

## Asesmen Kondisi *Tube Boiler* Final *Superheater* SA 213 91 Kapasitas 315 MW Akibat Efek Kebocoran Kondenser

Harianto<sup>a,b</sup>, Ariyana D.P<sup>b</sup>, Agus Suprihanto<sup>a</sup>, Sulardjaka<sup>a</sup>

<sup>a</sup> Departemen Teknik Mesin, Fakultas Teknik, Universitas Diponegoro  
Jl. Prof. Soedarto, S.H., Kampus UNDIP Tembalang, Semarang, Indonesia 50275

<sup>b</sup> PT PLN (Persero) Pusat Penelitian dan Pengembangan Ketenagalistrikan  
Jl. Duren Tiga No. 102 Jakarta Selatan  
E-mail: [harianto.plnlitbang@gmail.com](mailto:harianto.plnlitbang@gmail.com)

### Abstrak

Penelitian dilakukan pada pembangkit listrik tenaga uap (PLTU) Rembang Semarang Unit 2, Indonesia kapasitas 315 MW. PLTU ini mulai beroperasi pada tahun 2011 dan sudah berjalan hingga saat ini kira-kira 13 tahun atau di atas 100.000 jam EOH (*equivalent operating hours*). Pada awal tahun 2022 PLTU ini mengalami kebocoran kondenser sehingga perlu dilakukan asesmen pada material *tube boiler*. Pada studi ini akan dilakukan asesmen yaitu *tube final superheater* jenis SA 213 T91. Penelitian ini dilakukan untuk menjawab kecurigaan adanya indikasi degradasi atau kegagalan pada material *tube* akibat efek kebocoran kondenser. Analisis yang digunakan adalah dengan melakukan asesmen *tube as received* yaitu meliputi pemeriksaan visual, uji komposisi kimia *tube*, pengukuran ketebalan, pengukuran kekerasan, uji metalografi, dan analisis kandungan kimia *scale* pada *inner tube*.

Dari hasil hasil pengujian dan dilakukan analisis bahwa material *tube* secara pengamatan visual masih dalam kondisi relatif baik tetapi pada *inner tube* (*steam side*) dan *outer tube* (*fire side*) telah mengalami korosi dan terdapat *scale*. Hasil uji komposisi kimia *tube* sesuai dengan desainya yaitu SA 213 T91. Pengukuran ketebalan *tube* yaitu 6.04 mm s.d. 8.60 mm. Nilai kekerasan masih dalam batas yang diizinkan yaitu 200.08 HV s.d. 224.11 HV. Hasil pemeriksaan struktur mikro berupa *martensit temper* yang telah mengalami sperodisasi akibat *overheating* dan jika dilakukan pendekatan stadium kerusakan *creep cracks* (*cavities*) berdasarkan ERA teknologi masih masuk kategori 2 (dua) yaitu kerusakan berada pada 33% dan memiliki sisa umur yaitu 66%. Hasil ketebalan *scale* pada *outer tube* terukur 216.00  $\mu\text{m}$  dan *inner scale* 232.32  $\mu\text{m}$ . Hasil pengujian SEM EDX menunjukkan bahwa kandungan *scale* yang ada pada *inner tube* yaitu *carbon*, *oxygen* dan *ferrous* (unsur pembentuk *oxide scale*). Adapun unsur lainnya seperti natrium (*sodium*), magnesium aluminium, dan unsur lainnya berasal dari kontaminasi air pengisi *boiler* (*feed water*) akibat efek kebocoran kondenser.

**Kata kunci:** *tube*, *scale*, *corrosion*

### Abstract

The research was carried out on the Rembang Semarang Unit 2 Steam Power Plant (PLTU), Indonesia with a capacity of 315 MW. This coal-fired power plant began operating in 2011 and has been running until now for approximately 13 years or above 100,000 EOH (*equivalent operating hours*). At the beginning of 2022, this coal-fired power plant experienced a condenser leak, so it was necessary to conduct an assessment on the boiler tube material. In this study, an assessment will be carried out, namely the final tube of the SA 213 T91 type superheater. This study was conducted to answer the suspicion of indications of degradation or failure in tube materials due to the effect of capacitor leakage. The analysis used is to conduct an assessment of tube as received, which includes visual inspection, tube chemical composition test, thickness measurement, hardness measurement, metallographic test, and scale chemical content analysis on the inner tube.

From the results of the test and analysis, the tube material is still in relatively good condition from visual observation but the inner tube (*steam side*) and outer tube (*fire side*) have been corroded and there is scale. Hasl test the chemical composition of the tube in accordance with its design, namely SA 213 T91. Tube thickness measurements are 6.04 mm to 8.60 mm. The value of violence is still within the permissible limit, which is 200.08 HV to 224.11 HV. The results of the microstructure examination in the form of temper martensitic that have undergone sperodization due to overheating and if a stage approach is taken, creep cracks (*cavities*) damage based on ERA technology is still in category 2 (two), namely damage is at 33% and has a remaining lifespan of 66%. The scale thickness on the outer tube was measured at 216.00  $\mu\text{m}$  and the inner scale was 232.32  $\mu\text{m}$ . The results of the SEM EDX test show that the scale content in the inner tube is carbon, oxygen and ferrous (*oxide scale forming elements*). Other elements such as sodium (*sodium*), magnesium aluminum, and other elements come from contamination of boiler filler water (*feed water*) due to the effect of condenser leakage.

**Keyword:** *tube*, *scale*, *corrosion*

## 1 Pendahuluan

*Tube boiler*, *superheater* dan alat penukar panas, turbin, dan lainnya merupakan komponen pembangkit listrik berbahan fosil yang harus beroperasi dengan benar agar dapat menyediakan pasokan listrik tetap berjalan. Logam paduan seperti baja, besi cor, baja tahan karat, dan paduan suhu tinggi adalah bahan utama yang digunakan dalam komponen *boiler* [1-3]. Pada pembangkit listrik dimana sistem *boiler* menghasilkan uap kemudian disalurkan ke turbin untuk menghasilkan listrik, *tube boiler* adalah salah satu komponen yang paling penting [4-6]. Sistem pemanasan air *boiler* di mulai dari *tube economizer* lalu dimasukkan ke *tube water wall* yang dipanaskan kemudian menjadi uap jenuh di *tube superheater*. Dalam pengoperasian *boiler* sangat penting diperhatikan adalah kualitas air pengisi *boiler* harus berada dalam batasan operasional yang telah diizinkan. Jika parameter seperti, pH, silika, fosfat, dan klorida diluar ambang batas nilai yang diizinkan tentunya akan berefek buruk terhadap *boiler*. Sering terjadi kegagalan kasus kebocoran *boiler* akibat buruknya kualitas air *boiler*. Banyak permasalahan yang diakibatkan oleh kurangnya penanganan dan perhatian terhadap air pengisi *boiler*, seperti terbentuknya *scale* pada permukaan dalam dinding *tube boiler* [7-8]. Hal ini tentunya akan berefek buruk pada *tube boiler* dan akan menyebabkan kegagalan dalam jangka waktu tertentu. Material pada suatu komponen bila dioperasikan pada suhu tinggi seperti *tube boiler*, cepat atau lambat akan mengalami kerusakan, karena selain temperatur juga dipengaruhi lingkungan yang korosif, tekanan dan tegangan, baik statis maupun dinamis. Berdasarkan data statistik dan referensi kegagalan pada *boiler*, kegagalan *high temperature (short time)* merupakan jenis kegagalan *tube boiler* yang paling tinggi terutama terjadi pada *tube superheater* yaitu 65.85 % kemudian disusul dengan kegagalan *creep*, *erosion*, *graphitization*, *fatigue*, *weld failures*, *swages*, *coefficient of thermal expansion*, *tube ties* dan lainnya [9].

Berdasarkan standar *American Petroleum Institute (API) 530*, desain material pada komponen yang beroperasi pada temperatur tinggi minimal mampu beroperasi dalam kondisi normal selama 100.000 jam s/d 400.000 jam [10]. Oleh karena itu, penelitian ini menganalisis sejauh mana efek dari kualitas air *boiler* akibat kebocoran kondenser terhadap *tube boiler superheater*.

## 2 Material dan metode penelitian

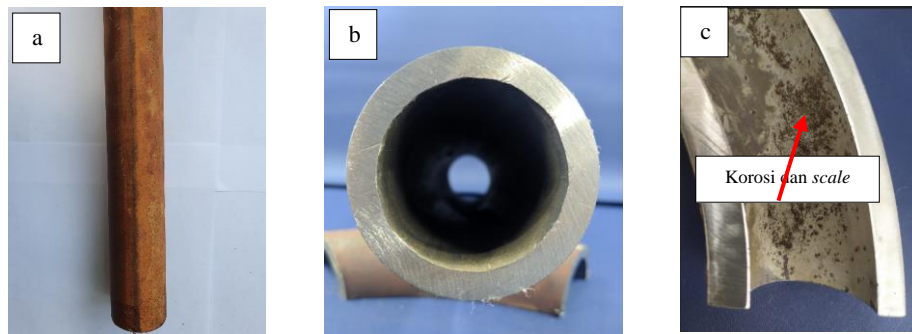
Penelitian ini dilakukan di Pembangkit Listrik Tenaga Uap (PLTU) Rembang, Semarang, Indonesia. Pembangkit ini merupakan salah satu pembangkit listrik besar yang ada untuk menyuplai listrik di pulau Jawa dan Bali. PLTU ini terdiri dari 3 unit pembangkit dengan kapasitas masing-masing 315 MW dan dioperasikan sejak tahun 2011 secara bertahap. PLTU Rembang unit 2 merupakan pembangkit baru, namun lebih sering mengalami gangguan operasional salah satunya terjadi kebocoran kondenser yang menyebabkan air laut masuk dalam sistem sirkulasi air *boiler*. *Boiler* yang digunakan adalah dari pabrikan Dongfang menggunakan drum tunggal dan berbahan bakar utama batu bara. Jenis *tube* yang digunakan pada *final superheater* adalah SA 213 T91 yang mempunyai diameter 51 mm dengan ketebalan 9 mm. Tekanan maksimum yang diterima *tube* adalah 17.40 Mpa. *Tube boiler* yang dilakukan pengujian dapat dilihat pada Gambar 1.

Metode yang digunakan dalam menganalisis *tube boiler* yaitu dengan melakukan pengamatan secara langsung pada sampel *tube* yang diterima secara makro, pengujian komposisi kimia *tube* untuk memastikan *tube* tersebut sesuai dengan desain dari manufaktur. Uji ketebalan (*thickness*), uji kekerasan (*hardness*), pemeriksaan metalografi (struktur mikro), pemeriksaan *inner scale* menggunakan analisis SEM-XRD. Sem/EDX HITACHI TM 3000 digunakan untuk mengamati komposisi kimia *scale* benda uji. Hasil pengujian akan dilakukan perbandingan karakteristiknya dengan standar material *tube* itu sendiri untuk melihat degradasi *tube* yang terjadi selama operasi dan efek yang ditimbulkan akibat kebocoran kondenser.

## 3 Hasil dan Pembahasan

### 3.1 Pengamatan Visual

Pengamatan visual dan fraktografi pada sampel *tube final superheater SA 213 T91 as received* secara umum tidak terdapat indikasi cacat, seperti mengalami *bulging*, *erosi* ataupun penipisan diameter yang signifikan. Pengamatan *outer tube* masih dalam kondisi baik hanya terdapat korosi ringan, tetapi pada bagian *inner tube* setelah dilakukan pemotongan terdapat indikasi adanya produk korosi dan terbentuknya *scale*. Pada permukaan *outer tube* juga tidak ditemukan indikasi cacat tetapi hanya mengalami korosi akibat proses operasi. Hasil pengamatan sampel *tube*, permukaan diameter, dan kondisi *inner tube* dapat dilihat pada Gambar 1 (a)-(c).



**Gambar 1.** Sampel *tube final superhater as received*

Dari pengamatan makro-fraktografi kondisi *inner tube* mengalami korosi dan terdapat *scale*. Tentunya hal ini ada korelasinya dari historis bahwa telah terjadi kebocoran kondenser yang menyebabkan air laut masuk ke dalam sistem *feed water*.

### 3.2 Pengujian komposisi kimia material

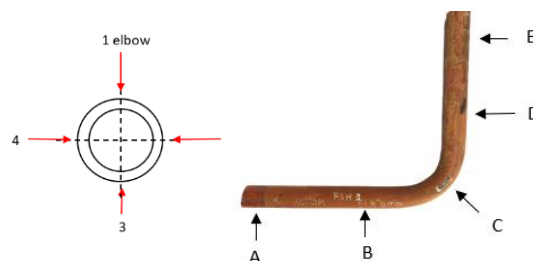
Pengujian komposisi kimia *tube* dilakukan untuk melihat apakah jenis *tube* yang digunakan sesuai dengan desain yaitu SA 213 T91. Dari hasil uji komposisi kimia *tube* menunjukkan bahwa *tube* tersebut sudah sesuai desain dan peruntukannya yang ditunjukkan pada Tabel 1.

**Tabel 1.** Hasil uji komposisi kimia *tube*

Chemical	Composition (%)
Fe	88.600
C	0.119
Si	0.267
Mn	0.402
P	<0.005
S	<0.003
Cr	9.150
Mo	1.030
Ni	0.0206
Al	<0.001

### 3.3 Uji ketebalan (*thickness*)

Hasil pengujian ketebalan pada *tube* diperoleh nilai minimum 6.04 mm pada titik 2C, dimana nilai ini merupakan nilai ketebalan *tube* yang telah berada di bawah nilai *minimum required thickness/minimum wall thickness (MWT)* yang pada area *elbow* bagian luar. Sedangkan nilai ketebalan tertinggi yaitu 8.60 mm pada titik 1B . Gambar 2 menunjukkan titik pengambilan uji ketebalan pada *tube* dan Tabel 2 adalah hasil pengujian ketebalan pada *tube*.



**Gambar 2.** Posisi pengujian ketebalan

**Tabel 2..** Hasil pengukuran ketebalan

Titik	Titik uji & hasil pengukuran ketebalan (mm)				
	A	B	C	D	E
1	8,57	<b>8,60</b>	7,70	8,28	8,53
2	8,02	8,07	<b>6,04</b>	8,08	8,09
3	7,94	7,91	6,94	7,90	7,96
4	8,38	8,41	7,34	8,35	8,34

### 3.4 Pengujian kekerasan (*hardness*)

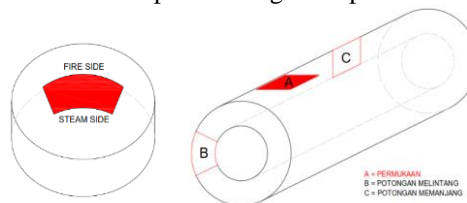
Hasil pengujian kekerasan dapat dievaluasi dengan membandingkan ketiga posisi pengujian (atas, tengah, dan bawah). Perubahan nilai kekerasan yang terjadi juga dipertimbangkan dengan mengacu pada standar jenis material yaitu SA 213 T91 yaitu antara 196 HV s.d 265 HV. Dari hasil pengujian kekerasan tersebut dapat diketahui bahwa *tube* masih memiliki nilai kekerasan dalam batas standar SA 213 T91. Nilai kekerasan pada sisi *steam side* mengalami penurunan mendekati nilai minimum standar dengan hasil pengukuran 200.22 HV pada titik 2C dan nilai tertinggi yaitu 229.12 HV pada titik 2B. Dari nilai kekerasan dapat diketahui sifat mekanik dari material tersebut yang merupakan gambaran dari kekuatan tarik (*tensile strength*). Hasil uji kekerasan dapat dilihat pada Tabel 3.

Tabel 3. Hasil uji kekerasan

Titik	Posisi Pengujian	Nilai Kekerasan (HV)			avg
		(a)	(b)	(c)	
1	Atas/ <i>fire side</i>	219.60	229.12	220.20	<b>222.97</b>
	Tengah	219.50	219.30	225.15	<b>221.32</b>
	Bawah/ <i>steam side</i>	215.60	217.80	219.55	<b>217.65</b>
2	Atas/ <i>fire side</i>	210.58	220.51	221.80	<b>217.63</b>
	Tengah	220.00	229.20	223.14	<b>224.11</b>
	Bawah/ <i>steam side</i>	203.11	203.90	<b>200.22</b>	<b>200.08</b>
3	Atas/ <i>fire side</i>	219.60	229.12	220.20	<b>222.97</b>
	Tengah	219.50	219.30	225.15	<b>221.32</b>
	Bawah/ <i>steam side</i>	215.60	217.80	219.55	<b>217.65</b>

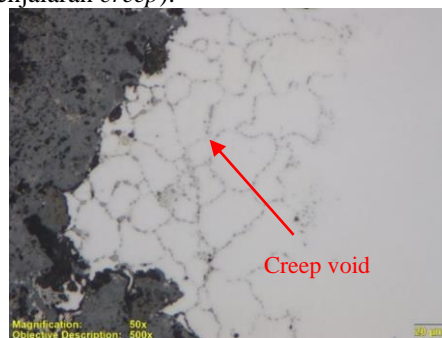
### 3.5 Uji metalografi

Titik pengambilan sampel untuk pemeriksaan struktur mikro dapat dilihat pada Gambar 3 di bawah ini. Pemeriksaan *tube* dilakukan pada permukaan luar, melintang, dan memanjang. Hal ini untuk melihat fenomena yang terjadi pada ketiga bagian tersebut apakah selama operasi mengalami perubahan struktur mikro maupun cacat mikro.



Gambar 3. Titik pengambilan sampel metalografi

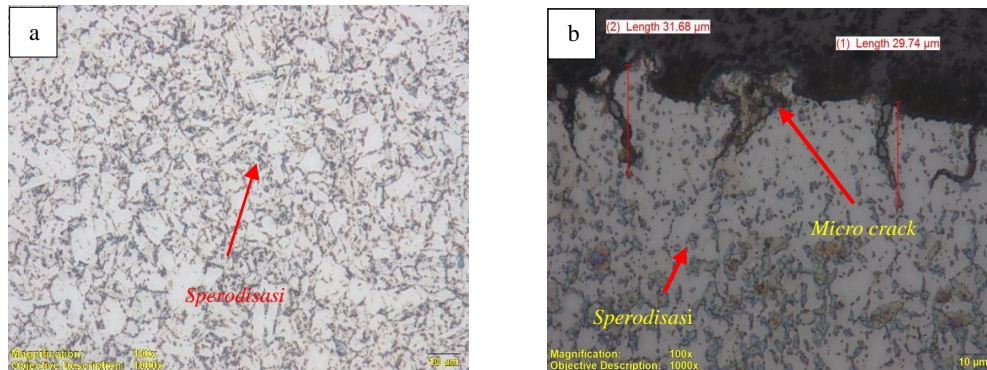
Hasil pengujian struktur mikro pada permukaan luar, melintang, dan memanjang *tube* dapat dilihat pada Gambar 4 s.d .6. Hasil pemeriksaan struktur mikro pada bagian permukaan *tube* (*fire side*) mengalami sferodisasi dan pada batas butir telah terjadi titik-titik mikro *void* (penjalaran *creep*).



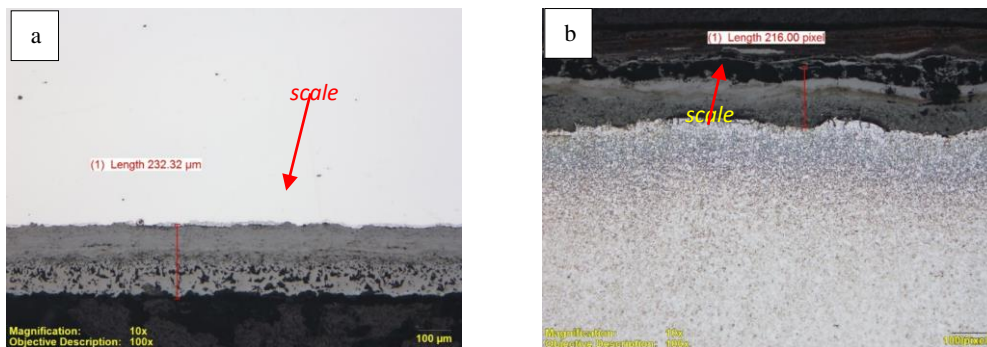
Gambar 4. Hasil pengujian struktur mikro permukaan luar *tube* (*fire side*) perbesaran 500x – non etsa,

Hasil pengamatan struktur mikro pada posisi melintang berupa *martensit temper* dimana telah mengalami sferodisasi ditunjukkan pada Gambar 5 (a). Perubahan struktur mikro ini terjadi akibat dari selama proses operasi di atas 100.000

jam dimana *tube* mengalami *overheating*. Pada permukaan memanjang luar *tube* (*fire side*) mengalami *micro crack* dengan kedalaman terpanjang yaitu 31.68  $\mu\text{m}$  yang ditunjukkan pada Gambar 5 (b). *Micro crack* yang terjadi masih relatif kecil dan merupakan jenis *thermal fatigue crack* yang disebabkan selama operasi *tube* mengalami *overheating* [11-14].



**Gambar 5.** Struktur mikro permukaan melintang (a) dan memanjang (b) perbesaran 1000 x– etsa *aqua regia*  
 Gambar 6 (a) di bawah ini adalah hasil pengujian ketebalan *scale* pada *inner tube* (*steam side*) dimana terdapat endapan *scale* dengan ketebalan 232.32  $\mu\text{m}$ . Sedangkan pada Gambar 6 (b) adalah pemeriksaan ketebalan *scale* pada sisi *outer tube* dimana terukur ketebalan *scale* yaitu 216.00  $\mu\text{m}$ .



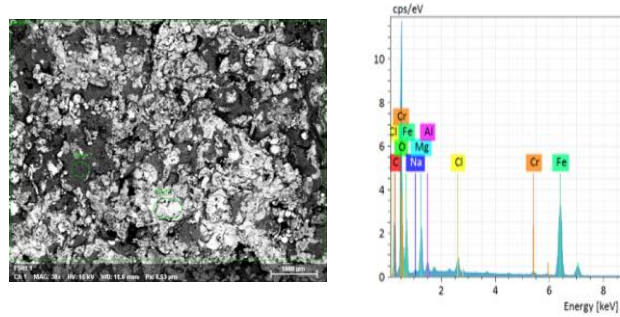
**Gambar 6.** Pengukuran ketebalan *scale* pada (a) *inner tube* (*steam side*) dan (b) *outer tube* (*fire side*), perbesaran 100 x– non etsa

Dari hasil pengujian struktur mikro *tube* pada berbagai posisi baik pada permukaan luar, melintang, dan memanjang bahwa stuktur mikro berupa *martensit temper* telah mengalami spherodisasi dan penjalaran *micro creep* tahap 1. Pada permukaan memanjang posisi *fire side tube* mengalami cacat *micro crack* dan pada kedua sisi baik *steam side* maupun *fire side* terdapat endapan *scale*. Ini tentunya adanya korelasi akibat efek dari kebocoran kondenser yang mempengaruhi kualitas air pengisi *boiler* di atas ambang batas normal operasi yang diizinkan. Jika dilakukan pendekatan stadium kerusakan *creep cracks* (*cavities*) berdasarkan ERA teknologi masih masuk kategori 2 (dua) yaitu kerusakan berada pada 33% dan memiliki sisa umur yaitu 66% [15].

### 3.6 Analisis uji *inner tube*

Hasil uji SEM EDX yang diambil pada posisi bagian dalam (*inner scale*) dan dari hasil analisis sampel tersebut memiliki unsur pembentuk utama yaitu *carbon*, *oxygen*, dan *ferrous*. Dari ketiga unsur dominan tersebut dapat diketahui bahwa *scale* yang paling besar adalah berupa *oxide scale* yaitu  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  atau  $\text{Fe}_3\text{O}_4$  [16-18]. Adapun unsur lainnya seperti *natrium* (*sodium*), *magnesium*, *aluminum*, dan lainnya berasal dari *chemical water treatment* atau *scale* yang berasal dari peralatan lain yang dilalui aliran air maupun dari unsur kontaminasi *feed water boiler*. Hasil uji komposisi kimia SEM EDX dapat dilihat pada Gambar 7 dan hasil uji komposisi kimia pada Tabel 4.





Gambar 7. Hasil SEM EDX scale inner tube

Tabel 4. Hasil Uji komposisi kimia scale inner tube

Element	Mass Norm %	
	Lokas 1	Lokasi 2
Iron	52.68	27.41
Oxygen	29.2	24.32
Carbon	11.17	40.07
Magnesium	3.13	4.47
Aluminum	1.09	1.38
Calcium	1.05	0.47
Chromium	0.93	-
Natrium	0.67	0.42
Chlorine	0.08	-
Titanium	-	0.92
Silicon	-	0.54

#### 4 Kesimpulan

Dari hasil pengujian kemudian dilakukan evaluasi dan analisis maka kondisi *tube final superheater SA 213 T91* dapat disimpulkan sebagai berikut:

- Hasil pengamatan visual kondisi *tube* masih dalam kondisi baik, hanya pada *inner tube* terjadi serangan korosi dan ditemukan *hard scale* berwarna merah kecoklatan.
- Hasil pengujian material *tube* sesuai dengan spesifikasi desainya yaitu SA 213 T91.
- Hasil pengujian kekerasan masih dalam batas standar yang sesuai dengan desainya.
- Hasil pengujian ketebalan (*thicknes*) *tube* di beberapa titik terutama posisi *elbow* sudah di bawah nilai minimal *wall thickness* (MWT) yang diizinkan, tetapi pada posisi lain masih dalam batas desain.
- Hasil pengujian struktur mikro berupa *martensit temper* telah mengalami sperodisasi, baik pada sisi permukaan (*fire side*) maupun *inner tube* (*steam side*) dan pada sisi *outer tube* mengalami *thermal fatigue crack*. Jika dilakukan pendekatan stadium kerusakan *creep cracks* (*cavities*) berdasarkan ERA teknologi masih masuk kategori 2 (dua) yaitu kerusakan berada pada 33% dan memiliki sisa umur yaitu 66%.
- Ketebalan *scale* pada *outer tube* terukur 216.00  $\mu\text{m}$ .mm dan *inner scale* 232.32  $\mu\text{m}$  mm
- Hasil pengujian SEM EDX menunjukkan bahwa kandungan *scale* yang ada pada permukaan *inner tube* yaitu *carbon*, *oxygen* dan *ferrous* (unsur pembentuk *oxide scale*). Adapun unsur lainnya seperti natrium (sodium), magnesium, aluminium, dan lainnya berasal dari unsur kontaminasi air pengisi *boiler* (*feed water*) akibat efek kebocoran kondenser.

#### 5 Saran

Dari hasil analisis dan kesimpulan maka daat disarankan sebagai berikut:

- Melakukan pemeriksaan untuk melihat penyebaran *scale* pada seluruh area sistem air pengisi secara detil meliputi LPH, HPH dan *steam drum*.
- Apabila hasil pemeriksaan pada area sistem *feed water boiler* terdapat *scale* yang signifikan maka dapat dilakukan *chemical cleaning* pada *boiler*.
- Melakukan asesmen kondisi pada peralatan kondenser terutama pada bagian *tube* dan sistem pemipaan.
- Melengkapi seluruh alat *monitoring* paramter siklus air dan pastikan terkalibrasi dengan rutin.
- Agar dilakukan uji *creep* untuk mengetahui perkiraan sisa umur *tube*.

## Daftar Pustaka

- [1] S.W. Liu, W.Z. Wang, C.J. Liu, *Failure analysis of the boiler water-wall tube*, *Case Stud. Eng. Fail. Anal.* 9 (2017) 35–39, <https://doi.org/10.1016/j.csefa.2017.06.002>.
- [2] S.K. Dhua, A. Saxena, B.K. Jha, *Failure analysis of boiler tubes used in a thermal power plant*, *Trans. Indian Inst. Met.* (2016), <https://doi.org/10.1007/s12666-015-0790-7>.
- [3] R.A. Himarosa, S.D. Hariyanto, W.H. Hasan, M.A. Muflikhun, *Failure analysis of platen superheater tube, water wall tube, and sealpot plate: a case study from electricity power plant in Indonesia*, *Eng. Fail. Anal.* (2022), 106108, <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2022.106108>.
- [4] P. Tadge, S. Kumar, S. Kumar De, S. Kumar Mohanty, *Metallurgical investigation of boiler tube failure in a power plant*, *Mater. Today Proc.* (2022), <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2022.06.164>.
- [5] M. Soltanloo, M.H. Babae, S.E. Hosseini Yeganeh, A. Shafiei, A.H. Akbari, *Root cause failure investigation of a boiler waterwall tube employed in a 325 MW thermal power plant: caustic corrosion phenomenon and its effects*, *Eng. Fail. Anal.* 133 (2022), 105974, <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2021.105974>.
- [6] M. Mobin, A.U. Malik, M. Al-Hajri, *Investigations on the failure of economizer tubes in a high-pressure boiler*, *J. Fail. Anal. Prev.* 8 (2008) 69–74, <https://doi.org/10.1007/s11668-007-9094-5>.
- [7] H. Ardy, Y.P. Putra, A.D. Anggoro, A. Wibowo, *Failure analysis of primary wasteheat boiler tube in ammonia plant*, *Heliyon* 7 (2021), e06151, <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e06151>.
- [8] A. Kumari, S.K. Das, P.K. Srivastava, *Feed water chemistry-related corrosion failures in subcritical 250 MW coal-fired boiler*, *J. Fail. Anal. Prev.* 16 (2016) 703–711, <https://doi.org/10.1007/s11668-016-0150-x>.
- [9] David N French, “*Metallurgical Failures in Fossil Fired Boiler*, 2nd Edition, John Wiley & Son. Inc.
- [10] API Standar 530. *Calculation of Heater-Tube Thickness in Petroleum Refineries*. (2001).
- [11] Zhenyu Chen, Zhongliang Zhu, Bihui Wang, Chenhao Ma, Yutong Liu, Hasan Izhar Khan, Peiyuan Pan, Tianyi Zhang, Xishu Wang, Naiqiang Zhang, *Effect of different loading conditions on corrosion fatigue crack growth rate of a nickel-based alloy in supercritical water* (2023).
- [12] Shivam Kumar, Prashant Tadge, Abhijit Mondal, Nasir Hussain, Subrata Ray, Atanu Saha, *Boiler tube failures in thermal power plant: Two case studies* (2022).
- [13] Nadja Sonntag, Maria Jürgens, Birgit Skrotzki, Jürgen Olbricht, *Creep-fatigue of P92 in service-like tests with combined stress- and strain-controlled dwell times* (2023).
- [14] V. Shiva, N.L. Parthasarathi, R. Kannan, A. Nagesh, S.K. Albert, *Influence of various contact-materials on the fretting fatigue life of P91 steel* (2024).
- [15] Brian J. Cane, ERA (*English Railway’s Assosiation*) Technology.
- [16] Paweł Kochmanski, Sebastian Fryska, Agnieszka E. Kochmanska, *Failure analysis of steam superheater boiler tube made of ASTM T22 steel* (2024).
- [17] Aleksandr Tsybanev, Kristof Gladinez, Jun Lim, Alessandro Marino, Nele Moelans, Alexander Aerts, *Identification of the Fe<sub>3</sub>O<sub>4</sub>–Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> reaction in liquid lead–bismuth eutectic* (2023)
- [18] Li Sun\*, Weiping Yan, *Prediction of wall temperature and oxide scale thickness of ferritic–martensitic steel superheater tubes* (2018).
- [19] Keun-Bong Yooa, Yinsheng Heb, Han-Sang Leeb, Si-Yeon Baeb, Doo-Soo Kimb, Keesam Shinc, *Study of the scale formed on super 304H boiler tube steels after long-term steam oxidation at high temperatures* (2018).