

## EVALUASI KINERJA INSULASI DAN KERUSAKAN CUI PIPA DISTRIBUSI UAP UNIT *UTILITY PLANT* PENGOLAHAN MINYAK

Hariyotejo Pujowidodo<sup>1</sup> dan Bhakti Nuryadin<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup>Balai Termodinamika Motor Propulsi (BTMP) BPP Teknologi

Kawasan Puspiptek Serpong Tangerang Selatan Banten 15314

\*Email: <sup>1</sup>h\_pujowidodo@yahoo.co.id, <sup>2</sup>adin\_mail@yahoo.com

### Abstrak

*Unit Utilitas memiliki peran penting dalam menyediakan kebutuhan energi panas, listrik dan fluida kerja di dalam proses pengolahan minyak bumi, di mana terdapat peluang peningkatan efisiensi energi terbesar, sebanyak 30%, di antara sektor peralatan kolom fraksinasi, proses, penukar kalor, motor dan lainnya. Tulisan ini memuat hasil kegiatan evaluasi sistem insulasi dan kerusakan pada sistem pemipaan distribusi uap dalam rangka meningkatkan efisiensi dan kehandalan operasi sebuah plant pengolahan minyak bumi nasional yang terletak di daerah Jawa Tengah. Evaluasi berdasarkan hasil identifikasi pengujian kebocoran dan analisis kinerja isolasi dan kerusakan yang terjadi akibat korosi permukaan luar (CUI) pemipaan uap tekanan tinggi, medium dan rendah (HP, MP, LP steam) dan jalur kondensat, dengan total panjang 1533 meter. Dari hasil analisa dan evaluasi berdasarkan sumber ASTM-C680, API 570, ASME B31.3 dan B31.4; diperoleh rekomendasi tindak lanjut perbaikan insulasi dan beberapa pemipaan, akibat kerusakan dan kebocoran panas sebesar 210 kW/jam serta perubahan struktur material permukaan dan penipisan pipa uap pada jalur tekanan tinggi. Juga disampaikan tindak lanjut upaya yang diperlukan untuk mencegah kebocoran dan kerusakan CUI melalui pemilihan karakteristik material insulasi yang sesuai dengan kondisi proses dan faktor lingkungan setempat*

*Kata kunci: kinerja insulasi, kebocoran panas, korosi di bawah insulasi, propertis material*

### 1. PENDAHULUAN

Unit utilitas merupakan unit penunjang operasi dalam proses pengolahan minyak yang berfungsi penting dalam penyediaan segala kebutuhan energi dan fluida yang diperlukan seperti air olahan *demineralisasi*, potensial panas uap, udara bertekanan, air pendinginan dan energi listrik. Mekanisme pengolahan minyak bumi berdasar pada proses distilasi, memanfaatkan panas uap untuk memisahkan fraksi komponen produk bahan bakar (gas dan cair) dan produk bahan petrokimia (Wikipedia, 2013). Sumber energi utama di dalam plant utilitas ini adalah energi potensial panas uap, yang digunakan untuk keperluan pemanasan di unit proses dan penggerak turbin pembangkit listrik. Energi potensial tersebut didistribusikan melalui saluran pemipaan, terlapsi oleh sistem insulasi untuk mengurangi kehilangan kalor dan standard perlindungan keselamatan operasi.

Terdapat peluang peningkatan efisiensi energi terbesar pada unit utilitas sebanyak 30%, di antara sektor peralatan kolom fraksinasi, proses, penukar kalor, motor dan lainnya (Worrel dkk., 2015). Berdasar studi awal Departemen Energi Amerika Serikat tahun 2002, diestimasikan dari sektor pemanfaatan potensial uap untuk generasi (pembangkitan energi), distribusi dan kogenerasi (pemanfaatan panas buang) dapat memberikan potensial penghematan sebesar 12% di mana sektor distribusi menawarkan peluang penghematan biaya efektif yang terbanyak. Efektifitas kinerja sektor distribusi uap sangat ditentukan oleh kemampuan performansi sistem insulasi dalam mengurangi kehilangan kalor ke lingkungan dan mencegah kegagalan oleh faktor korosi pada sistem pemipaan.

Di dalam panduan *A SourceBook for Industri: Improving Steam System Performance* yang diterbitkan oleh *Advanced Manufacturing Office* Departemen Energi Amerika Serikat tahun 2012, dinyatakan bahwa properties material insulasi yang penting adalah konduktivitas termal, kekuatan beban mekanik, kemampuan bentuk (*workability*) dan tahanan resapan air (*water repellent*). Kemampuan insulasi sangat ditentukan oleh kondisi temperatur operasi dan lingkungan setempat, yang mempengaruhi sifat tahanan termal dan kerusakan korosi permukaan pipa (*CUI, Corrosion Under Insulation*).

Dari hasil pengkajian kerusakan korosi permukaan pipa yang tertutup insulasi oleh Anderson (2010), disebutkan bahwa korosi timbul akibat terkumpulnya air atau uap bersama udara di antara

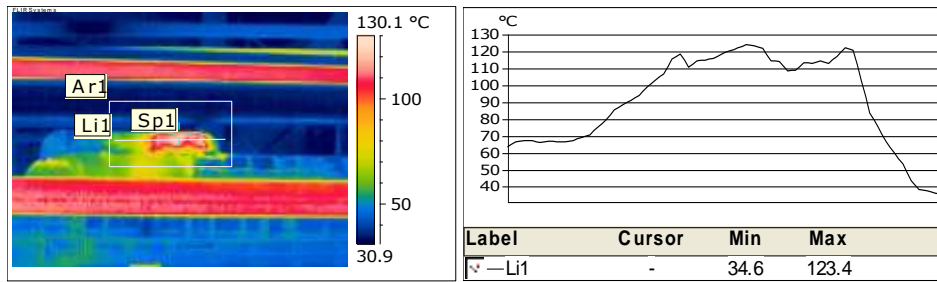
permukaan logam dan material insulasi. Pada pipa berbahan baja karbon/paduan rendah umumnya berupa korosi merata/terlokalisir, sementara pada pipa baja *austenite* anti karat terjadi dalam bentuk keretakan korosi tegangan dan *pitting*. Kelembaban (*moisture*) yang terjadi pada material insulasi dapat diakibatkan oleh terbukanya lapisan penutup luar (*jacketing*) dan kondisi temperature yang terkadang berada di bawah temperatur jenuh uap udara (*dew point*).

Plant pengolahan minyak bumi dan gas membawa beragam produk *impuritas* tinggi yang sangat korosif seperti CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S dan air yang dapat mengakibatkan korosi pada permukaan logam (Popoola dkk., 2013). Hal tersebut menuntut perlunya upaya identifikasi dan pemeriksaan kerusakan korosi akibat degradasi struktur material insulasi, yang dapat menimbulkan kegagalan pada sistem dan keselamatan operasi. Pada uraian berikut akan disampaikan hasil kegiatan evaluasi kinerja insulasi dan kerusakan CUI pada sistem pemipaan uap ditribusi pada plant utilitas sebuah unit pengolahan minyak bumi di Jawa Tengah. Pipa terdiri dari distribusi uap tekanan rendah, medium dan tinggi serta jalur kondensat sepanjang 1533 meter. Analisis dilakukan pada hasil identifikasi anomali panas insulasi menggunakan kamera Termografi Inframerah, pemetaan area yang terindikasi korosi dan evaluasi umur operasi mengacu pada *ASTM-C680*, *API 570*, *ASME B31.3 dan B31.4*. Hasil evaluasi kedua metode pemeriksaan tersebut digunakan untuk mendapatkan keputusan total sebagai rekomendasi untuk tindakan perbaikan pada obyek yang telah terdeteriorasi cukup parah.

## 2. METODOLOGI

Untuk melakukan pekerjaan inspeksi kondisi isolasi dan kerusakan CUI ini dilakukan menurut langkah metodologi sebagai berikut :

- a. Pemeriksaan awal yang dimulai dari inspeksi dengan Thermal Imager (*Thermal Scanning*) untuk mendapatkan peta distribusi panas temperature permukaan luar isolasi (*outer surface thermal mapping*).
- b. Hasil evaluasi thermal imager, berupa rangking kondisi terdeteriorasi terparah (*most deteriorated section*), selanjutnya menjadi petunjuk untuk analisa potensi kerugian kalor (*heatloss*), pemeriksaan korosi di bawah isolasi (*Corrosion Under Insulation, CUI*) dan hasil kajian sisa umur (*Remaining Life*) serta sisa kekuatan (*remaining Strength*).
- c. Analisa anomaly deviasi temperature yang telah dikoreksi (*Corrected Outer Temperature*) terhadap temperature acuan normal (*Actual Outer Temperature*) diklasifikasikan menurut 4 kategori yaitu A (normal; hingga 20 °C), B (sedang; 20,1 °C hingga 40 °C), C (tinggi; 40,1 °C hingga 50 °C), dan D (kritis: lebih dari 50,1 °C)
- d. Sedangkan evaluasi kondisi korosi ditentukan berdasarkan hasil pengamatan obyek yang dibagi atas 4 kategori yaitu A (normal), B (korosi parsial), C (korosi merata, painting rusak), D (korosi merata, *pitting* terjadi dan ketebalan berkurang).
- e. Estimasi kehilangan kalor menggunakan tools simulasi program perhitungan 3E-Plus© (mengadopsi ASME C680) dengan parameter input temperature operasi steam, tebal dan bahan isolasi, serta temperature anomaly permukaan luar.
- f. Kerusakan struktur dinding pipa akibat korosi, melalui pengukuran sisa ketebalan actual dengan alat ukur *Ultrasonic Thicknessmeter*, dievaluasi guna memperoleh prediksi sisa umur operasi dan tekanan operasi maksimum yang diijinkan berdasarkan ketentuan dalam API 570 dan ASME B31.3 serta B31.4. Jika prosentase kedalaman maksimum kerusakan isolasi (d) terhadap ketebalan nominal (t) pipa, nilainya terletak antara 10% - 80% akan dianalisa umur operasi (*RLA*) dan sisa kekuatan yang diijinkan (*MAOP, Maximum Allowable Operating Pressure*). Jika prosentase lebih dari 80% maka perlu dilakukan langkah tindakan penggantian pipa (*pipe repairing*).
- g. Hasil evaluasi metode pemeriksaan di atas digunakan untuk mendapatkan keputusan total sebagai rekomendasi untuk tindakan perbaikan pada obyek yang telah terdeteriorasi cukup parah.



**Gambar 1. Thermogram dan Profil Trendline Temperatur Hot Area**  
**Tabel 1. Tingkatan Deviasi Temperatur Isolasi Panas dan Analisa Anomali**

DATA TEMPERATUR		KATEGORI TINDAKAN PERAWATAN	
TEMP. RUANG (° C)	A	0 - 20 °C	NORMAL
HOT SPOT (° C)	B	20,1 - 40 °C	Pemanasan SEDANG, deteriorasi isolasi mulai terjadi
BEDA TEMP. (° C)	C	40,1 - 50 °C	Pemanasan TINGGI, intrusi uap air sudah terjadi
SKALA PRIORITAS	D	> 50 °C	Pemanasan KRITIS, kerusakan permukaan pipa mulai terjadi
KOMENTAR		SARAN	
Normal/Deteriorasi/Isolasi Terbuka tanpa cacat luar/Isolasi terbuka ada cacat luar		Isolasi Normal/Periodik Monitoring per 12 bulan/Deteriorasi Isolasi, monitoring per 6 bulan/Potensi Heat Loss/Uji Tebal dan CUI	
		Perawatan Rutin 12 bulan/Perawatan Rutin 6 bulan/Analisa Heat Loss/Analisa RLA	



**Gambar 2. Parameter data input pada perangkat 3E-Plus®**

**7.1 CORROSION RATE DETERMINATION**

**7.1.1 Remaining Life Calculations**

The remaining life of the piping system shall be calculated from the following formula:

$$\text{Remaining life (years)} = \frac{t_{actual} - t_{minimum}}{\text{corrosion rate}}$$

[inches (mm) per year]

where:

$t_{actual}$  = the actual minimum thickness, in inches (mm), determined at the time of inspection as specified in 5.6.

$t_{minimum}$  = the minimum required thickness, in inches (mm), for the limiting section or zone.

**304.1.2 Straight Pipe Under Internal Pressure**

(a) For  $t < D/6$ , the internal pressure design thickness for straight pipe shall be not less than that calculated in accordance with either Eq. (3a) or Eq. (3b):

ASME B31.3-2002

$$t = \frac{PD}{2(SE + PY)} \quad (3a)$$

$$t = \frac{P(d + 2c)}{2[SE - P(1 - Y)]} \quad (3b)$$

(b) For  $t \geq D/6$  or for  $P/SE > 0.385$ , calculation of pressure design thickness for straight pipe requires special consideration of factors such as theory of failure, effects of fatigue, and thermal stress.

(a) **Gambar 3. (a) Penentuan Laju korosi dan Sisa Umur (ref. API 570)**  
 (b) **Ketentuan Analisa Sisa Tekanan Operasi yang diijinkan (std. ASME B31.3)**

### 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Dari hasil pemeriksaan dengan Thermal Imager dan Kerugian kalor (*HeatLoss*) didapatkan distribusi kondisi isolasi seperti tercantum dalam table 2. Beberapa potensi kehilangan kalor hasil penginderaan thermal infrared, ditindaklanjuti dengan pemeriksaan kondisi kerusakan akibat CUI dan pengukuran sisa ketebalan actual, sebagaimana diberikan dalam hasil pemeriksaan. Ditemukan bahwa

sumber kehilangan kalor disebabkan oleh ketidakrapatan system isolasi yang disebabkan oleh ketidaksempurnaan pemasangan isolasi (*improper installation*) dan akibat beban dampak mekanik (*mechanical impact*) serta adanya komponen yang tidak terisolasi (*incomplete insulation*). Analisa simulasi kerugian kalor melalui software perhitungan ketebalan isolasi, memberikan bahwa total kerugian kalor akibat penipisan ketebal isolasi sehingga terjadinya kenaikan temperature permukaan luar hingga lebih dari 200 °C dan total kehilangan kalor 70,7 kW. Berdasarkan pemeriksaan CUI dan ketebalan diperoleh kondisi keadaan korosi yang serius pada line 05-1008U SH2 R2 - 10" , line 05-1008U SH2 R2 - 12" dan line 05-1001U SH5 R1 - 18" . Dari hasil pengamatan kondisi kerusakan korosi (lapangan) , akibat ketidakrapatan system isolasi, diperlukan material isolasi yang memiliki karakteristik density yang tinggi (min 0,10 gram/cc), konduktivitas termal thermal yang rendah (di atas 28 mW/m.K) serta water repellent yang tinggi untuk mencegah masuknya medium korosif air hujan menembus permukaan logam dan sifat kelenturan dalam pemasangan/perawatan (*flexibility installation/maintenance*). Dari hasil evaluasi kondisi total pipa servis steam terdapat pipa pada jalur HP Steam yang membutuhkan tindakan langkah perbaikan (*repair*) yaitu pada pipa line 05-1008U dan pipa line 05-1001U, dengan kondisi korosi berat berupa *crack* dan *pitting* permukaan.

**Table 2. Resume Hasil Kebocoran Panas Insulasi**

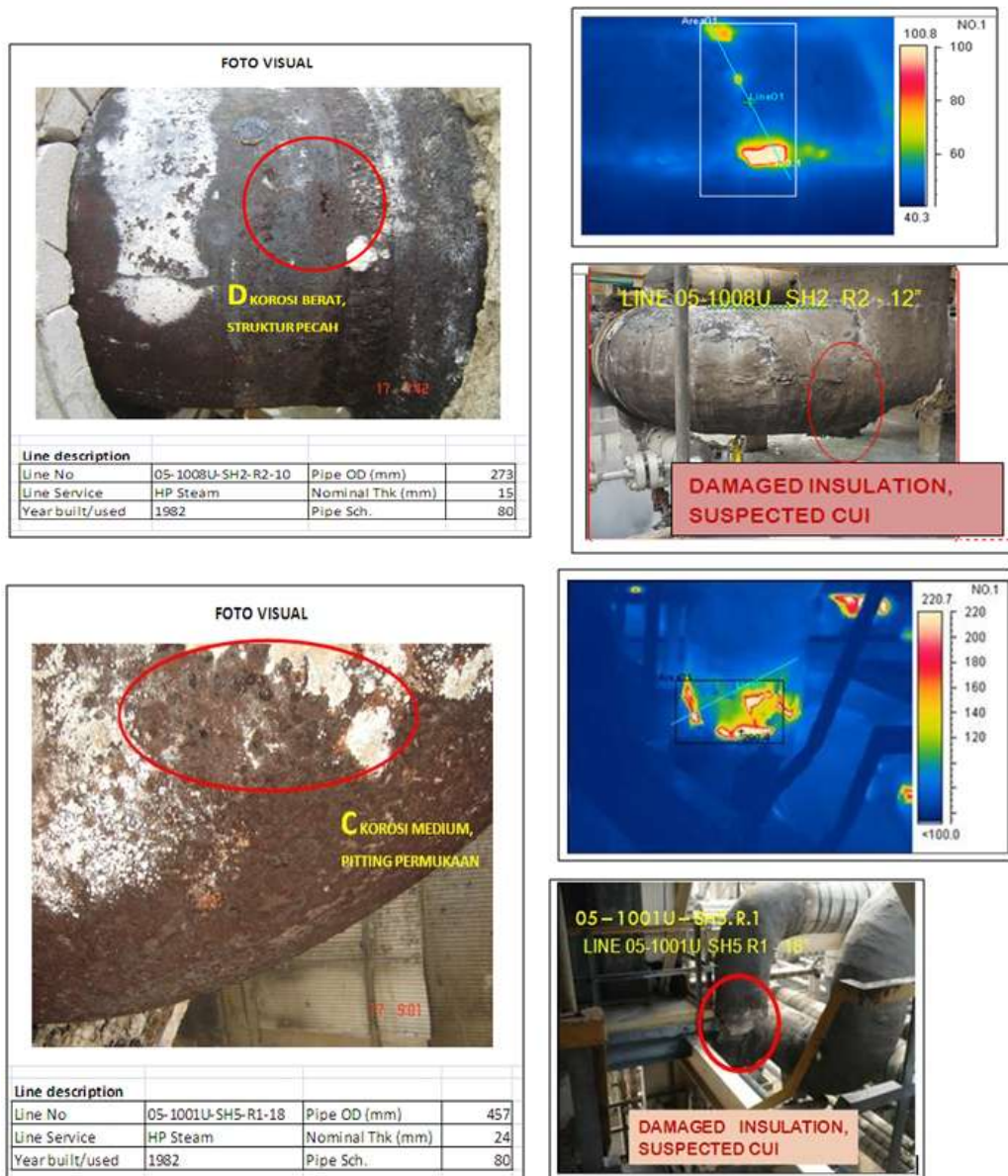
NO	LINE SERVICE STEAM	Total Length (m)	Spot Anomaly Length (m)	Percentage Anomaly	MIN.TEMP (°C)	MAX. TEMP (°C)
1	HP STEAM & CONDENSATE	597,219.97	9,730.00	1.63	104.5	381
2	LP STEAM	394,734.55	19,250.00	4.88	64.8	224.2
3	LP STEAM & CONDENSATE		26,680.00	6.76	45.6	200.9
4	MP STEAM & CONDENSATE	540,690.24	10,200.00	1.89	69.9	251.3

**Tabel 3. Resume Hasil Kehilangan Kalor Degradasi Insulasi**

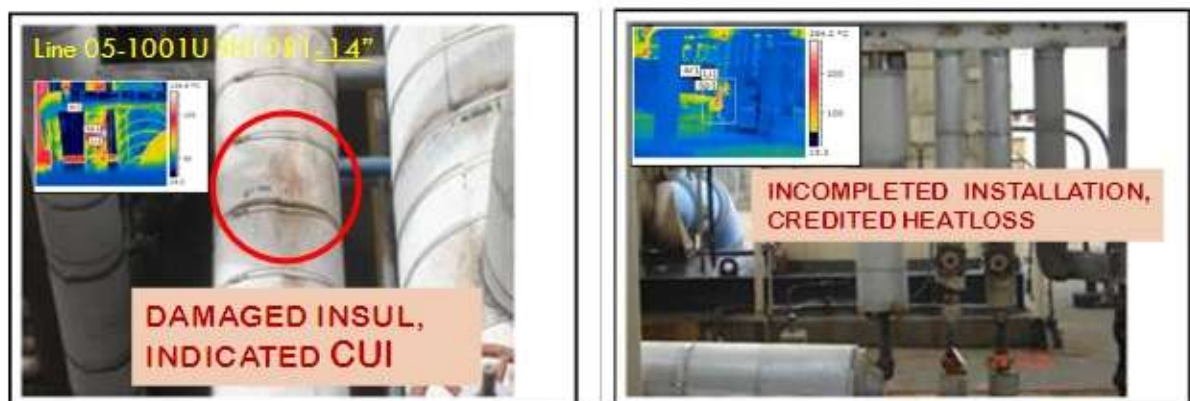
NO	LINE SERVICE STEAM	MIN. THK (mm)	MAX. Q (W/m)	TOTAL Q (W)	Percentage	REMARKS
1	HP STEAM & CONDENSATE	2.7	4053	18,172.48	25.69	NPS 1"-14", TEE, PIPE, ELBOW
2	LP STEAM	0.7	2446	36,120.00	51.06	NPS 1"-24", TEE, PIPE, VALVE, ELBOW
3	LP STEAM & CONDENSATE	0.87	825.4	9,268.35	13.10	NPS 1"-12", TEE, PIPE, ELBOW
4	MP STEAM & CONDENSATE	3.2	430.5	7,181.93	10.15	NPS 1"-8", PIPE, VALVE, ELBOW
TOTAL SUM				<b>70,742.76</b>		

**Tabel 4. Resume Hasil Keputusan Rekomendasi**

NO	LINE SERVICE STEAM	CUI Rank	Visual Insp.	Rem. Life (years)	Judgement	REMARKS
1	HP STEAM & CONDENSATE	High & Medium	Crack-hole & Pitting	13	Repair	line 05-1008U-SH2-R2-12
2	LP STEAM	Medium	Pitting	> 25	Periodic 5 years next Inspection	line 05-1001U-SH5-R1-18
3	LP STEAM & CONDENSATE	Normal	Rusted	> 25	Periodic 5 years next Inspection	Line 05-1002R-SH6-R1-20
4	MP STEAM & CONDENSATE	Low & Normal	Rusted & Coating Broken	> 25	Periodic 5 years next Inspection	line 05-1002R-SH5-R1-24



Gambar 4. Anomali Panas Insulasi dan Kerusakan CUI Pada Jalur Uap Tekanan Tinggi



Gambar 5. De-efisiensi Insulasi Akibat Degradasi Struktur dan Instalasi

**Tabel 5 Rangkang Hasil Pemeriksaan Sisa Umur dan Sisa Kekuatan Pipa Servis Steam**

No.	Line Number	NPS	O.D. Pipe (mm)	Nom. Thickness (mm)	Sch.	Coef. Y	Allow. Stress (Psi)	CA (mm)	Quality factor (E)	Opr. Press. (psi)	Year		Year of Next Insp.	Actual Min. Thickness		Thick. Min. (mm)	Thick. Required		CR	MAOP		Remaining Life (Year)
											Built / Used	Last Insp.		mm	inch		mm	inch		mm/Year	Psi	
1	line 05-1002R-SH5-R1-24	24	610	31	80	0.4	14200	1.59	1	287	1982	2012	5	10.1	0.398	6.11	7.70	0.30	0.70	352	24.7	6
2	line 05-1002R-SH5-R1-24	24	610	31	80	0.4	14200	1.59	1	287	1982	2012	5	11.8	0.465	6.11	7.70	0.30	0.64	425	29.9	9
3	line 05-1008U-SH2-R2-12	12	324	17	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	12.2	0.480	10.14	11.72	0.46	0.16	899	63.2	13
4	line 05-1008U-SH2-R2-10	10	273	15	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	11.8	0.465	8.54	10.13	0.40	0.11	1043	73.3	31
5	line 05-1001U-SH4-R1-10	10	273	15	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	12.3	0.484	8.54	10.13	0.40	0.09	1097	77.1	42
6	line 05-1008U-SH1-R2-1	1	33	5	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	4.1	0.161	1.03	2.62	0.10	0.03	2640	185.5	102
7	line 05-1008U-SH6-R1-2	2	60	6	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	5.1	0.201	1.88	3.46	0.14	0.03	1797	126.2	107
8	line 05-1001U-SH10-R1-1	1	33	5	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	4.2	0.165	1.03	2.62	0.10	0.03	2766	194.3	119
9	line 05-1088N-SH1-R2-10	10	273	15	80	0.4	14200	1.59	1	58.8	1982	2012	5	12.2	0.480	0.56	2.15	0.08	0.09	1086	76.3	125
10	line 05-1008U-SH2-R2-6	6	168	11	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	10.1	0.398	5.26	6.84	0.27	0.03	1467	103.1	161
11	line 05-1025N-SH1-R1-1	1	33	5	80	0.4	14200	1.59	1	58.8	1982	2012	5	4.3	0.169	0.07	1.66	0.07	0.02	2892	203.2	181
12	Line 05-1113N-SH1-R1-1	1	33	5	80	0.4	14200	1.59	1	36.8	1982	2012	5	4.3	0.169	0.04	1.63	0.06	0.02	2892	203.2	182
13	line 05-1001U-SH11-R1-8	8	219	13	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	12.2	0.480	6.85	8.44	0.33	0.03	1372	96.4	201
14	line 05-1001U-SH10-R1-6	6	168	11	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	10.3	0.406	5.26	6.84	0.27	0.02	1504	105.7	216
15	line 05-1001U-SH11-R1-8	8	219	13	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	12.4	0.488	6.85	8.44	0.33	0.02	1399	98.3	277
16	line 05-1001U-SH5-R1-18	18	457	24	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	23.2	0.913	14.30	15.89	0.63	0.03	1246	87.5	334
17	line 05-1001U-SH5-R1-18	18	457	24	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	23.3	0.917	14.30	15.89	0.63	0.02	1252	87.9	386
18	line 05-1001U-SH3-R1-18	18	457	24	80	0.4	14200	1.59	1	911	1982	2012	5	23.3	0.917	14.30	15.89	0.63	0.02	1252	87.9	386
19	Line 05-1069U-SH1-R1-1,5	1.5	48	5	80	0.4	14200	1.59	1	250	1982	2012	5	4.9	0.193	0.42	2.01	0.08	0.00	2307	162.1	1344
20	line 05-1003N-SH10-R1-14	14	356	19	80	0.4	14200	1.59	1	58.8	1982	2012	5	18.8	0.740	0.74	2.32	0.09	0.01	1274	89.5	2710
21	line 05-1002R-SH7-R1-20	20	508	26	80	0.4	14200	1.59	1	287	1982	2012	5	25.9	1.020	5.09	6.67	0.26	0.00	1263	88.7	6244
22	Line 05-1002R-SH6-R1-20	20	508	26	80	0.4	14200	1.59	1	287	1982	2012	5	25.9	1.020	5.09	6.67	0.26	0.00	1263	88.7	6244

**Keterangan :**

1. OD pipe, D : diameter sisi luar pipa uap (satuan mm)
2. Nom. Thickness : ketebalan nominal pipa uap (satuan mm)
3. Sch : schedule desain pipa
4. Coef. Y : koefisien Y untuk perhitungan ketebalan pipa minimum , nilainya 0,4 untuk  $t < D/6$  material austenitic steels (ASME B31.3)
5. Allow Stress : tegangan yang diijinkan besarnya 0,72 Si (kekuatan luluh minimum pipa yang dispesifikasikan, SMYS-Specified Minimum Yield Strength), S  
 [1] untuk material seamless steel API-5L A53 , nilai S = 30.000 psi (207 MPa)  
 [2] untuk material seamless steel API-5L A333, nilai S = 35.000 psi (241 MPa)
6. CA : nilai korosi yang diijinkan, di mana dari dokumen Material Piping Specification diketahui besarnya 0,065 in
7. Quality factor (E) : faktor sambungan las-an, sesuai tabel ASME B31.3 nilainya = 1.00
8. Opr. Press, P : tekanan operasi fluida uap
9. Actual Min thick. : ketebalan minimal desain dinding pipa (optimum),  $t = PD/(2(SE+PY))$
10. Min thick. : sisa ketebalan minimal dinding pipa, hasil pengukuran
11. Thick. Required : ketebalan dinding pipa desain yang dibutuhkan,  $tr = t + CA$
12. CR : laju korosi
13. MAOP : maksimum tekanan operasi yang diijinkan
14. Remaining life : sisa umur operasi pipa

#### 4. KESIMPULAN

- a. Berdasarkan hasil pemeriksaan/mapping Kegagalan kinerja isolasi disebabkan oleh beberapa faktor sebagai berikut :
  - 1) pemilihan dan penggunaan jenis isolasi yang tidak sesuai dengan kondisi proses dan lingkungan serta material isolasi.
  - 2) pemasangan sistem isolasi yang kurang sempurna (*improper installation*).
  - 3) pemasangan isolasi yang kurang menyeluruh (*incomplete insulation*).
- b. pengaruh beban mekanik (*mechanical impact*) Kerugian energi panas (kalor) akibat kerusakan sistem isolasi mencapai sekitar 70,7 kW. Hasil simulasi menggunakan perangkat 3EPlus© (NAIMA), perangkat kalkulasi heat loss sesuai ASTM-C680, dengan pilihan metode kalkulasi *Heat Loss per-hour* dan parameter-parameter analisa yang terdiri dari : temperatur uap proses (*Process Temperature*), temperatur lingkungan setempat (*Ambient Temperature*), diameter pipa uap (*NPS Size*), kecepatan angin lokal (*wind speed*), material pipa uap (*steel*), material isolasi (*Calcium Silicate*), material jacketing (Aluminium teroksidasi). Secara iteratif dievaluasi sisa ketebalan isolasi berdasarkan kondisi temperatur permukaan luar (*outer surface*) yang terjadi akibat degradasi isolasi.
- c. Faktor utama penyebab korosi akibat kondisi cuaca yang merupakan daerah hujan dan kondisi lingkungan beban eksternal (*impact factor*) , sehingga karakteristik utama material isolasi yang diperlukan mempunyai sifat *water repellent* tinggi, densitas tinggi (min 0,1 gr/cc), konduktivitas termal rendah (minimal 28 mW/m.K) dan sifat kelenturan dalam pemasangan/perawatan (*flexibility installation/maintenance*). Di samping itu perlu diperhatikan material isolasi yang tidak menyebabkan korosi, seperti material glass wool/rock wool, mengandung kadar khlor (Cl) sekitar 80 ppm (*part per million*) dan material calcium silikat mengandung kadar khlor (Cl) sekitar 35 ppm. Oleh karena itu untuk menjaga tidak terjadinya korosi maka dapat digunakan insulasi yang mengandung kadar khlor lebih rendah, karena air hujan mengandung ion khlor sehingga apabila terjadi kontaminasi dari air tersebut maka akan menyebabkan terjadinya korosi.
- d. Dari hasil evaluasi kondisi isolasi keseluruhan pipa servis steam terdapat tindak lanjut antara lain :
  - 1) Perbaikan dan penggantian isolasi pada setiap jalur servis steam dengan kenaikan temperatur ( $\Delta T$ ) di atas 40 °C, sesuai dengan jenis material isolasi yang relevan.
  - 2) Perbaikan jalur HP Steam yaitu pada line 05-1008U dan line 05-1001U, dengan kondisi korosi berat berupa indikasi crack dan pitting lokal.

#### DAFTAR PUSTAKA

- Anderson, S.A., (2010), *Out of Sight, Out of Mind?*, Intertek-USA, Hydrocarbon Engineering, August.
- Anonimus, *Oil Refinery*. [http://en.wikipedia.org/wiki/Oil\\_refinery](http://en.wikipedia.org/wiki/Oil_refinery). Diakses : 11 Desember 2013, jam : 22.16
- Anonimus, (2012), *A SourceBook for Industri: Improving Steam System Performance, Advanced Manufacturing Office*, U.S. DOE, Washington D.C., 2<sup>nd</sup> edition, October.
- API 570, (1998), *Piping Inspection Code*, American Petroleum Institute, 2nd edition, pp.7-1.
- ASME Code for Pressure Piping, B31 ASME B31.3-2002 (Revision of ASME B31.1-1999), (2002), *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids* , The American Society of Mechanical Engineers, USA, April, pp. 20.
- ASME Code for Pressure Piping, B31 ASME B31.4-2002 (Revision of ASME B31.4-1998), (2002), *Process Piping* , The American Society of Mechanical Engineers, USA, October, pp. 14.
- Baboiian R., Treseder R.S., (2002), *NACE Corrosion Engineer's Reference Book*, NACE International, 3rd edition, Houston, pp. 104-106
- Popoola, L.T., Grema, A.S., Latinwo, G.K., Gutti, B., Balogun, A.S., (2013), *Corrosion Problems During Oil and Gas Production and Its Mitigation*, International Journal of Industrial Chemistry (IJIC), SpringerOpenJournal
- Worrell, E., Corsten, M., Galitsky, C., (2015) *Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries*, *Energy Star*, EPA, US..