

**BAB V  
ANALISIS****5.1 Analisis History**

Seperti telah diuraikan di Bab III bahwa hasil perkiraan tingkat risiko yang dijadikan dasar untuk membuat Corrosion Mapping disandingkan dengan data historis yang dapat menjelaskan setiap kejadian yang dialami setiap peralatan secara riil. Jadi, penentuan tingkat korosi berdasarkan data history dilakukan untuk menentukan peralatan mana yang berada dalam kondisi harus diwaspadai dan peralatan mana yang mempunyai potensi tingkat kerusakan atau berada dalam tingkat kerusakan yang paling tinggi (bahaya). Untuk menentukan hal ini, pertama dilakukan screening peralatan-peralatan yang pernah mengalami pitting lebih dari 1 mm, bocor dan erosi korosi parah. Kemudian dari peralatan yang mengalami salah satu atau ketiga hal tersebut dilakukan perhitungan untuk menghitung Alertness Level (Tingkat Kesiagaan) dari setiap Tag Number. Alertness Level (A.L.) dihitung dengan formulasi sebagai berikut:

$$\text{Alertness Level} = \frac{1}{\text{Damage Average}}$$

dimana,

$$\text{Damage Average} = \frac{\sum (\text{Damage Level})}{\text{Maintenance Frequency}}$$

Dalam menghitung Damage Level, damage yang diperhitungkan hanya damage yang diasumsikan berkaitan dengan fenomena korosi yaitu dengan memberikan pembobotan berdasarkan tingkat keparahan damage yang terjadi. Ada empat jenis damage yang diperhitungkan, seperti yang ditunjukkan pada Tabel 5.1. Pengelompokan harga Alertness Level dalam kategori aman, waspada dan bahaya ditunjukkan pada Tabel 5.2.

## BAB V ANALISIS

---

**Tabel 5.1 Arti Kode dan Damage Level**

<b>Kode</b>				
<b>Arti Kode</b>	Part krusial diganti	Korosi tembus (bocor)	Korosi tak tembus	Deposit
<b>Damage Level</b>	10	7	3	1

**Tabel 5.2 Pengelompokan Harga *Allertness Level***

<b>Kategori</b>	<b>Allertness Level</b>	<b>Kode Warna</b>
<b>Bahaya</b>	$A.L. \leq 0,5$	
<b>Waspada</b>	$0,5 < A.L. \leq 1,0$	
<b>Aman</b>	$A.L. > 1,0$	

### 5.1.1 Analisis History CDU IV

#### A. Column

Dari hasil perhitungan dengan menggunakan persamaan diatas dan berdasarkan pada kriteria bahaya, waspada pada Tabel 4.2, maka didapatkan daftar peralatan dengan tingkat resiko kerusakan pada tahap waspada dan bahaya pada column.

## BAB V ANALISIS

Tabel 5.3 Tabel Historical Data Untuk Column di CDU IV

Legenda		No	Tag	1982	1983	1984	1985	1986	1991	1995	1999	2003	2007	2012	Keterangan
1-12	Bulan	1	C-1-01									4 ●	3 ● ● ●		
A ●	Korosi	2	C-1-02				4 ●	12 ●	3 ●	9 ●		4.5 ●	3 ● ● ▲		
■	Bocor karena korosi	3	C-1-03				4 ●	12 ●	3 ●	10 ●		4 ●	3 ●		
▲	Part krusial diganti	4	C-1-04				4 ●	3 ●		9 ●	11.12 ●	4 ●	3 ●		
B ●	Defomasi	5	C-1-05								11 ● ●	4 ● ●	3.4 ● ● ● ■		
C ●	Deposit	6	C-1-06						3 ● ●		11 ●	4 ● ●	3.4 ● ● ●		
D ●	Rusak Permukaan	7													
E ●	Lain - lain	8	C-1-08	4 ●							11 ●	4.5 ●	4 ●	●	
Contoh		9	C-1-09				4 ●	12 ●	3 ● ●	9 ● ●	11 ● ●	4.5 ● ●	3 ● ●		
11 ●	Defomasi pada bulan November	10	C-1-10				4 ●		3 ●	9 ● ●	11 ●	4.5 ● ●	3 ● ● ●		
5 ● ●	Korosi dan Deposit pada bulan Mei	11	C-1-11	●	●				3 ●	9 ●		4 ● ●	3.4 ● ● ●		
		12	C-1-12					12 ●	3 ●	9 ●	11 ●	4 ●	3 ●		
		13	C-1-13	●	●		12 ● ●	12 ●	2 ●	9 ●	11 ●	4 ●	3 ● ● ●		
		14	C-1-14	●	●			12 ●		9 ● ▲	11 ●	4 ●	3 ● ● ●		
		15	C-1-15							9 ●		4 ●			
		16	C-1-16							9 ●		4 ●	3 ● ● ●		
		17	C-1-17										3 ●		
		18	C-1-18	4 ●							11 ● ●	4.5 ●	4 ●		
		19	C-1-19										4 ●		
		20	<b>C-1-20</b>									4.5 ● ●	3.4 ● ●		Local Pitting 4 - 7 mm di Shell
		21	C-1-21						9 ●						

Catatan	
Secara umum, setiap unit dibersihkan dari scale setiap kali TA	
Keterangan pada tabel tanpa angka (dt: A), berarti tidak terdapat data bulan	
tanda (v) tanpa abjad berarti keterangan yang tersedia hanyalah hidrotel/ring tes	

Dari data di atas dapat disimpulkan bahwa pada column dengan tag number C-1-20 statusnya bahaya, dimana ditandai dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena terjadi local pitting dengan kedalaman 4 mm.

### B. Heat Exchanger

Dari hasil perhitungan dengan menggunakan persamaan diatas dan berdasarkan pada kriteria bahaya, waspada pada Tabel 4.2, maka didapatkan daftar peralatan dengan tingkat resiko kerusakan pada tahap waspada dan bahaya pada Heat Exchanger.

## BAB V ANALISIS

Tabel 5.4 Tabel Historical Data Untuk HE di CDU IV

Legenda		Catatan
1-12	Bulan	Secara umum, setiap unit dibersihkan dari scale setiap kali TA
A	Korosi	
■	Bocor karena korosi	
▲	Part krusial diganti	
B	Deformasi	
C	Deposit	Keterangan pada tabel tanpa angka (ct: A), berarti tidak terdapat data bulan
D	Rusak Permukaan	
E	Lain - lain	
Contoh		tanda (√) tanpa abjad berarti keterangan yang tersedia hanyalah hidotes/ring tes
11	Deformasi pada bulan November	
5	Korosi dan Deposit pada bulan Mei	

No	Tag	2003	2004	2005	2006	2007	2009	2010	2012	Keterangan
1	E-1-01 A	48.5				3				
2	E-1-01 B	48.5				3				
3	E-1-02 A	48.5				3				
4	E-1-02 B	48.5		12		3				
5	E-1-03 A1	48.5				3.8				
6	E-1-03 A2	48.5				3				
7	E-1-03 B1	48.5				3				
8	E-1-03 B2	48.5				3.8				
9	E-1-04 A1	48.5				3				
10	E-1-04 A2	48.5				3				
11	E-1-04 B1	48.5				3				
12	E-1-04 B2	48.5				3				
13	E-1-05 A	48.5				3				
14	E-1-05 B	48.5				3				
15	E-1-08 A	48.5				3				Bocor lebih dari satu kali di Tube
16	E-1-08 B	48.5				3				
17	E-1-07 A1	48.5				3				
18	E-1-07 A2	48.5				3				
19	E-1-07 A3	48.5				3				
20	E-1-07 A4	48.5				3				
21	E-1-07 B1	48.5				3				
22	E-1-07 B2	48.5				3				
23	E-1-07 B3	48.5				3				
24	E-1-07 B4	048.5				3				
25	E-1-08 A1	048.5				8				
26	E-1-08 A2	048.5				8				
27	E-1-08 B1	048.5				8				Tube Bundle, inlet & outlet mengalami kerusakan (2007)
28	E-1-08 B2	048.5				8				
29	E-1-09 A1	048.5				8	7			Pitting corrosion di Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali
30	E-1-09 A2	048.5				3	7			Pitting corrosion di Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali
31	E-1-09 B1	04-				3				Pitting corrosion di Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali
32	E-1-09 B2	04-				3	7			Pitting corrosion di Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali
33	E-1-10	048.5				3				
34	E-1-11 A	048.5			10	3				
35	E-1-11 B	048.5			10	3				
36	E-1-12 A	04-				3				
37	E-1-12 B	04-				3				
38	E-1-13 A	3				3				
39	E-1-13 B	3				3				
40	E-1-14	48.5				3				Mengalami lokal pitting lebih dari 1 mm lebih dari satu kali (maksimum 4 mm) di Shell
41	E-1-15 A	3				3				Pitting corrosion di Shell hingga 1 mm, lebih dari satu kali
42	E-1-15 B	48.5				3				
43	E-1-16 A	48.5				3				Pitting corrosion di Tube & Shell hingga 4 mm, lebih dari satu kali
44	E-1-16 B	4-				3				Pitting corrosion di Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali
45	E-1-16 B1	48.5				3				Pitting corrosion di Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali

## BAB V ANALISIS

No	Tag	2003	2004	2005	2006	2007	2009	2010	2012	Keterangan
46	E-1-18 A2	4.8.5				3				Pitting corrosion di Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali
47	E-1-17 A	4.5				3, 4				Shell mengalami pitting sampai 1 mm, channel mengalami kebocoran
48	E-1-17 B	4.5				3, 4				Shell mengalami erosi dan pitting sampai 2 mm, channel pernah mengalami bocor
49	E-1-018A	1.3				3, 4				Lebih dari satu kali bocor di Tube
50	E-1-18B	4.5				3, 4				Pitting corrosion di Channel & Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali
51	E-1-19 A	4.5			6	3, 4				Bocor di Tube lebih dari satu kali
52	E-1-19 B	4.5			6	3, 4				Bocor di Tube lebih dari satu kali
53	E-1-19 C	4.5			6	3, 4				Bocor di Tube lebih dari satu kali
54	E-1-19 D	4.5			6	3, 4				Bocor di Tube lebih dari satu kali
55	E-1-29A	4.5				3, 4				Bocor di Tube lebih dari satu kali
56	E-1-30A	4								
57	E-1-30B	4								
58	E-1-30C	4								
59	E-1-31A	4	5			3				Bocor di Tube lebih dari satu kali
60	E-1-31B	4	5	4.7		3				Bocor di Tube lebih dari satu kali
61	E-1-32A	4.5								Shell, Channel & Tube, Pitting hingga 3 mm
62	E-1-32B	4.5								Shell, Channel & Tube, Pitting hingga 3 mm
63	E-1-33A	4.5								
64	E-1-33B	4.5								
65	E-1-34A	4.5								
66	E-1-34B	4.5								
67	E-1-35A	4.5								
68	E-1-35B	4						4		
69	EA-1-21.1	4				3				
70	EA-1-21.10	4				3				
71	EA-1-21.11	4				3				
72	EA-1-21.12	4				3				
73	EA-1-21.13	4				3				
74	EA-1-21.14	4				3				
75	EA-1-21.15	4				3				
76	EA-1-21.16	4				3				
77	EA-1-21.2	4				3				
78	EA-1-21.3	4				3				
79	EA-1-21.4	4				3				
80	EA-1-21.5	4				3				
81	EA-1-21.6	4				3				
82	EA-1-21.7	4				3				
83	EA-1-21.8	4				3				
84	EA-1-21.9	4				3				
85	EA-1-21.U	4				3				
86	EA-1-21.V	4				3				
87	EA-1-21.W	4				3				
88	EA-1-21.X	4				3				
89	EA-1-22	4				3				
90	EA-1-23.A1	4				3				
91	EA-1-23.A2	4				3				
92	EA-1-24.1	4				3				
93	EA-1-24.2					3				
94	EA-1-24.3	4				3				
95	EA-1-24.4	4				3				
96	EA-1-25.1	4				3				
97	EA-1-25.2	4				3				
98	EA-1-25.3	4				3				
99	EA-1-25.4	4				3				
100	EA-1-26.1	4				3				
101	EA-1-26.2	4				3				
102	EA-1-26.3	4				3				
103	EA-1-26.4	4				3				
104	EA-1-27.1	4				3				
105	EA-1-27.2	4.5				3				
106	EA-1-28.1	4.5				3				
107	EA-1-28.2	4.5				3				

## **BAB V ANALISIS**

---

Dari data di atas dapat diketahui bahwa pada tag number E-1-06A statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena terjadi bocor lebih dari 1 kali pada tube. E-1-08 B1 statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena Tube Bundle, inlet dan outlet mengalami kerusakan (2007). E-1-09 A, A2, B1 dan B2 statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena Pitting corrosion di Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali. E-1-14 statusnya waspada dengan warna kuning. Status waspada diberikan pada peralatan tersebut karena Mengalami lokal pitting lebih dari 1 mm lebih dari satu kali (maksimum 4 mm) di Shell. E-1-15 A statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena Pitting corrosion di Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali. E-1-16 A statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena Pitting corrosion di Tube dan Shell hingga 4 mm, lebih dari satu kali. E-1-16 B dan B1 statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena Pitting corrosion di Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali. E-1-16 A statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena Pitting corrosion di Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali. E-1-17 A statusnya waspada dengan warna kuning. Status waspada diberikan pada peralatan tersebut karena Shell mengalami pitting sampai 1 mm, channel mengalami kebocoran. E-1-17 B statusnya waspada dengan warna kuning. Status waspada diberikan pada peralatan tersebut karena Shell mengalami erosi dan pitting sampai 2 mm, channel pernah mengalami bocor. E-1-18 A statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan

## BAB V ANALISIS

tersebut karena Lebih dari satu kali bocor di Tube. E-1-18 B statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena Pitting corrosion di Channel dan Shell lebih dari 1 mm, lebih dari satu kali. E-1-19A, B, C, D statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena terjadi bocor lebih dari 1 kali pada tube. E-1-31A dan B statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena terjadi bocor lebih dari 1 kali pada tube. E-1-32A dan B statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena Shell, Channel dan Tube mengalami pitting hingga 3 mm.

### C. Furnace

Dari hasil perhitungan dengan menggunakan persamaan diatas dan berdasarkan pada kriteria bahaya, waspada pada Tabel 4.2, maka didapatkan daftar peralatan dengan tingkat resiko kerusakan pada tahap waspada dan bahaya pada Furnace.

**Tabel 5.5 Tabel Historical Data Untuk Furnace di CDU IV**

Legenda		Catatan
1-12	Bulan	Secara umum, setiap unit dibersihkan dari scale setiap kali TA
A	● Korosi	
■	Bocor karena korosi	
▲	Part krusial diganti	
B	● Deformasi	
C	● Deposit	
D	● Rusak Permukaan	
E	● Lain - lain	Keterangan pada tabel tanpa angka (ct: A), berarti tidak terdapat data bulan
Contoh		
11	● Deformasi pada bulan November	tanda (√) tanpa abjad berarti keterangan yang tersedia hanyalah hidrotres/ring tes
5	●● Korosi dan Deposit pada bulan Mei	

## BAB V ANALISIS

No	Tag	1982	1986	1995	2007	2010	2011	2012	Keterangan	Penjelasan Lain
1	F-1-01A		12	8	3	11	4			
2	F-1-01B					11	4			

Berdasarkan data table di atas, pada Furnace di Unit CDU IV tidak terjadi kerusakan dan peralatan dapat dinyatakan aman.

### 5.1.2 Analisis History HVU II

#### A. Column

Dari hasil perhitungan dan berdasarkan pada kriteria aman, waspada dan bahaya pada Tabel 4.2, maka didapatkan daftar peralatan dengan tingkat resiko kerusakan pada tahap aman, waspada dan bahaya pada Column di Unit CDU IV.

Tabel 5.6 Tabel Historical Data Untuk Column di HVU II

Legenda		Catatan
1-12	Bulan	Secara umum, setiap unit dibersihkan dari scale setiap kali TA
A	Korosi	
	Bocor karena korosi	Keterangan pada tabel tanpa angka (ct: A), berarti tidak terdapat data bulan
	Part krusial diganti	
B	Deformasi	
C	Deposit	tanda (√) tanpa abjad berarti keterangan yang tersedia hanyalah hidrotres/ring tes
D	Rusak Permukaan	
E	Lain - lain	
Contoh		
11	Deformasi pada bulan November	
5	Korosi dan Deposit pada bulan Mei	

## BAB V ANALISIS

No	Tag	1982	1997	1998	1999	2001	2004	2005	2007	2008	2009	2011	2012	Keterangan
1	C-2-01		7.8  				4   				1.3    			
2	C-2-02					10 		2.3 		11 	10   			
3	C-2-03					10 		3 				3   		
4	C-2-04													
5	C-2-05					10 		2  			10    			
6	C-2-06					10 		2 			10     			
7	C-2-07		8 			10 		2.3  			2   	3 		
8	C-2-08		8 			10  					10    			Pitting di Shell hingga 3 mm
9	C-2-09		7  			11  				3 				
10	C-2-10		8 					2  			10 			

Dari data table di atas dapat diketahui bahwa pada column hanya 1 tag number yang mengalami kondisi bahaya, yaitu tag number C-2-08 statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena terdapat pitting di shell hingga kedalaman 3 mm.

### B. Heat Exchanger

Dari hasil perhitungan dan berdasarkan pada kriteria aman, waspada dan bahaya pada Tabel 4.2, maka didapatkan daftar peralatan dengan tingkat resiko kerusakan pada tahap waspada dan bahaya pada Heat Exchanger.

Tabel 5.6 Tabel Historical Data Untuk Heat Exchanger di HVU II

Legenda		Catatan
1-12	Bulan	Secara umum, setiap unit dibersihkan dari scale setiap kali TA
A 	Korosi	
	Bocor karena korosi	Keterangan pada tabel tanpa angka (ct: A), berarti tidak terdapat data bulan
	Part krusial diganti	
B 	Deformasi	tanda (√) tanpa abjad berarti keterangan yang tersedia hanyalah hidrotres/ring tes
C 	Deposit	
D 	Rusak Permukaan	
E 	Lain - lain	
Contoh		
11 	Deformasi pada bulan November	
5  	Korosi dan Deposit pada bulan Mei	

## BAB V ANALISIS

No	Tag	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2009	2012	Keterangan
1	E-2-01 A		4 ●				3 ●			Shell, korosi pitting parah
2	E-2-01 B		4 ●				3 ●			Tube bocor, Shell pitting parah
3	E-2-02 A		4 ●●▲				3 ●●			
4	E-2-02 B		4 ●●				3 ●●			
5	E-2-02 C		4 ●●				3 ●●			
6	E-2-02 D		4 ●●				3 ●●			Shell, korosi pitting hingga 2 mm
7	E-2-03 A		4 ●●▲				4 ●▲			Shell, pitting > 1 mm, lebih dari satu kali
8	E-2-03 B		4, 5 ●●▲■	7 ●	12 ●▲		3 ●●			
9	E-2-04 A		4 ●●●				3 ●●●			
10	E-2-04 B						10 ●●●●			
11	E-2-04 C						3 ●●●			
12	E-2-04 D						10 ●●●▲			
13	E-2-04 E									
14	E-2-04 F						3 ●			Tube, bocor lebih dari satu kali
15	E-2-05 A		4 ●				3 ●			
16	E-2-05 B		4 ●●				3 ●			
17	E-2-06 A		4 ●●				3 ●			
18	E-2-06 B		4 ●●●●				3 ●●			
19	E-2-06 C		4, 6 ●●▲■				3 ●●▲■			
20	E-2-07 A		4 ●●▲	7 ●■		5 ■	3 ●●●■			
21	E-2-07 B		4 ●	2 ▲		5 ■	3 ●●			
22	E-2-08 A		4, 5 ●							
23	E-2-08 B		4, 5 ●							
24	E-2-08 C		4, 5 ●							
25	E-2-09		4, 5 ▲	2 ●		9 ●●●	5 ●●●			Shell, pitting > 1 mm, lebih dari satu kali
26	E-2-10		4, 5 ▲	2 ●		9 ●●●	9 ●●●▲			Shell, pitting > 1 mm & lebih dari satu kali, channel bocor
27	E-2-11						3 ●●●			Shell, pitting > 1 kali, paling parah 4 mm
28	E-2-13 A		4, 5 ●●●				3 ●●			
29	E-2-13 B		4, 5 ●●●		4 ●		3 ●●			Tube, pitting, bocor & erosi
30	E-2-14	4, 7 ●●●■	4, 5 ●●	4 ●■			3 ●●●			Tube bocor & erosi
31	E-2-15		4, 5 ●				3 ●			
32	E-2-16 A		4, 5 ●				3 ●●	5 ●		Tube bocor & erosi
33	E-2-16 B		4, 5 ●				3 ●●▲	5 ●		Tube bocor & erosi
34	E-2-17 A		4, 5 ●				3 ●			
35	E-2-17 B		4, 5 ●				3 ●			
36	E-2-18		4, 5 ●				3 ●			
37	E-2-19		4, 5 ●				3 ●			
38	E-2-20 A		4, 5 ●				3 ●▲			Tube erosi
39	E-2-20 B		4, 5 ●				3 ●			
40	E-2-21 A		4, 5 ●				3 ●▲			Tube erosi
41	E-2-21 B		4, 5 ●				3 ●			
42	EA-2-12 A1						3 ●			
43	EA-2-12 A2		4, 5 ▲				3 ●●			Planum, korosi serius & sebagian putus
44	EA-2-12 B1						9 ●●●●			
45	EA-2-12 B2		4, 5 ▲				3 ●●●▲			Planum, korosi serius & sebagian putus
46	EA-2-12 C1		4, 5 ▲				3 ●▲			
47	EA-2-12 C2		4, 5 ▲				3 ●●●▲			

## **BAB V ANALISIS**

---

Dari data table di atas dapat diketahui bahwa pada tag number E-2-01 A statusnya waspada dengan warna kuning. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena korosi pitting di shell cukup parah. E-2-01 B statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena pitting parah di shell dan tube mengalami bocor. E-2-02D statusnya waspada dengan warna kuning. Status waspada diberikan pada peralatan tersebut karena korosi pitting di shell hingga kedalaman 2 mm. E-2-03A statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena pitting di shell hingga kedalaman lebih dari 1 mm dan terjadi lebih dari 1 kali. E-2-04F statusnya waspada dengan warna kuning. Status waspada diberikan pada peralatan tersebut karena tube bocor lebih dari 1 kali. E-2-09 statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena pitting di shell hingga kedalaman lebih dari 1 mm dan terjadi lebih dari 1 kali.

E-2-10 statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena pitting di shell hingga kedalaman lebih dari 1 mm dan terjadi lebih dari 1 kali serta channel bocor. E-2-10 statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena pitting di shell terjadi lebih dari 1 kali dan paling parah mencapai kedalaman 4 mm. E-2-13B statusnya waspada dengan warna kuning. Status waspada diberikan pada peralatan tersebut karena tube mengalami bocor, erosi dan pitting.

E-2-14 statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena pada tube mengalami bocor dan erosi. E-2-16 A dan B statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya

## BAB V ANALISIS

diberikan pada peralatan tersebut karena pada tube mengalami bocor dan erosi. E-2-20 A dan E-20-21 A statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena pada tube mengalami erosi. EA-2-12 A dan EA-12 B2 statusnya bahaya dengan warna merah. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena pada planum mengalami korosi yang serius dan sebagian putus.

### C. Furnace

Dari hasil perhitungan dan berdasarkan pada kriteria aman, waspada dan bahaya pada Tabel 4.2, maka didapatkan daftar peralatan dengan tingkat resiko kerusakan pada tahap waspada dan bahaya pada Heat Exchanger.

Tabel 5.7 Tabel Historical Data Untuk Furnace di HVU II

Legenda		Catatan
1-12	Bulan	Secara umum, setiap unit dibersihkan dari scale setiap kali TA
A ●	Korosi	
■	Bocor karena korosi	
▲	Part krusial diganti	Keterangan pada tabel tanpa angka (ct: A), berarti tidak terdapat data bulan
B ●	Defomasi	
C ●	Deposit	tanda (√) tanpa abjad berarti keterangan yang tersedia hanyalah hidrotres/ring tes
D ●	Rusak Permukaan	
E ●	Lain - lain	
Contoh		
11 ●	Defomasi pada bulan November	
5 ●●	Korosi dan Deposit pada bulan Mei	

No	Tag	1982	1984	1991	1992	1993	1995	1997	2000	2002	2004	2005	2007	2010	2012
1	F-2-01 A			2.3 ●		5.11 ●	8.9 ●▲	8 ●	5 ●			12 ●	3 ●	2.7 ●	
2	F-2-01B		4 ●	2 ●●	5 ●	5 ●▲	8 ●●	8 ●●		1,8,11 ●	4 ●			2.5 ●	

## BAB V ANALISIS

No	Tag	Keterangan
1	F-2-01 A	1991 Burner fire brick No.4,6,8,9,10,12,13 & 14 retak/rusak; - Di beberapa tempat refractory/cement lining retak-retak & rontok. Khususnya di daerah sebelah barat (tanda ditempat), dijumpai bekas rembesan air dari atas; 1993 Burner plate inner dan outer side mengalami overheated dan menyebabkan plate dan burner throat hancur, - Terjadi bocoran hydrocarbon pada seal weld antara nipple dan socket ø 1 1/2" karena tahap pengelasan yang kurang sempurna/kurang bersih dan weld product yang kurang baik (setelah Barat); 1995 Kondisi pipa snuffing steam ø4" dan ø2" umumnya telah mengalami korosi cukup parah terutama dari sisi luar mengalami korosi cukup parah terutama dari sisi luar akibat isolasi yang rusak; 2005 1. Burner tile No. 6 seluruhnya mengalami kerusakan, sedangkan NO. 10 sebanyak 3 segmental dari total 8 segmen rusak, kerusakan akibat flame impingemet ke burner tile karena posisi dari tip gas tidak tepat; 2007 - Quarel Brick (item 6 Draw C.2623-75A) mengalami kerusakan sekitar 60% dari total 28 burner; 2010 Kondisi refractory floor terlihat kotor dan tertutup reruntuhan refractory, setelah dibersihkan dan dilakukan pengujian (dengan hammer test. diketahui kondisi refractory telah mulai rapuh
2	F-2-01B	1991 - Dinding dan seal banyak yang rontok dan retak. Khususnya seal pada return bend sebelah barat rusak berat dan pelatnya menggelembung keluar dengan amplitudo kecil/tidak berarti; 1992 Terjadi kerusakan pada burner terutama pada primary block yang pecah dan cylinder cover/spool piecelair register plate/primary support/spacers bar yang bengkok/rusak; 1993 Dinding cement lining kondisi baik. Sebagian rontok dan retak; 2002 Pada saat operasi ditemukan booor pada beberapa tempat; 2010 Commont stack F-2-02 mengalami kerusakan akibat kebakaran di F-3-4A dan tidak dapat digunakan lagi.

Dari data table di atas dapat diketahui bahwa pada tag number F-2-01A dan F-2-01B statusnya waspada dengan warna kuning. Status bahaya diberikan pada peralatan tersebut karena refractory atau cement lining rontok atau retak-retak.

Maka berdasarkan data historical di CDU IV dan HVU II, didapatkan daftar peralatan dengan tingkat resiko kerusakan pada tahap waspada dan bahaya, disetiap unitnya pada tabel 5.8.

**Tabel 5.8. Status peralatan terhadap risiko kerusakan pada tingkat waspada dan bahaya**

CDU IV	
Tingkat Waspada	
Tag No Peralatan	Nama Bagian Part
E-1-014	shell
E-1-017 A	shell, channel
E-1-017 B	shell, channel

## BAB V ANALISIS

---

Tingkat Bahaya	
C-1-20	Shell
E-1-06 A	Tube
E-1-08 B1	Tube
E-1-09 A1	Shell
E-1-09 A2	Shell
E-1-09 B1	Shell
E-1-09 B2	Shell
E-1-15 A	Shell
E-1-16A	Tube dan shell
E-1-16 B	Shell
E-1-16 B1	Shell
E-1-16 A2	Shell
E-1-18A	Tube
E-1-18B	Channel dan shell
E-1-19 A	Tube
E-1-19 B	Tube
E-1-19 C	Tube
E-1-19 D	Tube
E-1-31A1	Tube dan channel

## BAB V ANALISIS

---

E-1-31B	Tube
E-1-32A	Shell, channel dan tube
E-1-32B	Shell, channel dan tube
<b>HVU II</b>	
<b>Tingkat Waspada</b>	
F-2-01 A	refractory/cement lining
F-2-01 B	refractory/cement lining
E-2-01 A	Shell
E-2-02 D	Shell
E-2-04 F	Tube
E-2-11	Shell
E-2-13 B	Tube
<b>Tingkat Bahaya</b>	
C-2-08	Shell
E-2-01 B	Tube, shell
E-2-03 A	Shell
E-2-09	Shell
E-2-10	Shell, channel
E-2-014	Tube
E-2-016A	Tube

## BAB V ANALISIS

---

E-2-016 B	Tube
E-2-020 A	Tube
E-2-021 A	Tube
EA- 2-012 A2	Planum
EA- 2-012 B2	Planum

Dari hasil evaluasi data historis terhadap peralatan-peralatan di CDU IV dan HVU II, terdapat tiga tipe kerusakan yang terjadi yaitu korosi pitting, erosi dan bocor. Dari hasil peralatan yang dievaluasi, kondisi di unit CDU IV dan HVU II menunjukkan tingkat kerusakan yang lebih tinggi, sedangkan peralatan yang paling tinggi tingkat kerusakannya adalah heat exchanger (HE) dibandingkan dengan peralatan lain.

### 5.2 ANALISIS KOROSI

Corrosion Mapping adalah suatu metode penilaian yang dilakukan untuk peralatan proses dan ditinjau berdasarkan aspek korosinya. Data yang dihasilkan nantinya digunakan sebagai data awal untuk melakukan kajian RLA (Remaining Life Assessment). Sama halnya dengan corrosion mapping yang dilakukan pada unit CDU IV, dan HVU II di Pertamina RU V Balikpapan, data hasil mapping tersebut nantinya digunakan sebagai data utama untuk kajian yang lainnya yang dalam hal ini adalah RLA. Dari hasil corrosion mapping, dijelaskan mekanisme korosi apa saja yang mungkin terjadi yang nantinya memudahkan untuk penyusunan metode maintenance dan inspeksi peralatan proses.

Pada bab ini akan diuraikan kondisi operasi dan fluida kerja pada setiap peralatan yang ada di unit CDU IV, dan HVU II, sehingga dapat ditentukan tingkat kerawanannya terhadap korosi berdasarkan API 581.

### 5.2.1 Tingkat Kerawanan Terhadap Korosi

Secara umum, jenis kerusakan yang mungkin terjadi pada peralatan di unit CDU IV, dan HVU II adalah dalam bentuk thinning (penipisan) dan cracking. Detail mekanisme kerusakan yang terjadi ada 5 jenis, yaitu:

1. Thinning (HCL Corrosion)
2. Thinning (High Temperature Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)
3. Thinning (CO2 Corrosion)
4. Stress Corrosion Cracking (SCC-SSC)
5. Stress Corrosion Cracking (HIC/SOHIC)

Faktor utama yang menyebabkan terjadinya mekanisme tersebut adalah adanya kandungan klor, sulfur dan CO<sub>2</sub>. Nilai P,V,T dari peralatan mempengaruhi kecepatan korosi (Rc) sehingga dimungkinkan dalam komposisi fluida yang sama terjadi tingkat kerawanan yang berbeda. Untuk mekanisme Thinning (HCl Corrosion), nilai pH dan temperatur merupakan parameter utama dari mekanisme korosi ini. Semakin tinggi temperatur, maka laju korosi (Nilai Rc) akan semakin besar sehingga kemungkinan besar dapat berpengaruh terhadap tingkat kerawanan korosi dari peralatan. Berbeda dengan Thinning – CO<sub>2</sub> Corrosion, mekanisme ini merupakan kebalikan dari Thinning – HCl Corrosion dimana nilai laju korosi tertinggi (Rc) terjadi pada temperatur yang lebih rendah. Untuk mekanisme Thinning (High Temperature Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion), selain faktor konsentrasi Sulfur, TAN dan Temperatur, jenis material juga sangat berpengaruh. Material *cladding* dengan material grade tinggi yang mengandung Chrom dan Molibden akan memperlambat laju korosi (Nilai Rc rendah). Untuk mekanisme cracking, selain faktor lingkungan (terutama H<sub>2</sub>S dan Air), faktor utama yang berpengaruh terhadap peristiwa ini adalah penerapan PWHT (PostWeld Heat Treatment) dan harga kekerasan material. Tanpa PWHT, kecenderungan material untuk terjadi cracking akan

## BAB V ANALISIS

semakin meningkat. Pada pemetaan korosi ini, kondisi batas di atas diterapkan pada dua buah batasan parameter lingkungan fluida yaitu fluida dengan komposisi maksimum disebut keadaan worst case dan komposisi rata-rata atau average.

Untuk metoda penentuan tingkat kerawannya berdasarkan API 581 dapat dilihat pada table 5.9.

**Tabel 5.9. Metode penentuan tingkat kerawanan akibat thinning.**

Acuan			Penjelasan
Ra/Rc	Tingkat Kerawanan	Keterangan	
Ra/Rc < 1	Bahaya	Rc (Calculated Corrosion Rate – Berdasarkan API 581)	Untuk pernyataan Bahaya/Waspada/Aman, hal itu dilihat dari parameter CA. <b>Bahaya</b> = CA sudah melewati sehingga diprediksi korosi sudah menyerang base metal.
1 < Ra/Rc < 1,5	Waspada	Ra (Corrosion Allowance /year design)	<b>Waspada</b> = CA masih ada namun kecil sehingga dalam beberapa waktu korosi bisa saja mulai menyerang base metal
Ra//Rc > 1,5	Aman		<b>Aman</b> = CA masih bisa mengatasi korosi yang terjadi

### 5.2.2 Analisis Korosi di Peralatan Unit CDU IV

Dari hasil corrosion mapping pada seluruh peralatan di CDU IV dapat disampaikan bahwa mayoritas peralatannya berada pada tingkat kerawanan korosi yang rendah (aman). Namun ada beberapa peralatan Kolom dan Heat Exchanger yang berada pada kondisi tingkat kerawanan tinggi (bahaya/waspada) akibat

## BAB V ANALISIS

mekanisme thinning ataupun cracking. Daftar peralatan yang berada pada tingkat kerawanan tinggi ditabulasi pada tabel 5.10.

**Tabel 5.10 List peralatan yang berada dalam kondisi tingkat kerawanan tinggi di unit CDU IV**

No.	Tag No. & Nama Peralatan		Fluida & Komposisi Kimia	Mekanisme Korosi	Keterangan	Tingkat Kerawanan Korosi
1.	C-1-01	CRUDE COLUMN	Over head Vapour C2 = 4.00%; C3 = 59.77%; iC4 = 12.10%; nC4 = 23.93%; iC5 = 0.19% 0 vol% H <sub>2</sub> O 0 wt% S N/A mg KOH/g TAN 10.89 wt% CO <sub>2</sub> 0.15 % mol H <sub>2</sub> S 2 ppm Cl pH : 7.3	CO <sub>2</sub> Corrosion	P = 0.39 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 44.29 °C ; v Gas= 7 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 70 Monel CLAD	Bahaya
			Over Head Vapour	CO <sub>2</sub> Corrosion	P = 1.01 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 124 °C ; v Liquid= 0.4 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 70 Monel CLAD	Bahaya
			<0.05 vol% H <sub>2</sub> O 001 wt% S 0.01 mg KOH/g TAN 10.89 wt% CO <sub>2</sub> 0.15 % mol H <sub>2</sub> S 2.02 ppm Cl pH : 7.3	SCC (SSC)		Low susceptibility
			Tray 1	SCC (HIC/SOHIC)		Medium susceptibility
			Over Head vapour	CO <sub>2</sub> Corrosion	P = 1.02 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 169 °C ; v Liquid= 0.4 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 70 Monel CLAD	aman
			<0.05 vol% H <sub>2</sub> O 001 wt% S 0.02 mg KOH/g TAN 10.07 wt% CO <sub>2</sub>	SCC (SSC)		Low susceptibility
Tray 4	SCC (HIC/SOHIC)	Medium susceptibility				

## BAB V ANALISIS

			0.14 % mol H <sub>2</sub> S 1.25 ppm Cl pH : 7.5			
		Tray 16	Kerosene	CO <sub>2</sub> Corrosion	P = 1.09 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 180 °C ; v Liquid= 0.4 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 70	aman
			<0.05 vol% H <sub>2</sub> O	SCC (SSC)		Low susceptibility
			0.04 wt% S 0.12 mg KOH/g TAN 7.61 wt% CO <sub>2</sub> 0.10 % mol H <sub>2</sub> S 1.41 ppm Cl pH : 8.1	SCC (HIC/SOHIC)		Medium susceptibility
		Tray 18	Kerosene	CO <sub>2</sub> Corrosion	P = 1.1 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 180.4 °C ; v Liquid= 0.4 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 70	aman
			<0.05 vol% H <sub>2</sub> O	SCC (SSC)		Low susceptibility
			0.04 wt% S 0.12 mg KOH/g TAN 7.19 wt% CO <sub>2</sub> 0.10 % mol H <sub>2</sub> S 1.34 ppm Cl pH : 8.2	SCC (HIC/SOHIC)		Medium susceptibility
		Tray 19	Kerosene	CO <sub>2</sub> Corrosion	P = 1.1 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 180.4 °C ; v Liquid= 0.4 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 70	aman
			<0.05 vol% H <sub>2</sub> O	SCC (SSC)		Low susceptibility
			0.04 wt% S 0.12 mg KOH/g TAN 6.99 wt% CO <sub>2</sub> 0.10 % mol H <sub>2</sub> S 1.30 ppm Cl pH : 8.3	SCC (HIC/SOHIC)		Medium susceptibility
		Tray 30	LGO	CO <sub>2</sub> Corrosion	P = 1.17kg/cm <sup>2</sup> g; T = 233 °C ; v Liquid= 0.8 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 70	Aman
			<0.05 vol% H <sub>2</sub> O	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)		Waspada
			0.12 wt% S 0.13 mg KOH/g TAN 4.73 wt% CO <sub>2</sub> 0.07 % mol H <sub>2</sub> S 0.88 ppm Cl pH : 8.8	SCC (SSC)		Low susceptibility
				SCC (HIC/SOHIC)		Medium susceptibility
		Tray 32	LGO	CO <sub>2</sub> Corrosion	P = 1.18 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 248.4 °C ; v Liquid= 0.4 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 70.12 Cr CLAD	Aman
			<0.05 vol% H <sub>2</sub> O	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)		Aman
			0.12 wt% S 0.13 mg KOH/g TAN 4.32 wt% CO <sub>2</sub> 0.06 % mol H <sub>2</sub> S 0.80 ppm Cl pH : 8.9	SCC (SSC)		Low susceptibility
				SCC (HIC/SOHIC)		Medium susceptibility
		Tray 33	LGO	CO <sub>2</sub> Corrosion	P = 1.18 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 259 °C ; v Liquid= 0.4 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 70.12 Cr CLAD	Aman
			<0.05 vol% H <sub>2</sub> O	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)		Aman
			0.12 wt% S 0.13 mg KOH/g TAN 4.11 wt% CO <sub>2</sub> 0.06 % mol H <sub>2</sub> S 0.76 ppm Cl pH : 9	SCC (SSC)		Low susceptibility
				SCC (HIC/SOHIC)		Medium susceptibility
		Tray 41	HGO	CO <sub>2</sub> Corrosion	P = 1.24 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 318 °C ; v Liquid= 0.7 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 70.12 Cr CLAD	Aman
			<0.05 vol% H <sub>2</sub> O 0.29 wt% S 0.38 mg KOH/g TAN	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid		Aman

## BAB V ANALISIS

				2.47 wt% CO <sub>2</sub> 0.03 % mol H <sub>2</sub> S 0.46 ppm Cl pH : 9.4	Corrosion) SCC (SSC) SCC (HIC/SOHIC)	P = 1.25 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 323 °C ; v Liquid= 0.5 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 70.12 Cr CLAD	Low susceptibility										
				Tray 43	HGO		CO <sub>2</sub> Corrosion	Aman									
					<0.05 vol% H <sub>2</sub> O 0.29 wt% S 0.38 mg KOH/g TAN 2.06 wt% CO <sub>2</sub> 0.03 % mol H <sub>2</sub> S 0.38 ppm Cl pH : 9.5		Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion) SCC (SSC) SCC (HIC/SOHIC)	Aman									
					Tray 44		HGO	CO <sub>2</sub> Corrosion	Aman								
							<0.05 vol% H <sub>2</sub> O 0.29 wt% S 0.38 mg KOH/g TAN 1.85 wt% CO <sub>2</sub> 0.03 % mol H <sub>2</sub> S 0.34 ppm Cl pH : 9.5	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion) SCC (SSC) SCC (HIC/SOHIC)	Aman								
							Tray 50	Crude	CO <sub>2</sub> Corrosion	Aman							
								<0.05 vol% H <sub>2</sub> O 0.23 wt% S 0.27 mg KOH/g TAN 0.62 wt% CO <sub>2</sub> 0.01 % mol H <sub>2</sub> S 0.11 ppm Cl pH : 9.8	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion) SCC (SSC) SCC (HIC/SOHIC)	Bahaya							
				Tray 53	Reduced Crude		CO <sub>2</sub> Corrosion	Aman									
									C2 = 0.65%; C3 = 9.73%; iC4 = 2.17%; nC4 = 11.1%; iC5 = 3.25%; nC5 = 3.05%; C6+ = 76.28%	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion) SCC (SSC) SCC (HIC/SOHIC)	P = 1.29 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 345.9 °C ; v Liquid= 0.3 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 70.12 Cr CLAD	Bahaya					
									Bottom	Reduced Crude		CO <sub>2</sub> Corrosion	Aman				
										C6+ = 100% <0.05 vol% H <sub>2</sub> O 0.34 wt% S 0.48 mg KOH/g TAN 0.67 ppm Cl pH : 7		Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion) SCC (SSC) SCC (HIC/SOHIC)	Bahaya				
										2.		C-1-14	COMPRESSOR SUCTION DRUM	Vapour Over Head	CO <sub>2</sub> Corrosion	P = 0.63 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 49 °C ; v Gas= 0.2 - 3 ft/s; Mat'l = SA-285 GR. C	Bahaya
														C2 = 4.00%; C3 = 59.77%; iC4 = 23.93%; iC5 = 0.19% N/A vol% H <sub>2</sub> O N/A mg KOH/g TAN 10.89 wt% CO <sub>2</sub> 0.15 mol% H <sub>2</sub> S pH : 7			
														3.			
				C2 = 4.00%; C3 = 59.77%; iC4 = 23.93%; iC5 = 0.19% N/A vol% H <sub>2</sub> O N/A mg KOH/g TAN 10.89 wt% CO <sub>2</sub> 0.15 mol% H <sub>2</sub> S pH : 7													

## BAB V ANALISIS

4.	E-1-05 A/B	DESALTED CRUDE/LGO PRODUCT EXCHANGER	Shell	LGO API grav. = 37; Specific grav. = .84; Cetane number = 50 <0,05 vol% H <sub>2</sub> O 0.12 wt% Sulfur 0.13 mg KOH/g TAN 0 ppm Cl pH : 7	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)	P = 11.76 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 279 °C ; v Liquid = 0.098 ft/s; Mat'l = SA-285 GR. C	Waspada
5.	E-1-08 A/B	DESALTED CRUDE/REDUCED CRUDE EXCHANGERS	Tube	Reduced Crude C6+ = 100% <0,05 vol% H <sub>2</sub> O 0.34 wt% Sulfur 0.48 mg KOH/g TAN 0 ppm Cl pH : 7	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)	P = 14.8 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 253 °C ; v Liquid = 1.44 ft/s; Mat'l = A 213 T5	Waspada
6.	E-1-11	LGO STRIPPER REBOILER	Tube	Reduced Crude C6+ = 100% <0,05 vol% H <sub>2</sub> O 0.34 wt% Sulfur 0.48 mg KOH/g TAN 0 ppm Cl pH : 7	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)	P = 16.9 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 333 °C ; v Liquid = 1.61 ft/s; Mat'l = A 213 T5	Bahaya
7.	E-1-12	STABILIZER REBOILER	Tube	HGO API grav. = 32; Specific grav. = .865; Cetane number = 58 <0,05 vol% H <sub>2</sub> O 0.12 wt% Sulfur 0.27 mg KOH/g TAN	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)	P = 6.1 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 299 °C ; v Liquid = 0.98 ft/s; Mat'l = A 213 T11	Waspada
				0 ppm Cl pH : 7			
8.	E-1-13	NAPHTHA SPLITTER REBOILER	Tube	LGO API grav. = 37; Specific grav. = .84; Cetane number = 50 <0,05 vol% H <sub>2</sub> O 0.12 wt% Sulfur 0.13 mg KOH/g TAN 0 ppm Cl pH : 7	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)	P = 8.4 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 260 °C ; v Liquid = 3.97 ft/s; Mat'l = A 214	Waspada
9.	E-1-14	STABILIZER FEED EXCHANGER	Shell	Unstabilized Naphtha API grav. = 54 - 69; Specific grav. = 0.70 - 0.76 <0,05 vol% H <sub>2</sub> O 0.02 mg KOH/g TAN 0.01 wt% Sulfur 0 ppm Cl pH : 0	Thinning (HCl Corrosion)	P = 12.5 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 130 °C ; v Liquid = 0.36 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 60	Bahaya
			Tube	Stabilized Naphtha API grav. = 54 - 69; Specific grav. = 0.70 - 0.76 <0,05 vol% H <sub>2</sub> O 0.02 mg KOH/g TAN 0.01 wt% Sulfur 0 ppm Cl pH : 0	Thinning (HCl Corrosion)	P = 10.6 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 200 °C ; v Liquid = 3.281 ft/s; Mat'l = A 214	Bahaya
10.	E-1-15 A/B	KEROSENE PRODUCT TRIM COOLER	Tube	Sea Water H <sub>2</sub> O 98 vol% H <sub>2</sub> O	Thinning (HCl Corrosion)	P = N/A kg/cm <sup>2</sup> g; T = N/A °C ; v Liquid = 3.281 ft/s; Mat'l = AL-BRASS	Bahaya

## BAB V ANALISIS

				High Salt 1.1 wt % NaOH 9000 ppm Cl pH : 6.5-7			
11.	E-1-16 A/B/C/D	STABILISZER CONDENSER		Sea Water H <sub>2</sub> O 98 vol% H <sub>2</sub> O High Salt 1.1 wt % NaOH 9000 ppm Cl pH : 6.5-7	Thinning (HCl Corrosion)	P = N/A kg/cm <sup>2</sup> ; T = N/A °C ; v Liquid = 3.281 ft/s; Mat'l = AL-BRASS	Bahaya
12.	E-1-17 A/B	HEAVY NAPHTHA TRIM COOLER	Tube	Sea Water H <sub>2</sub> O 98 vol% H <sub>2</sub> O High Salt 1.1 wt % NaOH 9000 ppm Cl pH : 6.5-7	Thinning (HCl Corrosion)	P = N/A kg/cm <sup>2</sup> ; T = N/A °C ; v Liquid = 3.281 ft/s; Mat'l = AL-BRASS	Waspada
13	E-1-29	LGO PRODUCT TRIM COOLER	Tube	Sea Water H <sub>2</sub> O 98 vol% H <sub>2</sub> O High Salt 1.1 wt % NaOH 9000 ppm Cl pH : 6.5-7	Thinning (HCl Corrosion)	P = N/A kg/cm <sup>2</sup> ; T = N/A °C ; v Liquid = 3.281 ft/s; Mat'l = AL-BRASS	
14.	Ea-1-21	CRUDE COLUMN O/H CONDENSER	Tube	LPG	CO <sub>2</sub> Corrosion	P = 2.81 kg/cm <sup>2</sup> ; T = 110 °C ; v Liquid = 0.92 ft/s; Mat'l = SA-179	Bahaya
				C2 = 4.00%; C3 = 59.77%; iC4 = 12.10%; nC4 = 23.93%; iC5 = 0.19% <0,05 vol% H <sub>2</sub> O 10.89 wt% CO <sub>2</sub> 0.15 % mol % H <sub>2</sub> S pH : 5.1	SCC (SSC)		Low susceptible
					SCC (HIC/SOHIC)		Low susceptible

### 5.2.2.1 Analisis korosi pada Furnace

Furnace yang terdapat di CDU IV berfungsi untuk menaikkan temperatur fluida crude yang akan masuk ke kolom utama C-1-01 crude column. Aliran proses yang terjadi di Furnace berlangsung pada temperatur yang cukup tinggi. Namun dengan desain material dan komposisi fluida yang tersedia, mekanisme korosi diprediksi tidak terjadi sehingga untuk Furnace F-1-01A/B berada pada tingkat kerawanan rendah (aman).

### 5.2.2.2 Analisis korosi pada Kolom

Kolom utama pada unit CDU IV yaitu C-1-01 crude column dibangun dengan menggunakan material A516 GR.60 + CLAD Monel, 5%Cr dan 12% Cr. Fluida yang mengalir di bagian top adalah jenis LPG, di bagian tengah adalah Kerosene, HGO dan LGO sedangkan di bagian bottomnya adalah fluida crude dan reduced crude. Di bagian top kolom dan Tray 1 Kolom C-1-01, mekanisme korosi didominasi oleh CO<sub>2</sub> corrosion. Kadar CO<sub>2</sub> di bagian top (untuk komposisi worst case) sangat tinggi sehingga laju korosi akibat CO<sub>2</sub> juga meningkat sehingga mengakibatkan

## BAB V ANALISIS

---

tingginya nilai Rc sehingga berstatus bahaya. Berbeda halnya dengan komposisi average, kondisi di bagian top dan Tray 1 memiliki kadar CO<sub>2</sub> yang relatif rendah sehingga statusnya hijau (aman). Korosi yang terjadi di area bottom kolom yang memiliki komposisi %S dan TAN serta temperature diatas 400°F adalah Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion).

Jika dilihat dari komposisinya, sebenarnya mulai dari bagian top ke bagian bottom memiliki nilai %S dan TAN, namun seiring dengan semakin tingginya temperatur ke arah bottom membuat korosi Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion) semakin berperan terhadap tingkat kerawanan pada kolom utama ini. Selain thinning, mekanisme cracking juga diprediksi terjadi pada kolom ini yaitu SCC (SSC) dan SCC (HIC/SOHIC). Cracking SCC (SSC) terjadi pada level low, namun untuk jenis cracking SCC (HIC/SOHIC) berada pada tingkat medium/waspada. Perbedaan tingkat kerawanan dari kedua cracking tersebut disebabkan oleh kadar Sulfur pada material dimana untuk SCC (HIC/SOHIC) hal tersebut sangat diperhatikan. Sama halnya dengan bagian top kolom C-1-01, pada kolom C-1-14 compressor suction drum dan C-1-16 blowcase juga terjadi mekanisme CO<sub>2</sub> corrosion yang diakibatkan oleh tingginya kadar CO<sub>2</sub> dalam fluida. Tingginya kadar CO<sub>2</sub> merupakan faktor utama dalam mekanisme thinning. Semakin besar kadar CO<sub>2</sub> akan meningkatkan laju korosi sehingga nilai Rc semakin tinggi pula. Khusus untuk kolom C-1-05 Stabilized Column, terjadi perbedaan komposisi fluida untuk kondisi average dan worst case.

Akibat adanya perbedaan komposisi tersebut terutama CO<sub>2</sub> maka di daerah dengan komposisi fluida average terjadi CO<sub>2</sub> corrosion. Area Top, Tray 1 dan 5 di kolom C-1-05 statusnya menjadi merah (bahaya) dikarenakan pada area tersebut kadar CO<sub>2</sub> nya yang paling tinggi dibandingkan dengan area yang lainnya. Bagian lain yang tidak disebutkan dalam tabel 5.10 hal itu

berarti dinyatakan aman terhadap mekanisme Thinning terutama akibat High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion. Sebenarnya, bagian yang dinyatakan aman masih memungkinkan terjadi korosi namun komposisi fluida dan kondisi operasi khususnya temperatur tidak memungkinkan terjadi korosi yang tinggi sehingga tingkat kerawanan korosi masih dinyatakan aman.

### 5.2.2.3 Analisis Korosi Pada Heat Exchanger

Secara keseluruhan, peristiwa korosi di HE dengan kondisi fluida yang worst case dan average tidak menunjukkan perbedaan yang signifikan. Pada umumnya, mekanisme korosi yang dimungkinkan terjadi pada Heat Exchanger di unit CDU IV adalah mekanisme korosi Thinning (High Temperature Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion) dan Thinning (HCl Corrosion). Untuk mekanisme Thinning (High Temperature Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion), faktor utama yang menyebabkan korosi tersebut adalah %S, TAN dan temperatur operasi. Perbedaan jenis material yang digunakan cukup berpengaruh, namun hanya dalam hal penentuan nilai Rc nya saja. Baja paduan yang memiliki %Cr tinggi akan lebih tahan terhadap korosi Thinning (High Temperature Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion) dibandingkan dengan material baja karbon. Sedangkan untuk Thinning (HCl Corrosion), faktor %Cl, pH dan kadar H<sub>2</sub>O merupakan syarat utama terjadinya korosi tersebut. Perbedaan temperatur operasi berpengaruh dalam penentuan nilai Rc karena Rc berbanding lurus dengan harga temperatur.

Berbeda dengan Heat Exchanger di unit HVU III, untuk bagian Heat Exchanger CDU IV yang berada pada tingkat kerawanan cukup tinggi (bahaya/waspada) mayoritas terjadi pada Tube. Hal tersebut terjadi karena temperatur di beberapa tube cukup tinggi yaitu bekerja diatas temperatur 400°F. Tube Heat Exchanger pada unit CDU IV yang berada pada tingkat

## **BAB V ANALISIS**

---

kerawanan cukup tinggi (bahaya/waspada) akibat mekanisme Thinning (High Temperature Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion) yaitu E-1-05A/B,-08A/B,-11,-12 dan E-1-13. Adanya perbedaan tingkat kerawanan antara waspada dan bahaya diakibatkan oleh perbedaan temperatur operasi antara E-1-11 dengan yang lainnya. Untuk Heat Exchanger E-1-14,-15A/B,-16A/B/C/D,-17A/B,-29 dan E-1-21 mekanisme korosi yang terjadi adalah thinning (HCl Corrosion).

Tingkat kerawanan waspada/bahaya ditentukan dengan adanya faktor temperatur dimana semakin tinggi temperatur maka laju korosi semakin tinggi sehingga nilai Rc menjadi tinggi pula. Pada shell Heat Exchanger Ea-1-21 crude column O/H condenser, tingkat kerawanannya tinggi (bahaya) karena terjadi CO<sub>2</sub> corrosion yang disebabkan oleh aliran LPG. Sama halnya dengan yang terjadi di bagian top kolom utama C-1-01, kandungan CO<sub>2</sub> di Ea-1-21 juga tinggi sehingga nilai Rc besar atau tingkat kerawanan tinggi (bahaya).

Beberapa Heat Exchanger yang tidak disebutkan dalam tabel 5.10, kondisinya berada pada tingkatkerawanan korosi yang relatif rendah. Selebihnya aliran fluida tidak menyebabkan korosi atau dalam kondisi not susceptible bahkan beberapa terjadi korosi namun nilai Rc rendah (Ra/Rc tinggi) sehingga masih berada dalam level aman.

### **5.2.3 Analisis Korosi di Peralatan Unit HVU II**

Kondisi peralatan di unit HVU II mayoritas berada pada tingkat kerawanan yang rendah (aman). Namun, terdapat beberapa peralatan Heat Exchanger yang berada pada kondisi tingkat kerawanan tinggi (bahaya)/sedang(waspada). Walaupun terdapat perbedaan komposisi fluida antara worst case dengan average namun dari hasil analisis korosi ternyata hasilnya tidak menunjukkan perbedaan yang signifikan. Daftar peralatan yang berada pada tingkat

## BAB V ANALISIS

kerawanan tinggi untuk komposisi worst case diperlihatkan pada tabel 5.11.

**Tabel 5.11 List peralatan yang berada dalam kondisi tingkat kerawanan tinggi di unit HVU II**

Tag No. & Nama Peralatan			Fluida & Komposisi Kimia	Mekanisme Korosi	Keterangan	Tingkat Kerawanan Korosi
C-2-01	VACUUM COLUMN	Tray 3	Residu 0.47 (%wt) S 0.78 (mg KOH/gr) TAN pH : 7-8	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)	P = 0.01 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 399 °C ; v Liquid= 0.3 – 0.98 ft/s; Mat'l = CS Tp 405	Waspada
		Bottom	Residu 0.64 (%wt) S 0.98 (mg KOH/gr) TAN pH : 7-8	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)	P = 0.01 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 399 °C ; v Liquid= 0.3 – 0.98 ft/s; Mat'l = CS Tp 405	Waspada
C-2-02	CHARGE SURGE DRUM	Bottom	Reduced Crude 0.31 (%wt) S 0.48 (mg KOH/gr) TAN pH : 7-8	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)	P = 1 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 235 °C ; v Liquid= 3.281 ft/s; Mat'l = SA-285 GR. C	Waspada
E-2-01 A/B	HVGO - TOTAL FEED EXCHANGERS	Shell	HVGO 0.30 (%wt) S 0.68 (mg KOH/gr) TAN Ph : 7-8	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)	P = 18.8 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 282 °C ; v Liquid = 8.1 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 60	Bahaya
E-2-02 A/D	HOT BOTTOMS -	Shell	0.64 (%wt) S 0.98 (mg KOH/gr) TAN	Thinning (High temperatur	P = 14.63 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 366 °C ; v Liquid = 3.9 ft/s; Mat'l	Bahaya
	TOTAL FEED EXCHANGERS		Ph : 7-8	Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)	= SA-516 GR. 60	
		Tube	0.31 (%wt) S 0.48 (mg KOH/gr) TAN Ph : 7-8	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)	P = 12.5 kg/cm <sup>2</sup> g; T = 277 °C ; v Liquid = 3.9 ft/s; Mat'l = SA-516 GR. 60	Bahaya
E-1-04 A/F	HVGO CIRCULATING WATER EXCHANGER	Tube	Reduced Crude C6+ = 100% <0,05 vol% H <sub>2</sub> O 0.34 wt% Sulfur 0.48 mg KOH/g TAN 0 ppm Cl pH : 7	Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion)	P = 17.3kg/cm <sup>2</sup> g; T = 273 °C ; v Liquid = 0.75 ft/s; Mat'l = A 719	Bahaya

### **5.2.3.1 Analisis korosi pada Furnace**

Furnace di unit HVU II berfungsi untuk menaikkan temperatur fluida jenis reduced crude yang akan masuk ke kolom utama C-2-01 Vacuum Column. Kondisi temperatur tinggi di Furnace telah diantisipasi dengan material yang sesuai. Dengan rencangan material tersebut dan berdasarkan komposisi fluida yang tersedia, maka peristiwa korosi diprediksi tidak akan terjadi sehingga status Furnace F-2-01 berada pada tingkat kerawanan rendah (aman).

### **5.2.3.2 Analisis Korosi Pada Kolom**

Kolom utama pada unit HVU II yaitu C-2-01 Vacuum Column dibangun dengan menggunakan material CS + TP 405 (A263). Fluida yang mengalir di bagian top yaitu jenis fluida residu. Seluruh bagian kolom cenderung mengalami penipisan dengan mekanisme korosi berupa High temperature Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion dan status peralatan berada pada tingkat waspada. Hal tersebut terjadi dikarenakan material yang digunakan sudah melampaui umur desainnya yaitu 29 tahun. Sama halnya dengan kolom C-2-02 yang berada pada tingkat waspada dengan mekanisme korosi berupa Thinning (High temperatur Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion) terutama di area bottom. Dikarenakan materialnya yang hanya termasuk kedalam baja biasa meskipun dengan temperature yang masih rendah akan menunjukkan tingkat kerawanan yang cukup signifikan dan masuk ke level waspada seperti terlihat pada tabel 5.11.

Untuk kolom yang lainnya yang ada di HVU II namun tidak ada di tabel 5.11, kondisinya berada pada tingkat kerawanan korosi yang relatif rendah dan ada juga yang tidak dimungkinkan terjadinya korosi. Hal tersebut ada yang diakibatkan karena fluida yang mengalir tidak menyebabkan korosi (not susceptible) dan ada pula yang terjadi korosi namun masih berada pada tingkatan

nilai Rc rendah (Ra/Rc tinggi) sehingga masih berada dalam level aman.

### 5.2.3.3 Analisis Korosi Pada Heat Exchanger

Secara umum untuk mekanisme korosi yang dimungkinkan terjadi pada Heat Exchanger di unit HVU II hanya mekanisme korosi Thinning (High Temperature Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion). Bagian Heat Exchanger yang berada pada tingkatan kerawanan cukup tinggi (bahaya/waspada) mayoritas terjadi pada tube, namun ada 1 yang terjadi pada shellnya. Semuanya mengalirkan jenis fluida HVGO didalamnya. Tingkat kerawanan akibat korosi Thinning (High Temperature Sulfidic/Naphtenic Acid Corrosion) terjadi selain dikarenakan cukup tingginya %S dan TAN, juga karena temperatur operasi yang cukup tinggi. Beberapa Heat Exchanger pada unit HVU II yang berada pada tingkat kerawanan cukup tinggi (bahaya/waspada) yaitu E-2-01A/B,-02A/D,dan E-1-04A/F.

Untuk Heat Exchanger unit HVU II yang lain yang tidak ada dalam list di tabel 5.11, kondisinya berada pada tingkat kerawanan korosi yang relatif rendah. Hal tersebut ada yang diakibatkan karena fluida yang mengalir tidak menyebabkan korosi (not susceptible) dan ada pula yang terjadi korosi namun masih berada pada tingkatan nilai Rc rendah (Ra/Rc tinggi) sehingga masih berada dalam level aman.

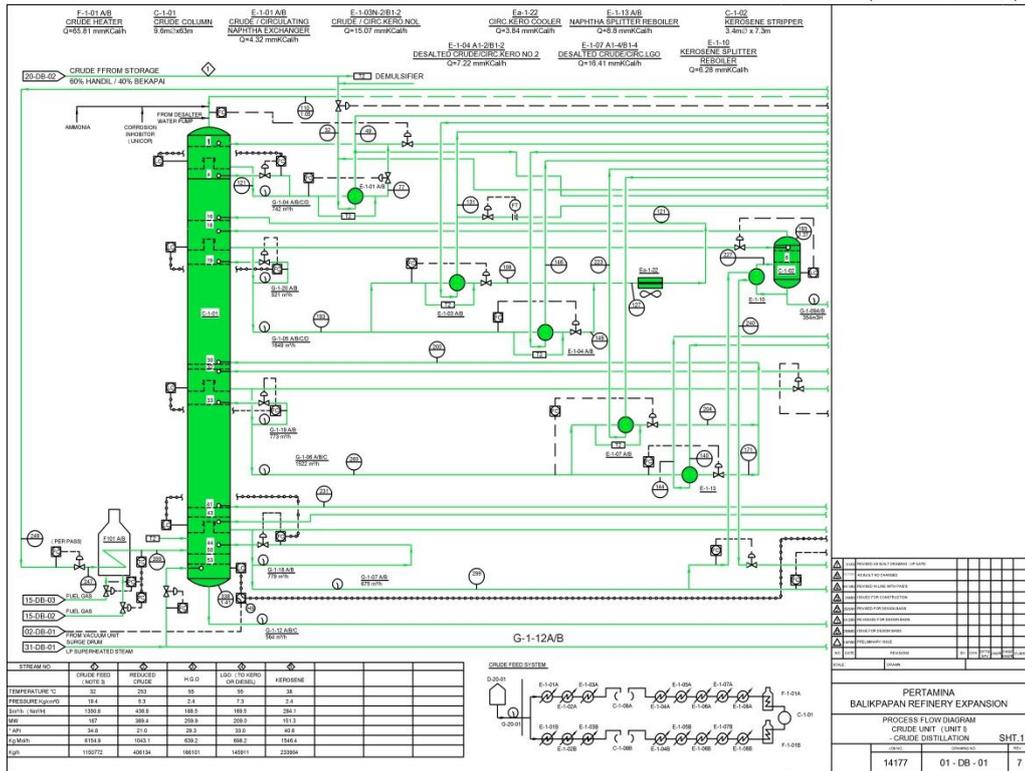
## 5.3 PFD warna CDU IV dan HVU II

### 5.3.1 PFD Warna CDU IV dan HVU II berdasarkan Data History

Berikut ini adalah gambar pewarnaan *Process Flow Diagram* (PFD) berdasarkan historical data CDU IV dan HVU II.

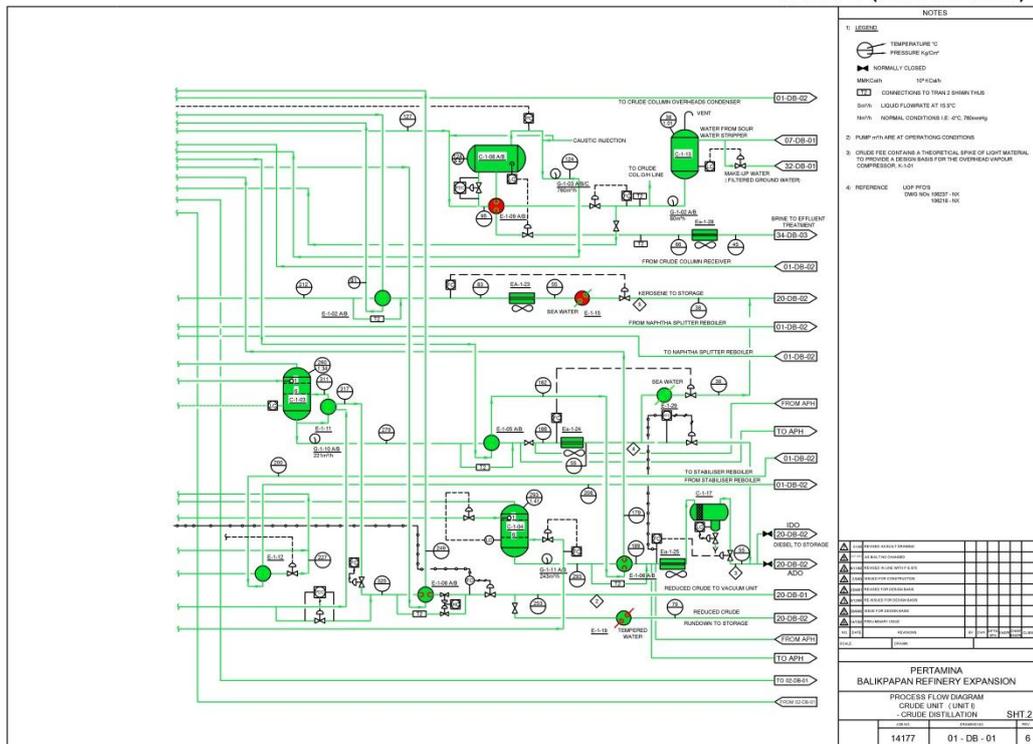
# BAB V ANALISIS

CDU IV A (HISTORY CARD)



Gambar 5.1 Pewarnaan PFD CDU IV A

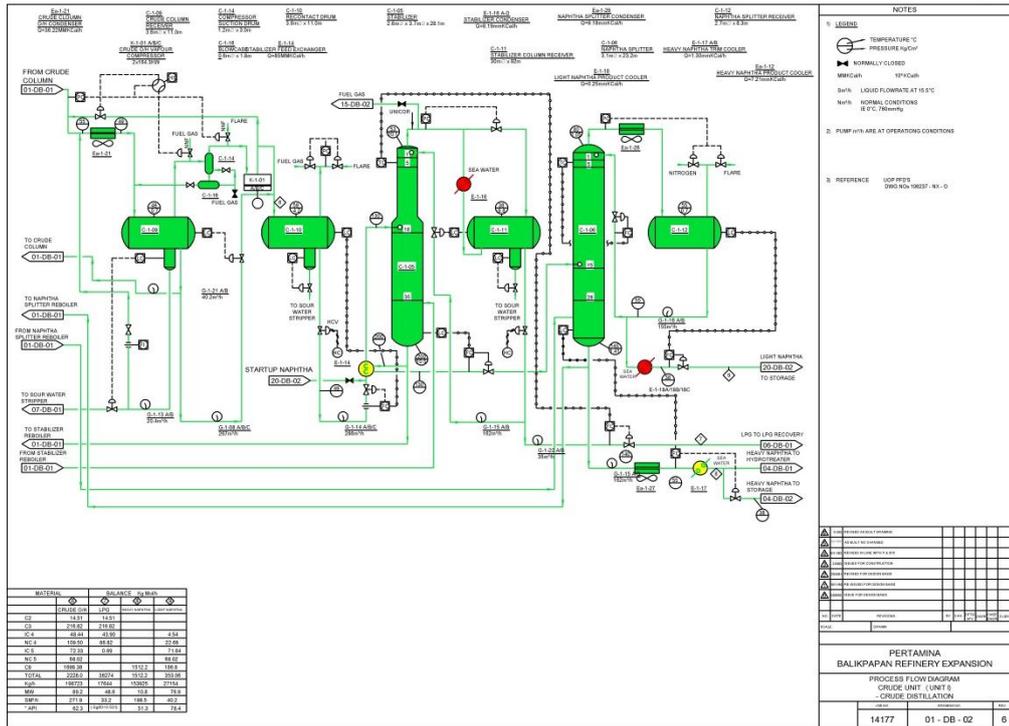
CDU IV B (HISTORY CARD)



Gambar 5.2 Pewarnaan PFD CDU IV B

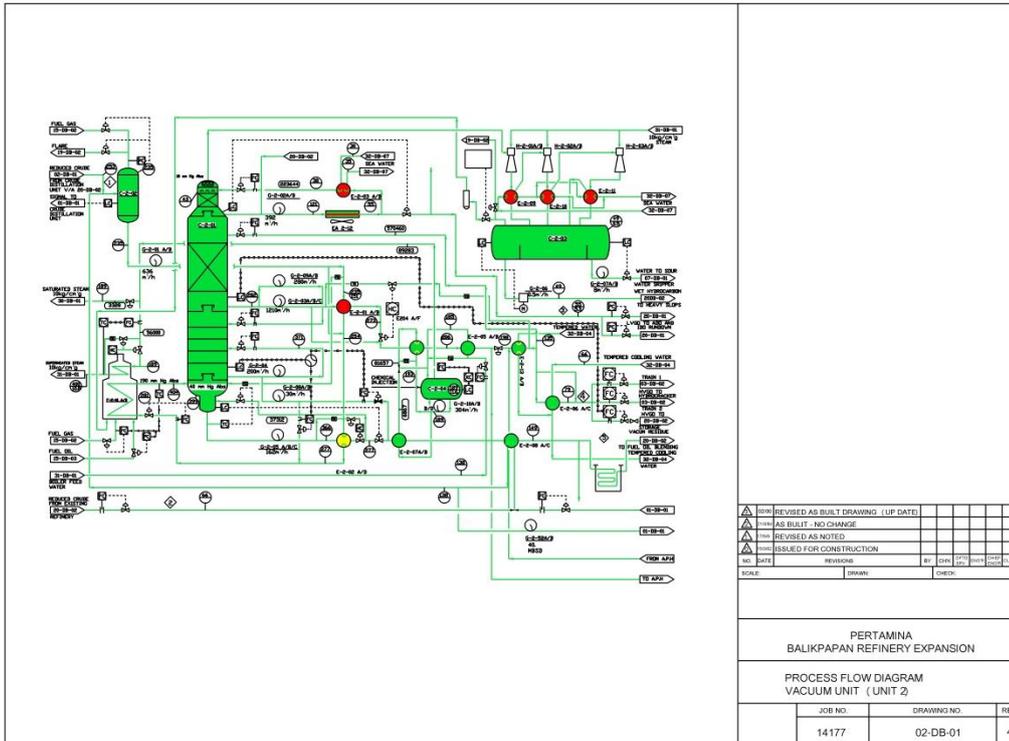
# BAB V ANALISIS

CDU IV C ( HISTORY CARD )



Gambar 5.3 Pewarnaan PFD CDU IV C

HVU II ( HISTORY CARD )

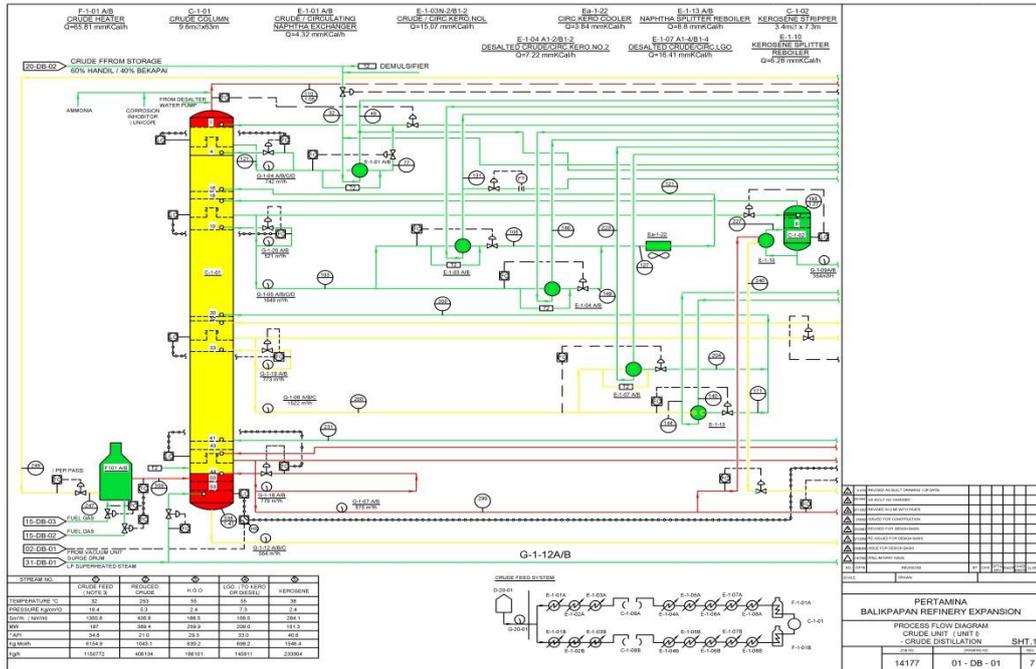


Gambar 5.4 Pewarnaan PFD HVU II

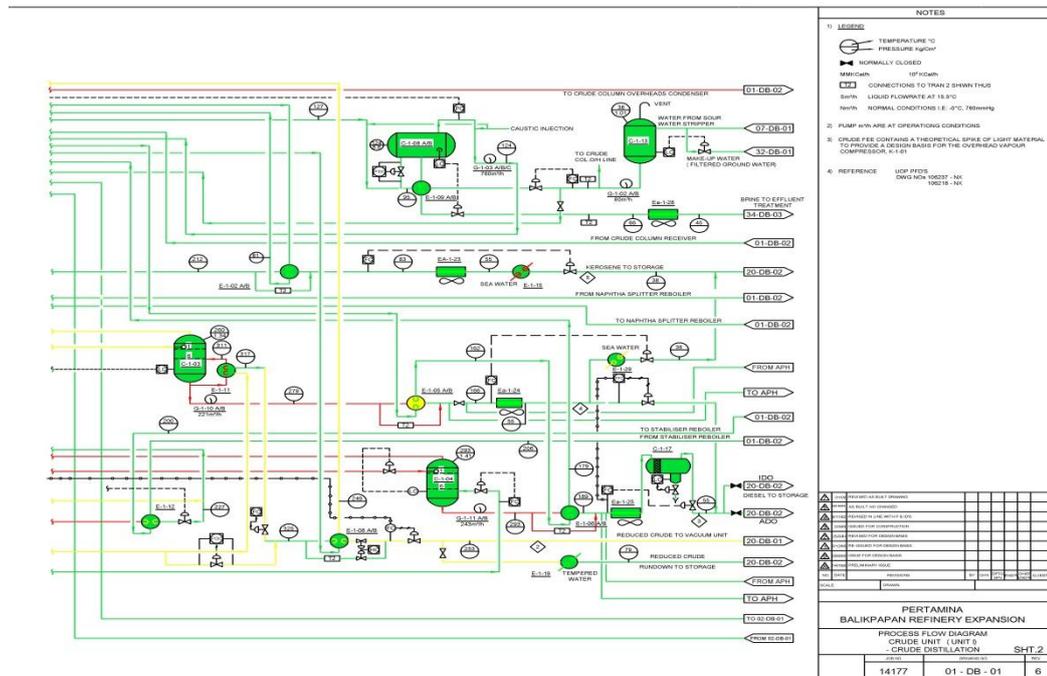
# BAB V ANALISIS

## 5.3.2 PFD Warna CDU IV dan HVU II berdasarkan Data Analisis

Berikut ini adalah gambar pewarnaan *Process Flow Diagram* (PFD) berdasarkan hasil laju aliran CDU IV dan HVU II.



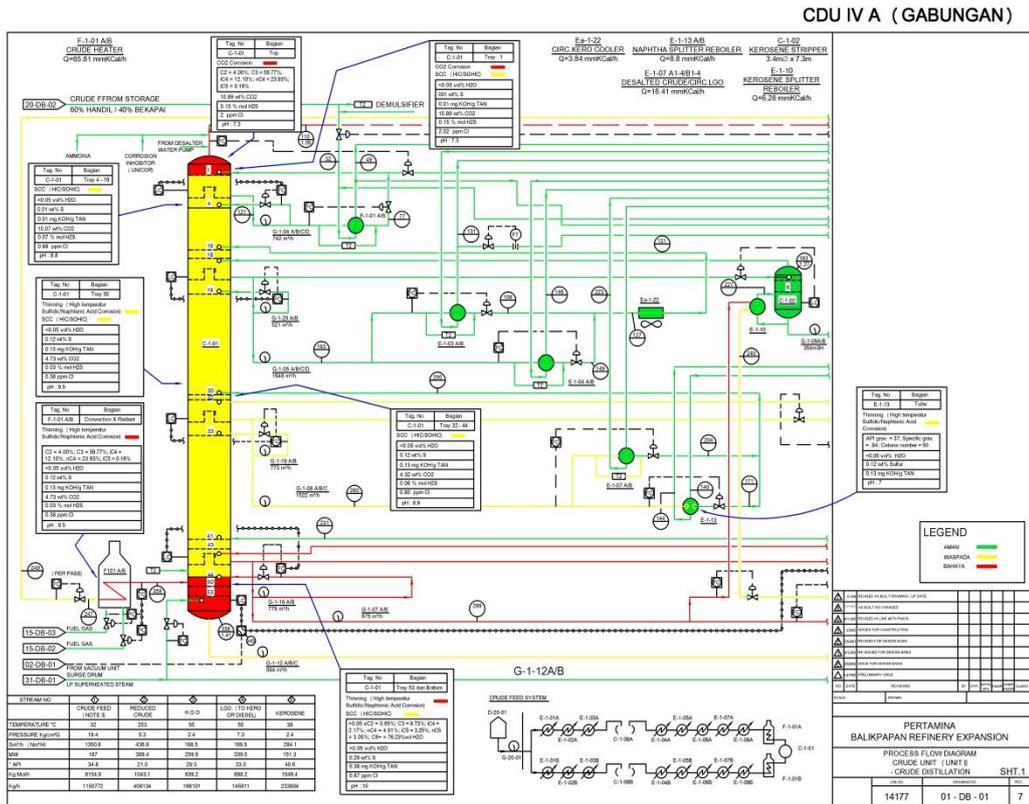
Gambar 5.5 Pewarnaan PFD CDU IV A



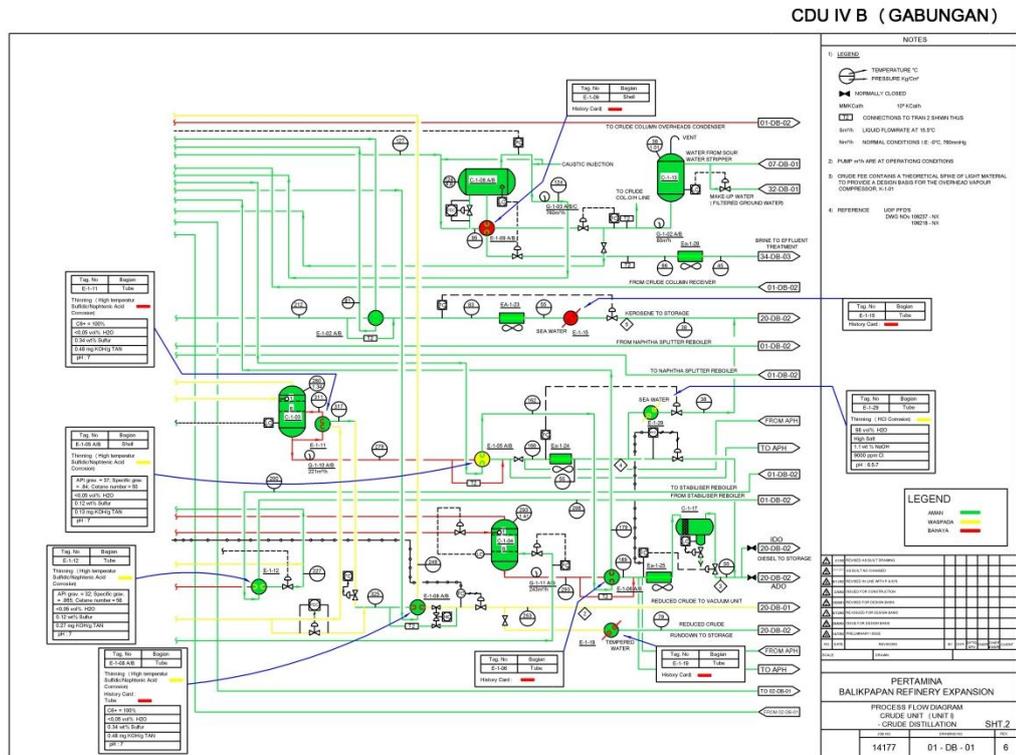
Gambar 5.6 Pewarnaan PFD CDU IV B



# BAB V ANALISIS



**Gambar 5.9 Pewarnaan PFD CDU IV A**



**Gambar 5.10 Pewarnaan PFD CDU IV B**

