

Analisis Kegagalan *Secondary Superheater Tube* Pada PLTU Batubara Kapasitas 600 MW

Iwan Toni Saputro^{1✉}, Meilinda Nurbanasari²

¹ Program Studi Magister Teknik Mesin, Institut Teknologi Nasional Bandung, Indonesia

Informasi Artikel

Riwayat Artikel

Diserahkan : 03-02-2023

Direvisi : 11-02-2023

Diterima : 16-02-2023

Kata Kunci:

PLTU, *Secondary superheater*, *Thin lip rupture*, *Short term overheating*

Keywords :

PLTU, *Secondary superheater*, *thin lip rupture*, *short term overheating*.

Corresponding Author :

Iwan Toni Saputro

Program Studi Magister Teknik Mesin, Institut Teknologi Nasional Bandung

Jl. Phh. Mustofa No.23, Neglasari, Kota Bandung, Jawa Barat 40124

Email: iwan_toni@yahoo.co.id, meilinda@itenas.ac.id

ABSTRAK

Boiler mempunyai peranan berarti pada PLTU di Indonesia. Pipa Boiler mengalami kegagalan beroperasi yang diakibatkan kebocoran pada tube *Secondary Superheater - out*. Penelitian ini bertujuan untuk memahami mekanisme serta penyebab terjadinya kebocoran tube agar diperoleh solusi yang tepat, sehingga PLTU dapat beroperasi kembali dengan baik. Material pipa yang mengalami kegagalan ini adalah jenis ASTM SA 213 T91. *Secondary Superheater* mengalami kerusakan berupa pecah dan memiliki bibir tipis (*thin lip rupture*). Penipisan yang terjadi pada area *rupture* mengindikasikan bahwa tube mengalami *short term overheating* yang diawali dengan *bulging/swelling*. *Short term overheating* akan dibuktikan dengan analisa struktur mikro dan hasil pengujian kekerasan. Pengamatan visual pada area bocor tidak memperlihatkan adanya deposit yang menempel pada dinding bagian dalam tube, namun ditemukan serbuk deposit di dalam dinding tube yang terbawa aliran steam. Beberapa investigasi yang dilakukan terdiri dari inspeksi visual, kekerasan vickers, analisis struktur mikro, uji XRD. Dapat disimpulkan kegagalan terjadi karena terganggunya aliran steam akibat serbuk deposit menumpuk di daerah elbow dan bukan karena lapisan oksida yang menempel di dinding dalam pipa.

ABSTRACT

Boilers have a significant role in PLTU in Indonesia. The boiler pipe failed to operate due to a leak in the secondary superheater - out tube. This study aims to understand the mechanism and causes of tube leaks in order to obtain the right solution, so that the PLTU can operate properly again. The pipe material that experienced this failure was ASTM SA 213 T91. *Secondary Superheater* suffered damage in the form of broken and thin lips (*thin lip rupture*). Thinning that occurs in the rupture area indicates that the tube is experiencing short term overheating which begins with *bulging/swelling*. *Short term overheating* will be proven by microstructural analysis and hardness test results. Visual observation of the leak area did not show any deposits adhering to the inner wall of the tube, but powder deposits were found inside the tube walls carried by the steam flow. Some of the investigations carried out consisted of visual inspection, Vickers hardness, microstructural analysis, XRD test. It can be concluded that the failure occurred due to the disruption of steam flow due to powder deposits accumulating in the elbow area and not because of the oxide layer attached to the inner wall of the pipe.

PENDAHULUAN

Boiler mempunyai peranan berarti pada PLTU di Indonesia. Pipa Boiler mengalami kegagalan beroperasi yang diakibatkan kebocoran pada tube *Secondary Superheater - out*. *Secondary superheater* terdapat pada bagian aliran gas yang sangat panas yaitu pada bagian atas ruang bakar serta mendapatkan panas radiasi dari ruang bakar. Informasi di lapangan menunjukkan bahwa suhu uap masuk pada *secondary superheater* yaitu 497 °C dan suhu keluar sebesar 545 °C, dengan besar tekanan 150 Bar.

Kegagalan superheater dapat menyebabkan pemadaman pada pekerjaan boiler, yang mengakibatkan kerugian besar. Beberapa penyebab kegagalan pada superheater adalah pemanasan lokal yang berkepanjangan, kerusakan mulur, kelelahan termal yang berlebihan, korosi, dan erosi. Sekitar 35% dari kegagalan umum di boiler utilitas disebabkan oleh overheating jangka panjang (*creep*) di superheater, dan tabung dinding (Jones, 2004). *Thin lip rupture* merupakan kegagalan yang diakibatkan oleh *short term overheating* yang terjadi pada di atas temperatur aman material *tube* dan disertai *bulging* dekat daerah pecah (Sariyusda dkk, 2012). Boiler memiliki beban kerja tekanan dan temperatur tinggi. Pemilihan, perlakuan material dan proses perawatan, harus sangat diperhatikan karena akan berakibat terhadap kegagalan korosi, keausan, mulur yang bisa menyebabkan penurunan masa pakai komponen. (Adrian dkk, 2016).

Beberapa laporan hasil analisa kegagalan pipa-pipa pada boiler yang telah dilakukan oleh peneliti lain akibat beberapa penyebab, khususnya pipa *superheater*. Lusiana dkk melakukan investigasi mengenai pipa boiler yang mengalami kegagalan, yaitu pecah dari dalam ditandai dengan penurunan ketebalan akibat dari korosi sumuran di bagian dinding dalam pipa, yang mengakibatkan pipa *superheater* mengalami panas berlebih di kondisi temperatur dan tekanan tinggi, yang menyebabkan pipa mendapatkan beban panas berlebih serta terjadi pecah (Lusiana dkk, 2019). Proses awal terjadinya *creep* dimulai saat terjadinya kelelahan di temperatur tinggi, dan menyebabkan terbentuknya *creep void* di batas butir. *Void* akan bersatu membentuk *intergranular crack*. *Intergranular crack* yang bersatu akan membuat *crack* semakin membesar. Akibat banyaknya *crack* akan menyebabkan material menjadi rentan sehingga terjadi *burst* (pecah) (Adrian dkk, 2016). Terbentuknya oksida dinyatakan sebagai salah satu mekanisme kegagalan pada superheater tube, ini disebabkan oleh overheating yang terjadi di superheater tersebut (Koshy 2015). Kegagalan pipa superheater disebabkan *creep* yang parah dan ini terjadi diakibatkan oleh temperatur logam yang tinggi sepanjang operasi. Tampaknya pemicu temperatur logam tinggi disebabkan oleh tingginya aliran uap serta adanya penyumbatan parsial, terdapatnya deposit tebal pada permukaan pipa serta temperatur gas buang yang tinggi (Saha & Roy 2017). Hasil analisa menunjukkan bahwa pipa mengalami kegagalan akibat proses erosi-korosi karena adanya garam-garam alkalin di dalam flue gas. Sementara itu Nurbanasari dkk meneliti penyebab kegagalan pipa karena pembentukan endapan terak di dinding luar tabung yang menyebabkan dua fenomena simultan yang ikut berperan, yaitu erosi gas buang lokal dan diikuti oleh overheating yang cepat. (Nurbanasari dkk, 2019). Overheating adalah satu mekanisme kegagalan yang sering terjadi pada pipa boiler, khususnya pipa dengan pengoperasian di temperatur yang relatif tinggi yaitu superheater dan reheater. Degradasi akibat overheating akan bertambah dengan naiknya temperatur, tegangan dan waktu (Dillon dkk, 2011). Overheating juga dapat terjadi karena adanya deposit yang menempel pada permukaan pipa yang beroperasi pada temperatur tinggi

Tujuan dari penelitian ini untuk menentukan mengenai mekanisme serta penyebab terjadinya kebocoran tube agar dapat diperoleh solusi yang tepat, sehingga PLTU dapat beroperasi kembali dengan baik serta memberikan rekomendasi/tindak lanjut agar kejadian yang sama tidak terulang kembali.

METODE PENELITIAN

A. Studi Literatur Serta Preparasi Spesimen

Pengamatan serta pengambilan spesimen pada tube yang mengalami kegagalan, dilaksanakan untuk memperoleh bukti yang menunjukkan penyebab terjadinya kegagalan. Data

yang diambil diperoleh melalui teknik wawancara dengan operator, lalu dilaksanakan proses persiapan spesimen dan selanjutnya dilakukan pengujian laboratorium.

B. Pengamatan Secara Makroskopis

Pengamatan makroskopis dilaksanakan untuk melihat bentuk serta keadaan fisik pada spesimen yang diperoleh. Kegiatan dokumentasi bisa segera dilakukan menggunakan kamera digital ketika kegiatan pengamatan ini selesai.

C. Verifikasi Material

Tahap verifikasi material ini dilakukan untuk memperoleh hasil yang pasti, dengan cara membandingkan hasil pengujian terhadap standar yang di acu sehingga tidak terjadi kesalahan pada material tube yang dipakai yaitu SAE 213 T91. Verifikasi jenis material tube dilakukan berdasarkan pengujian komposisi kimia, uji keras dan analisa struktur mikro.

D. XRD (*X-Ray Diffraction*)

Karakterisasi difraksi sinar-X (XRD) dilakukan untuk mengidentifikasi kandungan senyawa yang terkandung pada deposit. Deposit yang diperiksa XRD diambil dari bagian dalam tube.

HASIL DAN PEMBAHASAN

INSPEKSI VISUAL

Hasil inspeksi visual tube pengganti memperlihatkan bahwa tube pecah dan memiliki bibir tipis (*thin lip rupture*). Penipisan yang terjadi pada area rupture mengindikasikan bahwa tube mengalami *shortterm overheating* yang diawali dengan *bulging/swelling*. *Short term overheating* akibat sumbatan serbuk deposit oksida yang terbawa aliran steam masuk ke dalam tube dan menumpuk di daerah elbow. Berikut kondisi pipa yang mengalami bocor ditunjukkan pada Gambar 1.

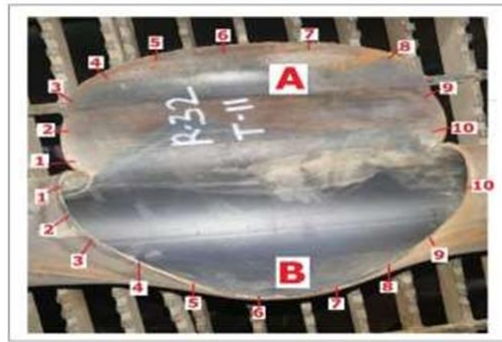


Gambar 1. Tube yang mengalami kebocoran

Pengukuran ketebalan dengan menggunakan mikrometer (range 0- 25 mm dan kecermatan 0,01 mm) pada area bocor ditunjukkan pada Tabel 1 dan lokasi pengukuran ditunjukkan pada Gambar 2.

Tabel 1. Hasil pengukuran ketebalan area rupture

No.	Ketebalan di titik pengukuran (mm)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Lokasi Sampel - A	4,12	4,55	4,48	3,72	4,17	3,82	3,8	4,1	4,15	4,42
Lokasi Sampel - B	4,84	4,18	4,85	4,48	3,95	3,85	4,45	3,22	3,17	4,4



Gambar 2. Lokasi pengukuran ketebalan area bocor.

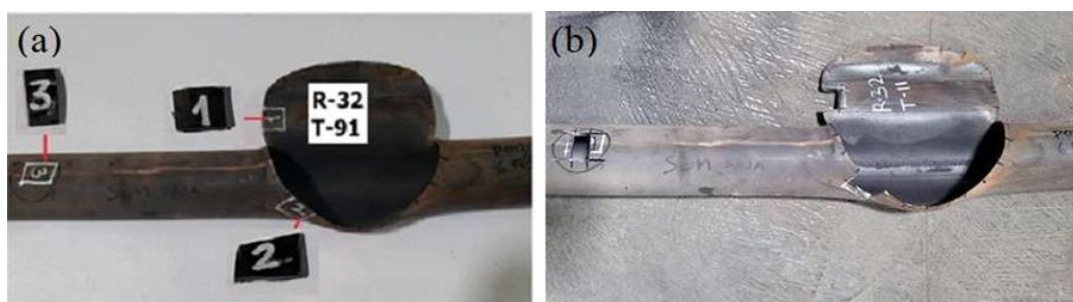
Dilihat dari hasil pengukuran ketebalan pada area bocor (Tabel 1) membuktikan bahwa terjadi penipisan pada dinding tube area bocor dengan ketebalan bervariasi dari 3,17 – 4,84 mm, jika dibandingkan dengan ketebalan dinding tube yang tidak rusak yaitu 7,8 mm (lihat Gambar 3) dapat diprosentasekan penipisan dinding tube sebesar sekitar 50-60 % .



Gambar 3. Lokasi pengukuran ketebalan area bocor.

Penipisan yang terjadi pada area rupture mengindikasikan bahwa tube mengalami *short term overheating* yang diawali dengan *bulging/swelling*. *Short term overheating* akan dibuktikan dengan analisa struktur mikro dan hasil pengujian kekerasan.

Lokasi pengambilan sampel untuk tube baru (lihat Gambar 4).



Gambar 4. Lokasi letak pengambilan tiga sampel (a) dan tube setelah diambil untuk sampel (b).

Gambar 4. menunjukkan lokasi pengambilan sampel untuk pengujian komposisi kimia, ASM dan uji keras. Sampel 1 dan 3 digunakan untuk ASM dan uji keras. Sampel 2 digunakan untuk uji komposisi kimia, ASM dan uji keras.

VERIFIKASI MATERIAL

Verifikasi jenis material tube dilakukan berdasarkan pengujian :

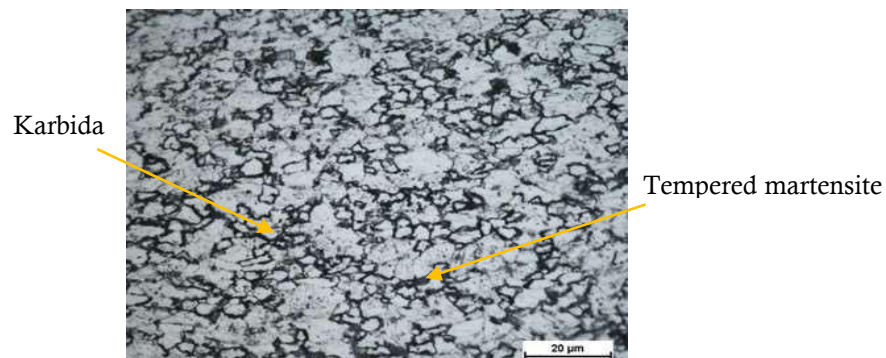
A. Komposisi Kimia

Hasil uji komposisi kimia pada sampel no. 2 (lihat Tabel 2)

Tabel 2. Hasil nilai uji komposisi kimia SA 213 T91 (% wt).

Unsur	Hasil Uji	ASTM A213 T91
C	0,09	0,08-0,12
Mn	0,41	0,3-0,6
P	0,015	0,02 max
S	0,002	0,01 max
Si	0,26	0,2-0,5
Cr	8,58	8,0-9,5
Mo	0,96	0,85-1,05
V	0,2	0,85-0,25
Al/Ni	0 / 0,1	0,4 max

Berdasarkan hasil pada Tabel 2 memperlihatkan bahwa komposisi kimia tube sesuai dengan SAE 213 T91. Hasil pengamatan bentuk struktur mikro memakai mikroskop optik sampel no.3 ditunjukkan pada Gambar 5.



Gambar 5. Bentuk struktur mikro sampel no.3

Struktur mikro sampel no.3 (Gambar 5) memperlihatkan adanya tempered martensite dan karbida dengan struktur butir hasil dari pengerolan panas. Struktur mikro tersebut sesuai dengan standar SA 213 T91. Dengan demikian berdasarkan hasil uji komposisi kimia, analisa struktur mikro dan uji keras terhadap dapat disimpulkan bahwa tube yang mengalami bocor adalah jenis SA 213T91.

B. Uji Keras

Hasil pengujian keras pada 3 sampel dengan area berbeda ditunjukkan pada Tabel 4.

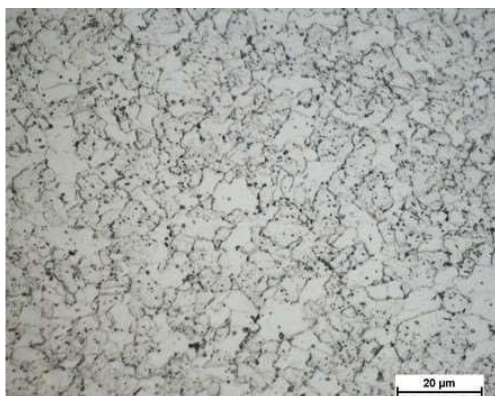
Tabel 4. Hasil nilai uji keras pada 3 sampel.

Sampel Uji	Nilai uji keras (HV)					Rata-rata
	Titik Pengujian					
sampel 1 (area bocor)	310,7	317,6	328,4	332,2	336	325
sampel 2 (area bocor)	314,2	317,6	321,2	317,6	310,7	316,3
sampel 3 (area jauh dari bocor)	207,4	223	236	236	250,1	230,5

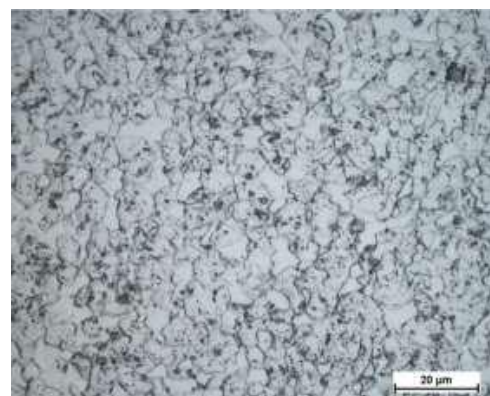
Merujuk standar ASME SA 213 T91, harga kekerasan untuk baja tersebut adalah maks 250 BHN atau maks 240 HV. Hasil nilai pengujian kekerasan yang ditunjukkan Tabel 4 memperlihatkan jika harga kekerasan baja SA213 T91 di sekitar area bocor (sampel 1 dan sampel 2) memiliki kekerasan jauh di atas standar. Sedangkan harga kekerasan sampel 3, yang jauh dari area bocor (230,5 HV) masuk dalam standar ASME SA 213 T91. Dengan demikian dapat dipastikan bahwa dinding tube area bocor mengalami penggetasan.

C. Analisa Struktur Mikro

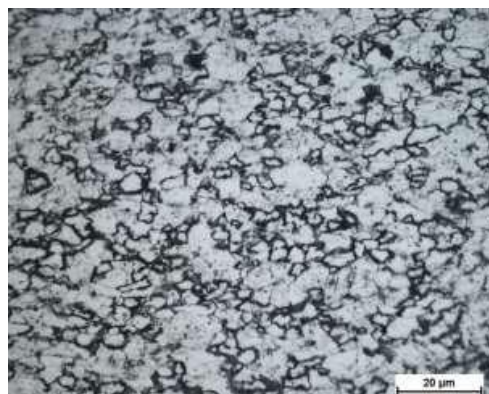
Analisa struktur mikro ketiga sampel dapat dilihat pada Gambar 6.



a. struktur mikro sampel 1 (area bocor)



b. struktur mikro sampel 2 (area bocor)



c. Struktur mikro sampel 3 (jauh dari area bocor)

Gambar 6. Struktur mikro sampel 1, 2 dan 3

Struktur mikro baja pada area bocor (Gambar 6a dan 6b) memiliki bentuk dan fasa yang sama, sedangkan struktur mikro pada area yang jauh dari bocor (Gambar 6c) memiliki bentuk

struktur mikro yang berbeda dengan area bocor. Struktur mikro area yang jauh dari bocor memiliki fasa ferit dan strukturnya merupakan tipikal hasil dari pengerolan panas. Perubahan struktur mikro seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6a dan 6b membuktikan bahwa area *rupture* mengalami *overheating*. Walaupun fasa tidak mengalami perubahan yaitu masih fasa ferit tetapi perubahan terjadi pada bentuk butir yang cenderung lebih bulat dan halus dan mengindikasikan *overheating* yang terjadi telah melewati temperatur rekristalisasinya dan mengalami pendinginan relatif cepat (*normalizing*).

Uji XRD (*X-Ray Diffraction*)

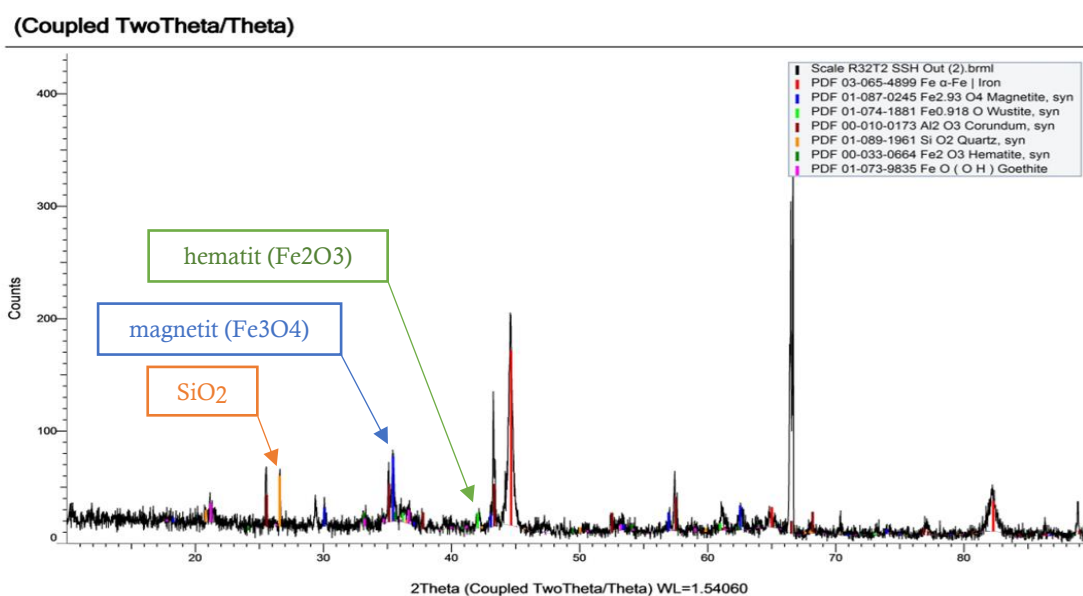
Pada saat pengamatan visual di area bocor tidak terdapat adanya deposit yang menempel pada dinding dalam tube namun ditemukan serbuk deposit di dalam dinding tube yang terbawa aliran steam. Terbentuknya deposit pada bagian dalam tube didukung dengan hasil pengamatan visual pada salah satu tube R.32 (lihat Gambar 7a) dan hasil radiografi yang dilakukan oleh PLTU Unit 6 pada tube existing lainnya pada area elbow upsteram seperti ditunjukkan pada (Gambar 7b).



a. Deposit pada elbow sisi in b. Hasil radiografi pada elbow menunjukkan deposit pada dinding dalam tube c. Serbuk deposit

Gambar 7. Deposit tube row 32 sisi in (a) Hasil radiografi elbow upstream (b) dan Serbuk deposit (c)

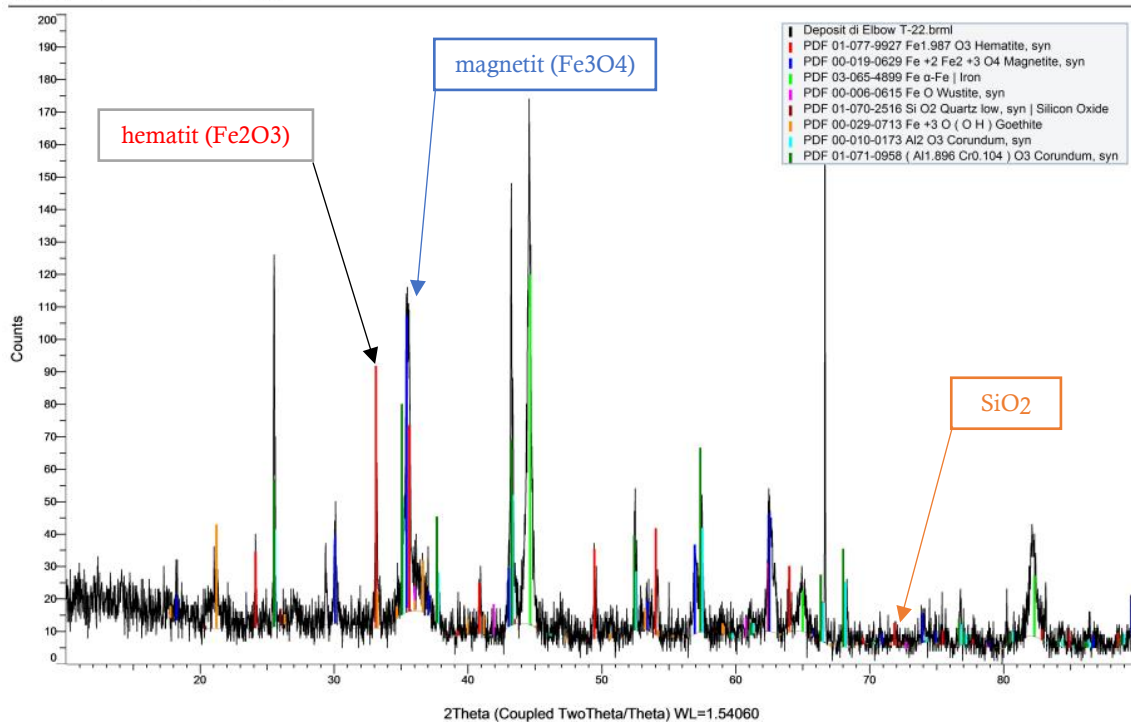
Hasil pengujian XRD pada serbuk deposit yang diambil oleh PLTU (Gambar 7.c) ditunjukkan pada Gambar 8



Gambar 8. Difraktogram XRD serbuk deposit.

Difraktogram hasil analisa XRD pada sampel deposit yang diambil dari deposit yang menempel pada dinding elbow tube sisi-in (Gambar 7a) ditunjukkan pada Gambar 9

(Coupled TwoTheta/Theta)



Gambar 9. Difraktogram XRD deposit yang diambil dari dinding elbow tube sisi in.

Hasil pemeriksaan XRD terhadap kedua serbuk deposit menunjukkan adanya senyawa oksida besi yaitu magnetit (Fe_3O_4) dan hematit (Fe_2O_3). Kandungan senyawa magnetit dan hematit pada serbuk deposit mengindikasikan bahwa lapisan oksida yang terbentuk pada dinding dalam tube cukup tebal dan telah melebihi batas kritis sehingga terkelupas dan menyebabkan terjadinya penyempitan aliran steam. Jika dibandingkan hasil XRD pada Gambar 8 dan 9, terdapat perbedaan yang sangat jauh untuk jumlah senyawa SiO_2 . Jumlah kandungan senyawa SiO_2 pada serbuk deposit yang diambil pada SSH elbow sisi in (Gambar 9) jauh lebih sedikit dibandingkan dengan jumlah SiO_2 yang terkandung pada serbuk deposit yang ada pada Gambar 8.

Short term overheat yang dialami pada dinding tube diiringi dengan penurunan kekuatan material tube yaitu penurunan tegangan ultimate (max allowable stress). Penurunan *max allowable stress* material dinding tube tersebut menyebabkan dinding tube tidak mampu menahan tekanan steam yang berada di sekitar 160 kg/mm^2 dan akibatnya dinding tube mengalami penggelembungan (*bulging*) dan akhirnya terjadi *thin lip rupture*. Hal ini dibuktikan dengan hasil pemeriksaan material tube yang bocor dengan pengukuran ketebalan (Tabel 1), pengujian struktur mikro (Gambar 6a dan 6b), dan uji kekerasan (Tabel 3) yang menunjukkan kerusakan terjadi akibat *short term over heating* dan *thin lip rupture*.

Hasil pemeriksaan XRD pada serbuk deposit (Gambar 8 dan 9) menunjukkan adanya kandungan Fe_3O_4 (magnetit) dan Fe_2O_3 (hematit) dan hal ini memastikan telah terjadi exfoliasi lapisan oksida tersebut. Peristiwa bocornya tube menguatkan dugaan bahwa tube mengalami *short term overheating* akibat sumbatan serbuk deposit oksida yang terbawa aliran steam masuk ke dalam tube baru dan menumpuk di daerah elbow. Penyumbatan bukan akibat lapisan oksida yang

menempel di dinding dalam tube, karena lapisan oksida di dinding tube baru bagian dalam belum terbentuk dan untuk terjadi eksfoliasi/pengelupasan harus mencapai nilai rata-rata kritis yaitu minimal 0,16 mm dengan ketebalan rata-rata 0,21 mm (Hongfeng dkk, 2018).

KESIMPULAN DAN SARAN

Kesimpulan

Bersumber pada data dan hasil pengujian yang telah dilaksanakan dapat diperoleh simpulan sebagai berikut: 1) Berdasarkan hasil nilai uji komposisi kimia, uji keras dan analisa struktur mikro, jenis material tube SSH-out yang mengalami kebocoran adalah SAE 213 T91; 2) Hasil pemeriksaan XRD memastikan bahwa deposit mengandung oksida besi (magnetit dan hematit) yang berasal dari pengelupasan/ eksfoliasi lapisan oksida yang terbentuk pada dinding dalam tube saat terekspos pada temperatur tinggi; 3) Penyebab kegagalan diakibatkan oleh terganggunya aliran steam akibat serbuk deposit menumpuk di daerah elbow dan bukan karena lapisan oksida yang menempel di dinding dalam pipa (karena tube masih baru maka lapisan oksida belum terbentuk). Masuknya serbuk deposit oksida ke dalam tube baru terjadi pada saat pembangkit dilakukan *start up* dimana pada saat *start up*, aliran steam menuju tube baru lebih cepat karena laluanannya masih bebas hambatan dibandingkan dengan tube tetangganya yang sudah lama beroperasi.

Saran

Berdasarkan data pengujian dan analisa yang telah dilakukan, rekomendasi yang diberikan adalah sebagai berikut: 1) dilakukan penggantian *tube* pada area *Secondary Superheater* yang mengalami penyempitan; 2) Untuk operasional yang aman pada tekanan steam 160 bar sangat direkomendasikan untuk menjaga temperatur metal pipa outlet *Secondary Superheater* selalu berada dibawah 590 C, karena diatas temperatur itu, *maximum allowable stress* akan turun dibawah stress dinding pipa yang terjadi. Jika terjadi kenaikan temperatur metal pipa diatas 590 C, maka tekanan steam harus segera diturunkan dan dilanjutkan dengan *shut down*; 3) Sangat direkomendasikan agar pembangkit unit 6 dioperasikan secara kontinu dengan beban konstan untuk menghindari terjadinya pelepasan lapisan oksida dari dinding dalam tube akibat fluktuasi beban atau fluktuasi aliran steam dan akibat *shut down* dan *start up*; dan 4) Melaksanakan maintenance dan overhaul sesuai dengan jadwal yang telah ditentukan.

REFERENSI

- ASME. ASME international electronic stress table, Table 1A: The maximum allowable stress values for ferrous materials, Section II, Part D of The ASME boiler and pressure vessel code, 1998 (ASME international).
- Adrian, Jeremy dkk. “Analisa Kerusakan Superheater Tube Boiler Tipe ASTM A213 Grade T11 pada Pembangkit Listrik Tenaga Uap”. Jurnal Teknik ITS Vol. 5, No. 2 2016 ISSN: 2337-3539 (2301-9271 Print).
- Dillon, 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
- Hongfeng Li, Qingtang Xue, Xinhui Nie, and Yunfei Xu. 2018. “Investigation of Chemical Cleaning of Supercritical Superheater Oxide Scale”, MATEC Web of Conferences 238, 02011
- Jones, D.R.H, 2004, “Creep failures of overheated boiler, superheater and reformer tubes,” Engineering Failure Analysis, 11: 873-893.
- Koshy, M., 2015. “Super Heater Tube Analysis for Oxide Scale Growth at Various Operating Conditions. International Journal of Innovative Research in Science”, Engineering and Technology, 4(7), pp.6549–6553.

- Lusiana, Fatayalkadri Citrawati, Erie Martides, Gugum Gumilar. 2019. "Analisis Kegagalan Pipa Boiler Superheater Pada Pabrik Kelapa Sawit". Jurnal Ilmiah Teknik Mesin. doi:10.3372/DJITM.V11I1.9357
- Nurbanasari, M., Abdurrachim, H., MM Prihadi .2019. *Failure Analysis of Secondary Superheater Tube in a 600-MW Coal Power Plant*. Journal of Failure Analysis and Prevention 19 (2), 453-460.
- Saha, A. & Roy, H., 2017. *Failure investigation of a secondary super heater tube in a 140 MW thermal power plant*. Case Studies in Engineering Failure Analysis, 8(May), pp.57–60. Available at: <http://dx.doi.org/10.1016/j.csefa.2017.05.001>.
- Sariyusda dkk. 2012. *Analisa Kegagalan Tube Superheater Package Boiler Akibat Overheating*. Medan: Jurnal Mekintek.