

LAPORAN MAGANG

**EVALUASI *DIESEL STRIPPER COLUMN UNIT*
DHDT RU II DUMAI**



Disusun Oleh :

- 1. NABIL SEPTIAN MEDY (2032010023)**
- 2. MOCH FAJAR SYARIF HIDAYATULLAH (2032010017)**

**PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
GRESIK
2023**

LAPORAN MAGANG

**EVALUASI *DIESEL STRIPPER COLLUMN UNIT*
DHDT RU II DUMAI**



Disusun Oleh :

- 1. NABIL SEPTIAN MEDY (2032010023)**
- 2. MOCH FAJAR SYARIF HIDAYATULLAH (2032010017)**

**PROGRAM STUDI TEKNIK KIMIA
UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
GRESIK
2023**

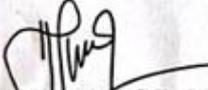
LEMBAR PENGESAHAN

LAPORAN MAGANG
DI PT PERTAMINA REFINERY UNIT II DUMAI
Department Engineering and Development
(Periode : 01 Agustus 2023 s.d 15 September 2023)

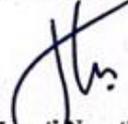
Disusun Oleh:

NABIL SEPTIAN MEDY (2032010023)
MOCH FAJAR SYARIF HIDAYATULLAH (2032010017)

Mengetahui,
Kepala Departemen Teknik Kimia


Yuni Kurniati, S.T., M.T.
NIP/NIDN. 9117249/0723069101

Menyetujui,
Dosen Pembimbing Kerja Praktek


Ir. Mala Hawati Nasution, S.T., M.T.
NIP/NIDN. 8419315/0708068404

Dumai, 15 September 2023
PT PERTAMINA REFINERY UNIT II DUMAI

Menyetujui,
Pembimbing Lapangan


(Romie Zulfadli, S.T.)

DAFTAR ISI

| | |
|---|-----------|
| DAFTAR ISI | 4 |
| DAFTAR GAMBAR | 8 |
| DAFTAR TABEL | 10 |
| BAB I PENDAHULUAN | 11 |
| 1.1 Latar Belakang | 11 |
| 1.2 Tujuan dan Manfaat | 12 |
| 1.2.1 Tujuan | 12 |
| 1.2.2 Manfaat..... | 13 |
| 1.3 Metodologi Pengumpulan Data | 14 |
| 1.4 Waktu dan Tempat Pelaksanaan Kerja Praktek | 15 |
| 1.5 Nama Unit Kerja Tempat Pelaksanaan Kerja Praktek | 16 |
| BAB II PROFIL PT PERTAMINA REFINERY UNIT II DUMAI | 17 |
| 2.1 Sejarah Perusahaan | 17 |
| 2.1.1 Sejarah PT Pertamina (Persero) | 17 |
| 2.1.2 Sejarah PT Pertamina Refinery Unit II Dumai (Persero)..... | 20 |
| 2.2 Visi dan Misi Perusahaan | 23 |
| 2.2.1 Visi Perusahaan PT Pertamina (Persero)..... | 23 |
| 2.2.2 Visi dan Misi Perusahaan PT Pertamina RU II Dumai..... | 26 |
| 2.3 Lokasi dan Tata Letak Pabrik | 26 |
| 2.4 Struktur Organisasi PT Pertamina RU II Dumai | 28 |
| 2.4.1 Struktur Organisasi..... | 28 |
| 2.4.2 Tugas dan Tanggung Jawab | 29 |
| 2.5 Peraturan Kerja | 37 |
| 2.5.1 Jam Kerja | 38 |
| 2.5.2 Keselamatan dan Kesehatan Kerja | 38 |

| | |
|---|-----------|
| 2.6 Sarana dan Prasarana | 39 |
| 2.7 Bahan Baku | 40 |
| 2.7.1 Bahan Utama..... | 40 |
| 2.7.2 Bahan Penunjang | 43 |
| 2.8 Produk | 44 |
| 2.9 Deskripsi Proses dan Utilitas | 50 |
| 2.9.1 Hydro Skimming Complex (HSC)..... | 51 |
| 2.9.1.1 Unit 100 - Crude Distillation Unit (CDU) | 52 |
| 2.9.1.2 Unit 102 - Naphtha Rerun Unit (NRU)..... | 56 |
| 2.9.1.3 Unit 200 - Naphtha Hydrotreating Unit (NHDT) | 58 |
| 2.9.1.5 Unit 300 - Platforming II (PL-II)..... | 66 |
| 2.9.1.6 Unit 310 - Continuous Catalytic Regeneration (CCR)... | 69 |
| 2.9.2 Hydrocracking Complex (HCC) | 72 |
| 2.9.2.1 Unit 211/212 - Hydrocracker Unibon (HCU)..... | 72 |
| 2.9.2.2 Unit 701/702 – Hydrogen Plant (H ₂ Plant)..... | 79 |
| 2.9.2.3 Unit 840 – Sour Water Stripper (SWS) | 88 |
| 2.9.2.4 Unit 410 - Amine dan LPG Recovery | 90 |
| 2.9.2.6 Unit 300 Nitrogen Plant (N ₂ Plant) | 92 |
| 2.9.3 Heavy Oil Complex (HOC)..... | 93 |
| 2.9.3.1 Unit 110 - Heavy Vacuum Distillation Unit (HVU)..... | 93 |
| 2.9.3.2 Unit 140 - Delayed Coking Unit (DCU) | 97 |
| 2.9.3.3 Unit 220 - Distillate Hydrotreating Unit (DHDT)..... | 101 |
| 2.9.3.4 Unit 170 – Waste Heated Boiler Unit (WHB)..... | 103 |
| 2.9.4 Utilitas..... | 105 |
| 2.9.4.1 Unit Penjernihan Air (Water Treatment Plant)..... | 107 |
| 2.9.4.2 Unit Penyedia Uap (Boiler Plant)..... | 108 |
| 2.9.4.3 Unit Air Pendingin (Cooling Water Unit)..... | 110 |
| 2.9.4.4 Unit Penyedia Udara Bertekanan..... | 110 |
| 2.9.4.5 Unit Penyedia Bahan Bakar | 111 |
| 2.9.4.6 Unit Penyedia Energi (Power Plant)..... | 111 |
| 2.9.5 Oil Movement..... | 112 |

| | |
|--|------------|
| 2.9.5.1 Tank Farm..... | 112 |
| 2.9.5.2 Waste Water Treatment Unit | 115 |
| 2.9.6 Pengolahan Limbah | 117 |
| 2.9.6.1 Unit Separator..... | 117 |
| 2.9.6.2 Unit Biotreatment | 118 |
| 2.9.6.3 Unit Sedimentasi..... | 118 |
| BAB III TINJAUAN PUSTAKA..... | 119 |
| 3.1 Stripper | 119 |
| 3.2 Aspen HYSYS..... | 121 |
| 3.3 Naphtha..... | 122 |
| 3.4 Kerosene | 123 |
| 3.5 Persamaan Peng-Robinson..... | 124 |
| BAB IV PEMBAHASAN | 126 |
| 4.1 Struktur Organisasi PT Pertamina RU II Dumai | 126 |
| 4.2 Tugas Unit Kerja | 128 |
| 4.3 Penjelasan Singkat Tentang Satuan Unit Kerja | 128 |
| 4.4 Tugas Khusus | 131 |
| 4.4.1 Tujuan | 131 |
| 4.4.2 Metodologi Penelitian | 131 |
| 4.4.3 Hasil dan Pembahasan..... | 132 |
| 4.4.3.1 Simulasi Kolom Destilasi..... | 132 |
| 4.4.3.2 Proses Desain | 133 |
| 4.4.4 Kesimpulan..... | 135 |
| 4.5 Kegiatan Magang..... | 135 |
| 4.6 Jadwal kegiatan Magang | 135 |
| BAB V KESIMPULAN | 137 |
| 5.1 Kesimpulan | 137 |
| 5.2 Saran..... | 137 |

| | |
|--|------------|
| DAFTAR PUSTAKA..... | 138 |
| LAMPIRAN A SALINAN SURAT PANGGILAN MAGANG..... | 140 |
| LAMPIRAN B DAFTAR HADIR MAGANG..... | 141 |
| LAMPIRAN C FORM PENILAIAN..... | 143 |
| LAMPIRAN D DOKUMENTASI HASIL KEGIATAN MAGANG..... | 144 |

DAFTAR GAMBAR

| | |
|---|------------|
| Gambar 2.1 Sejarah Logo Pertamina (Persero) | 19 |
| Gambar 2.2 Lokasi Refinery Unit Pt. Pertamina (Persero) Di Indonesia..... | 20 |
| Gambar 2.3 Logo Baru Pertamina | 24 |
| <i>Gambar 2. 4 Layout Pt Pertamina Refinery Unit II Dumai</i> | <i>28</i> |
| Gambar 2.5 Struktur Organisasi PT Pertamina RU II Dumai | 28 |
| Gambar 2. 6 Proses Pengolahan Crude Oil Di PT Pertamina RU II Dumai..... | 51 |
| Gambar 2. 7 <i>Flow Diagram Proses Unit CDU</i> | <i>54</i> |
| <i>Gambar 2.8 Flow Diagram Proses Unit NRU</i> | <i>57</i> |
| Gambar 2. 9 <i>Flow Diagram Proses Unit NHDT</i> | <i>59</i> |
| Gambar 2.10 <i>Flow Diagram Proses Unit PL I</i> | <i>63</i> |
| Gambar 2.11 <i>Flow Diagram Proses Unit PL II</i> | <i>67</i> |
| Gambar 2.12 <i>Flow Diagram Proses Unit CCR</i> | <i>69</i> |
| Gambar 2.13 <i>Flow Diagram Proses Unit HCU Reactor Section</i> | <i>74</i> |
| Gambar 2.14 <i>Flow Diagram Proses Unit HCU Fractionator Section</i> | <i>76</i> |
| Gambar 2.15 <i>Flow Diagram Reformer Feed System.....</i> | <i>80</i> |
| Gambar 2.16 <i>Flow Diagram Reformer Section</i> | <i>82</i> |
| Gambar 2.17 <i>Flow Diagram HTSC-LTSC.....</i> | <i>83</i> |
| Gambar 2.18 <i>Flow Diagram Co₂ Absorber</i> | <i>85</i> |
| Gambar 2.19 <i>Flow Diagram Methanator</i> | <i>87</i> |
| Gambar 2.20 <i>Flow Diagram Degassing Drum.....</i> | <i>88</i> |
| Gambar 2.21 <i>Flow Diagram Stripper Collumn</i> | <i>89</i> |
| Gambar 2.22 <i>Flow Diagram Amine Treating Section</i> | <i>90</i> |
| Gambar 2.23 <i>Flow Diagram LPG Recovery Section.....</i> | <i>91</i> |
| Gambar 2.24 <i>Flow Diagram Proses Unit HVU.....</i> | <i>94</i> |
| Gambar 2.25 <i>Flow Diagram Proses Unit DCU.....</i> | <i>98</i> |
| Gambar 2.26 <i>Flow Diagram Proses Unit DHDT</i> | <i>102</i> |
| Gambar 2.27 <i>Flow Diagram Proses Unit WHB</i> | <i>104</i> |
| Gambar 2.28 <i>Proses Water Treatment Pertamina Internasional RU II Dumai...107</i> | <i>107</i> |
| Gambar 2.29 <i>Proses Oil Movement</i> | <i>113</i> |
| Gambar 2.30 <i>Proses Waste Water Treatment Unit</i> | <i>115</i> |

Gambar 3.1 Cara Kerja Tray.....115

Gambar 4.1 Struktur Organisasi PT Pertamina RU II Dumai115

Gambar 4.2 Struktur Organisasi PT Pertamina RU II Dumai115

DAFTAR TABEL

| | |
|---|-----|
| Tabel 2.1 Spesifikasi <i>Sumatra Light Crude (SLC)</i> | 40 |
| Tabel 2.2 Spesifikasi <i>Duri Crude Oil (DCO)</i> | 41 |
| Tabel 2.3 Spesifikasi <i>Banyu Urip Crude Oil (BUCO)</i> | 42 |
| Tabel 2.4 Penggunaan Produk PT. Pertamina (Persero) RU II Dumai..... | 48 |
| Tabel 2.5 Trayek Didih Produk CDU | 53 |
| Tabel 2.6 Baku Mutu Limbah Cair Bagi Kegiatan Pengilangan Minyak Bumi.. | 118 |
| Tabel 3.1 Komponen Dan Fraksi Naphtha | 118 |
| Tabel 4.1 Komponen dan Fraksi Naphtha | 118 |
| Tabel 4.2 Produk Keluaran T012..... | 118 |
| Tabel 4.3 Jadwal Kegiatan Magang..... | 118 |

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Perkembangan industri di dunia mengalami kemajuan yang sangat pesat, termasuk perkembangan industri di Indonesia. Hal ini menyebabkan persaingan yang ketat dalam dunia kerja. Oleh karena itu, diperlukan sumber daya manusia yang handal, berkualitas, dan kompetitif dalam bidang industri. Perguruan tinggi sebagai bagian dari sistem pendidikan nasional memiliki tujuan untuk membentuk dan mengembangkan sumber daya manusia melalui kegiatan belajar di kelas, penelitian, hingga aplikasi dalam kehidupan masyarakat. Untuk meningkatkan kualitas sumber daya manusia yang optimal dapat cara langsung mengenai teori akademis di lapangan. Aplikasi tersebut memerlukan kerja sama dan jalur komunikasi yang baik antara perguruan tinggi, industri, instansi pemerintah dan swasta.

Departemen Teknik Kimia Universitas Internasional Semen Indonesia (UISI) memiliki tujuan yaitu menghasilkan lulusan yang berkompeten dalam menggunakan ilmu teknik dan pendekatan Teknik Kimia yang memiliki fungsi membantu kegiatan perkembangan produk, bisnis dan pengembangan sistem industri. Untuk mencapai tujuan tersebut, Departemen Teknik Kimia UISI memberikan kesempatan kepada mahasiswa untuk melakukan Praktik Kerja Industri atau disebut Kerja Praktek. Kerja Praktek merupakan salah satu persyaratan akademik yang harus dipenuhi oleh semua mahasiswa. Pada pelaksanaan Kerja Praktek, mahasiswa diharapkan mampu mengimplementasikan teori pembelajaran yang telah diperoleh di perkuliahan di dalam dunia kerja terutama dalam hal pemrosesan bahan baku menjadi produk yang bernilai.

]PT Pertamina (Persero) RU II Dumai berada di Provinsi Riau dan telah memberikan sumbangan yang nyata bagi perkembangan, serta dalam memenuhi bahan bakar minyak Nasional. Berbagai produk Bahan Bakar Minyak (BBM) dan Non Bahan Bakar Minyak (NBM) telah dihasilkan oleh Pertamina RU II. Salah satu komitmen Pertamina menjadi kilang minyak kebanggaan nasional terus berupaya meningkatkan program kehandalan kilang dan kualitas dalam mengelola minyak mentah yang berwawasan lingkungan, diantaranya yaitu, Pertamina telah

berhasil mendapatkan penghargaan Proper biru dari Kementerian Lingkungan Hidup dan Sertifikat ISO 14001 (SGS_UKAS) serta ISO-17025 (KAN).

Dalam upaya meningkatkan kehandalan kilang dan kepuasan pelanggan, berbagai proyek sedang dijalankan seperti proyek *Distribution System* (DCS). Pertamina telah berhasil mendapatkan penghargaan Proper biru dari Kementerian Lingkungan Hidup dan Sertifikat ISO 14001 (SGS_UKAS) serta ISO-17025 (KAN). Dalam upaya meningkatkan kehandalan kilang dan kepuasan pelanggan, berbagai proyek sedang dijalankan seperti proyek *Distribution System* (DCS). Kilang minyak Pertamina RU II Production Sungai Pakning memproduksi bahan bakar minyak untuk memenuhi kebutuhan bahan bakar daerah Riau dan Sumatera bagian utara serta bagian selatan. Kerja praktek di PT Pertamina (Persero) RU II Dumai diharapkan memberikan kesempatan bagi mahasiswa untuk mempelajari aplikasi ilmu Teknik Kimia pada proses produksi BBM, BKK, dan Non BBM. Selain itu, Kerja Praktek di PT Pertamina (Persero) RU II Dumai diharapkan dapat menjalin kerja sama antara Departemen Teknik Kimia UISI dengan salah satu produsen minyak terlengkap di Indonesia.

1.2 Tujuan dan Manfaat

1.2.1 Tujuan

Tujuan umum dari kerja praktik di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai adalah sebagai berikut :

1. Mengaplikasikan teori yang telah dipelajari dalam perkuliahan di dunia kerja.
2. Mendapatkan pengalaman bekerja di lapangan secara langsung dalam industri pengolahan minyak mentah dan gas bumi di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai.
3. Melatih kemampuan *problem solving* dalam menangani permasalahan di dunia kerja.
4. Menambah wawasan aplikasi penerapan ilmu Teknik Kimia.
5. Memperoleh pemahaman yang komprehensif akan dunia kerja melalui *learning by doing*.

Tujuan khusus dari kerja praktik di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai adalah sebagai berikut :

1. Memenuhi beban satuan kredit semester (SKS) yang harus ditempuh sebagai persyaratan akademis di Departemen Teknik Kimia UISI.
2. Mengetahui dan memahami unit kerja *Process Engineer* di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai.
3. Memahami dan dapat menggambarkan proses produksi di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai seperti bahan baku, proses-proses pengolahan di HSC, HCC, HOC, utilitas, *oil movement*, dan pengolahan limbah, serta produk-produk yang dihasilkan.
4. Mengetahui lokasi, tata letak, struktur organisasi, dan manajemen yang menjadi acuan di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai termasuk aspek *healthy, safety, security, dan environment* serta peraturan-peraturan kerja yang diberlakukan.
5. Mendapatkan *case* penyelesaian maupun perhitungan yang dituangkan dalam tugas khusus.

1.2.2 Manfaat

Manfaat dari pelaksanaan kerja praktik di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai adalah sebagai berikut :

Bagi Perguruan Tinggi

- a. Menjalin relasi dan sebagai media pengenalan Universitas Internasional Semen kepada PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai.
- b. Menjalin kerjasama yang menguntungkan bagi Universitas Internasional Semen Indonesia dengan PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai.
- c. Meningkatkan kualitas lulusan Universitas Internasional Semen Indonesia melalui pengalaman kerja praktik bagi mahasiswa.

Bagi Perusahaan

- a. Menjalin kerjasama antara instansi PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai dengan Universitas Internasional Semen Indonesia.
- b. Memberikan kontribusi dalam pelaksanaan pengembangan dan peningkatan sumber daya manusia yang berdaya saing.

- c. Sebagai bentuk profesionalitas dan kontribusi perusahaan terhadap pengabdianannya bagi pelajar Indonesia untuk mengenalkan keahlian-keahliannya dalam dunia kerja.
- d. PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai dapat menilai kualitas pendidikan di Universitas Internasional Semen Indonesia melalui kinerja mahasiswa magang.

Bagi Mahasiswa

- a. Mendapatkan pengalaman kerja di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai.
- b. Mengaplikasikan ilmu yang didapatkan selama perkuliahan di Departemen Teknik Kimia UISI.
- c. Meningkatkan pengetahuan dalam bidang Teknik Kimia khususnya dalam pengolahan minyak mentah dan gas bumi.
- d. Mempelajari struktur organisasi dan sistem kerja perusahaan sehingga mendapatkan pengalaman berkerja bersama tim.
- e. Mengenal dunia kerja mulai dari perencanaan, pengorganisasian, pelaksanaan seluruh proses produksi, dan evaluasi setiap unit.
- f. Mendapatkan keterampilan serta wawasan baru untuk meningkatkan kompetensi diri.

1.3 Metodologi Pengumpulan Data

Metodologi pengumpulan data selama pelaksanaan kerja praktik di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai adalah melalui metode diskusi, observasi lapangan dan wawancara baik ke kilang, *main control*, maupun laboratorium, serta studi literatur yang dimiliki oleh perusahaan. Metode-metode tersebut digunakan selama kerja praktek dari tanggal 01 Agustus – 15 September 2023. Metode-metode tersebut dapat dijelaskan sebagai berikut ini :

1. Diskusi

Dalam pemanfaatan metode diskusi, mahasiswa kerja praktek bekerja sama dengan pembimbing lapangan yakni Bapak Romie Zulfadli yang bekerja di unit *Process Engineering* PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai. Diskusi dilakukan dengan dua media yakni media *Whatsapp Group* dan bimbingan secara langsung. Penggunaan media *Whatsapp Group* hanya dipakai untuk konfirmasi, pemberian

informasi, sinkronisasi waktu, maupun pertanyaan terkait hal-hal yang mungkin terlewat ketika diskusi langsung dengan pembimbing. Adapun bimbingan yang dilakukan menggunakan metode pemaparan awal oleh pembimbing dilanjutkan dengan sesi tanya jawab beserta diskusi. Selain itu, terdapat sesi presentasi mahasiswa mengenai unit-unit proses di PT Pertamina RU II. Melalui metode-metode diskusi ini, mahasiswa memperoleh banyak *insight* maupun ilmu-ilmu baru baik dari proses produksi pabrik secara spesifik maupun pengenalan dunia kerja secara umum.

2. Observasi Lapangan

Kunjungan lapangan yakni *visiting* kilang ke area *Ring 1* dilakukan untuk mendapatkan gambaran langsung tentang proses kerja seluruh unit di PT Pertamina RU II Dumai. Di awal kunjungan, mahasiswa diberikan *overview* dan berkeliling seluruh area untuk memperkenalkan area kilang. Kunjungan juga dilakukan di area *Main Control* yaitu kontrol operasi seluruh alat di kilang melalui *Panel Man* yang bekerja di unit ini. Kunjungan juga dilakukan ke laboratorium untuk mengetahui data-data kualitas produk guna mengontrol produk yang diinginkan. Melalui observasi langsung, mahasiswa mendapatkan gambaran secara langsung tentang dunia kerja di PT Pertamina RU II Dumai.

3. Studi Literatur

Dalam kegiatan magang setiap hari, mahasiswa berada di ruang perpustakaan sekaligus arsip data perusahaan meliputi data-data spesifikasi, alat, buku literatur, proses kerja, maupun manajemen kerja di PT Pertamina RU II Dumai. Mahasiswa mendapatkan kebebasan akses dalam pembacaan data-data di dalam ruangan namun diberikan batasan untuk tidak mengambil dokumentasi dari arsip data-data tersebut. Melalui studi literatur ini, mahasiswa dapat lebih memahami tentang seluruh spesifikasi alat maupun proses produksi di PT Pertamina RU II Dumai.

1.4 Waktu dan Tempat Pelaksanaan Kerja Praktek

Kerja praktek dilaksanakan di perusahaan pengolahan minyak mentah dan gas bumi yakni PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai. Adapun waktu dan tempat pelaksanaan kerja praktek sebagai berikut :

Waktu : 01 Agustus – 15 September 2023

Tempat : PT Pertamina *Refinery* Unit II Jl. Raya Kilang Putri Tujuh, Tanjung Palas, Dumai Timur, Kota Dumai, Riau.

1.5 Nama Unit Kerja Tempat Pelaksanaan Kerja Praktek

Unit kerja penempatan mahasiswa selama kerja praktek di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai adalah unit *Process Engineering*.

BAB II

PROFIL PT PERTAMINA *REFINERY UNIT II DUMAI*

2.1 Sejarah Perusahaan

2.1.1 Sejarah PT Pertamina (Persero)

Minyak bumi merupakan salah satu sumber daya yang terkandung di dalam kerak bumi. Konsumsi minyak bumi selalu meningkat karena minyak bumi memiliki banyak manfaat. Indonesia sebagai negara kepulauan yang kaya akan sumber daya alam, memiliki sejarah panjang dalam pengelolaan dan pemanfaatan minyak bumi. Minyak bumi telah memainkan peran penting dalam perkembangan ekonomi dan industri Indonesia sejak awal abad ke-19. Penemuan dan juga eksploitasi ladang-ladang minyak telah memberikan dampak ekonomi, sosial, maupun politik yang signifikan. Indonesia telah menjadi salah satu produsen dan eksportir minyak bumi terkemuka di dunia. Pertamina sebagai perusahaan negara yang memegang peran sentral dalam industri minyak dan gas di Indonesia, bertanggung jawab atas eksplorasi, produksi, dan pengelolaan minyak bumi.

Minyak bumi digunakan sebagai penghasil energi (bahan bakar) dan pembangkit tenaga listrik. Bagi Indonesia, minyak bumi merupakan sumber daya alam yang sangat penting. Hal ini karena minyak bumi dapat digunakan untuk konsumsi dalam negeri dan juga untuk ekspor ke luar negeri sehingga meningkatkan devisa pendapatan negara. Pada awal abad ke-20, minyak bumi menjadi lebih strategis penggunaannya dengan adanya perkembangan industri dan permintaan global.

Selama masa penjajahan kolonial Belanda, perusahaan-perusahaan seperti Royal Dutch Shell mendominasi eksploitasi dan pengolahan minyak bumi di Indonesia. Kilang-kilang minyak pun banyak didirikan, salah satunya adalah kilang Balikpapan yang didirikan pada tahun 1922. Dengan berakhirnya Perang Dunia II satu-satunya lapangan minyak yang dapat dikuasai oleh pejuang-pejuang kemerdekaan Indonesia adalah lapangan minyak sekitar Pangkalan Brandan dan daerah Aceh, bekas milik *Shell-B.P.M*, yang selanjutnya merupakan perusahaan

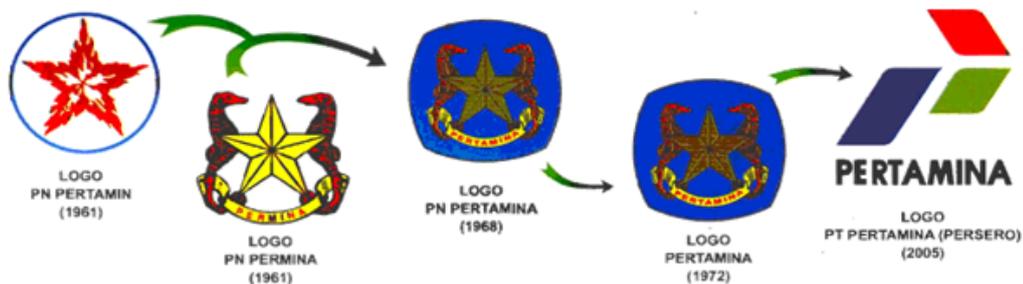
minyak Indonesia pertama dengan pemberian nama Perusahaan Tambang Minyak Negara Republik Indonesia (P.T.M.N.R.I).

Pada tahun 1945 B.P.M. berhasil meneruskan produksi minyak mentahnya di Tarakan (Kalimantan Utara), dan pada tahun 1946 Kilang Plaju dan Sungai Gerong (Sumatera Selatan) dikembalikan kepada B.P.M. dan STANVAC untuk dilakukan rekonstruksi. Setelah terjadi perjuangan fisik di tahun 1950, P.T.M.N.R.I. masih belum menunjukkan usaha-usaha pembangunan sehingga pada bulan April tahun 1945 P.T.M.N.R.I resmi diubah menjadi Tambang Minyak Sumatera Utara (T.M.S.U). Tindakan ini ternyata juga belum memberikan manfaat dan perkembangan sehingga pada tanggal 10 Desember 1957 T.M.S.U diubah menjadi PT. Perusahaan Pertambangan Minyak Nasional (PT. PERMINA). Setelah kira-kira 3,5 tahun, maka pada tanggal 1 Juli 1961 statusnya diubah menjadi Perusahaan Negara Pertambangan Minyak Nasional (PN. PERMINA).

Berdasarkan penyerahan kedaulatan oleh pemerintah kolonial Belanda kepada Republik Indonesia, maka pada tanggal 1 Januari 1959 status N.V. N.I.A.M. (NV Nederland Indische Aardolie Maatschappij) diubah menjadi PT. Pertambangan Minyak Indonesia (PT. PERMINDO). Oleh karena itu, Pemerintah Indonesia mengeluarkan UU Nomor 19 Tahun 1960 tentang Perusahaan Negara dan UU Nomor 44 Tahun 1960 tentang Pertambangan Minyak dan Gas Bumi. Kedua Undang-Undang tersebut berisi tentang pendirian perusahaan negara yang didirikan dengan peraturan-peraturan pemerintah. Berdasarkan kedua Undang-Undang tersebut, pada tahun 1961 dibentuk perusahaan negara sektor Minyak dan Gas Bumi, yaitu PN. PERTAMIN dan PN. PERMINA. Kedua perusahaan tersebut bertindak selaku kuasa pertambangan yang usahanya meliputi bidang gas dan minyak bumi dengan kegiatan eksplorasi, eksploitasi, pemurnian, pengelolaan, dan pengangkutan minyak bumi. Pada tahun 1968 kedua perusahaan tersebut digabung menjadi PN. PERTAMINA. Demi kelanjutan dan perkembangannya, pada tanggal 15 September 1971 pemerintah mengeluarkan UU Nomor 8 Tahun 1971 tentang PERTAMINA sebagai Pengelolaan di Bidang Minyak Dan Gas Bumi di Indonesia, sehingga pada tanggal 1 Januari 1972 PN.PERTAMINA berubah nama menjadi PERTAMINA.

PERTAMINA terus tumbuh dan berkembang menjadi salah satu BUMN yang handal. Tetapi berdasarkan Undang-Undang MIGAS baru UU Nomor 22 Tahun 2001 dan Nomor 31 Tahun 2003, status PERTAMINA mengalami perubahan dari Lembaga Pemerintahan Non-Departemen (LPND) menjadi Persero. Melalui perubahan status ini, PT PERTAMINA (Persero) berada di bawah *stakeholder* yaitu pemerintah yang berperan sebagai institusi *profit oriented*. Sesuai dengan ketentuan dalam Undang-Undang MIGAS baru, PERTAMINA tidak lagi menjadi satu-satunya perusahaan yang memonopoli industri MIGAS dan kegiatan usaha minyak dan gas bumi diserahkan kepada mekanisme pasar.

Pendirian PT Pertamina (Persero) dilakukan menurut ketentuan-ketentuan yang tercantum dalam Undang-Undang Nomor 1 Tahun 1995 tentang Perseroan Terbatas, Peraturan Pemerintah Nomor 12 Tahun 1998 tentang Perusahaan Perseroan (Persero), dan Peraturan Pemerintah Nomor 45 Tahun 2001 tentang Perubahan atas Peraturan Nomor 12 tahun 1998 dan peralihan berdasarkan PP Nomor 31 Tahun 2003 tentang Pengalihan Bentuk Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (PERTAMINA) Menjadi Perusahaan Perseroan (PERSERO)". Logo yang digunakan untuk perusahaan PERTAMINA banyak mengalami perubahan. Perubahan logo PERTAMINA ditampilkan pada gambar 2.1.

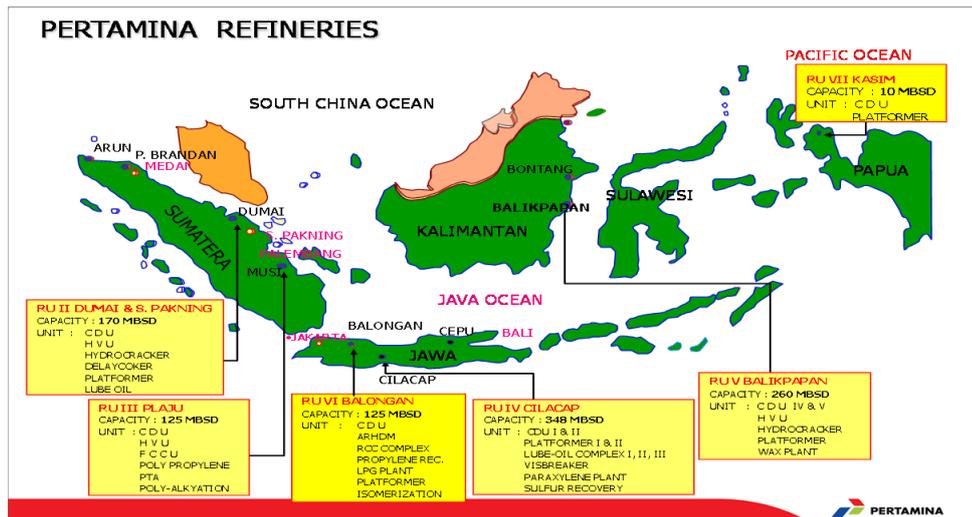


Gambar 2.1 Sejarah Logo PERTAMINA (Persero)

Sebagai salah satu elemen penting dalam usaha pemenuhan kebutuhan BBM di Indonesia tantangan yang dihadapi PT. Pertamina (Persero) semakin berat karena lonjakan kebutuhan BBM harus diiringi dengan peningkatan pengolahan minyak bumi agar suplai BBM tetap stabil. Dalam pembangunan nasional, PT. Pertamina (Persero) memiliki tiga peranan penting, yaitu (i) menyediakan dan menjamin pemenuhan kebutuhan BBM; (ii) sebagai sumber devisa negara; dan (iii)

menyediakan kesempatan kerja sekaligus pelaksana alih teknologi dan pengetahuan. Untuk memenuhi dan menjamin pemenuhan kebutuhan BBM, PT Pertamina (Persero) membangun tujuh buah kilang di berbagai wilayah Indonesia namun hanya mengoperasikan enam buah unit kilang dengan kapasitas total mencapai 1.046,70 Miles Barrels Per Day (MBSD). Peta lokasi kilang di Indonesia ditampilkan pada Gambar 2.2. Adapun kapasitas produksi untuk masing-masing unit pengolahan PT Pertamina (Persero), sebagai berikut:

1. RU I Pangkalan Brandan (Sumatra Utara), kapasitas 5000 *barrel*/hari. Kilang ini tidak beroperasi sejak tahun 2006.
2. RU II Dumai dan Sungai Pakning (Riau), kapasitas 170.000 *barrel*/hari.
3. RU III Plaju dan Sungai Gerong (Sumatra Selatan), kapasitas 135.000 *barrel*/hari.
4. RU IV Cilacap (Jawa Tengah), kapasitas 348.000 *barrel*/hari.
5. RU V Balikpapan (Kalimantan Timur), kapasitas 270.000 *barrel*/hari.
6. RU VI Balongan (Jawa Barat), kapasitas 125.000 *barrel*/hari.
7. RU VII Kasim (Papua Barat), kapasitas 10.000 *barrel*/hari.



Gambar 2.2 Lokasi Kilang Unit PT. Pertamina (Persero) di Indonesia

2.1.2 Sejarah PT Pertamina Refinery Unit II Dumai (Persero)

Pertamina RU II Dumai terdiri dari 2 buah kilang dengan kapasitas total sekitar 170 MBSD, yaitu :

1. Kilang Minyak Putri Tujuh Dumai, dengan kapasitas 120.000 MBSD.

2. Kilang Minyak Sungai Sei Pakning dengan kapasitas 50.000 MBSD.

Umpan kilang minyak Putri Tujuh Dumai berasal dari *Sumatra Light Crude* (SLC) atau *Minas Crude Oil* (MCO), *Duri Crude Oil* (DCO), dan *Banyu Urip Crude Oil* (BUCO). Kilang minyak Sungai Sei Pakning berasal dari *Duri Crude Oil* (DCO) dan *mixing oil*. Kilang minyak Pertamina Refinery Unit II Dumai dibangun pada bulan April 1969 atas kerjasama pemerintah Indonesia dengan Far East Sumitomo Japan. Pembangunan kilang ini dikukuhkan dalam SK direktur utama Pertamina No.334/Kpts/DM/1967. Pelaksanaan teknis pembangunan dilaksanakan oleh kontraktor asing, yaitu:

1. IHHI (Ishikawajima-Harima Heavy Industries) untuk pembangunan mesin dan instalasi.
2. TAESEI construction (Co), untuk pembangunan konstruksi kilang.

Kilang Pertamina RU II Dumai selesai dibangun pada tanggal 8 September 1971 dengan nama Kilang Putri Tujuh. Unit yang pertama didirikan adalah *Crude Distillation Unit* (CDU/100) yang dirancang untuk mengolah minyak mentah jenis *Sumatera Light Crude* (SLC) dengan kapasitas 100 MBSD. Dari proses pengolahan tersebut dihasilkan beberapa jenis produk BBM, seperti naphta, kerosin, solar, dan *bottom product* berupa 55%-volume *Low Sulphur Wax Residu* (LSWR) untuk diekspor ke Jepang dan Amerika Serikat.

Pada tahun 1972, dilakukan perluasan Kilang Putri Tujuh untuk mengolah *bottom product* menjadi bensin premium dan komponen migas. Perluasan ini dilakukan dengan mendirikan unit-unit baru, yaitu *Platforming Unit*, *Naphtha Rerun Unit*, *Hydrocracker Unibon Unit*, dan *Mogas Component Blending Plant*. Perluasan selanjutnya dilakukan pada tanggal 2 April 1980 dengan ditandatanganinya persetujuan perjanjian kerjasama antara Pertamina dan Universal Oil Product (UOP) dari Amerika Serikat dengan kontraktor utama Technidas Reunidas Centunion dari Spanyol berdasarkan lisensi proses dari Universal Oil Product Company (UOP). Tahap-tahap pelaksanaan pembangunan proyek tersebut antara lain:

1. Survei tanah dilaksanakan oleh SOFOCO (Indonesia) dan dievaluasi oleh HASKONING (Belanda).
2. Penimbunan area dilaksanakan oleh PT. SAC Nusantara (Indonesia). Pasir

timbunan diambil dari laut di Sekitar Pulau Jentilik (\pm 8 km dari area proyek) dengan *cutter section dredger*.

3. Pemancangan tiang pertama dilaksanakan oleh PT. Jaya Sumpiles Indonesia dengan jumlah tiang pancang 18.000 dan panjang 706 km.
4. Pembangunan konstruksi unit-unit proses beserta fasilitas penunjang dikerjakan oleh kontraktor utama Technidas Reunidas Centunion Spanyol yang bekerjasama dengan Pembangunan Jaya Group, dengan subkontraktor:
 - a) DAELIM (Korea) mengerjakan konstruksi: *High Vacuum Unit, HC Unibon Unit, Hydrogen Plant Unit, Naphtha Hydrotreater Unit, CCR Platformer Unit, Delayed Coking Unit, Distillate Hydrotreater Unit, dan Amine & LPG Recovery Unit*.
 - b) HYUNDAI (Korea) mengerjakan konstruksi unit penunjang dan *Offsite Facilities* yang meliputi *Power Plant, Boiler Unit, Coke Calciner Unit, Water Treated Boiler, Waste Water Treatment Unit, Tank Inter Connection dan Sewer System*.
 - c) Pembangunan tangki-tangki penyimpanan dikerjakan oleh Toro Kanetsu Indonesia.
 - d) Pembangunan fasilitas *jetty* dikerjakan oleh PT. Jaya Sumpiles Indonesia.
 - e) Pembangunan sarana penunjang seperti pipa penghubung kilang lama dan baru, gedung laboratorium, gudang *Fire & Safety*, perkantoran dan perumahan karyawan dikerjakan oleh kontraktor-kontraktor Indonesia.
 - f) Setelah proyek perluasan ini selesai dibangun, kilang baru ini diresmikan oleh Presiden Soeharto pada tanggal 16 Februari 1984 dan mencakup beberapa unit proses, yaitu:
 - i. *High Vacuum Unit* (110)
 - ii. *Delayed Coking Unit* (140)
 - iii. *Coke Calciner Unit* (170)
 - iv. *Naphtha Hydrotreating Unit* (200)
 - v. *Hydrocracker Unibon* (211/212)
 - vi. *Distillate Hydrotreating Unit* (220)
 - vii. *Continous Catalyst Regeneration-Platforming Unit* (300/310)
 - viii. *Amine-LPG Recovery Unit* (410)

- ix. *Hydrogen Plant* (701/702)
- x. *Sour Water Stripper Unit* (840)
- xi. *Nitrogen Plant* (940)
- xii. Fasilitas penunjang operasi kilang (utilitas)
- xiii. Fasilitas tangki penimbun dan dermaga baru

Pada bulan September 2006 di kilang Pertamina RU II Dumai dibentuk PT. Patra SK yang merupakan perusahaan hasil kerjasama antara PT. Patra Niaga (anak perusahaan Pertamina) dan SK Energy Asia (anak perusahaan SK Corporation). Pada bulan November 2007 perusahaan tersebut melakukan proyek *revamping* unit HVU (dari kapasitas 92,6 MBSD menjadi 106,0 MBSD) dan unit HCU (dari kapasitas 5,6 MBSD menjadi 66,3 MBSD). Selain itu, dibangun juga *LBO Plant* yang terdiri dari unit VDU (*Vacuum Distillation Unit*) dan CDW (*Catalytic Dewaxing Unit*). Kilang Minyak Sei Pakning dibangun pada tahun 1968 oleh Refining Associater (Canada) Ltd atau Refican dan selesai pada tahun 1969, dengan kapasitas desain 25 MBSD. Beberapa sejarah penting Kilang Sei Pakning adalah sebagai berikut :

1. Penyerahan kilang dari pihak Refican pada Pertamina pada tahun 1975
2. Peningkatan kapasitas produksi menjadi 35 MBSD pada tahun 1977
3. Peningkatan kapasitas produksi menjadi 40 MBSD pada tahun 1980
4. Peningkatan kapasitas produksi menjadi 50 MBSD pada tahun 1982

2.2 Visi dan Misi Perusahaan

2.2.1 Visi Perusahaan PT Pertamina (Persero)

Visi PT Pertamina (Persero) : Menjadi perusahaan energi nasional kelas dunia.

Misi PT Pertamina (Persero) : Menjalankan usaha minyak, gas, serta energi baru dan terbarukan secara terintegrasi, berdasarkan prinsip-prinsip komersial yang kuat.

Motto PT Pertamina : Sikap jujur, tegakkan disiplin, sadar biaya dan puaskan pelanggan.

Logo dan Slogan PT. Pertamina (Persero)

Logo PT Pertamina ditampilkan pada gambar 2.3. Pertimbangan mendasar diperlukannya pergantian logo ini adalah agar menumbuhkan semangat baru bagi

seluruh karyawan, adanya perubahan *corporate culture* pada seluruh pekerja, menimbulkan *image* yang lebih baik diantara *global oil* dan *gas companies*, serta mendorong daya saing perusahaan dalam menghadapi perubahan-perubahan yang terjadi, antara lain :

- a) Perubahan peran dan status hukum perusahaan menjadi Perseroan.
- b) Perubahan strategi perusahaan dalam menghadapi persaingan pasca PSO serta semakin banyak terbentuknya entitas bisnis baru.

Pertamina memiliki slogan yaitu “Semangat Terbarukan” dengan slogan ini diharapkan dapat merepresentasikan cita-cita PT. Pertamina (Persero) untuk menjadi penyedia energi global.



Gambar 2.3 Logo Baru Pertamina

Logo PERTAMINA menggunakan warna-warna yang berani. Hal ini menunjukkan langkah besar ke depan yang diambil PERTAMINA dan aspirasi perusahaan akan masa depan yang lebih positif dan dinamis. Warna-warna tersebut yaitu:

1. Biru : Mencerminkan handal, dapat dipercaya dan bertanggung jawab.
2. Hijau : Mencerminkan sumber daya energi yang berwawasan lingkungan.
3. Merah : Mencerminkan keuletan, ketegasan dan keberanian menghadapi berbagai macam keadaan.

Dalam mencapai visi dan misinya, Pertamina berkomitmen untuk menerapkan nilai-nilai AKHLAK BUMN yakni (Amanah, Kompeten, Harmonis, Loyal, Adaptif, Kolaboratif) sebagai berikut :

1. Amanah

Definisinya adalah memegang teguh kepercayaan yang diberikan dengan perilaku sebagai berikut :

- a. Memenuhi janji dan komitmen.
- b. Bertanggung jawab atas tugas, keputusan, dan tindakan yang dilakukan.
- c. Berpegang teguh kepada nilai moral dan etika.

2. Kompeten

Definisinya adalah terus belajar dan mengembangkan kapabilitas dengan perilaku sebagai berikut :

- a. Meningkatkan kompetensi diri untuk menjawab tantangan yang selalu berubah.
- b. Membantu orang lain belajar.
- c. Menyelesaikan tugas dengan kualitas terbaik.

3. Harmonis

Definisinya adalah saling peduli dan menghargai perbedaan dengan perilaku sebagai berikut :

- a. Menghargai setiap orang apapun latar belakangnya.
- b. Suka menolong orang lain.
- c. Membangun lingkungan kerja yang kondusif.

4. Loyal

Definisinya adalah berdedikasi dan mengutamakan kepentingan bangsa dan negara dengan perilaku sebagai berikut :

- a. Menjaga nama baik sesama karyawan, pimpinan, BUMN, dan negara.
- b. Rela berkorban untuk mencapai tujuan yang lebih besar.
- c. Patuh kepada pimpinan sepanjang tidak bertentangan dengan hukum dan etika.

5. Adaptif

Definisinya adalah terus berinovasi dan antusias dalam menggerakkan ataupun menghadapi perubahan dengan perilaku sebagai berikut :

- a. Cepat menyesuaikan diri untuk menjadi lebih baik.
- b. Terus-menerus melakukan perbaikan mengikuti perkembangan teknologi.
- c. Bertindak proaktif.

6. Kolaboratif

Definisinya adalah membangun kerja sama yang sinergis dengan perilaku sebagai berikut :

- a. Memberi kesempatan kepada berbagai pihak untuk berkontribusi.
- b. Terbuka dalam bekerja sama untuk menghasilkan nilai tambah.
- c. Menggerakkan pemanfaatan berbagai sumber daya untuk tujuan bersama.

2.2.2 Visi dan Misi Perusahaan PT Pertamina RU II Dumai

Visi PT. Pertamina (Persero) RU II Dumai : Menjadi kilang minyak dan petrokimia yang unggul di Asia.

Misi PT. Pertamina (Persero) RU II Dumai : Melakukan usaha di bidang pengolahan minyak bumi dan petrokimia yang dikelola secara profesional dan kompetitif berdasarkan Tata Nilai 6 C (*Clean, Competitive, Confident, Costumer Focus, Commercial dan Capable*) untuk memberikan nilai lebih bagi pemegang saham, pelanggan, pekerja, dan lingkungan.

2.3 Lokasi dan Tata Letak Pabrik

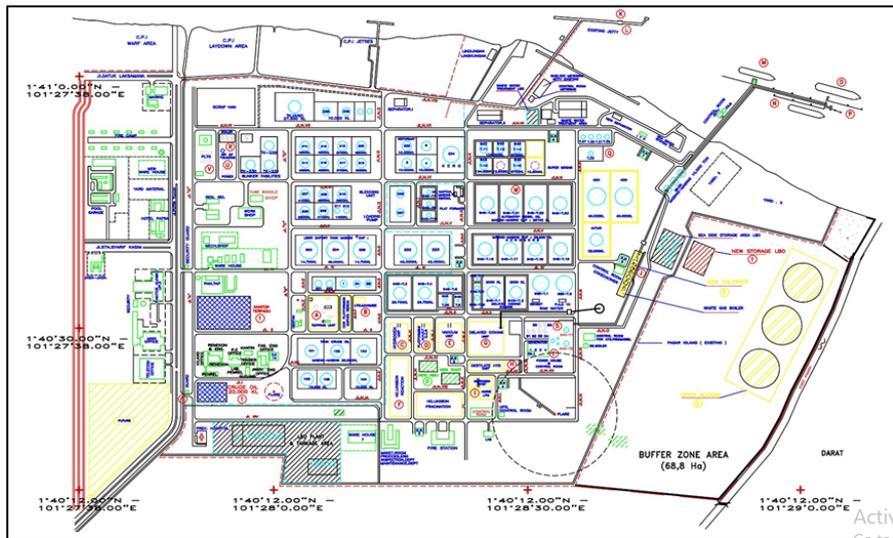
PT Pertamina (Persero) *Refinery* Unit II berada di salah satu kota tepatnya di Kepulauan Riau yaitu kota Dumai, yang terletak di tepi pantai timur pulau Sumatera yang berjarak 180 km dari ibu kota Pekanbaru. Secara geografis, kota ini terletak pada 1°40' Lintang Utara dan 101°26' Bujur Timur. Kota kecil yang memiliki 16 sungai dan terbilang gemerlap karena kehadiran kilang minyak ini, berjarak sekitar 200 km dari ibukota Propinsi Riau, Pekanbaru. PT Pertamina (Persero) *Refinery* Unit II Dumai memiliki batasan sebelah utara dengan Selat Rupat, sebelah selatan dan timur dengan perumahan penduduk, dan sebelah barat dengan perkantoran pemerintah. Perumahan karyawan berjarak sekitar 8 km dari kilang ke arah selatan, yaitu Bukit Datuk berdekatan dengan *water treatment plant*. Pertimbangan teknis yang ada saat pemilihan Kota Dumai sebagai lokasi kilang diantaranya sebagai berikut :

- a. Daerah hutan yang masih cukup luas sehingga memberikan kemudahan dalam melakukan perluasan.
- b. Kota Dumai merupakan daerah yang cukup stabil, yaitu potensi terjadi bencana alam sangat rendah sehingga sangat aman untuk pendirian pengolahan kilang minyak.
- c. Hasil olahan minyak mencapai 120.000 barel/hari dan didistribusikan melalui pelabuhan khusus minyak Dumai. Keberadaan kilang minyak PT Pertamina RU II Dumai lebih memudahkan transportasi minyak mentah yang diolah kilang, karena tinggal mengambil pipa produksi PT CPI yang dialirkan ke pelabuhan

- d. Dumai berada di pinggir pantai Selat Rupat menuju perairan bebas Malaka, sehingga produk-produk kilang PT. Pertamina RU II Dumai akan mudah didistribusikan melalui transportasi laut yang dapat dikunjungi kapal tanker.
- e. Lokasi kilang yang berada di tepi pantai timur Sumatera merupakan daerah yang cukup jauh dari pusat gempa di Sumatera yang berpusat di Bukit Barisan, sehingga keberadaan kilang PT Pertamina RU II Dumai lebih aman dari bencana alam berupa gempa bumi.
- f. Lokasi kota Dumai berjarak cukup dekat dengan pengeboran PT CPI sehingga lebih mudah dalam pengelolaan *crude oil* yang berasal dari PT CPI. Dumai merupakan daerah ladang minyak dan terletak dekat dengan PT. Chevron Pasific Indonesia sebagai penyalur *Crude Oil*, yang mampu memproduksi 850.000 Barrel/hari.
- g. Daerah Dumai termasuk kota dengan kepadatan penduduk rendah sehingga banyak membantu pemerintah dalam pemerataan penduduk.
- h. Tanah daerah Dumai kurang subur atau rawa sehingga tidak merugikan.

Tata letak PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai ditampilkan pada Gambar 2.4 yang secara garis besar dijelaskan sebagai berikut :

- a. Unit-unit pengolahan dikelompokkan ke dalam kompleks-kompleks berdasarkan keterkaitan proses masing-masing unit dan kedekatan bahan-bahan yang diolah di setiap unit pemrosesnya.
- b. Sistem perpipaan tersusun dengan rapi dalam jalur-jalur yang telah ditentukan, baik jalur pipa (rak pipa) maupun jalur bawah (parit pipa).
- c. Lokasi unit pengolahan limbah berdekatan dengan laut yang merupakan tempat pembuangan akhir limbah cair.
- d. Prasarana transportasi, ditata per bagian dan jenis-jenisnya misalnya untuk prasarana bus karyawan di tata pada tiap bagiannya yang disebut *pool*. Setiap kendaraan di posisikan ke dalam *pool* masing-masing.
- e. Area hijau berupa taman-taman terhampar hampir di setiap halaman perkantoran yang berlokasi di luar kilang bahkan di beberapa halaman perkantoran unit pemroses yang berlokasi di dalam kilang.

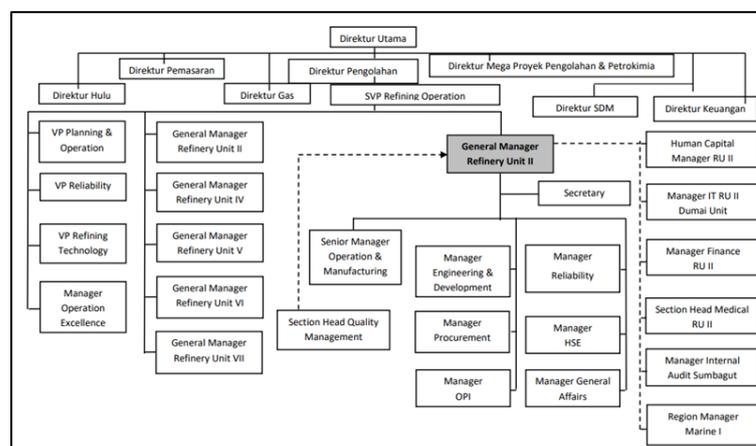


Gambar 2. 4 Layout PT Pertamina Refinery Unit II Dumai

2.4 Struktur Organisasi dan Manajemen PT Pertamina RU II Dumai

2.4.1 Struktur Organisasi

PT Kilang Pertamina Internasional *Refinery Unit II Dumai* dipimpin oleh *General Manager* yang bertanggung jawab secara langsung kepada *Senior Vice President Refining Operation* PT Kilang Pertamina Internasional Pusat di Jakarta. Diagram struktur organisasi Pertamina *Refinery Unit II Dumai* diperlihatkan pada Gambar 2.5 :



Gambar 2.5 Struktur Organisasi PT Pertamina RU II Dumai

2.4.2 Tugas dan Tanggung Jawab

General Manager PT. Kilang Pertamina Internasional RU II Dumai membawahi bidang-bidang kegiatan seperti terlihat pada Gambar 2.5. Uraian dan penjelasan tentang bagan-bagan tersebut disampaikan sebagai berikut :

A. Operation and Manufacturing

Operation and Manufacturing dipimpin oleh seorang *Senior Manager Operation and Manufacturing* (SMOM), yang bertugas untuk mengarahkan, memonitor, dan mengevaluasi penyusunan rencana operasi kilang, kegiatan operasi kilang, *assesment* 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 agar kegiatan operasi berjalan dengan lancar dan aman di *Refinery Unit II*. Fungsi SMOM membawahi beberapa bagian, yaitu: *Secretary, Manager Production Dumai, Manager Production S.Pakning, Manager Refinery Planning & Optimization, Manager Maintenance Planning & Support, Manager Maintenance Excution, Manager Turn Around, Area Manager Production Pangkalan Brandan*.

Pada tiap masing-masing bidang diketuai oleh seorang *section head*. Bagian-bagian tersebut antara lain:

1. *Hydroskimming Complex (HSC)*
Bertanggungjawab terhadap operasi unit-unit proses *Crude Distillation Unit (CDU), Platforming I (Existing), Naphtha Rerun Unit (NRU), Platforming II / CCR, dan Naphtha Hydrotreating Unit (NHDT)*.
2. *Hydrocracking Complex (HCC)*
Bertanggungjawab terhadap operasi unit-unit proses *Hydrocracker Unibon (HCU), Hydrogen Plant., Amine LPG Recovery, Sour Water Stripper dan Nitrogen Plant.*
3. *Heavy Oil Complex (HOC)*
Bertanggung jawab terhadap operasi unit-unit proses *Heavy Vacuum Unit (HVU), Delayed Coking Unit (DCU), Distillate Hydrotreating Unit (DHDT), dan Coke Calcining Unit (CCU)*.
4. *Oil Movement (OM)*

Berfungsi sebagai penunjang operasi kilang untuk kegiatan penampungan produk dan pengapalan dengan uraian sebagai berikut :

a. *Loading dan Unloading*

Kegiatan operasinya adalah sebagai berikut:

1. Pengiriman dan pengapalan minyak dari tangki ke kapal.
2. Menerima pengiriman minyak dari kapal ke tangki.
3. Pengiriman *fuel oil* ke kilang dan utilities.
4. Menerima *slop oil* dan *ballast* dari kapal.
5. Fasilitas darat dalam pengiriman minyak ke PT. Chevron.

b. *Blending Part*

Merupakan fasilitas pencampuran beberapa komponen minyak mentah untuk mendapatkan produk jadi.

5. *Utilities*

Bagian *Utilities* bertanggung jawab terhadap unit-unit penunjang operasi kilang yang meliputi :

- a. Pembangkit uap
- b. Pembangkit listrik
- c. Fasilitas penyediaan air tawar
- d. Fasilitas penyediaan udara untuk memenuhi keperluan instrumentasi.

6. *Laboratory*

Tugas utama unit ini adalah :

a. *Quality Control (QC)*

- 1) Mengontrol mutu bahan baku, *product stream*, produk setengah jadi dan produk jadi.
- 2) Menganalisis produk-produk jadi.
- 3) Menganalisis air proses (*Boiling Feed Water*), dan air minum.

b. *Quality Insurance (QI)*

Mengawasi kualitas produk yang akan dipasarkan (melalui tangki atau pipa ke UPMS/unit Pemasaran), saat sebelum pengapalan dan saat proses pengapalan.

B. *Secretary*

Secretary bertugas untuk melakukan kegiatan kesekretariatan meliputi pengelolaan penerimaan tamu dan aktivitas atasan, pengelolaan dokumen atasan, serta mendukung kegiatan korespondensi atasan baik pembuatan, penerimaan, pengiriman dan penyimpanan surat keluar masuk untuk mendukung kelancaran aktivitas *General Manager* di Refinery Unit II.

C. *Refinery Planning and Optimization*

Membawahi bagian *Refinery Planning, Supply Chain Optimization, dan Budget and Performance*.

D. *Engineering and Development*

Fungsi dari *Engineering and Development* 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, serta 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 dan produktifitas kilang Refinery Unit II. Fungsi *Engineering & Development* membawahi beberapa bagian yaitu:

1. *Senior Engineer Thermal Cracking, Treating & Reforming Process*
2. *Senior Engineer HCU & HAN'S*
3. *Senior Engineer Distillation Process, Utility & Offsite*
4. *Lead of Process Engineering*
5. *Section Head Project Engineering*
6. *Section Head Energy Conversation & Loss Control*

Engineering & Development mempunyai tugas memberikan saran-saran kepada bagian kilang untuk mendapatkan kondisi operasi yang optimum dari segi unjuk kerja, ekonomis dan keamanan. Selain itu *Engineering & Development* mempunyai tugas sebagai berikut:

1. Evaluasi kondisi operasi dan bila diperlukan memberikan saran untuk memodifikasi peralatan produksi serta memajukan teknik perbaikan.
2. Memberikan saran pada pemeliharaan sistem instrumentasi.
3. Melaksanakan studi/modifikasi peralatan/proses.
4. Evaluasi kondisi operasi unit untuk uji unjuk kerja, perbandingan kondisi operasi sebelum dan sesudah *Turn Around (TA)*.

Penjelasan tentang *Process Engineering*, *Project Engineering* dan *Energy Conservation & Loss Control* adalah sebagai berikut:

1. *Process Engineering (PE)*

Bertanggung jawab terhadap proses yang berlangsung di dalam pabrik termasuk masalah yang terjadi pada proses, evaluasi serta analisis rencana perbaikan proses yang ada.

Process Engineering dibagi menjadi 4 seksi yaitu :

- a. *Primary Process Engineering*
- b. *Secondary Process Engineering*
- c. *Process Control Engineering*
- d. *Health Safety and Environmental (HSE) Engineering*

2. *Project Engineering*

Bertanggung jawab terhadap pemeliharaan peralatan produksi, modifikasi peralatan produksi, pembuatan paket kontrak dan pengawasan proyek-proyek yang meliputi kegiatan:

- a. Teknik perancangan, mekanikal, listrik, instrumentasi dan sipil.
- b. Penyiapan pembuatan paket pekerjaan yang dikontrak oleh rekanan.
- c. Pengawasan proyek-proyek yang sedang dikerjakan di kilang.

3. *Energy Conservation & Loss Control (ECLC)*

Bagian ECLC ini bertugas mendata dan menghitung jumlah *loss* yang terjadi baik dari pemakaian sumber energi maupun *loss* dari proses pengolahan produk yang berlangsung. Berdasarkan hasil perhitungan yang dilakukan bagian ECLC dapat diketahui berapa pengeluaran tak ternilai yang dialami Pertamina dalam proses pengolahannya dan kemudian dapat diambil tindakan penanggulangannya. Bagian ECLC menangani masalah pelaksanaan konservasi energi dalam hal penggunaan energi secara efisien dan sebagai

pendukung program *loss control*. Dalam proses pengolahan minyak bumi, losses merupakan sesuatu yang tidak dapat dihindari namun harus diupayakan untuk diminimalisasi adanya *Losses* tersebut dapat mengurangi profit, oleh karena itu diperlukan upaya untuk meminimalisasi loss atau yang dikenal *losses control*.

E. Reliability

Bidang ini bertugas untuk 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 di RU II dalam upaya mencapai tingkat kehandalan kilang dan *safety* yang optimal sesuai dengan prosedur kerja yang berlaku. Fungsi Reliability membawahi beberapa bagian yaitu :

1. *Section Head Equipment Reliability*
2. *Senior Engineer Rotating Equipment Reliability*
3. *Senior Engineer Stasionary Equipment Reliability*
4. *Section Head Plant Reliability*
5. *Senior Engineer Electrical Equipment Reliability*
6. *Senior Engineer Instrument Equipment Reliability*

F. Procurement

Procurement bertugas 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* di fungsi *Procurement Refinery Unit II*. Fungsi *Procurement* membawahi beberapa bagian yaitu:

1. *Section Head Purchasing*
2. *Section Head Inventory Control*
3. *Section Head Contract Office*
4. *Section Head Services & Warehousing*

G. *Health Safety Environment (HSE)*

Mengarahkan, memonitor dan mengevaluasi penerapan aspek HSE di *Refinery Unit II* 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*. Fungsi HSE membawahi beberapa bagian yaitu:

1. *Section Head Enviroment*
2. *Section Head Safety*
3. *Section Head Occupational Health*
4. *Section Head Fire & Insurance*
5. *Junior Engineer I dan II HSE*

Pada PT Pertamina RU II Dumai terdapat bagian yang menangani *Health Safety Environment (HSE)*. Bagian ini mempunyai tugas antara lain:

1. Sebagai *advisor body* dalam usaha pencegahan kecelakaan kerja, kebakaran/peledakan dan pencemaran lingkungan.
2. Melaksanakan penanggulangan kecelakaan kerja, kebakaran/peledakan dan pencemaran lingkungan.
3. Melakukan pembinaan aspek HSE kepada pekerja maupun mitra kerja (pihak III) untuk meningkatkan *safety awareness*, melalui pelatihan, *safety talk*, *operation talk*, dsb.
4. Kesiapsiagaan sarana dan prasarana serta personil untuk menunjang pelaksanaan, pencegahan, dan penanggulangan kecelakaan kerja, kebakaran/peledakan dan pencemaran lingkungan.

Dalam melaksanakan tugasnya, HSE dibagi menjadi 4 bagian dengan fungsi masing-masing termasuk juga dalam usaha penanganan limbah. Uraian mengenai empat bagian tersebut adalah sebagai berikut :

1. *Fire & Insurance*

Tugas dan tanggung jawab *Fire & Insurance* adalah sebagai berikut :

- a. Menciptakan sistem penanggulangan kebakaran yang handal bagi operasi kilang, melalui pengadaan perangkat keras, perangkat lunak dan pembinaan SDM.
- b. Mengkoordinir pelaksanaan pembinaan aspek LK&KK.
- c. Melaksanakan penyelenggaraan tertib administrasi umum.

2. *Safety*

Tugas dan tanggung jawab *Safety* adalah sebagai berikut :

- a. Membuat dan mereview prosedur kerja.
- b. Mengidentifikasi, menganalisis dan mengendalikan bahaya serta melaksanakan audit K-3.
- c. Memberikan penjelasan tentang pencegahan dan penanggulangan kecelakaan kepada semua pekerja.

Sarana yang dimiliki diantaranya :

- a. Alat monitoring bahaya kesehatan, antara lain alat ukur bahaya kimiawi dan alat ukur bahaya fisika.
- b. Alat perlindungan diri seperti helm dan *safety shoes*.
- c. Perlengkapan P3K.
- d. Pengendalian bahaya biologi.

3. *Environmental*

Tugas dan tanggung jawab *enviromental* menciptakan lingkungan yang bersih dengan mengupayakan pengurangan dan pemantaun emisi udara, cair dan limbah padat yang menimbulkan dampak negatif terhadap lingkungan. Selain itu, *environmental* juga menerapkan Sistem Manajemen Lingkungan (SML) ISO:14001

4. *Occupational Health*

Occupational Health bertugas mengatasi masalah yang berkaitan dengan kesehatan tentang penyakit yang ditimbulkan dari resiko pekerjaan.

H. *General Affair*

Fungsi dari *General Affair* adalah mengarahkan, memonitor dan mengevaluasi kegiatan terkait relasi dengan pihak regulator, media, dan *stake holder*, hubungan pelanggan (internal & eksternal), kredibilitas perusahaan,

komunikasi eksternal dan internal, *Corporate Social Responsibility* (CSR)/*Community Development* (CD)/*Community Relation* (CR), dokumen dan literatur perusahaan, *corporate activity*, manajemen *security*, budaya *security*, operasional program *security*, *emergency* program, pengelolaan peralatan dan fasilitas *security*, juga *security regulation compliance* untuk mendukung kegiatan operasional agar berjalan efektif dan optimal di fungsi RU II. Fungsi General Affair membawahi beberapa bagian yaitu:

1. *Section Head Security*
2. *Senior Supervisor Land Matter & Formality*
3. *Section Head Public Relation*
4. *Senior Supervisor*
5. *Asset Management*

GM (*General Manager*) RU II Dumai memiliki fungsi pendukung/koordinasi, diantaranya yaitu :

1. *Quality Management*
2. *Human Capital Manager* RU II
3. *Manager IT* RU II – Dumai Unit
4. *Manager Finance* RU II
5. *Section Head Medical* RU II
6. *Manager Internal Audit* Sumbagut
7. *Region Manager* Marine I

I. *Operational Performance Improvement (OPI)*

Operational Performance Improvement (OPI) mengkoordinir, merencanakan, mengarahkan, memonitor dan mengevaluasi perubahan perusahaan (*improvement*); penyusunan laporan perusahaan terkait *improvement*; *knowledge management*; kegiatan *leadership development (mindset & capability)*, manajemen sistem & infrastruktur; pengelolaan *reward* dan *corporate activity* dalam rangka mendukung kegiatan peningkatan kinerja operasional di RU II. Fungsi OPI membawahi beberapa bagian yaitu:

1. *Senior Analyst and Analyst Workstream Refinery Fuel*
2. *Senior Analyst and Analyst Workstream Refinery HSE*
3. *Senior Analyst and Analyst Workstream Reliability*

4. *Senior Analyst and Analyst Workstream Refinery Loss*
5. *Senior Analyst and Analyst Workstream Mind Cap Leader Mgt System*
6. *Senior Analyst and Analyst Workstream Optimization*
7. *Senior Analyst and Analyst Port Integration Network*

J. *Quality Management*

Quality Management bertugas untuk mengarahkan, memonitor dan mengevaluasi implementasi standard system management dan pengelolaan permohonan sertifikasi terkait ISO Series meliputi QMS ISO, EMS ISO dan OHSAS ISO; pengelolaan *quality assessment*; pengelolaan *improvement program*; *transfer knowledge* serta pengukuran tingkat kepuasan pelanggan terhadap mutu, lingkungan, dan K3 untuk menjamin agar peningkatan mutu berjalan sesuai *road map* di lingkungan Refinery Unit II.

K. *Keuangan*

Bidang keuangan bertugas dan bertanggung jawab atas keuangan perusahaan yang meliputi fungsi administrasi, kebendaharaan, anggaran, keuangan minyak dan akuntansi perusahaan. Bidang ini membawahi bagian *Controller*, akuntansi kilang dan bagian perbendaharaan.

L. *Human Resource/Business Partner*

Bidang ini membawahi bidang penggajian & *Benefit*, Perencanaan dan Pengembangan, Hubungan Industrial & Kesejahteraan, Organisasi & Prosedur, serta Kesehatan. Tugasnya adalah mengembangkan potensi karyawan, melalui kursus, pelatihan dan perencanaan pekerjaan.

M. *Information and Telecommunication*

Bidang ini membawahi bagian operasi Telekomunikasi dan Jaringan serta pengembangan informasi.

2.5 Peraturan Kerja

Untuk menunjang proses produksi di PT Pertamina RU II Dumai berlandaskan *Healthy, Safety, Security, and Environment* maka terdapat beberapa peraturan kerja yang telah ditetapkan oleh perusahaan.

2.5.1 Jam Kerja

Rata-rata jam kerja karyawan PT Kilang Pertamina Internasional *Refinery* Unit II Dumai adalah 8 jam kerja per hari atau 40 jam kerja per minggu dengan 5 hari efektif kerja per minggu. Aturan jam kerja dalam menangani segala aktivitas kilang pada karyawan dibagi menjadi dua golongan, yaitu karyawan *shift* dan *non shift* (harian). Karyawan *non shift* bekerja 8 jam perhari mulai hari Senin sampai dengan hari Jumat dengan waktu kerja dimulai pukul 07.00 wib sampai 16.00 wib, diselingi waktu istirahat selama satu jam pada pukul 12.00 wib sampai 13.00 wib. Khusus untuk hari Jumat, waktu istirahat selama dua jam pada pukul 11.30 wib sampai 13.30 wib. Karyawan *shift* biasanya bekerja dengan pembagian *shift* sebagai berikut :

- a. *Shift* I : 24.00 – 08.00 wib
- b. *Shift* II : 08.00 – 16.00 wib
- c. *Shift* III : 16.00 – 24.00 wib

2.5.2 Keselamatan dan Kesehatan Kerja

PT. PERTAMINA telah mengambil suatu kebijakan untuk selalu memprioritaskan aspek-aspek dalam semua kegiatan untuk mendukung pembangunan nasional. Pelaksanaan tugas-tugas kerja LKKK 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 keselamatan kerja 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 progam diatas terdiri atas 5 kegiatan :
 - a. Keselamatan Kerja
 - b. Pelatihan

- c. Penanggulangan Kebakaran
- d. Lindungan Lingkungan
- e. Rekayasa

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 kerja 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 US\$ 10000.
 - b. Merah strip hitam (satu bulan dikibarkan), untuk kebakaran yaitu kerugian melebihi US\$ 10000.
3. Bendera Kebakaran
 - a. Biru (satu minggu dikibarkan), untuk pencemaran dimana tidak terjadi klaim dari penduduk.
 - b. Hitam (satu bulan dikibarkan), untuk pencemaran dimana terjadi klaim 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*.

2.6 Sarana dan Prasarana

Sarana dan prasarana yang diberikan kepada semua pegawai tetap. Kesejahteraan dan jaminan sosial ini meliputi :

- a. Perawatan Kesehatan Perawatan kesehatan para karyawan tetap PT Pertamina ditanggung oleh perusahaan, melalui dana khusus untuk pengobatan setiap karyawan.
- b. Pakaian Dinas diberikan oleh perusahaan kepada para karyawan tetap.
- c. Koperasi didirikan sebagai sarana penunjang ke arah peningkatan kesejahteraan karyawan. Perusahaan ikut mendorong dan membantu tumbuh dan berkembangnya koperasi karyawan di perusahaan.
- d. Pendidikan melalui pengadaan pelatihan-pelatihan rutin bagi para operator.
- e. Fasilitas Perusahaan Rumah ibadah (masjid) dan kantin.
- f. Pembinaan Sumber Daya Manusia diantaranya pengalaman, pengetahuan, dan keterampilan dari perusahaan. Kegiatannya meliputi :
 - i. Pendidikan dan pelatihan secara *in-house* yang berada di lingkungan Pertamina.
 - ii. Mengirim karyawan untuk belajar di berbagai lembaga pendidikan dan pelatihan di dalam dan luar negeri.

2.7 Bahan Baku

Bahan-bahan yang digunakan di kilang PT. PERTAMINA (Persero) RU II Dumai ini terdiri dari bahan utama dan bahan penunjang sebagai kebutuhan utama dalam proses industri pengolahan minyak bumi. Berikut ini terdapat penjelasan dari bahan baku utama maupun penunjang di Pertamina Dumai.

2.7.1 Bahan Utama

Bahan baku utama yang digunakan di PT. PERTAMINA (Persero) RU II Dumai saat ini adalah *Minas Crude Oil / Sumatra Light Crude* (SLC) sebesar 35%, *Duri Crude oil* (DCO) sebesar 15%, dan *Banyu Urip Crude Oil* (BUCO) sebesar 50% dengan kapasitas rata-rata 120.000 BPSD. Bahan utama tersebut dihasilkan oleh PT Chevron Pacific Indonesia (PT CPI). Spesifikasi bahan-bahan baku tersebut sebagai berikut :

Tabel 2.1 Spesifikasi *Sumatra Light Crude (SLC)*

| No. | Sifat | Nilai |
|-----|----------------|-------|
| 1. | Gravity (API°) | 35,3 |

| | | |
|-----|--------------------------------|----------|
| 2. | Gravity SG | 0,8482 |
| 3. | Sulfur (wt%) | 0,09 |
| 4. | Total Nitrogen (ppm) | 1160 |
| 5. | Hidrogen (wt%) | 13,5 |
| 6. | Acid Number (mg KOH/g) | 0,06 |
| 7. | Pour Point (°F/°C) | 100 / 38 |
| 8. | Charact Factor (K-FACTOR) | 12,6 |
| 9. | Viskositas (cSt at 40°C/104°F) | 19,2 |
| 10. | Viskositas (cSt at 50°C/122°F) | 14,1 |
| 11. | Vanadium (ppm) | 0,13 |
| 12. | Nikel (ppm) | 9,5 |
| 13. | MCR (wt%) | 2,86 |
| 14. | Ramsbottom Carbon (wt%) | 2,78 |
| 15. | Asphaltenes (H.C7,wt%) | 0,34 |

Sumber : PT. Pertamina RU II Dumai

Tabel 2. 2 Spesifikasi *Duri Crude Oil (DCO)*

| No. | Sifat | Nilai |
|-----|------------------------|--------|
| 1. | Gravity (API°) | 20,8 |
| 2. | Gravity SG | 0,9293 |
| 3. | Sulfur (wt%) | 0,20 |
| 4. | Total Nitrogen (ppm) | 3560 |
| 5. | Hidrogen (wt%) | 12,2 |
| 6. | Acid Number (mg KOH/g) | 1,12 |

| | | |
|-----|--------------------------------|---------|
| 7. | Pour Point (°F/°C) | 50 / 10 |
| 8. | Charact Factor (K-FACTOR) | 12,0 |
| 9. | Viskositas (cSt at 40°C/104°F) | 300 |
| 10. | Viskositas (cSt at 50°C/122°F) | 175 |
| 11. | Vanadium (ppm) | 1,1 |
| 12. | Nikel (ppm) | 32 |
| 13. | MCR (wt%) | 6,81 |
| 14. | Ramsbottom Carbon (wt%) | 6,32 |
| 15. | Asphaltenes (H.C7,wt%) | 0,05 |

Sumber : PT. Pertamina RU II Dumai

Tabel 2. 3 Spesifikasi *Banyu Urip Crude Oil (BUCO)*

| No. | Sifat | Nilai |
|-----|--------------------------------|-----------|
| 1. | Gravity (API°) | 32 |
| 2. | Gravity SG | 0,865 |
| 3. | Sulfur (wt%) | 0,305 |
| 4. | Total Nitrogen (ppm) | 324,8 |
| 5. | Hidrogen (wt%) | 13 |
| 6. | Acid Number (mg KOH/g) | - |
| 7. | Pour Point (°F/°C) | 80,6 / 27 |
| 8. | Charact Factor (K-FACTOR) | - |
| 9. | Viskositas (cSt at 40°C/104°F) | 8,9 |
| 10. | Viskositas (cSt at 50°C/122°F) | 4,9 |
| 11. | Vanadium (ppm) | 0,2 |

| | | |
|-----|-------------------------|-----|
| 12. | Nikel (ppm) | 0,2 |
| 13. | MCR (wt%) | - |
| 14. | Ramsbottom Carbon (wt%) | - |
| 15. | Asphaltenes (H.C7,wt%) | - |

Sumber : PT. Pertamina RU II Dumai

2.7.2 Bahan Penunjang

Proses pengolahan minyak bumi di PT Kilang Pertamina *Refinery Unit II* Dumai juga menggunakan bahan-bahan penunjang, yaitu gas hidrogen, katalis, gas nitrogen, air tawar, air laut, larutan *Benfield*, *monoetanolamine* (MEA), dan soda kaustik.

1. Gas hidrogen (H₂)

Gas hidrogen digunakan sebagai umpan dalam reaksi *hydrocracking* dan *hydrotreating*. Gas ini diproduksi di H₂ *Plant* yang terdapat dalam *Hydrocracker Complex* (HCC) dengan spesifikasi kadar H₂ minimal 97 %, kadar CH₄ maksimal 3%, kadar CO dan CO₂ maksimal 50 ppm, serta bebas sulfur dan nitrogen.

2. Katalis

Katalis digunakan untuk meningkatkan laju reaksi dan mengatur selektivitas reaksi. Katalis-katalis yang digunakan di PT Kilang Pertamina *Refinery Unit II* Dumai adalah:

- Katalis TK-561, TK-437, TK-10 digunakan pada unit DHDT.
- Katalis Topsoe TK-523, TK-10, TK-441 yang berbasis *magnesium alumina spinel* digunakan pada unit NHDT.
- Katalis Topsoe Hydrobon digunakan pada bagian *Hydrobon*, katalis UOP R-16F (Pt) dan R-15F (Pt) digunakan pada bagian *Platforming*. Kedua bagian tersebut terdapat pada unit *Hydrobon Platforming* PL-I.
- Katalis R-164 UOP digunakan pada unit CCR-*Platforming* II.
- Katalis DHC-8 digunakan pada unit *Hydrocracker Unibon*. *Acid site* pada katalis ini adalah Al₂O₃. SiO₂, sedangkan *metal site*-nya adalah Ni dan Wolfram.

3. Gas nitrogen (N₂)

Gas nitrogen digunakan sebagai *carrier gas* pada proses *start up* dan *shut down* pabrik serta media *blanketting* tangki. Gas ini dihasilkan oleh unit N₂ Plant.

4. Air tawar

Air tawar digunakan untuk memproduksi *steam*, sebagai air pendingin, serta untuk pengeboran dan pemotongan *coke* pada *coke chamber* unit DCU. Air tawar diperoleh dari Sungai Rokan dan diolah terlebih dahulu di unit *Water Treatment Plant* (WTP).

5. Air laut

Air laut digunakan sebagai media pendingin di *heat exchanger*. Air laut diambil dari perairan Selat Rupa, diolah di *water pond*, dan langsung dialirkan ke unit proses yang membutuhkan.

6. Larutan *Benfield*

Larutan *Benfield* digunakan sebagai absorber CO₂ pada unit *H₂ Plant*. Larutan ini merupakan larutan elektrolit dengan komposisi 27 %-v K₂CO₃, 0,7 %-v V₂O₅, dan 3 %-v dietanolamin (DEA).

7. Soda Kaustik (NaOH)

Soda kaustik (NaOH) digunakan pada unit *Sour Water Stripper* (SWS) untuk menetralkan air yang mengandung asam sehingga dapat dipergunakan kembali dalam proses.

2.8 Produk

Produk-produk yang dihasilkan oleh kilang PT. Pertamina (Persero) RU II Dumai dan Sei Pakning adalah bahan bakar minyak (BBM) dan Non BBM yang diangkut dari pelabuhan khusus Dumai dengan menggunakan transportasi kapal-kapal *tanker* pengangkut untuk didistribusikan ke daerah lain. Selain jenis produk tersebut, juga diproduksi *Jet Petroleum Grade 5 (JP-5)* yang merupakan bahan bakar pesawat tempur jenis F-16. Produk ini tergantung permintaan dari dalam dan luar negeri. Persentase dan jenis produk yang dihasilkan kilang PT. Pertamina (Persero) RU II Dumai dan Sei Pakning tersebut bukan merupakan harga yang tetap (*fixed*). Pola pengoperasian unit-unit proses untuk mendapatkan jenis dan jumlah produk tertentu masih dapat dilakukan sesuai dengan kebutuhan dan tergantung dari

bahan bakar yang dibutuhkan dipasaran. Kilang PT. Pertamina (Persero) RU II Dumai mengolah minyak mentah (*Crude Oil*) dengan menggunakan unit proses dan peralatan proses yang menghasilkan beberapa produk minyak jadi, yaitu :

| | |
|---|----------|
| 1. LPG (<i>Liquid Petroleum Gas : C3-C4</i>) | : 2,4 % |
| 2. Bensin (<i>Premium : C6-C9</i>) | : 11,5 % |
| 3. Kerosene (<i>Minyak Kompor : C10-C15</i>) | : 14,3 % |
| 4. Avtur (<i>Bahan bakar pesawat Gas : C10-C15</i>) | : 5,7 % |
| 5. Solar (<i>Diesel : C16-C25</i>) | : 53,5 % |
| 6. Minyak Bakar (<i>Fuel Oil : C25 ketas</i>) | : 9,0 % |
| 7. Coke (<i>Carbon</i>) | : 5,7 % |

Di kilang PT. Pertamina (Persero) RU II Dumai ini proses pengilangan di bagi menjadi tiga bagian:

1. Proses I : *Hydro Skimming Complex (HSC)*.
2. Proses II : *Hydro Cracker Complex (HCC)*
3. Proses III : *Heavy Oil Complex (HOC)*

Dengan kapasitas pengolahan yang meliputi kilang lama dan kilang baru sebagai berikut :

| | |
|---|--------------------|
| 1. <i>New Plant Unit (Kilang Baru)</i> | |
| a. <i>Vacum Distilting Unit</i> | : 92.000 bbl/hari |
| b. <i>HydroCracker Unibon</i> | : 55.000 bbl/hari |
| c. <i>Distilting Hydrotreater</i> | : 12.700 bbl/hari |
| d. <i>Delayed Cooking Unit</i> | : 32.000 bbl/hari |
| e. <i>Platforming CCR</i> | : 8.800 bbl/hari |
| f. <i>Amine and LPG Recovery</i> | : 556 bbl/hari |
| g. <i>Hydrogen Plant</i> | : 78.600 bbl/hari |
| h. <i>Coke Calciner</i> | : 1.063 bbl/hari |
| i. <i>Sour Water Strippe</i> | : 10.400 bbl/hari |
| 2. <i>Existing Plant Unit (Kilang Lama)</i> | |
| a. <i>CDU Dumai (setelah debottlenecking)</i> | : 130.000 bbl/hari |
| b. <i>CDU Sei.Pakning (setelah debottlenecking)</i> | : 50.000 bbl/hari |
| c. <i>Platforming Unit</i> | : 6.300 bbl/hari |

d. *Naptha Hydrotreating Unit* : 10.000 bbl/hari

Proses produksi pada PT.Pertamina (Persero) RU II Dumai yang terdiri dari unit kilang baru (*New Plant*) dan unit kilang lama (*Existing Plant*) yang dikenal dengan *Hydrocracker Complex*.

▪ Proses produksi pada kilang baru diantaranya:

a. *Hydrogen Plant*

Unit ini merupakan unit penghasil Hidrogen yang terdiri dari dua *train* yang menghasilkan *feed hydrogen* dengan kemurnian lebih dari 97%. Hidrogen akan digunakan dalam proses *hydrotreating* dan *hydrocracking*.

b. *Hydrocracker Unibon* (HCU)

Unibon ini terdiri dari dua *train* yang masing-masing *train* yang mempunyai kapasitas 27.9 MBSD dengan hasil utamanya gas, LPG, *kerosene*, *light naphtha*, *heavy naphtha*, *light kerosene*, *heavy kerosene* dan *Automotive Diesel Oil* (ADO).

c. *Continuous Catalyst Regeneration Unit* (CCR) dan *Platforming Unit*.

Platforming ini berfungsi untuk mengkonversi *hydrotreated naphtha* menjadi platformat (*hight-grade motor fuel*) dengan bantuan katalis bimetalik UOP R-134 (Pt-Rh/Al₂O₃) dengan kapasitas 8.95 MBSD, sedangkan *Continuous Catalyst Regeneration Unit* berfungsi untuk meregenerasi katalis unit *platforming* yang aktivasinya sudah mulai menurun dengan cara membakar katalis menggunakan *regen tower* dengan kapasitas unit adalah 136 kg/jam.

d. *Destilated Hydrotreating Unit* (DHDT)

Dalam unit ini produk yang dihasilkan berupa gas, *naphtha*, *light kerosene*, dan *heavy kerosene*. Unit ini menggunakan gas hidrogen sebagai bantuan untuk membuang pengotor dan katalis UOP S-12. Kapasitas pengolahan unit ini adalah 90m³/jam.

e. *High Heavy Vacuum Distillation Unit* (HVU)

Unit ini berfungsi untuk memisahkan minyak residu (LSWR) dari unit CDU Dumai dan Sei Pakning menjadi umpan pada proses *hydrocracker* dan bahan baku DCU. Unit ini berkapasitas 92.6MBSD dengan hasil produksi atas berupa gas, produk samping berupa LVGO (*light vacuum gas oil*) dan HVGO (*heavy vacuum gas oil*) dan produk bawah berupa *short residu* (sebagai umpan DCU).

f. *Delayed Coking Unit (DCU)*

Unit ini menghasilkan gas, *naphtha*, LCGO (*light cooker gas oil*), HCGO (*heavy cooker gas oil*) dan *green coke* dengan hasil produk samping berupa LCGO dan HCGO dengan kapasitas 35,4 MBSD.

g. *Amine and LPG recovery*

Unit ini berfungsi untuk menghilangkan kandungan sulfur pada gas dan LPG yang dihasilkan unit-unit lain. Hasil produksinya adalah gas dan LPG bebas sulfur dengan kapasitas masing-masing unit adalah 20.000 Nm³/jam dan 15 m³/jam.

h. *Coke Calciner Unit (CCU)*

Pada unit ini *Green Coke* dari *delayed cooker* dibersihkan dari minyak dan diubah sifat fisiknya menjadi *solid* agar dapat dipakai sebagai elektroda untuk mengalirkan listrik dengan kapasitas 1.334Ton/hari dengan feed *Green Coke* dan hasil produknya *calcined coke*.

- Proses produksi pada kilang lama antara lain:

a. *Crude Distillation Unit (CDU)*

Unit ini berfungsi untuk memisahkan minyak mentah (*Crude Oil*) dengan cara penyulingan bertingkat menjadi fraksi-fraksi yang teringan sampai yang terberat dengan kapasitas 120 MBSD dan hasil produksi jenis gas, *naphtha*, *kerosene*, LGO, HGO dan *long residue*.

b. *Naphtha Rerun Unit*

Unit ini berfungsi untuk memisahkan *straight run naphtha* yang dihasilkan oleh CDU menjadi fraksi ringan *light naphtha* dan fraksi berat *heavy naphtha* sebagai *feed platformer* yang berkapasitas 9.3 MBSD.

c. *Hydrobon dan Platforming Unit.*

Unit ini berfungsi untuk mendapatkan *naphtha* angka oktan tinggi yang sangat berguna untuk komponen *mogas hydrobon* yang berkapasitas 6.2 MBSD dan *platforming* yang berkapasitas 9.3MBSD dengan hasil produksi berupa gas hidrogen, *off gas*, LPG dan reformat.

PT. Pertamina RU II Dumai mendistribusikan produk untuk daerah-daerah di Indonesia. Di Indonesia Pertamina RU II mendistribusikan untuk UPDN I, daerah yang termasuk dalam area UPDN I adalah Aceh, Sumatra Utara, Sumatra Barat,

dan Riau. Untuk daerah UPDN I produk yang dipasarkan adalah jenis BBM *premium*, solar, *kerosene* dan LPG sedangkan *avtur* khususnya, disalurkan ke Jakarta dengan menggunakan kapal *tanker*. Untuk LSWR di ekspor ke Jepang, dan untuk *Green Coke* diekspor ke Jepang, Belanda, dan India. Untuk pendistribusian di Indonesia Pertamina RU II tidak terfokus ke UPDN I, jika ada kebutuhan yang mendadak pada daerah tertentu jika mencukupi Pertamina RU II juga bisa memenuhi kebutuhan daerah tersebut.

Aplikasi penggunaan produk di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai ditunjukkan pada Tabel 2.4 :

Tabel 2. 4 Penggunaan Produk PT. Pertamina (Persero) RU II Dumai

| No. | Jenis Produk | Aplikasi/Penggunaan |
|-----|-------------------------------|---|
| 1 | <i>Smooth Fluid</i> (SF-02) | Sebagai cairan pengeboran kinerja tinggi. |
| 2 | <i>Used Cooking Oil</i> (UCO) | Sebagai bahan dalam pembuatan Biodiesel. |
| 3 | <i>Flux Oil</i> | produk aditif untuk industri minyak mentah dalam memproduksi, memindahkan dan memulihkan minyak mentah dengan cepat, aman, ekonomis dan aman bagi lingkungan. |
| 4 | HVGO | Sebagai bahan atau <i>feed</i> pembuatan <i>gasoline</i> . |
| 5 | <i>Green Coke</i> | untuk membuat anoda untuk industri peleburan aluminium, baja dan titanium. |
| 7 | LSWR | Sebagai bahan baku untuk diproses lebih lanjut menjadi BBM dan NBM, pada negara tertentu dimanfaatkan untuk bahan bakar pemanas. |

Untuk itu dihasilkan beberapa bahan bakar khusus dengan kegunaannya yang bermacam-macam meliputi :

a) *Aviation Gasoline* (avgas)

Aviation Gasoline (avgas) adalah bahan bakar dari pecahan minyak bumi, dan dibuat untuk bahan bakar transportasi udara (aviasi), pada pesawat yang menggunakan mesin pembakaran internal (*internal combustion engine*), mesin

piston atau mesin *reciprocating* dengan pengapian bunga api (*spark ignition*). Spesifikasinya *Aviation Gasoline* (Def Stand 91-90/1 (DERD) 2845).

b) *Aviation Turbin Fuel* (avtur)

Aviation Turbin Fuel (avtur) adalah bahan bakar yang berasal dari pecahan minyak bumi, dibuat untuk bahan bakar transportasi udara (aviasi) pada pesawat yang memiliki mesin turbin atau mesin pembakaran eksternal. Spesifikasi *Aviation Turbin Fuel* adalah DEF Stand 91-91 *Latteest Issue* (DERD2494).

c) *Pertamax*

Pertamax adalah motor *gasoline* tanpa timbal dengan kandungan aditif lengkap generasi mutakhir yang akan membersihkan *Intake Valve Port Fuel Injector* dan Ruang Bakar dari karbon deposit dan mempunyai RON 92 (*Research Octane Number*) dan dianjurkan juga untuk kendaraan berbahan bakar bensin dengan perbandingan kompresi tinggi.

d) *Pertamina Dex*

Pertamina Dex merupakan bahan bakar mesin diesel modern yang telah memenuhi dan mencapai standar emisi gas buang EURO 2, memiliki angka performa tinggi dengan *cetane number* 53 keatas (HSD mempunyai *cetane number* 45), memiliki kualitas tinggi dengan kandungan sulfur di bawah 300 ppm.

e) *Biosolar*

Biosolar merupakan *blending* antara minyak solar dan minyak nabati hasil bumi dalam negeri yang sudah diproses transesterifikasi menjadi *Fatty Acid Methyl Ester* (FAME).

f) *Pertamina Dex*

Biosolar merupakan *blending* antara minyak solar dan minyak nabati hasil bumi dalam negeri yang sudah diproses transesterifikasi menjadi *Fatty Acid Methyl Ester* (FAME). *Pertamina Dex* merupakan bahan bakar mesin diesel modern yang telah memenuhi dan mencapai standar emisi gas buang EURO 2, memiliki angka performa tinggi dengan *cetane number* 53 ke atas (HSD mempunyai *cetane number* 45), memiliki kualitas tinggi dengan kandungan sulfur di bawah 300 ppm.

Selain itu terdapat produk-produk gas yang antara lain :

g) *Vigas*

Vigas adalah merek dagang Pertamina untuk bahan bakar LGV (*Liquified Gas for Vehicle*) yang diformulasikan untuk kendaraan bermotor terdiri dari campuran propana (C3) dan butana (C4) yang spesifikasinya disesuaikan untuk keperluan mesin kendaraan bermotor sesuai dengan SK Dirjen Migas No.2527.K/24/DJM/2007.

h) Bahan Bakar Gas

Bahan Bakar Gas adalah gas bumi yang telah dimurnikan, ramah lingkungan, bersih, handal, murah, dan digunakan sebagai bahan bakar alternatif kendaraan bermotor. Komposisi BBG sebagian besar terdiri dari gas metana dan etana lebih kurang 90% dan selebihnya adalah gas propana, butana, nitrogen, dan karbondioksida.

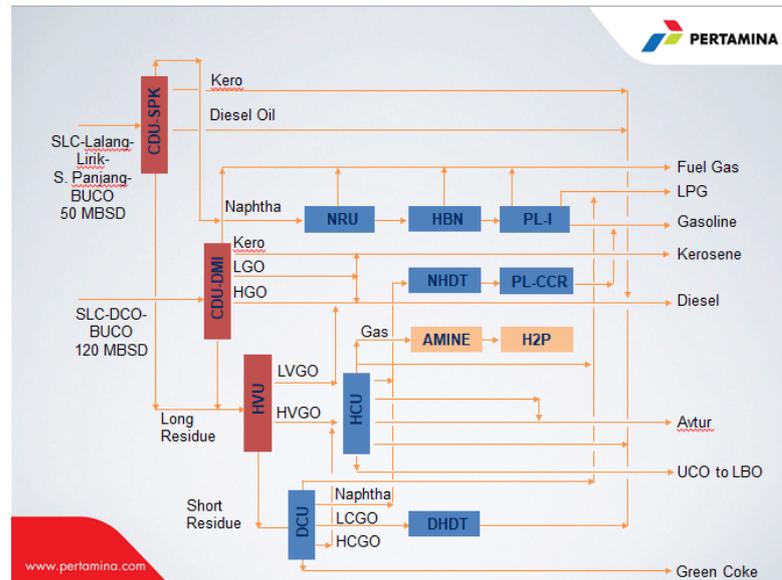
i) *Liquified Petroleum Gas* (LPG)

Liquified Petroleum Gas adalah produk gas ringan yang dihasilkan dari penyulingan minyak bumi atau juga dihasilkan dari pengembunan gas alam di Kilang Unit Pengolahan LPG.

2.9 Deskripsi Proses dan Utilitas

Berdasarkan jenis bahan baku serta proses yang terjadi di dalamnya, proses pengolahan umpan berupa minyak mentah yang masuk ke kilang PT Pertamina (Persero) RU II Dumai terbagi ke dalam tiga kompleks proses seperti ditampilkan pada Gambar 2.6. Ketiga kompleks proses tersebut adalah :

1. HSC (*Hydro Skimming Complex*)
2. HCC (*Hydro Cracking Complex*)
3. HOC (*Heavy Oil Complex*)



Gambar 2. 6 Proses pengolahan crude oil di PT Pertamina RU II Dumai

2.9.1 *Hydro Skimming Complex (HSC)*

Unit HSC (*Hydro Skimming Complex*) bertujuan untuk mengolah *crude* menjadi produk *gasoline* dengan angka oktan tinggi. Terdapat dua proses yang terjadi di HSC yaitu *primary process* yang bertujuan untuk memisahkan fraksi *crude* berdasarkan perbedaan titik didih dan *secondary process* yang bertujuan untuk perbaikan kualitas produk dengan memanfaatkan katalis. *Hydro Skimming Complex (HSC)* meliputi kilang lama (*existing plant*) dan kilang baru (*new plant*). HSC ini terdiri dari pengolahan tingkat pertama (*primary process*) dan pengolahan tingkat kedua (*secondary process*). Pada pengolahan tingkat pertama fraksi-fraksi minyak bumi dipisahkan secara fisika kemudian pengolahan tingkat kedua dilakukan untuk menyempurnakan produk dari pengolahan tingkat pertama. Unit-unit yang terdapat dalam HSC meliputi:

1. *Primary Unit* yang terdiri dari:
 - a. *Crude Distillation Unit (CDU)/Topping Unit/Unit 100*
 - b. *Naphtha Rerun Unit (NRU)/Unit 102*
 - c. *Naphtha Hydrotreating Unit (NHDT)/Unit 200*

2. *Secondary Unit*
 - a. *Hydrobon Platforming Unit (PL-I)/Unit 301*
 - b. *Platforming II (PL-II)-Unit 300*

c. *Continuous Catalyst Regeneration (CCR)-Platforming II (PL-II)/Unit 300.*

2.9.1.1 Unit 100 - Crude Distillation Unit (CDU) / Topping Unit

Unit ini berfungsi memisahkan minyak mentah (*Crude oil*) atas fraksi-fraksinya berdasarkan perbedaan trayek titik didih masing-masing pada tekanan 1 atm. Proses pemisahan yang digunakan berupa distilasi atmosferik dengan temperatur aliran masuk kolom distilasi sebesar 330°C. Kapasitas pengolahan unit CDU di kilang PT Pertamina (Persero) RU II Dumai hingga saat ini adalah sebesar 127 MBSD, dengan kapasitas total pada perancangan sebesar 130 MBSD. Data trayek titik didih produk *Crude Distillation Unit* ditampilkan pada Tabel 2.5.

Umpan minyak mentah yang diolah oleh kilang Dumai berasal dari *Minas Crude Oil / Sumatra Light Crude (SLC)* dan *Duri Crude Oil (DCO)* dengan perbandingan 85% dan 15%. Sementara kilang yang berada di Sungai Pakning mengolah umpan minyak mentah sebanyak 50 MBSD dengan komposisi umpan 90% volume *Duri Crude Oil* dan sisanya minyak dari sumber lain (*mixing oil*). Produk yang dihasilkan unit ini berupa *off gas*, *straight run naphtha*, *Light Gas Oil (LGO)*, *Heavy Gas Oil (HGO)*, *kerosene* dan *long residue*. *Off gas* dapat digunakan sebagai *fuel gas* sementara sisanya dibakar di *flare*, sebagian *naphtha* diambil sebagai produk sedangkan sisanya diumpankan ke NRU (*Naphtha Rerun Unit*) untuk diolah lebih lanjut. LGO dan HGO diambil sebagai produk untuk komponen campuran *Automotive Diesel Oil (ADO)* sedangkan *long residue* sebagian besar diumpankan ke HVU (*Heavy Vacuum Unit*) untuk diolah lebih lanjut dan sisanya diambil sebagai komponen campuran *Low Sulfur Waxy Residue (LSWR)* yang dapat digunakan digunakan dalam *fuel oil* ataupun dijual sebagai umpan industri lainnya.

Fraksi-fraksi *Crude oil* yang dihasilkan antara lain :

1. Gas 0,5% volume *on feed* sebagai bahan bakar kilang.
2. *Straight Run Naphtha* 7,75% volume *on feed* diolah lebih lanjut di NRU.
3. *Kerosene* 15,7% volume *on feed* merupakan produk jadi LGO 9% volume *on feed* sebagai komponen *kerosene* dan ADO.
4. HGO, komponen ADO 11,05% volume *on feed*.
5. *Long residue* 56% volume *on feed* sebagai bahan bakar kilang.

6. Kapasitas design pengolahan unit ini sebesar 100.000 BBL/hari.

Tabel 2. 5 Trayek Didih Produk CDU

| No. | Produk | Trayek didih (⁰ C) |
|-----|-----------------|--------------------------------|
| 1. | LPG | <30 |
| 2. | <i>Naphtha</i> | 40-150 |
| 3. | <i>Kerosene</i> | 150-250 |
| 4. | LGO | 250-300 |
| 5. | HGO | 300-350 |
| 6. | LSWR | >350 |

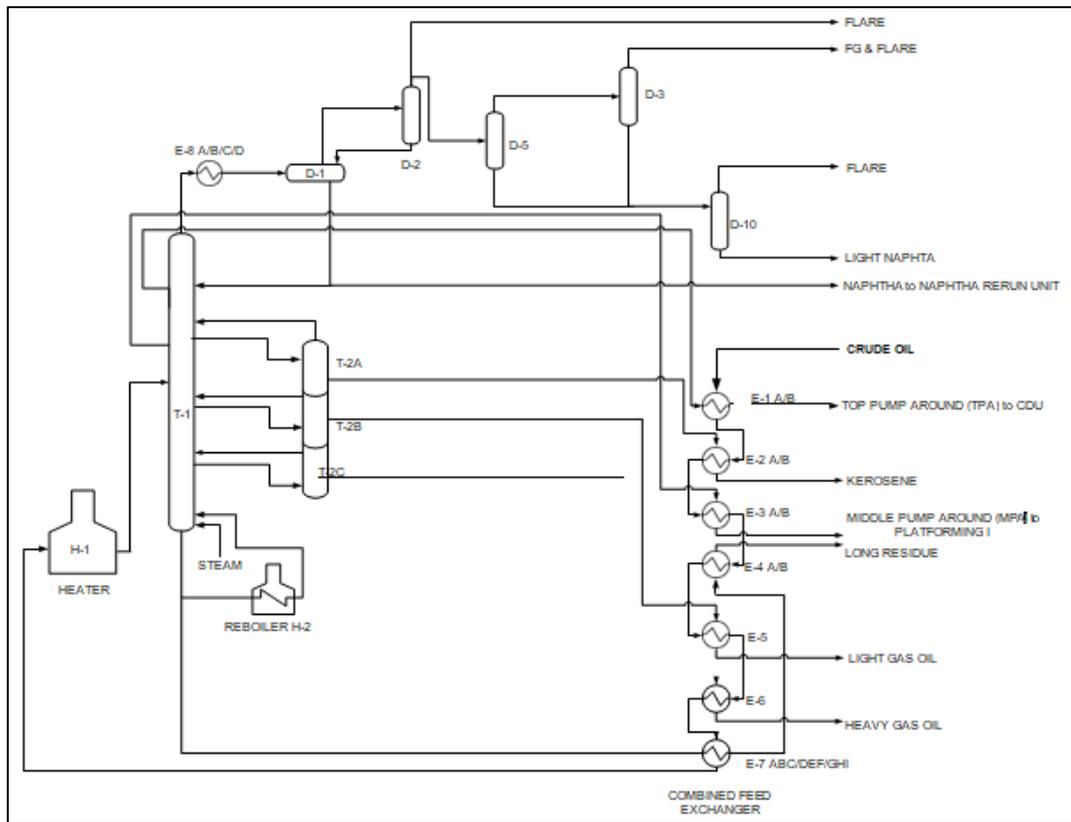
Sumber : PT. Pertamina RU II Dumai

Untuk proses yang terjadi pada unit ini adalah *mix crude oil* yang disimpan pada tangki penyimpanan akan dipompakan menuju *combined feed exchanger* (CFE) 100 E-1, 100 E-2, 100 E-3, 100 E-4, 100 E-5, 100 E-6, dan 100 E-7. Fungsi preheater ini adalah sebagai berikut :

1. Meringankan beban heater 100-H-1 dalam memanaskan *crude* sampai ke temperatur pemisahan yang diinginkan.
2. Mengurangi kebutuhan *utilities* untuk mendinginkan produk ke Tangki.

Untuk pengaturan pemanasan, bisa dilakukan dengan mengatur laju alir media pemanas dari panel dengan mengatur laju alir media pemanas kerosin, LGO, dan HGO produk. Jika terjadi kenaikan aliran *crude oil*, maka jumlah media pemanas yang digunakan bisa ditambah untuk mencapai temperatur *outlet exchanger* ke 100-H-1 yang sama. Temperatur *outlet exchanger* dimonitor untuk mengetahui tingkat kinerja *exchanger*. Jika temperatur yang dapat dicapai menurun, maka ada indikasi HE mulai kotor oleh *fouling*, dan harus dilakukan *cleaning*. Indikator lain yang selalu di monitor adalah tekanan *outlet exchanger*. Indikator ini berfungsi sebagai pengaman *exchanger* dan heater 100-H-1 dari *overpressure* akibat tingginya kandungan air dalam *crude oil*. Selama pemanasan di *exchanger*, air yang terkandung dalam *crude* akan menguap dan berekspansi sehingga menaikkan tekanan. Nilai tekanan diharapkan tidak lebih dari 25 kg/cm². Di lapangan, untuk melindungi HE dari *overpressure*, *line outlet crude oil* pada HE dilengkapi dengan

Pressure Safety Valve (PSV). Diagram proses *topping unit* di Pertamina RU II Dumai ditampilkan pada Gambar 2.7 :



Gambar 2.7 Flow Diagram Proses Unit CDU

Kandungan air di tiap tangki *crude* berbeda-beda. Oleh karena itu, panel selalu memonitor *crude oil* yang digunakan dari Tangki mana (tarik *full* atau tarik gandeng dari dua Tangki) dan kandungan airnya. Jika kandungan air dari *crude oil* yang digunakan terlalu tinggi (diharapkan kurang dari 0,5%-vol), maka tindakan yang diambil adalah dengan mengurangi jumlah *intake feed* agar tekanan di *exchanger* tidak melonjak dan beban dapur tidak meningkat. Namun, dengan turunnya *intake crude*, maka akan mengurangi produk dan *feed* untuk unit lain. Oleh karena itu, tindakan ini perlu dikoordinasikan dengan unit lain.

Pada 100-H-1, *crude oil* dari exchanger masuk dalam 8 *pass* yang alirannya dikontrol oleh FC-102 s.d FC-109. Saat ini, posisi kontrol aliran *crude inlet* 100-H-1 dibuat manual dengan mengatur bukaan kontrol 100%. Hal ini dilakukan demi kemudahan dan kestabilan operasi. *Crude* dinaikkan temperaturnya sampai 330°C agar pemisahan di 100-T-1 berlangsung dengan baik. *Control fuel* yang digunakan

pada 100-H-1 adalah kontrol *fuel oil*. Jumlah *fuel oil* dikendalikan dari tekanannya, sehingga jika bukan *control valve* terlalu besar dapat menyebabkan tekanan *fuel oil* turun dan dapat mempengaruhi bentuk *flame* pada *burner*. Tekanan *fuel oil* diharapkan memiliki nilai antara 0,8-5 kg/cm² agar bentuk *flame* bagus dan tidak menyentuh *tube*. Oleh karena itu, untuk pengaturan *fuel oil* biasanya dikombinasikan dengan pengaturan bukaan valve *fuel oil* di lapangan. Kenaikan *fuel oil* juga diiringi dengan penambahan *atomizing steam*.

Suhu keluaran *combined feed exchanger* (CFE) dijaga pada 230°C dengan tekanan 14 kg/cm². Setelah melalui *combined feed exchanger* maka *crude oil* akan dialirkan menuju *furnace* 100 H-1 untuk dinaikkan suhunya menjadi 326°C. Setelah keluar dari *furnace*, *crude oil* akan dialirkan menuju ke *Crude Distillation Unit* (100 T-1). Pada CDU akan terjadi pemisahan berdasarkan titik didih masing-masing senyawa penyusunnya. Hasil atas yang berupa *straight run naphtha* dialirkan menuju kondensor 100 E-8 dan kemudian dialirkan menuju akumulator 100 D-1 untuk dipisahkan antara air, *naphtha* dangas. Untuk gas yang berasal dari 100 D-1 kemudian dialirkan menuju ke 100 D-2. Pada tahap ini juga terjadi pemisahan gas dan *liquid*, *liquid* akan dikembalikan ke 100 D-1 sedangkan gas akan dialirkan menuju ke 100 D-5 sebagai *intermittent storage* untuk kemudian dialirkan menuju ke 100 D-3.

Pada 100 D-3 juga terjadi pemisahan antara gas dan *liquid*, gas akan dialirkan menuju *flare* ataupun untuk *fuel gas* 100 H-1 sedangkan *liquid* akan dialirkan bersama produk bawah dari 100 D-5 menuju ke 100 D-10. Hasil *naphtha* yang berasal dari 100 D-1 akan dibagi menjadi dua *line*. *Line* pertama adalah produk *naphtha* yang akan didinginkan dan dialirkan menuju *storage tank* yaitu TK-01 sedangkan *line* kedua adalah *line naphtha* yang akan dijadikan *reflux* untuk kembali ke 100 T-1.

Untuk *middle product* yang berupa *kerosene*, LGO, dan HGO akan di *draw off* sebagai produk akhir. *Kerosene* akan dialirkan menuju ke 100 T-2A untuk dihilangkan gas-gas yang terikut di dalamnya. LGO dan HGO akan dialirkan menuju ke 100 T-2B dan 100 T-2C. *Middle product* masih mengandung panas sehingga akan dilewatkan menuju *combined feed exchanger*, didinginkan dan kemudian dialirkan menuju tangki penyimpanan.

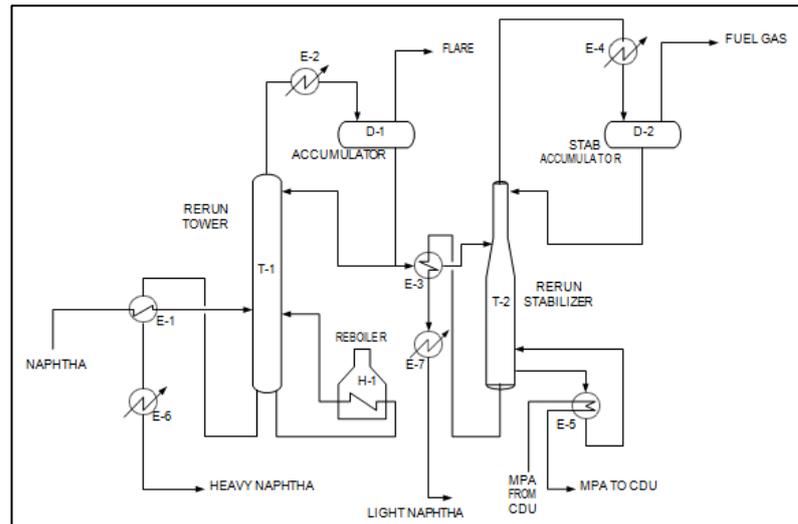
Untuk produk bawah dari 100 T-1 yang berupa *long residue* akan dibagi menjadi dua *line* yaitu satu *line* akan dipompakan menuju ke reboiler (100 H-2) untuk dinaikkan suhunya menjadi 350°C dan kemudian dikembalikan menuju ke *bottom* 100 T-1 sedangkan *line* kedua akan dialirkan menuju ke *combined feed exchanger* dan kemudian akan dijadikan sebagai feed dari unit #102 *Naphtha Rerun Unit* (NRU).

2.9.1.2 Unit 102 - *Naphtha Rerun Unit* (NRU)

Unit ini berguna memisahkan fraksi ringan dari *straight run naphtha* pada *topping unit* menjadi *light naphtha* dan *heavy naphtha* serta gas untuk bahan bakar kilang (*feed gas*). *Light naphtha* tersebut disebut juga dengan istilah *Low Octane Mogas Component* (LOMC) yang tidak mengandung olefin atau banyak mengandung parafin. *Light naphtha* yang dihasilkan digunakan sebagai *blending component* premium dengan jarak titik didih 30-80°C. *Heavy naphtha* digunakan sebagai umpan *Hydrobon Platforming Unit* dengan jarak titik didih 80-160°C. Prinsip dasar proses ini sama dengan *Topping Unit* yaitu pemisahan berdasarkan titik didih.

Naphtha Rerun Unit (NRU) merupakan unit yang berfungsi memisahkan *naphtha* produk CDU menjadi *Light Naphtha* dan *Heavy Naphtha* melalui proses distilasi. *Light naphtha* memiliki rentang titik didih 30-80°C sedangkan *Heavy Naphtha* 80-160°C. *Light naphtha* diambil sebagai produk yang langsung disimpan ke dalam Tangki, sedangkan *heavy naphtha* akan menjadi umpan untuk pengolahan lebih lanjut dalam unit *Hydrobon Platforming (PL-1)*. Kedua komponen ini nantinya menjadi komponen yang digunakan dalam proses *blending* premium. Kapasitas pengolahan NRU sebesar 8 MBSD dengan umpan *naphtha* yang dihasilkan oleh CDU, baik dari kilang Dumai maupun kilang Sungai Pakning. Produksi dari unit antara lain:

1. Gas, sebagai bahan bakar kilang (*feed gas*).
2. *Off gas* yang digunakan sebagai *fuel gas* atau dibuang ke *flare*
3. *Light Naphtha*, sebagai *Low Octane Mogas Component* (LOMC)
4. *Heavy Naphtha*, sebagai umpan *Hydrobon Platforming unit*.



Gambar 2. 8 Flow Diagram Proses Unit NRU

Proses yang terjadi di unit #102 *Naphtha Rerun Unit* (NRU) adalah *feed* akan dialirkan menuju ke *combined feed exchanger* 102 E-1 dan kemudian akan dialirkan menuju ke 102 T-1 untuk dipisahkan antara *light naphtha* dan *heavy naphtha*. Untuk *light naphtha* akan dialirkan menuju ke kondensator 102 E-2A/B dan kemudian akan dialirkan menuju ke 102 D-1 untuk dipisahkan antara gas, *light naphtha*, dan juga air. Gas akan dialirkan menuju ke 100 D-5 sebagai tangki *slope* dan juga ada *line* yang menuju ke *flare* untuk *exceeds gas*, sedangkan untuk *light naphtha* akan dialirkan menjadi dua *line* yaitu *reflux* dan juga aliran untuk menuju ke *rerun stabilizer* (102 T-2) untuk memisahkan gas yang masih terikut sehingga kemurnian dari *light naphtha* akan meningkat.

Sebelum masuk ke *rerun stabilizer* fluida akan dialirkan menuju ke 102 E-3 sebagai *combined feed exchanger*. Hasil atas dari *rerun stabilizer* akan dialirkan menuju ke 102 D-2 untuk dipisahkan gas dan *light naphtha*. Gas akan dialirkan menuju ke *flare* sedangkan *liquid* akan dipompakan untuk kembali ke *top column*. Untuk hasil bawah dari 102 T-2 akan dibagi menjadi dua *line*, *line* pertama adalah *line* menuju reboiler 102 E-5 sedangkan *line* kedua adalah *line* menuju 102 E-3 (*combined feed exchanger* untuk 102 T-2) dan kemudian didinginkan oleh air laut di 102 E-7 dan akan dijadikan produk *light naphtha* untuk *blending*. Hasil bawah dari 102 T-1 yang berupa *heavy naphtha* juga dibagi menjadi dua aliran. Aliran pertama adalah aliran yang akan dipompakan menuju ke reboiler 102 H-1 sedangkan aliran kedua adalah aliran *heavy naphtha* yang akan dialirkan menuju

ke *combined feed exchanger* 102 E-1 dan kemudian didinginkan oleh 102 E-6 yang kemudian dijadikan sebagai *feed* unit #301 *Hydrobon Platforming I*.

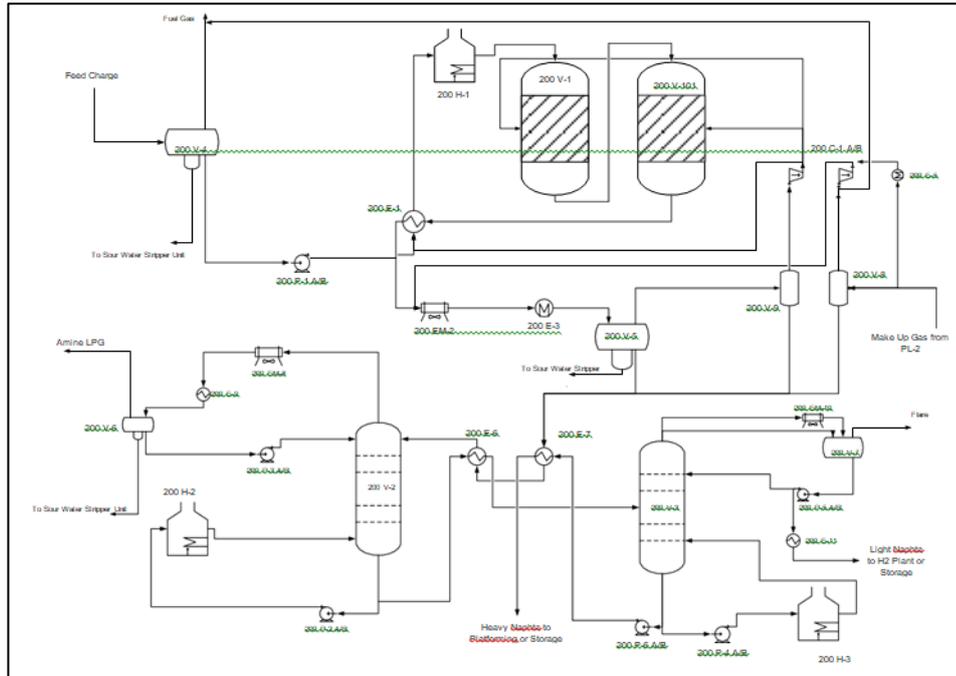
2.9.1.3 Unit 200 - *Naphtha Hydrotreating Unit (NHDT)*

Naphtha Hydrotreating Unit (NHDT) berfungsi menghilangkan *impurities* seperti sulfur, oksigen dan nitrogen, serta menjenuhkan olefin yang terdapat dalam *stabilized naphtha* dari *Delayed Coker* dan *naphtha* dari *Hydrocracker* dengan bantuan katalis TK-527, TK 441, TK 10. Kandungan sulfur dan nitrogen maksimal dalam umpan *platformer* masing-masing 0.5 ppm untuk mencegah keracunan katalis. Umpan NHDT adalah *cracked naphtha* dari *Delayed Coking Unit (DCU)*, *Heavy Naphtha* dari *Hydrocracker Unibon (HCU)* dan *Naphtha* dari *Distillate Hydrotreating Unit (NHDT)*. Reaksi yang terjadi dalam unit ini adalah sebagai berikut:

1. Penghilangan Sulfur : $\text{RSH} + \text{H}_2 \rightarrow \text{RH} + \text{H}_2\text{S}$
2. Penghilangan Nitrogen : $\text{CH}_3\text{NH}_2 + \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{NH}_3$
3. Penghilangan Oksigen : $\text{C}_6\text{H}_5\text{OH} + \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_6\text{H}_6 + \text{H}_2\text{O}$
4. Penjenuhan Olefin : $\text{R} = \text{R} + \text{H}_2 \rightarrow \text{RH} - \text{RH}$
5. Penghilangan Klorida : $\text{R} - \text{Cl} + \text{H}_2 \rightarrow \text{RH} + \text{HCl}$

NHDT mengolah umpan berupa *naphtha* yang berasal baik dari CDU, DCU maupun HCU dengan kapasitas pengolahan sebesar 10,1 MBSD. Produk yang dihasilkan oleh unit ini adalah:

1. Gas yang dimanfaatkan sebagai *fuel gas*.
2. *Light Naphtha*, sebagai *Low Octane Mogas Component* untuk campuran bensin
3. *Heavy Naphtha*, sebagai umpan *CCR-Platforming Unit (PL-II)*.



Gambar 2.9 Flow Diagram Proses Unit NHDT

Naphtha berupa umpan cair yang dipompakan dari *Feed Surge Drum* yang dicampur dengan gas kaya hidrogen dan melalui '*Combined Feed Reactor Effluent Exchanger*'. Umpan menerima panas dari reaktor *effluent* mengalami pendinginan. Kemudian umpan berupa gas dipanaskan lagi di *Charge Heater* hingga mencapai temperatur reaksi. Feed unit NHDT adalah *Naphtha* dari Unibon, *Crack Naphtha* dari *Coker*, dan *Naphtha* dari Tangki. *Naphtha* dari Tangki diatur berdasarkan level yang terbaca oleh LC-7 pada 200-V-4 *Feed Surge Drum*. Jika level belum mencapai set point (65%), maka ditambahkan *naphtha* dari Tangki (TK-05). Level ini dijaga agar operasi di NHDT stabil dan menjaga NPSH pompa 200-P-1 A/B. *Crack naphtha* dari *Coker* memiliki kandungan *impurities* dan olefin yang tinggi dibandingkan *naphtha* dari Unibon. Oleh karena itu, jumlahnya dibatasi sekitar 30% dari komposisi umpan NHDT.

Press 200-V-4 dijaga oleh PC-6 (11 kg/cm^2) dengan sistem split valve. PCV-6 A mengalirkan gas dari 200-V-8 ke 200-V-4, sedangkan PCV-6 B mengalirkan gas dari 200-V-4 ke *Fuel Gas System*.

1. Pada rentang bukaan *control* 0-50 %, valve A berada pada posisi *open* sedangkan valve B akan berada pada posisi *close*.

2. Pada rentang bukaan *control* 50-100 %, valve A akan berada pada posisi *close* sedangkan valve B berada pada posisi *open*.

Tujuan dari penggunaan *split valve* ini adalah agar perubahan-perubahan yang terjadi saat *press* dijaga berjalan dengan *smooth* dan operasi berjalan dengan stabil. *Press* 200-V-4 dijaga untuk melindungi pompa dari kavitasi, dan membantu meringankan beban 200-P-1 A/B untuk menaikkan *press feed* ke *press* yang dibutuhkan untuk reaksi. *Naphtha* umpan reaktor kemudian dialirkan oleh 200-P-1 A/B untuk dipanaskan di 200-E-1 *Combine Feed Exchanger* dengan memanfaatkan panas produk reaksi dan dipanaskan di 200-H-1 *Charge Heater* sampai ke temperatur yang dibutuhkan reaksi (300°C). Sebelum masuk ke 200-E-1, *naphtha* umpan dicampur dengan *Recycle Gas* yang berasal dari kompresor 200-C-1 A/B. Jika *flow recycle gas* terlalu rendah (<3UF) maka *Charge Heater* 200-H-1 akan trip. Fungsi *Recycle gas* adalah menyediakan hidrogen untuk konsumsi reaksi *hydrotreating* dan menjaga stabilitas katalis dengan menurunkan *coking rate* akibat adanya reaksi *hydrocracking*.

Jika pompa 200-P-1 A/B *trip* dan gagal untuk *over* pompa, maka *feed* NHDT ditarik dari TK-06 yang dipompakan oleh 200-P-8. Pada kondisi ini, unit NHDT dan PI-II berada pada *minimum capacity*. *Naphtha* dari TK-06 merupakan *treated naphtha* produk NHDT yang diisikan sebagian ke TK-06 selama operasi normal sampai pada level tertentu (90%) untuk keperluan *start-up* dan *emergency*. Kemudian campuran umpan masuk ke reaktor 200-V-1 dan mengalami reaksi *hydrotreating*. Reaksi terjadi pada permukaan *fixed bed* katalis dan berlangsung dalam fasa uap. Reaksi bersifat eksotermis sehingga terjadi kenaikan temperatur dari *inlet* ke *outlet* reaktor karena panas yang dihasilkan reaksi diserap oleh fluida proses. Dengan sifat reaksi yang eksotermis, maka jika kenaikan temperatur tidak dikendalikan dapat menyebabkan temperatur *run away* dan dapat merusak katalis dan material vessel. Untuk melindungi reaktor dari temperatur *run away*, reaktor dilengkapi dengan aliran gas *quench* yang merupakan *recycle gas* hasil kompresi di 200-C-1 A/B. Perbedaan temperatur reaktor dijaga agar tidak lebih dari 45°C.

Produk reaksi dari reaktor dialirkan ke 200-V-5 untuk memisahkan gas hasil dan sisa reaksi dari cairan *naphtha* pada tekanan tinggi (50 kg/cm²). Gas merupakan gas kaya hidrogen dengan sedikit kandungan hidrokarbon ringan produk *cracking*

di dalam reaktor. Gas ini dialirkan ke 200-V-9 untuk dikompresi di *Recycle Gas Compressor* 200-C-1 A/B dan dialirkan kembali untuk di-mix dengan *naphtha* umpan dan untuk aliran *quenching* reaktor. Gas dari 200-V-5 dikompresi di 200-C-1 A/B untuk dinaikkan tekanannya agar dapat dicampur dengan *naphtha* umpan. Selain itu, gas juga digunakan untuk *quenching* reaktor dan sebagian dikirim kembali ke 200-V-5 untuk menjaga tekanannya. Kekurangan gas akibat konsumsi reaksi di-supply dengan *make up gas* dari unit 300-*Platforming* dengan acuan tekanan 200-V-5 tetap 50 kg/cm².

Produk cair dari reaksi kemudian di alirkan ke 200-V-2 *Naphtha Stripper* untuk memisahkan gas-gas *impurities* (H₂S, NH₃) dari *naphtha*. Gas-gas ringan (H₂, C₁, C₂) telah dipisahkan di 200-V-5 pada tekanan tinggi untuk menjaga gas-gas *impurities* tetap berada dalam fasa cair dan bercampur dalam aliran *naphtha* sehingga tidak terikut ke *suction Recycle Gas Compressor* 200-C-1 A/B. Pemisahan di dalam *Naphtha Stripper* terjadi pada tekanan yang lebih rendah dari 200-V-5 dan temperatur yang lebih tinggi dari 200-V-5. Kondisi ini dibuat sedemikian rupa karena sifat gas yang terlarut dalam cairan akan lebih mudah menguap pada tekanan rendah dan temperatur tinggi. Dengan demikian, gas-gas *impurities* akan lebih mudah terpisah dari aliran *naphtha*. Pada aliran *overhead Naphtha Stripper*, diinjeksikan Unicorn untuk mencegah korosi *line* akibat gas-gas *impurities* yang bersifat asam.

Gas *top* produk *Naphtha Stripper* dikirim ke unit Amine LPG untuk di-*treatment* lebih lanjut. Sedangkan *treated naphtha* yang merupakan *bottom* produk *Naphtha Stripper* dialirkan ke 200-V-3 *Naphtha Splitter* untuk memisahkan *Light Naphtha* dan *Heavy Naphtha*. Pada kolom inilah pengaturan RVP *Light Naphtha* yang menjadi target operasi di NHDT. Pemisahan dilakukan pada tekanan lebih rendah dari tekanan pada kolom 200-V-2 *Naphtha Stripper* agar *Light Naphtha* lebih mudah teruapkan. Uap *light naphtha* di *overhead* kolom dibagi menjadi dua aliran, aliran pertama masuk ke kondensor sebelum masuk ke *receiver*, dan aliran kedua langsung masuk ke *receiver* dalam fasa uap melalui suatu *control valve*. Beda tekanan antara kedua aliran tersebut dijaga dengan memainkan bukaan *control valve* sehingga tekanan kolom terjaga. Hal ini dilakukan karena umpan yang masuk ke 200-V-3 sudah tidak mengandung gas.

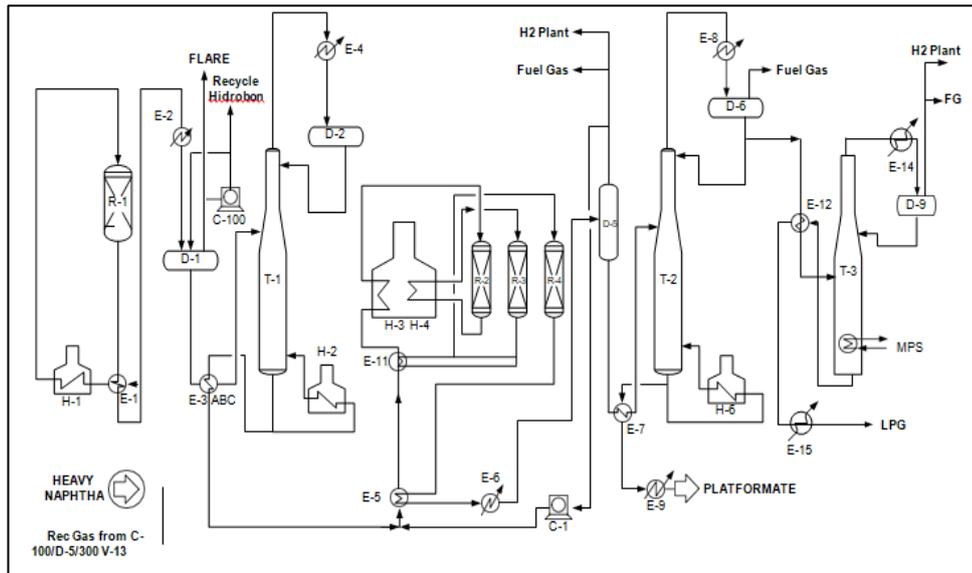
2.9.1.4 Unit 301 - *Hydrobon Platforming Unit (PL-I)*

Heavy naphtha yang dihasilkan *Naphtha Rerun Unit* masuk sebagai umpan dalam *Platforming I (PL-I)*. Unit ini terdiri dari 2 bagian, yaitu *Hydrobon* dan *Platforming*. *Hydrobon* berfungsi untuk memurnikan *Heavy Naphtha* dari NRU dengan cara hidrogenasi dengan katalis Topsoe TK-525 dan TK-551 untuk menghilangkan kontaminan seperti senyawa-senyawa olefin dan logam-logam lain yang dapat meracuni katalis. *Platforming* bertujuan untuk mengubah *naphtha* oktan rendah (54) menjadi *naphtha* oktan tinggi melalui penataan ulang struktur molekul hidrokarbon menggunakan panas dan katalis. Proses dalam subunit ini berlangsung pada reaktor bertekanan 28-30 atm dengan temperatur $\pm 487^{\circ}\text{C}$. Kapasitas pengolahan *Hydrobon* sebesar 6,2 MBSD. *Hydrobon Platforming Unit* ini memproduksi LPG dan *reformat*.

Reaksi utama yang terjadi pada unit *platforming* adalah *dehidrogenasi*, *Hydrocracking paraffin*, *isomerisasi*, *dehidrosiklisasi paraffin*. Berikut persamaan reaksinya:

1. Dehidrogenasi : $\text{C}_6\text{H}_{11}\text{CH}_3 \rightarrow \text{C}_6\text{H}_5\text{CH}_3 + \text{H}_2$
2. *Hydrocracking paraffin* : $\text{C}_8\text{H}_8 + \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_5\text{H}_{12} + \text{C}_3\text{H}_8$
3. Isomerisasi : $\text{C}_6\text{H}_{12} \rightarrow \text{C}_2\text{H}_5 - \text{CH}(\text{CH}_3) - \text{C}_2\text{H}_5$
4. Dehidrosiklisasi paraffin : $\text{C}_7\text{H}_{16} \rightarrow \text{C}_7\text{H}_{14} + \text{H}_2$

Umpan yang diolah unit ini berupa *Heavy Naphtha* yang berasal dari NRU. Produk yang dihasilkan di antaranya: *off gas* yang digunakan untuk *fuel gas* dan sisanya dibuang ke *flare*, gas H_2 dengan kemurnian 75 % yang digunakan sebagai *recycle gas* dalam proses, LPG (*Liquefied Petroleum Gas*), yang dikirim ke *LPG Recovery Unit*, dan yang utama berupa *reformat* (ON:93), sebagai komponen campuran premium.



Gambar 2. 10 Flow Diagram Proses Unit PL I

Platforming I (PL I) merupakan unit dari *Hydro Skimming Complex* (HSC) yang bertujuan mengubah *heavy naphtha* menjadi produk *reformate* dengan angka oktan tinggi. Umpan untuk unit PL 1 ini adalah *heavy naphtha* dari unit *Naphtha Rerun Unit* (NRU). Unit ini terdiri dari dua bagian yaitu hidrobon dan *Platforming I*. Hidrobon berfungsi untuk memurnikan *heavy naphtha* dengan reaksi hidrogenasi untuk menghilangkan impurities - impurities yang dapat merusak katalis *Platforming I* seperti sulfur dan nitrogen. Unit *Platforming I* berfungsi untuk memperbaiki kualitas *naphtha* dari *naphtha* beroktan rendah menjadi *naphtha* beroktan tinggi dengan bantuan panas dan katalis. Aliran proses yang terjadi di unit *Platforming I* (PL I) adalah sebagai berikut :

Seksi Hidrobon berfungsi memurnikan *heavy naphtha* yang akan menjadi umpan *Platforming I*. Katalis yang digunakan adalah TK-561, KF 859-1.5Q, TK-10, DN-200, CT-30 dan CT-50 dengan kapasitas pengolahan 6220 BPSD (41,2 m³/jam). Pada seksi ini terjadi proses penghilangan racun katalis seperti nitrogen, sulfur, oksigen, klorida. Reaksi terjadi dalam fase gas dan bersifat eksotermis. Pada seksi ini *heavy naphtha* dihidrogenasi secara katalitik untuk menghilangkan kontaminan dimana kandungan sulfur, nitrogen dan oksigen maksimum yang diperbolehkan dalam produk hidrobon adalah 0,5 ppm.

Aliran proses yang terjadi pada seksi Hidrobon adalah produk *heavy naphtha* dari NRU akan dipompakan oleh pompa PL P 1 A/B untuk dicampur dengan

recycle gas yang berasal dari kompressor PL C-100. Pencampuran ini dimaksudkan untuk menjaga perbandingan H₂/HC pada seksi hidrobon agar laju pembentukan *coke* pada seksi hidrobon dapat diminimalisir (pada keadaan normal operasi, gas yang diambil berasal dari PL C-100, jika PL C-100 *trip* maka digunakan gas dari PL C-1, dan jika tetap tidak mampu maka akan dipakai gas dari 300 V 13 ataupun dari Unibon). Setelah *feed* PL bercampur dengan *recycle* gas maka *feed* akan dialirkan menuju ke PL E - 1 ABCD untuk dilakukan *combined feed exchanger* . Kemudian *feed* akan dialirkan menuju ke PL H-1 untuk dinaikkan suhunya hingga 300 °C. Setelah suhu tercapai, maka *feed* akan dialirkan menuju ke R-1.

Pada R-1 terjadi reaksi penghilangan sulfur, nitrogen, metal, oksigen, dan saturasi olefin. Hasil keluaran R-1 yang berupa *treated heavy naphtha* akan dialirkan menuju ke CFE PL E-1 ABCD sebagai pemanas. Setelah melewati CFE PL E-1 ABCD fluida akan didinginkan dan dikondensasikan di PL E-2 AB (sebelumnya telah dilakukan injeksi *wash water* untuk melarutkan gas-gas hasil dari reaktor hidrobon). Setelah terkondensasikan di PLE 2 AB, air, minyak, dan gas dipisahkan di PL D-1. Gas yang terbentuk akan dibagi menjadi dua *line*. *Line* yang pertama adalah *line* gas yang akan dialirkan ke PL C-100 untuk dinaikkan tekanannya hingga 28 kg/cm² dan dijadikan sebagai *recycle* gas maupun dikembalikan sebagai *reflux* PL D-1 sedangkan *line* yang kedua adalah *line* gas yang akan dijadikan sebagai *fuel gas*. Air yang terpisahkan di PL D-1 akan dikirim ke unit *sour water stripper* sedangkan untuk *treated heavy naphtha* akan dialirkan menuju ke CFE PL E-3 ABC sebagai unit pemanas untuk hidrobon *stripper* PL T-1. Di PL T-1 *heavy naphtha* akan dilucuti dari kandungan gas-gas ringan yang terikut. Produk gas dari PL T-1 akan diinjeksikan unisor sebagai *corrosion inhibitor* dan akan dikondensasikan di PL E-4 untuk dipisahkan antara gas dan cairannya. Gas akan dialirkan sebagai *fuel gas* sedangkan produk cair akan dipompakan dengan pompa PL P-2 untuk dikembalikan ke kolom PL T-1. Produk bawah dari PL T-1 akan dibagi menjadi dua *line*. *Line* yang pertama adalah *line heavy naphtha* untuk dialirkan menuju ke PL H-2 dan dikembalikan ke kolom PL T-1. *Line* kedua adalah *line heavy naphtha* yang dijadikan sebagai *feed* dari seksi *Platforming*.

Seksi *Platforming* berfungsi untuk mengubah fraksi *gasoline* yang memiliki angka oktan rendah menjadi *gasoline* dengan angka oktan yang tinggi. Sebagai

umpannya adalah *treated heavy naphtha* dengan kapasitas 6189 BPSD (41,0 m³/jam) dan produknya adalah *reformate*, LPG, serta gas hidrogen. Katalis yang dipakai unit ini adalah R 56 ,R-15 dan R-16. Pada reaktor II dan III menggunakan katalis R-56 sedangkan pada reaktor IV menggunakan R-15 dan R-16. Aliran proses yang terjadi di seksi *Platforming* I adalah produk *treated heavy naphtha* dari seksi hidrobon akan dipompakan oleh pompa PL P-6 untuk dicampur dengan *recycle gas* yang berasal dari kompressor PL C-1. Pencampuran ini dimaksudkan untuk menjaga perbandingan H₂/HC pada seksi *Platforming* agar laju pembentukan *coke* dapat diminimalisir.

Setelah itu *feed Platforming* I dialirkan menuju ke CFE PL E-5 ABCD sebagai unit *combined feed exchanger* dan akan dialirkan menuju ke CFE PL E-11 ABC kemudian akan dialirkan menuju ke PL H-3. Di PL H-3 *heavy naphtha* akan dipanaskan hingga suhu 492 °C dan akan dialirkan menuju ke PL R-2. Pada tahap ini terjadi beberapa reaksi endotermik dengan tujuan meningkatkan kandungan aromatik dalam *heavy naphtha*. Reaksi – reaksi yang terjadi di R-2 adalah reaksi dehidrogenasi *naphtene*, dehidrosiklisasi parafin, isomerisasi *naphtene* dan parafin, serta dealkilasi aromatik. Produk *effluent* reaktor R-2 akan dipanaskan kembali ke PL H-4 hingga suhu 492 °C dan akan dialirkan ke PL R-3. Produk keluaran R-3 akan diturunkan suhunya hingga mencapai 354 °C di PL E-11.

Setelah itu produk akan dialirkan menuju ke R-4. Tujuan reaksi pada R-4 ini adalah untuk maximizing LPG. Reaksi yang terjadi merupakan reaksi cracking yang bersifat eksotermis untuk membuat *propane* dan *butane*. Hasil *effluent* R-4 akan didinginkan di CFE PL E-5 ABCD kemudian didinginkan lagi di PL E-6 AB dan dialirkan menuju ke *high pressure separator* PL D-5. Di PL D-5 gas yang ada akan dibagi menjadi tiga *line*. *Line* yang pertama adalah *line* yang akan dialirkan menuju ke kompresor PLC-1 ataupun *line* menuju ke PL E-1 untuk mengcover jika PL C-100 terjadi kegagalan sistem. *Line* yang kedua adalah *line* gas yang akan dikirimkan menuju ke H₂ plant. Sedangkan *line* yang ketiga adalah *line* gas yang akan menuju ke *fuel gas* sistem. Produk bawah dari PL D-5 akan dipanaskan di CFE PL E-7 untuk sebelum masuk ke *Platforming stripper*.

Di *Platforming stripper* ini terjadi proses debutanizer. Untuk produk bawah yang berupa produk *reformate* akan dibagi menjadi dua *line*. *Line* yang pertama

adalah *line reformate* yang akan dialirkan ke reboiler PL H-6 untuk dipanaskan dan dikembalikan ke tower sedangkan *line* yang kedua adalah *line* produk *reformate* yang akan didinginkan di CFEPL E-7 kemudian dilanjutkan didinginkan di PL E-9 sebelum dialirkan ke tangki produk. Untuk hasil atas yang berupa butana dan gas – gas yang lebih ringan akan dikondensasikan di PL E-16 dan kemudian akan dipisahkan antara *non condensable gas (off gas)* dengan cairan yang telah terkondensasi di PL D-6. *Off gas* akan dijadikan sebagai *fuel gas* sedangkan kondensatnya akan dibagi menjadi dua *line*. *Line* yang pertama adalah *line* kondensat yang akan dipompakan oleh PL P-7 AB untuk dikembalikan ke tower PL T-2 sebagai *reflux* sedangkan *line* yang kedua adalah *line* fluida yang akan dipompakan oleh pompa PL P-11 AB menuju ke CFE PL E-12 sebagai *combined feed exchanger* untuk ke PL T-3. Di 301 T -3 ini akan dipisahkan antara *off gas* dengan produk LPG. Tower T-3 merupakan tower debutanizer, *off gas* yang berupa C₁ dan C₂ akan menjadi produk atas sedangkan propana dan butana merupakan produk bawah (produk LPG). Untuk produk atas yang berupa *off gas* akan didinginkan di 301 E-14 dan kemudian dipisahkan antara *non condensable gas* dengan propana dan butana yang terikut di hasil atas di PL D-9. *Off gas* akan dikirimkan sebagai *fuel gas* dan dikirimkan ke H₂ plant sedangkan untuk propana maupun butana akan dipompakan oleh pompa PL P-12 AB kembali ke tower. Produk bawah yang berupa LPG akan didinginkan di PL E-12 sebagai pemanas dan dilanjutkan didinginkan di PL E-15 dan selanjutnya akan dialirkan menuju ke tangki produk.

2.9.1.5 Unit 300 - *Platforming II (PL-II)*

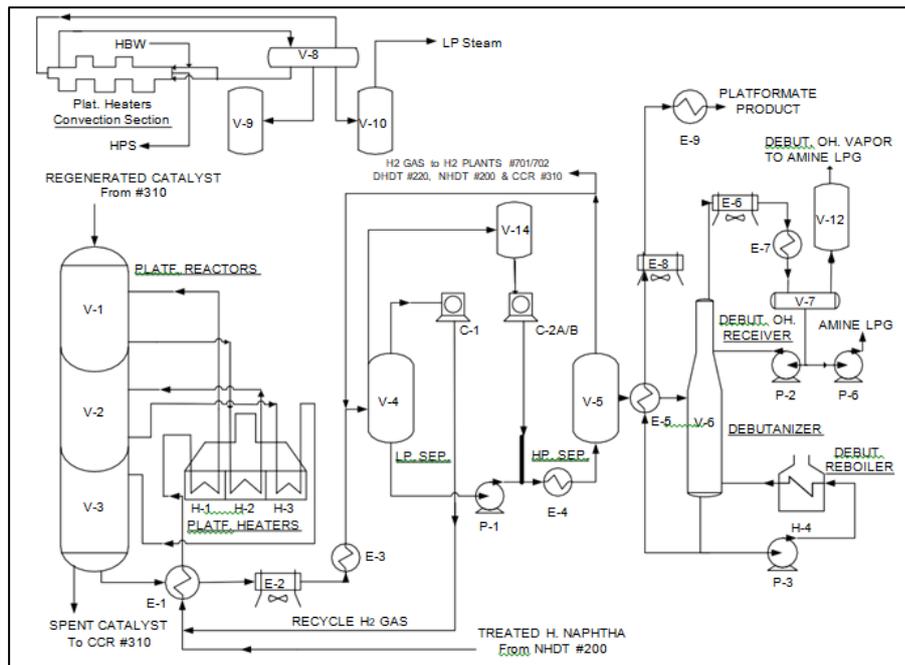
Unit ini mengolah *Heavy Naphtha* dari *Naphtha Hydrocracker* agar menghasilkan reformat/*high-grade motor fuel* (mogas komponen beroktan tinggi, oktan 93) dengan bantuan katalis bimetalik UOP R-134. *Reactor Platforming* mempunyai 3 buah reaktor yang tersusun seri secara *vertical* dengan *temperature* 525°C dan tekanan 10 kg/cm². Kapasitas pengolahan ini sebesar 8,9 MBSD. Reaksi-reaksi yang terjadi di dalam reaktor ini adalah *Dehydrogenasi*, *Hydrocracking*, *Isomerisasi*, dan *Dehydrosklisasi*. Pada CCR, unit ini dirancang untuk meregenerasi katalis bimetalik R-164 yang digunakan di *Platforming* secara

terus menerus karena selama proses yang terjadi di *Platforming*, katalis mengalami deaktivasi akibat keracunan dan pembentukan *coke*. CCR dirancang dengan kapasitas sebesar 136 kg/jam. Produk-produk yang dihasilkan :

1. Gas sebagai umpan *Hydrobon Plant*, NHDT, DHDT.
2. LPG.
3. *Reformate*/ komponen utama pembentukan mogas dan *Hydrogen Plant*.

Umpan adalah *Heavy Naphtha* dari NHDT dengan spesifikasi sebagai berikut :

1. Kandungan senyawa sulfur di bawah 0,5 ppm
2. Kandungan senyawa nitrogen di bawah 0,5 ppm
3. *Initial Boiling Point* 82-85°C



Gambar 2. 11 Flow Diagram Proses Unit PL II

Unit Platforming II dirancang untuk mengolah treated heavy naphtha yang bernilai oktan rendah dengan kapasitas 8800 BPSD (58,73 m³/jam) menjadi reformat yang memiliki nilai RONC diatas 98. Didalam reaktornya, unit platforming menggunakan katalis Bimetallic UOP R- 164 dan alumina oksida sebagai *carrier* untuk mempromosikan reaksi seperti dehidrogenasi naphtenik, isomerisasi, dan dehydrocyclization. Tujuan dari berbagai reaksi ini adalah meningkatkan nilai oktan naphtha dengan cara mengubah komponen parafinik dan naphtenik dari feed menjadi senyawa aromatik pada produk. Salah satu

keunggulan dari reaktor platforming di PL-II adalah desain *moving bed* reaktor yang memungkinkan sirkulasi *spent* katalis ke unit CCR #310. Di unit #310 inilah terjadi regenerasi katalis dengan cara oksidasi *coke* yang terakumulasi pada permukaan katalis, sehingga bisa memperpanjang aktivitas dan usia katalis.

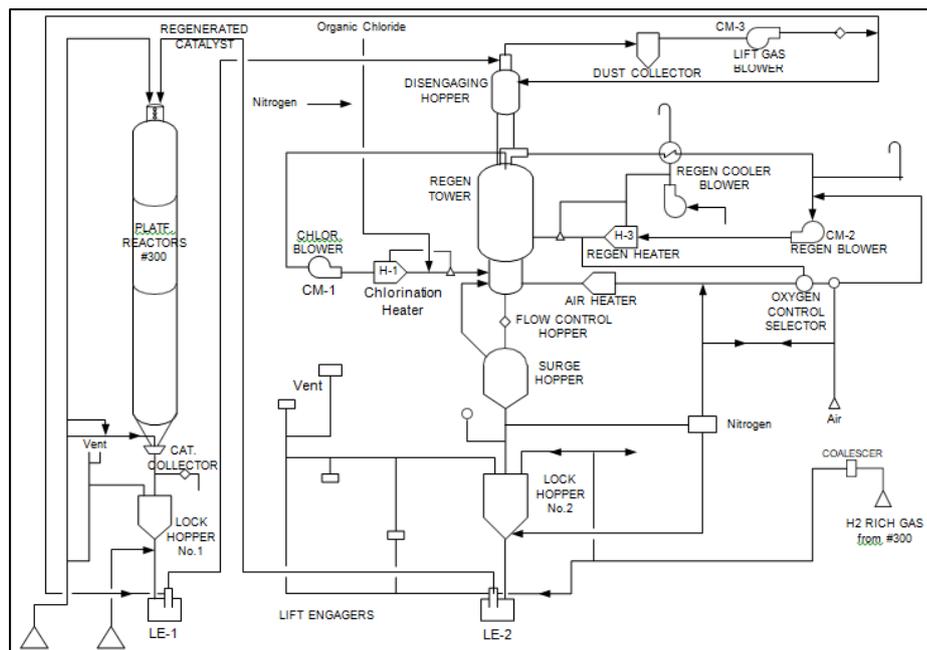
Alur minyak dari unit Platforming II dimulai dengan umpan *treated heavy naphtha* yang berasal dari pompa P6 - 200 unit Naphtha Hydrotreating (NHDT) 200. Umpan ini memiliki kadar aromatik yang rendah dan parafinik yang cukup tinggi, sehingga memiliki nilai RONC yang cukup rendah. Awalnya umpan *treated heavy naphtha* ini dipertemukan dengan recycle gas H₂ dan injeksi asam PERC, sebelum dipanaskan dengan menggunakan kombinasi antara vertical *shell & tube exchanger* E-1 300 dan *fired heater* H-1. Setelah umpan mencapai temperatur operasi yang dibutuhkan, naphtha akan dialirkan menuju reaktor V-1, lalu mengalami siklus heating di H-2 dan reaksi di V-2 dan heating di H-3 yang diikuti dengan reaksi di V-3. Melalui reaksi di ketiga reaktor tersebut, akan terjadi peningkatan kadar aromatik di naphtha dengan hasil nilai RONC yang lebih tinggi.

Naphtha hasil reaksi lalu dikondensasikan melalui fin-fan E-2 dan *sea water cooler* (SWC) E-3 sebelum dilakukan pemisahan antara gas dan fraksi ringan dengan fraksi berat di low pressure separator (LPS) V-4 dan high pressure separator (HPS) V-5. Di LPS gas H₂ dan fraksi ringan yang berasal dari reaksi *hydrocracking* sisi asam katalis di reaktor sebagian dialirkan ke kompresor 300-C1 sebagai recycle gas sedangkan sebagian lagi dialirkan menuju vessel V-14 untuk proses adsorpsi klorida dan diteruskan sebagai suction make-up compressor 300-C-2. Di HPS V-5, terjadi lagi pemisahan antara fraksi ringan dan gas H₂ dari top vessel sebagai suplai gas hidrogen ke unit NHDT #200, H₂ Plant #701/702, DHDT #220 dan unit existing GP 1. Bottom V-5 akan difraksinasi di debutanizer V-6 untuk memisahkan antara overhead vapor dengan reformate bernilai RONC tinggi dan LPG. Overhead dari top V-6 akan dikondensasi dengan menggunakan fin-fan E-6 dan SWC E-7, lalu dipisahkan antara produk LPG, overhead vapor dan reflux V-6 di separator V-7. Produk LPG akan dialirkan ke unit Amine#410 dengan menggunakan pompa sundyne P-6, sedangkan overhead vapor akan mengalami treating dengan menggunakan caustic di V-12. Sedangkan bottom dari V-6 akan dibagi sebagai

reboiler dengan menggunakan pompa P-3, dan produk reformat yang dialirkan menuju tangki T- 07.

2.9.1.6 Unit 310 - Continuous Catalytic Regeneration (CCR)

Continuous Catalytic Regeneration (CCR) merupakan unit yang berfungsi untuk meregenerasi katalis yang digunakan dalam platforming (PL-II) secara kontinu. Hal ini dilakukan karena terjadinya deaktivasi katalis akibat racun dan pembentukan *coke*. Kapasitas regenerasi katalis dalam unit CCR adalah sebesar 136 kg/jam dengan peralatan utama yaitu *Regen Tower*, *Lock Hopper* 1&2, dan *Lift Engagers* 1&2. Proses regenerasi katalis ini dimulai dengan pengumpulan katalis dari *Platformer Reactor* di *Catalyst Collector* untuk selanjutnya masuk ke *Lock Hopper* 1. *Lift Engagers* 1 berfungsi untuk menaikkan katalis ke *Regen Tower*. *Lift gas* yang digunakan adalah N_2 . Di dalam *Regen Tower*, katalis dibakar dengan O_2 sampai dengan $510\text{ }^\circ\text{C}$. *Lock Hopper* 1 & 2 digunakan untuk mengatur ketinggian katalis di *reactor* dan di *Regen Tower*. Untuk menaikkan katalis hasil regenerasi, digunakan *Lift Gas Hydrogen* di *Lift engagers* 2.



Gambar 2. 12 Flow Diagram Proses Unit CCR

Gas yang digunakan dalam sistem pemindahan adalah Recycle gas dari kompresor 300-C-1, nitrogen, dan booster gas dari kompresor 300-C-2 A/B. Gas

ini digunakan untuk purging dan mengatur tekanan. Pada pemindahan *spent* katalis, katalis kolektor dan LH 1 diberikan tekanan oleh recycle gas agar perbedaan tekanan di kedua vessel tersebut sebesar 0,09 kg/cm². Tujuannya supaya katalis turun dari katalis kolektor ke LH 1 dengan melayang sehingga mengurangi gesekan yang akan mengurangi surface area katalis. Aliran recycle gas yang masuk ke katalis kolektor juga mencegah turunnya katalis dari reaktor selama proses loading LH 1. LH 1 melakukan *loading* sampai pada level yang ditentukan sesuai dengan waktu yang ditetapkan. Jika dalam waktu yang ditetapkan level tidak tercapai, maka *long cycle* alarm akan berbunyi dan loading katalis akan berhenti jika waktu *long cycle* sudah habis.

Sebelum melakukan *unloading*, katalis dalam LH 1 akan dipurge menggunakan gas nitrogen untuk mengusir uap-uap hidrokarbon agar tidak terbawa ke regen tower. Jika ada uap hidrokarbon terbawa ke regen tower, maka akan meningkatkan temperatur di regen tower karena uap hidrokarbon akan ikut terbakar dalam regen zone. Akibatnya, kandungan karbon yang keluar dari regen zone tidak sesuai spesifikasi dan akan terbawa ke *chlorination zone*, terbakar, dan menaikkan temperatur regen tower. Katalis kemudian dipindahkan ke sistem regenerasi menggunakan gas nitrogen dengan cara difluidisasikan.

Pada pemindahan regenerated katalis, *purging* dilakukan menggunakan booster gas yang memiliki kemurnian hydrogen tinggi. Sebelum unloading LH 2, katalis di purge dengan menggunakan nitrogen untuk menghilangkan oksigen. Kemudian katalis dipindahkan oleh LE 2 ke reduction zone menggunakan booster gas yang sekaligus akan mereduksi sisi metal katalis. Gas yang terlibat dalam sistem regenerasi adalah nitrogen dan udara. Nitrogen digunakan untuk menjaga beda tekan antara DH dengan regen zone agar katalis tetap bisa mengalir secara gravitasi. Nitrogen yang digunakan adalah aliran dari LE 1 yang membawa katalis ke DH, kemudian diisap oleh blower 310-CM-3 untuk sebagian dikembalikan ke LE 1 melewati Dust Collector untuk mengendapkan debu-debu katalis, dan sebagian lagi dikembalikan ke DH untuk menjaga tekanan di dalamnya. Purging SH untuk menghilangkan oksigen yang terikat katalis.

Udara diinjeksikan untuk melangsungkan reaksi pembakaran, mensupply kebutuhan oksigen di *chlorination zone* dan mengeringkan katalis yang sudah

diregenerasi. Laju alir udara diatur dengan menggunakan acuan O₂ Analyzer (AR-383) di regen zone 1,3%-mol untuk menjaga temperatur regen tower. Kandungan oksigen di regen tower telah terkondisikan sesuai dengan kebutuhan operasi dengan mensirkulasikan gas hasil bakar. Gas hasil bakar dari regen zone diisap oleh blower 310-CM-2 dan dikembalikan ke regen tower setelah sebagian gas diventing untuk menjaga level oksigen dan tekanan di regen tower. Sebelum dikembalikan, gas didinginkan terlebih dulu menggunakan udara yang diisap oleh 310-CM-4 dan kemudian dipanaskan oleh 310-H-2 untuk menyesuaikan dengan temperatur masuk ke regen tower. Gas hasil bakar dari chlorination zone diisap oleh blower 310-CM-1 dan dikembalikan ke tower setelah dipanaskan di 310-H-1 dan dicampur dengan uap PDC. Sebagian gas dari chlorination zone dialirkan ke regen zone untuk diventing.

Udara dapat diinjeksikan di dua lokasi, yaitu di zona pengeringan dan di aliran suction 310-CM-2. Dua lokasi injeksi ini berkaitan dengan sistem regenerasi katalis yaitu Upper air dan Lower air. Regenerasi dengan menggunakan upper air dilakukan jika umpan dikategorikan sebagai *Black Catalyst* dengan kandungan karbon sekitar 4%-wt. Jika kandungan karbon pada katalis sudah turun sekitar 2%-wt, maka regenerasi dilakukan dengan menggunakan Lower air. Injeksi udara untuk upper air dilakukan di suction 310-CM-2 dan injeksi udara untuk lower air dilakukan di zona pengeringan. Perbedaan kondisi antara upper air dan lower air terletak pada kandungan oksigen di regen zone. Jika kandungan karbon cukup tinggi, maka perlu dilakukan pembakaran lebih banyak untuk menguranginya. Dengan injeksi di suction 310-CM-2, kandungan oksigen dapat lebih tinggi dan pembakaran bisa ditingkatkan. Kerja LH baik LH 1 maupun LH 2 dilakukan berdasarkan acuan level katalis di reduction zone dan DH. Level di kedua lokasi ini harus balance agar operasi di reaktor dan regenerator berjalan dengan baik. Pada saat LH 1 ready, LH menunggu perintah pengisian katalis ke DH jika level katalis di DH sudah rendah. Begitu pun saat LH 2 ready, LH menunggu perintah pengisian katalis ke reduction zone jika level katalis di reduction zone rendah. Namun, jika level katalis di reduction zone terlalu rendah, maka sistem di LH 1 terhenti untuk menjaga level katalis di reaktor sehingga reaksi di reaktor berlangsung dengan baik. Pada kondisi ini, walaupun level di DH rendah LH 1 tidak akan bekerja untuk

memindahkan katalis ke DH. Unit 310-CCR memiliki sistem yang mengautotrip unit jika terjadi kegagalan. Penyebab-penyebab unit 310-CCR *trip* antara lain,

1. Temperatur gas regenerasi mencapai nilai maksimum.
2. Temperatur gas klorinasi mencapai nilai maksimum.
3. Aliran gas regenerasi terlalu rendah.
4. Aliran gas klorinasi terlalu rendah.
5. Perbedaan tekanan antara DH dan regen tower terlalu rendah.
6. Aliran *purge* ke SH terlalu rendah.
7. Udara pembakaran yang rendah.
8. *Analyzer hydrogen-hydrocarbon*.

2.9.2 Hydrocracking Complex (HCC)

Hydrocracking Complex merupakan salah satu proyek perluasan Kilang.Pertamina RU-II Dumai, HCC ini didesain oleh *Universal Oil Product* (UOP). Unit-unit yang terdapat dalam HCC :

1. *Hydrocracker Unibon* (HCU)-Unit211 dan Unit 212
2. *Amine and LPG Recovery*-Unit 410
3. *Hydrogen Plant*-Unit701 dan Unit 702
4. *Sour Water Stripper*-Unit 840
5. *Nitrogen Plant*-Unit 300

2.9.2.1 Unit 211/212 - Hydrocracker Unibon (HCU)

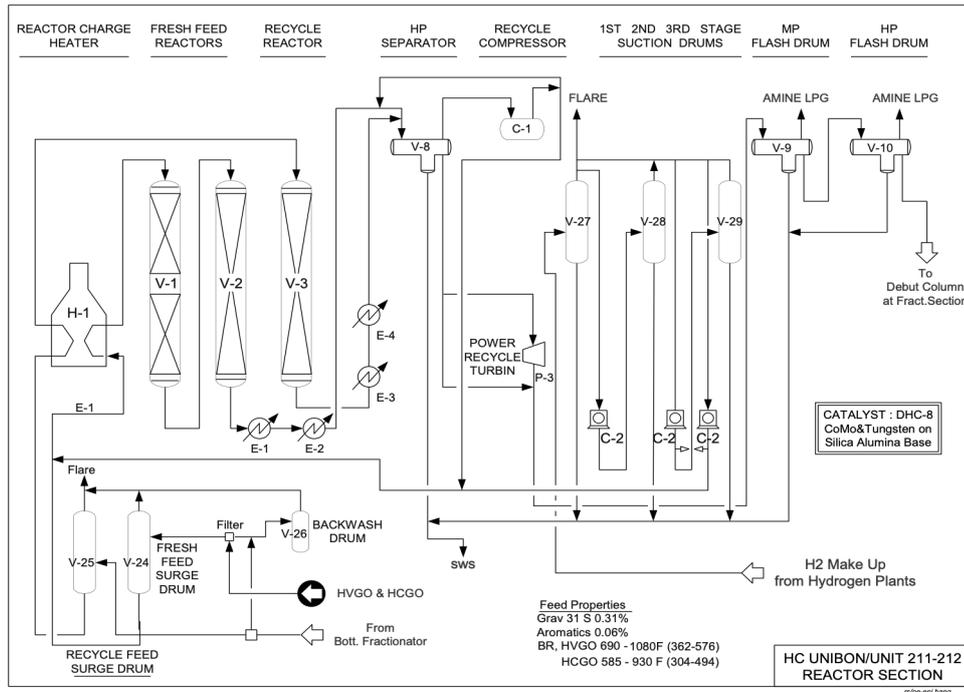
Unit *Hydrocracker Unibon* berfungsi mengolah *Heavy Vacuum Gas Oil* (HVGO) yang berasal dari HVU dan *Heavy Cooker Gas Oil* (HCGO) yang berasal dari DCU menjadi fraksi yang lebih ringan melalui reaksi *Hydrocracking* dengan bantuan gas Hidrogen (H_2) yang berasal dari *H₂plant*. Produk-produk yang dihasilkan unit ini diantaranya *off gas*, LPG, *Light naphtha*, *Heavy naphtha*, *Light kerosene* (sebagai komponen *blending* kerosene/avtur/JP-5), *Heavy kerosene* (sebagai komponen kerosin/avtur/JP-5), *Automotive Diesel Oil* (ADO), dan *Bottom fractinator/recycle feed*.

Hydrocracker Unibon terdiri dari dua unit yang identik dengan kapasitas pengolahan sebesar 27,9 MBSD per unit. Unit tersebut adalah HCU-Unit 211 dan

HCU-Unit 212. Unit ini dioperasikan pada tekanan 170 kg/cm² (dengan tekanan rancangan sebesar 176 kg/cm²). Peralatan yang terdapat pada HCU digolongkan menjadi reactor dan kolom fraksinasi. Untuk mempercepat dan mengarahkan reaksi, pada unit ini digunakan katalis berjenis DHC 8. Katalis DHC 8 terdiri dari *acid site* dan *metal site*. *Acid site* katalis ini berupa Al₂O₃.SiO₂ sebagai sumber *power cracking*, sedangkan *metal site* berupa Ni dan W yang berfungsi untuk mengarahkan reaksi hidrogenasi. Proses pengolahan pada *Hydrocracker Unibon* diawali dengan reaksi pembentukan ion karbonium dari olefin pada *acidic center*, dan pembentukan olefin dari paraffin pada *metallic center*.

Kecepatan reaksi *Hydrocracking* ini berbanding lurus dengan kenaikan berat molekul umpan paraffin. Dalam proses ini perlu dilakukan pencegahan terbentuknya fraksi C₄ dalam isobutana, akibat kecenderungan terbentuknya tersier butyl carbonium yang cukup tinggi. Reaksi *Hydrocracking* sikloparafinik bertujuan untuk menciptakan produk siklik isobutana dengan menghilangkan gugus metil secara selektif tanpa menimbulkan perubahan pada cincin. *Hydrocracking* alkil aromatik ini menghasilkan produk berupa senyawa aromatik dan paraffin. Reaksi samping dari isomerisasi ini adalah dealkilasi, siklisasi, penghilangan N, S, O₂, halida, penjenuhan olefin, dan pengusiran logam.

Keseluruhan rangkaian reaksi tersebut bersifat melepaskan panas (eksotermis). Di dalam *Hydrocracker Unibon* proses pengolahan diklasifikasikan menjadi proses yang berlangsung dalam reaktor dan proses yang berlangsung di bagian fraksinasi.



Gambar 2. 13 Flow Diagram Proses Unit HCU Reactor Section

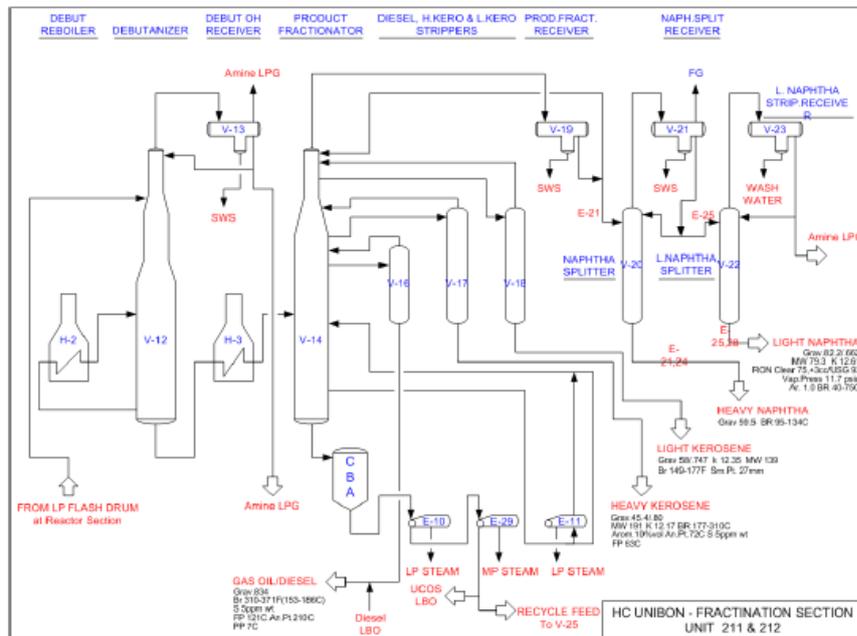
Umpan HCU terdiri dari campuran HVGO dan HCGO. Campuran tersebut kemudian dialirkan melalui Fresh Feed Filter 211/212-F-1 sebelum masuk ke Surge Drum 211/212-V-24. Selanjutnya dari 211/212-V-24, umpan liquid masuk ke suction P-1 kemudian dipompakan ke Combined Feed Exchanger E-1A/B. Liquid dari P-1 dicampur dengan aliran recycle gas dari Recycle Gas Compressor 211/212-C-1. Campuran liquid dan gas lalu dipanaskan di shell side E-1A/B. Pemanasan awal umpan reaktor di CFE dilakukan dengan memanfaatkan panas effluent reaktor (outlet V-2). Setelah dipanaskan di E-1A/B, campuran umpan masuk ke Fresh Feed Heater H-1FF. Selanjutnya campuran umpan masuk ke Fresh Feed Reaktor (211/212-V-1) yang terdiri dari dua bed. Umpan masuk ke V-1 Bed-1 dari bagian atas reaktor melalui distributor lalu ke bed katalis dimana terjadi reaksi treating dan cracking. Dari Bed-1, umpan masuk ke V-1 Bed-2 untuk lebih menyempurnakan reaksi. Untuk mengontrol temperatur inlet Bed-2, digunakan quenching recycle gas yang terdapat di bagian bawah Bed-1. Effluent V-1 kemudian dialirkan ke top V-2. Sebelum masuk ke V-2, effluent V-1 didinginkan dengan aliran quench gas. Effluent V-2 didinginkan di tube side Combined Feed Exchanger E-1A/B dan Effluent Air Condenser 211/212 E-2A-H.

Injeksi wash water menggunakan 211/212- P-5A/B dilakukan pada tiga tempat yaitu inlet tube HE pertama masing-masing CFE (211/212-E-1A/B), inlet tube HE terakhir masing-masing CFE (211/212-E-1A/B), inlet finfan kondensor (211/212-E-2A-H). Outlet tube E-1A/B kemudian masuk ke finfan kondensor untuk pendinginan menggunakan udara. Dari kondensor, effluent reaktor masuk ke High Pressure Separator 211/212-V-8.

Produk bottom kolom fraksinasi 211/212 V-14 dikembalikan ke Recycle Feed Surge Drum 211/212-V-25. Sebelumnya aliran liquid tersebut masuk ke Recycle Feed Filter 211/212- F-2. Liquid dari V-25 masuk ke suction P-2 lalu dipompakan ke Combined Feed Exchanger 211/212-E-3A/B. Sebelum masuk ke E-3, liquid dari P-2 dicampur dengan aliran recycle gas dari Recycle Gas Compressor 211/212-C-1. Campuran liquid dan gas lalu dipanaskan di shell side E- 3A/B. Pemanasan awal umpan reaktor di CFE dilakukan dengan memanfaatkan panas effluent reaktor (outlet V-3). Setelah dipanaskan di E-3A/B, campuran umpan masuk ke Recycle Feed Heater H-1RF. Campuran umpan dari E-3A/B masuk ke Recycle Feed Heater Dari H-1RF. Kemudian aliran masuk ke Recycle Feed Reaktor (211/212-V-3). Umpan masuk ke V-3 dari bagian atas reaktor melalui distributor lalu ke bed katalis. Effluent V-3 masuk ke tube side E- 3A/B untuk didinginkan. Seperti juga Fresh Feed Reaktor, Recycle Feed Reaktor juga dilengkapi dengan sistem injeksi wash water 211/212-P-6. Setelah didinginkan di E-3A/B, effluent reaktor masuk ke Hot Separator 211/212 V-101. Effluent reaktor masuk ke Hot Separator 211/212-V- 101 untuk memisahkan gas dan liquid pada tekanan tinggi. Gas dari bagian atas V-101 masuk ke finfan kondensor 211/212-E-4A-H lalu bergabung dengan outlet E-2 menuju High Pressure Separator 211/212-V-8. Liquid dari bagian bawah V-101 dialirkan ke Hot Flash Drum 211/212- V-102 di area fraksinasi.

Gas dari 211/212-V-8 masuk ke suction 211/212-C-1. Discharge C-1 bergabung dengan gas dari Make Up Gas Compressor C-2 (FI-157) lalu dibagi menjadi dua aliran masing-masing ke sistem fresh feed dan recycle feed. Make Up Gas Compressor berfungsi untuk menjaga tekanan sistem reaktor dan konsentrasi gas hidrogen dalam recycle gas. Gas dari Hidrogen Plant dengan tekanan 14 kg/cm² masuk ke 1st Stage Suction Drum 211/212-V-27 untuk pemisahan liquid yang terikut pada aliran gas. Gas dari V-27 masuk ke suction stage 1 C-2 dan dikompresi

sampai tekanan 37 kg/cm². Dari stage 1, gas didinginkan pada intercooler 211/212-E-30 dan 211/212-E-31 lalu masuk ke 2nd Stage Suction Drum 211/212-V-28. Gas kemudian dialirkan ke suction stage 2 C-2 untuk dikompresi sampai tekanan 82 kg/cm². Dari stage 2, gas kembali didinginkan dalam intercooler 211/212-E-32 dan 211/212-E-33 lalu masuk ke 3rd Stage Suction Drum 211/212-V-29. Gas kemudian dikompresi dalam stage 3 C-2 sampai tekanan 185 kg/cm². Gas dari stage 3 C-2 bergabung dengan recycle gas dari C-1.



Gambar 2. 14 Flow Diagram Proses Unit HCU Fractionator Section

Liquid hidrokarbon dari V-8 masuk ke MP Separator untuk memisahkan gas dan air dari liquid pada tekanan 28 kg/cm². Gas dari V-9 dialirkan ke Fuel Gas System atau Amine-LPG Recovery Unit. Air yang terakumulasi di waterboot V-9 dialirkan ke. Liquid hidrokarbon dari V-9 dialirkan ke Low Pressure Separator 211/212-V-10. Di dalam Low Pressure Separator kembali terjadi pemisahan gas dan air dari liquid hidrokarbon pada tekanan 7 kg/cm². Gas dari V-10 dialirkan ke Fuel Gas System dan Amine-LPG Recovery Unit. Air yang terakumulasi di waterboot dialirkan ke SWS. Liquid hidrokarbon dari V-9 dipompakan ke Debutanizer 211/212- V-12 dengan 211/212-P-8. Sebelum masuk ke Debutanizer, liquid dari P-8 terlebih dulu dipanaskan dalam shell side preheat exchanger 211/212-E-6 (dengan media pemanas diesel) dan 211/212 E-7A/B (dengan media

pemanas heavy kero pumparound). Dari preheat exchanger, liquid hidrokarbon bergabung dengan aliran liquid dari V-102 dan masuk Debutanizer pada tray

16. Fraksi gas C4- dipisahkan melalui top kolom ke kondensor 211/212-E-8 dan trim cooler 211/212-E-9 masuk ke Debutanizer Overhead Receiver 211/212-V-13. Liquid C4+ dari bottom V-12 dialirkan ke Kolom. Untuk menghasilkan panas yang dibutuhkan dalam pemisahan fraksi ringan, Debutanizer dilengkapi dengan Reboiler Heater 211/212-H-2. Gas dari V-13 dialirkan ke Fuel Gas System atau Amine-LPG Recovery Unit. Air yang terkumpul di waterboot V-13 dibuang ke SWS. Liquid yang terkondensasi di V-13 sebagian dipompakan kembali sebagai reflux ke V-12 dengan 211/212-P-10 sedangkan sebagian dipompakan ke Amine-LPG Recovery Unit sebagai produk LPG dengan 211/212-P-11. Pada aliran reflux ke V12 diinjeksikan corrosion inhibitor (Unicor) dengan 211/212-P-12.

Sebelum masuk ke V-14, liquid dari V-12 dipanaskan dalam Fraksinasi Feed Heater 211/212-H-3. Dari H-3, hidrokarbon masuk ke V-14 pada flashzone di bawah tray 46. Di Kolom Fraksinasi, terjadi pemisahan fraksi-fraksi hidrokarbon menjadi naphtha, light kero, heavy kero, diesel dan produk bottom. Overhead vapor dari top V-14 dikondensasikan oleh kondensor 211/212-E20 lalu masuk ke Overhead Receiver 211/212-V-19. Air yang terakumulasi di waterboot dialirkan ke Kondensat Drum 211/212-V-7 menggunakan 211/212-P-20. Liquid hidrokarbon berupa naphtha dipompa dengan 211/212-P-21, sebagian sebagai reflux untuk mengatur temperatur top V14 dan sebagian sebagai umpan Naphtha Splitter 211/212-V-20.

Fraksi LK keluar melalui drawoff LK di atas tray 11. Aliran fraksi LK terbagi dua menjadi dua aliran. Aliran pertama sebagai LK pumparound menggunakan 211/212P-18 sedangkan aliran kedua masuk ke LK Stripper 211/212-V-18. Dalam pemisahan LK dari fraksi yang lebih ringan, V-18 dilengkapi dengan reboiler E-17 yang memanfaatkan diesel pumparound sebagai media pemanas pada tube side. Fraksi yang lebih ringan dari LK keluar dari V-18 sebagai vapor dan kembali ke V-14 di bawah tray 10. Produk LK dari bottom V-18 dipompa dengan 211/212P-19 lalu didinginkan di cooler 211/212-E-18 dan 211/212-E-19.

Fraksi HK keluar melalui drawoff HK di atas tray 23. Aliran fraksi HK terbagi dua menjadi aliran. Aliran pertama sebagai HK pumparound menggunakan

211/212-P-16 sedangkan aliran kedua masuk ke HK Stripper 211/212-V-17. Aliran pumparound P-16 terbagi menjadi dua yaitu sebagai hot pumparound langsung dikembalikan ke V-14 pada tray 23 dan sebagai cold pumparound yang dikembalikan ke V-14 pada tray 20 setelah dimanfaatkan panasnya pada tube side 211/212-E-7. Dalam pemisahan HK dari fraksi yang lebih ringan, V-17 dilengkapi dengan reboiler E-14 yang memanfaatkan diesel pumparound sebagai media pemanas pada tube side. Fraksi yang lebih ringan dari HK keluar dari V-17 sebagai vapor dan kembali ke V14 di bawah tray 22 . Produk HK dari bottom V-17 dipompa dengan 211/212-P-15 lalu dimanfaatkan panasnya di Naphtha Splitter Reboiler 211/212 E-23, Light Naphtha Stripper Reboiler 211/212- E-27 dan cooler 211/212-E13.

Fraksi diesel keluar melalui drawoff di atas tray 38 dan terbagi menjadi dua aliran. Aliran pertama sebagai diesel pumparound menggunakan 211/212-P-14 sedangkan aliran kedua masuk ke Diesel Stripper 211/212-V-16. Dari P-14, aliran pumparound terbagi dua yaitu sebagai hot pumpround yang langsung kembali ke V14 di atas tray 38 dan sebagai cold pumparound. Aliran cold pumparound dilewatkan pada tube side HK Stripper Reboiler. Dari E-14, aliran pumparound terbagi tiga, aliran pertama melewati LK Stripper Reboiler dengan kontrol, aliran kedua melalui melewati Diesel MP Setam Generator 211/212-E-11, dan aliran ketiga melalui by pass Diesel MP Steam Generator. Ketiga aliran tersebut bergabung kembali dan kembali ke V-14 di atas tray 35. Untuk pemisahan diesel dari fraksi yang lebih ringan, V-16 dilengkapi dengan stripping steam yang masuk di bawah tray 6. Fraksi ringan keluar dari V-16 sebagai vapor dan kembali ke V-14 di bawah tray 37. Produk diesel dari bottom V-16 dipompa dengan 211/212-P-17 lalu dimanfaatkan panasnya di tube side 211/212-E-6, kemudian didinginkan lagi pada kondensor 211/212-E-15 dan cooler 211/212-E-16.

Fraksi berat yang belum terkonversi menjadi produk bottom pada V-14. Produk bottom dipompa dengan 211/212-P-13 lalu dialirkan ke Carbon Bed Adsorber 211/212-V-103 dan V- 104 yang dapat beroperasi secara seri maupun paralel. V-103/V-104 berfungsi untuk menyerap HPNA yang dikandung oleh produk bottom. Dari CBA, produk bottom dimanfaatkan panasnya untuk memproduksi HP Steam dalam Bottom HP Steam Generator 211/212-E-10 dan MP Steam dalam Bottom

MP Steam Generator 211/212-E-29. Dari E-29, produk bottom terbagi menjadi dua aliran. Aliran pertama melewati cooler 211/212-E-12 lalu menuju tangki sedangkan aliran kedua dikembalikan ke Recycle Reaktor Surge Drum 211/212-V-25.

Naphtha Splitter berfungsi untuk memisahkan heavy naphtha dari fraksi yang lebih ringan. Umpan V-20 terlebih dulu dipanaskan di shell side 211/212-E-21 dan masuk di atas tray 16. Naphtha Splitter dilengkapi dengan reboiler 211/212-E-23 yang memanfaatkan produk heavy kero sebagai pemanas pada tube side. Fraksi yang lebih ringan dari HN keluar dari top V-20 sebagai vapor lalu dikondensasikan di kondensor 211/212-E-22 dan masuk ke Naphtha Splitter Receiver 211/212-V-21. Liquid dari V-21 dipompa dengan 211/212-P-23, sebagian sebagai refluks, sebagian sebagai umpan Light Naphtha Stripper 211/212-V22. Produk HN dari bottom V-20 dipompa 211/212-P-22 lalu didinginkan dalam tube side 211/212-E-21 dan cooler 211/212-E-24.

Light Naphtha Stripper berfungsi untuk memisahkan produk light naphtha dari fraksi C4-. Umpan V-22 dipanaskan di shell side 211/212-E-25 lalu masuk di atas tray 16. Light Naphtha Stripper dilengkapi dengan reboiler 211/212-E-27 yang memanfaatkan produk heavy kero sebagai pemanas. Fraksi C4- keluar dari top V-22 lalu dikondensasikan di 211/212 E-26 dan masuk ke Light Naphtha Stripper Receiver 211/212-V-23. Liquid dari V-23 dipompa dengan 211/212-P-25 sebagian sebagai refluks dan sebagian lagi dialirkan ke Amine-LPG Recovery Unit sebagai produk LPG atau daur ulang ke V-12. Produk LN dari bottom V-22 dipompakan oleh 211/212-P-24 lalu didinginkan di tube side 211/212-E-25 dan shell side 211/212-E-28.

2.9.2.2 Unit 701/702 – Hydrogen Plant (H₂ Plant)

Hydrogen Plant adalah salah satu yang menghasilkan hidrogen dengan menggunakan sistem *reforming* dan gas yang kaya hidrogen. Unit ini terdiri dari 2 buah *train* dan dibangun untuk memenuhi kebutuhan hidrogen yang diperlukan pada proses *Hydrocracking Unit*. Umpan yang diolah berasal dari :

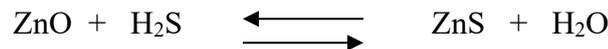
1. *H₂ rich gas* dari *Platformer* (70-80% H₂ dan sedikit methane).
2. *Saturated gases* dari *recovery* (30-50% H₂ dan sedikit methane dan ethane).

3. LPG (propane dan butane).

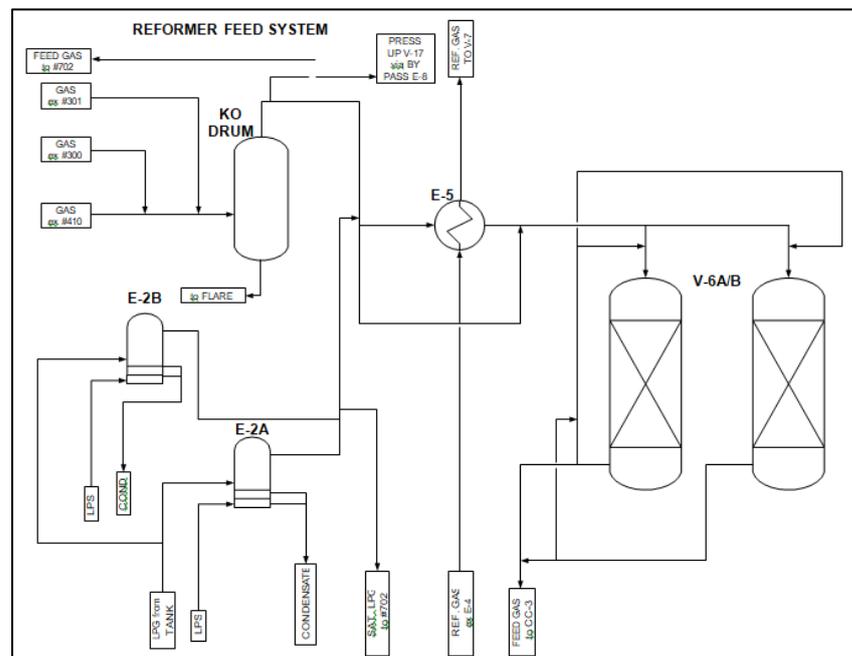
Tahapan yang terjadi di *Hydrogen Plant* adalah desulfurisasi, *steam reforming*, *shift convention*, absorpsi CO₂ dan metanasi. Kapasitas unit ini sebesar 43.455 Nm³/jam setiap satu train per hari. Umpan unit ini terdiri dari 86.3 %-w *off gas* dari *Amine & LPGabsorber*, 13.7%-w net *off gas* dari unit *platforming* dan LPG sebagai cadangan. Produk yang dihasilkan adalah gas hydrogen dengan kemurnian lebih dari 97%.

a. Desulfurisasi

Feed hidrokarbon harus dihilangkan sifat sulfur untuk melindungi katalis di reformer. Tipe dari desulfurisasi dipengaruhi oleh *feed stock* dari senyawa sulfur pada *feed*. *Hydrogen sulfida* dan komponen sulfur reaktif dapat dihilangkan dengan absorpsi karbon aktif atau absorpsi Zinc Oksida panas. Komponen sulfur yang tidak reaktif pada *feed stock* dapat dihilangkan dengan hidrogenasi menjadi hidrogen sulfida memakai Zinc Oksida. Katalisator Zinc Oksida sangat baik untuk penghilangan senyawa sulfur pada *feed stock*. Adapun reaksinya sebagai berikut :



Katalis Zinc Oksida digunakan pada suhu sampai 454°C, tetapi paling efektif pada suhu 340°C dan tekanan atmosfer sampai 50 kg/cm². Sedangkan *space velocity* antara 200/jam sampai 2000/jam dan kandungan H₂S maksimum 50 ppm.



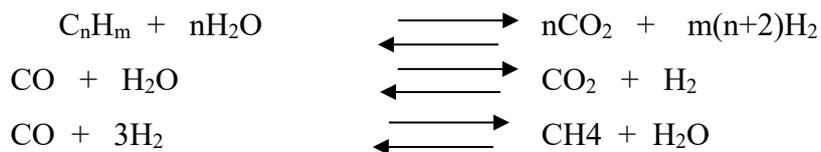
Gambar 2. 15 Flow Diagram Reformer Feed System

Feed yang terdiri dari kombinasi gas yang kaya hidrogen berasal dari Unit Amine dan LPG Recovery (#410) melalui pipa 8” dan Unit platforming II (#300), dipanaskan awal di 701/702 E-5. Setelah itu, Feed kemudian masuk ke desulfurizer 701/702 V-6 A/B untuk dihilangkan kadar sulfurnya guna melindungi katalis yang ada di Hydrogen Plant. Feed LPG juga dapat digunakan bila feed gas masih kurang diambil dari tangki 935 T-27. Kemudian LPG tersebut diuapkan di vaporator 701/702 E-2, dengan memakai media pemanas Low Pressure Steam. LPG vapor tersebut selanjutnya bergabung dengan feed gas masuk ke preheater 701/702 E-5.

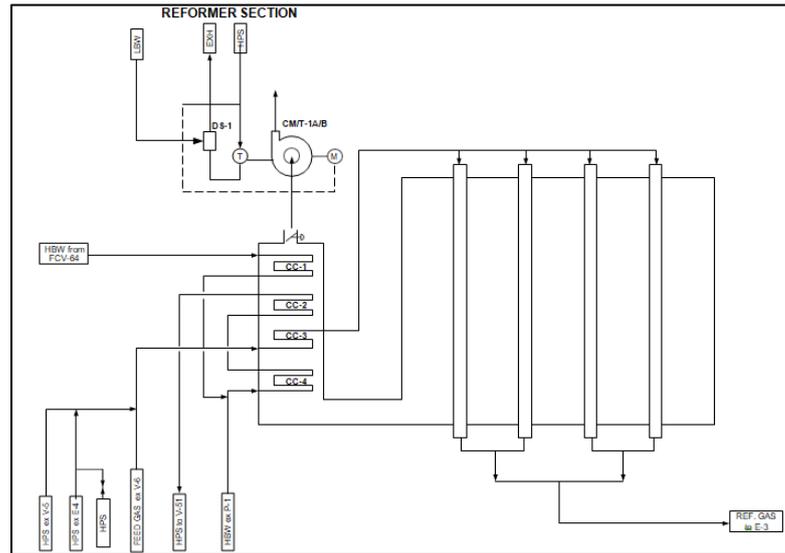
Feed gas yang berasal dari preheater 701/702 E-5 dimasukkan ke 701/702 V-6 A/B dan outlet gas diharapkan tidak ada kandungan sulfurnya (maksimal 0.5 ppm). Desulfurizer V-6A/B terdiri dari 2 vesel dan dapat dioperasikan secara seri maupun paralel. Katalis yang digunakan adalah katalis modified alumina bed atas untuk menghilangkan chloride dan zinc oxide di bed bawah untuk desulfurizer yang dioperasikan pada temperatur 400C.

b. *Steam Hydrocarbon Reforming*

Hidrokarbon setelah diproses pada *desulfurizer* dicampur dengan *steam* dan selanjutnya diproses pada *reformer* dengan bantuan katalis nikel dan alumina yang ditempatkan didalam *tube reformer*. Adapun reaksinya sebagai berikut:



Burner digunakan untuk memanaskan *feed* sampai mencapai suhu reaksi. Suhu operasi 850 °C dan tekanan 18 kg/cm², sedangkan *steam/ carbon* sebesar 2,5-8 mol. Jika umpannya methane, diperlukan *steam carbon ratio* yang lebih kecil dibandingkan dengan buthane. Disamping kebutuhan *steam* untuk kebutuhan proses I *Shift Catalyst*. Kebutuhan *steam* harus seimbang agar *effluent* dari *reformer* jangan ada yang terbentuk methane.

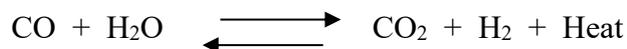


Gambar 2. 16 *Flow Diagram Reformer Section*

Feed gas yang telah mengalami desulfurisasi (Feed gas ex V-6) masuk seksi konveksi pada reformer heater (CC-3), setelah sebelumnya dicampur dengan steam superheated. Setelah keluar dari seksi konveksi diharapkan temperaturnya mencapai 538 °C, kemudian dimasukkan ke dalam manifold pada top heater. Campuran gas tersebut kemudian masuk tube melalui loop ekspansi yang disebut pigtail. Jumlah tube 168 dalam 4 row. Ukuran diameter tube 101.16 mm dan panjang 10.5 m. Di dalam tube reformer, campuran gas tersebut dipanasi hingga mencapai temperatur konversi yaitu 760 – 850 °C. Ref gas yang keluar dari reformer kemudian menuju E-3, E-4 dan E-5 dimana panasnya dimanfaatkan untuk memproduksi steam.

c. *Shift Converter*

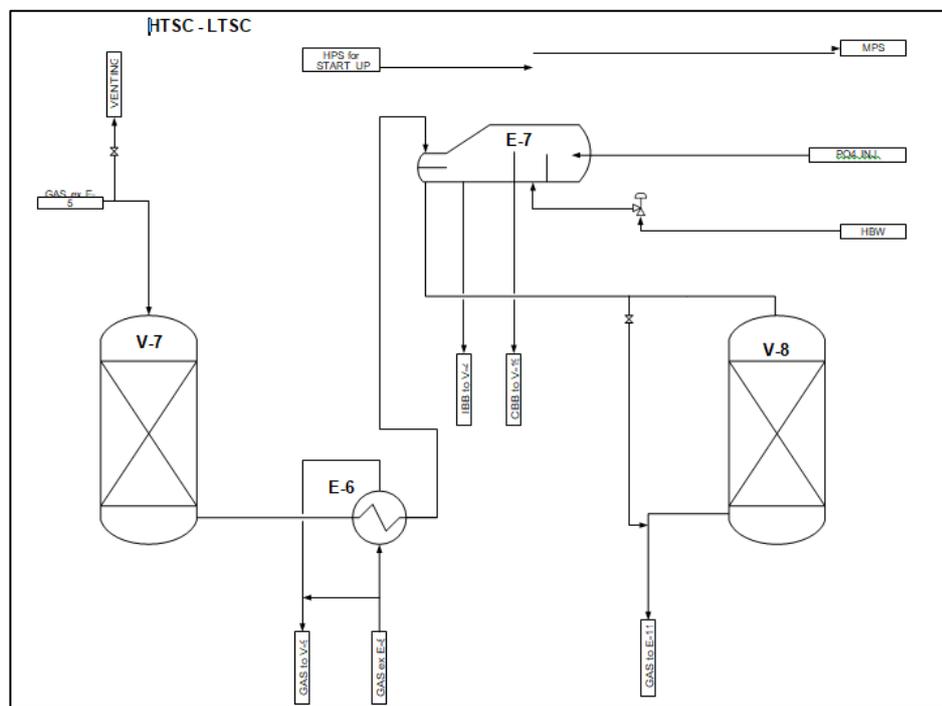
Karbon monoksida pada *reformer* tidak akan terserap pada *absorbersystem* sehingga karbon monoksida ini harus dikonversi menjadi karbondioksida pada *Shift Converter*. Ini merupakan fungsi dari *Shift Converter* untuk mereaksikan karbon monoksida dengan *steam* menjadi bentuk tambahan antara hidrogen dengan karbon dioksida. Reaksi pada *shift converter* adalah:



Walaupun reaksi ini eksotermis, namun berlangsung pada suhu rendah, konsentrasi *steam* yang tinggi dan tidak dipengaruhi oleh tekanan. *Reaction rate* akan terjadi pada suhu yang lebih tinggi, jika suhunya rendah konversinya lebih

sempurna tetapi *reaction rate* lambat. Oleh sebab itu dibutuhkan dua stage konversi, yaitu :

- *High Temperature Shift Converter* (HTSC) dengan suhu operasi 330-510°C dan tekanan 50 kg/cm², tetapi pada tekanan pada 121 kg/cm² masih memungkinkan untuk beroperasi, sedangkan *normal wet gas space velocity* antara 1000 hingga 5000 per jam.
- *Low Temperature Shift Converter* (LTSC) yang beroperasi pada suhu 193-250°C dan tekanan 51 kg/cm². Katalis memiliki *thermal stability* yang tinggi tetapi sangat dipengaruhi oleh senyawa sulfur dan klorida serta *normal wet gas space velocity* antara 2000-5000 per jam.



Gambar 2. 17 Flow Diagram HTSC-LTSC

Process gas dari reformer yang melewati 701/702 E-5 kemudian menuju reaktor HTSC 701/702 V-7. Dalam reaktor HTSC ini, karbon monoksida dioksidasi menjadi karbon dioksida dengan bantuan katalis Fe dan Cr. Pada HTSC, reaksi terjadi pada temperature tinggi dengan range temperature 300-500 °C, sehingga kecepatan reaksi tinggi namun konversi rendah. Pada HTSC, terjadi reaksi antara carbon monoxide dan steam yang menghasilkan produk carbon dioxide dan hydrogen. Reaksi tersebut terjadi dengan bantuan katalis Fe dan Cr dengan

komposisi Fe_2O_3 min. 85% wt dan Cr_2O_3 7-1% wt. Keluaran HTSC V-7 kemudian dimanfaatkan panasnya dengan di alirkan menuju E-6, dimana panas tsb digunakan untuk memanaskan gas dari E-8 sebelum menuju V-9. Setelah dari E-6, proses gas menuju E-7 dan kemudian menuju LTSC 701/702 V-8. Sama seperti HTSC, pada LTSC terjadi reaksi antara carbon monoxide dan steam, yang menghasilkan carbon dioxide dan hydrogen. Namun terdapat perbedaan, dimana temperature operasi LTSC lebih rendah dari 250 °C, sehingga konversi reaksi yang terjadi tinggi, tetapi kecepatan reaksi rendah. Reaksi pada LTSC terjadi dengan bantuan katalis Cu dan Zn dengan typical composition $\text{CuO} >25\% \text{wt}$, ZnO balance dan $\text{Al}_2\text{O}_3 <22$. Reaksi yang terjadi di LTSC sama seperti yang terjadi di HTSC, yaitu reaksi eksotermis.

d. *CO₂ Absorbtion*

Beberapa sistem absorpsi yang digunakan untuk menghilangkan CO₂ dari produksi gas, yaitu :

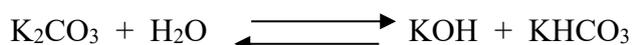
- a. *Mono Ethanol Amine (MEA)*
- b. *UCAR Amine Guard System (Activated MEA)*
- c. *Hot Potassium Carbonat seperti Vetrocoke, Catacarb, Benfield process*
- d. *Sulfinol process*

Hot Potassium Carbonat dioperasikan pada suhu yang lebih tinggi dibandingkan MEA dan Sulfinol, oleh sebab itu biayanya lebih murah dibandingkan MEA dan sulfinol. MEA dan Sulfinol solution mengabsorb pada suhu 35 °C sedangkan *Hot Potassium Carbonate* pada suhu 125°C. Untuk memilih proses yang mana yang dipakai, tergantung pada spesifikasi produk dan *steam balance*. Reaksi yang terjadi pada Potassium Carbonate (K_2CO_3) dan CO₂ sebagai berikut :



Reaksi ini terjadi 2 langkah :

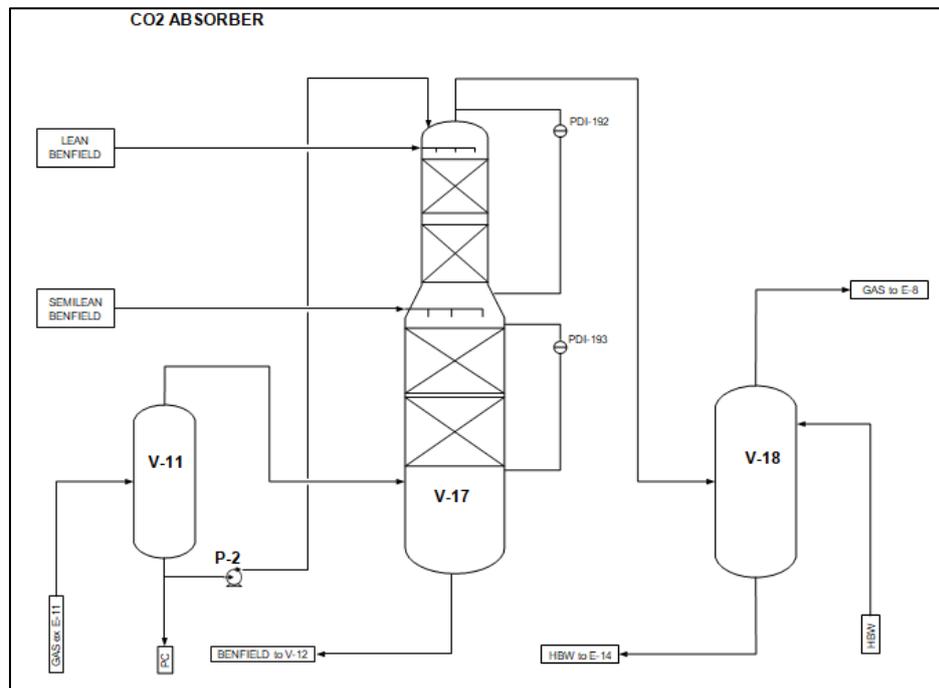
1. Hydrolisis Potassium Carbonate



2. Potassium Hydroxide direaksikan dengan CO₂ menjadi Potassium Bicarbonate.



Untuk menaikkan aktivitas dari *Potassium Carbonate* digunakan amine borate dimana proses ini disebut *Catacarb*, sedangkan proses *benfield* menggunakan *Hot Potassium Carbonate* dengan *actived agent* DEA.



Gambar 2. 18 Flow Diagram CO₂ Absorber

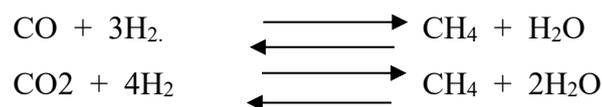
Effluent LTSC yang telah keluar dari cooler E-11 dimasukkan ke condensate separator 701/702 V-11 untuk memisahkan antara gas dan kondensat. Gas yang sudah mengkondensasi dialirkan ke kolom CO absorber 701/702 V-17. Disini CO yang terdapat dalam proses gas diserap dengan menggunakan larutan benfield. Gas yang akan diserap CO-nya dimasukkan ke kolom absorber V-17 melalui bagian flash zone-nya, sedangkan larutan benfield masuk dari atas menara berlawanan arah dengan aliran gas. Diharapkan setelah melewati kolom penyerapan ini kandungan CO₂ tidak lebih dari 0,3%. Larutan benfield yang telah menyerap CO₂ secara kontinyu dialirkan ke kolom stripper 701/702 V-12 menggunakan perbedaan tekanan operasi antara kolom absorber dengan kolom stripper. Kolom stripper beroperasi pada tekanan 0,2 kg/cm². Larutan benfield yang banyak mengandung CO₂ atau Rich Benfield dialirkan ke puncak kolom stripper pada bagian atas packing yang pada bagian bawahnya terdapat tray-tray yaitu tray valve dan tray draw off. Dari draw off ini larutan benfield yang telah menyerap CO₂ atau

disebut sebagai Semi Lean Benfield dipompakan ke puncak kolom absorber bagian bawah melalui pompa 701/702 P-4 A/B.. Dibagian bawah draw off tersebut masih ada draw off kedua beserta packed-nya yang diikuti draw off tray terakhir. Pada stripper juga dilengkapi dengan reboiler E- 11 yang memanaskan larutan benfield dari bagian bawah kolom dan mengembalikannya ke kolom stripper. Larutan benfield yang telah mengalami stripping ini disebut Lean Benfield, dialirkan ke bagian puncak kolom absorber V-17 dengan menggunakan 701/702 P-3 A/B yang sebelumnya didinginkan dulu di fin fan E-12. Gas CO₂ over head vapor stripper didinginkan dengan menggunakan fin fan cooler E-13. Selanjutnya dimasukkan ke dalam akumulator drum V-15 untuk dipisahkan antara steam condensate dengan gas yang tidak mengkondensat. Kondensat dari akumulator drum V-15 tersebut dipompakan dengan menggunakan P-7 A/B ke bagian menara stripper sebagai reflux dan selebihnya cairan yang banyak mengandung gas CO₂ tersebut dibuang ke udara bebas. Proses gas yang berasal dari over head absorber dimasukkan ke dalam water wash column V-18 untuk dibersihkan dari senyawa benfield yang kemungkinan masih terikut dan ada juga untuk membersihkan senyawa basic Nitrogen kalau ada. Air yang digunakan untuk water wash adalah menggunakan air (HBW) yang berasal dari bagian utilitas.

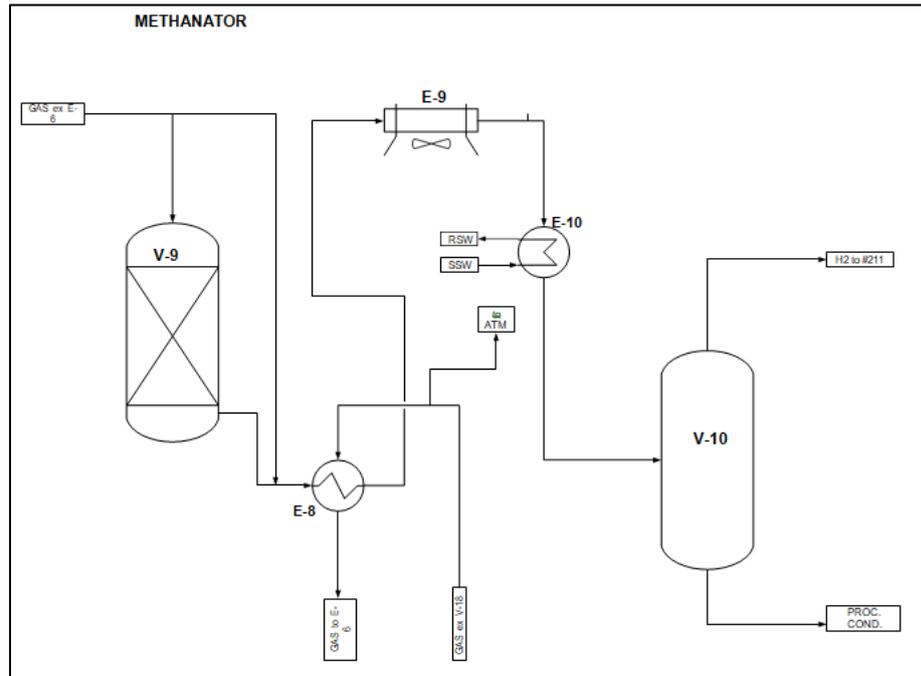
e. *Methanation*

Sisa-sisa dari karbon oksida yang keluar dari *absorber* sistem dirubah ke bentuk methane dengan bantuan katalis. Karbon oksida dihidrogenasi menjadi methane terjadi pada reaksi yang mana keduanya secara eksotermis.

Adapun reaksinya adalah :



Sisa karbon oksida bisa dikurangi sekitar 5-10 ppm pada proses methanasi. Suhu operasi antara 232 – 454°C dan tekanan hingga 60 kg/cm², namun bisa beroperasi hingga 250 kg/cm². Katalis harus dilindungi dari sulfur, chlorine, dan arsenic. *Space velocity* 5000 - 12000 volume gas pada STP per jam, per volume katalis.



Gambar 2. 19 Flow Diagram Methanator

Proses gas yang telah mengalami pencucian di dalam water wash column 701/702 V-18 dimasukkan ke dalam methanator exchanger E-8. Proses gas kemudian dipanaskan lagi di HTSC produk exchanger E-6, hingga temperturnya mencapai 336oC. kemudian dimasukkan ke methanator melalui pipa 10". Adapun tujuan dari methanasi ini adalah untuk merubah sisa-sisa karbon monoksida dan karbon dioksida yang tidak terserap oleh sistem benfield menjadi methane sehingga diharapkan kandungan CO dan CO₂ dalam gas tidak lebih dari batasan yang ditentukan. Bila kandungan CO dan CO₂ yang terdapat dalam gas melebihi dari ketentuan desainnya, maka akan terjadi kenaikan temperatur yang sulit dikendalikan yang dikenal sebagai temperatur runaway. Keadaan tersebut tidak diinginkan sebab akan merusak katalis yang dipakai di dalam methanator. Jika temperturnya mencapai batasan maksimum 425oC secara otomatis valve inlet methanator, didinginkan di exchanger 701/702 E- 8 kemudian didinginkan lagi di fin fan cooler

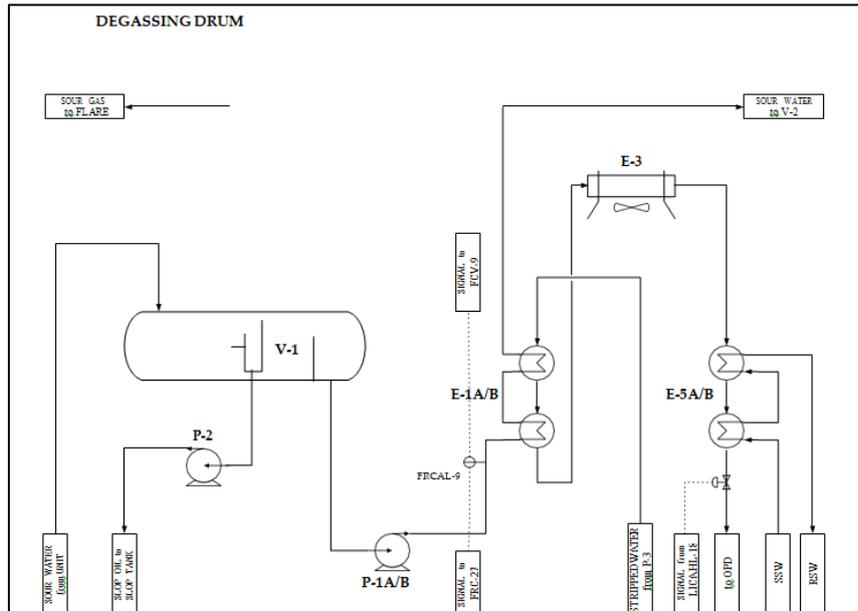
701/702 E-9 kemudian ke water cooler 701/702 E-10 sehingga temperatur yang keluar diharapkan bisa mencapai 38°C. Produksi gas ini kemudian dimasukkan ke methanator produk kondensat separator 701/702 V-10 untuk dipisahkan antara gas

dengan cairan kondensat. Kemudian produk gas hidrogen dialirkan ke Hydrocracker Unibon (HCU).

2.9.2.3 Unit 840 – Sour Water Stripper (SWS)

Unit *Sour Water Stripper* berfungsi untuk menggunakan kembali air dari *refinery sour water* dengan menurunkan kadar kontaminan berupa H_2S dan NH_3 yang terkandung di dalamnya. Sejumlah 97% volume (50 ppm) H_2S dan 90% volume (50 ppm) NH_3 dari umpan dengan kapasitas pengolahan 10.3 MBSD dapat dihilangkan dalam unit ini. Umpan unit *Sour Water Stripper* berasal dari *Hydrocracker Unibon, Delayed Coking Unit, Distillate Hydrotreating Unit, Naphtha Hydrotreating Unit, dan Vacuum Distillation Unit.*

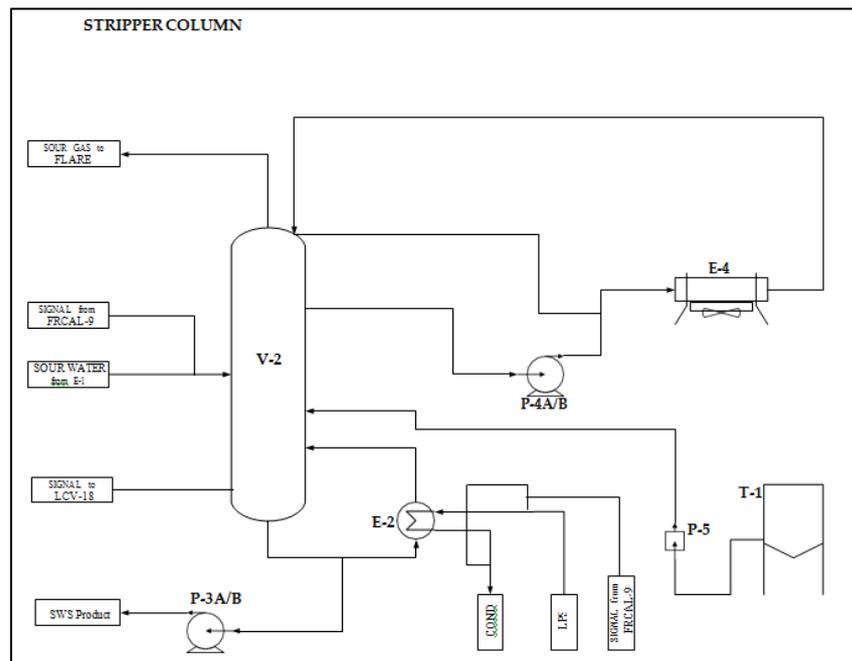
Sebelum masuk ke SWS, umpan unit ini dipanaskan terlebih dahulu dengan *low pressure steam* (LPS). Dalam unit SWS terjadi proses pemanasan dalam kolom pada tekanan 0,6 kg/cm² sampai mencapai temperatur 120 °C. Di tahap selanjutnya, sebelum dibuang ke alam bebas (laut), air diproses terlebih dahulu di *biotreatment*.



Gambar 2. 20 Flow Diagram Degassing Drum

Sour water yang merupakan hasil dari unit-unit yang ada di RU II Dumai yaitu unit HVU, DCU, NHDT, DHDT, HCU, Amine dan LPG Recovery serta KOD Flare system, diolah pada unit 840 Sour Water Stripper untuk memisahkan minyak

yang masih tersisa serta kandungan- kandungan lainnya yang berbahaya jika di buang ke lingkungan. Pertama, sourwater masuk ke dalam degassing drum 840 V-1 untuk memisahkan sour gas, sour water serta slop oil. Slop oil yang terpisahkan, dipompa oleh 840 P-2 menuju slop tank, dan sour gas menuju sour flare untuk kemudian di bakar. Sour water yang terpisah dengan sour gas dan slop oil, kemudian di pompakan dengan P-1 A/B menuju E-1 A/B untuk di panaskan yang kemudian menuju V-2.



Gambar 2. 21 Flow Diagram Stripper Collumn

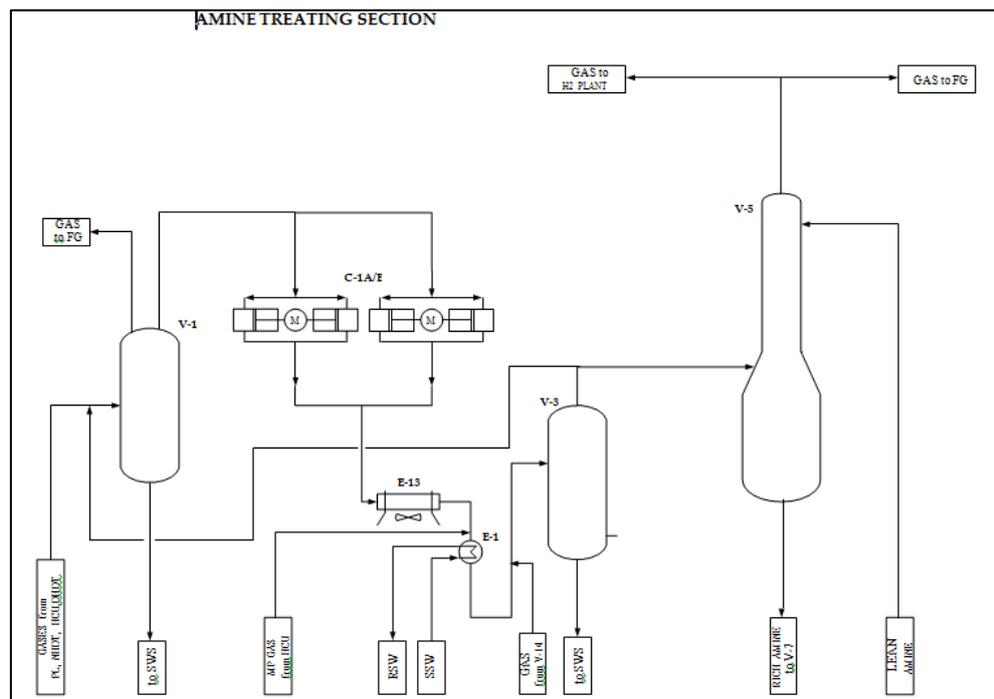
Sour water yang berasal dari degassing section kemudian di pisahkan di stripper column 840 V-2 dengan bantuan kaustik yang diinjeksikan dari caustic tank 840 T-1 menggunakan 840 P-5. Fungsi kaustik disini adalah untuk menstabilkan PH air yang dihasilkan dari bottom sour water stripper. Temperature bottom dari sour water stripper dijaga tetap sekitar 121 °C dengan menglairkan bottom produk stripper reboiler 840 E-2, dimana air masuk kedalam bagian shell dan mendapat panas dari LP steam yang mengalir di bagian tube. Air yang sudah bebas hydrogen sulfide dan ammonia dari bottom sour water stripper, dengan bantuan 840 P-3A/B dialirkan ke 840 E-1 dan 840 E-5 untuk di dinginkan.

2.9.2.4 Unit 410 - *Amine dan LPG Recovery*

Unit ini berfungsi untuk menghilangkan senyawa sulfur dari gas LPG yang dihasilkan di unit-unit lain untuk mencegah rusaknya katalis di H₂ plant serta mencegah terjadinya korosi di Tanki LPG, dan untuk mendapatkan produk-produk LPG dengan kadar C₃ dan C₄ yang diinginkan. Proses ini menggunakan absorbent MEA (*Mono Ethanol Amine*). Pemilihan larutan ini berdasarkan pada kemampuan aktivitas MEA yang tinggi terhadap H₂S serta kelarutan terhadap hidrokarbon yang rendah.

Umpan berasal dari *Platforming unit*, NHDT, DHDT, dan HCU serta *Debutenizer liquid* dari CCR-*Platforming* dengan produk berupa LPG. Kapasitas pengolahan unit ini sebesar 1,7 MBSD dan dibagi menjadi 2 bagian :

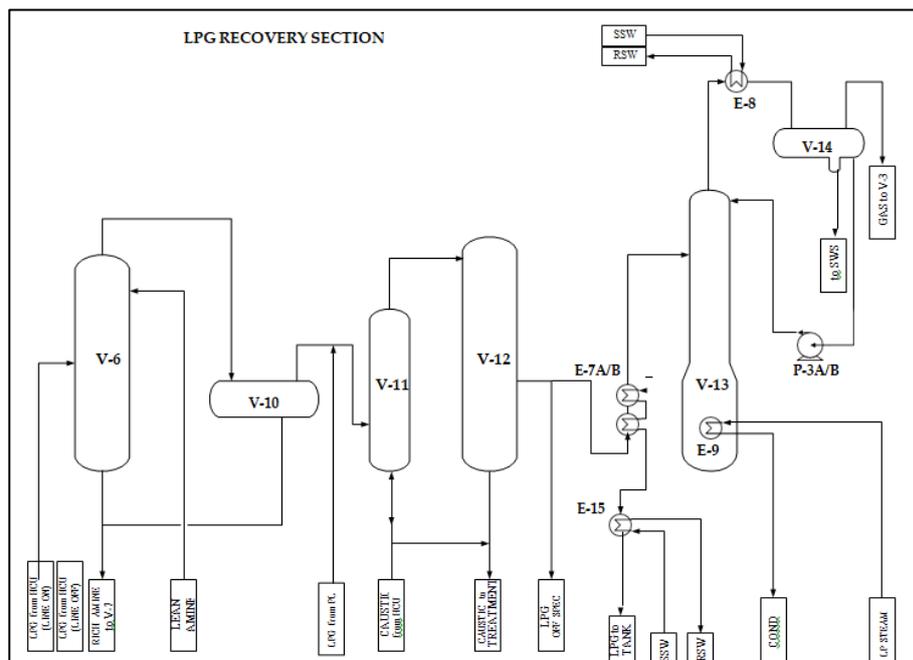
- *Absorben Section (off gas amine absorber and LPG amine absorber)*, untuk menghilangkan H₂S dari *off gas* dan LPG.
- *Amine Regeneration (vapor amine stripper)*, untuk merecovery *lean amine* dan *rich amine*.



Gambar 2. 22 *Flow Diagram Amine Treating Section*

Feed gas dari unit lain masuk kedalam KOD 410 V-1 dimana air dan gas dipisahkan. Water kemudian dikirim ke sour water treating unit dan gas menuju

compressor 410 C-1 A/B. Setelah itu gas yang telah terkompresi menuju fin fan 410 E-13 dan selanjutnya di dinginkan di trim cooler 410-E-3 bersama dengan medium pressure flash gas dari HC unibon unit. Setelah gaskeluar dari 410-E-3, gas menuju off gas separator 410-V-3 dimana gas dan air kembali dipisahkan. Sebagian dari gas kembali ke KOD 410-V-1 untuk menjaga tekanan di KOD. Hampir seluruh proses gas dikirim ke bagian bawah vapor amine absorber 410-V-5. Absorben yang digunakan adalah Mono Ethanol Amine (MEA) yang dialirkan secara counter current. Gas yang sudah dimurnikan kemudian menuju hydrogent plant.



Gambar 2. 23 Flow Diagram LPG Recovery Section

Sour LPG dari unit HC unibon masuk ke LPG amine absorber 410-V-6. Hydrogen sulfide di hilangkan dari LPG dengan menggunakan absorben mono ethanol amine (MEA) yang mengalir secara counter current. Lean amine dari stripper di pompakan menuju absorber dengan 410-P-1A/B. LPG yang keluar dari absorber, mengalir menuju LPG Amine settlers 410-V-18 dimana LPG dan amine di pisahkan. LPG dari V-11 dan platforming unit menuju LPG Caustic wash untuk menghilangkan sisa H₂S yang masih tertinggal. Setelah itu, LPG menuju sand filter 410 V-12 guna menghilangkan caustic yang masih tersisa, dilanjutkan dengan pemanasandi 410-E-7 dan menuju deethanizer column 410-V-13. Fraksi

ethane yang keluar dari bagian atas column, di dinginkan di overhead condenser 410-E-8. Gas yang terkondensasi di pompa oleh 410-P-3A/B dan kembali ke deethanizer column. Gas yang tidak terkondensasi dikirim ke off gas separator 410-V-3. Produk bagian bottom deethanizer column dipanaskan dengan reboiler 410-E-9. Produk bagian bottom di dinginkan di 410-E-7 dan E-15, selanjutnya dikirim ke LPG storage tank.

2.9.2.6 Unit 300 Nitrogen Plant (N₂ Plant)

Nitrogen Plant berfungsi menghasilkan nitrogen yang diperlukan pada proses *start-up* dan *shut-down* unit-unit proses, regenerasi katalis dan media *blanketing* Tanki-Tanki. Kapasitas pengolahan nitrogen plant sebesar 500 Nm³/hari. Prinsip operasinya adalah pemisahan oksigen dan nitrogen dari udara berdasarkan titik embunnya. Pemisahan ini berlangsung pada temperatur operasi - 180 °C. Proses ini menggunakan *molecular sieve absorber* untuk menyerap uap air dalam udara. Udara bebas bersama udara *recycle* dihisap dengan *screw compressor* C-81A/B yang masing-masing terdiri dari dua stage. Udara yang telah dimanfaatkan kompresor stage satu didinginkan di *intercooler* kemudian di stage kedua dimanfaatkan hingga tekanannya mencapai 6 kg/cm², selanjutnya udara dialirkan ke *cooler. System Fresh Refrigerant* di E-94 dengan media pendingin air garam menurunkan suhu udara. Embun yang dihasilkan dipisahkan dalam pemisah V-84. Sebelum diumpankan ke kolom udara, udara didinginkan pada pendingin udara E-58. Di dalam pendingin ini udara proses dibagi 2, pertama udara tekanan tinggi keluar dari E-85 dialirkan menuju *engine turbine* untuk diambil tenaga kinetiknya. Kedua keluar dari E-85 pada titik cairnya temperatur mencapai 160 °C dan diumpankan ke kolom rektifikasi (V-83) dari bagian bawah kolom. Nitrogen yang mempunyai titik didih lebih rendah dari oksigen akan menguap, dan mengalir ke bagian atas kolom dan oksigen akan mengumpul didasar kolom sebagai cairan.

Oksigen dari dasar kolom dialirkan ke HE (E-86) untuk didinginkan. Cairan dingin ini kemudian mengalir masuk ke E-95 untuk diembunkan. Nitrogen cair dikembalikan ke kolom sebagai *refluks*, sebagian lagi diambil sebagai produk yang dialirkan ke Tanki penyimpanan nitrogen cair keluar pengembun E-95 (Tanki V-

18A/B).Sebelum dikirim ke unit yang memerlukan, N₂ cair diuapkan terlebih dahulu dalam penukar panas.

2.9.3 *Heavy Oil Complex (HOC)*

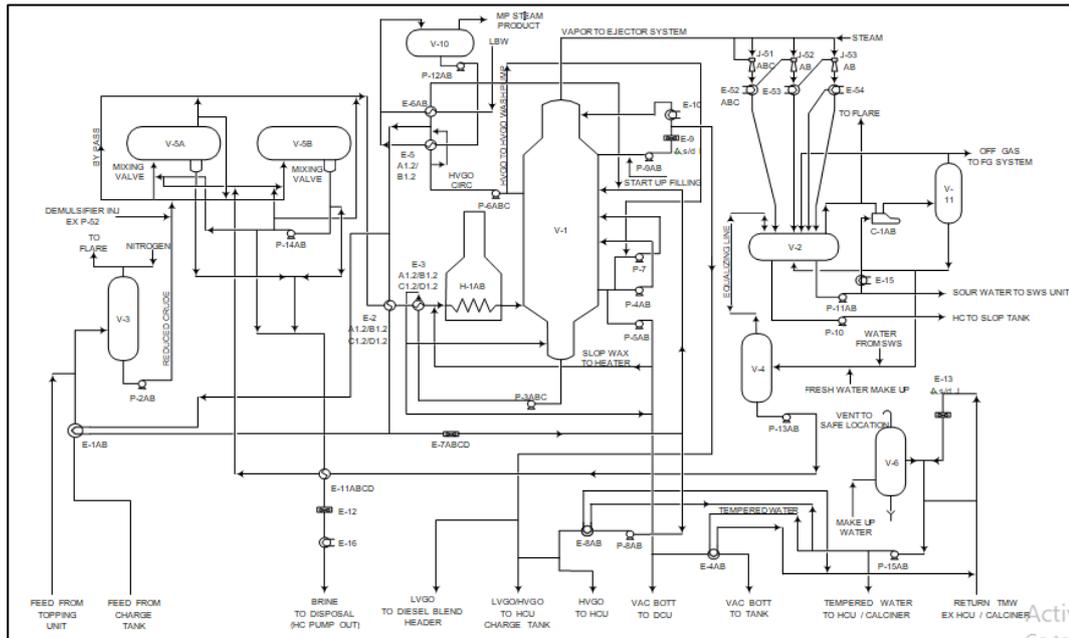
Fungsi utama bagian ini adalah mengolah fraksi berat hidrokarbon menjadi fraksi-fraksi ringannya. Bagian ini termasuk dalam *new plant* yang terdiri dari empat unit, antara lain :

- a. *Heavy Vacuum Distillation Unit (HVU)*
- b. *Delayed Coking Unit (DCU)*
- c. *Distillate Hydrotreating Unit (DHDT)*
- d. *Coke Calciner Unit (CCU)*

2.9.3.1 Unit 110 - Heavy Vacuum Distillation Unit (HVU)

Unit ini berfungsi memisahkan umpan *Low Sulphur Waxy Residue (LSWR)* yang berasal dari CDU menjadi fraksi yang lebih ringan berdasarkan perbedaan titik didih. Kapasitas pengolahan unit ini sebesar 92,6 MBSD atau 614 m³/jam. Prinsip operasi unit HVU adalah distilasi pada keadaan vakum, karena penurunan tekanan menyebabkan penurunan titik didih hingga proses pemisahan dapat dilakukan tanpa terjadi *thermal cracking*. Kondisi vakum diperoleh dengan menarik produk gas dibagian atas kolom menggunakan tiga buah *steam jet ejector* yang tersusun seri. Proses pemisahan berlangsung pada kondisi operasi dengan tekanan 18-22 mmHg dan temperature operasi 400°C. Produk yang dihasilkan unit ini, seperti :

- Gas, akan dipakai sebagai fuel gas (untuk konsumsi sendiri).
- *Light Coker Gas Oil (LCGO)*, digunakan sebagai komposisi *blending*.
- *Heavy Coker Gas Oil (HCGO)*, digunakan sebagai umpan *hydrocrackerunibon (HC Unibon)*.
- *Short residu*, digunakan sebagai umpan *Delayed Coking Unit (DCU)*.



Gambar 2. 24 Flow Diagram Proses Unit HVU

Unit ini berfungsi untuk memisahkan umpan berupa *low sulphur waxy residue* (LSWR) yang berasal dari unit CDU menjadi fraksi yang lebih ringan berdasarkan titik didihnya. Prinsip dasar operasi unit ini adalah distilasi pada keadaan vakum. Keadaan vakum diperoleh dengan cara menarik produk gas pada bagian atas kolom dengan menggunakan tiga buah *steam jet ejector* yang disusun seri sehingga terjadi penurunan tekanan reaktor. Keadaan vakum ini diperlukan untuk menurunkan titik didih LSWR sehingga pemisahan fraksi-fraksi minyak mentah dapat berlangsung dengan lebih baik tanpa terjadi *thermal cracking*.

Long residue dari CDU ditampung sementara di V-3 lalu diolah stage desalter di V-5A dan V-5B untuk dikurangi kadar garamnya. Setelah itu, umpan dibagi menjadi dua aliran yang masing-masing dipanaskan di H-1A dan H-1B sebelum masuk ke kolom distilasi vakum (V-1). Kondisi vakum di V-1 dibuat menggunakan MP steam ejector agar tekanan atas kolom sebesar 20 mmHg. Setelah didinginkan, produk atas kolom ditampung di V-2 untuk dipisahkan dari air, minyak dan gas (fuel gas). Aliran produk samping adalah LVGO dan HVGO. Panas dari HVGO dimanfaatkan untuk MP steam (E-5 dan E-6). Produk bawah berupa short residu dan diumpankan ke Delayed Coking Unit.

Cold reduced crude dari storage dipompa dengan pompa booster (110-P1 A/B) dan di-discharge lewat cold reduced crude/HVGO exchanger (110-E-1A/B) ke

feed surge drum (110-V-3). Reduced crude dari feed surge drum dipompa dengan pompa feed (110-P2 A/B) dan di-discharge ke mixing valve desalter drum stage pertama (110-V5A). Reduced crude dari desalter drum stage pertama kemudian mengalir lewat mixing valve ke desalter drum stage kedua (110-V5B). Desalting water diinjeksi lewat line 4" ke desalter drumstage pertama dan kedua. Brine water dari desalter drum stage kedua dipompa dengan pompa desalting water (110-P14 A/B) dan di-recycle lewat line 4" ke desalter drum stage pertama. Brinewater dari desalter drum stage pertama diarahkan ke desalter water/desalter brine exchangers (110-E11 ABCD), desalter brine cooler (110-E-12) dan desalter brine trim cooler (110-E16) kemudian didrain ke disposal. Desalted reduced crude dari desalter drum stage kedua mengalir lewat line 12" dan dibagi menjadi dua paralel trains dengan lines 10".

Train pertama mengalir lewat desalted reduced crude /HVGO exchangers (110-E2 C1B1A1), desalted reduced crude/vacuum bottom exchangers (110-E3D1C1B1A1) ke vacuum heater (110-H1A). Train kedua mengalir lewat desalted reduced crude/HVGO exchangers (110-E2-2 C2B2A2), desalted reduced crude/vacuum exchangers (110-E-3D2C2B2A2) ke vacuum heater (110-H1B).

Aliran proses inlet dari tiap heater dibagi menjadi 4 pass yang paralel. Flow recording controller (FRC) di install pada inlet dari tiap pass untuk mengatur distribusi yang uniform dari desalted reduced crude untuk tiap coil. Desalted reduced crude dipanaskan pada temperatur yang ditentukan untuk mencapai vaporisasi yang dikehendaki dalam flash zone dari kolom vakum. Temperatur outlet heater dikontrol dengan TRC untuk mengontrol flow fuel gas/oil ke burners melalui lead-lag combustion control scheme. Reduced crude dari heaters mengalir lewat line 48" ke kolom vakum. Desalted reduced crude masuk ke flash zone lewat distributor dan dipisah menjadi overhead vapor dan bottom liquid product. Vapor meninggalkan flash zone di kembalikan (recovered) menjadi 3 produk liquid side stream. Slop wax yang merupakan produk recovered yang paling rendah ditarik dari accumulator tray ke slop wax section.

Sebagian dari slop wax dipompa dengan pompa slop wax (110-P4A/B) dan di-recycle lewat line 8" ke tray section diatas slop wax accumulator tray sebagai hot reflux untuk mencuci trays. Pompa slop wax (110-P5A/B) memompa slop wax

yang tidak dipakai sebagai hot reflux kembali ke inlet heater dan me-recycle-nya untuk dimusnahkan (extinction), atau memompanya ke storage bercampur dengan produk bottom kolom vakum. Heavy vacuum Gas Oil (HVGO) yang merupakan produk recovered kedua ditarik dari HVGO accumulator tray. HVGO yang terakumulasi (accumulated HVGO) dipompa dengan pompa HVGO (110-P7) dan di-recycle lewat line 8" ke tray section dibawah HVGO accumulatortray sebagai hot reflux. Accumulated HVGO tambahan dipompa dengan pompa sirkulasi HVGO (110-P6 A/B/C) dan di-discharge lewat HVGO/steam generation (110-E-5A1,2 B1,2) untukmenghasilkan MP steam. Dari steam generation, HVGO dibagi menjadi 3 streams, yang pertama lewat line 6" ke HVGO/BFW exchangers (110-E6AB), yang kedua mengalir lewat line 6" ke reduced crude/HVGO exchangers (110-E1AB) dan yang ketiga mengalir lewat line 12" kedesalted reduced crude /HVGO exchangers (110-E2A1B1C1 dan 110-E2A2B2C2). Tiga streamsHVGO kemudian dicampur (combined) dan didinginkan dengan cepat dalam circulating HVGO cooler (110-E7), dan sebagian di-recycle lewat line 12" ke dalam kolom diatas accumulator grid sebagai reflux. HVGO sisa dipompa dengan pompa produk (110-P8 A/B), dan di-discharge lewatHVGO product cooler (110-E8AB) dan dikirim ke HC Unibon atau ke storage tank.

Produk recovered liquid yang teringan adalah Light Vacuum Gas Oil (LVGO), dikumpul dalam LVGO accumulator tray. LVGO dipompa dengan pompa produk LVGO (110-P9A/B) di- discharge dan didinginkan dalam finfan cooler (110-E9 ABCDEFGHI) dan dibagi menjadi dua streams; yang pertama mengalir lewat circulating LVGO cooler (110-E10), dan di-recycle ke top dari kolom sebagai reflux, LVGO yang lain dikirim lewat line 6" ke LVGO storage tank. Semua noncondensed materials meninggalkan top dari kolom dan mengalir lewat line 40" ke seksi alat penghasil vakum. Seksi ini mengandung jaringan ejektor 3 tahap (3 stage ejector network) dengan associated intercondensers.

Non condensible gases di-vent dari after condenser ke condensate receiver (110-V2). Gas dari condensate receiver mengalir lewat line 8" ke suction dari liquid ring compressor (100- C1A/B), dan di compress lewat knock out drum (110-V11) dan dikirim lewat line 4" ke flue gas system. Condensed hydrocarbon dari condensate receiver dipompa dengan pompa slop (110- P10) dan dikirim lewat line

11/2" ke light slop tank. Sour water dipompa dengan pompa condensate (110-P11 A/B) dan dikirim lewat line 3" ke Unit Sour Water Stripper. Additional condensed water dikirim lewat line 3" ke desalting water surge drum dan ke liquid ring compressor sebagai sealant water.

Produk bottom dipompa dengan pompa vacuum bottom (110-P3A/B), di-discharge lewat line 10" ke desalted reduced crude/vacuum bottom exchanger (110-E3A1,2B1,2C1,2D1,2). Sebagian dari material vacuum bottoms dari heat exchangers dikembalikan lewat line 6" ke boot dari kolom sebagai quench untuk mengurangi temperatur bottom agar me-minimize pembentukan coke. Yang lain dikirim lewat line 8" ke Unit Delayed Coking atau lewat line 8" ketangki umpan (charge tank) Unit Delayed coking.

Unit Distilasi Vakum mempunyai seksi steam generation yang dilengkapi dengan kedua-duanya HVGO sirkulasi dan produk dalam HVGO/steam generation (110-E5 A1,2B1,2). Low pressure boiler feed water dipanaskan dengan pertukaran panas dengan HVGO dalam HVGO/BFW exchangers (110-E6 A.B), dan dikirim ke steam disengaging drum (110-V10). Peralatan pembangkit (generation equipment) dilengkapi dengan continuous blowdown drum (110-V8) dan intermittent blow down drum (110-V9).

2.9.3.2 Unit 140 - *Delayed Coking Unit (DCU)*

Delayed Coking Unit ini berfungsi untuk mengolah *short residu* dari *High Vacuum Distillation Unit (HVU)* menjadi fraksi-fraksi minyak yang lebih ringan, gas dan *coke* (kokas). Unit ini memiliki kapasitas produksi sebesar 35,4 MBSD atau 234 m³/jam. Prinsip reaksi adalah *thermal cracking*, yaitu perengkahan hidrokarbon berat menjadi hidrokarbon rantai pendek pada temperature tinggi (500°C). Tingginya temperature menyebabkan terjadinya polimerisasi. Proses pembentukan *Green Coke* dari polimer :

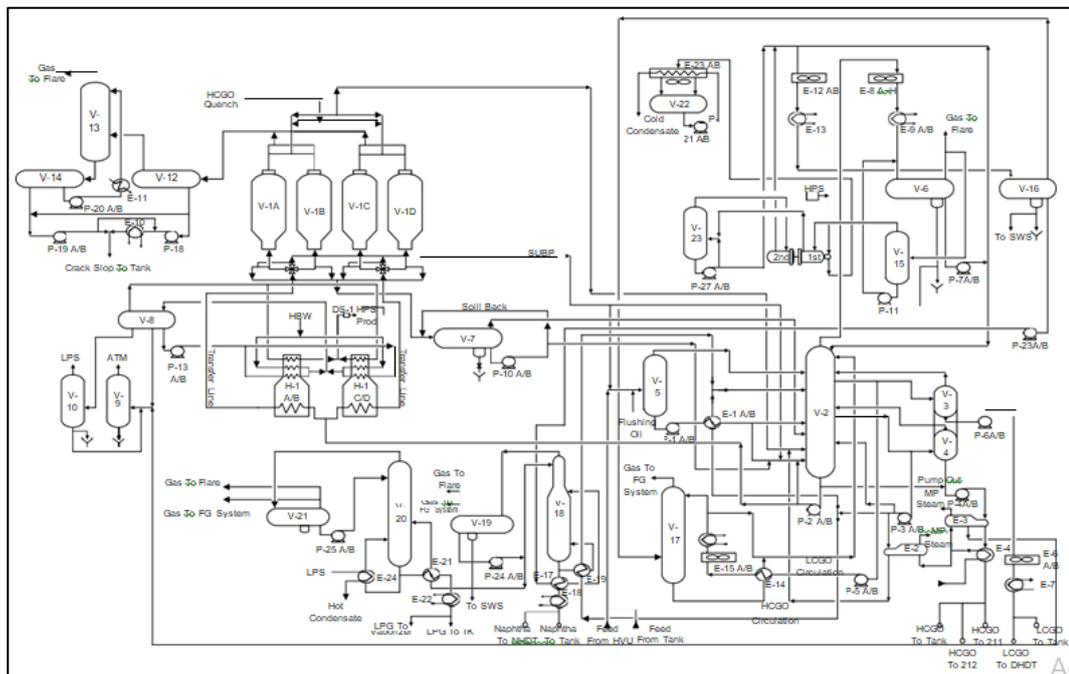
1. *Steaming out* untuk membuang fraksi ringan yang tersisa selama 1 jam
2. *Steaming out to blowdown system* selama 2 jam.
3. *Water quenching*, selama 5 jam dengan menggunakan campuran air dan *steam* (20 Ton air & 7-8 Tonsteam).

4. *Water fill in*, pendinginan dengan air pada temperatur dibawah 100°C, selama 2 jam.

5. Pengeringan dan pengeluaran *coke* dari *chamber* dengan menggunakan air.

Produk yang dihasilkan di unit ini berupa :

1. Gas sebagai *fuel gas*
2. LPG
3. *Naphtha* sebagai umpan NHDT
4. *Light Coker Gas Oil* (LCGO) sebagai umpan DHDT
5. *Heavy Coker Gas Oil* (HCGO) sebagai umpan HC Unibon
6. *Green Coke*.



Gambar 2. 25 Flow Diagram Proses Unit DCU

Short *residue* yang panas ditampung sementara di V-5 untuk kemudian diumpukan ke V-2 (fraksionator). Dalam fraksionator tersebut, dihasilkan produk atas berupa gas, LPG, dan *cracked naphtha*. Dari aliran samping, setelah melalui *stripper* V-3 dan V-4 diperoleh LCGO dan HCGO. Thermal cracked terjadi akibat pemanasan tinggi di H-1 yang dilanjutkan di V-1. Pemanasan tersebut menyebabkan perengkahan hidrokarbon rantai panjang menjadi molekul- molekul yang lebih kecil. Fraksi-fraksi ringan dengan pemanasan tinggi tersebut terangkat

dari V-1 dan V-2. Setelah didinginkan di E-8, produk atas V-2 ditampung di E-6 untuk dipisahkan dari air. Dari V-6, campuran cairan dan gas dengan bantuan kompresor dialirkan ke HP separator V-16 untuk memisahkan cairan hidrokarbon dari fasa gas.

Fasa gas dari V-16 digunakan sebagai *absorber* LCGO di V-17. Fasa cair dari V-16 diumpankan ke kolom *debutanizer* V-18 sehingga diperoleh produk bawah berupa cracked *naphtha* dan produk atas berupa gas-gas fraksi ringan (C1-C4) yang selanjutnya dipisahkan di LPG splitter V-20 menghasilkan *unsaturated LPG*. Produk terakhir V-1 adalah coke yang dikeluarkan setiap 24 jam sekali. Adapun aliran proses pada *Delayed Coking Unit* ini terdiri dari lima seksi yang berbeda:

a. Seksi Coking

Terdiri dari empat *coke chamber* (140 V-1 A/B/C/D) dan empat *coking heaters* (140 H-1 A/B/C/D), fasilitas injeksi antifoam dan *condensate receiver* (140 V-7). *Feed* yang berasal dari *bottom vacuum unit* (*short residue* dan juga berasal dari tanki *feed*) dipompakan melalui *charge surge drum* (140 V-5), kemudian dengan pompa (140 P-1 A/B) dialirkan ke *bottom fractionator* setelah melewati alat penukar panas (140 E-1 A/B). Di dalam *fractionator* akan terjadi penguapan tingkat pertama, dimana fraksiringan akan naik ke atas dan fraksi berat bersama-sama *recycle feed* akan menuju *heater* dengan menggunakan pompa (140 P-2 A/B), HP Steam diinjeksikan ke *feed* setelah *recycle feed* keluar *convection section* yang akan masuk ke *radiant section*. Injeksi steam tersebut berfungsi untuk menambah *velocity* atau agar aliran *feed* turbulen yang dapat mengurangi pembentukan *coke* di dalam *tube heater* ataupun *transfer line* menuju *chamber*. Temperatur *outlet heater* ini dapat mencapai 493 °C sedangkan untuk temperatur *inlet chamber* 477 s/d 478 °C. Di dalam *chamber* akan terbentuk *coke* dan fraksi ringan akan mengalami pemisahan sesuai jarak titik didih masing-masing produk.

b. Seksi Fraksionasi

Terdiri dari *fractionator* (140-V2), LCGO *Stripper* (140-V3), HCGO *stripper* (140-V4), *charge surge drum* (140-V5), *fractionator overhead receiver* (140-V6) dan tanki *cracked slop* (140-T4). *Fractionator* terdiri dari enam *side-to side pans* pada seksi terendah dari tower dan dua puluh lima *trays*. *Vapor* dari hasil *cracking* di *coke chamber* menuju *fractionator* untuk dipisahkan sesuai fraksinya. Fraksi

ringan yang berupa *off gas*, LPG dan *naphtha* akan keluar dari *overhead fractionator* kemudian didinginkan dan menuju ke *gas concentration section*. LCGO ditarik dari *tray* nomor 11, kemudiandidinginkan dan langsung sebagai *feed* unit DHDT. Sebagian LCGO dipakai sebagai *lean oil* di *absorber* dan dikembalikan lagi ke kolom *fractionator* sebagai *reflux*. HCGO ditarik dari *tray* nomor 23, sebagian digunakan sebagai *hot reflux*, pemanas *reboiler debuthanizer, exchanger* (140 E-1/2), *steam generation* di *exchanger* (140 E-3/4), *quenching* HCGO *vapor line chamber*. Produk HCGO dilewatkan *stripper*, kemudian didinginkan dan diumpankan ke HC Unibon.

c. Seksi Konsentrasi Gas

Pada seksi konsentrasi gas ini terdiri dari *high pressure separator* (140 V-6), *knock out drum* (140 V-15), *compressor* (140 C-1), kolom *absorber* (140 V-17), kolom *debutanizer* (140 V-18) dan LPG *splitter* (140 V-20). Gas dari *fractionator overhead receiver* (140 V-6) menuju *suction KO drum* untuk selanjutnya ditekanan dengan *compressor*. Gas dari *discharge compressor* dialirkan ke *cooler* (140 E-12 dan 140 E-13) kemudian dialirkan ke *high pressure separator*. Selanjutnya gas dialirkan ke *absorber* pada *tray* nomor 24, sedangkan *liquid* masuk ke *debutanizer*. Di *absorber*, gas V-15 dari masuk dari bagian bawah sedangkan LCGO masuk pada bagian atas. Kedua fraksitersebut akan saling kontak dan diharapkan fraksi LCGO menyerap fraksi berat dari gas yang kemudian LCGO sirkulasi dikembalikan ke kolom *fractionator* sebagai *reflux*, sedangkan *off gas* dari *absorber* ini dikirim ke *fuel gas*. Pada *debutanizer*, *liquid* masuk dari (140 V-16), produk *naphtha* ditarik lewat *bottom* dan dikirim sebagai *feed* ke unit NHDT. Sedangkan gas dari *debuthanizer* ini setelah melewati (140 E-20) akan ditampung di (140 V-19) dimana *liquid* dihasilkan dipompa dengan 140 P-24 dialirkan ke LPG *splitter* setelah melewati 140 E-21 dan gas dari 140 V-19 ini dikirim ke *fuel gas system*. Pada LPG *splitter*, fraksi ringan dari produk LPG akan dibuang ke *flare header* atau *fuel gas system*. *Condensate* yang dihasilkan di 140 V-21 akan dikembalikan ke kolom *splitter* sebagai *reflux*. LPG produk akan keluar dari *bottom* LPG *splitter* dan ditampung di tanki penampungan atau ke LPG *vaporizer*.

d. Seksi Pembangkit Steam

Pada seksi pembangkit *steam* ini terdiri dari *steam disengaging drum* (140 V-8), *common connection steam generator*, sirkulasi HCGO *steam generator* (140 E-2), produk HCGO *steam generator* (140 E-3), *blow down section* dan *chemical feed system*. Dalam seksi pembangkit *steam* ini dihasilkan *High Pressure Steam* (HPS: 41,5 Kg/cm² ;371 °C), *Medium Pressure Steam* (MPS: 10,5 Kg/cm²; 193 °C), *Low Pressure Steam* (LPS: 3,5 Kg/cm²; 149 °C). HPS diproduksi dari (140 V-8) yang memanfaatkan panas *fuel gas* di *convection heater* (140 H-1 A/B/C/D). MPS diproduksi dari *steam generator* (140 E-2) yang memanfaatkan panas dari sirkulasi HCGO. HCGO produk dapat dimanfaatkan panasnya untuk membuat MPS di (140 E-3). Sedangkan LPS *steam* diproduksi dari sisa *steam* yang masuk *continuous blow down*.

e. Seksi Water Handling dan Blowdown

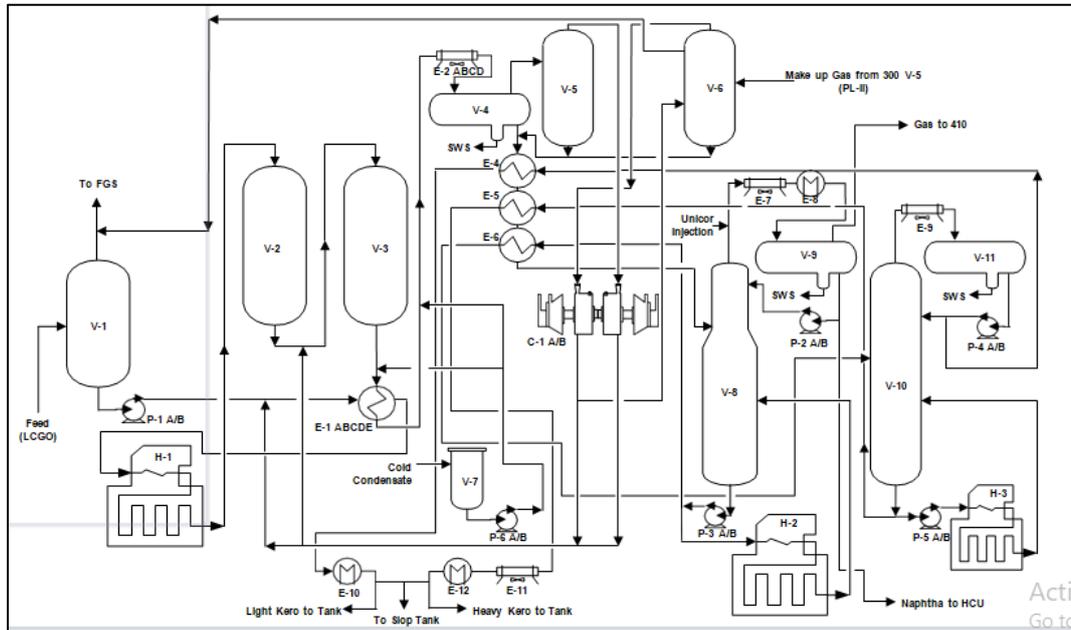
Fasilitas *water handling* dan *blowdown* terdiri dari *coke pit* (140 T-5) *clarifier* (140 ME-3), *jet water storage tank* (140 T-1), sebuah *blowdown condenser knock out drum* (140 V-12), *blowdown condenser* (140 V-13) dan *blowdown condenser separator* (140 V-14), tanki penampung *crack slop* (140 T-4). *Vapor* dari *coke chamber* akan masuk ke V-12, kemudian *liquid* akan dipompakan dengan pompa (140 P-18) ke tanki *slop*, sedangkan *vapor* akan dialirkan ke V-13 yang akan kontak dengan air yang masuk dari atas *vessel*. Air dan *liquid* akan masuk ke V-14, *vapor* dari V-13 dialirkan ke *flare header* sedangkan *liquid*nya dipompa ke tanki *slop*.

2.9.3.3 Unit 220 - *Distillate Hydrotreating Unit (DHDT)*

Unit ini berfungsi mengolah *light coker gas oil* (LCGO) dari *delayed coker unit* (DCU) dengan cara menjenuhkan material hasil *cracking* yang tidak stabil dan membuang pengotor seperti sulfur dan nitrogen dengan bantuan gas hidrogen bertekanan. Proses ini menggunakan bantuan katalis UOP S-12. Reaksi yang terjadi dalam reaktor adalah penjenuhan olefin, penghilangan sulfur, penghilangan nitrogen, penghilangan oksigen, penghilangan logam, dan penghilangan halida. Campuran produk hasil reaksi dipisahkan di kolom *stripper* dan *splitter*. Unit ini berkapasitas produksi sebesar 90 m³/jam. Produk yang dihasilkan berupa :

- Gas sebagai fuel gas
- *Naphtha* sebagai umpan HC Unibon

- *Light Kerosene* sebagai campuran kerosin dan diesel
- *Heavy kerosene* sebagai campuran kerosin dan diesel.



Gambar 2. 26 Flow Diagram Proses Unit DHD

Unit ini berfungsi untuk mengolah *Light Coker Gas Oil* (LCGO) dari unit DCU dengan cara menjenuhkan material hasil perengkahan yang tidak stabil dan membuang pengotor seperti sulfur dan nitrogen dengan bantuan gas hidrogen bertekanan. Katalis yang digunakan dalam proses ini adalah UOP S-12 (Ni-Mo). Reaksi-reaksi yang terjadi pada unit ini sama dengan reaksi yang terjadi pada unit NHDT yaitu penjenuhan olefin, penghilangan sulfur, penghilangan nitrogen, penghilangan oksigen, penghilangan logam, dan penghilangan halida. Kapasitas pengolahan unit ini adalah $90 \text{ m}^3/\text{jam}$. Produk yang dihasilkan dari unit ini adalah gas, nafta, *light kerosene*, dan *heavy kerosene*. Gas yang dihasilkan akan dimanfaatkan sebagai *fuel gas*, nafta akan diumpukan ke unit HCU, *light kero*, dan *heavy kero* akan digunakan sebagai komponen *blending* kerosin dan diesel (ADO).

LCGO dari *Delayed Coking Unit* ditampung sementara di V-1 lalu dipanaskan di H-1. Sebelum dipanaskan, umpan terlebih dahulu dicampur dengan gas H_2 dari kompresor C-1 A/B. Setelah pemanasan, pereaksian dilakukan di V-2 dan V-3. Setelah didinginkan di E-1 ABCD, keluaran V-3 diinjeksikan dengan air untuk mengambil NH_3 dan H_2S yang terbentuk. Selanjutnya dilakukan kondensasi di E-

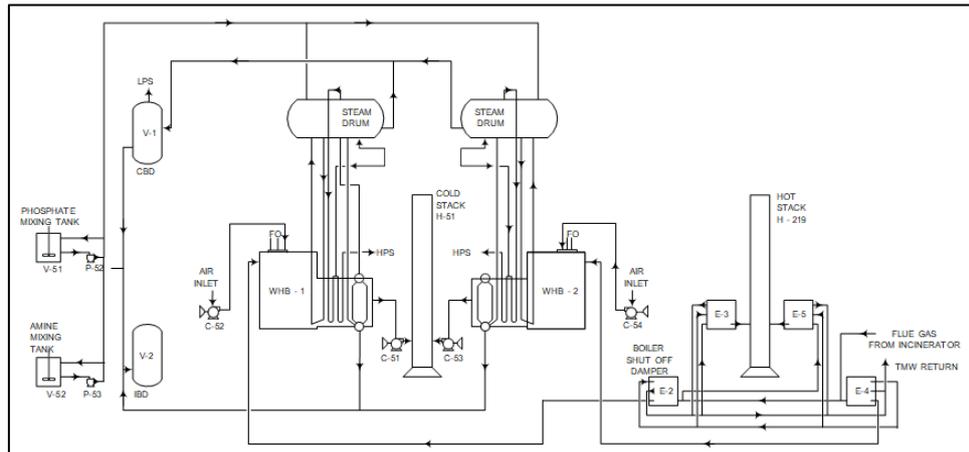
2 dan kondensat ditampung di HP separator (V-4). Fraksiatas V-4 diumpankan ke V-5 dan masuk ke aliran *recycle*. Fraksi bawah V-5 diumpankan ke kolom *stripper* V-8 untuk memisahkan *naphtha* dan komponen LPG. Produk bawah V-8 diumpankan ke kolom splitter V-10 menghasilkan *light kerosene* dan *heavy kerosene*.

Unit Distillate HDT terdiri dari sebuah seksi reaktor dan sebuah seksi fraksionasi. Pada seksi reaktor, umpan dicampur dengan *hydrogen rich recycle gas stream*, dipanaskan di combined feed exchanger (220 E-1ABCDE) serta di fired heater (220 H-1) dan kemudian mengalir kedalam Reactor (220 V-2 & V-3). Didalam reaktor ini perbaikan yang diinginkan dari *light coker gas oil* terjadi. Efluen produk reaktor dipakai sebagai media pemanas di combined feed exchanger (220 E-1ABCDE).

Pendinginan akhir dari efluen reaktor dicapai di fin fan condenser (220 E-2ABCD). Air diinjeksikan ke efluen reaktor sebelum memasuki condenser dengan tujuan untuk mencegah deposisi (deposition) dari garam-garam yang dapat menyebabkan korosi (corrode) dan penyumbatan (foul) condenser. Setelah didinginkan, produk masuk ke High Pressure Separator (220 V-4), dimana *hydrocarbon liquid*, air dan gas di-*recycle* sebagai *recycle gas* dan sejumlah kecil gas di-*vent* ke *fuel gas system* untuk menjaga minimum 75 % H₂ di *recycle gas*. Air di- drain dari *water boot* dan *hydrocarbon liquid* di kirim ke seksi fraksionasi, dimana ia dipisahkan menjadi *light* dan *heavy kerosene*.

2.9.3.4 Unit 170 – Waste Heated Boiler Unit (WHB)

Merupakan salah satu *equipment* dari unit calciner. WHB merupakan salah satu boiler dengan ruang bakar jenis cabin. Dengan kapasitas 82 ton/jam HPsteam. Namun sekarang WHB hanya sanggup memproduksi steam sebesar maksimal 35 ton/jam. Umpan yang digunakan adalah *high pressure boiler water*. Waste heat boiler di-*install* untuk memanfaatkan *excess heat* dari *incinerator off gas*. Waste gas dialirkan (*channeled*) ke suction ini dengan empat *tempered water cooled dampers*.



Gambar 2. 27 Flow Diagram Proses Unit WHB

Merupakan salah satu equipment dari unit calciner. WHB merupakan salah satu boiler dengan ruang bakar jenis cabin. Dengan kapasitas 82 ton/jam HPsteam. Namun sekarang WHB hanya sanggup memproduksi steam sebesar maksimal 35 ton/jam. Umpan yang digunakan adalah high pressure boiler water. Waste heat boiler di-install untuk memanfaatkan *excess heat* dari *incinerator off gas*. *Waste gas* dialirkan (channeled) ke suction ini dengan empat *tempered water cooled dampers*. Melalui dampers ini flow dapat diarahkan ke salah satu waste gas boiler (170-B-1/2) atau hot stack (170-H-219). Dampers ke hot stack memiliki minimum stop sehingga pada sepanjang waktu terdapat cukup gas yang dialihkan (diverted) ke *stack* ini untuk menjaga seksi tetap panas. Dalam situasi emergensi semua flow akan dialihkan ke *hot stack*.

Dalam operasi normal dua boilers shut-off dampers (170-E-2/4) terbuka besar, karena kecepatan aliran gas dikontrol dengan induced draft fans (170-C-51/53) *down-stream* dari boiler. Waste heat boiler adalah standard o design dengan *additional superheated coil*. Mayoritas dari panas diambil (extracted) dari waste gas tetapi sebuah *auxiliary fuel oil system* selalu *in service*. Tergantung pada kondisi, fuel oil system dipakai untuk mensuplai 20 % dari panas design ke boiler sehingga *in case* terjadi emergensi kehilangan dari flue gas diperlukan untuk men-switch pembakaran fuel oil. Tergantung pada draft dan variabel proses yang lain, pembakaran akan harus di atur untuk mengirimkan (deliver) produksi steam yang diinginkan.

Draft yang dibutuhkan untuk waste heat boilers merupakan pasangan dengan kombinasi dari forced draft fans (170-C-52/54) dan induced draft fans (170-C-51/53). Forced draft fan men-suplai *primary air* untuk *auxiliary fuel burner* sementara induced draft fan mengontrol aliran *waste gas* melalui boiler. Induced draft fans men-*discharge* gas kedalam *cold stack* untuk mendispersi (dispersal) ke atmosfer. *Blowdown* dimaksudkan untuk mendrain sebagian air dari system. *Boiler water blowdown* adalah penghilangan dari boiler beberapa *concentrated water* untuk diganti dengan *feed water*, karena itu dapat mempengaruhi penurunan konsentrasi didalam boiler.

Terdapat dua type yang prinsip dari *blow down*, *intermittent manual blowdown* dan *continuous blow down*. *Manual blowdown*, atau *sludge blowdown* perlu untuk menghilangkan *dissolved solids* dan *sludge* dari *lower section* pada boiler. Biasanya diperlukan untuk mempertahankan (establish) *manual blowdown schedule* dengan kemungkinan 2-3 kali sehari. *Continuous blowdown* adalah penghilangan secara kontinyu *concentrated water* dari boiler. Dalam praktek aktual, pengaturan secara periodik dari blowdown untuk menciptakan situasi yang optimum tergantung pada kontrol sample laboratorium, air secara kontinyu di blowdown dari steam drum lewat line 1,5 " ke continuous blowdown drum (170-V1).

2.9.4 Utilitas

Utilitas RU II berfungsi untuk melayani kebutuhan produk utilities untuk menunjang proses di area kilang. Produk utilities disediakan dalam bentuk :

1. Uap bertekanan (*Steam*)
2. Listrik
3. Udara bertekanan (plant air, instrument air)
4. Air minum, air industri (air kebakaran, air pendingin, pelarut, air umpan boiler).
5. Distribusi *fuel oil*.

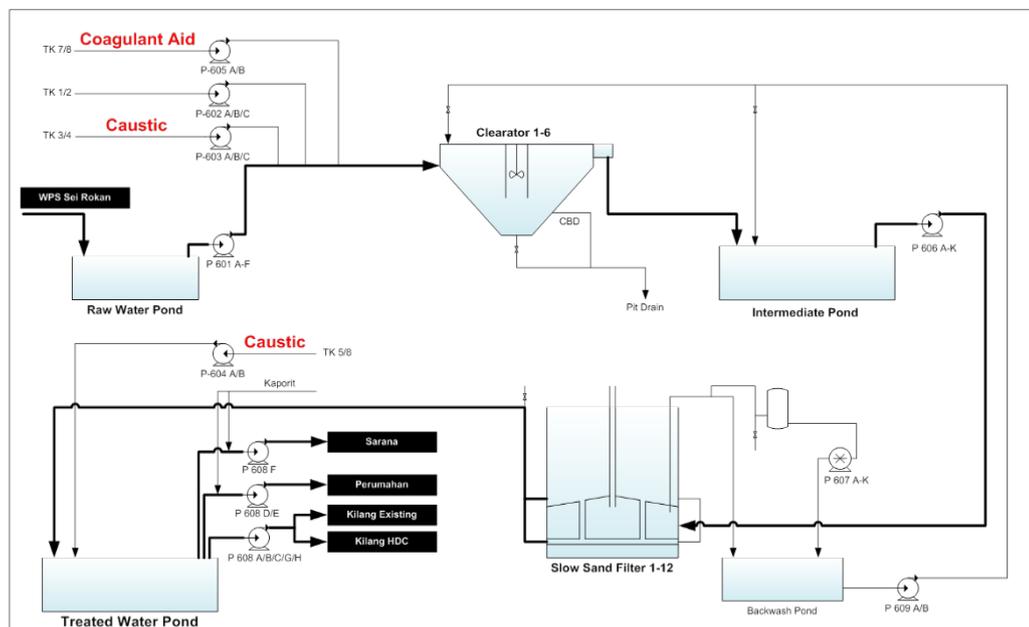
Sistem utilitas pada suatu pabrik merupakan penunjang yang sangat penting untuk keberlangsungan suatu industri. Mengingat bahwa unit utilitas merupakan suatu unit penunjang operasional pabrik, sehingga untuk memenuhi segala sarana dan prasarannya harus dirancang agar dapat menjamin keberlangsungan operasi pabrik. Sistem utilitas yang menunjang operasi unit-unit proses ini menyediakan

kebutuhan listrik, *steam*, air pendingin, gas N_2 , *fuel gas system* dan lain-lain. Utilitas yang terdapat di PT. Kilang Pertamina Internasional Refinery Unit II - Dumai, yaitu sebagai berikut :

1. *Plant Water*, yang berfungsi sebagai :
 - a. Air Pendingin Pompa
 - b. Air Umpan *Boiler*
 - c. Air Minum
 - d. *Water Hydrant*
 - e. Air bersih untuk perumahan
2. *Steam*, yang berfungsi sebagai :
 - a. Penggerak Turbin
 - b. Pemanas
 - c. *Atomizing steam* (steam pembakaran)
3. Udara bertekanan (*Pressed Air*), yang berfungsi sebagai :
 - a. Instrumen Air, digunakan untuk menjalankan instrumen pengontrol
 - b. *Plant Air*, untuk pembersihan alat-alat
4. *Sea Water*, yang berfungsi sebagai :
 - a. Air pendingin pada unit *cooler* dan *condensor*
 - b. Pendingin mesin-mesin di *power plant*
 - c. *Fire safety*

2.9.4.1 Unit Penjernihan Air (*Water Treatment Plant*)

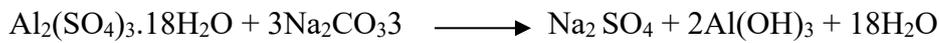
Water Treatment Plant (WTP) adalah unit utama pengolahan air bersih, yang terdiri dari beberapa bagian. Biasanya pada unit ini terdiri atas bak koagulasi, bak flokulasi, baik sedimentasi, dan bak filtrasi. Pengolahan air ini bertujuan untuk memperoleh air yang memenuhi syarat sebagai air minum, air pendingin, dan air umpan boiler (*Boiler Feed Water/BFW*). Sumber air tawar diperoleh dari sungai Rokan. Air sungai Rokan diolah terlebih dahulu untuk menghilangkan kekeruhan, COD, padatan terlarut, dan warna. Penambahan larutan NaOH dilakukan untuk menghindari korosi yang disebabkan oleh pH air yang rendah. Penambahan disinfektan seperti Cl_2 dan $Ca(OCl)_2$ dilakukan untuk mensterilkan air minum. Proses *Water Treatment* pada PT. Kilang Pertamina Internasional *Refinery Unit II* Dumai dapat dilihat pada Gambar 4.1 berikut.



Gambar 2. 28 Proses *Water Treatment* WTP Pertamina internasional RU II Dumai

Air sungai Rokan yang merupakan *raw water* dipompa menuju WTP (*Water Treatment Plant*) Bukit Datuk yang berjarak 45 Km, kemudian ditampung dalam *raw water pond*. *Raw water* ini digunakan juga sebagai *service water* yang digunakan pada *make up* untuk *fire water*, *cooling water*, dan *demineralized water*. Pada *raw water pond* terjadi pengendapan lumpur, pasir, dan partikulat. Setelah

diendapkan, selanjutnya air ini dipompa menuju *clearator* dan diinjeksikan aluminium sulfat ($\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3 \cdot 18\text{H}_2\text{O}$), soda kaustik (NaOH) dan *coagulant aid*. Di dalam *clearator* ini, air dan bahan kimia diaduk dengan *rapid mixer* hingga terjadi koagulasi antara bahan kimia dengan kotoran kemudian terbentuk flok. Reaksi yang terjadi, yaitu :



Flok-flok yang terbentuk diendapkan dan dibuang secara periodik. Air jernih yang mengalami *over flow* ditampung dalam *intermediate pond*. *Intermediate pond* hanya berfungsi sebagai bak penampung air jernih. Air jernih tersebut kemudian dialirkan ke *sand filter* yang berfungsi untuk memisahkan *carry over flok* dari *clearator*. Air jernih dari *sand filter* secara gravitasi dialirkan menuju *treated water pond*. Dari *treated water pond* air didistribusikan dengan pompa melalui sistem *manifold*. *Manifold* untuk kilang diinjeksikan *corrosion inhibitor* untuk mencegah korosi dan kerak yang ditambahkan secara kontinyu, sedangkan air untuk perumahan dan dok diinjeksikan Cl_2 atau $\text{Ca}(\text{OCl})_2$ untuk desinfektan. *Refinery water (raw water)* dari WTP Bukit Datuk dikirim ke *new plant* dan dikirim ke *sand filter*. Outlet *sand filter* ditampung pada *filtered water tank*, dimana pada unit ini air yang dialirkan masih mengandung senyawa organik, karbon, kation, anion, dan CO_2 .

Water treatment bertujuan untuk mengolah air agar terbebas dari mineral-mineral yang dapat mengganggu operasi di unit proses. Pada bagian *header supply* ke area *utility*, dilengkapi dengan *online conductivity analyzer* untuk memonitor mutu dari air pendingin. Air pendingin didistribusikan ke bagian utilitas dan proses yang membutuhkan sistem air pendingin, yaitu ke sistem utilitas untuk *boiler*, *Steam Turbin Generator (STG)*, kompresor, *nitrogen plant*, unit H_2 *plant*, unit *RCC*, *GO* dan *LCO*, *CDU*, *amine treatment*, *sulphur plant*, *NPU*, dan *offsite area*.

2.9.4.2 Unit Penyedia Uap (*Boiler Plant*)

Air di dalam *boiler* dipanaskan oleh panas dari hasil pembakaran bahan bakar (sumber panas lainnya), sehingga terjadi perpindahan panas dari sumber panas tersebut ke air yang mengakibatkan air tersebut menjadi panas atau berubah wujud

menjadi uap. Air umpan *boiler* memiliki persyaratan khusus karena dalam air masih terdapat zat-zat yang bisa membentuk kerak pada *tube boiler* dan zat-zat yang korosif. Sistem ini berfungsi untuk memenuhi kebutuhan air umpan *boiler* ke kilang sebagai pembangkit listrik serta menerima kondensat dari kilang.

Kerak pada *tube boiler* disebabkan oleh garam-garam silikat dan karbonat. Kerak ini menyebabkan *over heating* karena menghambat *transfer* panas. Korosi pada pipa disebabkan adanya gas-gas korosif seperti: O₂, CO₂, pH air yang rendah, oleh karena itu gas-gas harus dihilangkan dan pH air dijaga tetap netral di dalam BFW (*Boiler Feed Water*). Garam-garam mineral yang larut dalam air bisa mengakibatkan buih sehingga perlu dihilangkan dengan *demineralizer* yang terdiri dari kation dan anion.

Outlet demineralizer ditampung dalam tangki lalu dipompakan ke deaerator guna mengurangi kandungan O₂ terlarut. Air yang keluar deaerator diinjeksikan *hydrazine* untuk menghilangkan O₂ sisa kemudian didistribusikan ke *boiler* dengan pompa. *Steam* yang dihasilkan terbagi menjadi tiga jenis :

1. *High Pressure Steam* (HPS), P = 41 Kg/cm²

Steam ini 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. *Middle Pressure Steam* (MPS), P = 11 Kg/cm²

Steam ini 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 Pressure Steam* (LPS), P = 3,5 Kg²

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*).

2.9.4.3 Unit Air Pendingin (*Cooling Water Unit*)

Air pendingin digunakan secara langsung untuk mendinginkan produk kimia. air pendingin digunakan secara tidak langsung untuk proses mendinginkan fluida (fluida dan gas) melalui penukar panas. Air pendingin mempunyai pengaruh yang cukup besar terhadap efisiensi total *engine* serta umur *engine*, untuk menghindari terjadinya *overheating*. Proses pendinginan melibatkan pemindahan panas dari substansi ke substansi yang lain. Substansi yang kehilangan panas disebut *cooled* dan yang menerima panas disebut *coolant*.

Cooling tower di *new plant* berpusat di *Utilities Circulation*. Air dari tangki didistribusikan ke *cooling tower* sebagai *make-up water*, yang digunakan untuk mempertahankan level *cooling tower*. *Sludge* dan lumpur dapat dihilangkan melalui *blow down*, untuk menghindari pertumbuhan jasad renik (algae dan lumut), diinjeksikan *chlorine* kedalam *cooling tower* sebanyak 10 Kg selama 6 jam dalam satu hari. Di samping itu, diinjeksikan juga *corrosion inhibitor* berupa dulcam 704 (untuk satu *shift* diberikan sebanyak 37.5 Liter) yang berfungsi untuk membentuk lapisan pada pipa sehingga tidak terjadi kontak langsung antara air dengan material pipa yang biasa mengakibatkan perkaratan. Unit ini terdiri dari beberapa bagian, seperti menara air pendingin (*cooling water tower*), pompa air pendingin (*cooling water pump*) dengan kapasitas @7000 m³/hr pada tekanan 4,5 kg/cm²G, *side stream filter* dengan kapasitas 220 m³/hr, serta *side filter/ start up* pompa *cooling water*. Sistem pendinginan pada *cooling tower* ini dirancang menurut sistem sirkulasi terbuka, sehingga terdapat pompa cadangan yang digunakan untuk mengantisipasi gangguan dan apabila salah satu pompa utama dibersihkan.

2.9.4.4 Unit Penyedia Udara Bertekanan

Unit ini bertugas untuk menyediakan udara tekan, udara tekan ini diperlukan untuk kebutuhan instrumentasi *pneumatic*. Fungsi dari udara bertekanan yang dihasilkan oleh unit ini adalah :

1. *Instrument Air*

Udara bertekanan yang dihasilkan oleh kompresor masuk ke dalam *receiver*. Udara biasa masuk melalui *filter* dihisap oleh kompresor dan ditekan keluar melalui pendingin dan *cyclone* untuk memisahkan air, kemudian masuk ke

receiver. Tekanan udara dijaga dengan *pressure recorder controller (PRC)* sebesar 6.5 Kg/cm².

2. *Plant Air*

Unit ini digunakan sebagai pembersih dan *flushing* pipa-pipa, di dalam unit kompresor juga terdapat *cooling tower* untuk mengatur air pendingin yang mendinginkan pompa dan kompresor. *Fan* digunakan untuk menjaga agar suhu air tetap rendah dan untuk mencegah terjadinya korosi, maka diinjeksikan *polycrin I* dan *polycrin AI* yang merupakan *corrosion inhibitor*.

2.9.4.5 Unit Penyedia Bahan Bakar

Bahan bakar berperan penting dalam pengoperasian suatu pabrik terutama alat yang memerlukan pembakaran dalam prosesnya. Sistem penyediaan *fuel oil* di *new plant* berpusat di utilitas. *Fuel oil system* dirancang untuk mengumpulkan bermacam-macam sumber *fuel oil* dan didistribusikan ke semua *user* dan didalam *refinery*. Sumber-sumber *fuel oil* berasal dari *decant oil* dari RCC, *atmospheric residue* dari CDU, *gas oil* untuk *start-up refinery*. *Fuel oil* dari tangki penampungan sementara sebelum didistribusikan dengan pompa menuju :

1. *Boiler Utilitas*
2. *Vacuum Unit*
3. *Platforming Unit*
4. *Naphtha Hydrotreating Unit*
5. *Distillate Hydrotreating Unit*
6. *Hydrocracking Unibon*

2.9.4.6 Unit Penyedia Energi (*Power Plant*)

Unit penyedia listrik memegang peranan yang penting pada pengoperasian sebuah pabrik. Untuk menggerakkan turbin generator digunakan *steam* yang dihasilkan oleh *boiler*, sedangkan untuk operasi pembangkit listrik di dua kilang tersebut diintegrasikan dengan trafo integrasi. Untuk keperluan perumahan, PLTG dengan tegangan 10,5 kV dinaikkan menjadi 11 kV dan dinaikkan lagi menjadi 27 kV. Unit ini terbagi menjadi tiga bagian yaitu :

1. *Power Generation*

2. *Power Distribution*

3. Bengkel Listrik

Pembangkit listrik yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan listrik perumahan, kantor dan pabrik adalah :

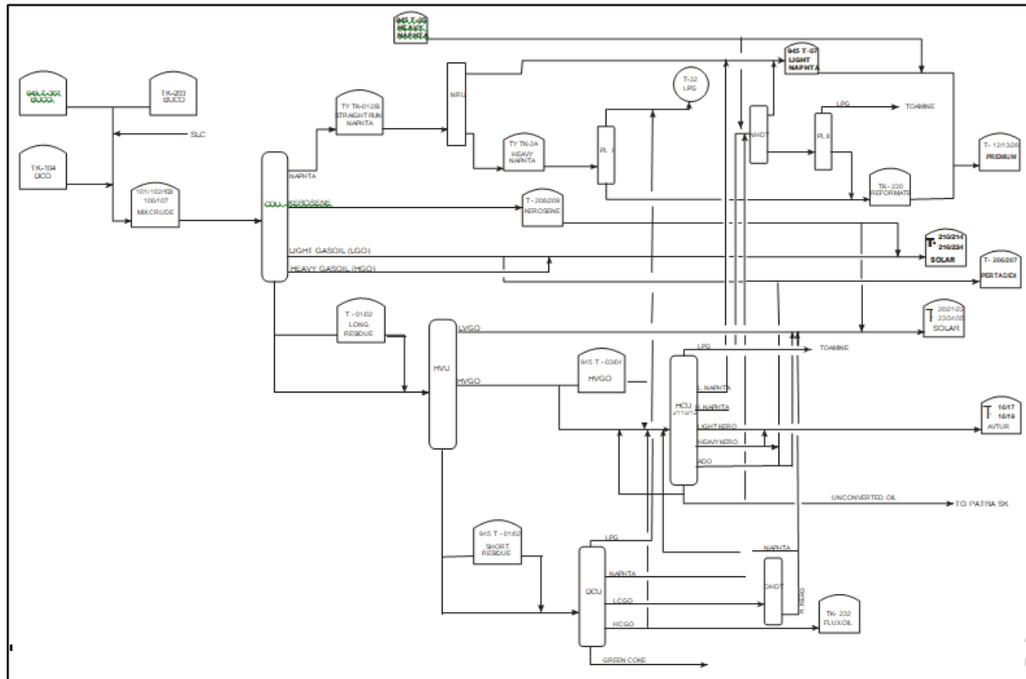
1. Kilang lama (existing plant), mempunyai Pembangkit Listrik Tenaga Diesel (PLTD) dengan empat buah engine kapasitas masing-masing 3.5 MW dan Pembangkit Listrik Tenaga Gas (PLTG) terdapat dua buah dengan kapasitas masing-masing 17,5 MW.
2. Kilang baru (new plant), terdapat Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) yang terdiri dari lima steam generator dengan kapasitas masing-masing 14 MW dengan tegangan 11 kV, dengan supply steam dari boiler.

2.9.5 Oil Movement

2.9.5.1 Tank Farm

Oil movement merupakan salah satu bagian penunjang operasi kilang refinery unit II Dumai, dengan ruang lingkup operasi diantaranya :

1. Menerima *crude oil* dan mempersiapkannya sebagai feed unit
2. Menerima hasil produksi serta mengatur penyimpanan di tangki-tangki.
3. Melaksanakan transfer antar tangki untuk perbaikan mutu produk, blending, serta melayani permintaan direktorat oemasaran melalui line, mobil tangki, dan kapal.
4. Mengelola limbah minyak/air buangan dari unit atau area tangki pada separator dan biotreatment.



Gambar 2. 29 Proses Oil Movement

Proses Penerimaan crude oil

Mix crude oil merupakan *feed* yang disiapkan untuk diolah pada unit #100 CDU yang terdiri dari beberapa jenis *crude oil*. Tangki *mix crude* yang dimiliki RU II Dumai diantaranya adalah 610 TK- 101/ 102 /103/ 106/ 107. Untuk saat ini *mix crude* merupakan campuran dari crude SLC (*Sumatran Light Crude*), DCO (*Duri Crude Oil*), BUCO (*Banyu Urip Crude Oil*), dan slop.

Prses pencampuran *mix crude oil* dilakukan langsung di dalam tangki. Proses pengisian pada tangki dimulai dengan pengisian DCO, dimana *crude* ini disimpan pada tangki 610 T-105 yang sebelumnya ditransfer menggunakan pipa oleh PT Chevron Pacific Indonesia, dengan menggunakan gravitasi ke tangki *mix crude* yang dituju atau pengisian slop yang komposisinya paling kecil sekitar 1%. Setelah itu dilakukan pengisian *crude* SLC yang dipompakan langsung dari PT CPI menggunakan jalur pipa. Yang terakhir adalah pengisian *crude* BUCO yang ditransfer dari tangki 945 T-301 atau 610 TK-203. Setelah seluruh *crude* telah masuk, maka dilakukan proses *settling* dan *drain* untuk mengurangi kadar air pada *mix crude* tersebut. *Mix crude* yang dikirimkan ke unit #100 CDU diambil dari salah satu tangki yang telah memenuhi syarat berdasarkan hasil sample dari bagian laboratorium.

Proses penerimaan hasil unit dan pelayanan feed unit

Beberapa produk unit yang masih merupakan produk intermedia ditampung pada unit *oil movement* dan dipersiapkan sebagai feed unit lainnya. Hasil proses distilasi mix crude oil pada unit #100 CDU akan menghasilkan produk- produk yang akan ditampung di tangki penerima berdasarkan spesifikasi produk yang telah dihasilkan. Diantaranya ialah

1. Straight Run Naphta : TY TK-01/2B
2. Kerosene : TK 208/209
3. Light Gasoil
 - a. To Solar : TK-210/214/216/224
 - b. To pertadex : TK-206/207
4. Heavy Gasoil : TK-210/214/216/224
5. Long Residue : TK-222/223

Straight Run Naphta yang telah sesuai spesifikasi di tangki dipersiapkan sebagai feed unit #102 NRU (*Naphta Rerun Unit*). Produk yang dihasilkan oleh NRU adalah sebagai berikut :

1. Light Naphta : 945 T-07
2. Heavy Naphta : TY TK-2A

Heavy Naphta yang dihasilkan oleh NRU dan telah memenuhi spesifikasi dipersiapkan sebagai *feed* unit #301 Platforming 1. Produk yang dihasilkan oleh unit ini adalah sebagai berikut :

1. LPG : 945 T-32
2. Reformate (HOMC) : TK-220

Produk unit #100 CDU lain yang digunakan sebagai *feed* unit lainnya adalah *LongResidue*. *Long Residue* digunakan sebagai *feed* unit #110 HVU. Produk yang dihasilkan oleh unit ini adalah sebagai berikut :

1. Light Vacuum Gasoil (LVGO) : 945 T-20/21/22/23/24/35
2. High Vacuum Gasoil (HVGO) : 945 T-03/04

3. Short Residue : 945 T-01/02

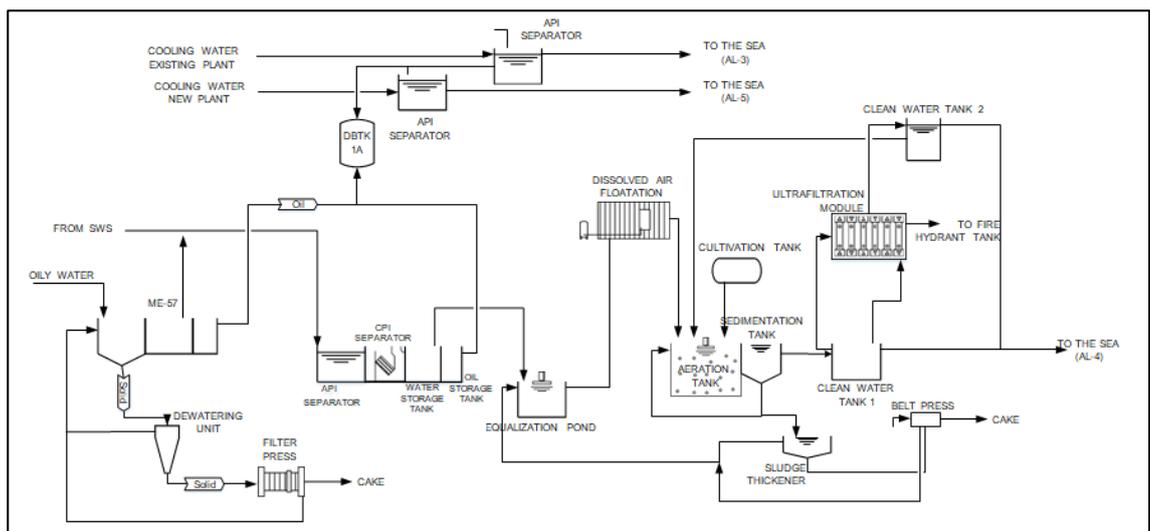
HVGO yang dihasilkan oleh unit #110 HVU dibagi menjadi dua aliran, yaitu ke arah tangki penyimpanan HVGO (945 T-01/02) dan langsung ke unit #211/212 HCU.

Proses Blending Produk

Selain kegiatan melayani feed unit-unit dan menampung produk-produk dari masing-masing unit, unit oil movement juga melakukan blending yang digunakan untuk mendapatkan produk BBM sesuai dengan order yang diberikan oleh bagian Supply Chain dalam IPHM.

2.9.5.2 Waste Water Treatment Unit

Air limbah yang mengandung pengotor dialirkan menuju unit 930 ME-57 untuk dilakukan *treatment* yang berguna untuk memisahkan air dari kandungan minyak dan padatan (pengotor). Unit ME-57 ini dirancang untuk menurunkan kadar minyak dalam air yang semula sebesar 10.000 ppm menjadi 3.000 ppm dan juga *Total Suspended Solid* (TSS) pada air dari 1.500 ppm menjadi 150 ppm.



Gambar 2. 30 Proses *Waste Water Treatment Unit*

Air yang terpisah pada unit 930 ME-57 kemudian dialirkan menuju *Tilted Plate Interceptor* (TPI) untuk dipisahkan minyak yang teremulsi dalam air dan juga mengurangi TSS hingga kandungan minyak pada titik *outlet Separator II* mencapai di bawah titik maksimum 20 ppm. Setelah melewati unit TPI, air

kemudian ditampung pada bak ekualisasi. Terdapat injeksi beberapa *chemicals* pada bak ekualisasi diantaranya Aluminium Sulfat (Al_2SO_4), polimer sebanyak, dan Natrium Hidroksida (NaOH). Pada bak ekualisasi juga terjadi aerasi menggunakan metode *surface* aerasi yang berguna untuk meningkatkan *Dissolved Oxygen* (DO) dan untuk membuat *chemicals* yang diinjeksikan menjadi homogen.

Air yang tertampung pada bak ekualisasi dialirkan ke *Dissolved Air Flotation* (DAF) untuk direduksi minyak dan padatan yang terlarut dalam air dengan menggunakan *micro bubble* yang berkemampuan mereduksi kandungan minyak dari 50 ppm menjadi 10 ppm. Sistem pemisahan air dan minyak pada *Separator II* tidak hanya dilakukan dengan menggunakan proses fisis dan kimiawi, melainkan juga dilakukan dengan *biotreatment* yaitu menggunakan bakteri. Sebelum digunakan untuk menguraikan senyawa dalam air, bakteri perlu untuk disiapkan (kultivasi bakteri) pada *cultivation tank*.

Bakteri yang sudah selesai dikultivasi, kemudian dialirkan menuju *biotreatment pond* untuk digunakan sebagai pengurai senyawa sulfide, ammonia, dan *Chemical Oxygen Demand* (COD). Untuk menguraikan senyawa tersebut, digunakan bakteri aerob yaitu *Aerobacter sp*, *Nitrobacter sp*, *Nitrosomonas sp*, dll. Dalam *biotreatment pond* juga dilakukan proses aerasi menggunakan *surface* aerasi untuk memenuhi DO dengan target minimum 2,5 ppm untuk kebutuhan nitrifikasi dan bakteri aerob. Air yang sudah melewati proses *biotreatment*, akan dilakukan proses sedimentasi pada *sedimentation tank*. Proses sedimentasi ini bertujuan untuk memisahkan padatan dalam air dengan menggunakan gaya gravitasi (pengendapan). Endapan yang terbentuk masih mengandung bakteri dari proses *biotreatment* sehingga perlu untuk ditransfer kembali ke *biotreatment pond* 0,5 – 1 jam per *shift*. Endapan pada dasar tangki sedimentasi akan terus terakumulasi sehingga perlu dilakukan *tank cleaning* dengan frekuensi sebanyak 2 kali dalam 1 bulan (apabila SV-30 > 15%). Setelah dilakukan sedimentasi, air akan ditampung pada *Clean Water Tank 1* (CWT-1) sebelum dilakukan filtrasi pada *Ultrafiltration Module*. Alat ini berfungsi untuk menyaring partikel padat halus dari air limbah yang lolos dari proses sedimentasi dengan menggunakan sistem membrane sehingga dapat menurunkan TSS pada air hingga kurang dari 2 ppm. Air yang sudah

selesai diolah akan digunakan sebagian untuk air *hydrant* dan sisanya dialirkan pada CWT-2 untuk ditampung sebelum dibuang ke laut.

2.9.6 Pengolahan Limbah

Limbah yang dihasilkan dapat memberikan dampak negatif terhadap sumber daya alam dan lingkungan, yang nantinya dapat menurunkan kualitas lingkungan antara lain pencemaran tanah, air, dan udara jika limbah tersebut tidak diolah terlebih dahulu. Pengolahan limbah dilakukan dengan tujuan yaitu untuk mempersiapkan limbah yang akan dibuang melalui perlakuan atau pengolahan sebelum limbah tersebut dibuang termasuk kedalam hal meminimalisir jumlah limbah dan menetralkan sifat berbahaya dari limbah. Proses treatment air limbah baik *oily water* maupun *process effluent water* meliputi proses fisik, proses kimia, dan proses mikrobiologi. Jenis-jenis limbah cair effluent process berdasarkan sifat kimianya adalah :

1. *Sour water* merupakan air buangan proses yang umumnya asam karena banyak 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

Tahap pengolahan limbah pada PT. Kilang Pertamina Internasional Refinery Unit II - Dumai adalah: Unit Separator, Unit *Biotreatment*, Unit Sedimentasi.

2.9.6.1 Unit Separator

Unit ini berfungsi untuk memisahkan minyak dan air yang ada pada limbah karena minyak yang ada pada limbah, jika tidak dipisahkan maka akan mengakibatkan pencemaran lingkungan dan berdampak pada ekosistem laut. Pada alat ini limbah dari berbagai unit tadi ditampung kemudian dipisahkan antara lapisan minyak dan air. Lapisan air berada di bawah sedangkan minyak berada di atas kemudian lapisan air dialirkan ke *Biotreatment*, sedangkan lapisan minyak dialirkan ke tempat penampungan minyak limbah yang kemudian dapat diolah kembali.

2.9.6.2 Unit Biotreatment

Pada unit ini limbah cair dari separator ditambahkan dengan mikroba atau disinfektan supaya zat-zat yang berbahaya bisa dihilangkan oleh mikroba tersebut. Limbah cair tersebut kemudian dialirkan ke bak sedimentasi agar dapat kandungan limbah cair tersebut memiliki minyak yang dibawah batas yang telah ditetapkan. 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.

2.9.6.3 Unit Sedimentasi

Pada unit ini limbah cair dari *biotreatment* dibiarkan mengendap. Kandungan minyak mengendap di permukaan, kemudian minyak yang menggumpal di permukaan dipompakan ke tempat penampungan limbah cair minyak supaya dapat diolah kembali. Sementara itu, limbah cair diambil sampel untuk diuji kandungan zat berbahaya kemudian baru dibuang ke laut.

Tabel 2. 6 Baku Mutu Limbah Cair Bagi Kegiatan Pengilangan Minyak Bumi

| No. | Parameter | Kadar Maks. (mg/L) | Beban Pencemaran Maks. (gr/cm ³) |
|-----|--------------------|---|---|
| 1. | BOD | 80 | 80 |
| 2. | COD | 160 | 160 |
| 3. | Minyak dan lemak | 20 | 20 |
| 4. | Sulfida terlarut | 0,5 | 0,5 |
| 5. | Ammonia terlarut | 5 | 5 |
| 6. | Phenol total | 0,5 | 0,5 |
| 7. | Temperatur | 45 °C | 45 °C |
| 8. | pH | 6,0 – 9,0 | 6,0 – 9,0 |
| 9. | Debit limbah maks. | 1000 m ³ /m ² bahan baku minyak | 1000 m ³ /m ² bahan baku minyak |

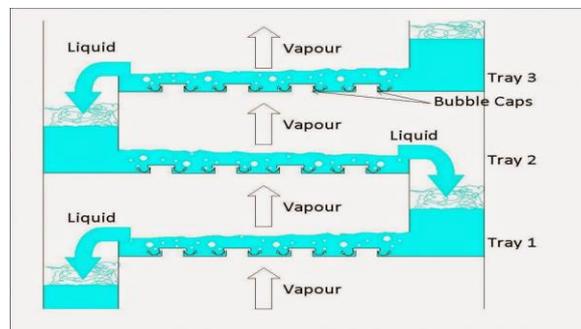
(Sumber : KMNLH NO.42/menlh/x/1996)

BAB III

TINJAUAN PUSTAKA

3.1 Stripper

Kolom stripper merupakan suatu alat yang berbentuk kolom yang berfungsi untuk memisahkan fraksi minyak bumi yang terdiri dari dua atau lebih jenis fraksi. Proses pemisahan dilakukan dengan prinsip perbedaan titik didih antara jenis fraksi yang berada dalam satu campuran yang di sebut dengan stripping. Sebenarnya kolom stripper memiliki fungsi yang mirip dengan kolom destilasi, tetapi stripper hanya melakukan proses pemisahan fraksi tertentu sedangkan kolom destilasi melakukan proses pemisahan hampir keseluruhan dari fraksi yang terdandung dalam minyak bumi (Nadliroh and Fauzi, 2021).



Gambar 3.1 Cara Kerja Tray (Megawati and Rifandi, 2018)

Dalam kolom stripper terdapat *stage* yang terdiri dari *tray* yang berfungsi sebagai tempat terjadinya kontak antara fase uap dan fase cair yang diikuti oleh proses pemindahan panas. Setelah kedua fraksi telah mengalami kontak, maka fase yang memiliki titik didih rendah akan naik ke atas dan akan dimasukkan kembali ke kolom destilasi. Sumber panas yang digunakan pada kolom stripper ialah steam yang diinjeksikan ke dalam kolom. (Megawati and Rifandi, 2018)

Untuk menentukan suatu produk yang telah ditentukan dan mendapatkan hasil yang maksimal, maka di dalam kolom stripper dilengkapi dengan beberapa bagian, yaitu:

1. *Tray*

Bagian ini berfungsi sebagai alat pengontak antar fraksi ringan dan berat, sehingga terjadi proses pemisahan. *Tray* terdiri dari beberapa macam yaitu *bubble cup*, *sive plate*, *valve plate* dan *flexi plate*. Setiap jenis-jenis *plate* memiliki kelebihan serta kekutangan tertentu, tetapi *tray* yang paling banyak digunakan ialah *bubble cup*.

2. *Weir*

Meupakan salah satu alat yang berupa potongan *plate* yang berfungsi untuk mempertahankan tinggi permukaan di bawah *down comer*, agar ujung bawah *down comer* cukup hanya tercelup kedalam cairan, sehingga bertindak sebagai seal atau perapat untuk uap yang akan naik ke atas.

3. *Down Comer*

Alat ini berfungsi untuk mengalirkan cairan dari atas yang menuju ke *plate* yang adah dibawahnya. *Down comer* terdiri dari dua macam yaitu *down comer* yang berbentuk pipa serta *down comer* yang berbentuk saluran pencurah. Untuk mencegah mengalirnya uap hidrokarbon keatas melalui sungkup *down comer* maka *down comer* harus memiliki *seal* yang cukup atau ujung *down comer* cukup tercelup kedalam cairan yang berada pada plat dibawahnya.

4. *Tab*

Merupakan kaki dari cap yang berfungsi untuk menahan *valve tray* agar tidak terlepas dari *plate*.

5. *Support Ring*

Berfungsi sebagai tempat dudukan *plate*.

Stripper terdiri dari dua macam. yaitu:

1. Stripper dengan Injeksi *Steam*

Injeksi *steam* dilakukan dengan tujuan untuk menurunkan tekanan persial di atas permukaan cair, sehingga fraksi yang lebih ringan yang terikut kedalam kolom stripper akan mengalami penguapan dan dimasukkan kembali kedalam kolom destilasi.

2. Stripper Dengan *Reboiler*

Pemanas ini dilakukan pada stripper fraksi diesel dengan tujuan agar terjadi penguapan, karena uap dari dalam *reboiler* memiliki SG (*Specific gravity*) yang lebih rendah jika dibandingkan dengan cairan yang berada di

dasar kolom stripper, Sehingga uap yang dimasukkan ke dalam dasar kolom akan membuat cairan mendorong uap (fraksi ringan) ke atas dan dimasukkan kembali ke dalam kolom destilasi.

Pada dasarnya, stripper digunakan untuk mengeluarkan fraksi ringan yang terikat ke dalam larutan fraksi yang telah ditentukan dengan tujuan menghasilkan fraksi yang lebih baik. Misalnya pada proses destilasi, fraksi kerosen yang ditampung pada stage tertentu terdapat kandungan naphta (fraksi yang lebih ringan) di dalamnya, sehingga untuk mengeluarkan fraksi ringan tersebut maka akan dilakukan proses stripping dengan tujuan mengeluarkan fraksi naphta tersebut, fraksi ringan yang telah menguap, selanjutnya akan dimasukkan kembali kedalam kolom destilasi. (Kim et al., 2021)

3.2 Aspen HYSYS

Aspen HYSYS adalah sebuah lingkungan simulasi proses yang dirancang untuk melayani berbagai industri pengolahan. Ini adalah program interaktif, intuitif, terbuka, dan dapat diperluas. Program ini juga memiliki banyak opsi tambahan untuk memperluas kemampuannya ke dalam industri tertentu. Dengan program ini, model tegas keadaan tunak dan dinamis untuk desain pabrik dapat dibuat. Selain itu, pemantauan, perbaikan, perencanaan operasional, dan manajemen aset dapat dilakukan dengan bantuan simulator proses ini. Melalui antarmuka yang sepenuhnya interaktif, variabel proses dan topologi operasi unit dapat dengan mudah dimanipulasi (Giwa and Karacan, 2012)

Informasi yang diperoleh dari literatur telah mengungkapkan bahwa beberapa penelitian telah dilakukan mengenai aplikasi simulator proses ini (Aspen HYSYS) dalam produksi biodiesel, yang merupakan jenis energi terbarukan. Sebagai contoh (West et al., 2008) memodelkan dan mensimulasikan empat proses biodiesel kontinu menggunakan Aspen HYSYS. Dua proses pertama menggunakan katalis alkali dan asam homogen tradisional, sementara dua proses terakhir menggunakan katalis asam heterogen dan metode superkritis, untuk mengubah bahan baku minyak sayur limbah menjadi biodiesel. (Santana et al., 2010) merancang dan mensimulasikan pabrik biodiesel kontinu menggunakan minyak jarak pagar sebagai bahan baku dengan bantuan simulator Aspen HYSYS.

Dalam hal ini Aspen HYSYS merupakan alat yang sangat berguna dalam industri pemrosesan, khususnya dalam evaluasi operasi kolom stripper. Dengan bantuan perangkat lunak ini, pengguna dapat dengan mudah mengevaluasi tumpang tindih (*overlap*) kesenjangan (*gap*) yang terjadi dalam kolom stripper, yang merupakan komponen penting dalam proses distilasi. Aspen HYSYS memungkinkan untuk membuat model komprehensif dari kolom stripper dan melakukan simulasi berdasarkan data yang telah dikumpulkan. Dengan demikian, hal ini memfasilitasi pemahaman mendalam tentang efisiensi operasi kolom stripper dan memberikan wawasan yang diperlukan untuk meningkatkan proses dan hasil akhirnya.

3.3 Naphtha

Naphtha adalah produk minyak bumi cair. Naphtha kisaran penuh didefinisikan sebagai fraksi hidrokarbon dalam minyak bumi yang mendidih antara (30°C) dan (200°C). Dimana terdiri dari campuran kompleks molekul hidrokarbon yang umumnya memiliki antara (5 dan 12) atom karbon. Biasanya merupakan (15–30%) minyak mentah, menurut beratnya. Naphtha diklasifikasikan menjadi dua jenis: Naphtha ringan adalah fraksi yang mendidih antara (30°C) dan (90°C) dan terdiri dari molekul dengan (5–6) atom karbon. Naphtha berat mendidih antara (90°C) dan (200°C) dan terdiri dari molekul dengan (6–12) karbon.

Tabel 3.2 Komponen dan Fraksi Naphtha (Mohamed et al., 2016)

| Komponen Naptha | Mol Fraksi (%) |
|-----------------|----------------|
| n-Heptane | 2,6 |
| Benzene | 3,18 |
| Cyclohexane | 5,84 |
| Myclopentan | 8,69 |
| n-Hexane | 30,72 |
| 3-Mpentane | 9,37 |
| 2M1C5 | 10,4 |
| 23-Mbutane | 1,66 |
| 22-Mbutane | 0,49 |
| Cyclopentane | 1,95 |

| | |
|-----------|--------|
| n-pentane | 13.3 |
| i-pentane | 011.69 |
| n-butane | 0,11 |

Salah satu penggunaan utama naphtha adalah sebagai bahan baku untuk produksi bensin. Dalam kilang minyak, naphtha sering kali melewati proses katalitik *reforming*, di mana molekul-molekulnya diubah menjadi senyawa yang lebih tinggi oktan, sehingga menghasilkan bensin yang memiliki angka oktan yang lebih tinggi. Naphtha juga digunakan dalam industri petrokimia sebagai bahan baku untuk produksi berbagai produk kimia seperti etilen, propilen, dan butadien. Selain itu, naphtha juga dapat digunakan dalam proses produksi hidrogen melalui proses *reforming* atau proses produksi amonia untuk pupuk (Amin, 2011).

Kualitas naphtha sangat penting dalam industri petrokimia dan produksi bensin. Kilang minyak sering melakukan pemrosesan lanjutan, seperti hidrogenasi, untuk menghilangkan senyawa-senyawa sulfur dan nitrogen yang dapat meracuni katalis dalam proses kimia. Pengendalian komposisi naphtha, termasuk kandungan senyawa aromatik, olefin, dan sulfur, adalah fokus utama dalam memastikan naphtha yang memenuhi standar kualitas untuk penggunaan selanjutnya. Dengan pemrosesan yang tepat, naphtha dapat menjadi bahan baku yang sangat berharga dalam industri kimia dan energi (Mukarromah et al., 2021)

3.4 Kerosene

Kerosene atau disebut juga parafin, merupakan cairan hidrokarbon yang tidak berwarna dan mudah terbakar [9]. Ini diperoleh dari distilasi minyak bumi bertingkat pada 150oC dan 275oC (rantai karbon C12C15). Kerosene banyak digunakan untuk lampu minyak dan kompor; kini banyak digunakan sebagai bahan bakar mesin jet (Avtur, Jet-A, Jet-B, JP-4 atau JP-8). Minyak tanah, yang dikenal sebagai RP-1, digunakan sebagai bahan bakar roket—proses pembakarannya menggunakan oksigen cair. Minyak tanah disuling langsung dari minyak mentah dan memerlukan unit Merox atau kontrol *hydrotreater* untuk mengurangi kandungan sulfur dan karat. Kerosene juga dapat diproduksi oleh *hydrocrackers*, yang meningkatkan proporsi minyak mentah yang cocok untuk bahan bakar

minyak. Penggunaan minyak tanah untuk keperluan dapur terbatas pada negara-negara berkembang (Jati and Bhikuning, 2022).

Kerosene memainkan peran penting dalam industri gas dan minyak, terutama dalam konteks pemrosesan minyak bumi dan gas alam. Kerosene adalah salah satu produk yang dihasilkan selama pemrosesan minyak bumi, dan juga digunakan dalam berbagai aplikasi terkait. Dalam sub bab ini, kita akan menjelaskan peran kerosene dalam pemrosesan minyak bumi dan gas alam serta aplikasi khususnya dalam industri ini. Dalam kilang minyak, kerosene adalah salah satu fraksi hasil distilasi minyak bumi. Proses distilasi adalah langkah awal dalam pemrosesan minyak bumi, di mana minyak bumi mentah dipanaskan dan dipisahkan menjadi berbagai fraksi berdasarkan titik didihnya. Kerosene adalah fraksi yang terletak di antara bensin dan diesel (Ashwath et al., 2021).

3.5 Persamaan Peng-Robinson

Peng-Robinson *equation of state* adalah model yang sangat penting dalam dunia termodinamika dan dinamika fluida untuk menjelaskan perilaku fluida nyata, terutama dalam konteks kesetimbangan fase dan kesetimbangan uap-cair. Dalam hal ini adalah salah satu persamaan keadaan yang lebih kompleks yang berusaha memberikan prediksi yang akurat untuk fluida nyata. Persamaan ini dikembangkan oleh Ding-Yu Peng dan Donald B. Robinson (Ma et al., 2012).

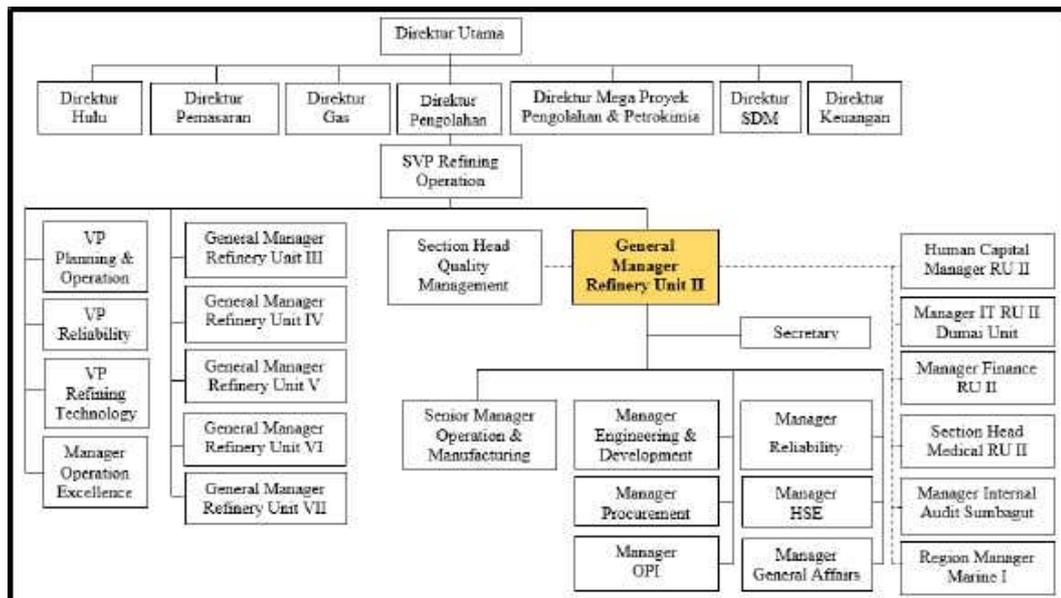
Dalam konteks pengemasan atau penyimpanan cairan, persamaan keadaan Peng-Robinson digunakan untuk memodelkan perilaku fluida, terutama saat mengalami transisi antara fase cair dan uap. Persamaan ini membantu memprediksi properti penting seperti tekanan, volume, dan suhu dalam sistem dan dapat menjadi sangat penting dalam berbagai proses industri, termasuk dalam desain dan operasi peralatan yang berkaitan dengan penanganan dan penyimpanan cairan, terutama yang mungkin mengalami perubahan fase. Dalam aplikasi praktis, penyelesaian persamaan Peng-Robinson biasanya memerlukan penggunaan perangkat lunak komputasi atau alat khusus karena kompleksitasnya. Dalam industri minyak dan gas, teknik kimia, dan berbagai bidang lain hal ini sangat penting di mana prediksi yang tepat tentang perilaku fluida mampu memberikan hasil simulasi yang baik. Persamaan keadaan ini memungkinkan insinyur dan peneliti membuat keputusan

yang berdasarkan informasi dalam merancang proses dan peralatan yang berkaitan dengan penanganan dan penyimpanan fluida (Myint et al., 2016).

BAB IV PEMBAHASAN

4.1 Struktur Organisasi PT Pertamina RU II Dumai

Struktur organisasi yang ada di Pertamina RU II Dumai berbentuk staf lini yang dipimpin oleh seorang *General Manager* dan bertanggung jawab langsung kepada Direktorat Pengolahan Pertamina Pusat Jakarta. Struktur organisasi PT Pertamina (Persero) diperlihatkan pada Gambar 4.1 dibawah ini



Gambar 4.1 Struktur Organisasi PT Pertamina RU II Dumai

General Manager membawahi kepala-kepala bidang atau *manager* yang membawahi bidang-bidang tertentu, antara lain:

1. *Refinery Planning & Optimization*

Secara umum, peran *Refinery Planning & Optimization* adalah merencanakan pengolahan kilang dengan melakukan optimasi antara konsumsi *crude oil* dan *gross margin* yang positif. Tugas-tugas yang dimiliki oleh bidang ini adalah:

- a. Merencanakan pola operasi kilang untuk memperoleh batasan keuntungan yang optimal.
- b. Menyalurkan hasil produksi serta mengatur penerimaan *crude* dan intermediet.

- c. Menyediakan data dan informasi untuk proses pengolahan dan produksi.
- d. Mengatur pengolahan di unit-unit operasi.

2. *Engineering & Development*

Bidang *Engineering & Development* memiliki tugas-tugas sebagai berikut:

- b. Memberikan rekomendasi kepada bagian kilang mengenai kondisi operasi optimum dalam hal unjuk kerja peralatan, keekonomisan, dan keamanan.
- c. Mengevaluasi kondisi operasi, bahkan bila diperlukan memberikan rekomendasi untuk memodifikasi peralatan produksi serta memajukan teknik perbaikan.
- d. Mengevaluasi kondisi operasi unit untuk uji unjuk kerja, perbandingan kondisi operasi sebelum dan sesudah *Turn Around*
- e. Memberikan saran mengenai *maintenance system* instrumentasi.

4. *Production Dumai*

Secara umum, bidang ini berperan sebagai penanggung jawab kegiatan pengolahan minyak dari bahan baku hingga menjadi produknya untuk kilang di Dumai.

5. *Production Sungai Pakning*

Bidang ini bertugas dan bertanggung jawab atas kinerja operasi kilang RU II Sungai Pakning yang dipimpin oleh seorang Manajer Produksi BBM Sungai Pakning

6. *Health, Safety & Environment*

Bidang ini membawahi bagian-bagian:

- a. *Environmental*
- b. *Fire & Insurance*
- c. *Safety*
- d. *Occupational Health*

8. *Maintenance Execution*

Bidang ini membawahi bagian-bagian:

- a. *Maintenance Area 1*
- b. *Maintenance Area 2*

- c. *Maintenance Area 3*
- d. *General Maintenance*
- e. *Workshop*

9. *Maintenance Planning & Support*

Bidang ini membawahi bagian-bagian:

- a. *Planning & Scheduling*
- b. *Stationary Engineer*
- c. *T/A Coordinator*
- d. *Electrical & Instrumental Engineer*
- e. *Rotating Equipment Engineer*

10. *Area Pangkalan Brandan*

11. *Procurement*

Bagian ini berperan sebagai penanggung jawab terhadap kegiatan penyediaan, pengadaan material, serta suku cadang yang diperlukan bagi operasi perusahaan.

12. *Reliability*

Bagian ini bertanggung jawab atas kondisi peralatan mekanik unit-unit proses pada waktu operasi maupun perbaikan, melakukan pemeriksaan kondisi peralatan produksi dan saran-saran teknik pemeliharaan, serta pemeriksaan kualitas material suku cadang.

13. *General Affairs*

Bidang ini membawahi bagian-bagian:

- a. *Legal*
- b. *Public Relation*
- c. *Security*

14. *Coordinator OPI*

Bidang ini membawahi bagian-bagian:

- a. *Workstream Refinery HSE*
- b. *Port Integration Network*

4.2 Tugas Unit Kerja

Fungsi dari *Engineering and Development* 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, serta 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 dan produktifitas kilang Refinery Unit II. Fungsi Engineering & Development membawahi beberapa bagian yaitu:

1. *Senior Engineer Thermal Cracking, Treating & Reforming Process*
2. *Senior Engineer HCU & HAN'S*
3. *Senior Engineer Distillation Process, Utility & Offsite*
4. *Lead of Process Engineering*
5. *Section Head Project Engineering*
6. *Section Head Energy Conversation & Loss Control*

Engineering & Development mempunyai tugas memberikan saran-saran kepada bagian kilang untuk mendapatkan kondisi operasi yang optimum dari segi unjuk kerja, ekonomis dan keamanan. Selain itu *Engineering & Development* mempunyai tugas sebagai berikut:

- 1 Evaluasi kondisi operasi dan bila diperlukan memberikan saran untuk memodifikasi peralatan produksi serta memajukan teknik perbaikan.
- 2 Memberikan saran pada pemeliharaan sistem instrumentasi.
- 3 Melaksanakan studi/modifikasi peralatan/proses.
- 4 Evaluasi kondisi operasi unit untuk uji unjuk kerja, perbandingan kondisi operasi sebelum dan sesudah *Turn Around (TA)*.

Penjelasan tentang *Process Engineering*, *Project Engineering* dan *Energy Conservation & Loss Control* adalah sebagai berikut:

1. *Process Engineering (PE)*

Bertanggung jawab terhadap proses yang berlangsung di dalam pabrik termasuk masalah yang terjadi pada proses, evaluasi serta analisis rencana perbaikan proses yang ada.

Process Engineering dibagi menjadi 4 seksi yaitu :

- a. *Primary Process Engineering*

- b. *Secondary Process Engineering*
- c. *Process Control Engineering*
- d. *Health Safety and Environmental (HSE) Engineering*

4. *Project Engineering*

Bertanggung jawab terhadap pemeliharaan peralatan produksi, modifikasi peralatan produksi, pembuatan paket kontrak dan pengawasan proyek-proyek yang meliputi kegiatan:

- d. Teknik perancangan, mekanikal, listrik, instrumentasi dan sipil.
- e. Penyiapan pembuatan paket pekerjaan yang dikontrak oleh rekanan.
- f. Pengawasan proyek-proyek yang sedang dikerjakan di kilang.

5. *Energy Conservation & Loss Control (ECLC)*

Bagian ECLC ini bertugas mendata dan menghitung jumlah *loss* yang terjadi baik dari pemakaian sumber energi maupun *loss* dari proses pengolahan produk yang berlangsung. Berdasarkan hasil perhitungan yang dilakukan bagian ECLC dapat diketahui berapa pengeluaran tak ternilai yang dialami Pertamina dalam proses pengolahannya dan kemudian dapat diambil tindakan penanggulangannya. Bagian ECLC menangani masalah pelaksanaan konservasi energi dalam hal penggunaan energi secara efisien dan sebagai pendukung program *loss control*. Dalam proses pengolahan minyak bumi, *losses* merupakan sesuatu yang tidak dapat dihindari namun harus diupayakan untuk diminimalisasi adanya *Losses* tersebut dapat mengurangi profit, oleh karena itu diperlukan upaya untuk meminimalisasi *loss* atau yang dikenal *losses control*.

4.3 Penjelasan Singkat Tentang Satuan Unit Kerja

Engineering & Development (Teknik dan Pengembangan) adalah bagian kunci dalam operasi kilang yang memiliki beberapa tugas utama. Mereka memberikan rekomendasi kepada departemen kilang mengenai kondisi operasi optimum, termasuk unjuk kerja peralatan, aspek keekonomisan, dan keamanan. Selain itu, mereka juga bertanggung jawab untuk mengevaluasi kondisi operasi saat ini, dan jika diperlukan, memberikan rekomendasi untuk memodifikasi peralatan produksi serta mengembangkan teknik perbaikan yang lebih baik. *Engineering & Development* juga terlibat dalam evaluasi unjuk kerja unit produksi, termasuk

perbandingan kondisi operasi sebelum dan sesudah *Turn Around* (TA), yang merupakan masa pemeliharaan besar. Mereka memberikan saran mengenai sistem instrumentasi dan melaksanakan studi serta modifikasi pada peralatan atau proses terkait. Bagian-bagian yang tergabung di bawah *Engineering & Development* mencakup *Process Engineering* yang terbagi menjadi beberapa seksi, *Senior Engineer* yang bertanggung jawab pada kehandalan peralatan, *Project Engineering* yang mengelola proyek-proyek pemeliharaan dan modifikasi, serta *Energy Conservation & Loss Control* yang berfokus pada pengoptimalan konsumsi energi dan pengurangan pemborosan bahan baku dan produk intermediat sebelum menjadi limbah. Melalui peran mereka, *Engineering & Development* berperan penting dalam menjaga operasi kilang tetap efisien, aman, dan berkelanjutan.

4.4 Tugas Khusus

4.4.1 Tujuan

Tugas khusus kerja praktik di PT Pertamina RU II Dumia yaitu untuk mengetahui mendapatkan nilai optimum dari komposisi *top product* dan *bottom* produk pada unit 220 DHDT kolom stripper V-8 menggunakan *Software Aspen HYSYS*

4.4.2 Metodologi Penelitian

Simulasi unit DHDT pada alat kolom Stripper V-8 akan menggunakan *Software Aspen HYSYS*. Umpan pada alat ini yaitu 80 m³/jam yang mana merupakan campuran dari Naptha dan Kerosene. *Tray* pada alat ini sebanyak 20 dengan tekanan umpan 6,15 kg/cm² dan suhu 261°C. pada umpan terdapat komponen yang dimasukkan dengan fraksi sebagai berikut:

Heavy Kerosene (n-C18)

- Heavy Kerosene* (n-C18)
- Naptha dengan komponen dan fraksi sebagai berikut:

Tabel 4.1 Komponen dan Fraksi Naptha (Mohamed et al., 2016)

| Komponen Naptha | Mol Fraksi (%) |
|-----------------|----------------|
| n-Heptane | 2,6 |
| Benzene | 3,18 |

| | |
|--------------|--------|
| Cyclohexane | 5,84 |
| Myclopentan | 8,69 |
| n-Hexane | 30,72 |
| 3-Mpentane | 9,37 |
| 2M1C5 | 10,4 |
| 23-Mbutane | 1,66 |
| 22-Mbutane | 0,49 |
| Cyclopentane | 1,95 |
| n-pentane | 13.3 |
| i-pentane | 011.69 |
| n-butane | 0,11 |

4.4.3 Hasil dan Pembahasan

Simulasi dilakukan untuk mendapatkan nilai optimum dari komposisi top product dan bottom produk. Optimalisasi dilakukan untuk mendapatkan kualitas produk terbaik dimana salah satu parameternya berupa fraksi mol dari komposisi suatu produk. Fraksi mol menunjukkan komposisi campuran dengan satuan tak berdimensi yang mana merupakan besarnya jumlah konstituen dibagi besarnya total semua konstituen dan campuran. Hal ini menunjukkan ketika suatu konstituen masih mengandung konstituen lain maka komponen tersebut masih dikatakan belum mencapai kemurnian sedangkan kualitas produk ditentukan oleh kadar kemurniannya salah satunya dengan fraksi mol komponen.

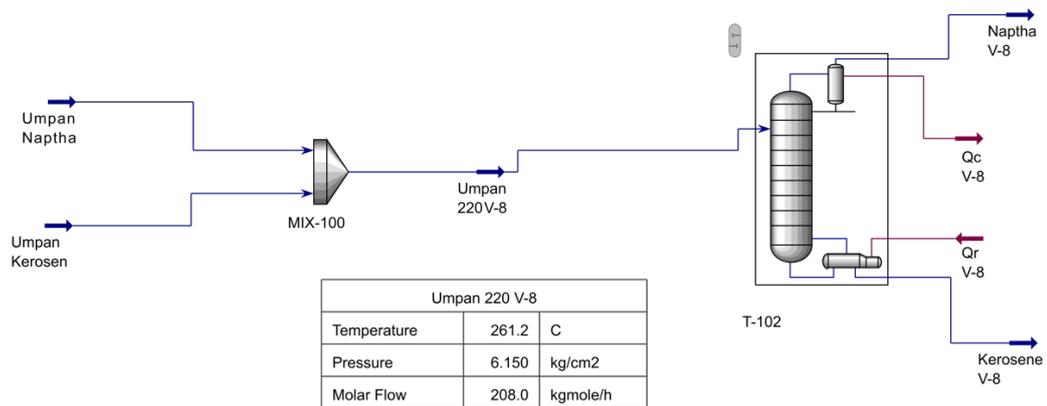
4.4.3.1 Simulasi Kolom Destilasi

Langkah pertama agar simulasi berjalan dengan benar yaitu dengan pilihan metode termodinamika yang akan digunakan dalam perhitungan variabel lingkungan dan properti fisik. Persamaan Peng-Robinson dari keadaan biasanya digunakan untuk senyawa dalam aliran proses unit destilasi. Jumlah tahapan teoritis dari kolom yang ada diperkirakan, seperti hasil kali bilangan riil tahapan dan kolom efisiensi. Persamaan ini berlaku untuk semua perhitungan dari semua sifat fluida dalam proses gas alam (Velmurugan and Nalinakshan, 2015). Langkah kedua adalah karakterisasi umpan dan memasukan data. Kilang biasanya memiliki beragam umpan unit. Kilang-kilang melakukan pencampuran umpan karena

operasional dan ketersediaan bahan baku. Dalam hal ini untuk umpan akan disimulasikan menggunakan Aspen HYSYS. Paket simulasi dapat digunakan mengkarakterisasi cairan umpan jika data dari laboratorium tersedia, juga bisa menggunakan komponen berdasarkan basis data tersedia. Dalam hal ini sebagai umpan bahan baku pada proses simulasi digunakan campuran dari fraksi penyusun Naphtha dan *Heavy Kerosene*.

4.4.3.2 Proses Desain

Proses desain dimulai dengan membuat stream umpan pada *worksheet*, dan memasukkan basis umpan pada tiap stream beserta kondisi operasinya. Untuk kondisi operasi disesuaikan dengan data yang digunakan pada proses aktual dengan suhu 260°C, tekanan 6,1 kg/cm², dan *Flowrate* 80 m³/jam. Dua *stream* yang telah dibuat dihubungkan ke MIX-100 untuk simulasi proses mixing. Keluaran dari MIX-100 dialirkan menuju T-102 yang merupakan *Distillation Column*. Pada T-102 akan disesuaikan beberapa parameter seperti jumlah *Tray* sebanyak 20, tekanan umpan 6,1 kg/cm², *condensor* 5 kg/cm², dan *reboiler* 6,3 kg/cm². Umpan dimasukkan pada *tray* ke-8. Pada tahap ini dibuat beberapa stream untuk produk atas (*overhead*) yaitu Naptha V-8 dan produk bawah (*bottom*) Kerosene V-8.



Gambar 4.2 Pemodelan Desain 220 V-8 dengan Aspen HYSYS

Setelah setiap data sudah dimasukkan, sistem akan mengiterasi dan mensimulasikan inputan. Dari inputan yang dimasukkan hasil keluaran produk sebagai berikut :

Tabel 4.2 Produk keluaran T-102

| Komponen | Umpan V-8 | Overhead Naphtha V-8 | Bottom Kerosene V-8 |
|-----------------|------------------|---------------------------------|--------------------------------|
| n-C18 | 0,944435421 | 7,76E-24 | 0,977006588 |
| n-Heptane | 0,00138366 | 0,002172691 | 0,001356448 |
| Benzene | 0,001692322 | 0,021895707 | 0,000995559 |
| Cyclohexane | 0,003107912 | 0,025496046 | 0,002335803 |
| Mcyclopentan | 0,004624616 | 0,055030045 | 0,002886262 |
| n-Hexane | 0,016348471 | 0,223735617 | 0,009196218 |
| 3-Mpentane | 0,004986497 | 0,079926001 | 0,002402024 |
| 2M1C5 | 0,005534639 | 0,093143607 | 0,002513229 |
| 23-Mbutane | 0,000883413 | 0,015894921 | 0,000365705 |
| 22-Mbutane | 0,002607666 | 0,061888014 | 0,000563238 |
| Cyclopentane | 0,001037745 | 0,028077055 | 0,000105228 |
| n-Pentane | 0,007077951 | 0,206894484 | 0,000186789 |
| i-Pentane | 0,006221147 | 0,184090188 | 8,69E-05 |
| n-Butane | 5,85E-05 | 0,001755622 | 1,14E-08 |
| Total | 1 | 1 | 1 |

Pada umpan *stream* komponen n-C18 mendominasi dalam aliran ini dengan persentase sekitar 94,44% dari total komponen. Ini mengindikasikan keberadaan yang signifikan dari komponen ini dalam umpan. Beberapa komponen lain, seperti n-Hexane, 3-Mpentane, 2M1C5, dan n-Pentane, juga hadir dalam jumlah yang signifikan dalam umpan. Komponen seperti n-Heptane, Benzene, Cyclohexane, Mcyclopentan, 23-Mbutane, 22-Mbutane, Cyclopentane, i-Pentane, dan n-Butane hadir dalam jumlah yang lebih kecil.

Distribusi komponen dalam *Overhead* Naphtha V-8 berbeda dari umpan. Sebagian besar komponen yang lebih berat seperti n-C18 telah dihilangkan, sementara komponen yang lebih ringan seperti n-Heptane, Benzene, dan Cyclohexane lebih dominan dalam aliran ini. Ini mengindikasikan bahwa *Overhead* Naphtha V-8 adalah fraksi yang lebih ringan daripada umpan awal dan telah melalui proses pemisahan yang menghasilkan komponen-komponen yang lebih ringan. Hasil ini yang diharapkan, terutama jika *Overhead* Naphtha V-8 digunakan sebagai

bahan baku untuk produksi bensin atau produk lain yang membutuhkan komponen yang lebih ringan.

Bottom Kerosene V-8 berisi komponen-komponen yang lebih berat, termasuk n-C18 yang dominan. Namun, beberapa komponen yang lebih ringan seperti n-Heptane dan Cyclohexane masih ada dalam jumlah yang kecil dalam aliran ini. Beberapa komponen tersebut bisa menjadi sisa dari proses pemisahan yang belum sepenuhnya menghilangkan komponen yang lebih ringan.

4.4.4 Kesimpulan

Dari hasil simulasi yang didapatkan disimpulkan bahwa umpan campuran dari Naphtha dan *Heavy Kerosene*, mampu dipisahkan pada simulasi ini. Dimana terlihat bahwa pada *overhead* produk mayoritas dikuasai oleh Fraksi Naphtha, sedangkan *Bottom* produk dikuasai dengan *Heavy kerosene*. Dimana hasilnya sudah sesuai dengan studi literatur pada umpan yang dimasukkan.

4.5 Kegiatan Magang

Kegiatan magang yang dilakukan di PT Pertamina RU II Dumai meliputi antara lain:

1. Overview kilang, dimana mendapatkan pengetahuan terkait proses bisnis di PT Pertamina RU II Dumai.
2. *Tour* Kilang, dimana mahasiswa memahami proses produksi minyak dan gas, serta unit-unit produksi
3. Pelatihan K3, yang melibatkan pemahaman praktik-praktik keselamatan di tempat kerja dan penggunaan peralatan pelindung diri.
4. Mengenal berbagai departemen dan fungsi-fungsi yang ada di PT Pertamina RU II Dumai seperti main control, Laboratorium QC.
5. Observasi masalah yang ada dilapangan

4.6 Jadwal kegiatan Magang

Tabel 4.3 Jadwal Kegiatan Magang

| Kegiatan | Minggu Ke- | | | | | | |
|----------|------------|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| | | | | | | | |

| | | | | | | | |
|--|---|---|---|---|---|---|---|
| Overview Kilang, dan Pelatihan K3 | ■ | | | | | | |
| Tour Kilang, Pengenalan main control, dan laboratorium | | ■ | | | | | |
| Studi Literatur | | | ■ | ■ | | | |
| Observasi masalah di lapangan | | | | | ■ | ■ | |
| Pengerjaan laporan | | | | | ■ | ■ | ■ |

BAB V

KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan dari Kerja Praktik yang dilaksanakan di PT Pertamina RU II Dumai antara lain:

1. Mahasiswa mampu mengaplikasikan teori yang telah dipelajari dalam perkuliahan di dunia kerja.
2. Mahasiswa mendapatkan pengalaman di lapangan secara langsung dalam industri pengolahan minyak mentah dan gas bumi di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai.
3. Mahasiswa mendapatkan wawasan aplikasi penerapan ilmu Teknik Kimia.
4. Mahasiswa mengetahui dan memahami unit kerja *Process Engineer* di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai.
5. Mahasiswa memahami dan dapat menggambarkan proses produksi di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai seperti bahan baku, proses-proses pengolahan di HSC, HCC, HOC, utilitas, *oil movement*, dan pengolahan limbah, serta produk-produk yang dihasilkan.
6. Mahasiswa mengetahui lokasi, tata letak, struktur organisasi, dan manajemen yang menjadi acuan di PT Pertamina *Refinery* Unit II Dumai termasuk aspek *healthy, safety, security*, dan *environment* serta peraturan-peraturan kerja yang diberlakukan.

5.2 Saran

Saran dari Kerja Praktik yang dilaksanakan di PT Pertamina RU II Dumai antara lain:

1. Perlunya dibuat *timeline* kegiatan magang supaya kegiatan magang lebih terarah dengan *deadline-deadline* tertentu.
2. Diharapkan agar kerja sama antara perguruan tinggi dengan perusahaan lebih ditingkatkan supaya banyak memberi peluang kepada mahasiswa untuk kerja praktek.

DAFTAR PUSTAKA

- Amin, F., 2011. Evaluation And Improvement Of Gasoline And Naphtha Cut Of Tawke Crude Oil Wells, Zakho 2.
- Ashwath, N., Nam, H., Capareda, S., 2021. Maximizing Energy Recovery From Beauty Leaf Tree (*Calophyllum Inophyllum* L.) Oil Seed Press Cake Via Pyrolysis. *Energies (Basel)* 14, 2625. <https://doi.org/10.3390/en14092625>
- Giwa, A., Karacan, S., 2012. Simulation And Optimization Of Ethyl Acetate Reactive Packed Distillation Process Using Aspen Hysys. *The Online Journal Of Science And Technology* 2, 57–63.
- Jati, J.F., Bhikuning, A., 2022. Fuel Parameter Analysis From Kerosene Blended With Biodiesel And Diesel Fuel. *Iop Conf Ser Earth Environ Sci* 1104, 012036. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/1104/1/012036>
- Kim, E.J., Kim, H., Lee, E., 2021. Influence Of Ammonia Stripping Parameters On The Efficiency And Mass Transfer Rate Of Ammonia Removal. *Applied Sciences (Switzerland)* 11, 1–13. <https://doi.org/10.3390/app11010441>
- Ma, J., Li, J., Changchun, H., Peng, C., Liu, H., Hu, Y., 2012. Thermodynamic Properties And Vapor–Liquid Equilibria Of Associating Fluids, Peng–Robinson Equation Of State Coupled With Shield-Sticky Model. *Fluid Phase Equilib* 330, 1–11. <https://doi.org/10.1016/J.Fluid.2012.06.008>
- Mamba'atul Mukarromah, U., Supriyadi, I., Laksmono, R., Studi, P., Energi, K., Pertahanan, M., Pertahanan, U., N.D. Analisis Potensi Bahan Baku Naphtha Sebagai Bahan Bakar Minyak (Bbm) Dan Non Bbm Dalam Rangka Mendukung Ketahanan Energi Dan Ketahanan Nasional Analysis Of The Potential Of Naphtha Raw Material As Fuel (Bbm) And Non-Fuel In Supporting Energy Security And National Resilience.
- Megawati, E., Rifandi, A., 2018a. Evaluation Of C-04-01 Stripper Column In Naphta Hydrotreater Units (Case Study At Pt Pertamina Refinery Unit V Balikpapan), *Jurnal Chemurgy*.
- Megawati, E., Rifandi, A., 2018b. Evaluation Of C-04-01 Stripper Column In Naphta Hydrotreater Units (Case Study At Pt Pertamina Refinery Unit V Balikpapan), *Jurnal Chemurgy*.

- Mohamed, M.F., Shahata, W., Halim, A.A., Gad, F.K., 2016. Improving Gasoline Quality Produced From Midor Light Naphtha Isomerization Unit. *Egyptian Journal Of Petroleum* 26. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.02.009>
- Myint, P., Mcclelland, M., Nichols, A., 2016. Application Of The Peng-Robinson Equation Of State To Energetic Materials Rdx And Tnt: Pure Components, Liquid Mixtures, And Solid Mixtures. *Ind Eng Chem Res* 55. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b04808>
- Nadliroh, K., Fauzi, A.S., 2021. Optimasi Waktu Fermentasi Produksi Bioetanol Dari Sabut Kelapa Muda Melalui Distilator Refluks. *Jurnal Pendidikan Teknik Mesin Undiksha* 9, 124–133. <https://doi.org/10.23887/jptm.v9i2.39002>
- Santana, G.C.S., Martins Martinez, P., De Lima Da Silva, N., Batistella, C., Filho, R., Maciel, M., 2010. Simulation And Cost Estimate For Biodiesel Production Using Castor Oil. *Chemical Engineering Research & Design - Chem Eng Res Des* 88, 626–632. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2009.09.015>
- Velmurugan, S., Nalinakshan, S., 2015. Aspen Hysys Based Simulation And Analysis Of Crude Distillation Unit *International Journal Of Current Engineering And Technology* Aspen Hysys Based Simulation And Analysis Of Crude Distillation Unit, 2833| *International Journal Of Current Engineering And Technology*.
- West, A.H., Posarac, D., Ellis, N., 2008. Assessment Of Four Biodiesel Production Processes Using Hysys.Plant. *Bioresour Technol* 99, 6587–6601. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2007.11.046>

LAMPIRAN A SALINAN SURAT PANGGILAN MAGANG



Dumai, 19 Mei 2023
No.645/KPI45800/2022-S8

Lampiran :
Perihal : Pelaksanaan Kerja Praktek Mahasiswa
Universitas Internasional Semen Indonesia (UISI)

Yang terhormat
Koordinator Kerja Praktek Universitas Internasional Semen Indonesia (UISI)
Di -
Tempat

Dengan Hormat,

Menunjuk surat Koordinator Kerja Praktek Universitas Internasional Semen Indonesia (UISI) No. 0033/KI.05/03-01.01.01.01.01/04.23 perihal Kerja Praktek Mahasiswa dari Universitas terkait, bersamaan dengan ini disampaikan bahwa kami dapat menerima mahasiswa Universitas Internasional Semen Indonesia (UISI) di PT. Kilang Pertamina Internasional Refinery Unit II Dumai atas nama :

| No | Jumlah Peserta | Jurusan | Tanggal | Lokasi KP |
|----|--------------------------------|---------|-------------------|----------------|
| 1. | Nabil Septian Medy | Teknik | 01 Agustus s.d 15 | PE - Eng & Dev |
| 2. | Moch Fajar Syarif Hidayatullah | Kimia | September 2023 | |

Kilang Pertamina Internasional RU II c/q kantor HC RU II Dumai, jalan Kilang Putri Tujuh Dumai Pada tanggal 01 Agustus 2023 pukul 07.30 WIB dengan membawa dan mengirim persyaratan dalam bentuk pdf ke alamat email adm.hrdevelopment1@pertamina.com berupa :

1. KTP Asli
2. Foto Copy Kartu Mahasiswa
3. Surat Keterangan Kelakuan Baik dari Kampus / Kepolisian
4. Mengenakan Jas Almamater pada hari pertama di lokasi PKL

Perlu kami informasikan bahwa semua biaya selama mengikuti kerja praktek di PT. Kilang Pertamina Internasional Refinery Unit II Dumai menjadi beban yang bersangkutan.

Demikian disampaikan, atas perhatian dan kerjasamanya kami ucapkan terima kasih.

Manager HC RU II


Rizka Kurniawan



Refinery Unit II
Jalan Putri Tujuh
Dumai 28815 Riau - Indonesia
T +62 765 44 3701 F +62 765 31913
www.pertamina-up2.com

LAMPIRAN B DAFTAR HADIR MAGANG

UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
Komplek PT. Semen Indonesia (Persero) Tbk
Jl. Veteran, Gresik Jawa Timur 61122
Telp: (031) 3985482, (031) 3981732 ext. 3662 Fax: (031) 3985481

LEMBAR KEHADIRAN KERJA PRAKTIK

Nama : Nissa Septian Mady
NIM : 2032010013
Judul Kerja Praktik : Evaluasi Dampak Sempit Casing Ulin DHPD RU II Dumai

| No. | Tanggal | Kegiatan | TTD Pelaksana | TTD Pembimbing Lapangan |
|-----|------------|---|---------------|-------------------------|
| 2. | 01/08/2023 | Pembelajaran mengenai Magang & Pembelajaran materi mengenai Dasar-Dasar Kalkulasi | Ad | Rd |
| 3. | 02/08/2023 | Pembelajaran APD & bagian magang | Ad | Rd |
| 4. | 03/08/2023 | Follow up Pembelajaran budget & diskusi dengan Pembimbing lapangan | Ad | Rd |
| 5. | 04/08/2023 | Pembelajaran persiapan materi & Revisi an Mekanis Presentasi | Ad | Rd |
| 6. | 07/08/2023 | Progression budget & Pembuatan media Presentasi | Ad | Rd |
| 7. | 08/08/2023 | Pengambilan budget & Persiapan Presentasi | Ad | Rd |
| 8. | 09/08/2023 | Visit Kilang (Ring) unit pengolahan Papan Panel man di mana Control, Aliran Aliran Presentasi Anggaran unit HCC | Ad | Rd |
| 9. | 10/08/2023 | Diin Limbah | Ad | Rd |
| 10. | 11/08/2023 | Revisi Laporan umum | Ad | Rd |
| 11. | 14/08/2023 | Visit Kilang, Series Tour ke Unit-unit mulai dari Primary & Secondary Series Pembelajaran materi Presentasi | Ad | Rd |
| 12. | 15/08/2023 | Membaca ulang Tesis yang diberikan mengenai Unit Utilities | Ad | Rd |

Catatan :
Tuliskan kegiatan yang dilakukan (Harian/Mingguan) selama kerja praktik dan ditandatangani oleh Pelaksana kerja praktik dan Pembimbing Lapangan dimana kerja praktik dilaksanakan.

UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
Komplek PT. Semen Indonesia (Persero) Tbk
Jl. Veteran, Gresik Jawa Timur 61122
Telp: (031) 3985482, (031) 3981732 ext. 3662 Fax: (031) 3985481

LEMBAR KEHADIRAN KERJA PRAKTIK

Nama : Moch Fajar Syarif Hidayatullah
NIM : 2032010017
Judul Kerja Praktik : Evaluasi Dampak Sempit Casing Ulin DHPD RU II Dumai

| No. | Tanggal | Kegiatan | TTD Pelaksana | TTD Pembimbing Lapangan |
|-----|----------|--|---------------|-------------------------|
| 1. | 01/08/23 | Pembelajaran dan pemberian materi-materi | Rd | Rd |
| 2. | 02/08/23 | Pembelajaran APD dan wilayah magang | Rd | Rd |
| 3. | 03/08/23 | Follow up pembuatan budget ↳ Diskusi dengan Pembimbing lapangan | Rd | Rd |
| 4. | 04/08/23 | Pembelajaran referensi dan literatur ↳ Pembagian materi presentasi | Rd | Rd |
| 5. | 07/08/23 | Pengambilan budget ↳ Pembuatan media presentasi ↳ Persiapan materi-materi presentasi | Rd | Rd |
| 6. | 08/08/23 | Pengambilan budget ↳ Finishing media presentasi | Rd | Rd |
| 7. | 09/08/23 | Pergi ke kilang (Main Control) ↳ Presentasi unit-unit HCC | Rd | Rd |
| 8. | 10/08/23 | Pengambilan laporan umum (Sejarah) | Rd | Rd |
| 9. | 11/08/23 | Pengambilan laporan umum (Bahan Baku) | Rd | Rd |
| 10. | 14/08/23 | Pergi ke kilang (Area, Overview) ↳ Pembagian materi presentasi | Rd | Rd |

Catatan :
Tuliskan kegiatan yang dilakukan (Harian/Mingguan) selama kerja praktik dan ditandatangani oleh Pelaksana kerja praktik dan Pembimbing Lapangan dimana kerja praktik dilaksanakan.

UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
Komplek PT. Semen Indonesia (Persero) Tbk
Jl. Veteran, Gresik Jawa Timur 61122
Telp: (031) 3985482, (031) 3981732 ext. 3662 Fax: (031) 3985481

LEMBAR KEHADIRAN KERJA PRAKTIK

Nama : Moch Fajar Syarif Hidayatullah
NIM : 2032010017
Judul Kerja Praktik : Evaluasi Dampak Sempit Casing Ulin DHPD RU II Dumai

| No. | Tanggal | Kegiatan | TTD Pelaksana | TTD Pembimbing Lapangan |
|-----|----------|---|---------------|-------------------------|
| 11. | 15/08/23 | Progression budget presentasi unit HCC | Rd | Rd |
| 12. | 16/08/23 | Finishing media presentasi unit HCC | Rd | Rd |
| 13. | 17/08/23 | Akara kedatangan PT Pertamina RU II Dumai | Rd | Rd |
| 14. | 18/08/23 | Presentasi 1 unit HCC | Rd | Rd |
| 15. | 21/08/23 | Mengumpulkan laporan umum magang | Rd | Rd |
| 16. | 22/08/23 | Mengumpulkan laporan umum magang | Rd | Rd |
| 17. | 23/08/23 | Diskusi bersama mahasiswa magang lainnya | Rd | Rd |
| 18. | 24/08/23 | Bekas bersama | Rd | Rd |
| 19. | 25/08/23 | Membantu persiapan data | Rd | Rd |
| 20. | 28/08/23 | Presentasi 2 unit HCC | Rd | Rd |
| 21. | 29/08/23 | Mengumpulkan pengisian laporan | Rd | Rd |
| 22. | 30/08/23 | Mengumpulkan pengisian laporan | Rd | Rd |
| 23. | 31/08/23 | Mengumpulkan format laporan | Rd | Rd |
| 24. | 01/09/23 | Finalisasi laporan dengan format lengkap | Rd | Rd |
| 25. | 03/09/23 | Proyek audit HSSE | Rd | Rd |
| 26. | 04/09/23 | Diskusi dengan mahasiswa magang | Rd | Rd |

Catatan :
Tuliskan kegiatan yang dilakukan (Harian/Mingguan) selama kerja praktik dan ditandatangani oleh Pelaksana kerja praktik dan Pembimbing Lapangan dimana kerja praktik dilaksanakan.

UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
Komplek PT. Semen Indonesia (Persero) Tbk
Jl. Veteran, Gresik Jawa Timur 61122
Telp: (031) 3985482, (031) 3981732 ext. 3662 Fax: (031) 3985481

LEMBAR KEHADIRAN KERJA PRAKTIK

Nama : Moch Fajar Syarif Hidayatullah
NIM : 2032010017
Judul Kerja Praktik : Evaluasi Dampak Sempit Casing Ulin DHPD RU II Dumai

| No. | Tanggal | Kegiatan | TTD Pelaksana | TTD Pembimbing Lapangan |
|-----|----------|------------------------------------|---------------|-------------------------|
| 27. | 05/09/23 | Bekas menggunakan Harts | Rd | Rd |
| 28. | 06/09/23 | Bekas menggunakan Harts | Rd | Rd |
| 29. | 07/09/23 | Foto bersama | Rd | Rd |
| 30. | 08/09/23 | Membantu audit PE | Rd | Rd |
| 31. | 11/09/23 | Visit Kilang (Ring 2) | Rd | Rd |
| 32. | 12/09/23 | Bekas menggunakan Harts | Rd | Rd |
| 33. | 13/09/23 | Bekas menggunakan Harts | Rd | Rd |
| 34. | 14/09/23 | Diskusi terakhir dengan pembimbing | Rd | Rd |
| 35. | 15/09/23 | Pengambilan absensi magang | Rd | Rd |

Catatan :
Tuliskan kegiatan yang dilakukan (Harian/Mingguan) selama kerja praktik dan ditandatangani oleh Pelaksana kerja praktik dan Pembimbing Lapangan dimana kerja praktik dilaksanakan.



UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
Komplek PT. Semen Indonesia (Persero) Tbk.
Jl. Veteran, Gresik Jawa Timur 61122
Telp: (031) 3985482, (031) 3981732 ext. 3662 Fax: (031) 3985481

LEMBAR KEHADIRAN KERJA PRAKTIK

Nama : Nahid Setiawan Mudo
NIM : 105102013
Judul Kerja Praktik : Evaluasi Diantar Smpptor Cesium Unit Dngst RU II Dumai

| No. | Tanggal | Kegiatan | TTD Pelaksana | TTD Pembimbing Lapangan |
|-----|------------|-------------------------------|---------------|-------------------------|
| 31 | 11/08/2023 | Visit kebanas | As | As |
| 32 | 12/08/2023 | Belajar menggunakan Hstss | As | As |
| 33 | 13/08/2023 | Belajar menggunakan Hstss | As | As |
| 34 | 14/08/2023 | Bekas praktik dengan Penawang | As | As |
| 35 | 15/08/2023 | Pengambilan air laut Magang | As | As |

Catatan:
Tuliskan kegiatan yang dilakukan (Harian/Mingguan) selama kerja praktik dan ditandatangani oleh Pelaksana kerja praktik dan Pembimbing Lapangan dimana kerja praktik dilaksanakan.



UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
Komplek PT. Semen Indonesia (Persero) Tbk.
Jl. Veteran, Gresik Jawa Timur 61122
Telp: (031) 3985482, (031) 3981732 ext. 3662 Fax: (031) 3985481

LEMBAR KEHADIRAN KERJA PRAKTIK

Nama : Nahid Setiawan Mudo
NIM : 105102013
Judul Kerja Praktik : Evaluasi Diantar Smpptor Cesium Unit Dngst RU II Dumai

| No. | Tanggal | Kegiatan | TTD Pelaksana | TTD Pembimbing Lapangan |
|-----|------------|--|---------------|-------------------------|
| 12 | 16/08/2023 | Praktikum Media Presentasi | As | As |
| 13 | 17/08/2023 | Acara Kemahasiswaan PT Pertamina RU II Dumai di Bala Danda | As | As |
| 14 | 18/08/2023 | Presentasi unit HCC | As | As |
| 15 | 21/08/2023 | Melaksanakan Laporan Umum Magang | As | As |
| 16 | 22/08/2023 | Melaksanakan Laporan Umum Magang | As | As |
| 17 | 23/08/2023 | Diskus bersama Mahasiswa Magang | As | As |
| 18 | 24/08/2023 | Belajar Beresam | As | As |
| 19 | 25/08/2023 | Membantu Mengambil data | As | As |
| 20 | 28/08/2023 | Presentasi unit stabilitas | As | As |
| 21 | 29/08/2023 | Melaksanakan Pengajuan Laporan | As | As |
| 22 | 30/08/2023 | Melaksanakan Pengajuan Laporan | As | As |
| 23 | 31/08/2023 | Mengajukan Formasi Laporan | As | As |
| 24 | 01/09/2023 | Fitness kebanas dengan Formasi kebanas | As | As |
| 25 | 05/09/2023 | Proyek audit HSE bagian Sudet | As | As |
| 26 | 07/09/2023 | Diskus dengan Mahasiswa Magang | As | As |
| 27 | 08/09/2023 | Belajar Menggunakan Hstss | As | As |
| 28 | 06/09/2023 | Belajar Menggunakan Hstss | As | As |
| 29 | 07/09/2023 | Foto bersama | As | As |
| 30 | 08/09/2023 | Membantu kebanas audit | As | As |

Catatan:
Tuliskan kegiatan yang dilakukan (Harian/Mingguan) selama kerja praktik dan ditandatangani oleh Pelaksana kerja praktik dan Pembimbing Lapangan dimana kerja praktik dilaksanakan.

LAMPIRAN C FORM PENILAIAN



UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
Kompleks PT. Semen Indonesia (Persero) Tbk.
Jl. Veteran, Gresik Jawa Timur 61122
Telp: (031) 3985482, (031) 3981732 ext. 3662 Fax: (031) 3985481



UNIVERSITAS INTERNASIONAL SEMEN INDONESIA
Kompleks PT. Semen Indonesia (Persero) Tbk.
Jl. Veteran, Gresik Jawa Timur 61122
Telp: (031) 3985482, (031) 3981732 ext. 3662 Fax: (031) 3985481

LEMBAR EVALUASI KERJA PRAKTIK

Pembimbing Lapangan

Nama : Moch. Fajar Syarif Hidayatullah
NIM : 2022010017
Judul Kerja Praktik : Evaluasi Biaya Hopper Column Unit DHT RU II DUMAI

| ASPEK | BOBOT (B) % | NILAI (N) | N X B |
|---|-------------|---------------|--------------|
| Penulisan Laporan (Kelengkapan, Kesesuaian, Konten, Referensi) | 10 % | 8,8 | 8,8 |
| Aplikasi Keilmuan (Kesesuaian penyelesaian Masalah dengan teori) | 25 % | 8,7 | 21,75 |
| Penguasaan Materi Kerja Praktik (Pembelajaran yang didapatkan saat Kerja Praktik dan kerjasama) | 50 % | 8,7 | 43,5 |
| Kerajinan dan Sikap | 15 % | 8,8 | 13,2 |
| JUMLAH | 100% | JUMLAH | 87,25 |

Dumai, 01 November 2023
Pembimbing Lapangan


(RAMIE ZULFAULI)
NIP. 777.23

LEMBAR EVALUASI KERJA PRAKTIK

Pembimbing Lapangan

Nama : Nabil Septian Medya
NIM : 2022010021
Judul Kerja Praktik : Evaluasi Biaya Hopper Column Unit DHT RU II DUMAI

| ASPEK | BOBOT (B) % | NILAI (N) | N X B |
|---|-------------|---------------|--------------|
| Penulisan Laporan (Kelengkapan, Kesesuaian, Konten, Referensi) | 10 % | 8,7 | 8,7 |
| Aplikasi Keilmuan (Kesesuaian penyelesaian Masalah dengan teori) | 25 % | 8,8 | 22 |
| Penguasaan Materi Kerja Praktik (Pembelajaran yang didapatkan saat Kerja Praktik dan kerjasama) | 50 % | 8,7 | 43,5 |
| Kerajinan dan Sikap | 15 % | 8,7 | 13,05 |
| JUMLAH | 100% | JUMLAH | 87,25 |

Dumai, 01 November 2023
Pembimbing Lapangan


(RAMIE ZULFAULI)
NIP. 777.23

LAMPIRAN D DOKUMENTASI HASIL KEGIATAN MAGANG



Foto Bersama Pembimbing Lapangan



Diskusi Terakhir Bersama Pembimbing Lapangan



Foto Bersama dengan Mahasiswa Magang Universitas lainnya



Foto Main Office PT Pertamina RU II Dumai



Presentasi terkait HCC dan Utilitas



Badge Nabil Septian Medy, dan Moch Fajar Syarif Hidayatullah



Foto Bersama Mahasiswa Magang UISI

LAMPIRAN SERTIFIKAT

