



Vol. 2 No. 2 | Oktober 2018

ISSN No. 2597-4254

Jurnal Ilmiah Teknik Mesin
Rekayasa Mekanik



Di Publikasikan oleh:
Fakultas Teknik UNIB



Jurnal Ilmiah Teknik Mesin



ISSN No. 2597 – 4254

Vol. 2 No. 2, Oktober 2018

Jurnal Rekayasa Mekanik mempublikasikan karya tulis di bidang sains – teknologi, murni disiplin dan antar disiplin, berupa penelitian dasar, perancangan dan studi pengembangan teknologi. Jurnal ini terbit berkala setiap enam bulan (April dan Oktober)

Penanggung Jawab

Dr.Eng Dedi Suryadi, S.T., M.T.

Penyunting Ahli (Mitra Bestari)

Helmizar, S.T., M.T., Ph.D. (Universitas Bengkulu)

Dr.Eng. Hendra, S.T., M.T. (Universitas Bengkulu)

Dr. Gesang Nugroho, S.T., M.T. (Universitas Gadjah Mada)

Dr.Eng. Nurkholis Hamidi (Universitas Brawijaya)

Prof. Dr.Eng. Gunawarman (Universitas Andalas)

Redaktur

Yovan Witanto, S.T., M.T.

Desain Grafis

Zuliantoni, S.T., M.T.

Sekretariat

Agus Nuramal, S.T., M.T.

Penerbit

Fakultas Teknik – Universitas Bengkulu

Sekretariat Redaksi:

Gedung Dekanat Fakultas Teknik Program Studi Teknik Mesin – Universitas Bengkulu

Jln. WR Supratman, Kandang Limun, Bengkulu 38123, Telp. (0736) 21170, 344067

Email: teknik_mesin@unib.ac.id

DAFTAR ISI

Redaksi	i
DAFTAR ISI	ii
1. <i>PERHITUNGAN EFISIENSI TERMAL SISTEM PLTU SEKTOR BUKIT ASAM UNIT 4</i> Helmizar[1], Abdurrahman Soleh[2]	1
2. <i>PERHITUNGAN LIFE TIME TERHADAP CORROSION RATE PADA PIPA FURNACE CRUDE DISTILATION UNIT III PT. PERTAMINA REFINERY UNIT III-PLAJU PALEMBANG, PROVINSI SUMATERA SELATAN</i> Angky Puspawan[1], Nurul Iman Supardi[2], Rahmat Satrio Budiarjo[3]	7
3. <i>ANALISIS PENYEBAB KERUSAKAN BAJA SLAB MENGGUNAKAN PETA KENDALI DAN DIAGRAM PARETO</i> Zulianton[1] dan J. Ongli W. Pangaribuan[2]	17
4. <i>UJI PERFORMA MESIN DIESEL CATERPILLAR TYPE 3408 DAN 3512 DENGAN MENGGUNAKAN TAYLOR DINAMOMETER DX 3010 DI PERTAMINA DRILLING SERVICES INDONESIA</i> Agus Nuramal[1], Kana[2]	25
5. <i>ANALISA PENGARUH PENAMBAHAN PANJANG INTAKE MANIFOLD TERHADAP PERFORMA MOTOR BENSIN</i> Romi Suhendar[1], Agus Nuramal[2], Angky Puspawan[3]	31
6. <i>UJI UNJUK KERJA MESIN DENGAN METODE DUMMY TEST PADA GENERATOR SET TYPE G-3406 DI PT. PERTAMINA DRILLING SERVICES INDONESIA (PDSI).</i> Rully Amirul Destianto[1], Yovan Witanto[2]	37
7. <i>PERCOBAAN BATANG PENGEMPA DENGAN ULIR DARI LILITAN BEGEL</i> A Sofwan F Alqap[1], Zuliantoni[2]	41
8. <i>ANALISA PROSES IMPACT EXTRUSION PADA MANUFAKTUR KALENG AEROSOL DI PT. XYZ</i> Hendri Van Hoten[1], Dani Julianto Parsaoran[2], Nurbaiti[3]	45
9. <i>FORMAT PENULISAN JURNAL</i>	47

PERHITUNGAN LIFE TIME TERHADAP CORROSION RATE PADA PIPA FURNACE CRUDE DISTILATION UNIT III PT. PERTAMINA REFINERY UNIT III-PLAJU PALEMBANG, PROVINSI SUMATERA SELATAN

Angky Puspawan[1], Nurul Iman Supardi[2], Rahmat Satrio Budiarjo[3]

[1][2][3]Program Studi Teknik Mesin Fakultas Teknik Universitas Bengkulu

Jalan W.R. Supratman, Kandang Limun, Bengkulu 38371A

angkypuspawan@yahoo.com

ABSTRAK

Penelitian ini dilakukan pada Crude Distillation Unit III (CDU III), PT. Pertamina Refinery Unit III Plaju, Palembang. Hasil pengamatan di bagian pipa Furnace CDU III ini ditujukan untuk mengetahui tingkat Corrosion dibagian pipa Furnace. Saat bagian pipa Furnace ini mengalami korosi secara tidak terduga, maka mengalami penurunan pada Remaining Life Pipe. Apabila hal ini dibiarkan terus- menerus maka mengurangi nilai Thickness pada body pipa.

Oleh sebab itu salah satu cara untuk menghindari terjadinya korosi di waktu mendatang adalah dengan cara menghitung Corrosion Rate Short Term (CRST), Remaining Life, Calculation For The Next Inspection Based On Estimated Corrosion Loss(Y), dan Maximum Allowable Working Pressure (MAWP). Tahap ini dapat dilakukan dengan memprediksi selang waktu penggantian pipa dan seberapa lama pipa tersebut bisa bertahan terhadap korosi yang terjadi, dalam penentuan waktu pemeriksaan pipa terakhir dilakukan pada tahun 2011-2016. Selanjutnya perhitungan ini berdasarkan Standar Internasional yaitu API 570 and ASME.B31.3 2012. Adapun pipa yang akan dihitung yaitu dengan line number CD3-P-0540-10"-C2; CD3-P-0550-10"-C2; CD3-P-0560-8"-C2; dan CD3-P-0570-8"-C2.

Dari hasil analisis data, didapatkan perbedaan pemeriksaan kerja tekanan yang dibolehkan selama 5 tahun kemudian terbesar yaitu 1594,68 Psi atau 11,97 MPa.

Kata- kata Kunci: MAWP, API 570, dan ASME.B31.3 2012.

I. PENDAHULUAN

Salah satu *Refinery Unit* yang dimiliki oleh PT. Pertamina (Persero) adalah *Refinery Unit III (RU III)* Plaju yang terletak di Palembang, PT. Pertamina (Persero) *RU III* memiliki luas area sebesar 384 hektar yang terbagi menjadi dua, yaitu daerah Plaju sebesar 230 hektar dan daerah Sungai Gerong sebesar 154 hektar, pada awalnya terdapat dua kilang yang terpisah dari *Refinery Unit* ini, yaitu kilang Plaju dan kilang Sungai Gerong. Produk-produk BBM hasil penyulingan dari kilang PT. Pertamina (Persero) *RU III* adalah *Avtur*, *Premium*, *Kerosene*, *Pertamax Racing Fuel*, *ADO (Automotive Diesel Oil)*, *IDO (Industrial Diesel Oil)*, serta *Fuel Oil*. Sedangkan produk non-BBM yang dihasilkan adalah *LPG (Liquid Petroleum Gas)*, *Musi Cool (Refrigerant)*, *LSWR (Low Sulphur Waxy Residu)*, serta biji *Plastic Polytam (Polypropylene)*.

Didalam penelitian ini, penulis membahas pipa *Furnace* di daerah *Crude Distillation Unit III (CDU III)* pada *RU III*. Selama beroperasi, pipa *Furnace* banyak mengalami korosi, kebocoran pipa, dan terjadi keretakan pada sambungan pipa. Pada penelitian ini penulis membahas mengenai perhitungan *Remaining Life* pada pipa *Outlet Furnace CDU III PT. Pertamina (Persero) RU III Plaju*, Palembang. Hasil pengamatan dibagian pipa

Furnace CDU III ini ditujukan untuk mengetahui tingkat *Corrosion* dibagian pipa *Furnace* sehingga dapat mengurangi nilai *Thickness* pada *body* pipa.

II. DASAR TEORI

Dapur (Furnace)

Dalam industri pengolahan minyak bumi dibutuhkan suatu peralatan untuk memanaskan fluida yang disebut *furnace*. *Furnace* atau *heater* atau sering disebut *fired heater*, adalah suatu peralatan yang digunakan untuk memanaskan cairan di dalam *tube*, dengan sumber panas yang berasal dari proses pembakaran yang menggunakan bahan bakar gas atau cairan secara terkendali di dalam *burner*.

Tujuan pemanasan ini adalah agar diperoleh kondisi operasi (suhu) yang diinginkan pada proses berikutnya dalam suatu peralatan yang lain. Supaya proses pemanasan berlangsung optimal, maka *tube-tube furnace* dipasang atau diatur sedemikian rupa sehingga panas yang dihasilkan dari pembakaran dapat dimanfaatkan.

Rancang bangun *furnace* juga harus diperhatikan dengan teliti supaya panas yang dihasilkan tidak terbuang ke udara. Misalnya panas hilang lewat dinding dan cerobong (*stack*).

Hal ini berhubungan dengan struktur refraktori untuk dinding serta suhu gas buang dari pembakaran dan udara *excess*. Jika suhu *stack*, dan udara *excess* tinggi maka akan semakin banyak panas yang hilang terbawa oleh *flue gas*.

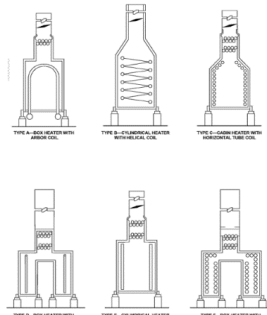
Furnace beroperasi dengan efisien, apabila:

- Sistem penyalaan api *burner* baik.
- Reaksi pembakaran berlangsung sempurna.
- Panas pembakaran dari *fuel gas* dan *fuel oil* dapat tersalur dengan baik pada cairan yang dipanaskan.
- Permukaan *tube furnace* bersih.
- Dapat memperkecil panas yang hilang baik melalui *stack/cerobong* maupun dinding *furnace*.

[3]

Tipe Furnace

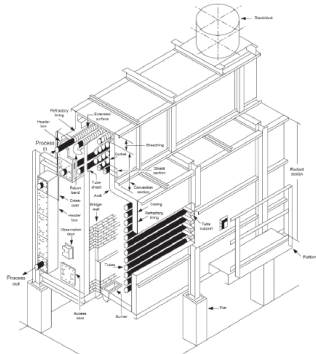
Ditinjau dari bentuk *casingnya*, pada umumnya tipe *furnace* yang digunakan di kilang minyak ada tiga macam, yaitu berbentuk *box*, silindris, dan Kabin. Tipe desain *furnace* dapat dilihat di gambar 1.



Gambar 1. Jenis-jenis Heater (API 570)

Furnace Tipe Box

Merupakan *furnace* yang konfigurasi strukturnya berbentuk *box*. Terdapat berbagai desain yang berbeda untuk *furnace tipe box*. Desain ini meliputi berbagai macam variasi dari konfigurasi tube coil, yaitu horizontal, vertikal, helikal dan arbor. Gambar 2 memperlihatkan salah satu jenis *furnace* tipe box dengan coil horizontal dan diperlihatkan beberapa komponen utamanya.



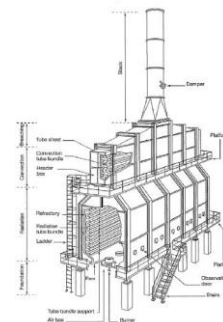
Gambar 2. Furnace Tipe Box (API 570)

Tube dalam seksi radiasi dalam *furnace* disebut tube radian/ *radiant tube*. Panas yang diambil oleh

tube-tube ini terutama diperoleh langsung secara radiasi dari nyala api dan dari pantulan panas *refractory*. *Shield tube/ tube* pelindung biasanya ditempatkan pada bagian bawah seksi konveksi. Karena *tube-tube* ini menyerap baik panas radian maupun panas konveksi, maka *tube-tube* tersebut akan menerima kerapatan panas yang tertinggi.

Furnace Tipe Cabin

Merupakan *furnace* yang strukturnya berbentuk seperti kabin. Terdiri dari bagian konveksi dan radiasi. *Burner* terletak pada lantai bawah dan nyala api tegak sejajar dengan dinding *furnace*. *Tube-tube furnace* di daerah radiasi, umumnya tersusun horisontal, tetapi ada juga yang vertikal. Dua barisan pipa terbawah dibagian konveksi merupakan "Shield" (*shield section*). Dapur *cabin* mempunyai efisiensi lebih tinggi dari pada dapur jenis lain. Dapur ini sering dijumpai di industri. Kapasitas maksimum yang dicapai 120 mm BTU. gambar 3 memperlihatkan salah satu jenis *furnace tipe cabin* dan diperlihatkan beberapa komponen utamanya.

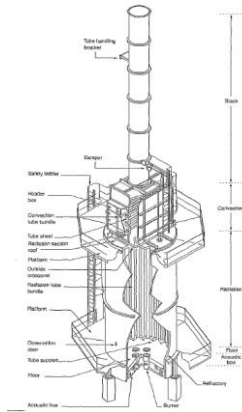


Gambar 3. Furnace Tipe Cabin (P. Trambouze)

Furnace Tipe Silinder Vertikal

Dapur silinder vertikal (*vertical cylindrical furnaces*) merupakan dapur yang berbentuk silinder tegak. *Burner* terletak pada lantai dapur dengan nyala api tegak sejajar dengan dinding *furnace*. *Tube-tube furnace* di daerah radiasi terpasang tegak melingkar mengelilingi *burner*.

Panas dipancarkan secara radiasi di bagian silinder. Bagian konveksi berada di atas bagian radiasi. Diantara bagian radiasi dan konveksi dipasang kerucut untuk menyempurnakan radiasi (*Reradiating Cone*). Dapur ini biayanya murah dan harga bahan bakarnya rendah. Pemanasan yang diperlukan tidak begitu tinggi dengan kapasitas maksimum 70 mm BTU. *Furnance* tipe silinder vertikal dapat dilihat pada gambar 4.



Gambar 4. Furnace Tipe Silinder Vertical (P. Trambouze)^[4]

Beberapa material utama sebagaimana ditunjukkan pada tabel 2 dengan ketahanan oksidasi karena *flue gas* pada suhu kerja yang maksimum.

Pipa

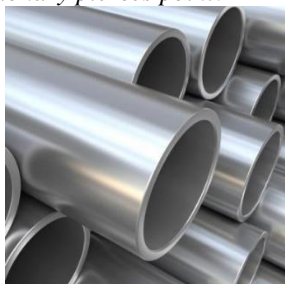
Pipa merupakan batang silindris berongga yang digunakan untuk mengalirkan fluida. Dalam hal ini adalah pipa baja, karena pipa jenis ini merupakan jenis pipa yang paling banyak digunakan terutama pada berbagai bidang industri (migas dan proses). Secara umum pipa-pipa tersebut dapat diklasifikasikan menjadi dua golongan yaitu: pipa *seamless* (tanpa sambungan) dan pipa *welded* (dengan sambungan las).^[6]

Seamless Steel Pipe

Seamless Steel Pipe dapat dibuat dengan proses sebagai berikut :

a. Proses Pierching dan Rolling

Proses ini dimulai dengan pemanasan baja *billet* yang terbentuk silinder ke dalam dapur putar sampai temperatur *forging*. *Billet* panas selanjutnya dikirim ke unit pengerolan yang di dalamnya terdapat *stationary pierces point*.



Gambar 5. Seamless Steel Pipe

Dengan pengerolan dan terdapatnya titik tetap ini akan terjadi lubang pada bagian dalam pipa. Demikian seterusnya akan dilakukan pada *roll* berikutnya dengan menghasilkan lubang yang lebih besar dan seterusnya. Setelah dilakukan pemanasan ulang, *billet* dilewatkan pada *plug rolling mill* dimana *billet* dilakukan pengerolan melalui

mandrel untuk memperkecil diameter dan ketebalan sehingga terjadi perpanjangan. Proses terakhir adalah dilakukan pendinginan, pelurusan, dan pemotongan sesuai ukuran dan pembentukan permukaan dan *bevel* untuk pemanasan.

b. Proses Mandrel Stretch Reduction

Proses *pierching* ini dilakukan dengan tiga tahap, yaitu proses awal pada *pierching mill* awal dengan menggunakan pelumasan, kemudian proses kedua adalah pada rangkaian *mill* dan *mandrel*. Selanjutnya pada proses ketiga adalah *sizing mill* atau *stretch reducing mill*.

c. Proses Ekstrusi

Proses ekstrusi dilakukan dengan cara menekan *billet* panas pada *dies* (cetakan) yang membentuk pipa. Bentuk *Seamless Steel Pipe* dapat dilihat pada gambar 5.

Welded Steel Pipe

Pipa jenis ini dibuat dari *plate steel*, *strip* atau *plate* pipa atau proses pengelasan *plate* atau *strip* bersamaan. Proses-proses tersebut berdasarkan pengelasannya dapat dibedakan lagi menjadi dua golongan, yaitu : ERW (*Electric Resistance Welding*), EFW (*Electric Fuse Welding*)

Meskipun pipa *seamless* dan *welded*, keduanya dipakai dalam industri perpipaan, namun *seamless pipe* umumnya dipakai pada tekanan yang tinggi. *Welded Steel Pipe* dapat dilihat pada gambar 6.



Gambar 6. Welded Steel Pipe

Material Umum Pipa

Material pipa digunakan adalah *Carbon Steel*. Sifat baja ditentukan oleh kandungan C. Berdasarkan kandungan C dan unsur lainnya, maka dikenal : *Low Carbon Steel*, *High Carbon Steel*, *Alloy Steel*, *Low and Intermediate Alloy Steel*, *Austenite Stainless Steel*.^[7]

NPS dan Ukuran Tebal Pipa

Pipa dan *tube* diidentifikasi dengan NPS (*Nominal Pipe Size*) dan *Sch* (*Schedule*). NPS menunjukkan diameter pipa satuan *inchi*. NPS bukanlah diameter dalam (ID) maupun diameter luar (OD). NPS dimaksudkan penentuan ukuran pipa dan perdagangan (pembelian pipa). *Schedule* pipa menunjukkan ketebalan pipa. Tebal dinding pipa pada tabel 1.

Tabel 1. Chemical Requirements for ASTM A106 digunakan pada pipa outlet furnace pada Unit CDU 3 dan CDU 6

Nominal	OD inches	Pipe Schedule																DBL E.H.
		Pipe Wall Thickness (inches)																
		5s	5	10s	10	20	30	40s & 60s	40	60	80s & 80s	80	100	120	140	160		
1/8	405		030	049	049			008	008	090	090							
1/4	540		049	065	065			008	008	119	119							
3/8	675		049	085	085			091	091	126	126							
1/2	840	005	085	109	109			109	109	147	147						187	204
3/4	1050	005	085	134	134			113	113	164	164						218	238
1	1315	005	085	160	160			133	133	179	179						250	268
1 1/4	1660	005	085	189	189			140	140	191	191						250	262
1 1/2	1900	005	085	189	189			146	146	200	200						281	300
2	2376	005	085	189	189			154	154	218	218						343	366
2 1/2	2976	083	083	120	120			203	203	276	276						376	392
3	3500	083	083	120	120			216	216	300	300						437	460
3 1/2	4000	083	083	120	120			226	226	318	318						436	456
4	4500	083	083	120	120			237	237	337	337		437				531	574
4 1/2	5000							247		356							570	610
5	5503	109	109	134	134			258	258	375	375		500				625	750
6	6025	109	109	134	134			280	280	432	432		552				718	864
7	7025	109	109	148	148	250	277	322	322	400	500	500	593	718	812	908	875	
8	8025	109	109	148	148	250	277	342	342	400	500	500	593	718	812	908	875	
9	9025	134	134	165	165	250	301	355	355	500	500	500	593	718	843	1000	1125	
10	10750	134	134	165	165	250	301	375	375	500	500	500	593	718	843	1000	1125	
11	11750	166	166	190	190	250	336	375	375	500	500	500	593	718	843	1000	1125	
12	12750	166	166	190	190	250	336	375	375	500	500	500	593	718	843	1000	1125	
14	14000	166	166	190	190	250	336	375	375	500	500	500	593	718	843	1000	1125	
16	16000	166	166	190	190	250	336	375	375	500	500	500	593	718	843	1000	1125	
18	18000	166	166	190	190	250	336	375	375	500	500	500	593	718	843	1000	1125	

Rumus- rumus yang Digunakan

Perhitungan pipa Furnace, terdapat rumus- rumus yaitu sebagai berikut:

1. **Calculation of Corrosion Rate**
Corrosion Rate Short Term (CRST) =

$$\frac{t_{previous} - t_{act}}{T_{act}} \dots\dots\dots(1)$$

2. **Calculation of Remaining Life**
t pressure design

$$\frac{P \times D}{2(S \times E \times W + P \times Y)} \dots\dots\dots(2)$$

Remaining Life

$$\frac{t_{act} - t_{minimum\ required}}{CRST} \dots\dots\dots(3)$$

3. **Calculation For Next Inspection, Based On Estimated Corrosion Loss (Y)**
t act - (2 x Y x CRST) = t minimum required
Insp. Interval Based on 1/2 Remaining Life, Y =

$$\frac{t_{act} - t_{minimum\ required}}{2 \times CRST} \dots\dots\dots(4)$$

Thickness Measurement Insp = Next Plant Inspection x CRST.....(5)

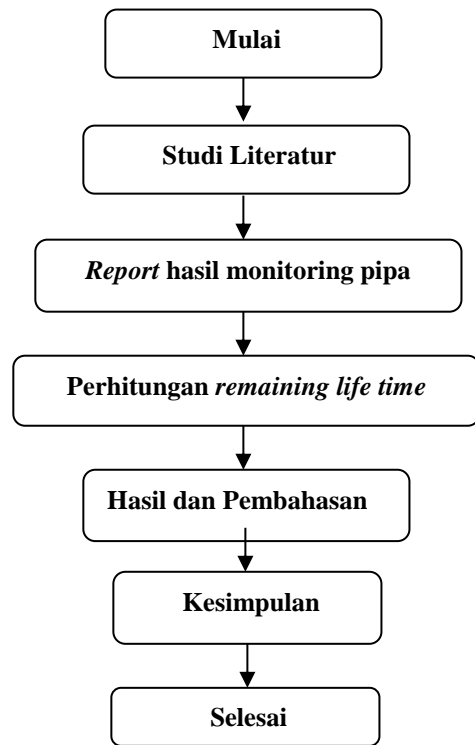
4. **Calculation Of MAWP**

$$\frac{2 \times S \times E \times W \times t_{act}}{D - (2 \times Y \times t_{act})} \dots\dots\dots(9)$$

Next Inspection) = t act - Corrosion Loss.....(10)

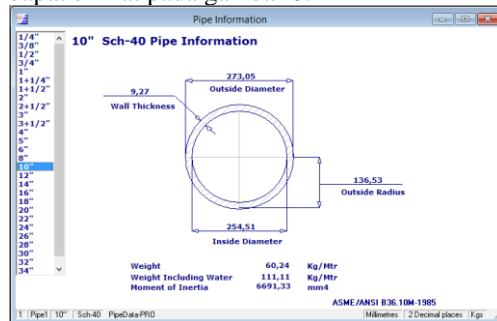
MAWP date of next inspection

$$\frac{2 \times S \times E \times W \times t_{est}}{D - (2 \times Y \times t_{est})} \dots\dots\dots(11)$$



Gambar 7. Diagram Alir

Mengetahui jenis pipa, ukuran pipa, dan spesifikasinya pipa Furnace 1 Coil 1 to Column 1-4, dapat dilihat pada gambar 8.



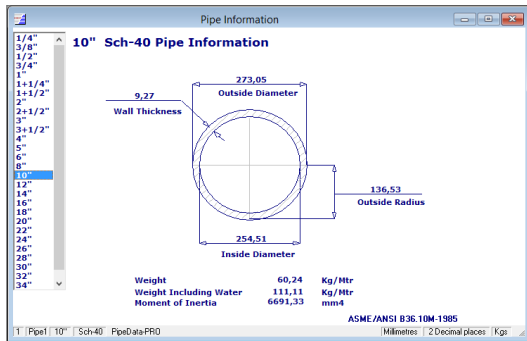
Gambar 8. Pipa Furnice 1 coil 1 to Column 1-4 pada CD3 - P - 0540 - 10" - C2 TML. 1-B Spesifikasi Pipa Furnace 1 Coil 2 to Column 1-1

Mengetahui jenis pipa, ukuran pipa, dan spesifikasinya pipa Furnace 1 Coil 2 to Column 1-1, dapat dilihat pada gambar 9.

III. METODOLOGI

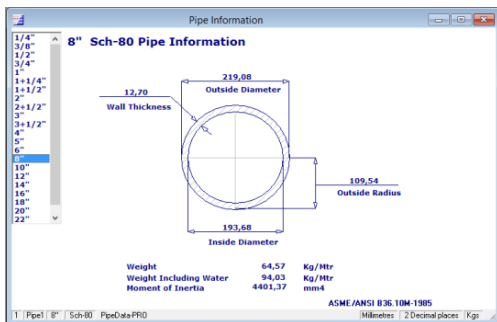
Diagram Alir

Diagram alir penelitian inidapat dilihat pada gambar 7 berikut.



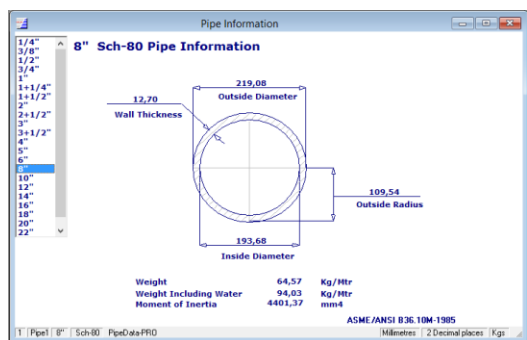
Gambar 9. Pipa Furnice 1 coil 2 to Column 1-1 pada CD3 - P - 0550 - 10" - C2 TML. 1-B Spesifikasi Pipa Furnace 2 Coil 1 to Column 1-2

Mengetahui jenis pipa, ukuran pipa, dan spesifikasinya pipa Furnace 2 Coil 1 to Column 1-2, dapat dilihat pada gambar 10.



Gambar 10. Pipa Furnice 2 coil 1 to Column 1-2 pada CD3 - P - 0560 - 8" - C2 TML. 28-B Spesifikasi Pipa Furnace 2 Coil 2 to Column 1-2

Mengetahui jenis pipa, ukuran pipa, dan spesifikasinya pipa Furnace 2 Coil 2 to Column 1-2, dapat dilihat pada gambar 11.



Gambar 11. Pipa Furnice 2 coil 2 to Column 1-2 pada CD3 - P - 0570 - 8" - C2 TML. 1-B [9]

Kondisi Batas

Berikut *property material* terdapat pada gambar 12.

AISI P5

Category	Steel
Class	Tool steel
Type	Low-carbon mold steel
Designations	United States: ASTM A681, UNS T51605

Composition

Element	Weight %
C	0.10
Mn	0.20-0.60
Si	0.40
Cr	2.00-2.50
Ni	0.35
Cu	0.25
P	0.03
S	0.03

Mechanical Properties

Properties	Conditions	
	T (°C)	Treatment
Density (x1000 kg/m ³)	7.8	25
Poisson's Ratio	0.27-0.30	25
Elastic Modulus (GPa)	190-210	25

Gambar 12. Property Carbon Steel AISI P5

IV. HASIL DAN PEMBAHASAN
Hasil

Perhitungan dilakukan untuk menghitung *Remaining Life Time* pipa Furnace yaitu : **Furnace 1 Coil 1 to Column 1-4 (F1C1 ke Stab 1-4)**

Input Operational Data :

- Design Temperature : 200°C = 392 °F
- S (Minimum Allowable Stress): 16000 P_{sig}
- E (Longitudinal Weld Efficiency) : 1
- W (Weld Joint Strength Reduction Factor): 1
- Y (Coefficient) : 0,4
- P (Design Pressure): 14,06 kg/cm² = 200,116 P_{sig}
- D (Outside Diameter Of Pipe) : 273,0 mm = 10,74803 inch

General and Technical Data

- Reference of Piping Calculation : API 570 and ASME B31.3 Maret 2013
- Line Number : CD3-P-0540-10"-C2
- TML. 1-B Maret 2012
- Line Description a. From : Furnace (F1C1)
- b. To: Column STAB 1-4
- Date of Previous Inspection : 2011
- Date of Actual Inspection : 2016
- NPS (Nominal Pressure Schedule) : 10
- Line Schedule : 40
- Line Material : CS ASTM A-53
- t alert (minimum alert thickness): 3,3 mm = 0,129921 inch
- t initial : 9,27 mm = 0,364960 inch
- t act (min thickness mea. for current insp) : 7,44 mm = 0,292913 inch

t previous (min thickness mea. before act insp)
: 8,34 mm = 0,328346 inch
 T act (time between previous insp and act insp)
: 5 years

Answer :

1. Calculation of Corrosion Rate

Corrosion Rate Short Term (CRST) =

$$\frac{t_{\text{previous}} - t_{\text{actual}}}{5 \text{ years}} =$$

$$\frac{8,34 \text{ mm} - 7,44 \text{ mm}}{5 \text{ years}} =$$

$$0,18 \text{ mm/years} = \frac{0,18 \text{ mm}}{\text{years}} \times \frac{1 \text{ km}}{1 \times 10^6 \text{ mm}} =$$

$$= 0,00000018 \text{ km/years} =$$

$$18 \times 10^{-7} \text{ km/years} = \frac{0,00000018 \text{ km}}{\text{years}} \times \frac{1 \text{ mil}}{1,609 \text{ km}} =$$

$$0,00000011 \text{ mpy} = 11 \times 10^{-7} \text{ mpy}$$

2. Calculation of Remaining Life

$$t \text{ pressure design} = \frac{P \times D}{2(S \times E \times W + P \times Y)} = \frac{200,116 P_{\text{sig}} \times 10,74803 \text{ inch}}{2(16000 P_{\text{sig}} \times 1 \times 1 + 200,116 P_{\text{sig}} \times 0,4)} =$$

$$= 0,066 \text{ inch}$$

$$t \text{ min required (higher value between } t \text{ pressure design and alert)} = 0,129921 \text{ inch}$$

$$\text{Remaining Life} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{minimum required}}}{\text{CRST}} = \frac{0,292913 \text{ inch} - 0,129921 \text{ inch}}{0,00000011 \text{ mpy}} = \frac{1481745,45 \text{ inch}}{\text{mpy}} \times (1,578 \times 10^{-5} \text{ mil}) = 23 \text{ years}$$

3. Calculation For Next Inspection, Based On Estimated Corrosion Loss (Y)

$$t \text{ act} - (2 \times Y \times \text{CRST}) = t_{\text{minimum required}}$$

$$\text{Insp. Interval Based On } \frac{1}{2} \text{ Remaining Life, } Y =$$

$$\frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{minimum required}}}{2 \times \text{CRST}} =$$

$$\frac{0,292913 \text{ inch} - 0,129921 \text{ inch}}{2 \times 0,00000011 \text{ mpy}} \times (1,578 \times 10^{-5} \text{ mil}) =$$

$$\frac{0,169992 \text{ inch}}{0,00000022 \text{ mpy}} \times (1,578 \times 10^{-5} \text{ mil}) =$$

$$\frac{772690,909 \text{ inch}}{\text{mpy}} \times (1,578 \times 10^{-5} \text{ mil}) = 12 \text{ years}$$

$$\text{Insp. Interval Based on API 570 Class} = 5,00 \text{ years}$$

$$\text{Next Inspection} = 5,00 \text{ years} = \text{tahun 2021}$$

$$\text{Corrosion Loss Estimated for Next Thickness Measurement Insp} = \text{Next Plant Inspection} \times \text{CRST}$$

$$= 5,00 \times 0,00000011 = 5,5 \times 10^{-7} \text{ inchi}$$

$$= 13,97 \times 10^{-5} \text{ mm}$$

4. Calculation Of MAWP

$$\text{MAWP} =$$

$$\frac{2 \times S \times E \times W \times t_{\text{actual}}}{D - (2 \times Y \times t_{\text{actual}})} = \frac{2 \times 16000 P_{\text{sig}} \times 1 \times 1 \times 0,292913 \text{ inch}}{10,74803 \text{ inch} - (2 \times 0,4 \times 0,292913 \text{ inch})} =$$

$$= 891,52 P_{\text{sig}}$$

$$= \frac{891,52 P_{\text{sig}}}{14,223} = 62,68 \text{ Kg/cm}^2$$

$$= 6146400,8 \text{ N/m}^2$$

$$= 6,14 \text{ MPa}$$

t estimate (Estimate Thickness for Next Inspection) =

$$t_{\text{actual}} - \text{Corrosion Loss} = 0,292913 \text{ inch} - 5,5 \times 10^{-7} \text{ inch} = 0,29 \text{ inchi}$$

$$\text{MAWP date of next inspection} = \frac{2 \times S \times E \times W \times t_{\text{estimate}}}{D - (2 \times Y \times t_{\text{estimate}})} = \frac{2 \times 16000 P_{\text{sig}} \times 1 \times 1 \times 0,29291 \text{ inch}}{10,74803 \text{ inch} - (2 \times 0,4 \times 0,29291 \text{ inch})} =$$

$$= 891,51 P_{\text{sig}}$$

$$= \frac{891,51 P_{\text{sig}}}{14,223} = 62,68 \text{ Kg/cm}^2$$

$$= 6146400,8 \text{ N/m}^2$$

$$= 6,14 \text{ MPa}$$

5. Result Of Calculation

a. t actual : 0,292921 inch = 7,44 mm

b. MAWP MAWP date of thick. mea. insp : 891,52 P_{sig} = 6,14 MPa

MAWP date of next thick. mea. insp : 891,51 P_{sig} = 6,14 MPa

c. Corrosion Rate Short Term : 0,18 mm/years = 11 x 10⁻⁷ mpy

d. Remaining Life: 23 years

Furnace 1 Coil 2 to Colomn 1-1 (F1C2 ke Kolom 1-1)

Input Operational Data :

Design Temperature : 300°C = 572 °F

S (Minimum Allowable Stress): 16000 P_{sig}

E (Longitudinal Weld Efficiency): 1

W (Weld Joint Strength Reduction Factor): 1

Y (Coefficient) : 0,4

P (Design Pressure): 14,06 kg/cm² = 200,116 P_{sig}

D (Outside Diameter Of Pipe) : 273,0 mm = 10,74803 inch

General and Technical Data

Reference of Piping Calculation : API 570 and ASME B31.3 Maret 2013

Line Number : CD3-P-0550-10"-C2 TML. 1-B

Line Description a. From : Furnace (F1C2) b. To : Colomn 1-1

Date of Previous Inspection : 2011

Date of Actual Inspection : 2016

NPS (Nominal Pressure Schedule) : 10

Line Schedule: 40

Line Material : CS ASTM A-53
t alert (minimum alert thickness): 3,3 mm = 0,129921 inch
t initial : 9,27 mm = 0,364961 inch
t act (min thickness mea. for current insp) : 8,07 mm = 0,317717 inch
t previous (min thickness mea. before act insp) : 8,77 mm = 0,345276 inch
T act (time between previous insp and act insp) : 5 years

Answer :

1. Calculation of Corrosion Rate

Corrosion Rate Short Term (CRST)

$$= \frac{t_{\text{previous}} - t_{\text{actual}}}{T_{\text{actual}}}$$

$$= \frac{8,77 \text{ mm} - 8,07 \text{ mm}}{5 \text{ years}}$$

$$= 0,14 \text{ mm/years}$$

$$= \frac{0,14 \text{ mm}}{\text{years}} \times \frac{1 \text{ km}}{1 \times 10^6 \text{ mm}}$$

$$= 0,00000014 \text{ km/years}$$

$$= 14 \times 10^{-7} \text{ km/years}$$

$$= \frac{0,00000014 \text{ km}}{\text{years}} \times \frac{1 \text{ mil}}{1,609 \text{ km}}$$

$$= 0,000000087 \text{ mpy}$$

$$= 87 \times 10^{-8} \text{ mpy}$$

2. Calculation of Remaining Life

t pressure design

$$= \frac{P \times D}{2(S \times E \times W + P \times Y)}$$

$$= \frac{200,116 P_{\text{sig}} \times 10,74803 \text{ inch}}{2(16000 P_{\text{sig}} \times 1 \times 1 + 200,116 P_{\text{sig}} \times 0,4)}$$

$$= 0,066 \text{ inch}$$

t min required (higher value between *t* pressure design and alert) = 0,129921 inch
 Remaining Life

$$= \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{minimum required}}}{\text{CRST}}$$

$$= \frac{0,317717 \text{ inch} - 0,129921 \text{ inch}}{0,000000087 \text{ mpy}}$$

$$= \frac{2158574,71 \text{ inch}}{\text{mpy}} \times (1,578 \times 10^{-5} \text{ mi})$$

$$= 34 \text{ years}$$

3. Calculation For Next Inspection, Based On Estimated Corrosion Loss (Y)

t act - (2 x Y x CRST)

t minimum required

Insp. Interval Based On

1/2 Remaining Life, Y

$$= \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{minimum required}}}{2 \times \text{CRST}}$$

$$= \frac{0,317717 \text{ inch} - 0,122921 \text{ inch}}{2 \times 0,000000087 \text{ mpy}}$$

$$= \frac{0,194796 \text{ inch}}{0,000000174 \text{ mpy}} \times (1,578 \times 10^{-5} \text{ mil})$$

$$= \frac{1119517,24 \text{ inch}}{\text{mpy}} \times (1,578 \times 10^{-5} \text{ mil})$$

$$= 17 \text{ years}$$

Insp. Interval Based on API 570

Class = 5,00 years

Next Inspection = **5,00 years** = tahun **2021**

Corrosion Loss Estimated for Next

Thickness Measurement Insp = Next Plant Inspection x CRST

$$= 5,00 \times 0,000000087$$

$$= 4,35 \times 10^{-7} \text{ inchi}$$

$$= 11,04 \times 10^{-5} \text{ mm}$$

4. Calculation Of MAWP

MAWP

$$= \frac{2 \times S \times E \times W \times t_{\text{actual}}}{D - (2 \times Y \times t_{\text{actual}})}$$

$$= \frac{2 \times 16000 P_{\text{sig}} \times 1 \times 1 \times 0,317717 \text{ inch}}{10,74803 \text{ inch} - (2 \times 0,4 \times 0,317717 \text{ inch})}$$

$$= 968,84 P_{\text{sig}}$$

$$= \frac{968,84 P_{\text{sig}}}{14,223}$$

$$= 68,11 \text{ kg/cm}^2$$

$$= 6678866,6 \text{ N/m}^2$$

$$= 6,67 \text{ MPa}$$

$$= 6678866,6 \text{ N/m}^2$$

$$= 6,67 \text{ MPa}$$

t estimate (Estimate Thickness for

Next Inspection)

t actual - Corrosion Loss

$$= 0,317717 \text{ inch} - 4,35 \times 10^{-7} \text{ inch}$$

$$= 0,31 \text{ inchi}$$

MAWP date of next inspection

$$= \frac{2 \times S \times E \times W \times t_{\text{estimate}}}{D - (2 \times Y \times t_{\text{estimate}})}$$

$$= \frac{2 \times 16000 P_{\text{sig}} \times 1 \times 1 \times 0,317717 \text{ inch}}{10,74803 \text{ inch} - (2 \times 0,4 \times 0,317717 \text{ inch})}$$

$$= 968,82 P_{\text{sig}}$$

$$= \frac{968,82 P_{\text{sig}}}{14,223}$$

$$= 68,11 \text{ kg/cm}^2$$

$$= 6678866,6 \text{ N/m}^2$$

$$= 6,67 \text{ MPa}$$

$$= 6,67 \text{ MPa}$$

5. Result Of Calculation

a. *t* actual: **0,317717 inch = 8,07 mm**

b. MAWP

MAWP date of thick. mea. insp : **968,84**

P_{sig} = 6,67 MPa

MAWP date of next thick. mea. insp :

968,82 P_{sig} = 6,67 MPa

c. Corrosion Rate Short Term : **0,14**

mm/years = 87 x 10⁻⁸ mpy

d. Remaining Life : **34 years**

Dari hasil perhitungan Furnace 1 dan Furnace 2 hasil ketebalan awal saat pengukuran pertama dengan ketebalan saat pengukuran terakhir dapat dilihat Tabel 2

Tabel 2. Hasil Perhitungan Pipa Furnace CDU III

CDU III	t _{prev} (mm)	t _{act} (mm)	t _{initial} (mm)
CD3 - P - 0540 - 10" - C2 (F1C1 to Stab 1-4)	8,34	7,44	9,27
CD3 - P - 0550 - 10" - C2 (F1C2 to Kolom 1-1)	8,77	8,07	9,27

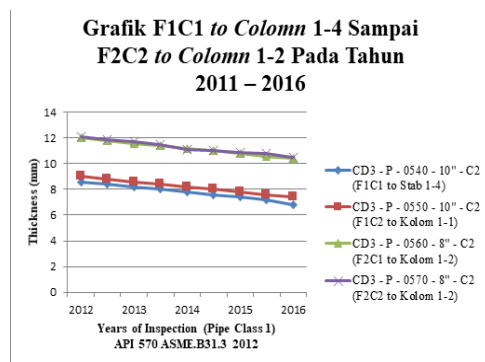
CD3 - P - 0560 - 8" - C2 (F2C1 to Kolom 1-2)	11,8	11,03	12,7
CD3 - P - 0570 - 8" - C2 (F2C2 to Kolom 1-2)	11,9	11,2	12,7

Pada tabel diatas dapat disimpulkan bahwa $t_{initial}$ pada saat pembelian suatu pipa *Furnace* pasti lebih tebal setelah berumur 5 tahun kedepan. Contohnya hal ini dapat dilihat pada pipa ukuran 10" $t_{initial}$ nya sebesar 9,27 mm. Dan ketika diukur setelah 5 tahun kedepan pada tahun 2016 ketebelan pipa tersebut menjadi berkurang menjadi 7,44 mm.

Dan hal ini juga dapat dilihat pada pipa ukuran 8" $t_{initial}$ nya sebesar 12,7 mm. Dan ketika diukur setelah 5 tahun kedepan pada tahun 2016 ketebelan pipa tersebut menjadi berkurang menjadi 11,03 mm. Dari data diatas tersebut dapat disimpulkan kalau laju korosi pada pipa per lima tahun sekali sangat cepat, dan perlunya dilakukan pemeriksaan kembali pada pipa selama 5 tahun sekali. Karena pipa *Furnace I* dan *Furnace II* ini *Class I*, maka *the next inspection* harus dilakukan selama kurun waktu 5 tahun.

Pembahasan

Gambar 13 menunjukkan grafik CD3 - P - 0540 - 10" - C2 (F1C1 to Column 1-4) sampai CD3 - P - 0570 - 8" - C2 (F2C2 to Column 1-2)



Gambar 13. Grafik F1C1 to Column 1-4 Sampai F2C2 to Column 1-2 Pada Tahun 2011 – 2016

Dari Gambar 13. grafik F1C1 to Column 1-4 Sampai F2C2 to Column 1-2 pada tahun 2011 sampai tahun 2016 dapat dilihat mengalami penurunan yang signifikan pada pipa *Furnace 1 Coil 1 to Column 1-4 (F1C1 ke Stab 1-4)*. Pada pipa di grafik *Furnace 1 Coil 1 to Column 1-4 (F1C1 ke Stab 1-4)*, menunjukkan nilai $t_{previous}$ sebesar 8,34 mm dan nilai t_{actual} sebesar 7,44 mm.

Hasil perhitungan *Corrosion Rate Short Term (CRST)* pipa *Furnace* di CDU III sebagai berikut:

1. *Furnace 1 Coil 1 to Stab 1-4* sebesar 0,18 mm/year
2. *Furnace 1 Coil 2 to Column 1-1* sebesar 0,14 mm/year
3. *Furnace 2 Coil 1 to Column 1-2* sebesar 0,15 mm/year
4. *Furnace 2 Coil 2 to Column 1-2* sebesar 0,14 mm/year

Hasil perhitungan pipa *Furnace* diatas *Corrosion Rate Short Term (CRST)* selama 5 tahun mengalami korosi jangka waktu pendek rata-rata sebesar 0,1535 mm/year.

Adapun *Calculation Of Remaining Life* pipa *Furnace* di CDU III untuk $t_{pressure design}$ yaitu sebagai berikut:

1. *Furnace 1 Coil 1 to Stab 1-4* sebesar 0,066 inch
2. *Furnace 1 Coil 2 to Column 1-1* sebesar 0,066 inch
3. *Furnace 2 Coil 1 to Column 1-2* sebesar 0,053 inch
4. *Furnace 2 Coil 2 to Column 1-2* sebesar 0,053 inch

Dari hasil perhitungan pipa *Furnace* diatas pada *Calculation Of Remaining Life* pada laju pendek korosi pipa CDU III nilai (*CRST*) yang sama akan mengalami *Remaining Life* yang berbeda-beda, dan mengalami penurunan usia pemakainanya. Hal ini terjadi karena semakin dekat pipa *Furnace* dengan *Crude Oil* maka pipa *Furnace* akan semakin cepat mengalami korosif. Karena pada *Crude Oil* ini banyak mengandung uap air dan induksi oleh adanya gas O_2 , CO_2 , dan H_2S . Proses korosi pada besi dapat berlanjut terus sampai seluruh bagian pipa mengalami korosi dan menyebabkan pipa menjadi bocor. Hal inilah yang menyebabkan pipa di *Furnace 1 Coil 1* dan *Furnace 1 Coil 2* akan lebih cepat korosi.

Pada *Calculation For The Next Inspection, Based On Estimated Corrosion Loss (Y)* atau perhitungan untuk pemeriksaan selanjutnya, perkiraan kerugian terjadinya korosi dianggap sebagai konstanta (Y). Adapun pemeriksaan selanjutnya (*Next Inspection*) ini dilakukan selama 5 tahun sekali, dan terakhir di tahun 2016. Hal ini berdasarkan standar pipa API 570 *Class Grade A* dan ASME B31.3 untuk *class 1* pemeriksaan 5 tahun sekali. Agar pipa dapat terkontrol dengan baik secara berkala.

Adapun perkiraan korosi yang terjadi pada pipa selama 5 tahun sekali masing-masing pipa *Furnace* di CDU III PT. Pertamina RU III Sumatera Selatan mengalami korosi rata-rata sebesar 0,0595 inch/years.

Pada *Calculation of MAWP (Maximum Allowable Working Pressure)* atau tekanan kerja maksimum yang terbesar yaitu pada pipa *Furnace 2 Coil 2 to Column 1-2* dengan *Line Number CD3 - P - 0570 - 8" - C2 TML. 1-B* yaitu sebesar 1705,73 P_{sig}

atau 11,76 MPa. Dan nilai *t Estimate (Estimation Thickness for Next Inspection)* atau perkiraan ketebalan untuk perkiraan selanjutnya per lima tahun sekali rata-rata sebesar 0,3675 inch.

Dan untuk MAWP *date of next inspection* atau pemeriksaan tekanan untuk MAWP selanjutnya 5 tahun kemudian terbesar sebesar 1705,71 P_{sig} atau 11,75 MPa. Semakin kecil laju korosi pada pipa, maka semakin panjang usia pipa *Furnace* di CDU III PT. Pertamina RU III Plaju, Sumatera Selatan. Dan nilai MAWP harus \geq *Design Pressure* kalau tidak, maka bisa terjadi *Rejected*.

Berdasarkan grafik pada pipa *Furnace 1 coil 1 to Stab 1-4*, memiliki *Remaining Life* yang lebih pendek yaitu sebesar 23 year. Hal ini menandakan bahwa pipa ini, mengalami *Corrosion Rate Short Term (CRST)* yang lebih besar dari pipa-pipa *Outlet reboiler Furnace* lainnya yaitu sebesar 11×10^{-7} mpy. Dengan kasus ini maka usia pipa semakin pendek dan perlu dilakukannya penggantian pipa pada seluruh *line-line Furnace 1 Coil 1 to Stab 1-4*. Apabila tidak ditindaklanjuti maka korosi pada *body* di pipa tersebut lama-kelamaan akan semakin banyak.

Dan yang mengalami *Remaining Life* terlama untuk pipa *Furnace* di CDU III yaitu terdapat di pipa *Furnace 2 Coil 2 to Column 1-2*. Dengan *Remaining Life* sebesar 56 year. Hal ini menandakan pipa ini masih dapat bertahan lama, walaupun terdapat korosi dibagian *body* nya. Tetapi hal ini kembali lagi ke jenis pipa *Class Grade* nya, agar dapat melakukan *inspection* secara terjadwal yang telah ditentukan dari Standar Internasional API 570 *Class I* dan ASME B31.3. [11]

V. KESIMPULAN

Dari penelitian ini dapat disimpulkan bahwa:

1. Dari hasil perhitungan masing-masing pipa *Furnace* yaitu *Corrosion Rate Short Term (CRST)* selama 1 tahun mengalami korosi dalam jangka waktu pendek rata-rata hanya sebesar 0,1525 mm/year.
2. Pipa mengalami *Corrosion Rate Short Term (CRST)* yang lebih besar dari pipa-pipa *Outlet reboiler Furnace* lainnya yaitu sebesar 11×10^{-7} mpy. Dengan kasus ini maka usia pipa semakin pendek dan perlu dilakukannya penggantian pipa pada seluruh *line-line Furnace 1 Coil 1 to Stab 1-4*.
3. Korosi terjadi pada pipa selama 5 tahun sekali masing-masing pipa *Furnace* di CDU III PT. Pertamina RU III Sumatera Selatan mengalami korosi rata-rata sebesar 0,0595 inch/years.
4. Pada *Calculation of MAWP (Maximum Allowable Working Pressure)* terbesar yaitu pada pipa *Furnace 2 Coil 2 to Column 1-2* dengan *Line Number CD3 - P - 0570 - 8" - C2 TML. 1-B* yaitu sebesar 1705,73 P_{sig} atau 11,76

MPa. Nilai *t Estimate (Estimation Thickness for Next Inspection)* per lima tahun sekali rata-rata sebesar 0,3675 inch. Dan nilai MAWP harus \geq *Design Pressure* bila tidak, maka pipa terjadi *Rejected*.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] <http://rahayudwii.blogspot.co.id/2013/02/bab-2-sejarah-pt-pertamina-persero-ru.html>. Diakses tanggal: 5 Juli 2017. Jam : 19.30 WIB.
- [2] <http://dokumen.tips/documents/bab-2-profil-pt-pertamina-persero-ru-iii.html>. Diakses tanggal: 12 Juli 2017. Jam : 20.00 WIB.
- [3] <http://rudinteknisi.blogspot.co.id/2015/02/Furnace.html?m=1>. Diakses tanggal: 14 Juli 2017. Jam : 17.00 WIB.
- [4] P. Trambouze, 1973, *Furnace Operation*, Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- [5] Mustakim, 1980, *Furnace PPT. MIGAS, PPT. MIGAS*, Cepu Nelson, W.L, 1969, *Petroleum Refinery Engineering*, Mc. Graw Hill Book Company, New York
- [6] Suharsono, Tony, 1987, *Pengolahan II*, Akamigas, Cepu.
- [7] API Standard 530 *Fifth Edition*, "Petroleum And Natural Gas Industries – Calculation Of Heater Tube Thickness in Petroleum Refineries", January 2003 ISO 13704: 2001 (E)
- [8] ASME B31.3 "Process Piping", 2012.
- [9] API 570 *Third Edition*, "Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems". November 2009
- [10] PFD- CD3 (Update P&ID Des 2010) PT. Pertamina RU III, Plaju Palembang. ASME Boiler and Pressure Vessel Code AN INTERNATIONAL CODE, 2013 *Corrosion Atlas 1st edition, 1991*.

