

Analisis Kerusakan pada *Secondary Superheater Tube* di Sistem *Boiler* pada *Power Plant* Akibat Proses *Soot Blowing*

Rusnaldy*, Muhammad Tauvquirrahman, Norman Iskandar
Departemen Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro
Jl. Prof Soedarto, SH, Kampus Undip Tembalang, Semarang
*E-mail: rusnaldy@lecturer.undip.ac.id

Abstract

This paper examines the causes of surface damage to the secondary superheater tube in a Power Plant in the form of tube wall thinning. The tube has been in operation for approximately ten years. The tube has not been replaced because it is rated for approximately 30 years of operation. The tube is made of ASTM SA-213-T12 steel. A section of the tube was discovered to have thinning on the outer surface. On the superheater tube, failure analysis is performed, which includes visual inspection, metallurgical analysis, mechanical and thermal analysis, as well as simulations to support the failure process of the superheater tube. The results indicate that no tube damage has occurred as a result of plastic deformation or thermal effect. Damage to the tube's outer surface in the form of thinning occurs as a result of erosion caused by the soot blowing process used to remove fly ash deposits attached to the tube's outer surface

Keywords: Failure Analysis, Secondary superheater tube, Boiler, Erosion, Soot Blowing

Abstrak

Makalah ini berisi analisa penyebab kerusakan pada permukaan pipa *secondary superheater* di suatu *Power Plant* berupa terjadinya penipisan pada dinding pipa. Pipa sudah beroperasi sekitar 10 tahun. Pipa belum mengalami pergantian karena memang didesain untuk beroperasi selama kurang lebih 30 tahun. Material pipa adalah baja ASTM SA-213-T12. Ada bagian dari pipa yang ditemukan telah mengalami penipisan ketebalan pada bagian permukaan luar. Analisa kegagalan dilakukan terhadap pipa *superheater* yang meliputi inspeksi visual, analisa metalurgi, analisa mekanik dan termal serta melakukan simulasi untuk mendukung proses terjadinya kegagalan pada pipa *superheater*. Hasil analisis menunjukkan bahwa tidak ditemukan indikasi kerusakan pipa akibat deformasi plastis dan termal. Kerusakan berupa penipisan dinding permukaan pipa bagian luar disebabkan oleh peristiwa erosi akibat proses *soot blowing* yang digunakan untuk menghilangkan deposit *fly ash* yang menempel pada permukaan luar pipa

Kata kunci: Analisa Kerusakan, *Secondary superheater tube*, Boiler, Erosi, Soot Blowing

1. Pendahuluan

Boiler adalah salah satu komponen penting pada industri pembangkit bertenaga uap Fungsi utama dari *boiler* pada industri pembangkit adalah merubah air menjadi uap bertekanan tinggi untuk menggerakkan turbin dan menghasilkan listrik. Uap dipanaskan dalam suatu *superheater* konvektif pada temperatur tinggi sebelum dikirim ke turbin. Pipa *superheater* berfungsi untuk menaikkan temperatur uap jenuh menjadi uap panas lanjut dengan memanfaatkan gas panas hasil pembakaran. Uap yang masuk ke *superheater* berasal dari *steam drum*. *Superheater* terbagi dua yaitu *primary superheater* dan *secondary superheater*. Lokasi pipa *secondary superheater* tersebut dapat dilihat pada Gambar 1.

Secondary superheater terletak pada bagian laluan gas yang sangat panas yaitu diatas ruang bakar dan menerima panas radiasi langsung dari ruang bakar. Informasi di lapangan menunjukkan bahwa temperatur uap masuk *secondary superheater* adalah 414 °C dan temperatur keluar sebesar 541 °C, dengan tekanan sebesar 169 kg/cm². Uap yang keluar dari *secondary superheater* kemudian digunakan untuk memutar *HP Turbine*.

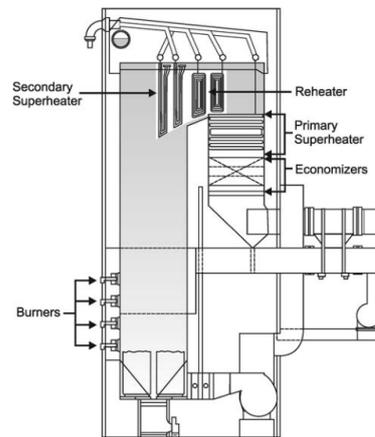
Pipa *superheater* adalah termasuk pipa yang banyak mengalami kegagalan. Diperkirakan 10% dari semua kerusakan pembangkit listrik disebabkan oleh *creep fracture* pada pipa-pipa boilernya. Secara umum, 30% kerusakan pada semua pipa di boiler disebabkan oleh *creep* [1]. Jones melaporkan kegagalan pipa *superheater* karena *creep*, yang ditunjukkan pada morfologi patahan dan terjadinya perubahan struktur mikro setelah terekspos pada temperatur yang tinggi dan dalam waktu yang lama [1].

Ada beberapa laporan hasil analisa kegagalan pipa-pipa pada boiler yang telah dilakukan oleh peneliti lain akibat beberapa penyebab, khususnya pipa *superheater*. Himarosa dkk melakukan investigasi penyebab kebocoran pada beberapa pipa boiler di salah satu pembangkit listrik di Indonesia [2]. Penyebab kebocoran adalah material pipa yang digunakan tidak sesuai dengan standar, terjadinya retak akibat *thermal fatigue* dan penipisan dinding pipa akibat erosi.

Analisa kegagalan pada pipa *superheater* juga telah dilakukan oleh Li dkk, 2022 [3]. Pipa *superheater* yang diamati berasal dari pabrik semen. Kegagalan yang terjadi berupa retak akibat *stress corrosion cracking*. Sementara itu Dsilva dkk meneliti penyebab kegagalan pipa *superheater* suatu boiler yang digunakan di industri pupuk tanaman [4]. Hasil analisa menunjukkan bahwa pipa mengalami kegagalan akibat proses erosi-korosi karena adanya garam-garam alkalin di dalam *flue gas*. Kegagalan lain akibat *overheating* juga ditemukan pada pipa-pipa *superheater* di industri pembangkit [5–8]. *Overheating* adalah satu mekanisme kegagalan yang sering terjadi pada pipa *boiler*, terutama pada pipa yang beroperasi pada temperatur yang relatif tinggi seperti *superheater* dan *reheater*. Degradasi akibat *overheating* akan bertambah dengan naiknya temperatur, tegangan dan waktu [9]. *Overheating* juga dapat terjadi karena adanya deposit yang menempel pada permukaan pipa yang beroperasi pada temperatur tinggi.

Untuk mengatasi berbagai masalah yang terkait dengan efisiensi perpindahan panas pada *boiler* akibat adanya deposit/*fly ash* yang menempel pada permukaan pipa, digunakan proses *soot blowing* untuk membersihkan bagian luar pipa dari *fly ash* yang menempel tersebut. Deposit *fly ash* sangat tergantung pada sifat dan komposisi mineral batubara yang digunakan [10]. *Fly ash* yang menempel pada permukaan pipa dapat dihilangkan dengan *soot blower* dengan menggunakan medium seperti uap, gelombang suara, gas dan lainnya. Jika *soot blowing* tidak dilakukan tepat waktu pengendapan deposit akan menjadi berlebihan yang akan mengurangi efisiensi perpindahan panas. Kebalikannya, jika *soot blowing* dilakukan terlalu sering, maka akan mengakibatkan terjadinya erosi pada permukaan pipa [11].

Pada makalah ini analisa kegagalan terhadap pipa *superheater* yang berasal dari sistem *boiler* di satu industri pembangkit dilakukan. Analisa meliputi inspeksi visual, analisa metalurgi, analisa mekanik dan termal serta melakukan simulasi untuk mendukung proses terjadinya kegagalan pada pipa *superheater*.



Gambar 1. Perkiraan lokasi pipa *superheater* pada Sistem Boiler [9].

2. Kondisi Operasional Pipa

Dari informasi yang diperoleh menyebutkan bahwa pipa sudah beroperasi sekitar 10 tahun. Pipa belum mengalami pergantian karena memang didesain untuk beroperasi selama kurang lebih 30 tahun. Material pipa adalah baja ASTM SA-213-T12. Dari hasil pengukuran dimensi diperoleh bahwa diameter luar (OD) pipa adalah 50,80 mm dan tebal rata-rata dinding pipa sebesar 7,80 mm. Data operasional pipa adalah temperatur di dalam pipa (inner temperature) sebesar 414°C, tekanan di dalam pipa (inner pressure) sebesar 17 MPa dan *flue gas temperature* sebesar 900°C.

3. Inspeksi Visual

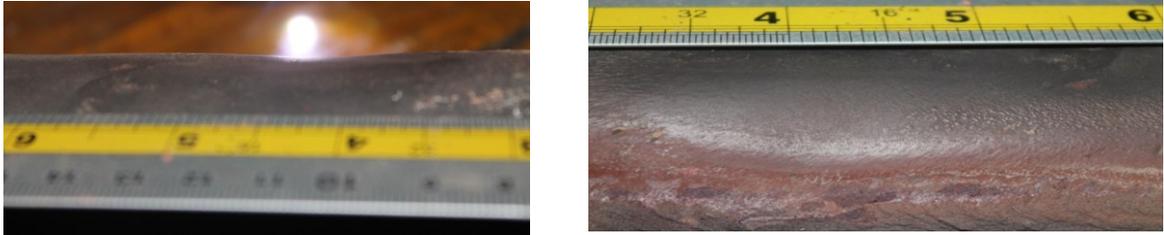
Kondisi pipa yang diterima dapat dilihat pada Gambar 2. Inspeksi visual dilakukan untuk mendeteksi lokasi kerusakan pada pipa tersebut. Hasilnya dapat dilihat pada Gambar 3 - 5.

Dari hasil inspeksi visual dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

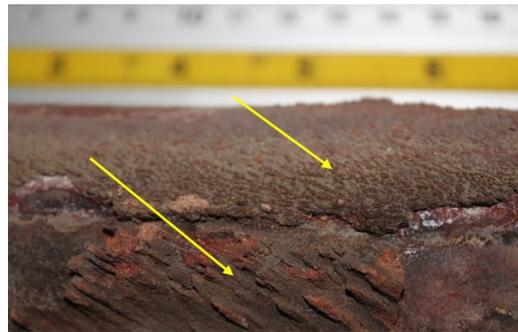
- a. Ditemukan adanya penipisan dinding pipa bagian luar yang kemungkinan disebabkan karena erosi (lihat Gambar 3). Penipisan yang terjadi sebesar 2,32 – 2,40 mm
- b. Ditemukan adanya kerak yang cukup tebal dan menempel cukup kuat pada bagian luar pipa yang tidak mengalami erosi (lihat Gambar 4).
- c. Tidak ditemukan adanya deposit yang berlebihan pada bagian dalam pipa (lihat Gambar 5).
- d. Tidak ditemukannya adanya kerusakan akibat korosi pada bagian dalam pipa, seperti *pitting corrosion*, *caustic corrosion* dan jenis korosi lainnya yang membahayakan (lihat Gambar 5).
- e. Tidak ditemukan terjadinya penipisan dinding pipa bagian dalam dan tidak ada bukti kerusakan pipa yang diawali dari dalam pipa.



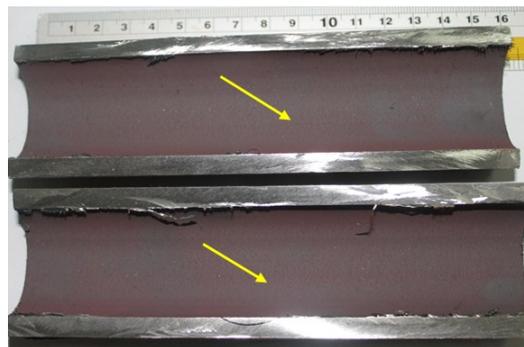
Gambar 2. Sampel pipa yang diterima dan area yang mengalami masaihan seperti ditunjukkan tanda panah



Gambar 3. Area dari pipa yang mengalami penipisan dan memiliki profil bergelombang pada dinding luar



Gambar 4. Area dari sisi lain pipa yang memperlihatkan adanya kerak yang menempel dengan keras pada dinding luar pipa



Gambar 5. Bagian dalam pipa yang menunjukkan kondisi pipa masih dalam keadaan baik

4. Analisa Metalurgi

Untuk menguji kebenaran kesimpulan pada hasil inspeksi visual, maka dilakukan serangkaian pengujian dan analisa metalurgi untuk membuktikannya. Pengujian-pengujian tersebut adalah sebagai berikut:

4.1. Pengujian Komposisi Kimia dan Kekerasan Material Pipa

Pengujian ini bertujuan untuk membuktikan bahwa tidak ada kesalahan dalam memilih material pipa yang digunakan. Spesifikasi dari material pipa *secondary superheater* yang digunakan adalah SA-213-T12. Hasil pengujian komposisi kimia dan kekerasan dibandingkan dengan standar ASTM A213 dan hasilnya dapat dilihat pada Tabel 1 dan 2.

Tabel 1. Hasil Uji Komposisi Kimia Material Pipa

Unsur	ASTM A213 (%)	Hasil Uji (%)
C	0,05 – 0,15	0,20
Mn	0,30 – 0,60	0,629
P (maks)	0,025	0,046
S (maks)	0,025	0,021
Si (Min)	≤ 0,5	0,20
Cr	0,80 – 1,25	0,958
Mo	0,44 – 0,65	0,478

Tabel 2. Hasil Uji Kekerasan Material Pipa

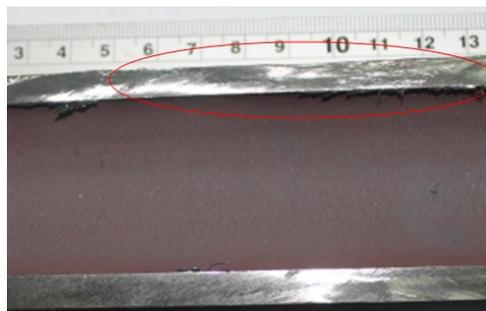
ASTM A213 (HRB)	Hasil Uji (HRB)
Maks. 85	82,5 – 85,5

Kesimpulan yang dapat ditarik dari hasil pengujian material pipa adalah “Material pipa yang digunakan sesuai dengan spesifikasi yang telah ditentukan”.

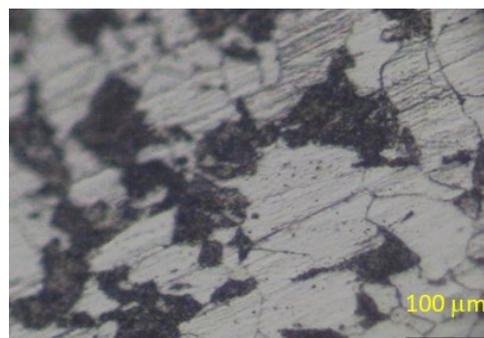
4.2. Pengamatan Struktur Mikro dan Pengujian Kekerasan di Area yang Rusak

Pengamatan struktur mikro diperlukan untuk melihat adakah perubahan fasa atau struktur mikro yang terjadi selama pipa digunakan. Pengamatan juga untuk membuktikan bahwa rusaknya pipa memang terjadi karena erosi bukan sebab lainnya. Sampel untuk pengamatan struktur mikro diambil dari pipa yang mengalami penipisan pada dinding luarnya dan permukaannya berbentuk gelombang (Gambar 6). Foto struktur mikro yang dihasilkan dapat dilihat pada Gambar 7 dan 8. Sementara itu hasil uji kekerasan pada area yang bebas dari kerusakan dan area yang mengalami kerusakan dapat dilihat pada Tabel 3.

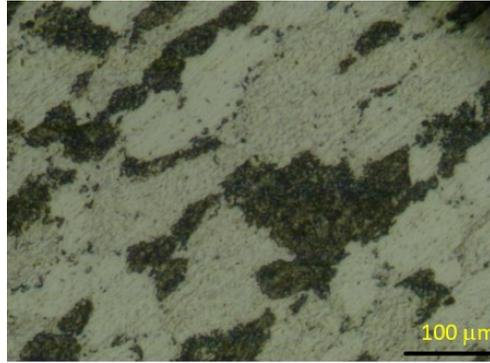
Dari hasil analisa foto struktur mikro dan uji kekerasan di area yang mengalami penipisan dapat disimpulkan bahwa: (1) Kerusakan terjadi bukan karena adanya deformasi plastis atau pengaruh termal, karena tidak ada perubahan struktur mikro yang terjadi secara signifikan. Struktur mikro yang terdapat di kedua specimen sama, yaitu ferit dan perlit; (2) Hasil uji kekerasan pada area yang mengalami penipisan sedikit turun; (3) Dari foto permukaan pada area pipa yang mengalami penipisan terlihat bahwa penipisan dinding tabung terjadi karena proses erosi (lihat gambar 9).



Gambar 6. Area pengamatan struktur mikro dan uji kekerasan pada pipa yang mengalami penipisan pada dinding luarnya



Gambar 7. Foto struktur mikro pada area yang jauh dari lokasi pipa yang mengalami penipisan pada dinding



Gambar 8. Foto struktur mikro pada area pipa yang mengalami penipisan pada dinding

Tabel 3. Hasil Uji Kekerasan di Area Sekitar *Defect* dan Bebas dari *Defect*.

Lokasi	Kekerasan (HRB)
Bebas dari <i>defect</i>	82,5 – 85,5
Area sekitar <i>defect</i>	76,0 – 80,0

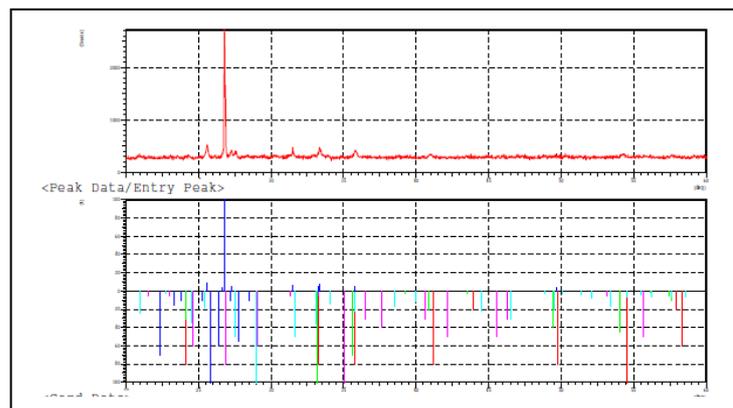


Gambar 9. Foto permukaan pada area pipa yang mengalami penipisan pada dinding luar

4.3. Analisa XRD Deposit di Permukaan Bagian Luar Pipa

Pada bagian internal pipa tidak ditemukan adanya deposit yang berlebihan serta indikasi kerusakan akibat adanya korosi (*pitting corrosion*, *caustic corrosion* dan lain sebagainya), seperti terlihat pada Gambar 5. Namun pada permukaan bagian luar pipa banyak dijumpai adanya kerak atau deposit yang cukup tebal dan menempel secara kuat pada pipa (lihat Gambar 4). Untuk itu perlu dilakukan pengujian XRD untuk mengetahui jenis senyawa yang dikandung kerak atau deposit tersebut. Hasil pengujian XRD dari deposit tersebut dapat dilihat pada Gambar 10 dan Tabel 4.

Dari hasil pengujian XRD dapat ditarik kesimpulan: (1) Terdapat banyak kerak atau deposit yang menempel pada dinding luar pipa pada sisi yang tidak mengalami erosi; (2) Jenis senyawa yang ditemukan pada kerak kemungkinan berasal dari *fly ash*.



Gambar 10. Grafik hasil pengujian XRD dari deposit pada permukaan bagian luar pipa

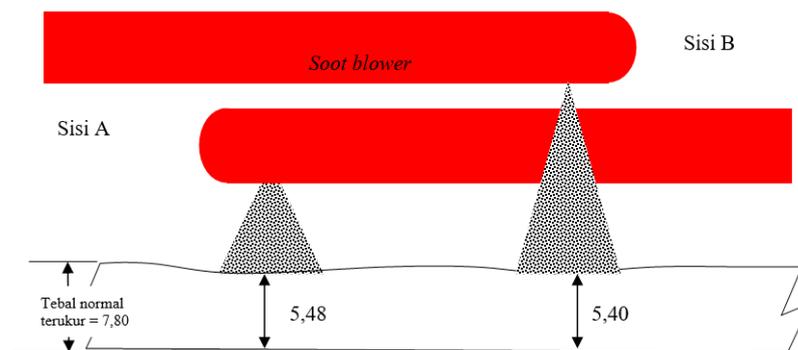
Tabel 4. Data senyawa yang ditemukan pada deposit hasil pengujian XRD.

Senyawa yang Ditemukan
Iron Oxide (Hematite), Fe ₂ O ₃
Analcite, Na ₂ O.Al ₂ O ₃ .4SiO ₃ .2H ₂ O

5. Analisa Mekanik dan Termal

Dari kondisi internal operasional pipa bisa dilihat beban kerja yang tinggi dialami oleh pipa ini baik secara termal maupun tekanan dari dalam. Dari sisi luar secara termal pipa ini juga mengalami terpaan panas dari *flue gas* yang berasal dari *furnace*.

Selain faktor internal dan eksternal pipa ada instrumen lain yang bekerja pada pipa ini, yaitu *soot blower*. Penempatan *soot blower* ada pada kedua sisi yang berhadapan dan bekerja secara bergantian per masing-masing sisi, dimana kedua sisi bisa di sebut Sisi A dan Sisi B (lihat Gambar 11). *Soot blower* Sisi A dan Sisi B dari informasi yang didapat, memiliki panjang jangkauan yang tidak sama. Sehingga jika dijalankan secara bersamaan kemungkinan akan terjadi benturan, karena salah satu sisi tumpang tindih terhadap sisi yang lain. Hal ini berimbas resiko lendutan *soot blower* akibat temperatur panas yang tinggi pada daerah operasi juga berbeda. Hal ini beresiko karena bisa berakibat proses *cleaning* tidak berjalan baik.



Gambar 11. Sketsa pipa *secondary super heater* pada daerah yang mengalami penipisan tebal (ukuran dalam mm).

6. Simulasi Pendukung

Berdasarkan analisa mekanik dan termal yang telah dijelaskan sebelumnya (Bagian 5), maka akan disimulasikan beberapa kasus variasi penipisan dinding untuk diinvestigasi pengaruhnya terhadap kekuatan pipa selama masa operasi *boiler* seperti disajikan dalam Tabel 5. dengan mengasumsikan bahwa penipisan tebal terjadi di seluruh permukaan pipa. Berdasarkan dari kondisi operasi, pipa *secondary superheater* (SSH) terletak pada bagian laluan gas yang sangat panas.

Geometri untuk pemodelan, sifat material, serta kondisi batas yang digunakan untuk keperluan simulasi komputer tersaji dalam Tabel 6 – 8.

Tabel 5. Kasus Variasi Penipisan Dinding Pipa yang akan Disimulasikan pada Pipa

Kasus	Ketebalan dinding (mm)	Penipisan tebal (%)	Diameter pipa (mm)
1	7,80	0	50,80 (diameter luar)
2	5,48	30	43,00 (diameter dalam)
3	5,40	31	43,00 (diameter dalam)

Tabel 6. Dimensi Hasil Pengukuran Pipa

Dimensi Terukur (mm)	Nilai
Outer Diameter	50,80
Tebal	7,80

Tabel 7. Sifat Material Pipa (Sumber: ASME Section II Part. D).

Sifat Mekanik dan Fisik Pipa	Nilai
Tensile strength (MPa) min	415
Yield strength (MPa) min	220
Elongation GL=2in min	0.30
Young Modulus (MPa)	200.000
Isotropic thermal conductivity (W/m °C)	60,5
Specific heat (J/kg °C)	434

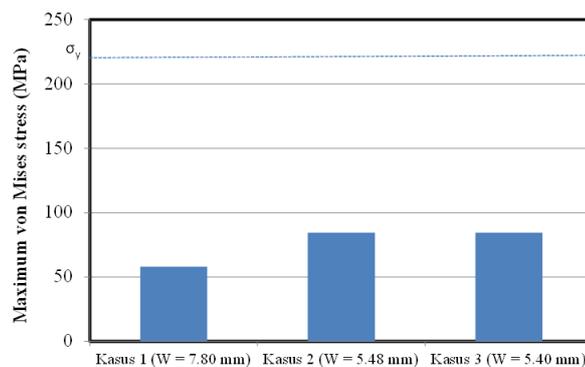
Tabel 8. Data Operasional Pipa

Kondisi Operasional	Nilai
Inner temperature (°C)	414
Inner pressure (MPa)	17
Flue gas temperature (°C)	900

Hasil simulasi berupa tegangan von Mises maksimum disajikan dalam Tabel 9 dan Gambar 12. Berdasarkan hasil ini, diperoleh kesimpulan bahwa jika penipisan ketebalan dinding terjadi sampai 30 %, kenaikan tegangan von Mises maksimum naik hingga 46 %. Hal ini berarti bahwa jika beban termal dan tekanan yang diakibatkan oleh fluida panas dari dalam pipa dan beban termal oleh gas pembakaran dari luar pipa terjadi secara terus menerus maka kekuatan pipa untuk menahan beban tersebut juga akan semakin turun. Pipa juga menjadi sangat rentan mengalami deformasi plastis. Ini dikarenakan penipisan dinding menyebabkan semakin mendekatnya tegangan von Mises maksimum ke tegangan luluh minimal material yang dipersyaratkan. Berdasarkan Tabel 10, penipisan dinding sebesar 30% akan menyebabkan penurunan kekuatan untuk menahan deformasi plastis sebesar 12%. Jika dikaitkan dengan kasus yang terjadi pada Pipa, maka apabila ada partikel solid (misalnya *fly ash*) maupun fluida lain yang menghantam pipa dari luar, seperti saat *soot blower* dioperasikan, maka pipa akan menjadi sangat mudah terdeformasi plastis, kemudian mengalami *abrasive wear*, dan akhirnya ada bagian material pipa yang tergerus dan hilang akibat erosi. Pipa akan menjadi semakin tipis dan semakin cepat mengalami kegagalan.

Tabel 9. Pengaruh Penipisan Ketebalan Dinding Pipa Terhadap Tegangan Von Mises Maksimum

Kasus	Penipisan ketebalan (%)	Maximum von Mises stress (MPa)	Kenaikan tegangan von Miles (%)
1	0	69,83	0
2	30	94,77	58
3	31	93,77	58



Gambar 12. Pengaruh ketebalan pipa terhadap tegangan von Mises maksimal yang dihasilkan

Tabel 10. Hubungan Penipisan Dinding dan Penurunan Kekuatan Material

Kasus	Penipisan ketebalan (%)	$\left \frac{\sigma_y - \sigma_{vonMises\ max}}{\sigma_y} \right \times 100\%$	Penurunan kekuatan material (%)
1	0	74	-
2	30	62	12
3	31	62	12

Dimana, σ_y adalah tegangan luluh material pada temperatur ruang normal (desain awal).

7. Kesimpulan

Dari hasil analisa yang telah dilakukan dapat ditarik kesimpulan: (1) Pada permukaan luar ditemukan terjadinya penipisan dinding pipa pada bagian yang terkena *soot blowing* dan ditemukan adanya deposit yang cukup tebal pada permukaan pipa yang tidak mengalami *soot blowing*; (2) Material pipa yang digunakan sudah sesuai dengan spesifikasi yang ditentukan; (3) Tidak ditemukan indikasi kerusakan pipa akibat deformasi plastis dan termal; (4) Kerusakan berupa penipisan dinding permukaan pipa bagian luar disebabkan oleh peristiwa erosi akibat proses *soot blowing*.

Daftar Pustaka

- [1] Jones, D.R.H, 2004, "Creep failures of overheated boiler, superheater and reformer tubes," *Engineering Failure Analysis*, 11: 873-893.
- [2] Himarosa, R.A., Hariyanto, S.D., Hasan, W.H., Muflikhun, M.A., 2022, "Failure analysis of platen superheater tube, water wall tube, and sealpot plate: A case study from electricity power plant in indonesia," *Engineering Failure Analysis*, 135: 106-108.
- [3] Li, Y., Chen, H., Pan, Z., Liang, H., Wang, Z., Li, Z., Kuang, Y., 2022, "Failure analysis of superheater tubes in an air quenching cooler waste heat boiler," *Engineering Failure Analysis*, 131: 105869
- [4] Dsilva, P.C., Bhat, S., Banappanavar, J., Kodancha, K.G, Hegde, S.R., 2021, "Premature failure of superheater tubes in a fertilizer plant," *Engineering Failure Analysis*, 121: 150-152.
- [5] Shishavan, B.H., Nerbina, H.F., Samani, M.N., Ashtaria, P., Nasirpouria, F., 2019, "Failure analysis of a superheater tube ruptured in a power plant boiler: Main causes and preventive strategies," *Engineering Failure Analysis*, 98: 131–140.
- [6] Dehnavi, F., Eslami, A., Ashrafizadeh, F., 2017, "A case study on failure of superheater tubes in an industrial power plant," *Engineering Failure Analysis*, 80: 368–377.
- [7] Movahedi-Rad, A., Plasseyed, S.S., Attarian, M., 2015, "Failure analysis of superheater tube," *Engineering Failure Analysis*, 48: 94–104.
- [8] Purbolaksono, J., Ahmad, J., Beng, L.C., Rashid, A.Z., Khinani, A., Ali, A.A., 2010, "Failure analysis on a primary superheater tube of a power plant," *Engineering Failure Analysis*, 17: 158–167.
- [9] Dillan, J.J., Desch, P.B., Lai, T.S., Flynn, D.J., 2011, "The Nalco Guide to Boiler Failure Analysis," The McGraw-Hill Companies, Inc. USA
- [10] Pena, B., Teruel, E., Diez, L.I., 2013, "Towards soot-blowing optimization in superheaters," *Applied Thermal Engineering*, 61: 737-746.
- [11] Shi, Y., Li, Q., Wen, J., Cui, F., Pang, X., Jia, J., Zeng, J., Wang, J., 2019, "Soot Blowing Optimization for Frequency Economizers to Improve Boiler Performance in Coal-Fired Power Plant," *Energies*, 12: 2901.
- [12] ASTM (2014). A213/A213-14 - *Standard Specification for Seamless Ferritic and Austenitic Alloy-Steel Boiler, Superheater and Heat Exchanger Tubes*, ASTM Standard, 1-14