

BAB III
PROSES PRODUKSI

III.1. Bahan Baku

III.1.1. Bahan Baku Kilang Minyak I

a) Fuel Oil Complex I

Bahan baku utama pada *Fuel Oil Complex I* (FOC I) adalah minyak *Arabian Light Crude*. Selain itu, bahan baku yang juga digunakan pada FOC I adalah *Iranian Light Crude* dan *Bazrah Light Crude*. Pada Tabel III.1 disajikan spesifikasi minyak *Arabian Light Crude*.

Tabel III.1 Spesifikasi Arabian Light Crude

Wujud	cair
Kenampakan	hitam
Bau	berbau sedikit belerang
<i>Specific Gravity</i> pada 60/600 °F	0,8594
<i>API Gravity</i> pada 60 °F	33,3
% berat <i>Asphaltene</i>	1,55
% berat <i>Micro Carbon Residue</i>	4,43
Viskositas kinematik pada 37,80 °C	6,59
Viskositas kinematik pada 50 °C	5,754
<i>Pour point</i>	< -27 °C
<i>Flash point</i>	-34 °C
<i>Reid Vapour Pressure</i> pada 37,8 °C	40 kPa
<i>Salt content</i>	2,6 ptb
Komposisi	
Kadar air	< 0,05 % berat
Kadar sulfur	< 2,24 % berat
Senyawa Hidrokarbon	± 97,85 % berat (C ₁ – C ₇₀)

b) Lube Oil Complex I

Bahan baku yang digunakan pada LOC I adalah residu FOC I. Pada Tabel III.2 . Berikut disajikan spesifikasi residu FOC I.

Tabel III.2 Spesifikasi Residu FOC I

Wujud	cair
Kenampakan	hitam
Bau	berbau aspal
<i>Specific Gravity at 60/60 °F</i>	0,9647
Viskositas Kinematik pada 37,8 °C	868,8 CSt
Viskositas Kinematik pada 60 °C	198,2 CSt
Viskositas Kinematik pada 100 °C	32,45 CSt

III.1.2. Bahan Baku Kilang Minyak II

a) Fuel Oil Complex II

Bahan baku yang digunakan pada FOC II merupakan minyak bumi lokal, seperti *Ardjuna Crude*, *Minas Crude*, *Arun Crude*, dan *Attaka Crude*. Minyak lokal ini memiliki kandungan sulfur yang lebih rendah daripada minyak impor. Spesisifikasi minyak bahan baku FOC II disajikan pada Tabel III.3.

Tabel III.3 Spesifikasi minyak bahan baku FOC II

Sifat Fisik	Ardjuna	Minas	Arun	Attaka
Wujud	cair	Cair	Cair	Cair
Kenampakan	hitam	Hitam	Hitam	Hitam
Bau	bau belerang	bau belerang	bau belerang	bau belerang
<i>Specific Gravity at 60/60 °F</i>	0,8473	0,8488	0,7632	0,8133
Viskositas kinematik 30 °F	4,97 Cst	23,6 Cst	1,11 Cst	2,31 Cst

Pour Point	27 °F (max)	36°C	< -57°F (max)	-33°F (max)
Komposisi				
Kadar air	< 0,05 % berat	0,6 % berat	< 0,05 % berat	< 0,05 % berat
Kadar sulfur	0,11% berat	0,08 % berat	0,02 % berat	0,044 % berat
Total (C₁- C₄)	1,9% berat	0,45 % berat	5,3 % berat	2,4 % berat
Light Destilat	20,05 % berat	7,5 % berat	48,15 % berat	32,55 % berat
Residu	39 % berat	62,3 % berat	7,15 % berat	15,1% Berat
Kadar Asphalt	0,24 % berat	0,07 % berat	0,07 % berat	0,07 % berat

b) Lube Oil Complex II dan Lube Oil Complex III

Bahan baku yang digunakan pada LOC II adalah residu FOC I, sedangkan bahan baku yang digunakan pada LOC III adalah distilat LOC I dan distilat LOC II.

Tabel III.4 Spesifikasi Residu FOC I

Wujud	cair
Kenampakan	hitam
Bau	berbau aspal
Specific Gravity at 60/60°F	0,9647
Viskositas Kinematik pada 37,8 °C	868,8 CSt
Viskositas Kinematik pada 60°C	198,2 CSt
Viskositas Kinematik pada 100°C	32,45 CSt

III.1.3. Bahan Baku Kilang Paraxylene Complex

Bahan baku Kilang Paraxylene adalah *naphtha* yang berasal dari FOC II. *Naphtha* yang diolah dalam Kilang Paraxylene memiliki spesifikasi seperti yang ditunjukkan pada Tabel III.5.

Tabel III.5 Spesifikasi Naphtha

Wujud	cair
Kenampakan	jernih/bening
Bau	seperti <i>korosene</i>
<i>Specific Gravity at 60/60 °F</i>	0,65
IBP	85°C
<i>End point</i>	165°C

III.1.4 Bahan Baku Kilang Sulfur Recovery Unit / LPG

Bahan baku Kilang SRU/LPG *Recovery* terdiri 9 *stream sour gas* dengan spesifikasi sebagai berikut.

Tabel III.6 Spesifikasi bahan baku SRU/LPG Recovery

Sumber	Kilang	Unit	Aliran <i>metric</i> (T/D)	Temperatur (°C)	Tekanan (kg/cm²g)
11V-1	FOC I	CDU I	93,4	60	0,5
11V-2	FOC I	CDU I	268,2	90	7,0
13V-5	FOC I	HDS I	21,9	35	40
13V-6	FOC I	HDS I	7,5	42	3,0
13V-7	FOC I	HDS I	30,5	30	1,5
013V-105	FOC II	AH Unibon	8,10	30	2,0
013V-107	FOC II	AH Unibon	21,0	30	3,0
260V-105	LOC III	HTU	56,5	55	5,0
019V-112	FOC II	Visbreaker	92,9	40	5,5



III.1.5. Bahan Baku Kilang Recid Fluid Catalytic Cracking

Umpan pada unit RFCC didesain berasal dari *Low Sulphur Wax Residue* (LSWR) keluaran CDU II 011 sebanyak 58 MBSD dan *vacum gas oil* keluaran HVU di LOC I/II sebanyak 4 MBSD, sehingga kapasitas total adalah 62 MBSD. Sebagai basis desain dan penjamin, digunakan jenis umpan-1. Adapun jenis umpan-2 sebagai basis untuk jenis *crude* masa depan.

Tabel III.7 Spesifikasi Umpan Unit RFCC

Property	Feed-1	Feed-2	Test Method
Feed Source	Atmospheric Residue based on Blended Domestic Crude + Vacuum Distillates	Atmospheric Residue based on Mixture of Blended Domestic Crude Imported Sour Crude + Vacuum Distillates	
API Gravity	20.81	20.32	ASTM D-1298 or D-287
Viscosity, cSt (@210°F)	29	27	ASTM D-445
UOP K	12	11.93	
Sulfur, wt %	0.34	1.95	ASTM D-1552
Sodium, wt.ppm	-	6	UOP-391
Iron, wt.ppm	-	20	UOP-391
Conradson Carbon, wt%	6.2	6.2	ASTM D-189
Total Nitrogen, wt.ppm	3000	3000	ASTM D-5762
Vanadium, wt.ppm	0.6	17	UOP-391
Nickel, wt.ppm	13	13	UOP-391
Distillation, °C at 760mmHg			ASTM D-1160
IBP	-	-	

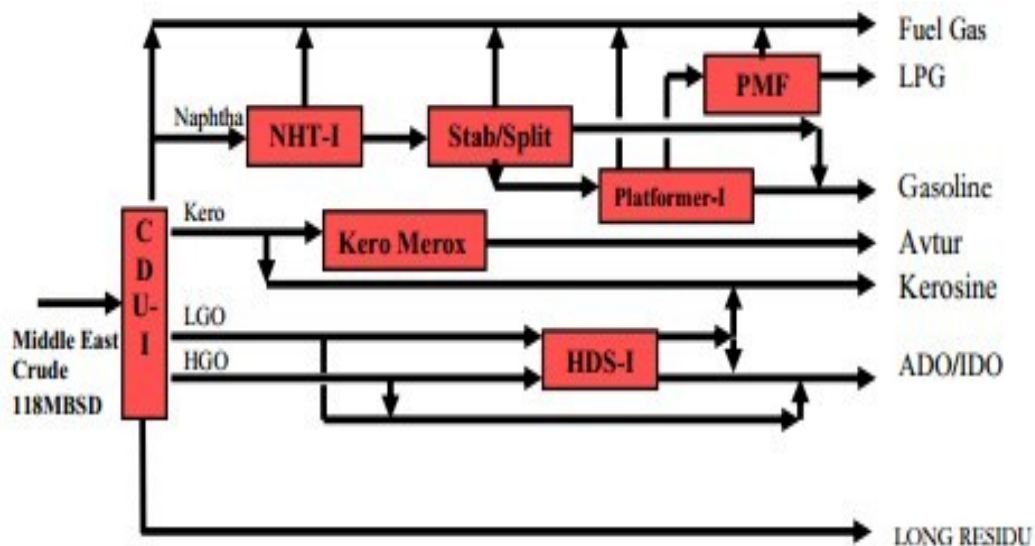


10 LV%	389	388
50 LV%	527	521
90 LV%	723	718
EP	-	-

III.2. Uraian Proses Produksi

III.2.1. Kilang *Fuel Oil Complex I*

Kilang yang beroperasi sejak 24 April 1974 ini awalnya berkapasitas 100.000 BPSD. Kemudian karena adanya peningkatan kebutuhan konsumen maka pada tahun 1996 melalui *Debottlenecking Project* Cilacap kapasitasnya ditingkatkan menjadi 118.000 BPSD. Kilang ini dirancang untuk mengolah bahan baku minyak mentah dari Timur Tengah dengan maksud selain mendapatkan produk BBM sekaligus untuk mendapatkan produk NBM yaitu bahan dasar minyak pelumas (*lube oil base*) dan aspal yang sangat dibutuhkan di dalam negeri. Minyak dari Timur Tengah dipilih karena karakter minyak dalam negeri yang tidak bisa menghasilkan bahan dasar pelumas dan aspal. Fuel Oil Complex I yang terletak di area 10 terdiri dari unit – unit proses sebagai berikut :



Gambar III.1 Bagan Alir Proses FOC I

1) Unit 11 : Crude Distilling Unit (CDU)

CDU dirancang untuk mengolah 16.126 ton/hari ALC atau BLC, atau ILC. Karakteristik umpan adalah sebagai berikut :

Tabel III.8 Karakteristik Umpan

Jenis Crude	Kandungan	Titik Didih (°C)	Yield Berat (%)
ALC	<i>Light Tops</i>	<150	16,8
	<i>Kerosene</i>	150 – 250	13,2
	<i>Light Gas Oil (LGO)</i>	250 – 300	8,4
	<i>Heavy Gas Oil (HGO)</i>	300 – 350	17,6
	<i>Long Residue</i>	>350	44
	<i>Wax</i>	370	3
	<i>Sulfur</i>	444,6	1,88
	Garam (NaCl)	1465	30 mg/l

Chemical injection yang digunakan dalam unit ini adalah soda kaustik (NaOH), amonia (NH₃), dan *demulsifier*. *Crude* dipompa dari tangki menuju kolom distilasi, melalui jaringann penukar panas (digunakan untuk mengurangi beban *furnace*) dengan memanaskan *crude* dengan arus panas dari produk kolom. Jaringan penukar panas ini dilengkapi dengan desalter untuk mengurangi kadar garam dalam *crude*. Kemudian *crude* dipompa dari tangki menuju preflash column, sehingga uap fraksi ringan terpisah degan fraksi beratnya.

Di dalam kolom, *crude* terpisah menjadi lima fraksi, yaitu produk atas, *kerosene*, LGO, HGO, dan *Long Residue* sebagai produk bawah. Cairan yang bergerak ke bawah dilucuti dengan *steam* untuk mengambil produk atas yang terbawa arus itu.

Sebagai fraksi naphtha, *kerosene*, dan LGO dikembalikan lagi ke kolom sebagai refluks. Produk naphtha dari CDU ini digunakan sebagai umpan unit



Naphta Hydrotreater (NHT) yang selanjutnya digunakan sebagai umpan *Platformer*. Produk *kerosene* diumpankan ke *Merox Unit*, sedangkan LGO diumpankan ke *Hydro Desulphurize Unit (HDS)*. *Long Residue* dikirim ke storage untuk diolah kembali di *Lube Oil Complex (LOC)*.

2) Unit 12 :*Naphta Hydrotreater Unit (NHT)*

Unit ini berfungsi mengolah hasil puncak *crude distiller* (Unit 11) dengan kapasitas 25.600 BPSD atau 2.805 ton/hari. Produk dari unit ini digunakan sebagai umpan *Platformer*. Proses yang digunakan adalah proses “*Shell Vapour Phase Hydrotreating*”. Dalam unit ini terjadi penghilangan sulfur, oksigen, dan nitrogen yang bisa meerasuni katalis pada unit *Platformer*. Sulfur yang terdapat pada *naphta* direaksikan dengan hidrogen secara katalitik sehingga hidrogen sulfida yang mudah dipisahkan dengan hidrokarbon.

3) Unit 13 : *Hydro Desulphurize (HDS)*

Unit ini berfungsi untuk menghilangkan mercaptan pada LGO dan HGO, dengan mereaksikan mercaptan dengan hidrokarbon secara katalitik sehingga menjadi hidrogen disulfida yang mudah dipisahkan dengan hidrokarbon. Proses yang digunakan adalah “*Shell – Trickle Hydrodesulphurization Process*”. H_2S yang terbentuk dipisahkan dengan *separator*, sedangkan cairannya dilucuti dengan steam, lalu dikeringkan secara vakum dengan *ejector*.

4) Unit 14 : *Platformer*

Unit ini berfungsi untuk menaikkan bilangan oktan *naphta* dari *Naphta Hydrotreater Unit (Unit 12000)* dengan pengolahan 14.300 BPSD atau 1.650 BPSD. Sebelum masuk unit ini, *naphtha* dikurangi kandungan sulfurnya hingga 0,5 wt ppm di unit *Naphtha Hydrotreater*.

Dalam unit ini *naphta* dikonversikan dengan bantuan katalis. Reaksi yang terjadi antara lain :

- a. *Dehydrogenation*, pengambilan hidrogen dari *naphta* untuk membentuk senyawa aromatis.
- b. *Hydrocracking*, pemecahan molekul parafin rantai panjang menjadi parafin pendek.



- c. *Isomerisasi*, reaksi pembentukan molekul dengan jumlah atom C yang sama tetapi dengan struktur molekul yang berbeda.
- d. *Siklisasi*, perubahan senyawa hidrokarbon parafinik menjadi senyawa hidrokarbon naftenik.
- e. *Desulfurisasi*, reaksi senyawa yang mengandung sulfur dengan hidrogen menghasilkan H₂S.

5) *Unit 15 : Propane Manufacturing Unit*

Unit ini berfungsi memisahkan LPG dari Platformer Unit menjadi propane dan fuel gas, jadi tidak memproduksi LPG untuk dipasarkan. Kapasitas unit ini sebesar 7 ton/hari, dengan dua kali produksi dapat mencukupi kebutuhan bahan bakar *Lube Oil Complex* dalam satu bulan.

6) *Unit 16 : Merox Treater Unit*

Merox Treater Unit berfungsi untuk mengolah kerosene sehingga didapatkan kerosene dengan smoke point yang mempunyai spesifikasi tertentu. Kapasitas pengolahan unit ini sebesar 16.900 BPSD atau 2.119 ton/hari. Pada unit ini terjadi proses pemisahan mercaptan yang korosif dan kerosene dengan cara mengubah mercaptan menjadi disulfida yang tidak korosif dengan cara oksidasi katalitik, yaitu dengan menginjeksikan udara ke dalam reaktor. Proses ini bertujuan untuk menghasilkan kerosene yang memenuhi spesifikasi *aviation turbine fuel (avtur)*.

7) *Unit 17 : Sour Water Stripper Unit*

Unit ini berfungsi mengolah 733 ton/hari *sour water* dengan kandungan H₂S sebesar 0,7 ton/hari dan kandungan NH₃ sebesar 0,16 ton/hari. Bahan pendukung yang digunakan adalah *packing* berupa *Ceramics Installox Sadle 2*.

8) *Unit 18 : N₂ Plant Unit*

Produk dari unit ini adalah nitrogen dengan kemurnian tinggi yang didapat dari hasil pemisahan nitrogen dengan udara. Produk nitrogen ini selanjutnya dapat digunakan untuk proses *purging* dan *blanketing*.

9) *Unit 19 : Contaminant Removal Process Unit*

Unit ini berfungsi untuk menghilangkan kontaminan berupa Hg dan Arsen. Kandungan Hg dalam hidrokarbon terbentuk sebagai elemental sulfur

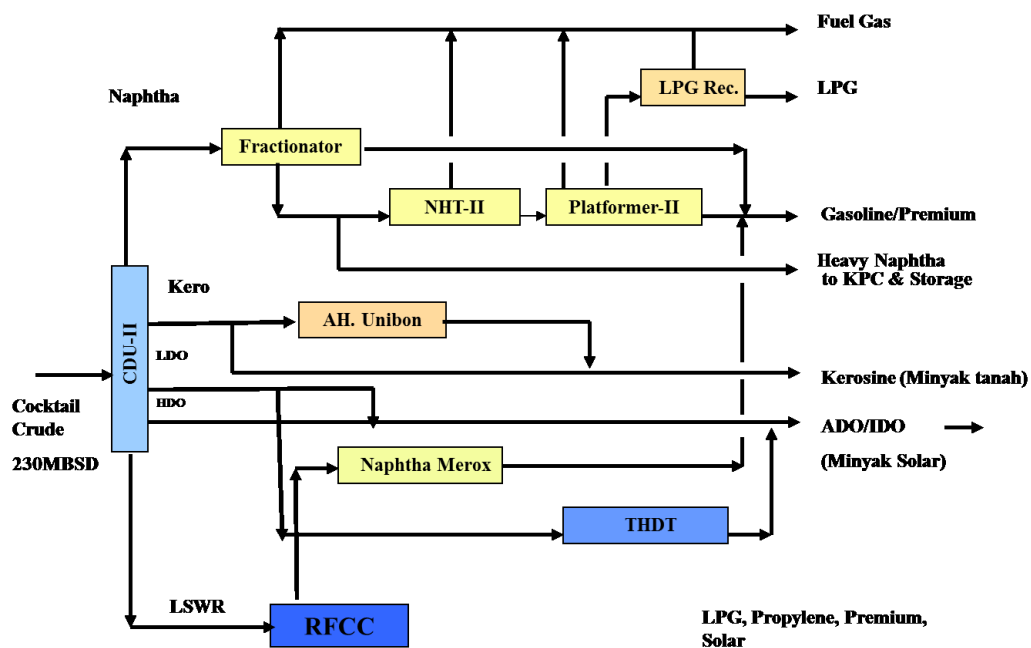


dalam senyawa organik dan anorganik maupun sebagai adatan, kandungan Hg sering terkonsentrasi pada fraksi – fraksi ringan terutama naphtha dan fraksi – fraksi yang lebih ringan lainnya.

III.2.2 Kilang Fuel Oil Complex II

Fuel Oil Complex II merupakan perluasan dari kilang dan dirancang untuk mengolah minyak mentah dari dalam negeri dengan kadar sulfur yang rendah. Unit ini terletak pada area 01. Minyak mentah dalam negeri, yang memiliki kadar sulfur lebih rendah dari *Arabian Light Crude (ALC)*, merupakan campuran dengan komposisi 80% *Arjuna Crude* dan 20% *Attaka Crude* yang pada perkembangan selanjutnya menggunakan *crude oil* lain dengan komposisi yang menyerupai rancangan awal.

Perluasan kilang dirancang oleh Universal Oil Product (UOP) untuk *fuel oil complex*, Shell International Petroleum Maatschappij (SIPM) untuk *lube oil complex* dan Fluor Eastern, Inc. untuk *offsite facilities*.



Gambar III.2 Bagan Alir Proses FOC II

1) Unit 011 : Crude Distilling Unit

Unit ini berperan sebagai pemisah awal untuk minyak mentah, sehingga diperoleh fraksi – fraksi minyak untuk diolah lebih lanjut. Pada unit ini dilengkapi

dengan *desalter* yang berfungsi untuk menghilangkan kadar garam. Unit ini dirancang untuk mengolah 230.000 barel/ hari minyak mentah domestik.

2) Unit 012 : Naphta Hydrotreating Unit

Unit ini berfungsi untuk menghilangkan sulfur, logam berat dan komponen nitrogen serta senyawa oksigen. Proses ini akan menghasilkan *heavy naphta* yang memenuhi syarat sebagai umpan *platforming*.

Kapasitasnya sebesar 2.441 ton/hari.

3) Unit 013 : AH Unibon Unit

Unit ini bertujuan untuk memperbaiki smoke point pada kerosene, agar tercapai smoke point minimal 17 mm. Kapasitasnya sebesar 23.000 barel/hari.

Unit ini terdiri dari 2 bagian :

- a. *Hydrotreating Process*
- b. *Aromatic Hydrogenation*

4) Unit 014 : Platforming dan CCR Unit

Unit ini mengolah lebih lanjut naphta dari unit 012, untuk menaikkan angka oktan menjadi lebih tinggi, untuk campuran *blending gasoline* atau premium. Unit ini dilengkapi dengan sistem CCR sehingga katalis yang digunakan selalu dalam kondisi optimal. Kapasitasnya adalah 2.441 ton/hari. Reaktor pada unit ini berupa reaktor susun sehingga memungkinkan regenerasi katalis secara terus menerus.

5) Unit 015 : LPG Recovery Unit

Tujuan dari unit ini adalah memisahkan LPG propane dan LPG butane yang berasal dari stabilizer column (CDU II) dan debutanizer dari unit platforming. Kapasitasnya mencapai 730 ton/hari. Umpan yang diolah adalah 93,2% volume berasal dari overhead naphta stabiizer unit 011 dan 6,8% volume berasal dari overhead debutanizer unit 014.

6) Unit 016 : Cracked Naphta Minalk Merox Treater

Dalam unit ini *thermal cracked naphta* dari unit 019 mengalami *sweetening*, yaitu proses oksidasi *mercaptan* menjadi *disulfida* sehingga memenuhi persyaratan spesifikasi sebagai komponen mogas untuk produksi gasoline. *Thermal cracked naphta* dicampur dengan platformate yang memiliki



angka oktan tinggi dan kadar sulfur rendah. Hal tersebut berimbas pada migas yang cukup baik dan memenuhi persyaratan pemasaran. Unit ini mempunyai kapasitas 11.150 barel/hari.

7) Unit 017 : Sour Water Stripper Unit

Unit ini dirancang untuk kapasitas 1.830 ton per hari. Dalam unit ini H₂S dalam *sour water* dikurangi 8.100 ppm wt menjadi kurang dari 20 ppm wt dan menurunkan kadar NH₃ dari air menggunakan *stripping* pada *Stripper Column*. Kapasitas pengolahan dari unit ini dapat mencapai sekitar 1.800 ton/hari.

8) Unit 018 : Thermal Distillate Hydrotreating Unit

Unit ini mengolah LGO dan HGO yang keluar dari *Visbreaker*. LGO dan HGO memiliki tipikal produk *thermal cracking* yaitu kandungan sulfurnya tinggi sehingga perlu mengalami proses *hydrotreating* agar diperoleh *diesel oil* dengan cetan indeks sekitar 45 dan *flash point* tidak kurang dari 154 °F. Kapasitas unit ini adalah 1.800 ton/hari.

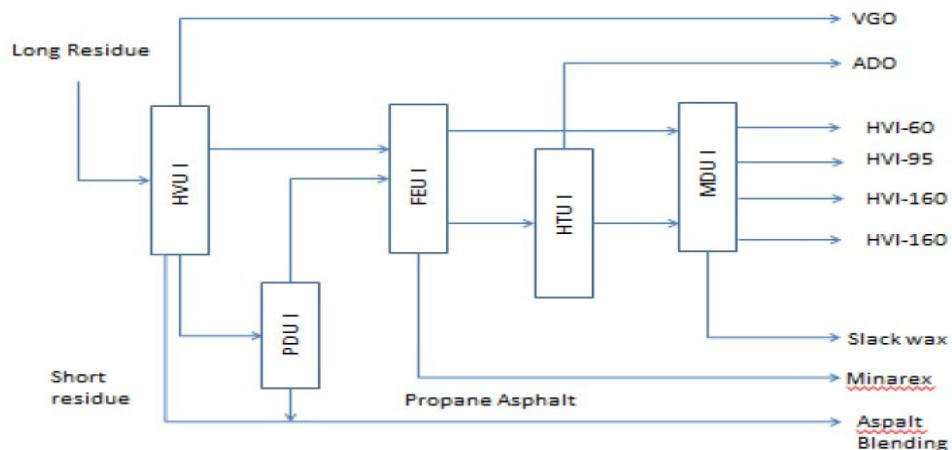
9) Unit 019 : Visbreaker Thermal Cracker

Unit ini mengolah *reduce crude* dari kolom distilasi untuk memberikan nilai tambah pada residu. Proses yang dilakukan adalah mengubah minyak fraksi berat menjadi fraksi ringan dengan cara *cracking* menggunakan media pemanas. Proses dari *cracking* ini dibatasi oleh stabilitas dari *visbreaking residu* yang digunakan sebagai *fuel oil*.

III.2.3. Kilang Lube Oil Complex I

LOC I pada awalnya menghasilkan produk utama *lube base* dan hasil samping aspal dan Minarex-B dengan kapasitas total 80.000 ton/tahun untuk 4 *gradelube oil base*. Dengan selesainya *Debottlenecking Project* maka pada operasinya, LOC I mengalami perubahan khususnya untuk HVU I kapasitasnya menjadi 2.574 ton/hari.





Gambar III.3 Bagan Alir Proses LOC I

1) Unit 21 : High Vacuum Unit (HVU)

Unit ini mengolah *Long Residue* dari CDU I, untuk menghasilkan distilat yang akan diproses lebih lanjut menjadi bahan dasar minyak pelumas. Hasil dari unit 21 yaitu : *Spindle Oil (SPO)*, *Light Machine (LMO)*, *Medium Machine (MMO)*, *Short Residue*, dan hasil lainnya.

2) Unit 22 : Propane Deasphalting Unit (PDU)

Unit ini berfungsi untuk menghilangkan *asphalt* dari *Short Residue* sebelum diolah lebih lanjut menjadi bahan minyak pelumas. Prosesnya adalah ekstraksi dengan pelarut *propane*. Kapasitasnya 523 ton/hari *short residue* dari *bottom product* HVU, sedangkan hasil dari unit ini adalah *deasphalted da asphalt*. Hasil DAO nya digunakan sebagai umpan di FEU II.

3) Unit 23 : Furfural Extraction Unit (FEU)

Unit ini pada awalnya berfungsi untuk menghilangkan senyawa – senyawa aromatik dari distilat hasil proses HVU, DAO, dan PDU, sehingga diperoleh hasil *waxy raffinate* dengan viskositas yang tinggi. Prosesnya adalah ekstraksi dengan menggunakan pelarut furfural yang mempunyai daya larut terhadap senyawa aromatik, rafinatnya diolah di MDU menjadi bahan minyak pelumas sedangkan ekstraknya digunakan sebagai *fuel oil component*. Khusus untuk umpan LMO distilat, ekstraknya dapat dipasarkan sebagai Minarex B.

4) Unit 24 : Methyl Ethyl Keton Dewaxing Unit (MDU)

Unit ini menghilangkan wax (lilin) dari rafinat hasil FEU, dengan cara pendinginan rafinat sampai wax mengkristal dan dapat dipisahkan dengan

penyaringan. Tujuan menghilangkan wax adalah agar minyak pelumas yang terbentuk mempunyai pour point yang memenuhi syarat. Sebelum pendinginan terlebih dahulu diumpan ditambahkan solvent agar pendinginan dan penyaringan dapat lebih mudah.

5) Unit 25 : Hot Oil System Unit

Unit ini berfungsi sebagai penghasil panas untuk disalurkan pada unit – unit tersebut diatas, yaitu untuk menguapkan solvent pada seksi recovery. Sistem ini beroperasi secara kontinyu dalam suatu sirkulasi tertutup dengan penambahan yang secara kontinyu pula, sistem ini menggunakan SPO hasil HVU.

III.2.4. Kilang Lube Oil Complex II

Kilang LOC II ini pada dasarnya mempunyai tugas yang sama pada kilang LOC I, yaitu menghasilkan komponen minyak pelumas dan sebagai hasil samping adalah aspal dan minyak bakar. Kilang *Lube Oil Complex II* ini mempunyai fungsi untuk membuat bahan baku dari *long residue* hasil *Crude Distilling Unit (CDU I)*. Kapasitas produksi dari LOC II ini adalah 175.400 ton/tahun.

1) Unit 021 : High Vacuum Unit (HVU)

Unit ini mengolah *long residu* dari CDU I untuk menghasilkan hasil distilasi dengan distilasi vacuum yang akan diproses lebih lanjut untuk membuat bahan pelumas. *Long residue* terdiri dari fraksi – fraksi dengan titik didih tinggi, sehingga bila dilakukan distilasi atmosferik akan terjadi perengkahan karena temperaturnya sangat tinggi.

2) Unit 022 : Propane Deasphalting Unit (PDU)

Unit ini bekerja untuk menghilangkan asphalt dari *short residue* sebelum diolah lebih lanjut menjadi bahan minyak pelumas. Prosesnya adalah ekstraksi dengan pelarut *propane*, sedangkan kapasitasnya 784 ton/hari *short residue*. Pada proses selanjutnya maka *Deasphalting Oil (DAO)* akan digunakan sebagai bahan baku minyak pelumas berat.

3) Unit 023 : Fulfural Extraction Unit (FEU)

Unit ini berfungsi untuk menghilangkan senyawa – senyawa aromatik dari destilat hasil HVU dan PDU. Prosesnya adalah ekstraksi dengan menggunakan



pelarut fulfural yang mempunyai daya larut terhadap senyawa aromatik. Raffinatnya diolah menjadi bahan minyak pelumas sedangkan ekstrak keluar sebagai *fuel oil*.

4) Unit 024 : Methyl Ethyl Ketone Dewaxing Unit (MDU)

Pada awalnya unit ini berfungsi menghilangkan *wax* (lilin) dari rafinat hasil FEU, tetapi setelah *debottlenecking*, unit ini memproses rafinat dari HTU. Prosesnya adalah mendinginkan rafinat sehingga *wax* akan mengkristal dan dapat dipisahkan dengan penyaringan. Tujuan penghilangan *wax* adalah agar minyak pelumas yang terbentuk mempunyai titik tuang yang memenuhi syarat. Rafinat yang masuk sebagai umpan didinginkan kemudian disaring, untuk lebih mudahnya maka ditambahkan pelarut.

5) Unit 025 : Hot Oil System Unit

Walaupun tidak langsung dengan proses, unit ini sangat penting keberadaannya, karena merupakan sumber panas bagi unit – unit lainnya, antara lain untuk menguapkan pelarut pada pelarut *recovery*. Prinsip operasinya adalah dengan sirkulasi minyak panas dari vessel, dimana minyak yang digunakan adalah *spindle oil* (SPO).

6) Unit 026 : Hydrotreating / Redistillation Unit (HTU/RDU)

Unit ini terdiri atas 2 unit proses yaitu HTU dan RDU. Tujuan dari proses pada unit ini adalah untuk menghilangkan komponen – komponen aromatis yang tidak diinginkan pada *lube oil* dengan *charging* campuran *feed* dan gas kaya hidrogen ke reaktor dengan menggunakan katalis Ni – Mo.

III.2.5. Kilang Lube Oil Complex III

Proses pengolahan pada LOC III ini meliputi pengolahan secara fisis dan kimiawi. Proses pengolahan secara fisis terjadi pada *Propane Deasphalting Unit* dan *MEK Dewaxing Unit*, sedangkan proses pengolahan secara kimiawi terjadi pada *Hydrotreating Unit*.

1) Unit 220 : Propane Deasphalting Unit (PDU III)

Unit ini digunakan untuk mengolah *short residue* dari HVU. Dalam unit ini aspal dan *deasphalting oil* dipisahkan melalui proses ekstraksi. Pelarut yang digunakan adalah *propane* yang memiliki sifat dapat melarutkan DAO tetapi



tidak melarutkan aspal. Unit ini dirancang dengan kapasitas 784 ton/hari Light Arabian Short Residue sebagai umpan dan memproduksi 290 ton/hari *deasphalted oil* dan 494 ton/hari aspal dengan menggunakan pelarut *propane* sebanyak 3058 ton/hari. Didalam proses *deasphalting*, short residue dicampur dengan *propane* cair dalam ekstraktor yang mempunyai temperatur 40-70°C dimana akan terbentuk dua fasa liquid yaitu *deasphalted oil* yang mengandung banyak sekali *propane* dan fasa yang mengandung aspal dan sedikit *propane*.

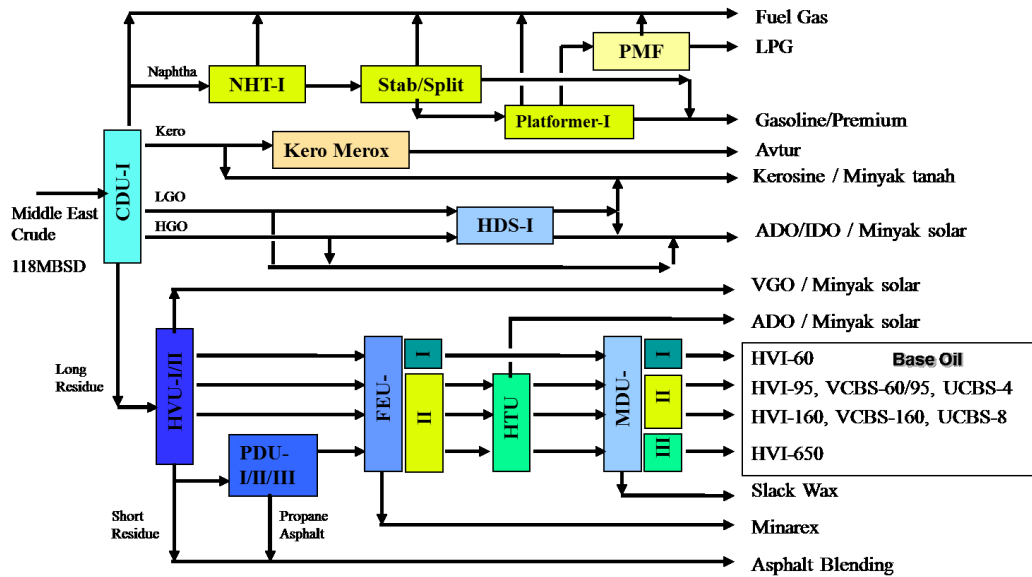
2) Unit 240 : MEK Dewaxing Unit (MDU)

Unit ini dirancang untuk menghilangkan *wax* dari parafin dalam *lube oil*. Produk MDU mempunyai *pour point* rendah. Untuk melakukan proses dalam unit ini diperlukan pelarut berupa campuran *Methyl Ethyl Keton* dan *Toluene* dengan perbandingan tergantung umpan. Dengan proses MDU produk yang dihasilkan mempunyai mutu yang lebih tinggi dibandingkan produk pendinginan *waxy oil* tanpa bahan pelarut.

3) Unit 260 : Hydrotreater Unit (HTU)

Unit ini terdiri dari 2 unit proses yaitu HTU dan RDU. Tujuan dari proses unit ini adalah untuk menghilangkan komponen – komponen aromatis yang tidak diinginkan pada *lube oil* dengan *charging* campuran *feed* dan gas kaya hidrogen ke reaktor dengan menggunakan katalis Ni-Mo. Produk yang dihasilkan mempunyai *viscosity index* dan stabilitas oksidasi yang lebih tinggi, sedangkan produk sampingnya adalah *light hydrocarbon* yang selanjutnya dipisahkan dari produk utama dalam *redistillation* unit dengan *vacuum distillation*.



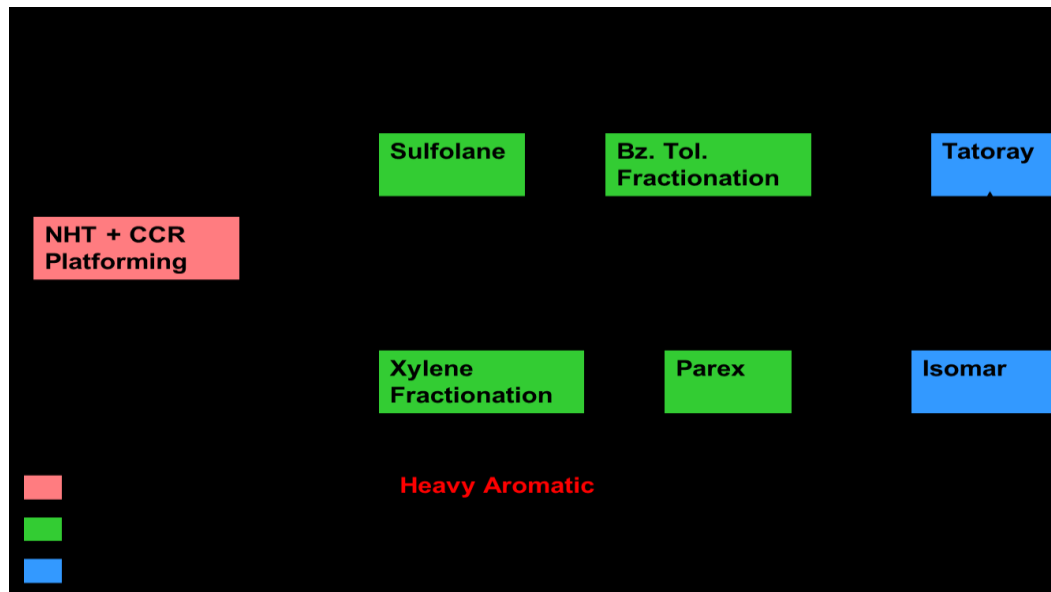


Gambar III.4 Bagan Alir Proses LOC I,II,III

III.2.6. Kilang Paraxylene Complex Unit

Berdasarkan pertimbangan adanya bahan baku *Naphta* dan sarana pendukung seperti tangki, dermaga, dan *utilities*, maka pada 1988 dibangunlah Kilang *Paraxylene Complex* (KPC) guna memenuhi kebutuhan bahan baku kilang *PTA* (*Purified Terephtalic Acid*) di Plaju, sekaligus sebagai usaha meningkatkan nilai tambah produk kilang BBM. Kilang yang beroperasi sejak 20 Desember 1990 ini menghasilkan produk NBM dan Petrokimia.

Kapasitas produksi KPC adalah 590.000 ton/tahun. *Naphta* yang kemudian diolah menjadi *paraxylene* 270.000 ton, *LPG* 17.000 ton, *raffinate* 92.000 ton, *heavy aromat* 10.000 ton, *fuel gas/excess* 81.000 ton/tahun. Produk *paraxylene* sebagian digunakan untuk memenuhi kebutuhan bahan baku ke pusat *aromatic* Plaju dan sebagian lagi untuk diekspor. Sedangkan produk *benzene* keseluruhannya diekspor dan produk yang lain digunakan untuk keperluan dalam negeri dan keperluan sendiri.



Gambar III.5 Bagan Alir Proses KPC

1) Unit 82 : Naphta Hydrotreater

Fungsi utama unit ini adalah mempersiapkan *heavy naphta* yang terbebas dari kontaminasi berbagai *impurities* seperti sulfur, oksigen, nitrogen, logam – logam organik dan sebagainya, oleh karena senyawa tersebut dapat meracuni katalis pada unit *Platforming*. Pemurnian ini dilakukan dengan menginjeksikan gas hidrogen dalam suatu reaktor katalis.

2) Unit 84 : CCR Platforming Unit

Unit ini mengolah senyawa parafinik dan naphtenik yang terdapat pada *Treated Naphta* menjadi senyawa aromatik untuk dijadikan *paraxylene* dan *benzene* pada unit berikutnya. Untuk *CCR Platforming katalis*, umpan *naphta* harus kurang dari 0,5 wt ppm, untuk mengoptimalkan selektivitas dan stabilitas karakteristik katalis. Hasil utama dari unit ini kemudian akan dipisahkan antara *light platformate* dan *heavy platformate*. *Light Platformate* banyak mengandung benzen dan toluene yang kemudian dikirim ke *Sulfolane Unit*, sedangkan *heavy platformate* banyak mengandung *xylene* yang kemudian dikirim ke *Xylene Fractination Unit*.

3) Unit 85 : Sulfolane Unit

Umpan untuk unit ini adalah *light platformate*. Unit ini berfungsi memisahkan gugus aromate dari gugus non aromate secara ekstraksi denga

menggunakan pelarut *sulfolane*. Rafinat mengandung komponen – komponen non parafin yang disebut mogas dan ekstrak mengandung komponen aromatik. Selanjutnya senyawa – senyawa tersebut dipisahkan di *Sulfonate Benzene Column*. Hasil atas berupa *benzene* dan produk bawahnya berupa *toluene* dan C_8^+ . Produk bawah ini kemudian dipisahkan pada *Sulfolane Toluene Column*. Produk toluene kemudian diumpankan ke *Tatoray Unit* dan produk bawah ke *Xylene Fractination*.

4) *Unit 86 : Tatoray Unit*

Proses *tatoray* adalah suatu proses katalitik untuk trans-alkilasi aromatik. Dalam bentuk sederhananya, toluene dikonversi menjadi *benzene* dan campuran *xylylene*. Toluene dan campuran C_9 aromatik dikonversi menjadi C_6 dan C_8 aromatik. Benzene yang dihasilkan direcycle ke unit *sulfolane*, sedangkan *xylylene* dan *toluene* ke *toluene column* untuk memisahkan *toluene* dan *xylylene*.

5) *Unit 87 : Xylene Fractination Unit*

Unit ini berfungsi untuk memisahkan campuran antara *xylylene* dengan C_9 aromatik dan lainnya. Produk atas berupa *xylylene* yang diumpankan ke *Parex Unit* dan hasil bawah dipisahkan dalam *Heavy Aromatic Column*. Produk atasnya berupa C_9 aromatik diumpankan ke *Tatoray Unit* dan hasil bawah adalah *heavy aromatic*.

6) *Unit 88 : Paraxylene Extraction Unit*

Proses *Parex* adalah suatu proses pemisahan yang kontinu untuk adsorpsi selektif *paraxylene* dari campuran isomernya, *ethyl benzene* dan hidrokarbon non aromatik. Unit ini menggunakan solid *adsorbent*, *desorbent*, *ParaDiethyl Benzene* dan suatu *flow directing device* yang disebut *rotary valve*.

7) *Unit 89 : Isomar Unit*

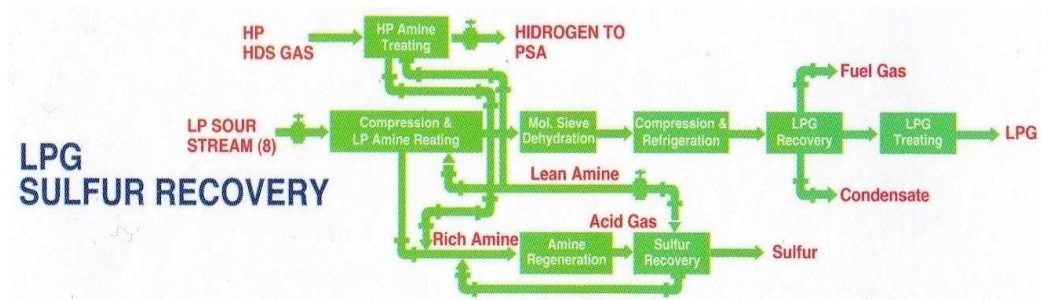
Isomar yaitu proses isomerisasi katalis yang mengubah C_8 aromatik menjadi campuran yang seimbang dengan menggunakan *noble metal katalis* dwifungsi. Umpan rafinat dari *parex* dicampur dengan *recycled gas* yang kaya hidrogen, diuapkan dan dialirkan melalui *fixed bed radial flow reactor*.

Effluentnya dikondensasikan untuk memisahkan liquid dan gasnya.



III.2.7. Kilang *Sulfur Recovery Unit / LPG*

Kilang yang beroperasi sejak 27 Februari 2002 ini bertujuan untuk mendukung komitmen perusahaan terhadap lingkungan serta untuk memenuhi peraturan UU No. 23 Tahun 1997 Tentang Pengelolaan Lingkungan Hidup dengan Proyek Langit Biru. Kilang ini terdiri dari unit proses dan fasilitas penunjang. Proyek ini dapat mengurangi emisi gas dari kilang *Refinery Unit IV* Cilacap, khususnya SO_2 yang dapat direduksi menjadi sulfur sehingga emisi yang dibuang ke udara akan lebih ramah terhadap lingkungan. Dibangunnya kilang SRU dapat meningkatkan *off gas* sebagai *refinery fuel gas* maupun *flare gas* sehingga dapat dijadikan bahan baku LPG dan *Naphta (condensate)* selain menghasilkan sulfur cair.



Gambar III.6 Bagan Alir Proses LPG / SRU

1) *Unit 90 : Utility Unit*

Unit 90 terdiri dari sistem utilitas *header* yang didesain untuk mendukung fasilitas pada proses unit lainnya. Secara umum semua utilitas diambil dari *refinery* untuk menyediakan unit baru.

2) *Unit 91 : Gas Treating Unit*

Unit ini dirancang untuk mengurangi kadar *hydrogen sulfida* di dalam gas buang hingga maksimum 10 ppmv sebelum dikirim ke *LPG recovery unit* dan *PSA Unit* yang telah ada. Dalam metode operasi normal, laju alir gas total diolah dan larutan *amine* disirkulasikan untuk menyerap H_2S pada suhu mendekati suhu kamar dan tekanan yang dinaikkan. Gas asam menghasilkan produk belerang cair.

3) *Unit 92 : LPG Recovery Unit*

Recovery LPG yang diharapkan sebanyak 99,9% dari *propane* dan *butane* yang terdapat dalam feed *LPG recovery Unit* dibandingkan terhadap *propane* dan *butane* yang terkandung dalam aliran bawah *deethanizer*.

4) *Unit 93 : Sulphur Recovery Unit*

Sulphur Recovery Unit didirikan untuk memisahkan *acid gas* dari *amine regeneration* di *Gas Treating Unit*, dirubah menjadi H_2S dalam bentuk gas menjadi sulfur cair dan dalam bentuk gas sulfur untuk bisa dikirim melalui ekspor.

5) *Unit 94 : Tail Gas Unit*

Unit ini dirancang untuk mengolah *acid gas* dari *Sulphur Recovery Unit*. Semua komponen sulfur diubah menjadi H_2S untuk dihilangkan di unit TGU *absorber*, arus *recycle* kembali ke unit SRU dan sebaagian dibakar menjadi jenis sulfur yang terdiri dari SO_x kemudian dibuang ke atmosfer.

6) *Unit 95 : Refrigeration*

Unit ini dilengkapi dengan pendinginan yang diperlukan untuk *LPG Recovery Unit* dan juga dilengkapi *Trim Amine Chilling* dibagian *Tail Gas Unit* untuk memaksimalkan pengambilan sulfur secara umum. *System Refrigeration* terdiri dari dua tahap *Loop Propane Refrigeration*.

III.2.8. Kilang *Recid Fluid Catalytic Cracking(RFCC)*

Proses *Recid Fluid Catalytic Cracking* (RFCC) mengkonversi fraksi minyak mentah menjadi lebih ringan, produk hidrokarbon yang lebih bernilai pada suhu tinggi dan tekanan sedang dalam adanya katalis lembut berbasis silika/alumina. Pada proses pemecahan molekul besar hidrokarbon menjadi molekul yang lebih kecil, bahan karbon yang mudah menguap, biasanya disebut sebagai *coke*, yang diendapkan pada katalis. *Coke* yang diletakkan pada katalis berperan untuk menonaktifkan aktivitas catalytic cracking pada katalis dengan memblokir akses ketempat katalitik aktif. Untuk meregenerasi aktivitas katalitik dari katalis, *coke* yang terdeposit dengan katalis dibakar dengan air pada *regenerator vessel*.



Salah satu keuntungan penting dari *fluid catalytic cracking* adalah kemampuan dari katalis untuk mengalir dengan mudah antara reaktor dan regenerator ketika *fluidized* dengan fasa uap yang sesuai. Di RFCC unit pada fasa uap dibagian reaktor yaitu *vaporized hydrocarbon* dan *steam*, sementara pada bagian *regenerator fluidization* media yaitu udara dan pembakaran gas. Dalam hal ini, *fluidization permits hot regenerated catalyst* untuk *contact fresh feed*; *the hot catalyst vaporizes the liquid feed* dan *catalytically cracks the vaporized feed* untuk membentuk *lighter hydrokarbon products*. Setelah gas hidrokarbon dipisahkan dari *spent* katalis, hidrokarbon vapor menjadi dingin kemudian *fractionated* menjadi *product streams* yang didinginkan.

The separated spent catalyst flow melalui *steam fluidization* dari reaktor ke *regenerator vessel* di mana *coke* dibakar pada katalis untuk memulihkan aktivitas. Dalam proses pembakaran *the coke* panas dalam jumlah besar dilepaskan. Sebagian besar panas pada proses pembakaran diserap oleh *regenerated* katalis dan diulang kembali ke reaktor oleh *fluidized regenerated* katalis untuk memasok panas yang diperlukan pada saat reaksi. Kemampuan untuk selalu mengalirkan *fluidized* katalis antara reaktor dan regenerator memungkinkan RFCC untuk beroperasi secara efisien dan berkesinambungan.

RFCC unit memproses *heavy oil* dari berbagai *variety* dalam *revenery flow schemes*. Pada umumnya, bahan baku berasal baik dari *revenery crude unit* atau *vacuum unit* dan *constitutes the fraction* minyak mentah yang dididihkan pada sekitar 350 °C sampai 550 °C. Kemungkinan ada beberapa bahan tambahan yang dipersiapkan pada unit *upstream* di RFCC seperti *hydrotreater* atau *deasphalter*. Disamping itu, RFCC unit biasanya memproses *heavy fractions* dari *conversion units* lainnya seperti bagian penggabungan pada RFCC *feed*. Contoh pada jenis ini pada *streams* yaitu *coker gas oil* and *hydrocracker fractionator bottoms*. Produk yang yang diperoleh dari RFCC yaitu *light hydrocarbon gasses* (C₂) yang biasanya digunakan oleh *revenery* sebagai *fuel gas*, *LPG olefins* dan *paraffins, gasoline, light cycle oil (LCO)* dan *decanted oil (DCO, sering disebut sebagai main column bottoms)*. Sebagai tambahan *fuel gas* yang dihasilkan dari



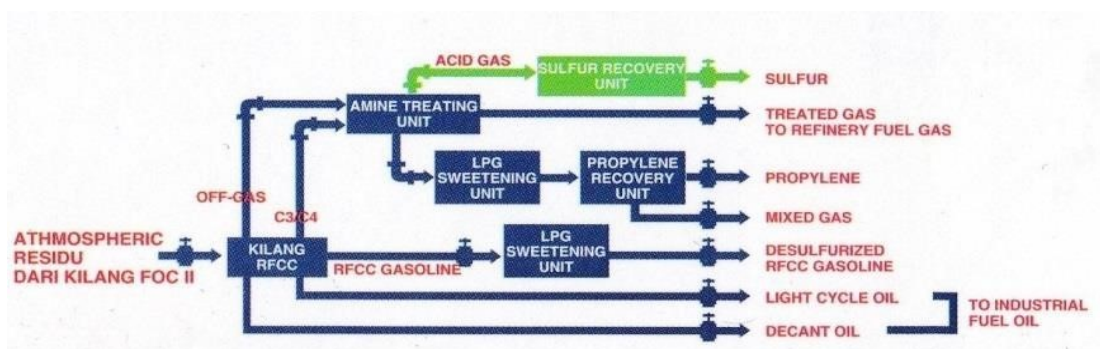
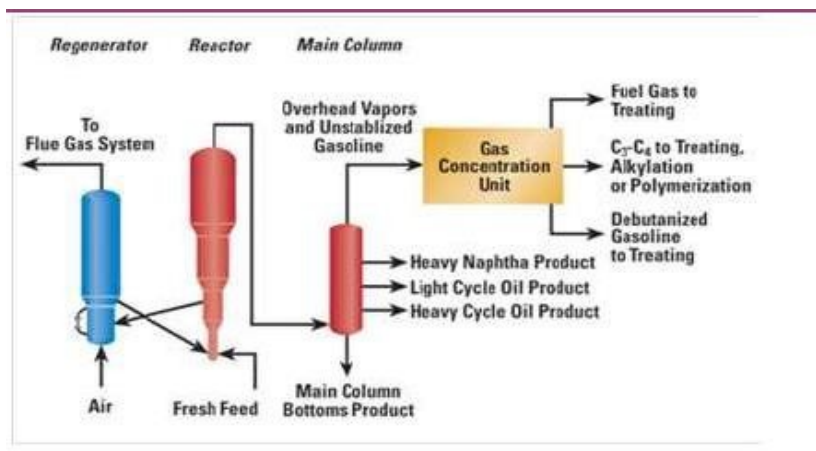
pembakaran *coke* didalam regenerator. Panas yang dihasilkan dari *fuel gas* dan digunakan untuk membuat *steam*.

RFCC unit dirancang untuk memproses 62,000 BPSD pada *feed-1*, dimana pencampuran dari *atmospheric residue* yang berasal dari minyak mentah negara Indonesia yang *vacuum distillate* yang berasal dari minyak mentah Timur Tengah. *Feed-1* yang akan berfungsi sebagai perancang dan penjamin dasar. *Feed-2* akan dibahas untuk bahan baku dimasa depan, pada waktu mendatang 70,000 BPSD *case* dalam bentuk *critical equipment* dengan ukuran dan wilayahnya juga akan dipertimbangkan untuk keduanya baik *feed-1* dan *feed-2*. Bahan baku memiliki dasar secara substantial sebagai berikut:

Tabel III.9 Bahan Baku dasar secara Substantial

Sifat	Umpan-1	Umpan-2	Metode Uji
<i>Feed Source</i>	<i>Atmospheric Residu based on blended Domestic Crude + Vacuum Distillate</i>	<i>Atmospheric Residu based on Mixture of Blended Domestic Crude Imported Sour Crude + Vacuum Distillates</i>	
API Gravity	20.81	20.32	ASTM D- 1298 or D-287
Viscosity,cSt (@210°F)	29	27	ASTM D-445
Uop k	12.0	11.93	-
Sulfur, wt %	0.34	1.95	ASTM D-1552
Sodium, wt.ppm	-	6.0	UOP-391
Iron, wt. ppm	-	20.0	UOP-391
Conradson Carbon, wt %	6.2	6.2	ASTM D-189

Total Nitrogen, wt.ppm	3000	3000	ASTM D-5762
Vanadium, wt.ppm	0.6	17	UOP-391
Nickel, wt.ppm	13	13	UOP-391
Distillation, °C	-	-	ASTM D-1160
IBP	-	-	
5 LV%	-	-	
10 LV%	389	388	
30 LV%	-	-	
50 LV%	527	521	
70 LV%	-	-	
90 LV%	723	718	
95 LV%	-	-	
EP	-	-	



Gambar III.7 Bagan Alir Proses RFCC