangan limbah dan house keeping.
3. Seksi penanggulangan kebakaran, administrasi, dan latihan. mempunyai tugas antrara lain :
- a. Membuat prosedur *emergency* agar penanggulangan berjalan dengan baik.
 - b. Mengelola regu kebakaran agar selalu siap bila suatu waktu diperlukan.
 - c. Mengadakan pemeriksaan kehandalan alat-alat *firing*.
 - d. Membuat rencana kerja pencegahan kebakaran.
 - e. Menyiapkan dan mengadakan pelatihan bagi karyawan dan kontraktor agar lebih menyadari keselamatan kerja.
 - f. Membuat dan menyebarkan buletin KK dan LL pada karyawan agar wawasan karyawan tentang KK dan LL meningkat.
 - g. Meninjau gambar-gambar dan dokumen proyek.
 - h. Melakukan evaluasi-evaluasi yang berhubungan langsung dengan LKKK. Adanya seksi-seksi tersebut diatas bertujuan untuk mencegah kecelakaan, kebakaran, maupun pencemaran lingkungan dari segi *engineering*.

Lingkungan kesehatan dan keselamatan kerja (LKKK) membuat program dengan pedoman A-850/E-6900/99-30 :

1. Bendera Kecelakaan
 - a. Warna kuning (satu minggu dikibarkan), untuk kecelakaan ringan yaitu tidak menimbulkan hari hilang (*first aid accident*).

- b. Abu-abu muda (dua minggu dikibarkan), untuk kecelakaan kerja yaitu kehilangan hari kerja (lost time).
 - c. Hitam dengan strip putih (satu bulan dikibarkan), untuk kecelakaan fatal yaitu menyebabkan kematian.
 2. Bendera Kebakaran
 - a. Merah (satu minggu dikibarkan), untuk kebakaran yaitu kerugian di bawah U\$ 10000.
 - b. Merah strip hitam (satu bulan dikibarkan), untuk kebakaran yaitu kerugian melebihi U\$ 10000.
 3. Bendera Pencemaran
 - a. Biru (satu minggu dikibarkan), untuk pencemaran dimana tidak terjadi klain dari penduduk.
 - b. Hitam (satu bulan dikibarkan), untuk pencemaran dimana terjadi klain dari penduduk.
 4. Papan Informasi Kejadian

Papan ini berisi lokasi, tanggal, tingkat keparahan kejadian yang mengakibatkan terjadinya kecelakaan kerja, kebakaran dan pencemaran. Tempat pemasangannya di *fire station*, lokasi kejadian, dan lemari *on call*

BAB VII

PENUTUP

7.1 Kesimpulan

Berdasarkan kerja Praktik yang kami lakukan di PT. Pertamina (Persero) RU VI Balongan berupa orientasi-orientasi di berbagai unit dengan ditunjang oleh data- data dari literatur dan petunjuk serta penjelasan dari operator dan pembimbing lapangan dapat disimpulkan bahwa :

1. PT. PERTAMINA (PERSERO) RU VI Balongan merupakan unit pengolahan minyak yang dibangun untuk memenuhi kebutuhan BBM di daerah Jakarta dan Jawa Barat dengan kapasitas 125.000 BPSD. Kilang ini dirancang untuk mengolah bahan baku berupa heavy crude oil yang berasal dari minyak mentah Duri, Minas, LSWR dan Nile Blend, dengan tiga proses yaitu: DHC (AHU dan HTU), RCC (RCU dan LEU), HSC (DTU dan NPU).
2. Proses yang dilakukan bermula *crude oil* yang diolah pada unit CDU yang akan didapatkan produk berupa *kerosene*, *gas oil*, *naphta*, dan *atmospheric residue*. *Atmospheric residue* diolah kembali di unit ARDHM untuk dihilangkan kandungan metalnya, selanjutnya diumpan ke unit RCC yang akan menghasilkan LPG dan Propylene. Selain *crude oil*, *naphta* yang dihasilkan diolah di unit NPU yang akan *diblanding* dengan hasil dari unit CDU untuk menghasilkan premium dan pertamax yang memiliki angka oktan tinggi.
3. Unit RCC merupakan unit yang mengolah hasil residu dari unit CDU dan AHU menjadi fraksi *naphta* yang bernilai oktan tinggi. Unit RCC ini merupakan unit yang terpenting di PT. PERTAMINA (PERSERO) RU VI Balongan karena memiliki kapasitas yang paling besar dan menghasilkan produk-produk yang bernilai ekonomis tinggi.

4. PT. PERTAMINA (PERSERO) RU VI Balongan ini memiliki unit baru yaitu RCC Off gas Propylene Project (ROPP) yang baru diresmikan pada bulan Januari 2013, unit ini dibangun untuk menghasilkan produk berupa propylene.
5. Produk-produk yang dihasilkan di PT. PERTAMINA (PERSERO) RU VI Balongan antara lain: pertamax plus, pertamax, kerosene, gasoline, propylene, LPG dan DCO.

7.2 Saran

Demi tercapainya suatu produk unggulan dan suatu industri yang ramah lingkungan, perlu adanya peningkatan mutu kualitas produk dengan memerhatikan faktor-faktor penunjang sebagai berikut :

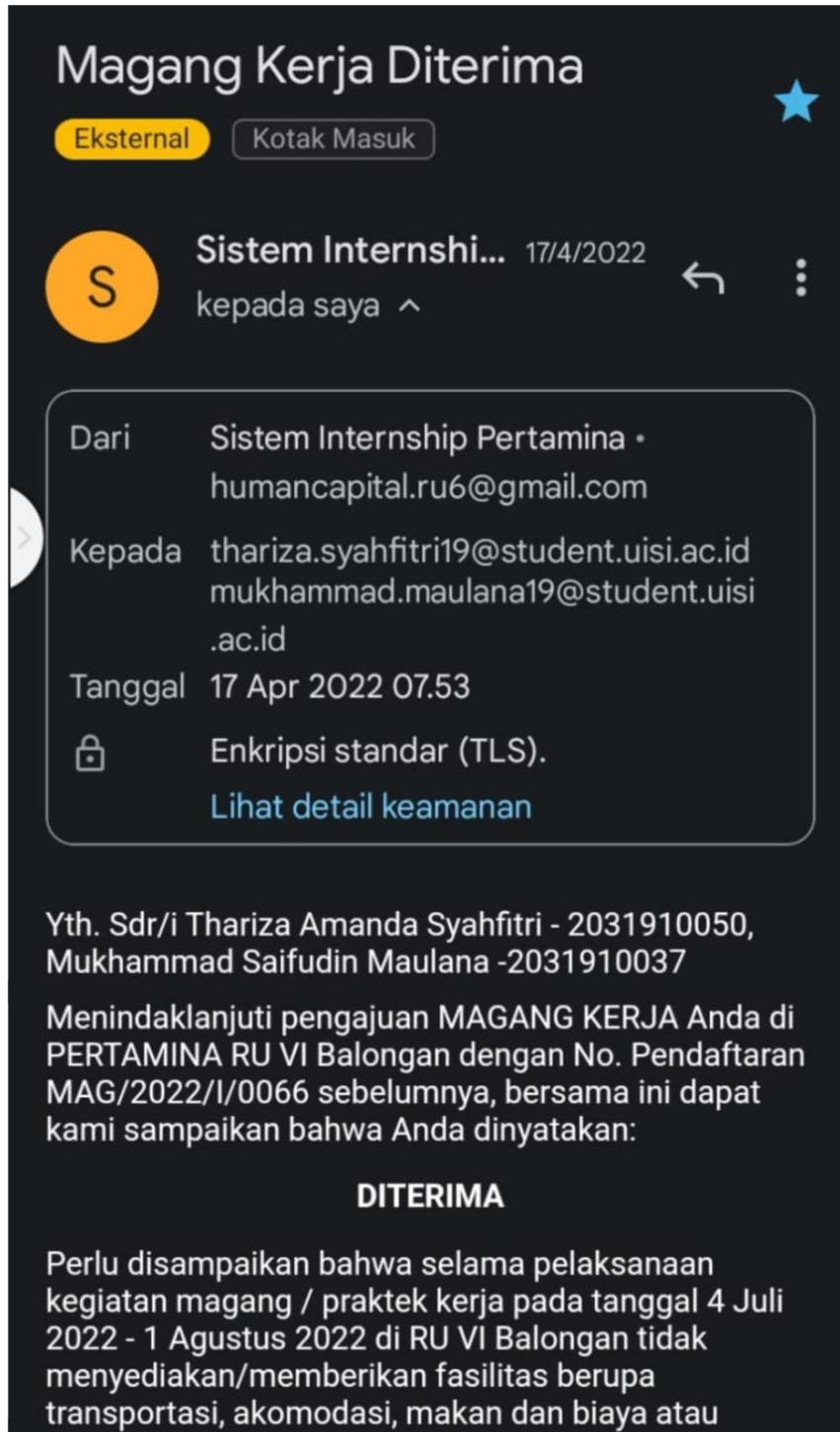
1. Melakukan maintenance pada setiap alat di kilang secara berkala agar dapat dilakukan perbaikan dan perawatan sehingga efektivitas unit operasi untuk menghasilkan produk lebih maksimum.
2. Perlu adanya peningkatan teknologi dalam pengolahan minyak agar produk yang dihasilkan semakin baik, dan juga meningkatkan teknologi dalam pengolahan limbah agar limbah yang dihasilkan dapat dimanfaatkan atau menjadi produk samping.
3. Perlu adanya sumber daya manusia (SDM) yang berkomitmen, inovatif, dan profesional.
4. Perlu adanya peningkatan kebersihan lingkungan sekitar PT. PERTAMINA (PERSERO) RU VI Balongan.

DAFTAR PUSTAKA

- Humas PERTAMINA UP-VI Balongan. 2008. *Company Profile PT. PERTAMINA Refinery Unit VI Balongan. Balongan.*
- Muhammad, Avariz. 2019. Laporan Kerja Praktik : Evaluasi Efisiensi Alat Furnace (Fire Heater) 15-F-102 pada Unit RCC PT. PERTAMINA (Persero) RU VI Balongan. Jakarta : Universitas Pertamina
- PERTAMINA. 1992. *Pedoman Operasi Kilang : dan Pertamina UP-VI Balongan* JGC Corporation & Foster Wheeler (Indonesia) Limited.
- PERTAMINA BLUE SKY PROJECT. 2001. *Schedule A Platforming/CCR Platforming Unit Volume 1.* Balongan: UOP
- PERTAMINA BLUE SKY PROJECT. 2001. *Schedule A Platforming/CCR Platforming Unit Volume 2.* Balongan: UOP
- PERTAMINA EXOR-1. 1992. *Pedoman Operasi : Unit 11 CDU.* JGC Corporation & Foster Wheeler (Indonesia) Limited.
- PERTAMINA EXOR-1. 1992. *Pedoman Operasi : Unit 12 & 13 AEHDM Unit.* JGC Corporation & Foster Wheeler (Indonesia) Limited.
- PERTAMINA EXOR-1. 1992. *Pedoman Operasi : Unit 14 Gas Oil Hydrotreating Unit.* JGC Corporation & Foster Wheeler (Indonesia) Limited.
- PERTAMINA EXOR-1. 1992. *Pedoman Operasi : Unit 15 RCC Unit.* JGC Corporation & Foster Wheeler (Indonesia) Limited.
- PERTAMINA EXOR-1. 1992. *Pedoman Operasi : Unit 16 Unsaturated Gas Plant.* JGC Corporation & Foster Wheeler (Indonesia) Limited
- PERTAMINA EXOR-1. 1992. *Pedoman Operasi : Unit 17 LPG Treatment Unit.* JGC Corporation & Foster Wheeler (Indonesia) Limited.
- Rahma, Puspa. Dan Fauzi, Rizky. 2018. *Laporan Kerja Praktik PT. PERTAMINA (Persero) Refinery Unit VI Balongan – Indramayu (Periode 1 April – 30 April 2018).* Jurusan Teknik Kimia Fakultas Teknologi Industri Universitas Islam Indonesia.

LAMPIRAN

1. Email Balasan Persetujuan Kerja Praktik



2. Surat Pernyataan Berakhirnya Kerja Praktik

SURAT KETERANGAN	
Nomor : Ket - 320 /KPI49800/2022-S9	
PT Kilang Pertamina Internasional Refinery Unit VI Balongan	
Dengan ini menerangkan bahwa :	
N a m a	: MUKHAMMAD SAIFUDIN MAULANA
No. Mahasiswa	: 2031910037
Prodi. / Fak.	: Teknik Kimia / Teknologi industri dan Agroindustri
Institusi	: Universitas Internasional semen Indonesia
Telah melaksanakan Praktek Kerja Lapangan (PKL) di PT Kilang Pertamina Internasional Refinery Unit VI Balongan terhitung mulai tanggal 04 – 31 Juli 2022	
Demikian Surat Keterangan ini dibuat untuk dipergunakan sebagaimana mestinya.	
Balongan, 05 Agustus 2022 Manager HC RU VI,  Mahardhika Putra Kurnia	
	

SURAT KETERANGAN	
Nomor : Ket - 319 /KPI49800/2022-S9	
PT Kilang Pertamina Internasional Refinery Unit VI Balongan	
Dengan ini menerangkan bahwa :	
N a m a	: THARIZA AMANDA SYAHFITRI
No. Mahasiswa	: 2031910050
Prodi. / Fak.	: Teknik Kimia / Teknologi industri dan Agroindustri
Institusi	: Universitas Internasional semen Indonesia
Telah melaksanakan Praktek Kerja Lapangan (PKL) di PT Kilang Pertamina Internasional Refinery Unit VI Balongan terhitung mulai tanggal 04 – 31 Juli 2022	
Demikian Surat Keterangan ini dibuat untuk dipergunakan sebagaimana mestinya.	
Balongan, 05 Agustus 2022 Manager HC RU VI,  Mahardhika Putra Kurnia	
	

3. Lembar Kehadiran Kerja Praktik



HIMPUNAN MAHASISWA TEKNIK KIMIA
UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA (UISI)
Kompleks PT. Semen Indonesia, Jl. Veteran, Gresik 61122
Telp : (031) 3985482 ; (031) 3981732 ext. 3661,3661; Fax : (031) 3985481
Website :www.uisi.ac.id; email : info@uisi.ac.id

LEMBAR ABSENSI KERJA PRAKTIK

Nama : Mukhammad Saifudin Maulana

NIM : 2031910037

Judul Kerja Praktik : Evaluasi Kinerja Heat Exchanger 15-E-101 Pada Unit RCC

No	Tanggal	Kegiatan	TTD pelaksana	TTD Pembimbing lapangan
1	01/07/2022	Pembekalan kerja praktik		
2	04/07/2022	Konfirmasi pelaksanaan PKL dan Penjelasan materi CDU dan LEU		
3	05/07/2022	Mereview CDU dan LEU		
4	06/07/2022	Penjelasan materi DTU dan NPU		
5	07/07/2022	Mereview materi DTU dan NPU		
6	08/07/2022	Penjelasan materi AHU, RCU, HTU		
7	09/07/2022	Mereview materi AHU, RCU, HTU		
8	11/07/2022	Mereview materi AHU, RCU, HTU		
9	12/07/2022	Belajar mandiri materi yang telah diberikan		
10	14/07/2022	Belajar mandiri materi yang telah diberikan		
11	15/07/2022	Belajar mandiri materi yang telah diberikan		
12	20/07/2022	Meet dengan Pembimbing Lapangan		
13	23/07/2022	Penjelasan materi LEU dan POC		
14	24/07/2022	Mereviw materi LEU dan POC		



HIMPUNAN MAHASISWA TEKNIK KIMIA
UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA (UI SI)
Kompleks PT. Semen Indonesia, Jl. Veteran, Gresik 61122
Telp : (031) 3985482 ; (031) 3981732 ext. 3661,3661; Fax : (031) 3985481
Website : www.uisi.ac.id; email : info@uisi.ac.id

15	27/07/2022	Penyusunan Laporan Umum Bab I		
16	28/07/2022	Penyusunan Laporan Umum Bab I		
17	29/07/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB II		
18	01/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB II		
19	02/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB III		
20	03/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB III		
21	04/08/2022	Diskusi Penentuan Tugas Khusus		
22	08/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB III		
23	09/08/2022	Pemberian Data Tugas Khusus		
24	10/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB IV		
25	11/08/2022	Pengerjaan Tugas Khusus		
26	12/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB IV		
27	15/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB IV		
28	16/08/2022	Pengerjaan Tugas Khusus		
29	18/08/2022	Pengerjaan Tugas Khusus		
30	19/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB V		
31	22/08/2022	Pengusunan Laporan Tugas Khusus BAB I		
32	23/08/2022	Pengusunan Laporan Tugas Khusus BAB II		
33	24/08/2022	Pengusunan Laporan Tugas Khusus BAB III		
34	25/08/2022	Pengusunan Laporan Tugas Khusus BAB		



HIMPUNAN MAHASISWA TEKNIK KIMIA
UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA (UISI)
Kompleks PT. Semen Indonesia, Jl. Veteran, Gresik 61122
Telp : (031) 3985482 ; (031) 3981732 ext. 3661,3661; Fax : (031) 3985481
Website :www.uisi.ac.id; email : info@uisi.ac.id

		III		
35	26/08/2022	Pengusunan Laporan Tugas Khusus BAB IV		
36	29/08/2022	Pengusunan Laporan Tugas Khusus BAB V		

Catatan :

Tuliskan kegiatan yang dilakukan (Harian/Mingguan) selama magang dan ditandatangani oleh pelaksana dan pembimbing lapangan dimana magang dilaksanakan.

LEMBAR ABSENSI KERJA PRAKTIK

Nama : Thariza Amanda Syahfitri

NIM : 2031910050

Judul Kerja Praktik : Evaluasi Kinerja Heat Exchanger 15-E-101 Pada Unit RCC

No	Tanggal	Kegiatan	TTD pelaksana	TTD Pembimbing lapangan
1	01/07/2022	Pembekalan kerja praktik		
2	04/07/2022	Konfirmasi pelaksanaan PKL dan Penjelasan materi CDU dan LEU		
3	05/07/2022	Mereview CDU dan LEU		
4	06/07/2022	Penjelasan materi DTU dan NPU		
5	07/07/2022	Mereview materi DTU dan NPU		
6	08/07/2022	Penjelasan materi AHU, RCU, HTU		
7	09/07/2022	Mereview materi AHU, RCU, HTU		
8	11/07/2022	Mereview materi AHU, RCU, HTU		
9	12/07/2022	Belajar mandiri materi yang telah diberikan		
10	14/07/2022	Belajar mandiri materi yang telah diberikan		
11	15/07/2022	Belajar mandiri materi yang telah diberikan		
12	20/07/2022	Meet dengan Pembimbing Lapangan		
13	23/07/2022	Penjelasan materi LEU dan POC		
14	24/07/2022	Mereview materi LEU dan POC		



HIMPUNAN MAHASISWA TEKNIK KIMIA
UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA (UI SI)
Kompleks PT. Semen Indonesia, Jl. Veteran, Gresik 61122
Telp : (031) 3985482 ; (031) 3981732 ext. 3661,3661; Fax : (031) 3985481
Website : www.uisi.ac.id; email : info@uisi.ac.id

15	27/07/2022	Penyusunan Laporan Umum Bab I		
16	28/07/2022	Penyusunan Laporan Umum Bab I		
17	29/07/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB II		
18	01/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB II		
19	02/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB III		
20	03/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB III		
21	04/08/2022	Diskusi Penentuan Tugas Khusus		
22	08/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB III		
23	09/08/2022	Pemberian Data Tugas Khusus		
24	10/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB IV		
25	11/08/2022	Pengerjaan Tugas Khusus		
26	12/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB IV		
27	15/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB IV		
28	16/08/2022	Pengerjaan Tugas Khusus		
29	18/08/2022	Pengerjaan Tugas Khusus		
30	19/08/2022	Penyusunan Laporan Umum BAB V		
31	22/08/2022	Pengusunan Laporan Tugas Khusus BAB I		
32	23/08/2022	Pengusunan Laporan Tugas Khusus BAB II		
33	24/08/2022	Pengusunan Laporan Tugas Khusus BAB III		



HIMPUNAN MAHASISWA TEKNIK KIMIA
UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA (UISI)
Kompleks PT. Semen Indonesia, Jl. Veteran, Gresik 61122
Telp : (031) 3985482 ; (031) 3981732 ext. 3661,3661; Fax : (031) 3985481
Website : www.uisi.ac.id; email : info@uisi.ac.id

34	25/08/2022	Pengusunan Laporan Tugas Khusus BAB III		
35	26/08/2022	Pengusunan Laporan Tugas Khusus BAB IV		
36	29/08/2022	Pengusunan Laporan Tugas Khusus BAB V		

Catatan :

Tuliskan kegiatan yang dilakukan (Harian/Mingguan) selama magang dan ditandatangani oleh pelaksana dan pembimbing lapangan dimana magang dilaksanakan.

4. Lembar Asistensi Kerja Praktik



HIMPUNAN MAHASISWA TEKNIK KIMIA
UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA (UI SI)
Kompleks PT Semen Indonesia, Jl Veteran, Gresik 61122
Telp (031) 3985482, (031) 3981712 ext 3661,3661, Fax (031) 3985481
Website: www.uisi.ac.id, email: info@uisi.ac.id

LEMBAR ASISTENSI KERJA PRAKTIK

Nama : Mukhammad Saifudin Maulana
NIM : 2031910047
Program Studi : Teknik Kimia
Judul Kerja Praktik : Evaluasi Kinerja Heat Exchanger 15-E-101 Pada Unit RCC
Kerja praktik dilaksanakan terhitung mulai : 04 Juli 2022 s/d 01 Agustus 2022
Laporan harus sudah dikumpul : 28 November 2022

No	Tanggal	Kegiatan	Paraf Dosen Pembimbing
1	27/06/2022	Konfirmasi adanya pembekalan virtual	SA
2	01/07/2022	Progres kegiatan kerja praktik minggu pertama	SA
3	14/07/2022	Progres kegiatan kerja praktik minggu kedua	SA
4	01/08/2022	Konfirmasi perpanjangan kerja praktik selama 1 minggu karena keterlambatan data sheet	SA
5	01/08/2022	Progres kegiatan kerja praktik minggu ketiga	SA
6	05/08/2022	Progres kegiatan kerja praktik minggu keempat	SA
7	09/09/2022	Progres Pengerjaan Tugas Khusus	SA
8	10/11/2022	Penyerahan laporan yang sudah di ACC	SA

Gresik, 10 November 2022
Dosen Pembimbing Magang



Abdul Halim, S.T., M.T., Ph.D
NIP. 2020026

Catatan :

Harap dosen menentukan sistem asistensi dengan mahasiswa, apabila proses asistensi atau pengumpulan laporan magang lebih dari batas waktu tanpa konfirmasi, maka mahasiswa dinyatakan tidak lulus magang.



HIMPUNAN MAHASISWA TEKNIK KIMIA
UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA (UISI)
Kompleks PT. Semen Indonesia, Jl. Veteran, Gresik 61122
Telp : (031) 3985482 ; (031) 3981732 ext. 3661,3661; Fax : (031) 3985481
Website : www.uisi.ac.id; email : info@uisi.ac.id

LEMBAR ASISTENSI KERJA PRAKTIK

Nama : Thariza Amanda Syahfitri
NIM : 2031910050
Program Studi : Teknik Kimia
Judul Kerja Praktik : Evaluasi Kinerja Heat Exchanger 15-E-101 Pada Unit RCC
Kerja praktik dilaksanakan terhitung mulai : 04 Juli 2022 s/d 01 Agustus 2022
Laporan harus sudah dikumpul : 28 November 2022

No	Tanggal	Kegiatan	Paraf Dosen Pembimbing
1	27/06/2022	Konfirmasi adanya pembekalan virtual	☺
2	01/07/2022	Progres kegiatan kerja praktik minggu pertama	☺
3	14/07/2022	Progres kegiatan kerja praktik minggu kedua	☺
4	01/08/2022	Konfirmasi perpanjangan kerja praktik selama 1 minggu karena keterlambatan data sheet	☺
5	01/08/2022	Progres kegiatan kerja praktik minggu ketiga	☺
6	05/08/2022	Progres kegiatan kerja praktik minggu keempat	☺
7	09/09/2022	Progres Pengerjaan Tugas Khusus	☺
8	10/11/2022	Penyerahan laporan yang sudah di ACC	☺

Gresik, 10 November 2022
Dosen Pembimbing Magang



Abdul Halim, S.T., M.T., Ph.D
NIP. 2020026

Catatan :

Harap dosen menentukan sistem asistensi dengan mahasiswa, apabila proses asistensi atau pengumpulan laporan magang lebih dari batas waktu tanpa konfirmasi, maka mahasiswa dinyatakan tidak lulus magang.